



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département d'automatique et électromécanique

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Science et Technologie*

Filière : *Energies Renouvelables*

Spécialité : *Energies Renouvelables en Electrotechnique*

Par : NACER Mustapha et RAMDANE Brahim

Thème

**Etude de l'effet de distance entre héliostat et la
tour sur le rayonnement incident sur l'absorbeur
d'une centrale à tour**

Soutenu publiquement le 30/06/2019

Devant le jury :

BOUARAOUR Kamel	Maître de Conférences A	Univ. Ghardaïa	Président
YETTOU Fatiha	Maître de Recherche A	URAER. Ghardaïa	Examineur
AKERMI Fouzi	Maître Assistant A	Univ. Ghardaïa	Examineur
GAMA Amor	Maître de Recherche A	URAER. Ghardaïa	Encadreur
BELAID Abdelfateh	Attaché de Recherche	URAER. Ghardaïa	Co-encadreur

Année universitaire 2018/2019

REMERCIEMENTS

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui on voudrait témoigner toute notre reconnaissance.

On voudrait tout d'abord adresser toute notre gratitude à :

Nos encadreurs :

Dr. Amor GAMA, Maître de Recherche (A), à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa),

Mr. BELAID Abdelfateh, Attaché de Recherche, à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa), pour tout l'aide, le soutien et l'encouragement qu'ils ont apportés durant notre projet et pour leur patience, leur disponibilité et surtout leur judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.

On tient à remercier également :

Dr. YETTOU Fatiha, Maître de Recherche A, à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa), pour avoir aussi suivi ce travail et pour l'aide, le support, les conseils, et la motivation qu'elle nous a apportée durant tous ce projet.

Ce travail a été réalisé à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa. A cet effet, on tient à remercier le *Dr. DJAFER Djelloul*, Directeur de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa, pour son bon accueil, ce qui nous a permis de réaliser ce travail dans les meilleures conditions.

Enfin, on tient à remercier toutes les personnes qu'ils nous ont conseillées et encouragées lors de la rédaction de ce mémoire : nos familles, nos amis et collègues ; qui ont apportés leur support moral et intellectuel tout au long de notre démarche.

RESUME

Dans ce travail nous avons testé la réflexion d'un héliostat plusieurs distances, a 20 m, 50m, 80m, 100m et 130m installés au milieu de la centrale (sud-nord), et a 20m, 50m et 80m installés à 35° de la ligne sud-nord. A chaque fois on oriente l'héliostat et on photographie son image sur la cible. Dans le but d'avoir une idée visuelle sur les paramètres d'interception et d'atténuation. Les résultats ont montrés qu'à partir de 80m le rayonnement reflété diminue considérablement, ce qu'explique la nécessité d'évaluer ces paramètres pour un bon calcul et un dimensionnement efficace des centrales solaires à tour.

Mots clés: installations solaires à concentration, miroirs réfléchissants, rayonnement solaire, paramètre d'interférence, paramètre d'atténuation.

ملخص

في هذا العمل، قمنا باختبار انعكاس الأشعة الشمسية من المرايا العاكسة على عدة مسافات، على بعد 20 مترًا و50 مترًا و80 مترًا و100 مترًا و120 مترًا على استقامة واحدة في منتصف محطة الشمسية باتجاه المستقيم جنوب شمال، وعلى مسافة 20 مترًا و50 مترًا و80 مترًا على التوالي مثبتًا على 35 درجة مئوية. خط الجنوب والشمال. في كل مرة نقوم بتوجيه المرآة العاكسة ونقوم بأخذ صور انعكاسها على المستقبل. من أجل الحصول على فكرة بصرية عن المعلومات حول ظاهرة الانحراف والتشوه. أظهرت النتائج أنه انطلاقًا من 80 م ينخفض الإشعاع المنعكس بشكل كبير، وهو ما يفسر الحاجة إلى تقييم هذه الظواهر من أجل حساب جيد وتصميم فعال لمحطات الطاقة الشمسية البرجية.

الكلمات المفتاحية : المحطات الشمسية المركزة , المرايا العاكسة , الأشعاع الشمسي , ظاهرة الانحراف , ظاهرة التشوه.

التشوه.

ABSTRACT

In this work, we tested the reflexion of a heliostat for several distances, at 20 m, 50m, 80m, 100m and 130m, installed in the middle of the power plant (in the line of south-north), and at 20m, 50m and 80m respectively installed at 35° from the line of south-north. Each time we turn the heliostat and photograph its image on the target. In order to have a visual idea about the interception and attenuation parameters. The results showed that from 80m the reflected radiation decreases considerably, which explains the need to evaluate these parameters for a good calculation and effective design of tower solar power plants.

Keywords: Concentrated Solar Plants, Reflective Mirrors, Solar Radiation, the interception parameter, and attenuation parameter.

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Structure du soleil	06
Figure I.2	Répartition du rayonnement solaire.	07
Figure I.3	Rayonnement solaire reçu par une surface au sol.	07
Figure I.4	illustration sur l'effet photovoltaïque.	11
Figure I.5	Cellules photovoltaïques monocristallines.	12
Figure I.6	Cellules photovoltaïques poly cristallines.	12
Figure I.7	Cellules photovoltaïques amorphe.	13
Figure I.8	Schéma bloc d'une installation PV autonome avec stockage d'énergie.	14
Figure I.9	Fabrication d'un panneau solaire thermique.	17
Figure. I.10	Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.	20
Figure I.11	Les centrales à collecteurs paraboliques.	20
Figure I.12	Centrale à tour.	21
Figure I.13	centrale à tour.	22
Figure I.14	Centrale à tour.	22
Figure I.15	Les différentes configurations.	24
Figure I.16	La tour solaire.	24
Figure I.17	Héliostat en test au PSA à Almeria, a) Vue de face, b) Vue arrière.	25
Figure 1.18	Système de coordonnées et les forces appliquées sur un héliostat .	27
Figure 1.19	Héliostat à une position générique , b) Héliostat à une position d'arrimage	27
Figure I.20	Les plaques absorbantes d'un capteur plan.	28
Figure I.21	Schéma d'une station thermodynamique hybride.	30
Figure I.22	Cycle d vapeur.	31
Figure I.23	Schéma d'un cycle combine.	32

Figure II .1	Principe des centrales solaires thermodynamiques.	34
Figure II.2	La position solaire est donnée par le zénith solaire θ_s et l'azimut solaire γ_s .	35
Figure II.3	Différents géométrie des héliostats.	36
Figure II.4	Distance de sécurité (h) entre deux héliostats de centre D et C.	36
Figure II.5	Pertes énergétiques d'un champ d'héliostats.	38
Figure II.6	:Effet d'ombre.	40
Figure II.7	L'effet de blocage.	40
Figure II.8	Schéma de la distribution des héliostats (URAER-Ghardaia).	44
Figure II.9	Champ solaire de la centrale d'URAER-Ghardaia.	44
Figure III.1	Le Capteur réalisé.	46
Figure III.2	Héliostat utilisé pour le test.	47

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1	Caractéristique principales du soleil	7
Tableau II.1	Les coordonnées des héliostats (de la centrale d'URAER-Ghardaia).	43

NOMENCLATURE

Symbole	Description	Unité
I_0	constante solaire hors atmosphère.	-
m	Épaisseur d'atmosphère traversée	m
h	L'altitude du lieu	degré
T_L	Trouble de Linke	degré
P_v	pression partielle de vapeur	-
H_R	taux moyen d'humidité	heure
P_{vs}	La pression de vapeur saturante	-
T_a	Température atmosphérique	K
i	Angle d'inclinaison	degré
γ	Angle d'orientation	degré
h	Hauteur du soleil	degré
a	Azimut du soleil	degré
I_{lh}	rayonnement direct	w/m^2
D_h	rayonnement diffus	w/m^2
G_{lh}	rayonnement global	w/m^2
φ	latitude	degré
θ	longitude	degré
θ_s	zénith solaire	degré
α_s	altitude solaire	m
li	Longueur de l'héliostat	m
wi	Largeur de l'héliostat	m
Di	L'expansion de l'héliostat	m
$\eta_{ref,i}$	réflectivité d'un miroir dépend de l'angle d'incidence	%
$\eta_{cos,i}$	L'efficacité du cosinus	%
d_{soleil}	vecteur solaire pointant vers le soleil	-
n_i	l'unité normale	-
σ_{total}	l'écart type total sur le plan récepteur	-
σ_{soleil}	erreur de forme du soleil	-
σ_{bq}	erreur de qualité du faisceau	-
σ_{ast}	erreur astigmatique	-
σ_{track}	erreur de poursuite	-
pi	vecteur de la position centrale de l'héliostat	-
$p_{rec,i}$	vecteur correspondant au point de visée de la tour	-
$\eta_{aa,i}$	L'efficacité de l'atténuation atmosphérique	%
di	la distance entre l'héliostat	m
S_{he}	surface de héliostat	m^2
p_u	puissance utile	w
DNI	Irradiance normale directe	w/m^2

TABLE DES MATIERES
RESUME**LISTE DES FIGURES****LISTE DES TABLEAUX****NOMENCLATURE****INTRODUCTION GENERALE****01****CHAPITRE I : GENERALITES SUR L'ENERGIE SOLAIRE**

I.1.	Introduction	03
I.2.	Le soleil	03
I.2.1.	Présentation générale	03
I.2.2.	Composante du rayonnement solaire	05
I.2.3.	Types de rayonnements	06
I.2.3.1.	Rayonnement solaire direct	06
I.2.3.2.	Rayonnement solaire diffus	08
I.2.3.3.	Rayonnement solaire réfléchi	08
I.2.3.4.	Rayonnement solaire global	09
I.3.	Le solaire photovoltaïque	09
I.3.1.	L'effet photovoltaïque	10
I.3.2.	Les différentes technologies des cellules solaires	10
I.3.2.1.	Les cellules monocristallines	11
I.3.2.2.	Les cellules poly cristallines	11
I.3.2.3.	Les cellules amorphes	12
I.3.3.	Le système photovoltaïque	13
I.3.3.1	Le générateur photovoltaïque	13
I.3.3.2	La batterie	13
I.3.3.3	Le régulateur	14
I.3.3.4	L'onduleur	14
I.3.4.	Les différents systèmes photovoltaïques	14
I.3.4.1	Les systèmes photovoltaïques autonomes	14
I.3.4.2	Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau	14
I.3.4.3	Les systèmes photovoltaïques hybrides	15
I.3.4.4	Les systèmes photovoltaïques au fils du soleil	15
I.4.	Energie solaire thermique	15
I.4.1.	Fonctionnement	15
I.4.2.	Rendement	17
I.5.	Les technologies solaires à concentration	18
I.5.1.	Le principe de fonctionnement des systèmes à concentration	18
I.5.2.	Les types des concentrateurs solaires	18
I.5.2.1.	Les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques	18
I.5.2.2.	Les centrales à collecteurs paraboliques	19
I.5.2.3.	Les centrales à tour	20

I.6.	Technologie des centrales à tour	20
I.6.1.	Définition des centrales solaire à tour	21
I.6.2.	Le champ solaire	22
I.6.2.1.	Installation à retour direct	22
I.6.2.2.	Installation à retour indirect	23
I.6.2.3.	Installation à alimentation centralisée	23
I.6.3.	La tour solaire	23
I.6.4.	Importance de l'héliostat dans les centrales solaires à tour	24
I.6.4.1.	Composants d'un héliostat	24
I.6.4.2.	Configurations d'un héliostat	26
I.6.5.	L'absorbeur	28
I.6.6.	Les fluides de transfert et les cycles thermodynamiques	29
I.6.6.1.	Le cycle à vapeur	30
I.6.6.2.	Le cycle combiné	31
I.6.6.3.	Le cycle Stirling	32
I.7.	Conclusion	32

CHAPITRE II : ETUDE THEORIQUE DES CENTRALES A TOURS

II.1.	Introduction	34
II.2.	Description du champ héliostat	35
II.2.1.	Position du soleil	35
II.2.2.	Dimensions de l'héliostat	36
II.2.3.	Géométrie de l'héliostat	36
II.2.4.	Distance minimale entre les héliostats	36
II.2.5.	La tour solaire	37
II.3.	Pertes optiques et rendements	37
II.3.1.	Réfectivité de l'héliostat	39
II.3.2.	Effet Cosinus	39
II.3.3.	Ombre et blocage	40
II.3.4.	Interception	41
II.3.5.	Atténuation atmosphérique	42
II.4.	Exemple de dimensionnement du champ d'héliostats	42
II.4.1.	Application Numérique .	43
II.5.	Conclusion	44

CHAPITRE III : Tests expérimentaux de l'effet de la distance entre héliostat et tour

III.1.	Introduction	46
III.2.	Partie Expérimentale et Méthodologie	46
III.3.	Simulation Optique	47
III.3.1.	La méthode Monte Carlo	48
III.3.2.	Puissantes capacités de conception et d'analyse interactives	48
III.3.2.1.	Conception	48
III.3.2.2.	TracePro Bridge pour Solidworks	48
III.3.3.	Puissantes capacités de conception et d'analyse interactives	49
III.4.	Tests expérimentales	49
III.5.	Conclusion	56
CONCLUSION GENERALE		58
BIBLIOGRAPHIE		

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Ces dernières années l'Algérie a données une grande importance aux énergies renouvelables, un programme prometteur à l'horizon 2023 a été tracé, avec l'installation de 22GWatt, dont 2.6GWatt présente le solaire CSP. Le solaire thermodynamique englobe les trois filières essentielles des systèmes a concentration : les concentrateurs paraboliques, les concentrateurs cylindro-paraboliques et les centrales solaires a tours.

L'Algérie est caractérisée par un gisement solaire très important le cinquième dans le monde. D'après des études récentes, le sud de l'Algérie est très favorable pour l'installation des systèmes CSP, Au point que l'agence spatiale Allemande a confirmé que 1% de désert Algérien peut couvrir le besoin annuel mondial en électricité.

L'installation de ce genre de système en Algérie demande une étude générale de projet, ainsi qu'une connaissance approfondie de comportement de ces systèmes sous notre climat. D'où l'idée d'exploiter le prototype de la centrale solaire à tour de l'unité de recherche appliquée en énergie renouvelables de Ghardaïa. Afin d'avoir une étude préliminaire sur certains paramètres qui caractérise un projet de centrale solaire en Algérie, D'autre paramètres entre dans le calcul de ces installation, ou la qualité de climat qui est un facteur essentiel pour le choix d'un bon site.

Dans ce travail nous avons proposé de réaliser des tests sur un héliostat à différents distance (20 m, 50m, 80m, 100m et 130m installés au milieu de la centrale (la ligne sud-nord), et à 20m, 50m et 80m installés à 35° de la ligne sud-nord). Afin d'avoir une idée sur le comportement de l'image reflétée par l'héliostat sur l'absorbeur, dans le but de connaitre à titre expérimental (pour le moment d'une façon visuel) les effets des deux paramètres et leurs influence sur le rendement optique d'une centrale solaire à tour, et comment on peut les introduire dans le model de dimensionnement d'une centrale à tour.

Ce document est divisé en trois sections. La première section est dédiée aux généralités sur les systèmes à concentration, ou on a données des définitions de tous qui a une relation avec les systèmes à concentrations. La deuxième section est sur la base théorique des différents

paramètres d'une centrale à tour, dans cette section nous avons détaillés tous les paramètres qui caractérise une centrale à tour, et on a donnée aussi une simple méthode de dimensionnement d'une centrale à tour, à la fin de cette section, comme application numérique nous avons appliqué ce modèle sur le prototype de la centrale a tour de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables de Ghardaïa. Finalement la troisième section englobe la méthodologie de la partie expérimentale, et la présentation et discussion des résultats.

CHAPITRE I

Généralités sur l'énergie solaire

I.1. Introduction

Le soleil est la principale source d'énergie renouvelable dans le monde. Ces rayons sont retenus par des capteurs électriques et thermiques puis ils sont transformés pour produire de l'énergie électrique ou pour réchauffer de l'eau destinée à des usages sanitaires. Pour pouvoir exploiter l'énergie solaire, on peut se servir soit d'une façon directe ou indirecte.

La maîtrise de cette technologie assure une source inépuisable d'énergie pour toutes les générations ainsi une alternative aux énergies fossiles pour la protection de l'environnement et la sauvegarde de la nature.

I.2. Le soleil

Le soleil est la seule étoile du système solaire et la plus proche de la terre, sa lumière met environ 8 mn à nous atteindre. La deuxième étoile la plus proche est Proxima de Centaure située à 4.23 années lumières du soleil mais la grande distance qui nous sépare de cette étoile fait que le soleil soit la seule étoile qui assure la vie sur terre [1,3].

Sur le plan humain, le soleil a une importance primordiale car il est à l'origine de la vie sur terre, en lui fournissant d'énormes quantités d'énergie, qui permet la présence de l'eau à l'état liquide et la photosynthèse des végétaux. Le rayonnement solaire est aussi responsable du climat et des phénomènes météorologiques [1].

I.2.1. Présentation générale

Le soleil est une étoile naine de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chauds qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus [1,4]. Bien que le soleil soit une étoile de taille moyenne, il représente à lui seul 99.9% de la masse du système solaire qui est dominé par les effets gravitationnels de l'importante masse du soleil [1,4]. Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau I.1 :

Tableau I.1: Caractéristique principales du soleil[1,4].

Diamètre (km)	1392000
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
Distance du centre de la voie lactée (km)	$2.5.10^{17}$

Le soleil n'est pas une sphère homogène, il est constitué de :

- Le noyau contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée 90% de son énergie sous forme de rayons gamma et X, tout le rayonnement émis dans cette région est totalement absorbé par les couches supérieures, cette zone s'étend sur une épaisseur de 25.104 km, elle présente les caractéristiques suivantes [5,6] :
 - Une température de 15.10^6 °C.
 - Une densité est de 1015 kg/m³.
 - Une pression de 109 atm.

