

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

# Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention d'un diplôme d'ingénieur d'état  
en génie mécanique

## THEME

**Evaluation des performances d'un collecteur  
cylindro-parabolique dans une centrale solaire de  
150 MW**

Proposé et encadré par :

**Pr. AÏT-ALI MOHAND**

Présenté par :

**Mr. ZERGUINI IMAD**

**Promotion  
2012**

## ملخص:

العمل المقدم في اطار مشروع نهاية الدراسة يتعلق بتقييم فعالية لاقط بشكل قطع مكافئ وبالتالي قمنا بتوازن حراري على الترتيب على مغلف الزجاج، أنبوب الامتصاص ثم سائل التبريد.

وبهذا حصلنا على نتائج يوم نموذجي، والتي تتمثل في تغير درجة الحرارة للسائل الناقل للحرارة، أنبوب الامتصاص وكذلك مردود اللاقط.

كما نقوم بامتحان تأثير الانعكاسية و درجة الحرارة المحيطة و التدفق الحجمي لسائل ناقل الحرارة وسرعة الرياح على اللاقط.

## الكلمات المفتاحية:

تقييم الأداء، لاقط بشكل قطع مكافئ، التوازن الحراري، مغلف الزجاج، أنبوب الامتصاص، سائل ناقل للحرارة.

## Résumé :

Le travail présenté dans le cadre de ce projet de fin d'études est relatif à l'évaluation des performances d'un collecteur cylindro-parabolique. Ainsi nous avons établi un bilan thermique respectivement sur l'enveloppe de verre, sur le tube absorbeur puis sur le fluide caloporteur. On obtient comme résultats pour une journée typique, la variation de la température du fluide caloporteur, du tube absorbeur et du rendement du collecteur.

L'objectif de cette étude est d'évaluer le potentiel énergétique d'un collecteur cylindro parabolique à concentration pour plusieurs débits et température de sortie. On recherchera en particulier à obtenir une température de sortie élevée compatible avec une bonne efficacité. Ainsi que, on examine l'effet de la réflectivité, la température ambiante, le débit volumique du fluide caloporteur et la vitesse du vent sur le collecteur.

**Mots clés :** évaluation des performances, collecteur cylindro-parabolique, bilan thermique, Enveloppe de verre, tube absorbeur, fluide caloporteur

## Abstract:

The work presented in this project end of studies is related to the performance evaluation of a parabolic trough collector. Thus we have established a heat balance respectively on the glass envelope, the absorber tube then on the coolant. We obtain as results for a typical day; the variation of temperature of the coolant, the absorber tube and of the collector efficiency. The objective of this study is to evaluate the potential energy of a trough parabolic concentrating collector for several flow rates and temperature output. Will be sought in particular to obtain a high temperature output compatible with good efficiency. And examines the effect of the reflectivity, the ambient temperature, the volumetric flow rate of the coolant and wind velocity on the collector.

**Key words:** evaluation of performances, parabolic trough collector, heat balance, envelope of glass, absorber tube, coolant.

## Remerciements

En premier lieu je remercie ALLAH, le tout puissant, qui m'a donné le courage et la volonté pour bien mener ce modeste travail.

Aussi, Je remercie Monsieur M. Mohand AIT-ALI, Professeur à l'École Nationale Polytechnique, pour son soutien et ses précieux conseils et de m'avoir guidé et encadré tout au long de ce travail.

Mes sincères remerciements vont aussi à monsieur le président et messieurs les membres du jury pour avoir expertisé mon travail et m'avoir honoré par leur présence.

Je remercie également monsieur M.DEMICHE chef de projet à la NEAL.

Enfin, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à tous les enseignants qui ont contribué à ma formation pendant toute la durée de mes études, afin d'acquérir ce modeste savoir.

## Dédicaces

Je dédie ce travail à la mémoire de mon grand-père, que Dieu le miséricordieux ait pitié de son âme.

C'est avec beaucoup de reconnaissance que je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, qui se sont sacrifiés toute leur vie pour que je réussisse dans mon cursus scolaire et universitaire, qui grâce à eux j'ai pu atteindre ce niveau, qui ont été toujours à mes côtés pour me soutenir dans les moments les plus difficiles, pour me conseiller et ils sont pour moi plus que parents mais amis, que Dieu leur donne longue vie et une bonne santé ;

A mes très chers grands parents ;

A ma fiancée, ma très chère **FATIHA**, qui a été toujours pour moi d'un très grand appui moral dans toutes les situations, avec une grande patience et amour ;

A mon frère **HICHAM** ;

A mes sœurs **SIHAM, ILHAM** ;

A mes oncles et tantes ; mes cousins et cousines ;

A tous mes collègues : **SIDALI, MASSI, NACER**, et toute la promotion de Génie Mécanique 2012.

A mes amis ; **LOUNES YANIS, OUTIOUA LYES, MEFTAH OUSSAMA, MELLAH OMAR, GHENNA SOFIANE, RAHAL MOURAD, RADIA**, et a tous mes ami(e)s qui ont rendu ma vie agréable et pleine de bons souvenirs.

ZERGUINI IMAD

# TABLES DES MATIERES

<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	1
<b>CHAPITRE 1 : L'énergie solaire</b> .....	3
1.1- Introduction.....	4
1.2- Energie solaire dans le présent et le futur .....	5
1.3- Problématique des coûts.....	8
1.3.1- Évaluation des coûts .....	8
1.3.2- Cout environnemental .....	10
1.3.3- Impact socio-économique .....	11
1.4- Perspectives et développement .....	12
<b>CHAPITRE 2 : Physique et capteurs solaires</b> .....	15
2.1-Eléments de physique solaire.....	16
2.2- L'énergie solaire reçue sur Terre .....	20
2.2.1-Rayonnement solaire en Algérie.....	21
2.3- Différents types de capteurs .....	22
2.3.1- Capteurs sans concentration .....	22
2.3.2- Capteurs à concentration .....	23
<b>CHAPITRE 3 : Les centrales solaires à collecteur cylindro-parabolique</b> .....	27
3.1-Introduction .....	28
3.2-Le collecteur .....	30
3.3-Performances et modélisation du collecteur .....	31
3.4-Dimensionnement et configuration du champ solaire .....	33
3.5-Système de stockage de l'énergie solaire .....	36
3.6- Systèmes hybrides .....	36
3.6.1- Condition de l'hybridation.....	37
3.6.1.1- Courbe de charge .....	37
3.7- Cycle de génération de puissance.....	38
3.8-Rendement énergétique des centrales solaires hybrides.....	39
3.8.1-Expression générale du rendement énergétique d'un système hybride .....	39
<b>CHAPITRE 4 : Modélisation du collecteur cylindro-parabolique</b> .....	42
4.1-Introduction.....	43

4.2-Détermination du facteur de concentration géométrique .....	43
4.3-Détermination de la fonction d'acceptance angulaire.....	46
4.4-Le facteur d'interception $\gamma(\theta)$ .....	47
<b>CHAPITRE 5 : Paramètre de performance du collecteur</b> .....	<b>51</b>
5.1- Introduction .....	52
5.2- Hypothèses .....	52
5.3- Les différents processus d'échange d'énergie.....	52
5.3.1- Apport d'énergie a l'enveloppe .....	52
5.3.2-L'énergie perdue par l'enveloppe .....	53
5.3.3-Apport d'énergie au tube absorbeur .....	53
5.3.4-L'énergie perdue par le tube l'absorbeur.....	53
5.4-Formulation des différentes énergies échangées .....	53
5.4.1-Energie due aux rayonnements solaires visibles .....	53
5.4.2-Energie due aux rayonnements solaires infra-rouges.....	56
5.4.3-Energie transférée par convection.....	59
5.5-Bilan énergétique.....	65
5.5.1-Bilan dans l'absorbeur.....	65
5.5.2-Bilan dans l'enveloppe .....	66
5.6-Calcul des pertes thermiques du collecteur .....	66
5.7-Les performances du collecteur à concentration .....	68
5.7.1-Facteur correctif $F_c$ .....	68
<b>CHAPITRE 6 : Analyse des résultats et discussion</b> .....	<b>70</b>
6.1-Détermination des températures.....	73
6.1.1-Températures des tubes absorbeur et pyrex .....	73
6.1.2-Température du fluide caloporteur .....	74
6.1.3-Température moyenne du fluide.....	74
6.2-Calcul des pertes thermiques .....	74
6.3-Calcul des rendements.....	75
6.4-Analyse théorique des performances du concentrateur .....	75
6.4.1-Effet de la réflectivité .....	75
6.4.2-Effet de la température ambiante .....	77
6.4.3-Effet de la vitesse du vent .....	77
6.4.4-Effet de la variation du débit .....	79
<b>CONCLUSION GENERALE</b> .....	<b>84</b>

<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>86</b>
<b>ANNEXE .....</b>	<b>87</b>

# LISTE DES FIGURES

Figure (1.1) : évolution de la production d'énergie solaire .....	5
Figure (1.3) : tuiles photovoltaïques .....	7
Figure (1.4) : cout des énergies .....	9
Figure (1.5): Emissions de CO2 pour 6 technologies de production d'électricité .....	10
Figure (1.6): Vision du réseau EUMENA .....	13
Figure (1.7) : Projets de centrales solaires thermodynamiques par pays, 2009-2014 .....	14
Figure (2.1) : Spectre du rayonnement solaire .....	17
Figure (2.2) : Différents angles utilisés pour le repérage du soleil .....	18
Figure (2.3) : Équation du temps.....	19
Figure (2.4) : Absorption du rayonnement solaire par la surface de l'absorbeur .....	20
Figure (2.4) : Rayonnement solaire annuel en [kWh/m <sup>2</sup> /an].....	21
Figure (2.5) : Rayonnement solaire moyen par jour en Algérie .....	22
Figure (2.6) : Présentation schématique d'un système de chauffe-eau solaire fonctionnant en mode thermosiphon .....	23
Figure (2.7) : Schéma d'une coupe longitudinale d'un capteur plan vitré .....	24
Figure (2.8): Systèmes à réflecteur cylindro-parabolique .....	25
Figure (2.9) : capteur parabolique .....	26
Figure (2.10) : centrale a tour.....	27
Figure (3.1) : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques ...	30
Figure (3.2) : Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique .....	32
Figure (3.3) : Tube collecteur.....	33
Figure (3.4) : Parcours d'un rayon lors de transmissions et de Réflexions successives .....	34
Figure (3.5) : Installation à retour direct .....	37
Figure (3.6) : Installation à retour indirect .....	37
Figure (3.7) : Installation à alimentation centralisée.....	37
Figure (3.8) : courbe de charge .....	39
Figure (3.9): profil température dans l'évaporateur .....	41
Figure (4.1) : géométrie du concentrateur cylindro-parabolique.....	45
Figure (4.2) : facteur de concentration géométrique.....	47

Figure (4.3) : graphe de la fonction d'acceptance en fonction de l'angle d'incidence .....	49
Figure (4.4) : taux de rayonnement solaire transmis à travers l'enveloppe .....	50
Figure (5.1) : coupe transversale d'un concentrateur cylindro-parabolique .....	57
Figure (5.2) : bilan thermique .....	59
Figure (5.3) : volume de contrôle de l'absorbeur .....	67
Figure (5.4) : analogie électrique .....	70
Figure (6.1) : variation de la température de sortie du fluide en fonction du coefficient de réflectivité .....	78
Figure (6.2) : variation du rendement global en fonction de la température du fluide caloporteur .....	79
Figure (6.3) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la température ambiante .....	80
Figure (6.4) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur .....	81
Figure (6.5) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur .....	82
Figure (6.6) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la vitesse du vent .....	83
Figure (6.7) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction du débit volumétrique .....	84
Figure (6.8) : variation de la température de sortie en fonction du débit volumétrique ...	85
Figure (6.9) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur .....	86

# LISTE DES TABLEAUX

Tableau (6.1) : variation de la température de sortie du fluide en fonction du coefficient de réflectivité ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $T_a=303 \text{ K}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ ) .....	78
Tableau (6.2) : variation du rendement global en fonction de la température du fluide caloporteur ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $T_a=303 \text{ K}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ , $M=30 \text{ l/h}$ ).....	79
Tableau (6.3) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la température ambiante ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $M= 40 \text{ l/h}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ ) .....	80
Tableau (6.4) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $M=30 \text{ l/h}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ ).....	81
Tableau (6.5) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur ( $E=953 \text{ W/m}^2$ , $T_a=300 \text{ K}$ , $M= 30 \text{ l/h}$ ) .....	82
Tableau (6.6) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la vitesse du vent( $E=953 \text{ W/m}^2$ , $T_a=300 \text{ K}$ , $M= 40 \text{ l/h}$ ) .....	83
Tableau (6.7) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction du débit volumétrique ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $T_a=303 \text{ K}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ ).....	84
Tableau (6.8) : variation de la température de sortie en fonction du débit volumétrique ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $T_a=303 \text{ K}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ ).....	85
Tableau (6.9) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur ( $E=895 \text{ W/m}^2$ , $T_a=303 \text{ K}$ , $V_a= 2 \text{ m/s}$ ).....	86



### Introduction Générale

La réduction des gaz à effet de serre, particulièrement le CO<sub>2</sub>, est une préoccupation mondiale qui a nécessité la contribution de tous les pays dont l'Algérie, à établir des programmes de développement qui font appel aux énergies renouvelables.

Dans ce contexte et s'agissant du programme de production d'électricité, l'Algérie qui actuellement produit les 95% de son électricité à partir du gaz naturel s'est orientée vers les technologies solaires à concentration pour les différents avantages qu'elles présentent notamment : possibilité d'hybridation (solaire/fossile), possibilité de poly génération électricité-chaleur-eau potable ...etc.

La production d'électricité solaire suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires...). On transforme la chaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et haute pression qui fait tourner une turbine. Puis cette énergie mécanique est transformée en électricité : la turbine entraîne un alternateur. Pour que le système ait un bon rendement, il est indispensable d'obtenir des hautes températures pour chauffer le fluide de travail

Cependant l'inaptitude des capteurs plans à produire des moyennes et hautes températures a poussé les chercheurs à opter pour des systèmes à concentration qui sont plus avantageux au point de vue, minimisation des pertes thermiques, du cout et du poids.

En contre partie cette solution pose de sérieux problèmes sur le plan conception et réalisation.

Les systèmes à concentration ont pour but essentiel d'augmenter le flux incident sur la surface absorbante d'un collecteur de telle manière que les déperditions thermiques de celle-ci à sa température nominale de fonctionnement soient faibles ; cela revient à dissocier la fonction de captation qui est assurée par le réflecteur et la fonction de conversion qui est assurée par l'absorbeur.

Notre travail consiste à évaluer les performances d'un collecteur cylindroparabolique et pour cela on a suivi le plan de travail suivant :

- Dans le premier chapitre on a parlé de l'énergie solaire en général à travers le monde.
- Dans le deuxième chapitre nous avons présenté la physique solaire et les différents types de capteurs.
- le troisième chapitre porte sur l'étude des centrales solaires à capteur cylindroparabolique.
- Dans le quatrième chapitre on a fait une modélisation du collecteur cylindroparabolique.
- Le cinquième chapitre porte sur l'étude des paramètres de performances du collecteur.
- Le sixième chapitre porte sur l'analyse et la discussion des résultats.

Enfin nous avons soldé notre travail par une conclusion générale et un ensemble de recommandations et perspectives.



*Chapitre 1*

*L'énergie solaire*

## 1.1- Introduction

Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique à travers le monde. Malheureusement, cette croissance de la demande a été majoritairement couverte par les sources d'énergies fossiles telles que le charbon et les hydrocarbures. Aujourd'hui, avec la diminution des réserves, le surenchérissement des prix et les considérations écologiques relatives aux effets de serre majoritairement imputés à la production de CO<sub>2</sub>, les sources d'énergies renouvelables commencent à recevoir une attention réelle des décideurs politiques et des investisseurs. En Europe de l'Ouest, les gisements éoliens commencent à être exploités à grande échelle, et le solaire thermique connaît un réel démarrage comme en Espagne [1].

En Algérie, pays producteur et exportateur de pétrole et surtout de gaz naturel, la consommation intérieure connaît un accroissement important, de l'ordre de 6-7 % annuel, particulièrement pour la consommation d'énergie électrique et des carburants qui font suite à une urbanisation accrue et des importations de véhicules qui commencent à se traduire par des importations de gas oil pour les véhicules particuliers, les camions et les autobus. La consommation finale des carburants, de l'électricité et du gaz naturel est surtout favorisée par des prix internes qui sont de l'ordre de 20% des couts mondiaux. Cette situation commence à faire réfléchir les décideurs qui annoncent des plans de développement des énergies renouvelables selon des schémas et des prévisions qui demandent à être confirmés dans les toutes prochaines années.

Dans l'optique de la production d'électricité, le solaire thermique à haute température est une source d'énergie dont le potentiel économique est réel pour les régions sahariennes et les hauts plateaux. D'après les expériences américaines des années 1980 et espagnoles en cours, les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Ces technologies se basent sur des collecteurs qui concentrent le rayonnement solaire et réchauffent à haute température un fluide caloporteur. Ce fluide peut ensuite être utilisé pour la génération d'électricité, par exemple au moyen d'un cycle de Rankine.

Les énergies renouvelables souffrent cependant d'une limitation due à leur caractère intermittent et à leur difficulté de stockage. Si la limitation due au stockage est importante pour des énergies comme l'énergie éolienne ou photovoltaïque, elle l'est moins pour la concentration solaire, qui utilise généralement des systèmes de stockage de chaud ou qui peut être hybridée avec d'autres sources énergétiques comme le gaz naturel.

## 1.2- Energie solaire dans le présent et le futur

Le solaire est notre avenir mais le présent reste sombre et il est bien difficile d'évaluer ses potentialités de développement à court terme, entre innovations prometteuses et annonces prématurées, politiques volontaristes et réalités du marché. Aussi, il n'est pas inutile de faire le point sur les diverses technologies du moment.



Figure (1.1) : Evolution de la production d'énergie solaire [1]

Le solaire peut être utilisé soit pour produire de la chaleur, soit de l'électricité, et selon différentes logiques :

### - Centrales solaires thermodynamiques

La force du solaire est dans la décentralisation plus que dans la concentration, les centrales solaires peuvent avoir malgré tout une place spécifique non négligeable. La solution la plus réaliste économiquement à l'heure actuelle, pour la production d'électricité solaire à l'échelle industrielle, consiste à chauffer un fluide caloporteur (air, sels fondus, huiles synthétiques, ou directement la vapeur) en y concentrant le rayonnement solaire. Une production électrique est alors possible via des turbines à vapeur, mais aussi la production d'hydrogène par thermolyse de l'eau ou d'un mélange eau méthane. L'irrégularité propre de l'énergie solaire peut être contournée, soit en stockant de la chaleur (avec un réservoir de fluide chaud) soit en hybridant les concentrateurs solaires avec une centrale thermique classique (la chaudière et la chaleur solaire nourrissant la même turbine à vapeur).

### - Chauffage d'habitation

C'est l'application la plus importante jusqu'ici. A l'échelle d'une habitation individuelle ou collective, il est possible d'installer un chauffe-eau solaire, ou un chauffage solaire : il s'agit de capteurs vitrés installés le plus souvent sur la toiture, dans lesquels circule un liquide caloporteur réchauffé par le rayonnement solaire, qui transmet ensuite la chaleur à un chauffe-eau ou, éventuellement, à un plancher chauffant basse température. Le rendement d'un panneau solaire thermique est 3 fois meilleur que celui d'un panneau photovoltaïque (c'est-à-dire qu'un tel panneau récupère 30% à 40% de l'énergie solaire incidente).

Le recours "massif" au solaire thermique, couplé avec une isolation importante des logements anciens, pourrait permettre de substituer environ 25% de notre consommation énergétique. Il faudrait intégrer aussi ce qu'on appelle "le solaire passif", destiné à optimiser l'utilisation de l'énergie solaire lors de la conception architecturale (façades doubles, orientation, isolation, vitrages, etc.).

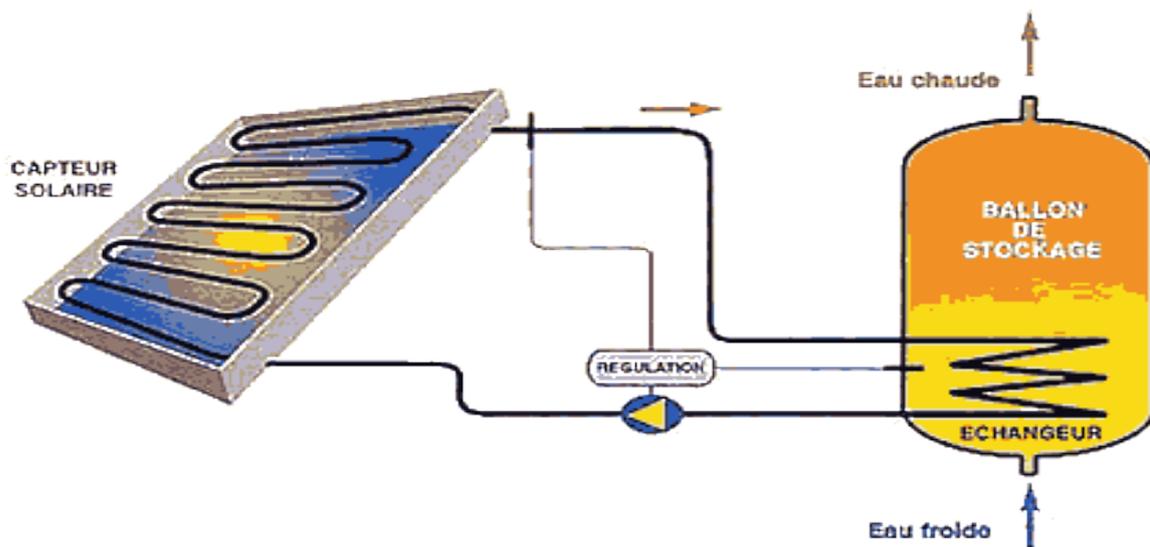


Figure (1.2) : Exemple d'un chauffage d'habitation [1]

### L'électricité solaire

L'électricité solaire exploite l'effet photoélectrique [1], les photons, qui sont les quanta d'énergie de la lumière, excitent les électrons qu'ils rencontrent jusqu'à produire leur éjection, ce qui crée un courant électrique. Dans les cellules photovoltaïques actuelles, on utilise des semi-conducteurs à base de silicium, tout comme pour les puces informatiques.

L'électricité produite est un courant continu de 0,6 V. De multiples panneaux peuvent être reliés entre eux. La durée de vie de ces panneaux est de plus de 20 ans. Le rendement est actuellement de l'ordre de 16% mais on arrive à 36% dans les laboratoires. En Europe, il faut de l'ordre de 8 à 10 m<sup>2</sup> pour atteindre une puissance de 1 kW-crête. La société japonaise Kyocera a développé des tuiles photovoltaïques qui s'intègrent particulièrement bien dans les toitures mais transformer son toit en panneau solaire géant reste encore aujourd'hui extrêmement coûteux.



Figure (1.3) : tuiles photovoltaïques [2]

### **Le futur du solaire**

Le plus intéressant c'est un futur qui semble se précipiter même s'il est difficile d'évaluer des technologies qui ne sont pas encore opérationnelles. C'est l'énergie de demain plus que celle d'aujourd'hui :

#### **- Photovoltaïque**

C'est le domaine le plus prometteur, outre les progrès constants sur les cellules photovoltaïques au silicium. On parle de nanotechnologies [2], ce qui n'est pas faux mais cela n'a absolument rien à voir avec des nanomatériaux autoreproducteurs dont on s'effraie sans doute à juste titre. On reste ici dans des fabrications relativement traditionnelles. L'enjeu principal est non seulement de baisser les coûts mais aussi de réduire la dépense énergétique nécessaire pour produire les capteurs solaires. Actuellement, une installation raccordée au réseau, aura rentabilisé l'énergie nécessaire à sa construction en 4 à 7 ans. Pour une durée de vie de 20 à 30 ans.

Une piste très intéressante est celle de capteurs photovoltaïques sensibles aux infrarouges, c'est-à-dire produisant de l'électricité avec de la simple chaleur. Le Professeur Ted Sargent de Toronto explique ainsi que son équipe a créé « à partir de

cristaux semi-conducteurs d'une taille de 3 ou 4 nanomètres, des nanoparticules pouvant être dispersées dans n'importe quel solvant de base » (tout comme le seraient les particules de peinture). Avec encore quelques améliorations, la perception combinée des spectres visible et infrarouge par une seule cellule photovoltaïque pourrait permettre l'exploitation de 30% de l'énergie radiante.

Les annonces sensationnelles de "percée" du solaire photovoltaïque sont à relativiser car les modules solaires ne constituent qu'un des éléments d'une installation. Les progrès sont assez prometteurs cependant, et lorsque la chute des prix se confirmera, l'utilisation de l'électricité solaire devrait se généraliser en quelques dizaines d'années, le temps d'équiper tous les bâtiments, et sans doute bien avant l'épuisement des réserves pétrolières. On saura alors qu'on a définitivement quitté l'ère énergétique pour l'ère de l'information.

### **1.3- Problématique des coûts**

Les perspectives de l'énergie solaire sont resplendissantes à long terme puisque c'est une énergie quasiment inépuisable, A ce niveau, même si une petite partie seulement peut en être exploitée, on ne peut certes pas dire qu'on manque d'énergie ! Malgré cela, le solaire ne représente pour l'instant qu'une part infime de notre consommation. Serait-ce parce que nous ne savons pas l'utiliser ? Pas du tout. L'efficacité des technologies actuelles est déjà largement supérieure au rendement énergétique de la biomasse ! C'est juste une question de prix. La "gratuité" du soleil est encore bien trop chère par rapport au pétrole, au gaz et au charbon qui restent beaucoup plus accessibles. La révolution industrielle résulte d'ailleurs en grande partie de cette énergie bon marché et facilement disponible. En effet, le prix de l'énergie solaire n'est pas le prix de sa matière première, c'est le prix de son extraction, de sa mise à disposition.

#### **1.3.1- Évaluation des coûts**

Contrairement aux énergies fossiles, pour le solaire le coût de l'énergie n'est pas proportionnel au flux consommé mais il est presque entièrement concentré dans l'investissement initial. C'est le coût de l'installation complète, pas seulement les panneaux solaires mais aussi, le plus souvent, un onduleur pour délivrer du courant alternatif, et des batteries à cause du caractère intermittent du rayonnement solaire. Le solaire est un capital et, tout comme l'isolation, son équipement augmente le prix des bâtiments, ce qui relève d'autant la barrière d'accès à la propriété. La mise en place de crédits adaptés serait une mesure indispensable pour sa démocratisation, cependant, même si, dans certains cas, notamment pour alimenter des lieux isolés, c'est déjà la solution la plus rentable, l'électricité solaire (photovoltaïque) reste pour l'instant encore hors de prix (de l'ordre de 4 à 10 fois plus cher que les combustibles fossiles). Et que cela en fait l'énergie de l'avenir dont nous devons accélérer le développement par tous les moyens (subventions, recherche, communication, prêts) et sous toutes ses formes. La

politique volontariste des Allemands en ce domaine a montré une efficacité remarquable même s'il faudrait aller encore plus loin.

