

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

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



## **Mémoire de fin d'étude**

*En vue de l'obtention du diplôme de master en Génie Mécanique*

**Spécialité : Génie Mécanique**

**Option : Energétique**

Thème :

**Etude des performances énergétiques  
d'une centrale à tour solaire**

**Réalisé par :**

**M<sup>elle</sup>. SAIDOUN Lamia**

**M<sup>elle</sup>. KANOUN Lyza**

**Encadrées par :**

**M<sup>r</sup>. BOUDAUD Salah**

*Année universitaire 2020/2021*



# Remerciements

Nous commençons par remercier notre dieu le tout puissant de nous avoir procuré volonté, courage et patience pour la réalisation de notre travail.

Nos remerciements profonds et haute considération vont aussi à :

Mr BOUDAUD : notre promoteur, pour avoir accepté de diriger ce modeste 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 Mr BELTAGY pour tout l'aide et le temps qui nous a procuré et pour son immense soutien et les informations utiles.

Les enseignants du département de Génie Mécanique, pour le temps qu'ils nous ont accordé pour notre formation et les informations utiles qu'ils nous ont fournies.

Aux membres du jury qui ont accepté d'examiner et d'évaluer notre travail.

A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de notre travail.

## Dédicaces

*C'est avec un grand plaisir que je dédie ce modeste travail :*

*A mes chers parents pour leur soutien, leur patience, leur encouragement durant mon parcours scolaire.*

*A toi mon grand-père, ceci est ma profonde gratitude pour ton éternel amour, que ce travail soit le meilleur cadeau que je puisse t'offrir.*

*A toute ma famille, mes proches, mes amis et à tous ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.*

*A toutes les personnes qui ont été toujours présent pour moi, et à qui je souhaite plus de succès.*

*Je dédie ce travail à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à ma réussite.*

Lamia



## Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail  
A mes parents qui m'ont soutenu et  
encouragé durant ces années d'études,  
A mes trois sœurs et ma famille,  
A mes proches et à ceux qui ont partagé  
avec moi tous les moments d'émotion lors  
de la réalisation de ce travail  
A tous mes amis qui m'ont toujours  
encouragé, et à qui je souhaite plus de  
succès  
A tous ceux que j'aime Merci.*

*Lyza*



Symboles	Signification	Unité
<b>L</b>	Longitude	°
<b>φ</b>	Latitude	°
<b>H</b>	Hauteur du soleil	°
<b>λ</b>	La latitude locale.	°
<b>A</b>	L'azimut	°
<b>δ</b>	Déclinaison solaire	°
<b>ω</b>	Angle horaire	°
<b>δ</b>	déclinaison du soleil	°
<b>θ<sub>i</sub></b>	Angle d'incidence des rayons solaires	°
<b>D<sub>j</sub></b>	Durée du jour	Heures
<b>T<sub>SV</sub></b>	Le temps solaire vrai	Heures
<b>F H<sub>loc</sub></b>	Fuseau horaire du lieu considéré	
<b>L<sub>st</sub></b>	Longitude méridienne standard	°
<b>E<sub>t</sub></b>	Equation du temps	
<b>Φ</b>	flux de chaleur	W
<b>K</b>	coefficient global de transmission de chaleur	W.m <sup>2</sup> . °C
<b>A</b>	surface d'échange	m <sup>2</sup>
<b>∇T</b>	différence de température	°C
<b>dx</b>	l'épaisseur de la paroi d'échange	M
<b>h</b>	constante de convection	W/(m <sup>2</sup> .K)
<b>A</b>	surface d'échange	m <sup>2</sup>
<b>T<sub>p</sub></b>	température de la paroi solide	°C
<b>T<sub>f</sub></b>	température du fluide	°C
<b>T</b>	la température du corps noir	°K
<b>σ</b>	Constante de Boltzmann ( $\sigma = 5,670.10^8 \text{ W/m}^2$ )	W/m <sup>2</sup>
<b>h<sub>max</sub></b>	Hauteur max	°
<b>C<sub>f</sub></b>	Le facteur de capacité	

# Liste des figures

**Chapitre I : Généralités**

Figure I 1 : Energie éolienne. ....	3
Figure I 2 : Sources de Biomasse. ....	4
Figure I 3 : La géothermie. ....	4
Figure I 4 : Composition du soleil. ....	6
Figure I 5 : La terre. ....	7
Figure I 6 : La rotation de la terre. ....	8
Figure I 7 : Mouvement de la terre autour du soleil. ....	8
Figure I 8 : La longitude. ....	9
Figure I 9 : La latitude. ....	10
Figure I 10 : Repère horizontal. ....	10
Figure I 11 : Hauteur du soleil. ....	11
Figure I 12 : Azimut du soleil. ....	11
Figure I 13 : Déclinaison solaire. ....	12
Figure I 14 : Angle horaire. ....	13
Figure I 15 : Angle d'incidence sur un plan horizontal. ....	14
Figure I 16 : Equation du temps. ....	15
Figure I 17 : Distribution spectrale du rayonnement solaire. ....	16
Figure I 18 : La constante solaire. ....	17
Figure I 19 : Composantes du rayonnement solaire. ....	17
Figure I 20 : Panneaux photovoltaïque. ....	19
Figure I 21 : Absorption du rayonnement solaire. ....	20
Figure I 22 : Concentrateur du rayonnement solaire. ....	20
Figure I 23 : Principe de séchage. ....	21
Figure I 24 : Chauffage à eau solaire. ....	22
Figure I 25 : Fonctionnement du chauffage à eau solaire. ....	23
Figure I 26 : Les différentes technologies à haute température ....	24
Figure I 28 : Concentration solaire ponctuelle. ....	25
Figure I 29 : Centrale cylindro-parabolique. ....	25
Figure I 27 : Concentration solaire linéaire ....	25
Figure I 30 : Concentrateur linéaire de Fresnel. ....	26
Figure I 31 : Centrale solaire à capteur parabolique. ....	27
Figure I 32 : Centrale à tour solaire. ....	28

Figure I 33 : Facteur de concentration .....	28
Figure I 34 : Rayonnement solaire en Algérie. ....	29
Figure I 35 : Conduction thermique. ....	30
Figure I 36 : Convection thermique. ....	31
Figure I 37 : Rayonnement thermique.....	32

## **Chapitre II: Etat de l'art des centrales à tour solaire**

Figure II 1 : Centrale solaire à tour. ....	32
Figure II 2 : Synoptique de la centrale à tour solaire. ....	32
Figure II 3 : Les composants d'une centrale solaire à tour. ....	33
Figure II 4 : Les héliostats. ....	34
Figure II 5 : Les différentes configurations d'un champ d'héliostats. ....	35
Figure II 6 : Héliostat en verre /métal à facettes. ....	36
Figure II 7 : Héliostat à membrane.....	37
Figure II 8 : Une tour métallique et une tour en béton. ....	39
Figure II 9 : Récepteur externe.....	40
Figure II 10 : Récepteur à cavité. ....	40
Figure II 11 : Récepteur volumétrique. ....	41
Figure II 12 : : Concept d'intégration d'un système de stockage thermique dans une centrale solaire. ....	43
Figure II 13 : Réflexion des rayons solaires.....	45
Figure II 14 : Système de fonctionnement d'une centrale solaire à tour.....	45
Figure II 15 : Stockage par voie thermochimique.....	47
Figure II 16 : Cycle de stockage des MCP. ....	47
Figure II 17 : Cycle de décharge des MCP. ....	48
Figure II 18 : Principe de fonctionnement du stockage thermocline. ....	49
Figure II 19 : Schéma d'un système à deux réservoirs .....	50
Figure II 20 : Le cycle hybride de vapeur dans les capteurs cylindro-paraboliques. ....	51
Figure II 21 : Schéma d'une installation d'une centrale à tour avec un cycle combiné. ....	51

## **Chapitre III: Modélisation et simulation de la centrale à tour solaire**

Figure III 1: Angle horaire. ....	57
Figure III 2: Duré du jour.....	58

---

Figure III 3: Déclinaison solaire.....	59
Figure III 4: Hauteur max du soleil.....	60
Figure III 5: Correction de ET.....	61
Figure III 6: Le rayonnement direct des trois sites(DNI).....	62
Figure III 7: Effet cosinus . .....	63
Figure III 8: Effet blocage .....	64
Figure III 9: Effet ombrage .....	64
Figure III 10: Effet déviation des rayons solaires .....	65
Figure III 11 : Facteur de capacité des trois sites.....	66
Figure III 12: Position de champ d'héliostat avant l'optimisation. ....	67
Figure III 13 : Position de champ d'héliostat après l'optimisation.....	67
Figure III 14 : Position de champ d'héliostat avant l'optimisation. ....	68
Figure III 15 : Position de champ d'héliostat après l'optimisation.....	68
Figure III 16: Position de champ d'héliostat avant l'optimisation. ....	69
Figure III 17: Position de champ d'héliostat après l'optimisation.....	69
Figure III 18 : Efficacité optique et puissance thermique incidente de champ et du récepteur sur le site d'Alger.....	70
Figure III 19 : Efficacité optique et puissance thermique incidente de champ et du récepteur sur le site de Ghardaïa. ....	71
Figure III 20 : Efficacité optique et puissance thermique incidente de champ et du récepteur sur le site de Tamanrasset.....	72

# Liste des tableaux

---

**Chapitre I : Généralités**

Tableau I 1: Caractéristiques du soleil. ....	6
Tableau I 2: Répartition spectrale du rayonnement thermique. ....	16
Tableau I 3 : Potentiel solaire en Algérie. ....	29

**Chapitre II: Etat de l'art des centrales solaire à tour**

Tableau II 1: Les différents types d'héliostats .....	37
---	----

**Chapitre III: Modélisation et simulation de la centrale solaire à tour**

Tableau III 1: Les coordonnées de chaque site .....	56
Tableau III 2: Les conditions initiales pour les trois sites .....	67
Tableau III 3 : Comparaison des résultats avant et après l'optimisation. ....	68
Tableau III 4 : Comparaison des résultats avant et après l'optimisation. ....	69
Tableau III 5: Comparaison des résultats avant et après l'optimisation. ....	70

# **Sommaire**

Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I : Généralités</b>	
I. Introduction :.....	2
II. Généralités sur les énergies renouvelables :.....	2
II.1. Définition :.....	2
II.1.3.L'énergie éolienne :.....	3
II.1.4.La biomasse :.....	3
II.1.5.La géothermie :.....	4
II.1.6. L'énergie solaire :.....	5
III. Paramètres du rayonnement solaire :.....	5
III.1. Le soleil : .....	5
III.2. La terre :.....	6
III.2.1.Caractéristiques de la terre : .....	7
III.2.2.Mouvement de la terre :.....	7
IV. Rappel sur les coordonnées :.....	9
IV.1.Les coordonnées géographiques :.....	9
IV.1.1. La longitude L : .....	9
IV.1.2. La latitude $\varphi$ :.....	9
IV.1.3. L'altitude : .....	10
IV.2. Les coordonnées horizontales :.....	10
IV.2.1. Hauteur du soleil :.....	11
IV.2.2. Azimut du soleil :.....	11
IV.3.Les coordonnées horaires :.....	12
IV.3.1. Déclinaison solaire $\delta$ :.....	12
IV.3.3. Angle d'incidence des rayons solaires $\theta_i$ :.....	14
IV.3.4. Durée du jour :.....	14
IV.4.Le temps solaire : .....	14
IV.4.1. Le temps solaire vrai :.....	14
IV.4.2. Le temps solaire moyen :.....	15
IV.4.3. Equation du temps : .....	15
V. Rayonnement solaire :.....	16
V.1. Constante solaire :.....	17

V.2. Rayonnement global :	17
V.3. Rayonnement solaire direct :	18
V.4. Rayonnement solaire diffus :	18
V.5. Rayonnement réfléchi (Albédo) :	18
VI. Application de l'énergie solaire :	18
VI.1. Le solaire photovoltaïque :	18
VI.2. Les énergies solaires thermiques:	19
VI.2.1. Principe de l'énergie solaire thermique :	19
VI.3. Les technologies à basse température :	20
VI.3.1 Le séchage :	20
VI.3.2. Chauffage à eau solaire :	21
VI.4. Les technologies à haute température (CSP) :	23
VI.4.1. Technologies des systèmes à concentrateur solaire :	24
VI.4.1.1. Les concentrateurs linéaires :	25
VI.4.1.2. Les concentrateurs ponctuels :	26
VI.4.2. Le facteur de concentration :	28
VII. Gisement solaire en Algérie :	28
VIII. Mode de transfert thermique :	29
VIII.1. Conduction :	30
VIII.2. Convection :	30
VIII.3. Rayonnement:	31
IX. Conclusion :	32

## **Chapitre II: Etat de l'art des centrales solaire à tour**

I. Introduction :	31
II. Présentation :	31
III. Les composants de la centrale solaire à tour :	33
III.1. Les héliostats :	34
III.1.1. Les types d'héliostats :	36
III.1.2. Les différents types d'héliostats :	37
III.2. La tour :	38
III.3. Le récepteur:	39
III.3.1. Récepteur extérieur :	39
III.3.2. Récepteur à cavité :	40

III.3.3. Récepteur volumétrique: .....	41
III.4. Les fluides caloporteurs : .....	41
III.4.1. Les critères pour la sélection d'un fluide de transfert : .....	41
III.4.2. Les fluides les plus utilisés : .....	42
III.5. Le stockage : .....	43
III.6. Le bloc de puissance : .....	44
IV. Fonctionnement des centrales à tour solaire : .....	44
IV.1. Le système optique : .....	44
IV.2. Le système de stockage : .....	46
IV.2.1. Méthodes de stockage de l'énergie thermique : .....	46
IV.3. Le système hybride : .....	50
IV.3.1. Hybridation des centrales solaires à tour (le cycle hybride de vapeur) : .....	50
IV.3.2. Hybridation de la partie thermodynamique (cycle combiné) : .....	51
V. Conclusion : .....	52

### **Chapitre III: Modélisation et simulation de la centrale solaire à tour**

#### **Partie I: Modélisation de la centrale solaire à tour**

I. Introduction : .....	55
II. Evaluation des paramètres radiométriques pour les trois sites (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset) : .....	55
II.1. les coordonnées géographiques des trois sites: .....	56
II.2. Comparaison des paramètres radiométriques pour les trois sites : .....	57
II.2.1. Angle horaire : .....	57
II.2.2. Durée du jour : .....	58
II.2.3. Déclinaison solaire : .....	59
II.2.4. Hauteur max : .....	60
II.2.5. Correction de ET : .....	61
II.2.6. Le rayonnement direct sur les trois sites : .....	62
III. Les pertes de champ d'héliostats : .....	63
III.1. Effet cosinus: .....	63
III.2. Effet blocage : .....	63
III.3. Effet ombrage : .....	64
III.4. Effet déviation des rayons solaires : .....	65
III.5. Atténuation atmosphérique : .....	65

---

IV. Le facteur de capacité : .....	65
V. Modélisation de la partie optique des champs d'héliostats : .....	66
V.1. Les conditions initiales pour les trois sites sont : .....	67
V.2. Comparaison des champs d'héliostats avant et après l'optimisation pour chaque site : .....	68
V.2.1. Site d'Alger : .....	68
V.2.2. Site de Ghardaïa : .....	69
V.2.3. Site de Tamanrasset.....	70
VI. Conclusion : .....	71

### **Partie II: Simulation de la centrale solaire à tour**

I. Introduction : .....	72
II. Comparaison des résultats : .....	72
II.1. Le site d'Alger : .....	73
II.2. Le site de Ghardaïa : .....	74
II.3. Le site de Tamanrasset : .....	75
III. Résultats et analyse : .....	76
IV. Conclusion : .....	76
Conclusion générale.....	76

# **Problématique**

Dans notre présent travail, d'une part nous allons calculer les caractéristiques radiométriques d'un capteur plan dans trois sites choisis (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset), et d'autre part nous allons dimensionner une centrale solaire de type tours en donnant ses caractéristiques optiques et thermiques (les capteurs solaires héliostats et l'absorbeur thermiques). 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 technique et économique utilisés dans ce domaine.

# **Introduction générale**

La consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître, posant des questions cruciales sur le problème du réchauffement climatique, dû aux gaz à effet de serre et sur l'épuisement prochain des ressources fossiles.

Suite à cette prise de conscience dans le cadre du développement durable, la rationalisation de la consommation énergétique avec la diversification des ressources renouvelables s'avère absolument nécessaire.

L'énergie électrique est un élément déterminant pour tout développement socio-économique. Elle est devenue dans la vie quotidienne des populations, notamment dans les pays développés, une forme d'énergie dont on ne peut se passer. Vu l'ampleur de l'industrialisation de ces dernières décennies, la multiplication des appareils domestiques de plus en plus gourmands en consommation d'énergie électrique, la demande de celle-ci est devenue très importante. Face à cela et avec la diminution des réserves mondiales hydrocarbure et surtout la crainte d'une pollution de plus en plus envahissante et destructive pour l'environnement, les pays industrialisés ont massivement fait recours aux centrales solaires.

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

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermique ou encore héliothermodynamique) est une centrale qui utilise le rayonnement solaire direct, elle est donc limitée aux régions de climat tropical sec de  $15^\circ$  à  $40^\circ$  de latitude. La centrale solaire concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité telle que la centrale solaire à tour.

Une tour solaire est une centrale à énergie renouvelable, construite de manière à chauffer un fluide caloporteur par la chaudière solaire (le récepteur) afin d'actionner des turbines pour produire de l'électricité. La production d'électricité dans les tours solaires suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires...). Dans ce type de centrale, on utilise de nombreux miroirs qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur placé en haut d'une tour. Les miroirs ou "héliostats" sont conçus pour suivre la course du soleil et ainsi réfléchir les rayons 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 pour ce type de centrale varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes de  $800^\circ\text{C}$  à  $1000^\circ\text{C}$ .

# **Chapitre I**

## **Généralités**

## **I. Introduction :**

Aujourd'hui, plus de 85% d'énergie utilisée dans le monde provient de gisement de combustible fossile (charbon, pétrole, gaz) ou d'uranium, constitués au fil des âges et de l'évolution géologique. La limitation de la quantité de ces réserves et l'accroissement de la demande d'énergie dans tous les pays du monde ont conduit les pays industrialisés à chercher et à développer de nouvelles sources d'approvisionnement.

Les chercheurs ont développé une autre forme d'énergie dite « énergie renouvelable ». Ces énergies renouvelables ont toutes l'immense avantage d'être d'origines naturelles, inépuisables et non polluantes puisqu'elles n'émettent pas de gaz favorisant l'effet de serre, CO<sub>2</sub>.

Parmi ces énergies renouvelables, on peut citer la production d'électricité d'origine solaire qui est un immense gisement d'énergie naturel et gratuit. Les applications de l'énergie solaire sont très diversifiées. Quel que soit l'application, le principe de captation de l'énergie solaire est toujours utilisé. Il y a deux grandes classes de capteurs solaires: les concentrateurs solaires sont surtout utilisés dans les applications à hautes températures. Par contre, les capteurs plans sont utilisés pour les applications à basses températures.

## **II. Généralités sur les énergies renouvelables :**

### **II.1. Définition :**

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergies dont le renouvellement est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables à l'échelle de temps humaine. Une énergie est dite renouvelable, lorsque le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future, c'est une énergie propre, et inépuisable et durable dans le temps. Ce sont des énergies fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, Leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes [1].

Il existe principalement 5 familles d'énergie renouvelable :

- l'énergie solaire
- l'énergie éolienne
- l'énergie hydraulique (hydroélectricité)

- la biomasse (avec le bois de chauffage, ainsi que le biogaz...)
- la géothermie.

### II.1.3.L'énergie éolienne :

Les aérogénérateurs, mis en mouvement par le vent, fabriquent des dizaines de millions de MWh. Utile dans les sites isolés, cette électricité alimente aussi les grands réseaux de distribution [2].



**Figure I 1:** Energie éolienne.

### II.1.4.La biomasse :

Réunit le bois, la paille, les rafles de maïs, le biogaz et les biocarburants :

Le bois énergie représente 14% de la consommation énergétique mondiale. Issu des déchets de forêt ou des industries du bois, il est brûlé pour produire de la chaleur.

Le biogaz est issu de la fermentation des déchets organiques. Sa combustion produit de la chaleur, mais également de l'électricité par cogénération [2].

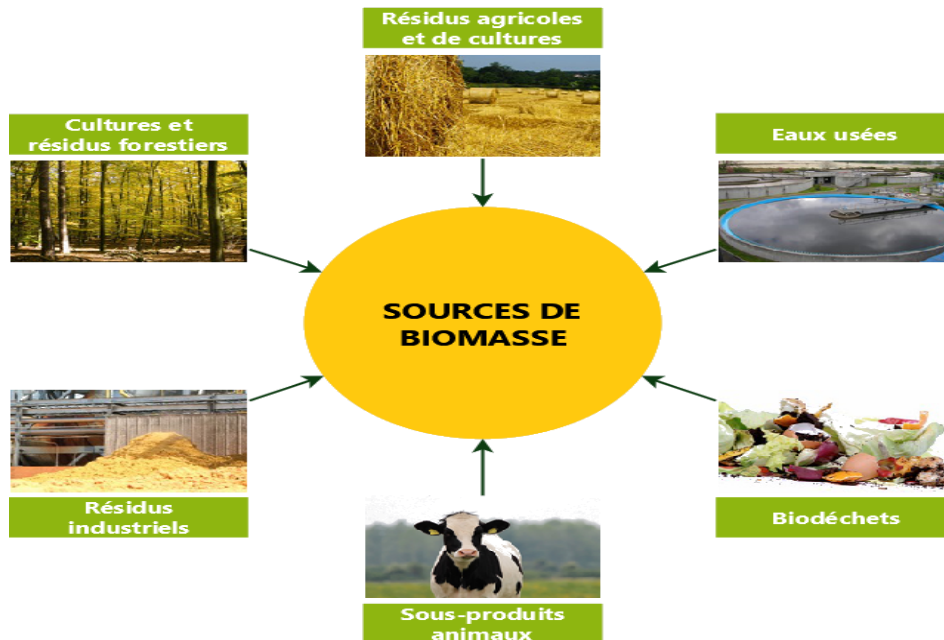


Figure I 2 : Sources de Biomasse.

### II.1.5. La géothermie :

Cette énergie utilise la chaleur du sous-sol. Avec une température moyenne ou faible, on chauffe des locaux, alors qu'une température élevée permet de produire de l'électricité par vapeur interposée [2].

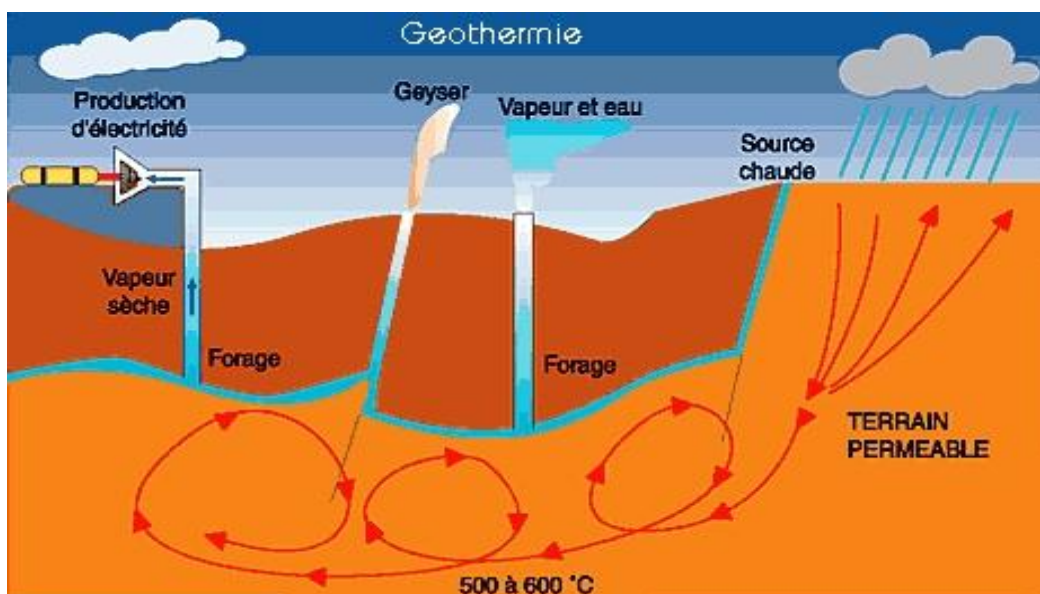


Figure I 3: La géothermie.

### **II.1.6. L'énergie solaire :**

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le soleil sous forme de lumière et de chaleur, cette énergie est quasiment inépuisable à l'échelle de l'âge humain, c'est pourquoi elle est classée comme énergie renouvelable (même si le soleil disparaîtra un jour).

Elle peut être directement utilisée par l'homme pour l'éclairage (fenêtres, lucarnes), le chauffage et la cuisson (chauffe-eau solaires, fours solaires) ou pour produire de l'électricité grâce à des panneaux photovoltaïques [2].

## **III. Paramètres du rayonnement solaire :**

### **III.1. Le soleil : [3]**

Le soleil est une étoile naine de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chaude. Le soleil est la seule étoile du système solaire et la plus proche de la terre, il 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. Son diamètre est de 1391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de  $2.10^{27}$  tonnes.

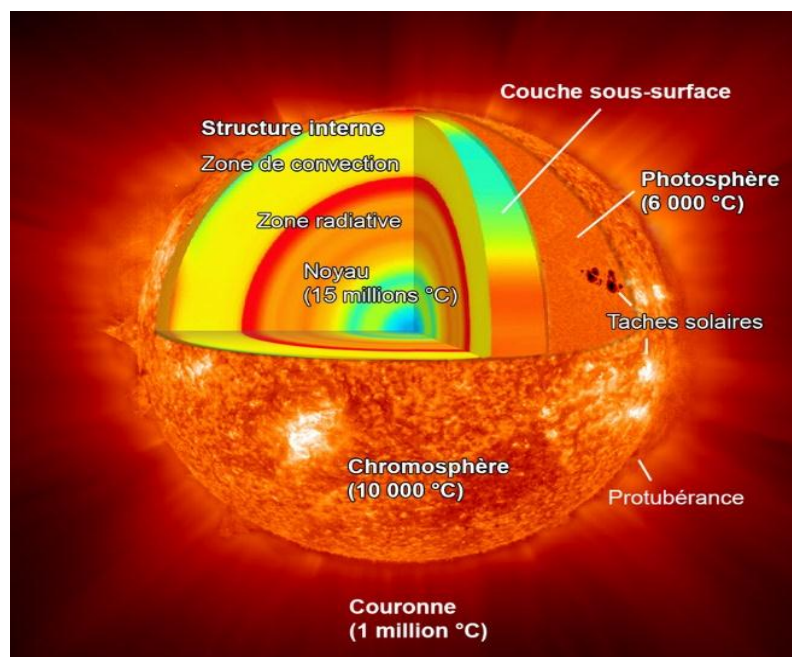
Bien que le soleil soit une étoile de taille moyenne, il représente à lui seul 99.9% de la masse du système solaire qui est dominé par les effets gravitationnels de l'importante masse du soleil

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

Globalement, l'énergie reçue est néanmoins considérable (1 million de TéraWatt heure). Elle est de l'ordre de 10000 fois la consommation énergétique annuelle de la population mondiale. La puissance maximale moyenne délivrée sur terre par mètre carré est d'environ 1000 Watts.

