République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Dr. Yahia Fares de Médéa
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département du Génie de la Matiére

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'Obtention du Diplôme Master en Génie Mécanique

Option : Énergitique et Thermique des Systèmes

Thème :

Etude des Performances d'un Champ solaire Cylindro-Parabolique de 111 MW Utilisant un tube Recepteur enrobé en chrome noir avec l'air dans l'espace Annulaire

Proposé et dirigé par :

Mr. ZEROUAL Boualem

Préparé par :

TALBI NASSIRA
BETIL NIAMA

Promotion: 2012-2013



REMERCIEMENTS

En premier lieu et avant tout, nous remercions le Bon Dieu ALLAH Le Tout Puissant de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce modeste travail.

Notre sincère remerciement à toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à l'élaboration ainsi qu'à l'évaluation de ce présent mémoire.

Nous remercions tout particulièrement notre encadreur : Mr. B. Zeroual pour sa disponibilité et son aide qui nous ont été d'un grand secours afin de réaliser notre travail.

Nous remercions également l'ensemble des membres de notre jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Ainsi que tous les enseignants de l'université de Médéa.



DEDICACE

Je dédie ce modeste travail et ma profonde gratitude à

Ma mère et mon père

Pour l'éducation qu'ils m'ont prodiguée au prix de tant de sacrifices et pour le sens du devoir qu'ils m'ont enseigné depuis mon enfance.

A mes chers frères et mes adorables sœurs

A tous mes cousins et mes cousines.

A mes oncles et mes tantes.

A mes chères amies
Tita, Sousou, Racha, Mama, Rima, Randousti, Hiba et sans oublier la défunte Zahra (que Dieu ait son âme) qui restera pour toujours dans mon cœur

A tous mes camarades de l'Université de Médéa.

A ma chère amie, mon binôme, Niama chez qui j'ai trouvé l'entente dont j'avais besoin.

Nassira





Dédicace

A Mon regrette très cher père

A la mémoire de mon père aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eus pour toi.

Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation.

Ce travail est le fruit de tes sacrifices, sacrifices que tu as consentis malgré tout pour élever ta fille bien-aimée.

Je dédie encore ce travail A ma très chère Mère qui m'a donné plein de tendresse et d'amour, qui a longuement aide mon père et qui va finir courageusement le chemin de la vie sans lui.

A tous mes frères, mes Sœurs et mes Amis qui se reconnaitront pour leur soutien moral indéfectible.

Sans oublier mon binôme Nassira qui m'a supportée et supportée mes caprices durant notre longue amitié.

Niama



Sommaire

Introduction générale…… 01

Chapitre I : Champ solaire. cylindro-parabolique

I-1-Introduction……..... 03

I-2- Historique et technologies actuelles……..... 03

I-3- Aperçu de la technologie……...04

I-4-Etude thermique du capteur solaire cylindro-parabolique…… 06

I-4.1-Technologie à capteur cylindro-parabolique……...…….. 07

I-4.2- Les centrales à capteur cylindro-parabolique…… 07

I-4.3- Technologie à concentrateurs paraboliques……...08

I-4.4- Les centrales à capteurs paraboliques…….. 09

I-5-Principe d'une centrale solaire thermodynamique……10

I-5.1-Les centrales à tour……. 11

I-5.2-Les centrales solaires à miroir de Fresnel……...11

I-6-Le collecteur…… 12

I-6.1-Performances et modélisation du collecteur……. …14

I-6.2-Les centrales à collecteurs cylindrons-paraboliques……..… 14

I-7- Les fluides caloporteurs……..….15

I-8-Le Champ solaire……15

I-8.1- Miroirs de Fresnel……..... 17

I-8.2-- La tour solaire…….. 19

I-9- Concentrateur…….. 19

I-9.1-Concentrateurs linéaires……. 20

I-9.2-Concentrateurs ponctuels…….. 20

I-10-Les applications d'aujourd'hui et de demainDes projets ambitieux……..20

I-11-Les avantages et inconvénients……21

I-11.1-Les avantage……....21

I-11.2-Les inconvénients……..... 22

I-12-Les différentes centrales…….…..22

I-13-Conclusion…….. .22

Sommaire

Chapitre II : le rayonnement solaire

II-1-Introduction……..23

II-1-Le Soleil…….....23

II-1.1-L'atmosphère terrestre …… 24

II-1.2-Absorption des radiations solaires par l'air ……25

II-1.3- Le rayonnement solaire au sol ……... 25

II-1.4-Position du soleil…….. 25

II-2-Coordonnées équatoriales ……27

II-2.1- L'angle de déclinaison (δ) ……... 27

II-2.2- L'angle horaire (ω) ……..28

II-3- Coordonnées horizontales ……28

II-3.1- Hauteur du soleil (h) ……28

II-3.2- Azimut du soleil (γ_s) ……... 29

II-3.3- Orientation d'un plan……..... 30

II-3.4- L'angle de zénith (θz)……..30

II-3.5- L'angle d'incidence (θ_i)……... 31

II-6-heures et temps……31

II-6.1-Coucher et lever du soleil……31

II-6.2-Durée de jour……32

II-6.3-Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL……...32

Chapitre III : Modèle Mathématique

III-Introduction…….35

III-1-Angle d'incidence…….35

III-2-Spécification du capteur solaire cylindro-parabolique …… 36

III-3- Propriété Physique…… 39

III-Conclusion……41

Chapitre IV : Résultats et Discussion

IV-1-Introduction…… 42

IV-2-Résultat et discussion……55

Conclusion Générale……56

Organigramme

Référence Bibliographique

Annexe

Les figures

Figure I- 1: irradiation solaire moyenne…… 04

Figure I-2: Principales technologies de concentration solaire……...…… 05

Figure I- 3: Schéma d'un élément du tube absorbeur……...……. 06

Figure I-4: Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du

Collecteur cylindro-parabolique……...……..06

Figure I-5: Schéma d'une centrale cylindro-parabolique……...07

Figure I-6: Configuration typique d'une centrale à collecteurs Cylindrons-paraboliques ……...…….……08

Figure I-7: Capteur parabolique avec moteur Stirling…….…….……..09

Figure I-8:Comparaison des technologies solaires à concentration……...……10

Figure I-9: Champ de collecteurs en Californie…….……12

Figure I-10: Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique……..……..13

Figure I-11 : Tube collecteur……..13

FigureI-12 : Installation à retour direct……..16

FigureI-13 : Installation à retour indirect……16

FigureI-14 : Installation à alimentation centralisée……17

Figure I-15: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel…….……..17

Figure I-16: Prototype de 2500 m² à Liège……..……..18

Figure I-17: Solar II central receiver plant in Barstow, California……19

FigureI-18:Répartition des capacités selon les technologies en 2011……..……..20

Liste Des Figures

Figure II-1: Une coupe dans le Soleil……..……...24

Figure II-2: Mouvement de la terre autour du Soleil……..24

Figure II-3 : Interactions nuages-atmosphère-sol…….……..26

Figure II-4: Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre……...26

Figure II-5 : Les cordonnées de la terre……..……27

Figure I1-6 : L'angle horaire……..……28

Figure II-7 : L'angle de hauteur du Soleil…….……..……..29

Figure II-8 : L'angle d'azimut du soleil……...……..29

Figure II-9 **:** L'angle d'azimut de la surface……..30

Figure II-10 : L'angle de zénith……..……...30

Figure II-11: Plan horizontale, dans ce cas ($\theta_i = \theta z$)……..31

Figure II-12 : Plan incliné……...31

Figure II-13 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich……..……...33

Figure II-14: Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps……...34

Figure III-1: Schéma explicatif d'un cylindro-parabolique ……...35

Figure III-2: Le champ solaire cylindro-paraboloque ……...38

Figure IV: Schéma de circulation de l'information pour la composante du champ solaire…….....42

Figure IV-1 : variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire

En fonction du temps pour le jour 21 du chaque moins……...…….43

Figure IV-2 : variation L'énergie incidente et L'énergie utile en fonction du temps

Pour le jour du 21 du chaque moins…….……..43

Figure IV-3: variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression

Et de la puissance de la pompe en fonction du temps pour le jour 21 du chaque moins.....43

Résumé

L'objectif de la présente étude est l'étude de la performance d'un champ solaire cylindro-parabolique à une puissance thermique de 111MW .l'élément de la collecte de la chaleur est en robé avec un couche de chrome noir avec l'air dans l'espace annulaire ; cet élément utilisé l'huile synthétique (therminol VP-1) pour transporté la chaleur absorbé au cycle de Rankine. Les paramètres étudiés sont la puissance thermique de sortie, le débit massique du fluide caloporteur, le rendement du champ solaire et la puissance du pompage nécessaire. Finalement les résultats obtenus ont permettent de conclure que le champ solaire fonctionne plusieurs heures au-dessus du point de conception, et les performances diminue si il comparés avec le cas sous vide dans l'espace annulaire.

Mots clés : *L'énergie solaire, concentrateur solaire, collecteur cylindro-parabolique, central énergétique, énergie solaire à concentration, performance électricité.*

Abstract:

The aim of the present study is performance analysis of parabolic trough solar field of output thermal power of 111MW.the heat collection element is coated with black chrome and the air in the annulus space it uses the synthetic-oil heat transfer fluid (therminol VP-1) as heat transfer fluid to convert the absorbed heat to the Rankin cycle to produce electricity.to achieve this objective we have used mathematical model based on the experimental measurement of the SEGS LS-2(SEGS IV).the studied parameters include the net output thermal power, the HTF mass flow rate; the solar field efficiency and the required pumping power, finally the result showed that the solar field ,and the performances is shut down if it compared with the case of no air in annulus.

Keywords: *Solar energy, solar collector, parabolic through collector, power plants, concentrating solar power, performance, electricity.*

ملخص

الدراسة المقدمة تهدف إلى دراسة و أداء حقل شمسي ذ و مجمعات من نوع حوض مكافئ (LS-2) حيث تتكون هذه المركزات من عنصر مستقبل مغلف بطبقة من الكروم الأسود مع الهواء بين هذا العنصر المستقبل والغلاف الزجاجي.

هذا الحقل الشمسي ذو استطاعة قدرها111 ميغا واط مصمم لمحطات الطاقة لهذا قمنا بإنجاز نموذج رياضي يعتمد على دراسة تجريبية لـ (Lippke1995) كما تم أيضا إنجاز برنامج حاسوبي لهذا الغرض باستعمال(MATLAB).

العناصر المدروسة تتضمن حساب تدفق مائع لتشغيل الطاقة الحرارية المفيدة، مردود الحقل الشمسي و استطاعة المضخة اللازمة. الدراسة الحالية ان الحقل الشمسي يعمل عدة ساعات فوق نقطة التصميم

الكلمات المفتاحية :الطاقة الشمسية، المركزات الشمسية ملتقط من نوع الحوض المكافئ، الطاقة الشمسية ذات التركيز، اداء و كهرباء

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Le monde connaît depuis plus d'un siècle un important développement économique. Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique.

Malheureusement, cette croissance de la demande a été majoritairement couverte par l'importation de source d'énergies fossiles, motivée par des considérations économiques. D'autres facteurs comme les émissions de CO2, le caractère limité de nos réserves fossiles et l'indépendance énergétique nationale n'ont pas été pris en compte.

Comme alternative à ces préoccupations, le développement et l'implantation des énergies renouvelables sont incontournables. Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et doivent être exploitées. Certaines, comme l'énergie éolienne ou hydraulique connaissent déjà un développement technique et commercial important et sont économiquement compétitives.

D'autres, comme l'énergie solaire et thermoélectrique, sont techniquement disponibles, mais leur compétitivité nécessite une plus grande confiance de la part des entreprises privées et des institutions publiques afin de favoriser l'implantation de ce type de systèmes et de favoriser une diminution des coûts par les économies d'échelle.

Dans l'optique de la production d'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Ces technologies se basent sur des collecteurs qui concentrent la radiation solaire et réchauffent à haute température un fluide caloporteur. Ce fluide peut ensuite être utilisé pour la génération d'électricité, par exemple au moyen d'un cycle de Rankine.

Les énergies renouvelables possèdent généralement une limitation due à leur caractère intermittent à leur difficulté de stockage. Si la limitation due au stockage est importante pour des énergies comme l'énergie éolienne ou photovoltaïque, elle l'est moins pour la concentration solaire, qui utilise généralement des systèmes de stockage de chaud ou qui peut être hybridée avec d'autres sources énergétiques (gaz naturel, biomasse, etc.)

Le travail proposé a pour objectif d'étudier la performance d'un champ solaire à capteur cylindro-parabolique de type LS-2,utilisant un tube récepteur enrobé avec une couche antireflet (en chrome noir) avec l'air dans l'espace annulaire, désigné pour un système solaire de génération d'électricité (SEGS) ou un système solaire intégré à cycle combiné (ISCCS). Le champ solaire à une puissance thermique de 111MW, les paramètres de performance incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à travers le cycle du champ solaire et la puissance de pompage. L'étude consiste aussi à analyser les performances de ce champ solaire sous les conditions climatiques algériennes. Les paramètres de performance incluent l'énergie thermique et le rendement annuels. Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de Lippke (1995).

Notre travail est divisé en quatre chapitres

Le premier chapitre nous avons discuté au champ solaire à capteur cylindro-parabolique. Pour le chapitre deuxième on a représenté le rayonnement solaire, et le chapitre troisième on a fait le modèle mathématique de ce champ solaire et quatrième chapitre on utilise le programme Matlab qui à donner les résultats.

CHAPITRE I

CHAMP SOLAIRE

CYLINDRO-PARABOLIQUE

1- Introduction

Il existe deux techniques distinctes pour la collection de l'énergie solaire, les capteurs plans dont le principe de conversion est basé sur une méthode simple de l'énergie solaire incidente en énergie thermique directement utilisable, par conséquent leur domaine d'application est très restreint, ils présentent en outre un certain nombre d'inconvénients; ce qui a poussé les spécialistes et particulièrement les constructeurs à concevoir d'autres modèles de configuration plus rentables, qui utilisent le principe du concentration où une quantité d'énergie considérable est fournie.

Le concentrateur solaire cylindro-parabolique contenant un tube circulaire 'absorbeur' avec une couche sélective adéquate, est entouré par une enveloppe transparente en verre concentrique située le long de la ligne focale du concentrateur.

L'étude du chauffage de l'eau par le capteur considéré repose tout d'abord sur l'estimation exacte du rayonnement solaire incident calculé par des modèles semi empiriques, tel que le modèle de Perrin de Brichambaut et de Liu Jordan. L'étude thermique proprement dite dans le conduit absorbeur nous permet de suivre l'évolution de la température ambiante circule à l'intérieur du tube absorbeur en mode de convection forcée.

L'objectif principal de ce travail est de simuler la température ambiante circulant dans le tube absorbeur du capteur avec effet de concentration. Pour cela, un modèle mathématique est établi pour contrôler la température ambiante. [1]

2- Historique et technologies actuelles

On sait que des systèmes concentrateurs d'énergie solaire existent au moins depuis 212 av. J.C. L'ingénieur grec Archimède aurait, d'après la légende, sauvé Syracuse des romains en incendiant leurs navires à l'aide de miroirs polis qui concentraient l'énergie solaire. Les Incas, quant à eux, utilisaient au XV^{è} siècle un miroir concave pour allumer un feu lors de la cérémonie de l'Inti-Raimi. Aujourd'hui des technologies de la filière thermodynamique utilisent ce même principe de concentration pour produire de l'électricité solaire. C'est la principale utilisation de l'énergie solaire concentrée. Il existe d'autres applications comme la chimie (craquage de molécules ou vapeur d'hydrogène par exemple), la métallurgie (traitement thermique à très hautes températures), la cimenterie, l'électricité photovoltaïque.

3- Aperçu de la technologie

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.

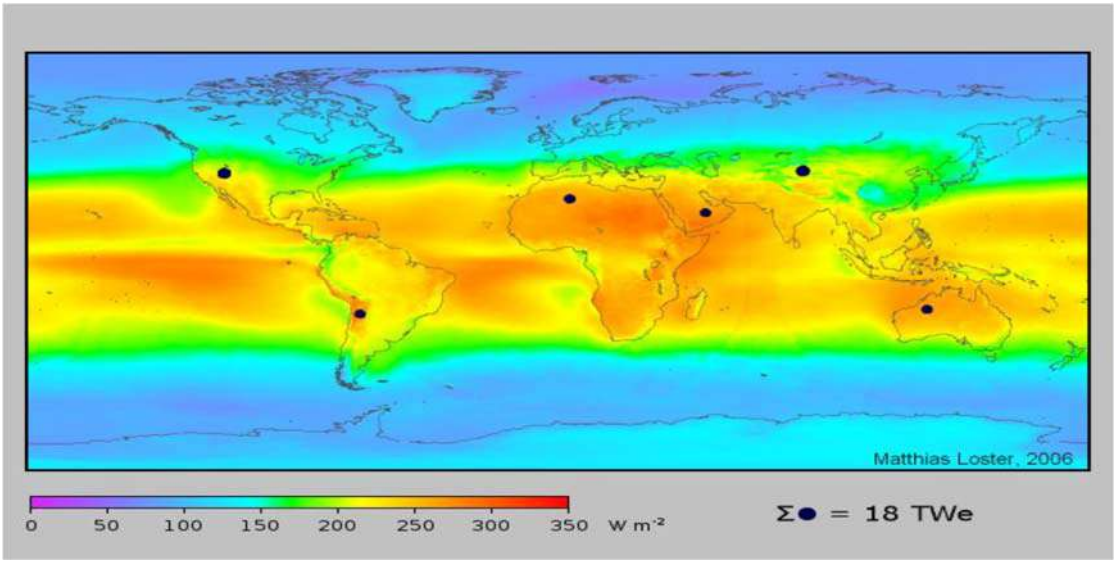


Figure I-1: irradiation solaire moyenne [2]

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 GWH d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaires. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW. [2]

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

La figure 1 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

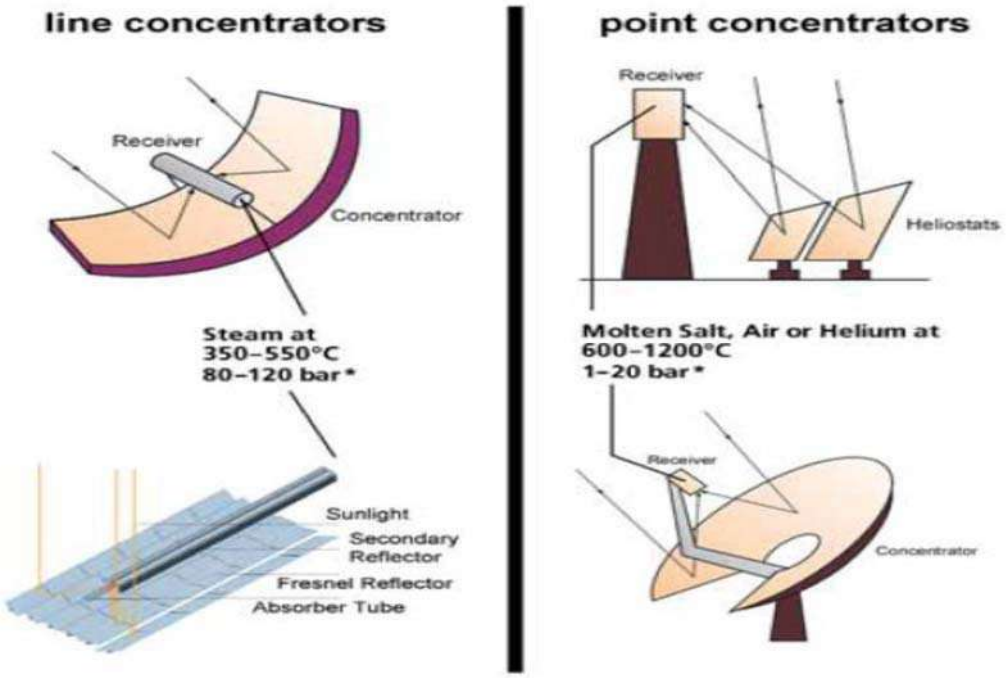


Figure I-2: Principales technologies de concentration solaire [3]

Les systèmes de génération d'électricité sont divers : turbine à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling, Cycle de Rankine organique sont les options généralement choisies.

Le stockage constitue un aspect important des centrales solaires. Il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

La figure 2 montre comment la courbe de demande d'électricité (ici pour l'état du Nevada) peut être aplanie par un système de centrale solaire avec stockage. Il est important de remarquer que ce graphique suppose une puissance installée très importante (supérieure à celle d'une centrale nucléaire classique). Ce cas de figure n'est pas réaliste dans un avenir proche, la totalité de la puissance installée pour les systèmes à concentration solaire dans le monde étant inférieur à cette valeur !

La majorité des systèmes utilise des miroirs de verre pour réfléchir la radiation solaire. Des recherches sont en actuellement en cours avec comme objectif d'améliorer les propriétés physiques des matériaux réflecteurs, (réflectivité, résistance aux chocs, etc.)

Un aspect très important des systèmes à concentration et que seule la radiation directe peut être mise à profit, la radiation diffuse ne pouvant pas être focalisé par le concentrateur. La centrale solaire ne peut donc fonctionner que si le ciel est dégagé et que la radiation directe n'est pas diffusée par la couverture nuageuse.

