

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Batna -2-
Faculté de Technologie
Département de Génie Industriel



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT 3^{ème} Cycle LMD
Spécialité: Génie Industriel
Option: Informatique Industrielle et Productique

Par

Badreddine Boutaghriout

Thème

**Investigation théorique et expérimentale sur le potentiel
d'intégration des systèmes thermiques solaires à capteurs plans
dans le secteur de l'industrie agro-alimentaire en Algérie**

Soutenue le : 27 / 04 / 2017

Devant le jury:

MOUSS Kinza Nadia	Pr	Université de Batna 2	Présidente
HAMOUDA Chaâbane	MCA	Université de Batna 2	Rapporteur
SMADI Hacene	MCA	Université de Batna 2	Co rapporteur
MOUMMI Abdelhafid	Pr	Université de Biskra	Examineur
ADOUANE Belkacem	Pr	Université de Batna 1	Examineur
MESSAOUDI Laid	MCA	Université de Batna 2	Examineur
RAHAL Samir	Pr	Université de Batna 2	Invité

Résumé

L'industrie agro alimentaire présente un potentiel important pour l'utilisation des systèmes solaires thermiques. En effet, de grandes quantités de gaz naturel y sont consommées afin de générer l'énergie thermique nécessaire pour effectuer les différentes tâches communes (préchauffage, pasteurisation, stérilisation, nettoyage, etc.). Ces différentes tâches requièrent, très souvent, de la chaleur à basses températures ($<100^{\circ}\text{C}$). Ainsi, il est possible aujourd'hui de produire cette chaleur, aux niveaux requis des températures, grâce à la technologie des capteurs plans solaires. Pour ce faire, il est nécessaire de définir une méthodologie permettant de faire ressortir le potentiel du solaire thermique existant. L'évaluation du potentiel du solaire thermique dans l'industrie passe, en premier lieu, par l'analyse de la consommation d'énergie afin de comprendre le comportement de son utilisation sous ses différentes formes. Dans cette thèse, une approche basée sur l'audit énergétique a été adoptée. L'analyse énergétique concerne trois unités de production du lait et une comparaison de leurs indicateurs de consommation spécifique de gaz naturel et d'électricité a été établie. L'étude expérimentale sur un banc de production d'eau chaude, utilisant la technologie des capteurs plans solaires, a été réalisée. Le potentiel de la chaleur solaire a été évalué expérimentalement sur une année entière. Ainsi, les données expérimentales ont permis de valider le modèle de simulation élaboré sous Trnsys. Ensuite, une approche visant l'intégration des systèmes solaires thermiques au niveau des process industriels a été proposée. Le potentiel de la chaleur solaire a été estimé en se basant sur des modèles de simulation. En fin, une analyse économique a été conduite afin de calculer le coût de la chaleur générée et d'estimer la période de retour d'investissement des systèmes considérés.

Mots Clés : Audit énergétique ; Capteur plan solaire ; Chaleur solaire industrielle ; Investigation expérimentale, Modélisation et simulation, analyse économique.

Abstract

The agro food industry shows an important potential for using solar thermal systems. In fact, big amounts of natural gas are used by this industry in order to generate thermal energy needed for processing the common tasks (preheating, pasteurization, sterilization, cleaning, etc.). This set of tasks require often heat at low temperatures ($<100^{\circ}\text{C}$). Thus, it is possible today to produce this heat at the required temperature levels by using flat plat solar collector's technology. To this end, a methodology for assessing the existing potential of solar thermal energy must be defined. To assess the potential of solar thermal energy in the industrial sector, an energy analysis was conducted in order to understand the energy use behavior. In this thesis, an approach based on energy audit was adopted. The analysis was applied for three dairy units together with a comparison of their specific consumption indicators related to the natural gas and electricity. Also, an experimental investigation on a solar thermal system using flat plat collectors was conducted. The potential of solar heat was assessed experimentally during the entire year and the Trnsys simulation model was validated using data from experiments. Furthermore, an approach about the integration of the heating solar systems into industrial processes was proposed. The potential of solar process heat was assessed using simulation models. Finally, an economic analysis was conducted in order to calculate the levelized cost of heat and to estimate payback period of the system investigated.

Keywords: Energy audit, Flat Plat Collectors; Solar process heat; Experimental investigation; Modelling and simulation; Economic analysis.

ملخص

تظهر الصناعة التحويلية الغذائية إمكانية هامة لاستخدام أنظمة الطاقة الشمسية الحرارية. ذلك لأن كميات كبيرة من الغاز الطبيعي تستخدم من طرف هذه الصناعة من أجل توليد الطاقة الحرارية اللازمة لمعالجة المهام المشتركة (التسخين، البسترة، التعقيم، التنظيف، الخ). تتطلب العديد من هذه المهام في كثير من الأحيان حرارة ذات درجات منخفضة (>100 درجة مئوية). من الممكن اليوم إنتاج هذه الطاقة ذات درجات الحرارة المطلوبة باستخدام تكنولوجيا المجمع الشمسي المسطح. للقيام بذلك، يجب تحديد منهجية لتقييم القدرة الحالية للطاقة الحرارية الشمسية. لتقييم إمكانات الطاقة الحرارية الشمسية في القطاع الصناعي يجب إجراء تحليل طاقي من أجل فهم سلوك استخدام الطاقة. في هذه الأطروحة، أعتمد منهج قائم على التدقيق الطاقي. تم تطبيق التحليل على ثلاث وحدات تصنيع الحليب مع مقارنة لمؤشرات الاستهلاك الطاقي المتعلقة بالغاز الطبيعي والكهرباء. أيضا، أجري تحقيق تجريبي على نظام للطاقة الشمسية الحرارية باستخدام مجمعات مسطحة. تم تقييم إمكانية إنتاج الطاقة الحرارية الشمسية تجريبيا خلال عام كامل والتحقق من صحة نموذج المحاكاة باستخدام بيانات من التجارب. بالإضافة إلى ذلك، اقترحت منهجية حول ادماج أنظمة الطاقة الشمسية للتسخين في العمليات الصناعية. تم تقييم كمون الطاقة الشمسية الحرارية باستخدام نماذج المحاكاة. أخيرا، تم إجراء تحليل اقتصادي لحساب تكلفة الحرارة المولدة وتقدير فترة الاسترداد.

الكلمات المفتاحية: التدقيق الطاقي، المجمع الشمسي المسطح، الحرارة الشمسية الصناعية، تحقيق تجريبي، تصميم و محاكاة، تحليل اقتصادي.

Remerciements

Avant tout, je tiens à exprimer toute ma gratitude à mon Directeur de thèse Dr. Ing. Chaâbane Hamouda pour sa confiance, sa patience, sa disponibilité constante, ses remarques judicieuses, son soutien et pour m'avoir donné l'opportunité de travailler sur ce sujet « fascinant ». Son expérience enrichissante m'a permis d'évoluer sur le plan scientifique et moral et m'a aidé dans l'élaboration de ce travail.

Je remercie, aussi, Prof. Mohamed Chahdi, (Professeur du département de Physique à l'université de Batna 1), d'avoir lu et corrigé, avec perfection, tous mes articles scientifiques ainsi que le manuscrit de ma thèse.

Mes remerciements sont, également, adressés à Dr. Hacene Smadi (Maitre de conférence du département Hygiène et sécurité) pour avoir accepté de codiriger ce travail.

Je remercie, d'une part, M^{lle}. Nadia Kinza Mouss (Professeur du département Génie Industriel de l'université de Batna) d'avoir accepté de présider le jury de ma thèse et d'autre part, les membres de jury : Prof. Abdelhafid Moummi (Professeur de département de Mécanique à l'université de Biskra), Prof. Adouane Belkacem (Professeur du département de Physique à l'université Batna 1) et Dr. Messaoudi Laïd (Maître de conférences du département de Mécanique à l'université de Batna 2) qui m'honorent en acceptant d'examiner et de discuter ce travail. Enfin, J'adresse mes remerciements à Prof. Rahal Samir (Professeur du département de Mécanique à l'université de Batna 2) d'avoir accepté l'invitation et pour l'intérêt qu'il porte à ce travail.

Un profond Merci à :

Tous les membres du staff technique et administratif de la laiterie des Aurès pour leur aide et soutien pendant mon séjour en tant que stagiaire ;

Dr. Omar Gama (Maître de conférences et chercheur à l'URAER de Ghardaïa) pour ses encouragements et sa sympathie tout au long de la période de ce travail ;

Dr. Lazhar Serrir (Maitre de conférences du département de Mécanique à l'Université de Batna 2) pour les conseils qu'il a prodigués.

Sommaire

Résumé	I
Remerciements	III
Liste des figures et tableaux	VIII
Nomenclature	XIII
1 Introduction	1
1.1 Contexte et Motivation	1
1.1.1 Approvisionnement mondial en énergie primaire	1
1.1.2 Consommation finale mondiale par secteur d'activité	1
1.1.3 Emissions de CO ₂	1
1.1.4 Perspectives énergétiques à l'horizon 2023	2
1.1.5 Programme d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2014 – 2023	3
1.2 Problématique, objectifs et structure de la thèse	3
2 Contexte énergétique national	6
2.1 Evolution de la production nationale d'énergie	6
2.2 Consommation finale par secteur d'activité	6
2.2.1 Consommation du secteur de l'industrie manufacturière par secteur d'activité	7
2.2 Le gaz naturel, un vecteur stratégique dans le système de consommation national	8
2.3 Perspectives sur le développement des énergies renouvelables	9
3 Chaleur solaire pour les process industriels	10
3.1 Demande de la chaleur industrielle par niveau de température	11
3.1 Chaleur solaire pour les process industriels - Etat de l'art	11
3.1.1 Capteurs solaires thermiques, technologies et performances	11
3.2 Concept d'intégration de la chaleur solaire dans les process industriels	14
3.2.1 Intégration au niveau de la fourniture	15
3.2.2 Intégration au niveau du process	16
3.3 Synthèse bibliographique	17

4 Management d'énergie	21
4.1 Approche basée sur l'audit énergétique	21
4.1.1 Base de données, élément essentiel dans le système de management d'énergie	22
4.1.2 Utilité d'un système de management d'énergie	22
4.2 Méthodologie	22
4.3 Unité de production du lait et des produits laitiers (Laiterie des Aurès)	23
4.4 Analyse de l'audit énergétique	24
4.4.1 Données sur la production du lait et des produits laitiers	24
4.4.2 Utilisation d'électricité et de gaz naturel entre 1999 et 2012.....	27
4.4.3 Consommation spécifique d'énergie (CSE)	27
4.4.4 Répartition de la consommation d'électricité au sein de la laiterie	29
4.4.5 Puissance mise à disposition (PMD) et puissance maximale appelée (PMA).....	30
4.4.6 Facteur de puissance	30
4.4.7 Consommation d'électricité par poste horaire et structure des prix.....	31
4.4.8 Analyse des coûts	32
4.5 Etude comparative sur la consommation d'énergie et analyse des coûts	
dans trois laiteries	33
4.5.1 Relation entre la production annuelle et la consommation d'énergie	33
4.5.2 Comparaison de la consommation spécifique d'énergie.....	34
4.5.3 Analyse comparative des coûts.....	35
4.6 Discussion des résultats et mesures recommandées pour l'économie d'énergie	36
4.6.1 Synthèse des résultats.....	36
4.6.2 Potentiel d'économie d'énergie et mesures recommandées.....	37
7 Conclusion	38
5 Investigation expérimentale.....	39
5.1 Qualification des capteurs plans solaires	40
5.2Investigation expérimentale sur le potentiel de production d'eau chaude	
par énergie solaire	42

5.2.1 Montage du banc d'essai	42
5.2.2 Instrumentation et chaine d'acquisition de données	43
5.2.3 Principe de fonctionnement et stratégie de contrôle	44
5.2.3 Analyse du comportement thermique du système	46
5.2.4 Températures de sortie du fluide caloporteur	52
5.2.5 Rendement instantané des capteurs plans en fonction du rayonnement solaire et du débit du fluide caloporteur	52
5.2.6 Influence des paramètres météorologique sur le volume d'eau chaude produite.....	54
5.3 Modélisation du système.....	55
5.3.1 Données météorologique	55
5.3.2 Production spécifique d'énergie thermique.....	56
5.4 Discussion des résultats	57
6 Intégration des systèmes SST dans les process industriels à basses températures..	59
6.1 Systèmes solaires thermiques destinés au préchauffage : intégration en amont de la chaudière	59
6.1.1 Modélisation et simulation	61
6.1.2 Résultats des simulations.....	62
6.2 Identification des points d'intégration du système solaire au niveau du process.....	64
6.2.1 Description du process.....	65
6.2.2 Construction et analyse des courbes composites la grande courbe composite.....	68
6.2.3 Discussion de la possibilité d'intégration d'un système thermique solaire au niveau du process	71
6.3 Potentiel d'utilisation d'énergie solaire thermique dans les process industriels.....	72
6.3.1 Application au préchauffage d'eau utilisée pour la pasteurisation du lait cru	72
6.3.2 Application au chauffage d'eau de nettoyage	73
6.4 Discussion des résultats	75
7 Analyse économique	77
7.1 Modèle économique.....	78
7.1.1 Evaluation économique du système intégré au niveau de fourniture	80
7.1.2 Evaluation économique du système intégré avec le process du lait cru	83

7.2 Discussion	84
8 Conclusion	86
Références bibliographiques	88
Annexe A	93
Annexe B	99
Annexe C	106

Liste des Figures

Fig.1.1 : Evolution de l'approvisionnement mondial en énergie primaire par type de combustible entre 1973 et 20131	2
Fig.1.2 : Répartition de la consommation finale d'énergie par secteur d'activité (a). Consommation du secteur industriel par type de produit énergétique (b). (IEA, 2015)	2
Fig.1.3 : Evolution et prévisions de la demande nationale en gaz naturel, selon trois scénarios, entre 2003 et 2023 (CREG, 2015).....	4
Fig.2.1 : Répartition de la consommation finale (39.4 Mtep) par secteur d'activité pour l'année 2014.....	7
Fig.2.2 : Répartition de la part de consommation de l'industrie manufacturière (évaluée en 2014 à 957 ktep) par type d'industrie	8
Fig.2.3 : Consommation de l'industrie agro alimentaire (évaluée en 2014 à 843 ktep) par forme d'énergie	8
Fig. 2.4 : Schéma du système énergétique national, le gaz étant utilisé sous ses deux formes, naturel transformé en énergie électrique, par les centrales fonctionnant à base de ce produit, qui sera injectée dans le réseau interconnecté (METTAI, 2011)	9
Fig.3.1 : Systèmes solaires thermiques à usage industriels existant au niveau mondial	10
Fig.3.2 : Demande de la chaleur industrielle par niveau de températures.....	11
Fig.3.3 : Courbes de rendement des différents types des capteurs solaires thermiques.....	14
Fig.3.4 : Distinction entre niveau d'alimentation et process	15
Fig.3.5 : Composants principaux d'une chambre de chaudière de génération de la vapeur dans les unités industrielles.....	16
Fig.3.6 : Schéma de quelques process connectés au réseau de chaleur	17
Fig.4.1 : Etapes de transformation du lait reconstitué	24
Fig.4.2 : Etapes de transformation du lait cru	25

Fig.4.3 : Consommation énergétique (gaz naturel et électricité) au sein d'une laiterie durant la période allant de 1999 jusqu'à 2012	27
Fig.4.4 : Evolution de la production du lait, consommation spécifique du gaz naturel (CSE1) et consommation spécifique d'électricité (CSE2)	27
Fig.4.5 : Répartition moyenne de la consommation d'électricité au sein du process et différents supports.....	29
Fig.4.6 : Comparaison des coûts d'électricité et de gaz naturel	31
Fig.4.7 : Relation entre la production et la consommation d'électricité.....	33
Fig.4.8 : Relation entre la production et la consommation du gaz naturel	33
Fig.4.9 : Part de consommation du gaz naturel et d'électricité et des coûts associés	35
Fig.4.10 : Répartition des coûts d'énergie par unité d'énergie et unité de production	35
Fig.5.1 : Représentation schématique des composants d'un capteur plan standard et le phénomène d'incidence des radiations, leur réfléchissement ainsi que les pertes thermiques	39
Fig.5.2 : Comparaison des courbes caractéristiques du rendement pour un capteur plan standard (simple vitrage) avec un capteur plan à mono, double et triple vitrage anti-rélecteur.....	39
Fig.5.3 : Vue du champ de capteurs plans solaires installés sur la terrasse du laboratoire d'énergie solaire	42
Fig.5.4 : Vue du banc de tests du système de production d'eau chaude par énergie solaire .	43
Fig.5.5 : Schéma hydraulique et de commande du système expérimenté	44
Fig.5.6 : Diagramme d'exécution d'interface d'acquisition de données	45
Fig.5.7 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une journée relativement claire	46
Fig.5.8 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une journée moyennement claire	47
Fig.5.9 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une	

journée moyennement claire avec une forte baisse du rayonnement solaire à partir de 15 :00	47
Fig.5.10 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) sous un rayonnement intermittent en début et l'après midi du test.....	48
Fig.5.11 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une journée considérablement nuageuse tout au long de la période du test	49
Fig.5.12 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant 24 heures de fonctionnement et l'influence de la température ambiante durant la période de nuit	50
Fig.5.13 : Niveaux des températures de sortie des capteurs plans sous différents niveaux d'intensité du rayonnement solaire	51
Fig.5.14 : Rendement instantané des capteurs plans utilisés en fonction de l'intensité du rayonnement solaire. Toutes les valeurs des paramètres, thermiques, climatiques et débit du fluide caloporteur, impliquées dans les calculs sont relevées pendant la phase active du système.....	52
Fig.5.15 : Influence du débit du fluide caloporteur sur le rendement instantané des capteurs plans	52
Fig.5.16 : Volumes d'eau chaude produits en fonction d'énergie solaire incidente sur le plan des capteurs (E_{pc}) et sur le plan horizontal (E_{ph}).....	53
Fig.5.17 : Energie solaire incidente sur le plan des capteurs plans et température ambiante moyenne. Comparaison des données mensuelles, mesurées et calculées.....	55
Fig.5.18 : Energie thermique spécifique produite et rendement du système : comparaison entre les valeurs mesurées et calculées.....	56
Fig.6.1 : Schéma d'intégration d'un système solaire thermique à capteurs plans pour le préchauffage d'eau (option 1).....	59
Fig.6.2 : Schéma d'intégration du système solaire thermique à capteurs plans pour le préchauffage d'eau provenant de la cuve des condensats (option 2)	59
Fig.6.3 : Températures d'eau chaude récupérée sous forme de condensats au sein d'une laiterie	60
Fig.6.4 : Energie thermique, par unité de surface, délivrée par le système solaire thermique	61
Fig.6.5 : Influence du débit du fluide du circuit secondaire sur la température d'eau chaude produite et le rendement du système	62

Fig.6.6 : Influence du coefficient de transfert thermique de l'échangeur de chaleur à plaques sur la production annuel du système	63
Fig.6.7 : Production annuelle d'énergie thermique en fonction du débit et de température du fluide du circuit secondaire	63
Fig.6.8 : Exemple d'une représentation des courbes composites. L'analyse d'un système par la méthode du pincement permet de d'identifier et d'évaluer la zone de récupération de chaleur, les besoins en termes de chaleur (utilité chaude) et les besoins en termes de refroidissement (utilité froide)	64
Fig.6.9 : Schéma synoptique du process de transformation et de traitement du lait cru comportant les niveaux de températures requis pour chaque tâche de chauffage et de refroidissement. Les tâches de chauffage, tout au long du process, requièrent des températures se situant entre 50 et 90°C	66
Fig.6.10 : Courbes composites, chaude et froide, du process de transformation et de traitement de lait cru à $\Delta T_{\min} = 20\text{ °C}$	68
Fig.6.11 : Solution numérique faisable pour le transfert de chaleur.....	69
Fig.6.12 : Grande courbe composite du process de de traitement du lait cru.....	70
Fig.6.13 : Intégration d'un système solaire thermique pour le préchauffage d'eau.....	70
Fig.6.14 : Schéma de configuration d'un système solaire thermique pour la production d'eau chaude à usage industriel	72
Fig.6.15 : Demande d'énergie thermique à 60°C et l'apport du système solaire thermique ...	73
Fig.7.1 : Répartition des coûts spécifiques d'investissement pour les systèmes solaires thermiques à grande échelle (Programme Solarthermie-2000) (Peuser, 2002)	76
Fig.7.2 : Evolution du coût du kilowattheure actualisé sur la durée de vie du système	81
Fig.7.3 : Période de retour d'investissement avec différents prix du gaz naturel.....	81
Fig.7.4 : Evolution du coût du kilowattheure actualisé sur la durée de vie du système	83
Fig.7.5 : Période de retour d'investissement avec un prix du gaz équivalent au coût du kilowattheure actualisé	83

Liste des Tableaux

Tab.2.1 : Evolution de la production, l'approvisionnement et la consommation finale d'énergie ainsi que la population entre 2002 et 2014.....	6
Tab.3.1 : Types des capteurs solaires thermiques appropriés pour la génération de la chaleur industrielle.....	12

Tab.4.1 : Inventaire de production du lait pasteurisé, cru et fermenté, et des produits laitiers (crème, fromage et beurre)	25
Tab.4.2 : Pertes d'électricité causées par le fonctionnement à vide des extrudeuses	29
Tab.4.3 : Paramètres électriques et répartition de la consommation d'électricité par poste horaire pour l'année 2005.....	30
Tab.4.4 : Paramètres électriques et répartition de la consommation d'électricité par poste horaire pour l'année 2011	30
Tab.4.5 : Prix d'électricité par tranche horaire.....	31
Tab.4.6 : Rapport entre la production, consommation et coût d'énergie	32
Tab.4.7 : Comparaison des paramètres des trois laiteries	32
Tab.4.8 : Variation de la consommation spécifique d'énergie dans les trois laiteries	34
Tab. 5.1 : Paramètres climatiques liés aux jours considérés dans les tests	54
Tab. 5.2. Paramètres de simulation du banc de tests	54
Tab.6.1 : Paramètres utilisés dans la simulation pour les deux options de préchauffage	60
Tab.6.2 : Débit et chaleur spécifique par produit	67
Tab.6.3 : Courants chauds et froids identifiés et leurs paramètres thermiques	67
Tab.6.4 : Paramètres de simulation	72
Tab.6.5 : Taux de couverture et énergie spécifique produite en fonction de la surface des capteurs plans et le ratio d'utilisation.....	73
Tab.6.7 : Energie spécifique produite par type de capteur et rendement annuel du système.	74
Tab.6.6. Paramètres des différentes technologies des capteurs plans.....	74
Tab.7.1 : Quelques données clés sur des projets pilotes dans le secteur industriel	77
Tab.7.2 : Données techniques et économiques du système de préchauffage d'eau	80
Tab.7.3 : Données techniques et économiques du système de préchauffage d'eau	82
Tab.7.4 : Bilan d'économie de gaz naturel et réduction des émissions de CO ₂	84

Nomenclature

Abréviations

AIE : Agence Internationale de l'Energie

APRUE : Agence de Promotion et de Rationalisation d'Energie

CCNUCC : Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques

CC : Courbes Composites

GCC : Grande Courbe Composite

COP : Conférence des Parties

CSPI : Chaleur Solaire pour les Process Industriels

CREG : Commission de Régulation d'Electricité et du Gaz

GIEC : Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat

GTZ: Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit

mmc : milliard de mètres cubes

Mtep : Million de tonnes équivalent pétrole

OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Economique

SONELGAZ : Société Nationale d'Electricité et du Gaz

SST : Systèmes Solaires Thermiques

Symboles

a : taux d'actualisation	%
a_1 : Coefficient des pertes thermiques linéaire	$W/(m^2.K)$
a_2 : Coefficient des pertes thermiques carrées	$W/(m^2.K^2)$
A_c : Surface des capteurs plans solaires	m^2
C_{cons} : les coûts de consommation	DA
C_{EE} : Coût d'énergie économisée	DA
$C_{F\&M}$: coûts de fonctionnement et de maintenance	DA
C_{inv} : investissement initial	DA
C_p : Capacité thermique massique du fluide caloporteur	$kJ/ (kg. ^\circ C)$

CAE : coût actualisé d'énergie	DA/kWh
CSE : Consommation Spécifique d'Energie	kWh/kg
DMD : Débit Mis à Disposition	t/h
η : Rendement instantané	-
η_0 : Rendement optique	-
η_{ch} : rendement de la chaudière	-
E_c : Energie consommée	kWh
E_i : Energie solaire incidente	kWh/m ² .j
E_n : énergie produite par le système solaire thermique	kWh
E_p : énergie thermique générée par le système solaire	kWh
E_u : énergie thermique utile	kWh
E.A : Energie Active	kWh
EE : énergie économisée	kWh
E_{pc} : Energie incidente sur le plan des capteurs	kWh/m ² .j
E_{ph} : Energie incidente sur le plan horizontal	kWh/m ² .j
E.R : Energie Réactive	kvarh
F_c : Facteur de rendement du capteur plan	-
F_R : Facteur de conductance thermique	-
FME : flux monétaires entrants	DA
FMS : flux monétaires sortants	DA
FP : Facteur de Puissance	-
H : Taux d'humidité	%
I : Intensité du rayonnement solaire	W/m ²
I_{max} : Intensité maximale du rayonnement solaire	W/m ²
L : Longueur des conduites	m
$\dot{m}_p$: Débit du fluide caloporteur dans le circuit primaire	kg/s
$\dot{m}_s$: Débit du fluide caloporteur dans le circuit secondaire	kg/s

N : durée de vie du système considéré dans l'investissement	année
P_{el} : prix d'électricité par unité de consommation	DA/kWh
P_g : Prix du gaz naturel par unité de consommation	DA/thermie
PMA : Puissance Maximale Appelée	kW
PMD : Puissance Mise à Disposition	kW
Pr : Précipitations	mm
Qt : Quantité du lait et des produits laitiers	kg
Q_u : Puissance thermique utile du circuit primaire	W
t : index de temps	année
T_a : Température ambiante	°C
$T_{a,max}$: Température ambiante moyenne	°C
$T_{a,moy}$: Température ambiante moyenne	°C
T_{dp} : Temps de début de la production d'eau chaude	hh :mm
$(\tau\alpha)_e$: Produit de transmittance-absorptivité effective	W/(m ² .K ⁴)
T_e : Température du fluide caloporteur à l'entrée des capteurs plans en	°C
T_f : Température finale du produit	°C
T_{fp} : Temps de fin de la production d'eau chaude	hh :mm
T_m : Température moyenne du fluide caloporteur	°C
T_i : Température initiale du produit	°C
T_s : Température du fluide caloporteur à la sortie des capteurs plans en	°C
TCDV : total des coûts sur la durée de vie du système	DA
TU : taux d'utilisation	%
U : Coefficient des pertes thermiques globales,	W/(m ² .K ²)
U_{pipe} : Coefficient des pertes thermiques des pipes	W/(m ² .K)
ua : Capacité spécifique du transfert thermique (par m ² de surface)	W/(m ² .K)
V_v : Vitesse du vent	km/h
$V_{v, moy}$: Vitesse moyenne du vent	km/h

V_{e-ch} : Volume d'eau chaude produite par le système	L
$V_{stockage}$: Volume de la cuve de stockage	m^3
RU : Ratio d'Utilisation	$l/j.m^2$
V_j : volume journalier d'eau chaude requis par le process en	(l/j)
VAN : valeur actuelle nette	DA

1 Introduction

1.1 Contexte et Motivation

1.1.1 Approvisionnement mondial en énergie primaire

Le paysage énergétique mondial actuel est caractérisé par une forte demande d'énergie primaire. L'expansion de l'économie mondiale, par l'émergence de nouvelles puissances économiques, et la croissance de la population sont autant de facteurs à prendre en considération quant à la demande future en énergie. De ce fait, les besoins de plus en plus croissant en ressources énergétiques risquent, d'un côté, de compromettre dans l'avenir l'équilibre entre l'offre et la demande de ces ressources, de par leur nature épuisable. D'un autre côté, l'utilisation excessive des ressources fossiles, fortement polluantes, notamment, le pétrole, le charbon et le gaz naturel, conduit fatalement à des conséquences néfastes sur le système environnemental.

Ainsi, l'Agence Internationale d'Énergie (AIE) rapporte dans son rapport annuel « Key World Energy Statistics » (IEA, 2015), que l'approvisionnement mondial en énergie primaire, entre 1973 et 2013, a plus que doublé. En effet, la consommation est passée de 6100 Mtep en 1973 à 13 541 Mtep en 2013, soit une augmentation de l'ordre de 121.9% (**Fig.1.1**). De plus, l'analyse fait ressortir qu'en 2013 les trois vecteurs énergétiques représentant le pétrole, charbon et le gaz naturel, comptent pour 81.40% dans le mix énergétique mondial.

Plus loin, l'analyse de l'approvisionnement mondiale en énergie primaire et par type de combustible montre que la production du pétrole brut est passée de 2869 Mtep en 1973 à 4200 Mtep en 2014, cependant sa part dans l'approvisionnement mondial, de 1973 à 2013, a enregistré une baisse en passant de 46.20% à 31.10% respectivement. En revanche, le gaz naturel a vu sa part dans le marché mondial s'accroître passant de 16% en 1973 à 21.4% en 2013, sa production en 2014 est de 3524 milliard de mètres cubes contre (mmc) 1224 mmc en 2013. La production du charbon, quant à elle, a connu une croissance importante, passant 3074 Mtep en 1973 à 7925 Mtep en 2014, soit une augmentation de l'ordre de 157.8%. Il est toutefois important de noter que sa part dans la demande mondiale d'énergie a augmenté en passant de 24.5% en 1973 à 28.9% en 2014.

1.1.2 Consommation finale mondiale par secteur d'activité

En 2013, la consommation finale d'énergie au niveau mondiale est estimée à 9301 Mtep, en hausse de 99.29% par rapport à celle de 1973 (4667 Mtep) et 32.90% comparativement à celle enregistrée en 2009 (6998 Mtep). La consommation finale englobe la consommation des différents secteurs économiques à savoir : transport, industrie, utilisation énergétique et autres (agriculture, secteur commercial et services publics).

La répartition de la consommation finale par secteur d'activité (**Fig.1.2 - a**) montre que 34% de la part totale va aux besoins de l'agriculture, secteur commercial et services publics (autres), le secteur de l'industrie et celui du transport comptent pour 29 et 28% respectivement. Enfin, 9% seulement de la consommation finale est destinée à l'utilisation non énergétique.

L'analyse de la consommation du secteur industriel par type de produit énergétique (**Fig. 1.2 - b**) fait ressortir la dominance de trois vecteurs : le charbon avec une part de 31.23% de la part totale (2702.44 Mtep) suivi par d'autres regroupant la géothermie, le solaire, l'éolien et la chaleur, etc. avec une part de 30.82% et le gaz naturel avec une part de 19.27%. L'utilisation des biocarburants et déchets comptent ensemble pour 7.16%, la part d'utilisation des produits pétroliers est estimée à 11.04% et seulement 0.74% de la consommation finale est sous forme de pétrole brut.

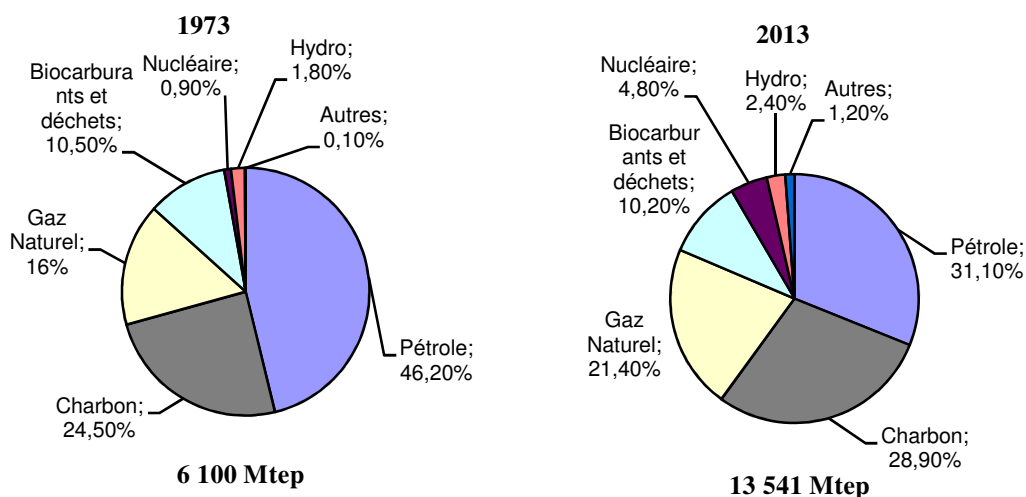


Fig.1.1 : Evolution de l'approvisionnement mondial en énergie primaire par type de combustible entre 1973 et 2013. (IEA, 2015).

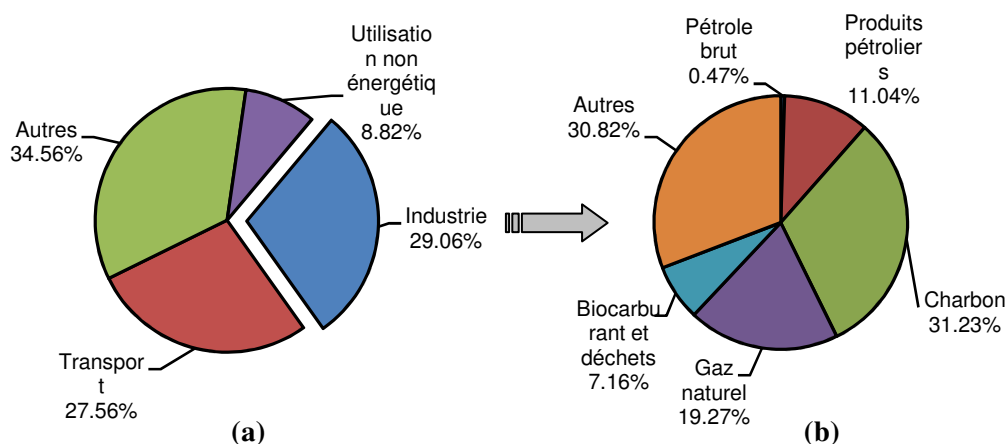


Fig.1.2 : Répartition de la consommation finale d'énergie par secteur d'activité **(a)**. Consommation du secteur industriel par type de produit énergétique **(b)**. (IEA, 2015).

1.1.3 Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ au niveau mondial ont connu une augmentation de 107.47% en passant de 15515 Mt eq. CO₂ en 1973 à 32190 Mt eq. CO₂ en 2013. Les trois vecteurs énergétiques responsables de ces émissions sont : le charbon (46%), le pétrole

(33.6%) et le gaz naturel (19.8%). La répartition des émissions de CO₂ par région, en 2013, montre que les pays de l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économique) ont la part dominante (37.4%), suivi par la Chine et l'Asie avec 28 et 11.2% respectivement. Il serait important de noter qu'entre 1973 et 2013, les émissions de CO₂ de la Chine et l'Asie ont connu une croissance de 868 et 674.5% respectivement, un fait lié à l'expansion économique massive qu'ont connue ces pays.

1.1.4 Perspectives énergétiques à l'horizon 2040

La demande mondiale en énergie a été modélisée selon deux scénarios établis par l'Agence Internationale d'Énergie (IEA, 2015). Le premier scénario est celui de « Nouvelles Politiques » qui prévoit la prise en considération des politiques climatiques retenues pendant la Conférence des Parties (COP 21) à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) COP 21. Le deuxième scénario dit « 450 s » est basée sur la prise d'engagements visant la limitation de la température du réchauffement climatique à 2°C, ce qui correspond à une concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 ppm de CO₂ (GIEC, 2014).

Selon le scénario des « Nouvelles Politiques », La demande énergétique mondiale d'ici à l'horizon 2040 augmentera de 37% pour atteindre 17 934 Mtep, avec rythme de croissance annuelle de la consommation de 1% à partir de 2025. La moitié de cette augmentation sera causée par la Chine et l'Inde. Ainsi, la part des ressources fossiles dans le mix énergétique mondiale prévue pour 2040 est de 75% contre 82% actuellement. Cette part des ressources fossiles sera répartie à portions égales entre le pétrole, charbon et le gaz naturel. Par ailleurs, le pétrole cède progressivement la place au gaz naturel au sein du mix énergétique. Une forte accélération dans le développement des énergies renouvelables est prévue à l'horizon 2040, notamment pour le secteur de production d'électricité dont la composante renouvelable représentera un tiers. Le scénario « 450 s », quant à lui, prévoit une demande énergétique de 15 197 Mtep avec un mix énergétique comptant pour 60% des ressources fossiles suite à la réduction de la consommation du charbon.

1.1.5 Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2014-2023

La Commission de Régulation d'Électricité et du Gaz (CREG, 2015) a établi un programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz entre 2014 et 2023. L'étude élaborée comporte des statistiques sur la demande du gaz durant la période allant de 2003 à 2013, et une étude prévisionnelle, basée sur trois scénarios, de la demande en gaz pour 2023 (**Fig.1.3**).

Pour le scénario faible, le modèle de simulation élaborée prend en compte un développement économique à une croissance annuelle moyenne de 3%. Ainsi, la demande du gaz naturel pour 2023 est estimée à 47.57 Gm³. Sur le même horizon, le scénario faible prévoit une demande de 54.57 Gm³ avec une croissance annuelle moyenne du PIB de l'ordre de 4%. Cependant, le scénario fort, où il est prévu un haut niveau du développement économique (une croissance de 5%), les besoins du marché national à l'horizon de 2023 seront de 66.74 Gm³.

L'Algérie consommera autant de gaz qu'elle en exporte actuellement, ceci, dégage une vraie problématique quant à la gestion de cette ressource, désormais stratégique, dans le modèle de consommation national. La maîtrise d'énergie doit, pour autant, permettre la mise en œuvre d'une stratégie de gestion visant l'économie d'énergie dans tous les secteurs, notamment celui de l'industrie, d'autant plus que les prévisions prennent en considération une expansion industrielle importante.



Fig.1.3 : Evolution et prévisions de la demande nationale en gaz naturel, selon trois scénarios, entre 2003 et 2023 (CREG, 2015).

2.2 Problématique, objectifs et structure de la thèse

La consommation d'énergie dans le secteur industriel Algérien représente 20.8% de la consommation finale (39.4 Mtep) (ME, 2014). La part importante du gaz naturel consommée représente 43.87%. Le gaz naturel occupe une position stratégique au sein du bilan énergétique national. En effet, la demande de ce produit à l'horizon 2023, selon le scénario fort, établi par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), sera de 66.74 Gm³, contrairement à la consommation actuelle qui est d'environ 35 Gm³. Afin de préserver cette ressource d'énergie pour les générations futures et de répondre à un mix énergétique durable, l'option pour l'énergie thermique renouvelable pourrait constituer l'une des solutions alternatives menant à la réalisation d'économie d'énergie dans l'industrie. Cette étude met l'accent sur les potentialités d'intégration des systèmes de production d'eau chaude par énergie solaire pour des process industriels. En effet, des filières industrielles importantes tels que l'agroalimentaire, le textile, la sidérurgie, la chimie utilisent l'eau chaude en abondance dans leurs processus de transformation. Ces types d'industries, dans la majorité de leurs cycles de transformation, exploitent l'eau chaude à des basses températures (<100°C). Cette plage de température présente un intérêt particulier, du fait que les technologies adaptées pour répondre à ces besoins sont maîtrisables.

Les objectifs assignés à ce travail sont :

- Mise en revue des systèmes thermiques solaires actuellement appliqués dans le domaine de l'industrie, ainsi que les différents types de technologies utilisées,

- Elaboration d'une méthodologie consistant à définir le potentiel de substitution des énergies fossiles dans le secteur agroalimentaire, en exploitant la base de données des audits énergétiques,
- Etude expérimentale sur une installation de production à capteurs plans et détermination du potentiel d'utilisation des capteurs plans pour les basses températures,
- Modélisation des systèmes solaires thermiques et développement des approches d'intégration des systèmes à grandes échelles ainsi que leurs performances,
- Discussion des aspects économiques liés à l'investissement des systèmes thermiques intégrés dans les process industriels.

Les deux premiers chapitres présentent une analyse du contexte énergétique tant au niveau international que national. Les données rapportées constituent les motivations de ce travail de recherche. Le troisième chapitre donne un aperçu général sur les systèmes solaires thermiques à usage industriel. Une attention particulière a été accordée aux concepts d'intégration de ces systèmes dans les process industriels. Aussi, une revue bibliographique des travaux de recherche sur le potentiel du solaire thermique, récemment publiés, sont rapportés dans ce chapitre. Après, dans le quatrième chapitre, les résultats d'un audit énergétique détaillé pour une laiterie sont présentés, suivi par une étude comparative avec deux autres laiteries. L'objectif étant de déterminer le comportement d'utilisation d'énergie dans ce type d'industrie et d'identifier les gisements d'économie d'énergie. Ensuite, le cinquième chapitre comporte les résultats de l'investigation expérimentale conduite sur un banc de test au niveau de l'unité de recherche ainsi que la validation du modèle de simulation sous le logiciel Trnsys. Quelques simulations des systèmes à grande échelle visant l'évaluation du potentiel de la chaleur solaire industrielles sont abordées dans le chapitre six. Deux approches d'intégration y sont présentées ainsi que les paramètres ayant une influence directe sur les performances du système solaire thermique. Le septième chapitre, quant à lui, présente une analyse économique des systèmes de production de la chaleur industrielle en utilisant la technologie des capteurs plans. En fin, le dernier chapitre est consacré à la conclusion et les perspectives pour des travaux futurs.

2 Contexte énergétique national

2.1 Evolution de la production nationale d'énergie entre 2002 et 2014

L'économie algérienne est fortement dépendante des recettes des exportations en hydrocarbures, notamment le pétrole et le gaz naturel. Selon un rapport des statistiques internationales (BP, 2012), les réserves prouvées de l'Algérie en pétrole sont estimées à 12.2 milliards de barils. Celles du gaz naturel sont évaluées à 4500 milliards de mètre cubes. Le contexte énergétique national est caractérisé par une croissance des besoins internes en énergie, ceci, au détriment d'une production qui a pris, ces dernières années, une tendance baissière (**Tab.2.1**). En effet, la production nationale d'énergie est passée de 179.385 Mtep, en 2005, à 154 Mtep en 2014. En revanche, la consommation finale est passée de 24.437 à 39.4 Mtep, entre 2005 et 2014.

Ainsi, le bilan énergétique national de l'année 2014 (ME, 2014), indique que l'énergie disponible, somme de la production, stock et importation, est de 158.1 Mtep. La part des exportations représente 63.5% de l'énergie disponible, le reste (36%) est destiné à l'approvisionnement interne.

Tab.2.1 : Evolution de la production, l'approvisionnement et la consommation finale d'énergie ainsi que la population entre 2002 et 2014.

Année	Production (Mtep)	Approvisionnement interne (Mtep)	Consommation finale (Mtep)	Population (Million d'habitants)
2002	154.371	32.685	20.527	31.357
2003	167.536	35.156	22.424	31.848
2004	170.721	34.941	23.527	32.364
2005	179.385	36.191	24.437	32.854
2006	177.705	37.460	25.703	33.481
2007	177.904	39.393	27.537	34.096
2008	175.132	38.101	29.229	34.745
2009	164.207	41.855	30.707	35.268
2010	162.833	43.362	31.65	35.978
2011	157.704	46.179	33.982	36.717
2012	155.600	50.900	36.400	37.495
2013	148.700	52.700	38.500	38.297
2014	154.100	57.700	39.400	39.114

Source : Ministère d'énergie, <http://www.energy.gov.dz/>

2.2 Consommation finale par secteur d'activité

La consommation finale d'énergie pour l'année 2014 est évaluée à 39.4 Mtep. L'analyse de la consommation par secteur d'activité montre la prédominance du secteur des ménages et autres avec une part de consommation de 42.13%. La consommation du secteur de transport est de 14.6 Mtep, soit 37.06% de la consommation finale. Enfin, le reste de la consommation finale (8.2 Mtep, soit 20.81%) va aux besoins du secteur de l'industrie & BTP (**Fig.2.1**).

La consommation finale par produit énergétique reste dominée par les produits pétroliers (38.1% de la part totale de la consommation finale), suivi par le gaz naturel dont la part de consommation représente de 28.5%. La consommation d'électricité, quant à elle, représente 27.7% de la part totale. Le reste est accordé au GPL avec une part de 5.7%.

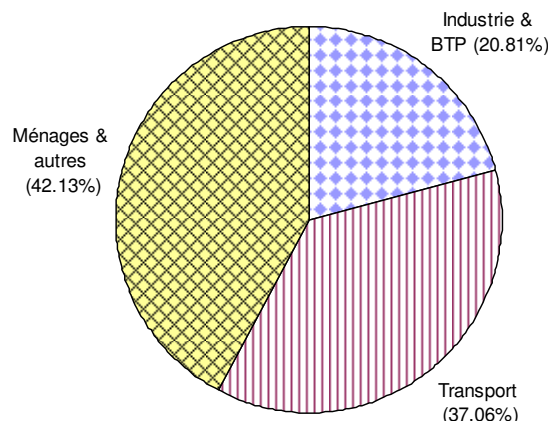


Fig.2.1 : Répartition de la consommation finale (39.4 Mtep) par secteur d'activité pour l'année 2014.

La consommation par branche d'activités du secteur de l'industrie et BTP montre que celle des matériaux de construction est de 43.11% de la part totale, soit 3552 ktep d'un total de 8223 ktep. Les autres industries viennent en deuxième place avec une part de consommation estimée 28.18%, suivi par les industries manufacturières dont la consommation est de 957 ktep totalisant une part de 11.62%. Le Secteur de l'Industrie de Sidérurgie, Métallurgie, Mécanique et Electricité (ISMME) a consommé 663 ktep, soit une part de 8.05%. Le secteur des Bâtiments et Travaux Publics (BTP) ainsi que celui de chimie totalisent ensemble une part de 9.04%, soit une consommation de 744 ktep.

La répartition par produit énergétique de la consommation du secteur de l'industrie et BTP a fait ressortir la prédominance de deux vecteurs énergétiques : l'électricité avec 46.39% et le gaz naturel avec 43.87%, totalisant une part de consommation de 90.26%. Le reste de la consommation (9.74%) est lié aux produits pétroliers, GPL et les produits solides.

2.2.1. Consommation du secteur de l'industrie manufacturière par secteur d'activité

Les industries manufacturières comportent l'industrie agro alimentaire ainsi que l'industrie du textile, cuir et habillement. La part de consommation de l'industrie agroalimentaire représente 80% de la consommation totale, soit 844 ktep d'un total de 957 ktep. Le reste de la consommation (113 ktep) va aux besoins des industries du textile, cuir et habillement dont la part de consommation représente 20% (**Fig.2.2**). La consommation de l'industrie agro alimentaire a connu une légère hausse de 7.1% en passant de 787 ktep en 2013 à 843 ktep en 2014.