**Tableau I 1:** Caractéristiques du soleil. [4]

Diamètre (km)	1392000
Masse (kg)	$2.10^{30}$
Surface (km <sup>2</sup> )	$6,09.10^{12}$
Volume (km <sup>3</sup> )	$1,412.10^8$
Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	1408
Vitesse (km/s)	217
Température (K)	5800
Flux énergétique (W)	$3.826.10^{26}$
Distance du centre de la voie lactée (km)	$2,5.10^{17}$

**Figure I 4 :** Composition du soleil.

### III.2. La terre :

La terre est la plus grande des planètes rocheuses, elle est la troisième planète du système solaire par ordre de distance croissante au soleil et la quatrième par taille et par masse croissante. La terre est recouverte de 71% par des mers et des océans, d'où son surnom est de « planète bleue ». Elle est aussi la seule connue où l'eau est présente sous ses trois formes : solide, liquide et gazeuse, ce qui a permis notamment le développement de la vie [5].



**Figure I 5:** La terre.

### **III.2.1. Caractéristiques de la terre : [5]**

Position : 3ème place.

Taille : 12756.3 kilomètres de diamètre.

Poids : 5,98 trillions de tonnes.

Vitesse : 107 000 km/heure.

Température en surface : +58°C à -89,9°C.

Orbite : rayon de 149 600 000 kilomètres.

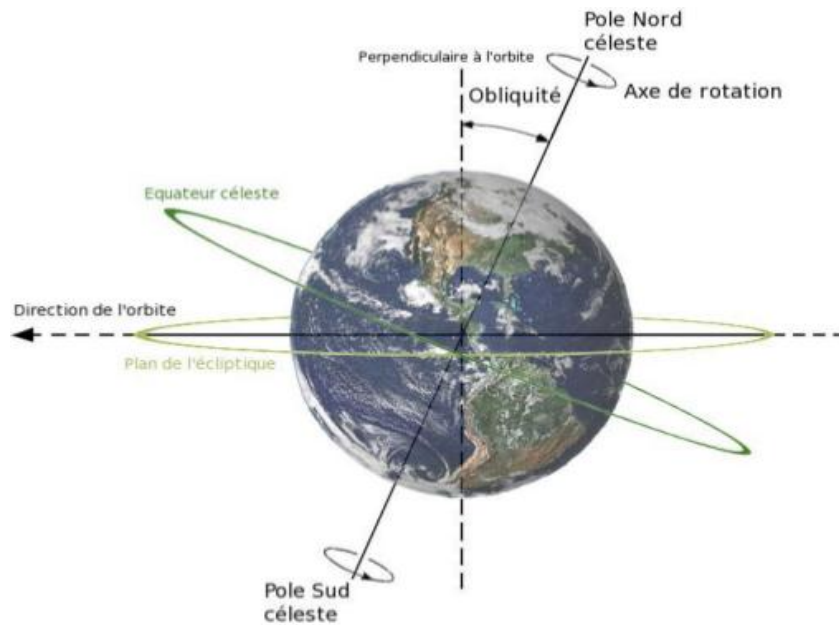
Distance terre-soleil : 150 millions de km.

### **III.2.2. Mouvement de la terre :**

La terre est ronde et légèrement aplatie sur les pôles, c'est ce qui nous permet de repérer le nord du sud. Elle effectue un double mouvement :

- **le mouvement de rotation de la terre :**

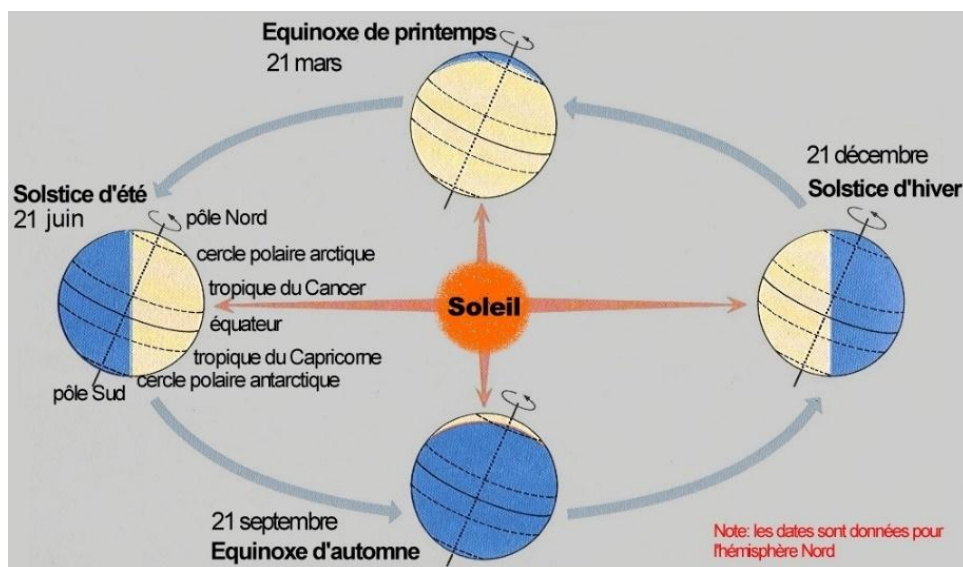
La terre tourne d'est en ouest autour de son axe des pôles (incliné d'environ 23° 26' par rapport au plan de l'écliptique) en 24 heures, elle tourne direct, produisant l'impression que le ciel tourne autour de notre planète. Ce mouvement provoque la succession des jours et des nuits. Le temps d'une journée est quand notre horizon est illuminé par le soleil, et la nuit, quand l'horizon reste caché du soleil [6].



**Figure I 6 :** La rotation de la terre.

- **le mouvement de la terre autour du soleil :**

C'est le mouvement de révolution de la terre autour du soleil et l'inclinaison de son axe de rotation qui explique la succession des saisons. Ce mouvement suit une sorte de cercle étiré (une ellipse). Un tour complet du circuit dure 365 jours 6 heures et 9 minutes (environ) [6].



**Figure I 7 :** Mouvement de la terre autour du soleil.

## IV. Rappel sur les coordonnées :

### IV.1. Les 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.

#### IV.1.1. La longitude $L$ :

Une longitude donnée, matérialisée par un cercle appelé méridien, est l'angle formé entre le plan du méridien d'un lieu et le plan du méridien de Greenwich (méridien origine, de longitude 0 degré). Elle varie de + 180 degrés vers l'Ouest à - 180 degrés vers l'Est [5].

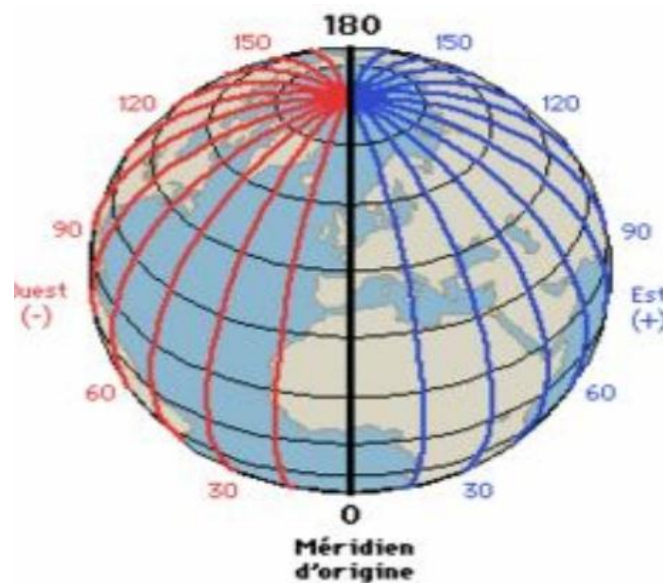


Figure I 8 : La longitude.

#### IV.1.2. La latitude $\varphi$ :

Matérialisée par un cercle appelé parallèle permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère Nord et de 0° à - 90° dans l'hémisphère Sud [5].

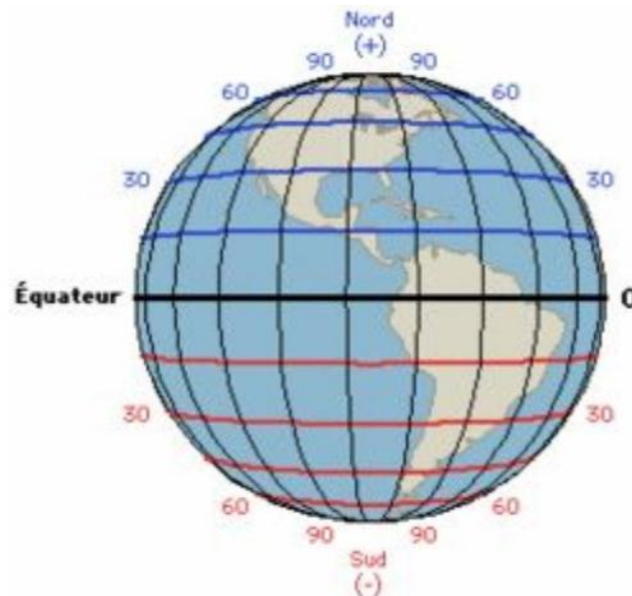


Figure I 9 : La latitude.

#### IV.1.3. L'altitude :

L'altitude exprime un écart entre un point donné et un niveau moyen, le plus souvent le niveau de la mer (ou niveau 0) [5].

#### IV.2. Les coordonnées horizontales :

La position du soleil est exprimée en fonction de l'angle azimut solaire « a », angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle est mesuré positivement vers l'Ouest, et l'angle de l'altitude solaire h, angle que fait la direction du soleil avec sa projection, le complément de h ou l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale est appelé angle zénithal ( $\theta_z$ ) [5].

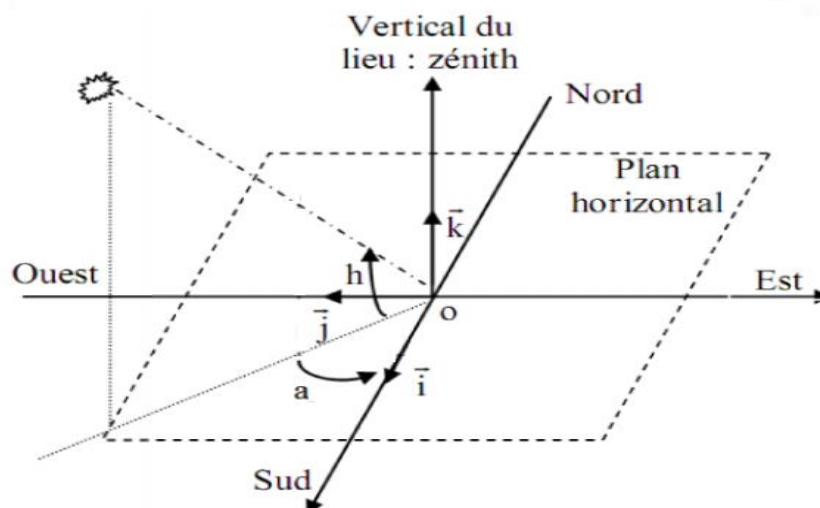


Figure I 10 : Repère horizontal.

#### IV.2.1. Hauteur du soleil :

La hauteur du soleil est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Il est particulièrement égal à  $0^\circ$  au lever et au coucher du soleil, sa valeur est maximale à midi, en temps solaire vrai [5].

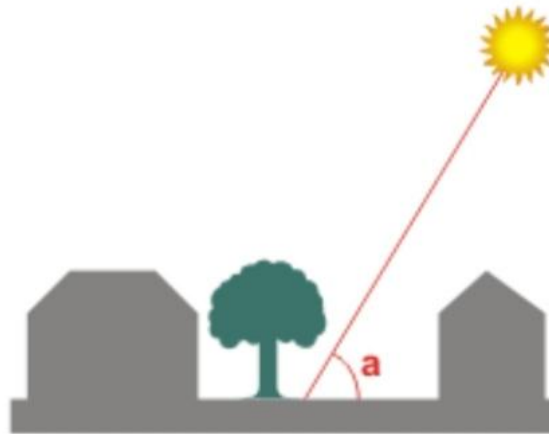


Figure I 11 : Hauteur du soleil.

L'expression de la hauteur du soleil est donnée par :

$$\sin (h) = \sin (\varphi) \sin (\delta) + \cos (\varphi) \cos (\delta) \cos (\omega)$$

$$h = \arcsin [\sin (\varphi) \sin (\delta) + \cos (\varphi) \cos (\delta) \cos (\omega)] \quad (\text{I.1})$$

$\varphi$ : La latitude du lieu,

$\delta$ : La déclinaison du soleil,

$\omega$ : L'angle horaire

#### IV.2.2. Azimut du soleil :

L'azimut du soleil est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud [5].

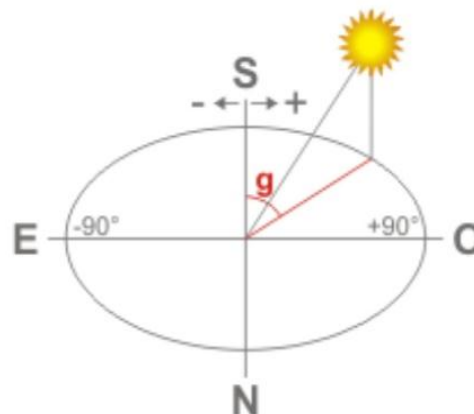


Figure I 12 : Azimut du soleil.

$$\sin(a) = \frac{\sin(\omega) \times \cos(\delta)}{\cos(h)}$$

$$a = \arcsin = \frac{\sin(\omega) \times \cos(\delta)}{\cos(h)} \quad (\text{I.2})$$

Avec :

$\delta$ : déclinaison du soleil,

$\omega$ : l'angle horaire,

$h$  : la hauteur du soleil.

### IV.3. Les coordonnées horaires :

#### IV.3.1. Déclinaison solaire $\delta$ :

On appelle la déclinaison  $\delta$ , 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) [5].

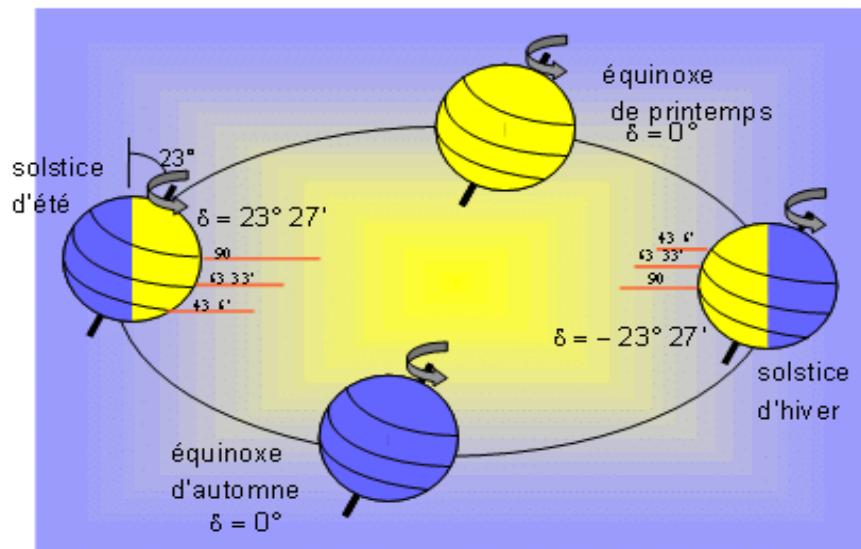


Figure I 13 : Déclinaison solaire.

Plusieurs expressions ont été développées pour évaluer la déclinaison, la plus simple est celle utilisée par Cooper :

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

$N_j$  : le nombre de jour dans l'année.

### IV.3.2. Angle horaire $\omega$ :

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du soleil sur ce même plan au midi vrai. A chaque moment, il est plus pratique de calculer le temps en degrés qu'en heures. L'unité de mesure est l'angle horaire (24h représente  $360^\circ$  horaires) [6].

L'angle horaire se mesure à partir de midi solaire, il est positif s'il est avant midi et il est négatif s'il est après-midi.

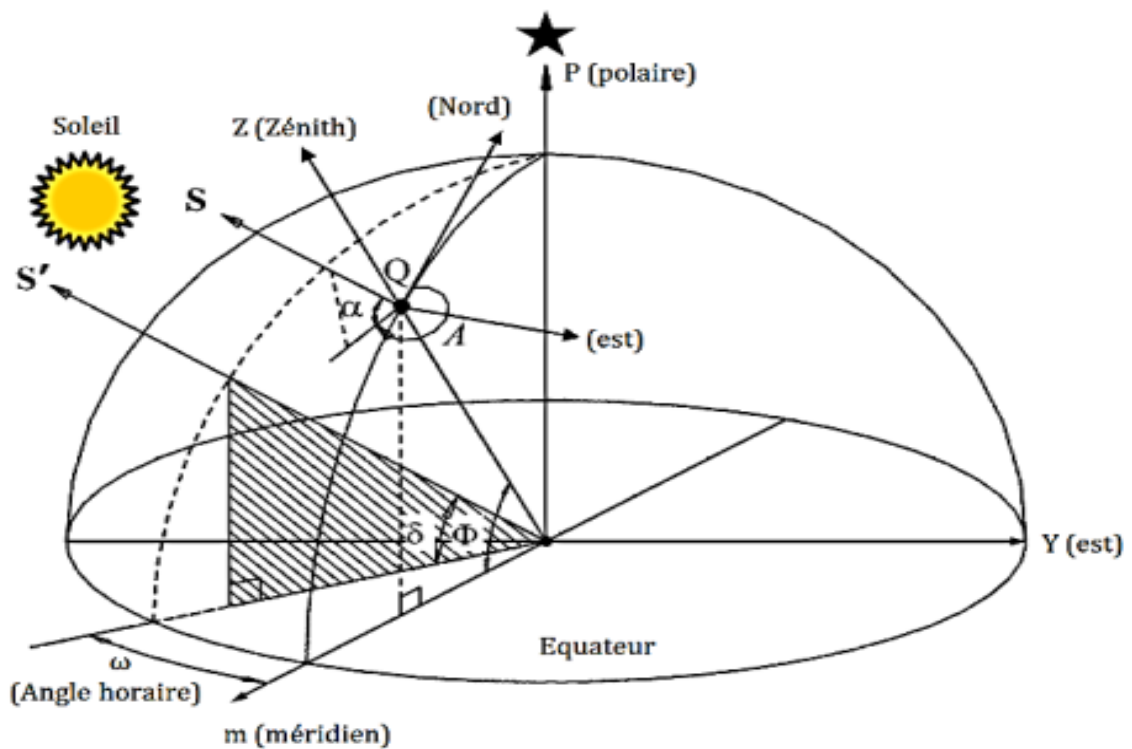


Figure I 14 : Angle horaire.

L'angle horaire est donné par la relation suivante :

$$\omega = 15 (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.4})$$

Avec :

TSV : le temps solaire vrai

### IV.3.3. Angle d'incidence des rayons solaires $\theta_i$ :

L'angle d'incidence du faisceau solaire avec un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque est l'angle formé par le vecteur directionnel du faisceau solaire et la normale sortante au plan [5].

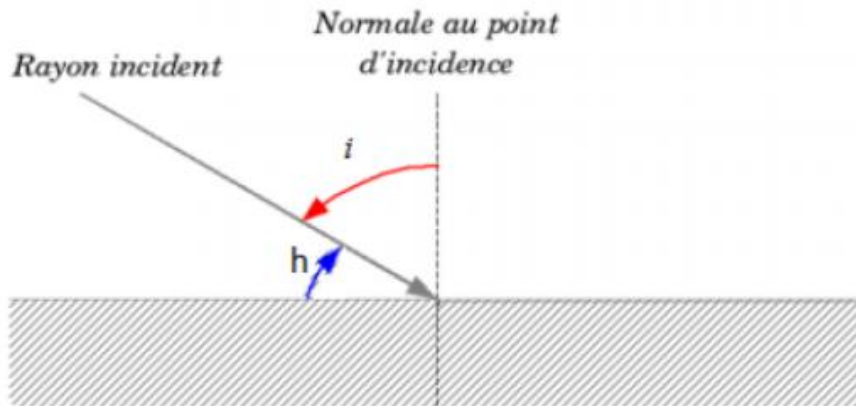


Figure I 15: Angle d'incidence sur un plan horizontal.

### IV.3.4. Durée du jour :

La durée du jour, au sens strict, 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.

## IV.4. Le temps solaire :

### IV.4.1. Le temps solaire vrai :

Le temps solaire vrai est une mesure au temps réel qui se base sur le moment où la position du soleil dans le ciel et la plus élevée. Il varie tout au long de l'année du fait de l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre et de l'excentricité de son orbite autour du soleil [4].

Cette expression est utilisée pour convertir du temps standard local au temps solaire vrai TSV:

$$TSV = T_{st} + \frac{1}{60} E + \frac{1}{15} (L_{st} - L) \text{ En heures} \quad (I.5)$$

$T_{st}$  est le temps standard ou officiel, duquel on retranche une heure, si l'heure avancée d'été est en vigueur.

$$L_{st} = 15 F H_{loc} \quad (I.6)$$

Ou :

$F H_{loc}$  : Fuseau horaire du lieu considéré,

$L$  : Longitude du lieu,

$L_{st}$  : Longitude méridienne standard.

Le dernier terme de l'équation TSV est un ajustement de la latitude en heure

$$(360^\circ \rightarrow 24h \text{ Soit } 1h \rightarrow 15^\circ)$$

#### IV.4.2. Le temps solaire moyen :

Le temps solaire moyen est une mesure de temps qui se base sur le mouvement circulaire effectué par la terre à vitesse constante autour d'un soleil virtuel. Un jour solaire moyen dure 24 heures peu importe le jour de l'année [4].

#### IV.4.3. 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 [6].

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.

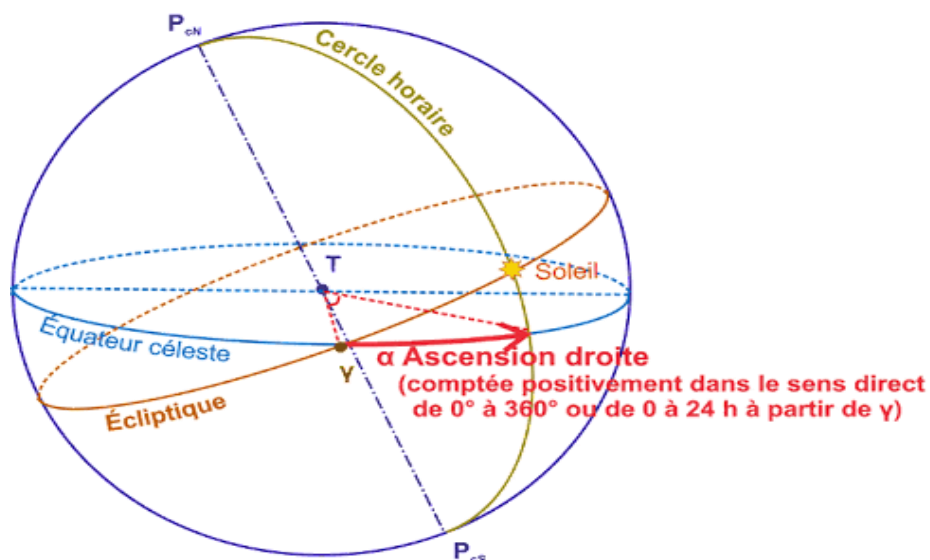


Figure I 16 : Equation du temps.

$$Et = TSV - TSM \quad (I.7)$$

L'angle  $\beta$  est défini en fonction du jour de l'année  $N$ .

$$\beta = 360 \frac{(N-81)}{365} \text{ En degrés } ^\circ \quad (\text{I.8})$$

## V. Rayonnement solaire :

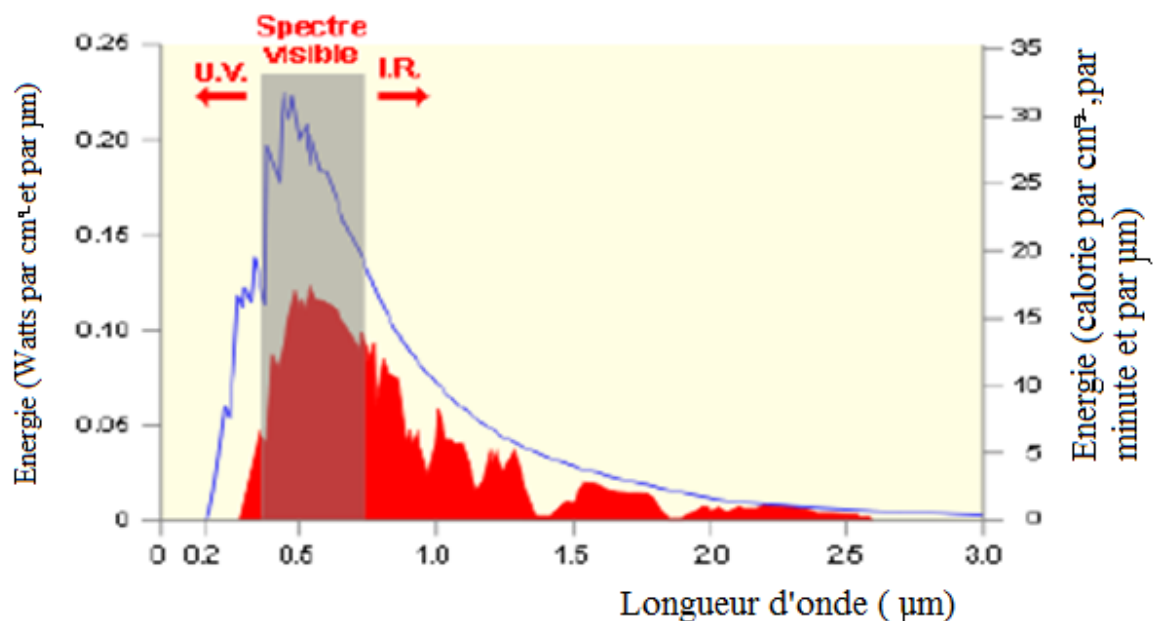
En tant que source d'énergie, l'ensoleillement est un facteur climatique dont on a intérêt à tirer parti mais dont on doit aussi parfois se protéger pour éviter les surchauffes en été [7].

On pourra supposer avec une approximation acceptable que le soleil rayonne comme un corps noir porté à une température de 5800 K dite température apparente du soleil ne correspondant pas à la réalité physique.

La répartition de l'énergie solaire dans les bandes du spectre du rayonnement thermique est donnée dans le tableau 2 :

**Tableau I 2:** Répartition spectrale du rayonnement thermique.

Longueur d'onde ( $\mu\text{m}$ )	0 - 0.38	0.38 - 0.78	0.78
Pourcentage (%)	6.4	48	45.6
Puissance ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	84	656	623



**Figure I 17 :** Distribution spectrale du rayonnement solaire [8].

### V.1. Constante solaire :

C'est la quantité d'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface unité perpendiculaire au rayonnement solaire.

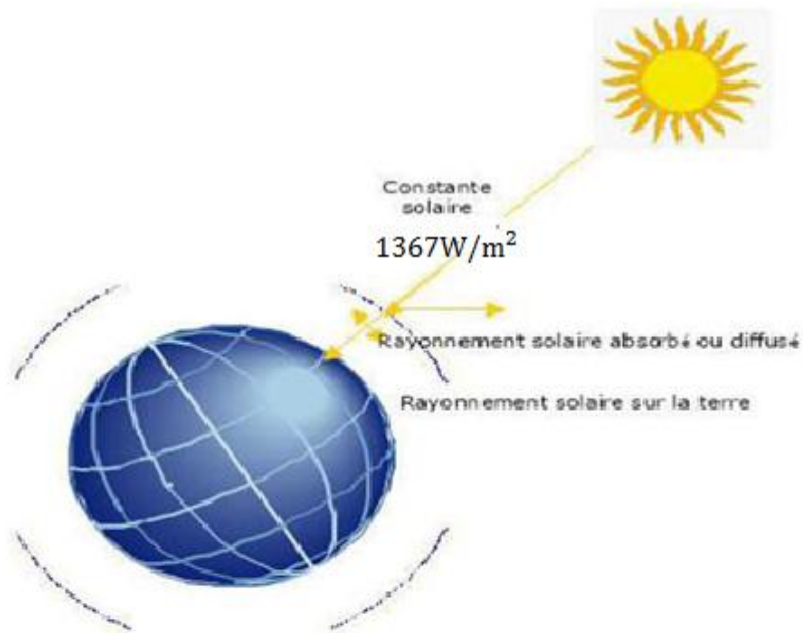


Figure I 18: La constante solaire.

