



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Ahmed Draïa Adrar Faculté
des Sciences et de la Technologie
Département de Sciences de la Matière

MEMOIRE MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Physique

Filière : Physique énergétique

Spécialité : Physique énergétique et énergies renouvelables

Intitulé

Etude, dimensionnement et réalisation d'un
concentrateur
Cylindro-parabolique dans la région d' Adrar

Présenté par :

ABBANE Sara

REGRAGUI Sarah

Devant le jury:

President: Mr. OUMARI Boumediene

M. A.A

Univ. Adrar

Examineur : Mr. MONGAR Hocine

M.R.B

UREMS. Adrar

Encadreur : Mr. Harrouz Abdelkader

M. C. A

Univ. Adrar

Année Universitaire : 2019/2020

Résumé

Le mémoire montre une évaluation de la performance thermique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique dans les conditions climatiques à Adrar. Pour atteindre cet objectif nous avons fait une modélisation des conditions et des variables auxiliaires et gênantes à son travail en équations mathématiques différentielles puis traduites en « MATLAB » en différences finies. Ensuite, comparez-le aux résultats empiriques obtenus en fonction du centre solaire que nous avons créé. Après cela, une comparaison a été faite dans la performance de trois provinces, Adrar, Hassi Massoud et Ghardaïa en utilisant le programme (SAM)

Mots clés : Cylindro-parabolique, Centrales thermiques, Différences finies, Performance

Abstract

The dissertation shows an evaluation of the thermal performance of the solar center of the solar concentration under the climatic conditions of Cylinder parabolic in Adrar. To reach this objective, we made modeling of the conditions and auxiliary and hindering variables to its work in differential mathematical equations and then translated in "MATLAB" in the finite-difference. Then comparing it to the empirical results that were obtained based on the solar center that we made. After this, a comparison was made in the performance of three provinces, Adrar, Hassi Massoud, and Ghardaia using the program (SAM)

Key words: Parabolic trough, Thermal power plants, Finite difference, Performance

الملخص

فيما سيعرض في صفحات هذه المذكرة هو تقييم للأداء الحراري للمركز الشمسي ذو القطع المكافئ الأسطواني تحت الظروف المناخية لمنطقة أدرار حيث قمنا بنمذجة العوامل والمتغيرات المساعدة والمعيقة لوظيفته في شكل معادلات رياضية تفاضلية ومن ثم ترجمتها للغة الماتلاب بطريقة الفروق المنتهية ثم مقارنة النتائج التجريبية المحصل عليها من نموذج المركز الشمسي الذي قمنا بصناعته يلي هذا مقارنة لأداء حقل من SAM المركزات الشمسية في ثلاث ولايات أدرار وحاسي مسعود وغرداية تم اجراء المحاكاة باستخدام برنامج

كلمات البحث: مركزات الطاقة الشمسية، محطات تركيز الطاقة الشمسية، طريقة الفروق المنتهية، الأداء.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

A mon adorable mère qui ont tout sacrifié pour moi

A mon chers Papa qui m'a beaucoup donné

A mes sœurs et frères

A tous mes amis surtout mon binôme Abban sara

A tous mes enseignants du primaire jusqu'à ce jour.

A tous la famille de kacemi et Regragui

Regragui sarah

Dédicace

Je dédie ce travail :

A tous ceux qui m'ont soutenu dans toutes les situations sans attendre rien en retour de ma part : mes honorables parents et mes chers frères ainsi que toute ma famille sans exception.

A mes meilleures amies de scolarité et de vie quotidienne (Sarah Regagui, zahia Slimani, Zohra Benzide)

A ceux qui m'ont appris l'amour de la physique, mon enseignante (Bahri Naima, Larit Noura)

Abbane sara

Remerciements

Louange à Dieu qui nous a bénis et nous a permis de compléter ce mémoire, et comme on dit : ceux qui ne remercient pas les gens ne remercient pas Dieu.

Ce mémoire était le résultat de cinq ans de sérieux travail et d'études universitaire, nous tenons à remercier notre encadreur Dr. Harrouz Abdelkader et Dr. Djamel pour leurs aides et ses directives durant l'encadrement.

Nous remercions tous les professeurs qui nous ont bien formés. Nous citons en particulier les professeurs Dr. Boussakaya Dr. Khaladi Dr. Djerfour Dr. Oumari qui n'ont pas hésiter à sacrifier de leurs temps, de leurs savoir et de leurs expériences pour venir à notre aide à chaque fois que nous les sollicitations.

Nous remercions aussi Dr. Mongar pour sa très bonne hospitalité, grâce à lui le projet a été sauvé, alors qu'on a été au bord du désespoir.

Un spécial remerciement pour notre ami Mr. Yahia Mokhtari pour son aide dans la partie réalisation et nous souhaitons la réussite totale à son entreprise mokh-energie.

On remercie Mr. SMAHI et notre collègue Mr. Chikhi Abdelwahab, nous leurs souhaitons la réussite au doctorat et dans leurs avenir.

Sans la contribution de ses braves gens, ce travail n'aura pas été réalisé. Dieu merci pour ses bénédictions. Nous espérons que notre travail sera utile pour les autres chercheurs et étudiants.

Table des matières

Résumé	
Abstract	
Dédicaces	
Remerciements	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale	
CHAPITRE 01: ETAT DE L'ART SUR LES CONCENTRATEURS SOLAIRES	
1.1	Introduction 2
1.2	Gisement solaire 2
1.2.1	Le Soleil : une source inépuisable d'énergie 2
1.2.2	L'énergie solaire 4
1.2.3	Les formes d'énergie solaire 5
1.3	Solaire thermique 6
1.3.1	Principe de l'effet de serre 6
1.3.2	Les collecteurs thermiques 6
1.3.3	Mouvement du globe terrestre et distance Terre-Soleil 9
1.3.4	Rayonnement solaire 14
1.4	La technologie CSP 17
1.4.1	Principe du solaire thermodynamique 18
1.4.2	Les fluides caloporteurs et thermodynamiques 19.
1.4.3	Système de transfert de chaleur et de génération électrique 25
1.4.4.	Les configurations des champs solaires du système cylindro-parabolique 27
1.4.5	L'exploitation de la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques en Algérie... 29
1.5	Conclusion 30
CHAPITRE 02: MODELISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE CYLINDRO- PARABOLIQUE	
II.1	Introduction 31
II.2.	Estimation du rayonnement 31
II.2.1	Estimation du rayonnement direct 31
II.2.2	Estimation du rayonnement diffus 34
II.3.	Etude théorique du concentrateur cylindro parabolique 35
II.3.1	La performance d'un concentrateur cylindro- parabolique 35
II.3.2	Bilan Thermique 38
II.3.3	Différents Mode de Transfert de Chaleur 42
II.4	RESOLUTION NUMERIQUE 46
II.4.1	PRINCIPES DE LA METHODE DES DIFFERENCES FINIES 46
II.4.2	STRUCTURE DE CODE CE CALCUL 49
II.5	CONCLUSION 49
CHAPITRE 03: REALISATION D'UN SYSTEME DE CONCENTRATION CYLINDRO- PARABOLIQUE	

III.1.	Introduction	50
III.2.1	Le réflecteur.....	50
III.2.2	L'absorbeur.....	52
III.2.3	Le système de poursuite.....	53
III.2.4	La turbine a vapeur et l'alternateur.....	55
III.3.	LES INSTRUMENTS DES MESURES	55
III.3.1	Rayonnement solaire.....	55
III.3.2	La température.....	56
III.4	Réception des données.....	58
III.5	CONCLUSION	60

CHAPITRE 04: RÉSULTATS ET DISCUSSION

IV.1.	INTRODUCTION.....	61
IV.2	Validation des modèles.....	61
IV.2.1	La déclinaison solaire.....	61
IV.2.2	les Rayonnement solaire incident.....	62
IV.2.3	la température d'ambiante et du ciel	63
IV.2.4	Température des composants du système	65
IV.2.5	L'évolution de la température du fluide.....	65
IV.2.6	L'évaluation de rendement.....	65
IV.2.7	Evaluation de l'énergie.....	66
IV.3	résultats expérimentaux.....	67
IV.3.1	1ère expériences.....	67
IV.3.2	2ème expérience.....	70
IV.3.3	3ème expérience.....	72
IV.3	Etude comparative	74
IV.4	conclusion.....	74

Chapitre 05: Simulation des performances d'une centrale solaire thermique 100 MW

IIV.1.	Introduction.....	75
IIV.2.	Méthodologie.....	75
IIV.3	Le modèle thermodynamique.....	75
IIV.3.1	Fluide caloporteur.....	75
IIV.3.2	Récepteur du système de capteurs cylindro-paraboliques.....	76
IIV.4.	Description du logiciel (SAM).....	77
IIV.5.	Les paramètre de conception.....	77
IIV.6.	Descriptions des sites.....	78
IIV.7	Etude paramétrique pour les différents sites.....	79
IIV.8.	Conclusion.....	83
	Conclusion générale.....	84

Bibliographie

Annexe 1

Annexe 2

Liste des figures

Chapitre I : Etat de l'art sur les concentrateurs solaires	
Figure (I-1) : Structure du soleil.....	3
Figure (I-2) : Le soleil est à l'origine des énergies renouvelables et d'autres énergies.....	4
Figure (I-3) : L'utilisation directe de l'énergie solaire.....	5
Figure (I-4) : Classification des collecteurs solaires thermiques et leurs applications.....	7
Figure (I-5) : Rayonnement solaire annuel dans le monde	8
Figure (I-6) : L'irradiation globale reçue sur une surface horizontale.	9
Figure (I-7) : Mouvement de rotation de la terre.....	10
Figure (I-8) : Coordonnées terrestres.11	11
Figure (I-9) : La relation entre la hauteur h du Soleil, sa déclinaison δ et la latitude φ	12
Figure (I-10) : Coordonnées horizontales.....	13
Figure (I-11) : Répartition spectrale énergétique.....	14
Figure (I-12) : Composantes du rayonnement solaire.....	15
Figure (I-13) : Photos de la station météorologie (URER/MS)	16
Figure (I-14) : les principaux composants d'une centrale CSP avec stockage.....	17
Figure (I-15) : Les systèmes de concentration de l'énergie solaire.....	18
Figure (I-16) : Le schéma global de la technologie CSP.....	19
Figure (I-17) : Schéma d'une centrale à tour.....	21
Figure (I-18) : Schéma d'un concentrateur solaire parabolique.....	21
Figure (I-19) : Schéma de principe d'un capteur à concentration à lentille de Fresnel.....	22
Figure (I-20) : Capteur cylindro-parabolique de la centrale de Nevada Solar One (USA).....	23
Figure (I-21) : Le c.c.p. fournissant de l'énergie électrique à partir d'énergie thermique	24
Figure (I-22) : Configuration typique d'une centrale à collecteurs Cylindro-parabolique.....	25
Figure (I-23) : Schéma d'une machine motrice à vapeur simple.....	26
Figure (I-24) : Cycles de Clausius-Rankine à vapeur simple.....	27
Figure (I-25) : Les différentes configurations de champs solaires.....	28
Figure (I-26) : champ solaire de Hassi R'mel.....	29

Chapitre II : Modélisation numérique d'un système solaire cylindro- parabolique	
Figure (II-1) mode de transfert de poursuite solaire d'un CCP	32
Figure (II-2) Relation entre le taux de concentration et la température du récepteur	36
Figure (II-3) Montage d'un capteur cylindro- parabolique (a) Suivant l'axe du Monde. (b) Suivant la direction Est-Ouest.....	37
Figure (II-4) Dimensions relatives à un concentrateur cylindro-parabolique.....	38
Figure (II-5) Bilan thermique d'un élément de surface du concentrateur cylindro parabolique.....	39
Figure (II-6) Flux de chaleur échangés dans le CCP.....	39
Figure (II-7) Modèle de résistance thermique.....	40
Figure (II-8) Parcours d'un rayon lors de transmissions et de réflexions successives.....	41
Figure (II.9) Division longitudinale de l'absorbeur.....	47
Chapitre III : Réalisation d'un système de concentration cylindro- parabolique	
Figure (III-1) la tôle galvanisée	50
Figure (III-2) la machine qui fait la courbure	50
Figure (III-3) fixation du support	51
Figure (III-4) fixation de la surface réfléchissante	51
Figure (III-5) tube sous vide	52
Figure (III-6) différents outils utilisés pour fixer le tube	53
Figure (III-7) Image de l'anneau de support du tube récepteur	53
Figure (III-8) Le système de poursuite	54
Figure (III-9) Représentation du système de poursuite	54
Figure (III-10) 10 turbine à vapeur.....	55
Figure (III-11) alternateur	55
Figure (III-12) Image du Pyranomètre utilisé pour mesurer le rayonnement global	55
Figure (III-13) Image du Pyranomètre utilisé pour mesurer le rayonnement diffus avec un boule	55
Figure (III-14) image démontrant les différents types de thermocouples et leurs intervalles	56
Figure (III-15) Image du thermocouple de type « J » utilisé	56
Figure (III-16) L'emplacement des thermocouples	57
Figure (III-17) thermocouple pour la mesure de la température ambiante	57
Figure (III-18) image de l'Hydra Fluke.....	58

Figure (III-19) image d'input module	58
Figure (III-20) Image de l'installation finalisé pour les premières mesures préliminaires	59
Figure (III-21) schéma technique de notre installation	59
Chapitre IV : Résultats et discussion	
Figure (IV-1) Déclinaison solaire.....	61
Figure (IV-2) Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal (09/09/2020).....	62
Figure (IV-3) évaluation de température ambiante et la température de ciel en fonction de temps.....	63
Figure (IV-4) évaluation des températures (Tab, Tf, Tv) en fonction de temps.....	64
Figure (IV-5) évaluation de température de fluide en fonction de longueur.....	65
Figure (IV-6) évaluation de rendement en fonction de rayonnement.....	65
Figure (IV-7) évaluation de l'énergie en fonction de rayonnement.....	66
Figure (IV-8) Le rayonnement direct de la journée (08 septembre 2020).....	68
Figure (IV-9) Résultats obtenus pour Les températures suivant le test (08/09/2020).....	68
Figure (IV-10) Le rendement de la journée 08 septembre 2020.....	69
Figure (IV-11) Le rayonnement direct de la journée (09 septembre 2020.....	70
Figure (IV-12) Résultats obtenus pour les températures suivant le test (09/09/2020).....	71
Figure (IV-13) Le rendement de la journée 09 septembre 2020.....	71
Figure (IV-14) Le rayonnement direct de la journée 10 septembre 2020.....	72
Figure (IV-15) Résultats obtenus pour les températures suivant le test (10/09/2020).....	73
Figure (IV-16) Le rendement de la journée 08 septembre 2020.....	73
Chapitre IIV : Simulation des performances d'une centrale solaire thermique 100 MW	
Figure (IV-1) Schéma de principe d'une centrale thermique solaire à concentration parabolique.....	76
Figure (IV-2) Page de démarrage du logiciel.....	77
Figure (IV-3) Moyennes mensuelles des DNI (rayonnement solaire direct normal).....	79
Figure (IV-4) Moyennes mensuelles de l'énergie produite pour les trois sites	80
Figure (IV-5) la Production annuelle nette d'énergie électrique et la puissance électrique.....	81
Figure (IV-6) le facteur de capacité et Conversion brut-net.....	81
Figure (IV-7) la puissance thermique annuelle produite pour les trois sites.....	82

Liste des tableaux

Chapitre I	
Tableau 1.1: Caractéristiques principales du soleil.....	3
Tableau 2.1: représentative du potentiel solaire en Algérie.....	8
Tableau 2.1: Résumé des différentes techniques.....	30
Chapitre III	
Tableau 3.1 : caractéristiques géométriques du récepteur.....	52
Tableau 3.2 caractéristiques du tube absorbeur.....	53
Chapitre IV	
Tableau 4.1 : mesures de l'irradiation direct et de la température d'entrée et sortie du Concentrateur en fonction du temps durant la journée du : 8/09/2020.....	67
Tableau 4.2 : mesures de l'irradiation direct et de la température d'entrée et sortie du Concentrateur en fonction du temps durant la journée du : 9/09/2020.....	70
Tableau 4.3 : mesures de l'irradiation direct et de la température d'entrée et sortie du Concentrateur en fonction du temps durant la journée du : 10/09/2020.....	72
Chapitre IIV	
Tableau 5.1 Les propriétés de HTF.....	76
Tableau 5.2 les paramètres des sites.....	78
Tableau5.3 représente les déférent paramètres de nos sites.....	82

Liste des abréviations

A	Surface.	[m ²]
A_0	Surface d'ouverture.	[m ²]
A_{he}	Alternance hiver-été.	[-]
az	Azimut du lieu.	[degré]
b	Albédo du sol.	[-]
C	Capacité thermique.	[J/kg K]
C_0	Facteur de concentration.	[-]
d	Distance entre étages.	[m]
D	Diamètre.	[m]
E	Epaisseur.	[m]
F	Distance focale.	[m]
h	Coefficient d'échange thermique.	[W/m ² K]
h_s	Hauteur du soleil.	[degré]
G	Rayonnement solaire global.	[W/m ²]
I_d	Rayonnement solaire direct.	[W/m ²]
I_f	Rayonnement solaire diffus.	[W/m ²]
I_0	Constant solaire.	[W/m ²]
K	Conductivité thermique.	[W/m.K]
K	Angle d'incidence modifié.	[-]
L	Longueur.	[m]
LV	Chaleur latente.	[J/kg]
M	Nombre des couches.	[-]
m	Masse.	[kg]
m_A	Masse atmosphérique.	[-]
\dot{m}_f	Débit massique.	[kg/s]
n	Nombre de jour dans l'année.	[-]
Nu	Nombre de Nusselt.	[-]
P	Pression locale, Pression de vaporisation.	[Pa]
P	Nombre des divisions.	[-]
Pr	Nombre de Prandtl.	[-]
Q	Flux de chaleur.	[W]

r	Rayon de la parabole.	[m]
	Rayon d'ouverture.	[m]
R		
Ra	Nombre de Rayleigh.	[-]
Re	Nombre de Reynolds.	[-]
V	Vitesse.	[m ² /s]
T	Température.	[°C]
T_L	Facteur de trouble atmosphérique de Linke.	[-]
T_{Lf}	Facteur de trouble diffusif.	[-]
TS	Temps solaire vrai.	[s]
V		
t	Temps.	[s]
W	Ouverture du concentrateur.	[m]
W	Puissance nominale de la lampe.	[W]
n		
x	Coordonnée axiale.	[m]
X	Périmètre .	[m]
Z	Altitude.	[m]
	Symbole grec	
A	Absorption.	[-]
α_0	Facteur de transmittivité-absorptivité.	[-]
τ	Transmittivité de l'enveloppe du verre.	[-]
γ	Facteur d'interception.	[-]
ε_0	Correction de la distance terre-soleil.	[-]
ε	Emissivité.	[-]
ρ	Masse volumique.	[kg/m ³]
ρ_0	Réflexion du réflecteur.	[-]
μ	Viscosité Dynamique.	[Pa.s]
φ	Latitude.	[degré]
\emptyset	Angle d'ouverture.	[degré]
\emptyset_r	Angle de parabole.	[degré]
δ	Déclinaison.	[degré]
δ_R	Epaisseur optique de l'atmosphère.	[-]

β	Inclinaison du plan.	[degré]
θ	Angle d'incidence.	[degré]
ω	Angle horaire	[degré]
Ω	Orientation du plan	[degré]
σ	Constant de Stefan-Boltzmann.	[W/m ² K ⁴]
ζ	Facteur de Friction.	[-]
η	Efficacité.	[-]
Δt	Pas de temps.	[s]
Δx	Distance entre nœuds.	[m]

Indices

<i>a</i>	Ambiant.
<i>b</i>	Bassin.
<i>ab</i>	Absorbeur.
<i>air</i>	Air.
<i>c</i>	Convection.
<i>con</i>	Conduction.
<i>car</i>	Caractéristique.
<i>clim</i>	Climatisation.
<i>ch</i>	Chambre.
<i>ciel</i>	Ciel.
<i>diff</i>	Diffusion.
<i>e</i>	Eau, Evaporation.
<i>ext</i>	Extérieur.
<i>eff</i>	Effective.
<i>f</i>	Fluide.
<i>h</i>	Horizontale.
<i>i</i>	Nombre d'étages.
<i>iso</i>	Isolation.
<i>in</i>	Entrée.
<i>int</i>	Intérieur.
<i>j</i>	Numéro du nœud.
<i>l</i>	Latente.
<i>lam</i>	Laminaire.

<i>max</i>	Maximum.
<i>min</i>	Minimum.
<i>opt</i>	Optique.
<i>out</i>	Sortie.
<i>r</i>	Rayonnement, Réservoir.
<i>s</i>	Sensible.
<i>sol</i>	Sol.
<i>th</i>	Thermique.
<i>turb</i>	Turbulent.
<i>v</i>	Enveloppe du verre, Air humide.
<i>u</i>	Utile.
(*)	Valeur de l'instant précédent ($t-\Delta t$).

A decorative border in red, resembling a scroll, frames the text. It has a vertical bar on the left and a horizontal bar at the bottom, with curved ends on the top and bottom. The text is centered within this frame.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Selon des études faites par certains instituts de recherche, la consommation en énergie des pays en voie de développement va connaître une augmentation très importante, surtout après la mondialisation du commerce et des échanges entre les états. Le dernier choc pétrolier et la catastrophe de la centrale nucléaire de Tchernobyl, ont beaucoup stimulé la recherche et le développement de nouvelles sources d'énergies renouvelables et particulièrement solaires.

Cette énergie peut être transformé en chaleur à basse température, par des capteurs plans, utilisant conjointement l'absorption par une surface sélective et l'effet de serre créé par le vitrage, ces capteurs ne permettent pas en général de dépasser la température de 100°C.

Pour travailler à température élevée, il faut accroître le flux optique incident qui pourrait être réalisé par concentration de rayonnement solaire. Cette opération est réalisée à l'aide de capteurs appelés concentrateurs solaires. Parmi ce type de concentrateurs, il y a les concentrateurs solaires cylindro parabolique.

Ces systèmes comportent en général une surface réfléchissante sous forme cylindro parabolique destinée à concentrer l'énergie solaire sur une surface absorbante, ce qui permet d'avoir une forte augmentation de chaleur. L'avantage d'une telle méthode est de pouvoir atteindre des températures élevées bien adaptées pour le chauffage d'eau (production d'eau stérilisée et de vapeur d'eau), pour les cuisines solaires et production d'électricité par les moteurs Stirling.

Notre travail est consacré à la modélisation du concentrateur solaire cylindro-parabolique parabolique et l'estimation théorique de la température au niveau du récepteur, puis une comparaison avec des résultats expérimentaux recueillis durant un essai qui a eu lieu le septembre 2020, s'impose.

Ce mémoire comporte cinq chapitres :

- Le premier chapitre est consacré sur le gisement solaire et la technologie CSP en général puis de la technologie CCP en particulier
- Dans le deuxième chapitre, est consacré à la théorie du concentrateur parabolique et l'estimation des rayonnement solaire (model capderou) et de les température de fluide. Une résolution numérique par déférence finis développé, traduit en langage Matlab,.

- Le troisième chapitre ou s'intéresse à la réalisation du concentrateur cylindro parabolique
- Les résultats théoriques et expérimentaux sont discutés dans le chapitre quatre.

Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion générale

- Dans le dernier chapitre, on va procéderons à une analyse technique du gain solaire de 100 MW produit par la centrale thermique Dans trois régions sélectionnées en Algérie. A cet effet, des simulations numériques ont été faites en utilisant le logiciel SAM (System Advisor Model)



CHAPITRE I

ETAT DE L'ART SUR LES CONCENTRATEURS SOLAIRE

I.1 Introduction :

L'énergie solaire est l'énergie électromagnétique liée au rayonnement émis par le soleil. Cette énergie est à l'origine des ressources énergétiques fossiles, accumulées au cours des ères géologiques, comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel, et des ressources naturelles renouvelables, comme le rayonnement solaires et l'énergie éolienne ou hydraulique. Les ressources énergétiques dans le monde peuvent être classées en deux classes :

- ✚ Ressources fossiles et fissiles non renouvelables qui se sont entassées dans l'écorce terrestre au cours des ères géologiques à cause des processus biologiques ou physico-chimiques.
- ✚ Ressources renouvelables qui trouvent leur origine dans les différents flux énergétiques naturels incidents à la surface de la terre, qui sont :
 - Le rayonnement solaire qui fournit 99.97% de sa densité thermique.
 - La chaleur interne terrestre qui fournit 0.03% de sa densité thermique.
 - Le travail des forces de gravitation.

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est à l'origine de la quasi-totalité des sources énergétique utilisées par l'homme. C'est l'énergie produite dans toutes les directions par le soleil grâce au rayonnement solaire. [01]

Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique pour tout projet ou étude des installations solaires, la connaissance de certaines notions est plus que nécessaire et qui seront et présentées dans ce chapitre, tel que : L'énergie solaire, Le gisement solaire, la technologie CSP.

I.2 Gisement solaire :

I.2.1 Le Soleil : une source inépuisable d'énergie :

Le Soleil est une étoile de dimension moyenne, une énorme boule chaude de gaz. C'est une étoile parmi des milliards dans notre galaxie (la voie lactée). Bien que sa distance moyenne à la Terre soit de 149,6 millions de kilomètres, il reste l'étoile la plus près de la Terre. Le Soleil mesure 1 400 000 kilomètres de diamètre, 108 fois le diamètre de la Terre. La Terre tourne sur elle-même en 1 jour, mais le Soleil tourne sur lui-même en 25 jours. Il contient 75 % d'hydrogène et 25 % d'hélium qui brûlent en tout temps. Au centre du Soleil, l'hydrogène est transformé en hélium. La combustion de ces éléments permet au Soleil de libérer de la chaleur et différents rayons (ultraviolets, visibles, infrarouges, rayons X, etc.) La température du Soleil est de 5800 kelvins ou 5527 °C (à la surface) 15 600 000 kelvins (au centre) [2]. La Figure I, montre à quoi ressemblerait le Soleil si nous pouvions en voir toutes les parties depuis le centre jusqu'à son atmosphère extérieure ; les termes de la figure vous deviendront familiers au fur et à mesure de votre lecture. Les couches du Soleil sont différentes les unes des autres, et chacune joue un rôle dans la production de l'énergie que le Soleil. Le cœur du Soleil est extrêmement dense et est la source de toute son énergie. À l'intérieur du cœur, l'énergie nucléaire est libérée. [3]

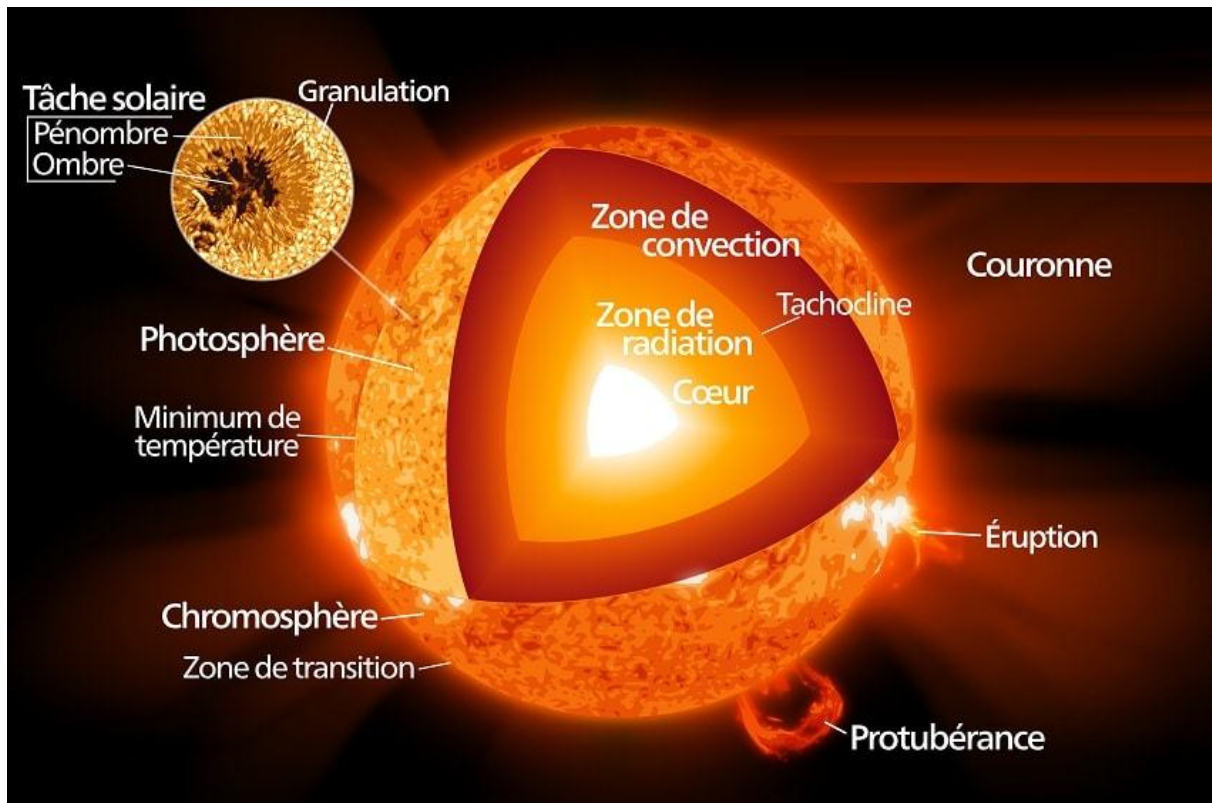


Figure I.1 Structure du soleil. [3]

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

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (km²)	6.09×10^{12}
Volume (km³)	1.41×10^{18}
Masse volumique moyenne (kg/m³)	1408
Vitesse orbitale (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	2.5×10^{17}

I.2.2 L'énergie solaire :

L'énergie solaire est l'énergie diffusée par le rayonnement du Soleil. Des ondes radio aux rayons gamma en passant par la lumière visible, tous ces rayonnements sont constitués de photons, les composants fondamentaux de la lumière et les vecteurs de l'énergie solaire. L'énergie solaire est issue des réactions de fusion nucléaire qui animent le Soleil. Sur la Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau, du vent et de la photosynthèse du règne végétal. Le règne animal, y compris l'humanité, dépendent des végétaux sur lesquels sont fondées toutes les chaînes alimentaires. [5]

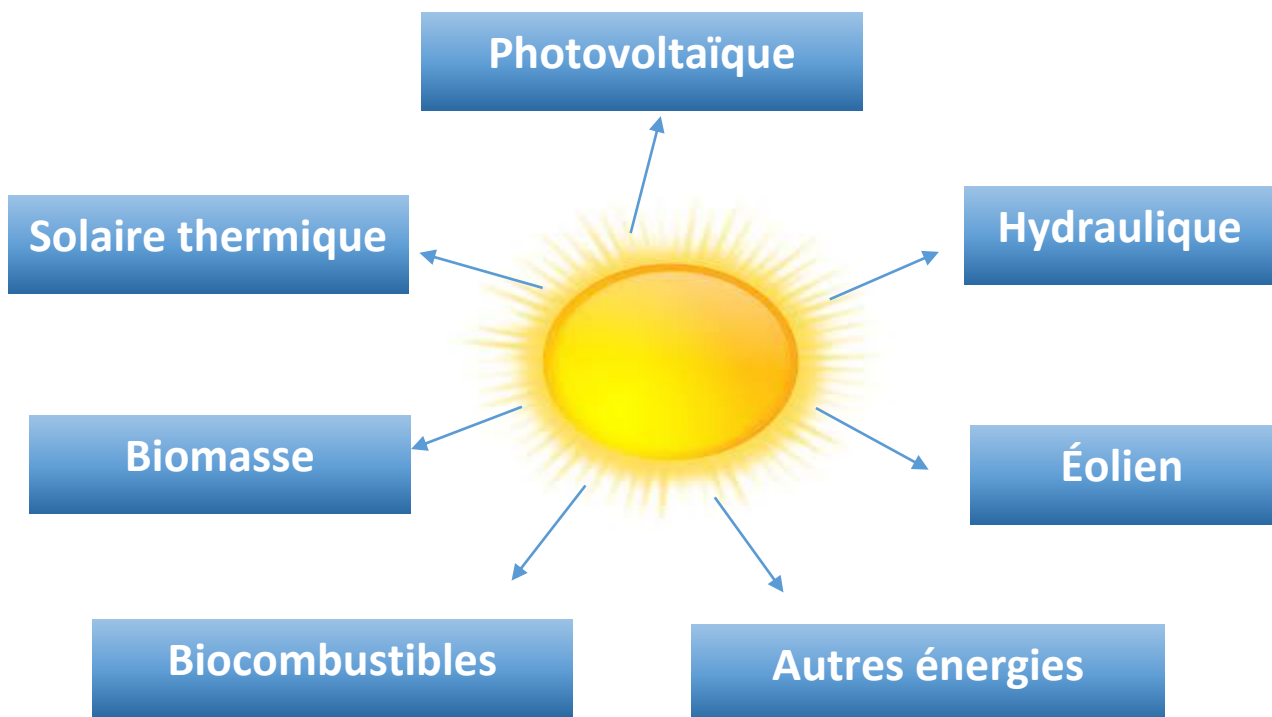


Figure I. 2 : Le soleil est à l'origine des énergies renouvelables et d'autres énergies

Par extension, l'expression 'énergie solaire', est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir de la source énergétique primaire qu'est le rayonnement solaire. Actuellement, il existe deux voies principales d'exploitation de l'énergie solaire :

- a. **Le solaire photovoltaïque** : Qui transforme directement le rayonnement solaire en électricité.
- b. **Le solaire thermique** : Qui transforme directement le rayonnement en chaleur. Le solaire dit « thermodynamique » est une variante du solaire thermique. Cette technique se différencie en cela qu'elle utilise l'énergie thermique du soleil afin de la transformer dans un second temps en électricité.

