

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERRI TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE DE LA CONSTRUCTION

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

**Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme de
Master Académique En génie mécanique,,**

Option : Energétique.

**Analyse du comportement thermique d'un
récepteur solaire à concentration de type Fresnel**

Réalisé par :

BELAICHE Massiva

AIT AKKACHE Rabah

Sous la direction de :

Mr BELTAGY Hani

Promotion 2020/2021

Résumé

Le présent travail consiste à présenter une analyse thermique d'un récepteur solaire à concentration de type Fresnel, un modèle thermo-fluidique est conçu à cet effet permet de déterminer les différentes performances thermiques du récepteur, dans ce modèle un bilan thermique détaillé décrivant les différents échanges thermiques au sein du récepteur est établi, et enfin une simulation des transferts thermiques en utilisant le logiciel Fluent (CFD) est effectuée afin de déterminer les différentes pertes thermiques dans le récepteur à savoir : les pertes convectives et radiatives et cela dans les différents éléments du récepteur (le tube, la vitre et le bardage). La distribution de la température dans l'absorbeur, les pertes thermiques linéiques, et les pertes thermiques globales sont déterminées, analysées et discutées.

Mots clés : énergie solaire, concentration solaire, concentrateur linéaire de Fresnel, récepteur solaire, pertes thermique, pertes radiative, pertes convectives.

Abstract

The present work consists in a presenting a thermal analysis of a Fresnel Concentrator Solar Receiver, a thermo-fluidic model is designed for this purpose to determine the various thermal performances of the receiver, in this model a detailed thermal balance describing the different heat exchanges within the receiver is established, and finally a simulation of the heat transfers using the Fluent software (CFD) is carried out in order to determine the various heat losses in the receiver namely : the convective and radiation losses in the various elements of the receiver (tube, glass and casing). The temperature distribution in the absorber, the linear heat losses, and the overall heat losses are determined, analyzed and discussed.

Key words: Solar energy, Concentrating solar power, Fresnel concentrator, solar receiver, heat loss, radiation losses, convective losses

ملخص

تهدف هذه المذكرة الى دراسة حرارية لمستقبل شمسي من نوع فرينل، من خلال هذه الدراسة قمنا بإنشاء

نموذج حراري حيث سمح لنا بدراسة الأداء الحراري الخاص بالمستقبل، بواسطة النموذج المتحصل عليه

قمنا بتحليل وتوضيح جميع التبادلات الحرارية التي تتم على مستوى مستقبل والتي تتمثل في:

التوصيل الحراري، الحمل الحراري، والإشعاع الحراري، كما قمنا أيضا بدراسة معمقة للضياع الحراري

على مستوى المستقبل باستعمال برنامج وهذا في متلف أجزاء المستقبل وهي على التوالي:

الانبوب، الزجاجاة والغطاء الخارجي وفي الأخير قمنا بتبيان التوزيع الحراري في المستقبل، مختلف

الضياعات الخطية والمساحية في مختلف أجزاء المستقبل، والنجاعة والأداء الحراري لهذا الأخير.

الكلمات المفتاحية:

طاقة شمسية، تركيز شمسي، مركز شمسي من نوع فرينل، مستقبل شمسي، ضياع حراري، ضياع عن

طريق الإشعاع، ضياع عن طريق الحمل.

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier **Dieu** le plus puissant de nous avoir donné la santé, la volonté, la patience et le courage pour mener à terme notre formation de master et pouvoir réaliser ce travail de recherche.

Ce mémoire est le résultat d'un travail de pré d'un an. En préambule on veut adresser tous nos remerciements aux personnes avec lesquelles on a pu échanger et qui nous ont aidés pour la rédaction de ce mémoire.

Nos plus vifs remerciements a notre encadreur **Dr BELTAGY Hani**, pour ces conseils précieux ainsi la confiance qui nous as témoigné tout au long de ce travail, pour sa disponibilité et son aide qui nous as permis de bien mener ce travail.

On a bien eu l'honneur et la chance de bénéficier de ces connaissances et compétences, de ces valeureuses informations, et de son suivi durant toute la recherche.

On remercie aussi **l'ensemble des enseignants** du département Génie mécanique qui ont contribué a notre formation

On remercie également **les membres de jury** pour l'intérêt qui ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail.



Merci

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents à qui je dois ma réussite dans la vie, **ma mère et mon père**, pour leur patience, leur amour, leur soutien et leurs encouragements, je vous aime très fort.

Mes chers frères, Mohamed et Tarik qui m'ont encouragé.

Ma chère grand-mère que j'aime énormément.

Mon binôme, celui avec qui j'ai partagé des moments de travail, joie et stress afin de réaliser ce travail.

Mes amis(e), mes camarades et tout ce qui me sont chers.

Massiva



Dédicaces

Je dédie ce travail à
Mes très chers parents,
Mes sœurs,
Mon frère,
Mes grands-parents,
Mes oncles et tantes
À toute ma famille et mes amis sans exception

Rabah



Liste des symboles :

φ	La latitude du lieu	(Degré)
L	La longitude du lieu	(Degré)
Z	L'altitude d'un point	(Mètre)
δ	La déclinaison solaire	(Degré)
ω	L'angle horaire	(Degré)
U	Le coefficient de pertes thermique	(W/m ² .k)
τ	L'efficacité optique du capteur	
Sc	La surface du capteur (surface des miroirs)	(m ²)
Sa	La surface de l'absorbeur	(m ²)
T_{ext}	La température extérieure	(°C)
T_{entrée}	La température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur	(°C)
ṁ	Le débit du fluide caloporteur	(kg/S)
T_{sortie}	La température du fluide caloporteur à la sortie du capteur	(°C)
T_m	La température moyenne de l'absorbeur	(°C)
η_c	Le rendement du capteur	(%)
$\eta_{optique}$	Rendement optique	(%)
$\eta_{thermique}$	Rendement thermique	(%)
e_{tube}	Épaisseur du tube	(m)
e_{vitre}	Épaisseur de la vitre	(m)
e_{bardage}	Épaisseur du bardage	(m)
σ	Constante de Stefan –Boltzman	(=5.670*10 ⁻⁸ W.m ⁻² .k ⁻⁴)
T_a	Température de l'air ambiant	(°C)
T_p	Température de la paroi externe de la vitre	(°C)
ε	Émissivité (IR) de la vitre	(=95%)
Φ	Flux de chaleur	(Watt)
Φ_{cd}	Flux par conduction	(Watt)
Φ_{cv}	Flux par convection	(Watt)
Φ_{ray}	Flux par rayonnement	(Watt)
C_p	Chaleur spécifique	(J/kg.k)
DNI	Direct Normal Irradiance,	(W/m ²)

Liste des abréviations :

CSP	Concentrated solar power.
GES	Gaz à Effet de Serre.
HTF	Heat Transfer Fluid
TSV	Temps solaire vrai
ASA	Agence Spatiale Allemande.
C.E.S.I	Chauffe-Eau Solaire Individuel
RLC	Réflecteurs Linéaires Compacts
LFR	Linear Fresnel Reflector
EES	Engineering Equation Solver
MCRT	Monte Carlo Ray Tracing.
Re	Reynolds number
Nu	Nombre de Nusselt

Sommaire :

Chapitre I : gisement solaire

I.1 Introduction.....	1
I.2 Généralités sur les énergies renouvelables.....	3
I.2.1 Les différents types d'énergies	3
I.2.1.1 Les énergies fossiles.....	3
I.2.1.1.1 Le pétrole	3
I.2.1.1.2 Le gaz.....	4
I.2.1.1.3 Le charbon	4
I.2.1.1.4 Le Nucléaire.....	4
I.2.1.2 Les énergies renouvelables	4
I.2.1.2.1 L'énergie solaire	4
I.2.1.2.2 La géothermie	5
I.2.1.2.3 L'énergie éolienne.....	5
I.2.1.2.4 La biomasse	5
I.2.2 Principales ressources d'énergies	5
I.3 Les énergies renouvelables en Algérie.....	6
I.3.1 Potentiel solaire en Algérie.....	6
I.3.2 Potentiel éolien en Algérie.....	7
I.3.3 Potentiel géothermique en Algérie.....	7
I.4 Gisement solaire.....	8
I.4.1 Le soleil, source d'énergie.....	8
I.4.1.1 Définition	8
I.4.1.2 Caractéristiques principales du soleil.....	8
I.4.1.3 Structure du soleil	9
I.4.1.4 Relations géométriques entre la Terre et le soleil.....	10
I.4.1.5 Sphère céleste.....	11
I.4.1.6 Les différentes coordonnées	11
I.4.1.6.1 Les coordonnées géographiques	11
I.4.1.6.1.1 La latitude Φ	11

I.4.1.6.1.2 La longitude L.....	12
I.4.1.6.1.3 L'altitude z.....	13
I.4.1.6.2 Coordonnées horizontales	13
I.4.1.6.2.1 L'azimut a	13
I.4.1.6.2.2 La hauteur h	13
I.4.1.6.3 Coordonnées horaires.....	15
I.4.1.6.3.1 La déclinaison δ	15
I.4.1.6.3.2 L'angle horaire ω	15
I.4.1.7 Trajectoire du soleil	16
I.4.1.7.1 Mouvement de la terre	16
I.4.1.7.2 Interaction entre le rayonnement solaire et l'atmosphère terrestre.....	17
I.4.1.7.2.1 Mouvements de la terre.....	17
I.4.1.7.2.2 Rayonnement directe.....	17
I.4.1.7.2.3 Rayonnement diffus	17
I.4.1.7.2.4 Rayonnement réfléchié	17
I.4.1.7.2.4 Rayonnement globale.....	18
I.4.1.8 Mesure des différents composants du rayonnement solaire.....	18
I.4.1.8.1 Mesure du rayonnement solaire global	18
I.4.1.8.2 Mesure du rayonnement solaire direct	18
I.4.1.8.3 Mesure du rayonnement solaire diffus.....	19
I.4.2 Gisement solaire en Algérie.....	20
I.4.3 Application de l'énergie solaire	21
I.4.3.1 Système solaire photovoltaïque	21
I.4.3.2 Énergies solaire thermique.....	21
I.4.3.2.1 Principe de l'énergie solaire thermique	22
I.5 Systèmes basses températures.....	23
I.5.1 Différents types de chauffe- eau solaires	23
I.5.2 Différents composants du chauffe- eau solaire	23
I.5.2.1 Système de captation.....	23
I.6 Différents types de capteurs.....	24

I.6.1 Capteurs à tubes sous vide	24
I.6.2 Capteurs sans vitrage	24
I.6.3 Capteur solaire plan	25
I.7 Conclusion	25

Chapitre II : Technologies du solaire thermodynamique à concentration (CSP).

II.1 Introduction	26
II.2 Classification des systèmes à concentration	26
II.2.1 Caractéristique optique	26
II.2.2 Caractéristiques géométriques	26
II.2.3 Mode de pointage	26
II.2.4 Concentration.....	26
II.3 Technologie des centrales a concentration solaire.....	27
II.4 Principe de fonctionnement des centrales solaire à concentration	27
II.5 Les composantes de base d'une centrale CSP	28
II.5.1 Le champ solaire.....	29
II.5.2 Le réseau de conduites.....	29
II.5.3 L'unité de puissance	29
II.5.3.1 Source de chaleur supplémentaire	29
II.5.3.2 Élargissement du champ solaire et introduction d'un système de stockage de chaleur	30
II.6 Types de concentrateurs	30
II.6.1 Les concentrateurs linéaires.....	30
II.6.1.1 Les concentrateurs cylindro-paraboliques	30
II.6.1.1.1 Principe de fonctionnement	31
II.6.1.1.2 Les avantages.....	32
II.6.1.1.3 Les inconvénients	32
II.6.1.2 Les concentrateurs linéaires de Fresnel	32
II.6.1.2.1 Principe de fonctionnement	34
II.6.1.2.2 Les avantages.....	34
II.6.1.2.3 Les inconvénients	34

II.6.1.2.4 Les fluides caloporteurs.....	34
II.6.2 Les concentrateurs ponctuels.....	35
II.6.2.1 Les concentrateurs paraboliques.....	35
II.6.2.1.2 Les composants de base.....	36
II.6.2.1.2.1 Concentrateur.....	36
II.6.2.1.2.2 Récepteur.....	36
II.6.2.1.3 Principe de fonctionnement.....	36
II.6.2.1.4 Avantage.....	37
II.6.2.1.5 Inconvénients.....	37
II.6.2.2 Les centrales à tour.....	37
II.6.2.2.1 Les composants de base.....	39
II.6.2.2.1.1 Le Champ d'héliostats.....	39
II.6.2.2.1.2 Le récepteur.....	39
II.6.2.2.1.3 La tour.....	39
II.6.2.2.2 Le principe de fonctionnement.....	40
II.6.2.2.3 Les avantages.....	40
II.6.2.2.4 Les inconvénients.....	41
II.7 Concision.....	41

Chapitre III : Etat de l'art des concentrateurs linéaire de Fresnel

III.1 Introduction.....	42
III.2 Les capteurs linéaires de Fresnel.....	42
III.2.1 Collecteur de Fresnel.....	42
III.2.2 Principe de fonctionnement un collecteur de Fresnel.....	43
III.2.3 Éléments d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel.....	44
III.2.3.1 Les miroirs réflecteurs (concentrateurs).....	44
III.2.3.2 Un système de suivi du soleil.....	45
III.2.3.3 Le récepteur.....	46
III.2.3.3.1 Différents types des récepteurs.....	48
III.2.3.3.1.1 Récepteur monotube sous vide.....	48
III.2.3.3.1.2 Le récepteur multitube.....	48

III.2.4 Les différentes pertes optiques dans les concentrateurs de type linéaire de Fresnel...	49
III.2.4.1 Les pertes par ombrage.....	49
III.2.4.2 Les pertes par blocage	49
III.2.4.3 L'effet cosinus	49
III.2.4.4 Les pertes par defocalisation	50
III.2.4.5 Les pertes en fin de ligne.....	50
III.2.4.6 Pertes par débordement... ..	51
III.2.5 Quelques travaux de recherches publiés dans le domaine des LFR.....	51
III.2.6 Conclusion.....	55

Chapitre IV Modélisation et simulation

IV.1 Introduction.....	56
IV.2 Problématique et objectif	56
IV.3 Paramètres du modèle	56
IV.4 Origine des Pertes Thermiques sur l'enveloppe du récepteur.....	57
IV.5 Modélisation du récepteur.....	58
IV.5.1 Géométrie.....	58
IV.5.2 Outil de modélisation	59
IV.5.4 maillage	59
IV.5.4.1 Caractéristique du maillage.....	60
IV.5.5 Matériaux	60
IV.5.5.1 Matériaux des différents composants du capteur.....	61
IV.5.6 Conditions aux limites	62
IV.5.7 Conditions de base	65
IV.5.7 Le récepteur thermique	67
IV.5.8 Modélisation des échanges thermiques dans le récepteur.....	67
IV.6 Résultats	73
IV.6.1 Conditions de base	73
IV.6.2 Etude paramétrique	78
IV.7 Conclusion	86

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : les différents types des énergies renouvelables, et leurs utilisations.....	6
Tableau I.2 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.....	6
Tableau I.3 : Caractéristiques principales du soleil.....	8
Tableau IV.1 : les paramètres géométriques et physiques du récepteur.....	62
Tableau IV.2 : Température interne du tube a $T = 130^{\circ}\text{C}$	73
Tableau IV.3 : Température interne du tube à $T = 300^{\circ}\text{C}$	75

Listes des figures :

Figure I.1 : Consommation mondiale d'énergie.....	5
Figure I.2 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu	7
Figure I.3 : Structure du soleil	9
Figure I.4 : Position du soleil par rapport à la terre	10
Figure I.5 : Sphère Céleste.....	11
Figure I.6 : La latitude.....	12
Figure I.7 : La longitude.....	12
Figure I.8 : Les coordonnées géographiques.....	13
Figure I.9 : Coordonnées horizontales.....	14
Figure I.10 : Coordonnées horaires.....	15
Figure I.11 : Mouvement de la terre autour du soleil.....	16
Figure I.12 : Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude.....	16
Figure I.13 : Différents composants de rayonnement solaire.....	17
Figure I.14 : Le pyranomètre.....	18
Figure I.15 : Le pyréliomètre	19
Figure I.16 : Pyranomètre muni d'une bande.....	19
Figure I.17 : Carte du monde de l'enseilllement moyen annuel	20
Figure I.18 : Principe de la conversion photovoltaïque.....	21
Figure I.19 : Absorption du rayonnement solaire.....	22
Figure I.20 : Concentration du rayonnement solaire.....	22
Figure I.21 : Capteurs à tubes sous vides	24
Figure I.22 : Capteurs sans vitrage	24
Figure I.23 : Capteur solaire plan.....	25
Figure II.1 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une centrale CSP.....	27
Figure II.2 : Centrale solaire à concentration.....	28
Figure II.3 : Les composantes de base ou en option d'une centrale CSP.....	28
Figure II.4 : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.....	31
Figure II.5 : Schéma de principe d'une centrale solaire à concentrateur cylindro-parabolique.....	32
Figure II.6 : concentrateur linéaire de Fresnel.....	33
Figure II.7 : Schémas de principe d'une centrale solaire à concentrateur de Fresnel.....	33

Figure II.8 : Le concentrateur parabolique.....	36
Figure II.9 : Principe de fonctionnement d'un capteur à miroirs paraboliques.....	37
Figure II.10 : Centrale solaire a tour.....	38
Figure II.11 : L'héliostat.....	38
Figure II.12 : La tour avec le récepteur.....	40
Figure II.13 : Schéma de principe de fonctionnement d'une centrale à tour.....	40
Figure III.1 : Schéma d'un capteur linéaire de Fresnel.....	43
Figure III.2 : Schéma de principe d'un concentrateur solaire de type Fresnel.....	43
Figure III.3 : Description d'un collecteur linéaire de Fresnel.....	44
Figure III.4 : A-lentille de Fresnel ; B-miroirs de Fresnel ; C- schéma illustrant le passage du miroir cylindro-parabolique au miroir linéaire de Fresnel.....	45
Figure III.5 : système de poursuite solaire.....	46
Figure III.6 : Schéma global d'un récepteur thermique de Fresnel.	47
Figure III.7 : Le récepteur à tube unique avec un concentrateur secondaire de type collecteur parabolique compound de la société Novatec solar.....	48
Figure III.8 : Récepteur sous forme de cavité trapézoïdale.....	48
Figure III.9 : A- Illustrations des pertes par ombrage ; B – illustration des pertes par blocage.....	49
Figure III.10 : Illustration des pertes par effet cosinus.....	50
Figure III.11 : A- Illustration des pertes optiques par défocalisation ; B- Illustration des pertes optiques en fin de ligne.....	50
Figure IV.1 : Origine des Pertes Thermiques sur l'enveloppe du récepteur.....	58
Figure IV.2 : Géométrie de l'ensemble formant le récepteur solaire.....	58
Figure IV.3 : Maillage de l'ensemble formant le récepteur.....	59
Figure IV.4 : Matériaux de l'ensemble formant le récepteur solaire.....	60
Figure IV.5 : Conditions aux limites.....	62
Figure IV.6 : Schéma du récepteur thermique utilisé dans la modélisation.....	67
Figure IV.7 : Bilan thermique au niveau du récepteur.....	68
Figure IV.8 : L'analogie électrique/thermique des échanges thermiques dans le récepteur....	72
Figure IV.9 : distribution des températures par zones $T = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$	73
Figure IV.10 : [$30\text{ }^{\circ}\text{C}$; 0 m/s ; 27 kW/m^2]- $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ -champ de températures dans les solides et le fluide.....	74
Figure IV.11 : [$30\text{ }^{\circ}\text{C}$; 0 m/s ; 27 kW/m^2]- $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ -champ de vitesses dans le fluide.....	74
Figure IV.12 : [$30\text{ }^{\circ}\text{C}$; 0 m/s ; 27 kW/m^2]- $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ - lignes de courant dans le fluide.....	75

Figure IV.13 : distribution des températures par zones à $T = 300\text{ °C}$	76
Figure IV.14 : [30 °C ; 0 m/s ; 27 kW/m^2]- 300 °C -champ de températures dans les solides, et le fluide.....	76
Figure IV.15 : [30 °C ; 0 m/s ; 27 kW/m^2]- 300 °C -champ de vitesses dans le fluide.....	77
Figure IV.16 : [30 °C ; 0 m/s ; 27 kW/m^2]- 300 °C - lignes de courant dans le fluide.....	77
Figure IV.17 : Pertes thermiques linéiques globales du tube.....	78
Figure IV.18 : pertes thermiques linéiques du tube.....	79
Figure IV.19 : pertes convectives et radiatives du tube.....	79
Figure IV.20 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage.....	80
Figure IV.21 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage.....	80
Figure IV.22 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage.....	81
Figure IV.23 : pertes thermiques linéiques du tube.....	81
Figure IV.24 : coefficient d'échange convectif du tube.....	82
Figure IV.25 : coefficient d'échange radiatif du tube.....	82
Figure IV.26 : pertes thermiques linéiques du tube.....	83
Figure IV.27 : coefficient d'échange convectif du tube.....	83
Figure IV.28 : coefficient d'échange radiatif du tube.....	84
Figure IV.29 : pertes thermiques linéique du tube.....	84
Figure IV.30 : coefficient d'échange convectif du tube.....	85
Figure IV.31 : coefficient d'échange radiatif du tube.....	85

Introduction Générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La technologie du solaire thermique à concentration a reçu une grande attention dans le monde qui n'a cessé d'augmenter au cours des derniers siècles, à cause de la crise énergétique mondiale, la pollution croissante de l'environnement ainsi pour produire de l'énergie propre et durable.

L'une des principales raisons de passer du combustible fossile aux énergies renouvelables, et en particulier à l'énergie solaire est le changement climatique incontestable qui est à l'origine un problème environnemental dans le monde entier rencontré jusqu'à présent.

De plus, les énergies renouvelables présentent une certitude économique face à l'instabilité des prix des énergies fossiles, du fait au limitations de la capacité d'approvisionnement ainsi qu'à sa dépendance vis-à-vis du scénario international tout au long de la durée d'exploitation.

Le système solaire thermique est une technologie prometteuse, c'est l'une des énergies qui peut permettre de répondre à la majorité des demandes énergétiques. Les voies d'exploitation de l'énergie solaire sont variées, nous pouvons citer entre autres : le solaire photovoltaïque, le solaire thermique et le solaire thermodynamique (solaire à concentration). Ce dernier a plusieurs technologies permettant de concentrer le rayonnement solaire pour la production d'électricité, on trouve les centrales cylindro-parabolique, les dish Stirling, les centrales à tour et les centrales de type Fresnel.

L'utilisation des concentrateurs solaires linéaires de Fresnel pour la production d'électricité par centrale thermodynamique est une solution de plus en plus attractive. Néanmoins les performances de ses derniers, ainsi qu'une bonne productibilité pour cette technologie demandent encore à être étudiées.

Le principal avantage de cette technologie c'est que les miroirs plats sont bien meilleur marché ainsi que les contraintes mécaniques imposées par la poussée du vent sont réduites grâce à la disposition plane des miroirs, de plus moins de prise au vent, infrastructure moins importante qu'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques.

Ce travail est consacré à l'analyse thermique d'un récepteur solaire à concentrateur linéaire de Fresnel

Le premier chapitre présente premièrement quelques généralités sur le gisement et le potentiel solaire, ainsi qu'une description détaillée des paramètres astronomiques. Deuxièmement un petit aperçu sur les énergies renouvelables, leurs applications notamment le solaire thermique

Introduction Générale

Le deuxième chapitre est consacré à la description des centrales solaires thermodynamiques ainsi que les techniques d'hybridation et de stockage thermique

Le troisième chapitre est consacré à l'étude bibliographique et une présentation de l'état de l'art et un état des lieux des concentrateurs linéaires de Fresnel.

Le dernier chapitre est consacré à la modélisation théorique des différents paramètres du récepteur thermique et une simulation numérique en utilisant le logiciel ANSYS.

Chapitre I

Gisement solaire

I.1 Introduction :

Dans le monde, la production d'énergie électrique provient principalement de l'énergie fossile et du combustible nucléaire.

L'utilisation systématique des combustibles fossiles, Par exemple, le pétrole, le charbon ou le gaz naturel, cela provoquera la libération d'une grande quantité de gaz polluants et gaz à effet de serre.

La production d'électricité à partir de combustibles fossiles représente 40 % des émissions mondiales de dioxyde de carbone.

Pour résoudre les problèmes, nous utilisons les énergies renouvelables : Énergie solaire, éolienne, géothermie,...

I.2 Généralités sur les énergies renouvelables :**I.2.1 Les différents types d'énergies :**

Il existe deux types d'énergies, les énergies fossiles, et les énergies renouvelables :

- ✚ Les énergies fossiles désignent l'énergie que l'on produit par fossilisation des êtres vivants : pétrole, gaz naturel, charbon...
- ✚ Les énergies renouvelables, sont issues de phénomènes naturels.

I.2.1.1 Les énergies fossiles :

Si elles produisent de l'électricité à bas coût, en revanche elles ne sont pas inépuisables. De plus, la situation géopolitique dans certains pays ne permet pas de garantir l'indépendance énergétique.

On peut classer les sources d'énergie suivantes dans la catégorie des sources d'énergie fossiles :

I.2.1.1.1 Le pétrole :

Cette énergie est massivement utilisée car elle très énergétique et facile à transporter. Le pétrole est partout dans nos vies :

Essence, gasoil, plastiques, jouets, tissus synthétiques, etc. Cependant, les ressources pétrolières sont limitées. On estime qu'il reste environ du pétrole pour satisfaire nos besoins pendant 50 ou 60 ans seulement. Sa combustion émet beaucoup de Gaz à Effet de Serre (GES).

I.2.1.1.2 Le gaz :

Cette énergie est moins facile à transporter et à utiliser que le pétrole. Le gaz a cependant un fort pouvoir énergétique qui le rend intéressant pour le chauffage et la production d'eau chaude. Sa combustion émet beaucoup de GES.

I.2.1.1.3 Le charbon :

Cette énergie est également très énergétique et permet à certains pays de produire de l'électricité et de la chaleur.

En France, il n'y a plus de centrales à charbon pour produire de l'électricité. Sa combustion émet beaucoup de GES, c'est d'ailleurs l'énergie fossile la plus émettrice de CO₂.

I.2.1.1.4 Le Nucléaire :

L'énergie nucléaire est produite à partir de l'uranium. Toutefois, sa fission n'émet pas de CO₂ et en ce sens, constitue une alternative propre. Sa sécurité est cependant problématique, tout autant que le stockage des déchets radioactifs qu'elle produit. L'énergie nucléaire a assuré à la France une quasi-indépendance énergétique depuis les années 70 mais les centrales nucléaires ont vécu et leur maintenance est très coûteuse, de même que les réacteurs de nouvelle génération.

I.2.1.2 Les énergies renouvelables :

Une énergie est dite renouvelable, lorsque le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future, c'est une énergie propre, et inépuisable et durable dans le temps.

Ce sont des énergies inépuisables, fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes.

Ce sont les énergies de l'avenir. Aujourd'hui, elles sont sous-exploitées par rapport à leur potentiel.

I.2.1.2.1 L'énergie solaire :

Elle permet de créer de l'électricité uniquement grâce au soleil et à sa chaleur. L'électricité solaire nécessite quelques prérequis. Il faut disposer de panneaux photovoltaïques, d'un onduleur et d'un compteur. Ce système de transformation de la chaleur du soleil en électricité tend à se développer, et permet de vendre le surplus de sa production. Dans le mix énergétique, le solaire prend une place de plus en plus grande comme électricité verte. La constitution des panneaux reste encore problématique mais tend à se régler avec de nouveaux matériaux.

I.2.1.2.2 La géothermie :

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

I.2.1.2.3 L'énergie éolienne :

Les éoliennes produisent de l'électricité à partir du vent, qui fait tourner la turbine entraînant l'alternateur. L'électricité éolienne tend à se développer de plus en plus. Les progrès réalisés en termes d'équipements permettent même de stocker l'énergie pour pallier les vents faibles. Les riverains contestent les nuisances produites par les éoliennes. Ce problème est supprimé dans le développement des éoliennes en mer, qui ont par ailleurs un rendement nettement supérieur.

I.2.1.2.4 La biomasse :

En produisant de l'électricité par biomasse, on fait d'une pierre deux coups : on élimine des déchets organiques tout en produisant de l'électricité. Les méthaniseurs agricoles se développent de plus en plus et permettent de gérer la question des effluents d'élevages.

I.2.2 Principales ressources d'énergies :

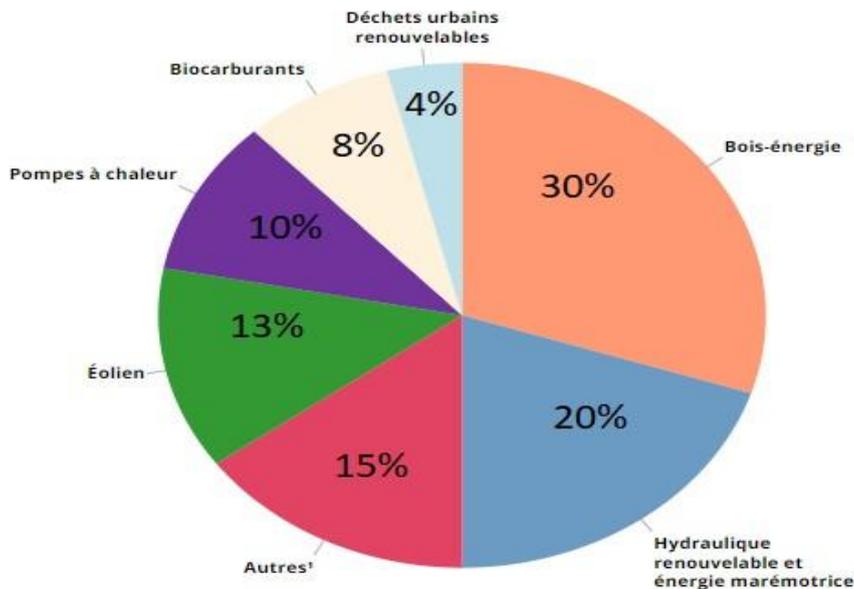


Figure I.1 : Consommation mondiale [1]

Tableau I.1 : les différents types des énergies renouvelables, et leurs utilisations.

Source d'énergie	Types d'énergies	Utilisations
Soleil	Solaire	Électricité et chaleur
Vent	Éolienne	Électricité
Bois, végétaux, déchets biodégradables	Biomasse	Électricité, chaleur, transport
Chaleur du sous-sol	Géothermie	Chaleur et électricité

I.3 Les énergies renouvelables en Algérie :

I.3.1 Potentiel solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire 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).

Tableau I.2 Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.

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

La durée d'insolation dans le Sahara Algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.[2]

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie. L'Algérie dispose donc de suffisamment d'énergie solaire qui peut alimenter l'économie mondiale.