La consommation de l'industrie agroalimentaire par forme d'énergie (**Fig.2.3**) montre que le gaz naturel occupe la première position avec une part de 55%, suivi par

l'électricité avec 45%. Le gaz naturel est utilisé principalement pour l'alimentation des chaudières à gaz en vue de la génération de la chaleur industrielle.

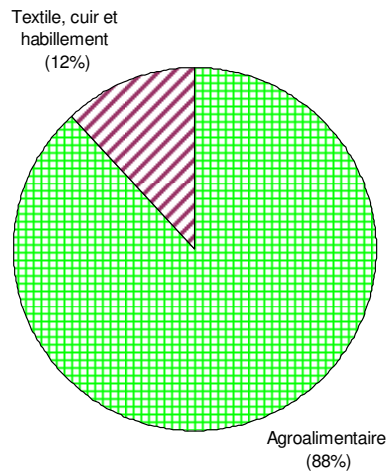


Fig.2.2 : Répartition de la part de consommation de l'industrie manufacturière (évaluée en 2014 à 957 ktep) par type d'industrie.

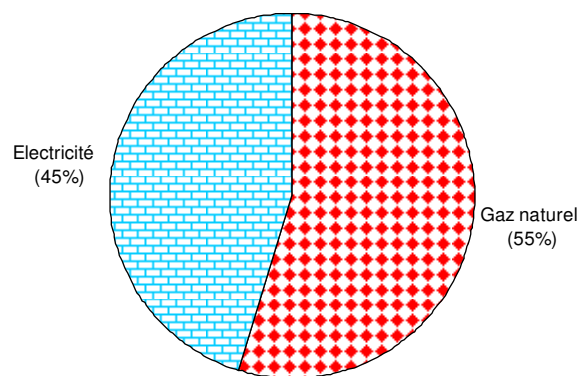


Fig.2.3 : Consommation de l'industrie agro alimentaire (évaluée en 2014 à 843 ktep) par forme d'énergie.

2.2 Le gaz naturel, un vecteur stratégique dans le système de consommation national

Une vision élargie du schéma de consommation national (METTAI, 2011) fait ressortir que le gaz naturel occupe une position stratégique au sein du système de consommation (**Fig.2.4**). En effet, à la lecture de ce schéma, il résulte que cette ressource est utilisée sous deux formes :

- Distribuée en tant que telle, à travers le *réseau de gaz* constitué de canalisations, pour les différents clients. Dans ce cas, on distingue les clients à basse pression qui sont les ménages et autres, et les clients à moyenne et haute pression représentés par les industriels.
- Utilisée pour la génération de l'énergie électrique, qui sera transportée et distribuée à travers le *réseau électrique interconnecté*, grâce aux centrales électriques.

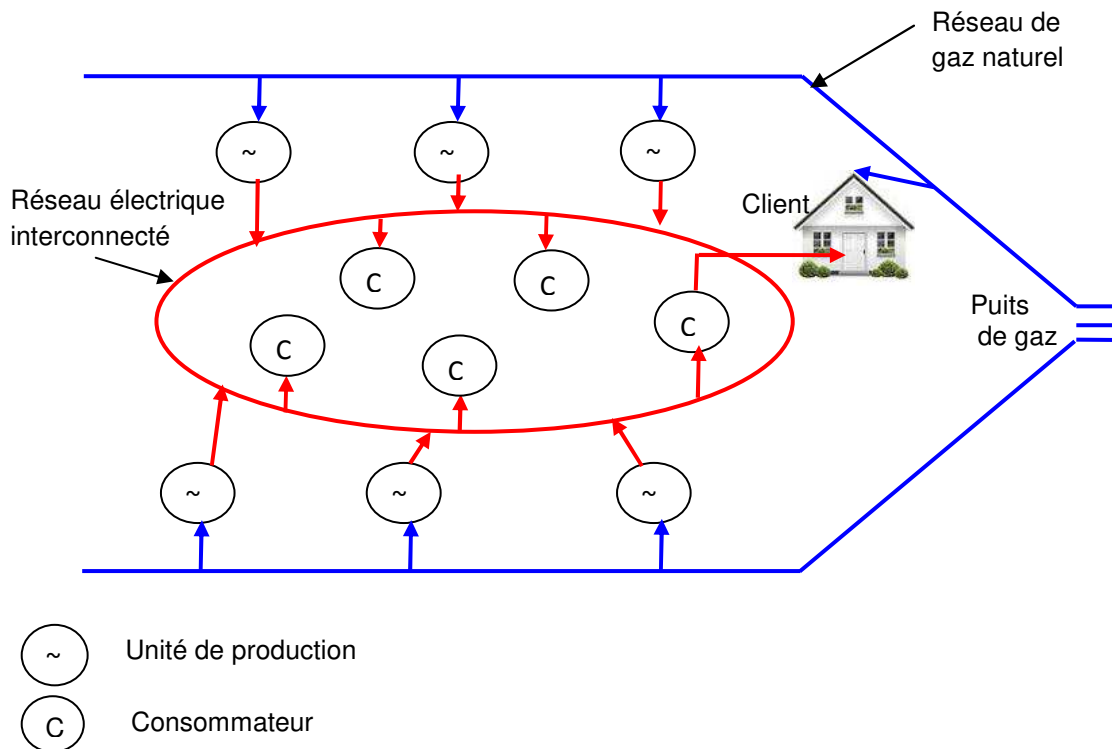


Fig. 2.4 : Schéma du système énergétique national, le gaz étant utilisé sous ses deux formes, naturel transformé en énergie électrique, par les centrales fonctionnant à base de ce produit, qui sera injectée dans le réseau interconnecté (METTAL, 2011)

2.3 Perspectives pour le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique

La stratégie adoptée par le gouvernement prévoit d'atteindre, à l'horizon 2030, 37% de capacité installée et 27% de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (ME, 2015). Dans ce contexte, il est prévu, l'installation d'une capacité totale de 22 000 MW pour l'approvisionnement du marché interne avec possibilité d'exportation. Le programme tient en compte, également, des aspects financiers liés aux audits énergétiques ainsi que les études de faisabilité offrant des solutions pour l'économie d'énergie dans les différents secteurs d'activité.

3 Chaleur solaire pour les applications industrielles

La capacité totale du solaire thermique installée au niveau mondial, à la fin de l'année 2014, est estimée à 410.2 GW_{th} ce qui est équivalent à 586 millions de m² de surface des capteurs thermiques installés (Weiss and Mauthner, 2016). La majorité des systèmes solaires thermiques, en opération actuellement, produisent de la chaleur pour les besoins du secteur résidentiel et commercial ainsi que le chauffage d'eau des piscines. Les applications à moyenne et à grande échelles représentent les systèmes solaires thermiques appliqués pour le rafraîchissement solaire, ainsi que les systèmes intégrés dans les réseaux de chaleur et les process industriels.

L'intégration de la chaleur solaire pour les process industriels (CSPI) est actuellement dans sa phase initiale d'expérimentation, et n'a pas encore atteint le degré de maturité tel que les systèmes appliqués dans le secteur résidentiel. A la fin de 2015, la base de données mondiale (AEE INTEC, 2016) de l'Agence Internationale d'Energie (IEA Task 49), indique qu'environ 160 systèmes, répartis à travers le monde (**Fig.3.1**), en opération dans des applications industrielles, avec une capacité installée d'environ 100 MW_{th}, équivalent de 140 600 m² de surface de capteurs solaires. Un grand nombre des ces systèmes est de nature expérimentale réalisés dans le cadre de projets pilotes afin d'évaluer leurs performances. Cependant, il existe des systèmes à grandes échelles (de l'ordre de millier de mètres carrés de surface) introduits, avec succès, dans les process industriels. Ainsi, l'analyse du potentiel d'intégration de ces systèmes ainsi que la nature des process industriels, vue leur complexité, est une étape primordiale afin d'atteindre la performance énergétique souhaitée.



Fig.3.1 : Systèmes solaires thermiques à usage industriels existant au niveau mondial. Environ 160 systèmes en opération pour la génération de la chaleur pour les process industriel.

Source : (<http://ship-plants.info/solar-thermal-plants-map>).

3.1 Demande de la chaleur industrielle par niveau de température

Selon l'étude de 'ECOHEATCOOL' 30% des besoins industriels en terme de température d'eau chaude et de chaleur se situent au dessous de 100°C, pour les températures moyenne (entre 100 et 400 °C), les besoins représentent 27% et 43% pour les hautes températures allant au-delà de 400°C. L'intégration des systèmes solaires thermiques présente un potentiel important, particulièrement pour les basses températures, dans la mesure où les capteurs plans thermiques répondant à ces niveaux de températures sont disponibles sur le marché. Pour les températures dépassant 100°C, l'utilisation des capteurs cylindro-paraboliques serait la plus adéquate. Les applications dans ce domaine sont très limitées et de nature expérimentales, l'une des préoccupations majeure du secteur de recherche et de développement dans cette filière, est le développement des capteurs optimisés à haute performance, en vue d'atteindre des rendements plus efficaces (Werner, 2006).

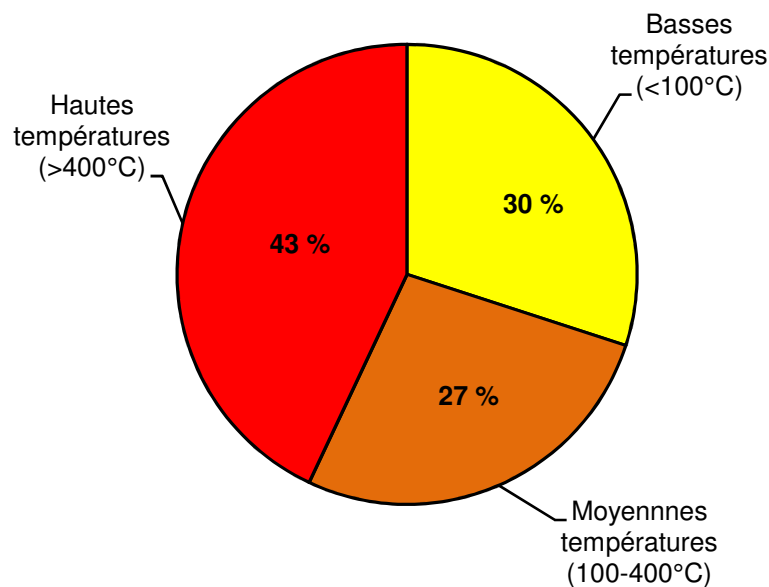


Fig.3.2 : Demande de la chaleur industrielle par niveau de températures (Werner, 2006).

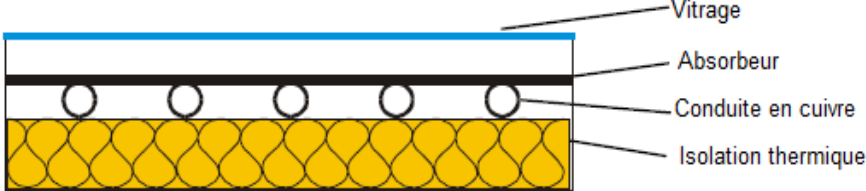
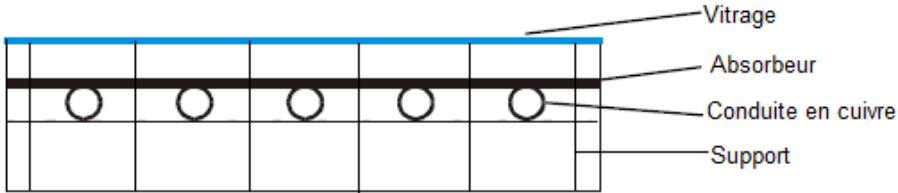
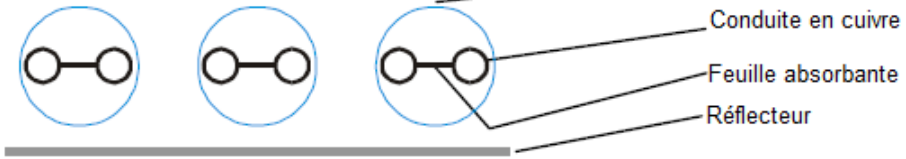
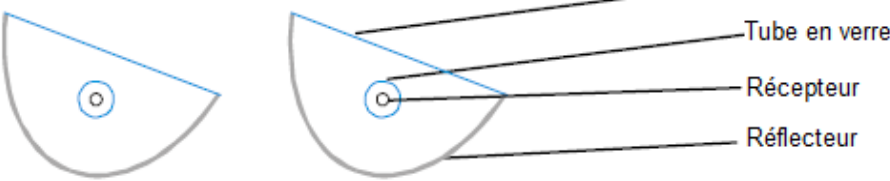
3.1 Chaleur solaire pour les process industriels - Etat de l'art

3.1.1 Capteurs solaires thermiques, technologies et performances

Un capteur solaire thermique est un élément clé dans un système de génération de la chaleur. Il s'agit du composant principal qui permet de convertir le rayonnement solaire en chaleur, qui sera transportée à travers le fluide caloporteur vers les points d'échanges de chaleur afin de la transférer à d'autres fluides. Un capteur solaire performant permet de collecter et de convertir le rayonnement solaire de manière efficace avec moins de pertes, optiques et thermiques, que possible. Il existe plusieurs types de capteurs solaires thermiques, qui sont actuellement disponibles sur le marché et sont expérimentés dans différentes applications industrielles (**Tab.3.1**). Ainsi, le choix d'un capteur solaire thermique dépend, en premier lieu, du domaine de son application et le niveau de températures auquel un système solaire thermique est destiné.

3. Chaleur solaire pour les applications industrielles

Tab.3.1 : Types des capteurs solaires thermiques appropriés pour la génération de la chaleur industrielle (Müller et al., 2004)

Désignation (Type du capteur)	Température de fonctionnement (°C)
 Capteur plan standard	30-80* 30-90**
 Capteur plan à tubes sous vides	60-100**
 Capteur à tubes sous vide avec et sans réflecteur	50-190* 60-120**
 Concentrateur parabolique composé	70-290* 60-180**
 Capteur parabolique	70-290*

* selon (Norton, 2001).

**selon (Marko and Braun, 1997).

Le **capteur plan standard** est le type le plus utilisé dans les applications de chauffage à basses températures. Il est caractérisé par une construction ordinaire, peu coûteuse et une simple maintenance. Avec un capteur plan standard, il est possible d'atteindre des températures allant jusqu'à 80°C. Pour des températures comprises entre 80 et 120 °C, il existe des possibilités d'optimisation des capteurs plans standards pour les atteindre, et ceci, en minimisant les pertes thermiques sans compromettre le rendement optique (Weiss and Rommel, 2005).

Le **capteur à tubes sous vide** est composé d'une série de tubes sous vide à l'intérieur desquels se trouve un absorbeur qui permet de convertir le rayonnement solaire et transférer la chaleur au fluide caloporteur. Les capteurs à tubes sous vides sont plus adéquats pour les climats modérés et peuvent produire des températures allant jusqu'à 100 °C. Des approches d'optimisation des capteurs à tubes sous vide, en stade d'expérimentation, consistent à y intégrer des réflecteurs pour augmenter le niveau de concentration du rayonnement solaire. Cependant, ces capteurs, munis de réflecteurs, sont peu introduits dans les systèmes de génération de la chaleur industrielle en raison de leurs coûts relativement élevés.

Le **capteur à concentration** comporte un réflecteur ayant une forme parabolique, ou cylindro-parabolique, permettant de renvoyer le rayonnement solaire incident sur les tubes du capteur (les récepteurs) pour avoir le maximum de concentration. La technologie des capteurs à concentration permet de réduire les pertes thermiques et produire des hautes températures allant jusqu'à 290 °C. On distingue, également, entre les capteurs paraboliques stationnaires et ceux muni d'un système de poursuite solaires dont le principe consiste à rechercher l'angle optimale d'incidence du rayonnement solaire sur les réflecteurs en fonction de la course du soleil. Des prototypes de capteurs paraboliques ont été développés et testés dans des applications industrielles pour produire des températures comprises entre 100 et 200°C, tel le cas du capteur développé dans le cadre du programme de recherche « Fabrik der Zukunft » à l'institut de recherche AEE - Institut für Nachhaltige Technologien, en Autriche (Jähnig and Knopf, 2004).

La courbe des rendements permet de sélectionner la technologie appropriée du capteur solaire thermique selon les niveaux des températures auxquels il pourrait répondre. A titre indicatif, la **Figure.3.3.** montre le rendement des trois technologies décrites ci-dessus. Comme il est indiqué, le capteur plan standard présente un meilleur rendement dans le segment des basses températures. En effet, son rendement diminue de façon rapide pour les températures élevées en raison des pertes thermiques. Le capteur à tubes sous vide maintient un rendement acceptable pour une différence de température entre 80 et 120 °C, ce qui le rend plus adéquat pour les sites où la température ambiante est modérée. Le capteur parabolique, quant à lui, présente le meilleur rendement pour des températures relativement élevées, ceci est expliqué par la minimisation des pertes thermiques en introduisant les réflecteurs.

Toutefois, la courbe des rendements ne saurait être la seule référence permettant la sélection du type du capteur dans la mesure où elle reflète des résultats obtenus sous des conditions spécifiques. Il serait, par conséquent, plus judicieux de procéder à des

mesures sur site afin d'évaluer ses conditions climatiques, notamment, le rayonnement solaire et la température ambiante.

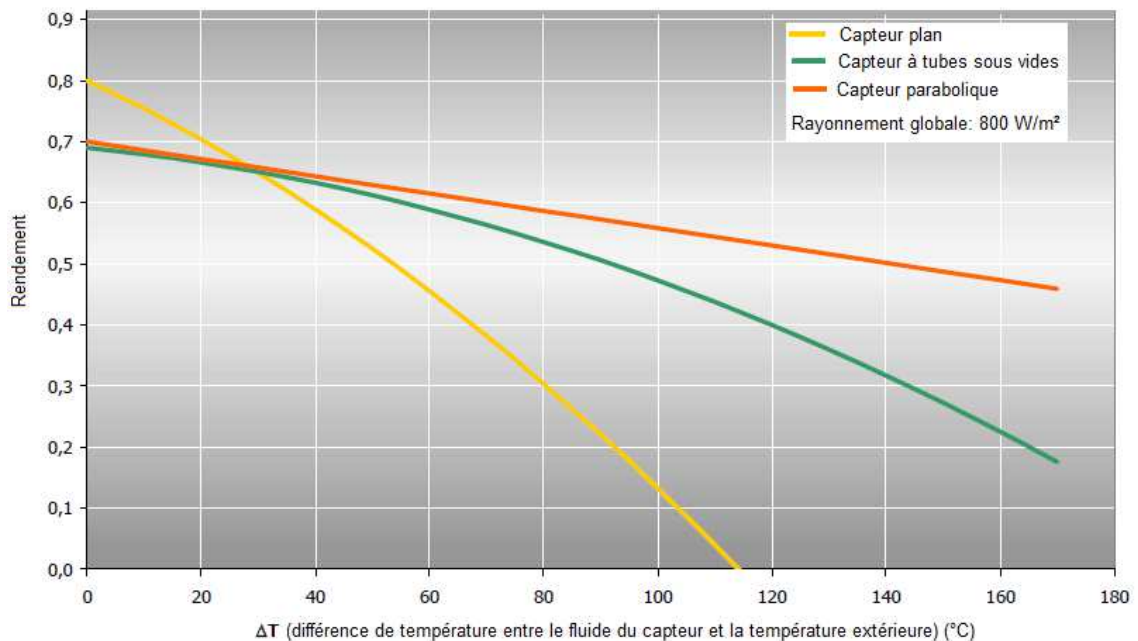


Fig.3.3 : Courbes de rendement des différents types des capteurs solaires thermiques (Müller et al., 2004).

3.2 Concept d'intégration de la chaleur solaire dans les process industriels

L'intégration des systèmes solaires de génération de la chaleur pour les process industriels nécessite une étude détaillée aussi bien du système de génération de chaleur conventionnel que le process industriel. L'étude à entreprendre consiste à analyser le potentiel d'économie d'énergie globale, techniquement possible, ainsi qu'à identifier les différents flux de chaleur et les niveaux des températures requises par chaque application.

Il existe différentes possibilités d'intégration d'un système solaire thermique pour la génération de la chaleur destinée aux process industriels. Généralement, une distinction est faite entre le niveau d'alimentation et le niveau du process. Les industries à forte demande d'énergie thermique, telles que les laiteries, possèdent généralement une chambre qui peut contenir deux chaudières fonctionnant alternativement. Dans la plupart des cas, c'est le gaz naturel qui est utilisé comme source d'énergie d'alimentation pour la génération d'eau chaude ou la vapeur, d'autres source d'alimentation en carburant, tel que le diesel, sont également utilisés pour les unités industrielles non raccordées au réseau de gaz naturel. Ainsi, l'énergie thermique générée par la chaudière sera injectée dans le réseau de distribution de chaleur. La chaleur ou l'eau chaude transportée sera, par la suite, utilisée dans les différentes applications nécessitant de l'énergie thermique, et ce, à travers le réseau des échangeurs de chaleur.

Une illustration schématique simplifiée du réseau de distribution de la chaleur est présentée par (Schmitt et al., 2014). Telle qu'il est indiqué dans la **Figure.3.4**, tous les

process sont approvisionné par la vapeur à 160°C à travers le réseau de chaleur. La majorité des process comportent des échangeurs de chaleur, et dans certain cas, des vannes de régulation de pression sont utilisées afin de diminuer la température de la vapeur. Cette dernière configuration (process A) est fréquemment rencontrée dans les process de transformation agro alimentaires tel que le lavage et le nettoyage. La chaleur condensée (condensats) est récupérée et transportée à travers un circuit hydraulique ouvert à une température moyenne de 90°C. Ainsi, l'analyse du système d'alimentation en énergie thermique, depuis le système de génération conventionnel jusqu'au process, fait ressortir deux approches d'intégration du système solaire thermique : une intégration au **niveau de la fourniture** et une intégration **au niveau du process**.

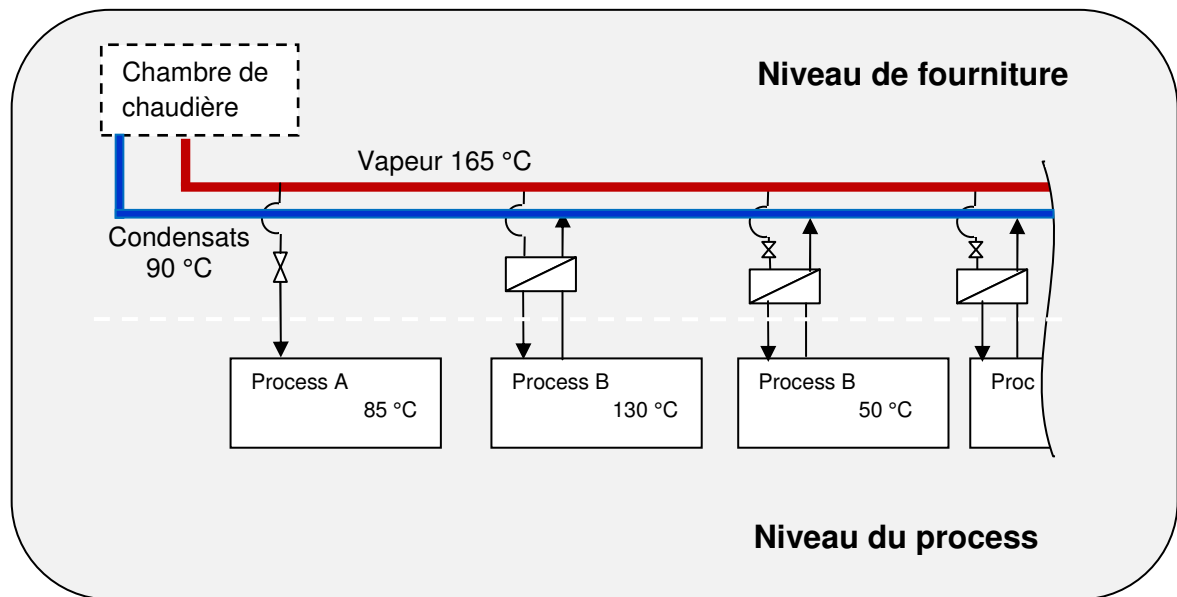


Fig.3.4 : Distinction entre niveau d'alimentation et process (Schmitt, 2011).

3.2.1 Intégration au niveau de la fourniture

L'intégration des systèmes solaire thermiques au niveau du process requiert l'identification des points d'intégration appropriés, ceci, en prenant en considération les niveaux des températures du système de génération de la vapeur. Dans la plus part des industries agroalimentaires le système de génération de la vapeur commence par l'augmentation de la température des condensats de retour. L'eau de retour, sous forme de condensats, entre au niveau de la chaudière pour être surchauffé jusqu'à l'évaporation. La **Figure 3.5** montre les éléments composant d'une chambre de chaudière pour la génération de la vapeur (Sattler and Schibel, 2011). Dans cas de figure, la génération de la vapeur s'effectue à circuit ouvert, c'est-à-dire, les condensats récupérés sont en contact avec l'environnement. De ce fait, un traitement sous forme de dégazage est nécessaire avant qu'ils soient engagés dans la chaudière. Par conséquent, une quantité de vapeur, provenant de la chaudière, est utilisée dans le processus de dégazage. Après ce traitement, les condensats seront reconduits vers la chaudière pour la production de la vapeur.

Selon (Schmitt et al., 2011), il existe trois possibilités pour l'intégration des systèmes solaires thermiques au niveau de la fourniture. La première possibilité (numéro 1 sur la

Figure.3.5) est l'intégration parallèle du système solaire thermique qui sera en mesure de produire de la vapeur, qui, à son tour, sera injectée dans le réseau de distribution. La deuxième possibilité (numéro 2) consiste à intégrer un système solaire permettant de ramener la température d'eau d'alimentation de la chaudière (après le dégazage) à la température désirée (150 °C). En fin, la troisième possibilité (numéro 3) consiste à préchauffer l'eau d'appoint avant qu'elle subisse le processus de dégazage.

Ainsi, à l'exception du préchauffage d'eau d'appoint, toutes les alternatives, visant l'intégration d'un système solaire thermique, requièrent des hautes températures qui doivent être fournies par le système solaire. Dans ce cas, il est impératif de faire recours à la technologie des capteurs à concentration afin de répondre à ces niveaux de température. Par conséquent, l'intégration au niveau de la fourniture serait mieux adaptée pour les sites à fort ensoleillement.

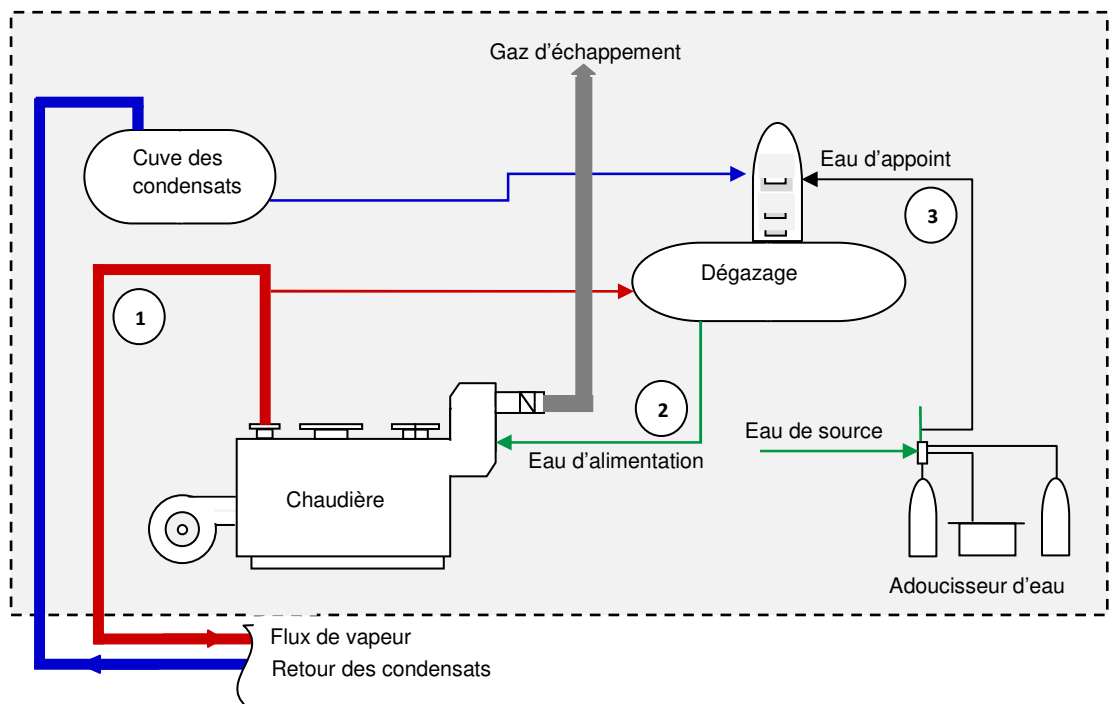


Fig.3.5 : Composants principaux d'une chambre de chaudière de génération de la vapeur dans les unités industrielles. (Sattler and Schibel, 2011).

3.2.2 Intégration au niveau du process

L'intégration des systèmes solaires thermiques au niveau du process diffère selon le type du process considéré. En effet dans une unité industrielle, il existe une multitude de process de traitement et de transformation ayant des configurations et modes de fonctionnement différents. La chaleur solaire peut être utilisée directement dans un ou plusieurs process simultanément à la température requise par chaque application. La température requise par le process se situe, généralement, au dessous de la température de retour des condensats dans le réseau de distribution de la chaleur. La **Figure.3.6** montre trois types de process d'une laiterie qui sont alimentés de vapeur à 165°C. Le premier process est celui de la pasteurisation de lait cru dont la température de pasteurisation varie entre 70 et 85°C. Dans ce cas, le process comporte un échangeur de chaleur à plaques pour le chauffage d'eau qui sera utilisée pour

effectuer les tâches de chauffage nécessaires au lait cru (préchauffage et pasteurisation). Ainsi, l'intégration d'un système de génération de la chaleur solaire doit prendre en considération le réseau d'échangeur de chaleur déjà existant, les débits des fluides et leurs températures ainsi que le profil de consommation.

Le deuxième process est celui de chauffage d'eau de nettoyage du process. Très souvent, le chauffage s'effectue en utilisant un échangeur de chaleur à plaques et puis l'eau chauffée sera stockée dans des cuves jusqu'à l'utilisation. La température d'eau chaude destinée au nettoyage varie selon le type de nettoyage sélectionné, elle est, généralement, située entre 60 et 80°C. Dans ce cas de configuration, le système solaire peut être impliqué pour assister le réseau de chaleur conventionnelle même lorsque la température fournie par le système solaire est inférieure à celle requise par le process de chauffage.

Le troisième process est le système de stérilisation de la crème extraite du lait cru. La vapeur est injectée directement dans le vide entourant l'enceinte de la cuve contenant la crème en passant par une vanne de régulation de pression. La stérilisation de la crème s'effectue à une température de 90°C. Le concept d'intégration du système solaire peut être valable aussi bien pour la production de la vapeur que le préchauffage d'eau.

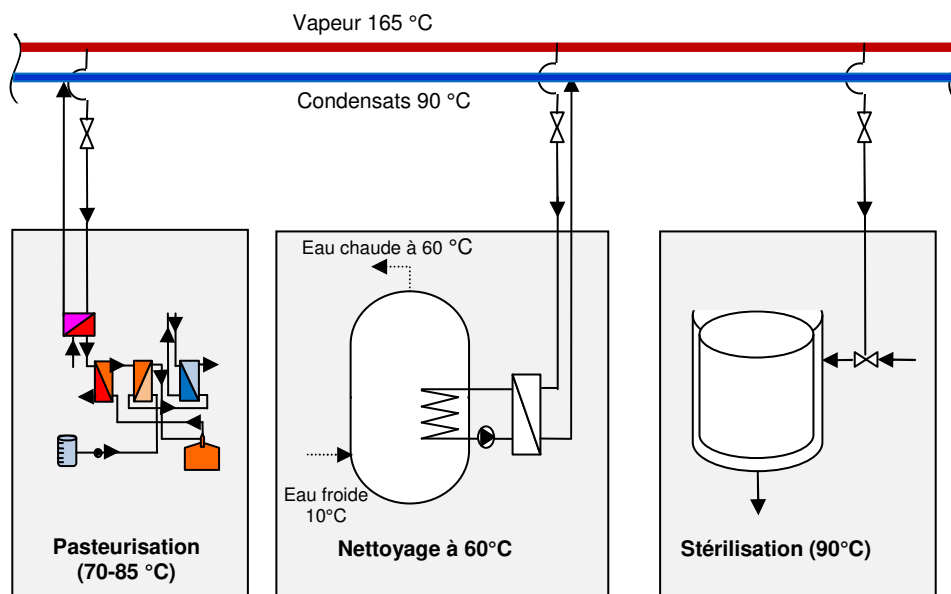


Fig.3.6 : Schéma de quelques process connectés au réseau de chaleur et possibilité d'intégration d'un système thermique solaire au niveau du process (cas d'une laiterie) (Adapté de Schmitt, 2011).

3.3 Synthèse bibliographique

Plusieurs études portant sur l'analyse du potentiel de la chaleur solaire industrielle ont été rapportées dans la littérature. Dans cette partie, une synthèse bibliographique est donnée sur des travaux élaborés dans le cadre des programmes de recherches, à travers quelques pays et régions.

Dans le cadre du programme de recherche européen POSHIP (*Potential for Solar Heat for Industrial Processes*), Schweiger et al. (2001) ont déterminé le potentiel de la chaleur solaire à basses (<60°C) et moyennes (60 à 160°C) températures pour l'Espagne et le Portugal. L'analyse est basée sur des audits énergétiques visant 32 entreprises industrielles. L'analyse des niveaux des températures montre que 60% de la demande en chaleur est requise à des températures inférieures à 160°C. Les auteurs ont estimé un potentiel technique de la chaleur solaire de l'ordre de 3.4% pour l'Espagne et 4.4% pour le Portugal, de la demande totale en chaleur. Les auteurs ont mentionné que le secteur agro alimentaire et celui des boissons est le plus prometteur pour l'utilisation de la chaleur solaire. L'industrie chimique, papier, tabac et cuir sont également mentionnés comme secteurs prometteurs pour l'application des systèmes solaires thermiques.

La même approche a été adoptée par Van de Pol et al. (2001) pour l'estimation du potentiel d'utilisation de la chaleur solaire dans le secteur industriel. L'analyse a porté sur le chauffage d'eau pour les process industriels à des températures inférieures à 60°C. Le potentiel d'utilisation de la chaleur solaire, rapporté par (Vannoni et al., 2008), est estimé à 3.2% du total de la demande en chaleur.

De même pour la Suède, Kovacs et al. (2003) ont examinés les possibilités d'application des systèmes solaires thermiques dans différentes branches industrielles. Leur investigation montre qu'il existe d'énormes possibilités pour l'application de ces systèmes notamment pour les sous-secteurs de l'industrie agro alimentaire et mécanique. Les auteurs ont estimé que l'application de ces systèmes se limite à 150 °C en raison des conditions climatiques en Suède. Ainsi, en guise de conclusion, les auteurs estiment un potentiel allant de 1.5 à 2% de la demande totale en chaleur.

Kalogirou (2003) a étudié le potentiel de la chaleur solaire pour les process industriels, pour Chypre, à travers une étude de simulation sous le programme Trnsys. Les niveaux des températures considérées pour les process industriels varient de 60 à 260°C. L'étude entreprise est basée sur un modèle de simulation prenant en considération de différents types de capteurs solaires (capteur plan standard, capteur cylindro-parabolique, etc.). Ainsi, une estimation des rendements des systèmes solaires thermique à usage industriel sous le climat méditerranéen a été rapportée. L'auteur indique un gain solaire annuel variant entre 550 et 1100 kWh/m².a. Aussi, l'étude montre que le coût d'énergie générée dépend étroitement de la technologie des capteurs à utiliser, par conséquent, la viabilité de ces systèmes dépend des coûts d'investissement initiaux ainsi que le prix d'énergie conventionnelle.

Vannoni et al. (2006) ont rapporté des résultats sur l'étude du potentiel de la chaleur solaire pour les process industriels en Grèce, Belgique et quelques sous secteurs industriels en Allemagne. Vannoni et al. (2008) ont conduit une investigation afin d'estimer le potentiel de la chaleur solaire pour les process industriels en Italie. Les auteurs sont arrivés à la conclusion que le potentiel technique est d'environ 3.7% de la demande totale d'énergie thermique.

Müller et al. (2004) ont calculé le potentiel de la chaleur industrielle à basses (<100) et à moyennes (<250) températures pour le secteur industriel en Autriche. L'étude a été menée en assumant une fraction solaire de l'ordre de 40%. Le potentiel technique du

solaire thermique estimé, selon les auteurs, est d'environ 3.4% des besoins globaux en chaleur.

Dans une étude publiée portant sur le potentiel de la chaleur solaire dans l'industrie, pour Victoria, Australie, McLeod et al. (2005) ont rapporté que la demande d'énergie thermique pour le secteur industriel et celui des services représente 53% de la consommation finale d'énergie.

C.Lauterbach et al. (2011) ont conclu, à travers une étude sur l'analyse de la demande en chaleur industrielle, que le potentiel théorique est de 134 TWh/a et le potentiel technique de la chaleur solaire est estimé à 16 TWh/a. Les auteurs soutiennent que le secteur agro alimentaire est le plus prometteur pour l'utilisation des systèmes thermiques solaire à court terme.

L'agence de coopération internationale allemande (GIZ) a conduit une étude visant l'analyse de la consommation énergétique au sein du secteur industriel indien. Ainsi, un total de 10 sous secteurs ont fait objet d'investigation en vue d'évaluer l'économie d'énergie susceptible d'être réalisée en introduisant les systèmes solaires thermiques. L'étude a été publiée dans un rapport (GIZ, 2011) comportant tous les détails de l'investigation menée.

Au niveau du nord africain, Amous (2013) a publiée une étude s'intitulant "Estimation du potentiel d'applications solaires pour la satisfaction des besoins de process de l'industrie tunisienne" l'analyse énergétique de 56 entreprise industrielles. Les audits conduits ont pour objectifs la détermination des besoins en eau chaude et en chaleur selon les niveaux des températures requis par process. L'analyse énergétique des 56 entreprises montre que 85% de la consommation énergétique est liée à l'énergie thermique, le reste (15%) est accordé à l'électricité. L'auteur indique l'existence d'un potentiel important pour l'utilisation des systèmes solaires thermiques, avec une priorité accordées aux systèmes cylindro-parabolique et capteurs plans.

Hoffman et al.(2014) ont conduit une investigation sur le potentiel du marché du solaire thermique pour les applications industrielles pour l'Egypte et le Maroc. Les auteurs ont conclu l'existence d'un marché potentiel important estimé, en termes de surface à installer, à 2.3 millions de m² pour le Maroc et 4.6 millions de m² pour l'Egypte.

L'intégration des systèmes solaires thermiques au sein des process industriels est une tâche très complexe et nécessite une analyse approfondie des besoins énergétiques de ces process. En effet, il n'existe pas de méthode standard permettant de définir le concept d'intégration, cependant, le recours à des méthodes d'intégration des procédés (analyse énergétique) permet d'apporter des solutions pour l'identification des points l'intégration des SST pendant la phase de conception (Ben Hassine et al, 2015). Aussi, en plus de l'analyse du système solaire, les systèmes hydrauliques des process industriels doivent être analysés minutieusement en vue de définir le concept de couplage le plus approprié. (Schmitt et al. 2014).

De nombreux travaux scientifiques portant sur l'intégration des SST dans les process industriels sont rapportés dans la littérature. Atkins et al. (2010) a conduit une investigation sur l'intégration d'un système solaire thermique, de 1000 m² de surface de capteurs, dans les process de l'industrie laitière en Nouvelle Zélande. Les auteurs

ont conclu que 14.4% de la demande en chaleur peuvent être fournies par le système solaire. Mauthner et al. (2014), dans son étude de cas sur une unité de production des boissons alcoolisées située en Espagne, soutient que 20% demande en énergie thermique peuvent être assurée par les systèmes solaires thermiques. Quijera et al. (2014) ont étudié le cas d'une unité de production de poissons en boîte en Espagne. Les auteurs mentionnent qu'une surface de 500 m² de capteurs solaires thermiques peut conduire à une fraction solaire de 11.5%.

Dans une étude sur l'intégration des systèmes solaires thermiques dans l'industrie laitière en Autriche, Schnitzer et al. (2007) ont développé une nouvelle approche en utilisant la méthode de pincement et les diagrammes de Sankey. Les auteurs ont identifié deux options d'intégration des systèmes solaire thermiques dans la ligne de production, avec 1000 m² (option 1) et 1500 m² (1500 m²) de surface capteurs. Les deux systèmes contribueront à une économie de gaz naturel de l'ordre de 85 000 et 109 000 m³/an respectivement. Le retour d'investissement peut être réalisé en moins de trois années.

Quijera et al. (2011) ont mené une étude sur l'intégration d'un système solaire thermique dans le process de transformation de lait situé dans la région de Basque en Espagne. Les résultats de simulations effectuées indiquent que le SST peut couvrir 71% des besoins thermiques du process avec une surface de capteurs à tube sous vide de 1694 m². Une couverture totale des besoins en eau chaude, à une température de 95°C, est faisable, cependant, il est important, d'étudier la disponibilité de la surface au sein des unités ciblées.

Cependant, le retour d'investissement des systèmes solaires thermiques est difficile à atteindre dans les pays où le prix d'énergie utilisée pour générer la chaleur industrielle est bas. A titre d'exemple, dans une étude de cas pour l'introduction d'un SST pour l'application de teinture en Tunisie, Frein et al. (2014) rapporte dans son analyse que le retour d'investissement lié au système n'est pas possible, durant le cycle de vie du système, sans le recours à la subvention.

4 Management d'énergie

La problématique de la maîtrise et de management d'énergie au sein du secteur industriel est de plus en plus posée dans plusieurs pays à travers le monde. D'importantes avancées ont été faites dans la filière d'économie d'énergie et la réduction des coûts induits par les prix élevés des ressources énergétiques. Aussi, le besoin de réduire les émissions des gaz à effet de serre devient une priorité pour beaucoup d'industries, de ce fait, il est urgent de définir et d'implémenter de nouvelles approches de gestions d'énergie (Kannan and Boie, 2003 ; Gordi et al., 2010). Bien qu'un system de management d'énergie diffère d'une entreprise à une autre, un audit énergétique constitue, cependant, un élément essentiel qui fournit des indicateurs sur l'utilisation d'énergie et les coûts inhérents servant à une meilleure implémentation d'un système de gestion d'énergie (Ozturk, 2005 ; John and Van Gorp, 2005).

L'objectif général d'un audit énergétique est d'avoir une meilleure compréhension d'utilisation d'énergie dans l'unité de production et d'identifier les gisements d'économie d'énergie (Kong et al., 2013 ; Li et al., 2010 ; Klugman et al., 2007 ; Thollander et al., 2005). Ceci peut se faire en révisant les données historiques de la compagnie (factures de consommation énergétique, profil de production,...etc.) et procéder à des inspections ainsi que des mesures sur site (température, débit, pression, puissance, ...etc.) de tous les équipements ainsi que définir leur profil de fonctionnement (Saidur and Mekhilef, 2010). Des détails peuvent être nécessaires selon le types d'audit (Thuman and Younger, 2007 ; Abdelaziz et al., 2011).

Pour l'industrie algérienne, il y a un besoin urgent de promouvoir les pratiques de gestion d'énergie pour une consommation rationnelle et une utilisation plus efficace et efficiente d'énergie dans le but de réduire les émissions des gaz à effet de serre. De ce fait, le gouvernement algérien a adopté une loi pour la gestion d'énergie (OJAR, 2012), à partir de laquelle, il a initié un programme dédié au développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique (ME, 2011). Dans le cadre de ce programme, il a été accordé une priorité à la promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel en cofinçant les audits énergétiques pour aider les industries ciblées à réduire leur consommation énergétique.

Dans le cadre du programme « Promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel », l'Agence de Promotion et de Rationalisation d'Utilisation d'Energie (APRUE) a indiqué que 130 audits ont été effectués (APRUE, 2014), cependant, d'aucuns résultats ne sont publiés à ce jour.

Dans un autre programme « Formation des conseillers en maîtrise d'énergie et protection de l'environnement », initié par l'université de Batna en coopération avec la Société Nationale d'Electricité et du Gaz (SONELGAZ) et avec le support de la société allemande de coopération technique (GTZ : Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit), 108 conseillers ont été formés pour aider les ingénieurs exerçant dans l'industrie d'introduire les mesures d'économie d'énergie (Hamouda et al., 2007).

4.1 Approche basée sur l'audit énergétique

Un audit énergétique est une approche permettant d'analyser l'utilisation d'énergie au sein d'une unité industrielle. Cette analyse consiste à identifier le comportement d'utilisation d'énergie sur une période donnée (au moins une année). Elle s'accomplit

4. Management d'énergie

en faisant ressortir les différents indicateurs clés de la consommation énergétique, à partir desquels l'auditeur peut définir les opportunités d'économie d'énergie. Généralement, un audit énergétique passe d'abord par l'analyse des factures de consommation énergétique, toutes sources confondues. L'analyse de ces factures peut mener l'entreprise à prendre des mesures de conservation d'énergie sans coûts d'investissements aucuns, ceci, en étudiant les possibilités de basculement des activités de production vers des postes horaires où la tarification est à moindres coûts. Plus loin, des visites sur sites seraient nécessaires en vue de maîtriser et d'analyser le processus de transformation et d'appréhender les zones d'utilisation d'énergie. La puissance de tout l'ensemble des équipements électriques doit être collectée pour, ainsi, procéder à une révision de la puissance mise à disposition. Ainsi, l'inspection des équipements sur site pourrait aboutir à des recommandations sur des changements de technologies et d'implication d'autres sources d'énergies, renouvelables notamment, celles susceptibles de réaliser des économies des ressources fossiles.

4.1.1 Base de données, élément essentiel dans le système de management d'énergie

L'élaboration d'un système de management d'énergie nécessite la connaissance de toutes les données relatives à l'utilisation d'énergie, ceci, depuis l'approvisionnement jusqu'à l'utilisation finale par les chaînes de production. Ainsi, la fréquence de collecte des données se définit selon le niveau auquel sera appliqué le diagnostic énergétique. En d'autres termes, le diagnostic énergétique au niveau des processus de transformation nécessite une collecte de données en temps réel. Par conséquent, les systèmes informatiques, notamment les systèmes d'acquisition de données, jouent un rôle fondamental dans le traitement de données et l'élaboration de différents scénarios aidant à la prise de décision.