De nombreux programmes de recherche sont en cours afin d'améliorer les rendements des nouvelles technologies d'exploitation de l'énergie solaire. [6]

I.2.3 Les formes d'énergie solaire :

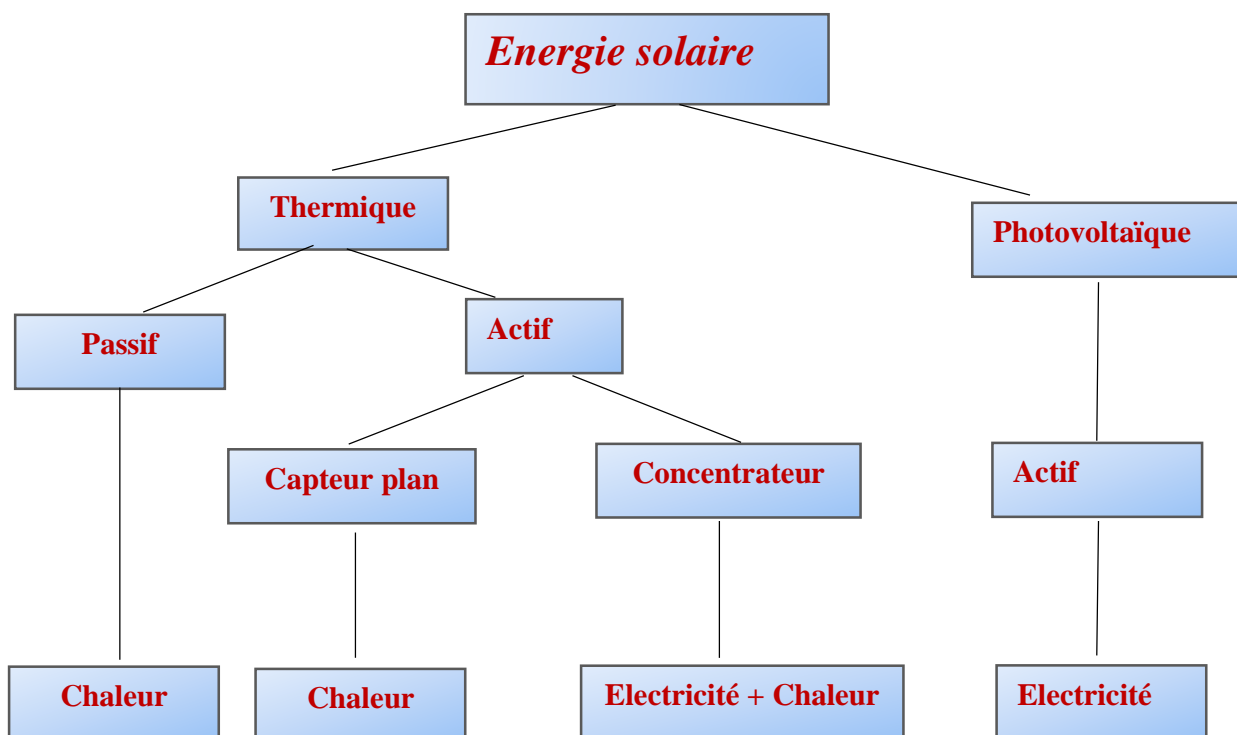


Figure I.3 : L'utilisation directe de l'énergie solaire.

- ✚ **Le solaire passif** : Le terme 'passif' renvoie aux techniques utilisées pour capter l'énergie, ces techniques misent sur la conception des immeubles et le type de matériaux utilisés pour les construire. La conception solaire passive ne date pas d'hier. Il y a cent ans, des familles peignaient des réservoirs noirs et les plaçaient au soleil pour chauffer leur eau. Les surfaces noires absorbaient la chaleur qui était transférée du métal des réservoirs à l'eau. Cette méthode est toujours utilisée dans les pays chauds. Aujourd'hui, la conception solaire passive utilise les éléments fondamentaux d'un

immeuble, les murs, la toiture et les fenêtres, pour contrôler la quantité d'énergie solaire absorbée ou perdue. [7]

- ✚ **Le solaire actif** : Le système d'énergie solaire active utilise des capteurs solaires pour capter l'énergie du soleil et produire de l'électricité afin d'alimenter des pompes et des ventilateurs qui distribuent de l'eau et de l'air chaud, tels que les systèmes à chauffe-eau solaire qui utilisent les capteurs plans vitrés ou sous vide pour chauffer l'eau, les locaux ou pour la ventilation solaire. Un autre exemple est celui qui utilise les centrales solaires thermodynamiques [8].

I.3 Solaire thermique :

Le principe de l'énergie thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en énergie thermique grâce à un fluide qui circule dans des panneaux exposés au soleil. [9]

I.3.1 Principe de l'effet de serre

Un matériau recevant le rayonnement du soleil, réémet des rayons infra rouges invisibles, calorifiques. L'effet de serre est obtenu en intercalant entre le soleil et l'absorbeur un matériau transparent aux rayons du soleil et arrêtant les rayons infra rouges réémis. Le verre et certains plastiques ont cette particularité, l'énergie ainsi réémise par le corps noir est absorbée par le verre, qui s'échauffe. A l'équilibre le verre retransmet cette énergie pour moitié vers le corps noir, l'autre moitié vers la voûte céleste, pour récupérer à nouveau la moitié des émissions extérieures de la vitre on peut réutiliser l'effet de serre en plaçant une seconde vitre [10].

I.3.2 Les collecteurs thermiques

La conversion photo thermique se fait à l'aide de collecteurs thermiques qui consistent en une transformation directe du rayonnement solaire en chaleur, comme le chauffage domestique, les cuisines solaires, la chaleur pour des processus industriels. Elle se fait selon deux manières : une captation avec concentration et sans concentration [11].

- ✚ Classification des collecteurs thermiques :

Il existe cependant plusieurs types de collecteurs solaires thermiques. Leur fonctionnement peut varier d'une technologie à l'autre. Par contre, on retrouve toujours un élément réchauffé par le soleil (absorbeur) qui cède sa chaleur à un fluide caloporteur. [12]

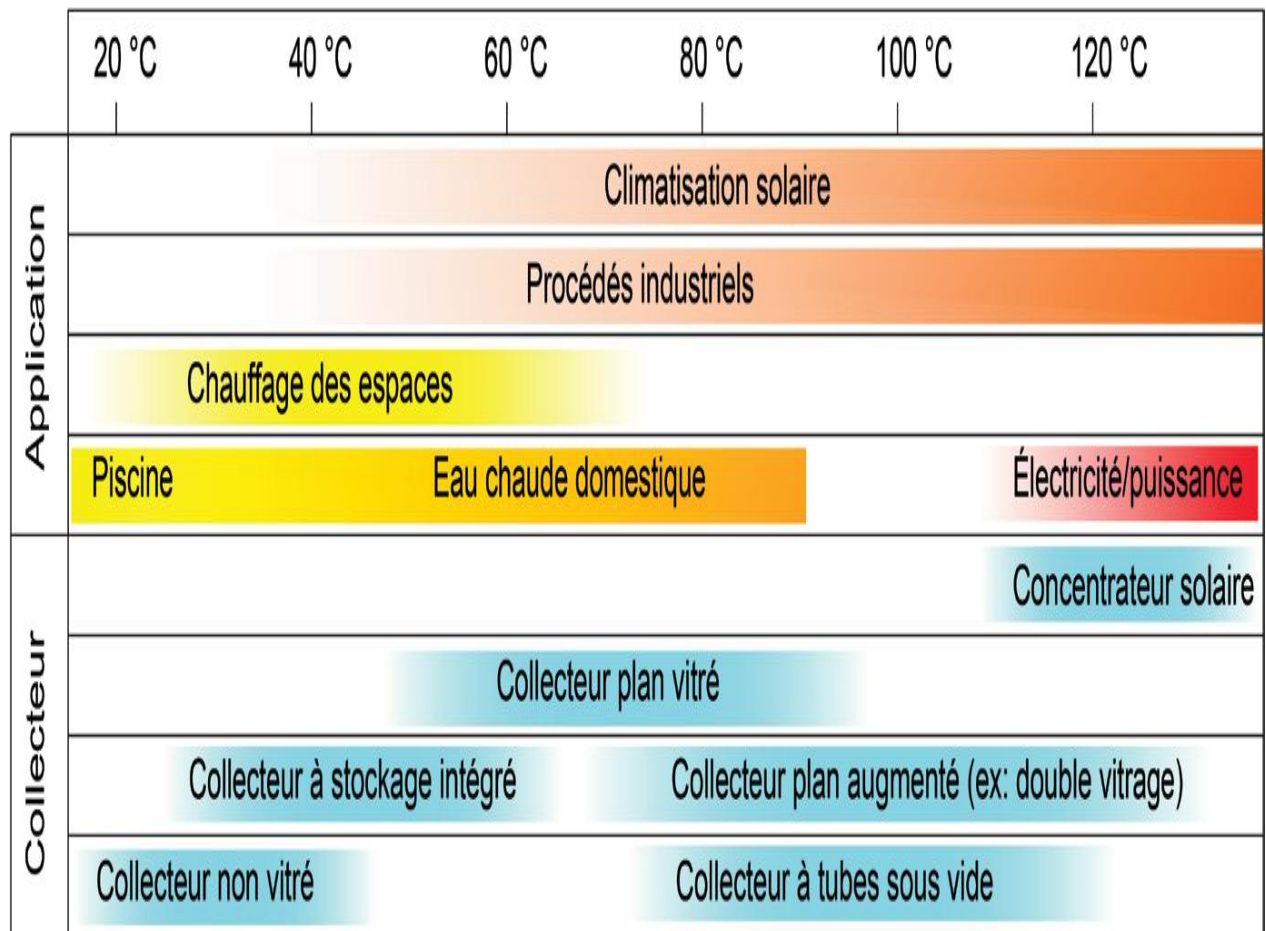


Figure I.4 : Classification des collecteurs solaires thermiques et leurs applications

a. Potentiel solaire dans le monde

Les zones désertiques, situées sous des latitudes proches de l'équateur sont les plus favorables à l'énergie solaire. Certains pays développés proches de ces zones d'ensoleillement commencent à exploiter cette énergie, grâce à différents procédés, dont les concentrateurs solaires. Les zones dans lesquelles le rayonnement solaire est particulièrement important vont permettre la création de site de production électrique à grande échelle, c'est par exemple le cas en Californie où se trouve actuellement une centrale solaire d'une puissance de 354 MW [13].

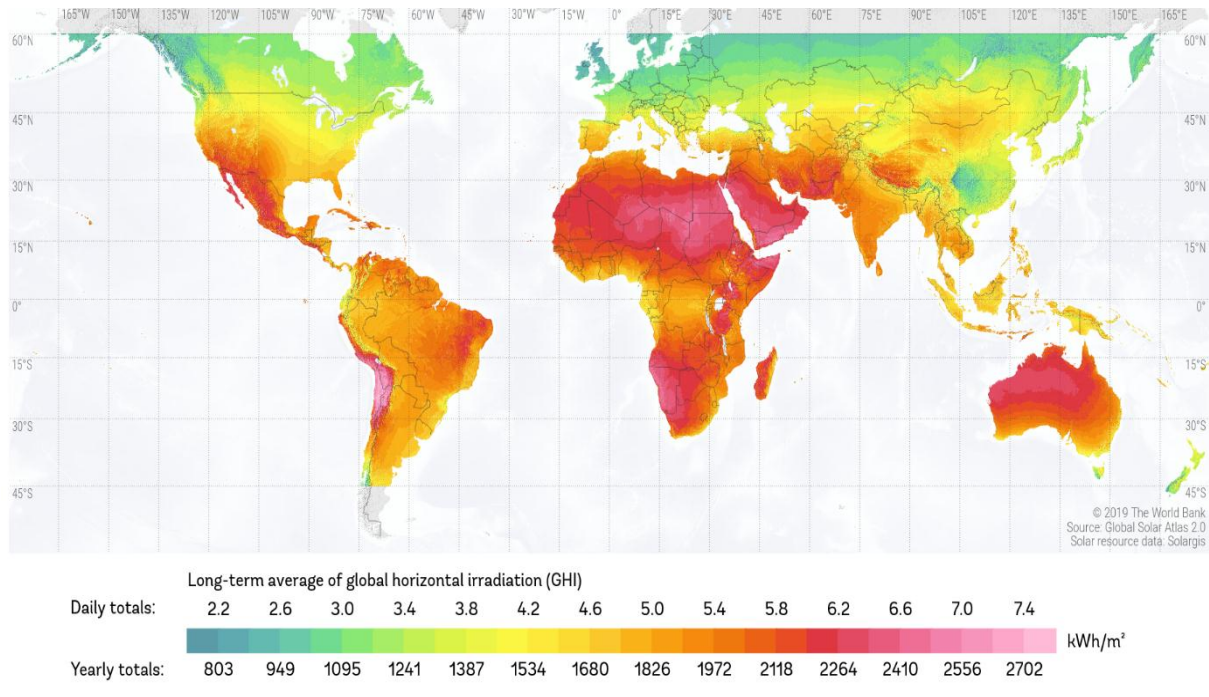


Figure I.5 : Rayonnement solaire annuel dans le monde [13]

b. Potentiel solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au Nord et 2650 kwh/m²/an au Sud du pays. Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh. [14]

Tableau I.2 : représentative du potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heurs/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

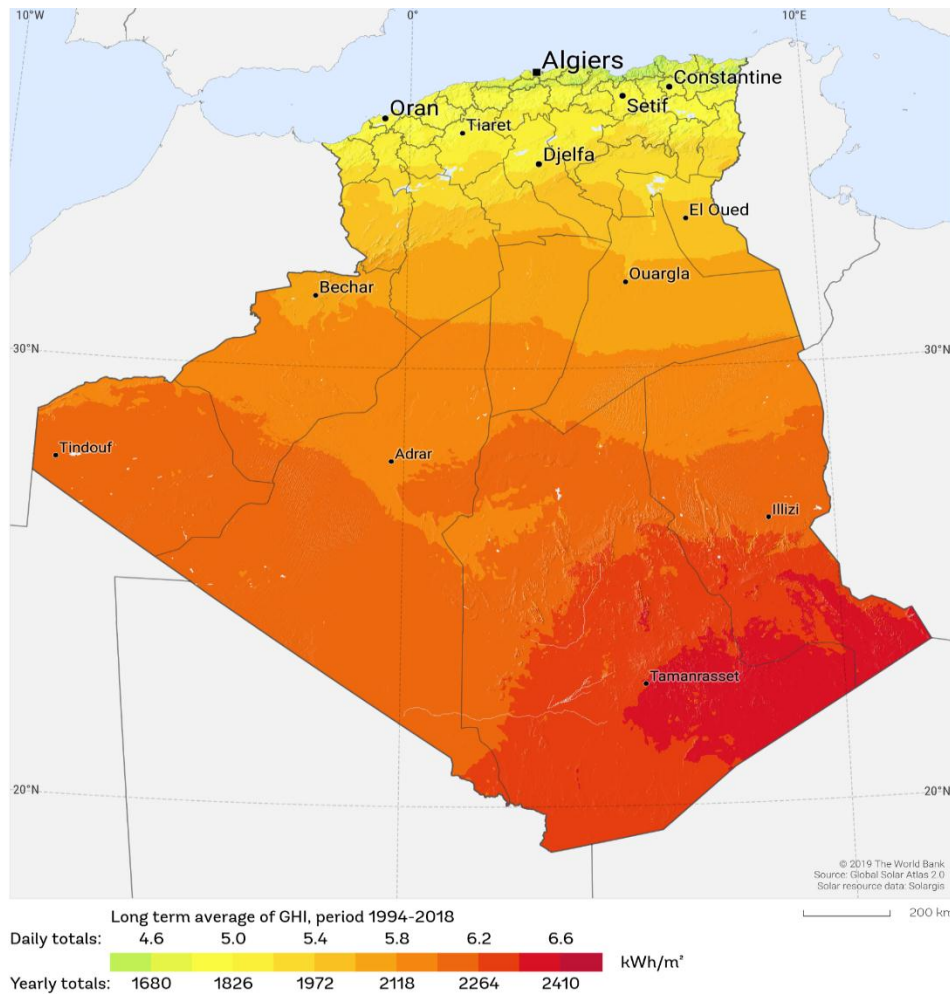


Figure I.6 : L’irradiation globale reçue sur une surface horizontale [Wh/m²]

I.3.3 Mouvement du globe terrestre et distance Terre-Soleil :

La variation de la disponibilité du rayonnement solaire saisonnier à la surface de la terre peut être prise à partir de la géométrie du mouvement relatif de la terre autour du soleil. La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365,25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l’écliptique. C’est au solstice d’hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d’été (21 juin) qu’elle est la plus éloignée. La terre tourne sur elle-même avec une période de 24h. Son axe de rotation (l’axe des pôles) a une orientation fixe dans l’espace. Il fait un angle $\delta = 23^{\circ}45'$ avec la normale au plan de l’écliptique (figure I.7). La variation de la distance terre-soleil en fonction de la date est donnée par la formule suivante [15] :

$$dr = 1 + 0.33\text{Cos}\left(\frac{2\pi}{365J}\right) \tag{I.1}$$

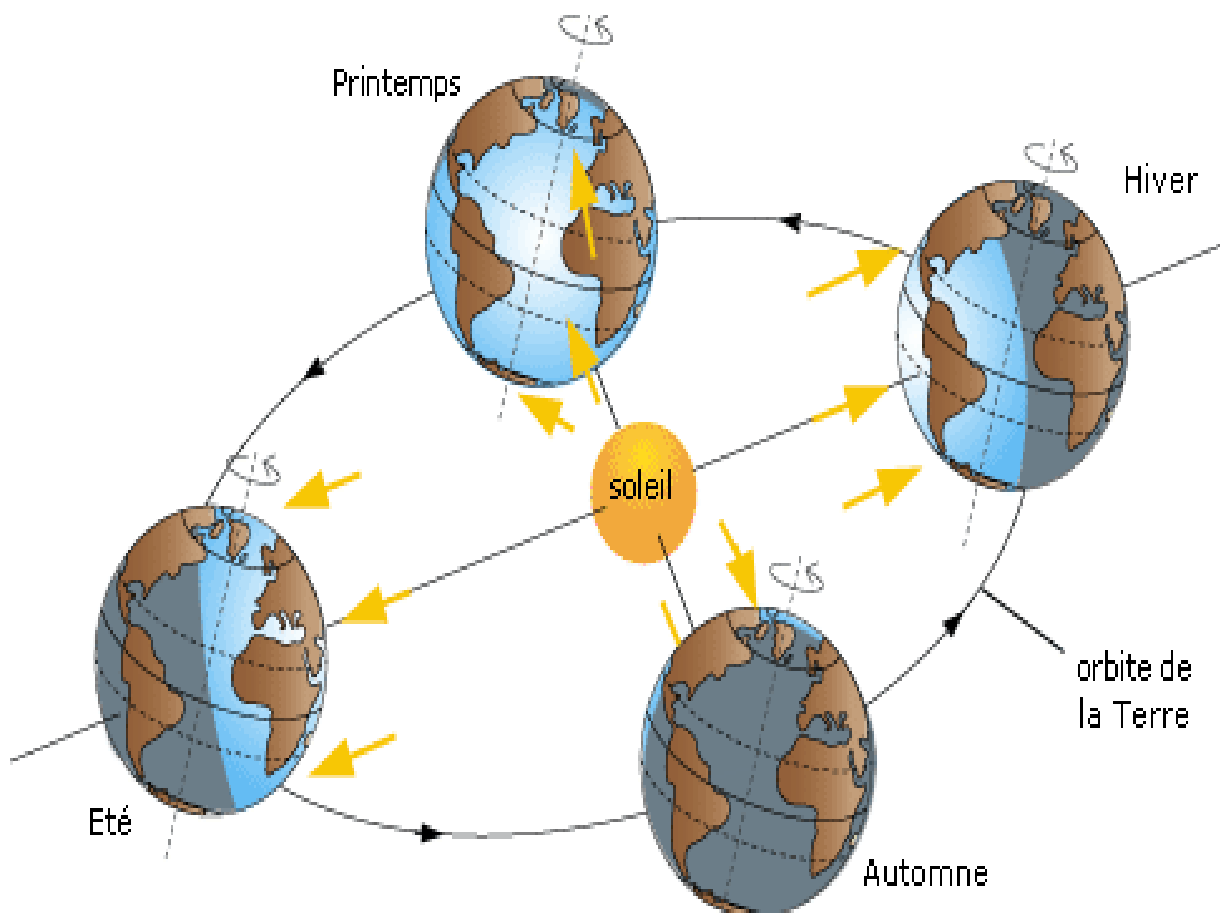


Figure I.7 : Mouvement de rotation de la terre

a. Calcul de la position du soleil:

Coordonnées géographiques :_Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre

1. Longitude (λ) : c'est l'angle formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré
2. Latitude (φ) : c'est l'angle que fait la verticale de lieu avec le plan équatorial.
- 3.l'altitude : c'est la distance verticale séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence. [16]

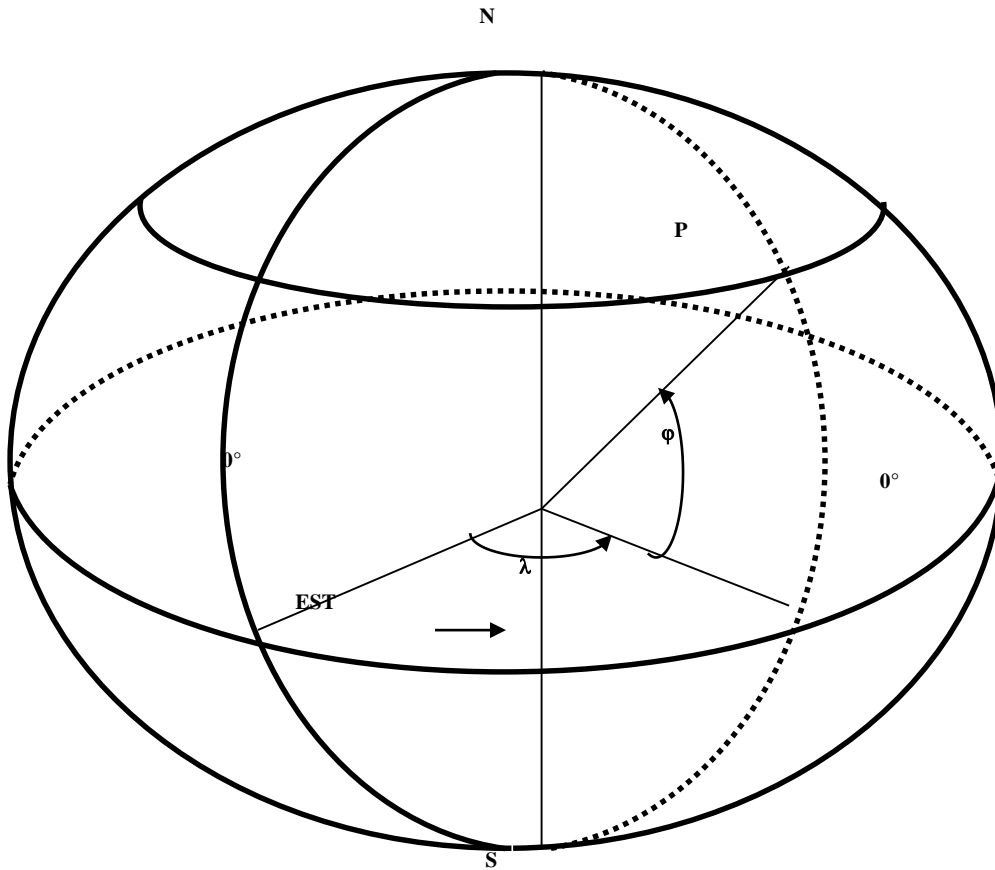


Figure I.8 : Coordonnées terrestres

b. Coordonnées horaires :

✚ Déclinaison solaire(δ) :

La déclinaison solaire δ est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons

- ✓ Equinoxe de printemps : 21 Mars $\delta = 0$.
- ✓ Solstice d'été : 21 Juin $\delta = + 23^\circ 45'$.
- ✓ Equinoxe d'automne : 21 Septembre $\delta = 0$.
- ✓ Solstice d'hiver : 21 Décembre $\delta = - 23^\circ 45'$.

Sa valeur peut être calculée par la formule de Cooper (1969) :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(J + 284)\right) \quad (I.2)$$

☀ Angle horaire (h) :

L'angle horaire du soleil est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich. Il est calculé comme suite :

$$h = 15^\circ (ts - 12) \tag{I.3}$$

Où ts est le temps solaire vrai en heures, il est donné par :

$$ts = t + EOT + (l_{stest} - l_{local}) \frac{4min}{degree} \tag{I.4}$$

Où l_{local} est le temps légal ou temps local standard, donné par une montre. l_{stest} le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égal 1 pour l'Algérie), EOT (min) est l'équation du temps, il est donnée par Woolf [17] :

$$EOT = 0,258 \cos(x) - 7,416 \sin(x) - 3,648 \cos(2x) - 9,228 \sin(2x) \tag{I.5}$$

$$x = \frac{360(J-1)}{365.242}$$

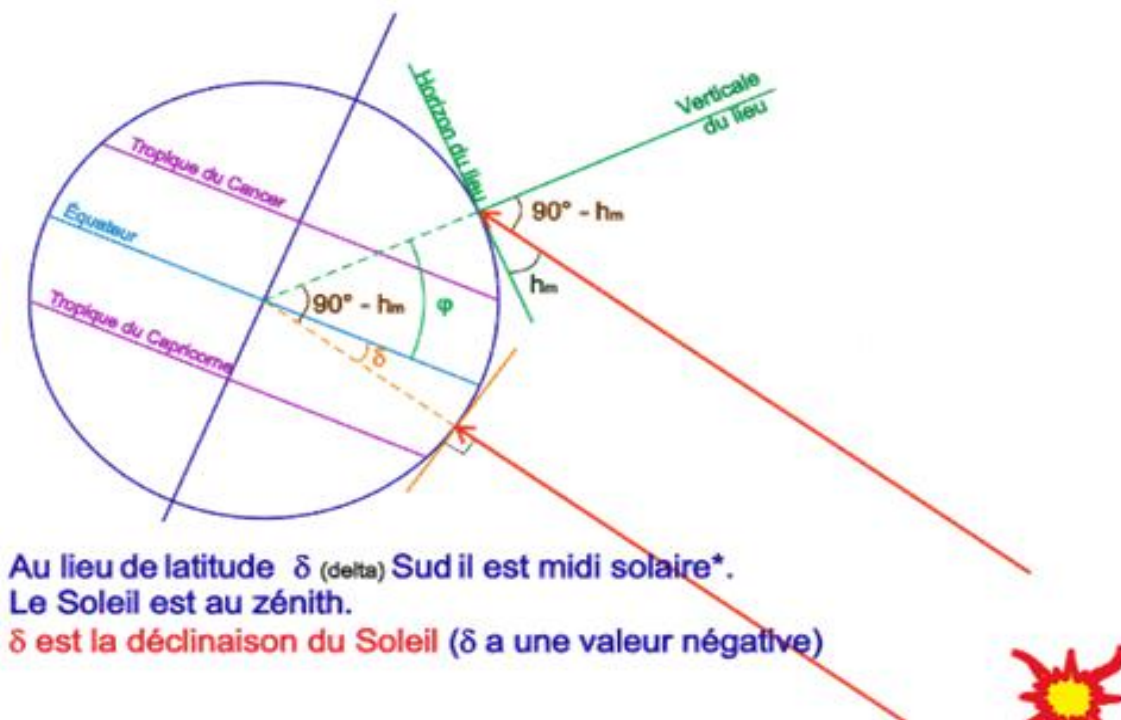


Figure I.9 : La relation entre la hauteur h du Soleil, sa déclinaison δ et la latitude ϕ .

c. Coordonnées horizontales

✚ **Hauteur angulaire du soleil (α)** : c'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal. Il est donné par l'équation suivante [17] :

$$\sin(\alpha) = \sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(h) \quad (\text{I.6})$$

✚ **Azimut (γ_s)** : c'est l'angle sur le plan horizontal mesuré à partir du sud avec la projection horizontale des rayons directs du soleil, Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos(\gamma_s) = \sin(\alpha) \times \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\alpha) \times \cos(\varphi) \quad (\text{I.7})$$

✚ **Angle de zénith (θ_z)** : C'est l'angle entre la verticale d'une surface et un rayon du soleil, il est donné par l'équation suivante :

$$\cos(\theta_z) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(h) \quad (\text{I.8})$$

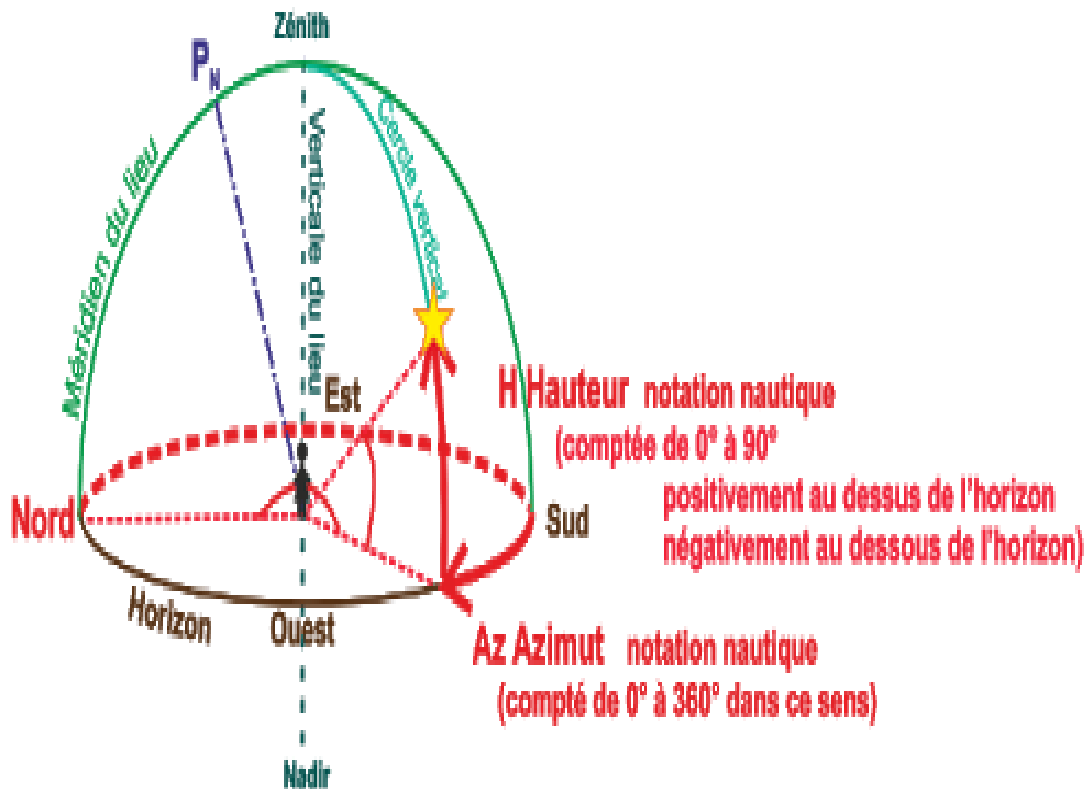


Figure I.10 : Coordonnées horizontales.

I.3.4 Rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil. Il est composé de toute la gamme de rayonnements (Ultraviolet, Visible et Infrarouge).

a. Rayonnement extraterrestre :

La valeur moyenne du rayonnement solaire tombant sur une surface normale aux rayons du soleil hors l'atmosphère de la terre (extraterrestre), à distance moyenne terre-soleil est appelé la constante solaire I_{sc} . La variation de la distance terre-soleil correspond à une variation de l'éclairement énergétique de ($\pm 3,5\%$) au solstice d'hiver et d'été par rapport à l'éclairement énergétique aux équinoxes. La figure .11 montre le spectre du rayonnement solaire extraterrestre[18] .

Le calcul du rayonnement extraterrestre peut être effectué par la formule approximative suivante :

$$H_0 = \left(\frac{24 \times 60}{\pi} \right) I_{sc} d_r [\cos(\varphi)\cos(\delta)\sin(\omega_s) + \omega_s \sin(\varphi)\sin(\delta)] \quad (I.9)$$

$$I_{sc} = 0,082 \text{ MJ/m}^2/\text{min} \text{ (1367 W/m}^2\text{)}$$

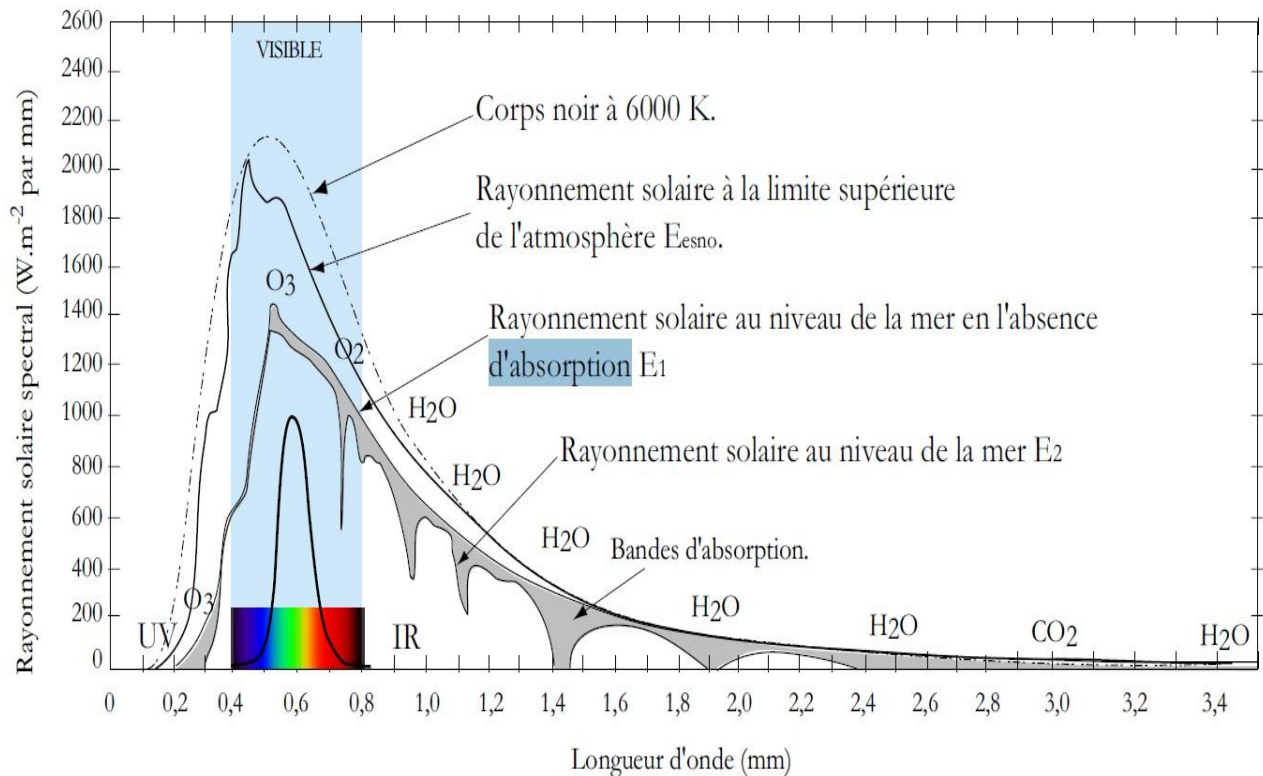


Figure 1.11 : Répartition spectrale énergétique

b. Rayonnement terrestre :

La traversée de l'atmosphère modifie la composition spectrale du rayonnement solaire extraterrestre par des différents phénomènes tels que ; absorption, réflexion, réfraction et diffusion. Le rayonnement solaire arrivant au niveau de notre capteur est la somme de deux rayonnements : direct et diffus

- ✚ **Rayonnement direct I_{BN}** : Il représente l'éclairement énergétique d'une surface réceptrice normale à l'axe de l'angle solide limité au disque solaire, pour les rayons provenant directement du soleil
- ✚ **Rayonnement diffus I_D** : Le rayonnement solaire diffus au sol, reçu sur une surface horizontale provient de tout l'hémisphère supérieur à l'exception de l'angle solide limité au disque solaire. Ce rayonnement prélevé sur le rayonnement solaire direct est souvent supposé isotrope et résulte des phénomènes de diffusion multiples. Il dépend fortement de l'état de l'atmosphère

- ✚ **Rayonnement global I_G** : Il correspond à la somme des rayonnements solaires direct et diffus reçu sur une surface horizontale à partir d'un angle solide de 2π stéradians [18] .

$$I_G = I_D + I_{BN} = I_{BH} \sin(h) + I_D$$

(I.10)

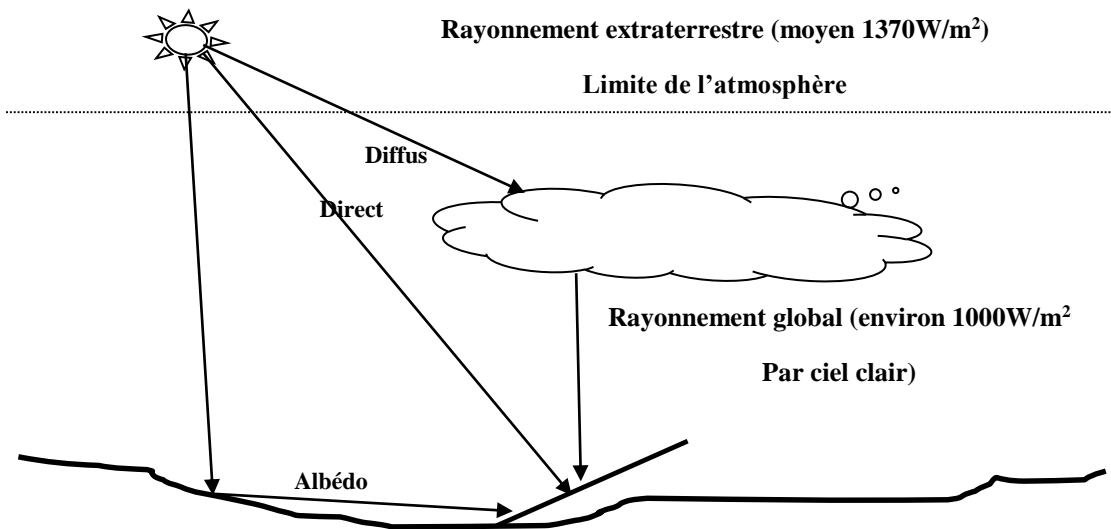


Figure I.12 : Composantes du rayonnement solaire

$$\text{Global} = \text{direct} + \text{diffus} + \text{albédo}$$

c. Instruments de mesure du rayonnement solaire :

Cet équipement permet la mesure des flux solaires global, diffus, direct ainsi que le flux tellurique en continu. Il comprend

- ✚ Un pyréliomètre mesurant le rayonnement solaire direct de 0.3 à $3.7 \mu\text{m}$,
- ✚ Un pyranomètre pour la mesure du rayonnement solaire de 0.3 à $3.7 \mu\text{m}$ intégré sur le demi-espace
- ✚ Un pyrgéomètre complète avec la mesure du rayonnement tellurique de 4.5 à $42 \mu\text{m}$ intégré sur le demi- espace. Les instruments sont entièrement automatiques [19].