4-Etude thermique du capteur solaire cylindro-parabolique

L'élément le plus important dans les systèmes concentrateurs est le tube absorbeur, à l'intérieur duquel circule le fluide caloporteur. Le tube absorbeur est souvent en cuivre recouvert d'une couche sélective, est entouré d'une enveloppe transparente en verre, comme il est représenté par la figure 3. Il est placé le long de la ligne focale du concentrateur cylindro-parabolique

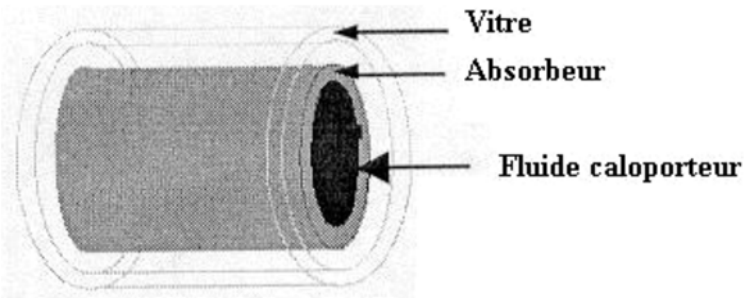


Figure. I- 3: Schéma d'un élément du tube absorbeur

L'énergie solaire incidente absorbée, n'est pas entièrement transmise au fluide caloporteur, une partie est dissipée sous forme de pertes thermiques entre l'absorbeur et la vitre. En prenant en considération les différentes parts d'énergies, celle recueillie par le fluide et perdue vers l'ambiance telle qu'elle est montrée par la figure 3

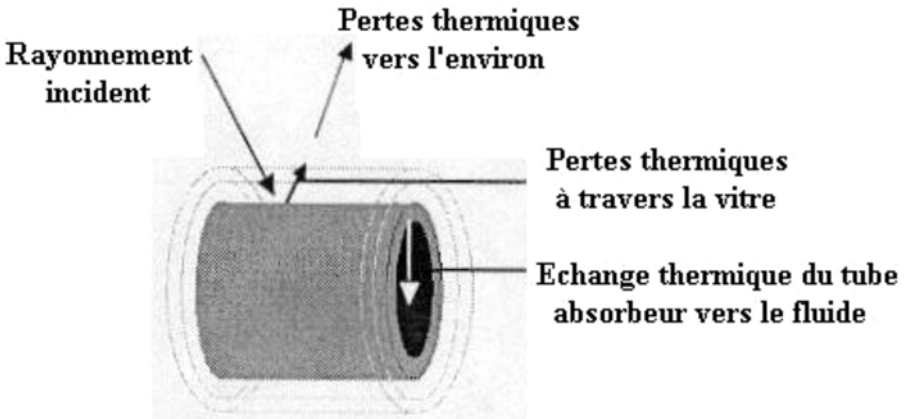
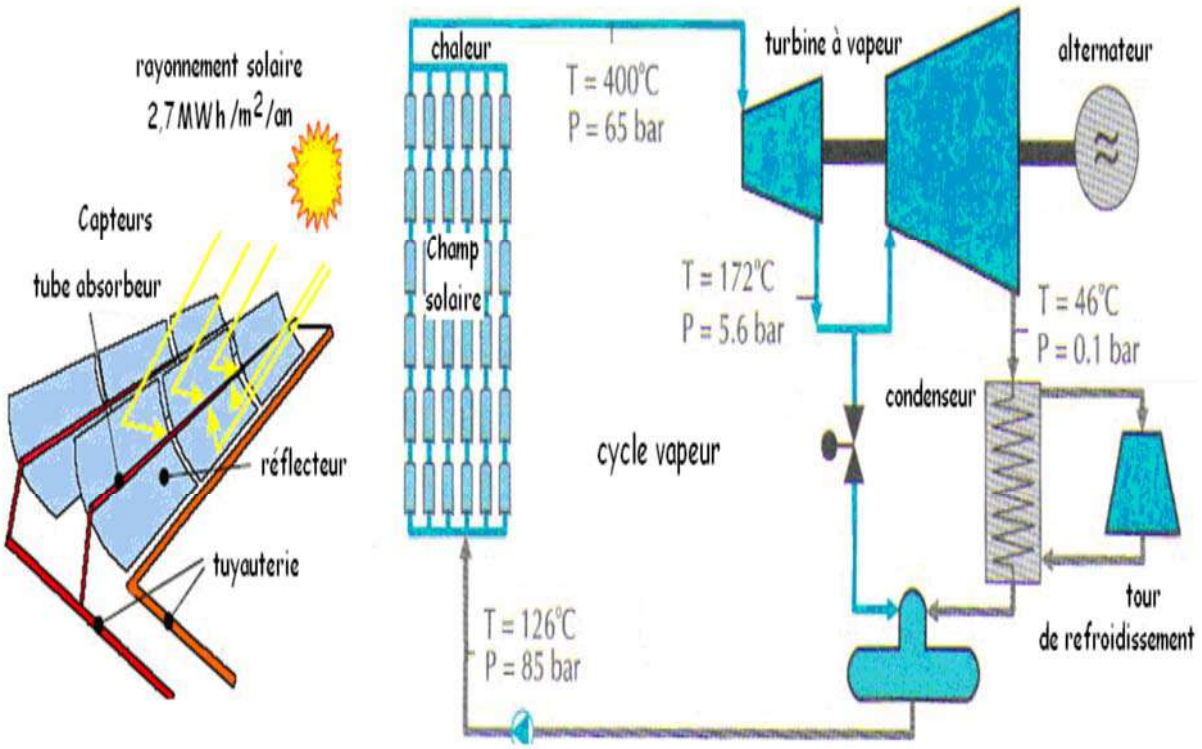


Figure I- 4: Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique

4.1-Technologie à capteur cylindro-parabolique

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur (génération de vapeur) et le système de génération électrique



FigureI-5 : Schéma d'une centrale cylindro-parabolique [4]

4.2- Les centrales à capteur cylindro-parabolique

La technologie des capteurs cylindrons-paraboliques et actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80.

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

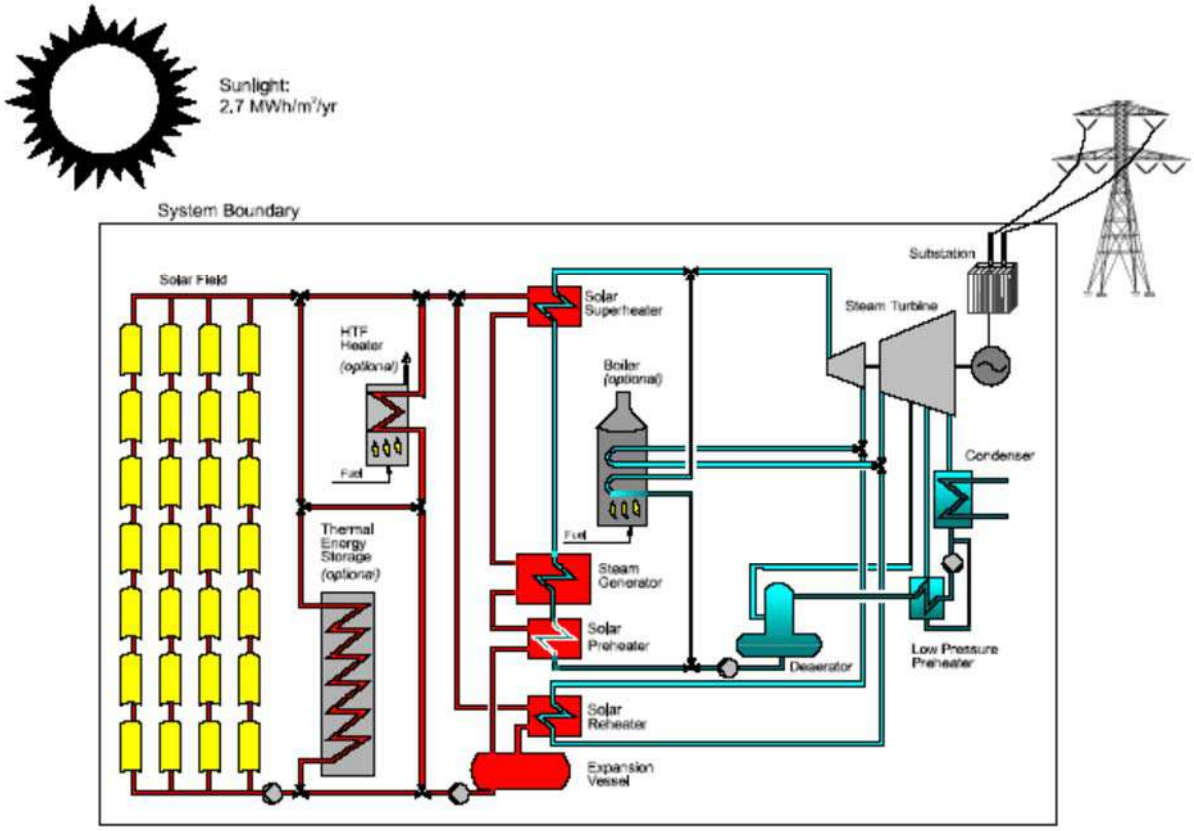


Figure I-6: Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindrons-paraboliques

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre avec l'air Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

4.3- Technologie à concentrateurs paraboliques

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante (la parabole est installée sur un support mobile muni de deux moteurs pas à pas).Le récepteur absorbe l'énergie réfléchie par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température supérieure à

1000°C.Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus. Les sels fondus ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique.

4.4- Les centrales à capteurs paraboliques

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C. De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).

Ayant la même forme que les paraboles de réception satellite, les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils s'orientent automatiquement et suivent le soleil sur deux axes afin de réfléchir et de concentrer les rayons du soleil vers un point de convergence appelé foyer. Ce foyer est le récepteur du système. Il s'agit le plus souvent d'une enceinte fermée contenant du gaz qui est monté en température sous l'effet de la concentration. Cela entraîne un moteur Stirling qui convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité. Le rapport de concentration de ce système est souvent supérieur à 2000 et le récepteur peut atteindre une température de 1000 °C.



Figure I- 7: Capteur parabolique avec moteur Stirling

Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Ils possèdent donc également un important potentiel de développement, particulièrement dans des régions peu peuplées de certains pays du sud.

5-Principe d'une centrale solaire thermodynamique

Le capteur solaire ou collecteur est le composant de base du champ solaire.

Il est composé d'un réflecteur (miroir), d'une structure métallique, d'un récepteur et du système de poursuite solaire.Un réflecteur (miroir) est composé de verre pauvre en fer. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection.

Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

La fonction du récepteur est d'absorber l'énergie solaire concentrée, de transférer la chaleur vers le fluide de transfert et de limiter les pertes thermiques (rayonnement et convection). L'intensité de la concentration du collecteur est définie par le facteur (ou taux) de concentration (géométrique) C. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte au récepteur (foyer) sera importante.

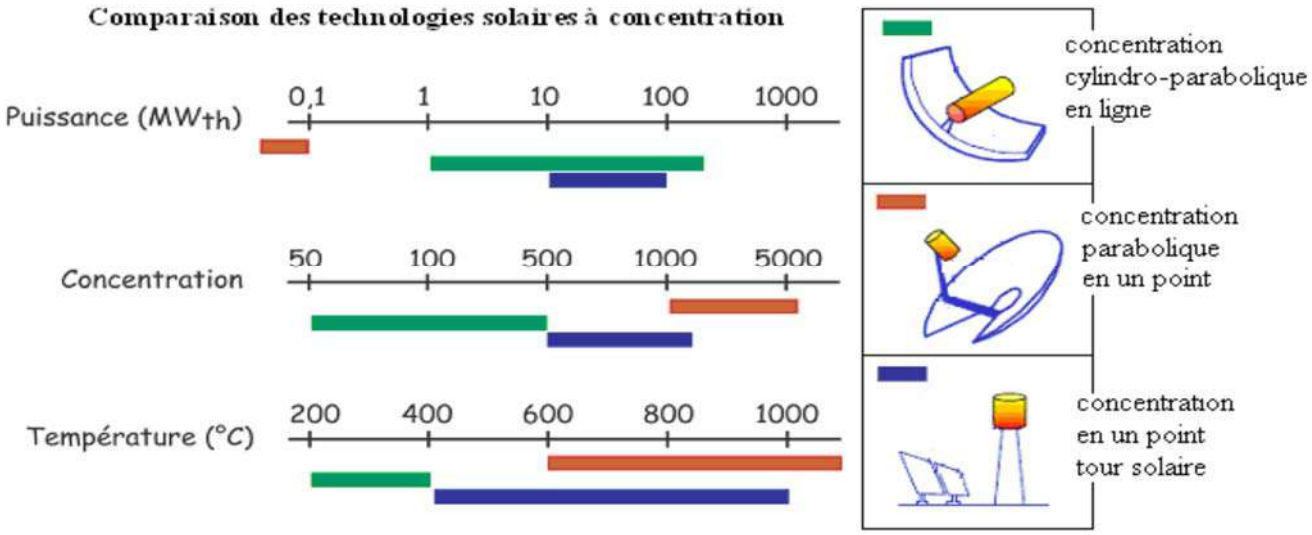
$$C = \frac{\text{Surface du réflecteur}}{\text{Surface du récepteur}} = \frac{S_{réf}}{S_r} = \text{Concentration}$$

Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

Technologies du Solaire Thermodynamique à Concentration 16 Ces dispositifs se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances optiques (concentration) et thermiques (température) : Parmi les dispositifs optiques existant pour la concentration des rayons du soleil, nous ne considérons ici que ceux retenu à une mise en oeuvre industrielle pour des puissances moyennes ou fortes et qui conduisent à la production de chaleur à une température supérieure à 250 °C.

Ainsi, c'est généralement des surfaces réfléchissantes constituées de miroirs qui sont utilisés. La nature géométrique des surfaces et la complexité des structures supportant les miroirs définissent les systèmes concentrateurs.

- Les trois systèmes à concentration les plus importants pour l'application à grande échelle de l'énergie solaire se distinguent par leurs dimensions élémentaires, (donc leur puissance), leurs performances optiques concentration) et thermiques.



FigureI-8 : Comparaison des technologies solaires à concentration

5.1-Les centrales à tour

Les centrales solaires à tour sont constituées de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat est orientable, et suit le soleil individuellement et le réfléchit précisément en direction du receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration peut dépasser 1000, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de600 °C à 1000 °C. L'énergie concentrée sur le receveur est ensuite soit directement transférée à la fluide thermodynamique (génération directe de vapeur entraînant une turbine ou chauffage d'air alimentant une turbine à gaz), soit utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Ce liquide caloporteur est ensuite envoyé dans une chaudière et la vapeur générée actionne des turbines. Dans tous les cas, les turbines entraînent des alternateurs produisant de l'électricité.

5.2-Les centrales solaires à miroir de Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindrons- paraboliques repose sur la mise en forme du verre pour obtenir sa forme parabolique.Une alternative possible consiste à approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. C'est le principe du concentrateur de Fresnel. Chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes.En circulant dans ce récepteur horizontal, Le fluide thermodynamique peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C. La vapeur alors

produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter les échangeurs de chaleur.

6-Le collecteur

Le collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire. Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissibilité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est d'approximativement 80.



Figure I-9: Champ de collecteurs en Californie

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur. De cette manière, la radiation est réfléchie au foyer de la parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur. La structure métallique doit suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités

assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.

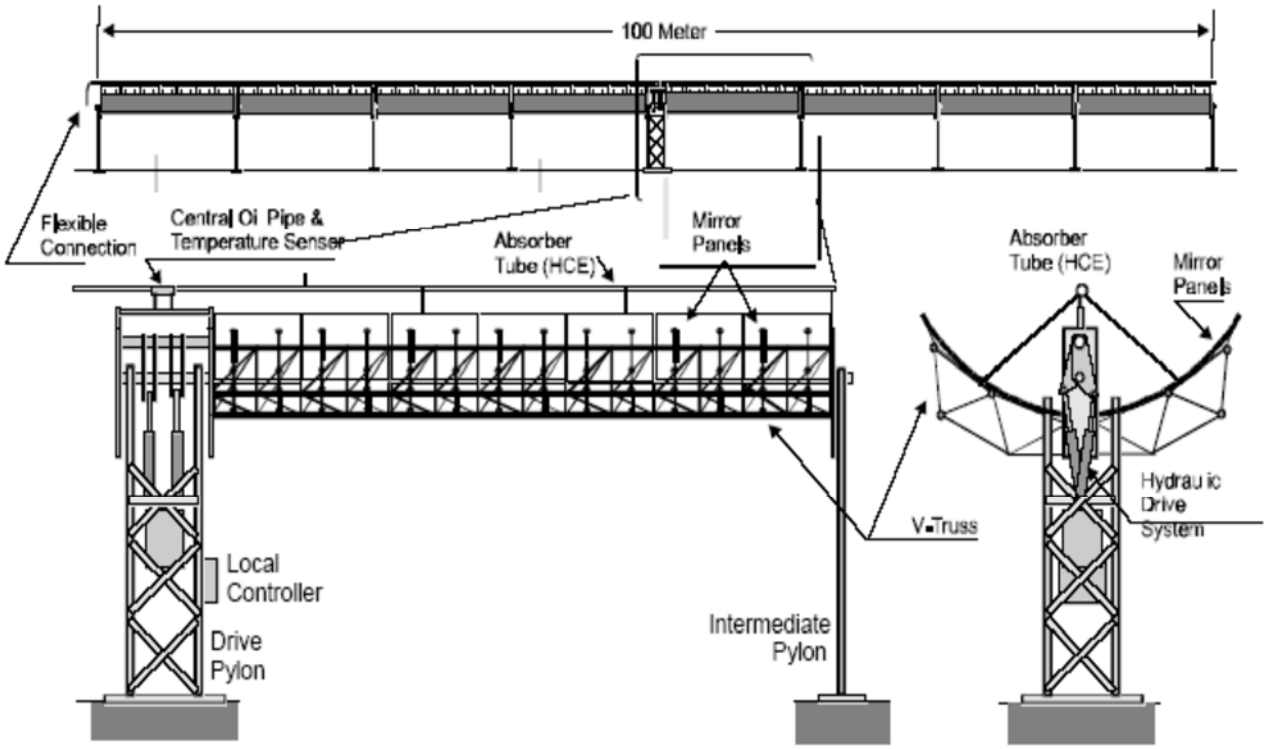


Figure I-10: Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique

Le tube collecteur doit avoir les caractéristiques suivantes :

●Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.

●Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre avec l'air

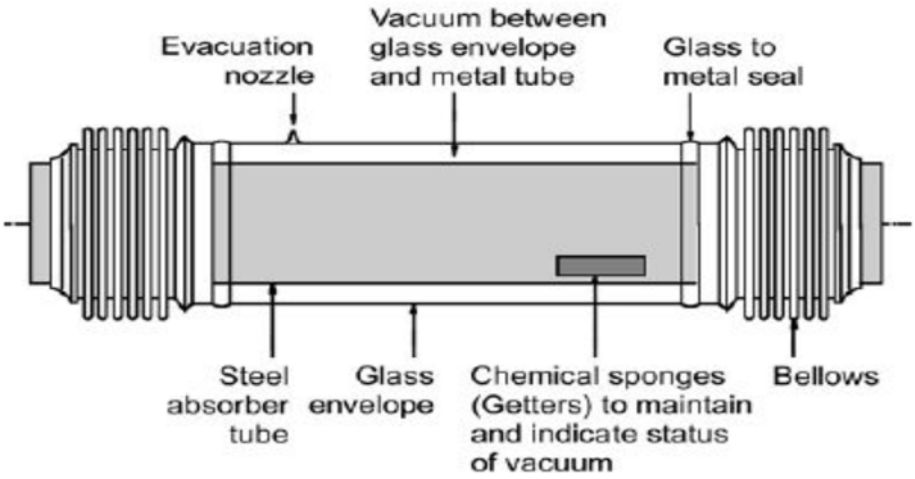


Figure I-11: Tube collecteur

6.1-Performances et modélisation du collecteur

La quantité d'énergie reçue par le collecteur parabolique dépend des conditions de fonctionnement :

●La quantité de radiation directe incidente sur le collecteur (G)

●La température moyenne du fluide dans le récepteur (*Tmoy*) : plus cette température est élevée, plus les pertes à l'ambiance sont élevées, et plus l'efficacité diminue.

●La température ambiante(*Tamb*) : Plus elle est faible, plus les pertes à l'ambiance sont élevées

●L'angle d'incidence du rayonnement sur le capteur. Cet angle modifie la propriété 'absorption et de réflexion du rayonnement solaire par l'enveloppe de verre du récepteur.

La quantité d'énergie reçue dépend aussi de caractéristiques physiques intrinsèques au collecteur :

●Le coefficient d'échange entre le récepteur et l'ambiance (UL) : Il doit être aussi faible que possible afin de minimiser les pertes à l'ambiance.

●Le coefficient de réflexion de miroirs (R) : Il est égal à la quantité de rayonnement reçue par le récepteur par rapport à la quantité incidente sur le collecteur.

●Le facteur de transmissibilité-absorptivité. Il est égal à la quantité de rayonnement absorbée par le tube récepteur en acier par rapport à la quantité de rayonnement incidente sur le verre du récepteur. La manière dont il est calculé est exposée en annexe 1.

●Le facteur de concentration (C).

●Le facteur d'efficacité du capteur (F') : proportion d'énergie calorifique absorbée par le tube métallique et effectivement transmise au fluide caloporteur.

6.2-Les centrales à collecteurs cylindrons-paraboliques

Ce type de centrale se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindrons-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil.

Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui actionne une turbine ou un générateur électrique.

7- Les fluides caloporteurs

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilité du stockage. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique (on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur) On distingue comme fluides:

- Les **huiles** qui présentent un bon coefficient d'échange sont les fluides les plus utilisés dans les centrales cylindrons-paraboliques.
- Les **sels fondus**, mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée sont de très bons fluides de stockage.
- Les **fluides organiques** (butane, propane, etc.) qui ont une température d'évaporation basse sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- **L'eau liquide** fluide de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique est utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- Les **gaz** (hydrogène ou l'hélium) sont utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.
- **L'air** est utilisé classiquement comme fluide de travail dans une turbine à gaz. L'air peut aussi être utilisé comme caloporteur seulement.