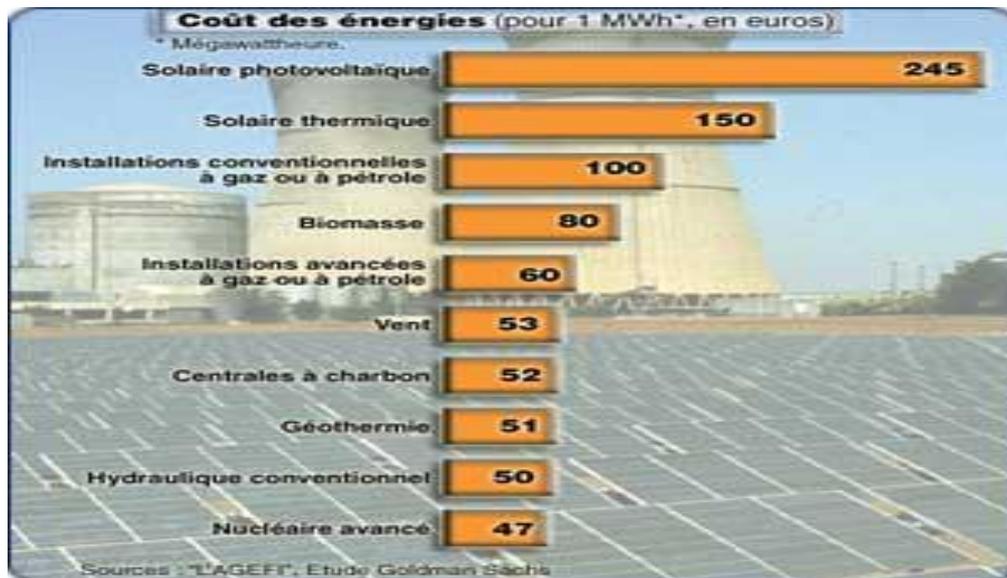


Figure (1.4) : cout des énergies [3]

Prenons Le cas de l'Espagne et de l'Italie

L'Espagne [3] est le leader mondial en termes de développement de centrales solaires thermodynamiques avec 240 MW opérationnels et 1 GW en cours de construction, largement au-delà de l'objectif de 500 MW fixé pour 2010. Cette croissance est directement liée à une politique d'achat garanti. Les tarifs pratiqués sont parmi les plus attractifs au monde puisqu'ils concernent tous les niveaux de puissance installée avec deux options de tarif garanti :

Option 1 : jusqu'à 50 MW, 0.27 €/kWh sur 25 ans puis 0.21 €/kWh au-delà (avec 12 % de secours annuel sous forme de gaz naturel),

Option 2 : un plancher de 0.25 €/kWh et un plafond de 0.34 €/kWh au-dessus du prix du marché pendant 25 ans (avec un secours de 15 % en gaz naturel).

A noter que tous les projets incluent l'énergie fossile comme secours et réserve en cas d'ensoleillement plus faible que prévu (hybridation). Ce tarif sera revu lorsque la production espagnole dépassera 425 MW (courant 2010). Le stockage thermique est permis mais pas requis pour l'approbation des permis.

En Italie, le 30 avril 2008, un nouveau système tarifaire est apparu avec une garantie de 25 ans sans ajustement en cas d'inflation : il concerne toute installation opérationnelle avant le 1er janvier 2013 avec une réduction de 2 % pour celles entrant en service entre le 1er janvier 2013 et le 31 décembre 2014. Avec un secours en énergie renouvelable (biomasse), l'électricité produite donne accès aux certificats verts (de 0.18 €/kWh à

0.22 €/kWh). Les sites ayant recours à des fluides de transfert dangereux ne peuvent être construits que dans des zones classées industrielles (directives 67/548/CEE et 1999/45/CEE). Le stockage thermique est requis pour toutes les installations.

### 1.3.2- Coût environnemental

L'énergie solaire est propre, renouvelable (à la différence du gaz, du pétrole et du charbon) et soutenable, aidant à protéger notre environnement. Elle ne pollue pas notre air en libérant l'anhydride carbonique, oxyde d'azote, anhydride sulfureux ou le mercure dans l'atmosphère comme beaucoup de formes traditionnelles de générations électriques. Par conséquent l'énergie solaire ne contribue pas au chauffage global, aux pluies acides ou au brouillard enfumé. Elle contribue activement à la diminution des émissions de gaz vertes nocives de maison.

La figure (1.5) montre une comparaison entre les émissions de CO<sub>2</sub> basée sur l'étude du cycle de vie pour plusieurs technologies de centrale. On voit que les émissions des centrales solaires en CO<sub>2</sub> sont minimales, même mieux que celles des éoliennes et des centrales hydroélectriques.

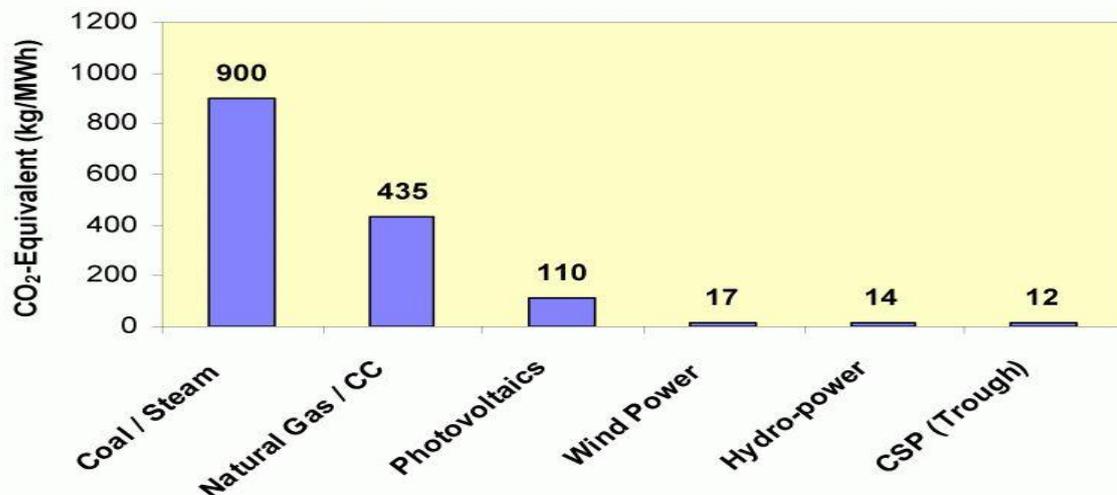


Figure (1.5): Emissions de CO<sub>2</sub> pour 6 technologies de production d'électricité [3]

Par contre les fluides caloporteurs utilisés actuellement dans les systèmes sont l'air, l'eau, les huiles synthétiques et les sels. Aucun fluide ne donne entièrement satisfaction aujourd'hui, aussi bien au niveau des performances techniques que des exigences environnementales : l'air et l'eau peuvent être abondants et peu coûteux mais nécessitent des installations soumises à de très fortes pressions ; les sels posent des problèmes de corrosion et se solidifient à basse température ; les huiles synthétiques se voient limitées en température pour conserver un fonctionnement fiable, tandis que le

mélange le plus performant en température présente des risques environnementaux importants.

Les innovations concernent les mélanges de sels et les huiles synthétiques :

- les sels doivent être maintenus jour et nuit à une température assurant un pompage aisé. Les axes d'amélioration visent à réduire leur viscosité et leur caractère corrosif.
- les huiles synthétiques les plus stables thermiquement sont des aromatiques de synthèse (comme le mélange eutectique biphényle, le dibenzyltoluène, le benzyltoluène, le terphényle). Ils peuvent être utilisés à la fois comme fluide thermodynamique et de stockage.

L'impact environnemental direct sera donc minimisé en :

- réduisant la consommation d'eau :
  - par refroidissement sans eau,
  - par optimisation des techniques de nettoyage des miroirs.
- supprimant les fluides ayant un impact environnemental :
  - nouveaux moyens pour le stockage de l'énergie,
  - nouveaux fluides caloporteurs, ou leur suppression par chauffage direct du fluide thermodynamique.

### 1.3.3- Impact socio-économique

Les centrales solaires peuvent [4], en lien avec des technologies de stockage de l'énergie déjà existante pour le solaire à concentration, contribuer à la production d'électricité de base.

Au niveau industriel, ces technologies sont encore peu développées : elles représentent donc un potentiel important pour la création de nouveaux marchés et sont prometteuses en terme de création d'emploi, de transfert technologique et donc de développement économique et social.

Au niveau politique, ce type de projet favorisera la coopération à bénéfices (financiers et matériels) mutuels entre des pays, se positionnant comme un facteur de paix en permettant à différents acteurs de s'investir dans des actions communes.

Il permettra de se passer d'un certain nombre de centrales thermiques conventionnelles et même de sortir progressivement de l'option nucléaire en assurant une production électrique fiable dans la continuité.

De plus, la TREC (Trans Mediterranean Renewable Energy Cooperation) présente deux projets pour aider à baisser les coûts de la CSP et à soulager des problèmes sociaux et politiques pressants en même temps.

#### 1.4- Perspectives et développement

Cette première décennie du millénaire a fait prendre conscience à toute l'humanité de la place stratégique de l'énergie dans tous ses aspects. Désormais chacun sait que les gisements en pétrole, gaz et uranium seront épuisés dans quelques décennies, que les effets secondaires de l'énergie produite à partir de ces sources sont néfastes et que l'énergie solaire électrique est une alternative incontournable et surtout avantageuse.

La région MENA [5] (Moyen-Orient et Afrique de Nord) est composée de vastes étendues sèches et fortement ensoleillées avec des surfaces complètement vides et qui ne demandent qu'à être exploitées. Et si on utilisait ces vastes déserts pour produire de l'électricité ?

Les réalisations prolifèrent, les records de puissances se succèdent et des projets élaborés dans des contextes de stratégies nationales, régionales et globales sont annoncés. Il y a quelques années, on restait ébahi devant les réalisations de centrales à plusieurs milliers de modules et occupant des hectares de surface. Elles sont maintenant 10 fois plus grandes et elles le seront bientôt 100 fois plus. Il y a quelques années le marché photovoltaïque vivait en partie des déchets de la microélectronique, il est aujourd'hui en plein essor, sa consommation en silicium dépasse celle de la microélectronique. Les rendements augmentent, les prix au kWh baissent; les technologies diverses semblent mouler avec le futur.

Le CSP aussi a vite évolué [6]. Trois grandes technologies ont prouvé sur le terrain leurs efficacités. Le problème de continuité de fonctionnement et de stockage semble résolu. Des projets à plusieurs centaines de MW sont annoncés ; ils sont équivalents en puissance aux centrales électriques conventionnelles.

Quant aux projets développés dans des stratégies globales de coopération, nous citons l'étude 'Energy from the desert' et pour exemple le projet TREC (Trans Mediterranean Renewable Energy Cooperation). Ce dernier a été initié par le Club de Rome.

Ce projet regroupe les pays d'Afrique du Nord, du Moyen-Orient et de l'Union Européenne (EUMENA). Les pays du Maghreb et du Moyen Orient (MENA, Middle East, North Africa) disposent de grandes capacités solaires de par leurs gisements solaires élevés, de leurs grandes superficies et de leur proximité avec l'Europe.

L'idée est une interconnexion des réseaux de l'Europe, du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord (EUMENA) et d'évaluer le potentiel et les avantages d'importation d'électricité à base d'énergie solaire des pays du MENA.

En effet, la création d'un réseau reliant l'Afrique du Nord, le Moyen Orient et l'Europe permettra l'approvisionnement énergétique de celle-ci grâce au solaire thermique concentré.

Ceci à l'aide de lignes électriques de transmission CCHT2 (Courant Continu Haute Tension) [7], d'une capacité de 3GW utilisées sur de longues distances. Permettant d'avoir de très faibles pertes (3% de perte pour 1000km), ceci pour un surcoût presque négligeable de 0,5 centimes d'euros par kWh CSP produit dans le Sahara et consommé en Europe.

Les études menées par le centre aérospatial allemand DLR montrent que par l'utilisation de moins de 0.3 % de la surface du désert de la région du Moyen Orient et de l'Afrique du Nord, le CSP peut générer suffisamment d'électricité pour satisfaire les demandes courantes. Le coût de l'électricité pourrait chuter alors à quelques centimes d'Euro/kWh.

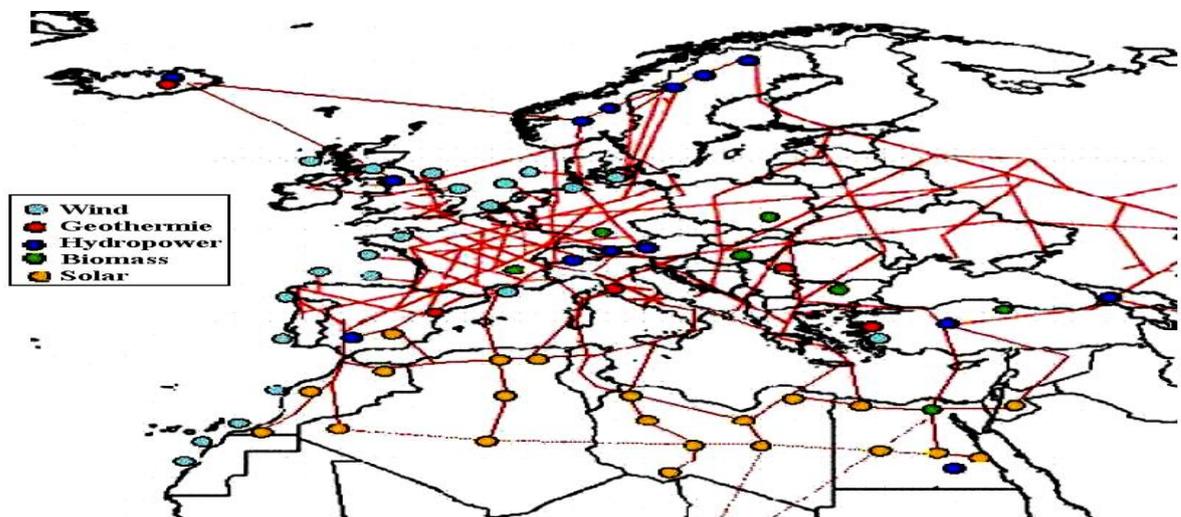


Figure (1.6): Vision du réseau EUMENA [7]

Sa concrétisation reste cependant une grande tâche, puisqu'au-delà des moyens financiers colossaux nécessaires, d'autres contraintes de faisabilité, d'utilité et de maîtrise pourraient l'entraver.

Il existe enfin bien d'autres concepts (à l'essai actuellement) pour produire à partir de l'énergie solaire de l'énergie électrique: la cheminée solaire et la tour à vortex.

On constate cependant un regain d'intérêt pour la concentration solaire depuis plusieurs années. On peut par exemple citer l'Espagne, qui propose un prix de rachat minimum de 18 -cents/kWh pour l'électricité provenant de centrales solaires.

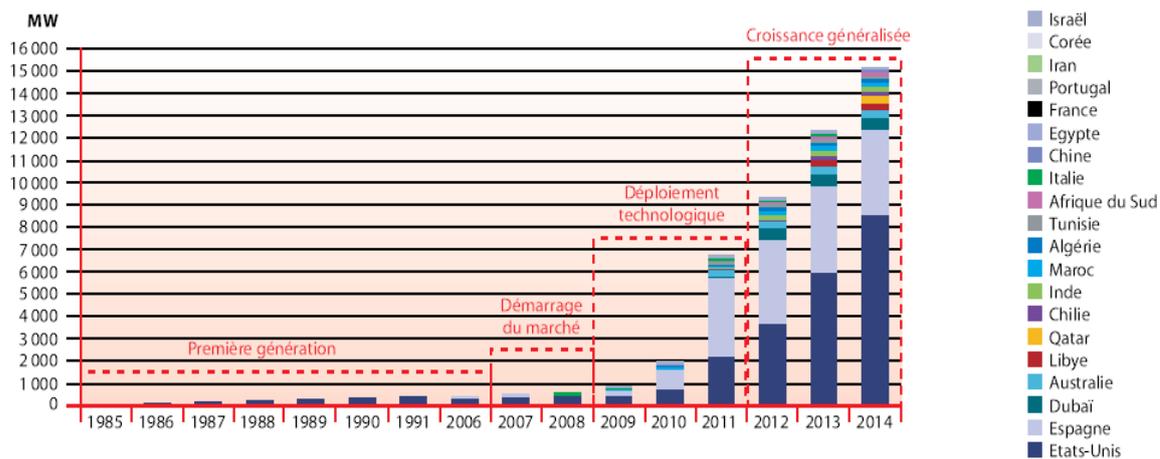
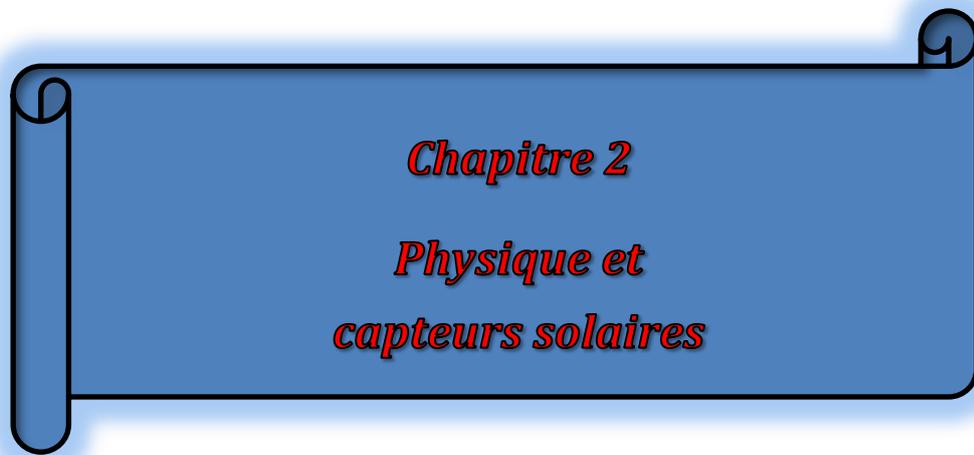


Figure (1.7) : Projets de centrales solaires thermodynamiques par pays, 2009-2014 [7]

Comme on le voit sur le graphique, les centrales solaires pourraient connaître un développement très important dans un futur proche.

Ces technologies couvrent certes aujourd’hui une infime partie des besoins mondiaux. La prochaine décennie prévoit des productions de puissances s’évaluant en GW et à moyen terme leur apport sera tel qu’une marche arrière ne sera plus possible



*Chapitre 2*  
*Physique et*  
*capteurs solaires*

## 2.1-Eléments de physique solaire

### Systèmes solaires

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse faiblement excentrée. Au solstice d'été (21 juin), la Terre est éloignée du Soleil au maximum  $d_{\max} = 1.017d$ , tandis que au solstice d'hiver  $d_{\min} = 0.983d$  ( $d = 149$  millions de kilomètres). La constante solaire est le rayonnement direct  $I_0$  reçu par l'unité de surface placée perpendiculairement aux rayons solaires à la limite extérieure de l'atmosphère terrestre [8].

$$I_0 = 1367 \text{ W/m}^2 = 4.871 \text{ MJ/m}^2 \text{ h}$$

Le spectre du rayonnement solaire, en fonction de la longueur d'onde  $\lambda$  exprimée en  $\mu\text{m}$  est présenté sur la figure (2.1). Le rayonnement visible se trouve entre  $\lambda = 0.38$  et  $\lambda = 0.78$

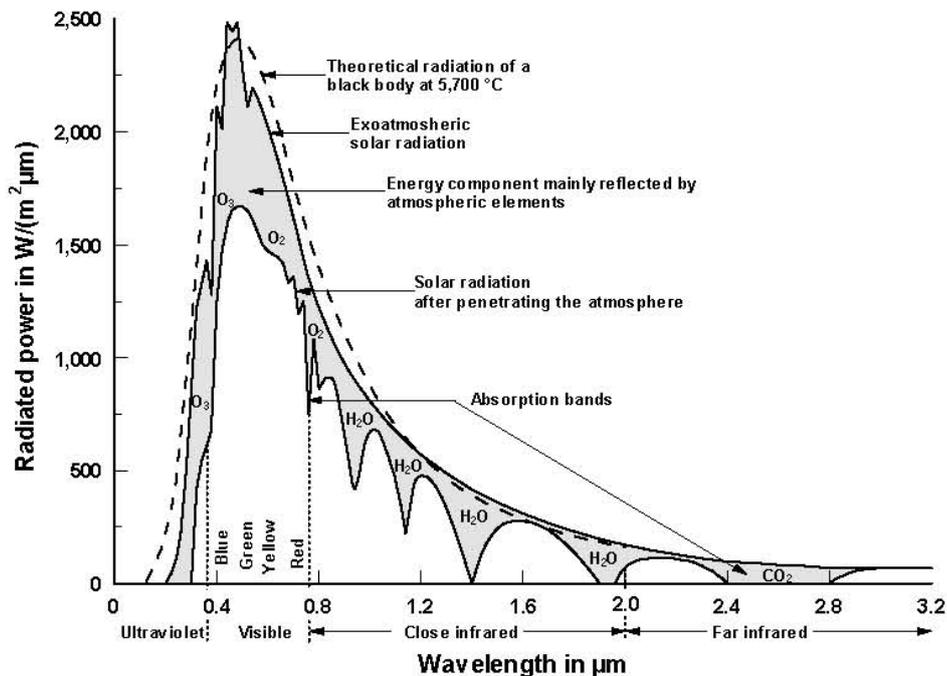


Figure (2.1) : Spectre du rayonnement solaire [8]

### Repérage du soleil dans la voûte céleste

La terre tourne autour du Soleil sur une trajectoire elliptique contenue dans un plan écliptique; la normale à ce plan et l'axe de rotation de la Terre font un angle variable  $\delta$ , qu'on nomme déclinaison solaire et qui prend les valeurs suivantes [9] :

$$\delta = + 23^{\circ}27' \text{ (au solstice d'été)} \quad \delta = - 23^{\circ}27' \text{ (au solstice d'hiver)}$$

$$\delta = 0^{\circ} \text{ (aux équinoxes de printemps 21 mars et d'automne 23 septembre)}$$

L'angle horaire du Soleil  $\omega$  c'est le déplacement horaire du Soleil de l'est à l'ouest dû à la rotation de la Terre.  $\omega$  est égale à  $0^{\circ}$  lorsque le Soleil passe au plan méridien du lieu (il est

midi solaire vrai à ce moment). Cet angle est compté positivement de midi solaire vrai jusqu'au coucher du Soleil et négativement, du lever du Soleil jusqu'au midi vrai.

L'azimut  $\gamma$  est l'angle entre la projection de la direction du Soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud, compté positivement à l'est et négativement à l'ouest.

La hauteur du Soleil "h" est un angle entre la direction du Soleil et sa projection sur le plan horizontal.

La relation entre ces angles est la suivante :

$$\sin h = \sin \phi \times \sin \delta + \cos \phi \times \cos \delta \times \cos \omega \quad (2.1)$$

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \times \sin \omega}{\cos h} \quad (2.2)$$

où  $\phi$  est la latitude du lieu.

Pour déterminer l'heure du lever ou du coucher du Soleil, on utilise la formule qu'on obtient lorsque  $h = 0^\circ$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \times \tan \delta) \quad (2.3)$$

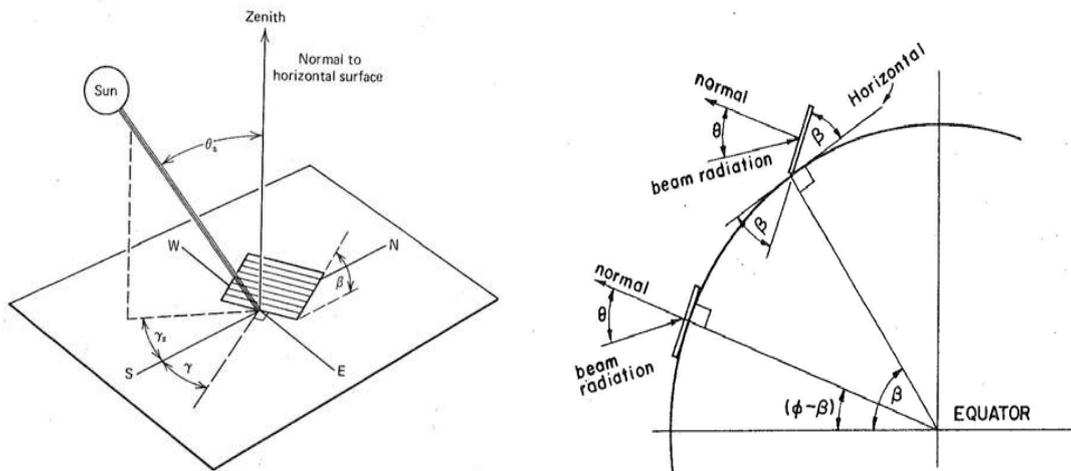


Figure (2.2) : Différents angles utilisés pour le repérage du soleil [8]

### Temps solaire vrai

On distingue le temps local et le temps solaire vrai, qui peut être déterminé selon l'équation suivante [9] :

$$\text{TSV} = \text{TL} + 4(\text{L}_{\text{TL}} - \text{L}_{\text{lieu}}) + E \quad (2.4)$$

$\text{L}_{\text{TL}}$  - la longitude du méridien pour lequel le temps local est fixé

$\text{L}_{\text{lieu}}$  - la longitude du lieu en degrés ouest

TL - le temps local correspondant au fuseau horaire

E - l'équation du temps (la correction qui résulte de perturbation de rotation de la Terre)

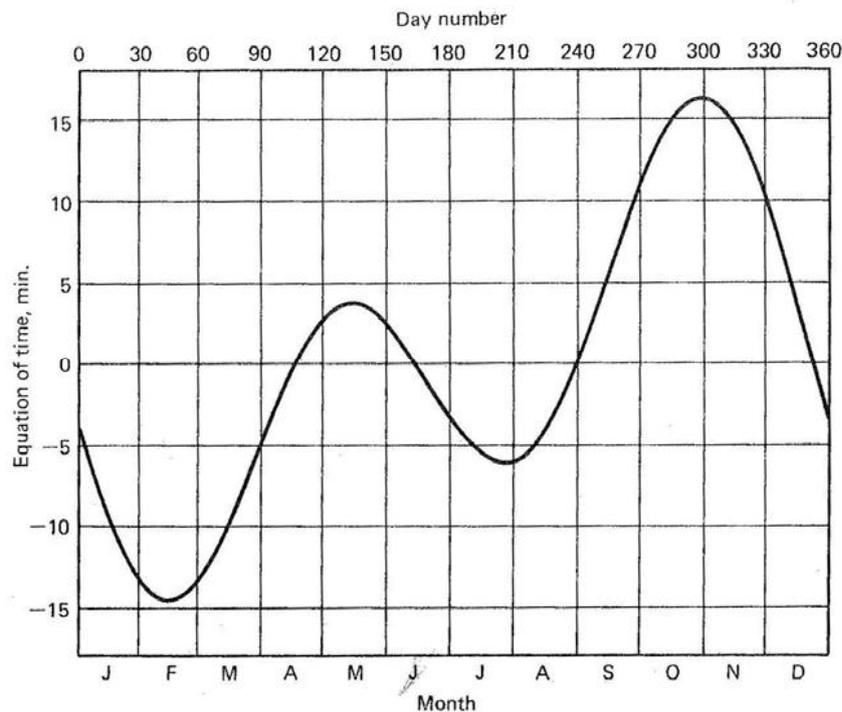


Figure (2.3) : Équation du temps [9]

### Rayonnement solaire

On distingue le rayonnement direct et rayonnement diffus, ainsi que le rayonnement global qui est la somme de ces deux. On fait les calculs en utilisant soit le rayonnement horaire (direct  $I_b$ , diffus  $I_a$ , global  $I$  ou en moyenne mensuelle), soit le rayonnement journalier (direct  $H_b$ , diffus  $H_a$ , global  $H$  ou en moyenne mensuelle). Les données météorologiques dans la plupart de cas sont présentées pour les surfaces horizontales, donc pour savoir le rayonnement solaire incident sur le plan incliné ( $I_\tau$  ou  $H_\tau$ ), il faut introduire un facteur de conversion approprié. Ce facteur doit être choisi selon le cas et il est différent pour le rayonnement horaire et pour le rayonnement journalier.

