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 Matière

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'Obtention du Diplôme de Master en Génie Climatique

Option : Energie et Froid Industriel

Thème :

Etude de Conception et des Performances d'un Champ Solaire Cylindro-Parabolique de 60 MW_{th} Utilisant un Tube Récepteur Enrobé en Chrome Noir et Sous-Vide Dans L'espace Annulaire.

Proposé et dirigé par :

Mr. ZEROUAL Boualem

Préparé par :

GUECHTOULI Mahdjouba

KAIDI Soumia

Promotion: 2012-2013

Remerciements

Ce travail de mémoire n'aurait pu être possible sans l'aide et le soutien de nombreuses personnes que nous tenons à remercier :

- *Tout d'abord nous tenons à remercier vivement Monsieur*

Zeroual Boualem

d'avoir accepté d'être notre prometeur.

Aussi au terme de ce travail, nous voudrions adresser nos plus vifs remerciements à :

- *tous nos enseignants de l'université de Médéa et de la faculté des Sciences et de technologie, département génie mécanique et génie des procèdés qui ont contribué à notre formation,*
- *au Chef de département de génie mécanique et génie des procèdés*

Merci enfin à tous ceux que nous n'avons pu citer et qui nous ont aidées à élaborer ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

- *A mes très chers parents qui ont fait de moi un Cadre qui donnera un jour beaucoup à sa patrie.*

- *A toute ma famille et la famille de mon binôme.*

- *A tous les enseignants qui nous ont inculqué tant de choses, le savoir, la persévérance, le sacrifice, durant notre Carrière universitaire.*

- *A tous mes amis et à toutes mes amies qui m'ont été très précieux durant les moments Difficiles.*

- *A tous ceux qui m'ont aidée durant ma vie universitaire.*

GUECHTOULI MAHDJOUBA



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

- *A mes très chers parents qui ont fait de moi un Cadre qui donnera un jour beaucoup à sa patrie.*

- *A toute ma famille et la famille de mon binôme.*

- *A tous les enseignants qui nous ont inculqué tant de choses, le savoir, la persévérance, le sacrifice, durant notre Carrière universitaire.*

- *A tous mes amis et à toutes mes amies qui m'ont été très précieux durant les moments Difficiles.*

- *A tous ceux qui m'ont aidée durant ma vie universitaire.*

KAIDI SOUMIA



Sommaire

Résumé..... iv
Table des matières..... vi
Liste des figures..... ix
Nomenclature..... xii
INTRODUCTION GÉNÉRALE..... 01

CHAPITRE I :

GENERALITES SUR LE CONCENTRATEUR

Introduction..... 04
I.1. Le champ solaire 05
I.2. Les différentes configurations 05

I.2.1. Installation à retour direct 05
I.2.2. Installation à retour indirect 06
I.2.3. Installation à alimentation centralisée 06

I.3. La réception du rayonnement 06
.

I.3.1. La filière parabolique 06
I.3.2. La filière « centrale à tour » 07
I.3.3. Le récepteur à eau-vapeur..... 07
I.3.4. Le récepteur à sel fondu 08
I.3.5. Le récepteur à métal fondu..... 09
I.3.6. Le récepteur à air 10

I.4. La filière cylindro-parabolique 11

I.4.1. Technologie capteur cylindro-parabolique..... 12

I.5. Les Types des Centrales solaires thermiques..... 13

I.5.1. Centrale à capteurs cylindro-paraboliques..... 13
I.5.2. Etude thermique du capteur solaire cylindro-parabolique..... 13
I.5.3. Systèmes à capteurs cylindro-parabolique..... 15
I.5.4. Centrales à tour..... 15
I.5.5. Centrales à capteurs paraboliques..... 16

I.6. Centrales solaires à effet de cheminée..... 17
I.7. Principe de fonctionnement des centrales thermiques 18

I.7.1. Principe de fonctionnement d'une Centrale à capteurs cylindro- paraboliques..... 19
I.7.2. Principe de fonctionnement d'une tour solaire..... 19
I.7.3. Principe de fonctionnement d'une Centrales à capteurs paraboliques..... 20

I.8. Miroirs de Fresnel..... 21
I.9. Les fonctions d'un système solaire thermique..... 22

I.9.1. Le captage et l'absorption 22

Sommaire

I.10. Les capteurs solaires ……..… 23
I.11. La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée…… 24

I.11.1. Le cycle à vapeur…….. 24
I.11.2. Le cycle combiné…….. 25
I.11.3. Le cycle Stirling…… 26

Conclusion…… 27

CHAPITRE II :

Modèle Mathématique

Introduction …… 29
II.1. Données relatives au soleil au rayonnement solaire…… 29

II.1.1. Le Soleil …… 29
II.1.2. L'atmosphère terrestre …… 31

II.1.2.1. Absorption des radiations solaires par l'air …….. 31
II.1.2.2. La constante solaire ……..…… 31
II.1.2.3. Le rayonnement solaire au sol ……..…… 32

II.2.Position du soleil ……..…… 33

II.2.1. Coordonnées équatoriales …… 34

II.2.1.1. L'angle de déclinaison (δ) …… 34
II.2.1.2. L'angle horaire (ω)……..…… 36

II.2.2. Coordonnées horizontales ……..…… 37

II.2.2.1. Hauteur du soleil (h) …… 37
II.2.2.2. Azimut du soleil (γ_s) …… 37
II.2.2.3. Orientation d'un plan …….. 38

II.3. Heures et temps ……..…… 40

II.3.1. Coucher et lever du soleil ……..…… 40
II.3.2. Durée de jour …… 41
II.3.3. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL …… 41

II.4. Le modèle mathématique du champ solaire ……..…… 43

II.4.1. L'ongle d'incidence ……..…… 45
II.4.2. La surface apparente du champ solaire…… 45

Sommaire

II.5.La différence de température au-dessus de la température ambiante…….. 46

II.5.1. La chute de pression…… 46
II.5.2. L'ombrage sur le capteur…… 46
II.5.3. L'énergie thermique perdue…….. 46
II.5.4. L'énergie absorbée…… 46

II.6. Propriétés Physiques…….. 47
II.7.La procéduce de solution est comme suit…….. 49

Conclusion…….

CHAPITRE III :

Résultats et Discussion

Introduction…… 51

III.1.Diagramme du composant représente le champ solaire…… 52
III.2. Le 21 Janvier…… 53
III.3. Le 21 Février…… 54
III.4. Le 21 Mars…… 56
III.5. Le 21 Avril…… 57
III.6. Le 21 Mai…… 59
III.7. Le 21 Juin…… 60
III.8. Le 21 Juillet…… 62
III.9. Le 21 Aout…… 63
III.10. Le 21 Septembre…… 65
III.11. Le 21 Octobre…… 66
III.12. Le 21 Novembre…… 68
III.13. Le 21 Décembre…… 69
III.14.Discussion…… 71

CONCLUSION GENERALE…… 73

BIBLIOGRAPHIQUE

Figure .I.1. Schéma d'une centrale cylindro-parabolique……..…..... 12
Figure. I.2. Centrales à capteurs cylindro-paraboliques……... 13
Figure. I.3. Schéma d'un élément du tube absorbeur…….. 14
Figure. I.4. Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique……..…….. 14
Figure. I.5. Système Cylindro-Parabolique Solaire Terrestre de Centrale……..…… 15
Figure. I.6. Vue d'ensemble d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques……...……. 16
Figure. I.7. Centrales à capteurs paraboliques……..……..... 17
Figure .I.8. Centrale de Manzanares à effet de cheminée……..…….. 17
Figure .I.9. Comparaison des technologies solaires à concentration……...…… 18
Figure .I.10. Principe d'une centrale solaire thermodynamique……..……. 18
Figure. I.11. Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel……...… 21
Figure. I.12. Capteurs solaires à tubes sous vide…….. 23
Figure. II.1. Une coupe dans le Soleil…….…… 30
Figure. II.2. Mouvement de la terre autour du Soleil…….…… 30
Figure. II.3. Interactions nuages-atmosphère-sol.....……..... 32
Figure. II.4. Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre…….. 33
Figure. II.5. Les cordonnées de la terre……..……..... 34
Figure. II.6. La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre)…….. 35
Figure. II.7.L'angle horaire…….…… 36
Figure. II.8. L'angle de hauteur du Soleil…….……... 37
Figure. II.9. L'angle d'azimut du soleil…….…….. 38
Figure. II.10. L'angle d'azimut de la surface…….…… 38
Figure .II.11. L'angle de zénith……... 39
Figure. II.12. Plan horizontale, dans ce cas (θ_i= θz)……...…… 39
Figure .II.13. Plan incliné……..... 40
Figure .II.14. Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich…….…. 42
Figue .II.15.Déclinaison (δ) en fonction du jour de l'année et l'équation du Temps ET…….. 42
Figure.II.16.le modèle du champ solaire…….……..... 44
Fig.III.1.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement de champ solaire pour le 21 Janvier…… 53
Fig.III.1.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Janvier…….. 53
Fig.III.1.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur…….. 54
Fig.III.2.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Février……...…….... 54
Fig.III.2.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Février…… 55
Fig.III.2.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...…….. 55
Fig.III.3.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement de champ solaire pour le 21 Mars……..... 56
Fig. III.3.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Mars……...…… 56
Fig.III .3.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur…….. 57

Fig.III.4.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Avril……. 57
Fig.III.4.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure dejeur pour le 21 Avril……. 58
Fig.III.4.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..…….….. 58
Fig.III.5.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Mai……..… 59
Fig.III.5.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Mai……..…….…… 59
Fig.III.5.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...…….…… 60
Fig.III.6.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Juin……..... 60
Fig.III.6.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Juin……... 61
Fig.III.6.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...……...… 61
Fig.III.7.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Juillet…….……... 62
Fig.III.7.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Juillet……..…….. 62
Fig.III.7.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...……... 63
Fig.III.8.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Aout……..... 63
Fig.III.8.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Aout……. 64
Fig.III.8.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur…….....…….... 64
Fig.III.9.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Septembre……. 65
Fig.III.9.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Septembre…….…….. 65
Fig.III.9.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..…...… 66
Fig.III.10.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Octobre…….…… 66
Fig.III.10.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Octobre……..… 67
Fig.III.10.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..……..... 67
Fig.III.11.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21Novembre…….. 68
Fig.III.11.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Novembre……..……...… 68

Fig.III.11.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...……... 69
Fig.III.12.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Décembre……..…….. 69
Fig.III.12.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Décembre……..... 70
Fig.III.12.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..... 70

Introduction générale :

La flambée du prix pétrole lors de la crise pétrolière de 1973 avait lancé les pays industrialisés dans la course aux alternatives énergétique. Les centrales solaires thermodynamiques ont alors fait l'objet d'études qui ont abouti à des prototypes mis en service dans les années (80).

Le soleil émet de l'énergie avec un taux très important et très régulier, 24 heures par jour, 365 jours par an. Si toute cette énergie pouvait être transformée en une forme utilisable sur terre, ce serait amplement suffisant pour répondre à la demande mondiale. Cependant, ce n'est pas possible, parce que:

- la terre n'intercepte qu'une petite fraction de l'énergie qui part du soleil; la terre tourne si bien qu'une collection d'appareils n'est exposée à l'énergie solaire que pour environ la moitié de chaque période de 24 heures;
- les conditions atmosphériques comme les nuages et la poussière réduisent parfois de manière significative la quantité d'énergie solaire atteignant la surface terrestre.

Le travail proposé a pour objectif d'étudier la conception d'un champ solaire à capteur cylindre-parabolique de type LS-2 , utilisant un tube récepteur enrobé avec une couche antireflet en chrome noir , et sous vide 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 60 MW, les paramètres de conception incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à traverse 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 performances incluent l'énergie thermique produite et le rendement annuels.

Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de lippke (1995).

Cet angle détermine la longueur du chemin à travers l'atmosphère pour la lumière solaire qui arrive, et varie avec la latitude, la date et l'heure du jour locale.

Les paramètres climatiques et autres conditions atmosphériques, dispersant les rayons qui arrivent, affectent également le taux auquel l'énergie solaire atteint la surface de la terre. La totalisation de l'énergie solaire arrivant dans l'unité de surface (1 m^2) pendant 1 heure

s'appelle la radiation solaire ou l'insolation. La radiation solaire s'exprime précisément dans l'unité de Watt-heures ou kilowatt-heures par mètre carré (Wh/m^2 ou KWh/m^2) moyennés pour des périodes de jour, de mois ou d'années. Quelquefois, la radiation solaire est exprimée en unités thermiques britanniques par mètre carré (BTU/m^2) de jour, de mois ou d'années si l'on parle de la conversion d'énergie solaire en énergie calorique autre que l'électricité.

La présence de nuages, qui dispersent et absorbent l'énergie solaire est le paramètre atmosphérique prédominant qui détermine la quantité d'énergie solaire disponible à convertir en autres formes d'énergie à un endroit quelconque.

De même, les radiations solaires sont également plus faibles le long de la côte du Golfe du Mexique au Texas et en Louisiane qu'un peu à l'intérieur aux mêmes latitudes. Au contraire, autour de la Floride et plus haut sur la côte est, il n'y a pas l'air d'y avoir une chute dans les radiations solaires directes le long de la côte, ce qui suggère que les niveaux atmosphériques d'humidité n'augmentent pas considérablement dans ces zones. On n'a pas trouvé d'informations sur les niveaux de radiations solaires sur l'OCS.

Résumé

Le travail proposé a pour objectif d'étudier la conception d'un champ solaire à capteur cylindre-parabolique de type LS-2 , utilisant un tube récepteur enrobé avec une couche antireflet en chrome noir , et sous vide 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 60 MW, les paramètres de conception incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à traverse 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 performances incluent l'énergie thermique produite et le rendement annuels.

Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de lippke (1995).

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

Abstract

The aim of the present study is the design au performance analysis of parabolic through collector solar field type LS-2 with black chrome heat collection element and vacuum in annuls use Therminole VP-1 as heat transfer fluid in collector loops, designed for Solar Electricity Generating System (SEGS) or Integrated Solar Combined Cycle System (ISCCS).

The mathematical model is similar of that given by lippke, 1995.for this objective we have built a computer program from zero, using MATLAB.

The studied parameter, include: the heat transfer fluid mass flow rate, the useful energy, the solar field efficiency and the pumping power required.

Key words: Solar energy, solar collector, parabolic through collector, power plants, concentrating solar power de sign, performance, electricity.

ملخص

الدراسة المقدمة تهدف إلى دراسة تصميم و أداء حقل شمسي ذ و مجمعات من نوع حوض مكافئ (LS-2) . حيث تتكون هذه المركزات من عنصر ماص مغلق بطبقة من الكروم الأسود و فراغ حلقي بين هذا العنصر الماص و الغلاف الزجاجي.

هذا الحقل الشمسي مصمم لمحطات الطاقة لهذا قمنا بإنجاز نموذج رياضي يعتمد على دراسة تجريبية لـ Lippke) 1995)

كما تم أيضا إنجاز برنامج حاسوبي لهذا الغرض با ستعمال (MATLAB).

العناصر المدروسة تتضمن تدفق مائع لتشغيل الطاقة الحرارية المفيدة، مورد الحقل الشمسي و استطاعة المضخة اللازمة.

الكلمات المفتاحية :الطاقة الشمسية، المركزات الشمسية،ملتقط الحوض المكافئ، المركز الطاقوي، الطاقة الشمسية المتمركزة.

Introduction :

Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie mécanique et électrique au moyen d'un cycle thermodynamique moteur couplé à une génératrice électrique.

Les systèmes sans concentration captent les composantes directes et diffuses du rayonnement et produisent la chaleur à un niveau de température inférieur à 250°C, pour une utilisation en chauffage et climatisation de bâtiments ou sous forme de chaleur industrielle pour alimenter des procédés thermiques.

À ces exceptions près, les centrales solaires thermodynamiques mettent en oeuvre des systèmes concentrateurs, qui permettent de produire la chaleur à une température supérieure à 250°C avec d'excellents rendements thermiques, parfois supérieurs à 70%. Un des principaux avantages de ces systèmes est que la chaleur solaire transférée dans l'absorbeur au fluide calo-porteur peut être stockée de manière fugitive pour s'affranchir des passages nuageux, ou sur des périodes de quelques heures pour décaler l'utilisation en dehors des plages ensoleillées de la journée.

Une première période intensive de recherche sur le domaine, entre 1975 et 1990, a permis de vérifier la pertinence de concept, pour 3 types de procédés :

– Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, avec des températures de source chaude limitées à 380°C environ et des puissances entre 10 MW et 100 MW;

– Les paraboles autonomes ayant un moteur Stirling (10 kW à 25 kW) au foyer, avec des températures de source chaude dépassant les 500°C;

– Les centrales à tour, limitées elle aussi à environ 550°C, pour des puissances unitaires supérieures à 10 MW.

I.1. 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 rangées 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.

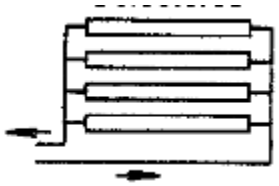
I.2. Les différentes configurations :

I.2.1. ***Installation à retour direct*** : C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée.

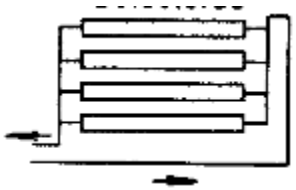
Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée.

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.



I.2.2. ***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 totales de tuyauterie es t légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.



I.2.3. ***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.



I.3. La réception du rayonnement :

Il faut maintenant absorber le rayonnement concentré sur une surface noire (ou dans un volume semi-transparent, noir dans son épaisseur), et de ce seul fait absorbante pour le spectre visible (et donc pour le spectre solaire qui en est énergétiquement très proche), et transférer la chaleur ainsi générée à un fluide caloporteur.

I.3.1. La filière parabolique :

Nous nous limiterons ici à quelques exemples des solutions développées pour la filière à générateur Stirling.

Dans ce cas, le récepteur est une chaudière à gaz (hydrogène ou hélium) fonctionnant entre 600°C et 800°C.

Plusieurs réalisations mettent en œuvre de telles chaudières à ouverture étroite (autorisée par

le haut niveau de concentration de l'optique) et à surface d'échange généreuse, condition indispensable au transfert des calories des parois de réception du rayonnement vers le gaz, même si le coefficient d'échange convectif de ce dernier est d'un niveau exceptionnellement élevé pour du gaz à cause de sa haute pression et de sa grande vitesse. Les plus classiques, qui sont aussi les plus au point, sont des chaudières à tubes métalliques de tout petit diamètre (typiquement : 3mm).

Mais des recherches portant sur l'utilisation de caloducs au sodium sont en cours. Ils introduisent un fluide intermédiaire entre le soleil et le gaz du cycle mais autorisent un bien meilleure tolérance aux inégalités de température des différentes parties du récepteur en cas de moteur multi-cylindre (ce qui est le cas général).

Cette technique est aujourd'hui considérée comme celle de l'avenir.

Il existe encore des réalisations expérimentales portant sur la mise au point d'une chaudière céramique « volumétrique » derrière un hublot en quartz. Cette solution sophistiquée est relativement facile à mettre en œuvre en petite taille et consiste à réchauffer le gaz par léchage d'une céramique poreuse et semi-transparente soumise au flux solaire, le tout se produisant dans l'enceinte étanche fermée par le hublot.

On devrait y gagner une température de surface du récepteur abaissée, et donc des pertes diminuées. Malheureusement, ce principe, bien adapté à l'alimentation d'une turbine à gaz, ne l'est pas à priori à celle d'un générateur Stirling qui met en œuvre un gaz à très haute pression (couramment supérieure à 100 bars). Certains néanmoins ne désespèrent pas de parvenir à l'utiliser ici aussi.

I.3.2. La filière « centrale à tour » :

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue.

I.3.3. Le récepteur à eau-vapeur :

Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des chaudières à vapeur classiques : leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le

changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant.

De plus, les possibilités d'extraction des calories sont très différentes dans les parties des panneaux qui sont « en eau » et dans celles qui sont « en vapeur ». La conduite d'un tel récepteur est donc délicate car elle implique que la cartographie des flux solaires soit contrôlée en permanence, une mauvaise répartition de ceux-ci entraînant une surchauffe et une fusion du tube. Dans la pratique elle impose une conduite sophistiquée des héliostats impliquant le calcul et la mise en œuvre de dépointages fins en permanence. Voilà deux des raisons de l'abandon aujourd'hui avéré du recours à l'eau-vapeur.

Notons aussi la nécessité de disposer de tubes le plus « noir » possible pour assurer le niveau d'absorptivité le plus élevé. Ce problème est général et concerne tous les récepteurs surfaciques, mais il est plus aigu pour les chaudières « ouvertes » (celles qu'on met en œuvre le plus souvent dans le cas de la formule optique du champ circulaire).
Il est au contraire moins important dans les cas d'utilisation de chaudières en cavité telles que celles qui viennent d'être étudiées au paragraphe précédent : dans ce cas, l' « effet cavité » est efficace et a vite fait d'augmenter le coefficient d'absorption apparent du récepteur dès lors que la surface développée par ses panneaux est nettement plus grande que la surface de son ouverture.
Dans tous les cas, on met en œuvre une peinture noire « haute température » qui n'est en rien sélective et se dégrade assez facilement : le problème de ce revêtement absorbant n'est donc que partiellement résolu aujourd'hui.

I.3.4. Le récepteur à sel fondu :

On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes :

- le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),
- il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,
- les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au dessous d'une valeur critique,
- ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (au-dessus de 140°C à Thémis, et de 220°C à Solar Two).

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien à priori peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception généreuse (cas de Thémis). Il est donc facile à conduire.

Il doit être réchauffé avant remplissage. Il l'est par « traçage » électrique. Cette technique est bien adaptée et a donné de bons résultats quand elle était bien réalisée.

A contrario des malfaçons dans la réalisation peuvent provoquer des surchauffes corrosives galopantes. Ainsi des pannes sont advenues tant à Thémis qu'à Solar Two. Dans les deux cas, elles étaient dues à des surlongueurs anormales de traceurs électriques.

Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale.

A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique intermédiaire : il serait alors inutile de provoquer ces coûteuses pertes de charge.

Un prototype de récepteur à sel de ce type a été essayé par les « Sandia Laboratories » sur leur site d'Albuquerque.

Il s'agissait d'un récepteur dans lequel on créait une lame de sel épaisse quasi verticale par écoulement en cataracte sur une tôle légèrement inclinée par rapport à la verticale. Cette tentative n'a pas eu de suite sans doute du fait de la dégradation chimique du sel provoqué par son contact cyclique avec de l'air neuf lors de sa traversée du récepteur.

I.3.5. Le récepteur à métal fondu :

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange.

Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel.

La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées.

Si on y ajoute le fait que le développement en cavité de la chaudière, qui renchérit le coût de l'appareil, peut néanmoins présenter un avantage du point de vue de son absorptivité et que le sodium est un calostockeur très médiocre en comparaison du sel fondu, on peut conclure que cette solution aux atouts brillants n'est guère prometteuse.

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium.

Au-delà de toutes ces différences, la conception d'une telle chaudière répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions.

I.3.6. Le récepteur à air :

Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept « GAST » devenu plus tard « PHOEBUS » étudié par les équipes allemandes de la DLR et ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Alméria. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

Le récepteur doit ici réchauffer de l'air à une température très élevée (typiquement : 800°C). Des tentatives ont été menées à bien pour obtenir ce résultat à partir d'un absorbeur métallique à paroi (citons en particulier l'expérience « Sirocco » entreprise par le CNRS au grand four solaire d'Odeillo au début des années 80 et qui mettait en œuvre une paroi métallique gaufrée en « boite à œufs » pour augmenter sa surface d'échange). C'était d'ailleurs l'option envisagée lors des premières esquisses de Gast. Mais de telles solutions,

chères et fragiles, présentent en plus l'inconvénient d'offrir des surfaces de pertes à température plus élevée que celle de l'air chaud produit (du fait du gradient de température existant dans la paroi métallique).

Les concepteurs de Phoebus ont été d'emblée plus ambitieux en prévoyant d'utiliser une chaudière volumétrique dont le principe a été précisé plus haut. Mais comme il est irréaliste de prétendre fermer une telle chaudière de grande taille par une fenêtre en quartz, ce choix les contraint à alimenter leur cycle thermodynamique par de l'air aspiré, à pression atmosphérique, depuis la face avant de l'absorbeur (on parle ici de récepteur volumétrique « ouvert » ou de chaudière « à aspiration »). Dans le projet Phoebus de 1994, ce récepteur est tout simplement constitué d'un volume de laine métallique suffisamment lâche pour que le rayonnement solaire y pénètre profondément et y soit progressivement absorbé sur toute l'épaisseur.

La température de l'air chaud produit est limitée à 750°C. Par la suite d'autres formules ont été testées mettant en œuvre par exemple des volumes en nid d'abeille de céramique, ces matériaux permettant de produire de l'air encore plus chaud puisque les 1000°C ont été atteints.

On verra plus loin que cette solution présente de graves inconvénients, mais elle est la seule qui permette d'abaisser significativement les pertes chaudière (qui risquent ici d'atteindre un niveau élevé à cause de la haute température de travail) en diminuant sensiblement la température apparente du récepteur.

I.4. La filière cylindro-parabolique :

Le récepteur est ici complètement différent des précédents à beaucoup de points de vue et d'abord parce qu'il est linéaire au lieu de surfacique. Ensuite parce que, disposé au foyer d'un système optique peu performant, on le fait travailler, comme nous l'avons déjà signalé, à température modérée (inférieure à 400°C), ce qui permet d'utiliser comme fluide caloporteur une huile de synthèse (l'avantage de ce fluide étant qu'il n'est pas figeable et qu'il ne nécessite donc pas de dispositif de traçage). Enfin parce que, pour la même raison, il est protégé de pertes thermiques par deux dispositions originales et efficaces :

- l'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air, ce qui

supprime radicalement les pertes convectives et limite les pertes radiatives.

- le revêtement du tube chaudière d'une couche de cermet (il s'agit d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 20% d'émissivité à la température de travail) bien plus performant que la peinture utilisée dans les cas précédents ; cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube chaudière (le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène). Cet ultime perfectionnement n'est présent que sur la dernière version des centrales Luz, celles qui sont équipées des capteurs LS3.

On a là un système sophistiqué, à priori cher et fragile, qu'il est tout à l'honneur de la société Luz d'avoir développé à un point tel qu'on peut supposer qu'il est devenu solide et bon marché. Il a en effet été construit et mis en œuvre dans ses versions successives en très grandes quantités en Californie et donne apparemment satisfaction à ses exploitants depuis 15 ans.

La mise au point de l'enveloppe à vide est particulièrement remarquable en ce qu'elle suppose la mise en œuvre de quantités impressionnantes de joints d'étanchéité et de joints de dilatation (soufflets inox) qui tous assurent leurs fonctions dans un environnement météorologique non protégé.

I.4.1. Technologie 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

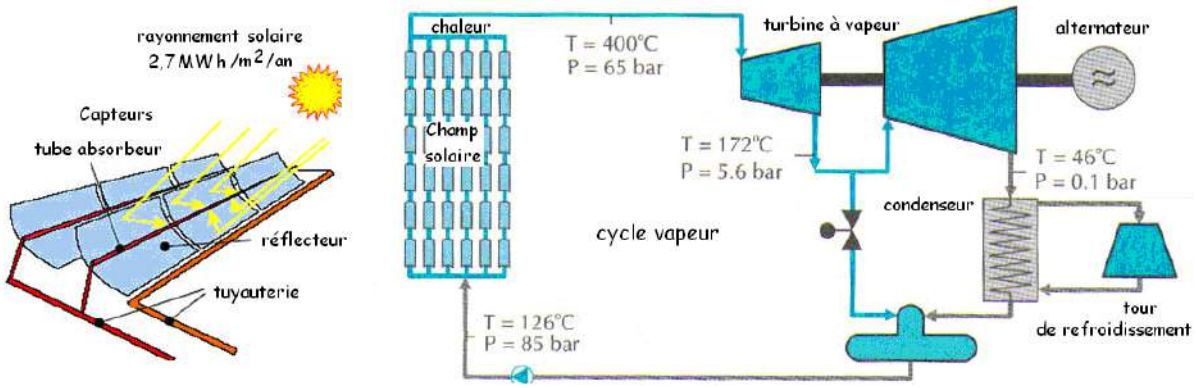


Figure .I.1. Schéma d'une centrale cylindro-parabolique [4].

I.5. Les Types des Centrales solaires thermiques :

Une centrale solaire thermique (ou thermodynamique ou encore heliothermodynamique) est constituée d'un champ de capteurs solaires spéciaux appelés héliostats qui concentrent les rayons du Soleil.

I.5.1. Centrale à capteurs cylindro-paraboliques :

La technologie des capteurs cylindro-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.2. Centrales à capteurs cylindro-paraboliques [1].

I.5.2. 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 (I.3). Il est placé le long de la ligne focale du concentrateur cylindre- parabolique.

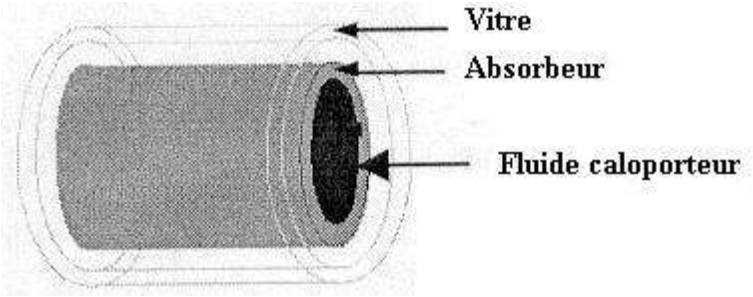


Figure. I.3. Schéma d'un élément du tube absorbeur [1].

- 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 (I.4).

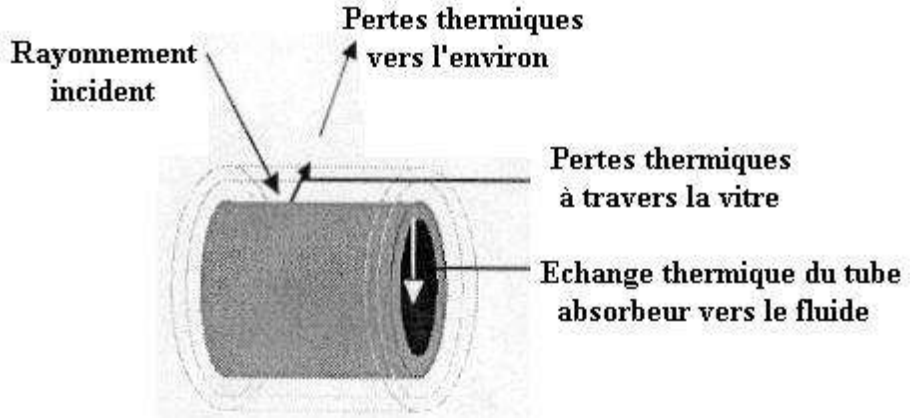


Figure. I.4. Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique [1].

I.5.3. Systèmes à capteurs cylindro-parabolique :

Un système à capteurs cylindro-paraboliques a un seul axe, qui sont disposés en lignes parallèles et qui concentrent l'énergie solaire sur des récepteurs qui relient les lignes focales des concentrateurs.

La figure (I.5) au dessous montre un système de centrale à capteurs cylindro-paraboliques.

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, 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.



Figure. I.5. Système Cylindro-Parabolique Solaire Terrestre de Centrale [4].

I.5.4. Centrales à tour :

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 cylindre 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.6. Vue d'ensemble d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques [4].

I.5.5. 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%).

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



Figure. I.7. Centrales à capteurs paraboliques [1].

I.6. Centrales solaires à effet de cheminée :

Les centrales solaires à effet de cheminée sont composées d'une tour immense entourée d'une gigantesque serre.

La serre est chauffée par le soleil ; l'air chaud circule jusque vers la tour, son seul point de sortie.

Cet air chaud plus léger que l'air froid s'élève dans la cheminée. Ce déplacement d'air fait tourner des turbines qui produisent l'électricité.



Figure .I.8. Centrale de Manzanares à effet de cheminée [1].

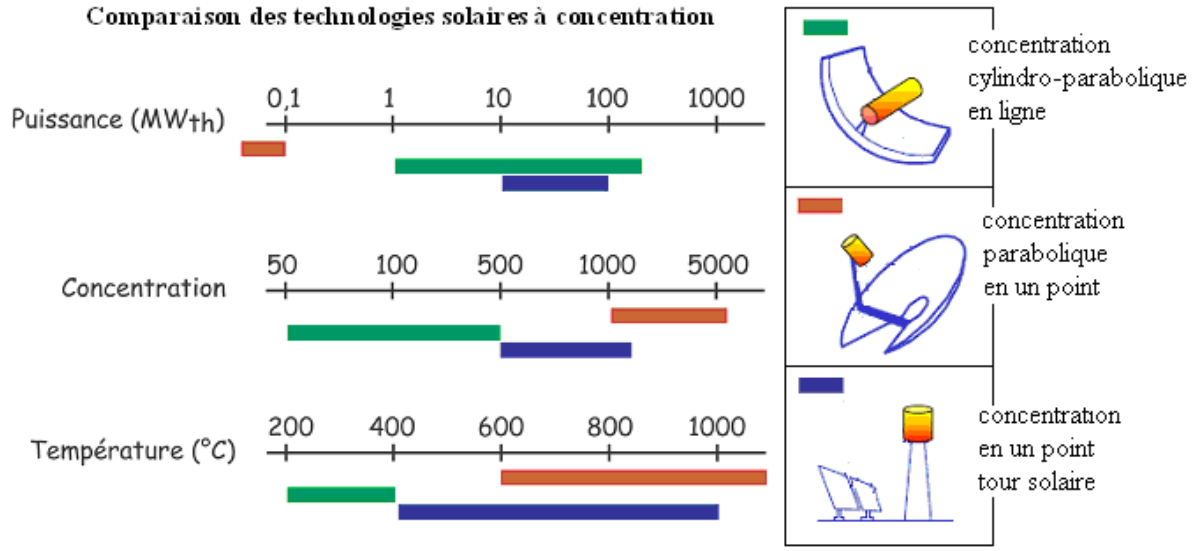


Figure .I.9. Comparaison des technologies solaires à concentration [3].

I.7. Principe de fonctionnement des centrales thermiques :

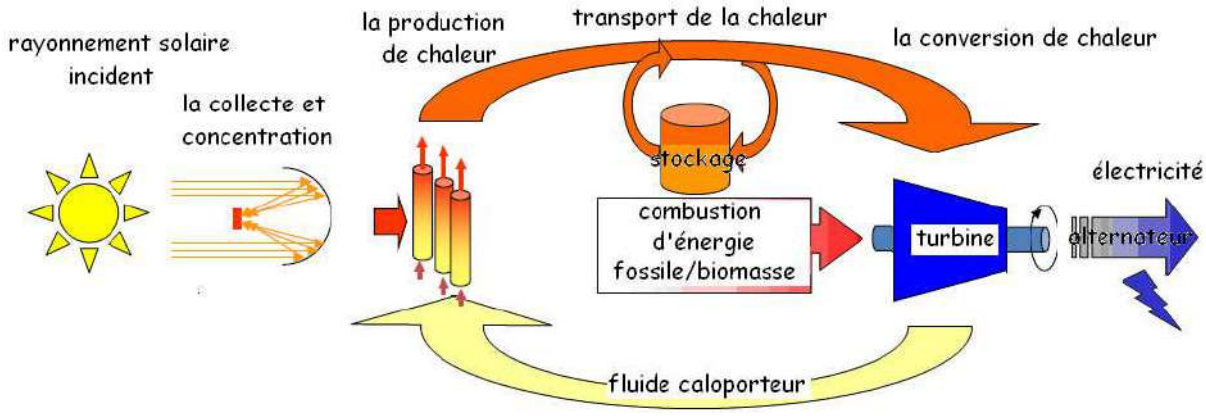


Figure .I.10. Principe d'une centrale solaire thermodynamique [3].

I.7.1. Principe de fonctionnement d'une Centrale à capteurs cylindro-paraboliques :

On va donc mettre en œuvre ici des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation est ouest (dans ce cas le mouvement de suivi du soleil se limite à une rotation si lente qu'elle peut être assurée sans automatisme), ou nord-sud, ce qui suppose toujours une rotation unique, mais à plus grande vitesse et qui doit donc être automatisée.

Les avantages recherchés portent surtout sur la simplification de la motorisation et de la commande du mouvement. En substance, le passage de deux axes à un seul.

Les inconvénients de la formule sont cependant importants. En premier lieu, le passage d'une focalisation ponctuelle telle que réalisée dans les deux filières précédentes à une focalisation linéaire fait chuter la concentration aux environs de 80 (au mieux, c'est-à-dire dans les réalisations de Luz les plus récentes). En second lieu, la surface des miroirs est plus inclinée par rapport au vecteur soleil quand celui-ci est bas sur l'horizon, et ce qu'on appelle le « rendement cosinus » du champ de miroirs en est dégradé.

C'est surtout le premier de ces éléments qui caractérise la filière. On l'utilisera de ce fait à des températures modérées, quitte à perdre en rendement de conversion thermo-mécanique.

I.7.2. Principe de fonctionnement d'une tour solaire :

Ici, on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables.

On appelle ces miroirs « héliostats » (en grec : qui fixe le soleil). Leur ensemble constitue le « champ d'héliostats ». On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole.

La surface réfléchissante de cette « parabole » étant fatalement déployée au sol, son « foyer » se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de

grande hauteur qui donne son nom à la filière.

Pour faire fonctionner ce dispositif, il faut réaliser un « tir croisé » des héliostats et pour cela animer chaque miroir d'un mouvement de suivi du soleil particulier. Comme dans le cas précédent, ce mouvement peut être obtenu par la combinaison de deux rotations.

Il faut encore avoir optimisé la position des miroirs (ou plutôt la distribution de leur densité sur le terrain), la hauteur du foyer (qui conditionne la hauteur de tour et donc son coût) et la géométrie de l'ouverture du récepteur.

A travers un calcul difficile, on minimise le rapport coût d'investissement/rendement thermo-optique de l'ensemble champ d'héliostats-récepteur.