8-Le Champ solaire

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie.

Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un senseur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangée de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction.

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance.

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation: la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Le champ solaire est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est de l'ordre de 80.

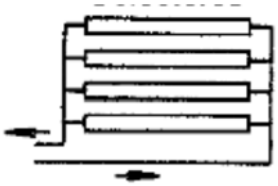
La taille du champ solaire (ou champ de miroirs) dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de suivi du soleil (tracker) dans la direction est-ouest.

Les différentes configurations sont : [5]

●**Installation à retour direct** : C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée. Son inconvénient principal et le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant par dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée. (Figure ci-dessous).

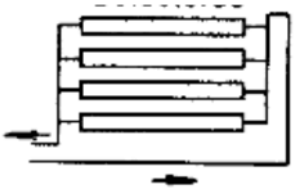
Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs.

Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs.



FigureI-12 : Installation à retour direct [5]

●**Installation à retour indirect** : les pertes de charge son équilibrées pour chaque rangée en effectuant une boucle à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.



FigureI-13 : Installation à retour indirect [5]

●**Installation à alimentation centralisée** : Le but de ce type d'installation est de minimiser la longueur totale de tuyauterie. Comme pour l'installation à retour direct, des vannes d'ajustement de la perte de charge sont nécessaires sur chaque rangée de capteurs.



FigureI-14 : Installation à alimentation centralisée [5]

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindrons-paraboliques et la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise.

Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur la(Figure).

8.1- Miroirs de Fresnel.

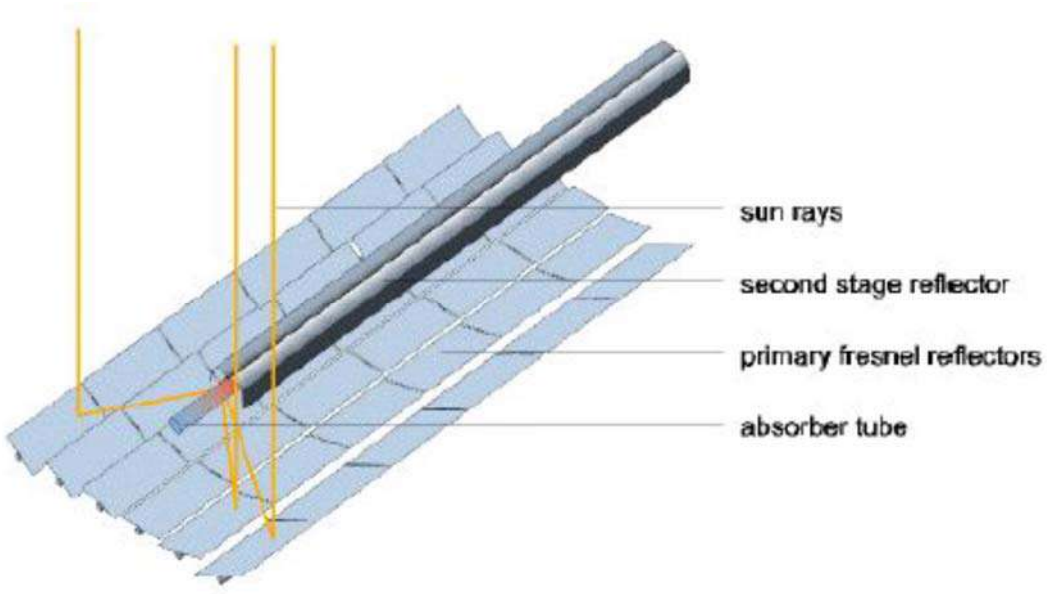


Figure I-15: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel

Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur.

Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. La partie inférieure est quant à elle isolée par une vitre.

Les principaux avantages de cette technologie par rapport aux concentrateurs traditionnels sont :

–Coût inférieur des miroirs

–Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.

–Les contraintes mécaniques dus à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.

Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo.

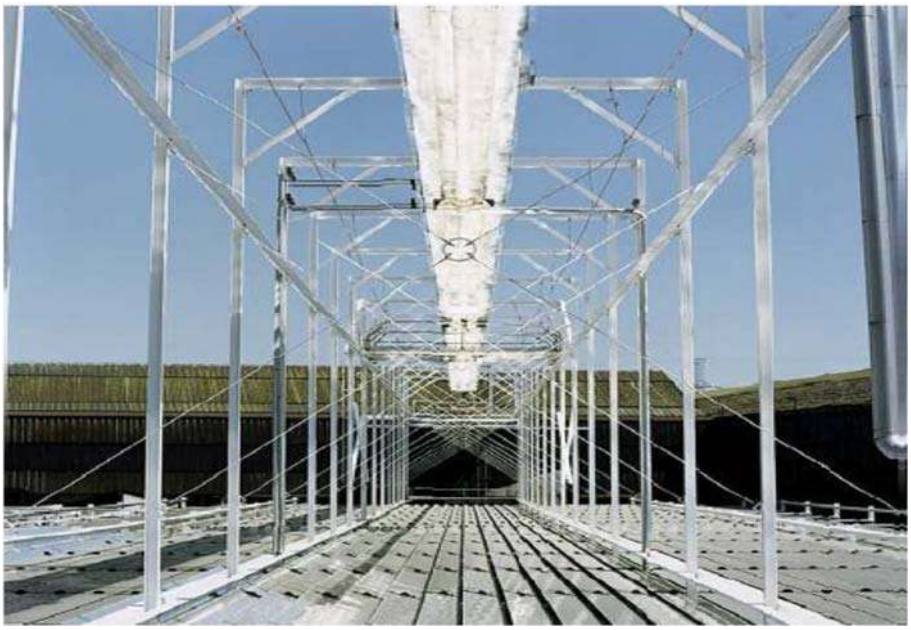


Figure I-16: Prototype de 2500 m² à Liège

Selon Solarmundo, cette technologie pourrait mener à une réduction des coûts de production de 50% par rapport à aux réflecteur traditionnels. Une étude a été réalisée en 2002 par plusieurs instituts de recherche allemands sur les avantages d'un tel type d'installation : Le projet étudié était l'implémentation d'un système à miroir de Fresnel sur le site d'Hurguada en Egypte. L'étude conclut que les performances thermiques des collecteurs de Fresnel sont inférieures de 30% aux systèmes classiques, mais qu'un coût de production au KWH inférieur est obtenu : 0.075 ¬/kWh contre 0.0845 ¬/kWh pour les collecteurs classiques (Häberle*et Al*, 2002).

8.1- La tour solaire

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindrons-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée.

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le Facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C.



Figure I-17: Solar II central receiver plant in Barstow, California

9- Concentrateur

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réflective de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise.

Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m².

Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Ce tracking s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindrons-paraboliques.

9.1-Concentrateurs linéaires

Ces systèmes sont composés de réflecteurs assez longs qui suivent le soleil grâce à un seul axe de rotation. Un tube dans lequel circule un fluide caloporteur est placé sur la ligne focale du concentrateur, c'est le récepteur (ou absorbeur).

9.2-Concentrateurs ponctuels

Qu'il s'agisse des paraboles-Stirling ou des héliostats des centrales à tour et des fours solaires, ce type de concentrateurs assure le suivi solaire sur deux axes : en azimut et en élévation.

10-Les applications d'aujourd'hui et de demain

Des projets ambitieux

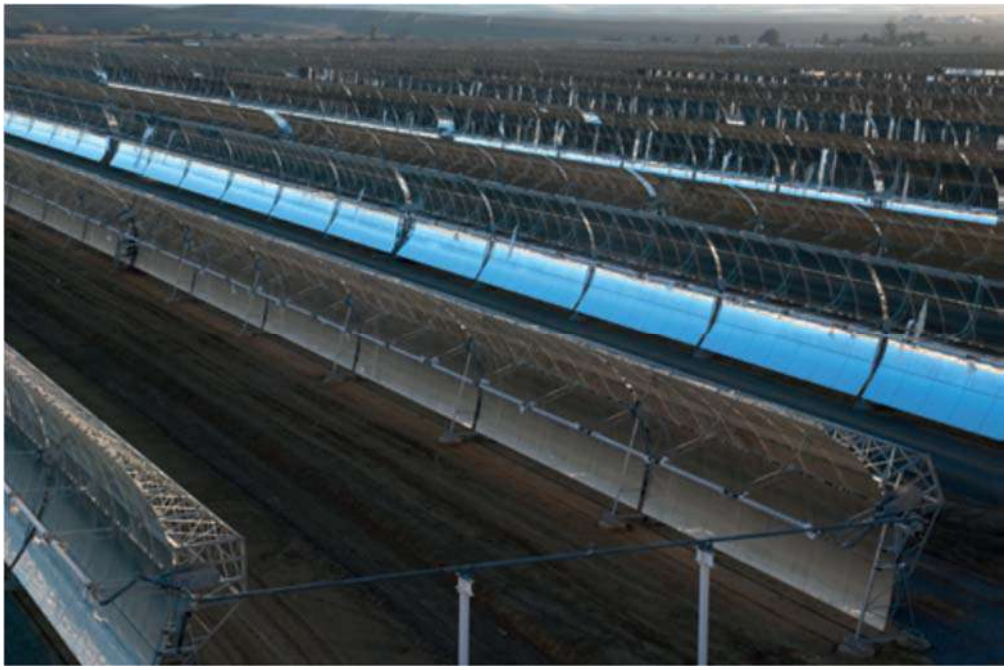
Au-delà des applications actuelles (production d'électricité, appoint solaire de centrales, production de vapeur pour procédés industriels), la technologie solaire thermodynamique pourra, dans les prochaines années, être employée pour d'autres usages et applications



FigureI-18 : Répartition des capacités selon les technologies en 2011

Les centrales solaires à collecteurs cylindrons-paraboliques représentent 96 % des centrales actuellement en activité.C'est également la technologie privilégiée pour la plupart des centrales en construction et en projet. Cette technologie bénéficie, en effet, du retour d'expérience des centrales SEGS (Solar Energy Generating Systems) en Californie, en opération depuis bientôt 30 ans.Il existe également plusieurs exemples de centrales Compact Linear Fresnel (CLFR) dans le monde :aux États-Unis avec la centrale thermique de Kimberlina(5 M W), à Liddell en Australie (3MW) ou encore à Murcia en Espagne (1,4 M W).

La technologie des centrales à tour est présente en Espagne, à Séville, avec les centrales PS10 et PS20 de puissances respectives de 10 M W et 20 M W, ainsi qu'aux États-Unis avec la Sierra Sun Tower de 5 M W, ou encore en Allemagne avec la centrale expérimentale de Jülich de 1,5 M W.



11-Les avantages Les et inconvénients

11.1-Les avantages :

-Comme toutes les centrales vues auparavant, c'est une source d'énergie inépuisable et gratuite.

-Les centrales ne polluent pas.

-Le système fonctionne jour et nuit et sans intermittence car la chaleur est toujours présente sous la serre même la nuit.

-Elles ne demandent que très peu d'entretien grâce à la simplicité du fonctionnement.

11.2-Les inconvénients :

-Ces centrales demandent un investissement très important.

-Etant donné l'immensité des tours, certaines personnes y voient un gâchis du paysage.

12-Les différentes centrales :

Les centrales à effet de cheminée ne sont pas encore très développées Puis qu'il n'y en a actuellement qu'une seule de construite et qui ne fournit que 50 KW ; des projets pour en implanter de nouvelles, notamment en Espagne et en Australie, sont en cours. La centrale espagnole devrait faire 750 mètres de hauteur et fournir 40MW (soit la demande de 120 000 personnes en électricité) tandis que la centrale australienne devrait atteindre 1000 mètres et permettre de fabriquer 200MW.

Conclusion

Un système à capteurs cylindro-paraboliques est une étendue couverte de concentrateurs paraboliques à un seul axe, disposés en lignes parallèles et qui concentre l'énergie solaire sur des récepteurs qui relient les lignes focales des concentrateurs. Le champ solaire est modulaire et les rangées de concentrateurs sont alignées sur un axe horizontal nord-sud. Les concentrateurs, qui suivent le soleil d'est en ouest pendant la journée pour que le récepteur linéaire soit toujours focalisé sur le soleil, sont faits de miroirs paraboliques, d'un support de métal, de tubes récepteurs et de systèmes de suivi qui incluent des guides, des capteurs et des éléments de contrôle. Un fluide conducteur de chaleur est pompé dans le récepteur linéaire au fur et à mesure qu'il chauffe.

Le fluide de transfert de chaleur circule à travers une série d'échangeurs de chaleur où il est utilisé pour générer de la vapeur très chaude sous haute pression. La vapeur très chaude alimente une turbine classique ou un générateur pour produire de l'électricité. La vapeur utilisée est condensée de manière standard et recyclée. Une tour de refroidissement ou système à un seul passage enlève l'excès de chaleur du condensateur. Le fluide de transfert de chaleur est remis dans le circuit à travers le récepteur linéaire. La centrale peut fournir de 1 à 100 MW d'électricité. Une centrale à capteurs cylindro-paraboliques produit environ 100 kWh/an par mètre carré de surface de collecteurs.

CHAPITRE II

Rayonnement solaire

1-Introduction

Les énergies renouvelables sont des formes d'énergies inépuisables c'est àdire leur consommation ne diminue pas leur ressource à l'échelle humaine.
L'énergie solaire est la ressource énergétique renouvelable la plus abondante.
C'est l'énergie produite dans toutes les directions par le soleil grâce aurayonnement solaire.
Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique pour tout projet ouétude des installations solaires, il est nécessaire de présenter dans cechapitre quelque notion sur le rayonnement solaire.
Problèmes posés par la faible densité énergétique du rayonnement solaire incident. Lessystèmes utilisant les concentrateurs cylindrons-paraboliques sont capables de générer destempératures supérieures à 500 °C,

1-1.Le Soleil

Le soleil est une sphère gazeuse formée principalement d'hydrogène de 1 391 000 km de diamètre. Chaque année, la terre reçoit 1.4E9 TWh soit plus de 20 000 fois la consommation énergétique mondiale de 1976 dont la distance moyenne à la terre est de 149 450 000 km, à cause de l'ellipticité de l'orbite terrestre, la distance minimum est située vers le 15 janvier, et le maximum fin juin , voir les Figures (1-1) et (1-2). Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales [6] :

a) L'intérieur où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire (L'hydrogènese convertit en hélium)

b) La photosphère qui est mince, environ 300 km d'épaisseur et qui est responsable de la presque totalité du rayonnement que nous recevons.

c) Chromosphère : des régions à faible densité, la chromosphère n'est pas parfaitement stable ou homogène, la température de surface est de l'ordre de 4500 K,

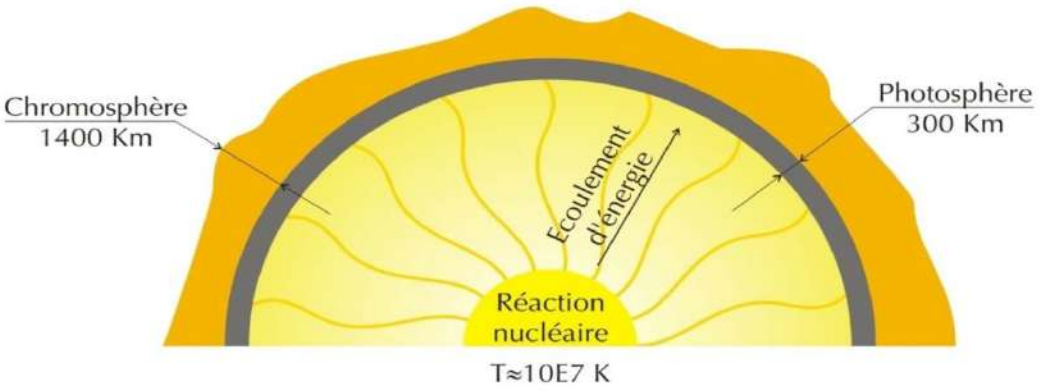


Figure (II-1): Une coupe dans le Soleil.

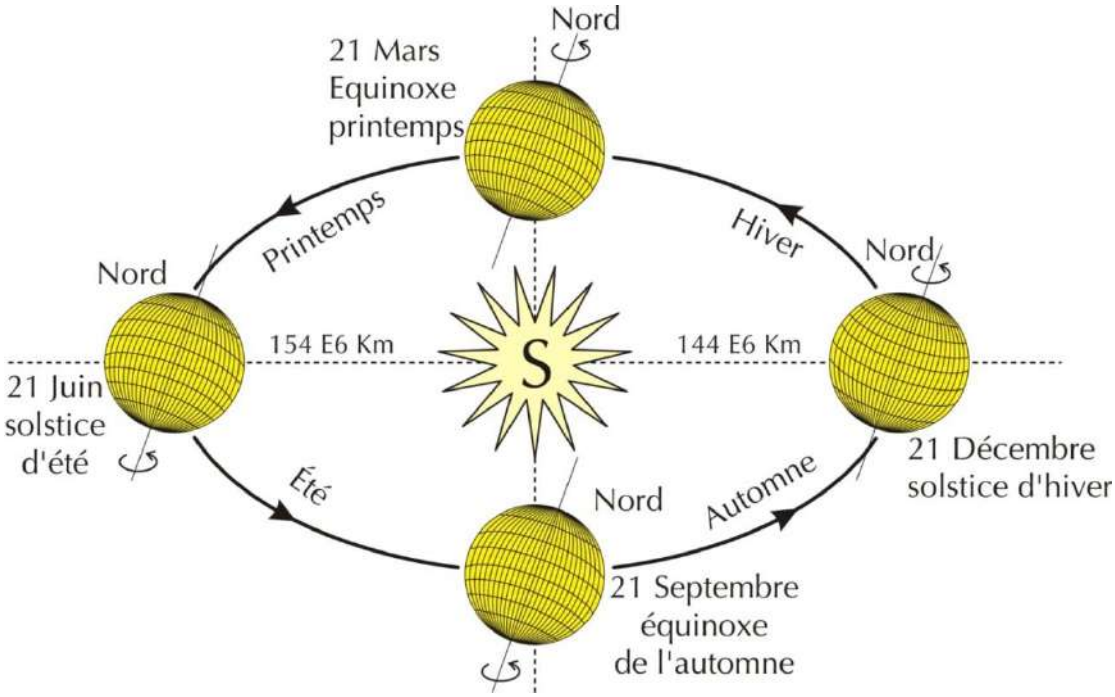


Figure (II-2): Mouvement de la terre autour du Soleil.

1-2.L'atmosphère terrestre :

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère, entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère, entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO_2.
- Vapeur d'eau.
- Ozone (O_3) situé entre 10 et 30 Km d'altitude.
- Aérosols : Graines de sable, poussières, fumées, etc.

1-3.Absorption des radiations solaires par l'air :

Les rayons X et Ultraviolet UV (< 0.18 µm) sont totalement absorbées au-dessus de 60Km, L'UV moyen (0.18µm <λ< 0.4µm) est absorbé entièrement par l'O_2 ou l'O_3. Enfin, l'IR est absorbé par le CO_2, H_2O et O_3 de la troposphère.

1-4. La constante solaire :

La valeur du flux de rayonnement solaire E, reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère (≈ 80 km d'altitude), varie au cours de l'année. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la constante solaire [7].

$$E_0 = 1353\ W/m^2$$

On peut calculer la valeur de E en fonction du numéro de jour de l'année par :

$$E = E_0[\,1 + 0.033\cos(0.984j)](II - 1)$$

Où j'est le numéro du jour de l'année (j=1 le 1er Janvier et 365 le 31Décembre).

1-5. Le rayonnement solaire au sol :

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit, Figure (1-3). Les types de rayonnement sont les suivants :

- Le rayonnement solaire direct (S) : est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modification
- Le rayonnement solaire diffus (D) : est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère.
- Le rayonnement solaire global (G) : est la somme du rayonnement direct et diffus.

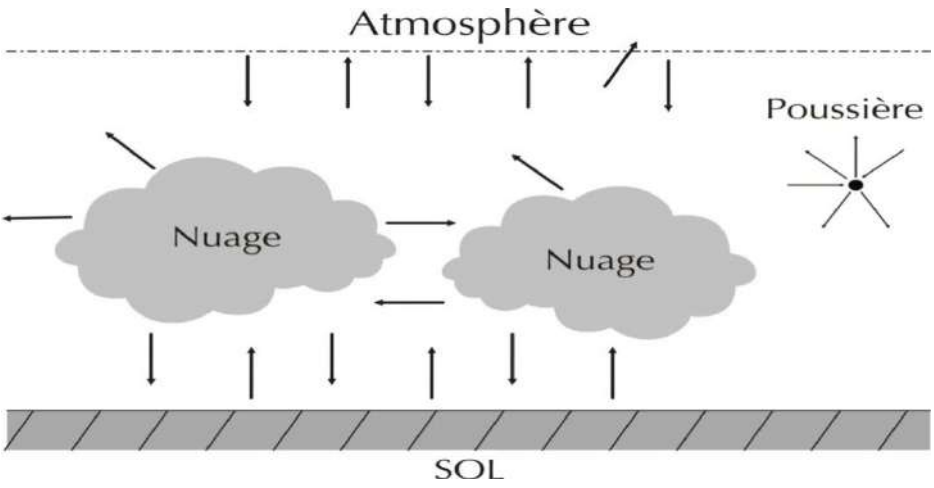


Figure (II-3) : Interactions nuages-atmosphère-sol [7]

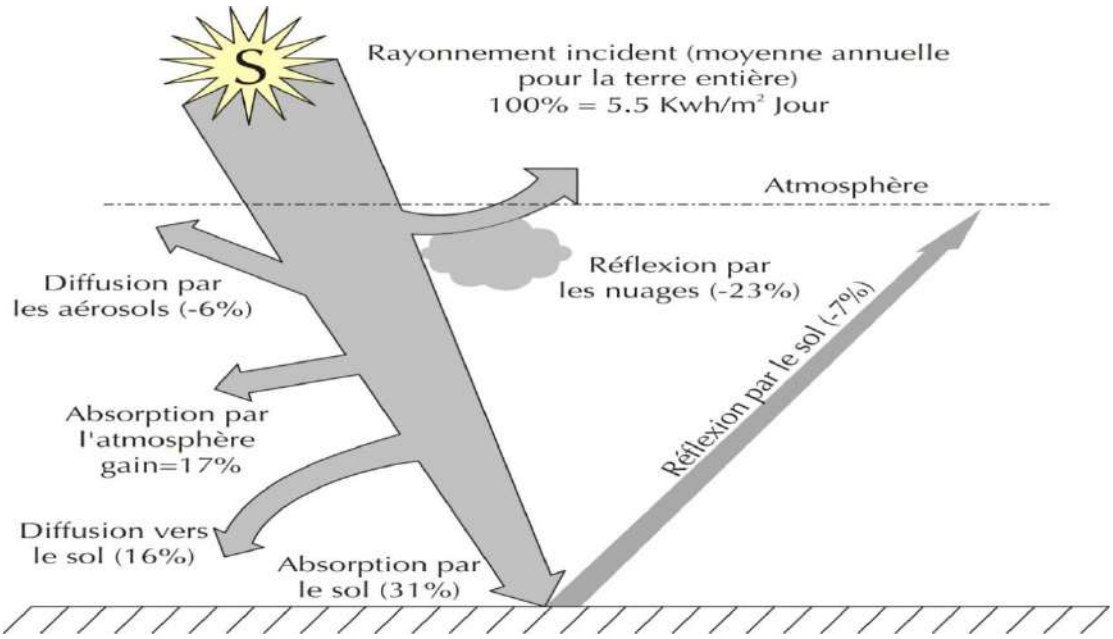


Figure (II-4): Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [7].

