

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU
FACULTE DU GENIE DE LA CONSTRUCTION
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Génie Mécanique,
Option : Énergétique

Thème :

**Etude des performances énergétiques d'une centrale solaire
cylindroparabolique.**



Encadré par :

Mr. BOUDAOU D Salah

Réalisé par :

Mlle. OUALI Kamelia

Mlle. AITMOHAND Amel

Année universitaire 2020/2021

Remerciements

On remercie d'abords Allah de nous avoir accordé la force, le courage et les moyens afin de pouvoir accomplir ce travail.

On tient à exprimer nos vifs remerciements et témoigner nos profondes gratitudes à :

Notre promoteur Mr BOUDAOUH Salah, de nous avoir guidées tout au long de ce travail, honorées d'avoir travaillé avec lui et tiré un immense profit de son savoir, de ses conseils utiles et de ses discussions fertiles.

A monsieur BETAGY pour ses précieuses aides et le temps qu'il nous a procuré

On remercie vivement les membres de jurys d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer notre travail.

Nos sincères remerciements aussi pour tous les enseignants du département de Génie Mécanique.

A toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.



Dédicaces

Avec l'aide de Dieu le tout puissant qui m'a éclairé les chemins du savoir, j'ai pu réaliser ce modeste travail que je dédie à mes très chers parents, avec tout mon amour, ma tendresse et mon estime, je n'arriverai jamais à leurs rendre ce qu'ils ont fait pour moi. Que Dieu vous protège. A ma sœur LILA et à mon frère RAHIM, pour tout l'amour qu'ils m'apportent et leur soutien. A toute la famille:

*A toutes mes amies pour leurs encouragements.
Et à mon encadreur qui m'a dirigé dans ce
labeur.*

Kamélia

Dédicaces

Avec l'aide de Dieu le tout puissant qui m'a éclairé les chemins du savoir, j'ai pu réaliser ce modeste travail que je dédie à mes très chers parents, avec tout mon amour, ma tendresse et mon estime, je n'arriverai jamais à leurs rendre ce qu'ils ont fait pour moi. Que Dieu vous protège à mon frère Aghiles, pour tout l'amour qu'ils m'apportent et leur soutien à toute la famille:

*A toutes mes amies pour leurs encouragements et spécialement à mes meilleures Sarah, Lydia, Lilia.
Et à mon encadreur qui m'a dirigé dans ce labeur.*

Amel

Nomenclature

Symboles	Signification	Unité
Chapitre I		
δ	Déclinaison solaire	°
C^*	Constante solaire	W/m ²
h	Hauteur du soleil	°
a_z	Azimut	°
ω	Angle horaire	°
φ	La latitude d'un lieu	°
n	Le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er janvier	
L	Longitude	°
Z	Altitude	m
θ	Angle d'incidence	°
θ_z	Angle zénithal	°
Q	Flux de chaleur	W
Q_{cd}	Flux de chaleur par conduction	W
Q_{cv}	Flux de chaleur par convection	W
Q_r	Flux de chaleur par rayonnement	W
Chapitre II		
a	Largeur d'ouverture	m
A	Surface d'un cylindro parabolique	m ²
A_a	Surface d'un cylindro parabolique	m ²
A_r	Surface d'ouverture du miroir	m ²
C	Rapport de concentration	-
f	Distance focale	m
l	Longueur du collecteur	m
q_{utile}	Puissance reçue par unité de longueur	W/m ²
$q_{absorbée}$	Quantité d'énergie solaire absorbée	W/m ²
$q_{intérieur}$	Quantité d'énergie qui indique le transfert thermique par convection et par rayonnement entre le tube absorbeur et l'enveloppe en verre	W/m ²
T	Température	K
ϑ	Vitesse d'écoulement	m.s ⁻¹
x	Cordonnées cartésiennes	
y	Cordonnées cartésiennes	
ψ	Angle d'ouverture	°

γ	Facteur optique du collecteur (interception)	-
τ	Facteur de transmission du miroir	-
ρ	Facteur de réflexion du miroir du concentrateur	-
erf	La fonction d'erreur	-
α^*	le facteur d'absorption solaire	-
ε	Emissivité	-
E	Rayonnement solaire incident	W/m ²
E _b	Rayonnement incident sur le plan d'ouverture	W/m ²
m	Débit massique	Kg/s
C _p	Pouvoir calorifique	J kg ⁻¹ K ⁻¹
UL	Coefficient des pertes thermiques	
Q _u	Puissance utile	W
h	Enthalpie	KJ/kg
Chapitre III		
DNI	irradiation directe normal	(W/m ²)
η optique	Le rendement optique	%
S	la surface des miroirs	m ²
P _a	la puissance absorbée par le tube	MWt

Liste des abréviations

TSM : Temps solaire Moyen

TSV : Temps solaire vrai

TU : Temps universel

CSP : Concentrateur Solaire de Puissance

CSC-P : Concentrateur Solaire cylindro parabolique

SAM: System Advisor Model

NREL : Laboratoire National des Energies Renouvelables

DOE : Département d'Energie des Etats Unies

SETP : Programmes et Technologies de l'Energie Solaire

DLR : Centre aérospatial Allemand

Liste des figures

Chapitre I : Généralité

Figure I-1 illustration de la structure du Soleil.....	3
Figure I-2.Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil	4
Figure I-3.Coordonnées géographiques	5
Figure I-4.Latitude et longitude sur terre.....	6
Figure I-5.LES Coordonnées équatoriales	6
Figure I-6.Angle de déclinaison	8
Figure I-7.Angle d'incidence	9
Figure I-8. Repérage du soleil.....	10
Figure I-9 Spectre du rayonnement solaire	13
Figure I-10. Rayonnement solaire.....	14
Figure I-11.L'éclairement.....	15
Figure I-12La constante solaire.....	16
Figure I-13. Gisement solaire en Algérie.....	17
Figure I-14. Transfert par conduction.....	18
Figure I-15. Transfert par convection.	19
Figure I-16.panneaux photovoltaïques.....	20
Figure I-17. Schéma de principe d'une installation photovoltaïque.....	21
Figure I-18. Panneaux solaire thermiques	22
Figure I-19. Fonctionnement d'un chauffe-eau solaire.....	23
Figure I-20. Constituant d'un capteur solaire plan Vitré.....	24
Figure I-21.Capteurs solaires à tubes sous vide	25
Figure I-22.Centrale à capteurs cylindro-parabolique	27
Figure I-23. Centrale solaire a miroir de Fresnel	28
Figure I-24. La Centrale solaire à tour	29
Figure I-25.Centrale parabolique	30
Figure I-26.Schéma des concentrations ponctuelles et linaires.....	31

Chapitre II :Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

Figure II-1. Application collecteur parabolique en Egypte construit en 1913.....	34
Figure II-2. Schéma du Principe de fonctionnement d'une centrale	36
Figure II-3.Un récepteur de type Schott PTR@70	38
Figure II-4. Concentrateur cylindro-parabolique	39
Figure II-5. Système horizontal de poursuite solaire Est-Ouest.....	40
Figure II-6.Trajectoire des rayons parallèles dans un miroir parabolique.	41

Figure II-7. Relation entre la focale et l'angle d'ouverture pour une ouverture constante.	42
Figure II-8: Surface d'ouverture du collecteur et du récepteur	43
Figure II-9.Relation entre le taux de concentration et la température du récepteur	44
Figure II-10. Positionnement d'un capteur cylindro- parabolique.....	45
Figure II-11: Montage du concentrateur cylindro-parabolique.....	45
Figure II-12.Schéma principale d'une CSC-P à huile (400 °C) avec stockage à sel fondue cycle de Rankine	46
Figure II-13: Capteur cylindro-parabolique	47
Figure II-14.Schéma principale des composantes du tube récepteur	48
Figure II-15.Structure métallique d'un concentrateur cylindro-parabolique	49
Figure II-16. Schéma de principe du système de poursuite.....	50
Figure II-17.Illustration de l'ombrage des collecteurs	57
Figure II-18.Variation du facteur d'ombrage au cours de la journée.....	58
Figure II-19.Pertes aux extrémités du récepteur	58
Figure II-20.Variation des pertes aux extrémités en fonction de l'angle d'incidence.....	59

Chapitre III: Modélisation et simulation

Figure III-1. Situation géographique des trois sites étudiés	63
Figure III-3. Variation d'angle horaire au cours de l'année	64
Figure III-4.Variation de la durée du jour au cours de l'année.....	65
Figure III-7. Variation de la hauteur max du soleil au cours de l'année	66
Figure III-8.Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour	67
Figure III-9 . Equation du temps en fonction du numéro du jour	68
Figure III-10.Page de démarrage du logiciel.	69
Figure III-11 Schématisation du Récepteur	70
Figure III-12 Schématisation des miroirs collecteurs.....	71
Figure III-13. Moyenne annuelle du rayonnement direct normal incident des trois sites.	72
Figure III-14. Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique pour le site Alger.....	73
Figure III-15. Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique du site Ghardaïa.....	74
Figure III-16.Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique du site Tamanrasset.	75
Figure III-17.Facteur de capacité (CF) des 3 sites	76

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité

Tableau I-1. Caractéristiques du soleil.....	2
Tableau I-2 Répartition spectrale du rayonnement thermique.....	13
Tableau I-3. Potentiel de l'énergie solaire en Algérie	17

Chapitre II :Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

Tableau II-1 .Les formules chimiques des fluides caloporteurs	51
---	----

Chapitre III: Modélisation et simulation

Tableau III-1: Les paramètres des sites choisis.....	62
Tableau III-2.les caractéristiques du récepteur après simulation.....	73
Tableau III-3.les caractéristiques du collecteur après simulation.....	74

Sommaire

Chapitre I

I. GENERALITE	2
I.1 Introduction	2
I.2 Généralité sur Le soleil	2
I.3 La trajectoire de la terre autour du soleil.....	3
I.4 Paramètres de position du soleil.....	4
I.4.1 Position du soleil par rapport à la terre.....	4
I.4.2 Les différents temps	10
I.5 Equation du temps.....	12
I.6 La durée jour	12
I.7 Rayonnement solaire.....	12
I.7.1 Les composantes du rayonnement solaire	13
I.7.2 L'éclairement.....	15
I.7.3 La constante solaire	15
I.8 Gisement solaire en Algérie	16
I.9 Le transfert thermique.....	17
I.9.1 Conduction	17
I.9.2 Diffusivité Thermique	18
I.9.3 Convection	19
I.9.4 Rayonnement.....	19
I.10 Divers applications sur l'énergie solaire	20
I.10.1 Energie solaire photovoltaïque	20
I.10.2 Système solaire thermique.....	21
CONCLUSION.....	31

CHAPITRE II

II. ETAT DE L'ART DES CONCENTRATEURS CYLINDRO PARABOLIQUE (CSC-P)	33
II.1 Introduction	33
II.2 Historique	33
II.3 La concentration solaire	34
II.3.1 Classification des systèmes à concentration.....	34
II.3.2 Nécessité de la concentration	35
II.3.3 Principe de concentration	35
II.4 Concentrateurs cylindro-parabolique	37
II.4.1 Les composants d'un concentrateur cylindro parabolique	37
II.4.2 Le tube absorbeur	37
II.4.3 Les fluides caloporteurs.....	38
II.4.4 Le système de poursuite solaire.....	39
II.5 La géométrie et l'optique des concentrateurs cylindro-parabolique	40
II.5.1 Les paramètres géométriques:	40
II.5.2 Performances optiques d'un concentrateur cylindro parabolique	42
II.6 Positionnement du concentrateur cylindro-parabolique	45
II.7 Principe de fonctionnement	46
II.8 Les Principaux composants d'une Centrale Solaire Cylindro-parabolique (CSC-P) 46	
II.8.1 Le champ solaire	46
II.8.2 L'unité de puissance ;.....	48
II.8.3 La structure métallique	49
II.8.4 Le mécanisme de poursuite	49
II.8.5 Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration].....	50
II.9 Bilan énergétique	52
II.9.1 Bilan optique	52
II.9.2 Bilan thermique	52
II.10 Ombrage et pertes des extrémités	56
II.10.1 Ombrage	56
II.10.2 Pertes aux extrémités du récepteur	58
II.11 Les avantages et les inconvénients d'une centrale cylindro-parabolique	59
CONCLUSION	60
CHAPITRE III	
III. MODELISATION ET SIMULATION	62

III.1	Introduction	62
III.2	Description des sites choisis	62
III.3	Evolution des paramètres radiométriques pour les trois sites (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset)	63
III.3.1	Evolution d'angle horaire fonction numéro du jour dans l'année.....	64
III.3.2	Evolution durée du jour en fonction du numéro du jour dans l'année.....	65
III.3.3	Evolution d'hauteur max en fonction du numéro du jour dans l'année.....	66
III.3.4	Evolution d'angle déclinaison en fonction du numéro du jour dans l'année.....	67
III.3.5	Evolution d'équation du temps en fonction du numéro du jour dans l'année.....	68
III.4	Présentation du logiciel SAM (System Advisor Model).....	69
III.5	Les caractéristiques du récepteur et du collecteur après simulation.....	70
III.6	Interprétation des résultats d'après simulation avec SAM	71
III.6.1	Moyenne annuelle du rayonnement direct normal incident des trois sites.....	72
III.6.2	Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique des trois sites:.....	73
III.7	Le facteur de capacité	76
III.8	Résultats et analyse	77
	Ensuite Ghardaïa tandis que Alger est techniquement n'est pas faisable.....	77
	CONCLUSION GENERALE	79
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	80
	ANNEXE	84

Résumé

Dans notre travail on a opté à l'étude d'une centrale solaire à concentrateur cylindro-parabolique d'une puissance de 1MWe sur différents sites algériens. ces sites qui sont retenus pour la simulation sont : Alger, Ghardaïa et Tamanrasset. A l'aide d'une modélisation avec le logiciel SAM Advisor on a réussi à obtenir les performances optiques et thermiques de cette centrale. Et vu nos résultats on a constaté que le site de Tamanrasset est le plus fiable pour ce projet.

Ce travail présenté n'est qu'une initiation à la technologie des centrales cylindro paraboliques et vise à encourager les décideurs à investir dans ce genre de technologie.

Abstract

In our work we have opted to study a solar power plant with a parabolic trough concentrator with a power of 1MWe on different Algerian sites. these sites which are selected for the simulation are: Algiers, Ghardaïa and Tamanrasset. With the help of a modeling with the software SAM Advisor we managed to obtain the optical and thermal performances of this power plant. And given our results we found that the site of Tamanrasset is the most reliable for this project.

This work presented is only an initiation to the technology of parabolic trough power plants and aims to encourage decision makers to invest in this kind of technology.

ملخص

نُعملنا اخترنا دراسة محطة للطاقة الشمسية مع مكثف اسطوانان مكافئ بقوة 1 مَّع اواط نَّ مواقع جزائر مَّختلفة وهذه المواقع التي تم اختيارها للمحاكاة هي: الجزائر العاصمة ، غرداية ونميراست. من خلال النمذجة ، نجحنا في الحصول على الأداء البصري والحراري لهذا المصنع. وبالنظر إلى النتائج التي توصلنا إليها ، وجدنا أن موقع نميراست هو الأكثر موثوقية لهذا المشروع.

هذا العمل المقدم هو مجرد مقدمة لتكنولوجيا الأسطوانات المكافئة وهدف إلى تشجيع صانعي القرار على الاستثمار في هذا النوع من التكنولوجيا.

Problématique

Problématique

Dans notre présent travail, d'une part nous allons calculer les caractéristiques radiométriques d'un capteur plan dans les trois sites choisis (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset), et d'autre part nous allons dimensionner une centrale solaire de type cylindro parabolique en donnant ses caractéristiques optiques et thermique (champs des miroirs et l'absorbeur thermique).

L'objectif de notre étude est de sélectionner le site le plus favorable pour le déploiement de cette technologie en Algérie, pour cela nous allons définir les paramètres les plus pertinents pour l'étude de la faisabilité techniques et économique utilisées dans ce domaine.

Introduction générale

Introduction générale

Les sources d'énergie conventionnelles, obtenues de notre environnement, tendent à échapper avec une rapidité relative due à ses utilisations irrationnelles par l'humanité. Cette origine incontrôlée des énergies naturelles, certainement mène à un accord avec notre système écologique à l'instabilité. La diminution des sources de pétrole, gaz naturel et sources naturelle de charbon mènent à faire un effort de trouver des nouvelles sources d'énergie pour permettre une réduction dans l'utilisation des sources naturelles de combustible, c'est le but souhaité des pays industrialisés du monde.

Dans ce contexte l'énergie solaire apparaît comme une source importante, propre et inépuisable qui pourrait nous libérer de notre dépendance aux énergies fossiles. Cette énergie peut être directement exploitée ou transformée en électricité.

Les voies d'exploitation de l'énergie solaire sont: le solaire photovoltaïque, le solaire thermique et le solaire thermodynamique (solaire à concentration). Ce dernier a plusieurs technologies permettant de concentrer le rayonnement solaire pour la production d'électricité, on trouve : les centrales à tour, les dish Stirling, les centrales de type Fresnel les centrales cylindro parabolique. Et l'Algérie un pays prometteur pour l'implantation de ces technologies, car elle bénéficie d'un gisement solaire important ; l'irradiation directe totale annuelle est de 2100 kWh /m² par an, avec une durée d'ensoleillement de plus de 3500 heures par an.

Notre travail consiste à étudier et optimiser une centrale solaire cylindro parabolique à l'aide de logiciel SAM .A ce propos, ce manuscrit est constitué de trois chapitres :

- **Le premier chapitre** est une généralité sur l'énergie solaire, les énergies renouvelables, le soleil, le mouvement de la terre et le rayonnement solaire.
- **Le deuxième chapitre** nous avons présenté l'état de l'art et une étude théorique détaillée sur les centrales solaires à concentrateur cylindro parabolique, en citant les principaux composants de ces dernières.
- **Le troisième chapitre**, a pour but de déterminer la configuration et les performances optimales de notre centrale solaire thermique sur les différents sites Algériens d'une puissance de 1 MW. Les résultats d'optimisation obtenus et les différents paramètres sont donnés sous forme de courbes.

Chapitre I : Généralité

I. Généralité

I.1 Introduction

Le soleil émet de grandes quantités d'énergie dans l'espace, sa puissance est estimée à $3,845 \times 10^{26}$ W, et la terre n'en reçoit qu'une petite partie, la quantité reçue par une surface terrestre dépend de sa position sur la terre, de l'heure locale, du jour et de l'année.

Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique et pour un bon dimensionnement des installations solaires, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit spécifique à chaque instant de la journée et de l'année.

Pour cette raison, il est nécessaire de présenter dans ce chapitre les notions générales sur les coordonnées célestes ainsi que le rayonnement solaire.

I.2 Généralité sur Le soleil

Le Soleil, le cœur de notre système solaire, c'est l'étoile la plus proche de la terre avec une distance de 150 millions de kilomètres, composée d'Hydrogène (74 % de la masse ou 92,1 % du volume) et d'Hélium (24 % de la masse ou 7,8 % du volume). Le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments.

Sa gravité maintient le système solaire, des plus grosses planètes aux plus petites particules de débris, dans son orbite. Avec un rayon de 695 508 kilomètres, notre Soleil n'est pas une étoile particulièrement grande beaucoup sont plusieurs fois plus grandes mais il est tout de même beaucoup plus massif que notre planète : il faudrait 332 946 Terres pour atteindre la masse du Soleil. Pour remplir le volume du Soleil, il faudrait 1,3 million de Terres. [1]

Tableau I-1. Caractéristiques du soleil. [2]

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (km ²)	6.09×10^{12}
Volume (km ³)	1.41×10^{18}
Masse volumique moyenne (kg /m ³)	1408
Vitesse (km /s)	217

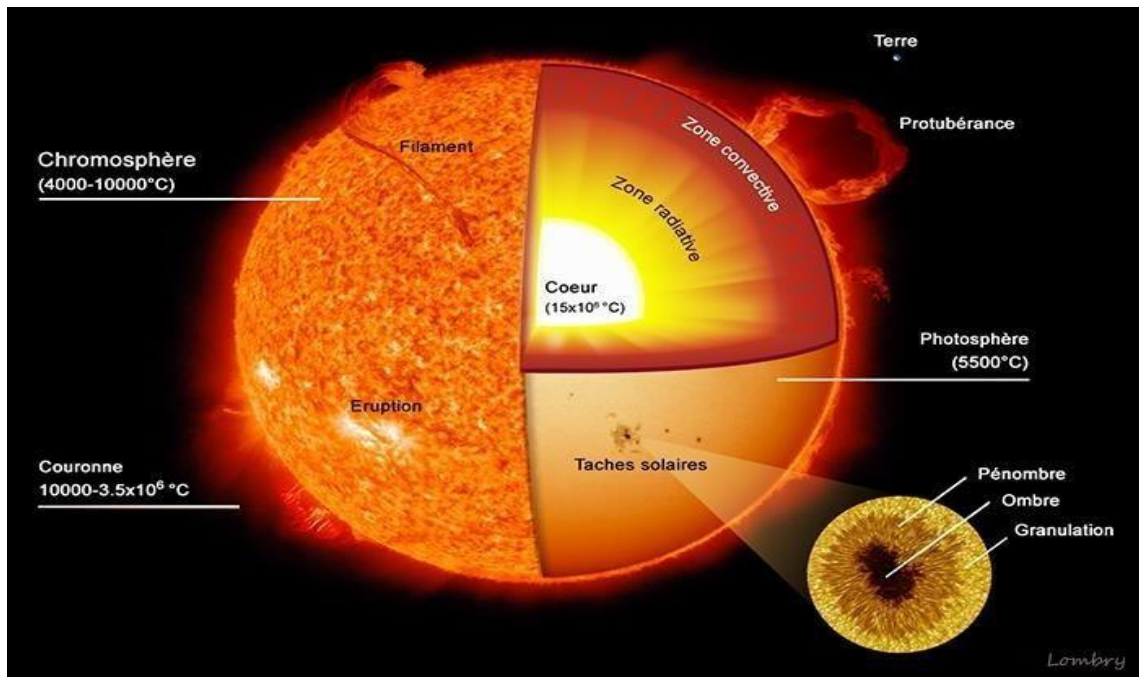


Figure I-1 illustration de la structure du Soleil

I.3 La trajectoire de la terre autour du soleil

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse, dont le soleil occupe l'un des foyers, La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365 jours 5 heures et 48 minutes (environ) .Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique.

Au solstice d'été le soleil atteint sa hauteur maximale le 21 juin, puis redescend jusqu'au 21 décembre au solstice d'hiver. À partir de cette date, il ne descend pas plus bas mais entame alors sa remontée et ainsi de suite. [3]

Pendant nos mois d'hiver, en hémisphère nord la durée d'insolation est relativement courte et le Soleil ne monte pas très haut dans le ciel, tandis que l'été règne sur l'hémisphère sud. Pendant nos mois d'été, la situation est inversée, l'hémisphère nord est tourné vers le Soleil. Les jours sont alors plus longs que les nuits dans l'hémisphère nord et le rayonnement incident se rapproche de la verticale.

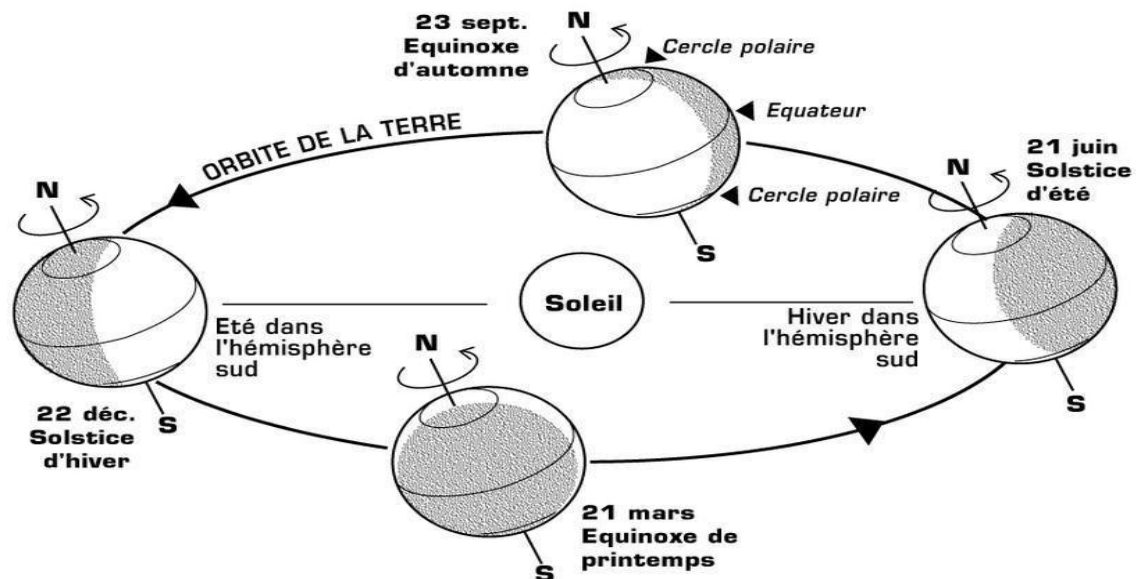


Figure I-2. Schématisation des mouvements de la terre autour du soleil [4]

I.4 Paramètres de position du soleil

La connaissance de la position du soleil dans le ciel est indispensable pour une bonne conception des systèmes solaires. Les paramètres géométriques les plus importants sont la déclinaison (δ), la hauteur du soleil (h) et l'azimut solaire (a). La terre tourne autour d'elle-même, l'axe de rotation à une inclinaison de 23.45° par rapport au plan orbital terre-soleil. L'angle entre la ligne terre-soleil (à partir de leurs centres) et le plan équatorial est appelé déclinaison solaire. La déclinaison solaire varie de -23.45° le 21 Décembre à $+23.45^\circ$ le 21 Juin. Afin d'estimer la déclinaison de la terre, l'équation la plus simple a été développée par Cooper [5].