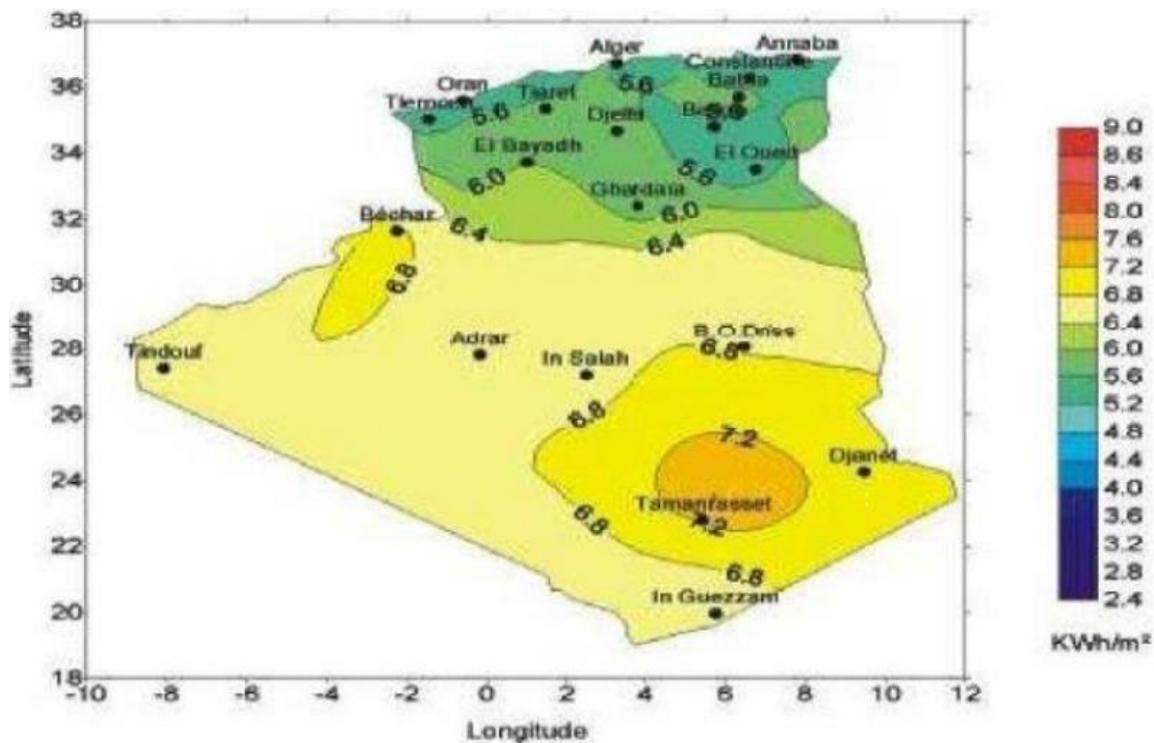


Figure I.2 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [3].

I.3.2 Potentiel éolien en Algérie :

L'Algérie à un régime de vent modéré (2 à 6 m/s) Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux.

I.3.3 Potentiel géothermique en Algérie :

Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

Les énergies renouvelables en Algérie, sont très peu utilisées, malgré un gisement solaire fortement appréciable. Ainsi, les énergies renouvelables couvrent seulement 20 % de la consommation mondiale d'électricité. [4]

I.4 Gisement solaire

I.4.1 Le soleil, source d'énergie :

I.4.1.1 Définition :

Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%).c'est l'étoile la plus proche de la terre avec une distance de 150 millions de kilomètres.

L'énergie solaire est une énergie produite par la suite de réaction de fusions nucléaires. La source de la plupart des énergies disponibles sur la terre est exploitable pour la production d'électricité. La puissance solaire disponible en tout point de la terre dépend du jour, de l'heure, et de la latitude du point de réception, de plus la quantité d'énergie solaire captée est fonction de l'orientation du récepteur.

I.4.1.2 Caractéristiques principales du soleil :

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau ci-dessous :

Tableau I.3 : Caractéristiques principales du soleil

Caractéristiques	Valeurs
Masse	1.989.1030 Kg
Diamètre	1.392.109 m
Masse volumique moyenne	1410 Kg/m ³
Puissance rayonnée	3.83.1026 W
Température superficielle	5800 K
Vitesse de déplacement	216 Km s ⁻¹

I.4.1.3 Structure du soleil :

Le soleil peut être découpé en plusieurs couches concentriques, sa structure est schématisée dans la figure. On distingue quatre zones particulières ; le noyau, la photosphère, la chromosphère et la couronne. [5.6]

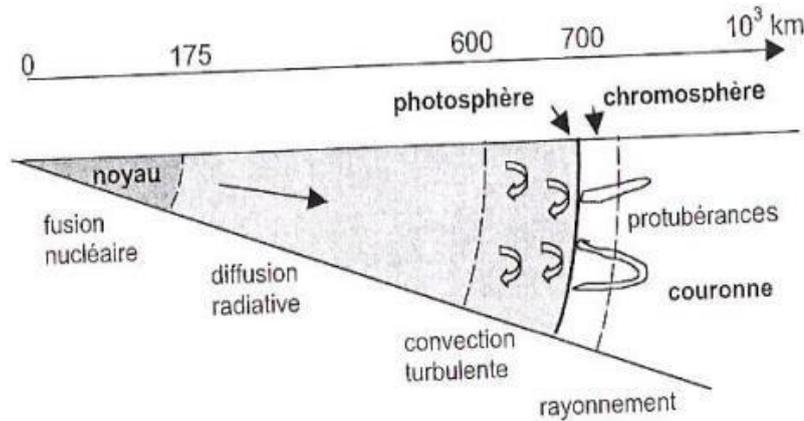


Figure I.3 : Structure du soleil [5.6]

Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales :

a/ L'intérieur, contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire, cette région s'étend sur une épaisseur de 25×10^4 km.

b/ La photosphère est une couche opaque, très mince, son épaisseur est d'environ 300 km elle est responsable de la quasi-totalité du rayonnement qui nous parvient, c'est la partie visible du soleil. L'ordre de grandeur de la température n'y est plus que de quelques millions de degrés, décroissant très rapidement dans l'épaisseur de la couche jusqu'à une température dite de surface de l'ordre de 4500 K. Cette couche est divisée en trois zones, le noyau, la zone radiative et la zone convective. Le rayonnement émis dans cette partie est totalement absorbé par les couches supérieures. La température atteint plusieurs millions de degrés, et la pression un milliard d'atmosphères.

c/ La chromosphère et la couronne solaire, sont des régions à faible densité où la matière est très diluée, elles constituent l'atmosphère du soleil. Cette couche est caractérisée par un rayonnement émis très faible, bien que la température y est très élevée (un million de degrés).

Les réactions nucléaires de fusion se produisent dans le noyau du soleil, en libérant ainsi une énergie très considérable. Les réactions sont assurées grâce aux caractéristiques importantes du noyau : sa densité très élevée ($\cong 10 \text{ Kg/m}^3$), sa température est énorme et elle atteint les 15

millions de degrés Celsius ainsi que sa pression qui atteint les 2.1011 bars. La densité diminuant avec l'éloignement à un quart du rayon solaire, soit 175.00 km environ.

L'énergie produite se propage par diffusion radiative puis par convection turbulente jusqu'à la photosphère d'où elle s'échappe sous forme de rayonnement électromagnétique vers l'espace.

I.4.1.4 Relations géométriques entre la Terre et le soleil :

La Terre décrit un tour complet autour de son axe en approximativement 24 heures. La caractéristique la plus importante de cette rotation est le fait que son axe de rotation est incliné de 23° 27' par rapport au plan de l'écliptique. Cette inclinaison fait que le jour et la nuit n'ont pas une durée identique en différents points de la Terre, et c'est à elle que l'on doit les saisons.

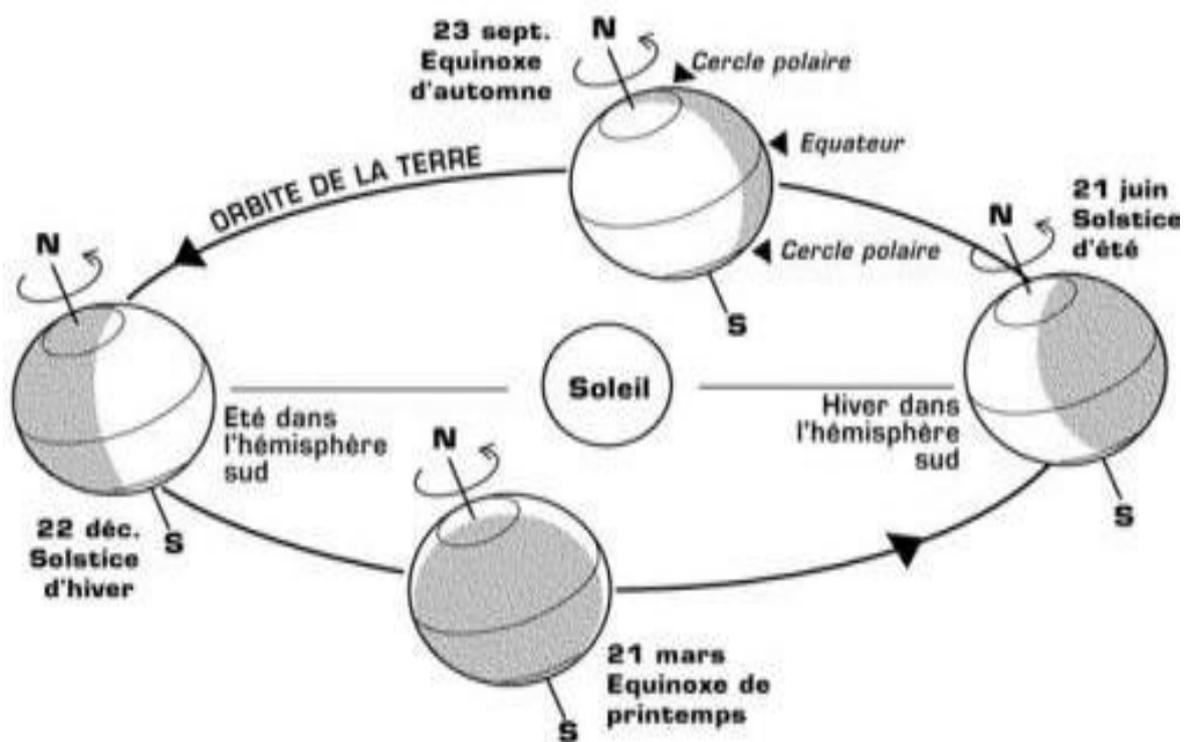


Figure I.4 : Position du soleil par rapport à la terre :

I.4.1.5 Sphère céleste :

La sphère céleste est une sphère imaginaire dans l'espace d'un diamètre immense, avec la terre au centre. [7]

On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes caractéristiques sur la sphère elle-même comme c'est indiqué sur la figure :

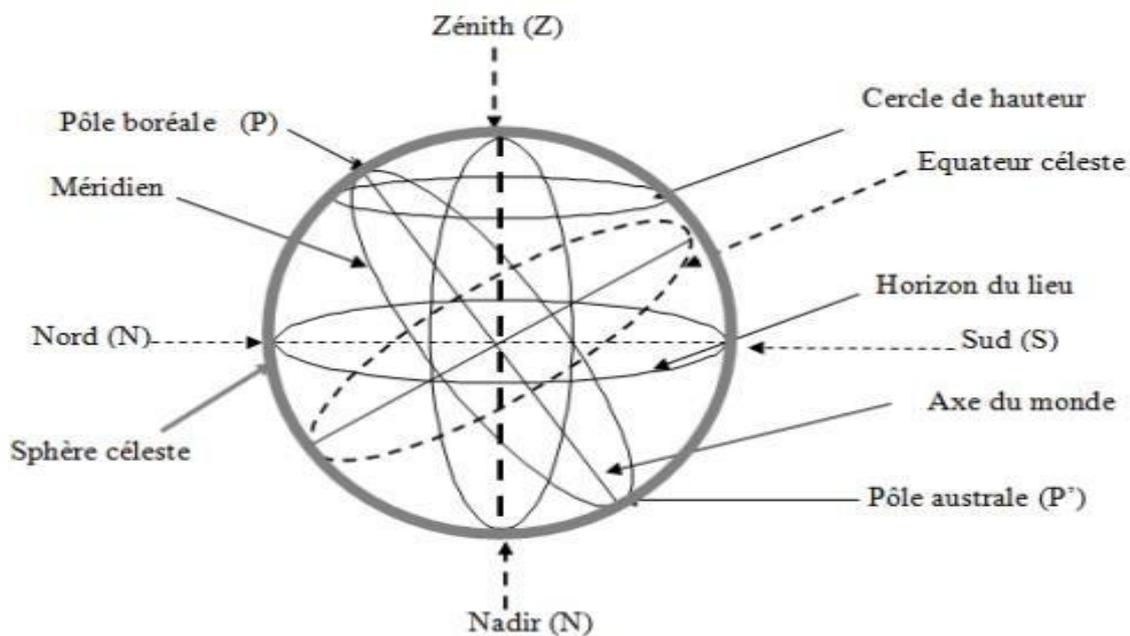


Figure I.5 : Sphère Céleste

I.4.1.6 Les différentes coordonnées :

I.4.1.6.1 Les coordonnées géographiques :

Ce sont les coordonnées angulaires (L et Φ) qui permettent le repérage d'un point sur la terre.

I.4.1.6.1.1 La latitude Φ :

La latitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement nord-sud de l'équateur, d'un point sur la Terre elle représente l'angle formé par la vertical de lieu et le plan de l'équateur. Théoriquement, elle a pour valeur 0° à l'équateur jusqu'à 90° aux pôles, elle est comptée positivement de (0 à $+90^\circ$) vers le Nord et négativement de (0 à -90°) vers le Sud. Généralement, cette grandeur est notée φ .

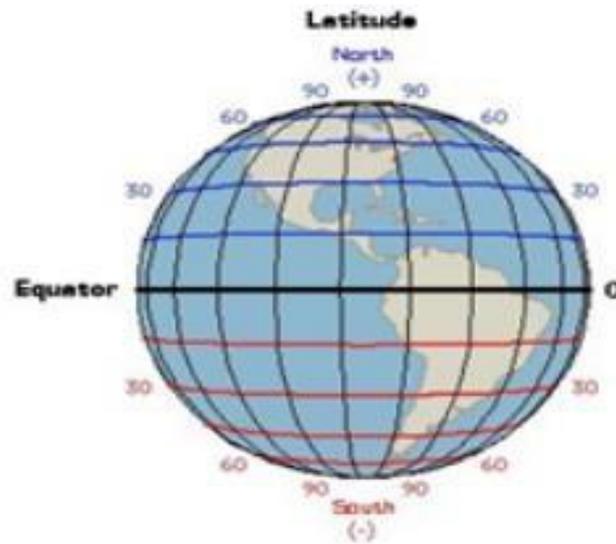


Figure I.6 : La latitude

I.4.1.6.1.2 La longitude L :

La longitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement Est-Ouest d'un point sur Terre par rapport au méridien d'origine, elle représente l'angle formé par le méridien de lieu avec le méridien d'origine, c'est donc une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de $+180^\circ$ à -180° ou 180° Est à 180° Ouest. Généralement, cette grandeur est notée L.

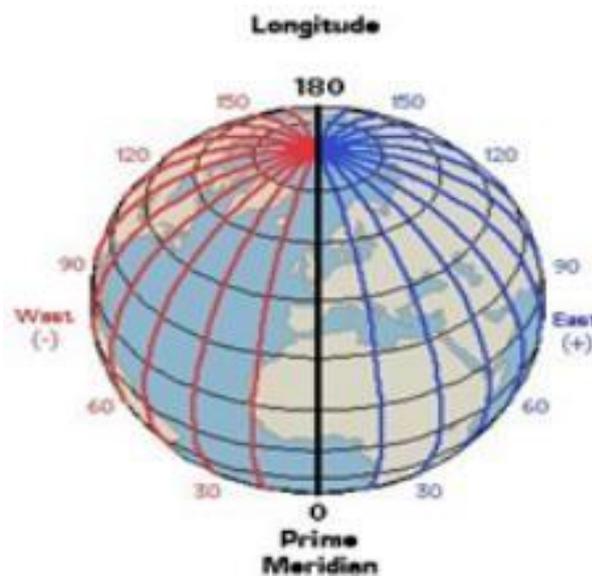


Figure I.7 : La longitude

I.4.1.6.1.3 L'altitude z :

L'altitude exprime un écart entre un point donné et un niveau moyen, le plus souvent le niveau de la mer (ou niveau 0). [8]

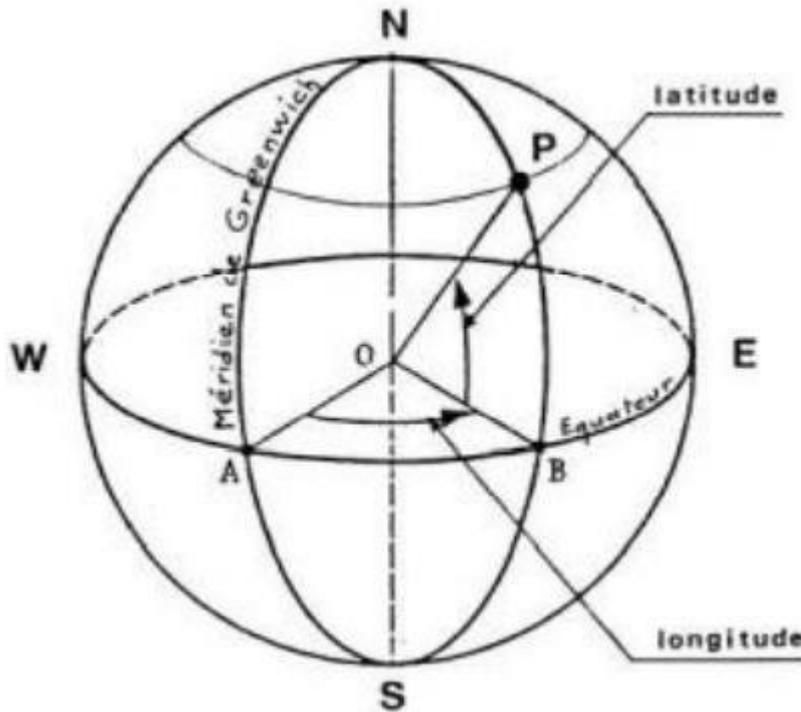


Figure I.8 : Les coordonnées géographiques

I.4.1.6.2 Coordonnées horizontales :

Les Coordonnées horizontales sont caractérisées dans la sphère céleste par deux angles :

I.4.1.6.2.1 L'azimut a :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal avec la direction sud. Il est compté de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l'ouest.

I.4.1.6.2.2 La hauteur h :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection. Il est compté de 0° à 90° vers le zénith et de 0° à -90° vers le nadir. On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle h : $z + h = 90^\circ$.

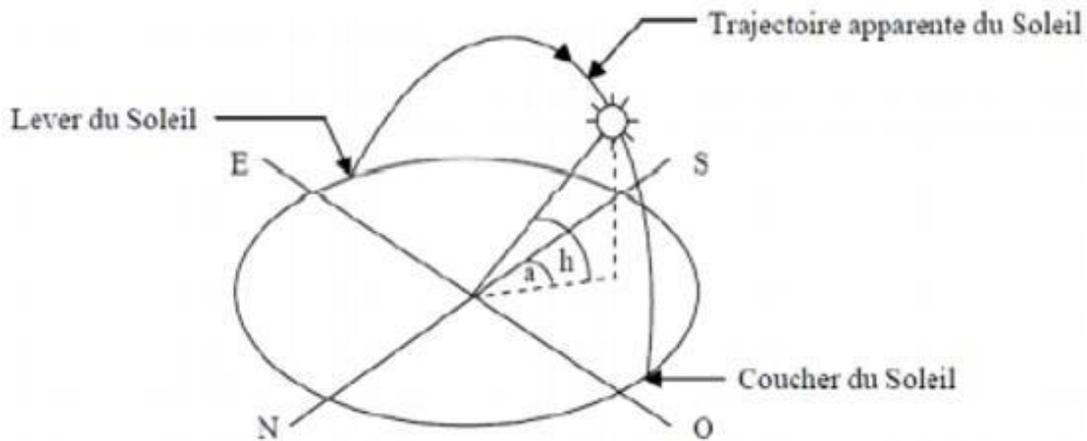


Figure I.9 : Coordonnées horizontales

Ces deux angles sont fonction de :

- La latitude L du lieu.
- Le temps solaire TSV dans la journée
- La date j (numéro du jour de l'année).

La latitude L et le numéro de jour j servent à déterminer la trajectoire du soleil dans le ciel et l'heure TSV donne le temps mis par la terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour à été divisé en 24 h et on a défini l'heure solaire TSV en fixant TSV = 12h lorsque la hauteur du soleil est maximale (le soleil est à son « Zénith »).

On définit également l'angle horaire ω par :

$$\omega = 15^\circ (\text{TSV} - 12)$$

ω est compté positivement l'après-midi.

La hauteur h du soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\begin{aligned} \sin (h) &= \sin (\varphi) \sin (\delta) + \cos (\varphi) \cos (\delta) \cos (\omega) \\ h &= \arcsin [\sin (\varphi) \sin (\delta) + \cos (\varphi) \cos (\delta) \cos (\omega)] \end{aligned}$$

φ : la latitude du lieu, δ : la déclinaison du soleil et ω : l'angle horaire et l'azimut a par la relation :

$$\begin{aligned} \sin (a) &= \frac{\cos (\delta) \sin (\omega)}{\cos (h)} \\ a &= \arcsin \frac{\sin (\omega) * \cos (\delta)}{\cos (h)} \end{aligned}$$

Avec δ : déclinaison du soleil, ω : l'angle horaire , h : la hauteur du soleil

I.4.1.6.3 Coordonnées horaires :

Dans la Figure I.10 on représente les coordonnées horaires dans la sphère céleste qui sont repérées par :

I.4.1.6.3.1 La déclinaison δ :

C'est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre -23.45° et $+23.45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (**21** mars et **21** septembre), maximale au solstice d'été (**21** juin) et minimale au solstice d'hiver (**21** décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation suivante :

$$\delta = 23.45 \sin(0.98(284 + j))$$

Avec δ : la déclinaison mesurée en degrés.

j : le numéro du jour dans l'année, à partir du premier janvier

I.4.1.6.3.2 L'angle horaire ω :

C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil, correspond au déplacement angulaire du soleil vers l'est ou vers l'ouest de plan méridien local, il définit le vrai temps solaire.

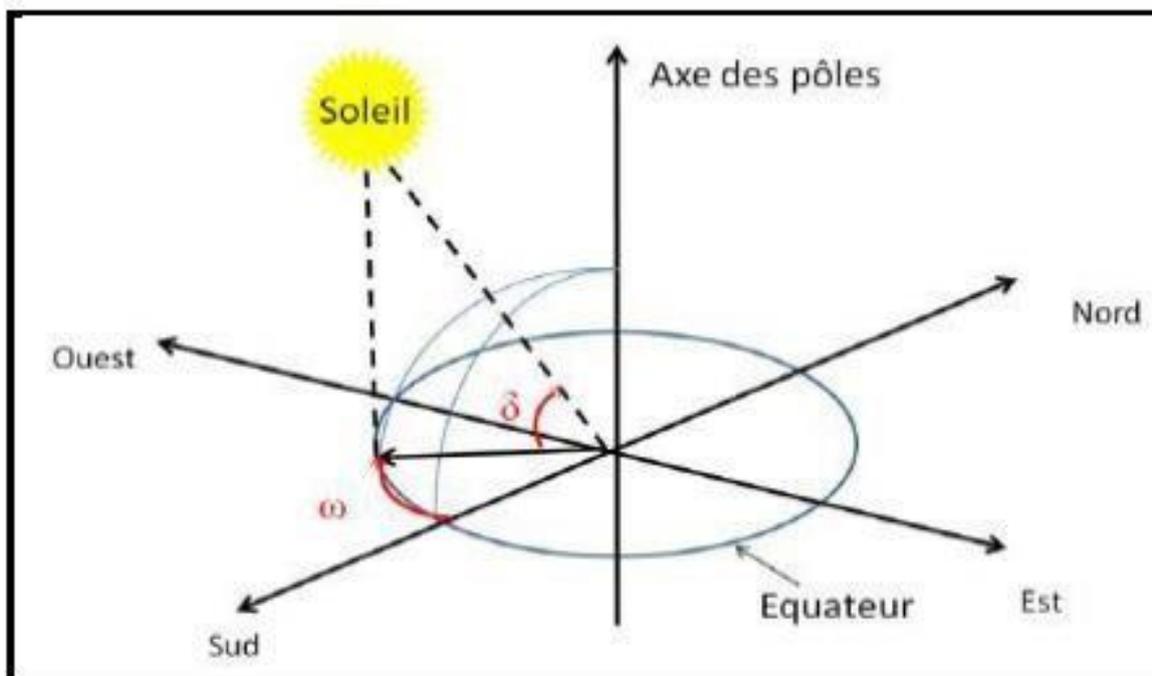


Figure I.10 : Coordonnées horaires

I.4.1.7 Trajectoire du soleil :

I.4.1.7.1 Mouvements de la terre

La trajectoire de la terre autour du soleil forme une ellipse dont le soleil est l'un des foyers, le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance terre/soleil ne varie que $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de 150 millions Km (149475.106 Km).

La terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé l'équateur. Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil sont schématisés sur la figure I.8.

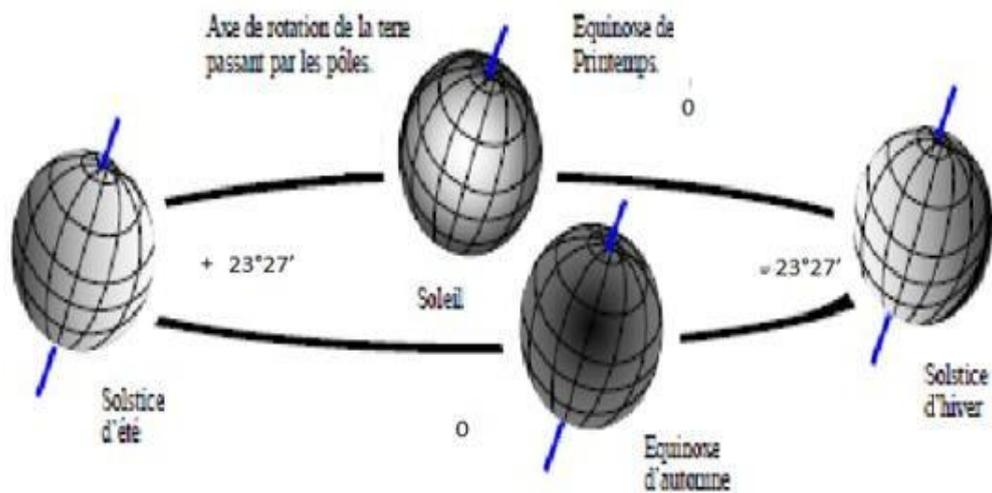


Figure I.11 : Mouvement de la terre autour du soleil.

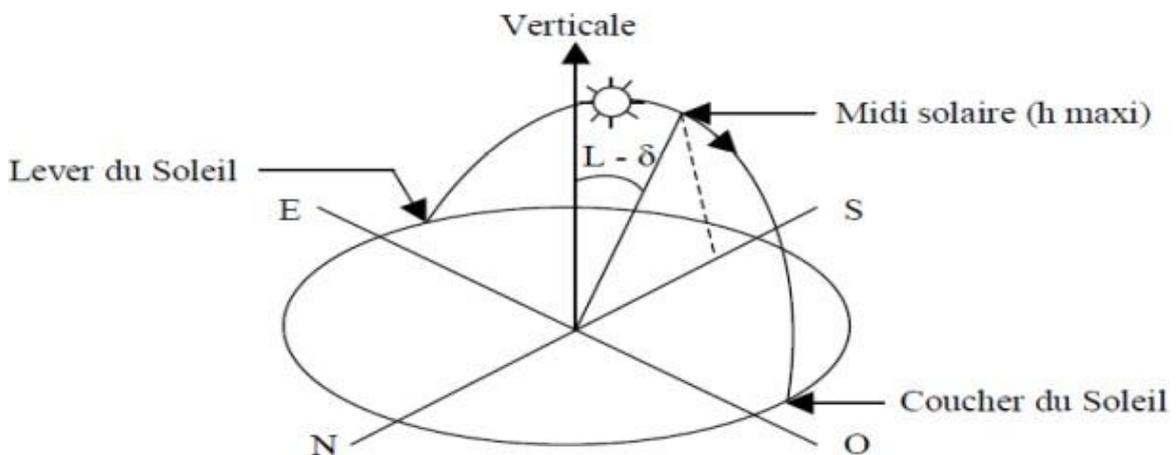


Figure I.12 : Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude

I.4.1.7.2 Interaction entre le rayonnement solaire et l'atmosphère terrestre :

Après avoir subi les diverses extinctions lors de sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire atteint le sol sous forme de rayonnement direct et diffus, et dont la composante totale est le rayonnement global.

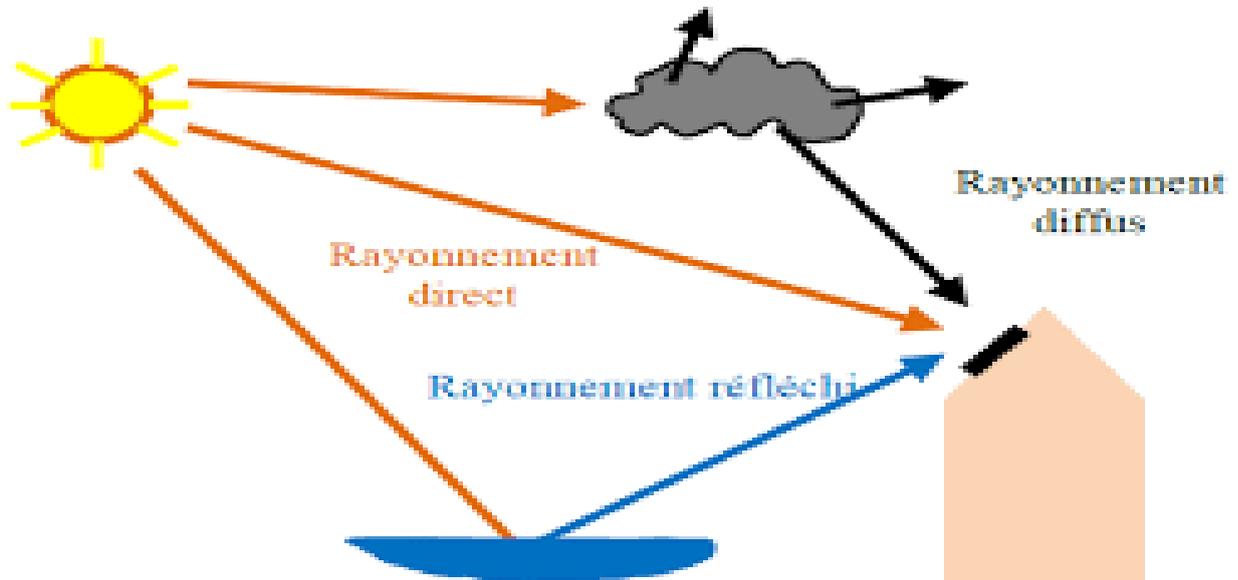


Figure I.13 : Différents composants de rayonnement solaire

I.4.1.7.2.1 Rayonnement direct :

Est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.

I.4.1.7.2.2 Rayonnement diffus :

Est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste à l'exception du disque solaire. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.

I.4.1.7.2.3 Rayonnement réfléchi :

Ça s'appelle aussi l'albédo du sol, il représente le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

I.4.1.7.2.4 Rayonnement globale :

C'est la somme de tous les rayonnements reçus (direct, diffus, réfléchi), y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

I.4.1.8 Mesure des différents composants du rayonnement solaire :**I.4.1.8.1 Mesure du rayonnement solaire global :**

Le rayonnement global est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus sur une surface de réception horizontale. Le pyranomètre est essentiellement constitué d'une thermopile à surface noircie, fixée à l'intérieur d'un boîtier cylindrique en laiton chromé, protégée à sa partie supérieure par deux coupelles hémisphériques en verre.