### V.2. Rayonnement global :

Le rayonnement global ( $G$ ) est la somme des rayonnements diffus et direct [8].

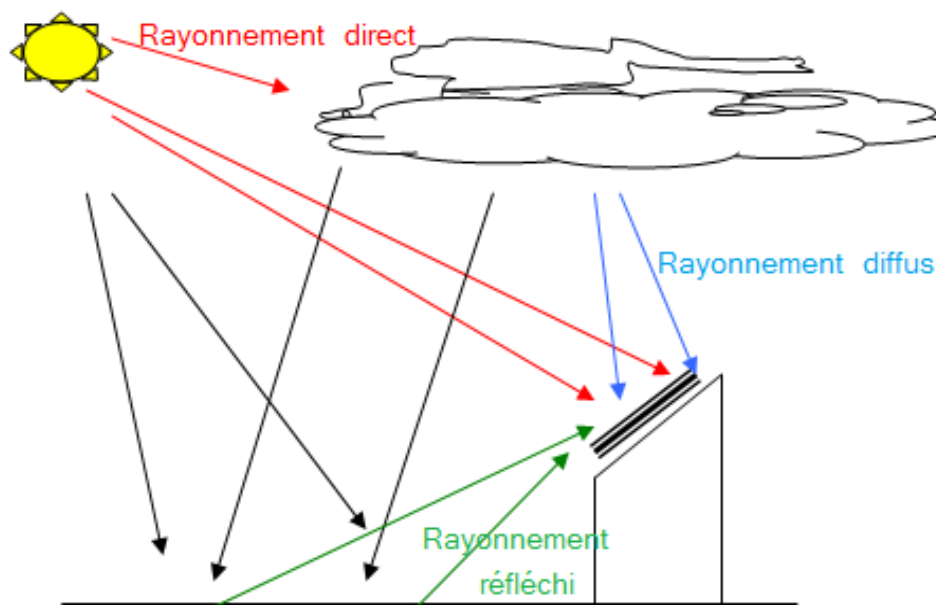


Figure I 19 : Composantes du rayonnement solaire.

**V.3. Rayonnement solaire direct :**

Le rayonnement solaire direct est le rayonnement solaire atteignant directement la surface terrestre depuis le soleil. Il dépend de l'épaisseur que la radiation solaire doit traverser et de l'inclinaison des rayons par rapport au sol [8].

**V.4. Rayonnement solaire diffus :**

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 [8].

**V.5. Rayonnement réfléchi (Albédo) :**

Est un rapport du rayonnement solaire réfléchi et du rayonnement solaire reçu sans tenir compte de la surface réelle de l'objet, il est généralement exprimé en pourcentage. C'est ainsi que l'albédo de la terre, atmosphère comprise, est la fraction de l'énergie du rayonnement solaire arrivant aux confins de l'atmosphère qui est renvoyé vers l'espace [8].

**VI. Application de l'énergie solaire :**

L'énergie solaire est une énergie dépendante du soleil. Il existe deux formes, le solaire thermique et le solaire photovoltaïque :

**VI.1. Le solaire photovoltaïque :**

L'effet photovoltaïque consiste à convertir de la lumière en électricité. L'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons. Le courant électrique est un déplacement d'électrons. Pour provoquer ce déplacement d'électrons, La lumière solaire (photons) transmet l'énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (silicium). Cette transformation est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible [9].

Les modules peuvent être utilisés dans des petites installations ou de grandes centrales.



**Figure I 20 :** Panneaux photovoltaïque.

## **VI.2. Les énergies solaires thermiques :**

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique (énergie calorifique-chaleur) selon plusieurs niveaux de températures grâce à divers procédés. On distingue deux types de l'énergie solaire thermique [10] :

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

### **VI.2.1. Principe de l'énergie solaire thermique :**

La transformation du rayonnement solaire en énergie calorifique-chaleur se fait par deux principes fondamentaux [10] :

- Capter l'énergie des rayons solaires :

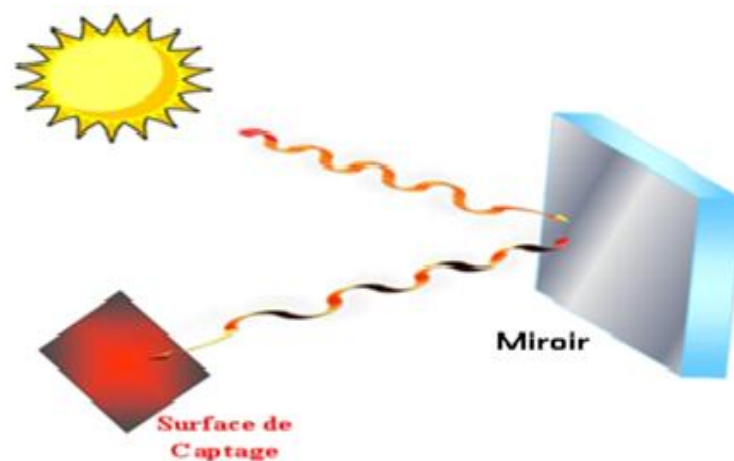
Ce procédé vise à capter les rayons solaires en les absorbant et les transformant en chaleur basse température grâce à un absorbeur.



**Figure I 21 :** Absorption du rayonnement solaire.

- Concentrer le rayonnement solaire sur une surface de captage :

Ce procédé vise à concentrer le rayonnement solaire sur une surface appelé généralement concentrateur ou réflecteur. La concentration permet d'augmenter l'intensité du rayonnement incident et d'avoir une chaleur haute température.



**Figure I 22 :** Concentrateur du rayonnement solaire.

### VI.3. Les technologies à basse température :

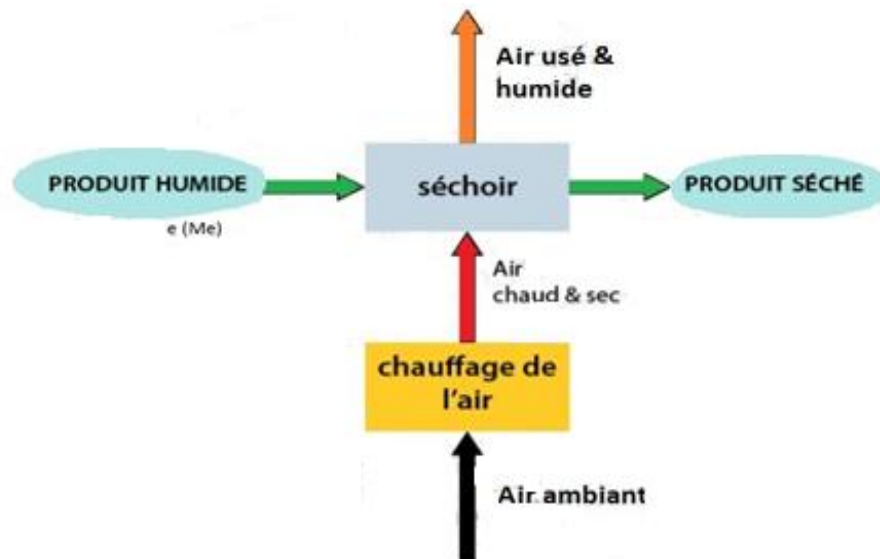
#### VI.3.1 Le séchage :

##### a. Définition :

Le séchage est l'une des principales techniques de préservation des produits agro-alimentaire.

Le séchage est une opération unitaire ayant pour but d'éliminer partiellement ou totalement l'eau d'un corps humide par évaporation de cette eau.

Cette opération implique deux types de transferts : le transfert d'énergie thermique, de l'environnement vers le liquide à évaporer ; le transfert de masse, de l'intérieur du solide vers sa surface, puis le passage en phase gazeuse [12].



**Figure I 23 :** Principe de séchage.

#### **b. Objectifs du séchage :**

Le séchage est largement utilisé dans l'industrie alimentaire où il vient souvent en complément d'opérations. Il se pratique dans plusieurs cas :

- ✓ L'humidité résiduelle est incompatible avec la suite du procédé
- ✓ Le produit humide se conserve mal
- ✓ Le coût du transport est plus élevé en présence d'eau.
- ✓ Le séchage permet outre l'élimination d'eau, la création de modifications de la structure interne du solide.

#### **c. Différentes méthodes de séchage :**

Généralement, il y a trois méthodes :

- Séchage mécanique ;
- Séchage chimique ;
- Séchage thermique ;

### **VI.3.2. Chauffage à eau solaire :**

#### **a. Définition :**

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 [13].

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 ;

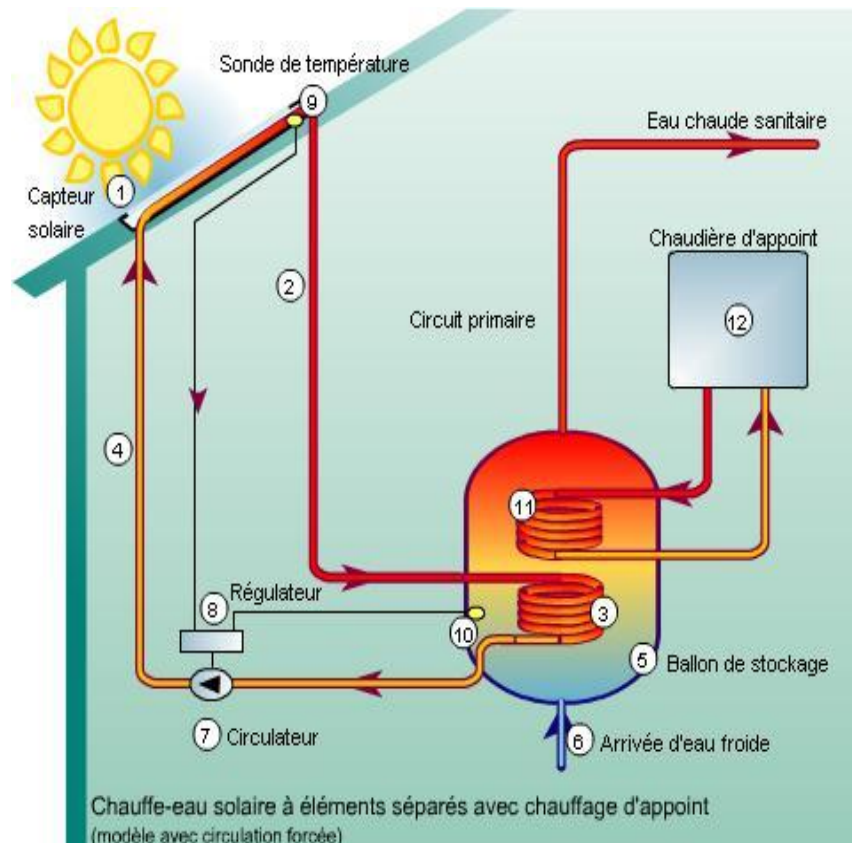


**Figure I 24 :** Chauffage à eau solaire.

#### **b. Fonctionnement du chauffage à eau solaire :**

Le fonctionnement du chauffe-eau solaire repose sur l'énergie du soleil. Il est donc composé de panneaux solaires, généralement placés sur le toit de l'habitation ou dans le jardin, et d'un ballon de stockage d'eau. Les panneaux solaires dotés de capteurs absorbent l'énergie du soleil qui réchauffe le fluide caloporteur situé dans des tubes en cuivre. Le liquide ainsi chauffé est alors conduit vers le ballon d'eau chaude où un échangeur thermique permet de transférer la chaleur du liquide

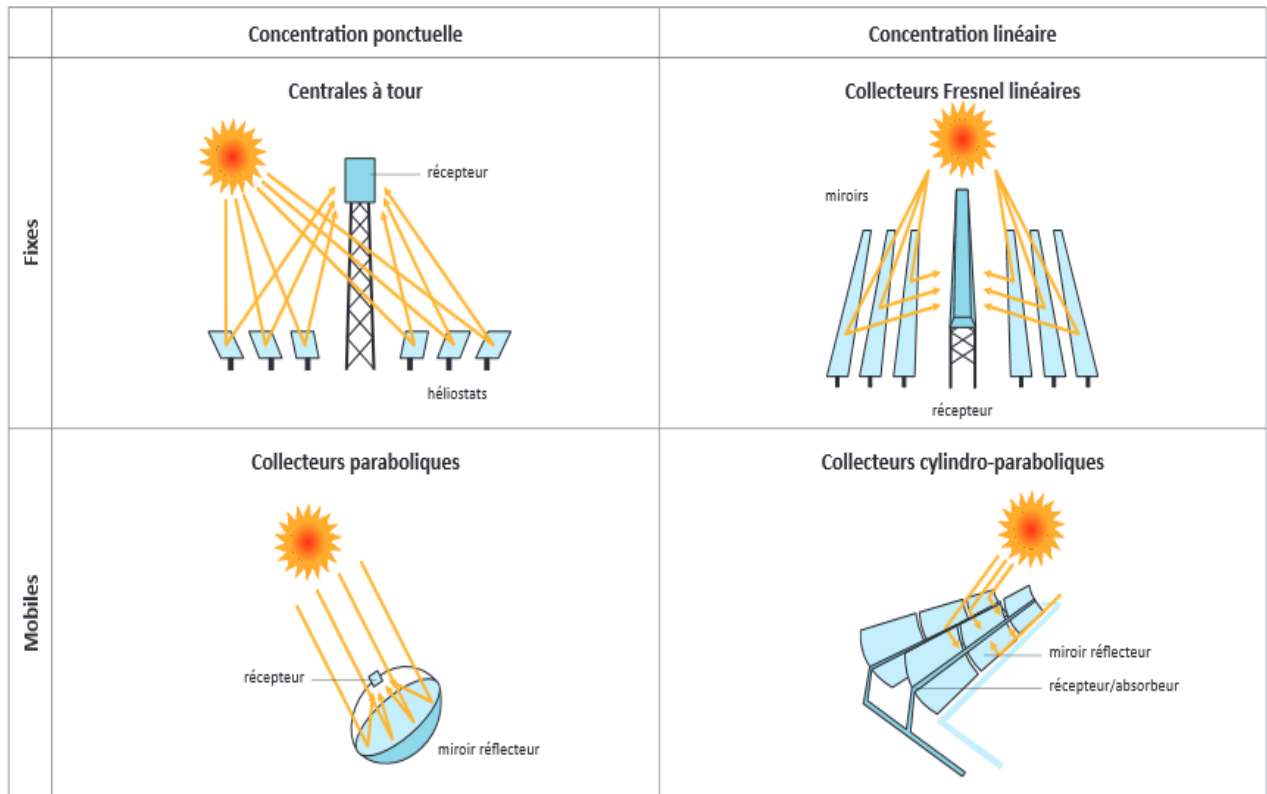
caloporteur à l'eau du ballon de stockage. L'eau chaude peut ensuite être utilisée dans les sanitaires ou la cuisine. En cas de mauvais temps, pour continuer d'assurer la production d'eau chaude, le chauffe-eau solaire est généralement couplé à un système d'appoint capable de prendre le relais des panneaux solaires [14].



**Figure I 25** : Fonctionnement du chauffage à eau solaire.

#### VI.4. Les technologies à haute température (CSP) :

L'énergie solaire thermique à haute température consiste à concentrer les rayonnements du soleil sur une surface de capteur qui permet d'obtenir haute températures. Cette chaleur solaire produit de la vapeur qui va alimenter un générateur pour produire de l'électricité [15].

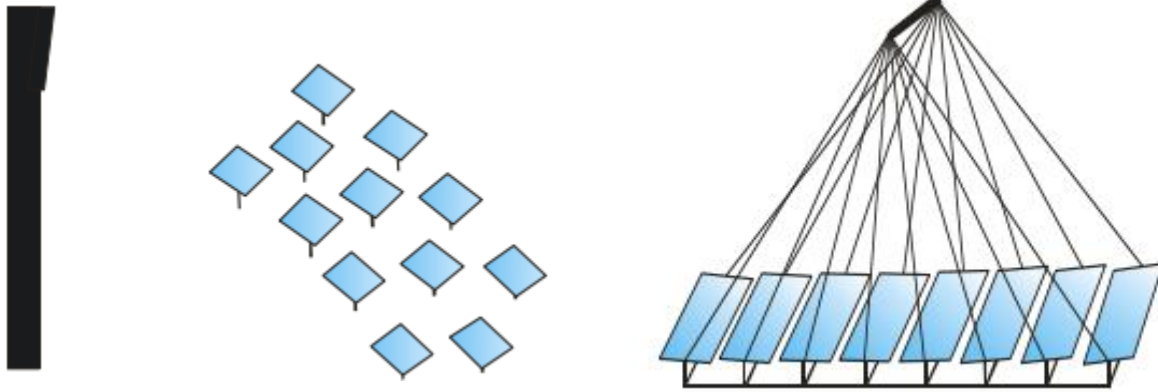


**Figure I 26 :** Les différentes technologies à haute température.

#### VI.4.1. Technologies des systèmes à concentrateur solaire :

Les systèmes solaires à concentration offrent la possibilité de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire, les températures pouvant aisément dépasser les 500°C et le rendement de conversion est élevé généralement. En exploitant le rayonnement solaire direct, considéré comme la ressource principale, qui est très considérable à l'échelle planétaire, ces technologies offrent une véritable alternative à la consommation des ressources fossiles avec un faible impact environnemental et un fort potentiel de réduction des coûts ainsi que la possibilité de l'hybridation de ces installations. La puissance électrique produite par un système de conversion solaire dépend de l'intensité du flux lumineux selon la position du soleil qui varie le long de la journée [15].

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point, figure I 27. Ou en une ligne (récepteur), figure I 28. Ou l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur à haute température [26].



**Figure I 28** : Concentration solaire ponctuelle. **Figure I 27** : Concentration solaire linéaire.

#### VI.4.1.1. Les concentrateurs linéaires : [16]

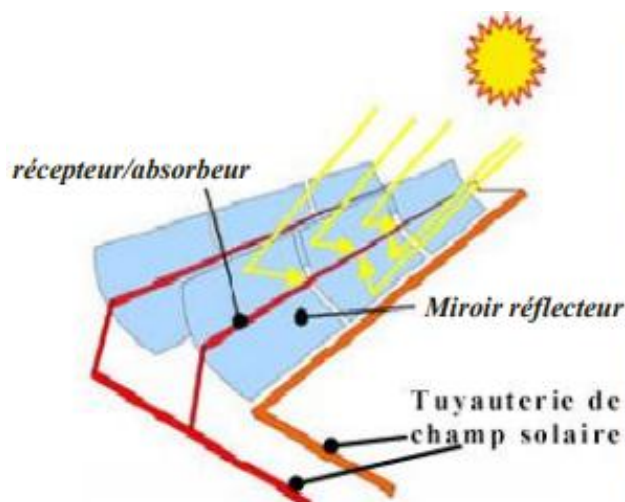
Ces systèmes sont composés de réflecteur accès longs qui suivent le soleil grâce à un seul axe de rotation, un tube dans lequel circule de fluide caloporteur est placé sur la ligne focale du concentrateur : c'est la récepteur ou l'absorbeur, il existe deux familles :

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

##### a. Les concentrateurs cylindro-parabolique :

Un concentrateur cylindro-parabolique est composé d' :

- Un réflecteur parabolique (miroir),
- Une structure métallique,
- Un tube absorbeur,
- Un système de poursuite solaire.



**Figure I 29** : Centrale cylindro-parabolique [26].

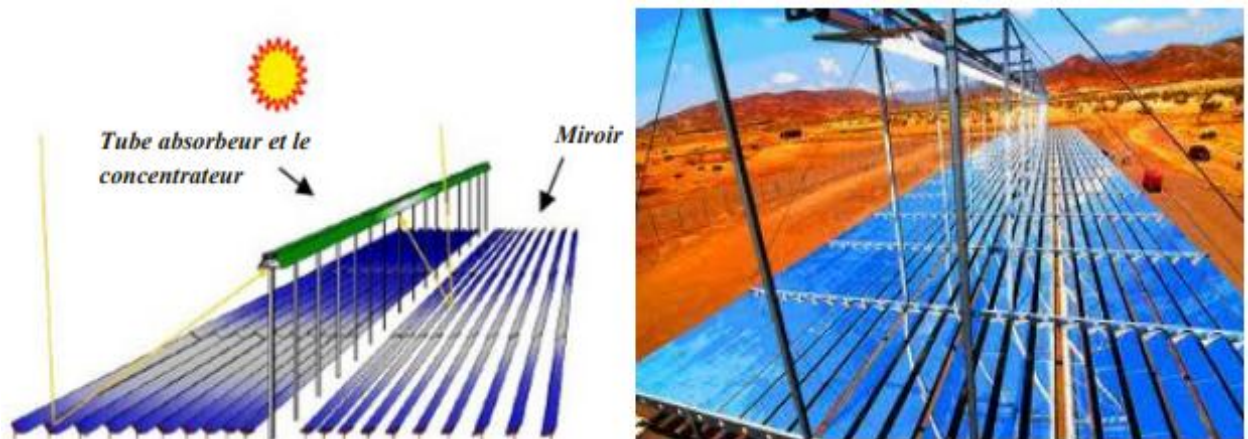
**b. Les concentrateurs linéaires de Fresnel :**

Ce type de capteur a concentration repose sur un système de miroirs plan RLC “réflecteurs linéaires compacts“, dont l’orientation de chacun de ces miroirs autour d’un pivot en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer le rayon solaire direct vers un ou deux absorbeurs fixes au mobiles.

L’énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal ou la température de travail peut atteindre 500°C. Ensuite, grâce à un cycle de Rankine, nous pouvons produire de l’électricité ou l’utiliser directement dans divers procédés tel que le chauffage ou le froid [16].

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 30 :** Concentrateur linéaire de Fresnel [26].

**IV.4.1.2. Les concentrateurs ponctuels :**

Les concentrateurs ponctuels concentrent les rayons solaires sur un point. Ce type de concentrateurs permet d’atteindre des températures de 500°C à 1200°C, il assure le suivi du soleil sur deux axes, en azimut, et en élévation [16].

Il existe deux types de concentrateurs ponctuels :

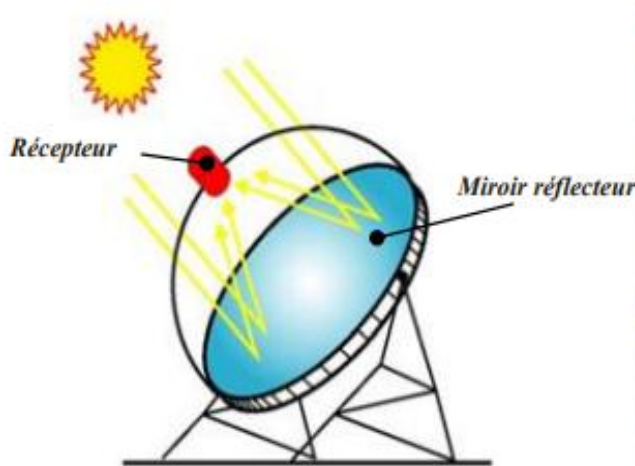
**a. Les concentrateurs paraboliques : [16]**

Le miroir parabolique réfléchit les rayons du soleil vers un point de convergence, le rayonnement solaire est alors concentré sur le récepteur qui monte en température.

Le récepteur en question peut-être un moteur Stirling qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée.

Le concentrateur parabolique est composé de :

- Le miroir parabolique,
- La structure support mobile,
- Le module convertisseur embarqué.



**Figure I 31 :** Centrale solaire à capteur parabolique [26].

**b. Les centrales à tour :**

Les centrales à tour utilisent une grande quantité de miroirs qui font converger les rayons solaires vers un fluide caloporteur chauffé à haute température. Pour ce faire, les miroirs réfléchissants doivent suivre le mouvement du soleil afin de capter et de concentrer les rayonnements tout au long du cycle solaire quotidien .Le fluide produit de l'électricité par le biais de turbines à vapeur ou à gaz [17].

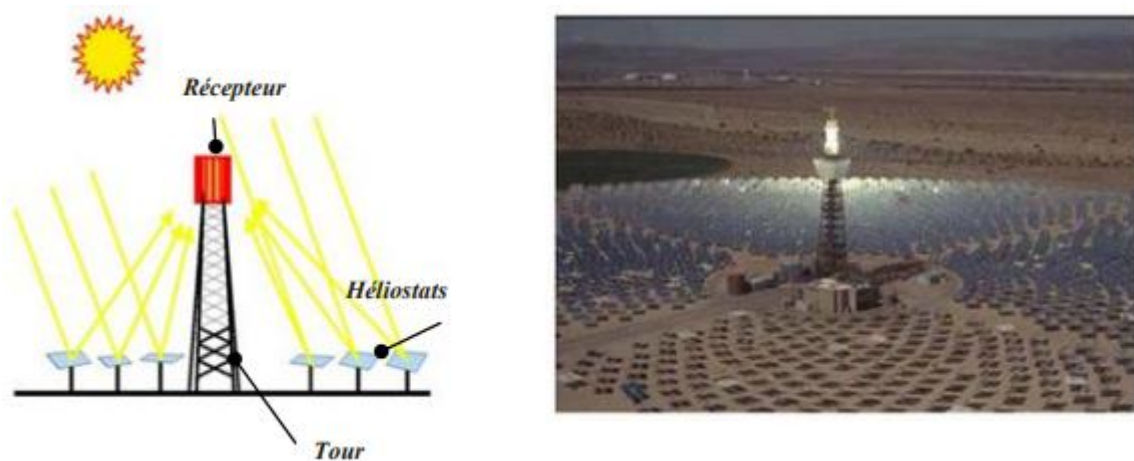


Figure I 32 : Centrale à tour solaire [26].

#### IV.4.2. Le facteur de concentration :

L'intensité de la concentration est évaluée par le facteur de concentration. Puis celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante [26].

Les systèmes à concentration ponctuel ont généralement un facteur de concentration supérieur à ceux des concentrateurs linéaires. Selon la figure I 33, ce facteur est défini comme suit :

$$\text{facteur de concentration} = \frac{\text{surface du miroir}}{\text{surface du récepteur}}$$

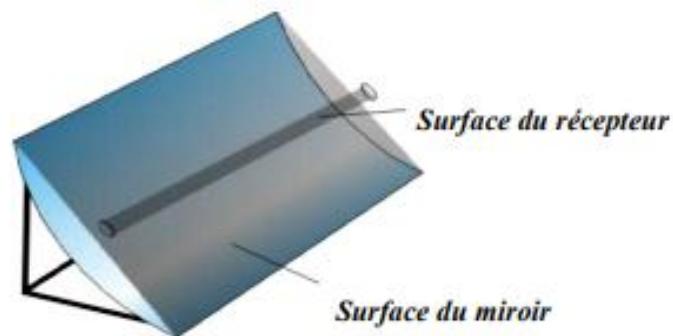
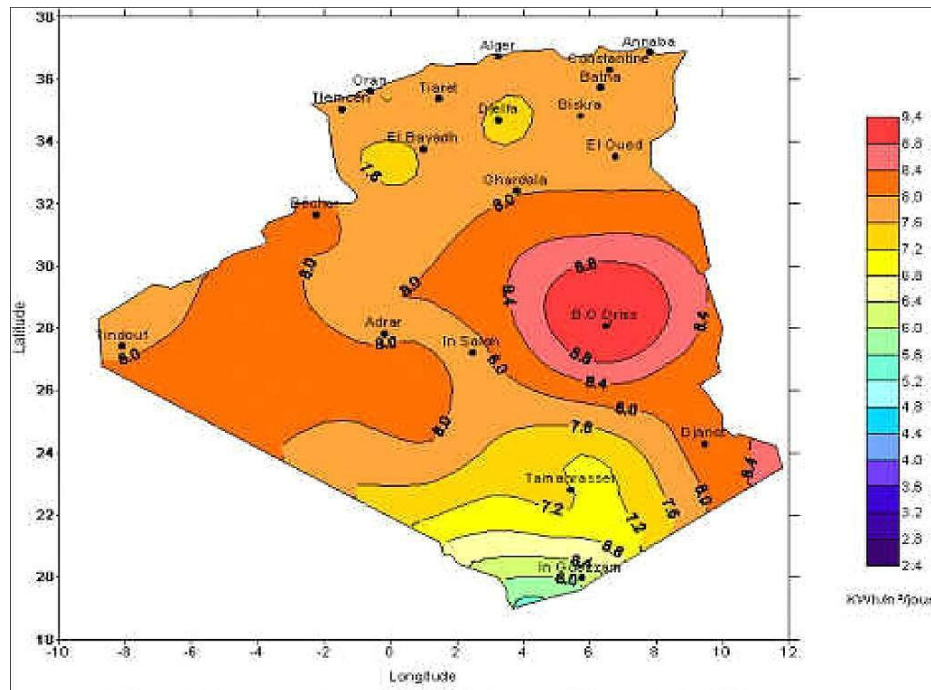


Figure I 33 : Facteur de concentration [26].

