

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

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

UNIVERSITE HASSIBA BENBOUALI DE CHLEF



FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

MEMOIRE

PRESENTE POUR OBTENIR LE DIPLOME DE MAGISTER EN  
ENERGIES RENOUVELABLES ECOLE DOCTORALE

SPECIALITE  
ENERGIES RENOUVELABLES

Présenté Par

**RAHMANI DJELLOUL**

INGENIEUR D'ETAT EN ELECTRONIQUE

THEME

**Analyse d'un système de concentration solaire Pour La production  
d'hydrogène (cas de l'Algerie)**

Devant le jury :

<b>BATTAHAR</b>	Ahmed	Professeur	<b>UHB Chlef</b>	Président
<b>KHELLAF</b>	Abdallah	Dr. Recherche	<b>CDER. Alger</b>	Rapporteur
<b>LOUKARFI</b>	Larbi	Professeur	<b>UHB Chlef</b>	Co-Encadreur
<b>MERIAM BENZIAN</b>	Madjid	Maitre de conférence	<b>UHB Chlef</b>	Examineur
<b>BOUDARIES</b>	Rafika	Maitre de recherche	<b>CDER. Alger</b>	Examineur

**Année universitaire : 2011/2012**

## Remerciements

Avant tout développement sur cette étude, il apparaît opportun de commencer ce mémoire de magistère par des remerciements, à ceux qui m'ont beaucoup appris au cours de cette formation, et même à ceux qui ont eu la gentillesse de faire de cette formation un moment très profitable.

Le présent travail a été réalisé dans le cadre de l'école doctorale des énergies renouvelables d'un mémoire de magister au sein de la faculté de technologie, Département de mécanique de l'Université Chlef et avec le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER).

Je remercie toute personne m'ayant aidé de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Je cite en particulier :

Mon rapporteur monsieur **A. KHELLAF**, directeur de recherche au centre de développement des énergies renouvelables (CDER), qui a accepté de diriger mon travail, a toujours répondu présent pour tout problème rencontré, pour ses précieux conseils et ses encouragements.

Que monsieur **A. BETTAHAR** professeur à l'Université de Chlef, trouve dans ce modeste travail, l'expression de mon profond respect et soit remercié d'avoir accepté de présider le jury.

Mon co-encadreur monsieur **L. LOUKARFI**, professeur à l'Université de Chlef pour son aide durant la réalisation du travail, qui m'a accompagné pour tout problème rencontré.

Je remercie en particulier monsieur **M. MADJID**, Maître de conférences au département de mécanique pour s'être intéressé à mon travail et m'a honoré de sa présence au jury.

Madame **.R.K BOUDRIES**, Maître de recherche, qui m'honore en acceptant d'examiner ce travail et être membre du jury.

Je tiens à exprimer ma gratitude à :

Monsieur **A. KADDAI**, Chargé de cours du département d'électronique, pour son soutien pédagogique et moral.

Monsieur **S. BENHAMMOU**, chef de département de mécanique, pour son aide durant la réalisation du travail.

Ainsi pour les responsables à l'Office National de la Météorologie pour son encouragement.

## Dédicace

Au nom de l'amour qui j'éprouve à chacune des personnes qui m'entourent et qui m'ont toujours solidement soutenu le long de ce long parcours.

A mes **chers parents** qui m'ont toujours éclairé le chemin de la vie en me tendant la main tout au long de mes années d'études et que dieu me les garde.

A toute ma **famille**.

A tous mes **amis**.

**A tous ceux qui m'ont aimé, m'aiment et m'aimeront pour moi même, je dédie ce modeste travail.**

# Table des matières

INTRODUCTION GENERALE .....	1
-----------------------------	---

## **CHAPITRE I RAYONNEMENT SOLAIRE**

I.1. Introduction .....	3
I.2. Généralités sur le Soleil .....	3
I.3. Aspects géométriques .....	5
I.3.1. Mouvements de la Terre .....	5
I.3.2. La distance terre- soleil .....	5
I.3.3. Mouvement terre-soleil .....	6
I.3.3.1. Mouvement de rotation .....	6
I.3.3.2. Mouvement de translation .....	7
I.3.4. Mouvement apparent du Soleil.....	7
I.3.5. Les coordonnées géographiques .....	8
I.3.6. Les coordonne du soleil .....	9
I.3.6.1. Coordonnées équatoriales .....	9
I.3.6.2. Coordonnées horizontales .....	11
I.3.7. La durée du jour .....	12
I.3.8. Décalage horaires .....	12
I.3.9. Fuseau horaire .....	13
I.3.10. L'équation du temps .....	13
I.3.11. Durée et taux d'ensoleillement .....	14
I.4. Aspects énergétiques .....	15
I.4.1. La constante Solaire .....	15
I.4.2. Rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère .....	15
I.4.3 Energie reçue par une surface horizontale située à l'extérieur de l'atmosphère .....	16
I.4.4. L'atmosphère terrestre .....	17
I.4.4.1. Structure de l'atmosphère .....	17
I.4.4.2. La composition de l'atmosphère .....	17
I.4.4.3. L'effet de l'atmosphère sur le rayonnement solaire .....	17
I.4.4.4. Masse d'air .....	18
I.4.4.5. Trouble atmosphérique .....	18
I.4.5. Puissance solaire reçue par la terre .....	19
I.4.6. Albédo .....	19
I.4.7. Types de rayonnements .....	20
I.4.8. La distribution globale de l'énergie solaire .....	21
I.4.9. La distribution de l'énergie solaire en Algérie .....	21
I.5. Conclusion .....	22

## **Chapitre. II SYSTEME DE POURSUITE SOLAIRE**

II.1 Introduction.....	23
II.2 Position du soleil par rapport à un observateur .....	23
II.2.1 Angle de zénith.....	23
II.2.2 Angle d'azimut .....	23
II.2.3 Angle extérieur d'azimut .....	24
II.2.4 Angle d'incidence .....	24
II.3- Orientation de la surface .....	24
II.3.1 Rotation suivant un axe.....	25

II.3.1.1	Axe vertical et inclinaison fixe de la surface .....	25
II.3.1.2	Axe horizontal, surface parallèle à l'axe .....	25
II.3.2.	Rotation suivant deux axes .....	26
II.4.	Différents types de montures .....	27
II.4.1.	Monture nord-sud .....	27
II.4.2.	Monture est-ouest .....	28
II.5.	Conclusion .....	28

### **Chapitre.III** CONCENTRATEURS SOLAIRES

III.1.	Introduction .....	29
III. 2.	Principes .....	29
III.2.1.	Lois de Descartes relatives à la réflexion .....	29
III. 2.2.	Stigmatisme .....	30
III.2.3.	Définition de la concentration .....	30
III.2.3.1.	Concentration idéale .....	30
III.2.3.2.	Concentration géométrique .....	31
III.2.3.3.	Concentration optique (Energétique).....	31
III.3.	Description le principe d'un concentrateur .....	31
III.4.	Formules de calcul des différentes concentrations .....	32
III.5.	L'importance de la concentration solaire .....	33
III.6.	Etudes générales de quelques différents concentrateurs .....	33
III.6.1.	Paraboloïde .....	33
III.6.1.1.	Définition .....	33
III.6.1.2.	Propriétés .....	33
III.6.1.3.	la géométrie parabolique .....	34
III.6.1.3.1.	surface d'une parabole .....	34
III.6.1.3.2.	angle d'ouverture d'une parabole .....	34
III.6.1.4.	Concentration idéale .....	35
III.6.1.5.	Concentration géométrique .....	35
III.6.1.6.	Concentration optique .....	37
III.6.3.	Central à tour .....	37
III.6.3.1.	Description de système .....	37
III.6.3.2.	Description de système .....	37
III.6.3.3.	Le rendement thermique .....	38
III.7.	étude théorique du concentrateur Cylindro Parabolique .....	40
III.7.1.	Propriétés .....	40
III.7.2.	Système optique d'une surface cylindrique .....	40
III.7.3.	La géométrie du concentrateur cylindro-parabolique .....	41
III.7.3.1.	Dimensionnement de la courbe .....	41
III.7.3.2.	angle d'ouverture de la parabole .....	41
III.7.3.3	Taille d'une parabole.....	42
III.7.3.4.	La surface d'ouverture .....	42
III.7.3.5.	La largeur du réflecteur .....	43
III.7.3.6.	La longueur du réflecteur .....	43
III.7.3.7.	La distance focale .....	43
III.7.3.8.	Dimensions du récepteur .....	43
III.7.4.	Concentration idéale .....	45
III.7.5.	Concentration géométrique .....	45
III.7.6.	Concentration optique .....	46
III.7.7.	Facteur d'interception .....	46

III.7.8 Angle d'incidence modifié .....	47
III.7.9. Le rendement optique .....	47
III.8. Conclusion .....	47

## **Chapitre. IV BILAN ENEGETIQUE**

IV.1 Introduction .....	48
IV.2. L'absorbeur .....	48
IV.3. Surface sélective.....	48
IV.4. L'énergie reçu à la surface d'ouverture .....	48
IV.5. Bilan thermique .....	49
IV. 5.1. Bilan thermique entre l'absorbeur et le fluide caloporteur .....	49
IV.5.2. Bilan thermique entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre .....	50
IV.5.3. Bilan thermique entre l'enveloppe du verre et l'environnement .....	51
IV. 6. Différents modes de transfert de chaleur .....	51
IV. 6.1. Transfert de chaleur entre l'enveloppe du verre et l'environnement .....	51
IV. 6.2. Transfert de chaleur entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre .....	51
IV.7. Calcule du coefficient global des pertes thermiques .....	52
IV.8. Puissance utile .....	53
IV.9. Température de sortie du fluide caloporteur .....	54
IV.10. Rendement du concentrateur solaire .....	54
IV.11. Conclusion .....	54

## **Chapitre .V MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME**

V.1.Générateur de rayonnement .....	55
V.1.1. Définition .....	55
V.1.2. Description mathématique .....	55
V.1.2.1. Coefficient de clarté .....	54
V.1.2.2 Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface horizontale.....	56
V.1.2.2.1 Relations entre les moyennes mensuelles .....	56
V.1.2.2.2 Relation entre les valeurs horaires .....	56
V.1.2.3 La température ambiante .....	57
V.1.2.4 Température efficace du Ciel.....	58
V.1.2.5 L'humidité relative .....	58
V.1.2.6 La vitesse du vent .....	59
V.2. Générateur de rayonnement sur surface inclinée.....	59
V.2.1 Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface inclinée ..	59
V.2.1.1 Rayonnement direct sur une surface inclinée.....	60
V.2.1.2 Rayonnement provenant de la réflexion .....	60
V.2.1.3 Rayonnement diffus sur une surface inclinée .....	61
V.2.1.4 Rayonnement global sur surface inclinée .....	62
V.3 La pompe de circulation à vitesse variable .....	63
V.3.1 Description mathématique .....	63
V.4 Echangeur de chaleur à efficacité constante.....	64
V.4.1 Description mathématique .....	64
V.5 Conclusion .....	65

## **Chapitre. IV RESULTATS ET DISCUSSIONS**

VI.1 Introduction .....	66
VI.2 Le site de test .....	66

VI.3 Schéma synoptique du système utilisé .....	68
VI.4 Simulation du fonctionnement du concentrateur par TRNSYS .....	69
VI.5 Description des différents composants du prototype .....	69
VI.5.1 Le rayonnement solaire .....	69
VI.5.2 Concentrateur cylindro-parabolique .....	69
VI.5.2.1 Les miroirs.....	69
VI.5.2.2 Le tube absorbeur .....	70
VI.5.3 La pompe de circulation.....	70
VI.5.4 L'échangeur de chaleur .....	71
VI.6 Tests sur le concentrateur stationnaire.....	71
VI.6.1 Evolution de l'éclairement solaire direct.....	72
VI.6.2 Évolution de la température du fluide.....	75
VI.6.3 Evolution de l'énergie absorbée et le taux transfert de chaleur .....	79
VI.7 Tests réalisés sur le concentrateur avec poursuite solaire .....	83
VI.7.1 Evolution de l'éclairement solaire direct avec poursuite .....	84
VI.7.2 Évolution de la température du fluide.....	86
VI.7.3 Evolution de l'énergie gagnée et le taux de transfert de chaleur .....	89
VI.8 Évolution de la température de sortie en fonction de leur débit.....	92
VI.9 Influence de la surface du colporteur .....	95
VI.10 La quantité d'énergie gagnée pendant une journée .....	97
VI.11 Influence de l'angle d'acceptance .....	99
VI.12 La quantité d'énergie gagnée par trimestre .....	102
VI.13 La quantité d'énergie gagnée durant une année.....	103
VI.14 Conclusion .....	104
CONCLUSION GENERALE .....	105
REFERENCES.....	107
ANNEXES .....	109
RESUMÉES	

---

## Nomenclature

### Lettres latines

$A_0$	Surface d'ouverture	[m <sup>2</sup> ]
$A_{ref}$	Surface de réflecteur	[m <sup>2</sup> ]
$A_{abs}$	Surface d'absorbeur	[m <sup>2</sup> ]
TSV	temps solaire vrai	[heure]
TSM	temps solaire moyen	[heure]
TU	temps universel	[heure]
ET	Equation du temps	[minute]
$\theta$	Angle d'incidence	[degré]
$\theta_z$	Angle de zénith	[degré]
$\gamma_s$	Angle d'azimut	[degré]
$\gamma$	Angle extérieur d'azimut	[degré]
$\dot{\gamma}$	Angle extérieur de la surface orientée	[degré]
$\beta$	Inclinaison de la surface	[degré]
$\dot{\beta}$	Inclinaison de la surface orientée	[degré]
$I_0$	Rayonnement instantané hors de l'atmosphère	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_{cs}$	constante solaire	[W/m <sup>2</sup> ]
$T_L$	Facteur de Linke	-
$P_{atm}$	Pression atmosphérique de l'altitude z	[Pa]
$K_t$	Coefficient de la transmission	-
$\bar{H}$	Rayonnement moyen, mensuel mesuré sur une surface horizontale	[W/m <sup>2</sup> ]
$\bar{H}_0$	Rayonnement moyen, mensuel hors de l'atmosphère	[W/m <sup>2</sup> ]
$\bar{H}_d$	Rayonnement moyen, mensuel diffusé sur une surface horizontale	[W/m <sup>2</sup> ]
$r_t$	Rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation globale	-
$r_d$	Rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation diffuse	-
$I$	Rayonnement global instantané sur une surface horizontale	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_d$	Rayonnement diffus instantané sur une surface horizontale	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_b$	Rayonnement direct instantané sur une surface horizontale	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_{dT}$	Rayonnement diffus instantané sur une surface inclinée	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_{bT}$	Rayonnement direct instantané sur une surface inclinée	[W/m <sup>2</sup> ]
$R_b$	Rapport du rayonnement direct journalier sur surface inclinée à celui sur surface horizontale.	-
$\bar{HR}$	Humidité relative moyenne	[%]
$P_{vs}$	Pression de la vapeur saturante	[Pa]
$P_v$	Pression partielle de vapeur d'eau	[Pa]
$m$	Masse d'aire optique relative	-
$T_{abs}$	Température d'absorbeur	[°C]
$T_{amb}$	Température ambiante	[°C]
$T_{ciel}$	Température du ciel	[°C]
$\dot{Q}_0$	quantité de rayonnement reçue à la surface d'ouverture	[W/m <sup>2</sup> ]
$\dot{Q}_a$	quantité de rayonnement reçue par le tube absorbeur	[W/m <sup>2</sup> ]
$Q_{pert}$	Puissance des pertes thermique	[W/m <sup>2</sup> ]
$Q_u$	Puissance utile	[W/m <sup>2</sup> ]
$w_s$	Puissance du soleil rayonnée par unité de surface	[W/m <sup>2</sup> ]
$w_T$	Puissance reçue par unité de surface de la terre	[W/m <sup>2</sup> ]
$h_v$	Coefficient d'échange de chaleur par convection	[W/mK]

$h_{r,c-amb}$	Coefficient d'échange par rayonnement entre le couver et l'environnement	[W/mK]
$h_{r,c-a}$	Coefficient d'échange par rayonnement entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre	[W/mK]
$U_L$	Coefficient d'échange global	[W/mK]
$C_p$	Capacité calorifique à pression constante	[J/KgK]
$C_{abs}$	Chaleur massique de l'absorbeur	-
$C_g$	Concentration géométrique	-
$C_o$	Concentration optique (énergétique)	-
$C_{ideal}$	Concentration idéale (Gauss)	-
$\Delta t$	Intervalle du temps	[s]
$\Delta Z$	Elément de longueur du récepteur	[m]
$f$	Distance focale	[m]
$L$	Longueur du réflecteur	[m]
$a$	Largeur du réflecteur	[m]
$h$	Taille d'une parabole	[m]
$\dot{m}$	Débit massique	[Kg/hr]
$D_j$	Durée du jour	heure
$D_{TS}$	Distance terre soleil	UA
$d_{terre}$	Diamètre de la terre	[m]
$r_f$	distance entre le rive de la courbe de la parabole et le point focale	[m]
$d_{soleil}$	Diamètre de soleil	[m]
$T_e$	Température d'entrée	[°C]
$T_s$	Température de sortie	[°C]

### Lettres grecques

$\varphi$	Latitudes	[degré]
$\lambda$	Longitude	[degré]
$\delta$	Déclinaison	[degré]
$\omega$	Angle horaire	[degré]
$\omega_L$	Angle horaire du levé du soleil	[degré]
$\omega_s$	Angle horaire du couché du soleil	[degré]
$\alpha$	Hauteur angulaire du soleil	[degré]
$\alpha_{abs}$	Facteur d'absorption du récepteur	-
$\rho_{ref}$	Facteur de réflexion du miroir	-
$\epsilon_{abs}$	Facteur d'émissivité d'absorbeur	-
$\epsilon_{ech}$	L'efficacité de l'échangeur de chaleur	-
$\tau$	Facteur de transmission	-
$\epsilon$	Diamètre apparent du soleil (32')	[rad]
$\Theta$	Angle d'ouverture du miroir	[degré]
$\eta$	Rendement thermique	[%]
$\eta_{ch}$	Rendement du récepteur de la centrale	[%]
$\eta_c$	Rendement de Carnot	[%]
$\eta_{op}$	Rendement optique	[%]
$\rho_f$	Masse volumique de l'eau	[Kg/m <sup>3</sup> ]
$K$	Conductivité thermique de l'eau	[W/m <sup>2</sup> K]
$\alpha_f$	Diffusivité thermique de l'eau	[m <sup>2</sup> /s]
$\sigma$	Constante de Stefan Boltzmann = 5,67 .10 <sup>-8</sup>	[W/m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> ]

## **Indices & Exposant**

G	Gauss (idéal)
g	Géométrique
o	Ouverture
abs	Absorbteur
pert	Pertes
u	Utile
ref	Réflecteur
opt	Optique (énergétique)
c	Couver
r	Rayonnement
amb	Ambiante
glob	Global
f	Fluide (eau)

## Liste des figures

<b>Figures</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
I.1	structure de soleil	4
I.2	Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil	5
I.3	Distance terre- soleil en fonction du numéro du jour de l'année	6
I.4	Mouvement apparent du soleil en un point de l'équateur	7
I.5	Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné	9
I.6	Coordonnées horaires	9
I.7	Variation annuelle de la déclinaison solaire	10
I.8	Coordonnées horizontales	11
I.8	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich	13
I.8	Variations annuelles de l'équation du temps	14
I.8	La divergence de l'énergie du soleil vers la terre	15
I.8	Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons	16
I.8	Variations annuelles de l'irradiation quotidienne d'une surface réceptrice horizontale située hors atmosphère avec différentes latitudes	16
I.8	Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre	18
I.8	Composante directe et diffuse de l'éclairement global d'une surface horizontale	20
I.8	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de juillet	22
II.1	Position du soleil par rapport à une surface inclinée	24
II.2	Orientation d'une surface (axe vertical)	25
II.3	Orientation d'une surface (axe horizontal)	26
II.4	Montage d'un capteur cylindro-parabolique Nord-Sud	27
II.5	Montage d'un capteur cylindro-parabolique suivant la direction Est-Ouest	28
III.1	Réflexion d'un rayon lumineux	30
III.2	Stigmatisme	30
III.3	Schéma d'un capteur solaire à concentration	31
III.4	Schéma de principe d'un concentrateur parabolique	33
III.5	Coupe d'un paraboloïde de révolution	34
III.6	Le diamètre apparent du soleil	36
III.7	Coupe d'un paraboloïde de révolution montrant les projections dans le plan focal de l'image du soleil	36
III.8	Image de Gauss d'un miroir Paraboloïde	36
III.9	système de centrale à tour	37
III.10	Rendement de conversion du concentrateur	39
III.11	Capteur Cylindro Parabolique	40
III.12	Système optique d'une surface cylindro-parabolique	40
III.13	Dimensionnement du concentrateur et de l'angle d'ouverture	41
III.14	L'angle d'ouverture en fonction du taux de la longueur-distance focale	42
III.15	L'image semi-circulaire	44

III.16	Diamètre de l'absorbeur en fonction de l'angle d'ouverture	44
III.17	Coupe méridienne d'un demi-Concentrateur Cylindro Parabolique	45
III.18	Relation entre le taux de concentration et la température du récepteur	46
IV.1	Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique	48
IV.2	Bilan thermique d'un élément de surface du collecteur cylindro-parabolique	50
V.1	Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée	63
V.2	Schéma d'un échangeur de chaleur	64
VI.1	la variation de la vitesse moyenne du vent mensuelle	66
VI.2	la variation de la température moyenne mensuelle	67
VI.3	la variation du rayonnement moyen mensuel journalier	67
VI.	la variation du taux d'humidité moyen mensuel	68
VI.5	Schéma synoptique du système utilisé	68
VI.6	Schéma de l'installation schématisé par TRNSYS	69
VI.7	Concentrateur stationnaire orienté vers le sud	72
VI.8 -VI.9- VI.10- VI .11- VI.12	L'éclairement solaire (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	73-74- 75
VI.13 -VI.14- VI.15- VI .16- VI.17	Variation de température du fluide (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	77-78- 79
VI.18 -VI.19- VI.20- VI .21- VI.22	Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur	81-82- 83
VI.23	Position d'un concentrateur avec poursuite solaire	83
VI.24-VI.25- VI .26-VI.27- VI.28	L'éclairement solaire avec poursuite (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	84-85- 86
VI.29-VI.30- VI .31-VI.32- VI.33	Variation de température avec poursuite (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	87-88- 89
VI.34-VI.35- VI .36-VI.37- VI.38	Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur avec poursuite(17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	90-91- 92
VI.39- VI.40 VI. 41- VI. 42 VI. 43	Simulation de différences températures en fonction de leur débit (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	92-93- 94
VI.44- VI.45 VI.46- VI.47 VI.48	variation de température en fonction de la surface du collecteur (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	95-96- 97
VI.49- VI.50 VI.51- VI.52 VI.53	La quantité d'énergie absorbée pendant une journée (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	97-98- 99
VI.54- VI.55 VI.56- VI.57 VI.58	variation de température en fonction de l'angle d'ouverture (17 Janvier, 15 Avril, 17 Juillet, 9 Octobre, 29 novembre)	100- 101- 102
VI.59	la quantité d'énergie gagnée chaque trois mois	103

VI.60	la quantité d'énergie gagnée durant une année	103
C.1	Parcours d'un rayon lors de transmissions et de réflexions successives	112

## Liste des tableaux

<b>Tableaux</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
I.1	Potentiel solaire en Algérie	21
II.1	L'estimation de l'angle d'incidence pour différents modes de rotation	27
III.1	L'importance de la concentration solaire	33
V.1	coefficients de Perez	62
3.A	le rayonnement moyen mensuel journalier extraterrestre	110

## Introduction générale

L'approvisionnement énergétique mondial est aujourd'hui essentiellement basé sur l'utilisation des ressources fossiles et nucléaire. A terme, de telles sources d'énergie pourraient causer de sérieux préjudices à notre environnement. Ainsi, à la lumière de tous ces éléments, le système d'énergie actuel n'est pas viable sur le moyen et long terme.

Un système d'énergie solaire peut être avancé comme solution à la fois renouvelable et non polluante.

Pour envisager la généralisation d'un système d'énergie basé sur le solaire, il faut assurer une distribution de l'énergie à la fois uniforme et régulée. Cela nécessite de développer une technologie de stockage de l'énergie solaire afin de découpler la demande et la production d'énergie et permettre son transport. Celle-ci doit être rentable et de surcroît compatible avec de fortes productions. Pour cela, dans le cadre de notre travail, nous envisageons l'étude de la production de combustibles solaires (carburant synthétiques, i.e. hydrogène solaire). Un combustible peut être transporté par pipelines ou stocké dans des réservoirs, pour être acheminer vers des point de consommation (automobile, industrie, etc.) et restituer sa valeur énergétique.

Compte tenu des perspectives prometteuses des piles à combustibles et des moteurs thermiques à hydrogène, un système d'énergie à hydrogène peut alors être proposé comme solution de remplacement ou tout au moins complémentaire L'hydrogène est produit par voie solaire principalement à l'aide de procédés thermochimiques, photo électrochimiques et électrolytiques

Dans le but d'une meilleure production d'hydrogène, trois principaux types d'électrolyseurs font l'objet de nombreuses recherches les électrolyseurs alcalins, à membrane et à très haute température.

La conversion photothermique de l'énergie solaire au niveau de l'absorbeur/récepteur peut constituer un apport d'énergie non négligeable pour un grand nombre d'applications thermiques.

Cette énergie peut être transformé en chaleur à basse température, par des capteurs plans, utilisant conjointement l'absorption par une surface sélective et l'effet de serre créé par le vitrage, ces capteurs ne permettent pas en général de dépasser la température de 100°C [1].

Pour travailler à température élevée, il faut accroître le flux optique incident qui pourrait être réalisé par concentration de rayonnement solaire. Cette opération est réalisée à l'aide de capteurs appelés concentrateurs solaires. Parmi ce type de concentrateurs, il y a les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques [2], L'avantage d'une telle méthode est de pouvoir atteindre des températures élevées bien adaptées pour la production d'hydrogène [3].

Quatre catégories d'applications se dégagent en fonction de la température:

1. Applications aux basses températures solaires ( $T < 60^{\circ}\text{C}$ ) : chauffage de l'eau sanitaire, ...
2. Applications aux moyennes températures solaires ( $60^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$ ) : chauffage des habitations, réfrigération, climatisation, dessalement de l'eau de mer, production d'énergie mécanique...,

3. Applications aux hautes températures solaires ( $150^{\circ}\text{C} < T < 800^{\circ}\text{C}$ ) : production d'énergie mécanique, production de vapeur, Dissociation de l'eau...,
4. Applications aux très hautes températures solaires ( $T > 800^{\circ}\text{C}$ ) : dissociation thermique de l'eau, magnétohydrodynamique, thermo électricité).

Les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques utilisent une série de longs réflecteurs cylindriques en forme de parabole. La parabole concentre la lumière sur un tube récepteur situé le long de la ligne focale du réflecteur. Ce qui permet d'avoir une forte augmentation de chaleur. Pour améliorer la conception de tels capteurs, et optimiser leur adaptation au type de conversion projeté, on a étudié l'influence des différents paramètres intervenant dans cette réalisation : dimensions du réflecteur, inclinaison du concentrateur. Un logiciel de calcul a été mis au point et les résultats des simulations réalisées à l'aide de cet outil sont présentés et commentés, notamment pour le paramètre température (moyenne et haute) après conversion du rayonnement solaire en chaleur.

Notre travail porte essentiellement sur une étude de la production de l'énergie thermique due à la concentration solaire. Cette étude comporte les chapitres suivants :

- **Le premier chapitre** est consacré uniquement à l'estimation du rayonnement solaire.
- **Le deuxième chapitre** est s'intéresse à l'optimisation du concentrateur par un système de poursuite du soleil et la détermination du flux solaire au niveau du collecteur.
- **Le troisième chapitre** porte sur une étude bibliographique de la concentration solaire, ainsi que les différents types de concentrateurs solaires.
- **Le quatrième chapitre** consiste à étudier le bilan énergétique au niveau du récepteur/absorbeur ainsi que la résolution numérique du système d'équations.
- La modélisation des composants de simulation est décrite dans le **cinquième chapitre**.

Les résultats simulés par un logiciel puissant (TRNSYS) sont discutés dans **le sixième chapitre**. Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion générale.

## I.1 Introduction

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique.

Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances. L'existence d'une solide et fiable base de données est une nécessité pour au moins la survie économique des installations de collection et de conversion de l'énergie solaire.

Bien qu'il existe un réseau de stations d'évaluation du gisement solaire, le nombre de ces stations est très limité. En Algérie, seules sept stations assurent depuis 1970 la mesure de la composante globale et diffuse du rayonnement solaire. Le nombre de ces stations étant insuffisant et c'est pour cela que divers modèles ont été proposés pour estimer le gisement solaire à une échelle locale ou régionale. Ces modèles s'étendent des codes de calcul les plus complexes et les plus sophistiqués aux simples relations empiriques. Le choix du modèle est dicté par la nature des données et par la précision recherchée.

L'utilisation d'un modèle de l'atmosphère basé fondamentalement sur la connaissance du trouble atmosphérique pour la détermination des différentes composantes du rayonnement solaire d'un site donné notamment l'éclairement solaire direct est très indispensable dans la concentration solaire.

## I.2 Généralités sur le Soleil

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de  $1,39 \cdot 10^9$  m et est à distance moyenne de  $1,49 \cdot 10^{11}$  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 [2]. 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  $8 \cdot 10^6$  à  $40 \cdot 10^6$  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 [2].

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 I.1, il est estimé que 90% de l'énergie est générée dans la région du disque solaire située entre 0 et  $0,23R$ , où  $R$  le rayon du soleil, qui représente 40% de la masse du soleil. A distance de  $0,7R$  du centre, la température diminue d'environ  $130\,000\text{ K}$  et la densité de  $70\text{ kg/m}^3$  ; 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  $5000\text{ K}$  et la densité d'environ  $10^{-5}\text{ kg/m}^3$  [2].

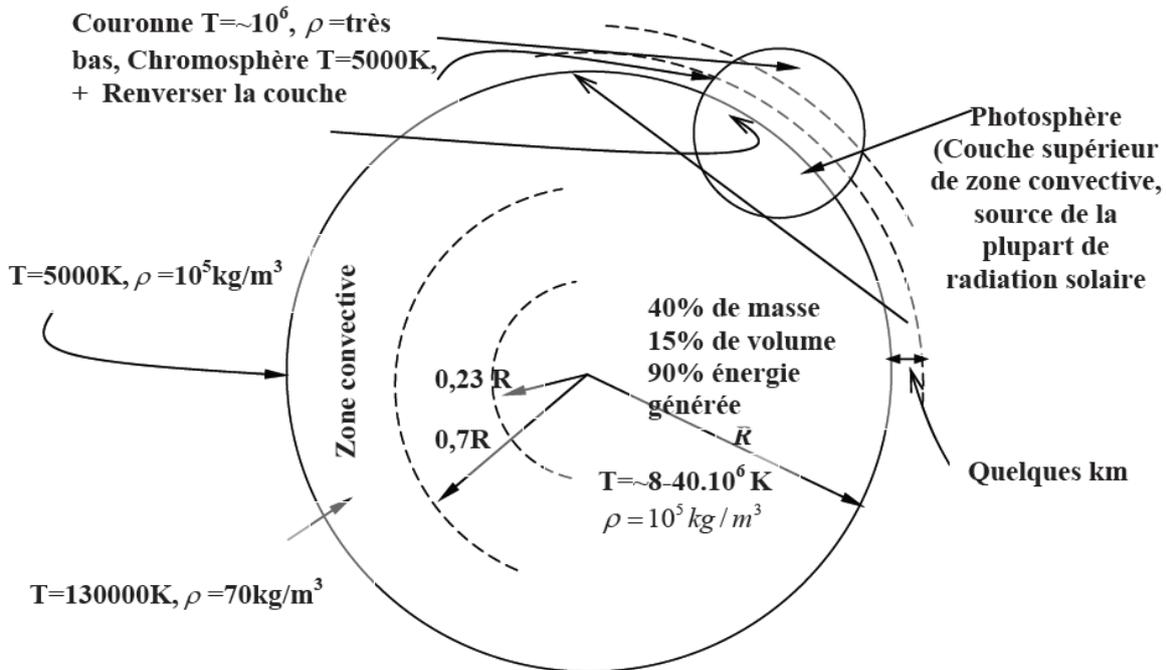
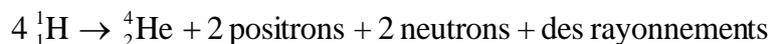


Fig. I.1: structure de soleil [2]

La surface apparente du soleil est constituée de granules (cellules convectives irrégulières), avec des dimensions de l'ordre de  $1000$  à  $3000\text{ km}$  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.

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 continue. 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 par la 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 :



### I. 3 Aspects géométriques

Nous allons nous intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire. [4]

#### I. 3.1 Mouvements de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'*écliptique*.

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de ( $\pm 1,7\%$ ) par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675 106 km. [4]

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'*équateur*. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé *déclinaison* et qui vaut  $23^{\circ}27'$ . Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure I.2.

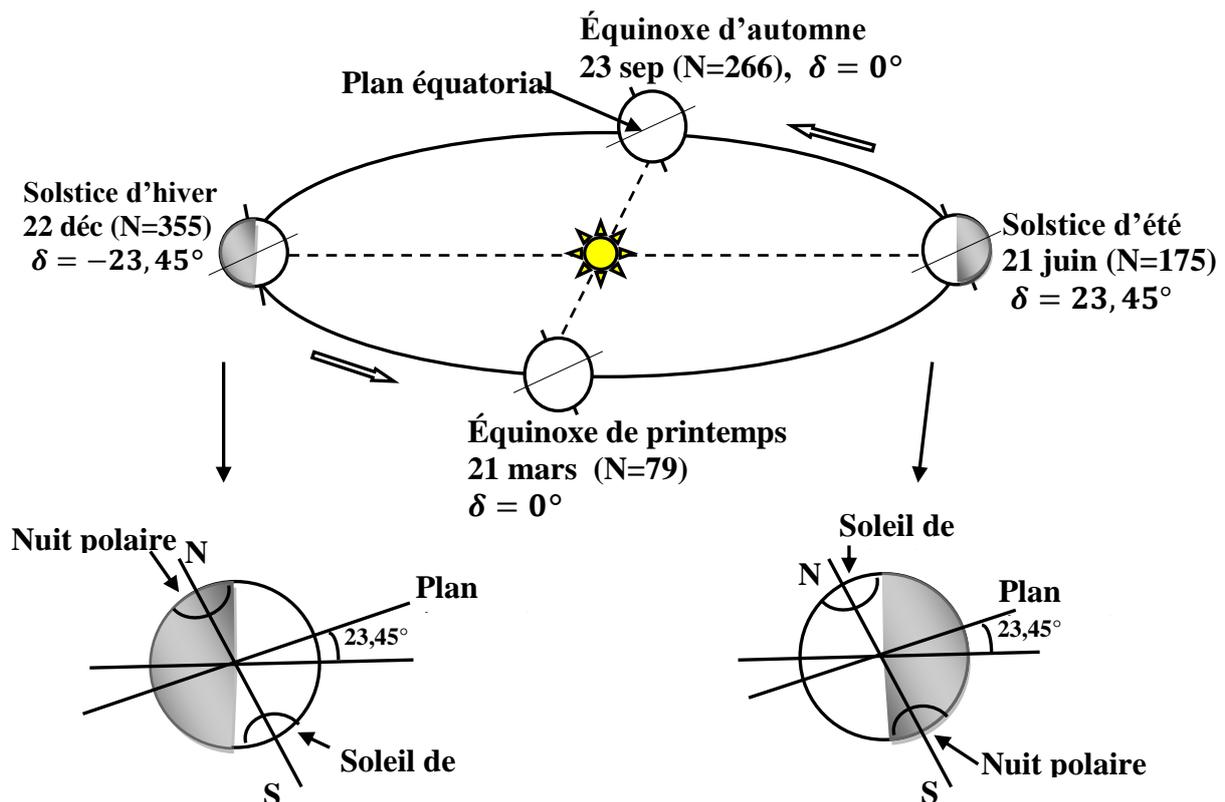


Fig. I.2 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil [4]

#### I.3.2 La distance terre- soleil

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivant [2]:

$$D_{Ts}(N) = 1 - 0,017 \cos \left[ \frac{360(N-2)}{365} \right] \quad (\text{I. 2})$$

N : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier, c à d il varie de 1 à 365 ou 366  
Selon l'année :

Année civile : N = 365 jours

Année bissextile : N = 366 jours

La variation de la distance terre- soleil au cours de l'année est représentée par la Figure 1.3

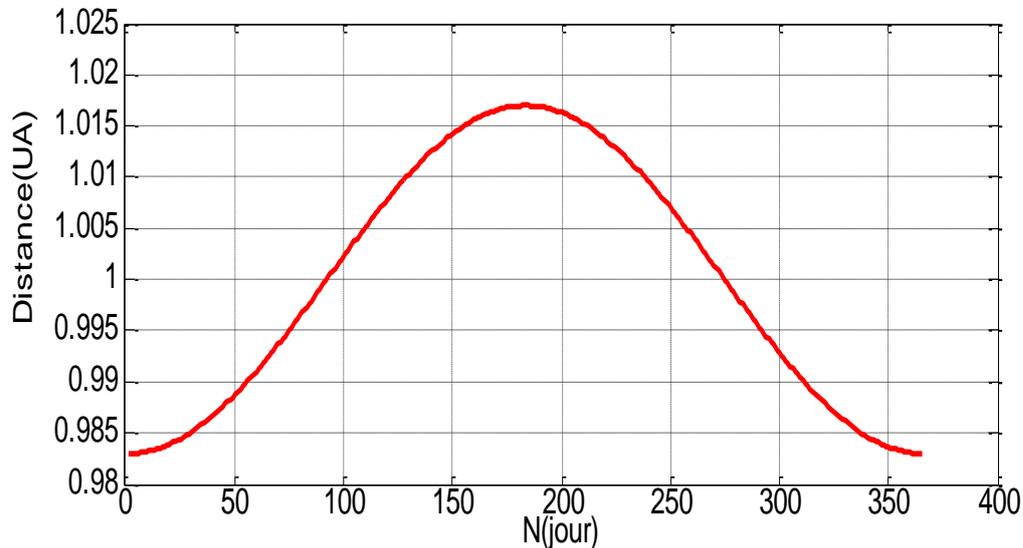


Fig. 1.3 Distance terre- soleil en fonction du numéro du jour de l'année

Les valeurs extrêmes de la distance terre- soleil sont données respectivement par :

DTS (max) = 1,017 UA      vers le 5 Juillet (Apogée)

DTS (min) = 0,983 UA      vers le 2 Janvier (Périgée)

Lorsque  $D_{TS} = 1.U.A$  (aux équinoxes), la puissance reçue par  $m^2$  de la terre  $W_T$  (hors atmosphère) est appelée constante solaire noté par  $I_0$ .

### I.3.3 Mouvement terre-soleil

On peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en mouvement de rotation et mouvement de translation.

#### I.3.3.1 Mouvement de rotation

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme de la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de :  $P_r = 23h 56mn 04s \approx 24h$ . Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est ;  $V_r \approx 0,465Km/s$ , elle est variable en fonction de latitude  $\varphi$  telle que : [5]

$$V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi)) \quad (I.3)$$

Les saisons n'existent pas si la terre se tenait droit sur son orbite, mais le fait que son axe de rotation est penché d'un angle  $23^{\circ}27' \approx 23,45^{\circ}$  avec un mouvement de révolution de la terre, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière.

### I.3.3.2 Mouvement de translation

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en  $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25$  jours. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de Kilomètres. La terre tourne avec une vitesse moyenne  $V_t \approx 29,77\text{Km/s}$  [vitesse maximale en hiver  $30,27\text{ Km/s}$  et minimale en été  $29,77\text{ Km/s}$ ]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons.

### I.3.4 Mouvement apparent du Soleil

Pour étudier le mouvement du soleil nous examinerons le mouvement apparent du soleil pour un observateur sur terre.

Le mouvement apparent du soleil observé d'un point quelconque de l'équateur est représenté sur la figure I.4. Aux équinoxes, le soleil se lève à l'est, passe à la verticale à midi (heure solaire) et se couche à l'ouest. Entre le 21 mars et le 23 septembre, le soleil passe au nord de la verticale et pendant la deuxième moitié de l'année il passe au sud de la verticale [5].