Figure I.14 : Le pyranomètre

I.4.1.8.2 Mesure du rayonnement solaire direct :

Le rayonnement solaire direct est le rayonnement parvenant de l'angle solide limité au disque solaire et mesuré sur une surface perpendiculaire à cet angle solide à l'aide d'un pyrhéliomètre constamment pointé en direction du soleil, moyennant une monture équatoriale.



Figure I.15 : Le pyrhéliomètre

I.4.1.8.3 Mesure du rayonnement solaire diffus :

Le rayonnement solaire diffus est le rayonnement provenant de tout l'hémisphère à l'exception de l'angle solide limité au disque solaire. (Rayonnement qui a subi une réflexion ou une diffusion en traversant l'atmosphère) sa mesure s'effectue à l'aide d'un pyranomètre muni d'une bande pare-soleil occultant le disque solaire.



Figure I.16 : Pyranomètre muni d'une bande

I.4.2 Gisement solaire en Algérie :

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [9].

Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique. Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances.

L'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure ci-dessous :

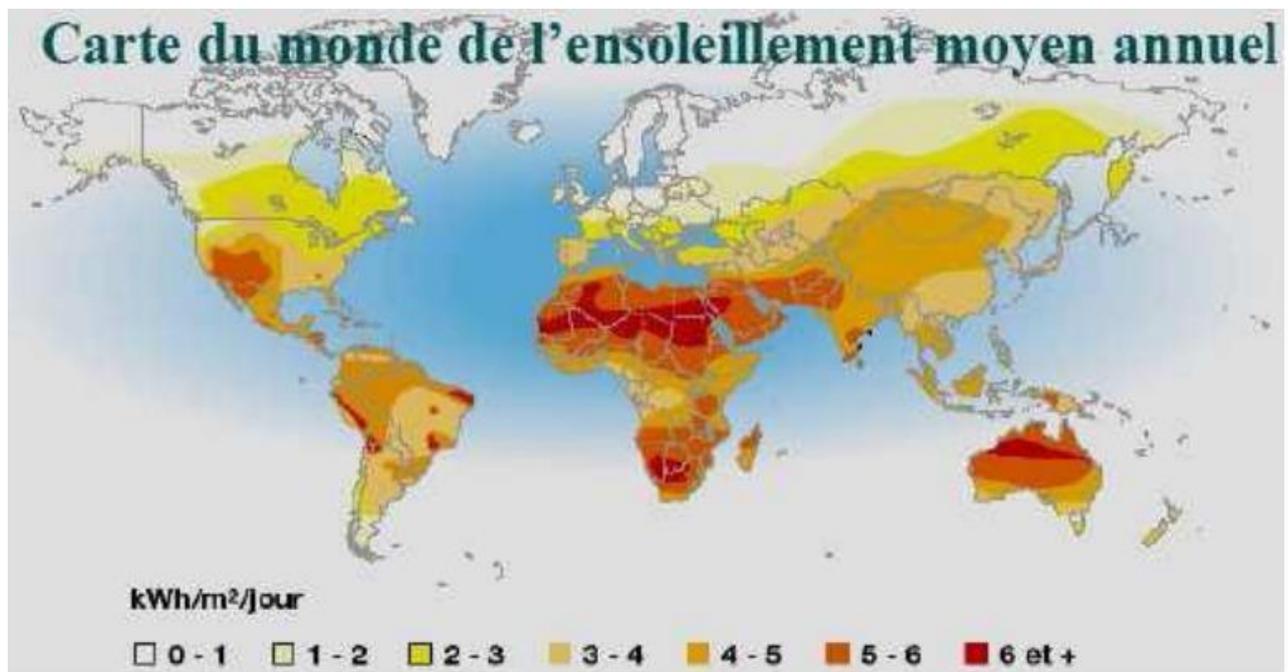


Figure I.17 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [10]

Suite à une évaluation par l'Agence Spatiale Allemande (ASA) [11] a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique et 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque.

I.4.3 Application de l'énergie solaire :

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

Le principe de fonctionnement de ces filières diffère d'une technologie à une autre. Dans chaque filière on utilise des composants bien appropriés.

I.4.3.1 Système solaire photovoltaïque :

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

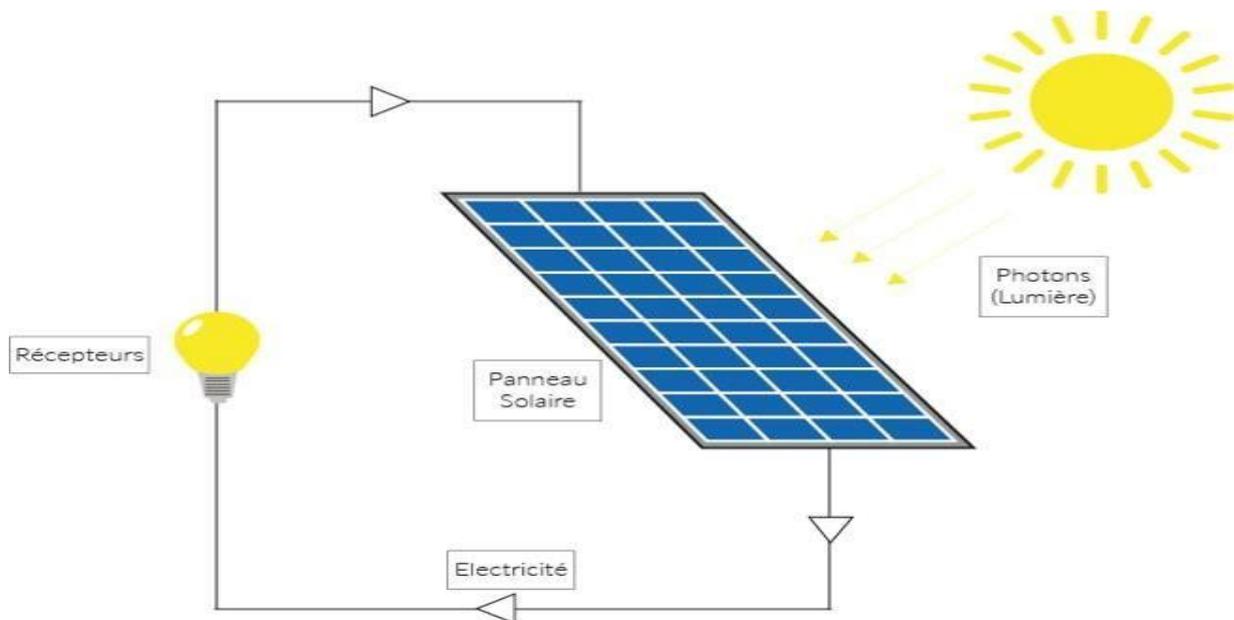


Figure I.18 : Principe de la conversion photovoltaïque

I.4.3.2 Énergies solaire thermique :

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique (énergie calorifique - Chaleur) selon plusieurs niveaux de températures grâce à divers procédés.

On distingue deux types de l'énergie solaire thermique : L'énergie solaire thermique à basse température, l'énergie solaire thermique à haute température (CSP).

I.4.3.2.1 Principe de l'énergie solaire thermique :

La transformation du rayonnement solaire en énergie calorifique –chaleur se fait par deux principes fondamentaux :

-Capter l'énergie des rayons solaires :

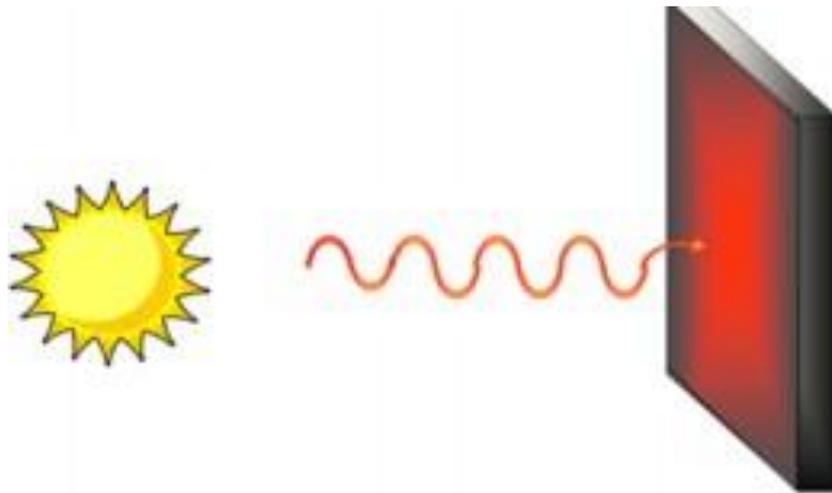


Figure I.19 : Absorption du rayonnement solaire

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

-Concentrer le rayonnement solaire sur une surface de captage :



Figure I.20 : Concentration du rayonnement solaire

I.5 Systèmes basses températures :

Parmi les systèmes basses températures utilisés on trouve le chauffe-eau solaire individuel (C.E.S.I.) qui se compose de panneaux (ou capteurs) solaires vitrés (verre trempé) qui absorbent le rayonnement solaire et réchauffent ainsi un liquide caloporteur (eau + antigel) contenu dans un réseau de tuyauterie.

Ce circuit primaire permet de réchauffer l'eau contenu dans un ballon de stockage.

Des accessoires assurent le bon fonctionnement du système : circulateur ou pompe, régulateur thermique. Tous les systèmes basse température ont presque le même principe de fonctionnement (effet de serre) dans ce qui suit, nous présentons quelques détails sur les chauffe-eau solaire

I.5.1 Différents types de chauffe- eau solaires :

Le chauffe-eau solaire est un moyen simple et économique de chauffer l'eau à usage domestique, c'est un élément de substitution aux divers moyens pour chauffer l'eau, tel que le chauffe-eau électrique ou le chauffe-eau à gaz, en effet le chauffe-eau solaire permet de chauffer l'eau grâce à la conversion thermique du rayonnement solaire, ce qui le rend écologique.

Il existe 2 types de chauffe-eau solaires :

- ✚ Le chauffe- eau monobloc.
- ✚ Le chauffe-eau solaire à éléments séparés.

I.5.2 Différents composants du chauffe- eau solaire :

Le CESI est composé essentiellement de deux systèmes :

- le système de captation ;
- le système de stockage.

I.5.2.1 Système de captation :

Le système de captation dans un chauffe-eau solaire est déterminé par le type d'application recherchée, la fiabilité, le prix et les températures souhaitées :

les capteurs plans ordinaires ont un rendement plus élevé pour la production d'eau chaude de basse température 40-50 °C alors que les capteurs sous vide sont mieux adaptés pour produire des températures plus élevées (60-100 °C). Les capteurs sous vide sont généralement plus chers.

I.6 Différents types de capteurs :

Il existe trois types de capteurs :

I.6.1 Capteurs à tubes sous vides : Ce type de capteur fonctionne dans une gamme de températures importantes qui dépassent les 70°C.



Figure I.21 : Capteurs à tubes sous vides.

I.6.2 Capteurs sans vitrage : Ce type de capteur fonctionne dans une gamme de température qui varie entre 0 et 30°C.



Figure I.22 : Capteurs sans vitrage

I.6.3 Capteur solaire plan : Ce type de capteur fonctionne dans une gamme de température qui varie entre 30 et 80°C.

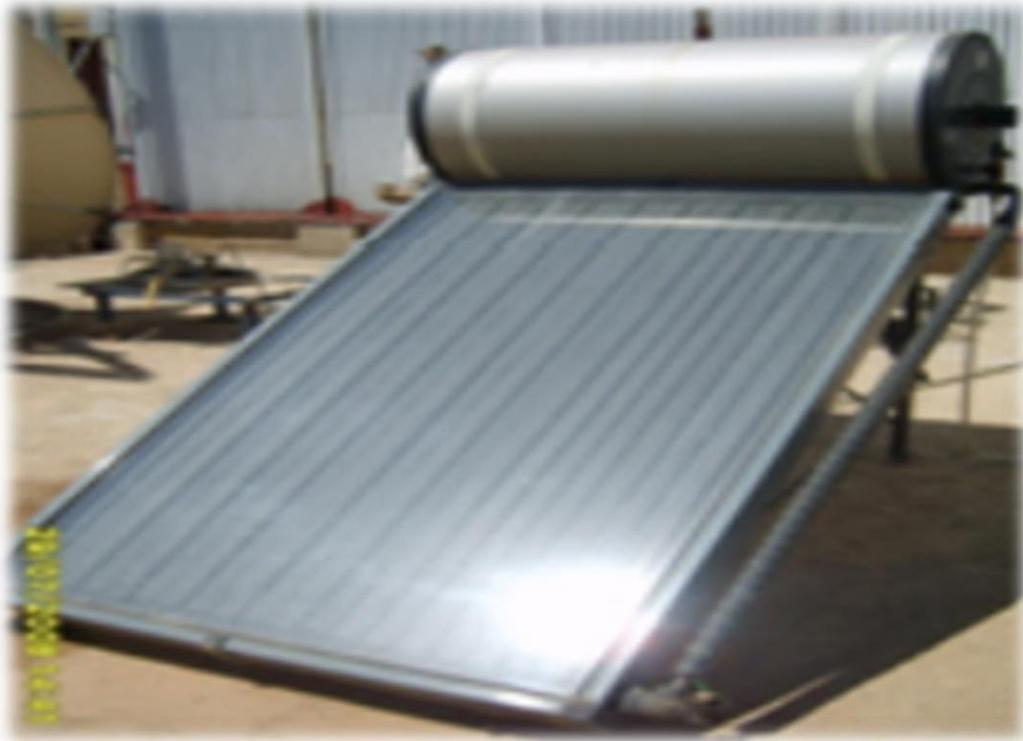


Figure I.23 : Capteur solaire plan

I.7 Conclusion :

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire.

Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend principalement du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

L'étude des systèmes à concentration du rayonnement solaire est toujours nécessaire, c'est une technologie très importante qui permet de satisfaire la grande demande énergétique, elle représente aussi une excellente alternatives aux centrales électriques conventionnelles. Nous proposons dans le chapitre 2 une représentation détaillée de cette technologie

Chapitre II

Technologies du solaire

thermodynamique à concentration CSP

II.1 Introduction :

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

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.

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

II.2 Classification des systèmes à concentration :

Plusieurs critères sont envisagés pour classer les systèmes à concentration :

II.2.1 Caractéristique optique :

- ✚ à miroirs,
- ✚ à lentilles

II.2.2 Caractéristiques géométriques :

- ✚ À une dimension
- ✚ À deux dimensions
- ✚ À trois dimensions

II.2.3 Mode de pointage:

- ✚ Fixes ou périodiquement orientés
- ✚ Mobiles autour d'un axe
- ✚ Mobiles autour de deux axes

II.2.4 Concentration :

- ✚ Faibles concentrations $C= 1$ à 10

✚ Moyennes concentrations $C = 10$ à 100

✚ Fortes concentrations $C > 100$

-Températures: $100 > T > 200$, $200 > T > 400$, $T > 400$

II.3 Technologie des centrales à concentration solaire :

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

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaires. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

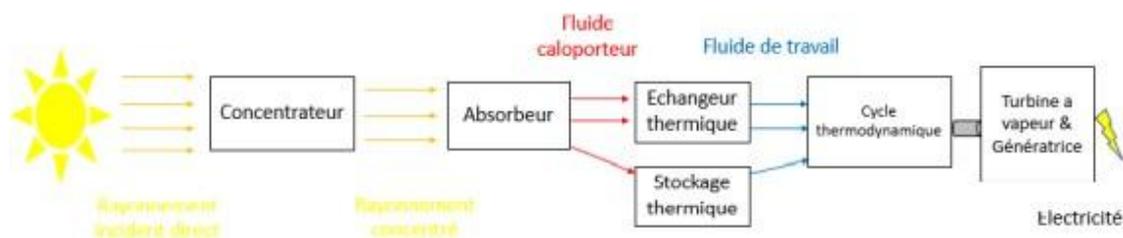


Figure II.1 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une centrale CSP.

II.4 Principe de fonctionnement des centrales solaires à concentration :

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire direct pour produire de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels. Il existe différents types de centrales solaires, mais toutes sont basées sur le même principe. Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour

produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retour à l'état liquide) grâce à un système de refroidissement.

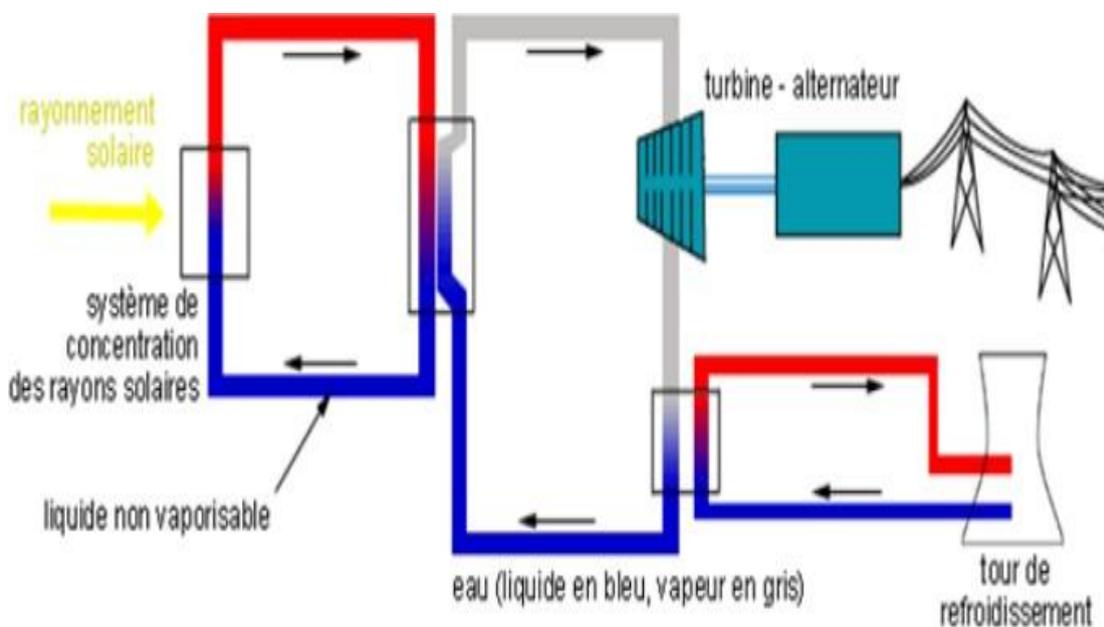


Figure II.2 : Centrale solaire à concentration

II.5 Les composants de base d'une centrale CSP :

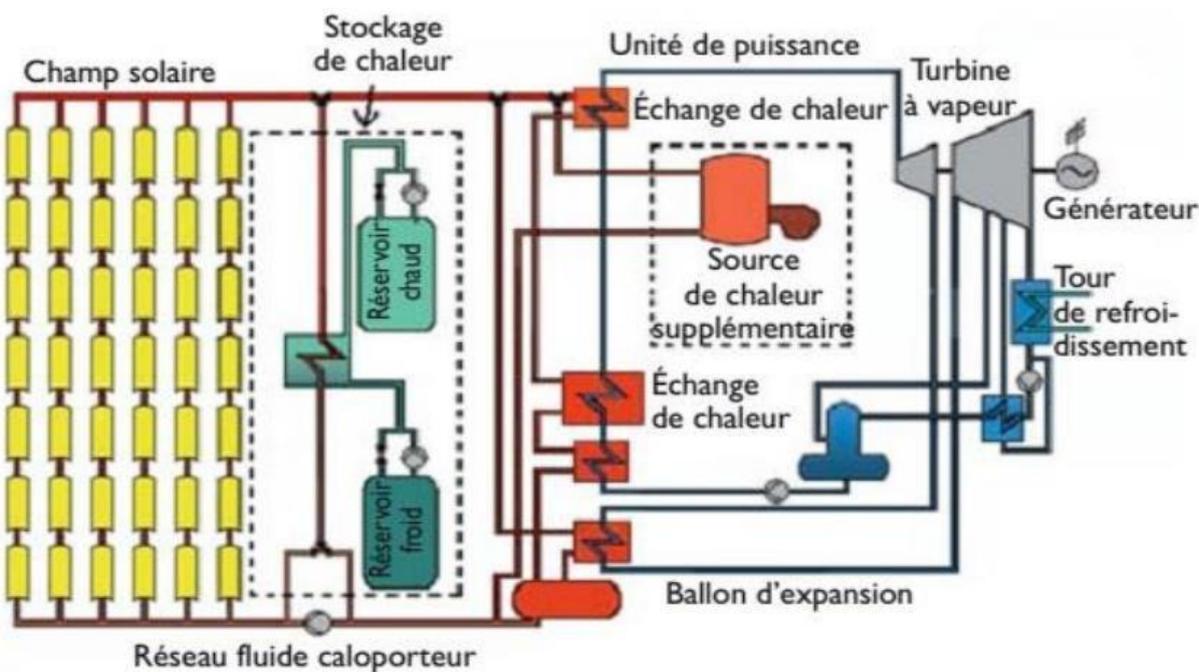


Figure II.3 : Les composants de base ou en option d'une centrale CSP.

II.5.1 Le champ solaire :

Représente l'équivalent de l'alimentation en combustible (charbon, pétrole, gaz, uranium) pour les centrales thermiques.

Dans les centrales CSP de type Fresnel, le champ solaire joue aussi le rôle de la chaudière, vu que la production de la vapeur se fait elle aussi au niveau du champ solaire. Le champ solaire est composé de miroirs cylindro-paraboliques, qui concentrent les rayons solaires sur un tube noir (le capteur) formant l'axe focal des miroirs. Les rayons solaires sont absorbés à la surface noire, transformés en chaleur, qui est transférée au fluide caloporteur traversant le capteur.

II.5.2 Le réseau de conduites :

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

II.5.3 L'unité de puissance :

(C'est-à-dire l'unité de production d'électricité), qui contient les pompes à eau de haute pression, les échangeurs de chaleur pour le préchauffage de l'eau, la production de vapeur, le chauffage de la vapeur, la turbine à vapeur, le générateur, le tour de refroidissement et l'unité de déminéralisation (non mentionnée dans le schéma), requise pour éviter la formation de cristaux de sel très abrasifs dans la turbine.

II.5.3.1 Source de chaleur supplémentaire :

L'intégration d'une source supplémentaire de chaleur réduit l'impact de l'intermittence du rayonnement solaire sur la production d'électricité.

Un autre effet de cette introduction a été la réduction du coût moyen de production du kWh, ce fut le cas pour les centrales solaires de la Californie étant donné le niveau des prix du gaz à la fin des années 80. Actuellement, étant donné l'enrichissement foudroyant des ressources fossiles, la réduction des coûts d'investissement des centrales solaires et les objectifs de réduction des émissions de CO₂, de plus en plus contraignants, cette option perd en importance.

II.5.3.2 Élargissement du champ solaire et introduction d'un système de stockage de chaleur :

Cette option présente plusieurs avantages :

- Améliorer la stabilité de la production en réduisant considérablement les pertes de qualité de production résultant des variations d'irradiation, par exemple dues aux passages de nuages ;
- Permettre une production à base d'énergie solaire après le coucher du soleil ;
- Permettre un démarrage de production avant le lever du soleil ;
- Augmenter le facteur de capacité, qui peut atteindre, selon la capacité de stockage, le niveau des centrales répondant aux besoins en heures pleines et même celui des centrales de base. Ainsi, une centrale CSP avec une capacité de stockage permettant 15 heures de fonctionnement à puissance nominale est comparable à une centrale de base, vu que le rapport de la production annuelle à la puissance nominale dépasse alors 6 500 heures par an.
- Permettre une réduction du coût de production du kWh Vu que la réduction attendue des investissements sera essentiellement au niveau des composantes où le potentiel de développement est le plus important, le champ solaire et le système de stockage, l'impact économique de l'introduction de cette option ne peut que s'améliorer dans l'avenir. [12]

II.6 Types de concentrateurs :

II.6.1 Les concentrateurs linéaires :

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

II.6.1.1 Les concentrateurs cylindro-paraboliques :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.

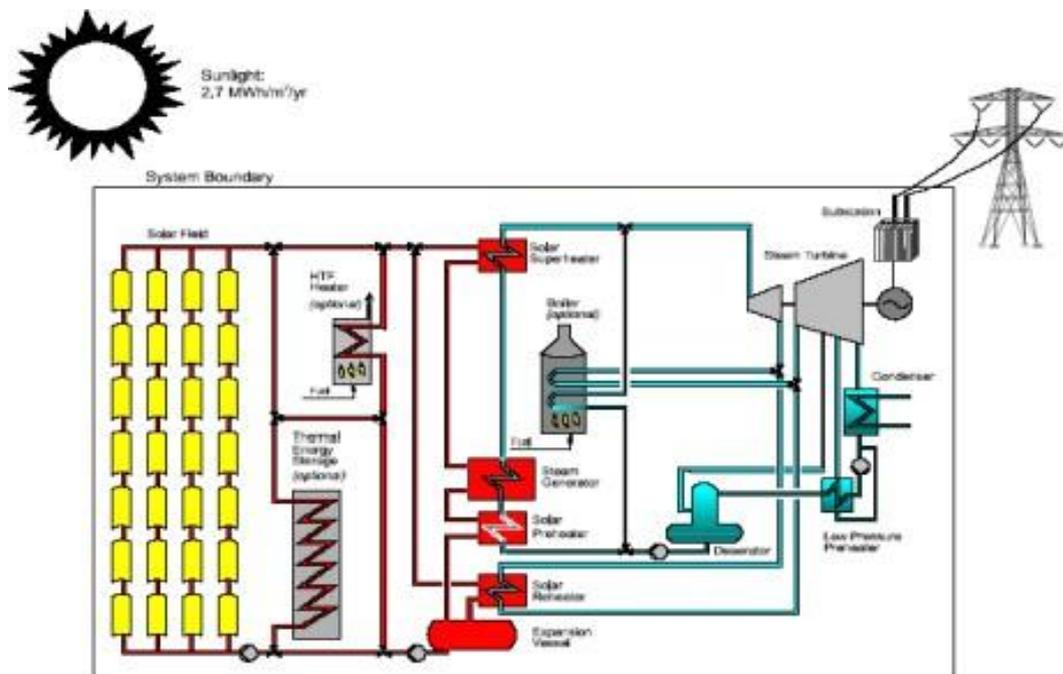


Figure II.4 : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

II.6.1.1.1 Principe de fonctionnement :

Ce type de centrale se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °C. Le concentrateur cylindro-parabolique est orienté vers l'Est dès le lever du soleil. Cette poursuite solaire sera assurée grâce à un vérin électrique commandé.

Le fluide caloporteur qui circule à l'aide d'une pompe transporte sa chaleur vers un échangeur situé à l'intérieur de la cuve de stockage. L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est

ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

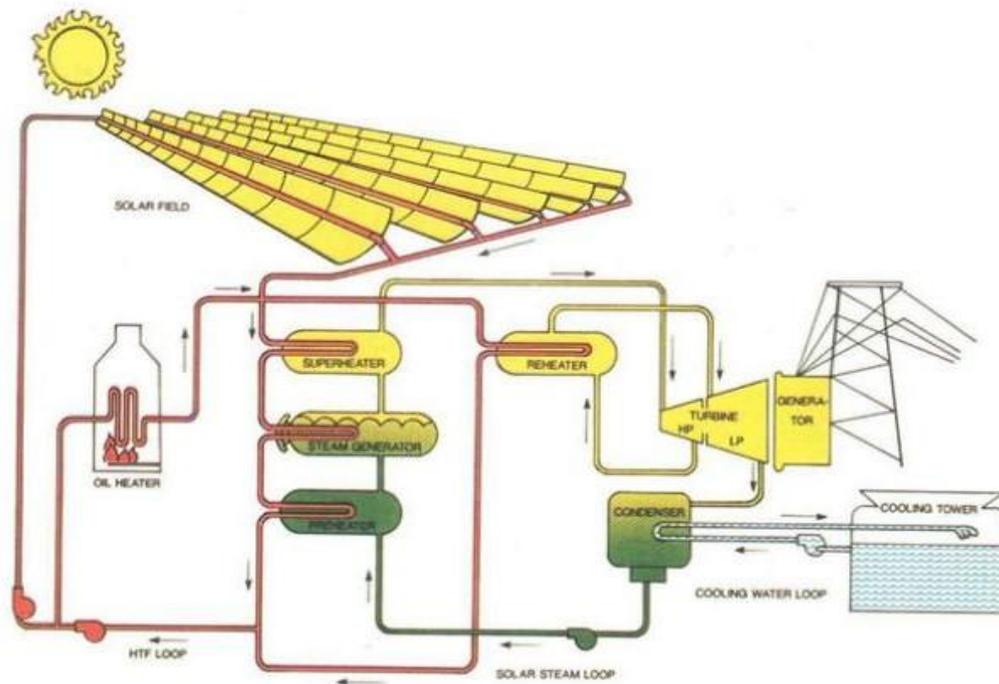


Figure II.5: Schéma de principe d'une centrale solaire à concentrateur cylindro-parabolique

II.6.1.1.2 Les avantages :

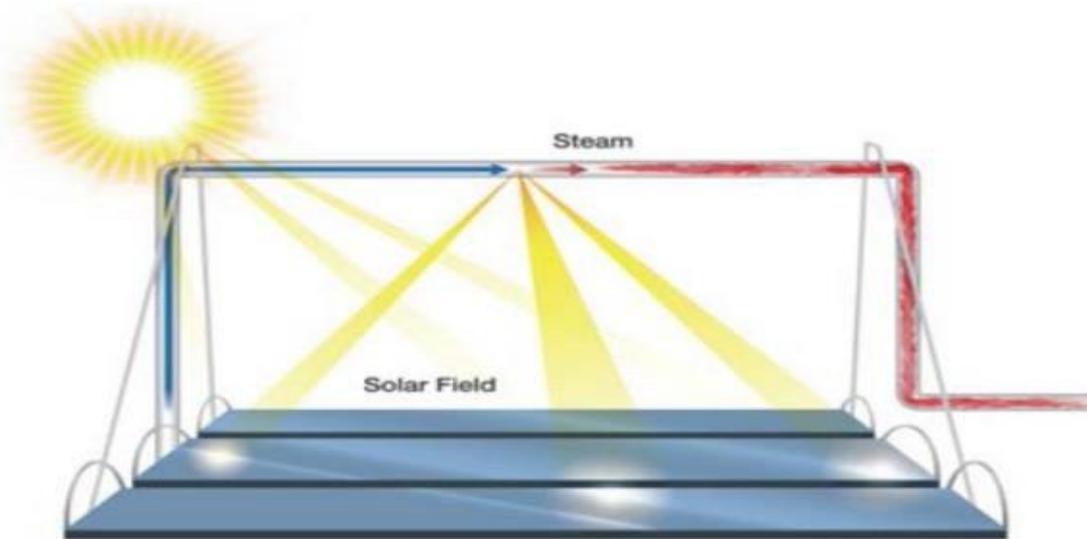
- Peu de mouvement mécanique par rapports aux autres centrales à chaleur
- Moins onéreux que la concentration par miroir et les paraboles Stirling.
- Bon rendement.