Les optima trouvés, en particulier en ce qui concerne l'altitude du foyer, se traduisent par des courbes très plates qui laissent pas mal de liberté au concepteur (autrement dit, il peut faire varier dans une large fourchette la hauteur de tour sans dégrader gravement le rendement).

Si ce travail a été bien mené, et si l'ouverture du récepteur est située dans le plan focal de l'optique, on peut obtenir par ce moyen des concentrations de l'ordre de 700 (cas de Thémis par exemple à 42,5° de latitude). Cette dernière condition n'est pas facilement remplie dans le cas de champs circulaires (la tour est située au milieu du champ d'héliostats et non au sud comme à Thémis). Dans ce cas, les concentrations atteintes sont plus faibles (235 à Solar One par exemple), mais la formule à d'autres avantages (essentiellement, une hauteur de tour diminuée pour une taille de champ donné) qui peuvent être déterminants aux basses latitudes. C'est la solution mise en œuvre à Barstow ou à Nio pour des latitudes proches de 35° mais également à Shchelkino implantée plus haut que Thémis en latitude (à 45°) ce qui montre bien que les optima recherchés ne sont pas déterminés avec une rigueur mathématique.

I.7.3. Principe de fonctionnement d'une Centrales à capteurs paraboliques :

Cette filière est un peu la référence en ce sens qu'elle met en œuvre la meilleure surface réfléchissante possible : une parabole de révolution. Avec ce miroir, tout rayon incident parallèle à l'axe optique passe, après réflexion, par un même point. On appelle ce point le « foyer ». Pour fonctionner correctement, un tel miroir doit viser en permanence le soleil (dont l'image se forme alors au foyer). On y parvient en animant son axe d'une double rotation. Mais ceci implique, on s'en doute, une limitation de taille, la surface de collecte ne pouvant guère dépasser ici quelques centaines de mètres carrés dans des conditions

économiques raisonnables. C'est là que réside la spécificité de la filière qui n'a d'intérêt que si l'on parvient à utiliser le faible débit de chaleur récolté dans une installation compacte, mobile avec le miroir (et si possible sans liaison avec l'extérieur autre qu'électrique) et installée dans une position voisine du foyer.

L'optique peut ici, théoriquement, délivrer des concentrations supérieures à 10000, ce qui est énorme. Dans la pratique, on réalise éventuellement des miroirs moins performants (en s'autorisant des marges d'erreur sur la qualité géométrique des surfaces mises en œuvre). Ils peuvent alors être économiques tout en délivrant des concentrations d'un excellent niveau. Plusieurs réalisations récentes de qualité délivrent ainsi des concentrations de l'ordre de 4000.

I.8. Miroirs de Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-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 (I.11).

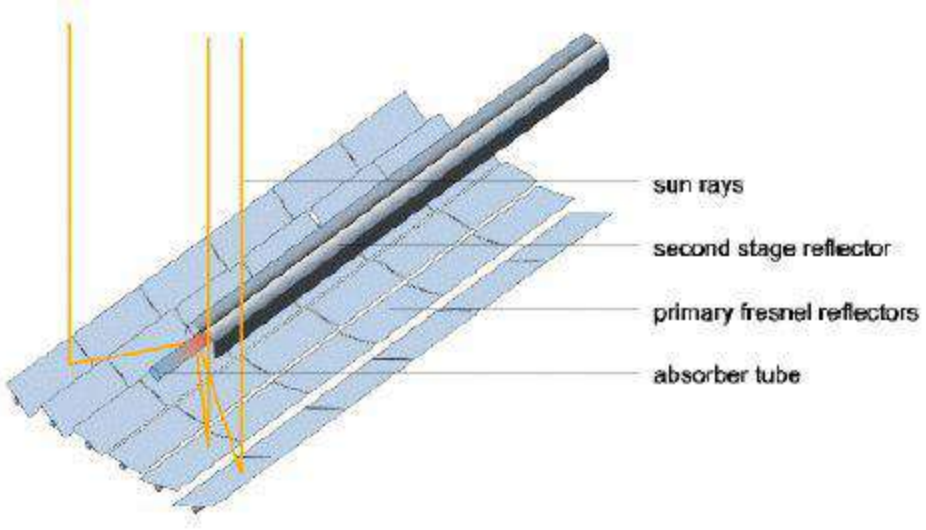


Figure. I.11. Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel [4].

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.

I.9. Les fonctions d'un système solaire thermique :

I.9.1. Le captage et l'absorption :

Le capteur est la source de chaleur de l'installation solaire. C'est la que le rayonnement solaire capté est absorbé pour chauffer le fluide caloporteur. Tous les capteurs visent à convertir le rayonnement solaire en chaleur avec un rendement élevé et à fournir cette chaleur aux consommateurs aussi efficacement que possible.

- **Le transfert de chaleur :**

L'énergie captée transformée en chaleur est ensuite par circulation du fluide caloporteur dans les tuyauteries vers l'échangeur de chaleur à plaque.

- **Le stockage :**

Puisque les apports et les besoins énergétiques sont généralement déphasés l'un par rapport à l'autre, on aura besoin du stockage**.**

- **L'appoint :**

L'énergie solaire ne peut dans la plupart des cas assurer la totalité des besoins en énergie. Pour faire face à des périodes défavorables (hiver, demi-saison, longue période de mauvais temps) et satisfaire les besoins en eau chaude, on a besoin d'une énergie d'appoint. Ainsi, la

plupart des unités de stockage sont équipées d'un dispositif d'appoint qui prend le relais en cas de besoin.

I.10. Les capteurs solaires :

Il existe toute une gamme de capteurs solaires qui permettent de répondre aux différents besoins. Leur choix dépend de la température désirée de l'eau chaude et des conditions climatiques pendant la période.

Il faut choisir le type de capteurs qui correspond le mieux au niveau de température auquel on désire arriver. Bien entendu, plus le niveau de température est élevé, plus les technologies mises en oeuvre sont évoluées et plus les coûts de production sont élevés.

Les technologies les plus courantes sont :

Les capteurs plans sans vitrage, les capteurs solaires à tubes sous vide et les capteurs plans vitrés.

- **Capteurs solaires à tubes sous vide :**

Les capteurs solaires à tubes sous vide, comportent un absorbeur revêtu d'une surface sélective et enfermé sous vide dans un tube en verre. Ils captent bien l'énergie solaire et leurs pertes thermiques vers l'environnement sont extrêmement faibles.



Figure. I.12. Capteurs solaires à tubes sous vide [4].

I.11. La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée :

Cette transformation se fait le plus souvent de manière tout à fait conventionnelle grâce à une turbine à vapeur d'eau couplée à un alternateur. Nous avons cependant signalé la voie originale du générateur Stirling, étudiée pour les petites unités autonomes, et fait allusion à l'utilisation possible d'un cycle combiné dans la filière « centrale à tour » à air. Il faut encore signaler la tentative faite à la fin des années 70 en France de mettre en œuvre une turbine à vapeur de fréon (centrale à capteurs « COS » de Vignola, près d'Ajaccio).

Nous allons ici passer en revue la signification et les potentialités de ces différentes voies. Toutes sont avant tout à la recherche du rendement. En principe, celui-ci augmente avec la température haute du cycle (c'est à dire avec la température de travail du récepteur solaire), mais la réalité n'est pas si simple.

I.11.1. Le cycle à vapeur :

Ce cycle qui, en eau, est limitée en température haute à 565°C (au-delà, des problèmes d'incompatibilité chimique apparaissent entre la vapeur et les aciers), est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermo-mécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne.

Il a été utilisé exclusivement dans les réalisations dont il est question ici au chapitre des filières « centrale à tour » et cylindro-parabolique.

Les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffe de la vapeur ou non) et encore, et peut-être surtout, de la taille du groupe. Cela est en effet moins connu, mais les performances de ce genre de machine sont dégradées par les fuites de vapeur entre étages. Celles-ci sont elles-mêmes provoquées par les indispensables jeux mécaniques qu'il faut ménager entre rotor et stator pour autoriser les dilatations différentielles lors de la mise en température de la machine. Or ces jeux sont proportionnellement moins importants pour les grosses machines que pour les petites et entraînent la chute des performances de ces dernières. C'est ce type de dégradation qu'envisageait de combattre la société Bertin en proposant la mise en œuvre à Vignola d'une turbine à vapeur de toute petite puissance (500kW) où l'eau était remplacée par le fréon.

Pour illustrer ces propos, on peut passer en revue les caractéristiques et les performances de quelques-uns des groupes qui ont été utilisés dans les centrales solaires en cause ici :

- Thémis : 2,5 Mwe, vapeur surchauffée à 430°C – 50 bars, rendement nominal 28%,
- Solar One : 12,5 Mwe, vapeur surchauffée à 515°C – 100 bars, rendement nominal 35%,
- SEGS VII de Luz : 30Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,5%,
- SEGS IX de Luz : 80Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,6%.

On voit que la taille du groupe est un paramètre essentiel puisque celui de Solar one, alimenté en vapeur d'excellente qualité, est moins performant que ceux des centrales Luz alimentés en vapeur médiocre, mais beaucoup plus puissants (et, il est vrai, à resurchauffe).

On peut pronostiquer un rendement supérieur à 40% pour le groupe d'une centrale à tour à Draw-salt, produisant de la vapeur au meilleur niveau de performance (soit à 565°C), dotée d'un circuit de resurchauffe, si sa taille peut atteindre ou dépasser les 30MW.

I.11.2. Le cycle combiné :

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C. On reconnaît là des caractéristiques qui pourraient être celles du projet Phoebus. Ce serait en effet la logique d'utiliser un cycle combiné dans ce dernier cadre taillé sur mesure pour lui. Si les équipes allemandes qui étudient cette filière n'ont pas, jusqu'à ce jour, franchi le pas et en sont restées à l'utilisation du seul cycle à vapeur (ce qui, en pratique, disqualifie la formule par manque de performance), c'est que l'introduction d'un cycle à gaz de tête et son alimentation par l'air caloporteur à pression atmosphérique pose bien des problèmes dont le moindre n'est pas l'échange des calories entre le caloporteur et l'air du cycle.

Le cycle combiné, à cause de son excellent rendement, est donc l'avenir de la filière « centrale à tour », mais on peut légitimement se demander si, comme dit l'humoriste, il n'est pas destiné à le rester.

I.11.3. Le cycle Stirling :

Comme on le sait, ce transformateur thermo-mécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. C'est ainsi que la première tentative de construire une « parabole Stirling » date de 1887.

Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique.

Dans la pratique, ce générateur conserve bien des atouts dont celui de pouvoir être réalisé en petite taille sans perdre trop en rendement. C'est ce qui en fait le candidat idéal pour l'exploitation des calories récoltées avec une excellente efficacité mais à faible débit par les concentrateurs paraboliques (on met en œuvre aujourd'hui aux foyers de telles paraboles des générateurs Stirling qui se situent dans la gamme des 5-50 kWe et dont les rendements thermo-mécaniques varient de 30 à 45%). En conséquence, l'inertie thermique de l'appareil est faible et on peut envisager de soumettre son alimentation en calories aux caprices météorologiques. C'est une caractéristique importante de ces générateurs installés au droit de foyers mobiles qu'il n'est pas question d'équiper d'un stockage thermique. Le résultat est là puisque, dans un exemple récent (10kWe), on obtient un rendement instantané net (soleil-réseau électrique) de 22%, ce qui peut être considéré comme excellent. A plus grande puissance (25kWe), on friserait les 30%.

Malheureusement, le défaut de ces machines réside dans l'improbable tenue des joints d'étanchéité de leurs pistons soumis à des conditions très dures. Ce problème peut probablement être surmonté mais a interdit jusqu'à aujourd'hui le développement industriel de la machine (c'est à dire son utilisation par l'industrie automobile). Sans doute faut-il voir là un des freins principaux au développement de cette filière solaire.

Conclusion :

Un capteur solaire doit être en tout temps orienté vers le soleil pour concentrer les rayons vers un point focal et ainsi maximiser l'′energie captée.

On modélise le capteur comme une surface de densité constante et on calcule son centre de masse pour s'assurer que le capteur solaire ne deviendra pas déséquilibré durant ses déplacements quotidiens.

Introduction :

Le gisement solaire est une source d'énergie renouvelable disponible en grande quantité, en tout point de la surface terrestre et gratuite.

Les réactions thermonucléaires qui se produisent au sein du soleil, provoquent l'émission d'ondes électromagnétiques de très forte puissance ou rayonnement thermique solaire.

Le rayonnement ou spectre solaire se présente sensiblement comme celui d'un corps noir à 5 800°K.

L'énergie solaire reçue par la terre en dehors de l'atmosphère est d'environ 1 370 W/m2.

Cette grandeur est appelée constante solaire.

II.1. Données relatives au soleil au rayonnement solaire :

II.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 (II.1) et (II.2).

Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales :

a) L'intérieur où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire (L'hydrogène se 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,

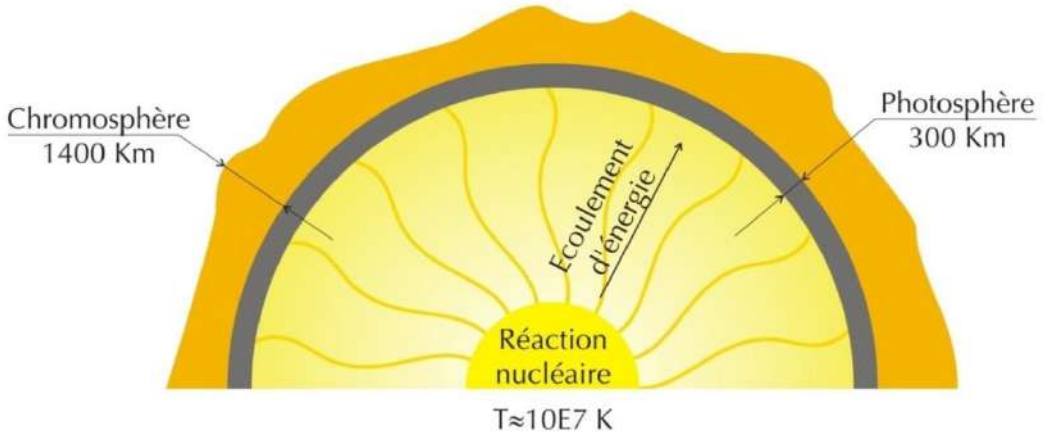


Figure. II.1 : Une coupe dans le Soleil [8].

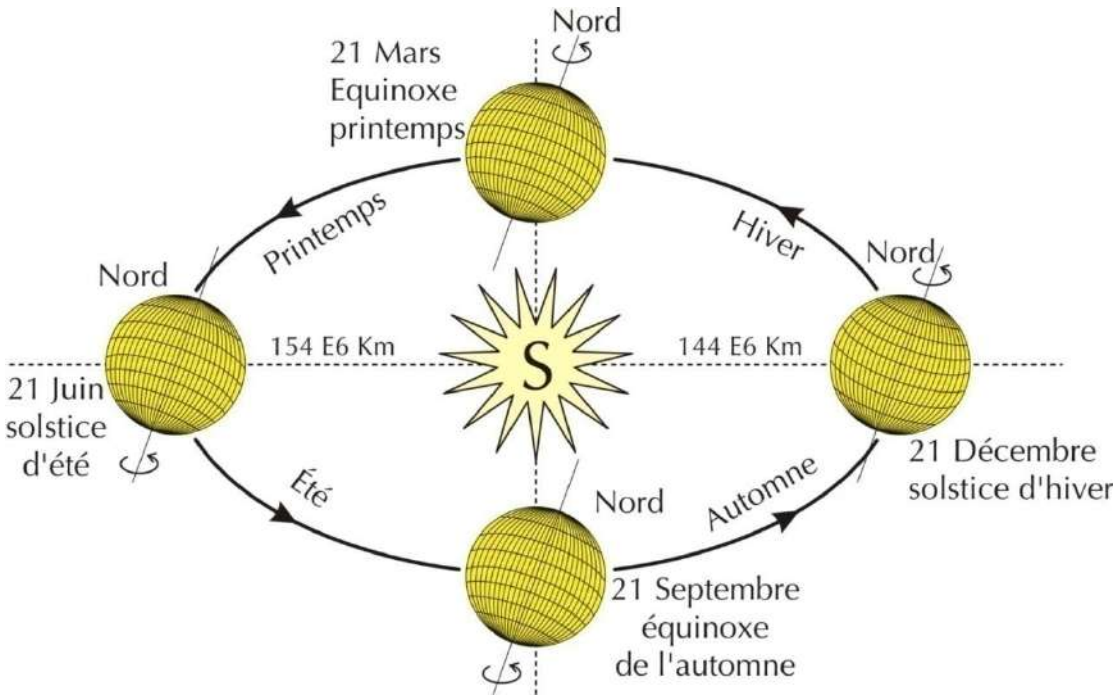


Figure. II.2 : Mouvement de la terre autour du Soleil [8].

II.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.

II.1.2.1. 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.

II.1.2.2. 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.

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

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

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

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

II.1.2.3. 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 (II-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.

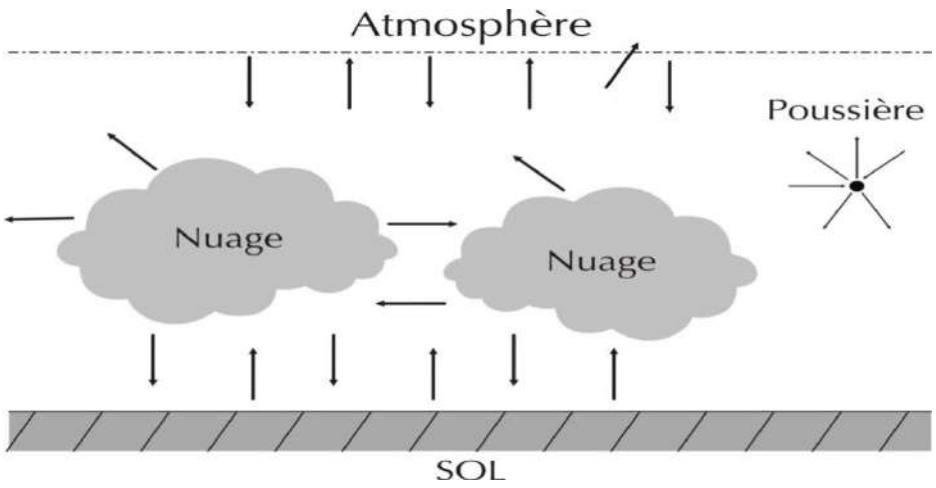


Figure. II.3: Interactions nuages-atmosphère-sol [8].

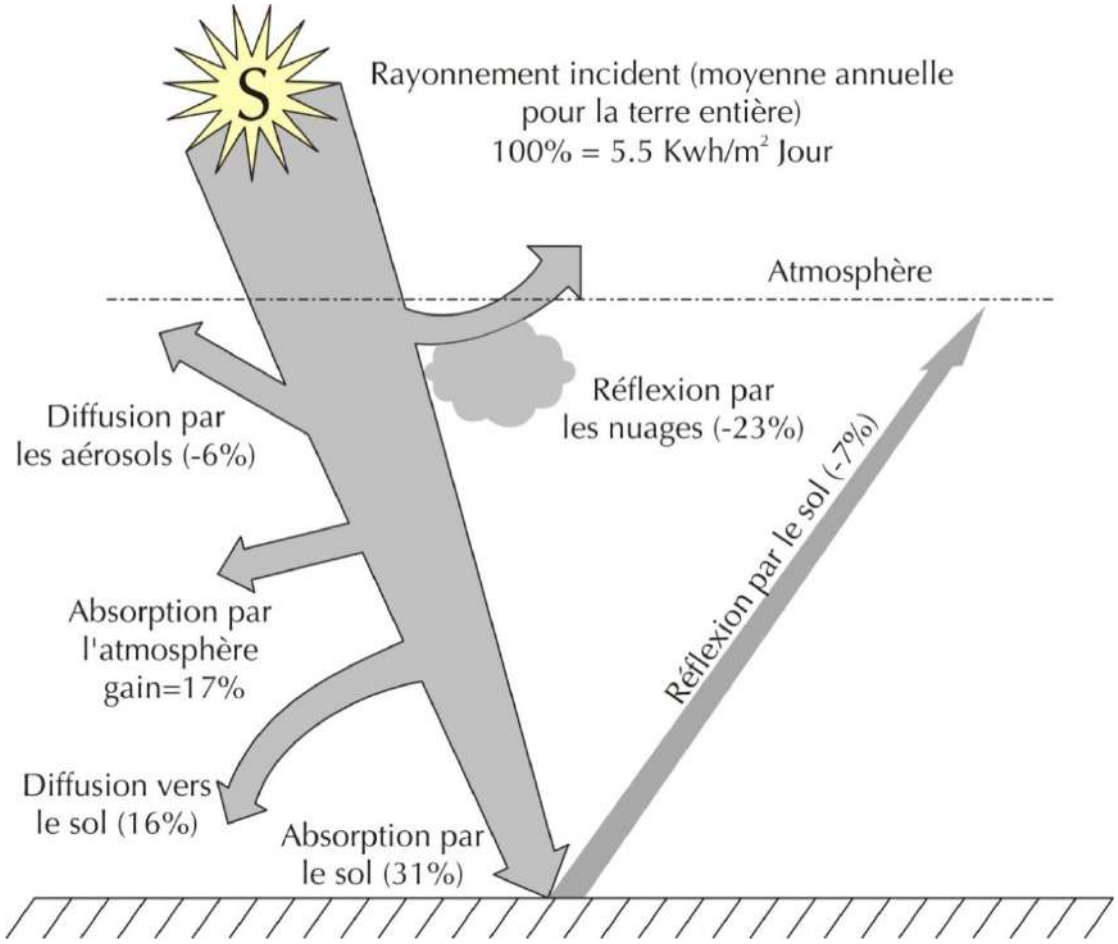


Figure. II.4 : Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [8].

II.2.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-à-dire 15° en1 heure ou 1° en 4mn.

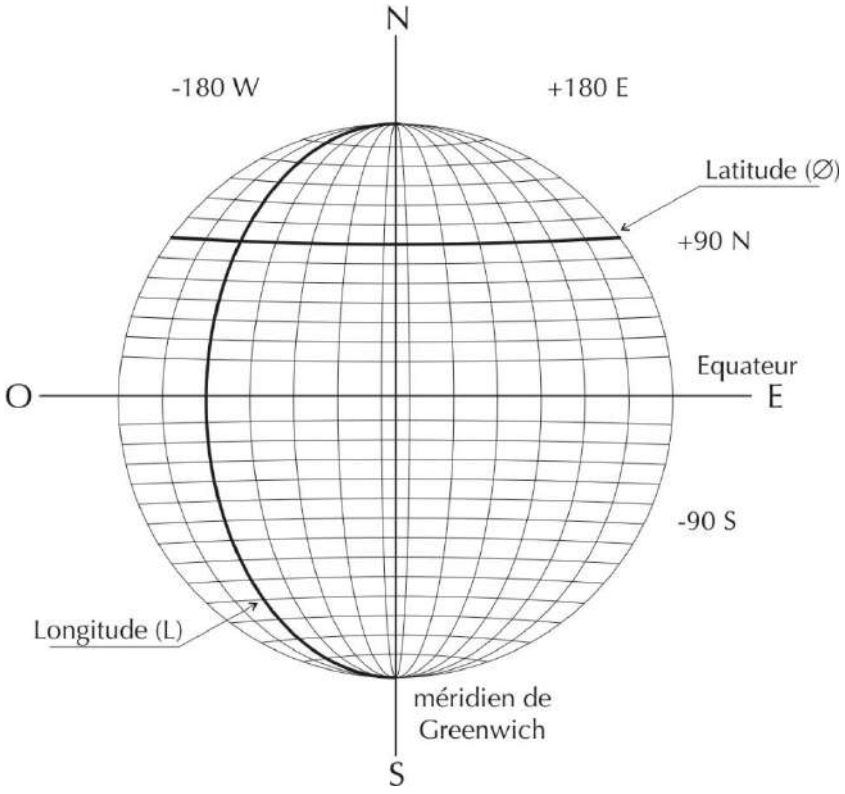


Figure. II.5 : Les coordonnées de la terre [8].

II.2.1. Coordonnées équatoriales :

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

II.2.1.1. 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).

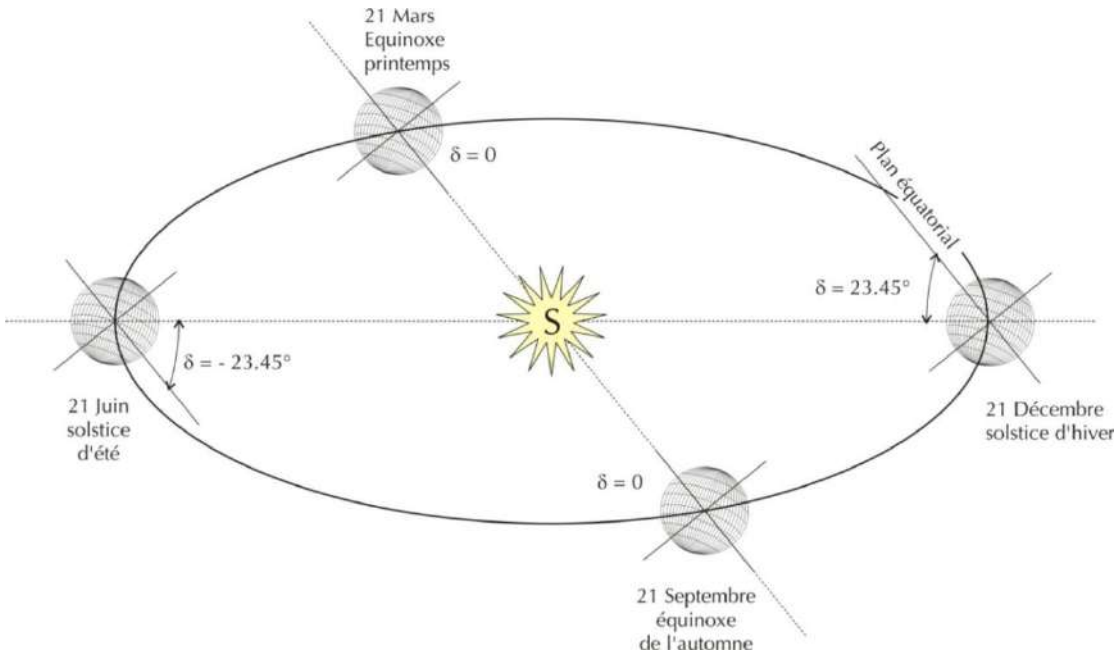


Figure. II.6 : La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre) [8].

La valeur de déclinaison peut être calculée par la relation :

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

II.2.1.2. L'angle horaire (ω):

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

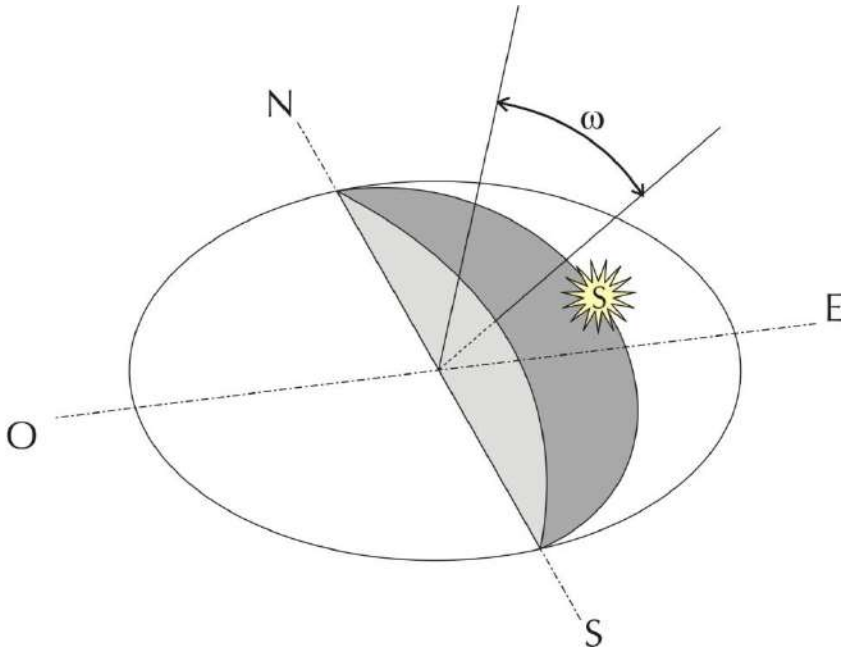


Figure. II.7 :L'angle horaire [8].

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

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

II.2.2. Coordonnées horizontales :

II.2.2.1. 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 :

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

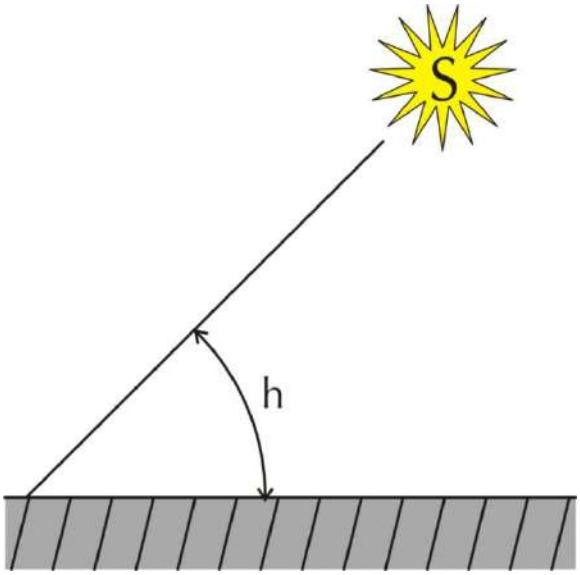


Figure. II.8 : L'angle de hauteur du Soleil [8].

II.2.2.2. 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 (II-9) :

$$sin(\boldsymbol{\gamma_s}) = \frac{co\,s(\delta)\,sin(\omega)}{co\,s(h)} \qquad (\text{II} - 5)$$

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

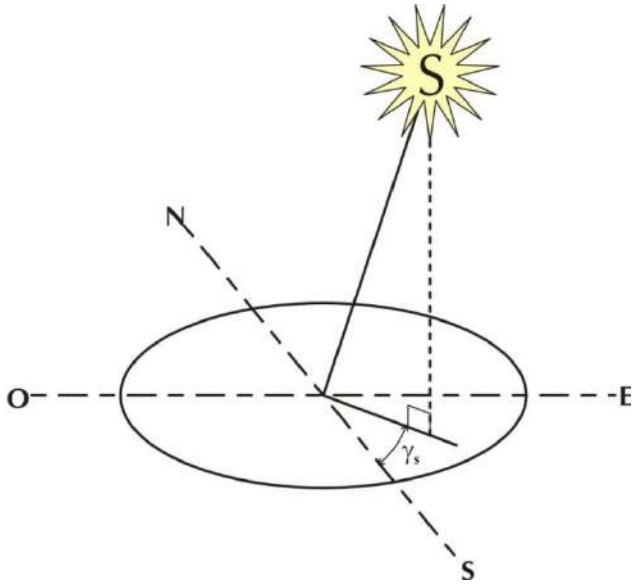


Figure. II.9 : L'angle d'azimut du soleil [8].

II.2.2.3. 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 :

$$\beta=90-\alpha$$

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

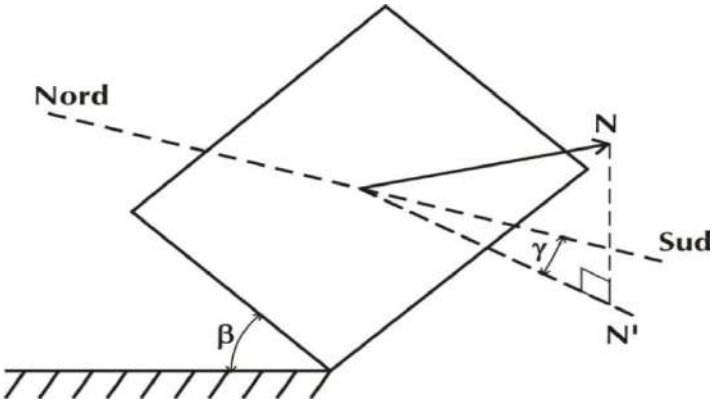


Figure. II.10 : L'angle d'azimut de la surface [8].

- **L'angle de zénith (θz) :**

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

$$\cos(\theta z) = \sin(\delta)\sin(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega) \qquad (\text{II} - 6)$$

Avec :

Ø : C'est la latitude du lieu.

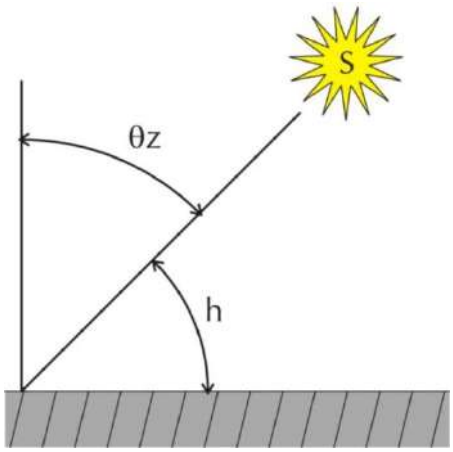


Figure .II.11 : L'angle de zénith [8].

- **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.

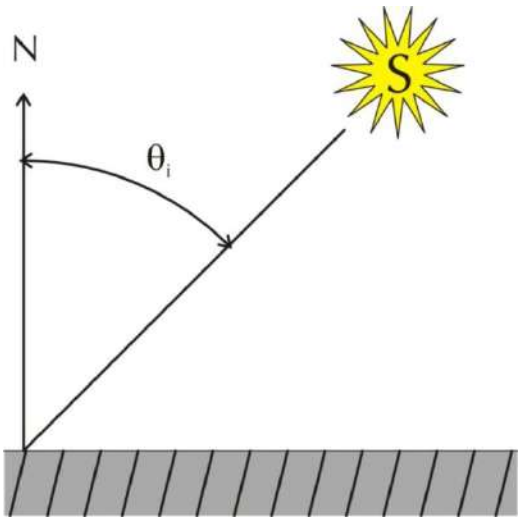


Figure. II.12 : Plan horizontale, dans ce cas (θ_i= θz). [8].

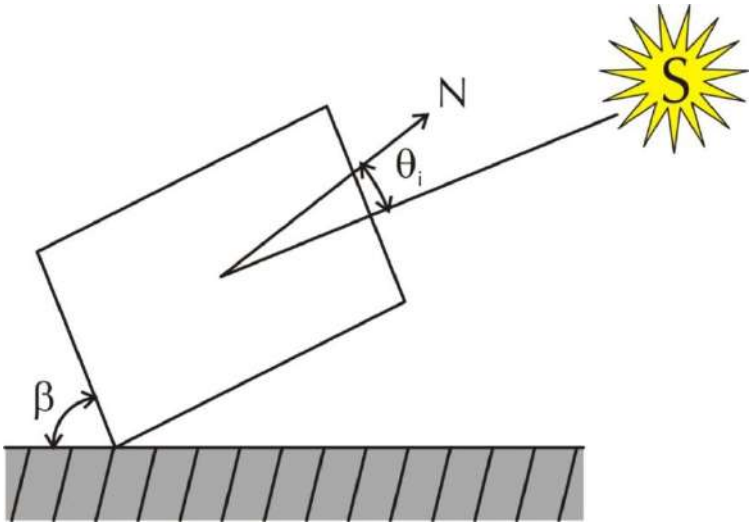


Figure .II.13 : Plan incliné [8].

II.3. Heures et temps :

II.3.1. 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 suivent :

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

Donc :

$$cos\,(\omega_l) = -tan\,(\phi)tan\,(\delta) \qquad (\text{II} - 7)$$

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

$$\omega_c = -\omega_l$$

$$\omega_l = -arc\cos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en\ ° \qquad (\text{II} - 8)$$

$$\omega_c = arc\cos\,(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \qquad en\ ° \qquad (\text{II} - 9)$$

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

$$TS_l = 12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right) \ en\ h \qquad (II-10)$$

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

$$TS_c = 12 - \left(\frac{\omega_l}{15}\right) \ en\ h \qquad (II-11)$$

II.3.2. Durée de jour :

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

$$dj = (TS)_c - (TS)_l \qquad (II-12)$$

$$dj = \left(12 - \left(\frac{\omega_c}{15}\right)\right) - \left(12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right)\right) \qquad (II-13)$$

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

II.3.3. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL :

$$TSV = TL - C + \frac{L_{local}}{15} + ET \quad \left(\frac{1\ h}{60\ mn}\right) \qquad (II-14)$$

TL : temps légal (donné par la montre)

L_{ocal} : longitude de lieu

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

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU) \qquad (II-15)$$

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 (II-14), pour l'Algérie TCF - TU = 0.

