

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

UNIVERSITE CONSTANTINE 1
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

N° d'ordre :
Série :

THESE PRESENTE POUR OBTENIR LE DIPLOME DE DOCTORAT EN SCIENCES
OPTION : PHYSIQUE ENERGETIQUE

Par

Khaled MAHDI

THEME

Production d'hydrogène par électrolyse sous chauffage solaire
par un concentrateur paraboloidal

Soutenu le : 14/06/2015

Devant le jury :

Président :	A. CHAKER	Prof.	Université Constantine 1
Rapporteur :	N. BELLEL	Prof.	Université Constantine 1
Examineurs :	T. BOUFENDI	Prof.	Université Constantine 1
	S. BOUDEBBOUS	Prof.	Université Constantine 3
	A. RAHMANI	MCA	Université d'Oum El-Bouaghi
	A. MATATLA	MCA	Université de Skikda

Remerciements

Avant tout, je remercie **ALLAH**, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonte pour accomplir ce travail de recherche.

Cette Thèse a pu être réalisée au sein de laboratoire de physique énergétique de l'Université de Constantine 1 en Algérie.

Merci à mon Directeur de Thèse **N. BELLEL**, Professeur à l'Université de Constantine 1, pour avoir dirigé ma thèse et pour la confiance qui m'a accordé pour mener à bien ce travail, et également pour ces remarques pertinentes et constructives, ses conseils avisés et son soutien.

J'exprime ma profonde et respectueuse gratitude à Madame A. CHAKER, Professeur à l'Université de Constantine 1, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Tous mes remerciements vont également à Monsieur T. BOUFENDI, Professeurs à l'Université de Constantine 1, pour avoir accepté d'examiner ce travail.

J'exprime toute ma gratitude à Monsieur S. BOUDEBBOUS, Professeur à l'Université de Constantine 3, pour avoir accepté d'être examinateur de cette Thèse.

Je remercie respectueusement Monsieur A. RAHMANI Maître de conférence à l'Université de d'Oum El-Bouaghi, et Monsieur A. MATATLA Maître de conférence à l'Université de Skikda d'avoir accepté d'examiner le présent travail.

Mes remerciements vont également aux nombreuses personnes qui ont participé de près ou de loin à ma formation et à tous ceux qui m'ont enrichi de leur connaissance, je voudrais leurs exprimer ici toute ma sympathie.

A ma mère et à mon père
A mes frères et mes sœurs
A ma femme
A ma chère fille Assia

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre 1 Les différents systèmes de productions d'hydrogène solaire	5
1.1 Introduction	5
1.2 Production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau	7
1.2.1 Principe générale de l'électrolyse de l'eau	7
1.2.2 Aspects théoriques de l'électrolyse de l'eau	8
1.2.2.1 Thermodynamique	8
1.2.2.2 Tension pratique	9
1.2.2.3 Effet de la température sur la tension d'électrolyse	10
1.2.2.4 Effet de pression sur la tension d'électrolyse	11
1.2.2.5 Effet de la pression sur la pureté des gaz produits	12
1.2.3 Rendements	13
1.2.3.1 Rendement énergétique	13
1.2.3.2 Rendement faradique	13
1.2.4 Les différentes technologies d'électrolyseurs	14
1.2.4.1 Les électrolyseurs alcalins	14
1.2.4.2 Les électrolyseurs à haute température	14
1.2.4.3 Les électrolyseurs PEM	15
1.2.4.4 Les électrolyseurs à structure parallèle avec plaques monopolaires	16
1.2.4.5 Les électrolyseurs à structure série avec plaques bipolaires	16
1.2.5 Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau	17
1.2.6 Production d'hydrogène par le couplage (source d'énergie renouvelable- électrolyseur)	18
1.2.6.1 Photoréacteurs, la production d'hydrogène et réactions photochimiques	18
1.2.6.2 La production d'hydrogène par voie photo électrochimique	20
1.2.6.3 La production d'hydrogène par voie PV	21
1.2.6.4 La production d'hydrogène en utilisant l'électricité produite par la concentration thermique	22
1.3 Autres procédés de production d'hydrogène solaire	23
1.3.1 La production d'hydrogène solaire par voie photobiologique	23
1.3.2 La production d'hydrogène solaire par voie de la concentration thermique	24
1.3.2.1 Thermolyse solaire	25
1.3.2.2 Cycles thermochimiques solaires	25
1.3.2.3 Décarbonisation des combustibles fossiles	26
1.4 Conclusion	27
Chapitre 2 Estimation de rayonnement solaire au sol	28
2.1 Introduction	28
2.2 Généralités sur le soleil	28
2.3 Constante solaire	30
2.4 Calcul de l'heure	31
2.4.1 L'équation du temps	31
2.4.2 Temps solaire vrai	31
2.4.3 Heure légale	32

2.5	Mouvement Terre-Soleil _____	32
2.6	Position du soleil _____	33
2.6.1	Les coordonnées géographiques _____	34
2.6.1.1	Longitude _____	34
2.6.1.2	Latitude _____	34
2.6.2	Coordonnées équatoriales _____	34
2.6.2.1	Déclinaison δ _____	34
2.6.2.2	L'angle Horaire ω _____	35
2.6.3	Coordonnées horizontales _____	36
2.6.3.1	Hauteur angulaire du Soleil h _____	37
2.6.3.2	Azimut du soleil a _____	37
2.7	La relation entre le capteur et le rayon solaire _____	38
2.7.1	Orientation d'un capteur solaire _____	38
2.7.1.1	Hauteur du capteur _____	39
2.7.1.2	L'azimut de capteur _____	39
2.7.1.3	orientations du capteur _____	39
2.7.1.4	Angle d'incidence sur un capteur solaire _____	40
2.7.2	Temps de lever et de coucher du soleil et longueur de jour _____	40
2.7.3	Effet de masque _____	40
2.7.4	Direction de rayonnement solaire direct _____	42
2.8	Rayonnement solaire _____	42
2.8.1	Caractéristiques du rayonnement solaire _____	42
2.8.2	Rayonnement solaire extraterrestre _____	43
2.8.3	Rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale _____	44
2.9	L'influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire _____	46
2.9.1	La masse atmosphérique _____	46
2.9.2	Rayonnement solaire pour un ciel clair _____	48
2.9.2.1	Coefficient indice de transmission _____	48
2.9.3	Rayonnement solaire au sol _____	48
2.10	Potentiel solaire _____	51
2.11	Conclusion _____	54
Chapitre 3	Système à concentration paraboloidale _____	55
3.1	Introduction _____	55
3.2	Notion fondamentale de la concentration solaire _____	55
3.2.1	Concentration à 3-D _____	55
3.2.2	Concentration à 2-D _____	57
3.2.3	Concentration théorique maximale de rayonnement solaire _____	58
3.2.4	Concentration théorique maximale d'un concentrateur parabolique _____	60
3.2.5	La température théorique maximale de l'absorbeur _____	63
3.3	Les principaux types de concentrateur solaire _____	64
3.3.1	Concentration linéaire _____	64
3.3.1.1	Concentration linéaire à récepteur mobile _____	64
3.3.1.2	Concentration linéaire à récepteur fixe _____	66
3.3.2	Concentrateurs ponctuelles _____	66
3.3.2.1	Concentration ponctuelles à récepteur mobile _____	66
3.3.2.2	Concentration ponctuelles à réflecteur fixe _____	66
3.3.2.3	Concentration ponctuelles à récepteur fixe _____	67
3.4	Etude théorique d'un concentrateur paraboloidale _____	68
3.4.1	Réflecteurs _____	68

3.4.1.1	Dérivation de la surface d'un miroir paraboloidale de révolution	71
3.4.1.2	Causes d'élargissement de la tache focale	72
3.4.1.2.1	Influence de la distance focale	72
3.4.1.2.2	Influence de l'angle d'ouverture	72
3.4.1.3	Matériaux de réflecteur	75
3.4.1.4	Rendement optique	75
3.4.1.5	Taille de réflecteur	77
3.4.2	Système de poursuite solaire	78
3.4.2.1	Montage équatoriale	78
3.4.2.2	Montage altazimutale	79
3.4.3	Récepteur	80
3.4.3.1	Isolation	82
3.4.3.2	les surfaces sélectives	83
3.4.3.3	Type de récepteur	85
3.4.3.4	Comparaison entre les deux types de récepteurs	86
3.4.3.5	Pertes thermiques	87
3.4.3.5.1	Perte par conduction	88
3.4.3.5.2	Perte par rayonnement	88
3.4.3.5.3	Perte par convection	88
3.4.3.6	Bilan thermodynamique	89
3.4.4	Réseau caloporteur	93
3.4.4.1	Dimensionnement	93
3.4.4.2	Centrales à capteurs distribué	94
3.4.5	Fluides caloporteurs	95
3.5	Conclusion	96
Chapitre 4	Etude numérique et expérimental d'un récepteur de concentrateur paraboloidale	97
4.	Introduction	97
4.I	Réalisation de prototype	98
4.I.1	Réflecteur	98
4.I.2	Le système de poursuite	99
4.I.3	Récepteur	100
4.I.4	Caractérisation expérimentale de concentrateur	100
4.I.4.1	Evolution de la température de l'absorbeur	100
4.I.4.2	Température de stagnation	101
4.I.4.3	Détermination de flux solaire concentré	104
4.I.4.4	Le rendement du concentrateur	106
4.I.5	Conclusion	107
4.II	Etude numérique d'un récepteur	107
4.II.1	Description du récepteur	107
4.II.2	Modélisation de transfert thermique	107
4.II.2.1	Modèle de la convection naturelle	107
4.II.2.2	Bilan radiatif	109
4.II.3	La géométrie et les conditions aux limites	111
4.II.3.1	La géométrie et le maillage	111
4.II.3.2	Conditions aux limites	112
4.II.4	Procédure numérique	113
4.II.5	Critère de convergence	114
4.II.6	Résultats et discussion	114

4.II.6.1 Influence de l'angle d'inclinaison sur les pertes thermiques_____	115
4.II.6.2 Influence de la température sur les pertes thermiques_____	117
4.II.6.3 Influence de l'émissivité sur les pertes thermiques_____	119
4.II.7 Conclusion_____	120
4.III Production de la vapeur_____	121
4.III.1 Modèle théorique_____	121
4.III.2 Montage expérimental_____	126
4.III.3 La procédure de test_____	127
4.III.3.1 Rendement thermique _____	131
4.III.4 Conclusion_____	132
Conclusion générale _____	133
Références _____	135
Annexes _____	140
Résumé	

Nomenclature

Lettres Romaines	Définition	Unité
A	Surface	m^2
a	Azimut solaire	°
a_s	azimut de capteur	°
h	Hauteur solaire	°
h_s	Hauteur de capteur	°
i	Angle d'incidence sur un capteur solaire	°
C_g	Concentration géométrique	-
C	Concentration	-
\dot{Q}	Puissance	W
T	Température	°C
U_L	Coefficient de transfert de chaleur de l'absorbeur	W/m^2K
v	Vent	m/s
\dot{m}	débit	l/s
P	Pression	pa
F_R	Facteur d'efficacité	-
f	Distance focale	m
I_0	Constante solaire	W/m^2
I_N	Rayonnement direct normal	W/m^2
G	Rayonnement global	W/m^2
D	Rayonnement diffus	W/m^2
F	est la constante de Faraday	C/mol
E	Tension thermodynamique	V
ΔG_d	La variation de l'enthalpie libre molaire de dissociation de l'eau	J/mol
n	le nombre d'électron échangés au cours de la réaction	
ΔH_d	la variation d'enthalpie associée à la réaction de dissociation de l'eau	J/mol
ΔS_d	la variation d'entropie associée à la réaction de dissociation de l'eau	J/K mol
U_{cell}	la tension appliquée à la cellule d'électrolyse	V
E_{rev}	tension réversible	V
h_c	surtension cathodique	V
h_a	surtension anodique	V
R_o	résistance électronique et ionique de l'ensemble électrodes-membranes-électrolyte	W
I	intensité de cellules	A
TS	Temps solaire	heure
TS_l	Temps de levé	heure
TS_c	Temps de couché	heure
TU	Temps universel	heure
TL	Temps local	heure
ET	Equation du temps	min
C	Correction de fuseau	-
G	Energie global journalier	$W/m^2/jour$
D	Energie diffus journalier	$W/m^2/jour$
S	Energie direct sur un plan horizontal journalier	$W/m^2/jour$
G^*	flux global	W/m^2
D^*	flux diffus	W/m^2

S^*	flux direct sur un plan horizontal	W/m^2
I_N	flux direct normal	W/m^2
E_i	le vecteur pouvoir émissif	W/m^2
J	Radiosité	W/m^2
k_t	Coefficient indice de transmission	-
k	coefficient local d'extinction de l'atmosphère	-
I	rayonnement extraterrestre	W/m^2
G_o	rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale	W/m^2
G_{oh}	rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale journalier	J/m^2
m	Masse optique	-
\dot{Q}	Puissance	W
Re	Nombre de Reynolds : $Re = \frac{V \times D \times \rho}{\mu}$	-
Nu	Nombre de Nusselt : $Nu = \frac{h \times D}{\lambda_f}$	-
Gr	Nombre de Grashof : $Gr = \frac{\beta \times \rho^2 \times g \times \Delta T \times L^3}{\mu^2}$	-
Lettres grecs		
α	absorptance	-
β	inclinaison	°
ε	émissivité	-
ϵ	rendement énergétique d'un électrolyseur	-
ρ	réflectance	-
σ	Constante de Stefan-Boltzmann : $5,67 \times 10^{-8}$	$W/m^2 K^4$
ω	Angle horaire	°
θ_z	zénith	°
η	Rendement	-
ϕ	Angle d'ouverture de réflecteur	°
φ	latitude	°
λ	longitude	°
λ_x	Conductivité thermique	$W/m^\circ C$
δ	déclinaison	°
Ω	Angle solide	sr
$\epsilon_{\Delta G}$	rendement énergétique	-
$\epsilon_{\Delta G}$	rendement enthalpique	-
ϵ_0		-
δ_{ij}	Indice de Kronecker	-
π	3,1415	rad
indice		
a	ambiant	
air	air	
$\acute{e}le$	électrique	
abs	absorbeur	
c	chaude	
f	froide	
r	récepteur	
$conc$	concentré	
p	perte	
ray	rayonnement	

<i>conv</i>	convection
<i>cond</i>	conduction
<i>opt</i>	optique
<i>th</i>	thermique
<i>cav</i>	cavité
Abréviations	
Nm ³ /h	Normo m ³ /h, i. e. dans les conditions normales de température et de pression (273K, 1013 mbars)
NADPH	Nicotinamide Adénine Dinucléotide Phosphate – coenzyme d’oxydoréduction intervenant dans le métabolisme
AIE	l’Agence Internationale de l’Energie
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell – Pile à Combustible à Membrane Echangeuse de Proton
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
SMR	Steam Methane Reforming
UA	Unité universelle

Introduction Générale

De nos jours, la production mondiale d'énergie est réalisée à 81,6 % à partir de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), à 13,3 % par les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolien) et à 5,1 % par le nucléaire [1].

De nombreuses études sur l'appauvrissement des ressources fossiles convergent vers le résultat suivant : la quantité d'énergie fossile disponible diminuera à l'horizon 2050 et sera épuisée avant la fin de ce siècle. Notre avenir énergétique doit se baser sur les énergies nucléaires et renouvelables.

La production nucléaire montre des performances de densité de puissance très importantes et des avantages environnementaux par rapport à l'émission de CO₂. Cependant, cette énergie présente de nombreux inconvénients : le retraitement difficile des déchets et des bâtiments, son impact sur l'environnement, les problèmes de sécurité et le fait que son combustible ne soit pas renouvelable (épuisement évalué à la fin du siècle pour l'uranium 235).

Les ressources renouvelables sont variées et inépuisables. Leur conversion en énergie thermique, chimique ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques. De plus, la production peut être centralisée ou décentralisée. En revanche, elle se caractérise par un rendement relativement faible, un coût important et une intermittence de la ressource. Des systèmes utilisant l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ainsi que la biomasse fonctionnent dans de nombreuses régions du monde. Ils deviennent de plus en plus efficaces et rentables.

Mais l'utilisation des ressources renouvelables reste généralement limitée aux sites isolés où le coût des systèmes renouvelables devient compétitif par rapport aux autres moyens de production d'électricité du fait de l'acheminement très coûteux de l'électricité.

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve souvent des panneaux photovoltaïques, des éoliennes.

La concentration solaire présente une autre solution fiable et respectueuse de l'environnement pour la production autonome et la distribution d'électricité dans des cités isolées.

L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, dépendante des conditions climatiques. Ces générateurs renouvelables sont couplés à un système de stockage assurant une disponibilité en continu d'énergie. Généralement, le stockage de l'énergie électrique est assuré par des batteries. Elles ont de très bons rendements, de l'ordre de 80-85 %, et un prix très compétitif, si l'on considère la technologie plomb.

Mais ses inconvénients comme le problème de l'autodécharge peuvent atteindre 15 % par mois, La durée de vie selon la technologie et son utilisation et l'entretien régulier peut être nécessaire afin de maintenir un niveau suffisant d'électrolyte (cas des batteries ouvertes). Pour

augmenter l'énergie délivrée par les systèmes générateurs renouvelables-Batteries, un générateur auxiliaire peut être ajouté. Ces générateurs diesel permettent de produire une énergie importante ne dépendant que de l'approvisionnement en énergie fossile. Mais, ses contraintes de fonctionnement sont nombreuses et son entretien important. De plus, ces systèmes, dits systèmes hybrides, sont généralement dimensionnés par rapport au mois le plus favorable, permettant de sous-dimensionner le générateur solaire et conduisant à une consommation importante de combustible tout au long de l'année. D'un point de vue environnemental, ces systèmes ne sont pas idéaux, consommant du fuel et produisant du bruit et des gaz à effet de serre.

Pour améliorer les systèmes générateurs renouvelables-Batteries tout en conservant leur qualité de respect de l'environnement, une idée, apparue dans les années 90, est d'utiliser l'hydrogène pour stocker l'énergie à long terme. En effet, le gaz peut être produit par un électrolyseur, stocké sans perte importante quelle que soit la durée du stockage, puis converti en électricité dans une pile à combustible. Ces systèmes, appelés Solaire-Hydrogène, présentent de nombreux avantages. Sans pièce en mouvement, l'électrolyseur et la pile à combustible ne produisent que très peu de bruit. De plus, on attend de ces composants une grande fiabilité, peu de contraintes de fonctionnement et une maintenance limitée. Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est le concentrateur solaire paraboloidal, il représente le type solaire thermodynamique, ou solaire concentré (CSP : Solar Concentrated Power), est une technologie qui consiste à produire de l'électricité en concentrant l'énergie solaire en un point focal à l'aide de systèmes optiques concentrateurs couplés à des systèmes récepteurs. Cet ensemble s'appelle le capteur solaire à concentration, et permet de convertir la puissance rayonnée en puissance thermique avec des rendements supérieurs à 70%.

Notre travail consiste en une réalisation d'un prototype de production d'hydrogène constitué d'une antenne satellite de récupération, de forme paraboloidal fabriqué en aluminium recouvert par des miroirs sous forme carrée collée par la silicone (environ 1200 pièces de 5,5 cm de cotées). Les caractéristiques de l'antenne sont :

d'un diamètre d'ouverture de deux mètres, un angle d'ouverture égale à 53° et une distance focale d'un mètre. Reposée sur une monture équatoriale métallique le réflecteur subit une rotation uniforme autour de l'axe du monde et une rotation autour d'un axe perpendiculaire servant à ajuster la déclinaison avec deux vérins afin de s'assurer de la concentration de la tache sur le récepteur.

Un récipient de forme cylindrique fermé aux deux ouvertures permet de transformée en vapeur avec notre concentrateur solaire (c'est la source chaude), cette dernière actionne une turbine dans un cycle de Rankine couplée à un alternateur, ou pour actionner un moteur Stirling, ou par thermoélectricité, l'air ambiant étant la source plus froide. L'électricité produite peut servir à la fabrication d'hydrogène. L'hydrogène est ensuite transporté par pipeline ou stocké dans des réservoirs sous pression. Cet hydrogène est utilisé comme combustible non polluant soit pour la propulsion automobile (avec des piles à combustible) ou pour la production d'électricité de manière non polluante dans des centrales.

Le récepteur/absorbeur cylindrique est équipé par deux ouvertures ; la première ouverture est menu d'un manomètre permettant de mesurer la pression de la vapeur de l'eau et la deuxième servira à l'échappement de cette vapeur à l'aide d'une conduite vers une mini turbine (réalisée par une turbine d'un turbocompresseur de voiture). Cette turbine est reliée avec une génératrice électrique qui alimente un électrolyseur d'hydrogène ; l'installation est équipée de thermocouples permettant de mesurer la température et d'un Pyranomètre pour mesurer le rayonnement solaire global.

Cette étude comporte les chapitres suivants :

- Dans la première partie nous allons présenter une étude bibliographique sur la production d'hydrogène solaire. La modélisation des éléments de la chaîne et de couplage direct (générateur-électrolyseur) suivis d'un aperçu sur les méthodes d'adaptation de couplage direct (générateur-électrolyseur).
- Dans le deuxième chapitre nous présentons une estimation de rayonnement solaire journalier à l'aide de facteur de transmission et la corrélation de Collares-Pereira et Rabl. Pour ce faire, un programme FORTRAN de simulation permettant l'estimation du rayonnement solaire instantané sur la surface réfléchissante de concentrateur paraboloidal a été effectué.
- Dans le troisième chapitre de la thèse nous présentons le problème de couplage entre le champ solaire et la géométrie du récepteur qui est traitée dans le quatrième chapitre, au travers d'une étude expérimentale sur la distribution de flux concentré et de la température de l'absorbeur délivré par le réflecteur paraboloidal. Elle permet d'optimiser la conception générale de l'absorbeur et de définir une distribution de flux de référence afin d'estimer les performances thermiques du récepteur.
- Puis nous avons étudié numériquement la cavité de notre récepteur par l'utilisation de logiciel commerciale FLUENT 6.3.26, Afin de valider nos résultats de simulations de la distribution de champs de température, vitesse d'écoulement au voisinage de cavité

et ensuite nous avons estimé les pertes thermiques par convection naturelle couplée avec les pertes thermiques par rayonnement. Les résultats sont comparés avec d'autres travaux qui ont été publiés. Cette comparaison permet de choisir les caractéristiques adéquates pour obtenir une bonne production de la vapeur à moindre coût. Après nous avons estimé la vapeur par deux différents récepteurs, le premier un récepteur cylindrique contenant de l'eau, le second un tube en cuivre sous forme d'un hélicoïde (serpentin). La vapeur produite est ensuite détendue dans une turbine à vapeur qui convertit la chaleur véhiculée par la vapeur en énergie mécanique (rotation de la turbine) puis en énergie électrique par couplage à un alternateur. L'électricité produite sera enfin adaptée aux caractéristiques de l'unité de l'électrolyse d'hydrogène.

Enfin nous terminons le manuscrit par une conclusion générale.

Chapitre 1
Différents systèmes de
production d'hydrogène
solaire

1.1 Introduction

L'hydrogène présente certaines caractéristiques physico-chimiques avantageuses d'un point de vue énergétique. C'est un gaz très léger (masse volumique = 0,09 kg/m³, à 0°C) qui possède un pouvoir calorifique très élevé (33kWh/kg, contre environ 14kWh/kg pour le méthane ; données PCI). Il est inodore, incolore, susceptible d'être utilisé avec des dommages négligeables pour l'environnement suivant un cycle qui peut se répéter indéfiniment (Figure1.1) [2].

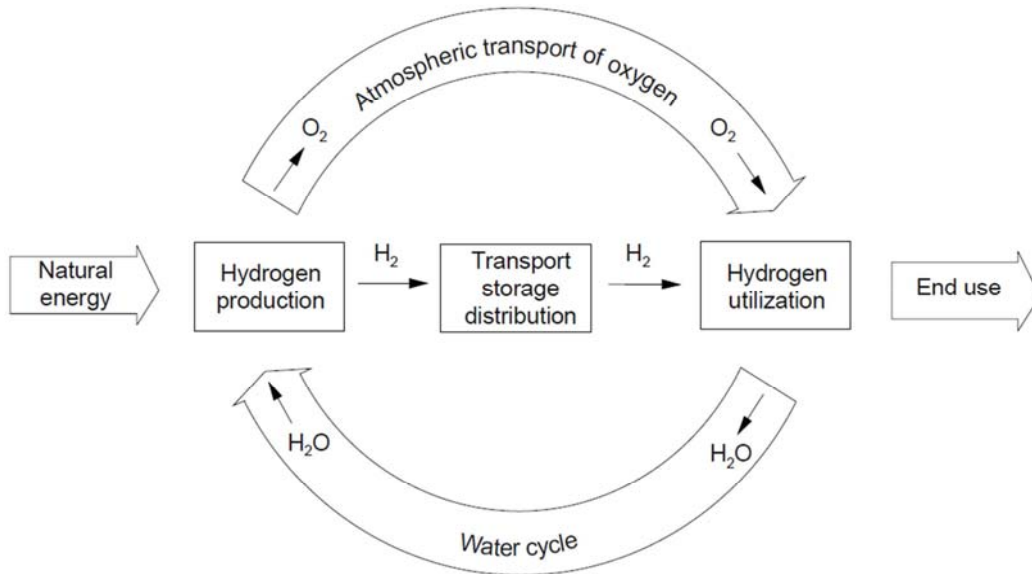


Figure 1.1 – Cycle de l'hydrogène [2]

Par ailleurs, il est le seul qui peut être produit à partir du composé le plus abondant sur terre, l'eau, en utilisant une large variété de sources d'énergie renouvelable et différentes technologies : thermochimiques, photochimiques ou électrolytiques, figure (1.2), [2].

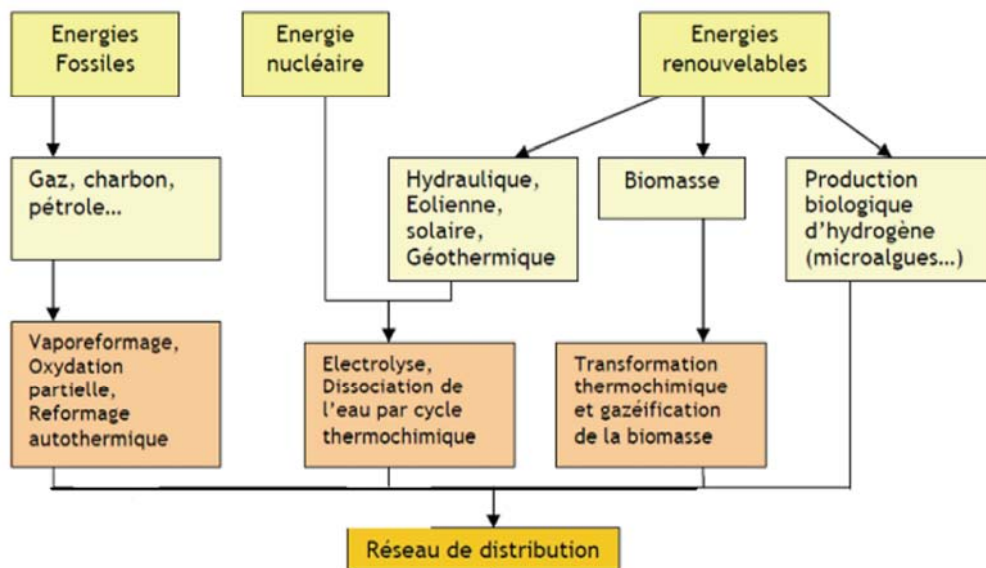


Figure. 1.2 – Modes de production d'hydrogène [3]

Dans le contexte énergétique actuel, les propriétés physiques et environnementales de l'hydrogène font de lui un vecteur énergétique de qualité en association avec l'électricité. Le 19^{ème} siècle pourrait voir la naissance de l'électricité hydrogène. Bien qu'il soit très abondant sur terre, l'hydrogène n'existe pas à l'état naturel. Actuellement, la production d'hydrogène par les procédés maîtrisés est réalisée à 95% en utilisant des ressources fossiles (Figure 1.3) [4], en particulier par vaporeformage du gaz naturel (48% [5]). Le vaporeformage du gaz naturel consiste à faire réagir l'hydrocarbure avec de la vapeur d'eau dans une gamme de température comprise entre 973 K et 1373 K. Cette réaction a lieu en deux étapes qui produisent finalement de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. La moyenne des seules émissions de dioxyde de carbone liées à la consommation de méthane par ce procédé est de 9 kg/kg d'hydrogène [6].

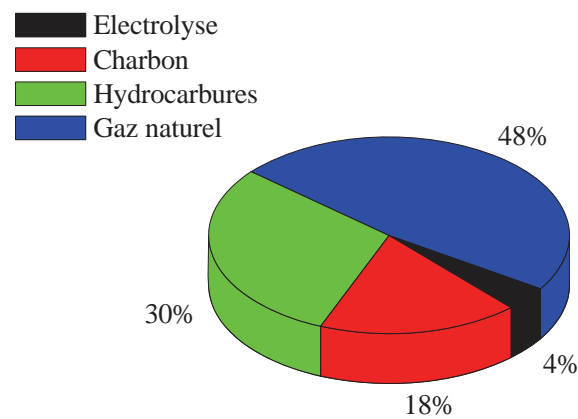


Figure 1.3 – Principales sources de production d'hydrogènes [2]

La production d'hydrogène à partir d'autres ressources fossiles (hydrocarbures 30% et charbon 18%) est réalisée principalement par le procédé d'oxydation partielle. Le composé carboné réagit avec de l'oxygène et de la vapeur d'eau pour réaliser une combustion incomplète, produisant du monoxyde de carbone, du dioxyde de carbone et de l'hydrogène. Les émissions de CO₂ de ce type de procédés contribuent fortement à l'augmentation de la concentration de ce gaz dans l'atmosphère.

Un dernier procédé mature est l'électrolyse de l'eau qui permet de répondre à 4% de la demande mondiale [7]. À l'heure actuelle, ce procédé semble prometteur et plus respectueux de l'environnement (par rapport au SMR et à l'oxydation partielle), car les émissions de gaz à effet de serre par kilogramme d'hydrogène produit sont essentiellement liées à la source d'énergie électrique nécessaire pour réaliser la réaction chimique.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les principaux procédés de production de l'hydrogène solaire, et notamment par l'électrolyse de l'eau en utilisant une source d'énergie renouvelable.

1.2 Production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau

Nicholson et Carlisle sont les premiers à produire de l'hydrogène et de l'oxygène par électrolyse de l'eau en 1800. En 1832, Faraday établit les lois quantitatives de l'électrolyse. Cependant, le premier électrolyseur n'est commercialisé qu'un siècle plus tard, en 1902 par la société Oerlikon Engineering Company [8].

En 1939, le premier électrolyseur dédié à la production d'oxygène à grande échelle (production des gaz $> 10^4$ m³/h) est installé au Canada. Il est de technologie alcaline à plaques monopolaires. Il sera ensuite reconverti pour produire de l'hydrogène pour la fabrication d'engrais.

En 1948, le fabricant Lurgi apporte une innovation majeure en développant le procédé d'électrolyse sous pression, ce qui permettait de s'affranchir d'une unité de compression pour le stockage des gaz produits et de fonctionner à plus haute température. La première installation de ce type est mise en place au Pérou à Cuzco en 1958. Le tableau (1.1) résume les caractéristiques de ces différents électrolyseurs.

Tableau 1.1 – Principales installations d'hydrogène.

Implantation	Fabricant	Année d'installation	Production d'hydrogène (Nm ³ /h)
Colombie-Britannique, Canada	Cominco	1939	17000
Nangal, Inde	De Nora	1958	26000
Assouan, Égypte	Demag	1960 / 1977	41000 / 21600
Rjukan, Norvège	Norsk Hydro	1927 / 1965	90000
Cuzco, Pérou	Lurgi	1958	5000

Depuis les années 60, le champ d'application de l'électrolyse s'est élargi, incitant les industriels et la recherche à développer des technologies innovantes.

1.2.1 Principe général de l'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau consiste à séparer l'eau H₂O en hydrogène H₂ et oxygène O₂ lors d'une réaction d'oxydo réduction. Le procédé industriellement disponible à l'heure actuelle consiste à réaliser cette électrolyse à l'aide d'électricité. Au regard du coût de la production par électrolyse, seuls 4% de l'hydrogène est actuellement produit par électrolyse dans les cas où l'électricité est bon marché ou lorsqu'une haute pureté d'hydrogène est nécessaire.

1.2.2 Aspects théoriques de l'électrolyse de l'eau [9-12]

1.2.2.1 Thermodynamique

Un générateur électrique de courant continu fournit l'énergie électrique nécessaire à la dissociation de la molécule d'eau en ses constituants élémentaires que sont l'hydrogène et l'oxygène moléculaire. En milieu acide, la dissociation s'effectue selon les deux demi-réactions suivantes :

- À l'anode:



- À la cathode :



En solution alcaline, par contre, les ions OH^- prédominent et le phénomène est habituellement exprimé par :

- à l'anode :



- à la cathode :



Dans les deux cas, la réaction globale s'écrit :



Avec : $\Delta H = 285$ kJ/mol H_2O enthalpie de dissociation de l'eau.

La quantité d'énergie électrique minimale (nFE) requise pour dissocier une mole d'eau est fournie à la cellule d'électrolyse par le générateur électrique.

Elle est égale à la variation d'enthalpie libre molaire (ou variation de l'enthalpie de Gibbs) de dissociation ΔG_d :

$$\Delta G_d = n \times F \times E \quad (1 - 6)$$

Où :

ΔG_d est la variation de l'enthalpie libre molaire de dissociation de l'eau en $J.mol^{-1}$;

$n = 2$: est le nombre d'électrons échangés au cours de la réaction ;

F est la constante de Faraday ($IF = 96485$ C. mol^{-1}) ;

E est la tension thermodynamique (V).

La variation de l'enthalpie libre dépend de la température et de la pression. Elle est reliée aux autres grandeurs thermodynamiques par la relation suivante :

$$\Delta G_d(T,P) = \Delta H_d(T,P) - T\Delta S_d(T,P) \quad (1 - 7)$$

ΔH_d est la variation d'enthalpie associée à la réaction de dissociation de l'eau en $J.mol^{-1}$;

ΔS_d est la variation d'entropie associée à la réaction de dissociation de l'eau en $\text{J.K}^{-1} \text{mol}^{-1}$;

$T\Delta S_d$ est la quantité de chaleur (J.mol^{-1}) requise pour une transformation autotherme.

Il est donc possible de définir deux tensions d'électrolyse. La tension thermodynamique E (Volts) :

$$E(T, P) = \frac{\Delta G_d(T, P)}{nF} \quad (1 - 8)$$

et la tension enthalpique ou thermoneutre V (Volts) :

$$V(T, P) = \frac{\Delta H_d(T, P)}{nF} \quad (1 - 9)$$

Dans les conditions standards ($T = 25^\circ\text{C}$, $P = 1 \text{ atm}$), l'eau est liquide et l'hydrogène est l'oxygène sont gazeux. Les grandeurs thermodynamiques standard sont rassemblées dans le tableau (1.2).

Tableau 1.2 – Grandeurs thermodynamiques standards liées à la dissociation de l'eau liquide [12]

T^0 ($^\circ\text{C}$)	25
ΔG_d^0 (H_2O) kJ.mol^{-1}	237,220
ΔH_d^0 (H_2O) kJ.mol^{-1}	285,840
ΔS_d^0 (H_2O) $\text{kJ.K}^{-1}.\text{mol}^{-1}$	0,163
E^0 (V)	1,229
V^0 (V)	1,481

Soit U_{cell} en volt la tension appliquée à la cellule d'électrolyse.

- Si $U_{cell} < E^0$, il n'y a pas d'électrolyse ;
- Si $E^0 < U_{cell} < V^0$ un apport extérieur de chaleur de $T\Delta S_d$ kJ.mol^{-1} est nécessaire pour assurer une transformation autotherme;
- Si $U_{cell} > V^0$, la chaleur nécessaire est produite par la dégradation irréversible de l'énergie électrique dans la cellule du fait des processus irréversibles (transfert de charge aux interfaces et transport ionique) qui s'y produisent.

1.2.2.2 Tension pratique

Pratiquement, la tension d'électrolyse est toujours supérieure à la tension réversible à cause de l'ensemble des irréversibilités présentes dans le procédé. La figure (1.4) présente de manière schématique l'ensemble de ces irréversibilités.

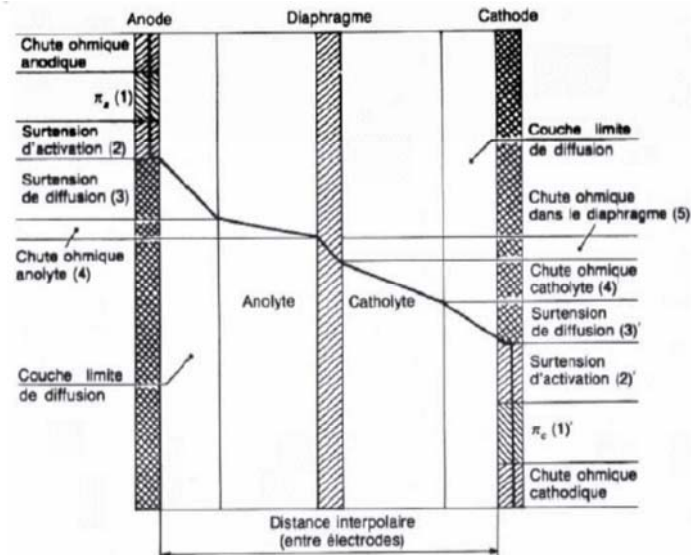


Figure 1.4 – Irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse [13]

Pratiquement, la tension d'électrolyse est toujours supérieure à la tension réversible à cause de l'ensemble des irréversibilités présentes dans le procédé.

Uleberg propose de représenter la tension pratique d'un électrolyseur de la manière suivante [14] :

$$U = E_{rev} + \eta_a + \eta_c + R_o I \quad (1 - 10)$$

Avec:

E_{rev} : tension réversible (V) ;

η_c : surtension cathodique (V) ;

η_a : surtension anodique (V) ;

R_o : résistance électronique et ionique de l'ensemble électrodes-membranes-électrolyte (W) ;

I : intensité de cellules (A).

1.2.2.3 Effet de la température sur la tension d'électrolyse

Des études expérimentales menées sur l'électrolyse montrent que l'ensemble des irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse diminue lorsque la température de fonctionnement de l'électrolyseur augmente (Figure 1.5). La résistance ionique, qui est prépondérante, diminue alors, permettant de diminuer la tension pratique de l'électrolyseur et donc sa consommation énergétique. En outre les réactions comme l'oxydation de l'eau en oxygène nécessitant d'être catalysées en raison de leur forte irréversibilité sont de même favorisées par un accroissement de la température.

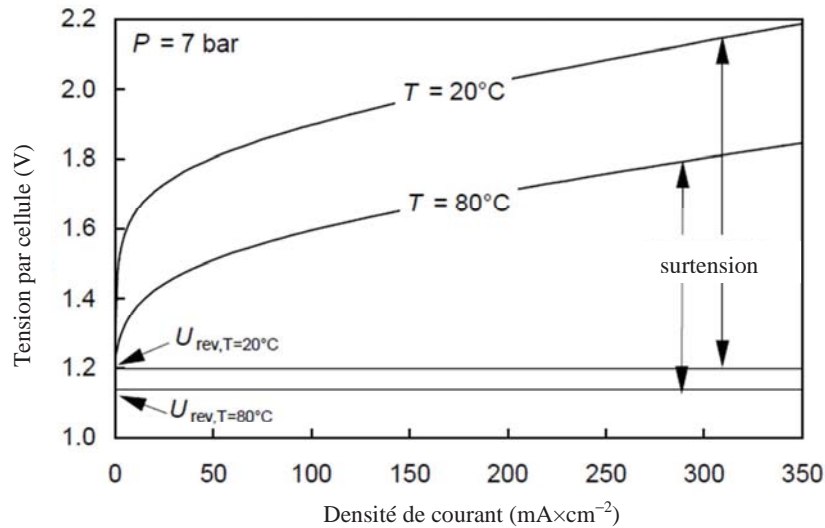


Figure 1.5 – Influence de la température sur la tension de la cellule d'un électrolyseur alcalin [15]

L'augmentation de température est limitée par la tenue des matériaux de l'électrolyseur. Au-delà d'une certaine température, il est nécessaire d'opérer l'électrolyse sous pression afin de réduire les pertes d'eau par évaporation.

1.2.2.4 Effet de pression sur la tension d'électrolyse

Bien que pour des raisons thermodynamiques, une augmentation de la pression tende à augmenter la tension de l'électrolyseur et donc à diminuer son rendement énergétique, en pratique, l'influence de la pression sur la tension de cellule à densité de courant et température constantes dépend de la technologie de l'électrolyseur.

Pour la technologie dite « zéro gap » (plaques bipolaires), on n'observe aucune influence de la pression et ce, dans une large gamme.

Cette constatation pousse les industriels à développer des électrolyseurs à plaques bipolaires dont la pression de fonctionnement est supérieure à 30 bars.

Ils peuvent ainsi s'affranchir d'un étage de compression, très énergivore, pour conditionner les gaz produits à 200 bars.

En revanche, pour les électrolyseurs à diaphragme, à haute pression, la taille des bulles de gaz produites fait chuter la résistance de l'électrolyte et donc la tension d'électrolyse.

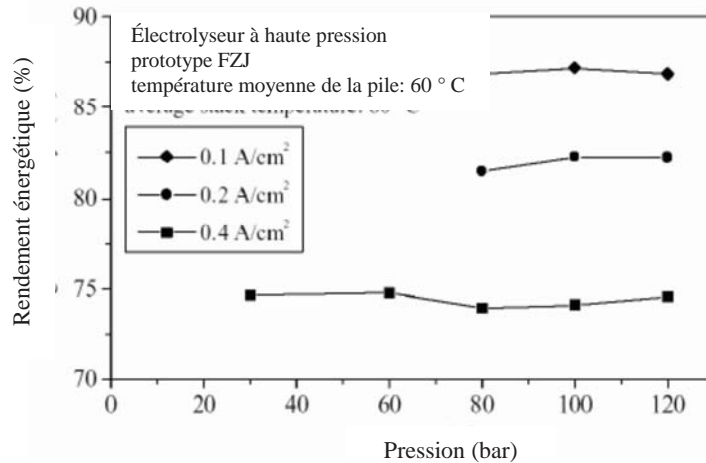


Figure 1.6 – Influence de la pression sur la tension de cellule d'un électrolyseur Alcalin à technologie « zéro gap » [16]

1.2.2.5 Effet de la pression sur la pureté des gaz produits

La pureté des gaz (principalement l'oxygène) dépend à la fois de l'intensité et de la pression. La figure (1.7) nous montre que la concentration de l'hydrogène dans l'oxygène augmente avec la pression. À faible intensité et à pression constante, le débit d'hydrogène produit est faible. Du fait de la petite taille des molécules d' H_2 , ce gaz diffuse à travers la membrane pour se rendre du côté anodique où est produit l'oxygène. Ce phénomène est constant quelle que soit l'intensité. L'oxygène produit est donc moins pur lorsque l'intensité est faible. Cette diffusion peut entraîner un risque d'explosion (si la concentration d'hydrogène dans l'oxygène atteint la valeur critique de 4% en volume).

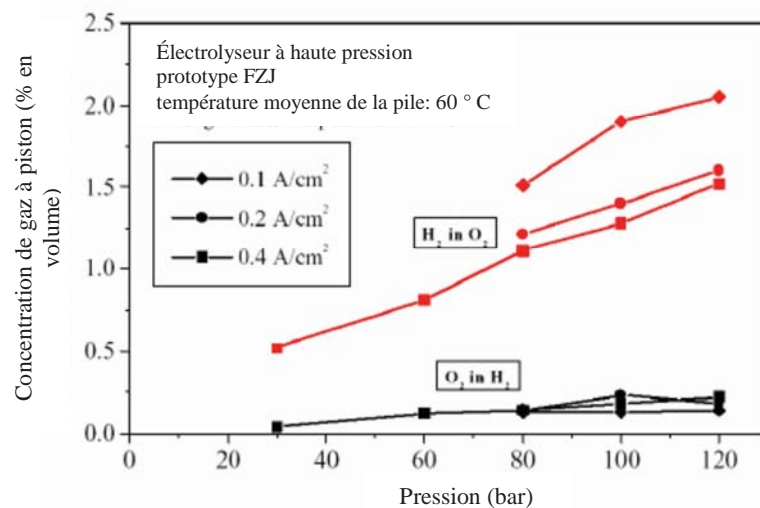


Figure 1.7 – Influence de la pression et de l'intensité sur la pureté des gaz produits par électrolyse alcaline [16]

C'est pourquoi on équipe habituellement les électrolyseurs de capteurs pour mesurer la concentration d'hydrogène dans l'oxygène produit. Enfin, on limite généralement le

fonctionnement de l'électrolyseur à une intensité minimale et donc à une puissance minimale pour éviter la production d'un mélange explosif. Ce régime minimal augmente lui aussi avec la pression. Bien que l'augmentation de la pression de fonctionnement de l'électrolyseur soit favorable d'un point de vue énergétique (on peut s'affranchir d'une unité de compression pour le stockage des gaz produits, réduisant ainsi la consommation électrique du système), elle pénalise la qualité des gaz produits, à faible régime.

1.2.3 Rendements

1.2.3.1 Rendement énergétique

Le rendement énergétique d'un électrolyseur en générale est donné par le rapport entre la quantité d'énergie théorique W_t et la quantité d'énergie réelle nécessaire pour électrolyser une quantité donnée de matière produite [11,12] :

$$\epsilon = \frac{W_t}{W_r} \quad (1 - 11)$$

Avec : $W_{t,E} = E \times I \times t$; $W_{t,V} = V \times I \times t$ et $W_r = U_{cell} \times I \times t$

Ou E : est la tension thermodynamique (V) ;

V : est la tension enthalpique (V) ;

I : est le courant (A) et t le temps (s).

À partir de là, le rendement d'électrolyse de la réaction de dissociation de l'eau (1 – 5) peut être défini de deux façons différentes :

- Le rendement énergétique : $\epsilon_{\Delta G}(T,P,i) = E(T,P,i)/U_{cell}$
- Le rendement enthalpique : $\epsilon_{\Delta H}(T,P,i) = V(T,P,i)/U_{cell}$

D'où:

$$\epsilon_{\Delta G} = \epsilon_{\Delta H} - T\Delta S/nFU_{cell} \quad (1 - 12)$$

1.2.3.2 Rendement faradique

En réalité, la solubilité des gaz dans l'électrolyte est faible mais non nulle. Cela a donc pour conséquence de permettre à l'hydrogène de diffuser dans l'espace interpolaire de la cathode vers l'anode et à l'oxygène de l'anode vers la cathode (avec des vitesses différentes car le coefficient de diffusion de l'hydrogène est plus grand que celui de l'oxygène). Arrivées à l'électrode opposée, H_2 est ré-oxydé en protons et O_2 réduit en eau. Ce processus s'apparente à l'existence d'un courant parasite qui va diminuer l'efficacité coulombique du courant principal, dans le cas idéal, il doit être égale à l'unité.

Dans une cellule d'électrolyse de l'eau idéale, l'électrolyte se comporte comme un séparateur de gaz idéal [12]. On obtient le rendement global des cellules électrochimiques, ou rendement de puissance, en multipliant le rendement faradique et le rendement énergétique [17].

1.2.4 Les différentes technologies d'électrolyseurs

1.2.4.1 Les électrolyseurs Alcalins

L'électrolyse alcaline est la technologie la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique mais également pour la production de nombreux composés chimiques dont le chlore. Elle bénéficie ainsi d'une très grande maturité industrielle.

Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH^-) et potassium (K^+). Les réactions anodiques et cathodiques sont décrites sur la figure (1.8) :

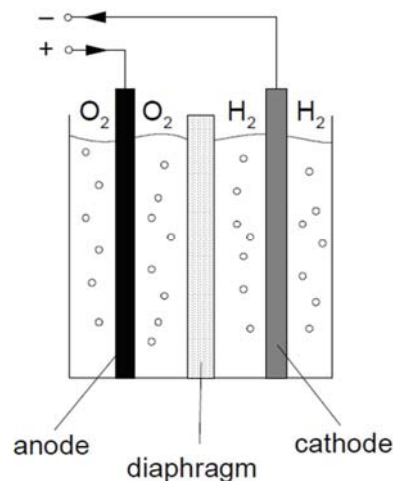


Figure 1.8 – principe de l'électrolyse alcalin [18]

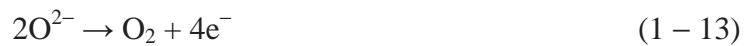
La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH^-) et potassium (K^+). Ce type d'électrolyseur fonctionne relativement à faible densité de courant ($< 0,4 \text{ A.cm}^{-2}$). Ce qui favorise aux catalyseurs chers basés sur le platine. Cela implique que leur prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane.

1.2.4.2 Les électrolyseurs à haute température

Le principe de l'électrolyse à haute température repose sur la décomposition des molécules d'eau sous forme vapeur au niveau de la cathode. Cette décomposition dépend alors de la nature de l'électrolyte. Celui-ci peut assurer soit une conduction protonique soit une conduction d'ions super oxydes O^{2-} . Les réactions mises en jeu au niveau des électrodes sont décrites par la figure (1.9) en fonction du type d'électrolyte :

Électrolyte à conduction d'ions super-oxydes :

À l'anode :



À la cathode :



Électrolyte à conduction protonique :

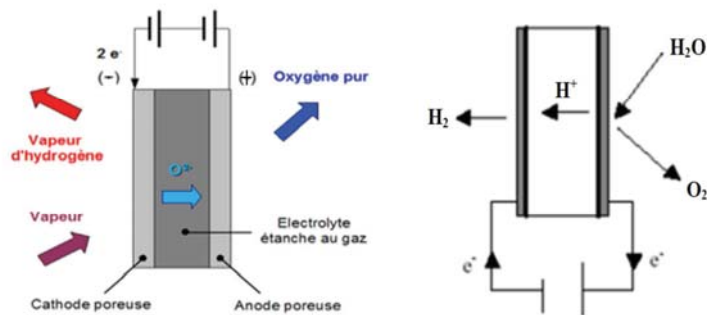
à l'anode :



à la cathode :



D'un point de vue thermodynamique, l'électrolyse de l'eau à haute température est plus intéressante car l'énergie d'électrolyse est apportée à la fois par la chaleur et l'électricité. Le principal avantage de ce type d'électrolyse est que la majeure partie de l'énergie d'électrolyse est apportée par la chaleur qui est beaucoup moins chère que l'électricité.



(a) Électrolyte à conduction d'ion super oxyde (b) Électrolyte à conduction protonique

Figure 1.9 – Principe de l'électrolyte à haut température selon le type d'électrolyte

D'un point de vue cinétique, l'augmentation de température permet de diminuer l'ensemble des surtensions d'électrodes et donc de diminuer la consommation d'énergie électrique.

1.2.4.3 Les électrolyseurs PEM

À membrane échangeuse de proton, sont en cours de développement mais proches de la commercialisation. Cette technologie se distingue par un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons PEM à basse température. Le principe de l'électrolyse PEM est décrit schématiquement par la figure (1.10).

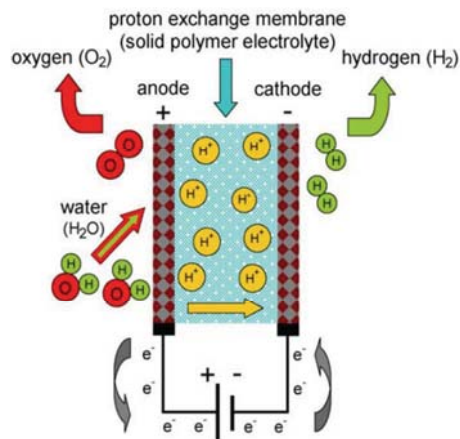


Figure 1.10 – Principe schématique de l'électrolyse PEM. [19]

Le tableau (1.3) résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyte.

Tableau 1.3 – données techniques des différents électrolyseurs [20]

	Alcalin	PEM	SOEC
Température de fonctionnement (°C)	[50 - 100]	[80 - 100]	[800 - 1000]
Consommation électrique (kWh.Nm ⁻³ d'H ₂)	[4 - 5]	6	[3 - 3,35]
Rendement énergétique (%)	[75 - 90]	[80 - 90]	[80 - 90]
Densité de courant (A.cm ⁻²)	< 0,4	[1 - 2]	-
Pression (bar)	[3 - 30]	[1 - 70]	-
État du marché	Commercialisé	Développement	Recherche

1.2.4.4 Électrolyseurs à structure-parallèle avec plaques monopolaires

Les premiers appareils d'électrolyse disposaient de plaques monopolaires. Comme le montre la figure (1.11), chaque anode est connectée au pôle positif de l'alimentation électrique et chaque cathode au pôle négatif, les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en parallèle.

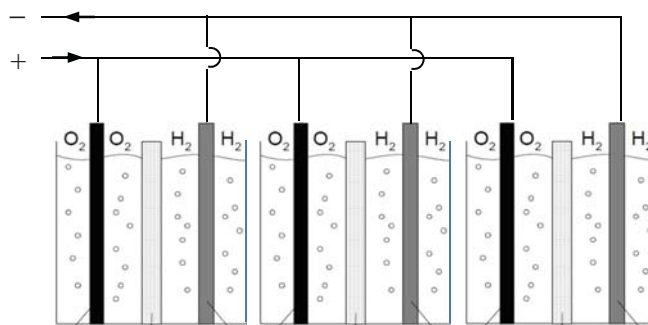


Figure 1.11 – Électrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires [14]

1.2.4.5 Électrolyseurs à structure-série avec plaques bipolaires

Les systèmes bipolaires, développés ensuite, utilisent des plaques jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre : les plaques bipolaires. Les cellules d'électrolyse fonctionnent

alors en série figure (1.12). La conduction électrique s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur, permettant ainsi une limitation de la chute ohmique.

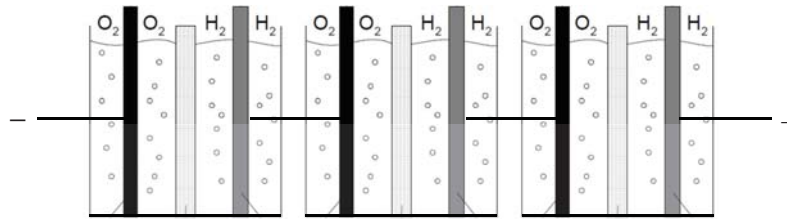


Figure 1.12 – Électrolyseur à structure série avec plaques bipolaires [14]

Au départ, les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes monopolaires (c'est-à-dire que chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif). Les cellules d'électrolyse fonctionnent ainsi en parallèle. Les systèmes bipolaires, développés ensuite, utilisent des plaques jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre. Les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en série. La conduction électrique s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur, permettant ainsi une limitation de la chute ohmique.

Les assemblages bipolaires offrent l'avantage d'une densité de courant plus élevée et d'une meilleure compacité. Cette conception introduit cependant une difficulté supplémentaire : l'électrode présente une face en milieu oxydant (anode) et une en milieu réducteur (cathode). À l'heure actuelle, la quasi-totalité des électrolyseurs repose sur la technologie bipolaire, alors que quelques fournisseurs d'électrolyseurs de petites capacités proposent encore des structures monopolaires. Dans tous les cas, les recherches sur les matériaux sont fondamentales. Les cellules d'électrolyse doivent être étanches (cas de l'électrolyte liquide), isolées électriquement et résistantes à la corrosion dans des conditions de température et pression parfois élevées.

1.2.5 Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau

Depuis 1998, une étude bibliographique est menée sur l'électrolyse de l'eau en technologie alcaline dans le cadre du programme WE-NET. Cette étude a pour but de comparer cette technologie par rapport à l'électrolyse PEM de l'eau. La figure (1.13) permet ainsi d'esquisser une première comparaison.

On constate que la technologie alcaline à haute température et haute pression (dite technologie avancée) possède actuellement les meilleurs rendements pour des densités de courant inférieures à 1 A/cm^2 .

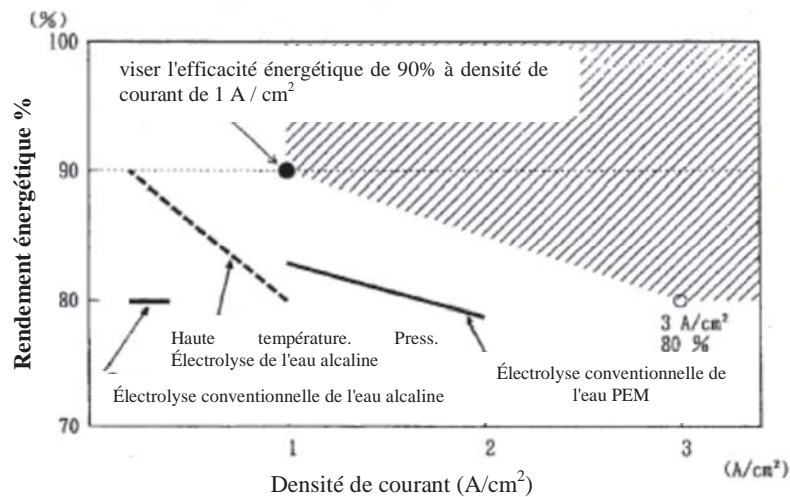


Figure 1.13 – Rendements des différentes technologies électrolyseurs [21]

Quand les objectifs du programme WE-NET concernant l'électrolyseur PEM (rendement de 90% pour une densité de courant de 1 A/cm²) seront atteints, cette technologie sera alors beaucoup plus intéressante que celle citée précédemment, les conditions de température et de pression étant beaucoup moins pénalisantes d'un point de vue énergétique. En outre l'absence de liquides corrosifs (KOH pour l'électrolyse alcaline) favorisera son utilisation.

La très bonne fiabilité de la technologie alcaline est vraisemblablement un de ses principaux avantages. On annonce des durées de vie de 10 ans voire 30 ans avec une importante fréquence d'utilisation. La technologie alcaline est donc excellente d'un point de vue économique.

1.2.6 Production d'hydrogène par le couplage (source d'énergie renouvelable-électrolyseur)

1.2.6.1 Photoréacteurs, la production d'hydrogène et réactions photochimiques

Les systèmes photoréacteurs sont généralement limités par la capacité des systèmes optiques. En 1982 Marinangeli et Ollis [22] ont étendu le concept d'utiliser des fibres optiques pour distribuer par la lumière des photos hétérogènes assistées à des cellules photocatalyseurs électrochimiques. La chute de potentiel dans une photoélectrode semi-conductrice a été prédite pour divers types de contact électrique ohmique, ainsi que la détermination de l'emplacement de contact optimum. Ils ont considéré la variation de la conductivité électrique avec la température pour un câble à fibre optique.

Quelques années après, en 1991 Saint-Georges et Feddes [23] ont développé et évalué un prototype de collecte de lumière et un dispositif de transmission pour l'éclairage des plantes dans une chambre de croissance opaques. Les résultats indiquent que le dispositif transmette

un flux de photons de $130 \text{ l a mol s}^{-1} \text{ m}^{-2}$ (4000-7000 nm) au fond de la chambre de croissance lorsque le rayonnement solaire direct est de 800 W m^{-2} (300-2500 nm) à l'extérieur.

Pendant plusieurs années les fibres optiques fabriquées en Silice n'ont pas été utilisées à cause de la difficulté de leurs fabrications, le niveau élevé de leurs atténuations a donné la possibilité de transporter de faible puissance pour de courtes périodes de fonctionnement. Durant ces dernières années, nous notons une augmentation significative sur la demande de fibres optiques désignées pour le transport de l'énergie solaire concentrée grâce au développement technologique de la fabrication de la Silice.