Rayonnement absorbé par une surface couverte par le vitrage est en fonction du rayonnement incident, du coefficient de transmission du verre  $\tau$ , du coefficient de réflexion du verre et du coefficient d'absorption de la surface de l'absorbeur  $\alpha$ .

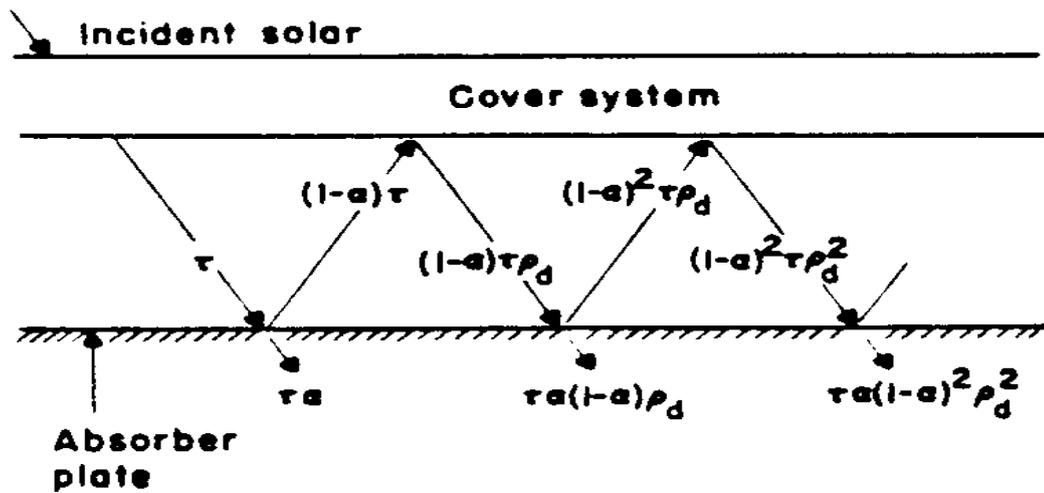


Figure (2.4) : Absorption du rayonnement solaire par la surface de l'absorbeur

Ce coefficient appelé le coefficient transmission-absorption peut être déterminé par l'équation suivante :

$$(\tau\alpha) = \frac{\tau\alpha}{1 - (1-\alpha)\rho_d} \quad (2.5)$$

Où  $\rho_d$  est le coefficient de réflexion du rayonnement diffus par un système de couverture (une vitre ou plus). En pratique c'est une valeur du coefficient de réflexion du rayonnement direct incident sous un angle de  $60^\circ$ . Pour les calculs suffisamment précis on peut admettre que

$$(\tau\alpha) \approx 1.01 \tau\alpha \quad (2.6)$$

$\tau$  est en fonction du type de verre (teneur en  $\text{Fe}_2\text{O}$  est très important et doit être plutôt faible) et pour un verre ordinaire peut être estimé comme égale environ 0.8. Le coefficient  $\alpha$  dépend du type de surface d'absorbeur et également du revêtement de surface.

Le rayonnement absorbé est finalement égal à :

$$S = (\tau\alpha) I_r \quad (2.6)$$

où  $I_r$  est le rayonnement incident sur un plan incliné.

## 2.2- L'énergie solaire reçue sur Terre

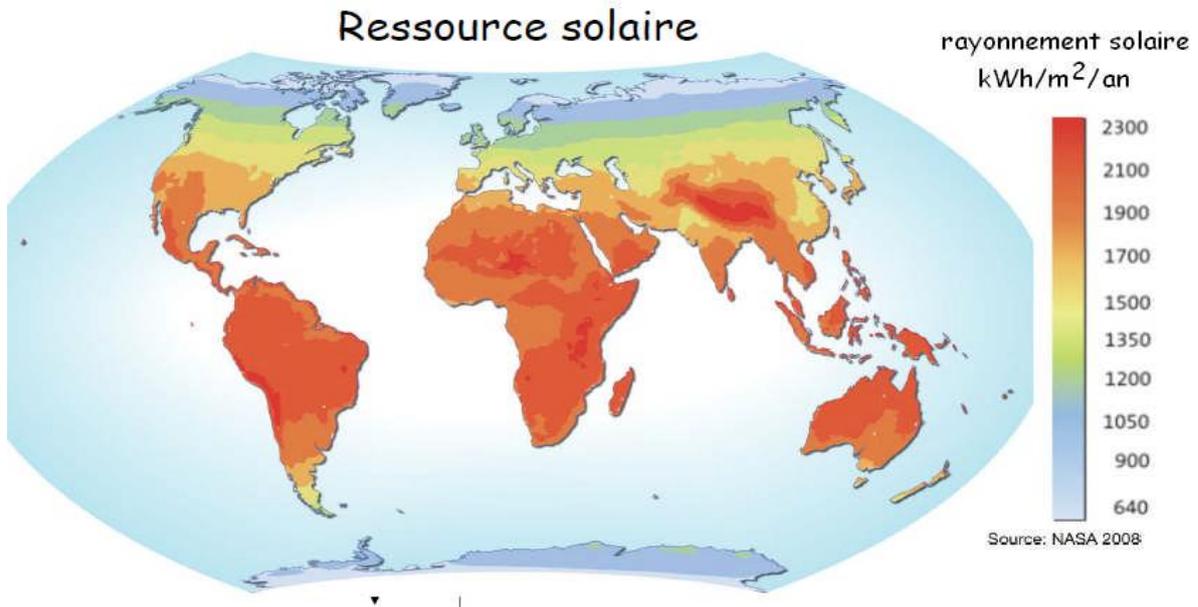


Figure (2.4) : Rayonnement solaire annuel en [kWh/m<sup>2</sup>/an] [10]

La Terre est située à 150 millions de km du Soleil. Celui-ci émet en permanence  $10^{26}$  Watt sous forme de rayonnement et la Terre reçoit  $178 \cdot 10^{15}$  Watt sur sa face éclairée soit 350 Watt par m<sup>2</sup> à l'équateur.

Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique composé essentiellement :

- de lumière visible de longueur d'onde comprise entre 400nm et 800 nm ;
- de rayonnement infrarouge (IR) de longueur d'onde inférieure à 400 nm ;
- de rayonnement ultra-violet (UV) de longueur d'onde supérieure à 800nm.

Sur Terre, l'atmosphère (via le dioxyde de carbone, l'ozone, la vapeur d'eau...) absorbe en grande partie les IR et les UV et un peu la lumière visible. Ainsi plus l'épaisseur d'atmosphère traversée est importante, plus la quantité d'énergie solaire reçue par le sol est réduite.

Quand on se rapproche des pôles, les rayons sont plus inclinés : la même quantité d'énergie se répartie sur une plus grande surface. C'est pourquoi le rayonnement solaire par unité de surface reçue diminue de l'équateur vers les pôles (ceci, avec l'inclinaison de l'axe de la Terre, est à l'origine du phénomène des saisons).

L'énergie solaire est également réduite:

- par l'alternance des jours et des nuits ;
- par la couverture nuageuse (celle-ci réduit à 50 % l'énergie solaire) ;
- par la variation saisonnière.

### 2.2.1-Rayonnement solaire en Algérie

L'Algérie possédant un gisement solaire important, de part son climat, la puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ  $1\text{kWh/m}^2$ . L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les  $6\text{kWh/m}^2$  et l'énergie annuelle maximale en Algérie est de l'ordre de  $2500\text{ kWh/m}^2$  [10].

La carte ci-dessous représente les différents gisements solaires de l'Algérie.

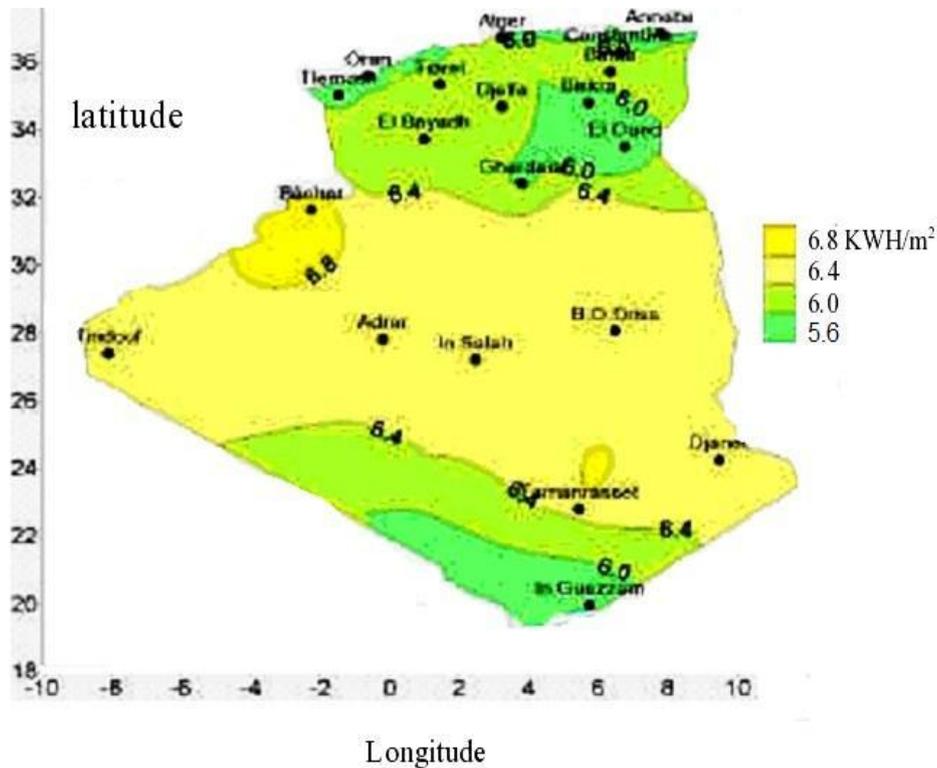


Figure (2.5) : Rayonnement solaire moyen par jour en Algérie [10]

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 également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil. Un capteur solaire fixe reçoit le maximum d'énergie lorsqu'il est orienté vers le sud et est incliné selon un angle pratiquement égal à la latitude du lieu.

Pour que le rayonnement solaire soit perpendiculaire au panneau solaire, et afin d'optimiser tout le système de captation, il est nécessaire de recourir à la technique de poursuite du soleil.

## 2.3- Différents types de capteurs

### 2.3.1- Capteurs sans concentration

#### Capteur non-vitré

Ces capteurs sont les plus simples et les moins onéreux. Il s'agit d'un absorbeur de forme simple en métal ou plastique à l'intérieur duquel circule le liquide à réchauffer.

La Figure (2.7) présente schématiquement un système de chauffe-eau solaire fonctionnant en mode thermosiphon. Sur cette figure, le capteur peut être un capteur non-vitré d'un autre type que celui décrit ci-dessous [11].

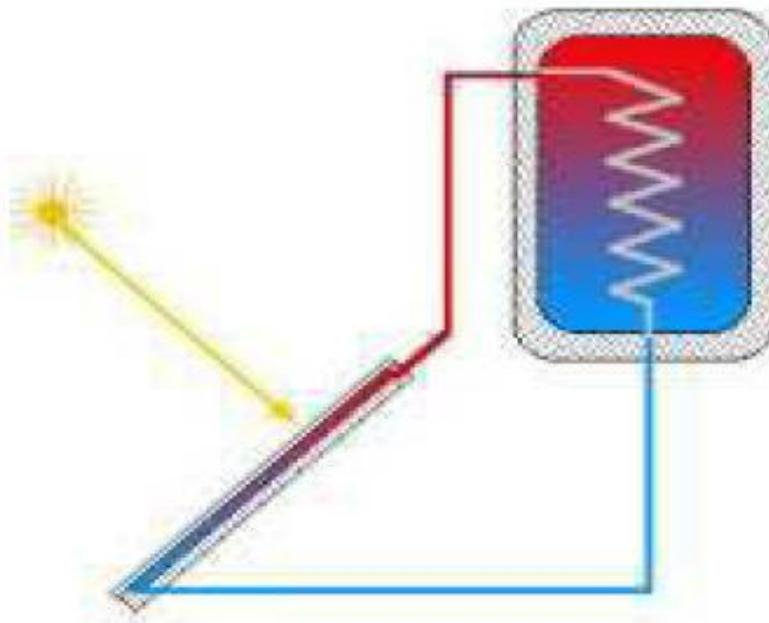


Figure (2.7) : Présentation schématique d'un système de chauffe-eau solaire fonctionnant en mode thermosiphon [11]

Le capteur non-vitré est souvent utilisé pour des applications très simples comme le chauffage des piscines (capteurs plastiques) ou la production d'eau chaude sanitaire dans les régions à très fort ensoleillement.

#### Capteur plan vitré

Ce capteur est constitué d'une boîte thermiquement isolée de son environnement, montrée en Figure (2.8), contenant les organes suivants :

- Absorbeur : C'est un échangeur de chaleur métallique de bonne conductivité thermique (cuivre ou aluminium), très absorbant au rayonnement solaire et peu émettrice de rayonnements infrarouges (peint en noir). Cet échangeur est constitué de deux plaques planes à l'intérieur desquelles les canaux ou les tubes sont soudés pour faire passer le fluide caloporteur. Par ailleurs, il existe aussi des capteurs en plastique (moins conducteur de chaleur).
- Couverture en verre : Cette couverture permettant une couche d'air entre l'absorbeur et la vitre vise à réduire les pertes de chaleur par convection. Les lois classiques de l'optique géométrique sont applicables à ce capteur.

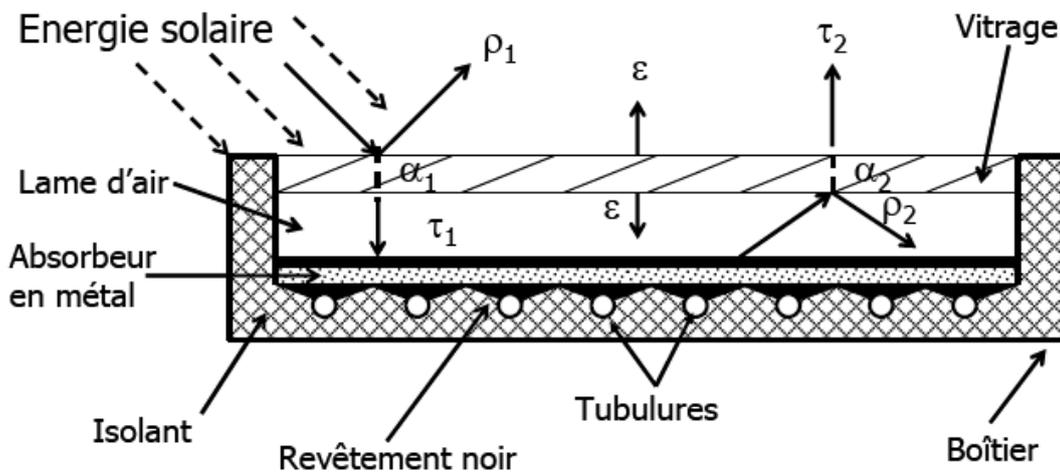


Figure (2.8) : Schéma d'une coupe longitudinale d'un capteur plan vitré [11]

### Capteur sous vide

Le capteur sous vide est une variante optimisée du capteur plan vitré dans lequel la couche d'air est éliminée en réalisant un vide entre l'absorbeur et la vitre. Ainsi les pertes par convection thermique sont éliminées, car le phénomène de convection ne peut pas être réalisé dans le vide (il a besoin de mouvement d'air pour transférer la chaleur par convection). De plus, dans ce type de capteur une couche sélective est déposée sur la vitre ce qui limite les pertes par rayonnement infrarouge.

### 2.3.2- Capteurs à concentration

Un capteur à concentration est un capteur solaire comportant un système optique (réflecteur, lentilles, ...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement reçu (d'où le nom de capteur à concentration). Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil. En utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur l'absorbeur d'un capteur solaire, cela permet de diminuer grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente son efficacité à hautes températures. Un autre avantage de ce système est que les réflecteurs sont sensiblement

moins coûteux, par unité de surface, que les capteurs. Il existe quatre types de capteurs à concentration [12] :

- Réflecteur cylindro-parabolique
- Réflecteur parabolique
- Centrale à tour
- Capteurs solaires fixes à concentration

Les capteurs à concentration permettent d'obtenir une température élevée au foyer, cependant ils n'utilisent que les rayons directs du soleil et il faut que les capteurs soient orientés en permanence vers le soleil, on utilise pour cela des systèmes asservis.

### Réflecteur cylindro-parabolique

Un capteur cylindro-parabolique est un capteur à concentration à foyer linéaire utilisant un réflecteur cylindrique de section parabolique. Dans un concentrateur cylindro-parabolique, le fluide caloporteur (eau, huile thermique ou gaz) peut être porté à environ 400 °C.

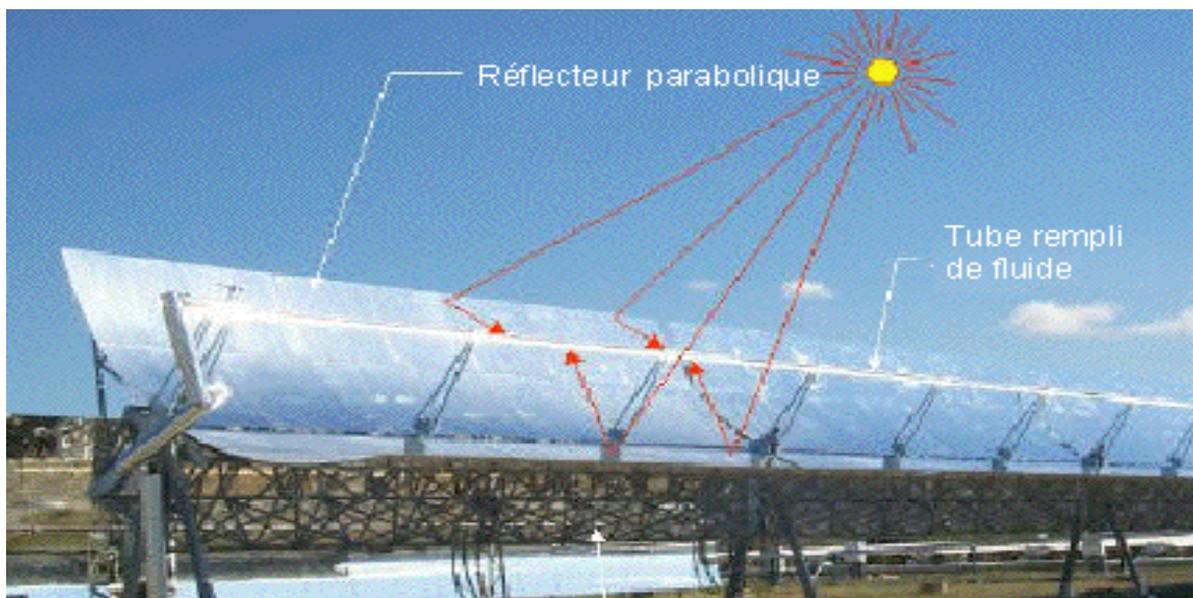


Figure (2.9): Systèmes à réflecteur cylindro-parabolique [12]

### Réflecteur parabolique

Un capteur parabolique est un capteur à concentration utilisant un réflecteur en forme de parabole de révolution et qui concentre les rayons solaires dans un foyer ponctuel. Dans les concentrateurs paraboliques, on peut obtenir des températures élevées (jusqu'à 1500 °C).

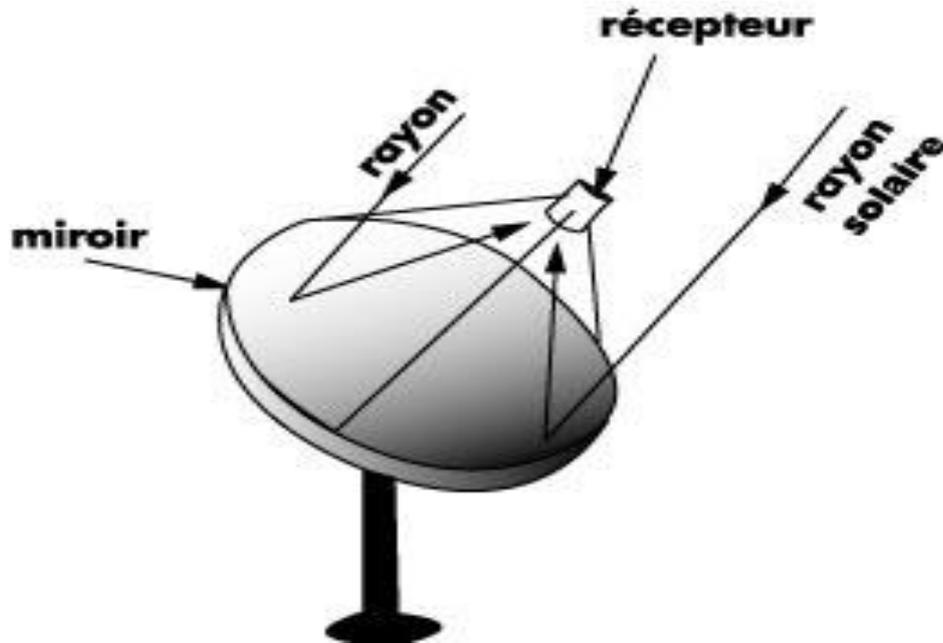


Figure (2.10) : capteur parabolique [12]

### Centrale à tour

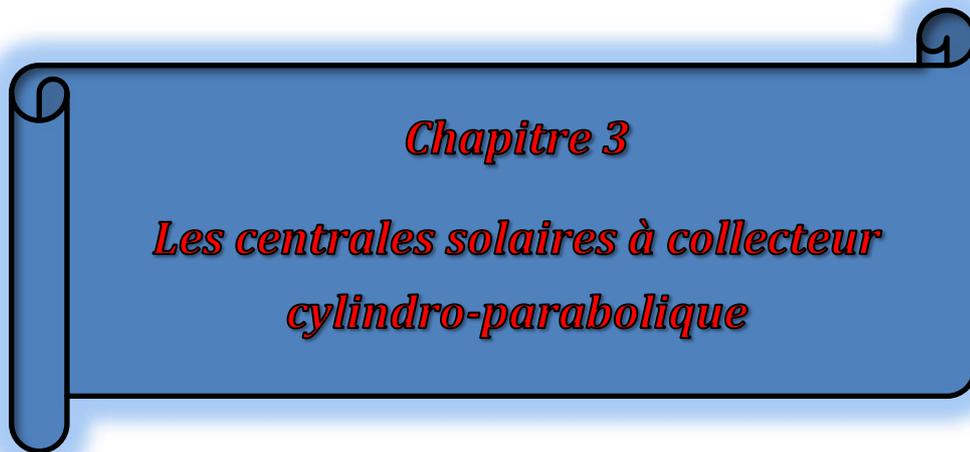
Un héliostat utilise un ensemble de pointeurs solaires à double axe qui dirige l'énergie du soleil vers un grand absorbeur situé dans une tour. A ce jour, la seule application du capteur héliostat est la production d'énergie dans un système dénommé «centrale à tour». Une centrale à tour possède un ensemble de grands miroirs qui suit le mouvement du soleil. Les miroirs concentrent les rayons du soleil sur le récepteur en haut de la grande tour. Un ordinateur garde les miroirs alignés afin que les rayons du soleil, qui sont réfléchis, visent toujours le récepteur, où la température peut dépasser 1000 °C. De la vapeur à haute pression est générée afin de produire de l'électricité.



Figure (2.11) : centrale a tour [12]

### Capteurs solaires fixes à concentration

Les capteurs fixes à concentration utilisent des réflecteurs à composés paraboliques ainsi que des réflecteurs plans afin d'orienter l'énergie solaire vers un absorbeur d'accompagnement ou une fente à travers un important angle d'admission. L'important angle d'admission pour ces réflecteurs élimine la nécessité d'avoir un système de pointeur solaire. Ce type de capteur comprend des capteurs plans à réflecteurs cylindro-paraboliques, des capteurs plans, avec des réflecteurs paraboliques de surpression, ainsi que des cuisinières solaires. L'élaboration de ces deux premiers capteurs a été réalisée en Suède. Les cuisinières solaires sont utilisées dans le monde entier, notamment dans les pays en développement.



*Chapitre 3*

*Les centrales solaires à collecteur  
cylindro-parabolique*

### 3.1–Introduction

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 dès 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.

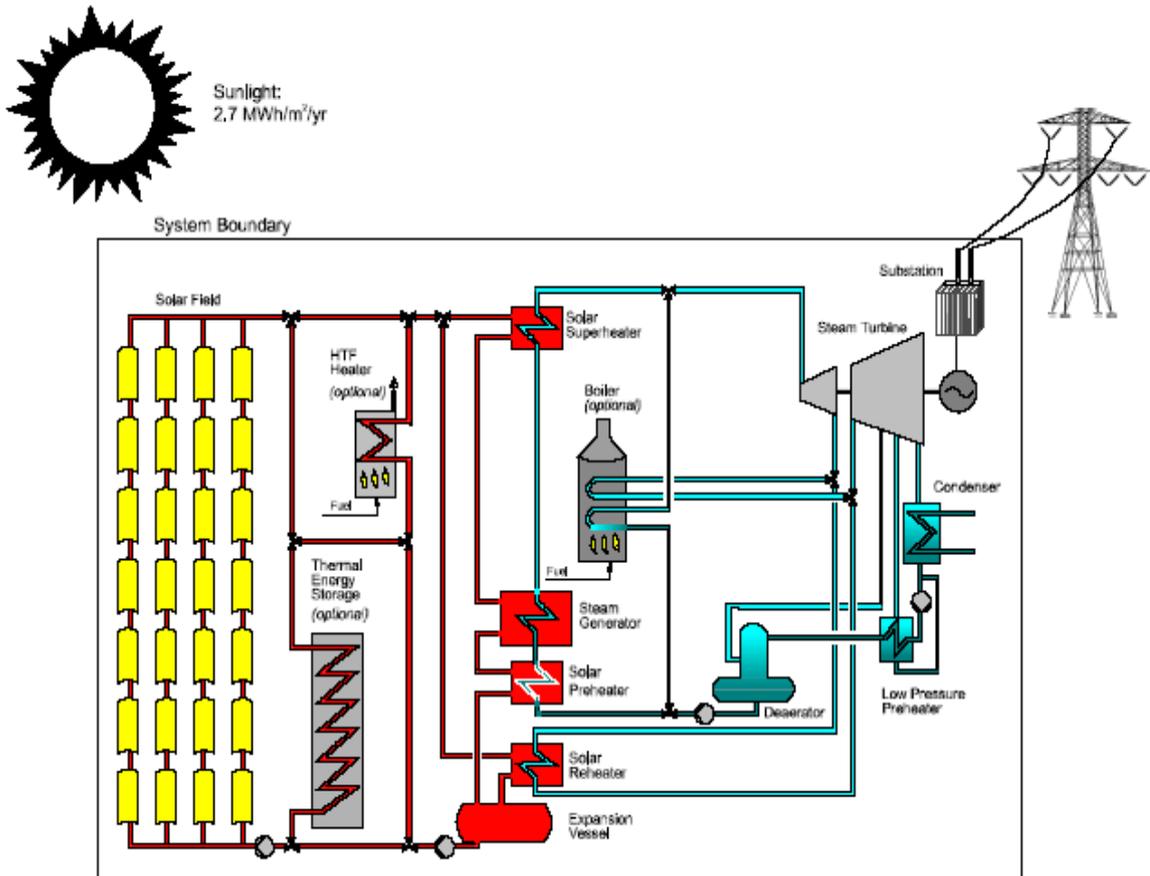


Figure (3.1) : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques [13]

C'est le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MW) et c'est la solution commerciale actuelle la plus sûre. En effet, Les centrales solaires cylindro-paraboliques représentent 94 % des centrales actuellement en activité.

Leur utilisation et leur exploitation commerciale remonte aux années 1980 aux Etats-Unis où la compagnie Luz International a commencé à construire 9 centrales cylindro-parabolique en série dans le désert Californien. Mais c'est à la fin 2009 qu'environ 800 MW de puissance électrique sont produite par ce groupe de centrales SEGS et raccordée au réseau californien.