- La zone radiative où la chaleur produite se propage par une diffusion radiative, elle présente les propriétés suivantes [6, 7] :
 - Une épaisseur de 244160 km.
 - Une température variant de 10.10^6 °C à 50.10^4 °C.
- La zone de convection où la chaleur produite se propage par une convection turbulente, elle présente les propriétés suivantes [5,6] :
 - Une température comprise entre 50.10^4 °C à 6400 °C.
 - Une épaisseur de l'ordre 199758 km.
- La photosphère est une couche opaque, les gaz qui la constituent sont fortement ionisés et capables d'absorber et d'émettre un spectre continu de radiations, elle émet 99% du rayonnement

total principalement dans le visible et c'est elle que l'oeil humain perçoit. Elle présente les caractéristiques suivantes [8] :

- La température de surface décroît de 6400 °C à 4500 °C.
- Une épaisseur de 500 km.
- Une pression de 1/100 atm.
- La chromosphère constitue avec la couronne l'atmosphère du soleil, cette couche présente les caractéristiques suivantes [7, 8] :
- Une épaisseur 2000 km.
- Une température augmentant de 4200 °C à 104 °C.
- La couronne est la dernière couche du soleil, ses caractéristiques sont [6] :
- Elle est sans limite précise.
- La température augmente de 106 °C à 2.106 °C.

(fig I.1) montre la structure du soleil :

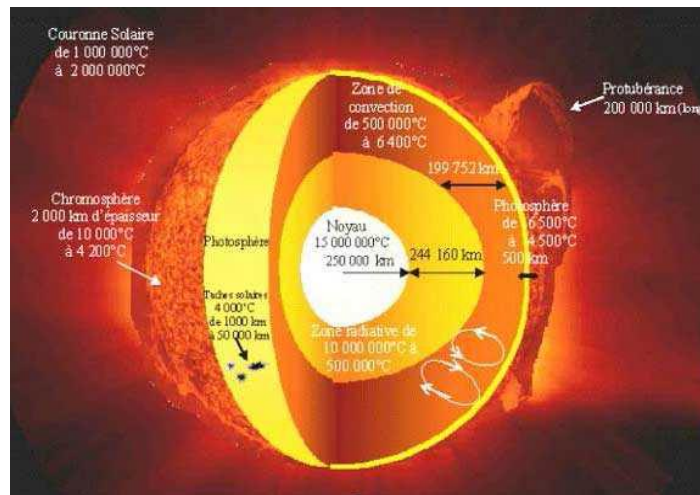


Figure I.1: Structure du soleil[6].

I.2.2. Composante du rayonnement solaire

Le rayonnement qui nous parvient du soleil est émis par sa surface extérieure dont la température est d'environ 6000 °K, 40% de l'énergie est émise dans le domaine visible, c'est-à-dire dans une gamme de longueur d'ondes allant de 0,3 μm (violet - bleu) à 0,7 μm (rouge) [10], figure I.2 montre Répartition du rayonnement solaire

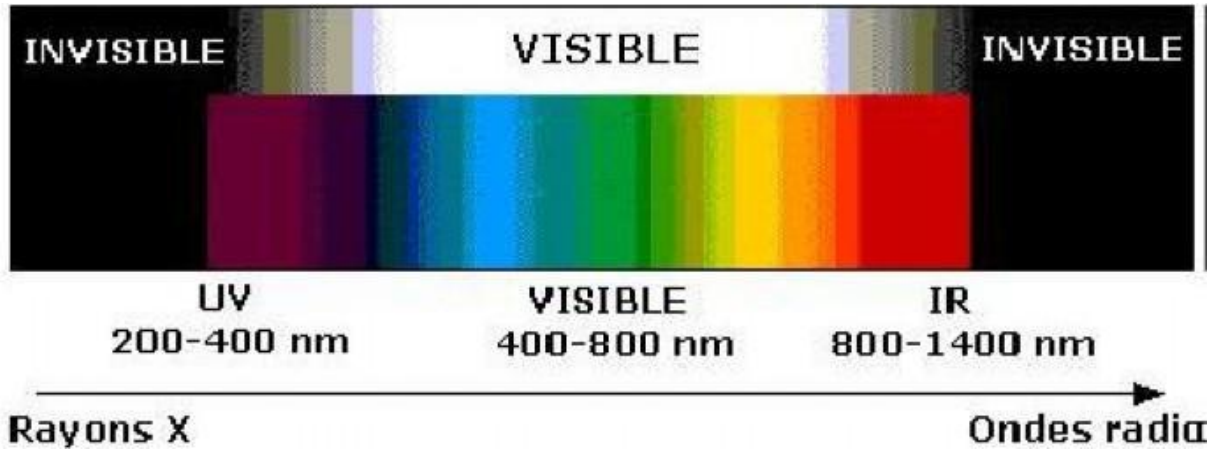


Figure I.2 : Répartition du rayonnement solaire [10].

Le rayonnement solaire (Fig I.3) reçu au sommet de l'atmosphère est égal à 1367 W/m^2 , au sol le rayonnement solaire se divise en plusieurs rayonnements, direct, diffus, réfléchis à partir des conditions physiques quel que soit l'atmosphère (les caractéristiques de l'atmosphère soit massique ou thermique) à travers l'année [9],

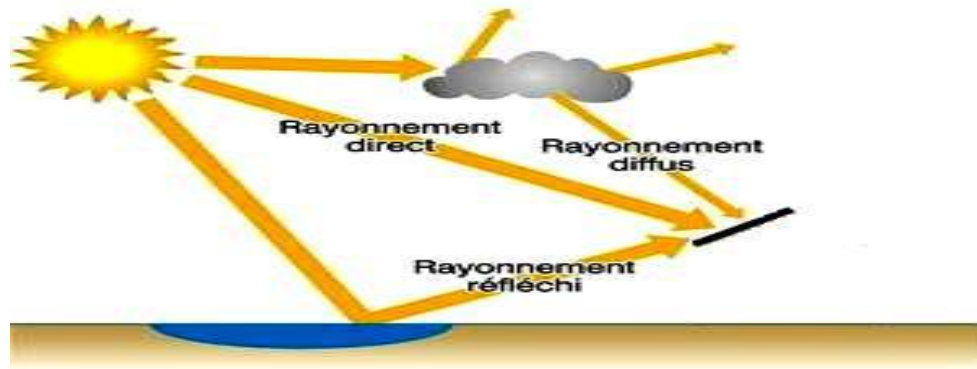


Figure I.3 : Rayonnement solaire reçu par une surface au sol [9].

I.2.3. Types de rayonnements

I.2.3.1. Rayonnement solaire direct

C'est le rayonnement solaire qui se forme de rayons parallèles provenant du soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

Le rayonnement direct reçu (ciel clair) sur un plan horizontal est donné par la formule de Kasten [1, 8].

$$I_1 = (I_0 - 31 T_L) \cdot \exp\left(\frac{-mT_1}{0.9m + 9.4}\right) \quad (I.1)$$

I_0 : La constante solaire hors atmosphère.

m : Épaisseur d'atmosphère traversée

$$m = \frac{P_m}{1013} \cdot \frac{(0.88)^h}{\sin h} \quad (I.2)$$

h : L'altitude du lieu

T_L : Trouble de Linke [8], donné par la formule suivante :

$$T_L = 2.4 + 14.6 B + 0.4 (1 + 2B) \ln P_v \quad (I.3)$$

coefficient de trouble atmosphérique qui prend une valeur de:

$B = 0.02$ pour un lieu situé en montagne.

$B = 0.05$ pour un lieu rurale.

$B = 0.10$ pour un lieu urbain.

$B = 0.20$ pour un lieu industriel (atmosphère polluée)

P_v : est la pression partielle de vapeur

$$P_v = H_R \cdot P_{vs} \quad (I.4)$$

: Le taux moyen d'humidité

P_{vs} : La pression de vapeur saturante

$$P_{vs} = 2.165 \left(1.098 + \frac{T_a}{100}\right)^{8.02} \quad (I.5)$$

Ta:Température atmosphérique (C^0)

La composante du rayonnement direct sur un plan horizontale est alors :

$$I_{lh} = I_1 \cdot \sin(h) \quad (I.6)$$

La composante du rayonnement direct sur un plan d'inclinaison (i) quelconque avec une orientation (γ) et pour une hauteur (h) et un azimut (a) du soleil, donnée par :

$$I_{lh} = I_1 \cdot [\sin(h) \cdot \cos(i) + \cos(h) \cdot \cos(\gamma - a) \cdot \sin(i)] \quad (I.7)$$

I.2.3.2. Rayonnement solaire diffus

Le rayonnement diffus parvient de toute la voûte céleste [11], il résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réfraction par le sol

. Pour calculer le rayonnement solaire diffus dans un plan horizontal par ciel quelconque, on utilise la formule proposée par Bedel [10].

$$D_h = I_h \cdot \frac{f(\sigma)}{1-f(\sigma)} \quad (I.8)$$

I.2.3.3. Rayonnement solaire réfléchi

C'est le rayonnement qui provient du sol par suite à la réflexion. Cette composante dépend de la nature du sol et de sa couleur.

I.2.3.4. Rayonnement solaire global

Le rayonnement global (G) est la somme des rayonnements direct et diffus [12]. Pour calculer le rayonnement global incident sur un plan horizontal, on utilise la formule proposée par l'organisation Météorologique Mondiale qui vérifie la condition :

$$G_{lh} = I_{lh} + D_{lh} \quad (I.9)$$

$$G_{ih} = (1300 - 57 \cdot T_l) \cdot \exp\left(\frac{0.22(z)}{7.8}\right) \cdot \sin(h) \cdot L^{(T+36)/33} \quad (I.10)$$

I.3. Le solaire photovoltaïque

Une installation photovoltaïque transforme l'énergie du soleil en courant continu basse tension. Celui-ci est ensuite converti en courant alternatif via un onduleur. Il est alors possible de vendre tout ou partie de cette production, à un fournisseur d'électricité [13].

I.3.1. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement.

Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron-trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel : le courant électrique circule (Fig I.4). L'effet repose donc à la base sur les propriétés semi-conductrices du matériau et son dopage afin d'en améliorer la conductivité.

Le silicium employé aujourd'hui dans la plupart des cellules a été choisi pour la présence de quatre électrons de valence sur sa couche périphérique (colonne IV du tableau de Mendeleïev). Dans le silicium solide, chaque atome – dit tétravalent – est lié à quatre voisins, et tous les électrons de la couche périphérique participent aux liaisons.

Si un atome de silicium est remplacé par un atome de la colonne V (phosphore par exemple), un de ses cinq électrons de valence ne participe pas aux liaisons ; par agitation thermique, il va très vite passer dans la bande de conduction et ainsi devenir libre de se déplacer dans le cristal, laissant derrière lui un trou fixe lié à l'atome de dopant. Il y a conduction par un électron, et le semi-conducteur dit dopé de type n. Si au contraire un atome de silicium est remplacé par un atome de la colonne III (bore par exemple) à trois électrons de valence, il en manque un pour réaliser toutes les liaisons, et un électron peut rapidement venir combler ce manque et occuper l'orbitale vacante par agitation thermique. Il en résulte un trou dans la bande de valence, qui va contribuer à la conduction, et le semi-conducteur est dit dopé de type p. Les atomes tels que le bore ou le phosphore sont donc des dopants du silicium. Les cellules photovoltaïques sont assemblées pour former des panneaux photovoltaïques [14].

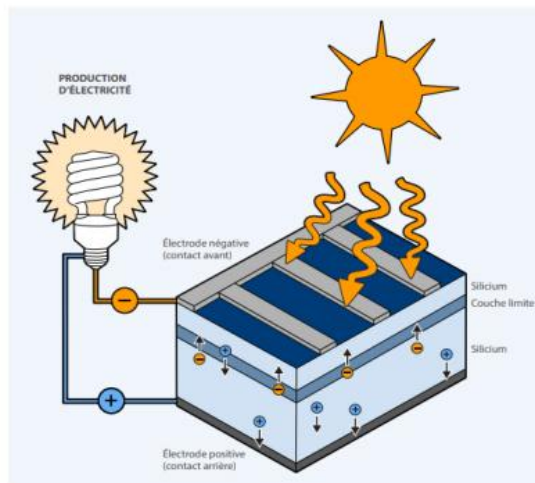


Figure I.4: illustration sur l'effet photovoltaïque [14].

I.3.2. Les différentes technologies des cellules solaires

De nos jours, il existe plusieurs types de cellule ayant des caractéristiques divers et variées, appropriée à une fonction ciblée. Nous allons donc cité les différentes technologies de fabrication de ces cellules.

I.3.2.1. Les cellules monocristallines

Les cellules monocristallines (Fig I.5) sont les photopiles de la première génération. Elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Elles ont un bon rendement, mais la méthode de production est laborieuse.



Figure I.5 : Cellules photovoltaïques monocristallines(16).

- ✓ Avantage :
- Très bon rendement.
- ✓ Inconvénients :
- Coût élevé, Rendement faible sous un faible éclaircissement.

I.3.2.2. Les cellules poly cristallines

Les cellules poly cristallines (Fig I.6) sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vues de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 13%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est bleu, mais n'est pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

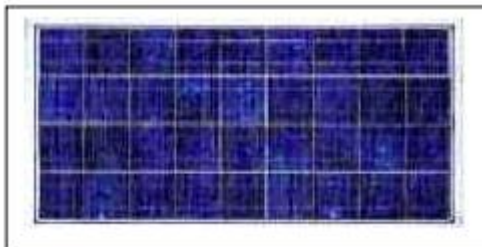


Figure I.6 : Cellules photovoltaïques poly cristallines.(16).

- ✓ Avantages :
- Bon rendement 13%, mais cependant moins bon que le monocristallin.

- Moins cher que le monocristallin
- Meilleur rapport qualité/prix
 - ✓ Inconvénient :
- Rendement faible sous un faible éclairement

I.3.2.3. Les cellules amorphes

Ces cellules sont composées d'un support en verre ou en matière synthétique sur lequel est disposé une fine couche de silicium (l'organisation des atomes n'est plus régulière comme dans un cristal) (Fig I.7). Leur rendement est de l'ordre de 5 à 10%, plus bas que celui des cellules cristallines. Elles sont appliquées dans les petits produits de consommation (montres, calculatrices) mais sont peu utilisées dans le cadre des installations solaires.



Figure I.7 : Cellules photovoltaïques amorphe .(16)

- ✓ Avantages :
 - Fonctionnent avec un éclairement faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment).
 - Moins chères que les autres.
- ✓ Inconvénients :
 - Rendement faible en plein soleil (environ 6%).
 - Performances qui diminuent sensiblement avec le temps.(16)

I.3.3. Le système photovoltaïque

Les différents éléments constituant le système photovoltaïque (Fig I.8), générateur d'énergie électrique, sont essentiellement : le module ou le panneau solaire, la batterie d'accumulateur, le régulateur et l'onduleur. Ils sont représentés dans le schéma bloc suivant :

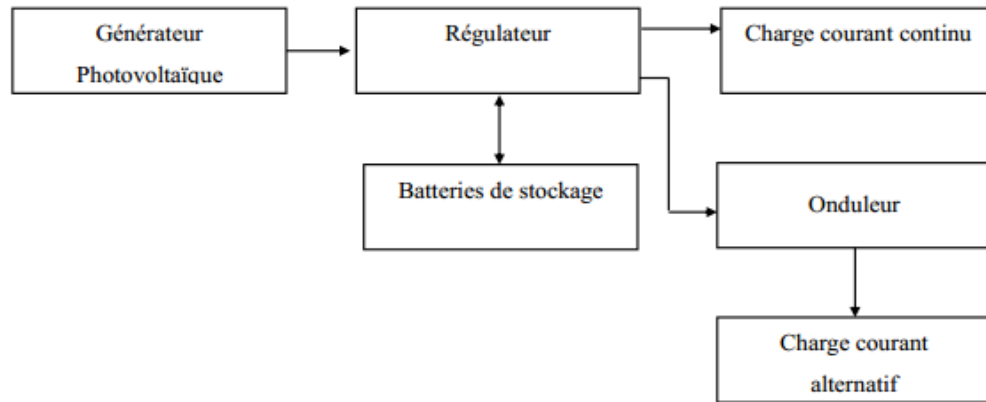


Figure I.8: Schéma bloc d'une installation PV autonome avec stockage d'énergie [18].

I.3.3.1. Le générateur photovoltaïque

La puissance électrique crête délivrée par un module s'avérant très insuffisante, dans la majorité des applications, il faudra donc associer plusieurs modules. Ce groupement s'effectue entre des modules ayant des caractéristiques identiques pour former des associations en série ou en parallèle ou encore série parallèle. Cette interconnexion de modules entre eux définit la notion de champ photovoltaïque.

I.3.3.2. La batterie

Les caractéristiques de l'énergie solaire posent le problème du stockage au niveau des installations photovoltaïque. En effet, l'apport et les besoins en énergie ne coïncident pas, les besoins augmentent là où les apports solaires n'existent pas. Le moyen le plus adapté aux systèmes photovoltaïques est le stockage électrochimique. Le système le plus couramment utilisé est la batterie d'accumulateur électrochimique qui permet le stockage d'énergie électrique sous forme chimique pour la restituer sur demande grâce à des réactions réversibles.

I.3.3.3. Le régulateur

La batterie d'accumulateurs est l'un des éléments les plus fragiles du système photovoltaïque. En effet, une charge excessive entraîne un dégagement gazeux dû aux réactions internes, ce qui provoque l'oxydation des électrodes, de même qu'une décharge profonde provoque la sulfatation des électrodes, c'est à dire une couche blanche de sulfate de plomb qui empêche toute recharge. Afin de contrôler au mieux les conditions de charge et de décharge on

intercale entre le générateur et la batterie un dispositif de régulation appelé régulateur de charge et de décharge, il est l'électronique entièrement automatique à laquelle sont reliés le panneau photovoltaïque, la batterie, ainsi que les équipements destinataire de l'électricité solaire [18].

