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 fin d'études

Pour l'Obtention du Diplôme de Master en Génie Climatique
Option Énergie et Froid Industriel

Théme

L'étude de Conception et des Performances d'un Champ Solaire Cylindro-Parabolique Utilisant un Tube Récepteur nu (sans enveloppe de verre)

Proposé et dirigé par :

Ms. Zarouale Boualem

Présenté par:

Melle. Amini F.Zahra

Melle. Talbi Saida

Promotion: 2012-2013


بسم الله الرحمن الرحيم
١٤٢٠

REMERCIEMENTS

Je remercie en premier lieu Dieu Le Tout Puissant de nous avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Monsieur Mr Zeroual de l'université de Médéa, d'avoir accepté de diriger ce mémoire, pour son suivi permanent, ses lectures attentives, ses conseils judicieux et le soutien constant qu'il m'a prodigué au cours de ce travail.

Je remercie très chaleureusement mes Professeurs à l'université de Médéa pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Je remercie très chaleureusement encore mes parents pour leur soutien aux moments difficiles et leurs encouragements.

Nous voulons aussi remercier tout l'équipe des enseignants de l'université Dr YAHIA FARES DE MEDEA qui nous ont guide tout a long de notre vie universitaire.

On bien l'honneur de remerciés a tout nous collègues et amis qui nous ont soutenu et encouragé pour terminés ce travail et a tout la promotion 2012 /2013.

Dédicace

Grâce d'ALLAH

Avec l'aide de Dieu Le Tout Puissant, j'ai pu achever ce modeste travail que je dédie à :

Mes parents que je chéris tant

Mes grands-parents que Dieu leur prête longue vie

Mes sœurs

Mes frères

Mon fiancé

Mes cousins et cousines

Mon binôme Saida

Et à tous ceux qui me sont chers et tous ma famille sans oublier mes amis.

AMINI FATIMA ZAHRA



Dédicace

Grâce à Allah, *Le Tout Puissant*

Ce travail est dédié à ma mère et à mon père pour leur aide et leur patience.

Je pense ne jamais pouvoir assez les remercier pour tout le bien et le réconfort qu'ils m'ont prodigués tout au long de mes études.

Je dédie aussi ce travail

A mes frères *A mes sœurs*

A mon binôme F.Zahra *A tous mes amis*

A tous ceux qui m'ont aidée de près ou de loin à réaliser ce modeste travail, je leur dis MERCI ! Merci à tous.

Talbi Saida

Résumé

Le présent travail à pour objectif d'étudier la conception et la performance d'un champ solaire à capteur cylindro-parabolique (LS-2) utilisant un tube récepteur nu, c'est-à-dire sons enveloppe de verre enrobé avec une couche antireflet (céramique / métal). Dans ce but, on a réalisé un modèle mathématique pour décrire le comportement de ce champ solaire basé sur l'étude expérimentale de Lippke (1995).On a aussi réalisé un programme informatique sous Matlab. Les paramètres étudiés sont : Le débit massique du fluide caloporteur, L'énergie utile, la chute de pression, le rendement du champ solaire et la puissance de pompage.
Enfin l'étude a démontré que les performances du champ solaire sont fortement influencées par la vitesse du vent.
Mots-clés : *L'énergie solaire, concentrateur solaire, collecteur cylindro-parabolique, centrale énergétique, énergie solaire à concentration, conception, électricité, performance.*

Abstract

The aim of the present study is the design and performances study of parabolic trough collector solar field (LS-2) uses bare cermet reciever tube. For this objective we have use mathematical model based on the experimental study of Lippke (1995) to describe the behavior of the solar field. We have also built a computer program using Matlab. The studied parameters include, HTF mass flow rate, the useful power, the solar field efficiency, the pressure drop and the pumping power required. Finally the obtained results showed that the performances of the solar field are strongly influenced by wind speed.
Key –words: *The solar energy, parabolic-trough collector, power plant, performance, electricity, design, concentrating solar power.*

ملخص

تهدف الدراسة المقدمة لدراسة تصميم و أداء حقل شمسي لملتقط من نوع حوض مكافئ (LS-2), يستعمل أنبوب مستقبل مغطى بطبقة من الخزف والمعدن بدون غلاف زجاجي.لهذا الهدف قمنا بإنجاز نموذج رياضي يعتمد أساسا على الدراسة التجريبية Lippke (1995) لوصف سلوك الحقل الشمسي, وقمنا أيضا بانجاز برنامج حاسوبي باستخدام Matlab العناصر المدروسة تتضمن تدفق مائع التشغيل ,الطاقة الحرارية المفيدة, مردود الحقل الشمسي, إنخفاض الضغط و استطاعة المضخة. و أخيرا النتائج المحصلة أوضحت أن أداء الحقل الشمسي يتأثر كثيرا بسرعة الرياح.
كلمات المفتاح: *الطاقة الشمسية, ملتقط من نوع حوض مكافئ, محطات الطاقة, أداء, كهرباء, تصميم, الطاقة الشمسية المركزة.*

Nomenclature :

Symbole	Définitions	Unités
$\dot{m}$	Débit massique	kg/s
ΔPT	La chute de pression totale	bar
A	Surface	m²
A_{ap}	Surface d'ouverture totale du champ solaire	m²
b_{ap}	La largeur du collecteur	m
C	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie)	h
cp	Chaleur spécifique du fluide	J/kg°C
D	Diamètre	m
dj	La durée de jour	h
DNI	Rayonnement direct normal W/m²	W/m²
E	Flux de rayonnement solaire	W/m^2
ER	Espacement entre les rangées de collecteurs	m
ET	Equation du temps	mn
f	La distance focale du collecteur	m
f	Facteur de frottement	/
j	Numéro du jour de l'année	/
h	Hauteur du soleil	Degré (°)
hout	Enthalpie de sortie	J/kg
hin	Enthalpie d'entré	J/kg
I_{AM}	Le modificateur de l'angle d'incidence	Degré(°)
L_{SCA}	La lengeur d'un collecteur	m
M	La perte de bout d'un récepteur	
P	Pression	bar
Q	Quantité de chaleur réellement transférée par l'échangeur	(W)
Q_{abs}	Quantité de chaleur absorbée par le champ solaire	W
$Qloss$	L'énergie thermique perdue par le champ solaire	W
$Qutile$	L'énergie utilisée	W
$R_{owshadow}$	L'ombrage sur le capteur	/
Re	Nombre de Reynolds	/
T	Température	°C
TSV	temps solaire vrai	h
T_{in}	Latempérature d'entrée du fluide caloporteur	°C
T_{out}	La température de sortie	°C
TL	Temps légal	h
TU	Le temps universel	h
TCF	L'heure civile du fuseau horaire	h
$\dot{V}$	Dubet volumique de la pompe	m³/s
Vwind	La vitesse du vent	m/s

w_p	Travail de la pompe	J/kg

Symboles grecques

Symbole	Définitions	Unités
μ	Viscosité dynamique du fluide	N.s/m²
ϕ	Latitude	/
$\theta\iota$	Angle d'incidence	Degré (°)
δ	L'angle de déclinaison	Degré (°)
β	Coefficient d'expansion thermique volumétrique	(1/°C)
ε	La régosité de la surface interne de tube	
λ	Longueur d'onde	µm
ϑ	Viscosité cinématique	m²/s
ρ	Masse volumique du fluide	Kg/m³
η_{field}	Rendement du collecteur LS-2	%
η_{HTf}	Rendement de la pompe	%
θz	Angle zénithal	Degré (°)
ω	Angle horaire en degré	Degré (°)
γ_s	Azimut du soleil	
Δ	Différence	/

Indices

Indices	Définitions
ref	Référence
CS	Champ solaire
max	Maximale
min	Minimale
eff	Effective
in	Entrée
out	Sortie
HTF	Chaleur de fluide caloporteur
SEGS	Solar Electric Génération System
ISCCS	un système solaire intégré à cycle combiné

TABLE DES MATIERES

Remerciement

Résumé

Nomenclature

Introduction générale 1

Chapitre I: Généralité des concentrateurs du champ solaire

I.La Ressource de L'énergie Solaire……2

I.1 Introduction……..2

I.2 Le rayonnement solaire…….……2

I.3 La variation du rayonnement solaire……...…3

I.3.1. Types de rayonnement solaire……..…..4

II.Technologies des centrales solaires thermodynamiquesconcentration…….….7

II.1 Introduction……...…...7

II.2 : Principe d'une centrale solaire thermodynamique……...…….7

II.3. Les différentes configurations des systèmes des miroirs à concentration……9

II.3.1. Principe d'un capteur à tour…….....……10

.II.3.2.Principe d'un capteur à miroir paraboliques…….....11

II.3.3. Principe d'un capteur à lentille de Fresnel……....12

II.3.4. Principe d'un Capteur à miroir cylindro-parabolique……..…….……..13

II.4. La technologie sera classique……...…...……..13

II.5.Technologie à capteur cylindro-parabolique……...14

II.5.1.Le collecteur……...……....14

II.5.2.L'absorbeur……....……15

II.6. Description du concentrateur réalisé……..…16

II.6.1. Principe de fonctionnement……..……..…16

II.7. Tests sur le concentrateur stationnaire……...16

II.8. Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs……...17

II.8.1 Les cycles thermodynamiques……...…….17

II.8.2. Les fluides caloporteurs……...…….18

II.8.3. Modes de circulation du fluide……..……...…19

II.9. Le stockage de l'énergie solaire…….19
II.9.1.Système à un seul réservoir……..……..20
II.9.2.Système à deux réservoirs……..……20
II.10. Principe du système de stockage d'un capteur cylindro-parabolique……...21
II.11. Centrale solaire hybride……...22
II.12. Les avantages du stockage et de l'hybridation (appoint fossile) ……24
III. Conclusion……..……..24

Chapitre II : Modèle mathématique

I. Données relatives au soleil et au rayonnement solaire…….26
1.Le soleil……..……..26
2.L'atmosphère terrestre……..……...27
3.Absorption des radiations solaires par l'air……..……27
4. La constante solaire…….……28
5. Le rayonnement solaire au sol……...…28
6. Position de soleil……..……29
6.1. Coordonnée équatorial…….……..30
6.1.1. L'angle de déclinaison (δ)……...…30
6.1.2. L'angle horaire (ω)…….....……..…31
6.2. Coordonnées horizontale ……...….……32
6.2.1. Hauteur du soleil (h)……..……...…32
6.2.2. Azimut du soleil (γ_s) ……...……...……32
6.2.3. Orientation d'un plan…….....……..……33
6.2.4. L'angle de zénith (θz) ……34
6.3. L'angle d'incidence (θ_i)……34
7. Hauteurs et temps …….35
7.1. Coucher et lever du soleil……..….35
7. 2. Durée de jour……..…36
8. L'ombrage et les pertes des extrémités de capteur ……..…39
8.1. Les pertes de bout d'un récepteur ……..…39
8.2. Effet de l'ombre dans une centrale solaire thermodynamique ……..40
9. L'énergie thermique perdue par le champ solaire…….……..41
10. L'énergie de l'absorbé ……..…41
11. Rayonnement de champ solaire direct (DNI) ……...…42
12. L'énergie d'utile ……..42

13. Le rendement du champ solaire……...…….42
II. La mécanique de fluide ……...…44
III.Le rendement de la pompe……..…46
1. La pompe……...……...…46
2. Le rendement de la pompe……..……...47
IV. Organigramme……48
Chapitre III : Résultats et discussions
1. Discussions……..49-50
2. Résultats de la simulation……....51-69
Conclusion générale……70
Bibliographie
Annexe

Liste des tableaux

Tableau (II.1) : Principales propriétés de collecteur cylindro-parabolique LS-2[11].....39

Listes des figures

Figure (I-1) : Répartition spectrale du rayonnement solaire……...3
Figure (I-2) : Variation du rayonnement solaire……..…3
Figure (I-3) : Composantes du rayonnement solaire……...…4
Figure (I-4) : Variations de la durée du jour et de la hauteur du soleil……...…5
Figure (I-5) : Rayonnement solaire annuel en [kWh/m2/an]……...…6
Figure (I-6) : Schéma global de la centrale solaire thermodynamique……...……8
Figure (I-7) : Principe d'une centrale solaire thermodynamique……...…9
Figure (I-8) : Comparaison des technologies solaires à concentration [13]……..…10
Figure (I-9) :Diagramme des différents types des miroirs à concentration……..…11
Figure (I-10) : Schéma d'uncapteur à tour [10]……...…12
Figure (I-11) : Schéma d'uncapteur parabolique [10]…….……12
Figure (I-12) : Schéma d'uncapteur de Fresnel [10]……13
Figure (I-13) : Schéma d'uncapteurcylindro-paraboliques…….14
Figure (I-14) : Schéma d'une centrale cylindro-parabolique [9]……...…15
Figure (I-15): Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique……16
Figure (I-16) : Schéma de collecteur cylindro- parabolique sans enveloppe de verre [12].….17
Figure (I-17):Concentrateur stationnaire orienté vers le sud [13]……18
Figure (I-18) Schéma d'une machine motrice……..…19
Figure (I-19) : Cycles de Clausius-Rankine à vapeur simple……...…19
Figure (I-20) : Schéma du Principe système de stockage d'un capteur cylindro-parabolique…….....…….……22
Figure (I-21) : Schéma principe d'une centrale hybride……...…23
Figure (I-22) : Principe de centrale hybride solaire/fossile avec cycle à gazà haute température et cycle combiné…….....……...…24
Figure (I-23) : Le solaire concentré avec hybridation……25

Figure (II .1): Une coupe dans le soleil……26
Figure (II.2): Mouvement de la terre autour du soleil……..27
Figure (II .3) : Interactions nuages-atmosphère-sol [8]……28
Figure (II.4): Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [8]…….……29
Figure (II .5) : Les cordonnées de la terre…….……30
Figure (II. 6) : La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre) …….....…..…31
Figure (II .7) : L'angle horaire……...…31
Figure (II .8) : L'angle de hauteur du Soleil……..…32
Figure (II .9) : L'angle d'azimut du soleil……33
Figure (II.10) : L'angle d'azimut de la surface…….……34
Figure (II .11) : L'angle de zénith…….……34
Figure (II .12): Plan horizontale, dans ce cas ($\theta_i = \theta z$)…….……35
Figure (II .13) : Plan incliné…….....……..……35
Figure (II .14) : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [8]……..……37
Figure (II.15): Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps ET [8]……...…38
Figure (II.16) les pertes des extrémités du HCE [6]…….……39
Figure (II.17) : Ombrage créé entre deux concentrateurs cylindro-paraboliques…….……40
Figure (II.18) : Schéma de champ solaire du cycle de puissance [11].
pour la programmation informatique…….....……..…44
Figure (III.1) :Représentation des énergies incidentes et utiles en fonction du temps (21 janvier)…….....……..…51
Figure (III.2): Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitesse du vent en fonction du temps (21 janvier)…….....……52
Figure (III.3) : Représentation du débit massique du fluide, différence de pression et la puissancede pompe en fonction du temps (21 janvier)…….....……52
Figure (III.4) :Représentation des énergies incidentes et utiles en fonction du temps (21 février)……53
Figure(III.5): Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitesse du vent en fonction du temps (21 février)……..……..…53
Figure(III.6): Représentation du débit massique du fluide, différence de pression et la puissancede pompe en fonction du temps (21 février)……54

Figure(III.7): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 mars)……..…54
Figure(III.8) : Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitesse du vent en fonction du temps (21 mars)……55
Figure(III.9):Représentation du débit massique du fluide, différence de pression et la puissancede pompe en fonction du temps (21 mars)…….…..55
Figure(III.10): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 avril)……..…56
Figure(III.11): Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitessedu vent en fonction du temps (21 avril)……...……..56
Figure(III.12): Représentation du débit massique du fluide, différence de pression et la puissance de pompe en fonction du temps (21 avril)……57
Figure(III.13): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 mai)……..……57
Figure(III.14) : Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitessedu vent en fonction du temps (21 mai)……..……58
Figure(III.15): Représentation du débit massique du fluide, différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 mai)……...……58
Figure(III.16):Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 juin)……...…59
Figure(III.17): Représentation du rendement du champ solaire, température ambianteet Vitessedu vent en fonction du temps (21 juin)……....59
Figure(III.18) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 juin)……..…60
Figure(III.19):Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps(21 juillet)……..…60
Figure(III.20) : Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitessedu vent en fonction du temps (21 juillet)……61
Figure(III.21): Représentation du débit massique du fluide, différence de pression et la puissance de pompe en fonction du temps (21 juillet)…….61
Figure(III.22): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 aout)……...…62
Figure(III.23) : Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitessedu vent en fonction du temps (21 aout)……...62

Figure(III.24): Représentation du débit massique du fluide, différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 aout)……...63
Figure(III.25): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 septembre)……63
Figure(III.26): Représentation du rendement du champ solaire, température ambiante et vitessedu vent en fonction du temps (21 septembre)……64
Figure(III.27): Représentation du débit massique du fluide, différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 septembre)……..…64
Figure(III.28): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 octobre)…….…65
Figure(III.29): Représentation du rendement du champ solaire, température ambianteet vitessedu vent en fonction du temps (21 octobre)…….....65
Figure(III.30): Représentation du débit massique du fluide, Différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 octobre)……...……66
Figure(III.31): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 novembre)……...…66
Figure(III.32): Représentation du rendement du champ solaire, température ambianteet vitessedu vent en fonction du temps (21 novembre)…….....……..……..…67
Figure(III.33): Représentation du débit massique du fluide, différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 novembre)…….……..…67
Figure(III.34): Représentation des énergies incidentes et utile en fonction du temps (21 décembre)…….……..…68
Figure(III.35): Représentation du rendement du champ solaire, température ambianteet vitessedu vent en fonction du temps (21 décembre)…….……..……..…68
Figure(III.36): Représentation du débit massique du fluide, différence de pressionet la puissance de pompe en fonction du temps (21 décembre)…….……..69

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

La réduction des gaz à effet de serre, particulièrement le CO2, est une préoccupation mondialequi a nécessité la contribution de tous les pays dont l'Algérie, à établir desprogrammes de développement qui font appel aux énergies renouvelables.

Dans ce contexte, et s'agissant du programme de production d'électricité, l'Algérie quiauparavant produisait les 95% de son électricité à partir du gaz naturel s'est orientée vers lestechnologies solaires à concentration pour les différents avantages qu'elle présente,notamment : possibilité d'hybridation (solaire/fossile), possibilité de poly générationélectricité-chaleur-eau potable, etc.

La production d'électricité solaire suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires…).

On transformelachaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et hautepression qui fait tourner une turbine. Puis cette énergie mécanique est transformée enélectricité.

La turbine entraîne un alternateur. Pour que le système ait un bon rendement, il estindispensable d'obtenir de hautes températures pour chauffer le fluide de travail.

Les capteurs solaires plans ne permettent pas d'atteindre de très grandes températuresnécessaires au fonctionnement de ces centrales, d'où le recours à des systèmes solaires àconcentration.

L'exemple des centrales solaires américaines SEGS (Solar Electric Génération System) est tout à fait édifiant. Ces centrales solaires utilisent la technologie des capteurscylindro-paraboliqueset sont exploitées industriellement dans le désert de Mojave en Californiedepuis plus de 20 ans, représentant une capacité totale installée de 354 MW.

Le travail proposé a pour objectif d'étudier la conception d'un champ solaire à capteur cylindro-parabolique de type LS-2, utilisant un tube récepteur nu (sans enveloppe de verre) enrobé avec une couche antireflet (céramique + métal), 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 60MW, les paramètres de conception incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à travers le cycle du champ solaire et la puissance de pompage. L'étude consiste aussi à analyser les performances de ce champ solaire sous les conditions climatiques algériennes. Les paramètres de performances incluent l'énergie thermique et le rendement annuel. Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de Lippke (1995).

CHAPITRE I :

Généralités sur les concentrateurs du champ solaire

I. Ressource de l'énergie solaire

I.1. Introduction :

Les énergies renouvelables sont des formes d'énergies inépuisables c'est àdire leur consommation ne diminue pas leur ressource à l'échelle humaine.L'énergie solaire est la ressource énergétique renouvelable la plus abondante.

C'est l'énergie produite dans toutes les directions par le soleil grâce aurayonnement solaire. Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique pour tout projet ouétude des installations solaires, il est nécessaire de présenter dans cettepartiequelques notions sur le rayonnement solaire.

On s'intéresse ici à l'étude énergétique d'un capteur stockeur cylindro-parabolique servant auchauffage de l'eau domestique, ce capteur vient d'être fabriqué au sein du Laboratoire d'Energétique et des Procédés Thermiques (LEPT) de l'Institut National de Recherche Scientifique et Technique (INRST), il intègre à la fois les fonctions de captage et de stockage de l'énergie.

I.2. Le rayonnement solaire :

Les réactions thermonucléaires qui se produisent au sein du soleil, provoquentl'émission d'ondes électromagnétiques de très forte puissance ou rayonnementthermique solaire.

Lerayonnement ou spectre solaire se présente sensiblement comme celui d'uncorps noir à 5800°K.

L'énergie solaire reçue par la terre en dehors de l'atmosphère est environ1370 W/m2.

Cette grandeur est appelée constante solaire [9].

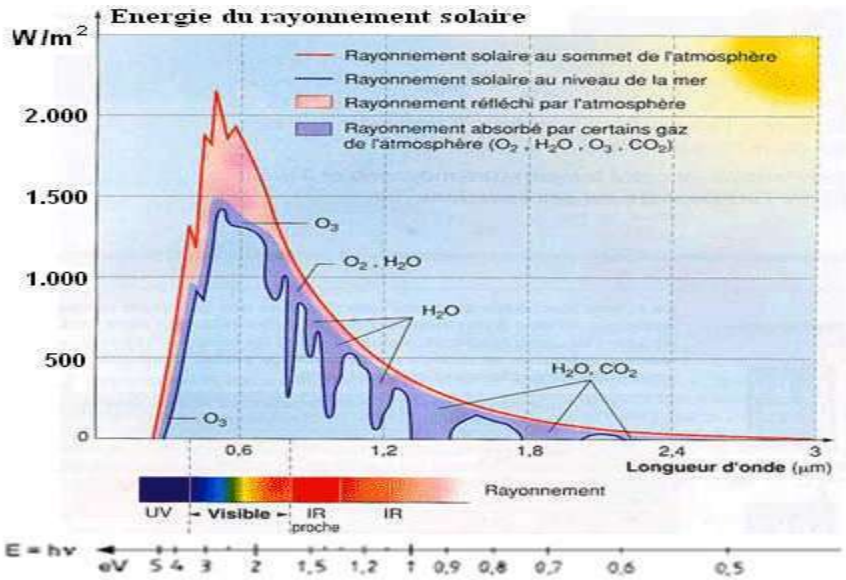


Figure (I-1) : Répartition spectrale du rayonnement solaire.

Le domaine de longueur d'onde utile pour les applications solaires est situéentre 0.25µm et 2.5µm, l'énergie émise dans cette bande (contenant les zonesUV, Visible et IR) représente 95% environ du total.

Mais en traversant l'atmosphère l'énergie radiative solaire est atténuée parabsorption et diffusion, et l'énergie enregistrée au niveau de la mer est de l'ordrede 1000 W/m2.

I.3. La variation du rayonnement solaire :

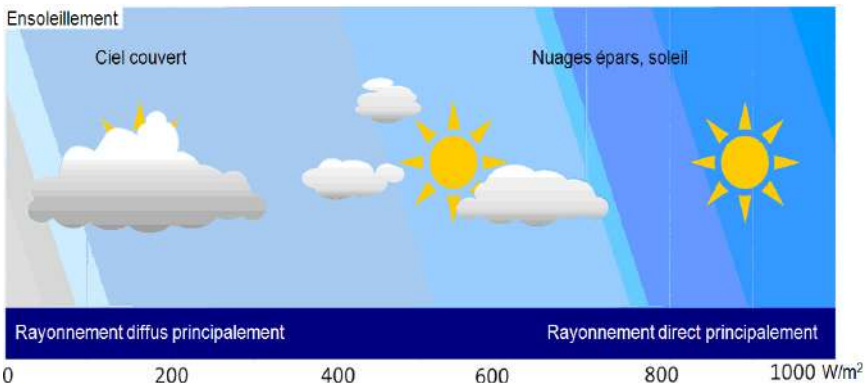


Figure (I-2) :Variation du rayonnement solaire.