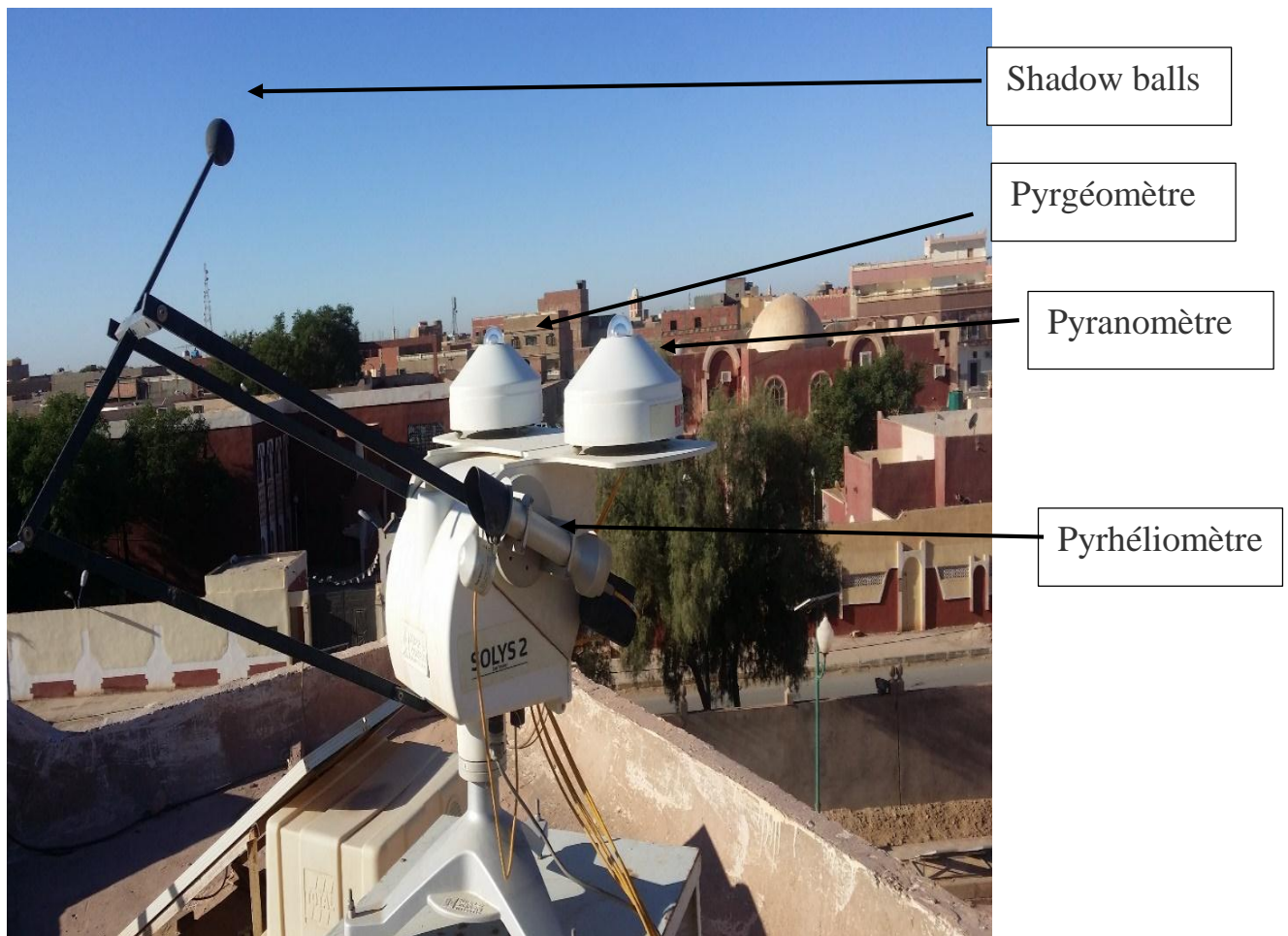


Figure I.13 : Photos de la station météorologie (URER/MS)

I.4 La technologie CSP :

Le système CSP produit de l'électricité en convertissant l'énergie solaire en chaleur à haute température avec des réflecteurs et des récepteurs. La chaleur est ensuite utilisée pour produire de l'électricité à travers un système classique turbine-générateur. Les grandes centrales CSP peuvent être équipées d'un système de stockage de chaleur pour permettre l'approvisionnement en chaleur ou pour la production d'électricité la nuit ou lorsque le ciel est nuageux [20]

Stockage

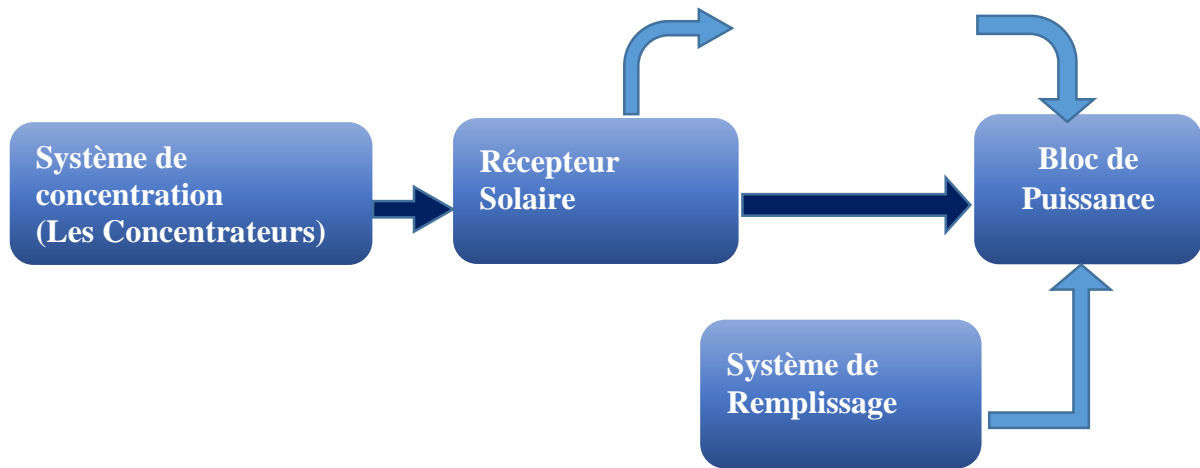


Figure I.14 : Les principaux composants d'une centrale CSP avec stockage

Il existe deux types de concentration :

- a. La concentration linéaire** : la réception solaire est faite le long d'un tube disposé sur la ligne focale des concentrateurs cylindro-paraboliques et des concentrateurs linéaires de Fresnel. du rayonnement
- b. La concentration ponctuelle** : le récepteur dans ce cas se situe au point focal des concentrateurs paraboliques et des centrales à Tour (les héliostats). La figure I.14 illustre ces quatre technologies de concentrateurs solaires (CSP). [20]

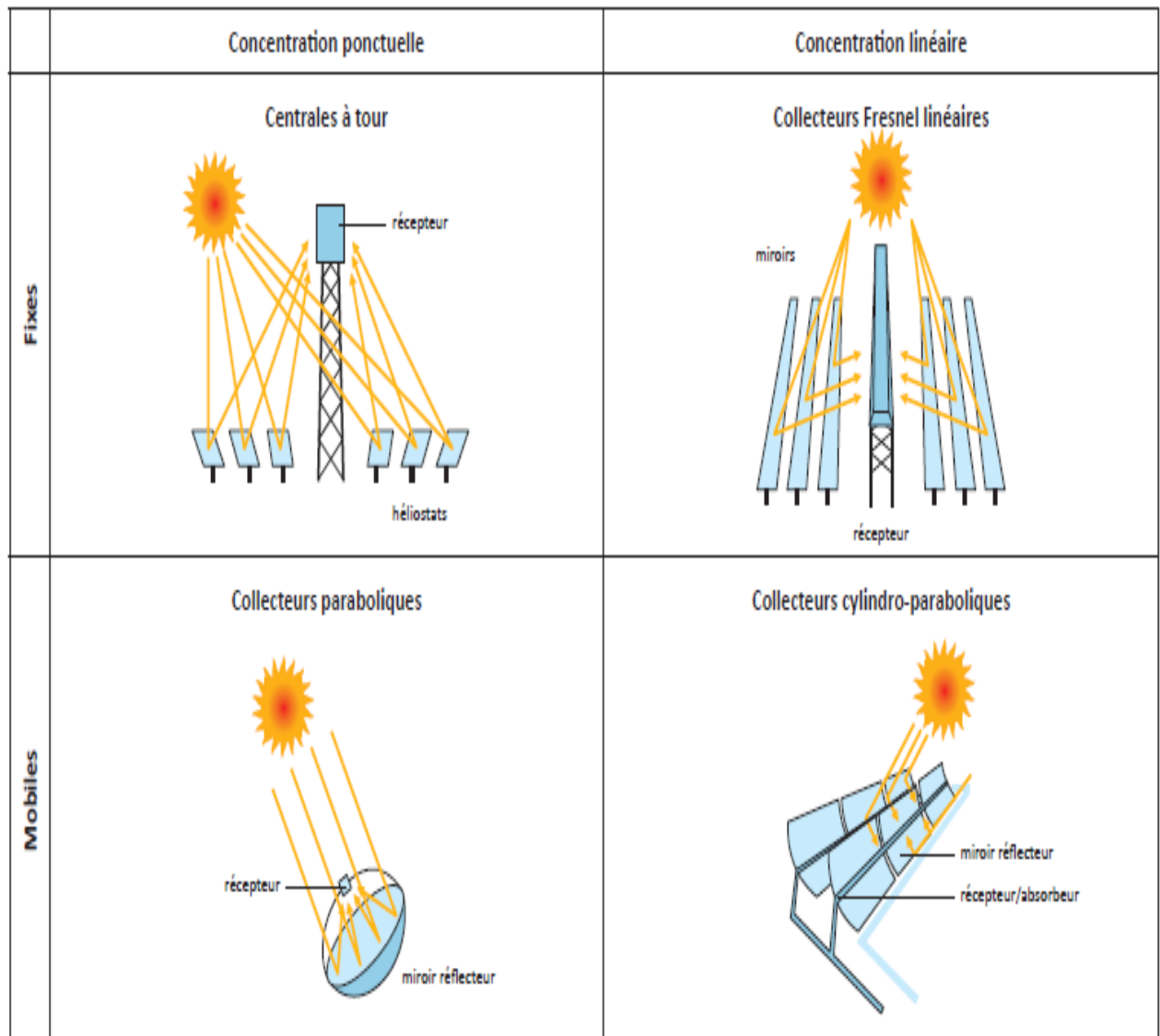


Figure I.15 : Les systèmes de concentration de l'énergie solaire

I.4.1 Principe du solaire thermodynamique :

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire n'est pas un processus direct. Le principe de fonctionnement de ce système dépend de l'énergie solaire étant peu dense, et qui sont nécessaires pour se concentrer afin d'obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur en énergie mécanique puis électrique. Ce principe est présenté dans la figure (I .16)

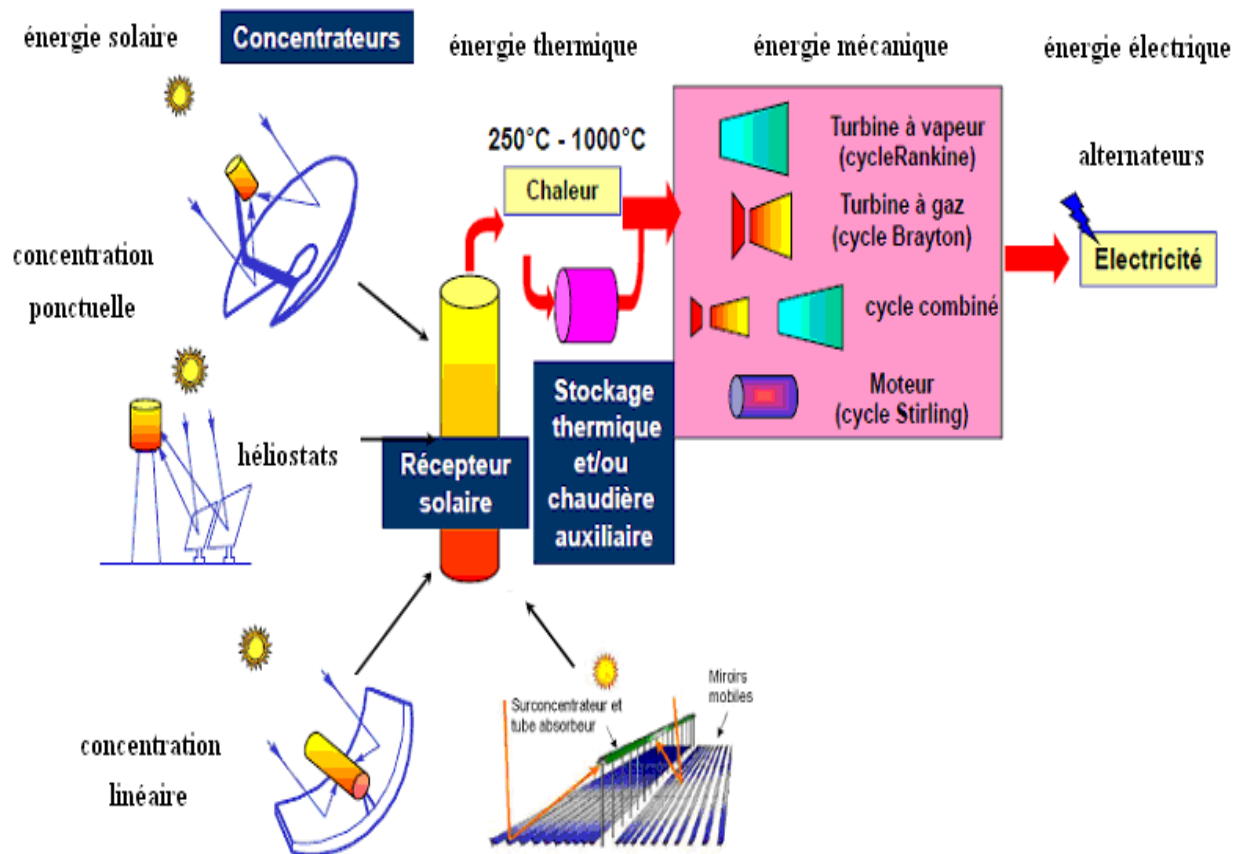


Figure I.16: Le schéma global de la technologie CSP

Mais quelle que soit la solution technologique retenue pour la captation des flux solaires ou la transformation de chaleur en électricité, on distingue les blocs fonctionnels interagissant entre eux par le choix du ou des fluides thermodynamiques :

- 1- La collecte et la concentration par le capteur du flux solaire sur le récepteur pour chauffer le fluide caloporteur.
- 2- Absorption sur les parois du récepteur, transformation en chaleur (production de chaleur)
- 3- transport et éventuellement stockage de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide caloporteur selon la température de source chaude et le système utilisé).
- 4- La conversion de chaleur en électricité à partir d'un cycle thermodynamique [21].

I.4.2 Les fluides caloporteurs et thermodynamiques et les systèmes de génération d'électricité :

✚ Les fluides caloporteurs et thermodynamiques :

L'énergie thermique résultant du rayonnement solaire collecté et convertie grâce à un fluide caloporteur ensuite un fluide thermodynamique. Parfois, le fluide caloporteur est employé

directement comme fluide thermodynamique. Pour le fluide colporteur, il faut choisir un fluide en fonction de la température maximale admissible, cela nécessite le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage. Dans ce cas on distingue comme fluides :

- **L'eau liquide** est a priori un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.
 - **Les huiles** sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.
 - **Les sels fondus** à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.
 - **Les gaz tels l'hydrogène** ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.
 - **Les fluides organiques** (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
 - **L'air** peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz [22]
- ✚ **Les centrales solaires thermiques à concentration (CSP)**
- ✚ **La tour solaire** : Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée

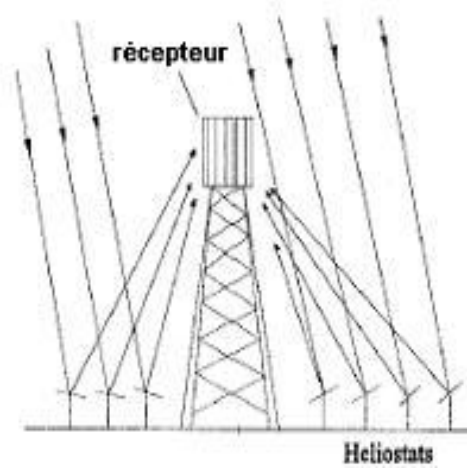


Figure I.17 : Schéma d'une centrale à tour

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C. [23]

🌈 Les centrales à capteurs paraboliques

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C. De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).

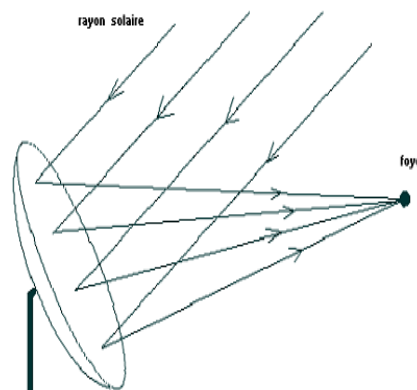


Figure I.18 : Schéma d'un concentrateur solaire parabolique

Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Ils possèdent donc également un important potentiel de développement, particulièrement dans des régions peu peuplées de certains pays du sud. [23]

✚ Capteur à miroir de Fresnel

Le principe d'un collecteur de Fresnel est basé sur une technique de concentration par miroirs plans. Ainsi, on dispose au sol plusieurs longues lames réfléchissantes (miroirs primaires) orientées de telle façon que les rayons du soleil incidents soient directement reflétés vers le petit cylindre parabolique de même longueur (miroir secondaire), afin que ce deuxième dispositif reflète enfin ces rayons sur le tube absorbant. Le fluide caloporteur est chauffé en circulant dans le tube horizontal. Il peut atteindre des températures allant jusqu'à 500 °C. Les miroirs primaires peuvent être pivotés au fur et à mesure de la journée afin de suivre au mieux la course du soleil. Les miroirs plans sont plus simples à fabriquer et meilleur marché que les paraboliques et cylindro-paraboliques. De plus, ils présentent moins de prise au vent. Par contre, les performances optiques sont inférieures d'environ 30% par rapport aux autres concentrateurs. L'inconvénient majeur de cette option est qu'il va falloir concevoir un système qui oriente chacun des nombreux miroirs avec le meilleur angle. [24]

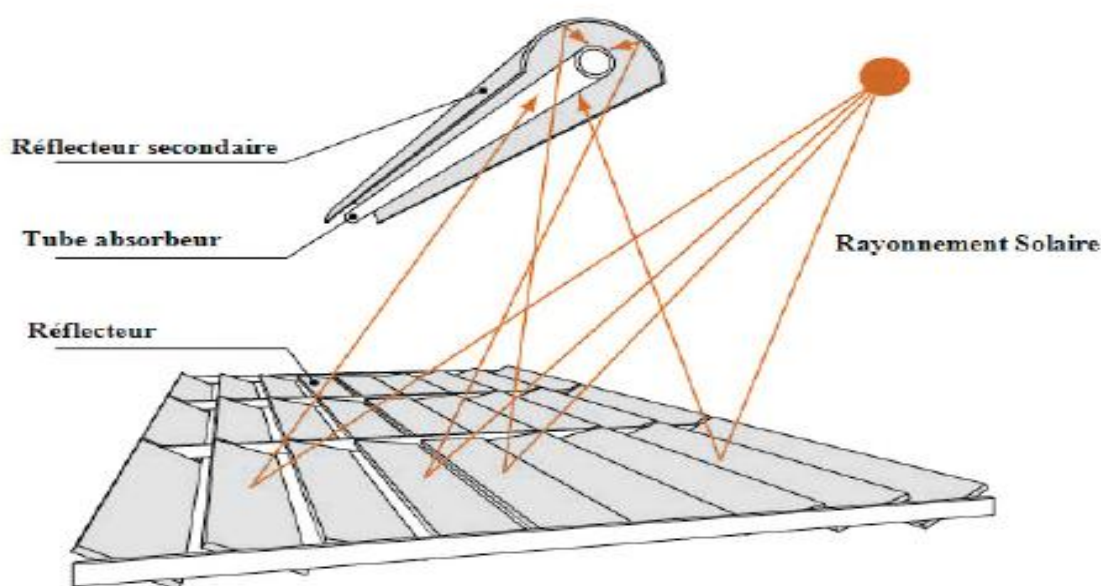


Figure I. 19 : Schéma de principe d'un capteur à concentration à lentille de Fresnel

✚ Technologie à capteur cylindro-parabolique

La technologie de concentrateurs cylindro-paraboliques est la plus répandue et est actuellement utilisée par les plus puissantes centrales solaires au monde dans le Sud-ouest des Etats-Unis et dans le Sud de l'Espagne. L'application la plus importante de cette technologie est la production de l'électricité. En 1984, la première centrale solaire commerciale, SEGS I était installée en Californie par la société Luz International Limited.

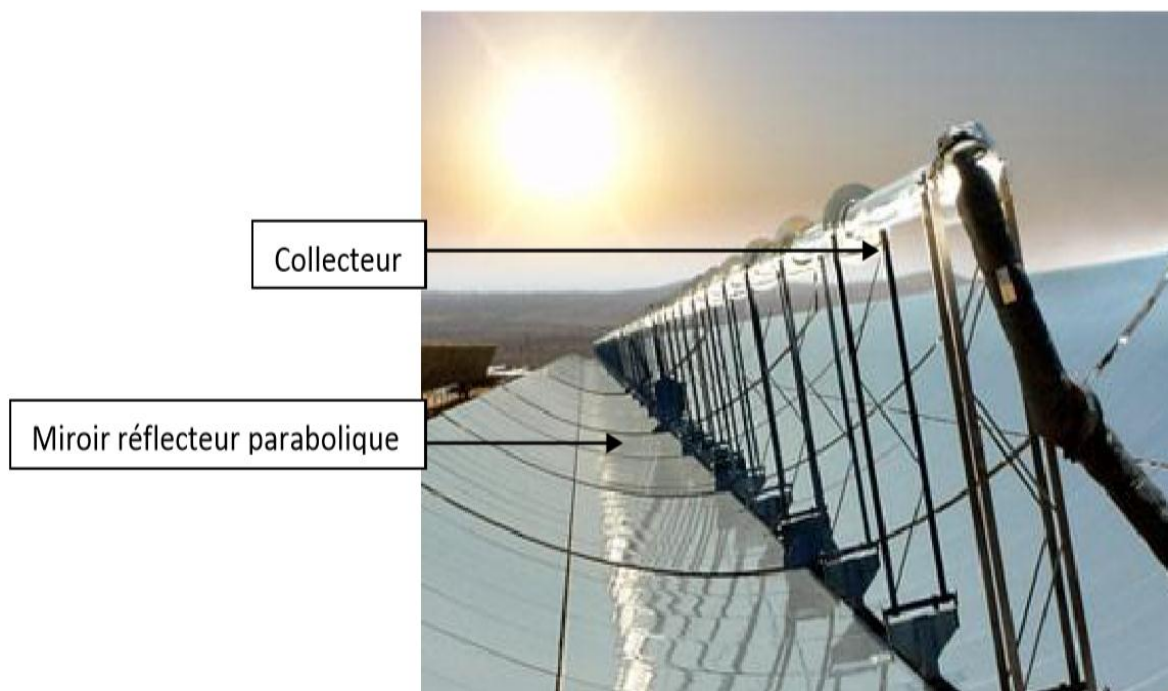


Figure I. 20 : Capteur cylindro-parabolique de la centrale de Nevada Solar One (USA)

Les concentrateurs cylindro-paraboliques sont bâtis dans les déserts et autres zones arides du monde, les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques sont une filière du Solaire thermodynamique.

➤ Principe de fonctionnement d'un concentrateur cylindro-paraboliques

Dans ce type de centrale solaire, les miroirs réflecteurs sont rangés parallèlement et tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil et réunir le plus de rayonnement solaire possible. Ces rayonnements sont ensuite concentrés sur un tube horizontal, dans lequel circule un fluide colporteur qui peut atteindre une température de 400°C. Ce fluide servira à transporter la chaleur vers le réservoir thermique. L'énergie récoltée par ce fluide est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine/générateur qui produit de l'électricité [25]. Ce principe est présenté dans la figure (I. 21) ci-dessous :

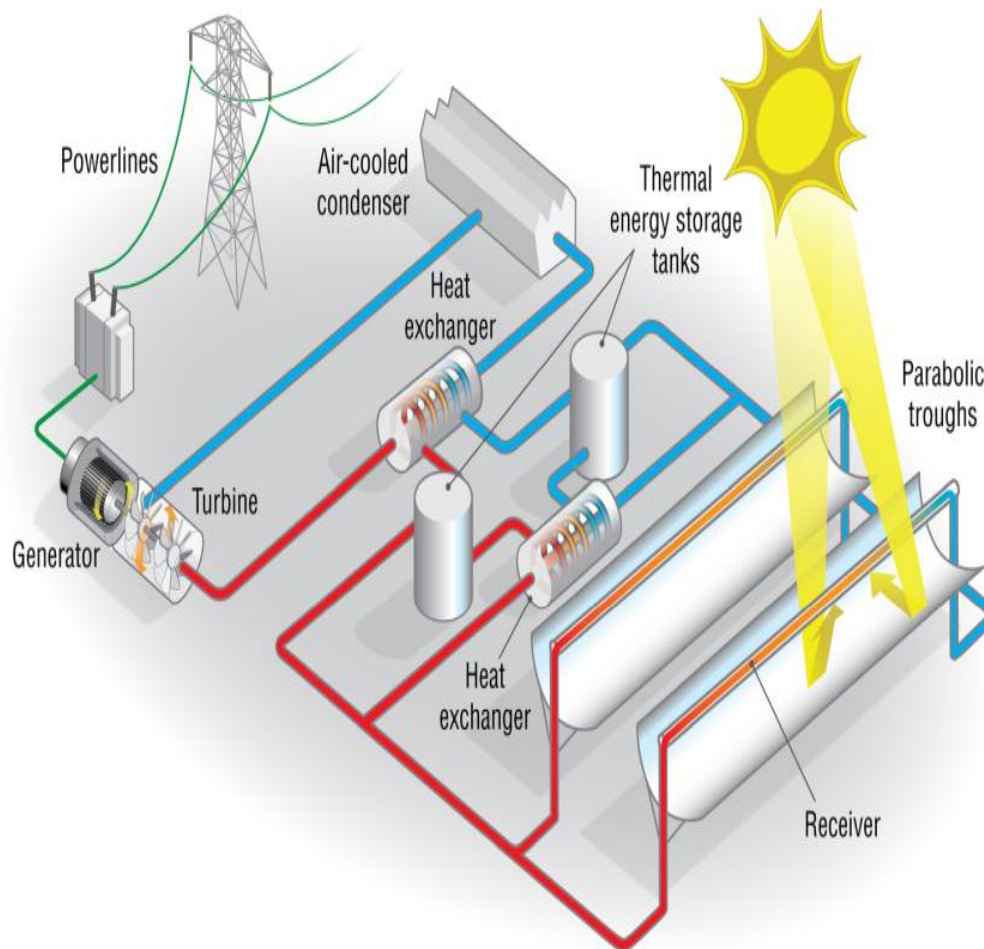


Figure I.21 : Le capteur cylindro-parabolique fournissant de l'énergie électrique à partir d'énergie thermique.

➤ **L'installation typique d'un concentrateur cylindro-parabolique :**

De nombreuses installations ont déjà été éprouvées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. L'installation typique d'un concentrateur cylindro-parabolique est composée de trois éléments principaux : Le champ solaire ; Le système de transfert de la chaleur ; Le système de génération électrique (Turbine + Générateur) [5]. Ces éléments sont présentés dans la figure (I.22) :

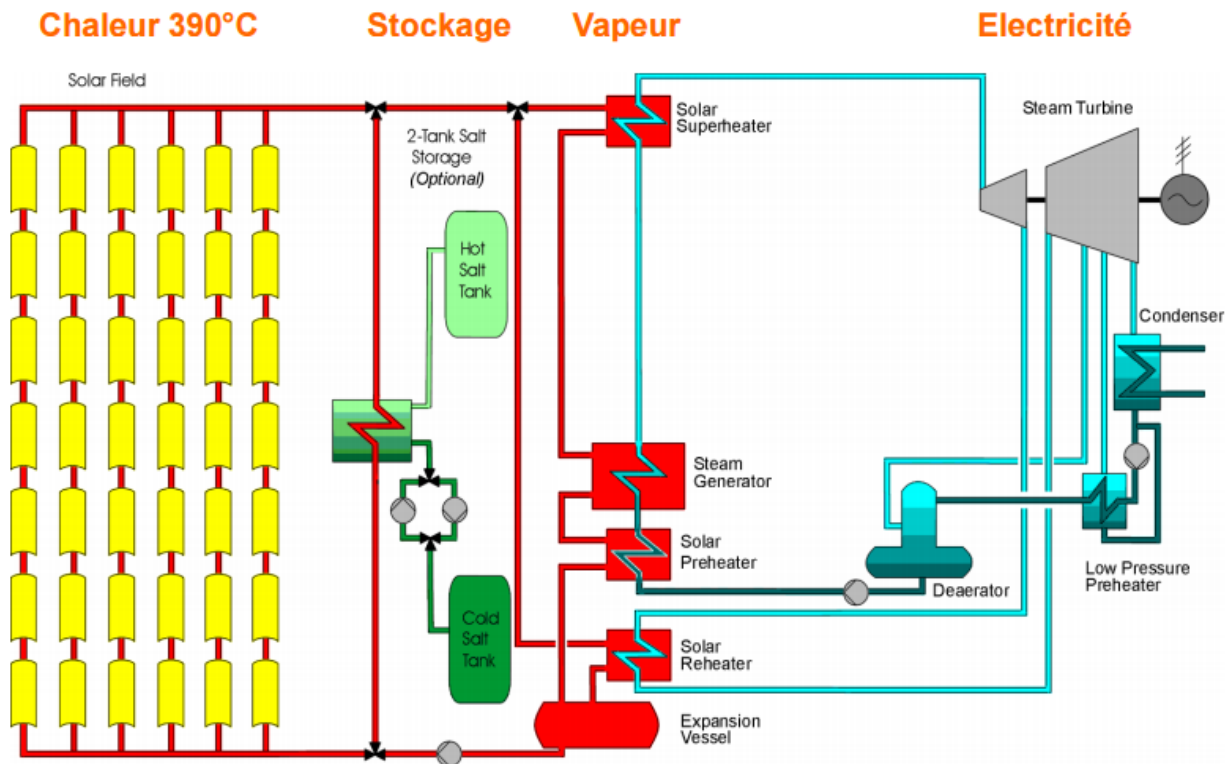


Figure I.22: Configuration typique d'une centrale à collecteurs Cylindro-paraboliques

Le champ solaire transforme le rayonnement solaire en énergie thermique. Suivant la puissance et la température requise, la taille du champ solaire va changer. Il est composé de collecteurs reliés en série qui, à leur tour, sont connectés en parallèle. Ainsi, ces différents collecteurs, comme leur nom l'indique, collectent les rayons du soleil. Leur rôle est de transmettre le plus de chaleur possible au fluide. Le collecteur est donc un composant essentiel du champ solaire. Il est fait d'un miroir (réflecteur parabolique), d'une composition métallique, d'un tube récepteur et d'un système de poursuite solaire. La structure métallique permet de relier ces différents composants entre eux aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Néanmoins, collecter les rayons du soleil et transformer le rayonnement en énergie thermique ne suffit pas, il faut également relier le champ solaire à un système de transfert de chaleur et de génération électrique [26].