Ce système SEGS utilise de nombreuses rangées de capteurs cylindro-paraboliques réfléchissants posés en rangées est-ouest, d'une centaine de mètres de long, forment des champs de miroirs des plus importants (de 106.000 à 480.000m<sup>2</sup>).

Chaque capteur (miroir face au sud) suit le mouvement apparent du soleil sur un seul axe en hauteur et concentrent le soleil, de 30 à 100 fois, au foyer. L'énergie thermique reçue au récepteur (point focal de la parabole) 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 environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée à 371°C – 100 bars qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

Le cycle recommence quand le fluide refroidi dans les échangeurs retourne au circuit des capteurs. La centrale est conçue pour fonctionner avec l'énergie solaire uniquement. Cependant, un appoint gaz est utilisé pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production électrique continue de 0,8 TWh par an (80 % solaire, 20 % gaz).

Une autre entreprise allemande Solar Millennium entreprend en 2006 la construction de grandes centrales solaires telles que ANDASOL au pied de la Sierra en Espagne, et BOULDER CITY (Solar One) de 65 MW implantée dans le Nevada (19.300 capteurs cylindro-paraboliques, Inaugurée en 2007) .

Mais c'est en 2008 que démarre la centrale cylindro-parabolique ANDASOL Guadix Espagne, capable de produire de l'électricité en continu (5 x 50 MW) jour et nuit, grâce à un système de stockage de la chaleur (sels fondus, 60% NaNO<sub>3</sub> 40% KNO<sub>3</sub>).

En 2009 un projet de 30 centrales de ce type sont en construction pour une capacité totale s'élevant à plus de 1.500 MW, Fin 2009, on comptait 710 MW installés et en fonctionnement dans le monde.

Deux centrales, l'une en Algérie (Hassi R'mel, ISCC, 30 MW) et l'autre au Maroc, comportant un cycle intégré solaire de 20 MW ont été attribuées à des sociétés européennes suite à appels d'offres.

C'est l'entreprise Allemande qui travaille actuellement en Algérie pour la construction de la centrale électrique hybride gaz/solaire, dans la région de Hassi R'mel (Laghouat). Cette centrale électrique combine des miroirs paraboliques concentrant la puissance solaire de 25 MW, sur une surface de 180 000 m<sup>2</sup>, en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 130 MW [13].

On compte en 2010 environ 800 MW de capacités installées de solaire thermodynamique, et 1,2 GW de capacités en construction.

L'année 2012, au vu des constructions en cours, ce sont environ 4 000 MW de centrales de cette filière qui devraient être opérationnelles, pour produire environ 10 TWh d'électricité.

Enfin le projet européen DESERTEC (Initiative issue des travaux du Club de Rome, projet TREC) vient d'être lancé par des industriels Allemands réunis le 13 Juillet 2009

utiliserait cette filière: Des dizaines de centrales solaires à travers le Sahara enverraient une partie de leur électricité vers l'Europe [14].

### 3.2-Le collecteur

Le collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire.

Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection.

Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est d'approximativement 80 [15].

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que le rayonnement solaire incident soit toujours perpendiculaire au réflecteur. De cette manière, le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole et concentré sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

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

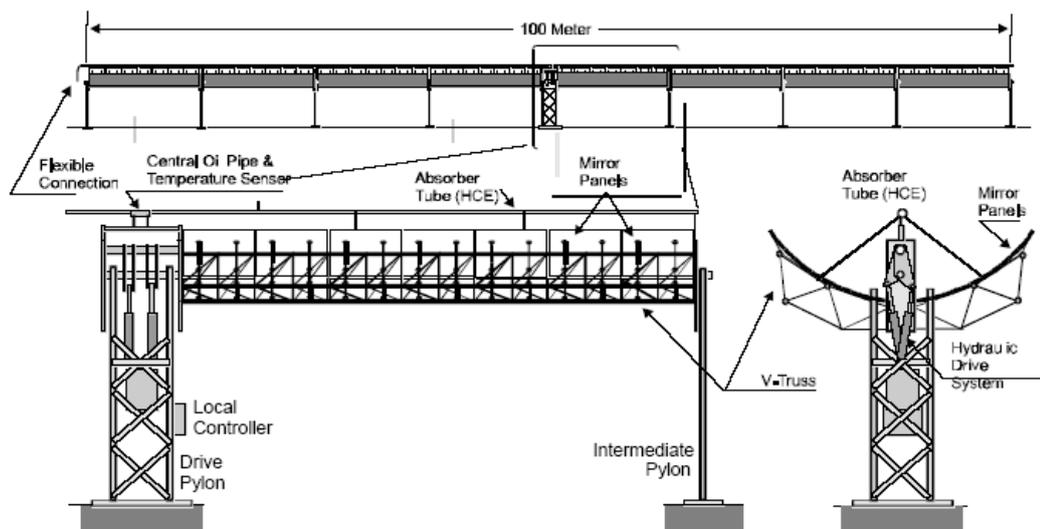


Figure (3.2) : Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique [15]

Le tube collecteur doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide [16].

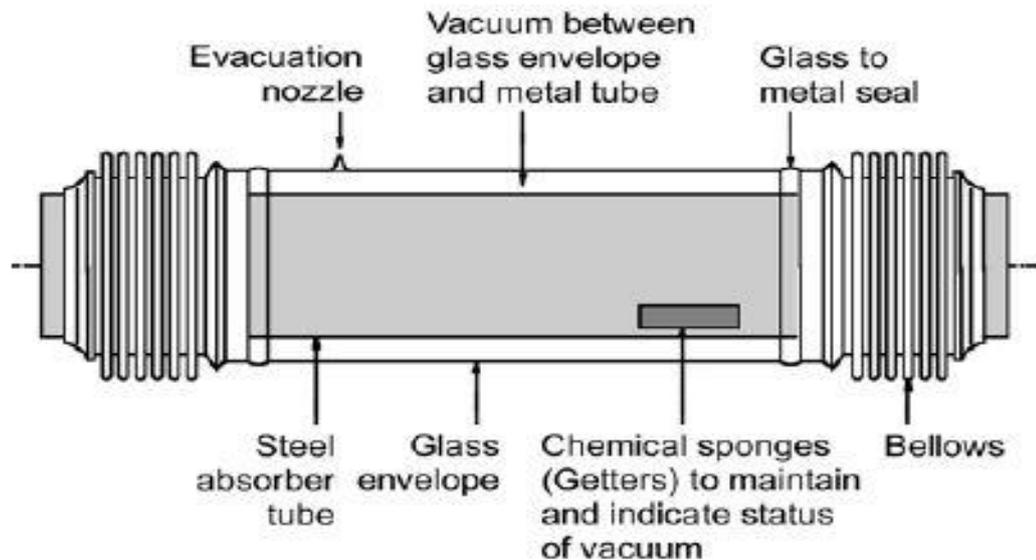


Figure (3.3) : Tube collecteur [15]

### 3.3-Performances et modélisation du collecteur

La quantité d'énergie reçue par le collecteur parabolique dépend des conditions de fonctionnement [17] :

- La quantité du rayonnement direct incident sur le collecteur ( $G$ )
- La température moyenne du fluide dans le récepteur ( $T_m$ ) : plus cette température est élevée, plus les pertes à l'ambiance sont élevées, et plus l'efficacité diminue.
- La température ambiante ( $T_a$ ) : Plus elle est faible, plus les pertes à l'ambiance sont élevées.
- L'angle d'incidence du rayonnement sur le capteur ( $\theta$ ) : cet angle modifie les propriétés d'absorption et de réflexion du rayonnement solaire par l'enveloppe de verre du récepteur.

La quantité d'énergie reçue dépend aussi de caractéristiques physiques intrinsèques au collecteur :

- Le coefficient d'échange entre le récepteur et l'ambiance ( $U_L$ ) : Il doit être aussi faible que possible afin de minimiser les pertes à l'ambiance.

- Le coefficient de réflexion de miroirs (R) : Il est égal à la quantité de rayonnement reçue par le récepteur par rapport à la quantité incidente sur le collecteur.
- Le facteur de transmittivité-absorptivité ( $\tau\alpha$ ). Il est égal à la quantité de rayonnement absorbée par le tube récepteur en acier par rapport à la quantité de rayonnement incidente sur le verre du récepteur. La manière dont il est comme suit : La quantité d'énergie absorbée par le tube métallique et transmise au fluide caloporteur dépend de 2 paramètres :

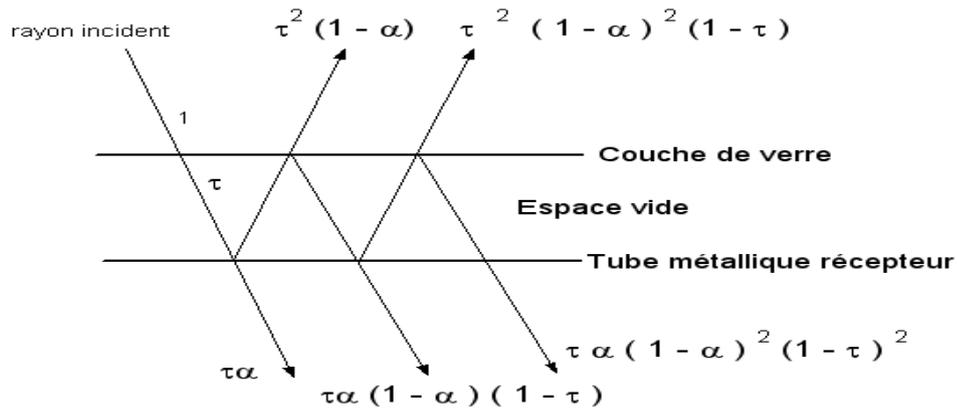


Figure (3.4) : Parcours d'un rayon lors de transmissions et de Réflexions successives

La quantité finale d'énergie transmise est une série géométrique infinie de raison  $(1 - \alpha) \times (1 - \tau)$

On a donc :

$$(\tau\alpha) = \tau \times \alpha \times \sum_{k=0}^{\infty} (1 - \alpha)^k \times (1 - \tau)^k = \tau \times \alpha \frac{1}{1 - (1 - \alpha) \times (1 - \tau)}$$

$\alpha$  et  $\tau$  dépendent de l'angle d'incidence. Le facteur  $(\tau\alpha)$  ne peut donc être défini que pour un angle d'incidence donné.

Si l'angle d'incidence vaut 0, le rayonnement est normal à la surface. On écrit alors :  $(\tau\alpha)_n$ .

$(\tau\alpha)_n$  est une caractéristique intrinsèque du collecteur et est généralement donné par le constructeur.

$(\tau\alpha)$  quant à lui diminue si l'angle d'incidence ( $\theta$ ) diminue. Pour en tenir compte, un facteur de correction IAM (incidence angle modifier) est déterminé expérimentalement:

$$(\tau\alpha) = (\tau\alpha)_n \times IAM(\theta).$$

- Le facteur de concentration (C).
- Le facteur d'efficacité du capteur (F') : proportion d'énergie calorifique absorbée par le tube métallique et effectivement transmise au fluide caloporteur.

Afin de calculer l'efficacité du collecteur solaire, une méthode similaire à celle exposée par Duffie & Beckman pour les collecteurs planes est appliquée (Duffie & Beckman, Inc, 1981).

La quantité de rayonnement incident reçue par le tube récepteur vaut :

$$Q_{\text{tube}} = (\tau\alpha) \times R \times C \times G$$

Le flux de chaleur perdu à l'ambiance par convection/radiation s'écrit :

$$Q_{\text{loss, amb}} = UL \times (T_m - T_a)$$

Le flux de chaleur transmis au fluide est égal à la différence entre  $Q_{\text{tube}}$  et  $Q_{\text{loss, amb}}$  multipliée par le facteur d'efficacité du collecteur :

$$Q_{\text{fluide}} = F'[(\tau\alpha) \times R \times C \times G - UL \times (T_m - T_a)]$$

On peut donc exprimer le rendement du collecteur par :

$$\epsilon = \frac{Q_{\text{fluide}}}{G} = F'(\tau\alpha) \times R \times C - \frac{UL \times (T_m - T_a) \times F'}{G}$$

### 3.4-Dimensionnement et configuration du champ solaire

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : le rayonnement solaire y est transformé en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie [18].

Le champ solaire est constitué de l'ensemble des capteurs solaires cylindro-paraboliques participant à la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique. Leur nombre ainsi que leurs dispositions sont déterminés par trois types de considérations générales :

- Performances intrinsèques de l'élément concentrateur.
- Données géographiques et météorologiques du site d'implantation
- Processus industriel auquel est destinée l'énergie collectée.

Une fois ces paramètres identifiés, il est possible de procéder à la recherche de la meilleure combinaison possible et ce sur la base d'une démarche d'optimisation conciliant l'efficacité technique avec les impératifs économiques.

Deux paramètres sont déterminants lors d'un dimensionnement d'un champ solaire la puissance thermique totale utile collectée et la température à laquelle cette puissance est fournie. Les prestations énergétiques qu'assure le champ solaire sont donc calibrées sur les besoins des chaudières en apport solaire.

Les collecteurs sont connectés en série pour former des rangées qui sont, à leur tour connectées en parallèle. Le nombre N de collecteur dans chaque rangée est donné par le rapport entre la différence de température  $\Delta T_{SF}$  à l'entrée et la sortie du champ solaire et la différence de température  $\Delta T_c$  à l'entrée et la sortie de chaque collecteur.

$$N = \frac{\Delta T_{SF}}{\Delta T_c}$$

Le nombre M de rangées qu'il faudrait connecter en parallèle est calculé en fonction de la puissance utile que fournit chaque collecteur  $Q_c$ , du nombre N et de la puissance nominale désirée  $Q_{total}$  ; il est donné par l'expression suivante :

$$M = \frac{Q_{total}}{N Q_c}$$

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

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

Les différentes configurations sont :

- Installation à retour direct : C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée.

Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée.

Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs. Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs [18].

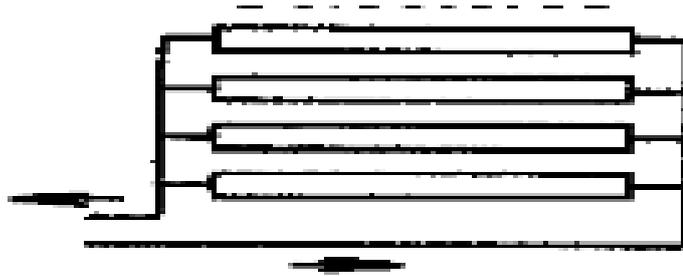


Figure (3.5) : Installation à retour direct

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



Figure (3.6) : Installation à retour indirect

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



Figure (3.7) : Installation à alimentation centralisée

### 3.5-Système de stockage de l'énergie solaire

Les installations électriques solaires sont confrontées à un problème crucial du caractère intermittent de la disponibilité de l'énergie primaire qu'elles mettent en œuvre. Le gisement solaire n'étant disponible que pendant le jour, les centrales solaires ne pourraient fonctionner durant la période nocturne. En plus l'indisponibilité du rayonnement solaire celui-ci est fluctuant lorsqu'il existe.

Ces limitations ramènent le taux d'utilisation de la centrale à un niveau tel que rien ne justifie l'investissement. D'où la nécessité d'intégrer dans le système de génération de puissance un dispositif lui permettant de fonctionner pendant la nuit et pendant les heures d'ensoleillement insuffisant.

Dans le cas d'une centrale purement solaire, une production de l'énergie thermique par anticipation obtenue par un procédé de stockage thermique par sels fondus est susceptible d'assurer une meilleure exploitation de la centrale et cela en l'alimentant en chaleur même durant les périodes de pannes solaires.

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

- Système à un seul réservoir : pour les systèmes à petites capacités, le stockage thermique peut se faire par l'intermédiaire d'un seul réservoir dans lequel se trouve une huile thermique ou la température est stratifiée. On parle, dans ce cas, de stockage à stratification
- Système à deux réservoirs : ce type de stockage est le plus généralement utilisé ; le système emploie un réservoir chaud et un autre froid. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud. Les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire [19].

### 3.6- Systèmes hybrides

La disponibilité de l'énergie solaire étant intermittente, il n'est pas rentable d'investir dans un champ solaire seul avec sa turbine et son générateur électrique. Le taux d'utilisation du système de génération de puissance en effet très faible et ne justifie pas l'investissement.

Afin de mettre à profit le système même quand l'énergie solaire n'est pas disponible, l'installation est généralement hybridée : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue.

Une autre solution afin d'obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance est le stockage de l'énergie thermique par sels fondus.

### 3.6.1- Condition de l'hybridation

#### 3.6.1.1- Courbe de charge

La puissance électrique produite par une centrale solaire hybride dépend des engagements qu'impliquent les contrats de fourniture lesquels sont fixés par les besoins identifiés ou exprimés- des consommateurs en électricité. On distingue généralement deux modes de production selon la centrale hybride considérée.

Un mode de production quasi-libre : lorsque la centrale est connectée à un réseau électrique déjà existant, la contribution propre de son unité fossile à la satisfaction des besoins des utilisateurs n'est plus soumise à leur mode de consommation temporel. Les turbines du bloc fossile fonctionnent à plein charge et cela pendant toute la période de production et indépendamment du niveau de disponibilité du rayonnement solaire.

Un mode de production asservi : en l'absence de réseau électrique, la centrale hybride doit couvrir, seule et entièrement les besoins de ses clients. La consommation de ces derniers varie dans le temps ce qui contraint les opérateurs à adapter correctement leur production électrique au profil des besoins de l'utilisateur. Ce profil est désigné sous le vocable de courbe de charge. Cette adaptation est rendue possible par la souplesse de l'unité fossile qui permet un ajustement de la production électrique globale selon, à la fois, la demande et la disponibilité du gisement solaire.

Dans le cas idéal ou le profil journalier de la consommation électrique coïncide avec celui du gisement solaire, la courbe de charge (C) aura l'allure représentée sur la figure.

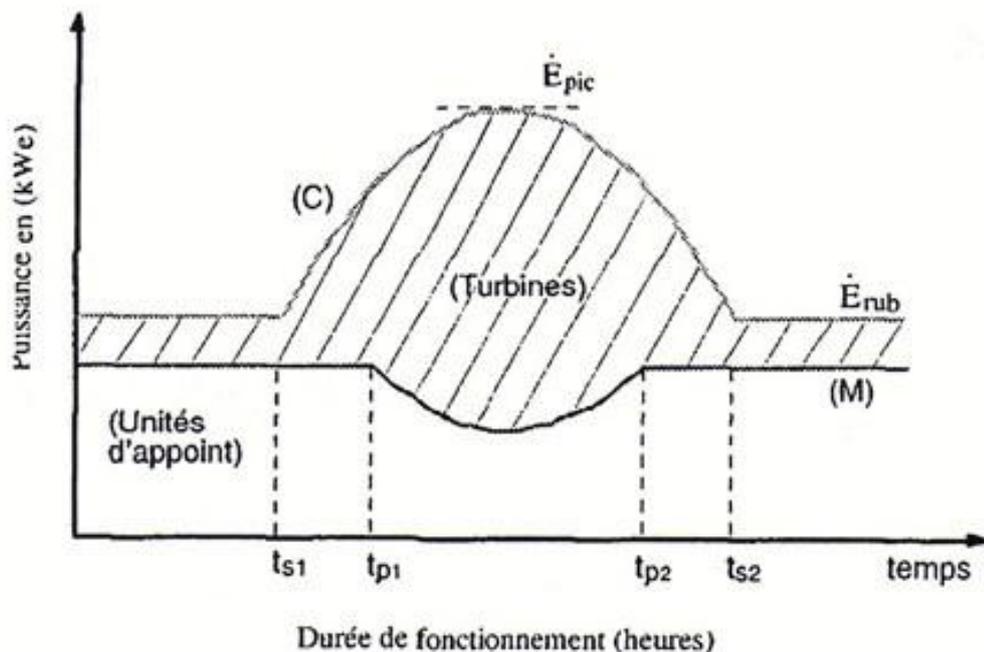


Figure (3.8) : courbe de charge [20]

### 3.7- Cycle de génération de puissance

Le système le plus couramment utilisé est le traditionnel cycle de Rankine : la chaleur est transportée par l'huile synthétique depuis les collecteurs jusqu'à la chaudière, où l'eau est évaporée. La vapeur est ensuite détendue dans la turbine, condensée et comprimée puis renvoyée dans l'évaporateur.

Cependant, l'utilisation d'un cycle de Rankine nécessite des températures élevées de 400 à 500 °C (l'efficacité du cycle chute avec la température de la vapeur à l'entrée de la turbine), et l'investissement requis pour la turbine est important. Le champ solaire doit donc obligatoirement être de taille importante.

Afin de valoriser les champs de concentrateurs cylindro-paraboliques de petite taille (voire d'un seul concentrateur), de nouvelles solutions sont actuellement étudiées. Ces solutions visent à développer des systèmes de récupération de la chaleur à plus basse température. Les avantages d'un tel système sont multiples :

- Moins de pertes thermiques au niveau du collecteur, puisque le terme  $(T_m - T_a)$  est plus faible.
- Possibilité, comme mentionné plus haut, de limiter la taille du champ de concentrateurs.

Le principal inconvénient est évident : la source chaude du cycle étant à une température inférieure, le rendement de conversion est plus faible et moins d'énergie peut être récupérée.

Parmi les systèmes de récupération de chaleur à basse température, on peut citer :

- Le cycle de Rankine organique : au lieu de la vapeur d'eau utilisée dans les cycles de Rankine traditionnels, un cycle organique de Rankine (ORC) fonctionne avec un fluide organique à grande masse molaire. La détente d'un tel fluide est en effet plus efficace que celle de l'eau à petite échelle. Les fluides utilisés peuvent être soit des réfrigérants (R134a, R123, R245fa, etc) soit des hydrocarbures (n-pentane, isopentane, toluène, etc.). La turbine axiale est généralement remplacée par un expanseur volumétrique (scroll, vis) ayant une vitesse de rotation moindre, un rapport de pression plus élevé évitant ainsi la nécessité de multiplier les étages durant l'expansion.

Le cycle de Rankine organique présente l'avantage d'être très simple, tous ses éléments étant très répandus et relativement bon marché.

- Le cycle supercritique au CO<sub>2</sub> : Le principal avantage de ce cycle est de présenter une température non constante dans l'échangeur de la source de chaleur. Il y a donc moins d'irréversibilités de transfert et un meilleur rendement théorique. Le principal inconvénient vient de la très haute pression dans le cycle : les conduites sont soumises à des contraintes mécaniques importantes et doivent

donc être renforcées, ce qui augmente le coût de l'installation. La probabilité de panne est en outre augmentée.

Un des avantages du cycle au CO<sub>2</sub> est la non toxicité et la non inflammabilité de son fluide de travail, ce qui n'est généralement pas le cas pour un cycle de Rankine organique.

- Le cycle eau/ammoniaque : A l'instar du cycle au CO<sub>2</sub>, ce cycle possède une température non constante dans l'évaporateur, son fluide de cycle étant un mélange non azéotropique.

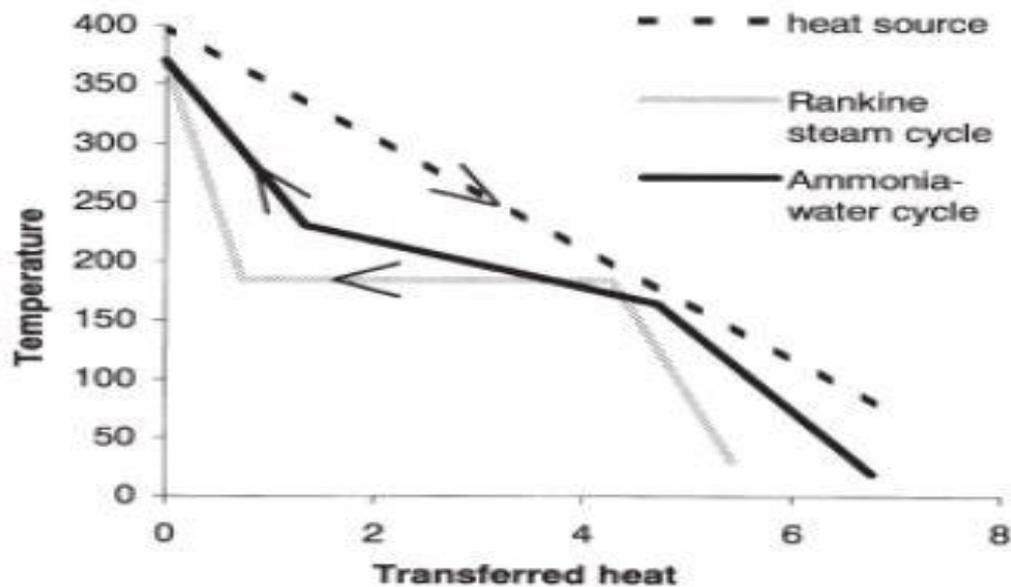


Figure (3.9): profil température dans l'évaporateur [20]

Ce cycle est plus complexe que les deux cycles présentés précédemment. Afin d'ajuster les concentrations de NH<sub>3</sub> dans l'eau aux différents endroits du cycle, un plus grand nombre d'échangeurs de chaleur est requis, ainsi qu'un minimum de 2 pompes. Son rendement théorique est légèrement supérieur à celui du cycle de Rankine organique. Ses principaux inconvénients sont la toxicité de son fluide de travail, et sa complexité, qui augmente le coût d'installation.

### 3.8-Rendement énergétique des centrales solaires hybrides

L'efficacité d'une centrale solaire hybride est donnée par le rapport entre la prestation électrique fournie et l'ensemble des apports en énergie thermique. Le rendement énergétique est fonction donc du rendement de conversion du cycle thermodynamique, du pouvoir calorifique du combustible intervenant dans l'unité fossile et du rendement énergétique propre au champ solaire.

#### 3.8.1-Expression générale du rendement énergétique d'un système hybride

Des facteurs énergétiques sont introduits dans l'expression du rendement énergétique de la centrale hybride afin de pouvoir procéder à sa comparaison avec celui d'une autre centrale thermique de production électrique employant un concept

quelconque. L'équation générale du rendement des centrales solaires hybrides devient:

$$\varepsilon(\alpha_E, \alpha_F, \alpha_s) = \frac{\alpha_E E_t(g, ch)}{\alpha_F M_F PEIC + \alpha_s A_{cap} I_s}$$

Avec :

$\alpha_E$  : Facteur d'énergie électrique

$\alpha_F$  : Facteur d'énergie de combustion

$\alpha_s$  : Facteur d'énergie solaire incidente

$M_F$  : Consommation annuelle en combustible fossile (kg/an)

PEIC : Pouvoir énergétique inférieur du combustible fossile (kWh/Kg)

$A_{cap}$  : Surface de captage du champ solaire (m<sup>2</sup>)

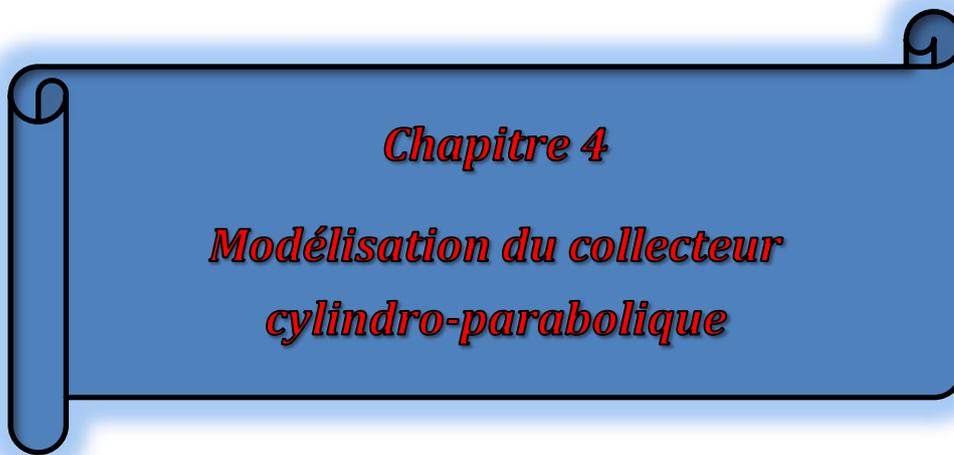
$I_s$  : Energie solaire annuelle incidente par unité de surface (kWh/m<sup>2</sup>/an)

L'énergie électrique annuelle délivrée par l'installation hybride est une fonction du gisement solaire  $g$  et de la charge de fonctionnement des turbines  $ch$ , d'où la notation  $E(g, ch)$  figurant dans l'expression générale du rendement.