1.6-Position du soleil

La terre tourne autour du soleil, mais bien sûr vu de la terre, on dirait plutôt que c'est le soleil qui tourne autour de la terre. Pour cette raison, on cherche à exprimer la position du soleil par rapport à un repère local.

La terre tourne auteur du soleil en 365 jours, 5 heures, 48 minutes et 46 secondes (année tropique ou équinoxiale).Le soleil traverse 360° (L) en 24 heures, c'est-a-dire 15° en1 heure ou 1° en 4mn.

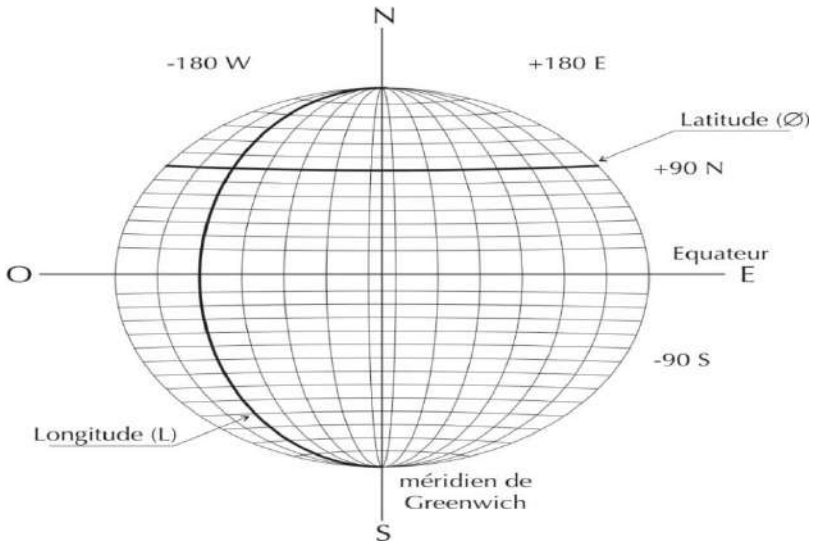


Figure (II-5) : Les cordonnées de la terre

2. Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ,ω).

2. 1. L'angle de déclinaison (δ) :

On appelle déclinaison δ l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre -23.45° et +23.45°, elle est nulle aux équinoxes (21 Mars et 21 Septembre) voir la figure (II-6).

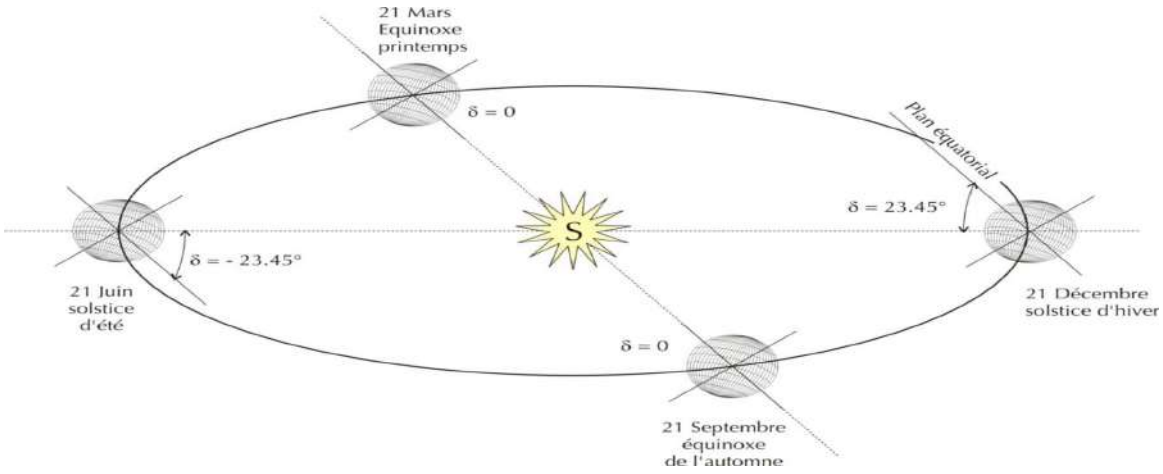


Figure (II-6) :

La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre). La valeur de déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23.45\, sin\left(\frac{360}{365}\,(284 + j)\right) (II-2)$$

2-2. L'angle horaire (ω):

C'est l'angle fait entre le cercle horaire et le méridien du lieu (longitude)

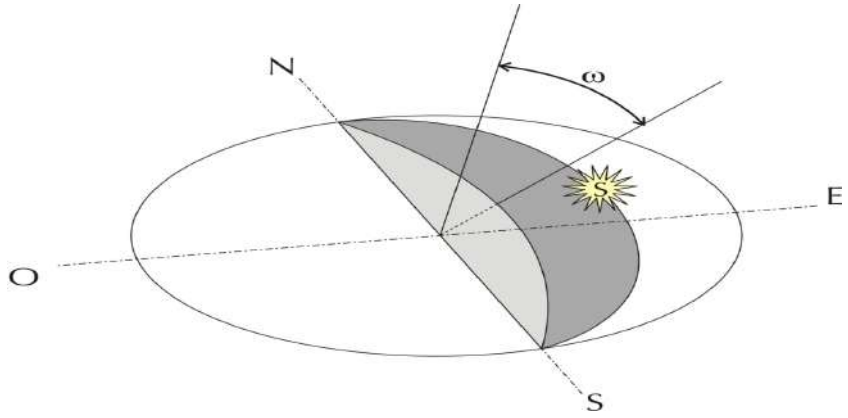


Figure (II-7) l'angle horaire

$$\omega = (TSV - 12)15 \qquad (II-3)$$

TSV : temps solaire vrai, est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence (h).

L'angle ω vaut 0 à midi solaire, 90° à 18 heures et -90° à 6 heures du matin en temps solaire vrai, ω en (°).

- $\omega = 0$: à midi solaire
- $\omega > 0$: l'après-midi
- $\omega < 0$: le matin

3. Coordonnées horizontales :

3.1. Hauteur du soleil (h) :

C'est l'angle formé entre la direction du soleil et le plan horizontal, h=0°, cela correspond au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil varie entre +90° et -90°.

Il est calculé par :

$$sin\,(h) = sin\,(\phi)sin(\delta) + cos\,(\phi)cos\,(\delta)cos\,(\omega) \qquad (II-4)$$

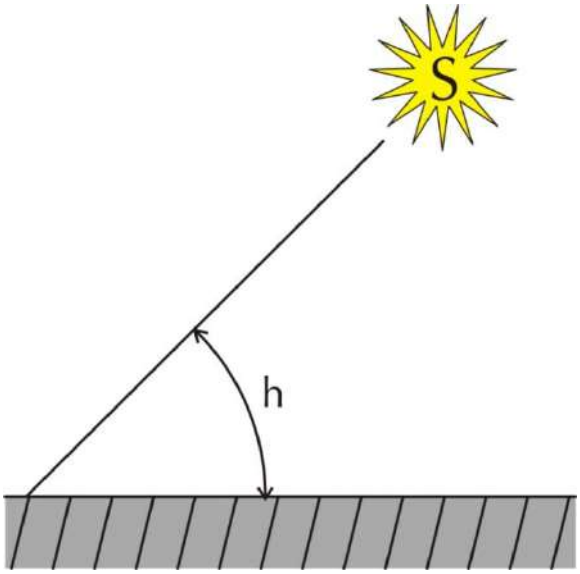


Figure (II-8) : L'angle de hauteur du Soleil

3.2. Azimut du soleil (γ_s) :

C'est l'angle entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud. Il est calculé par la formule suivante, voir la figure (1-8) :

$$sin(\gamma_s) = \frac{cos(\delta)\, sin(\omega)}{cos(h)} \quad (II-5)$$

L'azimut est compris entre -180° et 180°.

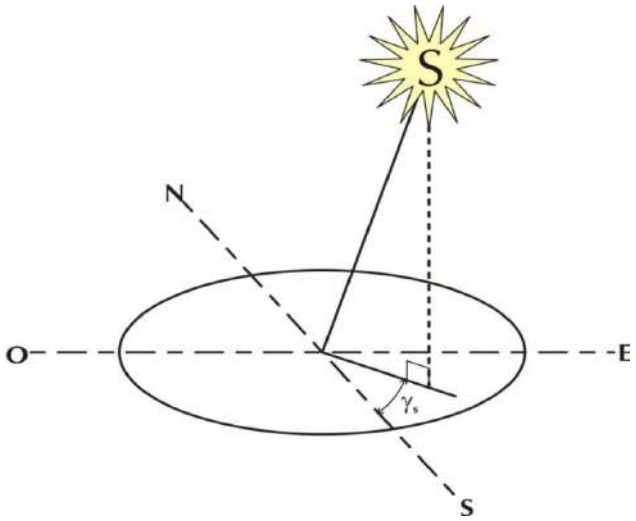


Figure (II-9) : L'angle d'azimut du soleil.

3.3. Orientation d'un plan :

Un plan quelconque est défini par deux angles (α,γ) :

γ : Azimut du plan, c'est l'angle que fait la projection de la normal de la surface sur le plan horizontal et la direction du sud.

α : Hauteur du plan, c'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal.

L'inclinaison β du plan par rapport au plan horizontal est donnée par :

β=90- α

L'angle d'azimut de la surface ou du plan (γ) :

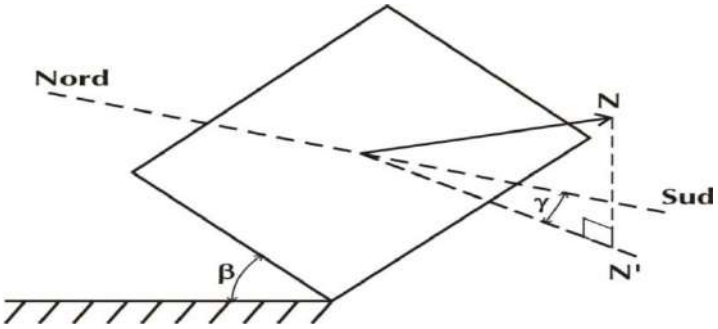


Figure (II-10) **:** L'angle d'azimut de la surface

3. 4. L'angle de zenith (θz) :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et la verticale, c'est l'angle complémentaire de l'angle (h).

$$\cos(\theta z) = \sin(\delta)\sin(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega) \qquad (II-8)$$

Avec : Ø : C'est la latitude du lieu.

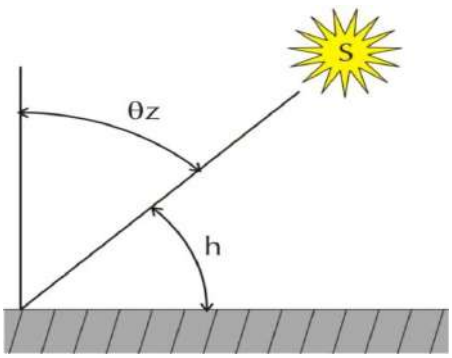


Figure (II-11) : L'angle de zénith

4. L'angle d'incidence (θ_i) :

L'angle d'incidence représente l'angle entre la direction du soleil et la normale à la surface considérée.

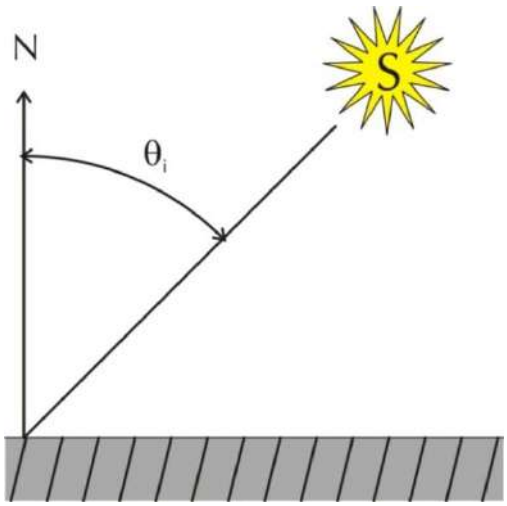


Figure (II-8): Plan horizontal, dans ce cas (θ_i= θz)

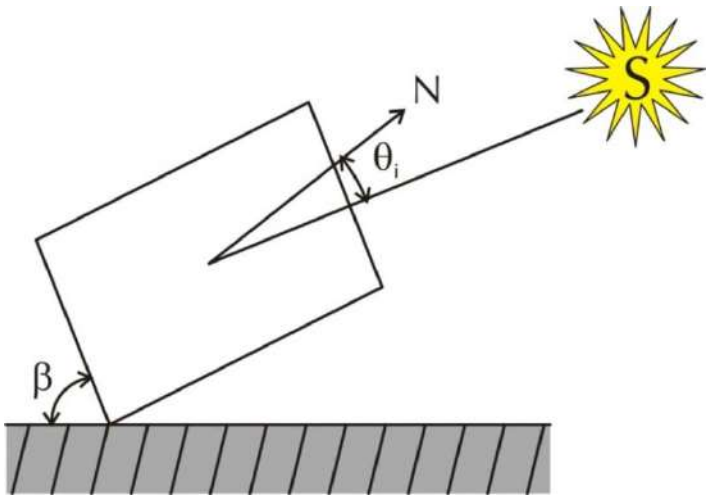


Figure (II-9) : Plan incliné

II- HEURES ET TEMPS

1. Coucher et lever du soleil :

Le module de l'angle horaire au lever du soleil ω_l est obtenu pour (h=0) dans l'équation (II-9).

$$h = 0 \Longrightarrow sin\,(h) = 0$$

Donc :

$$cos\ (\omega_l) = -tan\ (\phi)tan\ (\delta) \qquad (II-9)$$

L'angle horaire au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc :

$$\omega_c = -\omega_l$$

$$\omega_l = -arc\cos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en\ ° \qquad (II-10)$$

$$\omega_{c=}\ arc\cos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \qquad en\ ° \qquad (II-11)$$

L'heure solaire au lever du soleil a donc pour valeur :

$$TS_l = 12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right)\ en\ h \qquad (II-12)$$

L'heure solaire au coucher du soleil a donc pour valeur :

$$TS_c = 12 - \left(\frac{\omega_l}{15}\right) en\ h \qquad (II-13)$$

2. Durée de jour :

La durée de jour étant le temps écoulé entre le lever et le coucher du soleil

$$dj = (TS)_c - (TS)_l \qquad (\text{II}-14)$$

$$dj = \left(12 - \left(\frac{\omega_c}{15}\right)\right) - \left(12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right)\right) \qquad (II-15)$$

$$dj = -2\left(\frac{\omega_l}{15}\right)$$

3. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL :

$$TSV = TL - C + \frac{L_{local}}{15} + ET \quad \left(\frac{1\ h}{60\ mn}\right) \qquad (II-16)$$

TL : temps légal (donné par la montre)

L_{local} : longitude de lieu

C : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie)

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU)(\text{II} - 17)$$

TU : le temps universel (le temps solaire du méridien de Greenwich (GMT)).

TL - TU : = 1h (pour l'Algérie pendant toute l'année), c'est la différence entre le temps légal (temps de la montre) et le temps universel de Greenwich (GMT).

TCF : l'heure civile du fuseau horaire

TCF - TU : peut être lue sur la figure (1-13), pour l'Algérie TCF - TU = 0.

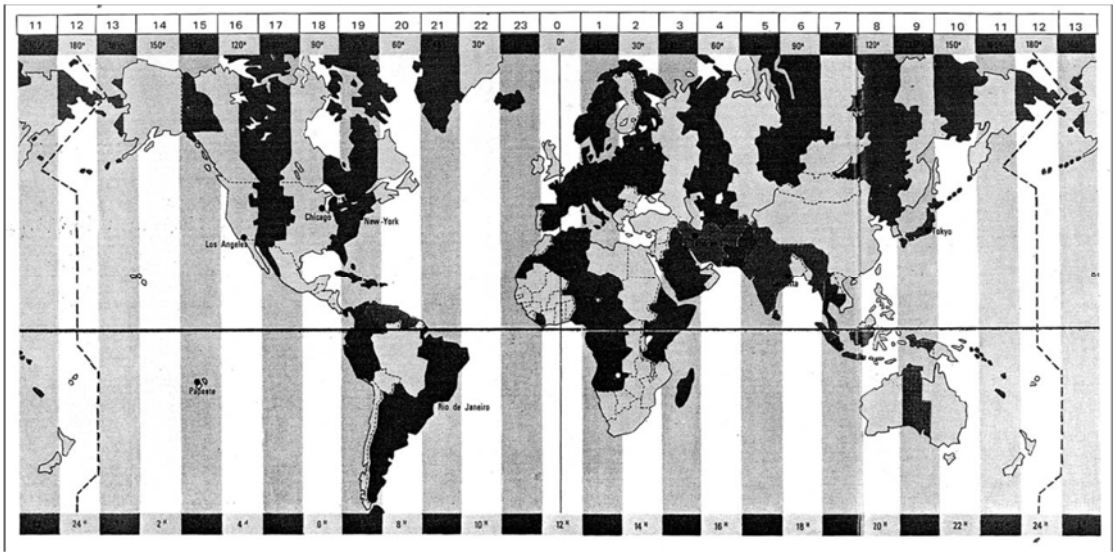


Figure (II-10) : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. [8]

ET : appelé équation du temps, c'est un terme correctif introduit, elle est due à la variation de la vitesse de la terre sur sa trajectoire autour du soleil, lue sur la figure (II-11), en (mn). La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure suivante.

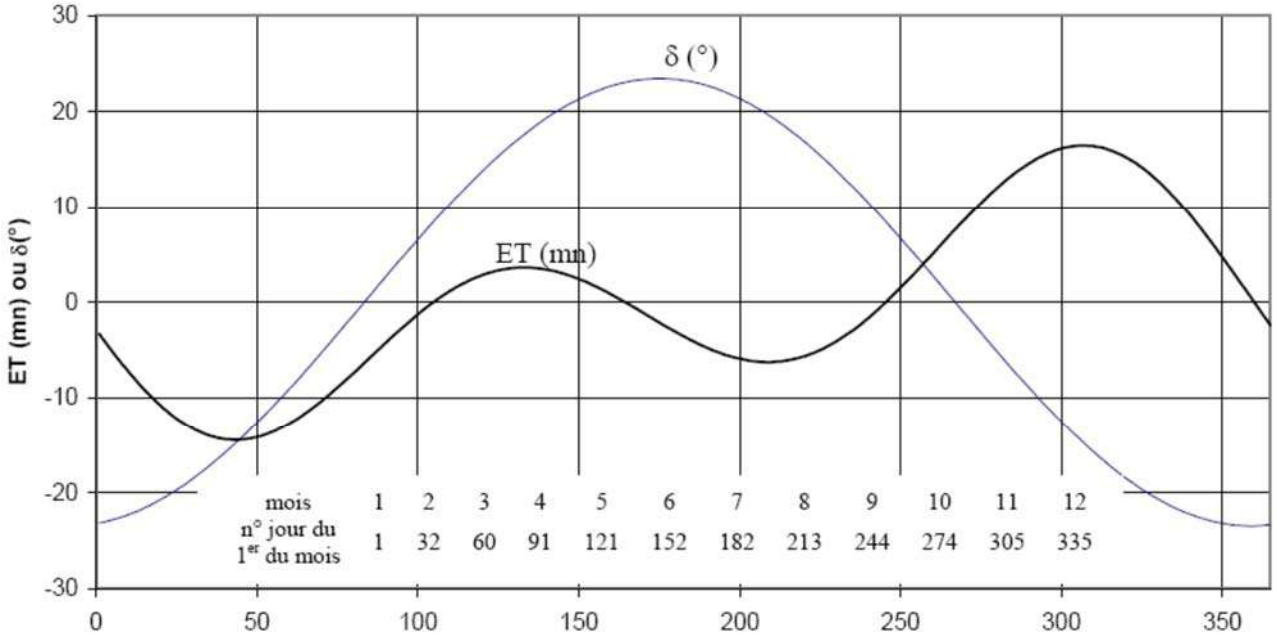


Figure (II-11): Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps ET [8]

Et pour la programmation informatique, on peut la calculer par

$$-\begin{cases} 0.0002 - 0.4797\ cos(\omega' j) + 3.2265\ cos(2\omega' j) + 0.0903\ cos(3\omega' j) \\ + 7.3509\ sin(\omega' j) + 9.3912\ sin(2\omega' j) + 0.3361\ sin(3\omega' j) \end{cases} \quad (\text{II} - 18)$$

Où

j : Numéro du jour de l'année et $\omega' = 0.984$

$$TSV = TL - C + \left(\frac{L_{local}}{15}\right) + ET \quad (II - 19)$$

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU) \quad (\text{II} - 20)$$

CHAPITRE III

Modèle Mathématique

Introduction

Le champ solaire cylindro-Parabolique est similaire à celui de Lippek (1995) [10], il est basé sur mesures expérimentales des performances des de la centrale SEGS LS-2 (SEGS IV) Lippek (1995). Les opérateurs SEGS IV contrôlent manuellement le débit du fluide caloporteur de Therminol VP-1. Ils règlent le débit afin de maintenir à peu près constante la température de sortie de champ ($T_{out} = 393C°$).