I.4.3 Système de transfert de chaleur et de génération électrique :

- ✚ **La turbine à vapeur :** C'est un moteur thermique à combustion externe qui fonctionne selon le cycle de Rankine. Ce cycle se caractérise par un changement d'état. Ainsi, le

fluide qui circule dans le tube récepteur est chauffé par le rayonnement solaire et mis sous pression par une pompe. Le fluide utilisé est généralement l'eau. Ensuite, la chaleur est émise vers une chaudière dans laquelle l'eau est évaporée. Cette vapeur passe ensuite dans une turbine où elle est détendue et refroidit afin de fournir de l'énergie mécanique. Enfin, la vapeur est condensée au contact de la source froide sous vide partiel [27]. L'énergie mécanique créée est transformée en énergie électrique grâce à un alternateur selon la figure (I.23) suivant

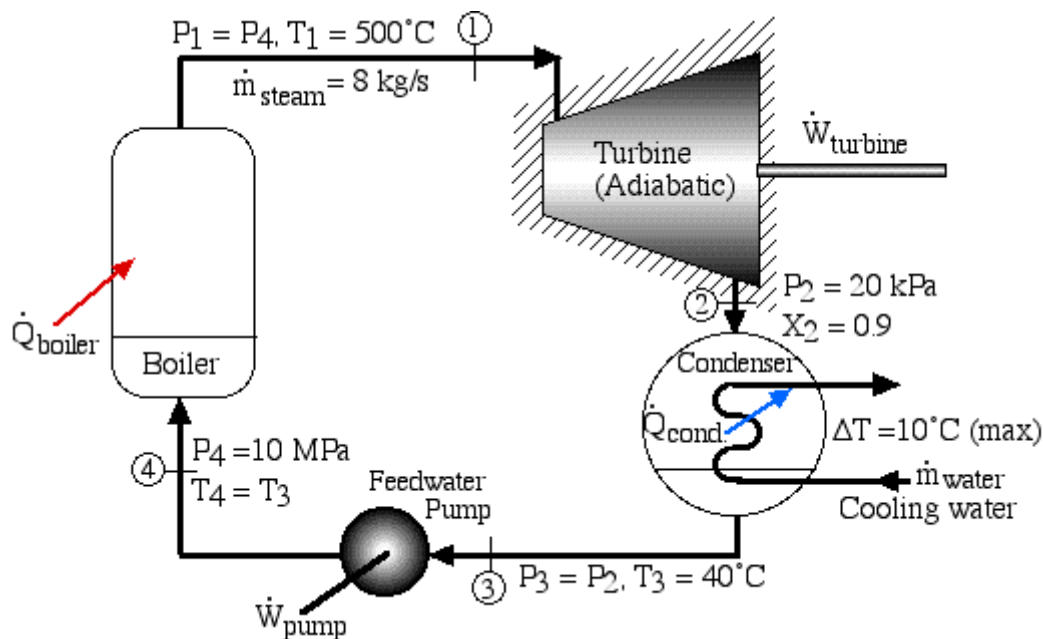


Figure I.23 : Schéma d'une machine motrice à vapeur simple

- + **Le cycle de Rankine vapeur :** La chaleur est transportée par le fluide caloporteur (une huile thermique) à partir des récepteurs jusqu'aux échangeurs, où l'eau est évaporée. Cette vapeur est ensuite détendue dans la turbine pour générer l'électricité. La température de la vapeur à l'entrée de la turbine doit être supérieure à 300°C. A une température plus basse, des fluides organiques sont utilisés : on parle alors de cycle de Rankine organique. Le cycle de base d'une turbine à vapeur est un cycle de Rankine qui comprend deux isobares et deux adiabatique et peut être décrit dans un diagramme entropique à l'aide de cinq étapes [28].

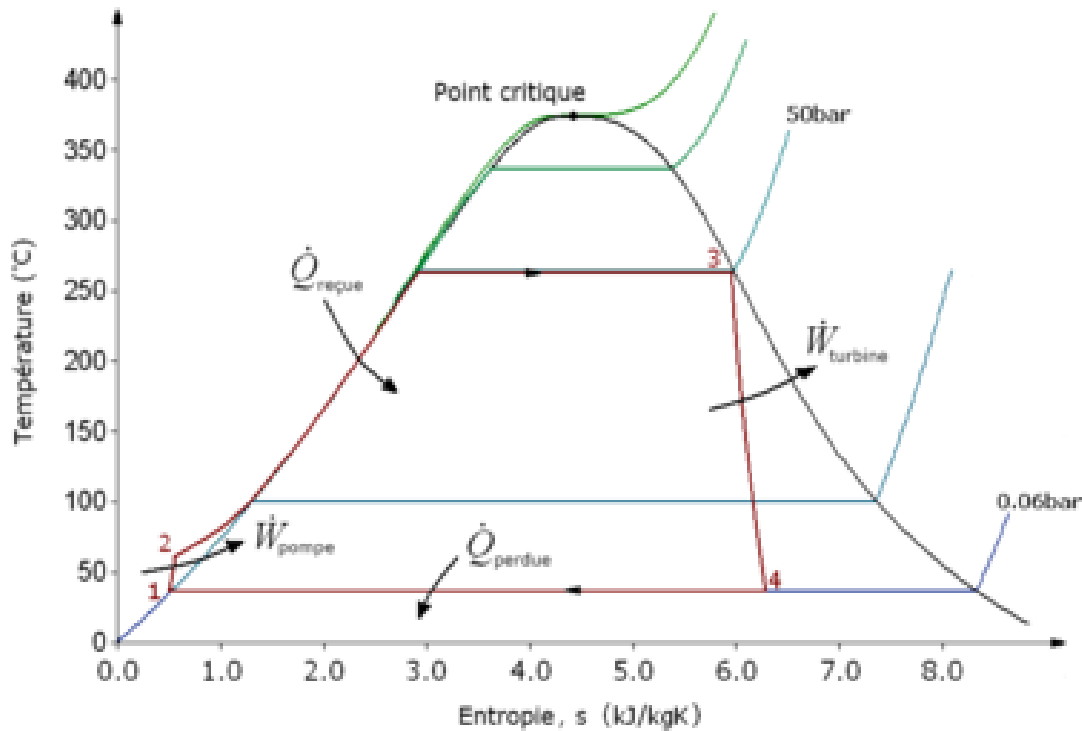


Figure I.24 : Cycles de Clausius-Rankine à vapeur simple

✚ Rendement de cycles de Rankine :

Dans la réalité des cycles de Rankine, qu'ils soient organiques ou pas, on a un rendement inférieur à 1 à cause des transformations irréversibles qui ont lieu. Le cycle de Rankine utilise une machine thermique ditherme (source chaude et source froide), son rendement se ramène donc à celui du cycle de Carnot qui est :

$$r = 1 - T_f / T_c$$

T_f : température de la source froide (K)

T_c : température de la source chaude (K)

Dans la réalité on ne peut avoir une source froide à 0 K, c'est pourquoi on ne peut pas avoir un rendement de 100%. Mais on peut s'en approcher en jouant sur les températures de sources chaudes et froides, en essayant d'augmenter le plus possible l'écart de température entre la source chaude et froide. Néanmoins le rendement réel sera inférieur au rendement de Carnot car celui-ci ne prend pas en compte les irréversibilités qui ont lieu [29].

I.4.4 Les configurations des champs solaires du système cylindro-parabolique :

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

la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono-axial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un capteur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangée de collecteur. Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance [30].

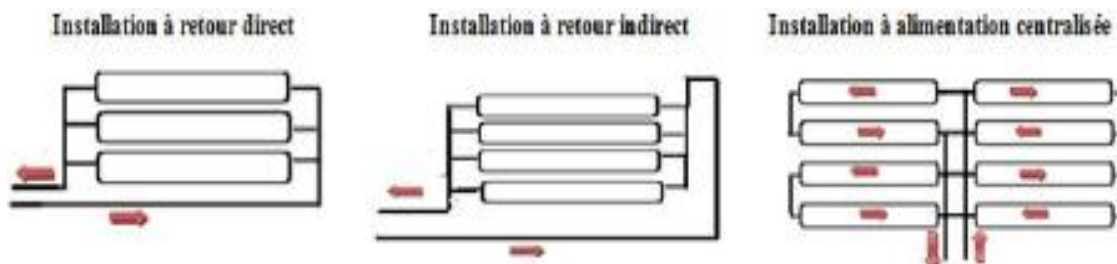


Figure I.25: Les différentes configurations de champs solaires

a. Installation à retour direct :

C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée. Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée. Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs. Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs.

b. Installation à retour indirect

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

c. Installation à alimentation centralisée

Le but de ce type d'installation est de minimiser la longueur totale de tuyauterie. Comme pour l'installation à retour direct, des vannes d'ajustement de la perte de charge sont nécessaires sur chaque rangée de capteurs [31].

I.4.5 L'exploitation de la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques en Algérie :

L'Algérie considère des occasions idéales d'aujourd'hui de combiner le gaz naturel à l'énergie solaire grâce à l'intégration de la base de l'énergie solaire est concentrée à concentrateurs cylindro-paraboliques. Dans une première étape une centrale électrique hybride (gaz /solaire) est actuellement en service au sud de l'Algérie (Hassi Rmel) avec 224 concentrateurs d'une surface de 180000 m² des réflecteurs paraboliques et d'une puissance électrique solaire moyenne de 25MW. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel de l'Algérie en énergie solaire, l'énergie moyenne reçue sur une surface horizontale soit près de 1700 KWh/m² annuellement aux régions côtières, 1900 KWh/m²/an aux hauts plateaux et 2650 KWh/m²/an aux régions Sahariennes. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque. Le solaire devrait atteindre d'ici à 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité selon le décret 04-92, publié au journal officiel de l'Algérie en Mars 2004 [32].

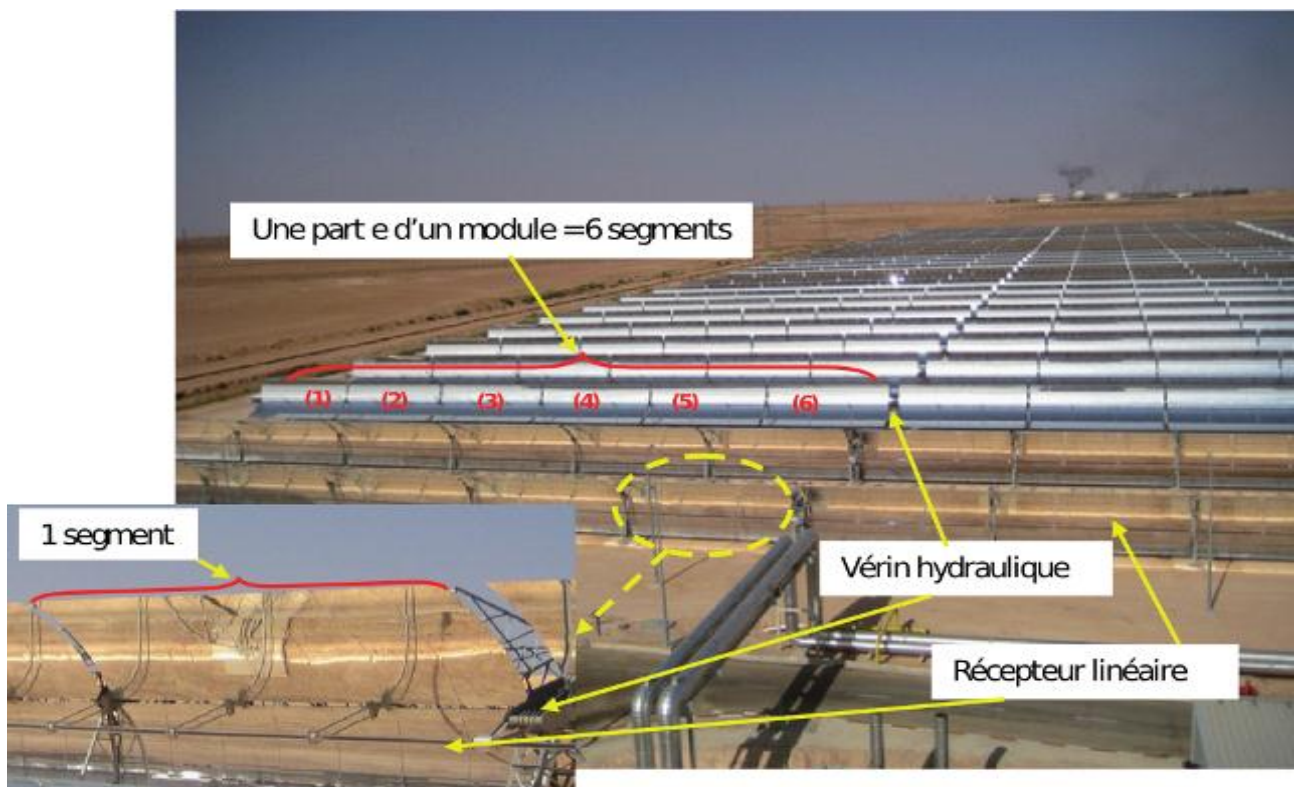


Figure I.26: champ solaire de Hassi R'mel

Tableau 1.3 : Résumé des différentes techniques [32].

	Capacity MW	Concentration	Peak solar efficiency	Annual solar efficiency	Thermal cycle efficiency	Capacity factor (solar)	Land use per Mwh/
Trough	10-200	70-80	21% (d)	10-15% (d) 1718% (p)	30-40% ST	24% (d) 2 5-70% (p)	6-8 m ²
Fresnel	10-200	25-100	20% (p)	911% (p)	30-40% ST	2570% (p)	4-6 m ²
Power tower	10-150	300-1000	20% (d) 35% (p)	8-10% (d) 15-25% (p)	30-40% ST 45-55% CC	25-70% (p)	8-12 m ²
Dish_ Stirling	0,01 – 0,4	1000-3000	29% (d)	1618% (d) 1823% (p)	30-40% Stirl. 20-30% GT	25% (p)	8-12 m ²

I.5 Conclusion:

L'utilisation des énergies renouvelables et la protection de l'environnement est une culture mondiale. L'exploitation de matériaux abandonnés ou recyclés est un engagement économique et environnemental. Il existe de nombreuses façons de tirer parti de l'énergie solaire grâce à des projets basés sur des concentrateurs solaires qui ne sont pas difficiles et faciles à mettre en œuvre. Dans ce chapitre, nous avons étudié les généralités sur l'énergie solaire en général et les méthodes d'utilisation de l'énergie thermique pour produire de l'énergie électrique au moyen de la méthode du concentrateur solaire thermique CSP.



CHAPITRE II

MODÉLISATION D'UN SYSTÈME SOLAIRE CYLINDRO-PARABOLIQUE

II.1 Introduction :

Le concentrateur cylindro-parabolique se distingue par sa simplicité, il se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique disposé cylindriquement. Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire ou est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur. Le CCP est généralement doté d'une poursuite solaire pour adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur.

Dans cette partie nous allons étudier théoriquement le fonctionnement d'un concentrateur cylindro-parabolique, en passant par tous les points importants du principe de fonctionnement jusqu'à l'équation qui régit une telle installation

II.2 Estimation du rayonnement solaire :

Le facteur de trouble atmosphérique de Linke (T_L) peut être adopté pour estimer le rayonnement solaire dans le Sahara de l'Algérie à cause de la faible concentration des nuages dans ces zones, on peut obtenir ce facteur à partir de la formule empirique développée par Capderou en 1987 dans l'Atlas Solaire de l'Algérie dans le cas d'un ciel clair.

II.2.1 Estimation du rayonnement directe :

L'atténuation du rayonnement commence à son entrée dans l'atmosphère terrestre, ce dernier est composé d'un mélange d'air sec et propre (gaz), de la vapeur d'eau et des aérosols. Pour calculer le rayonnement solaire direct incident sur un plan quelconque au niveau du sol, on utilise l'équation suivante :

$$I_d = I_0 \varepsilon_0 \cos \theta \exp\left(\frac{-T_L m_A}{9.4 + 0.9 m_A}\right) \quad (\text{II.1})$$

La distance terre-soleil ε_0 varie peu au cours de l'année plus au moins 1.65%. Elle est la plus faible vers le début de janvier et la plus longue le début juillet

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360}{360}(n - 2)\right) \quad (\text{II.2})$$

La valeur du flux de rayonnement solaire reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre varie au cours de l'année avec la distance terre-soleil, sa valeur moyenne I_0 est appelée la constante solaire. Dans notre cas $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$.

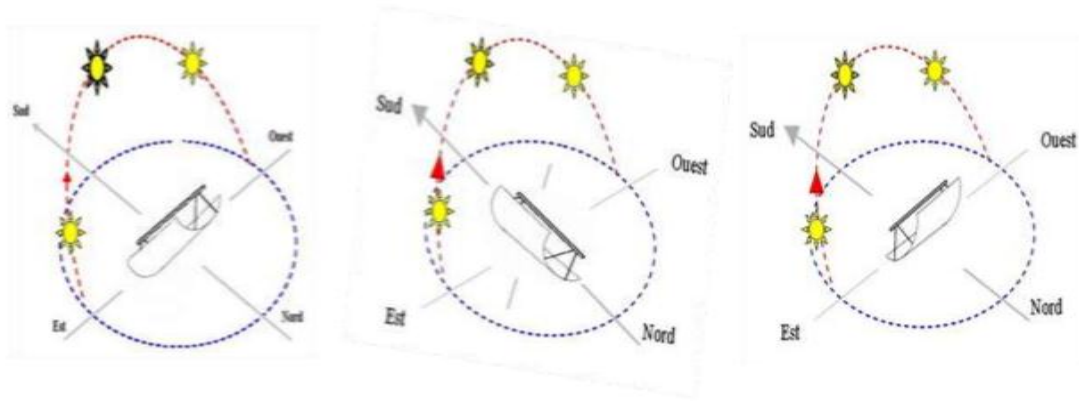


Figure II.1 : mode de transfert de poursuite solaire d'un CCP

Le cosinus d'angle d'incidence est variable en fonction du mode de poursuite solaire, pour une poursuite totale du soleil là on a un réglage continu

$$\theta = 0 \implies \cos \theta = 1 \quad (\text{II.3})$$

D'après Capderou [2] :

Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe de la terre avec une inclinaison égale à la latitude du lieu (Est-Ouest polaire) :

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (\text{II.4})$$

Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe Est-Ouest horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Nord-Sud :

$$\cos \theta = \sqrt{(\cos \delta \sin \varphi \cos \omega - \cos \delta \sin \varphi \cos \omega)^2} \quad (\text{II.5})$$

Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe Nord-Sud horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est-Ouest :

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2(\delta) \sin^2(\omega)} \quad \text{ou} \quad \cos \theta = \sqrt{\sin^2(\delta) + \cos^2(\delta) \cos^2(\omega)} \quad (\text{II.6})$$

Dans le cas d'un plan fixé quelconque le cosinus d'angle d'incidence est défini par Capderou comme suit :

$$\cos \theta = A \sin \omega + B \cos \omega + C \quad (\text{II.7})$$

Avec :

$$A = \cos \delta \sin \Omega \cos(90 - \beta)$$

$$B = \cos \delta [\cos \Omega \cos(90 - \beta) \sin \varphi + \sin(90 - \beta) \cos \varphi]$$

$$C = \sin \delta [- \cos \Omega \cos(90 - \beta) \cos \varphi + \sin(90 - \beta) \sin \varphi]$$

m_A : est la masse d'air atmosphérique (masse d'air optique) qui représente la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, elle dépend de la pression locale (P) et de l'évolution de la hauteur du soleil ((h_s)), la valeur de m_A est donnée par [3] comme suite :

$$m_A = \frac{P}{101325} [\sin(h_s) + 0.15(h_s + 3.885) - 1.253]^{-1} \quad (\text{II.8})$$

Avec :

$$P = 101325 \exp(-0.0001184 Z)$$

$$c = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta$$

Le facteur de trouble de Linke (T_L) est décomposé par Capderou en trois facteurs de troubles auxiliaires T_0 , T_1 et T_2 :

T_0 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seules paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante :

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin \varphi + 0.1 A_{he} (2 + \sin \varphi - 0.2 Z - (1.22 + 0.14 A_{he}) (1 - \sin h)) \quad (\text{II.9})$$

T_1 : est le trouble dû à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donné par l'approche :

$$T_1 = (0.89)^Z \quad (\text{II.10})$$

T_2 : est le trouble dû à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption, qui dépend à la fois de la nature, des dimensions et de la quantité des aérosols :

$$T_2 = (0.9 + 0.4 A_{he}) (0.63)^Z \quad (\text{II.11})$$

Pour mettre en évidence la variation saisonnière, Capderou a créé la fonction A_{he} (L'alternance hiver-été) avec :

$$A_{he} = \left(\frac{360}{365} (n - 121) \right)$$

Pour un plan horizontal, le rayonnement solaire direct incident égal à :

$$I_{dh} = I_0 \varepsilon_0 \sin h \exp(-T_L m_A \delta_{Ra}) \quad (\text{II.12})$$

II.2.2 Estimation du rayonnement diffus :

Pour calculer le rayonnement diffus, Capderou a utilisé le facteur de trouble diffusif T_{L_f} .

Dans le cas d'un plan horizontal le rayonnement diffus égal à (Capderou,1987) :

$$I_{fh} = I_0 \varepsilon_0 \exp(-1 + 1.06(\log(\sin h_s) + a - \sqrt{b^2 - a^2})) \quad (\text{II.13})$$

Avec :

$$a = 1.1$$

$$b = \log T_{L_f} - 2.8 + 1.02(1 - \sin h_s)^2$$

$$T_{L_f} = T_1 + T_2$$

La composante diffuse reçue sur un plan incliné se décompose en deux composantes, le diffus de ciel et le diffus de sol

Le diffus de ciel : Il se compose de trois parties

$$I_{f \text{ ciel}} = \delta_d \cos \theta + \delta_i \frac{1 + \sin \beta}{2} + \delta_h \cos \beta \quad (\text{II.14})$$

1- Composante directe, elle provient du voisinage du soleil dans un cône de demi-angle au sommet entre 3° et 15° qui peut être considérée qu'elle provient exactement du soleil :

$$\delta_d = I_0 \varepsilon_0 \exp(-2.84 + \sin h_s + a_d - \sqrt{4b_d^2 - a_d^2}) \quad (\text{II.15})$$

Avec :

$$a_d = 3.1 - 0.4b_d$$

$$b_d = \log T_{L_f} - 2.8 + 0.5 \log \sin h_s$$

2- Composante isotrope, elle correspond à un ciel de luminance uniforme :

$$\delta_i = I_{fh} - \delta_d \sin h_s \quad (\text{II.16})$$

3- Composante du cercle de l'horizon provient d'une bande d'horizon d'une hauteur de 6° , elle semble associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques :

$$\delta_h = \frac{-0.02a_h I_{dh}}{\sin h_s (a_h^2 b_h + 1.8)} \exp \sin h_s \quad (\text{II.17})$$

Avec :

$$a_h = \log T_{L_f} - 3.1 - \log \sin h_s$$

$$b_h = \exp(0.2 - 1.75 \log \sin h_s)$$

Le diffus du sol : L'albédo du sol caractérise la réflexion de la lumière incidente, pour n plan quelconque :

$$I_{f\text{sol}} = b(I_d + I_f) \frac{1 - \sin \beta}{2} \quad (\text{II.19})$$

1.3 Etude théorique du concentrateur cylindro parabolique

1.3.1 La performance d'un concentrateur cylindro- parabolique

La performance (optiques ou thermiques) est la mesure des résultats obtenus par de nombreux facteurs comme : [17]

- ✓ Taux de concentration (le rapport de la surface de l'ouverture à la surface de récepteur)
- ✓ La puissance (rayonnement) absorbée
- ✓ Coefficient des pertes thermiques
- ✓ La puissance utile
- ✓ Température de sortie de fluide caloporteur
- ✓ Rendement d'un concentrateur solaire

Les systèmes solaires à concentration collectent uniquement le rayonnement solaire direct. Vu que notre étude est concernée par des températures élevées au de la 400°C, nous allons donc étudier concentrateur cylindro-parabolique solaire et arriver par la suite à le réaliser.

a. Taux de concentration

La définition la plus commune du taux de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture à la surface du récepteur, [3, 4].

$$c = \frac{A_0}{A_r} \quad (\text{II.20})$$

Avec :

A_0 : est la surface d'ouverture

A_r : la surface de l'absorbeur

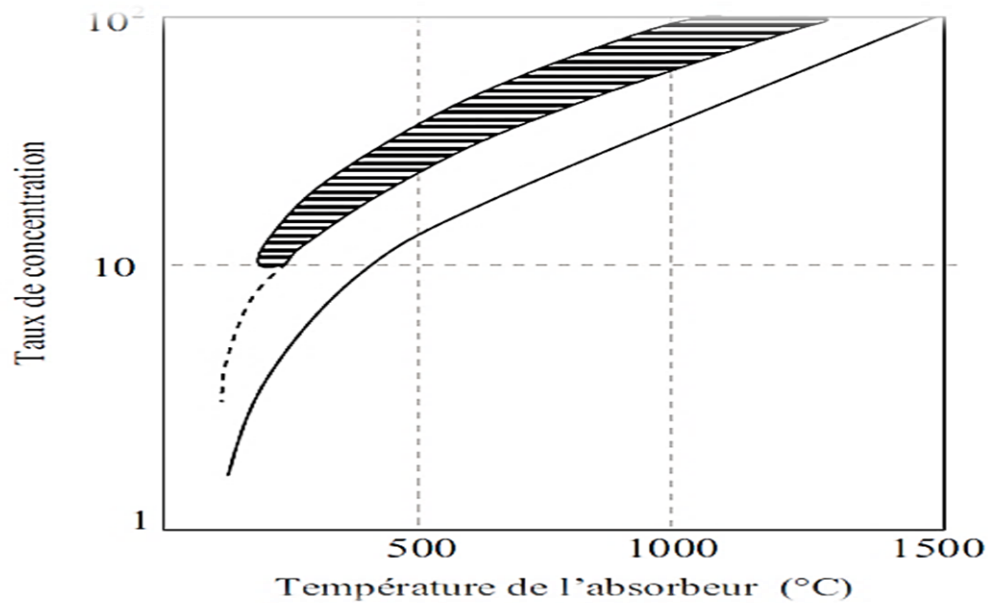


Figure II.2 : Relation entre le taux de concentration et la température du récepteur

La limite minimale : lorsque les pertes thermiques sont égales à l'énergie absorbée.

La zone hachurée : correspond à l'intervalle de fonctionnement du concentrateur.

- Les faibles concentrations ($1 < C < 10 \Rightarrow T_c \approx 150^\circ\text{C}$)
- Les moyennes concentrations ($10 < C < 100 \Rightarrow T_c \approx 300^\circ\text{C}$)
- Les fortes concentrations ($C \geq 100 \Rightarrow T_c \geq 500^\circ\text{C}$) [34]

b. Montage :

Il existe deux types de montage d'un capteur cylindro-parabolique :

1. Le montage suivant l'axe du monde : le tube récepteur est parallèle à l'axe de rotation de la Terre. Le suivi du Soleil nécessite un simple asservissement en rotation autour de cet axe.
2. le montage est-ouest : le tube récepteur est orienté est-ouest. Il faut orienter le capteur vers le soleil deux ou trois fois par jour pour optimiser la réception du rayonnement.

Le rendement de captation est moins bon qu'avec le montage est-ouest asservi en rotation

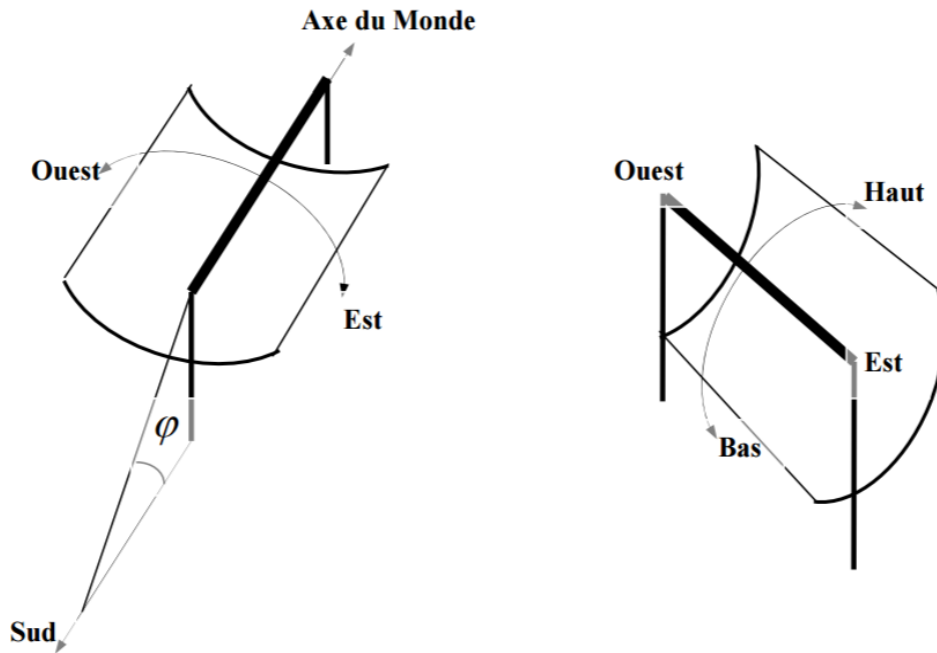


Figure II.3 : Montage d'un capteur cylindro- parabolique (a) Suivant l'axe du Monde. (b) Suivant la direction Est-Ouest

Pour pouvoir choisir un réflecteur cylindro-parabolique. On aura toujours intérêt à adopter la géométrie idéale pour obtenir une bonne concentration géométrique. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident. L'équation générale du réflecteur en coordonnées cartésiennes et polaires respectivement [35] , s'écrit :

$$y = \frac{x^2}{4F} \tag{II.21}$$

$$r = \frac{F}{\cos^2\left(\frac{\psi}{2}\right)} \tag{II.22}$$

$$\psi = \tan^{-1} \left[\frac{8\frac{F}{W}}{16\left(\frac{F}{W}\right)^2} \right] \tag{II.23}$$

$$W = 2r \cdot \sin(\varnothing) = 4 \cdot f \cdot \tan \frac{\varnothing}{2} \tag{II.24}$$

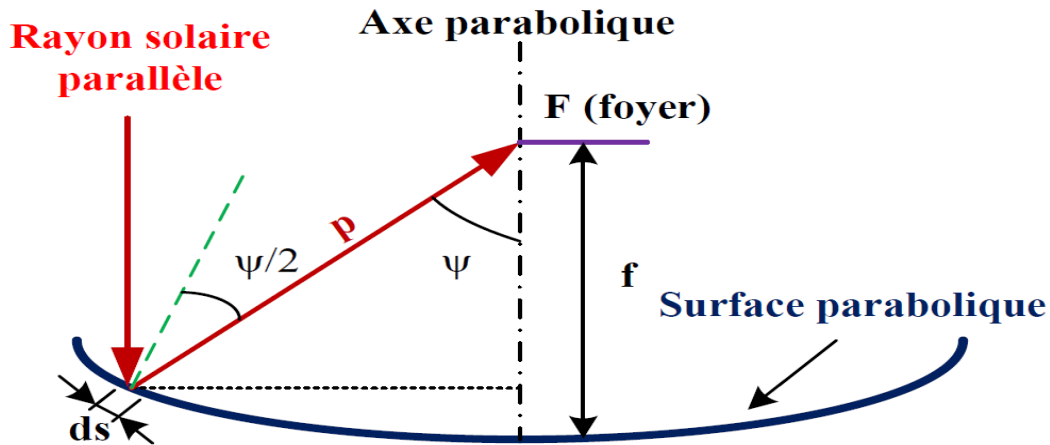


Figure II.4 : Dimensions relatives à un concentrateur cylindro-parabolique

c. Facteur d'interception γ

Il représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchiée par les surfaces réfléchissantes. Il traduit le fait que certains rayons solaires peuvent être renvoyés vers l'extérieur du concentrateur ou bien passer à côté de l'absorbeur lorsque les surfaces optiques présentent des défauts ou des irrégularités et lorsque l'absorbeur est mal positionné dans le plan focal. le collecteur d'interception γ est donné par l'équation générale suivante[36] :

$$\gamma = \frac{1+\cos \varphi}{2 \cos \varphi} \int_0^{\varphi} E_{fr} \left[\frac{\sin \varphi (1+\cos \varphi_1)(1-2d'x \sin \varphi_1) - \pi \beta' (1+\cos \varphi_1)}{\sqrt{2\pi \sigma' (1+\cos \varphi)}} \right] - E_{fr} \int_0^{\varphi} E_{fr} \left[\frac{\sin \varphi (1+\cos \varphi_i)(1-2d'x \sin \varphi_i) - \pi \beta' (1+\cos \varphi_i)}{\sqrt{2\pi \sigma' (1+\cos \varphi)}} \right] \frac{d\varphi_1}{1-\cos \varphi_i} \quad (\text{II.25})$$

La fonction d'erreur E_{fr} est définie comme suit :

$$E_{fr}(y) = \frac{2}{\pi} x \int_0^y e^{-z^2} x dz$$

I.3.2 Bilan Thermique :

Pour le calcul du bilan énergétique, on devrait tenir compte des hypothèses suivantes :

1. La conduction transversale dans l'absorbeur et l'enveloppe du verre est négligeables
2. Les pertes par conduction dans les extrémités du tube sont négligeables.
3. La conductivité thermique du tube absorbeur et l'enveloppe de verre sont constants.
4. Fluide incompressible avec un écoulement unidimensionnel.

5. Pression dans le vide entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre.
6. Répartition uniforme du rayonnement solaire dans l'absorbeur

Les différents échanges thermiques qui ont lieu dans l'élément absorbeur sont schématisés par la figure

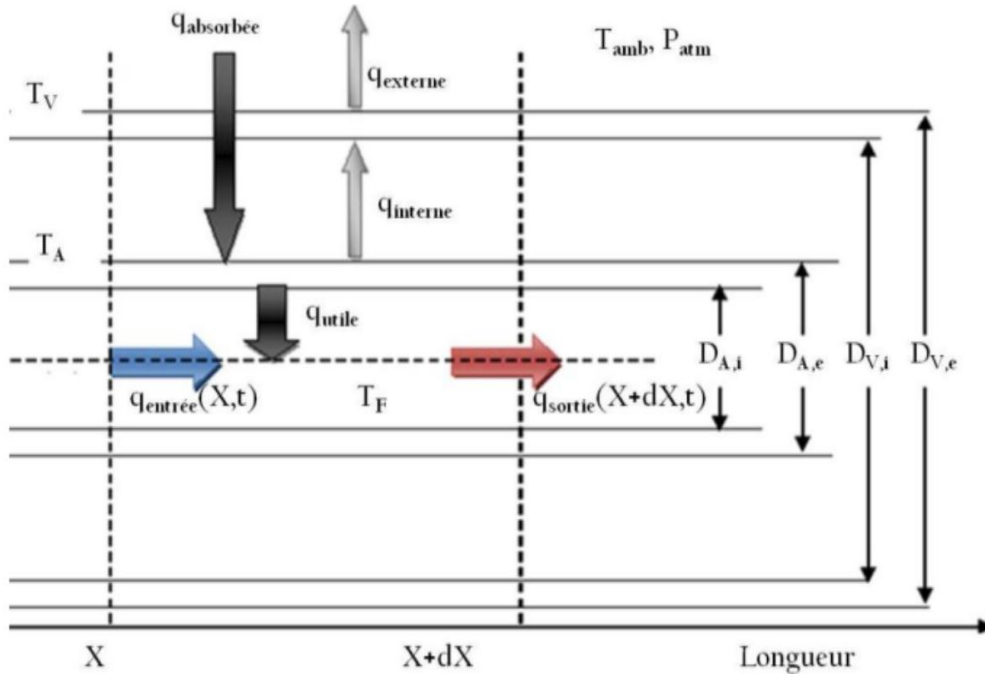


Figure II.5 : Bilan thermique d'un élément de surface du concentrateur cylindro parabolique.