I.4.1 Position du soleil par rapport à la terre :

La position du soleil dans la voûte céleste peut être déterminée en fonction de la position de l'observateur sur terre.

I.4.1.1 Coordonnées géographiques

Les coordonnées sont les repères qui permettent de définir la position d'un point sur le globe terrestre, en latitude, en longitude et l'altitude.

1. Latitude φ :

La latitude est l'angle que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. C'est elle que l'on peut mesurer directement à partir d'observations, elle est exprimée en degré, elle a pour valeur, 0° à l'équateur jusqu'à 90° aux pôles, positivement vers le nord et négativement vers le sud.

2. Longitude L :

La longitude d'un lieu donné est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien d'origine et de l'équateur vrai de la date. La longitude astronomique est comptée généralement en degré, varie entre 0 et 180° positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

Le méridien : est un Cercle imaginaire passant par les deux pôles terrestres dont le plan est perpendiculaire à celui de l'équateur.

Heure du méridien de Greenwich (abréviation anglaise GMT).

3. Altitude Z :

L'altitude est la distance verticale qui existe entre n'importe quel point sur Terre par rapport au niveau moyen de la mer (le niveau de la mer=0), elle est exprimée en mètre.

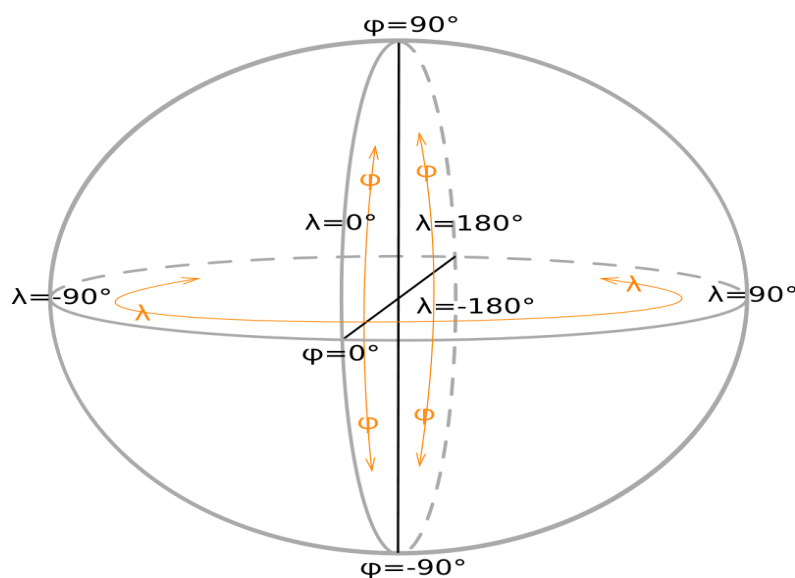


Figure I-3.Coordonnées géographiques [6]

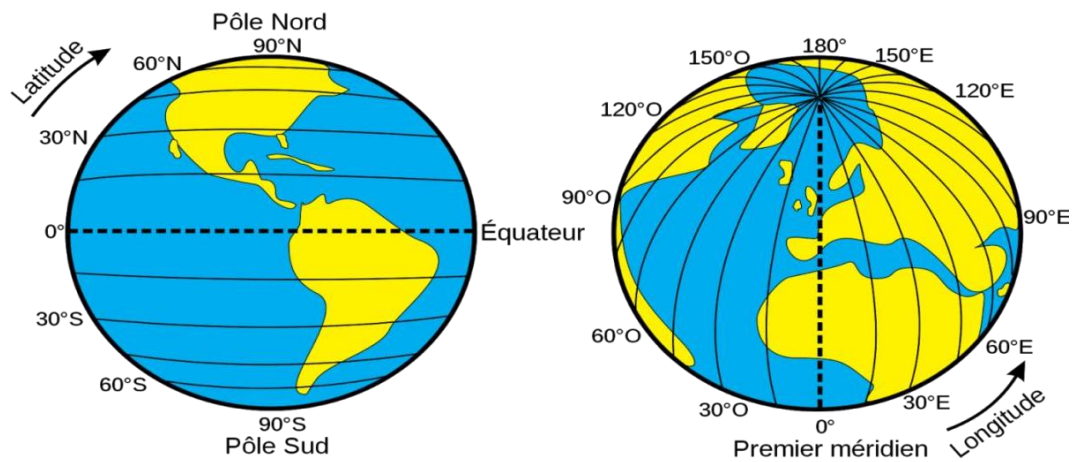


Figure I-4. Latitude et longitude sur terre [6]

I.4.1.2 Le système de coordonnées équatoriales

Le système de coordonnées équatoriales est un système de coordonnées célestes dont les valeurs sont indépendantes de la position de l'observateur.

Ce système utilise comme plan de référence la projection, sur la sphère céleste, de l'équateur de la Terre. Cette projection est l'équateur céleste, qui divise le ciel en deux hémisphères, chacun ayant comme axe de référence la projection d'un pôle terrestre, perpendiculaire à l'équateur céleste.

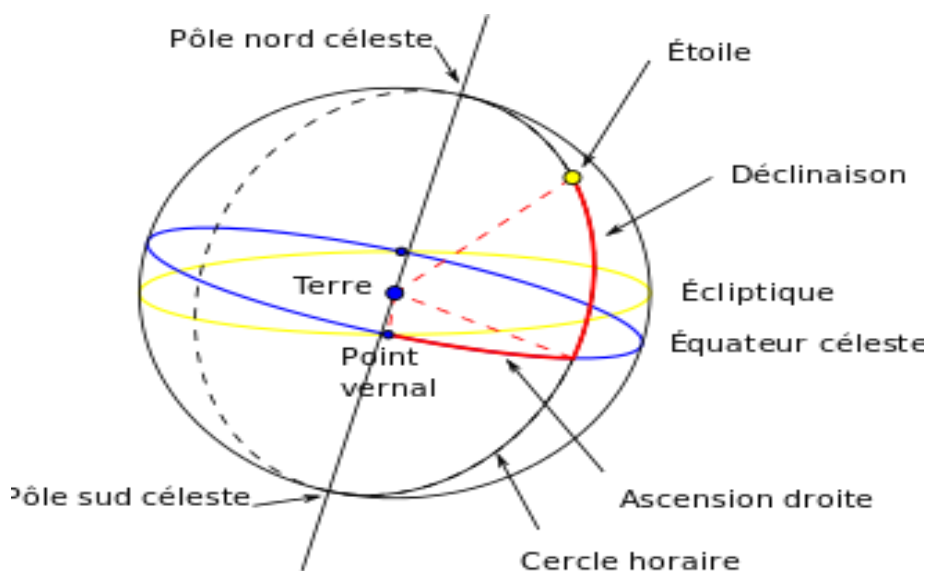


Figure I-5. LES Coordonnées équatoriales [7]

I.4.1.3 Coordonnées célestes horaires :

Ces coordonnées ont pour origine le centre de la terre et sont donc indépendantes du lieu d'observation. Le grand cercle de référence est l'équateur céleste ; le plan perpendiculaire est méridien, les coordonnées sont exprimées en degrés.

- **Angle horaire du soleil (ω) :**

L'angle horaire peut être défini comme étant l'angle par lequel la terre doit tourner pour obtenir le méridien de n'importe quel point directement sous le soleil. L'angle horaire varie tout au long de la journée, pour tout endroit, au lever du soleil, l'angle horaire a une valeur négative maximale de -180° , puis, il augmente graduellement de 15° par heure, tandis que le soleil se lève jusqu'à ce qu'il atteigne zéro à midi. Pour la période allant de l'après-midi au coucher du soleil, l'angle horaire augmente de zéro à la valeur Positive maximale qui est $+180^\circ$, L'angle horaire (en degrés) peut être calculé à partir de l'équation suivante [8]

$$\omega = 15^\circ (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.1})$$

TSV : est temps solaire vrai en heure se calcule par l'équation suivante :

$$\text{TSV} = \text{TU} + \frac{l}{15} + E_T \quad (\text{I.2})$$

TU : est le temps universel du méridien de GREENWICH (GTM).

➤ **La déclinaison du soleil (δ) :**

L'angle de déclinaison δ est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial. Elle varie, au cours de l'année, entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). Sa valeur peut être calculée par la formule de Cooper (1969) :

$$\delta \text{ (dégrée)} = 23.45 \times \sin \left[\frac{360}{365} \times (284+n) \right] \quad (\text{I.3})$$

n : est le numéro de jour de l'année à partir du premier Janvier $1 \leq n \leq 365$

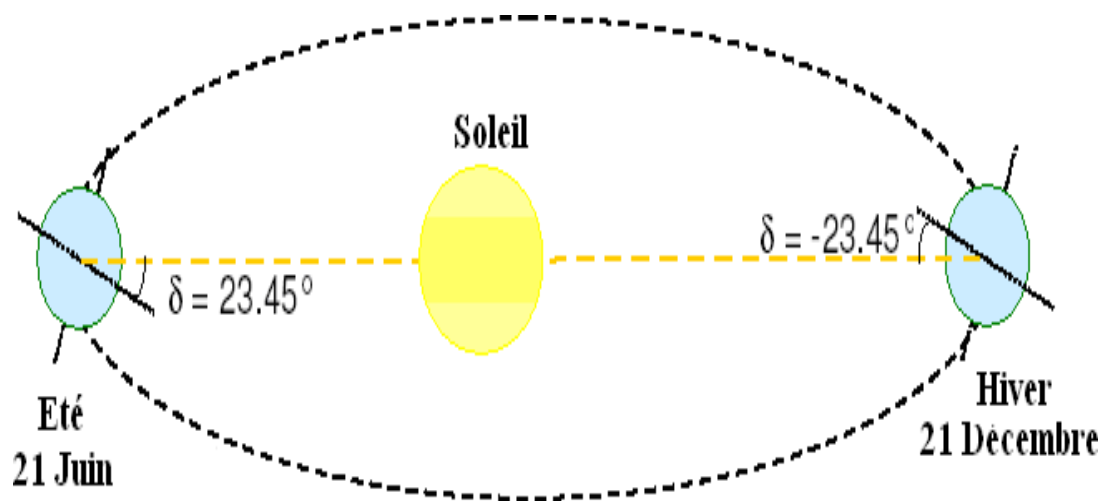


Figure I-6. Angle de déclinaison [9]

I.4.1.4 Coordonnées célestes horizontales.

Ces coordonnées ont pour origine le lieu d'observation M et varient donc avec lui, le grand cercle de référence est l'horizon du lieu où l'on effectue la mesure, le plan perpendiculaire et le méridien, les coordonnées sont exprimées en degrés deux angles qui sont :

➤ L'azimut du soleil (a_z) :

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction Sud, L'angle azimutal est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est :

$$-180^\circ \leq a \leq +180^\circ$$

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(a_z) = \frac{\cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\varphi)}{\cos(h)} \quad (\text{I. 4})$$

➤ **La hauteur du soleil (h) :**

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal. Sa valeur est nulle au lever et au coucher du soleil et maximale lorsque le soleil est à son zénith. Elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ de l'angle horaire ω , et de la latitude φ . La hauteur h .

$$0^\circ \leq h \leq 90^\circ$$

Elle est donnée par la formule :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (\text{I. 5})$$

➤ **Angle d'incidence θ :**

L'angle d'incidence représente l'angle entre les rayons du soleil qui frappent une surface et la normale à cette surface. L'angle d'incidence varie tout au long de la journée et de l'année, et cela affecte grandement sur l'énergie solaire acquise par le récepteur. En d'autres termes, le rayonnement solaire est inversement proportionnel au cosinus de cet angle. Pour un plan Incliné avec un angle, la corrélation de l'angle d'incidence est donnée par [11]

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos a_z + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin a_z \sin \omega \\ & + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos a_z \cos \omega \end{aligned} \quad (\text{I. 6})$$

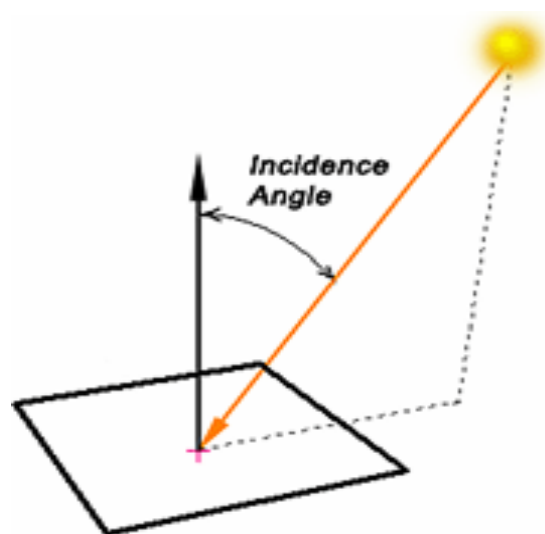


Figure I-7. Angle d'incidence [10]

➤ **Angle zénithal (θ_z) :**

C'est l'angle entre le Zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à 90°. Cet angle est donné par la relation ci-dessous

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \cos(\varphi) + \cos(\delta) \sin(\varphi) \quad (\text{I. 7})$$

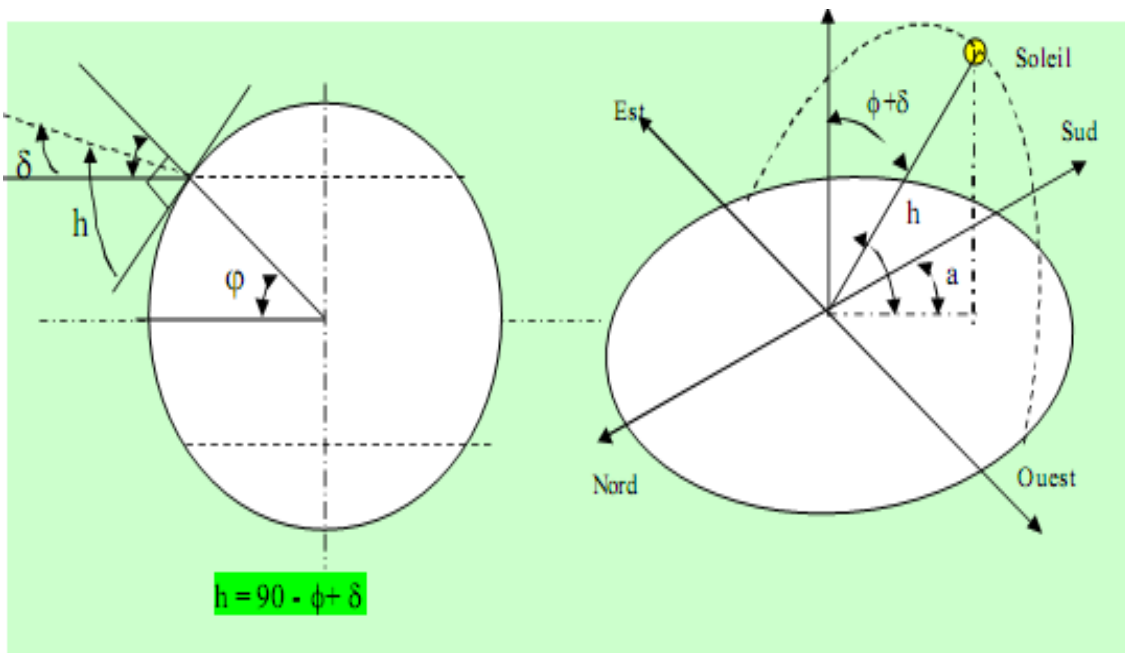


Figure I-8. Repérage du soleil [11]

I.4.2 Les différents temps

La terre subit deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15°. La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai.

Pour les applications de l'énergie solaire, il faut faire intervenir le temps solaire vrai, qui est calculé en tenant compte de l'écart entre le temps solaire moyen et le temps local.

➤ **Le temps solaire moyen TSM :**

La rotation de la terre autour d'elle-même introduit la notion du temps solaire moyen ou TSM. On le définit comme étant le temps qui sépare en moyenne deux passages successifs par le méridien du lieu, une rotation complète de la terre autour d'elle-même prend 24 heures.

➤ **Le temps universel :**

Le temps universel TU est défini par l'heure du passage du soleil au méridien origine. Le méridien retenu comme origine et celui de Greenwich et le TSM correspond au temps universel (c'est le TSM à la longitude 0°). La différence entre le temps solaire moyen et le temps universel est appelée correction de longitude, le temps universel est lié au temps solaire moyen (local) par la relation:

$$TU = TSM \pm \frac{L}{15} \quad (I. 8)$$

L: longitude du lieu, (+) pour longitude Est, (-) pour longitude Ouest.

➤ **Le temps légal :**

Le temps légal (ou local) est le temps officiel de l'Etat, il diffère par rapport au temps mondial de Greenwich par un décalage exprimé en heures.

$$TL = TU + C \quad (I. 9)$$

C étant le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

(C=1 heure pour l'Algérie).

➤ **Le temps solaire vrai**

C'est le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud). Le temps solaire vrai et le temps solaire moyen diffèrent. Cette différence est appelée équation du temps, elle varie en fonction du jour:

$$TSV = TSM + Et \text{ (en heure)} \quad (I.10)$$

Avec :

Et: est l'équation du temps qui corrige le TSV par rapport au TSM

$$Et = 9.87 \times \sin (2 \times N') - 7.53 \times \cos (N') - 1.5 \times \sin (N') \quad (\text{I.11})$$

$$N' = (n - 81) \times \frac{360}{365} \quad (\text{I.12})$$

I.5 Equation du temps

Le jour solaire varie en longueur dans l'année à cause:

1. l'axe de la terre est incliné par rapport au plan elliptique
2. l'angle du vecteur terre soleil durant une période fixe dépend de la position de la terre dans son orbite elliptique.

De plus, le midi solaire, le moment où le soleil est au méridien local dépend de la longitude. [12]

Par conséquent, le temps solaire et le temps local diffèrent. Cette différence est appelé 'équation du temps', elle varie en fonction du jour et de la longitude

I.6 La durée jour :

La durée du jour est le temps compris chaque jour entre le moment où le limbe supérieur du soleil apparaît au-dessus de l'horizon, au lever de soleil, jusqu'à sa disparition en dessous, lors du coucher de soleil. Il s'agit de la période s'étendant entre l'aube et le crépuscule.

La durée du jour est donnée par la relation suivante :

$$dj = 2/15 \times [\text{arc Cos} (-\text{tg}(\delta) \times \text{tg}(\varphi))] \quad (\text{I.13})$$

$$\text{Cos} (w_1) = -\text{tg}(\delta) \times \text{tg}(\varphi) \quad (\text{I.14})$$

$$W_1 = 1/15 \times [\text{arc Cos} (-\text{tg}(\delta) \times \text{tg}(\varphi))] \quad (\text{I.15})$$

W_1 : angle horaire du lever de soleil

I.7 Rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est l'énergie émise par le processus de fusion de l'hydrogène contenu dans le soleil; cette énergie n'atteint pas la surface terrestre de manière constante, sa quantité varie au cours de la journée, en fonction des saisons et dépend de l'angle d'incidence et de la réflexion des surfaces. [13]

La répartition de l'énergie solaire dans les bandes du spectre du rayonnement thermique est donnée dans le tableau

Tableau I-2 Répartition spectrale du rayonnement thermique.

Longueur d'onde (μm)	0 - 0.38	0.38 - 0.78	0.78
Pourcentage (%)	6.4	48	45.6
Puissance (W/m^2)	84	656	623

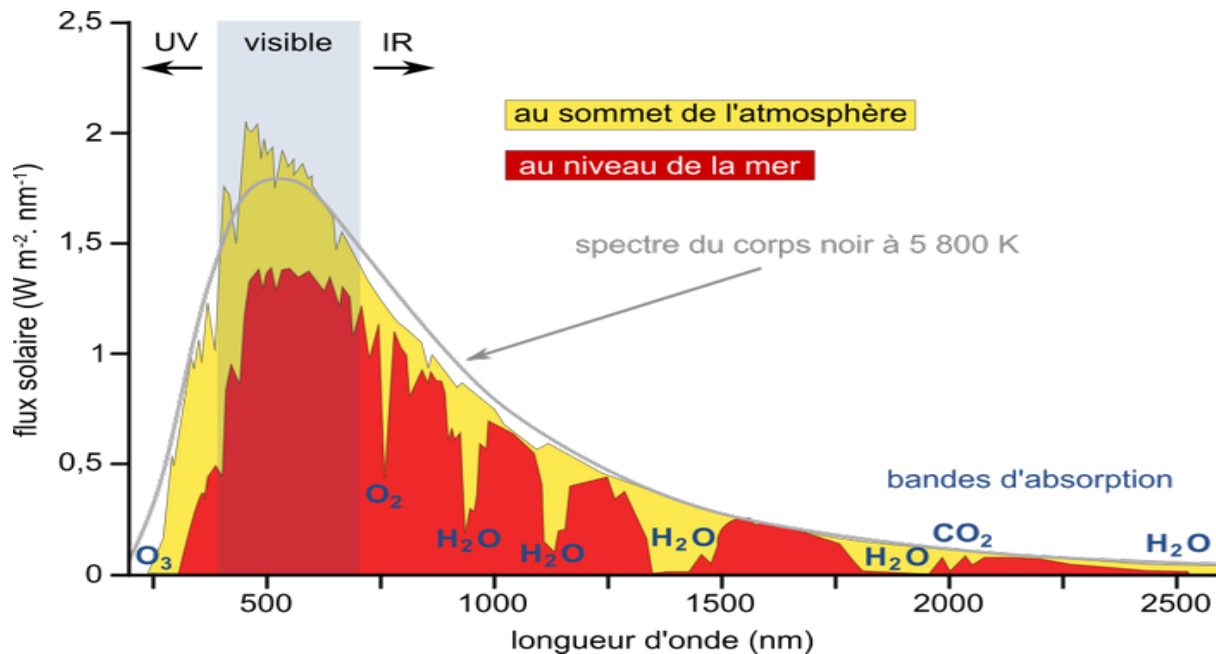


Figure I-9 Spectre du rayonnement solaire

I.7.1 Les composantes du rayonnement solaire

Il y a quatre types du rayonnement :

➤ Rayonnement Direct :

C'est le rayonnement que la surface terrestre reçoit directement du Soleil en ligne droite du disque solaire, Il dépend de l'épaisseur que la radiation solaire doit traverser et de l'inclinaison des rayons par rapport au sol.

Et il s'annule lorsque le soleil est entièrement recouvert par les nuages.

➤ Rayonnement diffus :

C'est le rayonnement diffus se manifeste lorsque le rayonnement solaire direct se disperse dans les nuages et les particules atmosphériques. Il résulte de la diffraction

de la lumière par les nuages et les molécules diverses en suspension dans l'atmosphère, et de sa réfraction par le sol.

➤ **Rayonnement réfléchi : (Albédo) :**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

Il dépend de la longueur d'onde et de la direction du rayonnement incident ainsi que de la température

$$albedo = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie reçue}}$$

➤ **Rayonnement global :**

Le rayonnement global est tout simplement la somme de tous les rayonnements reçus (direct, diffus, réfléchi), y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface.

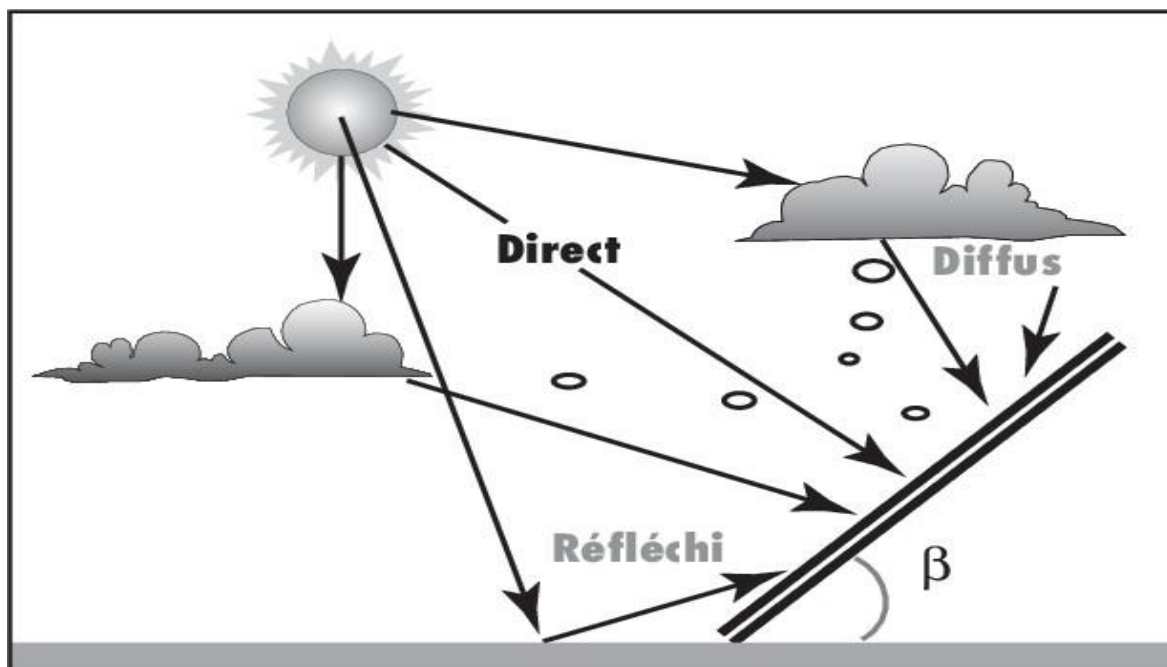


Figure I-10. Rayonnement solaire. [14]

I.7.2 L'éclairement : [15]

En un point donné : c'est le quotient du flux lumineux (Φ) reçu par un élément de surface, divisé par l'aire globale de la surface (S). Usuellement par m^2 de surface. Le lux est une unité fondamentale dans le monde de la photométrie.