Ce chiffre variera ensuite en fonction de l'angle d'incidence sur le récepteur, del'intensité et de la durée d'ensoleillement.

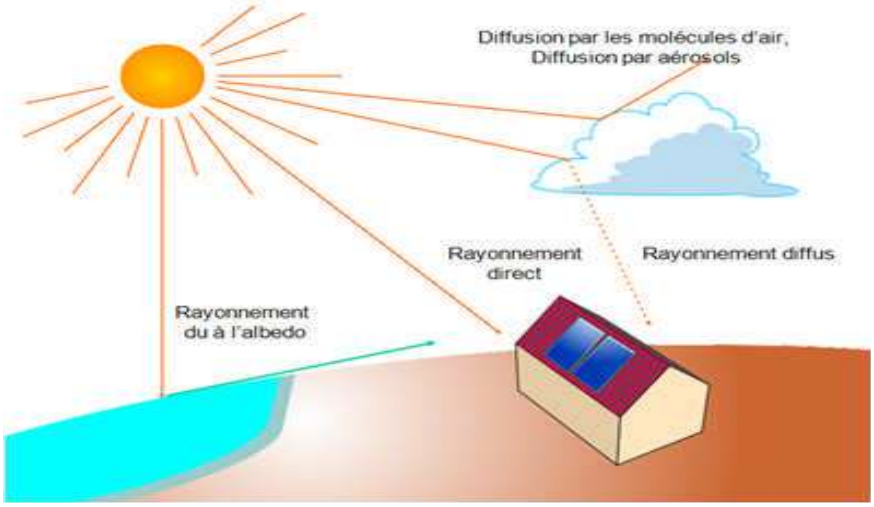
I.3.1. Types de rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est ainsi composé de deux types de rayonnement (laproportion du rayonnement dû à l'albédo étant très faible) :

- le rayonnement solaire direct défini comme étant le rayonnement provenantdu seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.
- le rayonnement solaire diffuscorrespondant au rayonnement dispersé dansl'atmosphère par la brume, le ciel lui-même et les nuages.

Le rayonnementsolaire diffus n'est donc nul que la nuit.

Le rayonnement solaire global est alors la somme des deux types derayonnements direct et diffusdont l'intensité est variable d'un endroit à unautre et d'une heure à l'autre.



Figure(I-3) :Composantes du rayonnement solaire[9].

Mais la concentration optique, dont il est question dans notre mémoire, neconcerne que le rayonnement direct, provenant du soleil par temps clair.

Les concentrateurs sont alors dotés de dispositifs de suivi de la course dusoleil, en hauteur ou en hauteur et en azimut.

En effet, le trajet parcouru par le rayonnement solaire au cours d'une mêmejournée est à son maximum aux premières heures de la matinée et en fin d'après midi. Par contre, il est à son minimum lorsque le soleil est au zénith. Pour cettemême raison, l'intensité du rayonnement est variable au cours des saisons etavec la latitude. Ainsi, le rayonnement solaire global reçu au cours d'une journéepeut varier de 0,5 kWh/m2 pour une journée d'hiver ensoleillée dans les régionsnordiques, à plus de 6,0 kWh/m2 pour une journée ensoleillée dans les régionstropicales.

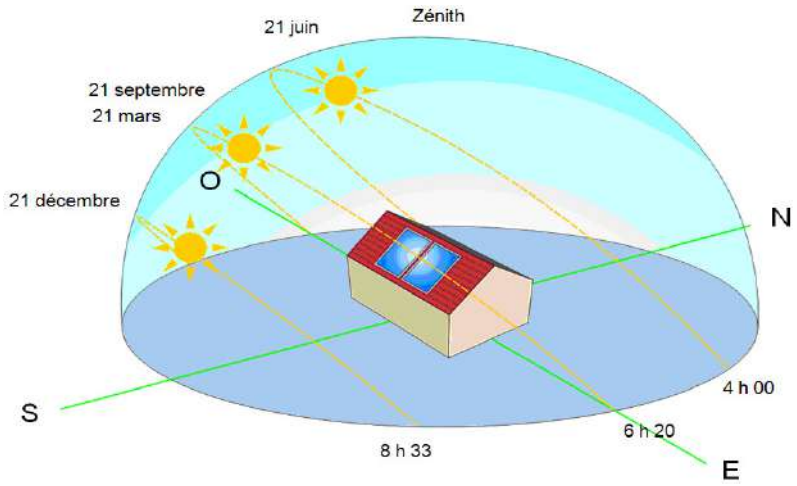


Figure (I-4) : Variations de la durée du jour et de la hauteur du soleil[9].

Evidemment, par temps couvert le rayonnement solaire au sol peut tomberpratiquement à zéro.

En revanche, pour une journée ensoleillée et un cielparfaitement dégagé, le rayonnement solaire diffus tombant au sol peutatteindre 15 à 20% du rayonnement global, mais avec un ciel couvert, lerayonnement parvenant au sol est en totalité un rayonnement diffus.

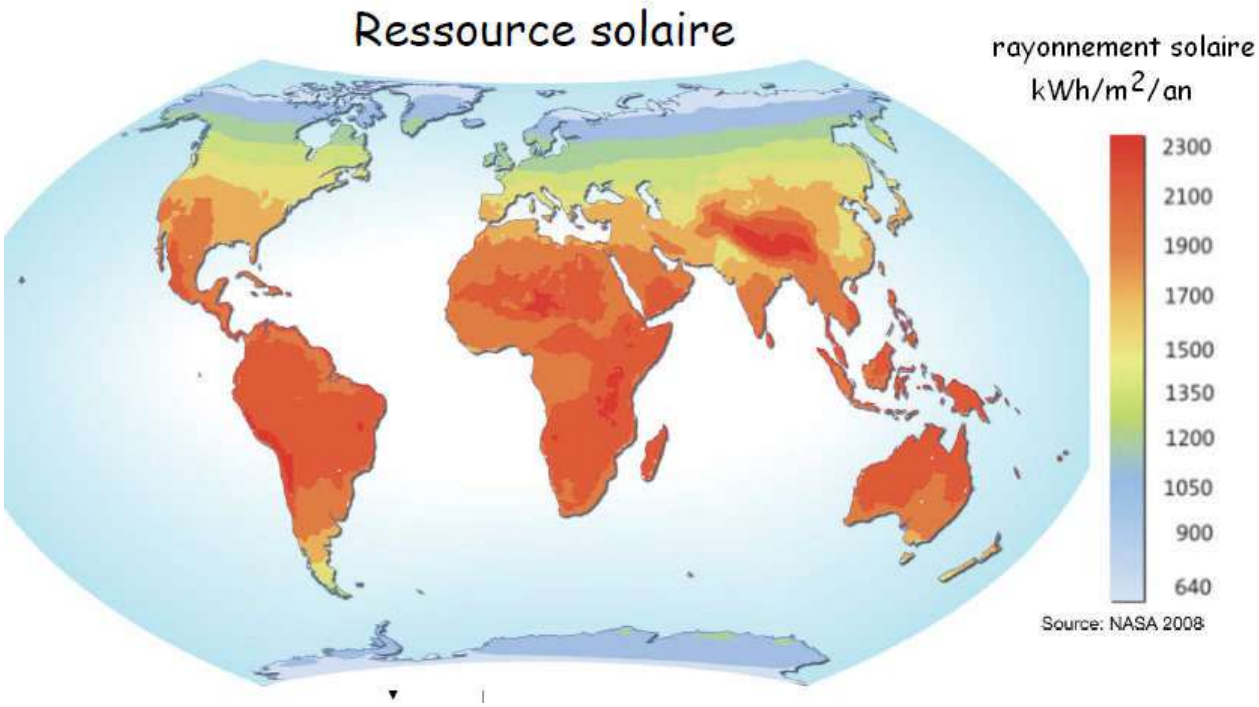
Les centrales solaires à concentration ne sont donc productives que durantles heures de beau temps.

Leur productibilité est proportionnelle au nombred'heures annuel de présence dusoleil.

Ce paramètre est donc nécessaire pourune réflexion sur l'étendue du gisement pour un projet de centralethermodynamique solaire (la limite inférieure des zones utilisables se situe vers2500 heures annuelles de présence du soleil).

Toute étude, application ou conversion de l'énergie solaire en un site donnénécessite une connaissance complète et détaillée du rayonnement solaire dans cesite. Ceci est généralement possible grâce aux stations de mesuremétéorologique. Cependant, dans la plupart des cas, il n'existe pas de mesureslocales du rayonnement solaire et le recours à certaines méthodes appropriées,permettant de prédire les caractéristiques du rayonnement solaire et del'estimer, est nécessaire.

L'énergie solaire effective reçue est alors mesurée sur l'année en énergiethermique pour un emplacement donné. Les pays du sud de la Méditerranée ontun grand potentiel tel que démontré dans la figure (I-5) :



Figure(I-5) :Rayonnement solaire annuel en [kWh/m2/an][9].

Par exemple le gisement solaire moyen en France est d'environ 1500kWh/m²/an, alors que dans les zones arides de notre Sahara algérien il est del'ordre de 2700 kWh/m2/an

Les régions désertiques du globe (grand Sahara, sud-ouest des Etats-Unisd'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 kWh/m2/anderayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à uneproduction massive d'énergie par les technologies a concentration.

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) aconclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout lebassin méditerranéen**.** La puissance solaire maximale en tout point denotre pays est d'environ 1KW/m2. L'énergie journalière maximale moyenne (cielclair, mois de juillet) dépasse les 6KW/m2 et l'énergie annuelle maximale est del'ordre de 2500 KW/m2 [9].

L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique est donnédans le tableau : (Ministère de l'énergie et des Mines)

II.Technologies des centrales solairesthermodynamiquesà concentration :

II.1 : Introduction :

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait àgénérer jusqu'à 120 GW d'électricité par an, grâce à la technologie descentrales solaires. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'unecentrale classique de 50 MW.

L'énergie solaire thermodynamique est une technologie permettantl'exploitation des rayons du soleil pour produire de la chaleur.

La solaire thermodynamique fonctionne par le biais de cycles thermodynamiques (fluide) grâce à des chaudières à gaz, chaudières à vapeur ouchaudières à cycles combinés, pour transformer la chaleur en énergie mécanique(turbines) puis électrique (alternateurs).

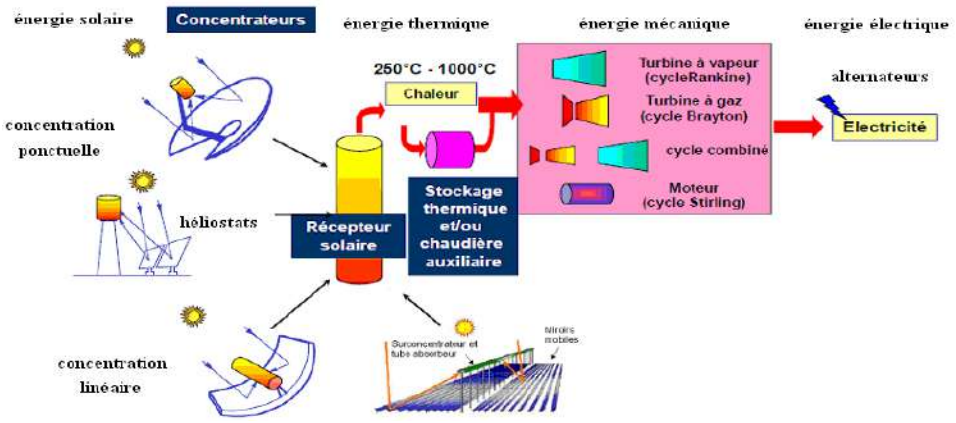


Figure (I-6) : Schéma global de la centrale solaire thermodynamique[9].

II.2 : Principe d'une centrale solaire thermodynamique :

Le principe de base commun à toutes les centrales solaires thermiques est l'utilisation de systèmes de miroirs paraboliques à concentration, dans ce que l'on appelle des champs solaires de grande superficie, qui concentrent les rayons du soleil sur un récepteur. Le rayonnement concentré est ainsi transformé, en énergie thermique, à des températures comprises entre 200 et plus de 1 000 degrés (en fonction du système).

Cette énergie thermique peut être transformée en électricité, comme dans une centrale traditionnelle, par le biais de turbines à vapeur et de turbines à gaz, mais peut également être utilisée, le cas échéant, pour d'autres processus industriels, par exemple, pour la déminéralisation de l'eau, le refroidissement ou, dans un futur proche, pour la génération d'hydrogène.

Les centrales solaires thermiques se distinguent également par la possibilité de stocker la chaleur produite de manière relativement simple et avantageuse au niveau des coûts, ce qui permet de générer également de l'électricité en soirée ou la nuit. Les centrales peuvent ainsi contribuer de manière décisive à une production d'électricité planifiable et orientée vers les

besoins, dans le cadre futur d'une offre combinée de génération de courant, comprenant une grande part d'énergies renouvelables.

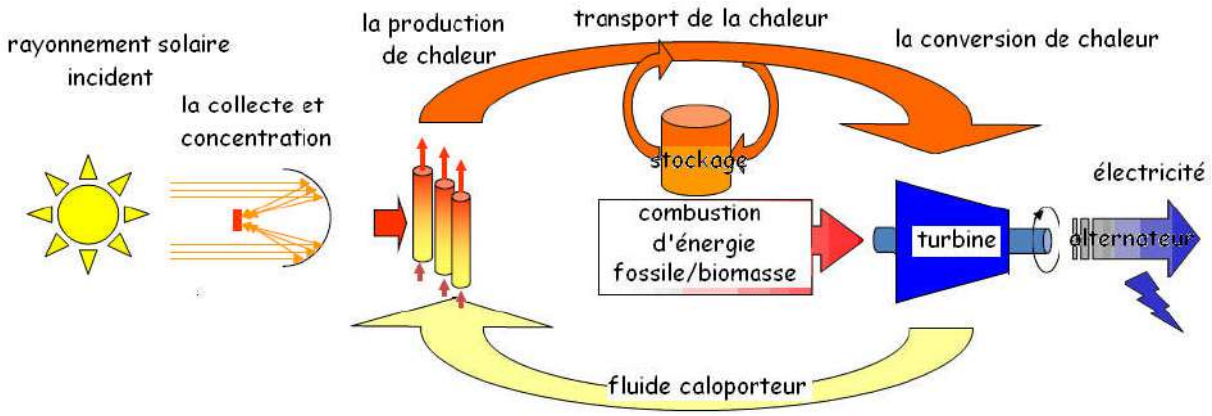


Figure (I-7) : Principe d'une centrale solaire thermodynamique[9].

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

Ces dispositifs se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leurpuissance, leurs performances optiques (concentration) et thermiques(température) :

-Parmi les dispositifs optiques existant pour la concentration des rayons dusoleil, nous ne considérons ici que ceux retenus à une mise en œuvre industriellepour des puissances moyennes ou fortes et qui conduisent à la production dechaleur à une température supérieure à 250°C.

- Ainsi, c'est généralement des surfaces réfléchissantes constituées de miroirsqui sont utilisées. La nature géométrique des surfaces et la complexité desstructures supportant les miroirs définissent les systèmes concentrateurs.

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

Ces caractéristiques principales sont indiquées dans la figure suivante **:**

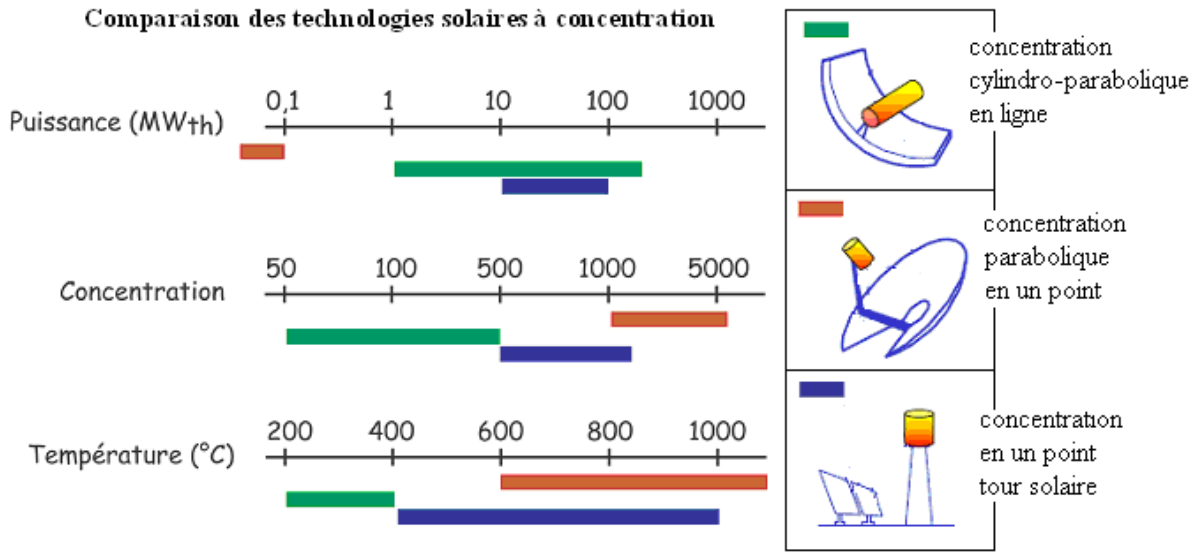


Figure (I-8) : Comparaison des technologies solaires à concentration [13].

II.3. Les différentesconfigurations des systèmes des miroirs à concentration :

On distingue quatre différentes configurations des systèmes des miroirs à concentration**:**

- Les systèmes à concentration en ligne : tels que les capteurs cylindro-paraboliques ou les capteurs à lentille de Fresnel.
- Les systèmes à concentration en points : telles que les centrales à tour ou les centrales à capteurs paraboliques.

Tous les systèmes doivent suivre le mouvement du soleil afin de pouvoir concentrer les rayonnements directs.

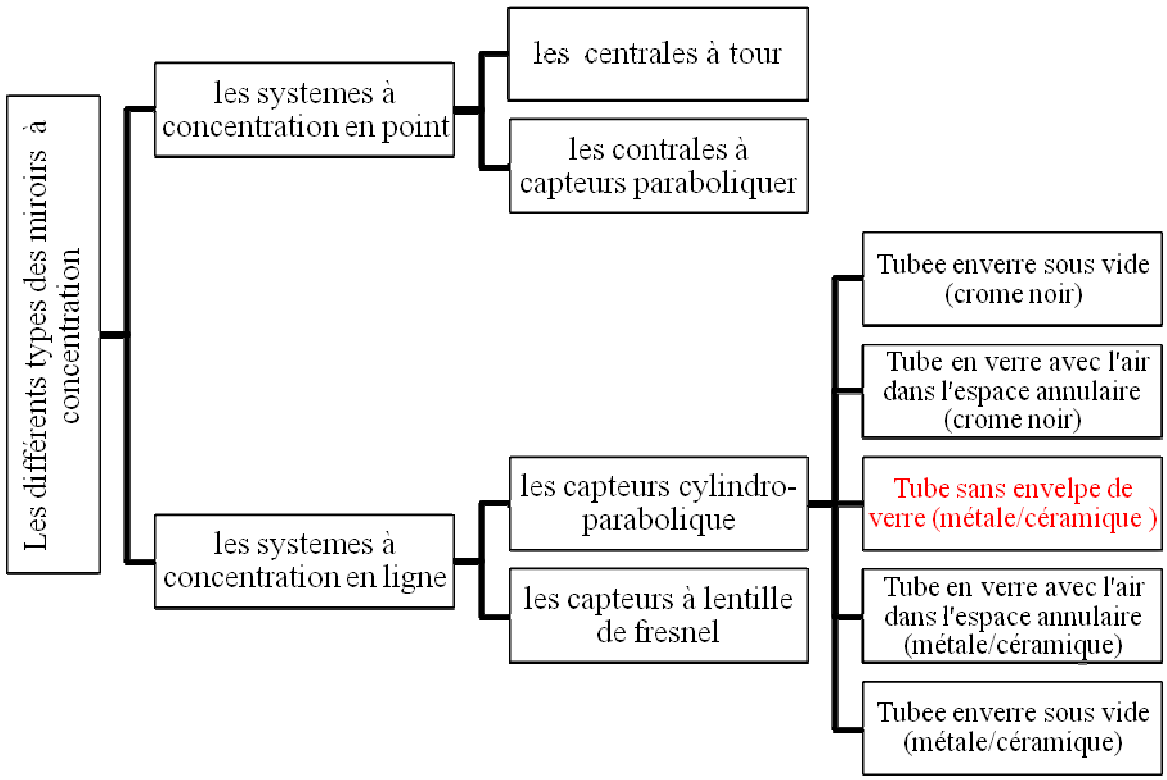


Figure (I-9) : Diagramme des différents types des miroirs à concentration.

II.3.1. Principe d'un capteurà tour :

Le rayonnement solaire de centaines de miroirs à positionnement automatique se concentre sur un seul point, situé au niveau d'un absorbeur central au sommet d'une tour. Ainsi, les concentrations nettement supérieures à celles obtenues avec des capteurs cylindro-paraboliques par exemple, génèrent des températures plus élevées pouvant dépasser 1 000 °C. Ceci permet d'obtenir des rendements plus élevés, en particulier lors d'une utilisation par le biais de turbines à gaz, ce qui devrait entraîner, par conséquent, une baisse des coûts d'électricité.

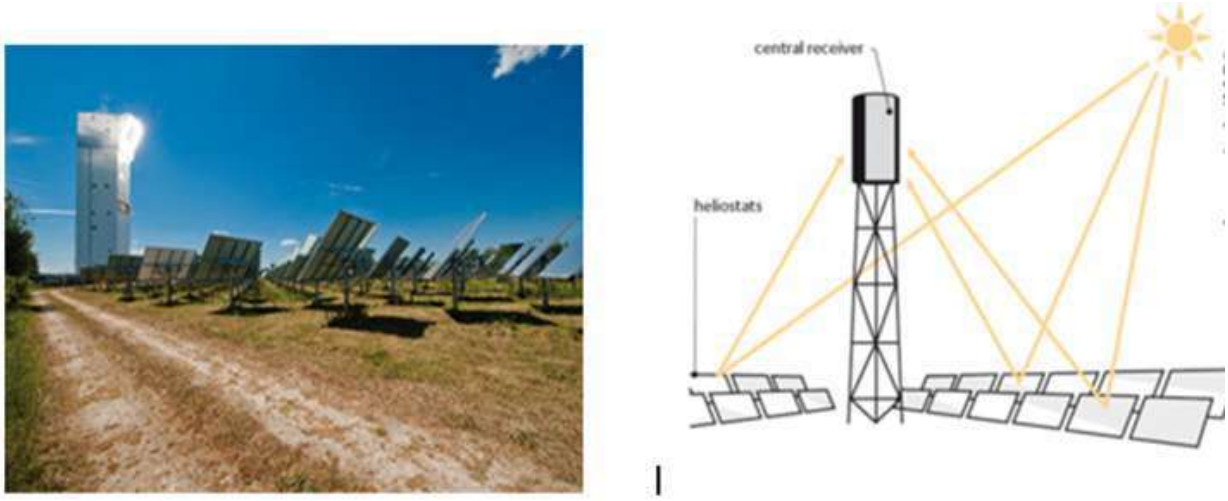


Figure (I-10) :Schéma d'uncapteur à tour [10].

II.3.2. Principe d'un capteur àmiroir paraboliques :

Un miroir de forme paraboloïde concentre le rayonnement solaire sur le thermorécepteur, associé à un moteur Stirling monté en aval, qui transforme directement l'énergie thermique en travail mécanique ou en électricité. Ceci permet d'atteindre un rendement supérieur à 30 pour cent. Il existe par exemple des installations prototypes sur la plateforme solaire d'Almería en Espagne.Ces installations fonctionnent comme des systèmes autonomes. Elles offrent également la possibilité de relier plusieurs installations au sein d'un « parc » et de couvrir ainsi une demande comprise entre dix kilowatts (kW) et plusieurs mégawatts (MW).