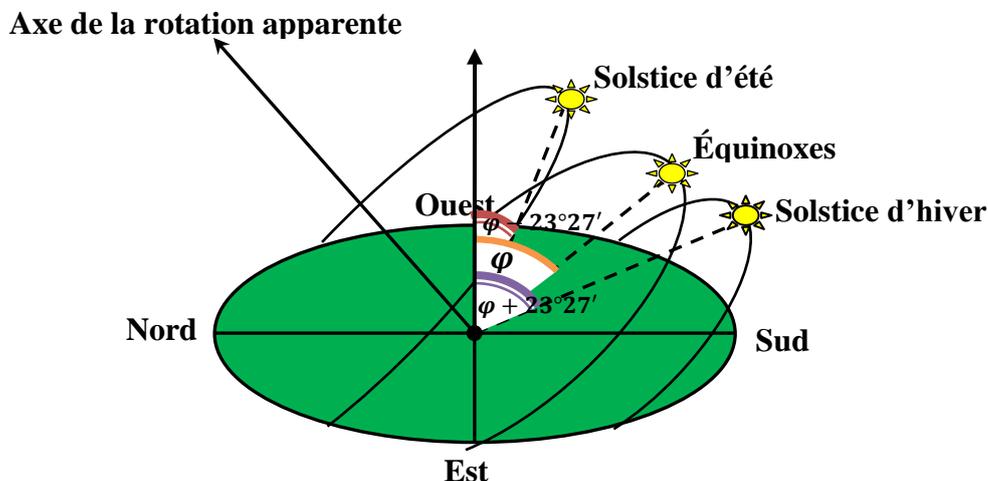


Fig. I.4 : Mouvement apparent du soleil en un point de l'équateur

En un point de latitude  $\varphi$  au Nord de l'équateur est représenté sur la Figure I.4. On notera qu'aux équinoxes, le soleil décrit un arc de cercle de  $180^{\circ}$  dans la voûte céleste à raison de  $15^{\circ}$  par heure, ce qui donne des journées de 12 heures. Au midi solaire, l'angle que fait la direction du soleil avec l'axe vertical est égal à latitude du lieu  $\varphi$

Entre le 23 septembre et le 21 mars, ou plus particulièrement au solstice d'hiver, le 21 décembre, le soleil décrit dans la voûte céleste un arc de cercle inférieur à  $180^{\circ}$ . L'intersection du plan de rotation apparent du soleil avec le plan horizontal de l'observateur est une ligne

parallèle à la direction Est-Ouest mais se trouvant vers le sud. Le soleil décrivant toujours un arc de  $15^\circ$  par heure. Au solstice d'été et plus généralement entre le 21 mars et le 23 septembre, le soleil décrit un arc de cercle supérieur à  $180^\circ$ .

L'angle que fait la direction du soleil avec le vertical du lieu est appelé « Distance Zénithale (ou angle zénithal) » noté  $\theta_z$ . Elle varie quotidiennement et annuellement entre

$$\varphi - 23^\circ 27' \leq \theta_z \leq \varphi + 23^\circ 27'$$

- Aux équinoxes (EA et EP)  $\rightarrow \theta_z = \varphi$ , Les journées ont une durée de 12h.
- Au solstice hiver (SH)  $\rightarrow \theta_z = \varphi + 23^\circ 27'$ , Les journées ont une durée inférieure à 12h.
- Au solstice été (SE)  $\rightarrow \theta_z = \varphi - 23^\circ 27'$ , Les journées ont une durée supérieure à 12h.
- En un point de l'équateur ( $\varphi = 0$ )  $\Rightarrow -23^\circ 27' \leq \theta_z \leq 23^\circ 27'$ , La durée des jours est de 12h = constante

En un point de l'attitude  $\varphi$ , le mouvement du soleil sera identique si on inverse les positions du sud et du nord.

### I.3.5 Les coordonnées géographiques

Les coordonnées géométriques utilisées pour déterminer la localisation d'un point sur la surface terrestre sont :

La latitude et la longitude, qui sont calculées en angle et qui s'expriment en degrés, minutes et secondes d'angle

#### I.3.5.1 La latitude $\varphi$

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie de  $0^\circ$  à l'équateur à  $90^\circ$  N (ou S) aux pôles. Elle représente la distance angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur [6].

$$\varphi \text{ varie de } -90^\circ \text{ à } +90^\circ \text{ tel que: } \begin{cases} \varphi > 0 & \text{vers le nord} \\ \varphi < 0 & \text{vers le sud} \end{cases}$$

#### I.3.5.2 La longitude $\lambda$

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich.

$$\lambda \text{ varie de } -180^\circ \text{ à } +180^\circ \text{ tel que: } \begin{cases} \lambda > 0 & \text{à l'est du méridien de greenwich} \\ \lambda < 0 & \text{à l'ouest du méridien de greenwich} \end{cases}$$

#### I.3.5.3 Le méridien

Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude ; le méridien pris pour origine ( $0^\circ$ ) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles; sa

trace au sol est parfois dénommée : méridienne. Le temps solaire vrai est identique, à un instant donné, pour tous les points d'un même méridien [6].

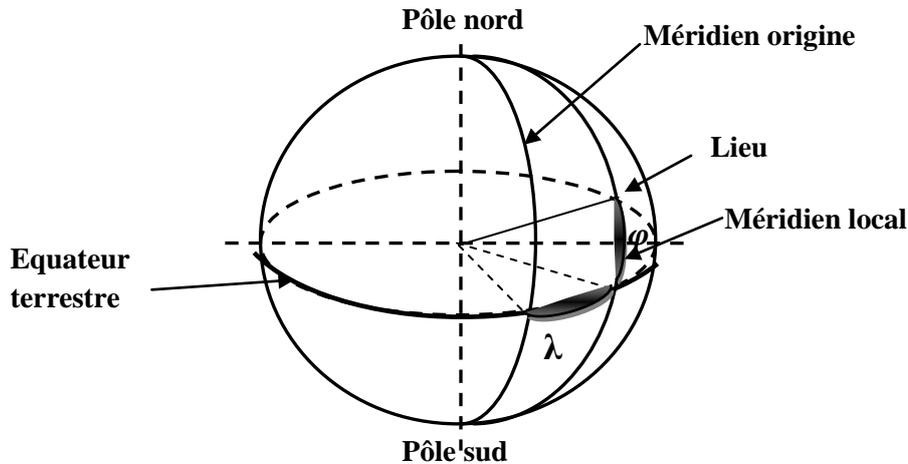


Fig. I.5 Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [7]

### I.3.6 Les coordonnées du soleil

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents

- Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).
- Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

#### I.3.6.1 Les coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles ( $\delta$ ,  $\omega$ ).

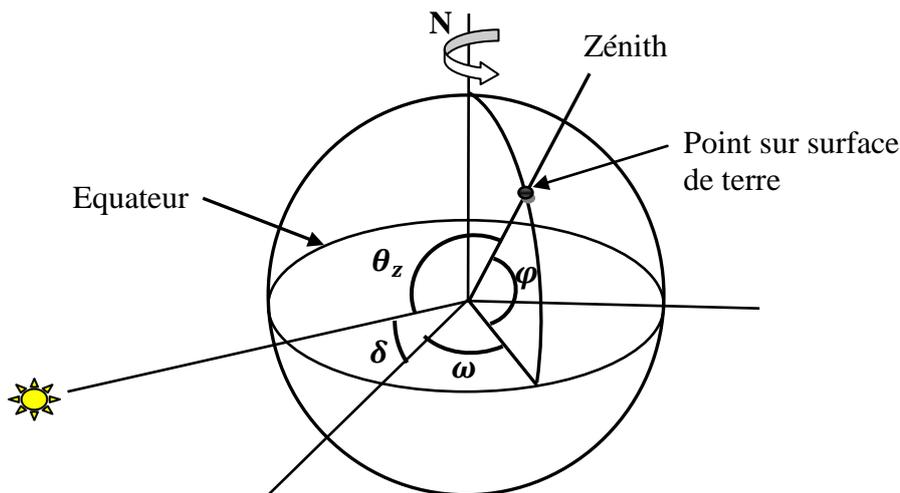


Fig. I.6 Coordonnées horaires [7]

##### I.3.6.1.1 La déclinaison du soleil $\delta$

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 terrestre 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  $+23,45^\circ$ . 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) [6].

La variation journalière de la déclinaison est d'environ de  $0,5^\circ$ . Elle est calculée par une équation simple approximative [2]:

$$\delta(^{\circ}) = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (n + 284) \right] \quad (\text{I. 4})$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{Arc sin} \left[ 0.389 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 82) \right] + 2 \sin \frac{360}{365} (n - 2) \right]$$

$\delta$  Varie entre deux valeurs extrêmes :  $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$  avec  $\delta_0 = 23.45^\circ$

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure.

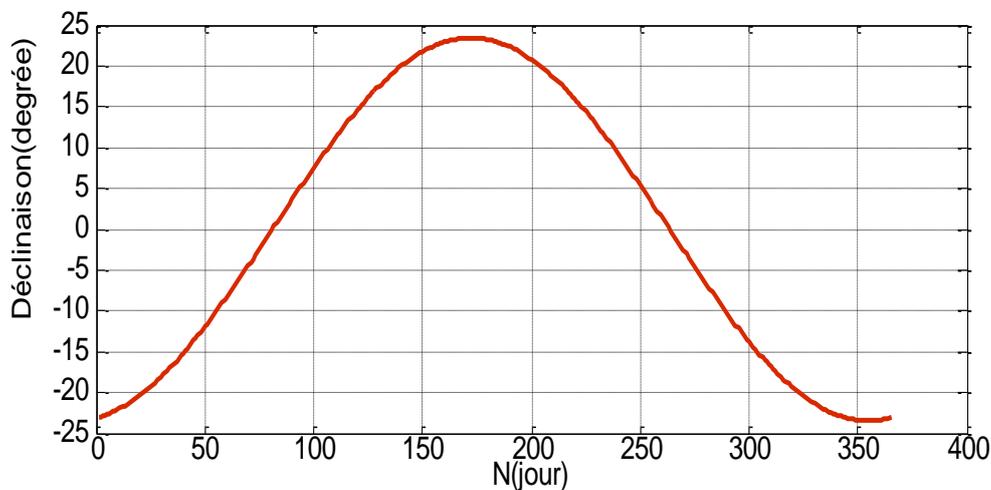


Fig. I.7 Variation annuelle de la déclinaison solaire

### I.3.6.1.2 L'angle horaire du soleil

C'est l'angle que fait les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation :

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad (\text{I. 5})$$

*TSV* : temps solaire vrai = temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.

Avec *TSV* en heures et  $\omega$  en degrés.

L'angle horaire  $\omega$  varie de  $-180^\circ$  à  $+180^\circ$ .

Cette formule provient du fait que le soleil semble tourner dans le plan de l'équateur de  $360^\circ$  en 24 heures soit  $15^\circ$  par heure. De plus, le choix arbitraire de prendre l'angle horaire nul quand le soleil est dans le plan du méridien local (il est alors midi solaire) finit d'expliquer la formule.

$$\text{On prend: } \begin{cases} \omega > 0 & \text{après midi} \\ \omega < 0 & \text{le matin} \\ \omega = 0 & \text{midi TSV} \end{cases}$$

Le calcul de l'angle solaire au lever et au coucher s'obtient en écrivant  $\sin \alpha = 0$ ; (I.7) donne :

$$\cos(\omega) = -\operatorname{tg}(\varphi) \operatorname{tg}(\delta) \quad (\text{I. 6})$$

### I.3.6.2 Les coordonnées horizontales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude  $\varphi$  par deux angles  $\alpha$  et  $\gamma_s$ .

#### I.3.6.2.1 Hauteur angulaire du soleil

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [8].

$$\sin(\alpha) = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta \quad (\text{I. 7})$$

$\alpha$  varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$

$$\text{On prend: } \begin{cases} \alpha > 0 & \text{le jour} \\ \alpha < 0 & \text{la nuit} \\ \alpha = 0 & \text{aux lever et coucher} \end{cases}$$

#### I.3.6.2.2 L'azimut du soleil $\gamma_s$

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud.

L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée [8].

$\gamma_s$ : varie entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$ .

$$\text{On prend: } \begin{cases} \gamma_s > 0 & \text{vers l'ouest} \\ \gamma_s < 0 & \text{vers l'est} \\ \gamma_s = 0 & \text{direction du sud} \end{cases}$$

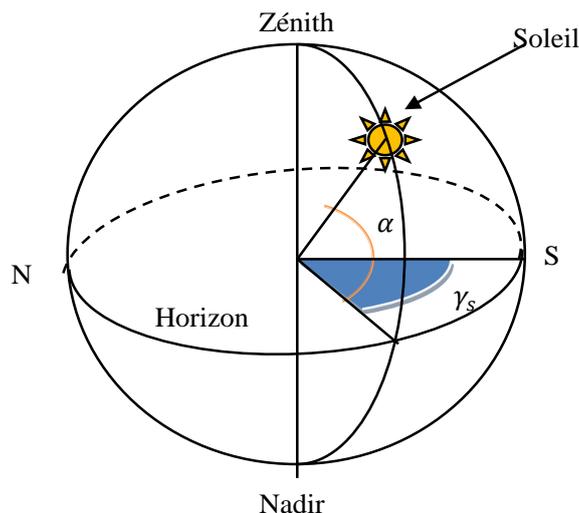


Fig. I.8 Coordonnées horizontales [6]

Remarquons que ces coordonnées dépendent du lieu d'observation et que pour cela elles sont appelées aussi coordonnées locales. Des calculs solaires effectués en un lieu donné avec ces coordonnées ne pourront donc pas être transposables directement en un autre lieu.

### I.3.7 La durée du jour

Le jour est le temps qui sépare le lever et le coucher du soleil. Deux instants particuliers de la journée qui donne une hauteur  $h$  du soleil nulle sont appelés : le lever et le coucher du soleil. [3].

La relation donnant la hauteur du soleil peut s'écrire :

$$\sin(\alpha) = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta$$

Cette équation peut être écrite sous la forme suivante:

$$\sin(\alpha) = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot (\cos \omega + \operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi)$$

On pose :  $T = -\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi$

Alors l'équation devient comme suit:

$$\sin(\alpha) = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot (\cos \omega - T)$$

Le cas des deux points « pôles » étant écarté, la résolution de  $\sin \alpha = 0$  est équivalente à la résolution de  $\cos \omega = T$ .

$$\cos \omega = T \Rightarrow \cos \omega = -\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi = T$$

➤ Si  $|T| > 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| > 90^\circ$

( $\sin \alpha$ ) ne peut pas être nul. Quel que soit  $\alpha$ . On ne peut pas parler de lever ou de coucher du soleil dans ce cas.

➤ Si  $|T| < -1 \Leftrightarrow |\varphi + \delta| > 90^\circ \Leftrightarrow \sin \alpha > 0 \Leftrightarrow \alpha > 0$

Le soleil est toute la journée au-dessus de l'horizon: « Jour polaire »

➤ Si  $|T| > -1 \Leftrightarrow |\varphi + \delta| < 90^\circ \Leftrightarrow \sin \alpha < 0 \Leftrightarrow \alpha < 0$

Le soleil est toute la journée au-dessous de l'horizon: « Nuit polaire »

➤ Si  $|T| \leq 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| \leq 90^\circ$

L'équation  $\sin \alpha = 0$  à deux racines, un pour le lever et l'autre pour le coucher.

Le coucher correspond à la valeur positive  $\omega_S$  et le lever à la valeur négative  $\omega_L$ .

$$\begin{cases} \omega_S = \operatorname{arc} \cos(-\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi) \\ \omega_L = -\omega_S \end{cases}$$

$$D_j = \frac{\omega_S - \omega_L}{15} = \frac{2}{15} \operatorname{Arc} \cos T \quad (\text{I.8})$$

### I.3.8 Décalage horaire

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire  $TS$  qui diffère généralement du temps légal  $TL$  (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à :

La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale  $TL$  et l'heure civile  $TCF$  correspondant au fuseau horaire adopté par le pays [9] :

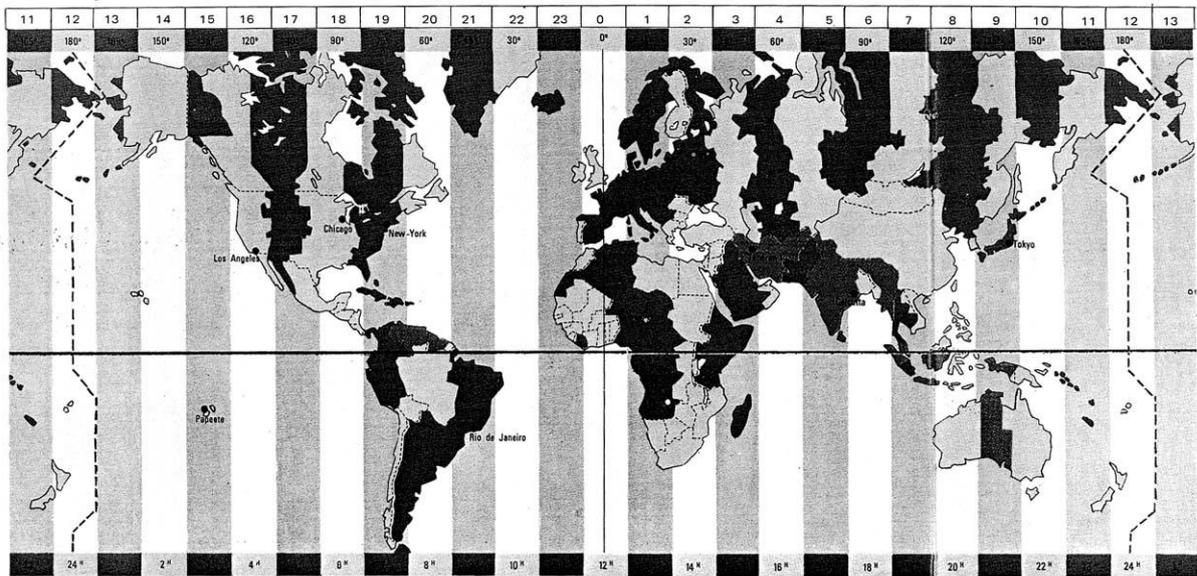
$$C = T_L - TCF \quad (\text{I.9})$$

L'heure civile  $TCF$  du fuseau horaire est égale au temps universel  $TU$  (temps solaire méridien De Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire fixé.

### I.3.9 Fuseau horaire

Secteur de la surface terrestre compris entre deux méridiens distants de  $15^\circ$  de longitude et pour lequel, par convention, l'heure indiquée par le fuseau diffère d'un nombre entier d'heures de celle indiquée par le temps universel.

A ce concept est lié celui de la ligne de changement de date. L'heure légale d'un pays est généralement rattachée à l'heure du fuseau recouvrant la majorité de ce pays [9].



**Fig.I.9 Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [10]**

La différence de longitude ( $L_{ref} - L_{Loc}$ ) entre le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau) et le lieu considéré.

Le temps solaire  $T_s$  se calcule finalement par la formule :

$$T_s = T_L - C + ET + \frac{(l_{ref} - L_{Loc})}{15} \tag{I. 10}$$

### I.3.10 L'équation du temps

C'est l'écart entre le temps solaire moyen  $TSM$  et le temps solaire vrai  $TSV$  selon le jour de l'année considéré [8].

$$ET = TSV - TSM$$

La figure **I.13** montre la variation de  $ET$  durant l'année donnée par la formule suivante [2]:

$$ET = 0.258 \cos x - 7.416 \sin x - 3.648 \cos 2x - 9.228 \sin 2x \tag{I. 11}$$

Avec :  $x = \frac{360(N-1)}{365.25}$

Où l'angle  $x$  est défini en fonction du numéro du jour  $n$ . Le décompte commence à partir du 1<sup>er</sup> janvier où  $N=1$ .

La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on ne peut pas en tenir compte en première approximation.

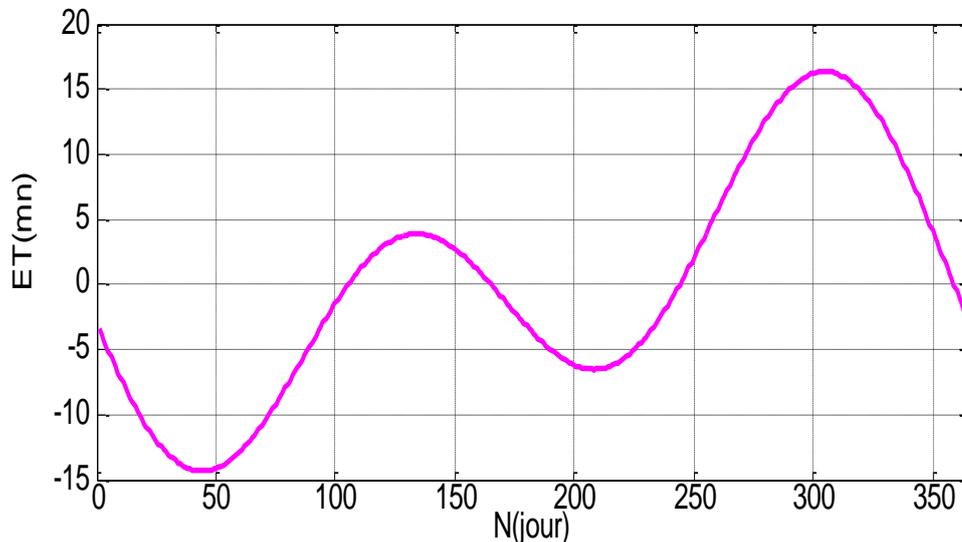


Fig. I.10 Variations annuelles de l'équation du temps

### I.3.11 Durée et taux d'ensoleillement

#### I.3.11.1 Durée d'ensoleillement

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée.

Ceux-ci occultent le Soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus ou moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle *durée effective d'ensoleillement* ou *insolation*  $SS$  le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle *rayonnement direct* le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le Soleil. [2]

#### I.3.11.2 Taux d'ensoleillement

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement  $SS_0$ . On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement.

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad (\text{I. 12})$$

La durée maximale d'ensoleillement  $SS_0$  pour un site dégagé peut être prise égale à la durée du jour calculée par la formule (I. 8).

## I.4. Aspects énergétiques

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques [11].

### I.4.1 La constante Solaire

Le flux du rayonnement à la surface du soleil est d'environ  $6,33 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$ . 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 ( $149\,597\,870 \cdot 10^3 \text{ m}$  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% [2]. La constante solaire est une valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, sa valeur est estimée à  $1367 \text{ W/m}^2$  (Fröhlich et Brusa, 1981, et Iqbal, 1983) [10]. La représentation schématique du système Soleil-Terre est indiquée dans la figure I.13 [12].

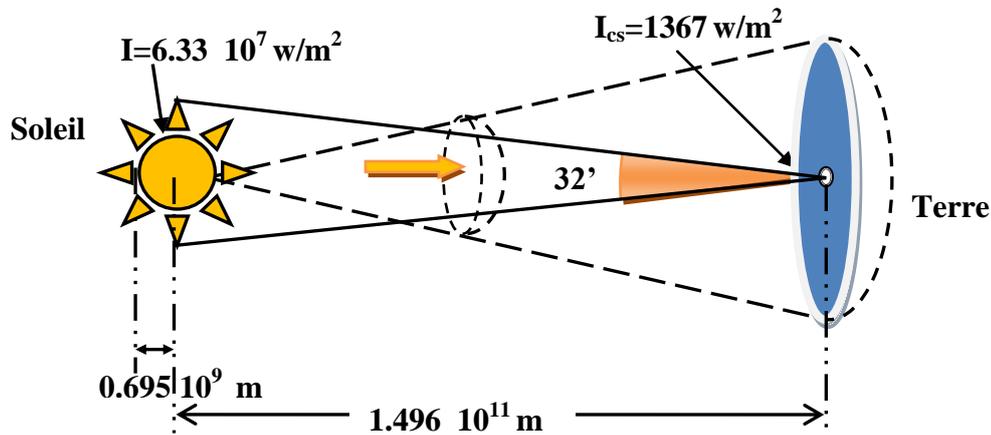


Fig. I.11 La divergence de l'énergie du soleil vers la terre [7]

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 degrés ou 32'). Comme la distance Soleil-Terre varie au cours de l'année, la taille apparente du soleil varie de  $\pm 1,7 \%$  [2].

### I.4.2 Rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère

L'émission de rayonnement électromagnétique du soleil se manifeste par une puissance moyenne de  $1367 \text{ W/m}^2$  [2] dans un plan perpendiculaire au rayonnement, qui varie de  $\pm 3,4\%$  [6] environ au cours de l'année.

Le calcul du rayonnement extraterrestre peut être effectué par la formule approximative (Duffie and Beckmann, 1991) [2] suivante :

$$I_0 = I_{cs} \left( 1 + 0.034 \cos \frac{360}{365.25} n \right) \quad (\text{I.13})$$

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

$$I_0 = I_{cs}(1.000110 + 0.034221 \cos\beta + 0.001280\sin\beta + 0.000117\cos2\beta + 0.000077\sin2\beta)$$

Avec :  $\beta = 360 \frac{N-1}{365}$

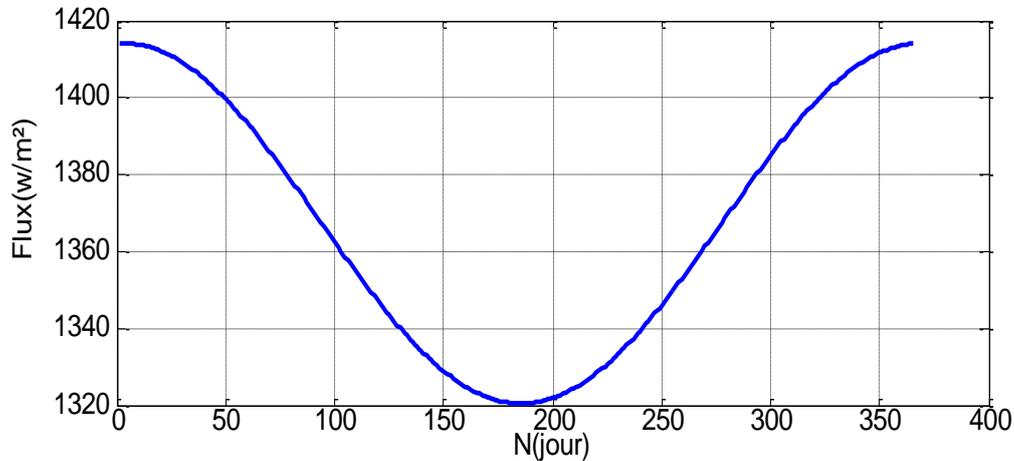


Fig. I.12 Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons

On remarque que le maximum est obtenu au mois de janvier avec la valeur 1413 W/m<sup>2</sup>, le minimum au début de Juillet avec la valeur 1320 W/m<sup>2</sup>.

### I.4.3 Energie reçue par une surface horizontale située à l'extérieur de l'atmosphère

L'intégration de la formule (I.13) entre le lever et le coucher du soleil, permet d'estimer l'irradiation (énergie) reçue par une surface réceptrice horizontale, hors atmosphère, ce qui donne la formule suivante [7] :

$$I_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left[ \frac{\pi}{180} \omega_s \sin\phi \sin\delta + \sin\omega_s \cos\phi \cos\delta \right] \tag{I.14}$$

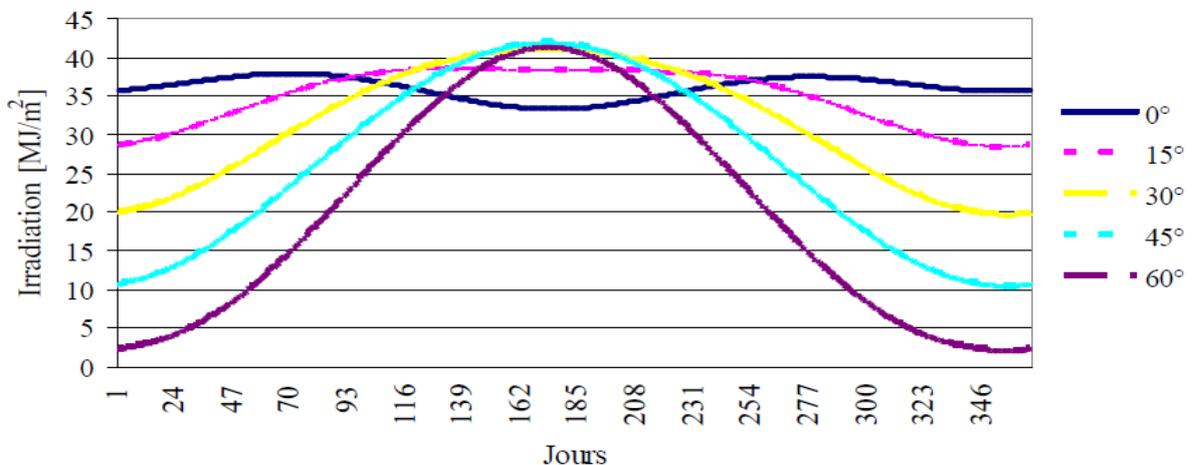


Fig. I.13 Variations annuelles de l'irradiation quotidienne d'une surface réceptrice horizontale située hors atmosphère avec différentes latitudes

## I.4.4 L'atmosphère terrestre

### I.4.4.1 Structure de l'atmosphère

On peut grossièrement diviser l'atmosphère en 5 couches aux propriétés tout à fait différentes et distinctement séparées.

- La troposphère qui s'étend jusqu'à 10 à 15km d'altitude, où la température décroît de 6,5 °C par km, pour atteindre -70 °C à la base de la couche suivante ;
- La stratosphère de 15 à 55km, où la température croît de -70°C à +10°C jusqu'à la stratopause : c'est elle qui contient une mince couche d'ozone ;
- La mésosphère de 55 à 80km, où la température décroît à nouveau de +10°C à -80°C ;
- L'ionosphère (confondue avec la thermosphère) où la température croît régulièrement pour atteindre 1500°C à l'altitude de 300km. C'est elle qui contient les couches réfléchissantes pour les ondes radio (couche Heavyside) ; elle s'étend jusqu'à 700km d'altitude ;
- L'exosphère au-delà de 700km qui s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidéral.

### I.4.4.2. La composition de l'atmosphère

La composition de l'atmosphère est à peu près la même pour les trois premières couches : 78% d'azote, 21% d'oxygène, 0,9% d'argon, 0,03% de CO<sub>2</sub> et des traces d'autres gaz, avec de la vapeur d'eau dans la troposphère et une mince couche d'ozone dans la stratosphère dont le rôle est si important dans l'absorption des rayons ultraviolets les plus durs [4].

L'essentiel des modifications subies par le rayonnement solaire se fait dans la troposphère par diffusion, diffraction, absorption, réfraction par des gaz de température et de densité croissante et par les aérosols : grains de sable, poussières, fumées....

### I.4.4.3 L'effet de l'atmosphère sur le rayonnement solaire

Lors de son trajet à travers l'atmosphère, le rayonnement solaire subit diverses influences :

- Diffusion par les molécules composant les gaz atmosphériques (diffusion de Rayleigh, Mie). Elle affecte les courtes longueurs d'onde du spectre solaire (loi de variation en  $\lambda^{-4}$ ) ; ce qui explique la couleur bleue du ciel.
- Absorption par les gaz atmosphériques (oxygène, O<sub>3</sub>) dans le domaine des courtes longueurs d'ondes (vapeur d'eau...) et dans celui des grandes longueurs d'onde (gaz carbonique...).
- Diffusion par les aérosols est les microparticules en suspension dans l'atmosphère, ainsi que par les microcristaux et les gouttelettes constituant les nuages.

On trouvera sur la figure **I.14** la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde.

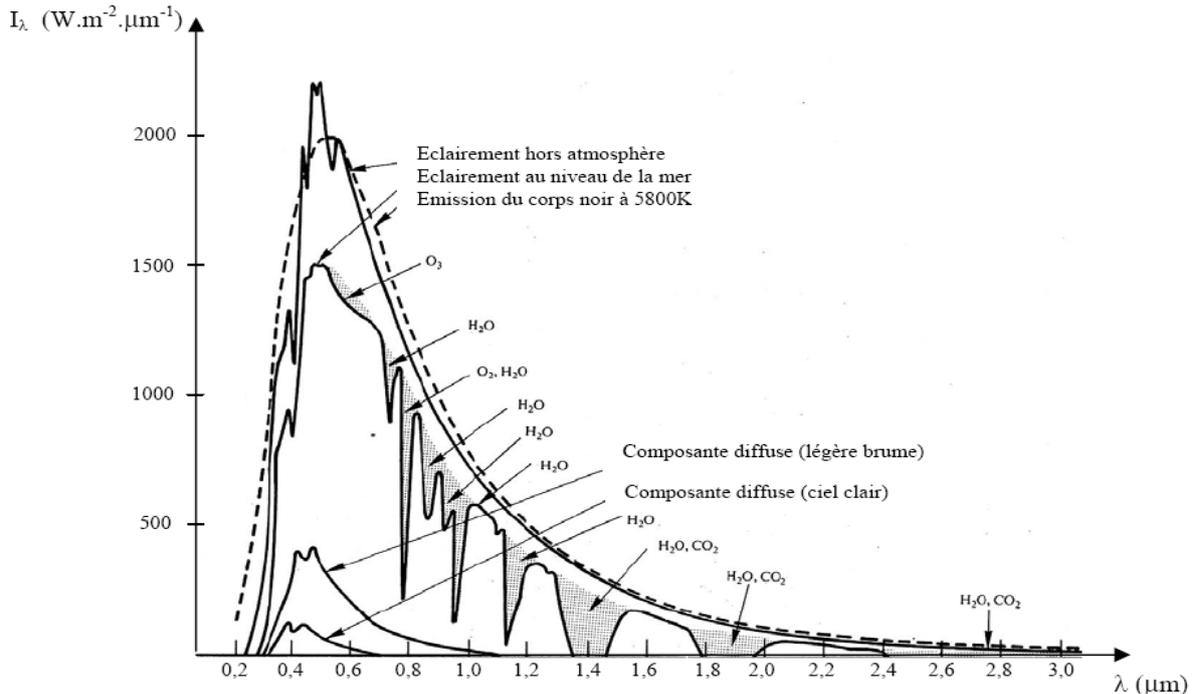


Fig. I.14 La répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [8]

**I.4.4.4 Masse d'air**

La définition la plus simple de la masse d'air est le parcours relatif d'un rayon de lumière solaire à travers l'atmosphère.

La variation de la densité de l'air doit être connue. En tenant compte de la courbure de la Terre, et la réfraction de l'atmosphère, Kasten [12] a trouvé une formule dérivée de l'équation :

$$m = \frac{1}{\rho_{v0}z_0} \int_0^\infty \left[ 1 - \left( \frac{r_e}{r_e+z_0} \right)^2 \left( \frac{n_0}{n} \right)^2 \sin^2 \alpha \right]^{\frac{-1}{2}} \rho_v dz \tag{I.15}$$

$\alpha$  : Hauteur du soleil

$\rho_v$ : Masse volumique,  $\rho_v = \rho_v(z)$  et  $\rho_{v0} = \rho_v(0)$ .

$n$  : Indice de réfraction,  $n = n(z)$  et  $n_0 = n(0)$ .

$z_0$  : Hauteur de l'atmosphère homogène

$r_e$  : Rayon de la terre.

**I.4.4.5 Trouble atmosphérique**

Dans la méthode de Linke, on introduit le facteur de trouble total  $T_L$ , défini comme le nombre atmosphérique pures et sèches (sans aérosol, ni vapeur d'eau, ni nuage) c'est-à-dire la manifestation uniquement l'absorption et la diffusion les constituants de l'atmosphère ( $O_2$ ,  $CO_2$ , gaz rares, ...)

Le facteur de trouble Linke  $T_L$  permet une évaluation de l'extinction atmosphérique par les gaz et l'aérosol selon la formule suivante [5] :

$$T_L = 2.4 + 14.6\beta + 0.4(1 + 2\beta) \ln p_v \tag{I.16}$$

Où  $\beta$  est le coefficient de trouble atmosphérique qui prend les valeurs de :

$\beta$  : 0,02 pour un lieu en montagne ;

$\beta$  : 0,05 pour un lieu rural ;

$\beta$  : 0,10 pour un lieu urbain ;

$\beta$  : 0,20 pour un lieu industriel (atmosphère polluée).

La pression atmosphérique en fonction de l'altitude du point local [12]

$$p_v = 1013 \left[ 1 - \frac{2.26 \times Z}{10^{-5}} \right]^{5.264} \quad (\text{I. 17})$$

#### I.4.5 Puissance solaire reçue par la terre

Le soleil considéré comme un corps noir de rayon  $R_S$  porté à la température  $T_S$ . La puissance du soleil rayonnée par unité de surface est par unité de temps est donnée par la loi de Stephan [8]:

$$w_s = \sigma \cdot T_S^4 = \sigma \varepsilon_a T_a^4 \quad (\text{I. 18})$$

$$\varepsilon_a = 1 - 0,261 \exp \left[ -7,77 \cdot 10^{-4} ((T_a - 273))^2 \right] \quad (\text{I. 19})$$

$$\varepsilon_a = 0,787 + 0,764 \ln \left( \frac{T_{ra}}{273} \right)$$

Où :  $T_{ra}$  Température de rosée de l'air en K

$T_a$  Température de l'air en K

La constante de Stephan :  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$ .

La puissance rayonnée par toute la surface du soleil et par seconde :

$$P_s = \sigma \cdot T_S^4 \cdot (4\pi R_S^2) \quad (\text{I. 20})$$

En supposant que la terre est démunie d'atmosphère et qu'il n'y a aucune absorption dans l'univers, une surface d'un  $\text{m}^2$  placée perpendiculairement au rayonnement solaire reçoit une puissance  $W_T$  donnée par la relation suivante [8]:

$$W_T = \frac{\sigma T_S^4 4\pi R_S^2}{4\pi D_{TS}^2} = \frac{\sigma T_S^4 R_S^2}{D_{TS}^2} \quad (\text{I.21})$$

$D_{TS}$  : la distance terre- soleil au cours de l'année

#### I.4.6 Albédo

Nom masculin qui vient du bas latin « Albédo » blancheur ; c'est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle. Ce terme étant généralement réservé au sol ou aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition le corps noir possède un albédo nul.

L'albedo est calculé avec un modèle qui donne albedo comme une fonction de température.

Pour une surface plein de neige [8].

$$\rho_s = 0.618 - 0.044T_a \quad 0.2 \leq \rho_s \leq 0.8$$

Pour le reste du monde :

$$\rho_s = 0.423 - 0.042T_a \quad 0.2 \leq \rho_s \leq 0.8$$

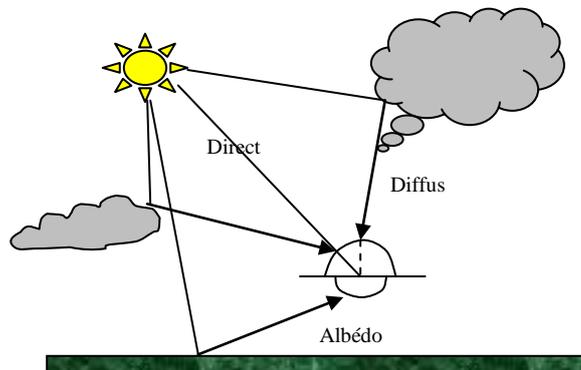


Fig. I.15 Composante directe et diffuse de l'éclairement global d'une surface horizontale

Il faudra tenir compte de l'albédo du sol pour le dimensionnement d'équipement solaire installé sur une surface enneigée (refuge de montagne), sur l'eau (bouées de navigation), dans les zones désertiques.

## I.4.7 Types de rayonnements

### I.4.7.1 Rayonnement direct

Le rayonnement solaire direct se définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages [8].

### I.4.7.2 Rayonnement diffus

Dans sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit [1].

### I.4.7.3 Rayonnement global

C'est la somme des deux types de rayonnements direct et diffus. L'éclairement énergétique solaire reçu par une surface horizontale à partir d'un angle solide de  $2\pi sr$ . Symbole :  $G$ .

$$G = I_b + I_d$$

$$G = I_b + I_{d_{Sol}} + I_{d_{Ciel}} \quad (I.22)$$

L'énergie  $G^*$  emmagasinée pendant le temps  $t$  est obtenue grâce à la formule suivante :

$$G^* = \int_0^t G dt \quad (I.23)$$

**NOTE :** Les modes de rayonnement solaire sont décrit en détail dans le chapitre V.

### I.4.8 La distribution globale de l'énergie solaire

La radiation est distribuée d'une manière inéquitable, et elle varie en intensité d'une région géographique à une autre dépendant de la latitude, la saison et l'heure.

La région la plus favorable pour SODIS se situe entre les latitudes 15° S et 35° N. Cette région inclue aussi les régions dotées de conditions naturelles plus favorables à l'application de l'énergie solaire, avec plus de 90% sous forme de radiation directe due à une couverture limitée de nuages et de pluie (moins de 250 mm par an et souvent plus de 3000 heures de soleil par an) [13].

La deuxième région favorable se situe entre l'équateur et la latitude 15°N. Dans cette région, qui est caractérisée par une humidité élevée et un ciel couvert de nuages, la proportion de radiation dispersée est élevée. Il y a environ 2500 heures de soleil par an.