Entre 1995 et 1997, Peill et Hoffann [24] ont conçu et testé un réacteur prototype pour la dégradation photocatalytique des polluants organiques en milieux aqueux. Ce dispositif concentre la lumière par un miroir parabolique utilisé comme concentrateur primaire et une lentille convexe utilisée comme concentrateur secondaire. L'énergie est transportée par un câble à fibres optiques, le câble est plongé dans une solution réactionnelle de telle sorte que la composante de la lumière ultraviolette transmise par la fibre est utilisée comme photocatalyseur pour effectuer la réaction de réduction des matériaux organiques en milieu aqueux. Les fibres optiques fabriquées en Silice ont une absorption importante du rayonnement ultraviolet, qui implique une faible efficacité du dispositif. Cependant le dépôt d'une couche de TiO_2 sur la fibre optique est essentiel.

En 1998 Jaramillo et ses collaborateurs [25] ont proposé l'utilisation des fibres optiques pour la production de l'hydrogène par photoélectrolyse. L'énergie solaire transmise par une fibre optique active la photoanode des électrons circulant dans un circuit externe à la cathode. La figure (1.14) présente le système de réacteur pour la production d'hydrogène activé par la photocatalyse.

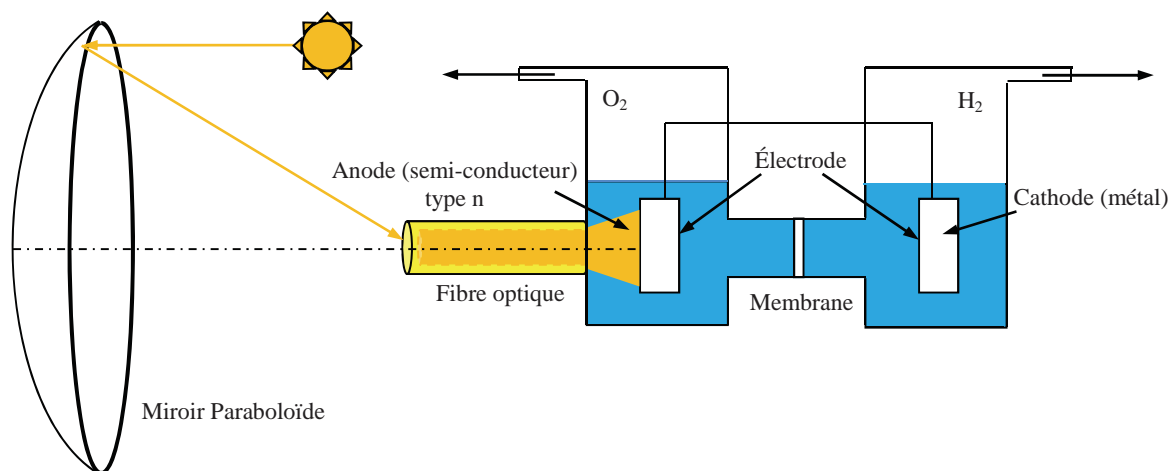


Figure 1.14 – Réacteur pour la production d'hydrogène activé par un photo-catalyseur [25]

La différence de potentiel générée dans le transfert d'énergie radiative permet la dissociation de l'eau (utilisé comme électrolyte) en oxygène et en gaz d'hydrogène. La diffusion de ces gaz se fait à travers une membrane perméable, dont la possibilité du stockage de l'hydrogène produit. L'étude est estimée théoriquement par la première loi de la thermodynamique. Le rendement de conversion de l'énergie photoélectrolyse est de 4 %. Ils ont suggéré qu'il est possible d'obtenir un rendement plus élevé dans les systèmes de conversion photo-électrochimiques avec une simple conception structurelle. L'exploitation des cellules photosynthétiques pour la production de métabolites utiles exige des photobioréacteurs efficaces.

L'une des applications les plus innovantes du transport de l'énergie solaire concentrée par des fibres optiques est celle dans le domaine de la biotechnologie. C'est principalement à cause des petites intensités de la lumière offertes par les fibres optiques, le photoréacteur activé par la lumière guidée par des fibres optiques offre des avantages par rapport aux méthodes physicochimiques conventionnelles.

1.2.6.2 La production d'hydrogène par voie photo électrochimique

La photoélectrolyse d'eau utilise des systèmes de collecte de la lumière photo-électrochimiques (PEC et de cellules photo-électrochimiques) pour alimenter l'électrolyse de l'eau.

Récemment, Kelly et Gibson [26] ont des tests sur deux (PEC) des réacteurs photo-électrochimiques simples et généralement peu coûteux, le premier est un réacteur en sachet de plastique, le deuxième sous forme un récipient sphérique capable de produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau utilisant l'énergie solaire et a constaté que ce dernier avait une bonne focalisation de la lumière, avec une augmentation de 3,7 de l'énergie solaire (et donc une augmentation dans la production d'hydrogène) pour les cellules PEC montées au niveau du point optimal à l'intérieur de l'électrolyte du réacteur. Ils ont conclu que par l'augmentation du rayonnement solaire sur la photo-électrode PEC, l'augmentation de production d'hydrogène et il peut aussi aider à réduire le coût du système. Un schéma du réacteur à leur réservoir sphérique est représenté sur la figure (1.15).

Les bornes positives et négatives des modules photovoltaïques ont été branchées à l'anode et la cathode, respectivement, qui sont séparées par un séparateur de chambre. Le réservoir a été rempli avec une solution électrolytique 5 M KOH. Lorsque la lumière solaire tombe sur le module photovoltaïque, il produit de l'électricité qui déclenche en plus la réaction chimique afin de la production de l'hydrogène sur la cathode et de l'oxygène sur le côté de l'anode du système, respectivement.

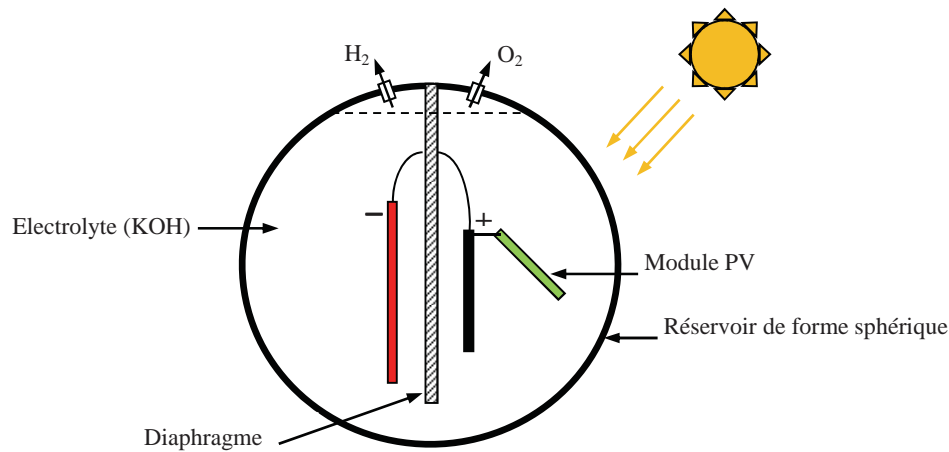


Figure 1.15 – Un schéma d'un réacteur à réservoir sphérique [26]

La forme sphérique du réacteur est utile pour concentrer le rayonnement solaire sur le module PV en l'orientant correctement le module PV vers le soleil ou simplement en inclinant le réacteur de sorte que les cellules photovoltaïques face au soleil ce qui augmente la production d'hydrogène par unité de surface. Étant donné que la solution d'électrolyte prend la forme de son contenant incurvée, le réacteur agit comme une lentille convexe qui concentre le rayonnement solaire sur les cellules photovoltaïques à une intensité plus élevée. En outre, il est possible de focaliser la lumière sur la cellule photovoltaïque par une combinaison de propriétés de focalisation de la lumière dans le réacteur en même temps que celle de lentilles telles que des lentilles de Fresnel. Un autre avantage d'avoir le module PV de croisement à l'intérieur de la solution de KOH est que le rendement des cellules solaires en termes de rendement électrique ne serait pas affecté par l'énergie thermique (à la chaleur) du rayonnement solaire. En d'autres termes, la solution de KOH joue le rôle d'un refroidisseur des cellules solaires lorsque les radiations solaires concentrées sur les cellules solaires du module PV est faite augmenter leur température.

1.2.6.3 La production d'hydrogène par voie PV

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau en utilisant l'électricité produite par les cellules photovoltaïques a été commencée au début des années 70 [27-29]. L'électrolyse de l'eau peut être effectuée par un courant généré par les cellules photovoltaïques. À partir des points de vue économique et écologique, le procédé de production le plus efficace est considéré comme l'application d'une source de courant photovoltaïque à la suite de la transformation de l'énergie de rayonnement solaire directement en énergie électrique. Lorsque l'efficacité des PV et des électrolyseurs est d'environ 20% et 80%, respectivement [30], l'efficacité totale de l'énergie de rayonnement solaire transformée en énergie chimique d'hydrogène est de près de 16% [28].

Le schéma de principe d'un système de production d'hydrogène qui utilise l'unité de PV est représentée sur la Figure (1.16). L'électrolyse de l'eau distillée en utilisant de l'électricité produite par le panneau photovoltaïque se fait dans l'unité d'électrolyse et produit de l'hydrogène et de l'oxygène en tant que produits finaux comme représentés sur la même figure.

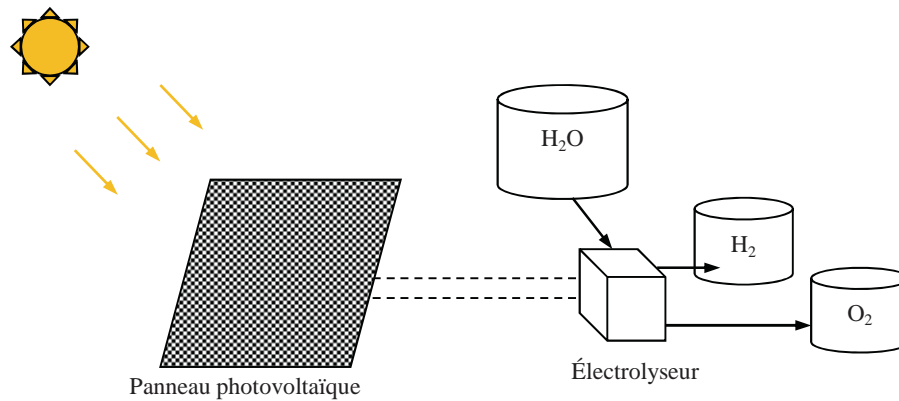


Figure 1.16 – Schéma d'un système de production d'hydrogène PV

Quelques avantages de la technologie PV :

- est qu'il n'émet pas de gaz à effet de serre durant l'opération ;
- il ne dispose pas de mécanisme de la poursuite solaire qui ne demande pas ni l'entretien, il est simple et facile et il ne provoque pas la pollution par le bruit en cours de fonctionnement.

1.2.6.5 La production d'hydrogène en utilisant l'électricité produite par la concentration thermique

Une fois l'énergie solaire convertie en chaleur, le principe de fonctionnement est le même que celui d'une centrale thermique classique : la chaleur emmagasinée est transmise à un circuit dont l'eau est vaporisée. Ensuite, la vapeur fournit de l'énergie mécanique en se détendant dans une turbine et un alternateur associé convertit cette énergie mécanique en énergie électrique. L'énergie électrique produite par la concentration est utilisée par l'électrolyseur.

Un schéma du système solaire thermique peut être décrit comme le montre la figure (1.17). Le système se compose par quatre unités principales:

- un réflecteur;
- moteur thermique (turbine, moteur Stirling...);
- générateur et électrolyseur.

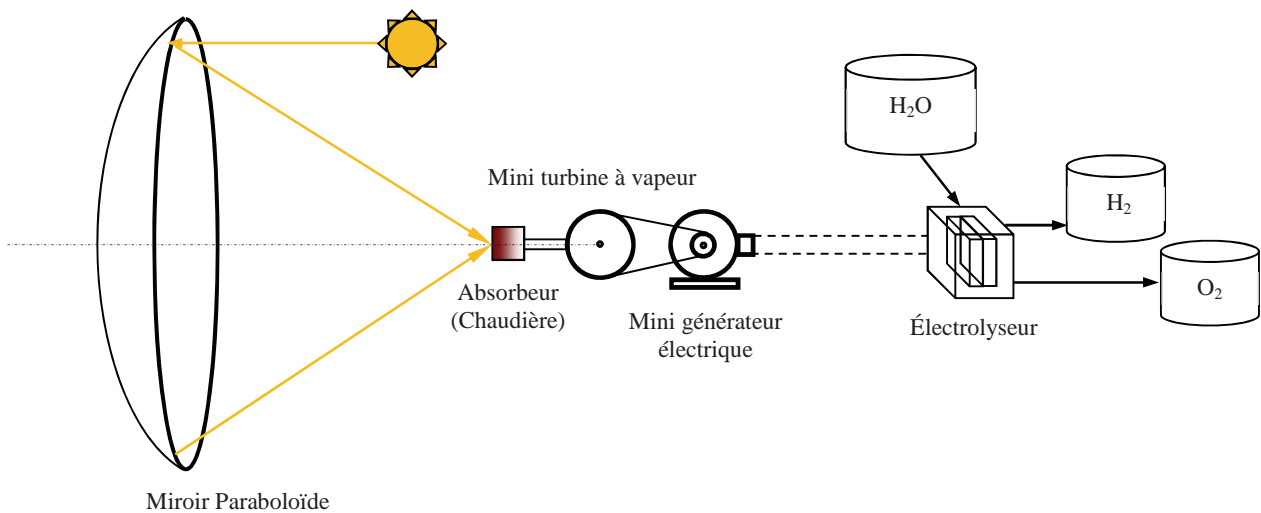


Figure 1.17 – schéma d'un système de production d'hydrogène par solaire thermique

Le système de stockage de la chaleur thermique peut également être ajouté au circuit pour assurer l'alimentation continue de l'énergie thermique pour le moteur thermique. Lorsque le rayonnement solaire arrive au réflecteur de concentration elle se concentre à la surface de l'absorbeur avec le moteur thermique qui est fixé.

Moteur thermique utilise une partie de cette énergie thermique et la convertit en (arbre) mécanique travail. Restant énergie thermique s'échappe dans l'atmosphère et, par conséquent appelée la perte de chaleur. Le travail mécanique est ensuite utilisé pour produire de l'électricité à l'aide d'un générateur électrique. Cette énergie est ensuite fournie à l'unité d'électrolyse qui électrolyse de l'eau en hydrogène et oxygène. Le système comprend des pièces mobiles par exemple, moteur thermique, générateur, etc., donc, nécessite plus d'entretien par rapport aux autres (par exemple PV du système de production d'hydrogène).

1.3 Autres procédés de production d'hydrogène solaire

1.3.1 La production d'hydrogène solaire par voie photobiologique

Dans cette catégorie utilisant la voie photo biologique, on retrouve la production d'hydrogène soit par des procédés faisant intervenir des organismes vivants (algues, bactéries) ou des procédés biochimiques avec des levures ou enzymes. À présent, l'efficacité maximale de conversion d'énergie solaire en hydrogène-énergie par rapport à l'énergie solaire incidente est d'environ 5 % [31]. La figure (1.18) illustre une photographie d'un photobioréacteur utilisé pour la production d'hydrogène.



Figure 1.18 – Photobioréacteur d'étude pour la photobiologie d'hydrogène [32]

À propos de la production photo biologique de l'hydrogène en utilisant les algues: On estime que les microorganismes peuvent être vingt fois plus efficaces par unité de surface que les arbres ou autres procédés solaires pour la conversion des radiations solaires en énergie. Les algues vertes peuvent produire de l'hydrogène directement à partir de l'eau en utilisant des enzymes. Les techniques modernes de génétique moléculaire permettront la mise au point d'une algue commercialement viable, qui pourrait assurer une production industrielle de l'hydrogène. Les recherches actuelles sont orientées vers la synthèse en deux étapes, l'hydrogène en premier puis en seconde étape, la récupération de l'oxygène. Ainsi un procédé de séparation mécanique ou chimique peut être évité [31].

Utilisée une conversion en une étape en absence de lumière pour convertir les gaz bruts de synthèse en gaz riche en hydrogène et libre de CO, en utilisant des bactéries dans un réacteur catalytique à basse température. En utilisant les bactéries, la conversion du CO peut être simplifiée en opérant à basse température (60 °C) par réaction enzymatique. Le produit final contient moins de 0.1 ppm de CO. L'étape limitante de ce procédé est le transfert de masse du gaz CO vers les bactéries [33].

1.3.2 La production d'hydrogène solaire par voie de la concentration thermique

La source chimique de l'hydrogène qui est, de l'eau pour la thermolyse solaire et les cycles thermochimiques solaires, des combustibles fossiles par le craquage solaire, et une combinaison de combustibles fossiles et de H₂O pour la gazéification et la réformation solaire est également donnée dans le même tableau.

Étant donné que tous ces procédés impliquent des réactions endothermiques, ils font appel à de l'énergie thermique d'un rayonnement solaire concentré comme une source de l'énergie de

processus thermique à haute température. Plusieurs méthodes de production d'hydrogène incluant l'énergie thermique concentré sont brièvement décrites comme suit:

1.3.2.1 Thermolyse solaire

La dissociation thermique en une seule étape de l'eau est connue comme la thermolyse de l'eau et peut être donnée par l'équation (1 – 5). Comme discuté plus avant, la réaction nécessite une source de chaleur à haute température au-dessus de 2500 K à avoir un degré raisonnable de dissociation, et par la nécessité d'une technique efficace pour la séparation de H₂ et de O₂ pour éviter de se retrouver avec un mélange explosif.

Parmi les nombreux, séparation d'effusion [34–36] et la séparation électrolytique [37,38] sont deux façons de séparer et de produits l'hydrogène. Kogan [36] et Diver et al. [38] ont testé des membranes semi-perméables à base de ZrO₂ et d'autres matériaux à haute température jusqu'à 2500 K, mais ces céramiques ne réussissent généralement pas à résister aux chocs thermiques graves qui se produisent souvent lorsque l'on travaille sous haut flux solaire. Quelques méthodes simples et réalisables sont la trempe rapide par injection d'un gaz froid [40], par détente dans une tuyère, ou en plongeant une cible irradiée dans l'eau liquide [41], mais le refroidissement brusque provoque une baisse importante du rendement énergétique et produit un mélange de gaz explosif. La température très élevée requise par le processus (par exemple 3000 K pour 64 % de dissociation à 1 bar) pose de graves problèmes de matériel et peut conduire à important ré-rayonnement à partir du réacteur, ce qui diminue l'efficacité d'absorption.

1.3.2.2 Cycles thermochimiques solaires

Cycles thermochimique eau de fractionnement ont un bord supérieur de la thermolyse comme il n'a pas le problème de séparation de H₂/O₂ et la poursuite fonctionnant à des températures supérieures relativement modérées (1200 K).

Un cycle de deux étapes en utilisant des réactions thermochimiques efficace d'oxydo-réduction de l'oxyde de métal peut être donné comme, première étape (solaire):



2ème étape (non-solaire):



Où M désigne un métal et M_xO_y l'oxyde métallique correspondant. La première étape est la dissociation endothermique solaire thermique de l'oxyde métallique sur le métal ou l'oxyde de métal de valence inférieure. Le deuxième non-solaire, l'étape, l'hydrolyse est exothermiques du métal pour former H₂ et l'oxyde métallique correspondant. La réaction nette est (H₂O=

$H_2 + 1/2 O_2$), mais étant donné que H_2 et O_2 sont formées en différentes étapes, la nécessité d'une séparation de gaz à haute température est éliminée.

1.3.2.3 Décarbonisation des combustibles fossiles [42]

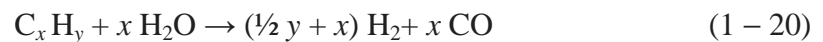
L'hydrogène peut être produit à partir de combustibles fossiles en utilisant des procédés thermochimiques solaires. Trois procédés thermochimiques solaires sont:

- craquage solaire,
- reformage solaire,
- gazéification solaire.

Le procédé de craquage solaire peut être expliqué par la décomposition thermique de gaz naturel, de l'huile, et d'autres hydrocarbures, et peut être représenté par la réaction simplifiée:



Le vaporeformage du gaz naturel, du pétrole et d'autres hydrocarbures, et la vapeur gazéification du charbon et d'autres matières carbonées solides peuvent être exprimées par la réaction nette simplifiée:



En fonction de la cinétique de réaction et de la présence d'impuretés dans les matières premières, d'autres composés peuvent également être formés. La réaction (1 – 19) produit une phase condensée riche en carbone et une phase gazeuse riche en hydrogène. Le produit solide carboné peut soit être séquestré sans libération de CO_2 ou utilisé comme produit matériel ou agent réducteur sous contraintes de CO_2 moins sévères. Le produit de la réaction (1 – 20) est un gaz de synthèse.

La teneur en CO présent dans le gaz de synthèse peut être décalée vers H_2 par l'intermédiaire de la réaction de conversion eau-gaz catalytique ($CO + H_2O = H_2 + CO_2$), et le CO_2 produit peut être séparé de H_2 en utilisant, par exemple, la technique d'adsorption modulée en pression. Certains de ces processus qui sont déjà à l'échelle industrielle utilisent la chaleur fournie par la combustion de la charge d'alimentation que la chaleur de processus qui entraîne en outre soit la contamination du produit gazeux encas de combustion interne ou d'un rendement thermique réduit en raison de l'irréversibilité associée à un transfert de chaleur indirect, en cas de combustion externe.

Certains avantages de l'utilisation de l'énergie solaire pour le chauffage de processus sont les rejets de polluants peut être évités, les produits gazeux ne sont pas contaminés et le pouvoir calorifique du combustible est mis à niveau par l'ajout de l'énergie solaire en une quantité égale à la variation d'enthalpie ou de l'énergie totale nécessaire par la réaction.

Le vaporeformage procédé de gazéification / nécessite des étapes supplémentaires pour le déplacement de CO et de CO₂ pour la séparation tandis que le craquage thermique accomplit la séparation et l'élimination du carbone en une seule étape. Au contraire, l'inconvénient principal de reprise de la méthode de décomposition thermique est la perte d'énergie.

Au contraire, l'inconvénient majeur de la méthode de décomposition thermique est la perte d'énergie associée à la fixation de carbone. Ainsi, le craquage solaire peut être la meilleure option pour le gaz naturel et d'autres hydrocarbures avec rapport élevé H₂/C.

Pour le charbon et d'autres matières carbonées solides, la gazéification solaire par réaction (1 – 20) a l'avantage supplémentaire de la conversion d'un combustible solide traditionnellement utilisé pour produire de l'électricité dans cycles de Rankine en un carburant liquide de nettoyage, c'est-à-dire l'hydrogène. Ceci peut être réalisé de deux façons: d'une part il est produit à l'aide de la chaleur solaire procédée qui peut être utilisé dans les piles à combustible à haut rendement, et d'autre part, il est libre de carbone sous forme de dioxyde de carbone est séparé et séquestrés [43].

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une étude bibliographique de production d'hydrogène solaire par l'électrolyse de l'eau et nous avons présenté les différentes technologies des électrolyseurs. La technique suffisamment développée pour la commercialisation est celle où l'énergie électrique est produite par l'énergie solaire thermodynamique, alimentant un électrolyseur pour produire le gaz d'hydrogène, cette option est la plus adaptée où le rayonnement solaire plus important (Le Sahara), puisque le rendement typique des moteurs à chaleur est supérieur à 30% (cycle Rankine) et le rendement des électrolyseurs est souvent meilleur, dans l'ordre de 75%, mais il reste un travail considérable à faire pour améliorer les performances des récepteurs de concentrateur solaire. Cependant la recherche est nécessaire pour explorer les exigences de couplage de système de concentration solaire avec un système d'électrolyse.

Chapitre 2
Estimation de rayonnement
solaire

2.1 Introduction

Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'optimiser l'orientation du récupérateur d'énergie. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est donc fondamentale. Pour la simulation de l'ensoleillement dans un endroit déterminé, nous sommes partis des coordonnées géographiques (Latitude : φ et Longitude : λ) pour repérer le site. Ce chapitre sera consacré à l'étude du rayonnement solaire instantané et ses composantes (diffus et direct) sur une surface inclinée. Le modèle mathématique utilisé sera basé sur les corrélations de Collares-Peraira et Rabl, Liu et Jordan pour le passage aux valeurs instantanées des rayonnements journaliers. Les définitions de quelques données astronomiques nécessaires pour ce modèle seront également présentées.

Dans cette partie aussi nous avons développé un algorithme de calcul basé sur le calcul du flux de rayonnement solaire globale G^* , diffus D^* et direct I_N reçu par la surface de concentrateur type paraboloïde, nous avons réalisé un programme de simulation à l'aide de FORTRAN en considérant des paramètres issus des aspects géométriques du rayonnement solaire tels que : δ , ω , TS , h , a , etc. On décrit ces paramètres ainsi que la méthode de calcul par la suite.

2.2 Généralités sur le soleil

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de $1,39 \times 10^9$ m et est à distance moyenne de $1,49 \times 10^{11}$ m de la terre. Comme vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 aux régions polaires [44]. Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5777K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de 8×10^6 à 40×10^6 K et la densité est estimée à 100 fois celle de l'eau. Le soleil est en effet, un réacteur de fusion continu avec ses constituants sous forme gazeuse retenue par des forces gravitationnelles, plusieurs réactions de fusion est déclenché pour intensifier l'énergie rayonnée par le soleil. Le processus le plus important est la transformation de l'hydrogène en hélium par une réaction thermonucléaire. Cependant, comme la masse du noyau de l'hélium est moins lourde que celle de quatre protons d'hydrogène, la masse perdue dans la réaction thermonucléaire est convertie en énergie [44].

L'énergie produite à l'intérieur de la sphère solaire à une température de l'ordre de plusieurs millions de degrés est transférée à la surface extérieure puis transférée par rayonnement dans l'espace. Les processus radiatif et convectif sont le résultat des états successifs d'émission,

d'absorption et de radiation; la gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons *X* et celle des rayons *gamma*, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à de grandes distances. L'énergie produite à l'intérieur de la sphère solaire à une température de l'ordre de plusieurs millions de degrés est transférée à la surface extérieure puis transférée par rayonnement dans l'espace. Les processus radiatif et convectif sont le résultat des états successifs d'émission, d'absorption et de radiation; la gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons *X* et celle des rayons *gamma*, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à de grandes distances. Dans la structure schématique du soleil illustré dans la figure (2.1), il est estimé que 90% de l'énergie est générée dans la région du disque solaire située entre 0 et 0,23R, ou R le rayon du soleil, qui représente 40% de la masse du soleil. A distance de 0,7R du centre, la température diminue d'environ 130 000 K et la densité de 70 kg/m³ ; Là, le processus convectif du soleil devient important et la zone comprise entre 0,7 et 1,0R est appelée : zone convective. Dans cette zone, la température diminue d'environ 5000 K et la densité d'environ 10⁻⁵ kg/m³ [44]. La surface apparente du soleil est constituée de granules (cellules convectives irrégulières), avec des dimensions de l'ordre de 1000 à 3000 km et leur durée de vie est estimée à quelques minutes. Les autres formes à la surface du soleil sont de petites aires opaques qui s'appellent pores.

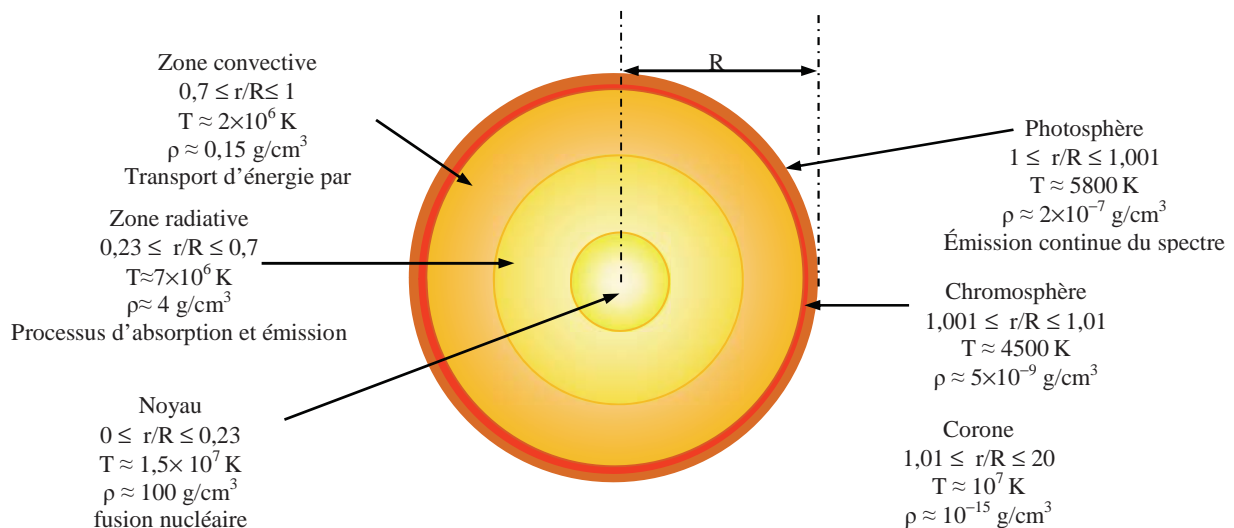


Figure 2.1 – La structure du soleil [44]

A des dimensions équivalentes à celles des cellules convectives, il existe d'autres aires opaques avec des dimensions variables qui s'appellent taches solaires. La couche extérieure de la zone convective s'appelle photosphère, sa densité est très faible (environ 10^{-4} celle de

l'air au niveau de la mer). Cette couche est composée de gaz à forte ionisation qui peut absorber et émettre des radiations de spectre continu. La photosphère est la source de la plupart des radiations solaires.

Il est généralement admis que le rayonnement solaire est produit par un phénomène thermonucléaire contrôlé de transformation de l'hydrogène en hélium (de hélios = soleil) : les noyaux des atomes de deutérium et de tritium (isotopes de l'hydrogène) fusionnent en libérant de l'énergie. La réaction est schématiquement la suivante :



La fusion de 4 atomes d'hydrogène en un atome d'hélium libère une énergie égale à 26,7 MeV par réaction. Chaque seconde le soleil perd 4 millions de tonnes de matière transformée en rayonnement électromagnétique. La puissance rayonnée par le soleil supposé isotrope, est égale $3,83 \times 10^{26}$ W.

2.3 Constante solaire

Le flux du rayonnement à la surface du soleil est d'environ $6,33 \times 10^7 \text{ W/m}^2$. Une surface plane, d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire, située à la limite de l'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée en fonction de la distance Soleil-Terre ($149\,597\,870 \times 10^3 \text{ m}$ ou 1UA représente la distance moyenne Soleil-Terre). Cette distance a une faible variation au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre qui est d'environ 1,7% [44]. La constante solaire est une valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, sa valeur est estimée à 1367 W/m^2 [45]. La représentation schématique du système Soleil-Terre est indiquée dans la figure (2.2) [44].

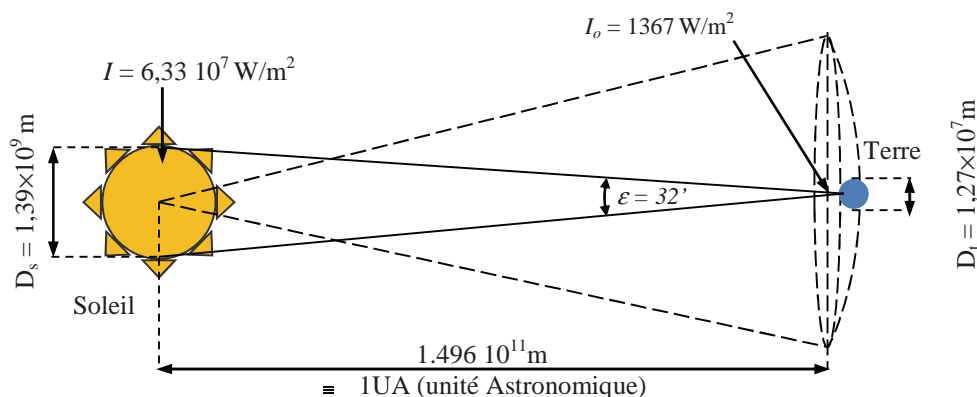


Figure 2.2 – Relations Soleil-Terre [46]

La taille angulaire apparente du disque solaire peut être calculée à partir du diamètre de la photosphère et la distance Soleil-Terre. A 1UA, il s'agit de 0,0093 *rad* (0,553° ou 32'). Comme la distance Soleil-Terre varie au cours de l'année, la taille apparente du soleil varie de $\pm 1,7 \%$ [46].

2.4 Calcul de l'heure

Dans les calculs de l'énergie solaire, le temps solaire vrai doit être utilisé pour exprimer le temps de la journée. Temps solaire vrai est basée sur le mouvement angulaire apparent du soleil dans le ciel. Le temps où le soleil passe au méridien de l'observateur c'est le midi solaire local. Généralement il n'est pas concorder avec le midi du temps local. Pour convertir l'heure local au temps solaire, deux corrections sont appliquées; l'équation de correction du temps et de longitude. Ceux-ci sont analysés suivant.

2.4.1 L'équation du temps

La variation de la vitesse de la Terre sur sa trajectoire autour du Soleil qui introduit un terme correctif appelé équation du temps ET, il peut s'obtenir de la manière suivante [44] :

$$ET = 9,87\sin(2B) - 7,53\cos(B) - 1,5\sin(B) \quad (2 - 2)$$

Avec :

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (2 - 3)$$

Où l'angle B est défini en fonction du numéro du jour n . Le décompte commence à partir du 1^{er} janvier ou $n = 1$.

ET : Équation du temps (terme correctif) en minute.

2.4.2 Temps solaire vrai

La différence de longitude ($\lambda - \lambda_{réf}$) entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau).

Le terme TS se calcule alors par la relation :

$$TS = TL - C + ET + \frac{(\lambda - \lambda_{réf})}{15} \quad (2 - 4)$$

Pour un lieu de la longitude λ , il existe une correspondance directe entre angles horaires ω , temps solaire vrai TS , temps solaire local TSL et temps universel TU :

$$\omega = 15 (TS - 12) \quad (2 - 5)$$

$$TS = TL + \Delta t \quad (2 - 6)$$

$$TL = TU + \lambda/15 \quad (2 - 7)$$

$$\omega = 15 (TU + \lambda/15 + \Delta t - 12) \quad (2 - 8)$$

2.4.3 Heure légale

Pour des raisons évidentes de commodité, il est bon que les horloges d'un même pays indiquent la même heure. On définit ainsi le temps des horloges de façon arbitraire pour tout un territoire. Aux USA le territoire s'étend sur 4 fuseaux horaires; il a fallu définir trois temps d'horloge: Eastern time, Central time et Western time ce qui fait que le décalage horaire entre Washington et Paris est de +6h, il est de + 8h avec Denver et + 9h avec Los Angeles.

Bien que Paris soit situé dans le même fuseau horaire que Greenwich, la France a avancé ses horloges d'une heure en 1940 pour s'aligner sur ses voisins continentaux (l'Angleterre et le Portugal restent alignés sur Greenwich).

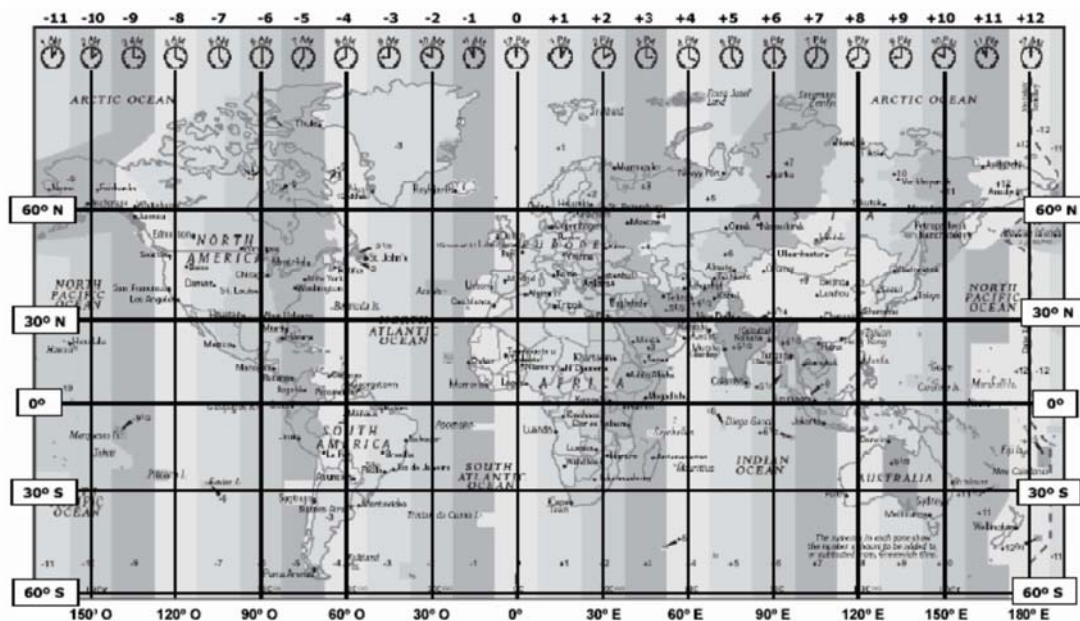


Figure 2.3 – Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

2.5 Mouvement Terre – Soleil

On peut décomposer les mouvements de la Terre en considérant séparément le mouvement par rapport au centre de masse (rotation) et le mouvement de ce centre de masse par rapport à lui-même (translation) [48]. En vingt-quatre heures, la terre effectue une rotation complète d'ouest en est autour de son axe ; c'est la base de notre système horaire. De cette rotation découle la succession des jours et des nuits [48]. La terre effectue en tour complet autour du soleil en 365,25 jours suivant une orbite elliptique, tandis que la vitesse moyenne de ce mouvement est d'environ 30 km/s. La distance entre les centres de ces deux astres varie d'une valeur minimale au Périhélie ($1,47 \times 10^{11}$ m), aux environs du 2 janvier, à une valeur maximale, à l'Aphélie ($1,52 \times 10^{11}$ m), aux environs du 3 juillet, la valeur moyenne étant appelée unité astronomique (UA) [48].

Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du soleil sont illustrés dans la figure (2.4), alors que le tableau (2.1) montre la durée des saisons conséquentes à ce mouvement :

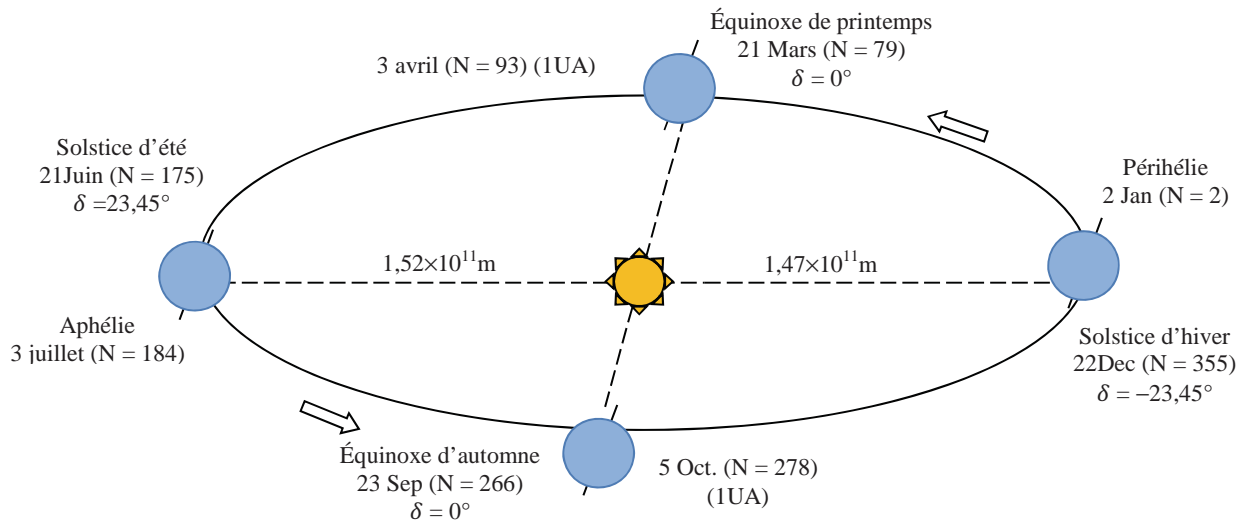


Figure 2.4 – Schématisation du mouvement de la Terre autour du Soleil [47]

Tableau 2.1 – la durée des saisons

Saisons (Hémisphère N.)	Durée moyenne	Du	au
Printemps	92 jours 20 heures	21/3	21/6
Été	93 jours 15 heures	21/6	23/9
Automne	89 jours 19 heures	23/9	22/12
Hiver	89 jours	22/12	21/3

2.6 Position du soleil

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par trois systèmes de coordonnées différents (Voir figure 2.5) [49]:

- Par rapport au lieu géographique ;
- Par rapport au plan horizontal du lieu ;
- Par rapport au plan équatorial de la terre.

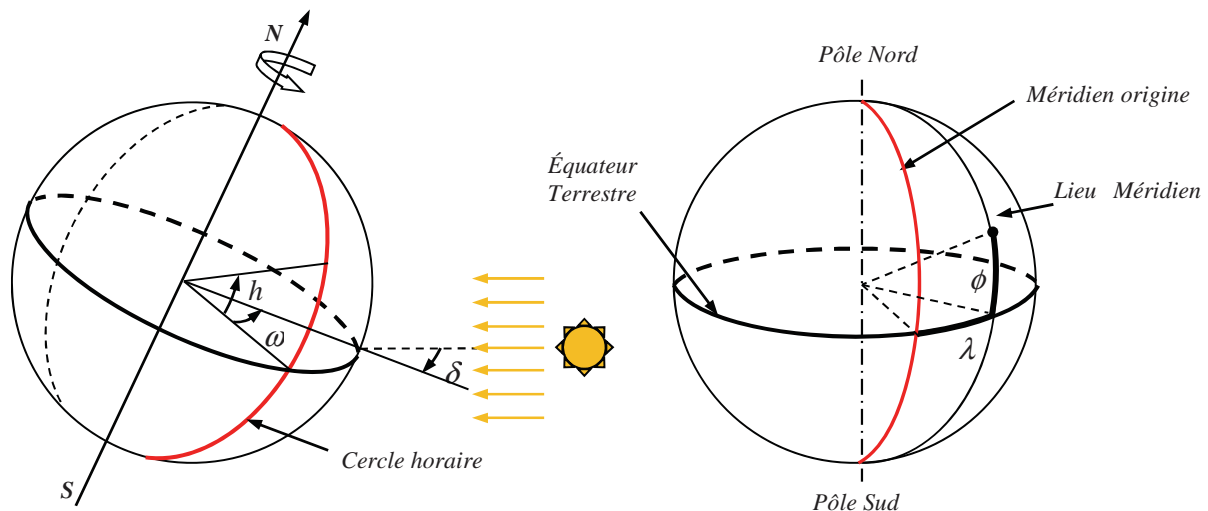


Figure 2.5 – présentation les angles équatoriaux à gauche et géographiques à droite [46]

2.6.1 Les coordonnées géographiques

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre

2.6.1.1 Longitude

La longitude d'un lieu λ correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien (origine 0°) le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention on affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest [44, 50]

2.6.1.2 Latitude

La latitude d'un lieu φ correspond à l'angle avec le plan équatorial, que fait le rayon joignant le centre de la Terre à ce lieu. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle Nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle Sud par la latitude -90° . Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud [44,45].

2.6.2 Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles δ et ω .

2.6.2.1 Déclinaison δ

C'est l'angle formé par le vecteur Soleil-Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestres par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$.

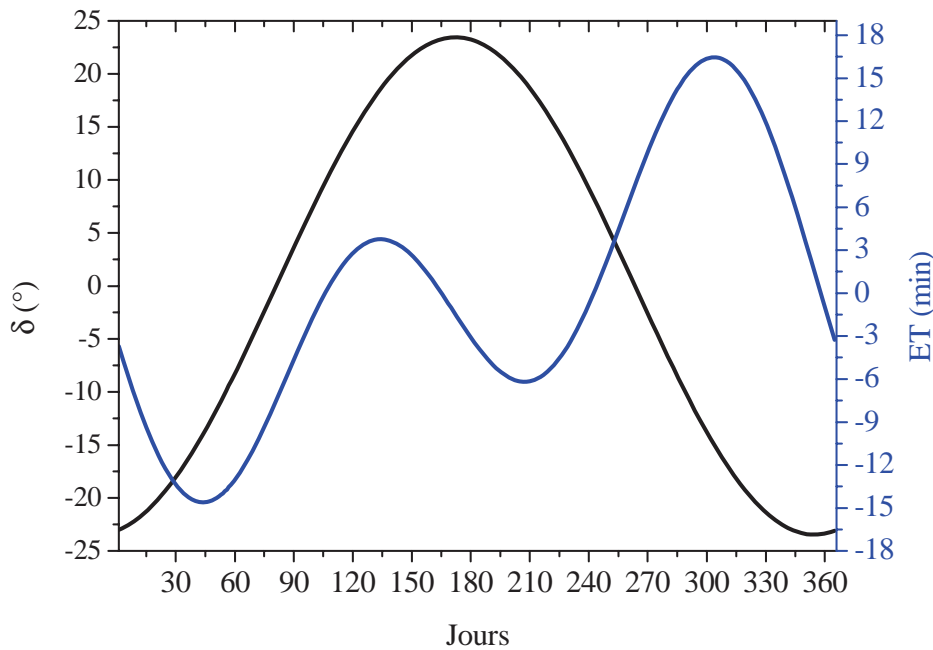


Figure 2.6 – Variation annuelle de l'équation du temps et la déclinaison

Elle est nulle aux équinoxes de printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), et maximale aux solstices d'été (22 juin) et d'hiver (22 décembre) [47].

La variation journalière de la déclinaison est d'environ de $0,5^\circ$. Elle est calculée par une équation simple approximative [45]:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + n) \right] \quad (2 - 9)$$

Où n est le numéro du jour de l'année compté à partir du premier janvier

Ou par une série de Fourier [45] :

$$\delta = [0,006918 - 0,399912 \cos(B) + 0,070257 \sin(B) - 0,006758 \cos(2B) + 0,000907 \sin(2B) - 0,002697 \cos(3B) + 0,00148 \sin(3B)] 180^\circ/\pi \quad (2 - 10)$$

Avec :

$$B = \frac{2\pi(n - 1)}{365} \quad (2 - 11)$$

2.6.2.2 L'angle Horaire ω

L'angle horaire ω du soleil est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. C'est la mesure de l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu. Exprimé l'angle en $^\circ$,

$$\omega = 15(TS - 12) \quad (2 - 12)$$

Où TS est le temps solaire vrai exprimé en heures.

A chaque heure qui s'écoule correspond une augmentation de l'angle horaire de 15° , soit encore 4min de temps par $^\circ$ de longitude. A la latitude de 45° , une minute de temps représente environ 20 km, 11 km au cercle polaire et 28 km à l'équateur. $\omega = 90^\circ$ à 18h (temps solaire vrai).

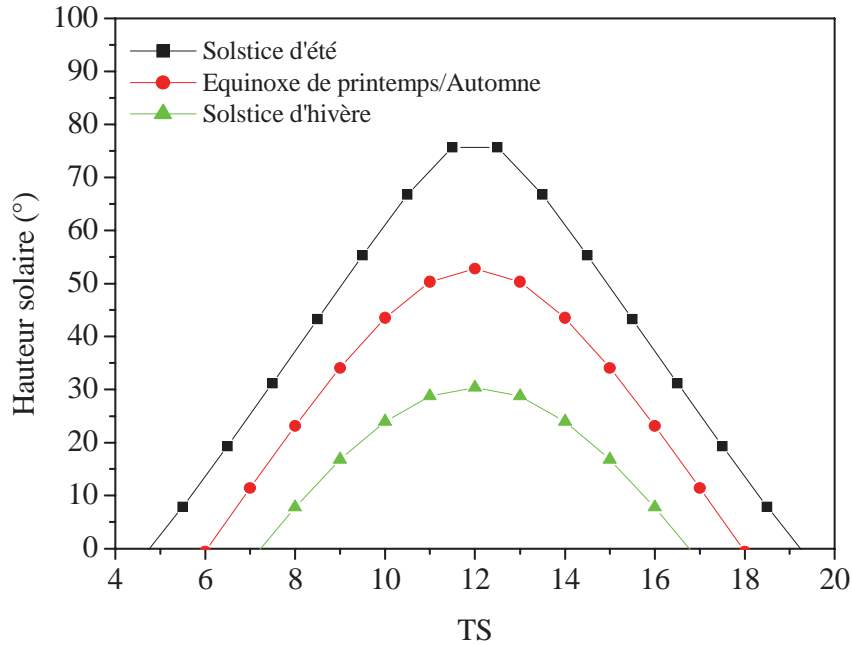


Figure 2.7 – angle horaire ω du soleil pour la ville de Constantine

2.6.3 Coordonnées horizontales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude φ par deux angles h la hauteur du soleil et a l'azimut du soleil.

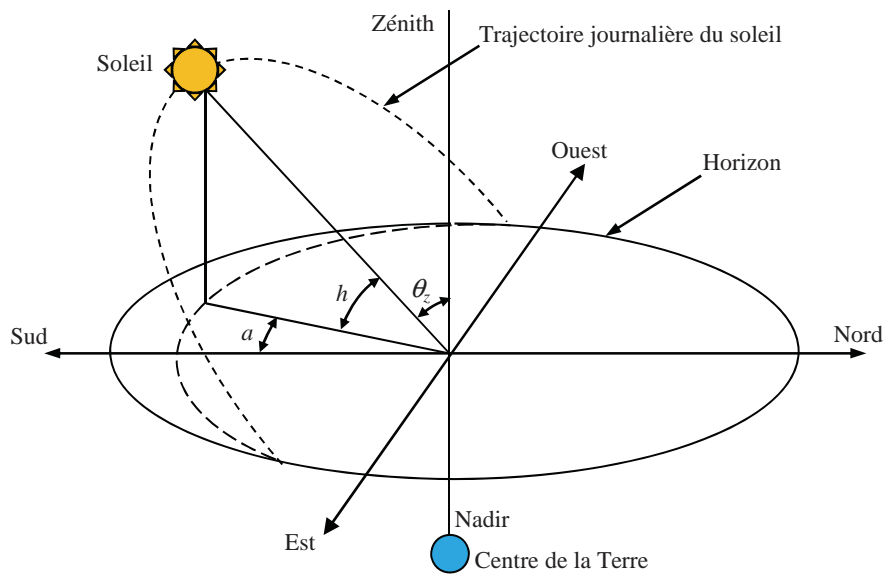


Figure 2.8 – Présentation les différentes coordonnées angulaires [51]

2.6.3.1 Hauteur angulaire du Soleil [51]

C'est l'angle formé par le plan horizontal du lieu d'observation avec la direction du soleil. Cette hauteur durant le jour peut varier de 0° (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

La hauteur angulaire du soleil h est alors donnée par la formule :

$$\sin(h) = \sin(\varphi)\sin(\delta) + \cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (2 - 13)$$

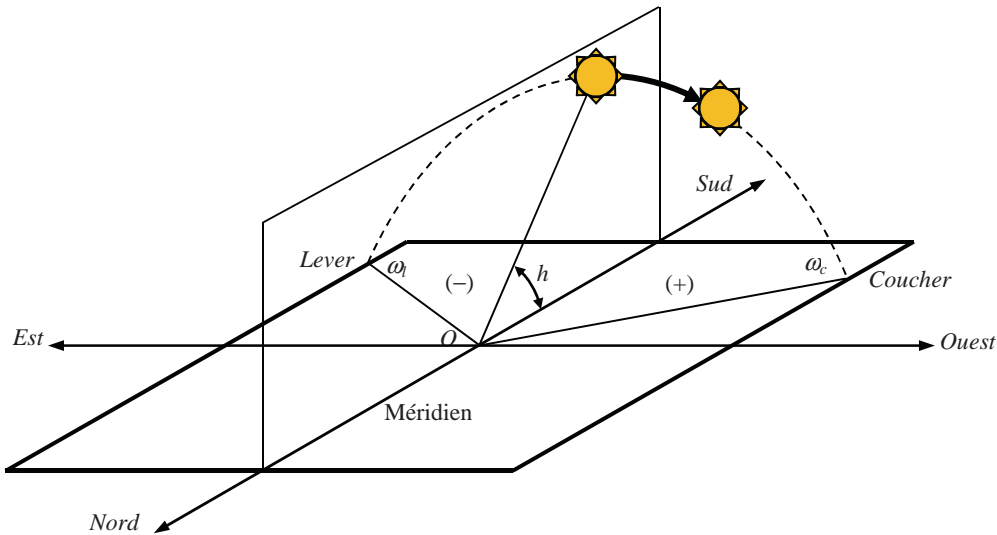


Figure 2.9 – Variation de la hauteur solaire en fonction du temps solaire de Constantine

On vérifie au passage que l'heure du lever et du coucher du soleil n'est pas la même à Londres, Bordeaux et Oran, villes pourtant situées sur le même méridien.

h : varie entre -90° et $+90^\circ$. On prend :

- $h > 0$ le jour
- $h < 0$ la nuit
- $h = 0$ aux lever et coucher

2.6.3.2 Azimut du soleil a [51]

C'est l'angle a compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. L'azimut a diffère de l'angle horaire ω , comme il est montré sur la figure (2.10).

a : varie entre -180° et $+180^\circ$ On prend :

- $a > 0$ vers l'ouest
- $a < 0$ vers l'est
- $a = 0$ vers le sud

La connaissance de l'azimut est indispensable pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale. L'origine des azimuts correspond à la direction du sud dans l'hémisphère nord. L'angle d'azimut est compté positivement vers l'Ouest.

L'azimut est relié à l'angle horaire, la hauteur et la déclinaison par la relation :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (2 - 14)$$

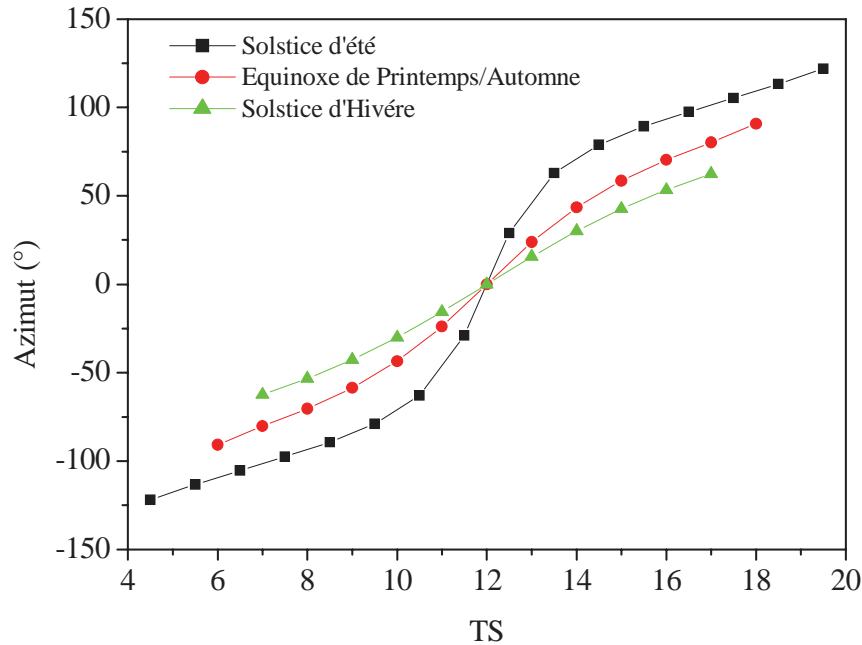


Figure 2.10 – Variation d'angle d'azimut en fonction du temps solaire de Constantine

Et si l'on souhaite exprimer l'azimut indépendamment de la hauteur h , on peut utiliser la formule :

$$\tan(a) = \frac{\sin(\omega)}{\sin(\phi)\cos(\omega) - \cos(\phi)\tan(\delta)} \quad (2 - 15)$$

2.7 La relation entre le capteur et le rayon solaire

Pour le calcul de la direction de faisceau du rayonnement solaire nous devons déterminer la position du soleil par rapport au système horizontal des observateurs pour le lieu respectif et pendant un temps donné. Afin de réaliser ceci, nous déterminons les coordonnées équatoriales δ et ω et de la position du soleil.

2.7.1 Orientation d'un capteur solaire

Un capteur quelconque est défini par deux angles, la hauteur du capteur et l'azimut du capteur, notés respectivement (a_s, h_s)

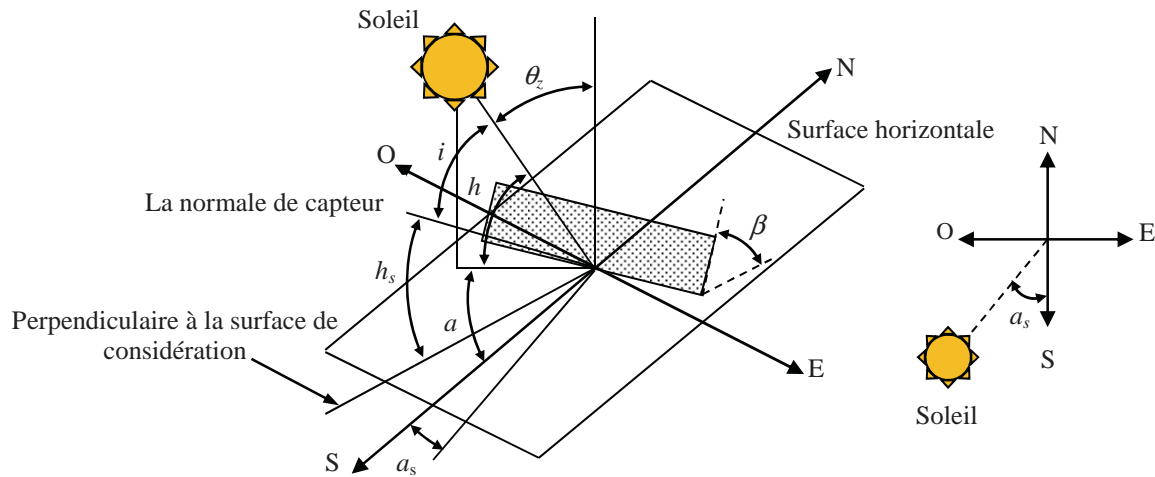


Figure 2.11 – présentation des angles [45]

2.7.1.1 Hauteur du capteur [45]

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal. Varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $h_s > 0^\circ$ capteur tourné vers le haut
- $h_s < 0^\circ$ capteur tourné vers le bas
- $h_s = 0^\circ$ plan vertical
- $h_s = 90^\circ$ plan horizontal

2.7.1.2 l'azimut de capteur

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud.

Varie entre -180° et $+180^\circ$:

- $a_s > 0^\circ$ vers l'ouest ;
- $a_s < 0^\circ$ vers l'est ;
- $a_s = 0^\circ$ vers le sud ;
- $a_s = -90^\circ$ plan orienté vers l'est ;
- $a_s = \pm 180^\circ$ plan orienté vers le nord ;
- $a_s = +90^\circ$ plan orienté vers l'ouest ;

2.7.1.3 Orientations du capteur

L'inclinaison β du capteur par rapport au plan horizontal est donnée par :

$$\beta = 90^\circ - h_s$$

L'énergie reçue par un capteur dépend de son orientation et de son angle d'incidence i . Parmi les capteurs recevant une énergie instantanée, journalière et annuelle élevée, on trouve :

- est un capteur orienté face au sud (hémisphère nord), il est incliné d'un angle $\beta = \varphi$ par rapport à l'horizontale. Ses coordonnées sont : $a_s = 0^\circ$, $h_s = 90 - \varphi$ et $i = 0$ uniquement aux équinoxes et à midi vrai.
- Le capteur 1 axe : est un capteur qui suit le soleil en azimut et généralement il est incliné d'un angle $\beta = \varphi$ par rapport à l'horizontale ses coordonnées sont :
 $a_s = a$, $h_s = 90 - \varphi$ et $i = 0$ uniquement aux équinoxes.
 Le capteur 2 axes : est un capteur qui suit le soleil en site et en azimut, il est perpendiculaire aux rayons solaires à chaque instant de la journée. Ces coordonnées sont : $a_s = a$, $h_s = h$ et $i = 0$ uniquement aux équinoxes.