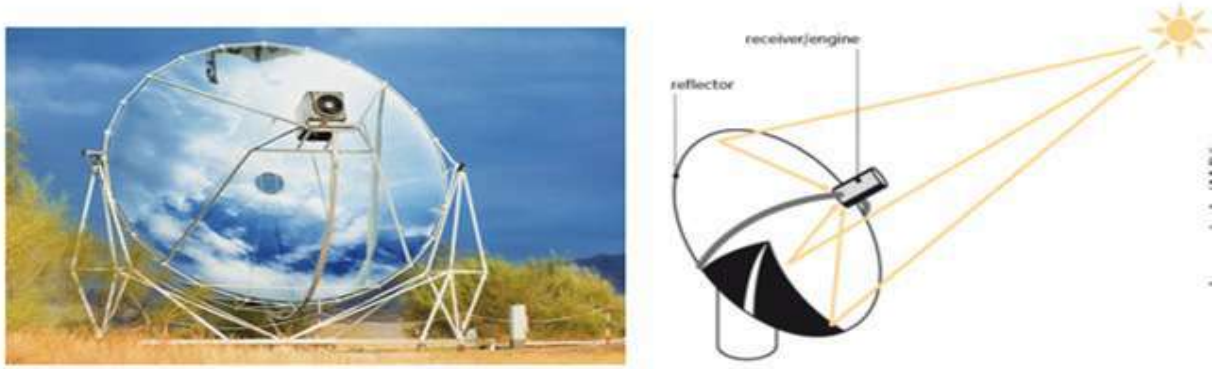


Figure (I-11) :Schéma d'uncapteur parabolique [10].

II.3.3. Principe d'uncapteur à lentille de Fresnel :

Ceque l'on appelle les capteurs à lentille de Fresnel sont également testés en pratique. Dans ces systèmes, de longs miroirs plans, légèrement curvilignes, concentrent le rayonnement solaire dans un tube récepteur déterminé, où l'eau est directement réchauffée et évaporée. En raison du concept de base très simplifié par rapport aux systèmes dotés de miroirs cylindro-paraboliques, les frais d'investissement relatifs à la surface des miroirs sont plus faibles, mais le rendement annuel, en comparaison, est toutefois plus réduit également.

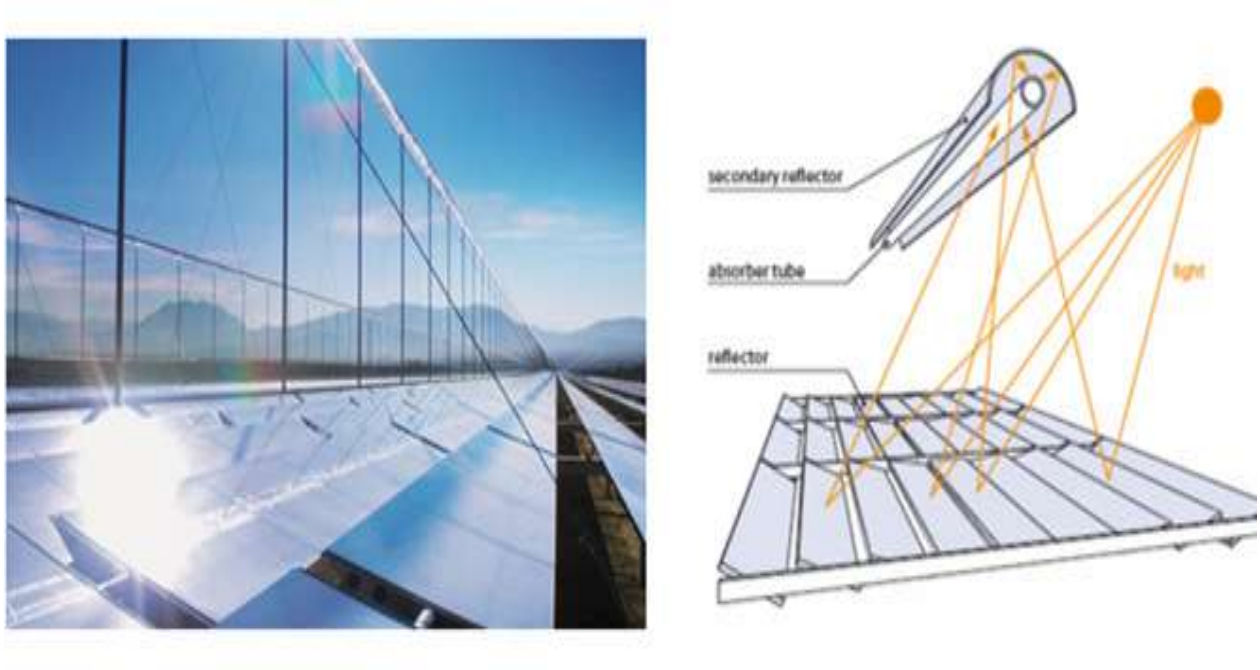


Figure (I-12) :Schéma d'uncapteur de Fresnel [10].

II.3.4. Principe d'un Capteur à miroircylindro-parabolique:

Le champ solaire d'une centrale à miroirscylindro-paraboliquescontient de nombreuses rangées parallèles de capteurs, formés de miroirs disposés en forme de parabole, qui concentrent la lumière du soleil sur un tube récepteur disposé le long de lignes focales et génèrent, ici, des températures avoisinant les 400 °C.

Le fluide caloporteur (huile synthétique) évacue la chaleur et génère dans un échangeur thermique de la vapeur d'eau, à une température d'environ 390 °C, qui entraîne, à l'instar des

centrales traditionnelles, une turbine à vapeur et un générateur pour la production d'électricité.

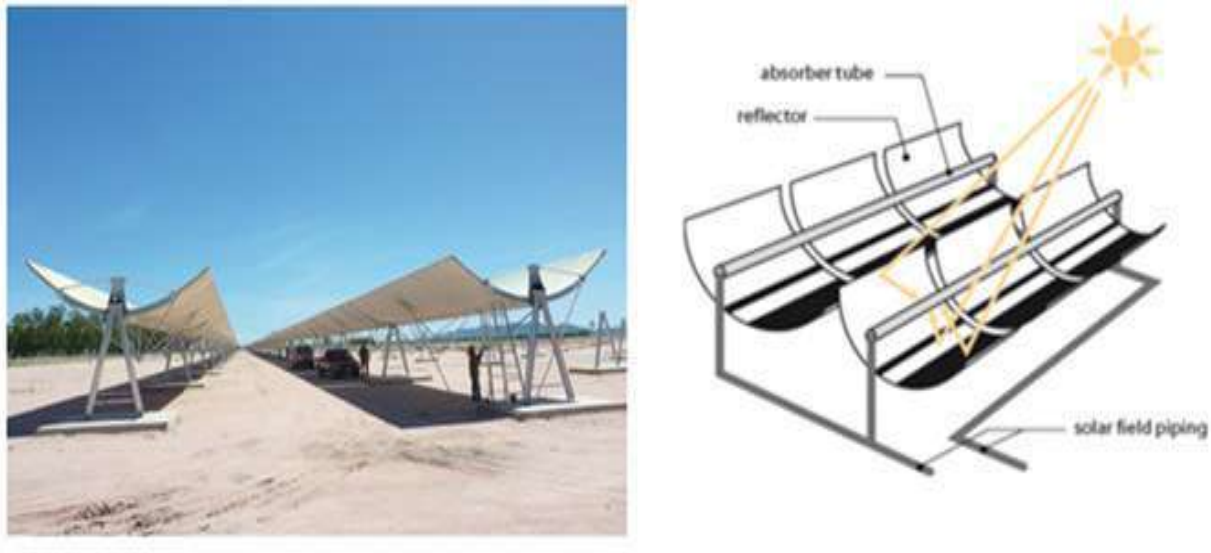


Figure (I-13) : Schéma d'uncapteurcylindro-paraboliques[10].

II.4. La technologie sera classique:

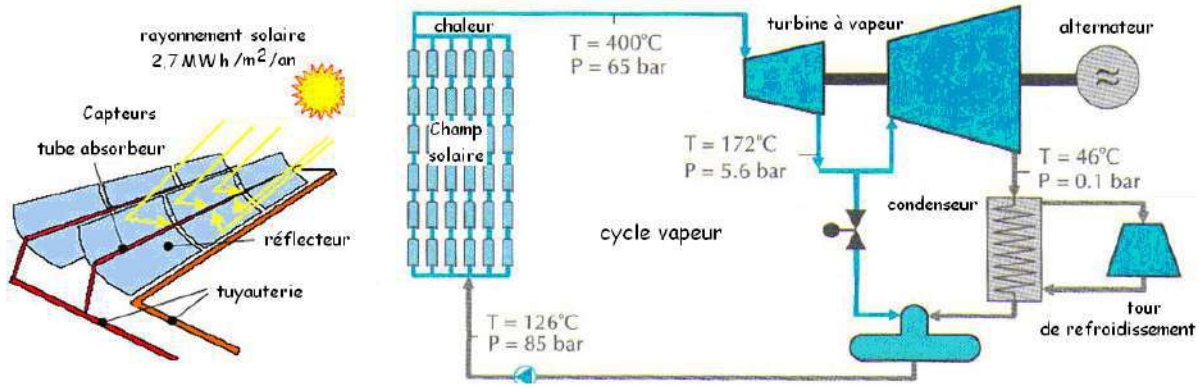
Des séries de miroirs paraboliques capables desuivre la course du soleil concentrent la lumière vers une structure cylindriqueéchauffant un fluide jusqu'à 400°C.

La chaleur est alors transmise à un circuitd'eau transforme en vapeur et faisant tourner des turbines.

L'électricité produite serait acheminée par des câbles enfouis dans le sol ousous-marin pour traverser la Méditerranée. Ce projet ambitionne de produire 15% de la consommation d'électricité d'Europe à long terme, par Energiesrenouvelables en MENA (400 Milliards d'investissements (dont 50 pour lesréseaux).

II.5. Technologie à capteur cylindro-parabolique :

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



Figure(I-14) :Schéma d'une centrale cylindro-parabolique[9].

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation: la radiation solaire yest transformée en énergie thermique.

Le champ solaire est l'ensemble descapteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur toursont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteurcylindro-parabolique est de l'ordre de 80.

II.5.1.Le collecteur:

Le collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur parabolique(miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire.

Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre estrecouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

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

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur.

De cette manière, la radiation est réfléchie au foyer de la parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

La structure métalliquedoit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent.

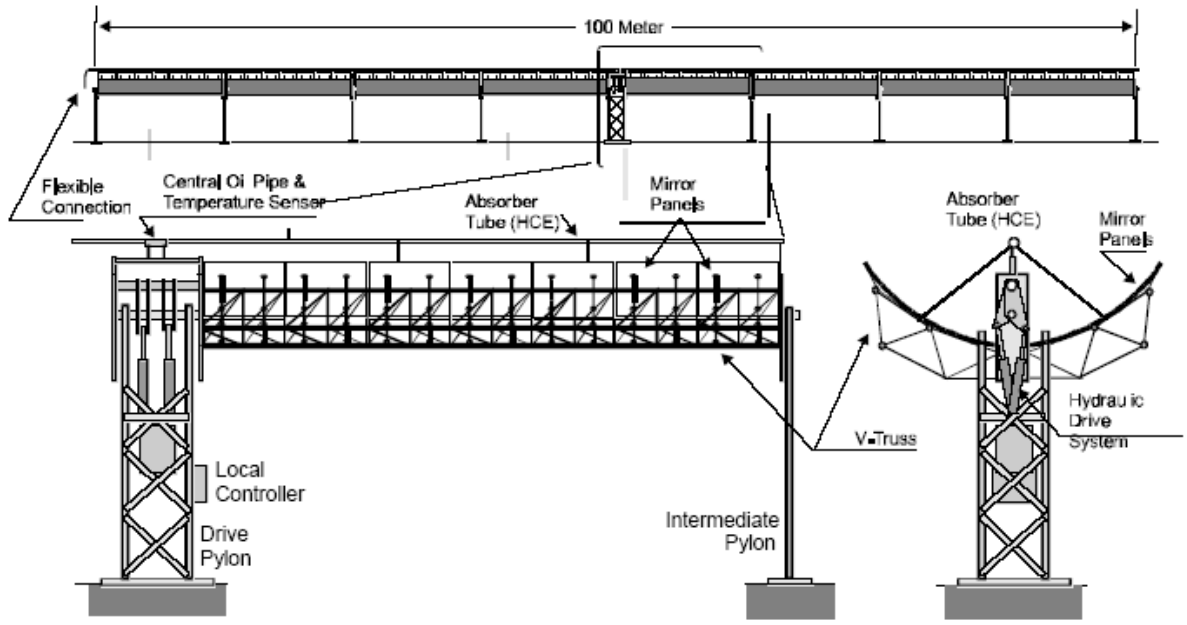
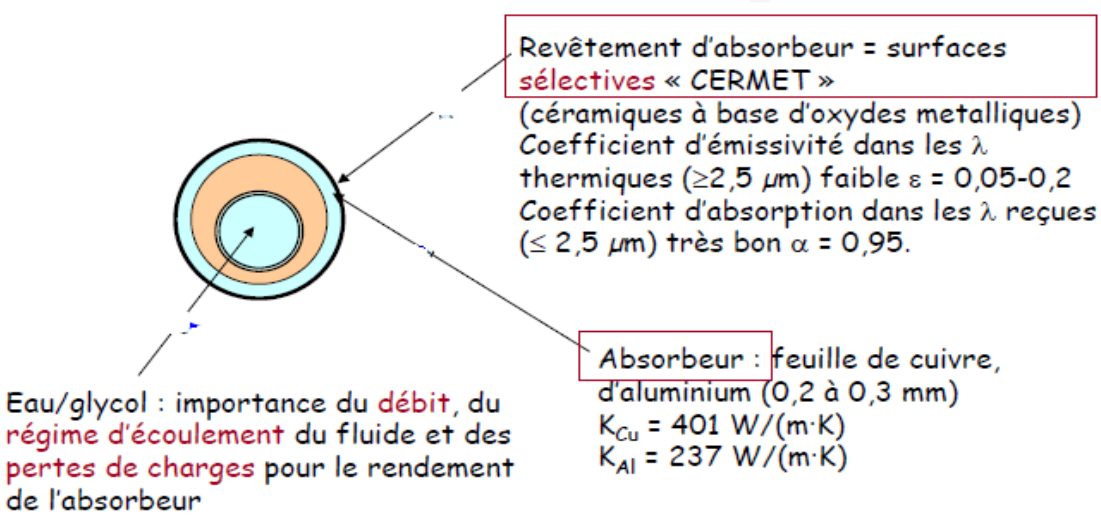


Figure (I-15): Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique.

II.5.2.L'absorbeur :



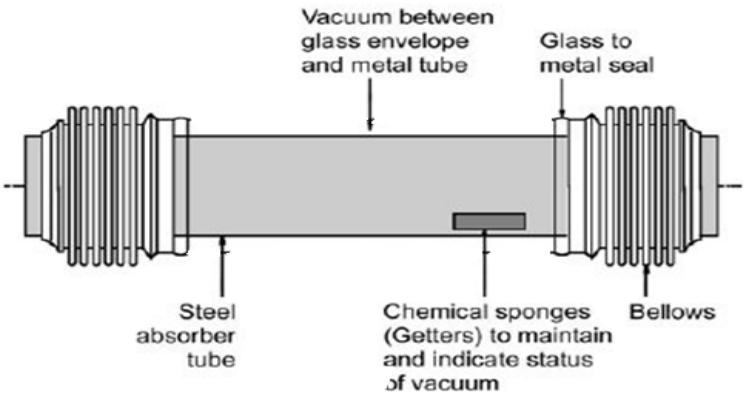


Figure (I-16) : Schéma de collecteur cylindro- parabolique sans enveloppe de verre [12].

II.6. Description du concentrateur réalisé:

II.6.1. Principe de fonctionnement :

Le concentrateur cylindro-parabolique est orienté vers l'Est dès le lever du soleil.

Cette poursuite solaire sera assurée grâce à un vérin électrique commandé.

Le fluide caloporteur qui circule à l'aide d'une pompe transporte sa chaleur vers un échangeur situé à l'intérieur de la cuve de stockage.

La gestion du système sera assurée par un programme informatique, qui permet une concentration optimale de l'énergie tout au long de la journée et cela par la commande d'une carte électronique via le port parallèle du micro-ordinateur.

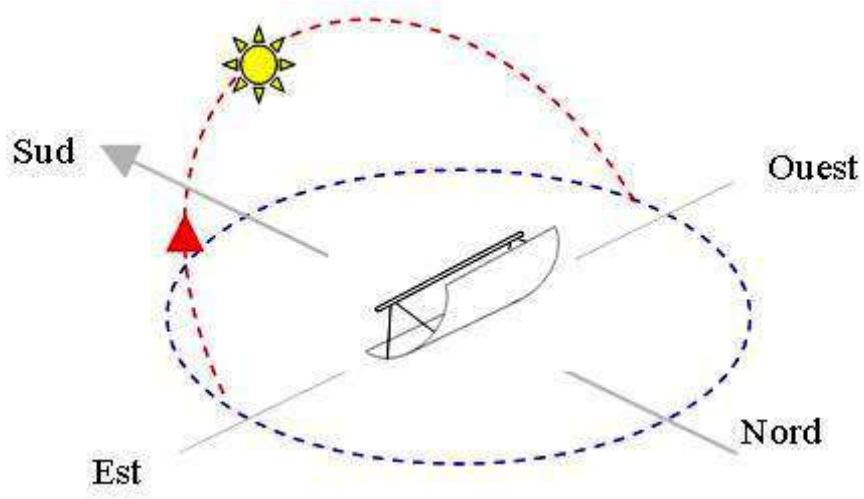
A cet effet, l'acquisition de plusieurs paramètres est nécessaire, et cela par l'intermédiaire d'un enregistreur communiquant à travers le port série.

Les données sont traitées, sauvegardées et peuvent être affichées en temps réel sur un support magnétiques.

II.7. Tests sur le concentrateur stationnaire :

L'installation d'un concentrateur cylindro-parabolique sans dispositif de poursuite solaire exige une inclinaison optimale du concentrateur, généralement égale à la latitude du lieu et une orientation vers le sud en horizontal (figure(I-17)).

Ce type d'installation est appelé concentrateur stationnaire.



Figure(I-17):Concentrateur stationnaire orienté vers le sud [13].

Afin de connaître l'efficacité du système réalisé, nous avons effectué des tests sur leconcentrateur.

En premier lieu, en état stationnaire (sans poursuite solaire), orienté vers le sud, sans pompe de circulation du fluide caloporteur et selon différentes inclinaisons, nous avons essayé de trouver l'angle optimal d'inclinaison du système.

Au cours de ces tests expérimentaux, nous avons mesuré les températures au niveau du foyer tout au long d'une journée: la température du fluide caloporteur (T_{fc}), la température du tube absorbeur (T_{tab}), la température ambiante (Ta) et le rayonnement solaire directe (DNI).

II.8. Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs :

II.8.1. Les cycles thermodynamiques :

Les systèmes thermodynamiques de génération d'énergie mécanique sontdivers tel que les turbines à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling et Cycle deRankine organique qui sont les options généralement choisies.Ils utilisent tous un fluide caloporteur de transfert de chaleur auquel est imposéun cycle thermodynamique classique selon le schéma de principe :

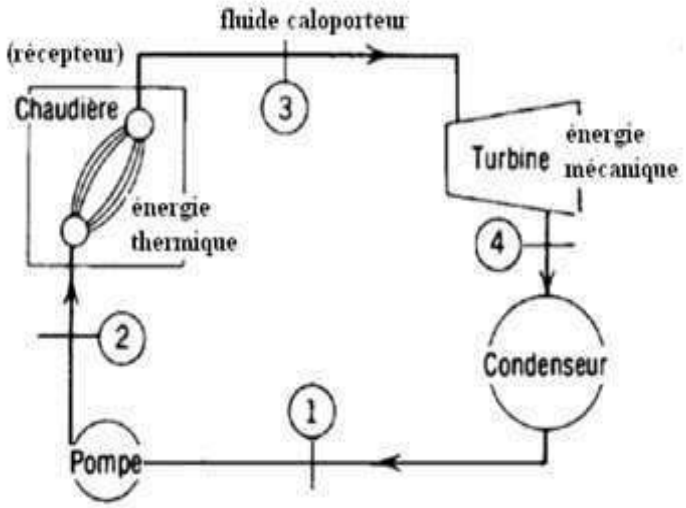


Figure (I-18) Schéma d'une machine motrice.

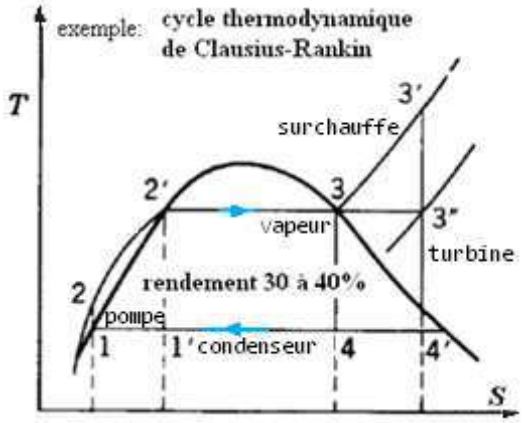


Figure (I-19) : Cycles de Clausius-Rankine à vapeur simple.

II.8.2. Les fluides caloporteurs :

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible,impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilitédestockage.

Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directementcomme fluidethermodynamique(on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur).On distingue comme fluides:

- Les huilesqui présentent un bon coefficient d'échange, sont les fluides lesplus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques.

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

II.8.3. Modes de circulation du fluide :

- **Effet thermosiphon :** la circulation de l'eau est assurée naturellement grâce à l'effet Thermosiphon.Le liquide caloporteur circule grâce à sa différence de densité avec l'eau duballon. Tant qu'il est plus chaud, donc moins dense qu'elle, il s'élève naturellement parthermorégulation. Le ballon doit être placé plus haut que les capteurs.

Sur ce principe sontconçus les chauffe-eau solaires "en thermosiphon"

- **Circulation forcée avec régulation différentielle :** une petite pompe électrique, le circulant,met en mouvement le liquide caloporteur quand il est plus chaud que l'eau sanitaire du ballon.

Son fonctionnement est commandé par un dispositif de régulation jouant sur les différences detempératures : si la sonde du ballon partie inférieure ou médiane est plus chaude que celle ducapteur, la régulation coupe le circulant. Sinon, le circulant est remis en route et le liquideprimaire réchauffe l'eau sanitairedu ballon.

II.9. Le stockage de l'énergie solaire :

Le stockage constitue un aspect important puisqu'il permet de rendre laproduction d'électricité constante et indépendante de la disponibilité durayonnement solaire.

En effet, les installations électriques solaires sont confrontées au caractère intermittent et fluctuant de la disponibilité de l'énergie solaire.

Le stockage del'énergie thermique permet ainsi d'obtenir un bon taux d'utilisation du bloc depuissance.

L'avantage avec le solaire à concentration thermodynamique est que la chaleurpeut être stockée dans des sels fondus(il est plus facile de stocker de lachaleur que de l'électricité). Le sel fondu présente en effet une bonne capacitécalorifique volumique (2,4 joule/°C cm^3, à comparer aux 4,18 de l'eau).

D'où la nécessité d'intégrer dans le système de génération de puissance undispositif lui permettant de fonctionner pendant la nuit et pendant les heuresd'ensoleillement insuffisant.

Dans le cas d'une centrale purement solaire, uneproduction de l'énergie thermique par anticipation obtenue par un procédé destockage thermique par sels fondus est susceptible d'assurer une meilleureexploitation de la centrale et cela en l'alimentant en chaleur même durant lespériodes de pannes solaires.

Le système de stockage à sel fondu peut être configuré de deux manières :

II.9.1.Système à un seul réservoir:

le stockage thermique peut se faire par l'intermédiaire d'un seul bac vertical de grande hauteur dans lequel se trouve une huile thermique (liquide dense) où la température est stratifiée. On parle, dans ce cas, de stockage à stratification où le sel chaud flotte sur le sel froid.

II.9.2.Système à deux réservoirs :

Ce type de stockage est le plus classiquement utilisé ; le système emploie deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation.

Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de 250°C) et l'autre le sel chaud. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud. Les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire.