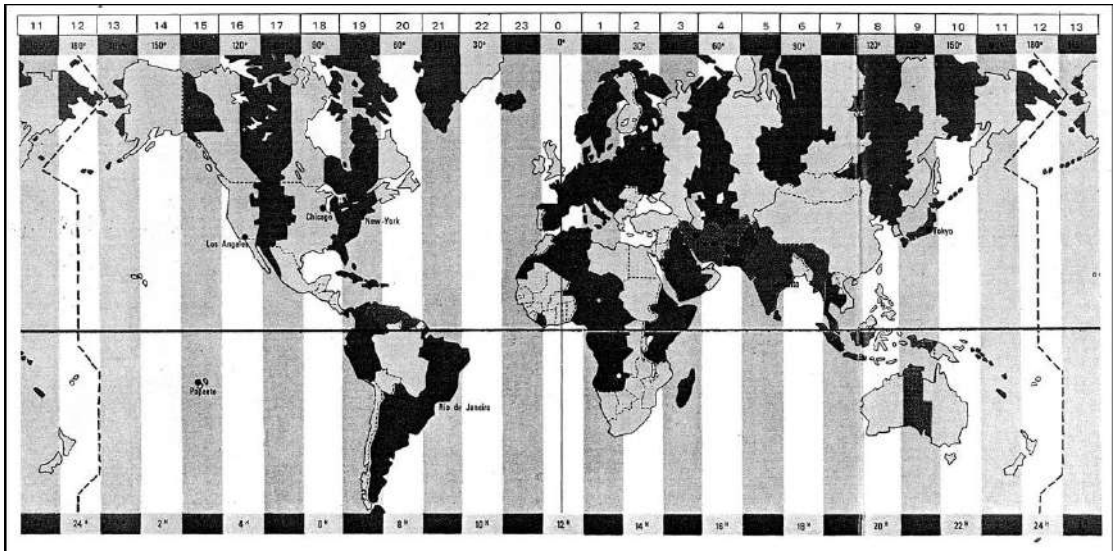
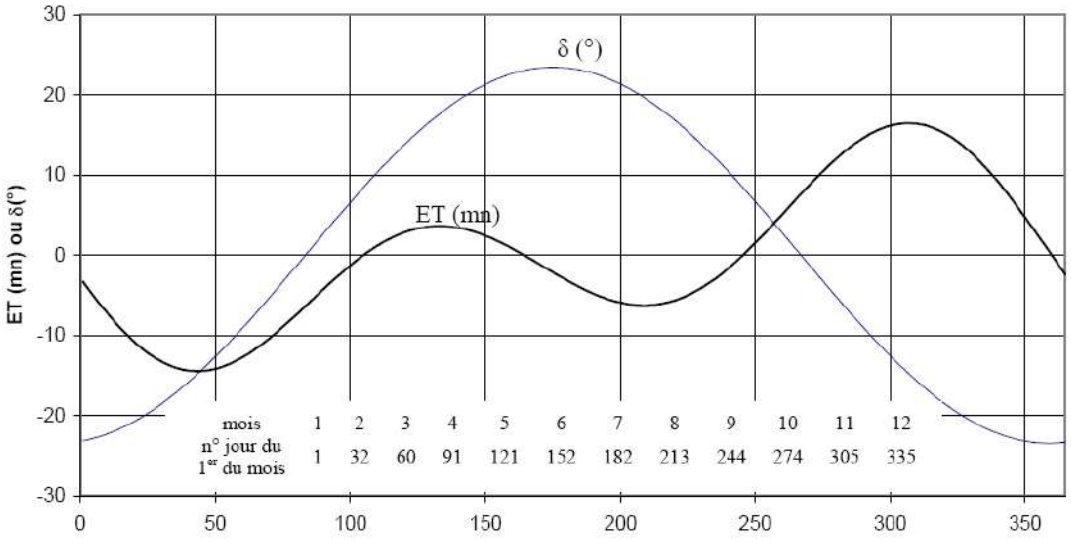


Figure .II.14 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [8].

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-15), 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.



Figue .II.15 : 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 :

$$ET = -\begin{cases} 0.0002 - 0.4797\ cos(\omega' j) + 3.2265\ cos(2\omega' j) + 0.0903\ cos(3\omega' j) \\ + 7.3509\ sin(\omega' j) + 9.3912\ sin(2\omega' j) + 0.3361\ sin(3\omega' j) \end{cases} \quad (\text{II} - 16)$$

Où

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

II.4. Le modèle mathématique du champ solaire :

Le modèle mathématique du champ solaire similaire à celui de lippe (1995), il est basé sur les mesures expérimentales de performance de la SEGS LS-2 (Dudley et al, 1994). Les opérateurs de SEGS IV contrôle manuellement le débit du fluide caloporteur (THERMINOL VP-1). Ils réglet le débit afin de maintenir les températures de sortie et d'entrée à peu près constante le débit massique est calculé à partir du bilan énergétique :

$$\dot{m} = \dot{Q}_{net} / cp_{ftc}(T_s - T_e) \quad \text{(II-17)}$$

L'énergie utile est donnée par :

$$\dot{Q_{util}} = \dot{Q}_{net} = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{pert} \quad \text{(II-18)}$$

Energie d'absorbée

$$\dot{Q}_{abs} = DNI_{incid}\ A_{ap}\ IAM(\text{M})\ \text{S}\ (Opt_{eff} + 0 \cdot 004202\ \Delta T) \quad \text{(II-19)}$$

$$- [7.44\ \Delta T / DNI_{incid} - 0 \cdot 0958\ \Delta T^2 / DNI_{incid}]$$

La différence de température ΔT est calculée par

$$\Delta T = (T_s + T_e)/2 - T_{amb} \quad \text{(II-20)}$$

Le modificateur de l'angle d'incidence est donnée par:

$$IAM = \cos(\theta_i) - 0 \cdot 0003512\ \theta_i - 0 \cdot 00003137\ \theta_i \quad \text{(II-21)}$$

$$S=(L_{spacing} / W) \cdot \cos(\theta_z) / \cos(\theta_i) \quad \text{(II-22)}$$

La perte de bout

$$M = 1 - f \cdot \tan(\theta_i) / L_{SCA} \quad \text{(II-23)}$$

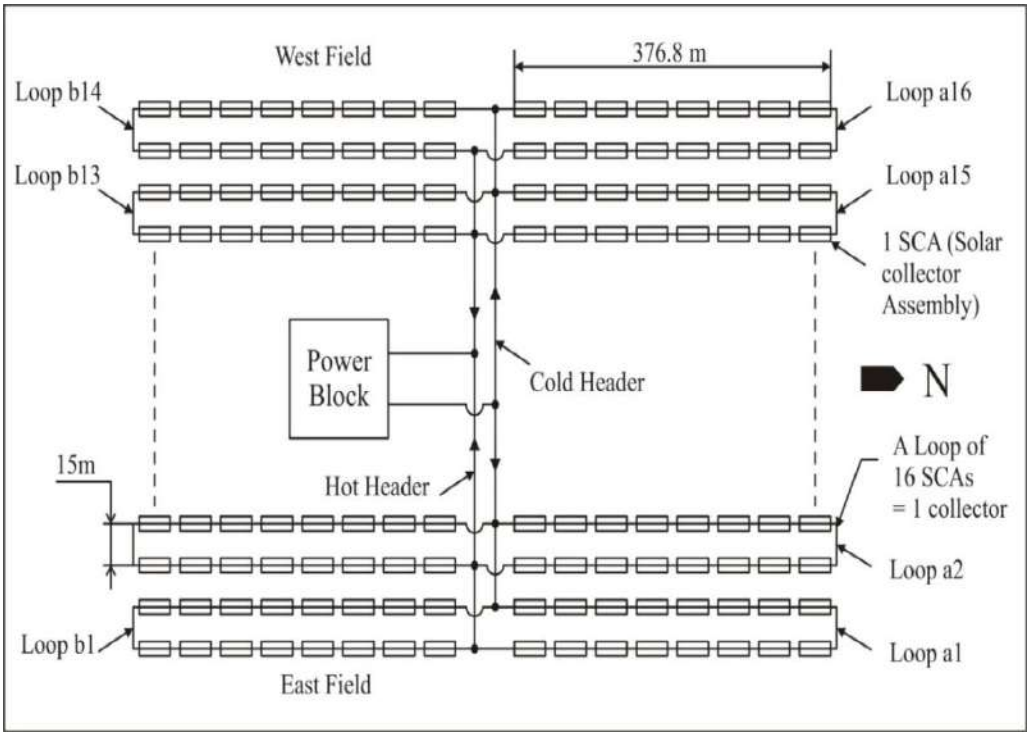


Figure .II.16 : le modèle du champ solaire [8].

II.4.1. L'ongle d'incidence:

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

$$\cos\theta_i=\sqrt{\cos(\theta_z)^2+\cos(\delta)^2.\sin(\omega)^2} \quad \text{(II-24)}$$

Tableau II.01 : Spécification du capteur solaire

Type de capteur	**LS-2**
La largeur apparente	5 m
La longueur	47,1 m
Le rendement optique	73 %
La distance focale (f)	1,49 m
L'espacement entre les rangées	15 m
$\mathbf{L}_{hose}$	1,84 m

II.4.2. La surface apparente du champ solaire :

$$A_{app}=L_{sca}\ .\ b_{apw}\ .\ N_{sca} \quad \text{(II-25)}$$

L_{sca} : la longueur d'un collecteur.

b : la largeur apparente du collecteur.

N : nombre de collecteurs.

II.5.La différence de température au-dessus de la température ambiante :

$$\Delta T = \frac{T_{in}-T_{out}}{2} - T_{amb} \quad \text{(II-26)}$$

T_{in} : La température d'entrée du fluide caloporteur.

T_{out} : La température de sortie.

II.5.1. La chute de pression :

$$\Delta P = \text{f}.\frac{L}{D}.\frac{\rho V^2}{2} \quad \text{(II-27)}$$

T_m : Température moyenne

II.5.2. L'ombrage sur le capteur :

Rowshadow = $L_{espacent}$ .cos(θ_z) / b_{apwid} . cos(θ_i) (II-28)

Rowshadow = min (max (0, 0, R_{SC} cal), 1, 0) (II-29)

II.5.3. L'énergie thermique perdue :

Q_{LOSS} = 20.A_{ap} (ΔT)/ 343 + 2, 57 $*$ 10^6 $*$ (ΔT) / 275 (II-30)

II.5.4. L'énergie absorbée :

cos(θ_i) : L'angle d'incidence

M : Facteur d'ombrage

L'énergie utile.

$$Q_{Util} = \dot{m}\,\Delta h = \dot{m}_{htf}.(h_e - h_i) \quad \text{(II-31)}$$

$$\dot{m}_{HTF} = Q_{util} / (h_e - h_i)$$

$$\eta_{Field} = Q_{Util}/Q_{Incidente} = \eta_{Field} = Q_{Util}/A_{ap} \cdot DNI \cdot \cos(\theta_i) \quad \text{(II-32)}$$

II.6. Propriétés Physiques :

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

La longueur de capteur $= 768\ m$

La chute de pression $\Delta p = f.L.(\frac{\dot{m}}{A_{id}})^2 \cdot 10^{-5}/2 \cdot d_{in} \cdot \rho_{moy}$ (II-33)

$A = \frac{\pi(d_{in})^2}{4}$

Pour calculer la chute de pression on a divisé la longueur d'une loupe en (6) Segments égaux

On calcule les propriétés physiques :

La densité, la viscosité dynamique et le nombre de Reynolds pour la température moyenne de chaque segment.

Le facteur de frottement est donné par :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{2.51}{R_{e\sqrt{f}}}) \quad \text{(II-34)}$$

La chute de pression à travers le train d'échangeurs de chaleur est donnée en fonction du débit massique du fluide caloporteur ;

$$\frac{\Delta P_{EC}}{\Delta P_{EC.ref}} = (\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF.ref}})^2 \quad \text{(II-35)}$$

$\dot{m}_{HTF.ref}$ = 236.22 Kg/s

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

La chute de pression totale est la somme des chutes de pression à travers la loupe du champ solaire et la chute de pression à travers le train d'échangeurs de chaleur

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{sf} + \Delta P_{SC} \quad \text{(II-36)}$$

La circulation du fluide caloporteur est assurée par la pompe, son travail est donné par :

$$WP_{HTF} = \frac{\Delta P_{total} \cdot V_{HTF}}{\eta} \quad \text{(II-37)}$$

Où

$V_{HTF_{in}}$: est le débit volumique [du fluide caloporteur] à la température d'entrée

est calculé par

$$\dot{V}_{HTF_{in}} = \frac{\dot{m}_{HTF}}{\rho_{HTF}(T_{in})} \quad \text{(II-38)}$$

Le rendement de la pompe est donnée par :

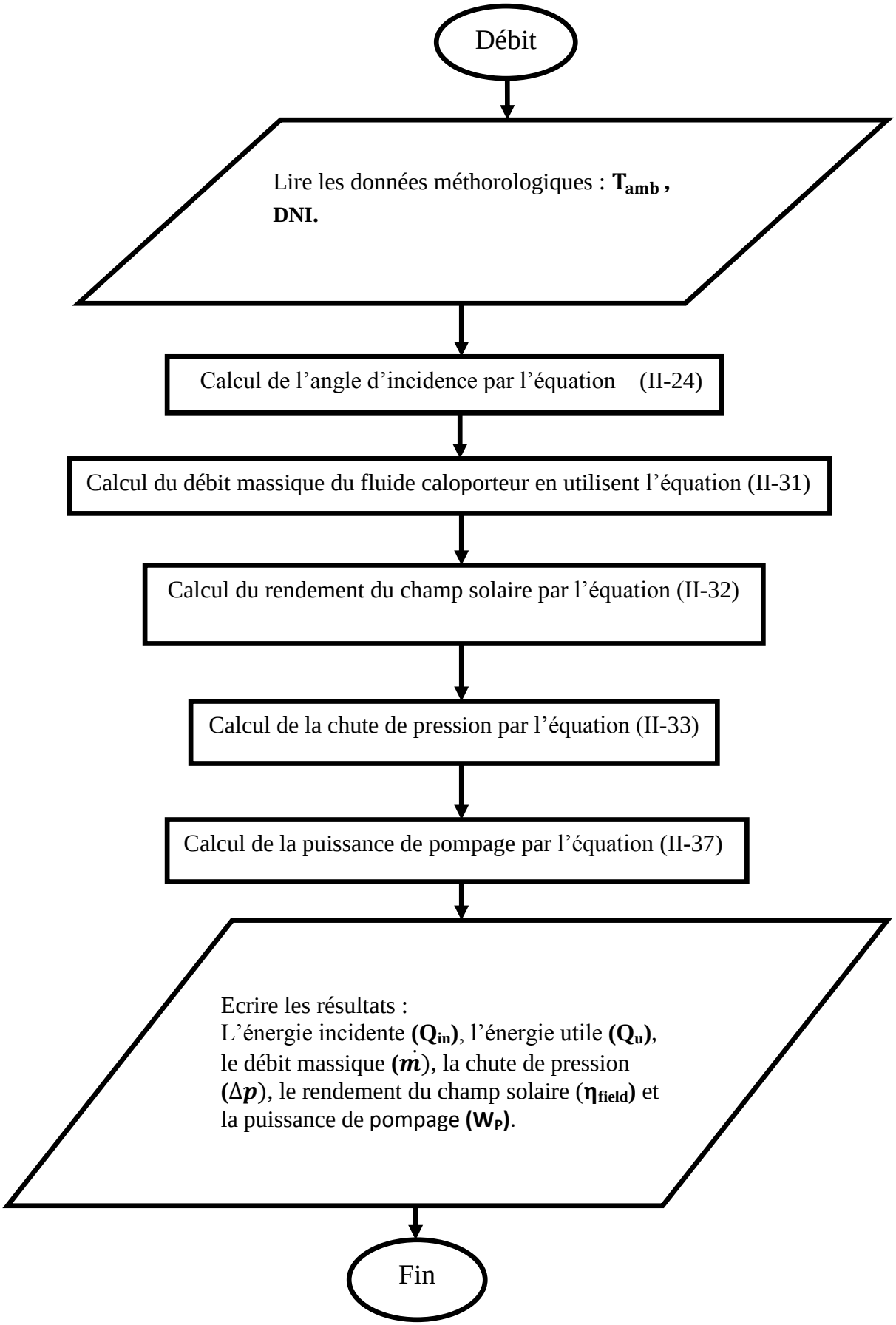
$$\eta_P = \eta_{P.ref}\left(-0,4 + 2,8\left(\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF_{ref}}}\right) - 1,4\left(\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF_{ref}}}\right)^2\right) \quad \text{(II-39)}$$

Où

$$\eta_{P.ref} = 0,6$$

.

II.7.La procédure de solution est comme suit :



Introduction :

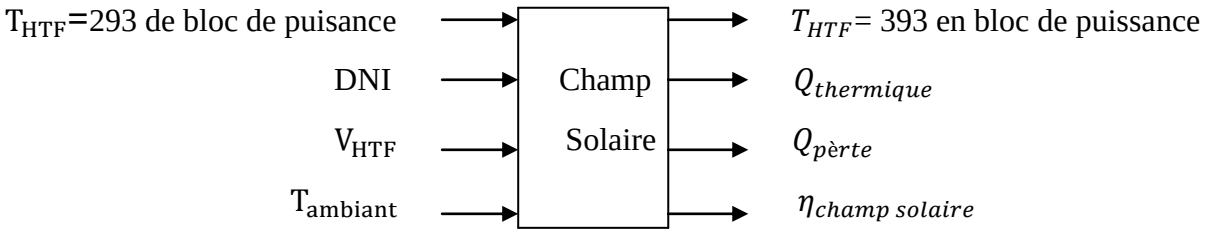
Dans ce chapitre les résultats obtenus par le calcul numérique sont discutés et interprétés. Pour résoudre le rayonnement solaire, on a utilisé un logiciel de calcul qui traite des champs solaires.

Le principe de cette étape repose sur l'étude de conception et des performances d'un champ solaire cylindro-parabolique de 60 MW_{th} utilisant un tube récepteur enrobé en chrome noir et sous-vide dans l'espace annulaire.

Nous avons donc essayé d'appliquer le modèle mathématique pour le cas d'un l'étude analyser les performances de ce champ solaire sous les conditions climatiques algériennes.
Et comparer les profils des températures ambiantes et le rendement du champ solaire et l'énergie incidente, l'énergie utile et la puissance de la pompe, le débit massique et la chute de pression par l'application du code de calcul MATLAB.

Les résultats obtenus sur les profils de l'énergie incidente, l'énergie utile et la puissance de la pompe, le débit massique et de chute de pression ainsi que le rendement de champ solaire de température ont été réalises avec de logiciel MATLAB.

III.1.Diagramme du composant représente le champ solaire :



La surface du champ solaire est donnée par :

$A=P_{elé} \cdot SM/\eta \cdot DNI$

$\eta = 0.23$

SM=1

$P_{elé} = A \cdot \eta \cdot DNI$

Alor la surface apparent total se 188400 m^2

Le rendement total 23%

Le rendement de champ solaire 65%

Le rendement de cycle de puissance 36%

Tout sa pour une puissance électrique de (40 MW)

Ou une puissance par l'énergie utile (thermique) de 111 MW

III.2.Le 21 Janvier

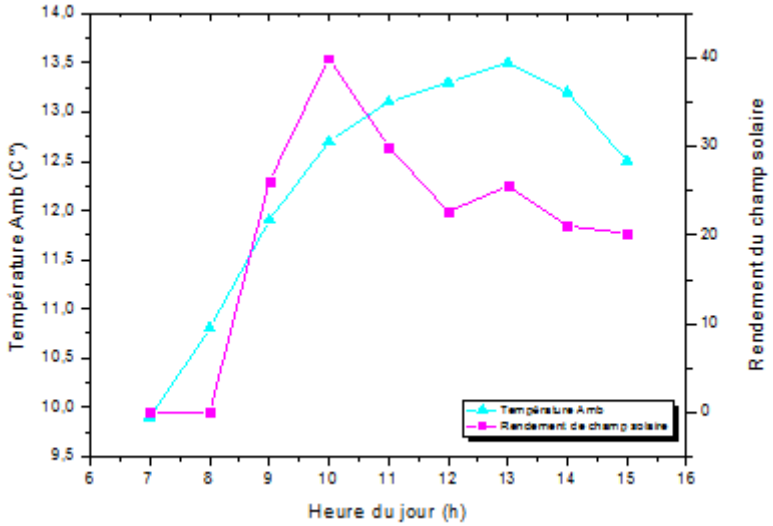


Fig.III.1.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Janvier

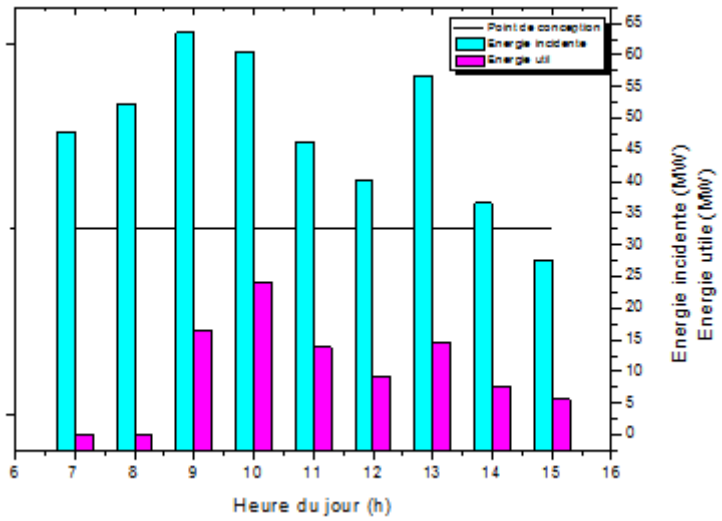


Fig.III.1.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Janvier

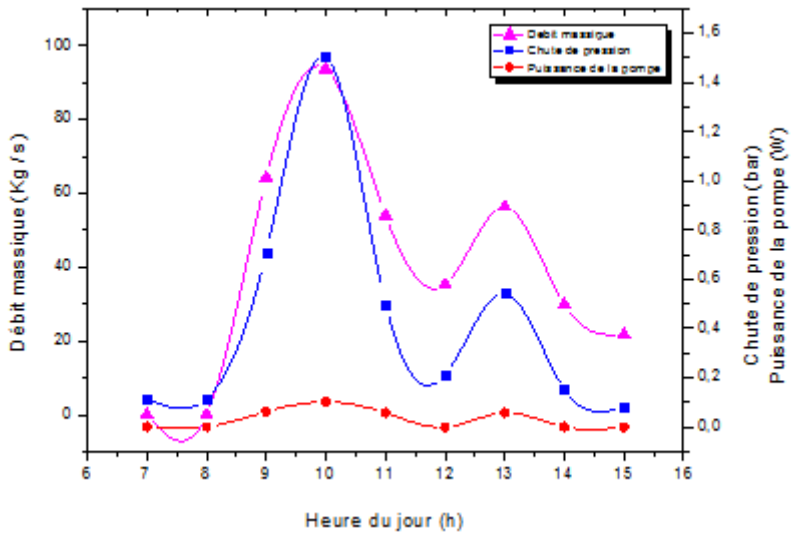


Fig.III.1.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure de jour

III.3.Le 21 Février

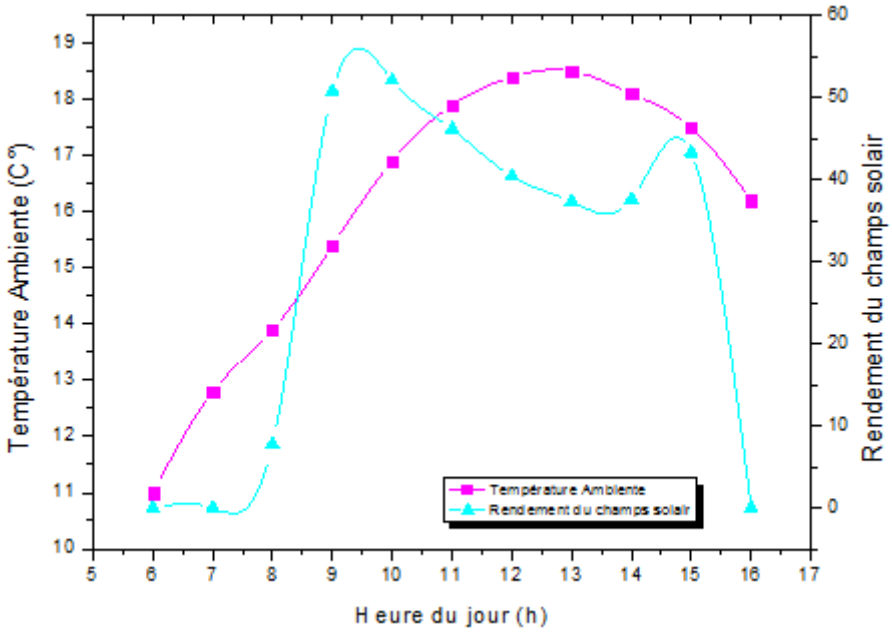


Fig.III.2.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Février

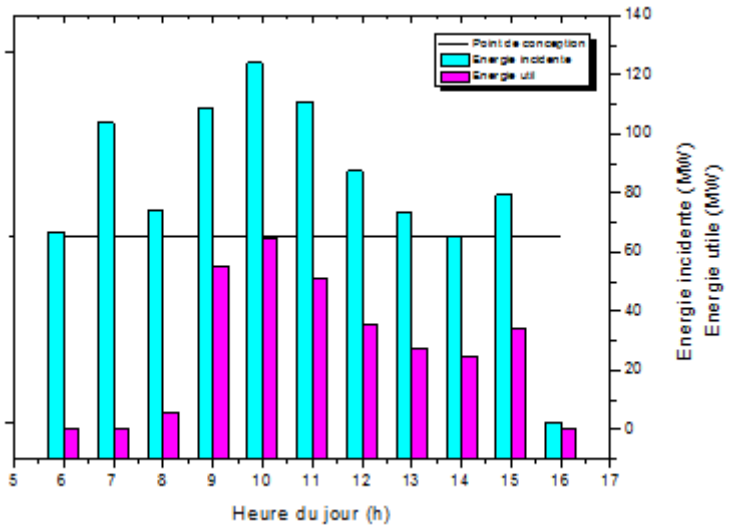


Fig.III.2.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure de jour pour le 21 Février

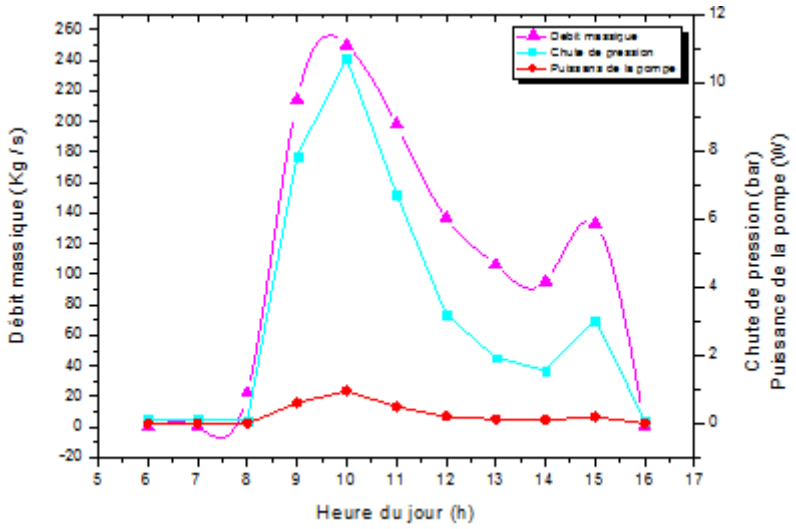


Fig.III.2.c: Evolution de la puissance du pompe et le débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure de jour

III.4.Le 21 Mars

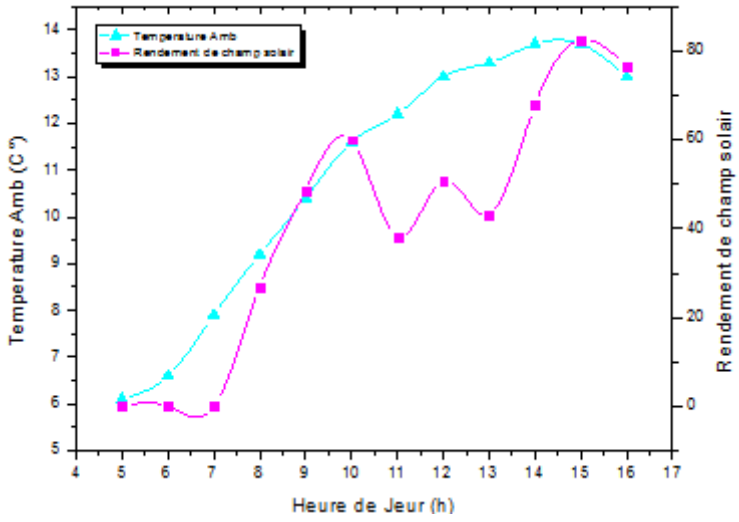


Fig.III.3.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Mars

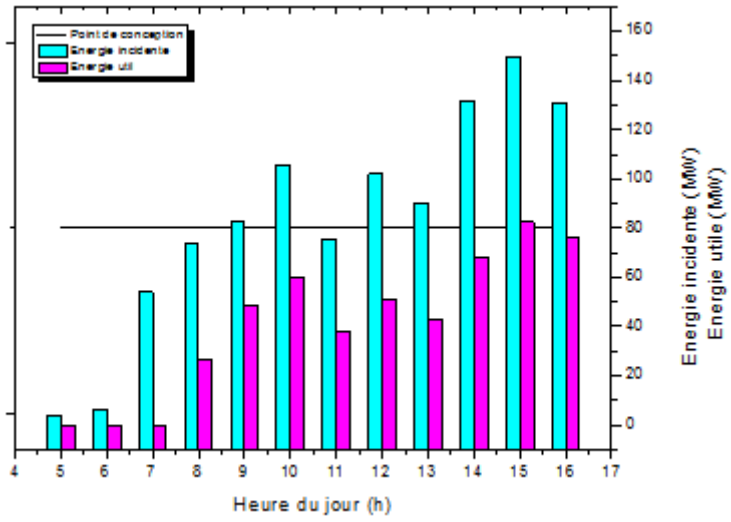


Fig. III.3.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure de jour pour le 21 Mars

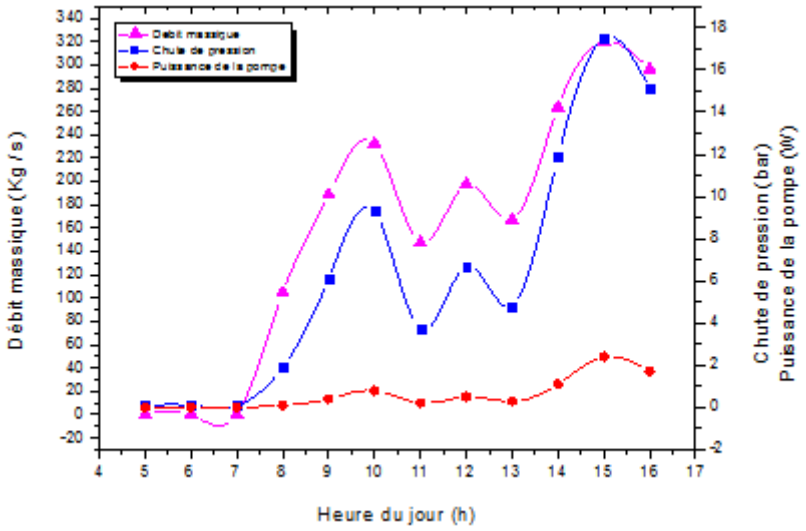


Fig.III .3.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de la pression en fonction de l'heure du jour

III.5.Le 21 Avril

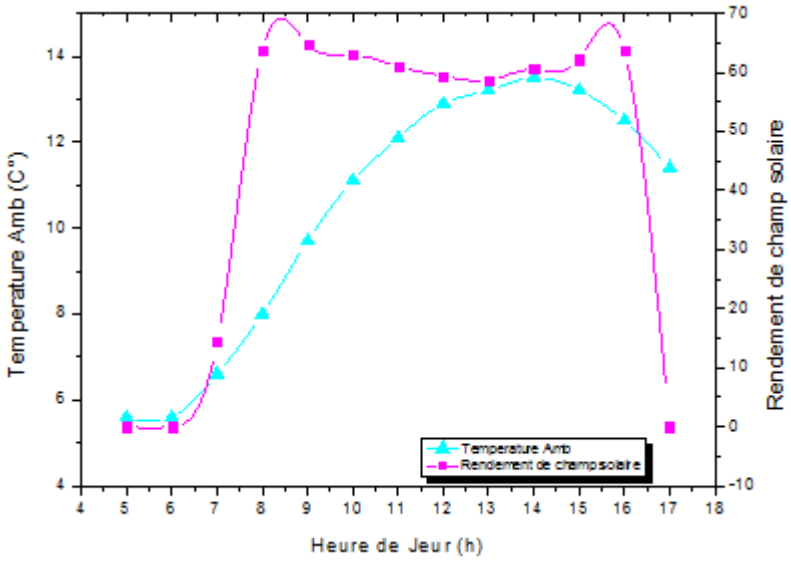


Fig.III.4.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Avril

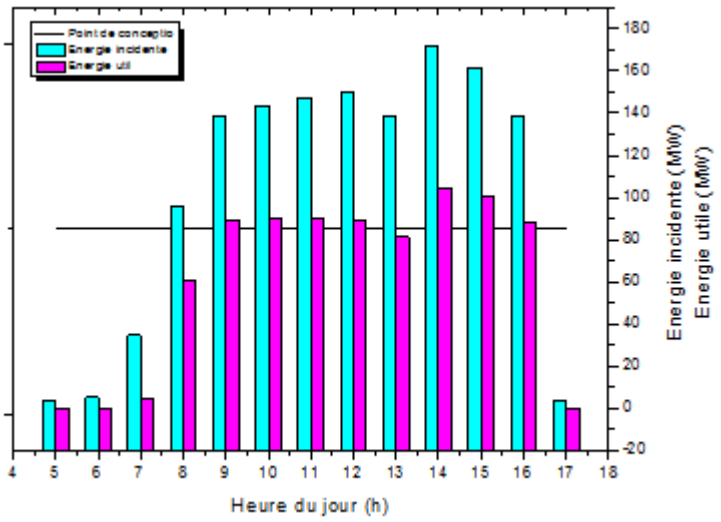


Fig.III.4.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure de jour pour le 21 Avril

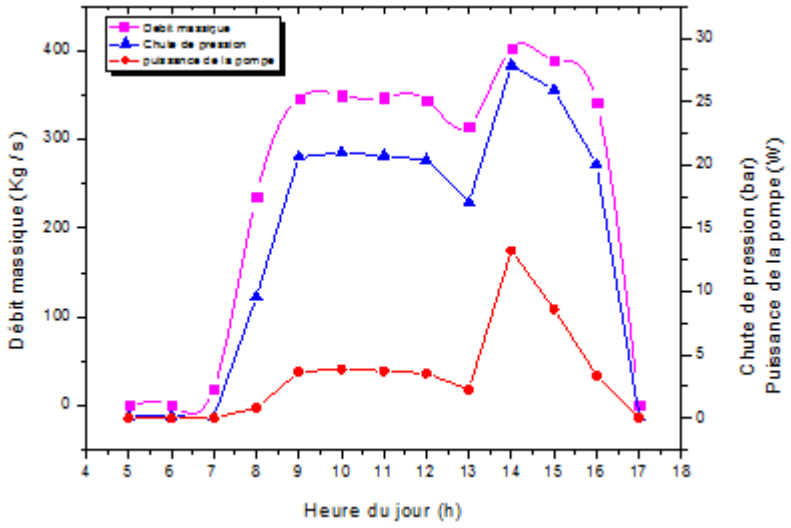


Fig.III.4.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.6.Le 21 Mai

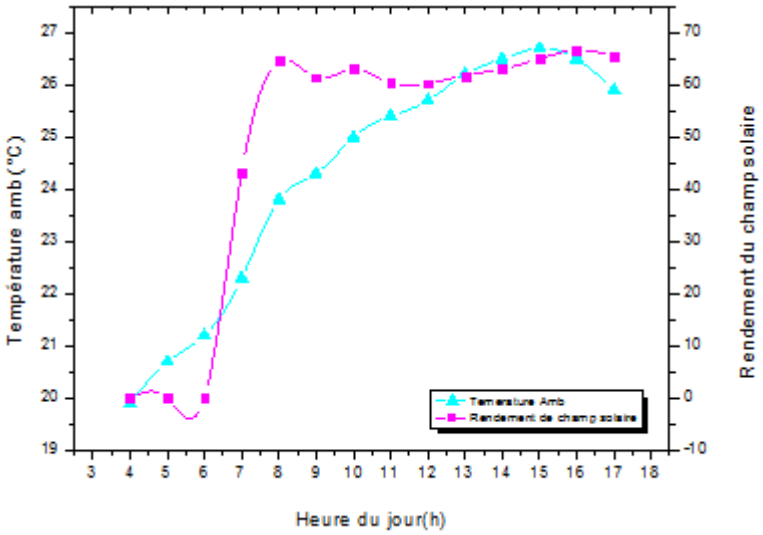


Fig.III.5.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Mai

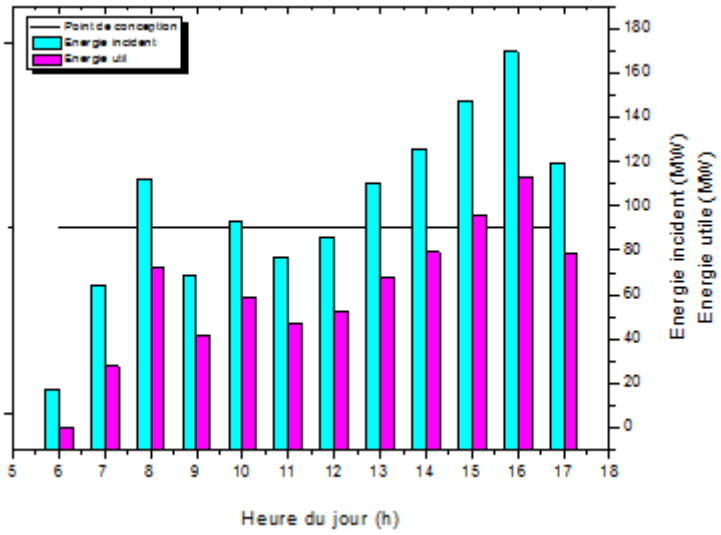


Fig.III.5.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Mai

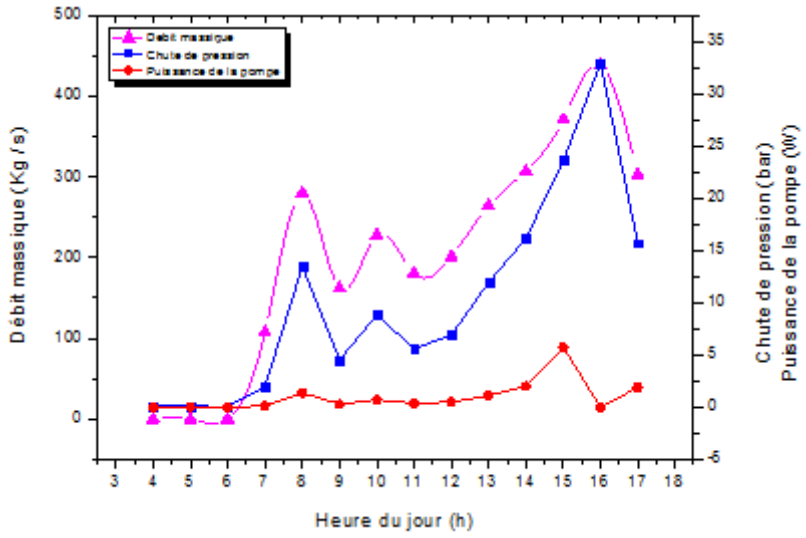


Fig.III.5.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chut de pression en fonction de l'heure du jour