Le rayonnement solaire sur la surface horizontale est donné par les services météorologiques pour le site considéré (mesuré) peut être donnée aussi par plusieurs modèles de corrélations ;

III-1 Angle d'incidence:

Pour un capteur à seul axe de poursuite l'angle d'incidence est donné par [7]

$$\theta_i = \sqrt{cos^2(\theta_z) + cos^2(\delta)sin^2(\omega)} \qquad (III-1)$$

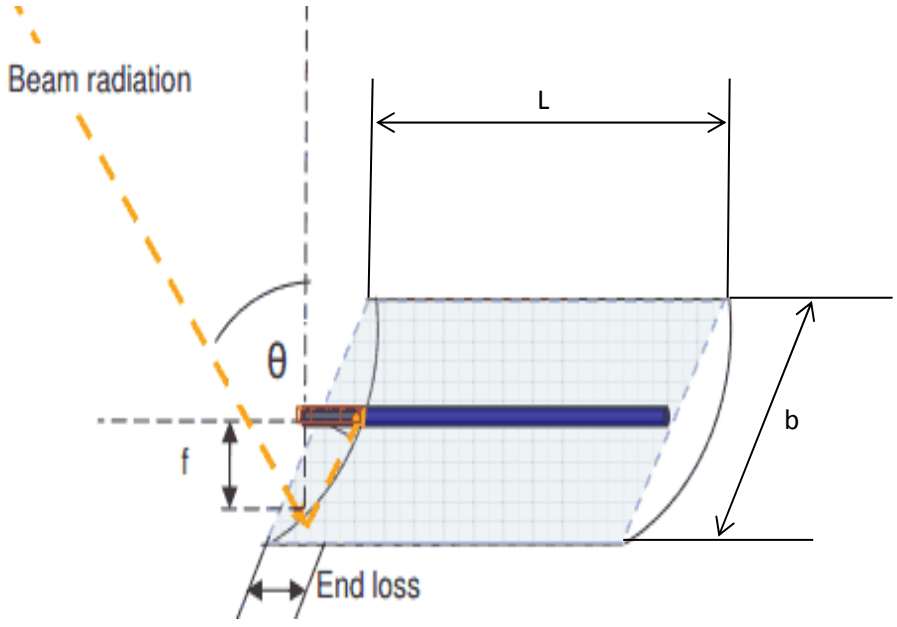


Figure (III-1) : schéma explicatif d'un cylindro-parabolique

III-2 Spécification du capteur solaire cylindro-parabolique :

Type de capteur	LS-.2
Largeur apparente (m)	5
Longueur (m)	47.1
Rendement optique (%)	73
La distance focale (m)	1.84
L'espacement entre 2 rangées(m)	15
L_{hose}	1.84

Dans notre étude performance, nous utilisons les résultats du test de la première configuration (L'air dans L'espace annulaire).

Dans ce Cas l'air dans L'espace annulaire :

La puissance absorbée$\dot{Q}_{abs}$[9] [10] est décrite par

$$\dot{Q}_{abs} = DNI_{incid} A_{ap} IAM \cos(\theta_i) - 0.0003512\theta_i - 0.00003137(\text{M})\ \text{S}$$
$$(7.38\ Opt_{eff} - 0 \cdot 006460\ \Delta T) - [12\ .16\Delta T / DNI_{incid} - \qquad (III-2)$$

DNI_{incid} : Rayonnement direct normal (W/m²)

ΔT: Température du fluide caloporteur au-dessus de la température ambiante (°C)

$$\Delta T = (T_s + T_e)/2 - T_{amb} \qquad (III-3)$$

T_{out},T_{in} : Sont respectivement la température de sortie et d'entrée du champ solaire
La surface du champ solaire

$$A_{app} = L_{sca} b_{apwid} N_{sca} \qquad (III-4)$$

L_{sca} : Longueur d'un assemblé de capteur

b_{apwid} : Largeur d'ouverture

N_{sca} : Nombre des assemblés de capteur

Facteur M explique les pertes d'extrémité et est donnée par [11] [12]

$$M = 1 - F.\frac{\tan\theta_i}{L_{sca}} \qquad (III-5)$$

: La distance focale

IAM Est le modificateur de l'angle d'incidence et est donnée par [9] [10]

$$IAM = \cos(\theta_i) - 0.0003512\theta_i - 0.00003137\theta \qquad (III-6)$$

L'ombrage sur le capteur [11]

$$S = L_{espacement}.\cos(\theta_z) \ / b_{apwid}.\cos(\theta_i) \qquad (III-7)$$

L'énergie thermique perdue par le champ solaire

$$Q_{pert} = 20.A_{ap}\ (\Delta T/343 + 2{,}57)\ (\Delta T/275) \qquad (III-8)$$

Ou, $\dot{Q}_{net}$ est la puissance utile thermique et est donnée par

$$Q_{Util} = Q_{abs} - Q_{pert}$$

$$Q_{Util} = \dot{m}\,\Delta h = \dot{m}_{htf}.(h_e - h_i) \qquad (III-9)$$

Et le débit du fluide caloporteur est calculé par

$$\dot{m}_{Htf} = Q_{Util}/(h_e - h_i) \qquad (III-10)$$

Rendement du champ solaire

$$\eta_{Field} = Q_{Util}/Q_{Incidente} = Q_{Util}/A_{ap} \cdot DNI \cdot \cos(\theta_i) \qquad (III-11)$$

Le champ solaire est composé par 50 loupes chaque loupe composée de 2 rangées chaque rangée comprend 8 capteurs

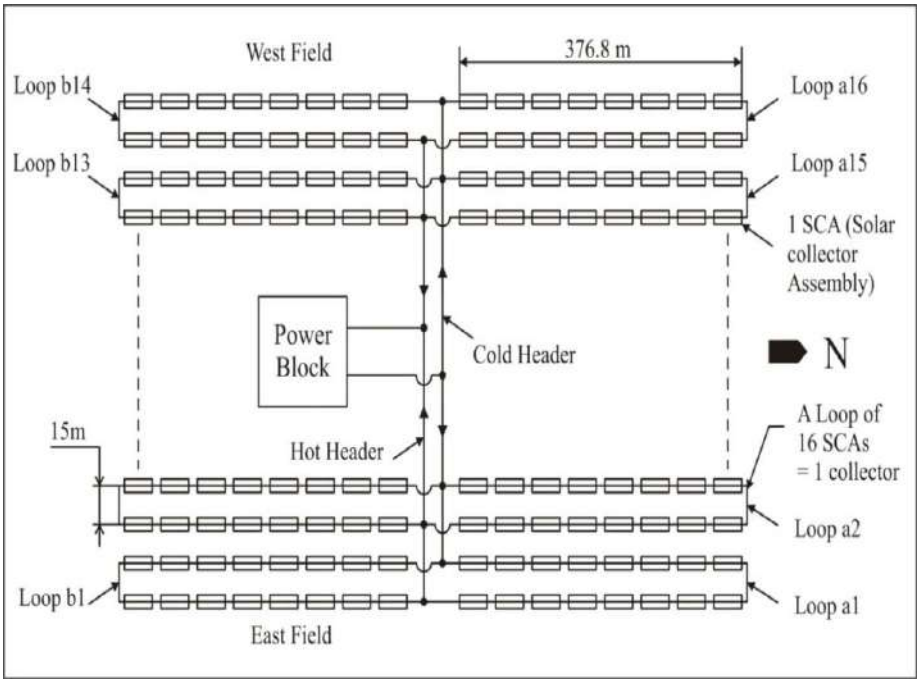


Figure (IV-2) **:** le champ solaire cylindro-parabolique. [15]

III-3.La chute de pression :

$$\Delta p = f\frac{l}{d}\frac{\rho v^2}{2} \qquad (III-12)$$

Pour calculer la chute de pression on divise la largeur de la loupe en 6 segments égaux, on calcule les propriétés physiques la densité la viscosité dynamique et le nombre de Reynold pour la température moyenne de chaque segment.

La densité volumique [13]

$$\rho = -0.90797(T_m - 273.15) + 0.00078116 * (T_m - 273.15)^2$$

$$-2.367 * 10^{-6} * T_m - 237.15)^3 + 1083.25 \qquad (III-13)$$

La viscosité dynamique du fluide caloporteur

$$\mu_{dynamiq} = 3.77084 * e^{\left(\frac{-T_m-293.15}{34.56196}\right)} + 0.95605 * e^{\left(\frac{-T_m-299.15}{182.94407}\right)} (III-14)$$

Le nombre de Reynold

$$R_e = \frac{\rho.V.d}{\mu_{dynamiq}} \qquad (III-15)$$

Formule de Col brook [13]:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log\left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{2.51}{R_{e\sqrt{f}}}\right) \qquad (III-16)$$

f : Le facteur de friction

Les propriétés physiques de la fluide caloporteur liquide phase vp-1 [14]

La densité volumique du fluide caloporteur

$$\rho = 0.90797 * \mathrm{T}(\mathrm{C}^{\circ}) + 0.00078116 * \mathrm{T}^2(\mathrm{C}^{\circ}) - 2.367 * 10^{-6}\mathrm{T}^3(\mathrm{C}^{\circ}) + 1083.25. \qquad (\mathrm{III}-17)$$

La chaleur spécifique

$$cp_{htf}(\mathrm{Kj/Kg}) = +0.002414 * \mathrm{T}(\mathrm{C}^{\circ}) + 5.9591 * 10^{-6} - \mathrm{T}^2(\mathrm{C}^{\circ}) - 2.9879 * 10^{-8} * \mathrm{T}^3(\mathrm{C}^{\circ}) + 4.4172 * 10^{-11} * \mathrm{T}^4(\mathrm{C}^{\circ}) + 1.498 \qquad (\mathrm{III}-18)$$

La conductivité thermique

$$\mathrm{K\,(W/m.k)} = -8.19477 * 10^{-5} * \mathrm{T(C^{\circ})} - 1.92257 * 10^{-7}\mathrm{T^2(C^{\circ})} + 2.5034 * 10^{-11} * \mathrm{T^3(C^{\circ})} - 7.2974 * 10^{-15} * \mathrm{T^4(C^{\circ})} + 0.137743 \quad (\mathrm{III}-19)$$

La viscosité dynamique

$$\mu_{\mathrm{dy}.htf}\ (\mathrm{mm^2/s}) = e^{(544.149/\mathrm{T(C°)}+114.43-2.59578)} \quad (\mathrm{III}-20)$$

La chute de pression à travers le train des échangeurs de chaleurs est donnée en fonction du débit massique du fluide caloporteur [11].

$$\frac{\Delta P_{totale}}{\Delta P_{EC.ref}} = \left(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}}\right)^2 \quad (III-21)$$

$$\dot{m}_{htf.ref} = 236.21\ bar$$

$$\Delta P_{EC.ref} = 3.6\ bar$$

La chute de pression totale est la somme de la chute de pression à travers les loupes du champ solaire et la chute de pression à travers les échangeurs de chaleurs

$$\Delta P_{totale} = \Delta P_{sf} + \Delta P_{EC} (III-22)$$

II-4.La pompe :

La circulation du fluide caloporteur est assurée par une pompe son travail est donnée par

$$W_{P.htf} = \frac{\Delta P_{totale}\, V_{htf}}{\eta} \quad (III-23)$$

$$V_{htf.in} = \frac{\dot{m}_{htf}}{\rho_{htf}(T_m)} (III-24)$$

L'efficacité de la pompe varie en fonction du débit, l'équation qui représente l'efficacité du débit est donnée par Lippek ,1995 :

$$\frac{\eta_p}{\eta_{p.ref}} = e_{mo} + 2(1 - e_{mo})\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}} - (1 - e_{mo})(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}})^2 \quad (III - 25)$$

L'indice «réf » fait référence aux conditions de référence.

e_{mo} : Paramètre adimensionnel qui définit la forme de la courbe d'efficacité de la pompe.

Si i la vitesse de la pompe est constante $e_{mo} = 0$. Dans notre travail, nous considérons $e_{mo} = 0.4$

$$\eta_p = \eta_{p.ref}\left(-0.4 + 28\left(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}}\right) - 1.4(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}})^2\right)$$

Ou $\eta_{p.ref} = 0.6$

Conclusion

L'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Compte tenu de son potentiel énorme, le solaire à concentration se développe aujourd'hui dans plusieurs pays, en particulier dans le sud-ouest des Etats-Unis et en Espagne ou de très nombreux projets sont en cours de réalisations.

Les puissances électriques produites par les centrales se situent actuellement de 800 à 1600MG. Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une énergie propre et durable. Les centrales solaires à concentration ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le direct » et non le diffus ») ; c'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur production elle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi- totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement ; ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire. Vis-à-vis de ce critère ; la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil.

CHAPITRE IV

Résultats et Discussion

IV-1-Introduction

Dans notre étude, on a utilisé le MATLAB pour la programmation informatique pour la performance du champ solaire Cylindro-Parabolique de $111 MW_{th}$, utilisant un tube récepteur «Chrome noir » et l'air dans l'espace annulaire.

Les données climatiques telles que la température ambiante et le rayonnement solaire direct DNI.Sont obtenues par le logiciel METEONORME ; Le point de conception était pour le 21 juin à 12 :00, le DNI est de 850 W/m^2 et la température ambiante 36 C°.

La surface du champ solaire est donnée par

$$A = {}^{p_{ele}.SM}/_{\eta DNI}$$

A=204, 3.10^3 m²

Le multiple solaire

SM=1 , $P_{ele} = A * \eta * \text{DNI}$

A.N : $P_{ele} = 39.94\ MW$

Avec une surface apparente totale de 180400m^2, le rendement total du système est de 23% et le rendement du champ solaire est de 65% et le rendement du cycle de puissance 36%, et ce Pour une puissance électrique de 40 MW ou une puissance d'énergie utile (thermique) de 111 MW_{th}

$W_{th} = \frac{40}{0.36}$ =111 MW_{th}

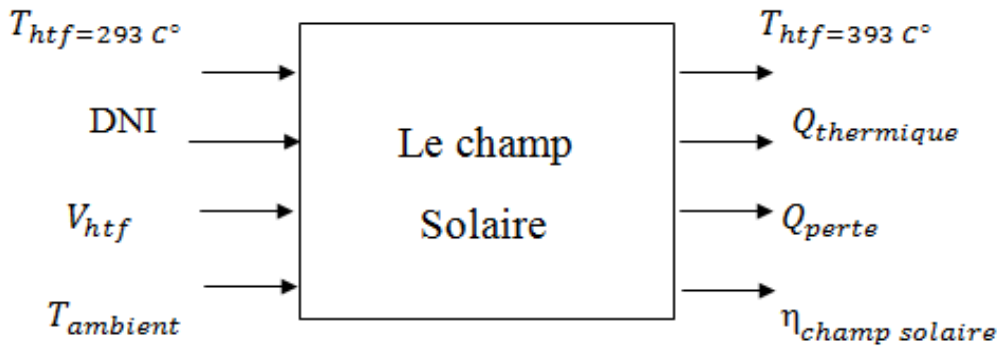


Figure IV: Schéma decirculation de l'informationpour la composantedu champsolaire

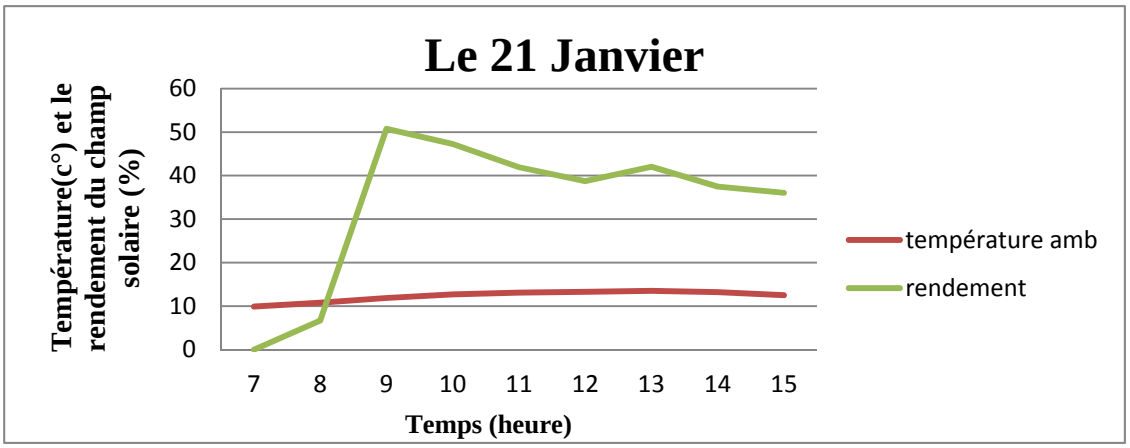
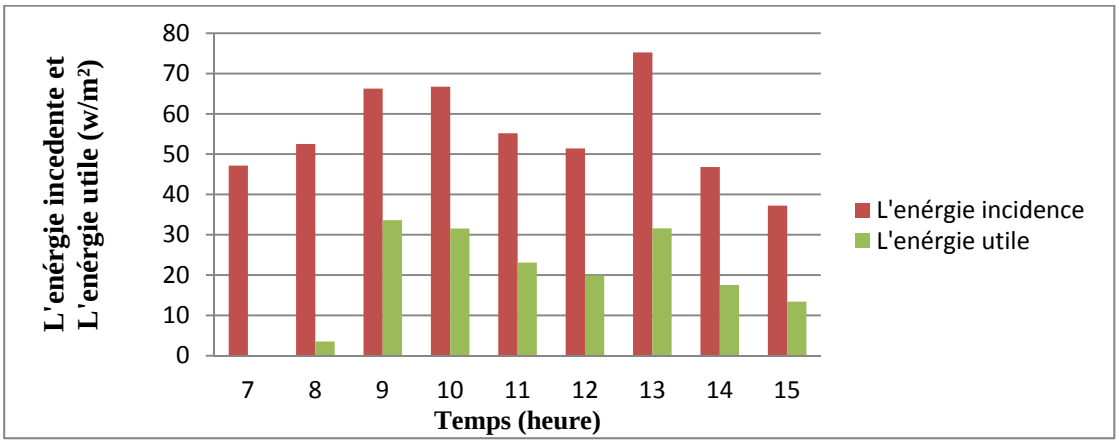
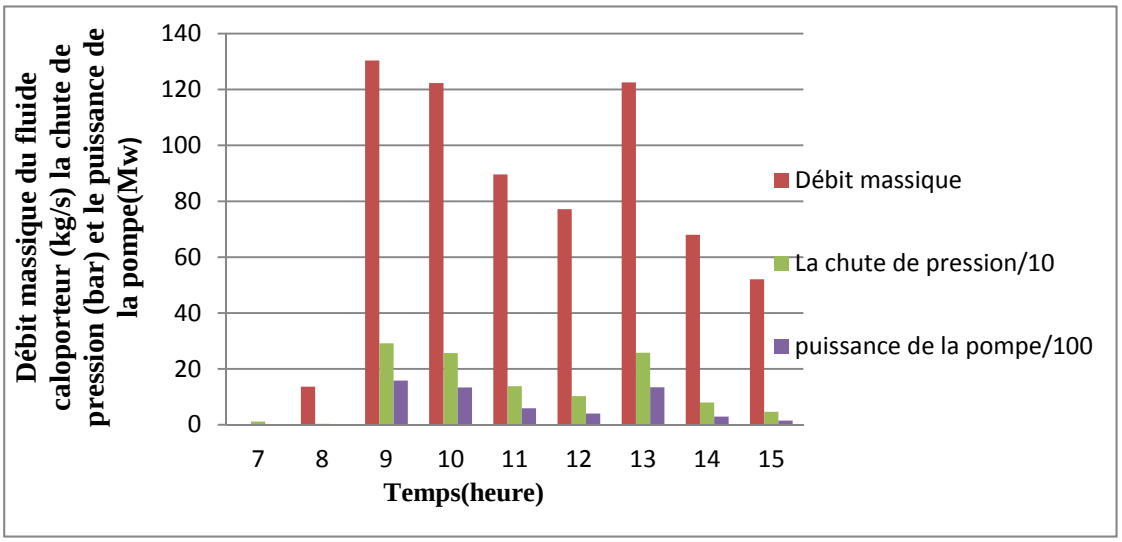