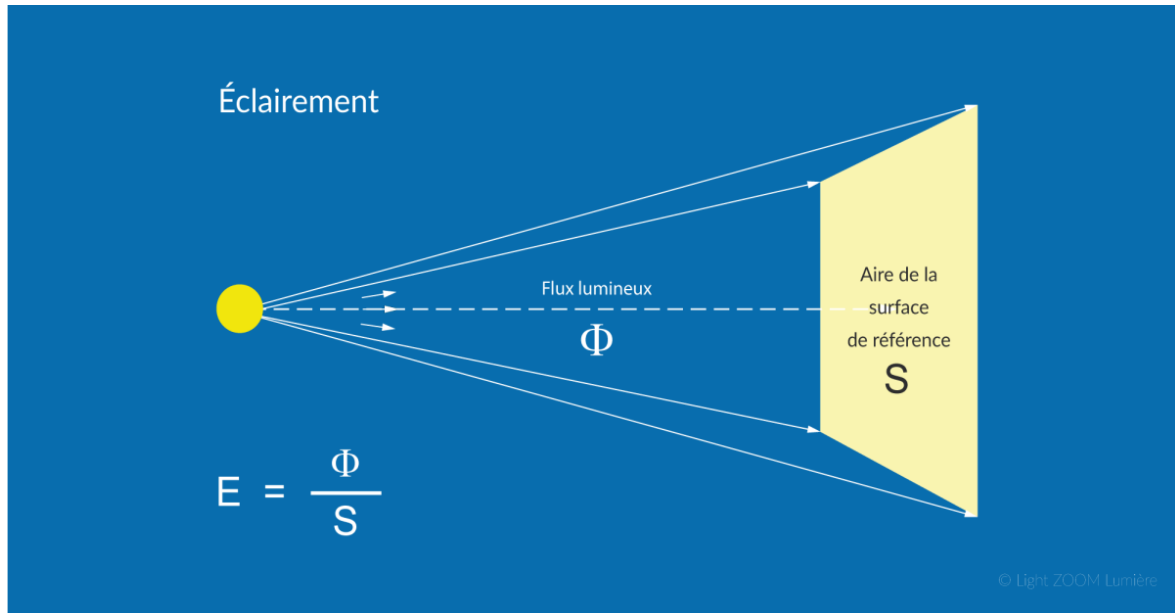


Figure I-11.L'éclairement [15]

I.7.3 La constante solaire :

On appelle la constante solaire noté C^* , la valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite de l'atmosphère terrestre. Ou : C^* est la quantité d'énergie totale envoyée par le soleil a la limite de l'atmosphère Terrestre sur une surface unité perpendiculaire au rayonnement solaire. Cette valeur déterminée à partir des mesures réalisées à l'aide des satellites. La valeur moyenne annuelle est 1367 W/m^2 . Cette valeur est en fonction de la distance Terre - Soleil, qui varie quelque peu au cours de l'année. [16]

La variation de la constante solaire suit la relation suivante

$$C^* = C_0^* + 0.033 \times \cos(0.948 \times n) \quad (\text{I. 16})$$

C^* : la constante solaire.

On a : $C_0^* = 1367 \text{ W/m}^2$ est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue.

n : le numéro du jour de l'année.

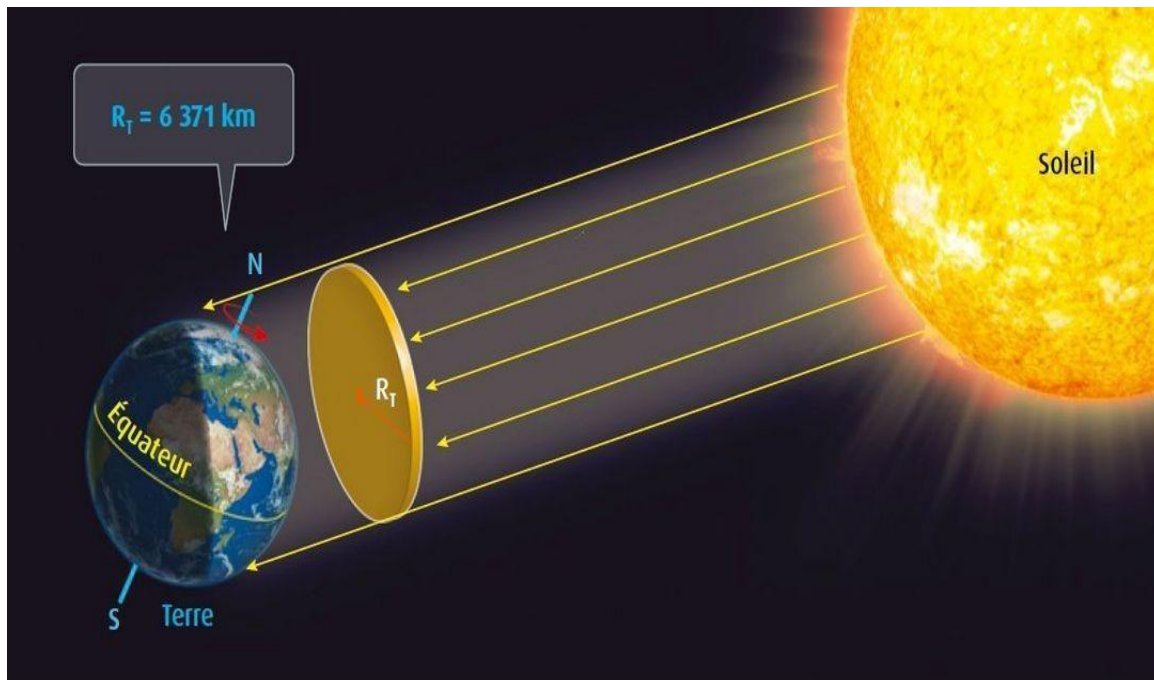


Figure I-12 La constante solaire

I.8 Gisement solaire en Algérie :

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme surtout dans le Sud du pays, la durée d'insolation quasiment sur la totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures.

Tableau I-3. Potentiel de l'énergie solaire en Algérie [17]

Regions	Regions nord	Haut s plateaux	Sahara
Superficies (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Moyenne annuelle de l'Irradiation Globale reçue sur une surface horizontale, Période 1992-2002

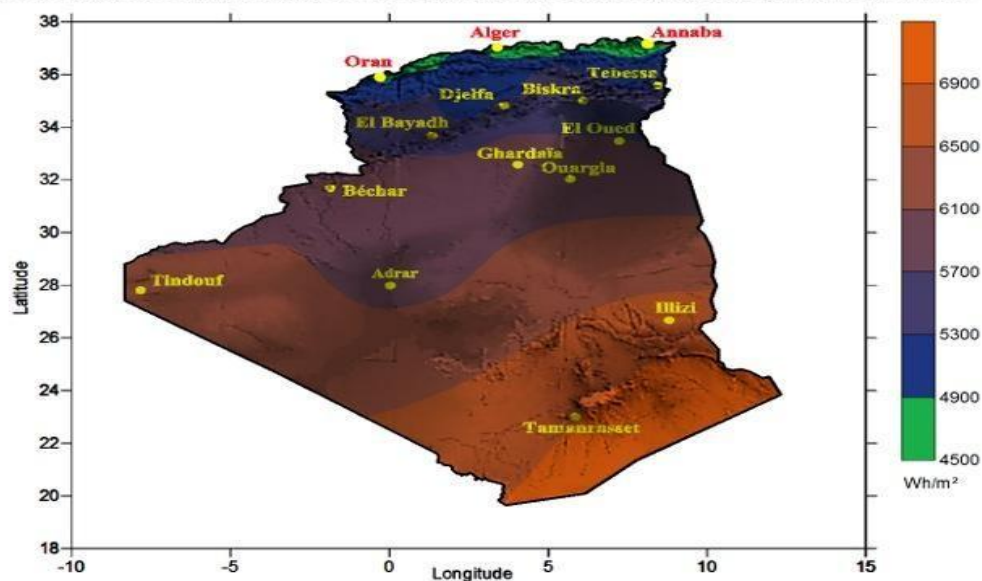


Figure I-13. Gisement solaire en Algérie. [17]

I.9 Le transfert thermique

Lorsque deux systèmes sont à des températures différentes, le système le plus chaud cède de la chaleur au plus froid. Il y a échange thermique ou encore transfert thermique entre ces deux systèmes. Il existe trois modes de transfert thermique :

I.9.1 Conduction

La conduction thermique (ou diffusion thermique) est un mode de transfert d'énergie qui se fait à l'échelle microscopique. Dans les solides non métalliques, le transfert de l'énergie entre deux zones de températures différentes se fait par échange d'énergie de vibration entre les atomes du réseau cristallin. Dans les métaux, l'énergie thermique est aussi transportée par les électrons de conduction, ce qui rend le

transfert plus efficace. La conduction thermique est rapide sur des petites distances, mais très lente sur les grandes distances [18]

La théorie de la conduction repose sur l'hypothèse de Fourier : la densité de flux est proportionnelle au gradient de température:

$$Q_{cd} = -\lambda S \text{grad } T \quad (\text{I. 17})$$

Ou sous forme algébrique :

$$Q_{cd} = -\lambda S \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{I. 18})$$

Avec :

Q_{cd} Flux de chaleur transmis par conduction (W)

λ Conductivité thermique du milieu ($\text{W m}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$)

x Variable d'espace dans la direction du flux (m)

S Aire de la section de passage du flux de chaleur (m^2)

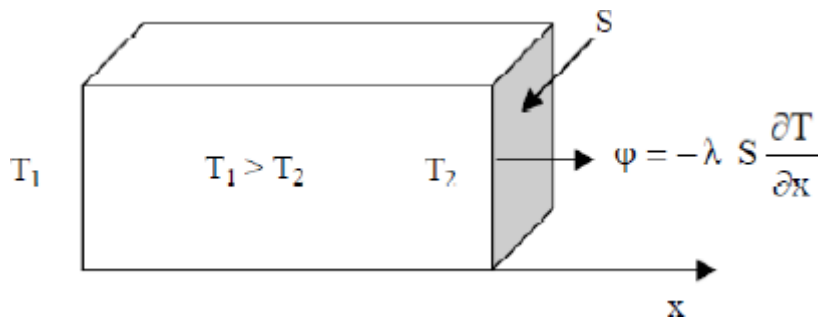


Figure I-14. Transfert par conduction. [19]

I.9.2 Diffusivité Thermique :

La diffusivité thermique est la grandeur physique qui caractérise la capacité d'un matériau à transmettre un signal de température d'un point à un autre de ce matériau. Elle est souvent désignée par les lettres a , D ou la lettre grecque α (alpha) et est exprimée, dans le système international d'unités, en mètre carré par seconde (m^2/s).

Elle dépend de la capacité du matériau à conduire (conductivité thermique) et à stocker (capacité thermique) la chaleur :

Avec
$$a = \frac{\lambda}{\rho C_p} \quad (\text{I. 19})$$

λ , la conductivité thermique du matériau, exprimée en $W.m^{-1}.K^{-1}$

ρ , la masse volumique du matériau, exprimée en $kg.m^{-3}$.

C_p , la capacité thermique massique du matériau, exprimée en $J.kg^{-1}.K^{-1}$ [20]

I.9.3 Convection :

C'est le transfert de chaleur entre un solide et un fluide, l'énergie étant transmise par déplacement du fluide. Ce mécanisme de transfert est régi par la loi de Newton :

$$Q_{cv} = h S (T - T_{\infty}) \quad (I. 20)$$

Avec :

Q_{cv} Flux de chaleur transmis par convection (W)

h Coefficient de transfert de chaleur par convection ($W m^{-2} \text{ } ^\circ C^{-1}$)

T_p Température de surface du solide ($^\circ C$)

T_{∞} Température du fluide loin de la surface du solide ($^\circ C$)

S Aire de la surface de contact solide/fluide (m^2)

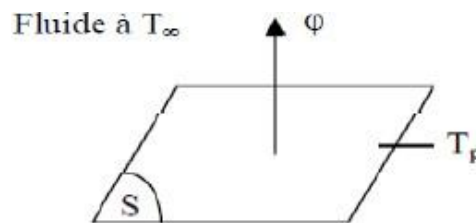


Figure I-15. Transfert par convection. [19]

I.9.4 Rayonnement :

Le rayonnement thermique peut être considéré comme un cas particulier du rayonnement électromagnétique. L'exemple le plus simple est celui du rayonnement solaire. Le rayonnement thermique est le mode de transmission par lequel la chaleur passe d'un corps à haute température à un autre plus froid sans nécessité de support matériel. C'est donc le seul mode de transfert de chaleur qui peut se propager dans le vide.

I.10 Divers applications sur l'énergie solaire :

Dans le domaine de l'énergie solaire, on distingue plusieurs filières à savoir, le solaire thermique et le solaire photovoltaïque.

Le principe de fonctionnement de ces filières diffère d'une technologie à une autre.

Dans chaque filière on utilise des composants bien appropriés.

I.10.1 Energie solaire photovoltaïque :

Est la transformation directe de la lumière en électricité par des panneaux solaires constitués des matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, ils ont une capacité de transformer la lumière (Photons) en électricité (électrons). Le principe de cet effet est la collision entre un photon et un semi-conducteur (silicium) produit des charges positives et négatives qui engendrent un courant. Le silicium est utilisé pour la fabrication des cellules photovoltaïques qui produisent un courant continu. Pour être injecté dans le réseau, il doit être transformé en courant alternatif à travers d'un onduleur.



Figure I-16.panneaux photovoltaïques [21]

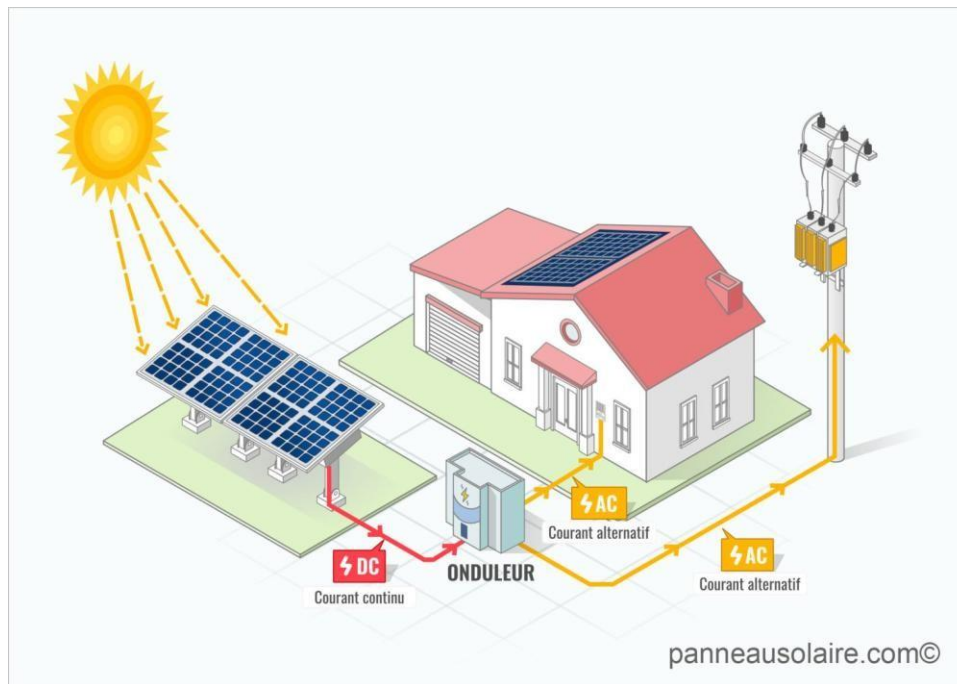


Figure I-17. Schéma de principe d'une installation photovoltaïque. [22]

I.10.2 Système solaire thermique :

L'énergie solaire thermique est obtenue par la transformation de l'énergie radiative du soleil en énergie thermique (calorifique).

Elle peut être utilisée pour chauffer des bâtiments ou l'eau domestique qui y est utilisée, grâce à des chauffe-eaux solaires.

En effet, l'énergie solaire thermique peut aussi être utilisée pour produire de la vapeur d'eau (ou d'un autre liquide) qui peut alors servir, par exemple, à faire tourner un alternateur, et donc à produire de l'énergie électrique. Ce système est notamment utilisé dans les centrales solaires thermiques.

L'énergie solaire thermique se distingue de l'énergie solaire photovoltaïque, qui est obtenue par la conversion du rayonnement solaire directement en électricité

La conversion thermique du rayonnement solaire se fait par l'intermédiaire des capteurs solaires. On distingue deux systèmes :

- L'énergie solaire thermique à basse température.
- L'énergie solaire thermique à haute température (CSP).



Figure I-18. Panneaux solaire thermiques [23]

I.10.2.1 Système basses température :

Les installations thermiques solaires à basse température sont considérées comme des installations à énergie solaire produisant de la chaleur utile à des températures inférieures à 100 ° C grâce au rayonnement solaire.

Une installation a basse température comprend des capteurs solaires, deux circuit d'eau (primaire et secondaire) , un échangeur de chaleur, un accumulateur, un vase d'expansion et des conduites

La circulation d'eau a l'intérieur des circuits peut être obtenue par thermosiphon, en tirant profit de la différence de densité d'eau a différentes températures ou au moyen d'un pompe de circulation, bien qu'avec une pompe d circulation ,un rapport externe d'énergie électrique soit nécessaire.

I.10.2.1.1 Production de chaleur :

Des capteurs solaires absorbent les rayons du soleil qui transmettent leur énergie à un fluide (eau ou air), afin d'être utilisée pour un besoin spécifique comme le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire, et la climatisation solaire utilisée pour la production du froid.

Une installation solaire thermique est dimensionnée pour répondre à un besoin précis de production de la chaleur. Dans le bâtiment par exemple, cette technologie présente un grand intérêt pour la production d'eau chaude sanitaire.

➤ **Le chauffe-eau solaire :**

Un chauffage à eau solaire est un dispositif de captation de l'énergie solaire destiné à fournir partiellement ou totalement de l'eau chaude Sanitaire

Ce type de chauffage permet habituellement de compléter les types de chauffage de l'eau exploitant d'autres sources énergétiques (électricité, énergies fossiles, biomasse,...) dans certaines conditions il permet de les remplacer totalement. L'énergie solaire étant parfaitement renouvelable, ce remplacement permet de limiter efficacement les émissions de gaz à effet de serre ou la production de déchets nucléaires.

Le chauffe-eau solaire est composé de 3 équipements:

- Un panneau thermique, qui capte le soleil et il est placé sur le toit ;
- Un réservoir pour stocker l'eau chaude ;
- Les accessoires, pour transposer l'énergie solaire entre le panneau thermique et le réservoir ;

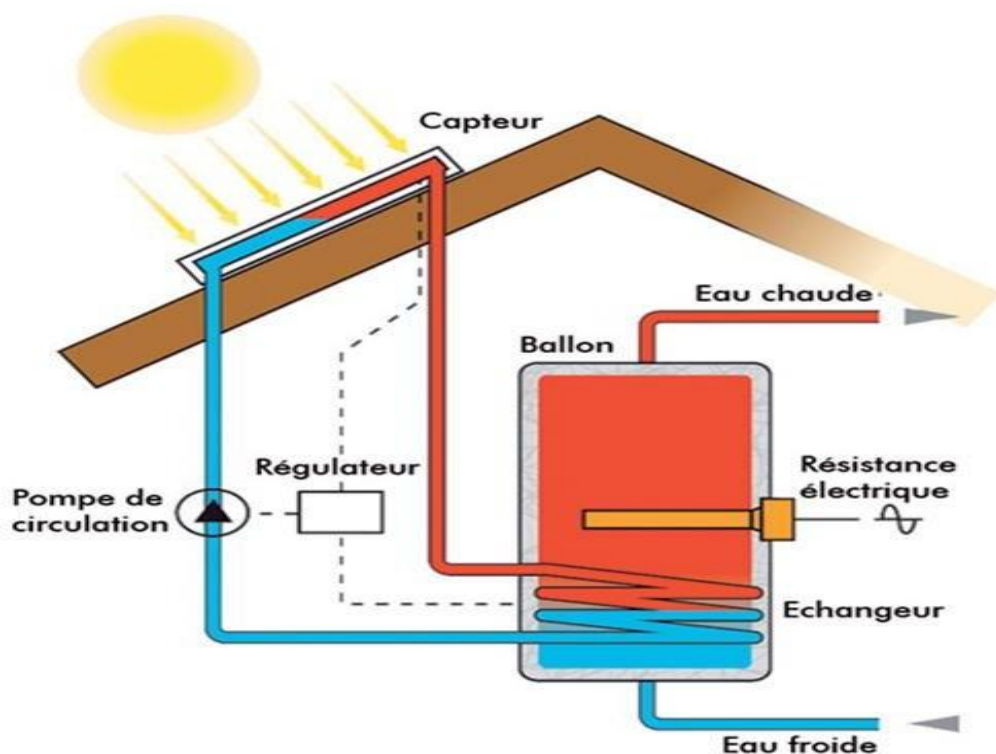


Figure I-19. Fonctionnement d'un chauffe-eau solaire. [24]

I.10.2.1.2 Les équipements (systèmes) :

a) Capteur solaire plan

• Capteurs plans, vitrés

Le capteur thermique à plan vitré est le modèle le plus répandu. Composé d'une vitre transparente, d'un absorbeur de couleur noire en tubes de cuivre munis d'ailettes dans lequel circule le fluide caloporteur un tube en forme de serpentin, d'une isolation thermique pour réduire les pertes de chaleur vers l'extérieur. Le tout est inséré dans un châssis en aluminium.

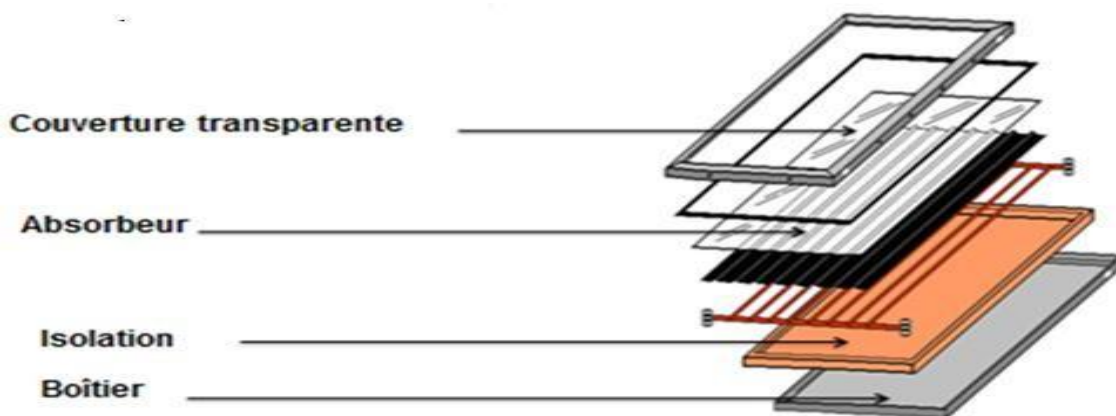


Figure I-20. Constituant d'un capteur solaire plan Vitré

• Capteur plan non vitré

Nettement moins répandu que le capteur vitré, il est constitué d'un absorbeur sans caisse ni vitrage, ce qui simplifie la fabrication et le coût de fabrication. C'est un capteur très dépendant de la température de l'air, il est constitué d'un absorbeur sans caisse ni vitrage, ce qui simplifie la fabrication et le coût de fabrication, il présente une grande sensibilité au vent froid en hiver par son absence de vitrage.

b) Capteurs solaires à tubes sous vide

Un capteur solaire "sous vide" est composé d'une série de tubes transparents en verre de 5 à 15 cm de diamètre. Dans chaque tube se trouve un absorbeur qui capte le rayonnement solaire et

un échangeur pour permettre le transfert de l'énergie thermique. Les tubes sont mis sous vide pour éviter les déperditions thermiques convectives de l'absorbeur, celui-ci reçoit un traitement sélectif pour empêcher le rayonnement.

Ce type de capteurs réagit avec moins d'inertie que les capteurs conventionnels. Ils s'échauffent plus rapidement, ils permettent de mieux tirer partie des petites périodes d'ensoleillement, ils permettent de mieux profiter de l'éclairement du soleil du matin et du soir. Comme les capteurs à tubes sous vide peuvent atteindre des températures extrêmes de plus de 150° C, le fluide caloporteur est spécialement développé pour ce genre d'installation.