La présence d'un système de stockage améliore ainsi les performances du champsolaire, pendant les périodes de faible ensoleillement, car il se comporte commeun amortisseur thermique et évite ainsi le retour des perturbations quiaffectent la température à la sortie du champ.

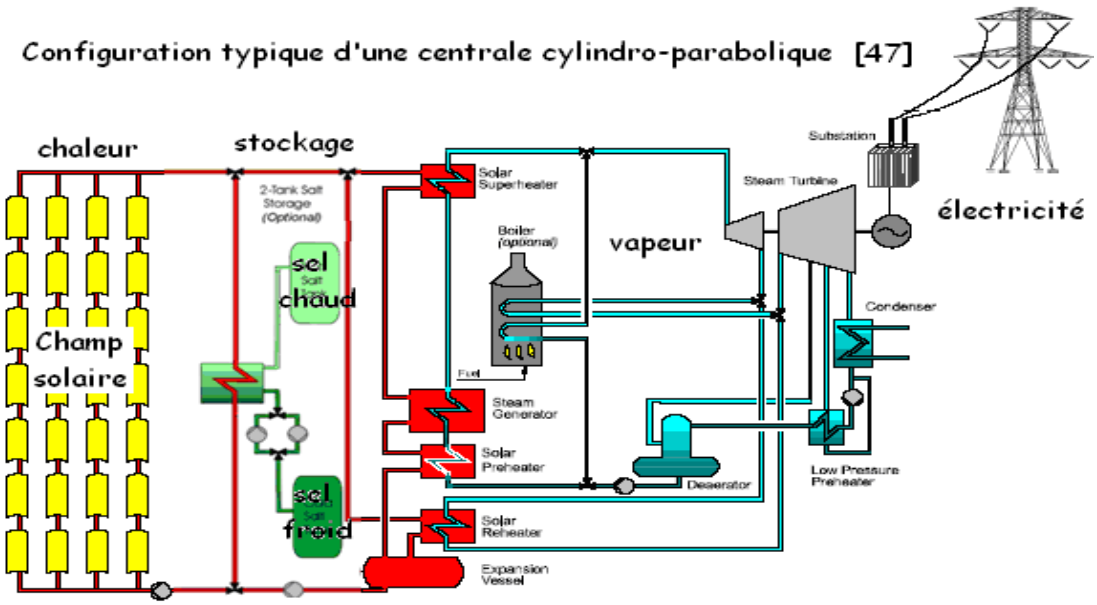


Figure (I-20) : Schémadu Principe système de stockage d'un capteur cylindro-parabolique.

II.10.Principe du système de stockage d'un capteur cylindro-parabolique :

Le principe du stockage thermique est l'utilisation d'un accumulateur dechaleur. Il peut stocker, sous forme de chaleur latente, une partie de l'énergiesolaire produite par la centrale. Par exemple l'accumulateur installé sur la plateforme solaire d'Almeria enEspagne est un accumulateur à sel de nitrate constitué de plusieurs couches degraphite et de matériaux caractérisés par un changement de phase quipermettent un stockage thermique par chaleur latente.

Il délivre une puissancede 100 kW avec des températures de vapeur d'eau dépassant les 200°C.

Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à90 %

Figure (II-20). Le champ solaire de la centrale doit donc non seulement alimenté le système degénération électrique (turbine) mais aussi le système de stockage thermique.Par conséquent, une centrale fonctionnant exclusivement en mode solairenécessite un champ solaire plus important qui va se traduire par un surcoût deproduction.

Alors, une technique qui a fait ses preuves dans le secteur de laproduction électrique par voie solaire est celle consistant à intégrer dans unecentrale solaire classique un système d'appoint en combustible fossile. On parle,dans ce cas, de système solaire hybride.

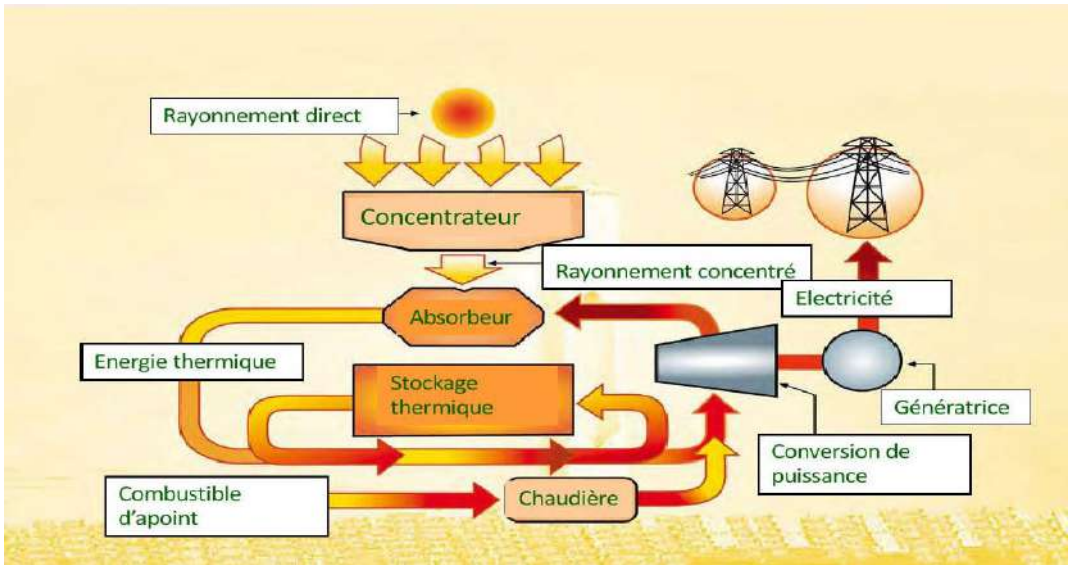
La première formule est préférable (capacité géométrique et surface de pertesdivisées pratiquement par deux) mais présente l'inconvénient de permettre lemélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée unecouche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps.

II.11. Centrale solaire hybride :

Une autre solution pour obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissanceconsiste à hybridée l'installation : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole estutilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer uneproduction continue.

Une centrale solaire hybride comprend donc une centrale solaire thermiqueconvertissant en électricité la chaleur provenant soit de concentrateurs solairessoit d'un bruleur appoint à carburant fossile (gaz, pétrole,…).

L'appoint permet desatisfaire la demande électrique lorsque le rayonnement solaire est trop faible(passage nuageux, léger voile, etc.), ouinexistant (la nuit). Ce concept permetdonc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météo ne sontpas optimales.



Figure(I-21) : Schéma principe d'une centrale hybride.

Un autre concept consiste à placer le brûleur en série sur le circuit primaire defaçon à élever la température du fluide caloporteur par un apportcomplémentaire de chaleur à très haute température issue de la combustion.

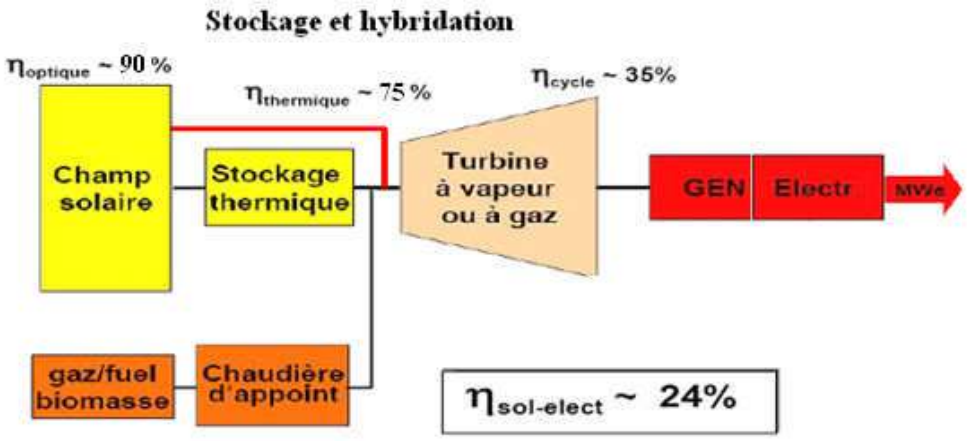


Figure (I-22) : Principe de centrale hybride solaire/fossile avec cycle à gaz à hautetempérature et cycle combiné.

L'hybridation garantit la production continue en évitant la construction d'unecentrale à ressource fossile en parallèle avec une centrale 100 % solaire.

Dans le concept ISCC (IntegratedSolarCombined Cycle), la chaleur solaire délivrée à350 – 400 °C par un champ cylindro-parabolique par exemple, est injectée dansle cycle aval (Rankine) d'un cycle combiné, en parallèle avec un brûleurconventionnel.

On économise le stockage et l'énergie solaire est convertie avecun rendement élevé.

Dans ce concept, la fraction solaire demeure faible (< 10 %).

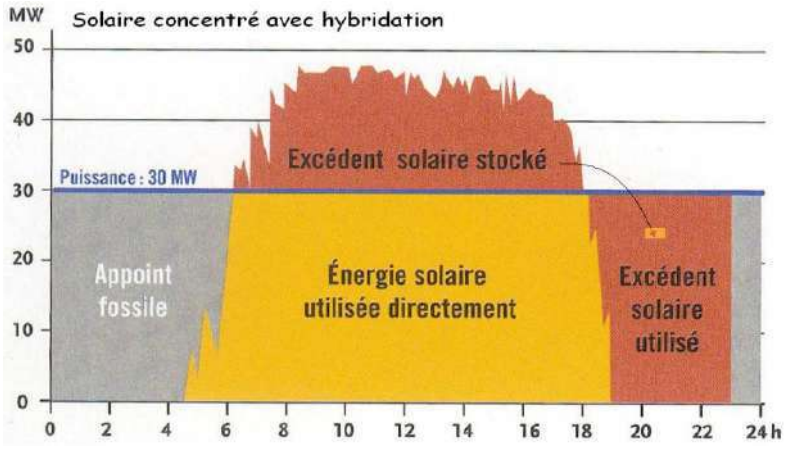


Figure (II-23) : Le solaire concentré avec hybridation.

II.11.1. Les avantages du stockage et de l'hybridation (appoint fossile) :

Sont :

- L'accroissement de la disponibilité des centrales.
- La production d'électricité est garantie.

III .Conclusion :

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

Les puissances électriques produites par les centrales solaires se situent actuellement de 10 à 300MWe plus faibles comparées à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MW.

Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une énergie propre et durable.

Les centrales solaires à concentration ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le « direct » et non le « diffus »), c'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible
partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement, ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire.

Vis à vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil.

CHAPITRE II :

Modèle Mathématique

I. Données relatives au soleil et au rayonnement solaire :

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 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 [8] :

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

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

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

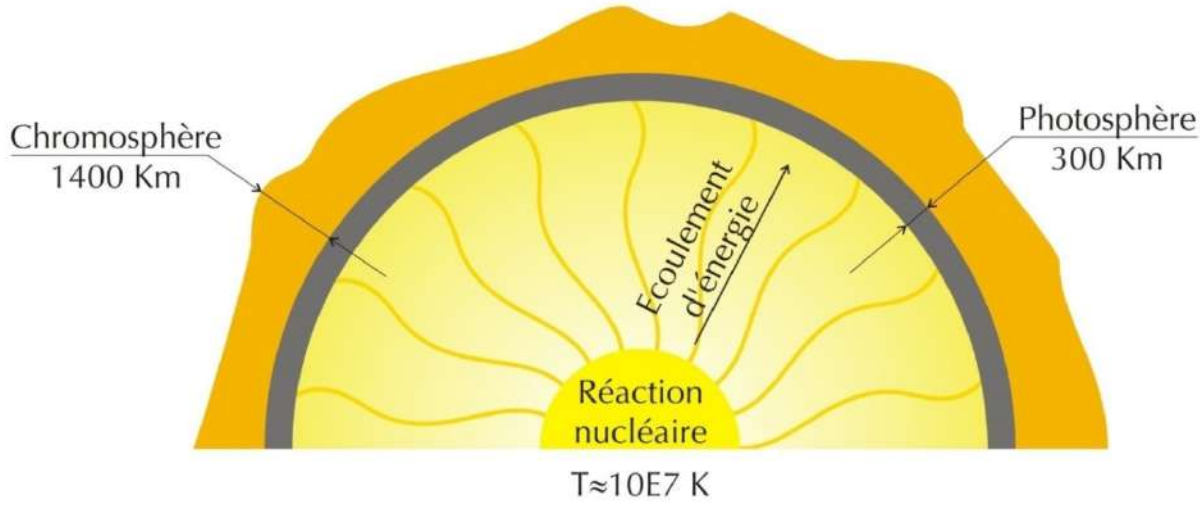


Figure (II.1): Une coupe dans le Soleil.

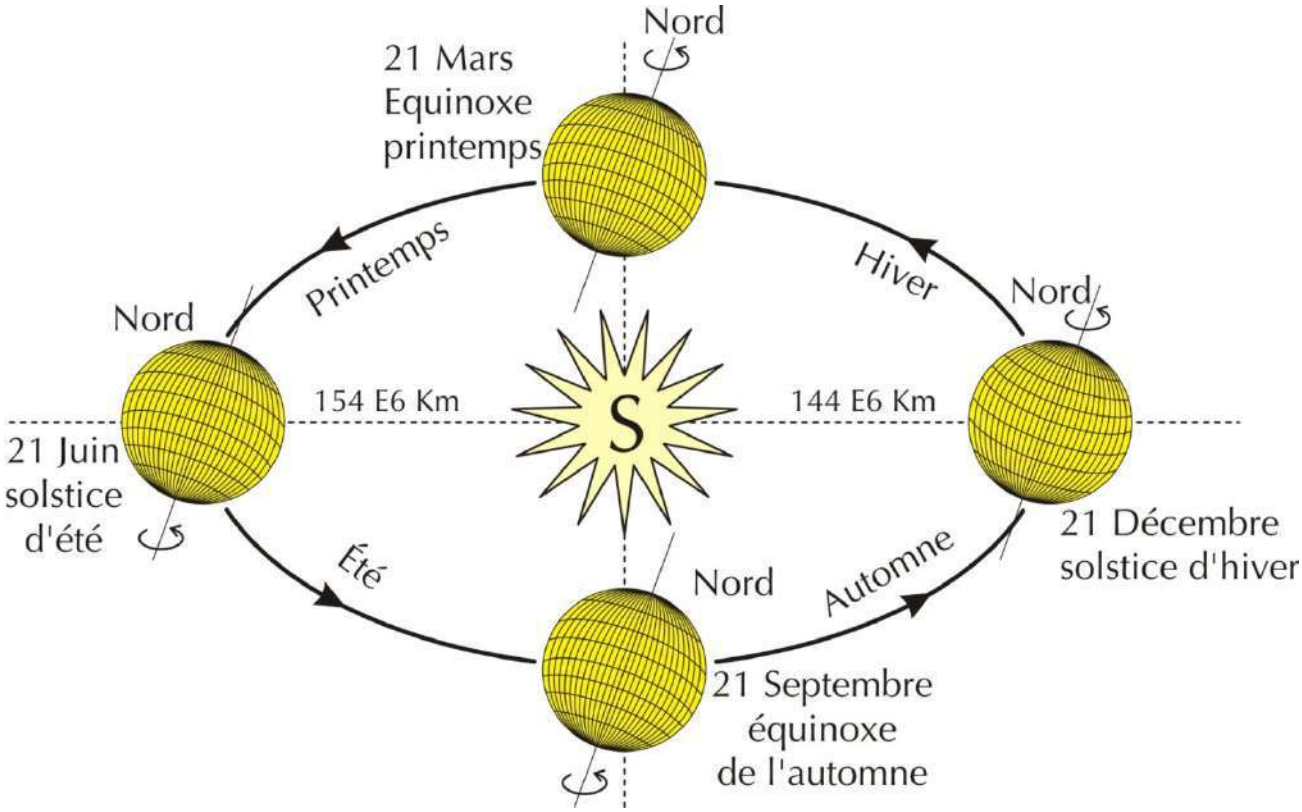


Figure (II.2): Mouvement de la terre autour du Soleil.

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 :

- CO2.
- Vapeur d'eau.
- Ozone (O3) situé entre 10 et 30 Km d'altitude.
- Aérosols : Graines de sable, poussières, fumées, etc.

3. Absorption des radiations solaires par l'air :

Les rayons X et Ultraviolet UV (< 0.18 µm) sont totalement absorbées au-dessus de 60Km, l'UV moyen (0.18µm <λ< 0.4µm) est absorbé entièrement par l'O2 ou l'O3. Enfin, l'IR est absorbé par le CO2, H2O et O3 de la troposphère.

4. La constante solaire :

La valeur du flux de rayonnement solaire E, reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieur de l'atmosphère (≈ 80 km d'altitude), varie au cours de l'année. Sa valeur moyenne E0 est appelée la constante solaire [8].

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

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

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

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

5. Le rayonnement solaire au sol :

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit, Figure (1.4). 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.

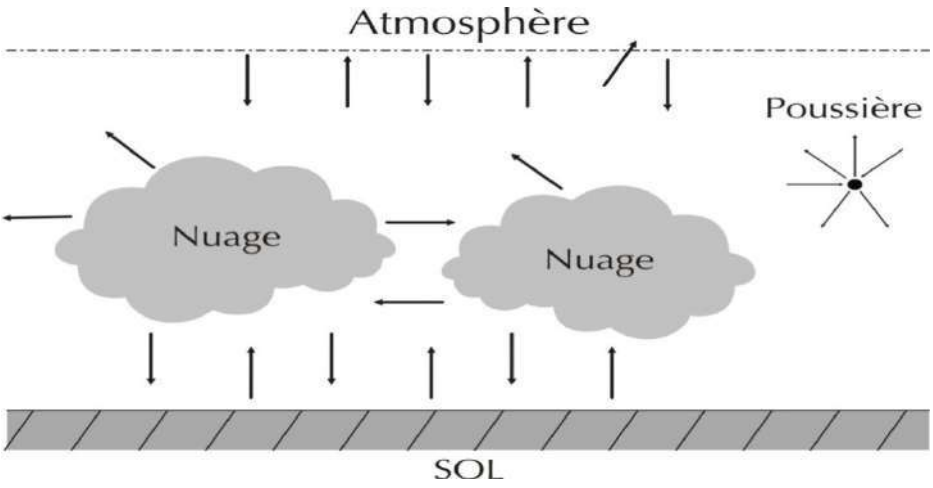


Figure (II.3) : Interactions nuages-atmosphère-sol [8].

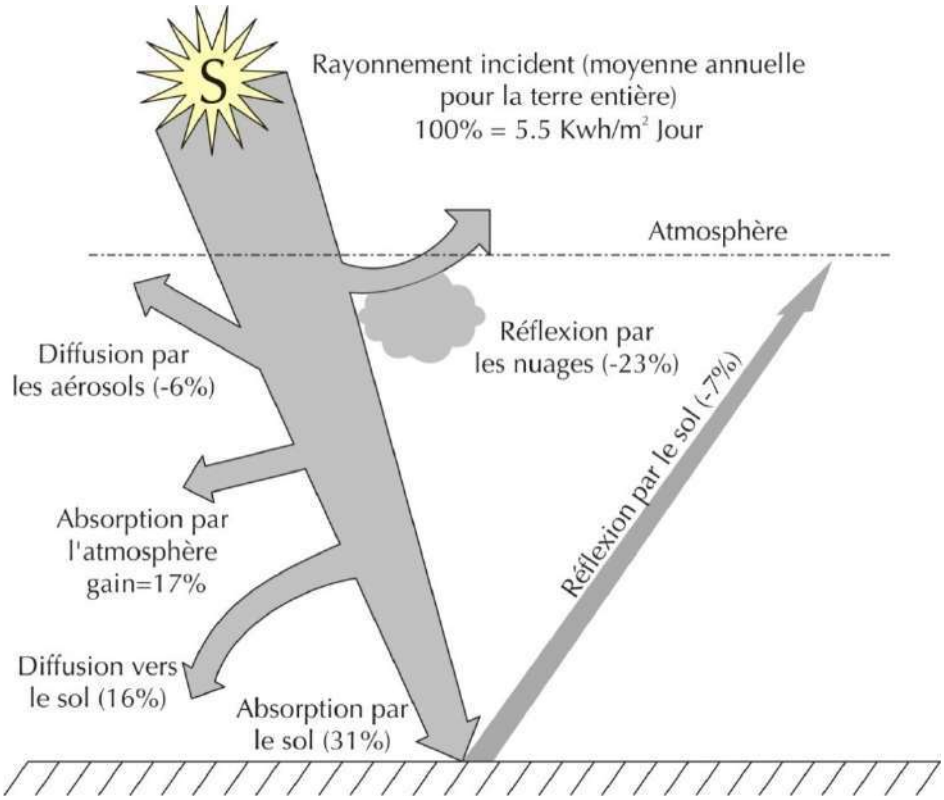


Figure (II.4): Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [8].

6. Position du soleil :

La terre tourne autour du soleil, mais bien sûr vu de la terre, on dirait plutôt quec'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.

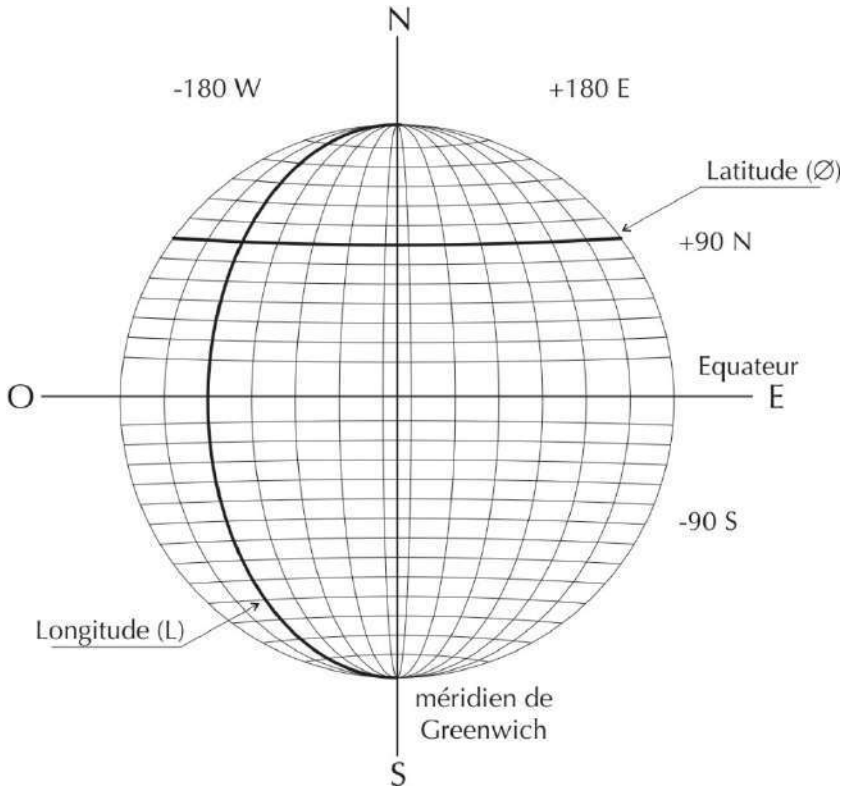


Figure (II.5) : Les cordonnées de la terre.

6.1. Coordonnéeséquatoriales :

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

6.1.1. 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).