## VII. Gisement solaire en Algérie :

L'Algérie possède un gisement solaire non négligeable, elle est classée parmi les zones favorables pour les applications du système à concentration, ce qui nous pousse à focaliser les recherches sur l'électricité par voie solaire thermique à concentration. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une

surface horizontale de  $1\text{m}^2$  est de l'ordre de  $5\text{ kWh}$  sur la majeure partie du territoire national (SUNDOUS 2014) [24].



**Figure I 34 :** Rayonnement solaire en Algérie [24].

Le tableau suivant montre le potentiel solaire dans les différentes zones de l'Algérie (SUNDOUS 2014) [24]

**Tableau I 3 :** Potentiel solaire en Algérie.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue ( $\text{kWh}/\text{m}^2\cdot\text{an}$ )	1700	1900	2650

### VIII. Mode de transfert thermique :

Avec contact ou à distance, tout corps échange de l'énergie sous forme thermique (de la température la plus élevée à la plus basse), le transfert se fait entre deux zones de températures différentes. Il existe trois modes de transfert thermique :

### VIII.1. Conduction :

Ce mode est spécifique aux solides (bois, métaux, etc.), elle est un transfert direct au sien d'un matériel. Le transfert d'énergie se fait à travers une substance (solide ou fluide) au repos de proche en proche des zones chaudes vers des zones froides [5].

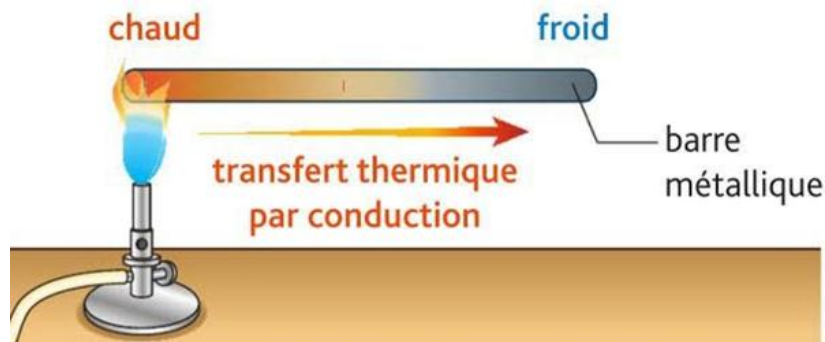


Figure I 35 : Conduction thermique.

La conduction est régie par la loi de FOURIER pour une paroi plane, donné par la formule suivante :

$$\Phi = -k A \frac{\delta T}{\delta x}$$

$$\Phi = -k A \frac{(T_1 - T_0)}{dx} \quad (1.9)$$

Avec :

$\Phi$  : flux de chaleur (W).

k: conductivité thermique (W/m.K).

A : surface d'échange (m<sup>2</sup>).

$\delta T$  : différence de température (K).

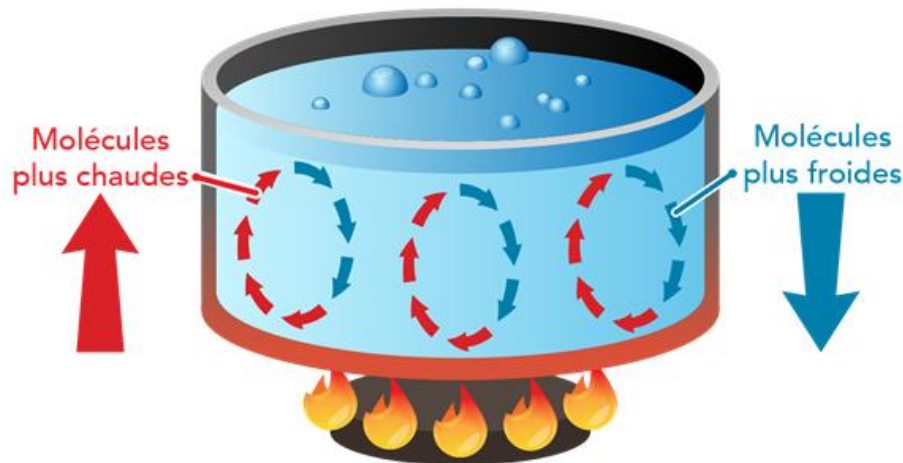
dx: l'épaisseur de la paroi d'échange (m)

Les mauvais conducteurs (gaz, laine de verre ou polystyrène) sont appelés isolants.

### VIII.2. Convection :

C'est le mode est spécifique aux fluides (liquide, gaz, air), ainsi qu'aux éléments déformables (comme les roches à hautes pressions dans le manteau terrestre), elle est liée au mouvement du fluide. On la trouve dans l'échange qui a lieu entre une paroi et un fluide. En réalité, il s'agit d'une combinaison du phénomène de conduction avec celui de transfert de matière [5].

L'état fluide regroupe l'état gazeux et l'état liquide qui ont la faculté d'être déformable. Ils s'adaptent à la forme du récipient offert, et peuvent s'écouler.



**Figure I 36 :** Convection thermique.

Deux types de convection sont distingués :

- **Convection forcée** : le mouvement du fluide dans ce cas est provoqué par un agent extérieur (pompe, ventilateur, etc.).
- **Convection naturelle** (ou libre): le mouvement du fluide est créé par des différences de densité, elles-mêmes dues à des différences de température existante dans le fluide [5].

La convection est régie par la loi de NEWTON, donnée par la formule suivante :

$$\Phi = h A \cdot \nabla T$$

$$\Phi = h A (T_p - T_f) \quad (1.10)$$

Avec :

$\Phi$  : le flux de chaleur (W).

$h$  : coefficient de convection en  $W / (m^2 \cdot K)$ .

$A$  : surface d'échange ( $m^2$ ).

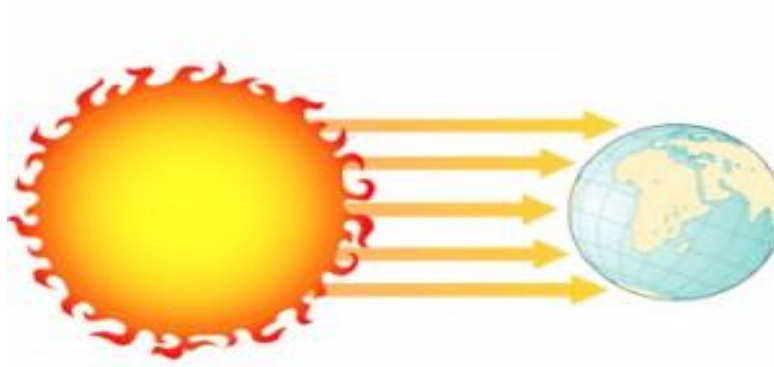
$T_p$  : température de la paroi solide en ( $^{\circ}C$ ).

$T_f$  : température du fluide en ( $^{\circ}C$ ).

### VIII.3. Rayonnement :

Contrairement à la convection et la conduction qui nécessitent la présence de la matière en tant que moyen de transporter la chaleur de la région la plus chaude vers

la région la plus froide. Tous les corps émettent de l'énergie sous forme de radiation électromagnétique à la lumière. Il est régi par la loi de BOLTZMANN [5].



**Figure I 37:** Rayonnement thermique.

Le rayonnement est exprimé par la relation suivante :

$$\Phi = \sigma T^4 \quad (1.11)$$

$\Phi$  : flux de chaleur surfacique ou puissance calorifique en ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

$T$  : la température du corps noir (K).

$\sigma$  : Constante de Boltzmann ( $\sigma = 5,670 \cdot 10^{-8} \text{ W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}^4$ )

## IX. Conclusion :

Toute forme de vie sur terre dépend directement ou indirectement du soleil. Il est évident que, dans ces conditions l'énergie solaire pourrait satisfaire pleinement les besoins en énergie de l'humanité, surtout si l'on tient compte du fait que cette forme d'énergie rayonnante peut se transformer sous deux autres formes couramment utilisées par l'Homme : l'énergie thermique et l'énergie électrique.

# **Chapitre II**

**Etat de l'art sur les centrales solaires  
à tour**

## **I. Introduction :**

Les ressources fossiles s'estompent et sont responsables de fortes émissions de gaz à effet de serre. Dans la récente et progressive redistribution économique mondiale, les pays émergents dévorent à grandes vitesses les ressources primaires carbonées que les pays développés n'ont pas eu le temps d'engloutir. Cependant, aujourd'hui de nombreuses ressources renouvelables sont exploitées : vent, marées, solaire, géothermie, hydraulique, biomasse... Certaines de ces technologies utilisant ces ressources arrivent désormais à maturité et d'autres sont en plein développement telle que l'énergie solaire concentrée.

Au sein de cette filière se situent les prometteuses centrales à tours équipées de leurs nombreux héliostats.

## **II. Présentation :**

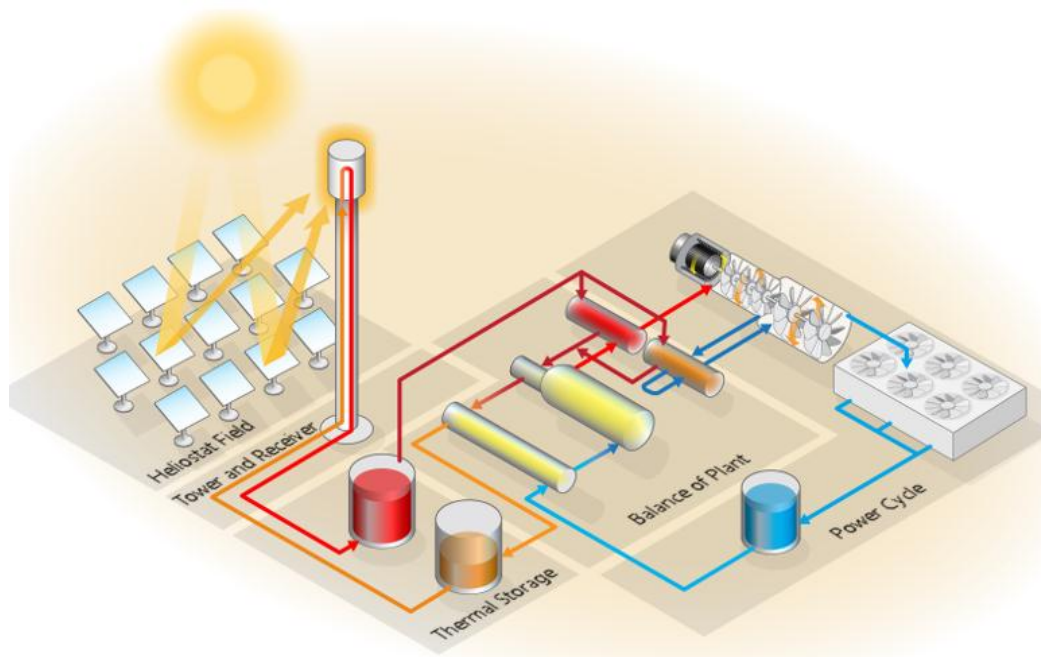
La technologie des Centrales à Concentration Solaire (CCS) utilise des miroirs pour concentrer le rayonnement solaire pour en faire la conversion en électricité via des processus thermodynamiques [26].

Une centrale thermique solaire se compose généralement d'un champ solaire et d'un bloc de puissance, et optionnellement d'un système de stockage. Le bloc de puissance est une installation thermique de production d'électricité qui fonctionne selon des cycles thermodynamiques conventionnels. Le champ solaire est un regroupement de plusieurs capteurs solaires. Un capteur solaire se compose d'un miroir collecteur-concentrateur et un récepteur ou absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur [26].



**Figure II 1 :** Centrale solaire à tour.

La production d'électricité par tour solaire suit le même principe que les autres tours, Convertir l'énergie thermique en énergie électrique (centrales thermiques, centrales nucléaires, etc.).



**Figure II 2 :** Synoptique de la centrale à tour solaire.

L'avenir à long terme du solaire thermodynamique semble reposer sur des installations de grandes tailles. Aussi les centrales à champ d'héliostats sont

traditionnellement conçues pour être installées dans des zones désertiques ou sur d'autres terrains qui ne présentent pas de contraintes géographiques particulières.

### III. Les composants de la centrale solaire à tour :

Disant que les centrales solaires thermiques à tour ne soient pas aussi matures commercialement que les systèmes de capteurs cylindro-paraboliques.

Une centrale solaire à tour se compose essentiellement d'un système de collecte ou d'un champ d'héliostats, créé avec un grand nombre de miroirs répartis en rangées et d'un récepteur solaire qui est l'élément clé de la tour et qui assure l'absorption du flux concentré, puis il y a un échangeur de chaleur qui est considéré comme un générateur de vapeur. Le fluide caloporteur chauffé dans le récepteur solaire et le circuit d'eau circulant dans l'échangeur vont échanger de l'énergie pour produire de la vapeur qui sera injectée dans la turbine. Ensuite, y'a le système de stockage thermique qui est utilisé pour assurer la continuité de la production les jours nuageux ou la nuit, enfin on trouve le bloc de puissance qui comprend un générateur de vapeur, une turbine et un alternateur [18].

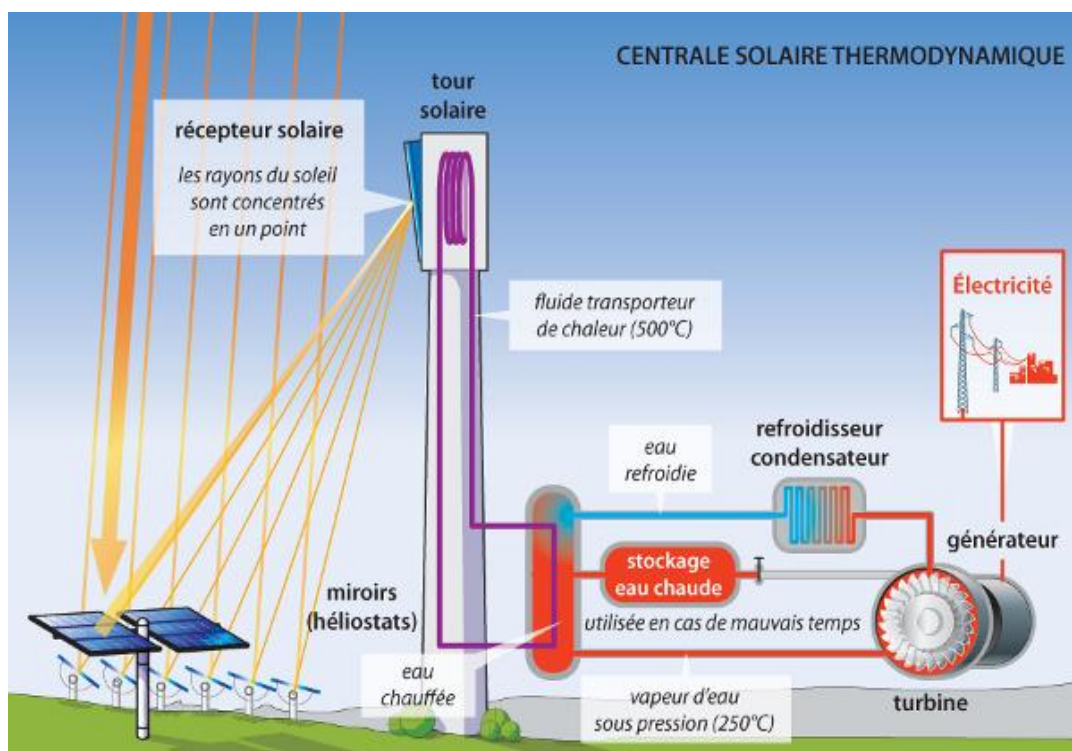
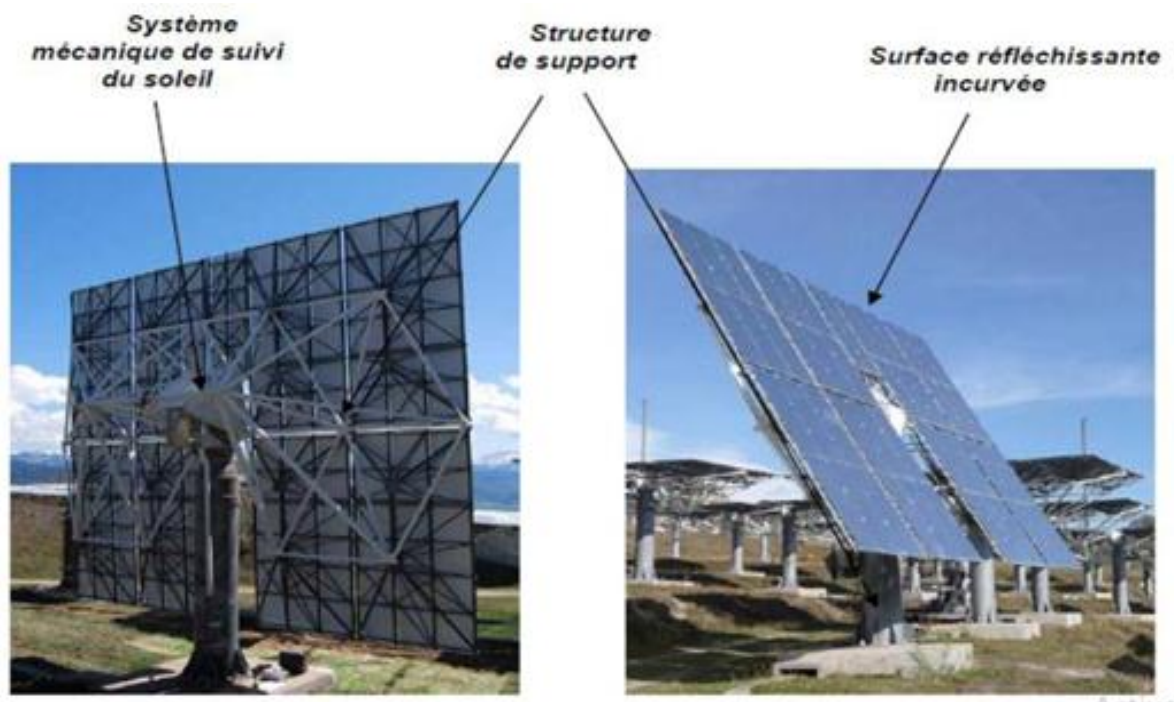


Figure II 3 : Les composants d'une centrale solaire à tour.

### III.1. Les héliostats :

Les miroirs ne peuvent concentrer que la composante directe du rayonnement solaire, tandis que la composante diffuse ne peut se concentrer. La technologie CCS requiert des cieux clairs, qui sont généralement trouvés dans les régions semi-arides et chaudes.

Pour effectuer une meilleure concentration solaire, les héliostats doivent avoir une surface réfléchissante légèrement incurvée, une structure de support et un système mécanique de suivi du soleil, comprenant des systèmes moteurs et des systèmes de contrôle. Le niveau de concentration nécessaire sur le récepteur permet de dimensionner le champ d'héliostats. Pour dimensionner un champ d'héliostats, il faut tenir compte de la position du soleil qui varie tout au long de la journée. La forme du champ doit être bien étudiée pour limiter la distance héliostat-récepteur [19].



**Figure II 4** : Les héliostats.

Il existe plusieurs types d'héliostats, qui peuvent être différenciés, par exemple selon la taille, la forme, le concept de base, la composition du matériau du miroir ou même en fonction de leur système de suivi. Chaque type d'héliostat possède ses propres caractéristiques en termes de performances en matière de vent (et de poursuite en cas de vent), de coûts et de complexité du contrôle.

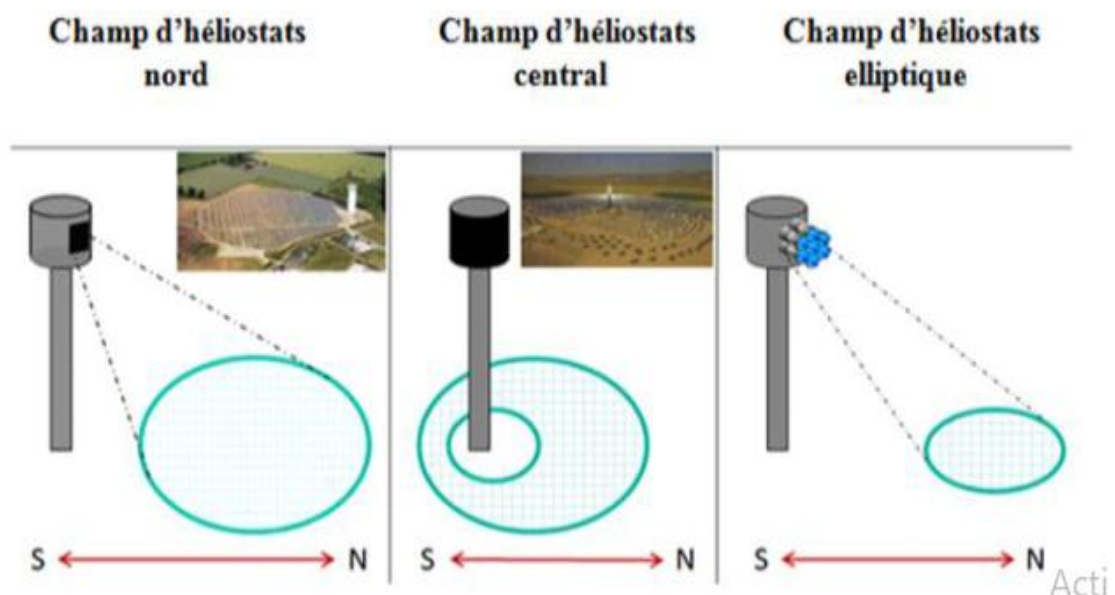
La monture est la partie mobile qui oriente l'ensemble des facettes vers le soleil.

Pour la poursuite du soleil, il existe principalement deux types de montures convenables :

- La monture équatoriale qui ne nécessite en principe qu'une seule rotation (d'environ  $15^\circ$  par heure). La complexité de sa mécanique fait qu'elle est rarement utilisée.
- La monture azimutal, est le type le plus utilisé malgré sa régulation plus compliquée, elle possède un mécanisme plus simple, elle possède deux mouvements: un premier en azimut et un second en hauteur.

Le concept des champs solaires peut se manifester sous plusieurs configurations, dépendant essentiellement de l'implantation du récepteur :

- Un champ héliostat en anneau ou circulaire pour un récepteur avec un absorbeur externe cylindrique de  $360^\circ$ . Ce type de champ est favorablement utilisé au niveau de l'équateur.
- Champ orienté nord/sud pour un récepteur à cavité qui contient une seule ouverture permettant la concentration des rayons. L'efficacité de cette configuration est maximale à midi
- Champ elliptique où le récepteur inclut un concentrateur secondaire.



**Figure II 5** : Les différentes configurations d'un champ d'héliostats.

### III.1.1. Les types d'héliostats :

#### a. Héliostats en verre/métal à facettes :

Les héliostats en verre/métal à facettes sont généralement constitués de plusieurs facettes réfléchissantes, chacune ayant une taille comprise entre 2 et 4 m<sup>2</sup>.

Ces dernières sont montées sur une structure en acier. Chaque héliostat est équipé d'un moteur individuel qui suit le soleil et concentre l'énergie solaire sur le récepteur, de sorte que chacun d'eux a une orientation différente. Cela conduit à une grande précision de focalisation, mais aussi à des coûts élevés.

Actuellement, les héliostats en verre/métal à larges facettes sont plus souvent utilisés dans les centrales à tour.



**Figure II 6** : Héliostat en verre /métal à facettes.

#### b. Héliostats à membrane :



Afin de diminuer le poids de l'héliostat et ainsi réduire les coûts de matériel et d'entraînement, des héliostats à membrane tendue ont été développés. Des feuilles de plastique ou des membranes métalliques tendues sont montées sur un cadre circulaire pour générer une tension dans la membrane et de fins miroirs en verre sont recouverts de la membrane afin de conserver une longue durée de vie aux héliostats. Cette surface lisse peut fournir une haute efficacité de réflexion solaire. La membrane peut être déformée en modifiant la pression à l'intérieur de l'héliostat, ce qui permet d'ajuster la distance focale [25].



**Figure II 7 :** Héliostat à membrane.

### III.1.2. Les différents types d'héliostats :

**Tableau II 1:** Les différents types d'héliostats [20].

Type d'héliostats (nom)	Nom du fabricant	Dimensions de l'héliostat	Nombre Dimensions et réflectivité des facettes	Photos correspondantes à chaque type
<b>Colon 70 1997</b>	Inabensa, InstalacionesA bengoa, S.A.	H : 7.82 m W : 9.04 m P : 4000 Kg	21 HM : 1.1m WM : 3m Rf : 92~93	
<b>Multi-FacetStretched Membrane Heliostat 1998</b>	SAIC Energy Products Division 1998	H : 19.3 m W : 13m P:10000 Kg	22 D : 3.2 m Rf : 89.6	

<b>PSI 120 1999</b>	Inabensa, Instalation, d'Abengoa,S. A.	H : 10.06 m W:12.08 m P : 6500 Kg	37 HM : 1.1 m WM : 3 m Rf : 92 A 93	
<b>Sanlucar 90</b>	Inabensa, InstalacionesA bengoa, S.A. Espagne.	H : 9.5m W : 9.67m P : 3500 Kg	21 HM :1.35m WM:3.21m Rf : 92	
<b>HELLAS 01 1999</b>	MR. PEDRO GRIMALDI Espagne	W : 3,2 m H : 6 m P: 790 Kg	3 HM:3.2 m WM:6 m Rf : 94	
<b>ATS H150 1984</b>	Advanced Thermal Systems, Inc.	-- P: 5000 Kg	20 HM: 20 ft WM: 4 ft Rf : 94	
<b>ATS H100 1983</b>	Babcock Borsig Power Environment Allemagne	R : 7 m A : 150 m <sup>2</sup> P < 22 Kg/ m <sup>2</sup>	Rf : 94 --	

### III.2. La tour :

La tour sert à placer le récepteur à une hauteur optimale suivant la latitude du site et la taille du champ solaire, elle a généralement une hauteur de 80 à 100 m.

Il faut respecter deux critères essentiels : une bonne résistance au vent et un ombrage minimum sur le champ d'héliostats. Cependant, qu'elle soit métallique ou en béton, un critère esthétique doit être pris en compte pour que les centrales à tour soient acceptées par les populations locales [19].