I.3.3.4. L'onduleur

Un onduleur est un dispositif électronique statique servant à convertir le courant électrique continu produit par le générateur photovoltaïque en courant alternatif (signal carré ou sinusoïdal) avec la fréquence souhaitée, dont il existe une très grande variété sur le marché.

I.3.4. Les différents systèmes photovoltaïques

Il existe différents types de générateurs en fonction du service et des applications recherchées :

I.3.4.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries d'accumulateurs pour stocker l'énergie. De tels systèmes sont particulièrement utiles et rentables dans les applications estivales, lorsque l'accès à un endroit est difficile ou coûteux ou lorsque les besoins en entretien doivent être réduits au minimum [17].

I.3.4.2. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes raccordés au réseau permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public et, dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires, ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les chalets déjà reliés au réseau électrique [17].

I.3.4.3. Les systèmes photovoltaïques hybrides

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes photovoltaïques sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible. De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie. Ils conviennent mieux lorsque la demande d'énergie est élevée ou lorsque l'énergie doit être fournie sur demande [17].

I.3.4.4. Les systèmes photovoltaïques au fil du soleil

L'énergie électrique produite par les modules solaires est directement utilisée par le récepteur, il n'y a donc pas de stockage électrochimique. Généralement les générateurs au fil du soleil sont destinés à alimenter des moteurs électriques en courant continu ou alternatif (dans ce cas un appareil de conversion d'énergie est requis) [19].

I.4. Energie solaire thermique

Le solaire thermique consiste à utiliser des capteurs solaires afin de capter l'énergie du rayonnement solaire à l'intérieur d'un liquide, parfois de l'air mais le plus souvent dans de l'eau. Grâce à cela, nous pouvons utiliser l'énergie récupérée dans la production d'ECS (eau chaude sanitaire), chauffage de piscines et d'habitations ainsi que le séchage de céréales.

I.4.1. Fonctionnement

Tout d'abord, un capteur solaire est composé des éléments suivants (Fig I.9):

- Un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant
- Un système de refroidissement par le fluide caloporteur (transportant l'énergie)
- Un isolant thermique situé sur les faces non exposées au rayonnement
- Une couverture transparente sur la face exposée, destinée à assurer l'effet de serre à l'intérieur du capteur.

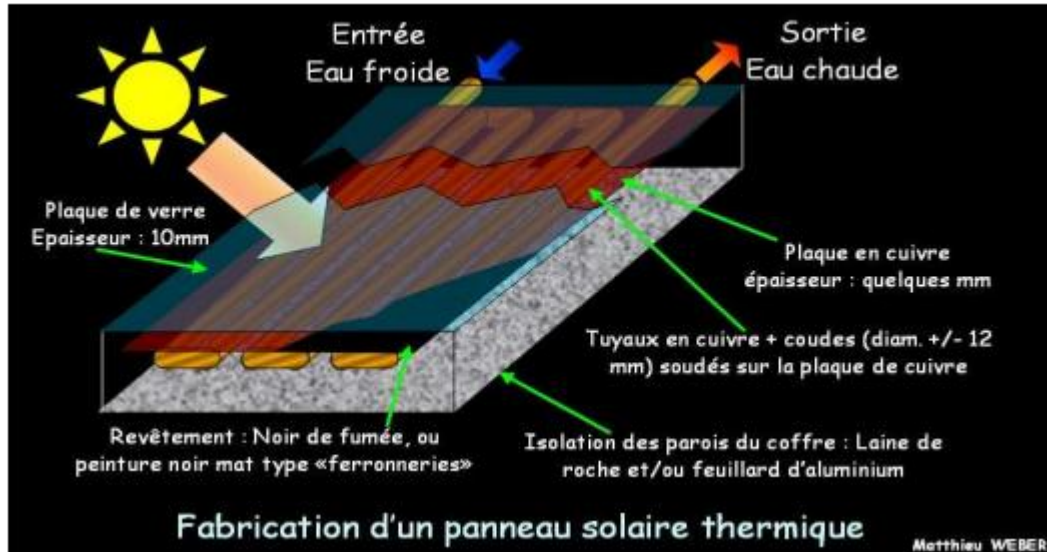


Figure I.9 : Fabrication d'un panneau solaire thermique [20].

Les capteurs plans utilisent de l'eau ou plus souvent un liquide caloporteur, (cf chauffe-eau solaire) qui circule dans des tubes munis d'ailettes en circuit fermé. Pour obtenir un meilleur rendement, l'ensemble est placé dans une boîte vitrée isolante afin d'obtenir un effet de serre. Avec un ensoleillement important, et si les besoins en eau chaude sont modérés, un simple réseau de tubes à ailettes peut suffire. Les ailettes, qui forment ce qu'on appelle l'absorbeur, sont chauffées par le rayonnement solaire et transmettent leur chaleur au liquide caloporteur qui circule dans les tubes. Les capteurs solaires à eau sont utilisés pour produire de l'eau chaude sanitaire dans un chauffe-eau solaire individuel.

Il existe deux types de capteurs solaires thermiques : les capteurs qui utilisent un liquide (eau ou antigel) comme fluide caloporteur, et ceux à air, qui utilisent l'air comme fluide caloporteur. Dans ces deux catégories, il y a deux familles :

- ✓ Les capteurs plans : le fluide passe dans un serpentin sous une vitre ; ils sont peu coûteux, fonctionnent avec un bon rendement, surtout pendant l'été.
- ✓ Les capteurs à concentration : ces derniers sont très peu utilisés, ayant en effet besoin du rayonnement solaire direct (lorsque le soleil est visible). Un désavantage conséquent puisque l'on estime l'ensoleillement par an à 1500-1700 heures en moyenne. Les capteurs peuvent être mis sous vide également, cela augmente encore le rendement, vu que le vide est un parfait isolant. Les capteurs à concentration fonctionnent à peu près comme les capteurs plans à la

différence qu'on y ajoute des miroirs paraboliques ou cylindro-paraboliques, afin de concentrer le rayon lumineux vers le foyer où se trouve le liquide caloporteur.

I.4.2. Rendement

L'ordre de 80%. Dans les capteurs thermiques à eau, l'eau circule dans des tubes munis d'ailettes. Pour obtenir un meilleur rendement, l'ensemble est placé dans une boîte vitrée isolante afin d'obtenir un effet de serre. Avec un ensoleillement important, et si les besoins en énergie sont modérés, un simple réseau de tubes à ailettes peut suffire. Les ailettes, qui forment ce qu'on appelle l'absorbeur, sont chauffées par le rayonnement solaire et transmettent leur chaleur à l'eau qui circule dans les tubes. Les premiers absorbeurs étaient peints en noir afin de capter un maximum d'énergie lumineuse. Mais le noir a l'inconvénient d'avoir un rayonnement important, ce qui finit par échauffer la vitre et provoquer des pertes à travers celle-ci. C'est pourquoi on préfère utiliser des absorbeurs traités au chrome, ce qui donne un corps noir dont le rayonnement est beaucoup plus faible. On parle de surfaces sélectives, elles absorbent bien le rayonnement solaire visible (où se situe la grande partie de l'énergie provenant du Soleil, corps noir à haute température : $T=5735^{\circ}\text{K}$) mais réémettent peu dans l'infrarouge (rayonnement de l'absorbeur, corps noir à relativement basse température). De nombreuses autres innovations techniques ont permis d'augmenter le rendement des panneaux thermiques, telles que :

- Des vitres traitées qui laissent passer jusqu'à 95% de la lumière grâce à leur faible teneur en oxyde de fer
- Des tubes transparents "sous vide" pour éviter les déperditions thermiques convectives de l'absorbeur
- Des assemblages tubes-ailettes parfaitement solidaires réalisés par soudure aux ultra-sons... Les capteurs solaires à eau sont utilisés pour le chauffage et/ou pour produire de l'eau chaude sanitaire (ECS) dans un chauffe-eau solaire. Dans les capteurs thermiques à air, c'est de l'air qui circule et qui s'échauffe au contact des absorbeurs. L'air ainsi chauffé est ensuite ventilé dans les habitats pour le chauffage ou dans des hangars agricoles pour le séchage des productions [20].

I.5. Les technologies solaires à concentration

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchié par le miroir et la transfère à la fluide thermodynamique. Les systèmes à concentration en lignent généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels [7].

I.5.1. Le principe de fonctionnement des systèmes à concentration.

Un capteur à concentration est un capteur solaire comportant un système optique (réflecteur, lentilles, ...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement reçu. Les technologies solaires à concentration permettent de transformer le rayonnement solaire en chaleur à un niveau de température situé entre 200 °C et 2000 °C, avec un rendement supérieur à 70 %. Cette chaleur primaire peut ensuite être utilisée dans des procédés industriels, par exemple sous forme de vapeur d'eau, ou pour effectuer des transformations ou des synthèses de matériaux, ou bien être convertie en vecteurs énergétiques comme l'électricité ou l'hydrogène . Le temps de retour énergétique des installations solaires à concentration est que de 5 mois et leur durée de vie est estimée entre 25 et 30 ans [4].

I.5.2. Les types des concentrateurs solaires

On distingue 3 types de centrales solaires, en fonction de la méthode de focalisation des rayons solaires :

I.5.2.1. Les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques

Ce sont des alignements parallèles de longs miroirs hémicylindriques Fig I.10, qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube horizontal, où circule le fluide caloporteur qui servira à transporter la chaleur vers la centrale elle-même. La température du fluide peut monter jusqu'à 500° C. Ce type de centrale est le plus fréquent [8].

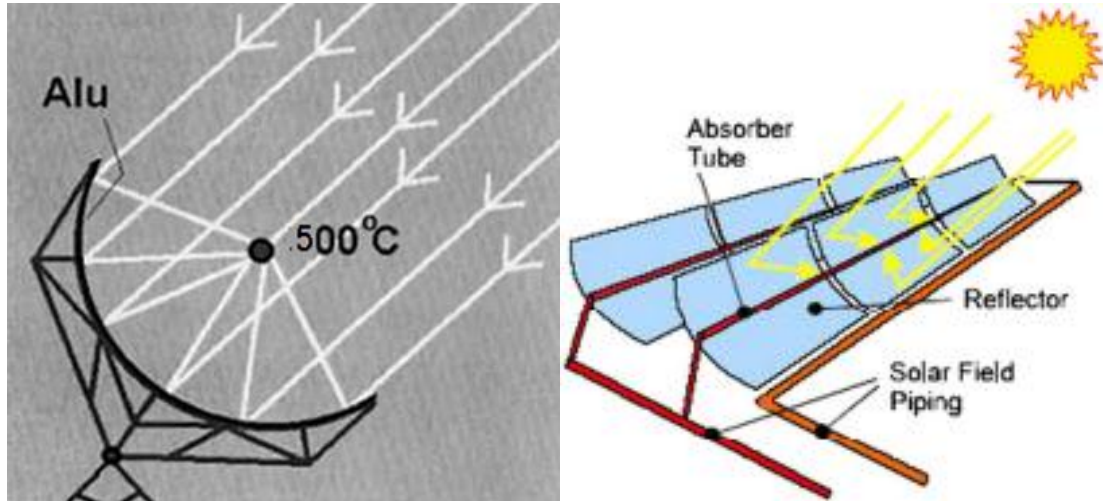


Figure. I.10: Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques [8].

I.5.2.2. Les centrales à collecteurs paraboliques.

La même forme que nos antennes paraboliques, mais en plus grand, les paraboles ont un diamètre de 10 à 20 m et sont orientables. Le rayonnement solaire est concentré sur la focale de la parabole (Fig I.11), où se trouve une mini-centrale électrique. La température obtenue atteint 800° C. La mini-centrale produit de l'électricité grâce à un moteur Stirling, qui fonctionne non pas avec du carburant mais grâce à un apport de chaleur extérieure. Les pistons du moteur se déplacent sous l'effet de l'expansion d'un gaz en un point où arrive la chaleur et de sa contraction en un point plus froid [8].

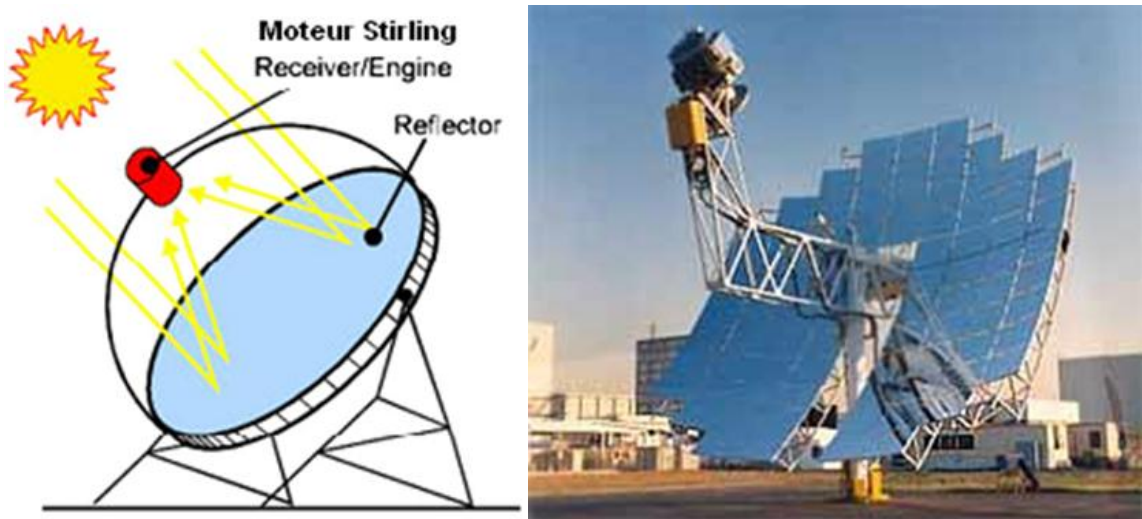


Figure I.11 : Les centrales à collecteurs paraboliques [8].

I.5.2.3. Les centrales à tour

Une centrale à tour (Fig I.12) est constituée d'un champ de capteurs solaires spéciaux appelés héliostats orientables qui concentrent tous le rayonnement solaire avec précision sur un même point. La température obtenue ainsi est de 600°C . Un liquide caloporteur envoyé dans une chaudière située en haut de la tour transforme le liquide en vapeur. La vapeur fait tourner des turbines qui entraînent des alternateurs produisant de l'électricité, voir la figure suivante [8] :

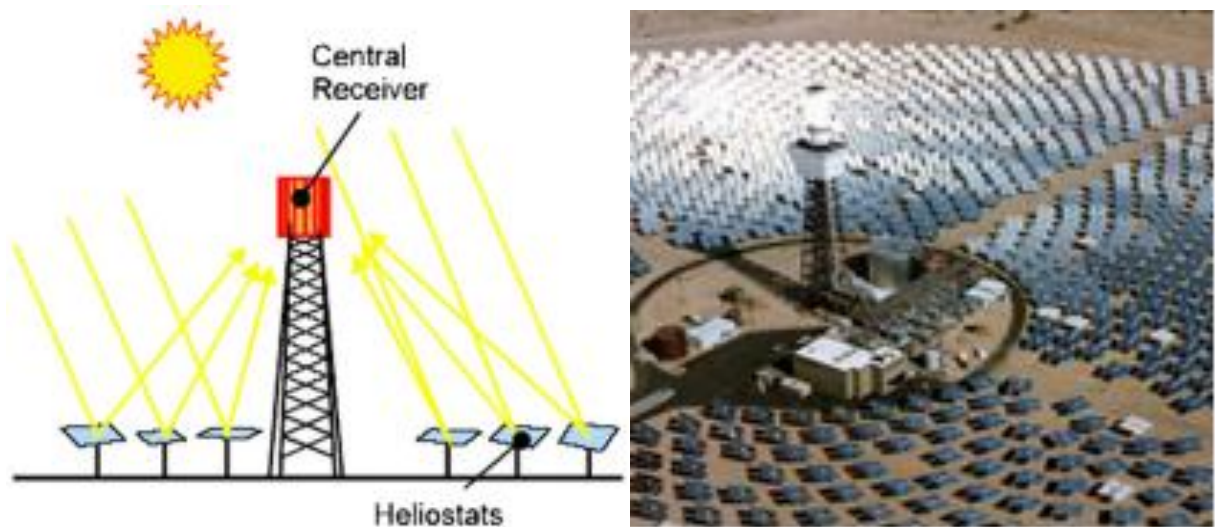


Figure I.12 : Centrale à tour [8].

I.6. Technologie des centrales à tour

Dans ce type de centrale (Fig I.13), on utilise de nombreux miroirs qui concentrent le rayonnement solaire sur une chaudière placée en haut d'une tour. Les miroirs ou "héliostats" sont conçus pour tourner avec le soleil et ainsi, réfléchir les rayons du soleil sur le foyer de la chaudière. Le rayonnement solaire doit être dirigé vers le foyer en haut de la tour avec une grande précision. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800°C à 1000°C [21].