2.7.1.4 Angle d'incidence sur un capteur solaire

L'angle d'incidence i est l'angle entre la direction du soleil et la normale au capteur. Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon est donné par la relation suivante :

$$\cos(i) = \cos(a_s - a)\cos(h_s)\cos(h) + \sin(h_s)\sin(h)$$

2.7.2 Temps de lever et de coucher du soleil et longueur de jour

On peut déduire les heures de lever et de coucher de soleil.

On trouve, en faisant $h = 0$,

$$\cos\omega_l = -\tan(\varphi)\tan(\delta) \quad (2 - 16)$$

L'heure solaire au lever du Soleil a donc pour valeur :

$$TS_l = 12 - \frac{\omega_l}{15} \quad (2 - 17)$$

L'angle horaire ω_c au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc $\omega_c = -\omega_l$ et La durée du jour vaut :

$$D_j = \frac{2\omega_l}{15} \quad (2 - 18)$$

2.7.3 Effet de masque

Les pertes d'ensoleillement dans un capteur photothermique peuvent être une conséquence directe de l'effet des reliefs se localisant dans un site donné tel que les bâtiments, les arbres, les montagnes, etc. Ces derniers peuvent étendre leur ombre sur le capteur à certaines heures de la journée. Dans les régions à relief accidenté, les calculs des pertes d'ensoleillement sont déterminés à l'aide d'une carte dotée de courbes de niveau. Le relief entourant est reporté sur un abaque d'ensoleillement où les altitudes sont transformées en hauteurs au-dessus de l'horizon (en degrés). L'implantation d'un système photothermique en site urbain ne s'avère pas une tâche difficile. Le choix judicieux repose sur une connaissance bien détaillée des

caractéristiques du site. Par exemple, il est essentiel de connaître le niveau et les variations de température, l'ensoleillement et l'heure des brumes ou brouillards, ou les masques proches (végétation, urbanisme) et lointains (montagnes). Le principal paramètre est évidemment la durée effective d'insolation en hiver, donc l'effet des masques. Pour l'évaluer, on utilise le diagramme des trajectoires du soleil sur lequel on superpose le relevé en hauteur et azimut des masques proches et lointains [51].

Pour les systèmes photothermiques, on se place en un point du terrain réduisant au maximum l'influence des masques et on adopte, une orientation plein Sud maximisant les apports solaires. D'autres paramètres peuvent modifier ces options :

- Si le diagramme des masques peut révéler une perte d'ensoleillement les premières heures du jour par exemple. On modifiera alors l'orientation du système en le tournant de quelques degrés vers l'ouest.
- Si les brumes et les brouillards sont matinaux et fréquents en hiver, il faudra orienter le système de quelques degrés vers l'ouest pour qu'il bénéficie mieux de l'ensoleillement l'après-midi.

Pour des raisons pratiques, au lieu d'utiliser les équations (2 – 13) et (2 – 14), il est utile d'avoir le tracé de la trajectoire du soleil sur un plan horizontal, appelé diagrammes de trajectoire de soleil, et d'utiliser pour trouver la position du soleil dans le ciel à n'importe quel moment de l'année.

La figure (2.12) montre la trajectoire du soleil pour Constantine ($\varphi = 36,26^\circ\text{N}$). Les lignes de déclinaison constante sont pointées par la valeur des angles.

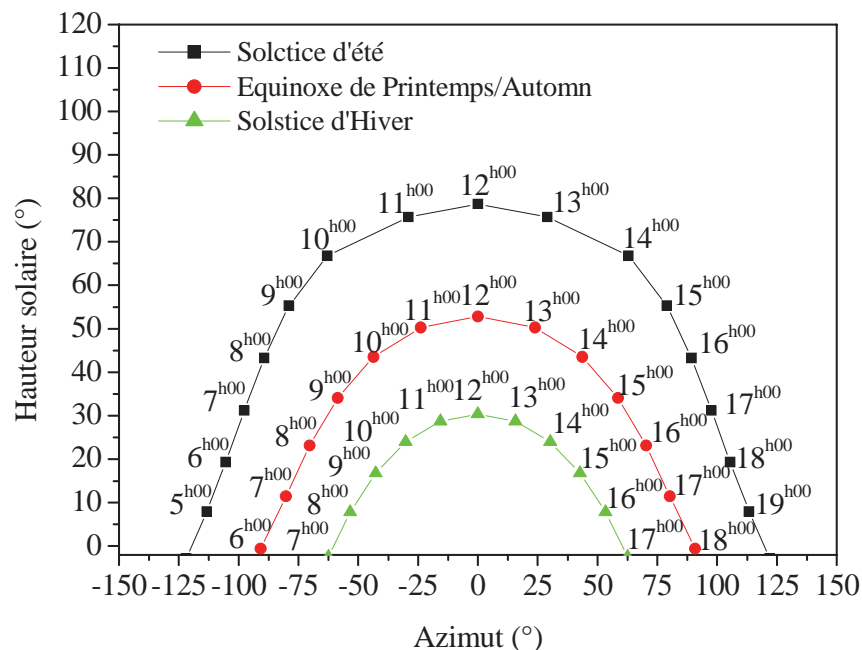


Figure 2.12 – Course du soleil à Constantine

2.7.4 Direction de rayonnement solaire direct

Pour le calcul de la direction de faisceau du rayonnement solaire nous devons déterminer la position du soleil par rapport au système horizontal des observateurs pour le lieu respectif et pendant un temps donné. Afin de réaliser ceci, nous déterminons les coordonnées équatoriales δ et ω et de la position du soleil. Pour le calcul de la déclinaison nous avons besoin seulement du δ , pour le calcul de l'angle d'horaire où nous avons besoin du temps solaire. Pour le calcul du temps solaire nous devons connaître la longitude de lieu λ_{loc} , Le jour de l'année et le temps universel TU . Plus tard, nous déterminons la position du soleil dans des coordonnées horizontales par rapport de lieu d'observateur, tenant compte de sa latitude ϕ et l'angle de la hauteur solaire h est, selon l'équation (2 – 13).

De la même manière nous pouvons indiquer l'angle de zénith $\theta_z=90 - h$, qui est identique à l'angle d'incidence de faisceau du rayonnement solaire sur une surface horizontale:

$$\cos\theta = \cos\theta_z = \sin h = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta \quad (2 - 19)$$

Afin de calculer l'angle d'azimut du soleil, nous renvoyons à

$$\cos a_s \cosh = \sin\phi\cos\delta\cos\omega - \cos\phi\sin\delta$$

Cette expression peut être simplifiée

$$\cos a_s = \frac{\sin\phi\sin h - \sin\delta}{\cos\phi\cosh} \quad (2 - 20)$$

2.8 Rayonnement solaire

2.8.1 Caractéristiques du rayonnement solaire

Le soleil émet différents types d'ondes électromagnétiques, qui peuvent être classées suivant leurs longueurs d'onde. Ces rayons provenant du soleil véhiculent une énergie qui dépend de la longueur d'onde des rayons.

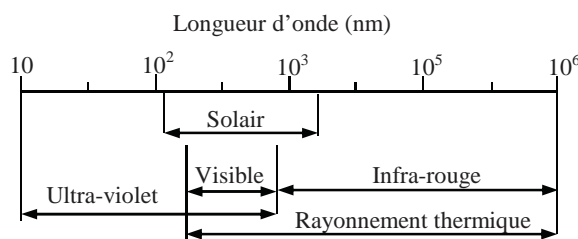


Figure 2.13 – rayonnement solaire [45]

- Les rayons γ , très énergétiques, ont des longueurs d'onde plus petites que 0,01 nm (1 nm= 10⁻⁹ m).

- Les rayons X ont des longueurs d'onde comprises entre 0.01 et 10 nm. Les rayons X et γ sont absorbés par les couches supérieures de l'atmosphère : ils n'arrivent donc pas sur Terre.
- Les ultraviolets sont classés suivant leurs actions chimiques, physiques et biologiques :
 - Les UV-C compris entre 100 et 280 nm.
 - Les UV-B compris entre 280 et 315 nm.
 - Les UV-A compris entre 315 et 380 nm.

Les UV-C sont, en principe, totalement absorbés par les couches supérieures de l'ozone. De même, les UV-B sont partiellement absorbés par l'ozone. 5 % des UV arrivant sur Terre sont des UV-B et 95 % sont des UV-A.

- La lumière visible a une longueur d'onde comprise entre 380 nm (violet) et 700 nm (rouge).
- Les infrarouges ont des longueurs d'onde comprises entre 700 et 1400 nm. Le soleil émet principalement des infrarouges proches.
- Les ondes radio, peu énergétiques, ont des longueurs d'onde supérieures à 1400 nm. Ces ondes sont presque totalement absorbées par les couches de l'atmosphère.

En conclusion, le rayonnement solaire qui arrive sur la Terre est composé de :

- 10 % d'ultraviolets qui représentent 3 % de l'énergie solaire.
- 40 % de lumière visible qui apporte 43 % de l'énergie solaire.
- 50 % d'infrarouges qui représentent 54 % de l'énergie solaire.

2.8.2 Rayonnement solaire extraterrestre

L'émission de rayonnement électromagnétique du soleil se manifeste par une puissance moyenne de $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ [46] dans un plan perpendiculaire au rayonnement, qui varie de $\pm 3,4\%$ environ au cours de l'année [48].

L'intensité I reçue par une surface placée perpendiculairement aux rayons solaires hors atmosphère varie quotidiennement selon la relation suivante [45] :

$$I = I_0 \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360}{365,25} n \right) \right] \quad (2 - 21)$$

De même qu'il peut être effectué par la formule ci-après, qui est plus précise, issue d'un développement en séries de Fourier [45].

$$I = I_0 [1,000110 + 0,034221 \cos(B) + 0,001280 \sin(B) + 0,000719 \cos(2B) + 0,000077 \sin(2B)] \quad (2 - 22)$$

Avec :
$$B = \frac{360(n-1)}{365} \quad (2 - 23)$$

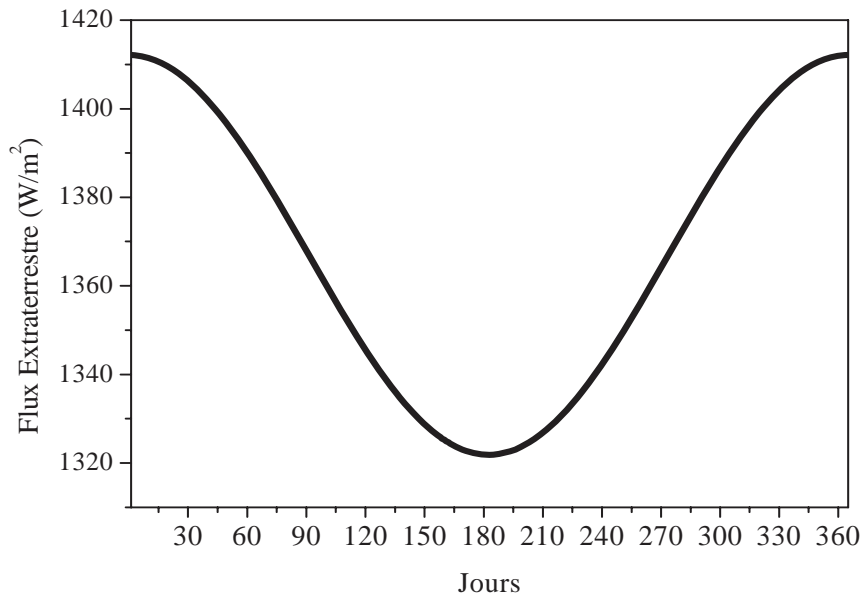


Figure 2.14 – Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons

Lors des fortes activités solaires, caractérisées par l'apparition des taches solaires et des éruptions chromosphériques, les rayonnements émis par le soleil peuvent s'écarter notablement de leurs valeurs habituelles. Ces variations apparaissent sensibles surtout pour les rayonnements de très courtes longueurs d'onde.

Le maximum est obtenu au mois de janvier avec la valeur 1413 W/m², le minimum au début de juillet avec la valeur 1320 W/m².

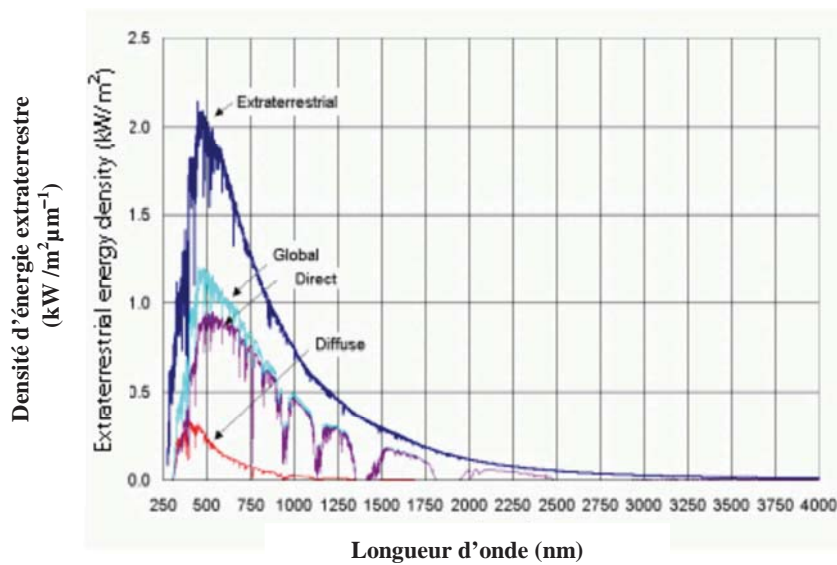


Figure 2.15 – la distribution spectrale de rayonnement solaire extraterrestre et terrestre (directe, diffus et global) [52]

On observe dans la figure que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à 4000 nm. En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777 K [5]. La figure (2.16) montre les différentes applications selon les différentes gammes des longueurs ondes de spectre solaire.

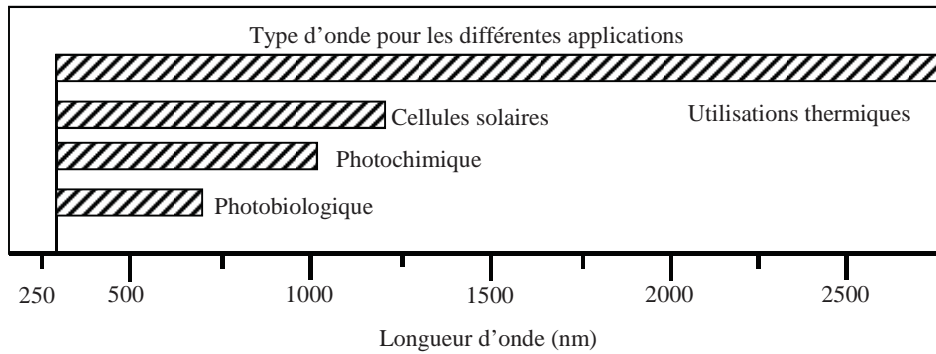


Figure 2.16 – Les domaines d'applications de spectre de l'énergie solaire [45]

2.8.3 Rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale

Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale peut être calculé pour un jour précis n de l'année par l'équation suivante :

$$G_o = I \times \cos(\theta_z)$$

$$G_o = I_0 \left[1 + 0,0034 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] (\cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega_l) + \sin(\phi)\sin(\delta)) \quad (2 - 24)$$

Tout le rayonnement, G_{oh} incident sur une surface horizontale extraterrestre pendant un jour est obtenu par l'intégration de l'équation. Entre le lever et le coucher du soleil. L'équation résultante est :

$$G_{oh} = \int_{lever}^{coucher} G_o dt$$

$$G_{oh} = \frac{24 \times 3600 \times I_0}{\pi} \left[1 + 0,0033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] \left(\cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega_l) + \left(\frac{\pi \times \omega_l}{180}\right) \sin(\phi)\sin(\delta) \right) \quad (2 - 25)$$

La figure (2.17) présente la variation de l'irradiation quotidienne G_o d'une surface horizontale à la limite de l'atmosphère en fonction des latitudes ϕ et les jours de l'année.

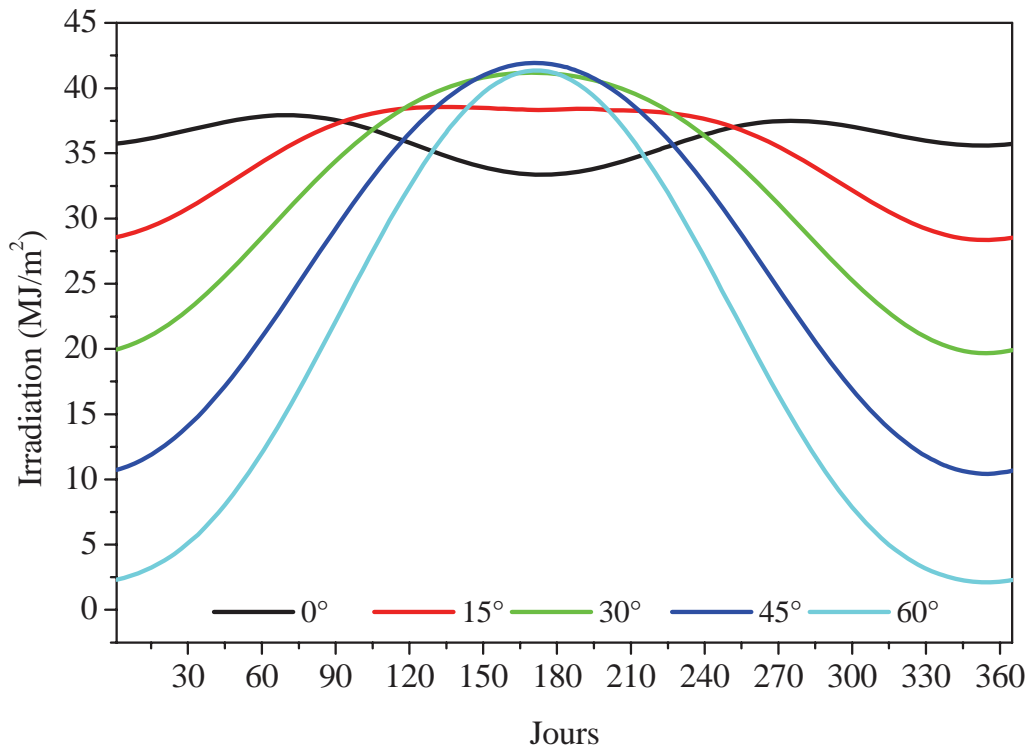


Figure 2.17 – Variations annuelles de l'irradiation quotidienne d'une surface réceptrice horizontale hors atmosphère

2.9 L'influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire

L'atténuation du rayonnement solaire est complexe et de plus aléatoire puisque directement liée à la météorologie du lieu d'étude. Néanmoins on a cherché à définir certains paramètres utiles dans la compréhension du phénomène et pouvant permettre une estimation de l'énergie reçue au sol.

2.9.1 La masse atmosphérique [51]

Plus grande est la longueur du parcours de la lumière solaire dans l'atmosphère terrestre, plus grande est l'atténuation de celle-ci avant d'atteindre un éventuel capteur. Pour tenir compte du trajet parcouru par les photons, on utilise la notion de la masse atmosphérique.

Celle-ci est égale au rapport, noté m , de la distance parcourue dans l'atmosphère par un rayon en provenance du soleil à l'épaisseur verticale de l'atmosphère mesurée au niveau de la mer. En considérant la figure (2.18), où l'atmosphère est une couche d'épaisseur constante et parallèle au sol supposé horizontal, on a :

$$m = \frac{AB}{BC} = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2 - 26)$$

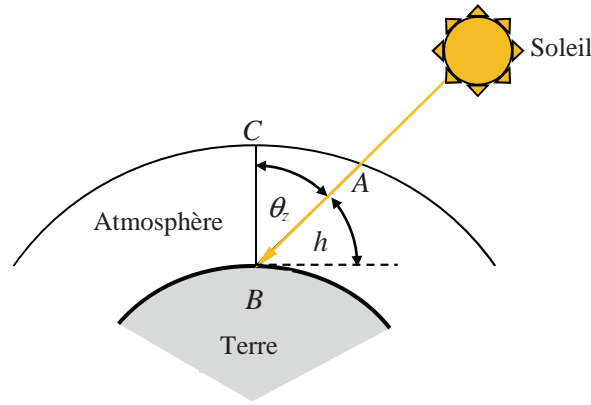


Figure 2.18 – Influence de la courbure du globe terrestre sur Le trajet parcouru par les rayons solaires
 Pour le soleil au zénith ($\theta_z = 0^\circ$), $m = 1$ (AM1= Air Mass en anglais) et pour le soleil vu sous un angle $\theta_z = 90^\circ$, $m = 2$ (AM2).
 Le cas de $m = 0$ correspond à l'étude de l'atmosphère à la limite de l'atmosphère terrestre (référence AMO).

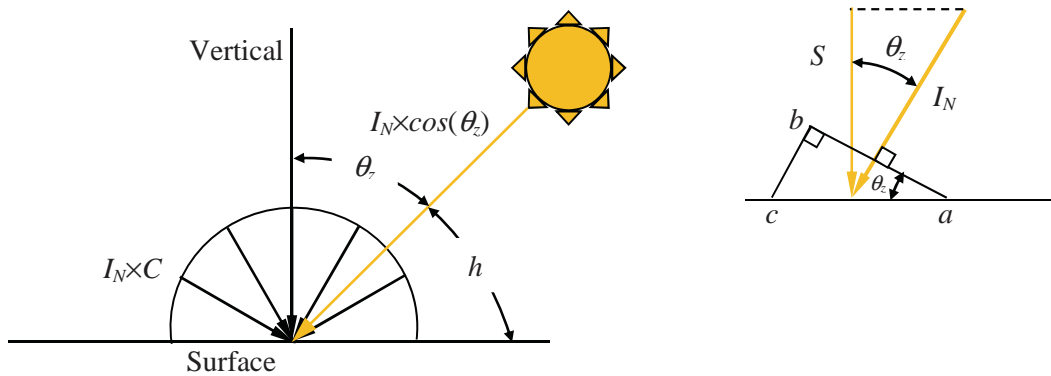


Figure 2.19 – Rayonnement solaire incident sur une surface horizontale [47]

Le rayonnement solaire I_N est traverse l'atmosphère, il est atténué par l'absorption et la diffusion par leur constituant. Si k est le coefficient local d'extinction de l'atmosphère, le faisceau de rayonnement solaire sur la surface de la Terre peut être écrit selon l'équation de la loi de bouger [53] :

$$I_N = I_0 e^{-\int k dx}$$

$$I_N = I_0 e^{-k \times \sec(\theta_z)} = I_0 \times e^{-\frac{k}{\sin(h)}} = I_0 \times e^{-k \times m}$$

$$G_h = I_N \cos(\theta_z) + C \times I_N$$

$$G_h = I_N \sin(h) + C \times I_N$$

$$G_h = C_n I e^{-k/\sin(h)} (C + \sin(h)) \tag{2 - 27}$$

I_N : rayonnement incident direct,

I_0 : rayonnement extraterrestre,

G_h : composante de rayonnement global sur un plan horizontal

Les valeurs de C et k sont données par le tableau suivant [53] :

Tableau 2.2 – Les valeurs de C

mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	0,142	0,144	0,156	0,180	0,196	0,205	0,207	0,201	0,177	0,160	0,149	0,142
C	0,058	0,060	0,071	0,097	0,121	0,134	0,136	0,122	0,092	0,073	0,063	0,057

Source: Threlkeld, J.L, and Jordan, R.C., ASRAE Trans., 64 :45 (1958)

2.9.2 Rayonnement solaire pour un ciel clair

2.9.2.1 Coefficient indice de transmission

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé coefficient de transmission, il est défini par [44,54] :

$$k_t = \frac{G}{G_0} \quad (2 - 28)$$

2.9.3 Rayonnement solaire au sol [47]

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit :

- Le rayonnement direct I_N est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications.
- Le rayonnement diffus D^* est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.
- Le rayonnement global G^* est la somme du rayonnement direct et diffus.

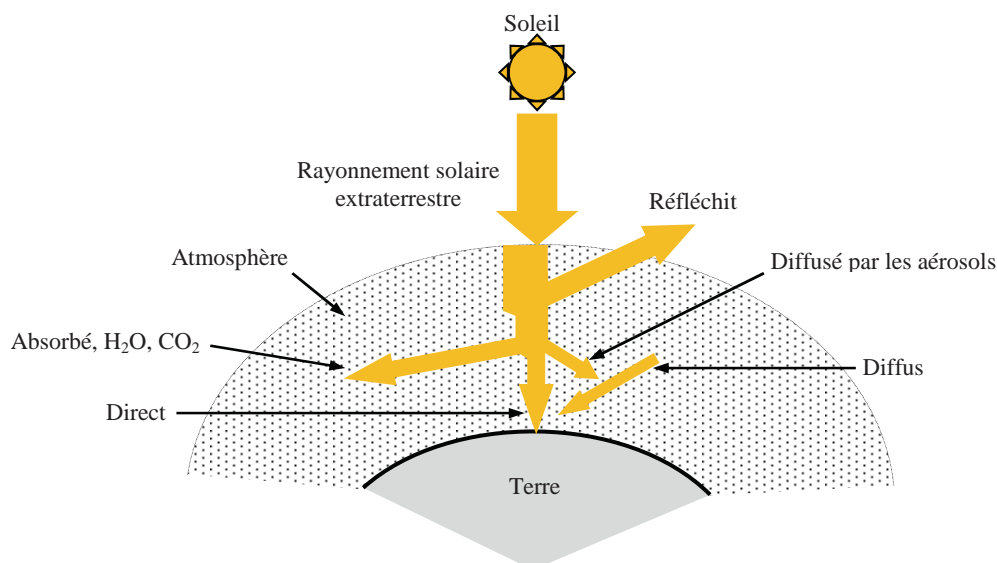


Figure 2.20 – Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée [47]

L'irradiation solaire diffuse D sur un plan horizontal à partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G s'écrit :

$$D = \left[0,91 + 1,154 \left(\frac{G}{G_0} \right) - 4,936 \left(\frac{G}{G_0} \right)^2 + 2,848 \left(\frac{G}{G_0} \right)^3 \right] G \quad (2 - 29)$$

Ainsi, nous en déduisons

$$S = G - D \quad (2 - 30)$$

En utilisant la valeur connue de G , nous pouvons calculer l'éclairement solaire global G^* par :

$$G^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_l)}{\sin(\omega_l) - \frac{\pi \omega_l}{180} \cos(\omega_l)} G \quad (2 - 31)$$

Où : $a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_l - 60^\circ)$

$b = 0,661 - 0,477 \sin(\omega_l - 60^\circ)$

Le rayonnement solaire direct S^* sur un plan horizontal peut se déterminer selon les données disponibles, G pour notre cas particulier.

Le rayonnement solaire diffus D^* s'exprime par la relation :

$$D^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_l)}{\sin(\omega_l) - \frac{\pi \omega_l}{180} \cos(\omega_l)} D \quad (2 - 32)$$

À partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G , on évalue l'irradiation journalière diffuse D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [46]:

$$D = 0,99 G$$

$$K_t \leq 0,17$$

$$D = (1,188 - 2,272 K_t + 9,473 K_t^2 - 21,865 K_t^3 + 14,648 K_t^4) G$$

$$0,17 < K_t \leq 0,75$$

$$D = (-0,54 K_t + 0,832) G$$

$$0,75 < K_t \leq 0,80$$

$$D = 0,2 G$$

$$K_t \geq 0,80$$

Finalement :

$$S^* = G^* - D^* \quad (2 - 33)$$

Pour la validation du code, on a réalisé une simulation avec les coordonnées et les valeurs de rayonnement globale journalière moyenne de l'aéroport de Constantine, qui est montrée dans le tableau (2.3). Les différentes composantes de flux solaire estimé à partir de modèle de Collares-Pereira et Rabl sont présentées dans la figure (2.21).

Tableau 2.3 – caractéristique géographique de l'aéroport de Constantine

Latitude	36° 16' N
Longitude	6° 36' E
Altitude	694 m
Albédo	0,33
G	5 kWh/m ²

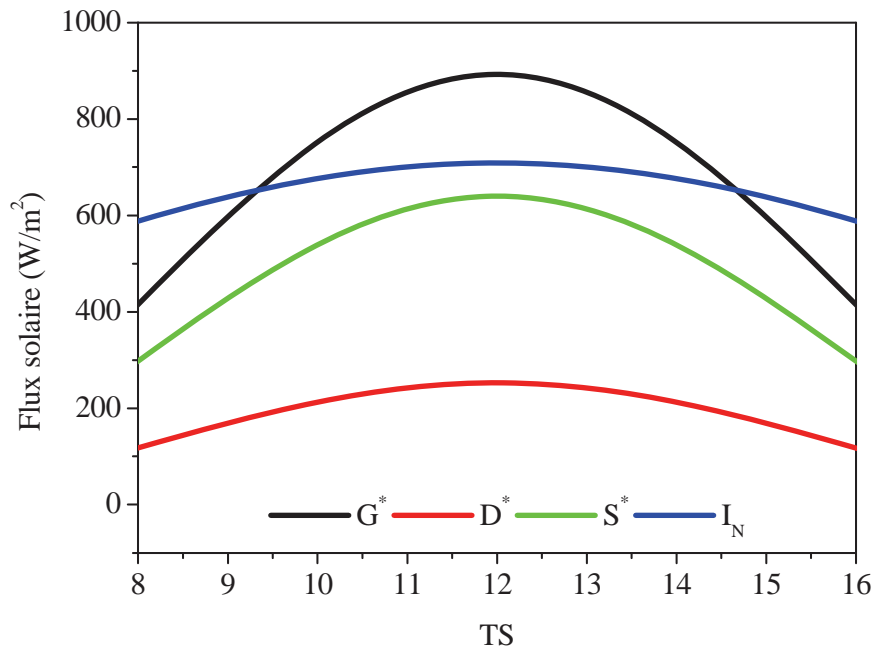


Figure 2.21 – Estimation de l'évolution journalière de différentes composantes de flux solaire à Constantine pour le 26 Juillet 2011

Les écarts observés entre la courbe réelle et la courbe simulée sont dans une plage de 1 à 6% (Figure 2.22). On peut conclure que le modèle utilisé représente de manière satisfaisante le comportement de l'ensoleillement solaire journalier G^* à partir des données géographiques du site, de l'irradiation journalière globale G et de la saison de l'année.

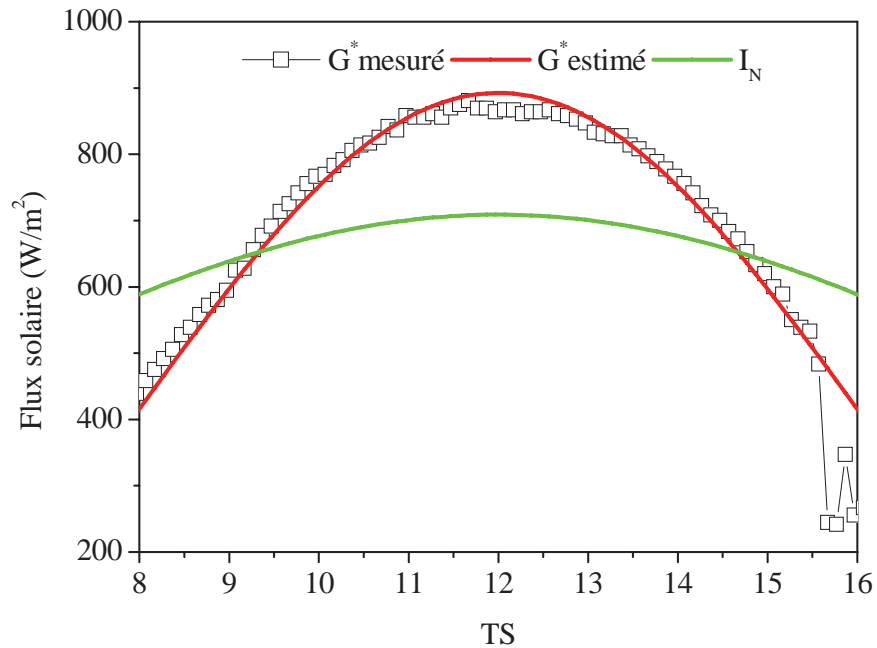


Figure 2.22–Variation de l'ensoleillement à Constantine pour le 26 Juillet 2011

2.10 Potentiel solaire

Les régions désertiques du globe (grand Sahara, sud-ouest des États-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 kWh/m²/an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies à concentration [56]. Les pays du sud de la Méditerranée ont un grand potentiel tel que démontré dans la figure (2.23), les taux d'irradiation solaire (mesurés par le DLR et l'École des Mines) montrent par exemple des niveaux d'ensoleillement exceptionnels de l'ordre de 1200 kWh/m²/an dans le nord du Grand Sahara. Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de 800 kWh/m²/an limités à la partie sud de l'Europe [54].

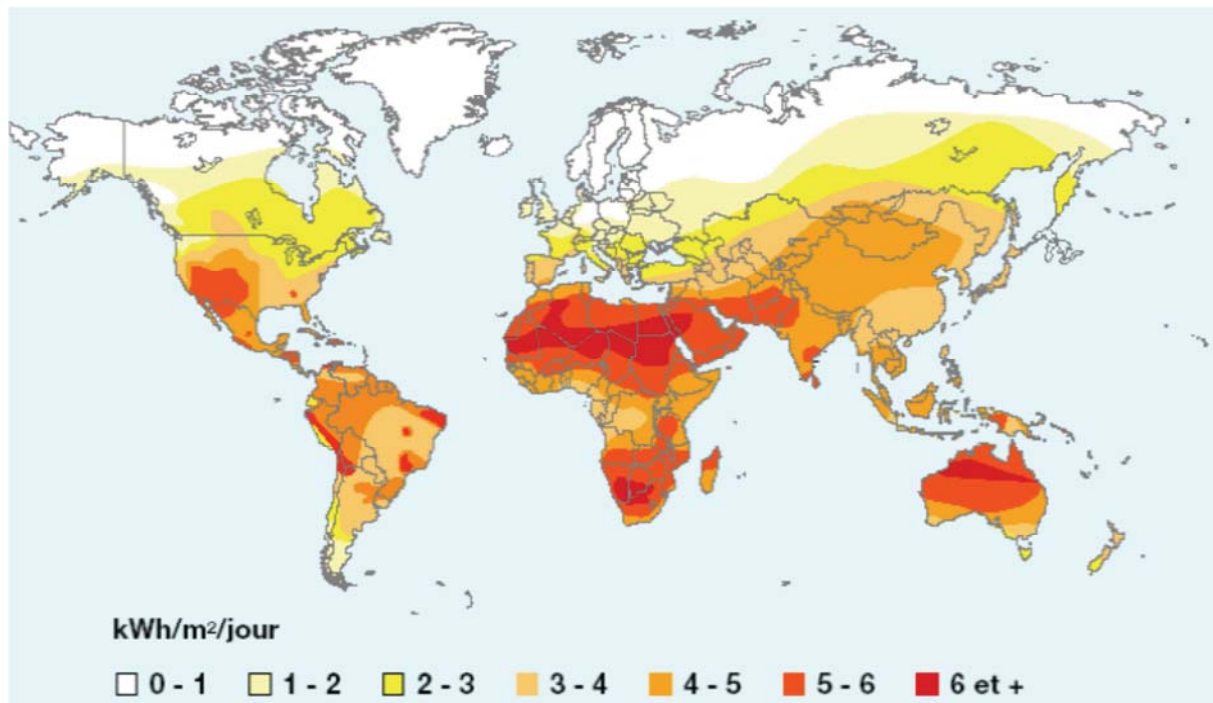


Figure 2.23 –Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [55]

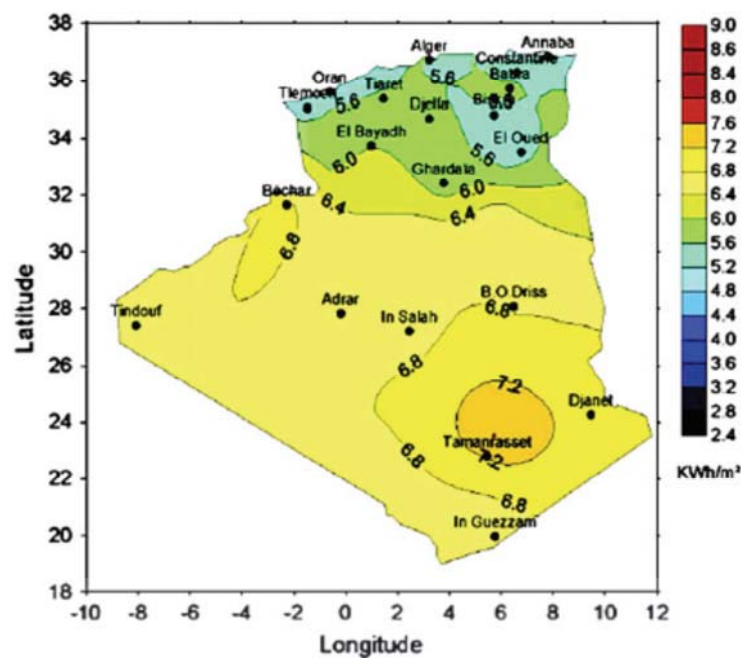
Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen: 169 000 TWh/an pour le solaire thermique, 14 TWh/an pour le solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien [56,57]. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau (2. 4), selon l'ensoleillement reçu annuellement [58,59].

Tableau 2.4 – l'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique

Région	Littoral	Haut plateau	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Ensoleillement (heure/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découvert à Hassi R'mel. Par cette conjoncture, d'incontestables opportunités existent pour les pays du Nord-Sud de la Méditerranée pour tracer à travers une coopération adéquate et de façon efficace les voies d'accès au gigantesque réservoir d'énergie solaire du Grand Sahara, utilisant l'hydrogène produit par l'énergie solaire comme vecteur énergétique propre et sécurisée pour assurer l'approvisionnement énergétique régionale et internationale [56].

En Algérie une dizaine de stations réparties sur le territoire national mesure le rayonnement solaire global reçu par un plan horizontal ainsi que le rayonnement direct (une seule station de Tamanrasset) et la durée d'insolation, les résultats obtenus permettant de découper l'Algérie en six zones homogènes d'ensoleillement comme indiqué dans la figure (2.24).

**Figure 2.24** – Cartographie de rayonnement solaire incident direct I_N (kWh/m²) [60]

1% de la surface des zones arides et semi-arides est suffisante pour produire l'électricité consommée dans le monde annuellement

- La production d'énergie primaire mondiale annuelle est d'environ 12 milliards de tonnes d'équivalent pétrole (tep). Ou 504 milliards de milliards de Joules ou bien 140000 milliards de kWh.
- 25% de cette énergie est consommée par l'Amérique du Nord, 5% par l'Amérique Centrale et du Sud, 26% par l'Europe et l'Eurasie, 5% par le Moyen-Orient, 3% par l'Afrique et 36% par l'Asie.
- Aujourd'hui, on estime à 0,1%, au maximum, la part du solaire dans cette production.
- L'énergie solaire absorbée par la Terre en une année est estimée à 3850 zJ (1 zJ = 10²¹ J) soit 4640 fois la production mondiale annuelle.
- Le Centre de Développement des énergies renouvelables d'Alger estime que le sud de l'Algérie, le Sahara, reçoit en moyenne annuelle un rayonnement solaire de 7 kWh/m²/jour.
- Si on résume ce qui précède, 54800 km² de Sahara suffiraient à alimenter la Terre entière en énergie comme illustrée dans la figure (2.25) c'est-à-dire 1/10000^{ième} de la surface totale de la Terre. Soit un carré de 235 km de côté si le système de conversion à un rendement de 100% (c'est le carré rouge sur la figure (2.25)), de 330 km de côté avec un rendement de 50% ou 520 km de côté avec un rendement de 20%.
- L'existence au sud algérien des nappes sahariennes est un avantage supplémentaire grâce à la faible profondeur des toits du réservoir (Figure 2.26). Avantage qui milite en faveur la possibilité d'utilisation de ces réserves en eau dans des stations de production d'hydrogène plus performant et moins coûteux.

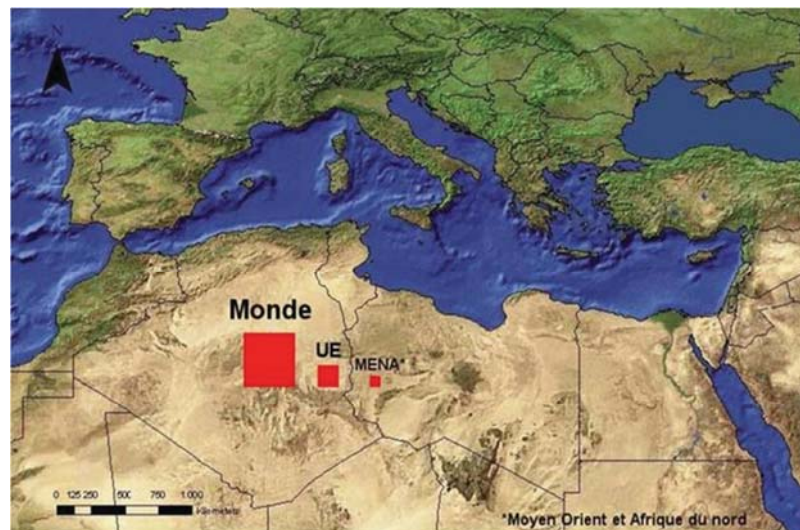


Figure 2.25 – Le grand carré rouge représente le monde avec une surface de 54 800 km² [61]

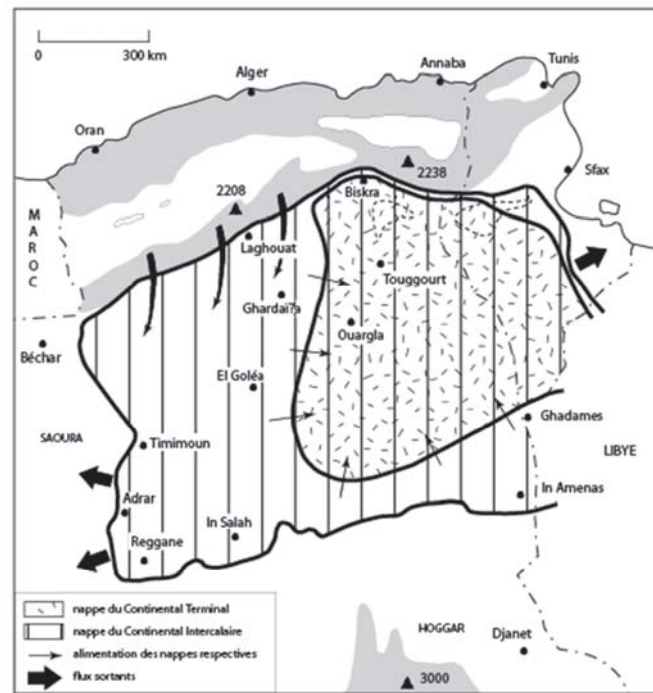


Figure 2.26 – Les richesses hydrauliques sahariennes [62]

2.11 Conclusion

Les études permettent de connaître l'intensité du soleil, les caractéristiques géophysiques du sol pour la pose de la structure. Elles permettent également de faire une analyse de l'impact environnemental du projet.

Cette étape d'étude est donc essentielle à la présélection des sites les plus propices et à la détermination des caractéristiques d'installation les plus appropriées.

Pour la simulation de l'ensoleillement dans un endroit déterminé, nous sommes partis des coordonnées géographiques pour repérer le site en question. Ensuite, en connaissant la valeur de l'irradiation solaire journalière globale G , nous avons réalisé un programme de simulation à l'aide de FORTRAN en considérant des paramètres issus des aspects géométriques du rayonnement solaire tels que : δ , ω , TS , h , a , etc.

Chapitre 3
Système à concentration
paraboloidale

3.1 Introduction

La production de l'électricité nécessaire pour le procédé de production d'hydrogène peut avoir diverses origines autres que d'origine fossile. Dans le cadre de notre étude, nous nous sommes intéressés à la production d'électricité à partir de l'énergie solaire, et plus particulièrement à la filière thermodynamique. Cette filière propose différents moyens pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique. Tous consistent d'abord à chauffer un fluide avec le rayonnement solaire. L'énergie thermique récupérée est convertie en énergie mécanique, grâce à un cycle thermodynamique qui met en mouvement un alternateur pour produire enfin de l'électricité. Cependant, pour produire de la vapeur à partir de l'énergie solaire, il faut atteindre des températures de sources chaudes plus élevées que celle rencontrée avec les capteurs plan (Le rendement de Carnot ($Carnot = 1 - T_f/T_c$). Pour cela il est nécessaire de concentrer le rayonnement solaire au moyen de surfaces optiques ce qui élimine en pratique l'énergie rayonnée de façon diffuse. Une orientation permanente et précise de capteur s'avère nécessaire pour obtenir un bon rendement. Un système de captation de l'énergie solaire avec concentration sera donc le plus souvent un système dynamique.

Dans ce chapitre nous présentons les paramètres et les éléments essentiels des systèmes à concentration solaire pour une bonne conception de ces derniers, c'est-à-dire pour l'obtention d'un bon rendement de conversion.

3.2 Notion fondamentale de la concentration solaire

3.2.1 Concentration à 3-D

L'image du soleil, formée sur la surface réceptrice élémentaire, est le siège d'un flux I_r qui s'écrit par la formule suivante :

$$I_r = \int_0^{\theta/2} I \cos\alpha \, d\Omega \quad (3 - 1)$$

Ou :

I : l'intensité du rayonnement par unité de surface et par unité d'angle solide (W/m^2sr).

Le $\cos\alpha$ provient du fait que la composante utile est la composante normale à la surface réceptrice. Le rayonnement direct parvient directement de l'angle solide délimité par le disque solaire.

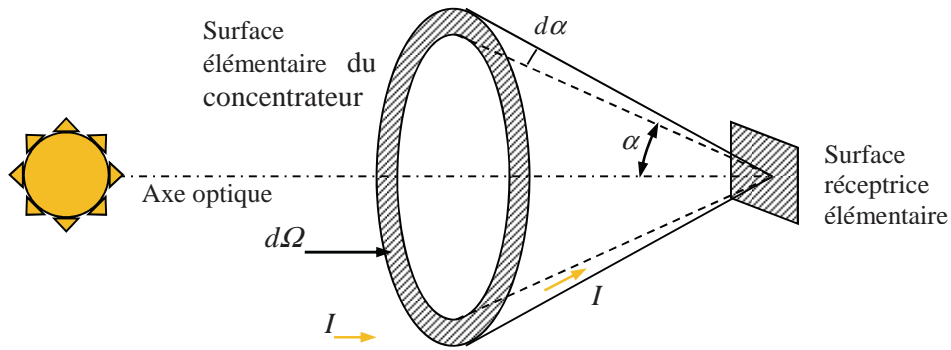


Figure 3.1 – présentation 3-D de la concentration

L'angle solide est donné par une surface élémentaire sur concentrateur par la relation suivante :

$$d\Omega = 2\pi \sin \alpha \, d\alpha \tag{3 - 2}$$

Finalement on trouve le flux concentré total :

$$I_r = \pi I \sin^2 \frac{\theta}{2} \tag{3 - 3}$$

Dans le cas où il n'y a pas de concentrateur, le flux reçu par unité de surface correspondant au cas précédent mais avec un angle d'ouverture réduit à l'angle sous lequel on voit le soleil, la représentation bien illustrée dans la figure (3.2) de l'angle ϵ_0 sous lequel on voit le soleil de la terre.

$$\epsilon_0 = \frac{32 \pi}{60 \, 180} = 0,0093 \text{ rad}$$

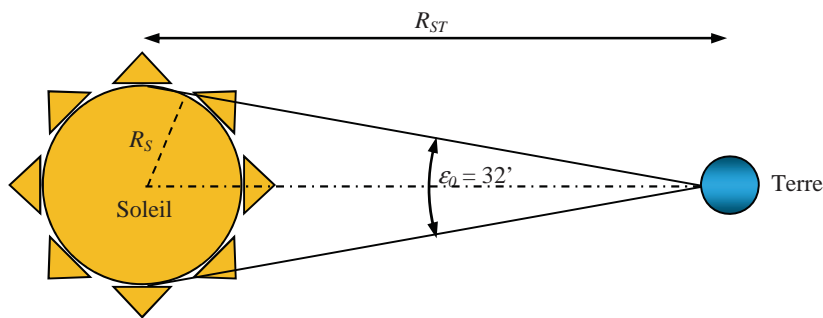


Figure 3.2 – l'angle sous lequel est vu le soleil

Par remplacement de α par ϵ_0 on trouve :

$$I_a = \pi I \sin^2 \frac{\epsilon_0}{2} \tag{3 - 4}$$

Le flux I_a correspond à la puissance rayonnée par le soleil et reçue par chaque mètre carré de l'ouverture A_a .

La conservation de l'énergie permet d'écrire l'égalité suivante :

$$I_a \times A_a = I_r \times A_r \tag{3 - 5}$$

La concentration géométrique C est par définition égale au rapport de l'ouverture A_a sur la surface A_r de l'image du soleil se formant sur la surface de récepteur par la relation suivante :

$$C = \frac{I_r}{I_a} \quad (3-6)$$

Dans le cas d'un concentrateur à trois dimensions (sphérique, paraboloidale), cette concentration est donnée par la relation :

$$C = \frac{\sin^2 \frac{\theta}{2}}{\sin^2 \frac{\varepsilon_0}{2}} \quad (3-7)$$

3.2.2 Concentration à 2-D

Pour les concentrateurs à deux dimensions, la concentration n'a lieu que suivant une seule direction, le système étant cylindrique, de longueur supposée unitaire selon la figure (3.3).

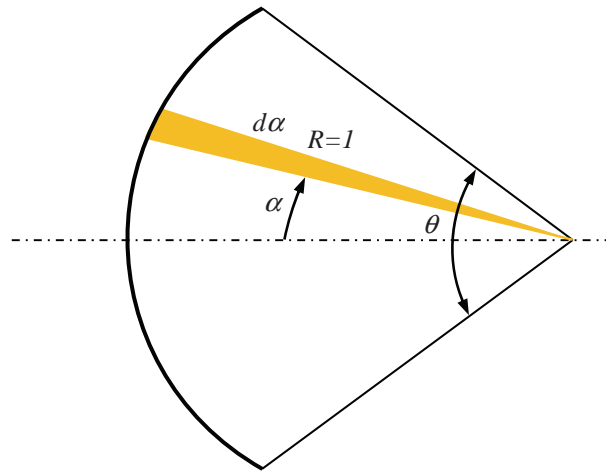


Figure 3.3 – présentation 2-D de la concentration

On a dans ce cas :

$$d\Omega = R \times d\alpha = 1 \times d\alpha = d\alpha \quad (3-8)$$

D'où :

$$I_r = \int_{-\theta/2}^{\theta/2} I \cos\alpha \, d\Omega$$

On trouve :

$$I_r = 2 I \sin \frac{\theta}{2} \quad (3-9)$$

Sans concentration, il suffit de remplacer, dans l'expression (3-10), θ par ε_0 et l'on obtient :

$$I_r = 2 I \sin \frac{\varepsilon_0}{2} \quad (3-10)$$

La concentration géométrique est donnée par le rapport de l'équation (3-9) et (3-10) :

$$C = \frac{\sin \frac{\theta}{2}}{\sin \frac{\varepsilon_0}{2}} \quad (3 - 11)$$

3.2.3 Concentration théorique maximale de rayonnement solaire

La source de rayonnement solaire avec le système concentration est illustrée dans la figure (3.4).

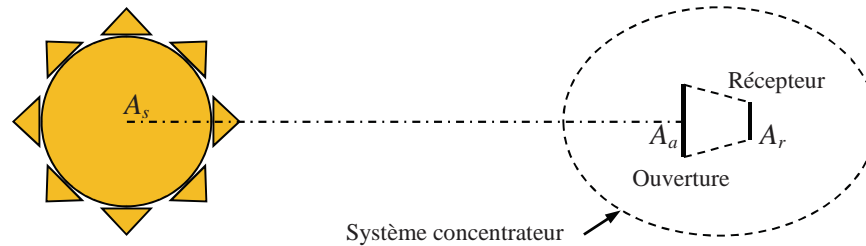


Figure 3.4 – Schéma d'un système concentrateur-soleil

Ce titre considère que l'ouverture du système est une surface noire. La loi de réciprocité concentrant les facteurs de forme F_{ij} (voir Annexe) permet d'écrire :

$$A_s \times F_{sa} = A_a \times F_{as} \quad (3 - 12)$$

En considérant la surface A_r diffuse, on peut écrire :

$$A_s \times F_{sr} = A_r \times F_{rs} \quad (3 - 13)$$

La définition de la concentration géométrique C donne, dans le cas optimum pour lequel la surface réceptrice est réduite à l'image du soleil :

$$C = \frac{A_a}{A_r} = \frac{F_{sa} F_{rs}}{F_{sr} F_{as}} \quad (3 - 14)$$

Dans le cas idéal, tout rayonnement entrant dans le système atteint le récepteur. On a donc :

$$F_{sa} = F_{sr} \quad (3 - 15)$$

Et comme on a toujours $F_{rs} < 1$, on peut l'inégalité suivante :

$$C < \frac{1}{F_{as}} \quad (3 - 16)$$

Qui permet de définir la concentration maximale C_{max} par l'égalité :

$$C_{max} = \frac{1}{F_{as}} \quad (3 - 17)$$

- Pour un concentrateur à 3-D :

Le facteur de forme F_{as} représente le rapport de l'énergie émise par l'ouverture et reçue par la surface A_s sur l'énergie totale émise par l'ouverture, de surface très petite par rapport à celle du soleil nous avons présenté bien dans la figure (3.5).

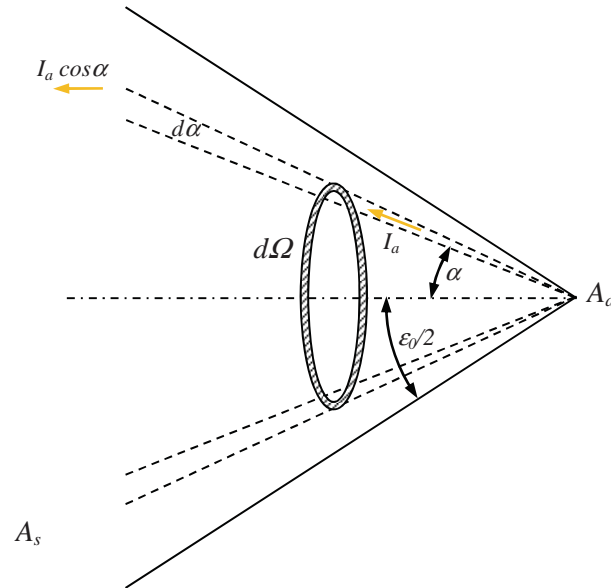


Figure 3.5 – Angle de solide sous lequel est vu le soleil depuis l'ouverture de concentrateur

I_a l'intensité du rayonnement fictif émis de façon diffuse par A_a . I_a est constante et ne dépend pas de la direction d'émission. Par contre la composante reçue par A_s dépend de l'angle α d'émission et vaut : $I_a \cos \alpha$

L'énergie en provenance de l'angle solide $d\Omega$ et reçue par la surface A_s vaut : $I_a \times \cos \alpha \times d\Omega$.

Le rapport entre l'énergie reçue par A_s et l'énergie totale émise dans le demi-espace par la surface A_a , est donné par la relation suivante, soit $\pi \times I_a$:

$$F_{os} = \frac{\int_0^{\varepsilon_0/2} I_a \cos \alpha \times 2\pi \times \sin \alpha \, d\alpha}{\int_0^{\pi/2} I_a \cos \alpha \times 2\pi \times \sin \alpha \, d\alpha} = \sin^2 \frac{\varepsilon_0}{2} \quad (3-18)$$

On obtient pour un concentrateur à 3-D :

$$C_{max} = \frac{1}{\sin^2 \frac{\varepsilon_0}{2}} = 46165 \quad (3-19)$$

- Pour un concentrateur à 2-D :

Nous avons $d\Omega = d\alpha$, donc la relation est :

$$F_{os} = \frac{\int_{-\varepsilon_0/2}^{\varepsilon_0/2} I_a \cos \alpha \times d\alpha}{\int_{-\pi/2}^{\pi/2} I_a \cos \alpha \times d\alpha} = \sin \frac{\varepsilon_0}{2} \quad (3-20)$$

On obtient pour un concentrateur à 2-D :

$$C_{max} = \frac{1}{\sin \frac{\varepsilon_0}{2}} = 215 \quad (3-21)$$

3.2.4 Concentration théorique maximale d'un concentrateur parabolique

La détermination du taux de concentration théorique maximale de la tache ou la ligne focale pour les systèmes paraboliques. Nous considérerons le récepteur plan placé dans la zone focale (qui est réaliste pour des systèmes paraboloidale, mais pas pour les cylindres paraboliques).

Pour un miroir de paraboloidale. L'image du soleil dans la zone focal est une tache brouillée dont telle et la forme totale dépendent de l'ouverture du miroir et de l'angle ϕ comme illustré dans la figure (3.6). Toute l'image se compose de différentes images venant de chaque point P de la surface du miroir. Ces différentes images sont des ellipses dont forme et la taille dépendent de la façon suivante de l'angle ϕ .

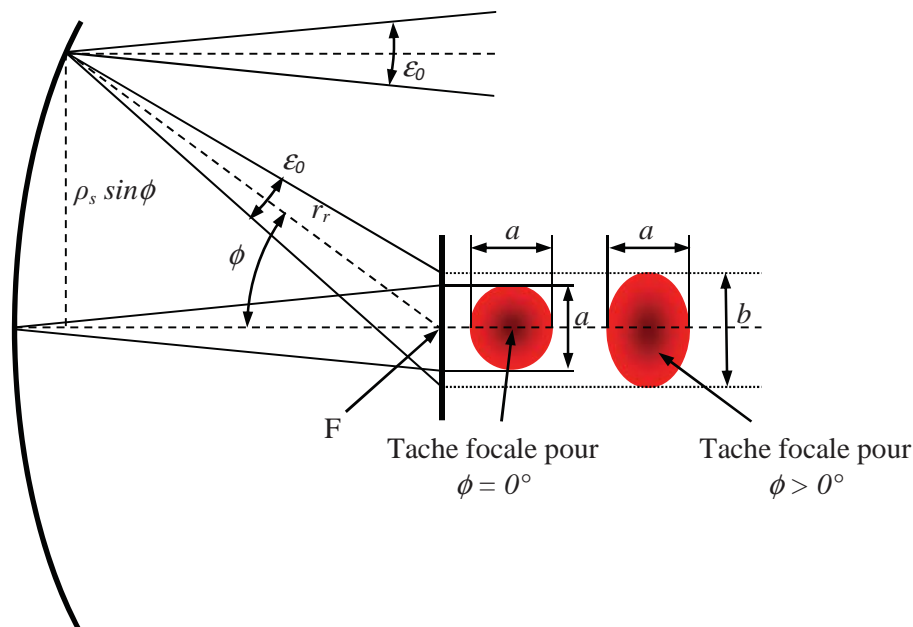


Figure 3.6 – Taches focales au miroir de paraboloidale

Pour déterminé la concentration d'un concentrateur solaire :

Nous connaissons que :

$$a = r_r \epsilon_0 \quad (3 - 22)$$

$$b = \frac{r_r \epsilon_0}{\cos \phi} \quad (3 - 23)$$

Considérer tous les points à la distance du point focal F, l'image du soleil dans le plan focal a une forme circulaire avec un diamètre de :

$$D_{im} = \frac{r_r \epsilon_0}{\cos \phi} \quad (3 - 24)$$

Tenant compte que les images du soleil de tous autres points avec une distance de F qui est plus petit que sont situés dans cette tache circulaire, nous pouvons affirmer que ce cercle

indique toute la taille de l'image du soleil du miroir entier de paraboloides. L'image du soleil couvre le domaine suivant:

$$A_{im} = \frac{\pi}{4} \left(\frac{r_r \varepsilon_0}{\cos \phi} \right)^2 \quad (3 - 25)$$

Le diamètre D du miroir paraboloides est lié à la valeur maximale de ϕ et r_r comme suit :

$$D = 2 \rho_s \sin \phi$$

$$A_a = \pi r_r^2 \sin^2 \phi$$

Le taux de concentration C est:

$$C = \frac{A_a}{A_{im}} = \frac{4}{\varepsilon_0^2} \sin^2 \phi \cos^2 \phi \quad (3 - 26)$$

Avec $\varepsilon_0 = 32' = 0,53^\circ = 0,0093 \text{ rad}$

$$C = 46248 \sin^2 \phi \cos^2 \phi \quad (3 - 27)$$

La valeur maximale est atteinte de $\phi = 45^\circ$

$$C_{max} = 46248 \times 0,5 \times 0,5 = 11562$$

Cette valeur est plus petite que le taux de concentration théorique de 46165 qui a été indiqué dans l'équation (3 - 19).