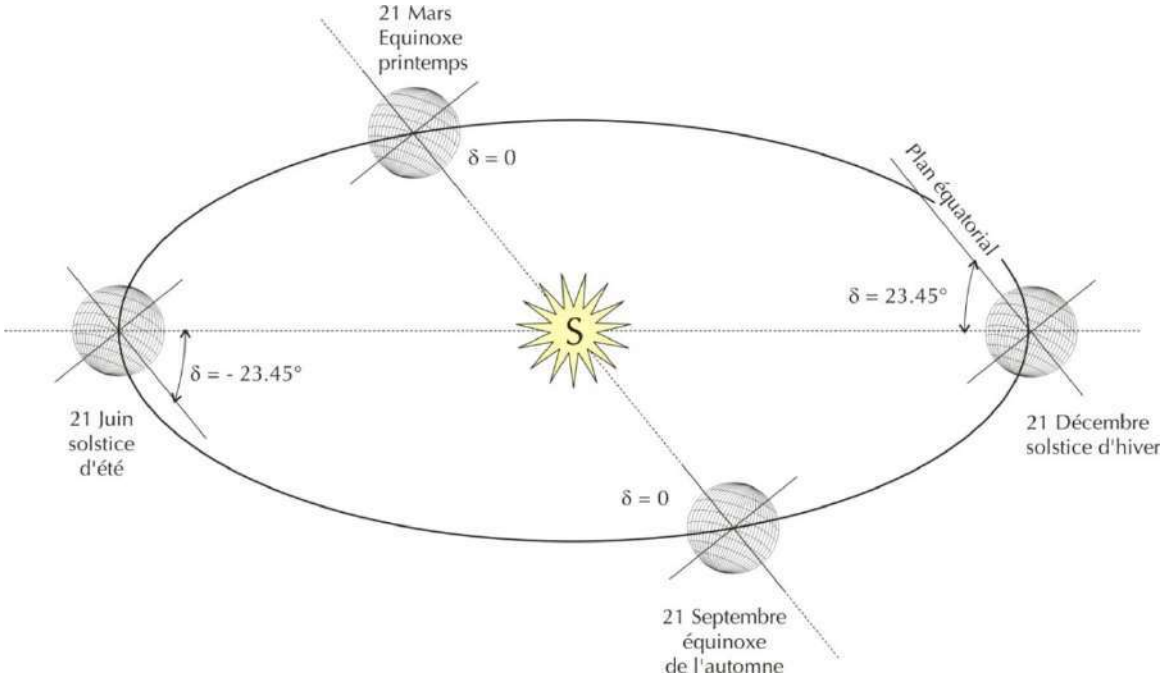


Figure (II.6) :La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale ausolstice d'hiver (21 Décembre).

La valeur de déclinaison peut être calculée par la relation [8] :

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

6.1.2. L'angle horaire (ω):

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

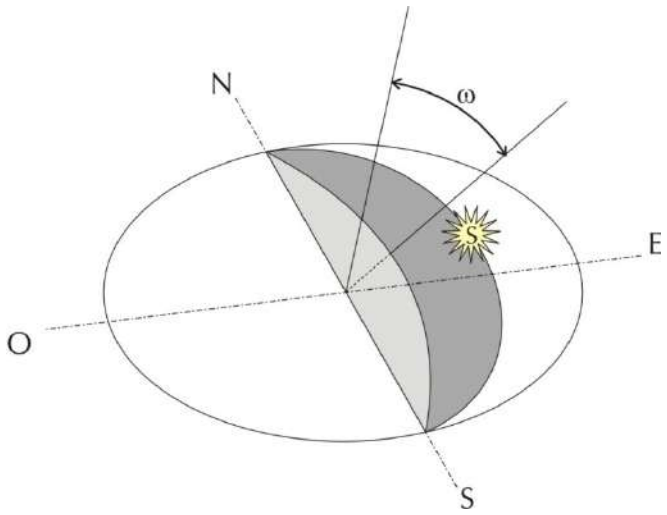


Figure (II.7) : L'angle horaire.

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

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

6.2. Coordonnées horizontales :

6.2.1. 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 :

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

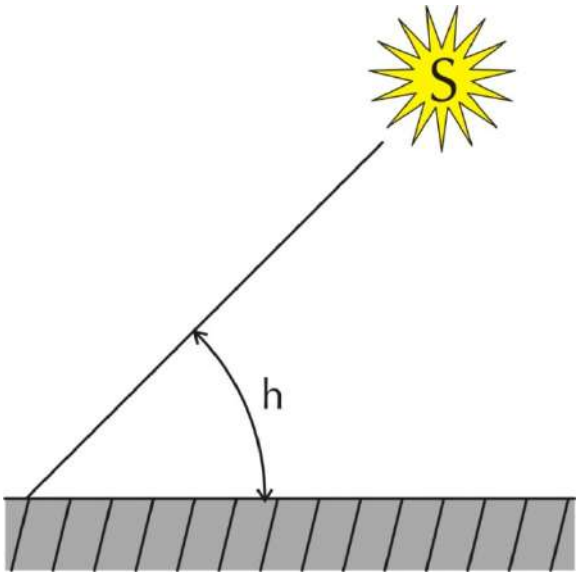


Figure (II .8) : L'angle de hauteur du Soleil.

6.2.2. 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 (1.9) :

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

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

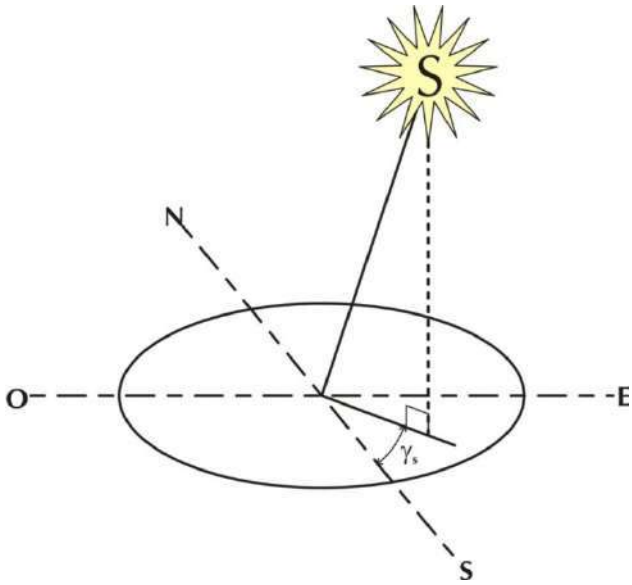


Figure (II .9) : L'angle d'azimut du soleil.

6.2.3. 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 normale 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) :

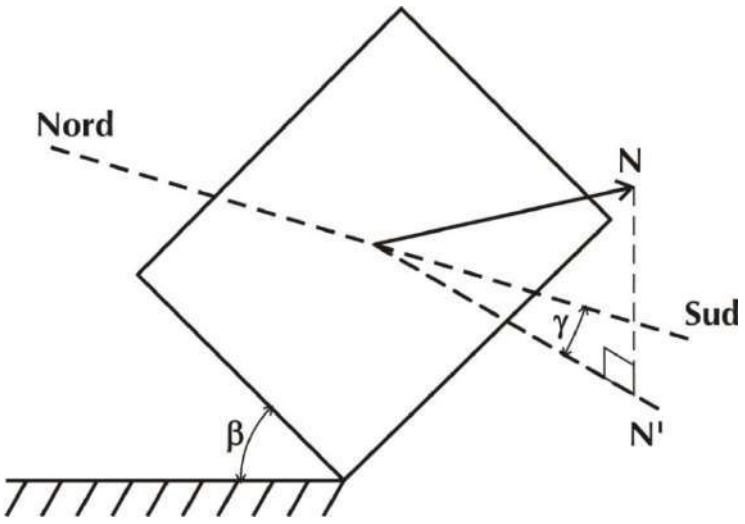


Figure (II.10) : L'angle d'azimut de la surface.

6.2.4. 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).

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

Avec :

Ø : C'est la latitude du lieu.

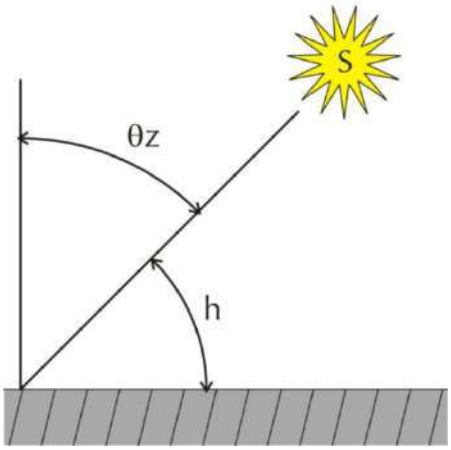


Figure (II .11) : L'angle de zénith.

6.3. 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.

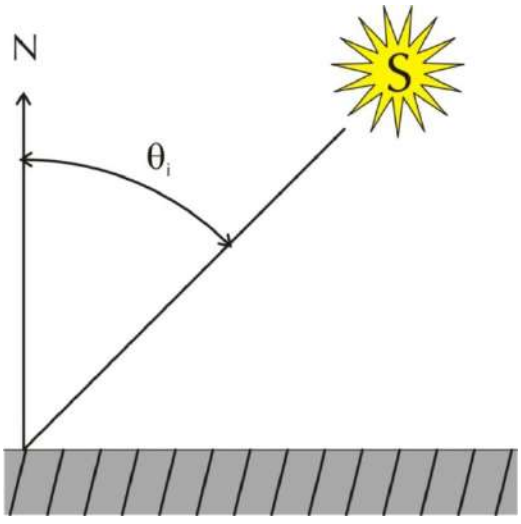


Figure (II .12): Plan horizontale, dans ce cas ($\theta_i = \theta z$).

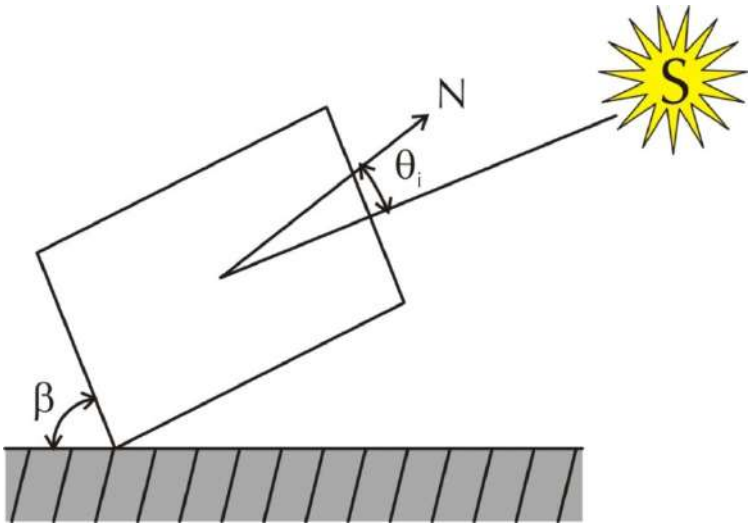


Figure (II .13) : Plan incliné.

7. Hauteurs et temps :

7.1. 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 (1-4).

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

Donc :

$$cos(\omega_l) = -tan(\phi)tan(\delta) \qquad (II-7)$$

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

$$\omega_c = -\omega_l$$

$$\omega_l = -arccos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en° \qquad (II-8)$$

$$\omega_c = arccos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en° \qquad (II-9)$$

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 :

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

7.2.Durée du jour :

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

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

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

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

- 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)

Llocal : longitude du 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 (1-14), pour l'Algérie TCF - TU = 0.

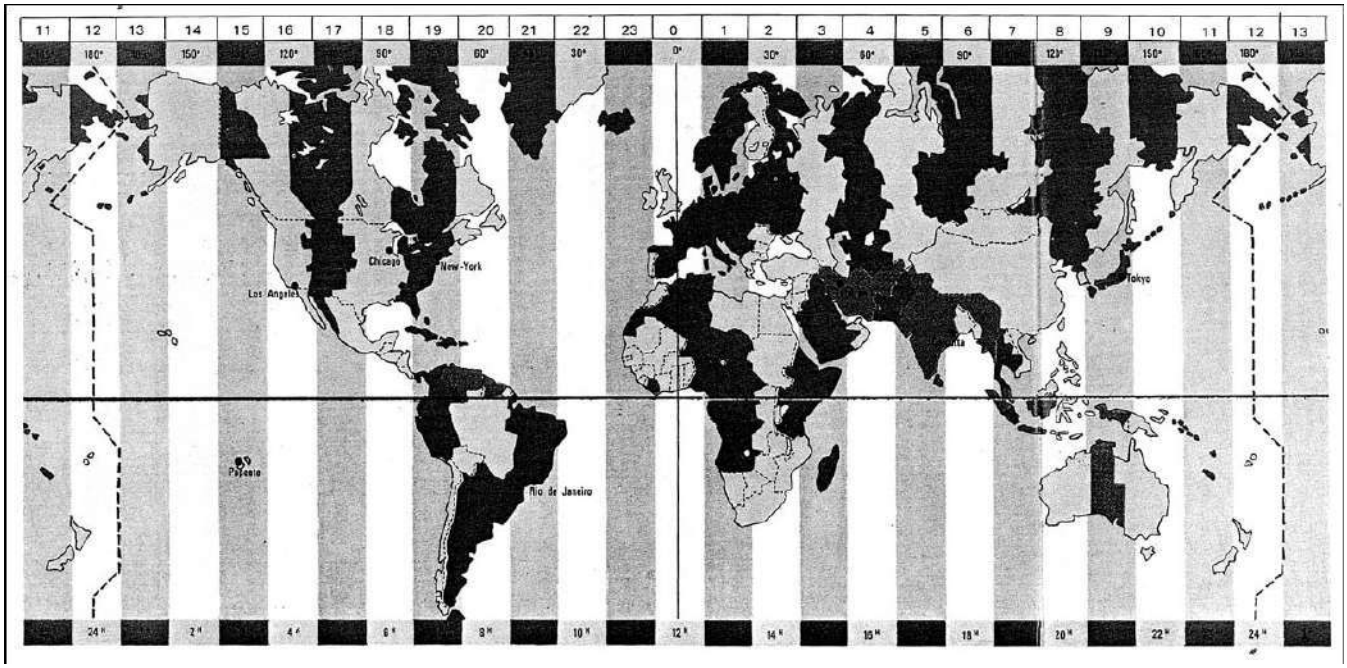


Figure (II.14) : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [8].

ET : appelée 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 .14), en (mn). La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure suivante.

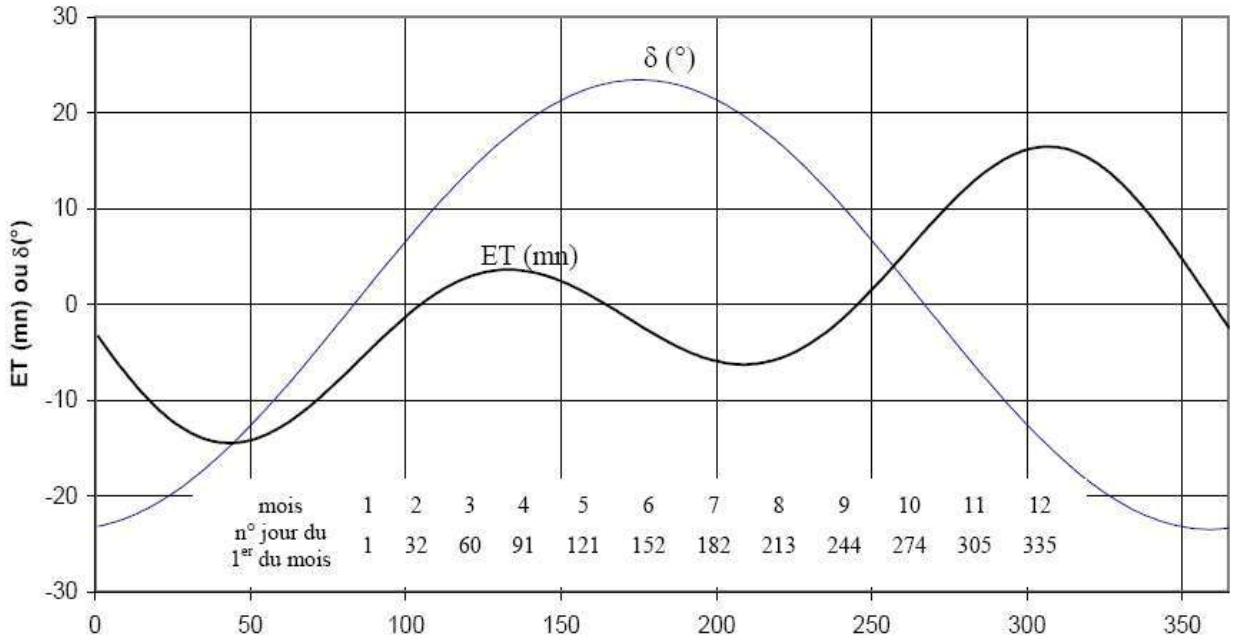


Figure (II.15): Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps ET [8] et pour la programmation informatique.

On peut la calculer par :

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

Où

j : Numéro du jour de l'année et ω' = 0.984

- Angle d'incidence :

Pour un capteur à seul axe de poursuite l'angle d'incident est donné [duffie] :

$$\cos(\theta i) = \sqrt{\cos^2(\theta z) + \cos^2(\delta)\sin^2(w)} \quad (II-17)$$

- La surfaceapparente de champ solaire :

$$A_{app} = L_{sca} * b_{ap\ wid} * N_{sca} \qquad (II-18)$$

L_{sca} : La longueur d'un collecteur assemblé.

$b_{ap\ wid}$: La largeur du collecteur.

N_{sca} : Nombre des collecteurs.

Tableau (II.1) :Principales propriétés des collecteurs cylindro-parabolique LS-2[11] :

Type de capteur	LS-2
La largeur apparente du collecteur	5m
La longueur de collecteur	47,1m
Le rendement optique	73%
La distance focale	1,49m
L'espacement entre les rangées	15m
Lhose	1,84

- La différence de température au-dessus de la température ambiante :

$$\Delta T = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \qquad (II-19)$$

T_{in} : La température d'entrée du fluide caloporteur (293C°).

T_{out} : La température de sortie (393C°).

8. L'ombrage et les pertes des extrémités du capteur :

8.1. Les pertes de bout d'un capteur :

Pour un angle d'incidence différent de 0, il y a une partie du récepteur qui n'est pas illuminée par le rayonnement solaire comme le montre la figure suivant :

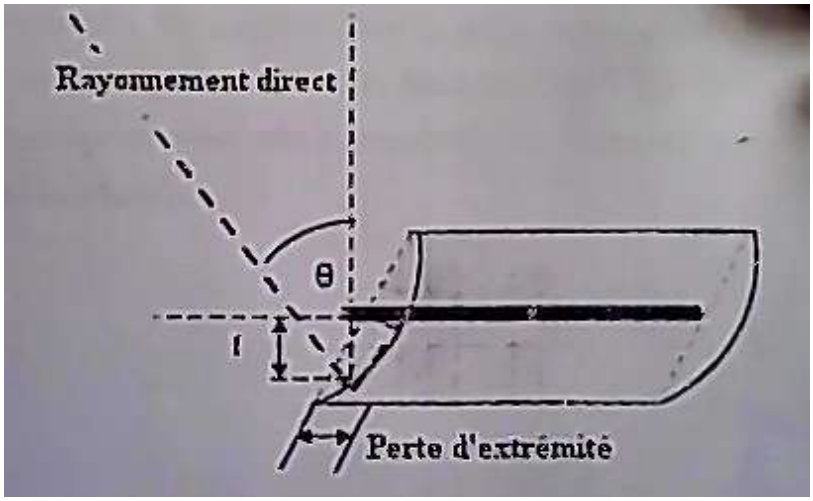


Figure (II.16): les pertes des extrémités du HCE [6].

L'équation qui permet de calculer ces pertes est la suivante (Lippke, 1995)

$$M = 1 - \frac{f\tan(\theta i)}{L_{SCA}} \Rightarrow M = \frac{L_{sca} - f(\sin\theta i)}{L_{sca}} \qquad (II-20)$$

f = *la distance focale*

3.2. Effet de l'ombre dans une centrale solaire thermodynamique :

Le champ d'une centrale thermodynamique est composé de plusieurs concentrateurs cylindro-paraboliques situés les uns à côté de l'autre pour former une longue ligne, etplusieurs lignes en parallèle forment une centrale solaire. Une telle disposition lesconcentrateurs forme de l'ombre entre eux durant la journée (FigII.17). La question quise pose: est-ce qu'on peut éviter ces pertes et est-ce que l'on pourra déduire la longueuroptimale entre les lignes pour minimiser l'ombre durant toute l'année.

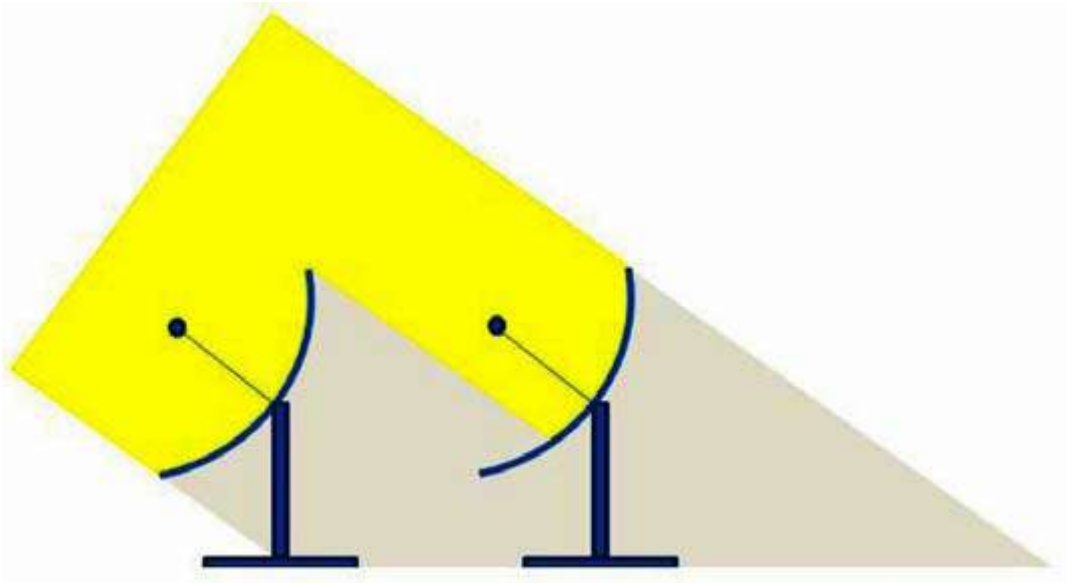


Figure (II.17) : Ombrage créé entre deux concentrateurs cylindro-paraboliques.

Pour faciliter la tâche, nous avons simulé deux concentrateurs situés l'un devantl'autre, et pour connaître l'influence du premier concentrateur sur le deuxième et vice-versa,nous avons réalisé une simulation pour le plus court jour et le plus long durantl'année.

L'ombrage dû aux rangées de collecteurs diminue les performances du champ solaire par la diminution de la quantité d'énergie reçue par le collecteur. La largeur du miroir réfléchissante qui reçoit le rayonnement incident (partie du miroir qui n'est pas ombragé) est appelée largeur de miroir effective. Le facteur d'ombrage est le rapport de la largeur effective du miroir sur la largeur réelle de ce dernier. Le facteur d'ombrage peut être calculé par la relation suivante [14] :

$$\mathrm{R}_{oushdo} = \frac{L_{espace} * \cos\ (\theta z)}{b_{ap\,wid} * \cos\ (\theta i)} \qquad (II-21)$$

$$Rsh = \min\ (\max\ (0.0, \mathrm{R}_{oushdo}, 1.0)$$

Rsh : facteur d'ombrage

$\mathbf{L}_{espace}$: L'espace entre deux rangés

θz: Anglezenithal

θi : Angle d'incidence

9. L'énergie thermique perdue par le champ solaire :

On calcul l'énergie perdue par le récepteur Q_{loss} , cettedernière est due aux pertes par convection et rayonnement avec l'atmosphère .Les pertes thermiques par canalisation sont inclues dans le termeQ_{loss} [6].

$$Q_{loss} = 20 * A_{ap}\left(\frac{\Delta T}{343} + 2.57 * 1000000 * \frac{\Delta T}{275}\right) \qquad (II-22)$$

10. L'énergie absorbée :

On calcule l'énergieabsorbée, celle –ci est définie comme l'énergie du soleil qui est réellement absorbée par le fluide caloporteur à travers l'absorbeur.

L'équation qui permet de calculer le rayonnement solaire absorbé est la suivante :

$$Q_{abs} = DNI * b_{ap\,wid} * L_{sca} * \cos(\theta i) * IAM * M * Rsh * 800 * (74.7 - \left(0.042 + 0.00927 * \left(\frac{V_{wind}}{IAM}\right) * \frac{\Delta T}{100}\right) - (0.000731 * DNI * (\Delta T)^2/(DNI * \frac{\cos(\theta i)}{100}) \qquad (II-23)$$

11. Le rayonnement du champ solaire direct(DNI) :

Le rayonnement solaire extraterrestre suit une ligne directe du soleil vers la terre. En traversant l'atmosphère, une partie du rayonnement solaire ne subit aucune modification (absorption ou réflexion), c'est ce qu'on appelle le rayonnement direct, l'autre partie est diffusée par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère, c'est ce qu'on appelle le rayonnement diffus. La somme du rayonnement direct et diffus est le rayonnement global, celui-ci est très important pour la conception des capteurs plans et le calcul de la charge calorifique pour l'habit.