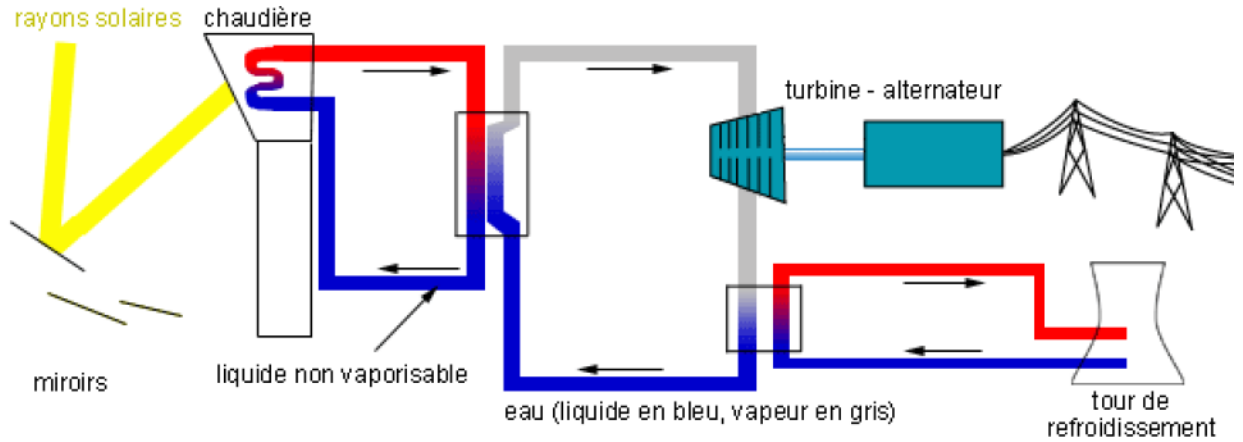


Figure I.13 : centrale à tour [21].

I.6.1. Définition des centrales solaire à tour

Les centrales solaires thermiques sont parmi les options prometteuses pour couvrir la demande énergétique croissante. Dans les centrales solaires à tours (Fig 1.14), la lumière solaire est concentrée par des miroirs appelés les héliostats qui suivent le soleil sur deux axes. Les héliostats reflètent les rayons du soleil au sommet d'une tour. Dans le sommet de la tour se trouve un récepteur qui absorbe le rayonnement et fournit une énergie thermique à un cycle de puissance. Alternativement, l'énergie est utilisée pour la production de l'électricité ou pour effectuer des réactions chimiques thermiques [22].



Figure I.14 : Centrale à tour [22].

I.6.2. Le champ solaire.

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

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

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

Les différentes configurations (Fig I.15) sont :

I.6.2.1. Installation à retour direct

C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée. Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant par dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée (voir Fig I.15 ci-dessous).

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

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

I.6.2.2. Installation à retour indirect

Les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une boucle à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.

I.6.2.3. Installation à alimentation centralisée

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

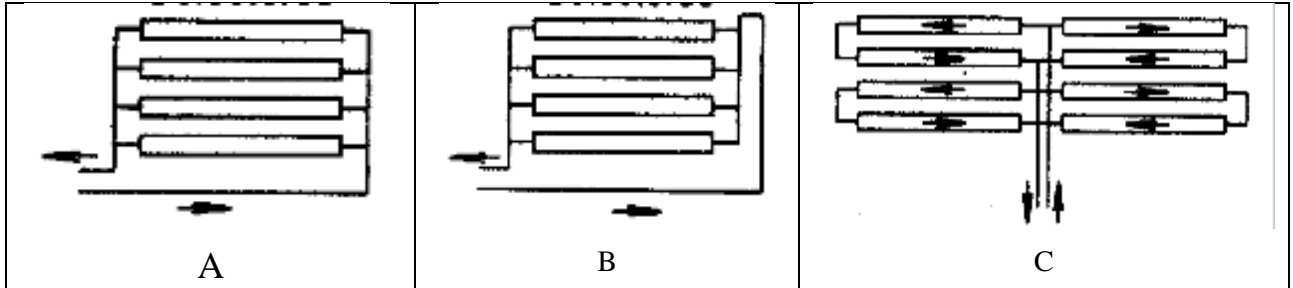


Figure I.15: Les différentes configurations [22].

I.6.3. La tour solaire

Certaines centrales thermiques solaires (Fig I.16) sont constituées d'une tour solaire thermique et d'héliostats. La tour reçoit la lumière du soleil concentrée par les héliostats. La technique solaire thermique concentrée est vue comme une solution viable d'énergie renouvelable permettant une production d'énergie sans pollution, avec une technologie disponible.

Les premiers modèles utilisaient les rayons concentrés pour chauffer de l'eau, et utilisaient la vapeur produite pour alimenter une turbine. De nouveaux modèles utilisant du sodium liquide ont été testés, et des systèmes utilisant des sels fondus (40 % de nitrate de potassium et 60 % de nitrate de sodium) comme fluides sont maintenant en fonctionnement. Ces fluides ont une capacité calorifique élevée, qui peut être utilisé pour stocker l'énergie, avant de l'utiliser pour faire bouillir l'eau afin d'actionner des turbines. Ces conceptions permettent de générer de la puissance lorsque le soleil ne brille pas [23].



Figure I.16 : La tour solaire [23].

I.6.4. Importance de l'héliostat dans les centrales solaires à tour

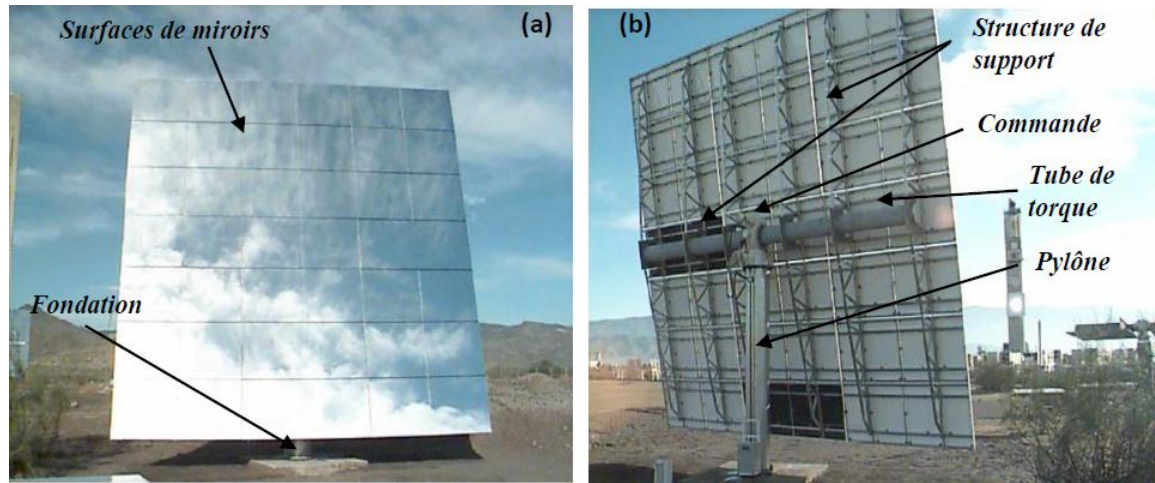
Ce type de centrale est une technologie d'énergie solaire concentrée (CSP) rentable pour la production d'électricité solaire à grande échelle [24.25]. Cependant, les coûts d'investissement pour les systèmes CSP sont encore élevés [24]. L'héliostat est l'élément dont le coût est le plus important dans les centrales à tour. Les héliostats contribuent généralement environ 40% au coût total de la centrale [26.27]. Ce qui fait en sorte que la réduction des coûts de ces éléments est devenue la cible principale de nombreux chercheurs dans le domaine solaire thermique.

La conception des héliostats vise à obtenir les coûts les plus bas possibles pour la construction, l'exploitation et l'entretien pendant toute la durée de vie de l'installation. Les éléments les plus importants d'une telle conception sont le mécanisme d'entraînement, le support structurel, la surface réfléchissante et la fondation. Choisir les pièces appropriées et les dimensionner en fonction des besoins réels permettent d'économiser les coûts considérablement par rapport aux conceptions de conservation [24].

Le dimensionnement, la quantité des matériaux utilisés pour la structure et le support de l'héliostat sont définis par les charges auxquelles il est exposé. Les principales sources de charge mécanique sont la gravité et la charge du vent, ce dernier étant un facteur crucial en raison de sa nature incontrôlable. Le comportement aléatoire en ce qui concerne la direction, la vitesse et surtout les turbulences rendent la prédiction des charges mécaniques sur la structure d'héliostat très difficile [24].

I.6.4.1. Composants d'un héliostat

Les principaux composants d'un héliostat sont représentés sur la figure 1.17 et décrits ci-dessous. Ces composants sont les ensembles miroirs (généralement le verre et le métal), la structure de support, le pylône : piédestal où la colonne, la fondation, le système de contrôle de suivi et la partie de commande [28].



Surfaces de miroirs des héliostats (facettes) sont réalisées avec un verre mince et argenté pour une meilleure réflexion.

Structure de support positionne les miroirs avec une précision et porte le poids de la structure et les charges de vent incident. Pour un héliostat, il est important que les facettes du miroir soient situées l'une par rapport à l'autre afin que chacune de leurs images soit concentrée sur le récepteur au sommet de la tour.

Tube de torque fait partie de la structure de support est considéré comme l'élément de support le plus important.

Pylône (piédestal) tubulaire est le type de soutien au sol le plus expérimenté pour les concentrateurs solaires. Ce n'est pas le seul type de structure de suivi qui a été utilisé pour les héliostats, des structures de type Alidade et des structures de suivi polaire ont également été utilisées.

Les contrôles de suivi sont les algorithmes de contrôle électronique et de contrôle utilisés pour fournir les signaux aux moteurs d'entraînement pour maintenir la position du concentrateur par

rapport au soleil. Les héliostats doivent toujours suivre un point dans le ciel situé à mi-chemin entre le récepteur et le soleil afin de refléter leurs images sur le récepteur.

La commande de concentrateur amène l'héliostat à traquer le soleil en deux axes, l'azimut et l'élévation, pour maintenir l'image du soleil à un emplacement prédéterminé sur la tour. La commande ne fournit pas seulement le suivi, mais il doit également porter le poids de la structure, les charges du pylône (piédestal) et la fondation [28].

Fondation est la partie qui assure la portance et la transmission des charges dans le sol.

I.6.4.2. Configurations d'un héliostat

Chaque configuration (position) correspond à une combinaison d'un angle d'élévation et un angle d'azimut. L'angle d'élévation α est l'angle entre le plan du miroir et la surface du sol. L'angle d'azimut β est l'angle entre la direction du vent incident et le miroir (Fig I.18).

Les héliostats suivent le soleil (fonctionnement normal) ou adoptent une position horizontale et stationnaire appelée position d'arrimage $\alpha = 0^\circ$. A cette position, la surface arrière de l'héliostat est tournée vers le sol et la surface réfléchissante vers le haut (Fig I.19). Généralement, l'héliostat adopte la position d'arrimage pendant la nuit, et pour des périodes de temps nuageux ou très venteux [26].

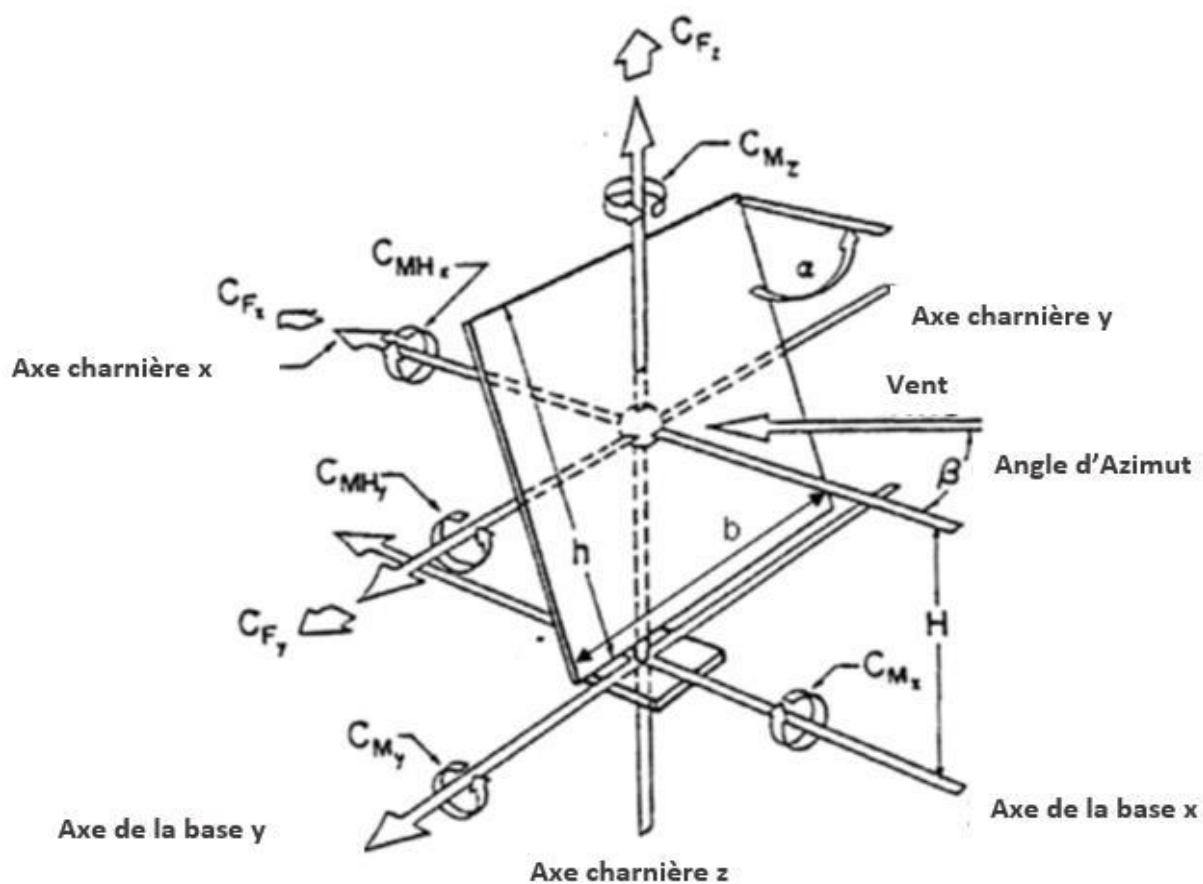


Figure 1.18 : Système de coordonnées et les forces appliquées sur un héliostat [26].



Figure 1.19 : Héliostat à une position générique , b) Héliostat à une position d'arrimage [26].

I.6.5. L'absorbeur

L'absorbeur (Fig I.20) est l'élément central du capteur solaire, il absorbe le rayonnement solaire global de courtes longueurs d'onde et le convertit en chaleur [29].

Il est constitué d'une plaque à laquelle sont intégrés des tubes à travers lesquels circule le fluide caloporteur. Le matériau constituant la plaque de l'absorbeur peut être soit métallique soit en matière plastique laquelle est utilisée uniquement dans le cas où un milieu agressif circule directement dans l'absorbeur tel est le cas de l'eau d'une piscine. L'emploi des matières plastiques entraîne des différences notables comparées aux métaux [29]:

➤ Les avantages sont :

- La légèreté.
- La possibilité de teinter le produit dans la masse et donc de ne pas craindre les rayures.
- La faible sensibilité des plastiques à la corrosion.

➤ Les inconvénients sont :

- Une mauvaise conductibilité thermique.
- Un vieillissement dû au rayonnement U.V.
- Une tenue médiocre aux températures élevées.

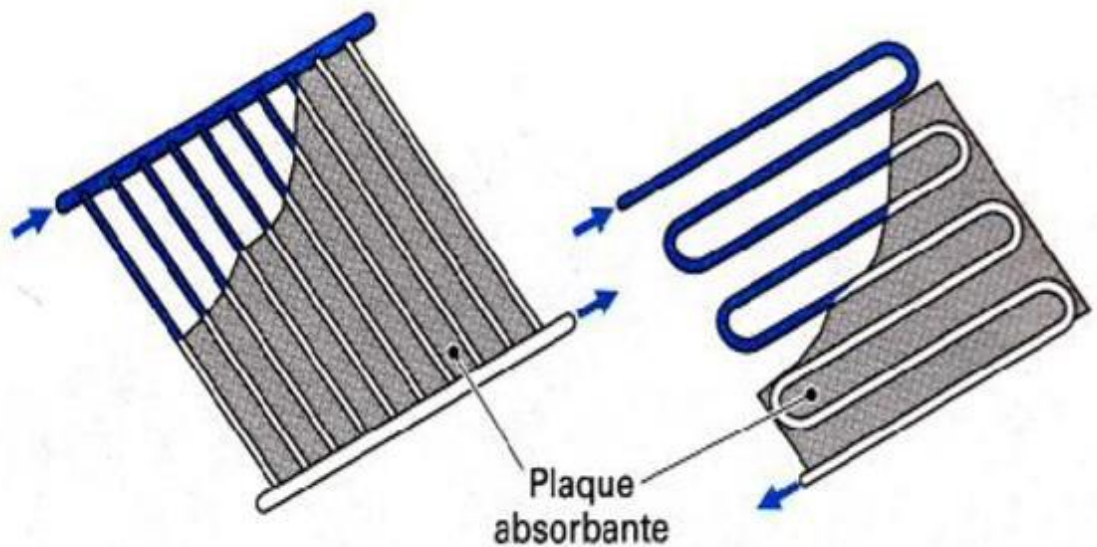


Figure I.20: Les plaques absorbantes d'un capteur plan [29].

Dans le cas des métaux on utilise le cuivre, l'acier inoxydable, ou bien l'aluminium, qui ont de bonnes conductibilités thermiques.

L'absorbeur ne doit pas être trop mince. En pratique, on emploie généralement une feuille de cuivre ou d'aluminium de 0.2 mm d'épaisseur avec des variantes de 0.15 à 0.3 mm [30].

Les canaux contenant le fluide caloporteur ne doivent pas être trop espacés ; ainsi, la transmission de la chaleur de l'absorbeur vers le fluide caloporteur se fait plus efficacement. Dans la pratique, on choisit généralement un intervalle de 100 à 120 mm entre les tubes.