La différence est expliquée par le fait que l'équation (3 - 19) se rapporte à des maximums ponctuels, alors que l'équation (3 - 27) se rapporte à la concentration de rayonnement ramenée à une moyenne au-dessus de l'image entière du soleil. Les taux de concentration locaux dans la tache focale changent de sorte que le taux de concentration ponctuel maximum soit plus haut que le taux de concentration moyen.

Pour une ouverture à deux dimensions, qui reste toujours limitée face aux dimensions du disque solaire :

$$A_a = 2 l r_r \sin \phi$$

et l'image du soleil sur un récepteur plat a le secteur

$$A_{im} = \frac{l r_r \varepsilon_0}{\cos \phi}$$

On peut déduire la concentration par cette forme :

$$C = \frac{A_a}{A_{im}} = \frac{2 \sin \phi \cos \phi}{\varepsilon_0} \quad (3 - 28)$$

La valeur maximale est atteinte de $\phi = 45^\circ$

$$C_{max} = 215 \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{1}{\sqrt{2}} = 107 \quad (3 - 29)$$

Un système permettant d'obtenir la valeur C_{max} de la concentration géométrique est appelé concentrateur idéal. Dans la pratique les valeurs maximales atteintes sont plus faibles compte tenu de la qualité optique des surfaces qui ne sont jamais parfaitement réfléchissantes, ainsi le imperfection géométrique de miroir (défaut), la qualité de miroir et problème lié à l'orientation de miroir. La figure (3.7) la variation de la température en fonction de la concentration et leur domaine d'application.

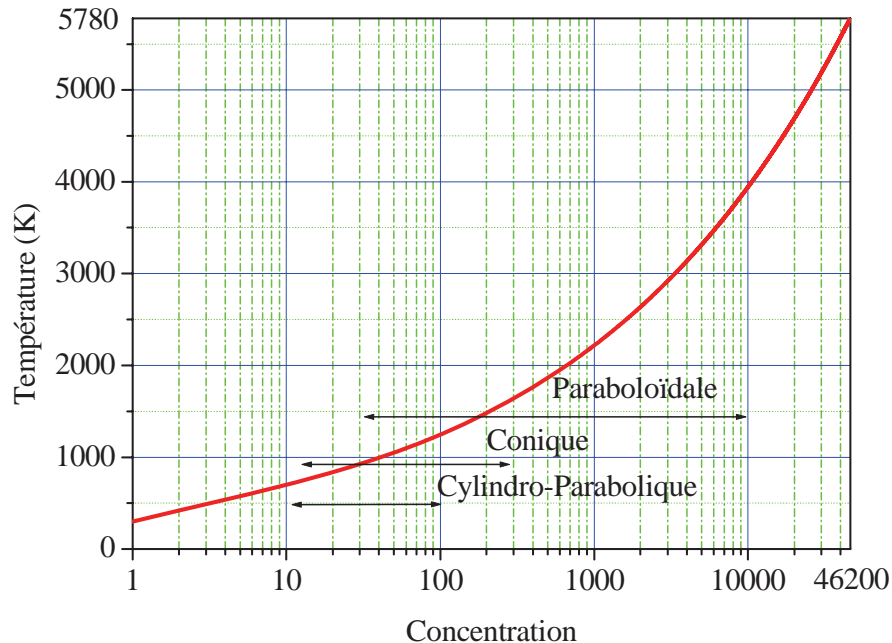


Figure 3.7 – Température maximale théorique pour de différents taux de concentration [63]

Trombe [64] a proposé des limites de concentration idéales pratiques pour les systèmes à double réflexion :

- jusqu'à 10000, facile à obtenir ;
- 10000 - 20000, technologie très soignée ;
- 20000 - 30000, difficile.

Pour les miroirs paraboloides à haute qualité atteignent des taux de concentration de 2000-6000. Pour les miroirs cylindre paraboliques atteignent un taux de concentration de 82.

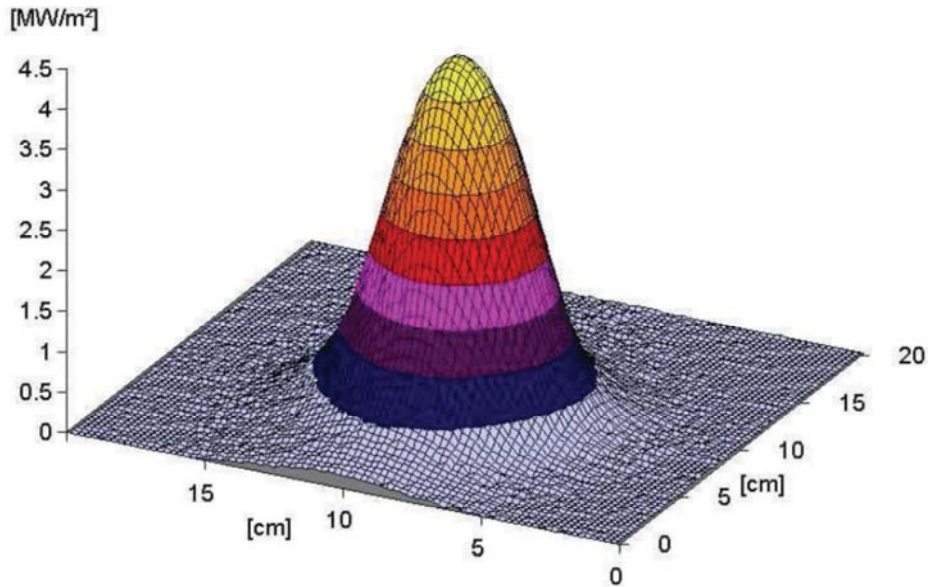


Figure 3.8 – Distribution de flux concentré d'un concentrateur paraboloidale [63]

3.2.5 La température théorique maximale de l'absorbeur

La température maximale qui peut être obtenue sur l'absorbeur dépend de la concentration. Selon la loi de Stefan-Boltzmann, la puissance radiante d'une surface de section A de corps noir et la température est calculée comme suit [63] :

$$P = A \times \sigma \times T^4 \quad (3 - 30)$$

Ainsi, la puissance radiante du soleil ($A = 4\pi r_s^2$, $T = T_s$) approximativement est donnée par la quantité suivante :

$$P_s = 4\pi r_s^2 \sigma T_s^4 \quad (3 - 31)$$

Selon la détermination de la constante solaire

$$G_{sc} = \frac{P_s}{4\pi r_{ST}^2} \quad (3 - 32)$$

Où r_{ST} est la distance entre la terre et le soleil, et sans prendre en considération les influences atmosphériques. La puissance reçue sur l'ouverture de collecteur (réflecteur) ($A = A_a$) est :

$$\dot{Q}_a = A_a \sigma T_s^4 \frac{r_s^2}{r_{ST}^2} \quad (3 - 33)$$

La puissance de rayonnement au niveau de l'absorbeur ($A = A_r$, $T = T_r$) est définie par la quantité suivante :

$$\dot{Q}_r = A_a \sigma T_r^4 = \dot{Q}_a = A_a \sigma T_s^4 \frac{r_s^2}{r_{ST}^2} \quad (3 - 34)$$

Comme :

$$\tan\left(\frac{\varepsilon_0}{2}\right) = \frac{r_S}{r_{ST}} \quad (3 - 35)$$

Et il suit :

$$\frac{\varepsilon_0^2}{4} = \left(\frac{r_S}{r_{ST}}\right)^2 \quad (3 - 36)$$

Et nous avons aussi la valeur de rapport équivalent :

$$\left(\frac{r_S}{r_{ST}}\right)^2 = \frac{1}{C_{max}} \quad (3 - 37)$$

Par l'équivalence entre l'équation (3 - 34) et (3 - 37) on constate que :

$$A_r T_r^4 = A_a T_s^4 \frac{1}{C_{max}} \quad (3 - 38)$$

Avec :

$$C = \frac{A_a}{A_r}$$

L'équation (3 - 38) peut être transformée en:

$$T_r = T_s \left(\frac{C}{C_{max}}\right)^{\frac{1}{4}} = 5780 \left(\frac{C}{46200}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (3 - 39)$$

La température de récepteur sera toujours inférieure de la source, c'est-à-dire, dans notre cas, le soleil. La température d'un récepteur solaire ne peut donc dépasser la température de 5770 K.

3.3 Les principaux types de concentrateur solaire

3.3.1 Concentration linéaire

3.3.1.1 Concentration linéaire à récepteur mobile

Le récepteur se déplace avec le miroir. Ces systèmes sont composés de réflecteurs assez longs qui suivent le soleil grâce à un seul axe de rotation. Un tube dans lequel circule un fluide caloporteur est placé sur la ligne focale du concentrateur, c'est le récepteur (ou absorbeur).

▪ Capteurs cylindre-paraboliques

Ce système présente de longs miroirs de profil parabolique au foyer desquels se trouve l'absorbeur, un tube sous vide (le tuyau dans lequel circule le fluide est entouré par une enveloppe cylindrique en verre pour limiter les pertes par convection et par rayonnement (effet de serre).

La figure (3.9) montre les deux types de la concentration linéaire ainsi leur tracé de rayonnement. La fabrication du capteur cylindrique ne demande pas une haute technique mais le seul inconvénient la concentration reste inférieure à celui cylindre parabolique.

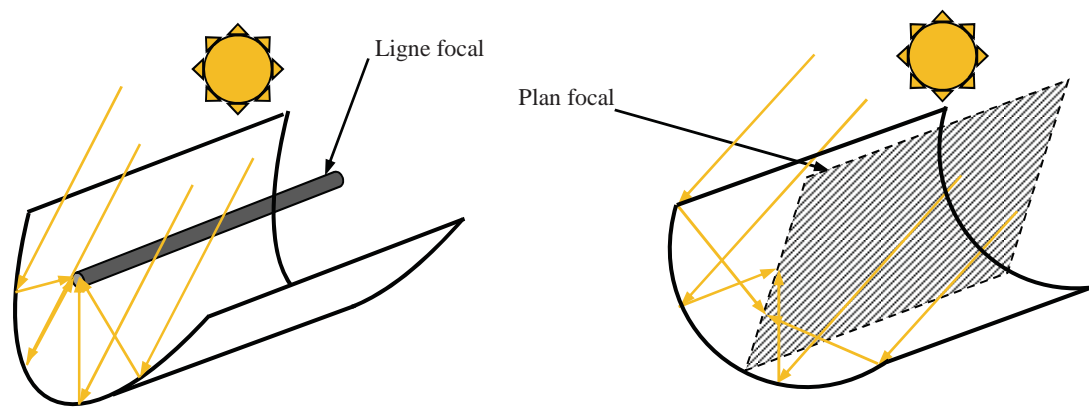


Figure 3.9 – Présentation de la concentration linéaire pour un concentrateur cylindre parabolique (à gauche) et cylindrique/circulaire astigmatique (à droite) [65]

L'axe de rotation des miroirs est habituellement orienté Nord-Sud (figure 3.10). Il assure ainsi le suivi du soleil au cours de la journée de l'Est à l'Ouest. Cette disposition permet un rendement quotidien assez stable et entraîne une production estivale plus importante en réduisant les pertes par effet cosinus 1.

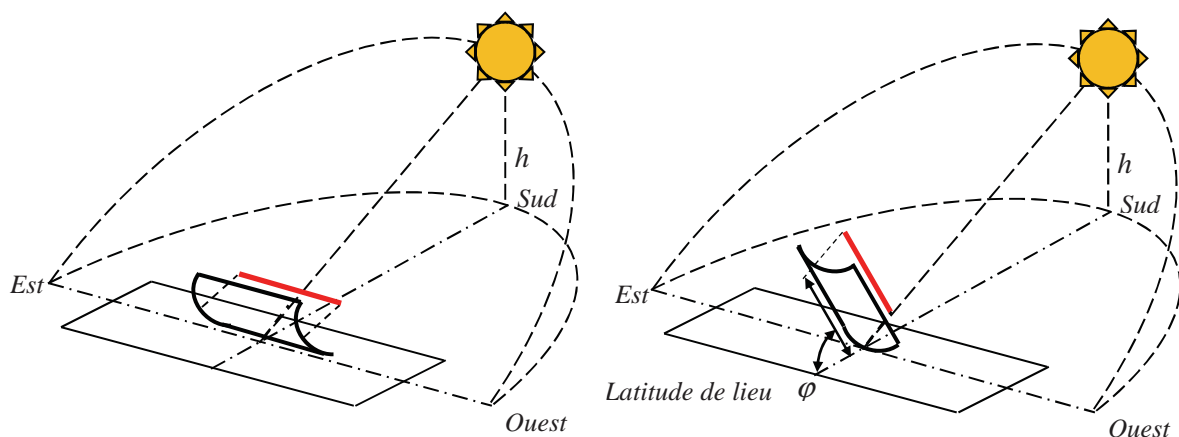


Figure 3.10 – Montage d'un capteur cylindre-parabolique (à droite) suivant le monde, (à gauche) suivant la direction Est-Ouest [66]

Il existe cependant des installations expérimentales orientées Est-Ouest qui suivent le soleil en hauteur. Elles atteignent leur performance maximale tous les jours de l'année à midi et permettent ainsi de tester ou de caractériser les installations thermodynamiques. Mais en contrepartie, leur production est déséquilibrée sur la journée. D'anciennes installations présentaient ces genres de capteurs sur des montures Alt azimutales qui assurent le suivi

précis du soleil selon deux axes. Le surcoût de ce dispositif est cependant plus important que le gain de performance engendré.

3.3.1.2 Concentration linéaire à récepteur fixe [67,68]

Le récepteur est ne déplace pas avec le miroir qui suivent la course du soleil en tournant autour de leur axe.

▪ Capteurs linéaires de Fresnel

Parallèlement au capteur cylindre parabolique, qui domine actuellement le marché, une autre technique linéaire fait l'objet de développements prometteurs. Elle est basée sur un capteur à miroirs de Fresnel. Un champ horizontal de longs miroirs peu focalisant concentre le rayonnement solaire sous un absorbeur. À la différence des capteurs cylindre-paraboliques, cet absorbeur n'est pas mobile. Il est situé au-dessus des réflecteurs mobiles. Il ne se déplace pas avec les miroirs qui suivent la course du soleil en tournant autour de leur axe. Cette technologie est actuellement disponible pour des projets commerciaux. Elle a été développée de manière à éliminer les inconvénients des capteurs cylindre parabolique :

- réduction des coûts de l'installation grâce à des miroirs plans bon marché et un absorbeur qui n'est pas mis sous vide ;
- augmentation de la disponibilité du champ grâce à une prise au vent plus faible ;
- meilleure occupation du sol (jusqu'à 70 % de couverture contre 30 à 35 % pour les champs cylindre parabolique) ;
- absence d'échangeur thermique grâce à la génération directe de vapeur (en développement pour les cylindres-paraboliques).

3.3.2 Concentrateurs ponctuels

Qu'il s'agisse des paraboles ou des héliostats des centrales à tour et des fours solaires, ce type de concentrateurs assure le suivi solaire sur deux axes : en azimut et en élévation.

3.3.2.1 Concentration ponctuelle à récepteur mobile

▪ Concentrateur Paraboloidal

Comme les concentrateurs paraboloidaux constituent la principale application étudiée dans nos travaux, nous présenterons plus en détail leur fonctionnement dans la section suivante.

3.3.2.2 Concentration ponctuelle à réflecteur fixe

On peut imaginer un concentrateur où les miroirs sont fixes et le récepteur est mobile.

▪ Concentrateur sphérique

Les capteurs solaires sphériques étaient, au XVII^e siècle, une curiosité scientifique de salon. La crise de l'énergie leur a donné un regain d'intérêt. F. Kreith [69] envisage la construction de centrales électriques qui réalisent la conversion thermodynamique de l'énergie solaire

recueillie par des capteurs. Ces derniers seraient des calottes sphériques fixes réfléchissantes de plusieurs dizaines de mètres de diamètre dont le récepteur cylindrique, mobile autour du centre du miroir, reste pointée sur le soleil de telle sorte que son axe coïncide constamment avec l'axe focal du miroir sphérique (axe orienté dans la direction solaire).

Les rayons réfléchis enveloppent une caustique à deux nappes, tangentielle et sagittale, bien connues dans le cas du miroir sphérique [70]. Intercepter les rayons de la première nappe est intéressant à proximité du foyer paraxial, dans la petite zone de concentration géométrique maximum. C'est ce que nous ferons, sur un absorbeur dont l'entrée à la forme d'un disque (Figure 3.11) centre sur la droite sagittale. Étendre ce disque introduirait un vignetting inacceptable, la concentration géométrique diminuerait rapidement et l'angle d'incidence des rayons sur ce disque augmenterait jusqu'à atteindre des valeurs.

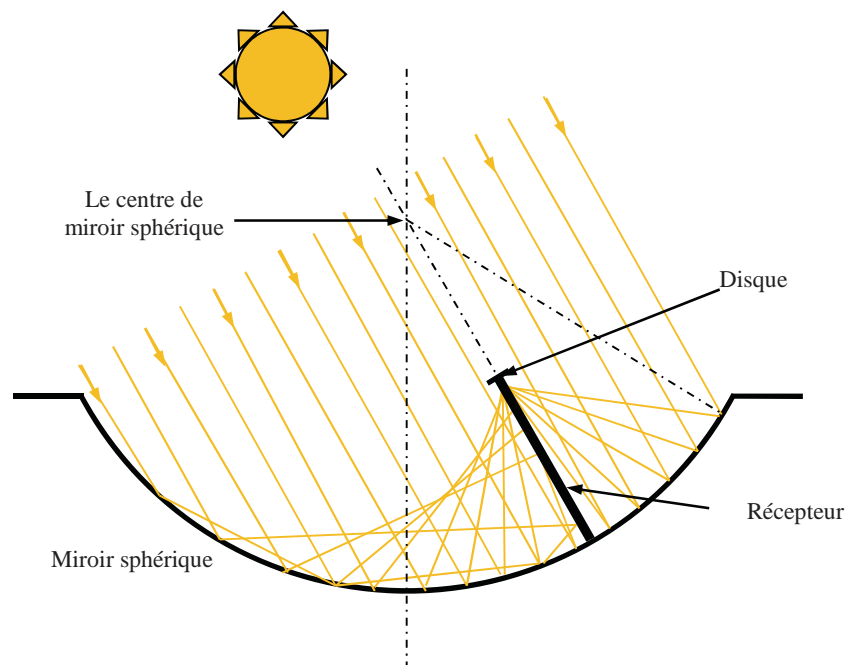


Figure 3.11 – schéma illustratif de principe de fonctionnement d'un concentrateur sphérique à récepteur mobile [70]

3.3.2.3 Concentration ponctuelle à récepteur fixe

- **Central à tour**

C'est centrale solaire ou héli thermoélectrique transforme l'énergie lumineuse en provenance du soleil dans un premier temps en énergie thermique puis dans un deuxième temps en électricité. Vouloir produire de l'électricité à partir de la voie thermodynamique oblige à satisfaire au principe de Carnot (Figure 3.12). Il sera nécessaire d'élever au maximum la température de la source chaude pour augmenter le rendement.

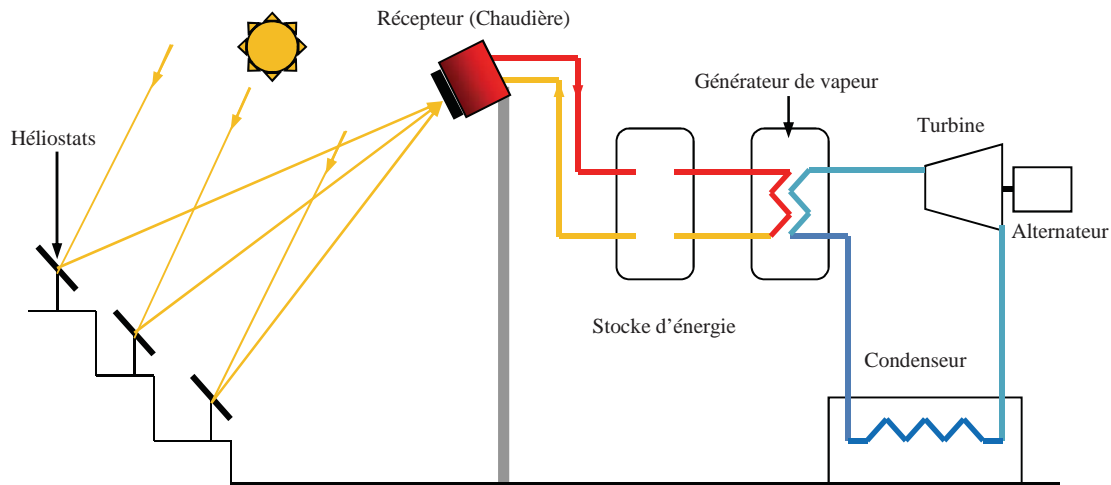


Figure 3.12 – schéma illustratif de principe de fonctionnement de la centrale Thémis - Odeillo (1983-1986) [66]

3.4 Étude théorique d'un concentrateur paraboloidale

Le système de concentration paraboloidale se composé par trois composants principaux :

3.4.1 Réflecteurs

Est un de forme paraboloides de révolution s'obtient par rotation d'une parabole autour de son axe. Rappelons ici quelques propriétés de cette courbe [71]. Cette surface est dite stigmatique (tout rayon parallèle à l'axe optique converge, après réflexion, en point F appelé foyer.

L'équation du paraboloides de révolution comme représenté sur la figure (3.13), en coordonnées cartésiennes et l'axe z représente l'axe de symétrie, est :

$$x^2 + y^2 = 4fz \tag{3 - 40}$$

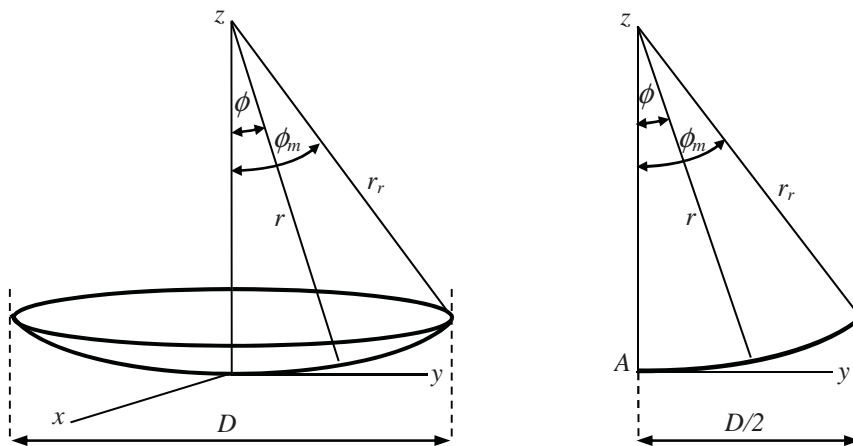


Figure 3.13 – Schéma paraboloides de révolution et leur coupe transversale

La surface de l'ouverture de réflecteur paraboloidale est (Figure.3.14):

$$A_a = \pi \times \frac{D^2}{4} \tag{3-41}$$

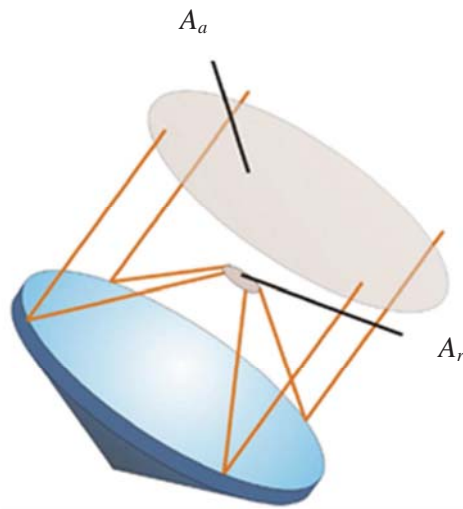


Figure 3.14 – Concentration géométrique

La figure (3.15) à gauche représente la variation de la courbure de la parabole avec la variation de la distance focale.

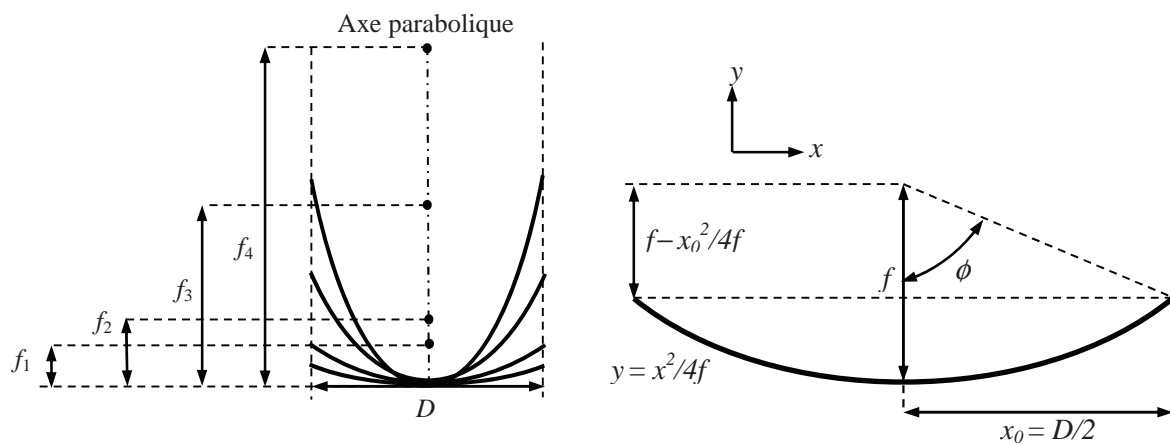


Figure 3.15 – (à gauche) Variation de la forme en fonction de la distance focale [65]
(à droite) Représentation de l'angle de l'ouverture d'un paraboloïde

Cela avoir de calcul, $\tan \phi$ en fonction de D/f , où D est le diamètre d'ouverture du réflecteur $D = 2x_0$:

$$\tan \phi = \frac{\frac{D}{f}}{2 - \frac{1}{8} \left(\frac{D}{f}\right)^2} \tag{3-42}$$

Ce qui représente la relation entre l'angle d'ouverture ϕ et le rapport de diamètre de l'ouverture et la distance focale D/f . L'équation (3 – 42) peut être transformée afin d'exprimer le rapport D/f en fonction de l'angle d'ouverture ϕ (Figure.3.16):

$$\frac{D}{f} = -\frac{4}{\tan \phi} + \sqrt{\left(\frac{4}{\tan \phi}\right)^2 + 16} \quad (3 - 43)$$

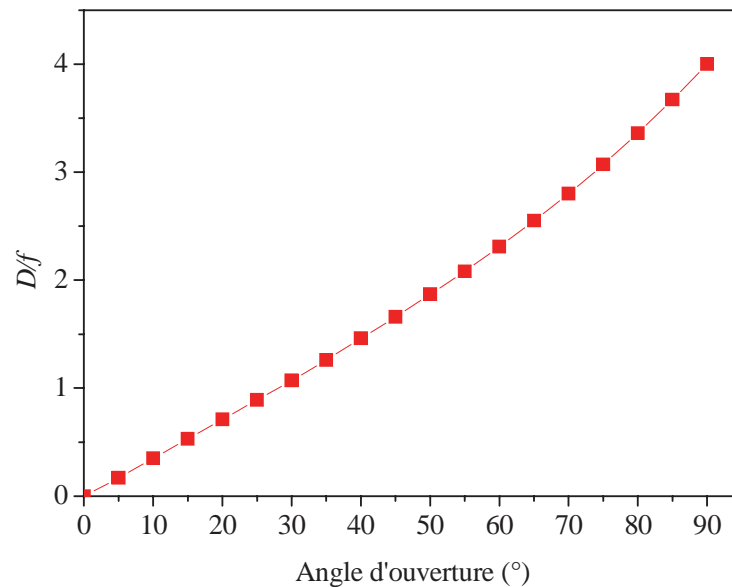


Figure 3.16 –Variation de D/f en fonction de l'angle d'ouverture

Comme illustré dans la figure (3.17), les petits angles d'ouverture de miroir correspondent aux distances focales élevées (pour un diamètre donné d'ouverture) et vice versa.

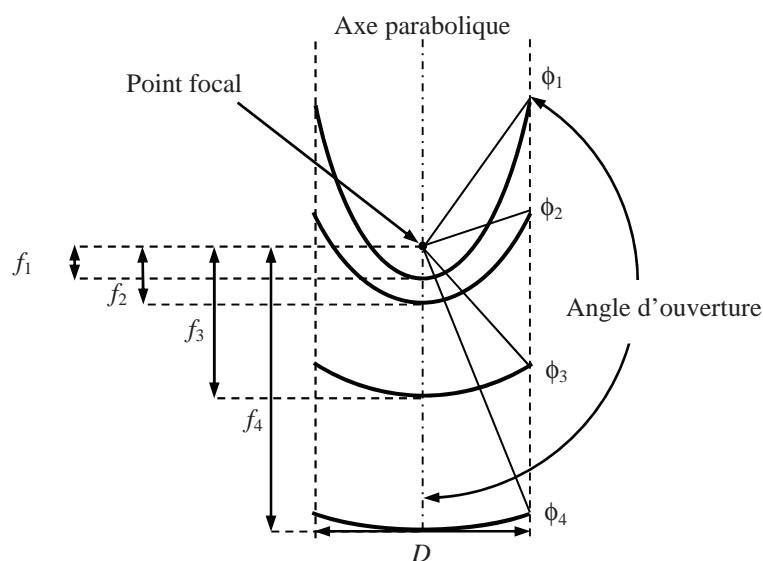


Figure 3.17 – La relation entre la distance focale et l'ouverture pour un diamètre constant de réflecteur [65]

3.4.1.1 Dérivation de la surface d'un miroir paraboloidale de révolution [71]

La surface totale est l'intégration au-dessus de tous les éléments du miroir, avec un rayon x compris entre $x = 0$ et $x = r = D/2$.

Où r est la distance radiale de l'ouverture de miroir.

$$A = \int_0^r dA(x)$$

Les segments angulaires à la distance ont la ceinture:

$$dA(x) = 2\pi x ds$$

Comme indiqué dans la figure (3.18), ds peut-être déterminé comme suit

$$ds = \sqrt{(dx)^2 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2 (dx)^2}$$

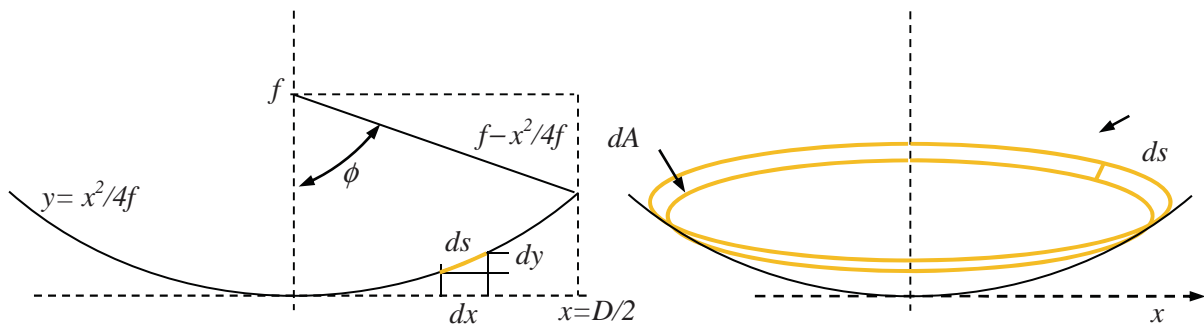


Figure 3.18 – l'aire du paraboloid

Après le remplacement nous obtenons:

$$dA(x) = 2\pi x \left(1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right)^{\frac{1}{2}} dx$$

et avec l'intégrale selon le rayon r :

$$A = \int_0^r 2\pi x \left(1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right)^{\frac{1}{2}} dx$$

Prenant en compte cela

$$\frac{dy}{dx} = \frac{1}{2f} x$$

Finalement l'aire de paraboloid est :

$$A = \frac{8}{3} \pi f^2 \left\{ \left[1 + \left(\frac{d}{4f}\right)^2 \right]^{\frac{3}{2}} - 1 \right\} \quad (3 - 44)$$

3.4.1.2 Causes d'élargissement de la tache focale [65]

La tache-image des systèmes à concentration paraboloidale parfait est moins homogène que ne le prévoient les études théoriques ; elle présente, en général, un pic très prononcé au voisinage du foyer et une décroissance rapide du flux vers les bords. Lorsque le miroir paraboloidale est parfait nous avons deux paramètres qui sont responsable sur l'élargissement de la tache solaire :

- la distance focale;
- l'angle d'ouverture ;

3.4.1.2.1 Influence de la distance focale [65]

La taille de la tache solaire augment avec l'augmentation de la distance focale pour le même diamètre d'ouverture comme représenté dans la figure (3.19)

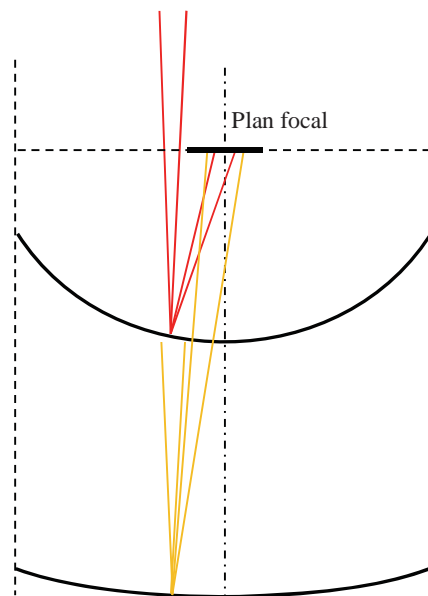


Figure 3.19 – la relation entre la taille de la tache focale et l'ouverture pour le même diamètre de réflecteur

3.4.1.2.2 Influence de l'angle d'ouverture

D'autres parts, il y a un autre effet qui provoque un élargissement de la tache focale en fonction des angles d'ouvertures, les grands angles d'ouvertures affectent négativement sur la concentration. Si nous prenons un récepteur avec une ouverture plane et circulaire est placé au niveau du plan, alors les rayons réfléchis par les bords du miroir ou dans cette partie de miroir l'angle d'incidence sur l'ouverture de récepteur, provoquent un élargissement de la tache focale comme illustré dans la figure (3.20). Par conséquent les miroirs avec des grands angles d'ouverture ne sont pas adaptés pour des concentrations élevées.

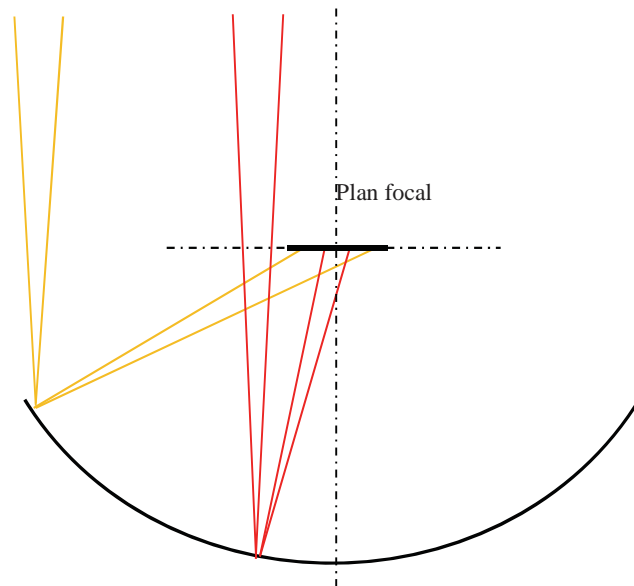


Figure 3.20 – La liaison entre la taille de la tache focale et l'ouverture pour le même réflecteur

Un avantage des miroirs avec un faible angle d'ouverture est que leur forme parabolique idéale peut être tout à fait bien approchée par sphérique (Figure 3.21). La concentration du capteur paraboloidale est très supérieure par rapport à la concentration sphérique, la concentration d'un paraboloidale augmente avec l'angle d'ouverture du capteur, par contre le capteur sphérique est plus performant dans l'angle d'ouverture de 22° où la concentration est maximale [7, 9].

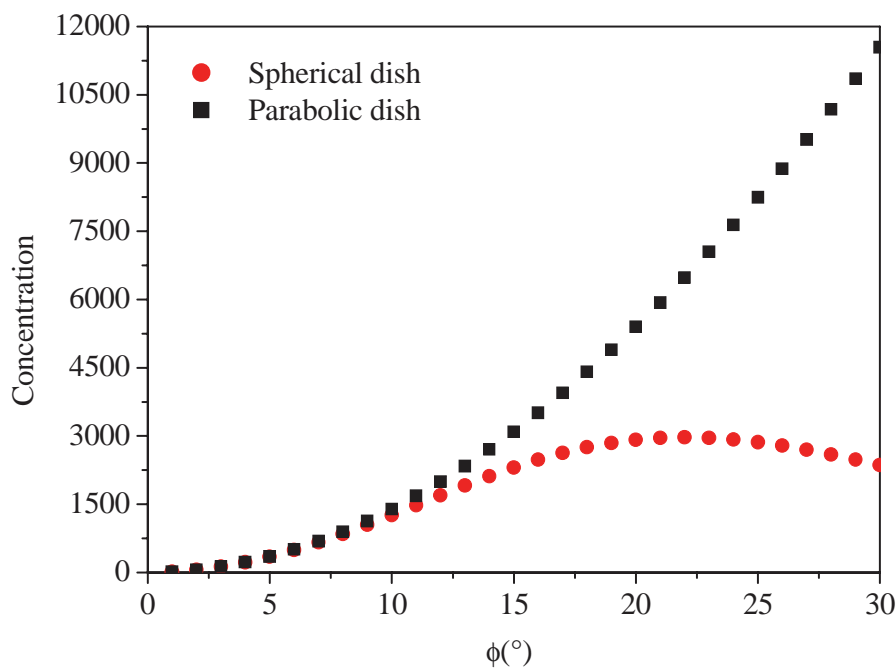


Figure 3.21 – Le concentrateur sphérique comporte comme un concentrateur paraboloidale à faible angle d'ouverture

La figure (3.22) montre l'étude du rapport (C_p/C_s), C_p concentration géométrique d'un miroir parabolique s'ouverture 30° , sur C_s concentration du miroir sphérique, en fonction d'angle d'ouverture. Pour des valeurs importantes de cet angle.

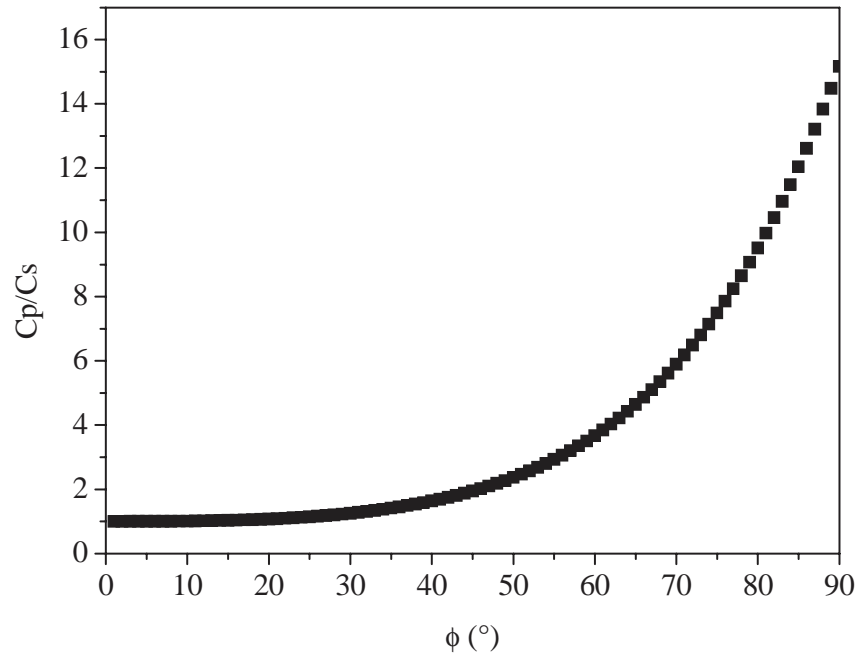


Figure 3.22 – Le concentrateur sphérique comporte comme un concentrateur parabolique à faible angle d'ouverture

Le miroir sphérique lui est préférable du fait de sa grande simplicité de réalisation (Figure 3.23). Le transfert thermique au fluide caloporteur est par ailleurs facilité par une répartition énergétique plus uniforme au niveau de surface d'échange [69].



Figure 3.23 – concentrateur à facettes sphériques [72]

3.4.1.3 Matériaux de réflecteur

L'énergie solaire qui arrive sur terre provient principalement des Ultraviolets (UV-A) (10 %), de la lumière visible (40 %) et des Infrarouges (50%).

Le choix d'un métal qui est caractérisé par un coefficient de réflexion élevé pour des longueurs d'onde comprises entre 0,28 μm et 1,4 μm . Après recherche dans des tables donnant le coefficient de réflexion de différents métaux en fonction de la longueur d'onde du rayon incident [71,73], la figure (3.24) montre la variation de la réflexion en fonction de la longueur d'onde du spectre solaire. On remarque qu'entre 0,3 et 0,6 μm , l'aluminium a le meilleur coefficient de réflexion (environ 0,92). Après 0,6 μm , l'or, l'argent et le cuivre ont un coefficient de réflexion plus élevé. Cependant, l'aluminium conserve un coefficient de réflexion avoisinant 0,9.

En conclusion, l'aluminium est le meilleur métal du point de vue de la réflexion des rayons de longueurs d'onde comprises entre 0,1 et 1,4 μm . Ce métal n'est de plus pas trop cher, contrairement à l'or ou à l'argent.

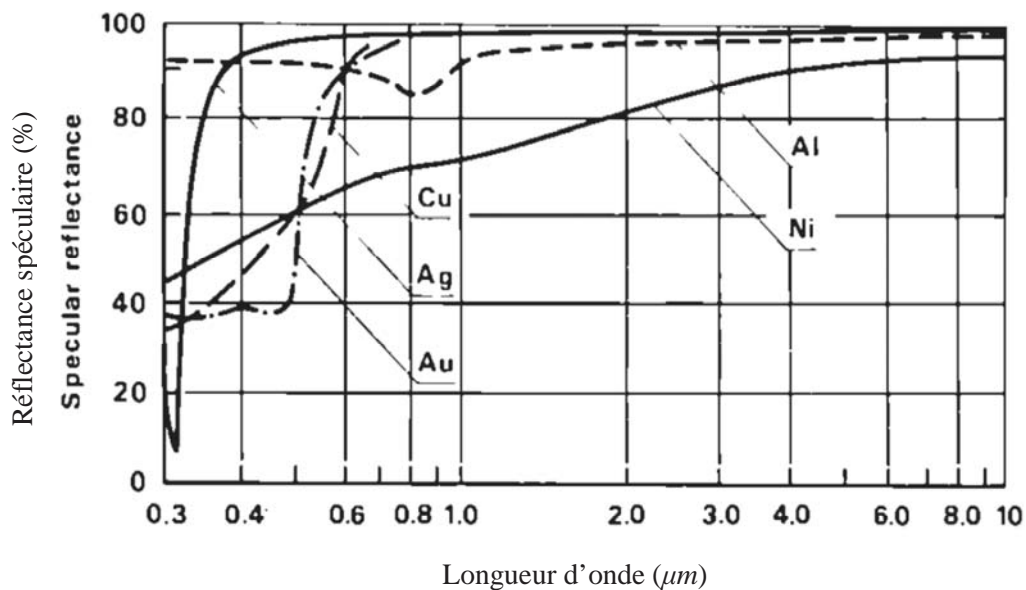


Figure 3.24 – variation du coefficient de réflexion de quelques métaux en fonction de la longueur d'onde de l'onde incidente perpendiculaire à la surface [74]

3.4.1.4 Rendements optiques

Le rendement optique d'un capteur, par définition, égale au rapport du flux absorbé par le récepteur, à la valeur maximale que pourrait présenter ce flux :

$$\eta_{opt} = \frac{\dot{Q}_r}{I_N A_a} \quad (3 - 45)$$

Le rendement optique est la résultante multiplicative de plusieurs facteurs (figure 3.25) :

- rapport des surfaces de captage et de l'ouverture : effet cosinus mais également, pour les concentrateurs segmentés, effets d'interstice ou d'ombre à l'émergence, entre segments ;
- réflexion ou transmission sur le concentrateur ;
- interception par l'absorbeur du rayonnement concentré ;
- absorption, par exemple 0,95 pour une peinture noire ;
- effet d'ombre d'incidence ou à l'émergence de l'absorbeur et de son système de support ;

Le rendement optique est une grandeur dépendante du temps, périodiquement, au cours de la journée ou de l'année (sauf pour les capteurs à de mouvement en permanence pointé)

Mais également en raison des salissures ou du vieillissement, la dégradation des miroirs peut être importante, excepté dans le cas relativement onéreux du sandwich verre mince/verre porteur. Le tableau (3.1) montre quelques valeurs de coefficients de réflexion, pour le spectre solaire, de miroirs non dégradés :

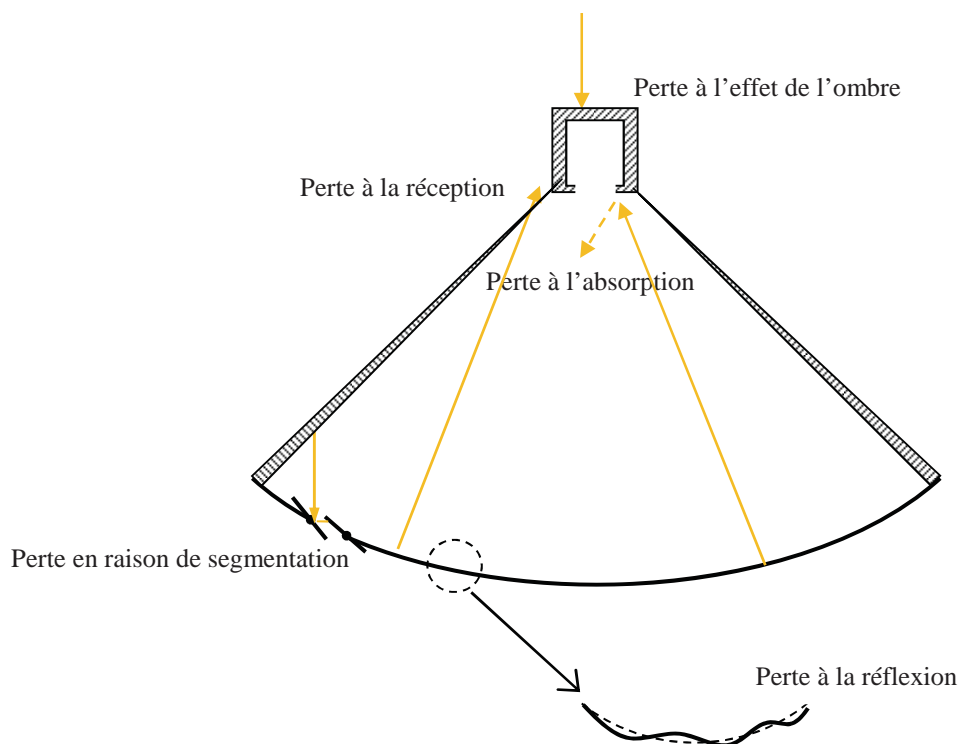


Figure 3.25 – Pertes optiques d'un concentrateur parabolique

Tableau 3.1– Valeurs de coefficients de réflexion, pour le spectre solaire, de miroirs non dégradés [64].

Angle d'incidence	Verre blanc	Verre ordinaire		
	2 mm	3 mm	4 mm	6 mm
0°	0,926	0,895	0,875	0,851
40°	0,925	0,797	0,740	0,590

3.4.1.5 Taille de réflecteur

La taille du concentrateur dépend fondamentalement de la puissance électrique de système désirée, le rayonnement disponible et le rendement de la conversion du rayonnement en énergie électrique. A connu le rayonnement solaire direct et le rendement de système, la surface d'ouverture et le diamètre de réflecteur peuvent être déterminés comme suit:

$$A_a = \frac{\dot{Q}_{ele}}{\eta_{sys} I_N} \quad (3-46)$$

$$D = 2 \sqrt{\frac{\dot{Q}_{ele}}{\pi \eta_{sys} I_N}} \quad (3-47)$$

Où \dot{Q}_{ele} est la puissance désirée de système électrique, η_{sys} le rendement de conversion de l'énergie solaire à l'énergie électrique de système et I_N le rayonnement solaire direct au point de conception.

Cette équation peut servir au calcul de la surface d'ouverture au point de conception, ce qui est un point auquel le système atteint un rendement élevé. Un système devrait être conçu de telle manière qu'un rendement élevé soit atteint pour des conditions environnementales typiques de lieu adéquat, particulièrement pour des valeurs de rayonnement solaire et pour des conditions de vent typiques [75].

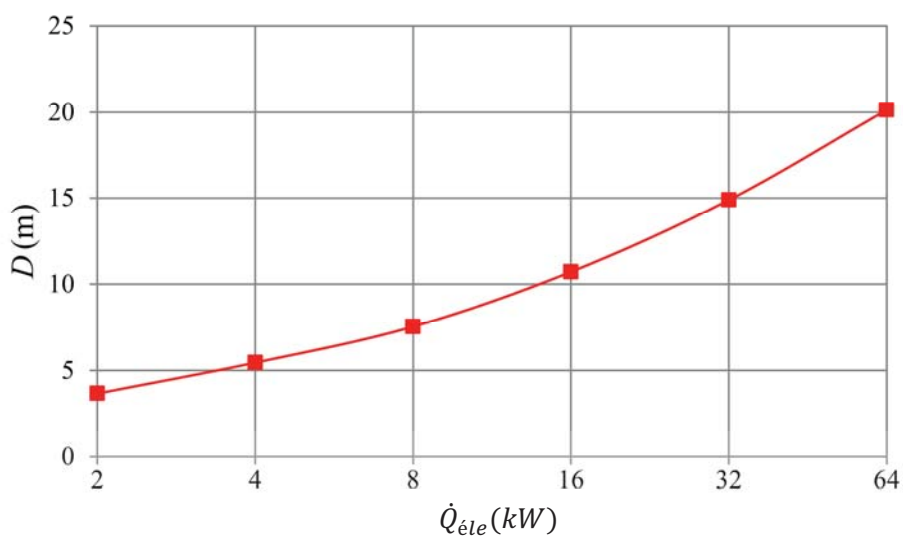


Figure 3.26 – Évolution de la puissance électrique en fonction de diamètre de réflecteur pour un rayonnement solaire incident $I_N=1000 \text{ W/m}^2$ et un rendement de système entre 15% et 25% [75]

Le but général de système est déterminé $\dot{Q}_{éte}$ par les rendements de système typiques η_{sys} au point de conception sont entre 15 et 25%. La figure (3.26) illustre la relation entre la taille de réflecteur et la puissance de système, avec un rayonnement incident I_N de 1000 W/m^2 est sélectionné [75].

3.4.2 Système de poursuite solaire

Deux types de monture correspondant aux systèmes de coordonnées équatoriales et horizontales, assure habituellement la mobilité du concentrateur.

3.4.2.1 Montage équatorial

Le miroir subit une rotation uniforme autour de l'axe du monde et une rotation autour d'un axe perpendiculaire servant à ajuster la déclinaison comme illustrée dans la figure (3.27). La poursuite en est grandement facilitée, mais la réalisation mécanique en est beaucoup plus difficile à cause de l'axe incliné.

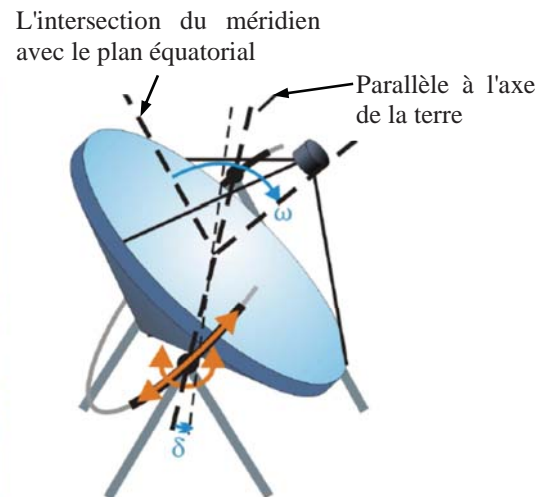


Figure 3.27 – Système Dish/Stirling avec la poursuite équatoriale

Le premier mouvement s'effectue autour d'un axe parallèle à l'axe du monde et le second autour d'un axe est-ouest au midi solaire. Pour les systèmes à un mouvement, il s'effectue d'un axe autour d'un axe parallèle à l'axe du monde.

Le premier mouvement, qui compense la rotation de la Terre, s'effectue à une vitesse constante ω de $15^\circ/\text{heure}$; au lever et au coucher du soleil :

$$\cos \omega = -\tan \varphi \tan \delta \quad (3 - 48)$$

Le second mouvement, qui compense la déclinaison, a une période annuelle et une amplitude de $46,9^\circ$. L'effet cosinus, dans le cas d'un mouvement unique, reste voisin de 1 (compris entre 0,917 aux solstices d'été et d'hiver et 1 aux équinoxes) ; c'est là un intérêt majeur de la monture équatoriale.

3.4.2.2 Montage altazimutal [44,71]

Le premier mouvement s'effectue en azimut autour d'un axe vertical et le second en hauteur autour d'un axe horizontal est-ouest au midi solaire. Pour les systèmes à un mouvement, il s'effectue en hauteur autour d'un axe est-ouest.

La vitesse \dot{h} du mouvement en hauteur est variable ; en négligeant les variations de δ , on a :

$$\dot{h} = -\dot{\omega} \cos \varphi \sin a \quad (3 - 49)$$

Au midi solaire, on a le point du culminante qui se trouve au sud si $\varphi - \delta$ (au nord si $\varphi - \delta < 0$) ;

$$h(12h) = 90^\circ - |\varphi - \delta| \quad (3 - 50)$$

La vitesse \dot{a} du mouvement en azimut est également variable et est maximal du soleil dans les repères équatoriaux, on a la relation :

$$(\dot{a} \cos h)^2 + \dot{h}^2 = (\dot{\omega} \cos \delta)^2 \quad (3 - 51)$$

Au lever et au coucher du soleil :

$$\cos a = -\sin \delta / \cos \varphi \quad (3 - 52)$$

L'application immédiate des relations (3 - 48) à (3 - 52) est la détermination des amplitudes et vitesses minimales des montures.

Le miroir tourne autour d'un axe horizontal porté par une monture qui, elle-même, tourne autour d'un axe vertical, la rotation autour de l'axe horizontal assure la poursuite en hauteur alors que l'autre rotation l'assure en azimut (Figure 3.28). Cette disposition très simple ne pose pas de problème mécanique particulier ; cependant, les mouvements en hauteur et en azimut ne sont pas uniformes, et la réalisation d'une poursuite automatique est complexe et coûteuse (pour les grandes dimensions un ordinateur calcule les coordonnées solaires en temps réel et commande directement les mécanismes d'orientation).

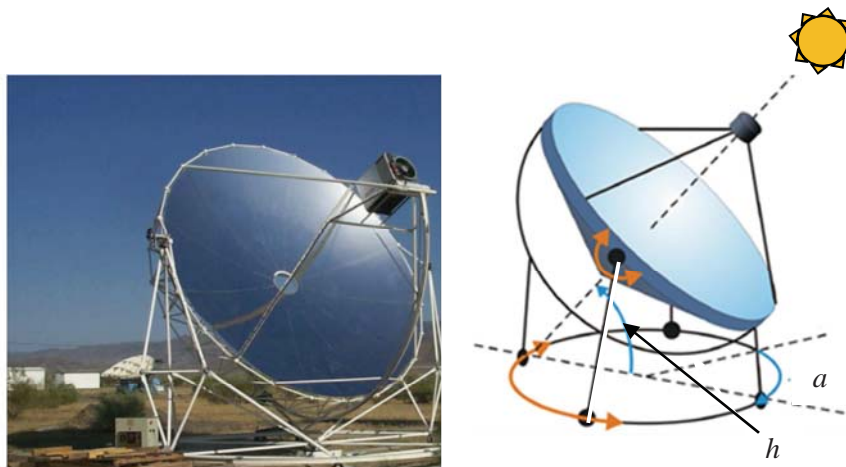


Figure 3.28 – Systèmes de Dish/Stirling avec la poursuite altazimutale [72]

3.4.3 Récepteur

Ils transforment le rayonnement reçu en chaleur et échangent celle-ci avec le fluide caloporteur. L'absorbeur est l'élément principal dans le fonctionnement d'un capteur plan. Trois fonctions lui régissent:

- Absorber le rayonnement solaire,
- Le transformer en chaleur,
- Transmettre cette chaleur au fluide caloporteur.

La surface captatrice idéale du rayonnement solaire devrait absorber toute l'énergie correspondante au spectre solaire, c'est à dire pour $< 3\mu m$, et émettre faiblement dans l'infrarouge lointain ($> 3\mu m$) correspondant au spectre du rayonnement réémis par l'absorbeur dont la température se situe entre 50 et 100°C pour les capteurs plans par exemple [74]. Il est évident que la recherche de telles surfaces présente surtout de l'intérêt pour les surfaces captatrices à haute température (concentrateurs) car la loi de réémission de l'énergie est proportionnelle à la température. Dans des conditions normales de fonctionnement, la surface idéale devra donc posséder les valeurs suivantes portées sur la figure (3.29) pour ses facteurs monochromatiques d'absorption α_λ , d'émission ε_λ , de réflexion ρ_λ et de transmission τ_λ ; c'est la longueur d'onde critique. De nombreuses recherches sont en cours de développement et concernent de telles surfaces. Elles sont fondées sur le traitement de surface des métaux, généralement par dépôt de multicouches judicieusement choisies. Nous présentons, à titre indicatif le tableau (3.2), sur lequel sont portés les valeurs du coefficient d'absorption et le coefficient d'émission.