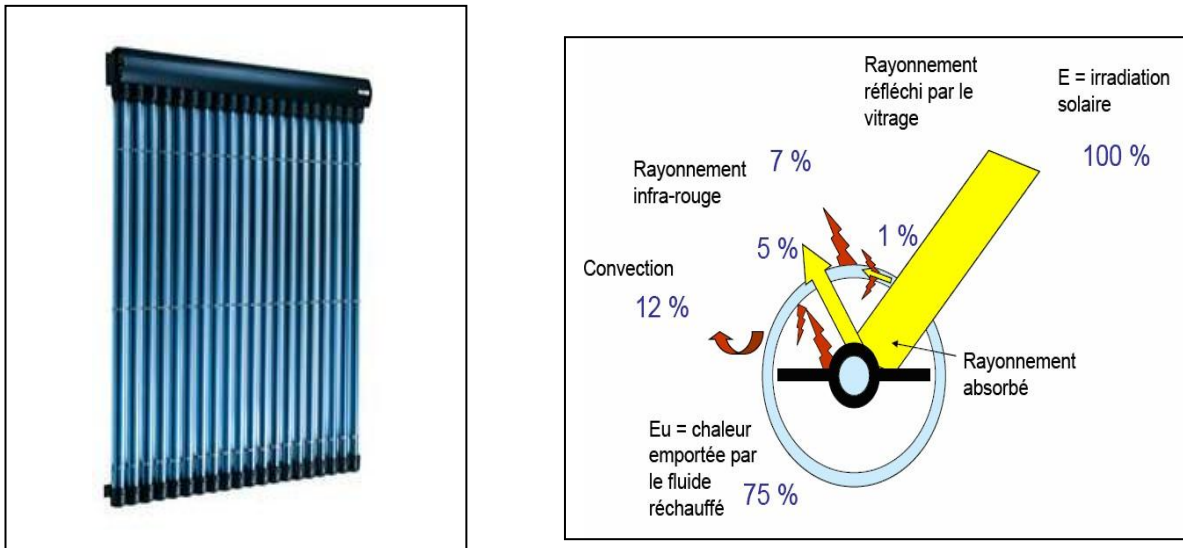


Figure I-21. Capteurs solaires à tubes sous vide

c) Capteur solaire à air

L'utilisation des capteurs solaires à air pour le chauffage et séchage de différents produits (riz, tabac fèves, café, the ...etc.), reste le secteur le plus promettant vu qu'il est facile d'obtenir les températures nécessaires. Il permet aussi d'encourager les petites entreprises et les fabrications artisanales (vu que le coût des panneaux est abordable et la facilité de son installation).

d) Distillateur solaire

La distillation solaire est un procédé de production d'eau douce à fort économique, surtout dans les régions caractérisées par un bon ensoleillement. La distillation solaire est une technique qui utilise le rayonnement solaire pour chauffer de l'eau saumâtre dans un bac couvert par une vitre inclinée. L'eau dans le bac s'évapore et la vapeur d'eau se condense sur la surface de la vitre relativement plus froide. Celle-ci, en pente légère, conduit l'eau distillée vers un récipient de stockage [25]

I.10.2.2 Système solaire thermodynamique (CSP) (solaire à concentration)

L'ensemble des technologies solaire thermodynamiques visent à transformer l'énergie des rayons solaires en énergie thermique (chaleur à température élevée), qui est ensuite utilisée pour produire une énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique

Il existe deux types de systèmes à concentration :

I.10.2.2.1 Concentration linéaire :

Ces systèmes sont composés de réflecteurs assez longs qui suivent le soleil grâce à un seul axe de rotation, un tube dans lequel circule le fluide caloporteur est placé dans la ligne focal du concentrateur, c'est le récepteur, ils regroupent :

- Les concentrateurs cylindro-parabolique
- Les concentrateurs linéaires de Fresnel

1) Centrales cylindro-parabolique

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

Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °c [26]. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui actionne une turbine ou un générateur électrique.

La technologie cylindro-parabolique s'est avérée être la plus mature de la technologie du solaire thermodynamique. En conséquence, la plupart des projets des centrales solaires thermiques commerciales implantées sont basés sur ce type de capteur, la plus part de ces projets sont construits aux Etats-Unis, Espagne, Afrique

du Nord et Moyen-Orient. [27]

Le principe de la concentration d'énergie est important sur notre vie quotidienne. On dispose en effet avec le soleil d'une énorme quantité d'énergie potentiellement utilisable, et une fois concentrée, une quantité d'énergie est stockée, transformée et déplacée, de ce fait des capteurs solaires à concentration sont appliqués, l'énergie solaire arrive sur une grande surface réfléchissante et réfléchi sur une plus petite surface avant qu'elle peuvent concentrer que le rayonnement solaire parallèle venant directement à partir du disque du soleil (Rayonnement direct), avec un ensoleillement de $2000\text{kw/m}^2.\text{an}$ [28].

Ne soit transformée en chaleur ce qui inciterait des températures plus augmentée. La majorité des collecteurs à concentration.

Un concentrateur cylindro parabolique est composé :

- D'un réflecteur parabolique (miroir),
- D'une structure métallique.
- D'un tube absorbeur.
- Un système de poursuite solaire



Figure I-22. Centrale à capteurs cylindro-parabolique. [29]

2) Centrale solaire a miroir de Fresnel

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) dits "réflecteurs compacts linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur.

Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 500° en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité [26].

Principal avantage de cette technologie, les miroirs plats sont bien meilleur marché que les miroirs paraboliques.

L'utilisation des concentrateurs solaires linéaires de Fresnel pour la production d'électricité par centrale thermodynamique est une solution de plus en plus attractive

Il est généralement composé de :

- Les miroirs réflecteurs,
- Une structure métallique,
- Un système de poursuite solaire,
- Le tube absorbeur,
- L'absorbeur et le réflecteur secondaire.



Figure I-23. Centrale solaire a miroir de Fresnel [26]

I.10.2.2.2 Concentration ponctuelle

Il s'agit des paraboles-Stirling ou des héliostats (les centrales à tour et les fours solaires). Ce type de concentrateur assure le suivi du soleil sur deux axes, en azimut et en élévation

1. Centrales à tour

Les centrales solaires à tour sont constituées de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat est orientable, et suit le soleil individuellement et le réfléchit précisément en direction du receveur au sommet de la tour solaire.

Le facteur de concentration peut dépasser 1000, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 600 °c à 1000 °c [30]. L'énergie concentrée sur le receveur est ensuite soit directement transférée au fluide thermodynamique (génération directe de vapeur entraînant une turbine ou chauffage d'air alimentant une turbine à gaz), soit utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Ce liquide caloporteur est ensuite envoyé dans une chaudière et la vapeur générée actionne des turbines. Dans tous les cas, les turbines entraînent des alternateurs produisant de l'électricité.



Figure I-24. La Centrale solaire à tour [30].

2. Centrale parabolique

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

Le rapport de concentration de ce système est souvent supérieur à 2000 et le récepteur peut atteindre une température de 1000 °c. [26]

Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Pour ce type de système, le stockage n'est pas possible.

Le concentrateur parabolique est composé de :

- Le miroir parabolique,
- La structure support mobile,

Le module convertisseur embarqué



Figure I-25. Centrale parabolique [26]

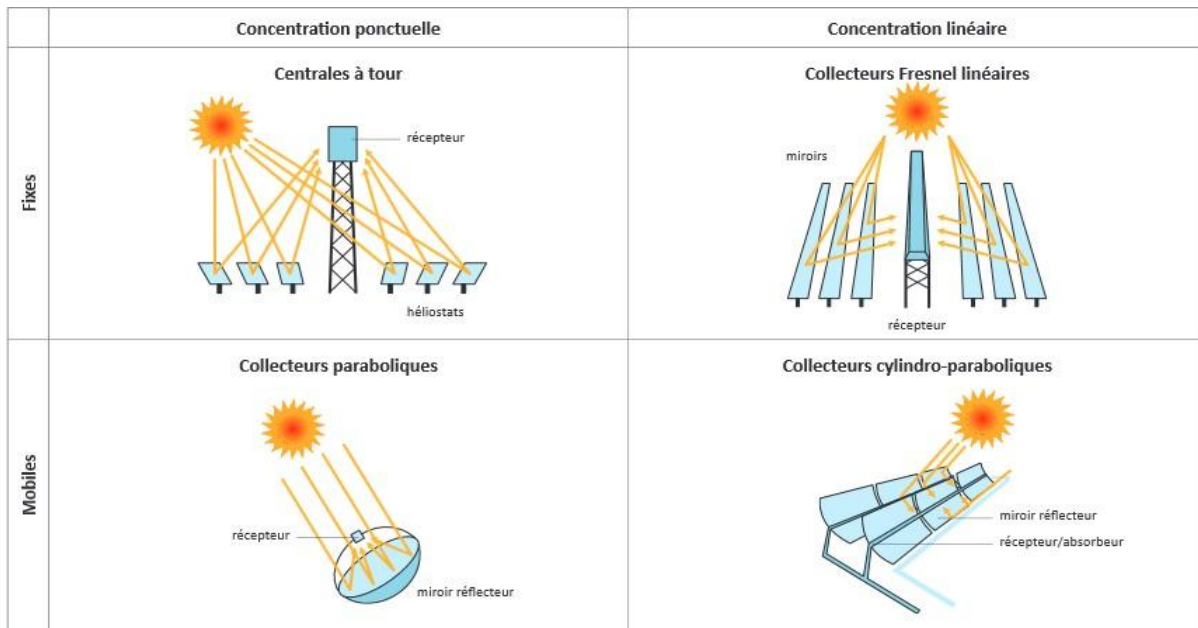


Figure I-26.Schéma des concentrations ponctuelles et linaires [31]

Conclusion :

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend principalement du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

**Chapitre II : Etat de l'art des
concentrateurs cylindro parabolique
(csc-p)**

II. Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

II.1 Introduction :

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

Et afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit spécifique à chaque instant de la journée et de l'année.

II.2 Historique :

En 1880, John Ericsson a construit le premier collecteur parabolique connu. Il l'a utilisé pour alimenter un chaud moteur pneumatique. En 1907, les Allemands Wilhelm Meier et Adolf Remshardt obtiennent le premier brevet de technologie de cuvette parabolique. Le but était la génération de vapeur.⁶

En 1913, l'anglais F. Shuman et l'américain C.V ont construit une usine de pompage de 45 kW pour l'irrigation à Meadi, en Égypte, qui utilisait l'énergie fournie par des collecteurs à auge. Les pompes étaient entraînées par des moteurs à vapeur, qui recevaient la vapeur des auges paraboliques. Les constructeurs ont utilisé des collecteurs à auge parabolique d'une longueur de 62 m et d'une largeur d'ouverture de 4 m. La surface d'ouverture totale était de 1 200 m².⁷ Le système était capable de pomper 27 000 litres d'eau par minute.⁸

Malgré le succès de l'usine, elle a été fermée en 1915 en raison du début de la première guerre mondiale et aussi en raison de la baisse des prix du carburant, ce qui a rendu plus rentable l'application des technologies de combustion.

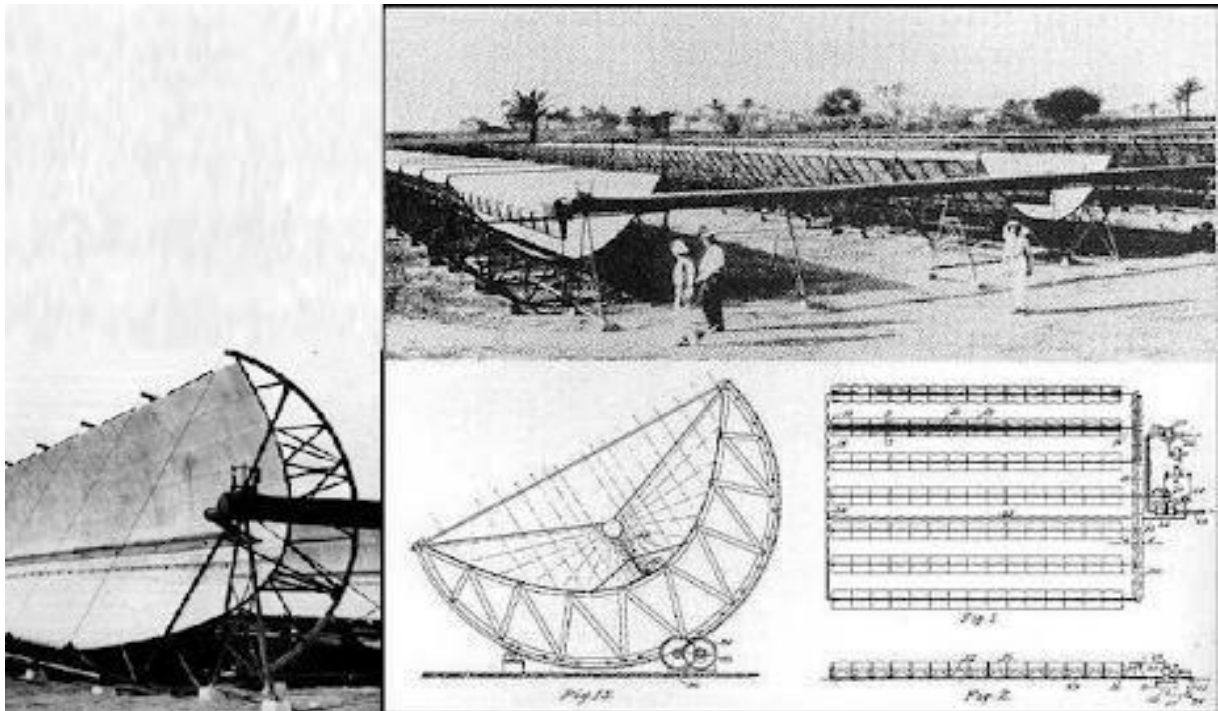


Figure II-1. Application collecteur parabolique en Egypte construit en 1913 (source : Ragheb 2011)

II.3 La concentration solaire :

Ce paramètre indique la quantité de concentration légère d'énergie réalisée par un collecteur donné, Les deux définitions normales de la concentration solaire sont la concentration géométrique (surface) et la concentration système optique (flux)

II.3.1 Classification des systèmes à concentration :

Il existe plusieurs types de concentrateurs et ils continuent de susciter l'intérêt des chercheurs. Plusieurs critères peuvent être utilisés pour distinguer les différents concentrateurs :

- Les caractéristiques optiques : permettent de différencier les systèmes imageants et les systèmes non imageants.
 - À miroirs
 - À lentilles.

- Le rapport de concentration C détermine les températures opératoires. On peut distinguer:
 - Les faibles concentrations ($1 < C < 10$, $T \sim 150^\circ\text{C}$)

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

- Les moyennes concentrations ($10 < C < 100$, $T \sim 300^\circ\text{C}$)
 - Les fortes concentrations ($C > 100$; $T > 500^\circ\text{C}$)
- Les caractéristiques géométriques. Nous distinguons :
- À une dimension.
 - À deux dimensions.
 - À trois dimensions
- Les modes de pointage. Les concentrateurs peuvent être :
- fixes ou périodiquement orientés
 - mobiles autour d'un axe
 - mobiles autour de deux axes
- les positions relatives de l'absorbeur et du concentrateur selon que l'un est mobile par rapport à l'autre ou que les deux sont solidaires.

II.3.2 Nécessité de la concentration

Les capteurs plans ne permettent pas, en général, de dépasser 130°C au niveau de la surface absorbante. Cette température peu élevée constitue une limite au rendement thermodynamique des systèmes qui les utilisent. Il faut une surface de 50 m^2 par kW, et ces capteurs ne sont pas adaptés à la production de fortes puissances. Et d'après le cycle théorique de Carnot, pour augmenter le rendement, il faut élever la température de la source chaude, et par conséquent, concentrer le rayonnement solaire [32].

II.3.3 Principe de concentration :

Les rayons incidents atteignent la surface réceptrice du concentrateur qui est réfléchissante, qui sont ensuite réfléchis vers une surface réceptrice plus petite qui se trouve en son point focal, cette concentration permet d'accroître l'intensité du flux solaire. L'énergie ainsi concentrée est transmise à un fluide caloporteur pour augmenter sa température et qui sera ensuite utilisé dans les différents procédés.

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

Les concentrateurs solaires permettent de diminuer la surface de réception, par conséquent, réduire les pertes thermiques, ce qui implique une température élevée. Pratique l'énergie rayonnée de façon diffuse ne peut pas être concentré. Une orientation permanente et précise de ces capteurs s'avère nécessaire pour obtenir un bon rendement. Un système de captation de l'énergie solaire avec concentration sera donc le plus souvent un système dynamique contrairement aux capteurs plans d'où nécessité d'un mécanisme d'orientation.

Cependant, plusieurs technologies sont utilisées pour la concentration du rayonnement solaire.

Les systèmes à concentration les plus importants pour l'application à grande échelle de l'énergie solaire sont :

- Concentrateurs paraboliques.
- Concentrateurs cylindro-parabolique.
- Centrale solaire à tour.
- Centrale solaire miroir de Fresnel.

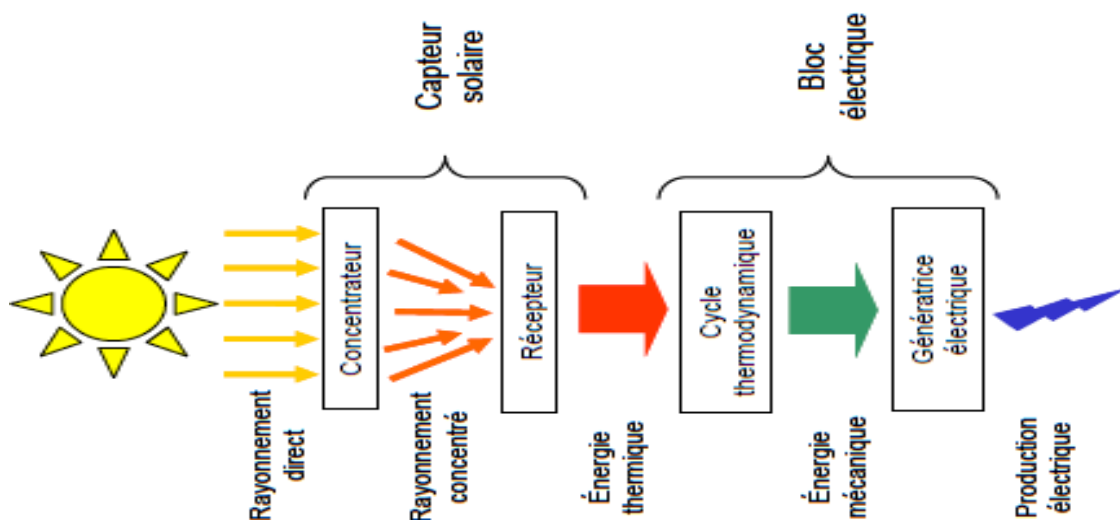


Figure II-2. Schéma du Principe de fonctionnement d'une centrale CSP.

II.4 Concentrateurs cylindro-parabolique :

II.4.1 Les composants d'un concentrateur cylindro parabolique :

Afin d'augmenter la concentration du rayonnement au niveau de l'absorbeur, la conception d'un collecteur avec effet de concentration, nécessite des techniques plus au moins complexes dont le principe consiste à focaliser le rayonnement incident sur un absorbeur de surface réduite

Les différentes parties du CCP sont les suivantes :

- Structure support
- Moteurs
- Contrôleurs (boucles ouvertes ou fermées)
- Miroir (verre épais, mince)
- Tube absorbeur (sélectif, sous vide, connectique)
- Suivi solaire

Les composants principaux qui caractérisent le fonctionnement d'un cylindro parabolique sont comme suit [33] :

II.4.1.1 Le réflecteur parabolique(les miroirs) :

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

Le facteur de concentration d'un capteur cylindro parabolique est égale environs 80%.

II.4.2 Le tube absorbeur :

Souvent en cuivre, le tube absorbeur est entouré d'une enveloppe transparente en verre, il est placé le long de la ligne focale du concentrateur et doit avoir les caractéristiques suivantes :

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

- Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être plus élevé possible afin d'éviter toute perte de rayonnement à cette étape.
- Pertes thermiques limitées : vu que la température du tube dépasse généralement 400°C et afin de limiter les pertes par échanges convectifs et radiatif, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide.



Figure II-3. Un récepteur de type Schott PTR@70

II.4.3 Les fluides caloporteurs :

Le fluide caloporteur a pour rôle d'accumuler l'énergie thermique dans les collecteurs et de la transporter au réservoir d'alimentation, les critères de sélection du fluide doivent répondre à certaines exigences :

- Température de solidification faible et température d'évaporation élevée.
- Stabilité thermique, faible explosivité et inflammabilité, non polluant.
- Capacité calorifique importante, forte conductivité et faible viscosité.

Les types de fluides caloporteurs utilisés dans cette technologie sont :

- Huile thermique
- Eau/Vapeur
 - Eau chaude pressurisée
 - Génération directe de vapeur (à 500°C)
- Sels fondus
- Gaz pressurisé



Figure II-4. Concentrateur cylindro parabolique

II.4.4 Le système de poursuite solaire :

Son rôle est d'adapter l'orientation du capteur de manière à ce que le rayonnement solaire incident soit toujours parallèle au plan de la ligne focale du concentrateur cylindro-parabolique. De cette manière, le rayonnement incident est réfléchi au foyer de la parabole et concentré sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

La structure métallique doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.

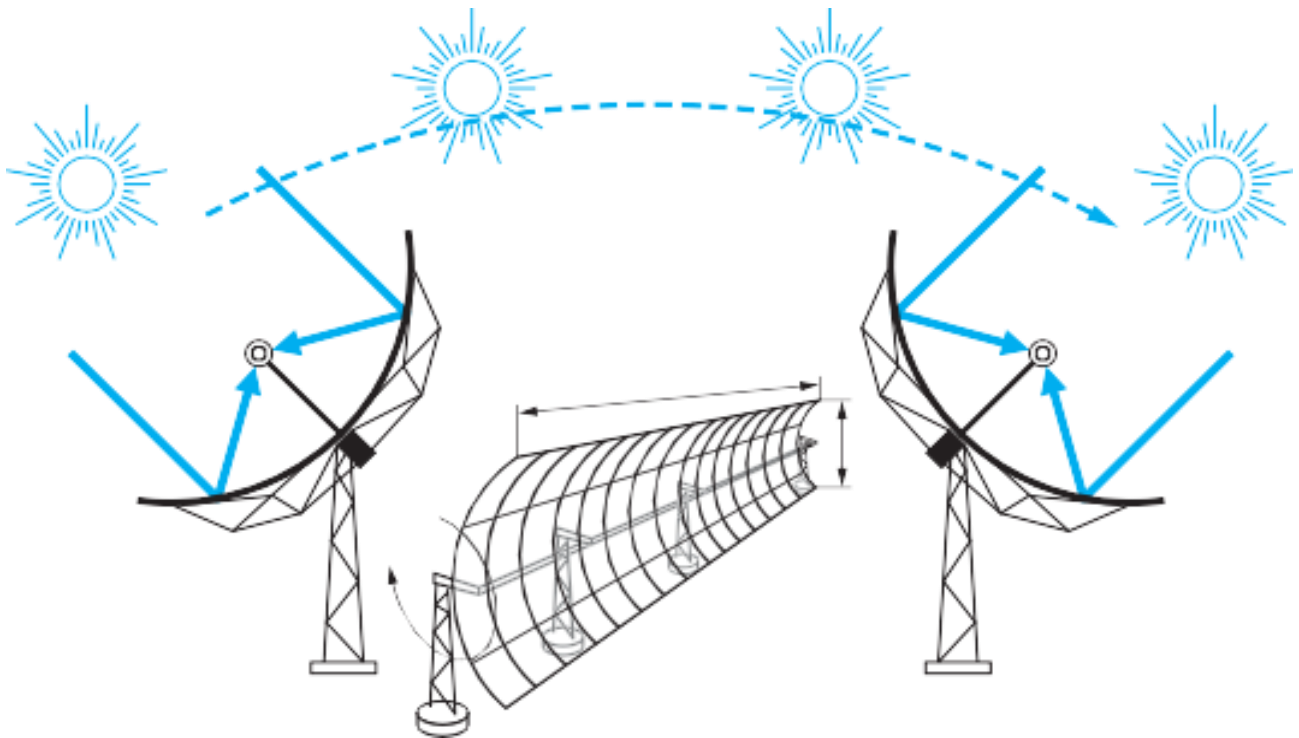


Figure II-5. Système horizontal de poursuite solaire Est-Ouest

II.5 La géométrie et l'optique des concentrateurs cylindro parabolique :

Le concentrateur cylindroparabolique est caractérisé par deux paramètres principaux, les paramètres **géométriques** et les paramètres **optiques**.

II.5.1 Les paramètres géométriques [34] :

➤ La longueur du cylindro parabolique

C'est la longueur du miroir, elle peut atteindre les 4.06 m.

➤ La distance focale

C'est la distance entre le point focale et la courbe de la parabole. La focale de la parabole (f ou F) est le paramètre qui décrit la forme de la parabole. Figure (II.6). L'équation de parabole est :

$$y = a \cdot x^2 \quad \text{Avec : } a = \frac{1}{4 \cdot F} \quad y = \frac{1}{4 \cdot F} x^2$$

L'équation devient donc :

$$y = \frac{d}{(0,5 \times w)^2} \times x^2 \quad \text{(II.1)}$$

$$y = a \cdot x^2$$

Avec : $a = \frac{1}{4 \cdot F}$

$$y = \frac{1}{4 \cdot F} x^2$$

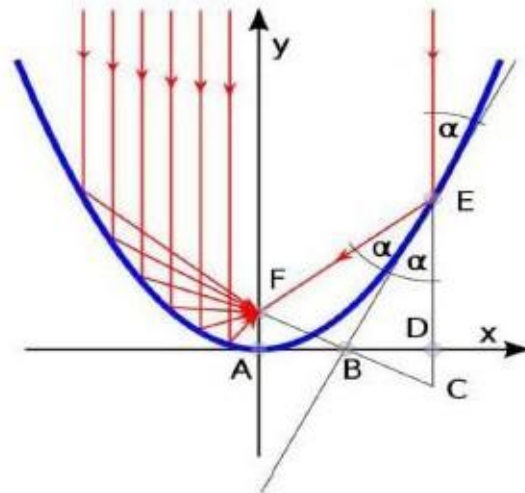


Figure II-6.Trajectoire des rayons parallèles dans un miroir parabolique.

➤ **L'angle d'ouverture (ψ)**

C'est l'angle au point focal entre l'axe optique (Y) et le segment reliant le point focal au bord du miroir.