**Figure II 8** : Une tour métallique et une tour en béton.

### III.3. Le récepteur :

Le récepteur est placé dans le haut de la tour, il transmet la chaleur provenant du champ d'héliostats à un fluide caloporteur. En fait, le récepteur fonctionne comme une chaudière qui génère la vapeur d'eau directement à 250 °C et 40 bars [20].

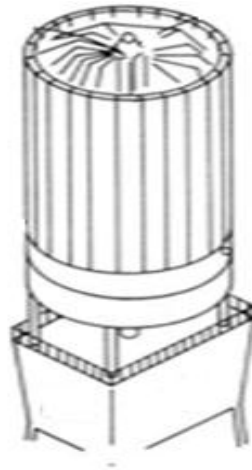
Dans ce type de centrale, il existe trois types des récepteurs :

#### III.3.1. Récepteur extérieur :

Ce récepteur est également appelé récepteur ouvert, il est généralement constitué de plusieurs tubes verticaux. Ces tubes sont soudés entre eux pour former une forme cylindrique. C'est au travers de ces tubes que circulent le fluide caloporteur, ce dernier est chauffé puis soit injecté vers le cycle thermodynamique ou bien stocké dans des réservoirs.

La surface du récepteur est réduite au minimum pour réduire et minimiser les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température de fonctionnement maximale du tube et la capacité de dissipation thermique du liquide de refroidissement.

Les fluides utilisés dans ce type de récepteur sont : sels fondus, les huiles synthétiques.

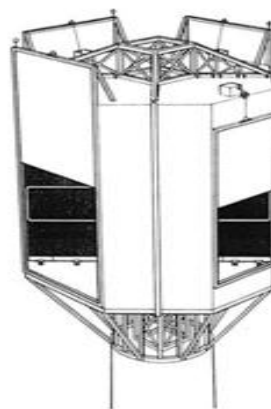


**Figure II 9** : Récepteur externe [19].

### III.3.2. Récepteur à cavité :

Afin de réduire les déperditions calorifiques du récepteur, certains modèles proposent de placer la surface absorbante du flux dans une cavité isolante, réduisant ainsi les pertes par convection dans l'absorbeur. Le flux solaire collecté par les héliostats est réfléchi par l'ouverture sur la surface absorbante

Les fluides utilisés dans ce type de récepteur sont : air, particules tombantes (sable), sels fondus [19].



**Figure II 10** : Récepteur à cavité [19].

### III.3.3. Récepteur volumétrique :

Une structure poreuse métallique ou céramique, appelée « mousse », est soumise aux flux solaires. L'objectif est d'obtenir un « effet volumique » : la mousse est chauffée dans son volume, la température de surface est alors minimisée, réduisant les pertes par rayonnement infrarouge. La chaleur est ensuite transmise au fluide de transfert circulant au travers de la mousse. Le récepteur peut être à pression atmosphérique ou sous pression si l'air est directement destiné à alimenter une turbine à gaz, ce qui nécessite l'utilisation d'un hublot vitré en face avant résistant aux conditions extrêmes de température et de pression [19].

Le fluide utilisé pour ce type de récepteur est l'air.



Figure II 11 : Récepteur volumétrique [25].

### III.4. Les fluides caloporteurs :

Le fluide de transfert est l'un des éléments les plus importants pour le fonctionnement d'une centrale CSP. Il permet de faire le lien entre le récepteur solaire et le groupe de puissance en transférant la chaleur du premier au second. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Plusieurs études ont examiné les critères importants pour la sélection d'un fluide de transfert pour les centrales solaires [16].

#### III.4.1. Les critères pour la sélection d'un fluide de transfert : [22]

- Température limite basse faible (température de solidification)
- Température d'utilisation élevée (évaporation et stabilité thermique)
- Pression de vapeur faible (< 1 atm.)
- Capacité de stockage thermique élevée

- Conductivité thermique élevée
- Viscosité dynamique faible
- Compatibilité chimique (faible corrosivité) avec les matériaux de contact (alliages et matériau de stockage)
- Faible cout
- Disponible en quantité industrielle
- Faible toxicité, inflammabilité et explosivité

#### **III.4.2. Les fluides les plus utilisés :**

- **L'eau liquide :**

L'eau liquide est a priori un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique, abondante et gratuite. Son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, la température critique est de 371 °C (pression 221 bar), ce qui pose problème pour les technologies des concentrateurs solaires [16][21].

- **Les huiles :**

Sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400°C, très inflammables, sont abandonnées au profit des huiles synthétiques. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-parabolique [16] [21].

- **Les sels fondus :**

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, meilleurs que les huiles. Leur température de sortie peut atteindre 650°C [16] [21].

- **Les gaz :**

Les gaz tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques [16] [21].

- **Les fluides organiques :**

Les fluides organiques (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse [16].

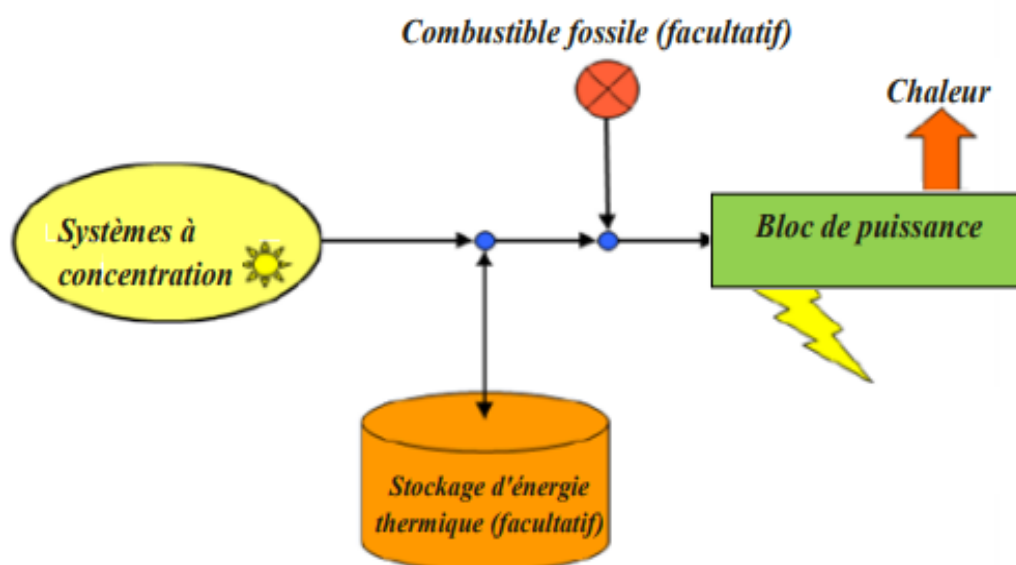
- **L'air :**

L'air peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz. Il peut atteindre de très hautes températures en conservant une parfaite stabilité, Utilisé à pression atmosphérique [16] [21].

### III.5. Le stockage :

Un atout majeur de certaines technologies solaires thermodynamiques est leur capacité de stockage qui permet aux centrales de fonctionner en continu.

En effet, le stockage d'énergie thermique est composé de trois éléments principaux : un système de stockage, un mécanisme de transfert d'énergie et un système de confinement. Le principe de stockage d'énergie stocke de l'énergie thermique sous forme de chaleur sensible, latente ou thermochimique. Le mécanisme de transfert d'énergie a pour but de charger et décharger la chaleur du système de stockage de manière efficace. Le système de confinement permet de maintenir les deux premiers composants et de les isoler de l'extérieur [22].



**Figure II 12 :** Concept d'intégration d'un système de stockage thermique dans une centrale solaire.

Le système de stockage d'énergie peut isoler le bloc électrique et le champ solaire tout en l'alimentant continuellement à sa puissance nominale. Le rôle du stockage permet d'atteindre un meilleur rendement et une durée de vie plus importante pour l'installation solaire. Le stockage d'énergie permet à la centrale de générer la puissance nécessaire pour satisfaire la demande minimale. Cependant lorsque le système de stockage est complètement chargé, une grande quantité d'énergie n'est pas exploitée.

La production en utilisant le système stockage intervient lors d'une intermittence prévisible (jour/nuit). Le système permet de répartir l'énergie stockée et d'adapter la production à la demande en puissance électrique ou de tarifs [22].

### **III.6. Le bloc de puissance :**

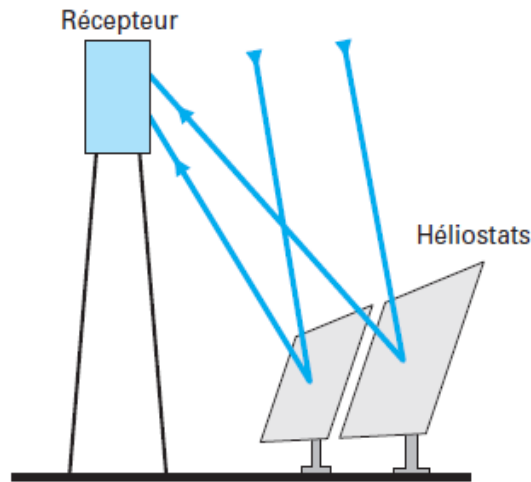
Il se compose d'un générateur de vapeur, d'une turbine et d'un alternateur.

La chaleur obtenue transforme de l'eau en vapeur d'eau dans une chaudière, puis la vapeur sous pression fait tourner une turbine qui entraîne un alternateur. Le dernier produit un courant électrique alternatif [19].

## **IV. Fonctionnement des centrales à tour solaire :**

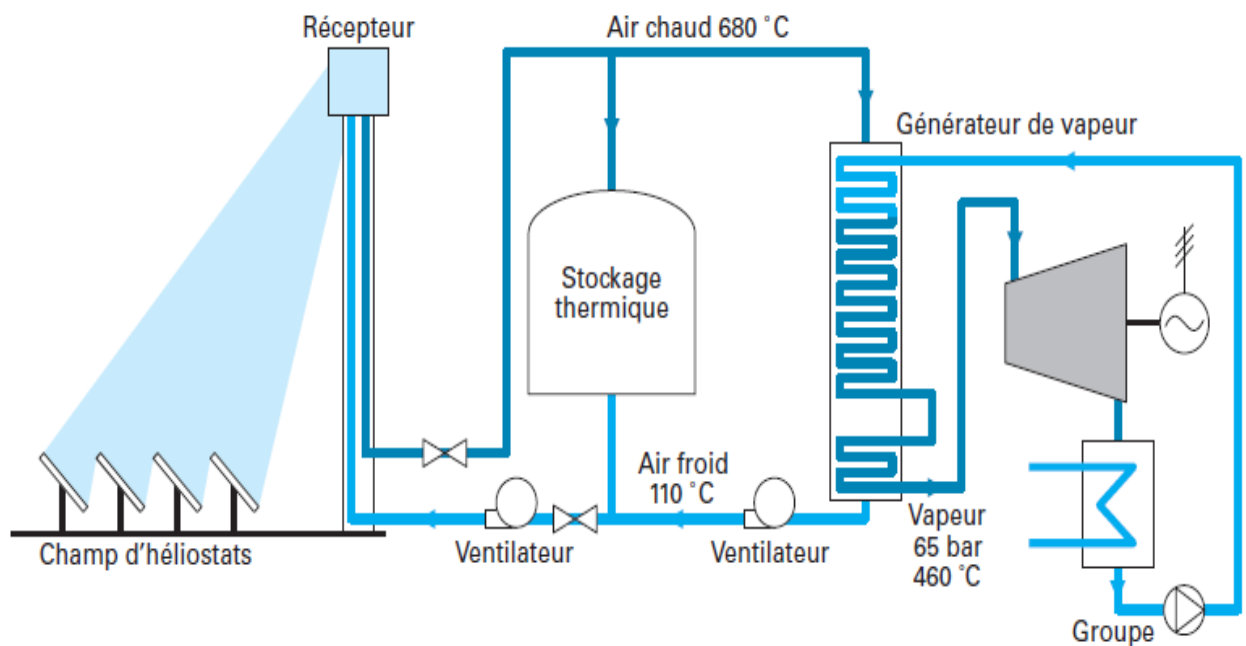
### **IV.1. Le système optique :**

Les centrales à tour solaire utilisent le flux solaire capté à partir des héliostats qui sont pour fonction de refléter les rayons solaires et de les focaliser sur le récepteur qui se trouve au sommet de la tour. Pour se faire, les héliostats doivent suivre la trajectoire du soleil au cours de la journée pour concentrer le maximum de rayons solaires. La distance la plus éloignée qu'un héliostat peut être éloigné de la tour est d'environ 1000 mètres [23].



**Figure II 13** : Réflexion des rayons solaires [25].

Le fluide caloporteur circule dans le récepteur, chauffé par les rayons, coule ensuite dans un réservoir thermique de stockage. Celui-ci transfère son énergie à un circuit d'eau. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Mais surtout, elles peuvent fonctionner nuit et jour, car elles stockent l'énergie sous forme de chaleur dans un mélange de sels fondus (il est plus facile de stocker la chaleur que de l'électricité). Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique ( $2,4 \text{ joule}/^{\circ}\text{C}/\text{cm}^3$ , à comparer aux  $4,18$  de l'eau) [23].



**Figure II 14** : Système de fonctionnement d'une centrale solaire à tour [25].

## **IV.2. Le système de stockage : [21]**

Un système de stockage d'énergie thermique est composé de trois éléments principaux : un principe de stockage, un mécanisme de transfert d'énergie et un système de confinement.

Le principe de stockage d'énergie stock de l'énergie sous forme de chaleur sensible, latente ou thermochimique. Le mécanisme de transfert d'énergie a pour but de charger et décharger la chaleur du système de stockage de manière efficace. Le système de confinement permet de maintenir les deux premiers composants et de les isoler de l'extérieur.

L'intégration d'un système de stockage thermique au sien d'une centrale CSP permet de répondre à différentes utilisations de la variation journalière du rayonnement solaire et du profil de la demande. En effet, les tarifs d'électricité peuvent varier durant la journée, la semaine ou l'année.

Le but de stockage est de maximiser la période de fonctionnement de la centrale, sa capacité varie généralement entre 3 et 15 heures de fonctionnement.

### **IV.2.1. Méthodes de stockage de l'énergie thermique :**

Le stockage de l'énergie thermique ou de chaleur est réalisé en exploitant des phénomènes induits au sein du matériau de stockage. L'énergie thermique est stockée dans les matériaux qui sont classés selon la méthode par laquelle ils stockent l'énergie [21].

Les différentes méthodes de stockage de l'énergie thermique sont :

#### **a. Par voie thermochimique :**

Ces systèmes sont basés sur une réaction thermochimique renversable du matériau de stockage avec un fluide. La réaction thermochimique consomme ou libère de la chaleur par dissociation ou combinaison de deux réactifs. Les réactions solide-gaz sont particulièrement adaptées pour pouvoir facilement séparer et stocker les réactifs sans pertes pour de longues durées [21].

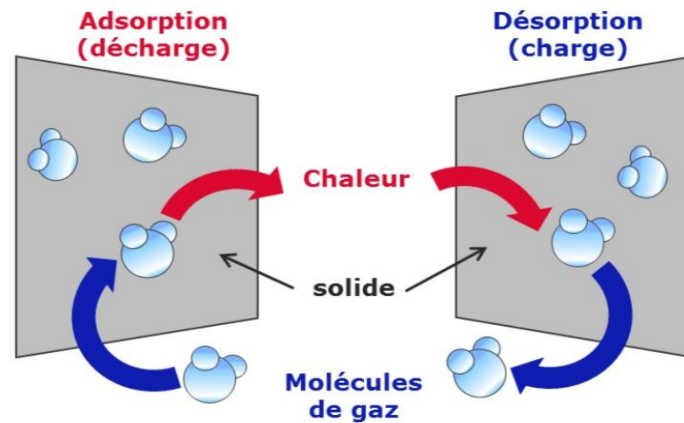


Figure II 15 : Stockage par voie thermo-chimique.

### b. La chaleur latente :

Exploite un changement de phase isotherme à pression constante du matériau de stockage et communément appelé MCP (Matériau à Changement de Phase), en effet, le matériau change d'état physique du solide au liquide et vice versa. Pendant l'étape de fusion sous l'effet de la chaleur, le matériau stocke une certaine énergie, définie par sa chaleur latente de fusion et par sa température constante. Lors d'un processus de stockage en chaleur latente, une grande quantité d'énergie peut être emmagasinée dans une gamme de température réduite autour de la température de changement d'état en utilisant la chaleur émise durant le passage d'un matériau de l'état liquide à l'état solide. Cette solution nécessite l'utilisation d'un fluide caloporteur pour transférer la chaleur de la source à l'unité de stockage. Le MCP subissant des cycles de fusion/solidification, il ne peut être utilisé directement comme fluide de transfert [21].

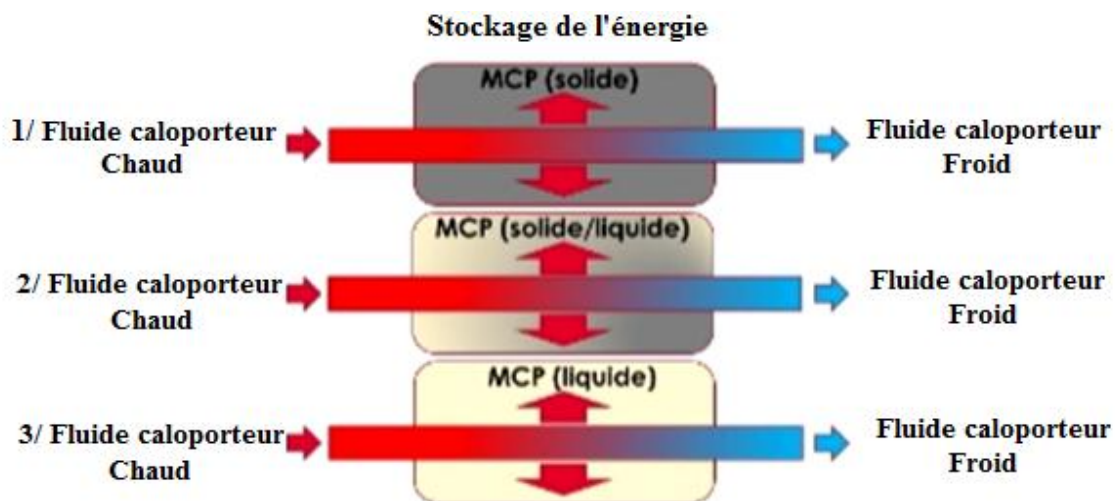


Figure II 16 : Cycle de stockage des MCP.

Lorsqu'un fluide chaud entre en contact (indirect) avec le MCP, le MCP passe de l'état solide à l'état liquide (fusion) captant la chaleur du fluide. A l'inverse si le fluide est froid, le MCP en se solidifiant restitue sa chaleur au fluide caloporteur.

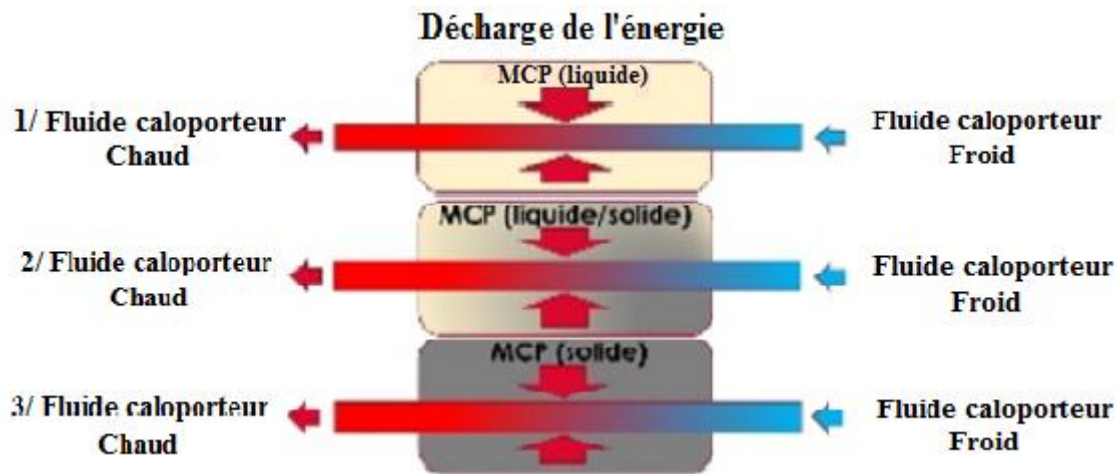


Figure II 17 : Cycle de décharge des MCP.

### c. La chaleur sensible :

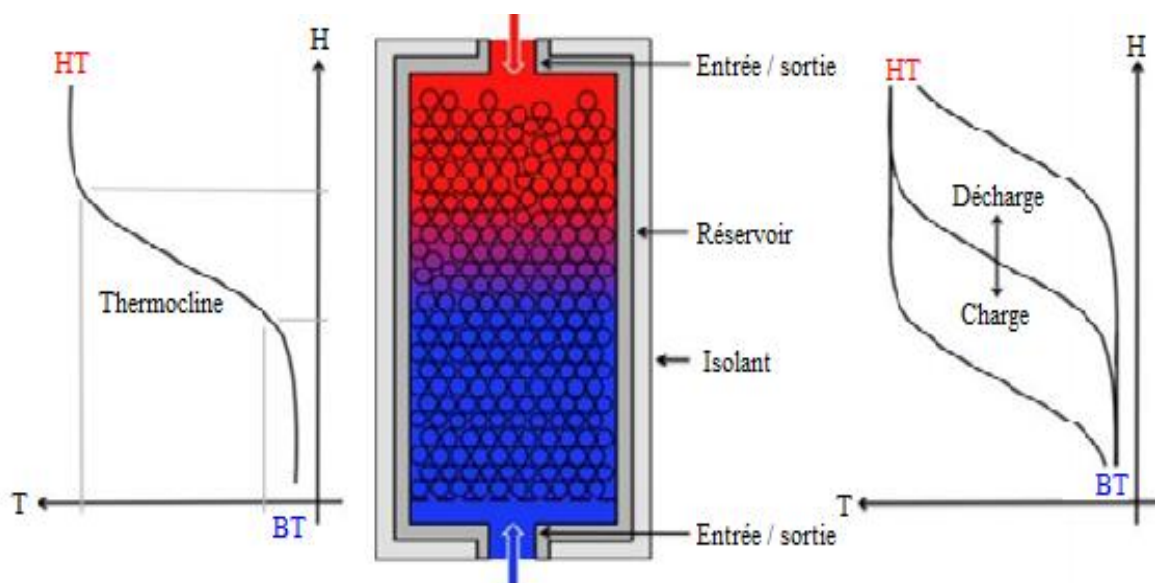
Consiste à utiliser les propriétés calorifiques d'un matériau avec uniquement un simple changement de température de celui-ci sans changement de phase. La quantité d'énergie stockée dépend de la chaleur spécifique du corps, de l'écart de température qu'il subit et de la quantité de matière présente. Ce type de stockage est donc efficace dans le cas de systèmes fonctionnant dans de larges intervalles de température. Dans le domaine du solaire à concentration, le stockage par chaleur sensible est réalisé à l'aide d'un milieu solide ou liquide. Pour le stockage thermique, les milieux solides sont généralement constitués de lits de roche ou de modules composés de béton ou de céramiques et nécessitent dans tous les cas un fluide de transfert. Le fluide caloporteur permettra de charger et décharger l'énergie dans le matériau de stockage solide [21].

Dans le cas des centrales CSP, les fluides couramment présents sont les huiles thermiques et les sels fondus.

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

➤ **Système à un seul réservoir (thermocline) :**

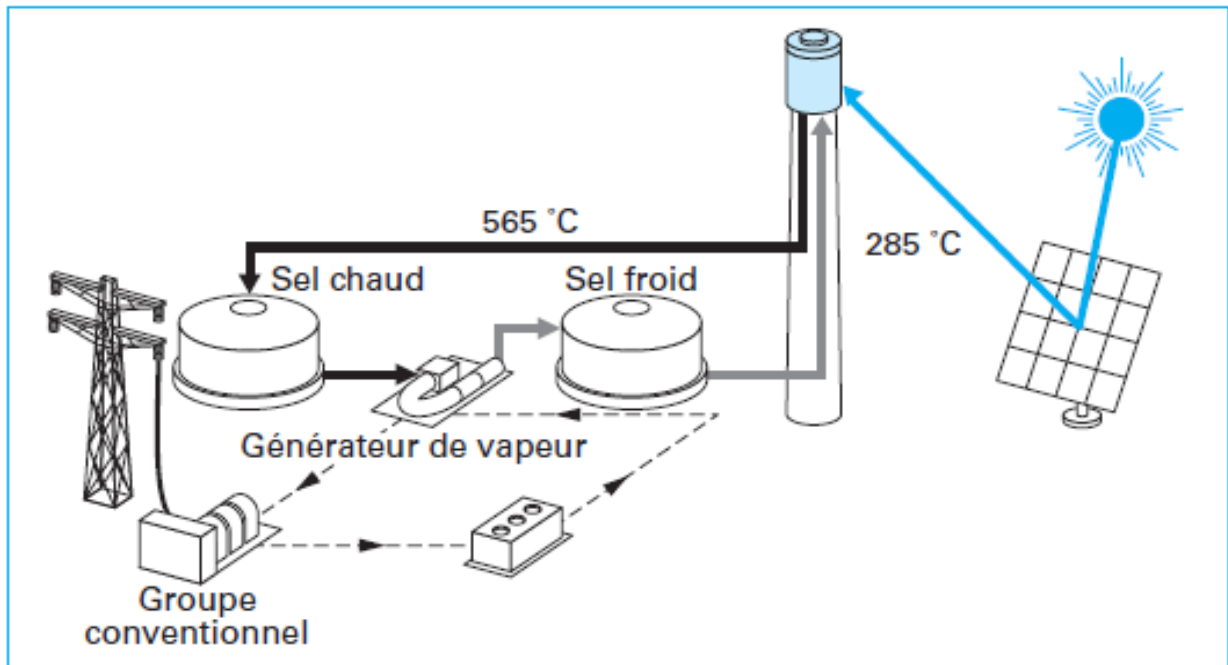
Le système de stockage thermocline comme le stockage à deux réservoirs, peut fonctionner de manière directe ou indirecte. Utilisant un réservoir unique, le stockage thermique utilise un gradient thermique pour séparer la zone chaude HT de la zone froide BT. Pouvant représenter jusqu'à un tiers de la hauteur du réservoir, la zone dite « thermocline » se déplace axialement suivant les phases de charge ou de décharge. Le système de stockage est composé d'un réservoir isolé avec des orifices d'alimentation sur la partie supérieure et inférieure. Des diffuseurs, aux deux extrémités, permettent de conserver la stratification (le fluide chaud flotte sur le fluide froid) existante dans le réservoir et évitent ainsi les mélanges. Pour charger le système, le fluide chaud à une température HT est introduit dans la partie supérieure du réservoir, s'écoule vers le bas à travers le lit de roche et le fluide froid s'évacue à travers le diffuseur de la partie inférieure. Durant cette étape, le fluide chaud permet d'élever la température des matériaux de stockage de BT jusqu'à une température HT. Durant le déstockage du système, le sens de circulation du fluide est inversé et le fluide froid BT entre par la partie inférieure. Ce fluide est chauffé au fur et à mesure de sa circulation à travers les particules solides initialement à température HT. Durant ces phases de charge et de décharge, la zone thermocline va se déplacer jusqu'à sortir du réservoir [21].



**Figure II 18** : Principe de fonctionnement du stockage thermocline.

### ➤ Système à deux réservoirs :

Ce type de stockage est le plus classiquement utilisé, le système emploie deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du fluide en circulation. Dans ce cas l'un des bacs contient le fluide « froid » (aux alentours de 250°C) et l'autre fluide chaud. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud [21].