II.6.1.1.3 Les inconvénients :

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

II.6.1.2 Les concentrateurs linéaires de Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-paraboliques et la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur la figure II.6



Concentrateur linéaire de Fresnel

Figure II.6 : concentrateur linéaire de Fresnel

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) dit "réflecteurs compacts linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur. Un fluide caloporteur est chauffé en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

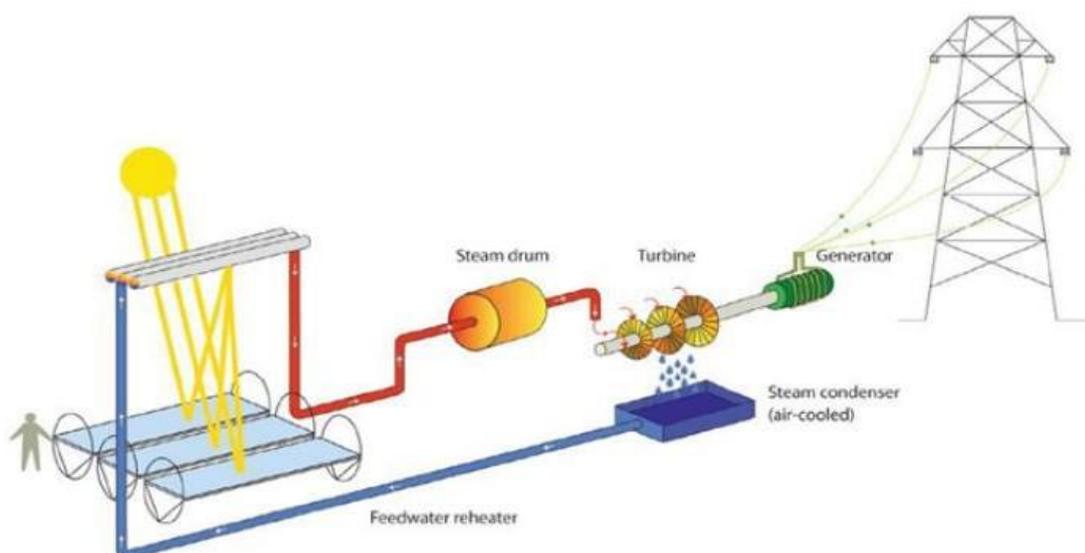


Figure II.7 : Schémas de principe d'une centrale solaire à concentrateur de Fresnel

II.6.1.2.1 Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement de ce type de capteur à concentration repose sur un système de miroirs plan RLC "réflecteurs linéaires compacts", dont l'orientation de chacun de ces miroirs autour d'un pivot en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer le rayon solaire direct vers un ou deux tubes absorbeurs fixes ou mobiles .

L'énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal où la température de travail peut atteindre 500°C [13], ensuite grâce à un cycle de Rankine nous pouvons produire de l'électricité ou l'utiliser directement dans divers procédés tels que le chauffage ou le froid.

II.6.1.2.2 Les avantages :

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

-Les contraintes mécaniques imposées par la poussée du vent sont réduites grâce à la disposition plane des miroirs.

-Moins de prise au vent, infrastructure moins importante qu'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques.

II.6.1.2.3 Les inconvénients :

Performances optiques inférieures d'environ 30% par rapport aux réflecteurs paraboliques et cylindro-paraboliques.

II.6.1.2.4 Les fluides caloporteurs :

Chaque fluide caloporteur est choisi en fonction de ses propriétés physico-chimiques, telle la viscosité, la capacité thermique volumique, la chaleur latente de vaporisation (ou de liquéfaction) en cas de changement de phase, la conductivité thermique, les propriétés anticorrosives, son coût et il doit être assez inoffensif pour l'environnement : [14]

- Les huiles de synthèse 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 entrainer les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.
- L'eau liquide est à 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 cylindroparaboliques.
- 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.

II.6.2 Les concentrateurs ponctuels :

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

II.6.2.1 Les concentrateurs paraboliques :

Le miroir parabolique (ou paraboloïde) réfléchit les rayons du soleil vers un point de convergence, le rayonnement solaire est alors concentré sur le récepteur qui monte en température. Le récepteur en question peut être un moteur Stirling qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée.



Figure II.8: Le concentrateur parabolique

II.6.2.1.2 Les composants de base [15] :

II.6.2.1.2.1 Concentrateur

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchissante de verre concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m².

II.6.2.1.2.2 Récepteur

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur. Ce dernier est composé d'un moteur appelé moteur Sterling qui est capable de convertir l'énergie thermique en énergie mécanique pour ensuite la reconvertir en énergie électrique.

II.6.2.1.3 Principe de fonctionnement

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

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

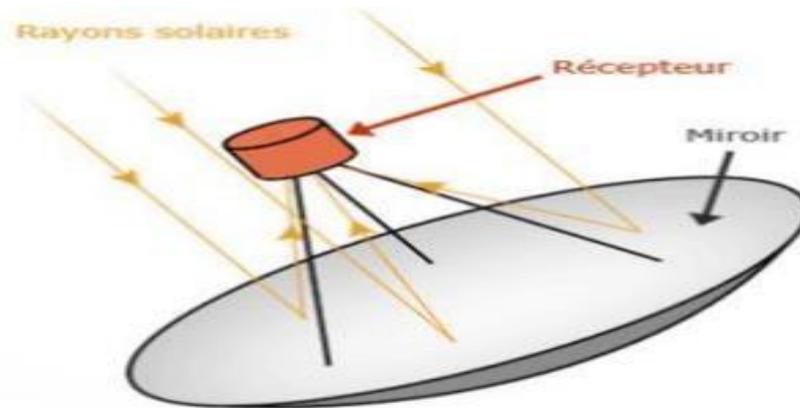


Figure II.9 : Principe de fonctionnement d'un capteur à miroirs paraboliques.

II.6.2.1.4 Avantage :

- ✓ Source d'énergie inépuisable et gratuite.
- ✓ Pas d'émissions polluantes.
- ✓ Bon rendement.
- ✓ Petites unités indépendantes.

II.6.2.1.5 Inconvénients :

- ✓ Fonctionnement par intermittences.

II.6.2.2 Les centrales à tour :

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 II.10 : Centrale solaire a tour.

L'héliostat, essentiellement formé d'un miroir réfléchissant, est monté sur une monture mobile qui devra poursuivre le soleil dans sa course céleste. C'est un dispositif très utilisée dans le domaine de l'astronomie.

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.



Figure II.11 : L'héliostat

Un héliostat comprend généralement plusieurs miroirs totalisant une surface comprise entre 20 et 60m². Chaque miroir peut être incurvé, c'est-à-dire qu'il possède sa concentration propre, il est ajusté individuellement de manière à réfléchir l'énergie solaire sur une cible. Différents modes de construction existent, par exemple plan, cylindrique, cylindro-parabolique,... mais nous ne faisons pas de distinction et considérons l'héliostat comme une seule entité.

II.6.2.2.1 Les composants de base [16] :

II.6.2.2.1.1 Le Champ d'héliostats :

Les héliostats permettent de concentrer la radiation solaire et de la diriger vers le récepteur. Ils sont orientés vers la tour selon sa distance et la position dans le champ d'héliostats pour optimiser la concentration de la radiation solaire. Le mouvement des héliostats est automatisé et il dépend de la position du soleil. De cette manière les héliostats restent toujours orientés vers le récepteur qui est situé dans le haut de la tour. Chaque héliostat a un miroir courbé avec une surface de 121 m² qui est placé sur une structure en acier. Ils sont construits en acier et verre donc ils sont 100% recyclables.

II.6.2.2.1.2 Le récepteur :

Il est placé dans le haut de la tour et il transmet la chaleur provenant du champ d'héliostats à un fluide de travail (généralement l'huile ou les sels fondus). En fait, le récepteur fonctionne comme une chaudière qui génère la vapeur d'eau à 250 °C et 40 bars par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur. Cette vapeur fait tourner la turbine. Pendant l'opération à pleine puissance le récepteur reçoit 55 MWt d'irradiation solaire (PS10). Il est constitué de quatre panneaux verticaux 12x5,4 m² qui forment un cylindre avec une surface d'échange de chaleur 260 m².

II.6.2.2.1.3 La tour :

Elle a environ 100 m de haut pour éviter les ombres et les blocages. Elle est construite en béton. Là-haut est placé le récepteur qui est isolé thermiquement pour protéger la structure de la tour car il atteint de très hautes températures. Au bout de la tour est placé le système de balisage avec trois lumières clignotantes. A l'intérieur de la tour sont situées les tuyauteries.



Figure II.12 : La tour avec le récepteur.

II.6.2.2.2 Le principe de fonctionnement :

Cœur du dispositif, la tour est alimentée par des centaines d'héliostats disposés au sol, ici concentriquement. Les miroirs pointent le rayonnement solaire sur le capteur placé au sommet où circule le fluide caloporteur. Selon un principe commun à tous les systèmes de centrales thermodynamiques, le fluide transfère son énergie à un circuit d'eau qui crée la vapeur permettant d'actionner la turbine. [17]

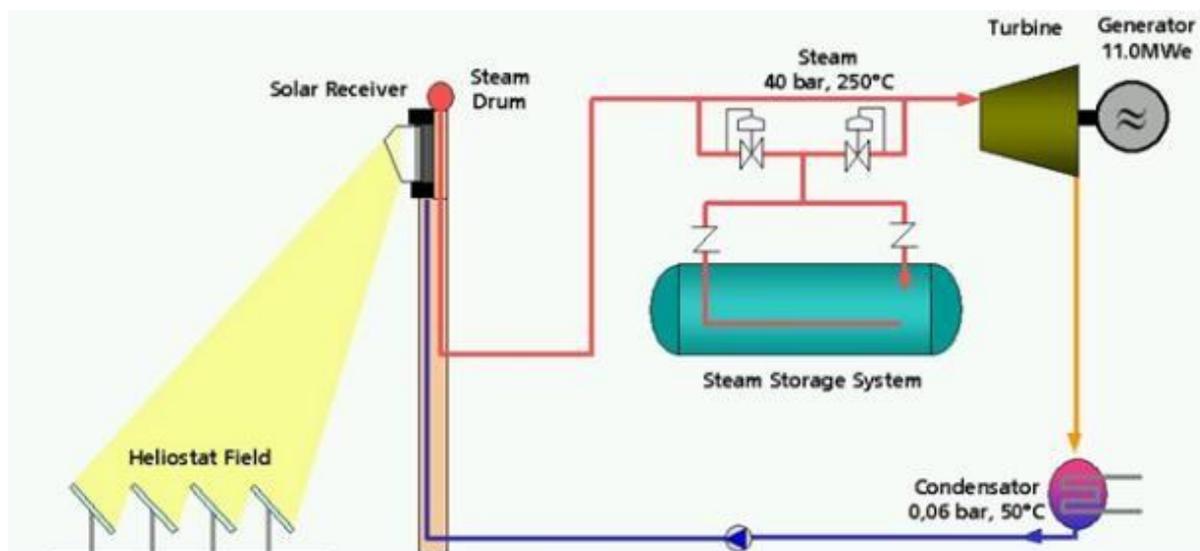


Figure II.13 : Schéma de principe de fonctionnement d'une centrale a tour

II.6.2.2.3 Les avantages :

- Des centrales modestes peuvent être construites.
- La source d'énergie est propre et gratuite.
- Les coûts de construction et d'exploitation sont faibles.

- La production continue la nuit avec un stockage.
- Moins cher que le solaire photovoltaïque actuel.

II.6.2.2.4 Les inconvénients

- Nécessite un fort ensoleillement.
- Ces centrales ont besoin d'un espace vaste et une surface au sol importante.

II.7 Conclusion :

L'étude des systèmes à concentration du rayonnement solaire est toujours nécessaire, c'est une nouvelle technologie par rapport aux centrales conventionnelles qui nécessitent toujours des améliorations pour réduire le coût et améliorer la production.

Chapitre III

Etat de l'art des concentrateurs linéaire

de Fresnel

III.1 Introduction :

Les collecteurs linéaires de Fresnel ont été utilisés ou développés pour la génération de chaleur à basse ou moyenne température. La chaleur générée par le collecteur linéaire de Fresnel a de larges applications dans la climatisation et le chauffage des constructions, l'approvisionnement en chaleur dans les procédés industriels, traitement d'eau, et divers d'autres applications.

Les collecteurs linéaires de Fresnel sont plus souvent conçus pour produire de la chaleur à moyenne température pour les processus de chaleur industrielle à grande échelle ou la production d'énergie électrique à l'échelle commerciale. Dans ce qui suit nous allons présenter l'état de l'art et l'état des lieux des concentrateurs linéaire de Fresnel, les domaines d'applications, l'historique de leur développement, et des indications éventuelles de la technologie linéaire de Fresnel à haute température pour la production d'électricité.

III.2 Les capteurs linéaires de Fresnel :

Le principe d'une centrale à miroirs de Fresnel réside en des miroirs plans (plats) dits "Réflecteurs Compacts Linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur. Un fluide caloporteur circulant dans ce tube horizontal est chauffé, puis cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne un ensemble turbine-alternateur qui produit de l'électricité.

III.2.1 Collecteur de Fresnel :

Le capteur Fresnel est un capteur solaire thermique à concentration linéaire optimisé pour les applications industrielles. Il peut fournir de la chaleur jusqu'à 400 ° C et fonctionne avec des pressions allant jusqu'à 120 bars. En plus d'être exploité avec de l'eau, de l'huile thermique à haute température, il peut également générer directement de la vapeur. Grâce à sa conception modulaire, le système peut être mis à l'échelle de 500 kW à 150MW.

Le collecteur thermique de Fresnel est composé de matériaux largement utilisés par l'industrie de l'énergie solaire à concentration (CSP), tels que les miroirs en verre sécurisé et les tubes absorbeurs sous vide, qui sont extrêmement efficaces. Le collecteur fonctionne en toute sécurité et avec un minimum d'intervention humaine, garantissant les meilleurs rendements de la ressource énergétique solaire. [18]

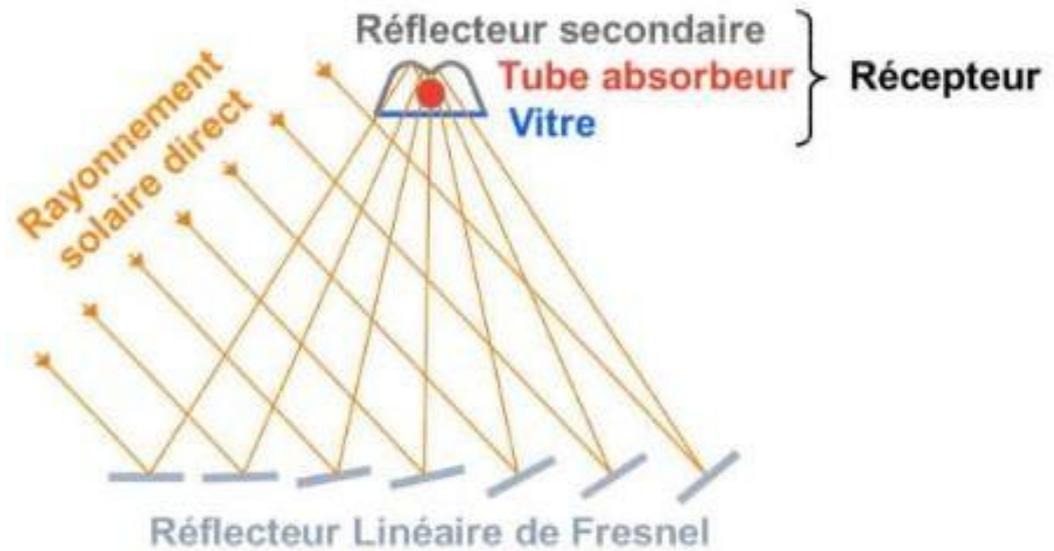


Figure III.1 : Schéma d'un capteur linéaire de Fresnel.

III.2.2 Principe de fonctionnement d'un collecteur de Fresnel :

Le rayonnement solaire direct est réfléchi sur plusieurs rangées de miroirs de suivi à axe unique sur un récepteur stationnaire. Il s'agit d'un tube sous vide très efficace avec revêtement sélectif. La chaleur est collectée dans ce tube absorbant et est acheminée vers l'application au moyen d'un fluide caloporteur. Une partie de la lumière du soleil réfléchie par les miroirs primaires frappe l'un des miroirs secondaires positionnés au-dessus de l'absorbeur et est réfléchie de là sur l'absorbeur. [18]

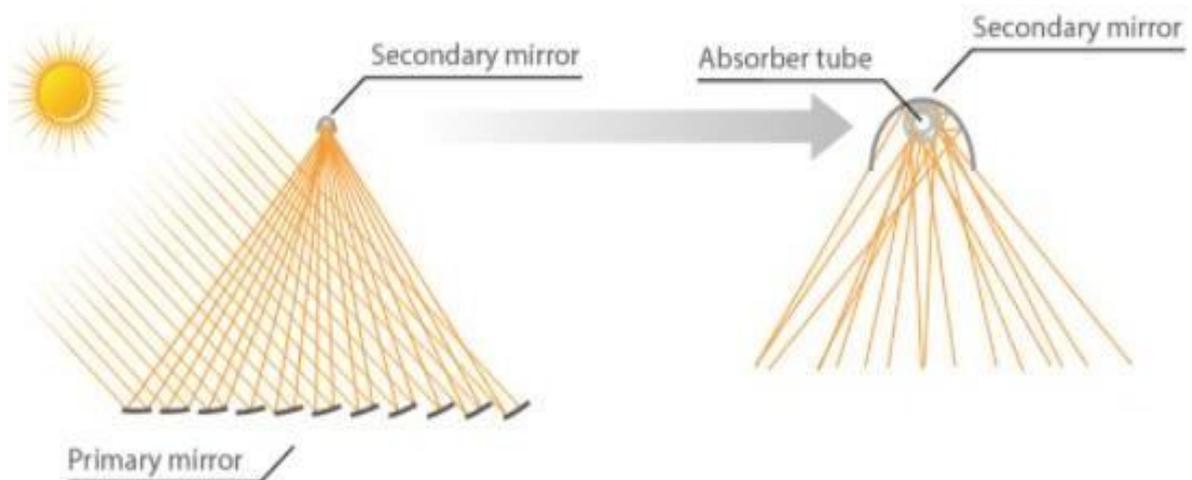


Figure III.2 : Schéma de principe d'un concentrateur solaire de type Fresnel.

III.2.3 Éléments d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel :

Un collecteur de type linéaire de Fresnel, comme l'indique la figure est composée de trois éléments a un rôle particulier. C'est la combinaison de leur action qui permet de convertir le rayonnement solaire en chaleur.

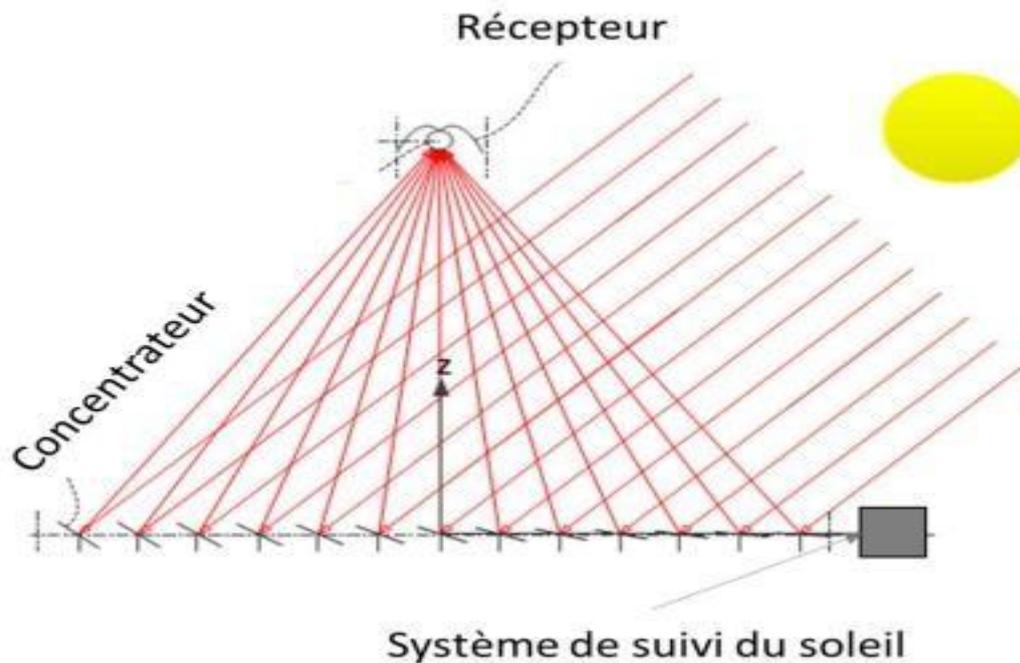


Figure III.3 : Description d'un collecteur linéaire de Fresnel [19].

III.2.3.1 Les miroirs réflecteurs (concentrateurs) :

Le concentrateur de type linéaire de Fresnel est en substance, un concentrateur de type cylindro-parabolique où le miroir est segmenté en adoptant le principe de segmentation de Fresnel avec les lentilles comme illustré à la (Figure III.4). Tous les segments, appelés réflecteurs, sont ramenés sur un même axe..

Un concentrateur de type linéaire de Fresnel est ainsi constitué de plusieurs réflecteurs. Les réflecteurs sont disposés de façon à réfléchir tout rayon solaire incident, à leur surface, vers le récepteur situé en haut du concentrateur [20].

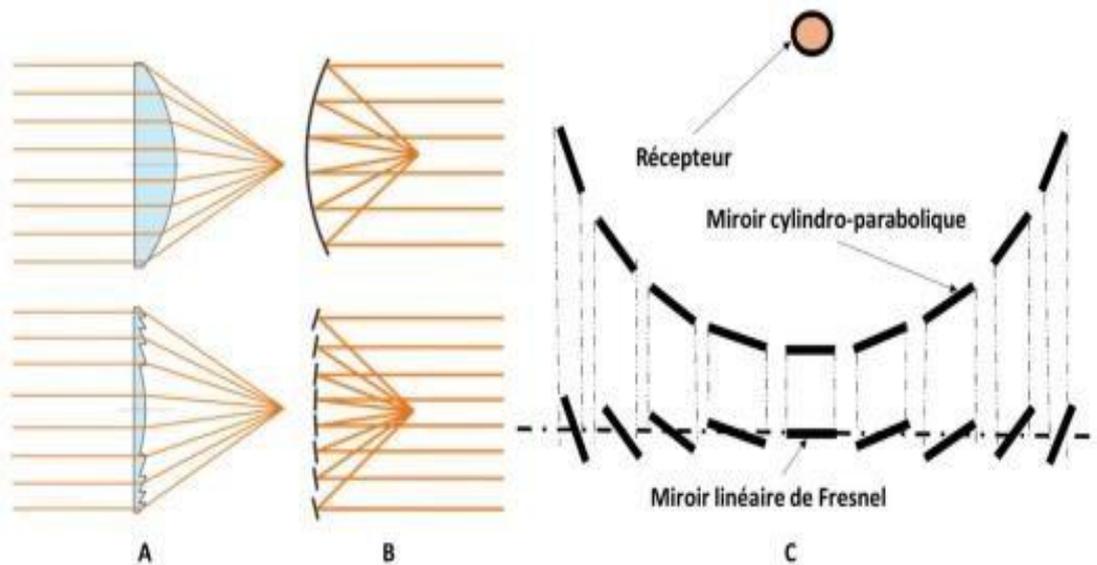


Figure III.4 : A-lentille de Fresnel ; B-miroirs de Fresnel ; C- schéma illustrant le passage du miroir cylindro-parabolique au miroir linéaire de Fresnel [21]

Cependant, bien que les réflecteurs incurvés donnent de meilleurs rendements, ce sont les réflecteurs plans qui sont les plus souvent utilisés. En effet, ils sont plus faciles à concevoir. Les réflecteurs plans sont disposés afin de former une parabole. Chaque réflecteur doit être mobile de manière à suivre la course du soleil. Les réflecteurs ne sont pas collés les uns aux autres. La distance séparant les réflecteurs est choisie avec soin afin d'éviter les pertes optiques. Il en est de même pour la hauteur séparant le concentrateur du récepteur.

Le concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel (concentrateur LFR) est généralement composé de :

III.2.3.2 Un système de suivi du soleil :

Dans les CSP, le concentrateur est constitué de miroirs. Les miroirs sont choisis en raison de leur forte réflectivité spéculaire (>70 %). Lors d'une réflexion spéculaire, l'angle de réflexion et l'angle d'incidence sont symétriques par rapport à la normale à la surface réfléchissante. C'est cette propriété du miroir qui permet d'orienter les rayons solaires réfléchis vers le récepteur. Connaissant l'angle d'incidence du soleil et la position du récepteur, il est possible de déterminer l'angle adéquat des réflecteurs afin que tout rayon incident soit réfléchi vers le récepteur. L'angle d'incidence du soleil varie en fonction de la course apparente du soleil dans le ciel. L'angle de réflexion est imposé par la position du réflecteur par rapport au récepteur ; cet angle est fixe. Afin de toujours réfléchir les rayons incidents vers le récepteur, la normale du réflecteur doit être constamment orientée en fonction du nouvel angle

d'incidence du soleil : c'est le suivi solaire. Le suivi solaire des collecteurs de type linéaire de Fresnel se fait suivant un seul axe.



Figure III.5 : système de poursuite solaire

III.2.3.3 Le récepteur :

positionné au-dessus du miroir de Fresnel, il intercepte le rayonnement concentré. La conception du récepteur peut varier. Il est souvent composé :

- **D'un réflecteur secondaire**, qui concentre encore d'un facteur 1 à 3 le rayonnement, il permet aussi de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui limite les pertes, par rapport aux performances de concentration du miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité du flux de puissance collecté sur l'élément absorbeur.
- **D'un élément absorbeur** : souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'échangeur : le fluide caloporteur collecte l'énergie du rayonnement sous forme d'énergie thermique. Le tube récepteur est un tube en acier inoxydable avec un revêtement sélectif spécial. Ce revêtement a un double rôle :
 - Il maximise l'absorption du rayonnement solaire concentré,
 - Il réduit les pertes thermiques du tube chauffé en réduisant l'émissivité du tube dans l'infrarouge.

- **Vitrage:** son rôle principal est de créer l'effet de serre car la vitre laisse traverser le rayonnement solaire visible (petites longueurs d'ondes) et elle est opaque au rayonnement infrarouge (grandes longueurs d'ondes), son deuxième rôle est de créer l'effet de cavité ça veut dire emprisonner et piéger le rayonnement solaire à l'intérieur du récepteur afin de très bien chauffer le tube ainsi que le fluide caloporteur, et comme aussi elle joue le rôle d'un isolant pour des températures élevées où aura beaucoup de pertes dans l'infrarouge.
- **La partie haute du récepteur** est constituée du casing en tôle d'acier galvanisé, qui assure la rigidité du récepteur, en supportant l'isolation thermique, afin de réduire les pertes thermiques par convection et rayonnement.

Le récepteur est situé à la focale du concentrateur. Il est un agencement de différentes pièces que sont : l'absorbeur, le réflecteur secondaire et l'isolation thermique, la couverture transparente (vitrage) (Figure III.6) [22,23].

Une enveloppe métallique protège l'arrière du récepteur des agressions du milieu extérieur. Le récepteur a pour rôle d'absorber le rayonnement solaire concentré, de le convertir en chaleur sensible et de transmettre cette chaleur au fluide caloporteur qui passe par l'absorbeur. L'absorbeur se trouve au centre du récepteur. Sa température, pour les collecteurs de type linéaire de Fresnel, peut atteindre des valeurs supérieures à 250 °C. La différence de température entre l'absorbeur et le milieu ambiant occasionne des pertes thermiques : par rayonnement, et par convection. Ainsi, la présence du réflecteur secondaire et de l'isolant thermique aide à réduire ces différentes pertes.

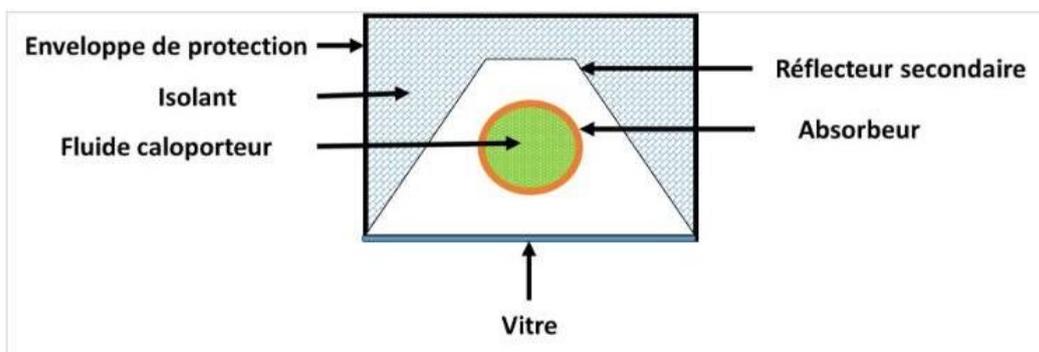


Figure III.6 : Schéma global d'un récepteur thermique de Fresnel. [22–23]

III.2.3.3.1 Différents types des récepteurs :

III.2.3.3.1.1 Récepteur monotube sous vide :

Les récepteurs tubulaires sous vide sont principalement utilisés pour la concentration cylindro-parabolique. Ils sont parfois utilisés pour des petits systèmes avec LFR, par exemple pour des applications de chaleur industrielle.

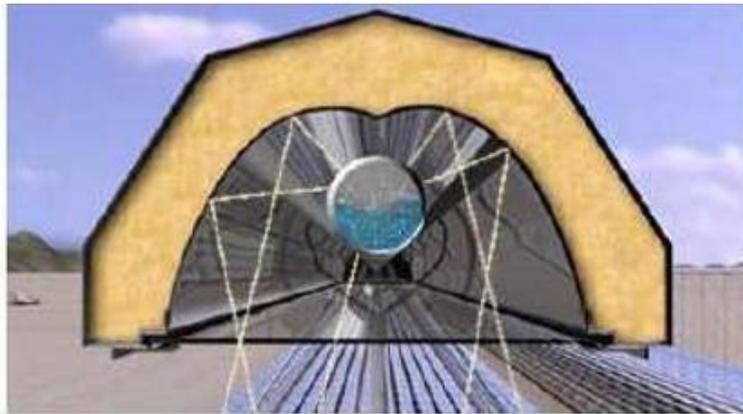


Figure III.7 Le récepteur à tube unique avec un concentrateur secondaire de type collecteur parabolique compound de la société Novatec solar.

III.2.3.3.1.2 Le récepteur multitube :

Plusieurs tubes sous vide en parallèle. Le récepteur est plus large, ce qui peut éviter un concentrateur secondaire. La conception multitube la plus conventionnelle consiste en une série de tubes parallèles disposés horizontalement dans une cavité, généralement de section trapézoïdale et donc sans concentrateur secondaire comme le montre la Figure suivante :

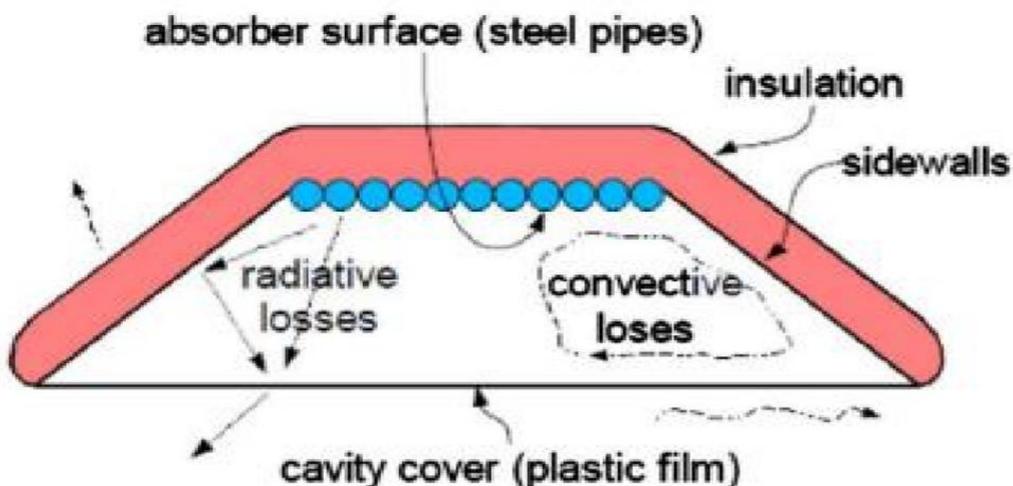


Figure III.8 : Récepteur sous forme de cavité trapézoïdale.