Il est important de noter que la majorité des pays en voie de développement se situe dans les régions les plus favorables, c.-à-d. entre les latitudes 35°N et 35°S. Ces pays peuvent donc compter sur la radiation solaire comme source d'énergie constante.

### I.4.9 La distribution de l'énergie solaire en Algérie

Une source énergétique renouvelable comme l'énergie solaire représente une énergie propre, gratuite et prometteuse.

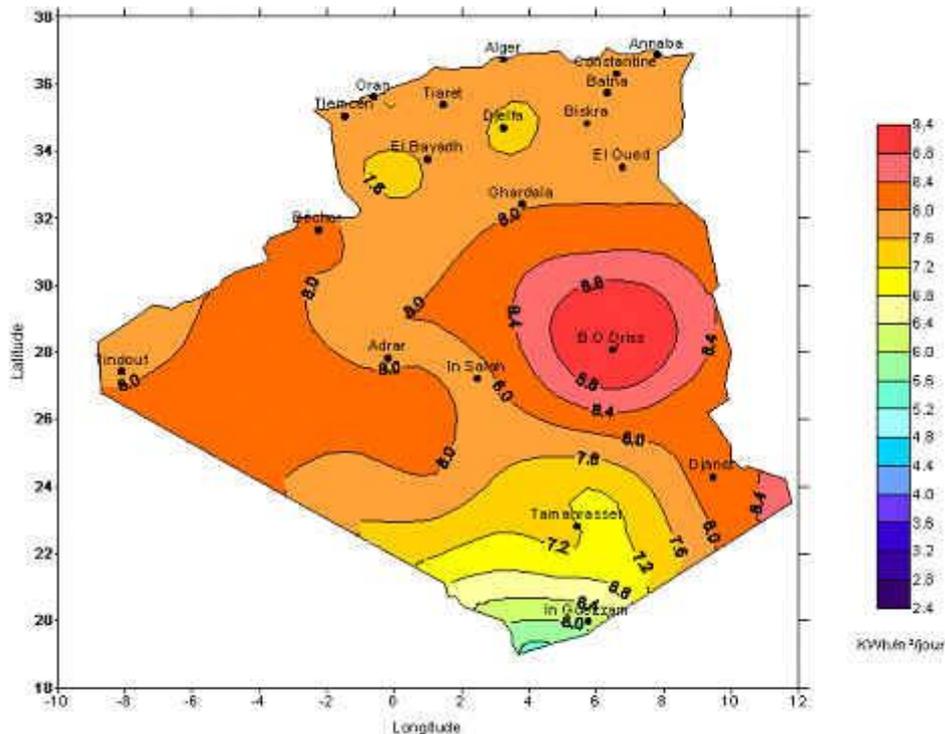
De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). (162,5 jours). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 700KWh/ m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au Sud de pays [14] [15].

Ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable, s'il est exploité de manière rationnelle.

<i>Régions</i>	<i>Région côtière</i>	<i>Hauts-plateaux</i>	<i>Sahara</i>
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KW/h/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

**Tableau I.1 Potentiel solaire en Algérie [15].**

La connaissance de ce gisement solaire est d'une importance capitale pour concevoir et dimensionner les systèmes solaires. Ainsi, un bon dimensionnement n'est possible que si les mesures sont disponibles d'une manière continue dans l'espace et dans le temps.



*Figure. I.15 Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de juillet [14]*

## I.5 Conclusion

Le solaire est une des énergies "renouvelables" les plus anciennes. Les hommes préhistoriques l'utilisaient déjà pour faire, par exemple, sécher leur poisson. Aujourd'hui elle est de nouveau sur le devant de la scène avec l'épuisement des énergies fossiles. Nous avons décrit en premier temps le mouvement terre- soleil à chaque instant de la journée et de l'année qui est nécessaire pour l'orientation d'un capteur pour un site donné

Toute étude ou application de l'énergie solaire en un site nécessite une connaissance complète et la plus détaillé possible de l'ensoleillement du site. Ceci est généralement facile lorsque le site est pourvu d'une station de mesure météorologique fonctionnant régulièrement depuis plusieurs années.

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

Un capteur solaire fixe reçoit le maximum d'énergie lorsqu'il est orienté vers le sud et est incliné selon un angle pratiquement égal à la latitude du lieu [16]. Par exemple les capteurs installés à Chlef sont inclinés de 36.22 °).

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

## II.1 Introduction

L'énergie absorbée par le fluide caloporteur produite par un système solaire à concentration dépend de l'intensité du flux lumineux selon la position du soleil qui varie le long de la journée.

L'orientation des capteurs est un problème important dans l'utilisation des capteurs à rayonnement concentré. Puisque la position apparente du soleil par rapport à un point de captation est constamment variable à l'échelle d'une journée, nous serons donc obligés de modifier constamment la position du concentrateur afin de collecter le maximum d'énergie en utilisant des dispositifs dits systèmes de poursuite solaire.

Le système de poursuite solaire doit être ajusté de sorte qu'il soit toujours visé avec précision face au soleil. Les systèmes de poursuite solaire à un seul axe sont moins coûteux et leur commande est facile à mettre en œuvre, par contre leur efficacité est inférieure à celle des systèmes de poursuite solaire à deux axes. Ces derniers nécessitent une commande appropriée des deux mouvements découplés.

## II.2 Position du soleil par rapport à un observateur

La position du soleil change au fil de la journée (en fonction de la rotation de la Terre) et de la période de l'année (en fonction des variations d'inclinaison de l'axe de la Terre par rapport à l'orbite du soleil).

L'énergie solaire que reçoit une surface est régie uniquement par des lois astronomiques et géométriques. Ces dernières faisant intervenir la latitude de lieu, la déclinaison solaire, l'heure du jour et enfin l'orientation de la surface réceptrice.

La position du soleil dans le ciel dépend du temps solaire, du numéro du jour et de l'année, elle est exprimée par différents angles :

### II.2.1 Angle de zénith

C'est l'angle entre la verticale d'une surface et un rayon du soleil, il est donné par l'équation suivante [17], [18]

$$\theta_z = \cos^{-1}[\sin\delta \sin\varphi + \cos\varphi \cos\delta \cos\omega] \quad (\text{II.1})$$

$\delta$  : déclinaison solaire.

$\varphi$  : latitude du lieu.

$\omega$  : angle horaire.

### II.2.2 Angle d'azimut

C'est l'angle sur le plan horizontal mesuré à partir du sud avec la projection horizontale des rayons directs du soleil. Il est également donné comme angle entre le méridien local et la projection de la ligne de la vue du soleil dans le plan horizontal, défini par l'équation suivante [17], [19] :

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \alpha} \quad (\text{II.2})$$

### II.2.3 Angle extérieur d'azimut ( $\gamma$ )

C'est l'angle mesuré à partir du sud sur le plan horizontal avec la projection horizontale de la normale sur la surface, il est également donné comme angle entre le méridien local et la projection horizontale de la normale avec la surface.

### II.2.4 Angle d'incidence

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure de la surface du plan, il est donné par l'équation suivante [17], [19] :

$$\theta = \cos^{-1}[\cos\theta_z + \sin\theta_z \sin\beta \cos(\gamma_s - \gamma)] \quad (\text{II. 3})$$

$\theta_z$  : angle de zénith.

$\beta$  : inclinaison du surface.

$\gamma_s$  : angle d'azimut.

$\gamma$  : angle extérieur d'azimut.

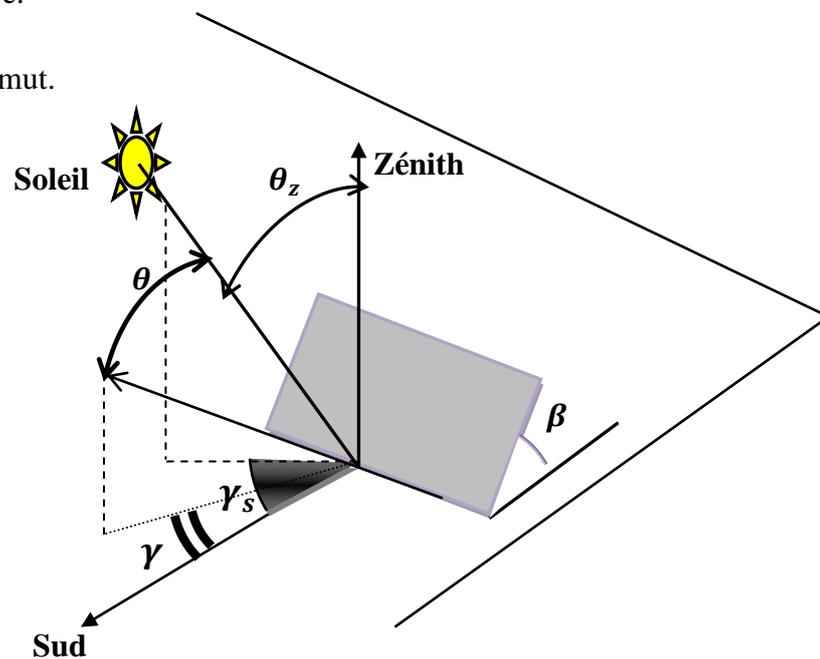


Fig. II.1 Position du soleil par rapport à une surface inclinée [2]

## II.3 Orientation de la surface

Le positionnement d'une surface face au soleil par rapport à même surface positionné de manière permanente en plein Sud se justifie pour les raisons suivantes :

- Permet d'augmenter le rendement du capteur à concentration de 30 à 40% si elle est réalisée sur 2 axes.
- La surface du parc solaire est réduite tout en gardant le même potentiel
- Le temps de retour sur investissement est réduit

Suivre le mouvement apparent du soleil équivaut à orienter cette surface par la rotation de ses axes.

Trois modèles de poursuite de surface sont incorporées dans notre logiciel TRNSYS pour manipuler plusieurs surfaces pour lesquelles la détermination de la radiation incidente est souvent exigée.

### II.3.1 Rotation suivant un axe

Certains types de collecteur à concentration fonctionnent avec la rotation autour d'un seul axe, il existe deux modèles :

#### II.3.1.1 Axe vertical et inclinaison fixe de la surface

Ce modèle utilise une surface orientable avec une pente extérieure fixe  $\beta$  et l'angle extérieur d'azimut variable  $\gamma$ , tournant autour d'un axe vertical comme montré sur la figure II.2. Pour ce cas, le rayonnement solaire est maximum quand  $\gamma = \gamma_s$ . L'azimut dans cette position est négligeable [17].

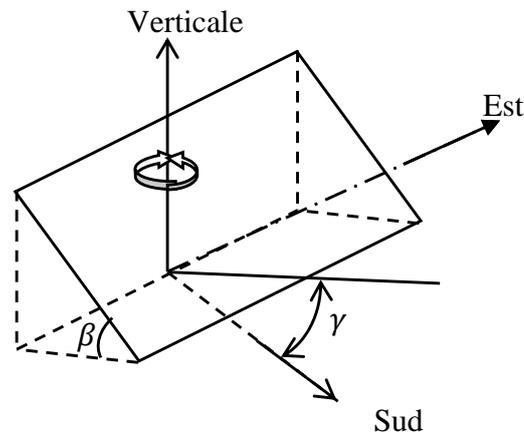


Fig. II.2 Orientation d'une surface (axe vertical) [17]

#### II.3.1.2 Axe horizontal, surface parallèle à l'axe

Pour ce deuxième modèle, la surface tourne autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface. Une illustration de ce plan est présentée dans la figure II.3.

Pour un axe horizontal, l'inclinaison extérieure de la surface instantanée est donnée par [17]:

$$\beta = \tan^{-1} (\tan \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma)) \quad (\text{II. 4})$$

Où l'azimut de la surface est donné en fonction de l'azimut de l'axe comme :

$$\gamma = \gamma' + 90^\circ \text{ Si } \gamma_s - \gamma' > 0 \quad (\text{II. 5})$$

$$\gamma = \gamma' - 90^\circ \text{ Si } \gamma_s - \gamma' < 0$$

Si une surface tourne autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface, mais n'est pas vertical ou horizontal, l'azimut et l'inclinaison de la surface varient avec le temps. Dans ce cas on a :

$$\gamma = \gamma' + \tan^{-1} \left( \frac{\tan \theta_z \sin(\gamma_s - \gamma')}{\sin \hat{\beta} \cos \hat{\theta}} \right) \quad (\text{II. 6})$$

$$\beta = \tan^{-1} \left( \frac{\tan \hat{\beta}}{\cos(\gamma_s - \gamma')} \right) \quad (\text{II. 7})$$

Où  $\hat{\theta}$  est l'angle d'incidence pour une surface avec inclinaison et l'azimut égal à ceux de l'axe.

L'inclinaison et l'azimut pour le deuxième modèle faites référence à la position de l'axe.

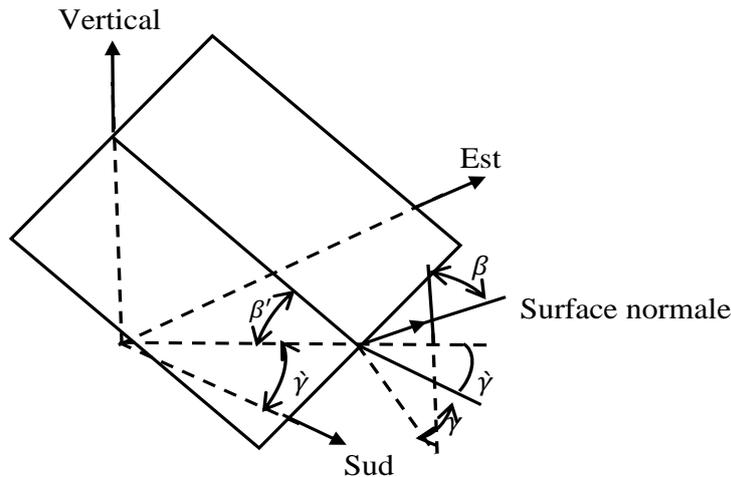


Fig. II.3 Orientation d'une surface (axe horizontal) [17]

Pour la rotation autour d'un seul axe, la concentration maximale possible est donnée par [20]:

$$C_{max} = \frac{1}{\sin(\varepsilon/2)} \quad (\text{II. 8})$$

### II.3.2 Rotation suivant deux axes

Le collecteur tournant autour de deux axes (bi-axiales), dans ce cas l'ouverture du collecteur sera toujours normale au soleil, par conséquent l'angle d'incidence est zéro tout le long de la journée ( $\cos\theta = 1$ ) [17].

Ceci est défini par :

$$\gamma = \gamma_s$$

Et

$$\beta = \theta_z$$

Cette rotation est toujours exigée pour des collecteurs qui suivent le déplacement du soleil à tout moment de la journée. Cela signifie que le collecteur devra être placé sur un montage permettant de suivre le mouvement du soleil.

Pour la rotation bi-axiale, la concentration maximale possible est donnée par la formule [20]:

$$C_{max} = \frac{1}{\sin^2(\varepsilon/2)} \quad (\text{II. 9})$$

L'estimation de l'angle d'incidence pour différents modes de rotation [20].

Mode de poursuite	Angle d'incidence	remarques
bi-axiale	$\cos(\theta) = 1$	Cela dépend de l'exactitude du mécanisme de la poursuite. l'ouverture du collecteur sera toujours normale au soleil.
Axe du collecteur N-S Poursuite E-W (axe polaire)	$\cos(\theta) = \cos(\delta)$	Pour cette mode le soleil est normal au collecteur aux équinoxes ( $\delta = 0$ ).
Axe du collecteur N-S Poursuite E-W (axe horizontale)	$\cos(\theta) = \sqrt{\sin^2(\alpha) + \cos^2(\delta)\sin^2(h)}$ ou $\cos(\theta) = \cos(\theta_z)\cos(h) + \cos(\delta)\sin^2(h)$	L'avantage de cette monture est que l'effet d'ombre très petit, Ce sont présents en les premier et dernier heures du jour.
Axe du collecteur E-W Poursuite N-S (axe horizontale)	$\cos(\theta) = \sqrt{1 - \cos^2(\delta)\sin^2(h)}$ ou $\cos(\theta) = \sqrt{\sin^2(\delta) + \cos^2(\delta)\sin^2(h)}$	L'effet d'ombre est causé quand le collecteur a une inclinaison maximale au solstice d'hiver ( $\delta = 23.45^\circ$ ). Dans ce cas le soleil jette une ombre vers le collecteur au nord.

## II.4 Différents types de montures

### II.4.1 Monture nord-sud

Le montage nord-sud est le montage idéal pour assurer un suivi sidéral. Elle emploie une rotation autour d'un axe parallèle à l'axe polaire du globe terrestre qui assure la poursuite en hauteur (de haut en bas), en d'autres termes la normale du capteur solaire suit la hauteur angulaire du soleil, tel que le tube récepteur est parallèle à l'axe de rotation de la terre. Le miroir tourne autour d'un axe horizontal porté par une monture nord-sud [21].

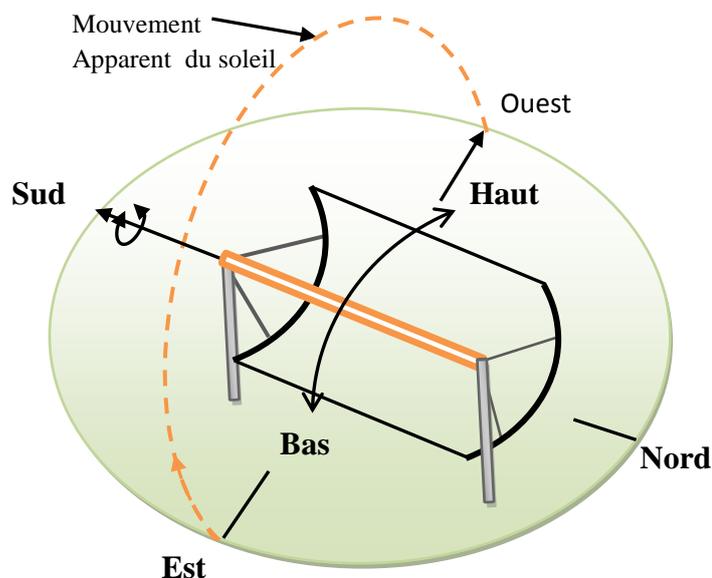
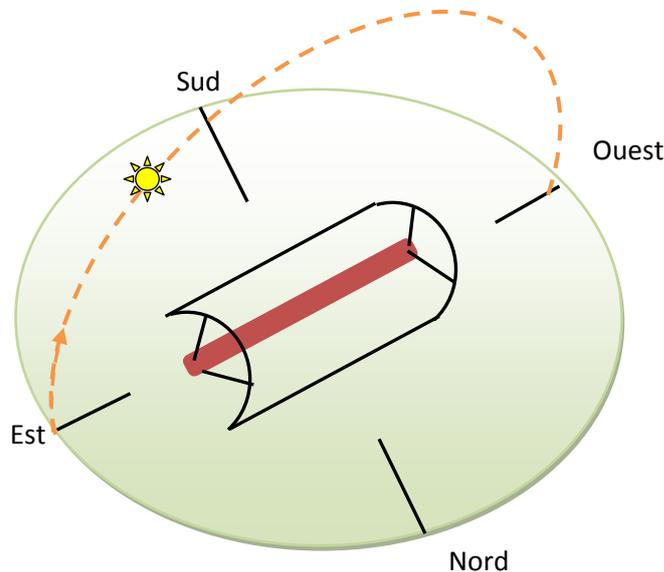


Fig. II.4 Montage d'un capteur cylindro-parabolique Nord-Sud

### II.4.2 Monture Est-Ouest

Le montage est-ouest est plus utilisé pour un concentrateur cylindro-parabolique sans dispositif de poursuite solaire. Il faut orienter le capteur vers le soleil deux ou trois fois par jour pour optimiser la réception du rayonnement. Le rendement de captation est moins bon qu'avec le montage est-ouest asservi en rotation [21].



*Fig. II.5 Montage d'un capteur cylindro-parabolique suivant la direction Est-Ouest*

### II.5 Conclusion

Le système de poursuite solaire consiste à contrôler le mouvement de rotation du concentrateur et à le commander par un programme informatique pour mettre la normale du collecteur face au soleil pendant toute la journée.

L'importance de ce système est de capter le rayonnement solaire parallèle venant directement du disque solaire (rayonnement direct).

Donc nous obtenons une nette amélioration du niveau de l'éclairement solaire et un meilleur rendement du système tout au long de l'année en utilisant ce système.

### III.1 Introduction

L'énergie solaire peut être exploitée sous deux formes principales : la conversion photothermique qui consiste en une transformation directe du rayonnement solaire en chaleur et la conversion photovoltaïque pour la production d'électricité. Nous traiterons dans le cadre de ce travail seulement la première voie de conversion.

La conversion photothermique se fait à l'aide de collecteurs thermiques qui consistent en une transformation directe du rayonnement solaire en chaleur. Elle se fait selon deux manières : une captation avec concentration et sans concentration.

Le rayonnement solaire peut être transformé en chaleur à basse température, par des capteurs plans. Ces capteurs ont l'avantage d'utiliser aussi bien les rayons directs du soleil que les rayons diffusés, le liquide caloporteur de capteur parvient à s'échauffer à la présence du nuage. L'autre avantage est qu'il n'est pas nécessaire d'orienter le capteur suivant le soleil.

La concentration du rayonnement solaire sur un seul foyer permet d'atteindre des températures élevées. Cela rend possible le réchauffement de fluides caloporteurs, en général de l'huile ou des sels fondus, dans une gamme de température allant de 250 °C à 2000°C, avec un rendement supérieur à 70% (rapport chaleur utile/énergie incidente).

Le concentrateur cylindro-parabolique présente la technologie solaire la plus mature actuellement. Il se distingue par sa simplicité ainsi que ses performances élevées dans le domaine de la production de la vapeur d'eau.

Actuellement les CCP assemblés dans des champs de collecteurs sont responsables pour toute production de l'énergie thermique solaire, le concentrateur cylindro-parabolique reste pour la production de la vapeur le convertisseur le plus compétitif, comme les centrales Luz utilisées pour la production de l'énergie électrique.

Aujourd'hui, des milliers de capteurs de ce type produisent une puissance totale de plus de 674 MWe dans le désert de Mojave au sud Californien qui représente 90 % de la capacité solaire installée au monde [22].

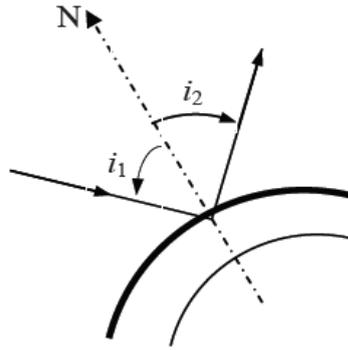
### III.2 Principes

#### III.2.1 Lois de Descartes relatives à la réflexion

L'optique géométrique repose sur deux lois fondamentales :

- Propagation rectiligne de la lumière : dans un milieu transparent, homogène et isotrope, la lumière se propage en ligne droite.
- Principe du retour inverse de la lumière : si la lumière suit un trajet quelconque d'un point A à un point B (y compris dans un système optique), alors la lumière peut suivre exactement le trajet inverse de B vers A. autrement dit, le sens de parcours change, mais pas la direction.

Le rayon incident, le rayon réfléchi et la normale au miroir se trouvent dans un même plan appelé plan d'incidence.

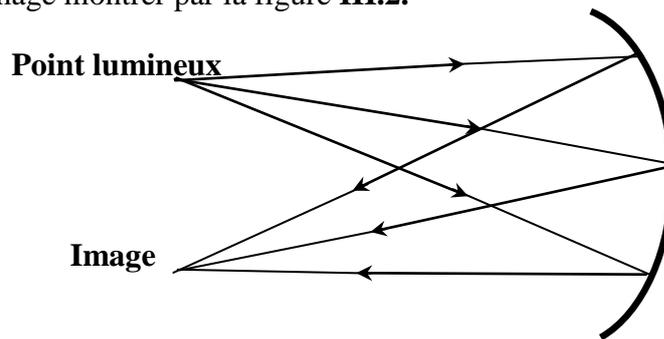


*Fig.III.1 Réflexion d'un rayon lumineux*

L'angle de réflexion est égal à l'angle d'incidence illustré par la figure III.1.

### III.2.2 Stigmatisme [23]

Un système optique est dit stigmatique si tout faisceau issu d'un point lumineux donne à la sortie du système, un faisceau convergent en un point, ou semblant provenir d'un point. Ce point est appelé image montrer par la figure III.2.



*Fig.III.2 Stigmatisme*

### III.2.3 Définition de la concentration

Ce paramètre indique la quantité de concentration légère d'énergie réalisée par un collecteur donné, nous avons trois types de concentration [24] :

- Concentration idéale (Gauss)
- Concentration géométrique
- Concentration optique (énergétique)

#### III.2.3.1 Concentration idéale (Gauss)

C'est le rapport de la section d'ouverture du concentrateur (réflecteur)  $A_0$  caractérisée par l'angle d'ouverture  $\theta$  et la surface d'image de Gauss du soleil  $A_G$  [24].

$$C_{\text{idel}} = \frac{A_0}{A_G} \quad (\text{III} - 1)$$

Avec :  $A_G = \pi f^2 \left(\frac{\varepsilon}{2}\right)^2$  ;  $f$  : La distance focale ;  $\varepsilon$  : Le diamètre apparent du soleil.

### III.2.3.2 Concentration géométrique

La définition la plus commune du taux de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture  $A_o$  à la surface de l'absorbeur  $A_{abs}$ , elle est donnée par la formule suivante [2]:

$$C_g = \frac{A_o}{A_{abs}} \quad (\text{III} - 2)$$

### III.2.3.3 Concentration optique (Energétique)

C'est le rapport de l'éclairement solaire moyen sur la surface de l'absorbeur sur l'éclairement solaire direct de l'ouverture du réflecteur, elle est exprimée par la formule [24]:

$$C_o = \frac{I_{abs}}{I_o} \quad (\text{III} - 3)$$

Avec  $I_{abs} = \frac{1}{A_{abs}} \int I_{abs} d A_{abs}$

$I_{abs}$  : l'énergie reçue à l'ouverture du récepteur.

$I_o$  : l'énergie reçue à l'ouverture de la parabole.

## III.3 Description le principe d'un concentrateur

La figure III.3 définit les différentes grandeurs géométriques d'un capteur à concentration :

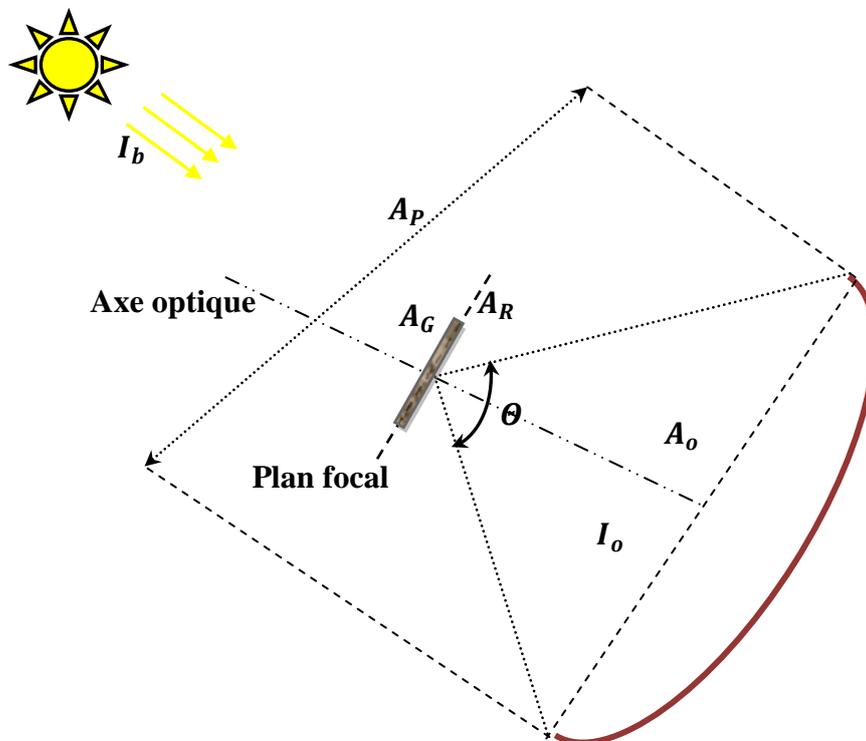


Fig.III.3 Schéma d'un capteur solaire à concentration [7]

$\Theta$ : L'angle d'ouverture du concentrateur, c'est l'angle par lequel on voit le concentrateur à partir du plan focal, il est relevé dans un plan contenant l'axe optique et dépend de l'orientation de ce plan, sauf pour les concentrateurs à révolution.

$I_b$ : Eclairement solaire direct [ $W/m^2$ ].

$I_o$ : Eclairement solaire direct dans la section d'ouverture du concentrateur [ $W/m^2$ ].

$A_o$ : Section d'ouverture du concentrateur caractérisée par l'angle  $\Theta$  [ $m^2$ ].

$A_p$ : section de passage du rayonnement solaire entrant dans le concentrateur.  $A_p$  se confond avec  $A_o$  quand l'axe optique du concentrateur est dirigé vers le soleil,

$A_G$ : surface de l'image de Gauss du soleil; c'est l'image nette du soleil dans le plan focal donnée par des rayons paraxiaux, c'est-à-dire des rayons proches de l'axe optique,

$A_R$ : surface de l'image réelle du soleil dans le plan focal.

### III.4 Formules de calcul des différentes concentrations

On utilise les formules suivantes pour caractériser les différents types de concentrations [23]:

1. Concentration idéale:

$$C_{idel} = \frac{A_o}{A_G} = \frac{\text{section d'ouverture}}{\text{surface de Gauss}} \quad (\text{III} - 4)$$

2. Concentration géométrique :

$$C_g = \frac{A_o}{A_R} = \frac{\text{section d'ouverture}}{\text{surface de l'image réelle du soleil}} \quad (\text{III} - 5)$$

3. Concentration énergétique :

$$C_o = \frac{I_G}{I_o} = \frac{\text{flux moyen en Gauss}}{\text{flux direct en section d'ouverture}} \quad (\text{III} - 6)$$

4. Efficacité d'un concentrateur :

$$\eta_{con} = \frac{C_o}{C_{idel}} = \frac{\text{concentration optique}}{\text{concentration idéal}} \quad (\text{III} - 7)$$

5. Facteur de four :

$$FF = \frac{C_{o,effe}}{C_o} = \frac{\text{concentration optique effective}}{\text{concentration optique}} \quad (\text{III} - 8)$$

Avec  $C_{o, effective}$  la concentration énergétique réelle d'un système elle tient compte des pertes dues aux réflexions, aux irrégularités géométriques et la présence des masques [23].

### III.5 L'importance de la concentration solaire

Le tableau résume les avantages et les désavantages des systèmes à concentration comparés aux capteurs plans.

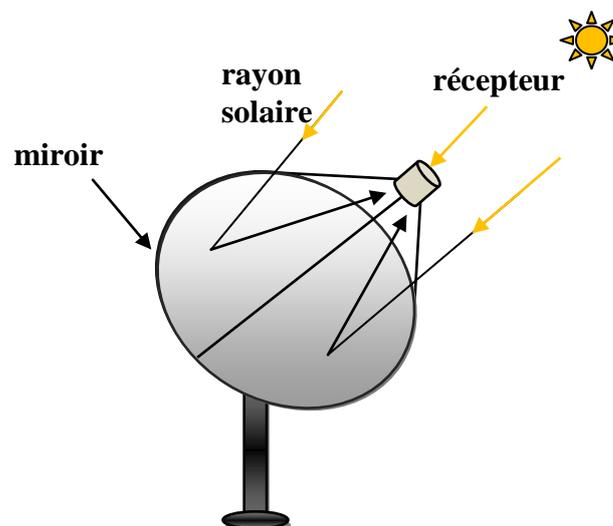
Avantages	Désavantages
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Réduction des surfaces réfléchissantes.</li> <li>➤ Réduction des pertes thermiques.</li> <li>➤ La densité d'énergie au niveau de l'absorbeur est grande donc le fluide caloporteur peut travailler à température plus élevée pour la même surface de captation d'énergie.</li> <li>➤ Les systèmes à concentration peuvent être utilisés à la production d'énergie électrique.</li> <li>➤ Le stockage est plus faible pour des systèmes à concentrateurs qu'à capteurs plans.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ le rayonnement diffus est très mal utilisé dans les systèmes à forte concentration, seul le rayonnement direct est concentré.</li> <li>➤ Les concentrateurs nécessitent un système de poursuite du soleil qui va augmenter le coût du système à installer.</li> <li>➤ Le pouvoir réflecteur des miroirs décroît dans le temps et il faut les réargenté ou le repolir.</li> <li>➤ L'absorbeur est soumis à de grandes variations de température lors des passages nuageux.</li> </ul>

### III.6 Etudes générales de quelques différents concentrateurs

#### III. 6.1 Paraboloïde

##### III. 6.1 .1 définition

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



*Fig.III.4 Schéma de principe d'un concentrateur parabolique*

##### III.6.1.2 Propriétés

Un paraboloïde de révolution illustré par la figure III.5 s'obtient par rotation d'une parabole autour de son axe. Rappelons ici quelques propriétés du paraboloïde [23].

Cette surface est dite stigmatique (tout rayon parallèle à l'axe optique converge, après réflexion, en point F appelé foyer). Parmi les propriétés de la parabole est l'égalité suivante, vraie pour tout point M situé sur la parabole :  $FM = MM'$

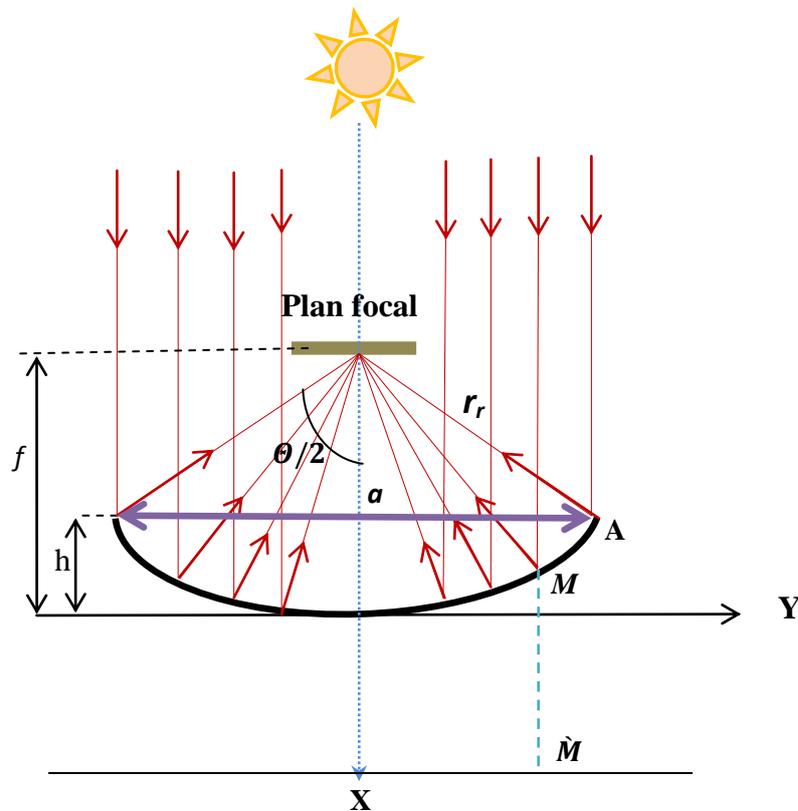


Fig.III.5 Coupe d'un paraboloïde de révolution [23].

### III.6.1.3 La géométrie parabolique

L'équation de la parabole est [25] :

$$Y^2 = 4fx \quad (\text{III} - 9)$$

#### III.6.1.3.1 Surface d'une parabole

C'est l'espace inclus entre une parabole et une ligne à travers son ouverture, elle est indiquée par [26] :

$$A_{ref} = \frac{2}{3} a \cdot h \quad (\text{III} - 10)$$

**a** : Diamètre de l'ouverture de la parabole.

**h** : Taille de la parabole.

#### III.6.1.3.2 Angle d'ouverture d'une parabole [26]

$$\tan(\theta/2) = \frac{(f/a)}{2(f/a)^2 - 1/8} \quad (\text{III} - 11)$$

La surface d'ouverture d'un paraboloïde est :

$$A_o = \frac{\pi a^2}{4} \quad (\text{III} - 12)$$

Ou bien en fonction d'angle d'ouverture est:

$$A_o = \frac{\pi}{4} (2r_r \sin(\theta/2))^2 \quad (\text{III} - 13)$$

### III.6.1.4 Concentration idéale

La concentration idéale est calculée on se référant à la formule (III-12) :

$$\text{Et} \quad A_G = \frac{\pi}{4} f^2 \varepsilon^2 \quad (\text{III} - 14)$$

de plus :

$$\tan \frac{\theta}{4} = \frac{a}{4f} \quad (\text{III} - 15)$$

D'où finalement on obtient la formule suivante [24] :

$$C_{idel} = \left( \frac{4}{\varepsilon} \tan \frac{\theta}{4} \right)^2 \quad (\text{III} - 16)$$

### III.6.1.5 Concentration géométrique

Par définition :

$$C_g = \left( \frac{\sin \theta}{\varepsilon} \right)^2 \quad (\text{III} - 17)$$

En se référant à la figure III.7, on pose :

$FJ=Y$  et  $FA=r_r$  . On peut écrire :

$$Y = r_r \frac{\varepsilon}{2 \cos \left( \frac{\theta}{2} \right)}$$

Et avec :

$\varepsilon$ : C'est l'angle sous lequel on voit le soleil à partir de la terre, comme illustré dans la figure III.6.

$$\varepsilon = 0.534^\circ = 9.3 \times 10^{-3} \text{ rad}$$

$r_r$  : Le rayon de rive (distance entre le rive de la courbe de la parabole et le point focale)

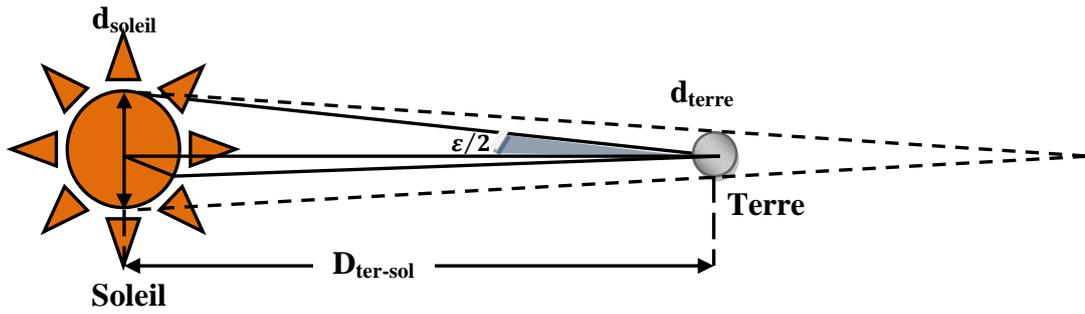


Fig.III.6 Le diamètre apparent du soleil est  $\epsilon = 32'$  [27]

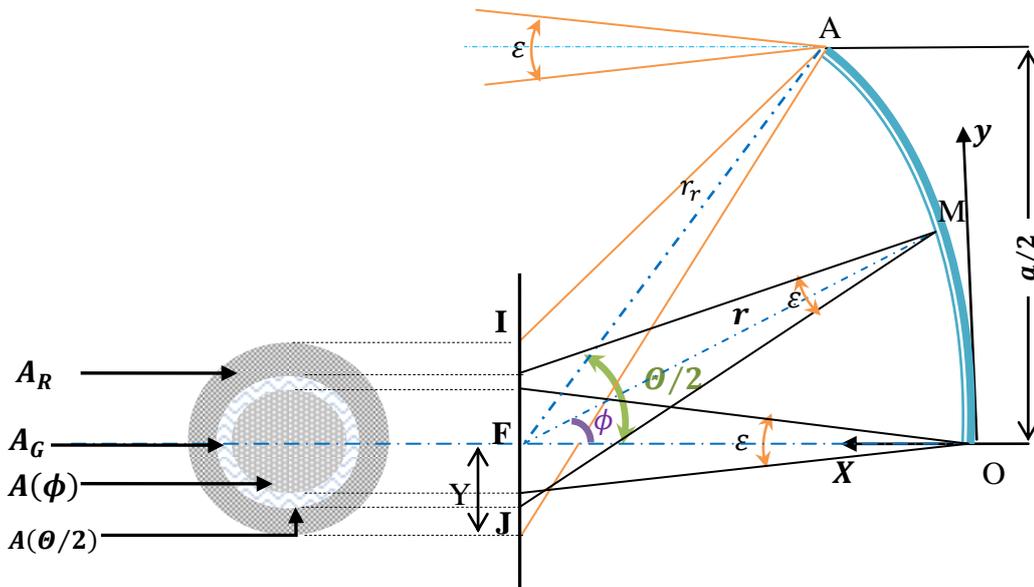


Fig. III.7 Coupe d'un paraboloïde de révolution montrant les projections dans le plan focal de l'image du soleil [7]

L'image du soleil dans le plan focal montré par la figure III.8 a pour surface :

$$A_R = \pi Y^2 \tag{III - 18}$$

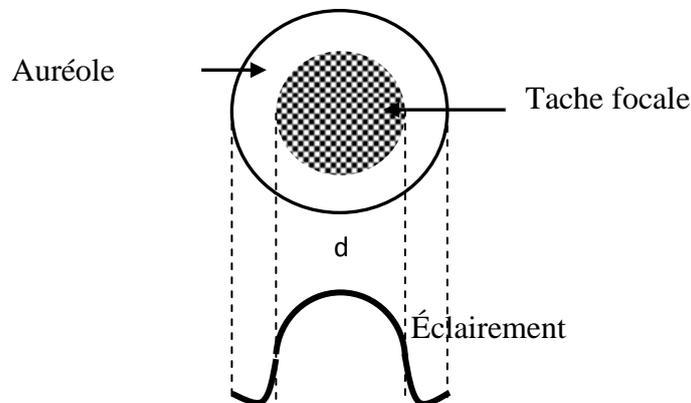


Fig.III.8 Image de Gauss d'un miroir Paraboloïde [23]

### III.6.1.6 Concentration optique

Par définition [22] :

$$C_0 = \left( \frac{2}{\varepsilon} \sin \frac{\theta}{2} \right)^2 \quad (\text{III} - 19)$$

L'efficacité du paraboloïde comme concentrateur des rayons solaires s'écrit [7] :

$$\eta = \frac{C_0}{C_{ideal}} = \cos^4 \left( \frac{\theta}{4} \right) \quad (\text{III} - 20)$$

La concentration énergétique sera maximale pour  $\theta = \pi$  et on retrouve alors:

$$C_{max} = 46165 \quad \text{Avec} \quad \eta_{max} = 25\%$$

## III.6.2 Central à tour

### III.6.2.1 Description de système

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers un récepteur située au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée.