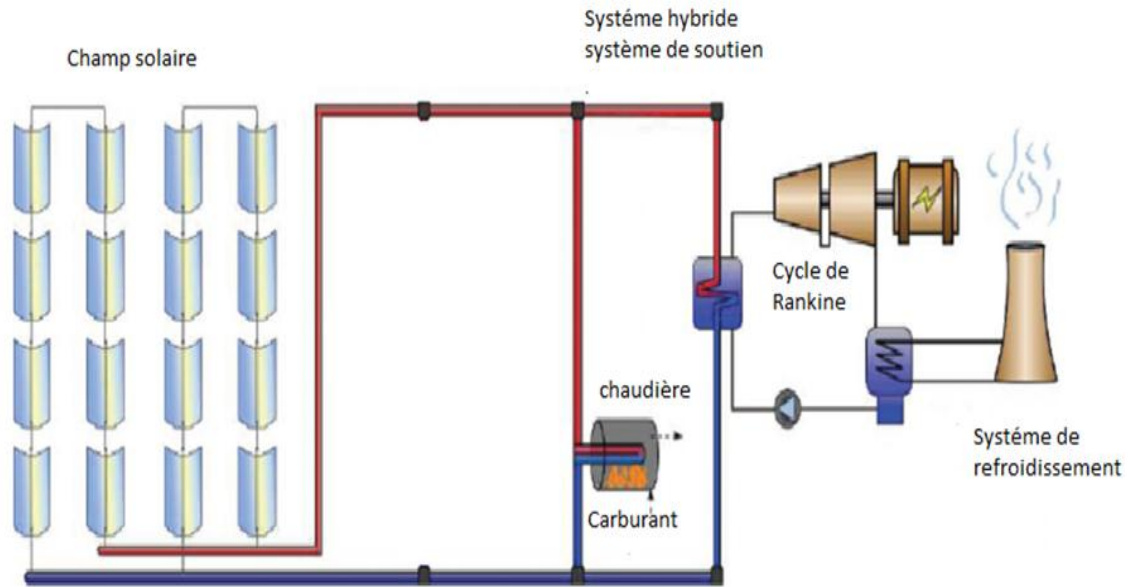


**Figure II 19** : Schéma d'un système à deux réservoirs [25].

### IV.3. Le système hybride :

#### IV.3.1. Hybridation des centrales solaires à tour (le cycle hybride de vapeur) :

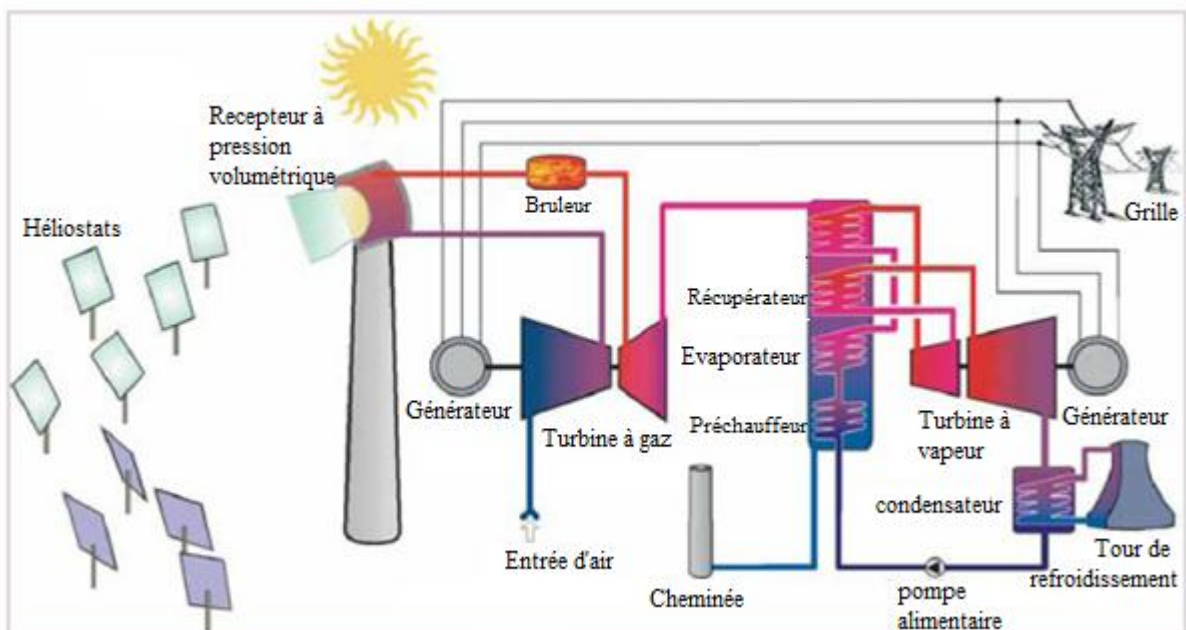
L'hybridation sert à intégrer une chaudière à gaz pour compenser l'énergie nécessaire de fonctionnement de la turbine. La quantité maximale d'hybridation autorisée est choisie en tant que fraction de la puissance thermique projetée qui doit être fournie au HTF pour générer la puissance brute nominale. Cette technologie permet d'assurer une continuité de fonctionnement des centrales CSP et de réduire la surface de champ solaire.



**Figure II 20** : Le cycle hybride de vapeur dans les capteurs cylindro-paraboliques.

#### IV.3.2. Hybridation de la partie thermodynamique (cycle combiné) :

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. De tels systèmes pourraient atteindre un rendement de 35 % et un rendement annuel solaire-électrique de 25%. Les développements effectués dans les récepteurs volumétriques à air permettent de réchauffer directement l'air dans la tour solaire, à des températures dépassant 800°C [23].



**Figure II 21** : Schéma d'une installation d'une centrale à tour avec un cycle combiné.

**V. Conclusion :**

Les centrales à tour solaire sont les technologies les plus prometteuses pour générer de la chaleur puis de l'électricité à grande échelle. Elles représentent une source d'énergie inépuisable et abondante, permettent de valoriser des zones désertiques, elles ne contiennent pas de combustible et puis ne produisent pas d'émission polluante. D'un autre côté, ces technologies nécessitent un bon entretien qui les rendent plus coûteuses.

# **Chapitre III**

**Modélisation et simulation de la  
centrale solaire à tour**

## **Partie I : Modélisation du système optique et thermique de la centrale solaire à tour.**

### **I. Introduction :**

Le but de cette partie est l'évaluation des paramètres radiométriques pour trois sites en Algérie (Ghardaïa, Alger et Tamanrasset) ainsi que la modélisation du système optique et thermique de la centrale à tour solaire afin de comparer les différents paramètres radiométriques importants qui nous permettront de sélectionner le site le mieux adéquat pour l'implantations de la tour solaire.

### **II. Evaluation des paramètres radiométriques pour les trois sites (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset) :**

Pour évaluer les paramètres radiométriques des trois sites en Algérie, on a utilisé un algorithme de calcul développé sous MATLAB qui nous permet de calculer et d'afficher les courbes des paramètres choisis, pour définir le site le mieux adapté pour une tour solaire avec un meilleur rendement, ci-dessous les équations des paramètres utilisés :

- La déclinaison solaire :

$$\delta = 23.45 \times \sin(\text{cor} \times 360 \times (284 + N) / 365)$$

Avec :

Nj: nombre de jour.

cor : transformation des coordonnées de degré en radiant.

$$\text{cor} = 3,14159 / 180 = 0,01745$$

- angle horaire :

$$\omega = \left( \frac{180}{3,14159} \right) \times \left( \frac{1}{15} \right) \times \arccos(\tan(\text{cor} \times \text{phi}) \times \tan(\text{cor} \times \delta))$$

- Hauteur max:

$$h_{\max} = 90 - (\text{phi} - \delta)$$

- Durée du jour:

$$d_j = 2 \times \omega$$

- Correction de ET :

$$Cs = 1367 \times (1 + 0,034 \times \cos(\text{cor} \times \left(\frac{360}{365}\right) \times (N - 2)))$$

- Azimuth:

$$A = \left(\frac{1}{\text{cor}}\right) \times \arccos\left(\frac{\cos(\text{cor} \times \delta) \times \sin(\text{cor} \times \omega)}{\cos(\text{cor} \times h)}\right)$$

- Hauteur du soleil:

$$h = \left(\frac{1}{\text{cor}}\right) \times \arcsin(\cos(\text{cor} \times \text{phi}) \times \cos(\text{cor} \times \omega) \times \cos(\text{cor} \times \delta)) + \sin(\text{cor} \times \text{phi}) \times \sin(\text{cor} \times \delta)$$

Angle d'incidence:

$$\theta i = \left(\frac{1}{\text{cor}}\right) \times \arccos(\sin(\text{cor} \times h) \times \cos(\text{cor} \times \text{phi}) + \cos(\text{cor} \times h) \times \cos(\text{cor} \times A) \times \sin(\text{cor} \times \text{phi}))$$

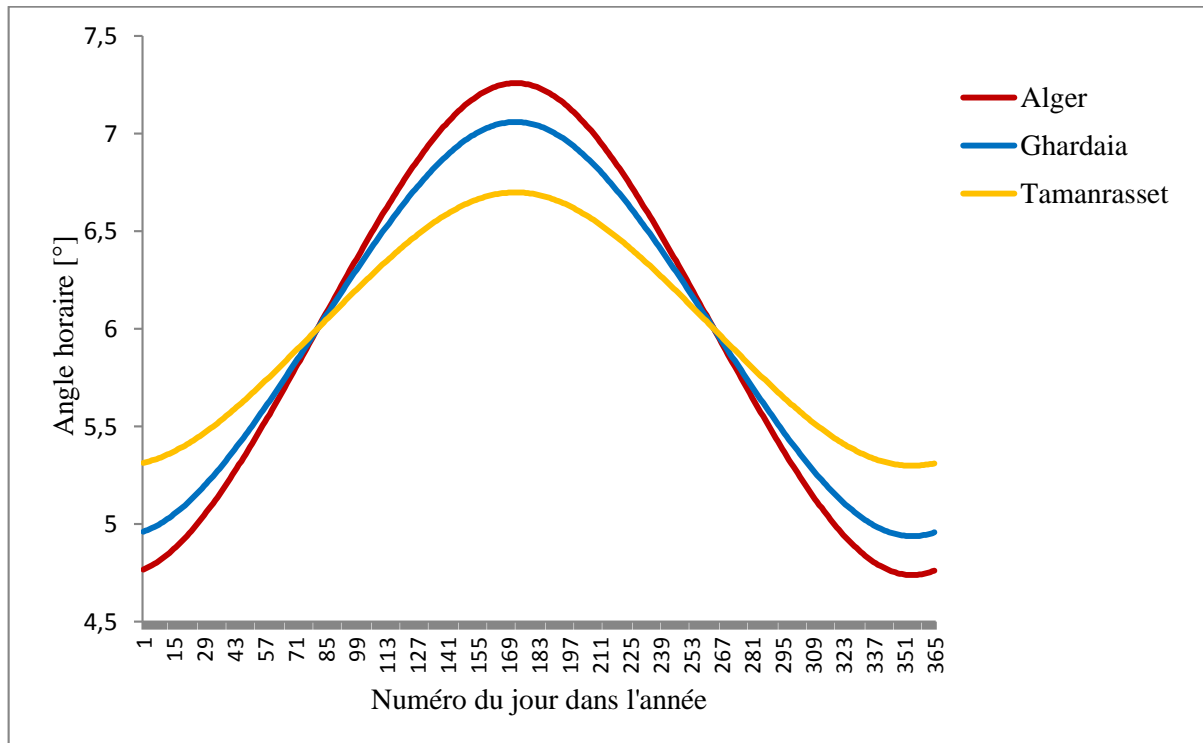
### II.1. les coordonnées géographiques des trois sites:

**Tableau III 1:** Les coordonnées de chaque site

	Alger	Ghardaïa	Tamanrasset
Latitude (°)	36,75	32,29	22,78
Longitude (°)	3	3,40	5,52

## II.2. Comparaison des paramètres radiométriques pour les trois sites :

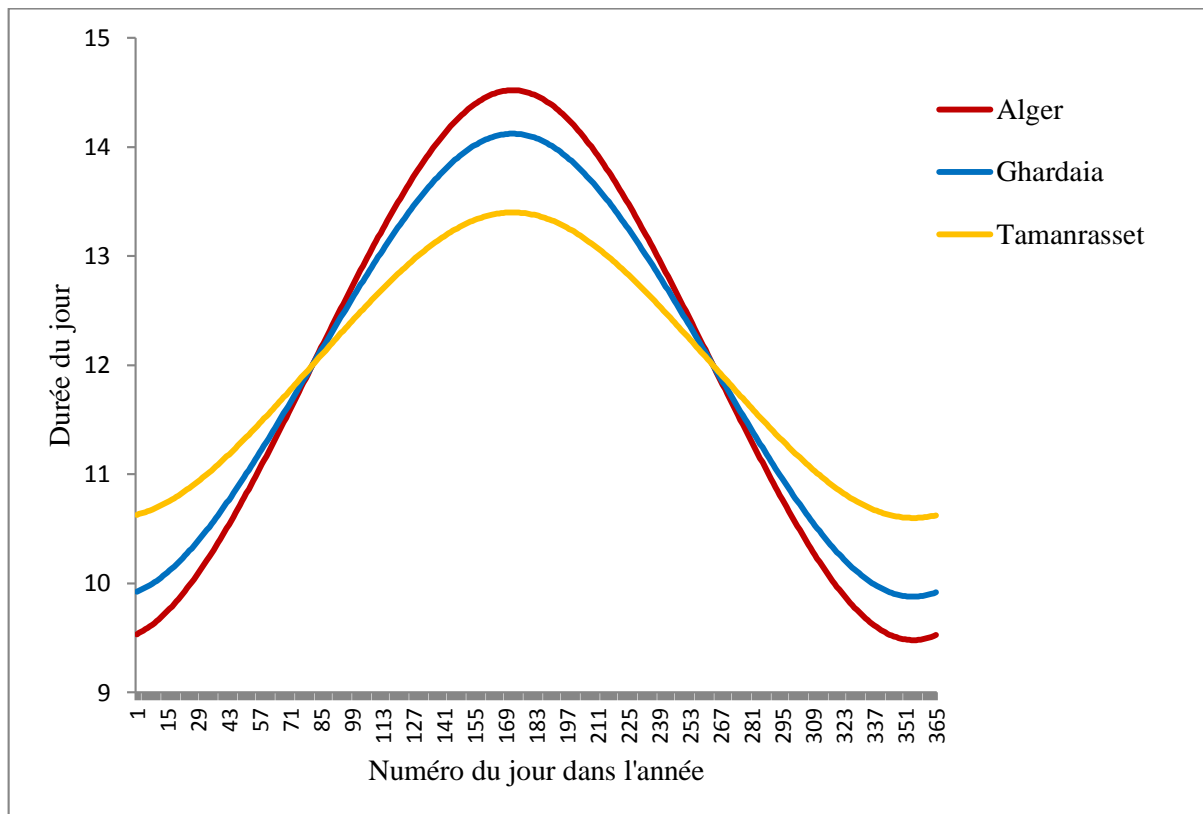
### II.2.1. Angle horaire :



**Figure III 1:** Angle horaire.

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). Au début d'année l'angle horaire de chaque site est au minimum d'où l'angle horaire d'Alger a la plus basse valeur avec  $4,75^\circ$ , Ghardaïa la suit avec  $4,95^\circ$  et puis Tamanrasset avec  $5,3^\circ$ . Avec le passage des jours la valeur de l'angle horaire des trois sites augmente progressivement jusqu'à arriver à une valeur maximale de chaque site au 172<sup>ème</sup> jour, Alger a  $7,3^\circ$ , Ghardaïa à  $7,9^\circ$  et Tamanrasset à  $6,6^\circ$ . Après le 175<sup>ème</sup> jour la valeur de l'angle horaire commence à avoir des valeurs décroissantes jour après jour jusqu'au fin d'année ou ces valeurs atteignent leurs valeurs minimales initiales à nouveau.

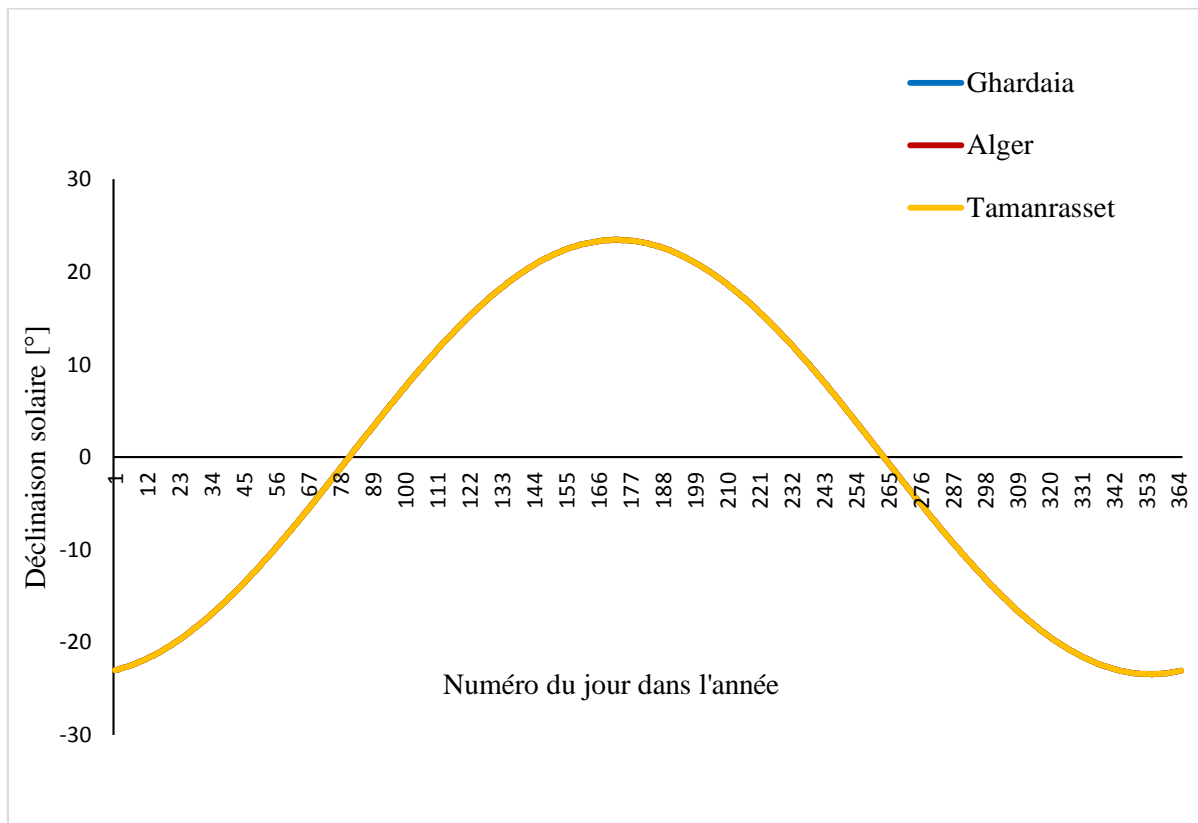
### II.2.2. Durée du jour :



**Figure III 2:** Durée du jour.

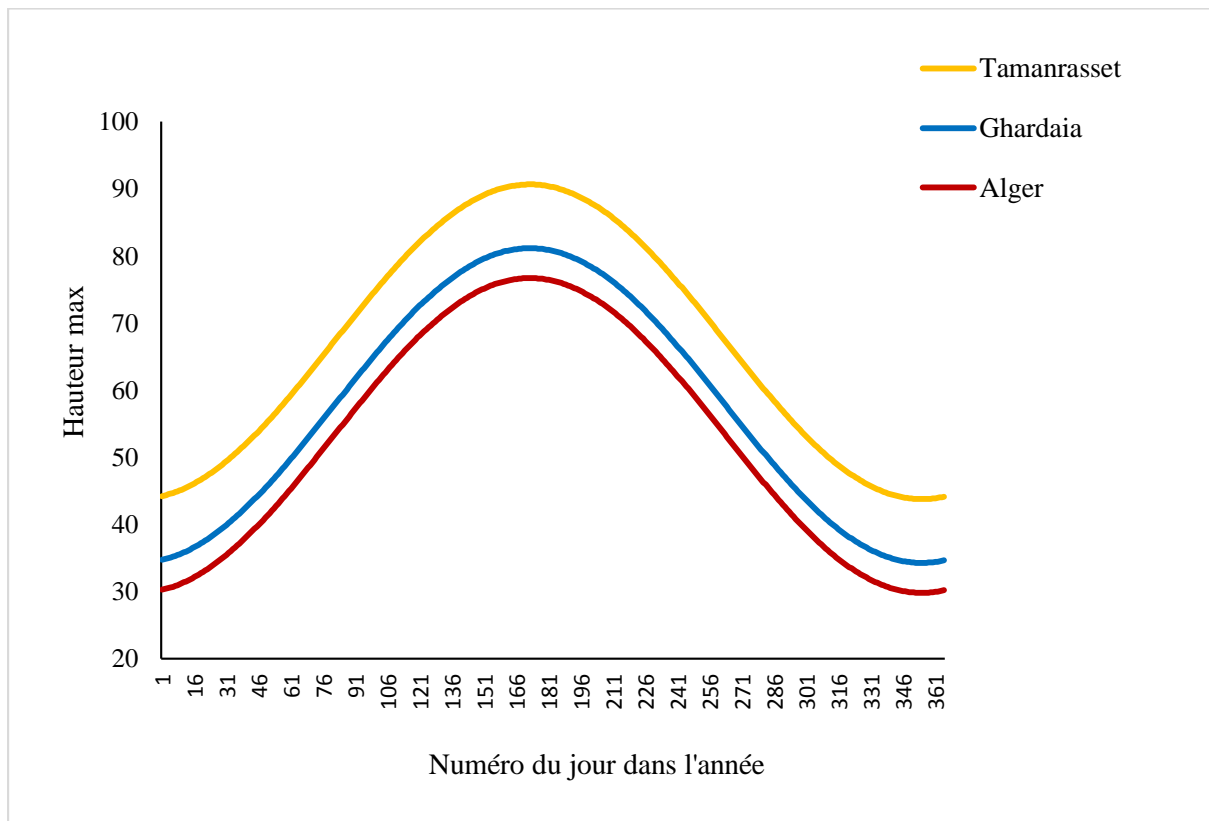
Cette figure représente l'évolution de la durée du jour (en heure) en fonction de numéro du jour dans l'année sur les trois sites en cours d'étude (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset). Au début d'année, la durée du jour est au minimal sur les trois sites, 9h30 à Alger, 9h55 à Ghardaïa et 10h40 à Tamanrasset, avec le passage des mois, la durée du jour augmente progressivement jusqu'à atteindre ses valeurs maximales au 172<sup>ème</sup> jour de 14h40 à Alger, 14h à Ghardaïa et de 13h20 à Tamanrasset. A partir de 22 juin la durée du jour diminue sur chaque site jusqu'à arriver au 21 décembre auquel les valeurs de la durée du jour sont au minimal qui sont les valeurs initiales de début d'année.

### II.2.3. Déclinaison solaire :



**Figure III 3:** Déclinaison solaire.

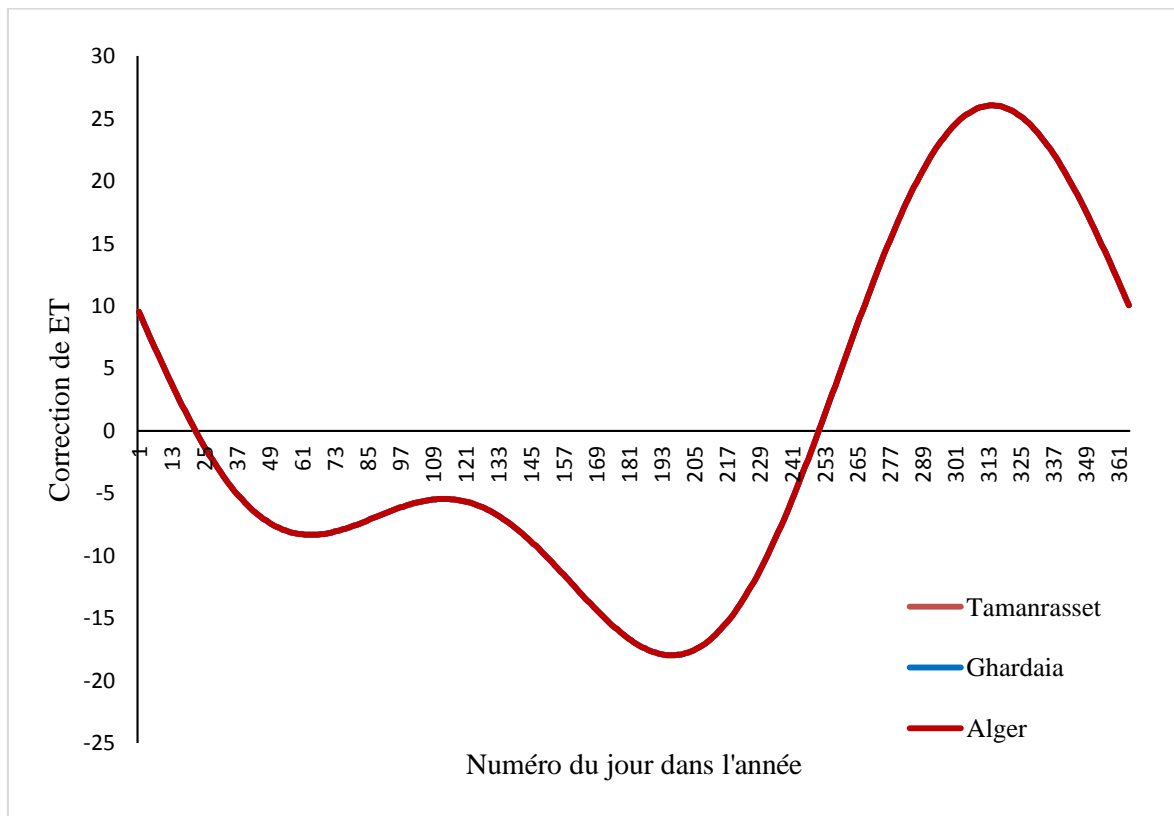
Cette figure représente la déclinaison solaire en fonction du temps (une année), au début d'année on remarque que la déclinaison solaire est à la valeur minimale qui est de  $-24^\circ$  puis elle commence à augmenter progressivement pour les trois sites pour qu'elle atteigne la valeur maximale qui est de  $24^\circ$  au 177<sup>ème</sup> jour. A partir du 190<sup>ème</sup> jour, les courbes diminuent au fil des journées pour atteindre les  $-28^\circ$  pour Alger, Ghardaïa ainsi que Tamanrasset.

**II.2.4. Hauteur max :****Figure III 4:** Hauteur max du soleil.

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).

Au début d'année on remarque que la hauteur max pour Alger est à 30 , Ghardaïa à 33 et 40 à Tamanrasset puis elle augmente progressivement au fur et à mesure des jours pour les trois sites jusqu'à atteindre sa valeur maximale qui est de 75 à Alger, 81 à Ghardaïa et 90 à Tamanrasset pour le 181<sup>ème</sup> jour. Ces valeurs diminuent au fil des jours pour atteindre encore une fois la valeur minimale pour chaque site à la fin de l'année.