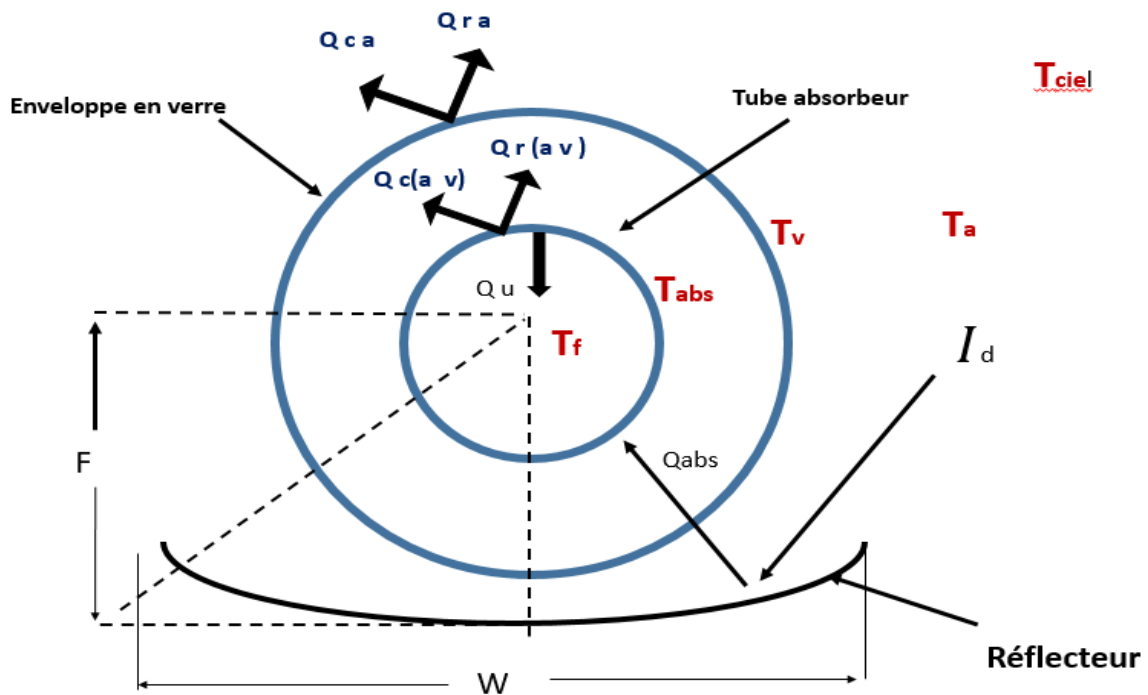


Figure II.6 : Flux de chaleur échangés dans le CCP

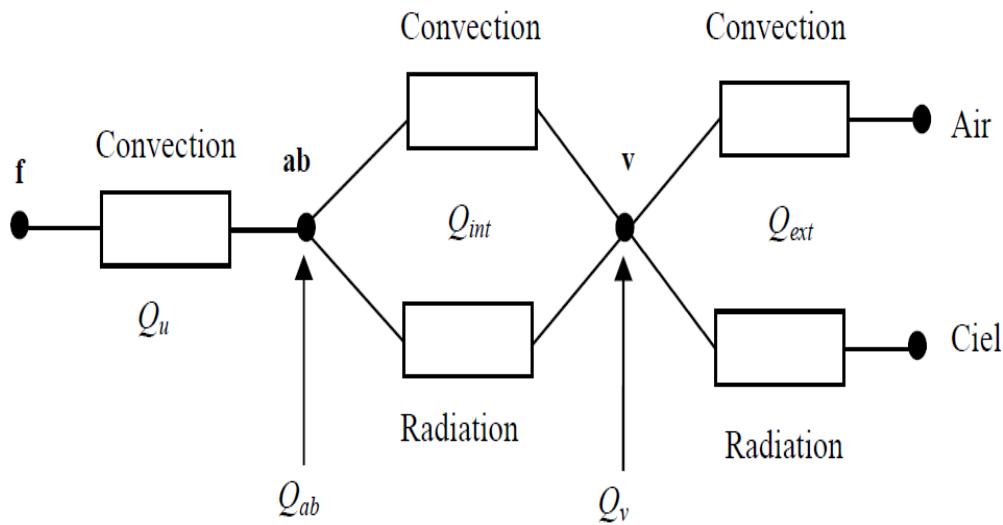


Figure II.7 : Modèle de résistance thermique

Entre l'enveloppe du verre et l'environnement

Augmentation de l'énergie interne = l'énergie solaire absorbée + diffusion thermique +

Perte interne - perte externe

$$m_v C_v \frac{\partial T_v(x,t)}{\partial t} = Q_{\text{absorbée}(v)} + Q_{\text{diffus}} + Q_{\text{interieur}} - Q_{\text{extérieur}} \quad (\text{II.26})$$

$$Q_{\text{diffus}} = A_v K_v \frac{\partial^2 T_v}{\partial x^2}$$

$$A_v = \frac{\pi(D_v^2(\text{ext}) - D_v^2(\text{int}))}{4}$$

Entre l'absorbeur et l'enveloppe en verre

Augmentation de l'énergie interne = l'énergie solaire absorbée + diffusion thermique perte interne - l'énergie utile

$$m_a C_a \frac{\partial T_a(x,t)}{\partial t} = Q_{\text{absorbée}} + Q_{\text{diffus}} + Q_{\text{interieur}} - Q_{\text{utile}} \quad (\text{II.27})$$

$$Q_{\text{diffus}} = A_{\text{abs}} K_{\text{abs}} \frac{\partial^2 T_{\text{abs}}}{\partial x^2}$$

$$A_{\text{abs}} = \frac{\pi(D_{\text{abs}}^2(\text{ext}) - D_{\text{abs}}^2(\text{int}))}{4}$$

Entre l'absorbeur et le fluide caloporteur :

Augmentation de l'énergie interne + la chaleur convertie par le mouvement du fluide
 = diffusion thermique + l'énergie utile

$$m_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + Q_f = Q_{\text{diffus}} + Q_{\text{utile}} \tag{II.28}$$

$$Q_{\text{diffus}} = A_f K_f \frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2}$$

$$A_f = \frac{\pi(D_{\text{abs(int)}})^2}{4}$$

$$Q_f = \dot{m}_f C_{pf} \frac{\partial T_f}{\partial x} \quad , \quad \dot{m}_f = A_f \rho_f u_f$$

Les quantités d'énergies absorbées par l'enveloppe du verre et le tube absorbeur est

Calculer par les relations suivantes

$$Q_{\text{absorbée}} = A_0 I_0 \cdot \rho_0 \cdot \alpha_0 \cdot \gamma \cdot K \quad , \quad A_0 = w \cdot L \tag{II.29}$$

$$Q_{\text{absorbée (v)}} = A_0 I_0 \cdot \rho_0 \cdot \alpha_v \cdot \gamma \cdot K \tag{II.30}$$

α_0 est le coefficient de transmission-absorption, la quantité d'énergie absorbée par le tube absorbeur et transmise au fluide caloporteur dépend de deux coefficients, la transmittance de l'enveloppe du verre et l'absorption de tube absorbeur

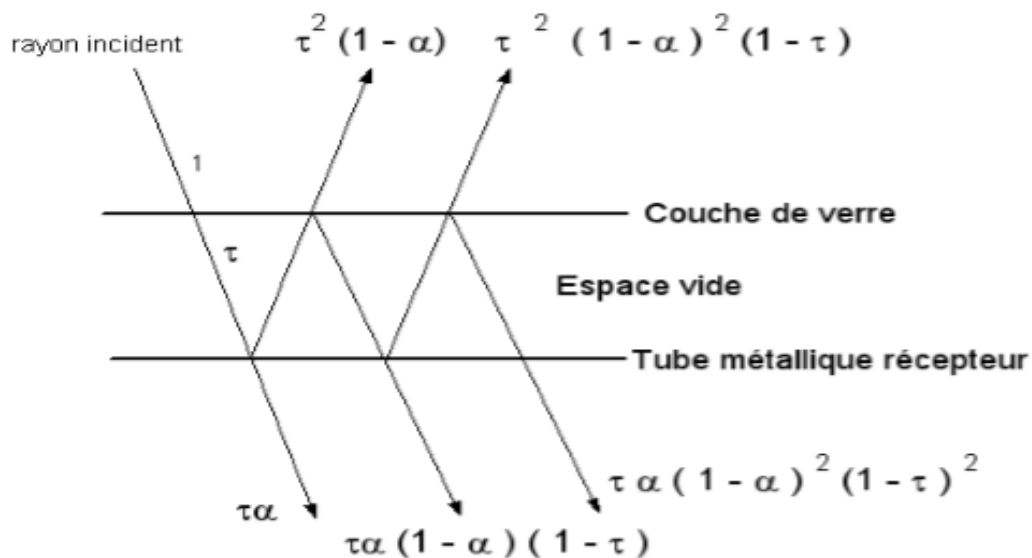


Figure II.8 : Parcours d'un rayon lors de transmissions et de réflexions successives

La quantité finale de l'énergie transmise au tube absorbeur est une série géométrique infinie de raison $(1-\alpha_{ab}) \cdot (1-\tau_v)$, le coefficient de transmission-absorption égale à:

$$\alpha_0 = (\alpha_{ab} \tau_v) \sum_{i=0}^{i=\infty} (1 - \alpha_{ab})^i (1 - \tau_v)^i = \frac{\tau_v}{1-(1-\alpha_{ab})(1-\alpha_{ab})} \quad (\text{II.31})$$

K : représente l'angle d'incidence modifié :

$$K = 1 - 0.00384(\theta) - 0.000143(\theta)^2$$

I.3.3 Différents Mode de Transfert de Chaleur

✚ Transfert de Chaleur entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre :

Le transfert s'effectue par deux modes entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre :

- Par convection naturelle : si la pression entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre est supérieure à 0.013Pa, elle est estimée par des relations de la convection naturelle entre deux cylindres horizontaux et concentriques, le coefficient de transfert de chaleur égale à :

$$h_{c(int)} = \frac{2K_{eff}}{D_{abs(ext)} \ln\left(\frac{D_{v(int)}}{D_{abs(ext)}}\right)} (T_{abs} - T_v) \quad (\text{II.32})$$

K_{eff} : la conductivité thermique effectuée de l'air, elle représente la conductivité thermique que l'air stationnaire devrait avoir pour transférer la même quantité de chaleur que l'air mobile, elle est donnée par :

$$k_{eff} = 0.386 k_{air} \left[\frac{Pr_{air}}{0.861 + Pr_{air}} \right]^{\frac{1}{4}} (Ra_c)^{\frac{1}{4}}$$

$$Ra_c = \frac{\left(\ln\left(\frac{D_{v(int)}}{D_{abs(ext)}}\right) \right)^4}{L_{eff}^3 \left(D_{abs(ext)}^{-\frac{3}{5}} + D_{v(int)}^{-\frac{3}{5}} \right)^5} Ra_{eff}$$

$$L_{eff} = \frac{D_{v(int)} - D_{ab(int)}}{2}$$

$$Ra_{eff} = Gr_{air} Pr_{air} = \frac{g B_{air} \rho_{air} (T_{abs} - T_v) L_{eff}^3}{L_{air} \mu_{air}}$$

- Par rayonnement tell que

$$h_{r(int)} = \varepsilon_{int} \sigma [(T_{abs} + 273)^2 + (T_v + 273)^2] (T_{abs} + T_v + 546) \quad (\text{II.33})$$

$$\varepsilon_{int} = \left(\left(\frac{D_{v(int)}}{D_{ab(int)}} \right) \left| \left(\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{1-\varepsilon_v}{\varepsilon_v} \right) \right. \right)$$

Donc le flux de transfert de chaleur intérieur Q_{int} égale à :

$$Q_{int} = A_{abs(ext)} h_{(int)} (T_{abs} - T_v) \tag{II.34}$$

Avec :

$$h_{(int)} = h_{c(int)} + h_{r(int)}$$

✚ Transfert de Chaleur entre l'enveloppe du verre et l'environnement :

On suppose que le transfert thermique entre l'enveloppe du verre et l'environnement et dû à la convection et au rayonnement

➤ Par convection natural

Si la vitesse du vent est nulle, la corrélation de Churchill et Chu est recommandée pour une convection naturelle entoure d'un cylindre horizontal, le coefficient de transfert convectif est donné par l'expression suivante :

$$h_{c(ext)} = \left[0.6 + 0.387 \left(\frac{Ra_{air}}{\left(1 + \left(\frac{0.559}{Pr_{air}} \right)^{\frac{9}{11}} \right)^{\frac{16}{9}}} \right)^{\frac{1}{6}} \right]^2 \frac{K_{air,amb}}{D_{ve}} \tag{II.35}$$

Les propriétés physiques de l'air extérieur sont calculées à la température moyenne : $T_{m(ext)} = \frac{T_{abs} + T_v}{2}$ (II.36)

➤ Par convection forcé

Si la vitesse du vent n'est pas nulle, la corrélation de Zhukauskas est recommandée le coefficient de transfert convectif s'écrit comme suit :

$$h_{c(ext)} = C Re_{air}^n Pr_{air}^m \left(\frac{pr_{air}}{pr_v} \right)^{\frac{1}{4}} \frac{k_{air}}{D_{v(ext)}} \tag{II.37}$$

Les expressions de C, n et m sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} 1 < Re_{air} \leq 40 \Rightarrow c = 0.75, n = 0.4 \\ 40 < Re_{air} \leq 10^3 \Rightarrow c = 0.51, n = 0.5 \\ 10^3 < Re_{air} \leq 2 \times 10^5 \Rightarrow c = 0.26, n = 0.6 \\ 2 \times 10^5 < Re_{air} \leq 10^6 \Rightarrow c = 0.076, n = 0.7 \end{cases}$$

Avec :

$$m = \begin{cases} 0.37 & pr_{air} \leq 10 \\ 0.36 & pr_{air} > 10 \end{cases}$$

Dans ce cas les propriétés physiques de l'air extérieur sont calculées à la température ambiante T_a et pr_v est calculé à la température de l'enveloppe du verre

➤ Par rayonnement

La surface extérieure de l'enveloppe du verre rayonne vers la voûte céleste (le soleil est assimilé à un corps noir) par des rayons infrarouges, ce rayonnement est donné la loi de Stéphane Boltzmann

$$h_{r(ext),ray} = \varepsilon_v \sigma [(T_{ciel} + 273)^2 + (T_v + 273)^2] (T_{ciel} + T_v + 546) \quad (II.38)$$

Le flux de transfert de chaleur extérieur $Q_{exterieur}$ égale a :

$$Q_{ext} = q_{ext,con} + q_{ext,ray} = A_v (hc(ext)(T_v - T_a) + hr(ext)(T_v - T_{ciel})) \quad (II.39)$$

✚ Transfert de Chaleur entre l'absorbeur et le fluide caloporteur :

Considérant la convection forcée du fluide caloporteur dans le tube absorbeur, les corrélations de Gnielinski souvent adoptées elles dépendent du régime d'écoulement. Gnielinski propose une interpolation linéaire dans la zone de transition entre le régime laminaire et turbulent, dans ce cas le coefficient de transfert utile dépende de deux nombres adimensionnelles Reynolds et Prandtl :

$$h_{u(f)} = \frac{k_f}{D_{abs(int)}} N_{uf} \quad (II.40)$$

Le nombre de Nusselt dépende du régime d'écoulement laminaire, transitoire ou turbulent suivant la valeur de Reynolds

$$Re_f = \frac{4 \dot{m}_f \rho_f}{\pi \mu_f D_{abs(int)}} \quad (II.41)$$

➤ Pour un écoulement laminaire ($Re < 2300$) :

Deux expressions de N_{uf} suivant deux conditions aux limites température de surface

constante N_{uf1} (recommander) et Flux de transfert constant N_{uf2} :

$$N_{uf1} = \left\{ (3.66)^3 + (0.7)^3 + \left(1.615^3 \sqrt{Re_f Pr_f d} - 0.7 \right)^3 + \left(\left(\frac{2}{1 + 22 Pr_f} \right)^{\frac{1}{6}} \sqrt{Re_f Pr_f d} \right)^3 \right\}^{\frac{1}{3}}$$

$$N_{uf2} = \left\{ (4.354)^3 + (0.6)^3 + \left(1.953^3 \sqrt{Re_f Pr_f d} - 0.6 \right)^3 + \left(0.924^3 \sqrt[3]{Pr_f^3 \sqrt{Re_f Pr_f d}} \right)^3 \right\}^{\frac{1}{3}}$$

Avec :

$$d = D_{abs(int)}/L$$

➤ Pour un écoulement turbulent ($Re > 4000$):

Le nombre de Nusselt s'écrit :

$$N_{uf} = \frac{\left(\frac{\xi}{8}\right)(Re_f - 1000)\left(1 + d^{\frac{2}{3}}\right)Pr_f}{1 + 12.7\sqrt{\left(\frac{\xi}{8}\right)\left(Pr_f^{\frac{2}{3}} - 1\right)}} \left(\frac{Pr_f}{Pr_{abs}}\right)^{0.11} \quad (II.42)$$

ξ : Représente le facteur de friction d'un écoulement turbulent dans un tube, il est défini par les deux relations suivants. La deuxième relation est recommandée dans le cas des grandes valeurs de Prandtl et de (d/L)

$$\xi = (1.84 \log_{10} Re_f - 1.64)^{-2}$$

$$\xi = (1.8 \log_{10} Re_f - 1.5)^{-2}$$

➤ Pour un régime transitoire : $2300 \leq Re \leq 4000$

Gnielinski a proposé l'équation suivante :

$$N_{uf} = (1 - \epsilon)Nu_{(lam,2300)} + \epsilon Nu_{(tur,4000)} \quad (II.43)$$

$$\epsilon = (Re_f - 2300/4000 - 2300)$$

Pour cette équation $Nu_{(lam,2300)}$ est calculé par l'équation (II.42.1) ou l'équation (II.42.2) avec $Re_f = 2300$ et $Nu_{(tur,4000)}$ est calculé par l'équation (II.43) avec $Re_f = 4000$. De plus on prend :

$$Pr_f = 0.7 \quad , \quad (Pr_f/Pr_{ab})^{0.11} = 1 \quad \text{et} \quad d = 0.0001$$

Les propriétés physiques du fluide sont calculées à la température du fluide et Pr_{ab} est calculé à la température de l'absorbeur.

Finalemment l'efficacité optique du concentrateur est définie comme étant le rapport du rayonnement absorbé au rayonnement incident à la surface d'ouverture du concentrateur A_0 .

Elle est donnée par la relation suivante :

$$\eta_{optique} = \frac{\varphi_{ab}}{A_0 I_d} = \rho_0 \alpha_0 K \quad (\text{II.44})$$

Et l'efficacité thermique globale du CCP, qui est le rapport entre l'énergie utile absorbée par le fluide et l'énergie solaire intercepté par la surface d'ouverture du réflecteur nous donne :

$$\eta_{thermique} = \frac{\int \varphi_{utile} dt}{A_0 \int I_d dt} \quad (\text{II.45})$$

I.4 Résolution numérique :

I.4.1 Principes de la méthode des différences finies

Il existe des nombreuses méthodes d'approximations numériques des solutions de ces équations différentielles. La méthode des différences finies tel que chaque dérivée partielle est approchée par une expression discrétisée appelée schéma numérique (implicite). Les équations différentielles sont ainsi remplacées par un grand système des équations algébriques dont les inconnues sont les températures aux nœuds du maillage, ce système peut être résolu facilement par des méthodes itératives.

Formes discrètes des équations :

Un absorbeur de P tranches est représenté schématiquement sur **la figure II.9** En tenant compte de la dépendance des propriétés thermiques de la température, une méthode des différences finies a été employée. Par le remplacement des dérivées partielles de premier ordre dans les équations différentielles (II.27), (II.28) et (II.29) par des schémas numériques *implicites. La dérivée partielle de second ordre sont remplacées par des schémas numériques symétriques.

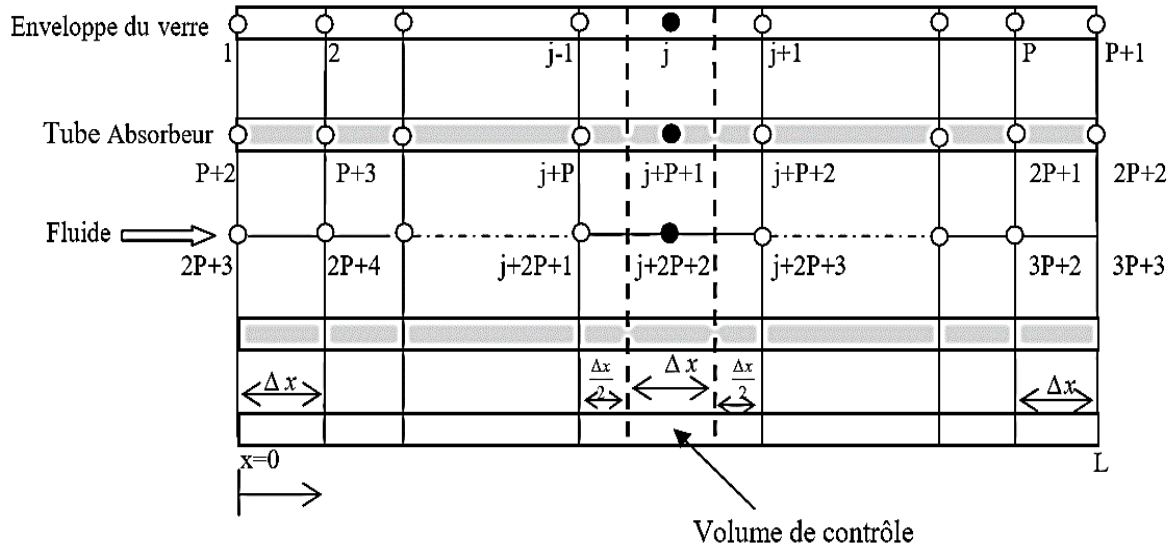


Figure II.9 : Division longitudinale de l'absorbeur

- Pour $j = 2 : p$ (Enveloppe de verre) :

$$A_v \rho_v C_v \frac{T_j - T_j}{\Delta T} = w I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + A_v K_v \frac{T_{j-1} - 2T_j + T_{j+1}}{\Delta x^2} + \pi D_{ab(ext)} h_{int} (T_{j+(p+1)} - T_j) - \pi D_{v(ext)} [h_{c(ext)} (T_j - T_a) + h_{r(ext)} (T_j - T_{ciel})] \quad (II.46)$$

- Pour $j = p+3 : 2p+1$ (Tube absorbeur) :

$$A_{ab} \rho_{ab} C_{ab} \frac{T_j - T_j}{\Delta T} = w I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + A_{ab} K_{ab} \frac{T_{j-1} - 2T_j + T_{j+1}}{\Delta x^2} - \pi D_{ab(ext)} h_{int} (T_j - T_{j-(p+1)}) - \pi D_{ab(int)} h_u (T_j - T_{j+(p+1)}) \quad (II.47)$$

- Pour $j = 2p+4 : 3p+2$ (Fluide) :

$$A_f \rho_f C_f \frac{T_j - T_j}{\Delta T} + \dot{m} C_p = A_f K_f + \frac{T_{j-1} - 2T_j + T_{j+1}}{\Delta x^2} + \pi D_{ab(int)} h_u (T_j - T_{j+(p+1)}) \quad (II.48)$$

Après réarrangement les équations algébriques correspondantes ont été trouvées :

- Pour $j = 2 : p$ (Enveloppe de verre) :

$$-a_{1v} T_{j-1} + (2a_{1v} + a_{2v} + a_{3v} + a_{4v} (h_{c(ext)} + h_{r(ext)})) T_j - a_{1v} T_{j+1} - a_{3v} T_{j+(p+1)} = B_v \quad (II.49)$$

Avec :

$$a_{1v} = \frac{A_v K_v}{\Delta x^2}$$

$$a_{2v} = \frac{A_v \rho_v C_v}{\Delta t}$$

$$a_{3v} = \pi D_{ab(ext)} h_{(int)}$$

$$a_{4v} = \pi D_{v(ext)}$$

$$B_v = w I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + a_{2v} T_j^* + a_{4v} (T_a h_{c(ext)} + T_{ciel} h_{r(ext)})$$

Les conditions aux limites sont :

$$T_v(t, 1) = T_v(t, 2); T_v(t, p + 1) = T_v(t, p) \quad (II.50)$$

- Pour $j=p+3 : 2p+1$ (Tube absorber) :

$$-a_{1ab} T_{j-1} + (2a_{1ab} + a_{2ab} + a_{3ab} + a_{4ab}) T_j - a_{1ab} T_{j+1} - a_{3ab} T_{j-(p+1)} - a_{4ab} T_{j+(p+1)} = B_{ab} \quad (II.51)$$

Avec :

$$a_{1ab} = \frac{A_{ab} K_{ab}}{\Delta x^2}$$

$$a_{2ab} = \frac{A_{ab} \rho_{ab} C_{ab}}{\Delta t}$$

$$a_{3ab} = a_{3v} = \pi D_{ab(ext)} h_{(int)}$$

$$a_{4ab} = \pi D_{ab(int)} h_u$$

$$B_{ab} = w I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + a_{2ab} T_j^*$$

Les conditions aux limites sont :

$$T_{ab}(t, p + 2) = T_{ab}(t, p + 3); T_{ab}(t, 2p + 2) = T_{ab}(t, 2p + 1) \quad (II.52)$$

- Pour $j=2p+4 : 3p+2$ (Fluide)

$$-(a_{1f} + a_{3f}) T_{j-1} + (2a_{1f} + a_{2f} + a_{3f} + a_{4f}) T_j - a_{1f} T_{j+1} - a_{4f} T_{j-(p+1)} = B_f \quad (II.53)$$

Avec :

$$a_{1f} = \frac{A_f K_f}{\Delta x^2}$$

$$a_{2f} = \frac{A_f \rho_f C_f}{\Delta t}$$

$$a_{3f} = \frac{\dot{m}_f c p_f}{\Delta x}$$

$$a_{4f} = a_{4ab} = \pi D_{ab(int)} h_u$$

$$B_{ab} = a_{2f} T_j^*$$

I.4.2 Structure de code de calcul :

Le programme de calcul numérique MATLAB (version 2018) est choisi pour calculer la solution de notre système algébrique non linéaire a $(3P + 3)$ équations est résolu simultanément en utilisant la méthode itérative de Gausse-Seidel avec une précision de 0.001 °C. nous avons suivi ces étapes pour structurer de code de ce calcul :

1. Données de base : cordonnés de la zone, caractéristiques du concentrateur, conditions initiales, conditions aux limites, pas de temps, caractéristiques du fluide.
2. Calcul du rayonnement direct, température ambiante et l'énergie absorbée.
3. Calculer le coefficient des pertes thermiques à partir des températures de l'instant précédent. Et la construction de la matrice
4. Calcul des températures à partir des valeurs des coefficients d'échanges ainsidéduites.
5. Recalcule les coefficients d'échanges à partir des nouvelles températures.
6. Recalcule les températures
7. Calcul du rendement thermique

Les étapes 5 et 6 sont reprises jusqu'à ce que la différence absolue entre deux itérations successives soit inférieure au 0.001.

I.5 Conclusions :

Le système algébrique non linéaire obtenue à partir de la modélisation du concentrateur et avec l'aide de MATLAB nous permettre d'étudier la répartition de la température au niveau des nœuds (verre, absorbeur, fluide) et d'évaluer la performance du concentrateur à travers le rendement résultant.



CHAPITRE III

RÉALISATION D'UN SYSTÈME DE CONCENTRATION CYLINDRO- PARABOLIQUE

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons les différentes étapes de réalisation du concentrateur solaire parabolique conçu conformément au modèle théorique étudié au chapitre précédent. Notre expérience a été réalisée au niveau du Laboratoire de Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, la réalisation de ce prototype a duré 3 mois. Plusieurs travaux de plomberie, de soudure, de mécanique et même de vitrerie ont été effectués. Après la réalisation, nous avons fait des expériences en plein air en mesurant la température. Les données recueillies durant cette étude ont été saisies sur des tableaux. Elles ont été exportées sur Excel pour analyse et interprétation.

III.2 Description des différentes parties du prototype

III.2.1 Le réflecteur

✚ Les étapes de réalisation

D'abord, pour avoir la forme des miroirs cylindro-parabolique nous avons achetons une tôle galvanisée de 1.2mm d'épaisseur et nous avons fait la courbure dans une usine des couves voir (Fig.III.1). C'était l'étape la plus difficile à réaliser



Figure.III.1 : la tôle galvanisée



Figure III.2 :la machine qui fait la courbure

Ensuite nous avons fixé la tôle courbée sur des rotules d'un support à base des tubes de fer carré



Figure. III.3 : fixation du support

La partie la plus importante était la fixation des miroirs pour avoir une surface réfléchissante



Figure III.4 : fixation de la surface réfléchissante

Tableau III 1 : caractéristiques géométriques du récepteur

Caractéristique géométrique	Valeur
Longueur de miroir (L)	1.37m
L'angle d'ouverture	160°
Largeur de miroir	0.99m
Surface de miroir	1.37m ²
Distance focale	2.4cm

III.2.2 L'absorbeur

L'absorbeur utilisé dans notre réalisation c'est un tube est mis sous vide (entre les deux parois) et reçoit un traitement sélectif pour pouvoir absorber le maximum d'énergie, il ne comporte qu'un seul orifice, c'est pour cela que nous avons réalisé un système de circulation d'eau. Ce système comporte deux orifices, un pour assurer l'entrée de l'eau et l'autre pour assurer la sortie et pour la fixation et l'isolation on a réalisé un bouchon de téflon

**Figure III.5** : tube sous vide

Tableau III 1 : caractéristiques du tube absorbeur

Longueur de l'absorbeur	1.40m
Diamètre l'absorbeur	4cm
Diamètre la vitre	5.4cm

Pour un meilleure confort d'utilisation nous avons modifier les anneaux pour soutenir le tube absorbeur et l'enveloppe en verre

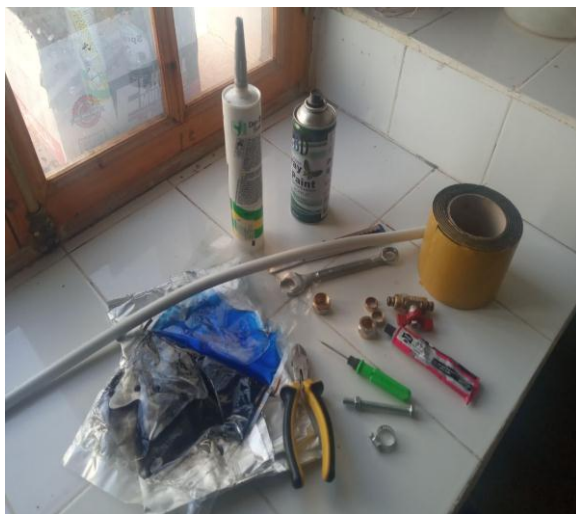


Figure III 6 : différents outils utilisés pour fixer le tube



Figure III 7 : Image de l'anneau de support du tube récepteur

III.2.3 Le système de poursuite

Le concentrateur parabolique nécessite un système de poursuite du mouvement du soleil pour atteindre le maximum de flux solaire. Nous avons adopté un mécanisme de poursuite très simple se basant sur un (vérins et un axe rotatif) pour tourner le concentrateur solaire à la position du soleil à tout instant.



Figure III.8: Le système de poursuite

✚ Partie Electronique

Cette partie électronique repose sur des systèmes qui permettent la réception des ordres envoyés par l'ordinateur, leur conversion en signaux électriques et leur transmission au système mécanique articulé, ainsi que l'activation du monte-charge (vérin). Cette opération assure que le rayonnement solaire soit toujours perpendiculaire au concentrateur

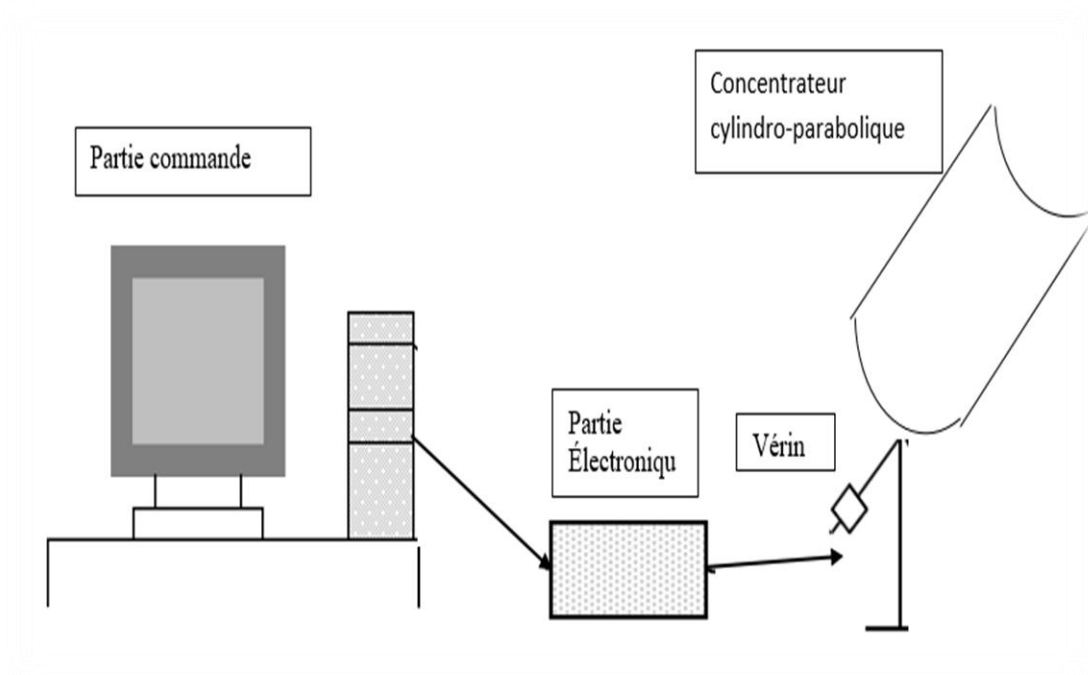


Figure III.9 : Représentation du système de poursuite

III.2.4 La turbine à vapeur et l'alternateur

Le but de cette étude était d'atteindre la production d'énergie électrique ,ce qui nécessite une turbine à vapeur qui est mise en rotation par la vapeur d'eau produite par le concentrateur qui à son tour fonctionne l'alternateur Afin de produire de l'électricité.



Figure III.10 : turbine à vapeur



Figure III.11 : alternateur

III.3 Les instruments des mesures

III.3.1 Rayonnement solaire

Nous n'avons pas pu fournir un pyrhéliomètre pour mesure les rayonnements directs nous avons donc eu recours au calcul de la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus



Figure III. 12 : Image du Pyranomètre utilisé
Pour mesurer le rayonnement global



Figure III 13 : Image du Pyranomètre
utilisé pour mesure le rayonnement
diffus avec la boule

III.3.2 La température :

Pour mesurer les différentes températures nous avons utilisés des thermocouples de type « J ». **Définition d'un thermocouple**

Un thermocouple est un capteur servant à mesurer la température, constitué de deux conducteurs filiformes de deux métaux de natures différentes reliés par une jonction. Quand la jonction des métaux est chauffée ou réfrigérée, une tension variable est produite, La différence de température entre les deux soudures engendre une force électromotrice qui peut être ensuite transcrite en température.

✚ Les différents types de thermocouple et leurs intervalles

Calibration	Tem Range	Std. Limits of Error	Spec. Limits of Error
J	0°C to 750°C (32° F to 13382°F)	Greater of 2.2°C or 0.75%	Greater of 1.1°C or 0.4%
K	-200°C to 1250°C (-328° F to 2282°F)	Greater of 2.2°C or 0.75%	Greater of 1.1°C or 0.4%
E	-200°C to 900°C (-328° F to 1652°F)	Greater of 1.7°C or 0.5%	Greater of 1.0°C or 0.4%
T	-250°C to 350°C (-328° F to 662°F)	Greater of 1.0°C or 0.75%	Greater of 0.5°C or 0.4%

Fig III.14 image démontrant les différents types de thermocouples et leurs intervalles



Fig III.1 5: Image du thermocouple de type « J » utilisé

✚ Méthode et instrumentation utilisée

Pour mesure les températures d'entrée et sortie nous avons utilisés deux thermocouple

de type J, placée dans l'entrée et le sorti de tube, et nous avons placé un thermocouple dans une cage en bois que nous avons placé à l'ombre pour mesure la température ambiante



Figure III .16 : L'emplacement des thermocouples



Fig III.17 : thermocouple pour la mesure de la température ambiante

III.4 Réception des données

Nous avons relié tous les instruments de mesure a un système d'acquisition de données portables « Hydra Fluke ii » :

La série Hydra offre une portabilité facile, ainsi que le conditionnement de signal intégré Fluke et le module d'entrée universelle. Cet appareil permet de facilement extraire des données dans les unités Hydra via l'interface RS-232 ou à l'aide d'un modem en mode chargement ou temps réel.