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C [27]. Le schéma de principe d'une telle centrale avec des héliostats plans est représenté à la Figure III.9.

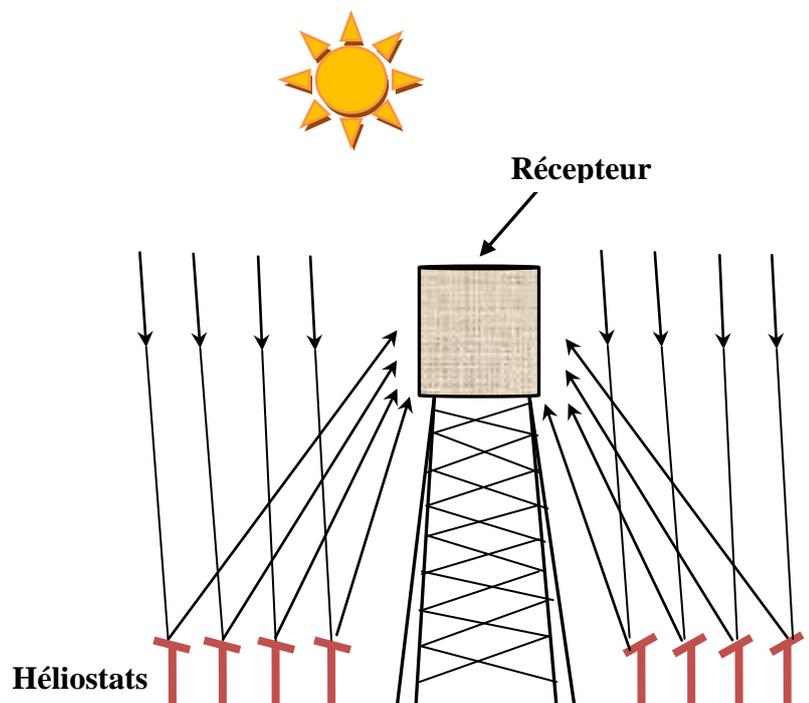


Figure III.9 système de centrale à tour

### III.6.2.2 La concentration effective

La concentration effective pour une centrale à tour est donnée par la formule [28]:

$$C_{o,eff} = \frac{\tau \Phi^2}{4f^2 \varepsilon^2} \quad (\text{III} - 21)$$

$\tau$  :taux de transmission

$\Phi$  : diamètre moyen du champ solaire (m)

$f$  : focale, ou hauteur de tour (m)

$\varepsilon$  : angle apparent du disque solaire (rad)

### III.6.2.3 Le rendement thermique

La puissance du récepteur  $P_r$  est égale à la puissance solaire absorbée diminuée des pertes thermiques. Exprimons les grandeurs suivantes relatives au récepteur :

$\dot{Q}_a$  : Flux solaire moyen dans l'ouverture.

$A_p$  : Section de passage du rayonnement solaire.

$\alpha_a$ : Facteur d'absorption solaire.

$\varepsilon_a$ : Facteur d'émission infrarouge.

$T_a$ : Température moyenne des parois intérieures.

$T_{amb}$ : Température ambiante.

Si on ne considère que les pertes par rayonnement, les parois extérieures du récepteur étant bien isolées, on peut écrire [27]:

$$p_r = \dot{Q}_a A_p \alpha_a - \varepsilon_a \sigma (T_a^4 - T_{amb}^4) A_p \quad (\text{III} - 22)$$

Le rendement d'absorbeur s'écrit :

$$\eta_r = \frac{p_r}{\dot{Q}_a S_p} = \alpha_a - \frac{\varepsilon_a \sigma (T_a^4 - T_{amb}^4)}{\dot{Q}_a} \quad (\text{III} - 23)$$

En notant  $I_b$  l'éclairement solaire direct tombant sur les héliostats et  $C_{o,eff}$  la concentration effective de l'installation, le flux solaire moyen dans l'ouverture du récepteur s'écrit :

$$\dot{Q}_a = C_{o,eff} I_b \quad (\text{III} - 24)$$

En considère que la température au condenseur est la même que la température ambiante  $T_{amb}$  on peut écrire le rendement de Carnot sous la forme :

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{amb}}{T_a} \quad (\text{III} - 25)$$

Finalement le rendement théorique  $\eta_{th}$  de la centrale électro-solaire s'écrira :

$$\eta = \eta_{th} \eta_c = \alpha_a \left( 1 - \frac{T_{amb}}{T_a} \right) \left[ 1 - \frac{\varepsilon_a \sigma (T_{ch}^4 - T_{amb}^4)}{\alpha_a C_{o,eff} I_b} \right] \quad (\text{III} - 26)$$

Dans le cas où l'on tient compte de toutes les pertes thermiques, on peut écrire :

$$\eta = \alpha_a \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_a}\right) \left[1 - \frac{U_r(T_a - T_{amb})}{\alpha_a C_{o,eff} I_b}\right] \quad (\text{III} - 27)$$

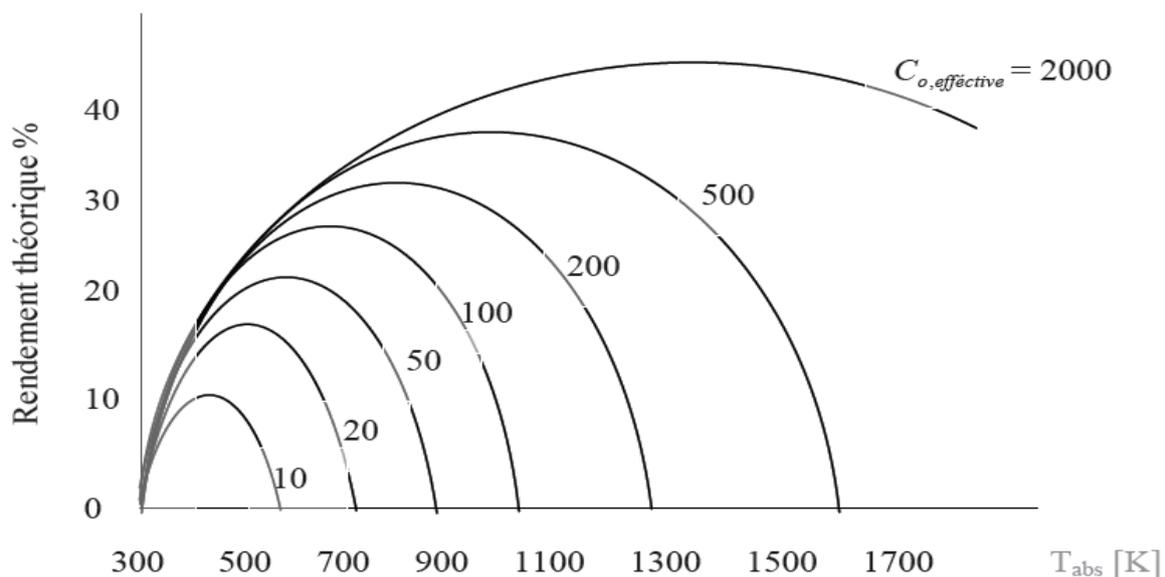
Où  $U_{ch}$  est le coefficient global de perte thermique du récepteur:

La température optimale  $T_{a,opt}$  est donnée en écrivant  $\frac{d\eta}{dT_a} = 0$

On obtient :

$$T_{a,opt} = \left[ \left( \frac{\alpha_a C_{o,eff} I_b}{K_r} + T_{amb} \right) T_{amb} \right]^{1/2} \quad (\text{III} - 28)$$

La figure **III.10** montre l'évolution du rendement  $\eta$  en fonction de la température du récepteur  $T_a$  et ceci pour différentes valeurs de la concentration effective  $C_{o,eff}$ . On voit donc que la température du récepteur doit être adaptée à la concentration effective pour espérer atteindre le rendement maximal.



**Fig.III.10 Rendement de conversion du concentrateur [23]**

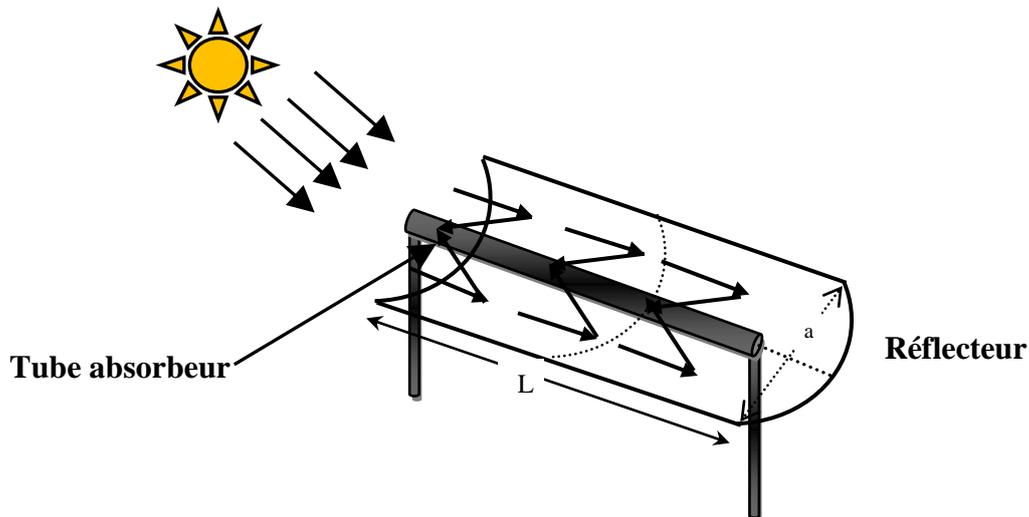
Pour les données suivantes :

1. Facteur d'absorption apparent du récepteur  $\alpha_a = 7,0$
2. Facteur d'émission apparent du récepteur,  $\varepsilon_a = 0,9$
3. Eclairement solaire direct  $I_b = 800 \text{ W/m}^2$
4. Température ambiante  $T_{amb} = 300 \text{ K}$

### III.7 Etude théorique du concentrateur Cylindro Parabolique

#### III.7.1 Propriétés

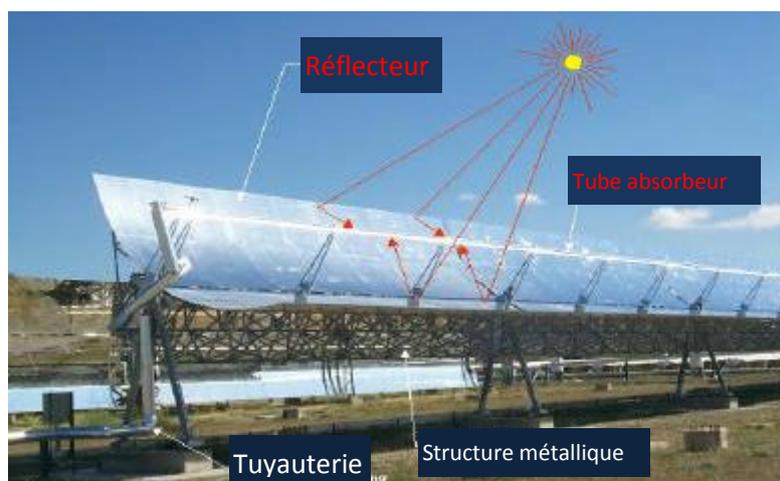
Un capteur cylindro-parabolique est un capteur à concentration à foyer linéaire utilisant un réflecteur cylindrique de section parabolique de construction facile et moins coûteux. Dans un concentrateur cylindro-parabolique, le fluide caloporteur (eau, huile thermique ou gaz) peut être porté à environ 400 à 600 °C.



*Fig.III.11 Capteur Cylindro Parabolique*

#### III.7.2 Système optique d'une surface cylindrique

L'idée d'utiliser une série de longs réflecteurs cylindriques en forme de parabole (Fig. III.12) vient du fait qu'elle est stigmatique pour les points à l'infini situé sur son axe. D'après les lois de réflexion, tout rayon lumineux parallèle à l'axe de la parabole est réfléchi par la parabole suivant une droite passant par la ligne focale du réflecteur. Donc la parabole focalise tous les rayons réfléchis en une ligne appelée « la ligne focale ».



*Fig. III.12 Système optique d'une surface cylindro-parabolique*  
["http://ar.wikipedia.org"](http://ar.wikipedia.org)

### III.7.3 La géométrie du concentrateur cylindro-parabolique

#### III.7.3.1 Dimensionnement de la courbe [29]

Sur un miroir de forme parabolique, un rayon incident parallèle à l'axe de symétrie de la parabole sera réfléchi au foyer F.

Le soleil étant considéré à l'infini, on considère également que tous les rayons incidents sont parallèles entre eux. Il faut néanmoins tenir compte de la dimension du soleil vu de la terre, c'est à dire un disque de diamètre apparent  $0.533^\circ$ . L'image du soleil renvoyée par un point du miroir n'est pas un point, mais une tache. S'agissant d'un miroir cylindro-parabolique, c'est plus précisément un ruban lumineux qui est redirigé vers l'absorbeur.

Compte tenu de l'allongement du rayon réfléchi, le ruban est d'autant plus large

- que le point de réflexion du miroir est éloigné du sommet de la parabole.

- que l'on s'éloigne de l'heure de midi pour un concentrateur stationnaire (fixe).

Un miroir parabolique a la propriété d'être stigmatique pour un point situé à l'infini sur son axe, qui est le foyer.

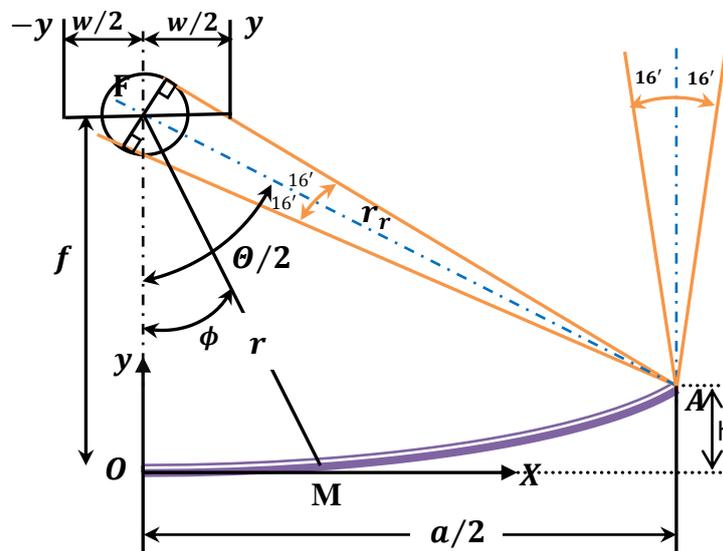


Fig. III.13 Dimensionnement du concentrateur et de l'angle d'ouverture [29]

L'équation de la parabole est [29] :

$$y = k \times x^2 \text{ Avec : } k = \frac{1}{4f} \Rightarrow y = \frac{1}{4f} \times x^2 \quad (\text{III.29})$$

L'équation du miroir est donc:

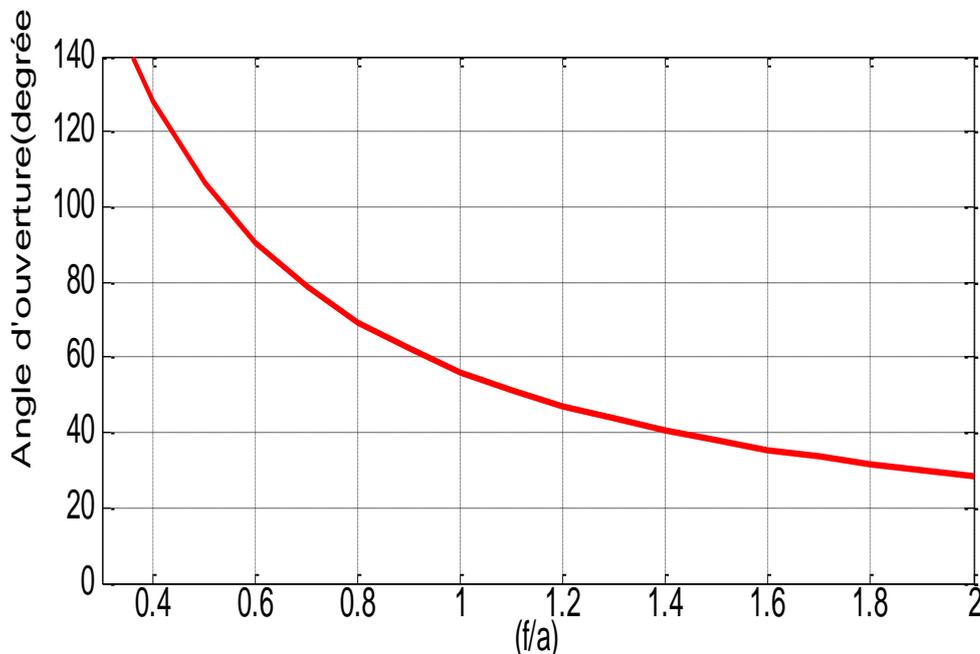
$$y = \frac{h}{(0.5 \times a)^2} \times x^2 \quad (\text{III.30})$$

$f$  : la distance focale ;  $a$  : diamètre de l'ouverture de la parabole ;  $h$  : Taille de la parabole.

### III.7.3.2 Angle d'ouverture de la parabole

L'angle d'ouverture d'une parabole est donnée par [2] :

$$\frac{\theta}{2} = \tan^{-1} \left[ \frac{8(f/a)}{16(f/a)^2 - 1} \right] = \sin^{-1} \left( \frac{a}{2r_r} \right) \quad (\text{III. 31})$$



*Fig.III.14 L'angle d'ouverture en fonction du taux de la longueur-distance focale*

On peut voir qu'une parabole avec un petit angle d'ouverture est relativement plate. L'augmentation de l'angle d'ouverture de la parabole fait diminuer la distance focale. Pour chaque point du miroir le rayon local du miroir est donné [2]:

$$r = \frac{2f}{1 + \cos \theta} \quad (\text{III. 32})$$

$r$  : rayon parabolique, distance entre la courbe de la parabole et le foyer  $f$ .

### III.7.3.3 Taille d'une parabole

La taille de la courbe parabolique  $h$  peut être définie comme la distance maximale du sommet à une ligne tracée à travers l'ouverture de la parabole, elle est définie par [30]:

$$h = \frac{a^2}{16f} \quad (\text{III - 33})$$

### III.7.3.4 La surface d'ouverture

La surface d'ouverture dont la longueur est  $L$  et le diamètre d'ouverture est  $a$ , est donnée par [30] :

$$A_o = (a - D)L \quad (\text{III - 34})$$

$D$  : Diamètre d'absorbeur

La surface d'ouverture peut être exprimée en fonction d'angle d'ouverture par la formule [24]:

$$A_o = 4Lf \tan \frac{\theta}{4} \quad (\text{III} - 35)$$

### III.7.3.5 La largeur du réflecteur

Il s'agit de la largeur développée de la tôle; en fait, c'est la distance entre deux points de rive du réflecteur, elle est donnée par l'expression [8]:

$$a = 2r_r \sin \left( \frac{\theta}{2} \right) \quad (\text{III} - 36)$$

En utilisant l'équation (III-31) nous trouvons :

$$a = 4(hf)^{\frac{1}{2}}$$

### III.7.3.6 La longueur du réflecteur

Si l'on souhaite un capteur plus puissant, il n'est que d'augmenter cette longueur, dont la limite maximum sera fixée par les contraintes mécaniques de la poutre tubulaire du capteur. Les élancements Est et ouest restent identiques [24].

$$L = \frac{A_o}{2 r_r \sin \left( \frac{\theta}{2} \right)} \quad (\text{III} - 37)$$

### III.7.3.7 La distance focale

L'équation III montre la relation importante entre la largeur de réflecteur et la distance focale [30].

$$f = \frac{a^2}{16h} \quad (\text{III} - 38)$$

En fonction d'angle d'ouverture peut être donnée par:

$$f = \frac{r_r(1 + \cos(\theta/2))}{2}$$

### III.7. 3.8 Dimensions du récepteur

Nous avons vu que tous les rayons lumineux parallèles à l'axe de la parabole sont réfléchis par la parabole suivant une droite passant par la ligne focale du réflecteur. Le récepteur est placé au long de la ligne focale.

Quand l'angle d'ouverture d'une parabole en parfait état est aligné vers le soleil, la réflexion des rayons forme une image circulaire (tache solaire) centrée au point focal sous forme d'ellipse. Le petit diamètre  $D$  et le grand diamètre  $W$  de l'ellipse sont indiqués comme [2] :

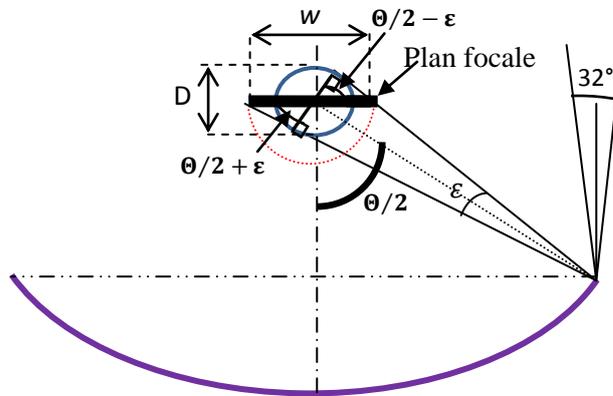


Figure III.15 L'image semi-circulaire [29]

Le diamètre minimum nécessaire de l'absorber cylindrique est donné par la formule :

$$D = 2r_r \sin 0.267 = \frac{a \sin 0.267}{\sin(\theta/2)} \tag{III. 39}$$

Le diamètre de l'image circulaire centrée au point focal montré dans la figure III.15 est donné par :

$$W = \frac{2r_r \sin 0.267}{\cos(\theta/2 + 0.267)} = \frac{a \sin 0.267}{\sin(\theta/2) \cos(\theta/2 + 0.267)} \tag{III. 40}$$

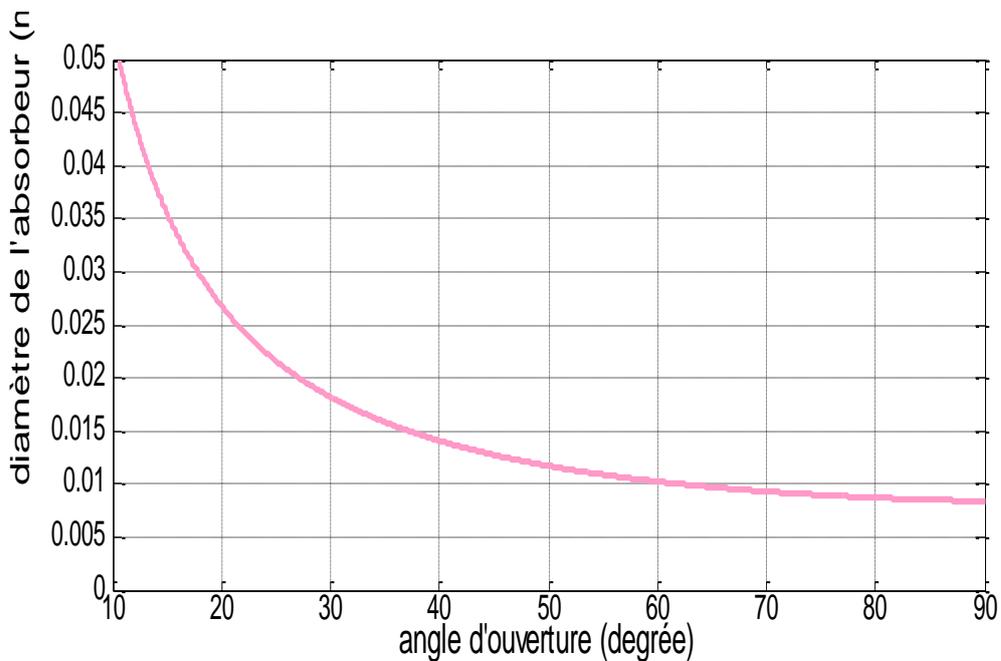


Figure III.16 Diamètre de l'absorbeur en fonction de l'angle d'ouverture ( $a = 1m$ )

On remarque que le diamètre de l'absorbeur diminue qu'on l'angle de l'ouverture de la parabole augmente.

### III.7.4 Concentration idéale

En appelant L la longueur du concentrateur, la section d'ouverture s'écrit:

$$A_o = 4Lf \tan \frac{\theta}{4} \quad (\text{III} - 41)$$

L'image de Gausse a pour surface :

$$A_G = f \varepsilon \quad (\text{III} - 42)$$

D'où la concentration idéale (L = 1) :

$$C_{idel} = \frac{4}{\varepsilon} \tan \frac{\theta}{4} \quad (\text{III} - 43)$$

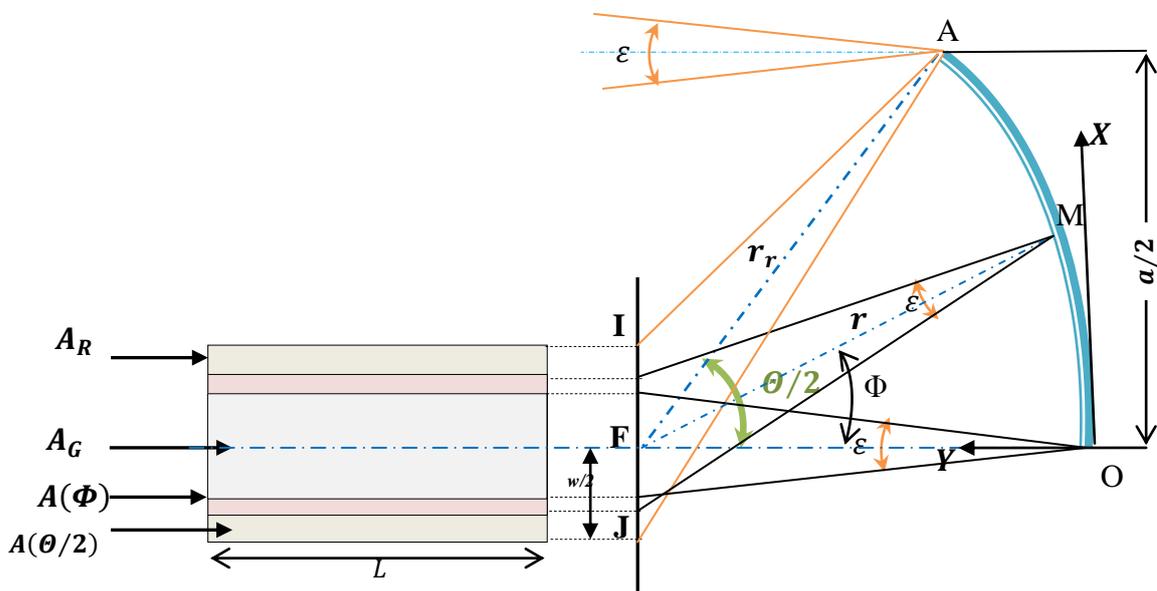


Fig.III.17 Coupe méridienne d'un demi-Concentrateur Cylindro Parabolique [23]

### III.7.5 Concentration géométrique

En posant  $FJ = W/2$  et  $AF = r_r$  :

On a 
$$W \approx \frac{2r_r \varepsilon}{2 \cos(\frac{\theta}{2})}, \quad A_R = DL$$

$$A_o = 2L r_r \sin \left( \frac{\theta}{2} \right)$$

On trouve :

$$C_g = \frac{\sin \theta}{\varepsilon} \quad (\text{III} - 44)$$

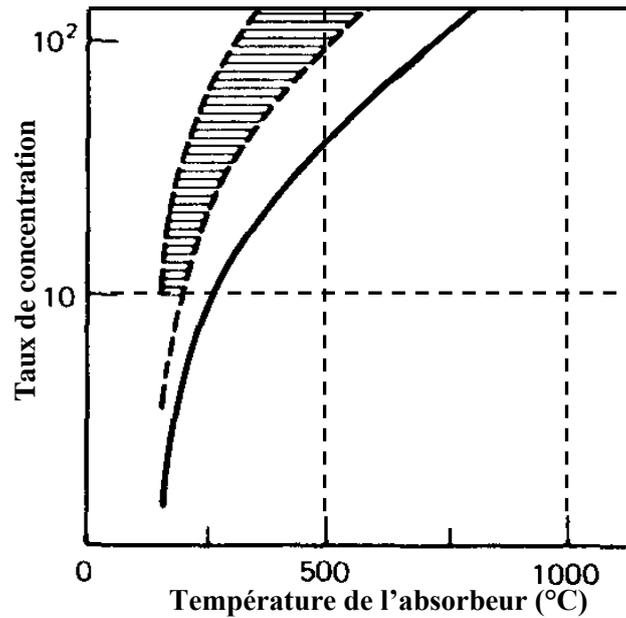


Fig. III.18 Relation entre le taux de concentration et la température du récepteur [8]

- Les faibles concentrations ( $1 < C_g < 10 \Rightarrow T_a \approx 150^\circ\text{C}$ );
- Les moyennes concentrations ( $10 < C_g < 100 \Rightarrow 150 \leq T_a \leq 500^\circ\text{C}$ );
- Les fortes concentrations ( $C_g \geq 100 \Rightarrow T_a \geq 500^\circ\text{C}$ ).

### III.7.6 Concentration optique

$$C_0 = \frac{2}{\varepsilon} \sin \frac{\theta}{2} \quad (\text{III} - 45)$$

La concentration énergétique sera maximale pour  $\theta = \pi$  et on retrouve alors:

$$C_{max} = 212 \quad \text{Avec} \quad \eta_{max} = 50\%$$

### III.7.7 Facteur d'interception

Le facteur d'interception  $\gamma$  est le facteur optique le plus compliqué dans le calcul de la performance optique d'un concentrateur CCP. Il représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchiée par les surfaces réfléchissantes.

Il traduit le fait que certains rayons solaires peuvent être renvoyés vers l'extérieur du concentrateur ou bien passer à côté de l'absorbeur lorsque les surfaces optiques présentent des défauts ou des irrégularités et lorsque l'absorbeur est mal positionné dans le plan focal. Donc il dépend des propriétés optiques des matériaux utilisés, le facteur d'interception  $\gamma$  est donné par l'équation générale suivante [2].

$$\gamma = \frac{\int_A^B I(y) dy}{\int_{-\infty}^{+\infty} I(y) dy} \quad (\text{III. 46})$$

### III.7.8 Angle d'incidence modifié

La variation de l'angle d'incidence pour les collecteurs asymétriques comme les collecteurs cylindro-paraboliques est très complexe. Dans ce type de collecteur, on ne doit pas prendre en considération uniquement l'angle d'incidence à la normale du collecteur, mais aussi les trois directions dimensionnelles du rayonnement incident qui traduisent les effets des pertes de transmittance du couvert, des pertes de réflectivité des miroirs réfléchissants, ainsi que les pertes d'absorption du tube absorbeur.

Les effets suscités à des angles d'incidence différents sont estimés par le facteur de l'angle d'incidence modifié  $K(\theta)$ , qui est donné en fonction de l'angle d'incidence, selon l'expression suivante: [22]

$$K(\theta) = \left( \frac{(\tau\alpha)_\theta}{(\tau\alpha)_n} \right) = 1 + b_0 \times \left[ 1 + \frac{I_b}{I} \times \left( \frac{1}{\cos \theta} - 2 \right) \right] \quad (\text{III. 47})$$

$b_0$  : Coefficient inférieur à zéro pour un concentrateur cylindro-parabolique.

La valeur de  $K(\theta)$  est toujours inférieure à l'unité et diminue avec l'augmentation de l'angle d'incidence. Mais pour certaines configurations du collecteur, le coefficient  $K(\theta)$  peut être supérieur à l'unité, comme dans le cas des systèmes à multiples réflexions où les pertes peuvent être plus grandes pour une incidence normale par rapport aux autres angles.

### III.7.9 Le rendement optique

Le rendement optique d'un concentrateur cylindro-parabolique est défini comme étant le rapport du rayonnement absorbé par unité de surface à celle incident sur l'absorbeur [22]:

$$\eta_{op} = \frac{\dot{Q}_a}{\dot{Q}_o} \quad (\text{III. 48})$$

$\dot{Q}_a$  : Quantité de rayonnement absorbé par unité de surface

$\dot{Q}_o$  : Quantité de rayonnement totale incident sur l'absorbeur

### III.8 Conclusion

Les concentrateurs optiques présentent un des moyens pour résoudre les problèmes posés par la faible densité énergétique du rayonnement solaire incident. Chaque concentrateur caractérisé par leur concentration géométrique, optique (énergétique) et leur rendement optique au niveau du réflecteur et le rendement thermique au niveau de l'absorbeur. Les systèmes utilisant les concentrateurs cylindro-paraboliques sont capables de générer des températures supérieures à 500 °C.

## IV.1 Introduction

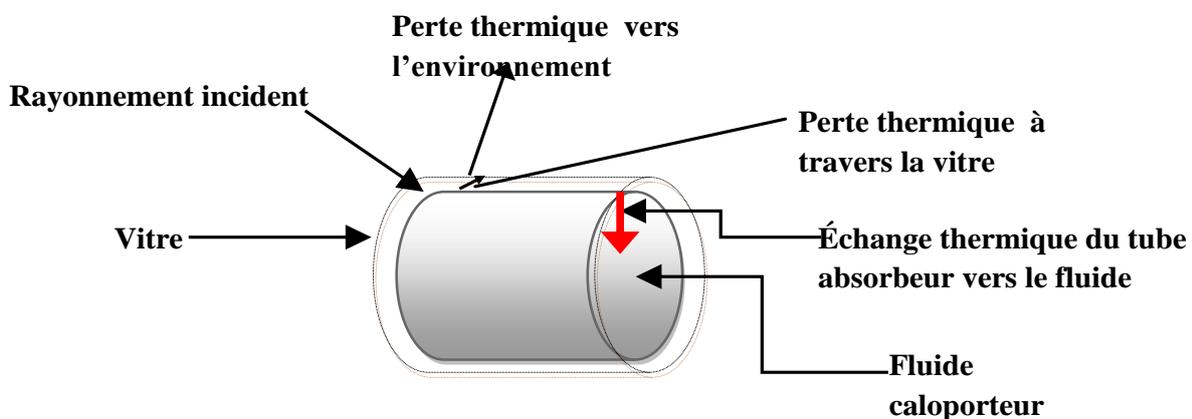
Souvent on désire les applications thermiques de l'énergie solaire pour obtenir des températures élevées et puisque le rendement des systèmes de génération d'hydrogène augmentent avec la température. Le capteur cylindro-parabolique est souhaitable pour obtenir des températures de plus de 100 °C. Il se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique disposé cylindriquement. Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente, selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans le quel circule un fluide caloporteur.

Cette étude s'inscrit dans des travaux ayant pour objectif de modéliser le phénomène de transfert de chaleur dans l'absorbeur d'un capteur cylindro-parabolique où la détermination de l'évolution de la température de ce système en fonction du temps passe par l'établissement d'un bilan thermique global qui tient compte les différents échanges thermiques.

De ce fait, nous avons développé un modèle numérique basé sur le principe suivant: l'énergie solaire réfléchi par le concentrateur tombe sur l'absorbeur, la chaleur est récupérée grâce à un fluide caloporteur, qui s'échauffe en circulant dans un absorbeur placé sous un vitrage; celui-ci laisse le rayonnement pénétrer et minimiser les pertes par le rayonnement infrarouge en utilisant l'effet de serre, ce vitrage permet en outre de limiter les échanges de chaleur avec l'environnement.

## IV.2 L'absorbeur

L'élément le plus important dans les systèmes concentrateurs est le tube absorbeur, à l'intérieur duquel circule le fluide caloporteur. Le tube absorbeur est recouvert d'une couche sélective, est entouré d'une enveloppe transparente en verre, comme il est représenté par la figure IV.1. Il est placé le long de la ligne focale du concentrateur cylindro-parabolique [31]. L'énergie solaire incidente absorbée, n'est pas entièrement transmise au fluide caloporteur, une partie est dissipée sous forme de pertes thermiques entre l'absorbeur et la vitre. En prenant en considération les différentes parts d'énergies, celle recueillie par le fluide et perdue vers l'ambiance telle qu'elle est montrée par la figure IV.1.



*Fig. IV.1 Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique.*

### IV.3 Surface sélective

La surface absorbante son rôle est transformer le rayonnement de courte longueur d'onde en chaleur. La part du rayonnement solaire incident qui absorbée par le capteur est appelée facteur d'absorption solaire  $\alpha_{abs}$  de la surface. Le facteur complémentaire à 1 de cette fraction correspond au facteur de réflexion solaire  $\alpha_{abs}$ , dans le cas où la plaque absorbante est opaque le facteur de transmission  $\tau_{abs}$  est nul. L'absorbeur, en chauffant.

### IV.4 L'énergie reçue sur le plan d'ouverture

Le rayonnement absorbé par unité de surface d'ouverture, peut être écrit comme suit [8]:

$$\dot{Q}_o = (FI_{bT} + I_{dT}F_{ciel} + I_{gT}F_{terr} \rho_s)A_o \quad (\text{IV. 18})$$

Avec 
$$F_{ciel} = \frac{1}{2} \left( \frac{1+\cos\beta}{C_g} \right) \quad F_{terr} = \frac{1}{2} \left( \frac{1-\cos\beta}{C_g} \right)$$

Où  $F_b = 1$  si le soleil est dans l'angle d'ouverture, et  $F_b = 0$  ailleurs.

$I_{bT}$  : Le rayonnement direct sur surface inclinée.

La quantité de rayonnement reçue à l'ouverture d'un concentrateur cylindro- parabolique, en arrivant sur l'ouverture du récepteur, est réduite à cause des pertes. La puissance absorbée est donnée par la formule suivante [8]:

$$\dot{Q}_a = (FI_{bT} + I_{dT}F_{ciel} + I_{gT}F_{terr} \rho_s)\rho_{eff} (\tau\alpha) \gamma C_g \quad (\text{IV. 19})$$

$\gamma$  : Facteur optique du collecteur.

$\rho_{eff}$  : Le coefficient de réflexion effectif de miroirs.

$$\rho_{eff} = \rho_{ref}^{n_r} \quad ; \text{ Avec } n_r \text{ le nombre de réflexion interne}$$

### IV.5 Bilan thermique

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

Le fluide caloporteur est incompressible.

La forme de la parabole est symétrique.

La température ambiante autour du capteur est uniforme.

La vitre est considérée comme opaque aux radiations infrarouges.

L'écoulement du fluide est unidimensionnel.

Les variations temporelles dans l'épaisseur de l'absorbeur et la vitre sont négligeables.

Les échanges par conduction dans l'absorbeur et la vitre sont négligeables.

L'effet de l'ombre du tube absorbeur sur le miroir est négligeable.

Le flux solaire au niveau de l'absorbeur est uniformément réparti.