Pour les systèmes à concentration seul le rayonnement direct normal est utilisé. Le terme normal pour le rayonnement direct signifie que le rayonnement direct incident est normal (perpendiculaire) à la surface.Seulement le rayonnement direct normal peut être focalisée et donc chauffer le tube 'absorbeur. Le rayonnement direct normal peut être mesuré par un pyrheliométre ou calculé par des modèles numériques [6].

DNI : Rayonnement direct normal(MW/m²)

θ : Angle d'incidence

12. L'énergieutile :

La différence entre l'énergie absorbée et l'énergie perdue par le récepteur donne le gain d'énergie effective du fluide caloporteur,Q_{util}connaissant le gain d'énergie du fluide caloporteur et l'enthalpieà l'entrée du champ solaire on peut déterminer l'enthalpie de ce dernier a la sortie. A Partir de cette dernière le débit massique du fluide caloporteur du champ solaire est calculée par :

$$Q_{util} = A_{abs} - Q_{loss} \qquad (II-24)$$

$$\Rightarrow Q_{util} = \dot{m}_{HTF} * \Delta h = \dot{m}_{HTF} * (h_{out} - h_{in})$$

$$\Rightarrow \dot{m}_{HTF} = \frac{Q_{util}}{(hout - hin)} \quad (II-25)$$

13. Le rendement du champ solaire :

Les collecteurs LS-2 sont les plus répandus dans les centrales solaires de la Californie,notamment dans la SEGS VI [3].Les tests sur ce type de collecteurs ont été réalisés par le laboratoire national de Sandia (SNL). Ils ont porté sur une portion du collecteur LS-2 ayant 5m d'ouverture et 7,8m de longueur, sachant que ce type de collecteur fait 4,1m de longueur.

Deux sortes d'absorbeurs a surface sélective ont été utilisés pour le test : le premier est en Chrome noir (CN) et le second en céramique /métal. L'absorbeur du LS-2 est doté d'une couche sélective (cermet) qui a un coefficient d'absorption de l'ordre de 96% et un coefficient d'émit tance de 0,14 à 350°C.

Le récepteur du collecteur LS-2 a été teste pour trois configurations :

- L'espace annulaire est sous vide entre l'enveloppe en verre et l'absorbeur
- Présence d'air dans l'espace annulaire entre l'enveloppe en verre et l'absorbeur
- Récepteur sans enveloppe en verre

$$\eta_{field} = \frac{Q_{util}}{Q_{incidente}} = \frac{Q_{util}}{A_{ap} * DNI * \cos(\theta i)} \qquad (II-26)$$

Le champ solaire est compose de 50 loupes, chaque composée de 2 rangées, chaque rangée comprend 8 capteurs

La longueur de la loupe :768.6 m.

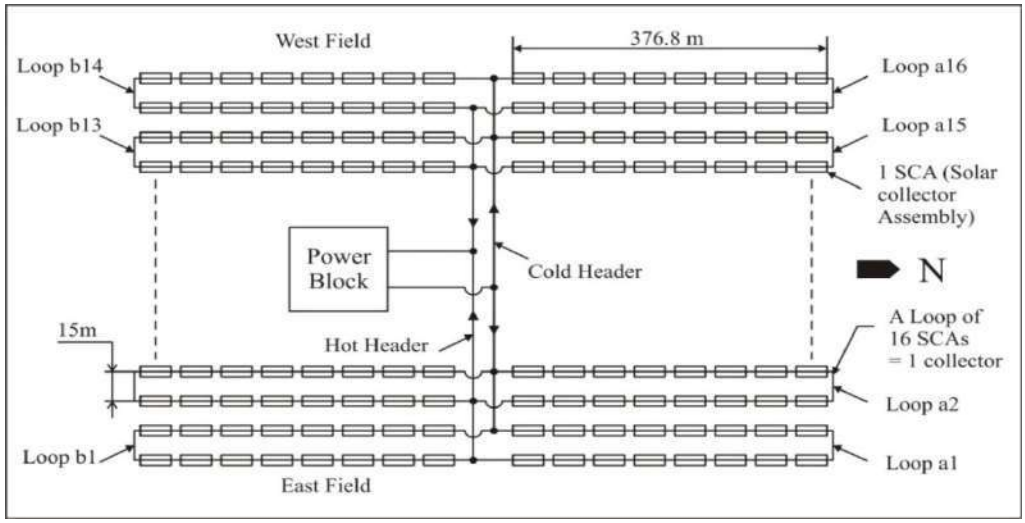


Figure (II.18) : Schéma du champ solaire du cycle de puissance [11].

II. La mécanique de fluide :

- La chute de pression [2]:

$$\Delta p = f * \frac{l}{D} * \frac{\rho V^2}{2} \qquad (II-27)$$

Δp : la chute de pression dans les anneaux de tube (bar)

f : Facteur de frottement

L : la langueur (m)

d_{in} : Le diamètre interne (m)

ρ : La densité de fluide caloporteur (kg/m³)

V : la vitesse d'écoulement (m /s)

$f = \phi\,(Re, \frac{\varepsilon}{d})$

On calcule les propriétés physiques : la densité, la viscosité dynamique et le nombre de Reynolds pour la température moyenne de chaque segment [1].

- Nombre de Reynolds (Re) :

Le nombre de Reynolds est un nombre sans dimension liant laviscosité, la masse volumique, et une longueur de référence.

La longueur de référence peut être :

Le nombre de Reynolds permet de déterminer le régime d'écoulement, laminaire, Transitoire ou Turbulent et les équations à utiliser.

$$Re = \frac{\rho * v * d}{\mu} \qquad (II-28)$$

- La vitesse d'écoulement:

$$V=\frac{\dot{m}}{\rho * A_{id}} \qquad (II-29)$$

V : La vitesse (m/s)

ρ : La masse volumique (kg/m³)

$\dot{m}$: Le débit massique du fluide caloporteur (kg/s-¹)

- Surface (A_{id}) :

$$A_{id} = \frac{\pi * d_{in}^{\ 2}}{4} \qquad (II-30)$$

d_{in} : Le diamètre interne du récepteur (m)

- La viscosité dynamique :

$$\mu = \frac{f}{\Delta V} * \frac{1}{\Delta Z * S} \qquad (II-31)$$

μ: la viscosité dynamique

- Formule de Colebrook :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log\left(\frac{\frac{\varepsilon}{d}}{3.7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}}\right) \qquad (II-32)$$

ε: la rigosité de la surface in terne de tube

- La chute de pression dans l'échange :

Pour calcule la chute de pression en divise la langueur d'une loope ainsi segment égaux, la chute de pression a travers le train de l'échangeur de chaleur est donnée en fonction de débit massique de fluide caloporteur.

$$\Delta p = f * L * \left(\frac{\dot{m}}{A_{id}}\right)^2 * 10^{-5} \qquad (II-33)$$

$$\frac{\Delta p}{\Delta p_{ref}} = \frac{\dot{m}_{ref}}{\dot{m}_{HTF}} \qquad (II-34)$$

- La chute de pression totale :

La chute de pression total est un la somme de la chute de pression à travers les loope de champ solaire et la chute de pression à travers de langueur de l'échangeur de chaleur.

$$\Delta p_T = \Delta p_{champ\ solaire} + \Delta p_{echangeur\ de\ champ\ solaire} \qquad (II-35)$$

III. Lerendement de la pompe :

1 .La pompe :

Les pompes sont utilisé fluide caloporteur de la pour refouler le préchauffeur et du réchauffeur vers le champ solaire, et du champ solaire vers la surchauffeur et le réchauffeur.

Ces pompes opèrent par en série a des vitesses variables commandées manuellement. La puissance des pompes est donnée Kearney et al. Egale à 1.6 MW a un débit de 479 litres / seconde et une température de 293°C.

Pour cette condition de température et de débit une efficacité de 0.6 est supposée. Les pertes de charges du fluide caloporteur aux conditions de référence (condition précédentes) sont calculées par l'équation suivante :

$$\Delta p_{fc} = \frac{\eta p_{HTF} * wp_{HTF}}{V_{HTF}} \qquad (II-36)$$

Où :

W : puissance de la pompe

V : débit volumique

η : rendement de la pompe

Le coefficient de perte de charge du fluide caloporteur à la condition de référence est déterminé par l'équation suivante :

$$K_{fc} = \frac{\Delta p_{HTF}}{V_{fHTF} * \rho(T_{in})} \qquad (II-37)$$

2. Le rendement de la pompe :

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

$$\frac{\eta_{HTF}}{\eta_{HTF.ref}} = e_{m_o} + 2(1-e_{m_o}) - (1-e_{m_o}) * \left(\frac{\dot{m}_{HTF}}{\dot{m}_{HTF.ref}}\right)^2 \qquad (II-38)$$

Telle que :

L'indice inférieur « ref » fait référence aux conditions de références.

e_{m_o} : Paramètre adimensionnel qui définit la forme de la courbe d'efficacité de la pompe .Si la vitesse de la pompe est constante $e_{m_o} = 0$. Dans notre travail, nous considérons $e_{m_o} = -0.4$

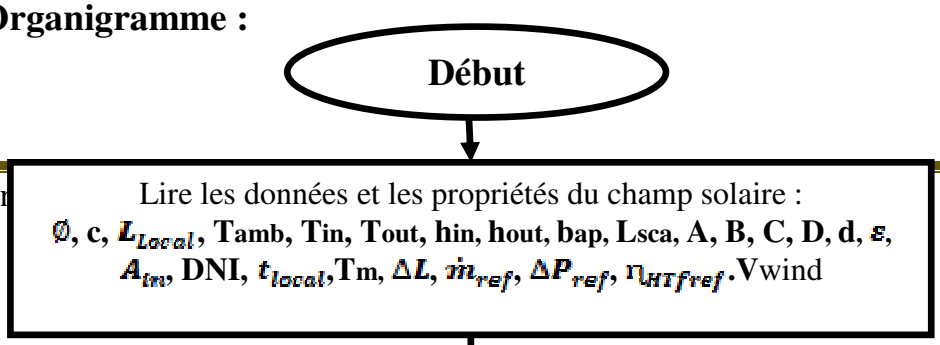
La circulation du fluide caloporteur est assurée par une pompe, son travail est calculé par :

$$wp_{HTF} = \frac{\Delta p_{Total} * \dot{V}_{HTF}}{\eta} \qquad (II-39)$$

$\dot{V}_{HTF}$: le débit volimique à témperature d'entre

$$V_{HTF} = \frac{\dot{m}_{HTF}}{\rho_{HTF(T_{in})}} \qquad (II-40)$$

IV. Organigramme :



CHAPITRE III :

Résultats et discussion

1. La discussion :

On a utilisé le Matlab pour la programmation informatique pour la conception et la simulation de performance. Des données climatiques t'elles que la température ambiante et la vitesse du vent, le rayonnement solaire direct (DNI) sont obtenus par le logiciel météo norme.



Les principales données d'entrées :

- La température du fluide caloporteur (293°C)
- Le rayonnement solaire direct DNI
- Le débit volumique $\dot{V}_{HTF}$
- La température ambiante Tamb

Les principales données de sortie :

- La température de sortie du fluide caloporteur (393°C)
- L'énergie de perte Qloss
- L'énergie d'utile Qutil
- Le rendement de champ solaire

Point de conception :

On a choisi le jour (21 Juin à 12 :00ᴴ) comme point de conception **:**

- Le rayonnement solaire direct DIN=850W/m².
- La température ambiante Tamb=36°C.
- La vitesse du vent Vwind=3,5m/s.
- Le rendement total η=23% est donné par

$$\eta = \eta_{cs} * \eta_{cp} \qquad \text{(III -1)}$$

η_{cs} : Le rendement du champ solaire (65%)

η_{cp} : Le rendement du cycle de puissance (36%).

- La surface de champ solaire (A= 204,6*10³ m²) et est donnée par la formule suivante:

$$A = \frac{P_{élé} * SM}{\eta * DNI} \qquad (III - 2)$$

Avec : SM :Le multiple solaire (SM=1).

$P_{élé}$: Puissance électrique (Pélé=40MW).

- L'énergie utile (la puissance thermique) $Q_{uti} = 110MW$.

$$Q_{uti} = \frac{P_{élé}}{\eta_{cp}} \text{(III -3)}$$

La figure (III-1),(III-4),(III-7) ,(III-10),(III-13),(III-16),(III-19),(III-22),(III-25),(III-28),(III-31),(III-34) représentant la variation de le température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps pour chaque 21jour pour chaque moins.

La figure (III-2),(III-5), (III-8),(III-11),(III-14),(III-17),(III-20),(III-23),(III-26),(III-29) ,(III-32),(III-35), représentant la variation de l'énergie incidente sur le capteur donnée par (Qinc=DNI*cos(θ)*Aapp) de l'énergie utile thermique en fonction du temps.

La figure(III-3),(III-6),(III-9),(III-12),(III-15),(III-18),(III-21),(III-24),(III-27),(III-30),(III-33),(III-36),representant la variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression , la puissance pompage de la fluide caloporteur.

En remarque de notre cas lavitesse du vent on a une grande d'influence sur le rendement et performance de champ solaire.Le rendement de champ solaire et diminue avec la vitesse du vent par exemple le moins de janvier le rendement diminue par a pour le moins de juillet

On a remarquée dans les figuresde moins (21 janvier21nouvembre et décembre) le rendement diminue,la valeur maximal devient à (32%-35%), Le 21fevrier, 21septembre et 21octobre à l'heure de 9h devient le rendement varie en fonction la vitesse du vent le rendement compte croissante pour l'heure (9.30h) a (43%-55%) et le valeur maximale a l'heure (13.30), et dans 21mars ,21 avril et 21 mai le rendement égale à (50%-53%) à l'heure de (8h-10h), et 21juin, 21juiller et 21aout le rendement varie a (55% à 60%) le valeur maximale (60%), et pour Les valeurs des températures ambiantes du champ solaire variant proportionnellement avec le rendement, la grande température ambiante était à 21jiun (32°C) dans cas générale les valeurs des température ambiante (Tamb) ne sont hautes avec grand du rendement.

L'énergie incidente était dépassé la vapeur de l'énergie utile (Wth=110MW) de point de conception, dans les tous les cas l'énergie utile le moment les premier et deuxième à l'heure vitesse du vent augmenté l'énergie utile diminueL'énergie incidente maximale sur le capteur solaire à (14h) atteint 140 MW à 21avrilet à l'heure (15h) atteint 180 MWà 21 juin, 21juillier et 21eoutPour le débit du fluide caloporteur on aremarqué que les valeurs de débit à peu

près dans les moins même en fonctionne de différent pression et aussi des basses puissances du pompe.

3. Résultats de la simulation :d

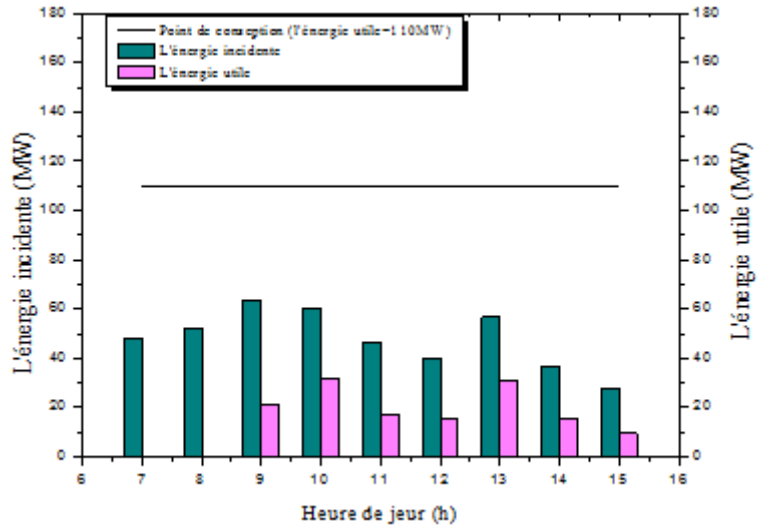


Figure (III.1) : Représentation du les énergies incidente et utileen fonction du temps (21 janvier).

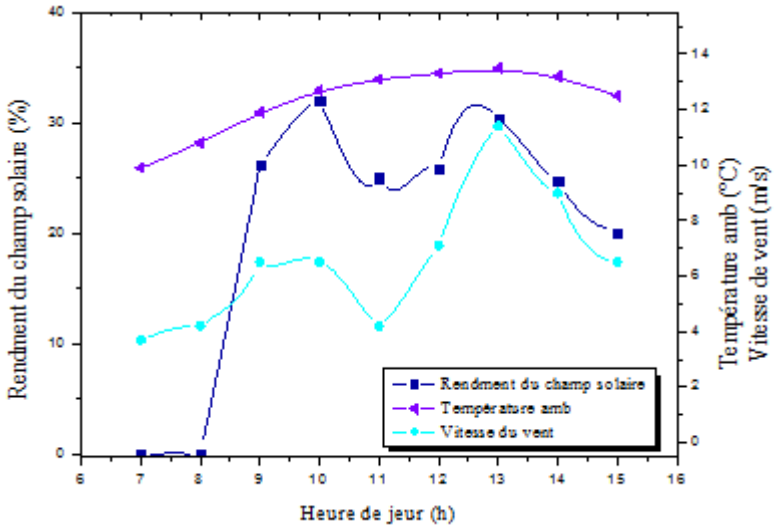
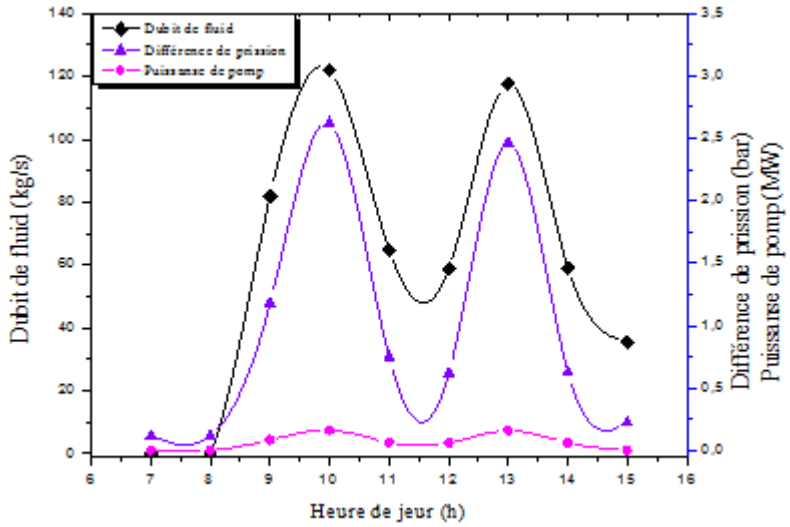


Figure (III.2) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et vitesse du vent en fonction du temps (21 janvier)



Figure(III.3) : Représentation du débit massique du fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 janvier)

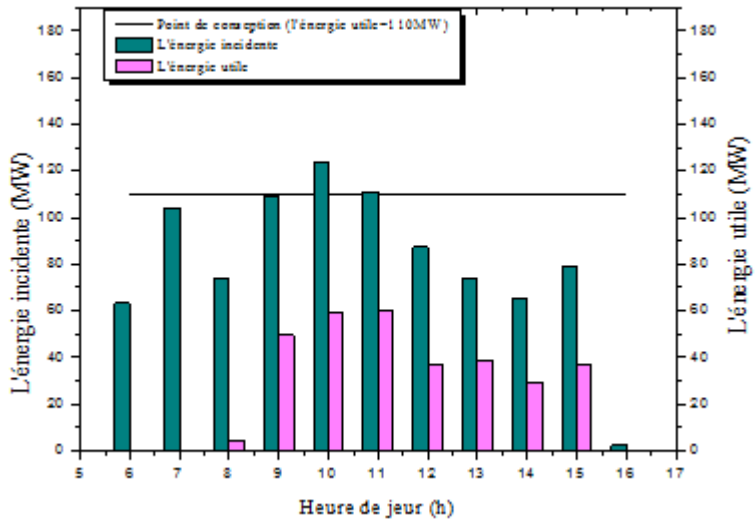


Figure (III.4) : Représentation du les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 février)

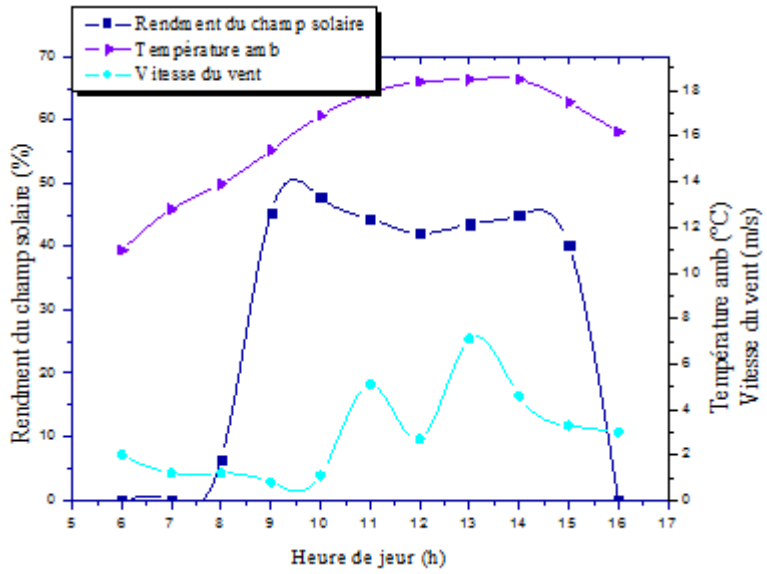


Figure (III.5) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et vitesse de vent en fonction du temps (21 février) .

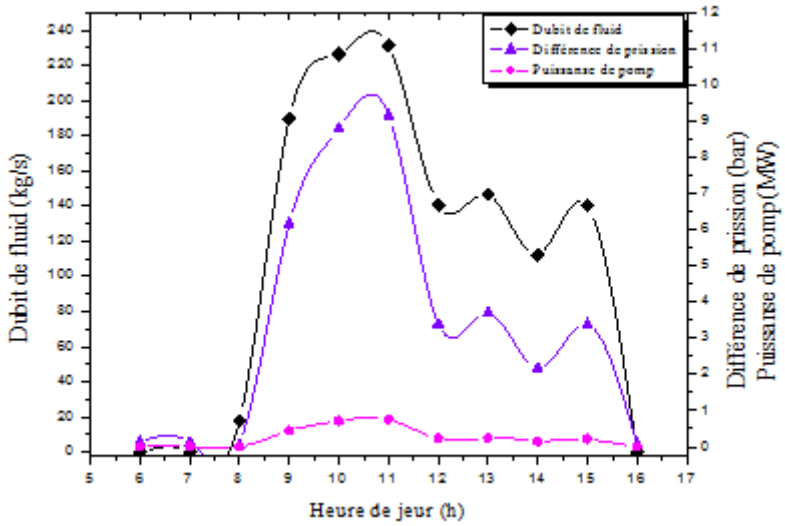


Figure (III.6) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pressionet la puissance de la pompe en fonction du temps (21 février)

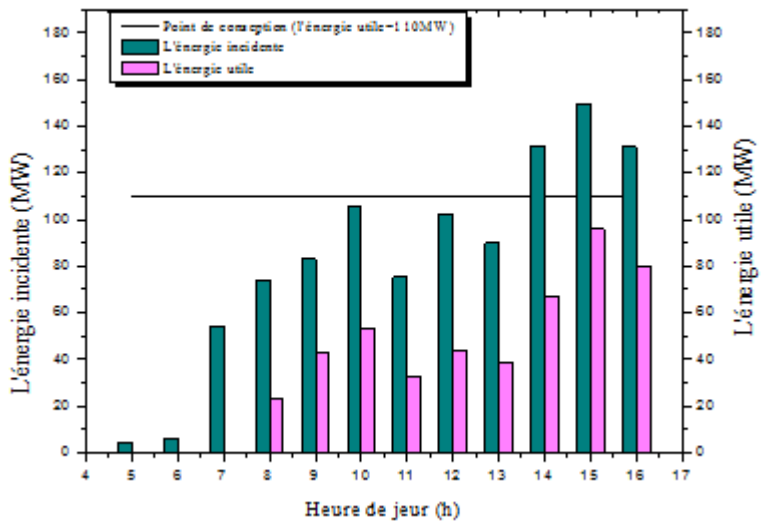


Figure (III.7) : Représentation du les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 mars).