4.1.2 Utilité d'un système de management d'énergie

Un système de management d'énergie a pour objectif l'aide à la prise de décisions (mesures) visant l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique. Pour ce faire, un ensemble de données dynamiques doivent être acquise périodiquement en amont. En aval, il s'agit d'assurer un traitement de ces données, à travers des programmes qui permettent de faire ressortir les indicateurs d'efficacité énergétique. Les mesures et actions prises pour améliorer l'efficacité énergétiques, sont évaluées en comparant les nouveaux indicateurs avec les données historiques (Hooke et al, 2004).

4.2 Méthodologie

Une analyse énergétique a été menée sur trois laiteries en vue de définir l'état actuel d'utilisation d'énergie ainsi que les coûts. Cette analyse a pour objectif la détermination des indicateurs spécifiques liés à la consommation d'énergie, le volume de production et le coût d'énergie. Dans une première phase, un audit détaillé a été conduit sur la laiterie des Aurès, puis, vue les similarités que présentent les autres laiteries, en terme de processus technologique et comportement de consommation, une étude comparative des différents indicateurs a été effectuée. Une partie importante de l'étude s'est portée sur l'analyse des paramètres électriques suivie par des recommandations et des mesures d'économie d'énergie. Les données nécessaires dans cette analyse sont la consommation du gaz naturel et l'électricité (kWh), la quantité de production (tonne), la puissance de chaque équipement électrique (kW) et leur temps opérationnel

4. Management d'énergie

(heurs). Le facteur de puissance, l'énergie active et réactive sont relevés à partir des factures de consommation. La consommation est calculée selon la formule suivante :

$$CSE = E_c / Q_t \quad (4.1)$$

Où, CSE dénote la consommation spécifique d'énergie (kWh/kg), E_c est la consommation du gaz naturel ou d'électricité (kWh) et indique le volume de production (kg).

4.3 Unité de production du lait et des produits laitiers (Laiterie des Aurès)

La laiterie des Aurès est située à l'est de l'Algérie, dans la région des Aurès. Avec une surface totale de 39 439 m² dont 7664 m² sont couverts, cette unité est destinée à produire du lait reconstitué, fermenté et cru ainsi que d'autres produits laitiers. Sa capacité théorique de production est de 200 000 litres de lait dont 80% représentent le lait pasteurisé et fermenté, le reste (20%) représente le lait cru. D'autres produits laitiers sont également produits, de façon non régulière.

4.3.1 Description des processus de transformation du lait reconstitué et du lait cru

Les deux principales chaînes de transformation sont celles destinées à la production du lait reconstitué et de lait cru. La production de la crème fraîche, le fromage et le beurre ne sont pas pris en considération dans cette analyse.

a) Le processus de transformation du lait reconstitué s'effectue en trois principales étapes (**Fig.1**) :

- 1) **Préparation du lait** : la préparation du lait commence par le préchauffage d'eau jusqu'à une température de 40°C, à travers un échangeur de chaleur à plaques, pour favoriser la dissolution de la poudre de lait. Ensuite, l'eau chauffée est pompée en direction du tri-blender où elle sera en contact direct avec la poudre de lait. Le mixte (eau et poudre de lait) est transporté à l'aide d'une pompe de circulation vers des cuves contenant des mélangeurs, où la poudre se dissout sous l'effet d'agitation. Il est, également, important de noter que la préparation du lait de poudre se fait par lots avec 15000 litres chacun. La durée nécessaire pour préparer un lot est une demi-heure. En fin, la poudre mélangée avec l'eau doit rester dans la cuve pendant 30 minutes avant l'évacuation pour subir un prétraitement.
- 2) **Prétraitement du lait** : à cette étape, le lait est pompé à travers un échangeur de chaleur où il subit un chauffage à une température de 72°C, puis il passe dans un processus de désaération afin d'éliminer les bulles d'air. Cette tâche est importante pour éviter le risque d'oxydation de la matière grasse. Cette étape consiste à ajouter de la matière grasse au lait, ceci est réalisé en envoyant le lait à travers une conduite où il sera en contact avec la matière grasse chauffée à 65°C. Ensuite, le mixte (eau, poudre de lait et matière grasse) passe par un processus d'homogénéisation afin de disperser et de dissoudre les globules résultant de la matière grasse. Maintenant, le produit fait le retour vers l'échangeur de chaleur, dans la section de refroidissement, où il

4. Management d'énergie

se refroidit entre 4 et 6°C. Enfin, le lait reconstitué est pompé directement vers les cuves de stockage pour passer à la pasteurisation.

- 3) **Pasteurisation du lait** : le lait reconstitué passe dans la première section de l'échangeur de chaleur à plaques où il subit un préchauffage, puis il sera engagé dans la deuxième section où il est chauffé (pasteurisé) à une température de 80°C. De ce fait, un système de contrôle est nécessaire pour contrôler les électrovannes permettant l'évacuation du lait reconstitué. Après avoir été chauffé à la température désirée, le lait reconstitué est conduit à travers un serpentin où sa température est maintenue pendant 15 secondes afin de neutraliser les germes pathogénique et les microorganismes. Après, le lait fait le retour vers la section de refroidissement, au sein de l'échangeur à plaques, où il subit un refroidissement à 4°C, puis il sera redirigé vers les cuves de stockage.

b) Le processus de traitement du lait cru se fait à travers trois principales étapes à savoir (**Fig.2**) :

- 1) **Réception, refroidissement et stockage du lait cru**: à l'arrivée des camionnettes à citernes, un système de pompage est mis en place pour son extraction. Ensuite, le lait cru passe par un système de dégazage pour éliminer les bulles d'air et passe par la suite à travers un échangeur à plaques où il subit un refroidissement à une température comprise 4 et 6°C. Enfin, le lait cru est redirigé vers les cuves de stockage.
- 2) **Prétraitement et séparation du lait cru** : le lait cru est évacué, de façon continue, vers un échangeur de chaleur à plaques pour subir un chauffage à une température entre 50 et 60°C. Ensuite le lait chauffé est admis dans une écrémeuse pour en extraire de la crème sous l'effet d'une séparation centrifuge.
- 3) **Pasteurisation et stérilisation** : Enfin, la crème sera transportée vers une cuve où elle subira une stérilisation à 90°C. Le lait écrémé fait le retour vers l'échangeur à plaques pour y être refroidi à une température de 6°C puis redirigé vers la cuve de stockage.

4.4 Analyse de l'audit énergétique

4.4.1 Données sur la production du lait et des produits laitiers

Le **Tab.1** présente les données de production du lait (lait pasteurisé, fermenté et cru), et des produits laitiers (crème, fromage et beurre) entre 1998 et 2012. Toutes les données relatives à la production du lait sont converties en kg afin de permettre une comparaison de la consommation d'énergie spécifique avec d'autres données issues de la littérature.

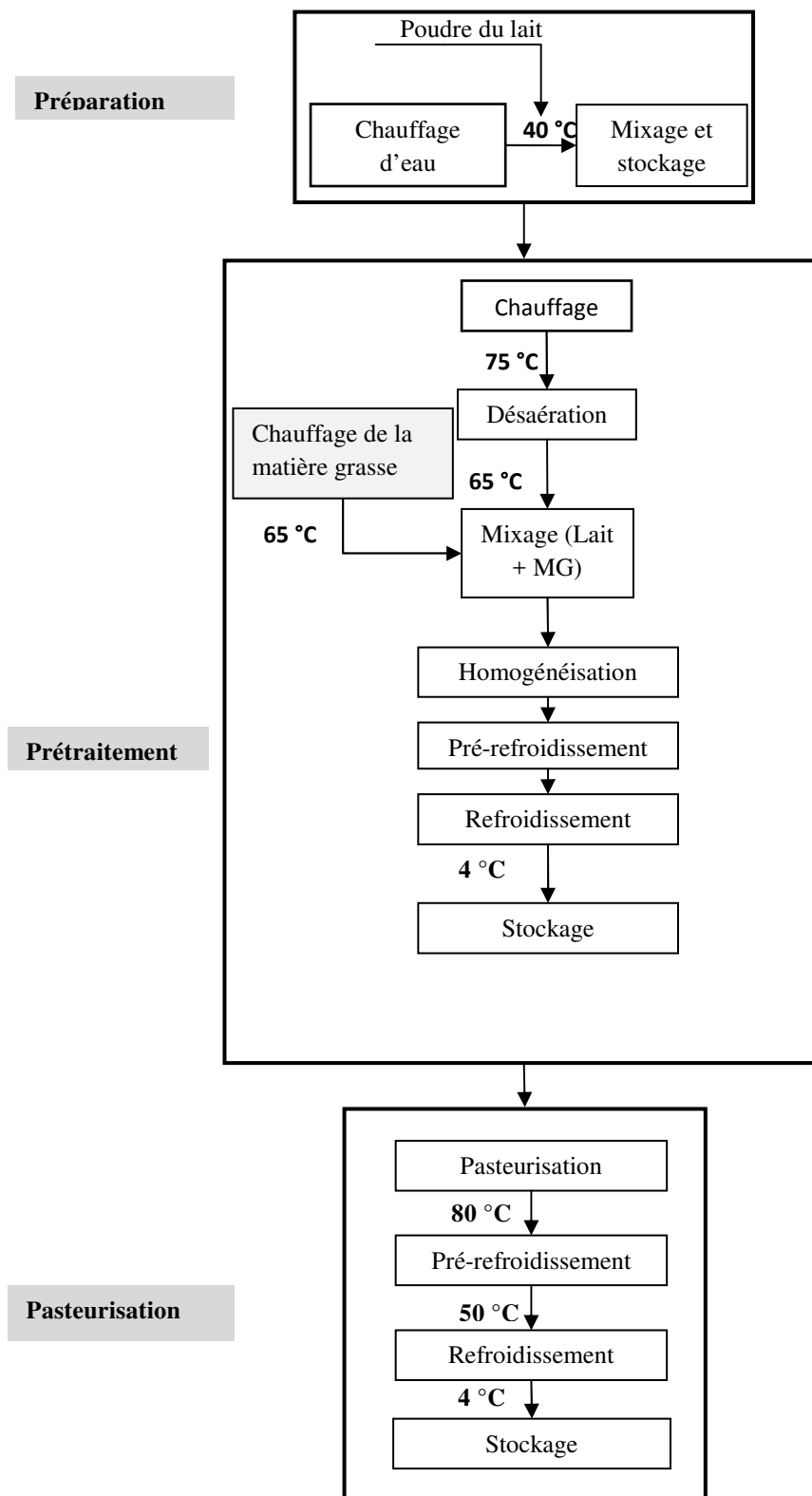


Fig.4.1 : Etapes de transformation du lait reconstitué.

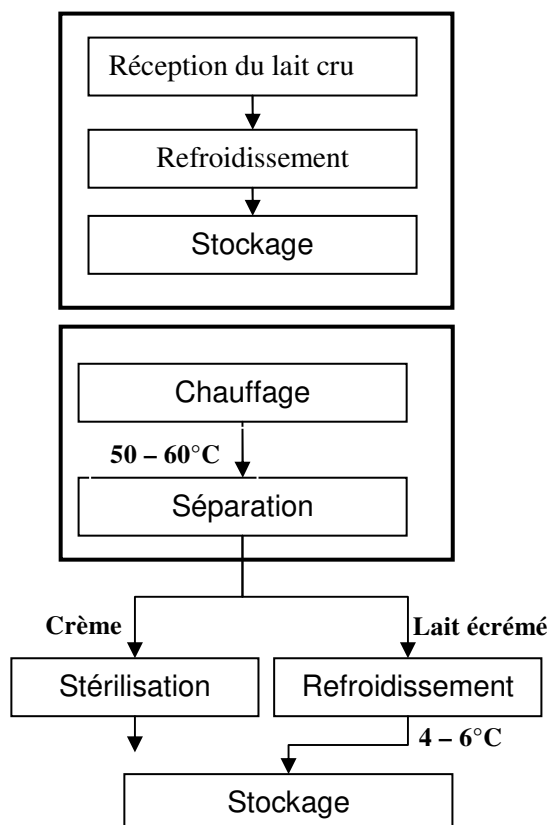


Fig.4.2 : Etapes de transformation du lait cru.

Tab.4.1 : Inventaire de production du lait pasteurisé, cru et fermenté, et des produits laitiers (crème, fromage et beurre)

Produit / année	Lait pasteurisé et conditionné (Litres)	Lait Cru (Litres)	Lait fermenté et conditionné (Litres)	Crème + fromage + beurre (kg)
1998		61211000		
1999		56837000		
2000		50748000		
2001		50664000		
2002		44004000		
2003	24070113	4711612	4161465	
2004	23641376	5782143	4524539	2484.8
2005	21130179	5842684	3667390	8010.7
2006	19998013	5905730	3307621	3318
2007	32959621	4253034	2694246	1285.6
2008	48679576	1541305	1513536	756
2009	47257437	3099903	1469105	8787
2010	51118088	4281773	1258287	9408
2011	66880522	6481859	2042284	9002
2012	64539308	10075332	4268638	206846

4.4.2 Utilisation d'électricité et de gaz naturel entre 1999 et 2012

La **Figure.4.3** présente la consommation d'énergie, de 1999 à 2012, de la laiterie étudiée. Tel qu'il est indiqué, l'énergie est utilisée principalement sous deux formes, l'électricité servant comme alimentation des différentes machines et équipements électriques, éclairage, système de contrôle, etc., et le gaz naturel comme source d'alimentation de la chaudière qui génère la vapeur utilisée pour le chauffage d'eau, cette dernière, sera utilisée tout au long du processus de transformation pour le traitement du lait. Il est clair que la consommation totale d'énergie, durant la période d'audit, est dominée par le gaz naturel, avec un pourcentage moyen de 78%, le reste (22%) correspond à la consommation d'électricité. La période allant de 2003 à 2007 est caractérisée par une faible consommation d'énergie comparativement au reste des années, ceci est due à la diminution de la capacité de production conduisant à un fonctionnement partiel des équipements et des lignes de production ainsi qu'une réduction des heures opérationnelles.

4.4.3 Consommation spécifique d'énergie (CSE)

Dans cette partie, les indicateurs spécifiques d'énergie liés à l'électricité et le gaz naturel ont été calculés. La consommation spécifique d'électricité varie entre 0.03 et 0.07 kWh/kg avec une valeur moyenne de 0.053 kWh/kg. Cependant, la consommation spécifique du gaz naturel est située entre 0.11 et 0.22 kWh/kg, avec une valeur moyenne de 0.18 kWh/kg. Il est bien visible, à partir de la **Figure.4.4**, que la consommation spécifique d'énergie présente des variations significatives à travers les années, ce qui explique clairement le comportement d'utilisation d'énergie par la laiterie. Ainsi, en considérant la période allant de 1999 à 2007, la consommation spécifique du gaz naturel présente les plus hauts niveaux. La production maximale du lait, durant cette période, a été enregistrée en 1999 à 56.83 millions de litres. Par contre, à partir de 2008 jusqu'à 2011, l'utilisation d'énergie semble être plus efficace, en effet, en l'an 2012, les consommations spécifiques du gaz naturel et d'électricité ont été de 0.113 et 0.031 kWh/kg respectivement. La production du lait dans la même année de 2011 était de 75.4 millions de litres. Par conséquent, quand la capacité de production augmente, toutes les chaînes de production sont exploitées ce qui mène à une utilisation efficace d'énergie. Ce constat illustre également les pertes importantes au sein des chaînes de production, ces pertes sont causées principalement par le fonctionnement des pompes en l'absence de production du lait. Plus loin, d'énormes pertes de vapeur ont été observées, durant la période de séjour, dues aux défaillances des systèmes de contrôle des électrovannes, en effet, le contrôle de plusieurs électrovannes se fait manuellement.

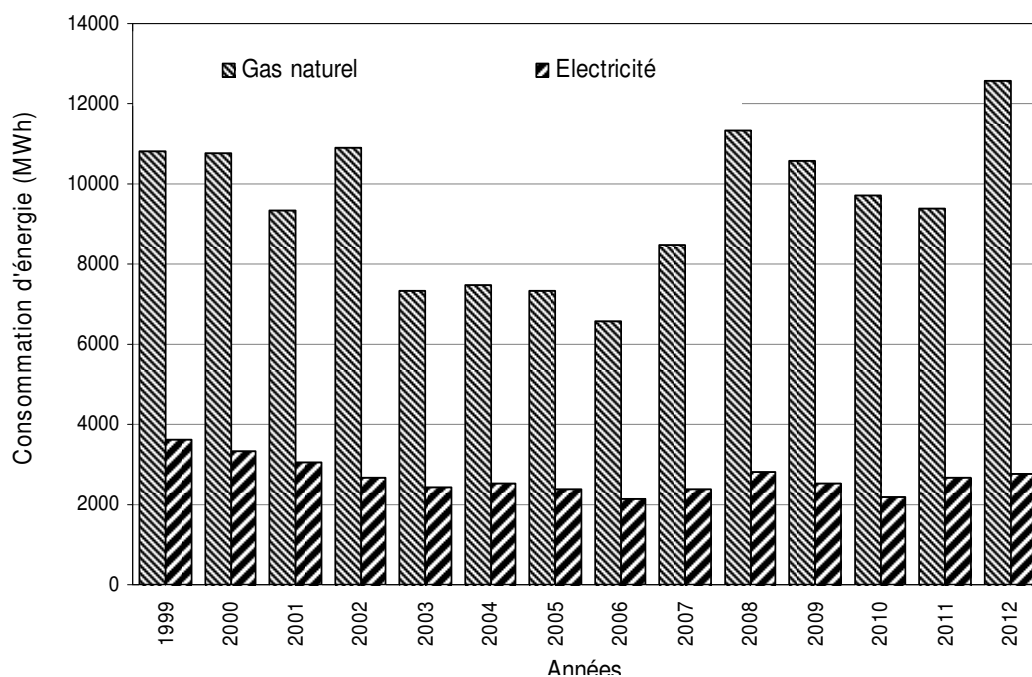


Fig.4.3 : Consommation énergétique (gaz naturel et électricité) au sein d'une laiterie durant la période allant de 1999 jusqu'à 2012.

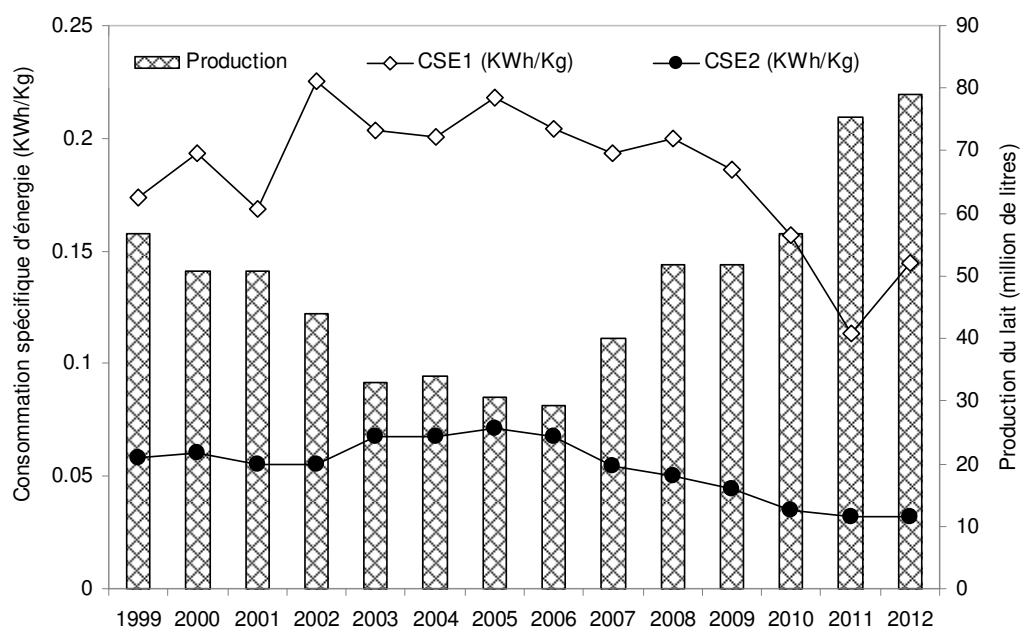


Fig.4.4 : Evolution de la production du lait, consommation spécifique du gaz naturel (CSE1) et consommation spécifique d'électricité (CSE2).

4.4.4 Répartition de la consommation d'électricité au sein de la laiterie

Un bilan montrant la répartition de la consommation finale d'électricité a été établi en se basant sur les données relatives aux différents équipements électriques (Zoubia and Habouche, 2013). Les données les plus importantes sont les puissances et les heures de fonctionnement. Comme il est indiqué sur la **Figure.4.5**, le processus de transformation du lait est compte pour 24% de la consommation totale, ceci inclut le processus de lait reconstitué, lait cru et les produits laitiers. La grande partie de cette consommation est liée aux pompes de circulation qui se trouvent tout au long des circuits hydrauliques, suivi par les moteurs, particulièrement ceux qui sont en fonctionnement permanent et qui sont situés au niveau des mélangeurs, homogénéisateur et séparateur, etc.

Les équipements de réfrigération ont une part de consommation de 21% du total d'utilisation d'électricité, cette part tient en compte les systèmes de production du froid. Aussi, l'unité dispose de 53 conditionneurs d'air dont 23 sont mis aux besoins du personnel administratif. La puissance électrique de chacun est de 2.6 kW et fonctionnent pratiquement du mois de Novembre jusqu'à Mars avec une durée journalière moyenne de 8 heures, ce qui conduit à une consommation annuelle de 165.36 MWh/an. Avant 2008, l'unité était équipée d'un système de production du froid à base d'ammoniac, et en raison de quelques dégradations le système devient incapable de satisfaire tous les besoins en termes de refroidissement, de ce fait, un autre système a été installé cependant il n'est pas à sa pleine capacité de production.

Il est également important de noter l'arrêt de la chaîne de fabrication des bouteilles en 2005 due à l'émergence d'unités laitières dans les régions de livraison de ce type produit au sud du pays, à cet effet, sa commercialisation a pris du recul. La consommation d'électricité par la chaîne de fabrication des bouteilles était dominée par les deux extrudeuses avec une puissance de 75.53 kW chacune. Ainsi, un intérêt particulier a été accordé afin d'estimer les pertes d'énergie due au fonctionnement à vides de ces extrudeuses (**Tab.4.2**).

Enfin, 15% de la consommation totale va aux besoins des équipements d'éclairage et de ventilations, suivi par les compresseurs d'air (12%). Les opérations de nettoyage, effectuées selon un programme bien défini, les chauffe-air, et les stations de traitement d'eau totalisent une part de consommation de 11%. Des investigations visant à étudier les possibilités de réduction de la consommation d'électricité seraient nécessaires, bien que le présent audit ne se soit pas penché sur l'estimation d'économie d'énergie, des mesures ont été dressées dans la section des recommandations, ces dernières sont déduites des observations faites sur site et d'exemples pris à partir de la littérature (Abdelaziz et al, 2011 ; Trygg and Karlsson, 2005).

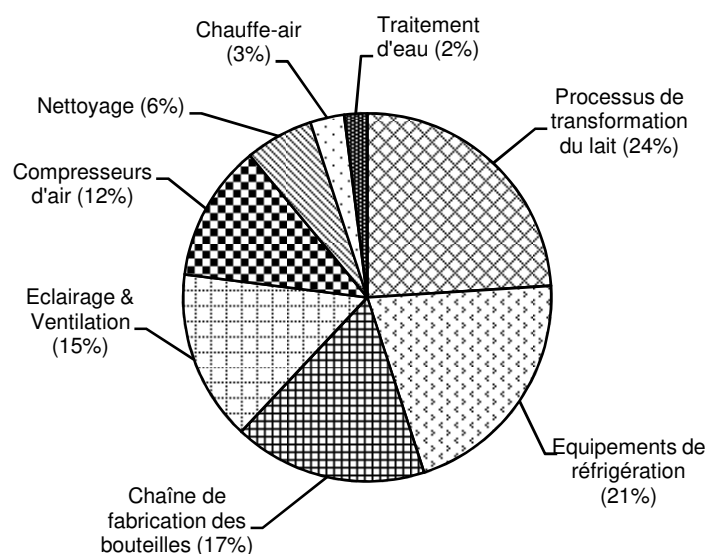


Fig.4.5 : Répartition moyenne de la consommation d'électricité au sein du process et différents supports (Zoubia and Habouche, 2003).

Tab.4.2 : Pertes d'électricité causées par le fonctionnement à vide des extrudeuses (Zoubia and Habouche, 2003).

Année	Pertes d'électricité (MWh)
2000	91.07
2001	50.76
2002	78.89
2003	92.52

4.4.5 Puissance mise à disposition (PMD) et puissance maximale appelée (PMA)

Depuis sa création, la laiterie avait une puissance mise à disposition de 1500 kW, l'analyse des factures de consommation durant les 14 années montre que la puissance maximale appelée à partir du réseau national n'a jamais dépassé 900 kW. En tenant compte de l'indicateur d'efficacité énergétique le plus bas qui a été de 0.031 kWh_{électricité}/kg en 2012 avec une production maximale de 78.88 millions de litres de lait, la laiterie doit, en effet, ajuster sa puissance mise à disposition à 590 kW.

4.4.6 Facteur de puissance

Le **Tableau.4.3** et le **Tableau.4.4** représentent des données complètes sur l'utilisation d'électricité par la laiterie pendant les deux années 2005 et 2011. Ces données rapportent l'utilisation d'énergie active par poste horaire, l'énergie réactive, la puissance appelée du réseau national et le facteur de puissance. Le facteur de puissance ($\cos \phi$) étant le rapport entre la puissance réelle et la puissance apparente, renseigne sur le degré d'efficacité d'utilisation de la puissance réelle par un équipement ou une unité industrielle. Ainsi, une comparaison du facteur de puissance

4. Management d'énergie

pour les deux années 2005 et 2011 a été établie, où la consommation spécifique d'électricité montrait ses deux valeurs extrêmes (0.071 et 0.031 kWh/kg). Dans ce sens, l'analyse montre qu'en dépit d'une consommation spécifique plus élevée en 2005, l'utilisation d'énergie réelle durant cette année est plus efficiente qu'elle en est en 2011, ce qui pourrait bien être attribué au facteur de dégradation des équipements.

Tab.4.3 : Paramètres électriques et répartition de la consommation d'électricité par poste horaire pour l'année 2005.

	H _{creuse} (kWh)	H _{pointe} (kWh)	H _{pleine} (kWh)	E.A (kWh)	E.R (kvarh)	PMA (kW)	FP
Jan	50990	40080	128510	219580	86310	610	0.93
Fév	44510	33700	118860	197070	67440	480	0.94
Mar	40280	32890	107150	180320	61370	510	0.94
Avr	46970	36170	110710	193850	68480	520	0.94
Mai	52680	41120	117540	211340	72700	590	0.94
Jun	48940	36270	116110	201320	64490	500	0.95
Jul	53580	39060	125240	217880	70030	450	0.95
Aou	41670	31890	103300	176860	65870	460	0.93
Sep	46230	37790	108710	192730	77220	410	0.92
Oct	71320	39190	135070	245580	103270	420	0.92
Nov	51300	30180	104770	186250	65850	440	0.94
Déc	37910	36280	106090	180280	61230	420	0.94

Tab.4.4 : Paramètres électriques et répartition de la consommation d'électricité par poste horaire pour l'année 2011.

	H _{Creuse} (kWh)	H _{Pointe} (kWh)	H _{Pleine} (kWh)	E.A (kWh)	E.R (kvarh)	PMA (kW)	FP
Jan	42220	35480	118530	196230	175810	410	0.74
Fév	57740	40070	136410	234220	225730	440	0.72
Mar	51770	34840	121140	207750	198680	430	0.72
Avr	45000	35120	110160	190280	187610	410	0.71
Mai	46900	36150	112610	195660	205030	410	0.69
Jun	51170	36640	113980	201790	200950	400	0.70
Jul	44970	39380	127420	211770	207700	480	0.71
Aou	65460	45240	144160	254860	234920	490	0.73
Sep	70600	45630	149250	265480	264790	510	0.70
Oct	47970	42020	130300	220290	229120	470	0.69
Nov	56500	43270	137260	237030	249220	460	0.68
Déc	53480	39770	134870	228120	231090	460	0.70

4.4.7 Consommation d'électricité par poste horaire et structure des prix

Selon le contrat conclu avec la Sonelgaz, la structure des prix de l'électricité pour le secteur industriel est divisée en trois classes (OJAR, 2005). Les heures pleines se situent dans la tranche horaire allant de 6 am à 5 pm et de 9 pm à 10 :30 pm, les heures de pointe se trouvent entre 5 pm à 9 pm et les heures creuses se situent entre 10 :30 pm et 6 am. Le prix du kilowattheure selon le poste horaire est donné dans le **Tableau.4.5** L'analyse des données sur les quatorze années montre que 58% d'utilisation d'électricité se produit durant la période des heures pleines, 24% durant

4. Management d'énergie

les heures creuses et le reste de la consommation (18%) se produit pendant les heures de pointe. En termes de coûts, l'analyse faite en 2011, montre que 53% du coût total d'énergie active est lié aux activités pendant les horaires de pointe, à cet effet, il serait plus consistant d'étudier les possibilités de réduire le fonctionnement des équipements électriques durant les heures de pointe sans, pour autant, compromettre la capacité de production.

Tab.4.5 : Prix d'électricité par tranche horaire

Période	Tranche horaire	Prix (cDZD/kWh) ^a
Heures pleines (H _{pleines})	6 am - 5 pm and 9 pm - 10h30 pm	161.47
Heures de pointes (H _{pointe})	5 pm - 9 pm	726.68
Heures Creuses (H _{creuses})	10h30 pm - 6 am	85.33

^a les prix sont pris pour l'année 2011

4.4.8 Analyse des coûts

La **Figure.4.6** représente les coûts d'électricité et de gaz naturel pour l'année 2005 et 2011. Comme il est indiqué la facture d'énergie est dominée par les coûts liés à l'électricité avec un taux de 66% du coût total, le reste est attribué aux coûts du gaz naturel. Bien que la consommation de ce dernier ait la part majoritaire de la consommation totale, ses coûts restent plus bas par rapport à ceux de l'électricité due principalement au bas prix du kilowattheure (0.153 DA/kWh, en 2011).

Afin d'établir la relation entre la consommation d'énergie, les coûts inhérents et la quantité de production du lait et des produits laitiers, une étude paramétrique a été menée (**Tab.4.6**). Les indicateurs établis permettent une lecture comparative de la consommation d'énergie et les coûts associés par unité de production. Il est bien clair que la consommation d'énergie est proportionnelle à la quantité de production, cependant le degré d'efficacité du système de production s'exprime par les indicateurs spécifiques à cette même production. Par conséquent, la consommation d'énergie par unité de production, en 2011, est à moitié moins que celle en 2005, même tendance peut être exprimée quant au coût spécifique.

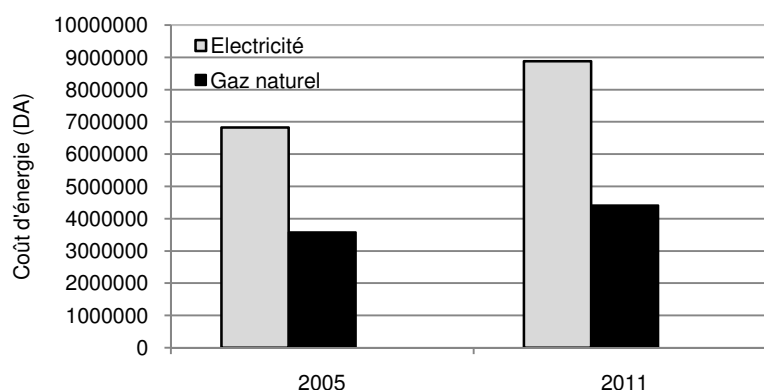


Fig.4.6 : Comparaison des coûts d'électricité et de gaz naturel.

4. Management d'énergie

Tab.4.6 : Rapport entre la production, la consommation et le coût d'énergie

	2005	2011
Production (tones) ^a	33626.4	82672.9
Consommation d'énergie (MWh)	9726.43	12028.84
Consommation d'énergie par production (MWh/ton) ^c	0.289	0.145
Coût d'énergie par production (DZD/ton) ^b	309.49	160.80
Rapport du coût par énergie (DZD/MWh) ^{b,c}	1070.00	1105.16

^a La production inclut le lait et les produits laitiers.

^b La monnaie est prise en son année.

^c Toutes les charges de facturation sont prises dans les calculs.

4.5 Etude comparative sur la consommation d'énergie et analyse des coûts dans trois laiteries

Dans cette section, les résultats d'audits concernant trois laiteries ont été synthétisés, afin d'établir une comparaison paramétrique. Les données concernant les laiteries 2 et 3 sont rapportées par (Kessal and Bensalem, 2004) and (Bouras, 2004). La fonction principale d'une équipe d'audit dans une entreprise est de consulter périodiquement et régulièrement l'état d'utilisation d'énergie et d'en faire ressortir les indicateurs clés sur la consommation d'énergie et les coûts associés (Turner and Doty, 2009). Ainsi, Les données issues de cette étude peuvent être considérées comme une base de connaissance pour établir un programme de gestion d'énergie au sein de l'industrie laitière.

Le **Tableau.4.7** contient les principaux paramètres électriques des trois laiteries dont la répartition de la consommation d'électricité par poste horaire présente une similarité, d'où la possibilité d'étudier des mesures de changement des activités se tenant pendant les heures de pointe. L'analyse montre que les trois laiteries sont pénalisées selon le système de pénalisation imposé par la Sonelgaz pour les entreprises ayant un facteur de puissance inférieur à 0.89. De ce fait, d'autres investigations doivent étre engagées en vue d'améliorer le facteur de puissance.

Tab.4.7 : Comparaison des paramètres des trois laiteries

	Laiterie 1	Laiterie 2	Laiterie 3
1- PMD (kW)	1500	1000	750
2- PMA (kW) ^a	900	972	705
3- Pourcentage de consommation d'électricité par poste horaire			
<i>Heures pleines (%)</i>	58	55.6	59.75
<i>Heures de pointe (%)</i>	18	16.4	14
<i>Heures creuses (%)</i>	24	28	26.25
4- Facteur de puissance ^a	0.68 - 0.95	0.74 - 0.77	0.51 - 0.83
5- DMD (t/h)	20000	10000	-- ^b

^a les paramètres sont calculés pour différentes années : laiterie 1 de 1999 à 2012, laiterie 2 de 1999 à 2003 et la laiterie 3 de 2001 à 2005.

^b la donnée n'a pas été citée dans le rapport d'audit.

4.5.1 Relation entre la production annuelle et la consommation d'énergie

La **Figure.4.7** et la **Figure.4.8** présentent la relation entre la production annuelle du lait et la consommation d'électricité et du gaz naturel respectivement. Il est important de

4. Management d'énergie

noter que les laiteries examinées ont des capacités de production différentes et seule la laiterie 1 inclut des produits laitiers à la production totale, en effet, la laiterie 2 et 3 ne produisent que le lait recombinaison. Comme il est constaté à partir des deux figures, la consommation d'électricité et du gaz naturel obéit à une corrélation linéairement croissante avec la quantité de production. Par conséquent, la variation de la consommation d'électricité et du gaz en fonction de la production annuelle semble être en bon agrément ($R^2_{\text{électricité}} = 0.92$, $R^2_{\text{gaz naturel}} = 0.83$), ces corrélations expliquent la similarité aussi bien dans le comportement d'utilisation d'énergie que les technologies d'équipements impliquées dans le processus de transformation et les différents supports de production. La présente analyse devient importante dans la mesure où elle renseigne l'auditeur sur l'état actuel d'utilisation d'énergie et permet de fixer des objectifs pour l'économie d'énergie (John C, 2009).

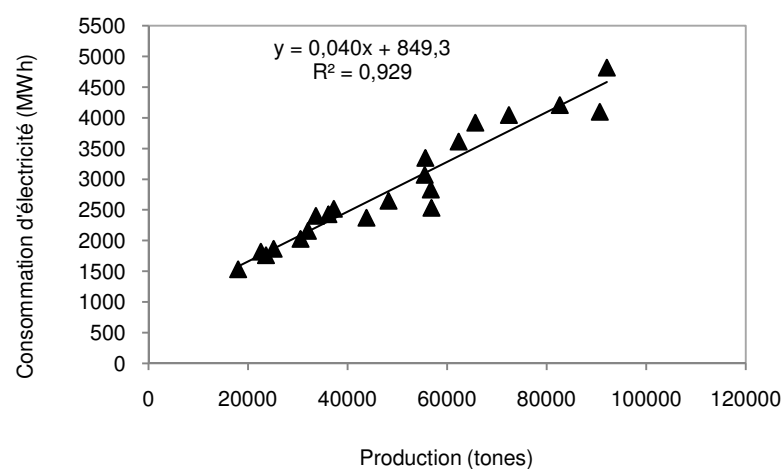


Fig.4.7 : Relation entre la production et la consommation d'électricité.

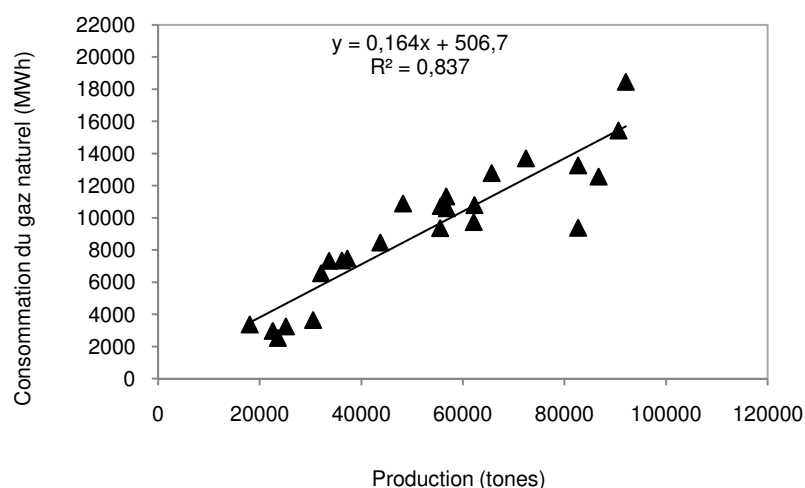


Fig.4.8 : Relation entre la production et la consommation du gaz naturel.

4.5.2 Comparaison de la consommation spécifique d'énergie,

La consommation spécifique d'énergie en termes d'utilisation d'électricité et du gaz naturel par unité de production (kg) de lait a été estimée et rapportée dans le **Tableau.4.8**. Ainsi, la consommation spécifique du gaz naturel, dans les trois laiteries, se situe entre 0.1 et 0.22 kWh/kg, tandis que celle de l'électricité varie entre 0.03 et

4. Management d'énergie

0.08 kWh/kg. La chaîne de traitement du lait au sein de la laiterie 3 révèle une utilisation plus efficace d'énergie thermique (vapeur et eau chaude) que les laiteries 1 et 2 dont les valeurs moyennes de la consommation spécifique sont égales, tandis que sa (laiterie 3) consommation moyenne spécifique d'électricité montre une valeur plus supérieure (0.07 kWh/kg). La moyenne totale, somme de la consommation spécifique du gaz et d'électricité, des trois laiteries se situe entre 0.18 et 0.29 kWh/kg. Les disparités dans la consommation spécifique entre les trois laiteries sont expliquées par la variation de capacité de production et les conditions climatiques. Aussi, les différences dans les degrés d'automatisation des chaînes de transformation pourraient avoir un impact sur la consommation d'énergie, en effet, d'énormes pertes d'énergie se produisent durant les périodes de non production à cause de fonctionnement à vide d'équipements dont les systèmes de contrôle sont défaillants.

Il est cependant intéressant de comparer les résultats obtenus avec d'autres indicateurs, relevant de la même filière industrielle, afin d'identifier les meilleures pratiques d'efficacité énergétique. Ainsi, une étude extensive sur la consommation spécifique d'énergie dans plusieurs pays a été conduite par (Xu and Flapper, 2009). La synthèse des données montre qu'il existe une grande disparité entre les indicateurs spécifiques, soit un intervalle allant de 0.2 jusqu'à 12.6 MJ/kg (0.055 – 3.49 kWh/kg). Etant donné que la consommation spécifique est un indicateur clé très utile en vue de cibler de meilleures pratiques visant l'économie d'énergie, les auteurs appellent pour d'autres investigations dans l'industrie laitière pour élaborer une base de données consistante.

Tab.4.8 : Variation de la consommation spécifique d'énergie dans les trois laiteries

	CSE _{gaz naturel} (kWh/kg)		CSE _{électricité} (kWh/kg)	
	Moyenne	Intervalle	Moyenne	Intervalle
Laiterie 1	0.18	0.11 – 0.22	0.05	0.03 – 0.07
Laiterie 2	0.18	0.16 – 0.2	0.05	0.04 – 0.06
Laiterie 3	0.13	0.10 – 0.18	0.07	0.06 – 0.08

4.5.3 Analyse comparative des coûts

La part de consommation du gaz naturel dans les trois laiteries, bien qu'elle soit majoritaire, présente des portions variantes (**Fig.4.9**). Cette consommation représente 77.7% de la part totale dans la laiterie 1, tandis que les laiteries 2 et 3, elle est de 59.6 et 67.5% respectivement. Cependant, l'analyse des coûts montre que pour les trois laiteries examinées, la facture d'électricité totalise une part prédominante par rapport à celle du gaz naturel. Le coût moyen par unité d'énergie, pour la laiterie 2, a été estimé de 710 DA/MWh, ce qui est relativement bas par rapport aux autres laiteries. Par conséquent, le coût moyen par unité de production est minime comparativement à celui des laiteries 1 et 3 (217.35 et 215.97 DA/tonne respectivement) (**Fig.4.10**). Le potentiel d'économie d'énergie lié à l'électricité serait plus important dans la laiterie 3, où les coûts représentent 82% de la part totale, et pourrait être accompli, dans une

4. Management d'énergie

première phase, avec l'introduction des pratiques performantes de gestion d'énergie qui ne nécessitent, de surcroît, aucun coût d'investissement.

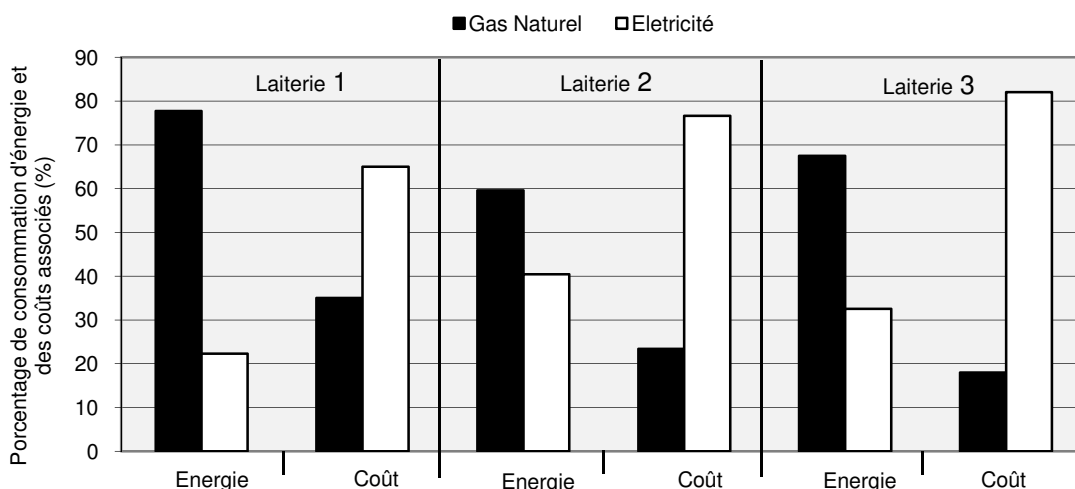


Fig.4.9 : Part de consommation du gaz naturel et d'électricité et des coûts associés.

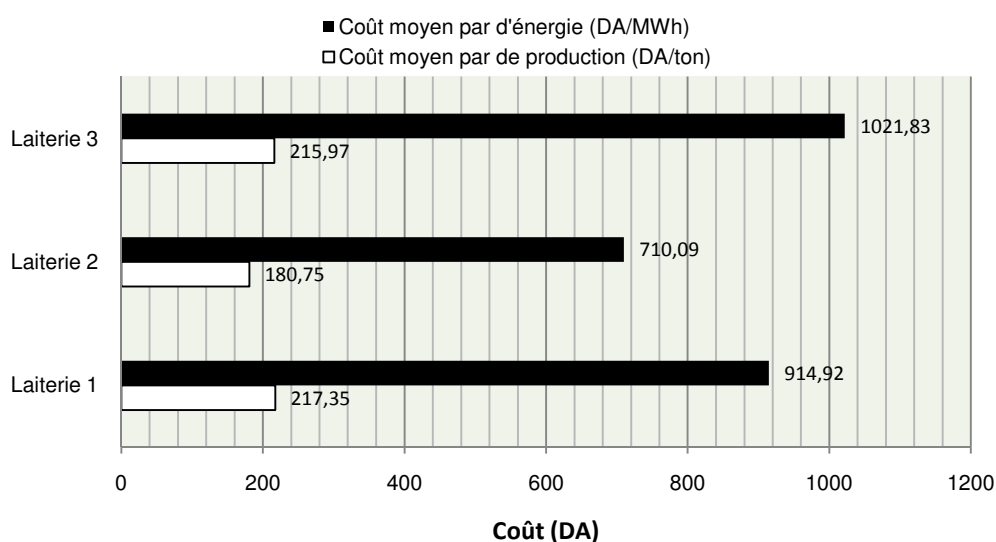


Fig.4.10 : Répartition des coûts d'énergie par unité d'énergie et unité de production.

4.6 Discussion des résultats et mesures recommandées pour l'économie d'énergie

4.6.1 Synthèse des résultats

Une analyse énergétique par approche à audit énergétique a été menée au sein de trois industries laitière afin d'établir l'état d'utilisation d'énergie et son mode de consommation. Les trois laiteries examinées utilisent l'électricité, servant d'alimentation pour les différents équipements électriques, et le gaz naturel comme combustible de génération de vapeur. La consommation d'énergie dans les trois laiteries varie selon la capacité de production de chacune de ces laiteries et les corrélations linéaires établies entre la consommation d'énergie et le volume de production font apparaître un comportement similaire en termes d'utilisation d'énergie.