III.2.4 Les différentes pertes optiques dans les concentrateurs de type linéaire de Fresnel :

Il y a plusieurs types de pertes optiques :

III.2.4.1 Les pertes par ombrage : Les pertes par ombrage ont lieu lorsqu'un réflecteur, du fait de son angle d'inclinaison, cache partiellement le réflecteur voisin du rayonnement solaire incident [34–37]. Le récepteur engendre également des pertes par ombrage.

III.2.4.2 Les pertes par blocage : observées lorsque les rayons réfléchis par un réflecteur tombent sur la face arrière d'un réflecteur voisin. La hauteur du récepteur influe sur les pertes par ombrage et blocage.

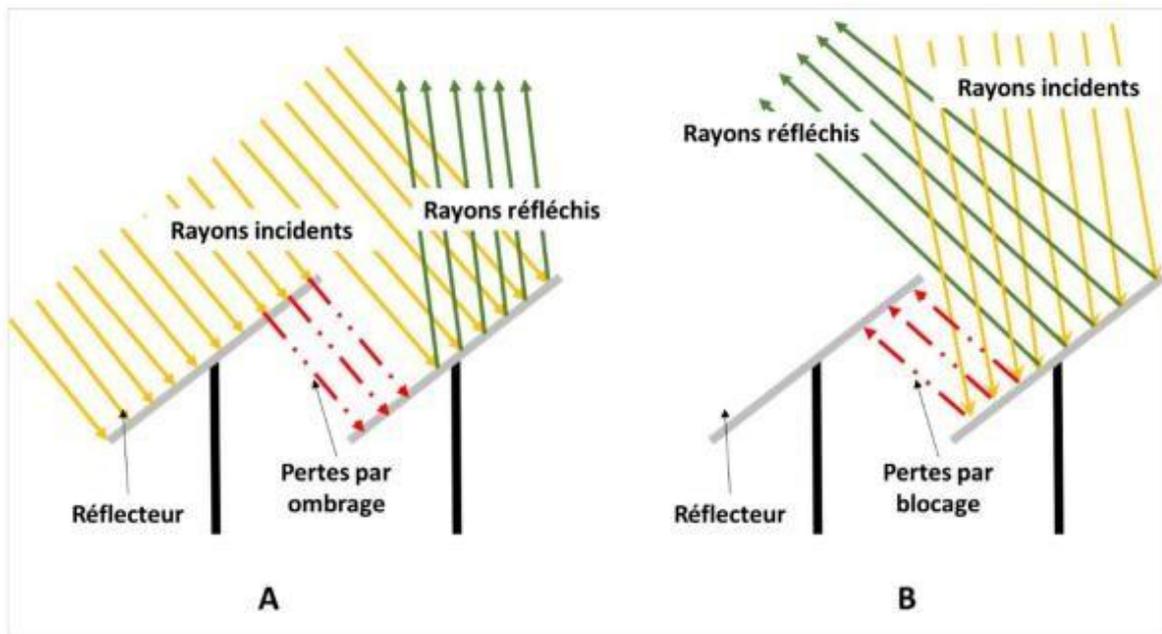


Figure III.9 : A- Illustrations des pertes par ombrage ;

B – illustration des pertes par blocage [24]

III.2.4.3 L'effet cosinus :

Les réflecteurs étant le plus souvent inclinés, ils ne sont que très rarement face au soleil, c'est-à-dire perpendiculaires au rayonnement solaire incident, cela crée un effet cosinus réduisant ainsi le rendement optique du concentrateur.

Les pertes dues à la nature du miroir : La qualité des miroirs utilisés est également un facteur à prendre en compte. Plus la réflectivité spéculaire des miroirs est élevée, plus les rayons réfléchis par le réflecteur vers le récepteur seront importants. Au niveau du miroir, l'épaisseur de la couche de verre protégeant la couche réfléchissante est également un facteur de pertes optiques. La couche de verre ne doit

être ni trop épaisse ni trop fine. Un verre épais augmente les pertes optiques par absorption et un verre trop fin augmente les risques de casse du miroir.

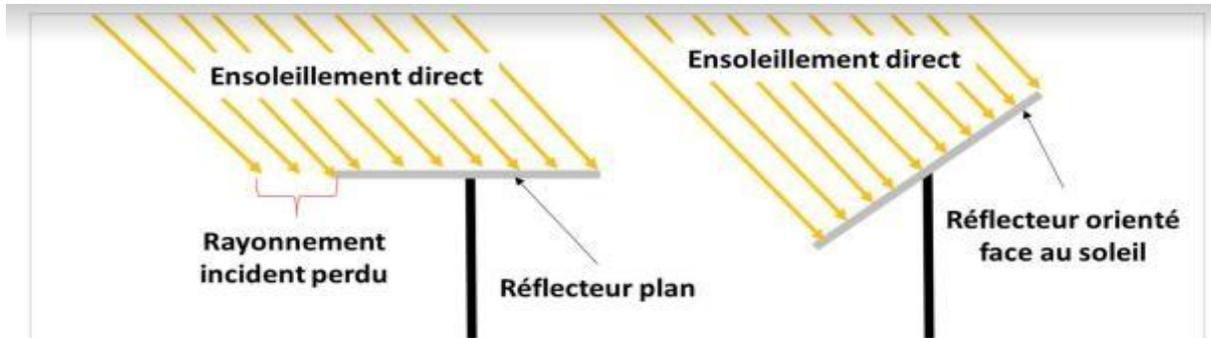


Figure III.10: Illustration des pertes par effet cosinus [25].

III.2.4.4 Les pertes par defocalisation :

Caractérisent le fait que l'image réfléchiée par les réflecteurs n'est plus située sur le récepteur. Les pertes de fin de ligne désignent le fait que l'image réfléchiée par les réflecteurs est bien sur le récepteur, mais l'image est décalée par rapport au concentrateur.

III.2.4.5 Les pertes en fin de ligne :

Certaines des pertes optiques peuvent être réduites du fait de l'utilisation d'un système de suivi du soleil qui n'est pas intégral (à une seule direction). Le suivi du soleil pour un collecteur de type linéaire de Fresnel se fait suivant un seul axe. Il peut être journalier ou saisonnier en fonction de l'orientation du collecteur.

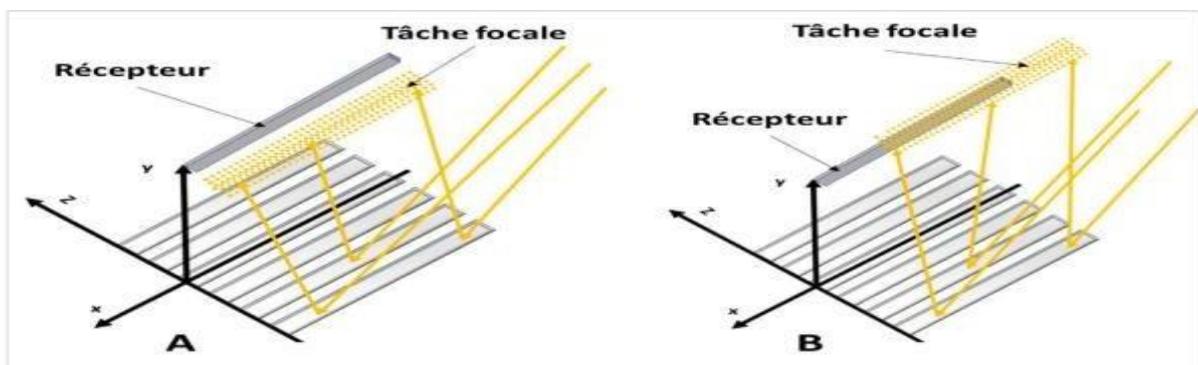


Figure III.11 : A- Illustration des pertes optiques par défocalisation ; B- Illustration des pertes optiques en fin de ligne [39]

III.2.4.6 Pertes par débordement :

Les rayons réfléchis par les miroirs primaires peuvent être perdus par débordement lorsque les rayons passent à côté du tube récepteur et sont perdus dans l'environnement. Le rayon peut passer à côté du réflecteur secondaire ou être perdu après une ou plusieurs réflexions sur le réflecteur secondaire.

III.2.5 Quelques travaux de recherches publiés dans le domaine des LFR :

Parmi les travaux de recherche rencontrés dans le domaine des concentrateurs de Fresnel qui ont beaucoup contribué dans le développement de la partie thermique de cette technologie, nous pouvons citer le travail de Ashish Saxena et Al [27] qui ont développé un modèle numérique pour étudier les pertes convectives et radiatives d'un récepteur solaire de Fresnel à cavité trapézoïdale. Dans leur modélisation une corrélation expérimentale a été développée pour mettre en évidence les pertes thermiques au sein de la cavité, cette dernière a été développée à l'aide de nombre de Grashof qui caractérise l'écoulement du fluide en convection naturelle, ainsi que le nombre de Nusselt qui représente le rapport entre l'échange convectif et l'échange radiatif.

Les paramètres pris en compte lors de la modélisation thermique sont : l'angle de cavité et le rapport d'aspect de la cavité qui est le rapport entre la largeur du couvercle de la cavité et la profondeur de cette dernière (longueur caractéristique de la cavité). L'outil de modélisation utilisé est un code CFD basé sur la méthode des volumes finis. Les résultats trouvés par les auteurs ont montré que les pertes radiatives sont généralement dominantes dans ce type d'applications.

Un autre travail similaire est celui publié par Sarath Mohan et Al [28] qui ont effectué une analyse de comportement thermique d'un récepteur solaire à cavité trapézoïdale pour un système à concentrateur de Fresnel, mais cette fois-ci le modèle utilisé est un modèle conductif et radiatif, la modélisation était basée sur la résolution des équations de Navier-Stokes. Dans ce travail il a été démontré que les pertes convectives représentent 15 % des pertes thermiques totales du récepteur, d'autre part le champ de vitesses est faible dans la cavité à cause de la stratification des isothermes avec l'air chaud piégé dans la partie supérieure de la cavité.

Shanmugapriya Balaji et Al [29] ont effectué une étude détaillée d'un concentrateur linéaire de Fresnel, le récepteur utilisé dans cette étude est un récepteur tubulaire surmonté d'un

réflecteur secondaire de type CPC et d'une couverture transparente dans la partie inférieure du récepteur, l'étude a été réalisée sur un prototype solaire de 154m² dont deux profils de réflecteur secondaires ont été testés, dans la modélisation la méthode de Ray-tracing de Monte Carlo a été utilisée. Les performances optiques de ce système ont été évaluées à l'aide de l'angle d'incidence modifiée qui représente un paramètre très important dans les performances optiques des LFR. Les résultats trouvés par les auteurs sont très concluants, ils ont trouvé que le concentrateur de Fresnel avec ce type de récepteur donne un rendement optique qui atteint les 62.3% ce qui est énorme car ces systèmes sont caractérisés par leurs pertes optiques très importantes. Dans ce type de géométrie de récepteur des performances thermiques très importantes peuvent être atteintes à cause de la collecte maximale du flux solaire réfléchi par les miroirs.

D'autres travaux similaires dans l'analyse thermique des LFR, on peut citer le travail de K.S. Reddy et Al [30] qui ont étudié l'effet du vent sur les pertes thermiques d'un récepteur de Fresnel muni d'un réflecteur secondaire de type CPC, les pertes thermiques estimées sont : la convection naturelle, la convection forcée et le rayonnement. Les performances thermiques ont été évaluées en fonction de la variation de la focale, la position du récepteur par rapport au champ de miroirs, l'écart entre le réflecteur secondaire et le tube absorbeur, la simulation a été réalisée dans une gamme de fonctionnement du récepteur thermique qui varie entre 373 et 773K et la vitesse du vent a été prise entre 0 et 10m/s. Les résultats ont montré que le gradient de perte de chaleur augmente avec l'augmentation de la température ainsi qu'avec l'augmentation du rapport diamètre du récepteur sur la largeur, ce rapport était pour déterminer la taille du domaine extérieur du récepteur.

Une autre étude très intéressante dans ce domaine est celle réalisée par Diego Pulido-Iparraguirre et Al [31], dans laquelle une analyse approfondie de deux types de récepteurs thermiques pour systèmes linéaires de Fresnel ont été étudiées à savoir : un récepteur à cavité trapézoïdale muni de tubes jointifs et un récepteur mono-tube surmonté d'un réflecteur secondaire de type CPC. A travers cette étude une optimisation optique de la conception de la géométrie de ces deux types de récepteur a été faite, cette conception optimisée va permettre à l'amélioration des performances thermique des systèmes LFR. Les résultats ont montrés *

qu'une amélioration significative de la puissance thermique du récepteur a été obtenue, avec une amélioration moyenne variant de 2 % à 61 %, par rapport à la géométrie non optimisée. Ce résultat permet d'obtenir un profil de puissance thermique plus homogène tout au long de l'année.

K.S. Reddy et Al [32] ont analysé numériquement les pertes thermique d'une installation pilote d'un concentrateur linéaire de Fresnel d'une puissance de 125KWth et 154m² de surface. Dans un premier temps, une étude optique sur la conception du module de collecteur de linéaire Fresnel et la géométrie de réflecteur secondaire a été réalisée. La deuxième partie de cette étude est des pertes thermiques totales (convectives, radiatives et conductive) avec trois conditions aux limites différentes, à savoir : le flux constant, le flux variable et la distribution non uniforme du flux, cette étude a été réalisée avec un DNI variant de 250 à 1000 W/m², ainsi qu'une analyse complète de l'influence de l'écoulement du vent sur le système récepteur a été effectuée. Les résultats trouvés ont montré que la distribution variable du flux présente une déviation inférieure d'environ 15% par rapport à la distribution non uniforme du flux pour un DNI de 1000 W/m² et est inférieure à 5% pour 500 W/m² dans des conditions d'évacuation.

On peut citer une récente publication réalisée par Alexandre Bittencourt de Sá et Al [33] qui ont mené une étude numérique et expérimentale d'un concentrateur linéaire de Fresnel dans laquelle un nouveau modèle a été développé afin d'estimer les pertes optiques et thermiques de ce dernier, les outils utilisés sont : Matlab et Engineering Equation Solver (EES). Dans la modélisation deux approches différentes ont été considérés, la premièrement, le fluide de transfert de chaleur (HTF) était à la température la plus basse circulant dans le dispositif expérimental disponible, et a été utilisé pour obtenir l'efficacité optique du champ solaire et l'angle d'incidence modifié (IAM). La seconde approche était de varier la température du récepteur dans une gamme valable de fonctionnement du récepteur disponible afin d'estimer les pertes thermiques. Les résultats trouvés ont montrés que l'efficacité optique peut varier entre 47 et 52 %, par contre les pertes thermiques du récepteur ont été évaluées pour des températures allant jusqu'à 130°C. Ce travail a beaucoup contribué dans le développement des LFR, car il contient une étude numérique approfondie des performances optiques et thermique, ainsi qu'une validation expérimentale, plusieurs auteurs se sont référés à ce travail pour étudier d'autre concept et modèles des LFR.

María José Montes et Al [34] ont développé une méthodologie pour la caractérisation thermique des collecteurs linéaires de Fresnel, dans cette dernière plusieurs configurations (multi-tube et monotube avec concentrateur secondaire) et fluides caloporteurs (huile synthétique, eau-vapeur, sel fondu et air) ont été testés. Les résultats trouvés ont montrés que l'efficacité énergétique est plus élevée à une température de fonctionnement moyenne, il a été démontré aussi que le meilleur HTF à utiliser est les sels fondus.

A. Heimsath et Al [35] ont étudié les profils des températures dans les différents éléments d'un système à concentration LFR, ainsi que les pertes thermiques. L'analyse a montré que l'effet du flux absorbé peut être plus important que l'effet des propriétés des matériaux constituant le récepteur tel que l'émissivité ou le diamètre de tube. La raison de ce phénomène est une surestimation de la perte de chaleur du récepteur sans tenir compte du réflecteur secondaire et les niveaux de températures atteinte par ce dernier.

Une autre publication très intéressante est celle publiée par Yu Qiu, Ya-Ling He et Al [36] qui ont analysé les performances optiques et thermiques d'un LFR où ils ont utilisé les sels fondus comme HTF, dans leurs modélisation deux outils numérique ont été utilisés à savoir : la méthode de Ray-Tracing Monte Carlo et la méthode des volumes finis. Un modèle optique 3D a été développé pour simuler la transmission des rayonnements dans le système avec la méthode MCRT (Monte Carlo Ray Tracing, MCRT), Sur la base de ce modèle, les performances optiques du système utilisant des miroirs paraboliques et cylindriques ont été évaluées, ensuite, la distribution locale du flux sur le tube absorbeur et l'efficacité optique ont été calculées. D'autre part les performances thermiques ont été analysées par couplage entre la méthode de MCRT et celle des volumes finis. Les résultats de la simulation optique ont indiqué que le système avec des miroirs cylindriques optimisés peut atteindre presque les mêmes performances que celui avec des miroirs paraboliques, et La distribution du flux solaire sur l'absorbeur est non-uniforme, d'autre part l'efficacité optique instantanée atteint 65% à une incidence normale et l'efficacité optique annuelle moyenne varie entre 34.8% et 55.2% .Les résultats numériques indiquent aussi que les profils de température sur l'absorbeur suivent le flux solaire non uniforme. L'étude des rendements des deux types de capteurs sont tous supérieurs à 46 % dans les conditions étudiées. L'efficacité thermique et l'efficacité globale du

collecteur augmentent avec la diminution de la température de fluide caloporteur (Sels Fondus) et aussi avec l'augmentation de l'intensité du rayonnement solaire.

Ces résultats ont prouvés que l'utilisation des sels fondus comme HTF peut améliorer le rendement thermique par rapport aux autres HTF.

E. Guadamud et Al [37] ont réalisé une analyse thermique d'un récepteur solaire à concentration de type Fresnel à l'aide d'un code CFD où ils ont présentés une méthodologie pour la modélisation détaillée des phénomènes de transfert de chaleur dans les récepteurs linéaires de Fresnel, la modélisation a été réalisée sur tous les éléments du récepteur à savoir : le tube absorbeur, l'isolation thermique et la couverture transparente (vitre). Le modèle global est composé de 4 sous-modèles (conduction thermique, écoulement bi/monophasique, rayonnement thermique et convection naturelle). Les résultats de la simulation ont donné une variation de la distribution du flux et de la température dans les différents éléments du récepteur, cette variation revient aux conditions des simulations réalisées (flux solaire direct, température ambiante, vitesse du vent, nombre des itérations réalisées pendant les calculs), les résultats ont montré aussi que les pertes radiatives dominant les autres type de pertes.

III.3 Conclusion :

Dans cette partie nous avons passé en revue l'état de l'art de technologie des concentrateurs linéaire de Fresnel, cette dernière qui a connu une évolution depuis les premiers essais et tests menés en 1963 jusqu'aux récentes centrales de Fresnel qui sont en cours de construction, la technologie a beaucoup évoluée et donne de meilleurs performances avec des coût d'investissements moyens. Elle représente une excellente alternative aux centrales cylindro-parabolique et même les centrales conventionnelles.

Chapitre IV

Modélisation et simulation

IV.1 Introduction :

Le but de cette étude est de déterminer à partir des données solaires et climatiques réelles les performances thermique d'un récepteur solaire à concentration linéaire de Fresnel, d'une géométrie classique qui est tubulaire surmonté d'un réflecteur secondaire et d'une couverture transparente (vitre) qui ferme la cavité dans la partie basse. L'étude des performances concernent la distribution de la température pour chaque élément du récepteur, les champs de vitesses et les lignes de courants ainsi qu'une étude détaillé des échanges thermiques au sein du récepteur à travers les différents éléments à savoir : tube, vitre et bardage

IV.2 Problématique et objectif :

Le flux solaire reçu par le capteur est d'abord réfléchi par les miroirs de concentrateur, puis il traverse un vitrage destiné à isoler thermiquement le foyer où il est absorbé par une surface appropriée. La réflexion, la transmission à travers le vitrage et l'absorption se traduisent par des pertes optiques, caractérisées globalement par une efficacité τ , dans les capteurs à concentration, seule la composante directe du rayonnement solaire peut être dirigée vers le foyer, la composante diffuse ne pouvant être concentrée.

L'objectif de cette partie est de présenter une modélisation thermique de notre récepteur solaire à concentrateur linéaire de Fresnel

IV.3 Paramètres du modèle :

L'absorbeur s'échauffe et perd de la chaleur vers l'extérieur sous forme essentiellement de rayonnement et de convection. Cette perte peut être caractérisée par un coefficient de pertes thermique U . Un fluide caloporteur refroidit l'absorbeur en emportant la chaleur utile qui est ensuite convertie ou transférée pour différents usages.

Les paramètres du modèle de capteur solaire à concentration sont les suivants :

- L'efficacité optique du capteur τ
- Le coefficient de pertes thermique U ($W/m^2.k$)
- Le flux solaire direct incident (W/m^2)
- La surface du capteur S_c (m^2) (surface des miroirs)
- La surface de l'absorbeur S_a (m^2)
- La température extérieure T_{ext} ($^{\circ}C$)

Les données d'entrées du modèle sont les suivantes :

- La température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur $T_{entrée}$ ($^{\circ}C$)
- Le débit m du fluide caloporteur (kg/S)

Les sorties sont :

- La température du fluide caloporteur à la sortie du capteur T_{sortie} (°C)
- La puissance thermique reçue par le fluide caloporteur Q_{ex}
- le rendement du capteur η_c

Avec les notions ci-dessus, U étant exprimé par rapport à la surface S_c du capteur et non à celle de l'absorbeur S_a , et en supposant d'une part que l'absorbeur est à la même température que le caloporteur, et d'autre part une répartition linéaire des températures dans le capteur, hypothèse valable si le débit n'est pas trop faible, ce qui est souvent le cas en pratique, l'équation du modèle est la suivante, T_m étant la température moyenne de l'absorbeur :

$$Q_{\text{ex}} = m \cdot C_p (T_{\text{sortie}} - T_{\text{entrée}})$$

$$\text{Nous avons : } \eta_c = \eta_{\text{th}} + \text{pertes}, \quad \eta_{\text{th}} = \eta_{\text{opt}} - \text{pertes}$$

$$\text{On a donc : } \eta_c = \eta_{\text{opt}} - \eta_{\text{pertes}}$$

$$\text{Les pertes} = \frac{U \cdot \Delta T}{I} = U \cdot \frac{T_m - T_{\text{ext}}}{I}$$

Avec : T_m la température moyenne de l'absorbeur

L'équation finale devient :

$$Q_{\text{ex}} = [\tau \cdot I - U \cdot (T_m - T_{\text{ext}})] \cdot S_c$$

Les pertes thermiques d'un capteur à concentration suivant généralement une loi parabolique, le coefficient de pertes U peut souvent être bien représenté par une fonction affine de l'écart de température entre l'absorbeur et l'air ambiant

$$U = U_0 + U_1 (T_m - T_{\text{ext}})$$

En divisant la chaleur collectée par le produit de la surface du capteur par l'ensoleillement reçu

I . On peut exprimer le rendement sous la forme :

$$\eta = \eta_{\text{opt}} - U \cdot \frac{T_m - T_{\text{ext}}}{I}$$

IV.4 Origine des Pertes Thermiques sur l'enveloppe du récepteur :

D'après les études trouvées dans la littérature pour le récepteur thermique d'un système à concentration solaire montrent que les pertes sont essentiellement radiatives et qu'elles se réalisent quasiment exclusivement par le biais de la vitre. La maîtrise des pertes thermiques repose sur la connaissance détaillée des propriétés radiatives des différents matériaux du capteur.

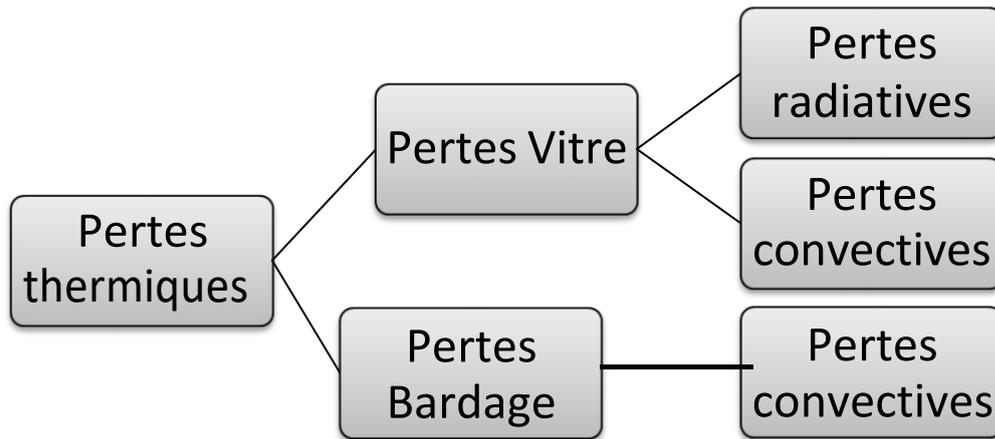


Figure IV.1 : Origine des Pertes Thermiques sur l’enveloppe du récepteur

IV.5 Modélisation du récepteur :

Nous avons effectué une modélisation 2D représentant l’ensemble constituant le récepteur solaire .les effets longitudinaux ne sont donc pas pris en considération.

IV.5.1 Géométrie :

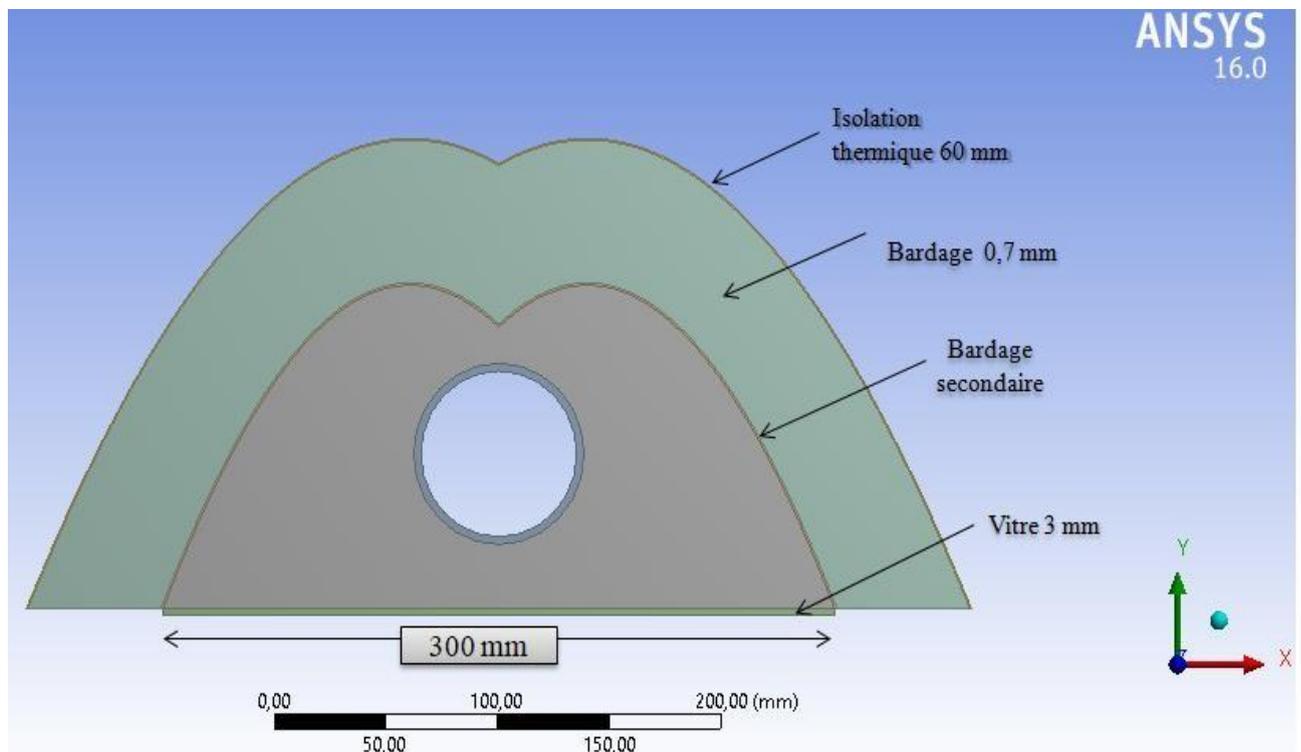


Figure IV.2 : Géométrie de l’ensemble formant le récepteur solaire

Les conditions géométriques sont les suivantes :

- Tube récepteur : 76.1mm x3.25 mm
- Vitre : 3 mm
- Réflecteur secondaire : 1mm
- Calorifuge : 60mm
- Bardage : 0.7 mm
- Le réflecteur secondaire est une double parabole d'équation : $Y=X^2/4P$

IV.5.2 Outil de modélisation :

Notre travail est réalisé en utilisant le software ANSYS_Fluent de la famille CFD, qui est un code commercial programmé en langage C et basé sur la méthode numérique des volumes finis. « Fluent » est un code de calcul qui permet de simuler les écoulements des fluides avec et sans transfert thermiques dans des géométries complexes. Il peut résoudre des problèmes d'écoulement avec des mailles structurées et non structurées, quel que soit la complexité de la géométrie, avec une facilité relative. Les mailles supportées en 2D sont de types triangulaires ou quadrilatéraux, elles sont tétraédriques, hexaédriques ou pyramidales en 3D, ou des mailles (hybrides) mélangées. Le code « Fluent » est écrit en langage C et utilise pleinement la flexibilité et la puissance offertes par ce langage (allocation de l'espace mémoire dynamique). Le maillage 2D plan est représenté dans la figure ci-dessous, il comprend 3787 éléments.