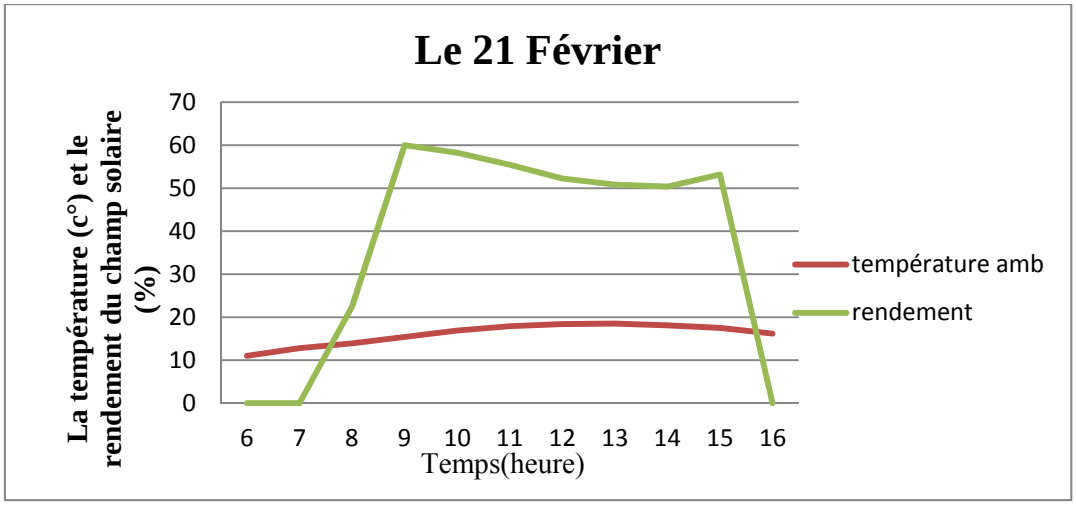
Figure IV-1 : Variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-1 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction dutemps



FigureIV-1 : variation du débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps



FigureIV-2 : Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaireen fonction dutemps

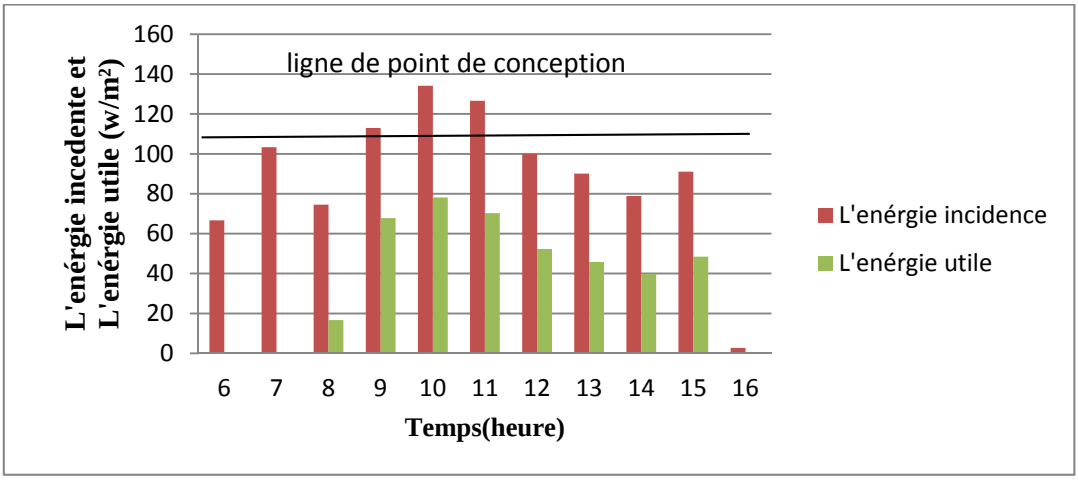


Figure IV-2 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction dutemps

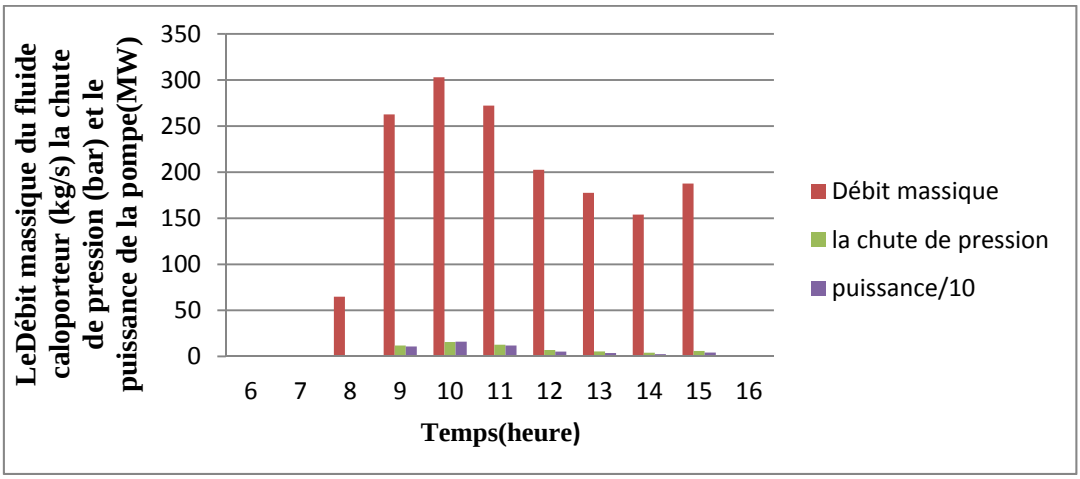


Figure IV-2 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pressionetla puissance de la pompe en fonction du temps

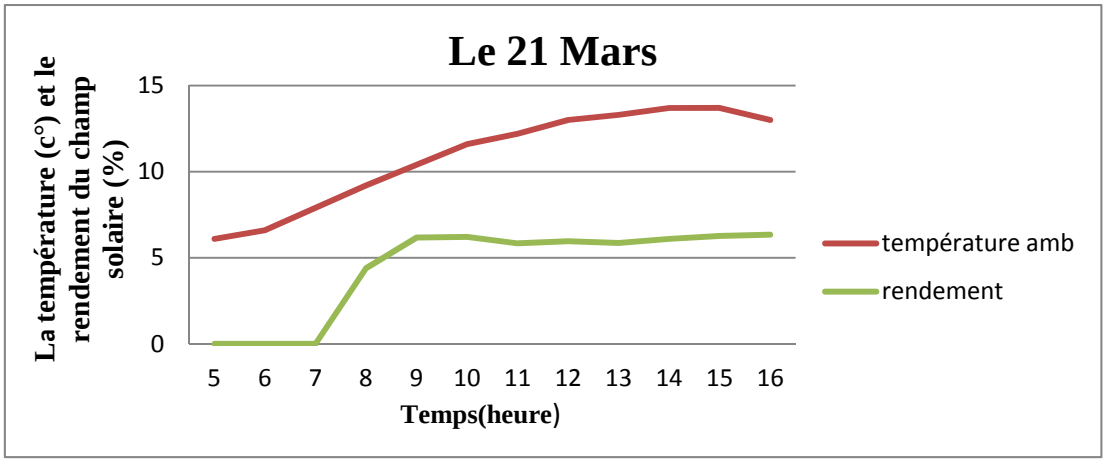


Figure IV-3 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps

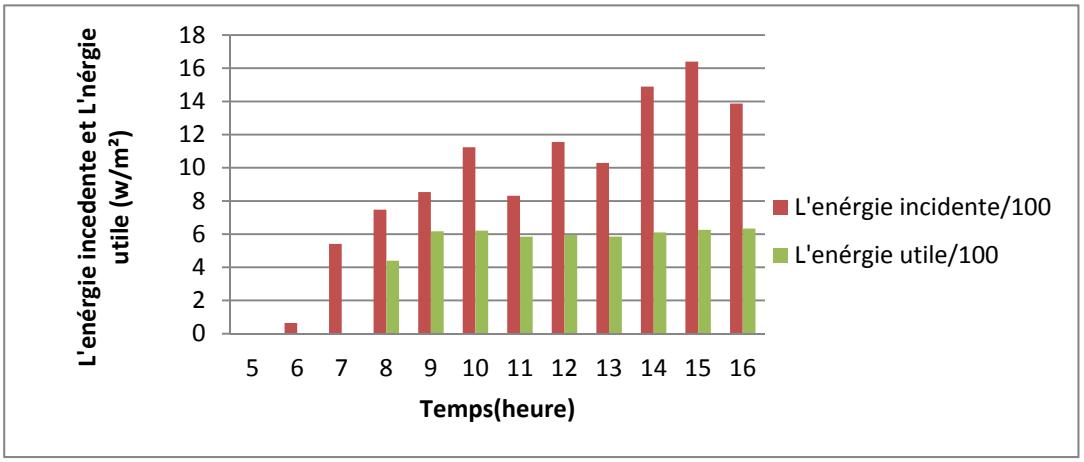
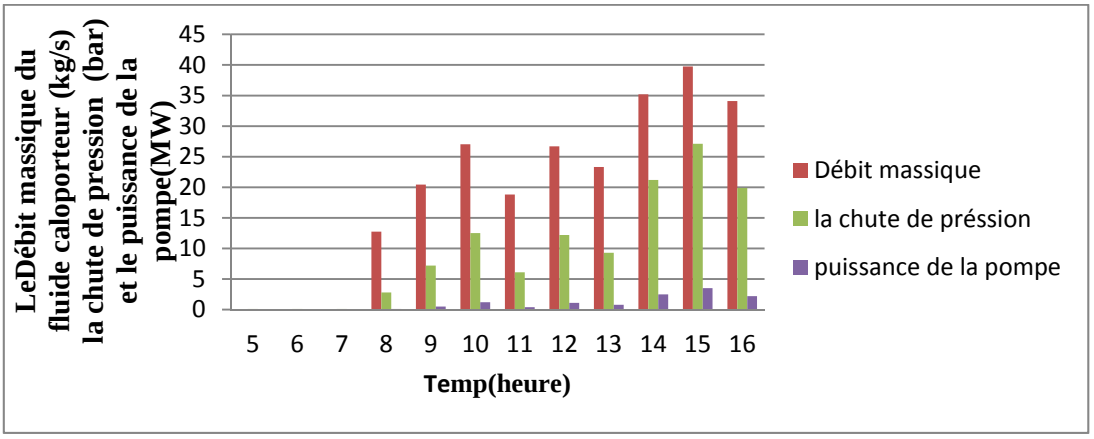


Figure IV-3 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction dutemps



FigureIV-3 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

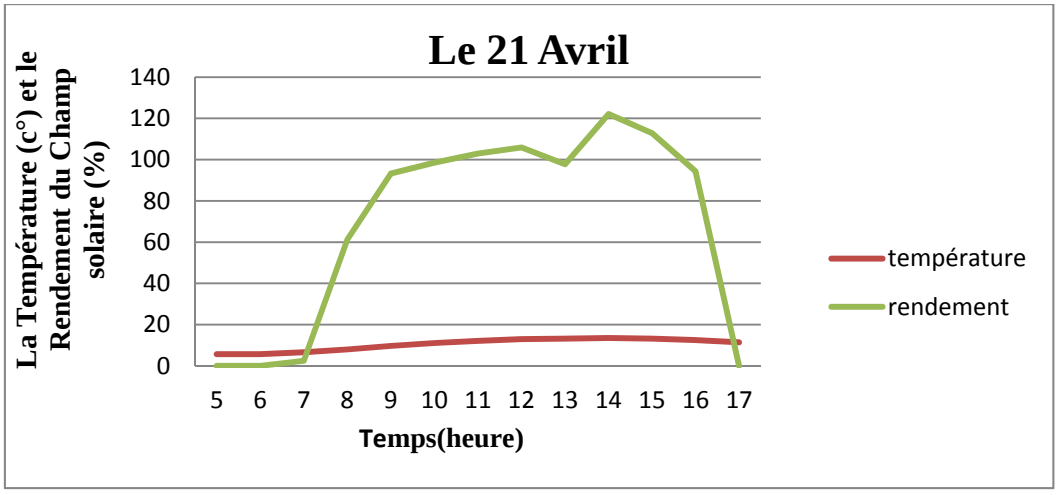
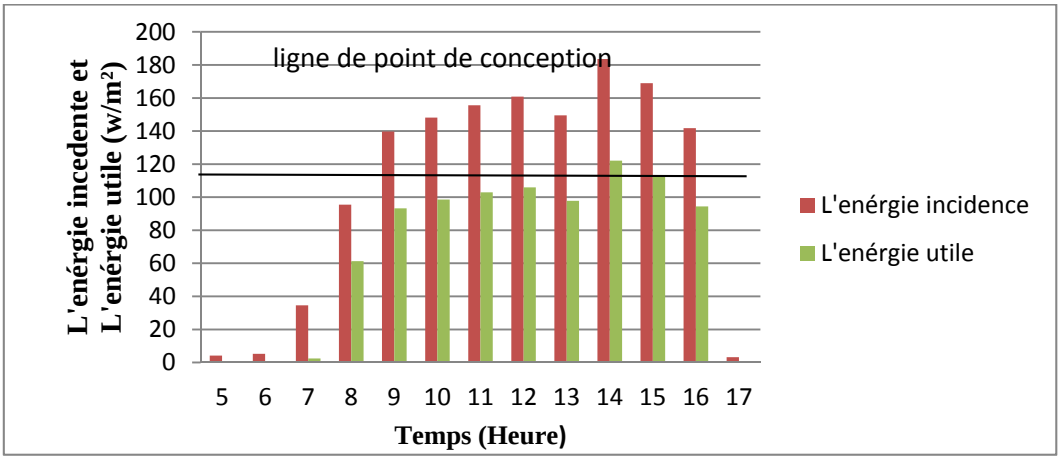
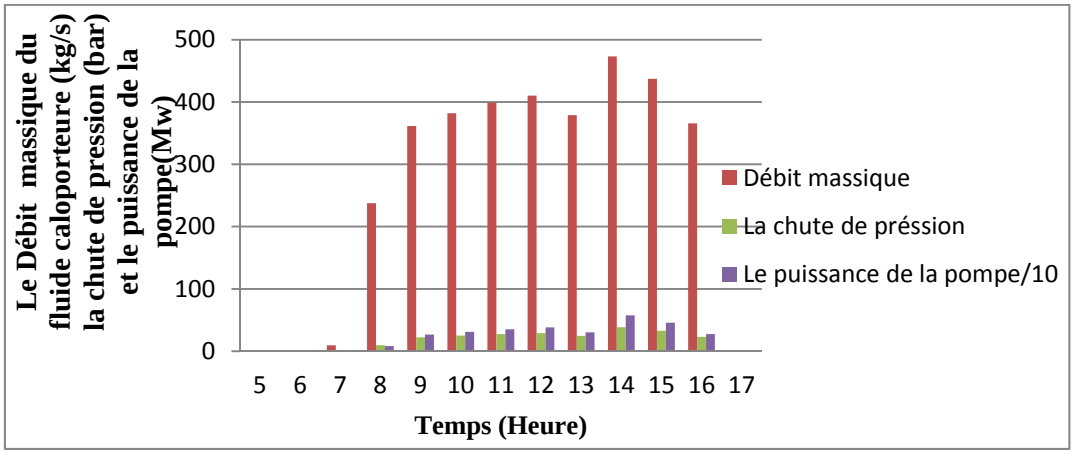


Figure IV-4 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction de temps



FigureIV-4 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-4 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pressionet la puissance de la pompe en fonction du temps

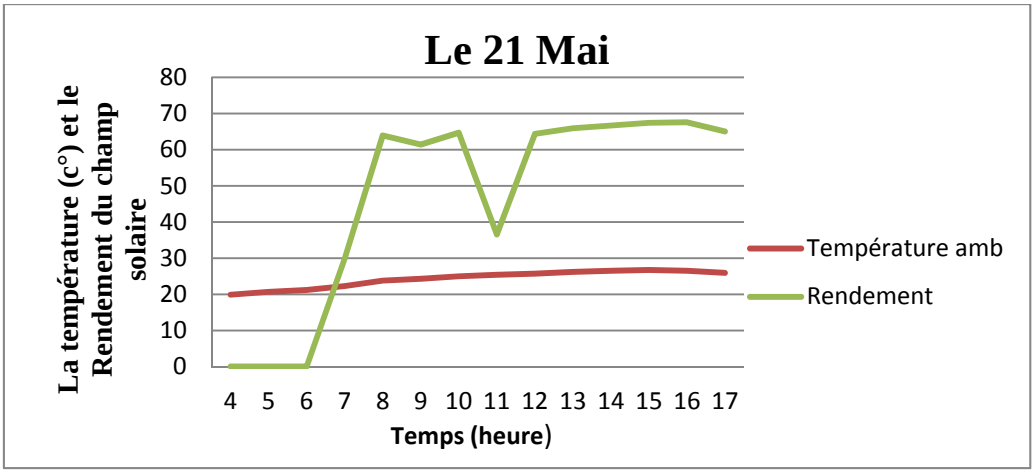
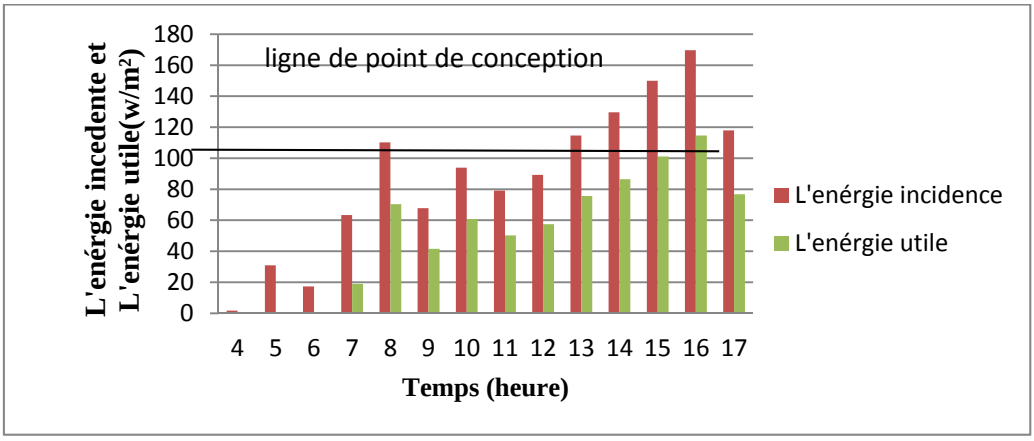
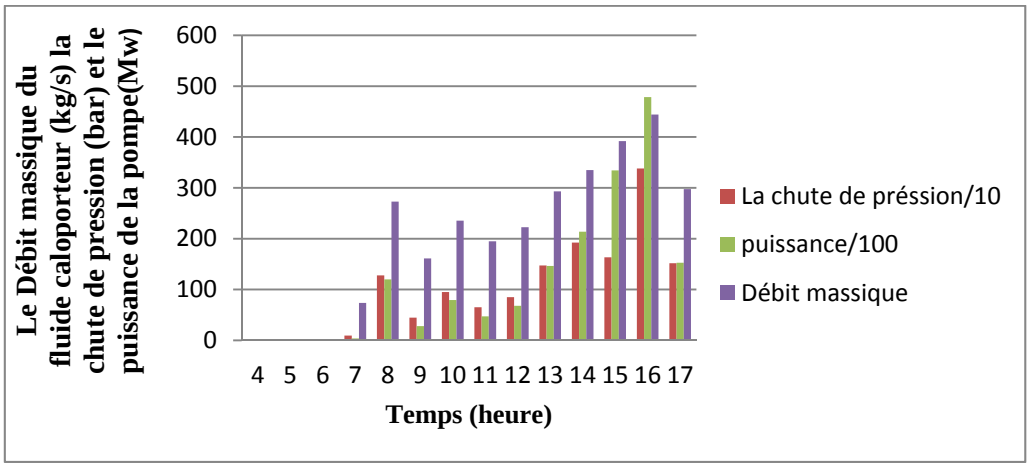


Figure IV-5 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-5 : variation de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-5 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