Trois modèles comportant des options de stockage de données sur carte mémoire amovible, de stockage de mémoire interne et de transfert direct de données en temps réel. [34]



Figure II.18 : image de l'acquisition de données(Hydré Fluke)



Fig III .19: image input module

✚ Schéma du banc d'essai

Notre installation Se compose d'un concentrateur cylindro-parabolique de 1,40 m de

longueur 0.99m de largeur, ce dernier est relié à un bac a eau de 1000 litres, , nous avons placé deux thermocouples pour la mesures des températures de entrée et de sortie, l'installation comporte aussi un pyranomètre pour la mesure du rayonnement solaire, le tout est relié a une unité d'acquisition de données

l'image suivante démontre le schéma technique de notre installation



fig III .20 : Image de l'installation finalisé pour les premières mesures préliminaires

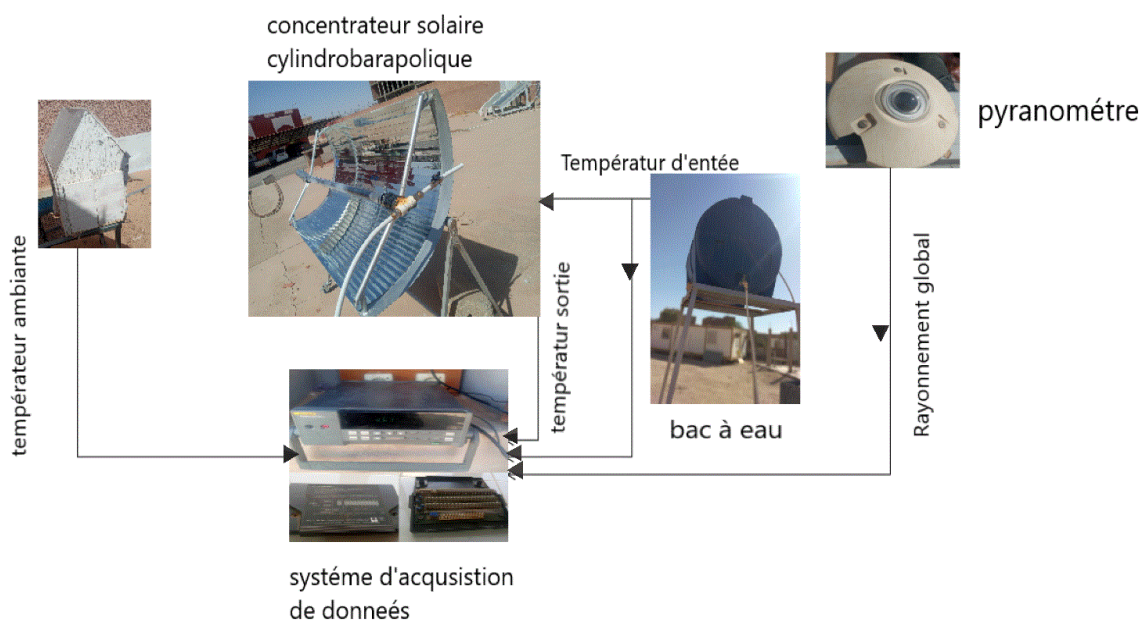


Fig III.21 : schéma technique de notre installation

Contraintes :

- 1- En plus de la longue période de réalisation que demande le projet, vient

s'ajouter le problème de la pandémie du 'covid-19' et son protocole drastique afin d'éviter la contamination (la distension physique, le confinement, la bavette ...). Il faut dire aussi que pendant toute cette longue période le prototype était dans le laboratoire de l'université et l'accès à ce dernier était interdit, et quand on a pu le récupérer pour le faire essayer à l'unité de recherche de l'énergie solaire on nous a refusé l'accès à ce dernier !? Au point où on a failli abandonner la partie réalisation du projet, heureusement qu'en dernière minute du dépôt du projet de fin d'études (PFE) on a pu le faire fonctionner et obtenir quelques résultats prometteurs montrant que le prototype est valable.

- 2- Vu l'absence de toute études sur le Concentrateur Solaire Cylindro-parabolique (CSC) on a dû commencer notre travail du tout début.
- 3- Absence du matériel adéquat et des outils nécessaires au travail ; a titre d'exemple on a commandé la turbine à vapeur du site Ali expresse, mais on a dû attendre deux mois pour la recevoir.
- 4- Le problème du Tube absorbeur sous vide
 - Il a été endommagé à la partie 'entrée' d'eau.
 - On la laisser brancher au concentrateur sans vapeurs d'eau chaude et lors de son ouverture la pression l'a endommagé. Cela a nécessité du temps, des astuces et des nerfs solides pour le réparer.

III.5 Conclusion

La concentration du rayonnement solaire sur un seul foyer permet d'atteindre des températures élevées. Cela rend possible le réchauffement du récepteur, dans une gamme de température importante et avec un meilleur rendement (rapport chaleur utile/énergie incidente). Donc les concentrateurs optiques présentent un des moyens pour résoudre les problèmes posés par la faible densité énergétique du rayonnement solaire incident. Chaque concentrateur caractérisé par leur concentration géométrique, optique (énergétique) et leur rendement optique au niveau du réflecteur et le rendement thermique au niveau de l'absorbeur.



CHAPITRE IV

RÉSULTATS ET DISCUSSION

IV.1 Introduction

La modélisation des rayonnements solaire et la modélisation thermique du concentrateur cylindro-parabolique est faite par une procédure de calcul nous avons utilisé MATLAB comme un langage de programmation, pour cela nous avons élaboré un programme de calcul pour simuler les rayonnements solaire (direct, diffus, global), les températures de l'enveloppe de verre, l'absorbeur et le fluide, et les températures de ciel et l'ambiante et finalement le rendement. La deuxième partie de ce chapitre on va exposer les résultats expérimentaux que nous avons mesurés au niveau de l'URERM de Adrar durant la période 8-9-10, ces résultats démontre les températures d'entrée et de sortie du fluide, ainsi que le rayonnement solaire directe.

IV.2 Validation des modèles :

IV.2.1 La déclinaison solaire

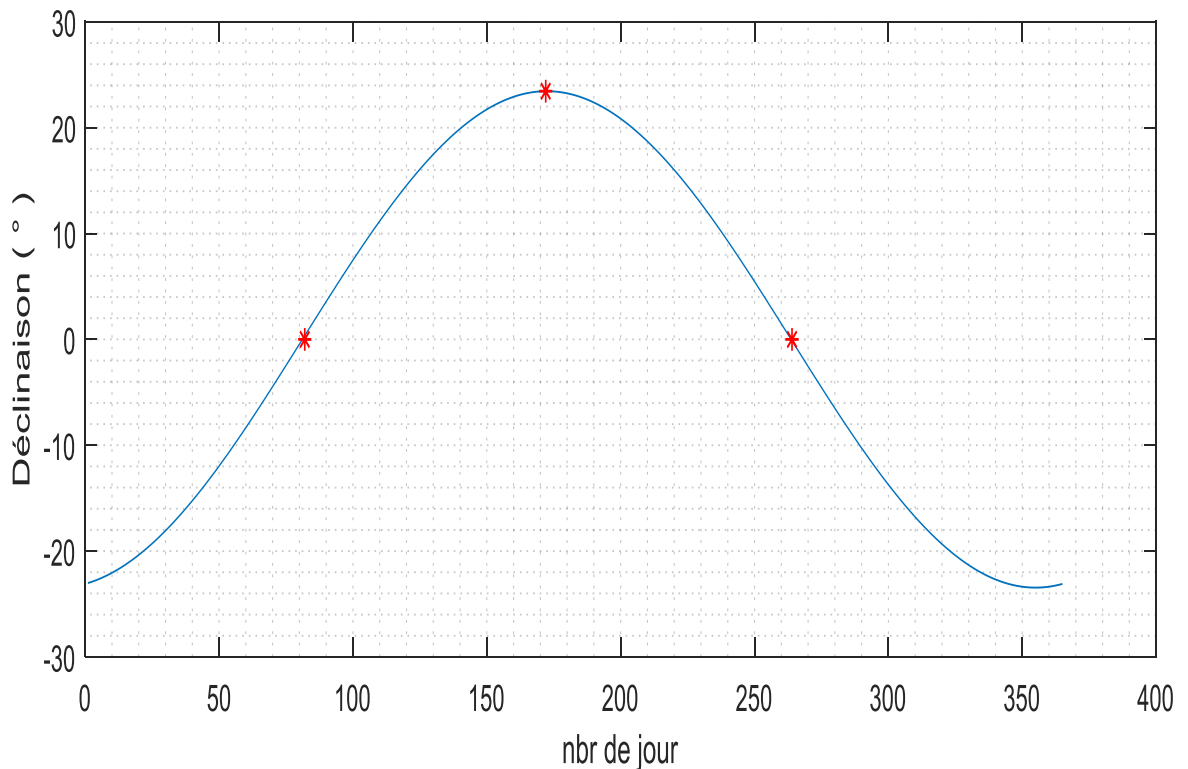


Fig. IV. 1: Déclinaison solaire

La déclinaison solaire représente l'angle entre la direction terre-soleil et le plan de l'équateur à midi temps solaire vraie. C'est une grandeur qui intervient souvent dans les différents calculs liés au rayonnement solaire. Elle varie de façon sinusoïdale au cours de l'année entre $-23,45$ (solstice d'hiver) et $23,45$ (solstice d'été) et s'annule aux équinoxes (Figure IV.1).

IV.2.2 les Rayonnement solaire incident

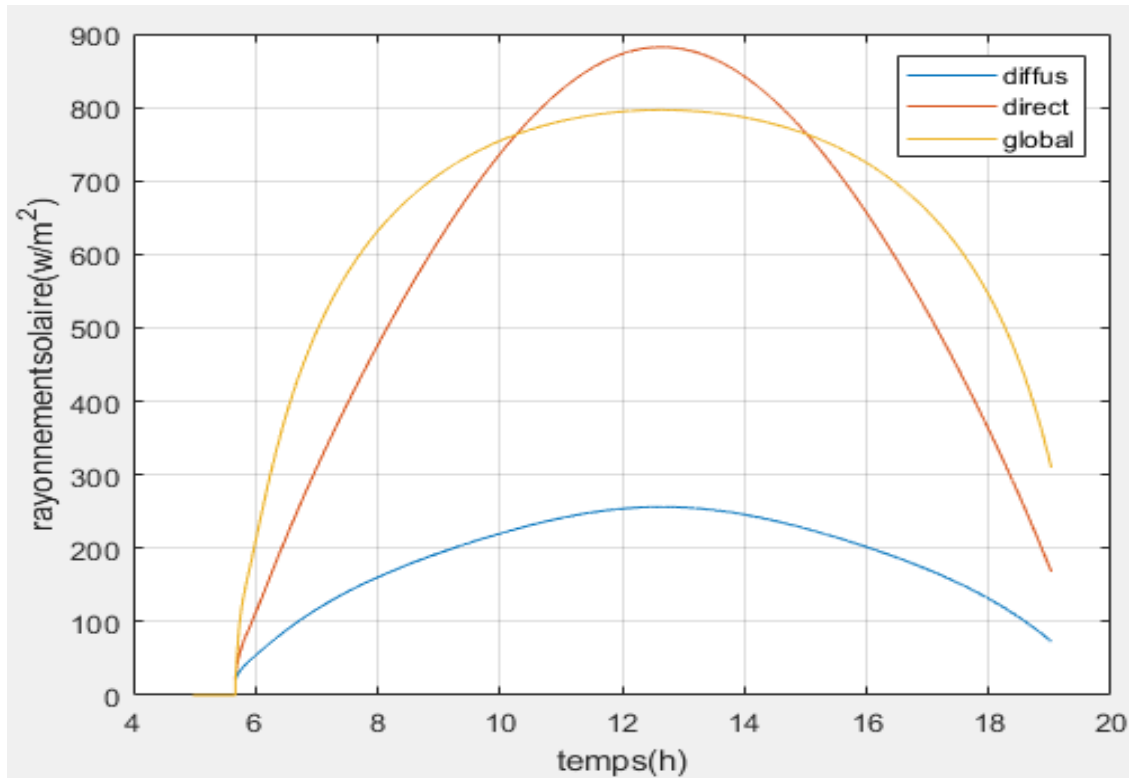


Fig. IV.2 : Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal (09/09/2020)

La figure représente l'évolution des composantes du rayonnement (direct, diffus, global) solaire pendant la journée du 09 /09 selon le modèle de Capderou. Les courbes correspondantes aux différents rayonnements ont une même allure avec une croissance de zéro jusqu'à atteindre une valeur maximale à midi suivie d'une décroissance à une valeur minimale atteinte après 18 :00 heures. D'autre part le pic de la courbe du rayonnement diffus est le plus petit comparé aux autres avec une valeur max égale à 250w/m^2 par contre $\text{max}(\text{global})=800\text{w/m}^2$ et $\text{max}(\text{direct})=900\text{w/m}^2$ qui est le plus grand pic des trois. Dans le calcul du concentrateur, l'énergie solaire absorbée dépend du rayonnement solaire normal car seulement la composante directe est focalisée et concentrée par les systèmes de concentrateurs solaires.

IV.2.3 la température d'ambiante et du ciel

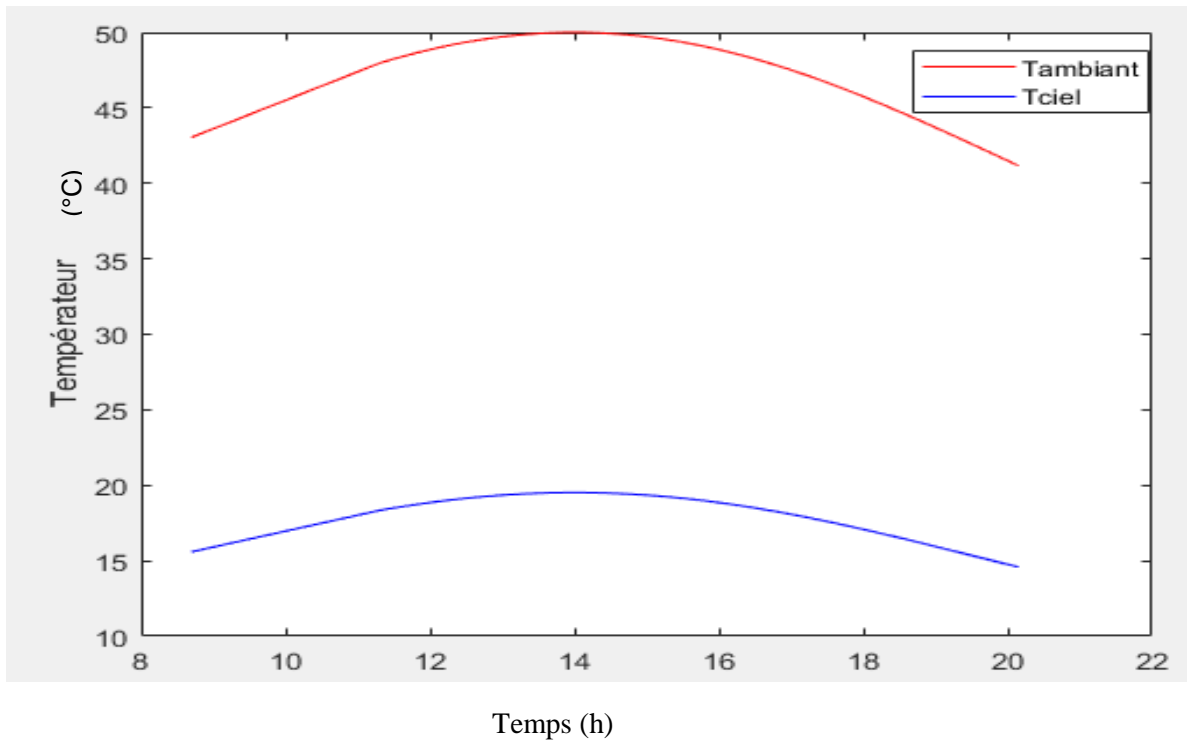


Fig. IV.3 : évaluation de température ambiante et la température de ciel en fonction de temps

La figure IV.3 montre l'évolution de la température ambiante et la température de ciel en fonction de temps (heures) dans un jour 09/09/2020, On observe qu'il y a un grand écart entre les deux températures où la température d'ambiante atteindrent à 50(°C), la température de ciel varie entre 15 et 20 (°C) .

IV.2.4 Température des composants du système

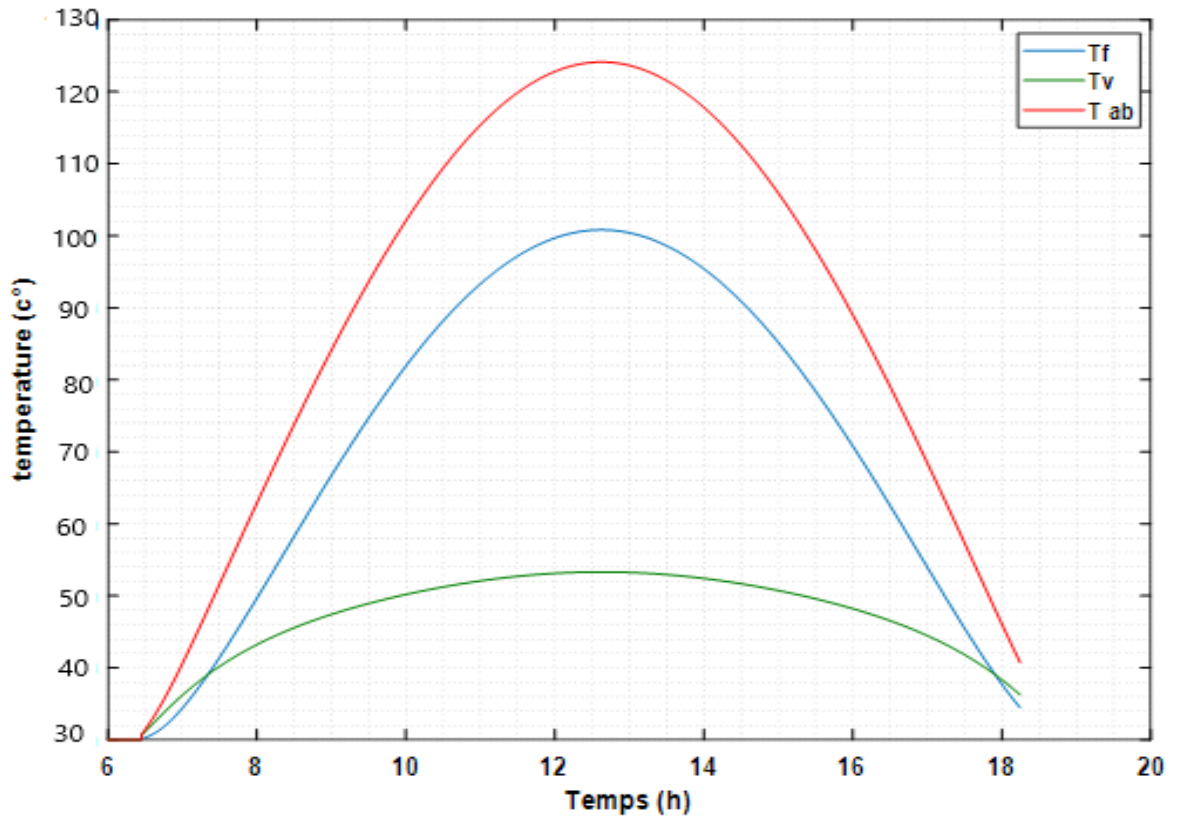


Fig. IV.4 : évaluation des températures (T_{ab} , T_f , T_v) en fonction de temps

Le graphe représente l'évolution de la température à la sortie de l'enveloppe de verre, de l'absorbeur et de l'eau comme fluide de travail. Où l'on remarque une correspondance entre les trois courbes et la courbe du rayonnement solaire direct et ceci explique la forme de variation de la température pendant la journée .tel qu'au niveau de l'enveloppe de verre on a enregistré 55°C comme valeur max, et plus de 120°C au niveau de l'absorbeur (caractéristiques du tube) ce qui a permis à l'eau d'atteindre des températures proches de 100°C.

IV.2.5 Évaluation de température de fluide en fonction de longueur

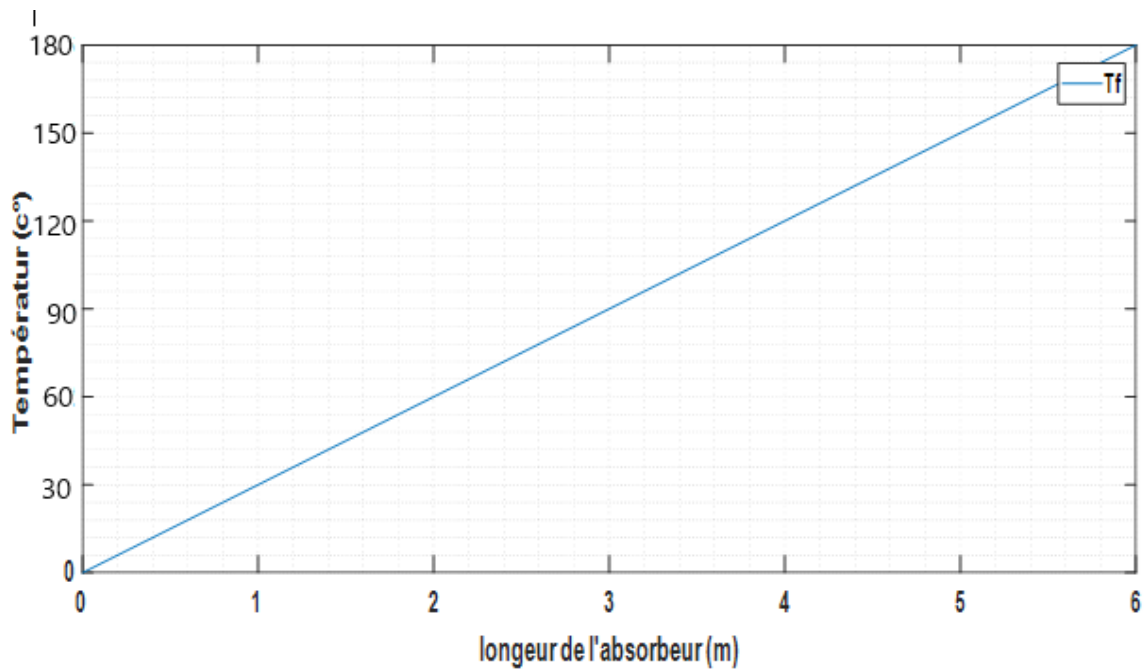


Fig. IV.5 : évaluation de température de fluide en fonction de longueur

La courbe représentant la variation à temps constant de la température de l'eau en chaque point le long du tube est une ligne droite croissante. C'est-à-dire la température de l'eau augmente du début à la sortie du tube où elle atteint 180°C.

IV.2.6 L'évaluation de rendement.

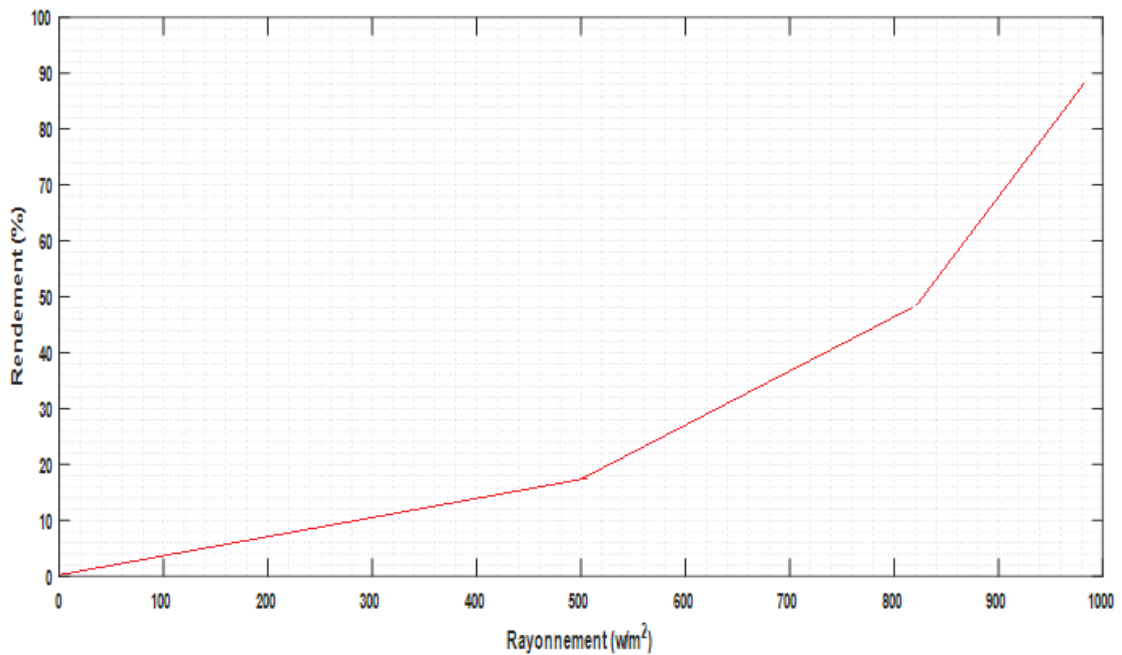


Fig. IV.6 évaluation de rendement en fonction de rayonnement

La figure représente l'évolution de rendement en fonction de rayonnement, Où nous trouvons que ce changement est une fonction linéaire croissante. Le rendement augmente lentement à mesure que le rayonnement augmente à l'intervalle $[0,500(\text{w}/\text{m}^2)]$ et $[500,800(\text{w}/\text{m}^2)]$, et augmente rapidement à l'intervalle $[800,1000(\text{w}/\text{m}^2)]$.

IV.2.7 Evaluation de l'énergie

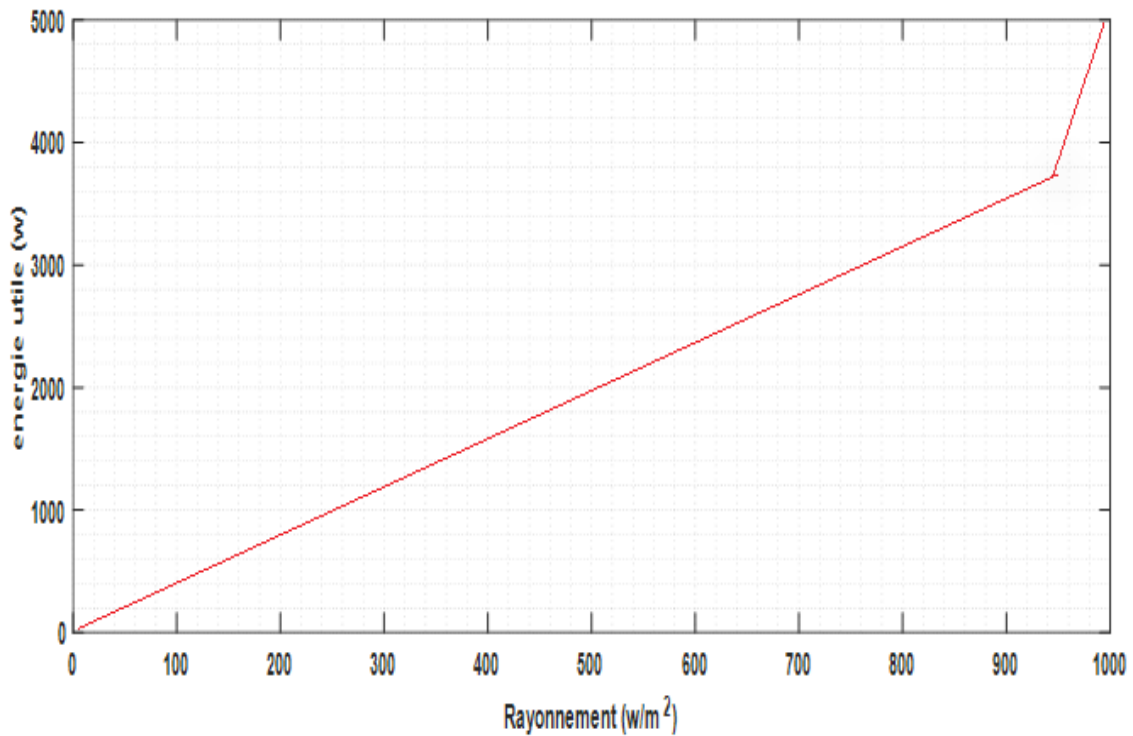


Fig. IV.7 évaluation de l'énergie en fonction de rayonnement

La figure Fig. IV.7 représente l'évolution de l'énergie utile en fonction de rayonnement solaire direct. On note que la courbe est une fonction linéaire croissante. Ce qui signifie que le rayonnement a une relation directe avec l'énergie. la valeur d'énergie a atteint une valeur maximale d'environ 5000 (w) correspondant au rayonnement égale à 1000 (w/m^2).

IV.3 résultats expérimentaux

Afin de connaître l'efficacité du système réalisé, nous avons effectué des tests sur le concentrateur. En état stationnaire (sans poursuite solaire), orienté vers le sud_Est 151°, sans pompe de circulation du fluide caloporteur et selon différentes jours 08, 09 et 10 septembre 2020. Au cours de ces tests expérimentaux, nous avons mesuré les températures au niveau du foyer tout au long d'une journée : la température du fluide caloporteur (eau), entrant et la sortant du tube absorbeur (T_e , T_s), la température ambiante (T_{amb}) et le rayonnement solaire directe (I_d).

IV.3. 1 : 1ère expériences

Calcule le flux :

$$Q = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T.$$

Q: Flux thermique.

$$\dot{m} = 0.09 \text{ l/s} = 0.09 \text{ Kg/s}$$

C_p : Chaleur spécifique de l'eau 4180 J/kg. K°

ΔT : différent de température

Tableau. IV. 1 : mesures de l'irradiation direct et de la température d'entrée et sortie du Concentrateur en fonction du temps durant la journée du : 8/09/2020

Temps	I_d	T_e	T_s	ΔT	T_{amb}	Q. Utile (watt)	Rendement
10 :00	688,89	32,10	36,08	3,98	39,37	1497.276	1.207479
10 :30	720,15	33,15	48,61	15,46	40,07	5816.052	4.48676
11 :00	765,72	37,01	50,12	13,11	40,61	4931.982	3.578318
11 :30	798,20	37,05	71,26	34,21	41,25	12869.8	8.957517
12 :00	831,54	38,34	77,31	38,97	43,39	14660.51	9.794754
12 :30	915 ,10	39,50	78,92	39,42	43,51	14829.8	9.003147
13 :00	954,0	39,52	86,11	46,59	43,80	17527.16	10.20682
13 :30	930,55	39,94	95,13	55,19	44,23	20762.48	12.39558
14 :00	901,02	39,97	98,11	58,14	46,85	21872.27	13.48612
14 :30	900 ,10	40,61	110,02	69,41	45,74	26112.04	16.11675
15 :00	830,11	40,06	105,22	65,16	43,88	24513.19	16.40558
15 :30	844,72	40,05	89,75	49,7	45,97	18697.14	12.29674
16 :00	760 ,42	40,01	87,16	47,15	43,62	17737.83	12.95909

Nos résultats sous forme des graphes :

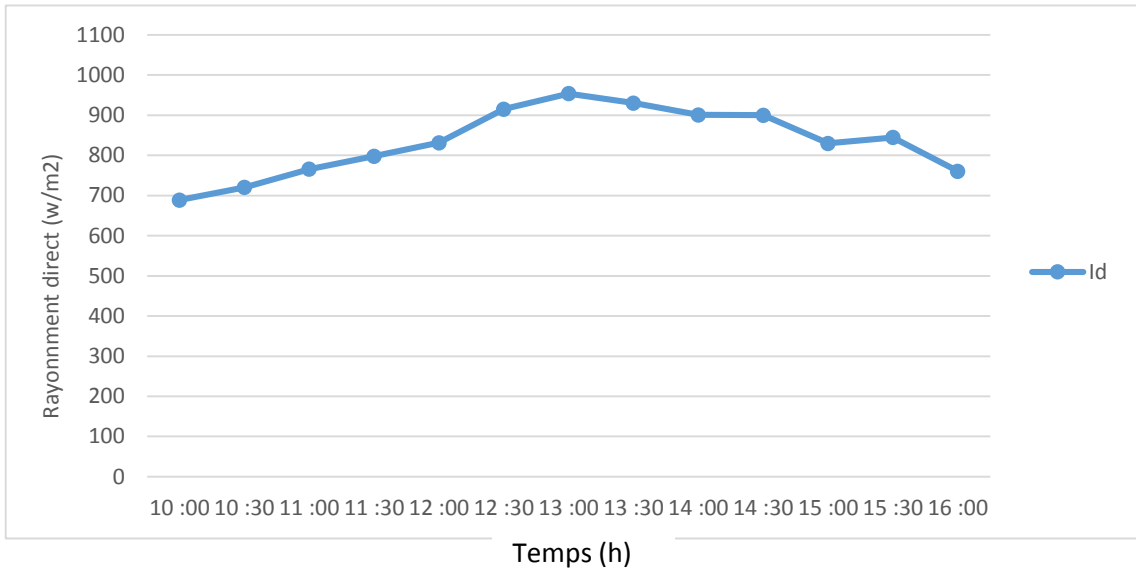


Fig. IV.8 Le rayonnement direct de la journée 08 septembre 2020

Sur la figure Fig. IV.9 nous avons représentés le développement du rayonnement solaire en fonction du temps, nous remarquons qu’il le rayonnement augmente jusqu’à atteindre une valeur maximale d’environ 950(w/m²) à (13 :00 h) puis les valeurs commencent à diminuer pendant le reste de la journée.