Cela représente un compromis entre une évacuation optimale de la chaleur, une faible inertie thermique et une utilisation réduite des métaux tout en préservant des coûts de fabrication bas [30].

Il est fortement nécessaire d'assurer un bon contact entre les feuilles de l'absorbeur et les tubes du fluide caloporteur afin de réduire le plus possible la résistance thermique de contact [30].

En général, un absorbeur efficace a une bonne absorptivité ainsi que sa faible émissivité. Cependant, les surfaces métalliques tendent à réfléchir la lumière d'où une perte d'énergie. Pour résoudre ce problème, les surfaces métalliques doivent être enduites d'une surface sélective qui d'une part absorbe le rayonnement solaire de courtes longueurs d'onde avec un rendement élevé et le transforme en I.R par l'effet de décalage de Wien et qui, d'autre part ne perd que très peu d'énergie grâce à son état de surface qui agit comme un piège vis-à-vis du rayonnement I.R ($\epsilon < 0.15$, $\alpha > 0.9$). Cette surface n'est considérée comme surface noire que pour la lumière solaire, pour les I.R elle agit comme un miroir [29].

I.6.6. Les fluides de transfert et les cycles thermodynamiques

Différents fluides caloporteurs et divers cycles thermodynamiques (Fig I.21) ont été proposés et testés pour convertir en électricité l'énergie solaire concentrée [31].

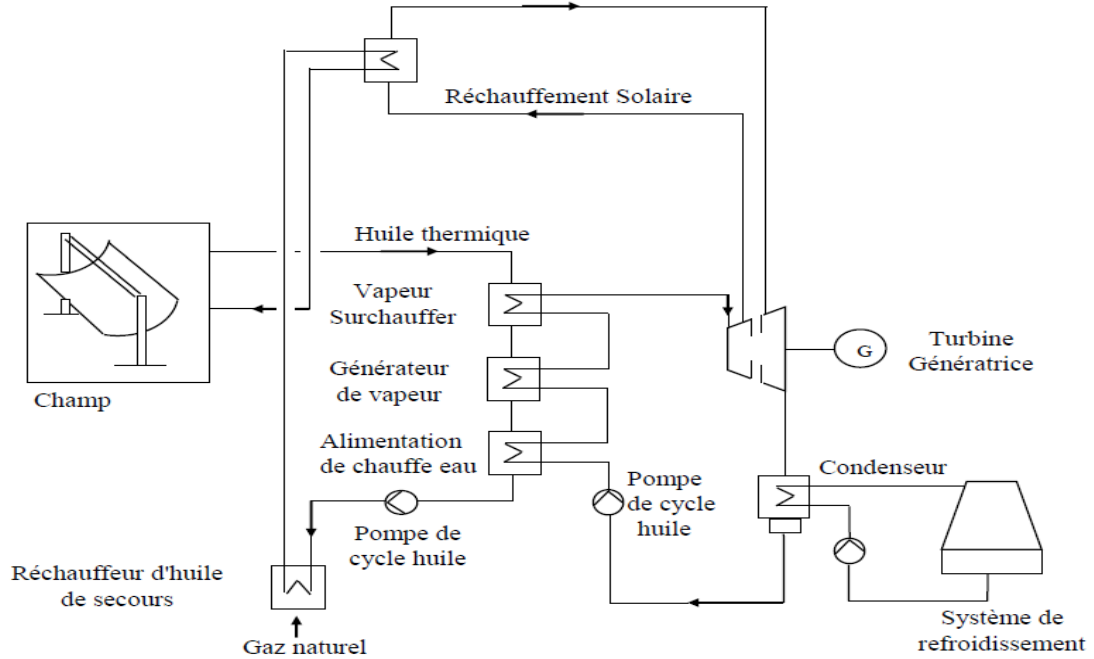


Figure I.21 : Schéma d'une station thermodynamique hybride [31].

I.6.6.1. Le cycle à vapeur

Ce cycle, généralement en eau qui est limitée en température haute à (565°C), est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermomécanique le mieux connu car il est le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne mais les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffe de la vapeur ou non) et encore, de la taille du groupe [32].

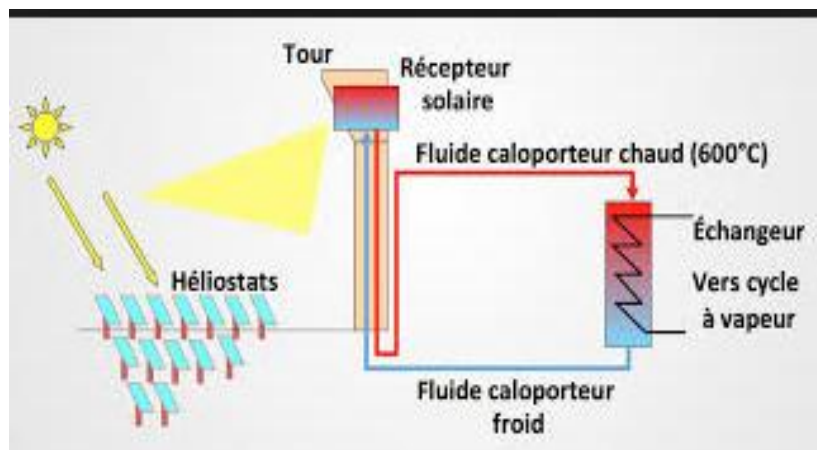


Figure I.22 : cycle d vapeur. [32].

I.6.6.2. Le cycle combiné

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

- Un cycle à gaz "cycle de BRAYTON" qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle suivant ;
- Un cycle à vapeur "cycle de Rankine", apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de (700°C) [32.33].

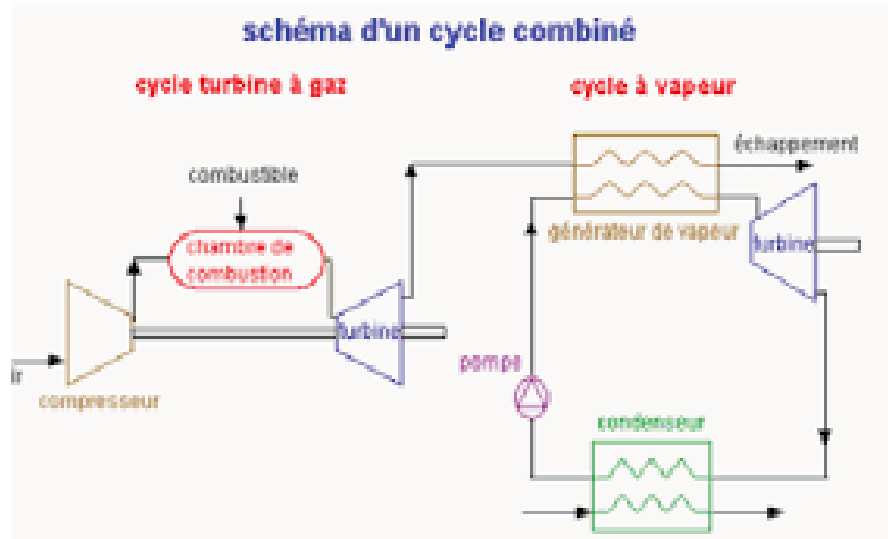


Figure I.23:schéma d'un cycle combiné. [33].

I.6.6.3. Le cycle Stirling

Comme on le sait, ce transformateur thermomécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques puisque son rendement théorique est élevé [34]. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique. Dans la pratique, ce générateur a l'avantage de pouvoir être réalisé en petite taille sans trop perdre en rendement. C'est ce qui le rend idéal pour l'exploitation des calories récoltées avec une excellente efficacité [32, 33].

I.7. Conclusion

L'énergie solaire est de plus en plus utilisée. Cependant, nous devons développer cette énergie et chercher des mécanismes capables d'exploiter cette énergie abondante.

Le choix de type de système de conversion est lié au potentiel solaire et au climat, les centrales solaires à tour semblent une solution adéquate au sud de l'Algérie, le développement de cette filière semble très important et nécessaire pour la production d'électricité d'origine solaire.

Le chapitre suivant traite une étude théorique d'une centrale solaire à tour, où nous allons détailler les différentes parties de cette centrale ainsi qu'une présentation de la méthode de dimensionnement et nous donnons un exemple de calcul.

CHAPITRE II

Etude théorique des centrales à tours

II.1 Introduction

L'un des procédés les plus intéressants pour convertir le rayonnement solaire direct en énergie électrique est la centrale à tour. Ce type de centrale est composé d'un champ d'héliostats, d'un récepteur solaire situé au sommet d'une tour et d'un cycle thermodynamique de conversion de la chaleur en électricité.

Les centrales à tour sont capables de produire de l'électricité solaire sur une grande échelle. Les héliostats sont l'élément le plus important du point de vue coût dans la composition de ces centrales. L'héliostat a pour but de réfléchir les rayons solaires incidents vers une cible fixe (l'absorbeur) durant toute la trajectoire journalière du soleil. Pour assurer convenablement sa commande, il est nécessaire de connaître ses paramètres et de déterminer sa position par rapport à la tour, ce qui se traduit par la détermination de son angle d'élévation (nord-sud) et son angle de rotation (est-ouest).

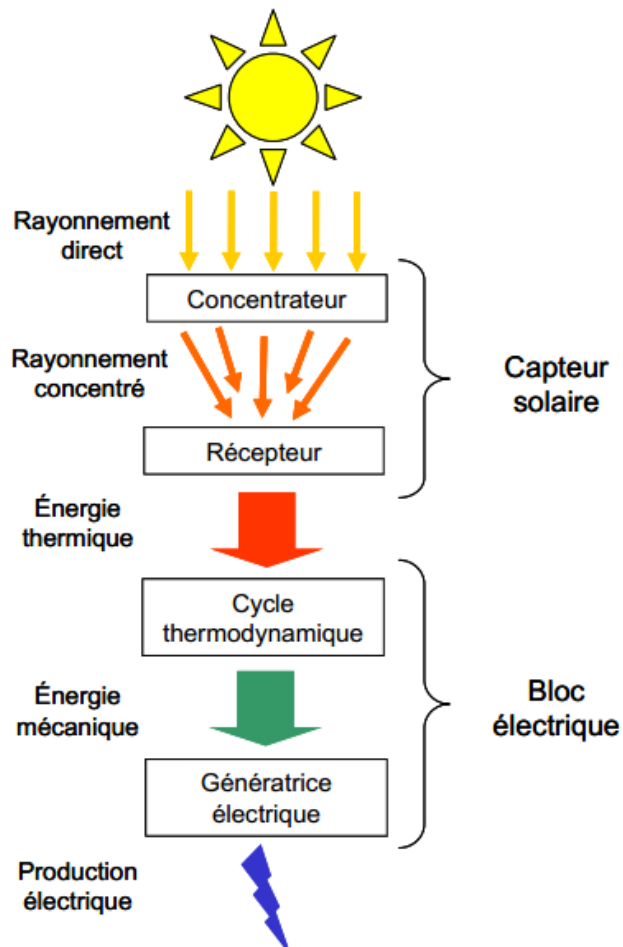


Figure II .1 Principe des centrales solaires thermodynamiques.

II.2. Description du champ héliostat.

II.2.1. Position du soleil

Pour calculer l'efficacité optique instantanée du champ d'héliostat, il est nécessaire d'inclure un modèle de positionnement du soleil. Basant sur la date (nombre de jour), l'heure et une position géographique sur la Terre données par la latitude φ et la longitude θ .

La position du soleil est décrit par deux angles, le zénith solaire θ_s et l'azimut solaire γ_s , mesurés tous les deux en radians [2]. En plus de l'emplacement géographique.

$$\delta = \frac{23.45\pi}{180} \sin \left(2\pi \frac{284 + n_d}{365} \right) \quad (\text{II-1})$$

$$\gamma_s = \text{sgn}(\omega_s) \cos^{-1} \left| \frac{\sin \alpha_s \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \alpha_s \cos \varphi} \right| \quad (\text{II-2})$$

Où δ est l'angle de déclinaison solaire Figure II.2, ω_s est l'angle heure, n_d est le jour de l'année, φ est l'angle de latitude, α_s est l'altitude solaire, également appelée angle d'élévation, qui est complémentaire de l'angle zénithal solaire θ_s . Dans le système de coordonnées cartésien tridimensionnel, l'axe des «x» est orienté de l'ouest vers l'est, l'axe des «y» du sud vers le nord, l'axe des «z» est verticalement vers le haut. [2]

$$\alpha_s = 90^\circ - \theta_s \quad (\text{II-3})$$

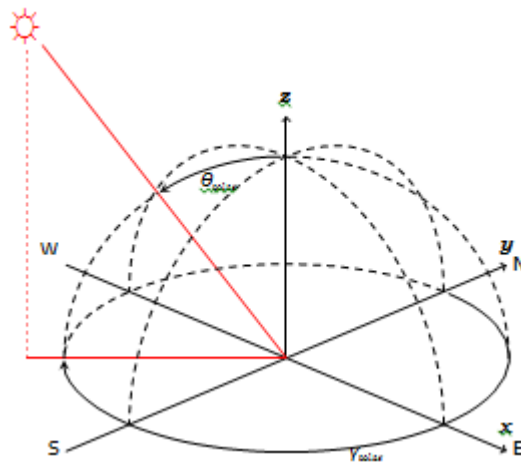
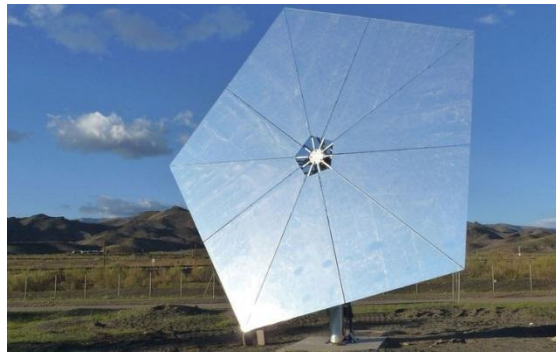


Figure II.2: La position solaire est donnée par le zénith solaire θ_s et l'azimut solaire γ_s . [2]

II.2.2. Dimensions de l'héliostat

Les héliostats suivent la position du soleil afin de concentrer la lumière du soleil sur un récepteur central monté sur la tour. Chaque héliostat H_i est surélevé sur un piédestal. Tous les héliostats sont considérés comme des miroirs plats [3] de formes différentes (Fig II-3) ; exemple rectangulaire avec longueur l_i et largeur w_i . L'expansion D_i de l'héliostat est le diamètre de la sphère limite minimale.

$$D_i = \sqrt{l_i^2 + w_i^2} \quad (\text{II-4})$$



(a) Stellio 100



(b) Héliostat rectangulair

Figure II.3: Différents géométrie des héliostats [2].

II.2.3. Distance minimale entre les héliostats.

Pour des raisons techniques, l'accès a chaque héliostat doit etre assurée pour le nettoyage, à la maintenance et au câblage, il est souhaitable de laisser une distance minimale entre deux héliostats [4]. La distance est mesurée entre les deux sphères limites des héliostats. L'ensemble des héliostats ombrés leus positions doit etre calculées. Figure II.4

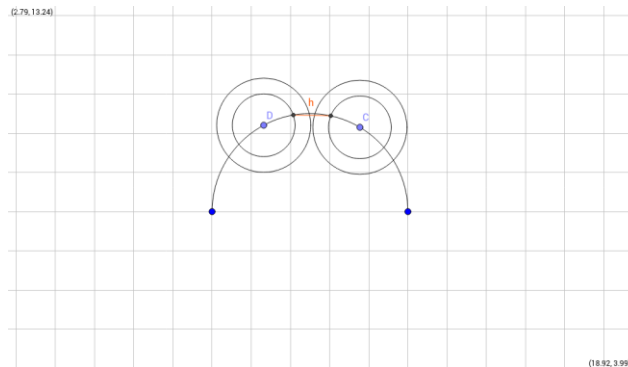


Figure II.4: Distance de sécurité (h) entre deux héliostats de centre D et C [4].

II.2.4. Tour solaire

La tour est supposée être un cuboïde ou un cylindre. Chaque rayon d'un héliostat doit atteindre le point de visée du récepteur de la tour. L'ombre de la tour sur le champ solaire s'appelle la région réalisable avec une largeur d'expansion de la tour faisant face à la direction opposée du soleil.

II.3. Pertes optiques et rendements

La figure II.7 montre le diagramme des pertes énergétiques de notre installation, sous forme d'une cascade de pertes illustrée par des flèches sortant du système. La flèche entrante représente le Rayonnement direct normal *DNI* sur le champ de l'héliostat, tandis que la puissance électrique fournie apparaît à la fin de la cascade. Dans ce diagramme il y a deux phases successives de la conversion d'énergie : premièrement la conversion du rayonnement solaire en chaleur effectuée par le champ d'héliostat et le récepteur, deuxièmement la conversion de la chaleur en électricité.

Au cours de la première phase les pertes cosinus, les pertes par ombres et le blocage, le facteur de réflexion des miroirs, l'atténuation atmosphérique sur le trajet héliostat – récepteur et le débordement de la tache focale autour du récepteur voir Figure II.5 donne des pertes importantes estimés à 62%. Au cours de la deuxième phase, le cycle affiche clairement les pertes du condenseur qui sont de 22.8%, en raison de la chaleur libérée dans l'environnement par le biais du système de refroidissement du cycle de conversion. En fin, la production électrique fournie par l'installation atteint 13.4% du rayonnement solaire incident par la surface totale des miroirs du champ solaire, défini comme le rendement solaire électrique.