IV.5.4 maillage :

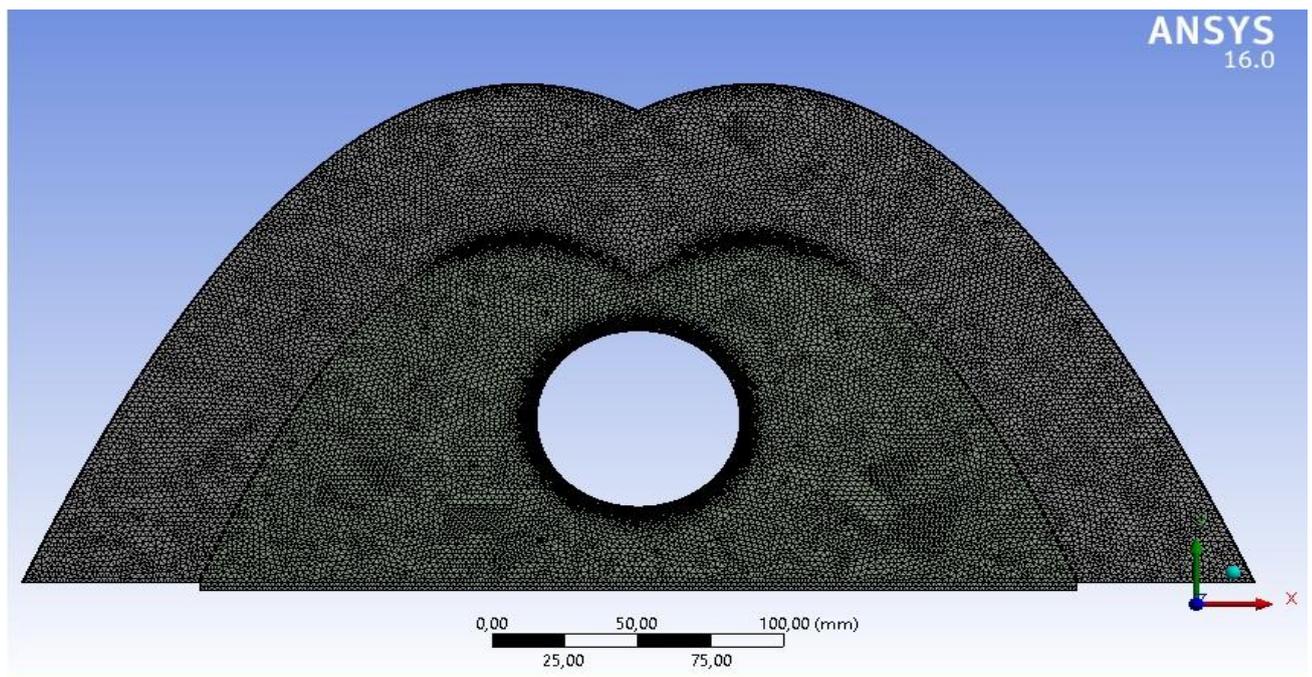


Figure IV.3 : Maillage de l'ensemble formant le récepteur

IV.5.4.1 Caractéristique du maillage :

Type : Triangle, taille maximale de l'élément : $5 \cdot 10^{-3}$, angle de courbure : 1°

IV.5.5 Matériaux :

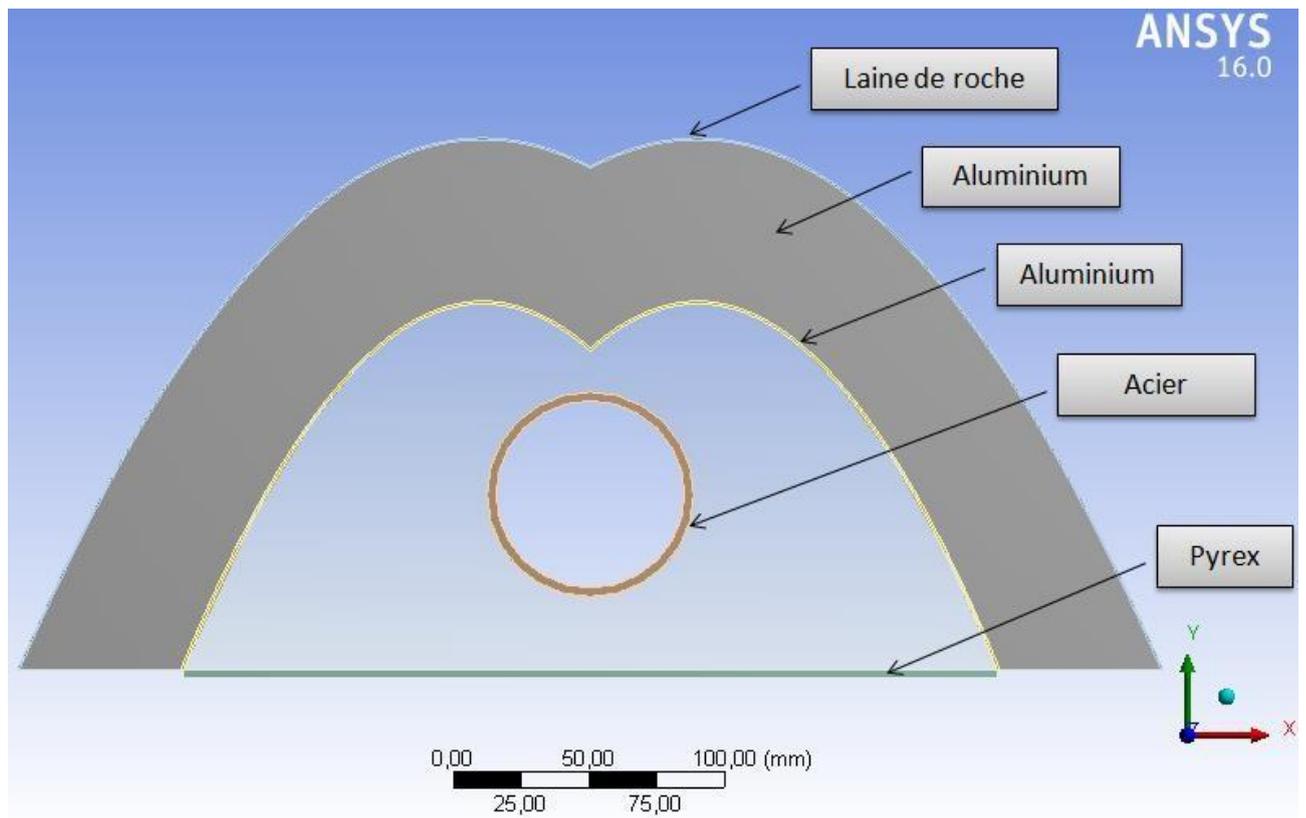


Figure IV.4 : Matériaux de l'ensemble formant le récepteur solaire.

Les conditions géométriques sont les suivantes :

- tube récepteur : acier recouvert d'un coating pour optimiser les propriétés radiatives.
- Vitre : Pyrex
- Réflecteur secondaire : aluminium
- Calorifuge : laine de roche
- Bardage : aluminium

IV.5.5.1 Matériaux des différents composants du capteur :

- L'absorbeur : est composé d'un tube en inox enrobé d'un revêtement « noir » pour absorber au mieux le flux solaire.
- Le réflecteur secondaire : est en aluminium poli.
- L'isolant : est une épaisseur de laine de roche, permet de limiter les déperditions thermiques, sa caractéristique est le coefficient de conductivité; plus il est faible, plus il est isolant. Les principaux matériaux utilisés pour les capteurs thermiques sont la laine de roche et de verre, des mousses de polyuréthane ou encore de la résine de mélamine. On retrouve parfois des isolants plus naturels.
- La vitre : est un verre borosilicate (Pyrex) permet de protéger l'intérieur du capteur contre les effets de l'environnement et d'améliorer le rendement du système par effet de serre et fait aussi effet de barrière convective.

Si l'on souhaite un vitrage efficace, il doit posséder les propriétés suivantes :

- réfléchir le rayonnement lumineux au minimum quelle que soit son inclinaison ;
- absorber le rayonnement lumineux au minimum ;
- avoir une bonne isolation thermique en gardant le rayonnement infrarouge au maximum ;
- résister dans le temps aux effets de l'environnement (pluie, grêle, rayonnement solaire,...) et aux grandes variations de températures.
- Le casing : est en acier galvanisé

Tableau IV.1 : les paramètres géométriques et physiques du récepteur

Eléments	Dimensions	Propriétés physiques
Tube absorbeur	- Diamètre = 0.076 m - Epaisseur = 0.00325 m	- Conductivité thermique = 15.1W/m.K -Émissivité (IR) = 0.20
Réflecteur secondaire	-Type CPC -Epaisseur = 0.001 m	-Conductivité thermique = 237 W/m.K - Émissivité = 0.25
vitre	-Ouverture = 0.3 m -Epaisseur = 0.003 m	- Conductivité thermique = 1.4 W/m.K -Émissivité (IR) = 0.95
Fluide caloporteur		- Densité = 1.225 Kg/m ³ -Chaleur spécifique = 1004 J/Kg.K -Conductivité thermique = 0.026 W/m.K -Viscosité dynamique = 1.00.10 ⁻⁵ Kg/m.s -Nature de l'écoulement : Forcé - Turbulent
Fluide dans la cavité (air)		- Densité = 1.225 Kg/m ³ -Chaleur spécifique = 1004 J/Kg.K -Conductivité thermique = 0.026 W/m.K -Viscosité dynamique = 1.00.10 ⁻⁵ Kg/m.s -Nature de l'écoulement : Naturel

IV.5.6 Conditions aux limites :

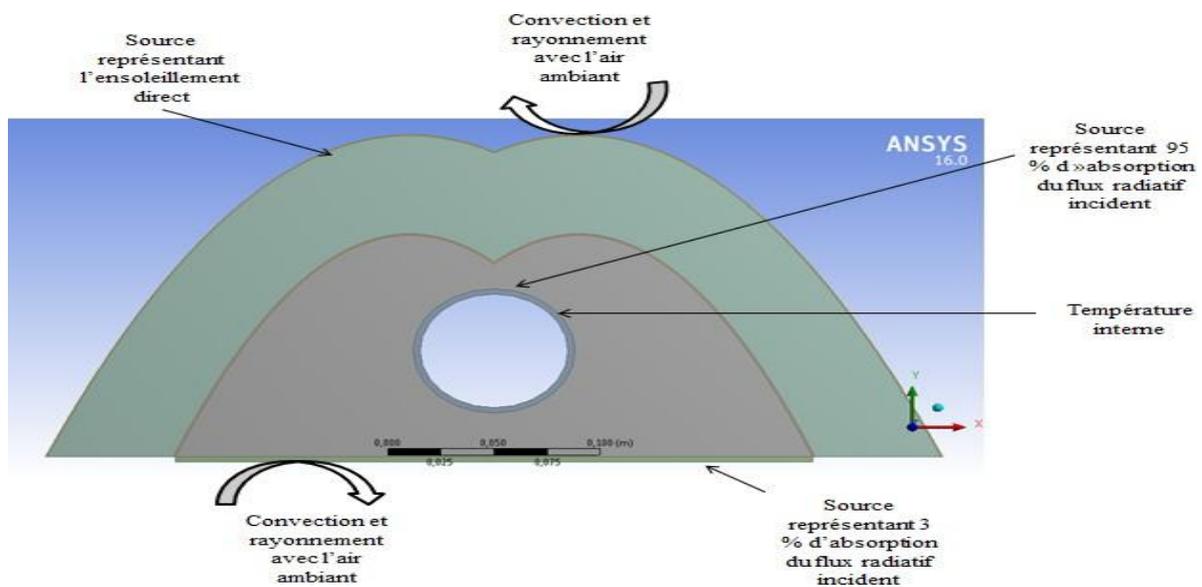


Figure IV.5 : Conditions aux limites

Les conditions limites sont les suivantes :

➤ **Tube récepteur**

On impose sur le volume représentant le tube une source de chaleur uniformément répartie correspondant à 95% du flux radiatif incident (solaire), issue des miroirs de Fresnel.

$$q_{\text{tube}} = (0.95 \cdot I) / e_{\text{tube}} \quad (\text{W/m}^3)$$

Avec : e_{tube} = épaisseur du tube (m)

On impose également la température interne du tube à une valeur comprise dans la plage de fonctionnement du récepteur : [130 °C ; 300 °C].

Sur la surface externe du tube, les échanges convectif et radiatif (IR) sont déterminés par le code de calcul (Fluent).

L'émissivité (IR) du revêtement du tube est prise égale à 0.2.

➤ **Vitre**

On impose sur le volume représentant la vitre une source de chaleur uniformément répartie correspondant à 3% du flux radiatif incident (solaire) ; issu des miroirs de Fresnel.

$$q = (0.03 \cdot I) / e_{\text{vitre}} \quad (\text{W/m}^3)$$

Avec : e_{vitre} = épaisseur de la vitre (m)

Sur la surface de la vitre, les échanges convectif et radiatif (IR) sont déterminés par le code de calcul (Fluent)

L'émissivité (IR) de la vitre est prise égale à 0.95. On ne considère pas de transmission et donc pas d'échange « direct » entre le tube et l'air ambiant.

Sur la surface externe de la vitre, les échanges convectif et radiatif (IR) suivent des lois imposées sous la forme de sous-routines.

$$\text{Pour la convection : } h_{\text{conv}} = \text{Nu}_L \cdot \lambda / L$$

Avec : $L = \text{Air} / \text{Périmètre}$

Et on distingue deux cas :

$$\text{Convection naturelle (} V_{\text{vent}} = 0 \text{ m/s) : } \text{Nu}_L = 0.27 \cdot \text{Ra}_L^{1/4} \quad [38]$$

Convection forcée ($V_{\text{vent}} > 0$ m/s):

$$\text{Pour } \text{Re} < 5 \cdot 10^5 \text{ : écoulement laminaire } \text{Nu} = 0.664 \text{ Pr}^{0.33} \text{ Re}^{0.5}$$

$$\text{Pour } \text{Re} > 5 \cdot 10^5 \text{ : écoulement turbulent } \text{Nu} = \text{Pr}^{0.33} (0.037 \text{ Re}^{0.8} - 871) \quad [39]$$

Pour le rayonnement : $h_{\text{rad}} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_p + T_a) \cdot (T_p^2 + T_a^2)$

Avec :

T_p : température de la paroi externe de la vitre

Et T_a : température de l'air ambiant

Et σ : constante de Stefan – Boltzman ($=5.670 \cdot 10^{-8}$)

Et ε : émissivité (IR) de la vitre ($=0.95$ pour le pyrex)

➤ **Bardage**

On impose sur le volume représentant le bardage une source de chaleur uniformément répartie correspondant au flux solaire directe. Compte tenu de la forme du bardage. On utilisera un flux moyen (I) de 400 W/m^2 pour le cas d'insolation maximale.

$$q_{\text{bardage}} = (I) / e_{\text{bardage}} \text{ (W/m}^3\text{)}$$

Avec e_{bardage} = épaisseur du bardage (m)

Sur la surface interne du réflecteur, les échanges convectifs et radiatifs (IR) sont déterminés par le code. L'émissivité (IR) du réflecteur est prise égale à 0.25.

Sur la surface externe du bardage, les échanges convectif et radiatif (IR) suivent des lois imposées sous la forme de sous-routines.

$$\text{Pour la convection : } h_{\text{conv}} = \text{Nu}_L \cdot \lambda / L$$

Avec : $L = \text{Air} / \text{Périmètre}$

Et on distingue deux cas :

Convection naturelle ($V_{\text{vent}} = 0 \text{ m/s}$) : $\text{Nu}_L = 0.15 \text{ Ra}_L^{1/3}$ [40]

Convection forcée ($V_{\text{vent}} > 0 \text{ m/s}$):

Pour $\text{Re} < 5 \cdot 10^5$: écoulement laminaire $\text{Nu} = 0.664 \text{ Pr}^{0.33} \text{ Re}^{0.5}$

Pour $\text{Re} > 5 \cdot 10^5$: écoulement turbulent $\text{Nu} = \text{Pr}^{0.33} (0.037 \text{ Re}^{0.8} - 871)$ [41]

Pour le rayonnement : $h_{\text{rad}} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_p + T_a) \cdot (T_p^2 + T_a^2)$

Avec : T_p : température de la paroi externe du bardage

T_a : température de l'air ambiante

σ : Constante de Stefan-Boltzmann ($=5.670 \cdot 10^{-8}$)

ε : Émissivité (IR) de le bardage ($=0.25$ pour l'aluminium oxydé ou sablé)

IV.5.7 Conditions de base :

Les conditions dites de base sont les suivantes :

- Après concentration par les miroirs de Fresnel, le flux incident est de 27 kW/m²
- Le flux solaire direct sur le bardage est alors de 400 w/m²
- La température ambiante est de 30 °C

- la vitesse du vent est nulle

Au sein du tube récepteur, la température du fluide caloporteur (eau/vapeur) peut varier de 130°C à l'entrée à 300 °C à la sortie du tube.

Calcul des coefficients convectifs (h)

Vitre :

➤ V=0 m/s (Convection naturelle)

On a : $Nu=0.27*Ra_L^{1/4}$

$$Ra_L=Pr*Gr_c$$

$$Pr=\frac{c_p*\mu}{\lambda}=\frac{1004*1.86*10^{-5}}{0.026}=0.718$$

$$Gr_c=\frac{g*B*\Delta T*L^3}{\nu^2}=\frac{9.81*0.00143*200*0.115^3}{(1.86*10^{-5})^2}=1.23*10^7$$

La longueur caractéristique est égal à : $L=Aire/périmètre$

$$L=(0.3*1)/(2*0.3)+(2*1)$$

$$L=0.115 \text{ m}$$

$$Ra_L=0.718*1.23*10^7=8.83*10^6$$

$$Nu=14.72$$

$$h=\frac{Nu*\lambda}{L}=\frac{14.72*0.026}{0.115}$$

$$h=3.32 \text{ W/m}^2.\text{K}$$

Donc le coefficient convectif au niveau de la vitre est égal à **3.32 W/m².K**

➤ V=18m/s

$$Re=\frac{\rho*L*V}{\mu}=\frac{1.225*0.115*18}{1.52*10^{-5}}=1.66*10^5$$

$Re=1.66*10^5 < 5*10^5$, c'est un écoulement laminaire :

$$Nu=0.664*Pr^{0.33}*Re^{0.5}=0.644*(0.718)^{0.33}*(1.66*10^5)^{0.5}$$

$$Nu=243.06$$

$$h = \frac{243.06 * 0.026}{0.115} = 54 \text{ W/m}^2.\text{K}$$

➤ $V = 26 \text{ m/s}$

$$Re = 2.39.10^5 < 5.10^5$$

$$Nu = 0.664 * Pr^{0.33} * Re^{0.5}$$

$Nu = 271$, donc le coefficient convectif au niveau de la vitre est égal à **65.79 W/m².K**

➤ $V = 38 \text{ m/s}$

$$Re = 3.49.10^5 < 5.10^5$$

$$Nu = 0.644 * Pr^{0.33} * Re^{0.5}$$

$h = 79.5 \text{ W/m}^2.\text{K}$

Bardage :

➤ $V = 0 \text{ m/s}$

$$Nu = 0.15 * Ra_L^{1/3}$$

$$Pr = 0.718$$

$$Gr_c = \frac{9.81 * 0.0143 * 0.193^3 * 100}{(1.86 * 10^{-5})^2}, Gr_c = 2.91 * 10^7$$

$$Ra_L = 2.09 * 10^7, Nu = 41.34, h = 5.56 \text{ W/m}^2.\text{K}$$

➤ $V = 18 \text{ m/s}$

$$Re = \frac{1.225 * 0.193 * 18}{1.52 * 10^{-5}} = 2.78 * 10^5$$

$Re < 5.10^5$ c'est un écoulement laminaire

$$Nu = 0.664 * Pr^{0.33} * Re^{0.5} = 0.664 * (0.718)^{0.33} * (2.78.10^5)^{0.5}$$

$$Nu = 313.84$$

$h = 42.28 \text{ W/m}^2.\text{k}$

➤ $V = 26 \text{ m/s}$

$Re = 4.01.10^5 < 5.10^5$, écoulement laminaire

$$Nu = 0.664 * Pr^{0.33} * Re^{0.5}$$

$$Nu = 376.93$$

$h = 50.78 \text{ W/m}^2.\text{K}$

➤ $V = 38 \text{ m/s}$

$Re = 5.86.10^5 > 5.10^5$, c'est un écoulement turbulent, $Nu = Pr^{0.33} * (0.037 * Re^{0.8} - 871)$

$$Nu = 583.91, h = 78.66 \text{ W/m}^2.\text{K}$$

IV.5.7 Le récepteur thermique :

Le modèle thermique utilisé est basé sur une géométrie classique des récepteurs pour réflecteur linéaire de Fresnel. La configuration considérée est un absorbeur tubulaire, surmonté d'un réflecteur secondaire, formant une cavité fermée par une vitre en partie inférieure. On distingue les éléments suivants :

- le tube cylindrique, dans lequel circule le fluide caloporteur. Sa paroi externe est absorbante. On choisit un matériau sélectif : très absorbant pour le rayonnement solaire et peu émissif dans l'infrarouge, afin de limiter les pertes thermiques.

- le réflecteur secondaire, placé au-dessus du tube. Il réfléchit sur le tube, le rayonnement solaire qui entre dans la cavité. Il augmente ainsi le facteur de concentration de l'optique. L'autre avantage est de mieux répartir la puissance incidente sur le pourtour du tube.

- la vitre, qui ferme la cavité au-dessous. Elle laisse passer le rayonnement solaire, mais bloque le rayonnement infrarouge. Les pertes thermiques sont ainsi réduites.

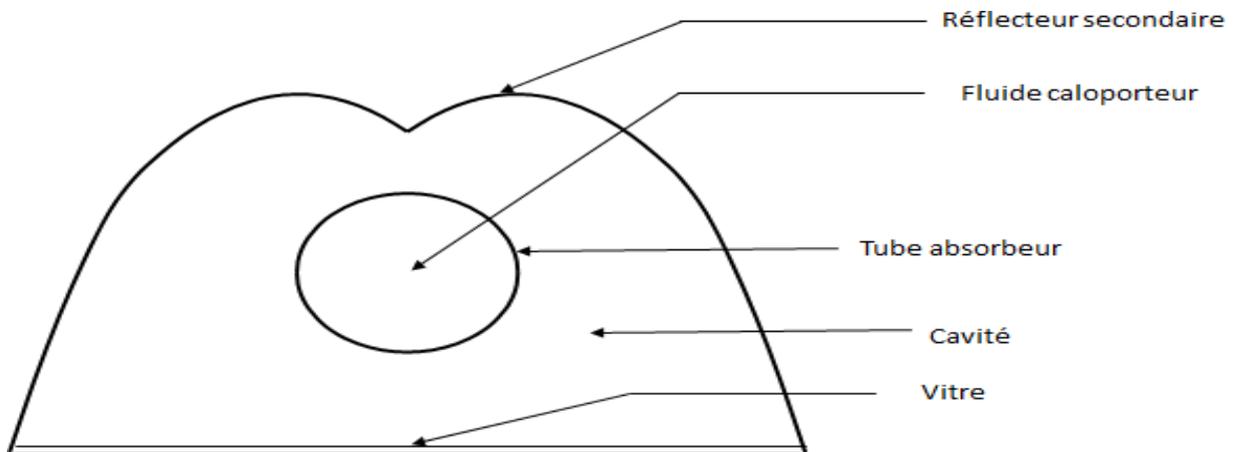


Figure IV.6 : Schéma du récepteur thermique utilisé dans la modélisation

IV.5.8 Modélisation des échanges thermiques dans le récepteur :

Le modèle thermique développé dans cette étude est basé sur le bilan thermique à travers chaque surface du récepteur ; et en tenant compte des différentes modes de transferts de chaleur qui se produisent à l'intérieur et à l'extérieur du récepteur. Le modèle thermique simplifié permet d'évaluer la température sur chaque surface du récepteur. Cela conduit à évaluer le rendement

thermique du récepteur en tenant compte des puissances thermiques radiatives et convectives perdues.

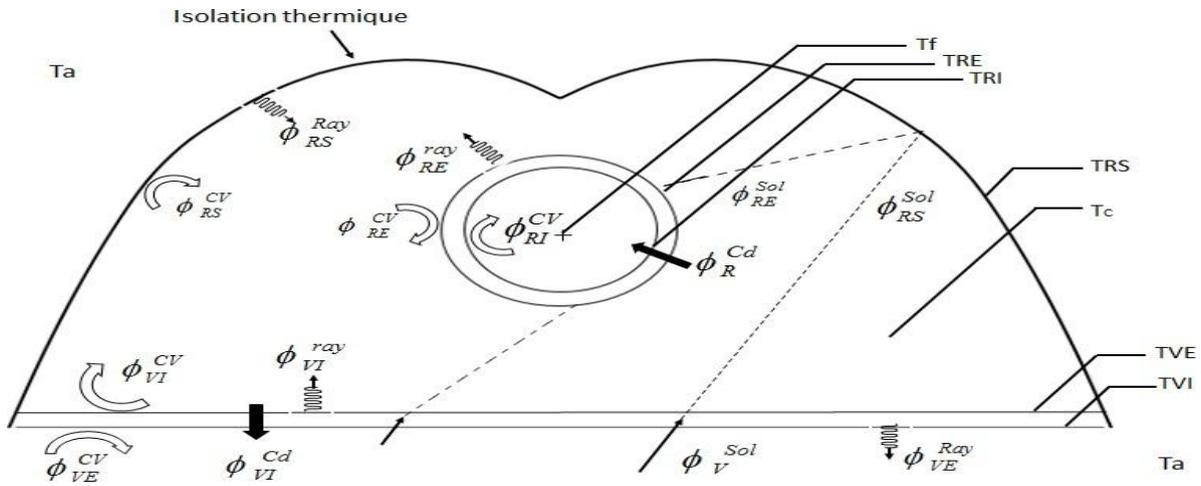


Figure IV.7 : Bilan thermique au niveau du récepteur

Equations du bilan :

- **Au niveau de la surface extérieure de la vitre :**

La surface extérieure de la vitre (que l'on note S_{VE}) reçoit un flux de conduction provenant de la surface intérieure de la vitre. D'autre part, elle échange par rayonnement avec le milieu environnant le flux net $\Phi_{VE \rightarrow amb}^{ray}$:

$$\Phi_V^{Cd} - \Phi_{VE}^{Cv} - \Phi_{VE \rightarrow amb}^{ray} = 0 \tag{1}$$

- **Au niveau de la surface intérieure de la vitre :**

La surface intérieure de la vitre (que l'on note S_{VI}) reçoit un flux de rayonnement provenant de la surface extérieure du récepteur (S_{RE}) et la surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}), soit $\Phi_{RS \rightarrow VI}^{ray}$ et $\Phi_{RE \rightarrow VI}^{ray}$. D'autre part, elle émet aussi par rayonnement vers (S_{RS}) et (S_{RE})

$\Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray}$, perd par conduction à l'intérieure de la vitre le flux Φ_V^{Cd} et aussi par convection avec

l'air de la cavité le flux Φ_{VI}^{Cv} :

$$\Phi_{RS \rightarrow VI}^{ray} + \Phi_{RE \rightarrow VI}^{ray} - \Phi_{\left\{ \begin{matrix} VI \rightarrow RS \\ VI \rightarrow RE \end{matrix} \right\}}^{ray} - \Phi_{VI}^{Cv} - \Phi_V^{Cd} = 0$$

Soit $\Phi_{VI(net)}^{ray}$ le flux net échangé ou perdu par la surface S_{VI} par rayonnement tel que :

$$\Phi_{VI(net)}^{ray} = \Phi_{\left\{ \begin{array}{l} VI \rightarrow RS \\ VI \rightarrow RE \end{array} \right\}}^{ray} - \Phi_{RS \rightarrow VI}^{ray} - \Phi_{RE \rightarrow VI}^{ray}$$

Donc l'équation du bilan final sur la surface intérieure de la vitre s'écrit :

$$\Phi_{VI(net)}^{ray} + \Phi_{VI}^{Cv} + \Phi_V^{Cd} = 0 \quad 2$$

- **Pour l'air de la cavité :**

Le milieu, rempli d'air dans la cavité, échange par convection avec la surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) Φ_{RE}^{Cv} , la surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}) Φ_{RS}^{Cv} ainsi que la surface intérieure de la vitre (S_{VI}) Φ_{VI}^{Cv} :

$$\Phi_{RE}^{Cv} + \Phi_{VI}^{Cv} + \Phi_{RS}^{Cv} = 0 \quad 3$$

- **Au niveau de la surface extérieure du tube récepteur :**

La surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) reçoit un flux radiatif solaire Φ_{RE}^{SOL} , un flux de rayonnement provenant de la surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}) et de la surface intérieure de la vitre (S_{VI}), soit $\Phi_{RS \rightarrow RE}^{ray}$ et $\Phi_{VI \rightarrow RE}^{ray}$. D'autre part, elle émet aussi par rayonnement vers (S_{RS}) et (S_{VI}) $\Phi_{\left\{ \begin{array}{l} RE \rightarrow RS \\ RE \rightarrow VI \end{array} \right\}}^{ray}$, perd par conduction à l'intérieur du tube (dans le gap entre le rayon interne RI et le rayon externe RE du tube) le flux Φ_R^{Cd} et aussi par convection avec l'air de la cavité le flux Φ_{RE}^{Cv} :

$$\Phi_{RE}^{SOL} + \Phi_{VI \rightarrow RE}^{ray} + \Phi_{RS \rightarrow RE}^{ray} - \Phi_{\left\{ \begin{array}{l} RE \rightarrow RS \\ RE \rightarrow VI \end{array} \right\}}^{ray} - \Phi_{RE}^{Cv} - \Phi_R^{Cd} = 0$$

Soit $\Phi_{RE(net)}^{ray}$ le flux net échangé ou perdu par la surface S_{RE} par rayonnement tel que :

$$\Phi_{RE(net)}^{ray} + \Phi_{RE}^{Cv} + \Phi_R^{Cd} = 0$$

Donc l'équation du bilan final sur la surface extérieure du tube s'écrit :

$$\Phi_{RE}^{SOL} - \Phi_{RE}^{Cv} - \Phi_R^{Cd} - \Phi_{RE(net)}^{ray} = 0 \quad 4$$

- **Au niveau de la surface intérieure du réflecteur secondaire:**

La surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}) reçoit un flux de rayonnement provenant de la surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) et de la surface intérieure de la vitre (S_{VI}), soit $\Phi_{RE \rightarrow RS}^{ray}$ et $\Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray}$.

D'autre part, elle émet aussi par rayonnement vers (S_{RE}) et (S_{VI}) $\Phi_{\left\{ \begin{smallmatrix} RS \rightarrow RE \\ RS \rightarrow VI \end{smallmatrix} \right\}}^{ray}$, et perd par convection avec l'air de la cavité le flux Φ_{RS}^{Cv} (les pertes par conduction sont négligées à l'intérieur du réflecteur secondaire) :

$$\Phi_{RE \rightarrow RS}^{ray} + \Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray} - \Phi_{\left\{ \begin{smallmatrix} RS \rightarrow RE \\ RS \rightarrow VI \end{smallmatrix} \right\}}^{ray} - \Phi_{RS}^{Cv} = 0$$

Soit $\Phi_{RS(net)}^{ray}$ le flux net échangé ou perdu par la surface S_{SR} par rayonnement tel que :

$$\Phi_{RS(net)}^{ray} = \Phi_{\left\{ \begin{smallmatrix} RS \rightarrow RE \\ RS \rightarrow VI \end{smallmatrix} \right\}}^{ray} - \Phi_{RE \rightarrow RS}^{ray} - \Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray}$$

L'équation du bilan final sur la surface intérieure du réflecteur secondaire s'écrit :

$$\Phi_{RS(net)}^{ray} + \Phi_{RS}^{Cv} = 0 \quad 5$$

- **Au niveau de la surface intérieure du tube récepteur :**

La surface intérieure du tube absorbeur (S_{RI}) reçoit un flux de conduction en provenance de la surface extérieure du tube (S_{RE}) Φ_R^{Cd} et échange par convection avec le fluide caloporteur le flux Φ_{RI}^{Cv}

$$\Phi_R^{Cd} - \Phi_{RI}^{Cv} = 0 \quad 6$$

Nous disposons de 6 équations avec 7 inconnues : T_{VE} , T_{VI} , T_C , T_{RS} , T_{RE} , T_{RI} et T_f . Une autre équation est nécessaire pour résoudre le problème. Il s'agit de l'équation d'énergie dans le fluide caloporteur. Le flux de chaleur reçu par le fluide de la part du tube absorbeur est défini par :

$$\Phi_{RI}^{Cv} = m_f C_P (T_f - T_{f,i}) \quad 7$$

Les différents rendements de la centrale

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

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

$$\eta_{optique} = \frac{P}{DNI.S}$$

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

- Le rendement optique du récepteur : C'est le rapport entre la puissance totale absorbée par le tube p_a et le flux solaire entrant par la vitre $\eta_{optique.récepteur} = \frac{P}{\Phi_{Vitre}}$

Avec : Φ_{Vitre} est le flux solaire qui rentre par la vitre issu des miroirs de Fresnel.