III.7.Le 21 Juin

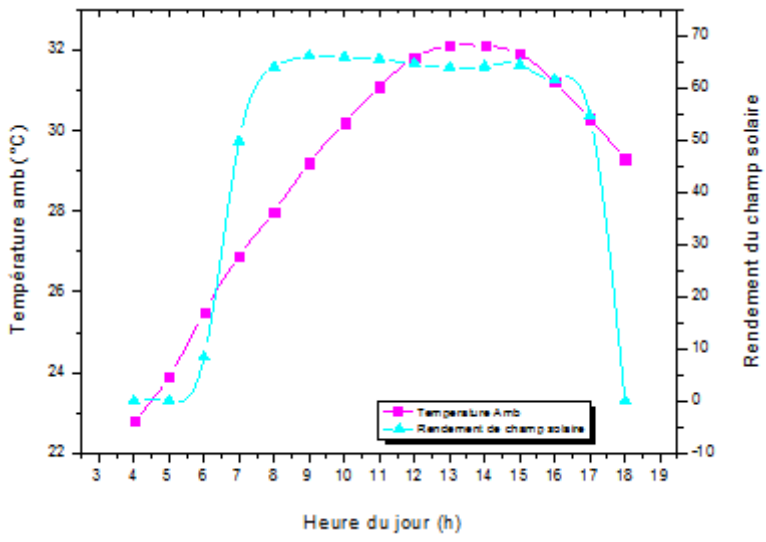


Fig.III.6.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Juin

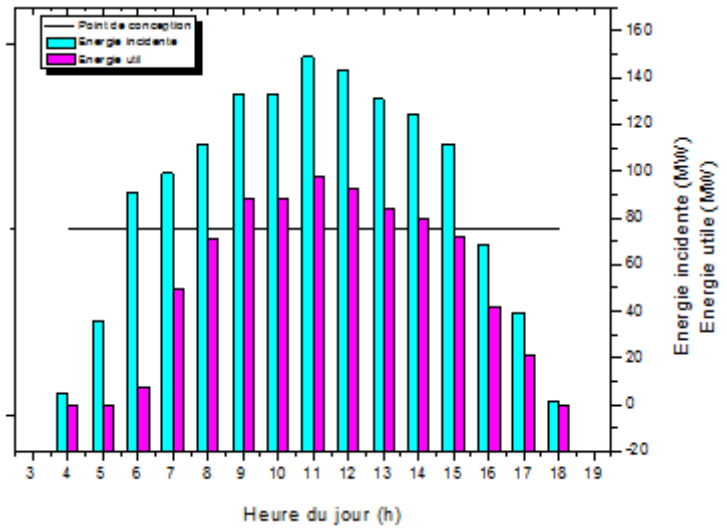


Fig.III.6.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Juin

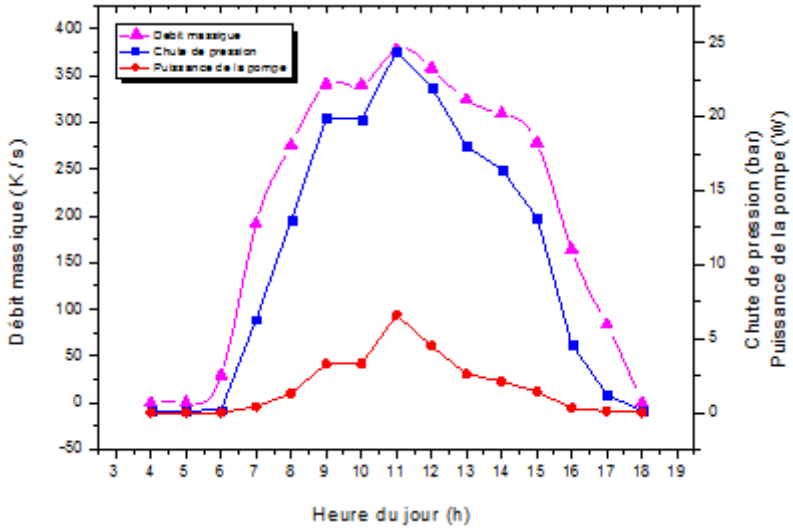


Fig.III.6.c: Evolution de la puissance de la pompe et le débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.8.Le 21 Juillet

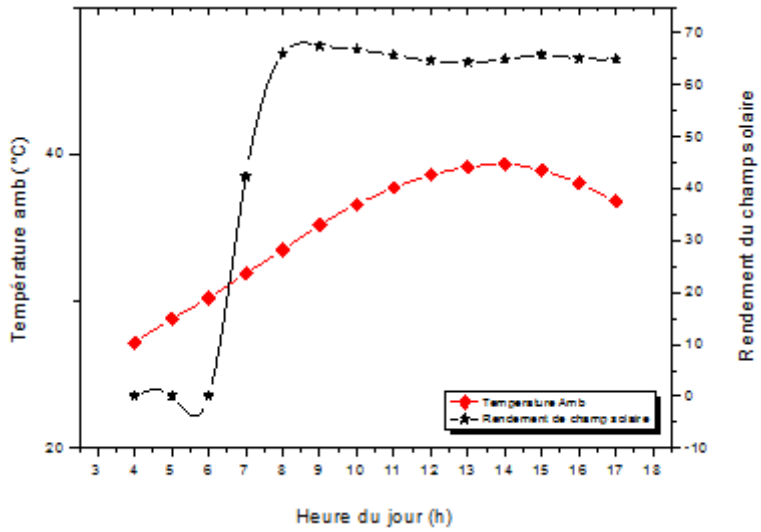


Fig.III.7.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Juillet

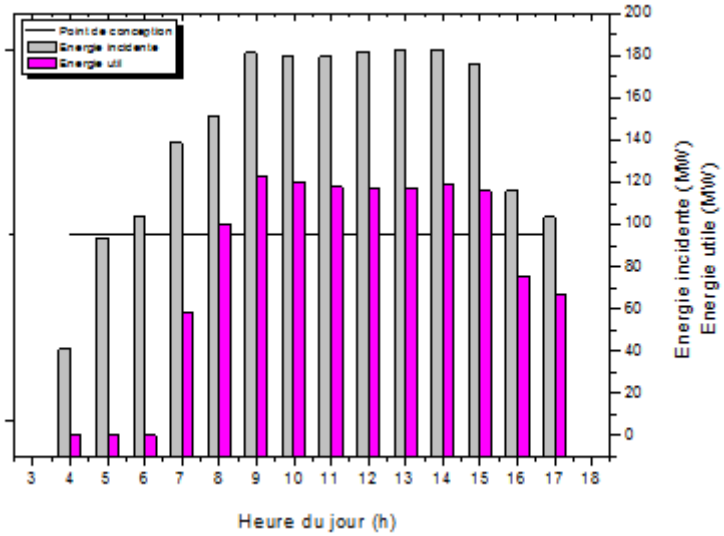


Fig.III.7.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Juillet

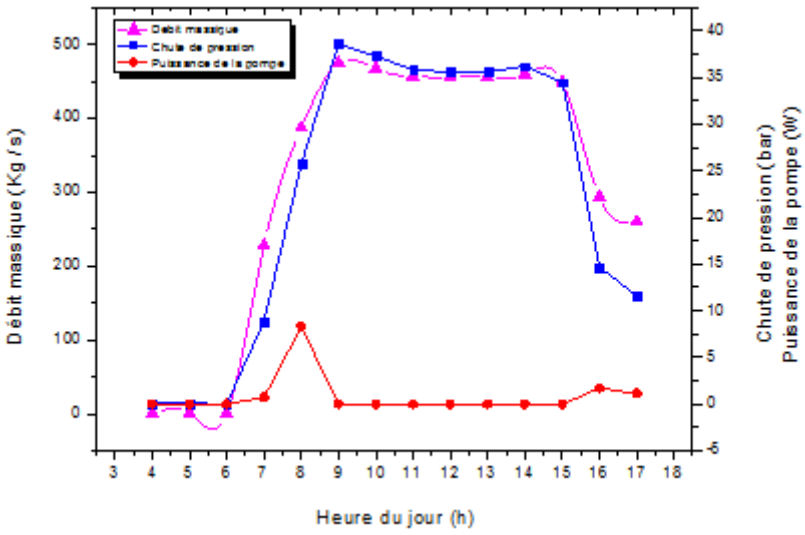


Fig.III.7.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.9.Le 21 Aout

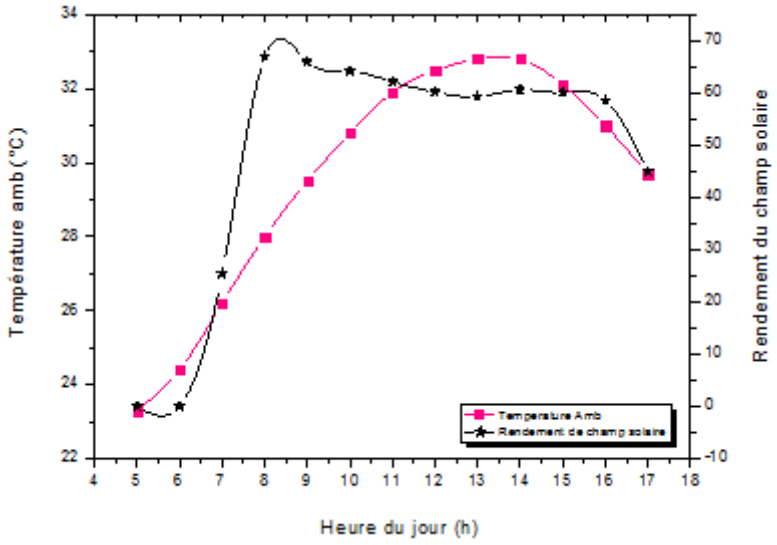


Fig.III.8.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Aout

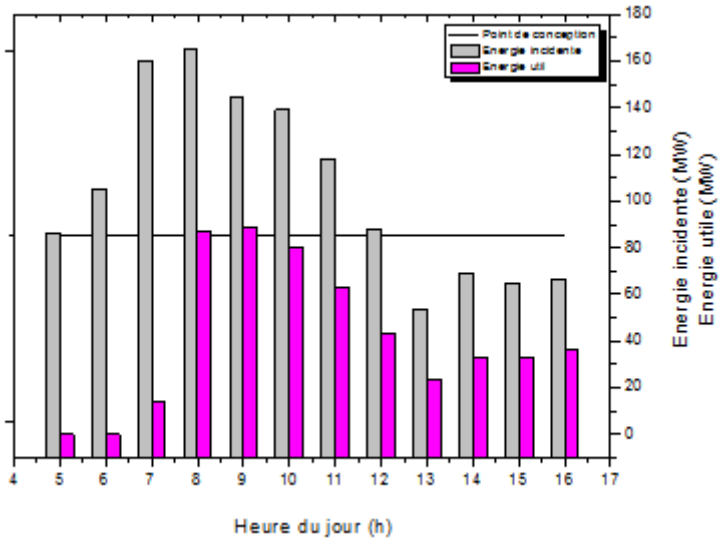


Fig.III.8.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Aout

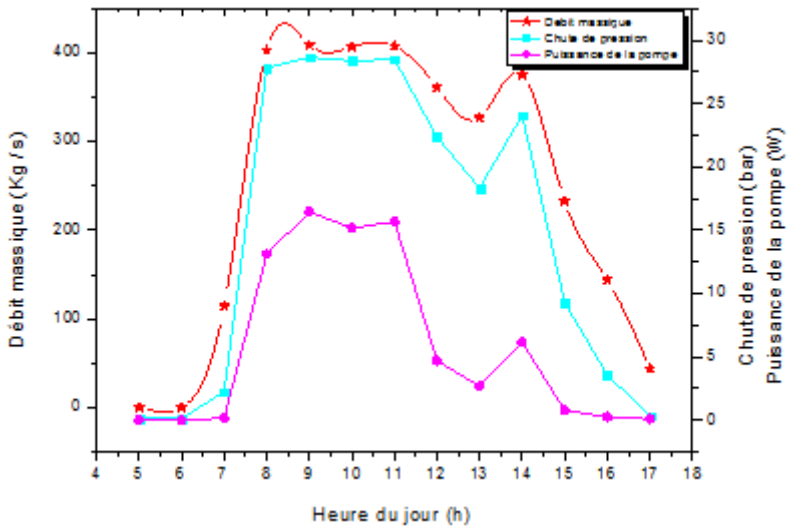


Fig.III.8.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.10.Le 21 Septembre

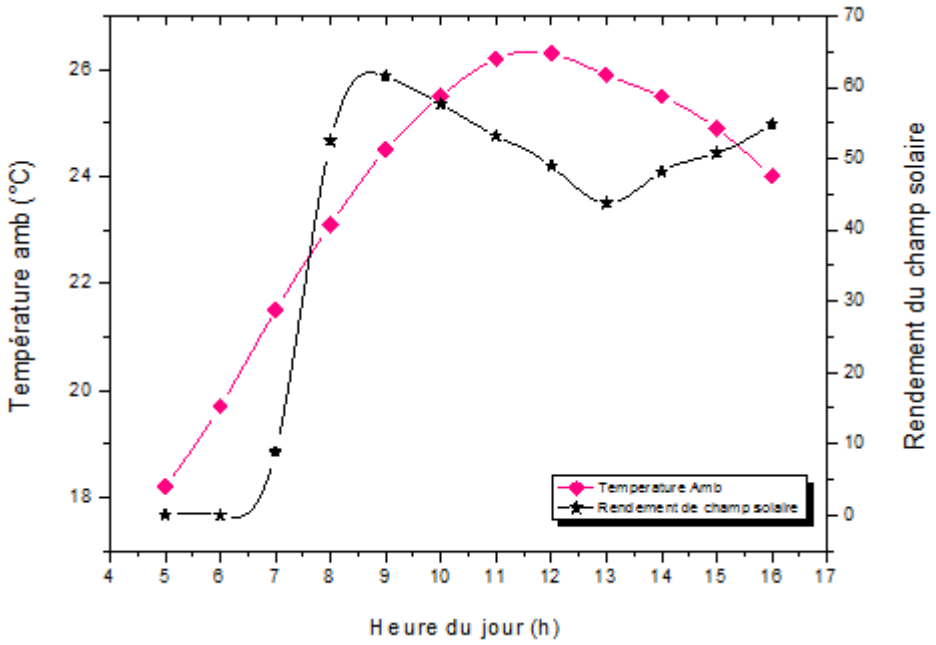


Fig.III.9.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Septembre

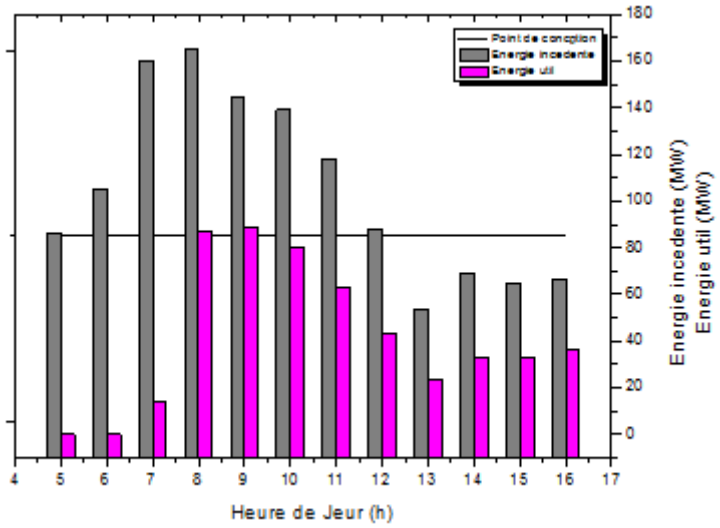


Fig.III.9.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Septembre

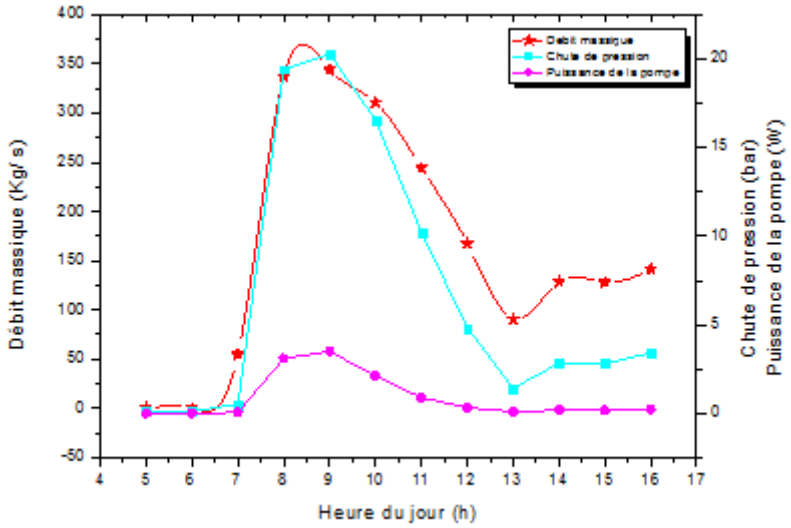


Fig.III.9.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chut de pression en fonction de l'heure du jour

III.11.Le 21 Octobre

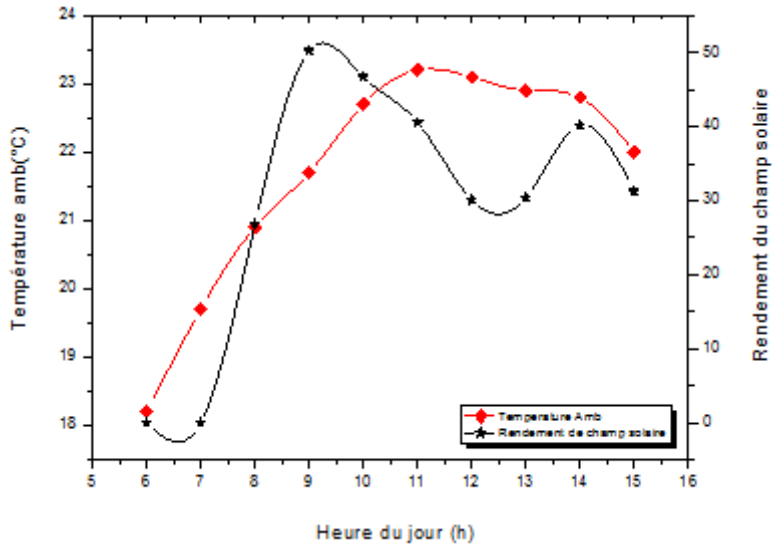


Fig.III.10.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Octobre

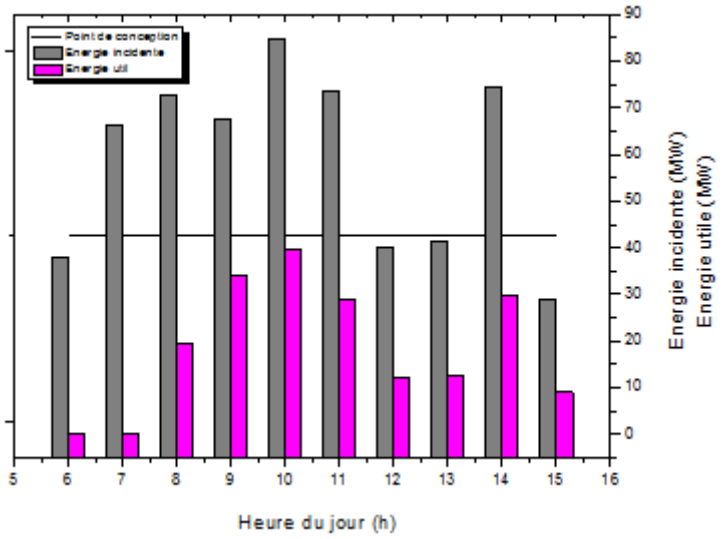


Fig.III.10.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Octobre

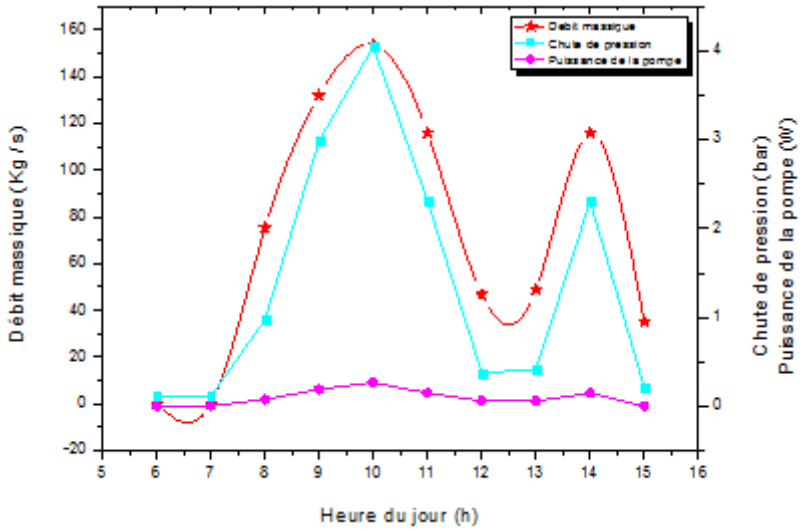


Fig.III.10.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.12.Le 21 Novembre

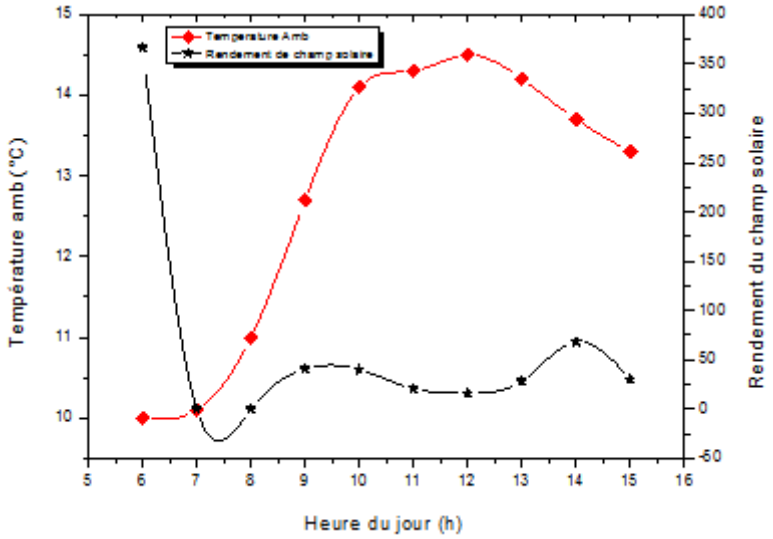


Fig.III.11.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Novembre

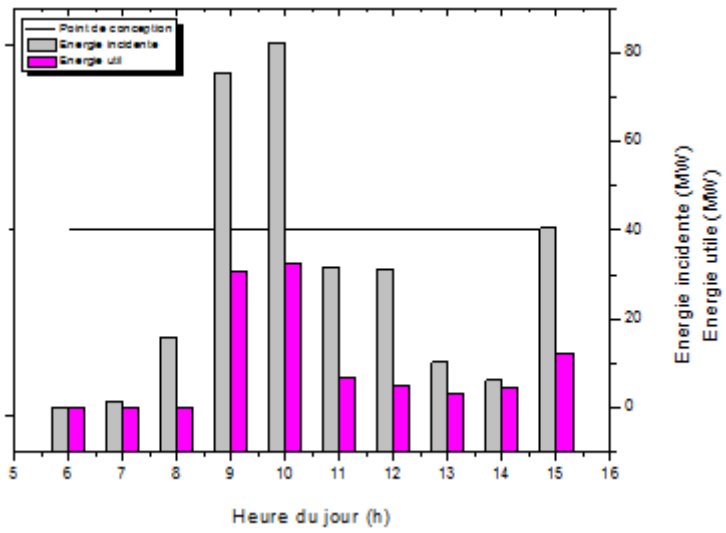


Fig.III.11.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Novembre

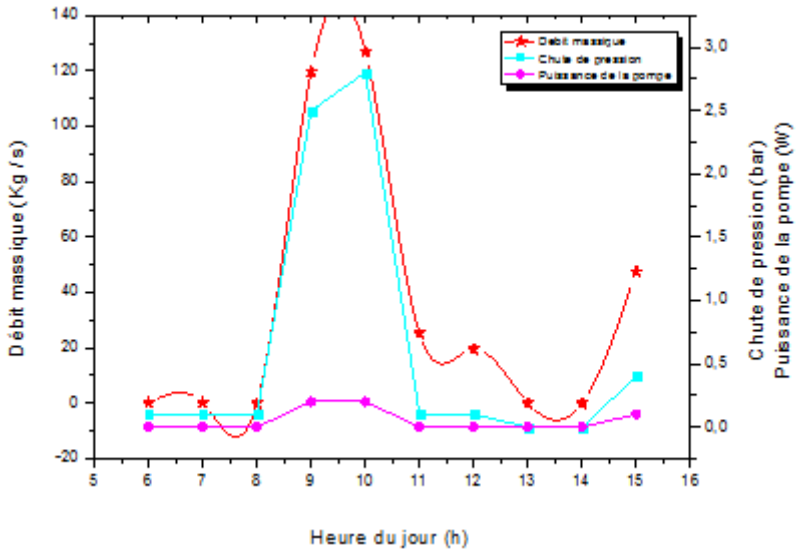


Fig.III.11.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.13.Le 21 Décembre

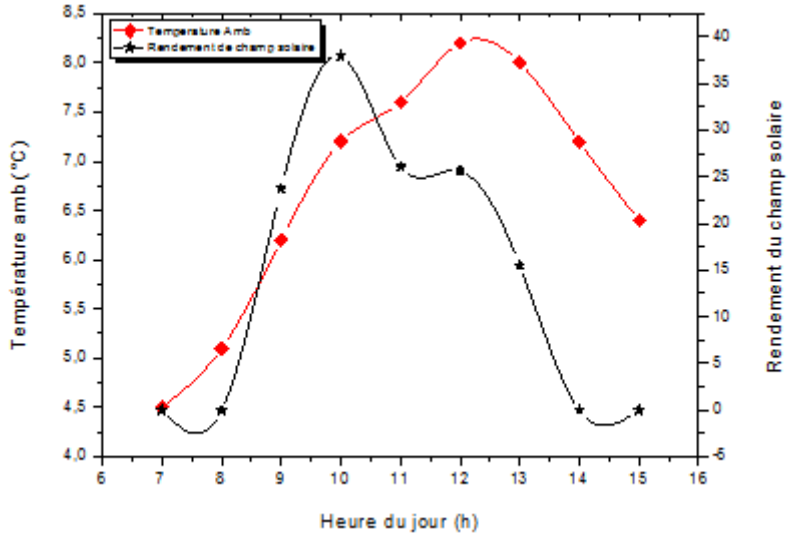


Fig.III.12.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Décembre

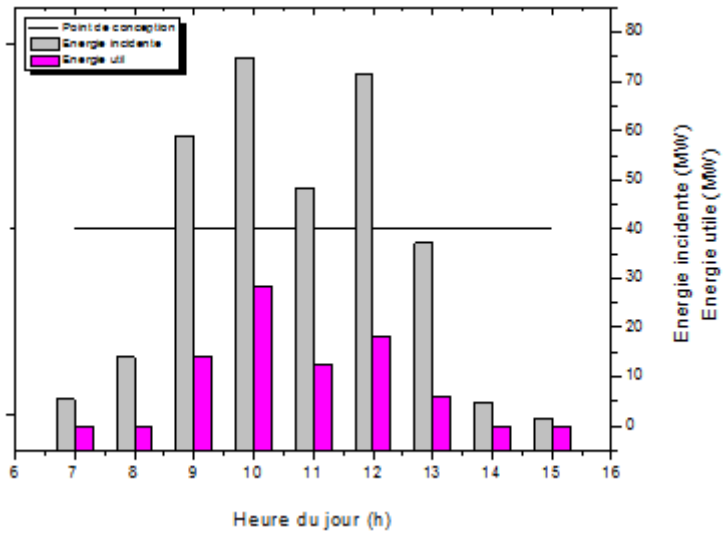


Fig.III.12.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Décembre

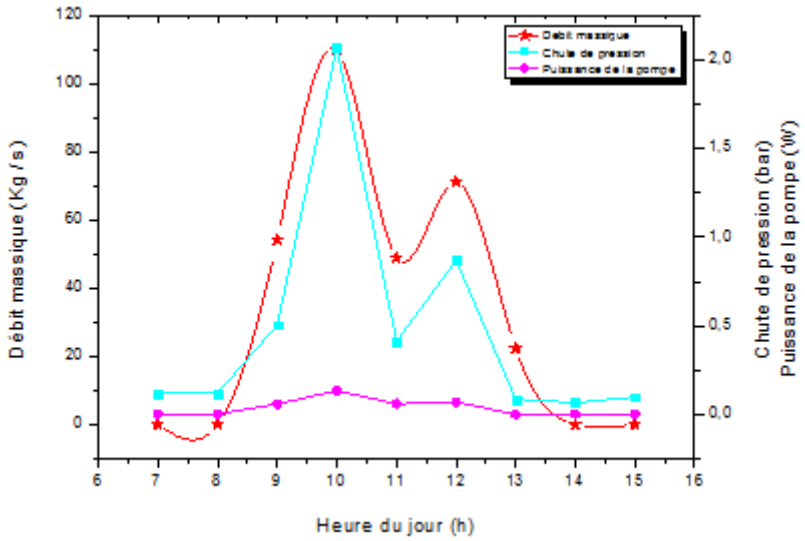


Fig.III.12.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.14.Discussion :

Dans notre étude, on a utilise le MATLAB pour la programmation informatique pour la conception et la simulation de performance.

Les données climatiques telles que la température ambiante et le rayonnement solaire (DNI) sont obtenues par le logiciel METEO NORM.

Etait le point de conception était pour le 21 juin à 12 :00 ; $T_{amb} = 36$ °C et de 850 W/m2 de DNI.

- Les figures :
  (III.1.a) ;(III.2.a) ;(III.3.a) ;(III.4.a) ;(III.5.a) ;(III.6.a) ;(III.7.a) ;(III.8.a) ;(III.9.a);(III.10.a);(III.11.a);(III.12.a)
  Représentent la variation de la température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps pour chaque $21^{éme}$ jour pour chaque mois.
- Les figures :
  (III.1.b) ;(III.2.b) ;(III.3.b) ;(III.4.b) ;(III.5.b) ;(III.6.b) ;(III.7.b) ;(III.8.b) ;(III.9.b) ;(III.10.b) ;(III.11.b) ;(III.12.b)
  Représentent la variation de l'énergie incidente sure le capteur calculé par
  Q_{inc}= DNI. $\cos\theta_i$ $.A_{app}$
- Les figures :
  (III.1.c) ;(III.2.c) ;(III.3.c) ;(III.4.c) ;(III.5.c) ;(III.6.c) ;(III.7.c) ;(III.8.c) ;(III.9.c) ;(III.10.c) ;(III.11.c) ;(III.12.c) montrent l'évolution de puissance de la pompe, le débit massique et la chute de pression de l'heure du jour.
  Et on remarque dans ces figures que le rendement augmente rapidement le matin ; et chute le soir. Durant la journée, il reste à peu près stable au-dessus de 60 % pour le 21 mai, le 21 juin, le 21 juillet et le 21 aout.
  Le rendement du champ solaire augmente avec l'augmentation de la température ambiante et l'énergie utile est proportionnelle à de l'énergie incidente.
  On remarque que le débit massique maximal du fluide caloporteur est de 450 Kg /s; comparé avec le champ solaire cermet sous-vide dans l'espace annulaire que est 550 Kg /s.

Conclusion générale :

Les puissances électriques produites par les centrales solaires se situent actuellement de 10 à 300MWe plus faible comparées à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MW. 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 productibilité est proportionnelle au nombre d'heure annuelle de présence du soleil.

Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques.

La concentration du rayonnement solaire permet de produire la chaleur (températures élevées) nécessaire pour le fonctionnement des machines thermodynamiques classiques.

La concentration a un besoin impératif du rayonnement "direct" du soleil :

- Les centrales commerciales doivent se trouver dans les zones fortement ensoleillées et souvent désertiques ;
- Les capteurs solaires doivent être munis d'un système de poursuite du soleil de sorte que les rayons solaires soient focalisés sur l'absorbeur de chaleur.

La chaleur produite par le solaire à concentration est ainsi fondée sur la disponibilité du rayonnement solaire :

- Le stockage thermique pendant les heures d'ensoleillement est nécessaire pour servir à générer de l'électricité en fonction d'une courbe de charge ;
- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, avec des températures de source chaude inférieure à 500°C, sont le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et reste la solution commerciale actuelle la plus sûre ;
- Les centrales à tour avec un facteur de concentration de 600 à plusieurs milliers permettent d'atteindre des températures de 800 °C à 1000°C.

Ces températures importantes peuvent être utilisées pour alimenter en plus un cycle combiné de rendement thermique dépassant les 55 %, supérieurs à celles que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées.

Actuellement, et c'est ce qui explique la préférence des concentrateurs cylindro-parabolique (en plus du capital expérimental cumulé), ce sont les technologies relatives aux températures moyennes (autour de 400°C) que l'on maitrise le mieux. L'utilisation des températures plus élevées pour une exploitation industrielle rentable reste tributaire des recherches sur les matériaux qui répondent le mieux aux exigeantes contraintes thermiques.

Ce travail ainsi réalisé représente une initiation à l'étude et la simulation des centrales thermiques solaires.

Nomenclature

Notation		Unités
$\dot{m}$	débit massique	(kg/s)
Ph	perte de charge de l'huile	(Pa)
a	azimut solaire	(°)
Atot	surface d'ouverture totale du champ solaire	(m²)
B	coefficient d'interaction	
BM	fraction des miroirs cassés du champ solaire	
C	capacités thermique	(W/°C)
Cmax	capacité thermique maximale des deux fluide	(W/°C)
Cmin	capacité thermique minimale des deux fluides	(W/°C)
Cp	chaleur spécifique du fluides	(J/kg°C)
D	diamètre	(m)
DNI	rayonnement solair	(W/m²)
E	espacement entre les rangées de collecteurs	(m)
F	longueur focale du collecteur	(m)
Fo	facteur d'ombrage	
g	force de gravité (9.81)	(m/s²)
H	coefficient de transfert thermique par convection	(W/m²°C)
H	hauteur du soleil	(°)
H	enthalpie	(J/kg)
Pc	puissance solaire captée par le réflecteur	(W)
S_{Ref}	surface d'ouverture du concentrateur	(m^2)
Di	rayonnement solaire incident	W/m²)
K	angle d'incidence modifié	(°)
K	coefficient de perte de charge	(bar.s²/kg)
Kh	coefficient de perte de charge de l'huile	(Pa.s/kg)
L	longitude	(°)
Lc	longueur du collecteur	(m)
M	coefficient de pertes aux extrêmes	
N	numéro du jour de l'année	

Nc	nombre de collecteurs	
Nu	nombre de Nusselt	
η_{Cs}	le rendement de champ solaire	
Q_{Tr}	l'énergie thermique par le champ solaire	(W)
Qperd	quantité de chaleur perdue par le champ solaire	(W)
RD	rayonnement direct	(W/m²)
Re	nombre de Reynolds	
T_a	température ambiant	(C°)
T_{Htf}	température de la puissance	(C°)
V_{Htf}	vitesse de vent	(m/s)
Ts	temps solaire en heure	(h)
V	débit volumique de l'huile	(m3/s)
W	largeur	(m)
WP	Travail de la pompe	

Symboles grecques

μ	viscosité dynamique du fluide	(N.s/m²)
ϕ	Latitude	
θ_i	Angle d'incidence	(°)
θ_z	Angle de zénith	
β	coefficient d'expansion thermique volumétrique	(l/°C)
σ	constante de Stefan Boltzmann ($5.67\ 10^{-8}$)	(W/m²°C)
ϑ	diamètre moléculaire du gaz annulaire	(cm)
α	diffusivité thermique	(m²/s)
ε	émissivité	
λ	Longueur d'onde	(μm)
ν	viscosité cinématique	(m²/s)
ρ	densité volumique	(kg/m3)
η_c	rendement du collecteur LS-2	
η_p	rendement de la pompe	
θ_z	angle zénithal	(°)

ω_C	angle horaire au coucher du soleil	(°)
ω_l	angle horaire au lever du soleil	(°)
$\Delta\tau$	Différence de la température	(C°)

Indices

I : Interne

E **:** Extérieure

Ex : Externe

E : Entrée

S : Sortie

h : Huile

v : Vapeur

CS : Champ solaire

max : Maximale

min : Minimale

D : Diamètre

Eff : Effective

C : Conception

Moy : Moyenne

$\boldsymbol{Ref}$: Réflecteur

O : Ombrage

I : Incidence

Tr : thermique

HTF : Température de la chaleur de fluide

Ta : Température ambiante

A : la surfas d'une capture

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

[1] .F.pharabod .C .Philibert. « Le centrales solaire »comité d'action pour le solaire .1991.

[2]. Alain ferrière. « Central solaire thermodynamique ».techniques de s l'ingénieur BE8903

[3].Régis olive l'énergie solaire. « Comparaison des technologies solaire concentration».

[4]. k.hichame. « Chéma d'une centrale cylindro –parabolique » .2011.

[5].Les Chéma concentrateur solaire .Central solaire .SQO70925.

[6]. N.Hamani, A .Moummi . « Concentrateur solaire de type cylindro-parabolique ».2005 .

[7]. Info.Solar@flabeg.com. « Miroir de capteur ».

[8] .B.Zeroual .polycopié « cours des Energies renouvelables » .Université de Médéa.2012.

[9].WWW.actu-environnement .com.

[10] .WWW.enviromission .com.

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 Matière

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'Obtention du Diplôme de Master en Génie Climatique

Option : Energie et Froid Industriel

Thème :

Etude de Conception et des Performances d'un Champ Solaire Cylindro-Parabolique de 60 MW_{th} Utilisant un Tube Récepteur Enrobé en Chrome Noir et Sous-Vide Dans L'espace Annulaire.