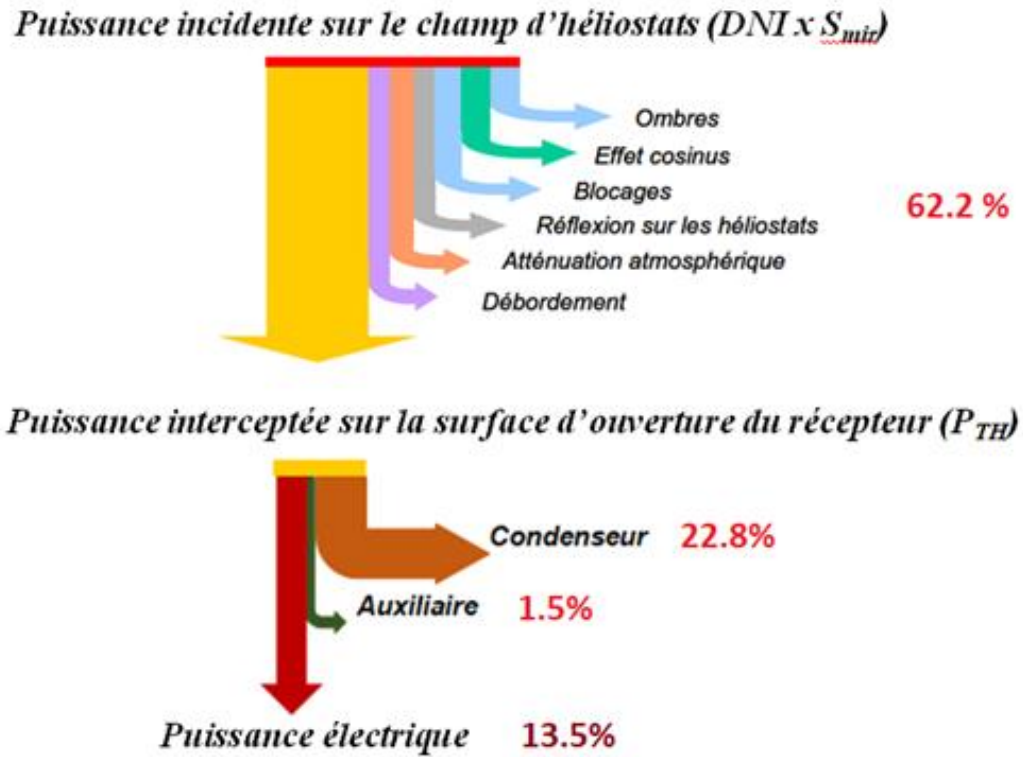


Figure II.5 : Pertes énergétiques d'un champ d'héliostats [9].

Un champ solaire est donné par N héliostats H_i , chacun ayant un diamètre D_i et une position coordonnée (x_i, y_i) du centre des héliostats. Le modèle de lancer de rayons calcule le rayonnement optique reçu sur un an, en tenant compte des effets cosinus η_{cos} , de l'ombrage et du blocage η_{sb} , de la réflectivité de l'héliostat η_{ref} , de l'atténuation atmosphérique η_{aa} et des pertes de déversement η_{spl} . Pour chaque héliostat H_i , l'efficacité optique reçue en fonction du temps est définie par :

$$\eta_{opt,i}(x, y, t, d) = \eta_{cos,i} \cdot \eta_{sb,i} \cdot \eta_{ref,i} \cdot \eta_{aa,i} \cdot \eta_{spl,i} \quad (II-5)$$

Au moment t du jour d . Dans les sous-sections suivantes, un modèle est présenté, qui calcule le rayonnement annuel global reçu par la centrale, qui dépend du lever et du coucher du soleil de chaque jour de l'année.

II.3.1. Réflectivité de l'héliostat :

La valeur de la réflectivité du miroir dépend du qualité du materiau utilisé pour la réalisation de l'héliostat. La surface du miroir réfléchit le rayonnement solaire en direction du récepteur une partie du rayonnement est diffusée dans le mauvais sens en raison d'une légère inpropreté ou de l'absorption à la surface du miroir. La réflectivité d'un miroir dépend aussi de l'angle d'incidence ; et ne depond pas sur la configuartion de champ d'héliostat ou d'autres facteurs liés. Souvent, une valeur constante de la réflectivité de l'héliostat est prise en compte pour une configuration particulière.

$$\eta_{ref,i} = 0.88 \quad (\text{II-6})$$

Cela signifie que 88% de l'énergie est réfléchie et 12% est perdue à la surface de l'héliostat.

II.3.2. Effet Cosinus

L'efficacité de l'effet cosinus est liée au cosinus de l'angle entre les vecteurs incidents des rayons solaires et le vecteur normal des héliostats. Il est calculé à l'aide de la loi de réflexion spéculaire. Les héliostats suivent le soleil de manière à ce que ces rayons seront reflétés sur la surface pour atteindre le point de visée du récepteur. La surface des héliostats étant supposée dans certain cas parfaitement plane, le vecteur normal de l'héliostat est défini. Les rayons incidents ne peuvent pas être considérés comme parallèles car le soleil est un disque plutôt qu'un point d'observation sur la Terre. Il est donc primordial de générer les rayons incidents en fonction de la répartition énergétique du soleil. Chaque rayon incident a un angle sous-tendu entre le centre du soleil et un certain point du bord appelé angle solaire [9]. En raison de l'inclinaison de la surface de l'héliostat, l'image projetée est réduite. Cet effet est appelé effet cosinus et est numéroté comme η_{cos} . L'effet cosinus dépendent du solaire et la position de l'héliostat par rapport au récepteur. La normale de surface de l'héliostat divise l'angle soleil-héliostat et héliostat-absorbeur en deux. La zone de réflexion effective de l'héliostat est réduite par le cosinus de la moitié de cet angle. Le produit scalaire du vecteur solaire pointant vers le soleil d_{soleil} et la normale n_i de la surface de l'héliostat.

$$\eta_{cos,i} = d_{soleil} \cdot n_i \quad (\text{II-7})$$

II.3.3. Ombrage et blocage

L'ombre défini par une surface qui se trouve entre le soleil et un héliostat, la distribution aléatoire de plusieurs héliostats dans le site va créer des zones d'ombre qui diminueront considérablement le rendement optique Figure II.5.

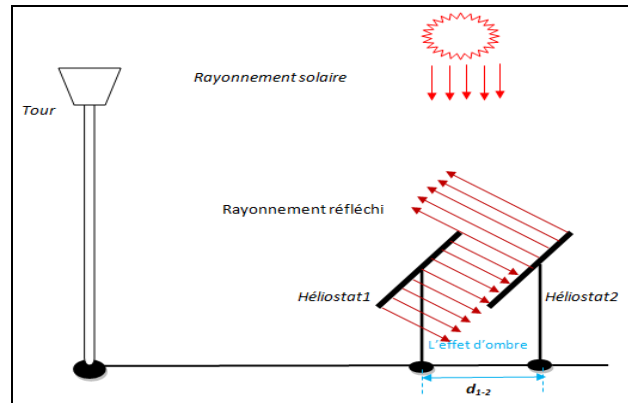


Figure II.5 : Effet d'ombre [16].

Le facteur de blocage est défini comme la fraction de la zone de l'héliostat qui est exempte de blocage Figure II.5.

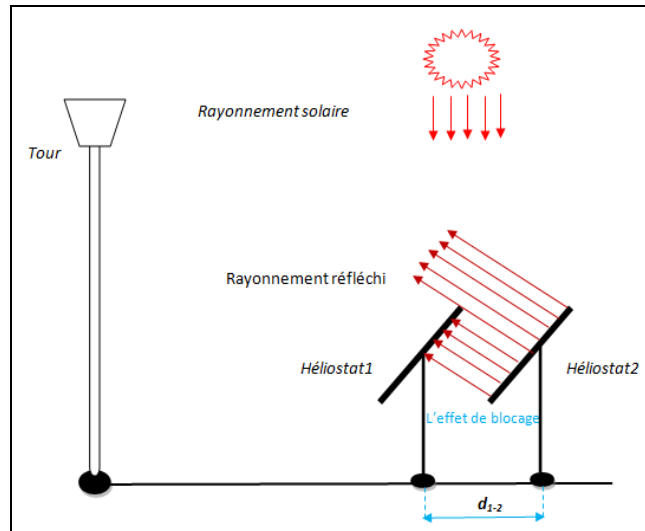


Figure II.6 : L'effet de blocage [16].

Dans l'algorithme expliqué par donnée nom de reference [16], les projections des points de bord des héliostats sur l'héliostat de référence. Pour simplifier, les héliostats peuvent être

considérés comme des plans parallèles. Cette approche implique qu'il est seulement nécessaire de projeter les points centraux des héliostats en cause. L'héliostat est ensuite divisé en n bandes verticales étroites et la hauteur de projection de l'héliostat bloquant ou ombré possible dans chaque bande est évaluée et la zone du miroir exempte de blocage ou d'ombrage est calculée en fonction de ces hauteurs. Pendant le processus, la hauteur est continuellement mise à jour pour chaque bande si une valeur plus élevée a été trouvée.

Une autre procédure de calcul de l'ombrage et du blocage a été donnée par Collado et Turegano [5]. Pour chaque héliostat, un certain nombre de rayons déterminent si une région de l'héliostat est bloquée ou ombrée par les héliostats voisins et la tour. Par conséquent, les positions héliostatiques voisines doivent être sélectionnées pour réduire les effets d'ombrage et de blocage.

$$\eta_{sh}(t, k) = \frac{(A_{tot,k} - A_{sh,k})}{A_{tot,k}} \quad (II-8)$$

II.3.4. Interception

Le facteur d'interception est défini comme la fraction des rayons réfléchis interceptés par le récepteur. L'efficacité d'interception (ou souvent appelée pertes de débordement) d'un rayon est décrite par une intégrale bidimensionnelle de la distribution normale standard.

$$\eta_{spl,1} = \frac{1}{2\pi\sigma_{total}^2} \iint_{\Omega} \exp\left(-\frac{x^2+y^2}{2\pi\sigma_{total}^2}\right) dx dy \quad (II-9)$$

Où σ_{total} est l'écart type total sur le plan récepteur, résultat de la convolution de quatre fonctions d'erreur, erreur de forme du soleil σ_{soleil} (écart-type soleil), erreur de qualité du faisceau σ_{bq} , erreur astigmatique σ_{ast} et erreur de poursuite σ_{track} . L'écart type total a été défini comme suit :

$$\sigma_{tota} = \sqrt{d_i^2(\sigma_{sun}^2 + \sigma_{bq}^2 + \sigma_{ast}^2 + \sigma_{track}^2)} \quad (II-10)$$

II.3.5. Atténuation atmosphérique

L'efficacité de l'atténuation atmosphérique est due au fait qu'une partie de l'énergie des rayons réfléchis est dispersée et absorbée par les différents constituants de l'atmosphère, ce qui produit progressivement moins de lumière. Cette perte de rayonnement dépend de la distance d_i entre l'héliostat H_i et le point de visée du récepteur. Dans certaines conditions météorologiques, plus la distance est grande, plus la valeur de η_{aa} , i est petite [17].

$$d_i = |x_i, y_i| \quad (\text{II-11})$$

Où p_i est le vecteur de la position centrale de l'héliostat et $p_{rec,i}$ est le vecteur correspondant au point de visée de la tour. Dans le but d'être en accord avec le modèle de Pitman et Vant-Hull pour une portée visuelle d'environ 40km :

$$\eta_{aa,i} = \{0.99321 - 1.176 \times 10^{-4}d_i + 1.97 \times 10^{-8}d_i^2 ; d_i \leq 1000 \quad (\text{II-12})$$

$$\eta_{aa,i} = \{ \exp(-1.106 \times 10^{-4}d_i) \quad ; d_i > 1000m \quad (\text{II-13})$$

II.4. Exemple de dimensionnement du champ d'héliostats

La performance énergétique d'une centrale à tour avec les principaux systèmes optiques et les pertes thermodynamiques prises en compte sont décrites dans cette partie. L'énergie interceptée à partir du champ d'héliostat est calculé en prenant en compte les principales pertes optiques. L'efficacité du récepteur est ensuite calculée en estimant les pertes par convection et par rayonnement. Pour valider ce modèle de performance optique.

- Pour calculer le nombre d'héliostat, nous utilisons les équations suivantes :

$$N_{he} = \frac{p_u}{DNI * S_{he} * \eta_g} \quad (\text{II-14})$$

S_{he} : Surface de l'héliostat

p_u : Puissance utile

DNI : Irradiance normale directe 1000 (w/m^2)

η_g : Rendment globale

La relation de rendment est :

$$\eta_g = \frac{p_u}{DNI * A_g} \quad (\text{II-15})$$

$$\eta_g = 0.134 \quad (\text{II-16})$$

II.4.1. Application Numérique :

- **1^{er} Cas** (Centrale de 1MW) :

$$p_u = 1 * 10^6(\text{w/m}^2)$$

$$N_{he} = \frac{1*10^6}{1000*1*0.134} \tag{II-17}$$

$$N_{he} = 7463 \tag{II-18}$$

- **2^{eme} cas** ($P_u = 2.3 * 10^3$ Watt (Puissance de la centrale URAER-Ghardaia)) :

$$N_{he} = \frac{2.3*10^3}{1000*1*0.134} \tag{II-19}$$

$$N_{he} = 17 \tag{II-20}$$

Le champ d'héliostat de la centrale d'URAER-Ghardaia est composé de 17 héliostats répartis selon les coordonnées suivantes (Tab II-1) :

Tableau II-1 : Les coordonnées des héliostats (de la centrale d'URAER-Ghardaia).

x	y	Z
0	7,48	1,44
3,58	6,13	1,44
-3,58	6,13	1,44
2,26	10,1	1,44
-2,26	10,1	1,44
0	14,05	1,44
7,14	11,66	1,44
-7,14	11,66	1,44
4,21	16,76	1,44
-4,21	16,76	1,44
0	21,26	1,44
3,69	20,76	1,44
-3,69	20,76	1,44
8,17	19,29	1,44
-8,17	19,29	1,44
12,24	16,9	1,44
-12,24	16,9	1,44

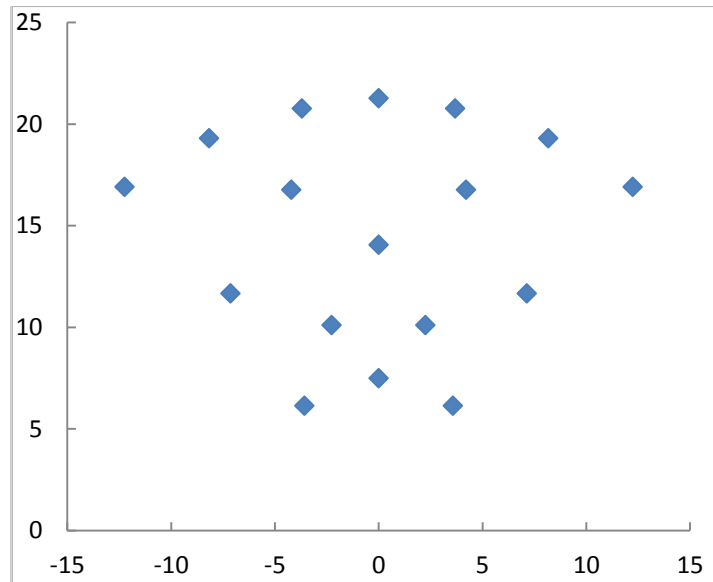


Figure II.8 : Schéma de la distribution des héliostats (URAER-Ghardaia).



Figure II.9 : Champ solaire de la centrale d'URAER-Ghardaia.

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donnée un aperçu theorique sur les differents paramètres d'une centrale à tour, tous ces derniers sont pour definir les caractéristiques et les dimensions d'une tour solaire. Dans le chapitre suivant nous allons traiter l'effet de la distance entre l'heliostat et l'absorbeur sur l'image refleter d'une façon experimental.

CHAPITRE III

Tests expérimentaux de l'effet de la distance entre héliostat et tour

III.1. Introduction

Réalisation des tests pratiques dans une centrale solaire est très importante pour avoir une idée réelle sur les différents paramètres de cette dernière. L'effet de la distance héliostat-tour sur la qualité de l'image reflétée par l'héliostat.

Dans ces tests nous avons deux paramètres essentiels, le paramètre d'interception et le paramètre d'atténuation. Pratiquement, une partie du rayonnement réfléchi tombe en dehors du périmètre du récepteur et ne peut pas être utilisée pour la production d'énergie (Lutchman, 2014). Ces pertes, appelées pertes par déversement, dépendent du type de récepteur : type externe ou cavité. Dans cette étude les résultats sont présentés en forme des photos comparés à des résultats de simulation optique réalisés par le logiciel TracePro.

III.2. Partie Expérimentale et Méthodologie

Afin de réaliser les tests ont était obligé de réaliser un grand capteur blanc ou nous avons tracé des cadres de dimension de (1.2 X 1.2m) qui a le même taille de l'héliostat afin d'étudier la forme de l'image lorsque nous modifions l'emplacement de l'héliostat le capteur est placer sur la tour exactement au-dessous de l'absorbeur exactement à 6m d'hauteur (Figure III.1).



Figure III.1 : Le Capteur réalisé.

Nous avons commencé par un héliostat (Figure III.2) à une distance de 20 m. On a orientés les rayons concentrés vers le capteur blanc, on a photographié la forme de l'image concentrée en tenant compte de temps exacte. Après nous avons déplacé l'héliostat a des distance différente, une distance de 50m , 80m, 100m et 130m respectivement, dans la direction du nord en photographiant l'image concentrée pour chaque distance, après nous avons changée de direction a 35° du nord sur le côté droit du champ solaire pour les distances suivantes 20m, 50m et 80m.



Figure III.2 : Héliostat utilisé pour le test.

III.3. Simulation Optique

Le logiciel TracePro est un logiciel de simulation optique 3D, basé sur la méthode de Monte Carlo. Le logiciel assure la simulation optique géométrique, en affichant le comportement des rayons optiques et donné une estimation globale de flux lumineux émet et absorbé par le système à simuler.