Deux des trois paramètres de l'angle d'ouverture, de la largeur d'ouverture et de la distance focale sont suffisants pour déterminer la forme et la taille d'un cylindroparabolique, cela signifie également que deux des trois sont suffisants pour calculer le troisième. Ψ peut être exprimée en fonction du rapport entre la largeur d'ouverture et la distance focale.

$$\tan \psi = \frac{\frac{a}{f}}{2 - \frac{a^2}{8f^2}} \quad (\text{II.2})$$

De même, le rapport de la largeur de l'ouverture à la focale peut être exprimé en fonction de l'angle d'ouverture :

$$\frac{a}{f} = -\frac{4}{\tan \psi} + J \frac{16}{\tan^2 \psi} + 16 \quad (\text{II.3})$$

L'angle d'ouverture est lié à la distance entre les différentes parties des miroirs et la ligne focale.

Il existe un angle d'ouverture optimal qui prend en compte aussi le prix du miroir proportionnel à sa surface. L'angle d'ouverture des cylindro paraboliques réels est d'environ 80°.

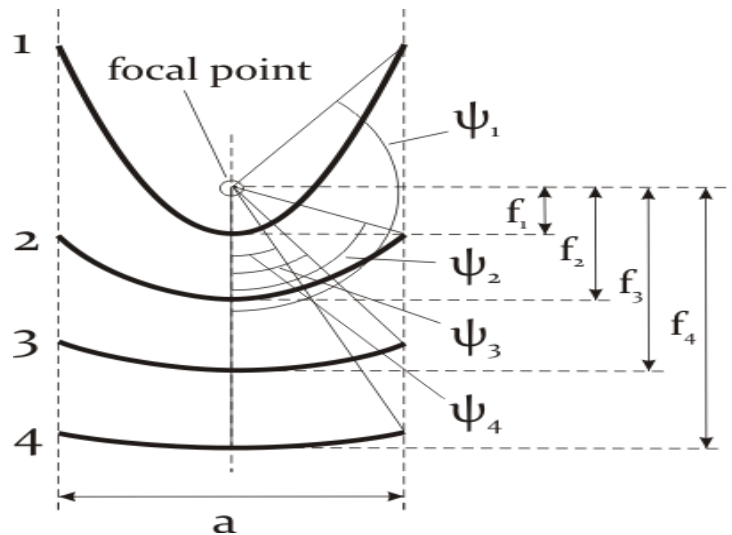


Figure II-7. Relation entre la focale et l'angle d'ouverture pour une ouverture constante.

➤ La largeur de l'ouverture "a"

La plupart des collecteurs réels sont d'une largeur d'ouverture d'environ 6 m, la distance focale est (approximativement à l'angle d'ouverture et à la largeur d'ouverture) d'environ 1,75 m et la longueur du module est comprise entre 12 et 14 m. Il existe des collecteurs qui ont des largeurs d'ouverture plus petites (Solarlite) ou plus grandes (Skyfuel, Heliotric) avec différentes longueurs focales correspondantes.

II.5.2 Performances optiques d'un concentrateur cylindro parabolique :

II.5.2.1 La surface du miroir et la surface d'ouverture

Pour un (rayonnement normal direct) et une position solaire donnée; la surface d'ouverture du miroir est calculée comme le produit de la largeur de l'ouverture **a** et de la longueur du collecteur **l**.

$$A_a = a.l \quad (\text{II.4})$$

l : longueur du collecteur.

a : largeur d'ouverture du collecteur.

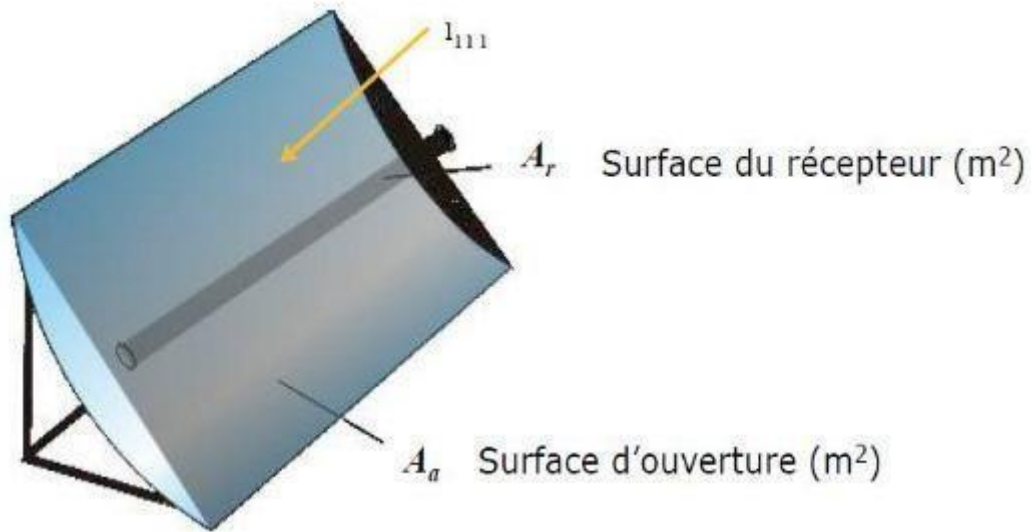


Figure II-8: Surface d'ouverture du collecteur et du récepteur.

La surface d'un cylindro-parabolique peut être importante pour déterminer le besoin de matière pour la fabrication. La surface est calculée comme suit :

$$A = \left(\frac{a}{2} \sqrt{1 + \frac{a^2}{16f^2}} + 2 \cdot f \cdot \ln \left(\frac{a}{4f} \sqrt{1 + \frac{a^2}{16f^2}} \right) \right) \cdot l \quad (\text{II.5})$$

f : distance focal(m).

a:largeur d'ouverture(m).

l : longueur d'ouverture(m).

II.5.2.2 Taux de concentration

La définition la plus commune du taux de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture à la surface du récepteur, [35].

$$C = A_0 / A_r \quad (\text{II.6})$$

A_0 : surface d'ouverture.

A_r : surface du récepteur.

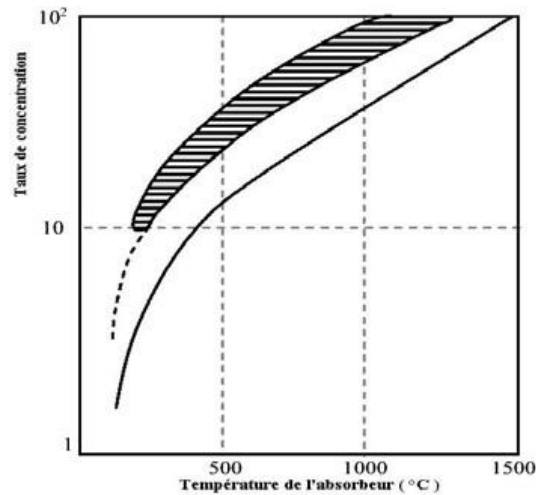


Figure II-9. Relation entre le taux de concentration et la température du récepteur.

- Les faibles concentrations : $(1 < C < 10 \Rightarrow T_c \approx 1500^\circ\text{C})$;
- Les moyennes concentrations : $(10 < C < 100 \Rightarrow T_c \approx 1000^\circ\text{C})$;
- Les fortes concentrations : $(C \geq 500 \Rightarrow T_c \geq 500^\circ\text{C})$.

II.5.2.3 Rayonnement absorbé

Le rayonnement absorbé par unité de surface d'ouverture, peut être écrit comme

Suit : [35].

$$E = E_b \cdot \rho(\gamma \cdot r) \quad (\text{II.7})$$

E : rayonnement solaire incident (W/m^2).

E_b : rayonnement solaire incident sur le plan d'ouverture (W/m^2).

ρ : Facteur de réflexion du récepteur..

γ : Facteur d'interception.

C : Rapport de concentration.

r : Facteur de transmission du récepteur.

II.6 Positionnement du concentrateur cylindro-parabolique :

Il existe deux types de montage d'un capteur cylindro parabolique : [36]

➤ **Alignement nord sud (a):**

Suivant l'axe du monde(a) : Le tube récepteur est parallèle à l'axe de rotation de la terre. Le suivi du soleil nécessite un simple asservissement en rotation autour de cet axe.

➤ **Alignement est-ouest(b) :**

Le tube récepteur est orienté est-ouest. Il faut orienter le capteur vers le soleil deux ou trois fois par jour pour optimiser la réception du rayonnement. Le rendement de captation est moins bon qu'avec le montage est-ouest asservi en rotation.

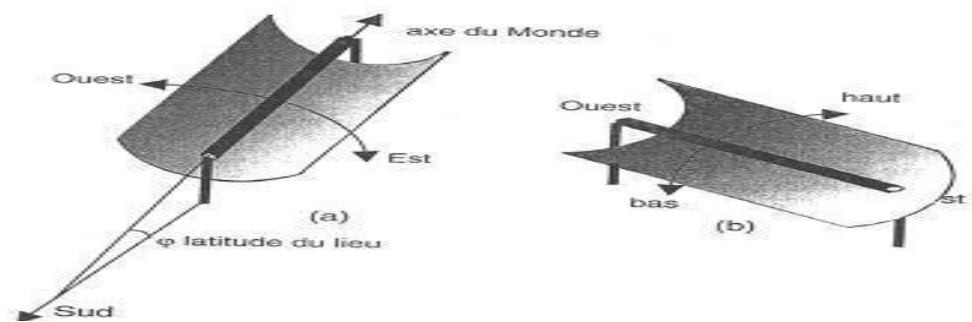


Figure II-10. Positionnement d'un capteur cylindro- parabolique

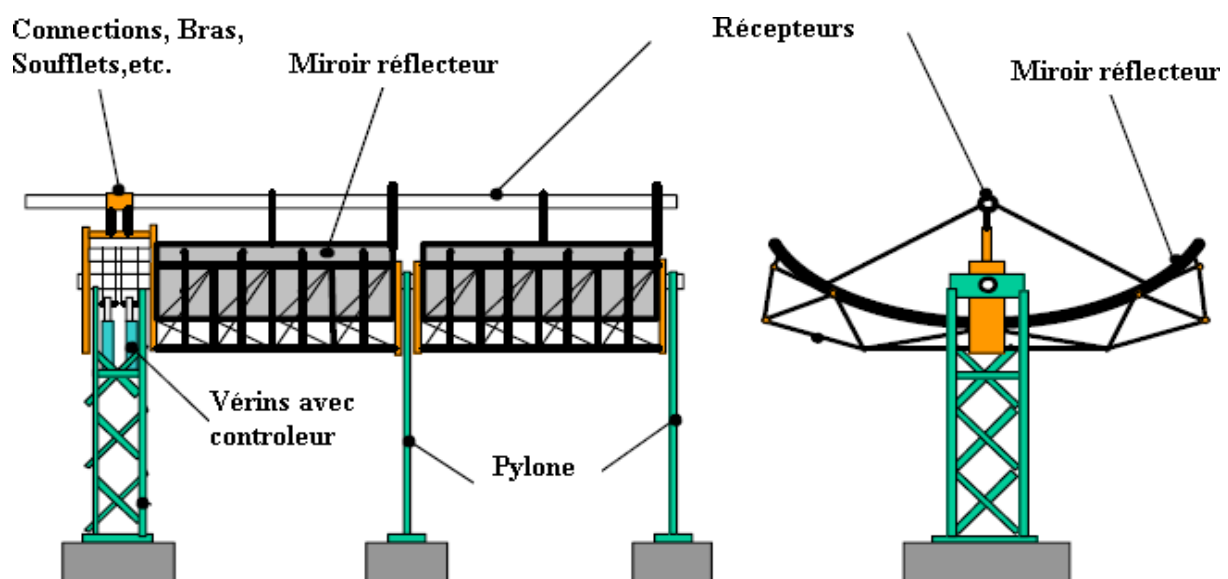


Figure II-11: Montage du concentrateur cylindro parabolique

II.7 Principe de fonctionnement :

Ce type de centrale se compose d'alignements parallèles de longs miroirs hémicylindriques, orientés sur l'axe nord-sud qui tournent autour de ce dernier pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube horizontal, où circule un fluide caloporteur qui servira à transporter la chaleur vers des échangeurs de chaleur.

La température du fluide peut monter jusqu'à 395°C ou plus. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne des turbines qui produisent de l'électricité. Certaines centrales sont désormais capables de produire de l'électricité en continu, nuit et jour, grâce à un système de stockage sous forme de chaleur sensible ou de chaleur latente à base d'une réaction réversible. [37]

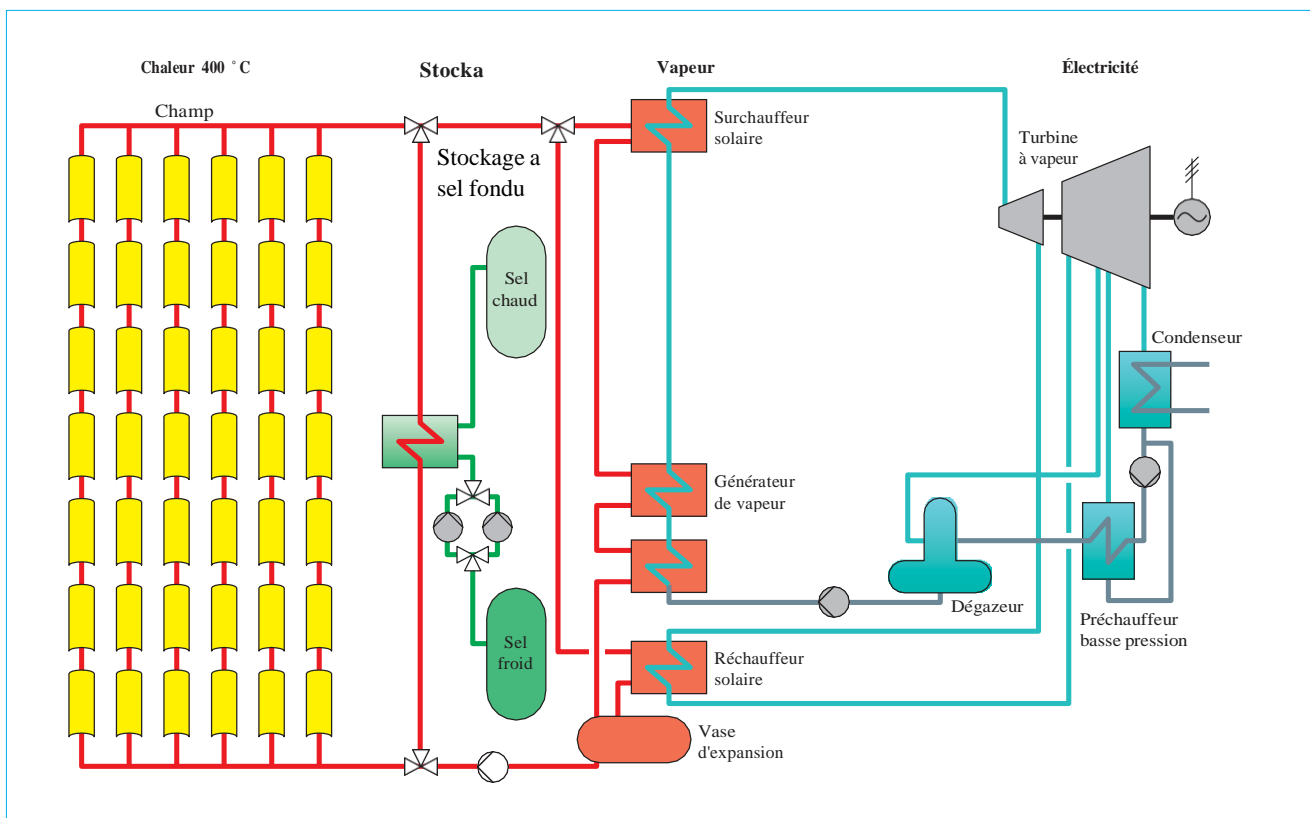


Figure II-12. Schéma principale d'une CSC-P à huile (400 °C) avec stockage à sel fondu et cycle de Rankine

II.8 Les Principaux composants d'une Centrale Solaire Cylindro parabolique (CSC-P)

II.8.1 Le champ solaire :

Représente l'équivalent de l'alimentation en combustible (charbon, pétrole, gaz,

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

uranium) pour les centrales thermiques. Le champ solaire est composé de miroirs cylindro parabolique, qui concentrent les rayons solaires sur un tube noir (le capteur) formant l'axe des miroirs. Les rayons solaires sont absorbés à la surface noire, transformés en chaleur, qui est transférée au fluide caloporteur traversant le capteur.

II.8.1.1 Composantes du champ solaire

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

II.8.1.1.1 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.

II.8.1.1.2 Le réflecteur

C'est un miroir qui est composé de verre pauvre en fer, dont la transmittivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

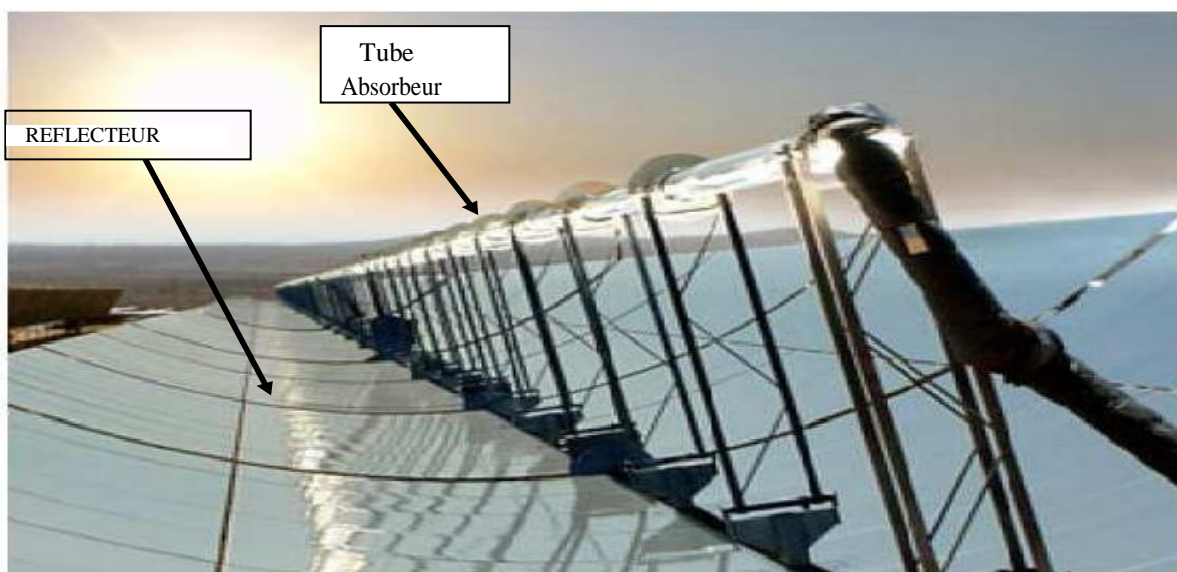


Figure II-13: Capteur cylindro-parabolique

II.8.1.1.3 Le récepteur (absorbeur)

L'absorbeur est l'un des éléments les plus importants d'un capteur thermique; il convertit le rayonnement solaire en chaleur.

L'absorbeur se caractérise par deux paramètres:

- **le facteur d'absorption solaire α^*** (ou absorptivité):

Le rapport du rayonnement lumineux absorbé par le rayonnement lumineux incident;

- **le facteur d'émission infrarouge ϵ** (ou émissivité):

Le rapport entre l'énergie rayonnée dans l'infrarouge lorsque l'absorbeur est chaud et celle qu'un corps noir rayonnerait à la même température.

Dans les applications de chauffage solaire, on cherche à obtenir le meilleur rapport facteur d'absorption solaire / facteur d'émission infrarouge. Ce rapport est appelé **sélectivité**.

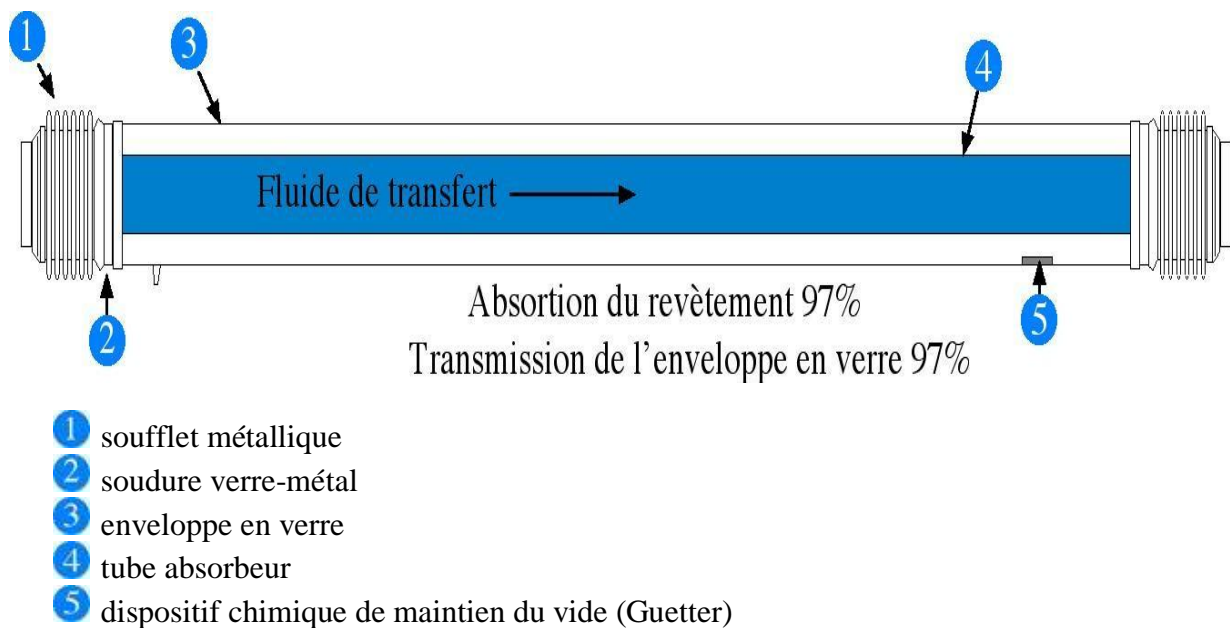


Figure II-14. Schéma principale des composantes du tube récepteur.

II.8.1.1.4 Le réseau de conduites :

Assure le transfert du fluide caloporteur chauffé du champ solaire vers l'unité de production d'électricité et son retour après refroidissement vers le champ solaire.

II.8.2 L'unité de puissance : (c'est-à-dire l'unité de production d'électricité),

Contient les pompes à eau de haute pression, refroidissement de l'eau, la production de vapeur, la turbine à vapeur, le générateur.

II.8.3 La structure métallique

C'est l'élément sur le quelle repose toute les autres composantes du champ solaire.

Doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.



Figure II-15.Structure métallique d'un concentrateur cylindro parabolique.

II.8.4 Le mécanisme de poursuite :

Chaque ligne de collecteurs possède un moteur en son centre :

- Moteur électrique standard avec engrenage (boite de réduction) ou
- Moteur hydraulique.

Le moteur positionne le collecteur pour suivre le soleil (concentration sur l'absorbeur).

Il doit résister aux effets des rafales de vent.

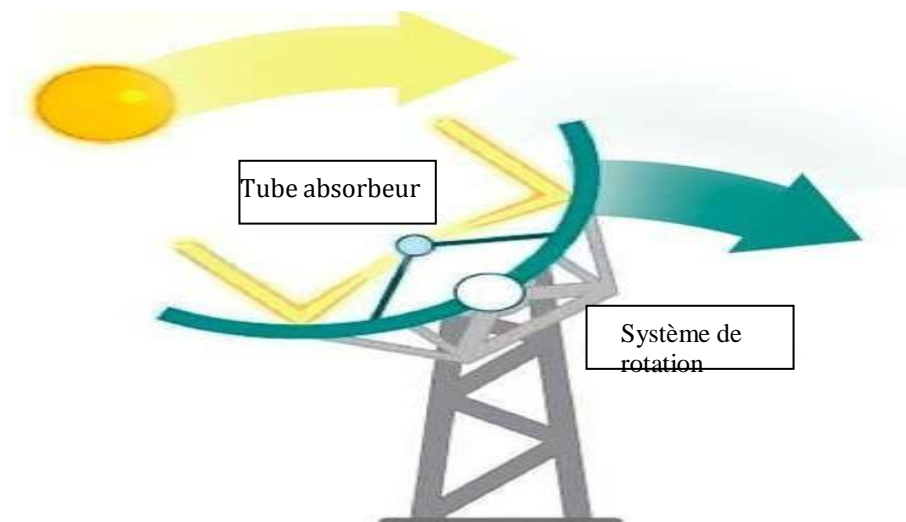


Figure II-16. Schéma de principe du système de poursuite

II.8.5 Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration [38]

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

- **L'eau liquide** : est, a priori, un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro parabolique.
- **Les huiles** : sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro parabolique.
- **Les sels fondus** : à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

- **Les fluides organiques** : (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.