4. Management d'énergie

Un audit énergétique détaillé a été conduit au sein de la laiterie 1, où il existe de différents processus de transformation, allant du lait reconstitué et du lait cru jusqu'à des produits laitiers tel que le fromage, la patte fraîche, et le beurre. L'objectif principal de cet audit est de définir le modèle de distribution d'énergie en commençant par les sources d'alimentation jusqu'à l'utilisation finale. La consommation spécifique du gaz et d'électricité se situent dans l'intervalle 0.11-0.22 kWh/kg et 0.03-0.07 kWh/g respectivement. Aussi, un bilan montrant la répartition de la consommation d'électricité par équipement et processus de transformation a été établi, où le processus de transformation est responsable de 24% de la consommation et le reste est attribué aux supports de production. L'analyse a été élargie sur deux autres laiteries (2 et 3), étant donné la similarité dans les technologies des équipements et le comportement de consommation, notamment la répartition de la consommation d'électricité par poste horaire. Enfin, l'étude a fait ressortir des indicateurs clés sur la consommation d'énergie et les coûts associés, ces indicateurs sont importants dans la mesure où l'implémentation d'un système de gestion, visant l'économie d'énergie, nécessitera une base de connaissances à partir de laquelle seront évaluées les mesures prises pour économiser l'énergie.

4.6.2 Potentiel d'économie d'énergie et mesures recommandées

Les résultats obtenus montrent que 53% des coûts totaux liés à la facturation d'électricité sont induits par 18% de la consommation de cette dernière pendant les heures de pointes. Par conséquent, les trois laiteries examinées sont appelées à revoir leur stratégie de gestion d'électricité et essayer de trouver des méthodes qui visent la réduction de la consommation d'électricité durant la période des heures de pointe. Ainsi, l'effacement des heures de pointe doit se faire en prenant en considération le profil de production, qui ne doit pas être compromis. En addition, la puissance mise à disposition (PMA) doit faire objet d'une révision, en effet, chaque laiterie doit procéder à une nouvelle soumission de l'inventaire des puissances des équipements électriques utilisés à Sonelgas afin de rajuster la puissance mise à disposition. Ainsi, en assumant le meilleur indicateur de la consommation spécifique d'électricité pour la laiterie 1, la puissance maximale appelée (PMA) à partir du réseau national est de 510 kW, sachant que la puissance mise à disposition est de 1500 kW. Bien que cette mesure n'influence pas sur la consommation d'électricité, elle permettra, toutefois, de réduire les coûts de facturation en économisant 21.54 DA/kW. En plus, en adoptant cette mesure, basée sur le meilleur indicateur de la consommation spécifique, l'entreprise industrielle serait inclinée à maintenir ce niveau de consommation.

Concernant l'approvisionnement en gaz naturel, les trois laiteries sont appelées, également, à réviser leurs contrats du débit mis à disposition (DMD) ce qui permet de réaliser un gain de 10.80 DA/(t.h⁻¹). À titre d'exemple, la laiterie 1 dispose de deux chaudières ayant une capacité de 3488 thermie/heure, si on suppose que les deux chaudières fonctionnent simultanément, un débit de 7000 thermie/heure aurait été suffisant.

L'économie d'électricité au sein des différents processus de transformation constitue un champ d'investigation important afin d'étudier les possibilités de remplacement des pompes usées tout au long des chaînes de production. En effet, durant les entretiens tenus avec le personnel responsable de la maintenance, il a été noté qu'un grand nombre de pompes est en état de dégradation et que les opérations de maintenances se produisent fréquemment. L'introduction des pompes et moteurs à haut niveau

4. Management d'énergie

d'efficience permettra d'améliorer le facteur de puissance et d'économiser l'énergie également. Une étude récente a montré qu'il est possible de réaliser des économies allant jusqu'à 5.5% en introduisant une telle technologie (Hasanuzzaman et al., 2011).

De plus, durant la période de stage, il a été constaté d'importantes pertes de vapeur et d'eau chaude, dont la plus part se produisent au niveau des conduites et les différentes connections avec les vannes et échangeurs de chaleur. La matière d'isolation des conduites d'eau chaude et de vapeur est presque absente sous l'effet de dégradation. Il est important aussi de noter le cas des systèmes de contrôle des électrovannes en état de défaillance. En effet, le contrôle de la vapeur passant à travers les échangeurs de chaleur à plaques se fait manuellement. Par conséquent, des endommagements des joints entre les plaques se produisent très fréquemment, ce qui nécessite un temps important pour les renouveler (allant jusqu'à 3 heure de temps). Ces opérations causent par conséquent l'arrêt de toute la chaîne de transformation contenant l'échangeur défaillant. Ainsi, remédier à ces problèmes va permettre d'utiliser l'énergie thermique de manière plus efficace et de réduire la consommation du gaz naturel, combustible principal pour la génération de vapeur.

Outre les mesures visant l'efficacité énergétique, l'intégration des systèmes thermiques solaires constitue une alternative pour la génération de la chaleur industrielle. L'industrie agro alimentaire, de par son utilisation en abondance d'eau chaude pour l'accomplissement des différentes tâches de transformation, de traitement et de nettoyage, offre une opportunité pour l'intégration des systèmes de production d'eau chaude par énergie solaire, d'autant plus que les niveaux des températures requises se situent dans le segment des basses températures ($<100^{\circ}\text{C}$). De ce fait, le développement technologique que connaît l'industrie des capteurs thermiques solaires (Weiss and Rommel, 2008), notamment les capteurs plans, pourrait bien constituer une solution permettant de réaliser des économies d'énergie et de réduire les émissions des gaz à effet de serre.

4.7 Conclusion

La gestion d'énergie dans le milieu industriel joue un rôle prépondérant pour l'économie d'énergie, son exercice relève de la fonction du département d'audit. Ainsi, la définition d'une base connaissance contenant les indicateurs clés en rapport avec la consommation d'énergie et sa distribution ainsi que les coûts associés, nécessite l'investigation d'autres industries de la même filière afin de dresser une série de mesures et de recommandations donnant lieu à de nouvelles pratiques de gestions d'énergie.

Finalement, il peut être conclu, à partir de la présente analyse, que les méthodes de travail et les régulations mises en place sont inadéquates, ce qu'a conduit à une mauvaise gestion d'énergie. Par conséquent, une nouvelle réflexion dans la politique globale de gestion d'énergie est nécessaire.

5 Investigation expérimentale

Les systèmes thermiques solaires conçus pour produire de la chaleur industrielle à des basses températures utilisent des capteurs plans solaires. Ces derniers sont appelés communément capteurs plans standards, ils sont caractérisés par une construction mécanique simple, par conséquent à moindre coût, et capable de produire la chaleur à 80°C (Weiss and Rommel, 2008). Ces types de capteurs sont les plus introduits dans les systèmes thermiques solaires à grande échelle servant à produire de la chaleur pour des applications agro alimentaires dont la majorité des températures requises se situent entre 30 et 100°C. Ainsi, un capteur plan standard se compose, souvent, des éléments constitutifs suivants (**Fig.5.1**) :

- Un verre servant de vitrage qui recouvre la partie supérieur du capteur, il permet le passage du rayonnement solaire incident à l'intérieur du capteur. Son utilité consiste, également, à diminuer les pertes optiques et thermiques provenant de l'intérieur du capteur plan,
- Un absorbeur qui pour fonction principale d'absorber le rayonnement solaire incident sur sa surface et le convertir en chaleur, qui est transmise, par la suite, au serpentín contenant le fluide caloporteur,
- Un serpentín où s'écoule un fluide caloporteur et collecte la chaleur qui lui est transmise,
- Une isolation thermique qui recouvre la paroi inférieure et celles des côtés,
- En fin, un encastrement qui sert à emboîter l'ensemble des composants.

Des avancées importantes ont été accomplies dans le cadre de la recherche et développement visant l'optimisation des capteurs plans. Dans le cadre du programme SHC Task 33/IV (Solar Heating and Cooling) de l'Agence Internationale d'Energie (AIE), des investigations visant le développement et l'optimisation des différents types des capteurs thermiques solaires pour des températures allant de 80 à 120 °C (Weiss and Rommel, 2008). Il s'agit notamment de réduire les pertes optiques du capteur en introduisant des revêtements anti-réfléctifs et en multipliant le vitrage. Ainsi, des tests ont été mené afin d'établir une comparaison des courbes de rendement d'un capteur plan standard et trois autres capteurs munis d'un seul, double et triple vitrages avec revêtement anti-réfléctifs (Weiss and Romme, 2005). Une comparaison des courbes caractéristiques des rendements montre que le rendement d'un capteur à double vitrage avec revêtement anti-réfléctif est supérieur que celui d'un capteur plan standard avec 33% (à $\Delta T/G = 0.1 \text{ K.W/m}^2$). Par conséquent, pour des températures de fonctionnement relativement élevées (80 – 120 °C), les capteurs à double vitrage munis de revêtement anti-réfléctif présentent de meilleur rendement.

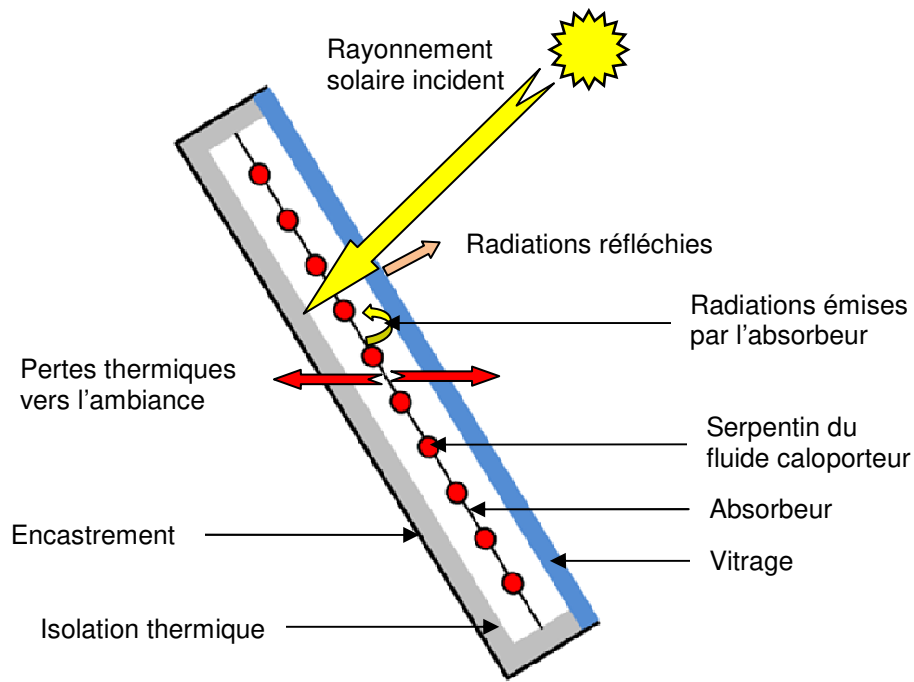


Fig.5.1 : Représentation schématique des composants d'un capteur plan standard et le phénomène d'incidence des radiations, leur réfléchissement ainsi que les pertes thermiques.

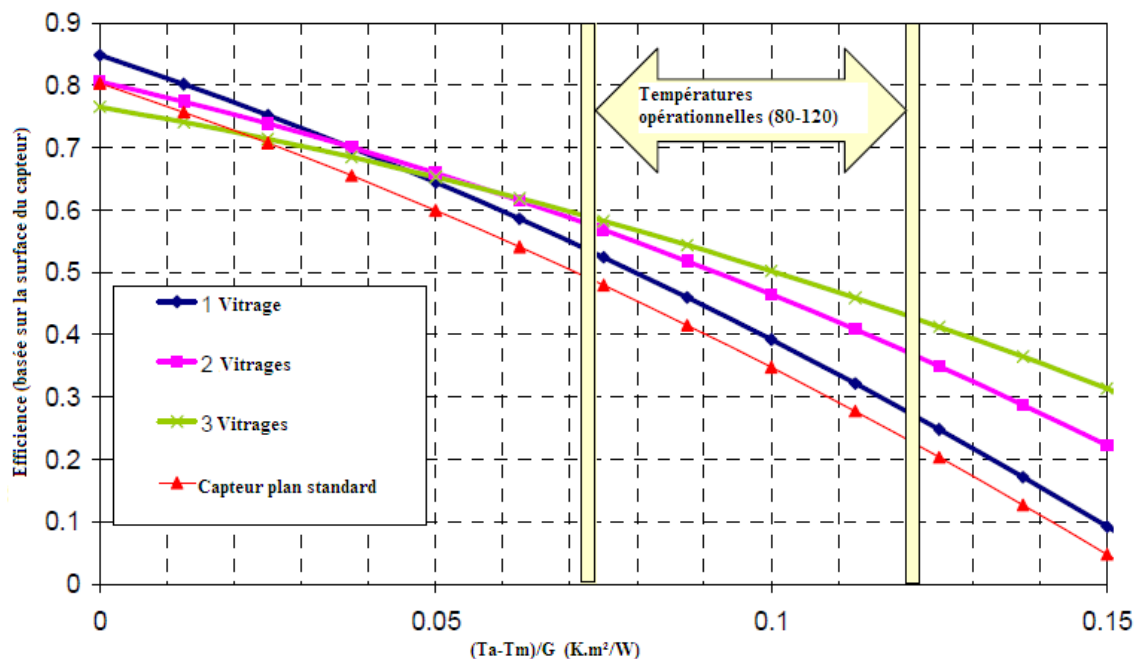


Fig.5.2 : Comparaison des courbes caractéristiques du rendement pour un capteur plan standard (simple vitrage) avec un capteur plan à mono, double et triple vitrage anti-rélecteur ($G=800 \text{ W/m}^2$). (Weiss and Rommel, 2005).

5.1 Qualification des capteurs plans solaires

De nombreuses normes et standards ont été développés en vue d'évaluer les performances des capteurs plans solaires. Aujourd'hui, l'application des tests de qualification à des capteurs solaires est essentielle afin d'en juger leur faisabilité

technique à des applications définies. La qualification des capteurs solaires consiste à déterminer leurs caractéristiques thermiques et optiques ainsi que la courbe du rendement. Parmi les normes les plus pratiquées, on peut citer ASHRAE 93-77 (ASHRAE, 77), ISO 9806-1 (ISO, 1994) et la norme européenne, récemment développée, EN 12975-2 (CEN, 2000).

La procédure de test consiste à exposer le capteur plan sous un rayonnement solaire à intensité bien définie et faire circuler le fluide caloporteur à un certain débit, puis, effectuer des mesures de la température d'entrée et de sortie du capteur.

Ainsi, la puissance thermique utile délivrée par les capteurs plans est exprimée selon la formule suivante :

$$Q_u = \dot{m} \cdot C_p \cdot (T_s - T_e) \quad (5.1)$$

Où :

Q_u : puissance thermique utile du circuit primaire en (W),

$\dot{m}$: débit du fluide caloporteur dans le circuit primaire en (kg/s),

C_p : capacité thermique massique du fluide caloporteur en (kJ/ (kg. °C)),

T_s : température du fluide caloporteur à la sortie des capteurs plans en (°C),

T_e : température du fluide caloporteur à l'entrée des capteurs plans en (°C).

Le rendement instantané des capteurs plans est défini comme le ratio entre la puissance thermique utile (Q_u) et l'intensité du rayonnement solaire reçu par la surface des capteurs plans. Ce rendement est exprimé selon la formule suivante :

$$\eta = Q_u / (A_c \cdot I) = (\dot{m} \cdot C_p \cdot (T_s - T_e)) / (A_c \cdot I) \quad (5.2)$$

Où :

η : rendement instantané, (-)

A_c : surface des capteurs plans solaires, (m²),

I : intensité du rayonnement solaire, (W/m²).

Aussi, le gain de la chaleur par les capteurs plans peut s'écrire selon (Duffie and Beckman, 2003) comme suit :

$$Q_u = A_{ab} \cdot F_R [I \cdot (\tau\alpha)_e - U \cdot (T_e - T_a)] \quad (5.3)$$

Tel que,

F_R : facteur de conductance thermique, (-)

$(\tau\alpha)_e$: produit de transmittance-absorptivité effective, (W/m².K⁴),

U : Coefficient des pertes thermiques globales, (W/m².K²),

T_a : température ambiante.

En termes de température moyenne du fluide caloporteur, l'équation (5.3) peut s'écrire comme suit (Bliss, 1959) :

$$Q_u = A_{ab} \cdot F_c [I \cdot (\tau\alpha)_e - U \cdot (T_e - T_m)] \quad (5.4)$$

$$T_m = (T_s + T_e) / 2 \quad (5.5)$$

Avec,

F_c : facteur de rendement du capteur plan, (-)

T_m : température moyenne du fluide caloporteur, (°C).

Ainsi, le rendement du capteur solaire s'écrit comme suit :

$$\eta = F_c \cdot (\tau\alpha)_e - F_c \cdot U \cdot [(T_m - T_a) / I] \quad (5.6)$$

U est fonction de la température ambiante et la température du capteur plan, il est exprimé selon la formule suivante :

$$F_c \cdot U = a + b \cdot (T_m - T_a) \quad (5.7)$$

Ceci conduit à l'expression suivante :

$$\eta = F_c \cdot (\tau\alpha)_e - a [(T_m - T_a)/I] - [(T_m - T_a)^2 / I] \quad (5.8)$$

Tel que,

$F_c \cdot (\tau\alpha)_e$ est le rendement optique qui correspond au rendement à 'zéro pertes', en d'autres termes, quand la différence entre la température moyenne du fluide et la température ambiante est nulle.

5.2 Investigation expérimentale sur le potentiel de production d'eau chaude par énergie solaire

5.2.1 Montage du banc d'essai

Un banc de tests du système de production d'eau chaude par énergie solaire a été monté et installé au laboratoire d'énergie solaire au sein de l'unité de recherche. L'objectif principal de la présente investigation est d'identifier le comportement thermique du système sous l'influence des différents paramètres qui le régissent. Ensuite, il s'agit d'estimer expérimentalement le potentiel de production d'eau chaude sur une année entière.

Le champ de capteurs comprend quatre capteurs plans ayant une surface de 2m² pour chacun. Il faut noter que les capteurs plans solaires utilisés dans le cadre de cette expérimentation ont été fabriqués en Algérie en 1988, de ce fait, après une longue période de leur exposition au soleil, ils ont subi des dégradations dont les plus importantes concernent la couche d'isolation et la plaque absorbante. Ainsi, quelques opérations de rénovation des éléments dégradés ont été effectuées, ces rénovations consistent à renouveler la couche d'isolation thermique ainsi que le verre et les joints d'étanchéité. Après avoir testé leurs serpentins, les capteurs plans ont été montés avec une orientation vers le sud et une inclinaison de 45° (**Fig.5.3**). La longueur des conduites du circuit primaire est de 22.5 m, une isolation thermique avec la laine de verre a été rajoutée tout au long des conduites du circuit primaire pour diminuer les pertes thermiques. La circulation du fluide caloporteur dans le circuit fermé (circuit primaire) est assurée par une pompe de circulation qui fonctionne sous trois niveaux de vitesse.

Un échangeur de chaleur à plaques a été utilisé pour permettre le processus de transfert de chaleur entre le fluide caloporteur et l'eau froide. La raison scientifique du choix d'un échangeur de chaleur à plaque est le fait de son utilisation répandue dans les processus de transformation agro alimentaires. D'où le besoin d'étudier le comportement thermique d'un système de chauffage d'eau avec une configuration qui tient en compte ce type d'échangeur de chaleur.

5.2.2 Instrumentation et chaîne d'acquisition de données

La mesure de la température de sortie et d'entrée des capteurs plans ainsi que la température d'eau chaude produite est effectuée avec des thermocouples (Type KTY). Deux débitmètres électro magnétiques (Types Fisher & Porter MAG-XM et MAG-XE) ont été installés dans le circuit primaire et secondaire afin de mesurer le débit du fluide caloporteur ainsi que celui d'eau chaude produite. Afin de mesurer l'intensité du rayonnement solaire incident sur la surface des capteurs plans, un Pyranomètre (Type KIPP & ZONEN CM11) a été installé. Ainsi, pour chaque test, l'énergie solaire incidente peut être enregistrée grâce à un intégrateur solaire. Tous ces instruments sont reliés à une carte d'acquisition de données (Datataker DT50), qui à son tour, est reliée à un micro ordinateur par le biais d'un câble RS 232 (**Fig.5.4**). Outre la fonction d'acquisition de données que peut assurer la carte d'acquisition, des commandes peuvent, également, être envoyées selon un algorithme permettant de traiter toutes les données acquises, pour ce faire, un programme informatique a été développé sous Delphi (Boutaghriout et al, 2010). Les paramètres climatiques tels que le rayonnement horizontal, la température ambiante et la vitesse du vent sont mesurés à l'aide d'une station météorologique (MWS 9).



Fig.5.3 : Vue du champ de capteurs plans solaires installés sur la terrasse du laboratoire d'énergie solaire.



Fig.5.4 : Vue du banc de tests du système de production d'eau chaude par énergie solaire.

5.2.3 Principe de fonctionnement et stratégie de contrôle

Les capteurs plans reçoivent le rayonnement solaire incident sur leur surface et le convertissent à une chaleur par l'intermédiaire des plaques absorbantes. La chaleur produite est transmise alors au serpentin contenant le fluide caloporteur, ce qui permet par conséquent le chauffage du fluide. Par suite, le fluide caloporteur transporte la chaleur au niveau d'échangeur de chaleur à plaques grâce à la pompe de circulation. Une fois arrivé au niveau d'échangeur de chaleur à plaques, le fluide caloporteur cède la chaleur à l'eau froide provenant du circuit secondaire, et fait le retour vers les capteurs plans pour se réchauffer, ainsi le cycle se refait (**Fig.5.5**).

La stratégie de contrôle mise en œuvre est basée principalement sur le contrôle différentiel. L'algorithme implémenté (**Fig.5.6**) assure le traitement des données (températures, rayonnement et le débit) et les stocke au niveau de la base de données. Ainsi, le programme informatique établit la différence entre la température de sortie (T_1) et la température d'entrée (T_2), si cette température est supérieure à 10°C , une commande sera envoyée à la carte d'acquisition pour mettre en marche la pompe de circulation. Dans le cas contraire, une autre commande est envoyée pour désactiver la pompe. L'électrovanne est contrôlée par la seule variable T_3 , il s'agit en effet de réguler la température d'eau chaude produite à la température désirée (45°C dans le cas de cette expérimentation). Ainsi, le programme envoie la commande pour ouvrir l'électrovanne si la condition est vérifiée, et quand la température T_3 est au dessous de la consigne, une autre commande est envoyée pour fermer l'électrovanne. Une interface a été développée afin de visualiser l'évolution journalière de tous les paramètres du système.

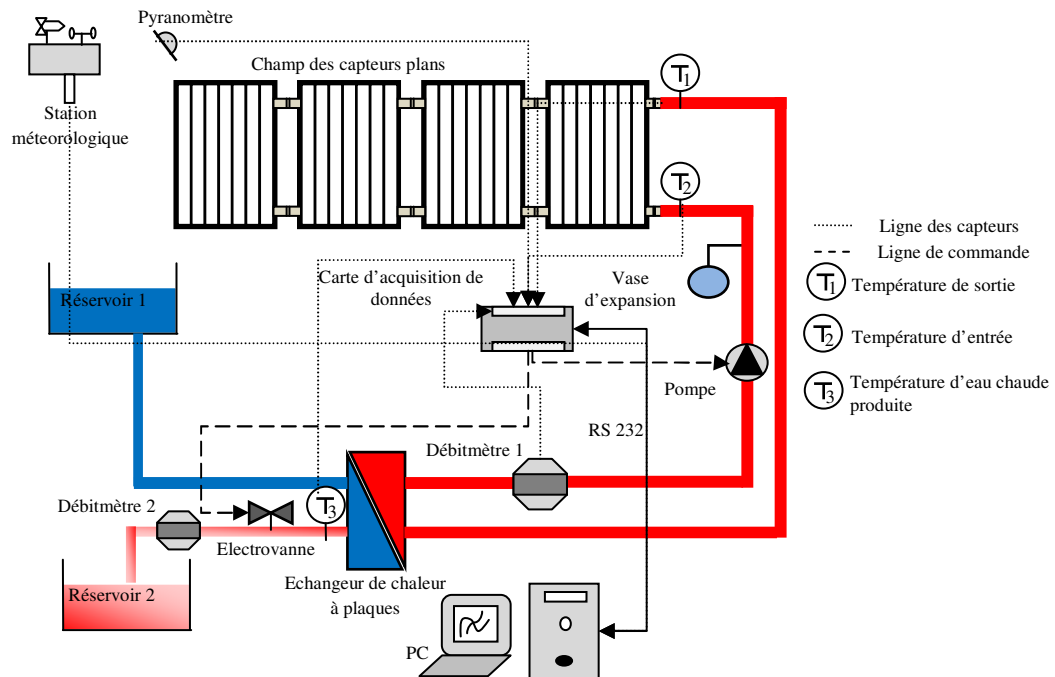


Fig.5.5 : Schéma hydraulique et de commande du système expérimenté. La carte d'acquisition de données comporte 5 entrées et 2 sorties. La tension de sortie de chaque canal est de 5 V, de ce fait, des cartes comportant des relais électriques ont été utilisées pour assurer l'alimentation de la pompe de circulation et l'électrovanne à 220 V.

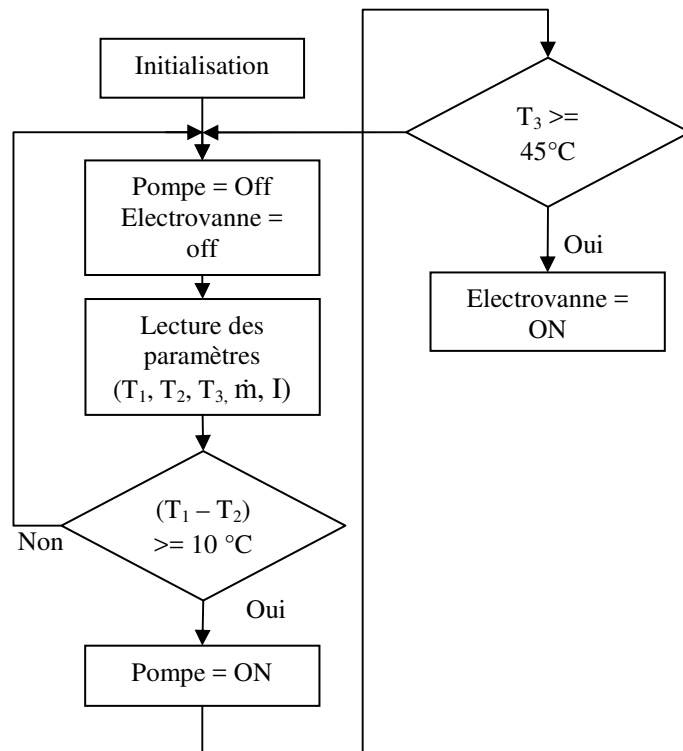


Fig.5.6 : Diagramme d'exécution d'interface d'acquisition de données.

5.2.3 Analyse du comportement thermique du système

1) Comportement thermique du système durant une journée relativement claire

Afin d'identifier et d'analyser le comportement thermique du système expérimenté, des tests expérimentaux ont été conduits sur une année entière de 2013. Dans cette partie, quelques tests effectués durant des journées à conditions climatiques variables sont présentés. Ainsi, le système de production d'eau chaude par énergie solaire a été mis en marche de 08 :00 jusqu'à 18 :00 de la journée du 18 Mai 2013. La journée du test est relativement claire, mis à part quelques passages nuageux conduisant à des chutes d'intensité du rayonnement solaire incident (I). Les valeurs moyennes de la température ambiante ($T_{a, moy}$) et la vitesse du vent ($V_{v, moy}$) durant la journée du test sont 25.64 °C et 0.58 km/h respectivement. Le rayonnement solaire (I) a atteint sa valeur maximale ($I = 1000 \text{ W/m}^2$) vers la période allant de 12 :30 à 13 :30.

La **Figure.5.7** montre l'évolution des paramètres thermiques du système ainsi que le rayonnement solaire incident. Comme il est indiqué, la phase initiale du test (de 09 :15 jusqu'à 10 :45) est caractérisée par une évolution conjointe des températures du système. La température de régulation d'eau chaude produite (T_3) étant fixée à 45°C, la première ouverture d'électrovanne, marquant le début de production d'eau chaude, a été enregistrée vers $t_d = 10 :45$. L'ouverture et la fermeture d'électrovanne se poursuit de façon quasi régulière jusqu'à environ $t_f = 16 :50$, à partir de cet instant, le système est en fin de production. Ainsi, durant sa période active, le système a produit 164 litres d'eau chaude à 45°C avec 6.839 kWh/m² d'énergie solaire incidente.

Pendant la période active du système, les courbes des températures enregistrées montrent des fluctuations qui sont dues, principalement, à la stratégie de contrôle appliquée à l'électrovanne. En d'autres termes, l'ouverture et la fermeture de l'électrovanne pendant tout le cycle de production laisse apparaître des fluctuations continues sur la courbe de température d'eau chaude produite (T_3), ce qu'a influencé les températures de retour (T_2) et de sortie (T_3) des capteurs plans. Il est essentiel, aussi, de noter l'importance de l'intervalle de temps d'acquisition de données (pas d'acquisition) et son influence sur le comportement thermique du système quand il s'agit de répondre à une stratégie de contrôle permettant une production instantanée d'eau chaude, ceci, pour éviter de produire des températures au dessous de la température désirée. Ainsi, dans la présente configuration du système où la production d'eau chaude se fait instantanément à une température de 45°C, le pas d'acquisition de données a été fixé à 10 secondes.

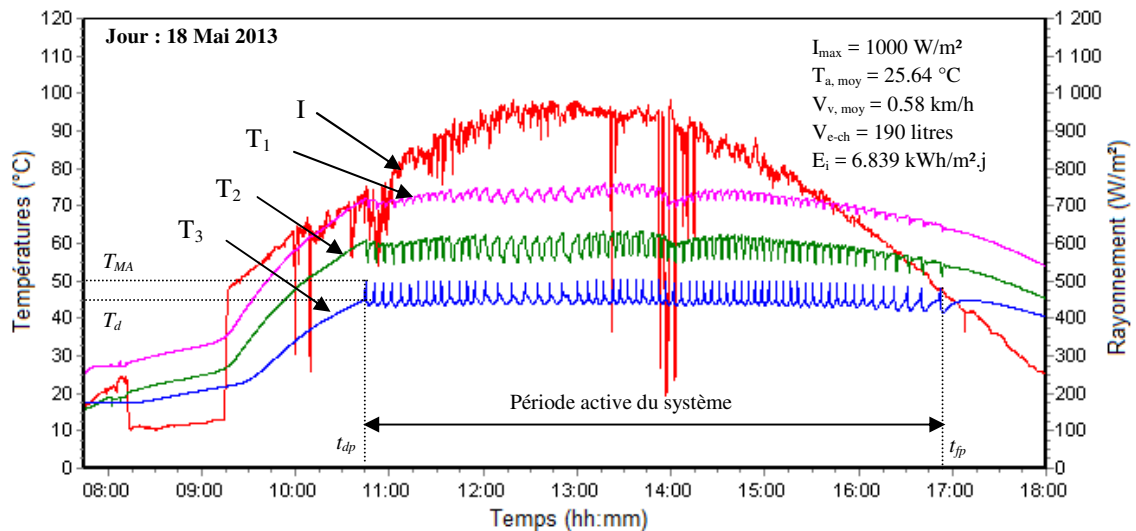


Fig.5.7 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une journée relativement claire. La température maximale atteinte (T_{MA}) d'eau chaude produite est de 50 °C, soit 5 °C de plus à la température désirée (T_d). Ainsi, pour chaque intervalle de temps marquant la fermeture d'électrovanne, la courbe de la température (T_3) peut montrer de légères chutes (de 0.5 à 1 °C) qui vont au dessous de la température désirée. Ce constat s'explique par le fait que l'inertie thermique de l'échangeur de chaleur à plaques soit altérée par la température ambiante à l'intérieur du laboratoire.

2) Comportement thermique du système sous un rayonnement intermittent

La **Figure.5.8** illustre le comportement thermique du système durant une journée moyennement claire. Comme il est visible à partir de la courbe du rayonnement (I), la journée du test est caractérisée par des passages nuageux plus ou moins longs. Pendant la phase I, le système manifeste une évolution ordinaire, en dépit de quelques passages nuageux, les températures du système (T_1 et T_2) ont maintenu une évolution normale, vue l'instantanéité des chutes du rayonnement solaire. Ensuite dans la phase II, il est bien clair que l'intermittence du rayonnement solaire a un impact direct sur la température de sortie et d'entrée des capteurs plans ce qu'a conduit, par conséquent, à la baisse de la cadence d'ouverture d'électrovanne. En revanche, La courbe de la température d'eau chaude produite (T_3) n'a pas enregistré des chutes importantes au dessous de la température de régulation (45°C), due à une température ambiante favorable qui a permis au système de conserver son inertie thermique. En fin, la phase III s'étale sur la période durant laquelle le rayonnement solaire commence à s'affaiblir, raison pour laquelle le système met plus de temps pour répondre à la température désirée. Le volume de production du système, durant toute la journée du test, est de 192.2 litres avec une énergie solaire incidente $E_i = 6.379 \text{ kWh/m}^2.\text{j}$.

La **Figure.5.9** indique l'évolution des paramètres thermiques du système pendant une journée partiellement nuageuse. De façon similaire au test du 18 Mai 2013, trois phases principales sont distinguées. Ainsi, durant la première phase (Phase I) l'ensemble des températures T_1 , T_2 et T_3 sont en évolution conjointe avec le rayonnement solaire incident (I). La phase II, quant à elle, est caractérisée par des chutes importantes du rayonnement solaire conduisant à une baisse de la température de sortie et, par conséquent, celle d'entrée des capteurs plans. A partir de 15 :00 (Phase III), les courbes de la température d'entrée et de sortie des capteurs plans

prennent une allure descendante jusqu'à 16 :30. Cependant, la production d'eau chaude se poursuit près de 30 minutes pendant ce long passage nuageux pour des raisons évoquées précédemment. Enfin, quelques pics du rayonnement solaire, conduisant à un rebond des températures du système, sont enregistrés, toutefois, la température d'eau chaude à produire étant au dessous de la température désirée, aucune ouverture d'électrovanne n'est enregistrée jusqu'à la fin du test.

En guise de comparaison entre la **Figure.5.8** et la **Figure.5.9**, deux types d'intermittences de rayonnement solaire peuvent altérer le comportement thermique du système : une intermittence à courtes intervalles de temps (Très instantanée) ayant des valeurs minimales d'intensités très basses (250 W/m²) et une intermittence à des intervalles de temps moyenne ayant des valeurs minimales moyennes (450 W/m²).

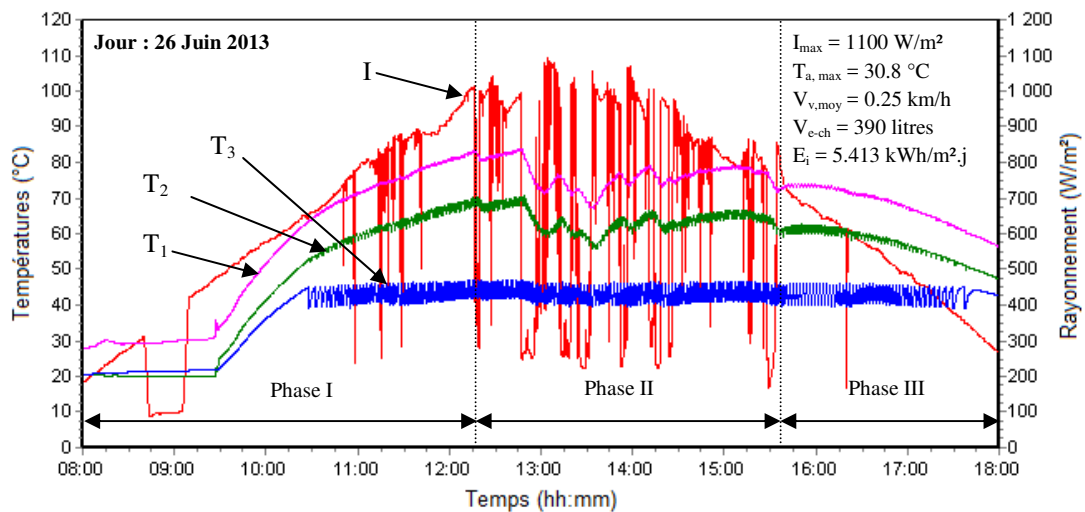


Fig.5.8 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une journée moyennement claire. L'intermittence du rayonnement solaire aura très peu influencé le cycle de production du système, en effet, suite à une température ambiante favorable, la production d'eau chaude était de façon continue en dépit des passages nuageux.

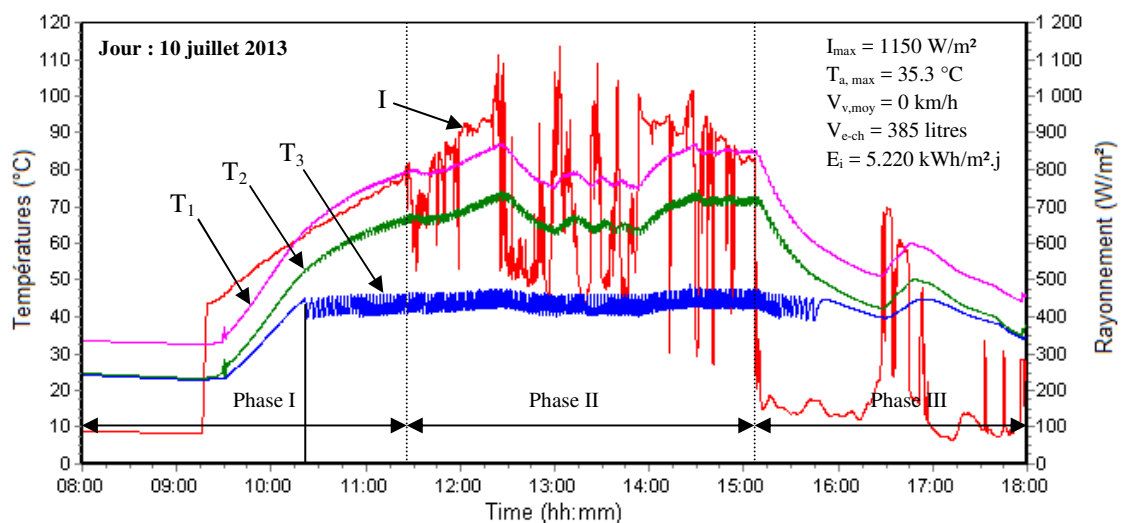


Fig.5.9 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant une journée moyennement claire avec une forte baisse du rayonnement solaire à partir de 15 :00.

La **Figure.5.10** montre le comportement thermique du système durant une journée marquée par un rayonnement intermittent dès le début de la journée (Phase I). Cependant, cette intermittence n'a pas eu d'effet considérable sur le temps de début de production (t_{dp}). En effet, la première ouverture d'électrovanne, marquant le début de production, n'a pas enregistré un retard de temps comparativement à la phase I du test du 10 juillet 2013 marqué par un ciel clair. Durant la phase II, le rayonnement solaire est quasi stable, ce qu'a permis au système de reprendre une évolution ordinaire avec une production intensifiée d'eau chaude. Enfin, la production d'eau chaude se poursuit durant la Phase III de façon moins intensive jusqu'à la fin de la journée vue l'intermittence du rayonnement solaire. Le volume d'eau chaude produit durant toute la journée du test est de 407 litres avec une énergie solaire incidente de 6.181 kWh/m².j.

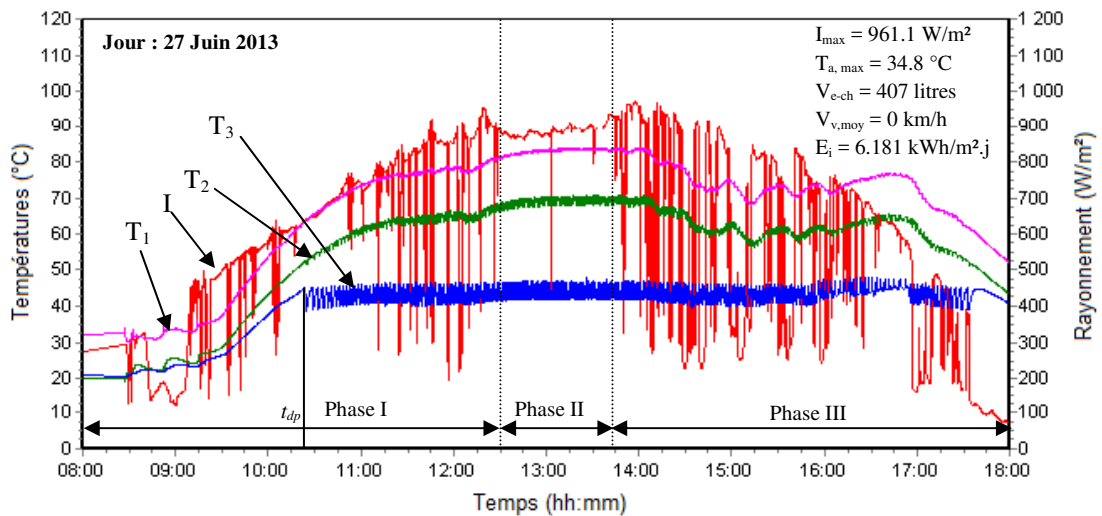


Fig.5.10 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) sous un rayonnement intermittent en début et l'après midi du test. Le cycle de production est maintenu tout au long de la période du test grâce à une température ambiante favorable. Cette dernière permet au système de conserver son inertie thermique face à une intermittence instantanée du rayonnement solaire.

L'influence de la température ambiante sur l'évolution des paramètres thermiques du système en présence d'un rayonnement intermittent, telle qu'elle est indiquée sur la **Figure.5.11**, peut être expliquée sur deux phases. La Phase I, allant de 07 :00 jusqu'à 11 :20, représente la période où les températures du système évoluent de façon ascendante, toutefois, un fort passage nuageux conduisant à une chute importante du rayonnement solaire, qui est survenu à 10 :45, a causé une chute des températures d'entrée et de sortie des capteurs plans et, par conséquent, une prolongation de la durée de temps nécessaire pour le déclenchement de l'électrovanne. A partir de 11 :20 et tout au long de la phase II, le système évolue sous un rayonnement fluctuant, si le système a pu atteindre la température désirée ($T_d = 45 \text{ °C}$), la production d'eau chaude était discontinue. En effet, l'intervalle de temps, entre chaque déclenchement d'électrovanne, semble être plus long qu'elle en est pour les tests précédents. Cela se manifeste clairement sur la courbe de la température d'eau chaude (T_3) qui laisse apparaître des pics écartés.

En faisant la comparaison avec les tests précédents, il ressort que la température ambiante ait un impact plus considérable sur le comportement thermique du système en présence d'un rayonnement intermittent. En effet, la température ambiante moyenne enregistrée pendant le jour du test est de 25°C, une condition sous laquelle les pertes thermiques du système deviennent favorisées. Avec une énergie incidente de 4.831 kWh/m².j, la production d'eau chaude est seulement de 135 litres.

Ainsi, l'analyse du comportement thermique du système sous un rayonnement intermittent a fait ressortir que la température ambiante est un paramètre essentiel à tenir en considération afin d'évaluer l'impact du rayonnement solaire sur les différentes températures du système. Aussi, l'impact de l'intermittence du rayonnement solaire diffère selon la période de sa survenue et son degré d'instantanéité. En effet, pour une température ambiante qualifiée de favorable, seules les intermittences à long intervalles de temps permettront de modifier le comportement thermique du système, notamment la température de sortie des capteurs plans. Les brefs passages nuageux, quand ils se produisent au début du test, impactent le volume de production d'eau chaude plus sévèrement que lorsque ils surviennent à la fin du test. Ceci est expliqué par le fait que l'inertie thermique acquise par le système contribue à amortir les fluctuations de la température de sortie des capteurs plans. Par contre, pour une température ambiante qualifiée de défavorable, les chutes importantes du rayonnement solaire déstabilisent sévèrement le comportement thermique du système en impactant son inertie thermique.

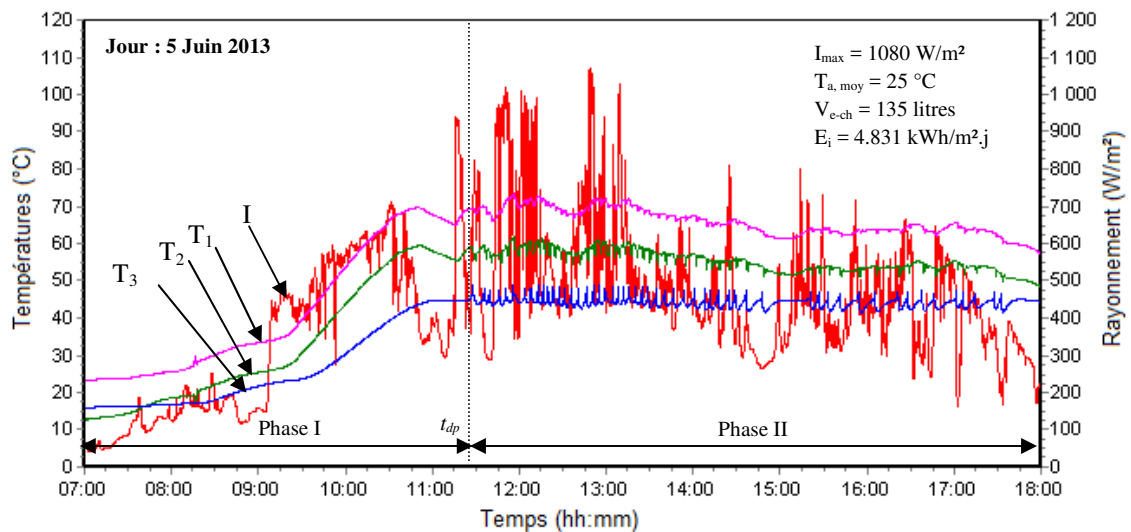


Fig.5.11 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T₁), température d'entrée (T₂) et la température d'eau chaude produite (T₃) durant une journée considérablement nuageuse tout au long de la période du test. L'impact de la température ambiante est bien visible, notamment, sur le temps de début de la production d'eau chaude (t_{dp} = 11 :20), soit une heure de plus comparativement au test du 10 juillet 2013.