Les facteurs énergétiques varient selon le système considéré. Ils sont, dans tous les cas, donnés comme des combinaisons des apports solaire et/ou fossile.

La centrale est, dans ce cas, caractérisées par trois régimes de fonctionnement différents :

- Régime de marche nocturne: il est caractérisé par une marche à puissance de base de la centrale ; les turbines fonctionnent partiellement alors que l'unité fossile est à son fonctionnement nominale.
- Régime de marche diurne: ce régime est défini par une marche adapté des turbines de l'unité solaire, en raison de la disponibilité adéquate du rayonnement solaire, tandis que les turbine fonctionnant au combustible fossile sont a leur limite inférieure de charge autorisée.
- Régime de marche matinal ou de fin de journée : le rayonnement solaire incident est suffisant pour faire fonctionner, à charge nominale, les turbines du cycle de conversion thermodynamique. Avec néanmoins, la contribution à charge nominale de l'unité fossile [20].



## 4.1-Introduction

Le concentrateur cylindro-parabolique est composé d'une surface réfléchissante en profil cylindro-parabolique qui permet de concentrer le rayonnement solaire sur un tube absorbeur placé à son foyer.

Les facteurs de concentration géométrique et d'interception restent des facteurs déterminants pour l'évaluation des performances optiques de tout capteur cylindro-parabolique.

## 4.2-Détermination du facteur de concentration géométrique

Soit le concentrateur cylindro-parabolique représenté dans la figure (4.1) [21] :

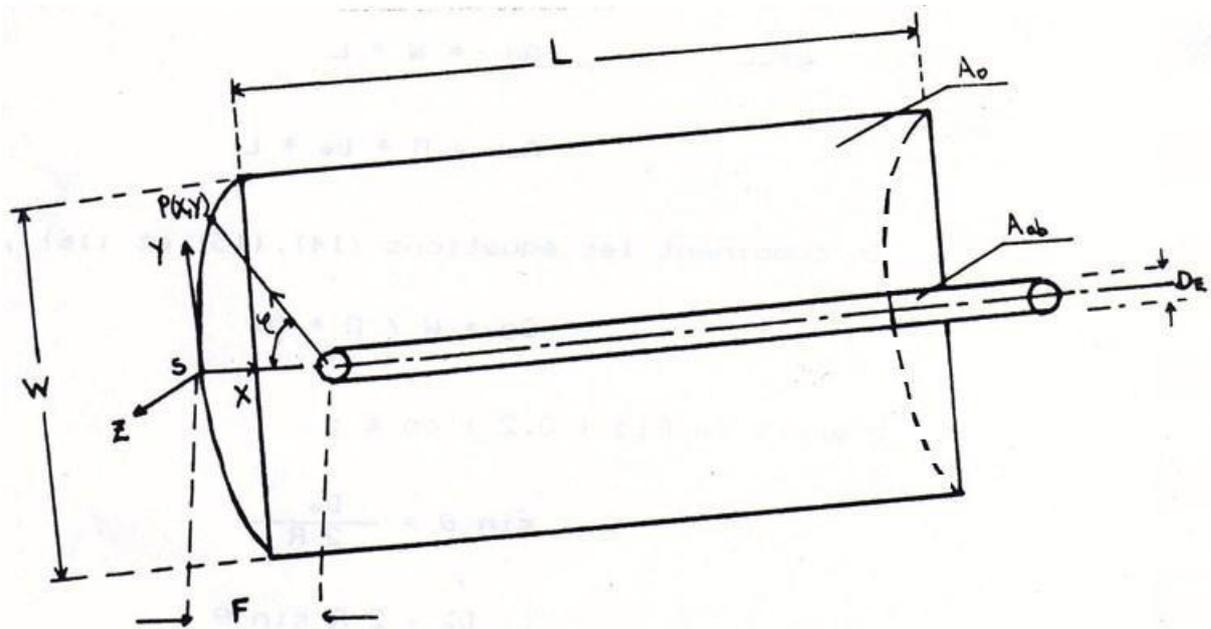


Figure (4.1) : géométrie du concentrateur cylindro-parabolique [21]

On définit les paramètres suivants :

$A_{ab}$  : Aire de la surface de tube absorbeur.

$A_o$  : Aire de la surface d'ouverture du concentrateur.

$F$  : Distance focale

$O$  : Centre du foyer

$S$  : Sommet de la parabole

$W$  : Diamètre d'ouverture du concentrateur

$D_{i, e}$  : Diamètre intérieur et extérieur du tube absorbeur

$D_{i, 2}$  : Diamètre intérieur et extérieur de l'enveloppe "pyrex"

$\varphi$  : Angle d'ouverture du concentrateur

$P$  : Un point quelconque de la surface du concentrateur.

L'Equation de la parabole [21] est de la forme :

$$X = \frac{Y^2}{4 \cdot F} \quad (4.1)$$

La concentration géométrique moyenne  $C_g$  ou facteur de concentration géométrique peut être défini comme étant le rapport de la surface droite d'ouverture du concentrateur  $A_o$  et de la surface apparente de la paroi absorbante  $A_{ab}$  :

$$C_g = A_o / A_{ab} \quad (4.2)$$

Avec :

$$A_o = W \cdot L \quad (4.3)$$

$$A_{ab} = \pi \cdot D_e \cdot L \quad (4.4)$$

En combinant les équations (4.2), (4.3), (4.4) on obtient

$$C_g = W / \pi \cdot D_e \quad (4.5)$$

D'après la figure (4.2) on a :

$$\sin \Theta = \frac{D_e}{2R} \quad (4.6)$$

D'où :

$$D_e = 2 R \sin \Theta \quad (4.7)$$

Pour  $Y = W/2$

On a

$$R = \left(1 + \left(\frac{W}{4F}\right)^2\right) \cdot F \quad (4.8)$$

On définit N l'ouverture relative du capteur cylindro-parabolique comme étant le rapport du diamètre d'ouverture W et la distance focale F

D'où :

$$R = \left(1 + \left(\frac{N}{4}\right)^2\right) \cdot F \quad (4.9)$$

En substituant les expressions (4.9) dans (4.7) puis dans (4.5) on obtient finalement l'expression du facteur de concentration géométrique :

$$C_g = \frac{N}{2\pi \left(1 + \frac{N^2}{16}\right) \cdot \sin \theta} \quad (4.10)$$

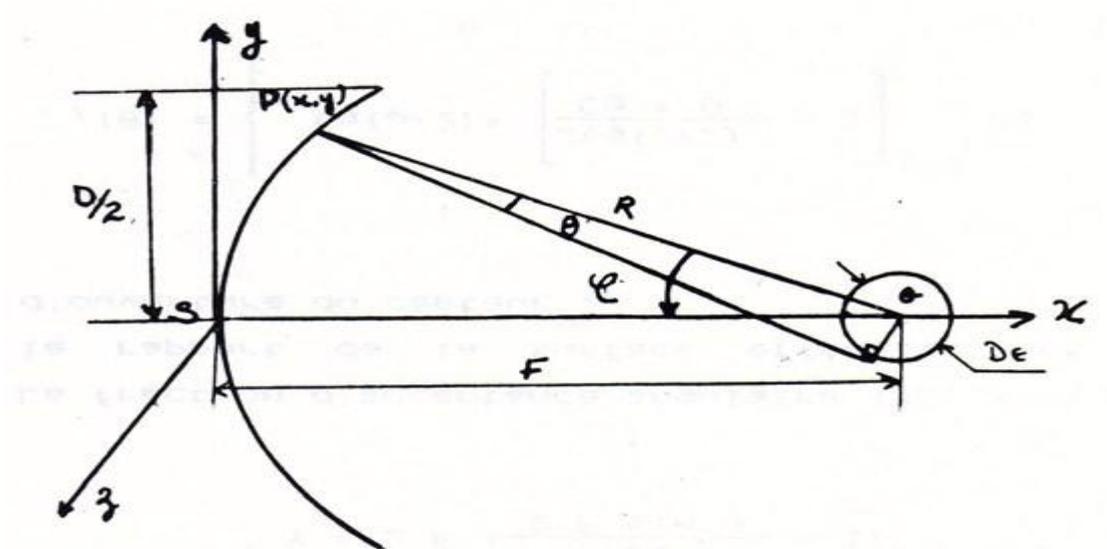


Figure (4.2) : facteur de concentration géométrique [21]

### 4.3-Détermination de la fonction d'acceptance angulaire

La traction d'acceptance angulaire est définie [21] comme étant la fraction d'un faisceau de rayons solaires incident sur le plan d'ouverture du concentrateur et qui atteint la surface de l'absorbeur en absence de toutes les erreurs.

De la figure (4.2) on tire aussi les expressions suivantes :

$$\sin \varphi = \frac{D}{2 F (1+(Y/2F)^2)} \quad (4.11)$$

Pour  $Y = D/2$

On aura  $\Theta = \Theta_{\min}$

$$\sin \varphi = \frac{D}{2 F (1+(D/4F)^2)} \quad (4.12)$$

D'où

$$\sin \Theta_{\min} = \frac{\sin \varphi}{\pi C_g} \quad (4.13)$$

Pour  $Y = 0$

On aura  $\Theta = \Theta_{\max}$

$$\sin \Theta_{\max} = \frac{2 \operatorname{tg} \left( \frac{\varphi}{2} \right)}{\pi C_g} \quad (4.14)$$

Seulement la section centrale de l'ouverture du capteur est effective de  $-Y$  a  $Y$  avec :

$$Y = 2 F \left( \frac{D_e}{2 F \sin \Theta} - 1 \right)^{0.5} \quad (4.15)$$

La fraction d'acceptance angulaire [21],  $f(\Theta)$  n'est autre que le rapport de la surface effective et de la surface d'ouverture du capteur.

$$f(\theta) = \begin{cases} 1 & \text{si } \theta \leq \theta_{\min} \\ \operatorname{tg}\left(\frac{\varphi}{2}\right) \left[ \frac{2 \operatorname{tg}\left(\frac{\varphi}{2}\right)}{C_g \theta} - 1 \right]^{0.5} & \text{si } \theta_{\min} \leq \theta \leq \theta_{\max} \\ 0 & \text{si } \theta \geq \theta_{\max} \end{cases} \quad (4.16)$$

L'allure de la courbe de cette fonction est représentée dans la figure (4.3).

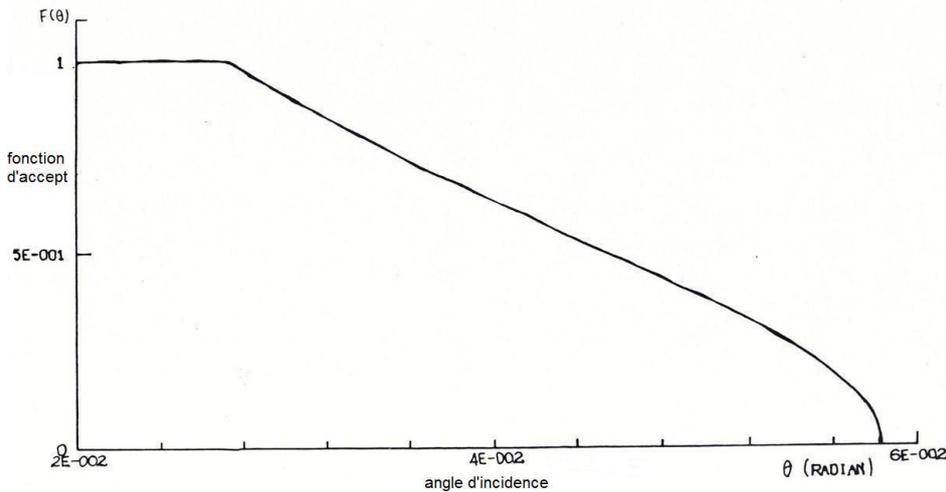


Figure (4.3) : graphe de la fonction d'acceptance en fonction de l'angle d'incidence [21]

#### 4.4-Le facteur d'interception $\gamma(\theta)$

Le facteur d'interception est défini comme étant le rayonnement solaire interceptée  $I_i$  par le tube absorbeur sur le rayonnement direct  $E$  capté par l'ouverture de capteur.

$$\gamma(\theta) = \frac{I_i}{E C_g} \quad (4.17)$$

le rayonnement solaire incident  $E$  au point A figure(4.4) qui est intercepté par l'enveloppe du tube absorbeur suivant un angle  $\theta_1$  de la normale en ce point est en partie réfléchi

vers le milieu extérieur l'autre est réfracté d'un angle  $\theta_2$  vers le point B. En ce point le rayonnement arrivant est en partie réfracté d'un angle  $\theta_3$  vers le point C et l'autre partie transmise vers la paroi du tube absorbeur.

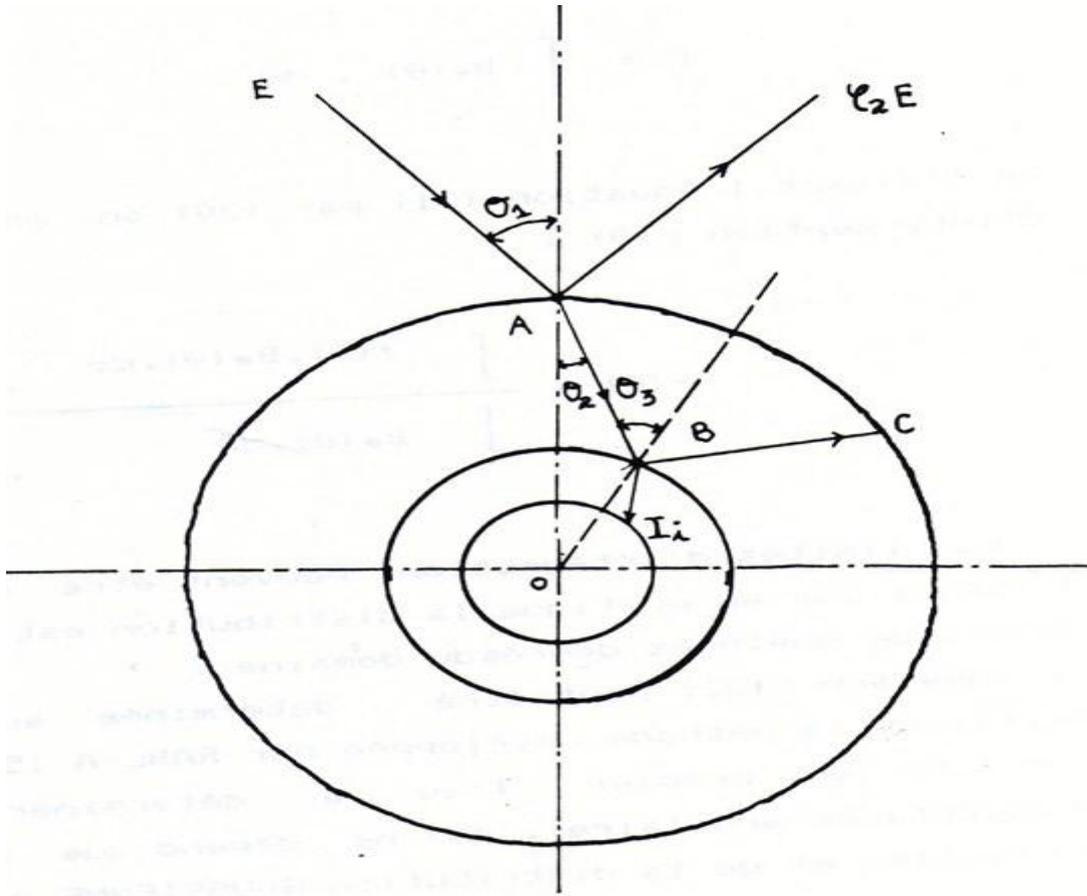


Figure (4.4) : taux de rayonnement solaire transmis à travers l'enveloppe [21]

Le rayonnement total  $I_i$  intercepté par le tube absorbeur et obtenu en multipliant la fonction d'acceptance angulaire par la distribution de l'éclairement effectif du disque solaire  $B_e(\theta)$  [21] et en intégrant le tout par les angles d'incidence  $\theta$ .

$$I_i = \int f(\theta) B_e(\theta) d\theta \quad (4.18)$$

Le rayonnement solaire [21] incident E est donné égal à :

$$E = \int B_e(\theta) d\theta \quad (4.19)$$

En divisant l'équation (4.19) par (4.18) on obtient le facteur d'interception  $\gamma(\theta)$  :

$$\gamma(\Theta) = \frac{\int f(\Theta) \text{Be}(\Theta) d\Theta}{\int \text{Be}(\Theta) d\Theta} \quad (4.20)$$

Les limites d'intégrations peuvent être étudiées jusqu'à l'infini car en pratique la distribution est négligeable en dehors de quelques degrés du domaine.

L'équation (4.20) peut être déterminée autrement en utilisant la méthode développée par RABL-A [22]. Cette méthode consiste en premier lieu à déterminer la fonction d'acceptance angulaire qui ne dépend que de la géométrie du système et de la distribution GAUSSIENNE des erreurs.

$$\gamma(\Theta) = \int \frac{f(\theta) \exp\left(-\frac{\theta^2}{2\sigma_g^2}\right) d\theta}{2 \pi^{0.5} \sigma_g} \quad (4.21)$$

Avec :

$$\sigma_g^2 = \sigma_{op}^2 + \sigma_{so}^2$$

$$\sigma_{op}^2 = \lambda (4 \sigma_{co}^2 + \sigma_{sp}^2) + \sigma_a^2 + \sigma_{po}^2 + 4 \sigma_{co}^2 + \sigma_{sp}^2$$

$$\sigma_{so}^2 = 1.5 \sigma_{sm}^2$$

Avec :

$\sigma_g$  : erreur global (mrad)

$\sigma_{op}$  : erreur optique (mrad)

$\sigma_{so}$  : erreur due à la forme du soleil (mrad)

$\sigma_{co}$  : erreur du contour effective (mrad)

$\sigma_{sp}$  : erreur de specularite du réflecteur (mrad)

$\sigma_{sm}$  : erreur due a la forme du soleil a midi (mrad)

$\sigma_a$  : erreur de focalisation du tube absorbeur (mrad)

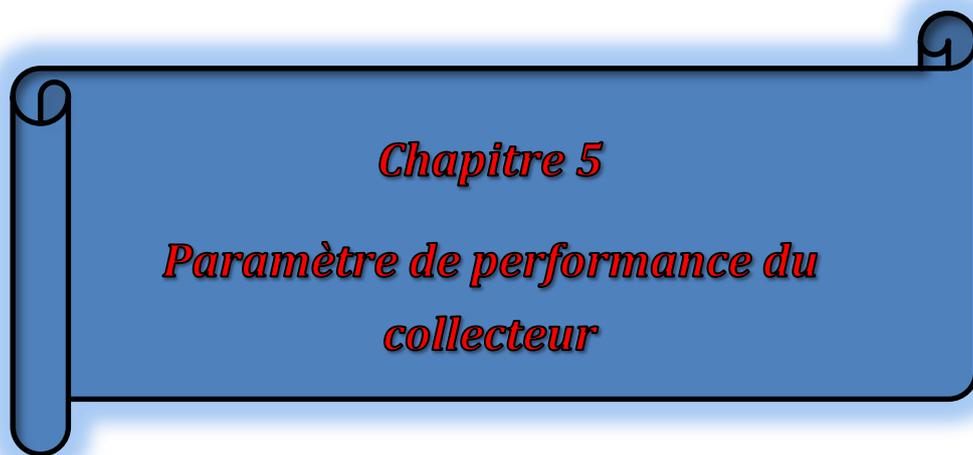
$\sigma_{po}$  : erreur de poursuite du soleil (mrad)

$\lambda$  : 1 pour une orientation est-ouest

Pour un angle d'ouverture  $\varphi=\pi/2$  le facteur d'interception  $\gamma$  est exprimé [22] :

$$\begin{array}{ll}
 1 & \text{si } \sigma_g C_g \leq 0.134 \\
 \\
 [ 0.932 + 1.27 \sigma_g C_g - 6.54 (\sigma_g C_g)^2 + 5.91 (\sigma_g C_g)^3 & \text{si } 0.134 \leq \sigma_g C_g \leq 0.45 \\
 \\
 [1.38 - 2.01 \sigma_g C_g + 1.35 (\sigma_g C_g)^2 - 0.348 (\sigma_g C_g)^3 & \text{si } \sigma_g C_g \leq 0.45
 \end{array} \quad (4.22)$$

Les erreurs de contour de spécularité et de positionnement du tube absorbeur sont données soient par le constructeur soient évaluées grâce à des tests spécifiques de contrôle en utilisant un réflectomètre bi axial et un luxmètre.



*Chapitre 5*

*Paramètre de performance du  
collecteur*

## 5.1- Introduction

L'étude tiendra compte de l'échange par convection et rayonnement entre les surfaces mises en jeu également des pertes thermiques par convection et rayonnement dans le domaine visible et infra-rouge ainsi que de l'énergie transmise au fluide caloporteur suivant le régime d'écoulement.

L'analyse mettra en évidence l'effet du vent et de la température ambiante.

## 5.2- Hypothèses

Les hypothèses suivantes sont posées afin de faciliter l'analyse, elles limitent la précision avec laquelle les performances au concentrateur peuvent être trouvées analytiquement.

- Les rayons solaires sont parallèles entre eux.
- Les propriétés au spectre solaire sont constantes .
- La surface parabolique du réflecteur est parfaite.
- Les propriétés optiques de l'enveloppe du tube absorbeur et du réflecteur sont constantes et indépendantes de la température et de l'angle d'incidence.
- Les températures moyennes, du tube absorbeur et de l'enveloppe sont circonférentiellement constantes.
- Le tube absorbeur et l'enveloppe sont concentriques et centrés dans l'axe focal.
- Le tube absorbeur et l'enveloppe sont deux surfaces grises diffusées.
- L'enveloppe est thermiquement opaque (transmittance nulle).
- Le gradient de température dans les parois des deux tubes est faible.

## 5.3- Les différents processus d'échange d'énergie

### 5.3.1- Apport d'énergie à l'enveloppe

L'énergie transférée à l'enveloppe provient de :

- le rayonnement solaire visible réfléchi par la surface parabolique du réflecteur.
- le rayonnement solaire visible réfléchi par le tube absorbeur.
- La convection du tube absorbeur à l'enveloppe.
- le rayonnement infra-rouge transmis de l'absorbeur à l'enveloppe.

### 5.3.2-L'énergie perdue par l'enveloppe

Le taux de chaleur perdue par l'enveloppe est de sources multiples et est générée par les causes suivantes :

- Les rayonnements solaires visibles réfléchis par le réflecteur et transmises à travers, l'enveloppe.
- Les rayonnements solaires visibles réfléchis par l'absorbeur et transmis à travers l'enveloppe.
- Le transfert thermique par convection de l'enveloppe avec le milieu environnant.
- Les rayonnements infra-rouge transmis de l'enveloppe au milieu ambiant et a l'absorbeur.

### 5.3.3-Apport d'énergie au tube absorbeur

Le taux de chaleur transféré au tube absorbeur est véhiculé par les rayonnements suivants :

- Les rayonnements solaires visibles transmis à travers l'enveloppe.
- Les rayonnements infra-rouge transmis de l'enveloppe.

### 5.3.4-L'énergie perdue par le tube l'absorbeur

Le taux de chaleur perdue par l'absorbeur est la somme des pertes suivantes :

- Le taux de chaleur réfléchi par l'absorbeur.
- Le taux de chaleur transmis par convection de l'absorbeur a l'enveloppe.
- Le taux de chaleur émis par l'absorbeur.
- Le taux de chaleur transmis par convection du tube au fluide caloporteur.

## 5.4-Formulation des différentes énergies échangées

L'ingénierie des systèmes solaires utilisant la conversion thermique fait appel à quelques formules de base relatives à la transmission de la chaleur .Ces échanges thermiques proviennent des rayonnements solaires visibles ou infra –rouge.

### 5.4.1-Energie due aux rayonnements solaires visibles

Soient :

- $Q_{a2}$  : Le taux de chaleur solaire réfléchi (par unité de longueur) par le réflecteur.

Il est exprimé dans [23] par :

$$Q_{a2} = (w - D_2) \rho_{rv} \cdot E \cdot \cos \theta \quad (5.1)$$

Avec:

$w$ : largeur de l'ouverture du concentrateur (m).

$D_2$ : diamètre extérieur de l'enveloppe (m).

$\rho_{rv}$ : réflectance du réflecteur.

$\theta$ : angle d'incidence.

$-Q_{12v}$ : Le taux de chaleur émis par le tube absorbeur.

$-Q_{21v}$ : Le taux de chaleur incident au tube absorbeur.

$-Q_{2av}$ : Le taux de chaleur dissipé au milieu ambiant par l'enveloppe.

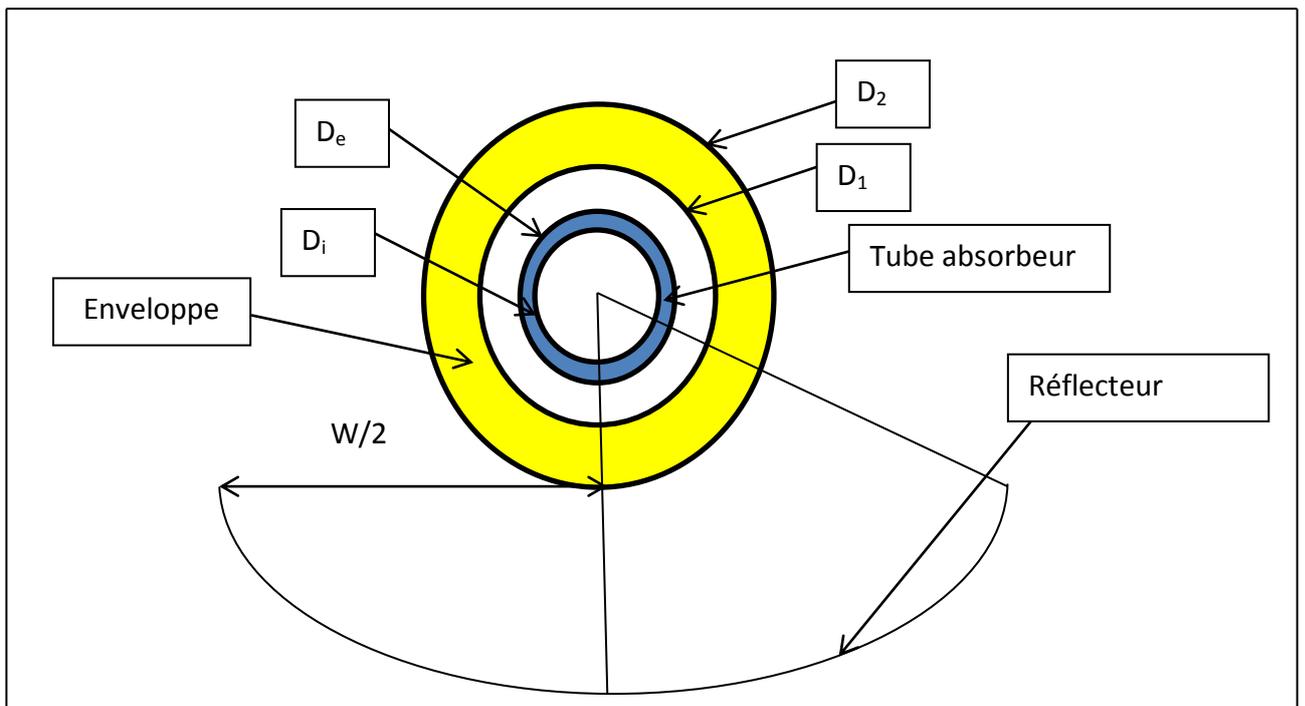


Figure (5.1) : Coupe transversale d'un concentrateur cylindro-parabolique

Ces taux de chaleur sont représentés par [23] dans la figure (5.2), et peuvent être exprimés en utilisant les propriétés optiques des différents composants du collecteur comme suit :

$$Q_{12v} = \rho_1 \cdot Q_{21v} \quad (5.2)$$

$$Q_{21v} = \tau_2 \cdot Q_{a2v} + \rho_2 \cdot Q_{12v} \quad (5.3)$$

$$Q_{2av} = \rho_2 \cdot Q_{a2v} + \tau_2 \cdot Q_{12v} \quad (5.4)$$

Avec :

$\rho_2, \tau_2$  : respectivement, la réflectance et la transmittance de l'enveloppe.