Tableau II-1 .Les formules chimiques des fluides caloporteurs

Tableau Caractéristiques des sels fondus et de l'huile thermique Therminol				
Caractéristique	Sel fondu	Sel Hitec	Huile Therminol VP-1	EAU
Composition massique				
Oxyde de diphenyle (%)			73,5	
Biphényle (%)			26,5	
NaNO3.(%)	60	7		
KNO3(%)	40	53		
NaNO2 (%)		40		
Température de solidification.(°C)	220	142	12	0
Température maximale.(°C)	600	535	400	100
Masse volumique à 25 °C(kg.m³)			1 060	997
Masse volumique à 300 °C. (kg.m³)	1 899	1 640	815	712,04
Viscosité à 40 °C (cp)			2,48	0,653
Viscosité à 100 °C. (cp)			0,99	0 ,277
Viscosité à 300 °C (cp)	3,26	6,16	0,2	0,086
Capacité thermique massique à 100°C.(J.kg⁻¹.K⁻¹)			1 780	4185
Capacité thermique massique à 300°C(J.kg⁻¹.K⁻¹)	1 495	1 560	2 319	1850
Conductivité thermique à 100°C (W.m⁻¹.K⁻¹)	0,5365		0,1276	0,6
Conductivité thermique à 300°C . (W.m⁻¹.K⁻¹)		0,519	0,0985	1 ,8

II.9 Bilan énergétique :

II.9.1 Bilan optique [39] :

Le facteur d'interception y est le facteur optique le plus compliqué dans le calcul de la performance optique. Il représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchiée par les surfaces réfléchissantes. Il traduit le fait que certains rayons solaire peuvent être renvoyés vers l'extérieur ou bien passer à côté de l'absorbeur lorsque les surfaces optiques présentent des défauts ou des irrégularités et lorsque l'absorbeur est mal positionné dans le plan focal. Si on utilise les paramètres d'erreurs universelles appliquées pour toutes les géométries du collecteur, le facteur d'interception y est donné par l'équation générale suivante :

$$y = \frac{1 + \cos \varphi}{2 \cos \varphi} \int_0^{\varphi} \operatorname{erf} \left[\frac{\sin \varphi (1 + \cos \varphi_1) (1 - 2d'x \sin \varphi_1) - \pi \beta' (1 + \cos \varphi_1)}{\sqrt{2\pi\sigma'(1 + \cos \varphi)}} \right] - \operatorname{erf} \left[\frac{\sin \varphi (1 + \cos \varphi_1) (1 - 2d'x \sin \varphi_1) + \pi \beta' (1 + \cos \varphi_1)}{\sqrt{2\pi\sigma'(1 + \cos \varphi)}} \right] \frac{d\varphi_1}{(1 + \cos \varphi_1)} \quad (\text{II.8})$$

La fonction d'erreur erf est définie comme suit :

$$\operatorname{erf}(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-z^2} dz \quad (\text{II.9})$$

φ : L'angle d'ouverture

II.9.2 Bilan thermique [39]

En pratique, Le flux solaire ainsi que toutes les variables climatiques sont en évolution permanente, aussi l'étude (qui n'est pas la nôtre) sera menée en régime transitoire. Avant de dresser le bilan thermique au niveau de tous les composants du concentrateur cylindro-parabolique nous rappellerons que l'inertie thermique est le stockage d'énergie dans un volume. Elle correspond à l'augmentation de son énergie interne et a pour expression :

$$m_i \times C_{p_i} \times \frac{dT_i}{dt} \quad (\text{II.10})$$

Cette énergie stockée est donnée par la relation :

$$m_i \times C_{p_i} \times \frac{dT_i}{dt} = \sum q_i + p_i \quad (\text{II .11})$$

Avec q_i et p_i respectivement les différents échanges thermiques et le terme de source.

Le bilan thermique d'un collecteur a généralement pour expression :

$$q^* = q_u + q_a + q_t \quad (\text{II .12})$$

Où :

q^* : Energie absorbée par le receptrur.

q_u : Puissance utile qui permet de réchauffer le fluide caloporteur.

q_a : Énergie perdue vers l'environnement.

q_t : Énergie qui dépend de l'inertie thermique de l'installation

- En régime permanent

$$q_t = 0$$

- En régime transitoire

$$q_t = \sum m_i \times C_{p_i} \times \frac{dT_i}{dt} \quad (\text{II .13})$$

Avec :

q_t : Puissance provenant du réchauffement du receptrur(absorbeur).

➤ Bilan thermique (vitre paroi extérieure)

La paroi extérieure de la vitre échange de la chaleur avec :

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

- La paroi intérieure par conduction
- L'environnement par convection
- Le ciel par rayonnement

Ces échanges ont pour expression :

$$M_v \times cp_v \times \frac{dT_{ve}}{(2 \times dt)} = q_{cond.v} - q_{conv.v} - q_{ray.v-c} + \frac{P_y}{2} \quad (II.14)$$

➤ Bilan thermique (vitre paroi intérieure)

La paroi intérieure de la vitre échange de la chaleur avec :

- La paroi extérieure par conduction
- L'absorbeur par convection et rayonnement

Ces échanges sont exprimés par :

$$M_v \times Cp_v \times \frac{dT_{vi}}{(2 \times dT)} = -q_{cond.v} + q_{conv.v-ab} + q_{ray.v-ab} + \frac{P_y}{2} \quad (II.15)$$

➤ Bilan thermique (tube absorbeur)

L'absorbeur échange de la chaleur avec :

- La vitre paroi intérieure par convection et par rayonnement
- Le fluide caloporteur par convection

Ces échanges sont donnés par la relation :

$$M_{ab} \times Cp_{ab} \times \frac{dT_{ab}}{dt} = -q_{conv.ab-v} - q_{conv.ab-f} - q_{ray.ab-v} + p_{ab} \quad (II.16)$$

➤ Bilan thermique (fluide caloporteur)

Le fluide caloporteur échange de la chaleur avec l'absorbeur par convection [40] :

$$m_f \times Cp_f \times (T_{fs} - T_{fe}) = q_{convab-f} \quad (II.17)$$

➤ Performances thermiques d'un concentrateur cylindro parabolique

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

On pourra calculer la puissance gagnée au collecteur (\dot{Q}_c), en connaissant les valeurs des grandeurs (F_R) et (U_L) [41].

➤ Coefficient des pertes thermiques UL (tube couvert)

Dans le cas où l'absorbeur est couvert d'un tube de verre de surface (A_c), le coefficient d'irradiation entre le couvert et l'absorbeur est différent du coefficient entre l'absorbeur et le couvert, qui est généralement négligeable. Le coefficient des pertes thermiques s'écrit comme suit :

$$U_L = \left[\frac{A_r}{(h_v + h_{r,c-a}) A_c} + \frac{1}{h_{r,a-c}} \right]^{-1} \quad (\text{II.18})$$

$$\text{Avec :} \quad h_{r,-c} = \frac{\frac{(T_r^2 - T_c^2) \cdot (T_r - T_c)}{1 - \varepsilon_r} \frac{1}{\varepsilon_r} + \frac{(1 - \varepsilon_r) A_r}{\varepsilon_c A_c}}{F_{re}} \quad (\text{II.19})$$

$$\text{Et :} \quad h_{r,-a} = 4 \cdot \sigma \cdot \varepsilon \cdot T^3 \quad (\text{II.20})$$

On peut écrire le Coefficient global de transfert fluide-absorbeur en fonction de U_L comme suit :

$$F_R = \frac{C_p}{A_r \cdot U_L} \left[1 - e^{-\frac{A_r \cdot U_L \cdot F_c}{C_p}} \right] \quad (\text{II.21})$$

Ou :

$$F_R = \frac{1/U_L}{\frac{1}{U_L} + \frac{D_e}{h_{fi} \cdot D_i} + \frac{D_e}{2k} + \frac{D_e}{h_{ce} \cdot D_i}} \quad (\text{II.22})$$

➤ Puissance utile Q_u

La puissance utile, représentée par la puissance récupérée par le collecteur au niveau du foyer, peut être déterminée par l'expression suivante.

$$Q_u = F_R \times [\rho \cdot \tau \cdot \gamma \cdot A_0 - U_l \cdot A_r \times (T_e - T_a)] \quad (\text{II .23})$$

➤ Température de sortie du fluide caloporteur T_s

Pour calculer la température de sortie, l'équation suivante a été utilisée ; [41] :

$$T_s = T_e + \frac{Q_u}{m \times C_p} \quad (\text{II.24})$$

➤ Rendement global du concentrateur solaire η

Pour la détermination du rendement global du concentrateur, l'expression suivante a été utilisée. [42]

$$\eta = \frac{Q_u}{E \times A_0 \times \gamma} \quad (\text{II .25})$$

II.10 Ombrage et pertes des extrémités

II.10.1 Ombrage

La disposition des rangées de cylindro-parabolique en parallèle engendre des pertes à cause de l'ombrage de ces dernières. Un espacement de 13 à 15 mètres est laissé entre ces dernières.

Au lever du soleil, tous les capteurs sont orientés vers l'Est. La première rangée de capteurs intercepte la totalité du rayonnement solaire, tandis que les autres rangées restent ombrées. Au fur et à mesure que le soleil prend de l'altitude et les capteurs suivent la trajectoire du soleil, l'ombrage diminue progressivement sur les autres rangées jusqu'au midi solaire où l'ombrage est nul sur toutes les rangées du champ solaire. La figure II.17 montre la poursuite des collecteurs solaire au soleil et l'ombrage causé par les rangées de ces derniers.

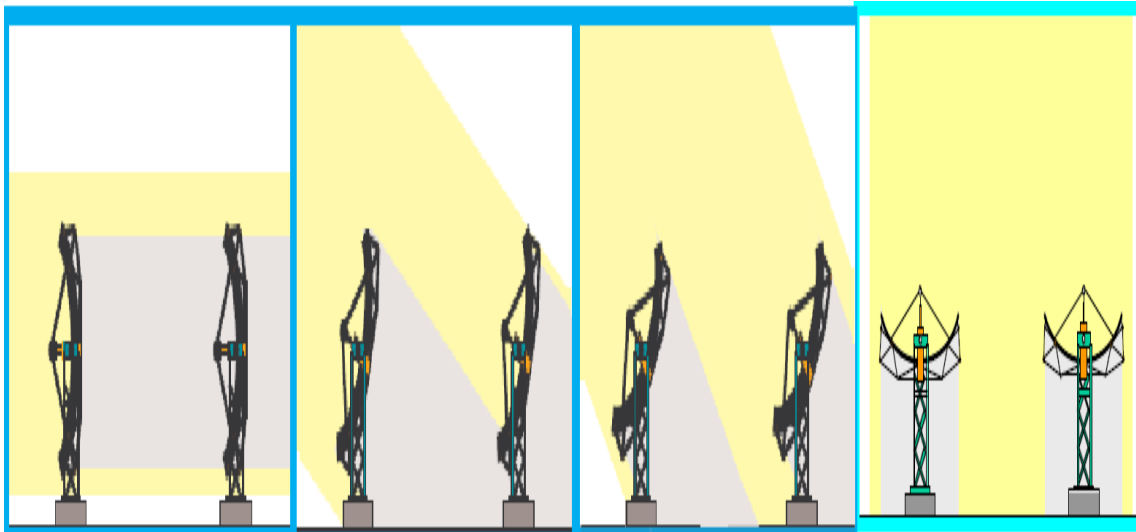


Figure II-17. Illustration de l'ombrage des collecteurs [43]

L'ombrage dû aux rangées de collecteurs diminue les performances du champ solaire par la diminution de la quantité d'énergie reçue par les collecteurs. La largeur du miroir réfléchissant qui reçoit le rayonnement incident (partie du miroir qui n'est pas ombrée) 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 [43]:

$$F_o = \frac{W_{eff}}{W} = \frac{ER}{W} \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} \quad (II.26)$$

Où :

F_o : facteur d'ombrage

W_{eff} : largeur effective de l'ouverture du miroir

W : largeur réelle de l'ouverture du collecteur

ER : espacement entre les rangées de collecteurs

Le facteur d'ombrage est compris entre 0 (les rangées sont complètement ombrées) et 1 (les rangées ne sont pas ombrées). La variation du facteur d'ombrage tout au long de la journée est illustrée sur la figure II.18 Les pertes dues à

Chapitre II Etat de l'art des concentrateurs cylindro parabolique (csc-p)

L'ombrage des rangées de collecteurs sont environs à 90 min du début et de la fin de chaque journée.

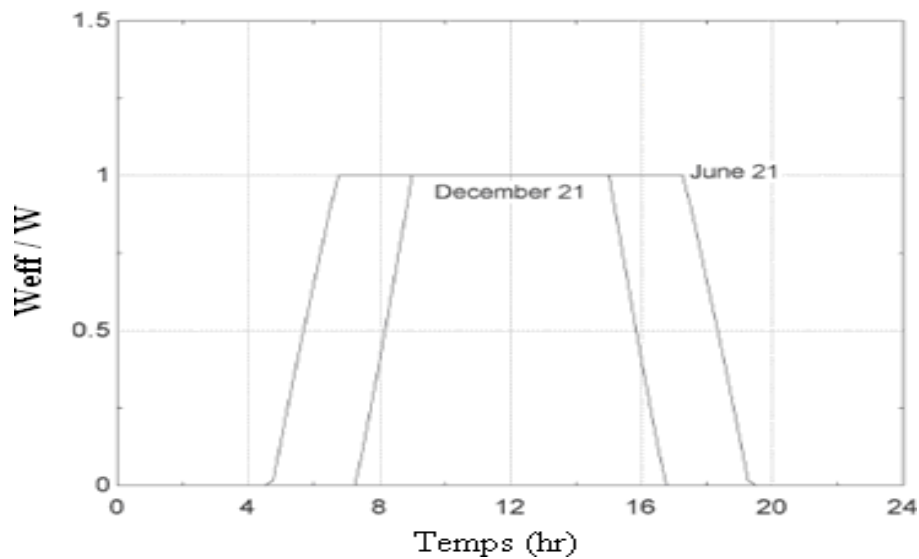


Figure II-18. Variation du facteur d'ombrage au cours de la journée [44]

II.10.2 Pertes aux extrémités du récepteur

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 II.19

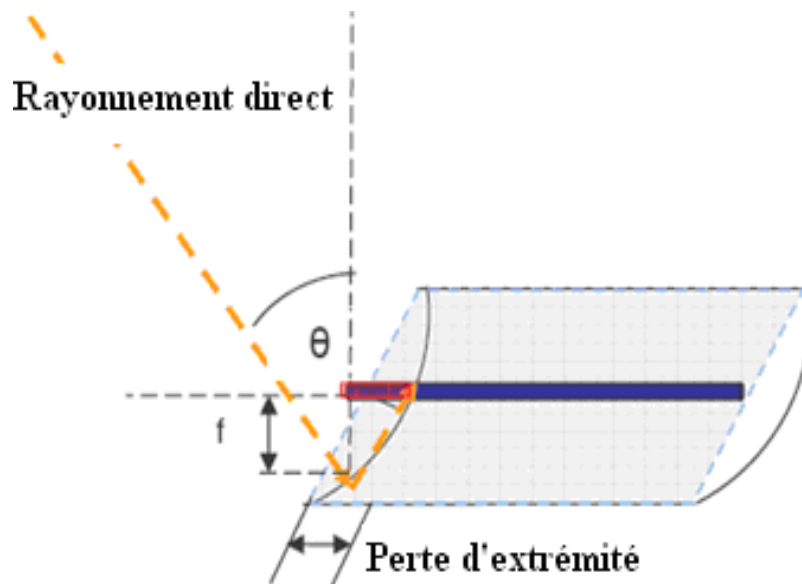


Figure II-19. Pertes aux extrémités du récepteur [44]

L'équation qui permet de calculer ces pertes est la suivante [9] :

$$M = 1 - \frac{f \cdot \tan^2(\theta)}{L_c} \quad (\text{II .27})$$

Où :

M : coefficient de perte aux extrémités

f : longueur focale du collecteur

L_c : longueur du collecteur

La figure II.20 montre la variation des pertes aux extrémités en fonction de l'angle d'incidence

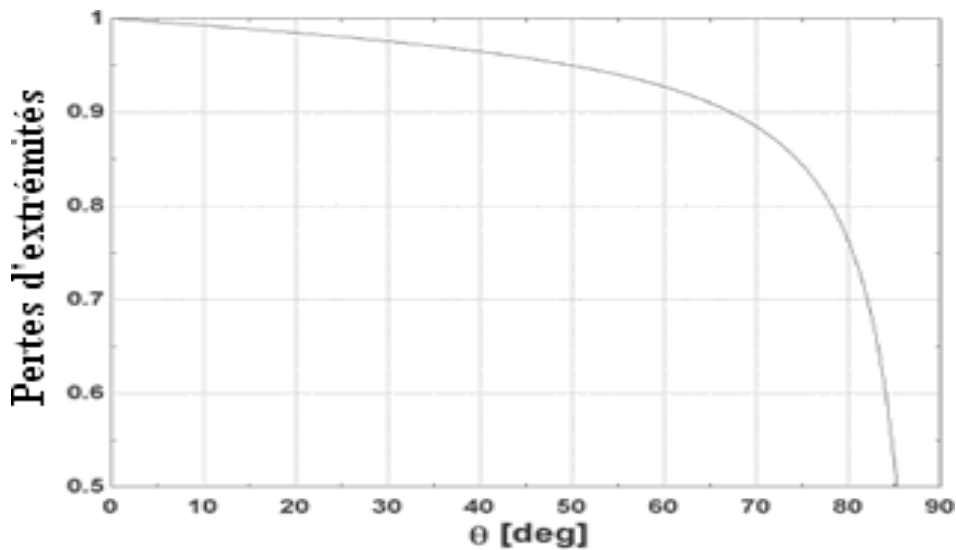


Figure II-20. Variation des pertes aux extrémités en fonction de l'angle d'incidence [44]

II.11 Les avantages et les inconvénients d'une centrale cylindro-parabolique :

a. Les avantages :

1. Peu de mouvement mécanique par rapports aux autres centrales à chaleur.
2. Moins onéreux que la concentration par miroir et les paraboles Stirling.
3. Bon rendement.

b. Les inconvénients :

1. Ne convient pas à de petites installations.
2. L'énergie change de forme à de nombreuses reprises : risques de perte d'énergie

CONCLUSION :

La technologie des capteurs cylindro parabolique est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. L'énergie thermique reçue est collectée et absorbée pour ensuite être utilisée au chauffage du fluide caloporteur à température élevée, qui est pompé dans des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée. L'utilisation thermique de l'énergie solaire a tous les avantages quand l'approvisionnement en énergie classique est entré en crise, mais le prix de revient des éléments de ce capteur est le principal facteur qui limite son application économique. Le champ solaire est une source importante pour les pays désertique, il assure la production de l'électricité et de l'énergie thermique.

Chapitre III : Modélisation et simulation

III. Modélisation et simulation

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons commencer par donner une présentation métrologique des sites étudiés (Alger, Tamanrasset et Ghardaïa), ensuite on va effectuer une simulation avec le logiciel MATLAB en utilisant un algorithme de calcul développé sous ce dernier, pour déterminer les paramètres radiométriques.

Et une modélisation des performances optiques et thermiques de notre centrale solaire d'une puissance de 1 MWe à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model). Les différents résultats seront représentés sous forme de graphes qui vont nous permettre de comparer les différents paramètres pour choisir le site le plus favorable pour l'implantations de notre centrale solaire cylindro parabolique.

III.2 Description des sites choisis

Les données métrologiques de ces sites (Tamanrasset, Alger et Ghardaïa) comme le rayonnement normal direct et la température ambiante sont triés de la base de données NREL (données satellitaires), le tableau ci-dessus représente les paramètres de ces sites.

Tableau III-1: Les paramètres des sites choisis

Sites	Tamanrasset	Alger	Ghardaïa
Paramètre			
Latitude (°)	22.78	36.72	32.49
Longitude(°)	5.517	3.25	3.674
Altitude(m)	1371	25	1143
Température ambiante(C°)	22.7	17.7	21.7
Vitesse du vent (m/s)	3.6	3.0	4.3

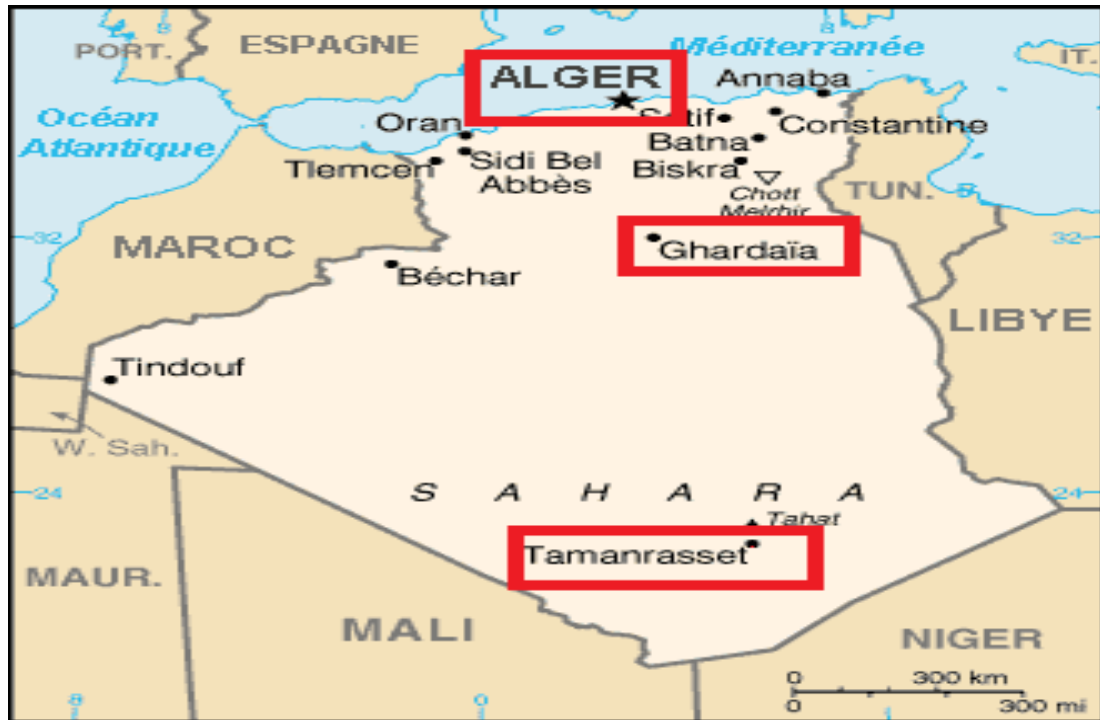


Figure III-1. Situation géographique des trois sites étudiés

III.3 Evolution des paramètres radiométriques pour les trois sites (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset) :

Après la simulation effectuée à travers le logiciel MATLAB, et à l'aide des logiciels (l'Excel et origine), on a obtenu les résultats suivants représentés sous forme de graphes :

- Evolution d'angle horaire fonction numéro du jour dans l'année.
- Evolution durée du jour en fonction du numéro du jour dans l'année..
- Evolution d'hauteur max en fonction du numéro du jour dans l'année.
- Evolution d'angle déclinaison en fonction du numéro du jour dans l'année.
- Evolution d'équation du temps en fonction du numéro du jour dans l'année

Et chacun de ces graphes représente trois courbe

III.3.1 Evolution d'angle horaire fonction numéro du jour dans l'année

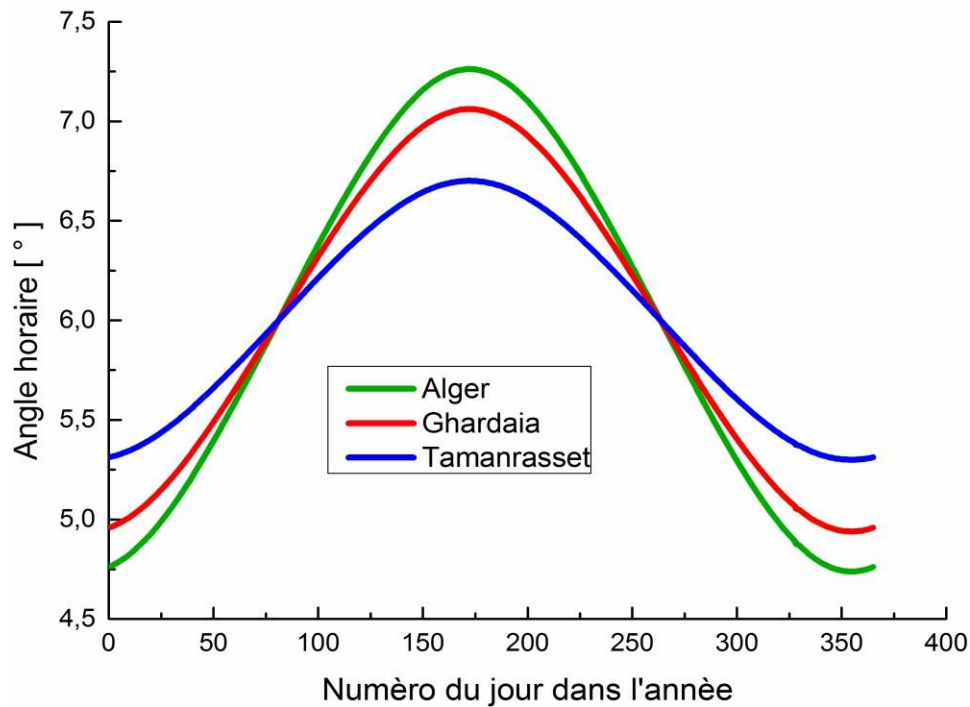


Figure III-3. Variation d'angle horaire au cours de l'année

Cette figure représente les résultats obtenus de la variation de l'angle horaire en fonction de numéro du jour dans l'année pour 3 sites en Algérie (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset).

On remarque sur le graphe, qu'au début de l'année les trois courbes des trois régions débutent avec des valeurs basses (Tamanrasset à 5,3°, Ghardaïa à 4,9°, Alger à 4,75°) puis elles évoluent graduellement au fur et à mesure que les années passent, jusqu'à qu'elles atteignent leurs valeurs maximales au bout du 172^{ème} jour (Ghardaïa à 7,0°, Alger à 7,25° et Tamanrasset à 6,6°) puis elles commencent à décroître jusqu'à la fin d'année où elles enregistrent leurs valeurs minimales.