### IV.5.1 Bilan thermique entre l'absorbeur et le fluide caloporteur

On commence par un bilan énergétique thermique du fluide caloporteur, qui amène à une équation partielle de température; la distance le long du tube absorbeur est indiquée par  $z$ . Donc, l'équation du fluide caloporteur pendant le temps  $t$  dans un élément de longueur  $\Delta z$  à la position  $z$  est donnée par [31]:

$$\frac{\partial(\Delta Q_1(z, t))}{\partial t} = \dot{Q}_1(z, t) + \dot{Q}_1(z + \Delta z, t) + q_{utile}(z, t)\Delta z \quad (IV.1)$$

Les différents échanges thermiques qui ont lieu dans l'élément absorbeur sont schématisés par la figure IV.2.

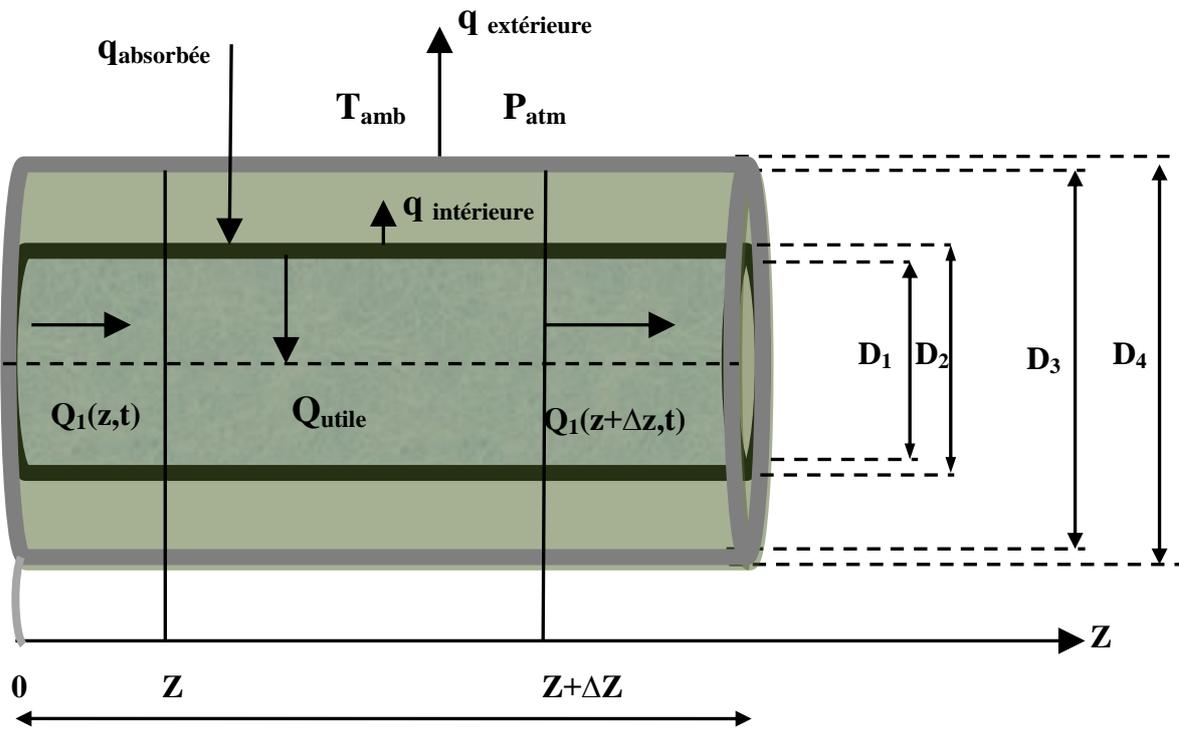


Fig. IV.2 Bilan thermique d'un élément de surface du collecteur cylindro-parabolique [31]:

$Q_{utile}$  est la quantité d'énergie gagnée par le fluide caloporteur, et qui indique le transfert de chaleur entre le fluide caloporteur et le tube absorbeur.

D'après la loi de la thermodynamique:

$$\Delta Q_1(z, t) = \rho_1 c_{p1} A_1 \Delta z T_f(z, t) \quad (IV.2)$$

Avec  $\rho_1$ ,  $c_{p1}$  et  $T_f$  sont respectivement la densité, la chaleur spécifique et la température du fluide caloporteur.

où  $\rho_1$  et  $c_{p1}$  dépendent de la température  $T_f$  ; et  $A_1 = \pi D_1$  , avec  $D_1$  étant le diamètre intérieur du tube absorbeur.

On sait que :

$$\dot{Q}_1(z, t) = \frac{\partial Q_1(z, t)}{\partial t} = \rho_1 c_{p1} \dot{V} T_f(z, t) \quad (IV.3)$$

$\dot{V}$  Est le débit volumique du fluide caloporteur.

L'insertion de l'équation ( IV. 2) et ( IV. 3) dans l'équation ( IV. 1) donne :

$$\rho_1 c_{p1} A_1 \Delta z \frac{\partial T_f(z, t)}{\partial t} = \rho_1 c_{p1} \dot{V} T_f(z, t) + \rho_1 c_{p1} \dot{V} T_f(z + \Delta z, t) + q_u(z, t) \Delta z \quad (\text{IV. 4})$$

La simplification de l'équation ( IV. 4) donne :

$$\rho_1 c_{p1} A_1 \frac{\partial T_f(z, t)}{\partial t} = \rho_1 c_{p1} \dot{V} \frac{\partial T_f(z, t)}{\partial t} + q_u(z, t) \quad (\text{IV. 5})$$

La résolution de cette équation représente la variation de la température du fluide caloporteur.

La condition à la limite de l'équation ( IV. 5) est :

$$T_f(0, t) = T_e \quad (\text{IV. 6})$$

Où  $T_e$  est la température d'entrée du fluide caloporteur.

La condition initiale est :

$$T_f(z, 0) = T_{amb} \quad (\text{IV. 7})$$

$T_{amb}$  :est la température ambiante.

### IV.5.2 Bilan thermique entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre

Par analogie avec l'équation ( IV. 1), la température du tube absorbeur  $T_{abs}$  est donnée par [32]:

$$\frac{\partial(\Delta Q_2(z, t))}{\partial t} = (Q_a(t) - q_{intérieur}(z, t) - q_u(z, t)) \Delta z \quad (\text{IV. 8})$$

Avec  $q_{intérieur}$ , la quantité d'énergie qui indique le transfert thermique entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre.  $q_{absorbée}$  est la quantité d'énergie solaire absorbée par le tube absorbeur.

De la thermodynamique on a :

$$\Delta Q_2(z, t) = \rho_{abs} c_{abs} A_{abs} \Delta z T_{abs}(z, t) \quad (\text{IV. 9})$$

$\rho_{abs}, c_{abs}$  et  $T_{abs}$  sont respectivement la densité, la chaleur spécifique et la température du tube absorbeur.

Par substitution de l'équation ( IV. 9) dans l'équation ( IV. 8), on trouve :

$$\rho_{abs} c_{abs} A_{abs} \frac{\partial T_{abs}(z, t)}{\partial t} = Q_a(t) - q_{intérieur}(z, t) - q_u(z, t) \quad (\text{IV. 10})$$

Où  $A_{abs} = \pi D_2$  avec  $D_2$  le diamètre extérieur du tube absorbeur.

La condition initiale de l'équation ( IV. 10) est :

$$T_{abs}(z, 0) = T_{amb} \quad (\text{IV. 11})$$

### IV.5.3 Bilan thermique entre l'enveloppe du verre et l'environnement

De la même façon pour la température du tube en verre,  $T_g$ , on obtient:

$$\rho_g c_g A_c \frac{\partial T_g(z, t)}{\partial t} = q_{\text{intérieur}}(z, t) - q_{\text{extérieur}}(z, t) \quad (\text{IV.12})$$

$\rho_g$ ,  $c_g$  et  $T_g$  sont respectivement la densité, la chaleur spécifique et la température de l'enveloppe du verre,  $A_c = \pi D_3$  avec  $D_3$  le diamètre intérieur de l'enveloppe du verre. Avec  $q_{\text{extérieur}}$ , la quantité d'énergie qui indique le transfert thermique entre l'enveloppe du verre et l'environnement.

La condition initiale de l'équation (IV.12) est :

$$T_g(z, 0) = T_{\text{amb}} \quad (\text{IV.13})$$

## IV.6 Différents modes de transfert de chaleur

### IV.6.1 Transfert de chaleur entre l'enveloppe du verre et l'environnement

Le transfert thermique entre l'enveloppe du verre et l'environnement est dû à la convection et au rayonnement.

$$q_{\text{extérieur}} = q_{\text{extérieur, convection}} + q_{\text{extérieur, rayonnement}}$$

Le coefficient d'échange par rayonnement entre le couver et l'environnement,  $h_{r.c-amb}$ , est donné par l'équation suivante [31]:

$$h_{r.c-amb} = 4\sigma\epsilon\bar{T}^3 \quad (\text{IV.14})$$

$\sigma$  : La constante de Stefan Boltzmann.

$\bar{T}^3$  : Température moyenne d'irradiation.

La convection est de plus liée à la vitesse et la direction du vent sur le site. Ces pertes sont proportionnelles à la surface du récepteur et la différence entre la température de surface d'absorbeur et l'air ambiant

Le coefficient d'échange convectif entre le couver et l'environnement,  $h_v$ , est donné par l'équation suivante [8]:

$$h_v = 5.7 + 3.8 v \quad (\text{IV.15})$$

$v$  : La vitesse du vent.

### IV.6.2 Transfert de chaleur entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre

Parce que l'espace annulaire entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre est évacué la convection entre les deux cylindres horizontaux et négligeable [31];

Dans ce cas, nous avons un mode de transfert de chaleur: le rayonnement entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre.

Le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement  $h_{r.c-a}$  entre deux cylindres concentriques et horizontaux entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre peut être exprimé par la relation suivante [31]:

$$h_{r.c-a} = \frac{\sigma \cdot (T_{abs}^2 + T_g^2) \cdot (T_{abs} + T_g)}{\frac{1 - \varepsilon_{abs}}{\varepsilon_{abs}} + \frac{1}{F_{rc}} + \frac{(1 - \varepsilon_g) \cdot A_{abs}}{\varepsilon_g \cdot A_c}} \quad (\text{IV.16})$$

où  $\varepsilon_{abs}$  est l'émissivité de l'absorbeur, elle dépend de la température de l'absorbeur.

$\varepsilon_g$  : L'émissivité de l'enveloppe du verre,  $\sigma$  la constante de Stefan Boltzmann.

$F_{rc}$  : Facteur de forme entre le récepteur et le couvert, qui est égal à 1.

$T_g$  : Température d'enveloppe du verre.

#### IV.7 Calcul du coefficient global des pertes thermiques

Le coefficient global des pertes de chaleur données par [8]:

$$U_L = \left[ \frac{A_{abs}}{(h_v + h_{r.c-a})A_c} + \frac{1}{h_{r.c-amb}} \right]^{-1} \quad (\text{IV.17})$$

Avec

$$\dot{F} = \frac{1/U_L}{\frac{1}{U_L} + \frac{D_2}{h_{fi}D_1} + \left( \frac{D_2}{2K} \cdot \ln \left( \frac{D_2}{D_1} \right) \right)}, \quad F_R = \frac{\dot{m} \cdot C_p}{A_{abs} \cdot U_L} \left[ 1 - e^{-\left( \frac{A_{abs} U_L \dot{F}}{\dot{m} C_p} \right)} \right]$$

Où

$h_{fi}$  : Coefficient de transfert de chaleur à l'intérieur de l'absorbeur ( $\text{W}/\text{m}^2\text{°C}$ ).

$K$  : Conductivité thermique ( $\text{W}/\text{m}^2\text{°C}$ ).

$C_p$  : Capacité calorifique du fluide.

$\dot{m}$  : Débit massique.

#### IV.8 La puissance utile

La quantité d'énergie utile, représentée par la puissance récupérée par le collecteur au niveau du foyer, elle est dépend des conditions de fonctionnement [30] :

- La quantité de rayonnement incidente sur le collecteur ( $\dot{Q}_o$ )
- La température moyenne du fluide dans le récepteur ( $T_m$ ) : plus cette température est élevée, plus les pertes à l'ambiance sont élevées, et plus l'efficacité diminue.
- La température ambiante ( $T_{amb}$ ) : Plus elle est faible, plus les pertes à l'ambiance sont élevées
- L'angle d'incidence du rayonnement sur le capteur ( $\theta$ ) : cet angle modifie les propriétés d'absorption et de réflexion du rayonnement solaire par l'enveloppe de verre du récepteur.
- Le coefficient d'échange entre le récepteur et l'ambiance ( $U_L$ ) : Il doit être aussi faible que possible afin de minimiser les pertes à l'ambiance.
- Le coefficient de réflexion de miroirs ( $\rho_{ref}$ ) : Il est égal à la quantité de rayonnement reçue par le récepteur par rapport à la quantité incidente sur le collecteur.

- Le facteur de transmittivité-absorptivité ( $\tau\alpha$ ). Il est égal à la quantité de rayonnement absorbée par le tube récepteur par rapport à la quantité de rayonnement incidente sur le verre du récepteur.
- Le facteur de concentration ( $C_g$ ).
- Le facteur d'efficacité du capteur ( $F'$ ) : proportion d'énergie calorifique absorbée par le tube métallique et effectivement transmise au fluide caloporteur.

La puissance utile, représentée par la puissance récupérée par le collecteur au niveau du foyer, peut être déterminée par l'expression suivante [8].

$$Q_u = F_r \left[ \dot{Q}_o(\tau\alpha)\gamma\rho_{eff}C_g - A_{abs}U_L \times (T_e - T_{amb}) \right] \quad (\text{IV.23})$$

$T_e$  : Température d'entrée du fluide caloporteur.

$\alpha$  : Facteur d'absorption de la surface de l'absorbeur pour le rayonnement direct.

$\tau$  : Facteur de transmission de la surface du couver.

### IV.9 Température de sortie du fluide caloporteur

Pour calculer la température de sortie, l'équation suivante a été utilisée, [31].

$$T_s = T_e + \frac{\dot{Q}_U}{\dot{m} \times C_p} \quad (\text{IV.24})$$

### IV.10 Efficacité du concentrateur

La mesure des performances d'un concentrateur solaire est une opération importante et nécessaire pour la compréhension du fonctionnement du système.

Pour la détermination du rendement du concentrateur, l'expression suivante a été utilisée [31].

$$\eta = \frac{\dot{Q}_U}{I_T \times A_o} \quad (\text{IV.25})$$

### IV.11 Conclusion

Le développement théorique d'un modèle nous permet de calculer la température au niveau de la surface captatrice, la répartition de la température au niveau de l'absorbeur selon l'axe z. Le rendement du concentrateur, ainsi que le flux solaire direct par l'absorbeur.

L'augmentation du rendement à une température donnée peut alors être obtenu, soit par action sur la conception du capteur par augmentation du facteur de concentration, soit 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.

## V.1 Générateur de rayonnement

### V.1.1 Définition

Le type 54 (Générateur de rayonnement) est utilisé pour produire les données horaires pour des valeurs moyennes mensuelles.

Ce composant produit à partir des valeurs moyennes mensuelles journalière de rayonnement solaire, température ambiante, taux d'humidité, et vitesse du vent des valeurs horaires. Les données sont produites dans une manière telle que leurs statistiques associées sont approximativement égaux aux statistiques à long terme à la région spécifié. Le but de cette méthode est de produire une année seule de données typiques, semblable à une année Météorologique Typique. Le modèle est basé sur des algorithmes développés par Knight et al. [33,34], Graham et al. [35,36], Degelman [37,38], et Gansler [39-40]. Ce composant permet au logiciel d'être utilisé pour toute région, pour laquelle les statistiques du temps de la moyenne mensuelles standard sont connues.

Le rayonnement est souvent décrit dans une forme de dimension appelé coefficient de transmission qui est simplement le rapport du rayonnement total sur une surface horizontale au rayonnement solaire extraterrestre sur une surface horizontale. Les valeurs instantanées peuvent être intégrées sur n'importe période du temps; les valeurs utilisées sont, horaires ( $k_t$ ), journalière ( $K_t$ ), et mensuel ( $\bar{K}_t$ ).

Les valeurs  $K_t$  pour chaque jour du mois sont calculées dans le TYPE 54 de la fonction de distribution cumulative de coefficient de clarté journalier. Une corrélation est utilisée pour rapprocher la distribution comme une fonction de  $\bar{K}_t$ . [37,38].

### V.1.2 Description mathématique

#### V.1.2.1 Coefficient 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 [33] :

$$\bar{K}_{tm} = \frac{\bar{H}_m}{\bar{H}_{0m}} \quad (\text{V.1})$$

$\bar{H}_m$  : rayonnement solaire moyen, mensuel mesuré sur une surface horizontale.

$\bar{H}_{0m}$  : rayonnement solaire moyen, mensuel hors de l'atmosphère.

Le coefficient de transmission moyen journalier  $\bar{K}_t$  est le taux du rayonnement moyen journalier sur l'horizontal au rayonnement moyen extraterrestre journalier.

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (\text{V.2})$$

Le coefficient de transmission horaire peut être défini comme :

$$k_t = \frac{I}{I_0} \quad (\text{V.3})$$

## V.1.2.2 Estimation du rayonnement instantané sur une surface horizontale

### V.1.2.2.1 Relations entre les moyennes mensuelles

L'analyse des mesures de  $H_d$  et  $H$  par Liu et Jordan [41] a montré l'existence d'une liaison entre ces deux termes et un paramètre météorologique appelé coefficient de transmission.

Le rayonnement moyen, mensuel diffus sur une surface horizontale est défini par :

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1.391 - 3.560\overline{K_{tm}} + 1.189\overline{K_{tm}}^2 - 2.137\overline{K_{tm}}^3 \quad \omega_s < 81.4^\circ \quad (\text{V.4})$$

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1.311 - 3.022\overline{K_{tm}} + 3.427\overline{K_{tm}}^2 - 1.821\overline{K_{tm}}^3 \quad \omega_s > 81.4^\circ \quad (\text{V.5})$$

$\overline{H_d}$ : rayonnement moyen, mensuel diffus sur une surface horizontale.

$\overline{H}$  : rayonnement moyen, mensuel sur une surface horizontale.

### V.1.2.2.2 Relation entre les valeurs horaires

Dans certaines applications, il est nécessaire de connaître les flux instantanés ou les irradiances pendant des durées courtes.

Le rapport du rayonnement diffus horaire sur une surface horizontale divisé par le rayonnement diffus journalier sur une surface horizontale est développé par Liu et Jordan(1960)

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left[ \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (2\pi \omega_s / 360) \cos \omega_s} \right] \quad (\text{V.6})$$

$r_d$  : rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation diffuse

$\omega$  : angle horaire du soleil, peut être calculée en fonction de l'heure solaire  $t_s$

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (\text{V.7})$$

$\omega_s$  : angle horaire de couchée du soleil

Le rapport du rayonnement global horaire sur une surface horizontale divisé par le rayonnement global journalier sur une surface horizontale est développé par Collares-Pereira et Rabl (1979) :

$$r_t = r_d(a + b \cos \omega) \quad (\text{V.8})$$

Où  $a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60)$

Et  $b = 0.6609 + 0.4767 \sin(\omega_s - 60)$

$r_t$ : rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation globale

#### V.1.2.2.2.1 Le rayonnement global

L'estimation du rayonnement global horaire peut être exprimée par l'équation suivante :

$$I = r_t \times \overline{H} \quad (\text{V.9})$$

$I$ : rayonnement global instantané sur une surface horizontale

### V.1.2.2.2 Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus horaire est calculé par l'expression suivante [41],[42]:

$$I_d = r_d \times \overline{H_d} \quad (\text{V. 10})$$

$I_d$  : rayonnement diffus instantané sur une surface horizontale [41], [42].

### V.1.2.2.3 Le rayonnement direct

Le rayonnement direct horaire est calculé par [41],[42]:

$$I_b = I - I_d \quad (\text{V. 11})$$

$I_b$  : rayonnement direct instantané sur une surface horizontale.

### V.1.2.3 La température ambiante

La détermination de la température ambiante horaire se fait à l'aide d'une fonction sinusoïdale. [43]. Le temps auquel les températures minimales et maximales se produisent est pris d'être au lever du soleil et 13h de l'après-midi respectivement. Les valeurs horaire sont calculées par une interpolation du cosinus entre jours minimums et maximums [37, 38].

La distribution cumulative peut être représentée par l'équation suivante :

$$F_{temp} = \frac{1 + \tanh(1.698h)}{2} = \frac{1}{1 + \exp(-3.396h)} \quad (\text{V. 12})$$

$$h = (T_a - \bar{T}_m) / \sigma_m \sqrt{N/24}$$

$N$  : le nombre des heures dans le mois et  $\sigma_m$  est la déviation standard de  $\bar{T}_m$ .

$$\sigma_m = 1.45 - 0.0290\bar{T}_m + 0.0664\sigma_{an} \quad (\text{V. 13})$$

$$\frac{(T_a - \bar{T}_m)}{A} = 0.4632 \cos(\hat{t} - 3.805) + 0.0984 \cos(2\hat{t} - 0.360) + 0.0168 \cos(3\hat{t} - 0.822) + 0.0138 \cos(4\hat{t} - 3.513) \quad (\text{V. 14})$$

$$\hat{t} = 2\pi(t - 1)/24$$

$T_a$  : Température ambiante horaire.

$\bar{T}_m$  la température ambiante moyenne mensuelle journalière,  $t$  est l'heure solaire de la journée, l'amplitude  $A$ , qui varie considérablement avec le mois et le lieu est dépend du coefficient de transmission  $\bar{K}_{tm}$ .

$$A = 25.8\bar{K}_{tm} - 5.21 \quad (\text{V. 15})$$

L'amplitude est en degré  $C^\circ$ .

La température maximale journalière moyenne mensuelle peut être estimée par la température ambiante moyenne mensuelle et le coefficient de clarté moyen mensuel.

$$\bar{T}_{max} = \bar{T}_m + \frac{1}{2}A \quad (\text{V. 16})$$

$$\text{Où} \quad \sigma_m = 9.273 - 0.07952\bar{T}_m + 0.0097111\sigma_{an} \quad (\text{V. 18})$$

$\sigma_d$  : déviation standard journalière.

$\sigma_{an}$  : déviation standard annuelle.

#### V.1.2.4 Température efficace du Ciel

Une température efficace du ciel est utilisée pour calculer l'échange de radiation des surfaces externes à l'atmosphère. Pour ce calcul, le ciel est assumé pour être une surface noire idéale. L'emittance réel d'un ciel (clair et couvert) doit être connue. Donc, la température efficace du ciel est une fonction de la température ambiante, facteur de turbidité du ciel, et la pression atmosphérique locale.

Si les données météorologiques n'incluent pas le facteur de turbidité du ciel, le facteur de turbidité peut être déterminé d'après l'équation suivante [34]:

$$C_{Cover} = \left(1.4286 \frac{I_d}{I} - 0.3\right)^{0.5} \quad (\text{V. 19})$$

La pression atmosphérique est déterminée selon la formule de la hauteur barométrique pour le lieu:

$$p_v = p_0 \left[1 - \frac{2.26 \times Z}{10^{-5}}\right]^{5.264} \quad (\text{V. 20})$$

Z : la hauteur barométrique du lieu.

$p_0$  : la pression atmosphérique à  $z_0$  ( $p_0 = 1013$ ).

L'emittance du ciel clair peut être dérivé par  $T_{sat}$  qui correspond aux conditions ambiantes (température et humidité de l'air) [43]:

$$\varepsilon_0 = 0.711 + 0.005T_{sat} + 7.3 \times 10^{-5}T_{sat}^2 + 0.013 \cos\left[2\pi \frac{temp}{24}\right] + 12 \times 10^{-5}(p_v - p_0) \quad (\text{V. 21})$$

Où la variable du temps correspond à l'heure du jour.

La température efficace du ciel peut être déterminée par [43]:

$$T = T_{amb}(\varepsilon_0 + 0.8(1 - \varepsilon_0)C_{Cover})^{0.25} \quad (\text{V. 22})$$

$T_{sat}$  : température de rosée à conditions ambiantes.

#### V.1.2.5 L'humidité relative

Le modèle de l'humidité relative est réellement un modèle de la température de rosée. Les ratios de l'humidité d'entrée sont convertis aux températures de rosée moyennes mensuelles. Les températures de rosée journalière moyenne sont obtenues d'une distribution normale (avec la moyenne égale à la température de rosée moyenne mensuelle et la déviation standard égale à la déviation standard de la température maximale journalière) [34].

$$F_{RH} = \frac{1 - \exp[-(RH/\theta_1)^{\theta_2}]}{1 - \exp[-(1/\theta_1)^{\theta_2}]} \quad (\text{V. 23})$$

$$\text{Où} \quad \theta_1 = -0.02691 + 1.2276\overline{RH} - 0.14880\overline{RH}^2$$

$$\text{Et} \quad \theta_2 = -0.08165\exp(5.3801\overline{RH}) + 2.22747\exp(-0.59958\overline{RH})$$

$$\frac{(RH - \overline{RH}_m)}{A_{RH}} = 0.4672 \cos(\hat{t} - 0.666) + 0.0958 \cos(2\hat{t} - 3.484) + 0.0195 \cos(3\hat{t} - 4.147) + 0.0147 \cos(4\hat{t} - 0.452) \quad (V.24)$$

Avec

$$\hat{t} = 2\pi(t - 1)/24$$

$$\text{Et } A_{RH} = -0.516 + 1.933\overline{K}_t - 1.663\overline{K}_t^3 + 0.00669\overline{T}_m - 1.993 \times 10^{-4}\overline{T}_m^2$$

$RH$  : L'humidité relative horaire.

$\overline{RH}_m$  : L'humidité relative moyenne mensuelle journalière.

$\overline{T}_m$  : Est en degré C°.

$A_{RH}$  : amplitude moyen mensuel d'humidité relative.

### V.1.2.6 La vitesse du vent

La vitesse du vent mensuel moyenne est assumée égal à (4 m/s) à moins que les autres valeurs soient introduites par l'utilisateur. Les valeurs journalières sont calculées d'une distribution normale avec la moyenne égale à la valeur mensuelle moyenne et la déviation standard égale à 0.31 fois la moyenne; les valeurs journalières sont rangées alors par une "séquence". Les valeurs horaires sont aléatoirement sélectionnés d'une distribution normale avec la moyenne égale à la valeur journalier moyenne et la déviation standard égale à 0.35 fois la valeur moyenne [36, 37].

## V.2. Générateur de rayonnement sur surface inclinée

Les données de l'insolation sont enregistrées généralement à intervalles d'une heure et sur une surface horizontale. Dans certaines simulations TRNSYS, l'évaluation du rayonnement à intervalles du temps autre qu'une heure sont exigées. Ce "composant" interpole les données de rayonnement, calcule plusieurs quantités dépend à la position du soleil et estime l'insolation sur 8 surfaces pour une orientation fixe ou variable.

Le rayonnement global sur une surface inclinée est exigé habituellement pour la simulation du système d'énergie solaire. Les modèles utilisés dans ce sous-programme pour estimer le rayonnement global sur une surface inclinée exige de savoir la division du rayonnement global horizontal dans ses composantes (directe et diffuse). Les corrélations sont fournies pour estimer le rayonnement direct ou diffus sur une surface horizontale. Type 16 a plusieurs options pour calculer les composants du rayonnement horizontal et aussi estime le rayonnement global sur une surface inclinée.

### V.2.1 Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface inclinée

Dans la majorité des cas d'application, il est nécessaire de calculer le flux solaire sur des plans d'orientation quelconque.

Pour estimer l'énergie reçue par une surface inclinée à partir de données concernant une surface horizontale, il faut séparer la composante directe et la composante diffuse.

Plusieurs modèles décrivent pour estimer le rayonnement global sur une surface inclinée. Tous les modèles de rayonnement utilisent les mêmes techniques pour projeter le rayonnement (direct et réfléchi) sur une surface inclinée, ils diffèrent seulement dans l'évaluation du rayonnement diffus.

### V.2.1.1 Rayonnement direct sur une surface inclinée

La contribution du rayonnement direct sur une surface inclinée (dans les intervalles du temps courtes) peut être calculée en utilisant le facteur géométrique  $R_b$  [8]:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (\text{V. 25})$$

Avec  $\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma) \sin \beta$

$\theta$  : angle d'incidence du rayonnement direct sur le concentrateur solaire. (Chapitre II)

$\theta_z$  : angle de zénith.

$\beta$  : l'inclinaison de la surface définie comme l'angle entre la surface et l'horizontal,

$\gamma$  : l'azimut de la surface (l'angle entre la projection de la normale à la surface dans le plan horizontal et le méridien local).

La convention du signe pour l'azimut de surface est identique pour l'azimut solaire (zéro face à l'équateur, positif à l'ouest, négatif à est).

Connaissant le flux direct sur une surface horizontale  $I_b$ , le flux direct sur une surface inclinée  $I_{bT}$  est donné par la formule suivante :

$$I_{bT} = I_b \cdot R_b \quad (\text{V. 26})$$

$I_{bT}$  : rayonnement direct sur une surface inclinée.

$R_b$  : rapport du rayonnement direct journalier sur surface inclinée à celui sur une surface Horizontale.

### V.2.1.2 Rayonnement provenant de la réflexion

La contribution du rayonnement réfléchi sur une surface inclinée est calculée en assumant les actions de terre comme un réflecteur isotopique et définir  $Rr$  comme le rapport du rayonnement réfléchi sur une surface inclinée au rayonnement global sur une surface horizontale [8]:

$$Rr = \frac{0.5 (1 - \cos \beta)}{F_r} \rho_s \quad (\text{V. 27})$$

$$I_{gT} = I \cdot Rr \quad (\text{V. 28})$$

$I_{gT}$  : rayonnement reçu par une surface inclinée provenant de la réflexion sur le sol.

$Rr$  : facteur d'inclinaison du rayonnement réfléchi.

$\rho_s$  : représente le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo).

### V.2.1.3 Rayonnement diffus sur une surface inclinée

#### V.2.1.3.1 Modèle du ciel isotopique

La contribution du rayonnement diffus sur une surface inclinée est déterminée en utilisant un des Mode du rayonnement sur surface inclinée. Le premier mode de rayonnement utilise le modèle du ciel isotopique.. Le modèle du ciel isotopique suppose que le rayonnement diffus est uniformément réparti sur la voûte céleste. Un facteur  $R_d$ , le rapport du rayonnement diffus sur une surface inclinée à celle sur un horizontal, est donné par [43]:

$$R_d = 0.5 (1 + \cos \beta) \quad (\text{V. 29})$$

$R_d$  :facteur d'angle plan incliné-ciel.

Donc le rayonnement diffus sur une surface inclinée est :

$$I_{dT} = I_d \cdot R_d \quad (\text{V. 30})$$

$I_{dT}$  : flux diffus sur une surface inclinée.

#### V.2.1.3.2 Modèle Hay et Davies

Le deuxième mode utilise un modèle développé par Hay et Davies [19]. Ce modèle estime le rayonnement diffus (circumsolaire et isotropique). Hay et Davies décrét le diffus circumpolaire en utilisant un coefficient de l'anisotropie.

$$A_i = \frac{I_b}{I_o} \quad (\text{V. 31})$$

$A_i$  :Coefficient de l'anisotropie définit le rayonnement diffus circumsolaire avec la portion Isotropique.

Le rayonnement diffus sur une surface inclinée donnée par le modèle de Hay et Davies est :

$$I_{dT} = I_d [ 0.5 (1 - A_i) (1 + \cos \beta) + A_i R_b ] \quad (\text{V. 32})$$

Le premier terme représente la contribution du rayonnement diffus isotropique pendant que le deuxième terme représente la contribution du rayonnement diffus circumsolaire.

#### V.2.1.3.3 Modèle Reindl

Un troisième modèle développé par Reindl [44], il est basé sur le travail de plusieurs auteurs antérieurs. Ce modèle ajoute le terme de diffus de cercle de l'horizon au modèle de Hay et Davies. Son grandeur est contrôlée par un facteur modulant  $f$ .

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}}$$

$$I_{dT} = I_d [ 0.5 (1 - A_i) (1 + \cos \beta) (1 + f \sin^3(\beta/2)) + A_i R_b ] \quad (\text{V. 33})$$

**NOTE :** Modèle Reindl c'est le modèle utilisé dans notre simulation.

### V.2.1.3.4 Model Perez

Ce modèle explique le rayonnement diffus (circumsolaire, cercle de l'horizon, et isotropique) par les "coefficients de la luminosité réduits ". Les coefficients de la luminosité réduits,  $F'_1$ ,  $F'_2$ , sont en fonction des paramètres de clarté et la luminosité du ciel [45].

$$\varepsilon_c \equiv \frac{\left[\frac{(I_d + I_{dn})}{I_d} + 1.041\theta_z^3\right]}{[1 + 1.041\theta_z^3]} \quad (\text{V. 34})$$

$$\Delta = m \times \frac{I_d}{I_0} \quad (\text{V. 35})$$

$\varepsilon_c$  :paramètre de la clarté du ciel ;  $\Delta$  :la luminosité du ciel.

$m$  : Masse d'air.

Les paramètres (clarté et luminosité du ciel) sont utilisés pour calculer les coefficients de la luminosité réduits pour les relations et le tableau donné au dessous.

$$\hat{F}_1 = F_{11}(\varepsilon_c) + F_{12}(\varepsilon_c) \cdot \Delta + F_{13}(\varepsilon_c) \cdot \theta_z$$

$$\hat{F}_2 = F_{21}(\varepsilon_c) + F_{22}(\varepsilon_c) \cdot \Delta + F_{23}(\varepsilon_c) \cdot \theta_z$$

Les coefficients Perez sont donnés dans le tableau suivant [45]:

Limite supérieure pour $\varepsilon_c$	$F_{11}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$
1.065	-0.196	1.084	-0.006	-0.114	0.180	-0.019
1.230	0.236	0.519	-0.180	-0.011	0.020	-0.038
1.500	0.454	0.321	-0.255	0.072	-0.098	-0.046
1.950	0.866	-0.381	-0.375	0.203	-0.403	-0.049
2.800	1.026	-0.711	-0.426	0.273	-0.602	-0.061
4.500	0.978	-0.986	-0.350	0.280	-0.915	-0.024
6.200	0.748	-0.913	-0.236	0.173	-1.045	0.065
-	0.318	-0.757	-0.103	0.062	-1.698	0.0236

*Tableau. V.1 coefficients de Perez [45]*

### V.2.1.4 Rayonnement global sur surface inclinée

Le rayonnement diffus sur une surface inclinée peut être estimée par :

$$I_{dT} = I_d [0.5(1 - \hat{F}_1)(1 + \cos \beta) + \hat{F}_1(a/c) + \hat{F}_2 \sin \beta] \quad (\text{V. 36})$$

Donc le rayonnement global incident sur une surface plate inclinée pour tous les modes du rayonnement d'une surface inclinées est :

$$I_T = I_{bT} + I_{dT} + I_{gT} \quad (\text{V. 37})$$

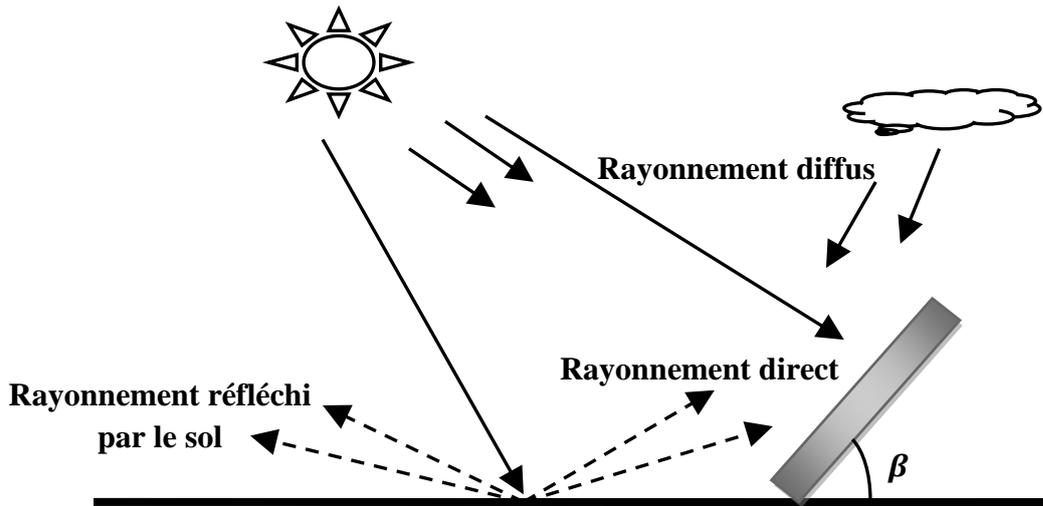


Fig .V.1 Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée

### V.3 La pompe de circulation à vitesse variable

Cette pompe débite un fluide utilisant une fonction de contrôle variable qui doit être entre 0 et 1 et une capacité du débit maximal fixée. La consommation de puissance par la pompe peut aussi être calculée.

Dans beaucoup de systèmes, il n'y a aucune modulation du flux continue et la fonction de contrôle est 0 ou 1. Dans ce cas, le débit de sortie et la puissance utilisés sont les deux à zéro ou les deux à leurs valeurs maximales [8].

#### V.3.1 Description mathématique

La température de sortie est calculée comme :

$$T_s = T_e + \frac{p \times f_{par}}{\dot{m} c_p} \quad (\text{V. 38})$$

$T_e$  : Température d'entrée du fluide,  $T_s$  : Température de sortie du fluide.

Le débit de sortie est :

$$\dot{m}_s = \gamma \dot{m}_{max} \quad (\text{V. 39})$$

Avec

$f_{par}$  : La fraction de puissance (pompe/fan) converti à énergie thermique du fluide.

$\dot{m}$  : Débit massique de la pompe,  $\dot{m}_{max}$  : Débit maximum (quand  $\gamma = 1$ ).

Un rapport linéaire entre le taux du flux et la consommation de puissance est:

$$P = \gamma P_{max} \quad (\text{V. 40})$$

Où

$P$  : La puissance de la pompe,  $P_{max}$  : La puissance maximale (quand  $\gamma = 1$ ).

$\gamma$  : Fonction du control ( $0 \leq \gamma \leq 1$ ).

## V.4 Echangeur de chaleur à efficacité constante

Un échangeur de chaleur qu'est modélisé comme un appareil à efficacité constante qui est indépendant de la configuration du système. Le taux du transfert de chaleur maximal possible est calculé en basant sur le taux de capacité minimum du fluide et la température d'entrée du fluide de côté froid et de côté chaud. L'efficacité de l'échangeur de chaleur est introduite comme un paramètre. La description mathématique qui suit est couverte en détail à Kays et London [46].

### V.4.1 Description mathématique

La capacité de chaque partie de l'échangeur est calculée d'après les équations suivantes [46].

$$C_f = \dot{m}_f C_{pf} \quad (\text{V. 41})$$

$$C_c = \dot{m}_c C_{pc} \quad (\text{V. 42})$$

$C_{max}$  = la valeur maximale de  $C_f$  et  $C_c$

$C_{min}$  = la valeur minimale de  $C_f$  et  $C_c$

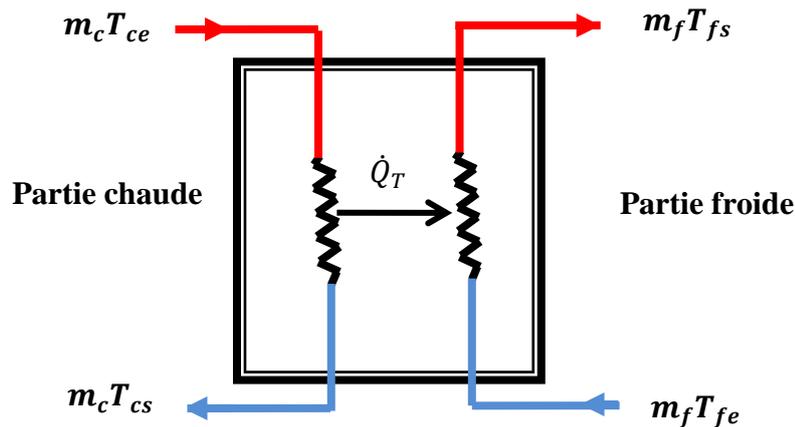


Fig. V.2 Schéma d'un échangeur de chaleur

Avec :

$C_f$  : Taux de capacité du fluide sur côté froid,  $\dot{m}_f C_{pf}$ .

$C_c$  : Taux de capacité du fluide sur côté chaud,  $\dot{m}_c C_{pc}$ .

$C_{max}$  : Taux de capacité maximale ;  $C_{min}$  : Taux de capacité minimale.

$C_{pc}$  : Chaleur spécifique du fluide du côté froid ;  $C_{ph}$  : Chaleur spécifique du fluide du côté chaud.