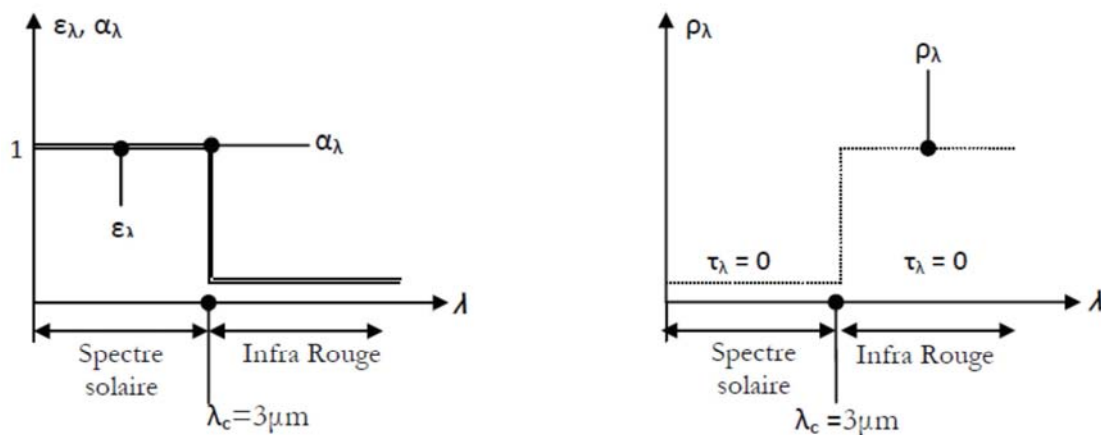


Figure 3.29 – Facteurs monochromatiques d'absorption α_λ , d'émission ε_λ , de réflexion ρ_λ et de transmission τ_λ pour une surface idéale

Nous remarquons que l'on est encore assez loin de la courbe idéale présentée sur la figure (3.29). Dans la pratique le rapport α_s/ε_s (α_s : facteur total d'absorption relatif au spectre solaire)

atteint généralement une valeur voisine de 10. Il reste à réduire le coût des matériaux sélectifs, important du fait de la complexité de leur élaboration, et à tester la fiabilité des systèmes obtenus [76].

Tableau 3.2– Le coefficient d'absorption et le coefficient d'émission donnés pour les supports les plus utilisés comme absorbeur

Support de traitement	α_r	ε_r
Acier et Nickel noir sur Nickel	0,95	0,07
Acier et chrome noir sur nickel	0,97	0,09
Acier de chrome noir	0,91	0,07
Cuivre et chrome noir	0,95	0,14
Acier galvanisé et chrome noir	0,95	0,16
Cuivre et oxyde de fer	0,85	0,08
Aluminium et oxyde de manganèse	0,7	0,08
Acier et couche organique sur chrome noir	0,94	0,2
Peinture noir époxy	0,95	0,18
Peinture blanche époxy	0,25	0,91

Pour absorber au maximum l'énergie rayonnée du soleil, il suffit d'une surface plane placée de façon judicieuse (étude de l'inclinaison et de l'orientation); cette surface doit être dotée du coefficient d'absorption de la couche superficielle la plus élevée possible. Les meilleurs coefficients sont de l'ordre de 0,95. Seules les couleurs foncées permettent d'obtenir des valeurs aussi élevées, l'idéal étant le noir évidemment. Par ailleurs, il vaut mieux que cet aspect noir a été obtenu par un traitement (chimique ou autre) plutôt que par une couche de peinture (celle-ci étant toujours plus ou moins isolante).

Pour limiter les pertes par réémission de rayonnement infrarouge, il importe que l'absorbeur possède aussi la propriété d'émissivité superficielle la plus faible possible (valeur inférieure à 0,15). Dans ce cas, l'absorbeur sera qualifié de sélectivité α_r/ε_r .

Après transformation du rayonnement en chaleur sur la face superficielle exposée, il y a lieu de transmettre cette chaleur le plus possible au fluide. Pour ce faire, il importe que la plaque soit métallique car seuls les métaux ont de bons coefficients de conduction de la chaleur.

- Le Cuivre: Le meilleur mais aussi le plus coûteux avec un coefficient de conduction de l'ordre de 380 W/m°C.
- L'acier : déjà très employé par les chauffagistes. En fait de nombreux capteurs utilisent comme absorbeur des radiateurs extra plats de chauffage central de conduction de l'ordre de 14 W/m°C.

- L'aluminium : dont la conductibilité et la légèreté sont appréciables mais qui, de ces trois métaux, semble le plus vulnérable à la corrosion de conduction de l'ordre de 204 W/m°C.

3.4.3.1 Isolation

L'isolation joue un rôle très important dans les applications thermiques de l'énergie solaire, pour limiter les pertes par conduction et convection vers le milieu environnant, au niveau des côtés et en bas du capteur. L'isolant doit être opaque aux rayonnements de grandes longueurs d'onde, dans le domaine de l'infrarouge émis par la plaque rayonnante (absorbeur). Un bon isolant doit avoir les qualités suivantes :

- Une faible conductivité thermique
- Une faible densité
- La chaleur massique doit être basse

On distingue trois types d'isolants:

a) Isolants minéraux

- La pierre ponce est une roche volcanique qui s'est solidifiée en enfermant de nombreuses bulles d'air.
- La laine de verre constituée de fibres de verre très fines, commercialisée sous de nombreuses formes : en plaques, en rouleaux et enrobée dans du plâtre. Sa conductivité varie entre 0,034 W m⁻¹K⁻¹ à 0°C et 0,053 W m⁻¹K⁻¹ à 200°C. La laine de verre est un matériau efficace, mais désagréable à manipuler en raison des fibres qui s'échappent. Elle doit être gardée au sec, sous peine de perdre ses propriétés isolantes.
- La vermiculite connue aussi sous le nom de mica, dont la conductibilité varie de 0,12 à 0,16 W m⁻¹K⁻¹ et qui se présente sous forme de granulés très légers.

Ces trois isolants minéraux sont de nature incombustible et non dégradable par la chaleur.

b) isolants d'origine végétale

- Le bois bien sec, sa conductibilité varie entre 0,13 et 0,40 W m⁻¹K⁻¹, ses qualités isolantes peuvent être améliorées, s'il est sous forme de fibres agglomérées (conductivité de 0 à 0,05 W m⁻¹K⁻¹).
- La sciure de bois (conductivité 0,11 W m⁻¹K⁻¹), qui a deux inconvénients : Son inflammabilité et sa conductibilité qui ont tendance à augmenter avec la chaleur, ce qui la rend inadéquate pour la calorifugation.

c) Isolants organiques

Ils ont la propriété d'être insensibles à l'humidité, cependant ils dégagent des gaz toxiques en cas d'incendie. L'absorbeur doit transmettre l'énergie qu'il capte au fluide caloporteur en évitant les pertes (conduction, convection, rayonnement) des différentes parties périphériques vers l'extérieur, les solutions adoptées sont les suivantes:

Partie avant de l'absorbeur : La lame d'air d'épaisseur e' située entre la vitre et l'absorbeur se comporte comme un isolant vis-à-vis de la transmission par conductibilité; mais si e' est trop grand, une convection naturelle de l'air intervient, ce qui entraîne des pertes non négligeables par convection. Pour les températures usuelles de fonctionnement du capteur plan on prend : $e' \sim 2,5\text{cm}$. En plaçant deux vitres on limite évidemment les pertes dues à la réémission (double effet de serre) et on limite aussi les pertes par conduction – convection [76].

Les parties arrière et latérales: on place un isolant (laine de verre, polystyrène, polyuréthane) sur ces parties afin de limiter les pertes par conduction – convection à la périphérie.

3.4.3.2 les surfaces sélectives

Les phénomènes physiques intervenant dans un capteur sont représentés sur la figure (3.30) Une fraction de l'énergie incidente est transmise au fluide de transfert circulant dans l'absorbeur. Une autre part de l'énergie incidente est perdue par réflexion sur la couverture du capteur dans le cas où il en possède une ainsi que sur la surface de l'absorbeur. Nous les qualifions de pertes optiques. Une autre part de l'énergie thermique produite par l'absorption des photons incidents est perdue par transfert vers l'environnement du capteur par convection, conduction et rayonnement. Là nous les qualifions de pertes thermiques. Les pertes thermiques par convection et conduction sont des fonctions polynomiales en fonction de la température [77]. Selon la loi de Stefan-Boltzmann, ainsi pour les pertes thermiques par rayonnement.

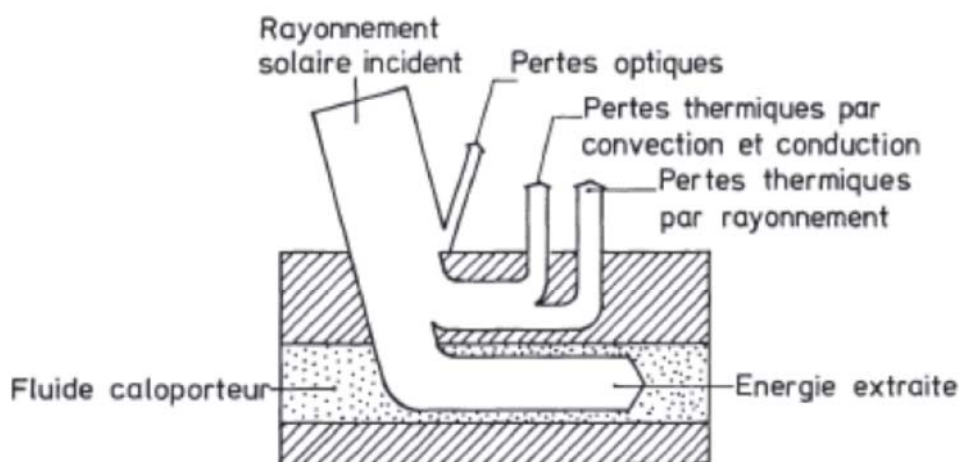


Figure 3.30 – Bilan énergétique d'un capteur [77]

Les pertes par convection et conduction, plus particulièrement liées à la conception du capteur, sont prépondérantes pour les basses températures (figure.3.31).

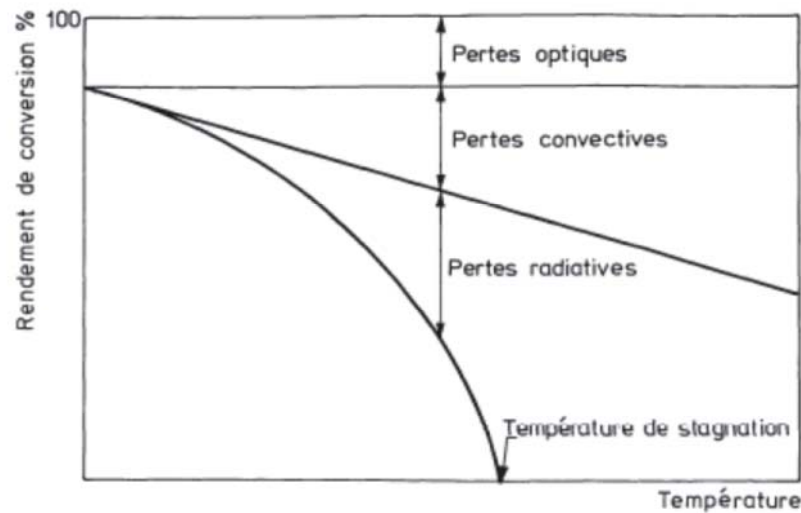


Figure 3.31 – Évaluation des pertes d'un capteur en fonction de la température [77]

Les pertes radiatives, relatives aux propriétés optiques des matériaux de l'absorbeur et du vitrage, deviennent plus importantes puis prépondérantes aux moyennes puis aux hautes températures. Pour ces trois domaines de température, la variation des pertes optiques avec la température peut être considérée comme faible par rapport aux variations des autres pertes. L'augmentation de la puissance extraite du capteur à une température donnée est obtenue par réduction à une valeur acceptable des pertes thermiques par convection et conduction en agissant sur la géométrie et l'isolation thermique du capteur.

A une température donnée l'augmentation de rendement est obtenue par action sur la conception du capteur par augmentation du facteur de concentration, moyennant un effort technologique non négligeable et la perte de la quasi-totalité du rayonnement diffus. Aussi cette augmentation de rendement est obtenue par action sur les propriétés optiques des matériaux composant la couverture et la surface de l'absorbeur de façon à conserver ou augmenter l'absorption de l'énergie solaire incidente et simultanément diminuer ses pertes radiatives à la température de fonctionnement.

En approximant le rayonnement solaire par le rayonnement d'un corps noir à 5777 K et les températures de conversion étant dans tous les cas inférieur à 1000 K (Figure 3.32). On peut définir une longueur d'onde de coupure λ_c [77], en introduisant une séparation très nette entre la distribution spectrale du rayonnement solaire et celle du rayonnement thermique émis par le capteur.

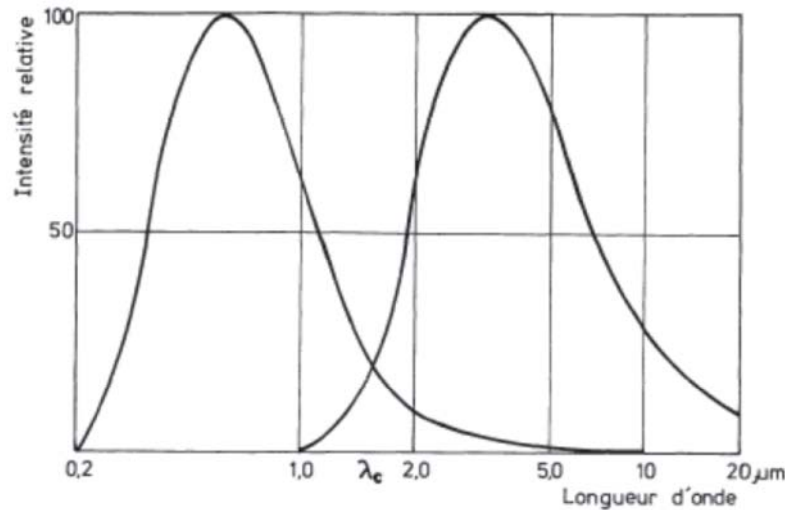


Figure 3.32 – Intensité spectrale du rayonnement émis par un corps noir à 900 K [77]

Les propriétés optiques des capteurs sont donc en général bien définies pour une température de fonctionnement T par son absorptivité spectrale $\alpha(\lambda, T)$ et son émissivité spectrale $\varepsilon(\lambda, T)$ intégrées dans tout le demi-espace afin de tenir compte de leur anisotropie. Le capteur sélectif idéal est défini tel que :

$$\begin{cases} \alpha(\lambda, T) & \text{pour } 0 < \lambda < \lambda_c \\ \varepsilon(\lambda, T) & \text{pour } \lambda_c < \lambda \end{cases}$$

3.4.3.3 Type de récepteur

Le récepteur d'un système solaire de concentration est l'interface entre le concentrateur et le moteur de chaleur. Il a deux fonctions: au début, il absorbe une grande partie ou l'énergie de rayonnement solaire réfléti par le réflecteur et le convertit en énergie thermique. En second lieu, il transfère la chaleur au fluide de travail (caloporteur) du moteur thermique. Les conditions importantes pour le récepteur sont, ainsi, des taux élevés d'absorption et de bonnes caractéristiques de transfert thermique.

En général, les deux types de géométries de récepteur ont pu être utilisés avec les concentrateurs paraboliques sont montrés dans la figure (3.33) :

- Récepteurs externes :

Les récepteurs Externes sont habituellement sphériques et absorbent le rayonnement venant de différentes directions.

- récepteurs de cavité :

Les récepteurs de cavité ont une ouverture par laquelle le rayonnement passe.

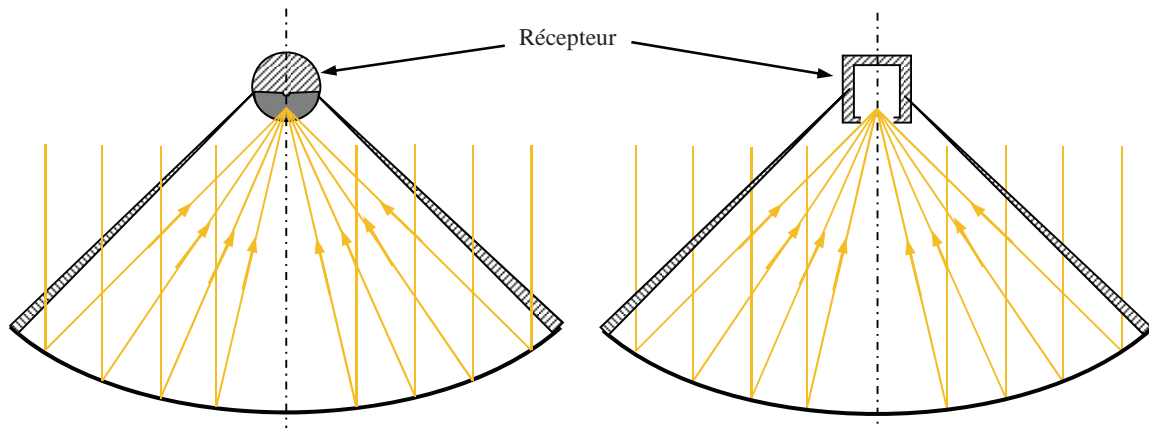


Figure 3.33 – Représentation schématique d'un récepteur externe (à gauche) et d'un récepteur cavité (à droite)

3.4.3.4 Comparaison entre les deux types de récepteurs

Comme le récepteur externe reçoit le rayonnement de différentes directions, tandis que les faces (parois) de cavité d'ouverture d'un récepteur à une direction bien définie se trouvent au volume focal du réflecteur, le récepteur externe est conçu pour des réflecteurs de grand angle d'ouverture. Cependant, le transfert thermique, particulièrement les pertes de chaleur par rayonnement, pour les récepteurs externes sont tout à fait grandes pour des températures de fonctionnement élevées à cause l'exposition de parois à la température ambiante. Dans un récepteur de cavité, au contraire, une grande partie du rayonnement émis reste à l'intérieur de la cavité et est absorbée encore de sorte que toute la perte de chaleur par rayonnement soit moindre. L'absorptance efficace de la cavité est plus élevée que l'absorptance de sa surface intérieure.

$$\alpha_{eff} = \frac{\alpha_r}{\alpha_r + (1 - \alpha_r) \frac{A_r}{A_{cav}}} \quad (3 - 54)$$

C'est possible en raison de la forme concave de la surface de l'absorbeur. En plus, la perte de chaleur par convection est également inférieure aux récepteurs de cavité qu'aux récepteurs externes thermiquement à cause de l'adiabassité des parois.

Un avantage important d'un récepteur de cavité est que la taille de l'absorbeur peut être différente à la taille de son ouverture. L'ouverture est située habituellement au point focal du concentrateur, alors que la cavité de l'absorbeur est située derrière le foyer. Cela signifie que le maximum de flux concentré est écarté à l'intérieur de la cavité avant de rencontrer avec la surface de l'ouverture de l'absorbeur. Cet écart réduit le flux de surface de cavité de l'absorbeur de sorte que les matériaux ne sont pas thermiquement surchauffés. Cependant, car la surface d'ouverture est beaucoup plus petite que la surface de l'absorbeur, les pertes

thermiques sont réduites. Les récepteurs de cavité ont, ainsi, des caractéristiques favorables d'absorption aux pertes thermiques réduites au minimum. En raison de ces propriétés convenables des récepteurs de cavité, seulement ce type de récepteurs a été utilisé dans des systèmes de production d'électricité jusqu'à présent. Les récepteurs externes, au contraire, ont été employés dans les applications paraboliques qui fonctionnent avec la plus basse température.

3.4.3.5 Pertes thermiques

Parmi les principaux phénomènes intervenant dans la conversion thermique de l'énergie utilisant des systèmes solaires, le mécanisme de la transmission de la chaleur s'impose de façon bien appropriée pour modéliser et évaluer la nature et la quantité de l'énergie mis en jeu. Il est convenu que le transfert de chaleur est l'un des modes les plus communs d'échange d'énergie. Il s'agit généralement d'échange d'énergie entre deux systèmes lorsqu'une différence de température existe entre deux milieux adjacents différents, et ce, quelle que soit la nature du milieu, même si le vide les sépare. À partir de cette définition, il apparaît clair que la maîtrise des transferts thermiques dans les systèmes photothermiques solaires s'avère déterminante non seulement du point de vue fondamental mais aussi dans le développement technologique approprié. Par exemple, le transfert de la chaleur joue un rôle prépondérant dans les techniques utilisées pour les échangeurs, moteurs thermiques, calorifugeage ainsi que l'utilisation de l'énergie solaire. Trois modes de transfert de la chaleur particuliers sont très significatifs [78] : la conduction, la convection et le rayonnement.

Les processus physiques liés à de tels phénomènes sont à l'origine du changement de l'énergie cinétique des constituants fondamentaux des matériaux et milieux utilisés dans les systèmes photothermique, comme les molécules, atomes, électrons libres, etc. Ces derniers pourront échanger tout ou une partie de leur énergie thermique, c'est-à-dire gagner ou perdre de l'énergie cinétique. Nous tenons à préciser que ces modes de transfert de chaleur peuvent se présenter en quatre régimes catégoriques :

- Régime permanent : La température en tout point du milieu est indépendante du temps
- Régime transitoire : Ces régimes correspondent à l'évolution du système d'un état permanent initial vers un autre état final permanent provoqué par un brusque changement.
- Régime variable : Pour ce régime l'intensité de ces sources évolue constamment et le champ de temps dépend des valeurs instantanées des sources mais aussi de l'évolution intérieure.

- Régime sinusoïdal ou périodique : La température en tout point M effectue des oscillations périodiques indépendantes de la condition initiale et dont l'amplitude et la phase ne dépendent que des coordonnées d'espace

Ces modes des pertes sont la convection, le rayonnement et la conduction, qui sont dépendants de la différence dans la température entre le récepteur et l'environnement et de la géométrie du récepteur et celle du concentrateur. La formule est donnée sous la forme suivante [69,79] :

3.4.3.5.1 Perte par conduction

Les pertes par conduction sont habituellement petites comparées à ceux par convection et par rayonnement. Elles sont souvent combinées avec le terme de perte de convection dans la plupart des analyses.

3.4.3.5.2 Perte par rayonnement

La perte de chaleur par rayonnement est importante pour des récepteurs fonctionnant seulement aux températures légèrement au-dessus de la température ambiante, et devient dominante pour des capteurs fonctionnant à températures élevées. Le taux de perte de chaleur de rayonnement est proportionnel à l'émissivité de la surface et à la différence dans la température à la puissance quatre. L'équation décrite sous la forme, nous avons [80]:

$$\dot{Q}_{rad} = \varepsilon_{eff} \sigma A_a (T_r^4 - T_a^4) \quad (3 - 55)$$

$$\varepsilon_{eff} = \frac{\varepsilon_{cav}}{\varepsilon_{cav} + (1 - \varepsilon_{cav})(A_r/A_{cav})}$$

Dans cette équation

ε_{eff} : émissivité effective de cavité

ε_{cav} : émissivité de la surface de cavité

σ : constante de Stefan Boltzmann

A_a : surface d'ouverture de récepteur

A_{cav} : surface interne de cavité

T_r : température de surface de récepteur

T_a : température de l'environnement

3.4.3.5.3 Perte par convection

La mauvaise connaissance du phénomène de la convection est encore posée pour une plaque plane. Elle est dépendante de la vitesse du vent et sa direction par rapport au site. Ces pertes sont proportionnelles à la surface de l'absorbeur et la différence entre la température de surface captatrice et la température ambiante [81] donnée par la formule

$$\dot{Q}_{conv} = \bar{h}_{conv} A_{cav} (T_r - T_a) \quad (3 - 56)$$

$$\bar{h}_{conc} = \frac{\overline{Nu} \lambda_a}{L} \quad (3 - 57)$$

$$Nu = 0,088 Gr^{1/3} (T_r/T_a)^{0,18} \cos\theta^{2,47} (L/D_{cav})^s \quad (3 - 58)$$

Dans cette équation :

$$s = 1,12 - 0,98(L/D_{cav}) \quad (3 - 59)$$

$$Gr = \frac{g\beta(T_r - \bar{T}_f)L^3}{\nu^2} \quad (3 - 60)$$

et

\bar{h}_{conc} : Coefficient de transfert thermique moyen

A_{cav} : surface de cavité

T_r : Température de surface de récepteur

T_a : Température ambiante de fluide

\bar{T}_f : Température ambiante de fluide avec $\bar{T}_f = \frac{T_f + T_a}{2}$

Nu : nombre de Nusselt

Gr : nombre de Grashoff

λ_f : conductivité thermique de fluide à l'ambiance

L : longueur caractéristique de l'ouverture (diamètre)

D_{cav} : diamètre de cavité

ν : viscosité cinématique

θ : angle de récepteur par rapport au zénith (à $\theta = 0^\circ$ le récepteur est horizontal)

g : gravité

β : coefficient d'expansion thermique volumique

3.4.3.6 Bilan thermodynamique

La puissance de rayonnement solaire reçue par l'ouverture de concentrateur est la somme de pertes par émission infrarouge plus la puissance utile absorbée par le fluide caloporteur. Si on considère que les pertes par rayonnement sont les pertes prépondérantes, on peut écrire :

$$\dot{Q}_{util} = \alpha_r I_N A_a - \sigma A_r \varepsilon_r (T_r^4 - T_{ciel}^4) \quad (3 - 61)$$

Où :

\dot{Q}_{util} : est la puissance utile du récepteur solaire (W),

A_a : est la surface d'ouverture de réflecteur (m^2),

A_r : est la surface d'ouverture de l'absorbeur (m^2),

α_r : est l'absorptivité hémisphérique de l'absorbeur,

σ : la constante de Stefan-Boltzmann ($5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$),

ε_r : Émissivité hémisphérique de l'absorbeur,

I_N : flux de rayonnement solaire direct (W/m^2)

T_r : température de récepteur (K)

T_{ciel} : température de ciel (K) égale à $T_a - 6$

Rendement de récepteur, défini comme le quotient du flux utile sur le flux de rayonnement solaire incident concentré sur le récepteur (amortisseur), peut être formulé comme:

$$\eta_r = \frac{\dot{Q}_{util}}{\alpha_r I_N C_g} \quad (3 - 62)$$

Par substitution de l'équation (3 - 61) dans l'équation (3 - 62), la dépendance de rendement thermique en fonction des paramètres et les variables du récepteur peut être exprimée comme:

$$\eta_r = \alpha_r - \frac{\sigma \varepsilon_r (T_r^4 - T_a^4)}{I_N C_g} \quad (3 - 63)$$

L'équation (3 - 63) est tracée pour différents taux de concentration dans la figure (3.34).

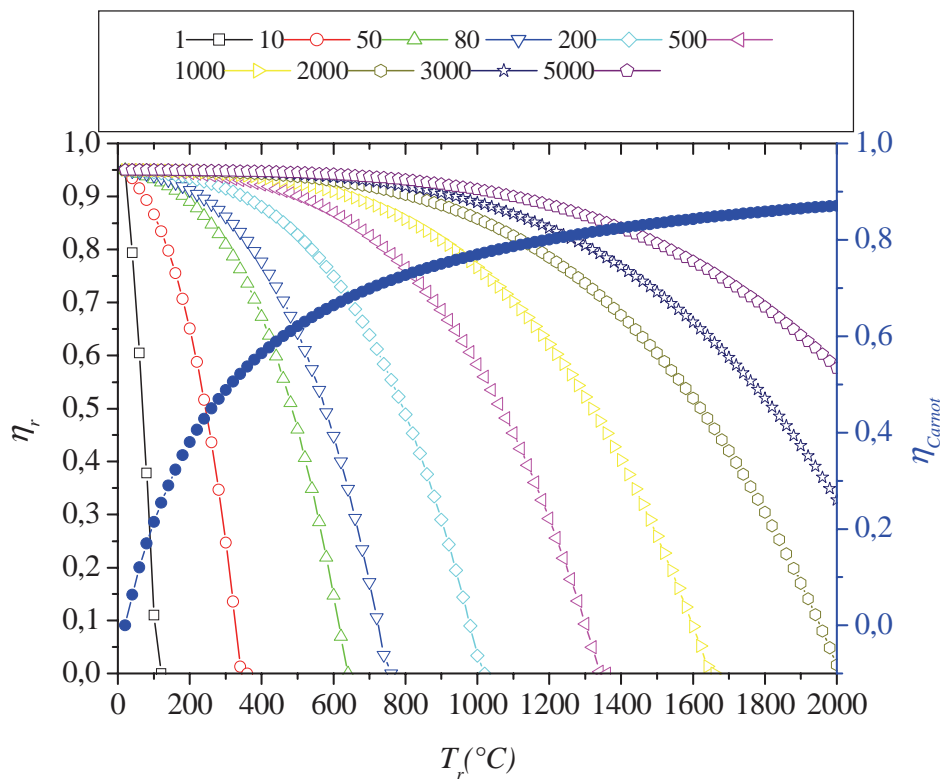


Figure 3.34 – variation de rendement de l'absorbeur en fonction de la température de récepteur et concentration, pour $T_a=20^\circ\text{C}$, $I_N = 770\text{W}/\text{m}^2$, et $\alpha_r = \varepsilon_r = 0,95$

Cette représentation graphique, valide pour les absorbeurs plats, conduit aux conclusions suivantes:

- le rendement optique théorique maximale (quand $T_r \geq T_a$) est l'absorptivité efficace du récepteur, α_r

- plus le flux solaire d'incident est élevé ($C_g \times I_N$), plus le rendement Optique bonne.
- Plus la température d'absorbeur est élevée, plus la perte radiative et est importante, en conséquence, le rendement optique est faible.
- Plus l'émissivité efficace ε_r est élevée, plus le rendement optique faible.

Il convient noter cela:

- Un absorbeur non sélectif ($\alpha_r/\varepsilon_r=1$) atteint 95°C en état de stagnation, sans concentration et pour un rayonnement solaire donné.
- Un revêtement sélectif peut permettre aux plusieurs températures plus élevées de stagnation d'être atteint. Par exemple, à $C_g = 1000$, la température maximale est plus de 1600°C , pour $\alpha_r/\varepsilon_r=1$, et environ de 3200°C , pour $\alpha_r/\varepsilon_r = 10$ ($\alpha_r = 1, \varepsilon_r = 0,1$) comme représenté dans la figure (3.35).

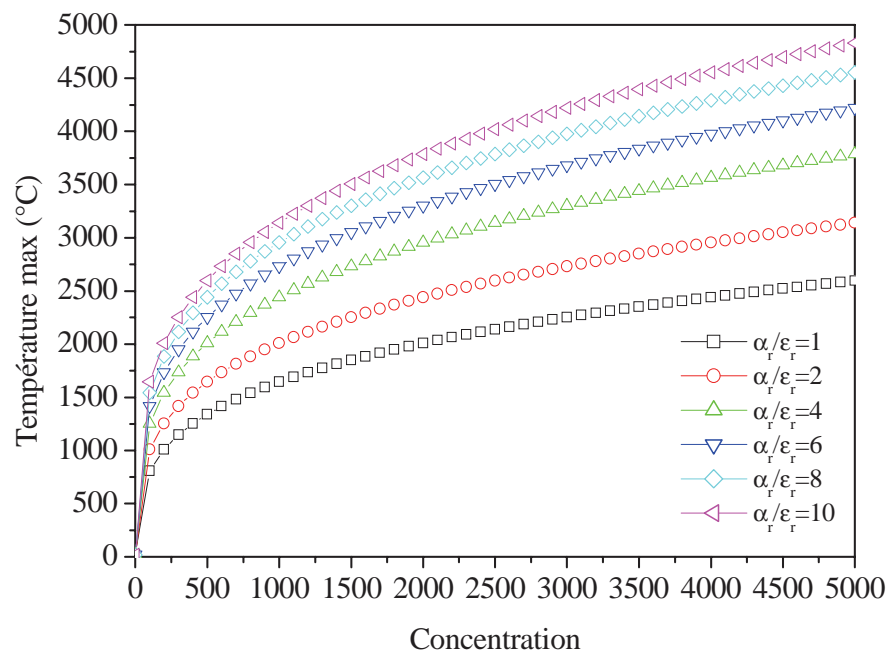


Figure 3.35 – variation de température de stagnation de l'absorbeur en fonction de la concentration, pour $T_a=20^\circ\text{C}$, $I_N = 770\text{W/m}^2$, et $\alpha_r = 1$ pour de différentes ε_r .

Des relations mentionnées ci-après, on peut clairement conclure que, en termes de rendement solaire de récepteur, les concentrations solaires élevées et les basses températures sont les meilleurs compromis. Pour un taux de concentration donné il y a une température de seuil d'absorbeur à laquelle les pertes de rayonnement augmentent considérablement. Mais quand analysant un système théorique de concentration solaire paraboloidale, la convection du récepteur solaire et le moteur de chaleur devraient également être pris en compte.

Le rendement combiné des deux systèmes peut facilement être visualisée en multipliant le rendement optique de l'absorbeur (3–64) et le rendement de cycle de Carnot (3 –65).

$$T_{r_max} = \left(\frac{\alpha_R I_N C_g}{\varepsilon \sigma} + T_a^4 \right)^{1/4} \quad (3-64)$$

$$\eta_{tot} = \eta_r \times \eta_{Carnot} \quad (3-65)$$

$$\eta_{tot} = \left(1 - \frac{\sigma T_r^4}{I_N C} \right) \left(1 - \frac{T_a}{T_r} \right) \quad (3-66)$$

La figure (3.36) représenté le rendement combinée du système récepteur / moteur thermique en fonction de la concentration et la température. On peut observer que le rendement augmente avec la température jusqu'à un maximum (limité par le cycle de Carnot domine). Une fois que cette crête est achevée, le rendement diminue avec la croissance de la température (les pertes infrarouges au récepteur dominant).

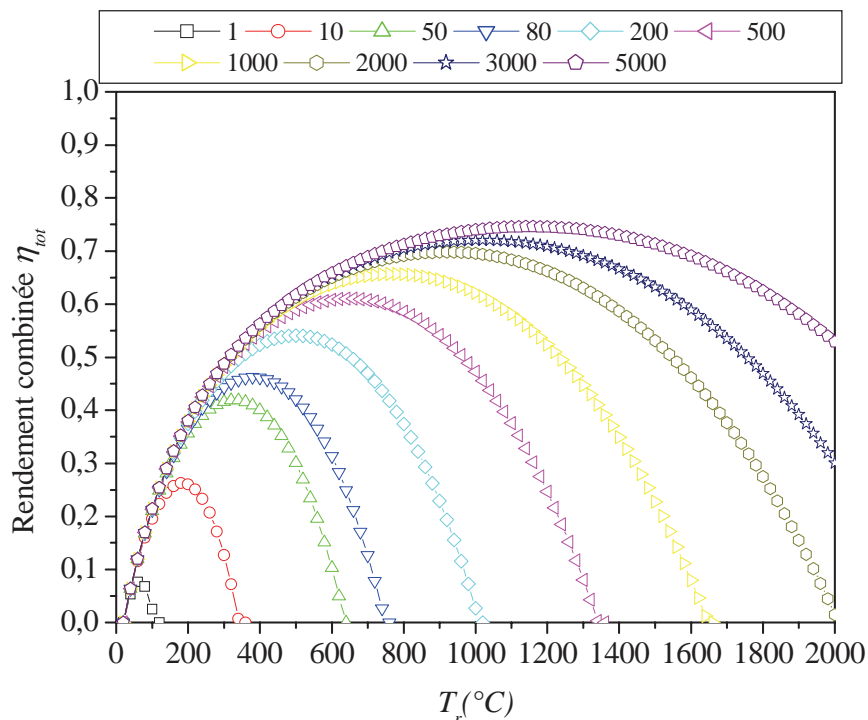


Figure 3.36 – Rendement combiné du système de récepteur /moteur thermique pour différentes concentrations et températures de fonctionnement de l'absorbeur, Pour $T_a=20^\circ\text{C}$, $I_N = 770\text{W/m}^2$ et $\alpha_r = \varepsilon_r = 1$

La figure (3.36) montre l'évolution de rendement optique en fonction de la température et le la concentration. Également il inclut le rendement de cycle de Carnot, définie comme:

$$\eta_{Carnot} = \left(1 - \frac{T_a}{T_r} \right) \quad (3-67)$$

En conséquence, il peut conclure que pour n'importe quel récepteur idéal travailler à une concentration donnée là est température optimale, et ceci la température peut être obtenu par:

$$\frac{d\eta_{tot}}{dT_r} = 0 \quad (3-68)$$

Remplacement de l'équation (3 – 63), équation (3 – 67) dans l'équation (3 – 66) et puis on dérive le rendement combinée par rapport à la température de récepteur, le résultat de dérivation donne une équation polynomiale, par la résolution numérique de l'équation (3 – 45) par la méthode numérique de Newton-Raphson nous allons trouver les solutions positives des valeurs des températures optimales.

$$4\sigma T_r^5 - 3\sigma\varepsilon T_a T_r^4 - (\sigma T_a^5 + \alpha_r C_g I_N T_a) = 0 \quad (3 - 69)$$

La figure (3.37) inclut la température optimale pour les différentes concentrations solaires calculées à partir de l'équation (3 – 45).

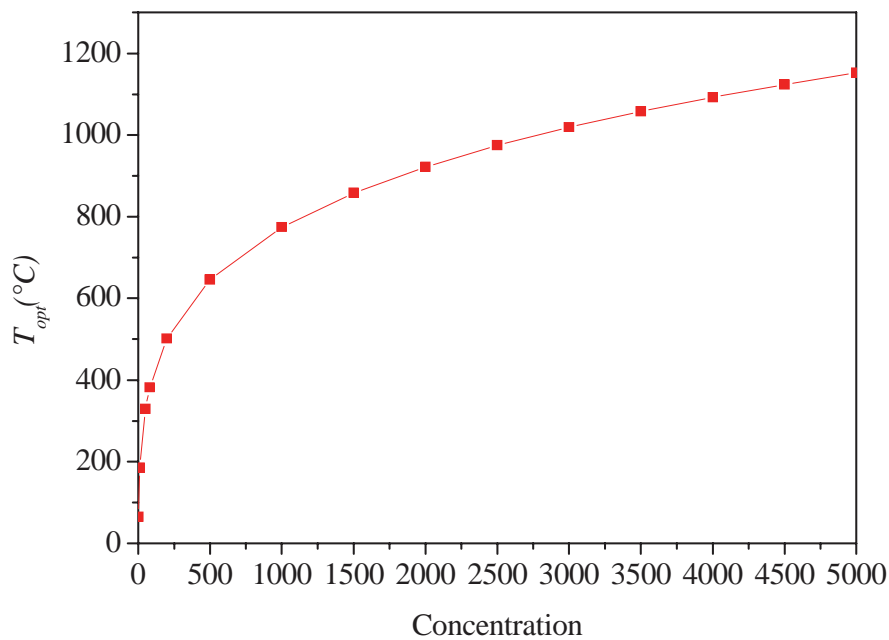


Figure 3.37 – Variation de température d'optimisation de l'absorbeur en fonction de la concentration, pour $T_a=20^\circ\text{C}$, $I_N = 770\text{W/m}^2$, et $\alpha_r = \varepsilon_r = 1$

3.4.4 Réseau caloporteur

Le réseau de transfert thermique permet le fluide caloporteur de l'absorbeur jusqu'à une unité de stockage ou d'utilisation de l'énergie. Il est constitué d'un ensemble de canalisations revêtues d'une épaisseur d'isolant.

3.4.4.1 Dimensionnement

La définition des diamètres des tubes est classique et non spécifique au solaire :

- à vitesse de circulation du fluide constant : traditionnellement quelques mètres par seconde pour les fluides et quelques décimètres à quelques mètres par seconde pour les gaz ;
- à perte de charge linéique constante : par exemple, quelques centimètres à quelques dixièmes de bars par mètre pour le régime nominal d'écoulement ;

- sur critère économique, tenant compte du coût linéique, à terme du pompage et de celui, à l'achat, des tubes.

3.4.4.2 Centrales à capteurs distribués

Le réseau caloporteur est un élément essentiel des centrales à capteurs distribués. Pour les capteurs à concentration linéaire de l'énergie, il est relativement réduit comme illustré dans la figure (3.38) mais il est par contre important pour les ponctuels.

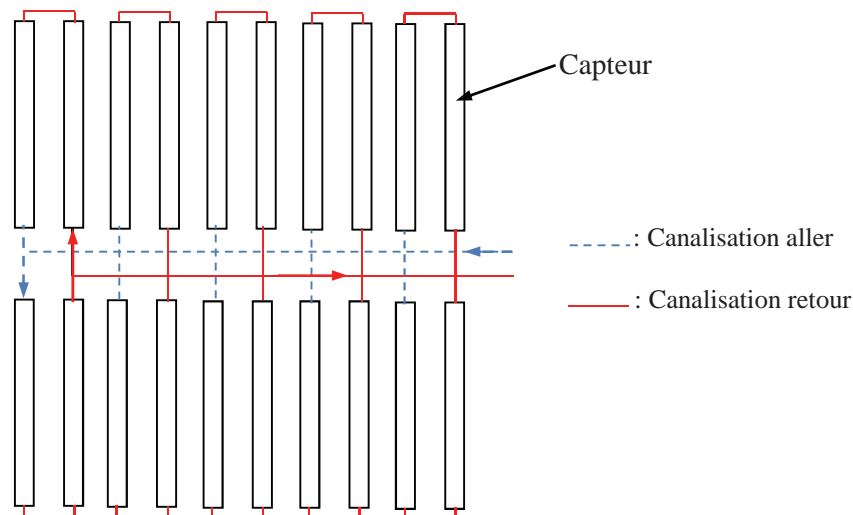


Figure 3.38 – réseau de capteurs de type linéaire [82]

La figure (3.39) schématise un ensemble de capteurs insérés dans un réseau que l'on peut considérer optimal, car les longueurs et les diamètres de canalisation sont minimisés. Entre chaque capteur, le collecteur est constitué de deux tubes froids chauds (aller-retour).

Afin de diminuer les pertes thermiques, les deux tubes peuvent être placés dans un même isolant formant ainsi un collecteur bi tubulaire ; un gain en déperdition thermique de l'ordre de 30% est ainsi possible.

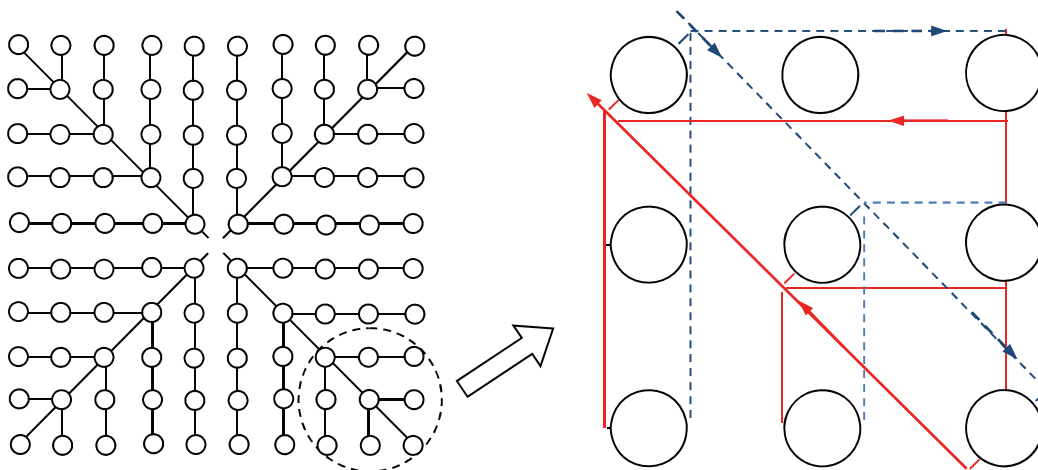


Figure 3.39 – Réseau optimal de capteurs de type ponctuel [82]

Pour assurer l'équilibrage des débits, il faut équiper chaque capteur d'une vanne de réglage et procéder à un équilibrage délicat, en toute rigueur valable pour le seul régime nominal ; on peut aussi sûr dimensionner les canalisations entre capteurs, afin que les pertes de charge dans ces collecteurs soient négligeables relativement à celles des capteurs. La figure (3.40) présente un réseau en boucles de TICKELMAN : le fluide parcourt la même distance quel que soit le capteur considéré. Sous l'hypothèse d'un dimensionnement à perte de charge linéiques spatialement uniforme, un tel réseau est donc équilibré par construction, d'où son intérêt : le cout initial et les pertes thermiques sont toutefois plus importants que dans le cas (figure 3.39).

Signalons enfin le taux d'occupation au sol (rapport des superficies de l'ensemble des surfaces d'ouverture à celle du terrain) peut faire l'objet d'une optimisation. On considère, d'une part, les pertes par effets d'ombre et, d'autre part, les pertes thermiques en ligne, par accumulation (réchauffage de l'installation le matin et après les passages nuageux) et les pertes électriques correspondant à la puissance de pompage l'optimum est toutefois relativement plat : des taux d'occupation au sol de 25 à 30% peuvent être considérés comme satisfaisants.

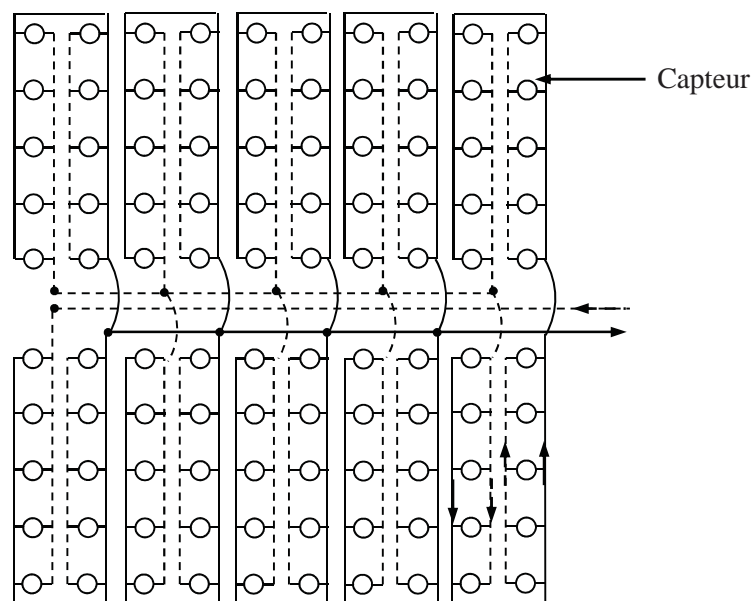


Figure 3.40 – Réseau en boucles TICKELMAN [82]

3.4.5 Fluides caloporteurs

Le fluide caloporteur, ou fluide de chauffage ou encore fluide thermique doit présenter les propriétés suivantes :

- Un coefficient de transfert de chaleur élevé pour une vitesse de fluide et un diamètre de canalisation déterminés,
- Une capacité thermique massique élevée afin de réduire les débits masses,
- Une faible viscosité afin de diminuer les puissances de pompage,

Ainsi que de bonnes caractéristiques concernant :

- Sa résistance à l'oxydation, pour éviter l'encrassement des tuyauteries,
- Sa pression de vapeur, de préférence faible pour pouvoir l'employer sous de faibles pressions,
- Son pouvoir corrosif,
- Sa toxicité,
- Son coût.

3.5 Conclusion

L'augmentation considérable de la puissance du rayonnement solaire à travers la concentration solaire est intéressante, chaque concentrateur caractérisé par leur concentration géométrique, optique (énergétique) et leur rendement optique au niveau du réflecteur et le rendement thermique au niveau de l'absorbeur.

- la concentration solaire est nécessaire pour convertir l'énergie solaire en travail mécanique; en outre, pour chaque concentration géométrique, il y a une température de fonctionnement d'absorbeur optimum théorique.
- La température augmente évidemment avec la concentration,
- par contre le rendement théorique est optimum autour de cette température Il faudra alors tenir compte sérieusement de la température optimum dans la conception des concentrateurs car les températures de l'absorbeur plus élevée que T_{opt} ont un impact négatif sur le rendement.

Chapitre 4
Étude expérimentale et
numérique d'un récepteur
cylindrique

4. Introduction

Le site d'implantation de notre installation d'expérimentation est le laboratoire de physique énergétique à l'université de Constantine 1, cette installation est dédiée à l'étude et la caractérisation de système de concentration paraboloidal pour étudier un système de production de la vapeur servir à la production de l'électricité et la production d'hydrogène.

L'objectif de notre travail est de créer un prototype de concentrateur paraboloidal à petite dimension (2 mètres de diamètre) couplé à un électrolyseur alcalin pour la détermination des conditions les plus favorables pour maximiser la production d'hydrogène et cela par la maximisation du transfert de puissance produite par le générateur électrique couplé avec une turbine fonctionnant avec la quantité de la vapeur produite. Cette vapeur dépend du mode de chauffage d'après la forme de récepteur par un concentrateur paraboloidal, nous décrivons dans cette partie, la caractérisation expérimentale de la température et de la concentration au point focal du paraboloidal, ensuite dans la deuxième partie une étude numérique appliquée sur notre récepteur afin d'augmenter les performances économiques et thermiques est de minimiser les pertes thermiques par convection et par rayonnement, et enfin une étude expérimentale sur la production de la vapeur utilisées pour mettre en marche un moteur thermique (mini turbine).

Ce chapitre se divise en trois parties :

1. Réalisation de prototype
2. Étude numérique d'un récepteur par la technique de CFD
3. Production de la vapeur

4.I Réalisation de prototype

Dans cette partie, nous représenterons les différentes étapes de réalisation d'un concentrateur paraboloidal conçu conformément au modèle théorique étudié au chapitre précédent. Notre expérience a été réalisée au de l'université de Constantine.

4.I.1 Réflecteur

La figure (4.I.2) présente le réflecteur réalisé dans le cadre de cette étude expérimentale. Il est constitué par 1100 miroirs identiques de forme carrée collés sur une antenne satellite de forme parabolique (Figure 4.I.1). Cette dernière repose sur un support métallique sous forme octogonale, lui-même repose sur une monture inclinée de 23° . Les caractéristiques de réflecteur sont présentées dans le tableau (4.I.1).



Figure 4.I.1– Dimension de l'antenne parabolique satellite récupérée

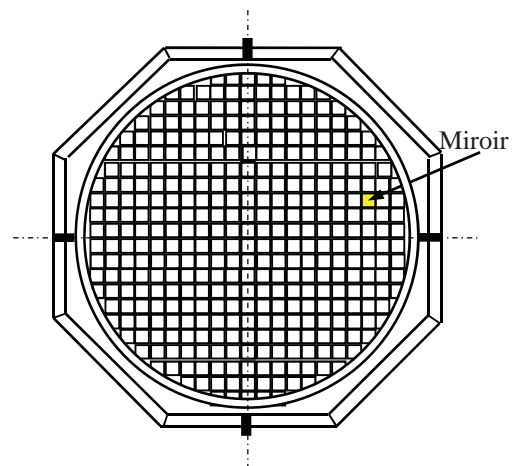


Figure 4.I.2 – Photographie de prototype et Coupe de réflecteur paraboloidal

Nous avons coupé du miroir plat en carrés de 5,5 cm de côté. Nous avons assemblé ces carrés de façon à constituer un concentrateur de forme grossièrement parabolique et capable d'une concentration de 185 soleils (le rendement des miroirs en verre blanc de 3 mm d'épaisseur est d'environ 0,9). La technique aurait pu fonctionner si nous avions choisi une plus grande distance focale f . Quoi qu'il en soit, nous avons été contraints de régler la position des 1100 miroirs, un à un, et avec précision. La réalisation de cette petite parabole s'est avérée longue et fastidieuse. Elles sont capables d'une concentration de plus de 200 soleils. Le foyer s'étend sur une surface d'environ 1 m. La concentration géométrique n'est atteinte que dans la région centrale du foyer.

Il était prévu d'assembler ces miroirs sur la parabole totalisant 1100 pièces afin d'atteindre une puissance supérieure à 3 kW_{the} et une température suffisante pour faire actionner un mini turbine à vapeur, une solution qui serait plus facile à réaliser et à reproduire la vapeur suffisante pour le fonctionnement d'une turbine. Le réglage de récepteur/absorbeur nécessitait de travailler en équipe et j'arrive à réaliser cette paraboles grâce à mon encadreur.

Tableau 4.I.1 – Dimensionnement d'un réflecteur parabolique :

Diamètre de réflecteur	D_a	2 m
L'angle d'ouverture	φ	53,13°
Distance focale	f	1 m
Surface d'ouverture	A_a	3,14 m ²
Profondeur de la parabole	h	0,25 m
Surface de réflecteur	S_a	3,33 m ²

4.I.2 Le système de poursuite

Poursuite du Soleil: il s'agit d'un capteur à conduite manuelle, mais avec possibilité d'automatisation et de motorisation. Le suivi quotidien, pendant l'amplitude de six heures [9h30-14h30 temps solaire], s'effectue par rotation de la structure sur son arête Sud (pour un capteur placé à l'hémisphère Nord).

La poursuite du soleil est assurée par deux vérins. Le concentrateur est orienté devant le soleil suivant deux degrés de liberté (Angle horaire ω et la déclinaison δ). Le premier vérin assure la poursuite de la variation de l'angle d'heure. Le second permet le mouvement du concentrateur selon l'angle de déclinaison de façon à se maintenir dans la tâche focale du rayonnement. Ce système de commande nous permet d'installer notre prototype dans les meilleures conditions des mesures (Figure 4.I.3).

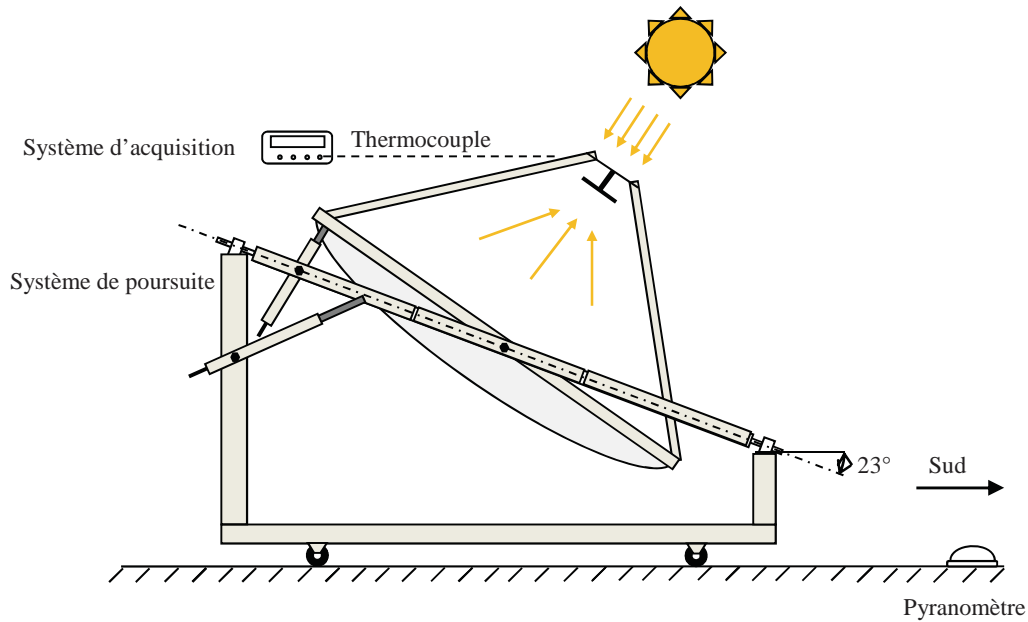


Figure 4.I.3 – Présentation de Prototypé réalisée

4.I.3 Récepteur

Le récepteur utilisé dans cette partie est une plaque métallique carrée de 0,13 m de côté, recouvert par une peinture noire mate pour avoir un coefficient d'absorption près de 0,9. Cette dernière est placée dans la zone focale de la parabole. Les caractéristiques des récepteurs sont montrées dans le tableau (4.I.2).

Tableau 4.I.2 – Les caractéristiques de l'absorbeur (plaque)

épaisseur	e	0,002 m
Surface réceptrice	S_r	0,0169 m ²
Concentration géométrique	C_g	185
Conductivité thermique	λ_{acier}	20 W/m°C
Masse de la plaque	m	0,127 kg

4.I.4 Caractérisation expérimentale de concentrateur

4.I.4.1 Evolution de la température de l'absorbeur

Afin de déterminer le rendement de l'équipement solaire de concentrateur, une campagne des mesures de l'évolution de la température sur une plaque est effectuée. La détermination de rendement et les caractéristiques du concentrateur étudié nous permettront de réaliser une conception de haute température [83]. Pour déterminer l'évolution d'espace-temps de la température de la plaque métallique, trois thermocouples étaient installés dans des positions équidistantes le long de son diamètre (Figure 4.I.4). Les thermocouples sont reliés avec un afficheur électronique dont les prélèvements de l'évolution de la température sont effectués toutes les dix secondes.

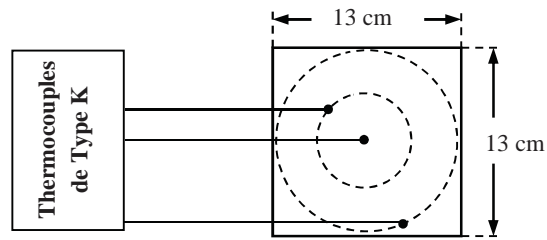


Figure 4.I.4 – Le positionnement des thermocouples

Les températures mesurées sont représentées sur la figure (4.I.5). Ces mesures sont faites le 27/07/2011 pendant la période à partir de 12h à 13h temps local.

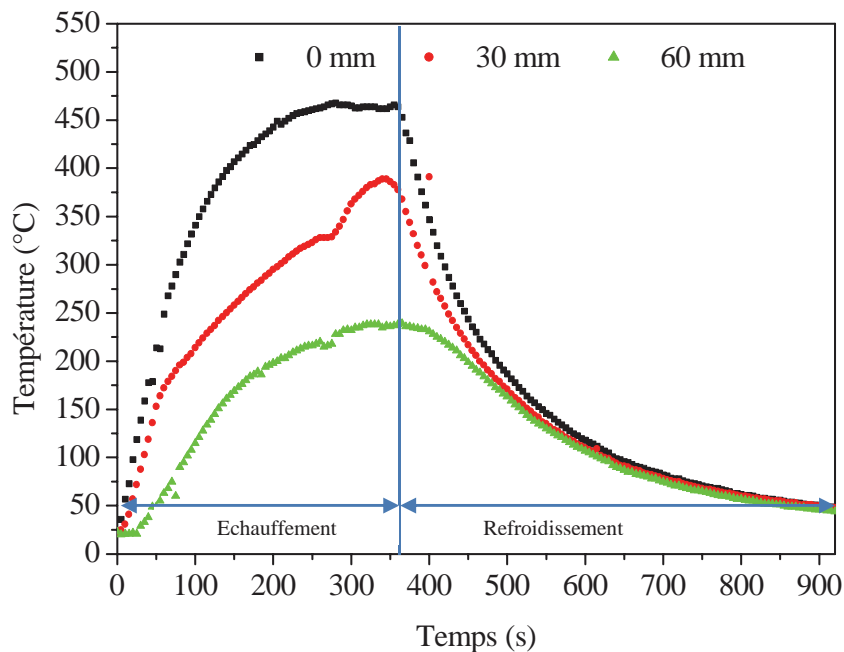


Figure 4.I.5 – Évolution de la température au cours du temps entre [12h00-12h15min]

On remarque que la température au centre de la plaque augmente rapidement au cours du temps jusqu'à 4 minutes et 58 secondes, ce qui correspond à la période de échauffement du récepteur et au-delà de celle-ci on obtient une température de stagnation T_{stg} évaluée à 460 °C. Cette température diminue ensuite pour atteindre la température ambiante. Cette diminution est due à la dé-focalisation du concentrateur. Il faut noter que, les faibles chutes de température observées au cours de l'expérience sont liées notamment à l'effet du vent ou des nuages. L'évolution radiale de la température de la plaque nous montre que cette dernière suit la loi gaussienne.