III.3.2 Evolution durée du jour en fonction du numéro du jour dans l'année.

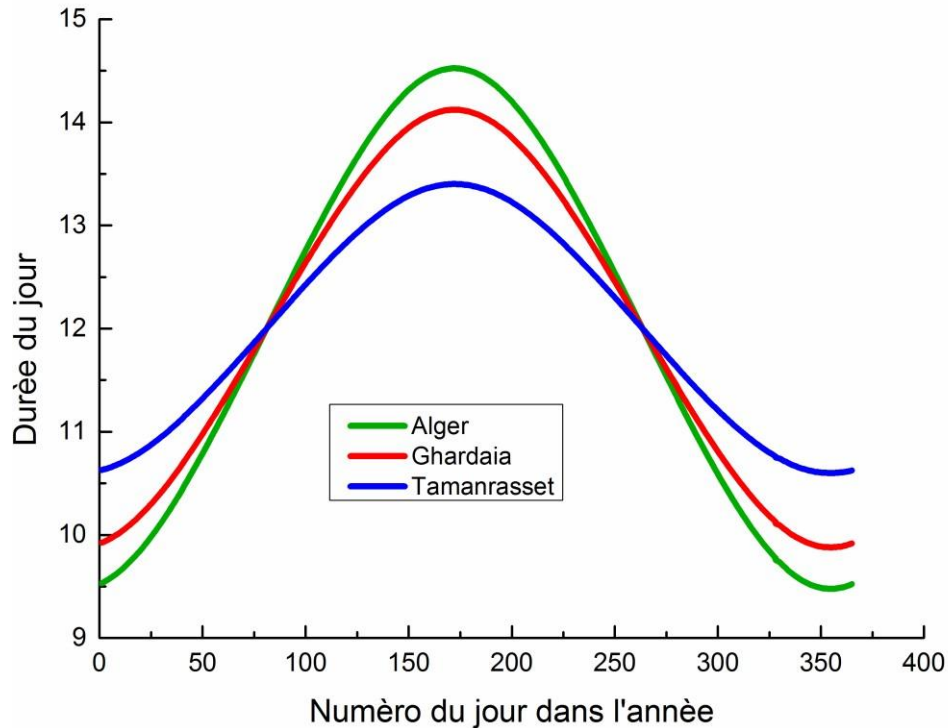


Figure III-4. Variation de la durée du jour au cours de l'année

Cette figure représente l'évolution de la durée du jour (en heure) en fonction de numéro du jour dans l'année pour les trois sites étudiés (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset).

On remarque sur le graphe, que les trois courbes des trois régions sont symétriques, au début de l'année elles débutent avec des valeurs basses (9h30min à Alger, 9h55min à Ghardaïa et 10h40min à Tamanrasset) puis elles commencent évoluer graduellement au fur et à mesure que les années passent, jusqu'à qu'elles atteignent leurs valeurs maximales au bout du 172^{ème} jour (le 21 juin jour le plus long dans l'année) qui dure (14h40min à Alger, 14h00 à Ghardaïa et de 13h20 min à Tamanrasset). ensuite elles commencent à décroître jusqu'à la fin de l'année où elles enregistrent leurs valeurs minimales qui correspondent à (9h20min à Alger, 9h50 à Ghardaïa et 10h35min à Tamanrasset) le 355^{ème} jour (le 21 décembre le jour le plus court dans l'année).

III.3.3 Evolution d'hauteur max en fonction du numéro du jour dans l'année

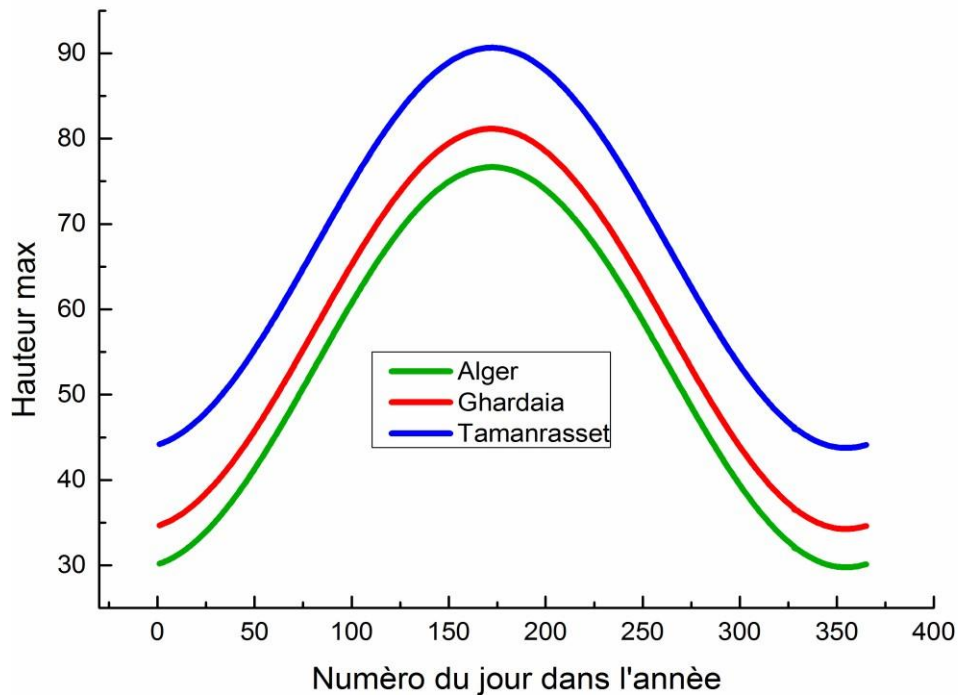


Figure III-7. Variation de la hauteur max du soleil au cours de l'année

Cette figure représente le suivi de la hauteur maximale du soleil en fonction de numéro du jour dans l'année dans les trois différents sites choisis (Tamanrasset, Ghardaïa et Alger).

on remarque que la hauteur max des trois sites au début de l'année est a sa valeur minimal (Alger à 30, Ghardaïa à 34 et 44 à Tamanrasset) puis elle augmente progressivement au fur et à mesure des jours passent jusqu'à atteindre sa valeur maximale (75 à Alger, 80 à Ghardaïa et 92 à Tamanrasset) le 181^{ème} jour. et a partir de 182^{ème} jour les trois courbes enregistrent une diminution jusqu'à atteindre encore une fois la valeur minimale pour chaque site à la fin de l'année

Il est si remarquable sur le graphe, que la courbe de Tamanrasset est plus élevée ce qui signifie que le soleil dans cette région atteint une hauteur maximum par rapport aux autres sites.

III.3.4 Evolution d'angle déclinaison en fonction du numéro du jour dans l'année

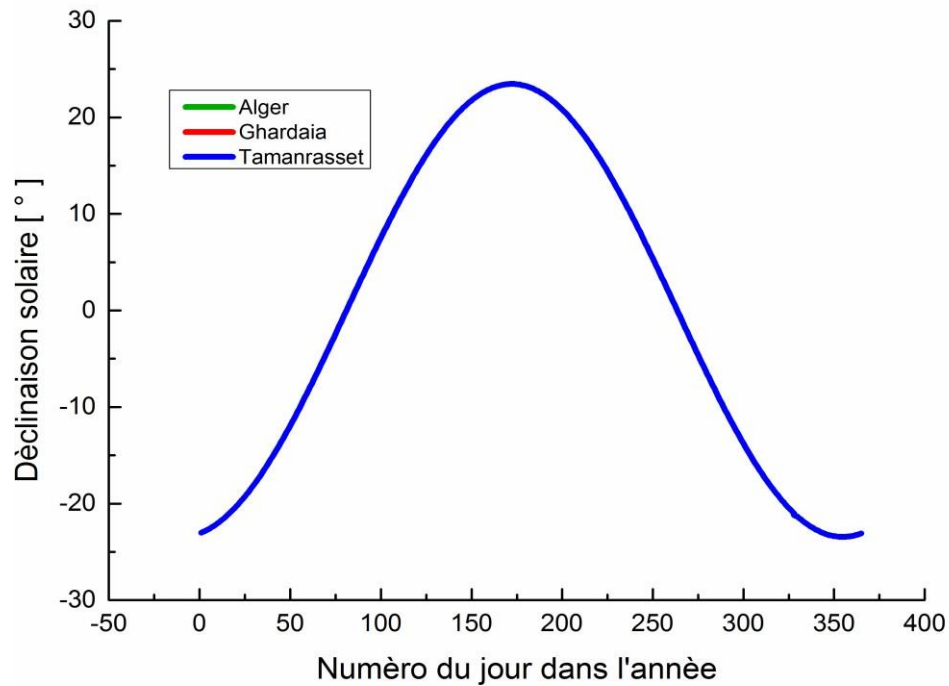


Figure III-8. Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour

Cette figure représente la déclinaison solaire en fonction du temps (une année),

On remarque sur le graphe de la déclinaison solaire les trois courbes des trois régions sont similaires

Au début d'année la déclinaison solaire est à la valeur minimale qui est de -24° et leur déclinaison minimale est de -20° puis elle enregistre une augmentation progressivement pour les trois sites jusqu'à qu'elle atteigne la et leur maximale est de 24° au 177^{ème}.

A partir du 190^{ème} jour, les courbes diminuent au fur à mesure que les jours passent pour qu'elles atteignent -28° à la fin de l'année.

III.3.5 Evolution d'équation du temps en fonction du numéro du jour dans l'année

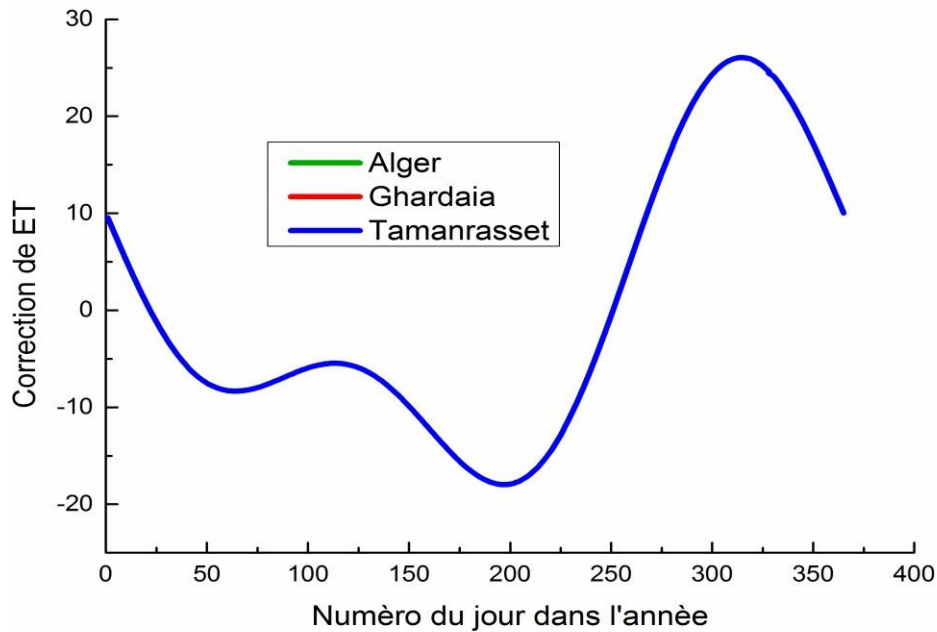


Figure III-9 . Equation du temps en fonction du numéro du jour.

Cette figure représente l'évolution de la correction de l'équation du temps en fonction de numéro de jour dans l'année pour les trois sites étudiés (Alger, Ghardaia, Tamanrasset),

On remarque sur le graphe d'équation du temps, que les trois courbes des trois régions sont similaires

Au début d'année la correction de ET est à une valeur 10 qui diminue graduellement jusqu'à -8 le 63^{ème} jour puis elle augmente légèrement à -6 au 113^{ème} jour et décroît encore fois à une valeur minimale qui est -18 au 193^{ème} jour pour qu'elle enregistre augmentation avec un terme rapide pour atteindre sa valeur maximale 26 au 314^{ème} jour, et à la fin de l'année la valeur de la correction de ET baisse jusqu'à 1 valeur initial et ainsi de suite.

III.4 Présentation du logiciel SAM (System Advisor Model) :

System Advisor Model 'SAM', est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL', les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d'énergie des Etats Unies le 'DOE', et du programmes et technologies de l'énergie solaire le 'SETP'. L'interface du tableur de SAM permet d'échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d'optimisation, et de simulation. Il peut déterminer les performances et faire l'analyse économique des centrales à concentration solaire tels que les centrales solaires à tours, et les concentrateurs cylindro-parabolique, les concentrateurs linéaires de Fresnel, systèmes photovoltaïques, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications. [45]

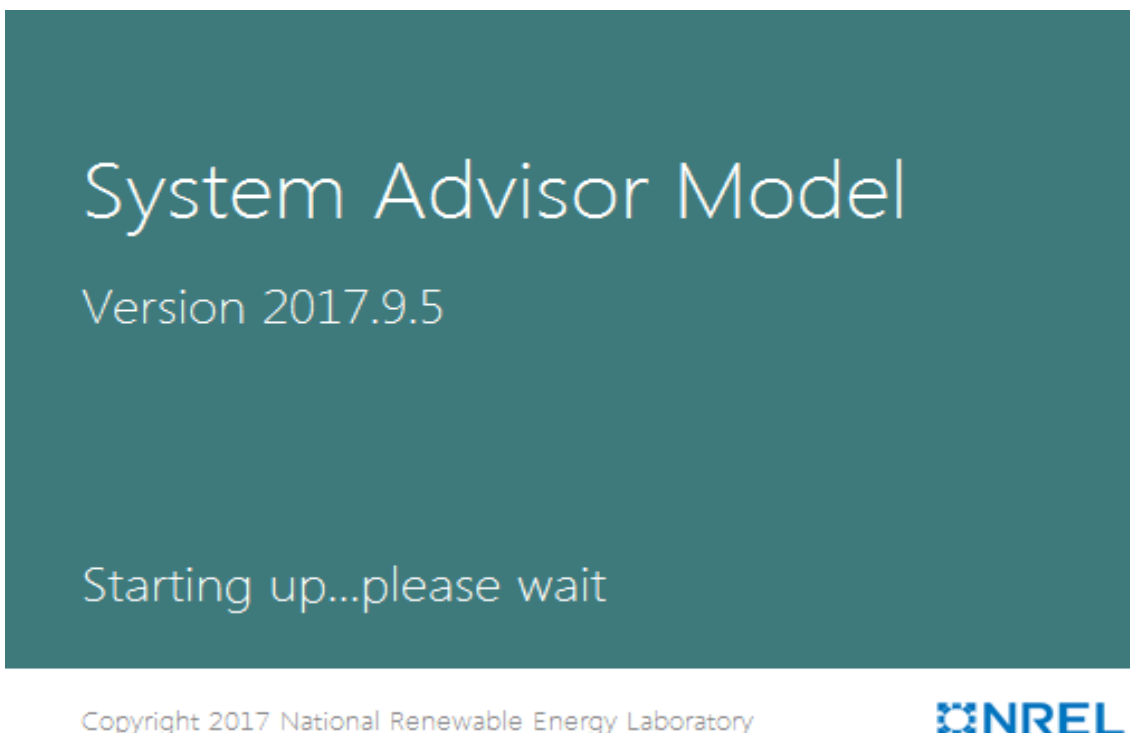


Figure III-10.Page de démarrage du logiciel.

III.5 Les caractéristiques du récepteur et du collecteur après simulation

Afin de réaliser l'étude de performance, et voir le comportement de notre centrale, on doit définir :

Le rendement optique : C'est le rapport entre la puissance totale absorbée par le tube P_a et la puissance solaire disponible sur la surface des miroirs

$$\eta_{optique} = \frac{P_a}{DNI \cdot S} \tag{III.1}$$

Avec : S est la surface des miroirs P_a , est la puissance absorbée par le tube.

Tableau III-2.les caractéristiques du récepteur après simulation

Paramètres du récepteur et propriétés du fluide caloporteur	
Type du récepteur	Schott PTR80
Diamètre extérieur de l'absorbeur(m)	0.08
Diamètre interne de l'absorbeur(m)	0.076
Diamètre extérieur de l'enveloppe en verre(m)	0.12
Diamètre interne de l'enveloppe en verre(m)	0.115
Transmissivité de l'enveloppe en verre	0.964
Absorption de l'absorbeur	0.963
Absorption de l'enveloppe en verre	0.02
Emissivité de l'enveloppe en verre	0.86
Type de l'HTF	Hitec

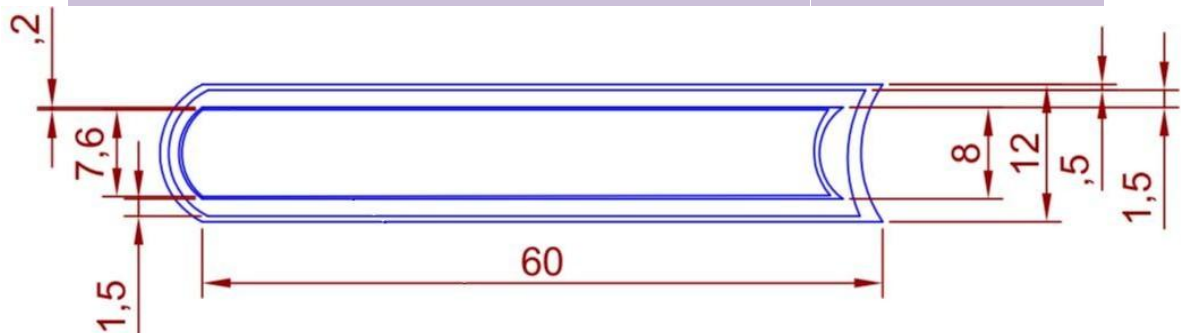


Figure III-11 Schématisation du Récepteur

Tableau III-3.les caractéristiques du collecteur après simulation

Les paramètres des miroirs collecteurs	
Type du receveur	Luz LS-2
Réfectivité du miroir	0.93
Erreur de poursuite	0.988
Longueur d'un module(m)	14.375
Longueur du collecteur(m)	115
Largeur d'ouverture(m)	6

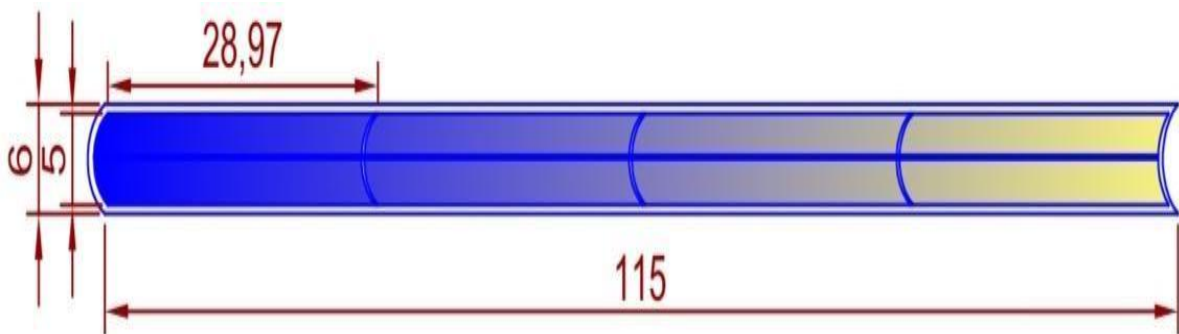


Figure III-12 Schématisation des miroirs collecteurs

III.6 Interprétation des résultats d'après simulation avec SAM :

Après la simulation effectuée à travers le logiciel SAM ADVISOR, on a obtenus les résultats suivants sous forme des graphes réalisés après l'étude à l'aide de l'Excel pour les trois sites étudiés (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset).

III.6.1 Moyenne annuelle du rayonnement direct normal incident des trois sites.

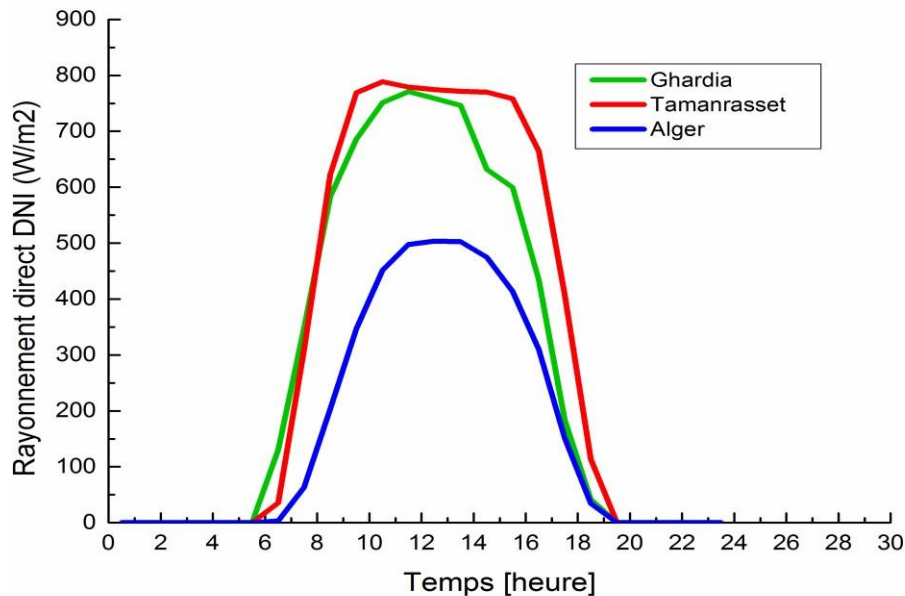


Figure III-13. Moyenne annuelle du rayonnement direct normal incident des trois sites.

Cette figure représente l'évolution du rayonnement direct en fonction d'une moyenne annuelle d'une journée (24 heures) sur les trois sites étudiés (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset).

En analysant les courbes du rayonnement normal direct DNI des trois sites (Alger, Tamanrasset et Ghardaïa) en fonction du temps, on remarque que la courbe du site de Tamanrasset à 7h enregistré une valeur de DNI de 40 W/m² qui augmente graduellement au fur et à mesure que le temps passe, jusqu'à atteindre la valeur maximale 800 W/m² à 11h, puis elle décroît juste au début de l'après-midi jusqu'à la fin de journée pour qu'elle s'annule à 19h.

Et pour le site Ghardaïa le rayonnement direct normal évolue graduellement de 0 W/m² à 5h30 jusqu'à atteindre son maximum 750 W/m² à 12h, puis elle commence à décroître juste au début de l'après-midi jusqu'à la fin de journée pour qu'elle s'annule aussi à 19h.

Le site d'Alger a enregistré une moyenne du DNI de 60W/m² au lever du soleil à 7h30 qui augmente au fur et à mesure que les temps passe jusqu'à atteindre la valeur maximale 480 W/m² à 11h ce qui représente la moyenne annuelle de l'ensoleillement la plus faible des trois sites étudiés, ensuite elle diminue jusqu'à 50 W/m² se qu'elle s'annule à 19h.

III.6.2 Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique des trois sites: Alger :

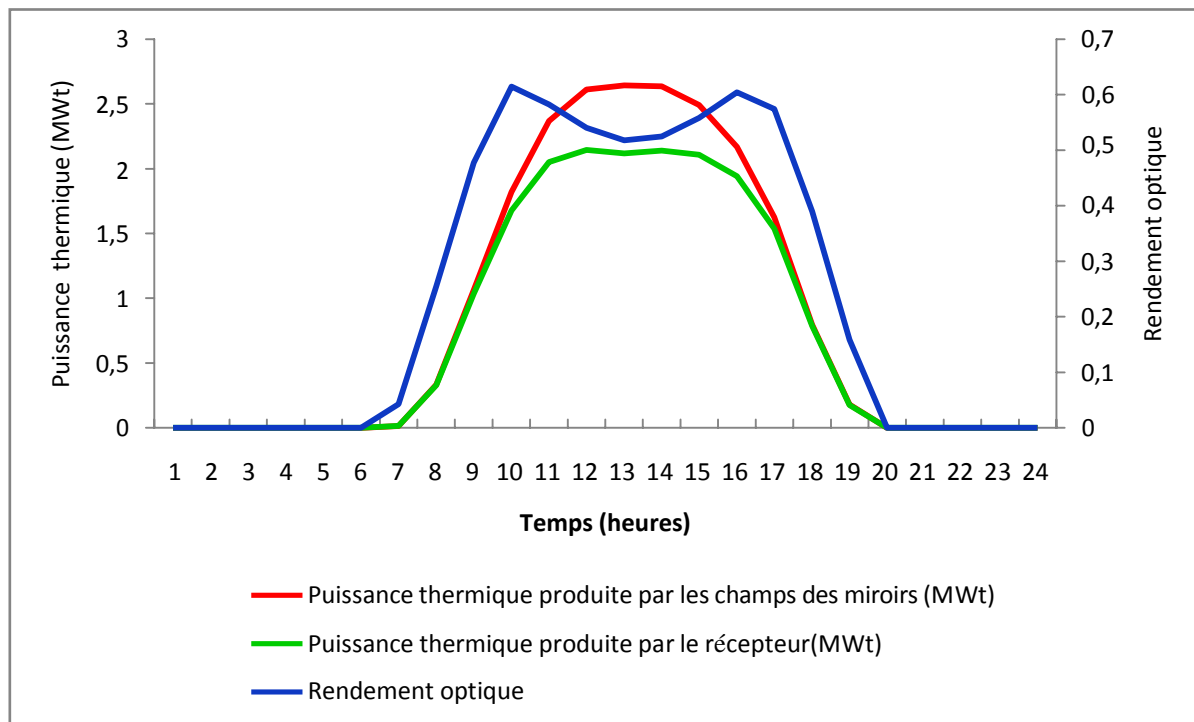


Figure III-14. Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique pour le site Alger

La figure III.14 montre la variation du rendement optique et les puissances thermiques obtenus par rapport au temps pour le site Alger.