Son but est d'avoir une idée sur le comportement optique de n'importe quel système a partir d'une conception 3D, les résultats sont très importante afin d'assurer une réalisation efficace.

Les domaines d'application de ce logiciel est :

- Eclairage.

- Afficheur.
- Sciences de la vie.
- Fabrication industrielle.
- Aérospatiale et défense.
- Informatique.
- Solaire.
- Automobile.
- Electronique grand public.
- Sécurité.

III.3.1. La méthode Monte Carlo

TracePro utilise la norme de la méthode de Monte Carlo pour le lancer de rayons non séquentiel, afin de modéliser avec précision la diffusion et la diffraction de la lumière. TracePro est un descendant de GUERAP, développé il y a plus de 40 ans en tant que premier programme de rayons optiques de Monte Carlo. Au lieu de propager une distribution de lumière, comme dans un échantillonnage déterministe, la méthode de Monte Carlo propage des échantillons discrets ou des rayons.

III.3.2. Puissantes capacités de conception et d'analyse interactives

III.3.2.1. Conception

L'interface de CAO, les outils intelligents et les utilitaires de TracePro sont avantageux pour créer d'excellents points de départ pour démarrer le processus d'optimisation. Les utilitaires et les fonctionnalités de TracePro vous guident tout au long du processus de conception de réflecteurs, de lentilles, de textures de rétro-éclairage, de tubes de lumière et de systèmes entiers.

III.3.2.2. TracePro Bridge pour Solidworks

TracePro Bridge est un complément à SolidWorks qui vous permet d'appliquer et d'enregistrer des propriétés optiques directement au modèle SolidWorks via l'arborescence du système TracePro. Pour garantir l'intégrité des données, un seul modèle est utilisé à la fois par TracePro pour le traçage de rayons et l'analyse optique et par SolidWorks pour la conception mécanique.

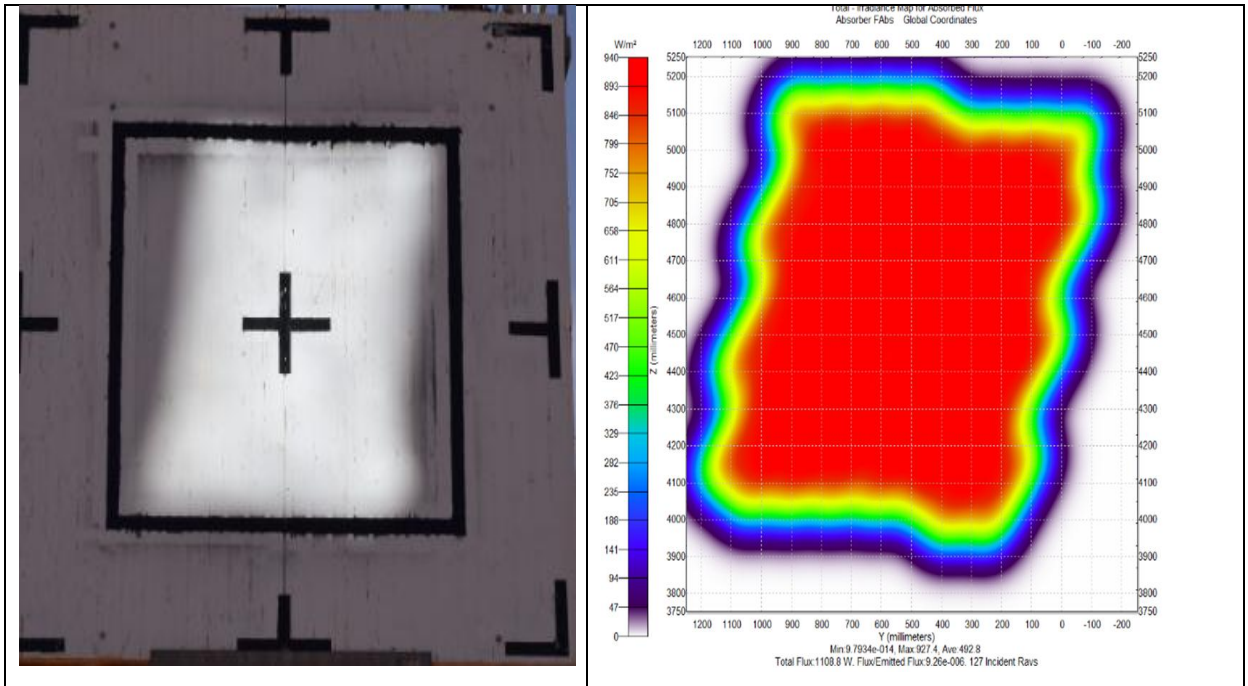
III.3.3. Puissantes capacités de conception et d'analyse interactives

Pour la simulation optique de la centrale solaire de l'URAER Ghardaïa, nous avons utilisé une macro pour le calcul des angles d'inclinaisons et d'orientation des héliostats, et créer un fichier CAO qui comporte la tour avec la cible et tous les héliostats a différents distance.

A chaque fois en active un héliostat pour la simulation, on lance la simulation pour une valeur de rayonnement de 1000W/m^2 , on choisi la facette de la cible et on sauvegarde l'image des rayons concentrés.

NB : TracPro simule un système idéal, c.à.d. on ne peut pas simuler l'atténuation.

III.4. Tests expérimentales



Temps : 9h54.

Distance : 20m.

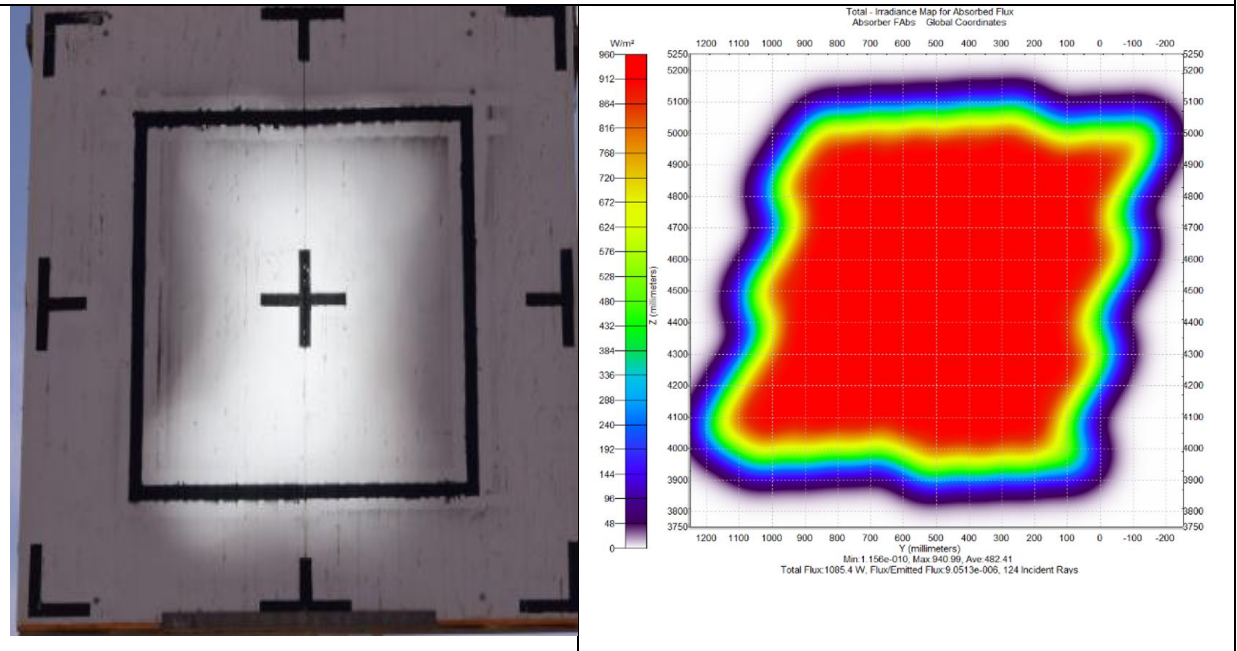
Direction : Sud-Nord.

Surface : 0.72m^2 .

Discussion :

En voie bien que pour une distance de 20m l'image est bien dans le cadre, elle est un peu incliner son est due à la position du soleil l'heure de tests la surface est diminuée de 50%, mais la quantité d'énergie solaire reste la même. L'image est brillante avec un cadre bien définie. Nous avons une petite déformation de l'image le coté inférieur ça est due à une

déformation mécanique de miroir.



Temps : 9h58

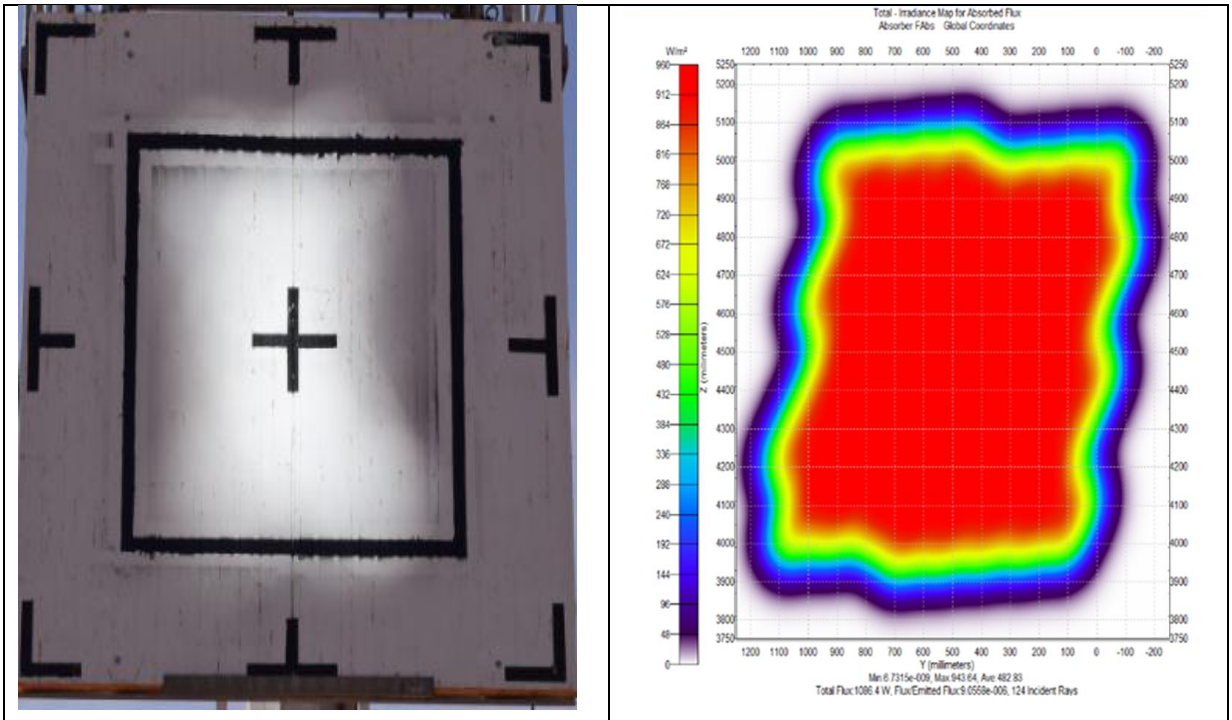
Distance : 50m

Direction : Sud-Nord.

Surface : $\sim 0.8\text{m}^2$.

Discussion :

Dans ce cas, nous remarquons un léger changement dans l'image avec un petit débordement sortant du cadre en raison de l'état des miroirs et de l'angle du rayonnement solaire, et aussi au distance par rapport l'absorbeur. La surface a augmenté de 0.8m^2 . La simulation montre que l'image est toujours dans le cadre, mais la puissance a diminué de 100Watt,



Temps : 9h59

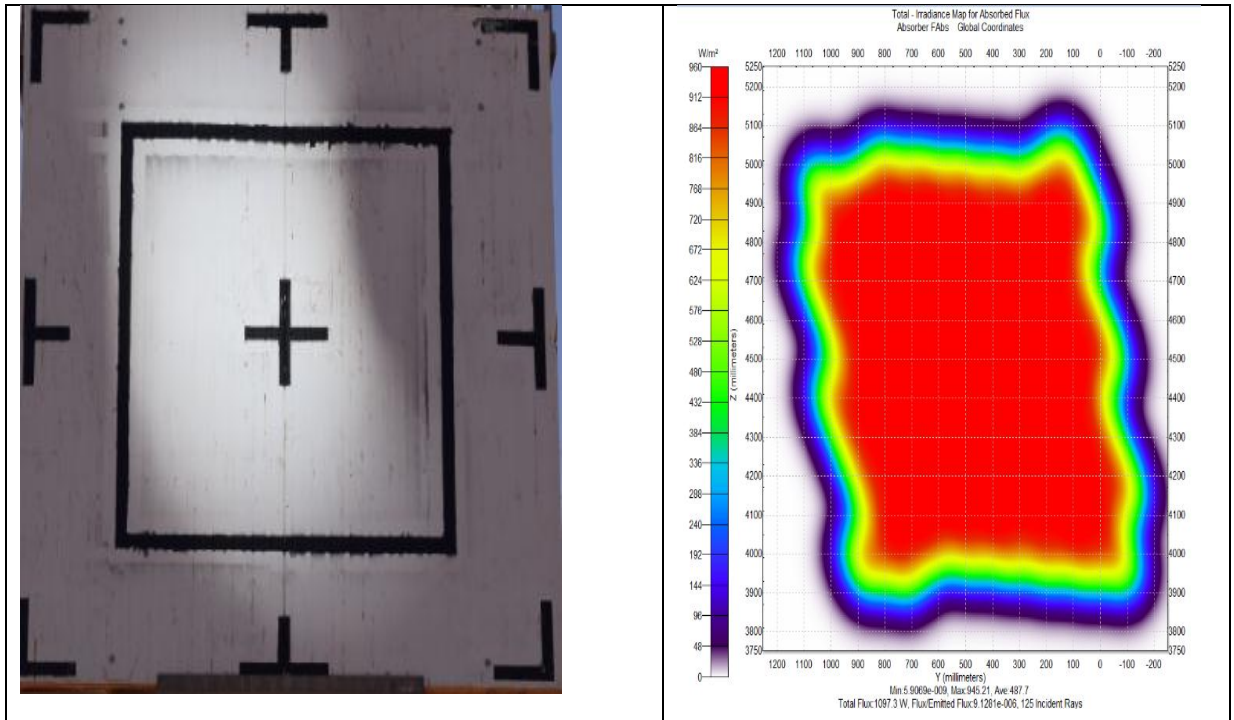
Distance : 80m

Direction : Sud-Nord

Surface : $\sim 0.9\text{m}^2$.

Discussion :

Dans ce cas, nous remarquons que l'image à commencer de perdre sa brillance spécialement au niveau des extrémités faibles en comparaison avec les exemples précédents et qu'elle a changé de forme en raison de l'état du miroir et de l'angle du rayonnement solaire, la surface a augmenté à 0.9m^2 . En constate aussi un léger débordement, au contraire de simulation l'image est toujours dans le cadre, mais la puissance n'a pas changer par rapport le cas précédente.



Temps : 10h05

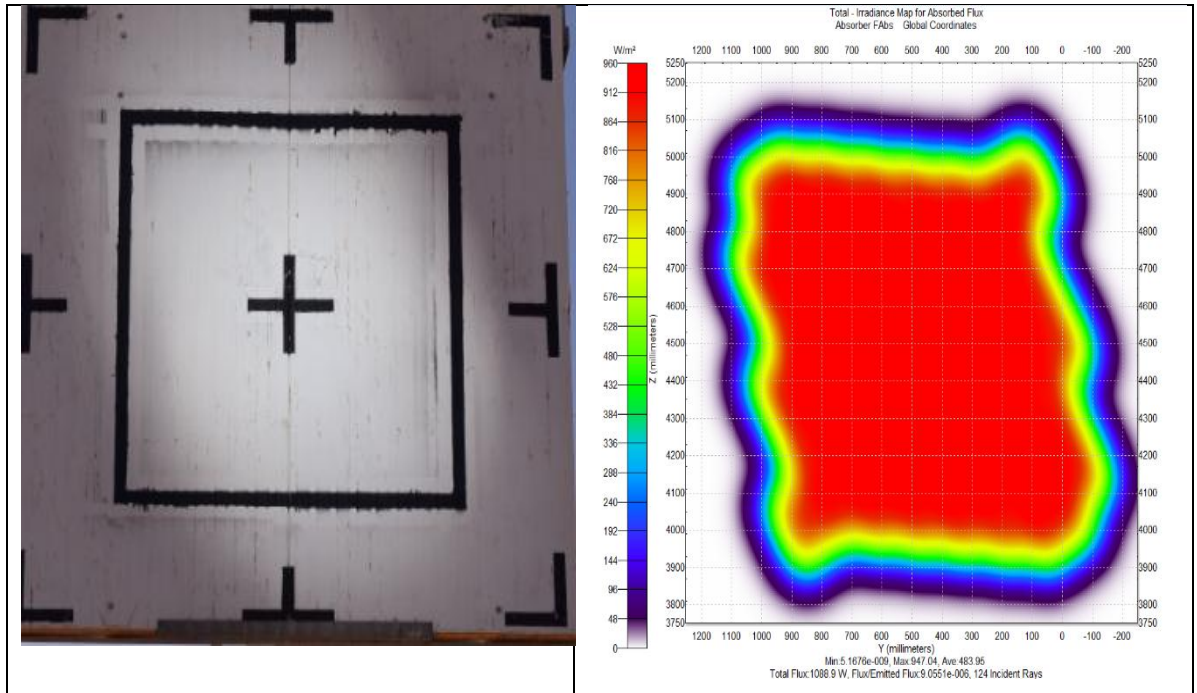
Distance : 100m

Direction : Sud-Nord

Surface : $\sim 1.9\text{m}^2$.