Puisque le chauffage par énergie solaire consiste à faire élever la température du fluide à partir de sa température initiale jusqu'à une température désirée. Il serait donc nécessaire de prendre en considération l'influence de la température ambiante, durant la période de nuit, sur le fonctionnement du système. La **Figure.5.12** représente le comportement thermique du système durant 24 heures de fonctionnement. Durant la Phase I, en l'absence du rayonnement solaire, le système étant en arrêt, les trois

températures du système (T_1 , T_2 et T_3) sont en état de stagnation. Les quelques légères variations enregistrées sur les trois courbes de températures sont dues à la variation de la température ambiante. Ainsi, il est important de noter que durant cette période de nuit la température de sortie des capteurs reste constamment la plus élevée, phénomène lequel pourrait être expliqué par la conservation de la chaleur acquise pendant la période d'ensoleillement. La température de retour aux capteurs plans s'avère être la plus influencée par l'effet de la température ambiante, en effet, elle se rapproche de la valeur de la température ambiante minimale qui est de $T_{a,min} = 23.9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Cependant, la température du fluide du circuit secondaire demeure au dessus de celle du fluide du circuit primaire, sachant que le capteur mesurant la température de ce fluide est placé à la sortie d'échangeur de chaleur qui se trouve à l'intérieur du laboratoire, le fluide du circuit secondaire subit, par conséquent, l'effet de la température d'ambiance du laboratoire.

A la première manifestation du rayonnement solaire (Phase II), l'évolution des deux températures (T_1 et T_2) est plus rapide que celle de (T_3) du fait que les points de mesure des températures T_1 et T_2 se situent entre les raccords du champ des capteurs plans avec le circuit hydraulique. Ensuite l'évolution des températures se poursuit conjointement avec celle du rayonnement solaire. La production d'eau chaude à 45°C durant la période active du système est de 580 litres avec une énergie incidente totale de $6.722\text{ kWh/m}^2\cdot\text{j}$. Enfin, durant la Phase III et en absence d'un apport calorifique par le rayonnement solaire, le système cède progressivement la chaleur calorifique contenue dans les fluides du circuit primaire et secondaire au milieu extérieur régis par la température ambiante. Cette perte de chaleur se manifeste par l'évolution descendante des trois températures.

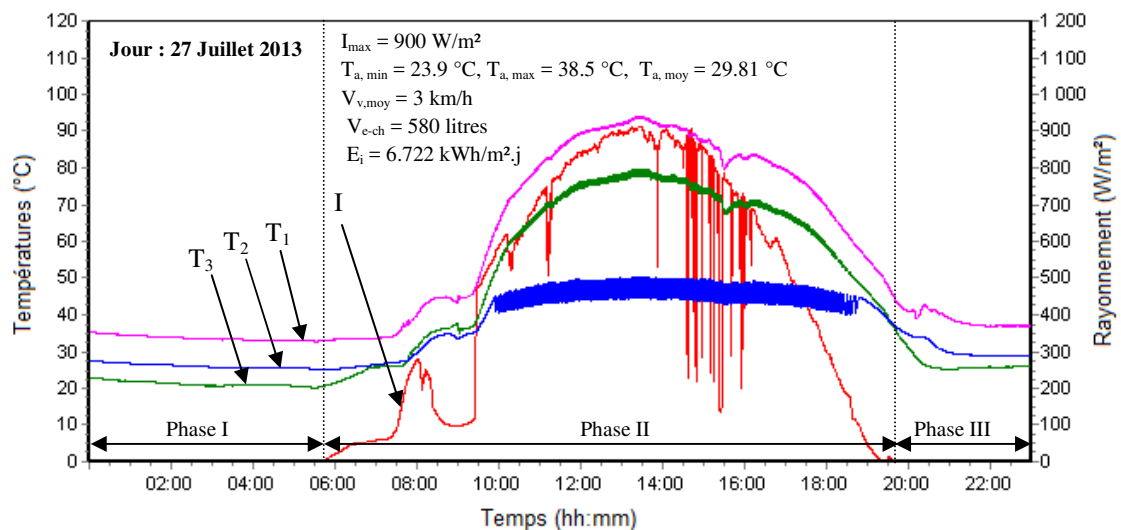


Fig.5.12 : Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T_1), température d'entrée (T_2) et la température d'eau chaude produite (T_3) durant 24 heures de fonctionnement et l'influence de la température ambiante durant la période de nuit. Il est important de tenir en compte de la position des points de mesure des températures au sein du système hydraulique en vue d'évaluer l'impact de la température ambiante.

L'objectif principal des tests expérimentaux menés dans le cadre de cette investigation est d'identifier le comportement thermique d'un système de production d'eau chaude par énergie solaire en utilisant la technologie des capteurs plans. L'analyse des tests a fait ressortir l'influence prédominante de deux paramètres climatiques : le rayonnement

solaire et la température ambiante. Aussi, une attention particulière a été accordée à l'évolution des paramètres thermiques sous un rayonnement solaire en état intermittent. Ainsi, les résultats expérimentaux montrent que l'impact de l'intermittence du rayonnement solaire diffère selon le degré de son instantanéité, en l'occurrence le rayonnement solaire, et la période de son apparition.

5.2.4 Températures de sortie du fluide caloporteur

Il est bien évident que les niveaux des températures de sortie des capteurs plans dépendent étroitement de l'intensité du rayonnement solaire (**Fig.5.13**). Pour des valeurs d'intensité du rayonnement inférieures à 700 W/m^2 , les niveaux des températures montrent des disparités importantes, ce qui peut être expliqué par l'influence de la température ambiante qui varie entre 3.7 et 25.6 °C. A partir de 700 W/m^2 , les températures produites par les capteurs plans se rapprochent et il devient difficile d'évaluer l'impact de la température ambiante. En effet, lorsque la température de sortie des capteurs plans dépasse 70°C , le système est en phase de production d'eau chaude à 45°C , les quelques variations en termes de degrés de températures pourraient être le résultat de la baisse de température, durant la phase de transfert de chaleur, du fluide de retour aux capteurs plans.

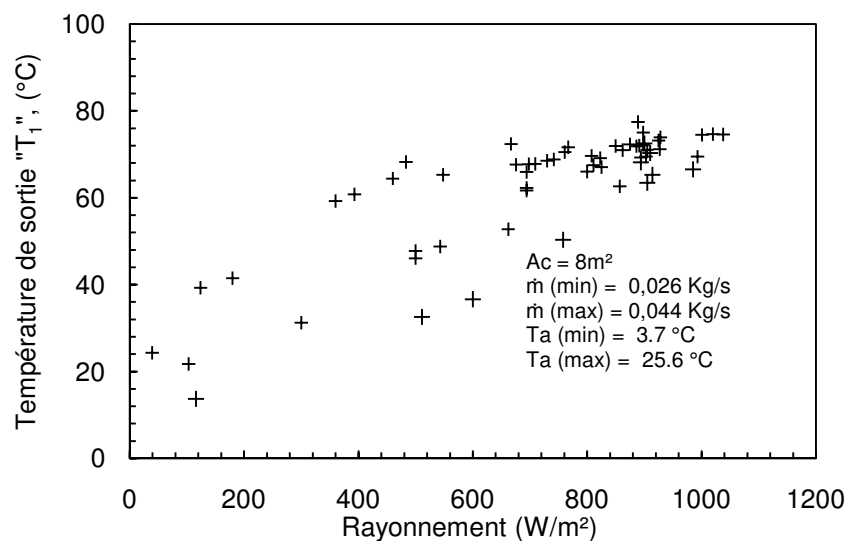


Fig.5.13 : Niveaux des températures de sortie des capteurs plans sous différents niveaux d'intensité du rayonnement solaire. Toutes les mesures rapportées correspondent aux tests conduits durant un ciel clair, pour plusieurs jours sélectionnés, avec une température ambiante située entre 3.7 et 25.6 °C.

5.2.5 Rendement instantané des capteurs plans en fonction du rayonnement solaire et du débit du fluide caloporteur

Dans cette partie du travail, une étude expérimentale a été conduite afin d'établir la relation entre le rendement instantané du champ des capteurs plans et l'intensité du rayonnement solaire. Le rendement instantané a été calculé selon l'équation (5.2). Le test a été conduit durant la journée du 11 avril 2013 avec un ciel clair et une température ambiante comprise entre 17.3 et 24.2 °C. La (**Fig.5.14**) montre que le rendement instantané des capteurs plans décroît avec la croissance de l'intensité du rayonnement solaire, passant de 42.9% , pour un rayonnement de 360 W/m^2 , à 21.46%

pour un rayonnement de 886 W/m^2 . Cette décroissance du rendement instantané est due essentiellement aux différentes pertes thermiques au sein des capteurs plans. En effet, durant la période active, le système atteint des températures relativement élevées à la sortie des capteurs plans, ce qui établit un écart entre la température du fluide caloporteur et la température ambiante, favorisant, par conséquent les pertes thermiques vers l'ambiance.

La (Fig.5.15) montre l'influence du débit du fluide caloporteur sur le rendement instantané des capteurs plans. Ainsi, l'augmentation du débit du fluide dans le circuit primaire conduit à une croissance du rendement instantané des capteurs plans. En effet, pour un débit plus élevé, le transfert de chaleur au niveau d'échangeur de chaleur devient plus favorable, de plus, ceci évite la stagnation de la température de sortie des capteurs plans.

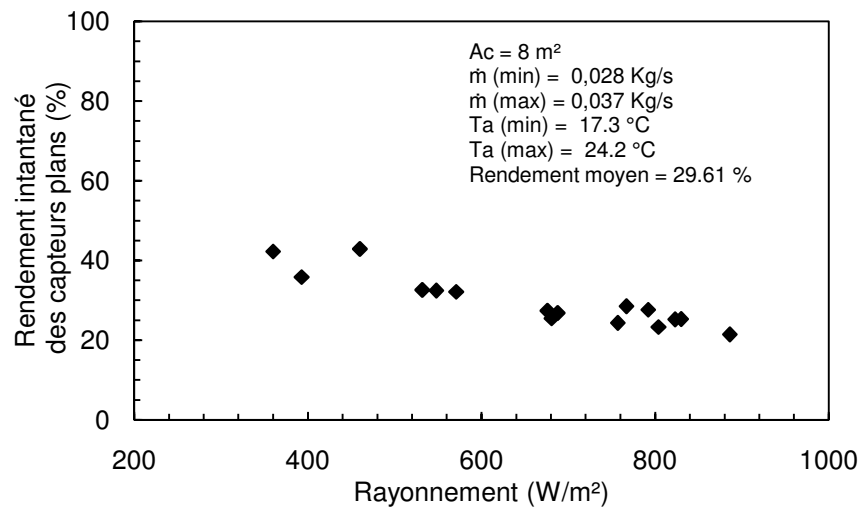


Fig.5.14 : Rendement instantané des capteurs plans utilisés en fonction de l'intensité du rayonnement solaire. Toutes les valeurs des paramètres, thermiques, climatiques et débit du fluide caloporteur, impliquées dans les calculs sont relevées pendant la phase active du système. En d'autres termes, le rendement instantané est calculé durant les instants pendant lesquels il existe un apport calorifique par le fluide caloporteur à l'eau du circuit secondaire.

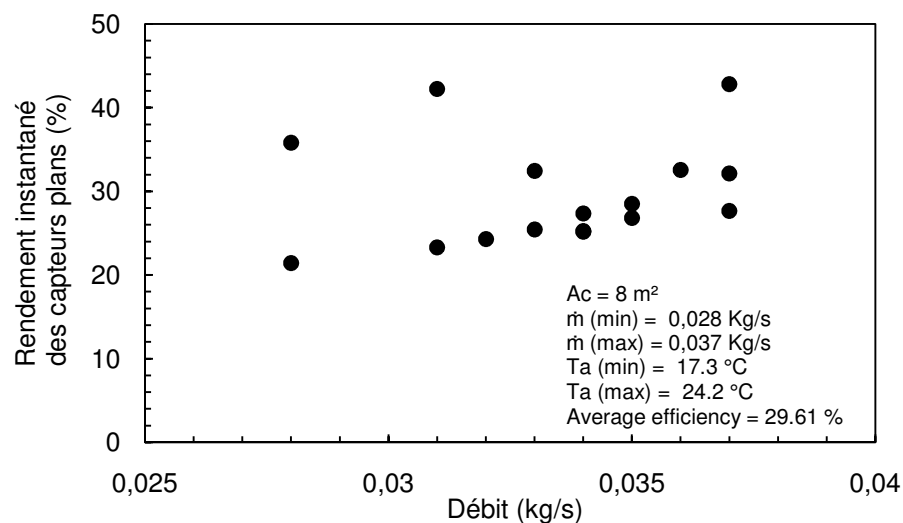


Fig.5.15 : Influence du débit du fluide caloporteur sur le rendement instantané des capteurs plans.

5.2.6 Influence des paramètres météorologique sur le volume d'eau chaude produite

Des résultats d'expérimentations, durant six jours du mois d'avril, sont rapportés afin de faire ressortir l'influence des paramètres climatiques sur la production d'eau chaude par le système. Les volumes d'eau chaude (VEC) produits et les quantités d'énergie solaire incidente sur le plan des capteurs (E_{pc}) et le plan horizontal (E_{ph}) sont indiqués sur la **Figure.5.16**. Le **Tableau.5.1** comporte les paramètres climatiques les plus importants ayant une influence sur la production d'eau chaude. Ces paramètres sont la température ambiante, le taux d'humidité, la vitesse du vent et les précipitations.

L'analyse des résultats montre que la température ambiante est le principal paramètre ayant une influence direct sur le volume de production d'eau chaude. En effet, la comparaison faite entre les deux journées 4 et 6, montre que pour pratiquement la même quantité d'énergie solaire reçue sur le plan des capteurs (6.219 et 6.293 kWh/m².j respectivement), le volume d'eau chaude produit durant la journée 6 est plus que le double que celui de la journée 4. Dans la même approche illustrative bien que l'énergie solaire incidente sur le plan des capteurs, pour la journée 3, soit supérieure à celle reçue pendant la journée 5, la quantité d'eau chaude produite durant cette dernière est supérieure à celle de la journée 3. En effet, outre le facteur de la température ambiante, les paramètres climatiques liés à la journée 3 indiquent la présence du vent à une vitesse de 3.41 km/h et des précipitations de l'ordre de 0.6 mm, ceci justifie la baisse de la production d'eau chaude pendant la journée 3.

Il est important de noter que même pour des conditions climatiques favorables (Jour 4) la production d'eau chaude est trop faible, en effet, durant cette période de tests, il s'avère que le débit du fluide caloporteur au sein du circuit secondaire était faible, faute d'ajustement de la vitesse de rotation de la pompe de circulation au niveau adéquat.

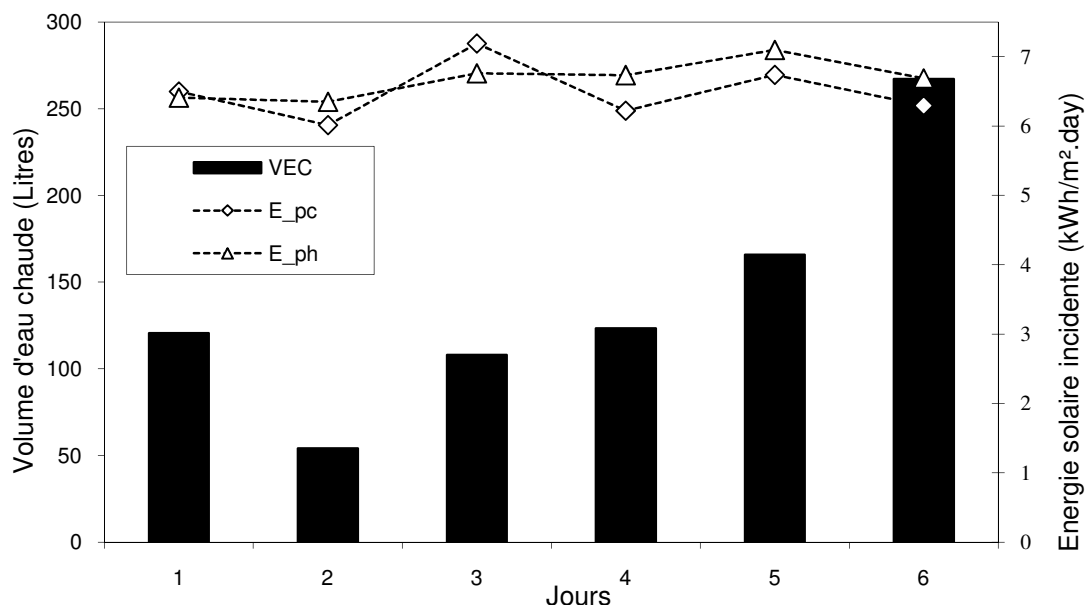


Fig.5.16 : Volumes d'eau chaude produits en fonction d'énergie solaire incidente sur le plan des capteurs (E_{pc}) et sur le plan horizontal (E_{ph}).

Tab. 5.1 : Paramètres climatiques liés aux jours considérés dans les tests.

N°.jour	T _{a,min} (°C)	T _{a,max} (°C)	T _{a,moy} (°C)	H (%)	V _v (km/h)	Pr (mm)
1	8.4	20.8	15.55	34.06	0.58	1.3
2	5.1	19.4	12.14	54.03	0.57	0.2
3	2.2	19.1	11.33	47.09	3.41	0.6
4	5.2	23.4	14.56	43.23	1.41	0
5	7.1	24.5	15.84	55.49	1.08	0
6	10.2	33.1	20.81	45.47	0	0

H : taux d'humidité

V_v : vitesse du vent

Pr : Précipitations

5.3 Modélisation du système

La modélisation et la simulation dynamique du système de production d'eau chaude expérimenté a été faite à l'aide du logiciel Trnsys 16.1 (Klein et al, 2004). Les valeurs sont issues de l'expérimentation et utilisées dans le modèle défini. Les données climatiques de la ville de Batna ont été générées dans un fichier à partir du programme Meteororm (Meteotest, 2005). Les différents paramètres de simulation sont donnés dans le **Tableau.5.2**. Pour le modèle de simulation établi, on assume que le débit du fluide caloporteur dans le circuit primaire reste constant et correspond au débit maximal rapporté dans la section (5.2.4), soit $\dot{m}_p = 0.037$ Kg/s. Aussi, le débit du d'eau du circuit secondaire a été fixé à 0.0337 kg/s afin d'avoir une capacité de transfert calorifique équivalente ($C_p = C_s$) dans les deux circuits ; primaire et secondaire.

Tab. 5.2 : Paramètres de simulation du banc de tests

Paramètres	Valeurs	Unités
Latitude du site (Batna)	35.55	°
Surface totale des capteurs (A_c)	8	m ²
Rendement optique	0.42	-
Coefficient des pertes linéaires (a_1)	4.01	W/m ² .K
Coefficient de pertes carrées (a_2)	0.017	W/m ² .K ²
Inclinaison des capteurs	45	°
Débit du fluide du circuit primaire ($\dot{m}_p$)	0.037	kg/s
Débit du fluide du circuit secondaire ($\dot{m}_s$)	0.0337	kg/s
Chaleur spécifique du fluide primaire (C_p)	3.819	kJ/kg.K
Chaleur spécifique du fluide secondaire (C_s)	4.19	kJ/kg.K
ua d'échangeur de chaleur (ua_{hx})	40	W/ (m ² _{ap} .K)
Longueur des conduites du circuit hydraulique (L)	22.3	m
Coefficient des pertes des conduites (U_{pipe})	5	W/(m ² .K)

5.3.1 Données météorologique

La **Figure.5.17** montre les quantités d'énergie solaire mensuelles ainsi que les températures ambiantes mensuelles moyennes mesurées et calculées. Les températures ambiantes moyennes mesurées, bien qu'elles présentent un bon agrément avec celles calculées pour les quatre mois de Janvier, Février, Novembre et Décembre. Cependant, des déviations importantes sont enregistrées pour les autres mois et qui peuvent aller jusqu'à 34.6% qui est le cas pour le mois d'Octobre. Aussi, il est important de noter que les valeurs de la température ambiante mesurées sont supérieures à celles calculées pour tous les mois de l'année sauf pour les deux mois

de Juin et décembre. Ces déviations pourraient bien être justifiées par l'ancienneté de la base de données du programme Meteonorm utilisée pour la simulation.

Les quantités annuelles d'énergie solaire mesurées et calculées sont de 1778.56 et 1778.34 kWh/m².a respectivement, soit une déviation de 0.012 %. Toutefois, la comparaison des quantités d'énergie solaire incidente par mois présente certaines déviations allant de 0.52 jusqu'à 14.28%.

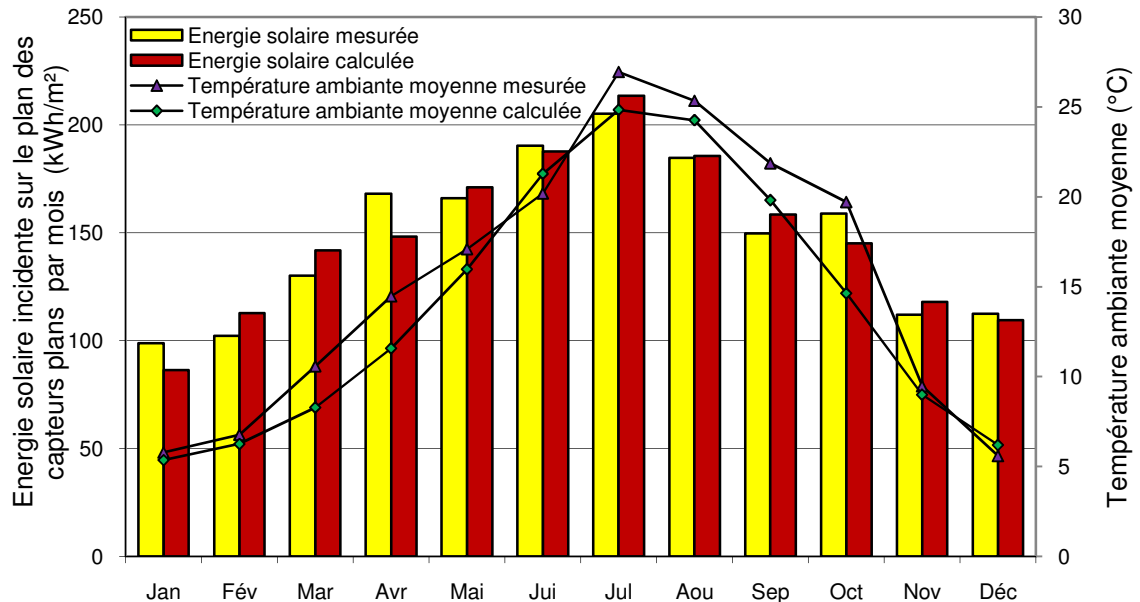


Fig.5.17 : Energie solaire incidente sur le plan des capteurs plans et température ambiante moyenne. Comparaison des données mensuelles, mesurées et calculées.

5.3.1 Production spécifique d'énergie thermique

Afin d'évaluer le potentiel d'énergie thermique produite par le système expérimenté, des mesures continues sont effectuées durant l'année de 2013, suivies par une simulation pour valider le modèle développé sous Trnsys, notamment, les paramètres liés aux capteurs plans. La **Figure.5.18** montre les valeurs mensuelles, mesurées et calculées, d'énergie spécifique produite ainsi que le rendement du système. L'énergie spécifique mesurée est inférieure à celle calculée durant tous les mois de l'année. La production spécifique maximale d'énergie, mesurée et calculée, est enregistrée pendant le mois de juillet (45.04 et 48.24 kWh/m².mois respectivement). Ainsi, La production annuelle spécifique d'énergie thermique mesurée est de 253.97 kWh/m².a, avec un rendement annuel du système de 14.28%. Cependant, la production annuelle spécifique estimée par le modèle développée est de 272.44 kWh/m².a, soit un rendement de 15.32%.

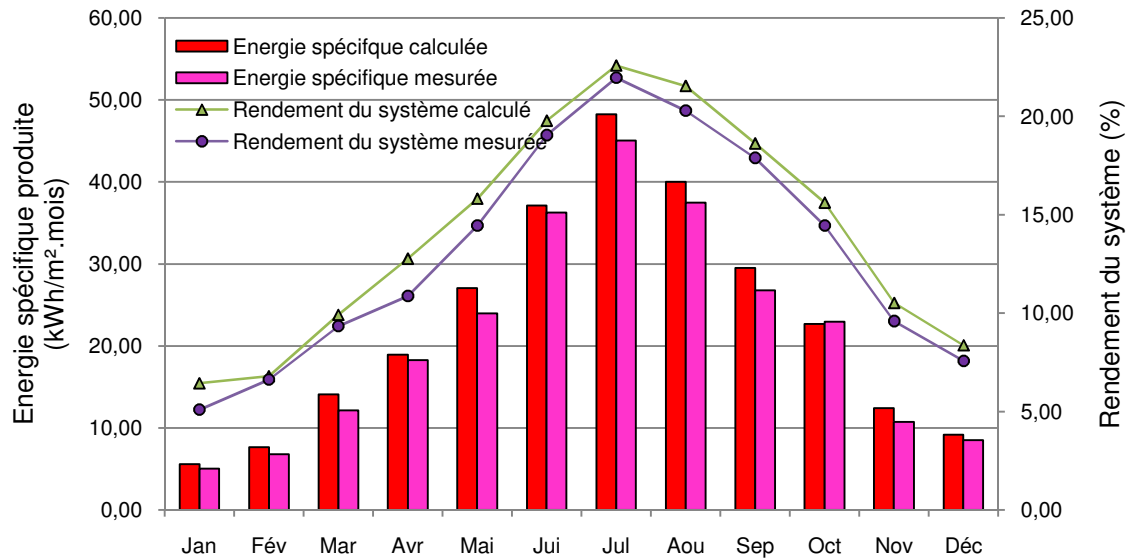


Fig.5.18 : Energie thermique spécifique produite et rendement du système : comparaison entre les valeurs mesurées et calculées.

5.3.1 Discussion des résultats

L'étude expérimentale menée dans le cadre de ce travail consiste à évaluer le potentiel de production d'énergie thermique en utilisant des capteurs plans solaires. En plus, un échangeur de chaleur à plaques a été utilisé dans la configuration du système expérimenté, le choix de ce type d'échangeur est justifié par son utilisation répandue dans les chaînes de production agroalimentaire, d'où le besoin d'analyser le comportement thermique du système de production d'eau chaude en présence de cet élément.

Le comportement thermique d'un système thermique solaire dépend étroitement des conditions climatiques du site d'implantation, notamment, le rayonnement solaire et la température ambiante. Une évaluation préalable du potentiel d'énergie solaire est nécessaire afin de prévoir la production annuelle du système conçu. Dans la présente modélisation, des données météorologiques de Meeonorm ont été utilisées dans le modèle de simulation, il serait, cependant, plus judicieux d'introduire les données empiriques pour diminuer l'écart entre les valeurs mesurées et celles calculées.

Les températures de sortie des capteurs plans atteignent des niveaux de températures allant jusqu'à **77 °C** sous des conditions climatiques favorables.

Ainsi, le potentiel, mesuré, d'énergie solaire reçu sur le plan des capteurs plans est de **1778.56 kWh/m².a**. En Addition, **le potentiel de production d'eau chaude à 45°C**, expérimentalement évaluée durant l'année de 2013, est de **253.97 kWh/m².a**, soit un rendement de 14.28% pour le système. Evidement, le potentiel évalué est relativement faible compte tenu de l'état de dégradation des capteurs plans utilisés.

La stratégie de contrôle appliqué au système est basée sur le contrôle différentiel (cas de la pompe de circulation). Comme il est mentionné dans la section (5.2.4), l'augmentation du débit du fluide caloporteur contribue à améliorer le rendement instantané des capteurs plans. Ceci dit, d'autres stratégies se basant sur le contrôle du

débit du fluide caloporteur pourraient conduire à une optimisation du transfert de chaleur entre les deux fluides des circuits primaire et secondaire.

Le branchement des capteurs plans solaires est fait dans une configuration en cascade, ce type de configuration sert à augmenter le débit, tandis que la configuration en série conduit à l'augmentation du niveau de température, pour la conception des systèmes à grande échelle destinées aux applications industrielles, le choix d'une telle configuration dépendra des besoins des processus industriels en termes de débit et de niveaux des températures.

6 Intégration des systèmes solaires thermiques dans les process industriels à basses températures

6.1 Systèmes solaires thermiques destinés au préchauffage : intégration au niveau de fourniture

En Algérie, la production de la chaleur industrielle pour les besoins énergétiques des industries agroalimentaires est assurée très souvent par des chaudières à gaz. Ces dernières sont appelées à générer de la vapeur à une certaine pression (8 bars dans le cas des laiteries), la vapeur générée sera transportée à travers un réseau de chaleur puis redistribuées sur les différents points de chauffage du process. Pour les tâches de chauffage qui nécessitent des températures inférieures à 100°C, le fluide en contact avec le produit destiné au chauffage est l'eau chaude. Par conséquent, une section de chauffage (échangeur à plaques) est nécessaire tout au long de la chaîne de production.

L'une des solutions proposées pour l'intégration d'un système solaire thermique est l'intégration en amont du système de génération de la vapeur. Ainsi, la partie solaire serait en mesure d'apporter un gain calorifique à l'eau froide pendant toute la période d'ensoleillement. Aussi, deux systèmes solaires à capteurs plans sont considérés dans cette approche d'intégration :

- Un système solaire thermique pour le préchauffage d'eau provenant de la source.
- Un système solaire thermique pour le préchauffage d'eau provenant de la cuve de retour des condensats, en effet, la chaleur distribuée à travers l'ensemble des échangeurs de chaleurs peut être récupérée sous formes de condensats qui seront réinjectées dans la chaudière en passant par la cuve des condensats.

Le schéma d'intégration d'un système solaire thermique, utilisant la technologie des capteurs plans, pour une unité de l'industrie agroalimentaire est présenté sur la **Figure.6.1**. Le concept d'intégration, adopté dans ce cas, est celui d'une intégration en amont du système d'approvisionnement en énergie, en l'occurrence la chaudière, pour les process de transformation agroalimentaires. Ainsi, le système solaire thermique est conçu pour préchauffer l'eau provenant de la source, ce qui permet d'élever sa température à un certain niveau ensuite elle passe au niveau de la chaudière ou bien la cuve des condensats pour relever sa température au niveau de vaporisation.

La **Figure.6.2** présente le concept d'intégration d'un système solaire thermique pour le préchauffage d'eau provenant de la cuve des condensats. Comme il est noté précédemment, la vapeur distribuée à travers le réseau de chaleur peut être partiellement récupérée sous formes de condensats qui seront stockés dans une cuve pour les réinjecter dans la chaudière. Par ailleurs, la température d'eau chaude récupérée sous forme de condensats est un critère important à prendre en considération pour l'intégration du système thermique solaire tant que cette température constituerait la température d'entrées du circuit secondaire. La **Figure.6.3**

montre la température maximale des condensats, constatée sur site au sein de la laiterie des Aurès (Batna). Sur une période allant de 07 :00 à 13 :30, la température des condensats varie entre 92 et 95 °C. Cependant, la récupération de la chaleur au sein de la laiterie est de manière partielle suite aux différentes pertes survenant sur le circuit de retour des condensats. Par conséquent, la cuve de stockage des condensats ne serait pas en mesure d'alimenter la chaudière en eau chaude avec le volume nécessaire, de ce fait, une quantité d'eau préchauffée par le système solaire pourrait compenser le déficit.

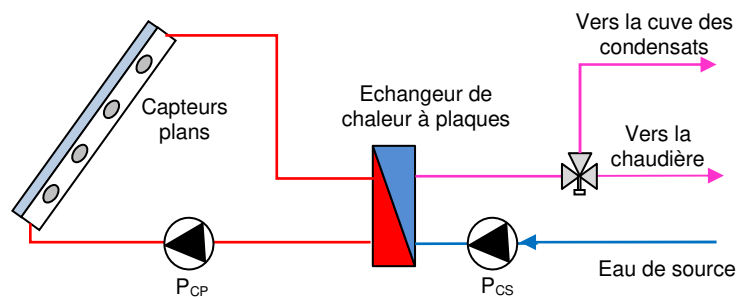


Fig.6.1 : Schéma d'intégration d'un système solaire thermique à capteurs plans pour le préchauffage d'eau (option 1).

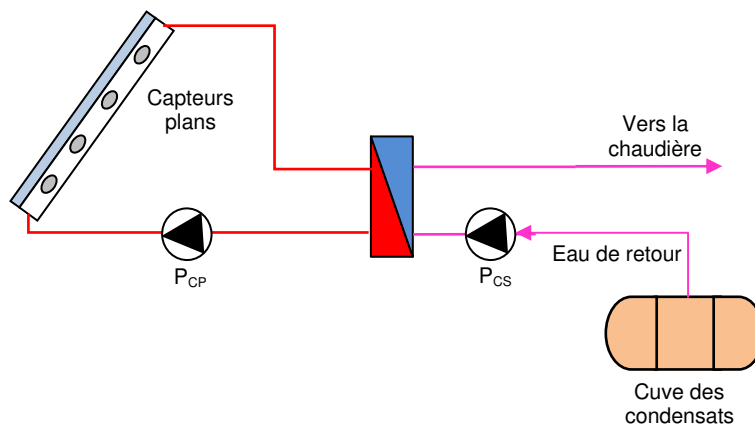


Fig.6.2 : Schéma d'intégration du système solaire thermique à capteurs plans pour le préchauffage d'eau provenant de la cuve des condensats (option 2)

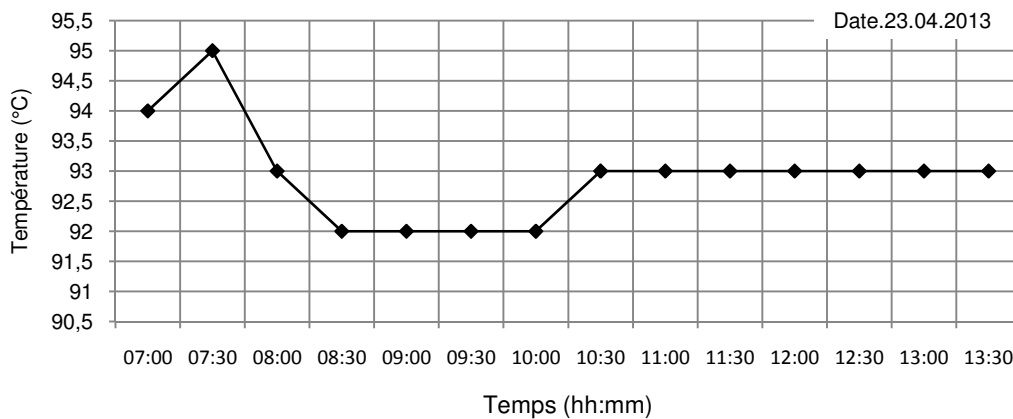


Fig.6.3 : Température d'eau chaude récupérée sous forme de condensats au sein d'une laiterie. Il est important de noter qu'il s'agit ici des températures maximales atteintes.

6.1.1 Modélisation et simulation

Les deux systèmes solaires thermiques présentés sur la **Figure.6.1** et la **Figure.6.2** ont été modélisés sous Trnsys. Les conditions climatiques (rayonnement solaire et température ambiante) sont les mêmes que ceux rapportées dans le chapitre 5 (section 5.3.1). Dans une première phase, différentes simulations ont été effectuées pour l'option 1, où le système solaire thermique est conçu pour le préchauffage d'eau provenant de la source avec une température de 20°C. Aussi, la surface des capteurs plans prise en considération est de 500, 1000, 1500 et 2000 m². Le débit d'eau du circuit secondaire varie entre 1.4 et 4 kg/s (un pas de 0.2 kg/s) et le débit du fluide du circuit secondaire est calculé selon le critère d'un débit de transfert calorifique équivalent $(\dot{m} \cdot c_p)_{\text{circuit primaire}} = (\dot{m} \cdot c_p)_{\text{circuit secondaire}}$. Les mêmes paramètres sont utilisés pour le système intégré selon l'option 2, avec la variation de la température d'entrée d'eau au circuit secondaire (T_{e-cs} comprise entre 30 et 90°C). La stratégie de contrôle des deux pompes P_{CP} et P_{CS} est la même utilisée par (C.Lauterbach, 2011). Pour toutes les simulations effectuées, il est assumé que la demande d'énergie thermique est supérieure à celle délivrée par le système solaire.

Tab. 6.1 : Paramètres utilisés dans la simulation pour les deux options de préchauffage

Paramètres	Unités	Valeurs
Surface des capteurs	m ²	500,1000, 1500, 2000
Chaleur spécifique du fluide caloporteur	kJ/kg.°C	3.819
Chaleur spécifique du fluide du process	kJ/kg.°C	4.19
Débit du fluide du circuit solaire	kg/s	1.536 – 4.388
Débit du fluide du circuit secondaire	kg/s	1.4 - 4
Rendement optique (η_0)	-	0.848
Coefficient des pertes calorifiques (a_1)	W/(m ² .K)	3.460
Coefficient des pertes calorifiques (a_2)	W/(m ² .K ²)	0.017
Longueur des conduits du circuit solaire (boucle solaire)	m	40
Paramètre des pertes des conduites (U-value)	W/(m ² .K)	40

6.1.2 Résultats des simulations

Plusieurs simulations ont été effectuées, pour chaque surface de capteurs plans, en faisant varier le débit d'eau dans le circuit secondaire ainsi que le débit correspondant du circuit primaire. L'objectif principal de ces simulations est de définir le potentiel d'énergie thermique pour des systèmes à grande échelles. Ainsi, Il est évident que l'énergie délivrée par le système solaire thermique croît avec l'augmentation du débit. Aussi, l'énergie annuelle produite par unité de surface décroît avec l'augmentation de la surface des capteurs plans. A titre d'exemple, pour un débit d'eau du circuit secondaire équivalent à 4 kg/s, le gain solaire pour une surface de 1000 m² est de 1135.6 kWh/m².a, tandis que pour une surface de 2000 m², l'énergie spécifique produite est de 1023.36 kWh/m².a. (**Fig.6.4**).

Les débits utilisés pour le cas du présent modèle de simulation varient entre 5040 et 14400 litres/heures (1.4 et 4 kg/s), ces débits sont généralement les plus rencontrés dans les petites et moyennes industries agroalimentaires. La stratégie de contrôle appliquée pour ce modèle permet au système de réaliser un apport calorifique pour une plage de températures allant de 30 jusqu'à 85°C, raison pour laquelle l'apport spécifique annuelle en (kWh/m².a) est relativement élevé.

Il serait néanmoins plus judicieux de choisir un débit qui correspond à la plage de température désirée. Ce critère joue un rôle important quant au couplage du système solaire avec le système conventionnel. Il s'agit là, de définir le meilleur rapport face au dilemme qui fait que la température d'eau chaude produite décroît avec l'augmentation du débit d'eau destinée au chauffage. Ainsi, pour faire ressortir ce constat, une simulation d'un modèle ayant la même configuration que celui de l'option 1 a été effectuée. La surface totale des capteurs plans est de 1500 m². Comme il est indiqué sur la **Figure.6.5**, la température maximale atteinte pour l'eau chaude produite est de 85°C pour un débit de 1.4 kg/s, tandis que celle correspondant au débit d'eau de 4 kg/s est de 45.7 °C.

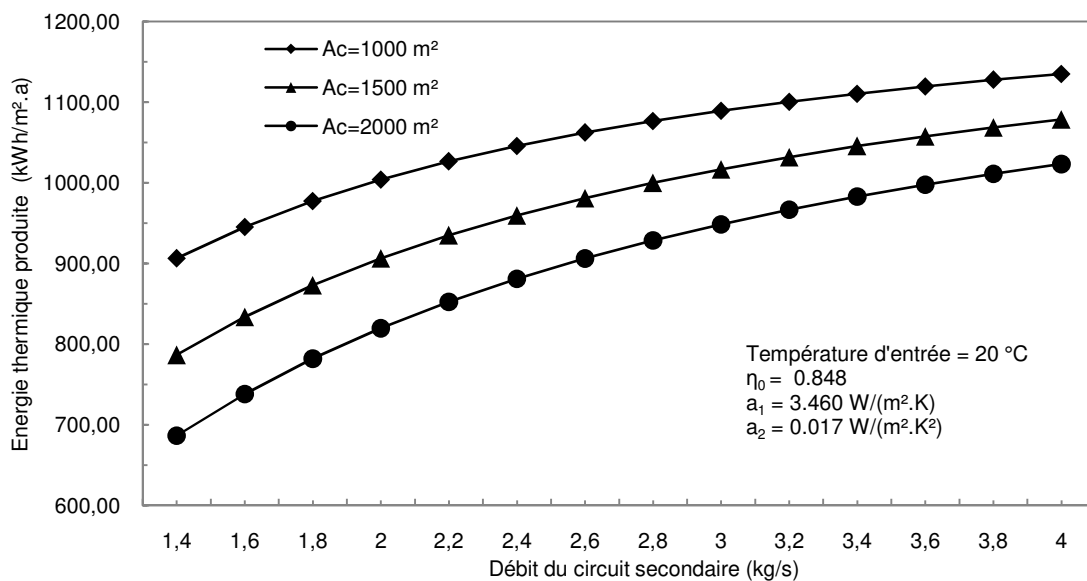


Fig.6.4 : Energie thermique, par unité de surface, délivrée par le système solaire thermique.

L'apport calorifique du système solaire varie entre 936.45 et 1050 kWh/m².a conduisant à un rendement annuel variant entre 55.55 et 62.6 %.

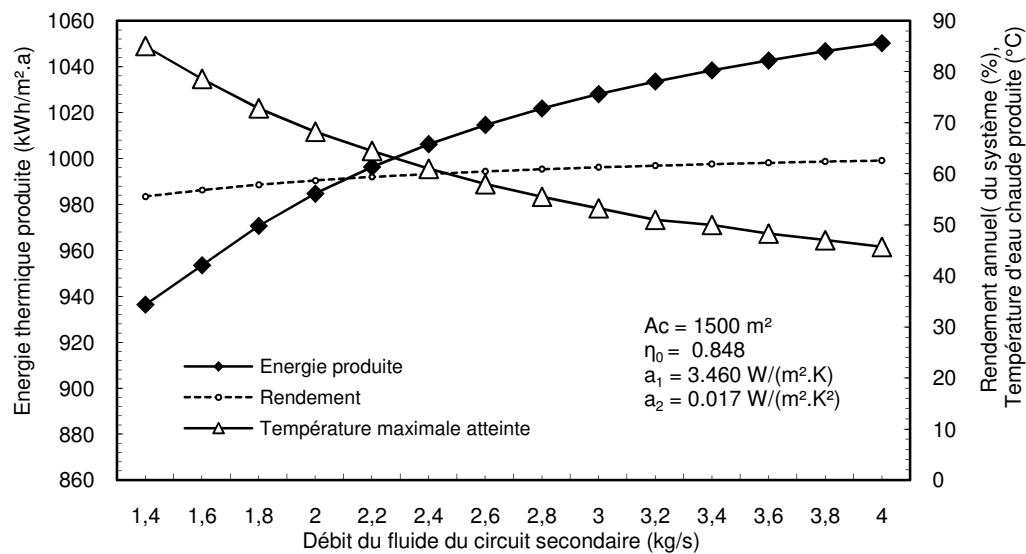


Fig.6.5 : Influence du débit du fluide du circuit secondaire sur la température d'eau chaude produite et le rendement du système.

L'échangeur de chaleur à plaque est un élément clé dans un système solaire thermique, ses performances thermiques ont un impact direct sur le rendement du système puisque il établit le lien entre le circuit solaire (circuit primaire) et le circuit secondaire. Généralement, les échangeurs de chaleurs utilisés dans les systèmes à grande échelle sont des échangeurs à plaques à contre courants. Le coefficient de transfert thermique recommandé pour ce type d'échangeur est de 100 W/k.m² (VDI, 2004). De différentes simulations ont été faite en vue de faire ressortir l'influence du coefficient de transfert thermique de l'échangeur de chaleur utilisé sur le rendement annuel du système (**Fig.6.6**). Ainsi pour un coefficient de transfert thermique (UA) variant de 20 à 100 W/K.m², le rendement du système passe de 47.7 à 53.95 %.

Pour le concept d'intégration qui consiste à chauffer l'eau de retour sous forme de condensats (Option 2), il a été pris en considération, lors de la simulation, la variation de la température d'eau, dans la cuve de stockage des condensats, entre 30 et 80 °C. Les résultats des simulations effectuées sont indiqués sur la **Figure.6.7**. A une température d'eau de retour de 60 °C, le système est capable de délivrer 382.61 kWh/m².a pour un débit de 1.4 kg/s. Pour la même valeur du débit, et avec une température de retour de 90°C, l'apport calorifique annuel du système est de 182.57 kWh/m².a. Le système, dans ce cas, serait capable d'élever la température d'eau de retour seulement pendant les périodes à des conditions climatiques favorables.

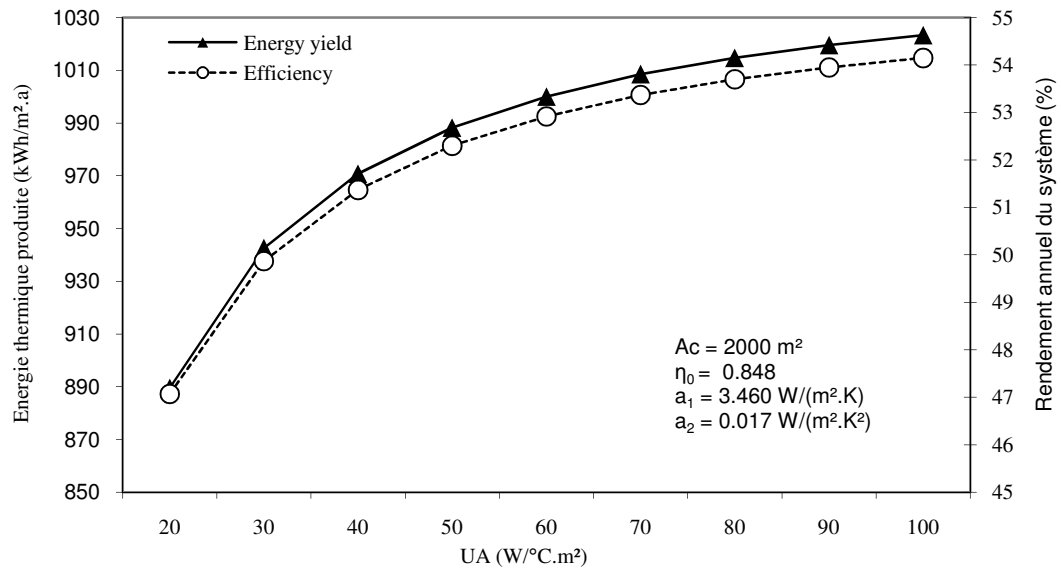


Fig.6.6 : Influence du coefficient de transfert thermique de l'échangeur de chaleur à plaques sur la production annuel du système.