### II.2.5. Correction de ET :



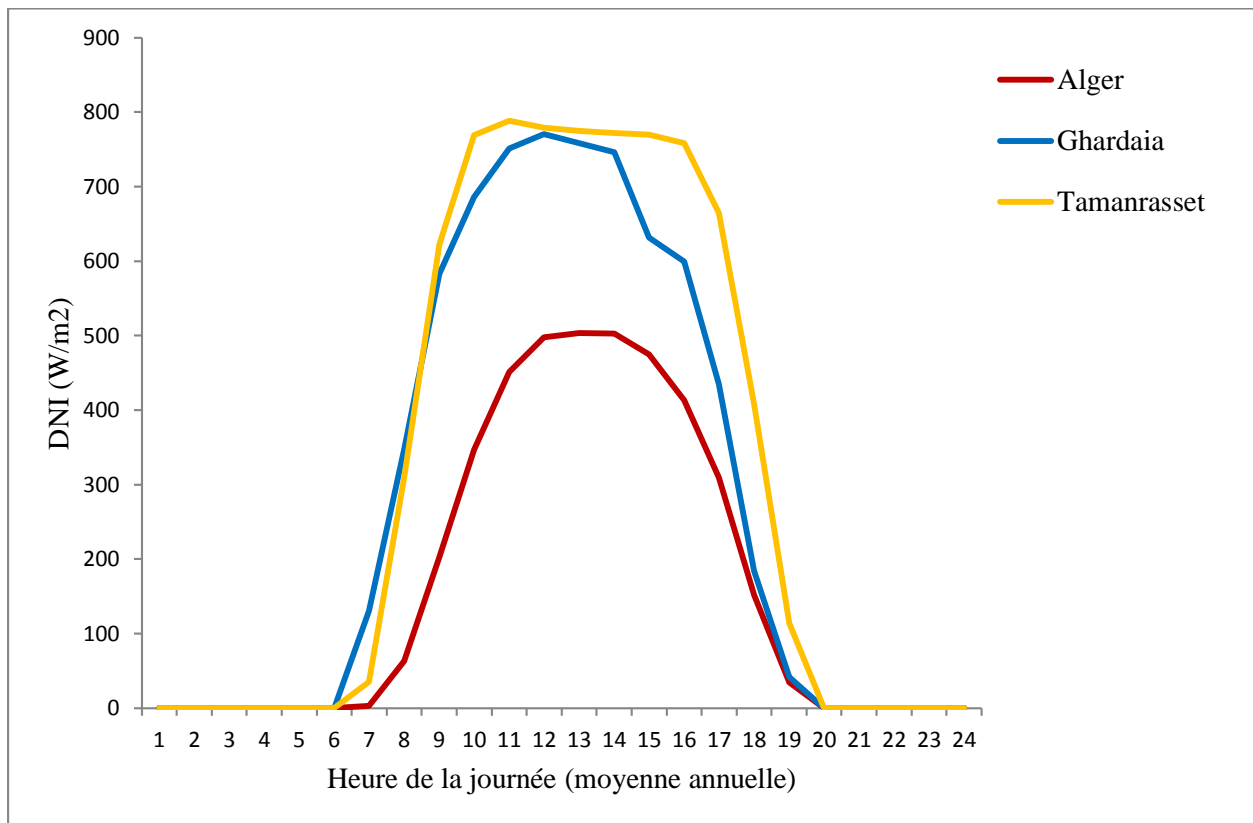
**Figure III 5:** Correction de ET.

Cette figure représente l'évolution de la correction de l'équation du temps en fonction de numéro de jour dans l'année sur les trois sites qu'on a étudié (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset), la valeur de la correction de ET cette fois-ci est la même dans les trois sites.

Donc, au début d'année la correction de ET est à 10, puis sa valeur diminue jusqu'en 63<sup>ème</sup> jour où elle arrive à -8 puis augmente légèrement à -6 au 113<sup>ème</sup> jour de l'année pour qu'elle diminue à nouveau à une valeur minimale qui est -18 au 193<sup>ème</sup> jour pour qu'elle dessine une forte augmentation pour atteindre sa valeur maximale de 26 au 314<sup>ème</sup> jour.

En dernier mois de l'année la valeur de la correction de ET, baisse pour arriver à la valeur initiale de 10 de début d'année.

### II.2.6. Le rayonnement direct sur les trois sites :



**Figure III 6:** Le rayonnement direct des trois sites(DNI).

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).

Au début de la journée les environs de 6h du matin à Tamanrasset et Ghardaïa, et 7h du matin à Alger, nous commençons à enregistrer des valeurs du rayonnement direct, puis ces valeurs suivent un ordre croissant jusqu'à arriver à leurs valeurs maximales de 770 W /m<sup>2</sup> de 9h jusqu'à 17h30 à Tamanrasset, de 745 W /m<sup>2</sup> de 11h jusqu'à 15h30 à Ghardaïa et enfin la valeur de 500 W /m<sup>2</sup> de 12 h30 jusqu'à 15h30 pour le site d'Alger.

A partir de 15h30 les valeurs du rayonnement direct commencent à diminuer pour Ghardaïa et Alger et à partir de 17h30 à Tamanrasset jusqu'à ne plus enregistrer aucun rayonnement à partir de 20h pour les trois sites.

### III. Les pertes de champ d'héliostats :

Lors de la mise en place d'un champ d'héliostats, plusieurs types de pertes doivent être pris en compte. Les pertes optiques, à savoir les pertes en cosinus et les pertes dues à l'ombrage, au blocage, à l'écoulement et à l'atténuation atmosphérique, mais aussi des considérations

techniques, c'est-à-dire la réflectivité du miroir, les défauts de surface du miroir, la précision du suivi, la charge du vent et les oscillations de la tour (dus à la charge du vent) ainsi que le taux de défaillance de l'héliostat [19].

### III.1. Effet cosinus :

La normale à la surface du miroir de l'héliostat n'est pratiquement jamais orientée vers le soleil, sauf les jours de l'année où à midi, la position du soleil est directement derrière le récepteur (dans ce cas, la normale à la surface du miroir de l'héliostat est orientée vers le soleil) l'héliostat particulier serait couvert par l'ombre de la tour. Au cours d'une journée l'orientation de l'héliostat en azimut et en angle zénithal est modifiée toutes les quelques secondes afin de garantir un suivi précis de la trajectoire du soleil. Par conséquent, mathématiquement, la surface effective du miroir est inférieure à la surface réelle du miroir. La réduction de la surface effective du miroir est proportionnelle au cosinus de l'angle d'incidence [19].

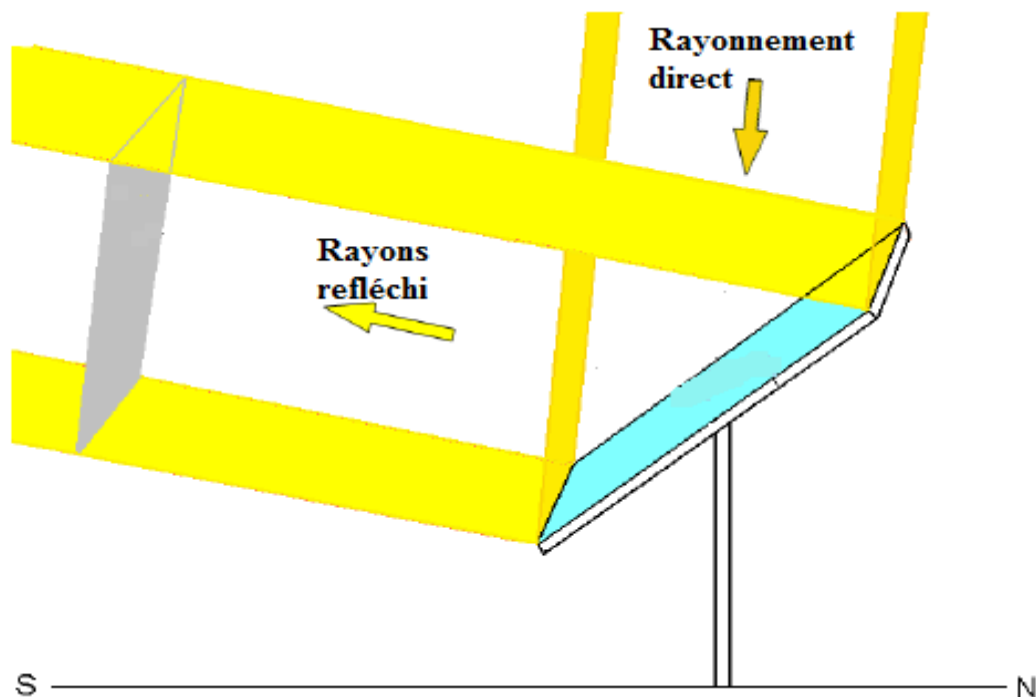


Figure III 7 : Effet cosinus [19].

### III.2. Effet blocage :

Le blocage est un effet qui se produit pour tout héliostat qui a des héliostats voisins devant et latéralement. Le blocage signifie qu'un héliostat arrière ne peut pas réfléchir une partie des rayons lumineux sur la surface du récepteur parce qu'un héliostat avant en bloque une partie, c'est-à-dire qu'une partie de la face arrière de l'héliostat avant est éclairée.

Plus l'angle d'élévation du soleil est faible et plus l'héliostat est éloigné de la tour, plus le blocage est important.

Pour éliminer complètement le blocage, il faut que  $x$  prenne une valeur telle qu'une ligne pour qu'elle puisse être tracée du centre du récepteur à la tangente supérieure du pivot du miroir, puis jusqu'à la tangente inférieure du cercle d'héliostation du miroir [19].

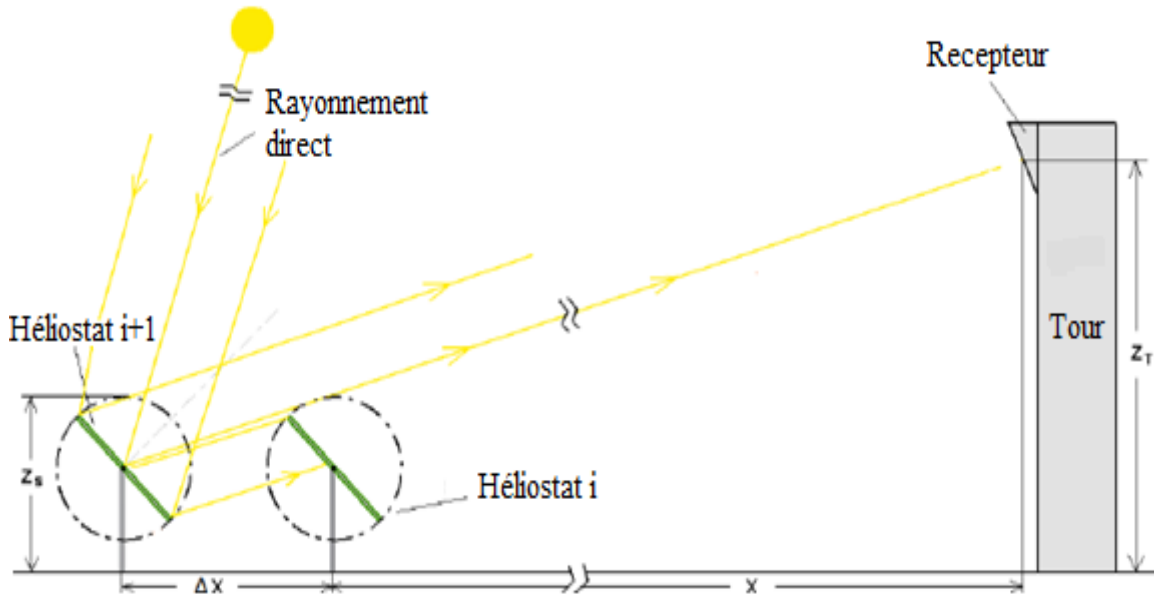


Figure III 8: Effet blocage [19].

### III.3. Effet ombrage :

L'ombrage est similaire au blocage sauf qu'ici un héliostat avant projette une ombre sur l'héliostat derrière ou latéralement derrière lui [19].

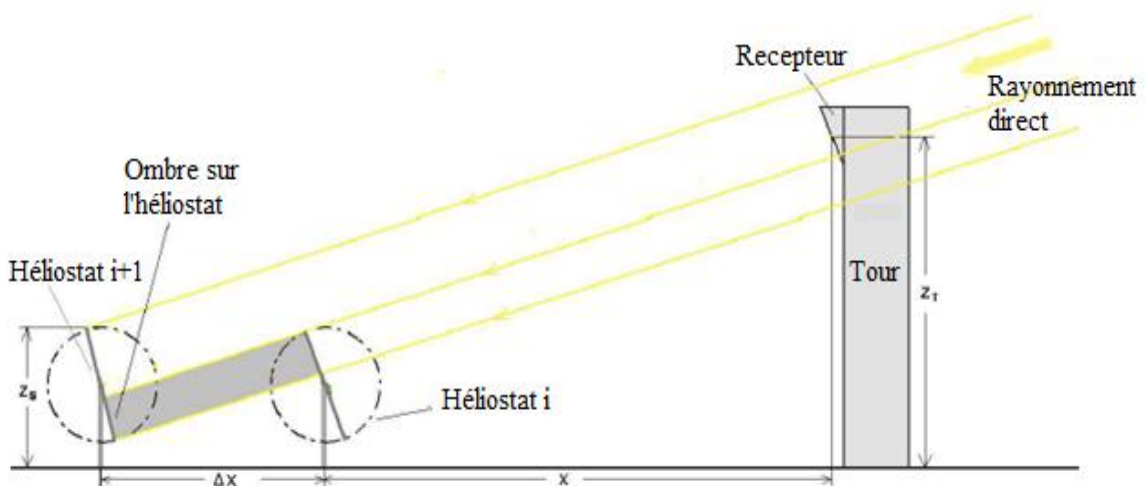


Figure III 9 : Effet ombrage [19].

### III.4. Effet déviation des rayons solaires :

La précision du système de suivi, une partie du rayonnement peut manquer la surface du récepteur - c'est ce qu'on appelle la perte par déversement. Le champ de l'héliostat reflète et dirige l'irradiation normale directe sur la surface du récepteur.

En fonction de facteurs tels que l'angle d'incidence sur le récepteur, la qualité du miroir et la précision du système de suivi, une partie du rayonnement peut manquer la surface du récepteur [19].

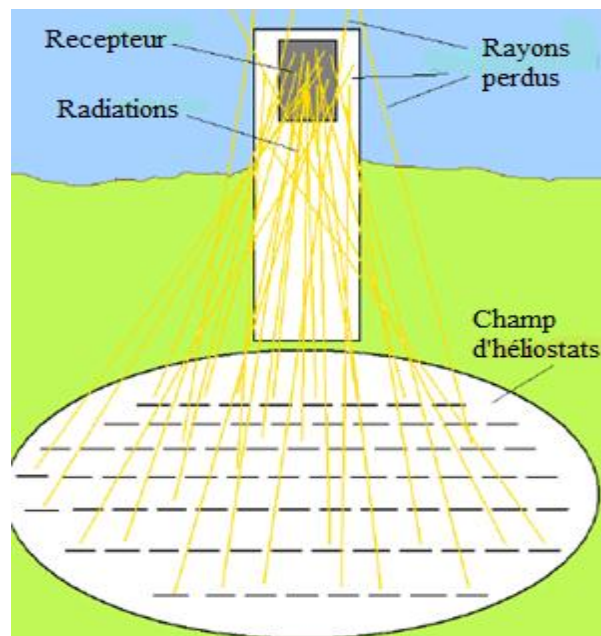


Figure III 10 : Effet déviation des rayons solaires [19].

### III.5. Atténuation atmosphérique :

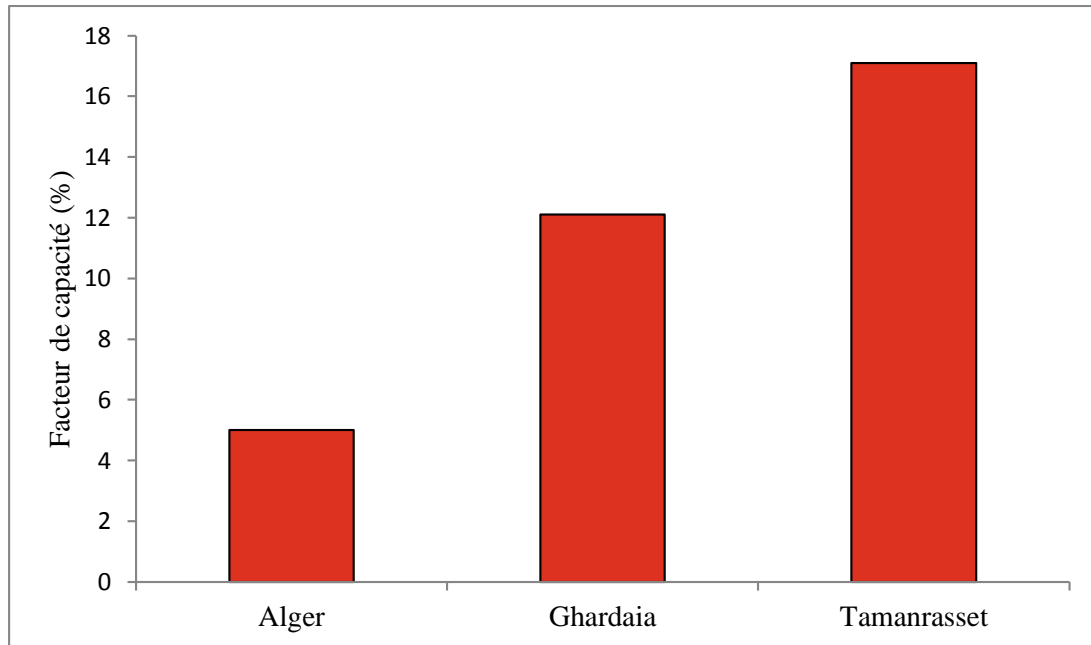
La perte globale due à l'atténuation atmosphérique dépend de la distance entre les héliostats et le récepteur. L'atténuation, quant à elle, est en fonction de la visibilité qui bien sûr peut varier au cours de la journée [19].

## IV. Le facteur de capacité :

Le facteur de capacité est le rapport entre la production électrique prévue 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.

$$C_f = \text{énergie annuelle net (kW/an)} / \text{capacité du système (kW)}$$

- L'énergie annuelle nette est la production électrique annuelle totale au cours de la première année d'exploitation.
- La capacité du système est la capacité nominale du système on utilisant les résultats d'après l'optimisation sur SAM Advisor on obtient le facteur de capacité des trois sites :



**Figure III 11** : Facteur de capacité des trois sites.

Cette figure représente le facteur de capacité en fonction des trois sites (Alger, Ghardaïa, Tamanrasset).

Après l'étude des trois sites, on constate que le facteur de capacité est plus élevé à Tamanrasset avec une valeur de 17,1 %, puis il est suivi de Ghardaïa avec 12,1% et enfin on trouve Alger avec une valeur de 5% ce qui nous a permis de constater que Tamanrasset est le site le plus favorable.

Le facteur de capacité est l'un des éléments technico économiques pour l'implantation pour ce type de centrale (technologie) en Algérie (nord, haut plateaux, sud).

## **V. Modélisation de la partie optique des champs d'héliostats :**

Pour but de modélisation et comparaison de la partie optique des champs d'héliostats sur les trois sites au cours d'étude, nous utilisons le logiciel System Advisor Model (SAM) qui facilite la prise de décision pour les acteurs du secteur des énergies renouvelables qui peut modéliser de nombreux types de systèmes d'en la tour solaire.

Pour l'optimisation et la répartition des héliostats par rapport à la hauteur de la tour, on prend en compte les résultats des calculs optiques raisons de toutes les pertes. La perte optique est due à effets d'ombre et de blocage, effets de cosinus, bien sûr, la réflectivité des miroirs. A cela il faut ajouter une perte liée à la disponibilité des héliostats, à l'atténuation atmosphérique, et enfin au débordement des rayons réfléchis par les héliostats à l'entrée du récepteur. L'efficacité optique du champ d'héliostat dépend de la position du soleil. [19]

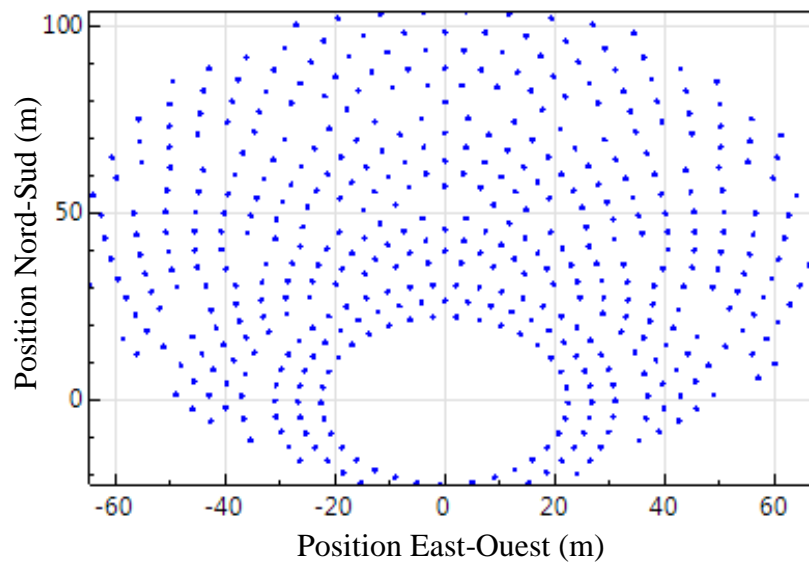
### V.1. Les conditions initiales pour les trois sites sont :

**Tableau III 2:** Les conditions initiales pour les trois sites

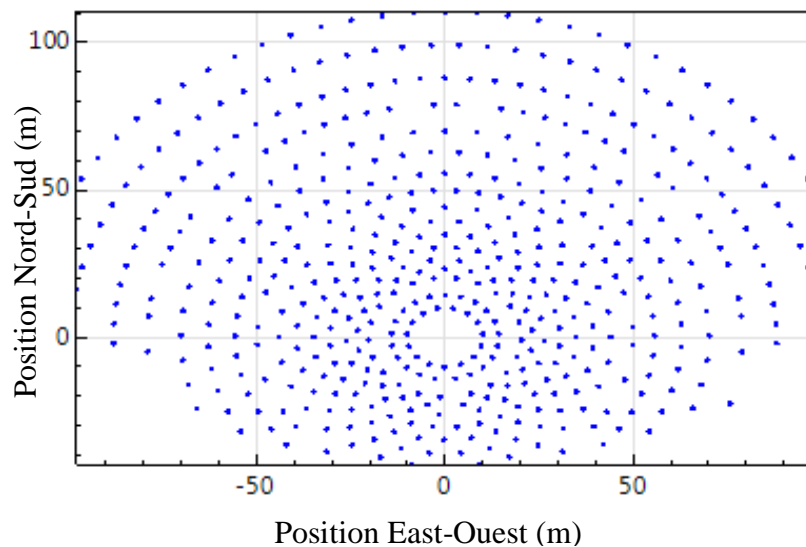
<b>Point de conception DNI</b>	<b>950 W/m<sup>2</sup></b>
<b>Multiple solaire</b>	1
<b>Puissance thermique produite par le récepteur</b>	2 MW
<b>Puissance brute de la turbine de conception</b>	1 MW
<b>Champ héliostat multiple</b>	1
<b>Facteur de conversion brut en net estimé</b>	0,9
<b>Production nette estimée à la conception</b>	1 MW
<b>Efficacité de cycle thermique</b>	0,412
<b>Cycle de puissance thermique</b>	2 MW
<b>Température chaude du HTF</b>	574 °C
<b>Température froide du HTF</b>	290 °C
<b>Stockage</b>	00 heures
<b>Largeur de l'héliostat</b>	3 m
<b>Hauteur de l'héliostat</b>	3 m
<b>Surface de l'héliostat</b>	8,73m <sup>2</sup>
<b>Hauteur de la tour</b>	30m
<b>Hauteur du récepteur</b>	2m
<b>Diamètre du récepteur</b>	1.5m
<b>Puissance thermique généré par l'héliostat</b>	2.4MW
<b>Diamètre extérieur du tube</b>	25mm
<b>Epaisseur de la paroi du tube</b>	1.25mm

## V.2. Comparaison des champs d'héliostats avant et après l'optimisation pour chaque site :

### V.2.1. Site d'Alger :



**Figure III 12** : Position de champ d'héliostat avant l'optimisation.

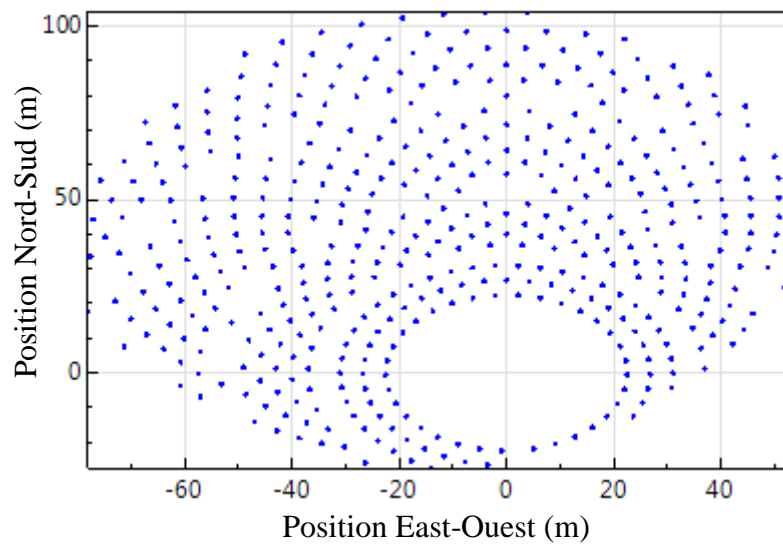


**Figure III 13** : Position de champ d'héliostat après l'optimisation.

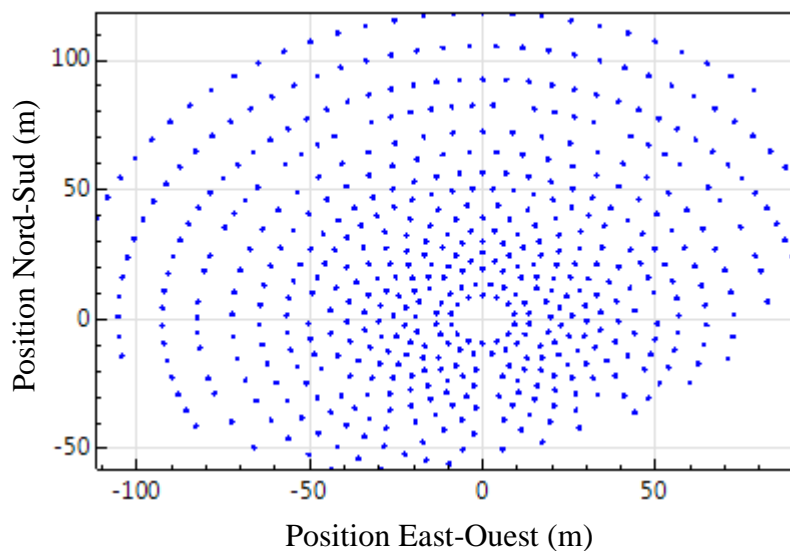
**Tableau III 3** : Comparaison des résultats avant et après l'optimisation.