Les expressions suivantes sont utilisées pour déterminer la valeur maximale possible de transfert de la chaleur pour un intervalle du temps donné.

$$\text{Si } C_{min} = C_c, \quad \dot{Q}_{max} = C_c (T_{ce} - T_{fe}) \quad (\text{V. 43})$$

$$\text{Si } C_{min} = C_f, \quad \dot{Q}_{max} = C_f (T_{ce} - T_{fe}) \quad (\text{V. 44})$$

Le transfert de la chaleur réel dépend alors à l'efficacité spécifié par l'utilisateur.

$$Q_T = \varepsilon \times \dot{Q}_{max} \quad (\text{V. 45})$$

$$\varepsilon_{ech} = \frac{1 - \exp\left(-\frac{UA}{C_{min}}\left(1 + \frac{C_{min}}{C_{max}}\right)\right)}{1 + \frac{C_{min}}{C_{max}}}$$

$\varepsilon_{ech}$  : L'efficacité de l'échangeur de chaleur ;  $\dot{m}_f$  : Débit massique du fluide sur côté froid

$\dot{m}_c$  : Débit massique du fluide sur côté chaud.

$\dot{Q}_T$  : Taux du transfert de chaleur total à travers l'échangeur.

$\dot{Q}_{max}$  : Taux du transfert de chaleur maximum à travers l'échangeur.

Les températures de sortie de l'échangeur de chaleur sont calculées pour les deux sorties par :

$$T_{cs} = T_{ce} - \left(\frac{\dot{Q}_T}{C_c}\right) \quad (\text{V. 46})$$

$$T_{fs} = T_{fe} + \left(\frac{\dot{Q}_T}{C_f}\right) \quad (\text{V. 47})$$

Où

$T_{fe}$  : Température d'entrée au coté froid ;  $T_{fs}$  : Température de sortie au coté froid.

$T_{ce}$  : Température d'entrée au coté chaud ;  $T_{cs}$  : Température de sortie au coté froid.

$UA$  : Coefficient du transfert de chaleur total d'échangeur.

### III.5 Conclusion

Les différents composants développés nous ont permis de calculer le rayonnement solaire horaire sur le globe terrestre, la température à l'ouverture du récepteur et l'énergie gagnée par le fluide, en tenant compte de certaines hypothèses et connaissant les paramètres suivants :

- les valeurs moyennes mensuelles journalières de rayonnement solaire.
- la température ambiante
- taux d'humidité.
- la vitesse du vent
- la surface du collecteur

## VI.1 Introduction

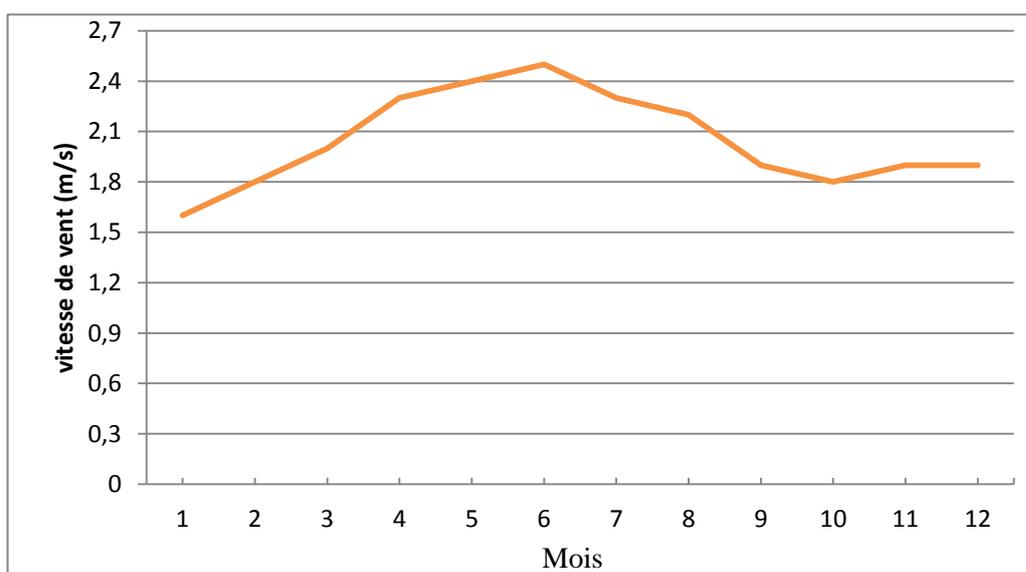
Dans ce chapitre, Nous avons mis au point un logiciel (TRNSYS) qui permet d'estimer les différentes puissances incidentes sur le capteur en n'importe quel lieu de la terre et d'optimiser cette énergie. Les résultats de simulation pour des différents paramètres ont été interprétés.

Dans la deuxième partie de ce travail on montre quelques résultats de simulation numérique du chauffage de l'eau circulant à l'intérieur d'un tube absorbeur d'un capteur solaire avec effet de concentration de type cylindro-parabolique. La simulation du processus du chauffage du fluide est effectuée heure par heure du lever du soleil jusqu'au coucher. Les résultats obtenus montrent qu'il y a un écart de température important de l'entrée du capteur jusqu'à la sortie pour les périodes de tests considérés.

## VI.2 Le site de test

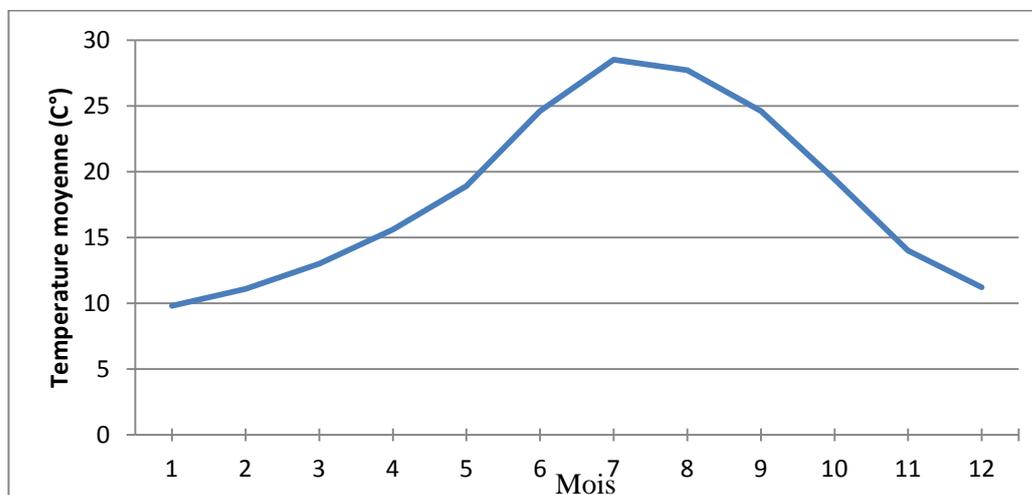
**Chlef** anciennement **Castellum Tinginitum** à l'époque romaine, **Orléansville** à l'époque française, puis **El-Asnam** après l'indépendance, est une commune de la wilaya de Chlef dont elle est le chef-lieu, située à 200 km au sud-ouest d'Alger et à 210 km au nord-est d'Oran. Chlef est située au cœur de la vallée du Chelif, au milieu d'une vaste plaine comprise entre les reliefs de Medjadja intégrée à la chaîne du Dahra au nord et les monts de l'Ouarsenis au sud, au lieu de confluence de l'oued Chélif et de l'oued Tsighaout. Le site situe à latitude **36.22°** Nord et à longitude **1.33°** Est, son altitude est **103m**. Le lieu distingué par son climat chaud particulièrement pendant la saison estivale. La variation de la vitesse du vent, rayonnement, humidité relative et température (moyenne mensuelle) sont montrées et discutées dans les figures (VI.1, VI.2, VI.3, VI.4).

La figure (VI.1) représente la variation de la vitesse moyenne du vent mensuelle, on voit que la vitesse du vent est généralement faible pendant toute l'année, elle est variable entre 1,6 et 2,5, ce qui indique que le site est moins venté et favorable pour l'installation d'un système de concentration solaire, les pertes par convection seront moins importantes.



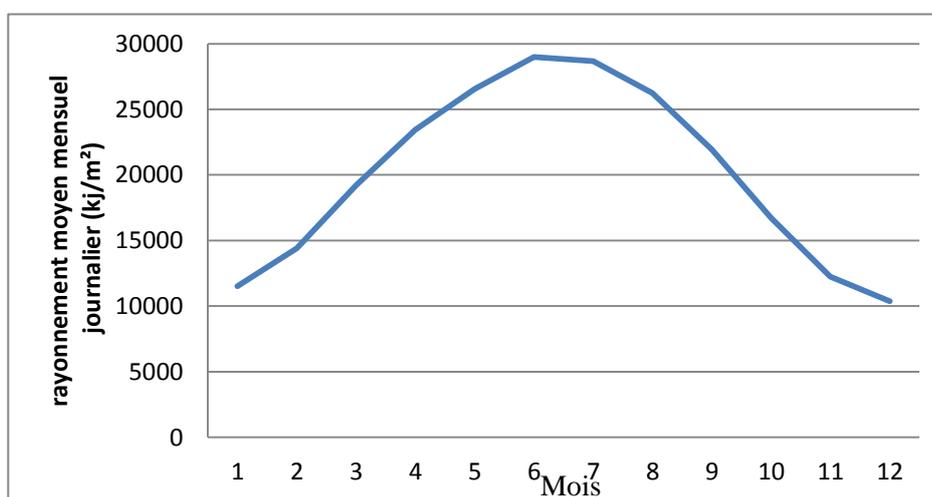
*Fig.VI.1 la variation de la vitesse moyenne du vent mensuelle*

La figure (VI.2) représente la variation de la température moyenne mensuelle, on voit que la température est moins importante pendant la saison hivernale elle est variable entre 10 et 15°C, alors est très importante pendant la saison estivale elle est variable entre 24 et 30°C



*Fig.VI.2 la variation de la température moyenne mensuelle*

La figure (VI.3) Montre la variation du rayonnement moyen mensuel journalier la radiation est distribuée d'une manière inéquitable, et elle varie en intensité d'une saison à une autre. On voit que le rayonnement est plus important pendant la saison estivale et moins important pendant la saison hivernale. Généralement la région inclue aussi parmi les régions dotées de conditions naturelles plus favorables à l'application de l'énergie solaire.



*Fig.VI.3 la variation du rayonnement moyen mensuel journalier*

La figure (VI.4) indique la variation du taux d'humidité moyenne mensuelle, on voit qu'il est moins important pendant la saison estivale elle est variable entre 0.5 et 0.65, alors est important pendant la saison hivernale elle est variable entre 0.65 et 0.85.

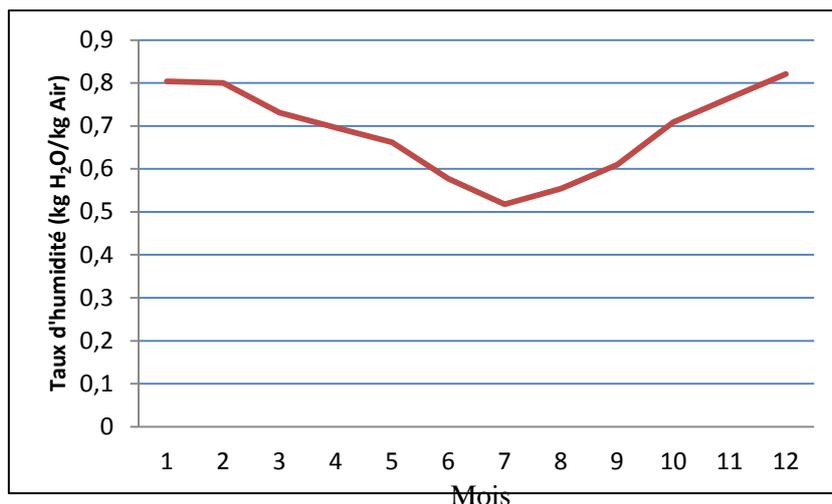


Fig. VI.4 la variation du taux d'humidité moyen mensuel

### VI.3. Schéma synoptique du système utilisé

La figure VI.5 représente le schéma synoptique du système réalisé avec le système d'acquisition, ainsi que toutes les fonctions de commandes et de contrôles.

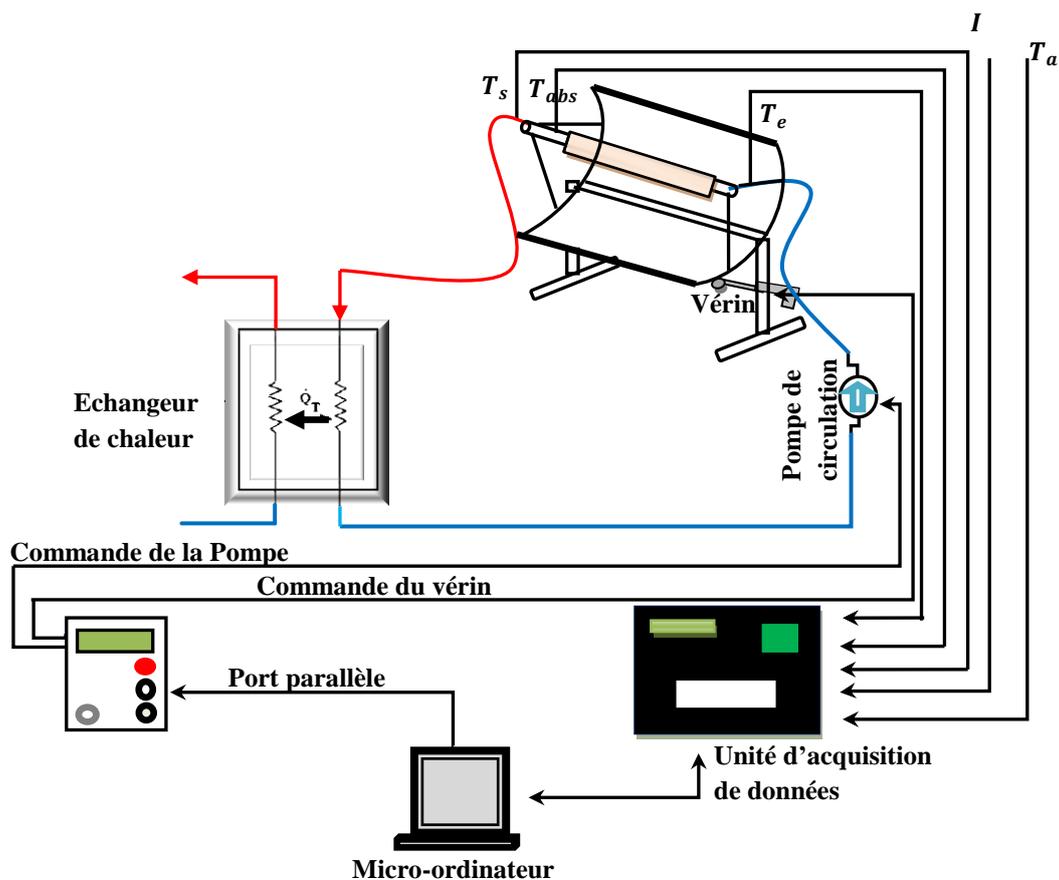


Fig. VI.5 Schéma synoptique du système utilisé

## VI.4. Simulation du fonctionnement du concentrateur par TRNSYS

TRNSYS.16 est un logiciel de simulation puissant, complet et extensible, dédié à la simulation dynamique des systèmes énergétiques. Les dernières versions permettent de simuler de nombreux types d'installations solaires (photovoltaïque, thermique,...etc)

La figure VI.6 illustre le schéma de la simulation réalisé:

TYPE 45c-16g : Rayonnement solaire;

TYPE65 : Objet pour l'affichage graphique;

CCP : Concentrateur cylindro-parabolique;

TYPE3b : Pompe de circulation;

TYPE91 : Echangeur de chaleur.

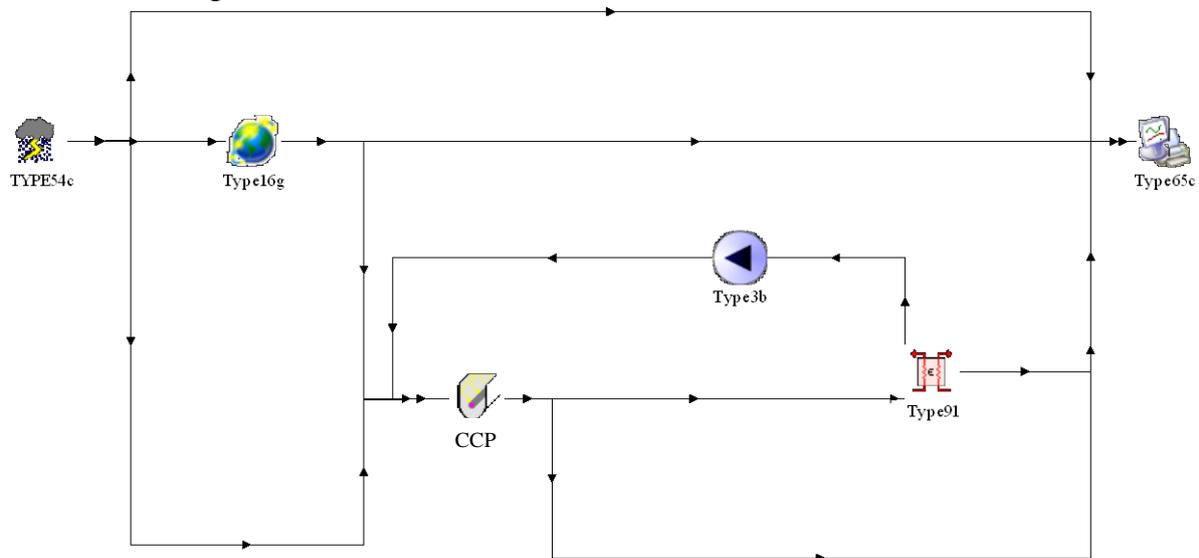


Fig. VI.6 Schéma de l'installation schématisé par TRNSYS

## VI.5 Description des différents composants du prototype

### VI.5.1 Le rayonnement solaire

Ce système est composé de deux parties, la première partie (Type 54c) représente un générateur de rayonnement sur une surface horizontale, alors que la deuxième est un générateur de rayonnement sur une surface inclinée. Les données du lieu (Chlef) que peuvent être entrés au composant sont illustrées sur les figures (VI.1, VI.2, VI.3, VI.4).

### VI.5.2 Concentrateur cylindro-parabolique

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

#### VI.5.2.1 Les miroirs

Le miroir son rôle est de refléter le rayonnement incident vers le tube absorbeur, il est composé d'une matière dont la transmissivité plus élevée. Cette dernière est recouvert d'une

pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

La réflectivité des miroirs du collecteur utilisé égal à **0.9**

La surface totale du collecteur solaire égal à **90 m<sup>2</sup>**

### VI.5.2.2 Le tube absorbeur

Le tube collecteur doit avoir les caractéristiques suivantes :

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

Nous avons utilisé un dispositif absorbant :

Avec :  $\alpha_{abs} = 0,8$  ,  $\tau_{abs} = 0,9$

L'index de réfraction du couver égal à 1.526

Les paramètres et les dimensions du système sont donnés au tableau suivant ;

<b>les paramètres</b>			
$N^0$	Nom	Unité	valeurs
1	Nombre de series	–	1
2	Surface d'ouverture du collecteur	$m^2$	90
3	chaleur spécifique du fluide	$kJ/kg.K$	4.190
4	Facteur d'efficacité du collecteur	–	0.7
5	Coefficient des Pertes thermique totales	$kJ/hr.m^2.K$	3.0
6	Réflectivité du miroir	–	0.9
7	Demi-angle d'ouverture	Dégré	45.0
8	Absorptance de l'absorbeur	–	0.8
9	Nombre de couverture	–	1
10	Indice de réfraction de couverture	–	1.526
11	produit de coeff de l'extinction-épaisseur	–	0.0026
<b>Les entrées</b>			
2	Debit d'entrée	kg/hr	100
3	Température ambiante	C°	Par ray
4	Rayonnement incident	$kJ/hr.m^2$	Par ray
5	Radiation horizontale	$kJ/hr.m^2$	Par ray
6	Diffuse horizontale	$kJ/hr.m^2$	Par ray
7	Reflectance de terre	–	0.2
11	Inclinaison du collecteur	Degree	21.22
12	Angle azimuth du collecteur	Degree	0.0

### VI.5.3 La pompe de circulation

Cette pompe est utilisée pour contrôler le débit du fluide traversant le concentrateur, ses paramètres et dimensions sont donnés au dessous.

<b>les paramètres</b>			
$N^0$	Nom	Unité	valeurs
1	débit maximal	kg/hr	100.0
2	chaleur spécifique du fluide	$kJ/kg.K$	4.190
3	Puissance maximale	$kJ/hr$	60.0
4	Coefficient de conversion	–	0.05
5	Coefficient de puissance	–	0.5
<b>Les entrées</b>			
1	Temperature du fluide d'entrée	$C^\circ$	Par concetr
2	Débit d'entrée	$kg/hr$	100.0
3	Signal du contrôle	–	1.0

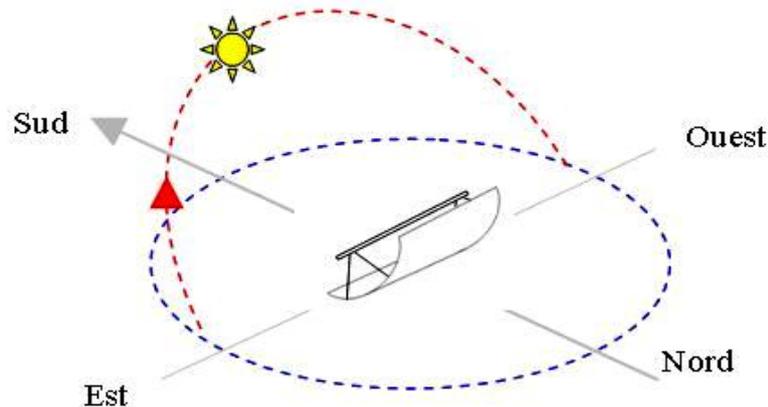
### VI.5.4 L'échangeur de chaleur

Un échangeur de chaleur (type 91) a efficacité constante. Dans ce mode, l'efficacité de l'échangeur de chaleur est introduite comme un paramètre, ses paramètres sont donnés au tableau suivant.

<b>Les paramètres</b>			
$N^0$	Nom	Unité	valeurs
1	L'efficacité de l'échange de chaleur	–	0.6
2	chaleur spécifique du fluide de la partie chaude	$kJ/kg.K$	4.190
3	chaleur spécifique du fluide de la partie froide	$kJ/kg.K$	4.190
<b>Les entrées</b>			
1	Température d'entrée à la partie chaude	$C^\circ$	Par cons
2	Débit à la partie chaude	$kg/hr$	100.0
3	Température d'entrée à la partie froide	$C^\circ$	20.0
4	Débit à la partie froide	$kg/hr$	100

### VI.6 Tests sur le concentrateur stationnaire

L'installation d'un concentrateur cylindro-parabolique sans dispositif de poursuite solaire exige une inclinaison optimale du concentrateur, généralement égale à la latitude du lieu (ou plus ou moins  $15^\circ$ ) et une orientation vers le sud en horizontal (fig. VI.7). Ce type d'installation est appelé concentrateur stationnaire.



**Fig. VI.7 Concentrateur stationnaire orienté vers le sud**

Afin de connaître l'efficacité du système réalisé, nous avons effectué des tests sur le concentrateur. En premier lieu, en état stationnaire (sans poursuite solaire), orienté vers le sud, avec pompe de circulation du fluide caloporteur et selon différentes inclinaisons, nous avons essayé de trouver l'angle optimal d'inclinaison du système.

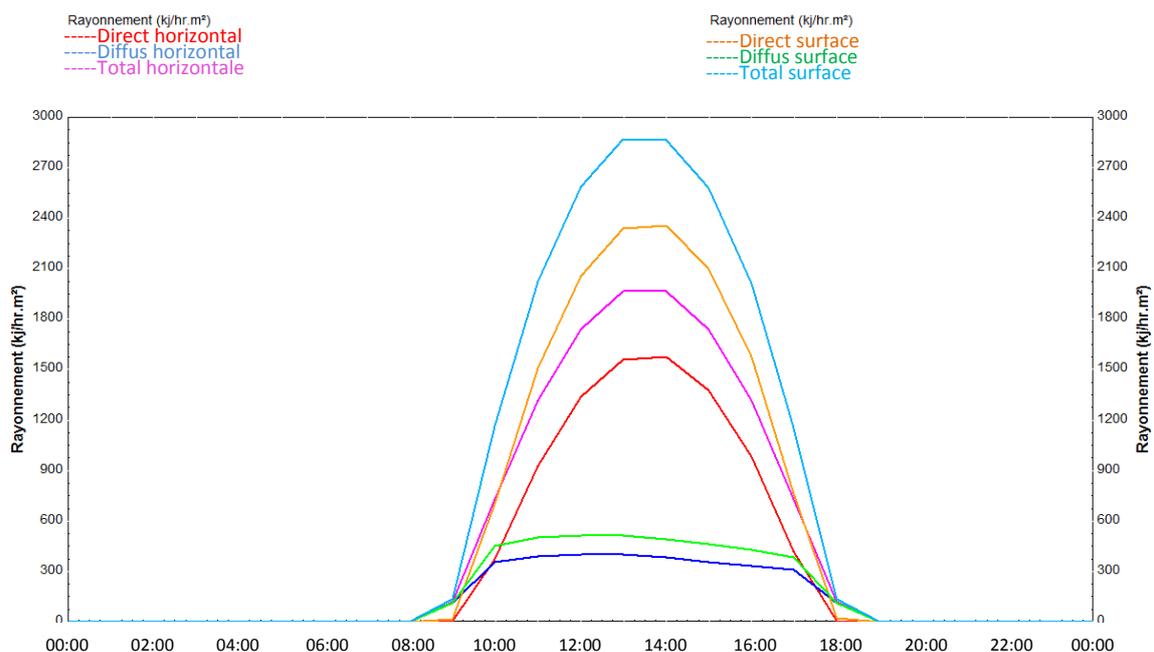
Au cours de ces tests expérimentaux, nous avons simulé les températures au niveau du foyer tout au long d'une journée: la température du fluide caloporteur à l'entrée ( $T_e$ ) et à la sortie du concentrateur ( $T_s$ ), la température ambiante ( $T_a$ ), le rayonnement solaire, l'énergie gagnée par le fluide et le taux de transfert de chaleur entre le fluide à travers l'échangeur de chaleur. Les tests entrepris pour une inclinaison de  $21.22^\circ$  et pour différentes journées de l'année ont donné les résultats suivants:

### VI.6.1 Evolution de l'éclairement solaire direct

- 1) La courbe illustrée par la figure **VI.8** montre que l'éclairement solaire direct croît rapidement du lever du soleil jusqu'à environs de 11h00 (heure locale) avec une vitesse d'augmentation de  $685.66 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure pour atteindre une valeur de  $2057 \text{ kJ/hr.m}^2$  ( $571.38 \text{ W/m}^2$ ). Puis il varie lentement entre 11h00 jusqu'à 12h00 avec une vitesse d'augmentation de  $550 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure, dans l'intervalle 12h00 et 14h00 environs l'éclairement varie faiblement et devient presque stable ( $\sim 100 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure) ( $27.77 \text{ W/m}^2/\text{heure}$ ) où il atteint son maximum.
- 2) La courbe illustrée par la figure **VI.9** montre que l'éclairement solaire direct croît rapidement du lever du soleil jusqu'à environs de 11h10 (heure locale) avec une vitesse d'augmentation de  $722.9 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure pour atteindre une valeur de  $3000 \text{ kJ/hr.m}^2$  ( $833.33 \text{ W/m}^2$ ). Puis on remarque aussi que vers 11h10 jusqu'à 13h00 environs une succession de chutes d'éclairement liées à un voile nuageux, puis revient son augmentation pour atteindre la valeur de  $3155 \text{ kJ/hr.m}^2$  ( $876.38 \text{ W/m}^2$ ) dans l'intervalle 13h00 et 15h00.
- 3) La courbe illustrée par la figure **VI.10** montre que l'éclairement solaire direct croît rapidement du lever du soleil jusqu'à environs de 11h10 (heure locale) avec une vitesse d'augmentation de  $621 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure pour atteindre une valeur de  $3204 \text{ kJ/hr.m}^2$  ( $890.1 \text{ W/m}^2$ ). Puis il varie lentement entre 11h10 jusqu'à 12h00 avec une vitesse d'augmentation de  $416 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure, dans l'intervalle 12h10 et 14h00 environs l'éclairement varie faiblement et devient presque stable ( $\sim 155 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure) ( $43.05 \text{ W/m}^2/\text{heure}$ ) où il atteint son maximum.

- 4) La courbe illustrée par la figure **VI.11** montre que l'éclairement solaire direct croit rapidement du lever du soleil jusqu'à environs de 11h00 (heure locale) avec une vitesse d'augmentation de  $630 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure pour atteindre une valeur de  $2520 \text{ kJ/hr.m}^2$  ( $700\text{W/m}^2$ ). Puis il varie lentement entre 11h00 jusqu'à 12h00 avec une vitesse d'augmentation de  $620 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure, dans l'intervalle 12h00 et 14h00 environs l'éclairement varie faiblement et devient presque stable ( $\sim 143 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure) ( $39.72\text{W/m}^2/\text{heure}$ ) où il atteint son maximum.
- 5) La courbe illustrée par la figure **VI.12** montre que l'éclairement solaire direct croit rapidement du lever du soleil jusqu'à environs de 11h05 (heure locale) avec une vitesse d'augmentation de  $753.33 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure pour atteindre une valeur de  $2160 \text{ kJ/hr.m}^2$  ( $600\text{W/m}^2$ ). Puis il varie lentement entre 11h05 jusqu'à 12h05 avec une vitesse d'augmentation de  $520 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure, dans l'intervalle 12h05 et 04h30 environs l'éclairement varie faiblement et devient presque stable ( $\sim 155 \text{ kJ/hr.m}^2$  par heure) ( $54.16\text{W/m}^2/\text{heure}$ ) où il atteint son maximum.

Lorsque le ciel est clair toute la journée la répartition de l'éclairement est symétrique par rapport au midi solaire vrai.



**Fig.VI.8** L'éclairement solaire du 17 janvier (sans poursuite)

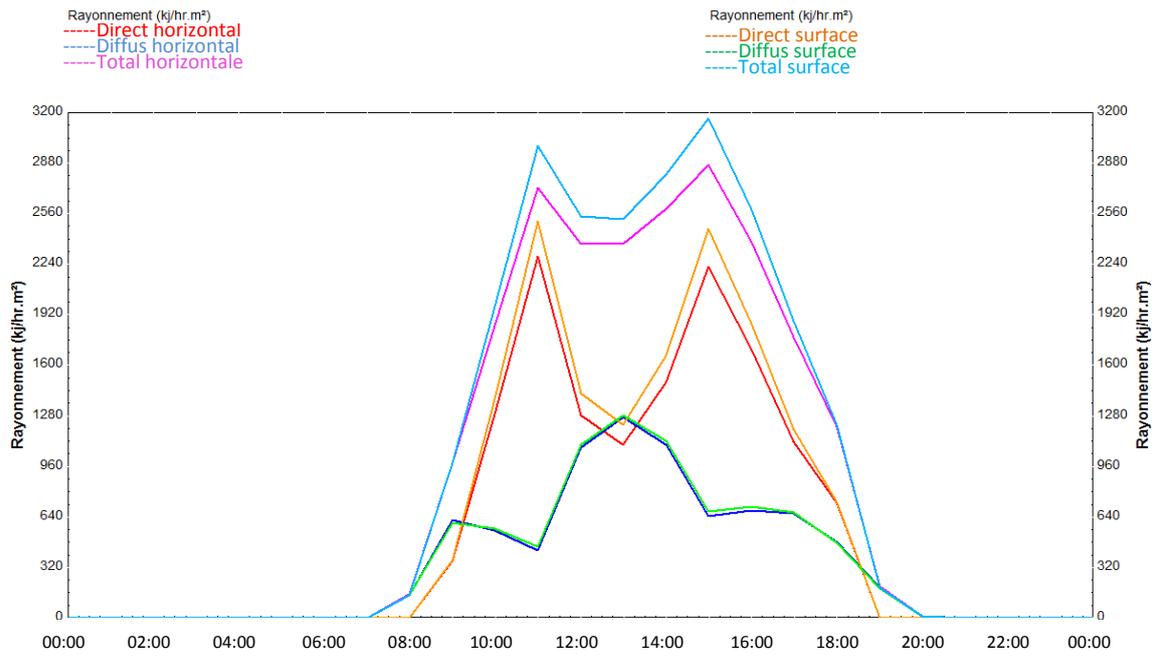


Fig.VI.9 L'éclairage solaire du 15 avril (sans poursuite)

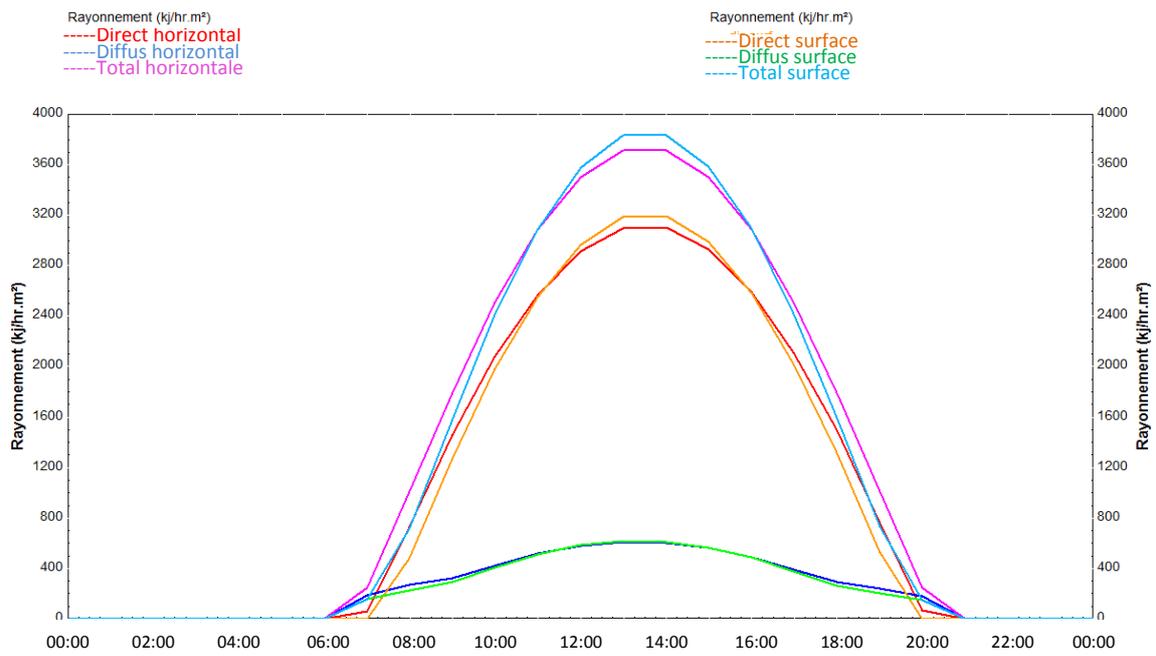


Fig.VI.10 L'éclairage solaire du 17 juillet (sans poursuite)

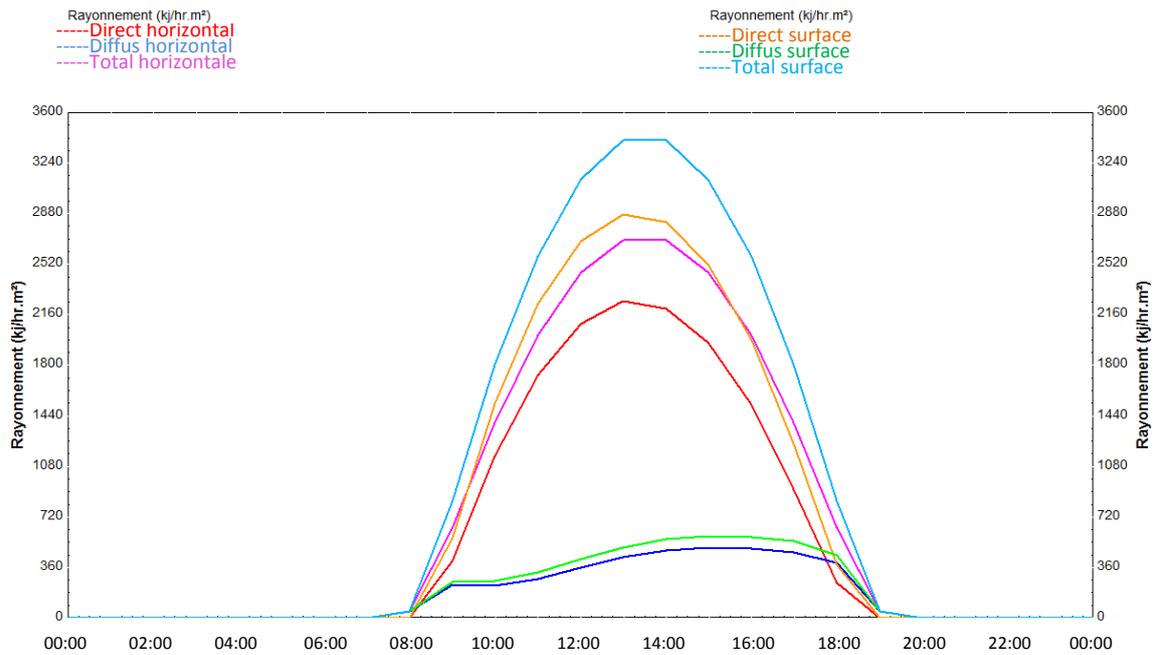


Fig.VI.11 L'éclairage solaire du 09 octobre (sans poursuite)

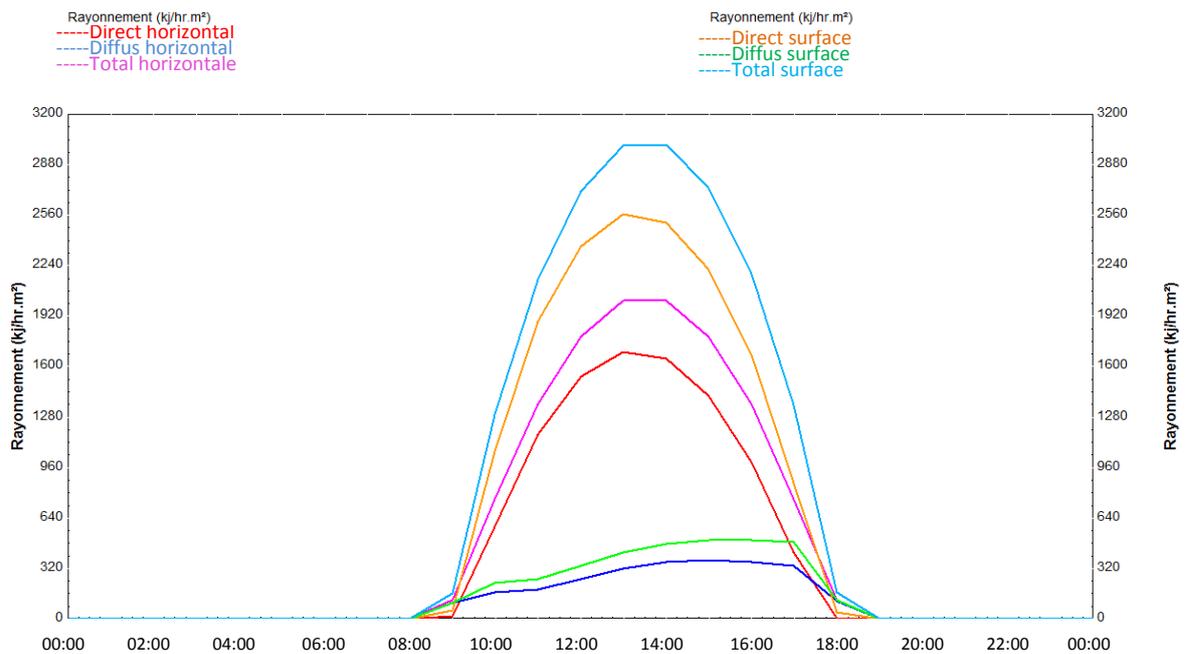


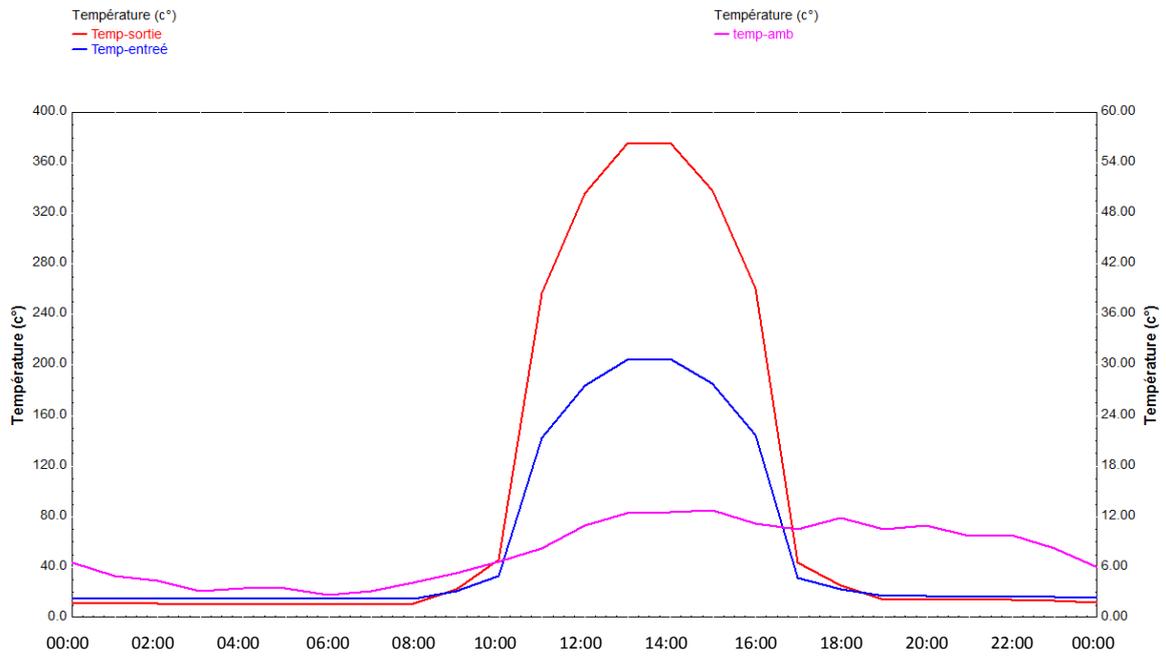
Fig.VI.12 L'éclairage solaire du 29 novembre (sans poursuite)

### VI.6.2 Évolution de la température du fluide

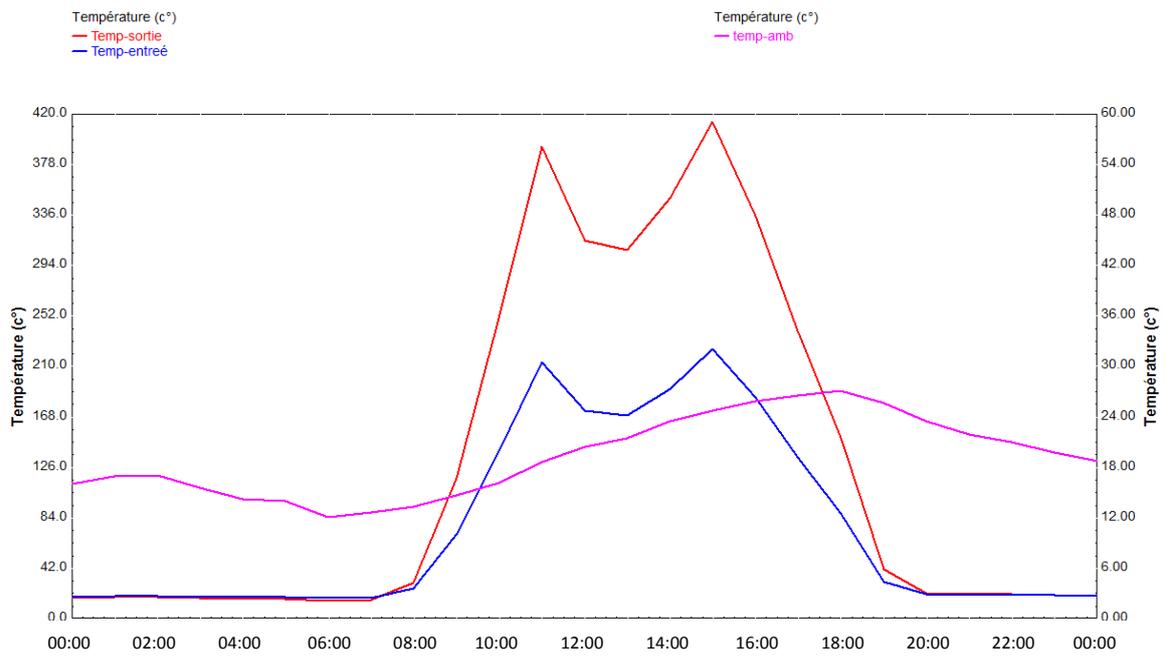
- La courbe illustrée par la figure VI.13 montre qu'au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté, après que le soleil se lève cette température croit avec en fonction du rayonnement solaire concentré à l'ouverture du concentrateur, elle atteint  $220^{\circ}\text{C/h}$  entre 10h00 et 11h00 alors que la température d'entrée attient  $111^{\circ}\text{C/h}$ . Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne

stationnaire 375°C (température de stagnation). Dans ce cas l'absorbeur est en état d'équilibre, c'est-à-dire que toute les surface d'absorbeur à la même température.