A 7h du matin, la puissance thermique produite par le récepteur et la puissance thermique produite par le champ de miroir sont faibles (0,25MWt), puis, elles enregistrent une augmentation progressive jusqu'à qu'elles atteignent leurs maximums à midi (2,7MWt) pour la puissance thermique produite par les champs des miroirs et (2 MWt) pour la puissance thermique produite par le récepteur, et à partir de 15h30 elles commencent à décroître jusqu'à la fin de la journée pour qu'elle s'annulent à 19h.

Et nous avons remarqué que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre notre centrale cylindro parabolique pour ce site est obtenue à 9h et à 17h avec une valeur de 63%, et la moyenne minimale est 18% obtenu à 19h.

D'après les résultats nous avons pu conclure que sur ce site la période la plus favorable est entre 09h et 17h, et la plus défavorable est au début et à la fin de la journée.

Ghardaïa :

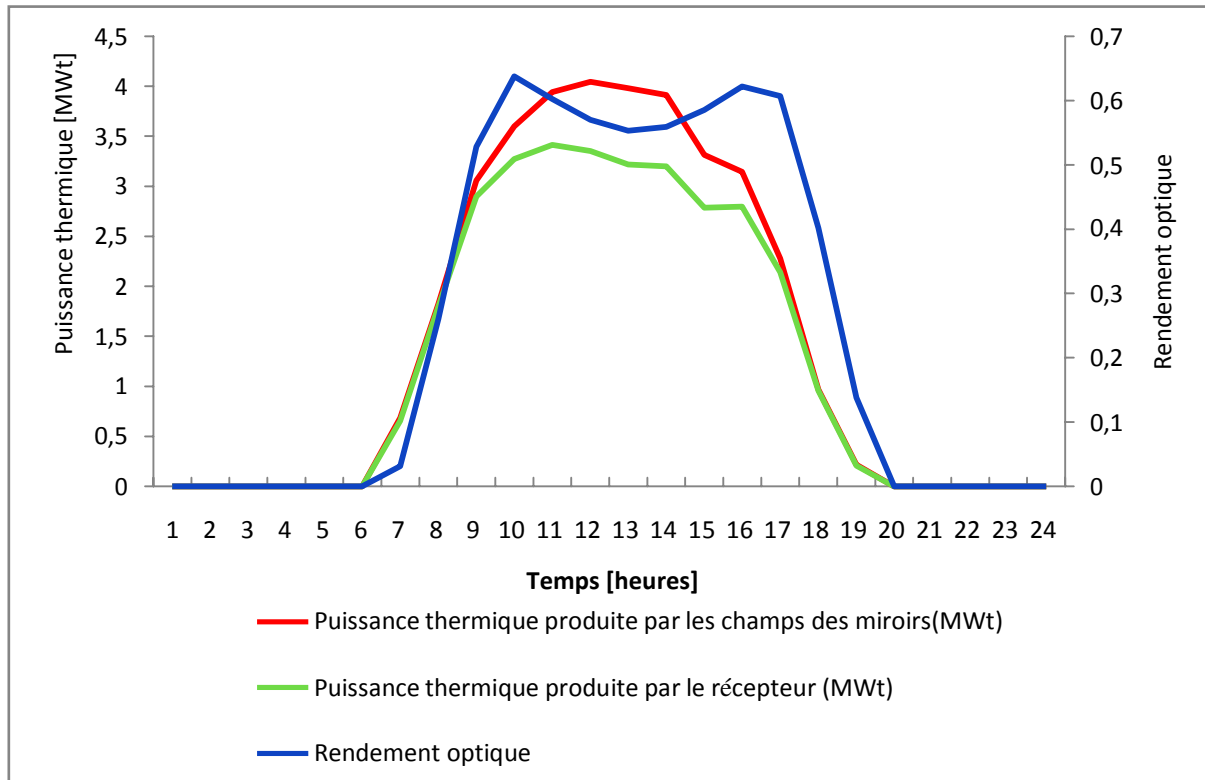


Figure III-15. Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique du site Ghardaïa.

La figure III.15 montre la variation du rendement optique et les puissances thermiques obtenus par rapport au temps pour le site Ghardaïa.

A 7h du matin puissance thermique produite par le récepteur et la puissance thermique produite par les miroirs sont faibles (0.60MWt), puis, elles enregistrent une augmentation progressive jusqu'à qu'elles atteignent leurs maximums (4MWt) pour la puissance thermique produite par le champs des miroirs à midi et (3.5MWt) pour la puissance thermique produite par le récepteur à 11h, et l'après midi elles commencent à décroître jusqu'à la fin de la journée pour qu'elles s'annulent à 19h.

Et nous avons pu remarquer que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre notre centrale cylindro parabolique pour ce site est obtenue à 9h avec une valeur de 63%, et la moyenne minimale est 18% obtenue à 19h.

D'après les résultats nous avons pu conclure que sur ce site la période la plus favorable est entre 09h et 16h, et la plus défavorable est au début et à la fin de la journée.

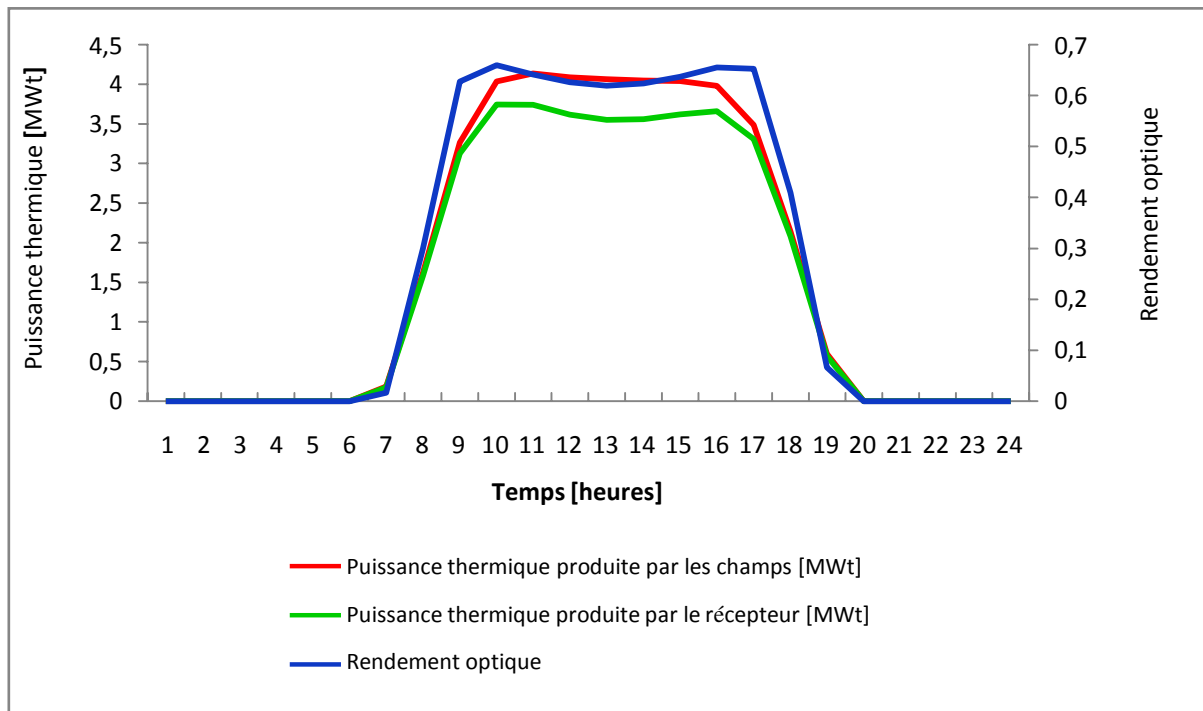


Figure III-16. Moyenne annuelle de puissance thermique incidente au récepteur, la puissance thermique incidente au champ de miroir et le rendement optique du site Tamanrasset.

La figure III.16 montre la variation du rendement optique et les puissances thermiques obtenues par rapport au temps pour le site Ghardaïa.

A 7h, la puissance thermique produite par le récepteur et la puissance thermique produite par le champ des miroirs sont faibles (0.10MWt), puis, elles enregistrent une augmentation progressive jusqu'à qu'elles atteignent leurs maximums à 10 h (4.5MWt) pour la puissance thermique produite par les champs des miroirs et (3.75MWt) pour la puissance thermique produite par le récepteur, et à partir de 17h elles commencent à décroître jusqu'à la fin de la journée pour qu'elles s'annulent à 19h.

Et nous avons pu remarquer que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre la centrale pour ce site est obtenue à 10h avec une valeur de 69%, et la moyenne minimale est 18% obtenue à 19h.

D'après les résultats nous avons pu conclure que sur ce site la période la plus favorable est entre 10h et 17h, et la plus défavorable est au début et à la fin de journée.

III.7 Le facteur de capacité :

C'est le rapport entre la production électrique prévue du système au cours de la première année de fonctionnement et la puissance nominale, ce qui équivaut à la quantité d'énergie que le système générerait s'il fonctionnait à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année.

$$Cf = \frac{\text{énergie annuelle net (KW/an)}}{\text{capacité du système (KW)} / 8760 \text{ (h/an)}}$$

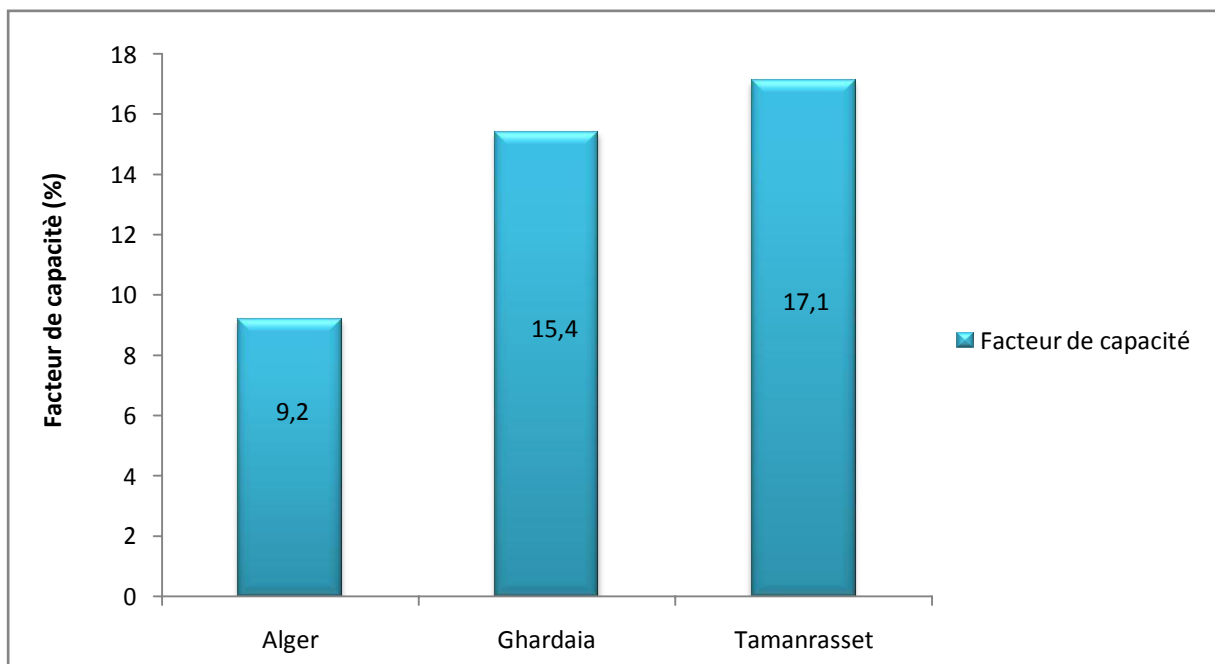


Figure III-17. Facteur de capacité (CF) des 3 sites

La figure montre l'évolution du facteur de capacité par région. On note que plus la valeur du Facteur de capacité n'est élevée, plus l'installation considérée s'approche de sa capacité de

Production maximale. On remarque que Tamanrasset possède le meilleur facteur de capacité 17,1% suivi par Ghardaïa 15,4% et le site d'Alger a un facteur de capacité relativement faible 9,2%., ce qui rend ce dernier défavorable pour implantation de ce type de centrale.

III.8 Résultats et analyse

Après l'analyse des paramètres (optiques et thermiques) régissant le fonctionnement des miroirs et de l'absorbeur nous déduisons que le site de Tamanrasset est le site le mieux favorable en termes de:

- ✓ Rayonnement direct avec une valeur de 800 W/m^2 sur un intervalle du temps de 7h à 16h.
- ✓ de nombre d'heures d'ensoleillement avec une durée moyenne d'ensoleillement de 3500 heures/an
- ✓ de puissance thermique produite par l'absorbeur avec une valeur de (4.5MWt)
- ✓ de puissance thermique produite par les champs de miroir avec une valeur de (3.75MWt)
- ✓ de rendement optique avec une valeur de 69%
- ✓ de facteur de capacité est le site de Tamanrasset avec une valeur de 17,1

Ensuite Ghardaïa tandis que Alger est techniquement n'est pas faisable.

Conclusion

Pour assurer un bon fonctionnement d'un concentrateur cylindro-parabolique et avoir un meilleur rendement, c'est très important de choisir un bon site d'installation

Les centrales solaires, installées dans les régions à fort ensoleillement dont la valeur du rayonnement direct et d'une durée d'ensoleillement équivalente a 3500 (heures/an), sont les paramètres primordiaux pour la faisabilité technique et économique pour ce type de centrale.

Et d'après les simulations effectuées au cours de ce chapitre les résultats obtenus en termes de rendement optique et de puissance thermique développés par l'absorbeur sur les trois sites, nous montre que le site de Tamanrasset (rendement 69%), et puissance (4.5MWt) est le plus favorable pour le déploiement de cette technologie en Algérie.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Nous avons réalisé un travail composé de trois parties :

- Une partie pour les généralités.
- Une étude théorique sur les capteurs solaires cylindro parabolique
- Une partie de modélisation et simulation.

L'étude que nous avons réalisé sur les centrales solaires à concentrateur cylindro-parabolique nous a permis de connaître le fonctionnement de ce type de centrale ainsi que les paramètres qui influent sur le fonctionnement optimal et avoir un meilleur rendement .

Dans cette étude, nous avons utilisé le logiciel **MATLAB** pour déterminer l'évolution des paramètres du rayonnement solaire dans les trois sites étudiés (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset) et le logiciel **SAM** (System Advisor Model) pour déterminer les paramètres optiques et thermiques régissant le fonctionnement des miroirs et de l'absorbeur de notre centrale solaire (le rendement optique, la puissance thermique produite par le champs du miroir et la puissance thermique produite par le récepteur).

A partir de la comparaison entre les différents résultats obtenus, nous avons pu tirer quelques conclusions :

Le bon choix du site est très important, car chaque site est caractérisé par son éclairage direct, la vitesse du vent, la latitude, et bien d'autres facteurs qui jouent un rôle significatif sur la rentabilité et le rendement de la centrale.

L'utilisation des concentrateurs solaire cylindro-parabolique nécessite une irradiation directe normale (DNI) importante. Il est donc nécessaire de connaître les données métrologiques afin d'estimer l'énergie produite par le système.

L'Algérie a de très grandes opportunités d'opter pour l'installation des centrales solaires à concentrateur cylindro-parabolique.

References bibliographiques

- [1] solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/in-depth/
- [2] S. Said effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur plan, mémoire de magistère en physique, UMC 2010.
- [3] orbite de la terre- wikipedia
- [4] <http://www.hge.guidenr.fr>
- [5] P.I. Cooper, 'The Absorption of Radiation in Solar Stills', Solar Energy, Vol. 12, N°3, pp. 333 - 345, 1969.
- [6] <https://fr.wikipedia.org>
- [7] fr.wikipedia.org/wiki/Wikip:Accueil_principal
- [8] Kalogirou, Soteris A. Solar energy engineering: Processes and Systems. 1st. USA: Elsevier, 2009.
- [9] A.M. PATNODE, "*Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*", Master of Science thesis, university of Wisconsin, 2006, USA.
- [10] Duffie, Jouh A. and William A. Beckman. Solar engineering of thermal processes. 3rd. New Jersey: John Wiley & Sons, 2006
- [11] Change materials, in proc. 1992 ASES Annual Conf, USA, 1992.
- [12] : Revue des Energies Renouvelables ICRES-07
TLEM-CEN (2007) 343-348/Logiciel de calcul des
paramètres astronomiques à l'usage des installations
solaires /R.Yaiche
- [13] <http://www.aros-solar.com/fr/le-rayonnement-solaire>
- [14] <https://www.semanticscholar.org/paper/Une-m%C3%A9thode-d%27estimation-du-rayonnement-solaire-par-Tadili-Bargach>

- [15] lightzoomlumiere.fr/definition/eclairage-notion-de-flux-et-de-surface-photometrie
- [16] Gisement solaire - W. BELAID - 2012
- [17] Capderou Michel Atlas solaire de l'Algérie Tome 2 : Aspect énergétique
- [18] <https://www.f-legrand.fr/scidoc/docmml/sciphys/thermo/conduction2/conduction2.html>
- [19] <https://www.thermique55.com/principal/thermique.pdf>
- [20] <https://www.thermoconcept-sarl.com/documents/diffusivite-thermique/>
- [21] <https://www.greenly.earth/blog/empreinte-carbone-electricite-solaire>
- [22] <https://www.panneausolaire.com/fonctionnement-panneau-solaire-photovoltaique/>
- [23] <https://www.guide-panneaux-photovoltaiques.be/technologies/le-panneau-solaire-thermique>
- [24] negosolar.fr
- [25] M.A.S. Malik, G.M. Tiwari and A. Kumar, 'Solar Distillation', Pergamon Press Ltd., 1982.
- [26] Les Centrales Solaires à Concentration, Quoilin
Sylvain Ingénieur Civil Electromécanicien/Energéticien
Université de Liège, Mai 2007.
- [27] A. gama et M.hadadi et A. Malek, étude et réalisation d'un concentrateur cylindro-parabolique avec poursuite aveugle,
revue énergies renouvelables,
vol11.n:3,2008
- [28] M. B. Habeebullah, A. M. Khalifa, and I. Olw, The oven receiver an approach toward the revival of concentrating solar cookers, Solar Energy, Vol.
54, No. 4, pp. 227-237, 1995

[29] <https://www.natura-sciences.com/energie/avenir-solaire-revolution.html>

[30] Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007).

[31] https://www.encyclopedie-energie.org/wp-content/uploads/2019/02/art185_fig6_modes_concentration.jpg Glover F., Tabusearch-Part I, ORSA journal of computing 1(3), 190-206, (1989)

[32] **U.H.Kurzweg ,J.P.Benson** ,Iso-Intensity absorber Configurations For parabolic Concentrators , Solar energy 29(1982)167-174.

[33] : Axel Augeard et al. "**Concentrateurs solaires et production électrique**". Proj J.M. Chasseriau, '*Conversion Thermique du Rayonnement Solaire*', Ed. Dunod, France, pp. 99

[34] : Matthias Günther, Michael Joemann, Simon Csambor. "**Advanced CSP Teaching Materials**". DLR Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique

[35] : J.M. Chasseriau, '*Conversion Thermique du Rayonnement Solaire*', Ed. Dunod, France, pp. 99 - 113 et pp. 217 - 240, 1984.

[36] N.ESKIN, transient performance analysis of cylindrical parabolic concentrating collectors and comparison with experimental results ,thèse,(1999).

[37] https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_thermique

[38] Syndicat des énergies renouvelables 13-15, rue de la Baume 75008 Paris, dernière révision du document juin 2012

[39] : W. Chekirou, N. Boukheit et T. Kerbache, '*Analyse Thermique pour l'Absorbeur d'un*

Concentrateur Solaire Cylindro Parabolique', 12ème Journées Internationales de Thermique,

- [40] M. Li and L.L. Wang, '*Investigation of Evacuated Tube Heated by Solar Trough Concentrating System*', Energy Conversion and Management, Vol. 47, N°20, pp. 3591 –3601, 2006.
- [41] A. Valan Arasu et Arun S. Mujumdar, Numerical study on melting of paraffin wax with Al₂O₃ in a square enclosure. Int. Comm. in Heat and Mass Transfer, Vol. 39, pp. 8-16 (2012)
- [42] Bel en Zalba et al, Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and Applications, *Applied Thermal Engineering*, 23, 2003, pp. 251–283.
- [43] T.A. STUETZLE, "*Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant*", Master of Science thesis, university of Wisconsin, 2002m USA.
- [44] A.M. PATNODE, "*Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*", Master of Science thesis, university of Wisconsin, 2006, USA transfer analysis and Applications, *Applied Thermal Engineering*, 23, 2003, pp.251-283.
- [45] <https://sam.nrel.gov/>

ANNEXE

Le programme MATLAB

```
clear

%'Site GHARDAIA : latitude = 22.8°, longitude = 5.5°'

cor=3.14159/180;
nj=0;
wlc1=0; wlc2=0; Gj=0; phi=22.8;

beta=45;
DLS1=zeros(365,1);
WL=zeros(365,1);
HM=zeros(365,1);
DJ=zeros(365,1);
ET=zeros(365,1);
CS=zeros(365,1);
for i=1:365

    nj=nj+1 ;
    k(i)=nj;
    decl(i)=23.45*sin(cor*360*(284+nj)/365);%declinison
    hmax(i)=90-(phi-decl(i)); %hauteur
    wl(i)=(180/3.14159)*(1/15)*(acos(-
    tan(cor*phi)*tan(cor*decl(i))));%angle
    dj(i)=2*wl(i); %days
    bo=(360/365)*(nj-81);
    et(i)= 9.87*sin(cor*2*bo)-7.53*cos(cor*bo)-
    15*sin(cor*bo);%order
    Cs(i)= 1367*(1+0.034*cos(cor*(360/365)*(nj-2)));

    wlc1(i)= acos(-tan(cor*phi)*tan(cor*decl(i)));
    wlc2(i)= acos(tan(cor*(phi-beta))*tan(cor*decl(i)));

    if (wlc1(i)<wlc2(i))
        Gj(i)= (24/3.1415)*(Cs(i)*(cos(cor*(phi-
        beta))*cos(cor*decl(i))*sin(wlc1(i))+wlc1(i)*sin(phi-
        beta)*sin(decl(i)));
    else
        Gj(i)= (24/3.1415)*(Cs(i)*(cos(cor*(phi-
        beta))*cos(cor*decl(i))*sin(wlc2(i))+wlc2(i)*sin(phi-
        beta)*sin(decl(i)));
```

```

    end
DLS1(i,1)=decl(i);
HM(i,1)=hmax(i);
WL(i,1)=wl(i);
DJ(i,1)=dj(i);
ET(i,1)=et(i);
ET(i,1)=et(i);
end
    xlswrite('declinaison.xls',DLS1,'decl','A2')
    xlswrite('heuteur.xls',HM,'hmax','B2')
    xlswrite('angle.xls',WL,'wl','C2')
xlswrite('days.xls',DJ,'dj','D2')
xlswrite('order.xls',ET,'et','E2')

%figure(1)
%plot(k,decl,'m',k,hmax,'g',k,wl,'r',k,dj,'y',k,et,'b'),
grid on
%y=legend('declinaison','hauteur max','angle
horaire','durée du jour','Correction de ET',5);
%set(y,'Interpreter','none')
%xlabel('numéro du jour dans 1 année')
%axis( [0 366 -40 80])

%return

%figure(2)
%plot(k,Cs,'k'), grid on
%y=legend('Constante solaire',1);
%set(y,'Interpreter','none')
%xlabel('numéro du jour dans 1 année')

%figure(3)
%plot(k,Gj,'r'), grid on
%y=legend('Irradiation extraterrestre',1);
%set(y,'Interpreter','none')
%xlabel('numéro du jour dans 1 année')

% 'calcul de la hauteur du soleil h(tsv) et de l''azimuth
AZ(tsv) '

tsv=0; h=0; decl=0; h1=0 ;

decl(1)=3.18; % 19Juin Nj=170
decl(2)=-23.146 % 7 mai Nj=127
decl(3)=21.900 % 19 juin Nj=170

```

```

decl(4)=-15.085 % 25 septembre Nj=268

H1=zeros(24,1);
AZ=zeros(24,1);
TETA=zeros(24,1)
for i=1:4

    for j=1:24
        tsv(j) = j;
        w=15*(12-tsv(j));
        h1(j)=
(1/cor)*asin(cos(cor*phi)*cos(cor*w)*cos(cor*decl(i))+sin(
cor*phi)*sin(cor*decl(i))) %%high
        if (h1(j) < 0.0)
            h(j)= 0.0
        else
            h(j)= h1(j)
        % end
        Az(j)=
(1/cor)*acos((cos(cor*decl(i))*sin(cor*w))/cos(cor*h(j)))
%%azimuth

Teta(j)=(1/cor)*acos(sin(cor*h(j))*cos(cor*beta)+cos(cor*h
(j))*cos(cor*Az(j))*sin(cor*beta))% angl
        %end

%figure(i+3)
%plot(tsv,Az,'r',tsv,h,'g',tsv,Teta,'b'), grid on
%y=legend('Azimuth','hauteur du soleil','angle
incidence',3);
%set(y,'Interpreter','none')
%xlabel('Temps solaire vrai')
H1(j,1)=h1(j)
AZ(j,1)=Az(j)
TETA(j,1)=Teta(j)
    end
end
end
xlswrite('high.xls',H1,'h1','F2')
xlswrite('azimuth.xls',AZ,'az','G2')
xlswrite('angl.xls',TETA,'Teta','H2')
return

```