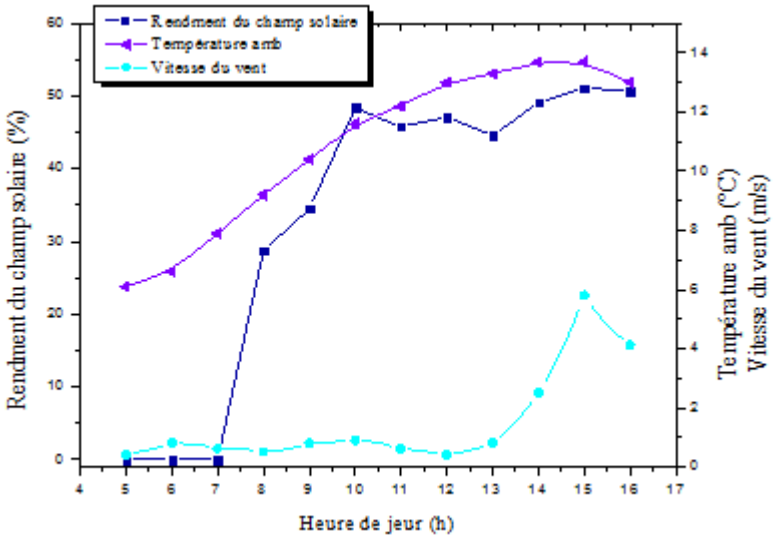


Figure (III.8) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et vitesse du vent en fonction du temps (21 mars)

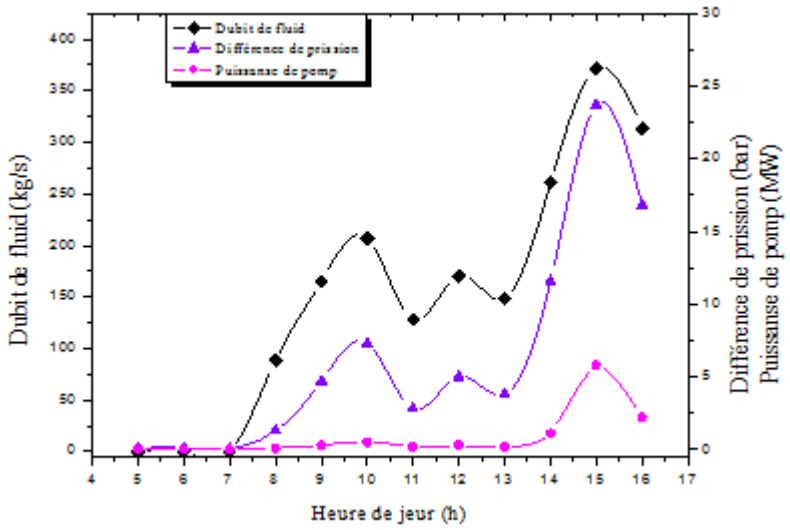


Figure (III.9) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 mars).

On a une augmentation de rendement parce que le rayonnement solaire était même dans les saisons le printemps et l'hautomnec est à dire le jour égale la nuit cette phénomène appelé équinoxe.

dans 21mars la valeur maximale de rendement égale à (50%) à l'heure de (10h) et dans le 21septembre à l'heure de 9h devient le rendement varie en fonction la vitesse du vent le rendement compte croissante pour l'heure 9.30h devient (55%) équinoxe

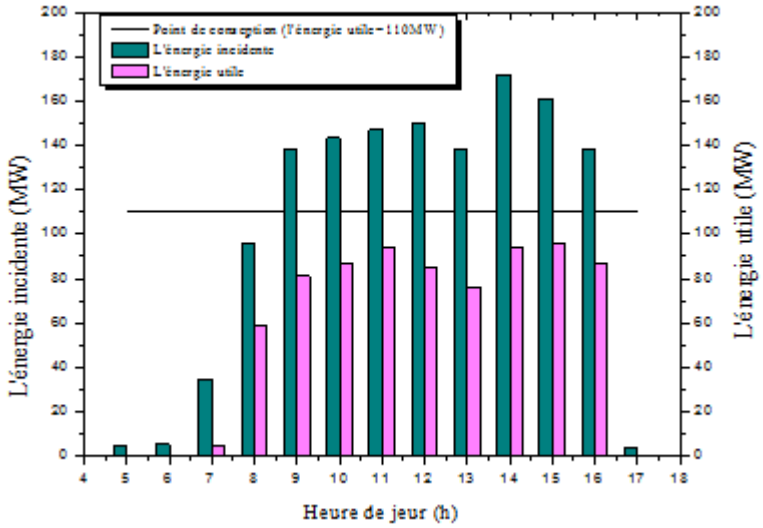


Figure (III.10) : Représentation du les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 avril).

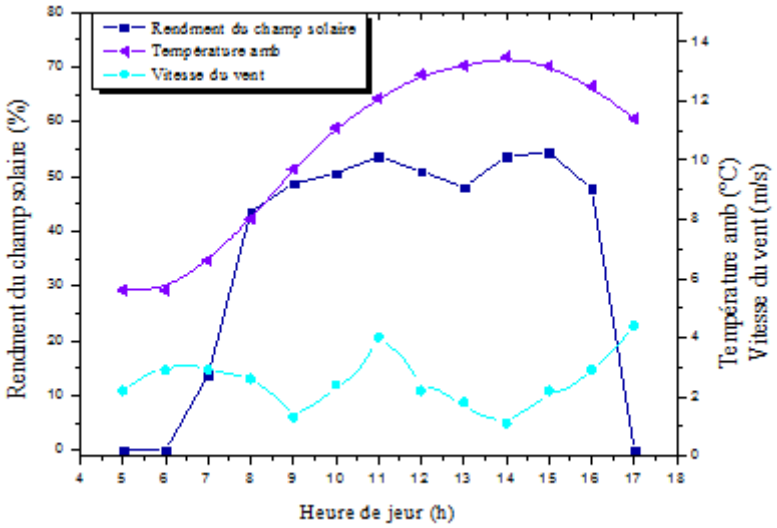


Figure (III.11) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et vitesse du vent en fonction du temps (21 avril)

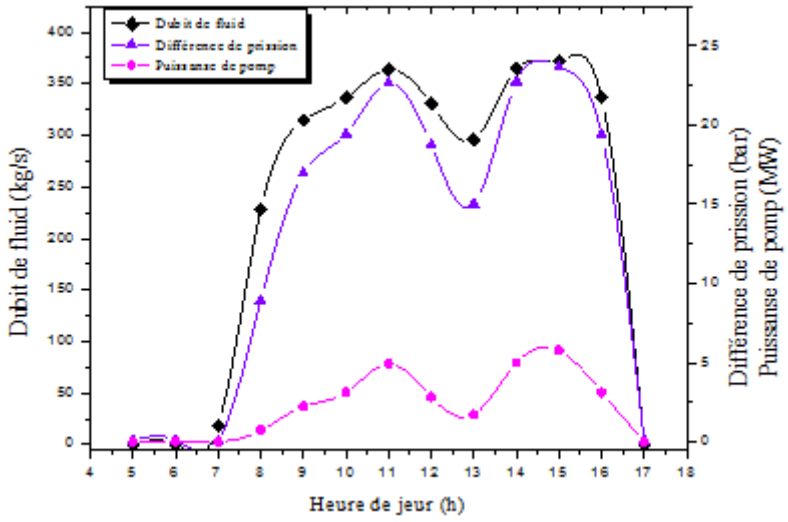


Figure (III.12) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 avril)

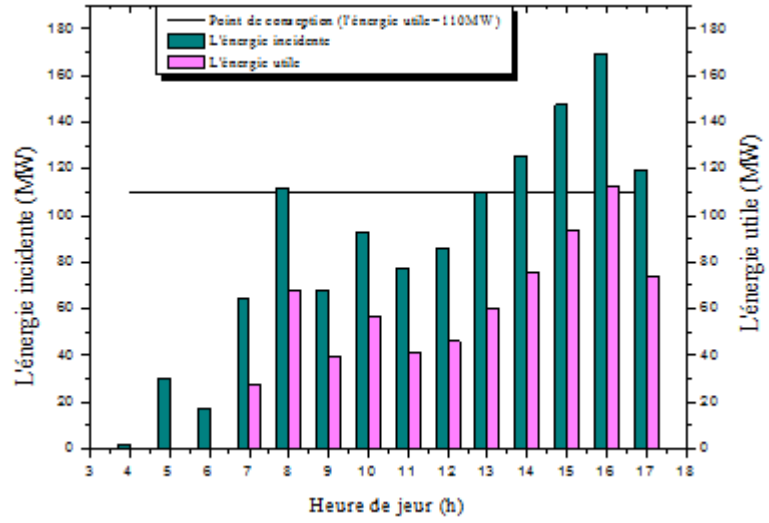


Figure (III.13) : Représentation du Les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 mai)

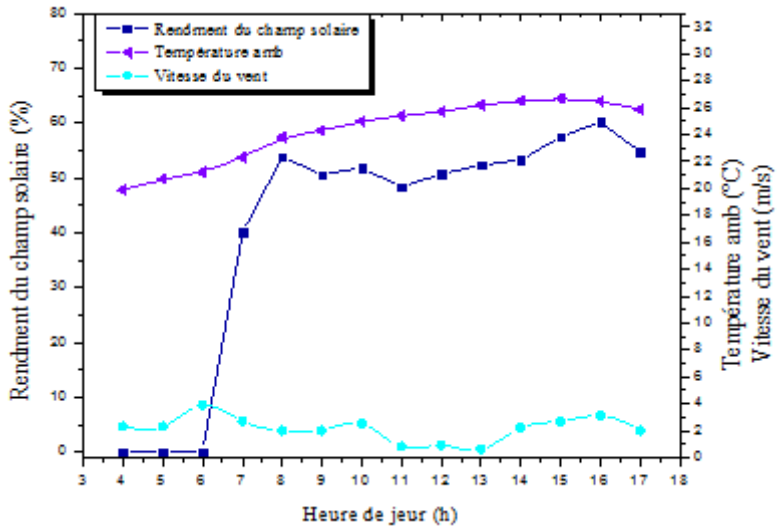


Figure (III.14) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante Et la vitesse du vent en fonction du temps (21 mai)

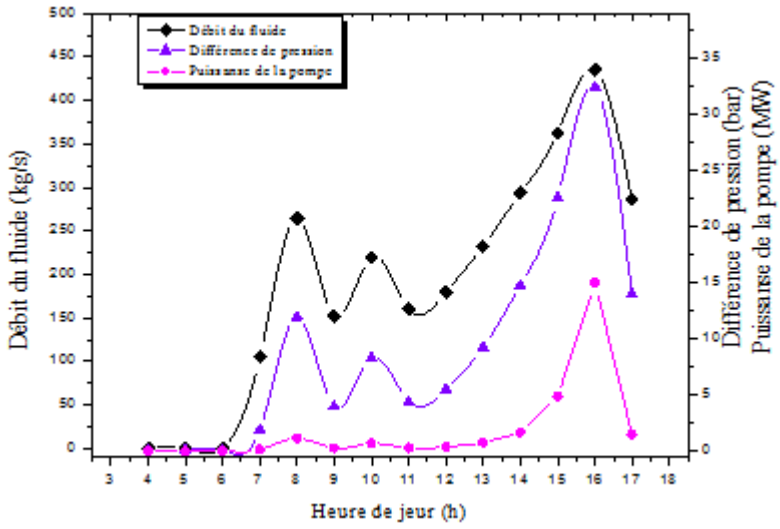


Figure (III.15) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 mai)

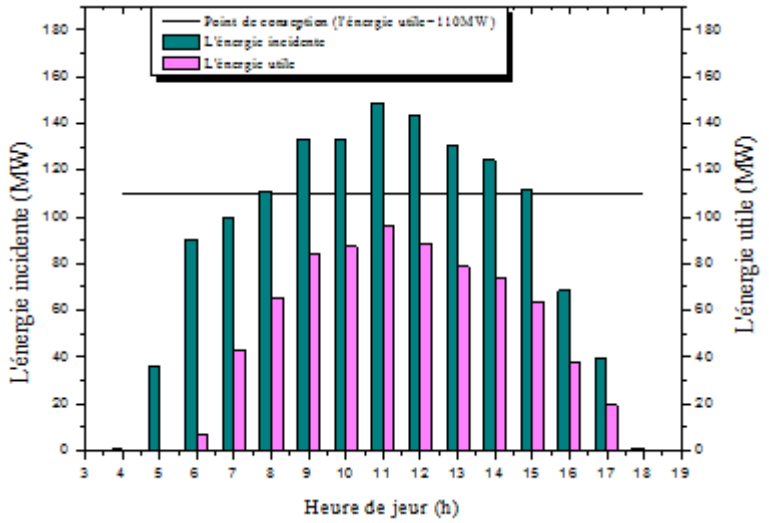


Figure (III.16) : Représentation du Les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 juin)

Le 21juin on a le rendement presque constant, la valeur maximale (60%) cette phénomène appelé solstice de l'été

La température ambiante était (36°C)

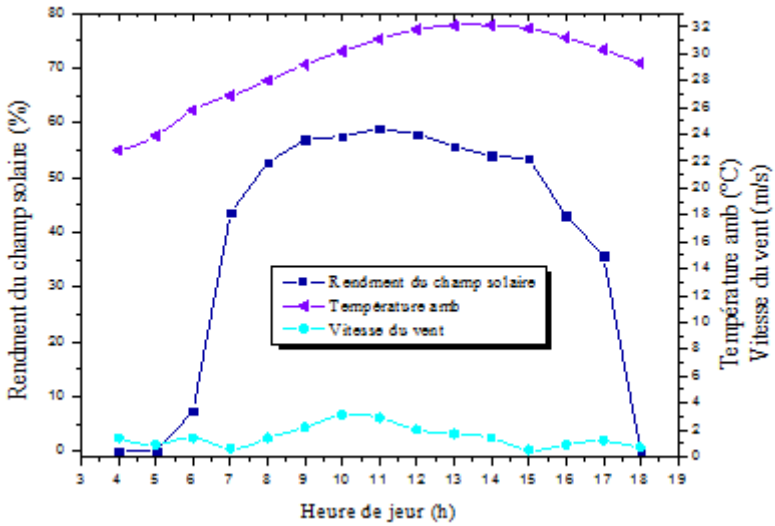


Figure (III.17) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante Et la vitesse du vent en fonction du temps (21 juin)

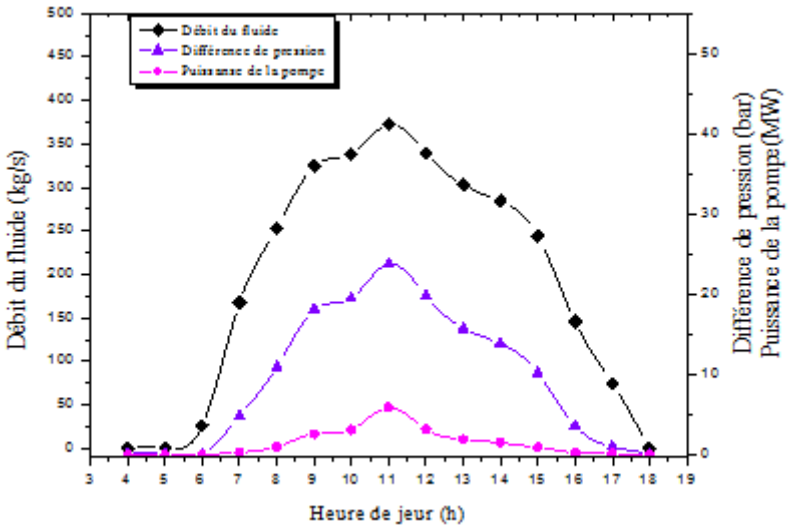


Figure (III.18) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 juin)

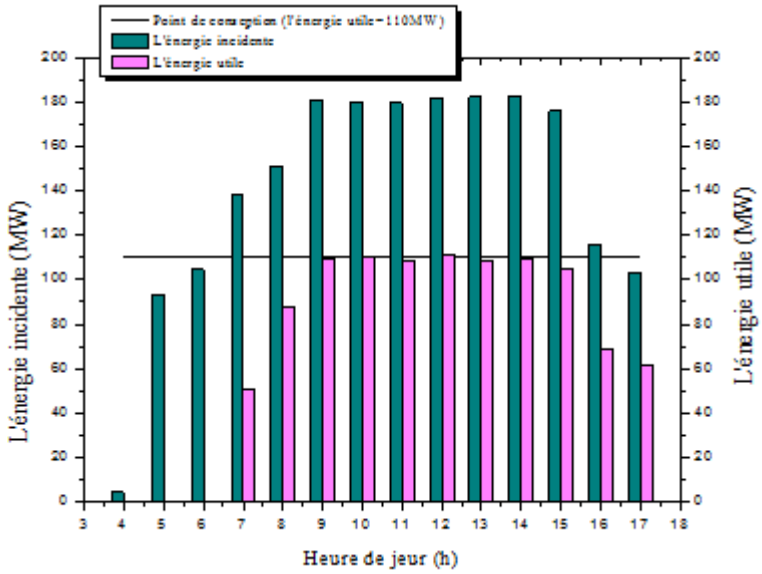


Figure (III.19) : Représentation du Les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 juillet)

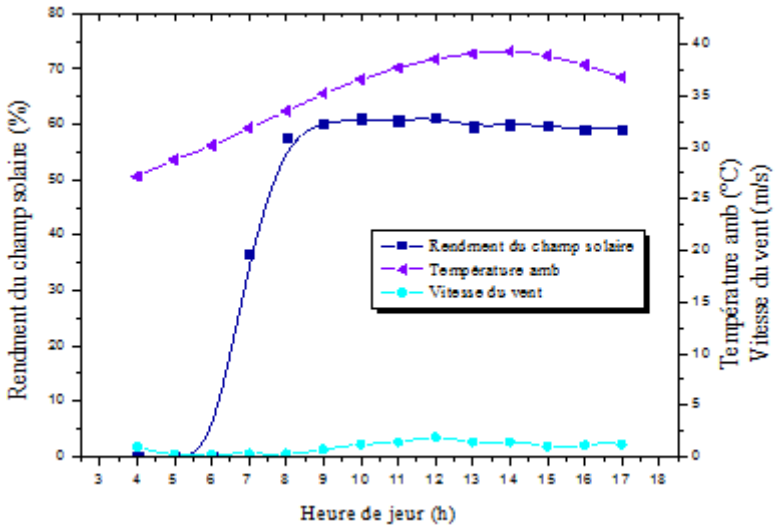


Figure (III.20) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et la vitesse du vent en fonction du temps (21 juillet)

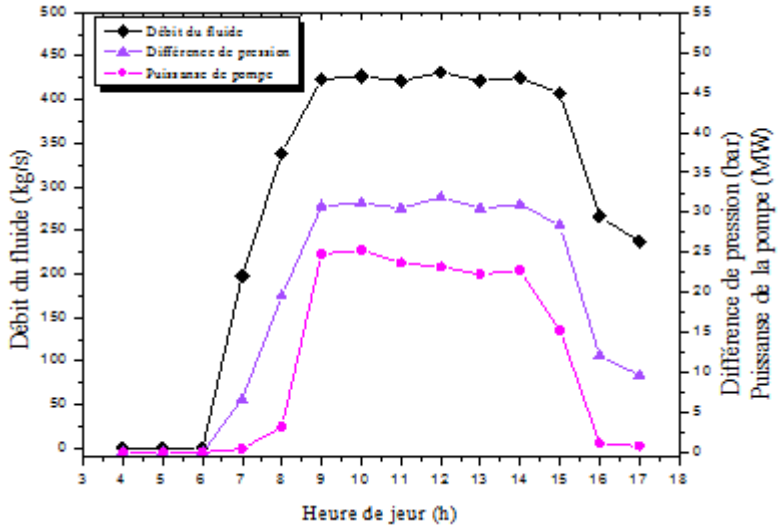


Figure (III.21) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 juillet)

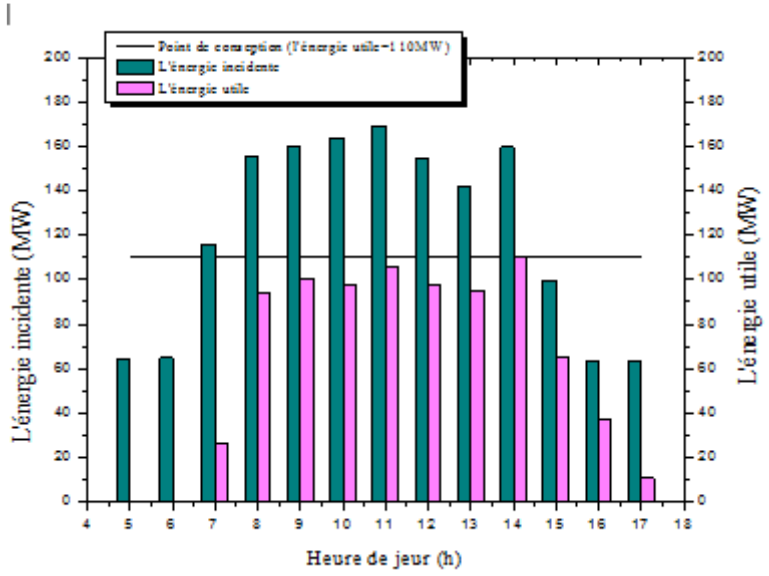


Figure (III.22) : Représentation du Les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 aout)

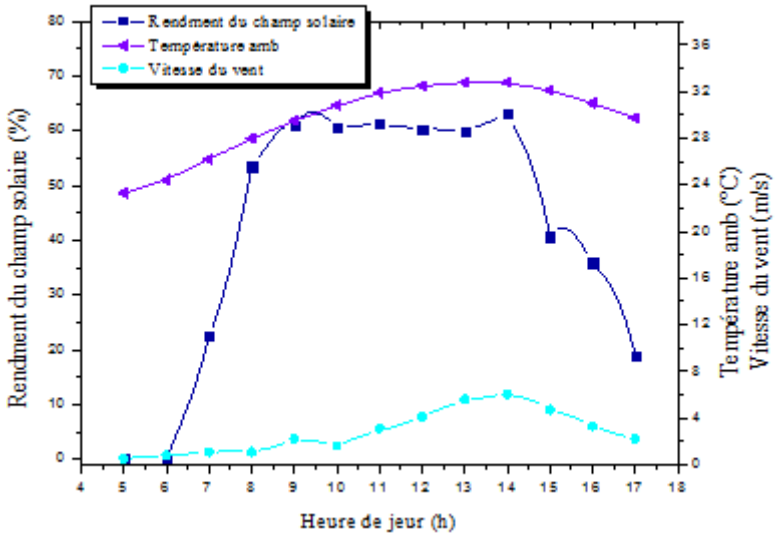


Figure (III.23) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et la vitesse du vent en fonction du temps (21 aout)

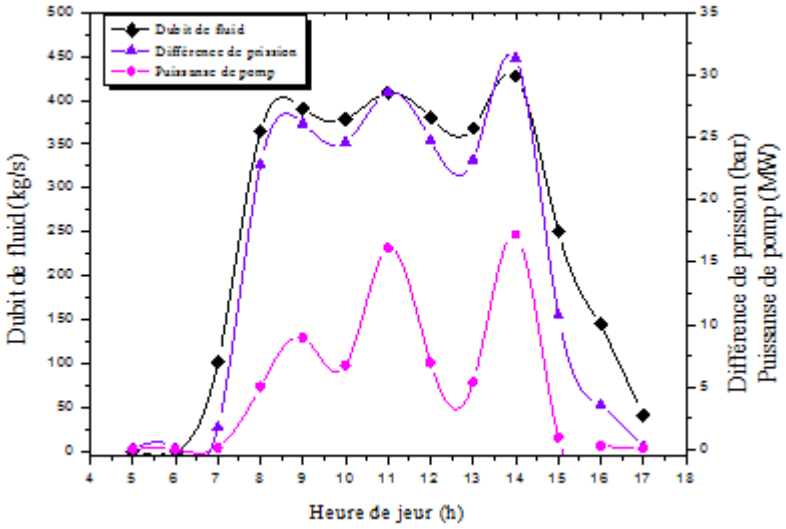


Figure (III.24) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 aout)