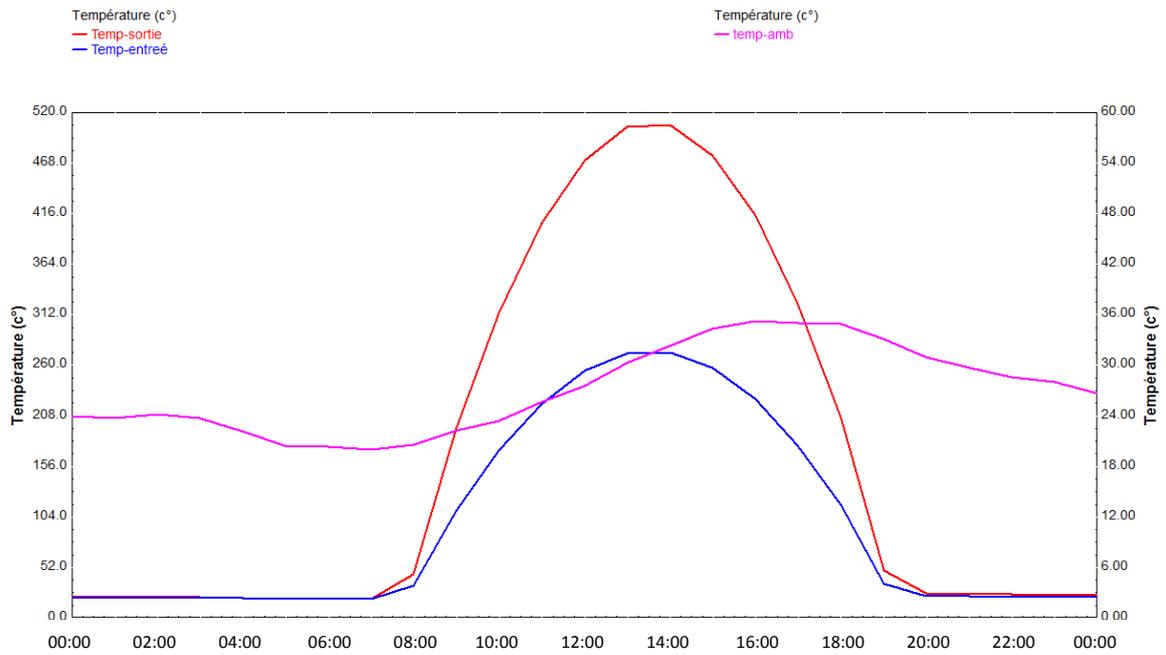
- La courbe illustrée par la figure **VI.14** montre qu'au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté, après que le soleil se lève cette température croît rapidement avec en fonction du rayonnement solaire concentré à l'ouverture du concentrateur, elle atteint 393°C à 11h00 alors que la température d'entrée attient 210°C. Puis on remarque aussi que vers 11h00 jusqu'à 13h00 environs une succession de chutes de température liées à un voile nuageux, puis revient son augmentation pour atteindre la valeur de 412 °C à 15h00.
  - La courbe illustrée par la figure **VI.15** montre qu'au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté, après que le soleil se lève cette température croît avec en fonction du rayonnement solaire concentré à l'ouverture du concentrateur, elle atteint 148°C/h entre 08h00 et 09h00 alors que la température d'entrée attient 68°C/h. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stationnaire 511.3°C (température de stagnation). Dans ce cas l'absorbeur est en état d'équilibre, c'est-à-dire que toute les surface d'absorbeur à la même température.
  - La courbe illustrée par la figure **VI.16** montre qu'au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté, après que le soleil se lève cette température croît avec en fonction du rayonnement solaire concentré à l'ouverture du concentrateur, elle atteint 107°C/h entre 08h00 et 10h00 alors que la température d'entrée attient 56°C/h. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stationnaire 450.2°C (température de stagnation). Dans ce cas l'absorbeur est en état d'équilibre, c'est-à-dire que toute les surface d'absorbeur à la même température.
  - La courbe illustrée par la figure **VI.17** montre qu'au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté, après que le soleil se lève cette température croît avec en fonction du rayonnement solaire concentré à l'ouverture du concentrateur, elle atteint 250°C/h entre 10h00 et 11h00 alors que la température d'entrée attient 133.3°C/h. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stationnaire 403.6°C (température de stagnation). Dans ce cas l'absorbeur est en état d'équilibre, c'est-à-dire que toute les surface d'absorbeur à la même température.
- Le rendement du système est maximal au début du chauffage ou la température du récepteur est égale à la température ambiante. L'absorbeur ne cède pas de la chaleur au milieu ambiant. Lorsque la température de l'absorbeur augmente, le rendement diminue jusqu'à devenir faible.
  - Le temps de chauffage est long à la période hivernale par rapport à la période estivale.
  - L'augmentation du diamètre du réflecteur entraîne une augmentation de la température du fluide caloporteur dans l'absorbeur.
  - La vitesse du vent influence également la température du fluide caloporteur cependant cette influence est petite car la vitesse du vent à Chlef est faible.
  - Le rendement thermique du concentrateur est d'autant meilleur que la température de l'absorbeur est basse.
  - Lorsque le ciel est clair toute la journée la répartition de la température est symétrique par rapport au midi solaire vrai.



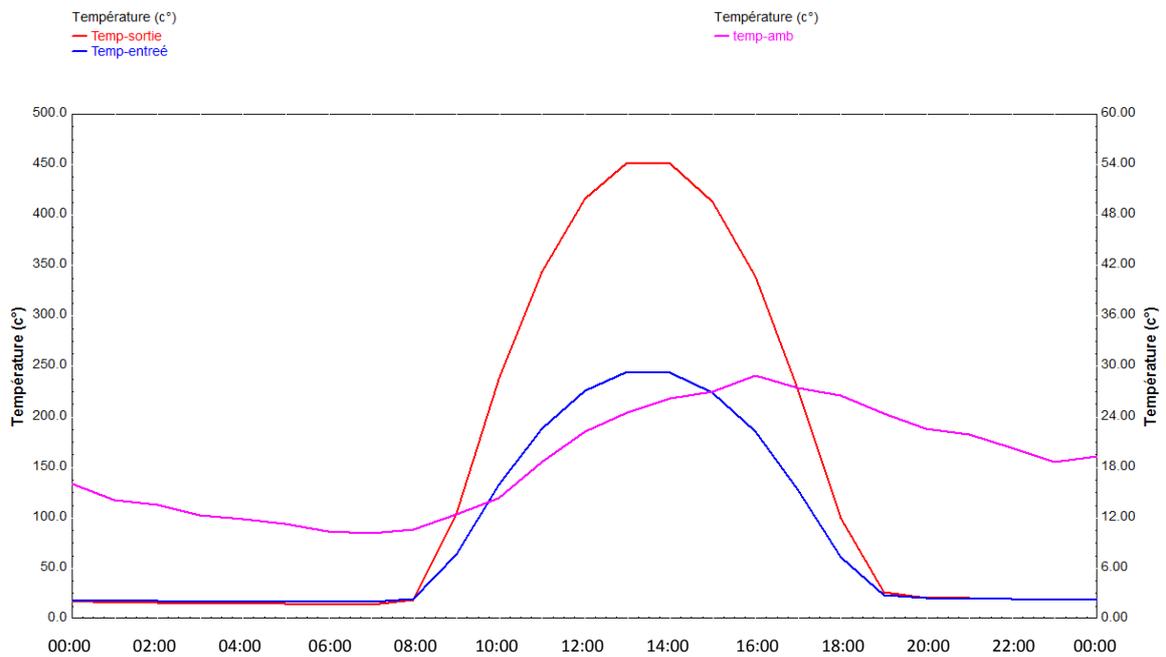
**Fig.VI.13** Variation de température du fluide durant la journée de 17 janvier



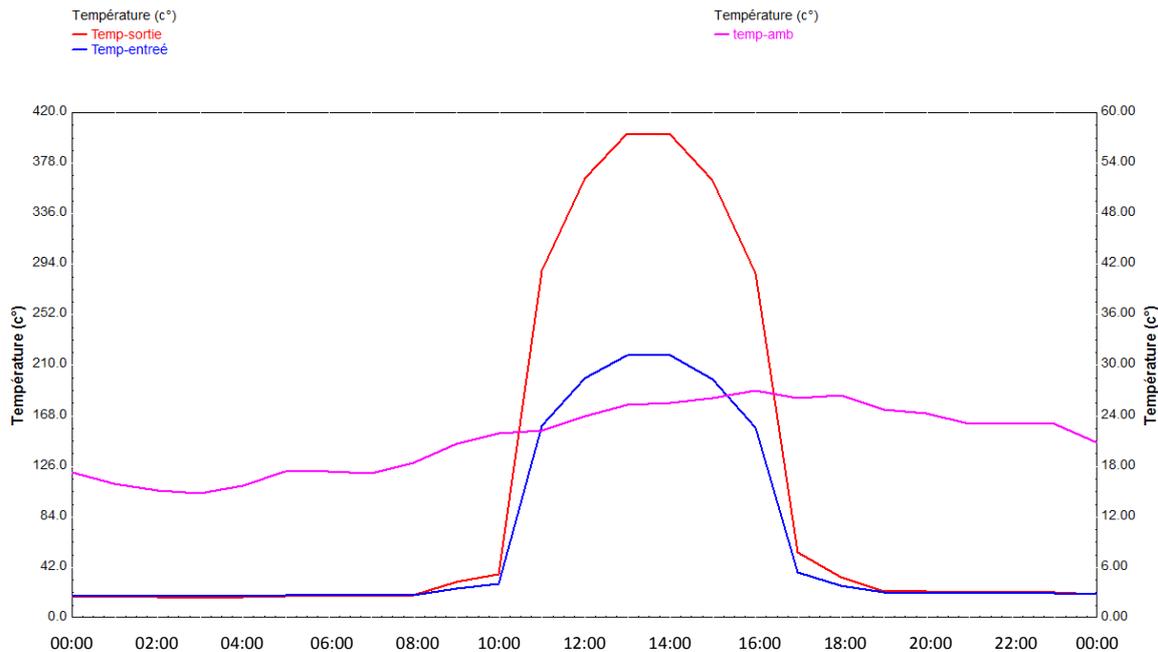
**Fig.VI.14** Variation de température du fluide durant la journée de 15 avril



*Fig.VI.15 Variation de température du fluide durant la journée de 17 juillet*



*Fig.VI.16 Variation de température du fluide durant la journée de 09 octobre*



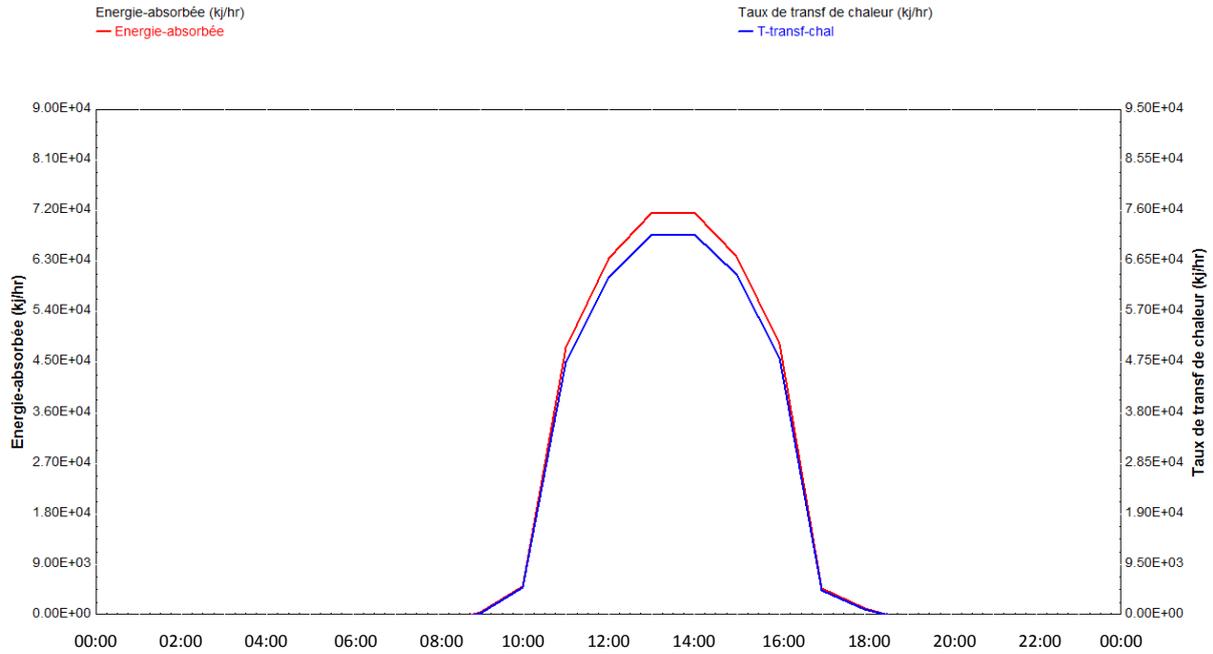
*Fig. VI.17 Variation de température du fluide durant la journée de 29 novembre*

### VI.6.3 Evolution de l'énergie absorbée et le taux de transfert de chaleur

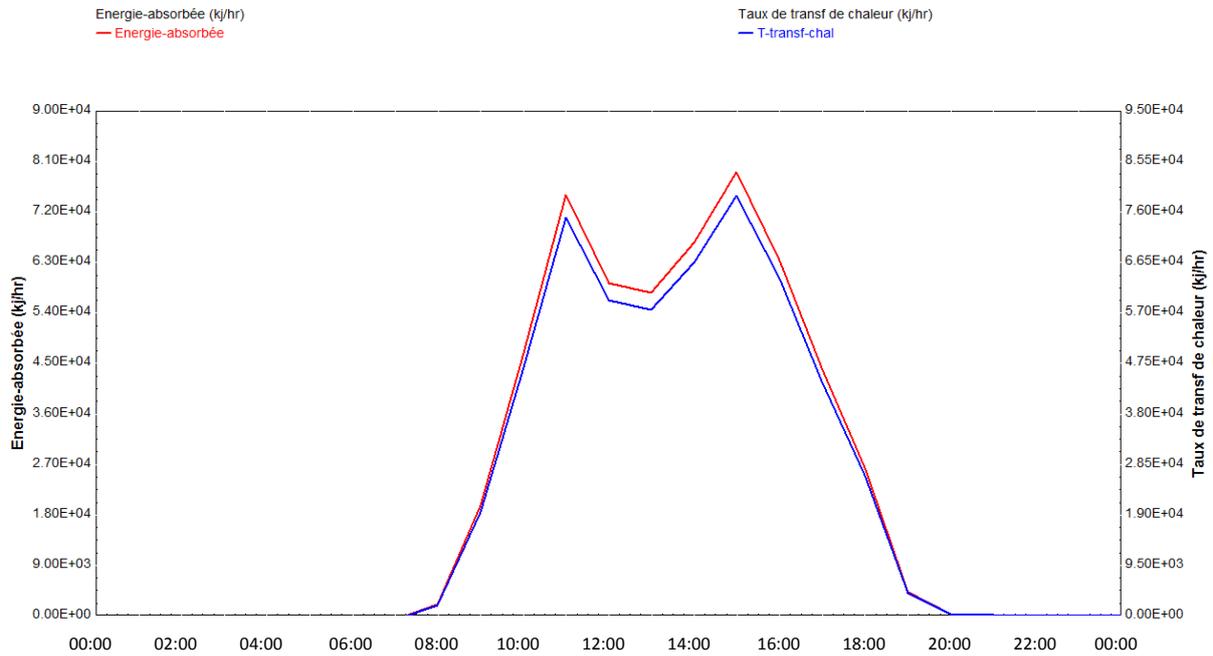
- La courbe illustrée par la figure VI.18 montre la variation de l'énergie gagnée par le fluide caloporteur après son écoulement à travers l'absorbeur du concentrateur en rouge et le taux de transfert de chaleur entre le fluide dans l'échangeur de chaleur en bleu. On remarque que au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté, l'énergie absorbée par le fluide est zéro, après que le soleil se lève cette énergie croît avec en fonction de différence de température entrée/sortie du concentrateur, elle atteint 39.3MJ/h entre 10h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 71.5Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre. Le taux de transfert de chaleur entre le fluide est variable en fonction de différence de température du fluide retenu par le concentrateur et injecté dans l'échangeur. Il attient 39.25MJ/h entre 10h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 71.4Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre
- La courbe illustrée par la figure VI.19 montre que au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté l'énergie gagnée par le fluide est zéro, après que le soleil se lève cette énergie croît avec en fonction de différence de température entrée/sortie du concentrateur, elle atteint 75MJ/h à 11h00 alors que le transfert de chaleur entre le fluide est attient 74.9Mj/hr. Puis on remarque aussi que vers 11h00 jusqu'à 13h00 environs une succession de chutes d'énergie et le taux de transfert de chaleur liées à un passage nuageux, puis reviennent leurs augmentation pour atteindre les valeurs 80Mj/hr et 79.9Mj/hr à 15h00.
- La courbe illustrée par la figure VI.20 montre que au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté l'énergie

absorbée par le fluide est zéro, après que le soleil se lève cette énergie croît avec en fonction de différence de température entrée/sortie du concentrateur, elle atteint 24.44MJ/h entre 08h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 97.3Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre. Le taux de transfert de chaleur entre le fluide est variable en fonction de différence de température du fluide retenu par le concentrateur et injecté dans l'échangeur. Il attient 24.3MJ/h entre 08h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 97.2Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre

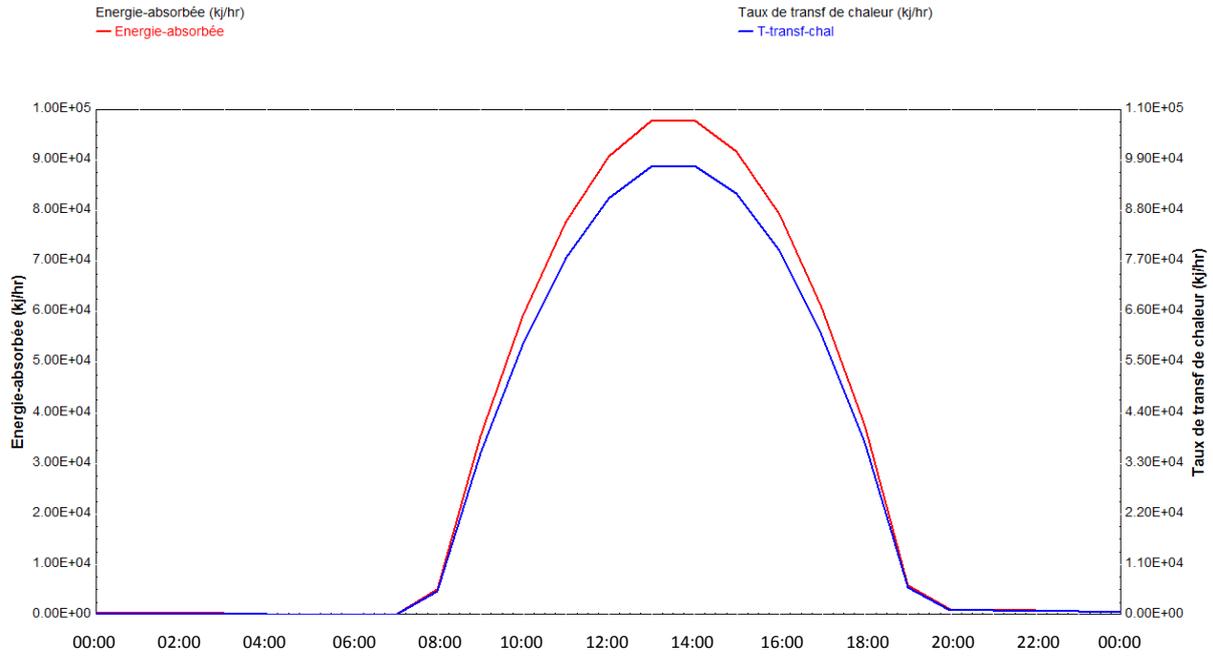
- La courbe illustrée par la figure **VI.21** montre que au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté l'énergie absorbée par le fluide est zéro, après que le soleil se lève cette énergie croît avec en fonction de différence de température entrée/sortie du concentrateur, elle atteint 22.33MJ/h entre 08h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 86.53Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre. Le taux de transfert de chaleur entre le fluide est variable en fonction de différence de température du fluide retenu par le concentrateur et injecté dans l'échangeur. Il attient 22.2MJ/h entre 08h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 86.5Mj/hr entre 12h00 et 13h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre
- La courbe illustrée par la figure **VI.22** montre que au début du chauffage, à  $t = 0$  s, la température de sortie du fluide caloporteur égale à la température du fluide injecté l'énergie absorbée par le fluide est zéro, après que le soleil se lève cette énergie croît avec en fonction de différence de température entrée/sortie du concentrateur, elle atteint 49.96MJ/h entre 10h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 76.65Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre. Le taux de transfert de chaleur entre le fluide est variable en fonction de différence de température du fluide retenu par le concentrateur et injecté dans l'échangeur. Il attient 49.9MJ/h entre 10h00 et 11h00. Elle continue à augmenter ou sa valeur devienne stable et maximale 76.61Mj/hr entre 13h00 et 14h00. Dans ce cas la différence de température est en état d'équilibre
- Le débit du fluide joue un rôle important dans la quantité d'énergie absorbée ainsi que pour le taux de transfert de chaleur entre le fluide, lorsque le débit est important l'énergie gagnée et le taux de transfert de chaleur sont importants lorsque le débit est faible les deux sont moins importants.



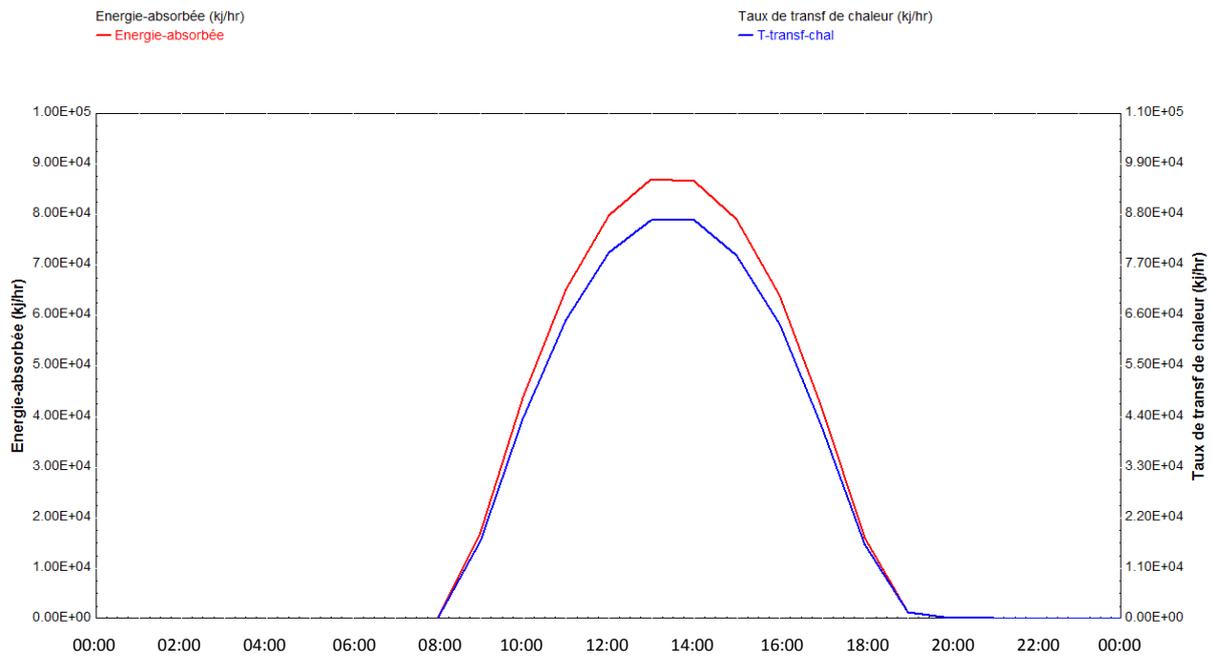
**Fig. VI.18** Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 17 janvier



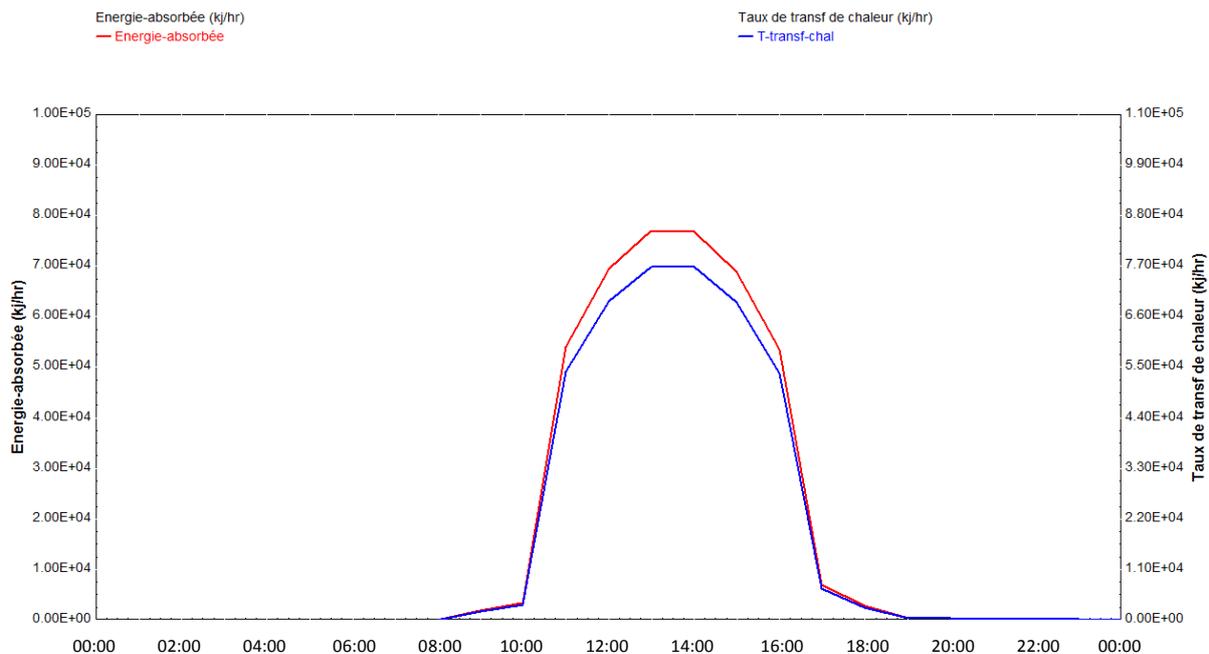
**Fig. VI.19** Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 15 avril



**Fig. VI.20** Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 17 juillet



**Fig. VI.21** Variation de l'énergie absorbée par fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 09 octobre

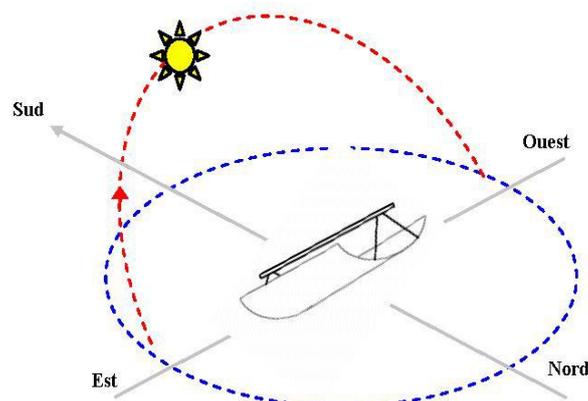


*Fig.VI.22 Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 29 novembre*

## VI.7 Tests réalisés sur le concentrateur avec poursuite solaire

Dans l'étape suivante, nous avons essayé d'augmenter ce rendement en utilisant un système de poursuite solaire tout en minimisant les pertes thermiques. Les tests sont effectués pour une inclinaison optimale du concentrateur.

Nous avons effectué des tests pour différentes journées de l'année en activant le système de poursuite (Rotation suivant un axe du collecteur N-S Poursuite E-W), (Fig.VI. 23).



*Fig.VI.23 Position d'un concentrateur avec poursuite solaire*

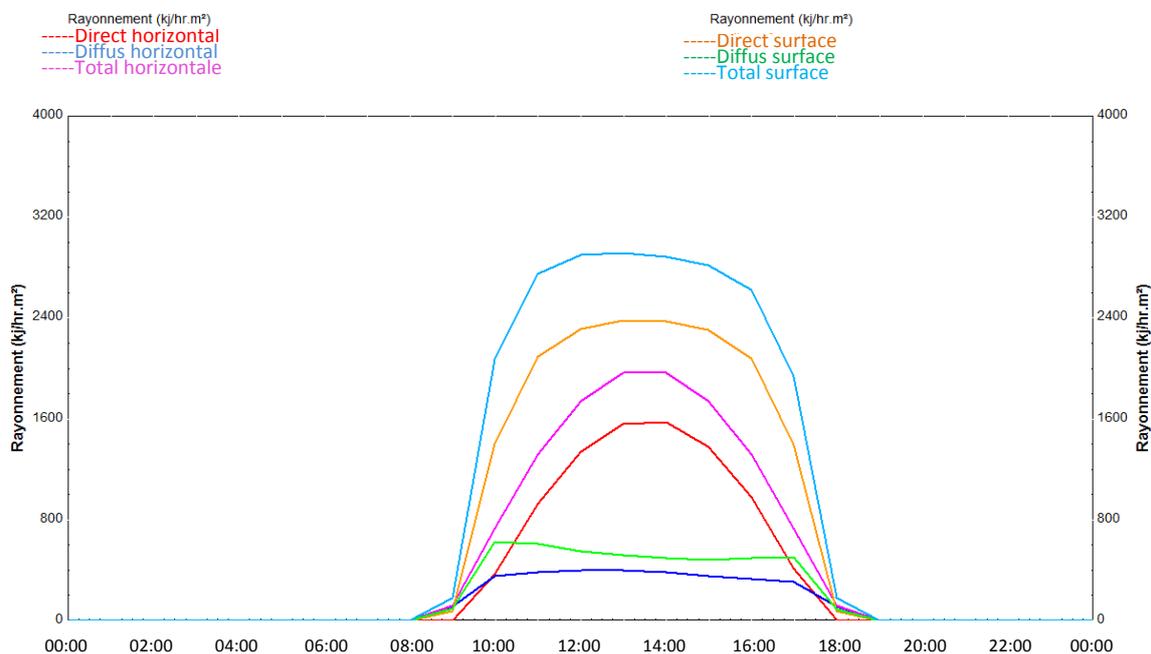
Pour contrôler le comportement du système, nous avons collecté les paramètres suivants: la température de sortie ( $T_s$ ), la température d'entrée ( $T_e$ ), le rayonnement solaire, l'énergie gagnée par le fluide et le taux de transfert de chaleur entre le fluide à travers l'échangeur de chaleur.

### VI.7.1 Evolution de l'éclairement solaire direct avec poursuite

Nous montrons dans les figures (VI.24, VI.25, VI.26, VI.27, VI.28) la variation de l'éclairement solaire direct pour un concentrateur qui suit le mouvement du soleil durant les journées de teste pour quatre saisons de l'année, pour savoir le rendement qui peut être atteint avec une poursuite de soleil.

On remarque que La puissance solaire reçue à l'ouverture de la parabole avec suiveur est plus importante par rapport à l'éclairement direct reçu sans suiveur. Le système de poursuite permet un gain en éclairement de l'ordre de 12% en hiver et 15% en été, cette variation est due à l'inclinaison solaire.

On peut conclure que l'efficacité de ce système est importante durant les quatre saisons.