Discussion :

A 100m de distance l'image a déformé considérablement, la surface a augmenté a $\sim 1.9\text{m}^2$. L'image a débordé dans le coté haut et bas avec une valeur importante l'image est floue moins brillante qui explique la diminution de la puissance au niveau de l'absorbeur. On voit clairement l'effet du facteur d'atténuation.



Temps : 10h06.

Distance : 130m.

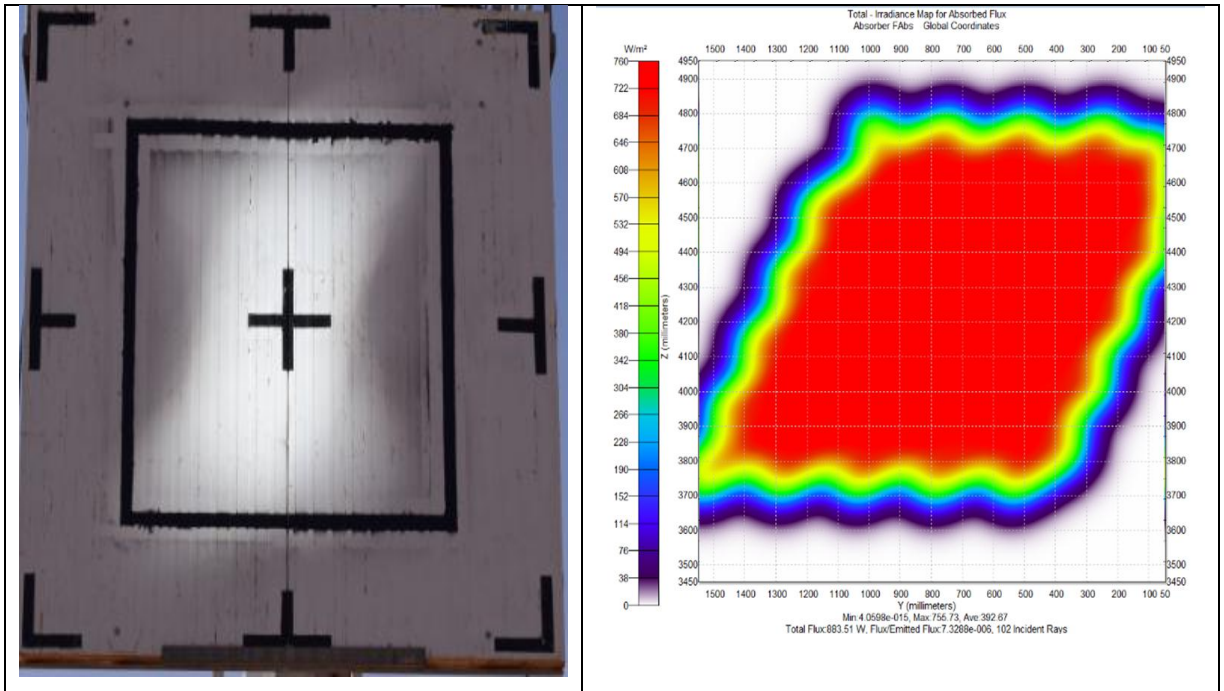
Direction : Sud-Nord.

Surface : $\sim 2.6\text{m}^2$.

Discussion :

A 130m l'image est presque invisible, on peut dire ici que la plus part des rayons solaires n'atteint pas leurs cibles. La surface a doublé et la puissance a diminué considérablement.

A partir de cette distance pour ce type et surface de miroir la réflexion de rayons solaire est partielle, dans ce cas non rentable.



Temps : 10h10.

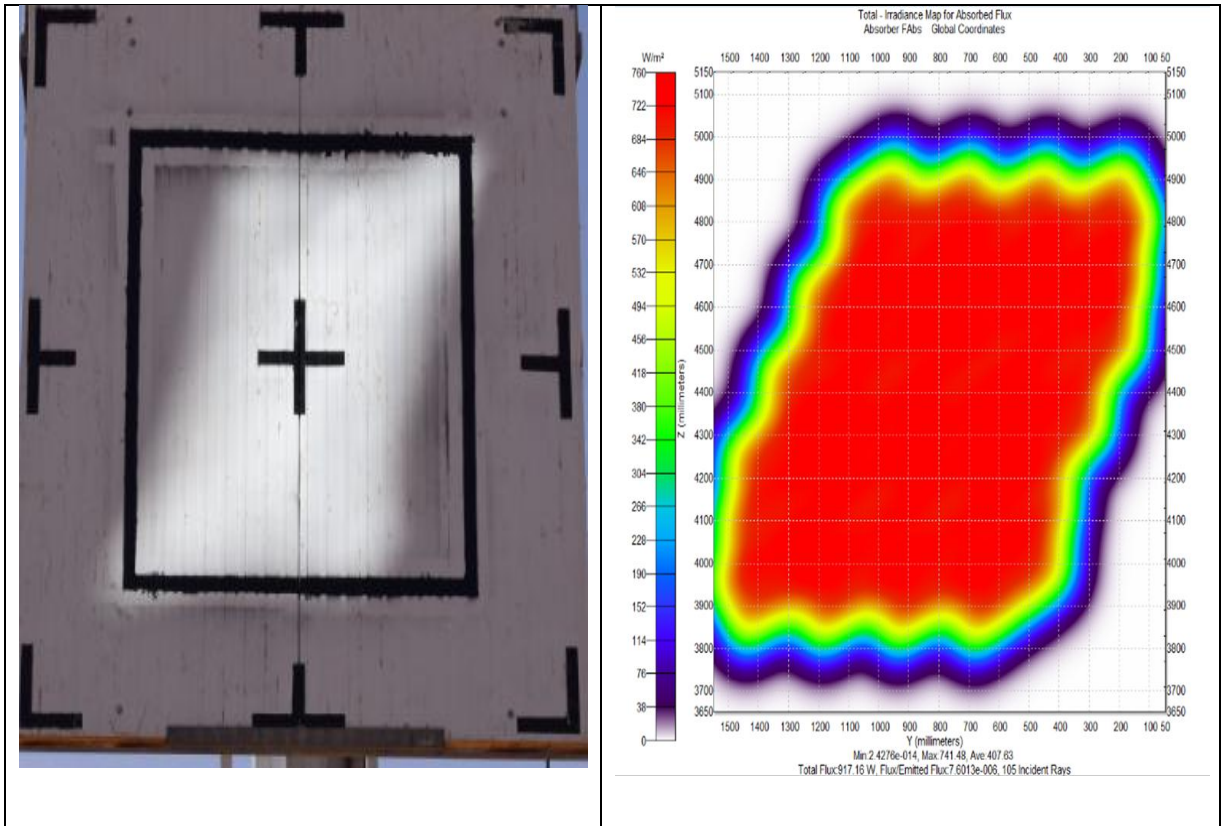
Distance : 80m.

Direction : Nord-Est.

Surface : $\sim 0.8\text{m}^2$.

Discussion :

Dans ce cas, l'image est inclinée vers la droite vue sa position par rapport la ligne sud-nord, l'image est dans le cadre avec un petit débordement, mais on constate une apparition de l'ombre sur les deux extrémités gauche est droite.



Temps : 10h14.

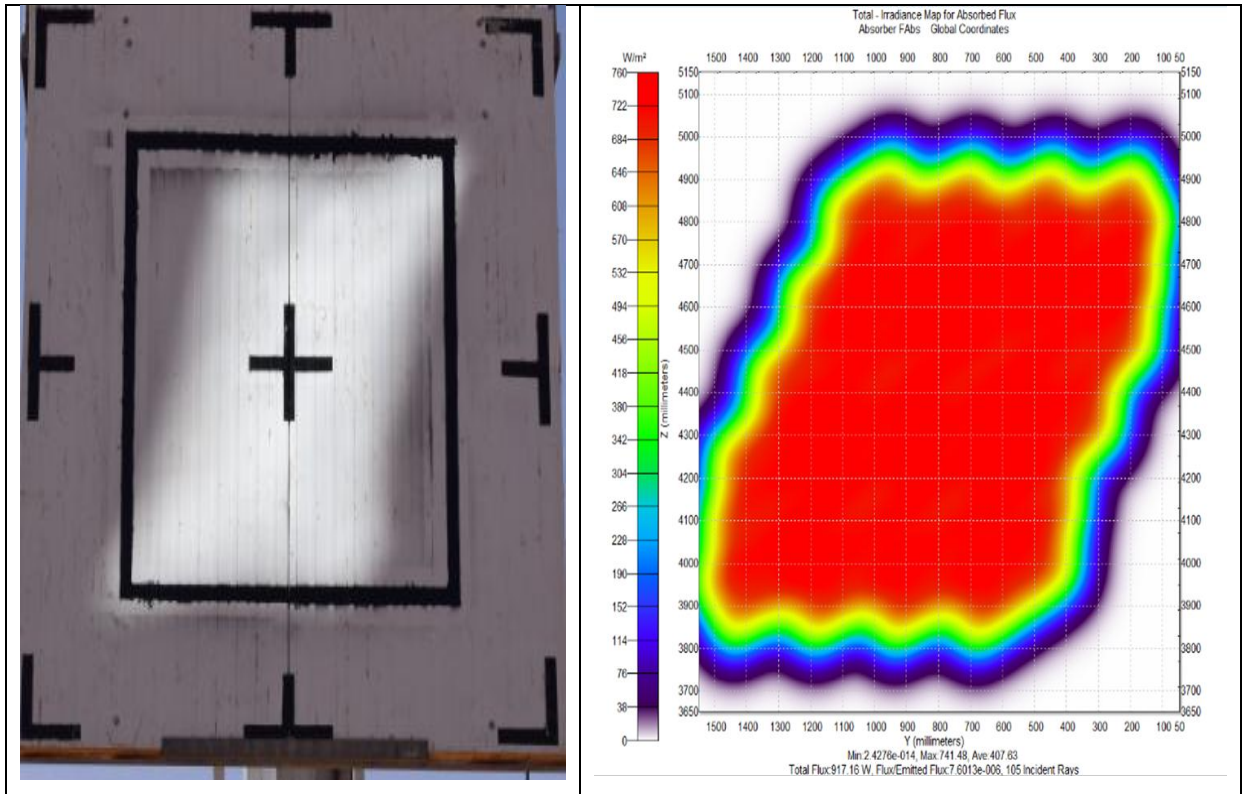
Distance : 50m.

Direction : Nord-Est.

Surface : $\sim 0.8\text{m}^2$.

Discussion :

Dans ce cas, l'image est brillante n'est pas sortie du cadre, la surface a diminué à cause de l'effet d'interception, mais la puissance est restée importante elle est de l'ordre de 917W.



Temps : 10h17.

Distance : 20m.

Direction : Le droit de champ.

Remarque :

Dans ce cas, la même remarque du cas précédent, à part la brillance de l'image qui est très important et les borne de l'image sont claire.

III.5. Conclusion

A travers cette expérience, nous avons conclu ce qui suit :

1. Une image miroir de réflexion dans le cadre change deux raisons :
 - Etat physique de l'héliostat : l'héliostat doit être lisse et toute déformation peut altérer le rayonnement solaire et l'image sera déformée.
 - Les rayons solaires réfléchis du miroir n'atteint pas son cible à 100% car il y a des particules dans l'atmosphère qui influent sur son trajet.
2. Pour la centrale solaire d l'URAER Ghardaïa, une surface d'héliostat de 1.44m^2 et absorbeur d'une surface de 1.44m^2 installé à une hauteur de 6.5m selon les résultats de notre test, il faut ne pas dépasser la distance de 80m afin de garantir le reflet de la totalité de l'image dans le cadre (absorbeur).

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

L'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables dispose d'un prototype d'une centrale solaire à tour. D'où l'idée de proposer de réaliser des tests expérimentaux sur le comportement de l'image reflétée par un héliostat à plusieurs distances de l'absorbeur. Afin d'avoir une idée sur le paramètre d'interception et d'atténuation.

Nous avons testé un héliostat d'une surface de 1.44m^2 à plusieurs distances, à 20 m, 50m, 80m, 100m et 130m installés au milieu de la centrale (sud-nord), et à 20m, 50m et 80m installés à 35° de la ligne sud-nord. A chaque fois on oriente l'héliostat et on photographie son image sur la cible, on prenant à chaque fois le temps.

Les résultats ont montrés que la déformation de l'image et l'augmentation des pertes optiques à commencer à partir de 80m. Sachant que ces résultats sont liés aux paramètres de la centrale de l'URAER Ghardaïa, la taille de l'héliostat, la hauteur de la tour et la qualité du miroir utilisé. Nous avons constaté aussi que le climat de la région de Ghardaïa est vraiment hostile, et la détermination des différents paramètres est très important pour la caractérisation de la région et pour un dimensionnement correct et efficace.

En perspective on compte travailler sur la détermination des tous les paramètres liée au climat de notre région afin d'avoir un système efficace de dimensionnement des centrales solaires à tour à concentration.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : J, Bernard. Energie solaire calculs et optimisation, Ellipse Edition Marketing. (2004).
- [3] : A, H, Khedim. Energie solaire et son utilisation sous forme thermique et photovoltaïque, Centre de Publication Universitaire. (2003).
- [4] : Z, Sen. Solar energy fundamentals and modeling techniques, Springer. (2008).
- [5] : R, Bernard; G, menguy; M, Schwartz. Le rayonnement solaire, conversion thermique et applications, Technique et Documentation. (1979).
- [6] : J, A, Duffie; W, A, Beckman. Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons. (1980).
- [7] : A, Sfeir ; G, Guarracino. Ingénierie des systèmes solaires, Technique et Documentation, Paris. (1981).
- [8] : Ch, Perrin de Brichambaut; C, Vauge. Le gisement solaire, Technique et Documentation, Paris. (1982).
- [9] : Y.Jannot, “Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire”. Octobre 2003. Chapitre 1. Gisement solaire 18
- [10] : H. C. Hottel, “A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres”. Solar Energy, Vol 18, pp. 129-134.1976
- [11] : Hay JE. “Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces”. Solar Energy, vol 23 pp 301–307. 1979.
- [12] : Alnaser WE.et al “New model to estimate the solar global irradiation using astronomical and meteorological parameters”. Renewable Energy, Vol 3, pp.175–187. 1993.
- [13]:<http://www.centre.ademe.fr/sites/default/files/files/M%C3%A9diath%C3%A8que/Publications/solaire-photovoltaique.pdf>
- [14] : Site Internet : <https://photovoltaique-energie.fr/1-effet-photovoltaique.html>
- [16] : Site Internet: <http://www.univ-bejaia.dz/dspace/bitstream/handle/123456789/9621/Identification%20et%20Caract%C3%A9risation%20D%E2%80%99un%20Syst%C3%A8me%20Photovolta%C3%AFque.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- [15] : A. LABOURET, P. CUMUNEL et al, «cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïque», 5e édition, paris: DUNOD , 2010.5
- [17] : Rachid CHENNI, « étude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire ». Thèse de Doctorat, Université de Constantine 1, Algérie, 2007
- [18] : Site Internet : <http://www.cipcsp.com/pages/053.html>, 2007.
- [19] : Document, « Informations techniques sur le photovoltaïque », BP Solar, France, 2000.
- [20]:http://info.chlaurephysiquecdernpdfdocument_no_2_l'energie_solaire_thermique_et_photovoltaique.pdf
- [29] : C. voyant, prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels, thèse doctorat, université de Corse-Pascal Paoli, France, (2011).
- [30] : .A, Sfeir ; G, Guarracino. Ingénierie des systèmes solaires, Technique et Documentation, Paris. (1981).
- [22] : Pfahl, A. and H. Uhlemann, Wind loads on heliostats and photovoltaic trackers at various Reynolds numbers. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2011. 99(9): p. 964-968.
- [24] : Burisch, M., et al., Experimental Validation of Theoretical Heliostat Wind Loads. Energy Procedia, 2015. 69: p. 50-59.
- [25] : Laboratory, N.R.E., Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts2003: DIANE Publishing.
- [26] : Pfahl, A., et al., Autonomous light-weight heliostat with rim drives. Solar Energy, 2013. 92: p. 230-240.
- [27] : Kolb, G.J., et al., Power tower technology roadmap and cost reduction plan. SAND2011-2419, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 2011. 7.
- [28] : Solar Paces - Technical Report No. III - 1/00. Catalog of Solar Heliostats. June, 2000.
- [32] : B.Rivoire, Le solaire thermodynamique, CNRS, France, avril 2002.
- [31] : A. Khedim, L'énergie solaire utilisation thermique et photovoltaïque, ANEP, Algérie, 359 pages, 2005.
- [33] : A. Ferriere, G. Flamant, Captation, transformation et conversion de l'énergie

- solaire par les technologies à concentration, IMP-CNRS, Centre du Four Solaire.
- [34] : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Tour_solaire_\(thermique\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Tour_solaire_(thermique))
- [35] : R. Buck. Heliostat field layout using non-restricted optimization. In *SolarPACES Conference*, 2012.
- [36] : E. Carrizosa, C. Dominguez-Bravo, E. Fernandez-Cara, and M. Quero. An optimization approach to the design of multi-size heliostat fields. *Technical report IMUS*, 2014.
- [37] : FW Lipps and LL Vant-Hull. A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy*, 20(6):505–516, 1978.
- [38] : Sassi. Some notes on shadow and blockage effects. *Solar Energy*, 1983.
- [39] : F.J. Collado and J.A. Turegano. Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field. *Solar energy*, 42(2):149–165, 1989.
- [40] : M. Schmitz, P. Schwarzbözl, R. Buck, and R. Pitz-Paal. Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. *Solar energy*, 80(1):111–120, 2006.
- [41]:https://www.lambdares.com/wp-content/uploads/2017/02/TracePro_Brochure_v2014.pdf