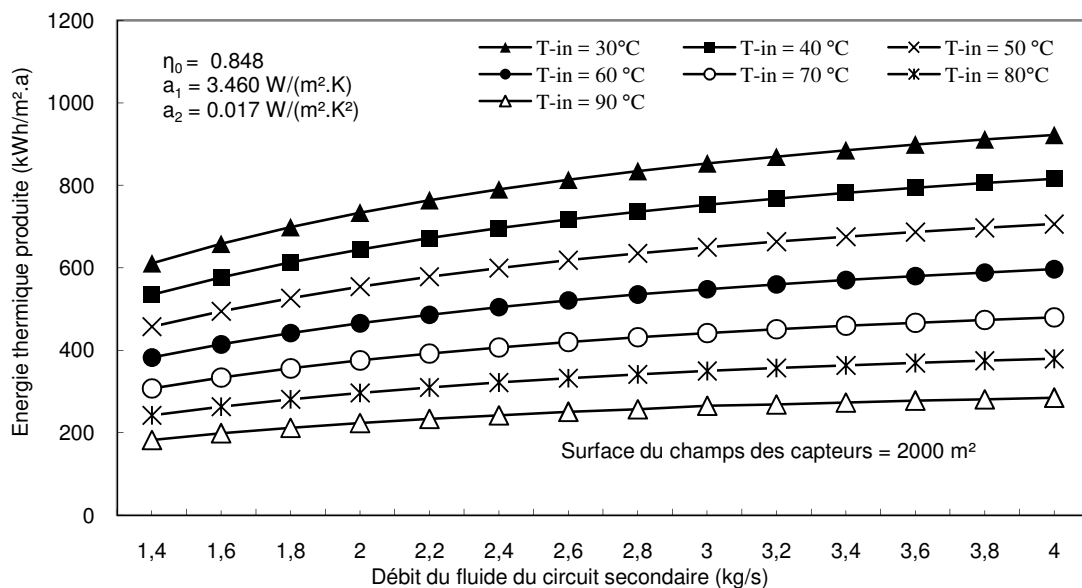


Fig.6.7 : Production annuelle d'énergie thermique en fonction du débit et de température du fluide du circuit secondaire.

6.2 Identification des points d'intégration du système solaire au niveau du process

La méthode de pincement est un outil d'intégration des procédés visant l'évaluation des besoins thermiques, en chauffage et refroidissement, ainsi que du potentiel de récupération d'énergie au sein d'un procédé ou un site industriel (Linnhoff et al, 1982). Le principe général de la méthode consiste à identifier tous les flux d'énergie, courants chauds et courants froids, du procédé ou du site industriel. Pour ce faire, une approche basée sur l'extraction et de collecte de données sur le process considéré pour l'approvisionnement en chaleur solaire doit être menée a priori. Ainsi, après avoir identifié les flux chauds et froids du process, chaque flux sera défini par une

température initiale et finale (T_i et T_f respectivement), le débit massique $\dot{m}$ en kg/s et chaleur spécifique du fluide c_p en kJ/kg. °C.

Ainsi, la puissance thermique (variation d'enthalpie, ΔH) pour chaque flux est calculée suivant la formule (6.1) :

$$Q_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_i - T_f) = \Delta H \quad (6.1)$$

Ensuite, les flux identifiés seront représentés graphiquement sous forme de diagrammes appelés courbes composites (CC) « températures-puissance thermique » (**Fig.6.8**) et grande courbe composite (GCC).

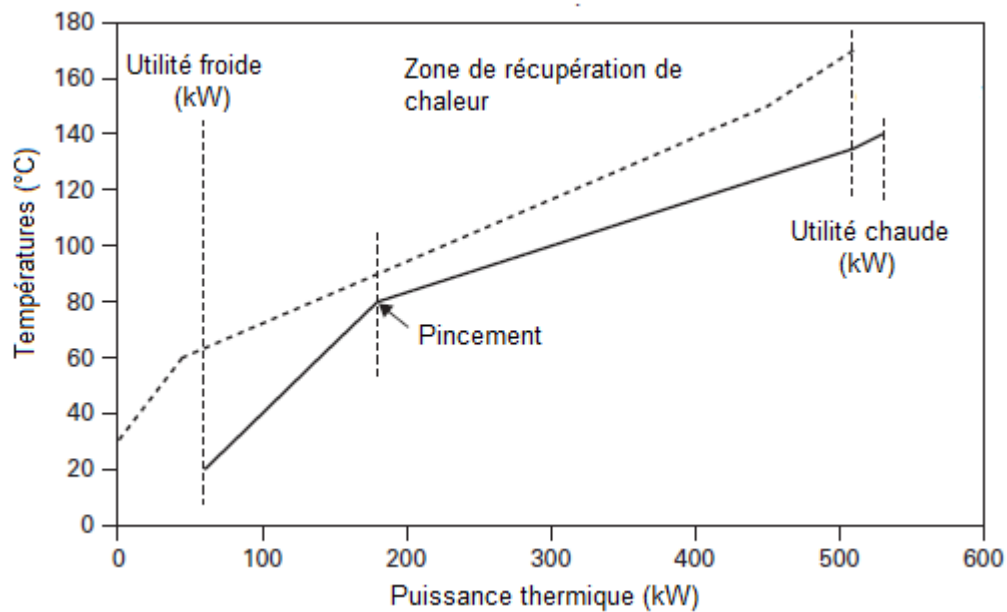


Fig.6.8 : Exemple d'une représentation des courbes composites. L'analyse d'un système par la méthode du pincement permet de d'identifier et d'évaluer la zone de récupération de chaleur, les besoins en termes de chaleur (utilité chaude) et les besoins en termes de refroidissement (utilité froide).

6.2.1 Description du process

Le traitement du lait cru, depuis sa réception jusqu'au stockage, passe par plusieurs étapes où il subit des tâches de chauffage et de refroidissement (**Fig.6.9**). Le lait cru parvient à la laiterie par ses différents fournisseurs des alentours de la région de Batna. La quantité du lait cru reçu varie selon la saison et peut atteindre jusqu'à 60 000 litres/jour pendant la période printanière. Ainsi, dans le cadre de cette étude, il a été assumé que la quantité du lait cru transformée est de 50 000 litres de lait cru, soit 51500 de litres (1 litre de lait cru équivaut 1.03 kg). Le lait cru arrive au sein de la laiterie dans des citernes, ensuite, un système de pompage est mis en place pour le transporter vers les cuves de stockages (cuves 1 et 2). Avant que le lait cru soit stocké, il doit passer par un dispositif de dégazage afin d'éliminer les bulles d'air qui y sont dissoutes, un compteur volumétrique pour relever le volume évacué et un filtre qui sert à empêcher le passage d'éventuels intrus. Par suite, le lait cru passe par un échangeur de chaleur à plaque où il est refroidi à une température comprise entre 4 et 6°C, une fois refroidi, le lait cru est renvoyé vers le système de stockage.

Le traitement du lait cru commence à 8h :00 et prend fin à 13h :00. Le processus de traitement commence par le préchauffage du lait cru, l'écémage, la pasteurisation et refroidissement du lait écémé et, en fin la stérilisation et refroidissement de la crème extraite. Toutes les tâches liées au chauffage et au refroidissement du lait s'effectuent au niveau d'un échangeur de chaleur à plaques comportant plusieurs sections. Une cuve « tempo » est placée en amont du système de pasteurisation et de refroidissement pour indiquer la présence du lait cru évacué à partir des cuves de stockage. L'énergie thermique nécessaire pour effectuer les tâches de chauffage est fournie par une chaudière à gaz qui produit de la vapeur, ensuite, la vapeur produite est injectée dans le réseau de distribution de chaleur. Le lait cru provenant des cuves de stockage est préchauffé à une température de 50 °C, après, il passe dans une écèmeuse où se déroule l'opération de séparation de la crème par effet de force centrifuge. Ainsi, le préchauffage du lait cru se fait à un débit de 2.86 kg/s. Le lait écémé est renvoyé vers la section de pasteurisation sous un débit de 2.6 kg/s pour y être pasteurisé à une température de 80°C, ensuite, il passe de nouveau par la section de récupération de chaleur pour préchauffer le lait cru. En préchauffant le lait cru, la température du lait écémé descend à 45 °C (pré refroidissement), il sera, par suite, reconduit vers la section de refroidissement à un niveau de température de 4°C. La crème extraite du lait cru est transportée vers une cuve de stérilisation où elle sera stérilisée à une température de 90°C. Enfin la crème produite sera refroidie progressivement et conservée à une température de 6°C.

Pour l'opération de séparation (écémage), il est assumé que la quantité de la crème extraite représente une portion de 9% de la quantité total du lait cru transformé. De ce fait, la quantité de la crème subissant les tâches de stérilisation et de refroidissement est de 4635 kg. Cette quantité est traitée sur une période de 4 heures et demi, ce qui conduit à un débit de 0.26 kg/s.

6. Intégration des SST dans les process industriels à basses températures

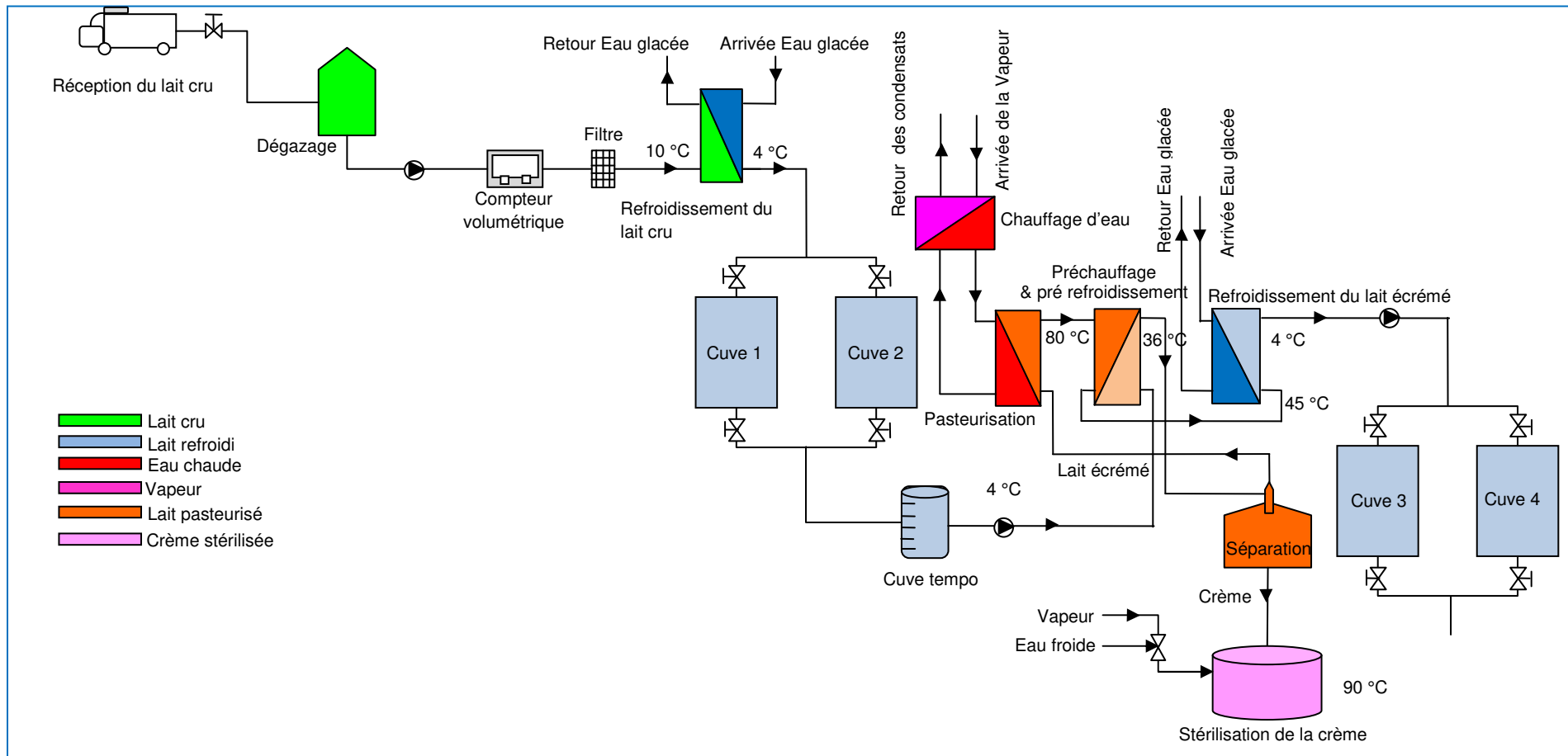


Fig.6.9 : Schéma synoptique du process de transformation et de traitement du lait cru comportant les niveaux de températures requis pour chaque tâche de chauffage et de refroidissement. Les tâches de chauffage, tout au long du process, requièrent des températures se situant entre 50 et 90°C.

6.2.2 Construction et analyse des courbes composites la grande courbe composite

a) Considérations

Toutes les données nécessaires sur le débit des différents flux considérés dans l'étude ainsi que la chaleur spécifique du produit sont données dans le **Tableau.6.2**. Les flux chauds et froids liés aux fluides de nettoyage du process ne sont pas pris en considération dans l'application de la méthode de pincement, en effet, les flux d'eau impliqués pour le nettoyage du process ne coïncident pas, dans le temps, avec ceux liés à la transformation et au traitement du lait, de ce fait, aucune régénération ne peut se produire entre ces flux. En plus, les fluides chauffés destinés au nettoyage ne sont en aucun cas récupéré après leur utilisation.

Les tâches de chauffage et de refroidissement au sein du process de transformation et de traitement du lait cru sont identifiées en termes de flux chauds et flux froids. Les paramètres thermiques de ces flux sont rapportés dans le **Tableau.6.3**. L'analyse énergétique appliquée au process de lait cru par la méthode de pincement prend en compte tous les flux présentant une coïncidence temporaire, de ce fait, le refroidissement du lait cru pendant la réception n'est pas considéré dans l'analyse. La température du lait cru requise pour qu'il soit écrémé est de 50 °C. En assumant que la température d'entrée du lait écrémé vers la section de refroidissement est de 45 °C, l'apport calorifique de la régénération ne peut être que partiel, ceci dit, une utilité chaude est nécessaire pour répondre à la température requise pour l'écémage. Par ailleurs, durant tout le cycle de traitement, l'énergie thermique nécessaire pour accomplir le préchauffage et la pasteurisation est de 0.05 et 0.028 kWh/kg respectivement.

Les courbes composites et la grande courbe composite ont été construites à l'aide du programme Hint (Heat Integration) (Martin and Mato, 2008), développé et validé par le département « Chemical Engineering and Environmental technology » à l'université de Valladolid, Espagne.

Tab.6.2 : Débit et chaleur spécifique par produit

Produit	$\dot{m}$ (kg/s)	c_p (kJ/kg.°C)
Lait cru	2.86	3.91
Lait écrémé	2.6	3.95
crème	0.26	2.5

Tab.6.3 : Courants chauds et froids identifiés et leurs paramètres thermiques.

N°	Désignation du courant	Type	T_i (°C)	T_f (°C)	CP (kW.°C)	H (kW)
1	Préchauffage du lait cru	F	4	50	11.182	514.399
2	Pasteurisation du lait écrémé	F	51	80	10.27	297.83
3	Prérefroidissement du lait écrémé	C	80	45	10.27	-359.45
4	Refroidissement du lait écrémé	C	45	4	10.27	-421.07
5	Pasteurisation de la crème	F	51	90	0.65	25.35
6	Refroidissement de la crème	C	90	6	0.65	-54.6

b) Analyse des besoins énergétiques

La **Figure.6.10** représente les courbes composites du process de transformation et de traitement du lait cru. La différence de température minimale $\Delta T_{\min}$ est de 20 °C. Les besoins énergétiques minimums en chauffage (utilité chaude) sont estimés à 219.56 kW et les besoins énergétiques minimums en refroidissement (utilité froide) sont de 217.1 kW. La température de pincement qui est la distance verticale minimale entre la courbe composite chaude et la courbe composite froide, est de $T_{\text{pincement}} = 14^\circ\text{C}$. Le potentiel de récupération d'énergie est de 618.01 kW.

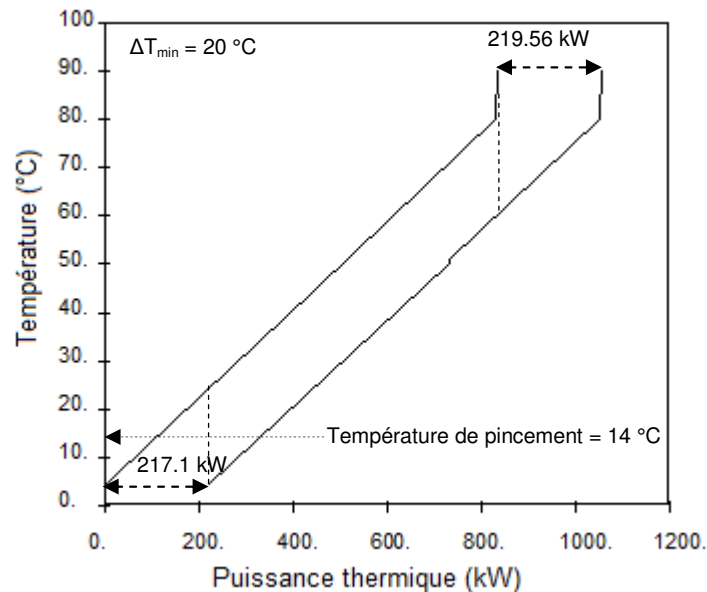


Fig.6.10 : Courbes composites, chaude et froide, du process de transformation et de traitement de lait cru à $\Delta T_{\min} = 20^\circ\text{C}$.

La grande courbe composite constitue une autre représentation des courants chauds et froids du système, elle est obtenue en décalant les températures des flux chauds par $(\Delta T_{\min} / 2)$ et les températures des flux froids par $(-\Delta T_{\min} / 2)$. Ceci permettrait d'obtenir un point de pincement à une puissance thermique nulle ($\Delta H = 0$). La grande courbe composite est divisée en deux parties :

- La partie **au dessous** du point de pincement : représente tous les besoins en refroidissement au niveau de températures respectées.
- La partie **au dessus** du point de pincement : représente tous les besoins en chauffage aux niveaux des températures respectées.

Ainsi, la grande courbe composite permet de faire ressortir à quelle plage de température une puissance thermique est requise. En d'autres termes, il n'est pas faisable au sens économique, bien qu'il soit faisable thermodynamiquement, d'introduire une utilité chaude au dessus du niveau de température requis. Aussi, l'introduction d'une utilité chaude au dessous de la température de pincement conduit à l'augmentation des besoins en refroidissement, en revanche, une utilité froide quand elle est introduite au dessus du point de pincement conduira à augmenter les besoins énergétiques en chauffage.

c) Représentation en cascade

La résolution numérique a été effectuée en considérant les températures décalées des flux chauds et froids du process (**Fig.6.11**). Cette représentation permet d'identifier les flux thermiques de manière optimale à travers le réseau des échangeurs de chaleurs. Aussi, si la solution numérique offre l'une des solutions faisable au sens thermodynamique du terme, elle représente, cependant, ce cas idéal où les échanges thermiques entre tous les courants chauds et froids sont susceptible d'avoir lieu, lorsque c'est faisable.

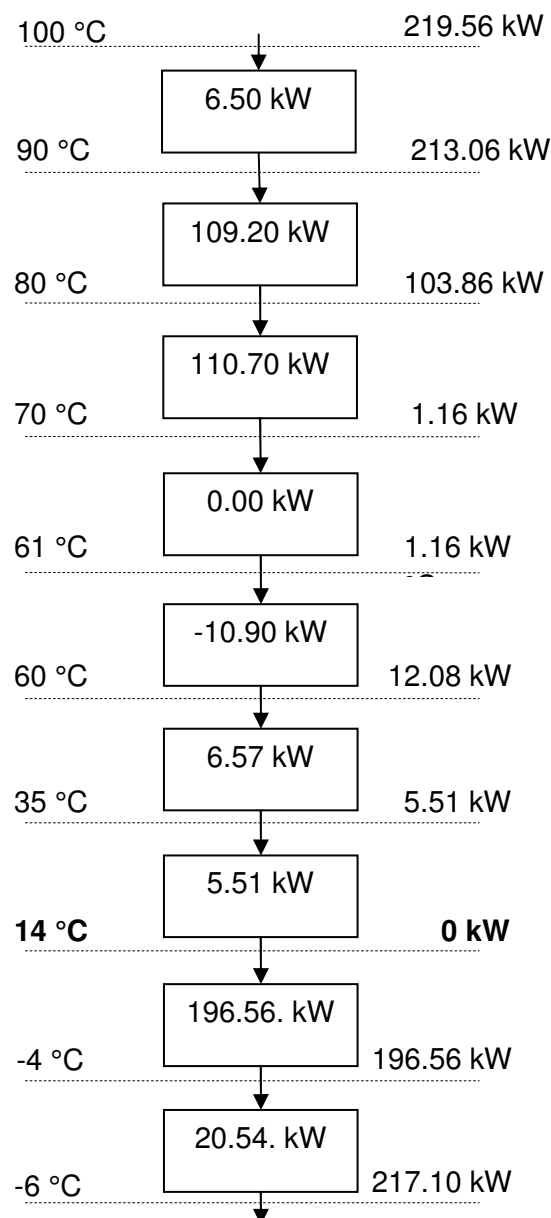


Fig.6.11 : Solution numérique faisable pour le transfert de chaleur (représentation en cascade).

6.2.3 Discussion de la possibilité d'intégration d'un système thermique solaire au niveau du process

La grande courbe composite (**Fig.6.12**) montre le besoin en terme de puissance thermique requise en fonction de la plage de température correspondante. La température de pincement étant de 14 °C, ceci rend la possibilité d'intégration d'une source solaire faisable. Toutefois, il serait important de prendre en considération que 99.4 % de la puissance totale requise pour le chauffage (soit 218.4 kW) doit être déployée pour une plage de température allant de 70 à 100 °C. Par conséquent, l'intégration du système de chauffage à capteurs plans serait mieux adaptée au préchauffage d'eau (**Fig.6.13**)

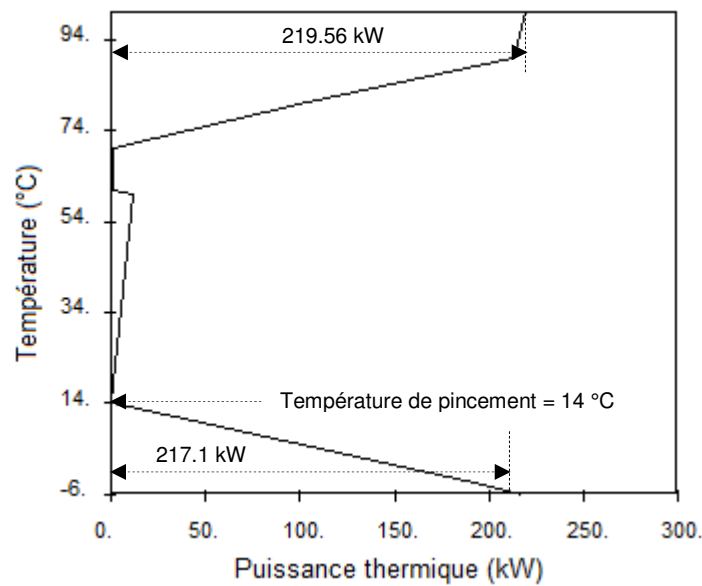


Fig.6.12 : Grande courbe composite du process de transformation et de traitement de lait cru.

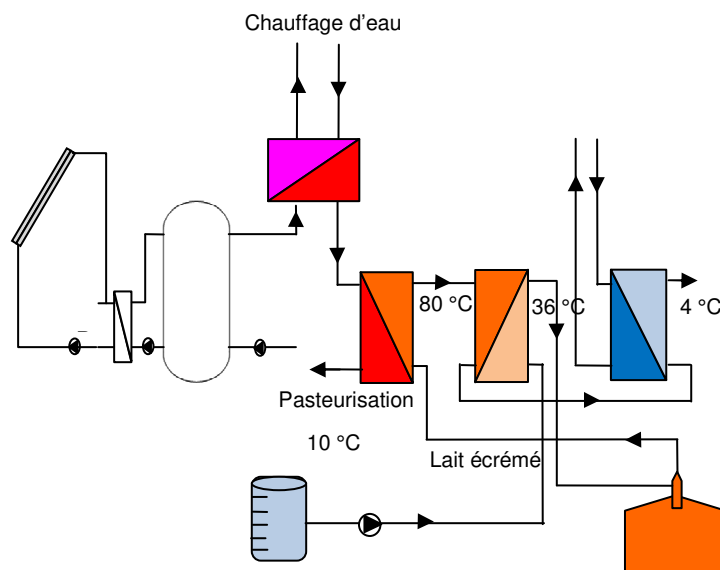


Fig.6.13 : Possibilité d'intégration d'un système solaire thermique pour le préchauffage d'eau

6.3 Potentiel d'utilisation d'énergie solaire thermique dans les process industriels

Les systèmes solaires thermiques introduits au niveau du process ne sont pas liés directement au système conventionnel et sont conçus de manière à produire l'eau chaude à la température requise par l'application industrielle. Cependant, ces systèmes seront en mesure de satisfaire seulement une partie des besoins en énergie thermique du process, ceci est du principalement aux facteurs externes qui sont les conditions climatiques du site. La configuration d'un système solaire thermique diffère selon le concept d'intégration au sein du process. Généralement, un échangeur de chaleur externe et une cuve de stockage temporaire sont utilisés pour les profils de consommation constants (**Fig.6.14**). Les principaux éléments de simulation liés au process et les éléments du système solaire sont donnés dans le **Tableau.6.4**. Deux champs d'application du système solaire thermique sont considérés dans la simulation : le préchauffage d'eau utilisée pour la pasteurisation du lait cru et le chauffage d'eau destinée aux applications de nettoyage et de lavage.

La méthodologie de pré dimensionnement des deux modèles de simulation est celle utilisée par (Hess and Olivia, 2011). Ainsi, en assumant que le système solaire peut couvrir 40% des besoins thermiques en eau chaude (Q_{annuel}) à la température de préchauffage (60°C) et une production spécifique annuelle de l'ordre de 500 (kWh/m².a), la surface nécessaire des capteurs plans (A_c) est calculée selon l'équation (6.3).

$$A_c = (Q_{\text{annuel}} \cdot 0.4) / 500 \quad (6.3)$$

Le volume spécifique du stockage ($V_{\text{spécifique}}$), tel que recommandé dans la littérature (Hess et al., 2011) (Aidonis et al., 2005), varie de 50 à 80 l par unité de surface de capteur plan (m²). Ainsi, le volume de stockage (V_{sto}) est déterminé par l'équation (6.4).

$$V_{\text{stockage}} = V_{\text{spécifique}} \cdot A_c \quad (6.4)$$

6.3.1 Application au préchauffage d'eau utilisée pour la pasteurisation du lait cru

Dans ce cas il est assumé que le système solaire contribue au préchauffage d'eau de 15 °C à une température de 60 °C avec un débit de 10800 litres/h. La demande en eau chaude est constante pendant 5 heures Par conséquent, la quantité d'énergie demandée est :

$$Q_j = m_j \cdot c_p \cdot \Delta T = 54000 \text{ (kg)} \cdot 4.18 \text{ (kJ/kg.K)} \cdot 45 / 3600 \text{ (kJ/kWh)} = \mathbf{2821.5 \text{ kWh}}$$

Ce qui conduit à une demande annuelle d'environ **1029.84 MWh**.

La surface nécessaire des capteurs plans est :

$$A_c = 1029.84 \cdot 10^3 \text{ (kWh)} \cdot 0.4 / 500 \text{ (kWh.m}^2\text{)} = \mathbf{823.87 \text{ m}^2}$$

Pour une valeur spécifique de stockage de 80l/m², le volume de la cuve de stockage est : $V_{\text{stockage}} = \mathbf{48.88 \text{ m}^3}$.

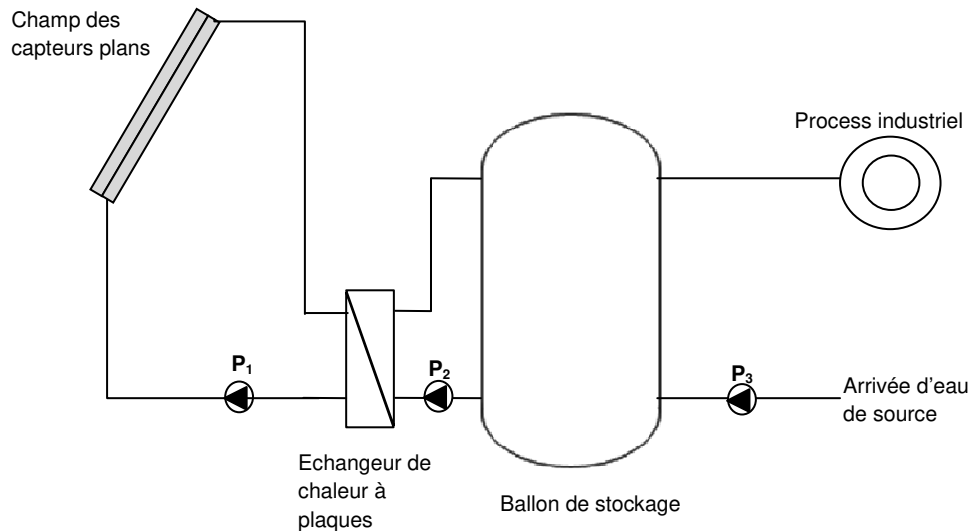


Fig.6.14 : Schéma de configuration d'un système solaire thermique pour la production d'eau chaude à usage industriel.

Tab.6.4 : Paramètres de simulation

Demande d'eau chaude (60°C)	5000 kg/h
Profil de consommation	08h – 13h
Coefficient des pertes du système de stockage	0.8 W/(K.m²)
Coefficients de transfert thermique d'échangeur à plaques	100 W/(K.m²)

Les résultats de simulation du système solaire thermique destiné au préchauffage d'eau utilisée pour la pasteurisation du lait cru sont présentés sur la **Figure.6.15**. Les besoins journaliers en eau chaude à 60°C sont de 2821.5 kWh/m².j. L'énergie solaire annuelle reçue sur le plan des capteurs est de 1823.66 kWh/m².a avec une moyenne de 5.02 kWh/m².j. L'analyse des résultats montre que le taux de couverture mensuel varie entre 27.21 et 78.09%. La production spécifique du système solaire thermique est de 704.09 kWh/m².a conduisant à un taux de couverture de la demande annuelle (1029.85 MWh) de l'ordre de 56.33%, soit un apport solaire de 580.17 MWh. Il est important de noter que le taux de couverture calculé est par rapport aux besoins d'eau chaude à 60°C, en effet, le système solaire est conçu à produire l'eau chaude à ce niveau de température.

Il n'existe pas de procédure standard permettant le dimensionnement des systèmes solaires thermiques intégrés dans les process industriels. Cependant, le pré dimensionnement constitue un point de départ à partir duquel il est possible de procéder à plusieurs simulations basées sur la variation du ratio d'utilisation qui représente le volume d'eau chaude requis par le process par 1 m² de surface installée. Ainsi, le ratio d'utilisation peut être exprimé comme suit :

$$RU = (V_j) / A_c \quad (6.5)$$

Tel que:

RU: Ratio d'utilisation en (l/j.m²)

V_j: volume journalier d'eau chaude requis par le process en (l/j)

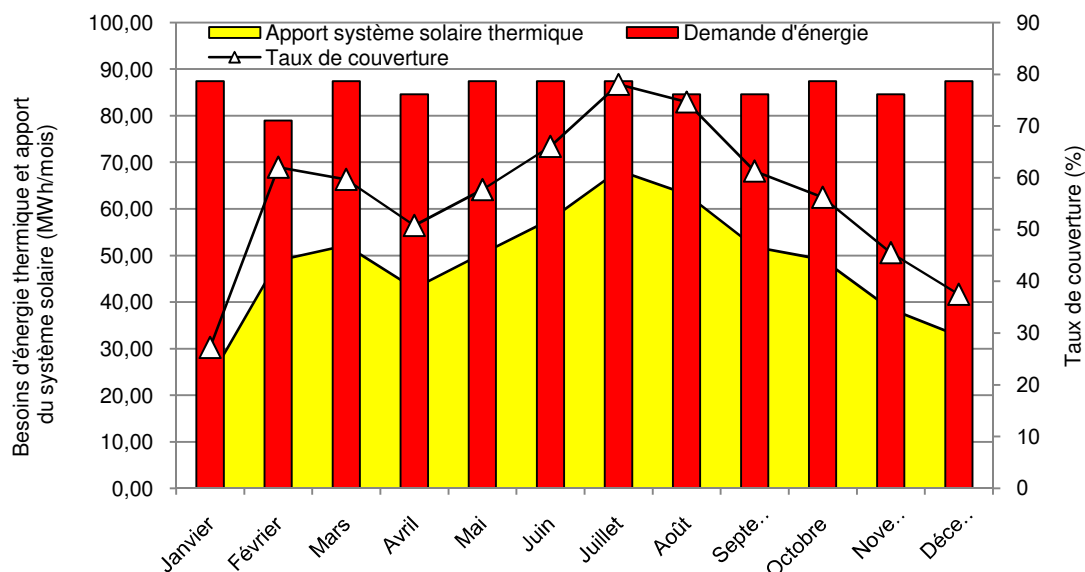


Fig.6.15 : Demande d'énergie thermique à 60°C et l'apport du système solaire thermique.

Le taux de couverture des besoins d'énergie thermique par le système solaire simulé varie en fonction de la surface des capteurs plans (**Tab.6.5**). En effet, pour une surface de 1800 m² et un ratio d'utilisation de 30 l / j.m², le système peut satisfaire 92.19% des besoins d'eau chaude à une température de 60°C avec un apport spécifique de 527.48 kWh/m².a.

Tab.6.5 : Taux de couverture et énergie spécifique produite en fonction de la surface des capteurs plans et le ratio d'utilisation. Le volume spécifique de la cuve de stockage est 80l/m².

RU(litres/j.m ²)	A _c (m ²)	V _j (litres)	E _p (kWh/m ² .a)	FS (%)
30	1800	54000	527.48	92.19
50	1080	54000	646.71	67.82
65.53	824	54000	704.11	56.33
70	772	54000	716.84	53.69
90	600	54000	806.45	46.98
110	491	54000	865.59	41.26

E_p : énergie spécifique produite par le système solaire

FS : fraction solaire (taux de couverture)

6.3.2 Application au chauffage d'eau de nettoyage

Les tâches de nettoyage et de lavage dans les applications agro alimentaires sont très courantes. Généralement, le programme de nettoyage sur place des installations de production est élaboré selon le profil de production sélectionné. Par conséquent, on distingue entre le nettoyage où l'eau chaude utilisée avec d'autres adjoints et un nettoyage se produisant pendant les périodes séparant le changement des types de produit où seule l'eau chaude est utilisée pour le nettoyage des installations. Dans le cas de cette application, il est assumé que le système solaire contribue au chauffage d'eau de nettoyage utilisée à 60°C. La demande en eau chaude est estimée à 40 000 litres utilisée sur la période allant de 8h à 16h. Par conséquent, le débit utilisé pour le modèle de simulation est de 5000 l/h avec un profil de production continue. Cela

signifie que le système de stockage déjà existant dans l'unité industrielle peut être utilisé lorsqu'il n'y a pas lieu de puisage direct dans la cuve du système solaire l'utilisation d'eau chaude par le process. En effet, cette approche permet d'éviter les problèmes de stagnation de températures au niveau des capteurs plans qui affecte le rendement du système.

En utilisant la même approche de pré dimensionnement que celle décrite dans la section (6.1), la surface nécessaire des capteurs plans est estimée à 611 m² et l'apport du système est de l'ordre de 58.84%. Ensuite, plusieurs simulations ont été effectuées sur de différents capteurs plans ayant de différentes performances en termes de rendements optiques ainsi que le coefficient linéaire (a_1) et quadratique (a_2) de perte de chaleur (**Tab.6.6**). Les résultats des simulations pour chaque capteur sont rapportés dans le **Tableau.6.7**. Ainsi, les capteurs plans à haute performance (CP-Haute performance) conduisent à un meilleur rendement du système (43.84%) avec un apport spécifique de 799.47 kWh/m².a, suivi par les capteurs plans à double vitrage standard (CP-DV-Standard) avec un apport de 782.48 kWh/m².a (42.90% de rendement du système). Le rendement du système à capteurs plans standard (CP-Standard) est de 40.9% en raison de leur faible rendement optique par rapport aux autres capteurs plans. Bien que les performances d'un capteur plan aient un effet sur le rendement du système, il demeure, cependant, que le critère économique est l'indicateur le plus important pour la sélection du type du capteur à utiliser.

Tab.6.6 : Paramètres des différentes technologies des capteurs plans.

Type de capteur	η_0 [-]	a_1 [(W/m ² K)]	a_2 [(W/m ² K ²)]	Source
CP-Standard	0.795	3.342	0.0160	(TUV Rheinland, 2012)
CP-Avancé	0.831	3.520	0.0167	(ISFH, 2012)
CP-Haute performance	0.841	3.016	0.0140	(SP, 2009)
CP-DV-Standard	0.811	2.710	0.0100	(AIT, 2011)
CP-DV-Avancé	0.804	2.564	0.0050	(TUV Rheinland, 2011)

Tab.6.7 : Energie spécifique produite par type de capteur et rendement annuel du système.

Type de capteur	Energie Spécifique (kWh/m ² .a)	Rendement du système (%)
CP-Standard	734.75	40.29
CP-Avancé	765.96	42.00
CP-Haute performance	799.47	43.84
CP-DV-Standard	782.48	42.90
CP-DV-Avancé	758.57	41.59

6.4 Discussion des résultats

Dans cette partie du travail, deux approches d'intégration des systèmes thermiques solaires sont présentées. Une intégration en amont de la chaudière de génération de la vapeur et une intégration au niveau du process de production (en aval de la chaudière). L'intégration en amont de la chaudière repose sur une configuration sans système de stockage où seul un échangeur de chaleur à plaques (contre courant) est

utilisé. Le système considéré dans le modèle de simulation est destiné au préchauffage d'eau de source et l'eau de retour sous formes de condensats. Le potentiel de chauffage d'eau de source pour un débit compris entre 5040 et 14400 kg/h est situé entre 906.16 et 1135.06 kWh/m².a, pour une surface de 1000 m². Dans le cas de préchauffage d'eau de retour sous forme de condensats, les résultats des simulations montrent que la production spécifique annuelle du système à capteurs plan décroît avec l'augmentation de la température de retour d'eau.

L'intégration au niveau du process diffère selon les niveaux des températures requis par les tâches de chauffage ainsi que le profil d'utilisation. Ainsi, une analyse énergétique par la méthode de pincement, portant sur le process de pasteurisation de lait cru, a été conduite afin d'identifier les point d'intégration du système solaire thermique. L'analyse montre que pour ce cas d'application il serait plus adéquat d'intégrer le système solaire au niveau de la section de chauffage d'eau en raison de la température relativement élevée d'eau chaude utilisée pour la pasteurisation. De ce fait, le système solaire thermique modélisé permettrait de contribuer au préchauffer d'eau de pasteurisation à une température de 60°C. Les résultats de simulation, pour le modèle pré dimensionné, montrent que le taux de couverture des besoins en eau chaude à 60°C est de 56.33%. Aussi, l'intégration au niveau du process pour le préchauffage d'eau utilisée pendant les courts nettoyages dans les industries agroalimentaires, serait la plus appropriée en raison du niveau de température requis (généralement 60°C). Le système solaire thermique, dans ce cas, doit être conçu selon le profil d'utilisation d'eau chaude et le programme de nettoyage établi.

7 Analyse économique

L'objectif de l'analyse économique des systèmes solaires thermiques à usage industriel est de faire ressortir les indicateurs financiers liés aux investissements. Ces indicateurs permettent d'évaluer leur faisabilité économique en prenant en considération les différentes variables régissant le contexte énergétique et économique actuel. Les systèmes solaires thermiques à grande échelle sont caractérisés par des coûts d'investissements initiaux relativement élevés, par conséquent, leur durée d'amortissement dépendrait essentiellement des économies d'énergie à réaliser durant tout leur cycle de vie ainsi que des prix d'énergie pratiqués par l'industrie considérée. Aussi, les coûts d'investissement des systèmes solaires thermiques à grande échelle dépendent en premier lieu de la puissance ou la surface à installer. En Europe, ces coûts varient entre 180 et 500 Euro / m² (Hess and Olivia, 2011), et dépendent aussi de la configuration du système ainsi que la technologie de ses composants, notamment les capteurs solaires.

La répartition des coûts d'investissements liés aux systèmes solaires thermiques à grande échelle varie d'un système à un autre. A titre indicatif, une étude montrant la répartition des coûts d'investissement a été faite dans le cadre du programme (Solarthermie-2000), initié en Allemagne en 1993 (Peuser, 2002). Le programme avait pour objectif l'installation des systèmes de production d'eau chaude à grande échelle pour l'habitat collective. Comme il est indiqué sur la **Figure.7.1**, presque la moitié de la part totale des coûts investissements est lié aux champs des capteurs solaires (48.40%), suivi par les coûts d'étude et de planification (14%), les conduites (14.30%) ainsi que le système de stockage et échangeurs de chaleur (11.40%). Le reste (7.9%) est attribué aux conduites des champs des capteurs, système de contrôle et autres coûts supplémentaires.

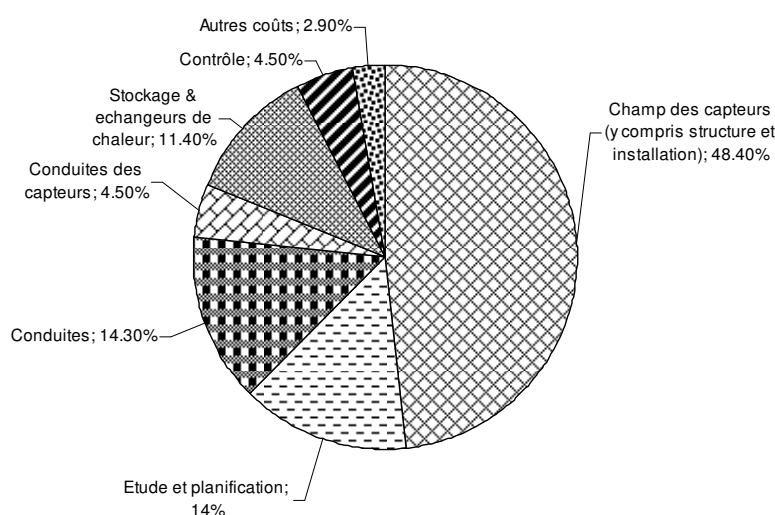


Fig.7.1 : Répartition des coûts spécifiques d'investissement pour les systèmes solaires thermiques à grande échelle (Programme Solarthermie-2000) (Peuser, 2002).

Quelques projets pilotes des systèmes de chauffage d'eau utilisant des capteurs plans solaires sont rapportés dans le **Tableau.7.1**. Au niveau maghrébin, un seul projet pilote au sein de l'industrie du textile en Tunisie est cité dans la littérature (Frein et al.,2014). Le système utilise la technologie des capteurs plans ayant une surface nette de 869 m². Le coût spécifique d'investissement de ce système est de 345 Euro / m², ce qui est considéré comme un coût bas par rapport aux autres projets pilotes rapportés dans le même tableau. L'introduction des systèmes solaires thermique dans les process industriel est au stade de démonstration sous forme de projet pilotes et n'a pas atteint encore le degré de maturité tel qu'il est le cas pour les systèmes introduit dans l'habitat collectif et les réseaux de chaleur, ce qui explique, en fait, cette disparité entre les coûts d'investissement.

Tab.7.1 : Quelques données clés sur des projets pilotes dans le secteur industriel. Synthèse faite par (Schaffitzel, 2014).

Industrie (Pays)	Process (T en °C)	CSS (EUR/m ²)	A _c en m ²	Année	PRI (subvention)	Source
Benetton Textile (Tunisie)	Teinture (60)	345	869	2014	-	Frein et al.,2014)
Goss Brewery (Autriche)	Brassage (80)	815	1375	2013	10 (50%)	Mauthner et al.,2013
Montesano Meat (Espagne)	Lavage (60)	763	229	2011	7 (33%)	SO-PRO,2014
Merl Food (Allemagne)	Lavage (60)	575	517	2010	9 (30%)	SO-PRO,2011

CSS : coût spécifique du système.

PRI : période de retour d'investissement.

7.1 Modèle économique

Il existe différentes méthodes permettant l'évaluation économique des investissements liés aux systèmes solaires thermique. L'une des méthodes consiste à calculer le coût actualisé d'énergie (CAE) généré par le système solaire et le comparer au coût d'énergie généré par le système conventionnel. Une autre méthode, couramment utilisée, consiste à déterminer la période de retour des investissements durant la durée de vie économique du système. Dans ce cas, on distingue entre la méthode statique et la méthode dynamique. La méthode statique n'est pas trop recommandée car les flux monétaire qui se produisent sur le cycle de vie ne sont pas soumis à une actualisation. Par conséquent, la méthode dynamique est la plus adaptée du fait qu'elle considère que tous les flux monétaires soient actualisés.

En d'autres termes, il s'agit de calculer la valeur actuelle nette (VAN) du système sur sa durée de vie. Ainsi, L'année de retour des investissements correspond à l'année ou la valeur actuelle nette est nulle (VAN = 0). Ainsi, La valeur actuelle nette est exprimée selon la formule suivante (Götze et al., 2008,) :

$$VAN = -C_{inv} + \sum_{t=1}^N \frac{(FME - FMS)}{(1 + a)^t} \quad (7.1)$$

Tel que:

VAN : valeur actuelle nette (DA)

C_{inv} : investissement initial (DA)

FME : flux monétaires entrants (DA)

FMS : flux monétaires sortants (DA)

t : index de temps (année)

N : durée de vie du système considéré dans l'investissement (année)

a : taux d'actualisation (%).