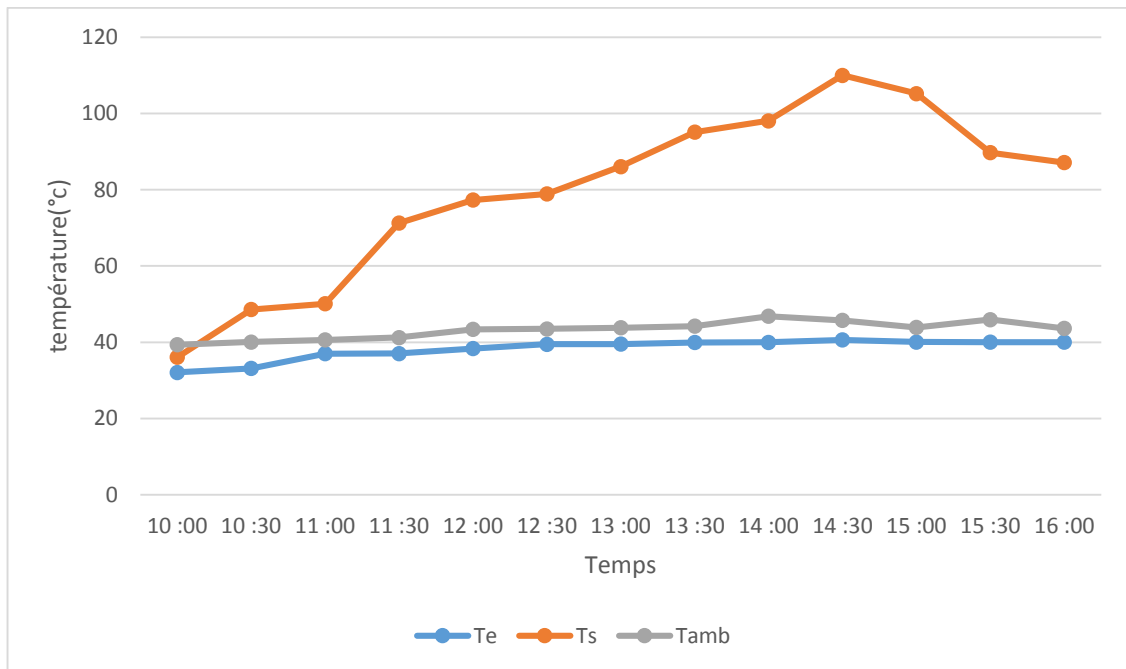


Fig. IV.9. Résultats obtenus pour Les températures suivant le test (08/09/2020)

Le courbe représente les variations de température du fluide pendant la période expérimentale. On note que les températures de l'eau à l'entrée augmentent lentement ses valeurs variant dans $[32 - 40 \text{ c}^\circ]$ et ceci est proche et compatible avec les températures ambiantes dont les valeurs $[39-47\text{c}^\circ]$ et la température du fluide change par incrément croissant atteignant la plus grand valeur 110 c° . Puis une lente diminution à la fin de l'expérience.

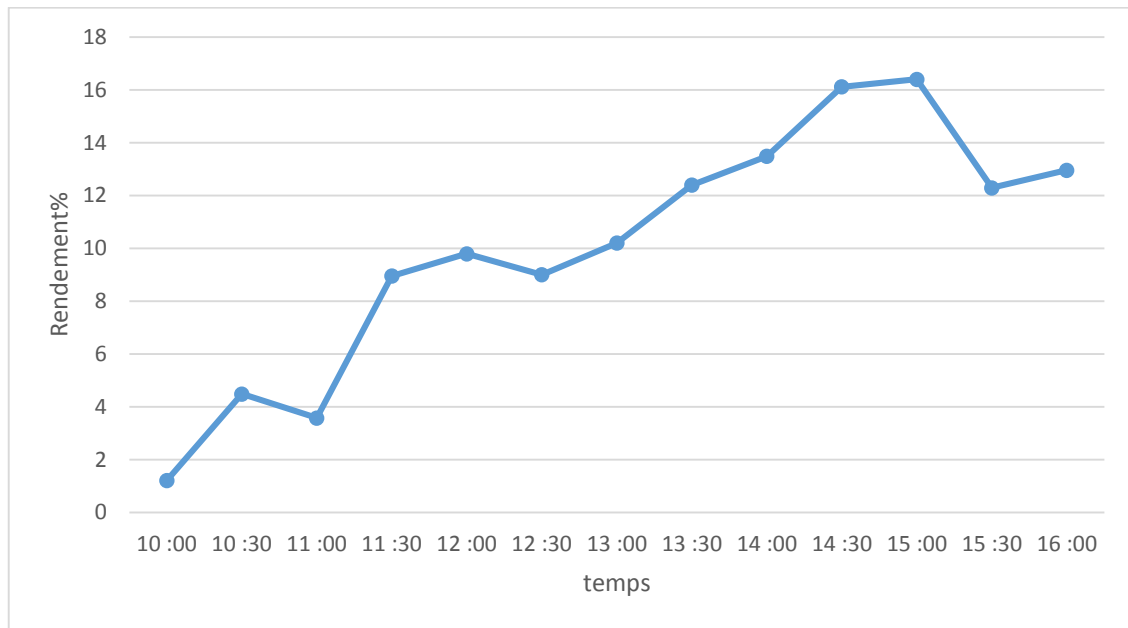


Fig. IV.10 Le rendement de la journée 08 septembre 2020

Le courbe représente les variations de rendement pendant la période expérimentale. On note que Le rendement augment par intermittence pendant l'expérience et diminue après 15h00

IV.3.2 2ème expérience

Tableau. IV. 2 : mesures de l'irradiation direct et de la température d'entrée et sortie du Concentrateur en fonction du temps durant la journée du : 9/09/2020

Temps	Id	Te	Ts	ΔT	Tamb	Q. Utile (watt)	Rendement (%)
10 :00	764,77	40,02	57,33	17,31	41,32	6512.022	4.730559515
10 :30	884,12	46,32	59,90	13,58	42,88	5108.796	3.210220332
11 :00	853	46,21	67,33	21,12	44,40	7945.344	5.174771395
11 :30	905,91	41,10	69,20	28,1	45,47	10571.22	6.482873575
12 :00	905,29	41,80	87,38	45,58	45,97	17147.196	10.52283799
12 :30	905,46	40,21	97,11	56,9	45,41	21405.78	13.13376626
13 :00	348 ,56	40,52	92,20	51,68	46,49	19442.016	30.98783567
13 :30	805,38	40,52	124,16	83,64	47,07	31465.368	21.70498398
14 :00	784,91	41,59	102,97	61,38	46,59	23091.156	16.34381012
14 :30	842	38,97	100,33	61,36	48,43	23083.632	15.23068884
15 :00	225,47	38,39	82,90	44,51	46,88	16744.662	41.25865969
15 :30	722,28	39,20	87,16	47,96	46,24	18042.552	13.87777593
16 :00	508,88	40,48	88,37	47,89	44,38	18016.218	19.66870382

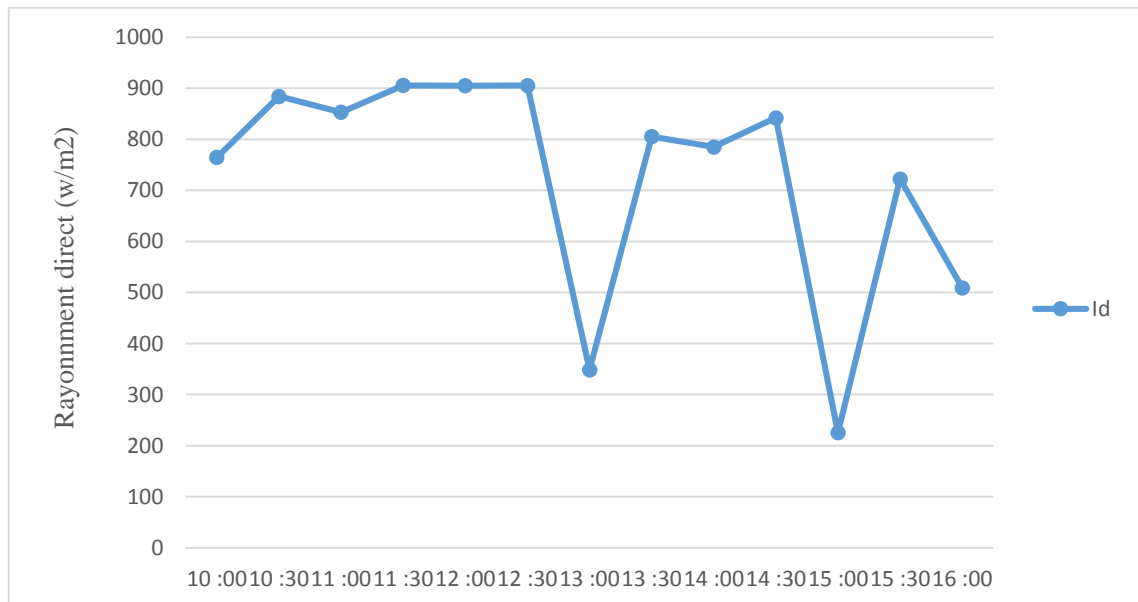


Fig. IV.11 Le rayonnement direct de la journée 09septembre 2020

Sur la figure Fig. IV.9 nous avons représentés le développement du rayonnement solaire en fonction du temps, nous remarquons qu'il le rayonnement augmente depuis le début de l'expérience. Sauf à 13h00 et 15h00 il y a une diminution brutale due au passage des nuages.

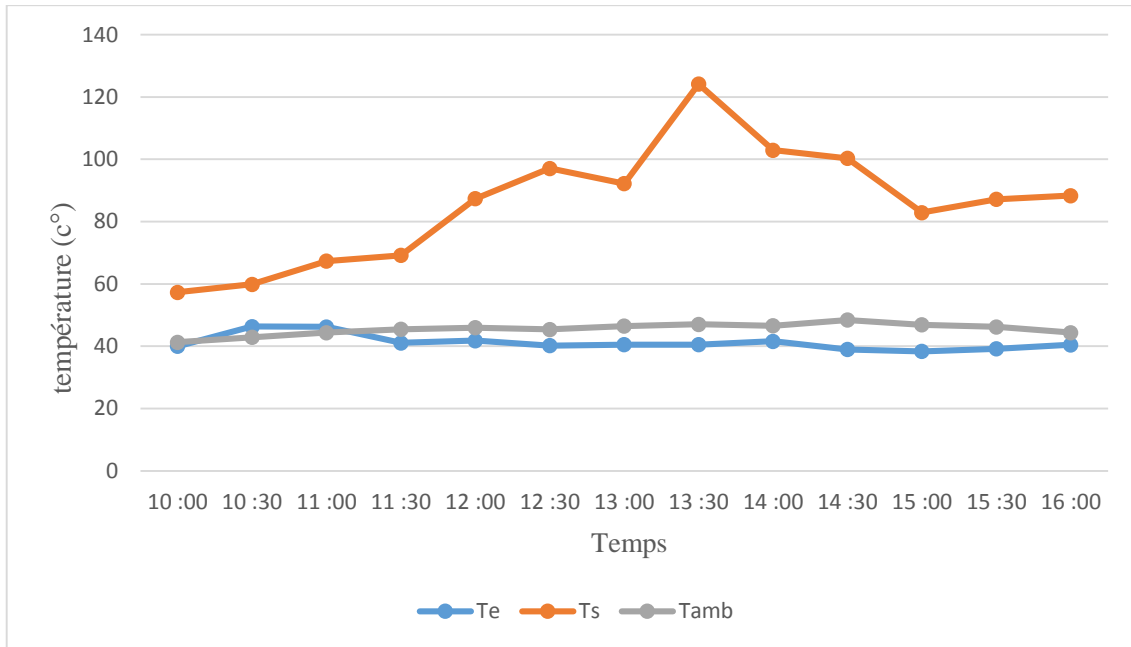


Fig. IV.12 : Résultats obtenus pour les températures suivant le test (09/09/2020)

On note que comme dans la première expérience il y a une proportion et une convergence des valeurs de température de fluide à l'entrée du tube et de la température ambiante. Quant à la température du fluide sortant du tube augmente elle a atteint sa valeur maximale de 124 c° à 13h00, puis elle a diminué jusqu'au dernière heures de l'expérience.

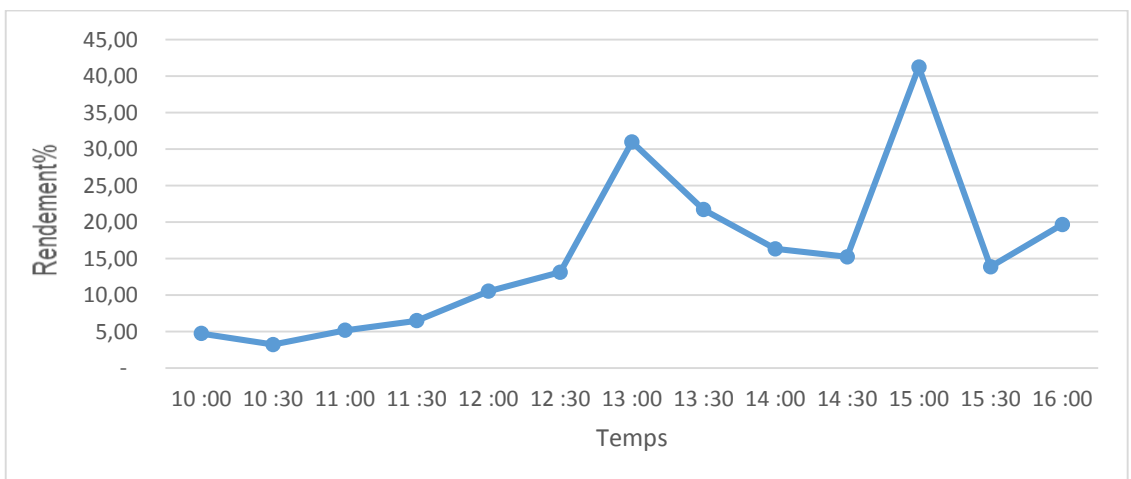


Fig. IV.13 : Le rendement de la journée 09 septembre 2020

Le courbe représente les changements de rendement pendant la période d'essai. On remarque que Le rendement augment lentement sauf dans les heurs de 13h00 et 15h00, augmentant rapidement.

IV.3.3 3éme expériences

Tableau. IV .13 : mesures de l'irradiation direct et de la température d'entrée et sortie du Concentrateur en fonction du temps durant la journée du : 10/09/2020

Temps	Id	Te	Ts	ΔT	Tamb	Q. Utile (watt)	Rendement (%)
10 :00	767,14	40,20	55,10	14,9	40,27	5605.38	4.059363
10 :30	857,53	40,28	58,02	17,74	39,50	6673.788	4.32365
11 :00	908,38	39,93	65,11	25,18	43,19	9472.716	5.793412
11 :30	904,47	42,18	69,15	26,97	43,90	10146.11	6.232081
12 :00	906,97	42,07	77,03	34,96	44,01	13151.95	8.056099
12 :30	909,90	41,75	100	58,25	45,04	21913.65	13.37977
13 :00	903,97	42,36	100,11	57,75	46,38	21725.55	13.35194
13 :30	886,16	42,01	116,5	74,49	47,37	28023.14	17.5684
14 :00	831,89	41,66	97,10	55,44	45,67	20856.53	13.92848
14 :30	757,55	40,56	98,19	57,63	48,47	21680.41	15.8995
15 :00	661,32	38,83	97,77	58,94	46,86	22173.23	18.62708
15 :30	555,35	35,10	95,56	60,46	47,91	22745.05	22.75347
16 :00	434,83	35,00	90,08	55,08	44,56	20721.1	26.47407

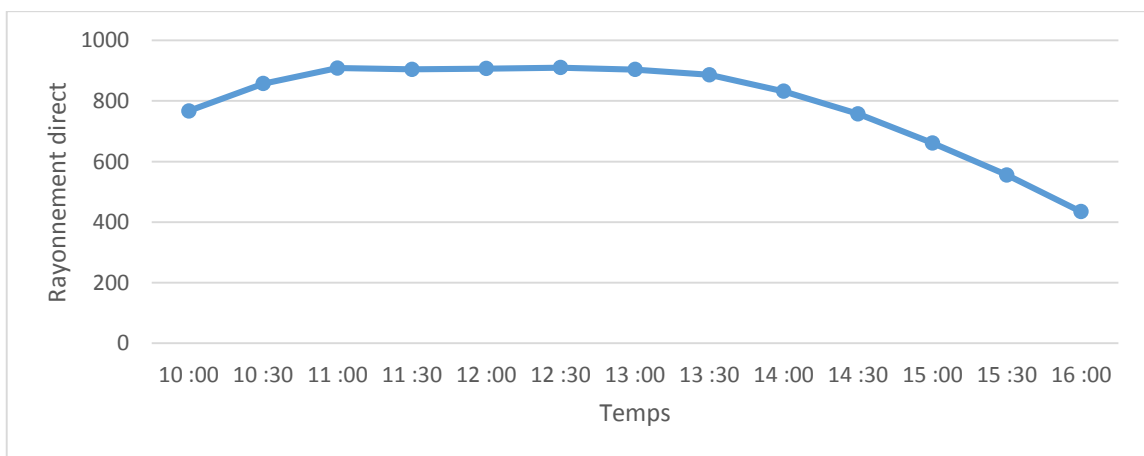


Fig. IV.14 : Le rayonnement direct de la journée 10 septembre 2020

Sur la figure Fig. IV.9 nous avons représentés le développement du rayonnement solaire en fonction du temps, nous remarquons qu'il le rayonnement augmente jusqu'à atteindre une valeur maximale d'environ 910(w/m²) à (12 :30 h) puis les valeurs commencent à diminuer pendant le reste de la journée.

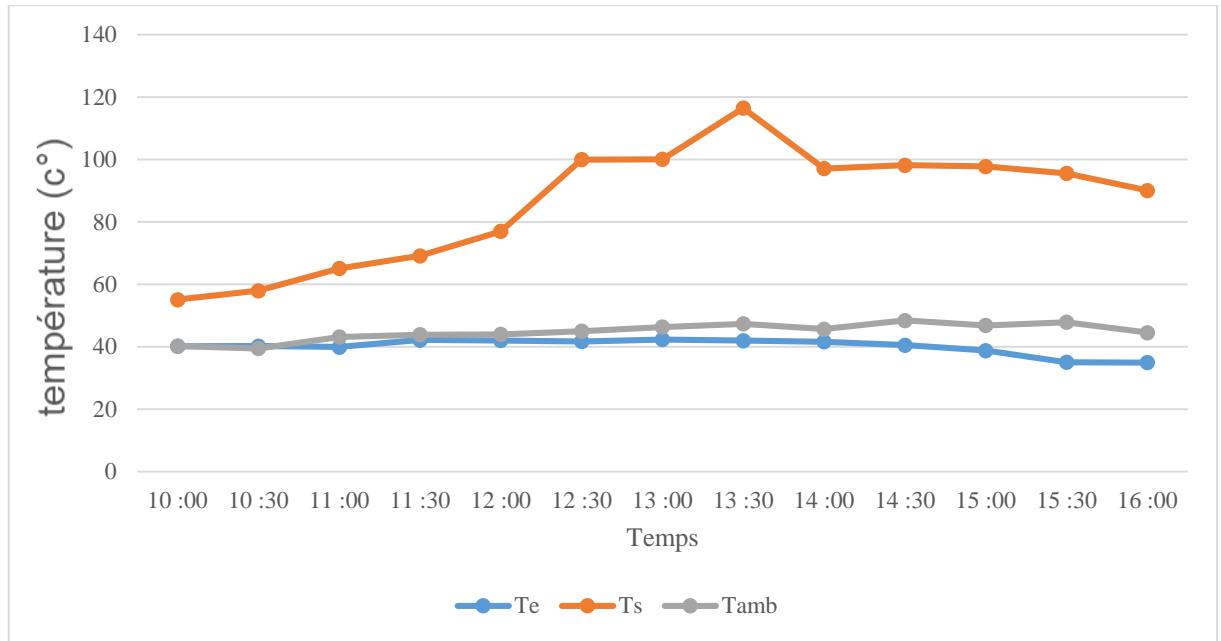


Fig. IV.15 : Résultats obtenus pour les températures suivant le test (10/09/2020)

On note que comme dans la première et la deuxième expérience il y a une proportion et une convergence des valeurs de température de fluide à l'entrée du tube et de la température ambiante. Quant à la température du fluide sortant du tube augmente elle a atteint sa valeur maximale de 116 c° à 13h30, puis elle a diminué jusqu'au dernière heures de l'expérience.

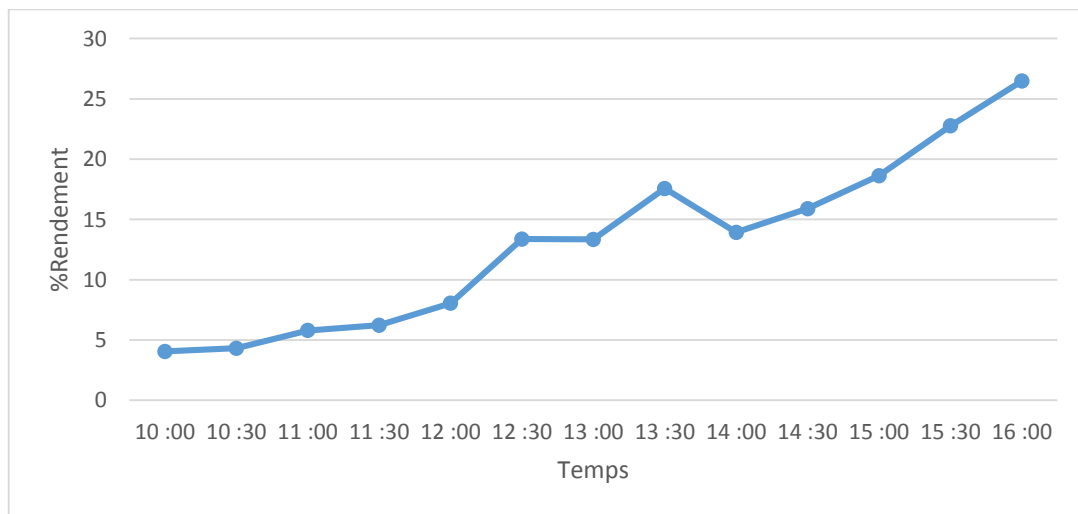


Fig. IV.16 : Le rendement de la journée 08 septembre 2020

Le courbe représente les variations de rendement pendant la période expérimentale. On note que Le rendement augment pendant toutes heures de l'expérience.

IV.4 Etude comparative

- ✚ Sur la base d'une comparaison de la courbe de rayonnement direct de figure **Fig. IV.2** avec les figures **Fig. IV.8**, **Fig. IV.11**, **Fig. IV.14** nous notons que les valeurs de rayonnement direct dans l'expérience étaient à des valeurs plus importantes que dans la simulation, mais les valeurs expérimentales étaient des augmentations intermittentes Ce qui veut dire qu'il y a des diminutions brutales en certains points opposés à la simulation ou l'augmentation était continue, c'est ce que nous expliquons par une élévation du rayonnement diffus (atmosphère nuageuse)
- ✚ À partir d'une comparaison de courbe de température d'ambient la figure **Fig. IV.3** avec les figure **Fig. IV.9**, **Fig. IV.12**, **Fig. IV.15** nous notons que les valeurs entre expérimentation et simulation sont proches.
- ✚ À partir d'une comparaison de courbe de température de fluide dans la figure **Fig. IV.4** avec les figures **Fig. IV.9**, **Fig. IV.12**, **Fig. IV.15** nous notons que la température du fluide (eau) sortant du tube absorbeur prennent des valeurs proches des valeurs expérimentales, seules les valeurs dans les expériences étaient intermittentes et leurs changements sont brusques.
- ✚ Les valeurs de rendement à partir des figures **Fig. IV.10**, **Fig. IV.13**, **Fig. IV.16** étaient acceptables même si de meilleurs résultats étaient attendus, mais cela est dû au fait que le tube sous vide utilisé a perdu ses propriétés

IV.5 conclusion

A travers les résultats de simulation et d'expérimentale présentés dans ce chapitre, qui étaient attendus et acceptés, nous concluons que notre concentrateur solaire qui a été réalisée valide et bon à utiliser pour chauffer de l'eau et aussi de la vapeur d'eau.



CHAPITRE IV

Simulation des performances d'une centrale solaire thermique 100 MW

IIV.1 Introduction

L'énergie solaire peut être convertie en énergie électrique en utilisant deux processus différents: au moyen de la conversion photovoltaïque (PV) et les cycles thermodynamiques. L'énergie solaire concentrée (CSP) est considérée comme l'une des alternatives les plus prometteuses dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire. Durée de vie et l'efficacité du système PV sont très inférieures à celles de la technologie CSP. Une centrale solaire thermique parabolique de 100 MW avec 6 h de stockage d'énergie thermique a été évaluée en termes de conception et de performance thermique dans ce chapitre à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model) pour trois régions différents en Algérie. Les résultats obtenus sont présentés et interprétés.

IIV.2 Méthodologie

L'objectif de ce chapitre est de déterminer la configuration et les performances optimales d'une centrale solaire thermique CSP en Algérie (la taille du champ solaire, l'heure de pleine charge, la fraction de remplissage, le rendement global) d'une puissance de 100 MW, tout en tenant compte de l'influence de paramètres de site, le logiciel SAM a été utilisé.

Les principaux objectifs de ce travail de recherche sont:

- Concevoir et simuler une central CSP cylindro parabolique à l'aide de la base de données météorologiques NREL et SAM (System Advisor Modèle) logiciel
- Déterminer la conception appropriée pour la production d'énergie solaire thermique à base concentrée (CSP) dans le site le plus favorable de l'Algérie.
- Analyser l'aspect thermodynamique et les performances annuelles de l'hypothétique technologie CSP à auge parabolique.
- Le modèle thermodynamique :

IIV.3 Le modèle thermodynamique

IIV.3 .1 Fluide caloporteur

Centrale solaire parabolique à concentration solaire thermique fonctionne en utilisant le cycle organique de Rankine HTF (Heat transfer fluid). De tous les différents types de fluide HTF, seuls le **Therminol VP-1** et le sel solaire **HITEC** donnent une bonne efficacité pour la centrale

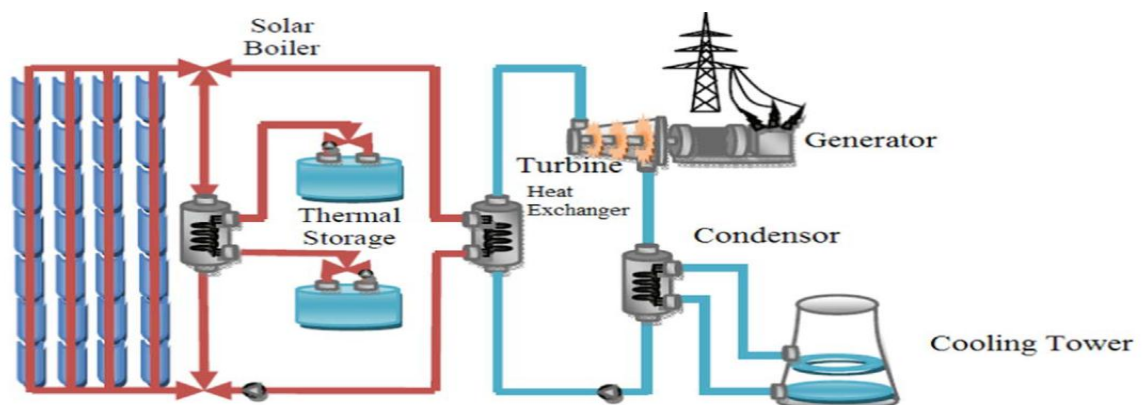
Tableaux IIV.1. Les propriétés de HTF

Substance	Min. Temp (°C)	Max. Temp (°C)	Densité (Kg/m3)	Chaleur spécifique
Therminaoil VP-1	12	398	1067.6	1.532
HITEC	238	593	1790.2	1.561

Le sel solaire HITEC a une chaleur spécifique élevée par rapport à l'autre fluide. Il a également une bonne capacité de transport de chaleur. Il s'agit d'un fluide de haute densité et de faible viscosité qui peut facilement passer à travers le tube avec des bonnes propriétés de transfert de chaleur. Le sel solaire HITEC est extrêmement stable ; et pas facilement contaminé. Il offre plusieurs années de service à des températures allant jusqu'à 454 ° C. Entre 454 ° C et 538 ° C (la température de fonctionnement la plus suggérée de HITEC), le sel, lorsqu'il est utilisé dans un système fermé, subit une décomposition thermique lente [37].

IIV.3 .2 Récepteur du système de capteurs cylindro-paraboliques

L'espace annulaire entre l'enveloppe cylindrique en verre transparent et le tube absorbeur est évacué pour éviter la conduction thermique /convection du tube absorbeur chaud à l'enveloppe en verre plus froide , La perte de transfert de chaleur radiative de l'absorbeur est minimisée par revêtir le tube absorbeur d'une surface sélective qui a une absorption solaire élevée ($> 0,95$) et une faible émittance thermique, l'impact de la conduction thermique aux extrémités est réduit en allongeant la longueur de l'élément de capteur de chaleur (HCE) de quatre mètres et plus .Enfin, le diamètre de l'absorbeur est rendu plus petit par rapport à l'ouverture collectrice du réflecteur, pour diminuer la surface de perte de chaleur surface [38] .

**Fig IIV.1 :** Schéma de principe d'une centrale thermique solaire à concentration parabolique

IIV.4 Description du logiciel (SAM)

SAM est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour aider à la prise de décision par les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL', les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d'énergie des Etats Unies le 'DOE', SAM est basé sur le programme Transient Systems Simulation (TRNSYS)

SAM fournit des modules détaillés dans TRNSYS pour simuler des systèmes d'énergie complexes tels que l'énergie solaire concentrée (CSP), les systèmes photovoltaïques et les systèmes de chauffage solaire [39]

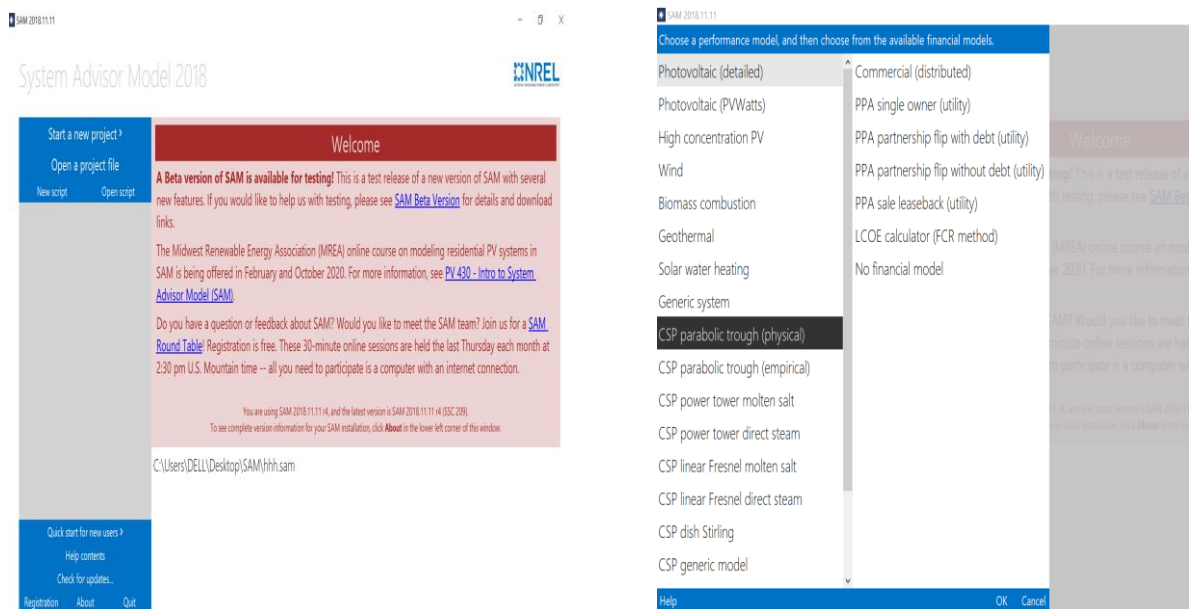


Figure IIV.2 : Page de démarrage du logiciel

IIV.5 Les paramètres de conception :

Les composants des centrales CSP devraient avoir une conception optimisée pour un meilleur ajustement avec les HTF, les systèmes de stockage thermique d'énergie (TES), les paramètres du champ solaire et le bloc de puissance. Pour fournir la capacité de stockage de chaleur nécessaire, le champ solaire (miroirs et collecteurs de chaleur) d'une centrale CSP doit être surdimensionné par rapport à la capacité électrique nominale (MW) de la centrale

Ainsi, à partir d'un point de vue technique, les exigences de conception sont le facteur multiple solaire (SM), la fraction de combustible de remplissage (FFF) de l'hybridation, le facteur de capacité (efficacité CF) et la capacité du système de stockage (Heures de pleine charge FLH).

- Multiple solaire (SM) : est le rapport entre la taille réelle du champ solaire à la taille du Champ solaire nécessaire pour alimenter la turbine à capacité nominale avec irradiante solaire maximale.
- Heures de pleine charge (FLH) : c'est le nombre d'heures que le système de stockage peut fournir de l'énergie à la capacité d'entrée de turbine de conception de bloc de puissance.
- Fraction de combustible de remplissage (FFF) : c'est une fraction de la production brute de turbine de conception de bloc de puissance qui peut être atteint par la chaudière de sauvegarde. Il sert à calculer l'énergie de la chaudière de sauvegarde.
- Facteur de capacité (CF) : c'est le rapport de la valeur prédite électrique de sortie du système dans la première année de fonctionnement à la sortie de la plaque signalétique, ce qui équivaut à la quantité d'énergie que le système produirait s'il fonctionnait à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année[38].

IIV.6 Descriptions des sites

Les sites choisis pour cette étude sont Hassi messaoud, Adrar et Ghardaïa dans le sud de l'Algérie. Les données météorologiques de ces endroits, comme le DNI, sont tirées de la base de données NREL.

Tableaux IIV.2 : Les paramètres des sites

	Hassi Messaoud	Adrar	Ghardaïa
Longitude (°)	6.48	-0.18	3.8
latitude (°)	31.66	27.81	32.4
Altitude (m)	171	276	566
DNI (KWh/m²)	317.665	323.293	322.776

IIV.7 Etude paramétrique pour les différents sites

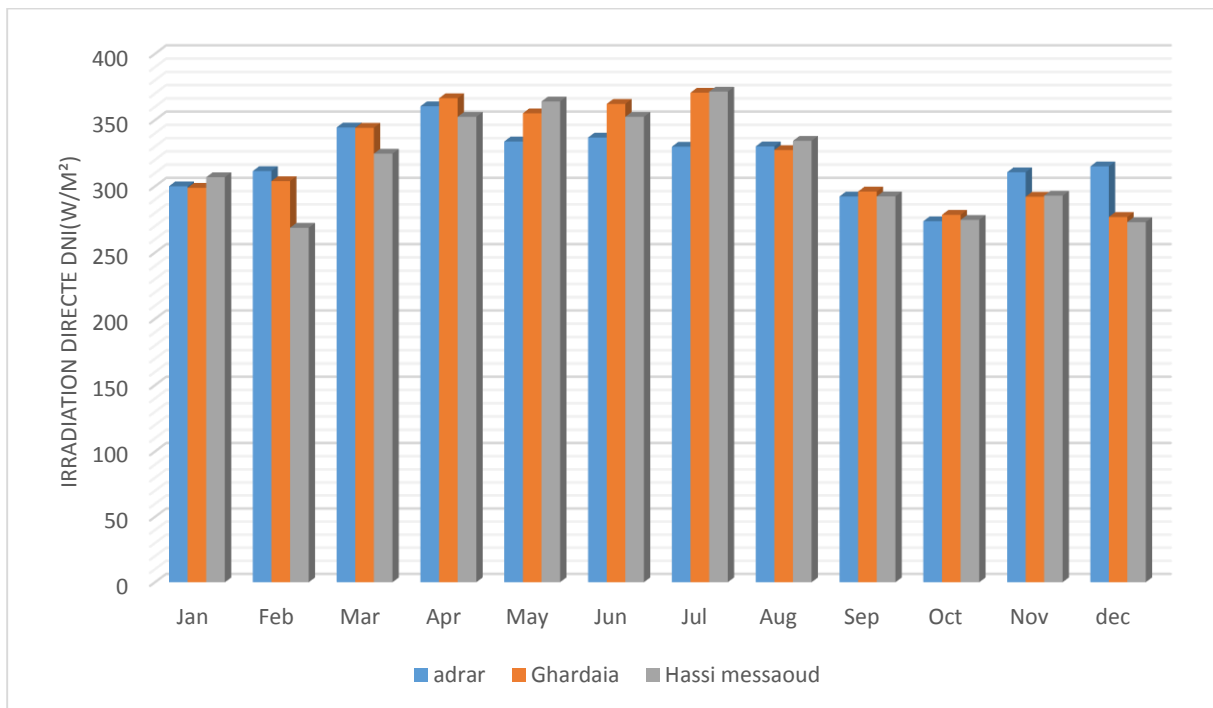


Figure IIV.3: Moyennes mensuelles des DNI (rayonnement solaire direct normal)

La figure (IIV.3) présente l'irradiation normale directe (DNI) quotidienne moyenne par mois pour une année typique de ces trois sites. Sur cette figure, on voit clairement que le niveau d'irradiation est élevé ($> 250 \text{ W/m}^2$) à tous les mois de l'année dans les trois sites. Le pic est atteint à 370 W/m^2 en juillet pour le site de Ghardaïa et Hassi Messaoud, et le niveau d'irradiation est élevé pendant seulement les mois April May juin juillet. Concernant le site de Adrar, le niveau d'irradiation est élevé pendant, février mars novembre et décembre, qui dépasse 300 W/m^2 .