Proposé et dirigé par :

Mr. ZEROUAL Boualem

Préparé par :

GUECHTOULI Mahdjouba

KAIDI Soumia

Promotion: 2012-2013

Remerciements

Ce travail de mémoire n'aurait pu être possible sans l'aide et le soutien de nombreuses personnes que nous tenons à remercier :

- *Tout d'abord nous tenons à remercier vivement Monsieur*

Zeroual Boualem

d'avoir accepté d'être notre prometeur.

Aussi au terme de ce travail, nous voudrions adresser nos plus vifs remerciements à :

- *tous nos enseignants de l'université de Médéa et de la faculté des Sciences et de technologie, département génie mécanique et génie des procèdés qui ont contribué à notre formation,*
- *au Chef de département de génie mécanique et génie des procèdés*

Merci enfin à tous ceux que nous n'avons pu citer et qui nous ont aidées à élaborer ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

- *A mes très chers parents qui ont fait de moi un Cadre qui donnera un jour beaucoup à sa patrie.*

- *A toute ma famille et la famille de mon binôme.*

- *A tous les enseignants qui nous ont inculqué tant de choses, le savoir, la persévérance, le sacrifice, durant notre Carrière universitaire.*

- *A tous mes amis et à toutes mes amies qui m'ont été très précieux durant les moments Difficiles.*

- *A tous ceux qui m'ont aidée durant ma vie universitaire.*

GUECHTOULI MAHDJOUBA



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

- *A mes très chers parents qui ont fait de moi un Cadre qui donnera un jour beaucoup à sa patrie.*

- *A toute ma famille et la famille de mon binôme.*

- *A tous les enseignants qui nous ont inculqué tant de choses, le savoir, la persévérance, le sacrifice, durant notre Carrière universitaire.*

- *A tous mes amis et à toutes mes amies qui m'ont été très précieux durant les moments Difficiles.*

- *A tous ceux qui m'ont aidée durant ma vie universitaire.*

KAIDI SOUMIA



Sommaire

Résumé..... iv
Table des matières..... vi
Liste des figures..... ix
Nomenclature..... xii
INTRODUCTION GÉNÉRALE..... 01

CHAPITRE I :

GENERALITES SUR LE CONCENTRATEUR

Introduction..... 04
I.1. Le champ solaire 05
I.2. Les différentes configurations 05

I.2.1. Installation à retour direct 05
I.2.2. Installation à retour indirect 06
I.2.3. Installation à alimentation centralisée 06

I.3. La réception du rayonnement 06
.

I.3.1. La filière parabolique 06
I.3.2. La filière « centrale à tour » 07
I.3.3. Le récepteur à eau-vapeur..... 07
I.3.4. Le récepteur à sel fondu 08
I.3.5. Le récepteur à métal fondu..... 09
I.3.6. Le récepteur à air 10

I.4. La filière cylindro-parabolique 11

I.4.1. Technologie capteur cylindro-parabolique..... 12

I.5. Les Types des Centrales solaires thermiques..... 13

I.5.1. Centrale à capteurs cylindro-paraboliques..... 13
I.5.2. Etude thermique du capteur solaire cylindro-parabolique..... 13
I.5.3. Systèmes à capteurs cylindro-parabolique..... 15
I.5.4. Centrales à tour..... 15
I.5.5. Centrales à capteurs paraboliques..... 16

I.6. Centrales solaires à effet de cheminée..... 17
I.7. Principe de fonctionnement des centrales thermiques 18

I.7.1. Principe de fonctionnement d'une Centrale à capteurs cylindro- paraboliques..... 19
I.7.2. Principe de fonctionnement d'une tour solaire..... 19
I.7.3. Principe de fonctionnement d'une Centrales à capteurs paraboliques..... 20

I.8. Miroirs de Fresnel..... 21
I.9. Les fonctions d'un système solaire thermique..... 22

I.9.1. Le captage et l'absorption 22

Sommaire

I.10. Les capteurs solaires ……..… 23
I.11. La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée…… 24

I.11.1. Le cycle à vapeur…….. 24
I.11.2. Le cycle combiné…….. 25
I.11.3. Le cycle Stirling…… 26

Conclusion…… 27

CHAPITRE II :

Modèle Mathématique

Introduction …… 29
II.1. Données relatives au soleil au rayonnement solaire…… 29

II.1.1. Le Soleil …… 29
II.1.2. L'atmosphère terrestre …… 31

II.1.2.1. Absorption des radiations solaires par l'air …….. 31
II.1.2.2. La constante solaire ……..…… 31
II.1.2.3. Le rayonnement solaire au sol ……..…… 32

II.2.Position du soleil ……..…… 33

II.2.1. Coordonnées équatoriales …… 34

II.2.1.1. L'angle de déclinaison (δ) …… 34
II.2.1.2. L'angle horaire (ω)……..…… 36

II.2.2. Coordonnées horizontales ……..…… 37

II.2.2.1. Hauteur du soleil (h) …… 37
II.2.2.2. Azimut du soleil (γ_s) …… 37
II.2.2.3. Orientation d'un plan …….. 38

II.3. Heures et temps ……..…… 40

II.3.1. Coucher et lever du soleil ……..…… 40
II.3.2. Durée de jour …… 41
II.3.3. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL …… 41

II.4. Le modèle mathématique du champ solaire ……..…… 43

II.4.1. L'ongle d'incidence ……..…… 45
II.4.2. La surface apparente du champ solaire…… 45

Sommaire

II.5.La différence de température au-dessus de la température ambiante…….. 46

II.5.1. La chute de pression…… 46
II.5.2. L'ombrage sur le capteur…… 46
II.5.3. L'énergie thermique perdue…….. 46
II.5.4. L'énergie absorbée…… 46

II.6. Propriétés Physiques…….. 47
II.7.La procéduce de solution est comme suit…….. 49

Conclusion…….

CHAPITRE III :

Résultats et Discussion

Introduction…… 51

III.1.Diagramme du composant représente le champ solaire…… 52
III.2. Le 21 Janvier…… 53
III.3. Le 21 Février…… 54
III.4. Le 21 Mars…… 56
III.5. Le 21 Avril…… 57
III.6. Le 21 Mai…… 59
III.7. Le 21 Juin…… 60
III.8. Le 21 Juillet…… 62
III.9. Le 21 Aout…… 63
III.10. Le 21 Septembre…… 65
III.11. Le 21 Octobre…… 66
III.12. Le 21 Novembre…… 68
III.13. Le 21 Décembre…… 69
III.14.Discussion…… 71

CONCLUSION GENERALE…… 73

BIBLIOGRAPHIQUE

Figure .I.1. Schéma d'une centrale cylindro-parabolique……..…..... 12
Figure. I.2. Centrales à capteurs cylindro-paraboliques……... 13
Figure. I.3. Schéma d'un élément du tube absorbeur…….. 14
Figure. I.4. Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique……..…….. 14
Figure. I.5. Système Cylindro-Parabolique Solaire Terrestre de Centrale……..…… 15
Figure. I.6. Vue d'ensemble d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques……...……. 16
Figure. I.7. Centrales à capteurs paraboliques……..……..... 17
Figure .I.8. Centrale de Manzanares à effet de cheminée……..…….. 17
Figure .I.9. Comparaison des technologies solaires à concentration……...…… 18
Figure .I.10. Principe d'une centrale solaire thermodynamique……..……. 18
Figure. I.11. Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel……...… 21
Figure. I.12. Capteurs solaires à tubes sous vide…….. 23
Figure. II.1. Une coupe dans le Soleil…….…… 30
Figure. II.2. Mouvement de la terre autour du Soleil…….…… 30
Figure. II.3. Interactions nuages-atmosphère-sol.....……..... 32
Figure. II.4. Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre…….. 33
Figure. II.5. Les cordonnées de la terre……..……..... 34
Figure. II.6. La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre)…….. 35
Figure. II.7.L'angle horaire…….…… 36
Figure. II.8. L'angle de hauteur du Soleil…….……... 37
Figure. II.9. L'angle d'azimut du soleil…….…….. 38
Figure. II.10. L'angle d'azimut de la surface…….…… 38
Figure .II.11. L'angle de zénith……... 39
Figure. II.12. Plan horizontale, dans ce cas (θ_i= θz)……...…… 39
Figure .II.13. Plan incliné……..... 40
Figure .II.14. Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich…….…. 42
Figue .II.15.Déclinaison (δ) en fonction du jour de l'année et l'équation du Temps ET…….. 42
Figure.II.16.le modèle du champ solaire…….……..... 44
Fig.III.1.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement de champ solaire pour le 21 Janvier…… 53
Fig.III.1.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Janvier…….. 53
Fig.III.1.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur…….. 54
Fig.III.2.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Février……...…….... 54
Fig.III.2.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Février…… 55
Fig.III.2.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...…….. 55
Fig.III.3.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement de champ solaire pour le 21 Mars……..... 56
Fig. III.3.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Mars……...…… 56
Fig.III .3.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur…….. 57

Fig.III.4.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Avril……. 57
Fig.III.4.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure dejeur pour le 21 Avril……. 58
Fig.III.4.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..…….….. 58
Fig.III.5.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Mai……..… 59
Fig.III.5.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Mai……..…….…… 59
Fig.III.5.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...…….…… 60
Fig.III.6.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Juin……..... 60
Fig.III.6.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Juin……... 61
Fig.III.6.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...……...… 61
Fig.III.7.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Juillet…….……... 62
Fig.III.7.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Juillet……..…….. 62
Fig.III.7.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...……... 63
Fig.III.8.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Aout……..... 63
Fig.III.8.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Aout……. 64
Fig.III.8.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur…….....…….... 64
Fig.III.9.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Septembre……. 65
Fig.III.9.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Septembre…….…….. 65
Fig.III.9.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..…...… 66
Fig.III.10.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Octobre…….…… 66
Fig.III.10.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Octobre……..… 67
Fig.III.10.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..……..... 67
Fig.III.11.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21Novembre…….. 68
Fig.III.11.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Novembre……..……...… 68

Fig.III.11.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……...……... 69
Fig.III.12.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, Et le rendement de champ solaire pour le 21 Décembre……..…….. 69
Fig.III.12.b: Evolution de l'énergie incidente et l'énergie utile en fonction de l'heure de jeur pour le 21 Décembre……..... 70
Fig.III.12.c: Evolution de puissance de la pompe et le débit massique et de la chut de pression en fonction de la heure de jeur……..... 70

Introduction générale :

La flambée du prix pétrole lors de la crise pétrolière de 1973 avait lancé les pays industrialisés dans la course aux alternatives énergétique. Les centrales solaires thermodynamiques ont alors fait l'objet d'études qui ont abouti à des prototypes mis en service dans les années (80).

Le soleil émet de l'énergie avec un taux très important et très régulier, 24 heures par jour, 365 jours par an. Si toute cette énergie pouvait être transformée en une forme utilisable sur terre, ce serait amplement suffisant pour répondre à la demande mondiale. Cependant, ce n'est pas possible, parce que:

- la terre n'intercepte qu'une petite fraction de l'énergie qui part du soleil; la terre tourne si bien qu'une collection d'appareils n'est exposée à l'énergie solaire que pour environ la moitié de chaque période de 24 heures;
- les conditions atmosphériques comme les nuages et la poussière réduisent parfois de manière significative la quantité d'énergie solaire atteignant la surface terrestre.

Le travail proposé a pour objectif d'étudier la conception d'un champ solaire à capteur cylindre-parabolique de type LS-2 , utilisant un tube récepteur enrobé avec une couche antireflet en chrome noir , et sous vide 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 60 MW, les paramètres de conception incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à traverse 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 performances incluent l'énergie thermique produite et le rendement annuels.

Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de lippke (1995).

Cet angle détermine la longueur du chemin à travers l'atmosphère pour la lumière solaire qui arrive, et varie avec la latitude, la date et l'heure du jour locale.

Les paramètres climatiques et autres conditions atmosphériques, dispersant les rayons qui arrivent, affectent également le taux auquel l'énergie solaire atteint la surface de la terre. La totalisation de l'énergie solaire arrivant dans l'unité de surface (1 m^2) pendant 1 heure

s'appelle la radiation solaire ou l'insolation. La radiation solaire s'exprime précisément dans l'unité de Watt-heures ou kilowatt-heures par mètre carré (Wh/m^2 ou KWh/m^2) moyennés pour des périodes de jour, de mois ou d'années. Quelquefois, la radiation solaire est exprimée en unités thermiques britanniques par mètre carré (BTU/m^2) de jour, de mois ou d'années si l'on parle de la conversion d'énergie solaire en énergie calorique autre que l'électricité.

La présence de nuages, qui dispersent et absorbent l'énergie solaire est le paramètre atmosphérique prédominant qui détermine la quantité d'énergie solaire disponible à convertir en autres formes d'énergie à un endroit quelconque.

De même, les radiations solaires sont également plus faibles le long de la côte du Golfe du Mexique au Texas et en Louisiane qu'un peu à l'intérieur aux mêmes latitudes. Au contraire, autour de la Floride et plus haut sur la côte est, il n'y a pas l'air d'y avoir une chute dans les radiations solaires directes le long de la côte, ce qui suggère que les niveaux atmosphériques d'humidité n'augmentent pas considérablement dans ces zones. On n'a pas trouvé d'informations sur les niveaux de radiations solaires sur l'OCS.

Résumé

Le travail proposé a pour objectif d'étudier la conception d'un champ solaire à capteur cylindre-parabolique de type LS-2 , utilisant un tube récepteur enrobé avec une couche antireflet en chrome noir , et sous vide 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 60 MW, les paramètres de conception incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à traverse 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 performances incluent l'énergie thermique produite et le rendement annuels.

Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de lippke (1995).

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

Abstract

The aim of the present study is the design au performance analysis of parabolic through collector solar field type LS-2 with black chrome heat collection element and vacuum in annuls use Therminole VP-1 as heat transfer fluid in collector loops, designed for Solar Electricity Generating System (SEGS) or Integrated Solar Combined Cycle System (ISCCS).

The mathematical model is similar of that given by lippke, 1995.for this objective we have built a computer program from zero, using MATLAB.

The studied parameter, include: the heat transfer fluid mass flow rate, the useful energy, the solar field efficiency and the pumping power required.

Key words: Solar energy, solar collector, parabolic through collector, power plants, concentrating solar power de sign, performance, electricity.

ملخص

الدراسة المقدمة تهدف إلى دراسة تصميم و أداء حقل شمسي ذ و مجمعات من نوع حوض مكافئ (LS-2) . حيث تتكون هذه المركزات من عنصر ماص مغلق بطبقة من الكروم الأسود و فراغ حلقي بين هذا العنصر الماص و الغلاف الزجاجي.

هذا الحقل الشمسي مصمم لمحطات الطاقة لهذا قمنا بإنجاز نموذج رياضي يعتمد على دراسة تجريبية لـ Lippke) 1995)

كما تم أيضا إنجاز برنامج حاسوبي لهذا الغرض با ستعمال (MATLAB).

العناصر المدروسة تتضمن تدفق مائع لتشغيل الطاقة الحرارية المفيدة، مورد الحقل الشمسي و استطاعة المضخة اللازمة.

الكلمات المفتاحية :الطاقة الشمسية، المركزات الشمسية،ملتقط الحوض المكافئ، المركز الطاقوي، الطاقة الشمسية المتمركزة.

Introduction :

Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie mécanique et électrique au moyen d'un cycle thermodynamique moteur couplé à une génératrice électrique.

Les systèmes sans concentration captent les composantes directes et diffuses du rayonnement et produisent la chaleur à un niveau de température inférieur à 250°C, pour une utilisation en chauffage et climatisation de bâtiments ou sous forme de chaleur industrielle pour alimenter des procédés thermiques.

À ces exceptions près, les centrales solaires thermodynamiques mettent en oeuvre des systèmes concentrateurs, qui permettent de produire la chaleur à une température supérieure à 250°C avec d'excellents rendements thermiques, parfois supérieurs à 70%. Un des principaux avantages de ces systèmes est que la chaleur solaire transférée dans l'absorbeur au fluide calo-porteur peut être stockée de manière fugitive pour s'affranchir des passages nuageux, ou sur des périodes de quelques heures pour décaler l'utilisation en dehors des plages ensoleillées de la journée.

Une première période intensive de recherche sur le domaine, entre 1975 et 1990, a permis de vérifier la pertinence de concept, pour 3 types de procédés :

– Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, avec des températures de source chaude limitées à 380°C environ et des puissances entre 10 MW et 100 MW;

– Les paraboles autonomes ayant un moteur Stirling (10 kW à 25 kW) au foyer, avec des températures de source chaude dépassant les 500°C;

– Les centrales à tour, limitées elle aussi à environ 550°C, pour des puissances unitaires supérieures à 10 MW.

I.1. 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 rangées 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.

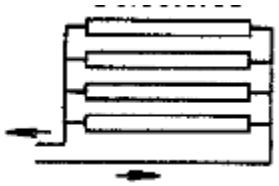
I.2. Les différentes configurations :

I.2.1. ***Installation à retour direct*** : C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée.

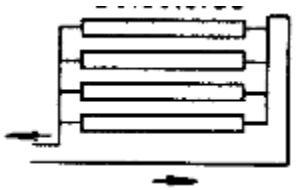
Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée.

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.



I.2.2. ***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 totales de tuyauterie es t légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.



I.2.3. ***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.



I.3. La réception du rayonnement :

Il faut maintenant absorber le rayonnement concentré sur une surface noire (ou dans un volume semi-transparent, noir dans son épaisseur), et de ce seul fait absorbante pour le spectre visible (et donc pour le spectre solaire qui en est énergétiquement très proche), et transférer la chaleur ainsi générée à un fluide caloporteur.

I.3.1. La filière parabolique :

Nous nous limiterons ici à quelques exemples des solutions développées pour la filière à générateur Stirling.

Dans ce cas, le récepteur est une chaudière à gaz (hydrogène ou hélium) fonctionnant entre 600°C et 800°C.

Plusieurs réalisations mettent en œuvre de telles chaudières à ouverture étroite (autorisée par

le haut niveau de concentration de l'optique) et à surface d'échange généreuse, condition indispensable au transfert des calories des parois de réception du rayonnement vers le gaz, même si le coefficient d'échange convectif de ce dernier est d'un niveau exceptionnellement élevé pour du gaz à cause de sa haute pression et de sa grande vitesse. Les plus classiques, qui sont aussi les plus au point, sont des chaudières à tubes métalliques de tout petit diamètre (typiquement : 3mm).

Mais des recherches portant sur l'utilisation de caloducs au sodium sont en cours. Ils introduisent un fluide intermédiaire entre le soleil et le gaz du cycle mais autorisent un bien meilleure tolérance aux inégalités de température des différentes parties du récepteur en cas de moteur multi-cylindre (ce qui est le cas général).

Cette technique est aujourd'hui considérée comme celle de l'avenir.

Il existe encore des réalisations expérimentales portant sur la mise au point d'une chaudière céramique « volumétrique » derrière un hublot en quartz. Cette solution sophistiquée est relativement facile à mettre en œuvre en petite taille et consiste à réchauffer le gaz par léchage d'une céramique poreuse et semi-transparente soumise au flux solaire, le tout se produisant dans l'enceinte étanche fermée par le hublot.

On devrait y gagner une température de surface du récepteur abaissée, et donc des pertes diminuées. Malheureusement, ce principe, bien adapté à l'alimentation d'une turbine à gaz, ne l'est pas à priori à celle d'un générateur Stirling qui met en œuvre un gaz à très haute pression (couramment supérieure à 100 bars). Certains néanmoins ne désespèrent pas de parvenir à l'utiliser ici aussi.

I.3.2. La filière « centrale à tour » :

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue.

I.3.3. Le récepteur à eau-vapeur :

Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des chaudières à vapeur classiques : leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le

changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant.

De plus, les possibilités d'extraction des calories sont très différentes dans les parties des panneaux qui sont « en eau » et dans celles qui sont « en vapeur ». La conduite d'un tel récepteur est donc délicate car elle implique que la cartographie des flux solaires soit contrôlée en permanence, une mauvaise répartition de ceux-ci entraînant une surchauffe et une fusion du tube. Dans la pratique elle impose une conduite sophistiquée des héliostats impliquant le calcul et la mise en œuvre de dépointages fins en permanence. Voilà deux des raisons de l'abandon aujourd'hui avéré du recours à l'eau-vapeur.

Notons aussi la nécessité de disposer de tubes le plus « noir » possible pour assurer le niveau d'absorptivité le plus élevé. Ce problème est général et concerne tous les récepteurs surfaciques, mais il est plus aigu pour les chaudières « ouvertes » (celles qu'on met en œuvre le plus souvent dans le cas de la formule optique du champ circulaire).
Il est au contraire moins important dans les cas d'utilisation de chaudières en cavité telles que celles qui viennent d'être étudiées au paragraphe précédent : dans ce cas, l' « effet cavité » est efficace et a vite fait d'augmenter le coefficient d'absorption apparent du récepteur dès lors que la surface développée par ses panneaux est nettement plus grande que la surface de son ouverture.
Dans tous les cas, on met en œuvre une peinture noire « haute température » qui n'est en rien sélective et se dégrade assez facilement : le problème de ce revêtement absorbant n'est donc que partiellement résolu aujourd'hui.

I.3.4. Le récepteur à sel fondu :

On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes :

- le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),
- il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,
- les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au dessous d'une valeur critique,
- ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (au-dessus de 140°C à Thémis, et de 220°C à Solar Two).

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien à priori peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception généreuse (cas de Thémis). Il est donc facile à conduire.

Il doit être réchauffé avant remplissage. Il l'est par « traçage » électrique. Cette technique est bien adaptée et a donné de bons résultats quand elle était bien réalisée.

A contrario des malfaçons dans la réalisation peuvent provoquer des surchauffes corrosives galopantes. Ainsi des pannes sont advenues tant à Thémis qu'à Solar Two. Dans les deux cas, elles étaient dues à des surlongueurs anormales de traceurs électriques.

Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale.

A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique intermédiaire : il serait alors inutile de provoquer ces coûteuses pertes de charge.

Un prototype de récepteur à sel de ce type a été essayé par les « Sandia Laboratories » sur leur site d'Albuquerque.

Il s'agissait d'un récepteur dans lequel on créait une lame de sel épaisse quasi verticale par écoulement en cataracte sur une tôle légèrement inclinée par rapport à la verticale. Cette tentative n'a pas eu de suite sans doute du fait de la dégradation chimique du sel provoqué par son contact cyclique avec de l'air neuf lors de sa traversée du récepteur.

I.3.5. Le récepteur à métal fondu :

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange.

Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel.

La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées.

Si on y ajoute le fait que le développement en cavité de la chaudière, qui renchérit le coût de l'appareil, peut néanmoins présenter un avantage du point de vue de son absorptivité et que le sodium est un calostockeur très médiocre en comparaison du sel fondu, on peut conclure que cette solution aux atouts brillants n'est guère prometteuse.

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium.

Au-delà de toutes ces différences, la conception d'une telle chaudière répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions.

I.3.6. Le récepteur à air :

Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept « GAST » devenu plus tard « PHOEBUS » étudié par les équipes allemandes de la DLR et ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Alméria. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

Le récepteur doit ici réchauffer de l'air à une température très élevée (typiquement : 800°C). Des tentatives ont été menées à bien pour obtenir ce résultat à partir d'un absorbeur métallique à paroi (citons en particulier l'expérience « Sirocco » entreprise par le CNRS au grand four solaire d'Odeillo au début des années 80 et qui mettait en œuvre une paroi métallique gaufrée en « boite à œufs » pour augmenter sa surface d'échange). C'était d'ailleurs l'option envisagée lors des premières esquisses de Gast. Mais de telles solutions,

chères et fragiles, présentent en plus l'inconvénient d'offrir des surfaces de pertes à température plus élevée que celle de l'air chaud produit (du fait du gradient de température existant dans la paroi métallique).

Les concepteurs de Phoebus ont été d'emblée plus ambitieux en prévoyant d'utiliser une chaudière volumétrique dont le principe a été précisé plus haut. Mais comme il est irréaliste de prétendre fermer une telle chaudière de grande taille par une fenêtre en quartz, ce choix les contraint à alimenter leur cycle thermodynamique par de l'air aspiré, à pression atmosphérique, depuis la face avant de l'absorbeur (on parle ici de récepteur volumétrique « ouvert » ou de chaudière « à aspiration »). Dans le projet Phoebus de 1994, ce récepteur est tout simplement constitué d'un volume de laine métallique suffisamment lâche pour que le rayonnement solaire y pénètre profondément et y soit progressivement absorbé sur toute l'épaisseur.

La température de l'air chaud produit est limitée à 750°C. Par la suite d'autres formules ont été testées mettant en œuvre par exemple des volumes en nid d'abeille de céramique, ces matériaux permettant de produire de l'air encore plus chaud puisque les 1000°C ont été atteints.

On verra plus loin que cette solution présente de graves inconvénients, mais elle est la seule qui permette d'abaisser significativement les pertes chaudière (qui risquent ici d'atteindre un niveau élevé à cause de la haute température de travail) en diminuant sensiblement la température apparente du récepteur.

I.4. La filière cylindro-parabolique :

Le récepteur est ici complètement différent des précédents à beaucoup de points de vue et d'abord parce qu'il est linéaire au lieu de surfacique. Ensuite parce que, disposé au foyer d'un système optique peu performant, on le fait travailler, comme nous l'avons déjà signalé, à température modérée (inférieure à 400°C), ce qui permet d'utiliser comme fluide caloporteur une huile de synthèse (l'avantage de ce fluide étant qu'il n'est pas figeable et qu'il ne nécessite donc pas de dispositif de traçage). Enfin parce que, pour la même raison, il est protégé de pertes thermiques par deux dispositions originales et efficaces :

- l'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air, ce qui

supprime radicalement les pertes convectives et limite les pertes radiatives.

- le revêtement du tube chaudière d'une couche de cermet (il s'agit d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 20% d'émissivité à la température de travail) bien plus performant que la peinture utilisée dans les cas précédents ; cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube chaudière (le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène). Cet ultime perfectionnement n'est présent que sur la dernière version des centrales Luz, celles qui sont équipées des capteurs LS3.

On a là un système sophistiqué, à priori cher et fragile, qu'il est tout à l'honneur de la société Luz d'avoir développé à un point tel qu'on peut supposer qu'il est devenu solide et bon marché. Il a en effet été construit et mis en œuvre dans ses versions successives en très grandes quantités en Californie et donne apparemment satisfaction à ses exploitants depuis 15 ans.

La mise au point de l'enveloppe à vide est particulièrement remarquable en ce qu'elle suppose la mise en œuvre de quantités impressionnantes de joints d'étanchéité et de joints de dilatation (soufflets inox) qui tous assurent leurs fonctions dans un environnement météorologique non protégé.

I.4.1. Technologie 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

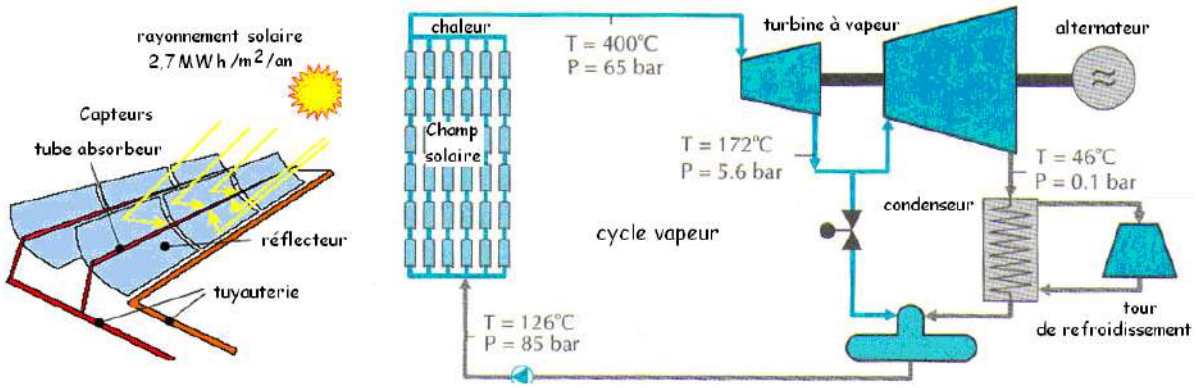


Figure .I.1. Schéma d'une centrale cylindro-parabolique [4].

I.5. Les Types des Centrales solaires thermiques :

Une centrale solaire thermique (ou thermodynamique ou encore heliothermodynamique) est constituée d'un champ de capteurs solaires spéciaux appelés héliostats qui concentrent les rayons du Soleil.

I.5.1. Centrale à capteurs cylindro-paraboliques :

La technologie des capteurs cylindro-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.2. Centrales à capteurs cylindro-paraboliques [1].

I.5.2. 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 (I.3). Il est placé le long de la ligne focale du concentrateur cylindre- parabolique.

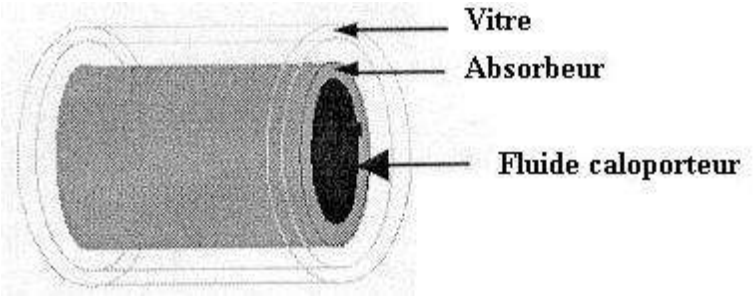


Figure. I.3. Schéma d'un élément du tube absorbeur [1].

- 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 (I.4).

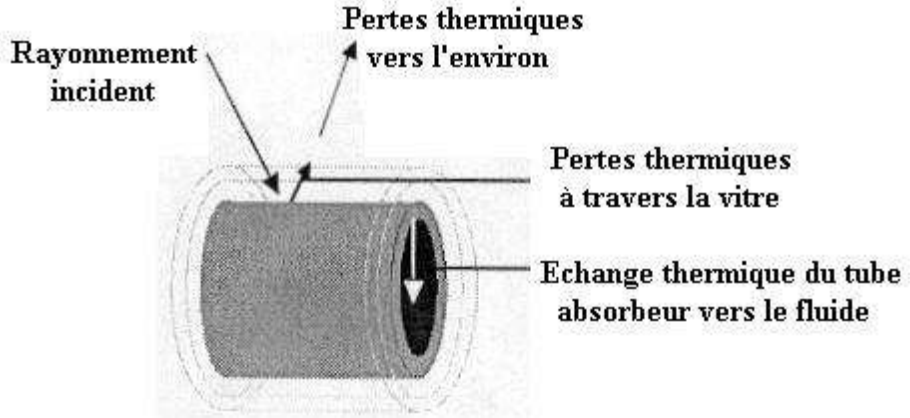


Figure. I.4. Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique [1].

I.5.3. Systèmes à capteurs cylindro-parabolique :

Un système à capteurs cylindro-paraboliques a un seul axe, qui sont disposés en lignes parallèles et qui concentrent l'énergie solaire sur des récepteurs qui relient les lignes focales des concentrateurs.

La figure (I.5) au dessous montre un système de centrale à capteurs cylindro-paraboliques.

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, 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.



Figure. I.5. Système Cylindro-Parabolique Solaire Terrestre de Centrale [4].

I.5.4. Centrales à tour :

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 cylindre 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.6. Vue d'ensemble d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques [4].

I.5.5. 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%).

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



Figure. I.7. Centrales à capteurs paraboliques [1].

I.6. Centrales solaires à effet de cheminée :

Les centrales solaires à effet de cheminée sont composées d'une tour immense entourée d'une gigantesque serre.

La serre est chauffée par le soleil ; l'air chaud circule jusque vers la tour, son seul point de sortie.

Cet air chaud plus léger que l'air froid s'élève dans la cheminée. Ce déplacement d'air fait tourner des turbines qui produisent l'électricité.



Figure .I.8. Centrale de Manzanares à effet de cheminée [1].

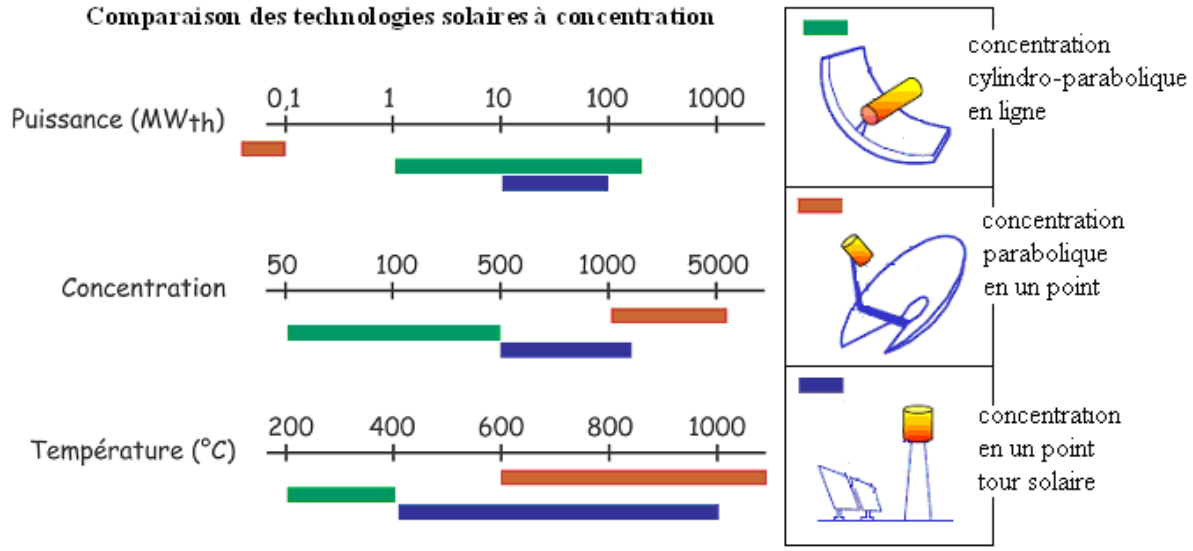


Figure .I.9. Comparaison des technologies solaires à concentration [3].

I.7. Principe de fonctionnement des centrales thermiques :

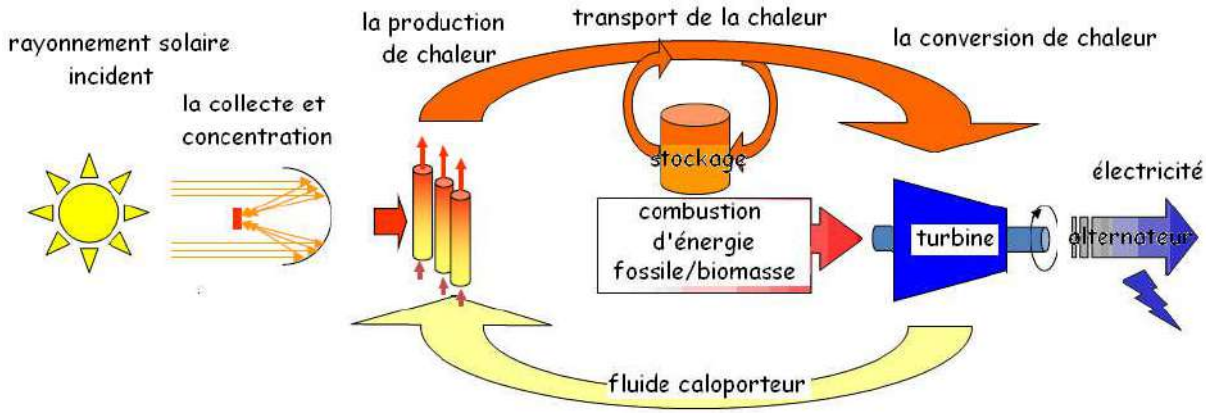


Figure .I.10. Principe d'une centrale solaire thermodynamique [3].

I.7.1. Principe de fonctionnement d'une Centrale à capteurs cylindro-paraboliques :

On va donc mettre en œuvre ici des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation est ouest (dans ce cas le mouvement de suivi du soleil se limite à une rotation si lente qu'elle peut être assurée sans automatisme), ou nord-sud, ce qui suppose toujours une rotation unique, mais à plus grande vitesse et qui doit donc être automatisée.

Les avantages recherchés portent surtout sur la simplification de la motorisation et de la commande du mouvement. En substance, le passage de deux axes à un seul.

Les inconvénients de la formule sont cependant importants. En premier lieu, le passage d'une focalisation ponctuelle telle que réalisée dans les deux filières précédentes à une focalisation linéaire fait chuter la concentration aux environs de 80 (au mieux, c'est-à-dire dans les réalisations de Luz les plus récentes). En second lieu, la surface des miroirs est plus inclinée par rapport au vecteur soleil quand celui-ci est bas sur l'horizon, et ce qu'on appelle le « rendement cosinus » du champ de miroirs en est dégradé.

C'est surtout le premier de ces éléments qui caractérise la filière. On l'utilisera de ce fait à des températures modérées, quitte à perdre en rendement de conversion thermo-mécanique.

I.7.2. Principe de fonctionnement d'une tour solaire :

Ici, on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables.

On appelle ces miroirs « héliostats » (en grec : qui fixe le soleil). Leur ensemble constitue le « champ d'héliostats ». On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole.

La surface réfléchissante de cette « parabole » étant fatalement déployée au sol, son « foyer » se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de

grande hauteur qui donne son nom à la filière.

Pour faire fonctionner ce dispositif, il faut réaliser un « tir croisé » des héliostats et pour cela animer chaque miroir d'un mouvement de suivi du soleil particulier. Comme dans le cas précédent, ce mouvement peut être obtenu par la combinaison de deux rotations.

Il faut encore avoir optimisé la position des miroirs (ou plutôt la distribution de leur densité sur le terrain), la hauteur du foyer (qui conditionne la hauteur de tour et donc son coût) et la géométrie de l'ouverture du récepteur.

A travers un calcul difficile, on minimise le rapport coût d'investissement/rendement thermo-optique de l'ensemble champ d'héliostats-récepteur.