Par exemple un rendement optique du récepteur égale à 100% veut dire que tous les rayons qui rentrent par la vitre sont absorbés par le tube (on n'aura pas de pertes optiques)

- Le rendement thermique du récepteur : c'est le rapport entre la puissance thermique transmise au fluide caloporteur p_{fluide} , ou l'énergie utile et la puissance totale absorbée par le tube p_a .

$$\eta_{thermique} = \frac{P_{fluide}}{P_a}$$

- Energie utile : c'est la puissance thermique transmise au fluide caloporteur

$$Q = m_f C_P (T_{sortie} - T_{entrée})$$

- Rendement solaire \rightarrow thermique : c'est le produit entre le rendement optique et le rendement thermique

$$\eta_{solaire \rightarrow thermique} = \eta_{optique} \cdot \eta_{thermique}$$

La figure représente un schéma électrique équivalent des échanges thermiques au niveau du récepteur :

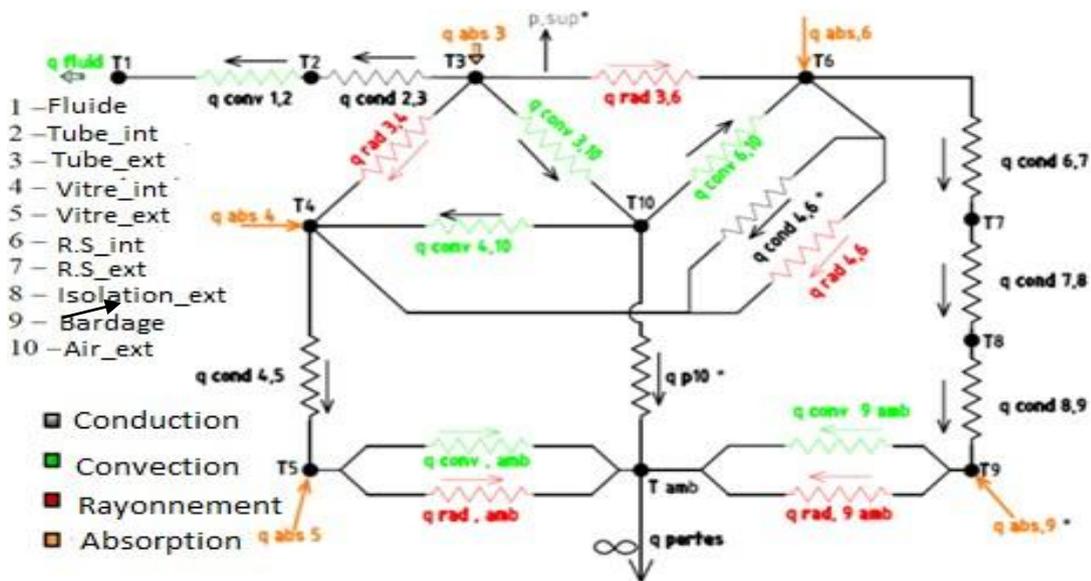


Figure IV.8 : L'analogie électrique/thermique des échanges thermiques dans le récepteur

Au niveau de T3 : on absorption du flux solaire incident

T3 → T2 : Échange conductif (tube ext → tube int)

T2 → T1 Échange convectif (convection avec la HTF)

T3 → T4 Échange radiatif (tube → vitre int)

T4 → T5 Échange convectif (vitre int → vitre ext)

T3 → T6 Échange radiatif (tube → réflecteur secondaire)

T3 → T10 Échange convectif (tube → air cavité)

T10 → T4 Échange convectif (air de cavité → vitre int)

T10 → T6 Échange convectif (air de cavité → réflecteur secondaire)

T5 → (convection, rayonnement) → vitre avec l'air ambiant

T9 → (convection, rayonnement) → bardage avec l'air ambiant

T6 → T7 → T8 → T9 → conduction :

réflecteur secondaire int → réflecteur secondaire ext

réflecteur secondaire ext → Isolant

Isolation → Bardage

T9 → ambiance -rayonnement entre le bardage et l'Ambiance

- convection entre le bardage et l'ambiance

q 10 → transmission entre le tube et l'air ambiant a traves l'air de la cavité et la vitre

q sup * → transmission entre le tube et l'air ambiant a travers le réflecteur secondaire

q abs 3 : q solaire reçu (absorption)

- q abs 6 : : q solaire → flux solaire
- q abs 9 : : q solaire → flux solaire
- q abs 5 : q solaire reçu (absorption)

IV.6 Résultats :

IV.6.1 Conditions de base :

Les conditions dites de base sont les suivantes :

- Après concentration par les miroirs de Fresnel, le flux incident est de 27 Kw/m²
- Le flux solaire direct sur le bardage est alors de 400 w/m²
- La température ambiante est de 30 °C
- la vitesse du vent est nulle

Au sein du tube récepteur, la température du fluide caloporteur (eau/vapeur) peut varier de 130°C à l'entrée à 300 °C à la sortie du tube.

Température interne du tube à 130°C

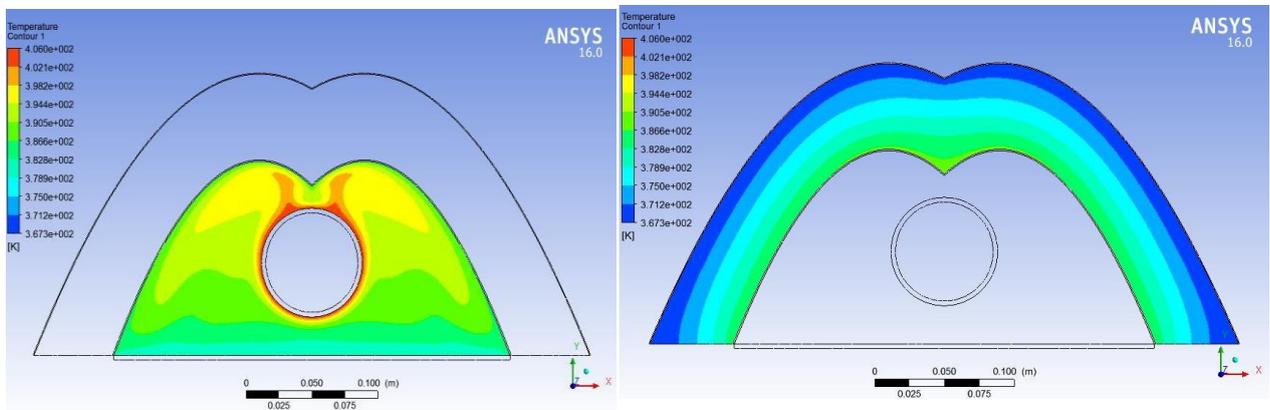


Figure IV.9 : distribution des températures par zones T =130 °C

Tableau IV.2 : Température interne du tube a T =130°C

	T min (°C)	T moy (°C)	T max (°C)
Tube	130	132	133
Vitre	105	106	107
Bardage	94	95	96

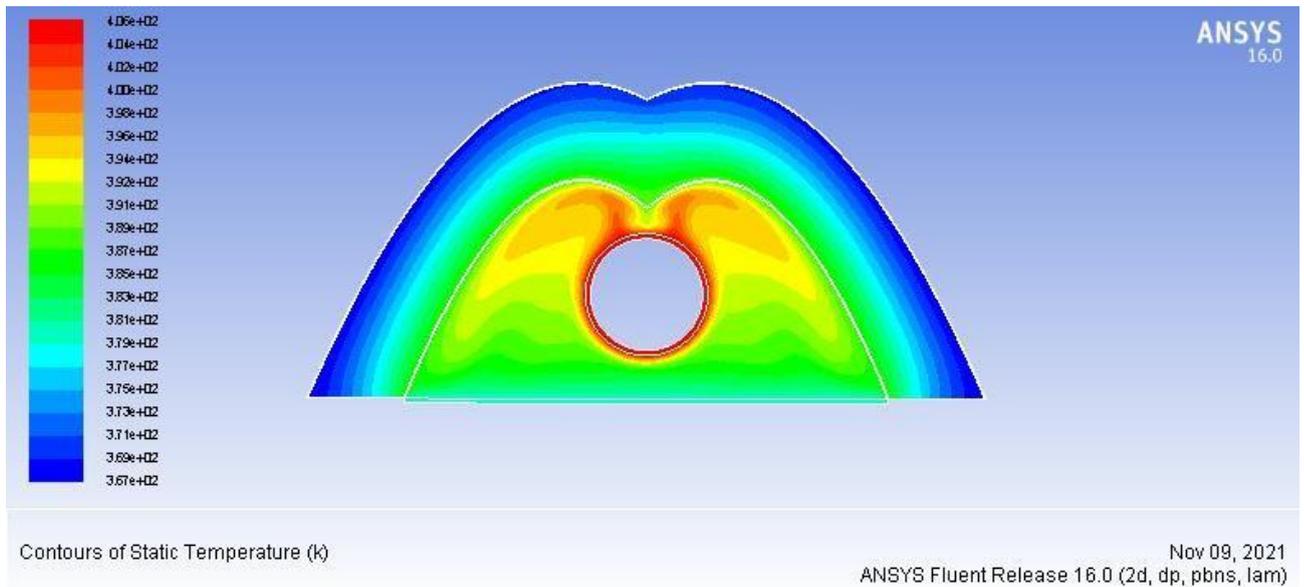


Figure IV.10 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-130 °C-champ de températures dans les solides et le fluide

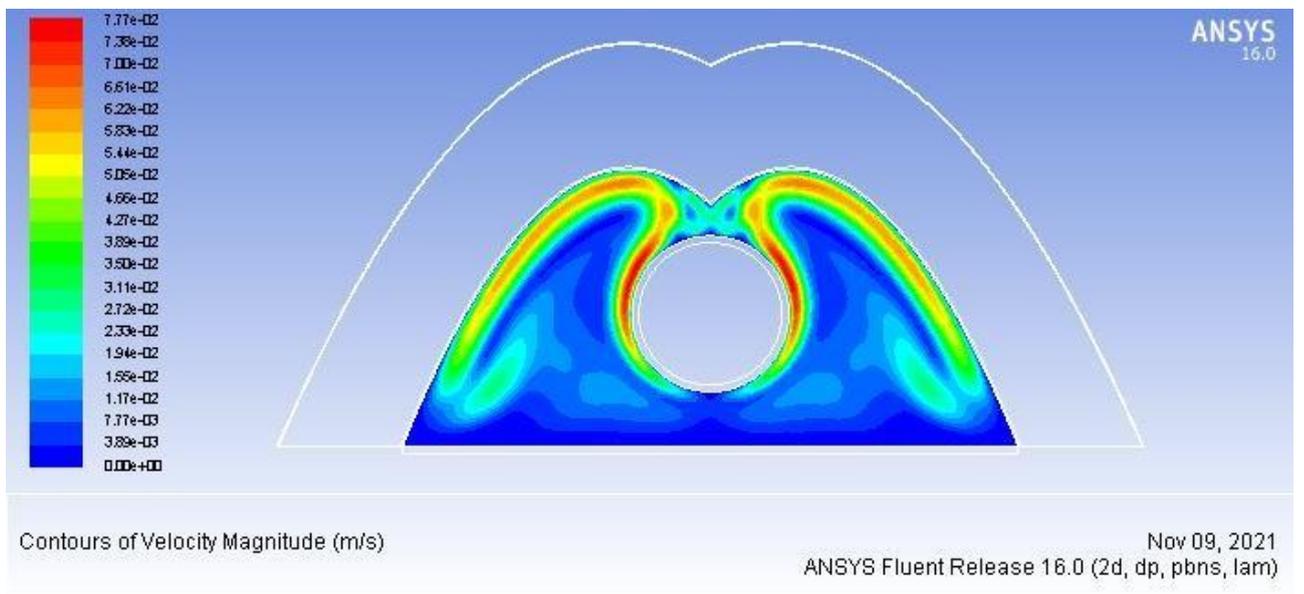


Figure IV.11 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-130°C-champ de vitesses dans le fluide

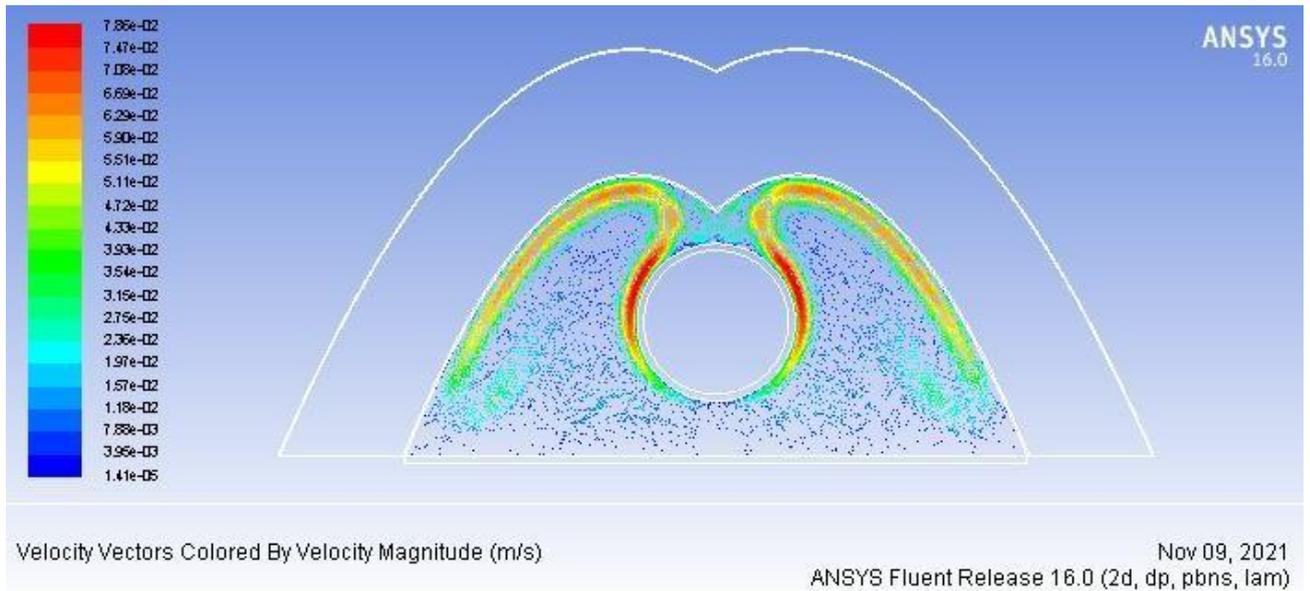


Figure IV.12 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-130 °C- lignes de courant dans le fluide

D’après les résultats obtenus on remarque que le profil est stratifié, où l’air chaud stagne en haut de la cavité et l’air froid se concentre au niveau de la vitre. En observant les vecteurs vitesses, on remarque la présence d’une cellule de convection au niveau des parois due à la différence de température entre la paroi en aluminium et le tube absorbeur. Néanmoins, la convection à l’intérieur de la cavité joue un rôle mineur dans les pertes thermiques. Notons qu’au niveau de la paroi externe du tube, les pertes convectives et radiatives sont du même ordre de grandeur.

Tableau IV.3 : Température interne du tube à T= 300 ° C

	T min (°C)	T moy (°C)	T max (°C)
Tube	300	302	303
Vitre	146	148	150
Bardage	132	134	135

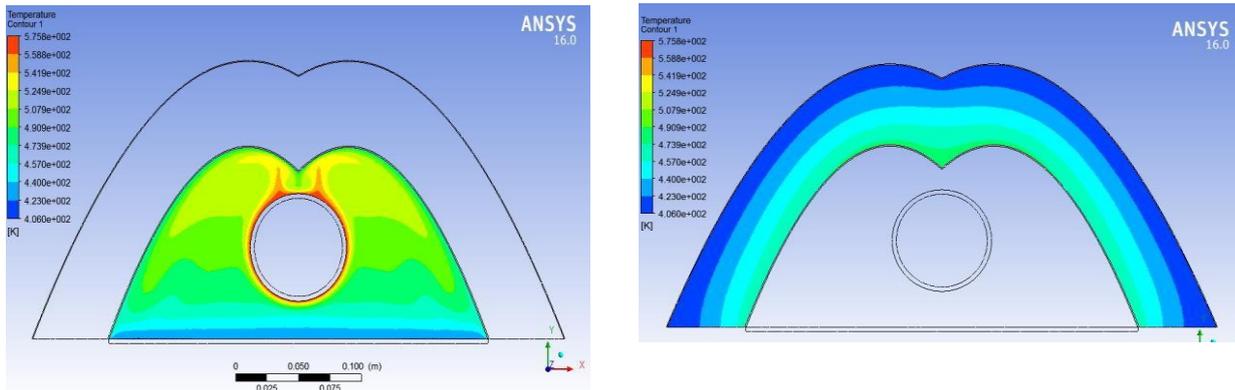


Figure IV.13 distribution des températures par zones à T =300 °C

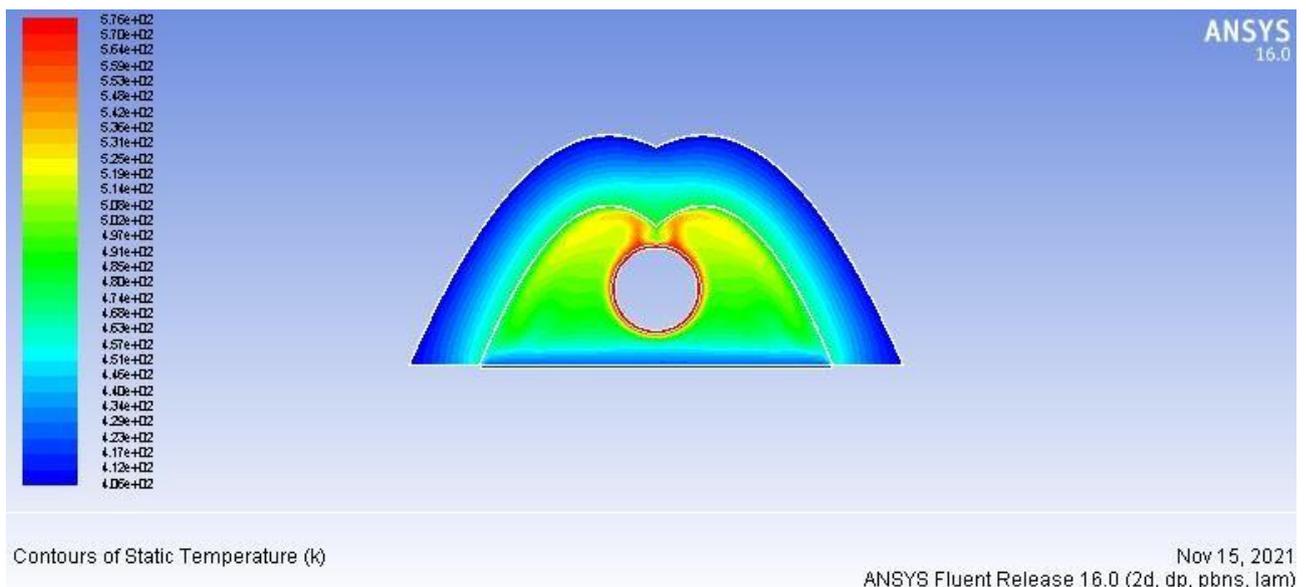


Figure IV.14 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-300 °C-champ de températures dans les solides, et le fluide.

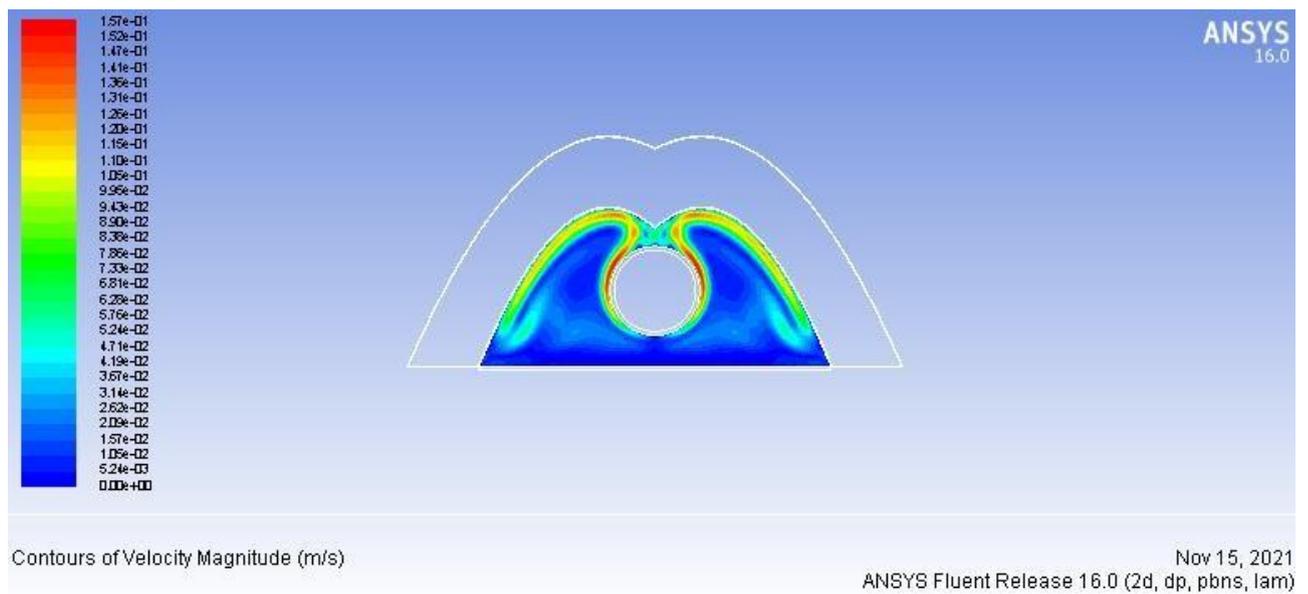


Figure IV.15 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-300 °C-champ de vitesses dans le fluide

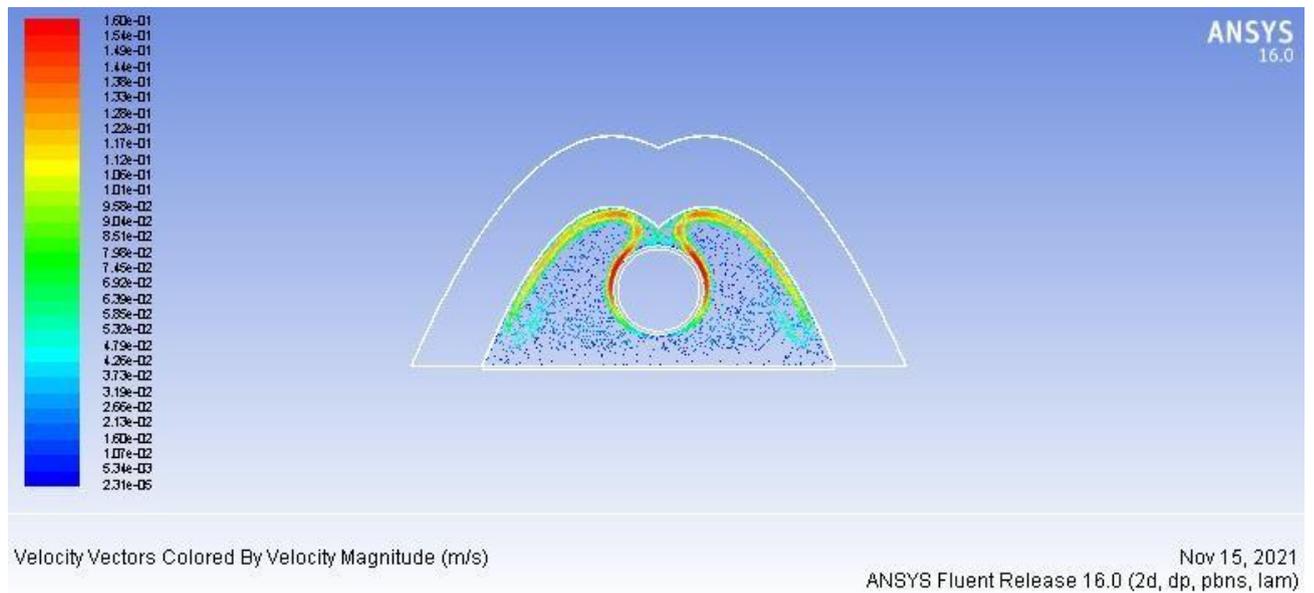


Figure IV.16: [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-300 °C- lignes de courant dans le fluide.

D'après les résultats obtenus on remarque que le profil est stratifié, où l'air chaud stagne en haut de la cavité et l'air froid se concentre au niveau de la vitre. En observant les vecteurs vitesses, on remarque la présence d'une cellule de convection au niveau des parois due à la différence de température entre la paroi en aluminium et le tube absorbeur. Néanmoins, la convection à l'intérieur de la cavité joue un rôle mineur dans les pertes thermiques.

Notons cette fois qu'au niveau de la paroi externe du tube, les pertes radiatives sont plus importants que les pertes convectives.

IV.6.2 Etude paramétrique :

Afin d'étudier le comportement thermique de notre récepteur, nous avons effectué une étude paramétrique dans laquelle on a évalué les différents échanges thermiques pour les différents éléments du récepteur à savoir : tube, vitre, bardage. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures suivantes :

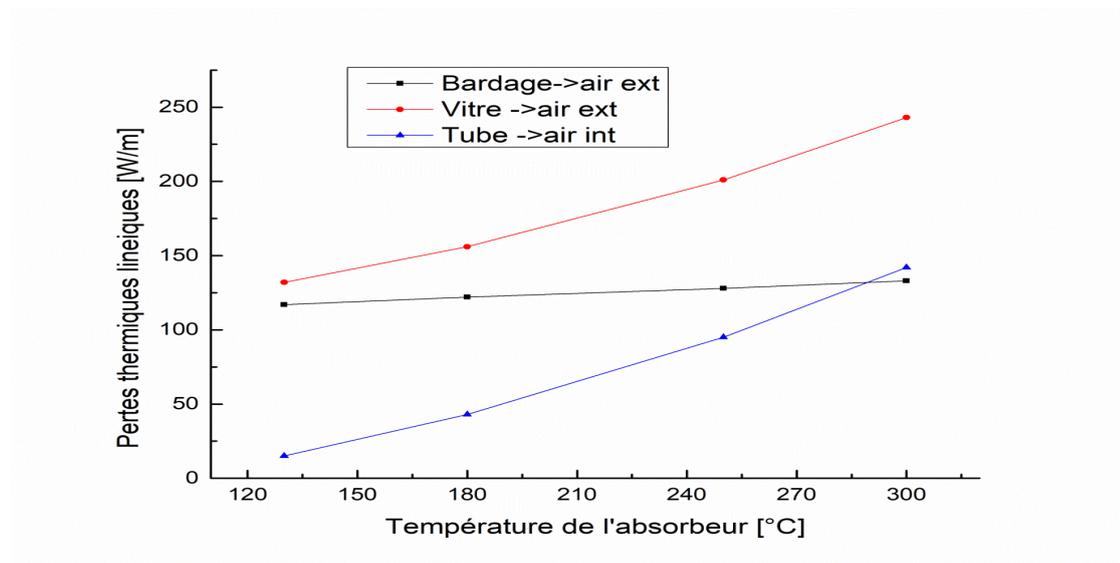


Figure IV.17 : Pertes thermiques linéiques globales du tube

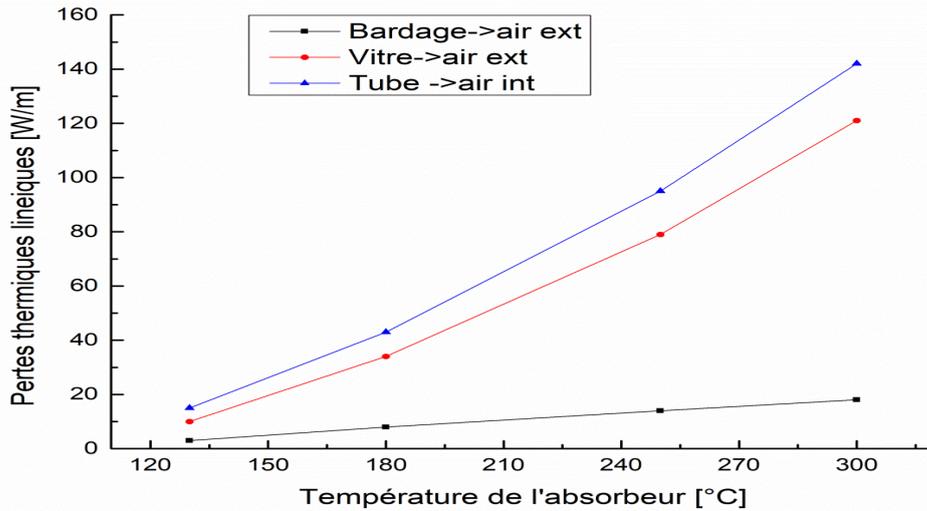


Figure IV.18 : pertes thermiques linéiques du tube

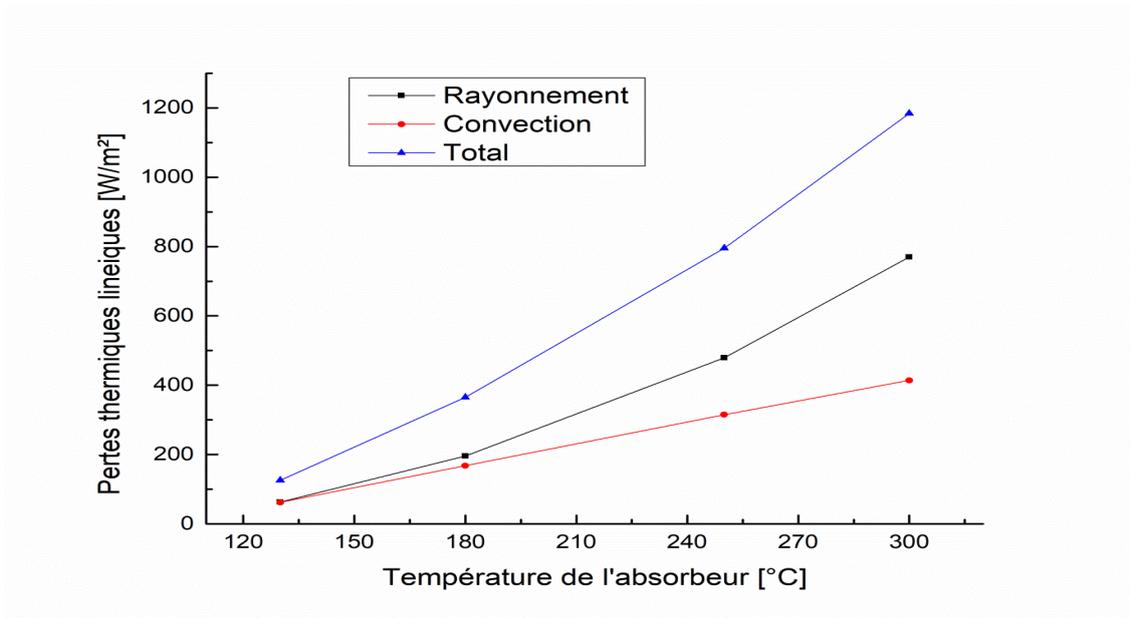


Figure IV.19 : pertes convectives et radiatives du tube

D'après ces figures on peut constater que la plus grande partie des pertes de tube se fait par la vitre, et on peut constater aussi que les pertes radiatives dominent les pertes convectives pour des températures supérieures à 180°C, cela est dû à l'émissivité de l'absorbeur dans l'infrarouge. Afin de connaître l'influence du flux solaire direct reçu par le bardage sur les pertes du tube, nous avons réalisé une série de simulation en désactivant la source appliquée sur le bardage. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures suivantes :