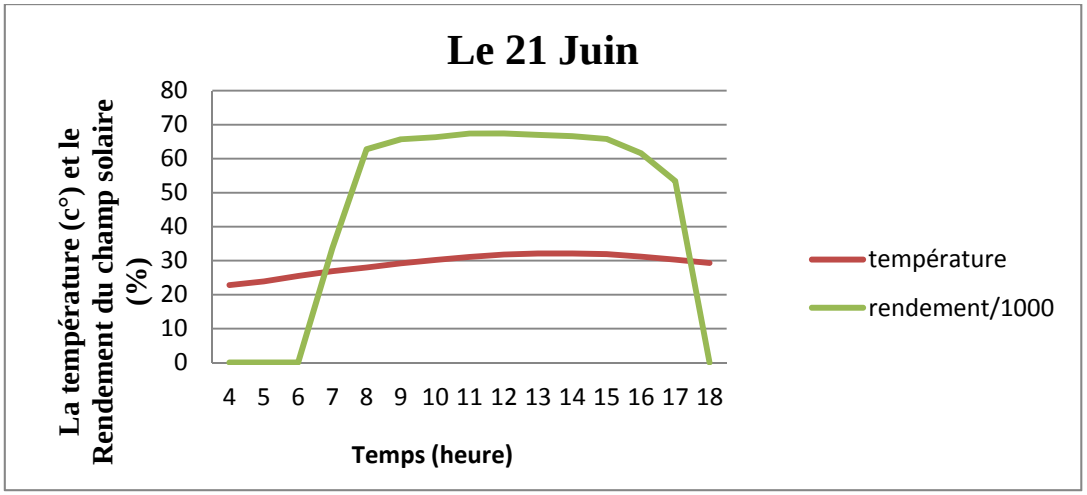
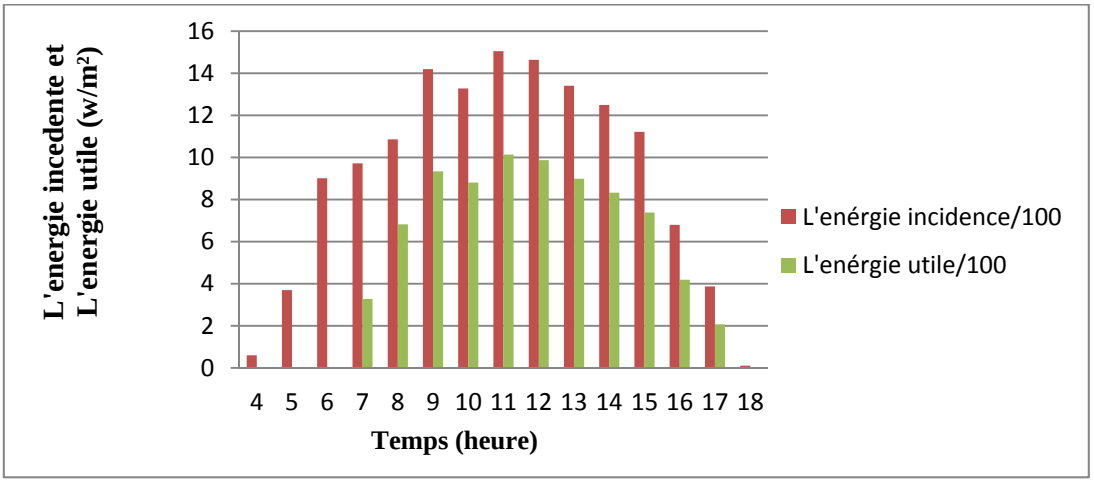
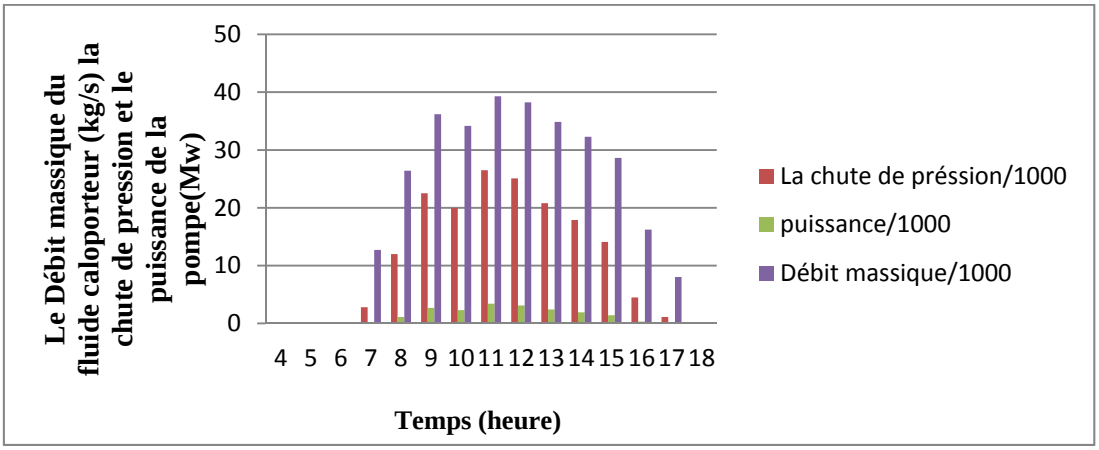


Figure IV-6 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-6 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-6 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction de temps

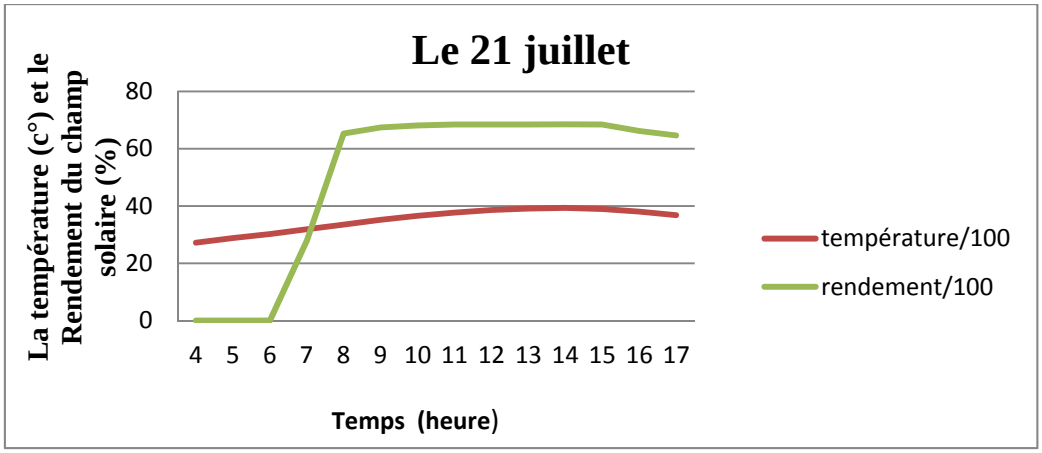
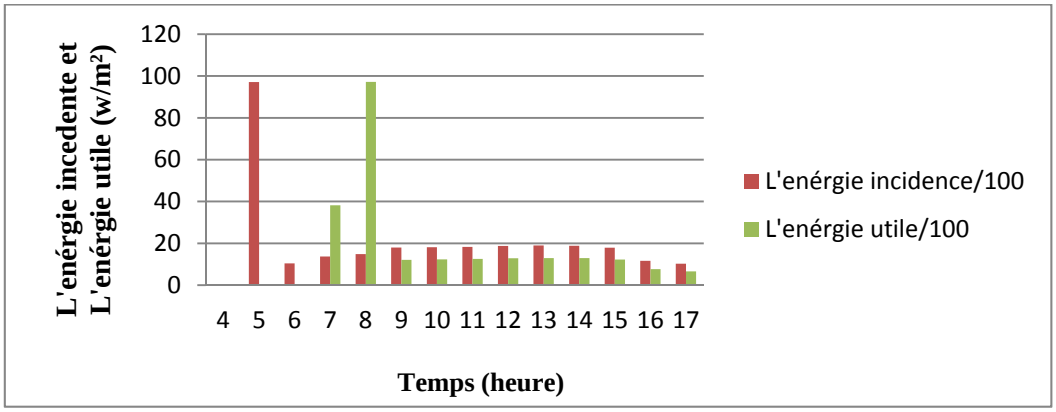
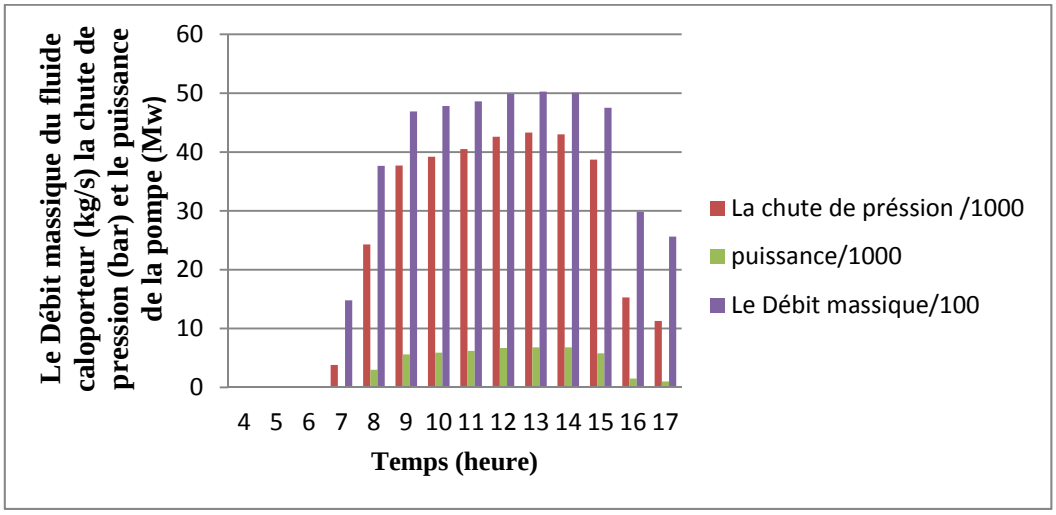


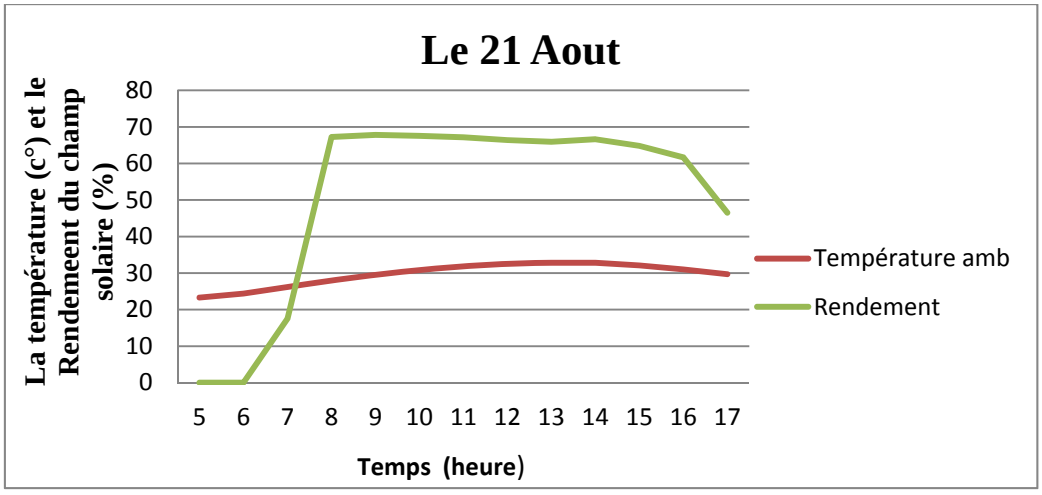
Figure IV-7 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



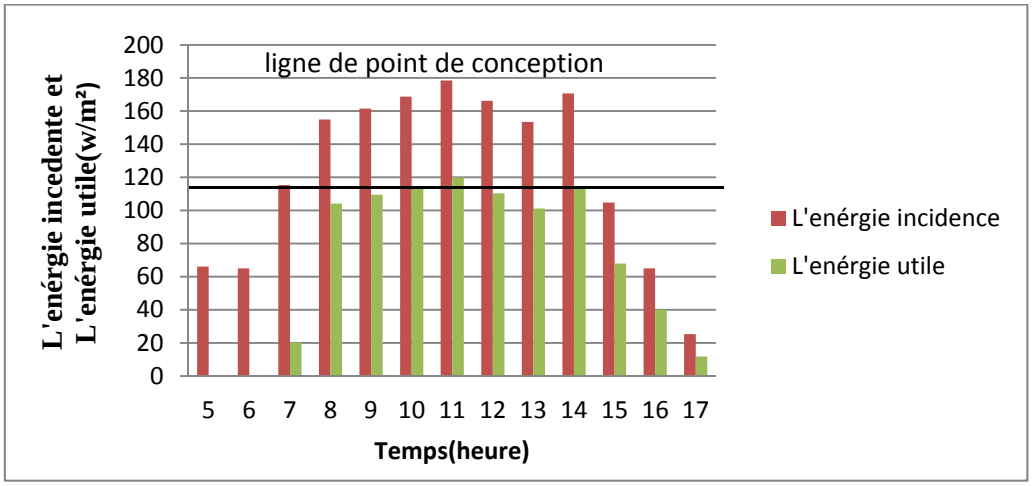
FigureIV-7 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



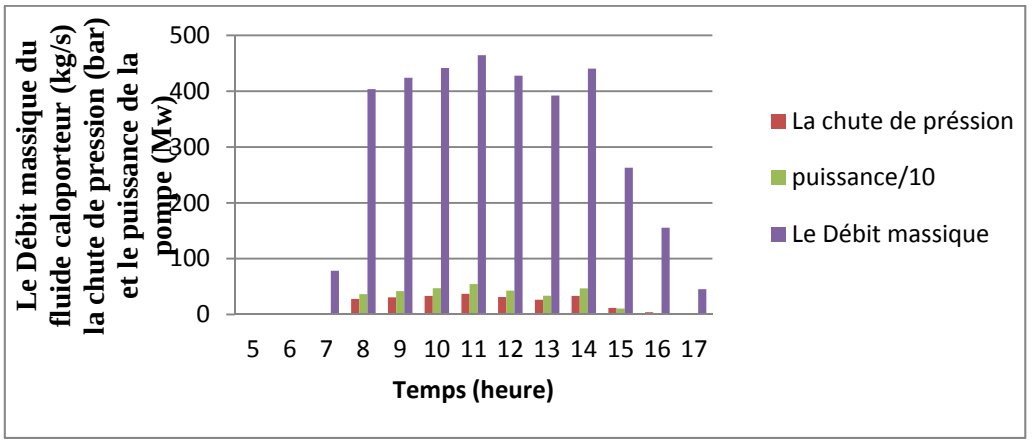
FigureIV-7 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps



FigureIV-8 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-8 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-8 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

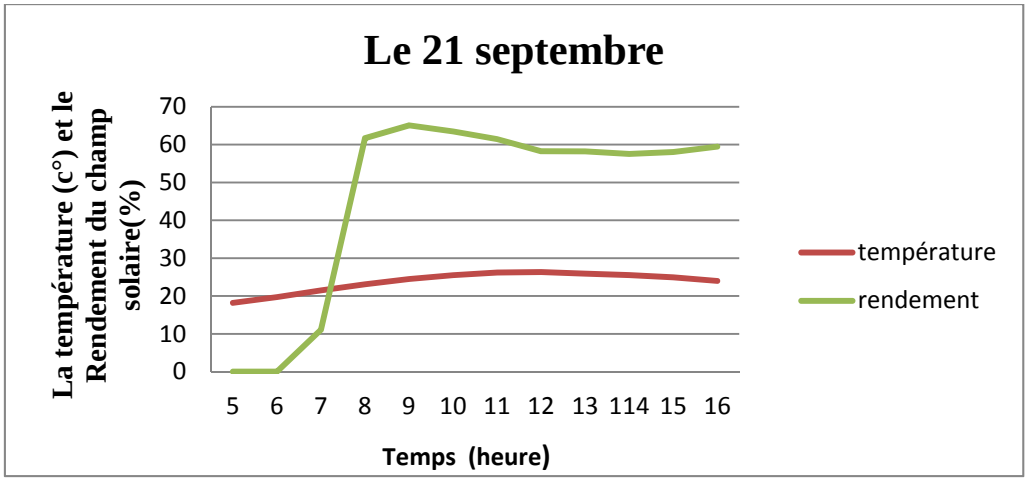
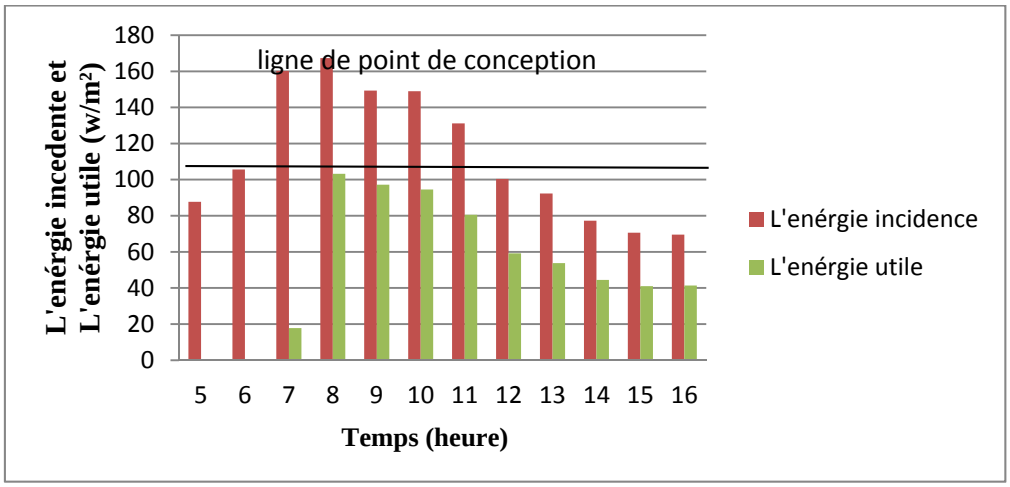
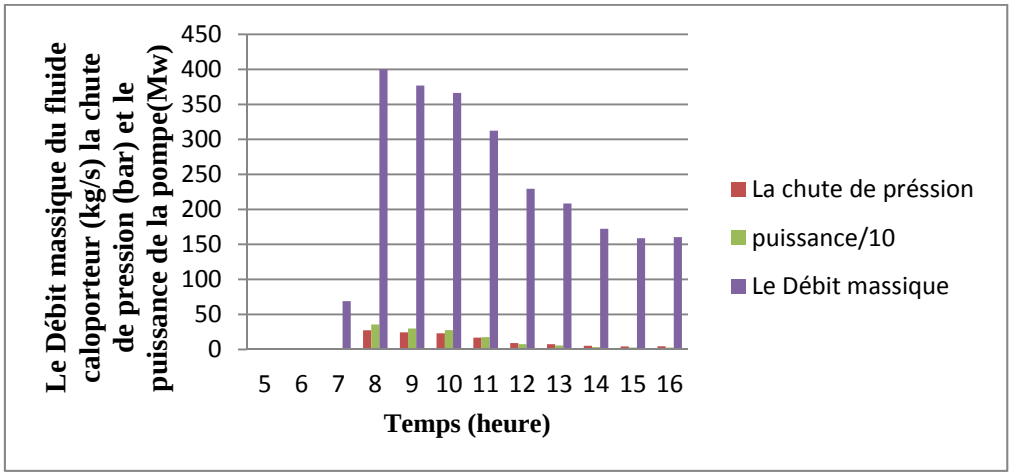


Figure IV-9 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-9 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-9 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

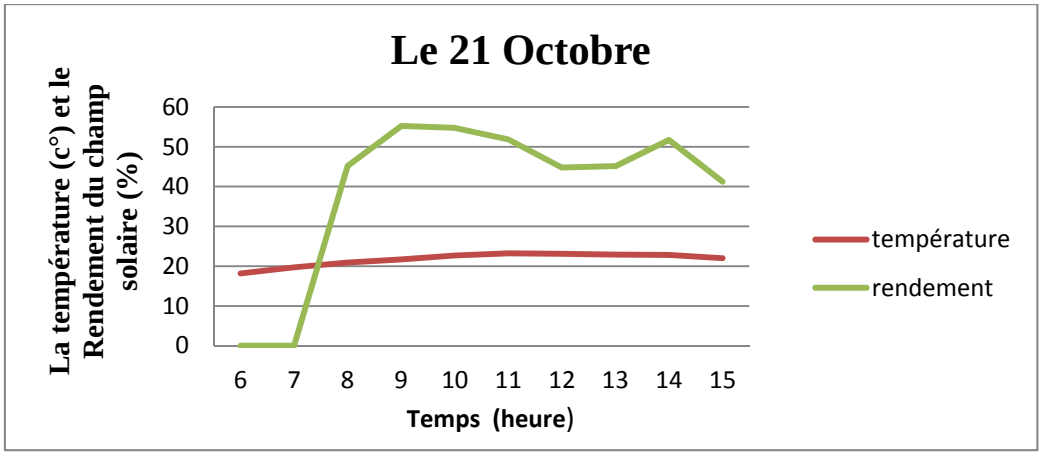
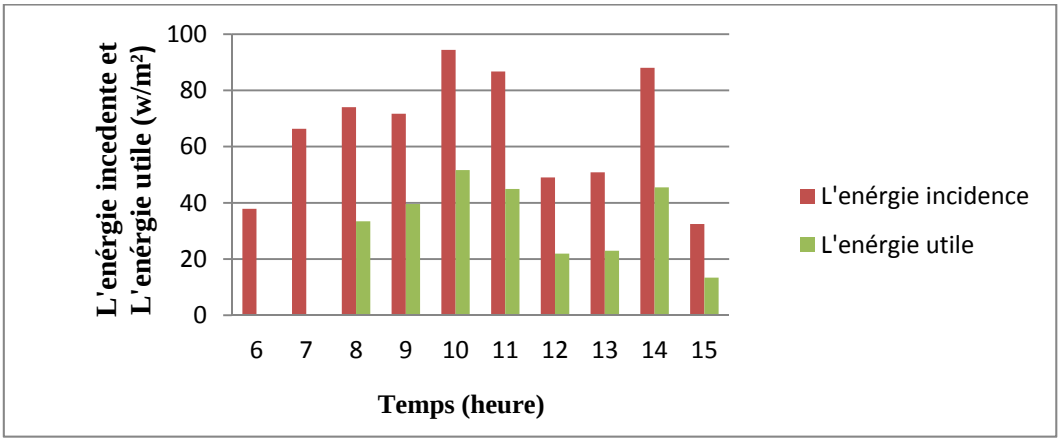
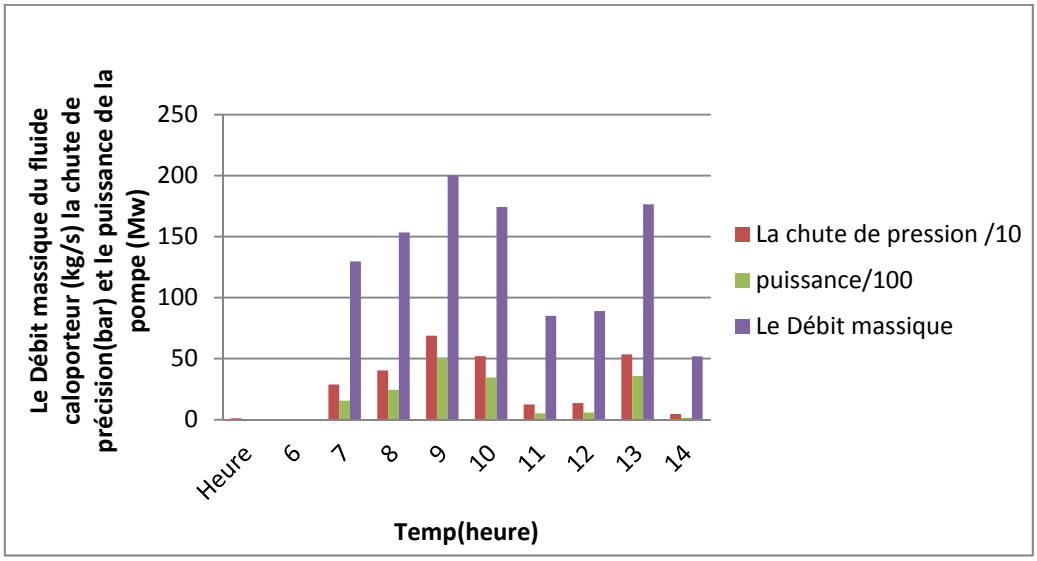