Les optima trouvés, en particulier en ce qui concerne l'altitude du foyer, se traduisent par des courbes très plates qui laissent pas mal de liberté au concepteur (autrement dit, il peut faire varier dans une large fourchette la hauteur de tour sans dégrader gravement le rendement).

Si ce travail a été bien mené, et si l'ouverture du récepteur est située dans le plan focal de l'optique, on peut obtenir par ce moyen des concentrations de l'ordre de 700 (cas de Thémis par exemple à 42,5° de latitude). Cette dernière condition n'est pas facilement remplie dans le cas de champs circulaires (la tour est située au milieu du champ d'héliostats et non au sud comme à Thémis). Dans ce cas, les concentrations atteintes sont plus faibles (235 à Solar One par exemple), mais la formule à d'autres avantages (essentiellement, une hauteur de tour diminuée pour une taille de champ donné) qui peuvent être déterminants aux basses latitudes. C'est la solution mise en œuvre à Barstow ou à Nio pour des latitudes proches de 35° mais également à Shchelkino implantée plus haut que Thémis en latitude (à 45°) ce qui montre bien que les optima recherchés ne sont pas déterminés avec une rigueur mathématique.

I.7.3. Principe de fonctionnement d'une Centrales à capteurs paraboliques :

Cette filière est un peu la référence en ce sens qu'elle met en œuvre la meilleure surface réfléchissante possible : une parabole de révolution. Avec ce miroir, tout rayon incident parallèle à l'axe optique passe, après réflexion, par un même point. On appelle ce point le « foyer ». Pour fonctionner correctement, un tel miroir doit viser en permanence le soleil (dont l'image se forme alors au foyer). On y parvient en animant son axe d'une double rotation. Mais ceci implique, on s'en doute, une limitation de taille, la surface de collecte ne pouvant guère dépasser ici quelques centaines de mètres carrés dans des conditions

économiques raisonnables. C'est là que réside la spécificité de la filière qui n'a d'intérêt que si l'on parvient à utiliser le faible débit de chaleur récolté dans une installation compacte, mobile avec le miroir (et si possible sans liaison avec l'extérieur autre qu'électrique) et installée dans une position voisine du foyer.

L'optique peut ici, théoriquement, délivrer des concentrations supérieures à 10000, ce qui est énorme. Dans la pratique, on réalise éventuellement des miroirs moins performants (en s'autorisant des marges d'erreur sur la qualité géométrique des surfaces mises en œuvre). Ils peuvent alors être économiques tout en délivrant des concentrations d'un excellent niveau. Plusieurs réalisations récentes de qualité délivrent ainsi des concentrations de l'ordre de 4000.

I.8. Miroirs de Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-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 (I.11).

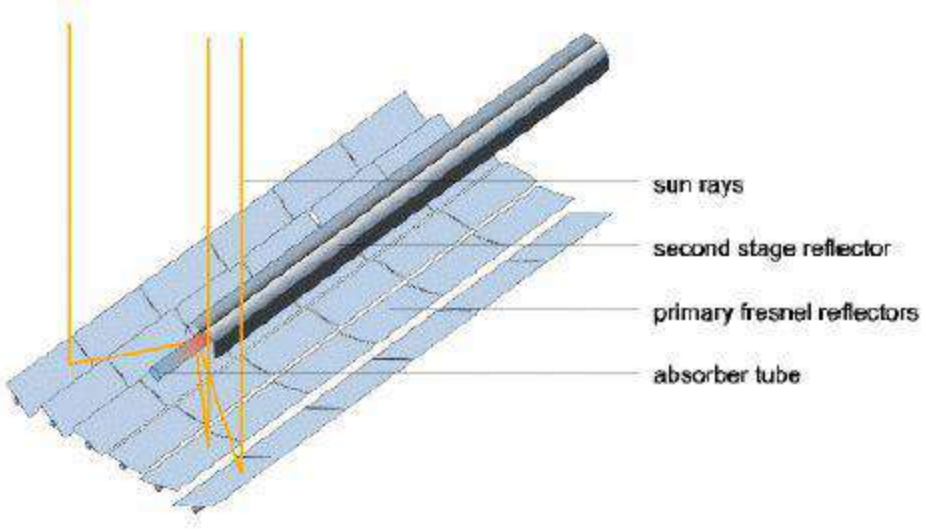


Figure. I.11. Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel [4].

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.

I.9. Les fonctions d'un système solaire thermique :

I.9.1. Le captage et l'absorption :

Le capteur est la source de chaleur de l'installation solaire. C'est la que le rayonnement solaire capté est absorbé pour chauffer le fluide caloporteur. Tous les capteurs visent à convertir le rayonnement solaire en chaleur avec un rendement élevé et à fournir cette chaleur aux consommateurs aussi efficacement que possible.

- **Le transfert de chaleur :**

L'énergie captée transformée en chaleur est ensuite par circulation du fluide caloporteur dans les tuyauteries vers l'échangeur de chaleur à plaque.

- **Le stockage :**

Puisque les apports et les besoins énergétiques sont généralement déphasés l'un par rapport à l'autre, on aura besoin du stockage**.**

- **L'appoint :**

L'énergie solaire ne peut dans la plupart des cas assurer la totalité des besoins en énergie. Pour faire face à des périodes défavorables (hiver, demi-saison, longue période de mauvais temps) et satisfaire les besoins en eau chaude, on a besoin d'une énergie d'appoint. Ainsi, la

plupart des unités de stockage sont équipées d'un dispositif d'appoint qui prend le relais en cas de besoin.

I.10. Les capteurs solaires :

Il existe toute une gamme de capteurs solaires qui permettent de répondre aux différents besoins. Leur choix dépend de la température désirée de l'eau chaude et des conditions climatiques pendant la période.

Il faut choisir le type de capteurs qui correspond le mieux au niveau de température auquel on désire arriver. Bien entendu, plus le niveau de température est élevé, plus les technologies mises en oeuvre sont évoluées et plus les coûts de production sont élevés.

Les technologies les plus courantes sont :

Les capteurs plans sans vitrage, les capteurs solaires à tubes sous vide et les capteurs plans vitrés.

- **Capteurs solaires à tubes sous vide :**

Les capteurs solaires à tubes sous vide, comportent un absorbeur revêtu d'une surface sélective et enfermé sous vide dans un tube en verre. Ils captent bien l'énergie solaire et leurs pertes thermiques vers l'environnement sont extrêmement faibles.



Figure. I.12. Capteurs solaires à tubes sous vide [4].

I.11. La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée :

Cette transformation se fait le plus souvent de manière tout à fait conventionnelle grâce à une turbine à vapeur d'eau couplée à un alternateur. Nous avons cependant signalé la voie originale du générateur Stirling, étudiée pour les petites unités autonomes, et fait allusion à l'utilisation possible d'un cycle combiné dans la filière « centrale à tour » à air. Il faut encore signaler la tentative faite à la fin des années 70 en France de mettre en œuvre une turbine à vapeur de fréon (centrale à capteurs « COS » de Vignola, près d'Ajaccio).

Nous allons ici passer en revue la signification et les potentialités de ces différentes voies. Toutes sont avant tout à la recherche du rendement. En principe, celui-ci augmente avec la température haute du cycle (c'est à dire avec la température de travail du récepteur solaire), mais la réalité n'est pas si simple.

I.11.1. Le cycle à vapeur :

Ce cycle qui, en eau, est limitée en température haute à 565°C (au-delà, des problèmes d'incompatibilité chimique apparaissent entre la vapeur et les aciers), est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermo-mécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne.

Il a été utilisé exclusivement dans les réalisations dont il est question ici au chapitre des filières « centrale à tour » et cylindro-parabolique.

Les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffe de la vapeur ou non) et encore, et peut-être surtout, de la taille du groupe. Cela est en effet moins connu, mais les performances de ce genre de machine sont dégradées par les fuites de vapeur entre étages. Celles-ci sont elles-mêmes provoquées par les indispensables jeux mécaniques qu'il faut ménager entre rotor et stator pour autoriser les dilatations différentielles lors de la mise en température de la machine. Or ces jeux sont proportionnellement moins importants pour les grosses machines que pour les petites et entraînent la chute des performances de ces dernières. C'est ce type de dégradation qu'envisageait de combattre la société Bertin en proposant la mise en œuvre à Vignola d'une turbine à vapeur de toute petite puissance (500kW) où l'eau était remplacée par le fréon.

Pour illustrer ces propos, on peut passer en revue les caractéristiques et les performances de quelques-uns des groupes qui ont été utilisés dans les centrales solaires en cause ici :

- Thémis : 2,5 Mwe, vapeur surchauffée à 430°C – 50 bars, rendement nominal 28%,
- Solar One : 12,5 Mwe, vapeur surchauffée à 515°C – 100 bars, rendement nominal 35%,
- SEGS VII de Luz : 30Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,5%,
- SEGS IX de Luz : 80Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,6%.

On voit que la taille du groupe est un paramètre essentiel puisque celui de Solar one, alimenté en vapeur d'excellente qualité, est moins performant que ceux des centrales Luz alimentés en vapeur médiocre, mais beaucoup plus puissants (et, il est vrai, à resurchauffe).

On peut pronostiquer un rendement supérieur à 40% pour le groupe d'une centrale à tour à Draw-salt, produisant de la vapeur au meilleur niveau de performance (soit à 565°C), dotée d'un circuit de resurchauffe, si sa taille peut atteindre ou dépasser les 30MW.

I.11.2. Le cycle combiné :

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C. On reconnaît là des caractéristiques qui pourraient être celles du projet Phoebus. Ce serait en effet la logique d'utiliser un cycle combiné dans ce dernier cadre taillé sur mesure pour lui. Si les équipes allemandes qui étudient cette filière n'ont pas, jusqu'à ce jour, franchi le pas et en sont restées à l'utilisation du seul cycle à vapeur (ce qui, en pratique, disqualifie la formule par manque de performance), c'est que l'introduction d'un cycle à gaz de tête et son alimentation par l'air caloporteur à pression atmosphérique pose bien des problèmes dont le moindre n'est pas l'échange des calories entre le caloporteur et l'air du cycle.

Le cycle combiné, à cause de son excellent rendement, est donc l'avenir de la filière « centrale à tour », mais on peut légitimement se demander si, comme dit l'humoriste, il n'est pas destiné à le rester.

I.11.3. Le cycle Stirling :

Comme on le sait, ce transformateur thermo-mécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. C'est ainsi que la première tentative de construire une « parabole Stirling » date de 1887.

Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique.

Dans la pratique, ce générateur conserve bien des atouts dont celui de pouvoir être réalisé en petite taille sans perdre trop en rendement. C'est ce qui en fait le candidat idéal pour l'exploitation des calories récoltées avec une excellente efficacité mais à faible débit par les concentrateurs paraboliques (on met en œuvre aujourd'hui aux foyers de telles paraboles des générateurs Stirling qui se situent dans la gamme des 5-50 kWe et dont les rendements thermo-mécaniques varient de 30 à 45%). En conséquence, l'inertie thermique de l'appareil est faible et on peut envisager de soumettre son alimentation en calories aux caprices météorologiques. C'est une caractéristique importante de ces générateurs installés au droit de foyers mobiles qu'il n'est pas question d'équiper d'un stockage thermique. Le résultat est là puisque, dans un exemple récent (10kWe), on obtient un rendement instantané net (soleil-réseau électrique) de 22%, ce qui peut être considéré comme excellent. A plus grande puissance (25kWe), on friserait les 30%.

Malheureusement, le défaut de ces machines réside dans l'improbable tenue des joints d'étanchéité de leurs pistons soumis à des conditions très dures. Ce problème peut probablement être surmonté mais a interdit jusqu'à aujourd'hui le développement industriel de la machine (c'est à dire son utilisation par l'industrie automobile). Sans doute faut-il voir là un des freins principaux au développement de cette filière solaire.

Conclusion :

Un capteur solaire doit être en tout temps orienté vers le soleil pour concentrer les rayons vers un point focal et ainsi maximiser l'′energie captée.

On modélise le capteur comme une surface de densité constante et on calcule son centre de masse pour s'assurer que le capteur solaire ne deviendra pas déséquilibré durant ses déplacements quotidiens.

Introduction :

Le gisement solaire est une source d'énergie renouvelable disponible en grande quantité, en tout point de la surface terrestre et gratuite.

Les réactions thermonucléaires qui se produisent au sein du soleil, provoquent l'émission d'ondes électromagnétiques de très forte puissance ou rayonnement thermique solaire.

Le rayonnement ou spectre solaire se présente sensiblement comme celui d'un corps noir à 5 800°K.

L'énergie solaire reçue par la terre en dehors de l'atmosphère est d'environ 1 370 W/m2.

Cette grandeur est appelée constante solaire.

II.1. Données relatives au soleil au rayonnement solaire :

II.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 (II.1) et (II.2).

Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales :

a) L'intérieur où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire (L'hydrogène se 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,

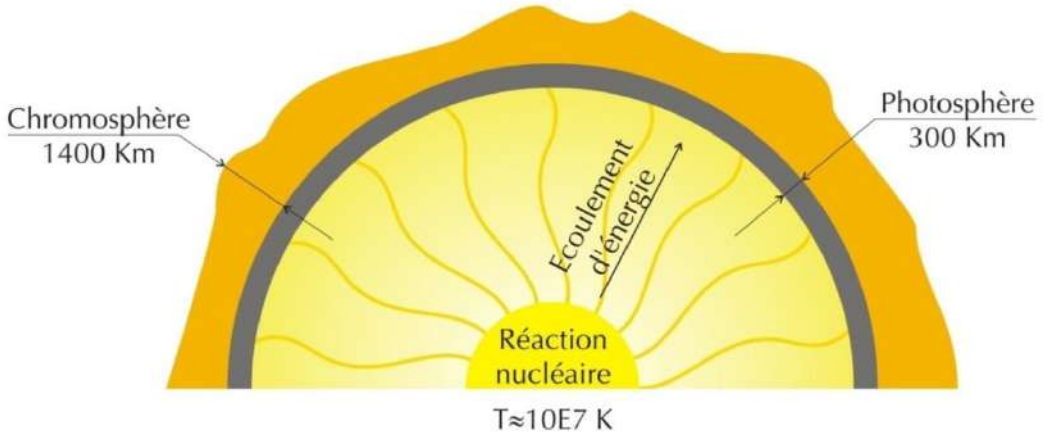


Figure. II.1 : Une coupe dans le Soleil [8].

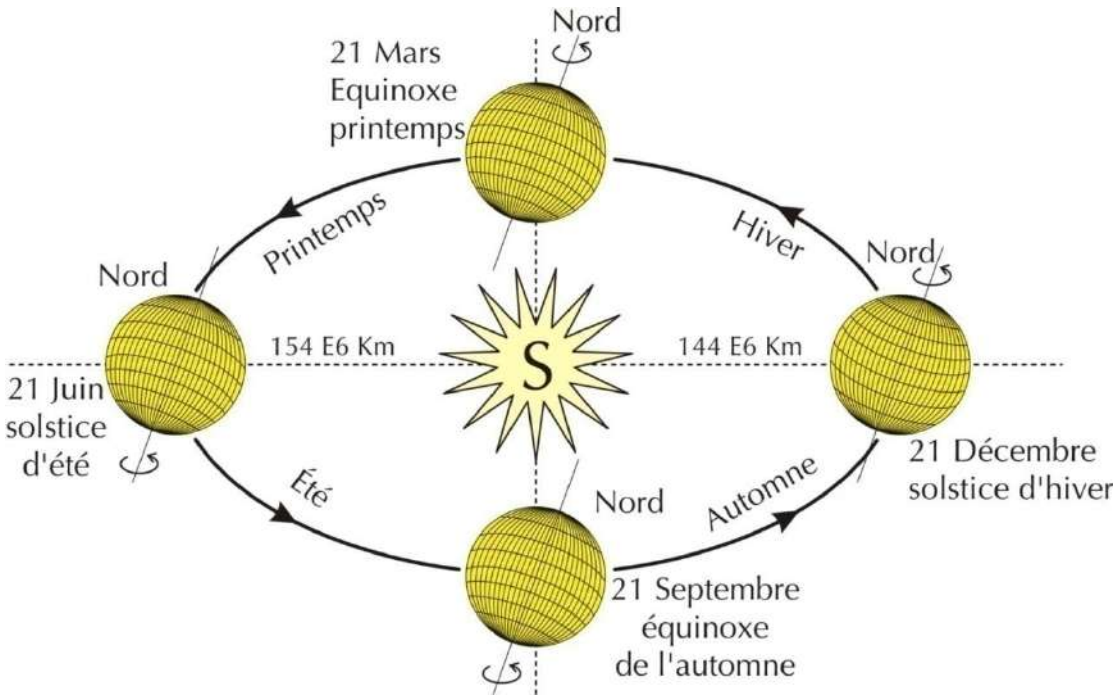


Figure. II.2 : Mouvement de la terre autour du Soleil [8].

II.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.

II.1.2.1. 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.

II.1.2.2. 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.

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

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

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

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

II.1.2.3. 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 (II-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.

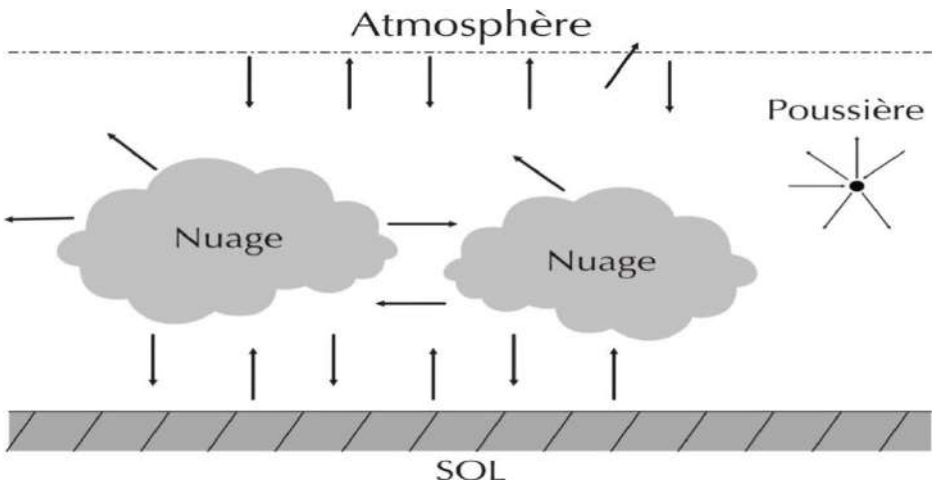


Figure. II.3: Interactions nuages-atmosphère-sol [8].

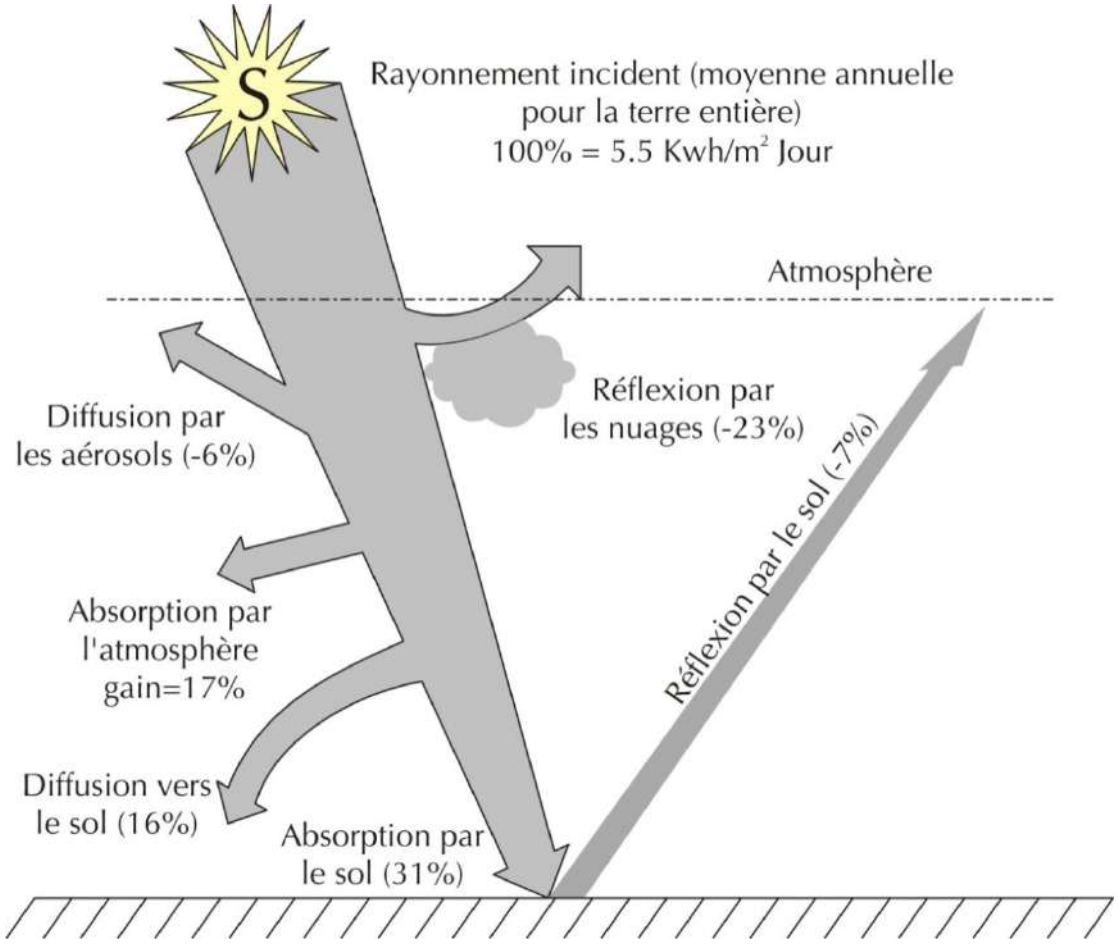


Figure. II.4 : Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [8].

II.2.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-à-dire 15° en1 heure ou 1° en 4mn.

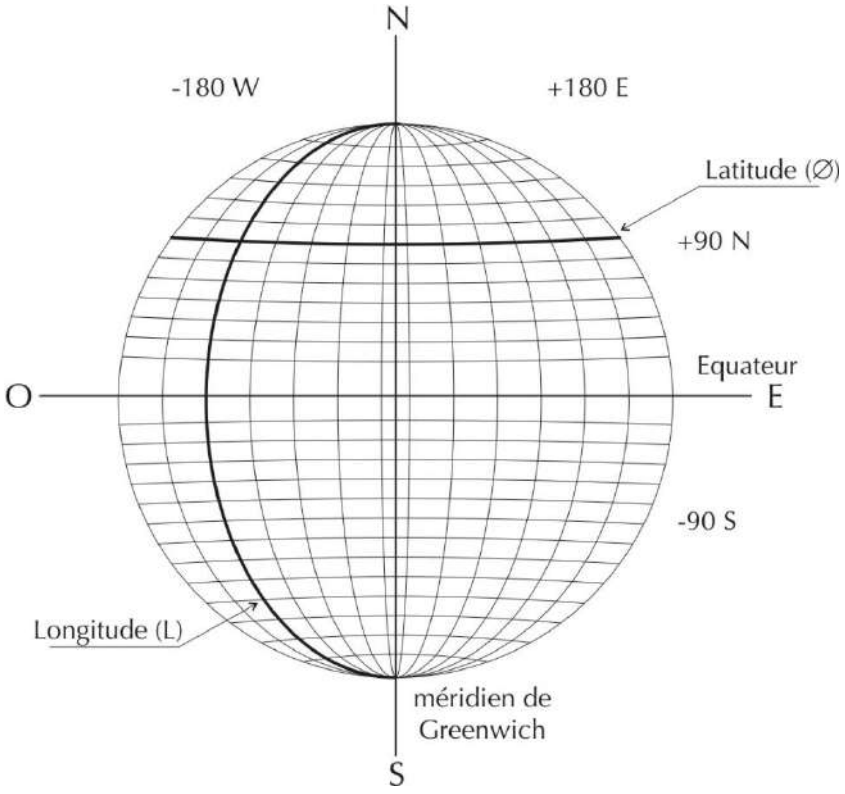


Figure. II.5 : Les coordonnées de la terre [8].

II.2.1. Coordonnées équatoriales :

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

II.2.1.1. 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).

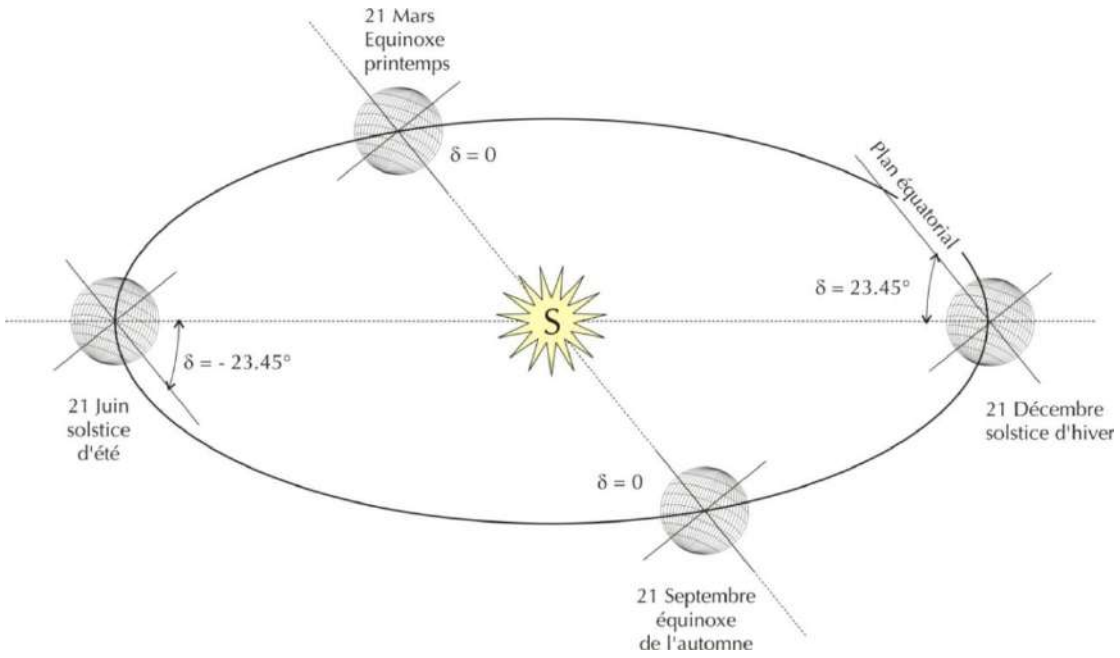


Figure. II.6 : La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre) [8].

La valeur de déclinaison peut être calculée par la relation :

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

II.2.1.2. L'angle horaire (ω):

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

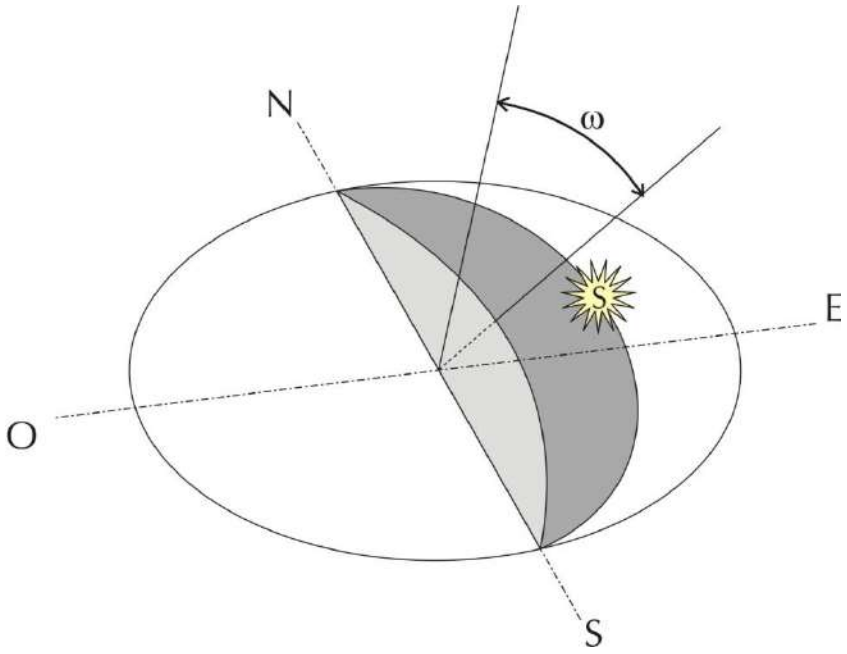


Figure. II.7 :L'angle horaire [8].

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

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

II.2.2. Coordonnées horizontales :

II.2.2.1. 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 :

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

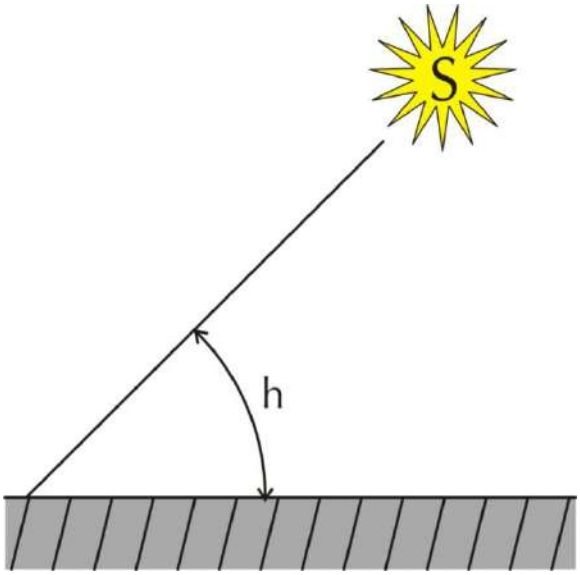


Figure. II.8 : L'angle de hauteur du Soleil [8].

II.2.2.2. 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 (II-9) :

$$sin(\boldsymbol{\gamma_s}) = \frac{co\,s(\delta)\,sin(\omega)}{co\,s(h)} \qquad (\text{II} - 5)$$

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

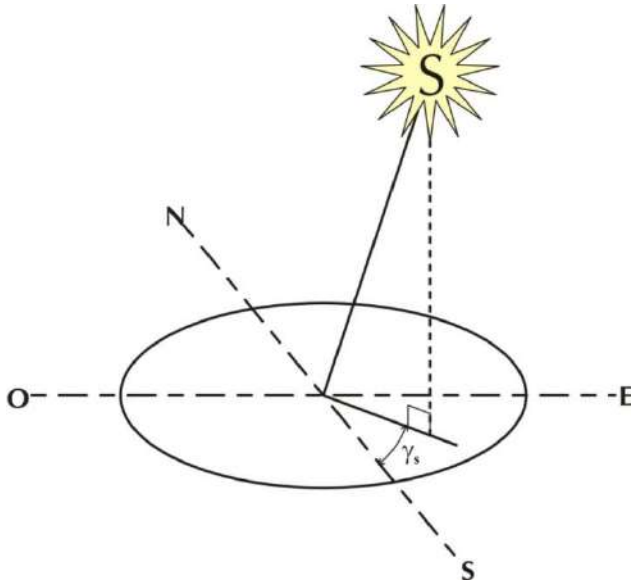


Figure. II.9 : L'angle d'azimut du soleil [8].

II.2.2.3. 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 :

$$\beta=90-\alpha$$

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

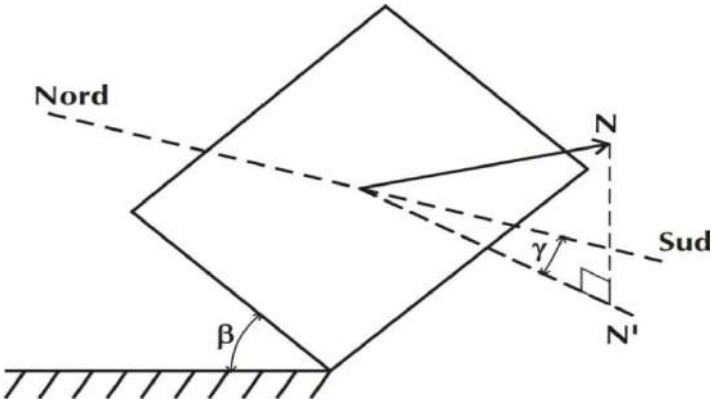


Figure. II.10 : L'angle d'azimut de la surface [8].

- **L'angle de zénith (θz) :**

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

$$\cos(\theta z) = \sin(\delta)\sin(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega) \qquad (\text{II} - 6)$$

Avec :

Ø : C'est la latitude du lieu.

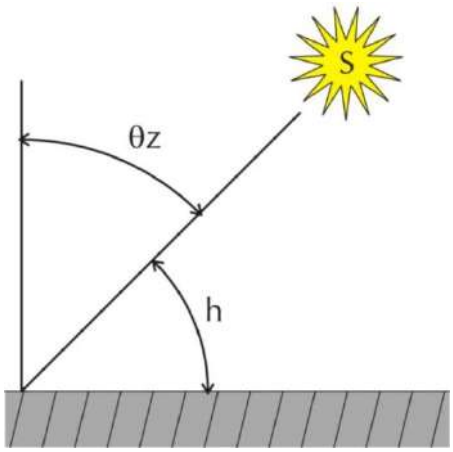


Figure .II.11 : L'angle de zénith [8].

- **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.

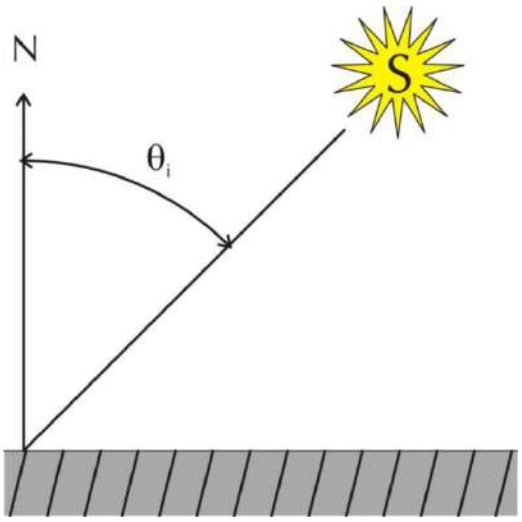


Figure. II.12 : Plan horizontale, dans ce cas (θ_i= θz). [8].

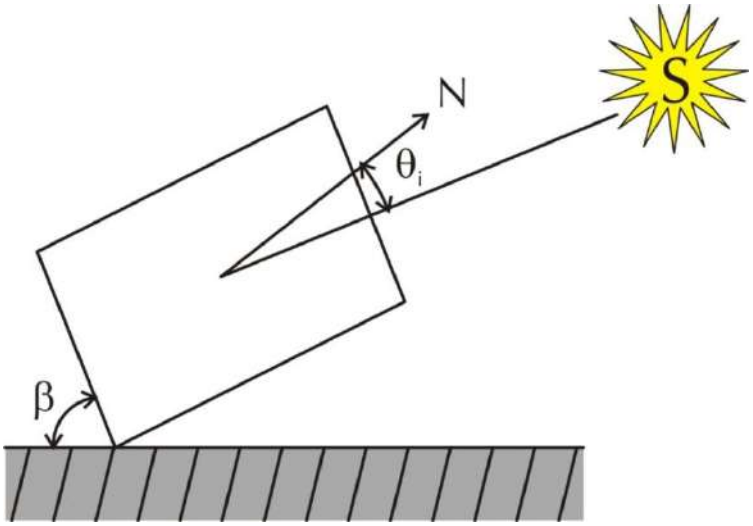


Figure .II.13 : Plan incliné [8].

II.3. Heures et temps :

II.3.1. 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 suivent :

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

Donc :

$$cos\,(\omega_l) = -tan\,(\phi)tan\,(\delta) \qquad (\text{II} - 7)$$

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

$$\omega_c = -\omega_l$$

$$\omega_l = -arc\cos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en\ ° \qquad (\text{II} - 8)$$

$$\omega_c = arc\cos\,(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \qquad en\ ° \qquad (\text{II} - 9)$$

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

$$TS_l = 12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right) \ en\ h \qquad (II-10)$$

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

$$TS_c = 12 - \left(\frac{\omega_l}{15}\right) \ en\ h \qquad (II-11)$$

II.3.2. Durée de jour :

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

$$dj = (TS)_c - (TS)_l \qquad (II-12)$$

$$dj = \left(12 - \left(\frac{\omega_c}{15}\right)\right) - \left(12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right)\right) \qquad (II-13)$$

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

II.3.3. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL :

$$TSV = TL - C + \frac{L_{local}}{15} + ET \quad \left(\frac{1\ h}{60\ mn}\right) \qquad (II-14)$$

TL : temps légal (donné par la montre)

L_{ocal} : longitude de lieu

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

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU) \qquad (II-15)$$

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 (II-14), pour l'Algérie TCF - TU = 0.