$\rho_1$  : réflectance du tube absorbeur.

en combinant les équations (5.2),(5.3),(5.4) ;on aura :

$$(5.2) \text{ et } (5.3) : Q_{21v} = \left[ \frac{\tau_2}{1-\rho_1.\rho_2} \right] . Q_{a2v} \quad (5.5)$$

$$(5.5) \text{ et } (5.3) : Q_{12v} = \left[ \frac{\rho_1.\tau_2}{1-\rho_1.\rho_2} \right] . Q_{a2v} \quad (5.6)$$

$$(5.6) \text{ et } (5.4) : Q_{2av} = \left[ \frac{\tau_2^2.\rho_1}{1-\rho_1.\rho_2} + \rho_2 \right] . Q_{a2v} \quad (5.7)$$

Posons :

$$N_1 = \frac{\rho_1.\tau_2}{1-\rho_1.\rho_2}$$

$$N_2 = \frac{\tau_2}{1-\rho_1.\rho_2}$$

$$N_3 = \rho_2 + \frac{\tau_2^2.\rho_1}{1-\rho_1.\rho_2}$$

Finalement on aura :

$$Q_{12v} = N_1. Q_{a2v}$$

$$Q_{21v} = N_2. Q_{a2v}$$

$$Q_{2av} = N_3. Q_{a2v}$$

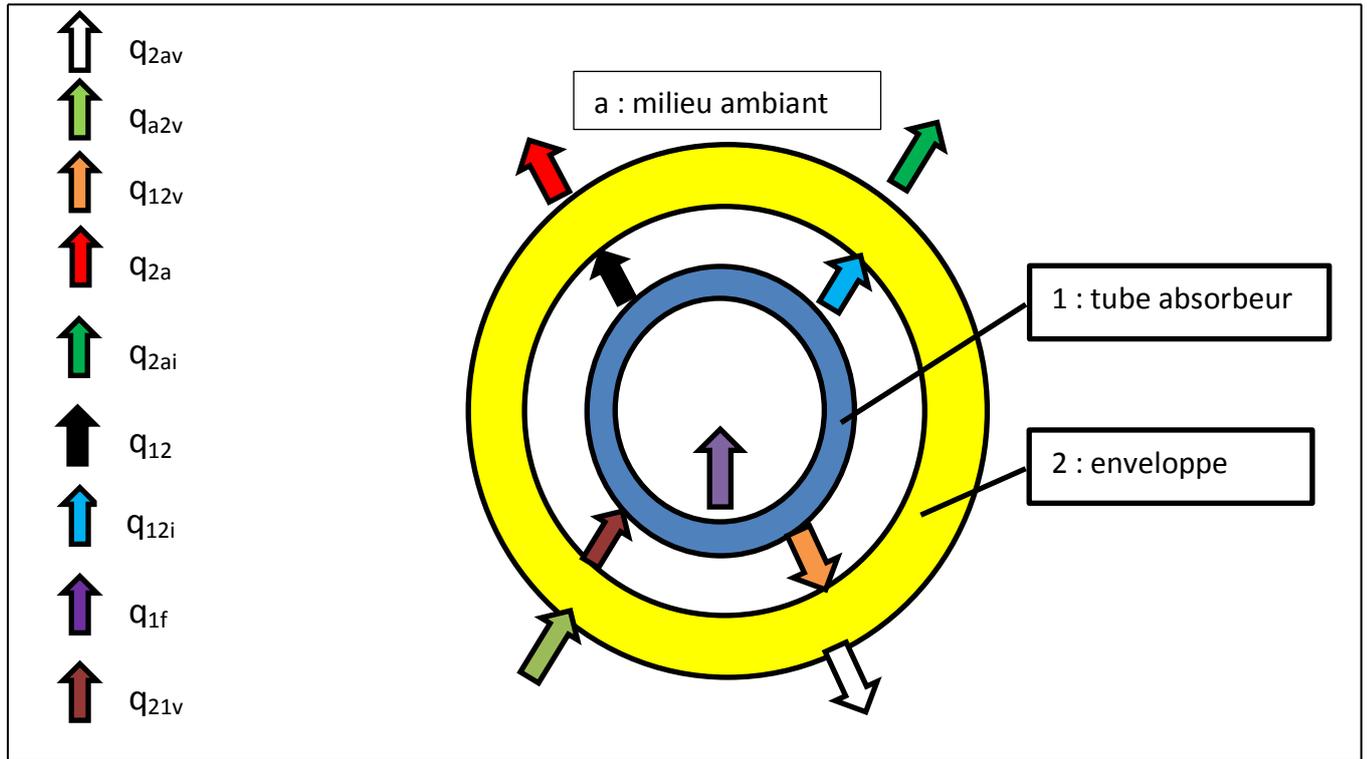


Figure (5.2) : Bilan thermique [24]

#### 5.4.2-Energie due aux rayonnements solaires infra-rouges

Soient :

$-Q_{2ai}$  [24] : Le taux de chaleur par unité de longueur perdue par l'enveloppe dans le milieu ambiant.

Elle est formulée comme suit :

$$Q_{2ai} = h_{r2a} \cdot \pi \cdot D_2 \cdot (T_2 - T_a) \quad (5.8)$$

Avec :

$h_{r2a}$  : coefficient de transfert thermique par rayonnement ( $W/m^2 \cdot K$ )

Pour la détermination de ce coefficient on représente les échanges radiatifs entre deux surfaces par analogie électrique.

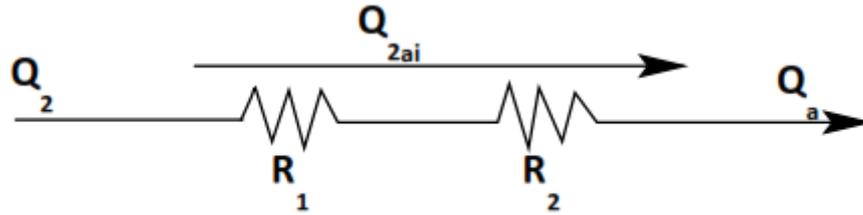


Figure (5.3) : Analogie électrique

Avec :

$$R_1 = \frac{1-\varepsilon_2}{A_2 \cdot \varepsilon_2} \quad : \text{résistance de surface} \quad (5.9)$$

$$R_2 = \frac{1}{A_2 \cdot F_{2a}} \quad : \text{résistance d'espace} \quad (5.10)$$

$$\Sigma R = R_1 + R_2 = \frac{1-\varepsilon_2}{A_2 \cdot \varepsilon_2} + \frac{1}{A_2 \cdot F_{2a}} \quad (5.11)$$

Ou  $F_{ij}$  : facteur de forme

Suivant les relations d'addition et une surface convexe (voir annexe).

On a :

$$F_{22} + F_{2a} = 1 \quad (5.12)$$

$$F_{22} = 0 \quad (5.13)$$

Donc

$$F_{2a} = 1 \quad (5.14)$$

La relation, exprimant le flux net échangé entre les deux surfaces est :

$$Q_{2ai} = \frac{Q_2 - Q_a}{\Sigma R} = \frac{\sigma \cdot (T_2^4 - T_a^4)}{\Sigma R} \quad (5.15)$$

Par suite :

$$\Sigma R = \frac{1}{A_2 \cdot \varepsilon_2} \quad (5.16)$$

Et :

$$Q_{2ai} = A_2 \cdot \epsilon_2 \cdot \sigma (T_2^4 - T_a^4) = hr_{2a} \cdot A_2 (T_2 - T_a) \quad (5.17)$$

D'où :

$$hr_{2a} = \epsilon_2 \cdot \sigma (T_2^2 + T_a^2) (T_2 + T_a) \quad (5.18)$$

$Q_{12i}$  : le taux de chaleur par unité de longueur perdue par le tube absorbeur et reçue par l'enveloppe.

$$Q_{12i} = Hr_{12} De \pi (T_1 - T_2) \quad (5.19)$$

Avec :

$hr_{12}$  : coefficient de transfert par rayonnement ( $W / m^2 K$ )

Par la même procédure on détermine  $hr_{12}$ .

Soit le circuit thermique entre l'absorbeur et l'enveloppe.

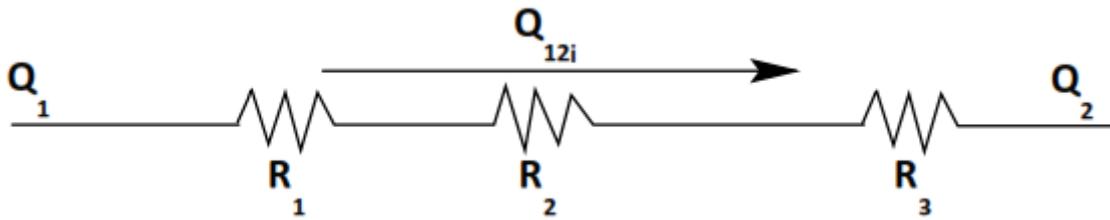


Figure (5.4) : Analogie électrique

$$\Sigma R = \frac{1-\epsilon_1}{Ae \epsilon_1} + \frac{1}{Ae F_{12}} + \frac{1-\epsilon_2}{A_1 \epsilon_2} \quad (5.20)$$

$$= \frac{1}{Ae} \left[ \frac{1}{\epsilon_1} - 1 + \frac{Ae}{A_1} \left( \frac{1}{\epsilon_1} - 1 \right) + \frac{1}{F_{12}} \right] \quad (5.21)$$

Avec :

$$F_{11} + F_{12} = 1$$

$$F_{11} = 0$$

D'où :

$$\Sigma R = \frac{1}{Ae} \left[ \frac{1}{\epsilon_1} + \frac{Ae}{A_1} \left( \frac{1}{\epsilon_1} - 1 \right) \right] \quad (5.22)$$

La relation exprimant le flux échangé est :

$$Q_{12i} = \frac{\sigma(T_1^4 - T_2^4)}{\Sigma R} = h_{r12} A_e (T_1 - T_2) \quad (5.23)$$

Connaissant la formule de  $\Sigma R$  (5.12), on aura :

$$h_{r12} = \frac{\sigma(T_1^2 + T_2^2)(T_1 + T_2)}{\frac{1}{A_e} \left[ \frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{A_e}{A_1} \left( \frac{1}{\varepsilon_1} - 1 \right) \right]} \quad (5.24)$$

Avec :

$\varepsilon_1$  : émissivité de l'absorbeur.

$\varepsilon_2$  : émissivité de l'enveloppe.

$T_1$  : température de l'absorbeur(K).

$T_2$  : température de l'enveloppe(K).

$T_a$  : température ambiante(K).

$D_e$  : diamètre extérieur de l'absorbeur(m).

$D_1$  : diamètre intérieur de l'enveloppe(m).

$D_2$  : diamètre extérieur de l'enveloppe(m).

### 5.4.3-Energie transférée par convection

Soient :

$Q_{12}$  [24] : le taux de chaleur transféré par convection de l'absorbeur à l'enveloppe par unité de longueur il est formulé comme suit :

$$Q_{12} = h_{c12} \pi D_e (T_1 - T_2) \quad (5.25)$$

Avec :

$h_{c12}$  : coefficient de transfert de chaleur par convection de l'absorbeur au tube pyrex (W / m<sup>2</sup> K).

Premier cas :

Si l'espace entre l'absorbeur et l'enveloppe contient de l'air à la pression atmosphérique,  $h_{c12}$  est donné par corrélation [23] suivante :

$$h_{c12} = 0.486 \left[ \frac{|T_1 - T_2|}{L_c \sin \beta + D_2 \cos \beta} \right]^{0.25} \quad (5.26)$$

Avec :

$L_c$  : longueur du concentrateur (m)

$\beta$  : angle entre l'axe du concentrateur et le plan horizontal.

Pour une orientation est-ouest  $\beta$  est nul donc :

$$hc_{12} = 0.486 \left[ \frac{|T_1 - T_2|}{D_2} \right]^{0.25} \quad (5.27)$$

Deuxième cas :

L'espace entre l'absorbeur et l'enveloppe est du vide partiel ; l'énergie sera transférée par conduction et  $H_{c12}$  s'écrira [23] :

$$hc_{12} = 2 k / D_e \ln \frac{D_1}{D_e} \quad (5.28)$$

Avec :

$K$  : conductivité de l'air à basse pression (W/m K).

$Q_{2a}$  [23] : le taux de chaleur transféré par convection de l'enveloppe vers le milieu ambiant par unité de longueur il est donné par la formule suivante :

$$Q_{2a} = hc_{2a} (T_2 - T_a) \quad (5.29)$$

Avec :

$hc_{2a}$  : coefficient de transfert de chaleur par convection de l'enveloppe au milieu ambiant

Il est déterminé suivant deux cas :

Premier cas :

Lorsque la vitesse du vent auprès de l'enveloppe est nulle,  $H_{2a}$  est donné par :

$$hc_{2a} = 1.41 \left[ \frac{|T_2 - T_a|}{L_c \sin \beta + D_2 \cos \beta} \right]^{0.25} \quad (5.30)$$

Pour  $\beta = 0$  (orientation est-ouest), l'équation deviendra :

$$hc_{2a} = 1.41 \left[ \frac{|T_2 - T_a|}{D_2} \right]^{0.25} \quad (5.31)$$

Deuxième cas :

Lorsque la vitesse du vent n'est pas nulle,  $h_{2a}$  peut être écrit suivant la corrélation suivante [25] :

$$hc_{2a} = K_a \cdot C \cdot Re^P / D_2 \quad (5.32)$$

Ou :

Re : le nombre de Reynolds

$$Re = \frac{V_a \cdot D_2}{\nu} \quad (5.33)$$

Avec :

$\nu$  : viscosité cinématique ( $m^2/s$ ), donnée en fonction de la température ambiante  $T_a$ .

$V_a$  : vitesse du vent (m/s)

$K_a$  : conductivité de l'air  $K_a = 0.026 \text{ W/m k}$

C et P : deux constantes fonction de Reynolds

Re	C	P
0.4 – 4	0.891	0.33
4 – 40	0.821	0.385
40 – 4000	0.615	0.406
4000 – 40000	0.714	0.618
>40000	0.0239	0.805

$Q_{1f}$  [26]: le taux de chaleur transféré par convection de l'absorbeur au fluide par unité de longueur il est formulé comme suit :

$$Q_{1f} = h_f \pi D_i (T_1 - T_f) \quad (5.34)$$

Avec :

$h_f$  : coefficient de transfert de chaleur par convection de l'absorbeur au fluide ( $W/m^2 K$ ).

$T_f$  : température moyenne du fluide (K)

$h_f$  peut être évalué suivant les trois régimes d'écoulement :

- régime turbulent
- régime laminaire
- régime transitoire

-pour le régime turbulent :  $Re > 10000$

$$h_f = \frac{0.023 K Pr^{0.333} Re^{0.8}}{D_H} \quad (5.35)$$

Ou :

$K$  : conductivité du fluide ( $W/m K$ ).

$Pr$  : nombre de Prandtl.

$D_H$  : diamètre hydraulique qui égal au diamètre intérieur du tube absorbeur  $D_1$  (m).

$$Re = \frac{4 M \rho}{\mu \pi D_1} \quad (5.36)$$

$\mu$  : viscosité dynamique ( $Ns/m^2$ ).

$\rho$  : masse volumique du fluide ( $kg/m^3$ ).

$M$  : débit volumétrique du fluide ( $m^3/s$ )

$K, Pr, \mu, \rho$  sont fonctions de la température du fluide.

-pour le régime laminaire  $Re < 2100$

$$h_f = 1.85 \frac{K (Re Pr D_i)^{0.338}}{D_i L_c} \quad (5.37)$$

-pour le régime transitoire  $2100 < Re < 10000$

$$h_f = \frac{Nu K}{Di} \quad (5.38)$$

Dans ce régime le nombre de Nusselt  $Nu$  est trouvé en utilisant une interpolation logarithmique [27] entre le laminaire a  $Re_1 = 2100$  et  $Re_2 = 10000$ .

$$\log_{10} Nu = \log_{10} Nu_1 + \frac{\log_{10} \frac{Nu_2}{Nu_1}}{\log_{10} \frac{Re_2}{Re_1}} \log_{10} \frac{Re}{Re_1} \quad (5.39)$$

Le nombre de Nusselt est exprimé par les corrélations suivantes [26] :

Soient :

$Nu_1$  : nombre de Nusselt pour  $Re_1 = 2100$

Pour un écoulement dans les tubes lisses :

SIEDER & TATE : pour  $\frac{Re Pr Di}{L} > 10$

$$Nu_1 = 1.86 (Re_1 Pr)^{0.33} \left(\frac{Di}{L}\right)^{0.33} \left(\frac{\mu_m}{\mu_p}\right)^{0.144} \quad (5.40)$$

Les propriétés du fluide sont évaluées à la température moyenne (indice m) de la masse du fluide traversant la section droite. Sauf  $\mu_p$  qui est évaluée à la température de la paroi.

$Nu_2$  : nombre de nusselt pour  $Re_2 = 10000$

MAC-ADAMS (régime d'entrée des tubes) :

$$Nu_2 = 0.023 Pr^{0.33} Re^{0.8} \left(\frac{\mu_m}{\mu_p}\right)^{0.14} \left[1 + \left(\frac{Di}{L}\right)^{0.7}\right] \quad (5.41)$$

Propriétés évaluées à la température moyenne du fluide sauf  $\mu_p$ .

-calcul de température moyenne du fluide  $T_f$ .

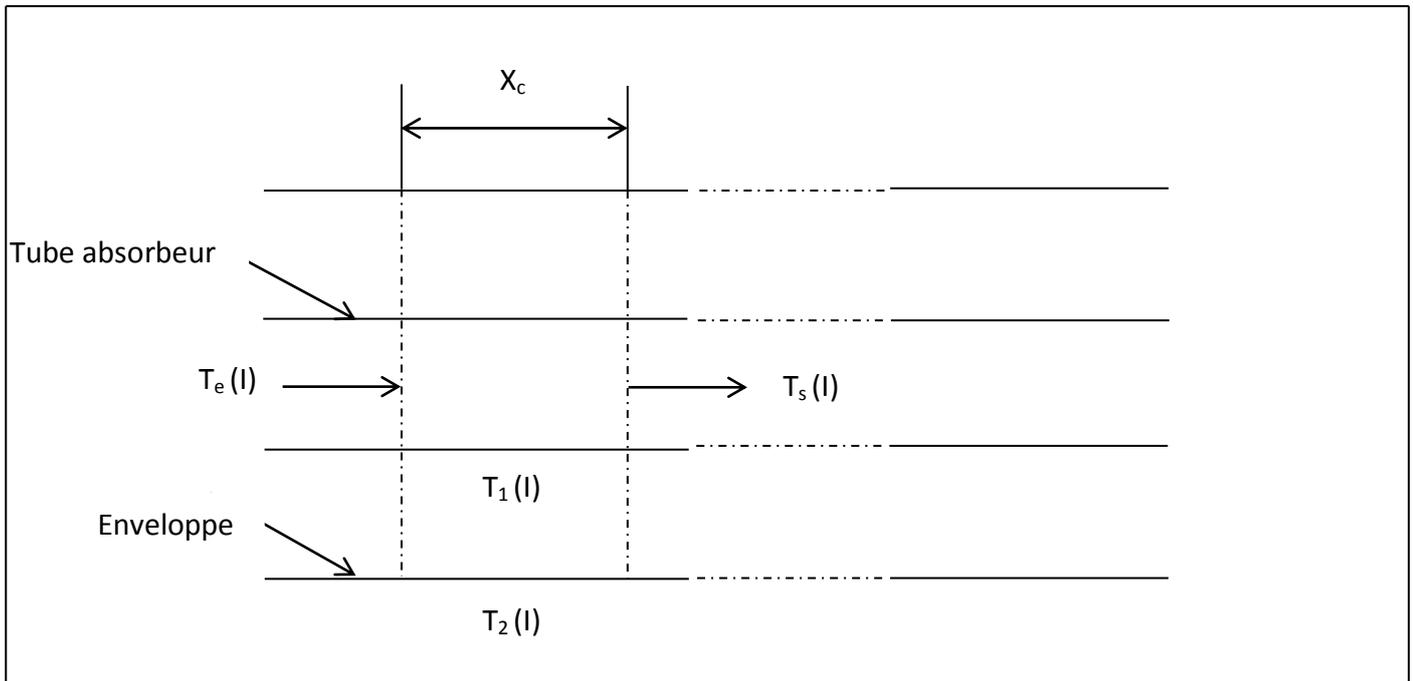


Figure (5.5) : Volume de contrôle de l'absorbeur

Dans un volume de contrôle du tube absorbeur figure (5.3) le bilan d'énergie du fluide est donné par :

$$M. \rho. C_p. (T_s - T_e) = H_f. \pi. D_i. dx. (T_1 - T_f) \quad (5.42)$$

La forme différentielle de la dernière équation est :

$$\frac{dT}{dX} = A (T_1 - T_f) \quad (5.43)$$

Avec :

$$A = \frac{H_f. \pi. D_i}{M. \rho. C_p}$$

La résolution de l'équation différentielle de premier ordre à coefficient constant est la suivante :

$$T = C. e^{-A. \Delta X} + T_1 \quad (5.44)$$

Pour :

$$\Delta X = 0 \text{ on a } T = T_e$$

D'où

$$T_e = C + T_1 \Rightarrow C = T_e - T_1$$

Par suite

$$T_s = (T_e - T_1) e^{-A \cdot L} + T_1$$

Plus généralement :

$$T(X) = (T_e - T_1) e^{-A \cdot L} + T_1 \quad (5.45)$$

$T_f$  peut être déterminée en substituant l'équation en  $T_s$  dans (5.42) on obtiendra :

$$T_f = T_1 + \frac{(T_e - T_1)(1 - e^{-A \cdot L})}{A L} \quad (5.46)$$

## 5.5-Bilan énergétique

On nous référant à la figure (4.2) on pourra déduire les bilans énergétiques dans les deux tubes.

### 5.5.1-Bilan dans l'absorbeur

Dans le tube absorbeur le bilan est défini comme suit :

$$Q_{21v} = Q_{1f} + Q_{12v} + Q_{12} + Q_{12i} \quad (5.47)$$

En remplaçant chaque énergie par son expression on obtient :

$$S_1 T_1^4 - S_1 T_2^4 + L_1 (T_1 - T_2)^{1.25} + C_1 T_1 + Q = 0 \quad (5.48)$$

Avec :

$T_1, T_2$  : respectivement, températures de la paroi de l'absorbeur et du pyrex (K)

Et

$$S_1 = \frac{\pi \cdot D_e \cdot \sigma}{\left[ \frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{D_e}{D_1} \left( \frac{1}{\varepsilon_2} - 1 \right) \right]}$$

$$L_1 = 0.486 \cdot \pi \cdot D_e^{0.75}$$

$$C_1 = \pi \cdot D_i \cdot H_f \cdot \frac{(1 - e^{-A \cdot \Delta X})}{A \Delta X}$$

$$Q = (N_1 - N_2) \cdot Q_{a2} - C_1 \cdot T_e(l)$$

$T_e(l)$  : température d'entrée dans le  $i$  ème volume de contrôle

### 5.5.2-Bilan dans l'enveloppe

Le bilan énergétique dans l'enveloppe s'écrit :

$$Q_{a2v} + Q_{12} + Q_{12i} + Q_{12v} = Q_{2av} + Q_{21v} + Q_{2a} + Q_{2ai} \quad (5.49)$$

En substituant chaque énergie par son expression on obtiendra :

$$S_1 T_1^4 - S_2 T_2^4 + L_1 (T_1 - T_2)^{1.25} + C_2 T_2 + P = 0 \quad (5.50)$$

Avec:

$$S_2 = S_1 + \pi \cdot D_2 \cdot \varepsilon_2 \cdot \sigma$$

$$C_2 = -\pi \cdot D_2 H_{2a}$$

$$P = (1 - N_a + N_1 - N_2) Q_{a2} - C_2 T_a + \pi \cdot D_2 \cdot \varepsilon_2 \cdot \sigma T_a^4$$

### 5.6-Calcul des pertes thermiques du collecteur

Les performances d'un concentrateur solaire à concentration cylindro-parabolique sont caractérisées essentiellement par les pertes thermiques que présente le collecteur ; ces pertes sont déterminées par les équations d'énergies.

A partir des bilans d'énergies effectués sur les tubes absorbeur et l'enveloppe on détermine par analogie électrique les résistances thermiques qui caractérisent les pertes thermiques d'un concentrateur cylindrique

Une analogie Electrique simplifiée du module est représentée ci-dessous :

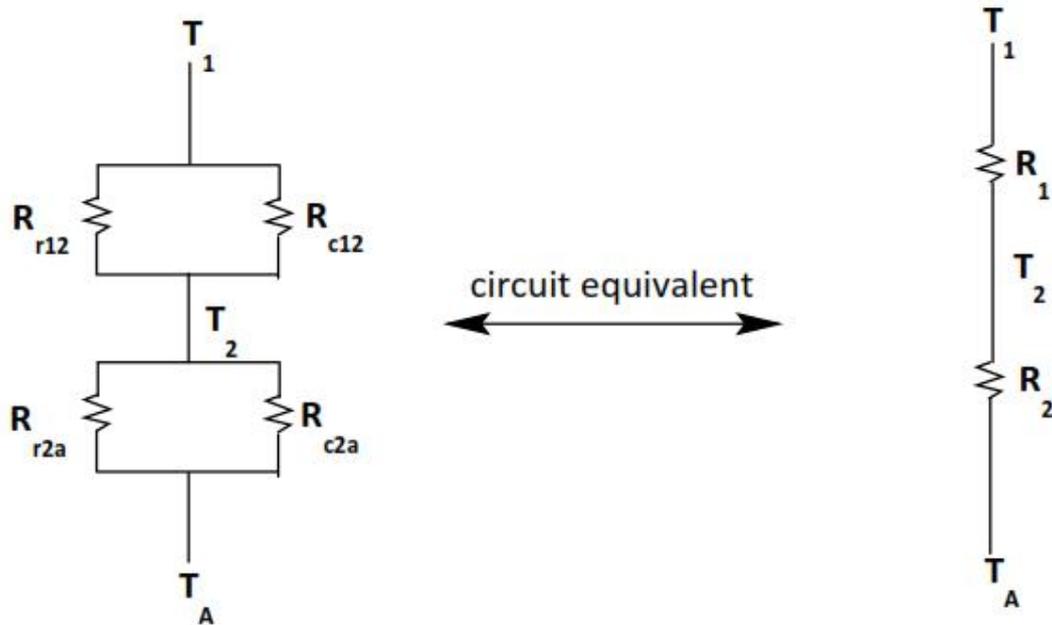


Figure (5.6) : Analogie électrique

L'échange thermique se fait comme suit:

- Convection et rayonnement dans l'espace annulaire au prorata d'un coefficient thermique H12 égal à la somme de deux coefficients : l'un convectif , l'autre radiatif.
- Convection et rayonnement dans le milieu ambiant au prorata d'un coefficient thermique H2a égal à la somme de deux coefficients : l'un convectif , l'autre radiatif.