Les flux monétaires sortant sont les dépenses liés aux systèmes durant sa durée de vie, ils sont exprimés selon l'équation (7.2) :

$$FMS = CF\&M + CC \quad (7.2)$$

Où :

$C_{F\&M}$: coûts de fonctionnement et de maintenance (DA)

C_{cons} : les coûts de consommation (DA)

Soit,

$$TCDV = C_{inv} + \sum_{t=1}^N \frac{FMS}{(1 + a)^t} \quad (7.3)$$

Avec,

TCDV : total des coûts sur la durée de vie du système (DA)

Ainsi, le coût actualisé d'énergie (CAE) est le coût du kilowattheure généré par le système solaire. Il est exprimé selon l'équation (7.3).

$$CAE = C_{inv} + \frac{TCDV}{\sum_{t=1}^N \frac{E_n}{(1 + a)^t}} \quad (7.4)$$

Avec :

CAE : coût actualisé d'énergie (DA/kWh)

E_n : énergie produite par le système solaire thermique (kWh)

7.1.1 Evaluation économique du système intégré au niveau de fourniture

Dans cette partie, on considère, pour l'évaluation économique, le système solaire thermique décrit dans le chapitre.6 (section.6.1). Tous les paramètres nécessaires sont indiqués dans le **Tableau.7.2**. Les coûts d'investissement concernent les coûts liés aux différents équipements du système et les coûts d'installation, ils sont souvent divisés entre coûts du système solaire et coûts d'étude et de planification (Mauthner et al.,2013). Le coût spécifique d'investissement est de 36 990 DA/m². Ce coût est relativement bas vu que le système est assumé d'être lié directement à la cuve des condensats et ne comporte pas un système de stockage. Cela conduit à un réseau hydraulique simple et par conséquent, les coûts d'investissement seront minimales. La durée de vie retenue pour l'évaluation économique est de 20 ans, une durée recommandée pour les systèmes solaires thermiques à usage industriel (VDI, 2014 ; Hess and Olivia, 2010). L'association des ingénieurs allemands (VDI, 2014) recommande un taux des coûts de maintenance des systèmes à grande échelle de l'ordre de 1% du total des coûts d'investissement. Ainsi, les coûts de fonctionnement et de maintenance sont exprimés selon la formule (7.5).

$$C_{F\&M} = 0.01 * C_{inv} \quad (7.5)$$

Les coûts de consommation sont ceux liés à la consommation d'électricité par les pompes de circulation, les électrovannes ainsi que le système de contrôle. Cette consommation est estimée à 2% de la quantité annuelle d'énergie générée par le système solaire thermique (VDI, 2014). Les coûts de consommation peuvent, ainsi, être exprimés selon la formule (7.6).

$$C_{cons} = 0.02 * (E_p) * P_{el} \quad (7.6)$$

Avec,

P_{el} : prix d'électricité par unité de consommation (DA/kWh)

L'énergie thermique produite par le système solaire est utilisée selon les besoins du process industriel. Dans ce cas, on distingue entre l'énergie générée par le système solaire et l'énergie utile au process qui est le taux d'utilisation (TU) d'énergie produite par le process industriel.

$$E_u = E_p * TU \quad (7.7)$$

E_u : énergie thermique utile (kWh)

E_p : énergie thermique générée par le système solaire (kWh)

TU : taux d'utilisation (%).

L'économie d'énergie en termes de gaz naturel économisé par le système solaire représente le volume du gaz naturel nécessaire pour générer une quantité d'énergie équivalente à celle produite par le système solaire. Dans ce cas, le rendement du système conventionnel, la chaudière en l'occurrence, doit être connu. Ainsi, l'énergie économisée est définie par l'équation (7.8).

$$EE = \frac{E_p}{\eta_{ch}} \quad (7.8)$$

$$C_{EE} = EE * P_g \quad (7.9)$$

Avec,

EE : énergie économisée (kWh ou en m³ de gaz naturel)

η_{ch} : rendement de la chaudière (-)

C_{EE} : Coût d'énergie économisée (DA)

P_g : Prix du gaz naturel par unité de consommation (DA/thermie).

Tab.7.2 : Données techniques et économiques du système de préchauffage d'eau.

Paramètres	
Surface des capteurs (m ²)	1000
Coût d'investissement (DA)	36990000
Coûts annuels de fonctionnement et de maintenance (DA)	369900
Coûts de consommation (DA)	44006.77
Energie produite par le système (MWh/a)	1135.6
Durée de vie du système (années)	20
Prix du gaz naturel (cDA/thermie) ¹	20.55
Prix d'électricité (cDA/kWh) ^{1,2}	193.76
Taux d'inflation (%)	4.85
Taux d'actualisation (%)	5
Rendement de la chaudière (-)	0.85
Taux d'utilisation (%)	100

¹ les prix d'achat d'électricité et de gaz naturel sont pris pour l'année 2016

² le prix d'électricité correspond au tarif des heures pleines

a/ Coût actualisé d'énergie (CAE)

Le coût actualisé de la chaleur générée par le système solaire thermique dépend étroitement du capital d'investissement initial (I_0), la raison pour laquelle le coût du kilowattheure actualisé est élevé pour les premières années de fonctionnement du système (**Fig.7.2**). Bien que les coûts liés à la consommation soient négligeables par rapport au coût d'investissement (0.12% de la part du capital d'investissement), les coûts de fonctionnement et de maintenance sont relativement élevés, effet résultant du coût d'investissement. Ainsi, le coût actualisé d'énergie à la fin de la durée de vie du système est de 2.85 DA/kWh, ce coût est seize fois plus élevé que le prix actuel du kilowattheure exercé dans l'industrie. (0.17 DA/kWh).

a/ Rentabilité

Des scénarios sur l'amortissement de l'investissement ont été simulés en utilisant le modèle dynamique de la valeur actuelle nette (**Fig.7.3**). Les résultats montrent que pour un prix correspondant au coût actualisé (PU = 2.85 DA/kWh), la rentabilité de l'investissement est à partir de l'année 12. Cependant, un amortissement à partir de la cinquième année n'est possible qu'avec un prix de 6DA/kWh.

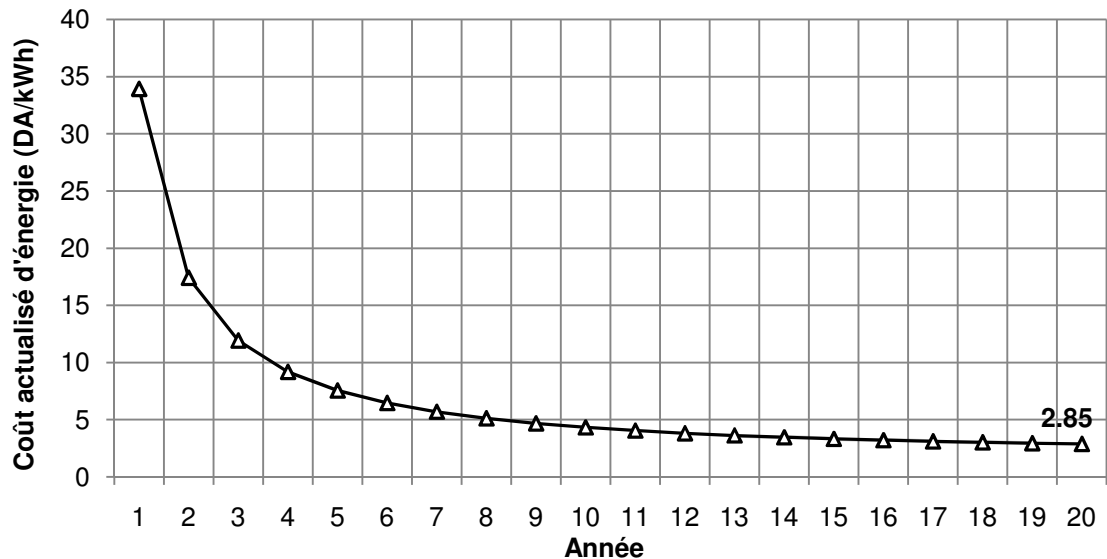


Fig.7.2 : Evolution du coût du kilowattheure actualisé sur la durée de vie du système.

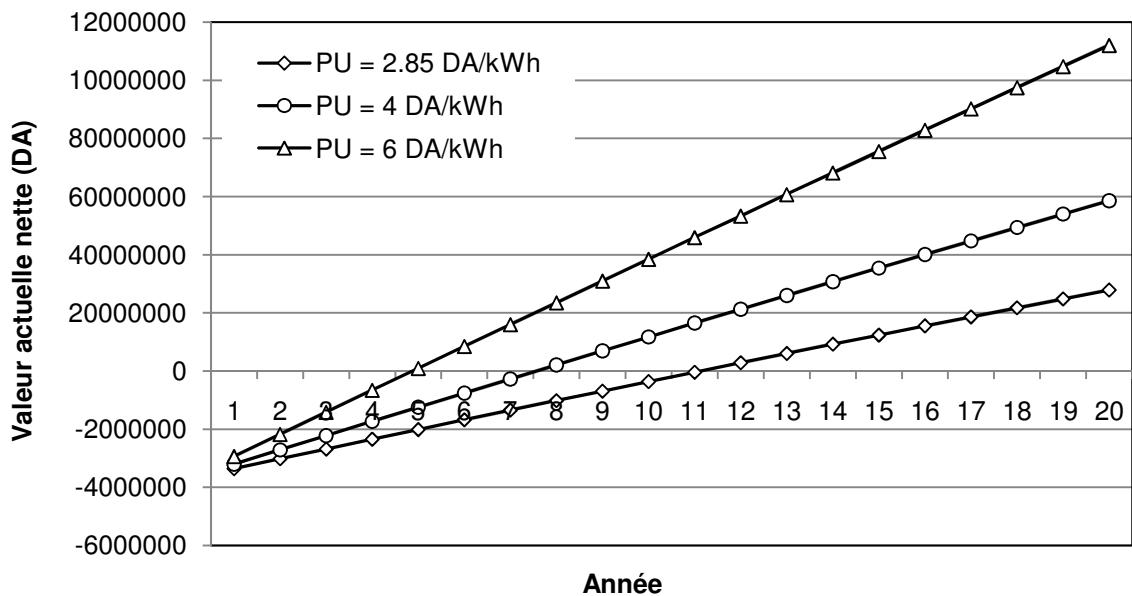


Fig.7.3 : Période de retour d'investissement avec différents prix du gaz naturel (PU: Prix unitaire).

7.1.2 Evaluation économique du système intégré avec le process du lait cru

L'évaluation économique du système de préchauffage d'eau utilisée pasteurisation du lait cru a été faite en appliquant le même modèle économique que celui intégré avec la cuve des condensats (section.7.1.1). Les mêmes paramètres économiques y sont appliqués mis à part les paramètres techniques et le coût spécifique d'investissement (**Tab.7.3**). Le système considéré comporte un champ de capteurs plans ayant une surface de 611 m², avec une production spécifique de 734.75 kWh/m².a.

Tab.7.3 : Données techniques et économiques du système de préchauffage d'eau.

Paramètres	
Surface des capteurs (m ²)	611
Coût d'investissement (DA)	33901335
Coûts annuels de fonctionnement et de maintenance (DA)	339013.35
Coûts de consommation (DA)	17396.93
Energie produite par le système (MWh/a)	448.93
Durée de vie du système (années)	20
Prix du gaz naturel (cDA/thermie) ¹	20.55
Prix d'électricité (cDA/kWh) ^{1,2}	193.76
Taux d'inflation (%)	4.85
Taux d'actualisation (%)	5
Rendement de la chaudière (-)	0.85
Taux d'utilisation (%)	100

a/ Coût actualisé d'énergie (CAE)

Deux scénarios correspondant à un système, avec et sans subvention, ont été simulés afin de faire ressortir le coût actualisé d'énergie (**Fig.7.4**). Ainsi, le coût d'énergie sur la durée de vie du système, en absence de subvention, est de 6.53 DA/kWh, tandis que pour un taux de subvention de 50%, le coût actualisé est de 3.99 DA/kWh.

b/ Rentabilité

La rentabilité du système subventionné est à partir de l'année 10 (**Fig.7.5**), ceci, en considérant un prix d'énergie économisé égale à celui du kilowattheure actualisé (3.99 DA/kWh), tandis que dans le cas d'absence de subvention, le retour d'investissement est à partir de l'année 12, en considérant un prix correspondant au coût actualisé (6.53 DA/kWh).

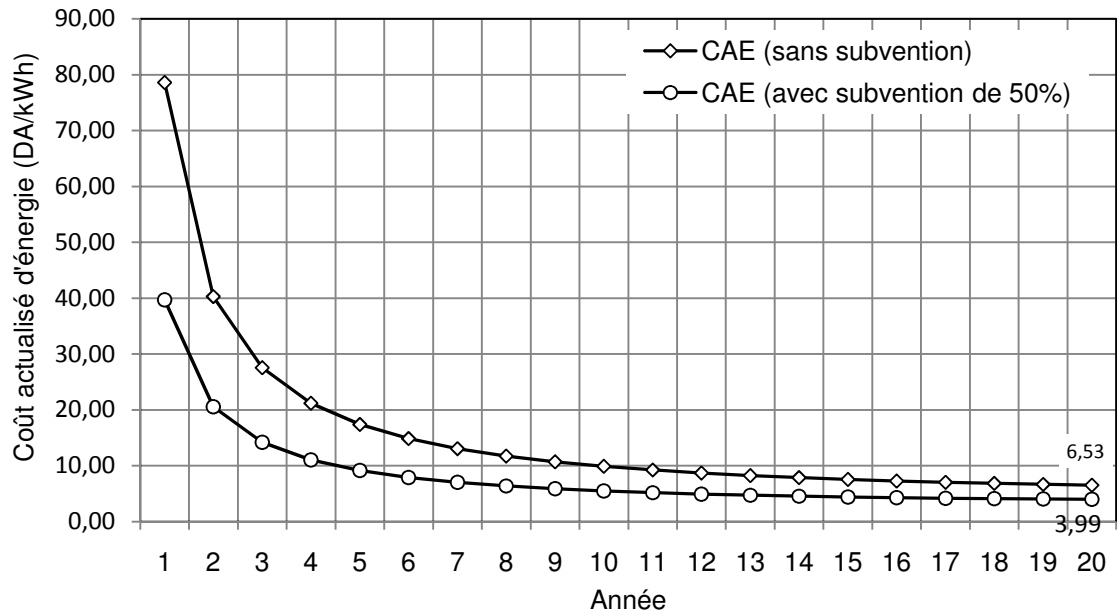


Fig.7.4 : Evolution du coût du kilowattheure actualisé sur la durée de vie du système

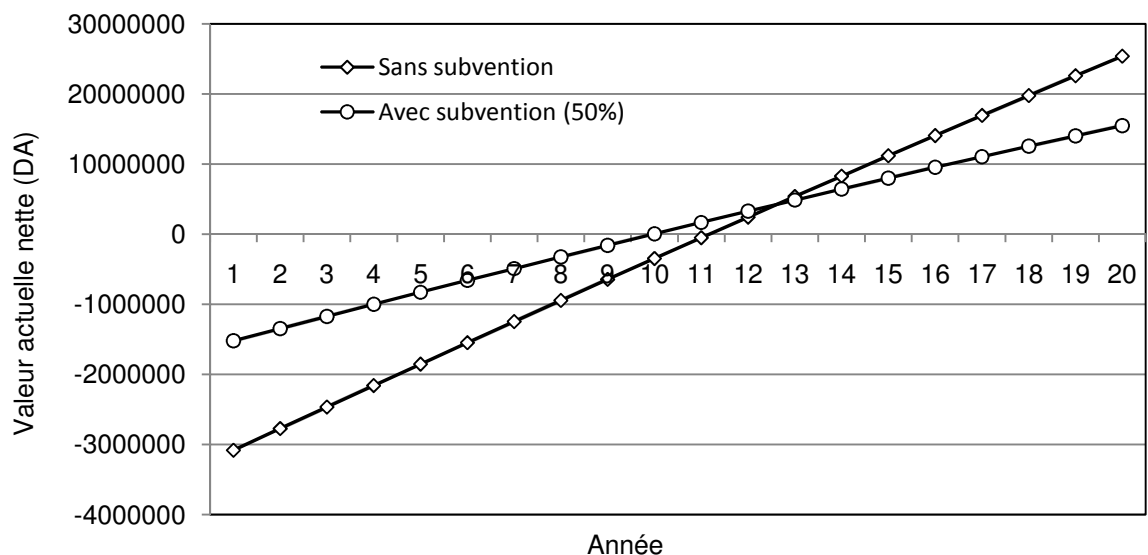


Fig.7.5 : Période de retour d'investissement avec un prix du gaz équivalent au coût du kilowattheure actualisé.

7.2 Discussion

L'économie d'énergie au sein de l'industrie agro alimentaire constitue un défi majeur et elle le sera davantage dans le futur. La performance économique des systèmes solaires thermiques intégrés dans les process industriels, en termes de période de retour d'investissement, demeure, jusqu'à là, difficile à atteindre si le calcul de rentabilité est basé seulement sur le bénéfice à réaliser en économie de gaz naturel. En effet, bien que le potentiel d'économie de gaz, techniquement faisable, soit important, le prix actuel du gaz naturel (20.55 cDA/thermie), hautement subventionné par l'état, constitue l'une des barrières pour l'investissement dans la filière du solaire thermique.

Les coûts d'investissement liés aux systèmes solaires thermiques à grande échelle restent toujours élevés en l'absence d'une industrie locale, particulièrement, celle des capteurs plans solaires dont la part des coûts représente parfois la moitié du capital d'investissement.

Bien que l'étude sur les émissions des gaz à effet de serre ne soit pas approfondie dans ce travail, il demeure cependant clair que les systèmes solaires thermiques présentent des avantages environnementaux importants, par leur contribution à la réduction des émissions de CO₂. Ainsi, tel qu'il est indiqué sur le **Tableau.7.4**, les émissions évitées de CO₂ par les deux systèmes (1 et 2) simulés sont de 267.2 et 105.6 t de CO₂/a respectivement.

Il serait, néanmoins, possible que ces systèmes deviennent économiquement profitable avec la mise en place d'autres mécanismes de financement et l'élaboration d'autres modèles économiques qui introduisent les critères socio-environnementaux.

Tab.7.4 : Bilan d'économie de gaz naturel et réduction des émissions de CO₂.

Paramètre	Système 1	Système 2
Surface des capteurs (m ²)	1000	611
Energie produite (MWh/a)	1135.6	448.93
Economie de gaz naturel (m ³ /a)	133 600	52 815
Réduction des émissions de CO ₂ (t/a) ¹	267.2	105.6

¹ Facteur d'émission du gaz naturel est de 0.002 tonnes de CO₂ par m³.

8 Conclusion

L'objectif de ce travail de recherche est d'étudier le potentiel d'intégration des systèmes solaires thermiques à capteurs plans dans l'industrie agro alimentaire. Une approche d'analyse énergétique à base d'audits a été adoptée en vue d'identifier le mode d'utilisation de l'énergie. De ce fait, l'étude est portée sur trois unités laitières dans le secteur agro alimentaire. Les différents indicateurs obtenus contribuent d'une manière significative à la recherche dans le domaine de gestion d'énergie. En effet, ces indicateurs constituent une base de connaissance permettant d'élaborer un système de management d'énergie à partir duquel seront fixés des objectifs pour l'économie d'énergie. Ainsi, l'audit énergétique constitue une phase primordiale pour l'intégration des sources renouvelables. En effet, une source renouvelable, de par sa nature intermittente, doit être intégrée d'une manière consistante et utilisée rationnellement.

Un banc de test de production d'eau chaude utilisant des capteurs plans solaires a été installé afin d'effectuer des mesures qui permettent d'identifier les principaux paramètres qui influent sur son comportement thermique. Les tests menés, sur une année entière, montre que le potentiel de production d'eau chaude à 45°C est de 253.97 kWh/m².a. Aussi, un modèle de simulation a été développé sous le programme Trnsys. Les valeurs calculées sont en bon agreement avec celles mesurées.

L'évaluation du potentiel d'intégration des systèmes solaires thermiques à capteurs plans a été conduite en s'appuyant sur deux approches d'intégrations. Dans la première approche, il s'agit d'une intégration au niveau de la fourniture où le système solaire thermique contribue au préchauffage d'eau de source. Dans ce cas, le potentiel de chaleur industrielle est estimé à 1135.6 kWh/m².j pour une surface de 1000 m² de capteurs plans. Toutefois, si le système est supposé raccordé en aval de la cuve de retour des condensats, l'intégration doit prendre en considération le niveau de température d'eau de retour du process sous forme de condensats. La deuxième approche consiste en l'intégration au niveau du process. De ce fait, une étude détaillée a été menée sur le process de traitement du lait cru. L'analyse des besoins énergétiques de ce process a été faite par l'utilisation de la méthode de pincement. L'objectif de cette analyse est d'identifier les points d'intégration du système solaire thermique au sein du process. Ainsi, l'intégration au niveau du process de traitement du lait cru a fait ressortir deux types d'applications de la chaleur solaire :

1. Le préchauffage d'eau de pasteurisation. Le système solaire thermique, modélisé, permet de chauffer l'eau jusqu'à 60°C et l'injecter dans l'échangeur de chaleur où sa température sera augmentée par la vapeur générée par la chaudière.
2. Le chauffage d'eau destinée au nettoyage du process. Dans ce cas, l'intégration du système solaire thermique se fait au niveau du système de stockage d'eau chaude de nettoyage déjà existant.

L'intégration des systèmes solaires thermiques au niveau des process industriels requiert une connaissance approfondie de ces process. En effet, le dimensionnement d'un système de production de la chaleur solaire industrielle dépend, non seulement

des besoins du process en chaleur, mais aussi du profile de son utilisation pendant les différents cycles de production et de transformation. Par conséquent, il est important, pendant la phase de conception, de procéder à des simulations détaillées afin d'aboutir à une configuration permettant une exploitation optimale de la chaleur solaire.

L'analyse économique des systèmes de production de la chaleur solaire industrielle s'est limitée au calcul de la période de retour des investissements. Par ailleurs, les différents coûts considérés sont ceux rapportés dans la littérature concernant le marché mondial du solaire thermique. Ainsi, la rentabilité économique de ces systèmes demeure difficile à atteindre si l'on se réfère uniquement au seul indicateur d'économie de gaz naturel. Il est toutefois important d'introduire d'autres critères socio-économiques et environnementaux, et d'établir des modèles économiques adaptés au contexte national. A ce titre, il est important d'établir une analyse pertinente de la performance économique des systèmes de production de la chaleur solaire pour les applications industrielles.

La filière du solaire thermique dans les applications industrielles nécessite la combinaison de plusieurs compétences liées à l'analyse des besoins énergétiques des process industriels ainsi que la conception des systèmes solaires thermiques. Les travaux de recherche entrepris dans le cadre de la présente thèse ouvrent de nouvelles perspectives pour des travaux futurs :

- L'efficacité énergétique constitue un volet important qui doit être exploré avant la mise en œuvre de la composante renouvelable. Dans ce sens la conduite des audits énergétiques au préalable devient primordiale afin d'examiner l'utilisation et la distribution d'énergie au sein de l'entreprise. Ainsi, l'investigation d'autres industries sur le plan d'utilisation d'énergie permettrait d'établir des bases de données, sous forme d'indicateurs clés, afin d'améliorer la performance énergétique et, par conséquent, réaliser des économies d'énergie.
- La conception des systèmes solaires pour la production de la chaleur industrielle nécessite l'appui des outils de simulation afin d'évaluer la performance de ces systèmes. Il serait, cependant, important d'établir une méthodologie basée sur des modèles de simulation comme outil d'aide à la décision pour l'intégration des systèmes solaires thermiques dans les unités industrielles.
- L'identification des points d'intégration du système solaire au sein du process industriel doit être menée minutieusement. De ce fait, le recours à des méthodes d'intégration des procédés industriels constitue un élément essentiel pour l'estimation des besoins énergétiques et la conception des réseaux d'échangeurs de chaleur.
- La mise en œuvre d'un projet pilote permettra de développer de façon pratique les concepts d'intégration des systèmes de production de la chaleur solaire industrielle et développer des modèles économiques pragmatiques afin d'évaluer le coût réel de la chaleur générée.

Références bibliographiques

- Abdelaziz E.A., Saidur R., Mekhilef S.**, 2011, A review on energy saving strategies in industrial sector, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 : 150–68
- Amous, S.**, 2013. *Estimation du Potentiel d'Applications Solaires pour la Satisfaction des Besoins de Process de l'Industrie Tunisienne*.
- Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien - Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC)**, 2016, *Database for applications of solar heat integration in industrial processes*, URL: <http://www.ship-plants.info/>.
- ASHRAE 93-77**, 1978. *Methods for testing to determine the thermal performance of solar collectors*.
- Austrian Institute of Technology**, 2011. *Summary of EN12975 Test Results: Registration No. 011-7S839F*. Annex to Solar Keymark Certificate, Vienna.
- Atkins, MJ., Walmsley, MRW., Morrison, AS.**, 2010. *Integration of solar thermal for improved energy efficiency in low-temperature-Pinch industrial processes*. *Energy*. 35(5):1867–73.
- Ben Hassine, I., Helmke, A., Heß, S., Krummenacher, P., Muster, B., Schmitt, B., Schnitzer, H.**, 2015. *Solar Process Heat for Production and Advanced Applications – Guideline for solar planners, energy consultants and process engineers giving a general procedure to integrate solar heat into industrial processes by identifying and ranking suitable integration points and solar thermal system concepts*. Deliverable B2. IEA SHC Task 49.
- Bliss, R.W.**, 1959. *The derivations of several 'flat efficiency factors' useful in the design of flat plate heat collectors*. *Solar Energy*, 3: 55-64.
- Bouras, N.**, 2004. *Audit énergétique de la laiterie de l'Edough Annaba*, rapport interne. Université de Batna.
- Boutaghriout, B., Ghouari, A., Hamouda, C., Malek, A.**, 2010. *Etude préliminaire du potentiel de production de chaude par capteurs plans solaires pour une application industrielle dans la région des hauts plateaux*. *Revue des Energies Renouvelables*. 13 (4) : 723-734.
- British Petroleum (BP)**, 2011, *BP statistical review of world energy*, United Kingdom.
- CEN**, 2000. *European Standard prEN 12975-2:2000*. European Committee for Standardization.
- Commission de Régulation d'Electricité et du Gaz (CREG)**, 2015, *programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz entre 2014 et 2023*, Algérie.
- Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**, Indo-German Energy Programme, 2011. *Identification of Industrial Sectors Promising for Commercialisation of Solar Energy*, New Delhi, India.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A.**, 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4th Edition. New Jersey, John Wiley & Sons, Inc.

- Frein, A., Calderoni, M. Motta, M.,** 2014. *Solar Thermal Plant Integration into an Industrial Process*. In: *Energy Procedia*, Vol. 48, pp. 1152–1163.
- Gordi, D., Babi M., Jovii, N., Uteri, V., Konalovi D., Jeli. D.,** 2010. *Development of energy management system - Case study of Serbian car manufacturer*. *Energy Convers Manage* 51(12): 2783–2790.
- Götze, U., Northcott, D. Schuster, P.,** 2008. *Investment Appraisal - Methods and Models*. Springer Berlin, Germany.
- Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC),** 2014, *Contribution du Groupe de travail I, II et III au cinquième Rapport d'évaluation du GIEC*, Genève, Suisse.
- Hamouda, C., Benamira, A., Malek. A.,** 2007. *Formation des conseillers en maîtrise d'énergie et protection de l'environnement à l'université de Batna : Exemple d'un audit énergétique dans le secteur de construction*, *Revue des Energies Renouvelables*. 10 : 157-172.
- Hasanuzzaman, M., Rahim, N.A., Saidur, R., Kazi. S.N.,** 2011. *Energy savings and emissions reductions for rewinding and replacement of industrial motor*. *Energy*. 36(1):233–240.
- Hess, S., Oliva, A.,** 2011. *Solar process heat generation: Guide to solar thermal design for selected industrial processes*, Freiburg, Germany.
- Hoffmann, S., Kogler, K., Krofak, I.,** 2014. *Market study of Solar Thermal Energy for Industrial / Commercial Use in Pakistan, Egypt and Morocco*, IFC, International Financ Corp. Washington.
- Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH),** 2008. *Summary of EN12975 Test Results: Registration No. 011-7S556 R*. Annex to Solar Keymark Certificate, Hameln, Germany.
- International Energy Agency (IEA),** accessed 2015, *Key World Energy Statistics 2015*, IEA publications
- ISO, 1994.** *ISO 9806-1. Thermal performance of glazed liquid collectors*.
- Jähmig, D., Knopf, R.M.,** 2004. *Parabolrinnenkollektor zur Erzeugung industrieller Prozesswärme*. Proceedings Gleisdorf Solar 2004, Austria.
- John, C., Van Gorp. C.E.M.,** 2005. *Using Key Performance Indicators To Manage Energy Costs*. *Strategic Planning for Energy and the Environment* 25(2): 9 – 25.
- Kalogirou, S.,** 2003. *The potential of solar industrial process heat applications*. *Applied Energy*, S. 337–361.
- Kannan, R., Boie. W.,** 2003. *Energy management practices in SME—case study of a bakery in Germany*. *Energy convers manage* 44(6): 945 – 959.
- Kessal, K., Bensalem, A.,** 2004. *Audit énergétique Colaital Spa, rapport interne*. Université de Batna.
- Klein, S., Beckman, W., Mitchell, J., Duffie, J., Duffie, N.,** 2009. *TRNSYS 17: A Transient System Simulation program*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA.

- Klugman, S., Karlsson, M., Moshfegh, B.**, 2007. *A Scandinavian chemical wood-pulp mill. Part 1. Energy audit aiming at efficiency measures*. Appl Energy. 84(3):326–39.
- Kong, L., Price, L., Hasanbeigi, A., Liu, H., Li, J.**, 2013. *Potential for reducing paper mill energy use and carbon dioxide emissions through plant-wide energy audits: A case study in China*. Appl Energy 102: 1334-1342.
- Kovacs, P., Quicklun, H., Pettersson, U.**, 2003. *Solenergi i industriell processvärme – En förstudie av svenska möjligheter*. SP Rapport 2003. SP Technical Research Institute of Sweden, Borås, Sweden.
- Lauterbach, C.**, 2014. *Potential, system analysis, and preliminary design of low temperature solar process heat systems*. Dissertation, Kassel University Press, Kassel.
- Lauterbach, C., Javid Rad, S., Schmitt, B., Vajen, K.**, 2011a. *Feasibility assessment of solar process heat applications*. Proceedings ISES Solar World Congress Kassel, Germany.
- Lauterbach, C., Schmitt, B., Vajen, K.**, 2011c. *Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland*. Teil 1 des Abschlussberichtes zum Forschungsvorhaben "SOPREN - Solare Prozesswärme und Energieeffizienz". University of Kassel, Germany.
- Li Y., Li, J., Qiu, Q., Xu. Y.**, 2010. *Energy auditing and energy conservation potential for glass works*. Appl Energy. 87(8): 2438–2446.
- Linnhoff, B., Townsend, D. W., Boland, D., Hewitt, G. F., Thomas, B. E. A., Guy, A. R., Marsland, R. H.**, 1982. *A User Guide on Process Integration for the Efficient Use of Energy*. The Institution of Chemical Engineers, Rugby.
- Marko A., Braun P.**, 1997. *Thermische Solarenergienutzung an Gebäuden Teil II– Aktive Solarenergienutzung mit thermischen Kollektoren*, Springer, Berlin.
- Martin, A´., Mato, F.A.**, 2008. Hint: an educational software for heat exchanger network design with the pinch method. Education for Chemical Engineers, 3 (1): e6-e14.
- Mauthner, F., Brunner, C., Hubmann, M., Fink, C.**, 2013. *Solare Prozesswärme in der Brauindustrie*. URL: <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien959.pdf>
- Mauthner, F., Hubmanna, M., Brunnera. C., Finka. C.**, 2014. *Manufacture of malt and beer with low temperature solar process heat*. Energy Procedia 2014 (48):1188–1193.
- Mcleod, V., Annas, J., Stein, W., Hinkley, J.**, 2005. *Application of solar process heat to the commercial & industrial sectors*. Energetics Pty Ltd, Sydney.
- Meteotest**, 2009. *METEONORM Version 6.1.0.15*. <http://www.meteotest.ch>
- Mettai, A.**, 2011, *Smart Grid opportunities*, Direction générale des activités et des technologies associées, Alger, Algérie.
- Ministère de l’Energie (ME)**, 2015, *Bilan énergétique national 2014*, Algérie.
- Ministère de l’Energie (ME)**, 2011, *Programme des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique*, Algérie.

- Müller, T., Weiß, W., Schnitzer, H., Brunner, C., Begander, U., Themel, O., 2004.** *PROMISE - Produzieren mit Sonnenenergie*. Potenzialstudie zur thermischen Solarenergienutzung in österreichischen Gewerbe- und Industriebetrieben. Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien – Institut für Nachhaltige Technologien, Vienna.
- Norton, B., 2001.** *Solar energy – The state of the art – Solar Process heat: distillation, drying, agricultural and industrial uses*, ISES position papers, James & James, London.
- Official Journal of Algerian Republic (OJAR), 1999.** *Loi N°99-09 du 28 Juillet 1999 Relative à la Maîtrise de l'Energie*. 51 : 3–7.
- Ozturk, H.K., 2005.** *Energy usage and cost in textile industry. A case study for Turkey*. Energy 30(13):2424–2446.
- Peuser, F.A., 2002.** *Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung*. In: BINE Themen Info III.
- Quijera, JA., Alriols, MG., Labidi, J., 2011** Integration of a solar thermal system in dairy process. Renewable Energy. 36(6): 1843–1853.
- Quijera, JA., Alriols, MG., Labidi, J., 2014.** *Integration of a solar thermal system in canned fish factory*. Appl Therm Eng. 70(2):1062–1072.
- Sattler, G., Schibel, T., 2011.** Planungshandbuch Dampfkessel. Viessmann Werke, Allendorf (Eder).
- Schaffitzel, F., 2014.** *Solar heat for industrial processes in Tunisia: An economic assessment with policy recommendations*. Bachelor Thesis, Dresden University, Germany.
- Schmitt, B., 2016.** *Classification of industrial heat consumers for integration of solar heat*. Energy Procedia. 91 650–660.
- Schmitt, B., Lauterbach, C., Vajen, K., 2011.** *Investigation of selected solar process heat applications regarding their technical requirements for system integration*. Proceedings ISES Solar World Congress Kassel, Germany.
- Schnitzer, H., Brunner, C., Gwehenberger, G., 2007.** *Minimizing greenhouse gas emissions through the application of solar thermal energy in industrial processes*. Journal of Cleaner Production 15 (13-14), 1271–1286.
- Schweiger, H., Mendes, J., Schwenk, C., Hennecke, K., Barquero, C., Sarvisé, A., Carvalho, M., 2001.** *POSHIP - The Potential of Solar Heat for Industrial Processes*, Barcelona, Spain.
- Solar Process Heat (SO-PRO)„ 2014.** SO-PRO Pilot Projects. URL: http://www.esv.or.at/fileadmin/redakteure/SoPro/Installations/WP5_second_status_reports_pilot_projects_fin_exkl.pdf
- Solar Process Heat (SO-PRO)„ 2011.** *Solar Process Heat Installation - Edmund Merl*. http://www.solar-processheat.eu/fileadmin/redakteure/SoPro/Installations/Gertec_Merl.pdf
- SP Technical Research Institute of Sweden, 2009.** *Test of solar collector according to EN 12975-2:2006: Sunmark GJ 140D-001.5*, Borås, Sweden.

- Thollander, P., Karlsson, M., Söderström, M., Creutz, D.**, 2005. *Reducing industrial energy costs through energy efficiency measures in a liberalized European electricity market – case study of a Swedish iron foundry*. Appl Energy 81(2):115–26.
- Trygg, L., Karlsson, B.G.**, 2005. *Industrial DSM in a deregulated European electricity market—a case study of 11 plants in Sweden*. Energy Policy. 33:1445–1459.
- Turner, W., Doty, S.**, 2009. *Energy management handbook*. Lilburn GA: The Fairmont Press.
- TÜV Rheinland - Energie und Umwelt GmbH**, 2012. *Summary of EN12975 Test Results: Registration No. 011-7S1912F*. Annex to Solar Keymark Certificate, Köln, Germany.
- TÜV Rheinland - Energie und Umwelt GmbH**, 2011. *Summary of EN12975 Test Results: Registration No. 011-7S1520F*. Annex to Solar Keymark Certificate, Köln, Germany.
- Van de Pol, V., Wattimena, L.**, 2001. *Onderzoek naar het potentieel van zonthermische energie in de industrie*. KWA Bedrijfsadviseurs B.V.
- Vannoni, C., Battisti, R., Drigo, S.**, 2008. *Potential for Solar Heat in Industrial Processes*. Report within IEA SHC Task 33/IV. Department of Mechanics and Aeronautics - University of Rome “La Sapienza”, Rome, Italy.
- Vannoni, C., Battisti, R., Drigo, S., Corrado, A.**, 2006. *SHIP Potential Studies Report*. Report within IEA SHC Task 33/IV. Department of Mechanics and Aeronautics - University of Rome “La Sapienza”.
- Verband Deutscher Ingenieure e.V. (VDI)**., 2014. *Solar Heating for Potable Water: Basic Principles - System Technology and Application in Residential Buildings*. Berlin, Germany. Beuth.
- Verein Deutscher Ingenieure**, 2004. *VDI 6002 Blatt 1: Solar heating for potable water - General principles - System technology and application in residential buildings*. Verein Deutsche Ingenieure, Berlin, Germany.
- Weiss, W., Mauthner, F.**, 2016. *Solar Heat Worldwide: Markets and Contribution to the Energy Supply 2014*. Gleisdorf, Austria.
- Weiss, W., Rommel, M.**, 2008. *Process Heat Collectors: State of the Art*. AEE Intec, Gleisdorf. URL: <http://task33.iea-shc.org/publications>.
- Weiss, W., Rommel, M.**, 2005. *Medium temperature Collectors: State of the Art*. AEE Intec, Gleisdorf.
- Werner, S.**, 2006. *ECOHEATCOOL - workpackage 1. The European Heat Market*. Final Report IEE ALTENER Project. Euroheat&Power, Belgium.
- Xu, T., Flapper, J.**, 2009. *Energy use and implications for efficiency strategies in global fluid-milk processing industry*. Energy Policy. 37(12): 5334–5341.
- Zoubia, A., Habouche, O.**, 2003. *Audit énergétique de la laiterie des Aures BATNA*, rapport interne. Université de Batna.

Tableau. A1. Calcul des indicateurs de la consommation spécifique d'énergie

CGN (KWh)	CE (KWh)	Production (Kg)	CSE1 (KWh/Kg)	CSE2 (KWh/Kg)	CSE (KWh/Kg)	Année
10799260.78	3610800	62293352	0.17336137	0.05796445	0.23132582	1999
10740989.95	3344700	55619808	0.19311447	0.06013505	0.25324952	2000
9357140.029	3070270	55527744	0.16851288	0.05529254	0.22380542	2001
10882831.41	2649770	48228384	0.225652	0.05494213	0.28059413	2002
7357039.203	2432029.09	36147350.89	0.20352914	0.06728098	0.27081012	2003
7467283.404	2520520	37254801.76	0.20043815	0.06765625	0.26809439	2004
7323375.761	2403060	33626401.89	0.21778648	0.07146349	0.28924997	2005
6549358.382	2157060	32052049.15	0.20433509	0.06729866	0.27163375	2006
8463020.104	2371330.91	43766191.56	0.1933689	0.0541818	0.24755069	2007
11336232.97	2829170	56716812.39	0.1998743	0.04988239	0.24975668	2008
10590081.45	2535860	56825261.77	0.18636221	0.04462558	0.23098779	2009
9737746.982	2183030	62119321.08	0.15675875	0.03514253	0.19190128	2010
9385048.307	2643480	82672937.68	0.1135202	0.03197516	0.14549535	2011
12565443	2746396.36	86705605.07	0.14492077	0.03167496	0.17659573	2012
			0.1135202	0.03167496	CS_{min}	
			0.225652	0.07146349	CS_{max}	
			0.18254418	0.05353685	CS_{Moy}	

CGN : Consommation du Gaz Naturel

CE : Consommation d'Electricité

CSE1 : Consommation Spécifique d'Energie liée au gaz naturel

CSE2 : Consommation Spécifique d'Energie liée à l'électricité

CS_{min} : Consommation spécifique minimaleCS_{max} : Consommation spécifique maximaleCS_{moy} : Consommation spécifique moyenne

Tableau.A2. Répartition de la consommation d'électricité des coûts associés par poste horaire (2005)

2005	H.Creuses (kWh)	H.Pointe (kWh)	H.Pleines (kWh)	Totale Energie Active	H.Creuses (%)	H.Pointe (%)	H.Pleines (%)
	50990	40080	128510	219580	23.2216049	18.2530285	58.5253666
	44510	33700	118860	197070	22.5858832	17.1005227	60.3135942
	40280	32890	107150	180320	22.3380657	18.2397959	59.4221384
	46970	36170	110710	193850	24.2300748	18.6587568	57.1111684
	52680	41120	117540	211340	24.9266585	19.4567995	55.6165421
	48940	36270	116110	201320	24.3095569	18.0160938	57.6743493
	53580	39060	125240	217880	24.5915183	17.9272994	57.4811823
	41670	31890	103300	176860	23.5610087	18.0312111	58.4077802
	46230	37790	108710	192730	23.9869247	19.6077414	56.4053339
	71320	39190	135070	245580	29.0414529	15.9581399	55.0004072
	51300	30180	104770	186250	27.5436242	16.2040268	56.252349
	37910	36280	106090	180280	21.0284003	20.1242512	58.8473486

Coûts-H.Creuses (DA)	Coûts-H.Pointe (DA)	Coûts-H.Pleines (DA)	Coûts totaux	H.Creuses (%)	H.Pointe (%)	H.Pleines (%)
36253.89	242724.48	172974.46	451952.83	8.02160925	53.7057108	38.2726799
31646.61	204087.2	159985.56	395719.37	7.99723552	51.57372	40.4290445
28639.08	199181.84	144223.9	372044.82	7.69774996	53.537055	38.765195
33395.67	219045.52	149015.66	401456.85	8.31862005	54.562656	37.118724
37455.48	249022.72	158208.84	444687.04	8.42288545	55.9995452	35.5775693
34796.34	219651.12	156284.06	410731.52	8.47179686	53.4780287	38.0501745
38095.38	236547.36	168573.04	443215.78	8.59522195	53.370699	38.034079
29627.37	193125.84	139041.8	361795.01	8.18899354	53.379907	38.4310994
32869.53	228856.24	146323.66	408049.43	8.05528144	56.0854208	35.8592977
50708.52	237334.64	181804.22	469847.38	10.7925514	50.5131347	38.6943139
36474.3	182770.08	141020.42	360264.8	10.124303	50.7321504	39.1435466
26954.01	219711.68	142797.14	389462.83	6.92081706	56.4140306	36.6651524

Tableau.A3. Répartition de la consommation d'électricité des coûts associés par poste horaire (2011)

2011	H.Creuses (kWh)	H.Pointe (kWh)	H.Pleines (kWh)	Totale Energie Active	H.Creuses (%)	H.Pointe (%)	H.Pleines (%)
	42220	35480	118530	196230	21.5155685	18.0808235	60.403608
	57740	40070	136410	234220	24.6520365	17.1078473	58.2401161
	51770	34840	121140	207750	24.9193742	16.7701564	58.3104693
	45000	35120	110160	190280	23.6493588	18.4570107	57.8936304
	46900	36150	112610	195660	23.9701523	18.4759276	57.5539201
	51170	36640	113980	201790	25.3580455	18.1574905	56.484464
	44970	39380	127420	211770	21.2353025	18.5956462	60.1690513
	65460	45240	144160	254860	25.6846896	17.7509221	56.5643883
	70600	45630	149250	265480	26.5933404	17.1877354	56.2189242
	47970	42020	130300	220290	21.7758409	19.0748559	59.1493032
	56500	43270	137260	237030	23.8366452	18.2550732	57.9082817
	53480	39770	134870	228120	23.4438015	17.4338068	59.1223917

Coûts-H.Creuses (DA)	Coûts-H.Pointe (DA)	Coûts-H.Pleines (DA)	Coûts totaux	H.Creuses (%)	H.Pointe (%)	H.Pleines (%)
36026.326	257826.064	191390.391	485242.781	7.42439196	53.1334157	39.4421923
49269.542	291180.676	220261.227	560711.445	8.7869692	51.9305747	39.2824561
44175.341	253175.312	195604.758	492955.411	8.96132592	51.3586638	39.6800103
38398.5	255210.016	177875.352	471483.868	8.14418109	54.1291088	37.7267101
40019.77	262694.82	181831.367	484545.957	8.25923102	54.2146346	37.5261344
43663.361	266255.552	184043.506	493962.419	8.8394095	53.9019856	37.2586049
38372.901	286166.584	205745.074	530284.559	7.23628481	53.9647212	38.798994
55857.018	328750.032	232775.152	617382.202	9.04739687	53.2490297	37.7035735
60242.98	331584.084	240993.975	632821.039	9.51974986	52.3977655	38.0824846
40932.801	305350.936	210395.41	556679.147	7.35303293	54.8522318	37.7947353
48211.45	314434.436	221633.722	584279.608	8.25143465	53.8157471	37.9328183
45634.484	289000.636	217774.589	552409.709	8.26098514	52.3163571	39.4226578

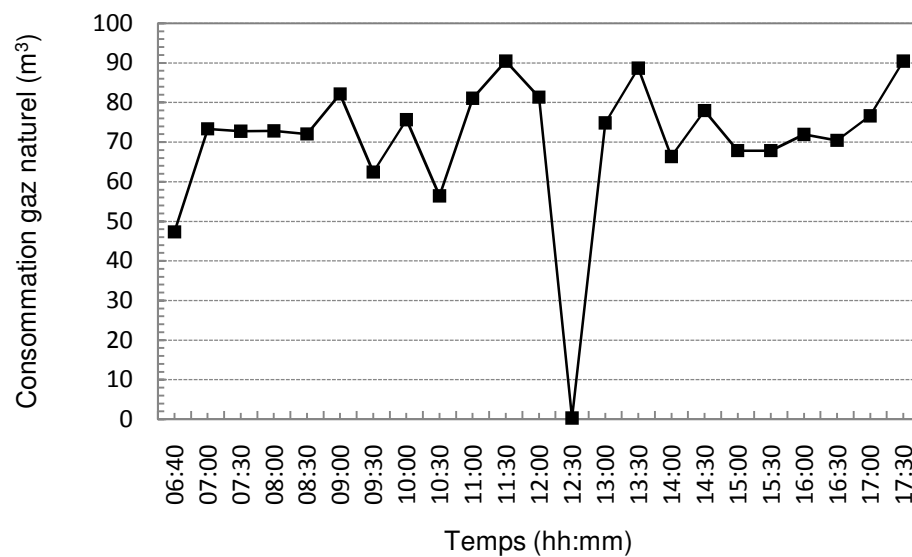


Figure. A-1 : Consommation du gaz naturel par la chaudière (16/04/2013).