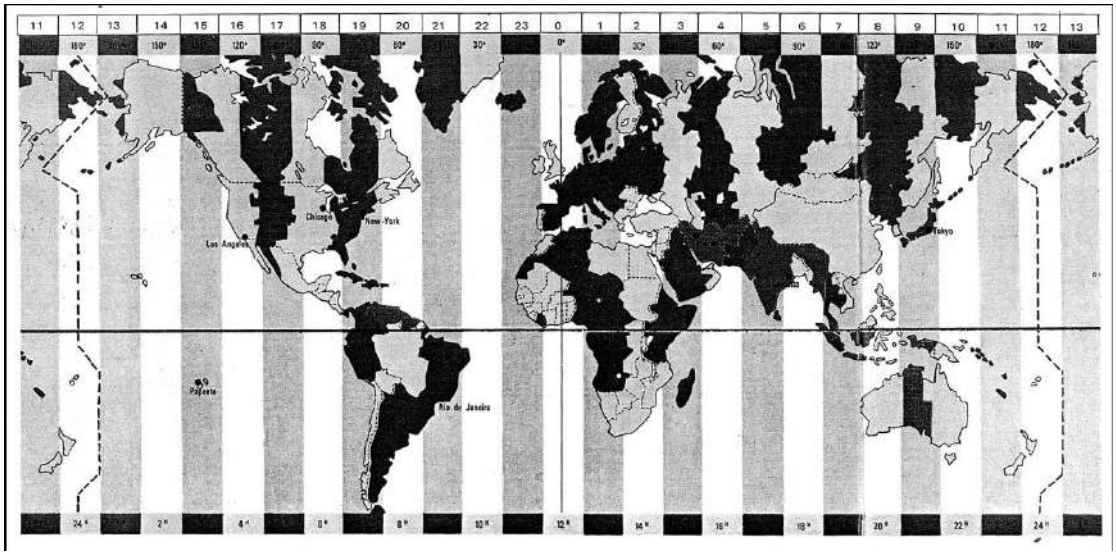
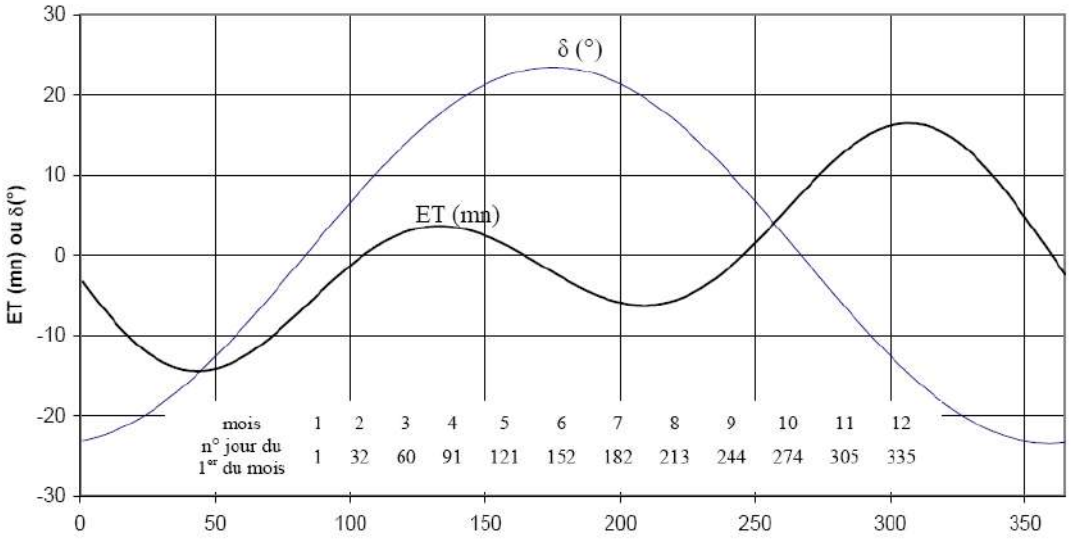


Figure .II.14 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [8].

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-15), 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.



Figue .II.15 : 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 :

$$ET = -\begin{cases} 0.0002 - 0.4797\ cos(\omega' j) + 3.2265\ cos(2\omega' j) + 0.0903\ cos(3\omega' j) \\ + 7.3509\ sin(\omega' j) + 9.3912\ sin(2\omega' j) + 0.3361\ sin(3\omega' j) \end{cases} \quad (\text{II} - 16)$$

Où

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

II.4. Le modèle mathématique du champ solaire :

Le modèle mathématique du champ solaire similaire à celui de lippe (1995), il est basé sur les mesures expérimentales de performance de la SEGS LS-2 (Dudley et al, 1994). Les opérateurs de SEGS IV contrôle manuellement le débit du fluide caloporteur (THERMINOL VP-1). Ils réglet le débit afin de maintenir les températures de sortie et d'entrée à peu près constante le débit massique est calculé à partir du bilan énergétique :

$$\dot{m} = \dot{Q}_{net} / cp_{ftc}(T_s - T_e) \quad \text{(II-17)}$$

L'énergie utile est donnée par :

$$\dot{Q_{util}} = \dot{Q}_{net} = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{pert} \quad \text{(II-18)}$$

Energie d'absorbée

$$\dot{Q}_{abs} = DNI_{incid}\ A_{ap}\ IAM(\text{M})\ \text{S}\ (Opt_{eff} + 0 \cdot 004202\ \Delta T) \quad \text{(II-19)}$$

$$- [7.44\ \Delta T / DNI_{incid} - 0 \cdot 0958\ \Delta T^2 / DNI_{incid}]$$

La différence de température ΔT est calculée par

$$\Delta T = (T_s + T_e)/2 - T_{amb} \quad \text{(II-20)}$$

Le modificateur de l'angle d'incidence est donnée par:

$$IAM = \cos(\theta_i) - 0 \cdot 0003512\ \theta_i - 0 \cdot 00003137\ \theta_i \quad \text{(II-21)}$$

$$S=(L_{spacing} / W) \cdot \cos(\theta_z) / \cos(\theta_i) \quad \text{(II-22)}$$

La perte de bout

$$M = 1 - f \cdot \tan(\theta_i) / L_{SCA} \quad \text{(II-23)}$$

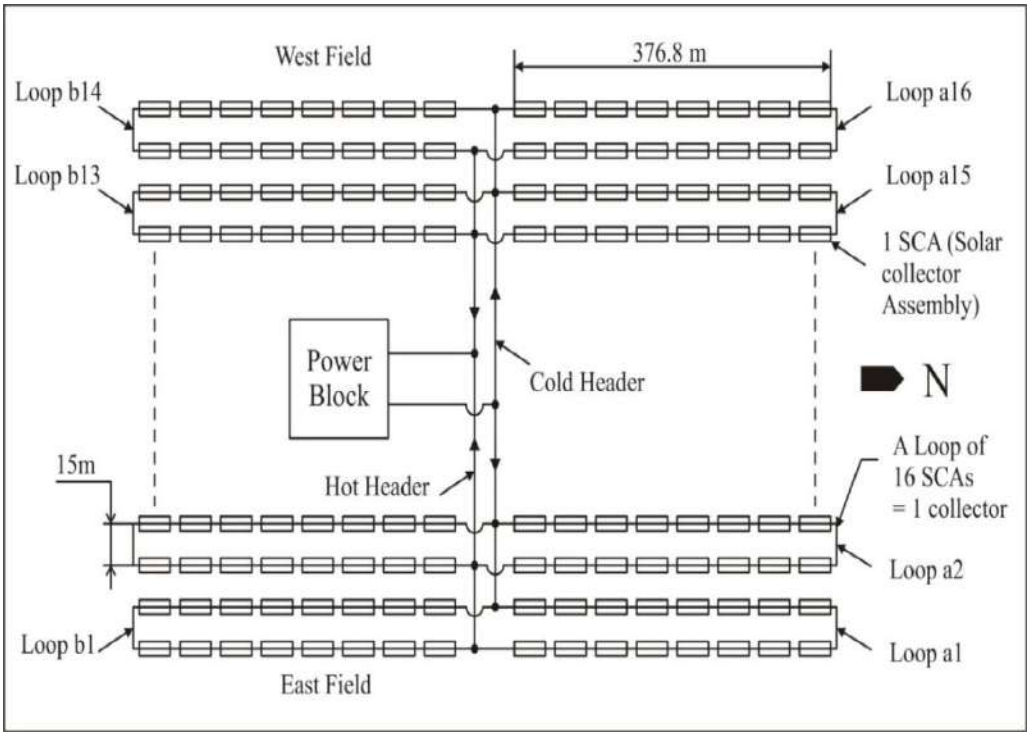


Figure .II.16 : le modèle du champ solaire [8].

II.4.1. L'ongle d'incidence:

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

$$\cos\theta_i=\sqrt{\cos(\theta_z)^2+\cos(\delta)^2.\sin(\omega)^2} \quad \text{(II-24)}$$

Tableau II.01 : Spécification du capteur solaire

Type de capteur	**LS-2**
La largeur apparente	5 m
La longueur	47,1 m
Le rendement optique	73 %
La distance focale (f)	1,49 m
L'espacement entre les rangées	15 m
$\mathbf{L}_{hose}$	1,84 m

II.4.2. La surface apparente du champ solaire :

$$A_{app}=L_{sca}\ .\ b_{apw}\ .\ N_{sca} \quad \text{(II-25)}$$

L_{sca} : la longueur d'un collecteur.

b : la largeur apparente du collecteur.

N : nombre de collecteurs.

II.5.La différence de température au-dessus de la température ambiante :

$$\Delta T = \frac{T_{in}-T_{out}}{2} - T_{amb} \quad \text{(II-26)}$$

T_{in} : La température d'entrée du fluide caloporteur.

T_{out} : La température de sortie.

II.5.1. La chute de pression :

$$\Delta P = \text{f}.\frac{L}{D}.\frac{\rho V^2}{2} \quad \text{(II-27)}$$

T_m : Température moyenne

II.5.2. L'ombrage sur le capteur :

Rowshadow = $L_{espacent}$ .cos(θ_z) / b_{apwid} . cos(θ_i) (II-28)

Rowshadow = min (max (0, 0, R_{SC} cal), 1, 0) (II-29)

II.5.3. L'énergie thermique perdue :

Q_{LOSS} = 20.A_{ap} (ΔT)/ 343 + 2, 57 $*$ 10^6 $*$ (ΔT) / 275 (II-30)

II.5.4. L'énergie absorbée :

cos(θ_i) : L'angle d'incidence

M : Facteur d'ombrage

L'énergie utile.

$$Q_{Util} = \dot{m}\,\Delta h = \dot{m}_{htf}.(h_e - h_i) \quad \text{(II-31)}$$

$$\dot{m}_{HTF} = Q_{util} / (h_e - h_i)$$

$$\eta_{Field} = Q_{Util}/Q_{Incidente} = \eta_{Field} = Q_{Util}/A_{ap} \cdot DNI \cdot \cos(\theta_i) \quad \text{(II-32)}$$

II.6. Propriétés Physiques :

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

La longueur de capteur $= 768\ m$

La chute de pression $\Delta p = f.L.(\frac{\dot{m}}{A_{id}})^2 \cdot 10^{-5}/2 \cdot d_{in} \cdot \rho_{moy}$ (II-33)

$A = \frac{\pi(d_{in})^2}{4}$

Pour calculer la chute de pression on a divisé la longueur d'une loupe en (6) Segments égaux

On calcule les propriétés physiques :

La densité, la viscosité dynamique et le nombre de Reynolds pour la température moyenne de chaque segment.

Le facteur de frottement est donné par :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{2.51}{R_{e\sqrt{f}}}) \quad \text{(II-34)}$$

La chute de pression à travers le train d'échangeurs de chaleur est donnée en fonction du débit massique du fluide caloporteur ;

$$\frac{\Delta P_{EC}}{\Delta P_{EC.ref}} = (\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF.ref}})^2 \quad \text{(II-35)}$$

$\dot{m}_{HTF.ref}$ = 236.22 Kg/s

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

La chute de pression totale est la somme des chutes de pression à travers la loupe du champ solaire et la chute de pression à travers le train d'échangeurs de chaleur

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{sf} + \Delta P_{SC} \quad \text{(II-36)}$$

La circulation du fluide caloporteur est assurée par la pompe, son travail est donné par :

$$WP_{HTF} = \frac{\Delta P_{total} \cdot V_{HTF}}{\eta} \quad \text{(II-37)}$$

Où

$V_{HTF_{in}}$: est le débit volumique [du fluide caloporteur] à la température d'entrée

est calculé par

$$\dot{V}_{HTF_{in}} = \frac{\dot{m}_{HTF}}{\rho_{HTF}(T_{in})} \quad \text{(II-38)}$$

Le rendement de la pompe est donnée par :

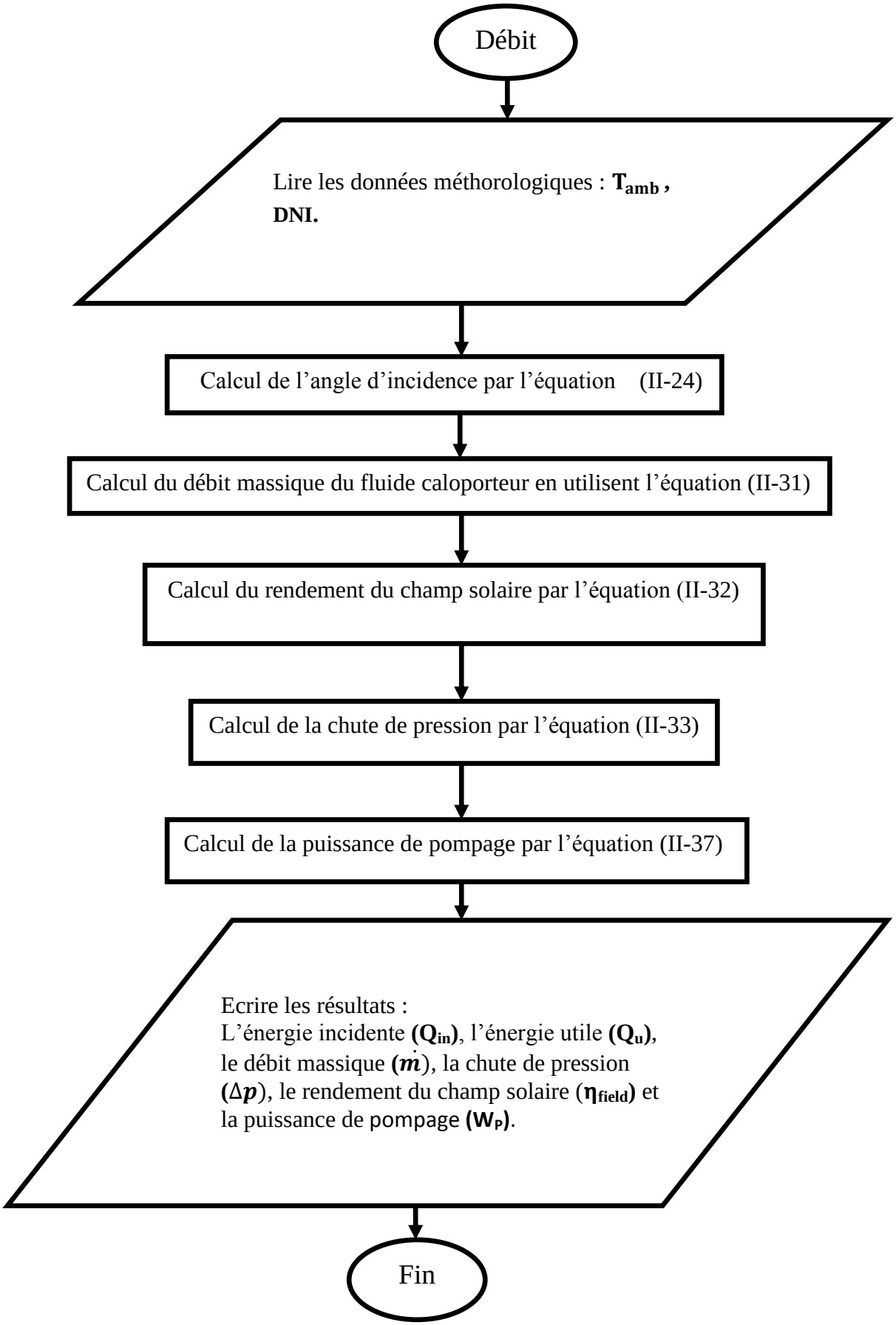
$$\eta_P = \eta_{P.ref}\left(-0,4 + 2,8\left(\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF_{ref}}}\right) - 1,4\left(\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF_{ref}}}\right)^2\right) \quad \text{(II-39)}$$

Où

$$\eta_{P.ref} = 0,6$$

.

II.7.La procédure de solution est comme suit :



Introduction :

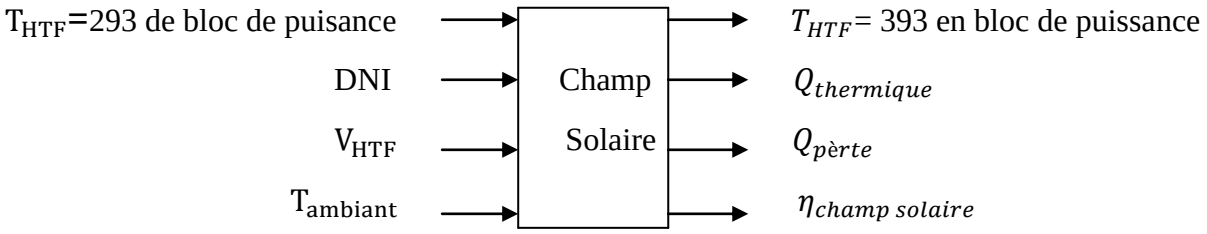
Dans ce chapitre les résultats obtenus par le calcul numérique sont discutés et interprétés. Pour résoudre le rayonnement solaire, on a utilisé un logiciel de calcul qui traite des champs solaires.

Le principe de cette étape repose sur l'étude de conception et des performances d'un champ solaire cylindro-parabolique de 60 MW_{th} utilisant un tube récepteur enrobé en chrome noir et sous-vide dans l'espace annulaire.

Nous avons donc essayé d'appliquer le modèle mathématique pour le cas d'un l'étude analyser les performances de ce champ solaire sous les conditions climatiques algériennes.
Et comparer les profils des températures ambiantes et le rendement du champ solaire et l'énergie incidente, l'énergie utile et la puissance de la pompe, le débit massique et la chute de pression par l'application du code de calcul MATLAB.

Les résultats obtenus sur les profils de l'énergie incidente, l'énergie utile et la puissance de la pompe, le débit massique et de chute de pression ainsi que le rendement de champ solaire de température ont été réalises avec de logiciel MATLAB.

III.1.Diagramme du composant représente le champ solaire :



La surface du champ solaire est donnée par :

$A=P_{elé} \cdot SM/\eta \cdot DNI$

$\eta = 0.23$

SM=1

$P_{elé} = A \cdot \eta \cdot DNI$

Alor la surface apparent total se 188400 m^2

Le rendement total 23%

Le rendement de champ solaire 65%

Le rendement de cycle de puissance 36%

Tout sa pour une puissance électrique de (40 MW)

Ou une puissance par l'énergie utile (thermique) de 111 MW

III.2.Le 21 Janvier

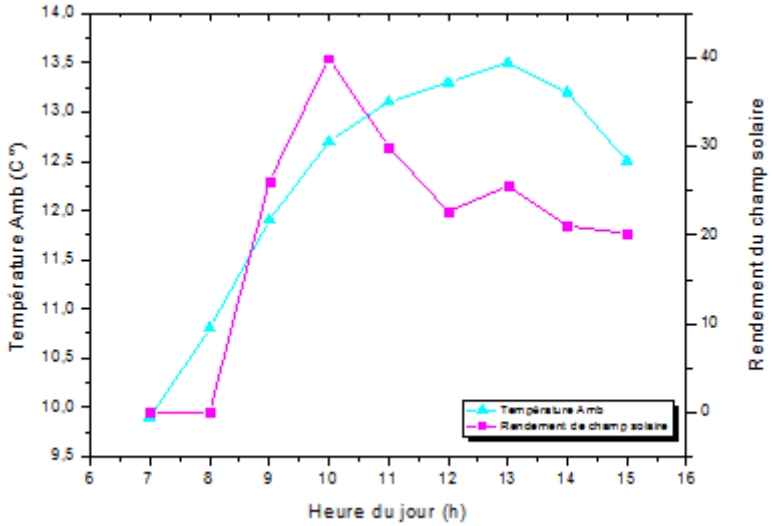


Fig.III.1.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Janvier

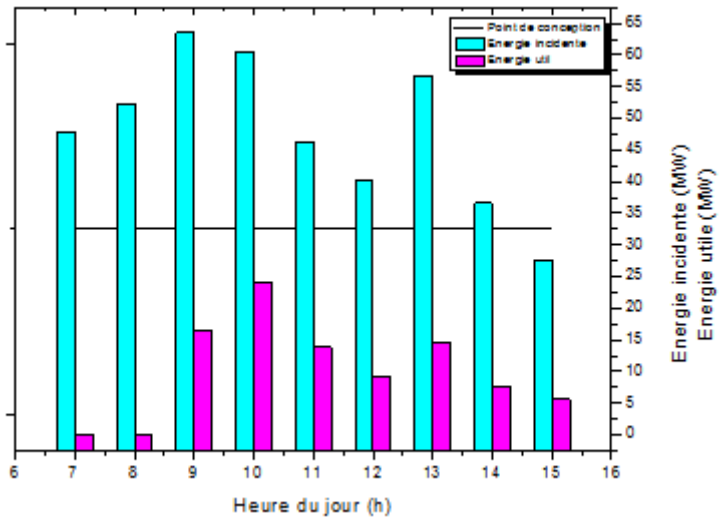


Fig.III.1.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Janvier

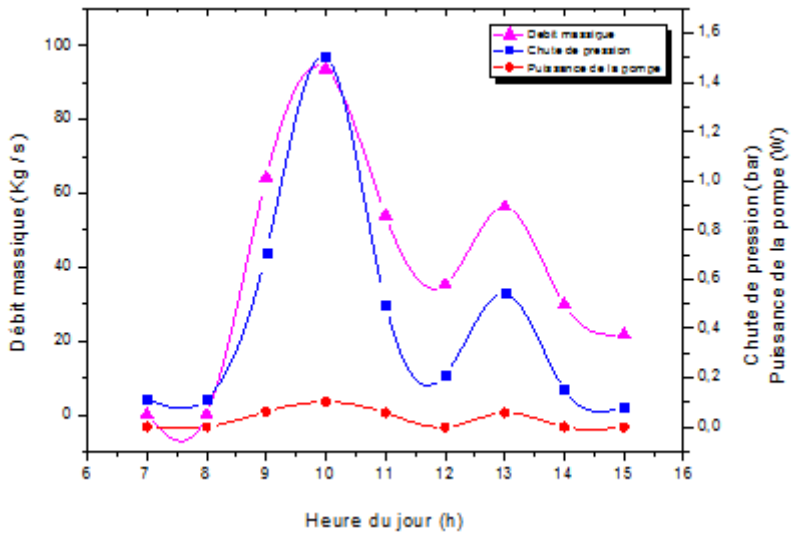


Fig.III.1.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure de jour

III.3.Le 21 Février

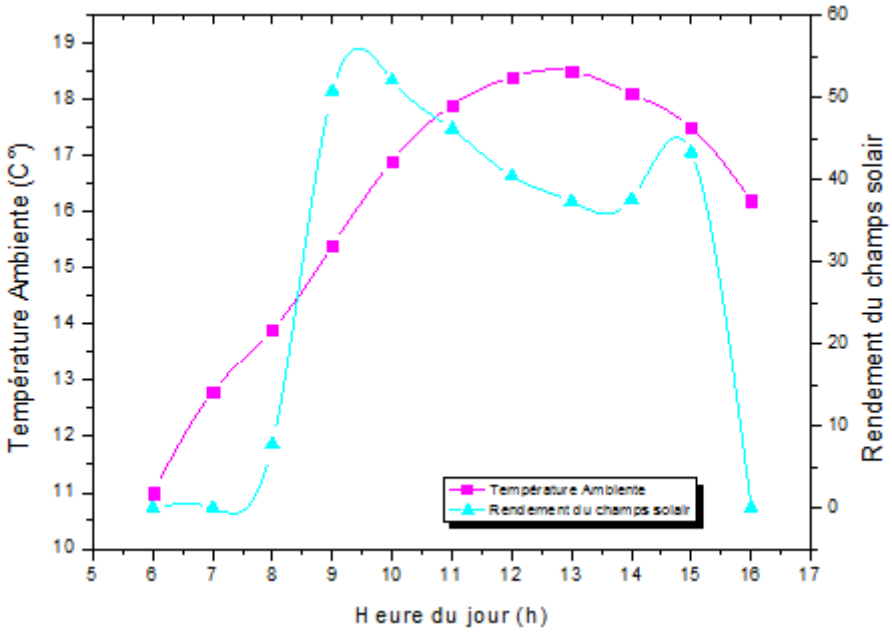


Fig.III.2.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Février

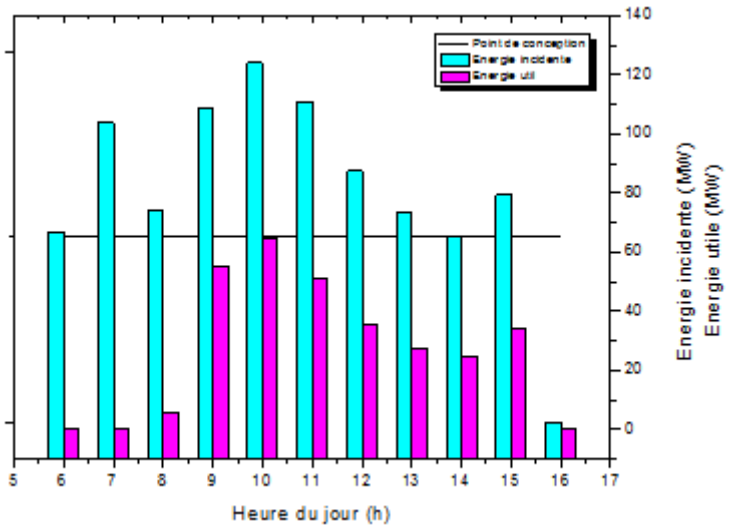


Fig.III.2.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure de jour pour le 21 Février

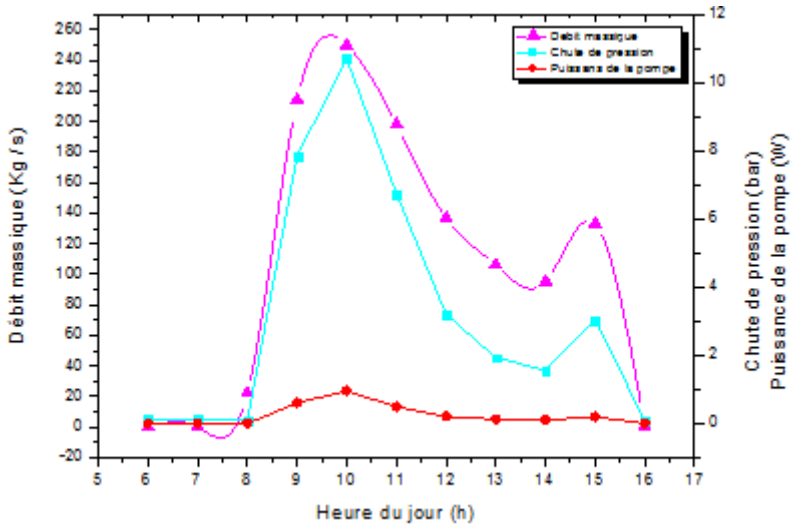


Fig.III.2.c: Evolution de la puissance du pompe et le débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure de jour

III.4.Le 21 Mars

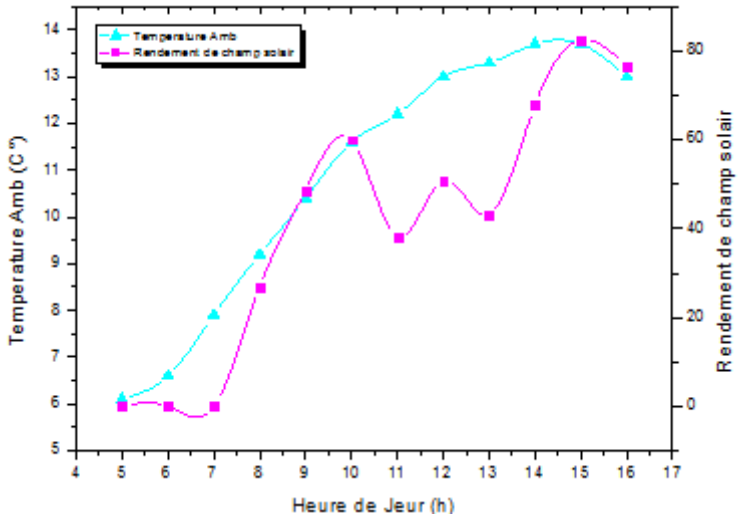


Fig.III.3.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Mars

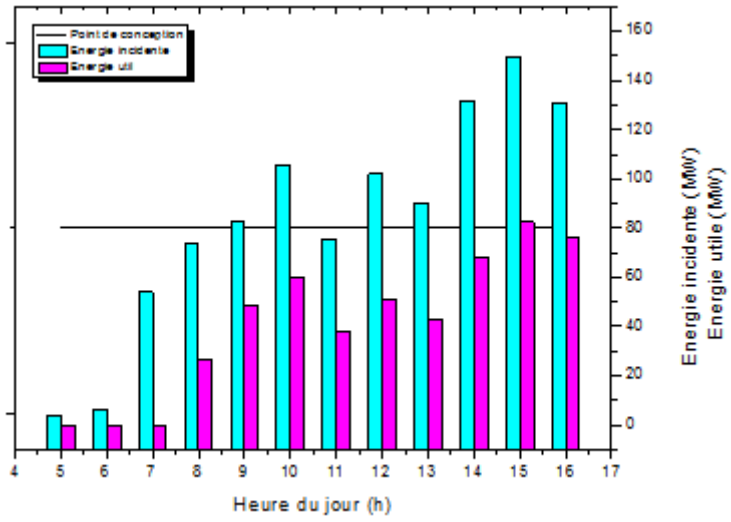


Fig. III.3.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure de jour pour le 21 Mars

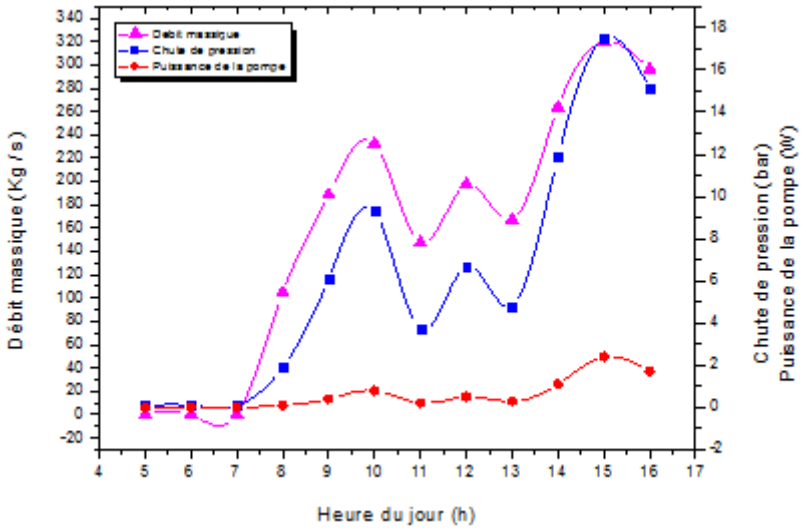


Fig.III .3.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de la pression en fonction de l'heure du jour

III.5.Le 21 Avril

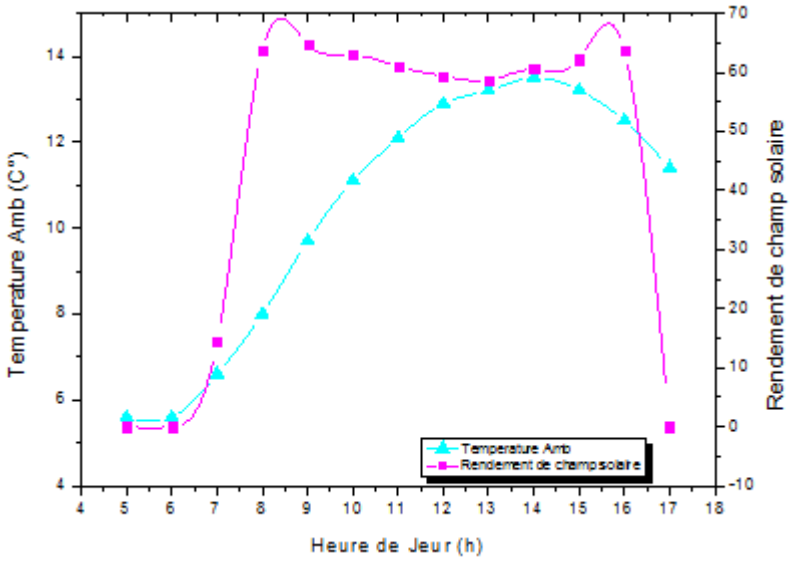


Fig.III.4.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Avril

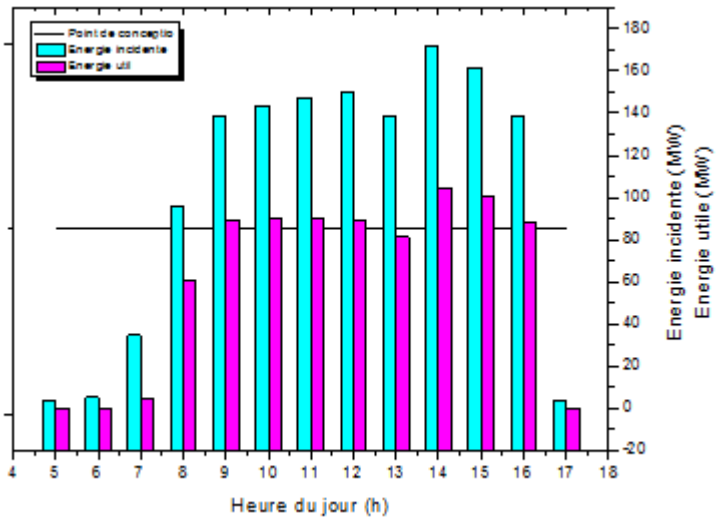


Fig.III.4.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure de jour pour le 21 Avril

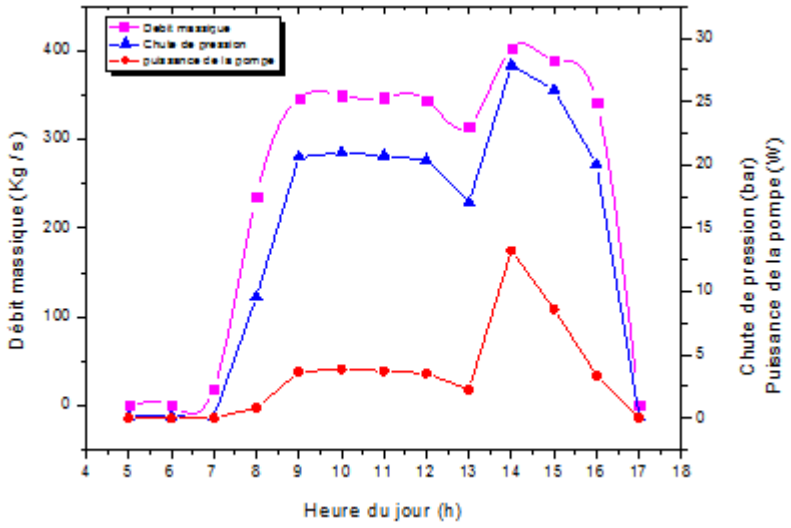


Fig.III.4.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.6.Le 21 Mai

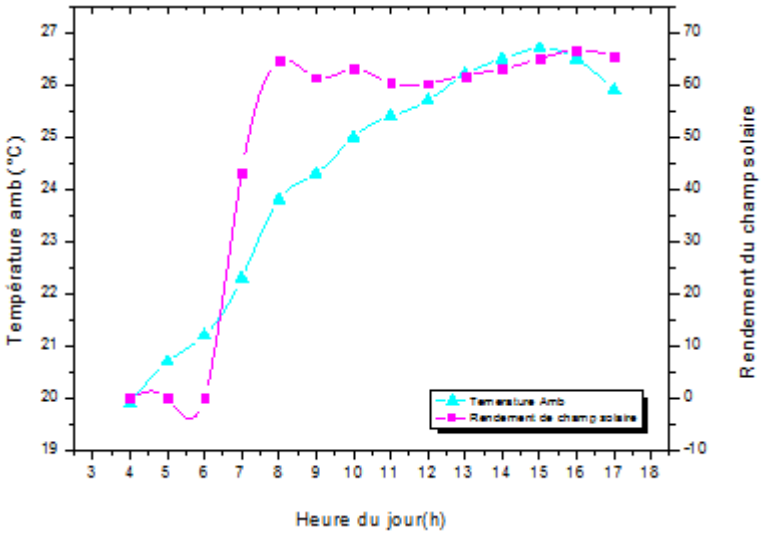


Fig.III.5.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Mai

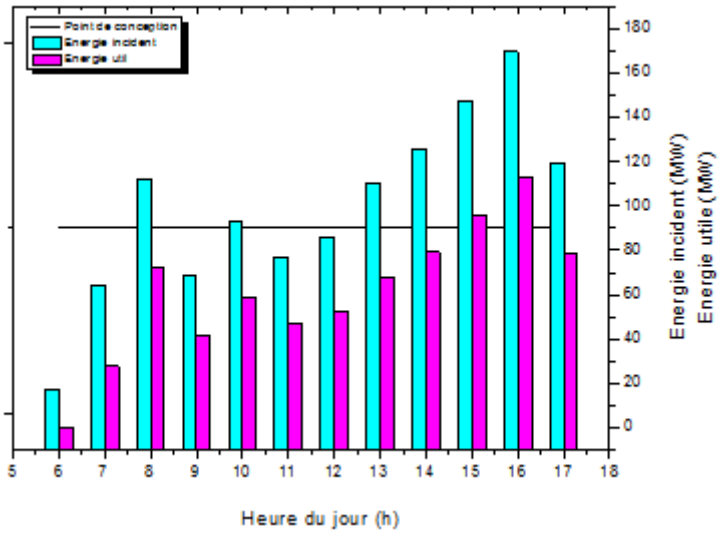


Fig.III.5.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Mai

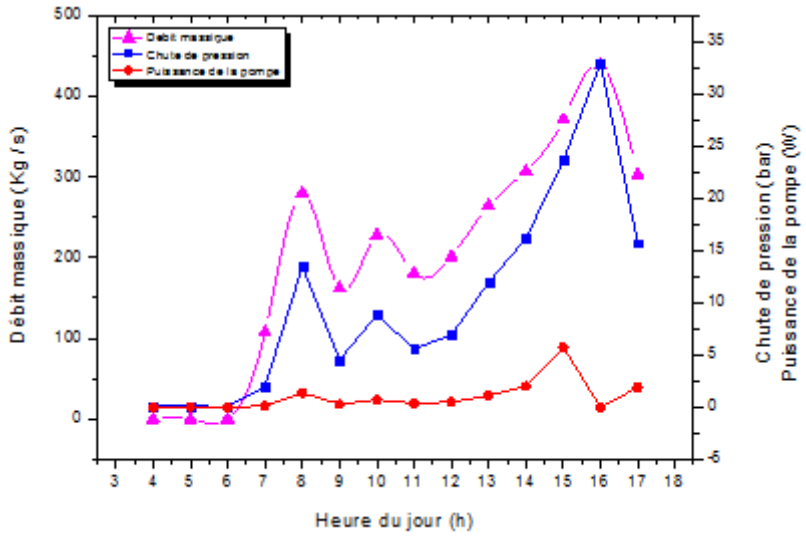


Fig.III.5.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chut de pression en fonction de l'heure du jour