4.I.4.2 Température de stagnation

L'évaluation expérimentale de la température de stagnation est une méthode moins coûteuse pour estimer l'influence de la conception de concentrateur sur les performances du système.

Cette température correspond à l'état d'équilibre entre le rayonnement concentré par le réflecteur et la puissance perdue par l'absorbeur.

Le bilan énergétique pour le récepteur à cette condition est donné par l'équation suivante:

$$A_a I_N \rho_r \alpha_r = U_L (T_{stg} - T_a) A_r \quad (4-1)$$

En utilisant la température de stagnation mesurée et le rayonnement direct incident, nous pouvons estimer le coefficient global de transfert de chaleur U_L :

$$U_L = \frac{A_a I_N \rho_r \alpha_r}{(T_{stg} - T_a) A_r} \quad (4-2)$$

En absence de Pyrhéliomètre, le rayonnement solaire direct parallèle à l'axe optique de miroir parabolique peut être déterminé en utilisant la relation suivant :

$$I_N = \frac{G_h^* - D^*}{\cos \theta_z} \quad (4-3)$$

Avec :

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (4-4)$$

Ou :

G_h^* et D^* sont le rayonnement global horizontal et diffus donné par la station météorologique de l'aéroport d'Ain el Bey de Constantine pendant la période de notre expérience figure (4.I.7), dont le principe de mesure est montré dans la figure (4.I.6).

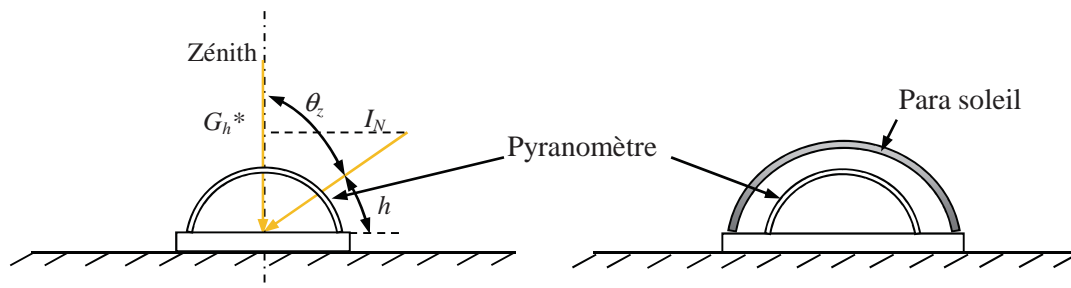


Figure 4.I.6 – Pyranomètre pour mesurer le rayonnement global (à gauche) et diffus (à droite)

La courbe illustrée par la figure (4.I.5) montre que l'éclairement solaire direct croit rapidement du lever du soleil jusqu'à environs de 09h00 (heure locale) avec une vitesse de $400 \text{ W/m}^2/\text{heure}$ pour atteindre une valeur de 900 W/m^2 à 11h00. Puis il reste constant de 890 W/m^2 entre 11h00 jusqu'à 14h00, dans l'intervalle 14h00 et 15h00 environs l'éclairement varie faiblement et devient presque stable ($\sim 10 \text{ W/m}^2/\text{heure}$). Au-delà de 15h00 le rayonnement décroît progressivement ($160 \text{ W/m}^2/\text{heure}$).

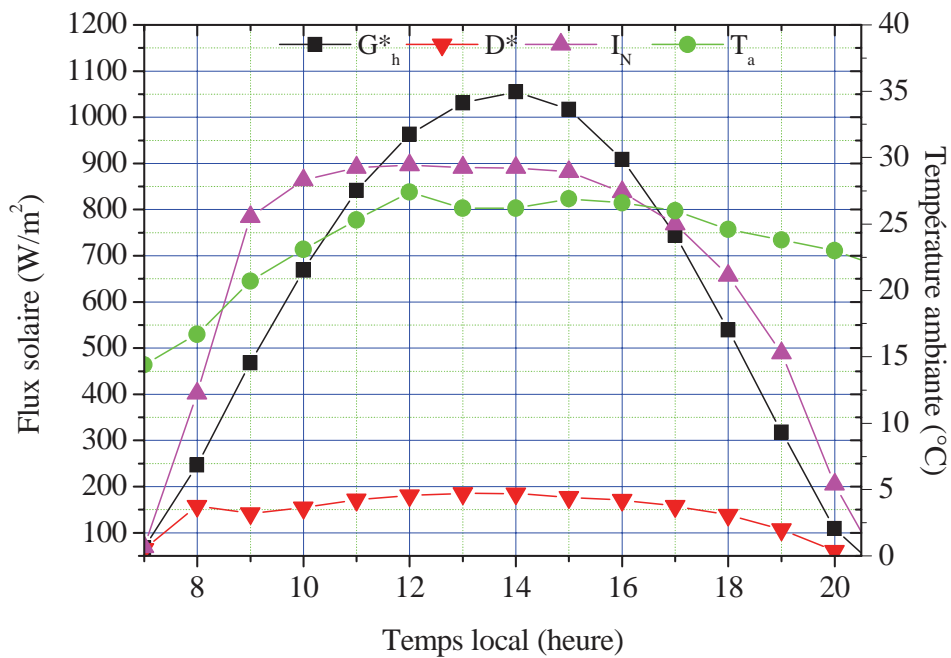


Figure 4.I.7 – la courbe des flux solaires et la température ambiante mesurée le 27 juillet 2011 à la station de Aéroport de Constantine

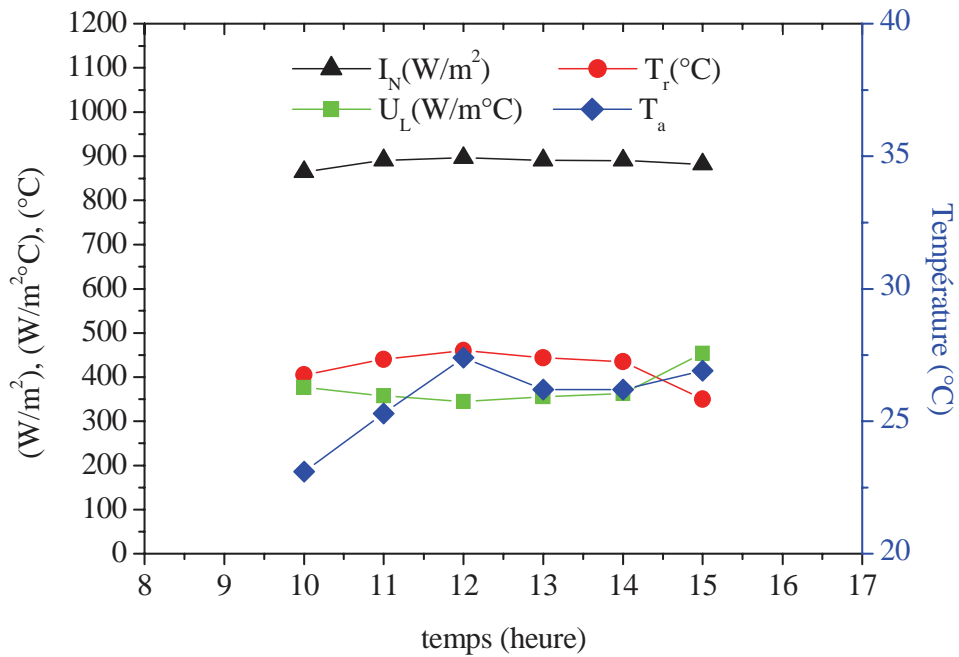


Figure 4.I.8 – l'évolution de la température de stagnation et le coefficient global de transfert de chaleur de la plaque métallique

Les résultats des mesures de la température de stagnation T_{stg} et le rayonnement incident I_N sont montrés sur la figure (4.I.8) ainsi que le coefficient global de transfert de chaleur calculé, U_L . Ces mesures sont réalisées pendant la période à partir de 10h à 15h

L'évaluation de température de stagnation a montré bien l'intérêt de la concentration, qui permet d'atteindre des températures plus élevées. Pour un rayonnement incident autour de 900 W/m^2 , cette dernière augmente jusqu' au 400°C . Si le coefficient d'échange thermique est considéré, une valeur moyenne de $350 \text{ W/m}^2\text{°C}$ est obtenue.

4.I.4.3 Détermination de flux solaire concentré

Les effets d'interstices résultants de la fragmentation du concentrateur influencent la distribution de la température d'un absorbeur, et donc le flux solaire. Dans notre travail, l'estimation du flux concentré est faite par la méthode de la plaque. Cette méthode est basée sur la variation rapide de la température en fonction du temps, ce qui nous permettons d'écrire le bilan thermique au niveau du récepteur sous la forme suivante [44]:

$$m_r c_r \frac{dT_r(t)}{dt} = \dot{Q}_{conc} + \dot{Q}_{inc} - \dot{Q}_{cond} - \dot{Q}_{conv} - \dot{Q}_{rad} \quad (4 - 5)$$

Avec :

\dot{Q}_{conc} : Puissance solaire concentrée (W)

\dot{Q}_{inc} : Puissance solaire incidente (W)

\dot{Q}_{cond} : Puissance solaire perdue par convection (W)

\dot{Q}_{conv} : Puissance solaire perdue par convection (W)

\dot{Q}_{rad} : Puissance solaire perdue par rayonnement (W)

T_r : température de la plaque ($^\circ\text{C}$)

m_r : la masse de la plaque (kg)

c_r : chaleur spécifique de l'acier ($\text{J/kg}^\circ\text{C}$)

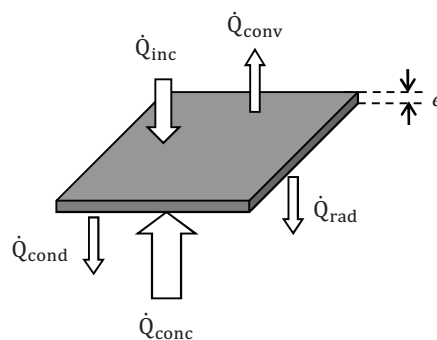


Figure 4.I.9 – Le bilan thermique sur l'absorbeur

À $t = 0$, les flux solaire perdu, par convection et par rayonnement sont nuls car au départ la température de la plaque égale à la température ambiante. De plus le flux solaire incident est négligeable par rapport au flux concentré d'où l'équation de chaleur devient :

$$m_r c_r \left(\frac{dT_r(t)}{dt} \right)_{t=0} = \dot{Q}_{conc} \quad (4-6)$$

D'autre part, il est intéressant de noter que l'évolution de la température de la plaque varie linéairement en fonction du temps au début de l'expérience comme illustrée dans la figure (4.I.10), ce qui nous permet de déterminer la puissance solaire concentrée. Pour avoir plus de précision on a réalisé des mesures toutes les 10 secondes.

$$\alpha = \left(\frac{dT_r(t)}{dt} \right)_{t=0} \quad (4-7)$$

Avec

α : La pente à l'origine, et qui représente la vitesse de chauffage ($^{\circ}\text{C s}^{-1}$).

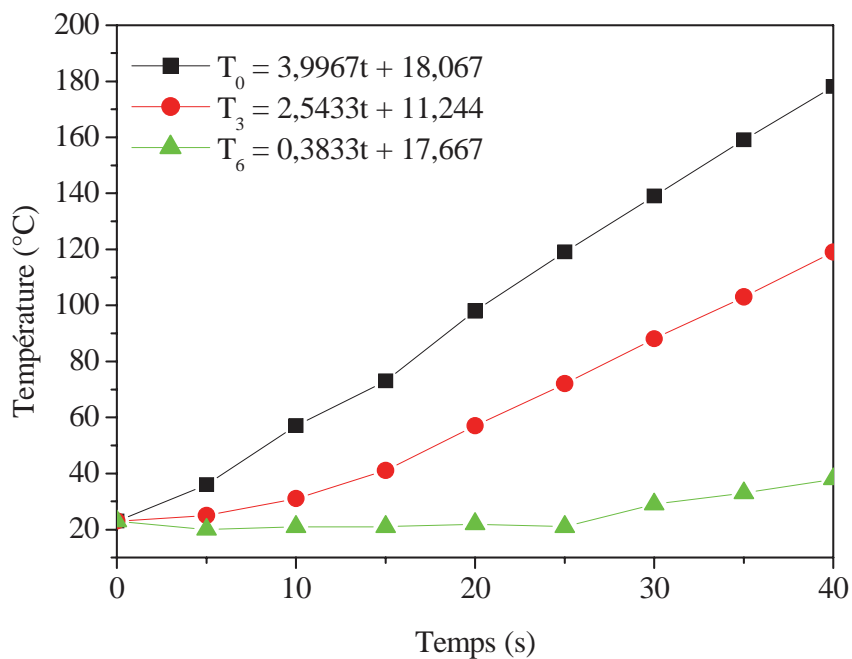


Figure 4.I.10 – Le profil de température au début de l'expérience

Ensuite, la densité de flux solaire I_r peut être déterminée par la formule suivante :

$$I_r = \frac{\dot{Q}_{conc}}{A_r} \quad (4-8)$$

Les valeurs de densité de flux I_r et la concentration optique sont présentes dans la figure (4.I.11).

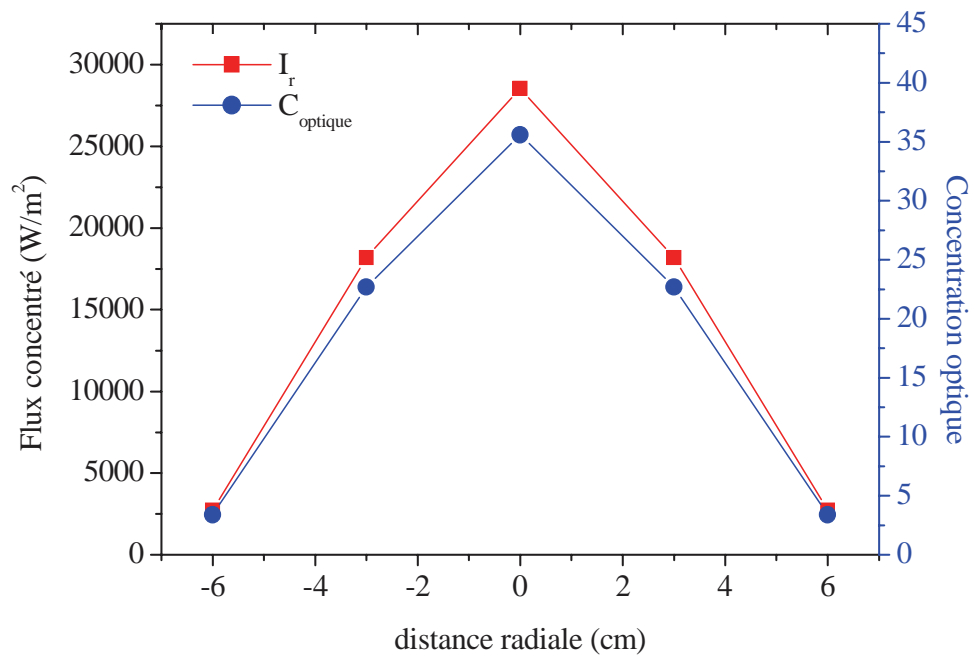


Figure 4.I.11 – La distribution gaussienne de flux solaire concentré ($I_N = 850 W/m^2$)

Le résultat obtenu montre que la distribution de la température au-dessus de la plaque ayant également le même profil que le phénomène attendu, caractérise par une énergie maximale au centre de l'absorbeur.

4.I.4.4 Le rendement du concentrateur

Le rendement du concentrateur solaire est défini comme le rapport entre la densité de flux solaire concentré et le flux solaire incident :

$$\eta_{conc} = \frac{I_r}{\dot{Q}_{inc}} \quad (4 - 9)$$

Le rendement du système calculé à partir des mesures expérimentales est d'environ 29 %.

4.I.5 Conclusions

Dans cette étude, le concentrateur solaire est mis au point. Cette conception est basée sur deux éléments essentiels : le réflecteur et l'absorbeur. Afin d'évaluer la température de stagnation, plusieurs mesures de la température ont été effectuées en utilisant un récepteur plan (plaque métallique). Cela nous permettra ensuite de déterminer le flux solaire concentré et leur distribution sur la plaque. L'analyse de ces résultats expérimentale a montré qu'on peut atteindre des facteurs de concentration de 35,6 et des températures plus élevées, de l'ordre de 400 °C. Par comparaison avec les valeurs disponible dans la littérature [83], on peut conclure que les résultats de la présente étude sont acceptables.

4.II Etude numérique d'un récepteur

Pendant de nombreuses années, les recherches scientifiques ont participé à la recherche de la conversion d'énergie solaire thermique en utilisant des concentrateurs paraboliques. Notre étude est basée sur un concentrateur de $3,14 \text{ m}^2$ de section équipés d'un récepteur avec une cavité cylindrique de forme dispose un monotube sous forme hélicoïde pour la production de la vapeur. Cette dernière est utilisée pour entrainer une turbine couplée avec une dynamo afin de produire l'hydrogène par la technique d'électrolyse.

Dans tels systèmes, les récepteurs subissent trois modes de transfert de chaleur, les pertes de chaleur par conduction à travers les parois de hélicoïde, convection et rayonnement à travers l'ouverture qui doivent toute être réduits au minimum afin d'améliorer les performances du récepteur. En général, les pertes par conduction et par rayonnement peuvent être déterminées facilement par des méthodes standard [44]. D'autre part, la détermination des pertes par convection est assez difficile et repose habituellement sur des modèles semi-empiriques.

Cette partie présente des résultats obtenus à partir de la simulation numérique des pertes par convection couplée avec les pertes par rayonnements d'un système de concentration constitue d'un récepteur cylindrique et d'un concentrateur paraboloidal en utilisant le code de calcul commercial Fluent 6.3 [86].

4.II.1 Description du récepteur

Le modèle physique considéré est schématisé sur la figure (4.II.1). Il s'agit d'un cylindre en acier dispos une ouverture de 0,30 m, contenant un tube de cuivre de forme hélicoïdal de diamètre 0,28 m et de 0,35 m de hauteur. La base de l'hélicoïde est roulée sous forme d'une spirale ayant une ouverture de 12 cm. Le tube de cuivre ayant un diamètre de 0.006 m de diamètre et une longueur de 11 m, l'espacement entre les spires serpentins est de l'ordre de 1 à 3 mm.

4.II.2 Modélisation de transfert thermique

4.II.2.1 Modèle de la convection naturelle

La simulation d'écoulement et de transfert thermique est basée sur la solution simultanée d'un système des équations décrivant la conservation de la masse, de quantité de mouvement et de l'énergie. Ceux-ci peuvent être exprimés pour un fluide incompressible [87]:

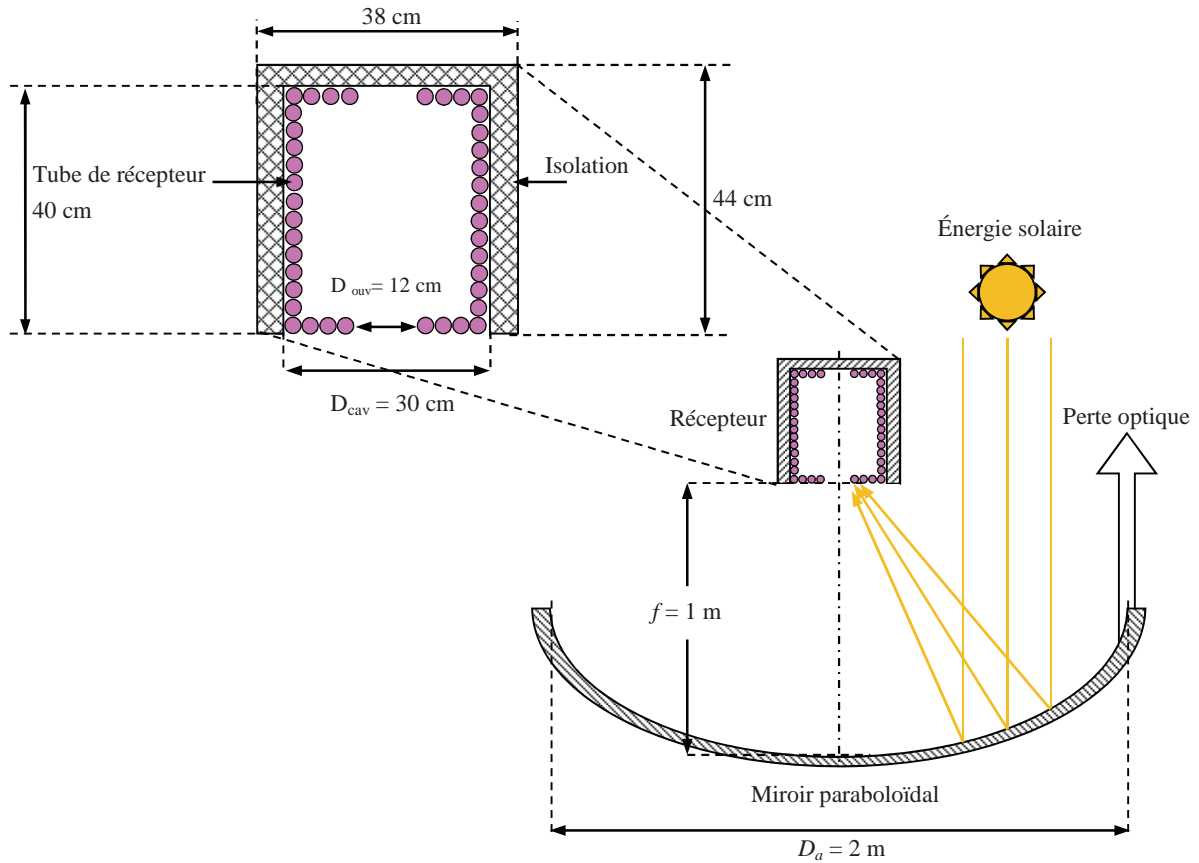


Figure 4.II.1– Les dimensions de système à concentration étudié

Les formes vectorielles des équations de continuité, quantité de mouvement, et de l'énergie peuvent être exprimées en [87,88] pour une inclinaison $\theta = 0^\circ$ (l'axe Oz perpendiculaire au plan horizontal):

- Équation de continuité

$$\frac{\partial(\rho_{air}u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho_{air}v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho_{air}w)}{\partial z} = 0 \quad (4 - 10)$$

- Équation de quantité de mouvement

Suivant x :

$$\rho_{air} \left(u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P}{\partial x} + \mu_{air} \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) + f_x \quad (4 - 11)$$

Suivant y :

$$\rho_{air} \left(u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P}{\partial y} + \mu_{air} \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) + f_y \quad (4 - 12)$$

Suivant z :

$$\rho_{air} \left(u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P}{\partial z} + \mu_{air} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) + f_z \quad (4 - 13)$$

Avec :

$$\beta = \frac{1}{T_{moy}} \quad (4 - 14)$$

Lorsque : $\theta = 90^\circ$: $f_z = g\beta(T - T_a)$
et

Lorsque : $\theta = 0^\circ$: $f_y = g\beta(T - T_a)$

Avec :

$$T_{moy} = \frac{T_a + T_{643} + T_{673}}{3} \quad (4 - 15)$$

▪ Équation d'énergie

$$\rho_{air} c_{p_{air}} \left(u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} + w \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \lambda_{air} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) \quad (1 - 16)$$

Avec :

$$\alpha_{air} = \frac{\lambda_{air}}{\rho_{air} c_{p_{air}}} \quad (4 - 17)$$

Les équations de continuité, quantité de mouvement, et de l'énergie sont utilisés pour résoudre le modèle de convection naturelle laminaire.

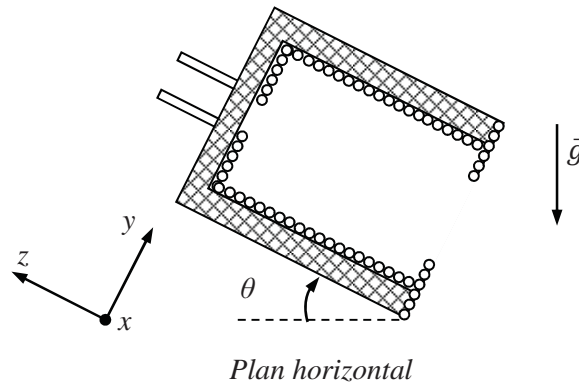


Figure 4.II.2 – la variation de l'angle de l'inclinaison θ de 0° à 90°

θ	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
$g_y \text{ (m/s}^2\text{)}$	-9,81	-9,66	-9,21	-8,49	-7,51	-6,30	-4,90	-3,35	-1,70	0
$g_z \text{ (m/s}^2\text{)}$	0	-1,70	-3,355	-4,90	-6,30	-7,51	-8,49	-9,21	-9,66	-9,81

4.II.2.2 Bilan de radiatif

Pour tenir compte de l'échange de rayonnement dans une surface interne de la cavité du récepteur avec la perte de chaleur par convection naturelle, un modèle de surface-surface (S2S) a été choisi dans la présente procédure numérique. Le modèle S2S est couplé avec le modèle de convection naturelle laminaire. Dans le modèle de rayonnement S2S, les surfaces sont considérées dans le gris et diffusent [87,89]. L'émissivité et la capacité d'absorption d'une surface grise sont indépendantes de la longueur d'onde. Pour une surface diffuse, la réflectivité est indépendante des directions sortantes (ou entrantes). Le rayonnement de

surface est dû à des échanges radiatifs entre les surfaces à d'émissivité différente. Le milieu (air) est supposé être transparent, et par conséquent, il ne participe pas au phénomène de rayonnement. En outre, l'échange d'énergie entre deux surfaces dépend de leur dimension, la distance de séparation, et l'orientation. L'influence de ces paramètres a été calculée par les facteurs de formes et ils sont inclus dans le modèle S2S [88].

Considérons maintenant la surface i choisie parmi n surfaces isothermes et homogènes qui délimitent un volume comme illustré dans la figure (4.II.2).

Le flux d'énergie réfléchi dépend du flux d'énergie incident provenant de l'environnement, qui peut être exprimé en termes de flux d'énergie en quittant toutes les autres surfaces. L'énergie réfléchi par la surface i est donnée [88] par :

$$\dot{Q}_{s,i} = \varepsilon_i \sigma T_i^4 + (1 - \varepsilon_i) \dot{Q}_{e,i} \quad (4 - 18)$$

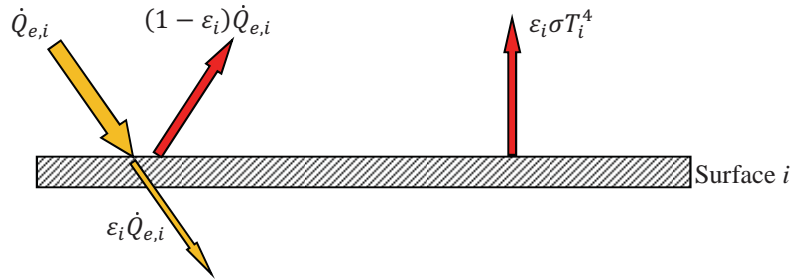


Figure 4.II.3 – transfert thermique par rayonnement d'une surface de récepteur

La quantité d'énergie incidente sur une surface à partir de l'autre surface est une fonction directe du facteur de forme F_{ji} de surface-a-surface (S2S), le flux d'énergie incident $\dot{Q}_{e,i}$ peut être exprimée en termes de flux d'énergie quitter les autres surfaces comme [89] :

$$A_i \dot{Q}_{e,i} = \sum_{j=1}^N A_j \dot{Q}_{s,j} F_{ji} \quad (4 - 19)$$

Pour N surfaces, théorème de réciprocité de facteur de forme est donnée par :

$$A_j F_{ji} = A_i F_{ij} \quad (4 - 20)$$

Par conséquent, $q_{in,i}$ est exprimé comme suit:

$$\dot{Q}_{e,i} = \sum_{j=1}^N F_{ij} \dot{Q}_{s,j} \quad (4 - 21)$$

En remplaçant l'équation (4 - 19) dans l'équation (4 - 18), nous avons:

$$\dot{Q}_{s,i} = \varepsilon_i \sigma T_i^4 + (1 - \varepsilon_i) \sum_{j=1}^N F_{ij} \dot{Q}_{s,j} \quad (4 - 22)$$

L'équation (4 – 22) peut se réécrire comme:

$$J_i = E_i + (1 - \varepsilon_i) \sum_{j=1}^N F_{ij} J_j \quad (4 - 23)$$

Ou bien :

$$E_i = J_i - (1 - \varepsilon_i) \sum_{j=1}^N F_{ij} J_j \quad (4 - 24)$$

Encore :

$$E_i = \sum_{j=1}^N (\delta_{ij} - (1 - \varepsilon_i) F_{ij}) J_j \quad (4 - 25)$$

Avec :

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{où } i = j \\ 0 & \text{où } i \neq j \end{cases}$$

L'équation de la radiativité est exprimée sous forme de vecteur:

$$E_i = K_{ij} J_j \quad (4 - 26)$$

Avec :

$$K_{ij} = (\delta_{ij} - (1 - \varepsilon_i) F_{ij}) \quad (4 - 27)$$

Où :

$$\begin{pmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} K_{11} & \cdots & K_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ K_{N1} & \cdots & K_{NN} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} J_1 \\ \vdots \\ J_N \end{pmatrix} \quad (4 - 28)$$

K est une matrice de dimension de $N \times N$, J est le vecteur de radiativité, et E_i est le vecteur pouvoir émissif.

4.II.3 La géométrie et les conditions aux limites

4.II.3.1 La géométrie et le maillage

La génération de la géométrie en trois dimensions avec le maillage ont été réalisées en utilisant le logiciel Gambit 2.3.26 [87]. Un maillage raffiné a été réalisé dans la région intérieure de la cavité et à la proximité du récepteur mais dans l'enceinte cylindrique le maillage relativement moins dense a été utilisé, qui va augmenter progressivement sa taille en vers l'enceinte cylindrique. Le nombre total de cellules optimales pour la cavité de récepteur est d'environ 860725 cellules tétraédriques.

4.II.3.2 Conditions aux limites

Dans des conditions réelles de la cavité du récepteur, une différence de température qui existe entre la surface intérieure et le plan d'ouverture. Pour indiquer cette condition, une différence de température de 30°C a été considérée entre la surface intérieure de la cavité et le plan d'ouverture du récepteur. De plus, les surfaces de réception internes sont exposées en permanence aux flux solaires concentrés. De ce fait, la surface interne peut atteindre des conditions isothermes homogènes qui correspondent à l'état de stagnation, ce qui nous permettons de donner la condition limite isotherme aux parois intérieures du récepteur. Par conséquent, les parois latérales intérieures sont maintenues à une température constante ($T_p=400^\circ\text{C}$) et la paroi inférieure de la cavité est maintenue à une température constante ($T_p=370^\circ\text{C}$). Pour minimiser les pertes de chaleur, la surface externe du récepteur a été recouverte d'un matériau isolant de la laine de verre. Dans la modélisation, les parois extérieures du récepteur ont été considérées adiabatiques. Le récepteur est entouré par une atmosphère illimitée. Dans le cas physique, une atmosphère illimitée entoure le récepteur cylindrique. Pour atteindre une atmosphère infinie dans le travail numérique, le domaine d'écoulement est établi de telle sorte que le récepteur est placé en position centrale dans la grande enveloppe sphérique. La taille de l'enceinte cylindrique a été augmentée jusqu'à ce qu'elle ait un effet négligeable sur les flux thermiques et le fluide de travail (l'air) au voisinage du récepteur. Cette condition peut être obtenue lorsque le diamètre de l'enceinte cylindrique (domaine externe) est d'environ 30 fois le diamètre du récepteur. La génération de maillages et le domaine de calcul de la cavité du récepteur sont représentés sur la figure (4.II.3) ainsi que les différentes conditions aux limites appliquées [87, 90] :

- Conditions aux limites isothermes : la condition aux limites d'isotherme: La surface intérieure de la cavité de récepteur est prise comme température constante. La condition limite correspondant à la surface isotherme est: $T = T_p$.
- Conditions aux limites à pression d'entrée : la condition aux limites de Pression d'entrée Le domaine externe est considéré comme une condition limite de pression d'entrée, de façon que la condition à la limite soit: $P = P_{atm}$.
- Conditions aux limites adiabatiques : la condition aux limites Adiabatique La surface extérieure de la cavité du récepteur est considérée comme adiabatique et les conditions aux limites correspondant seraient:

$$\frac{\partial T_p}{\partial \phi} = 0$$

4.II.4 Procédure numérique

Les équations du modèle de convection naturelle laminaire et équations vectorielles de radiativité ont été résolues par la méthode des volumes finis en utilisant le logiciel Fluent 6.3. Dans le présent modèle le flux a été considéré comme laminaire stable, incompressible. Trois équations dimensionnelles ont été résolues en utilisant un solveur implicite. L'approximation de Boussinesq a été considérée en résolvant l'équation de quantité de mouvement. Le flux de chaleur moyen par rayonnement quittant de la surface interne de la cavité du récepteur a été obtenu directement à partir des résultats de simulation. Les propriétés du fluide de travail ont été prises sur la base de la température moyenne de la surface du récepteur et l'air ambiant (Tableau 4.II.1). Pour le couplage pression-vitesse, l'algorithme SIMPLEC [89] a été utilisé avec un schéma amont du premier ordre pour la discrétisation des équations.

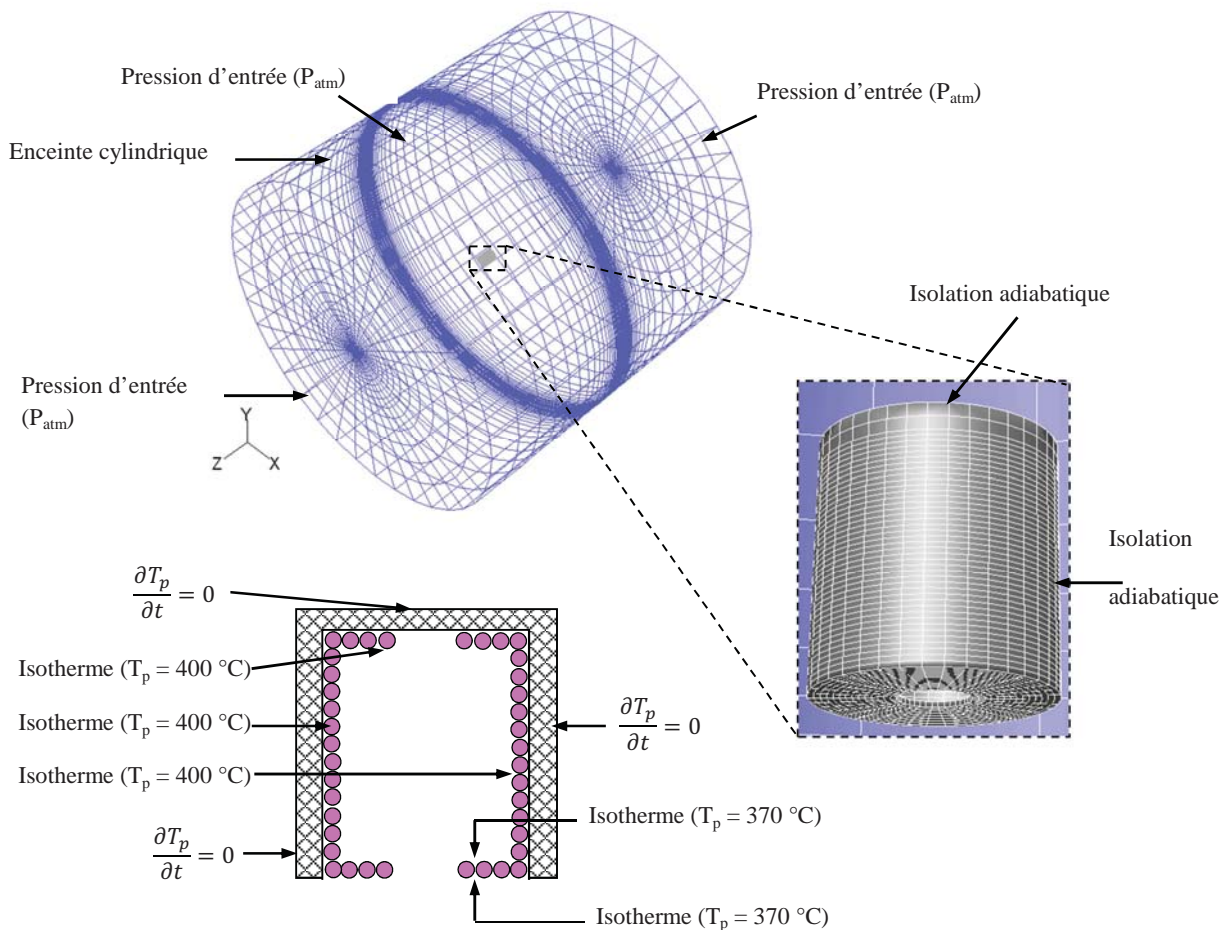


Figure 4.II.4 – Schéma représentant la forme géométrique étudiée et les conditions aux limites.

Tableau 4.II.1—Les propriétés thermophysiques de fluide de travail (l'air) [90].

Propriétés thermophysiques	Valeur	Unité
Médium :	Air	
Pression :	1	[bar]
Température :	266,51	[°C]
Densité :	0,65020116	[kg / m ³]
Enthalpie Spécifique :	544,90436	[kJ / kg]
Entropie Spécifique :	7,4656898	[kJ / kg K]
Capacité de chaleur spécifique :	1,039302	[kJ / kg K]
Coefficient expansion thermique :	1,868913	[10 ⁻³ (1 / K)]
conductivité thermique	42,033714	[10 ⁻³ (W/mK)]
Viscosité dynamique :	28,597427	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Viscosité cinématique :	44,588521	[10 ⁻⁶ m ² / s]
Diffusivité Thermique :	630,23363	[10 ⁻⁷ m ² / s]
Nombre de Prandtl :	0,70722832	
Coefficient de compressibilité β :	1	

4.II.5 Critère de convergence

À chaque itération, des résidus sont calculés pour chaque variable de calcul, par exemple, la pression et les composantes de vitesse. Ils nous renseignent sur le degré de déséquilibre de l'équation associée à chaque variable. La convergence est déterminée à partir de ces résidus. Il n'existe pas vraiment de critères absolus pour l'évaluer mais il est recommandé d'examiner non seulement les résidus ainsi que leur évolution, mais aussi les valeurs des quantités calculées. Le critère de convergence par défaut est de 10^{-3} [91], cette valeur est généralement insuffisante pour assurer une bonne convergence. Il faut seulement que les résidus soient inférieurs à une valeur suffisamment petite.

Un critère de convergence de 10^{-3} a été imposé sur les résidus de l'équation de continuité et l'équation de quantité de mouvement [91]. Le critère de convergence 10^{-6} a été donné sur le résidu de l'équation de l'énergie [91]. Un temps de calcul typique prend environ 20 minutes sur une CPU d'un micro-ordinateur portable Lenovo R61i de 1 GHz de rame.

4.II.6 Résultats et discussion

Les pertes de chaleur par convection naturelle couplée avec les pertes de chaleur par rayonnement ont été estimées pour différentes températures et angles d'inclinaison de récepteur.

4.II.6.1 Influence de l'angle d'inclinaison sur les pertes thermiques

Les contours de la vitesse dans le plan de symétrie de récepteur pour les angles d'inclinaison de 0° au 90° sont présentés sur les figures (4.II.4).

Il est évident que la configuration d'écoulement prédite est en accord avec ce qui est attendu de manière intuitive. À un angle d'inclinaison de 0° , l'air froid pénètre dans la cavité au niveau de la moitié inférieure de l'ouverture et s'écoule le long de la partie inférieure de la cavité où il est chauffé. L'air arrive à la paroi de fond et s'écoule vers le haut jusqu'à ce qu'il rencontre la paroi supérieure de la cavité. L'air circule alors en arrière le long et sort enfin de la cavité. Un noyau relativement stagnant est observé dans le milieu de la cavité. Le panache d'air chaud sortant de la partie supérieure de l'ouverture s'écoule directement vers le haut sans attachement à la partie frontale du récepteur. Le panache s'étend avec une diminution de vitesse due à la fois à l'effet visqueux et la réduction de la force de flottabilité induite due au refroidissement du panache. Les régimes d'écoulement à des angles de 30° et 60° sont tout à fait similaires, mais avec l'addition d'une zone stagnante et de la circulation locale dans la partie supérieure de la cavité inclinée en raison de l' stratification stable de la température. Dans ces cas, le panache chaud sortant se fixe à l'avant du récepteur avant la séparation au bord du récepteur et étalement.

La figure (4.II.5) présente les profils de vitesse dans le plan de l'ouverture pour les angles d'inclinaison de 0° , 30° , 60° et 90° . Les quatre contours montrent clairement que les entrées et sorties d'air occupent les moitiés inférieure et supérieure de l'ouverture, respectivement. La vitesse de sortie maximale se produit dans la partie supérieure, tandis que la vitesse maximale d'entrée se produit à proximité du fond. La grandeur des deux vitesses diminue avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison.

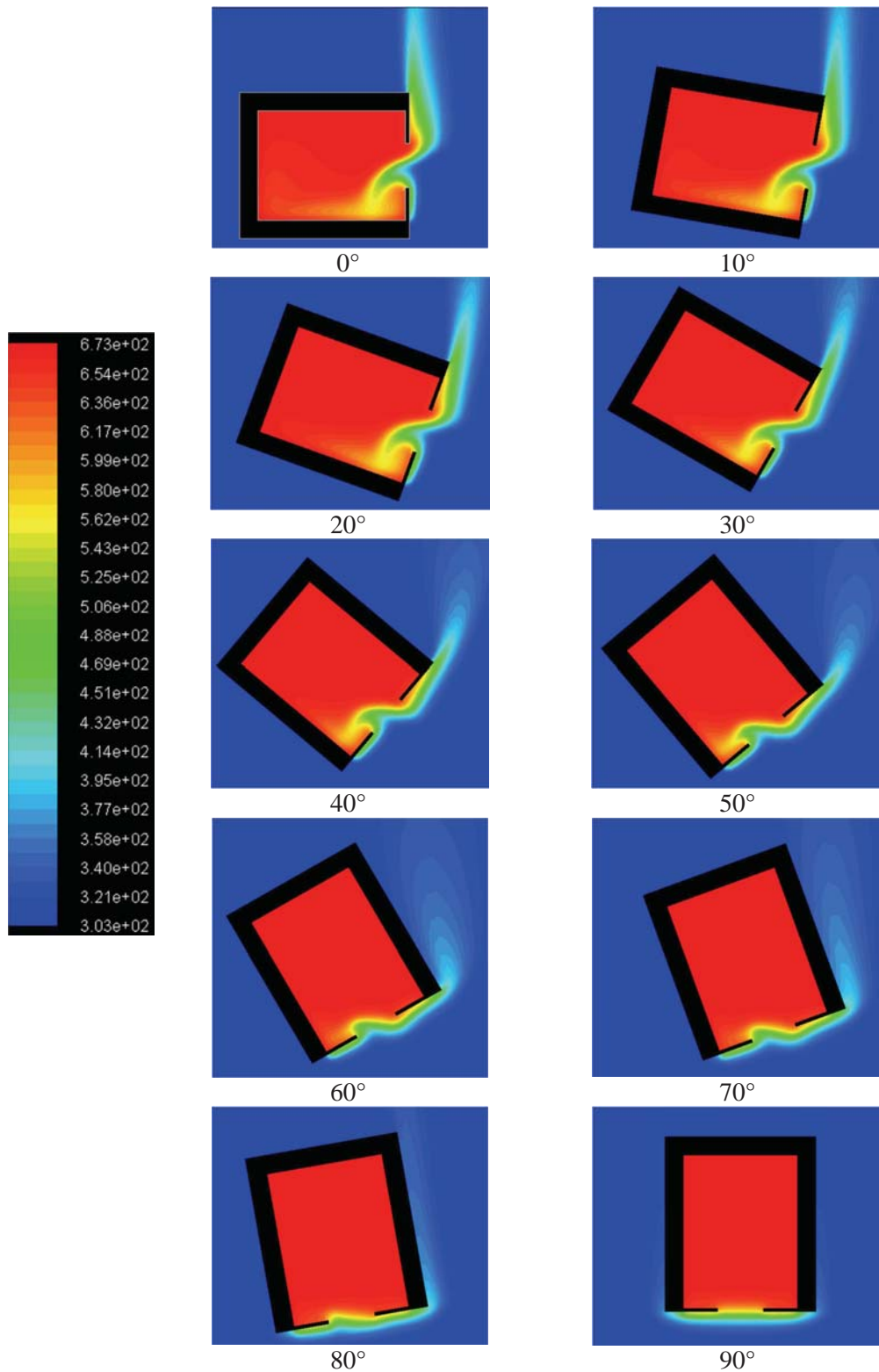


Figure 4.I.5 – Variation de la distribution de la température en fonction de l'inclinaison

La zone d'entrée entre les angles de 0° et 30° n'est pas significativement différente, juste légèrement supérieure à cette dernière. Cependant, pour l'angle 60° et 90° , on constate que

l'entrée est réduite à l'effet du blocage de l'écoulement, qui est principalement causé par l'augmentation de la zone de stagnation à l'intérieur de la cavité. La température de l'air entrant dans la cavité est d'environ 414 K (ou 141°C) dans tous les cas (figure 4.II.4), ce qui est plus élevé que la température ambiante de 303 K (ou 30°C). Ceci montre que l'air entrant est chauffé par l'effet de mélange avec le panache chaud sortant.

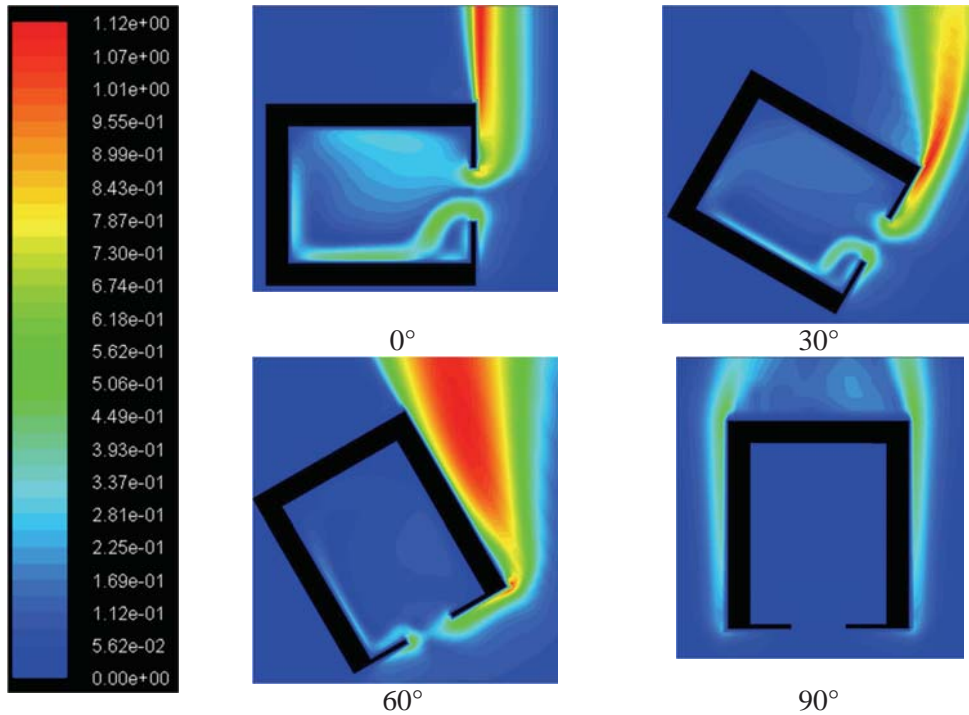
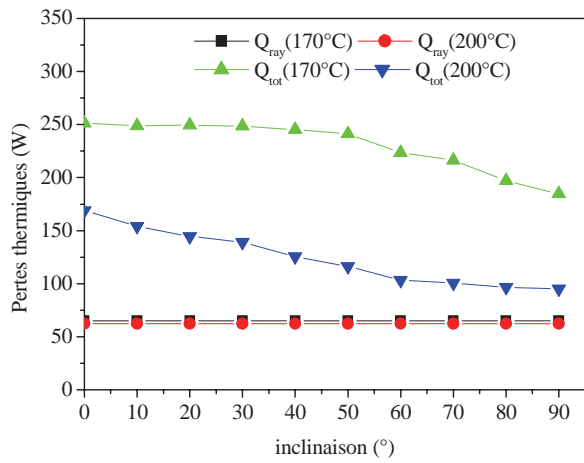


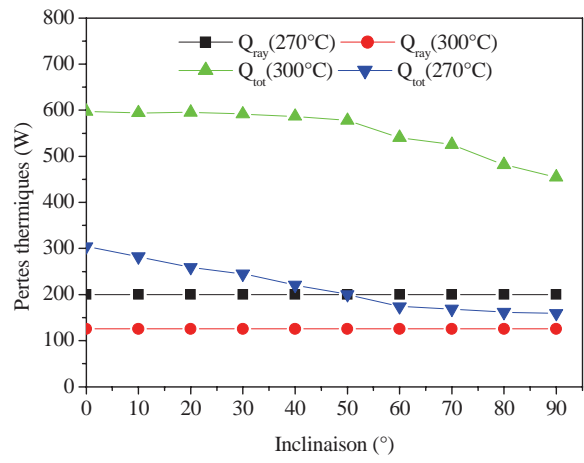
Figure 4.II.6 – Variation de la distribution de la vitesse en fonction de l'inclinaison

4.II.6.2 Influence de la température sur les pertes thermiques

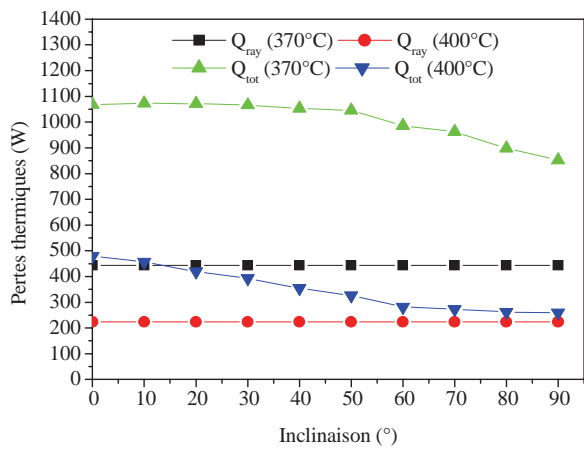
Les pertes de chaleur totales et par rayonnement ont été déterminés à partir de l'intégration des pertes de chaleur des parois de la cavité et de la vitesse d'écoulement à travers l'ouverture pour des températures de récepteur comprises entre 200 à 600°C et différentes orientations du récepteur. Les variations des pertes thermiques pour les deux parois de la cavité, la paroi intérieure latérale et la paroi inférieure sont présentes dans la figure (4.II.6).



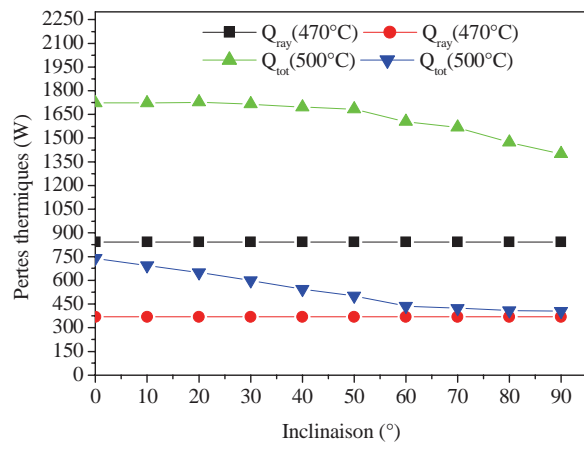
200°C



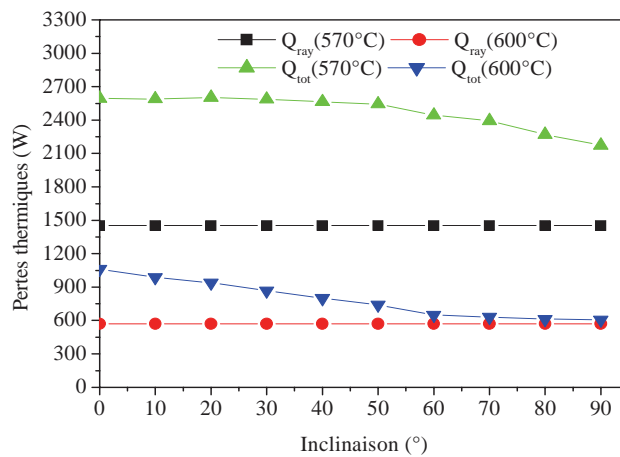
300°C



400°C



500°C



600°C

Figure 4.II.7 – Les pertes thermiques totales et par rayonnement

Les résultats obtenus montrent que les pertes par rayonnement sont indépendantes de l'angle d'orientation. D'autre par, il est intéressant de noter que les pertes de chaleur par convection et par rayonnement sont plus importantes au niveau de la paroi intérieure latérale. Si les pertes thermiques totales sont considérées (figure 4.II.7), on constate que ces pertes augmentent avec les températures de récepteur. Pour les faibles températures de récepteur ($< 400^{\circ}\text{C}$), cette augmentation est linéaire et indépendante de l'angle d'orientation. Cependant, l'influence de l'angle de l'inclinaison devient plus significative pour les températures plus élevées.

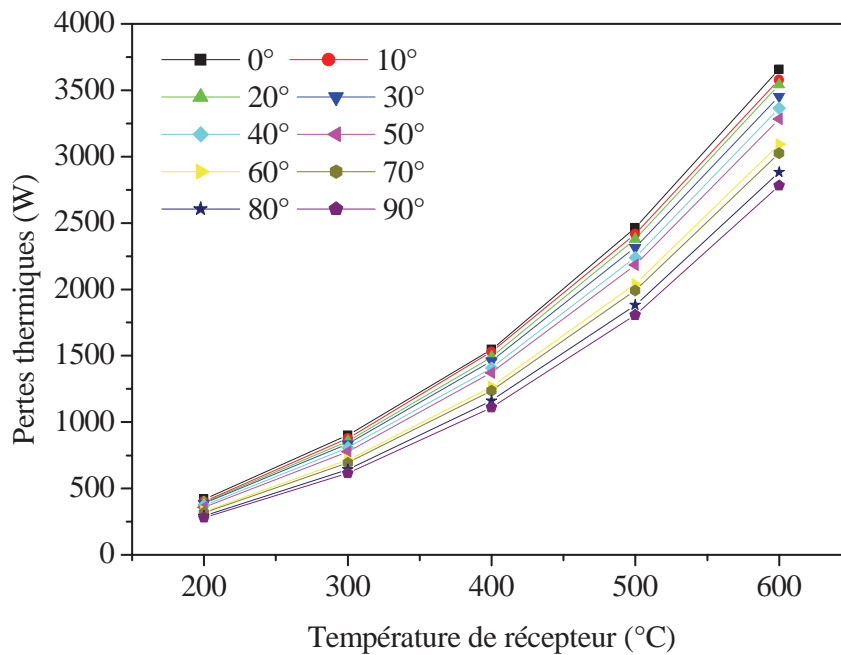


Figure 4.II.8 – Variation des pertes thermiques totale en fonction de la température de récepteur

4.II.6.3 Influence de l'émissivité sur les pertes thermiques

La variation des pertes de chaleur avec l'inclinaison du récepteur à $\varepsilon_r = 0$ et $\varepsilon_r = 1$ sont montrées dans la figure (4.II.8). Les pertes de chaleur par convection à $\varepsilon_r = 1$ sont plus importantes que les pertes à $\varepsilon_r = 0$. Cette différence est due principalement à l'intégration du transfert thermique par rayonnement dans le modèle de convection.

En effet, le transfert par rayonnement change le comportement principal de l'écoulement dans le récepteur, qui affecte alternativement le coefficient de transfert de chaleur par convection [91]. Par conséquent, le rayonnement augmente le transfert de chaleur totale.

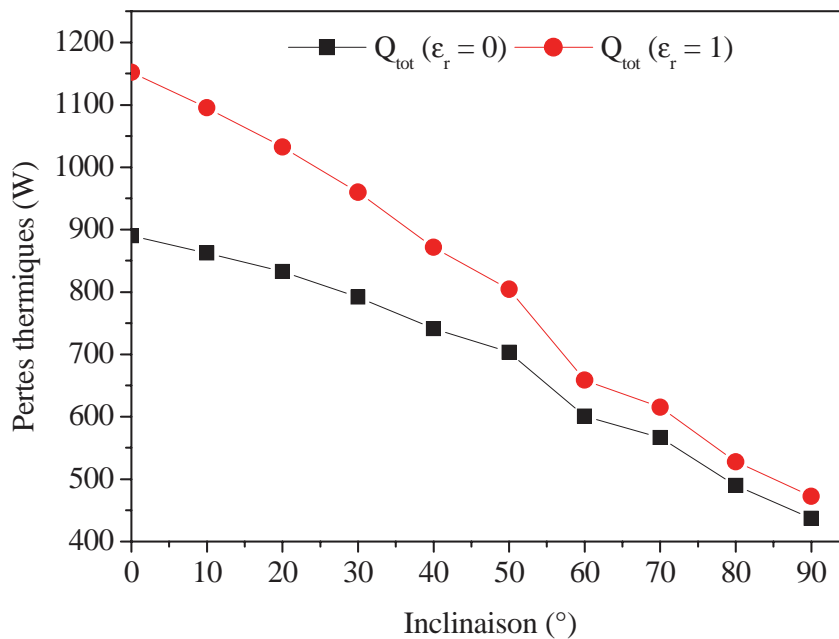


Figure 4.II.9 – Les pertes de chaleur totales pour l'émissivité $\epsilon_r = 0$ et $\epsilon_r = 1$

4.II.7 Conclusion

Le travail que nous avons présenté dans la deuxième partie de quatrième chapitre concerne l'étude numérique en 3-D des pertes de la chaleur par convection naturelle couplée avec le rayonnement dans un récepteur cylindrique. L'effet de l'angle d'inclinaison et la température de récepteur sur les pertes thermiques sont étudiés, ainsi que l'émissivité. Le modèle élaboré permet de déterminer la distribution tridimensionnelle de la température et les lignes de courant, les vitesses selon l'axe des x et des y et z. cette étude montre que les pertes par rayonnement sont indépendantes de l'angle d'orientation cependant les pertes totales augment d'une manière significative avec les différents paramètres.

4.III Production de la vapeur

Dans cette partie, nous présentons une analyse thermodynamique d'une application de la concentration solaire ; la production de la vapeur à l'aide d'un système de concentration consiste d'une antenne satellite réutilisée couplée avec un récepteur cylindrique. Le comportement thermique de fluide caloporteur dans le récepteur est représenté par un modèle théorique. La comparaison du modèle développé avec les résultats expérimentaux montre une bonne concordance. D'autre part, la durée de chauffage nécessaire pour achever le processus de la production de la vapeur est estimée entre 20-25 minutes. Finalement, les conclusions de cette étude nous permettront d'améliorer le système de concentration afin d'obtenir une machine thermique à vapeur solaire plus performante, utiliser ensuite comme prototype pour assurer la production de l'hydrogène.

4.III.1 Modèle théorique

Les rayons provenant du soleil sont réfléchis par l'antenne parabolique sur le récepteur. L'énergie solaire concentrée arrivant à la partie inférieure de récepteur est ensuite absorbée par l'acier, qui est peint en noir, et transférée à la masse d'eau. L'énergie interne de la masse de l'eau augmente, en tant que ça température, en particulier la température de l'eau à la proximité du fond de la plaque. Étant donné que l'eau dans la partie inférieure de récepteur est plus chaude, et donc moins dense, il peut éventuellement passer par le procédé de changement de phase à une température inférieure à la température de saturation à pression ambiante [92]. En raison de la pression exercée par le processus de changement de phase de l'eau dans le récepteur, la vapeur est finalement dégagée par la soupape de détente.