Objet	Valeurs avant l'optimisation	Valeurs après l'optimisation
Hauteur de récepteur (m)	2	1,56
Diamètre du récepteur (m)	1.5	0,97
Hauteur de la tour (m)	30	13,39
Nombre d'héliostats	454	512

### V.2.2. Site de Ghardaïa :



**Figure III 14** : Position de champ d'héliostat avant l'optimisation.

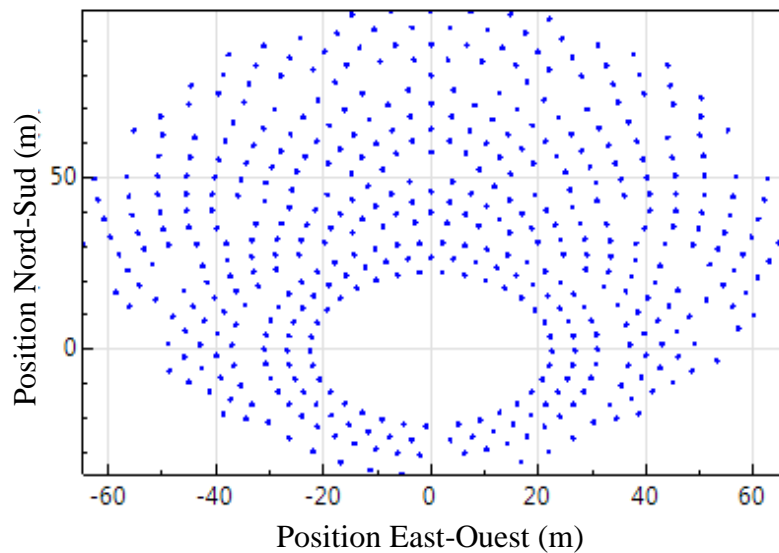


**Figure III 15** : Position de champ d'héliostat après l'optimisation.

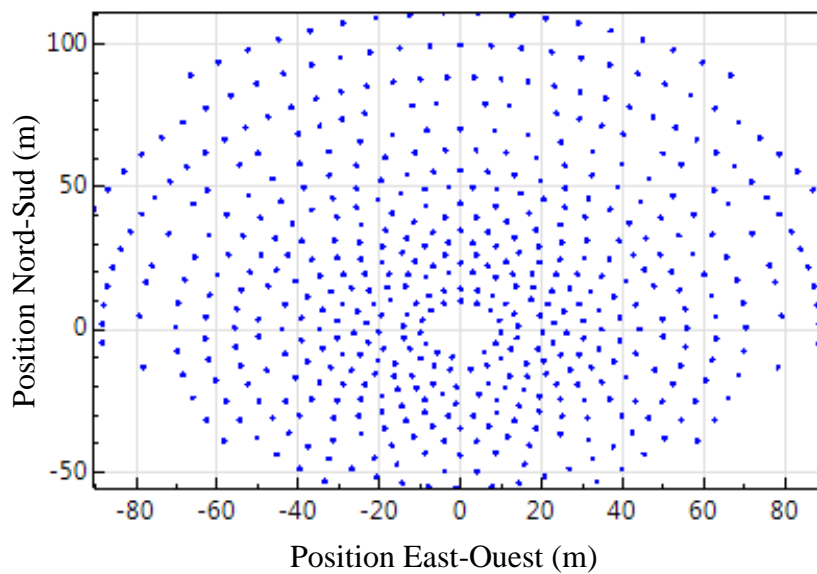
**Tableau III 4** : Comparaison des résultats avant et après l'optimisation.

Objet	Valeurs avant l'optimisation	Valeurs après l'optimisation
Hauteur de récepteur (m)	2	1.64
Diamètre du récepteur (m)	1.5	0.88
Hauteur de la tour (m)	30	12.45
Nombre d'héliostats	454	537

### V.2.3. Site de Tamanrasset



**Figure III 16** : Position de champ d'héliostat avant l'optimisation.



**Figure III 17** : Position de champ d'héliostat après l'optimisation.

**Tableau III 5**: Comparaison des résultats avant et après l'optimisation.

Objet	Valeurs avant l'optimisation	Valeurs après l'optimisation
Hauteur de récepteur (m)	2	1,52
Diamètre du récepteur (m)	1.5	0,97
Hauteur de la tour (m)	30	13,30
Nombre d'héliostats	464	519

Après l'optimisation on remarque la diminution de la hauteur de la tour ainsi que la hauteur et le diamètre du récepteur pour l'ensemble des sites, contrairement au nombre d'héliostats on enregistre une augmentation qui est accompagnée d'un changement dans la disposition des héliostats.

## **VI. Conclusion :**

La disposition des héliostats tient compte de toutes les pertes optiques (effet blocage, effet ombrage, effet cosinus, effet déviation des rayons solaires et l'effet atténuation atmosphérique) qui donne un arrangement optimiser des héliostats en terme de rendement optique en utilisant l'algorithme DELSOL.

## **Partie II : Simulation de la partie optique de la centrale solaire à tour.**

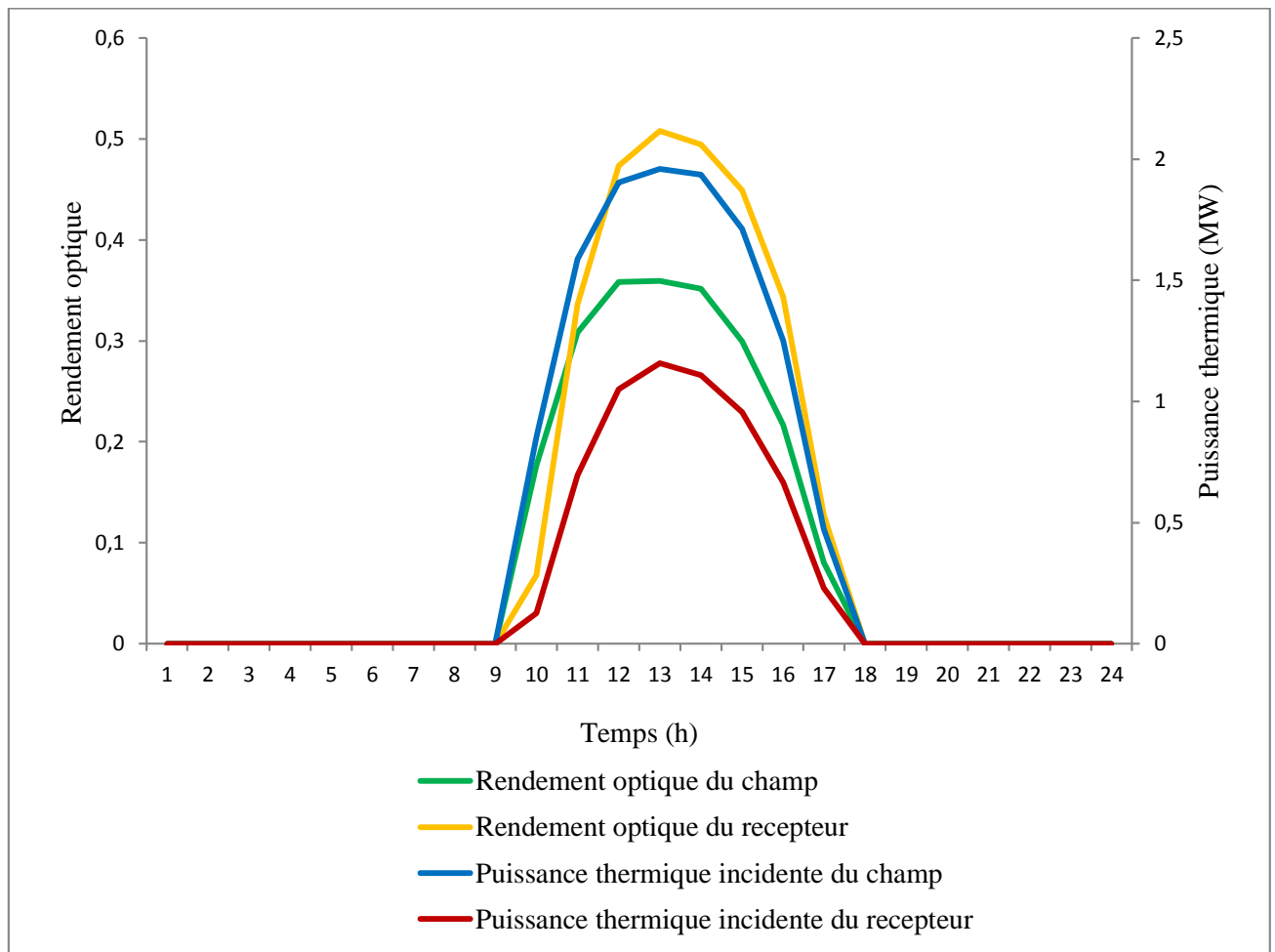
### **I. Introduction :**

Dans cette partie on utilise encore une fois le logiciel Système Advisor Model (SAM) qui nous permettra de simuler la partie optique de la centrale à tour afin d'extraire le meilleur site en fonction du rendement et de la puissance thermique.

### **II. Comparaison des résultats :**

Le rendement optique du champ des héliostats est le produit des plusieurs facteurs liés à la position de chaque héliostat, position du soleil, distance héliostat récepteur, et la qualité de miroir [25].

### II.1. Le site d'Alger :



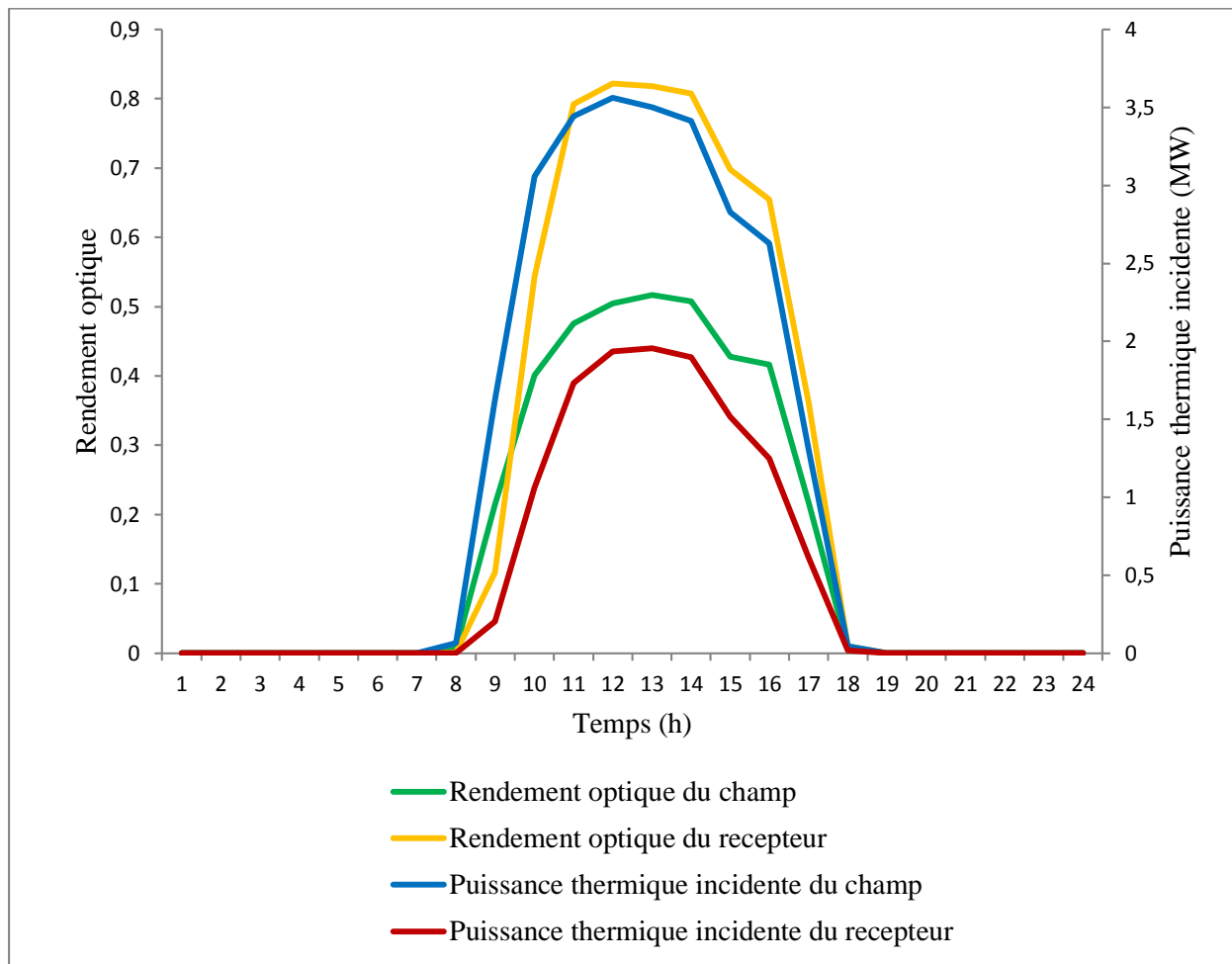
**Figure III 18 :** Rendement optique et puissance thermique incidente de champ et du récepteur sur le site d'Alger.

Cette figure représente les valeurs enregistrées du rendement optique et la puissance thermique (MW) en moyenne annuelle du champ et du récepteur pour le site d'Alger.

L'enregistrement du rendement optique dans ce site commence à partir de 9h, ces valeurs prennent un ordre croissant jusqu'à atteindre leurs valeurs maximale de 0,36 de 12h à 14h pour le rendement optique du champ et la valeur de 0,51 pour le rendement optique de récepteur à 13h, puis ces valeurs diminuent jusqu'à s'annuler à 18h.

L'enregistrement de la puissance incidente dans ce site commence à partir de 9h, on enregistre une augmentation progressive jusqu'à atteindre leurs valeurs maximales de 1,20 MW à 13h pour la puissance thermique incidente du récepteur et la valeur 1,95 MW pour la puissance thermique incidente du champ à 13h, puis ces valeurs diminuent jusqu'à s'annuler à 18h.

## II.2. Le site de Ghardaïa :



**Figure III 19** : Rendement optique et puissance thermique incidente de champ et du récepteur sur le site de Ghardaïa.

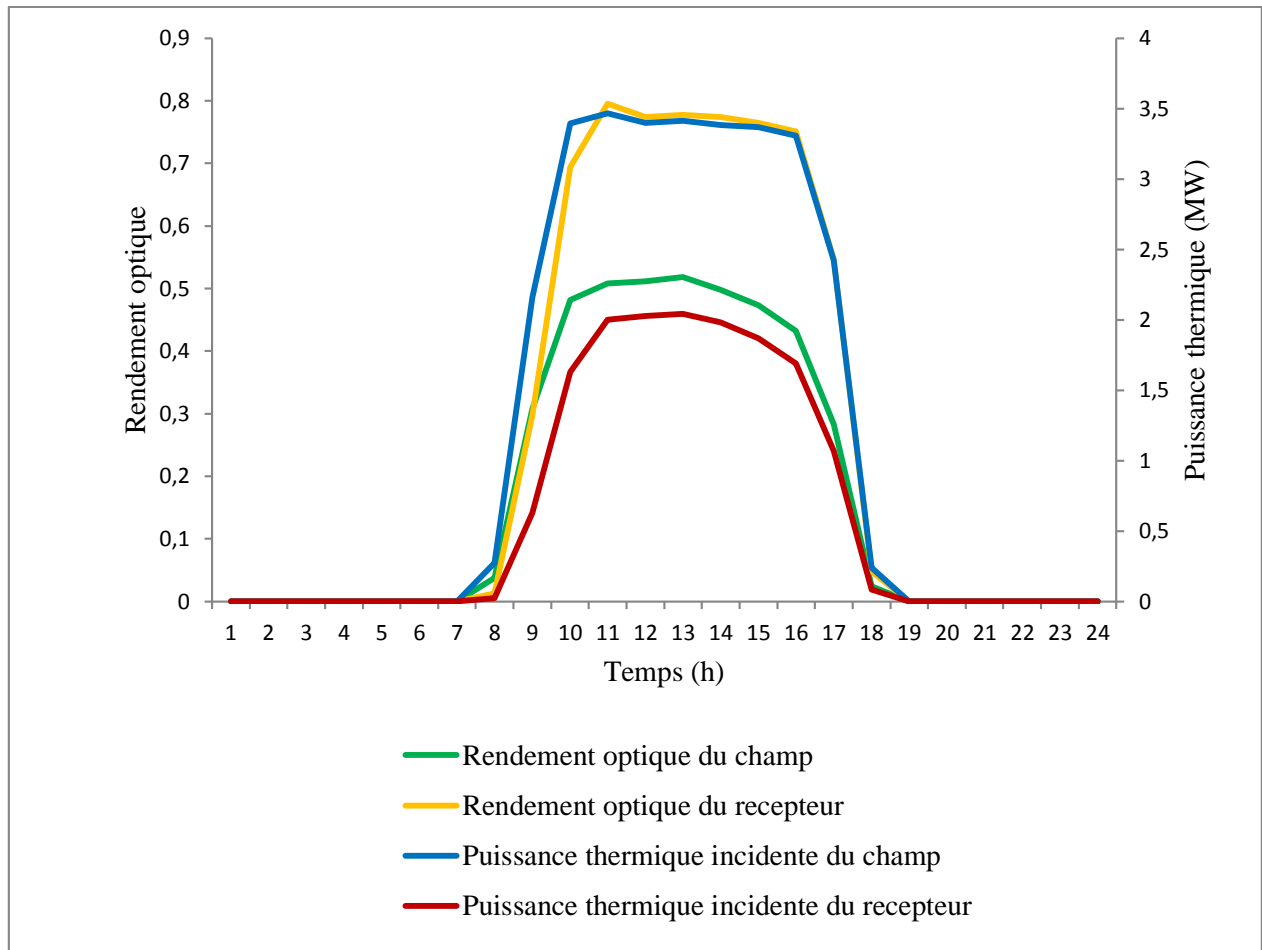
Cette figure représente les valeurs enregistrées du rendement optique et la puissance thermique (MW) en moyenne annuelle du champ et du récepteur pour le site de Ghardaïa.

L'enregistrement de rendement optique dans ce site commence à partir de 7h, les valeurs du rendement optique du champ augmentent progressivement à 8h pour atteindre sa valeur maximale de 0,53 de 11h30 jusqu'à 13h30 et cette valeur commence à diminuer jusqu'à arriver sa valeur minimale de 0 à 18h. On enregistre en parallèle l'augmentation des valeurs du rendement optique du récepteur pour arriver à sa valeur maximale de 0,82 de 10h30 jusqu'à 14h puis elle diminue pour qu'elle s'annule à son tour à la valeur 0 à 18h.

L'enregistrement de la puissance incidente dans ce site commence à partir de 8h, on enregistre une augmentation progressive jusqu'à atteindre leurs valeurs maximales de 1,9 MW de 12h à 14h pour la puissance thermique incidente de récepteur et la valeur 3,5 MW

pour la puissance thermique incidente du champ de 11h30 à 14h, puis ces valeurs diminuent jusqu'à s'annuler à 18h.

### II.3. Le site de Tamanrasset :



**Figure III 20 :** Rendement optique et puissance thermique incidente de champ et du récepteur sur le site de Tamanrasset.

Cette figure représente les valeurs enregistrées du rendement optique et la puissance thermique (MW) en moyenne annuelle du champ et du récepteur pour le site de Tamanrasset.

L'enregistrement du rendement optique dans ce site commence à partir de 7h, ces valeurs prennent un ordre croissant jusqu'à atteindre leurs valeurs maximales de 0,78 de 10h 30 jusqu'à 16h 30 pour le rendement optique du récepteur et la valeur de 0,51 pour le rendement optique du champ de 10h à 14h 30, puis ces valeurs diminuent jusqu'à s'annuler à 19h.

L'enregistrement de la puissance incidente dans ce site commence à partir de 8h, on enregistre une augmentation progressive jusqu'à atteindre leurs valeurs maximales de 2MW de 11h jusqu'à 14h30 pour la puissance thermique incidente de récepteur et la valeur 3,45MW

pour la puissance thermique incidente du champ de 9h30 jusqu'à 16h30h, puis ces valeurs commencent à diminuer jusqu'à s'annuler à 19h.

### **III. Résultats et analyse :**

Après analyse des différents paramètres (optique et thermique) régissant le fonctionnement des miroirs et de l'absorbeur pour les trois sites nous déduisant ce qui suit :

-Le site le mieux favorable en termes de rendement optique maximal calculé est le site de Tamanrasset présentant des valeurs de 0,51 pour le champ optique, et 0,78 pour le récepteur en tenant compte de la durée d'ensoleillement moyenne annuelle.

-Le site le mieux favorable en termes de puissance thermique incidente est le site de Tamanrasset avec une valeur de 3,45MW pour le champ et de 2MW pour le récepteur en tenant compte de la durée d'ensoleillement moyenne annuelle.

- Le site le mieux favorable en termes de facteur de capacité est le site de Tamanrasset avec une valeur de 17,1%.

- Le site le mieux favorable en termes de rayonnement direct est le site de Tamanrasset avec une valeur de 770 W/m<sup>2</sup> sur un intervalle du temps de 9h30 à 15h30.

- Le site le mieux favorable en termes de nombre d'heures d'ensoleillement est le site de Tamanrasset avec une durée moyenne d'ensoleillement de 3500 heures/an.

### **IV. Conclusion :**

Après l'étude et les résultats obtenus on conclut que le site le mieux favorable pour une implantation d'une tour solaire est le site de Tamanrasset.

# **Conclusion générale**

Dans l'optique de la production d'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale.

La centrale à tour solaire fait partie de ces technologies. Elle est constituée de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. L'avantage de cette centrale par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée.

Nous avons réalisé un travail composé de quatre chapitres :

- Un chapitre pour les généralités.
- Un chapitre sur l'étude théorique sur les centrales à tour.
- Un chapitre sur la modélisation de la partie optique et thermique d'une centrale à tour solaire.
- Un chapitre sur la simulation de la partie optique d'une centrale à tour solaire.

Notre objectif à caractère comparatif est de faire une étude sur la centrale solaire à tour sur trois sites en Algérie (Alger, Tamanrasset, Ghardaïa). Pour cela, et moyennant des logiciels de simulation tels que System Advisor Model (SAM) ainsi que MATLAB pour la modélisation et la simulation de la partie optique et thermique de la centrale. Le but est de comparer le rendement des trois sites afin de choisir le site le mieux favorable pour une implantation d'une centrale à tour solaire ici en Algérie. Après l'analyse des différents résultats, on a constaté que le site présentant les meilleures valeurs de rendement optique et de puissance thermique incidente est le site de Tamanrasset.

# **Références bibliographiques**

- [1] : <https://www.techno-science.net/definition/3390.html> 23/09/2021
- [2] : <https://youmatter.world/fr/définition/energies-renouvelables-definition/> 27/09/2021
- [3] : <https://www.lavoisier.fr/livre/environnement/le-gisement-solaire-evaluation-de-la-ressource-energetique/perrin-de-brichambaut/descriptif-9782852061682> 27/09/2021
- [4] : <https://www.springer.com/de/book/9781848001336> 13/10/2021
- [5]:Thèse de doctorat / NAIM Houcine /Etude de gestion d'une mini-centrale solaire et mise au point d'un dispositif automatique de mesures, contrôles et régulation de l'énergie électrique /2015-2016.
- [6] :Dr .SALMI Mohamed Support de cours : Gisement solaire /2015.
- [7]: <https://energieplus-lesite.be/theories/climat8/ensoleillement-d8/> 22/11/2021
- [8]:Yves JANNOT/ Transferts thermiques /Ecoles des mines /Nancy/2014.
- [9]: NREL Solar Cell sets Efficiency Record of 40,8 %, Renewable Energy world, 14 Aout 2008,<http://www.renovableenergyworld.com/rea/news/article/2008/08/nrel-solar-cellsetsefficiencv-record-of-40-8-53334>
- [10]:<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-thermique?amp> 07/11/2021
- [11]:<https://www.mtaterre.fr/dossiers/comment-ca-marche-lenergie-solaire/lenergie-solaire-thermique-pour-produire-de-la-chaleur>
- [12]:<https://genie-alimentaire.com/spip.php?article149>. 24/11/2021
- [13]:<https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Chauffe-eau-solaire.html> 24/11/2021
- [14]:<https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/chauffe-eau-solaire/fonctionnement-chauffe-eau-solaire/> 27/11/2021
- [15]:[http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=solaire\\_thermique\\_%C3%A0\\_concentration](http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=solaire_thermique_%C3%A0_concentration) 29/11/2021
- [16] : Dossier technique de l'ingénieur, l'expertise technique et scientifique de référence, par : Alain FERRIÈRE ; Chargé de recherche au CNRS, Laboratoire Procédés Matériaux Énergie Solaire (PROMES), Ingénieur ESE (École Supérieure d'Électricité)/
- [17] : <https://www.techno-science.net/definition/7180.html> 02/12/2021

- [18] : Thèse doctorat – en Génie Energétique-Ahmed Ridha El Ouederni ; Evaluation du gisement solaire au golfe de Tunis-Application à la faisabilité d'un mini concentrateur solaire parabolique.
- [19]: enerMENA; Advanced CSP teaching Materials; chapter 8 Solar tower Technology.
- [20] : Thomas R. Mancini, “Catalog of Solar Heliostats “, technical report, Juin 2000.
- [21] : Thèse doctorat - Jean-François HOFFMANN/Univ de Perpignan via domitia/ Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclés/03-12-2015.
- [22]: These doctorat / D.Barlev, R.Vidu and p.Stroeve, Innovation in concentrated solar tower energy mater 2011.
- [23] : Quoilin sylvain / Les Centrales Solaires à Concentration / Univ de Liège/ Mai 2007.
- [24] : Thèse doctorat / Univ Abdelhamid Ibn Badis de Moustaghanem//LAISSAOUI Mouhammed Etude et optimisation de l'hybridation solaire des installations des turbines à gaz et turbines à vapeur utilisées pour le dessalement d'eau/2017/2018.
- [25] : Alain FERRIERE/ TECHNIQUES DE L'INGENIEUR/Centrales solaires thermodynamiques / 22-03-2012.
- [26] : Thèse doctorat / CHEKCHEK Basma/ Univ Hadj Lakhdar Batna / Analyse thermodynamique d'une centrale thermique hybride Solaire/Gaz / 2013-2014

# **Annexe**

```

clear

%'Site GHARDAIA : latitude = 32.2927°, longitude = 3.4024°'

cor=3.14159/180;
nj=0;
wlc1=0; wlc2=0; Gj=0; phi=32.2927;

beta=45;
DLS1=zeros(365,1);
fori=1:365

nj=nj+1 ;
k(i)=nj;
decl(i)=23.45*sin(cor*360*(284+nj)/365);
hmax(i)=90-(phi-decl(i));
wl(i)=(180/3.141519)*(1/15)*acos(tan(cor*phi)*tan(cor*decl(i)));
dj(i)=2*wl(i);
bo=(360/365)*(nj-81);
et(i)= 9.87*sin(cor*2*bo)-7.53*cos(cor*bo)-15*sin(cor*bo);
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);

end
xlswrite('declinaison.xls',DLS1,'decl','A2')
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','anglehoraire','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)=23; % 17 JuinNj=168  
% decl(2)=-23.146 % 7 mai Nj=127  
% decl(3)=21.900 % 19 juin Nj=170  
% decl(4)=-15.085 % 25 septembreNj=268  
  
fori=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)))  
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)))  
  
Teta(j)=(1/cor)*acos(sin(cor*h(j))*cos(cor*beta)+cos(cor*h(j))*cos(cor*Az(j)  
) *sin(cor*beta))  
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')  
  
end
```

### **Résumé :**

Ce travail porte l'étude de trois sites en Algérie (Tamanrasset, Alger, Ghardaïa) qui a pour but d'une implantation d'une centrale solaire à tour, il est réalisé en trois chapitres.

L'objectif est d'évaluer et comparer les différents résultats technico-économiques et les performances énergétique afin de choisir le site le mieux adapté à l'implantation et le déploiement de cette technologie.

### **Abstract :**

This work concerns the study of three sites in Algeria (Tamanrasset, Algiers, Ghardaïa) which aims at the implementation of a solar power plant with tower, it is realized in three chapters.

The objective is to evaluate and compare the various technical-economic results and the energy performances in order to choose the most suitable site for the implementation and the deployment of this technology.

### **ملخص:**

يغطي هذا العمل دراسة ثلاثة مواقع في الجزائر (تمنراست، الجزائر العاصمة، غرداية) تهدف إلى إنشاء برج محطة للطاقة الشمسية، ويتم تنفيذه في ثلاثة فصول.

الهدف هو تقييم ومقارنة النتائج التقنية والاقتصادية المختلفة وأداء الطاقة من أجل اختيار الموقع الأنسب لإنشاء ونشر هذه التكنولوجيا.