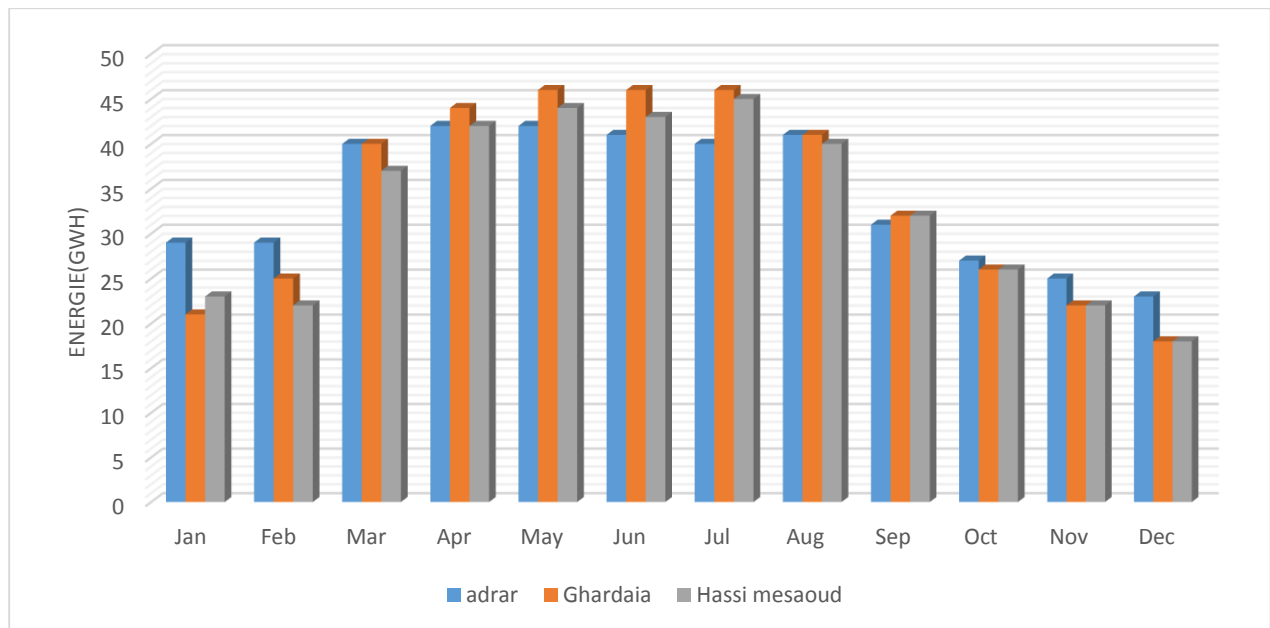


Figure IIV. 4 : Moyennes mensuelles de l'Energie produite pour les trois sites

La figure (IIV. 4) présente issue des résultats de simulation sur le logiciel SAM, illustre les moyennes mensuelles de l'énergie électrique totale.

On voit que la variation mensuelle de la production nette d'énergie, pour chaque site, suit presque la variation mensuelle de l'irradiation normale directe. Les résultats montrent que des valeurs de puissance très élevées sont atteintes sur l'année en Ghardaïa et Hassi Messaoud dans les mois mai, juin et juillet, tandis que Adrar les a dépassés en production dans les mois restants. Les résultats montrent également que les valeurs énergétiques élevées ont été atteints au cours de l'année à Adrar et entre mars et octobre à Ghardaïa et Hassi Messaoud. Où dépasse 20 GWh tout au long des mois de l'année à Adrar et il a atteint la valeur maximale 43 GWh en avril. Le les mois de mai, juin et juillet sont caractérisés par la valeur la plus élevée à Ghardaï et hassi mesaoud, ils sont d'environ 45 GWh.

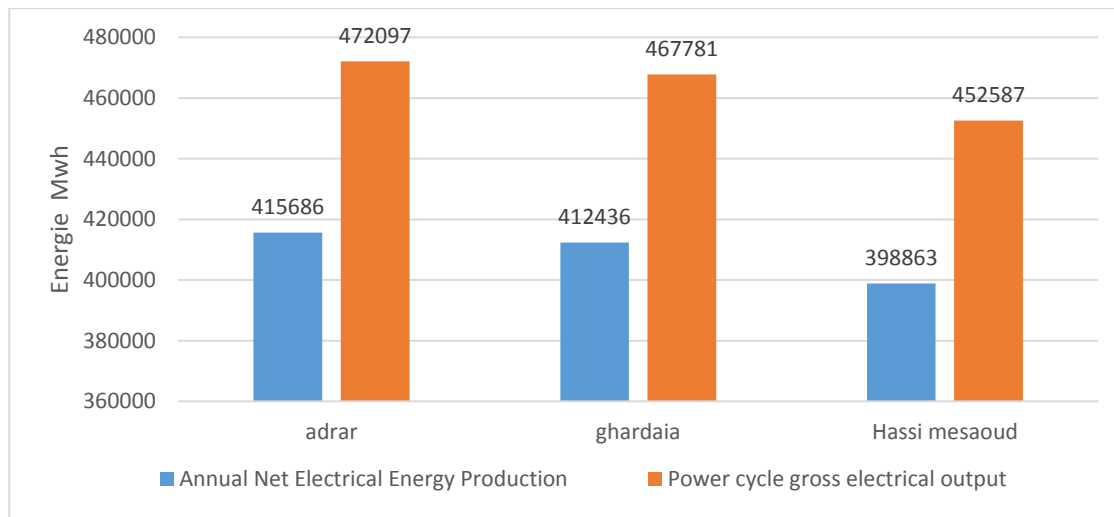


Figure IIV.5 : la Production annuelle nette d'énergie électrique et la puissance électrique

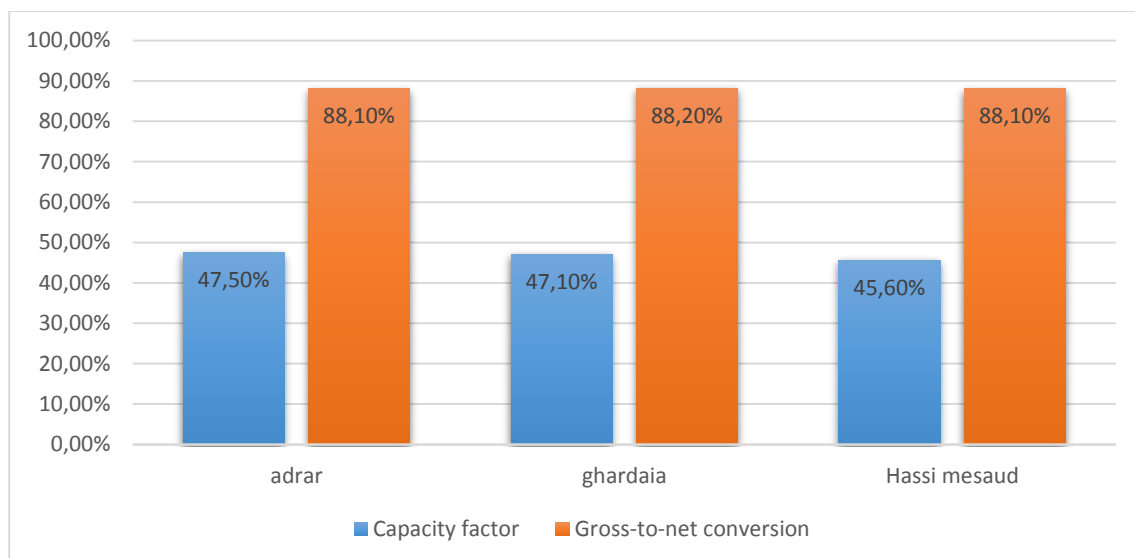


Figure IIV.6 : le facteur de capacité et Conversion brut-net

La figure 5 illustre la Production annuelle nette d'énergie électrique, Les valeurs par la centrale est d'environ 415 Gw,413 Gw,398 Gw pour Adrar Ghardaïa Hassi messaoud respectivement, On peut voir que Adrar a une électricité plus élevée, ainsi que pour puissance électrique La valeur atteint à 472 GW pour le site Adrar

La figure 6 illustre le facteur de capacité et Conversion brut-net, on remarque que Adrar figure en premier, elle a une capacité plus importante que les autres sites, elle est suivie de Ghardaïa, puis de Hassi mesaude, ces sites offrent un facteur de capacité respectivement égale à 47,50%, 47,10% et 45,60 %, Ce qui concerne la conversion brut-net les valeurs élevée dans les trois sites environ 88%.

Le tableau IIV.3 : représente les autres paramètres de nos sites.

Simulation results	Hassi massaoud	Adrar	Ghardaïa
	Annual Freeze Protection	321,360 kWh-e	167,409 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	41,338 kWh-e	17,087 kWh-e	0 kWh-e
First year kWh/kW	3,993	4,161	4,128
Annual Water Usage	84,464 m ³	86,600 m ³	85,574 m ³

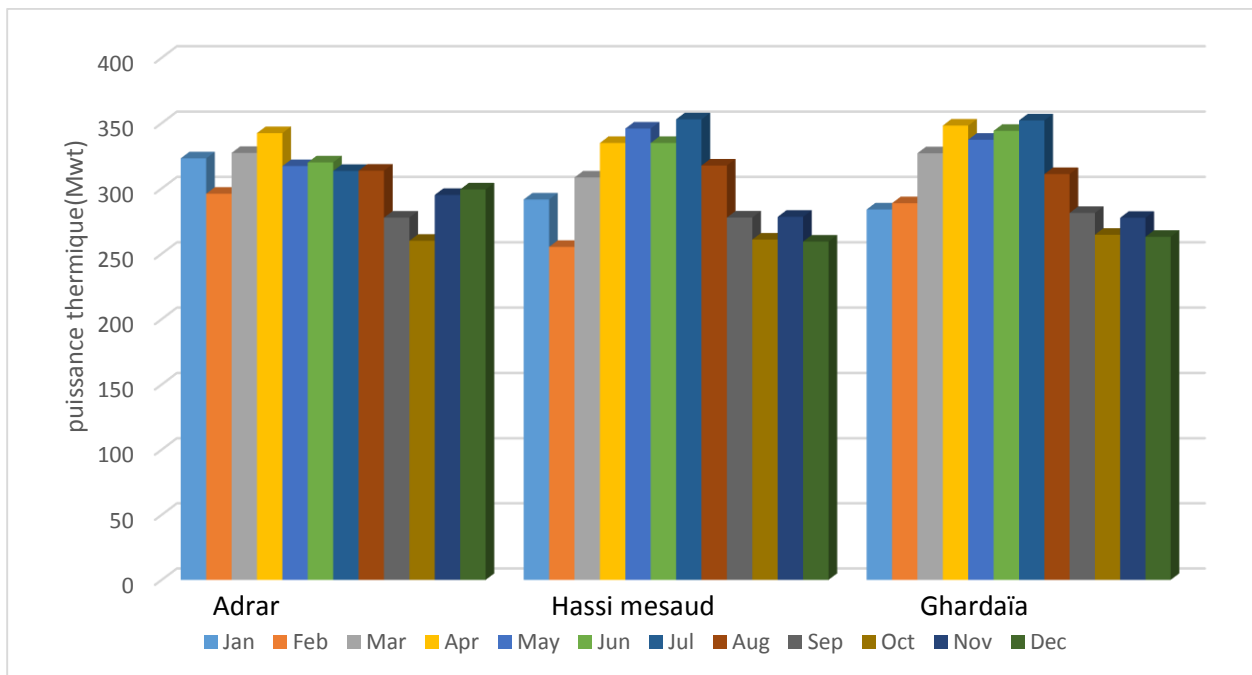


Figure IIV.7 : la puissance thermique annuelle produite pour les trois sites

La figure IIV.7 représente la variation de la puissance thermique pour les trois sites, on remarque que les valeurs sont élevés dans les mois avril May juin juillet (période de l'été), environ 350 Mwt pour les sites Hassi mesaud et Ghardaïa, concernant le site de Adrar Les valeurs semblent proches variée entre 250 Mwt et 350 Mwt .

Le résultat de performance a été validé avec succès avec les centrales PTC opérant à travers le monde. Voici les principales conclusions de l'étude.

- ✚ Il existe un vaste potentiel de réussite de l'exploitation de l'usine CSP dans les trois sites en raison de son niveau élevé de DNI et de ses caractéristiques favorables.
- ✚ L'analyse fournit les données nécessaires à la comparaison de plusieurs aspects de la technologie CSP. Ceci utile pour concevoir un centrale solaire cylindro parabolique dans les conditions climatiques indiennes.
- ✚ La conception proposée a montré des performances thermiques raisonnablement bonnes et peut être utilisée pour prévoir la centrale solaire thermique potentiel à n'importe quel endroit

IIV.8 Conclusion

À partir de ces résultats, il a conclu qu'une centrale solaire thermique à concentration cylindro parabolique à Adrar, est techniquement viable et a un très bon potentiel pour produire de l'énergie solaire thermique. La production d'énergie photovoltaïque nécessite un peu plus de terres par rapport à l'énergie CSP plante, il peut y avoir une pénurie de terres, en particulier pour le logement et l'agriculture à l'avenir. La centrale solaire PV est moins efficace et a une durée de vie plus courte que la centrale CSP. La centrale solaire photovoltaïque pourrait augmenter la rareté des terres et les déchets électroniques à l'avenir. Donc, c'est le bon moment pour se concentrer sur la production d'énergie basée sur le CSP. Cette étude hypothétique sur l'installation PTCSP est très utile pour estimer la faisabilité technique de la production d'électricité. La conception préliminaire de l'installation et ses performances peuvent être facilement prédites. Les travaux peuvent être étendus vers l'étude de la faisabilité économique de ce projet hypothétique ainsi que la conception appropriée technologie dans les conditions climatiques Algériennes.

Le développement d'une telle centrale solaire thermique à grande échelle constituera une étape majeure dans le secteur des énergies renouvelables en Algérie

Conclusion

A travers ce mémoire de cinq chapitres centré sur une étude théorique, simulation et la réalisation (étude expérimentale) d'un concentrateur solaire CSP de notre région. Nous avons conclu plusieurs résultats notamment les valeurs du rayonnement considérés, les températures de sortie (120 c°), et le rendement 40%. Ces résultats sont tous encourageants pour l'application de ce modèle dans la région pour sortir des problèmes pétroliers et des problèmes traditionnelles d'énergie solaire. Ne nous reste plus qu'à travailler sur ces points afin d'augmenter et d'améliorer le rendement qui est :

Changer de fluide caloporteur

En utilisant l'eau comme fluide caloporteur on pose la problématique du changement de phase puisque l'eau s'évapore à un peu plus que 100c° préconiser un fluide caloporteur qui ne s'évapore pas à moins de 300c° serait un plus pour une telle installation

Longueur de concentrateur

Un concentrateur plus long donnerait forcément une plus longue distance de concentration et donc des température plus haute

Cycle fermé

Notre étude s'est portée sur un cycle ouvert, en utilisant un cycle fermé nous aurions un plus grande température d'entrée et cela augmenterait également la température de sortie

Double concentrateur

Contrairement un concentrateur solaire cylindro-parabolique classique qui concentre la ligne focale sur la partie inférieure du tube absorbeur un double concentrateur crée une deuxième ligne focale sur la partie supérieure du tube récepteur et ainsi toute la surface du tube est recouverte par les deux lignes focales.

Tube modifié

L'on peut modifier l'intérieur du tube absorbeur pour y installer des ailettes pour ainsi augmenter la surface d'échange et faire passer plus d'énergie au fluide caloporteur, cela permettrait d'augmenter beaucoup plus la température de sortie.

Si l'on prend en compte ces points on s'attend à un rendement élevé pour la production d'électricité et de chaleur, en particulière dans les régions du sud d'Alger (Région à forte rayonnement direct). Et à partir de cinquième chapitre nous concluons que Adrar sera une zone idéale pour l'application d'un champ de concentrateur solaire qui couvre tous les besoins énergiques de la région et qui est également délivré aux Etats voisins si des systèmes de stockage sont utilisés.

Au final nous espérons que cette étude ne sera pas encre sur papier, et nous voyons bientôt un champ de concentrateur solaire cylindro-parabolique dans la région.

- [1] De Brichambaut, Christian Perrin, and Christian Vauge. Le gisement solaire: Evaluation de la ressource énergétique. Tec & Doc, 1982.
- [2] Website :<http://meteocentre.com/internet/temperature/soleil.htm>
- [3] Chaplin, William J., et al. "Ensemble asteroseismology of solar-type stars with the NASA Kepler mission." *Science* 332.6026 (2011): 213-216.
- [4] Website :<https://www.connaissancedesenergies.org/fichepedagogique/energie-solaire-exploitation>.
- [5] Mihoub, Sofiane. Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires. Diss. 30-10-2017.
- [6] Hamidatou, Abderrezzak, and Seddik Bouregba. Simulation d'un système CSP (cylindro-parabolique) à production d'électricité. Diss.
- [7] B Khalissa, B Cherifa. "Etude comparative des deux convertisseurs énergétiques solaires." (2016).
- [8] MAHDI KHALED Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique Thèse 08/03/2008.
- [9] Meunier, Francis, and Daniel Mugnier. La climatisation solaire: Thermique ou photovoltaïque. Dunod, 2013.
- [10] Gosseries, Axel. Égalitarisme cosmopolite et effet de serre. No. UCL-Université Catholique de Louvain. Institut du développement durable et des relations internationales, 2006.
- [11] Touafek, K., Haddadi, M., Malek, A., & Bendaikha-Touafek, W. (2008). Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride solaire photovoltaïque thermique. *Revue des énergies renouvelables*, 11(1), 153-165.
- [12] Oudrane, R., Hamouda, M., & Aour, B. (2019). The Thermal Transfers of a Habitable Envelope in an Extremely Dry Area and These Effects on Thermal Comfort. *Algerian Journal of Renewable Energy and Sustainable Development*, 1(1), 79-91.
- [13] Atlas, G. S. The World Bank Group. 2016. URL: [https://globalsolaratlas.info/\(06.02.2019\)](https://globalsolaratlas.info/(06.02.2019)).
- [14] Réda, Haddouche Mohammed, and Benazza Abdel Ilah. "Amélioration des performances thermiques d'un concentrateur cylindro-parabolique."
- [15] Concentrateurs solaires et réalisation d'un mini concentrateur solaire projet de physique p6-3Stpi/p6-3/2011 – groupe36 jamil abdul aziz.
- [16] M'Raoui, A., Mouhous, S., Malek, A., & Benyoucef, B. (2011). Etude statistique du rayonnement solaire à Alger. *Revue des Energies Renouvelables*, 14(4), 637-648.

- [17] BOUKELIA Taqiy Eddine THÈSE, 2016. Simulation et optimisation d'un modèle de capteur cylindro-parabolique
- [18] BOUCHOUICHA Kada. MODELISATION MULTISPECTRALE DES IMAGES SATELLITAIRE - Application : Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère. La thèse soutenue publiquement le : 2016/2017
- [19] Benatiallah, djelloul, bouchouicha, kada, benatiallah, ali, et al. Forecasting of solar radiation using an empirical model. Algerian journal of renewable energy and sustainable development, 2019, vol. 1, no 02, p. 212-219.
- [20] MARIF Yacine Caractérisation d'un concentrateur cylindro-parabolique de dimensions réelles au sud de l'Algérie: Région d'Ouargla la thèse Soutenu publiquement le:12/03/2015
- [21] Boukelia.T, Mecibah. M. S, 2013. Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews 21, 288–971
- [22] Réda, Haddouche Mohammed, and Benazza Abdel Ilah. "Amélioration des performances thermiques d'un concentrateur cylindro-parabolique
- [23] Touafek, K., Haddadi, M., Malek, A., & Bendaikha-Touafek, W. (2008). Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride solaire photovoltaïque thermique. Revue des énergies renouvelables, 11(1), 153-165
- [24] HaffarAbdelouahed Amghar Massiv Etude de la performance d'un concentrateur cylindro-prabolique en vue de son utilisation dans un procédé de séchage MémoirePrésenté pour l'obtention du diplôme master 26/06/2019
- [25] Oudrane, R., Hamouda, M., & Aour, B. (2019). The Thermal Transfers of a Habitable Enveloppe in an Extremely Dry Area and These Effects on Thermal Comfort. Algerian Journal of Renewable Energy and Sustainable Development, 1(1), 79-91.
- [26] Meunier, Francis, and Daniel Mugnier. La climatisation solaire: Thermique ou photovoltaïque. Dunod, 2013Jh
- [27] David Martin Etude d'un cycle de Bayton-Joule solaire à l'aide de la Thermodynamique en Vitesse Finie Submitted on 24 Aug 2018
- [28] Jamil ABDUL AZIZ CONCENTRATEURS SOLAIRES ET REALISATION D'UN MINI CONCENTRATEUR SOLAIRE Projet de Physique P6-3 STPI/P6-3/201

- [29] SESHIE Yao Manu MODÉLISATION ET EXPÉRIMENTATION D'UNE MICROCENTRALE SOLAIRE A CONCENTRATION : CAS DE CSP4AFRICA THÈSE DE DOCTORAT Le 05/02/2018
- [30] Cyril Caliot Gilles Flamant Technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques Ouarzazate 25-27 mai 2016
- [31] DUMONT Olivier MÉLOTTE Nicolas Projet « PEYRESQ » : partie solaire Etude du concentrateur solaire pour le projet de microcentrale APRI0003-1 Projet intégré en énergétique Second quadrimestre de l'année académique 2010-2011
- [32] Sylvain, Q. (2007). Les centrales solaires à concentration. Université de Liège, 4
- [33] Meradnée Mesri Mokhtaria* & Professeur Cheknane Ali Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications Thèse Doctorat
- [34] Kechidi Mehdi Sayeh Abdelkader Lazali Adel Abbas Etude expérimentale d'un concentrateur cylindro-parabolique mémoire Master 2018/2019
- [35] Amor Gama Ali Malek Fatiha Yettou Mourad Haddadi Etude et Réalisation d'un Concentrateur Solaire à Collecteur Cylindro-parabolique avec Poursuite Solaire Novembre 2006
- [36] M. CHÉDALA R. MERIKHI Conception et réalisation d'un concentrateur cylindro-parabolique pour production d'énergie thermique Mémoire Master 2015-2016
- [37] Mohamed Abbas*, Zoubir Belgroun, Hanane Aburidah and Nachida Kasbadji Merzouk Assessment of a solar parabolic trough power plant for electricity generation under Mediterranean and arid climate conditions in Algeria
- [38] Deepak Biphobia, K. Sudhakar Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India 2017
- [39] Mr Mihoub Sofiane Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires Doctorat en Sciences 19 septembre 2017

Annexe I

❖ *Les applications d'un concentrateur solaire*

Les concentrateurs solaire cylindro-parabolique sont utilisés dans plusieurs domaines selon la température du fluide à la sortie du tube absorbeur. Ces images sont pour ses utilisations les plus importantes

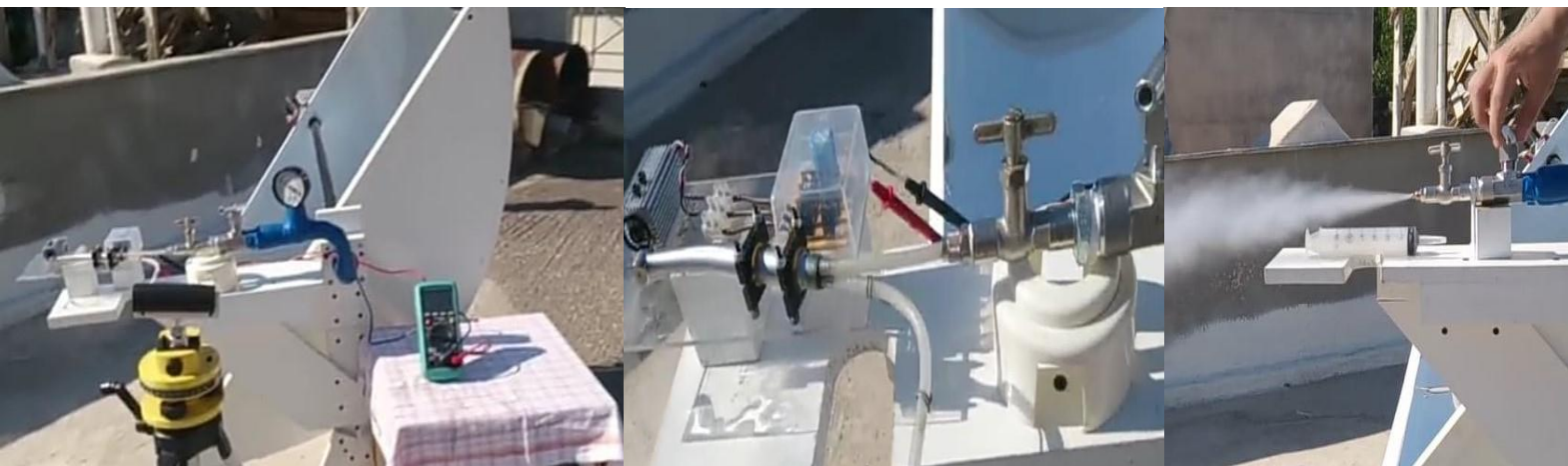


Fig. I. utilisation de CSP pour la production d'électricité



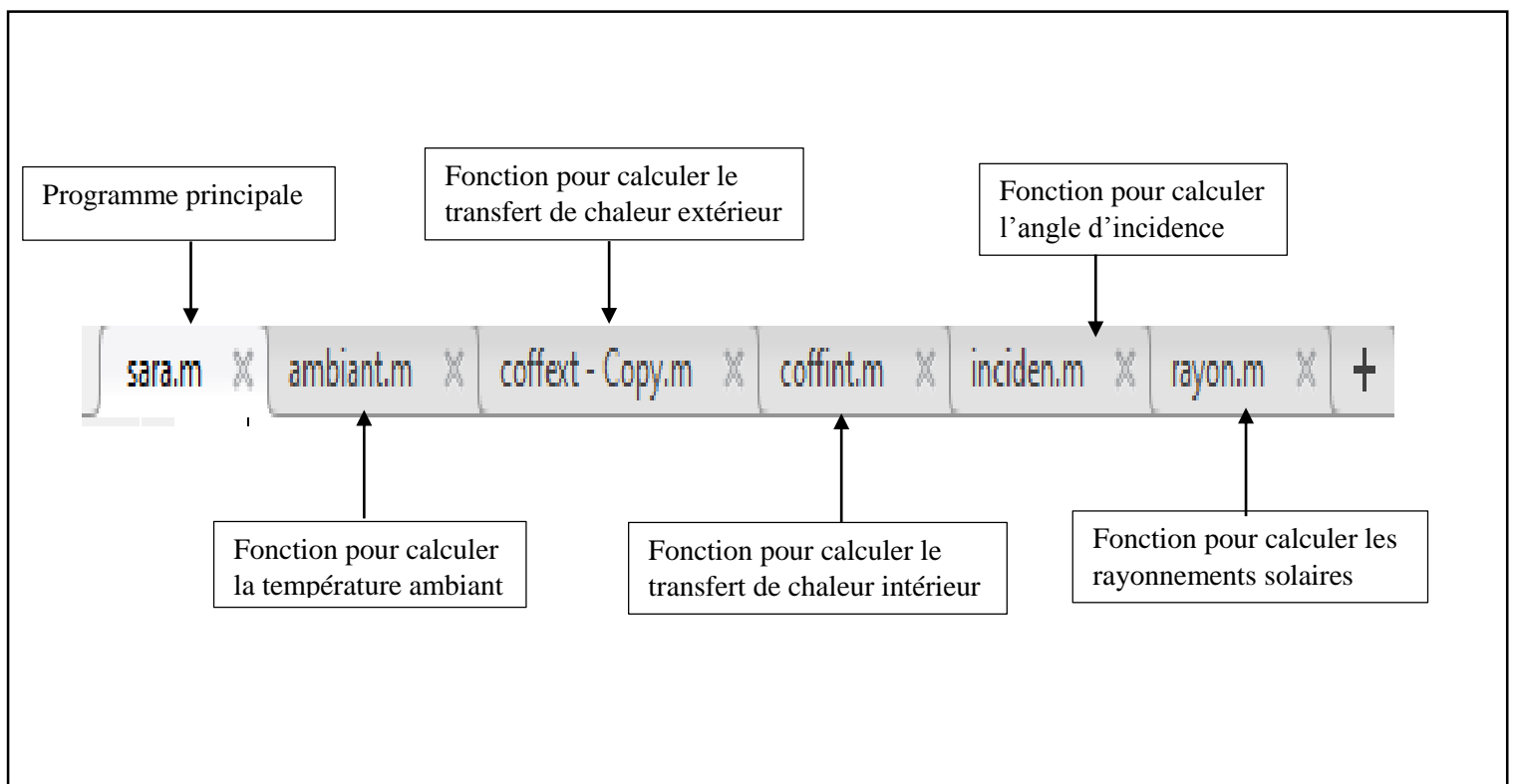
Fig. II. Utilisation de CSP pour le chauffage d'eau



Fig. III. Utilisation de CSP pour le séchage des produits

❖ Programme Matlab

Pour résoudre les équations différentielles qui obtenue après la modélisation on utilise un programme principal et cinq fonctions complémentaires



```

%*****les coordonnées de la zone*****
ore=1;Lati=27.81;Long=-0.183; Alti=279; %Adrar
%*****
g=9.81;Nm=9;Njm=9;pas=(10/3600); pasx=0.2;C=2;
P=round(L/pasx);P1=2*P+1;n=3*P+2;
Mvit=2;Dibf=0.09;Te=35;S=1;
%***** calcul de la déclinaison decl*****
Nj=30*(Nm-1)+Njm;
decl=23.45*sin(0.0172*(Nj+284));
%***** calcul de la correction de temps DeltaT*****
x=(2*pi/365)*(Nj-1);
DeltaT=(0.000075+0.00018*cos(x)-0.032077*sin(x)-0.014615*cos(2*x)-0.04089*sin(2*x))*229.18;
DeltaT=DeltaT/60;
%***** calcul de la durée du jour DeltLC*****
x2=pi/180;
angHS=acos(-tan(decl*x2)*tan(Lati*x2));angHS=angHS/x2;

```

```

function [Rsdd, Ray, Rsd, Rsdif] = rayon (Alti, Lati, Nj, gama, h, az, alphas, alpha, Tlo, TLs, TCs, angrii)
Alti=Alti*0.001;
x2=pi/180;
angri=cos (az*x2) *cos (gama*x2)+sin (az*x2) *sin (gama*x2) *cos (( alphas-alpha) *x2);
angri=acos (angri);
angri=angri/x2;
if angri>90 , angri=90; end
%*****Calcul de rayonnement direct*****
G=1367*(1+0.034*cos (0.0172*(Nj-2)));
MAhe=sin (0.0172*(Nj-121));
T0=2.4-0.9*sin (Lati*x2)+0.1*MAhe*(2+sin (Lati*x2))-(0.2*Alti);
T0=T0-(1.22+0.14*MAhe)*(1-sin (h*x2));
T1=(0.89)^(Alti);
T2=(0.63)^(Alti); T2=T2*(0.9+0.4*MAhe);
TL=T0+T1+T2;
MA=(sin (h*x2)+0.0678)^(-1.253);
MA=MA*9.4E-4+sin (h*x2);
MA=1/MA;
R=6.6296+1.7513*MA-0.1202*MA^2+0.0065*MA^3-0.00013*MA^4;
R=1/R;
Red=C*cos (angri*x2) *exp (-TT*MA*R) .

```

```
%*****Affichage des résultats*****:  
figure(1)  
plot(Nmj,decl)  
title(' angle d'inclinaison en fonction du nbr de jour  
grid minor  
xlabel('nbr de jour')  
ylabel('Déclinaison')  
hold on  
plot(p,[0 0],'r*')  
plot(f2,d,'r*')
```

```
%*****Affichage des résultats*****  
figure(1)  
xlabel('rayonnement w/m^2')  
ylabel('temps h')  
plot(Tlo,Rsd,Tlo,Rsdf,Tlo,Ray)  
grid minor  
figure(2)  
plot(Tlo,Ta,Tlo,Tciel)  
figure(3);  
plot(Tlo,T1,'g',Tlo,T2,'r',Tlo,T3,'b')  
grid minor  
figure(4)  
plot(x,T2,'b')|  
grid minor  
figure(5)  
plot(Rth,Rsd) %rendement en fonction de rayonnement solaire direct  
grid minor  
plot(Eutile,Rsd,'b')%energie utile  
grid minor
```

Annexe II

Ce sont des photos de nos attestations de participation lorsque nous avons participé à la journée sur les stratégies de la transition énergétique (jste'2020) ,12/03/2020



Republique Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Ahmed DRAIA Adrar-Algérie

Faculté des Sciences et de la Technologie

Laboratoire de Développement Durable et Informatique

(LDDI)

جامعة أحمد درايا آدرار - الجزائر
Université Ahmed Draia Adrar - Algérie



Journée sur les Stratégies
De la Transition Énergétique
(JSTE 2020)

Journée sur les Stratégies
De la Transition Énergétique
(JSTE 2020)



Journée sur les Stratégies de la Transition Énergétique

JSTE'2020, 12 Mars 2020

Attestation de Participation

Le comité scientifique de la 1^{ère} Journée sur les Stratégies de la Transition Énergétique (JSTE'2020) atteste que :

Mr. REGRAGUI Sara participé à cet événement scientifique par une communication intitulée :

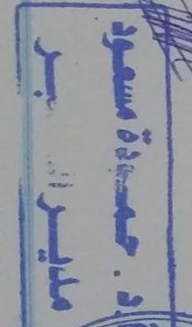
Évaluer l'efficacité d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique (ccp) dans les conditions climatiques de la région d'Adrar

Co-auteurs: ABBANE SARA, HARROUZ A, BELATRACHE D.

Directeur du laboratoire LDDI

Pr. MAAMOUDA Messaoud

(Signature of Pr. MAAMOUDA Messaoud)



Président de la journée JSTE'2020

Dr. OUADRANE Abdelkhalil

Président de la Conférence des Universités

BP 124 T.berghamite-Aoug. Adrar - Algérie 34000 190

Tel : +213 49 908 431 Fax : +213 49 908 190

Faculté des Sciences et Technologie



Construction & Services



Université Ahmed Draia Adrar - Algérie