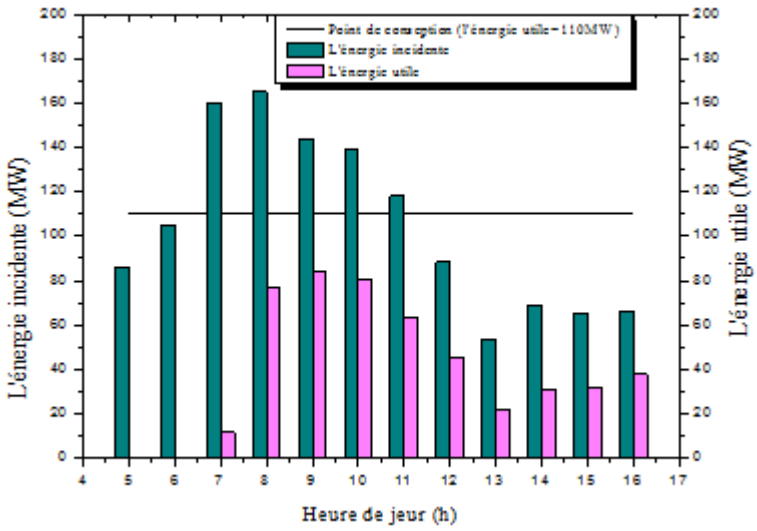


Figure (III.25) : Représentation du Les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 septembre)

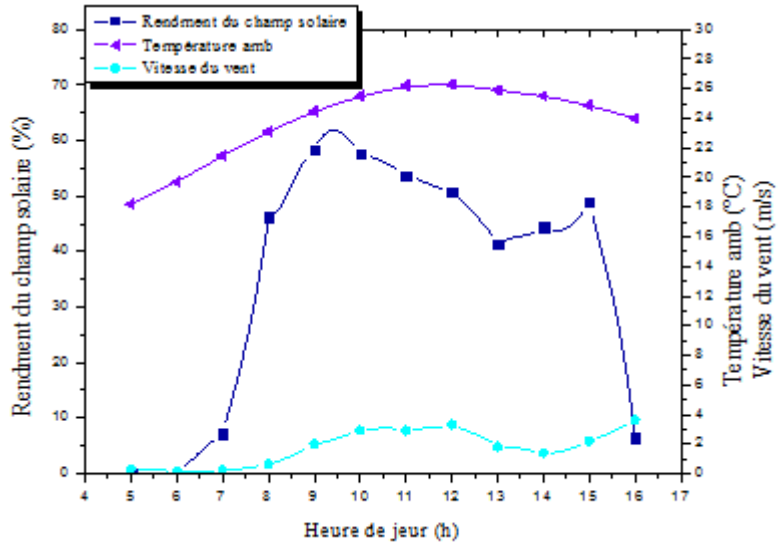


Figure (III.26) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante etla vitesse du vent en fonction du temps (21 septembre)

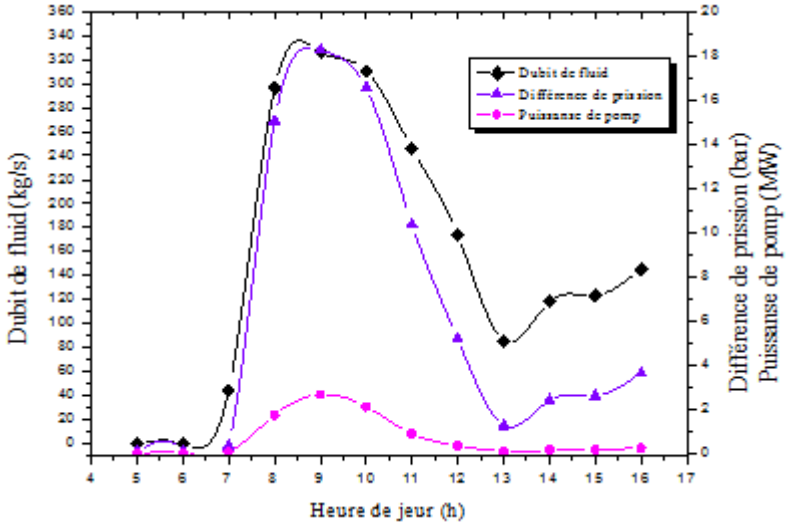


Figure (III.27) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 septembre)

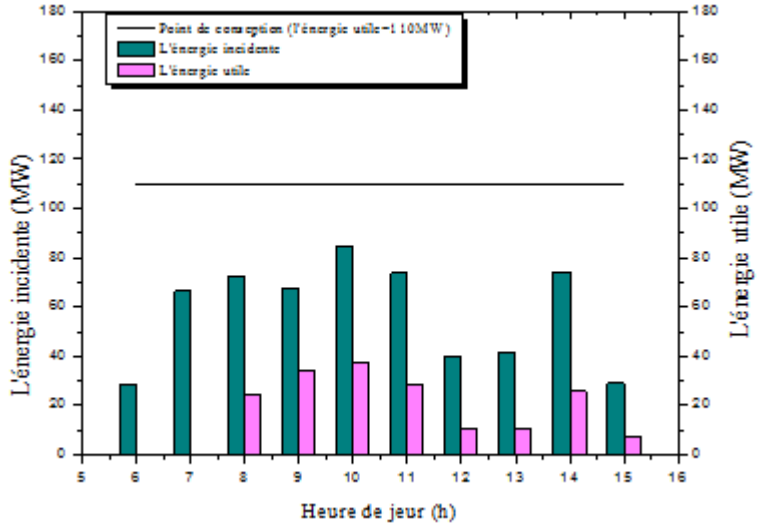


Figure (III.28) : Représentation du Les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 octobre)

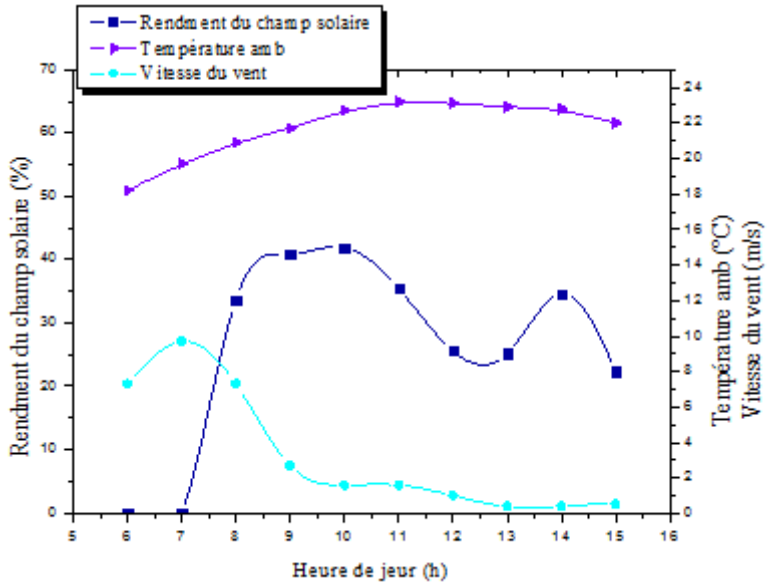


Figure (III.29) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et la vitesse du vent en fonction du temps (21 octobre)

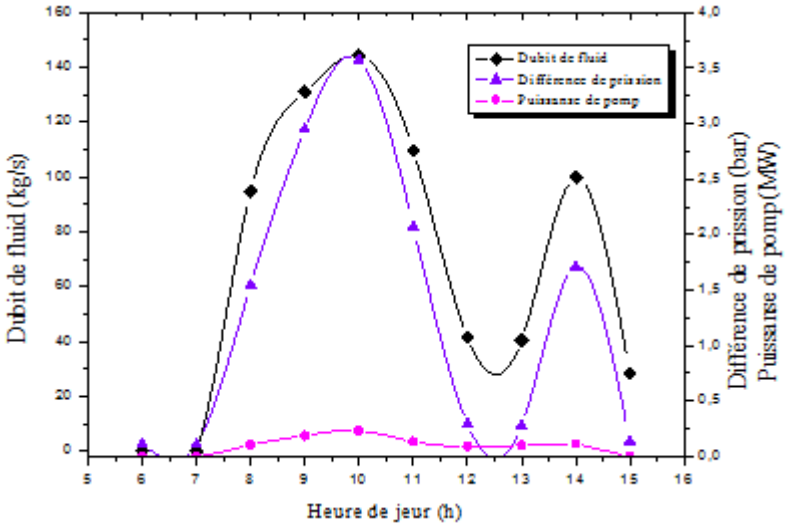


Figure (III.30) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 octobre)

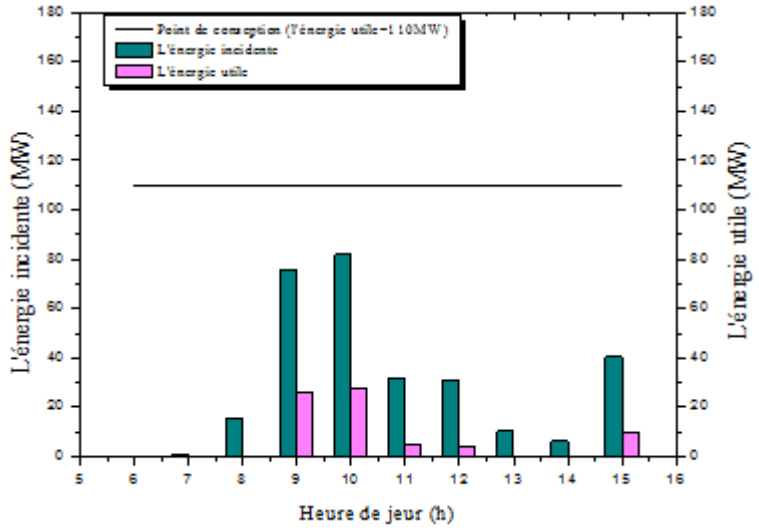


Figure (III.31) : Représentation du les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 novembre)

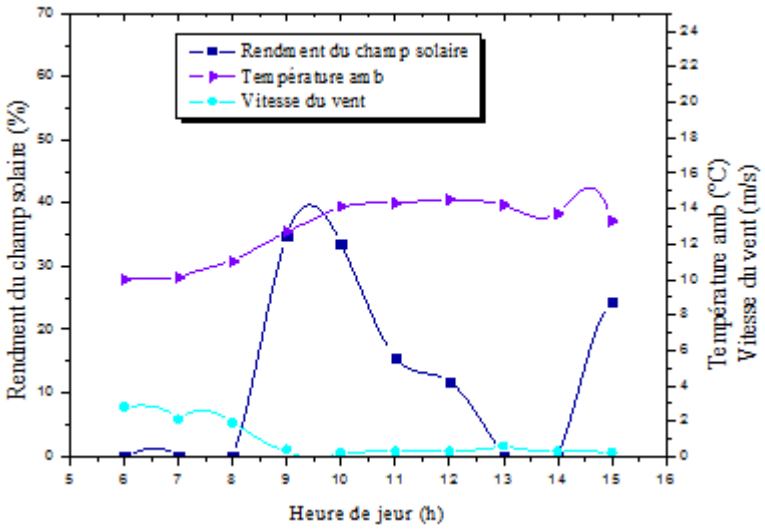


Figure (III.32) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante etla vitesse du vent en fonction du temps (21 novembre)

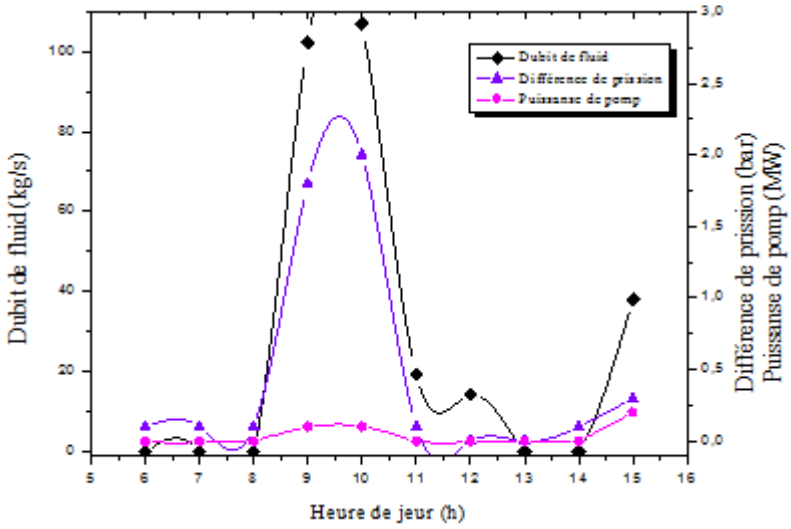


Figure (III.33) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 novembre)

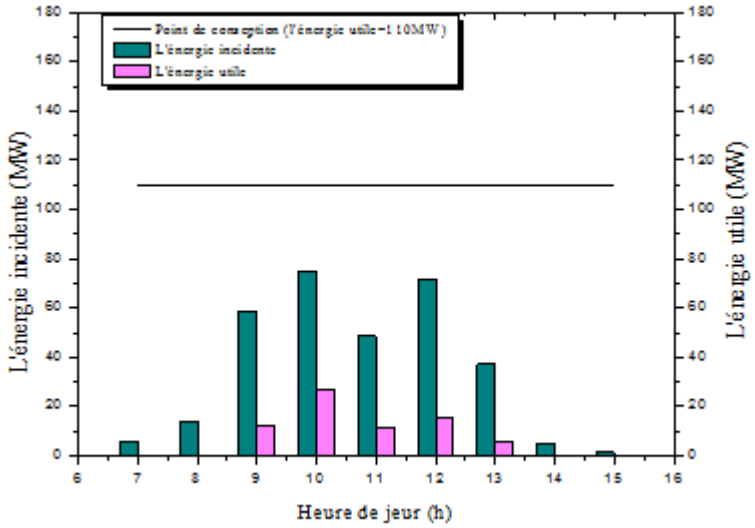


Figure (III.34) : Représentation du les énergiesincidente et utile en fonction du temps (21 décembre)

On a remarquée dans la figure suivant de moins (21décembre) le rendement diminue parce que le rayonnement solaire était faible en l'hiver la phénomène appelé solstice aussi il ya un grande influence a cause de vitesse du vent.

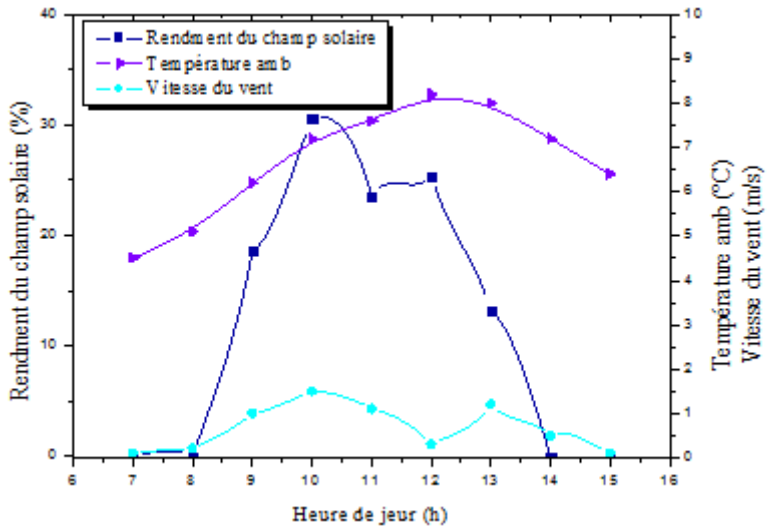


Figure (III.35) : Représentation du rendement du champ solaire, Température ambiante et la vitesse du vent en fonction du temps (21 décembre)

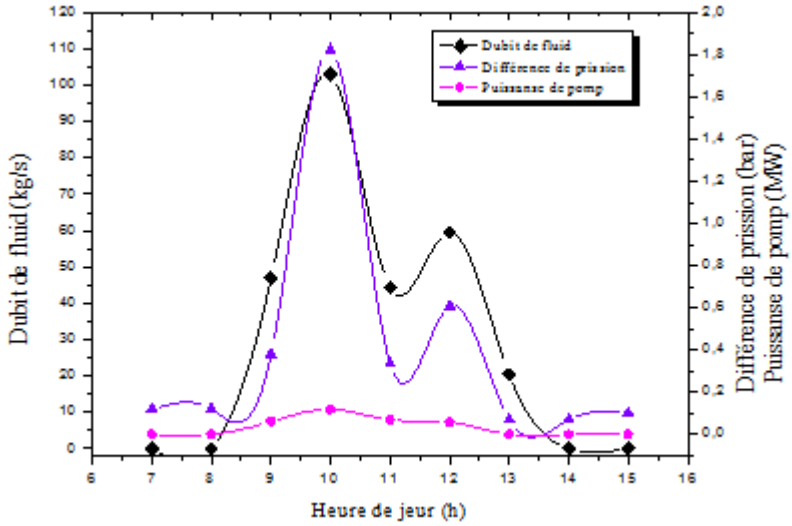


Figure (III.36) : Représentation du débit massique de fluide, Différence de pression et la puissance de la pompe en fonction du temps (21 décembre).

Conclusion:

Le trajet parcouru par le rayonnement solaire au cours d'une même journée est à son maximum aux premières heures de la matinée et en fin d'après-midi. Par contre, il est à son minimum lorsque le soleil est au zénith. Pour cette même raison, l'intensité du rayonnement est variable au cours des saisons et avec la latitude.dans notre cas le tube utilisé est on cermet nu (sans enveloppe) on remarque que le rendement de champ solaire inferieur par a pour les cas précédent par exemple le tube avec l'air dans l'espace annulaire a causé la vitesse du vent il ya grande d'influence sur le rendement et performance de champ solaire.

CONCLISION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Après avoir effectué une étude bibliographique sur le sujet en question, et analyséla documentation sur les équipements à utiliser, nous avons établi le dimensionnement du concentrateur cylindro-parabolique au point de vue de la courbe parabolique et suivi une simulation de son fonctionnement utilisant le logicielMatlab, en tenant compte de l'effet du rayonnement solaire. La simulation a correctement révélé le fonctionnement de ce genre de système.

Dans la partie principale de notre travail, nous avons procédé à la réalisation du système, notamment la structure porteuse du concentrateur cylindro-parabolique, le système à foyer comportant le fluide caloporteur et le système de vérin dédié à la poursuite solaire.

Ensuite nous avons réalisé des tests sur le concentrateur dans un état stationnaire et ceci pour plusieurs valeurs de débit. Nous avons alors remarqué que la température de sortie du fluide caloporteur ne dépasse pas les 400°C, car le fluide utilisé est de l'eau.

La partie suivante du projet concerne le système de poursuite solaire. Dans ce cadre, nous avons réalisé un système de poursuite aveugle. Nous avons vu qu'il fallait utiliser un programme qui piloterait le prototype développé.

Bibliographies

[1]BRUCE R.Munson, Do lade F.Yong, etc.,« Fundamentals of fluide méchanics», 5ème édition, John Willy and sans, 2006.

[2]Angela M.Patnode., «Simulation and Performance Evaluation of parabolic Trough Solar Power plants». Thèse de Master, Université de Wisconsin Madison, 2006.

[3]T.A.STUETZLE., «Automatic control of the 30 MWe SEGS Parabolic Trough plant». Master of Science thesis, University de Wisconsin, 2002.

[4]Duffie, John A., and Beckmann, William A. «Solar Engineering of thermal process», 2ème Edition, New York, John willy and sans, Inc., 1991.

[5]Lippek, Frank. «Simulation of the part load Behavion of a 30 MWe SEGS Plant. », Prepared for Sandia National Laboratories, Albuquerque.NM, SAND95-1293. June 1995.

[6]Mohamed Lamine YOSFI, «Performances technico- économique de central cylindro-paraboliqes de puissance », Mémoire de magister, Université de chlef, 2009.

[7]V. Dudley, G.J. Kolb, A. R. Mahoney, T. R. Mancini, C. W. Matthews, M. Sloan, and D. Kearney, ‘‘Test results: SEGS LS-2 Solar Collector,’’ Sandia National Laboratories, SND94-1884. Dec 1994.

[8]B. ZEROUAL; «Cours des énergies renouvelables, université de Médéa 2012».

[9]H. KADRAOUI, «Etude comparative et rendement énergétique des différents degrés de concentration des convertisseurs thermodynamique de l’énergie solaire», Mémoire de magister, Université de TLEMCEN, 2011.

[10]Centrale Solaire Thermique, www.Outilssolaires.com.

[11]B. ZEROUAL, A.MOUMMI, «Design of Parabolic Trough Collector Solar Field for Future Solar Thermal Power Plants in Algeria», Article, 2010.

[12]Quolin SYLVAIN, «Les Centrales Solaire à Concentration», Mémoire de magister, Université de Liège, 2007.

[13]A. GAMA, M. HADDADI et A. MALEK, «Etude et réalisation d’un concentrateur cylindro parabolique avec poursuite solaire aveugle», conférence publication, EFEA 2008.

[14] A. GAMA, C. LARBÈ et A. MALEK et F.YETTOU, «Effet de la distance entre concentrateurs solaires sur la surface de champ d’une centrale solaire thermodynamique conférence publication », EFEA 2012.

Annexe

Propriété du fluide caloporteur Therminol VP-1 :

Température °C	**Densité** kg/m³	**Capacité de chaleur** kJ/ (kg·K)	**Enthalpie** kJ/kg	**Conductivities thermiques** W/(m·K)	**Viscosities dynamique** mPa·s	**Pression** kPa
12	1071	1.52	0.0	0.1370	5.48	-
16	1068	1.53	12.3	0.1367	4.89	-
27	1059	1.57	22.7	0.1357	3.57	0.0026
38	1050	1.60	40.2	0.1346	2.73	0.0071
49	1041	1.63	58.2	0.1334	2.16	0.0178
60	1032	1.66	76.4	0.1323	1.761	0.0409
71	1023	1.69	95.1	0.1310	1.467	0.0874
82	1014	1.73	114.1	0.1298	1.244	0.175
93	1004	1.76	133.4	0.1285	1.071	0.333
104	995	1.79	153.1	0.1271	0.934	0.602
116	986	1.82	173.1	0.1257	0.823	1.04
127	977	1.85	193.5	0.1243	0.731	1.73
138	967	1.88	214.2	0.1228	0.655	2.78
149	958	1.91	235.3	0.1213	0.591	4.33
160	948	1.94	256.7	0.1197	0.537	6.56
171	939	1.97	278.4	0.1181	0.490	9.67
182	929	2.00	300.5	0.1165	0.449	13.9
193	919	2.03	322.9	0.1148	0.414	19.6
204	909	2.06	345.6	0.1131	0.383	27.2
216	899	2.09	368.6	0.1113	0.355	36.9
227	889	2.12	392.0	0.1095	0.331	49.3
238	879	2.15	415.7	0.1076	0.309	64.9
249	868	2.18	439.8	0.1057	0.290	84.2
257	860	2.20	457.4	0.1043	0.276	101
260	857	2.21	464.1	0.1038	0.272	108
271	847	2.24	488.8	0.1018	0.256	136
282	835	2.27	513.8	0.0998	0.242	171
293	824	2.30	539.2	0.0977	0.229	211
304	812	2.33	564.9	0.0956	0.217	259
316	800	2.36	590.9	0.0934	0.206	315
327	788	2.39	617.2	0.0912	0.1958	380
338	775	2.42	643.9	0.0890	0.1866	454
349	762	2.45	671.0	0.0867	0.1781	539
360	749	2.48	698.4	0.0844	0.1703	635
371	734	2.52	726.2	0.0820	0.1630	743
382	720	2.56	754.4	0.0796	0.1562	865
393	704	2.60	783.1	0.0771	0.1500	1000
399	696	2.62	797.6	0.0759	0.1470	1070
404	687	2.65	812.2	0.0746	0.1441	1150
416	670	2.70	842.0	0.0721	0.1387	1320
427	651	2.77	872.4	0.0695	0.1336	1500