III.7.Le 21 Juin

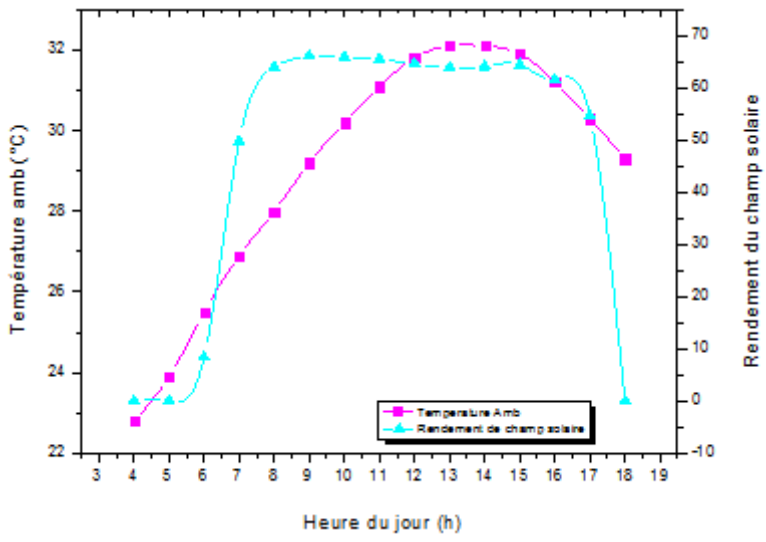


Fig.III.6.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Juin

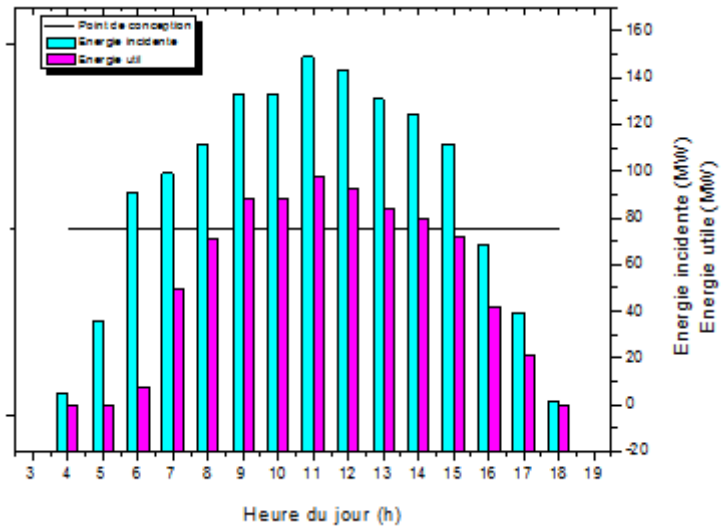


Fig.III.6.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Juin

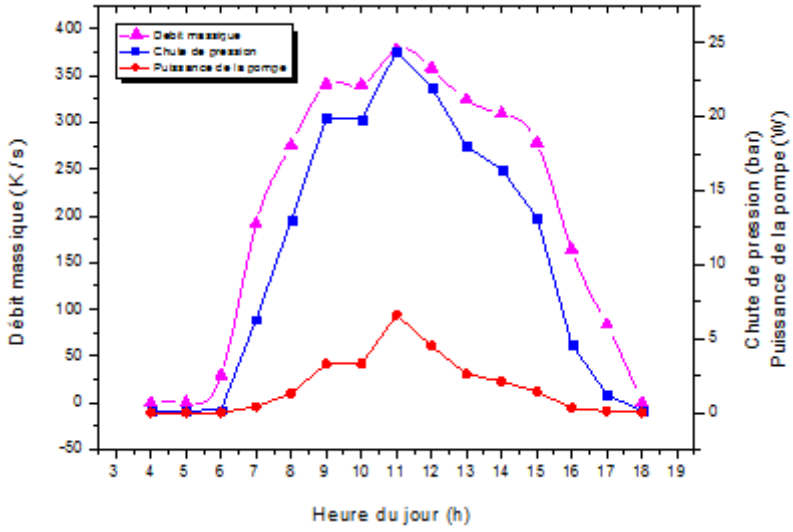


Fig.III.6.c: Evolution de la puissance de la pompe et le débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.8.Le 21 Juillet

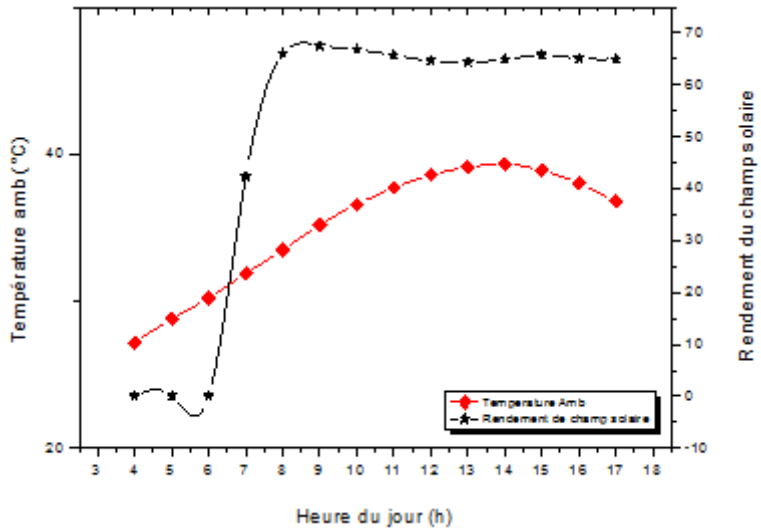


Fig.III.7.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Juillet

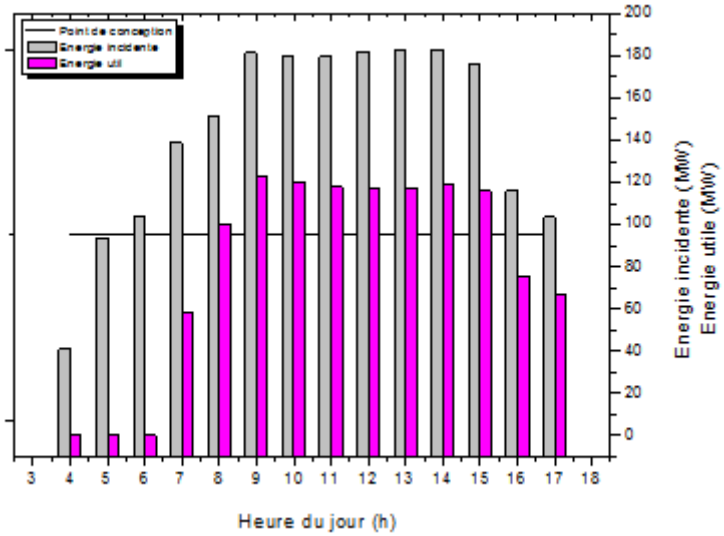


Fig.III.7.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Juillet

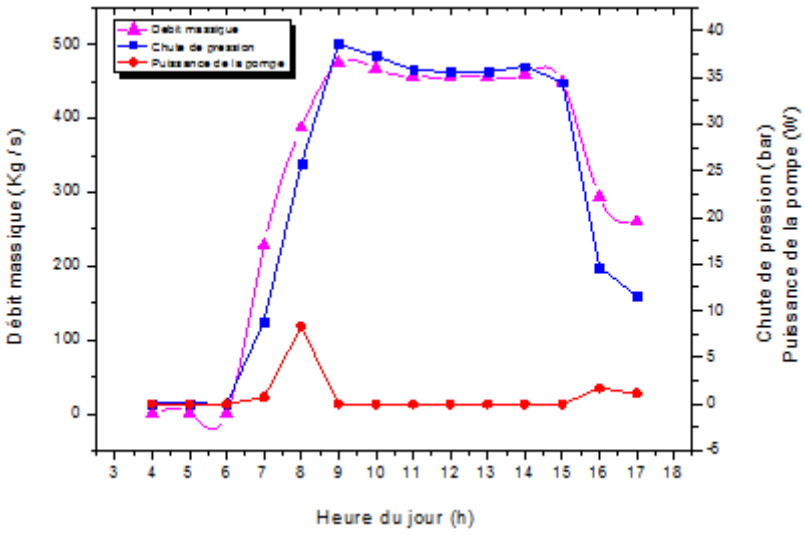


Fig.III.7.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.9.Le 21 Aout

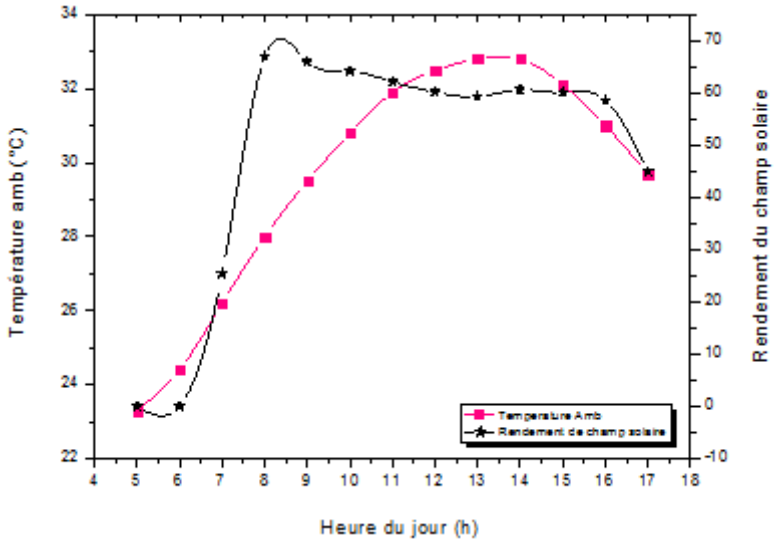


Fig.III.8.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Aout

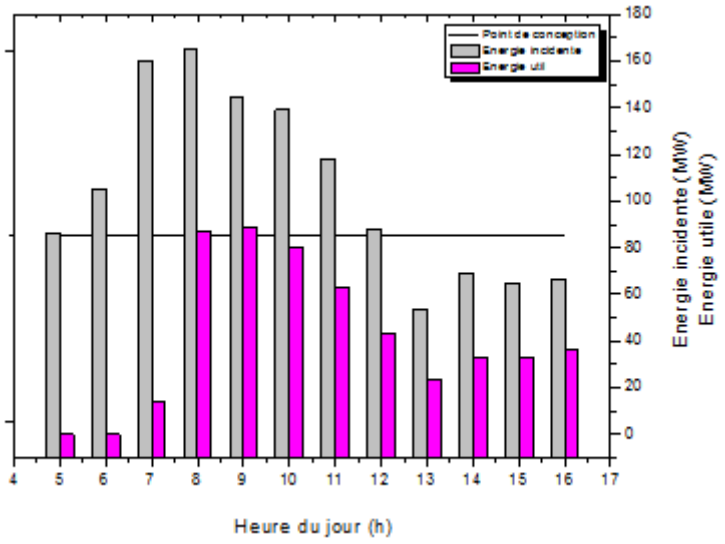


Fig.III.8.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Aout

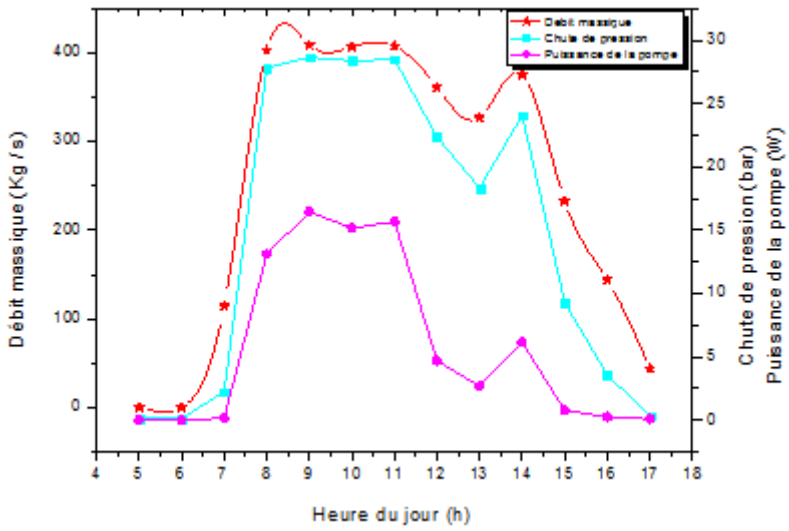


Fig.III.8.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.10.Le 21 Septembre

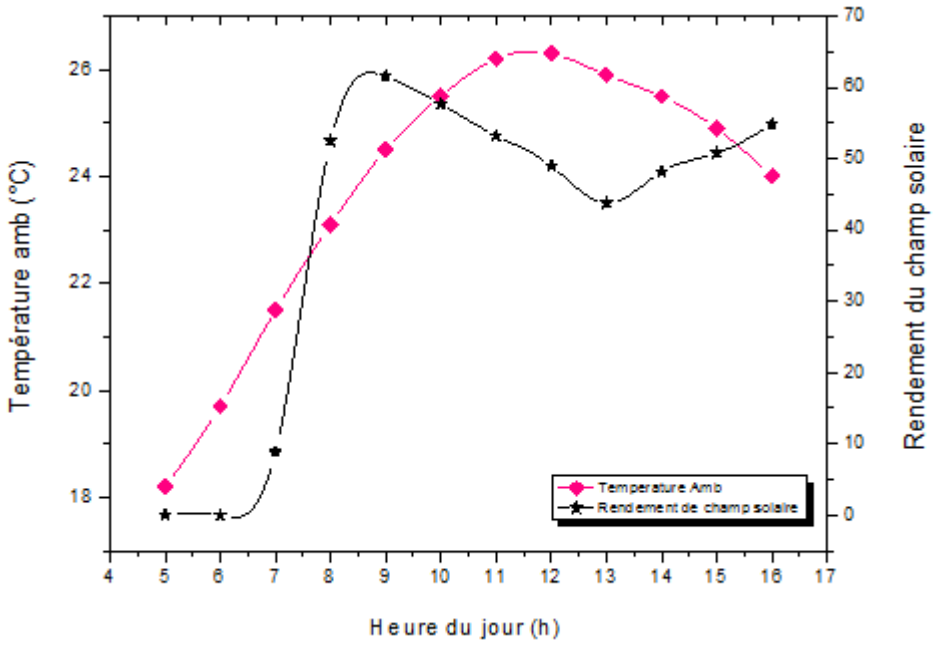


Fig.III.9.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Septembre

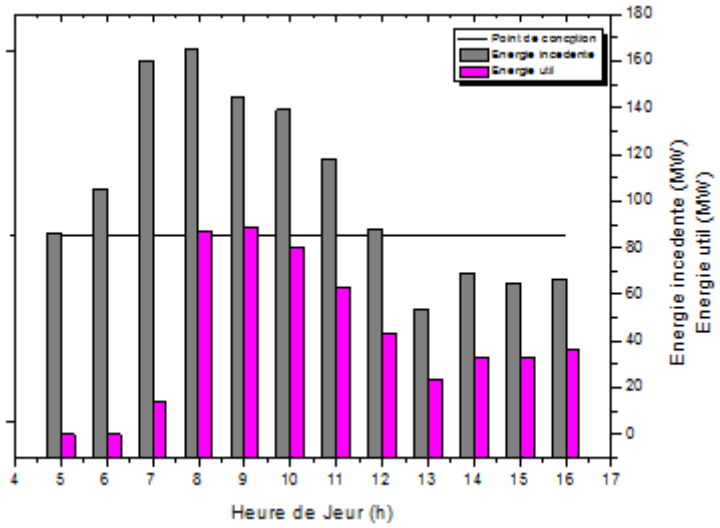


Fig.III.9.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Septembre

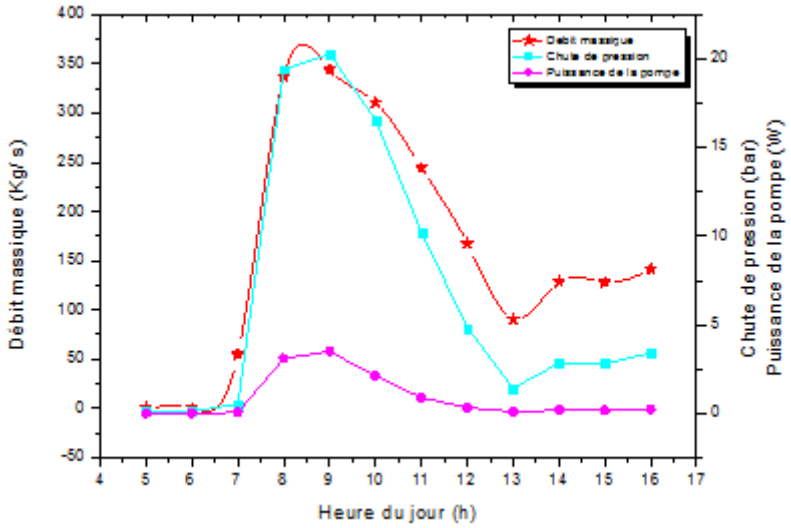


Fig.III.9.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chut de pression en fonction de l'heure du jour

III.11.Le 21 Octobre

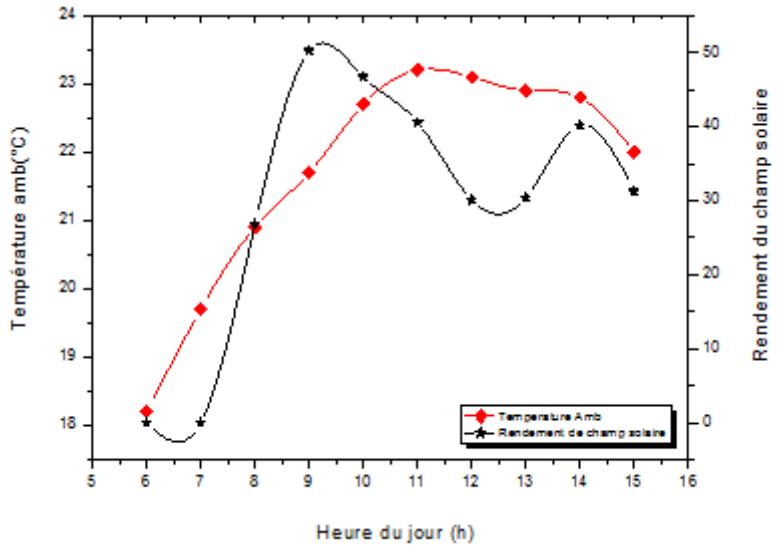


Fig.III.10.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Octobre

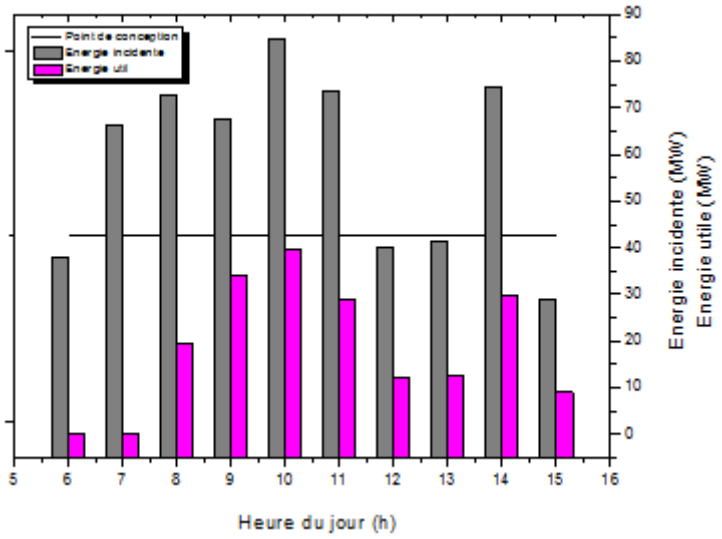


Fig.III.10.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Octobre

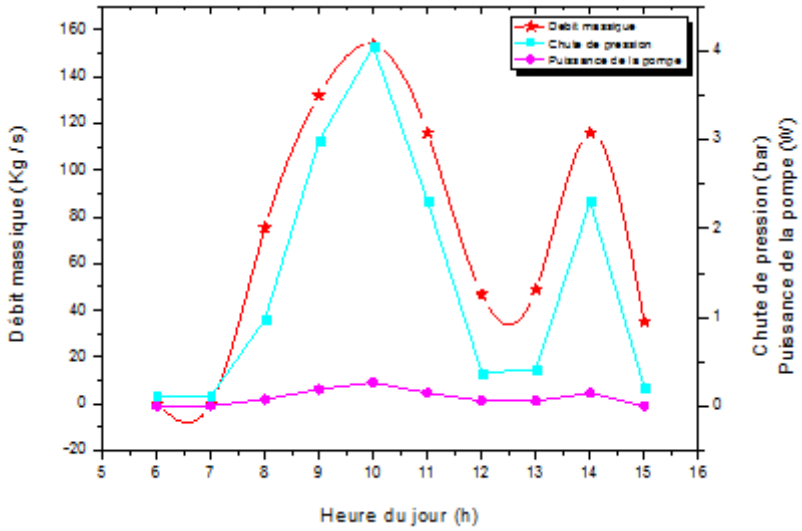


Fig.III.10.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.12.Le 21 Novembre

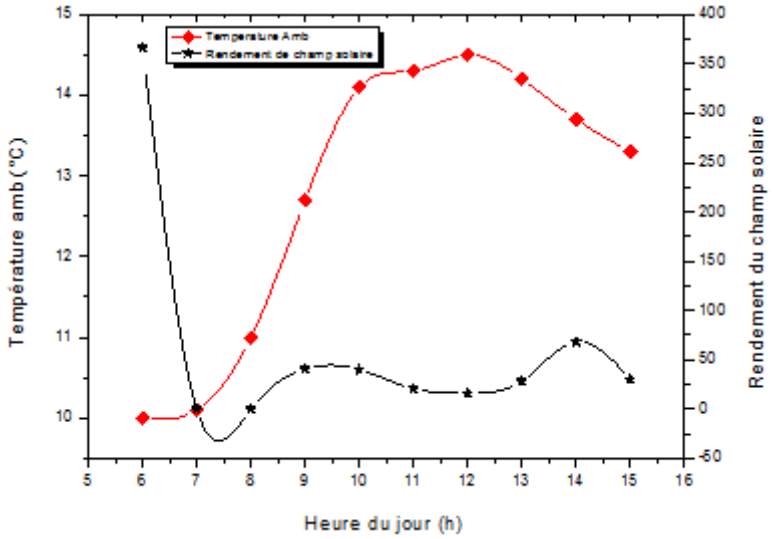


Fig.III.11.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Novembre

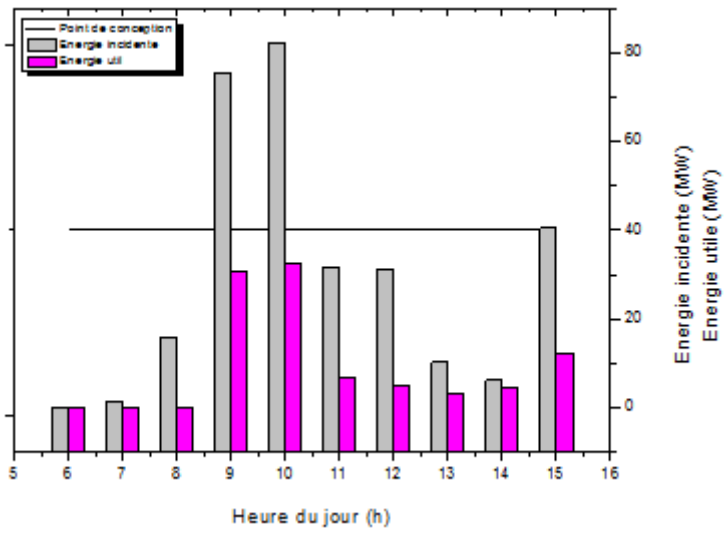


Fig.III.11.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Novembre

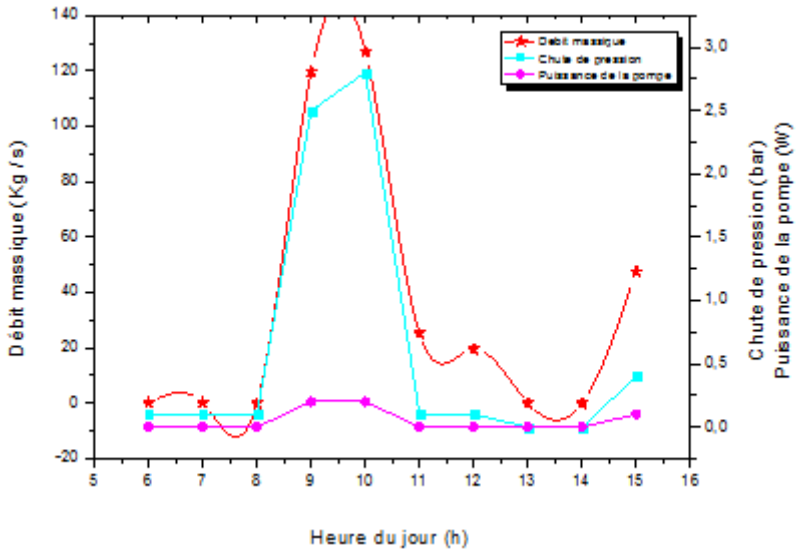


Fig.III.11.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.13.Le 21 Décembre

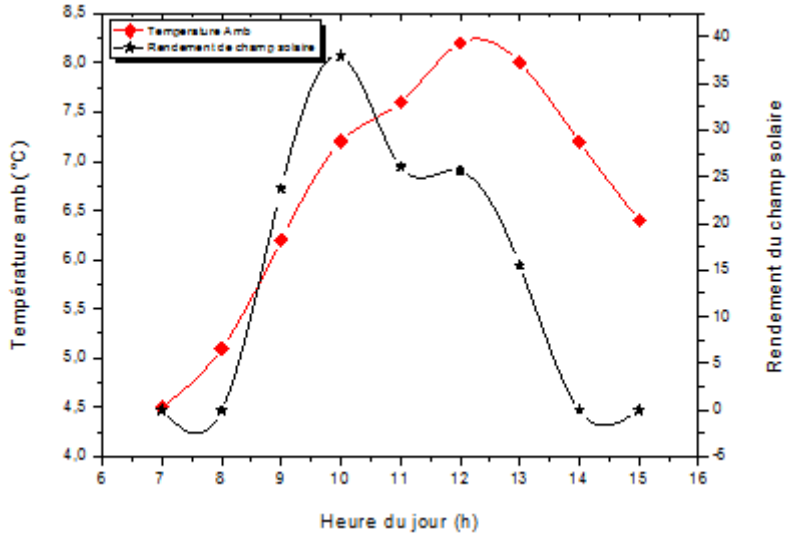


Fig.III.12.a: Evolution de la température ambiante de sortie du fluide, de l'absorbeur et de la vitre, et le rendement du champ solaire pour le 21 Décembre

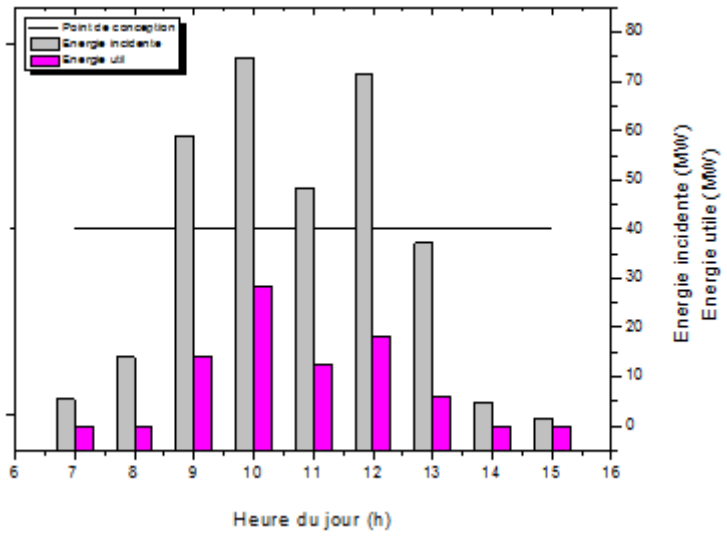


Fig.III.12.b: Evolution de l'énergie incidente et de l'énergie utile en fonction de l'heure du jour pour le 21 Décembre

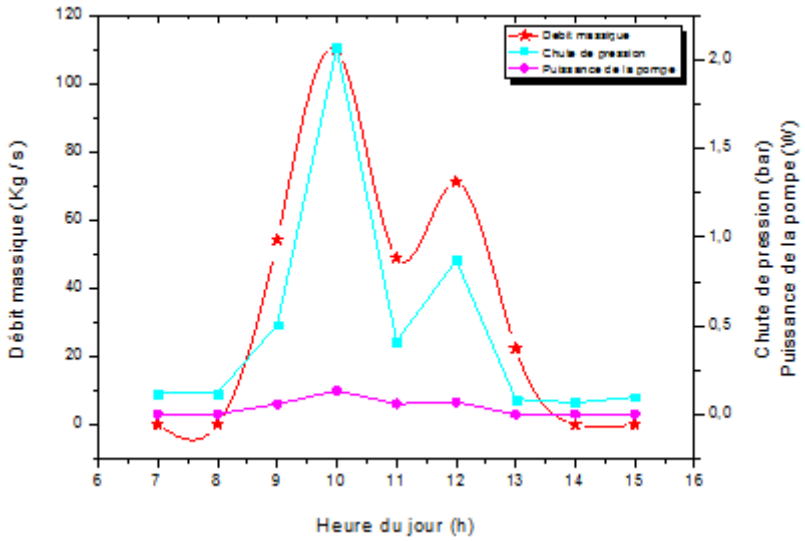


Fig.III.12.c: Evolution de la puissance de la pompe du débit massique et de la chute de pression en fonction de l'heure du jour

III.14.Discussion :

Dans notre étude, on a utilise le MATLAB pour la programmation informatique pour la conception et la simulation de performance.

Les données climatiques telles que la température ambiante et le rayonnement solaire (DNI) sont obtenues par le logiciel METEO NORM.

Etait le point de conception était pour le 21 juin à 12 :00 ; $T_{amb} = 36$ °C et de 850 W/m2 de DNI.

- Les figures :
  (III.1.a) ;(III.2.a) ;(III.3.a) ;(III.4.a) ;(III.5.a) ;(III.6.a) ;(III.7.a) ;(III.8.a) ;(III.9.a);(III.10.a);(III.11.a);(III.12.a)
  Représentent la variation de la température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps pour chaque $21^{éme}$ jour pour chaque mois.
- Les figures :
  (III.1.b) ;(III.2.b) ;(III.3.b) ;(III.4.b) ;(III.5.b) ;(III.6.b) ;(III.7.b) ;(III.8.b) ;(III.9.b) ;(III.10.b) ;(III.11.b) ;(III.12.b)
  Représentent la variation de l'énergie incidente sure le capteur calculé par
  Q_{inc}= DNI. $\cos\theta_i$ $.A_{app}$
- Les figures :
  (III.1.c) ;(III.2.c) ;(III.3.c) ;(III.4.c) ;(III.5.c) ;(III.6.c) ;(III.7.c) ;(III.8.c) ;(III.9.c) ;(III.10.c) ;(III.11.c) ;(III.12.c) montrent l'évolution de puissance de la pompe, le débit massique et la chute de pression de l'heure du jour.
  Et on remarque dans ces figures que le rendement augmente rapidement le matin ; et chute le soir. Durant la journée, il reste à peu près stable au-dessus de 60 % pour le 21 mai, le 21 juin, le 21 juillet et le 21 aout.
  Le rendement du champ solaire augmente avec l'augmentation de la température ambiante et l'énergie utile est proportionnelle à de l'énergie incidente.
  On remarque que le débit massique maximal du fluide caloporteur est de 450 Kg /s; comparé avec le champ solaire cermet sous-vide dans l'espace annulaire que est 550 Kg /s.

Conclusion générale :

Les puissances électriques produites par les centrales solaires se situent actuellement de 10 à 300MWe plus faible comparées à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MW. 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 productibilité est proportionnelle au nombre d'heure annuelle de présence du soleil.

Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques.

La concentration du rayonnement solaire permet de produire la chaleur (températures élevées) nécessaire pour le fonctionnement des machines thermodynamiques classiques.

La concentration a un besoin impératif du rayonnement "direct" du soleil :

- Les centrales commerciales doivent se trouver dans les zones fortement ensoleillées et souvent désertiques ;
- Les capteurs solaires doivent être munis d'un système de poursuite du soleil de sorte que les rayons solaires soient focalisés sur l'absorbeur de chaleur.

La chaleur produite par le solaire à concentration est ainsi fondée sur la disponibilité du rayonnement solaire :

- Le stockage thermique pendant les heures d'ensoleillement est nécessaire pour servir à générer de l'électricité en fonction d'une courbe de charge ;
- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, avec des températures de source chaude inférieure à 500°C, sont le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et reste la solution commerciale actuelle la plus sûre ;
- Les centrales à tour avec un facteur de concentration de 600 à plusieurs milliers permettent d'atteindre des températures de 800 °C à 1000°C.

Ces températures importantes peuvent être utilisées pour alimenter en plus un cycle combiné de rendement thermique dépassant les 55 %, supérieurs à celles que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées.

Actuellement, et c'est ce qui explique la préférence des concentrateurs cylindro-parabolique (en plus du capital expérimental cumulé), ce sont les technologies relatives aux températures moyennes (autour de 400°C) que l'on maitrise le mieux. L'utilisation des températures plus élevées pour une exploitation industrielle rentable reste tributaire des recherches sur les matériaux qui répondent le mieux aux exigeantes contraintes thermiques.

Ce travail ainsi réalisé représente une initiation à l'étude et la simulation des centrales thermiques solaires.

Nomenclature

Notation		Unités
$\dot{m}$	débit massique	(kg/s)
Ph	perte de charge de l'huile	(Pa)
a	azimut solaire	(°)
Atot	surface d'ouverture totale du champ solaire	(m²)
B	coefficient d'interaction	
BM	fraction des miroirs cassés du champ solaire	
C	capacités thermique	(W/°C)
Cmax	capacité thermique maximale des deux fluide	(W/°C)
Cmin	capacité thermique minimale des deux fluides	(W/°C)
Cp	chaleur spécifique du fluides	(J/kg°C)
D	diamètre	(m)
DNI	rayonnement solair	(W/m²)
E	espacement entre les rangées de collecteurs	(m)
F	longueur focale du collecteur	(m)
Fo	facteur d'ombrage	
g	force de gravité (9.81)	(m/s²)
H	coefficient de transfert thermique par convection	(W/m²°C)
H	hauteur du soleil	(°)
H	enthalpie	(J/kg)
Pc	puissance solaire captée par le réflecteur	(W)
S_{Ref}	surface d'ouverture du concentrateur	(m^2)
Di	rayonnement solaire incident	W/m²)
K	angle d'incidence modifié	(°)
K	coefficient de perte de charge	(bar.s²/kg)
Kh	coefficient de perte de charge de l'huile	(Pa.s/kg)
L	longitude	(°)
Lc	longueur du collecteur	(m)
M	coefficient de pertes aux extrêmes	
N	numéro du jour de l'année	

Nc	nombre de collecteurs	
Nu	nombre de Nusselt	
η_{Cs}	le rendement de champ solaire	
Q_{Tr}	l'énergie thermique par le champ solaire	(W)
Qperd	quantité de chaleur perdue par le champ solaire	(W)
RD	rayonnement direct	(W/m²)
Re	nombre de Reynolds	
T_a	température ambiant	(C°)
T_{Htf}	température de la puissance	(C°)
V_{Htf}	vitesse de vent	(m/s)
Ts	temps solaire en heure	(h)
V	débit volumique de l'huile	(m3/s)
W	largeur	(m)
WP	Travail de la pompe	

Symboles grecques

μ	viscosité dynamique du fluide	(N.s/m²)
ϕ	Latitude	
θ_i	Angle d'incidence	(°)
θ_z	Angle de zénith	
β	coefficient d'expansion thermique volumétrique	(l/°C)
σ	constante de Stefan Boltzmann ($5.67\ 10^{-8}$)	(W/m²°C)
ϑ	diamètre moléculaire du gaz annulaire	(cm)
α	diffusivité thermique	(m²/s)
ε	émissivité	
λ	Longueur d'onde	(μm)
ν	viscosité cinématique	(m²/s)
ρ	densité volumique	(kg/m3)
η_c	rendement du collecteur LS-2	
η_p	rendement de la pompe	
θ_z	angle zénithal	(°)

ω_C	angle horaire au coucher du soleil	(°)
ω_l	angle horaire au lever du soleil	(°)
$\Delta\tau$	Différence de la température	(C°)

Indices

I : Interne

E **:** Extérieure

Ex : Externe

E : Entrée

S : Sortie

h : Huile

v : Vapeur

CS : Champ solaire

max : Maximale

min : Minimale

D : Diamètre

Eff : Effective

C : Conception

Moy : Moyenne

$\boldsymbol{Ref}$: Réflecteur

O : Ombrage

I : Incidence

Tr : thermique

HTF : Température de la chaleur de fluide

Ta : Température ambiante

A : la surfas d'une capture

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

[1] .F.pharabod .C .Philibert. « Le centrales solaire »comité d'action pour le solaire .1991.

[2]. Alain ferrière. « Central solaire thermodynamique ».techniques de s l'ingénieur BE8903

[3].Régis olive l'énergie solaire. « Comparaison des technologies solaire concentration».

[4]. k.hichame. « Chéma d'une centrale cylindro –parabolique » .2011.

[5].Les Chéma concentrateur solaire .Central solaire .SQO70925.

[6]. N.Hamani, A .Moummi . « Concentrateur solaire de type cylindro-parabolique ».2005 .

[7]. Info.Solar@flabeg.com. « Miroir de capteur ».

[8] .B.Zeroual .polycopié « cours des Energies renouvelables » .Université de Médéa.2012.

[9].WWW.actu-environnement .com.

[10] .WWW.enviromission .com.