Pour modéliser le comportement thermique de l'eau dans le récepteur, nous avons choisi le modèle le plus simple du système thermodynamique. Ce modèle provient d'un bilan énergétique effectué sur le récepteur représenté dans la figure (4.III.1).

Le système thermodynamique est composé d'un récepteur en acier contenant de l'eau. De part de ces hypothèses, l'équilibre énergétique général est donné par :

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_c + \dot{Q}_p \quad (4 - \text{III. 1})$$

Où :

\dot{Q}_u La variation instantanée de l'énergie interne du système,

\dot{Q}_c L'énergie par unité de temps qui arrive à la limite de système,

\dot{Q}_p La perte d'énergie par unité de temps qui quitte la limite du système.

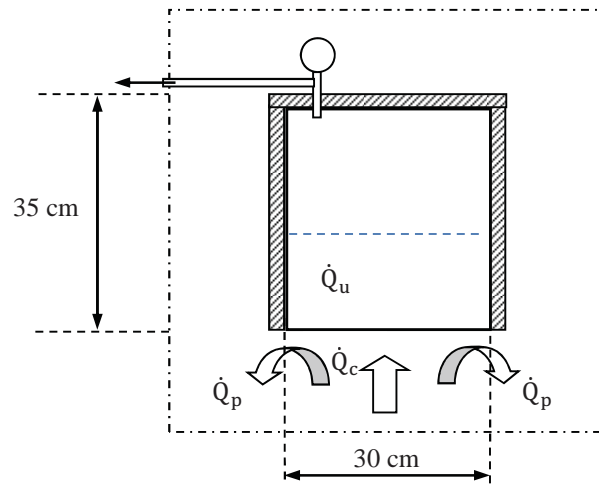


Figure 4.III.1 – Le système thermodynamique

Le rayonnement solaire incident est donné par l'énergie de rayonnement solaire concentré par le concentrateur. La puissance du concentrateur peut fournir au système est donnée par :

$$\dot{Q}_c = C \alpha_r \rho A_s I_N \quad (4 - \text{III. 2})$$

Ici C est le paramètre de concentration géométrique de l'antenne, qui est sans dimension et défini comme l'aire de surface du concentrateur au-dessus de la surface de l'image concentrée (α_r est le coefficient d'absorption optique de la surface de récepteur (qui était peint en noir) , qui est également sans dimension , ρ est le facteur optique de réflexion de l'antenne , A_s est l'aire de section de la tache solaire sur la base de récepteur formée par l'antenne, enfin $I_N(\text{W/m}^2)$ est le rayonnement incident instantané, qui peut être mesurée utilisant un pyranomètre (voir la partie I).

Les pertes thermiques du système peuvent être divisées en trois modes, conduction, par convection, et rayonnement. Le premier mode est très faible étant donné que la surface captive en acier est petite, donc nous négligeons les pertes par conduction. Pour les pertes par convection, nous utilisons la loi de refroidissement de Newton, et pour les pertes radiatives nous utilisons l'équation Stefan-Boltzmann. Il est important de souligner que le modèle thermodynamique simple va considérer le système comme caractérisé par une seule température, négliger ses variations spatiales.

Avec ces considérations les pertes du système sont données par [93] :

$$\dot{Q}_p = h_{conv} A_r (T_r - T_a) + \varepsilon_r \sigma A_r (T_r^4 - T_{ciel}^4) \quad (4 - \text{III. 3})$$

Où :

h_{conv} ($\text{W/m}^2\text{K}$) [93] est le coefficient de transfert de chaleur par convection entre le récepteur et les environnements, A_c (m^2) la surface totale externe de récepteur, T_r ($^{\circ}\text{C}$) est la température

instantanée thermodynamique du système, T_a (°C) est la température de l'environnement entourant le système thermodynamique, est ε_r l'émissivité de l'acier de récepteur (est la constante de Stefan- Boltzmann ($5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$) et T_{ciel} (K) est la température du ciel qui pour des raisons pratiques remplacer par T_a .

$$T_{ciel} = T_a - 6 \quad (4 - \text{III. 4})$$

Le modèle prend en compte que la variation de l'énergie interne présente deux étapes de l'évolution du système thermodynamique. Au cours de la première étape, qui va de $t(0) = t_i$ jusqu'à un instant t_1 , la masse d'eau est constante; dans cet intervalle de temps, il s'agit d'une énergie afflux dans le système. Le chauffage du liquide à l'intérieur du système est non uniforme au cours de cette période de temps, l'eau qui est plus proche de fond de récepteur devient plus chaude et moins dense que celle de la partie supérieure. L'eau de faible densité est capable de passer par un processus de changement de phase à une température inférieure à celle de la température de saturation à pression ambiante, ce qui correspond à la deuxième phase de l'évolution du système thermodynamique. Ainsi, la différence principale entre les deux phases est que, dans la première la masse de l'eau est constante, et au cours de la deuxième étape, la masse d'eau diminue en fonction du temps. Finalement, en raison du changement de phase l'accumulation de la pression est suffisante pour vaincre la force de gravité et la présence de la soupape de détente. La vapeur d'eau est ensuite poussée hors de la partie supérieure de récipient pour échappé, passant à travers le clapet de la soupape de détente. La deuxième étape est achevée quand la vapeur est produite, et qui correspond à l'instant t_2 .

Compte tenu les deux étapes de l'évolution du système thermodynamique, nous modélisons la variation d'énergie interne montrée dans l'équation (4-III.5) suivante [94] :

$$\dot{Q}_u = \begin{cases} [m_{acier}c_{p_{acier}} + m_{eau}c_{p_{eau}}] \times \frac{dT_r(t)}{dt}, t_i \leq t < t_1, \\ [m_{acier}c_{p_{acier}} + m_e(t)c_{p_{eau}}] \times \frac{dT_r(t)}{dt}, t_1 \leq t \leq t_2, \end{cases} \quad (4 - \text{III. 5})$$

Où m (kg) et C_p (J/kg K) représentent la masse et la chaleur spécifique à pression constante, respectivement ; l'indice r signifie acier et eau se réfère à l'eau dans le système avant et après l'instant t_1 . En outre $m_e(t)$ (kg) représente la masse totale instantanée de l'eau présente dans le système après le processus de changement de phase commence.

Dans tous les cas, nous modélisons $m_e(t)$ comme diminuant de façon linéaire dans l'intervalle de temps de t_1 à t_2 . En d'autres termes, il diminue à un débit constant, à partir de 3 kg, ce qui est la quantité d'eau que le récepteur peut contenir.

On substitué les équations. (4 – III.2) (4 – III.5) dans l'équation. (4 – III.1), nous pouvons construire une équation différentielle. Nous utilisons la température mesurée de l'eau à $t = 0$ comme une condition initiale. La solution de cette équation nous donne la température instantanée du système thermodynamique. En raison de la forme du quatrième ordre de l'équation. (4 – III.3) l'écart résultant équation est non linéaire et doit être résolu par la méthode numérique par la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4. Dans ce but, nous avons écrit un programme en FORTRAN pour le résoudre.

La forme de l'équation différentielle que le résout par le programme est indiqué dans l'équation. (4 – III.6) [93-97].

$$C\alpha_r\rho A_s I_N(t) - h_{conv}A_r(T_r(t) - T_a) + \varepsilon_r\sigma A_r(T_r^4 - T_{ciel}^4) = \begin{cases} [m_{acier}c_{pacier} + m_{eau}c_{peau}] \times \frac{dT_r(t)}{dt}, t_i \leq t < t_1, \\ [m_{acier}c_{pacier} + m_e(t)c_{peau}] \times \frac{dT_r(t)}{dt}, t_1 \leq t \leq t_2, \end{cases} \quad (4 - III. 6)$$

Afin d'évaluer le modèle nous utilisons les valeurs présentées dans le tableau (4.III.1). Le rayonnement incident instantané a été estimé par la mesure de rayonnement global et diffus. La température ambiante moyenne qui a été utilisée dans le programme a été mesurée expérimentalement.

Tableau 4.III.1 – les valeurs utilisées par le modèle théorique :

A_s	0,01 m ²
C	Paramètre variable
C_{peau}	4190 J/kg K
C_{pacier}	893 J/kg K
$I_N(t)$	Mesuré pendant l'expérience (W/m ²)
h_{conv}	300 W/m ² K
m_{acier}	0,8 kg
m_{eau}	3 kg
$m_e(t)$	Diminution à débit constant de la masse 3 kg d'eau à t_1 de 0 kg à t_2
T_a	Mesuré pendant l'expérience
α_r	0,95
ε_r	1
σ	5,67×10 ⁻⁸ W/m ² K ⁴
ρ	0,90

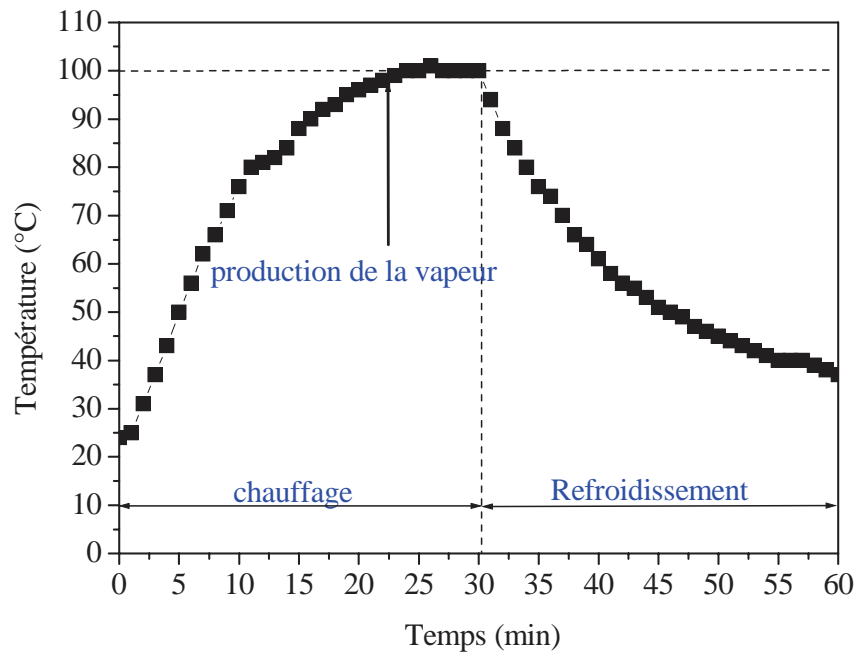


Figure 4.III.2 – Allure expérimentale montre l'échauffement et le refroidissement d'un (01) litre de l'eau pour le 27 Juillet 2011

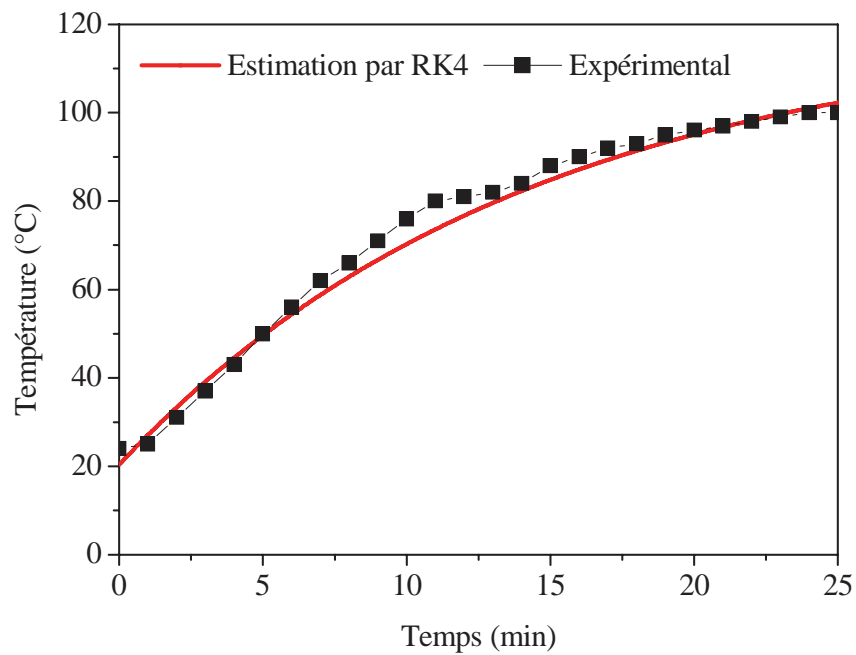


Figure 4.III.3 – Une concordance entre la température estimé par RK4 et l'expérimentale d'un litre de l'eau pour le 27 Juillet 2011

4.III.2 Montage expérimental

Il y avait plus de dix expériences menées les jours qui ont bon ensoleillement. Ceux-ci ont été faits avec l'utilisation d'un système de poursuite alta-zimutale conçu spécifiquement pour le concentrateur (4.III.2).

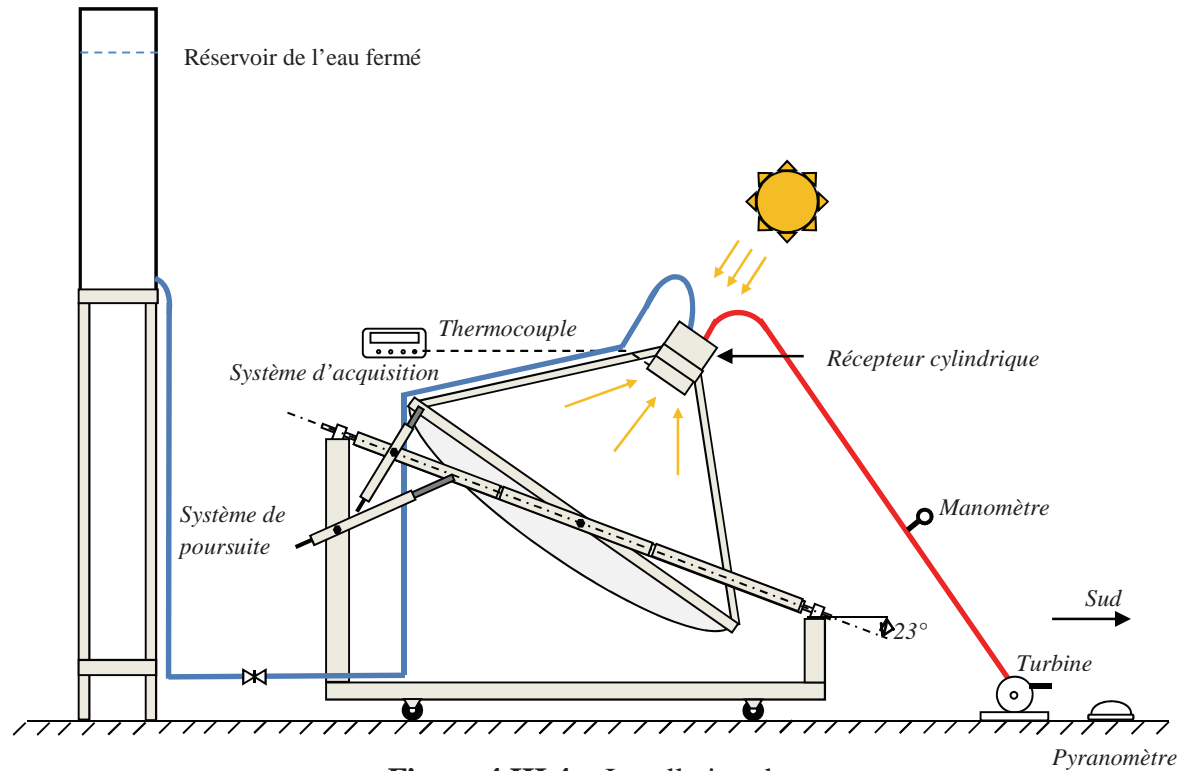


Figure 4.III.4 – Installation de test

À cause de difficultés expérimentales, la paroi latérale de récepteur cylindrique a été isolée par une couche de laine de verre qui était de 2 cm d'épaisseur et protégée de rayonnement solaire concentré par une couche de feuille d'aluminium (figure 4.III.4).

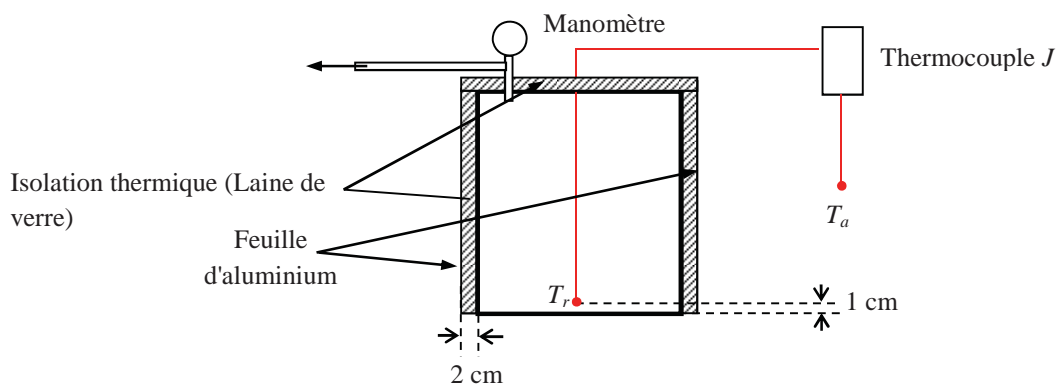


Figure 4.III.5 – Le positionnement des thermocouples

Afin d'améliorer le rendement du système, il est préférable de couvrir le récepteur pour absorber le rayonnement qui est perdu en raison de la couche de la laine de verre. C'est parce

que la zone qui reste exposée si elle n'est pas couverte est beaucoup plus grande que la zone où les rayons concentrent, et donc les pertes par convection sont monopoliser que les autres puissances d'énergie perdues. Le fond de récepteur a été peint en noir avec une peinture résiste a la température élevée qui a un coefficient d'absorption vaut à 0,95.

Il y avait trois variables mesurées lors de chaque expérience: la température représentative de l'eau inférieure de récepteur, la température ambiante, et le rayonnement solaire en incidence normale. Pour ce faire, le récepteur a été équipé par deux thermocouples de type J. Le premier thermocouple a été placé à l'intérieur de récepteur, 1 cm à partir de fond de récepteur comme la montre la figure (4.III.5). Ceci a été réalisé en retirant la deuxième soupape de pression et le remplacer par un composant qui nous a permis de placer le fil du thermocouple à l'intérieur. Le deuxième thermocouple a été placé à l'air libre, mais sous l'ombre pour mesurer la température ambiante. Ainsi, toutes les données ont été collectées simultanément en utilisant un système d'acquisition de données (figure 4.III.6).



Figure 4.III.6 – Le système d'acquisition de données et le manomètre

4.III.3 La procédure de test

L'installation expérimentale avec des instruments est présentée dans Figure (4.III.5). Les instruments utilisés pour examiner sont présentés dans le tableau (4.III. 3) l'installation de test inclut également une installation de mesure de la vapeur produite par le récepteur.

Cette installation est adaptée de la méthode proposée pour mesurer la quantité de la vapeur.

Le changement de la température est mesuré le long de l'expérience.

L'orientation de la parabole est assurée par deux vérins semi-automatique et la mesure expérimentale de production de la vapeur est assurée par les deux différents récepteurs. Dans le premier cas de l'expérience comme le montre la figure (4.III.7).

L'installation est également équipée de la soupape de détente pour assurer la sécurité et l'évacuation de la vapeur à partir de la pression désirée par la soupape de détente. Autres thermocouples sont installés pour mesurer la température ambiante et de la vapeur.

Le test commence à 10h00, heure locale, avec focalisation du rayonnement réfléchi par le miroir sur un récipient fermé. Les rayonnements réfléchis se concentrent sur la base du récepteur cylindrique. Dans un premier temps, la chaleur est absorbée par le fond du récepteur, une fois que l'équilibre thermique établit entre la base et la surface latérale de récepteur, la chaleur sensible est absorbée par l'eau et ensuite le chauffage continu de l'eau conduit à un changement de phase. Le changement de phase de l'eau génère de la vapeur et par mesure la pression augmente à l'intérieur du récepteur cylindrique selon la figure (4.III.5):

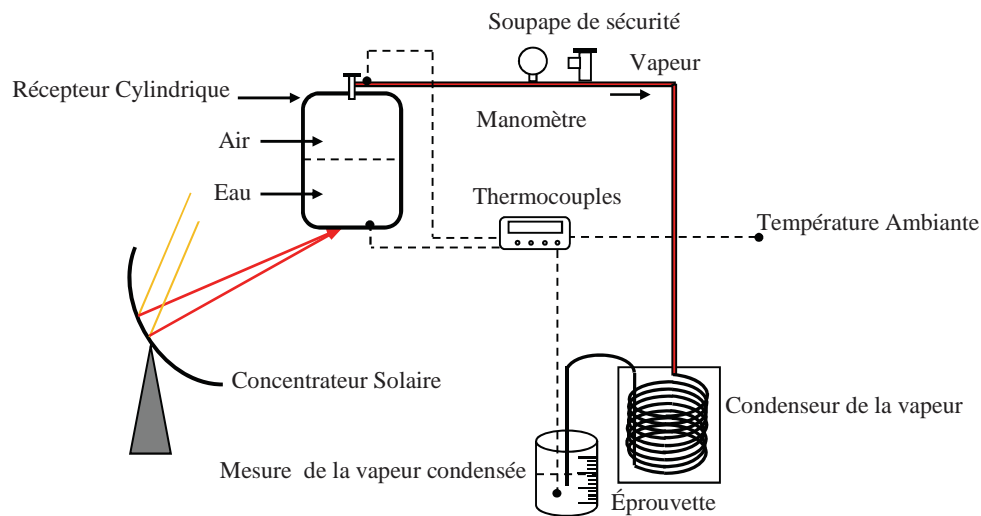


Figure 4.III.7 – Production de la vapeur par un récepteur fermé

À 11h20, nous avons commencé les mesures de l'épreuve thermique de notre concentrateur en suivant le concentrateur tel que l'ouverture du capteur plan est perpendiculaire à l'énergie solaire incidente rayonnement. La température augmente pour atteindre 170 °C et près de 9,80 bars à la pression de récepteur (à 12h30), cette pression peut être dépassée de plus de 10 bars. Après 12h30 le récepteur est mise au point, il est permis de dé focalisé le prototype afin de mettre les conditions de refroidissement de récepteur jusqu'à la pression du récepteur atteint la pression atmosphérique.

Nous avons procédé à de faire des tests de production de la vapeur par deux récepteurs afin de mieux trouvé une bonne performance. La figure (4.III.8) montre la vapeur obtenue avec ce concentrateur solaire, après avoir atteint une température de 200°C et une pression de 10 bars (13h30) pendant 25 minutes de chauffage progressif, en une journée avec quelques nuages. La figure au-dessus montre, Une fois que la pression dépasse 10 bars la soupape de décharge de pression fonctionne pour évacuer la vapeur. L'évacuation de la vapeur libère de la masse de vapeur (à partir de l'eau d'alimentation).

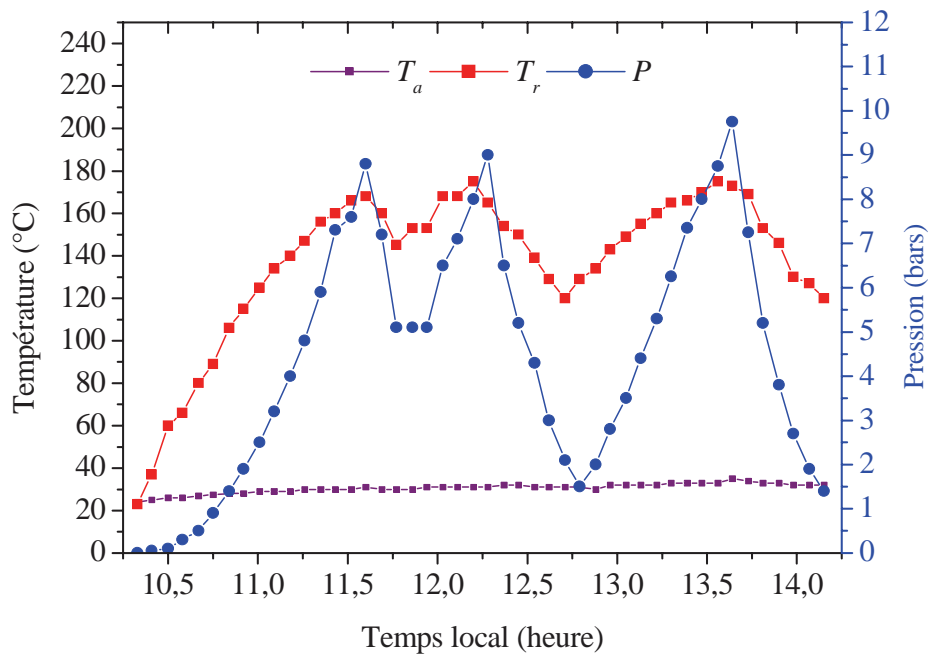


Figure 4.III.8 – Variation de la température et de la pression avec le temps au cours de test de performance le 26 juillet 2011.

Cette vapeur est condensée en faisant passer à travers le dispositif de condensation après la vapeur se condensé par un condenseur sous forme un hélicoïde en cuivre plongé dans un bidon contenant de l'eau froide, après nous avons estimé cette vapeur condensée au cours de l'essai. La deuxième expérience on modifie le premier récepteur par récepteur serpentin (hélicoïde) en cuivre, contenant un fluide de travail (eau). Quatre thermocouples sont utilisés pour mesurer la température de l'entrée et de la sortie de récepteur de serpentin ainsi de la température ambiante et de la vapeur.

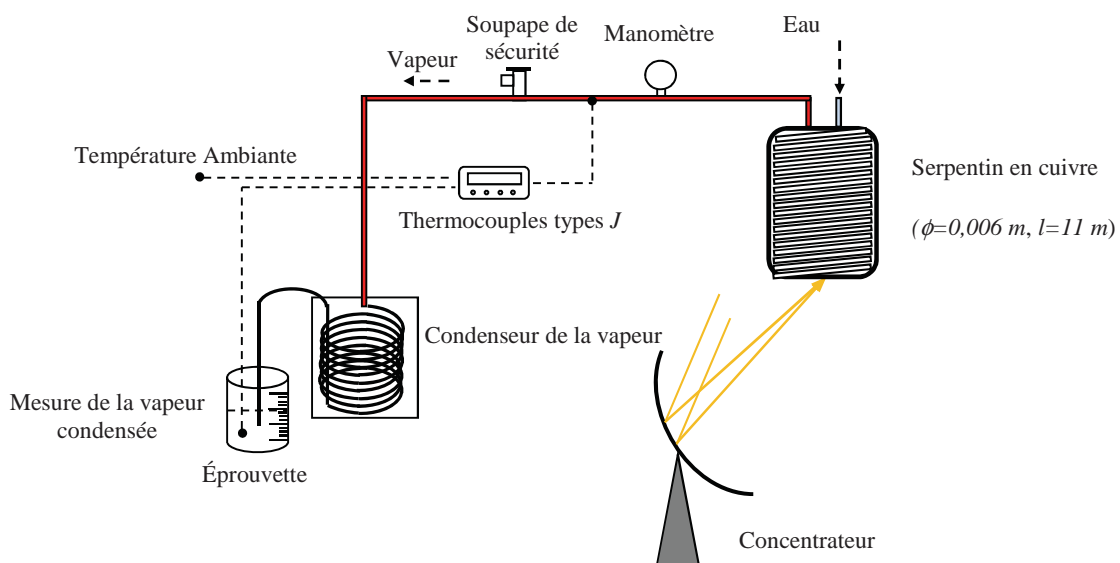


Figure 4.III.9 – Production de la vapeur par un récepteur à serpentin

La figure (4.III.9) montre le résultat de la seconde expérience. À 12h45, la température d'entrée de l'eau est égale à la température ambiante.

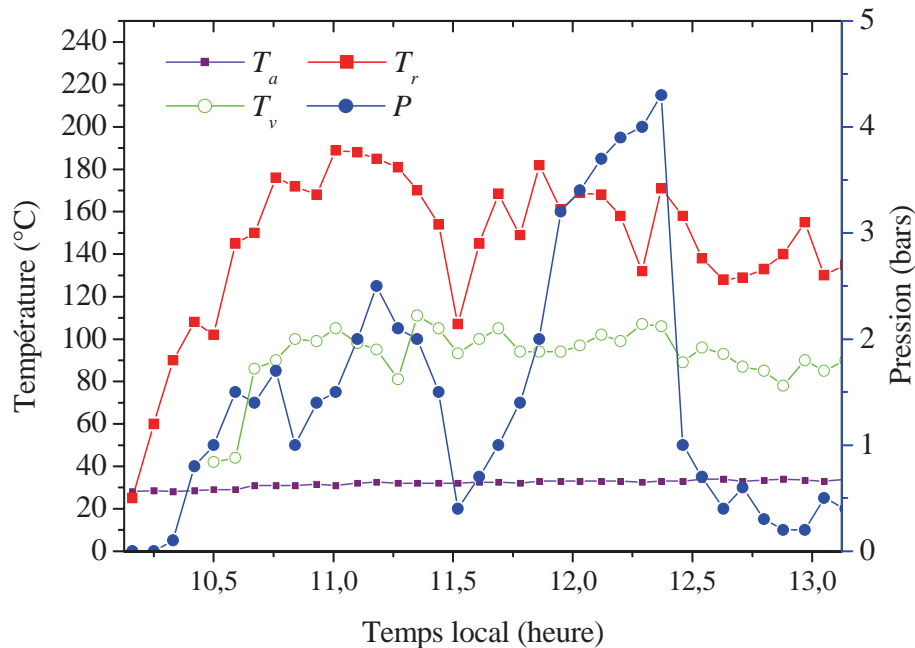


Figure 4.III.8 – Variation de la température et de la pression avec le temps pour le test de performance le 27 juillet 2011.

Nous remarquons une augmentation de la température de sortie du récepteur à serpentin et une augmentation de la température de la vapeur qui stagne autour de 100°C à 13h03, mais la température de sortie continue d'augmenter dépassant 180°C jusqu'à 13h40 la fin de l'expérience. La vapeur est soufflée à l'air ambiant après le passage à travers le récepteur serpentin, ce qui affecte sur la chute de la pression sur toute la longueur de serpentin de réception, par rapport à un récepteur relié à un système de génération de vapeur.

Le changement de la température est mesuré le long avec l'augmentation de la masse de l'eau dans le récipient. Le bilan de la matière de la quantité prélevée pour la mesure de la vapeur saturée est donnée par :

$$m_v = m_{e,f} - m_{e,i}$$

Où m_v est la masse de la vapeur produite par le récepteur mesuré en kilogramme; $m_{e,f}$ la masse finale de l'eau après la production; $m_{e,i}$ est la masse initiale de l'eau.

Tableau 1. Les paramètres utilisés pour les expériences et les résultats

Paramètres	Unité	Valeur
A_a	m ²	2,98
A_{tube}	m ²	0,57
Rayonnement incident moyen	W/m ²	750
U_{L1} (récepteur cylindrique)	W/m ² °C	250
U_{L2} (serpentin)	W/m ² °C	350
Vapeur condensant pour le récepteur cylindrique	Litre/30 min	1,2

Vapeur condensant pour le récepteur à serpentin

Litre/30 min

3,6

Nous concluons que le récepteur à serpentin est le meilleur dans la production de vapeur condensée; la collection pour le premier récepteur est d'environ 1,2 litre en 30 minutes tandis que la collecte est de 3,6 litres pour le deuxième récepteur.

4.III.3.1 Rendement thermique

Le rendement thermique du concentrateur est le rapport de la chaleur utile récupérée à la chaleur totale reçue par l'ouverture du concentrateur est montrée par l'équation suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_u}{C\alpha_r\rho A_s I_N(t)} \quad (4 - III. 6)$$

η_{th} : rendement thermique

Q_u : énergie utile

Q_{conc} : énergie solaire concentrée

Les rendements thermiques peuvent être de l'ordre de 45% et l'élévation de la température du récepteur de 145 °C (à 11h40). Qualitativement, le rendement estimé s'adapte sur les résultats de rendement expérimental, en faisant varier les paramètres de coefficient d'échange de transfert thermique global U_L . La surface (récepteur de serpentin) d'échange thermique de l'absorbeur est plus importante que celle de la première expérience. Lorsque cette surface est plus grande que celle de la première expérience, la vitesse de chauffage de l'eau est plus rapide. Il existe un peu d'imperfection de mesure à cause des moyens limités

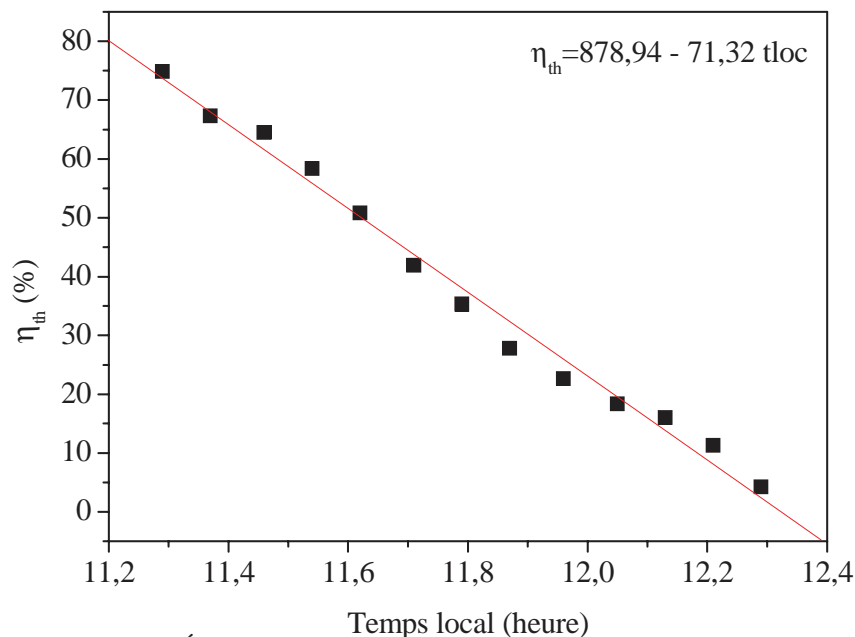


Figure 4.III.9 – Évaluation de rendement au cours de temps de l'expérience

4.III.4 Conclusion

Pour un ciel clair nous pouvons atteindre des températures au-dessus de 200 °C et des pressions arrivent jusqu'à 10 bars par l'utilisation d'un concentrateur paraboloidal de 2 m de diamètre couplé avec un récepteur contenant de l'eau. Notre conception pourrait avoir réalisé une température et une pression plus élevées mais cette conception a des contraintes dues aux erreurs liées à la forme de la surface parabolique du prototype solaire.

Un autre inconvénient qui affecte sur le transfert thermique à l'eau à l'intérieur du récepteur en métal est le joint en silicone qui passe le fil de thermocouple de type K à l'intérieur du récepteur.

Dans ce travail, nous avons fait une évaluation qualitative de fonctionnement d'un prototype de concentrateur parabolique solaire.

Dans mes perspectives nous devons faire une évaluation quantitative de production de la vapeur pour avoir une évaluation plus exacte du prototype.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Dans ce contexte énergétique mondial de raréfaction des ressources fossiles, et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'agence internationale de l'énergie (AIE) [1] prévoit que la solaire thermodynamique fournisse en 2050 plus de 10% de l'électricité mondiale.

Notre avenir énergétique doit être basé sur des énergies non polluantes ayant des ressources importantes. Les énergies renouvelables sont les meilleurs candidats mais l'intermittence de leur production nécessite de trouver des moyens de stockage efficaces et respectant l'environnement.

La conversion thermodynamique solaire est l'un des modes les plus intéressants d'utilisation de l'énergie solaire. Elle permet d'obtenir de l'électricité de façon moins coûteuse et autonome à l'aide d'un équipement local, bon marché, fiable et de durée de vie relativement élevée, permettant une maintenance réduite. L'utilisation de cette électricité afin de la production d'hydrogène via l'électrolyse de l'eau est présentée comme étant donc un moyen écologique de production d'un vecteur d'énergie « l'hydrogène ». Les énergies renouvelables non polluantes ayant des ressources importantes dans notre pays, mais l'intermittence de leur production nécessite de trouver un moyen de stockage fiable, efficace et respectant la nature.

Le stockage basé sur l'hydrogène (par un électrolyseur et une pile à combustible) répond à la problématique posée par le contexte énergétique actuel. En effet, la production d'hydrogène est une solution énergétique alternative et durable contribuant à la diminution de la consommation des énergies fossiles et permettant une régulation des flux énergétique sur réseau électrique.

Notre contribution dans ce travail est orientée vers l'étude des éléments de la chaîne de système photothermique type de concentration de production d'hydrogène pour améliorer l'adaptation entre les éléments du système (réflecteur, récepteur et la système de poursuite), augmenter le rendement global du système et rendre cette méthode de production compétitive par rapport aux autres méthodes classiques de production.

A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des variations des paramètres extérieurs (le flux solaire incident et la température ambiante) a été entreprise, la conception et l'expérimentation sur le concentrateur paraboloidal afin d'obtenir une caractérisation et l'évaluation des performances thermiques et optiques de système de concentration, la simulation numérique de plusieurs paramètres de récepteur (absorbeur) ont été effectuées par le logiciel FLUENT 6.3. Les résultats sont présentés et commentés. Le problème qui se pose est généralement une exploitation non optimale du système de concentration, alors une adaptation est nécessaire pour maximiser la quantité de la vapeur

produite par jour et assurer un bon transfert maximal de puissance entre le moteur thermique (turbine) /générateur et l'électrolyseur.

Pour ce faire, deux outils ont été développés : un banc d'essai et un outil de simulation, nous avons tout d'abord présenté une partie qui présente l'état de l'art a été abordé sur les différentes méthodes de la production d'hydrogène solaire. Ensuite une approche mathématique pour la modélisation de rayonnement globale, diffus et direct reçu sur une surface plane, le choix des inclinaisons optimales de surface d'ouverture de concentrateur avec rayonnement direct et une description générale des systèmes concentrations ont été présentés. Ensuite les tests expérimentaux effectués permettent d'évaluer les performances et les caractérisations des éléments du système de concentration (réflecteur, récepteur), l'outil de simulation 3D de transfert de chaleur par la convection naturelle couplé avec le rayonnement émis par la cavité de récepteur nous permet de simuler le fonctionnement du système de concentration de production de la vapeur pour un site donné. Cette technique pourra être développée pour simuler le fonctionnement complet du système concentration de production électrique via l'électrolyseur et la pile à combustible pour une charge donnée d'hydrogène et un site donné.

Références

- [1] World Energy Outlook, AIE, 2006.
- [2] R. Benchrif, D. Zejli, A. Bennoua et K. Zazi, « L'hydrogène combustible du futur CNRST », Disponible sur, <http://www.cnrst.ma/teer/publications/hydrogène.htm>, 2009.
- [3] CEA (Commissariat à l'énergie Atomique), « L'hydrogène », de L'hydrogène à la production d'énergie, ISSN 1637-5408, 2004.
- [4] Hidrogeno y pilas de combustible. 2004. Disponible sur, www.ucm.es/info/fisatom/docencia/Masterfisica/Aplicaciones/Hidrogeno%20y%20Pilas%20de%20combustible.ppt
- [5] Hydrogen fact sheet. New York State Energy Research and Development Authority. USA 2005. Disponible sur, <http://www.getenergysmart.org/Files/HydrogenEducation/6HydrogenProductionSteamMethaneReforming.pdf>
- [6] Greenhouse Gases, Company responsibility. Praxair. USA 2009. Disponible sur, <http://www.praxair.com/praxair.nsf/AllContent/789A782307AD06D58525702D0070EB13?OpenDocument&URLMenuBranch=26F00CDBE3B2A079852570490063515E>
- [7] L. Debiais, « Production et consommation d'hydrogène aujourd'hui ». Mémento de l'Hydrogène FICHE 1.3. Association française de l'Hydrogène. Février 2008.
- [8] KE. Cox, KD. Williamson Jr, « Hydrogen: its technology and implications; vol. I, Hydrogen production technology », CRC Press, 1979.
- [9] P. Miller, « Électrolyseurs de l'eau à membrane acide », *Technique de l'ingénieur*, J 4810.
- [10] A. Damien, « Hydrogène par électrolyse de l'eau », *Technique de l'ingénieur*, J 6366.
- [11] P. Miller, « le réacteur électrochimique », *Technique de l'ingénieur*, J 4802. 1991.
- [12] N. Nbemba-Kiele, « Assemblage membrane-électrodes exempt de métaux précieux pour l'électrolyse de l'eau à électrolyte polymère solide », Thèse de doctorat de l'université Paris Sud 11, 2010.
- [13] R. Papp, « Cellule d'électrolyse », *Techniques de l'ingénieur*, J 4800, 1990.
- [14] O. Ulleberg, « Modelling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach », *International Journal Stand alone power systems of Hydrogen*, vol. 28, pp. 21-33, 2003.
- [15] O. Ulleberg, « for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems », Ph-D. Dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, December 1998.
- [16] H. Janßen, « High pressure electrolysis. The key technology for efficient hydrogen production », *proceedings of Hypothesis IV*, vol. 1, pp.172-176, Stralsund, 2001.
- [17] S. Busquet, « Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation », Thèse de Doctorat de l'École des Mines de Paris, CENERG, Sophia Antipolis, 2003.
- [18] W.Kreuter, H. Hofman, « Electrolysis: The important energy transformer in a world of sustainable energy », *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 23, Issue 8, pages 661-666, August 1998.

- [19] A. Ursua, L.M. Gandia, P. Sanchis, « Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends », *Proceeding of the IEEE*, Vol.100, Issue: 2, pp. 410-426, 2012.
- [20] S. Rabih, « Contribution à la modélisation de système réversible de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques ». Thèse de l'institut National Polytechnique de Toulouse, soutenue en octobre 2008.
- [21] T. Hijikata, « Research and development of international clean energy network using hydrogen energy (WE-NET) », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 27, pp. 115- 129, 2002.
- [22] RE. Marinangeli, DF. Ollis, « Photo-Assisted Heterogeneous Catalysis With Optical Fibres, Part III: Photoelectrodes », *AIChE Journal*, Vol. 28, PP. 945-955, 1982.
- [23] D.R. St. George, J.J. R.Feddes, « Fibre optic lighting system for plant production », *Proceeding SPIE Optical Agricola*, Vol. 1379, PP. 69-80, 1991.
- [24] N. J. Peill, M. R. Hoffmann, « Solar-Powered Photocatalytic Fiber-Optic Cable Reactor for Waste Stream Remediation », *J. of Solar Energy Engineering*, pp. 119- 229, 1997.
- [25] O.A. Jaramillo, L.G. Arriaga, P.J. Sebastian, A.M. Fernandez, J.A. Del Rio, « Application Of Fibre Optics In The Hydrogen Production By Photoelectrolysis », *International Journal Hydrogen Energy*, Vol. 23 , pp 985-993, 1998.
- [26] NA. Kelly, TL. Gibson, « Solar energy concentrating reactors for hydrogen production by photoelectrochemical water splitting », *International Journal Hydrogen Energy*, Vol. 33, pp 6420-31, 2008.
- [27] P. Hollmuller, JM. Joubert, B. Lachal, K. Yvon, « Evaluation of a 5 kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland ». *International Journal Hydrogen Energy*, Vol. 25, pp 97-109, 2000.
- [28] E. Bilgen, « Solar hydrogen from photovoltaic-electrolyser system ». *Energy Convers Manage*, vol. 42:1047-57, 2001.
- [29] PA. Lehman, CE. Chamberlin, G. Pauletto, MA. Rocheleau, « Operating experience with a photovoltaic-hydrogen energy system », *Int J Hydrogen Energy*, 22(5):465-70, 1997.
- [30] A. Yilanci, I. Dincer, HK. Ozturk. « A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications ». *Prog Energy Combustion Sci*; 35(3):231-44, 2009.
- [31] MP. Rzayeva, OM. Salamov, MK. Kerimov. « Modeling to get hydrogen and oxygen by solar water electrolysis ». *Int J Hydrogen Energy*, 26:195-201, 2001.
- [32] C.B. Thorsness, « Process Modeling of Hydrogen Production from Municipal Solid Waste », Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL), Report UCRL-ID-119231, 1998.
- [33] Rapport, « Hydrogen Production by Supercritical Water Gasification of Biomass », *General Atomics Report N°3264901*, 1997.
- [34] Rapport, « Mémento sur l'Énergie 2003 », CEA, Cité dans les Fiches Techniques (Fiches 3-3-2 et 2-2) de l'AFH2.
- [35] O.A. Jaramillo, L.G. Arriaga, P.J. Sebastian, A.M. Fernandez, J.A. Del Rio « Application of fibre optics in the hydrogen production by photoelectrolysis », *International Journal Hydrogen Energy*, Vol. 23, pp. 985-993, 1998.

- [36] EA. Fletcher, RL. Moen «Hydrogen and oxygen from water». *Science*, vol.197:1050-6, 1977.
- [37] E. Bilgen, « Solar hydrogen production by direct water decomposition process: a preliminary engineering assessment », *Int J Hydrogen Energy*, Vol.9, pp 53-8, 1984.
- [38] Kogan A. « Direct solar thermal splitting of water and onsite separation of the products. II. Experimental feasibility study », *Int J Hydrogen Energy*, vol 23, pp 89-98, 1998.
- [39] S. Ihara « On the study of hydrogen production from water using solar thermal energy». *Int J Hydrogen Energy*, vol. 5, pp 527-34, 1980.
- [40] EA. Fletcher « Solar thermal and solar quasi-electrolytic processing and separations: zinc from zinc oxide as an example », *Ind Eng Chem Res*, vol 3, pp 2275-82, 1999.
- [41] RB. Diver, S. Pederson, T. Kappauf, EA. Fletcher, « Hydrogen and oxygen from water e VI. Quenching the effluent from a solar furnace », *Energy*, vol.12, pp 947-55, 1983.
- [42] J. Lede, J. Villiermaux, R. Ouzane, MA. Hossain, R. Ouahes, « Production of hydrogen by simple impingement of a turbulent jet of steam upon a high temperature zirconia surface », *Int J Hydrogen Energy*, vol.12, pp 3-11, 1987.
- [43] G. Olalde, D.A. Gauthier, « Vialaron, Film boiling around a zirconia target », *Application to water thermolysis. Adv Ceram*, vol.24, pp 879-83, 1988.
- [44] J.A. Duffie, and J.W. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes», *Wiley 2^{ed}*, Inc, 1991
- [45] M. Iqbal, « An Introduction to solar Radiation», *Academic Press*, Toronto, 1983.
- [46] A. Rabl, « Active Solar Collectors and Their Applications », *Oxford university press*, 1985.
- [47] F. Kreith, J.F. Kreider, «Principals of Solar Enginneering», *Mc Graw Hill book Company*, 1978.
- [48] R. Donald, « Solar Energy », *Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall*, 1981.
- [49] M. Capderou, « Atlas Solaire De l'Algérie » (1986), *EPAU*, Tome I, II, III.
- [50] M. Dominique, M. Frémy, « Le monde et Astronomie », *France Loisir*, Paris 2001.
- [51] A. Soteris, Kalogirou, « Solar energy engineering Processes and systems », *Academic Press is an Imprint of Elsevier*, 2009.
- [52] D. R. Brooks, « Monitoring Solar Radiation and Its Transmission Through the Atmosphere », 2004, www.pages.drexel.edu/~brooksdr/DRB_web_page/papers.
- [53] A. Zaidi, « Solar photocatalytic post-treatment of anaerobically digested distillery effluent », *M.S. thesis*, University of Florida, Gainesville, FL, 1993.
- [54] R.Bernard, G.Menguy, M.Schwartz, « Le rayonnement solaire, conversion thermique et application », *Technique et Documentation*, Paris, 1979.
- [55] LH2R, « Cycle H₂ Renouvelable», *Projet de Coopération entre Structures de Recherche du Centre de Développement des Énergies Renouvelables Et Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement*, Algérie, Janvier 2005.
- [56] Liaison Énergie-Francophonie, « Énergie et développement durable en Méditerranée ». N°71–2e Trimestre, pp 95, 2006.

- [57] A.N. Cherigui, « Les énergies du futur en Algérie », *l'hydrogène solaire, Quotidien d'Oran*, N°3581, 27, septembre 2006.
- [58] M.E.M Brahimi, « Situation des énergies renouvelables en Algérie », *Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche*, 22 et 23 mai 2001, Hôtel Sheraton, Alger, Algérie.
- [59] A. Ainouche, « Natural gas and Algerian strategy for renewable energy ». *23rd World GAS Conference*, Amsterdam, 2006.
- [60] M.R. Yaïche, S.M.A. Bekkouche, « Estimation du rayonnement solaire direct en Algérie Cas d'un ciel clair », *Revue des Énergies Renouvelables*, Vol. 14 N°3, 2011.
- [61] www.dlr.de
- [62] Y. Kouzmine : « L'Espace saharienne algérienne, Dynamiques démographiques et migratoires ». *Maîtrise de Géographie*, Laboratoire THEMA, Institut de Géographie, Université de Franche-Comté, 2003.
- [63] M. Kleemann, M. Meliß, « Regenerative Energiequellen », 2nd édition *Springer*, Berlin 1993.
- [64] F. Trombe, A. Le Phat Vinh, « Conclusion générale », *Cahier de l'AFEDDES*, N°3, pp 66-70, 1971.
- [65] B. Stine, M. Geyer, « Power from the Sun », *Lyle centre for regenerative studies*, 2001.
- [66] P. Gallet, F. Papin et G. Peri, « Physique des convertisseurs héliothermiques », *Ed sud*, 1980.
- [67] A. Häberle, « The solar mundo project, Advanced technology for solar thermal power generation », *In Proceedings of the ISES 2001 Solar World Congress*, Adelaide, Australia, 25-30 November, 2001.
- [68] R. David Mills , L. Graham Morrison, « Compact linear Fresnel reflector solar thermal power plants », *Solar Energy*, vol, 68(3), pp 263-283, 2000.
- [69] F. Kreith, and M.S. Bohn, « Principals of heat transfer », 3rd edition. West Publishing, New York, 1993.
- [70] B. Stine, M. Geyer, « Power from the Sun », *Lyle Centre for regenerative studies*, 2001.
- [71] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, « Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et Applications », *Technique et Documentation Lavoisier*, Paris, 1983.
- [72] www.energylam.sandia.gov
- [73] A. Chaker, « Promesses et Perspectives du Photothermique », *Rev. Energ. Ren*, ICPWE Tlemcen, pp. 27-32, 2003.
- [74] « Optical Society of America, Handbook of Optics », *Devices, Measurements & Properties*, (volume II), 1995.
- [75] W.B. Stine, R.B. Diver, « A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology. Albuquerque », *Sandia National Laboratories*, Livermore, 1994.
- [76] M. Belaribi, « Étude et Conception Assistée par Ordinateur D'un Système De Réfrigération par Voie Solaire », *Thèse de Magister*, Université de Tlemcen, 2000.
- [77] J. Spitz, A. Aubert, J.M. Behaghel, S. Berthier, J. Lafait, J. Rivory, « Matériaux Sélectifs Pour la Conversion Photothermique De L'énergie Solaire », *Revue de Physique Appliquée*, Vol. 14, pp 67-80, 1979.

- [78] J.F. Sacadura, « Initiation aux Transferts Thermiques », 6^e tirage, *Technique et Documentation*, Lavoisier, Paris, pp. 445, 2000.
- [79] D. Kedwards, L. Marlot, « Capteurs Solaires », *Edition SCM*, Paris 1979.
- [80] M. Anderson, « Computer simulation of a solar dish power system for sustainable rural development », Master's thesis, *Royal Institute of Technology*, Page 42, 2007.
- [81] J. P. Holman, « Heat Transfer », *McGraw-Hill*, 9th edition, 2002.
- [82] Audibert M, *Rev. Gen. Th*, N° 234-235 pp. 509-518, 1981.
- [83] J. Kleih, « Dish-Stifling Test Facility », *Solar Energy Materials*, Vol. 24, pp. 231–237, 1991.
- [84] R.Y. Nuwayhid, F. Mrad and R. Abu-Said, « The Realization of a Simple Solar Tracking Concentrator for University Research Applications », *Renewable Energy*, 24(2), 207- 222, 2001.
- [85] JM. Chassériaux, « Conversion thermique du rayonnement solaire ». *Agence française pour la maîtrise de l'énergie*, pp 100-50, 1979.
- [86] R. Yaiche, « Logiciel de calcul des paramètres astronomiques à l'usage des installations solaires », *Revue des Énergies Renouvelables ICRES-07*, Tlemcen, 343– 348, 2007.
- [87] Fluent 6.2 user guide, Fluent, Inc., Lebanon, NH, 2004.
- [88] S. W. Yuan, « Foundations of Fluid Mechanics », 3rd, *Prentice Hall International*, London, 104–113, 1988.
- [89] M. F. Modest, « Radiative Heat Transfer », 2nd ed., *Academic Press, Elsevier Science*, San Diego, CA, pp. 162-175, 2003.
- [90] J. P. Holman, « Heat Transfer », *McGraw-Hill*, 9th edition, 2002.
- [91] T. Taumoefolau, S. Paitoonsurikarn, G. Hughes, and K. Lovegrove, « Experimental Investigation of Natural Convection Heat Loss From a Model Solar Concentrator Cavity Receiver », *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 126, pp. 801–807, 2004.
- [92] V.R. Sharma, S.J. Bhosale, S.B. Kedare, J.K. Nayak, 2006, « Field tests of the performance of paraboloid solar concentrator-ARUN160 at Latur », *In: Proceedings of National Conference on Advances in Energy Research*, 4th & 5th, December, IIT-Bombay, pp. 182–187, 2006.
- [93] J. Ballestrin, S. Ulmer, A. Morales, A. Barnes, LW. Langley, M. Rodriguez, « Systematic error in the measurement of very high solar irradiance », *Sol Energy Mater Sol Cell*, vol.80, pp 375-81, 2003.
- [94] F. Cap Ferdinand « Mathematical methods in physics and engineering with Mathematica », *Chapman and Hall/CRC*, 2003.
- [95] FP. Incropera, DP. DeWitt, « Fundamentals of heat and mass transfer » 5th ed. *Wiley*, 2001.
- [96] I. A. Olwi and A. H. Khalifa, « Computer simulation of solar pressure cooker », *Solar Energy*, Vol. 40, pp 259-268, 1988.
- [97] M. B. Habeebullah, A. M. Khalifa, and I. Olwi, « The oven receiver: an approach toward the Revival of concentrating solar cookers », *Solar energy*, Vol. 54, pp 227-237, 1995.

Annexes

Annexe I

Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : C'est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible sous forme de chaleur sensible, à l'exclusion de l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction.

Le normo mètre cube, anciennement noté normo-mètre cube ou encore mètre cube normal, de symbole : Nm³ ou parfois m³(n), est une unité de mesure de quantité de gaz qui correspond au contenu d'un volume de un mètre cube, pour un gaz se trouvant dans les conditions normales de température et de pression (0 ou 15 ou plus rarement 20 °C selon les référentiels et 1 atm, soit 101325 Pa).

Un vecteur énergétique (ou *vecteur d'énergie*) est un véhicule ou une méthode permettant de transporter de l'énergie d'un endroit à un autre. L'électricité est un vecteur énergétique largement utilisé par les pays industrialisés pour acheminer efficacement l'énergie sous une forme facilement utilisable.

L'oxydation est une réaction chimique au cours de laquelle un corps perd des électrons ; par exemple, la corrosion des métaux est due à une oxydation.

La **réduction** est une réaction chimique inverse de l'oxydation, au cours de laquelle un corps réducteur cède des électrons à un corps oxydant.

L'**anode** est le siège d'une réaction d'**oxydation** : avide d'électrons, elle se comporte comme un oxydant ;

La **cathode** est le siège d'une réaction de **réduction** : source d'électrons, elle se comporte comme un réducteur.

Annexe II

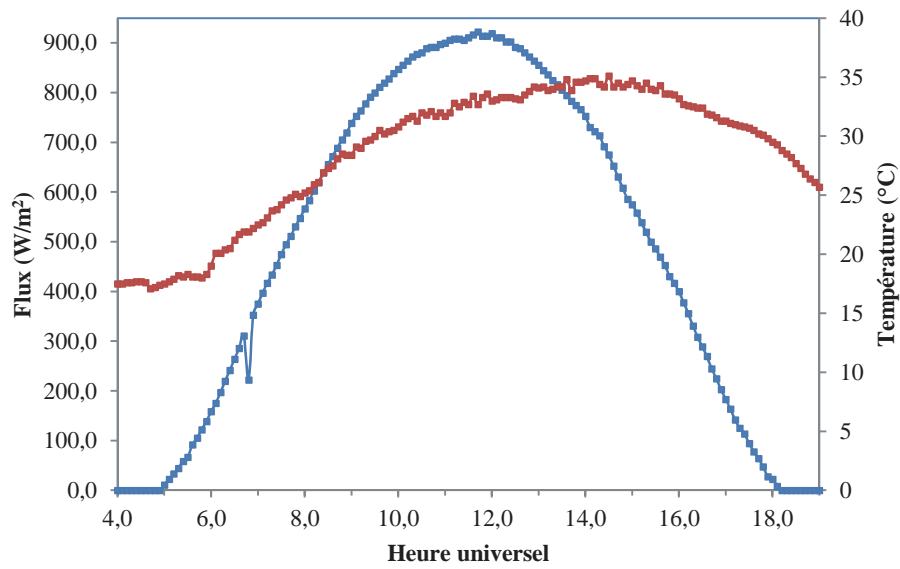


Figure AII.1 – Variation horaire de différents paramètres de l'absorbeur 27-07-2011, source : station météorologique d'aéroport de Constantine.

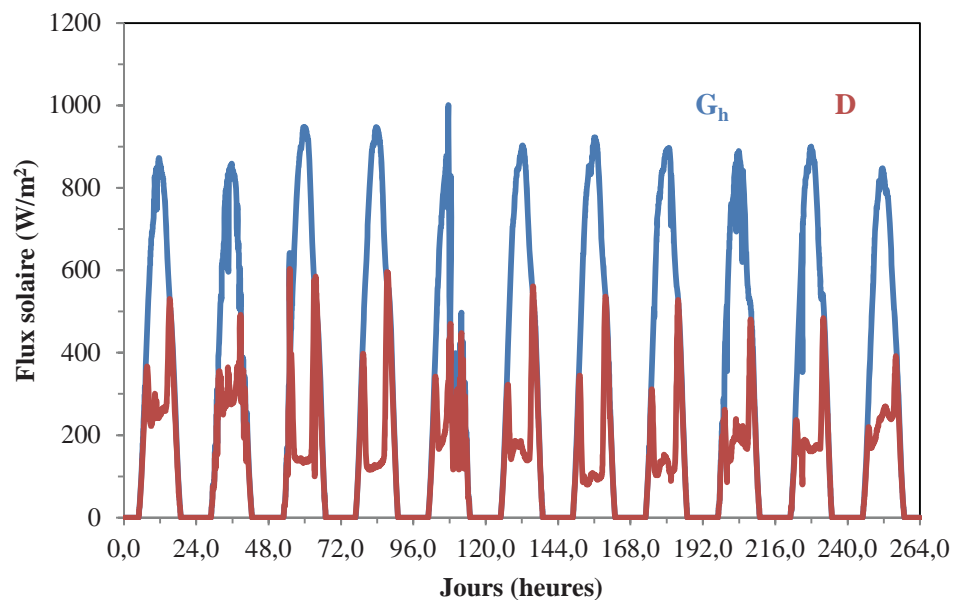


Figure AII.1 – Variation horaire de différents paramètres de l'absorbeur 20 Juillet 2011 au - 30 Juillet 2011 de la station météorologique de l'aéroport de Constantine.