Par hypothèse on a négligé la conduction longitudinale dans le pyrex et dans le tube absorbeur. L'équation simplifiée du transfert de chaleur de la surface d'absorbeur vers l'environnement s'écrit :

$$Q_{th} = U A_1 (T_1 - T_a) \quad (5.51)$$

$$Q_{th} = \pi \cdot D_e h_{12} (T_1 - T_2) \quad (5.52)$$

$$Q_{th} = \pi \cdot D_2 h_{2a} (T_2 - T_a) \quad (5.53)$$

En combinant ces trois équations on obtiendra l'expression de perte globale.

$$U = \frac{1}{\frac{1}{hc_{12} + hr_{12}} + \frac{D_e}{D_2} \frac{1}{hc_{2a} + hr_{2a}}} \quad (5.54)$$

Où les coefficients  $hc_{12}$ ,  $hr_{12}$ ,  $hc_{2a}$ ,  $hr_{2a}$  sont déjà déterminés par des expressions précédentes.

On remarque que pour minimiser ces pertes on doit réduire au maximum la somme des coefficients  $h_c$  et  $h_r$ , pour cela une optimisation et une évacuation de l'espace annulaire ou de la gap est indispensable.

### 5.7-Les performances du collecteur à concentration

Les capteurs solaires sont des appareils destinés à transformer l'énergie apportée par le rayonnement solaire en énergie calorifique utilisable par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur à différents niveaux de température.

Pour caractériser le comportement du concentrateur il est nécessaire d'individualiser les paramètres qui décrivent le fonctionnement du système.

Du moment que la puissance perdue par le collecteur est de deux sortes :

- Optique
- Thermique

La puissance perdue à cause de l'optique du système intervient sur la fraction de la radiation incidente sur l'ouverture du capteur et qui n'est pas interceptée par le tube absorbeur.

La puissance utile thermique  $Q_u$  cédée au fluide caloporteur peut être formulée comme étant la différence d'énergie absorbée  $Q_a$  et l'énergie perdue par échange thermique avec le milieu environnant  $Q_p$ .

$$Q_u = Q_a - Q_p \quad (5.55)$$

$$= M \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_s - T_e) \quad (5.56)$$

La puissance dispersée ou perdue par le tube absorbeur est déterminée par la relation suivante :

$$Q_p = U A_1 (T_{1M} - T_a) \quad (5.57)$$

Avec :

$U$  : coefficient des pertes globales du tube absorbeur ( $W/m^2 C$ )

$T_{1M}$  : température moyenne du tube absorbeur (K)

$T_a$  : température ambiante (K)

$A_1$  : surface du tube absorbeur ( $m^2$ )

La puissance absorbée [28] peut être exprimée par la relation suivante :

$$Q_a = \rho_r \cdot \gamma \cdot \tau_2 \cdot \alpha_1 C_g E \cos \theta \quad (5.58)$$

$$\eta_g = Q_u / Q_i \quad (5.59)$$

Donc :

$$\eta_g = \rho_r \cdot \gamma \cdot \tau_2 \cdot \alpha_1 - \frac{U (T_{1M} - T_a)}{C_g E \cos \Theta} \quad (5.60)$$

Avec :

$$C_g = \frac{A_0}{A_1}$$

$C_g$  : facteur de concentration géométrique.

### 5.7.1-Facteur correctif $F_c$

Le paramètre  $F_c$  [28] défini comme étant le rapport de la puissance utile et la puissance que l'on aurait obtenue si la température moyenne de l'absorbeur  $T_{1M}$  avait été égale dans tous les points à la température moyenne du fluide caloporteur  $T_f$ .

$$F_c = \frac{C_g \rho_r \cdot \gamma \cdot \tau_2 \cdot \alpha_1 E \cos \Theta - U (T_{1M} - T_a)}{C_g \rho_r \cdot \gamma \cdot \tau_2 \cdot \alpha_1 E \cos \Theta - U (T_f - T_a)} \quad (5.61)$$

Avec :

$$T_f = T_{1M} + \frac{(T_e(1) - T_{1M}) (1 - \exp(-A L))}{A L} \quad (5.62)$$

Ou :

$T_e(1)$  : température d'entrée du fluide caloporteur dans le premier volume de contrôle

$L$  : longueur du tube absorbeur.

$$A = \frac{H_f \pi D_i}{M \rho C_p}$$

On remarque que :

$$F_c \leq 1$$

Ce paramètre correctif  $F_c$  est dû à la différence de température qui existe entre la paroi du tube absorbeur et le fluide caloporteur.

En introduisant le facteur  $F_c$ , l'équation du rendement global sera écrite comme suit :

$$\eta_g = F_c \left[ \eta_{op} - \frac{U (T_{1M} - T_a)}{C_g E \cos \Theta} \right] \quad (5.63)$$

L'équation (5.60) est obtenue en supposant que le régime est stationnaire ; mais en réalité les conditions d'utilisation réelles sont toujours non stationnaires car les accroissements des températures sont assez lents dans le temps.

On remarque que le facteur de correction  $F_c$  est en fonction des erreurs de contour  $\sigma_{co}$ , de spécularité  $\sigma_{sp}$  et de positionnement du tube absorbeur qui sont données ou bien par le constructeur ou mesurées par des appareils spéciaux tel le réflectomètre bi axial et luxmètre ; on est amené à calculer les rendements par les formules suivantes :

- Rendement global :

$$\eta_g = Q_u / Q_i \quad (5.64)$$

Avec :

$$\begin{aligned} Q_u &= Q_a - Q_p \\ &= M \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_s - T_e) \end{aligned}$$

$$Q_i = A_1 E \cos\theta$$

D'où :

$$\eta_g = \frac{M \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_s - T_e)}{A_1 E \cos\theta} \quad (5.65)$$

- Rendement thermique :

$$\begin{aligned} \eta_{th} &= \frac{Q_u}{Q_a} = \frac{Q_a - Q_p}{Q_a} \\ &= 1 - \frac{Q_p}{Q_a} \end{aligned}$$

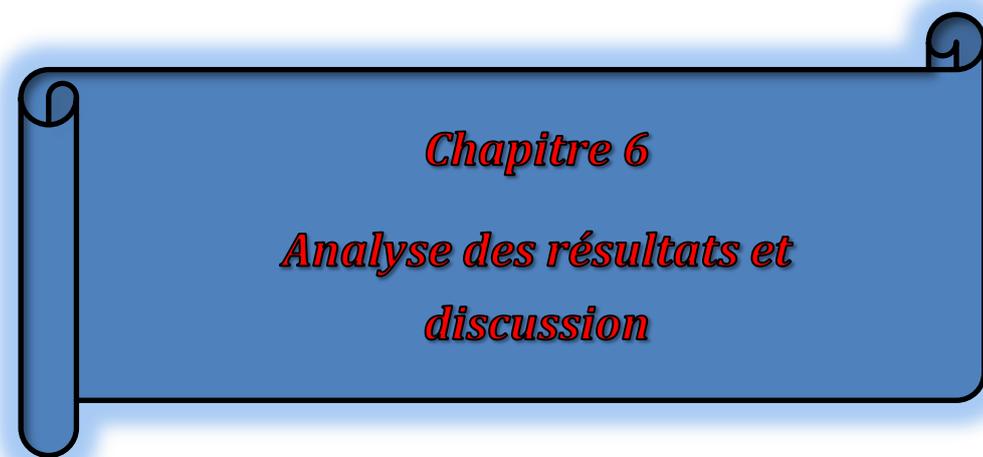
Avec :

$$\begin{aligned} Q_p &= U A_1 (T_{1M} - T_a) \\ Q_a &= Q_u + Q_p \end{aligned}$$

- Rendement optique :

$$\eta_{op} = \frac{Q_a}{Q_i}$$

$$\eta_{op} = \frac{M \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_s - T_e) - U A_1 (T_{1M} - T_a)}{A_1 E \cos\theta} \quad (5.66)$$



*Chapitre 6*

*Analyse des résultats et  
discussion*

## 6.1-Détermination des températures

Les températures du collecteur sont déterminées en divisant le tube absorbeur en plusieurs volumes de contrôles comme l'indique la figure (5.3).

### 6.1.1-Températures des tubes absorbeur et pyrex

Les températures  $T_1$  et  $T_2$ , respectivement de l'absorbeur et de l'enveloppe (pyrex) sont déterminées par la résolution d'un système non linéaire obtenu à partir des bilans énergétiques :

$$\begin{aligned} F(T_1, T_2) &= S_1 T_1^4 - S_1 T_2^4 + L_1 (T_1 - T_2)^{1.25} + C_1 T_1 + Q = 0 \\ G(T_1, T_2) &= S_1 T_1^4 - S_2 T_2^4 + L_1 (T_1 - T_2)^{1.25} + C_2 T_2 + P = 0 \end{aligned}$$

Dont les coefficients  $S_1, S_2, L_1, C_1, C_2, P$  sont déterminés à partir des :

- Propriétés optiques respectivement de l'absorbeur pyrex et du réflecteur :

- émissivités :  $\epsilon_1, \epsilon_2$
- réflectivités :  $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_{rv}$

- Données météorologiques :

- Température ambiante  $T_a$  (K)
- Vitesse du vent  $V_a$  (m/s)
- Eclairement directe  $E$  ( $w/m^2$ )

- Données de site :

- Latitude  $L_a$  (degré)
- heures  $H$  (h)
- Quantième jour de l'année

Pour le premier volume de contrôle on donne la valeur de température d'entrée du fluide, cette température sert à la détermination du coefficient  $Q$  de la première équation du système non linéaire :

$$Q = (N_1 - N_2) Q_{a2} - C_1 T_e(1) \quad (\text{voir chapitre 5})$$

Pour la résolution de ce système, on adopte la méthode de NEWTON qui donne une meilleure approche de la valeur exacte.

### 6.1.2-Température du fluide caloporteur

On considère un volume de contrôle  $i$ , la température du fluide est donnée par l'équation :

$$T(X) = (T_e - T_1) e^{-A \cdot \Delta X} + T_1$$

Trouvée par la résolution de l'équation différentielle de premier ordre (chapitre 5)

Pour  $x = x_c$  : longueur d'un volume de contrôle (m) on a :

$$T(x_c) = T_s(l)$$

$T_s(l)$  : température de sortie de volume de contrôle considéré

Ceci est vrai pour tous les volumes de contrôle. On considère que la température de sortie d'un volume de contrôle est égale à la température d'entrée du premier suivant :

$$T_s(l) = T_e(l+1)$$

A noter que chaque détermination d'une température d'entrée dans un volume de contrôle quelconque sera substituée dans le coefficient  $Q$  du système pour le calcul des températures des tubes, absorbeur et pyrex dans le même volume de contrôle.

### 6.1.3-Température moyenne du fluide

La température moyenne du fluide caloporteur est exprimée par la formule suivants :

$$T_f = T_{1m} + \frac{[T_e(l) - T_{1m}][1 - \exp(-A L_c)]}{A L_c}$$

Tirée de l'équation différentielle du premier ordre (voir chapitre 5)

$T_{1m}$  : température moyenne de la paroi de l'absorbeur calculée par la somme des températures de l'absorbeur dans chaque volume de contrôle (v-c) divisée par le nombre des (v-c) existants.

## 6.2-Calcul des pertes thermiques

Les pertes thermiques sont exprimées par la détermination du coefficient moyen  $U_m$ , qui est défini comme étant le rapport, des coefficients de chaque (v-c) sur le nombre total des (v-c) existants.

Après la détermination des températures  $T_1$  et  $T_2$  pour une température ambiante  $T_a$  et un (v-c) donné.

Le coefficient U est exprimé par (voir chapitre 5) :

$$U = \frac{1}{\frac{1}{hc_{12}+hr_{12}} + \frac{De}{D2} \frac{1}{hc_{2a}+hr_{2a}}}$$

### 6.3-Calcul des rendements

Le rendement du système solaire est déterminé en dernier lieu après avoir calculé les températures de :

- a) Fluide :
  - à l'entrée
  - à la sortie
  - moyenne
- b) collecteur :
  - l'absorbeur
  - l'enveloppe

Et enfin du coefficient des pertes thermiques.

### 6.4-Analyse théorique des performances du concentrateur

#### 6.4.1-Effet de la réflectivité

On fixe les paramètres extrinsèques ( $T_a, V_a, E$ ) et intrinsèques ( $M, T_e$ ) en faisant varier la réflectivité  $\rho_r$  pour une heure fixe d'une journée.

Tableau (6.1) : variation de la température de sortie du fluide en fonction du coefficient de réflectivité ( $E=895 \text{ W/m}^2$ ,  $T_a=303 \text{ K}$ ,  $V_a= 2 \text{ m/s}$ )

Coefficient de réflectivité	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Température de sortie du fluide (K)	325.2	323.4	321.6	319.8	318

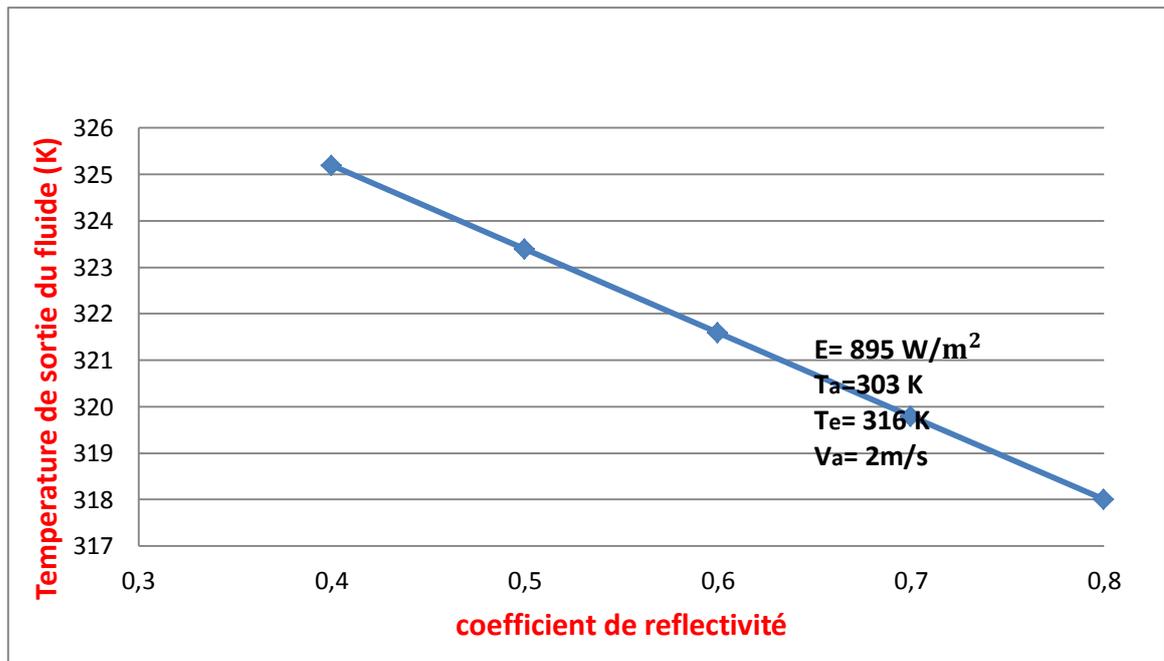


Figure (6.1) : variation de la température de sortie du fluide en fonction du coefficient de réflectivité

Tableau (6.2) : variation du rendement global en fonction de la température du fluide caloporteur (E=895 W/m<sup>2</sup>, Ta=303 K, Va= 2 m/s, M=30 l/h)

Coefficient de réflectivité	$\rho_r=0.4$					$\rho_r=0.6$					$\rho_r=0.8$				
	Température moyenne du fluide caloporteur (K)	302	315	325	335	345	305	320	330	340	354	304	313	327	333
Rendement global	0.64	0.636	0.625	0.62	0.616	0.486	0.48	0.474	0.466	0.46	0.34	0.334	0.326	0.322	0.32

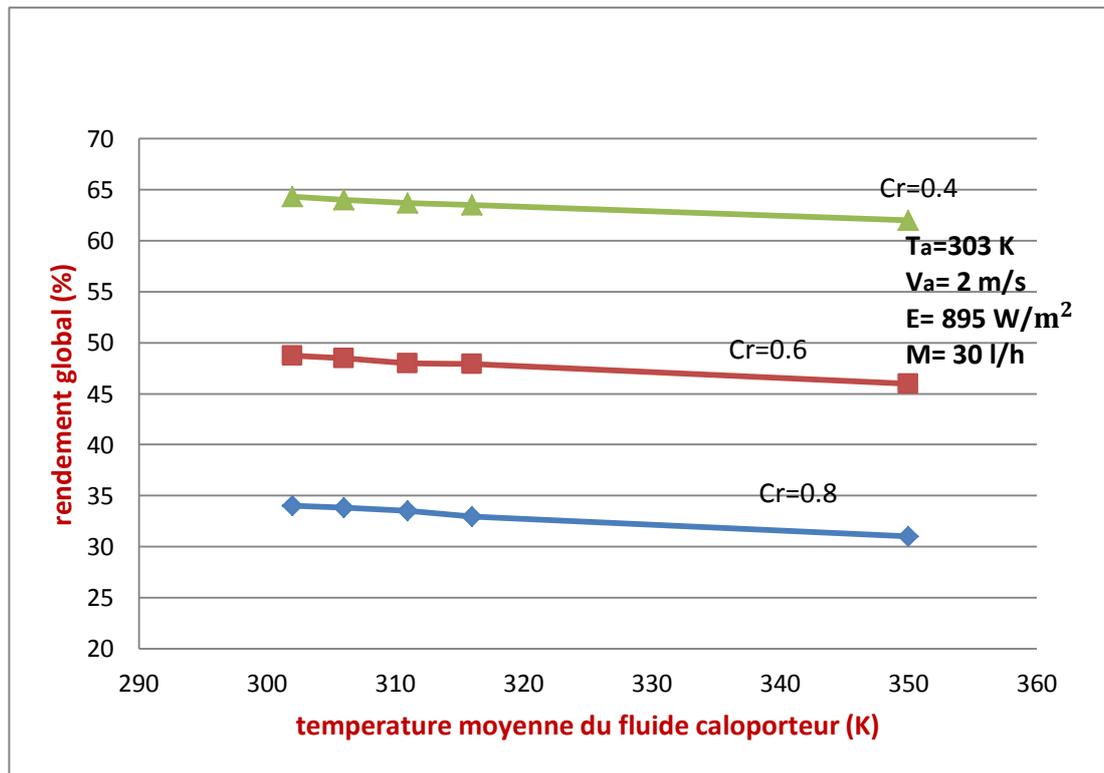


Figure (6.2) : variation du rendement global en fonction de la température du fluide caloporteur

On constate que la température de sortie de fluide décroît linéairement avec  $p_r$  figure (6.1), par suite une diminution du rendement global figure (6.2), ce qui est évident, d'où l'importance d'avoir le réflecteur toujours propre.

#### 6.4.2-Effet de la température ambiante

Tableau (6.3) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la température ambiante ( $E=895 \text{ W/m}^2$ ,  $M= 40 \text{ l/h}$ ,  $V_a= 2 \text{ m/s}$ )

Température ambiante (K)	287,5	293	302	305	308
Coefficient d'échange global ( $\text{w/m}^2\text{K}$ )	5.82	5.66	5.42	5.34	5.26

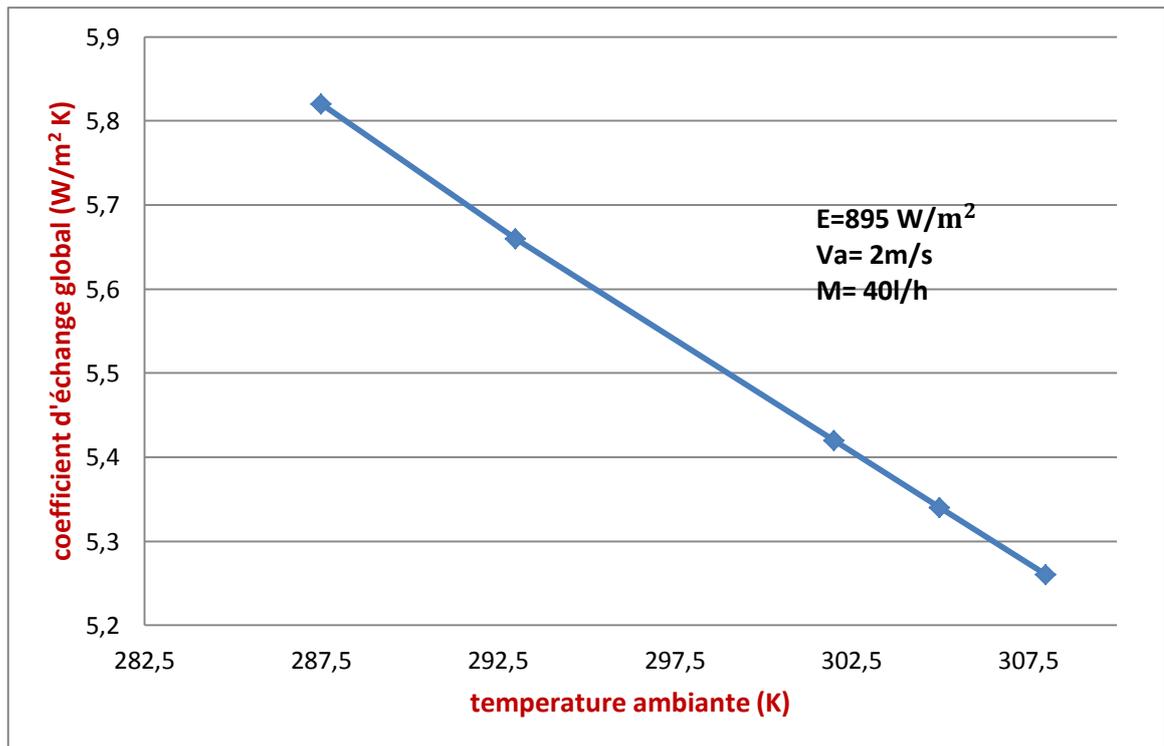


Figure (6.3) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la température ambiante

Tableau (6.4) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur (E=895 W/m<sup>2</sup>, M=30 l/h, Va= 2 m/s)

Température ambiante	T <sub>a</sub> =313 K					T <sub>a</sub> =303 K					T <sub>a</sub> =293 K				
	Température moyenne du fluide caloporteur (K)	306	319.5	330	340	355	309.5	324	335	344.5	353	305	314	327	337
Rendement global	0.609	0.604	0.6	0.596	0.59	0.605	0.599	0.595	0.591	0.587	0.603	0.599	0.594	0.59	0.584

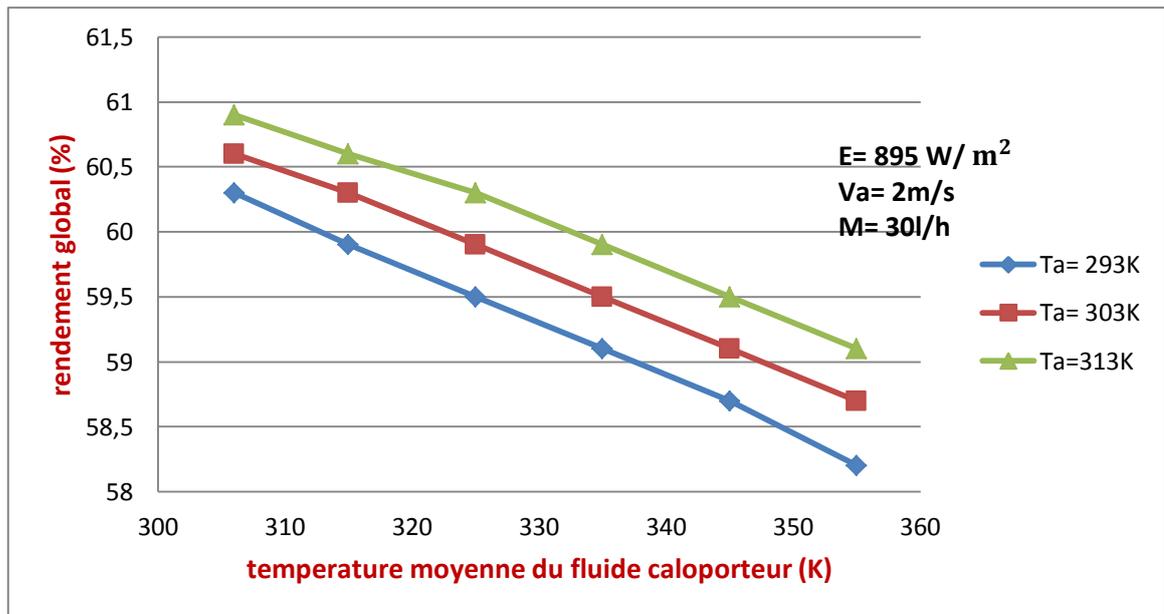


Figure (6.4) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur

On peut remarquer à partir de la figure(6.3), que l'augmentation de la température ambiante entraîne une légère diminution du coefficient des pertes thermiques.

Cela est dû à l'augmentation du gradient de la température entre le milieu ambiant et l'absorbeur. La diminution des pertes thermiques entraîne l'augmentation du rendement global, ce qui justifie bien l'augmentation du rendement avec Ta figure (6.4).