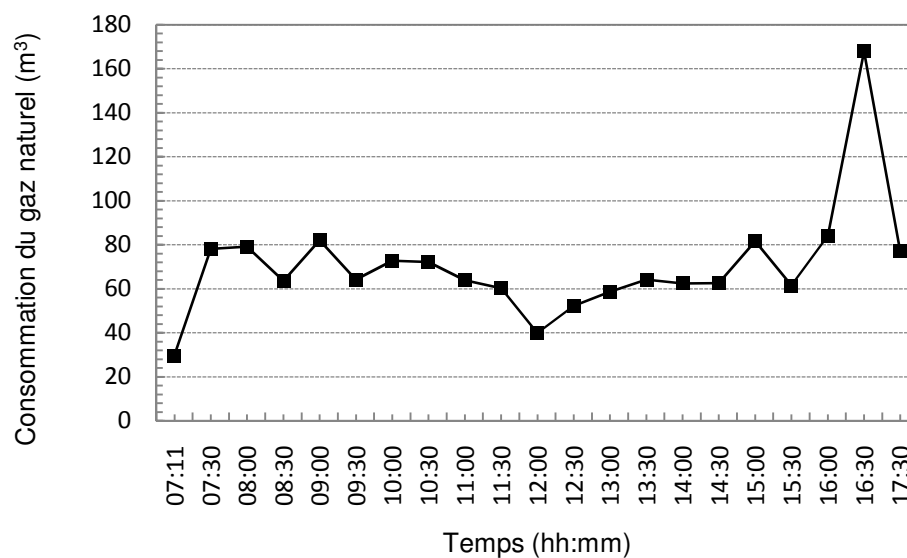


Figure. A-2 : Consommation du gaz naturel par la chaudière (17/04/2013).

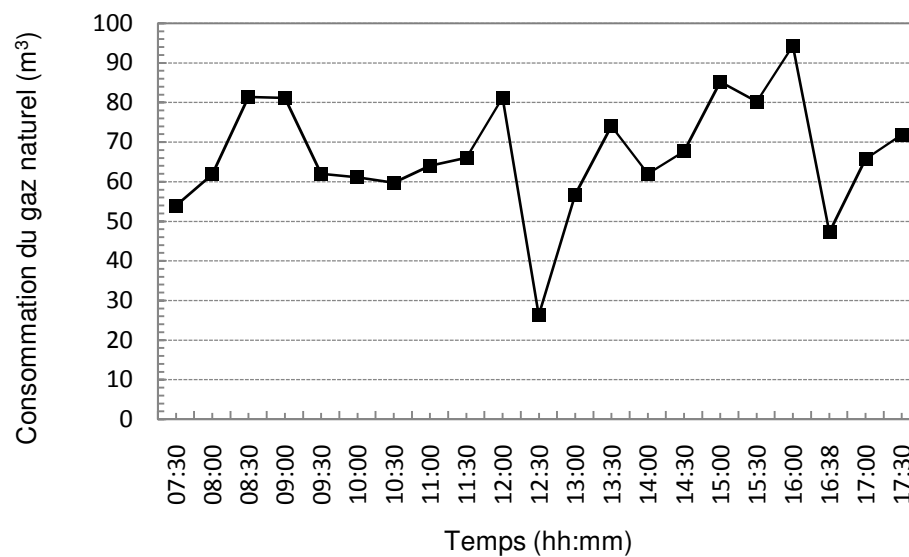


Figure. A-3 : Consommation du gaz naturel par la chaudière (18/04/2013).

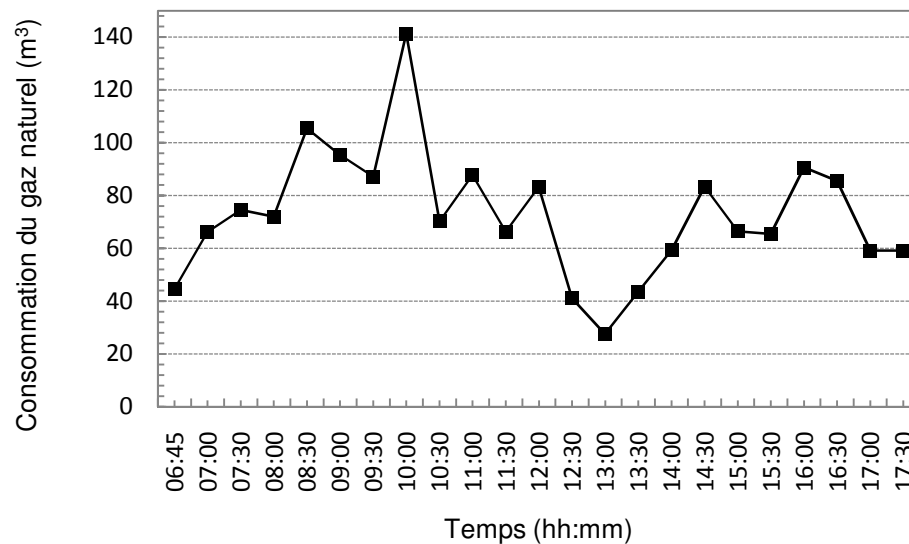


Figure. A-4 : Consommation du gaz naturel par la chaudière (21/04/2013).

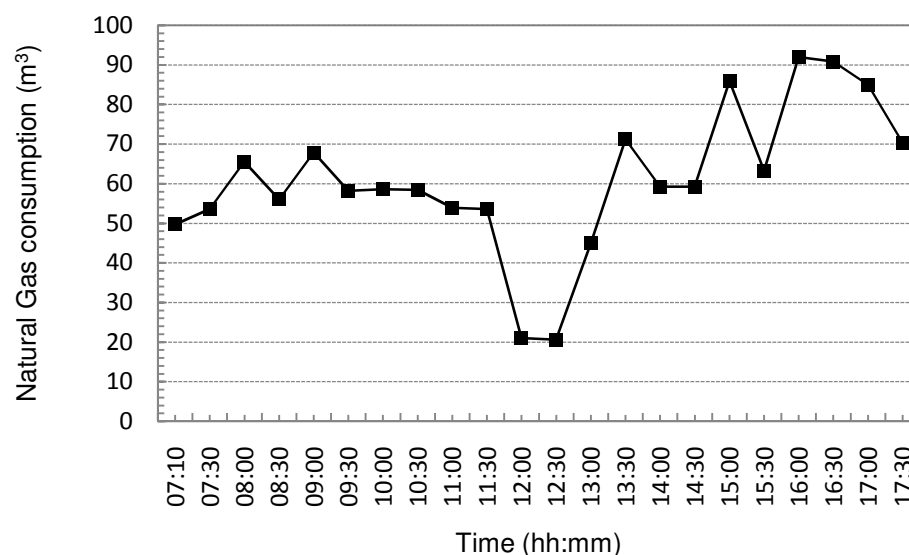


Figure. A-5 : Consommation du gaz naturel par la chaudière (22/04/2013).

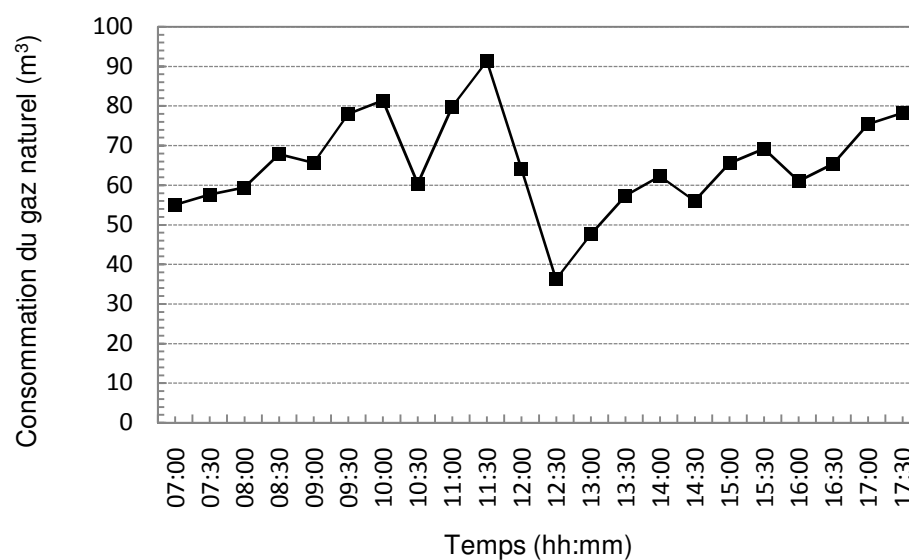


Figure. A-6 : Consommation du gaz naturel par la chaudière (23/04/2013).

B.1. Etapes de rénovation du capteur plan

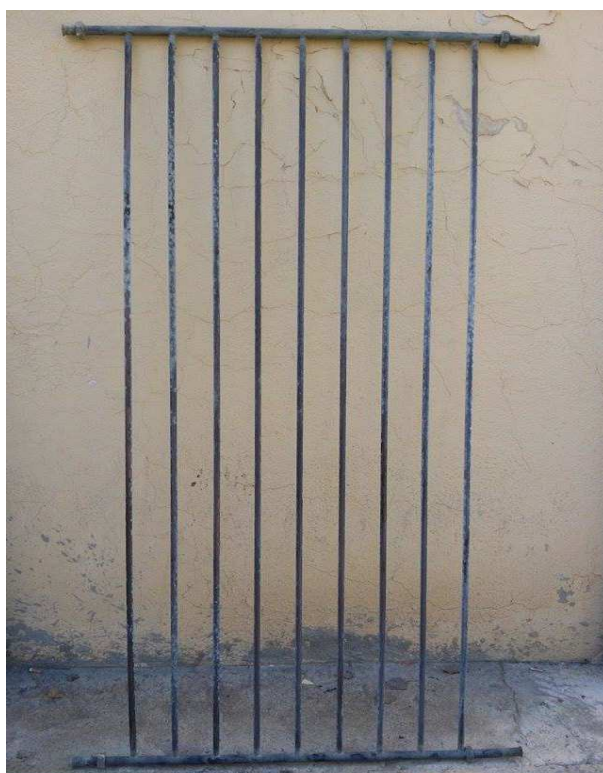


Figure. B-1 : Serpentin du capteur plan, après l'avoir isolé, il est testé, sous une pression de 5 bars, afin de s'assurer qu'il n'y ait pas de fuite.



Figure. B-2 : Couche d'isolation du capteur plan (en état de dégradation après une longue période de son exposition au soleil).



Figure. B-3 : L'absorbeur (en état de dégradation après une longue période de son exposition au soleil).



Figure. B-4 : Rénovation de l'absorbeur par l'ajout de la peinture noire sur toute sa surface.



Figure. B-5 : Rénovation de la couche d'isolation avec de la laine de verre



Figure. B-6: Montage du verre et le cadre extérieur qui le maintient.

B.2. Interface d'acquisition de données

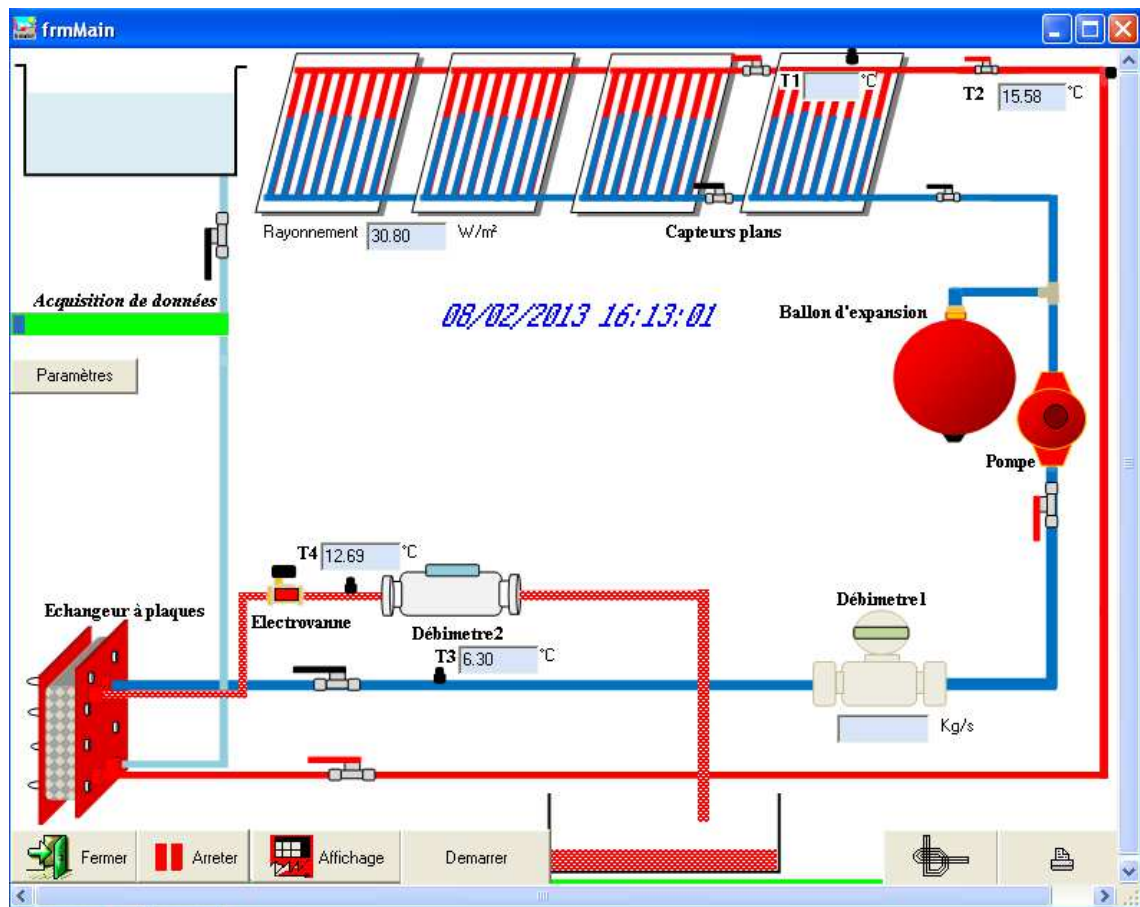


Figure. B-6: Interface d'acquisition de donnée. Le programme informatique a été élaboré en utilisant le langage orienté-objet Delphi.

B.2.1 Visualisation des paramètres du système en temps réel

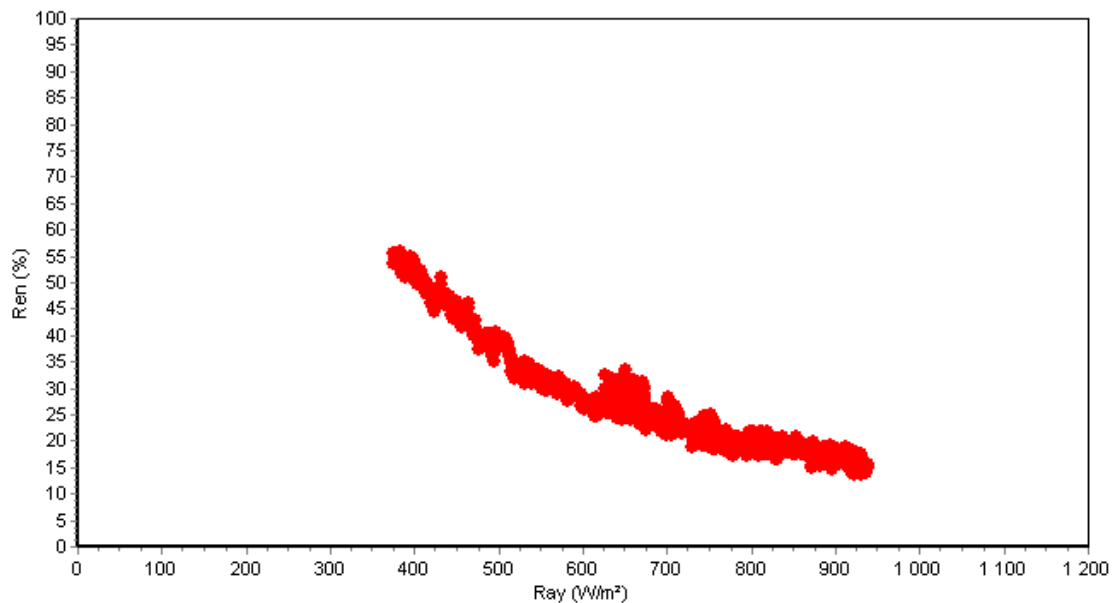


Figure B-7: Rendement instantané des capteurs plans en fonction de l'intensité du rayonnement solaire (30/09/2012).

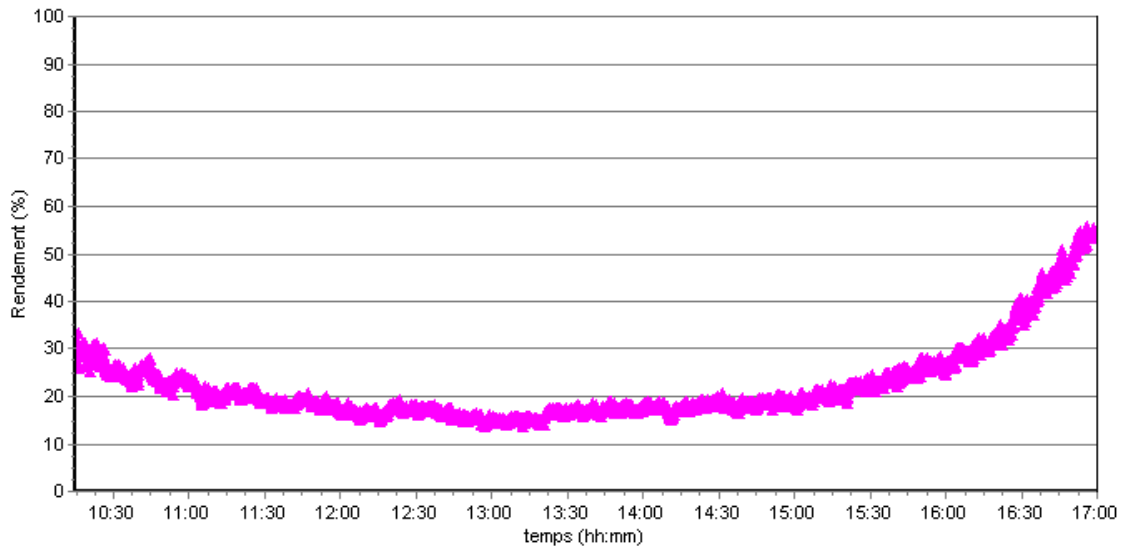


Figure B-8: Rendement instantané des capteurs plans durant la journée du 30/09/2012.

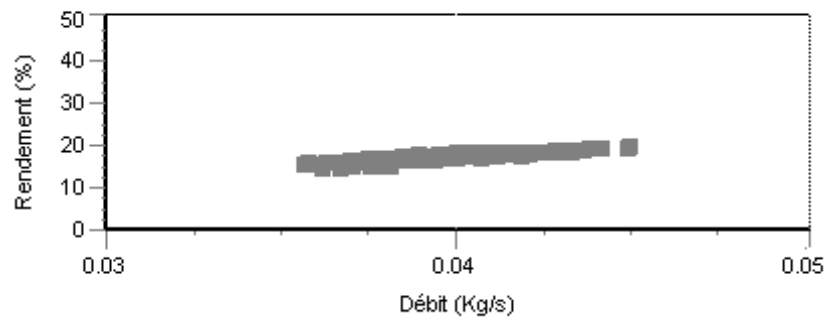


Figure B-9: Rendement instantané des capteurs plans en fonction du débit du fluide caloporteur durant la journée du 30/09/2012.

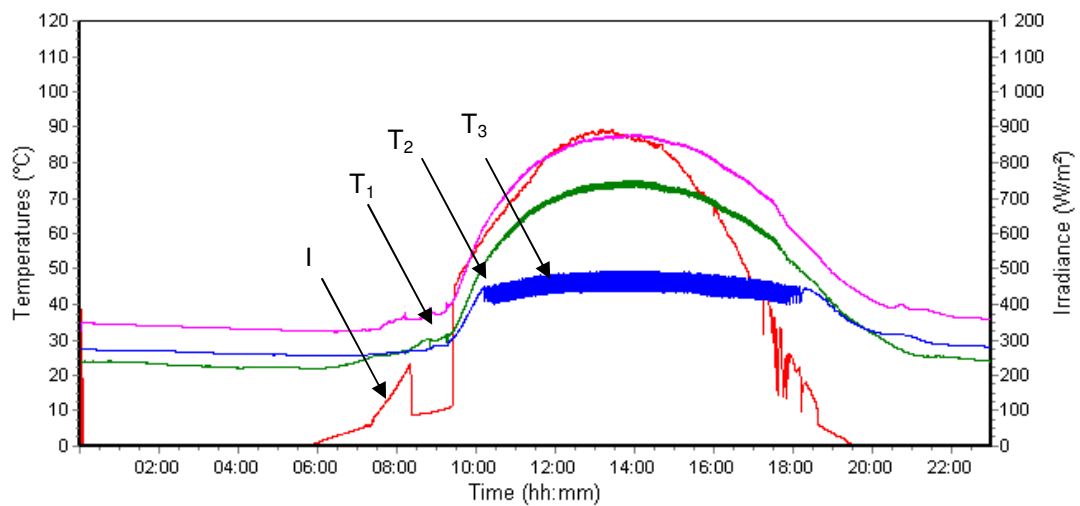


Figure B-10: Evolution journalière du rayonnement solaire (I), température de sortie (T₁), température d'entrée (T₂) et la température d'eau chaude produite (T₃) durant une journée parfaitement claire (26/07/2013).

B.3. Courbe caractéristique du rendement

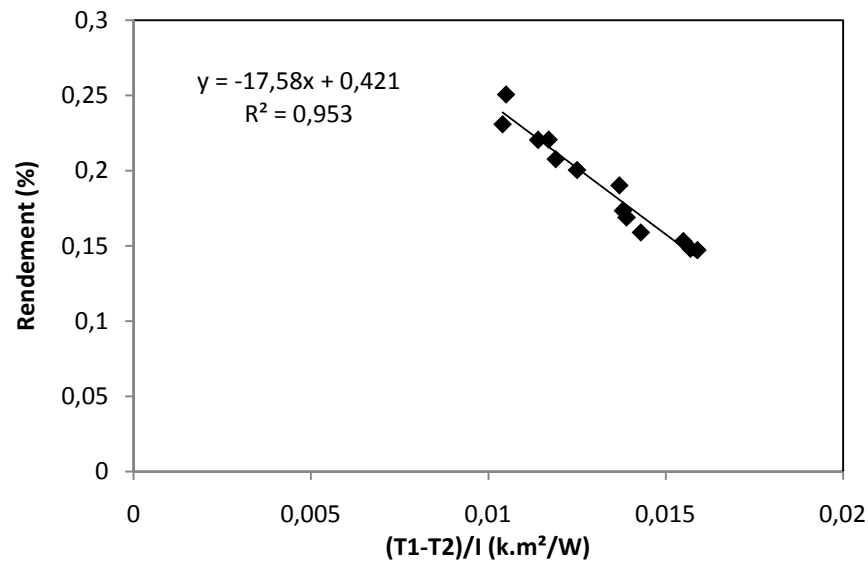


Figure. B-11: Courbe caractéristique du rendement du capteur plan. Le relevé des données est effectué pendant 15 minutes de fonctionnement du système ($I = 850 \text{ W/m}^2$).

Tableau B-1. Données sur le calcul du rendement instantané des capteurs plans

$I \text{ (W/m}^2\text{)}$	$T_1 \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T_2 \text{ (}^\circ\text{C)}$	$m \text{ (kg/s)}$	$T_{\text{ambiante}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$\eta \text{ (\%)}$
532	41,95	32,73	0,036	17,4	32,5992857
571	45,59	36,09	0,037	17,3	32,1644046
681	51,76	41,69	0,033	17,6	25,4966189
688	51,95	41,85	0,035	17,6	26,8464753
757	61,18	50,17	0,032	18,8	24,3179921
792	64,85	53,51	0,037	18,8	27,680625
804	66,16	54,58	0,031	18,8	23,3292351
823	69,26	57,58	0,034	19,5	25,2120535
830	70,06	58,24	0,034	19,5	25,2990723
886	71,87	58,87	0,028	20,1	21,46614
767	71,61	59,64	0,035	24,2	28,5399446
676	67,61	57,19	0,034	23,9	27,3833284
548	65,3	54,98	0,033	23,2	32,4712774
460	64,42	54,22	0,037	23,6	42,8677174
393	60,76	51,13	0,028	23,3	35,849084
360	59,22	49,82	0,031	23,4	42,2934722

Tableau B-2. Données sur le calcul du rendement instantané des capteurs plans

Décembre	I (W/m ²)	T ₁ (°C)	T ₂ (°C)	m (kg/s)	T _{ambiante} (°C)
	830	67,37	55,31	0,037	19,1
	830	69,23	57,49	0,035	16,1
	700	59,36	48,96	0,035	11
	800	67,51	56,18	0,041	11,9
	600	41,59	31,44	0,038	8,7
	709	58,81	48,05	0,038	10,08
	800	60,88	48,81	0,038	12,4
Janvier	I (W/m ²)	T ₁ (°C)	T ₂ (°C)	m (kg/s)	T _{ambiante} (°C)
	103	21,7	12,65	0,038	3,7
	500	47,76	37,2	0,041	9,7
	300	31,2	21,22	0,032	7,5
	808	69,66	57,66	0,037	17
	811	67,52	56,51	0,043	17
	825	67,06	53,64	0,036	16,2
	850	71,93	58,38	0,038	18,7
	800	66,01	54,21	0,041	17,1
	698	67,74	54,27		10,9
Février	I (W/m ²)	T ₁ (°C)	T ₂ (°C)	m (kg/s)	T _{ambiante} (°C)
	900	72,5	55,33	0,041	18,2
	910	70,31	50,74	0,039	18,3
	600	36,67	27,65	0,037	9,8
	894	68,17	56,82	0,040	12
	511	32,61	23,64	0,039	13,6
	905	63,45	50,76	0,041	9,3
	914	65,27	51,41	0,036	9,1
	985	66,53	54,48	0,036	11,6
	1059	84,8	52	0,038	6,1
Mars	I (W/m ²)	T ₁ (°C)	T ₂ (°C)	m (kg/s)	T _{ambiante} (°C)
	39,2	24,31	16,02	0,042	12,3
	857	62,63	48,64	0,036	18,1
	898	75	60,71	0,037	20
	875	72,3	53,97	0,035	17,2
	927	71,14	54,59	0,036	17,4
	709	67,79	54,58	0,032	19,6
	500	46,08	18,23	0,041	18,2
	543	48,76	34,05	0,036	17,4
	730	68,5	52,05	0,036	18,6
	124	39,29	14,96	0,044	8,4
	180	41,49	17,18	0,043	8,8

C.1 : Modélisation et simulations des systèmes solaires thermiques à grande échelle

C.1.1 : Modélisation du système sous Trnsys

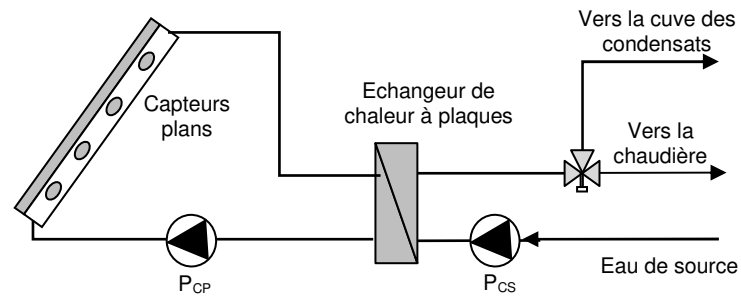


Figure. C-1 : Configuration du SST intégré au niveau de Fourniture

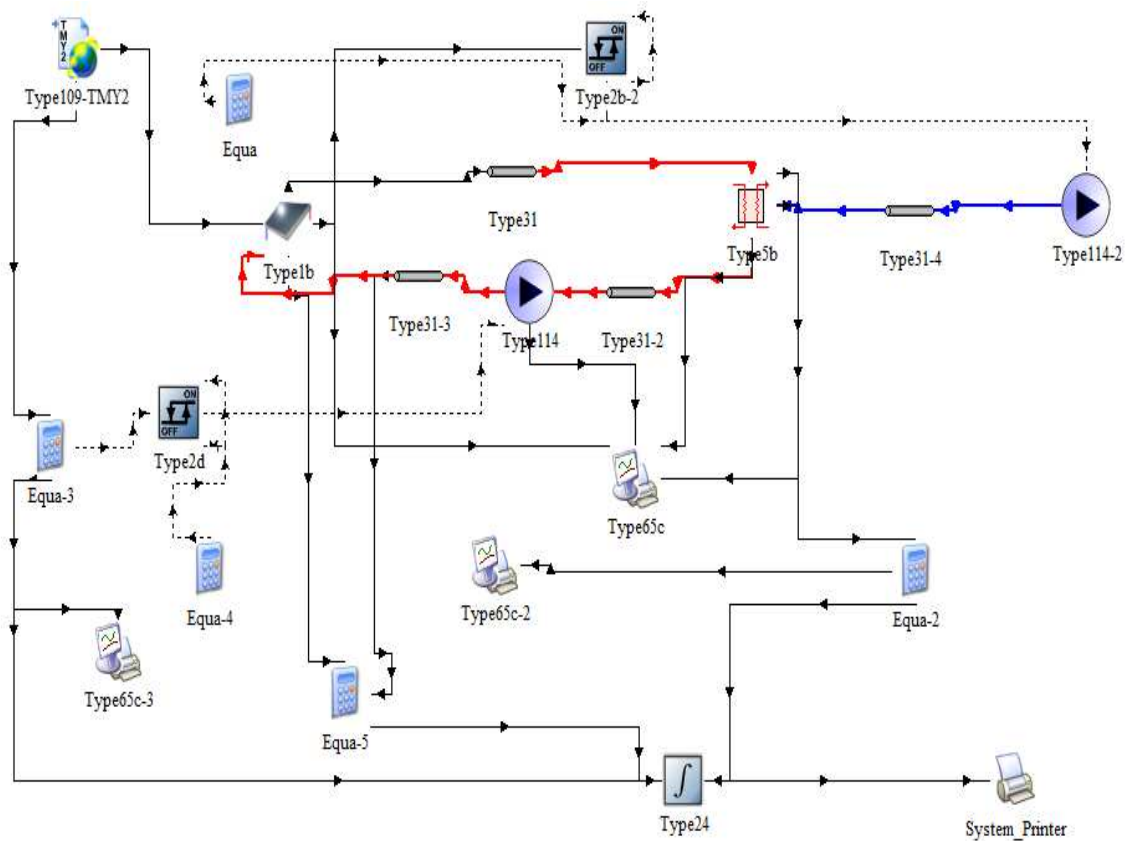


Figure. C-2 : Modèle Trnsys du SST intégré au niveau de fourniture.

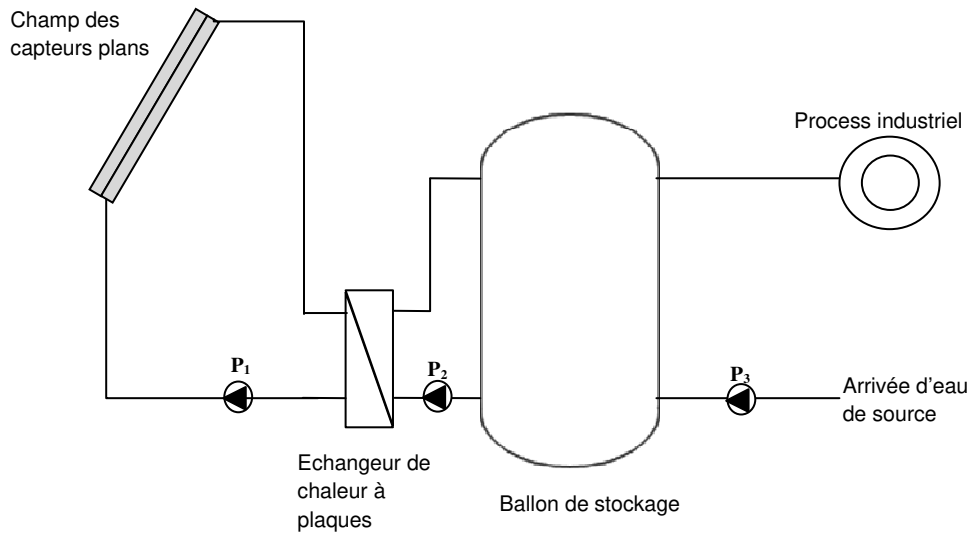


Figure. C-3 : Configuration du SST intégré au niveau du process

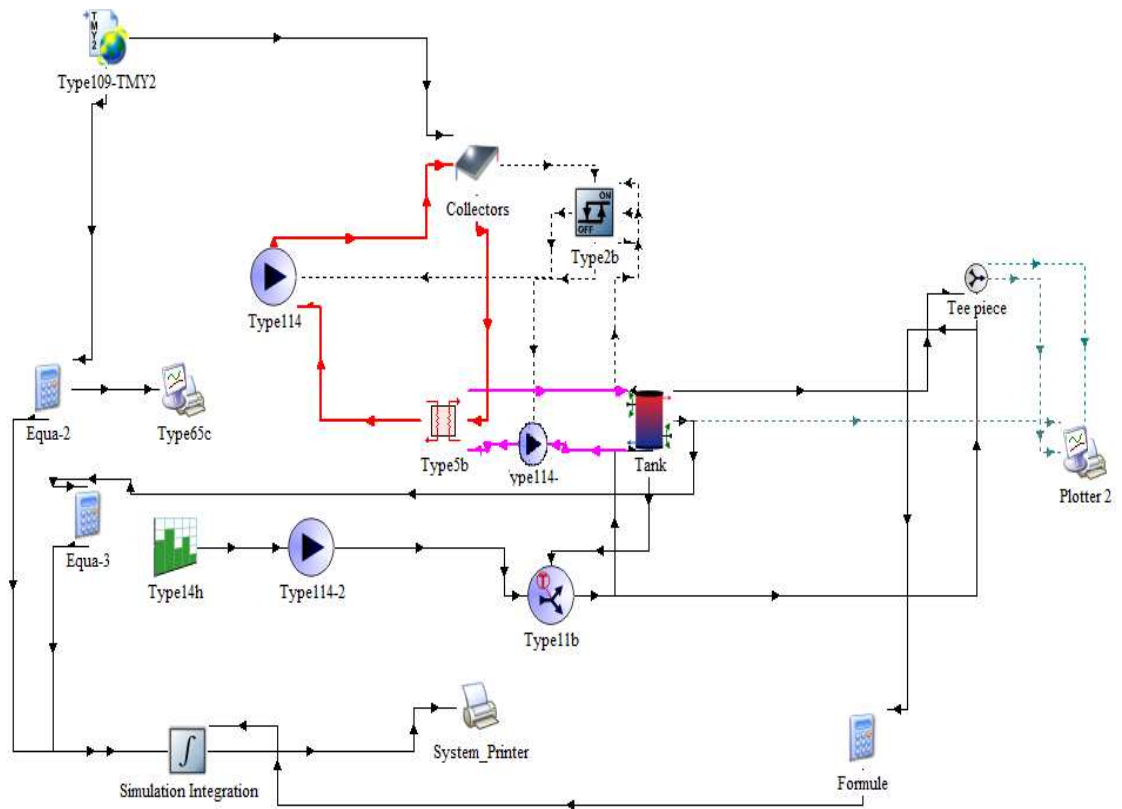


Figure. C-4 : Modèle Trnsys du SST intégré au niveau du process.

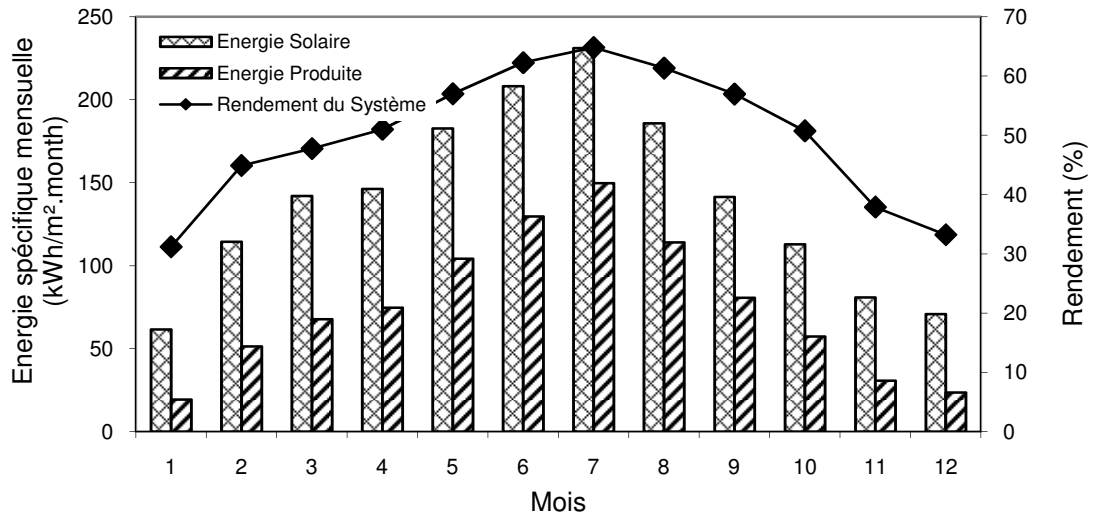


Figure. C-5 : Simulation des performances d'un SST intégré au niveau de fourniture ($A = 2000 \text{ m}^2$).

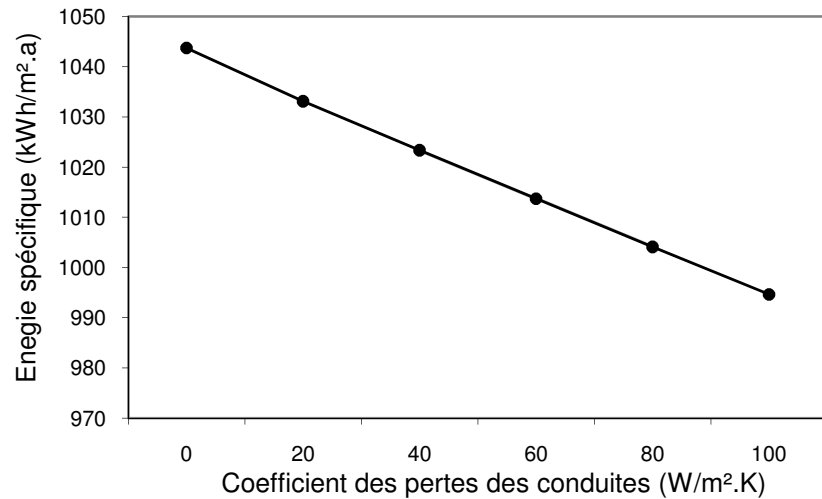


Figure. C-6 : Influence du coefficient des pertes thermiques des conduites sur l'énergie spécifique produite.

Tableau C-1. Gain énergétique en fonction de la température de retour des condensats.**U = 40 W/(m².K), m=4 kg/s**

Température d'eau (°C)	20	30	40	50	60	70	80	90	Flow rate (kg/s)
Gain énergétique (kWh/m².a)	686,51	611,35	534,67	457,6	382,61	307,93	242,55	182,57	1,4
Gain énergétique (kWh/m².a)	737,96	658,43	576,97	494,74	414,36	333,89	263,43	198,57	1,6
Gain énergétique (kWh/m².a)	781,93	698,86	613,38	526,69	441,79	356,23	281,29	212,09	1,8
Gain énergétique (kWh/m².a)	819,64	733,57	644,75	554,37	465,65	375,63	296,74	223,72	2
Gain énergétique (kWh/m².a)	852,42	763,87	672,14	578,57	486,51	392,53	310,29	233,91	2,2
Gain énergétique (kWh/m².a)	881,01	790,31	696,11	599,75	504,82	407,25	322,14	242,72	2,4
Gain énergétique (kWh/m².a)	906,25	813,7	717,33	618,56	521,04	420,27	332,61	250,65	2,6
Gain énergétique (kWh/m².a)	928,58	834,41	736,15	635,22	535,45	431,89	341,78	257,52	2,8
Gain énergétique (kWh/m².a)	948,57	852,94	752,97	650,15	548,38	442,16	349,99	265,64	3
Gain énergétique (kWh/m².a)	966,68	869,64	768,12	663,57	560,03	451,37	357,33	268,8	3,2
Gain énergétique (kWh/m².a)	982,96	884,93	781,86	675,7	570,48	459,64	363,77	273,57	3,4
Gain énergétique (kWh/m².a)	997,71	898,72	794,56	686,81	580,04	467,06	369,58	277,8	3,6
Gain énergétique (kWh/m².a)	1011,09	911,24	805,9	697,07	588,81	473,7	374,92	281,54	3,8
Gain énergétique (kWh/m².a)	1023,36	922,72	816,32	706,38	596,8	479,85	379,6	284,9	4

U= 100 W/m²col.°C

C.1.2 : Analyse des besoins énergétique par la méthode de pincement

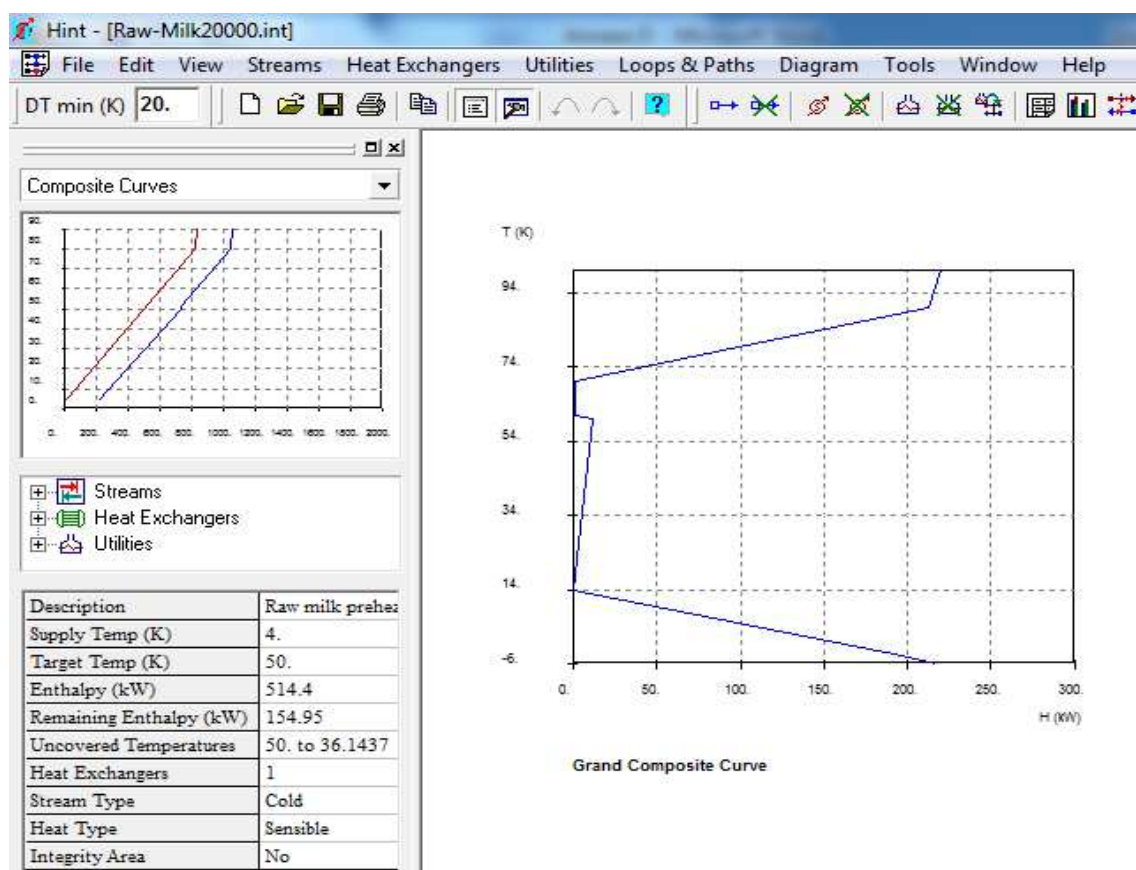


Figure. C-6 : Interface du logiciel Hint (Heat Integration)

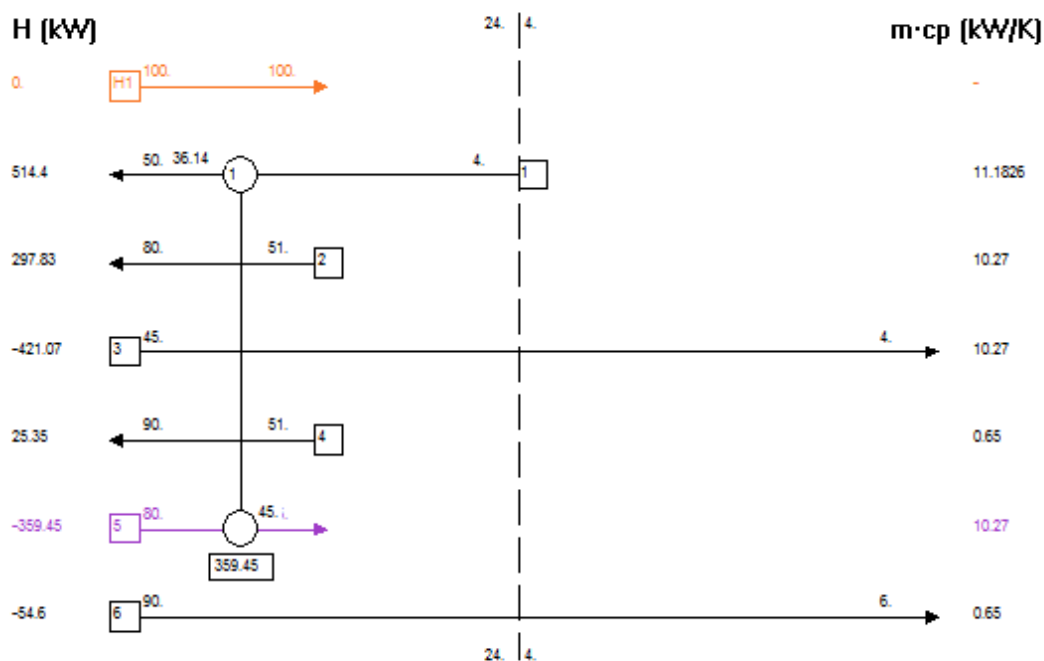


Figure. C-7 : Diagramme des flux chauds et froids. Faisabilité d'échange de chaleur entre le flux 1 et le flux 3.