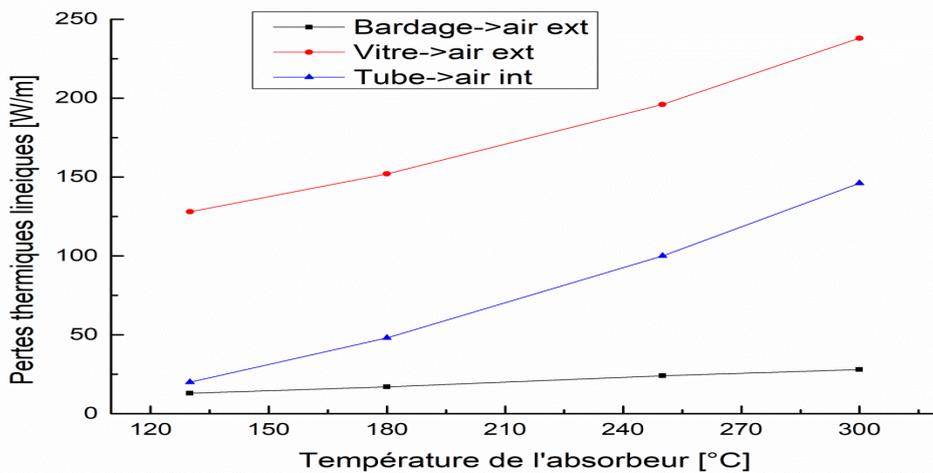


Figure IV.20 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage

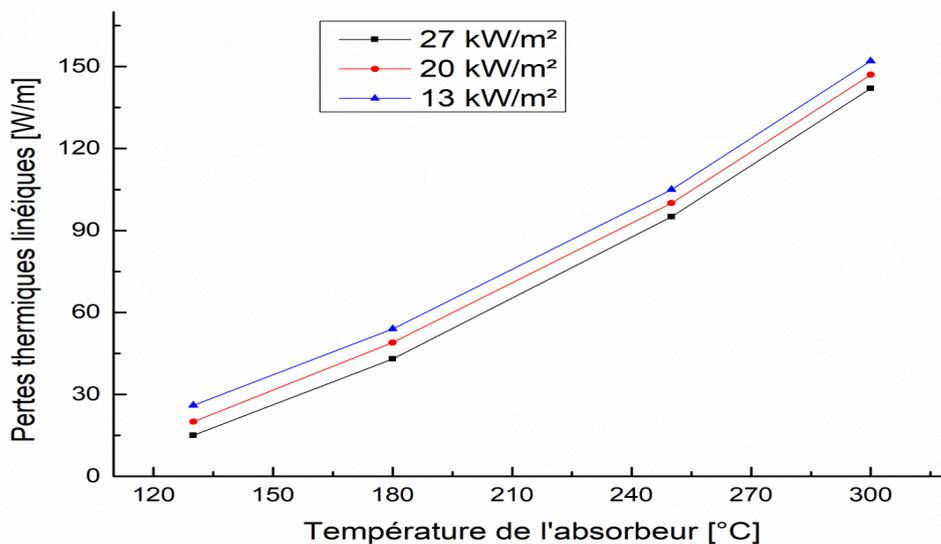


Figure IV.21 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage

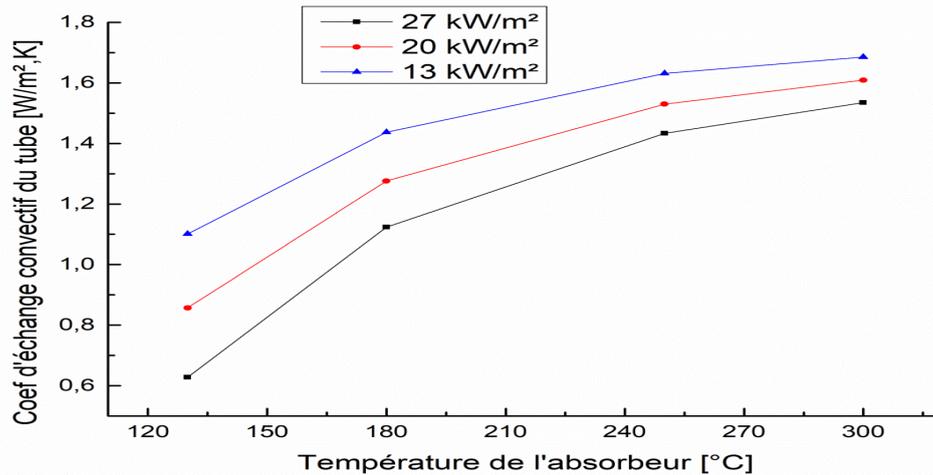


Figure IV.22 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage.

D'après les résultats on remarque que les pertes au niveau du bardage sont diminuées, par contre au niveau de la vitre elles sont plus faible, au niveau du tube elles sont légèrement plus grandes, alors pas de grandes influence sur les pertes thermiques du tubes.

On peut constater aussi que les pertes radiatives dominent les pertes convectives pour des températures supérieures à 180°C, cela est dû à l'émissivité de l'absorbeur dans l'infrarouge.

Influence du flux radiatif incident :

Pour savoir l'influence du flux radiatif incident, nous avons varié le flux radiatif incident issu des miroirs de Fresnel de 13 à 27 kW/m²

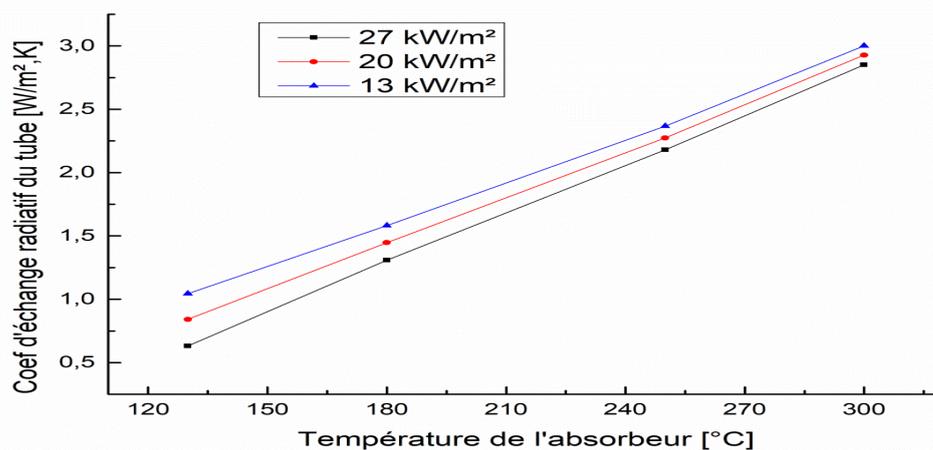


Figure IV.23 : pertes thermiques linéiques du tube

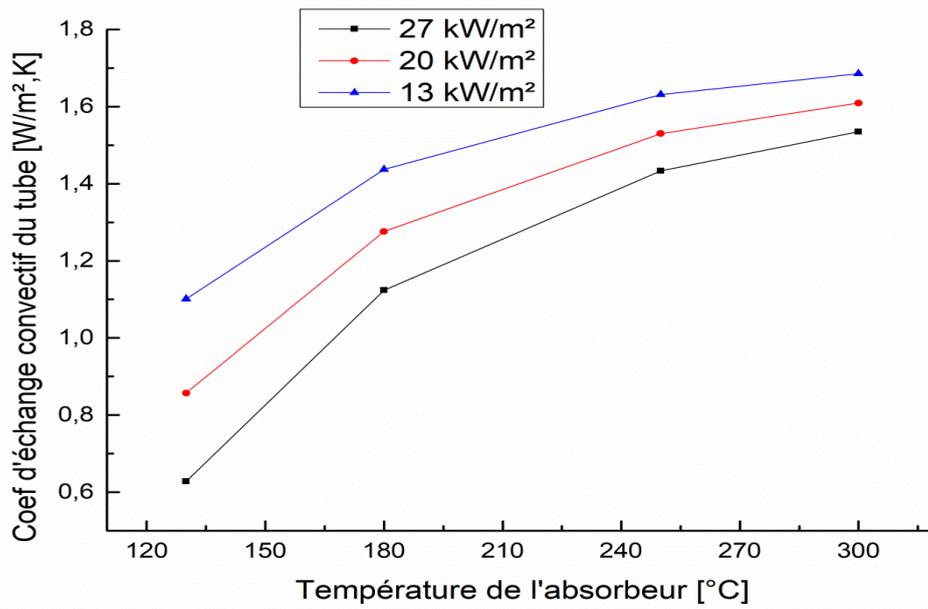


Figure IV.24 : coefficient d'échange convectif du tube

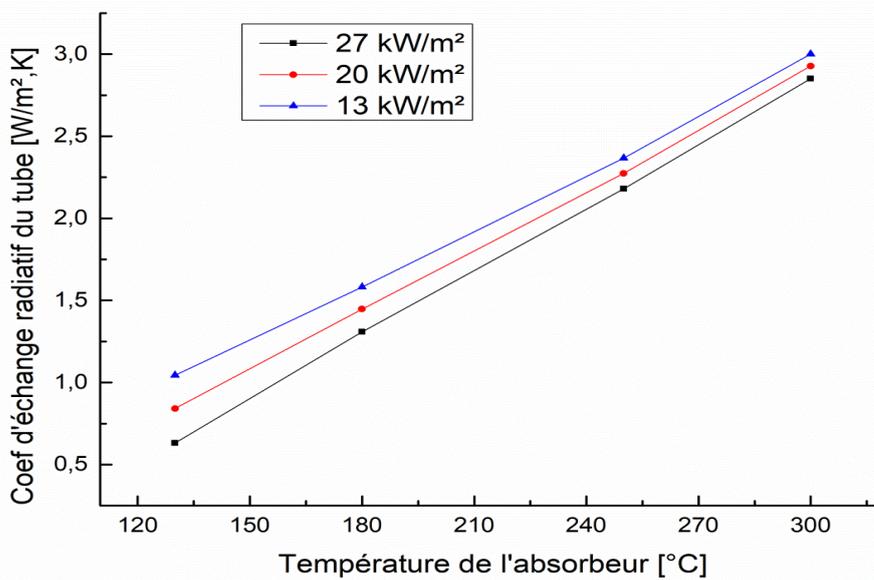


Figure IV.25 : coefficient d'échange radiatif du tube

D'après les résultats obtenus, on peut constater que plus de flux incident est faible, plus les pertes au niveau de tube sont importantes, d'autre part, l'écart entre les pertes reste presque constant quelle que soit la température du tube.

Nous avons fait varier la température ambiante entre 0 et 30°C afin de voir l'influence de ce paramètre sur les pertes thermiques de tube, les résultats obtenus sont illustrées dans les figures ci-dessous :

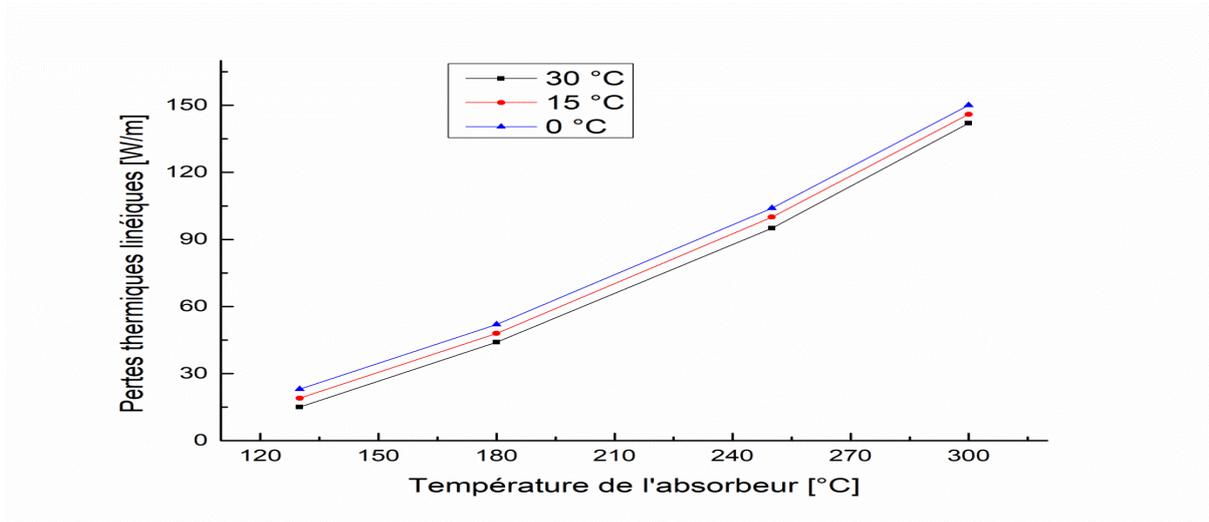


Figure IV.26 : pertes thermiques linéiques du tube

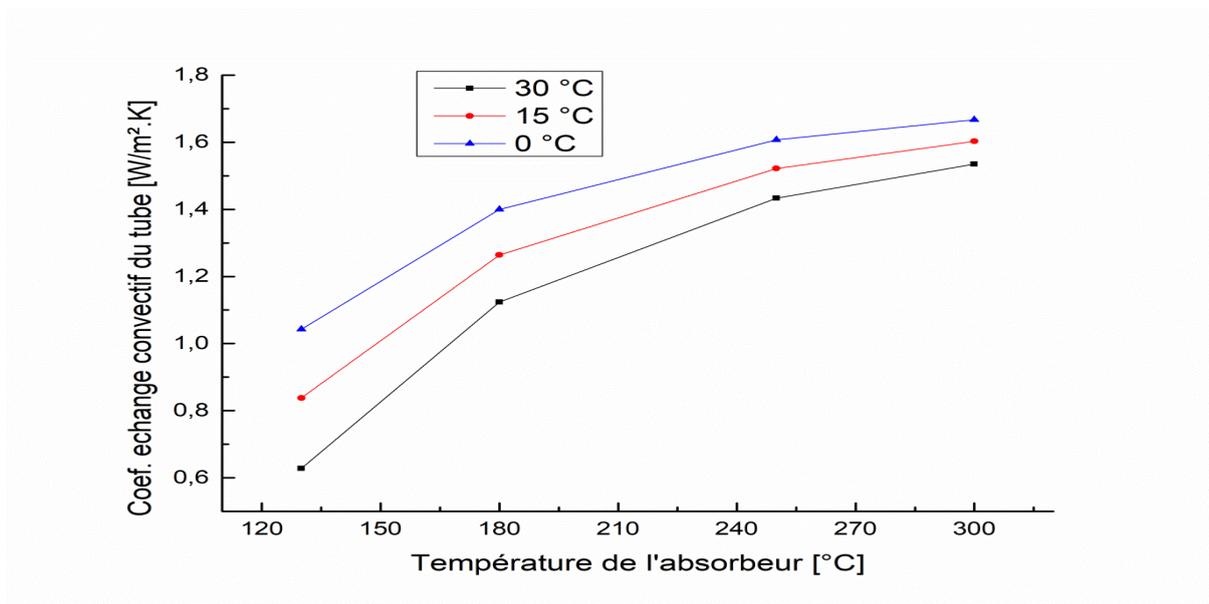


Figure IV.27 : coefficient d'échange convectif du tube

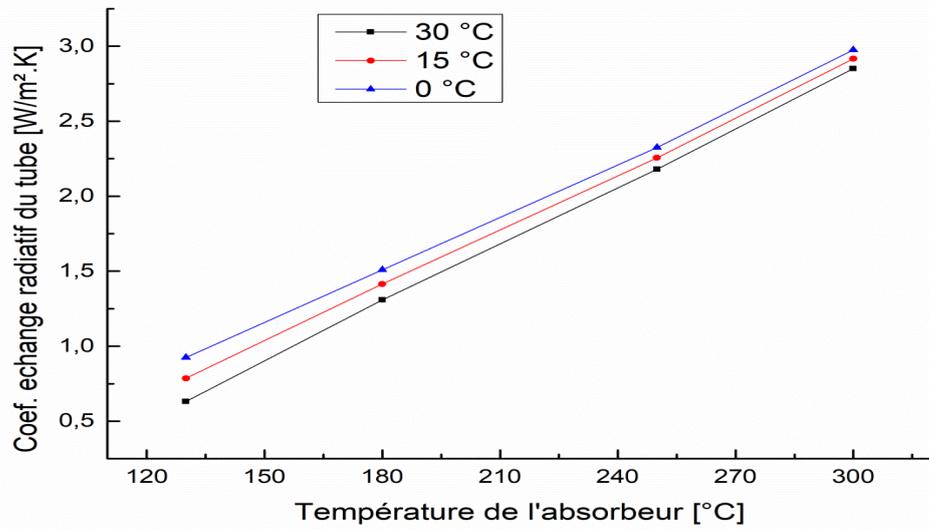


Figure IV.28 : coefficient d'échange radiatif du tube

D'après ces résultats on constate que pour une même température du tube, plus la température ambiante n'est faible, plus les pertes au niveau du tube ne sont importantes. Concernant le coefficient d'échange convectif, on constate que pour une même température du tube, plus la température ambiante n'est faible, plus le coefficient d'échange convectif n'est important.

Nous avons fait varier la vitesse du vent entre 0 et 38m/s afin de voir l'influence de ce paramètre sur les pertes thermiques de tube, les résultats obtenus sont illustrées dans les figures ci-dessous :

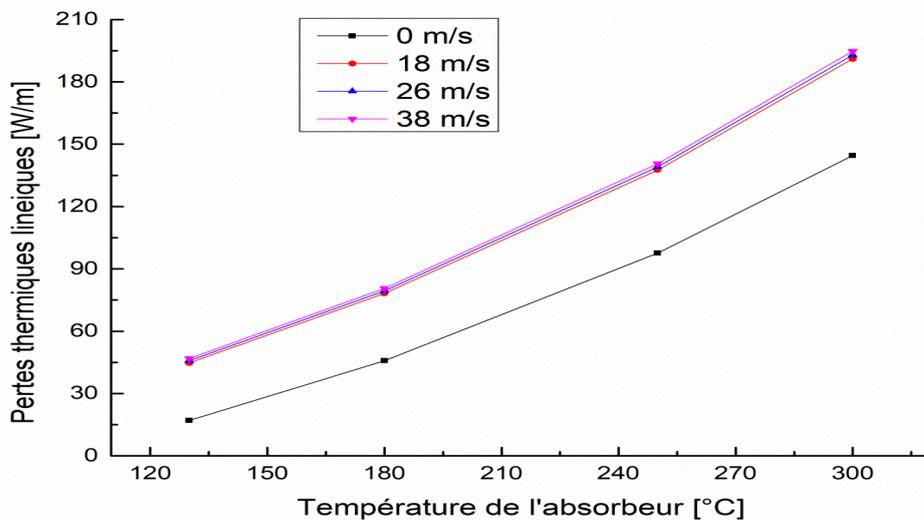


Figure IV.29 : pertes thermiques linéiques du tube

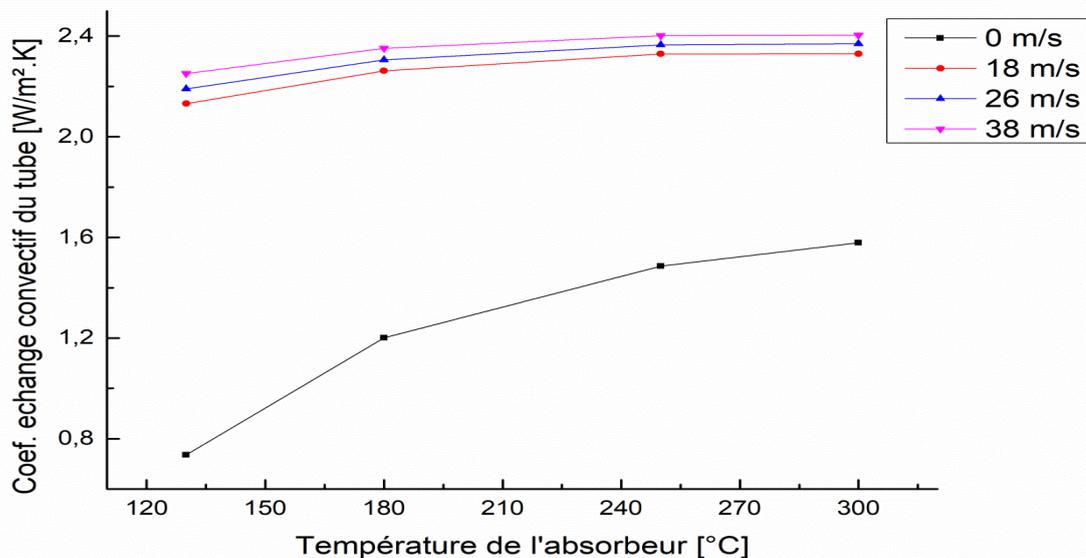


Figure IV.30 : coefficient d'échange convectif du tube

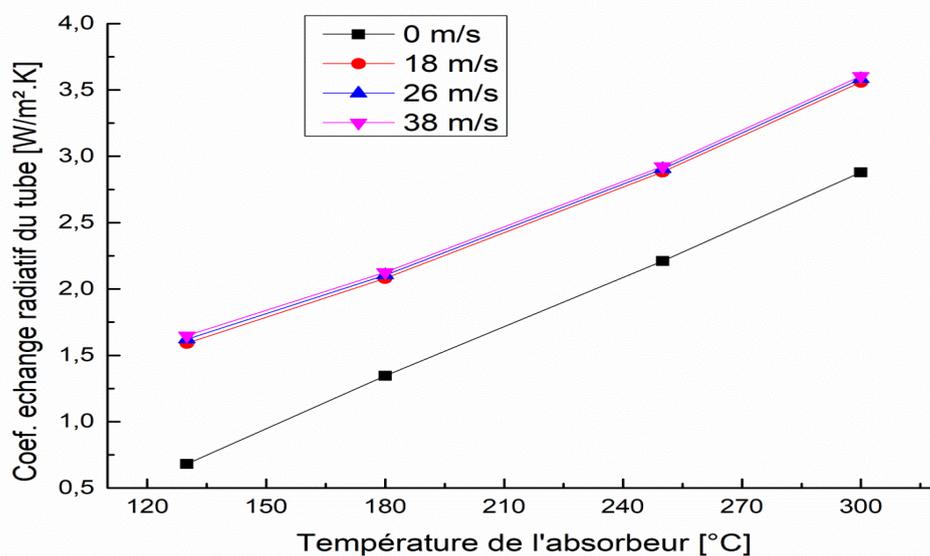


Figure IV.31 : coefficient d'échange radiatif du tube

D'après ces résultats on constate que pour une même température du tube, plus la vitesse du vent est grande, plus les pertes au niveau du tube sont importantes.

Concernant le coefficient d'échange convectif, on constate que pour une même température du tube, plus la vitesse du vent est grande, plus le coefficient d'échange convectif est important, cela à cause de l'air qui circule au-dessous de l'absorbeur.

IV.7 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons effectué une modélisation 2D de notre récepteur thermique à concentrateur linéaire de Fresnel, dans le modèle développé nous avons modélisé tous les éléments du récepteur où un modèle thermo-fluidique complet a été développé. Les résultats obtenus ont démontrés que les pertes sont essentiellement radiatives et qu'elles se réalisent par le biais de la vitre.

Une modélisation en 3D du récepteur pourrait être réalisée afin de déterminer la convection dans la cavité le long du tube récepteur.

Conclusion Générale

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Ce travail consistait à présenter une analyse thermique d'un récepteur thermique d'une centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel, et cela à travers un model thermo-fluidique qui permet de déterminer les différentes performances thermiques du récepteur.

Pour atteindre cet objectif, nous avons suivis les démarches suivantes :

Pour le premier chapitre, l'acteur principal du travail est le rayonnement solaire, nous avons introduit quelques définitions et généralités astronomiques, nous avons présenté les applications de l'énergie solaire et les différentes technologies permettant de produire de la chaleur et l'électricité.

Dans le deuxième chapitre nous avons présenté la technologie et les composantes de base d'une centrale CSP, ainsi que les techniques de l'hybridation de stockage thermique.

Dans le troisième chapitre nous avons présenté l'état des concentrateurs de Fresnel en présentant les différentes pertes optiques qui influent sur les performances de ce dernier, et on a terminé par quelques travaux de recherches publiés dans le domaine des LFR

Et enfin, dans le quatrième chapitre une simulation des transferts thermique en utilisant le logiciel ANSYS a été effectuée afin de déterminer les différentes pertes thermiques dans le récepteur (convectives et radiatives) et cela dans les différents éléments du récepteur (tube, vitre, et bardage). La distribution de la température dans l'absorbeur, les pertes thermiques (linéique, globales) ont été déterminées, analysées et discutées.

Références :

- [1] <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015894> consulté en juillet 2021.
- [2] A, Mefti; M, Y, bouroubi; H, Mimouni. Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N°2, p 12, décembre. (2002).
- [3] B. Grange: « Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE », thèse de doctorat, Université de Perpignan, 2012.
- [4]. François Nepveu, "Production décentralisée d'électricité et de chaleur par système parabole Stirling : Application au système EURODISH", Thèse de doctorat, université de Perpignan, 2008.
- [5] J. Bernard, Energie solaire; Calcul et Optimisation. Ellipses Edition Marketing S. A. Paris (2004).
- [6] P. H. Communay, Héliothermique Le gisement solaire Méthodes et calculs. Groupe de Recherche et d'Édition France (2002).
- [7] M. Salmi « Contribution à la quantification de l'irradiation solaire globale en Algérie et applications aux générateurs photovoltaïques ».Thèse de doctorat, Université de de SÉTIF, 2012.
- [8] <https://teleensm.ummtto.dz/course/view.php?id=776>
- [9] M, Capderou. Atlas solaire de l'Algérie, O.P.U, Alger. (1985).
- [10] N.yamani, « simulation des performances d'une centrale à tour. etude comparative de deux configurations d'absorbeurs » master, umbb, 2011.
- [11] F. Tied, C. Schilings, M. o Sullivan, T. Pregger, C. Hoyer-klick. "Global potential of concentrating solar power". German aerospace center (DLR) 2009.

[12] Capteurs & centrales a concentrations resume notions de cours & technologies copyrights © pr. rabah dizene (mai 2021) lmesc – usthb / faculté de génie mécanique & génie des procédés

[13] Pierre Garcia. Thèse : outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamique du futur. Perpignan : France, 2007.

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

[15] Quoilin Sylvain, Ingénieur civil électromécanicien/énergéticien « les centrales solaires à concentration » Mai 2007.

[16] Pablo González Gascón y Marín, Guillermo Gómez Fontecha, Ole Geisen, LES TOURS SOLAIRES « Deux approches pour utiliser l'énergie du soleil », énergies renouvelables, ENSTA paristech.

[17] Michel Berkowicz, Futura, MAISON La centrale solaire thermodynamique à tour Dossier - L'électricité solaire, une énergie rayonnante.

[18] www.industrial-solar.de/technologies/fresnel-collector/ vu le 01-10-2021.

[19] Zhu G. New adaptive method to optimize the secondary reflector of linear Fresnel collectors. Sol Energy 2017;144:117–26. doi:10.1016/j.solener.2017.01.005.

[20] Silvi C. The pioneering work on linear Fresnel reflector concentrators (LFCs) in Italy. Proc SolarPACES 2009.

[21] Gunther M, Joemann M, Csambor S, Guizani A, Kruger D, Hirsch T. Linear fresnel technology. Adv CSP Teach Mater Enermena 2011.

[22] Duffie JA, Beckman WA. Solar engineering of thermal processes. Hoboken: Wiley; 2013.

- [23] Singh PL, Sarviya RM, Bhagoria JL. Thermal performance of linear Fresnel reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers. *Appl Energy* 2010;87:541–50. doi:10.1016/j.apenergy.2009.08.019.
- [24] Sharma V. Hourly and Monthly Variation in Shading and Blocking of Aperture Area in a Linear Fresnel Reflector Field. *Energy Procedia* 2014;48:233–41. doi:10.1016/j.egypro.2014.02.028.
- [25] DiGrazia MJ, Jorgensen G, Gee R, Bingham C. WREF 2012: SERVICE LIFE PREDICTION FOR REFLECTECH[®] MIRROR FILM. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States); 2012
- [26] DiGrazia M, Jorgensen G. Reflectech mirror film: design flexibility and durability in reflecting solar applications. 39th ASES Natl. Sol. Conf., 2010, p. 1.
- [27] Ashish Saxena, Niyati Jhamaria , Suneet Singh , Sudhansu Sekhar Sahoo, Numerical analysis of convective and radiative heat losses from trapezoidal cavity receiver in LFR systems, *Solar Energy* 137 (2016) 308–316
- [28] Sarath Mohan, Ashish Saxena, Suneet Singh, Heat loss analysis from a trapezoidal cavity receiver in LFR system using conduction-radiation model, *Solar Energy* 159 (2018) 37–43
- [29] Shanmugapriya Balaji , K.S. Reddy , T. Sundararajan, Optical modelling and performance analysis of a solar LFR receiver system with parabolic and involute secondary reflectors, *Applied Energy* 179 (2016) 1138–1151.
- [30] K.S. Reddy, Shanmugapriya Balaji , T. Sundararajan, Estimation of heat losses due to wind effects from linear parabolic secondary reflector receiver of solar LFR module, *Energy* 150 (2018) 410-433
- [31] Diego Pulido-Iparraguirre , Loreto Valenzuela , Juan-Jos_e Serrano-Aguilera , Ar-anzazu Fern-andez-García, Optimized design of a Linear Fresnel reflector for solar process heat applications, *Renewable Energy* 131 (2019) 1089-1106

[32] K.S. Reddy, Shanmugapriya Balajia, T. Sundararajan, Heat loss investigation of 125kWth solar LFR pilot plant with parabolic secondary evacuated receiver for performance improvement, *International Journal of Thermal Sciences* 125 (2018) 324–341

[33] Bittencourt de Sá A, Pigozzo Filho VC, Tadríst L, Passos JC, Experimental study of a linear Fresnel concentrator: A new procedure for optical and heat losses characterization, *Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121019>.

[34] María José Montes, Rubén Abbas, Antonio Rovira, Javier Muñoz-Antón, and José María Martínez-Val, Methodology for the thermal characterization of linear Fresnel collectors: Comparative of different configurations and working fluids, *AIP Conference Proceedings* 1850, 040007 (2017); <https://doi.org/10.1063/1.4984403> Published Online: 27 June 2017

[35] A. Heimsath, F. Cuevas, A. Hofer, P. Nitz, W.J. Platzer, Linear Fresnel collector receiver: heat loss and temperatures, *Energy Procedia* 49 (2014) 386 – 397

[36] Yu Qiu, Ya-Ling He, Ze-Dong Cheng, Kun Wang, Study on optical and thermal performance of a linear Fresnel solar reflector using molten salt as HTF with MCRT and FVM methods, *Applied Energy* 146 (2015) 162–173.

[37] E. Guadamuda, A. Oliva, O. Lehmkuhl, I. Rodríguez and I. González, Thermal analysis of a receiver for Linear Fresnel reflectors, *Energy Procedia* 69 (2015) 405 – 414

[38] Introduction to heat transfer-Incropera/DeWitt-Ed.Wiley ,p463 lower surface of heated plate.

[39] Introduction to heat transfer-Incropera/DeWitt-Ed.Wiley, p331-p333 the flat plate in parallel flow.