Figure IV-10 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-10 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-10 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

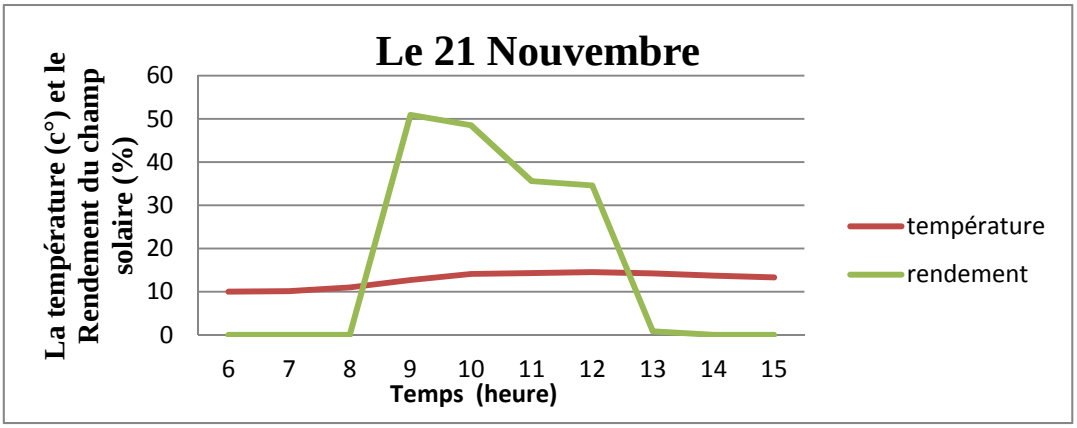
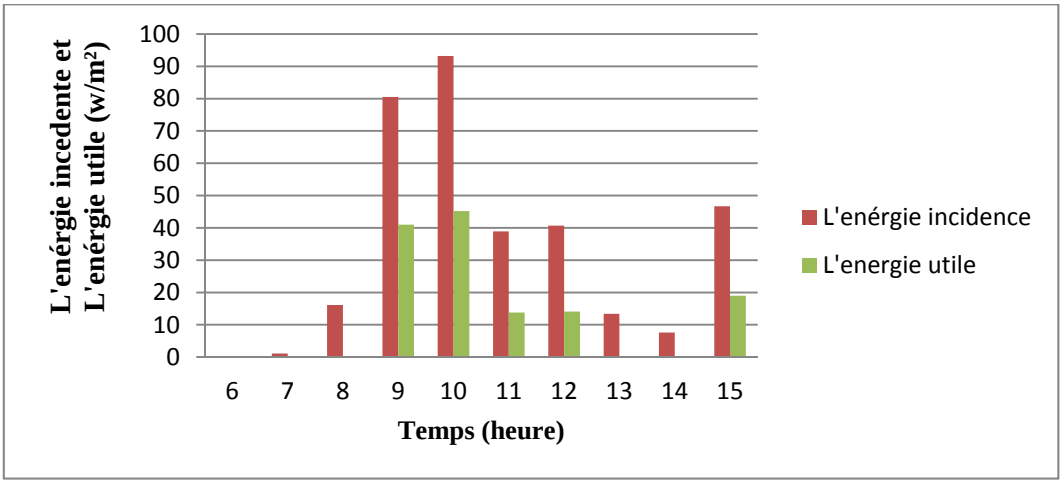
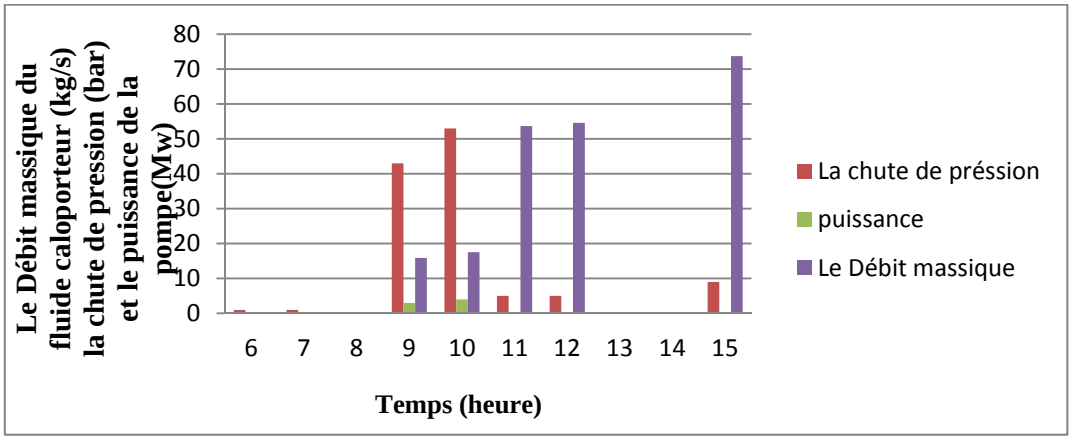


Figure IV-11 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-11: variation de L'énergie incidente et L'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-11 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

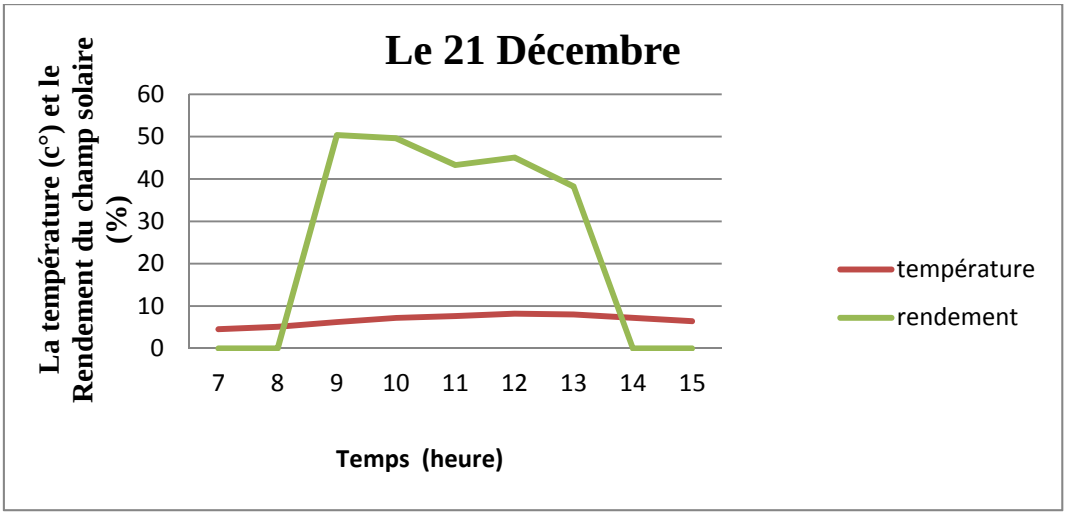
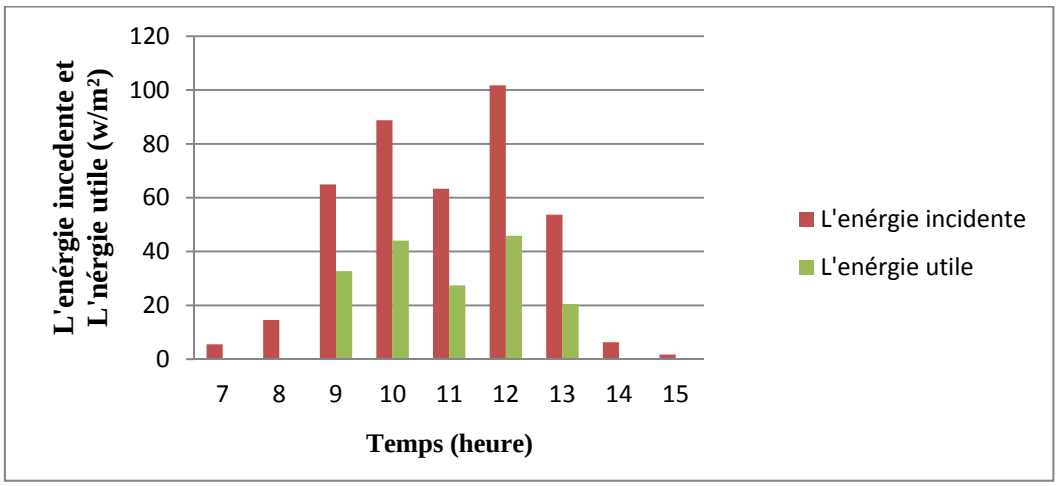
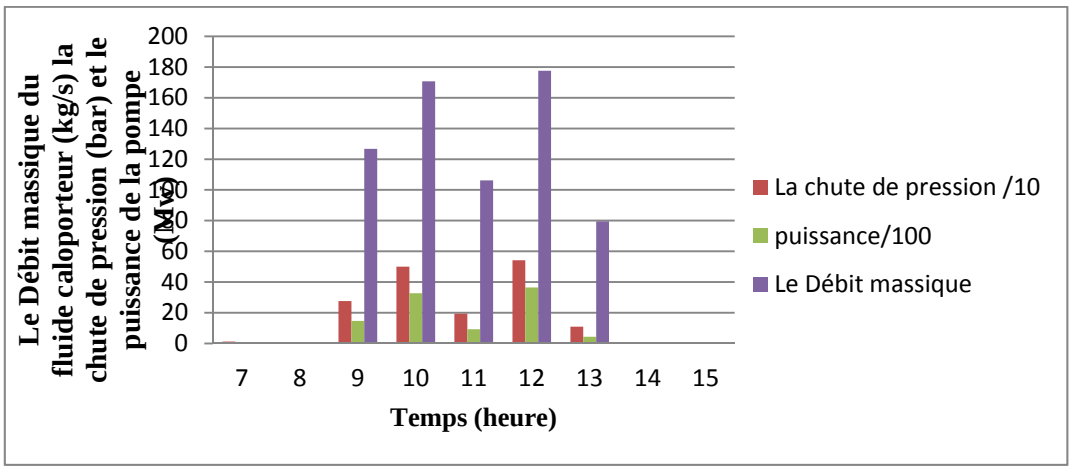


Figure IV-12 : variation de la température ambiante et le rendementdu champ solaire en fonction du temps



FigureIV-12 : variation de l'énergie incidence et l'énergie utile en fonction du temps



FigureIV-12 : variation le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps

Résultat et discussion

Les figures :(III.1-1) (III.2-1) (III.3-1) (III.4-1) (III.5-1) (III.6-1) (III.7-1) (III.8-1) (III.9-1) (III.10-1) (III.11-1) (III.12-1) représentent la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps.

Les figures :(III.1-2) (III.2-2) (III.3-2) (III.4-2) (III.5-2) (III.6-2) (III.7-2) (III.8-2) (III.9-2) (III.10-2) (III.11-2) (III.12-2) représentent l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction du temps.

Les figures :(III.1-3) (III.2-3) (III.3-3) (III.4-3) (III.5-3) (III.6-3) (III.7-3) (III.8-3) (III.9-3) (III.10-3) (III.11-3) (III.12-3) représentent le débit massique du fluide caloporteur et la chute de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps.

On a remarqué que le rendement du champ solaire est à peu près constant de 9h à 15 et il est augment pour 7h à 8h est croîtjusqu'à atteindre la valeur maximale pour le jour du 21 juin 67% à 11 :30 30 et le 21 septembre 65%, le 21 mars 53% et le 21 décembre 50%. L'énergie utile pour le point de conception est de $111MW_{th}$.

On a remarques que les valeurs de l'énergie incidente et l'énergie utile a sont proportionnellesest croît jusqu'à atteindre la valeur maximale pour le jour du 21 avril 182W/m² à 14 :00 et que l'énergie utile croît jusqu'à atteindre la valeur maximale pour le jour du 21 aout 130W/m² à11 :00.

Pour le débit massique du fluide caloporteur on remarque que les valeurs de débit est proportionnel avec l'énergie utile. On remarque aussi que la puissance de la pompe varie avec la chute de pression.

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Une étude détaillée du champ solaire cylindro-parabolique est similaire à elle de lippek (1995). Est basée sur des mesures expérimentales des performances de la centrale SEGS LS-2 (SEGS VI lippek (1995), les opérateurs SEGS VI contrôlent manuellement le débit du fluide caloporteur de therminol vp-1. Ils règlent le débit afin de maintenir à peu près constante la température de sortie de champ 393C°. Le rayonnement solaire sur la surface horizontale est donné par les services météorologiques pour ce site.

Le Champ solaire a été modélisé sur la base des tests réalisé sur le collecteur cylindro-parabolique de type LS-2 et l'étude de .lippek(1995).Le principe de cette étape repose sur l'étude de performance d'un champ solaire cylindro-parabolique de 111MW utilisant un tube récepteur enrobé chrome noir avec l'air dans l'espace annulaire.

Nous avons donc essayé d'appliquer le modèle mathématique pour le cas d'un l'étude analyse des performances de ce champ solaire sous les conditions climatiques algériennes.

Ce travail ainsi réalisé représente une initiation à l'étude et à la simulation des centrales thermiques solaires à collecteurs cylindro-paraboliques et à la concrétisation des efforts basés sur des connaissances acquises.

Nomenclature ***Unités***

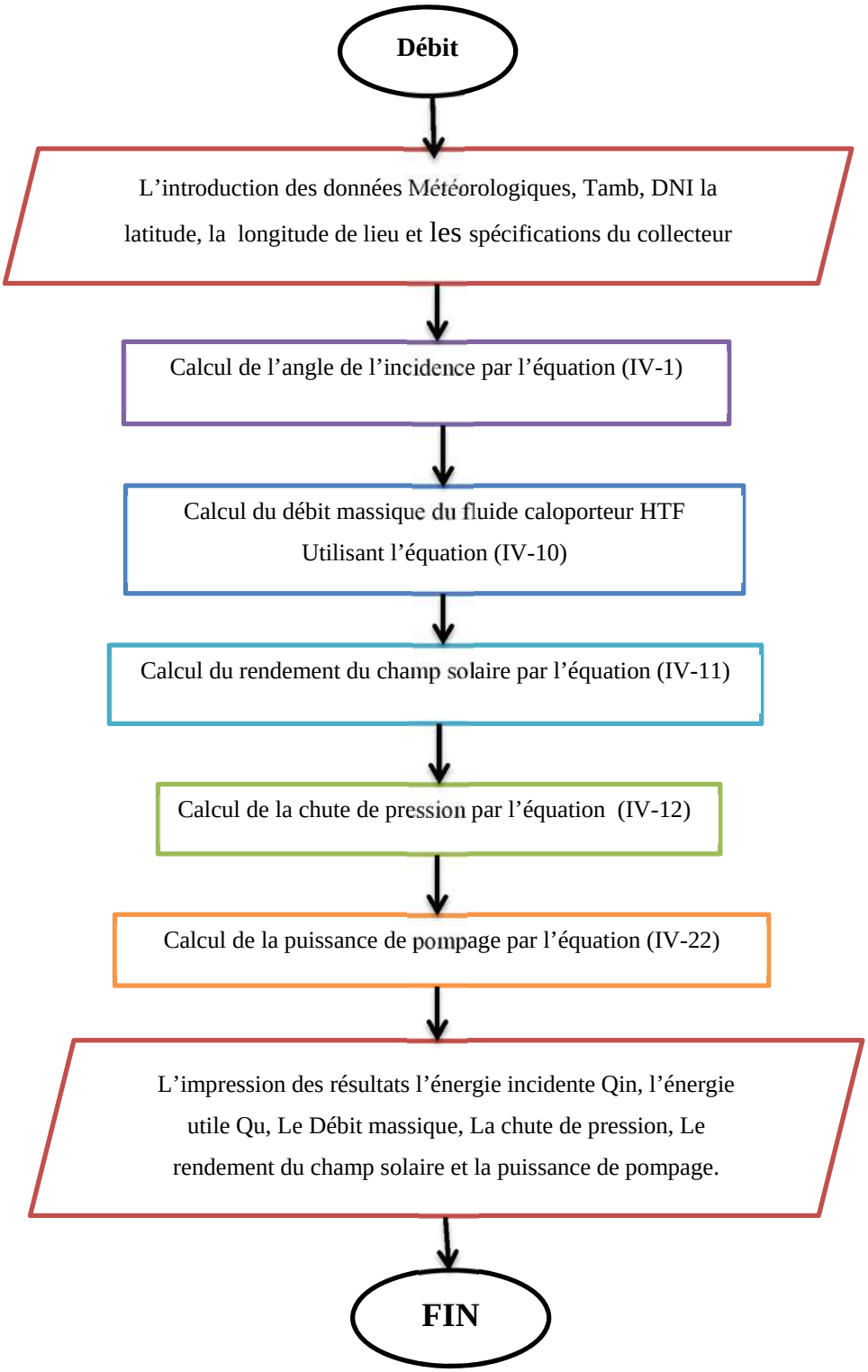
$\boldsymbol{\gamma}$: L'Angle d'Azmut du soleil. (°)
∅ : C'est la latitude de lieu. (°)
$\boldsymbol{\theta_z}$: L'Angle de zénith. (°)
$\boldsymbol{\theta_i}$: L'Angle d'incidence. (°)
$\boldsymbol{L_{Local}}$: Longitude de lieu. (°)
$\boldsymbol{Q_{abs}}$: La puissance absorbée. (w)
$\boldsymbol{\Delta T}$: Température du fluide caloporteur au-dessus de la température ambiante (c°)
$\boldsymbol{T_s}$: $\boldsymbol{T_i}$: Sont Respectivement la température de Sortie et d'entrée du champ solaire . (c°)
$\boldsymbol{L_{sca}}$: Longueur d'un assemblé de capteur. (m)
$\boldsymbol{b_{apwid}}$: Largeur d'ouverture. (m)
$\boldsymbol{N_{sca}}$: Nombre des assemblés de capteur.
$\boldsymbol{S}$: l'ombrage sur le capteur.
$\boldsymbol{Q_{LOSS}}$: L'énergie thermique perdue par le champ solaire. (w)
$\boldsymbol{Q_{net}}$: La puissance utile thermique. (w)
$\boldsymbol{\dot{m}}$: Débit du fluide caloporteur. (kg/s)
$\boldsymbol{\rho}$: Densité volumique. (kg/m3)
$\boldsymbol{\mu}$: Viscosité dynamique du fluide caloporteur. (Ns/m²)
$\boldsymbol{Re}$: Nombre de Reynold.
$\boldsymbol{F}$: Le facteur de friction.
$\boldsymbol{cp}$: Chaleur Spécifique. (J/kgc°)
$\boldsymbol{K}$: Conductivité thermique. (w/m.k)
$\eta_{\boldsymbol{Field}}$: Rendement du champ solaire.

Les abréviations

TU : Le temps universel (le temps solaire du méridien de Greenwich (h)
TCF : L'Heure civile du fuseau horaire. (h)
TL : temps légal. (h)
DNI : Rayonnement direct Normal. (w/m²)
IAM : Le modificateur de l'angle d'incidence. (°)
TSV : temps solaire vrai. (h)

Organigramme

La procédure de solution est comme suit :



Référence

1. Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC), Renewable Energies,

2. IEA SolarPACES, Technology Characterization Solar Parabolic Trough,

3. Hans Müller _ Steinhagen, '*Concentrating solar power, a review of the technology*', Ingenia, 2003

4. Assessment of the World Bank / GEF Strategy for the Market Development of Concentrating SolarThermal Power (2006)

5. German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics - Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, Final Report (2005)

6. GreenPeace, ESTIA, SolarPaces - Concentrated Solar Thermal Power (September 2005)

7. Benderradji, '*Etude Théorique et Expérimentale des Performances d'un Concentrateur Cylindro-Parabolique*', Thèse de Magister, Batna, Algérie, 1996.

8. Benderradji, '*Etude Théorique et Expérimentale des Performances d'un Concentrateur Cylindro-Parabolique*', Thèse de Magister, Batna, Algérie, 1996.

9. I. Rubaian and A.F. Harnual, '*Performance of Single Axis Tracking Solar Parabolic Trough in Riyadh, Saudi Arabia*', Word Renewable Energy Congress VIII, WREC 2004.

10. Hamani, A. Moummi et S. Ouamane, '*Modélisation du Flux Solaire dans un Capteur Solaire de Type Cylindro-Parabolique dans le Site de Biskra*', The First International Conference on ElectricalSystems, PCSEe05, May 9-11, Oum El Bouaghi, Algeria, pp. 345 – 350, 2005.

11. N. Hamani, A. Moummi et S. Ouamane, 'Modélisation de l'Energie Perdue dans un Concentrateur Solaire de Type Cylindro-Parabolique', Séminaire International sur les Systèmes Electro-Mécaniques, SISEM_05, Annaba, Algérie, 22-23 Novembre, 2005.

12. Sargent & Lundy LLC. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts. SL-5641, 2003.

13. Jean-Bernard Michel, Centrales Solaires Thermique àConcentration(CSTC) Etat de l'art, le 05.12.2010.

14. B. Zeroual, polycopié 'cours des Energies renouvelable 'Université de Médéa 2012

15. B. Zeroual, A. Moummi 'design of parabolic trough collector solar field for future solar thermal power plants in Algeria' conference publication, EFEA 2012.