### 6.4.3-Effet de la vitesse du vent

Tableau (6.5) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur (E=953 W/m<sup>2</sup>, Ta=300 K, M= 30 l/h)

Vitesse du vent (m/s)	Va=0 m/s					Va=2 m/s					Va=5 m/s					
	Température moyenne du fluide caloporteur (K)	307	311	326	336	355	308.5	310	320	330	345	309	311	321	335	350
Rendement global		0.606	0.603	0.6	0.597	0.591	0.601	0.599	0.596	0.592	0.587	0.588	0.58	0.595	0.589	0.583

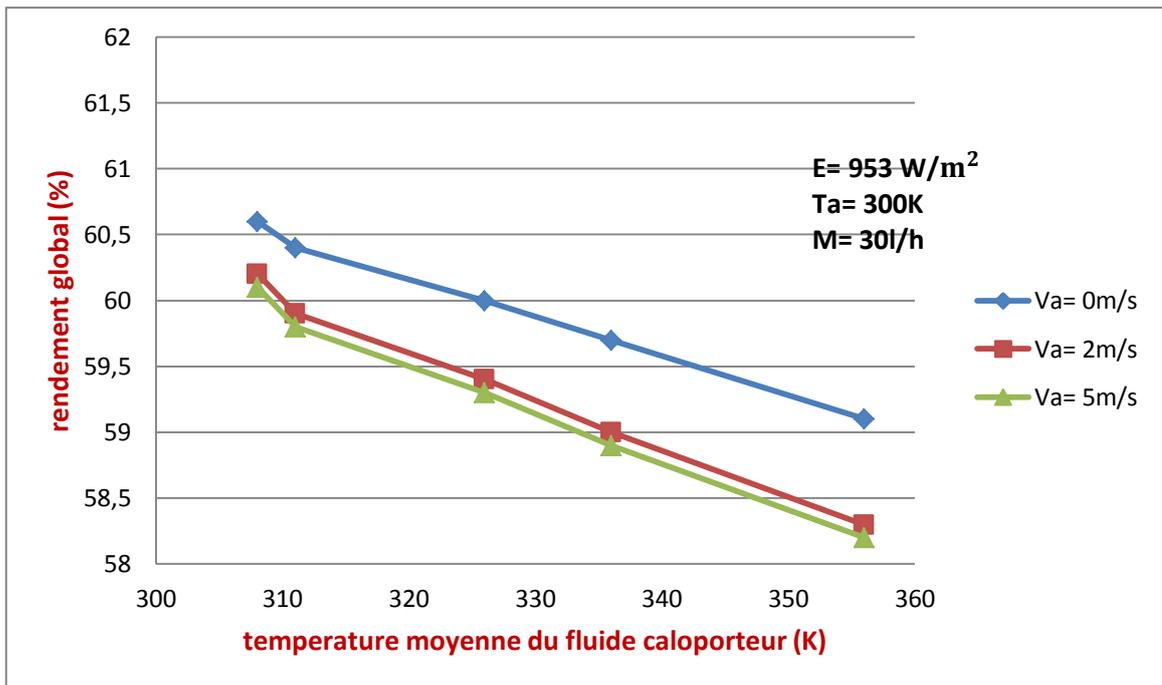


Figure (6.5) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur

Tableau (6.6) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la vitesse du vent ( $E=953\text{ W/m}^2$ ,  $T_a=300\text{ K}$ ,  $M= 40\text{ l/h}$ )

Vitesse du vent (m/s)	2	6	10	14	20
Coefficient d'échange global ( $\text{w/m}^2\text{K}$ )	5.06	5.42	5.54	5.62	5.7

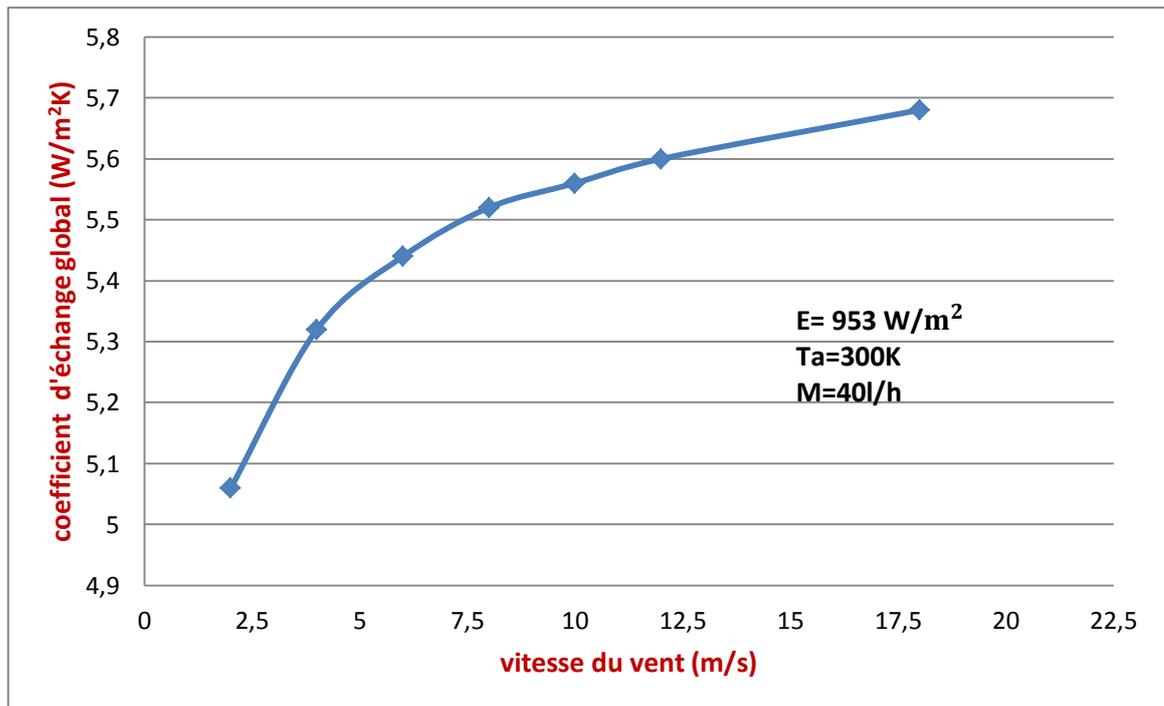


Figure (6.6) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction de la vitesse du vent

L'accroissement de la vitesse du vent entraîne une augmentation du coefficient d'échange convectif entre l'enveloppe en verre et l'ambiance d'où augmentation des pertes thermiques figure(6.6) par conséquent une diminution du rendement global figure(6.5).

Comme on peut le constater dans la figure(6.6) l'augmentation des pertes thermiques suit une loi exponentielle suivant la valeur de la vitesse du vent. Pour des valeurs comprises entre 1 et 6m/s on remarque qu'il y'a une forte croissance des pertes thermiques, qui s'affaiblie pour des valeurs comprises entre 6 et 14 m/s, et pour des valeurs de la vitesse au-delà de 14 m/s on remarque que la courbe se stabilise et on a des pertes thermiques maximales.

Cela peut être expliqué par le fait que la vitesse est directement liée au nombre de Reynolds par les constantes C et P (voir tableau) et par conséquent au mode d'écoulement.

#### 6.4.4-Effet de la variation du débit

Tableau (6.7) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction du débit volumétrique ( $E=895 W/m^2$ ,  $T_a=303 K$ ,  $V_a= 2 m/s$ )

Débit volumétrique (l/h)	21	30	45	54	65
Coefficient d'échange global ( $w/m^2K$ )	4.76	4.57	4.4	4.34	4.26

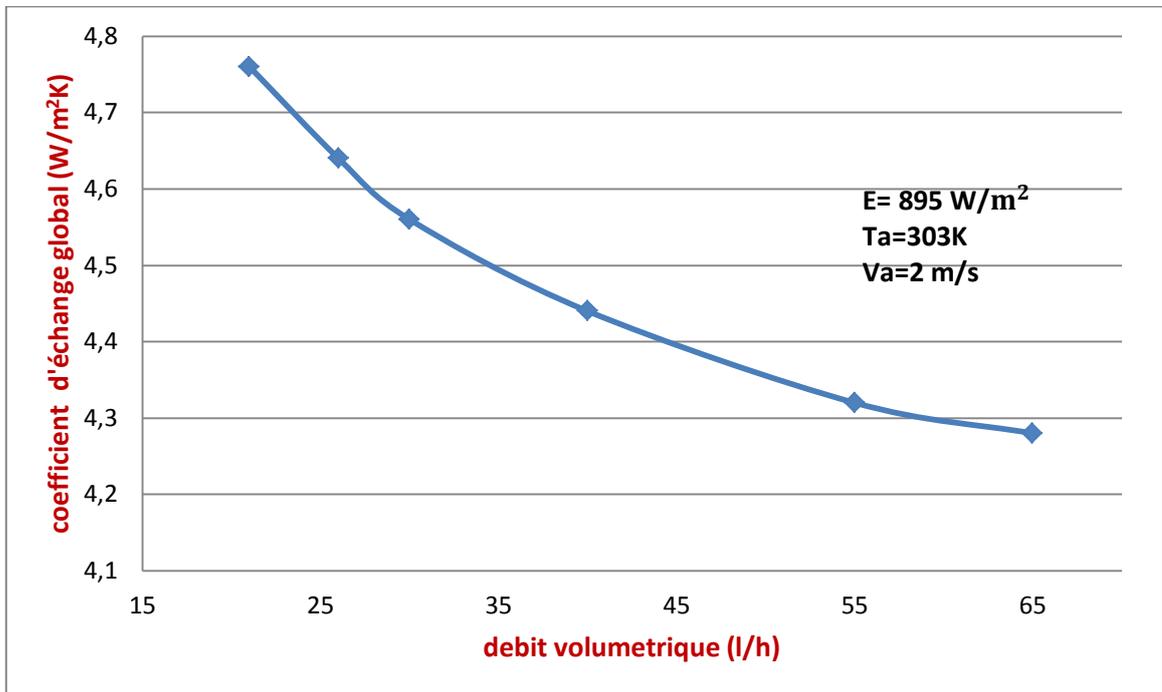


Figure (6.7) : variation du coefficient des pertes thermiques en fonction du débit volumétrique

Tableau (6.8) : variation de la température de sortie en fonction du débit volumétrique ( $E=895 \text{ W/m}^2$ ,  $T_a=303 \text{ K}$ ,  $V_a= 2 \text{ m/s}$ )

<b>Débit volumétrique (l/h)</b>	21	26	35	45	60
<b>Température de sortie du fluide (K)</b>	334	324	321.5	317.5	315

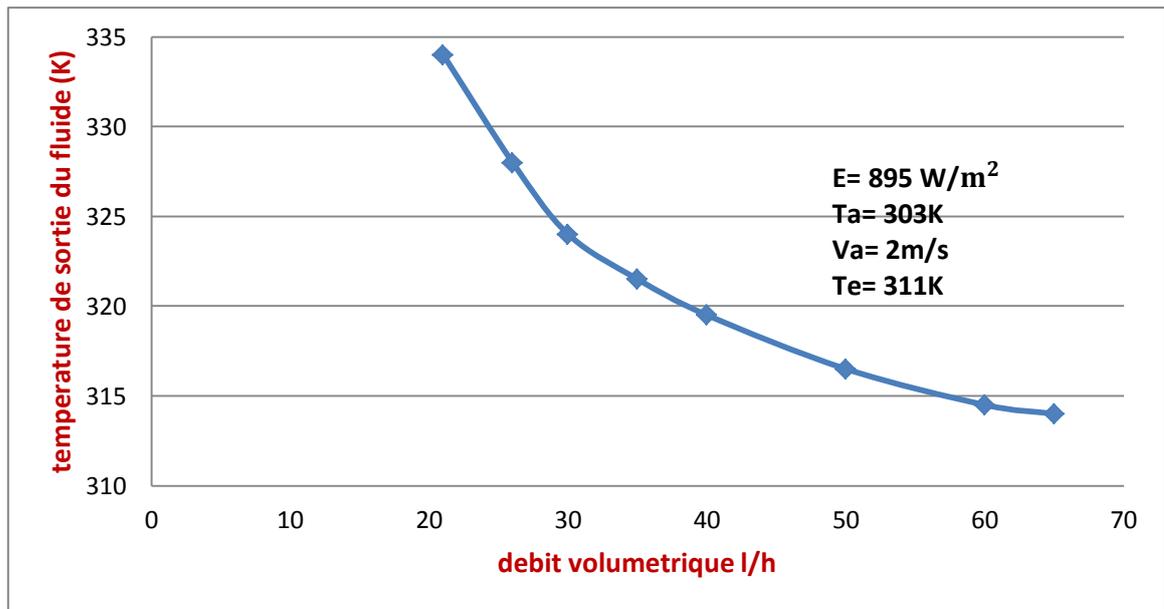


Figure (6.8) : variation de la température de sortie en fonction du débit volumétrique

Tableau (6.9) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur (E=895 W/m<sup>2</sup>, Ta=303 K, Va= 2 m/s)

Débit volumétrique (l/h)	M=30 l/h					M=20 l/h					M=10 l/h				
	Température moyenne du fluide caloporteur (K)	310	320	335	345	355	314	326	341	350	355	316	328	341	346
Rendement global	0.602	0.598	0.593	0.589	0.586	0.598	0.592	0.587	0.583	0.58	0.59	0.584	0.578	0.575	0.57

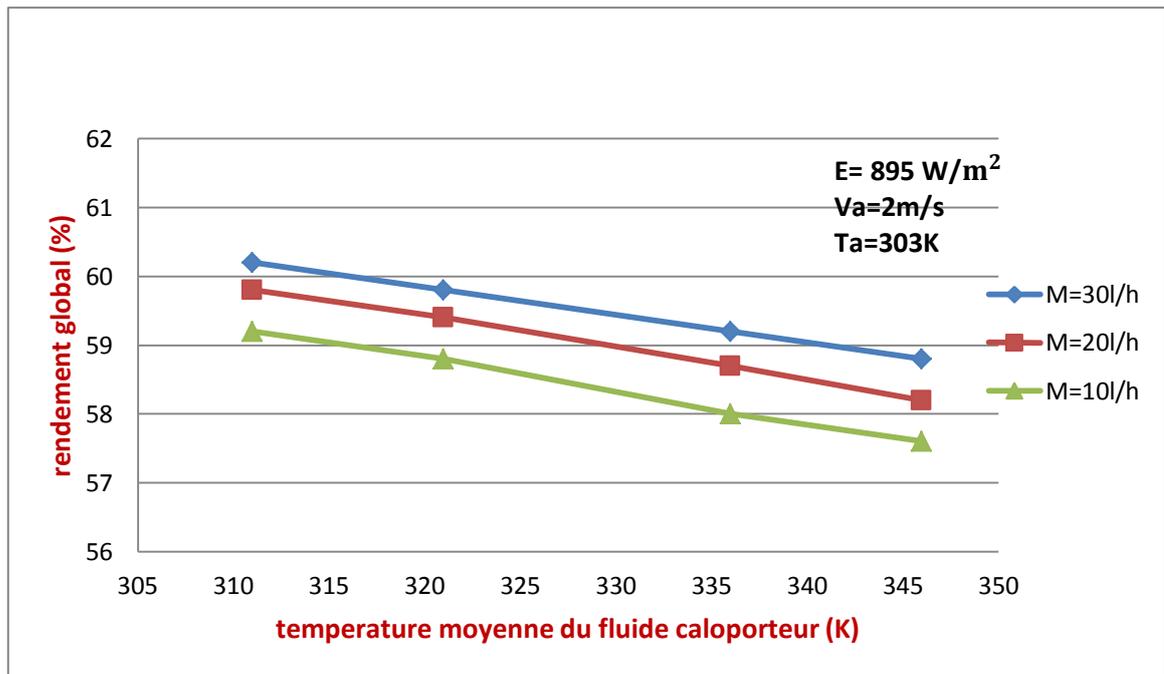


Figure (6.9) : variation du rendement global en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur

Pour des conditions de mesures fixes et pour un écoulement laminaire, la courbe de variation du débit en fonction de la température de sortie la figure(6.8) montre qu'une augmentation du débit entraîne une chute de la température de sortie du fluide, de même pour la température du tube absorbeur et par conséquent diminution du gradient de température entre ce dernier et l'ambiance, ce qui explique la diminution des pertes thermiques figure(6.7), par suite augmentation du rendement global figure(6.9).



*Conclusion Générale*

Les énergies renouvelables nous proposent de multiples façons de produire de l'énergie. Un choix centralisateur nous amène souvent à privilégier plusieurs sources énergétiques, sans véritablement analyser le bien-fondé de cette attitude. Dans notre travail, nous avons utilisé l'énergie la plus appropriée à l'usage. (Le solaire).

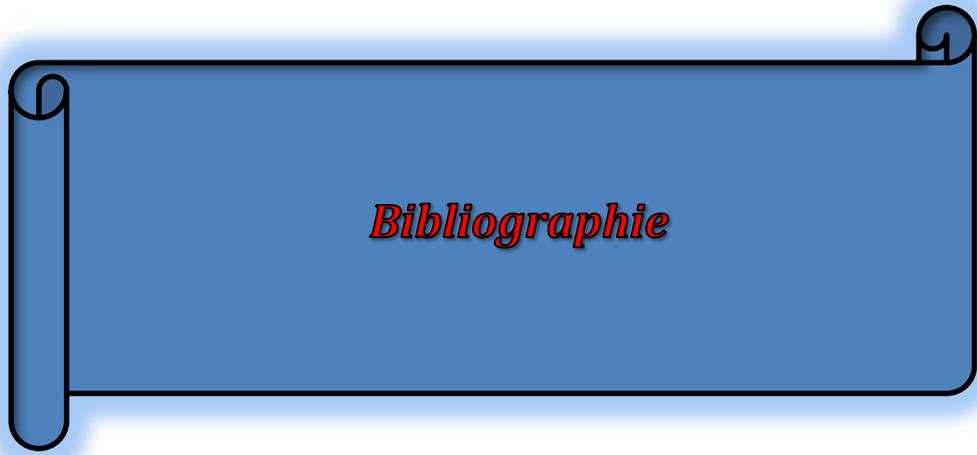
Le concentrateur cylindroparabolique, étant l'élément de base de notre travail, il a fait l'objet d'une étude thermique détaillée. L'énergie utile transmise par l'absorbeur dépend de l'efficacité optique du système (cosinus de l'angle d'incidence, de la taille, de la position de l'absorbeur dans le plan focal) et des pertes thermiques au niveau du récepteur, Ces deux paramètres sont déterminés par la géométrie du système, les propriétés physiques du matériau, et le gisement solaire.

Afin d'optimiser les performances du collecteur cylindroparabolique, Il est nécessaire de bien optimiser la taille de l'absorbeur pour obtenir un coefficient d'interception acceptable afin d'intercepter le maximum d'énergie incidente. De même, la taille de l'absorbeur doit être légèrement surdimensionnée afin de compenser les différentes erreurs optiques.

Par conséquent, afin d'améliorer le rendement du système, il faut orienter la recherche vers tout ce qui peut réduire les pertes thermiques plutôt que de réduire le niveau de température de l'absorbeur.

Par ailleurs comme perspectives on constate des avancées considérables dans le domaine de la concentration qui peuvent être bénéfiques au collecteur cylindroparabolique on cite comme exemple les miroirs de Fresnel qui ont comme principaux avantages par rapport aux concentrateurs traditionnels : Coût inférieur des miroirs, Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité, Les contraintes mécaniques dû à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.

Actuellement, et c'est ce qui explique la préférence des concentrateurs cylindroparabolique (en plus du capital expérimental cumulé), ce sont les technologies relative aux températures moyenne (autour de 400°C) que l'on maîtrise le mieux. L'utilisation des températures plus élevées pour une exploitation industrielle rentable reste tributaire des recherches sur les matériaux qui répondent le mieux aux exigeantes contraintes thermiques.



- [1] M.E. Guenier-Farret, "Device quality a-Si:H deposited from electron cyclotron resonance at very high deposition rates". J. Non Cryst. Solids 352 (2006) pp. 1913-1916
- [2] T.H. Dao: "Effect of thermal coupling on the electronic properties of hydrogenated amorphous silicon thin films deposited by electron cyclotron resonance". Thin Solid Films (2007)
- [3] P. Leempoel "Distributed Electron Cyclotron resonance plasma: a technology for large area deposition of device quality at very high rate". (Article en préparation pour Thin Solid Films)
- [4] Document, 'Transmediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power', DLR, Final Report, Germany, June 2006.
- [5] Document, 'Declaration of Berlin', International Executive Conference on CSP, Germany, June 2002.
- [6] Document, 'Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region', Final Report, Germany Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics.
- [7] R. Pitz – Paal, 'Quo Vadis Solarenergie ' Solare Kraftwerke, Freiburg 2006
- [8] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire, conversion thermique et application. Technique et Documentation, édition TEC DOC Paris 1979
- [9] Dominique, Michèle Frémy, Le monde et Astronomie, quid 2001, France Loisir, Paris 2001.
- [10] C. Zidani, F. Benyarou, Simulation de la position apparente du soleil et estimation des Energies Solaires incidentes sur un Capteur Plan pour la Ville de Tlemcen en Algérie. Rev. Energ. Ren, Vol.6, pp69-76, 2003
- [11] A.A. SFEIR, G. GUARRACINO, Ingénierie des systèmes solaires, application à l'habitat. Technique et documentation 1981.
- [12] J.M. Chassériaux, Conversion thermique du rayonnement solaire, Bordas Paris. 1984
- [13] International Executive Conference on Expanding the Market for Concentrating Solar Power Moving Opportunities into Projects, 19-20 June 2002, Berlin
- [14] German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics - Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, Final Report (2005)
- [15] Robert Pitz-Paal, Jürgen Dersch, Barbara Milow - European Concentrated Solar Thermal Road- Mapping (2003)
- [16] Greenpeace, ESTIA, Solar Paces - Concentrated Solar Thermal Power (September 2005)

- [17] Duffie, J.A., and Beckman, W.A. (1981). Solar engineering of thermal processes, ed., John Wiley & Sons, Inc., New York, N.Y.
- [18] S. Quoilin, Experimental study and modeling of a low temperature Rankine cycle for small scale cogeneration, Licenciate thesis, Université de Liège, 2007.
- [19] Hans Müller Steinhagen, 'Concentrating solar power, a review of the technology', Ingenia, 2003
- [20] IEA Solar PACES, Technology Characterization Solar Parabolic Trough,
- [21] A.RABLE " optimization of parabolic trough solar collector" Solar energies Volume N 5, 1982
- [22] RANDY "An experimental performance evaluation of line-focus sun trackers " Solar energies, research institut May 1982
- [23] Michael W.Edenburn "Performance analysis of cylindrical parabolic focusing collector and comparison with experimental result" Solar Energie 1975
- [24] S.Benmansour« Cours de transfert thermique, TEC 368 »
- [25] Frank. Kreith "Principles of heat transfert" International text books 1965
- [26] J.F. Sacadura« Initiation au transfert thermique, technique et documentation » Paris 1978
- [27] Valero Marenelli "un modello di calcolo general per l'analisi termica stazionaria del collector solari parabolici" La termotecnica : VOLUME XXXV N 1 1981
- [28] manuel d'utilisation "solar trainer pour collecteur cylindro-parabolic »



## 1- Introduction

Tous les calculs de systèmes solaires utilisant la conversion thermique de l'énergie font appel à quelque formule de base relatives à la transmission de la chaleur.

Nous rappellerons brièvement ici les modes de transferts et les résultats les plus significatifs que nous aurons utilisés.

La chaleur peut être transmise & l'aide d'un support matériel

- Conduction
- Convection

Ou sans support matériel :

- Rayonnement

## 2- Transmission de chaleur par conduction

La conduction est le mode transfert de chaleur caractérisé par la propagation de l'énergie dans un milieu sans déplacement appréciable de la matière.

Le vecteur densité de flux de chaleur en un point d'un milieu ayant une conductivité  $K$  est donné par :

$$\vec{q} = -K \overrightarrow{\nabla T}$$

$\vec{q}$  : est la quantité de chaleur traversant une unité de surface perpendiculaire au gradient de température par unité de temps

La conductivité  $K$  caractérise le matériel

$K$  est exprimé en (W/m K)

La valeur de  $K$  varie avec la température mais pour les matériaux qui nous intéressent et vu les faibles écarts de température,  $K$  sera souvent considéré comme constante.

Le problème le plus général en conduction de chaleur consiste à résoudre l'équation dans un volume limité par une surface  $S$ , et qui exprime la conservation de l'énergie d'un élément infinitésimal de matière et qui s'écrit :

$$\text{div} (\overrightarrow{K \text{ grad } T}) + P = \rho C_p \frac{dT}{dt}$$

avec :

- $P$  représente la production de chaleur (W/m<sup>3</sup>)
- $\rho$  masse volumique (kg/m<sup>3</sup>)
- $C_p$  chaleur spécifique (J/kg K)

## 3- Transmission de chaleur par convection :

La convection est le mode de transfert de chaleur caractérisé par un transport d'énergie d'un point A un autre, d'un milieu fluide en vertu du mouvement de masse au sein de ce fluide.

Il est évident que l'étude de ces phénomènes fait appel à la mécanique de fluide réel.

Il faudra noter que le transfert thermique par convection dépend de la viscosité du fluide en plus de ses propriétés thermiques telles que la conductivité thermique, la chaleur spécifique ou la densité.

Nous parlerons de convection libre ou naturelle lorsque le mouvement du fluide résulte des différences de densité causées par des gradients de températures.

Lorsque la circulation se produit par l'action d'une pompe ou une ventilation la convection est dite forcée.

Nous nous intéressons dans le cas présent aux échanges par convection entre une surface solide et un fluide.

Pour un élément de surface  $dS$  ayant une température  $T$ , le flux de chaleur s'écrira :

$$q = h_i (T - T_f) dS$$

ou :

$h_i$  : coefficient local d'échange par convection.

Lorsqu'il s'agit d'une surface finie  $S$ , on écrit :

$$q = h (T - T_f) dS$$

ou :

$h$  : coefficient moyen d'échange sur  $S$ .

#### 4- Transmission de chaleur par rayonnement

Le transfert de chaleur par rayonnement a lieu lorsque de l'énergie sous forme d'onde électromagnétique est émise par une surface et absorbée par une autre, cette énergie est appelée énergie thermique lorsque les longueurs d'onde  $\lambda$  mis en jeu sont comprises entre (0.1 , 100  $\mu\text{m}$ ).

Il est connu que tout corps émet de la chaleur rayonnante, celle-ci se propage sous de " quanta " à la vitesse de la lumière.

Le calcul de transfert thermique par rayonnement est basé sur les lois de STEFAN-BOLTZMAN, de KIRCHOFF et de LAMBERT.

Lorsque deux corps échangent de la chaleur par rayonnement, la chaleur échangée est alors proportionnelle à la différence en  $T^4$ , ainsi on écrira :

$$q = \sigma A (T^4 - T^4)$$

ou :

$\sigma$  : constants de proportionnalité ou encore la constante de STEFAN-BOLTZMANN ayant pour valeur  $5.669 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$

$T_i$  : température du corps qui rayonne de l'énergie

$T_a$  : température du milieu ambiant

L'équation est appelée la loi de rayonnement thermique de BOLTZMANN. Généralement, l'équation du rayonnement est plus complexe on tenant compte des facteurs tels que, le facteur géométrique  $C_g$ , le facteur de forme  $F$ , ainsi on réécrit l'équation sous la forme :

$$q = C_g F \sigma A (T_i^4 - T_a^4)$$

### 5- Notion de facteur de forme :

Le facteur de forme est un nombre adimensionnel représentant la fraction du flux total de la surface  $S_i$  qui atteint  $S_j$ .

Considérons deux éléments de surfaces  $dS_i$  et  $dS_j$  pris respectivement sur  $S_i$  et  $S_j$ .

Le flux émis de  $dS_i$  en direction de  $dS_j$  contenu dans l'angle solide élémentaire  $d\Omega_{ij}$ , sous le quel  $dS_i$  est vu à partir de  $dS_j$ , ce flux s'écrit donc :

$$d^2\phi_{ij} = L^2 dS_i \cos \Theta_i d\Omega_{ij}$$

$$d\Omega_{ij} = dS_j \cos \Theta_j / L^2$$

$$L^2 = \sigma T_i^4 / \pi$$

Donc :

$$d^2\phi_{ij} = \sigma T_i^4 dS_j \cos \Theta_i \cos \Theta_j / \pi L^2$$

Par intégration de  $d^2\phi_{ij}$  sur  $S_j$  on obtient le flux émis par  $dS_i$  vers  $dS_j$  :

$$d\phi_{ij} = \int d^2\phi_{ij}$$

Par intégration de  $d\phi_{ij}$  sur  $S_i$  on obtient le flux émis par  $S_i$  vers  $S_j$  :

$$\phi_{ij} = \iint d^2\phi_{ij}$$

Substituant () dans () on aura:

$$\Phi_{ij} = \frac{\sigma T_i^4}{\pi L^2} S_i (1/S_i) \iint \cos \Theta_i \cos \Theta_j dS_i dS_j$$

Cette expression fait ainsi apparaître le facteur de forme  $F_{ij}$  :

$$F_{ij} = \frac{1}{S_i \pi L^2} \iint \cos \Theta_i \cos \Theta_j dS_i dS_j$$

on remarque que  $F_{ij}$  est une quantité purement géométrique dont la détermination se fait par le calcul de l'intégrale double est généralement plus difficile, d'où l'existence des relations algébriques entre facteurs de forme tels que :

- relation de réciprocité

$$S_i \cdot F_{ij} = S_j \cdot F_{ji}$$

- relation d'addition

$$\sum_{j=1, n} F_{ij} = 1$$

- pour toutes surfaces convexes

$$F_{ii} = 0$$

- pour toutes surfaces concaves

$$F_{ii} \neq 0$$