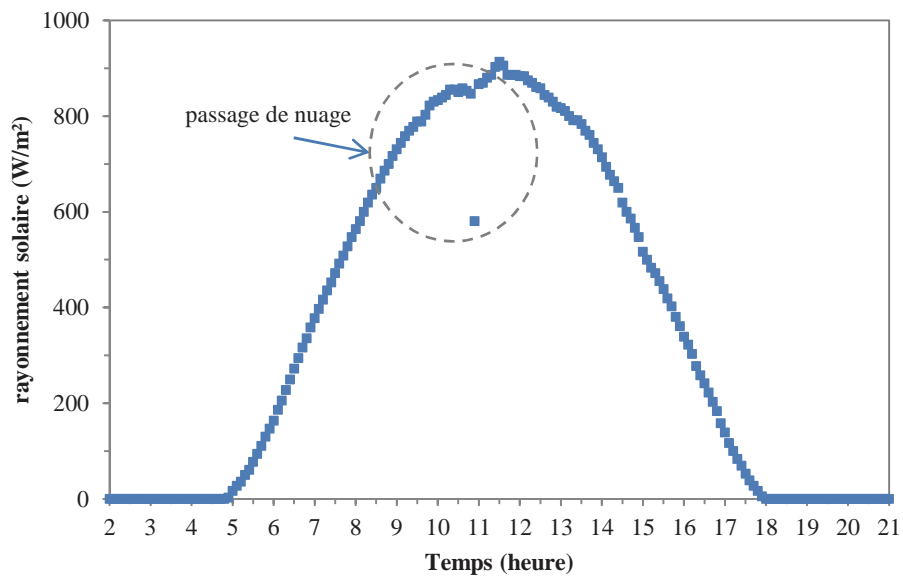


Figure AII.2 – Variation horaire de rayonnement solaire global 21 Aout 2011, source : station météorologique d'aéroport de Constantine.

Annexe III

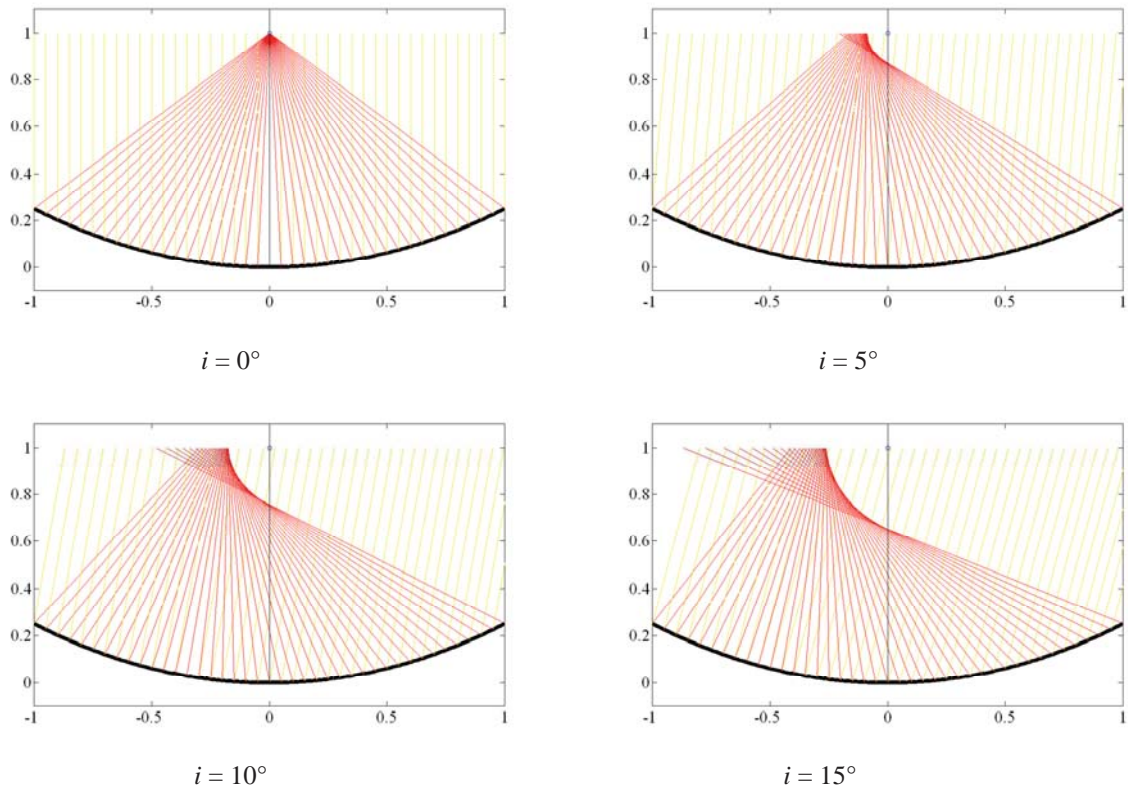


Figure AIII.1 – tracé de rayon pour un rapport d'ouverture $f/D_m=0,5$ pour de différents i

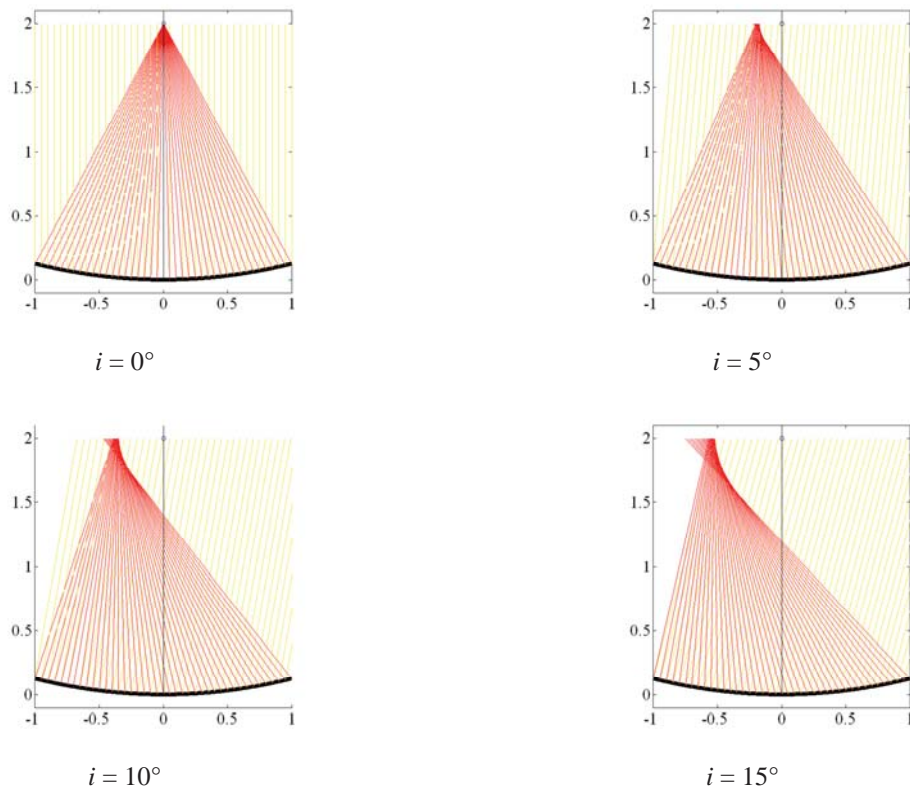


Figure AIII.2 – tracé de rayon pour un rapport d'ouverture $f/D_m=1$ pour de différents i

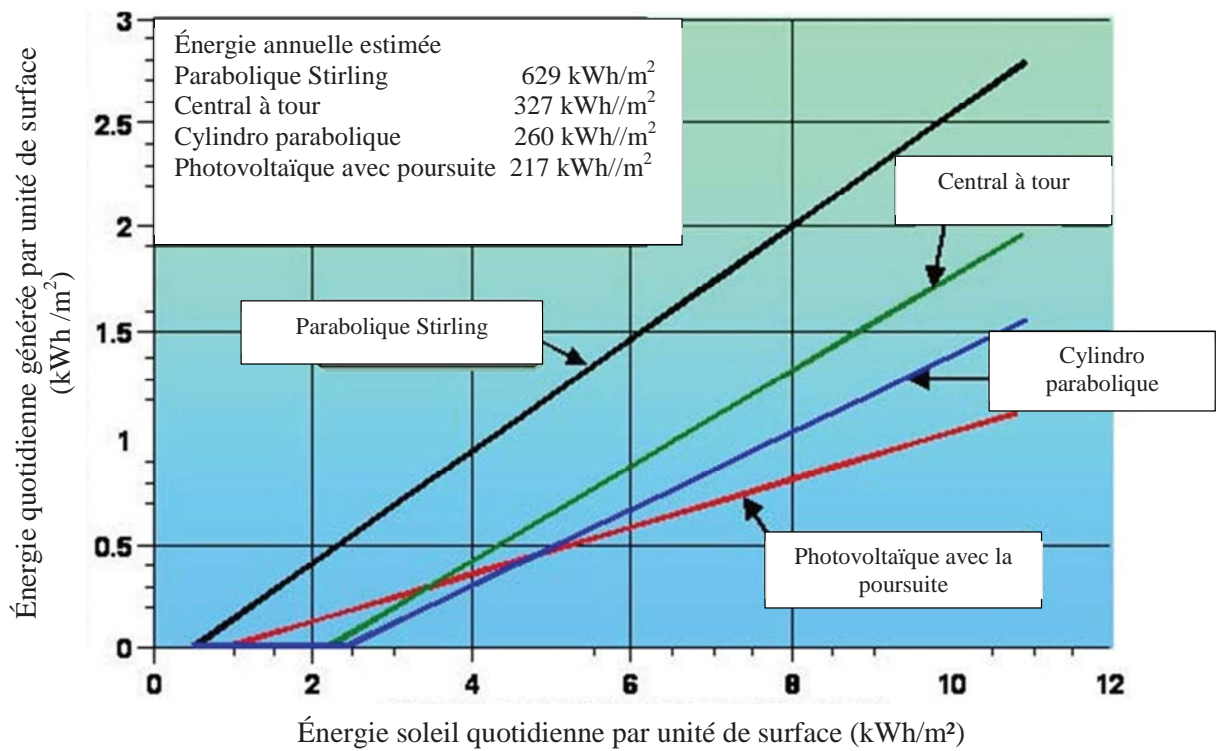
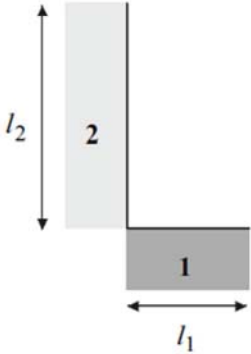
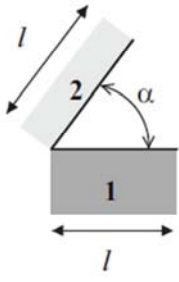
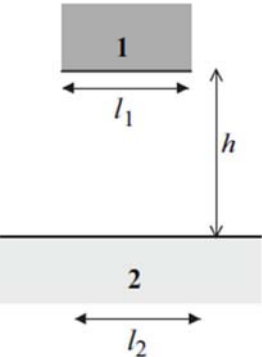
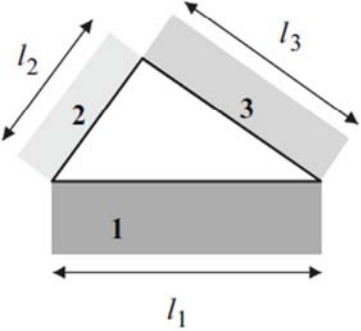
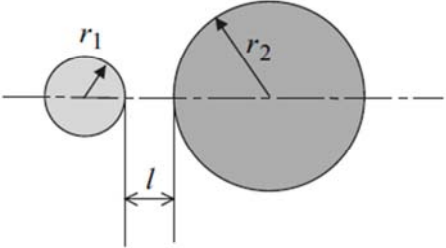
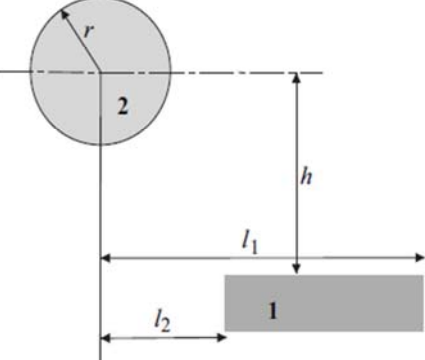
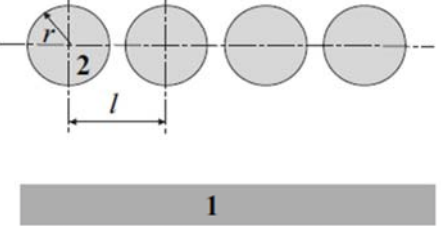


Figure AIII.3 – Production de l'énergie électrique pour de différents capteurs a concentrations
Source: Southern California Edison, Sandia National Laboratories

Annexe IV

A.IV.1 Quelques valeurs du facteur de forme

Géométrie	Facteur de forme F_{12}
	<p>2 plaques perpendiculaires jointes</p> $F_{12} = \frac{1 + \gamma - \sqrt{1 + \gamma^2}}{2}$ $\gamma = \frac{l_2}{l_1}$
	<p>2 plaques de même longueur, inclinées et jointes</p> $F_{12} = 1 - \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)$
	<p>2 plaques parallèles</p> $F_{12} = \frac{\sqrt{(L_1 + L_2)^2 + 4} - \sqrt{(L_2 - L_1)^2 + 4}}{2L_1}$ $L_1 = \frac{l_1}{h}, L_2 = \frac{l_2}{h}$

Géométrie	Facteur de forme F_{12}
	<p>Cavité à 3 surfaces</p> $F_{12} = \frac{l_1 + l_2 - l_3}{2l_1}$
	<p>2 cylindres d'axes parallèles</p> $F_{12} = \frac{1}{2\pi} \left(\begin{array}{l} \pi + \sqrt{\alpha^2 - (\beta + 1)^2} \\ -\sqrt{\alpha^2 - (\beta - 1)^2} \\ + (\beta - 1) \cos^{-1} \left(\frac{\beta - 1}{\alpha} \right) \\ - (\beta + 1) \cos^{-1} \left(\frac{\beta + 1}{\alpha} \right) \end{array} \right)$ $\beta = \frac{r_2}{r_1}, \alpha = 1 + \beta + \frac{l}{r_1}$
	<p>Cylindre et plan, axe du cylindre parallèle au plan</p> $F_{12} = \frac{r}{l_1 - l_2} \left(\tan^{-1} \frac{l_1}{h} - \tan^{-1} \frac{l_2}{h} \right)$
	<p>Rangée infinie de cylindre et plan</p> $F_{12} = 1 - \sqrt{1 - \left(\frac{2r}{l} \right)^2} + \frac{2r}{l} \tan^{-1} \sqrt{\frac{l^2 - 4r^2}{4r^2}}$

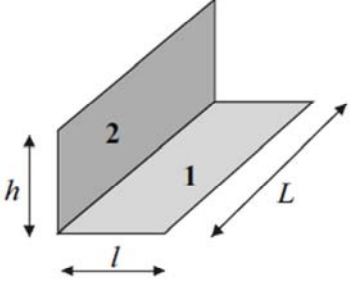
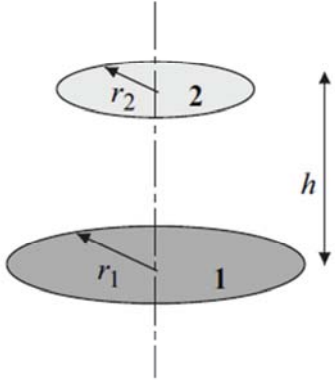
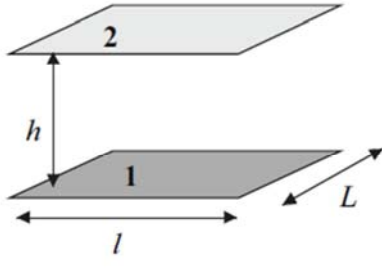
Géométrie	Facteur de forme F_{12}
	<p>2 murs perpendiculaires</p> $\pi \alpha F_{12} = \alpha \tan^{-1} \frac{1}{\alpha} + \beta \tan^{-1} \frac{1}{\beta}$ $- \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} \tan^{-1} \frac{1}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}$ $+ \frac{1}{4} \ln \left(\frac{(1 + \alpha^2)(1 + \beta^2)}{1 + \alpha^2 + \beta^2} \times \left[\frac{\alpha^2(1 + \alpha^2 + \beta^2)}{(1 + \alpha^2)(1 + \beta^2)} \right]^{\alpha^2} \times \left[\frac{\beta^2(1 + \alpha^2 + \beta^2)}{(1 + \alpha^2)(1 + \beta^2)} \right]^{\beta^2} \right)$ $\alpha = \frac{l}{L}, \beta = \frac{h}{L}$
	<p>2 disques coaxiaux</p> $F_{12} = \frac{1}{2} \left(\beta - \sqrt{\beta^2 - 4 \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2} \right)$ $\beta = 1 + \frac{1 + \alpha_2^2}{\alpha_1^2}$ $\alpha_1 = \frac{r_1}{h}, \alpha_2 = \frac{r_2}{h}$
	<p>2 murs parallèles</p> $\frac{\pi \alpha \beta}{2} F_{12} = \alpha \sqrt{1 + \beta^2} \tan^{-1} \frac{\alpha}{\sqrt{1 + \beta^2}} +$ $\beta \sqrt{1 + \alpha^2} \tan^{-1} \frac{\beta}{\sqrt{1 + \alpha^2}} +$ $\ln \sqrt{\frac{(1 + \alpha^2)(1 + \beta^2)}{1 + \alpha^2 + \beta^2}} - \alpha \tan^{-1} \alpha - \beta \tan^{-1} \beta$ $\alpha = \frac{l}{h}, \beta = \frac{L}{h}$

Tableau IV.1–Propriétés thermophysiques de l'air a la température 200°C

Propriétés	Valeur	Unité
Milieu :	Air	
Pression :	1,01325	[bar]
Température :	200	[Celsius]
Densité :	0,74533345	[kg m ⁻³]
Enthalpie Spécifique :	475,9993375	[kJ / kg]
Entropie Spécifique :	7,3324663125	[kJ / kg K]
Capacité de chaleur spécifique : Cp	1,026006625	[kJ / kg K]
Coefficient expansion thermique :	2.11501325	[10 ⁻³ (1/K)]
Conductance thermique	37,950430625	[10 ⁻³ (W/mK)]
Viscosité Dynamique:	26,090099375	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Viscosité cinématique :	35,004600122267	[10 ⁻⁶ m ² /s]
Diffusivité thermique :	501,66804375	[10 ⁻⁷ m ² /s]
Nombre de Prandtl :	0,70509900625	
Coefficient de compressibilité β :	1,0000033125	

Tableau IV.2– Propriétés thermophysiques de l'air a la température 300°C

Propriétés	Valeur	Unité
Milieu :	Air	
Pression :	1.01325	[bar]
Température :	300	[Celsius]
Densité :	0.61523215	[kg m ⁻³]
Enthalpie Spécifique :	579.59966875	[kJ / kg]
Entropie Spécifique :	7.5304663125	[kJ / kg K]
Capacité de chaleur spécifique : Cp	1.0460033125	[kJ / kg K]
Coefficient expansion thermique :	1.7450033125	[10 ⁻³ (1/K)]
Conductance thermique	44.09033125	[10 ⁻³ (W/mK)]
Viscosité Dynamique:	29.86006625	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Viscosité cinématique :	48.534632414772	[10 ⁻⁶ m ² /s]
Diffusivité thermique :	692.46123125	[10 ⁻⁷ m ² /s]
Nombre de Prandtl :	0.70829900625	
Coefficient de compressibilité β :	1.000006625	

Tableau IV.3 – Propriétés thermophysiques de l'air a la température 400°C

Propriétés	Valeur	Unité
Milieu :	Air	
Pression :	1.01325	[bar]
Température :	400	[Celsius]
Densité :	0.523837	[kg m ⁻³]
Enthalpie Spécifique :	685.3	[kJ / kg]
Entropie Spécifique :	7.7004663125	[kJ / kg K]
Capacité de chaleur spécifique : Cp	1.0690033125	[kJ / kg K]
Coefficient expansion thermique :	1.486	[10 ⁻³ (1/K)]
Conductance thermique	49.960298125	[10 ⁻³ (W/mK)]
Viscosité Dynamique:	33.35006625	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Viscosité cinématique :	63.664968778456	[10 ⁻⁶ m ² /s]
Diffusivité thermique :	901.4063875	[10 ⁻⁷ m ² /s]
Nombre de Prandtl :	0.71369900625	
Coefficient de compressibilité β :	1.000006625	

Tableau IV.4 – Propriétés thermophysiques de l'air a la température 500°C

Propriétés	Valeur	Unité
Milieu :	Air	
Pression :	1.01325	[bar]
Température :	500	[Celsius]
Densité :	0.4561552125	[kg m ⁻³]
Enthalpie Spécifique :	793.40033125	[kJ / kg]
Entropie Spécifique :	7.8504663125	[kJ / kg K]
Capacité de chaleur spécifique : Cp	1.0930033125	[kJ / kg K]
Coefficient expansion thermique :	1.293	[10 ⁻³ (1/K)]
Conductance thermique	55.640265	[10 ⁻³ (W/mK)]
Viscosité Dynamique:	36.62006625	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Viscosité cinématique :	80.279837315243	[10 ⁻⁶ m ² /s]
Diffusivité thermique :	1128.00450625	[10 ⁻⁷ m ² /s]
Nombre de Prandtl :	0.7193993375	
Coefficient de compressibilité β :	1.000006625	

Tableau IV.5– Propriétés thermophysiques de l'air a la température 600°C

Propriétés	Valeur	Unité
Milieu :	Air	
Pression :	1.01325	[bar]
Température :	600	[Celsius]
Densité :	0.4038715125	[kg m ⁻³]
Enthalpie Spécifique :	903.90033125	[kJ / kg]
Entropie Spécifique :	7.984469625	[kJ / kg K]
Capacité de chaleur spécifique : Cp	1.116	[kJ / kg K]
Coefficient expansion thermique :	1.145	[10 ⁻³ (1/K)]
Conductance thermique	61.140231875	[10 ⁻³ (W/mK)]
Viscosité Dynamique:	39.171855	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Viscosité cinématique :	96.990883950994	[10 ⁻⁶ m ² /s]
Diffusivité thermique :	1371.35790625	[10 ⁻⁷ m ² /s]
Nombre de Prandtl :	0.7246993375	
Coefficient de compressibilité β :	1.000006625	

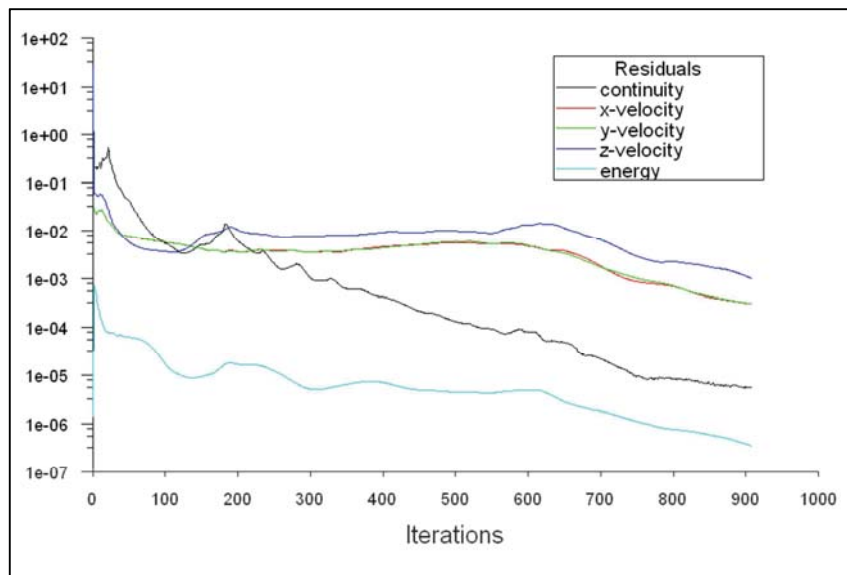


Fig.IV.1– Critère de convergence

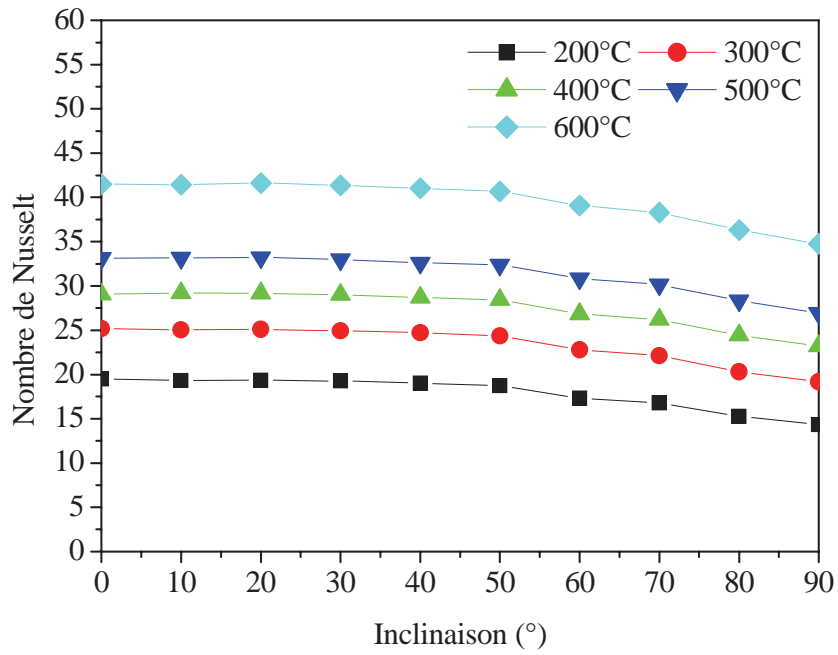


Fig.IV.2 – Influence de l'inclinaison sur le nombre de Nusselt

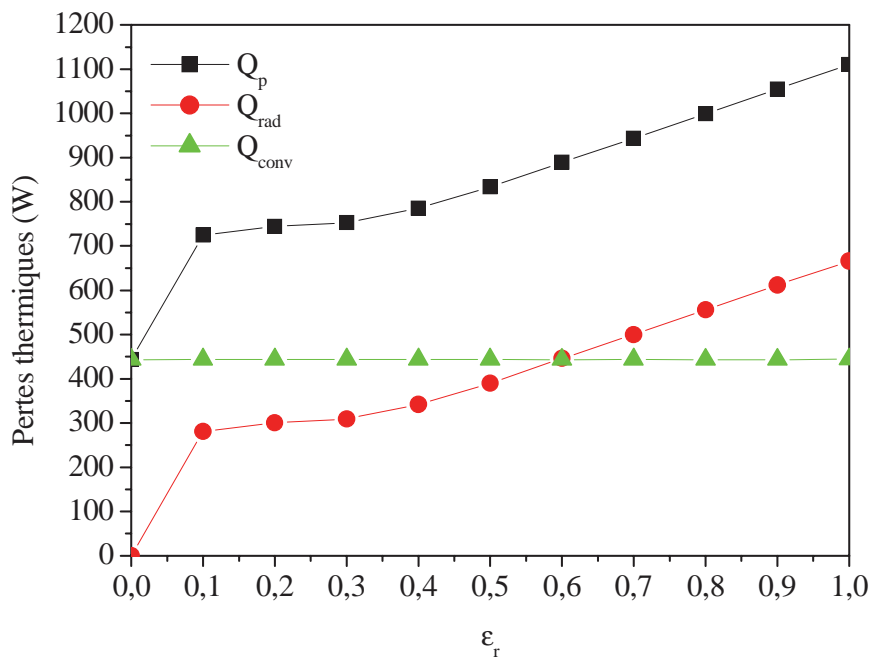


Fig.IV.3 – Influence de l'émissivité sur les pertes thermiques

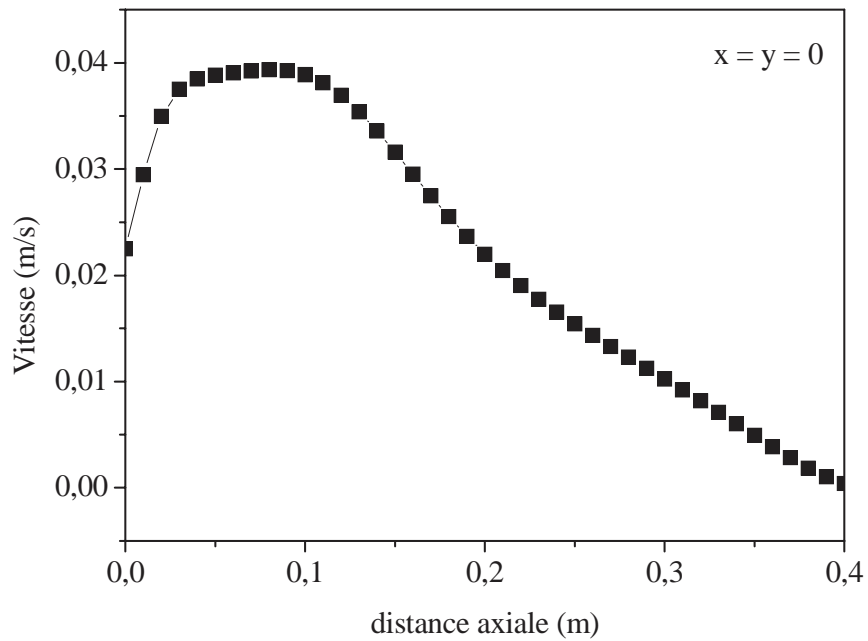


Fig.IV.4 – profil de la vitesse moyenne en fonction de la distance axiale

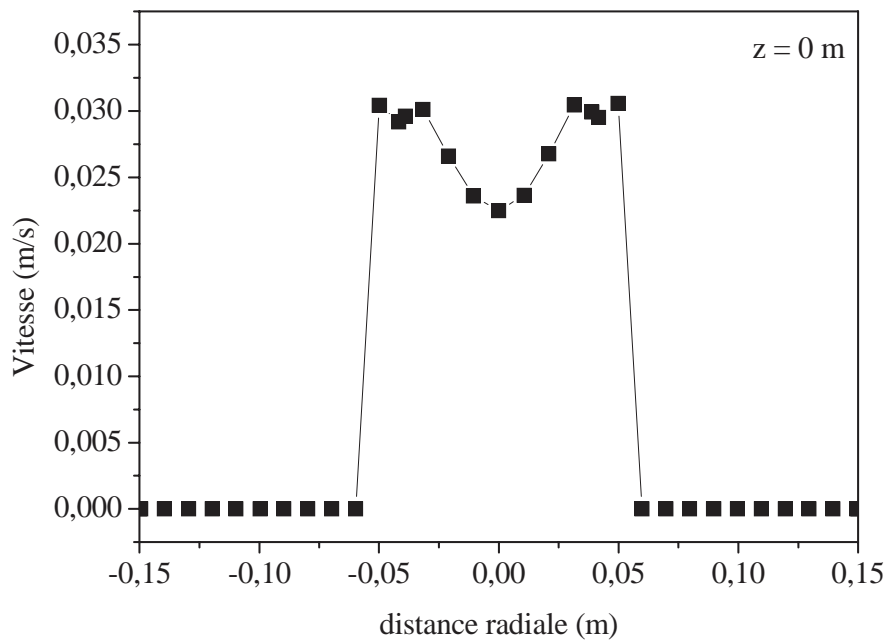


Fig.IV.5 – profil de vitesse moyenne en fonction de la distance radiale à $z = 0$

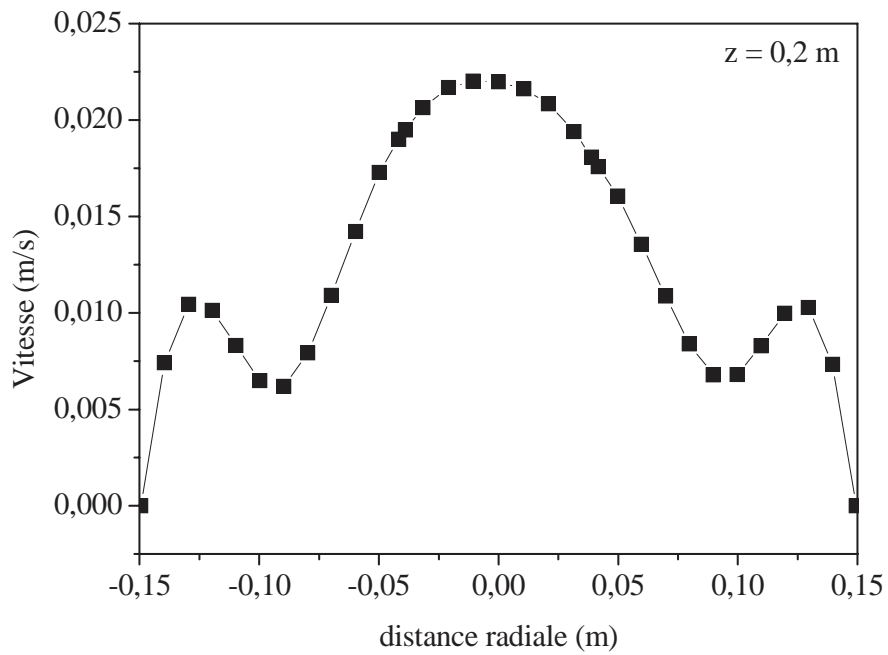


Fig.IV.6 – profil de vitesse moyenne en fonction de la distance radiale à $z = 0,2$ m

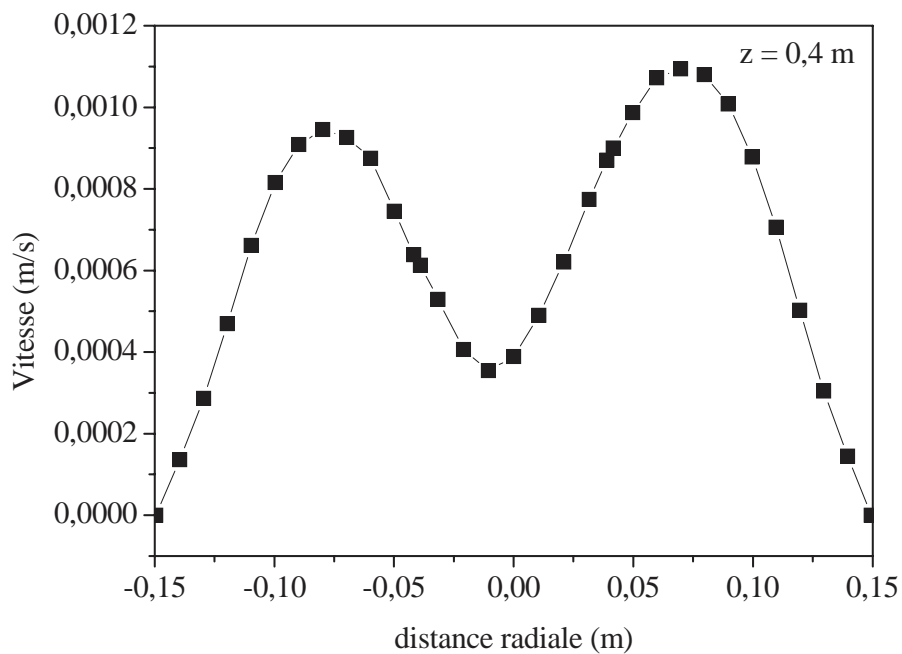


Fig.IV.7 – profil de vitesse moyenne en fonction de la distance radiale à $z = 0,4$ m

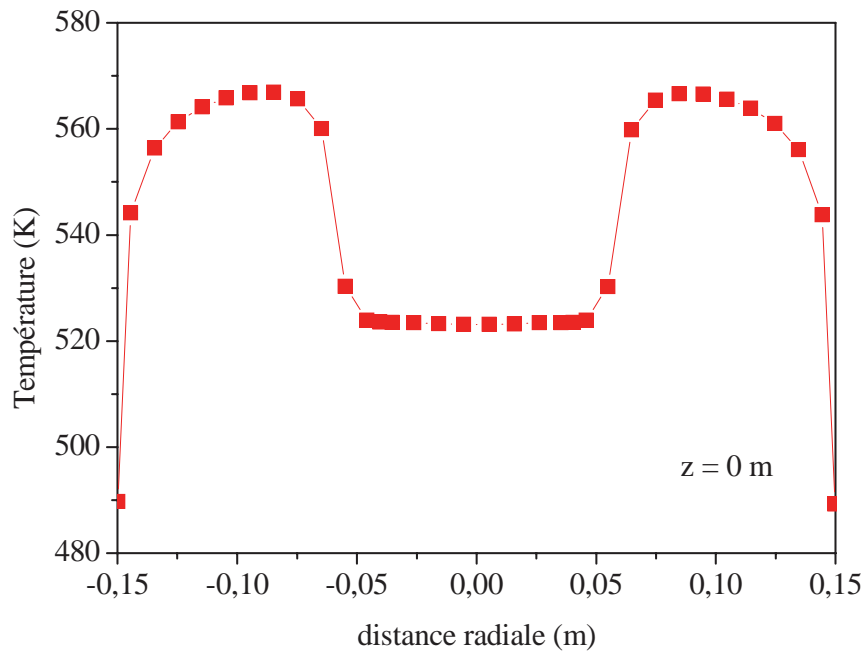


Fig.IV.8 – profil de la température moyenne en fonction de la distance radiale à $z = 0$ m

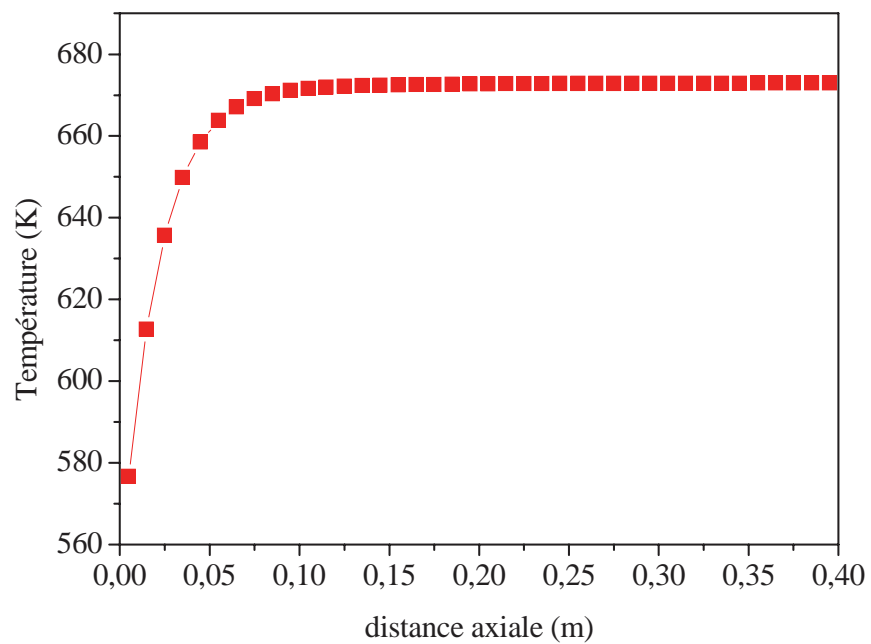


Fig.IV.9 – profil de la température moyenne en fonction de la distance axiale

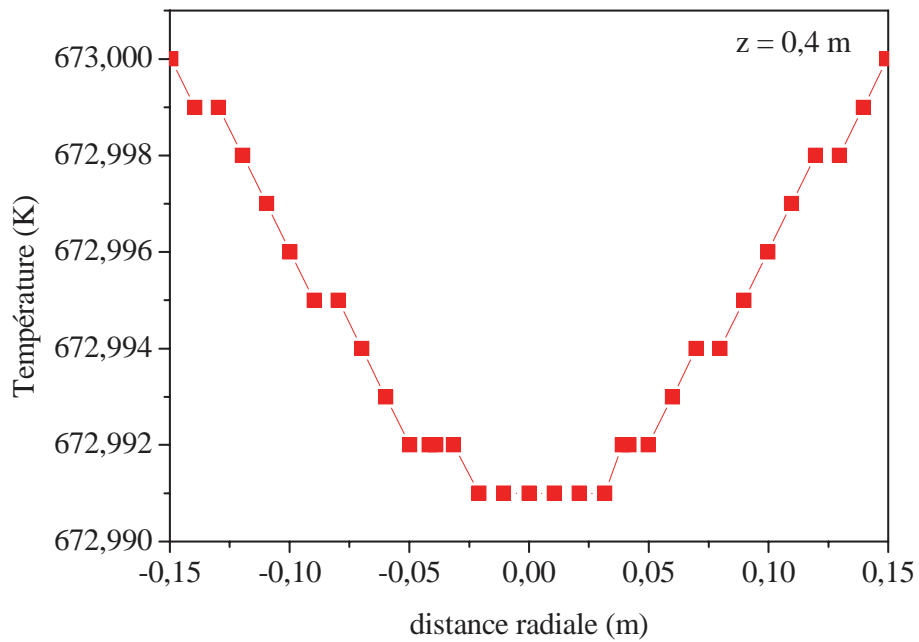


Fig.IV.10 – profil de la température moyenne en fonction de la distance radiale à $z = 0,4$ m

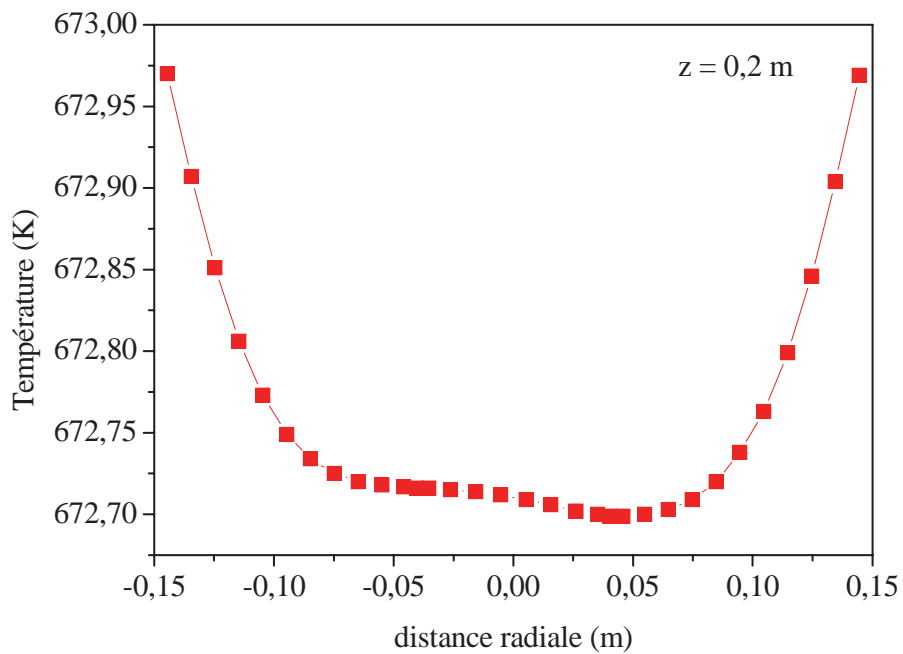


Fig.IV.11 – profil de la température moyenne en fonction de la distance radiale à $z = 0,2$ m

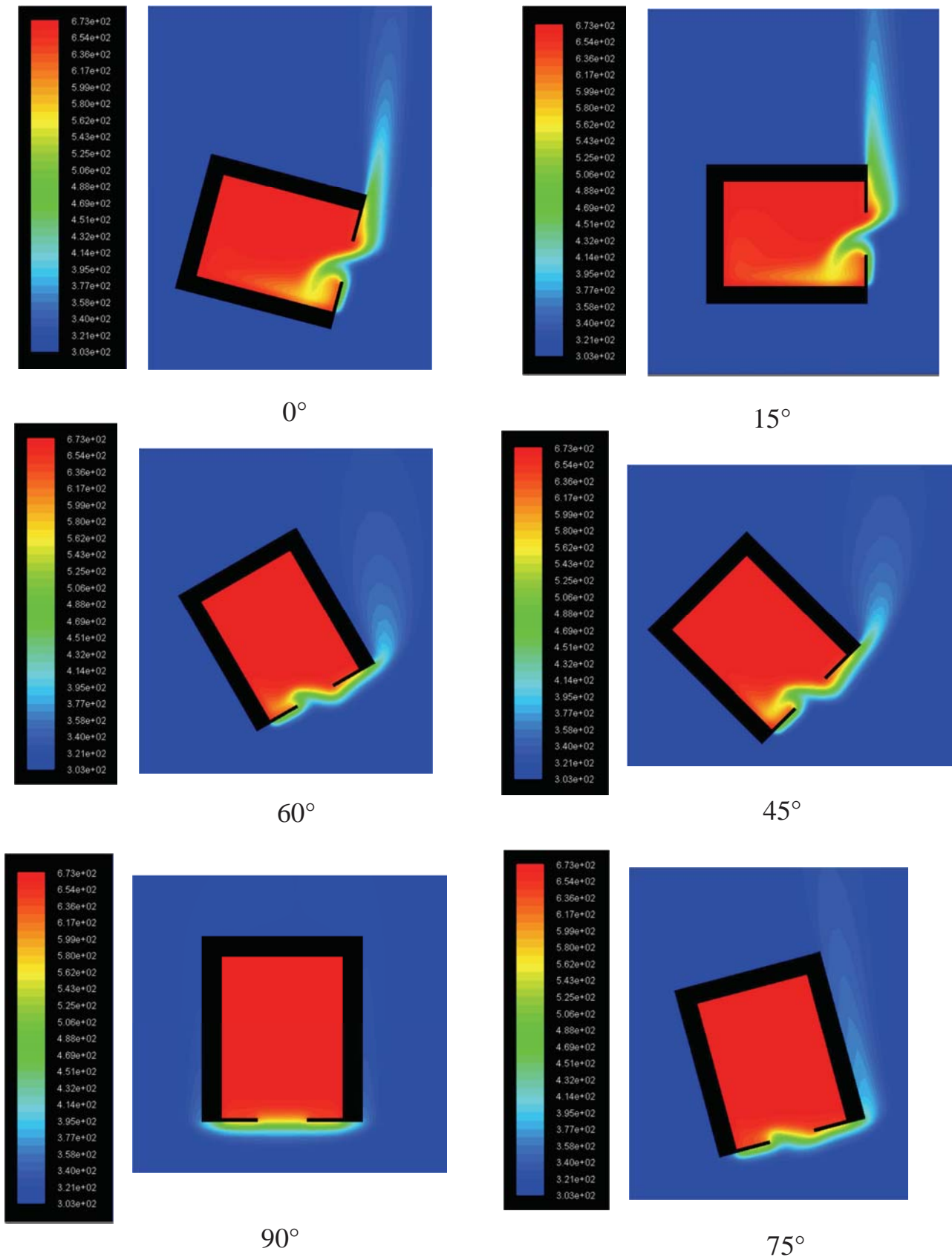


Fig.IV.12- Influence de l'inclinaison sur les pertes thermiques

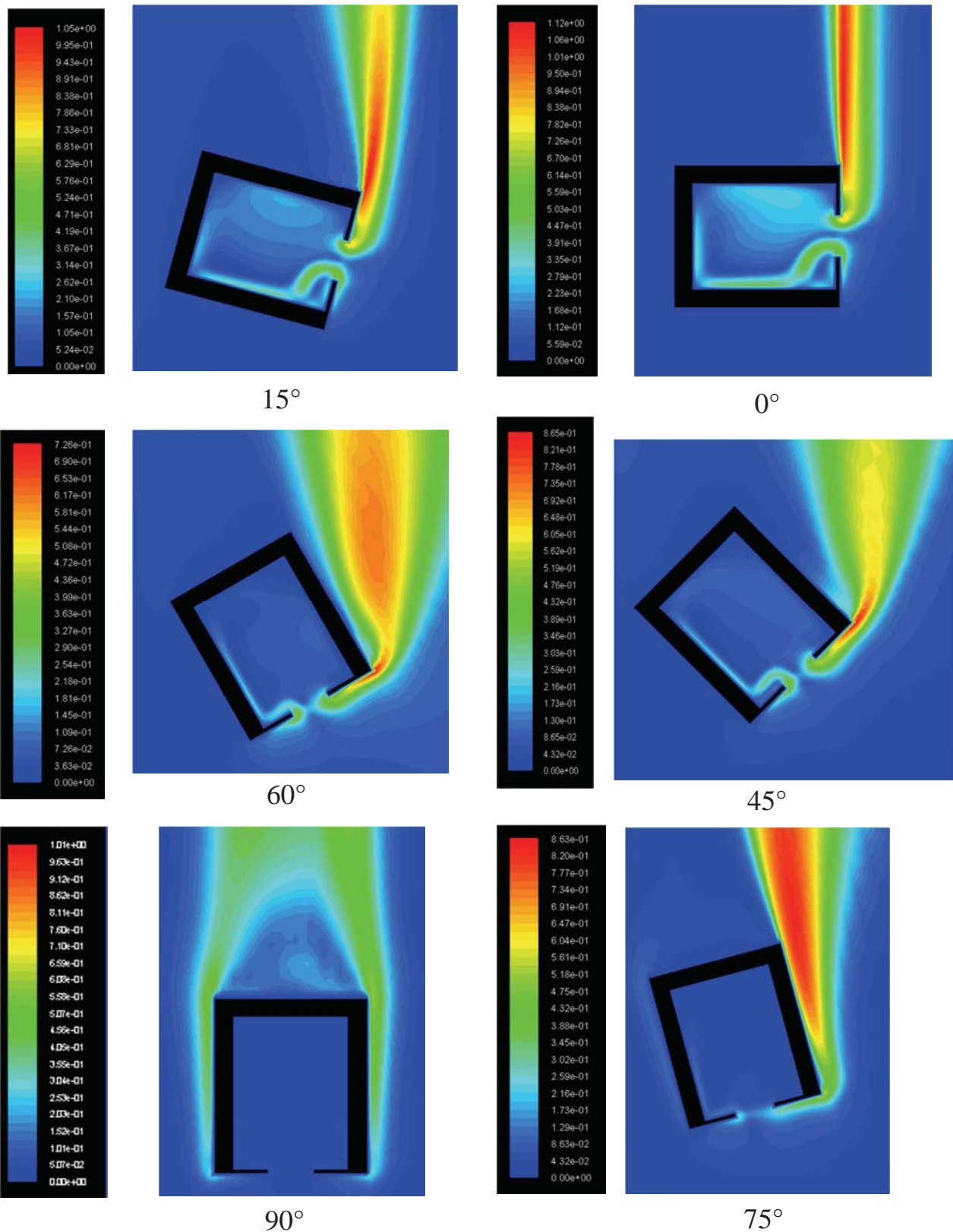


Fig.IV.13– Influence de l'émissivité sur les pertes thermiques

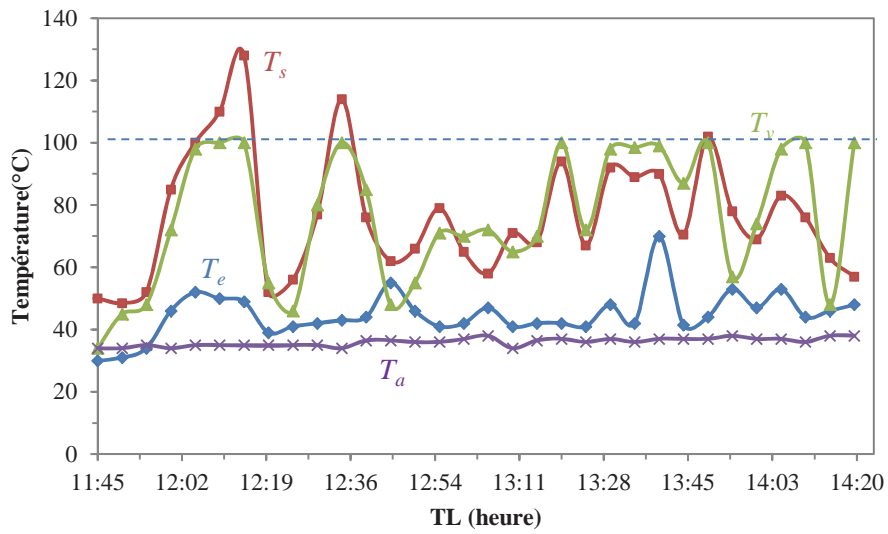


Figure IV.15 – Variation horaire de différents paramètres de l'absorbeur 21 Août 2011

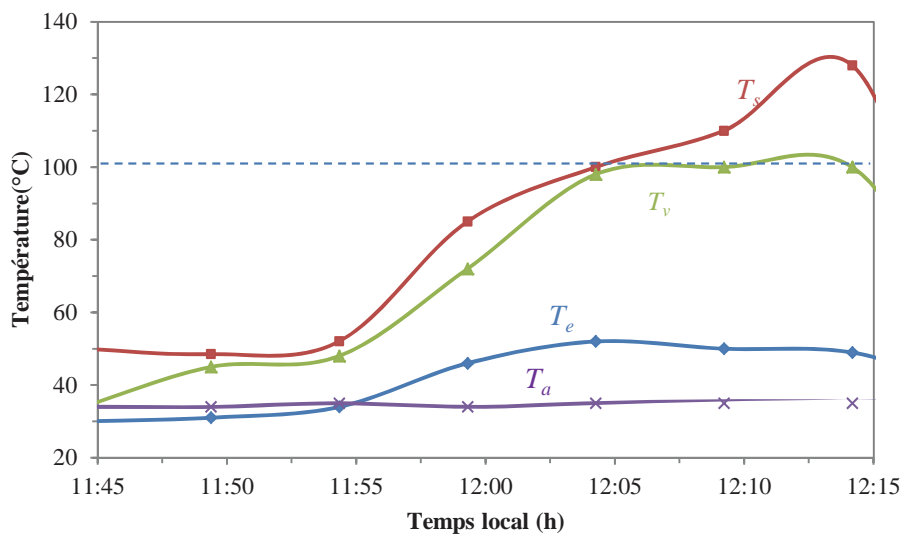


Figure IV.16 – Variation horaire de différents paramètres de l'absorbeur 21 Août 2011

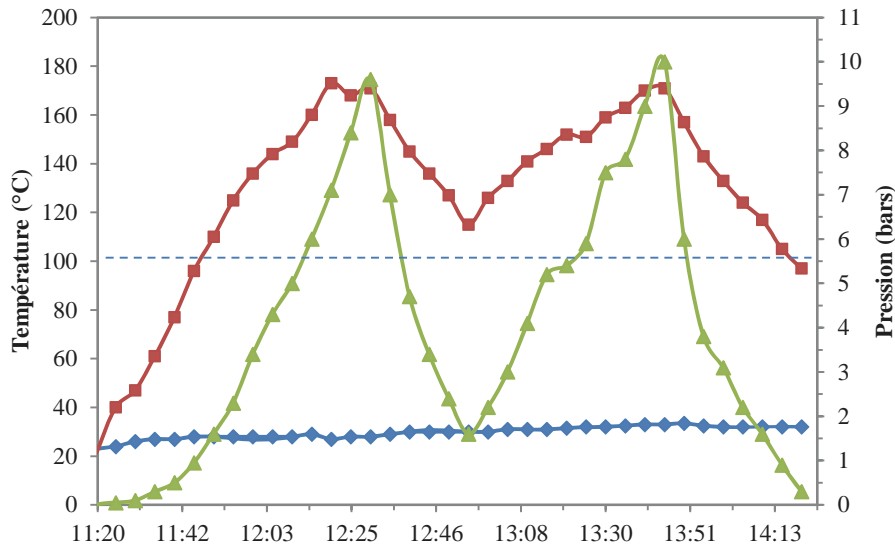


Figure VI.17 – Variation horaire de différents paramètres de l'absorbeur 27 Juillet 2011

A.IV.2 La méthode de Runge-Kutta classique d'ordre quatre (RK4)

C'est un cas particulier d'usage très fréquent, noté RK4.

Considérons le problème suivant :

$$y' = f(t, y), y(t_0) = y_0$$

La méthode RK4 est donnée par l'équation :

$$y_{n+1} = y_n + \frac{h}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

Ou

$$\begin{aligned} k_1 &= f(t_n, y_n) \\ k_2 &= f\left(t_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{h}{2}k_1\right) \\ k_3 &= f\left(t_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{h}{2}k_2\right) \\ k_4 &= f(t_n + h, y_n + hk_3) \end{aligned}$$

L'idée est que la valeur suivante (y_{n+1}) est approchée par la somme de la valeur actuelle (y_n) et du produit de la taille de l'intervalle (h) par la pente estimée. La pente est obtenue par une moyenne pondérée de pentes :

- k_1 est la pente au début de l'intervalle ;
- k_2 est la pente au milieu de l'intervalle, en utilisant la pente k_1 pour calculer la valeur de y au point $t_n + h/2$ par le biais de la méthode d'Euler ;

- k_3 est de nouveau la pente au milieu de l'intervalle, mais obtenue cette fois en utilisant la pente k_2 pour calculer y ;
- k_4 est la pente à la fin de l'intervalle, avec la valeur de y calculée en utilisant k_3 .

Dans la moyenne des quatre pentes, un poids plus grand est donné aux pentes au point milieu. La méthode RK4 est une méthode d'ordre 4, ce qui signifie que l'erreur commise à chaque étape est de l'ordre de h^5 , alors que l'erreur totale accumulée est de l'ordre de h^4 .

Ces formules sont aussi valables pour des fonctions à valeurs vectorielles.

إنتاج الهيدروجين عن طريق التحليل الكهربائي بتسخين مرکز سطح مكافئ

الملخص

للحد من التدهور البيئي، و محاولة استبدال الموارد الطبيعية غير المتجددة مثل الوقود الأحفوري وذلك بتطوير التقنيات التي تعتمد على الموارد المتجددة. ومن بين هذه التكنولوجيات الطاقة الشمسية. في هذه المذكرة، نبين تصميم وتحليل النتائج للسلوك الحراري للاقط لمرکز شمسي لسطح مكافئ شكل على التجريبية والعديد باستخدام برنامج المحاكاة بالفلوانت باعتباره نموذجا أوليا لإنتاج البخار الذي يمكن أن يذوّر تور بينة وهذا لإنتاج الكهرباء أو محرك بخاري، والتي يمكن عملية التحليل الكهربائي على شكل الهيدروجين تخزين هذه الكهرباء عن طريق

الكلمات المفتاحية: الإشعاع الشمسي، مقعر مكافئ، لاقط اسطواني، محلل كهربائي، الهيدروجين

Hydrogen production by electrolysis heating under a paraboloidal concentrator

Abstract

In order not to promote degrade the environment; people had sought to replace Natural non-renewable resources such as fossil fuels by developing technologies that are based on renewable resources. An example of such technology is solar energy. In this paper, we show a design and an experimental and numerical analysis with the use of FLUENT software receiver thermal behavior of a solar parabolic concentrator as a prototype for the production of steam which can be coupled with a turbine to produce electricity or steam engine, this electricity can be stoker with the electrolysis process in the form of hydrogen.

Keywords: solar radiation, paraboloidal, cylindrical receiver, electrolyser, hydrogen

Production d'hydrogène par l'électrolyse sous chauffage d'un concentrateur paraboloidal

Résumé

Afin de réduire la dégradation de l'environnement, les gens avaient cherché à remplacer Les ressources naturelles non renouvelables telles que les combustibles fossiles en développant les technologies qui sont basées sur les ressources renouvelables. Un exemple de ces technologies est l'énergie solaire. En ce mémoire, nous montrons une conception et une analyse expérimentale et numérique avec l'utilisation de logiciel FLUENT du comportement thermique du récepteur d'un concentrateur paraboloidal solaire comme un prototype de la production de la vapeur qui peut être couplé avec une turbine pour produire de l'électricité ou d'un moteur de vapeur, cette électricité peut être stoker à l'aide de processus de l'électrolyse sous forme d'hydrogène.

Mots clé : rayonnement solaire, paraboloidal, récepteur cylindrique, électrolyseur, hydrogène