*Fig.VI.24 L'éclairement solaire du 17 janvier (avec poursuite)*

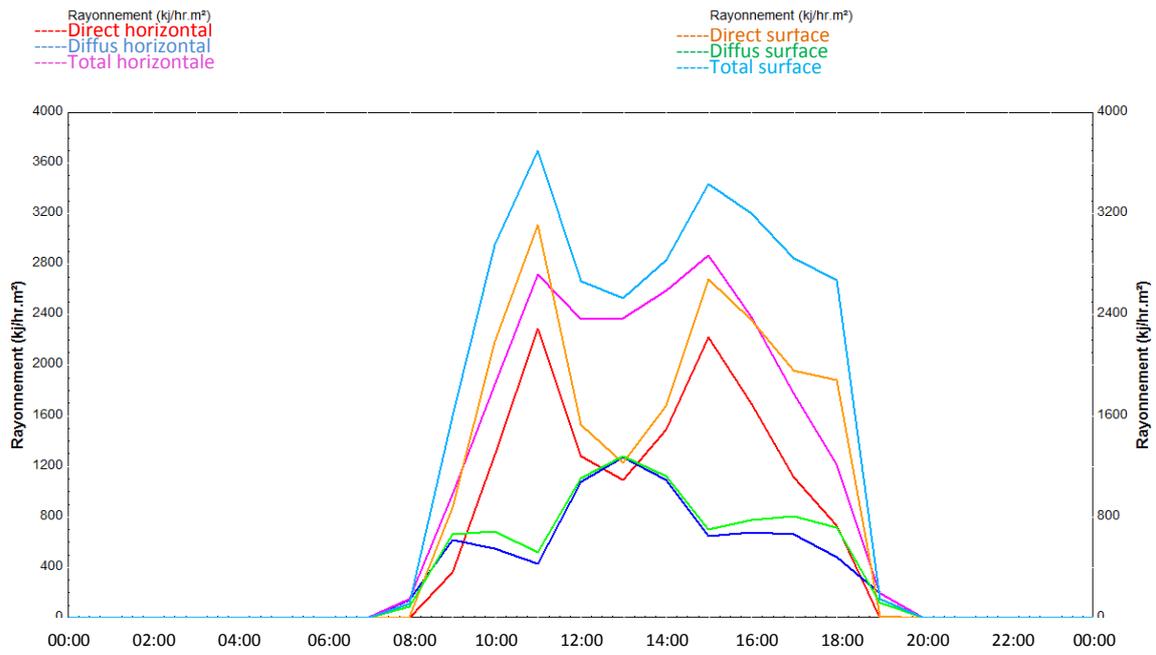


Fig.VI.25 L'éclairement solaire du 15 avril (avec poursuite)

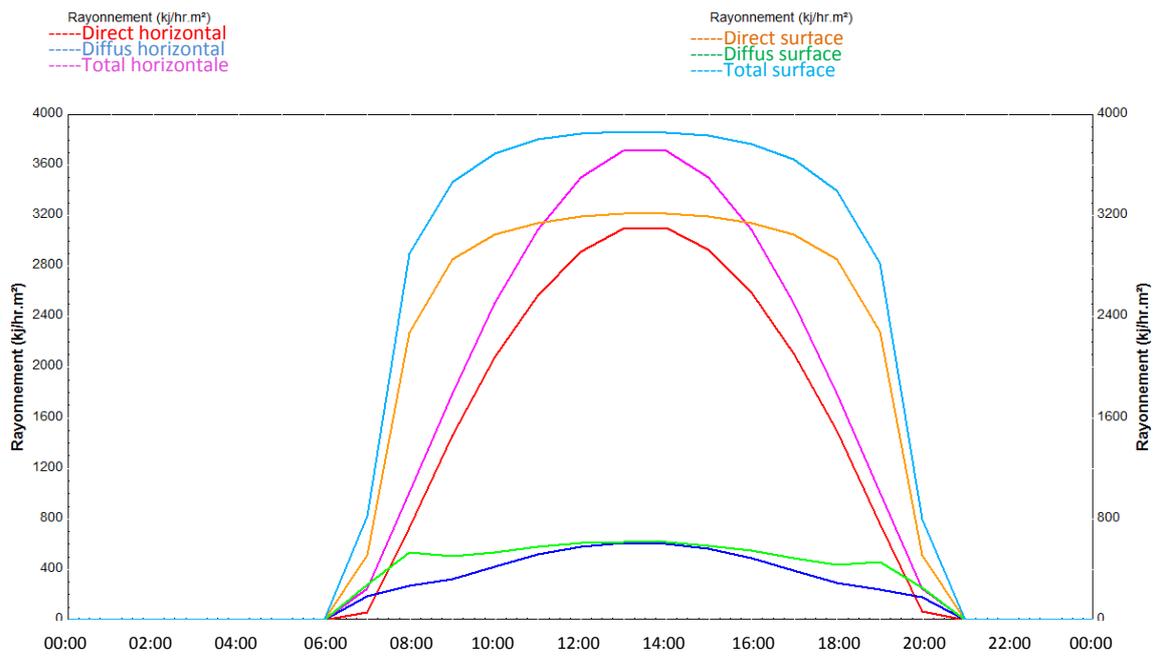


Fig.VI.26 L'éclairement solaire du 17 juillet (avec poursuite)

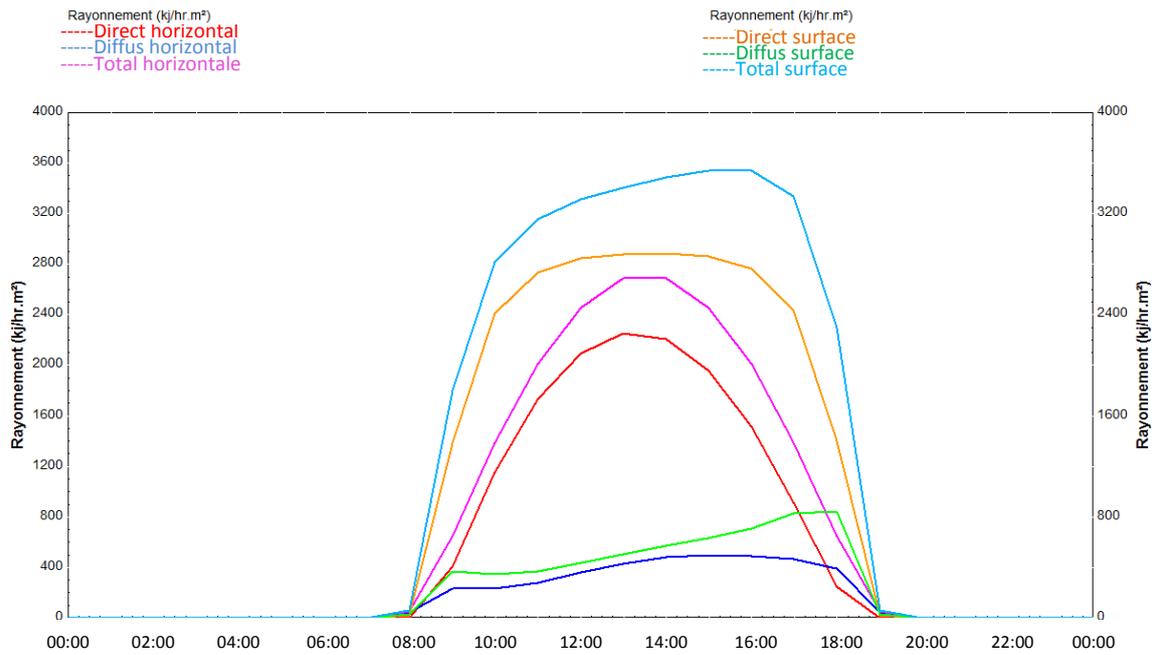


Fig.VI.27 L'éclairage solaire du 09 octobre (avec poursuite)

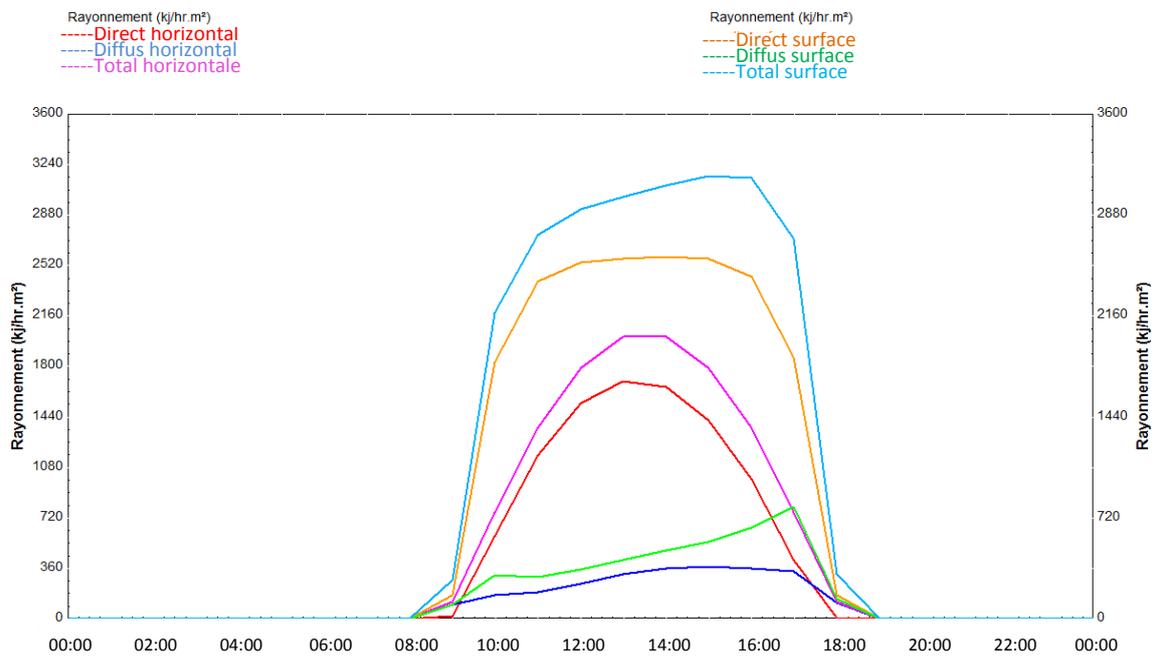


Fig.VI.28 L'éclairage solaire du 29 novembre (avec poursuite)

### VI.7.2 Évolution de la température du fluide

- Le Montage d'un système de poursuite qui nous aide à fixer la tache solaire au milieu de l'absorbeur entraine une augmentation du rayonnement depuis le lever du soleil ce qui augmente la température du fluide. On remarque dans les figures (VI.29, VI.30, VI.31, VI.32, VI.33) que la température du fluide à la sortie du concentrateur avec suiveur est plus

importante par rapport à un système sans suiveur. Le système de poursuite permet un gain en température plus de 12% en hiver et 15% en été, cette variation est due à l'inclinaison solaire.

On peut conclure que l'efficacité de ce système est importante durant les quatre saisons de l'année.

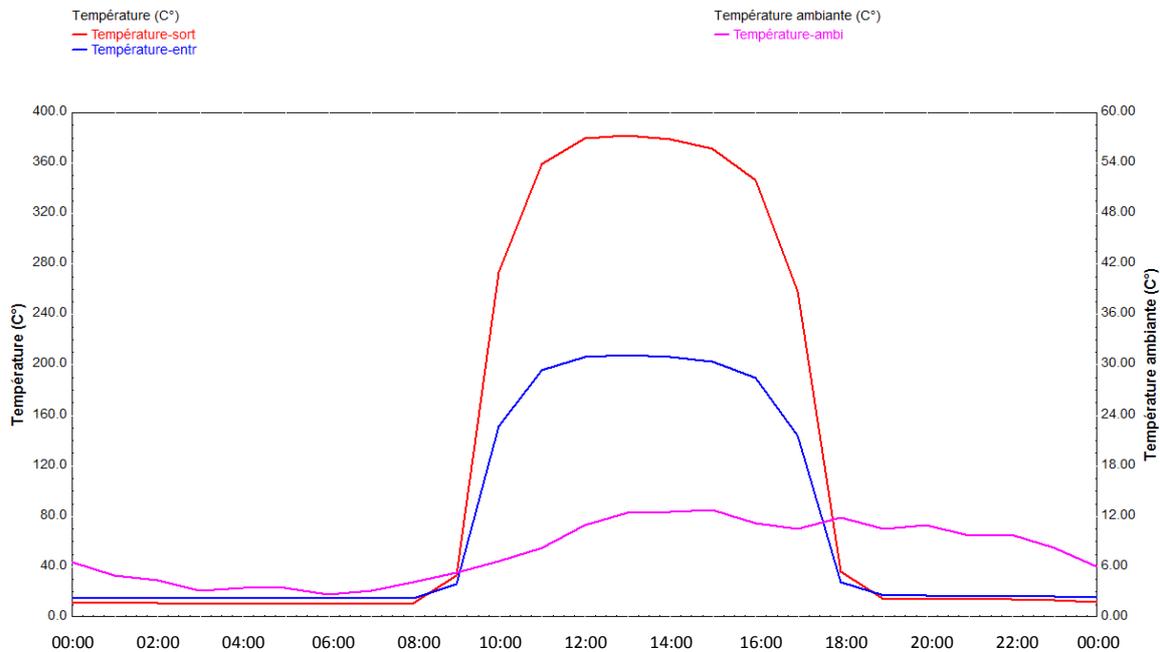


Fig. VI.29 Variation de température du fluide durant la journée de 17 janvier

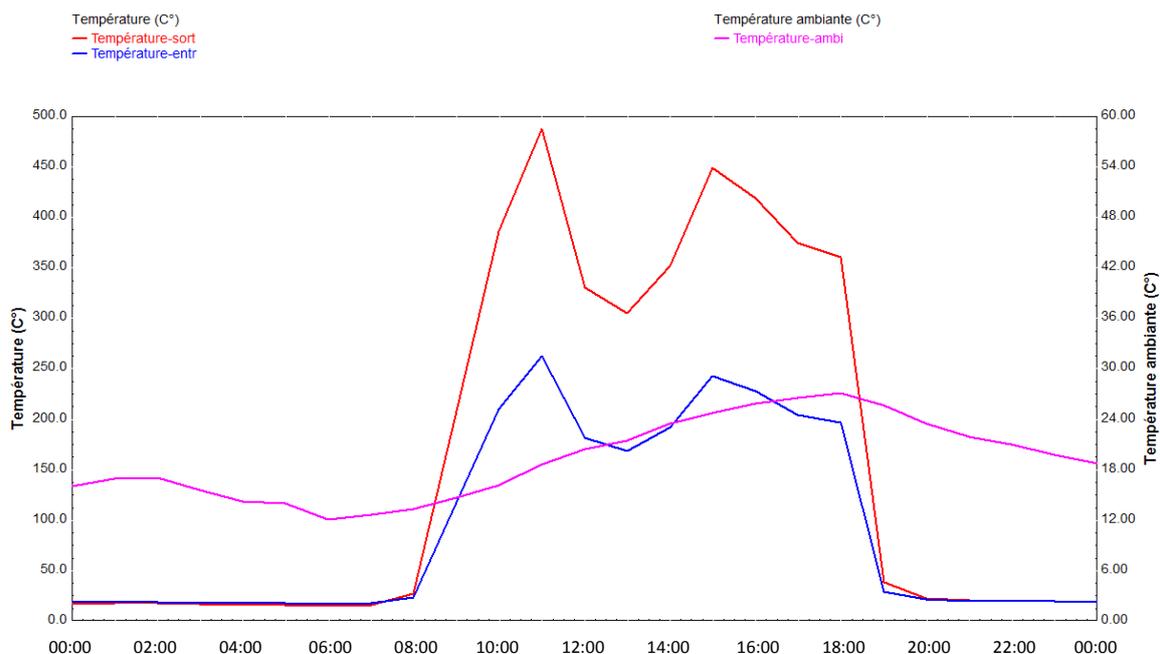
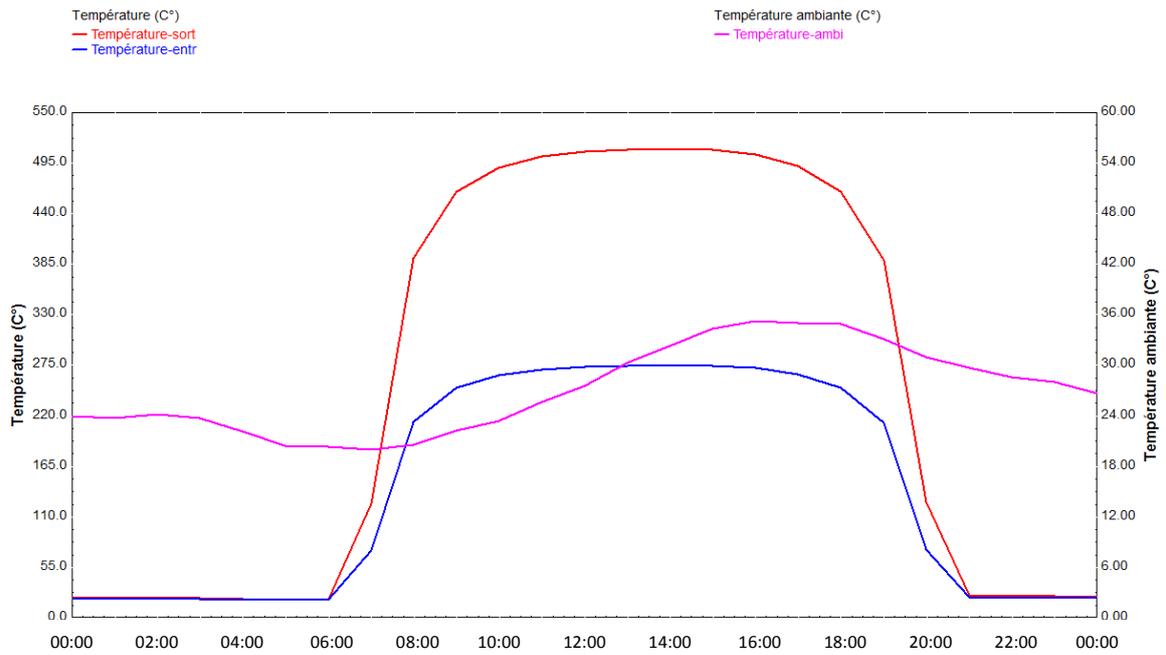
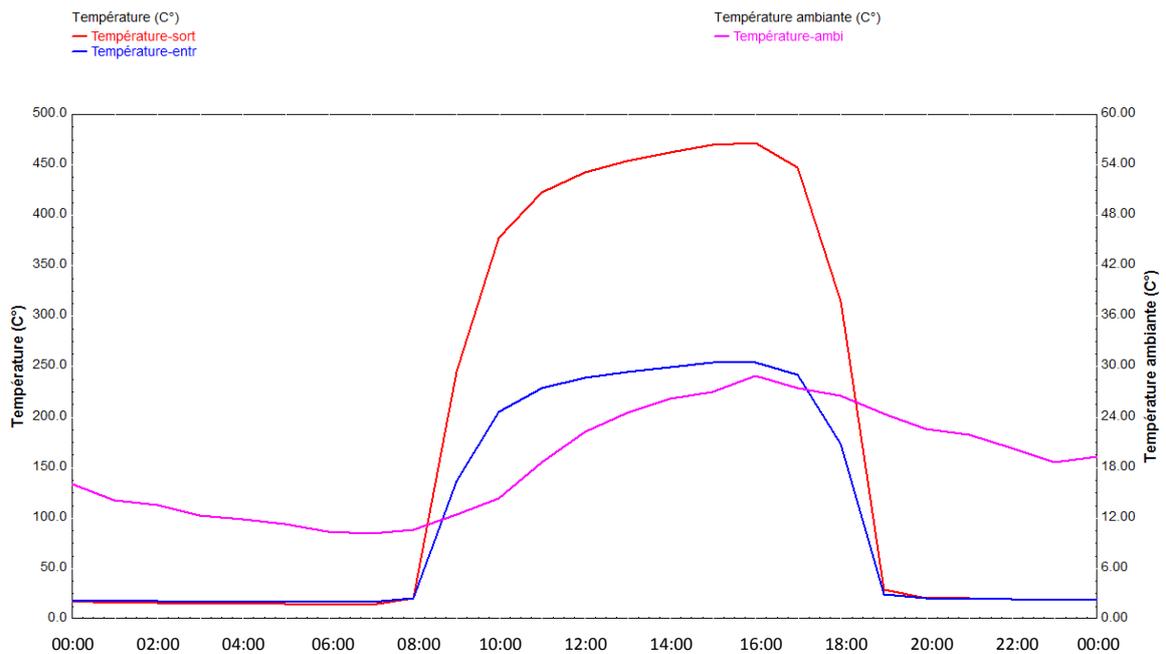


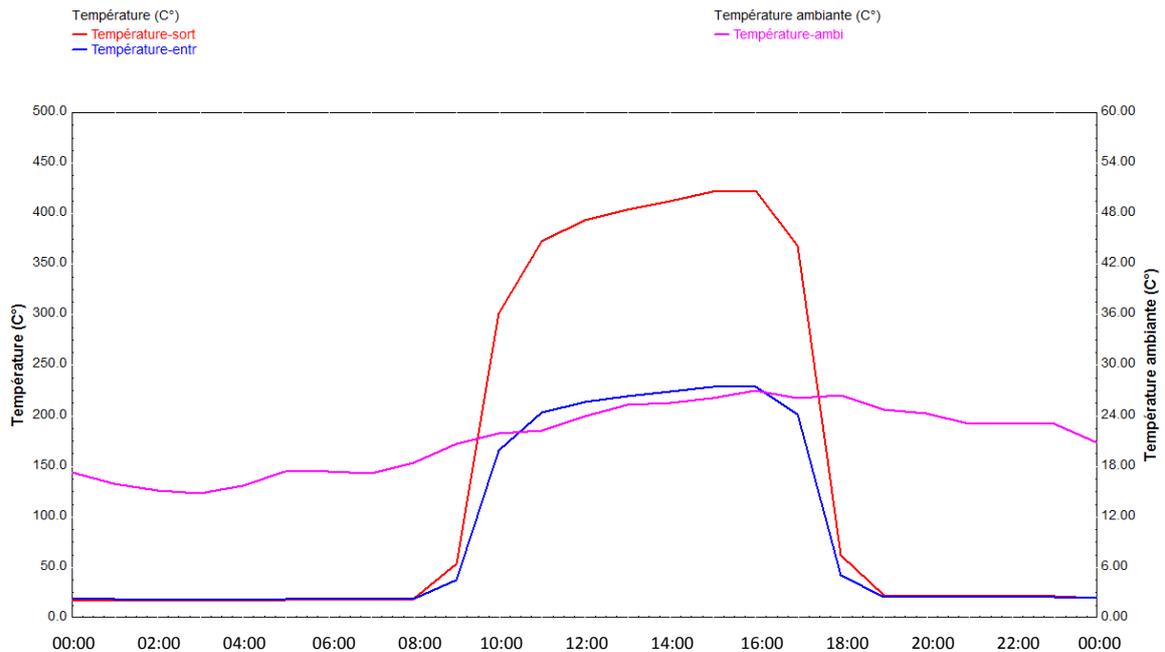
Fig. VI.30 Variation de température du fluide durant la journée de 15 avril



**Fig.VI.31** Variation de température du fluide durant la journée de 17 juillet



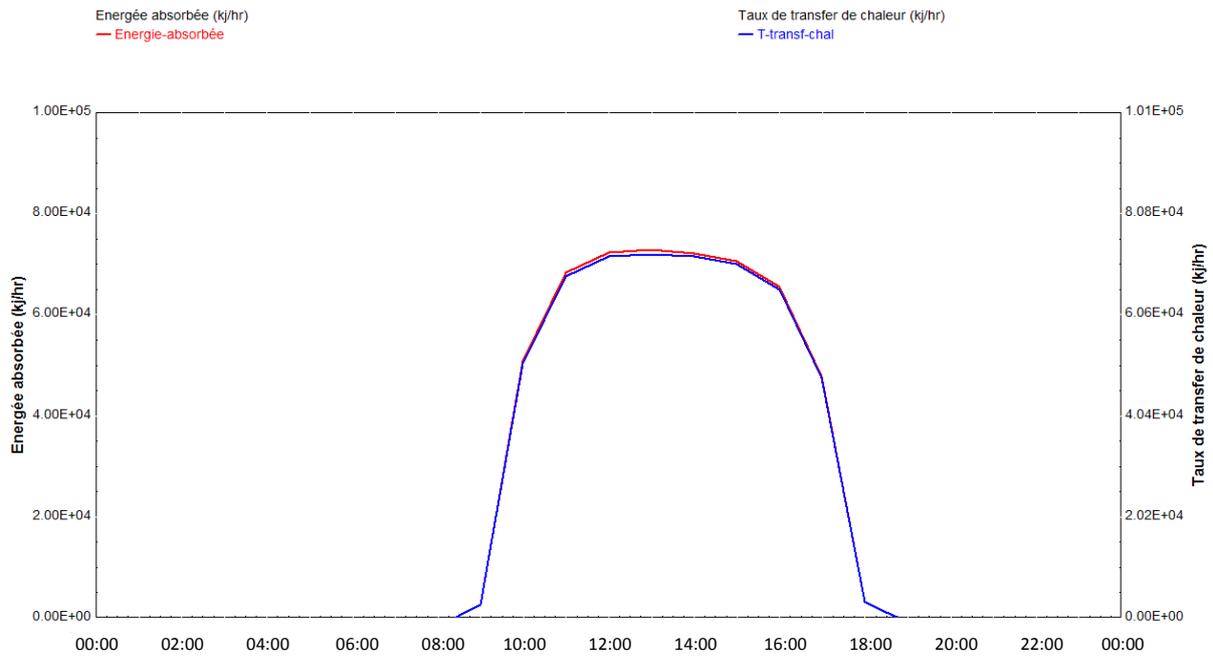
**Fig.VI.32** Variation de température du fluide durant la journée de 09 octobre



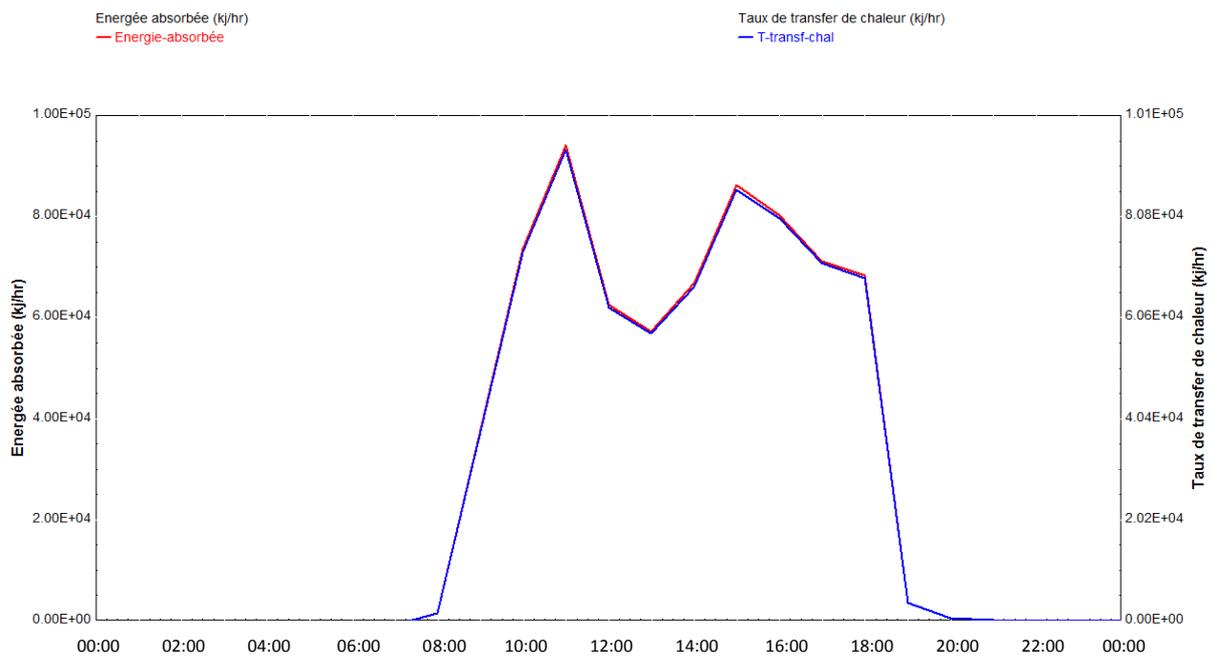
*Fig. VI.33 Variation de température du fluide durant la journée de 29 novembre*

### VI.7.3 Evolution de l'énergie absorbée et le taux de transfert de chaleur

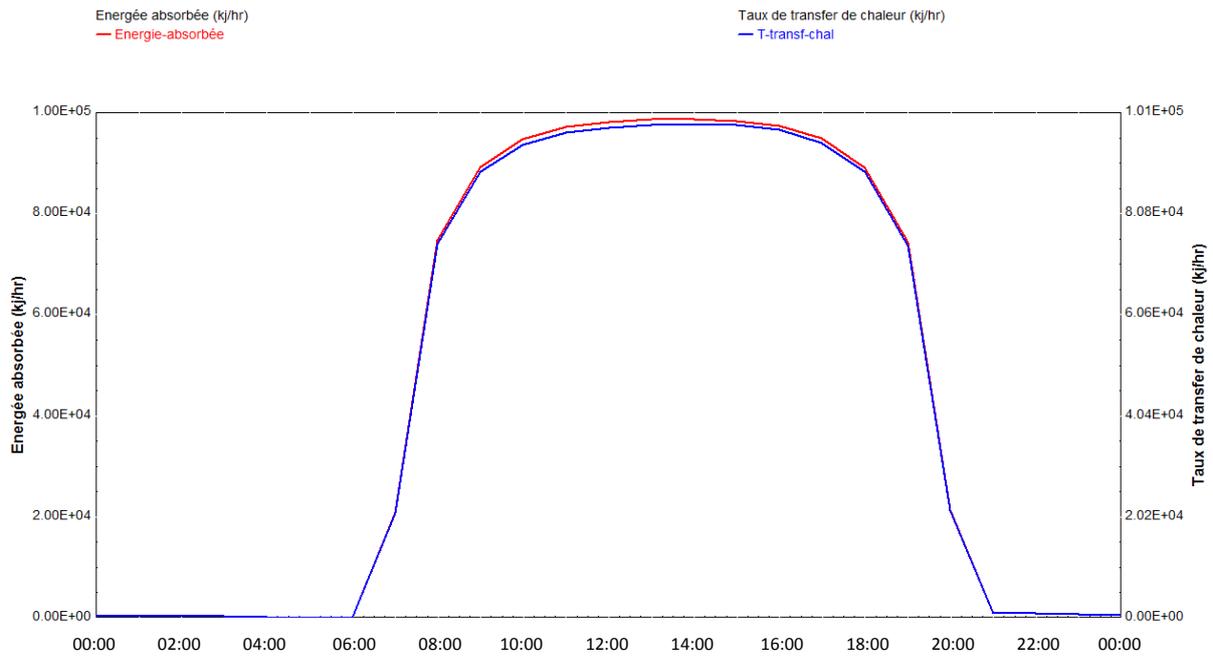
- Un système de poursuite qui nous aide à fixer la tache solaire au milieu de l'absorbeur entraîne une augmentation du rayonnement depuis le lever du soleil ce qu'augmente la différence de température du fluide pour augmenter l'énergie absorbée par le fluide ainsi le taux de transfert de chaleur. Dans les figures (VI.34, VI. 35, VI.36, VI.37, VI.38) on remarque que l'énergie gagnée par le fluide ainsi le taux de transfert de chaleur avec suiveur sont plus importants par rapport à un système sans suiveur. Le système de poursuite permet un gain en énergie absorbée par le fluide ainsi le taux de transfert de chaleur plus important en hiver et en été.



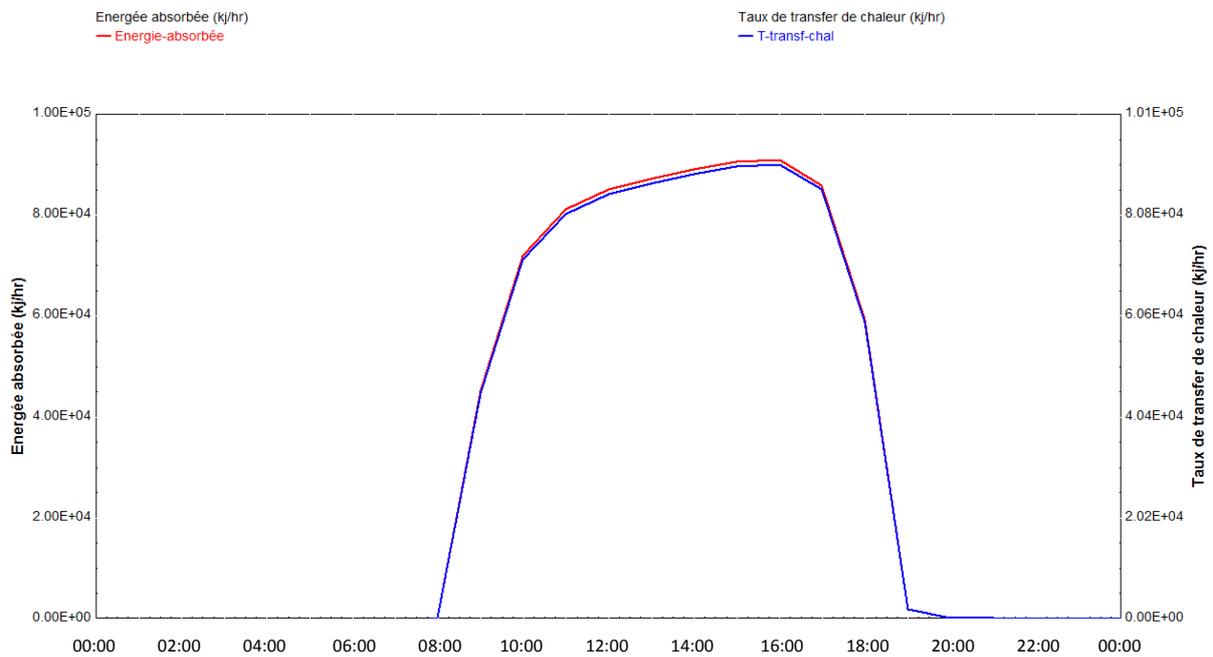
**Fig. VI.34** Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 17 janvier



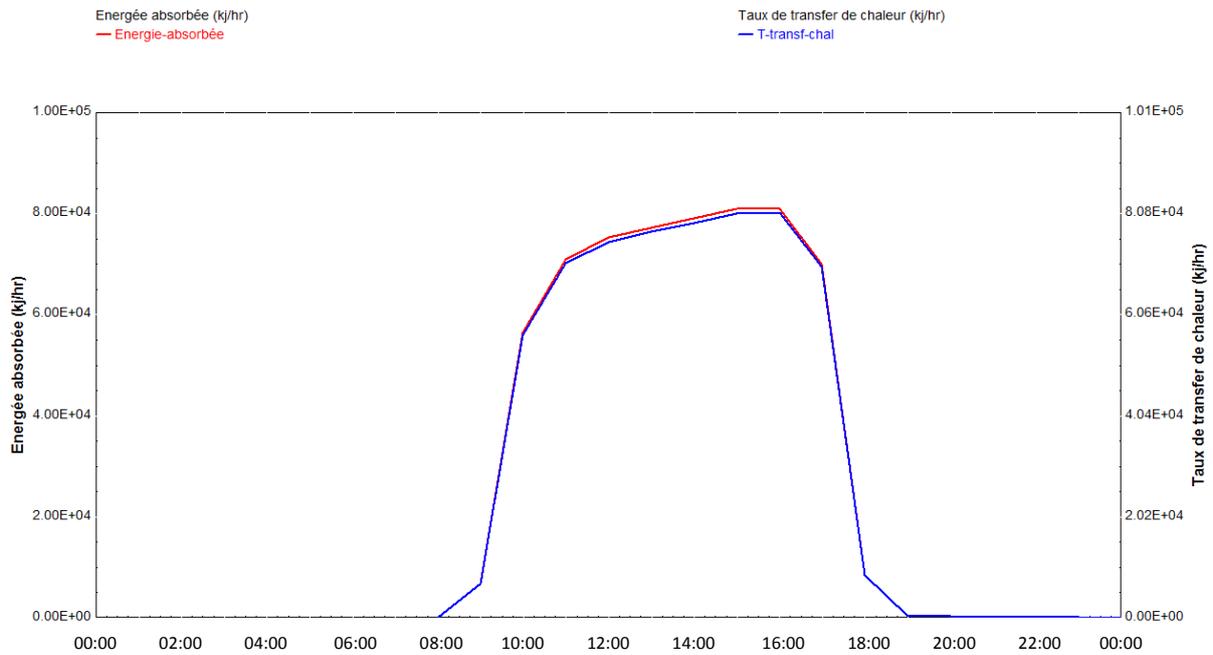
**Fig. VI.35** Variation de l'énergie absorbée par fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 15 avril



**Fig. VI.36** Variation de l'énergie absorbée par le fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 17 juillet



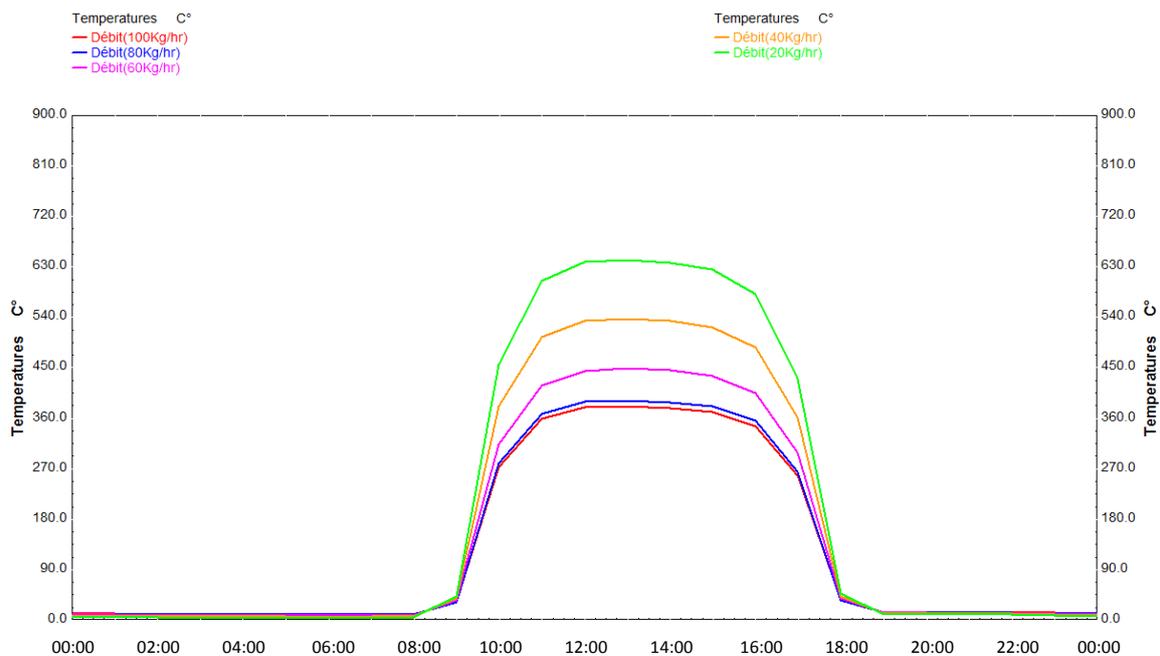
**Fig. VI.37** Variation de l'énergie absorbée par fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 09 octobre



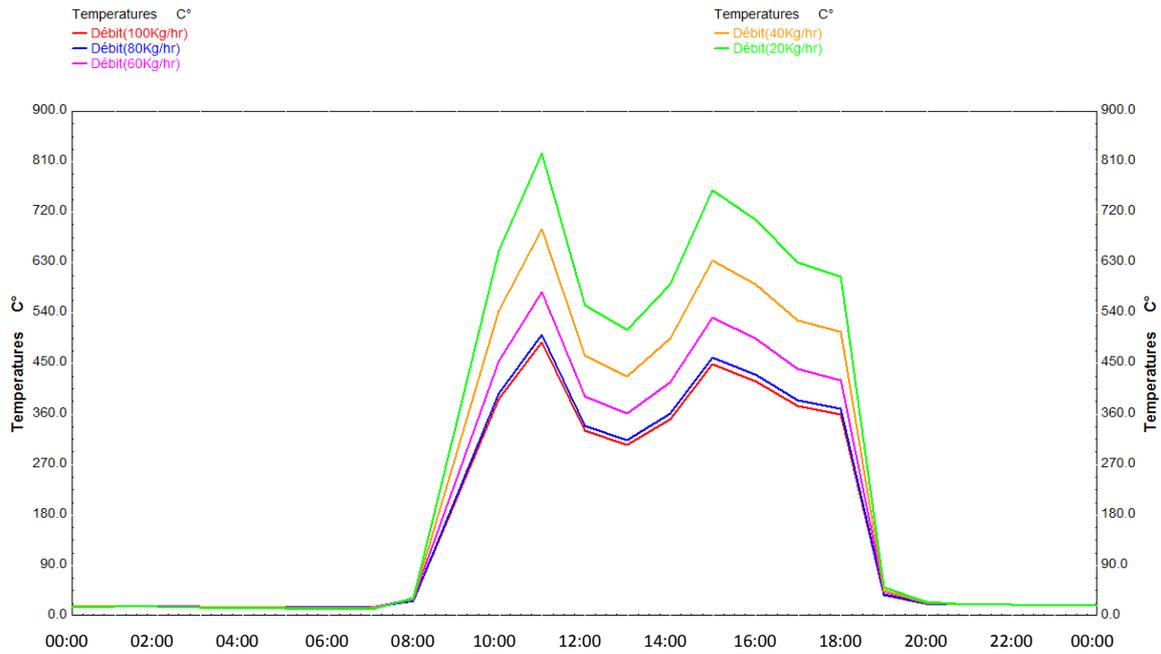
*Fig. VI.38 Variation de l'énergie absorbée par fluide et le taux de transfert de chaleur durant la journée de 29 novembre*

### VI.8 Évolution de la température de sortie en fonction de leur débit

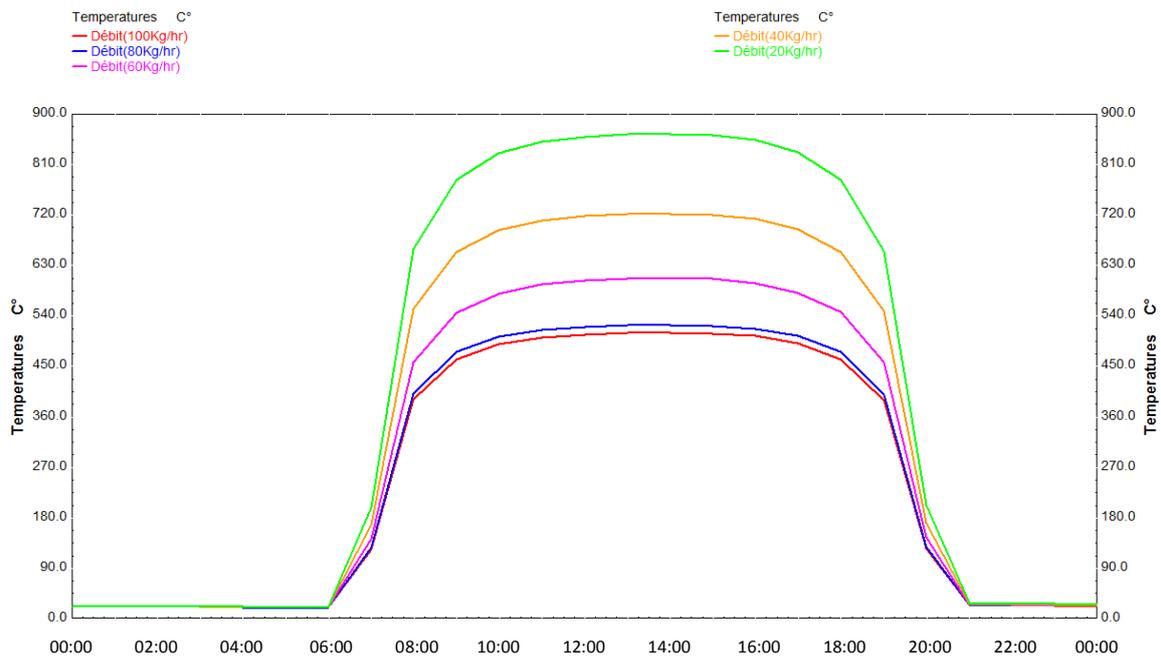
Les figures (VI.39, VI.40, VI. 41, VI. 42, VI. 43) montrent la variation de la différence de la température du fluide de sortie en fonction de débit, lorsque le débit est important la différence de température est moins importante lorsque le débit est faible où la différence de la température atteint des valeurs de 811°C pour un débit de 20kg/heure et 487°C pour un débit de 100kg/heure.



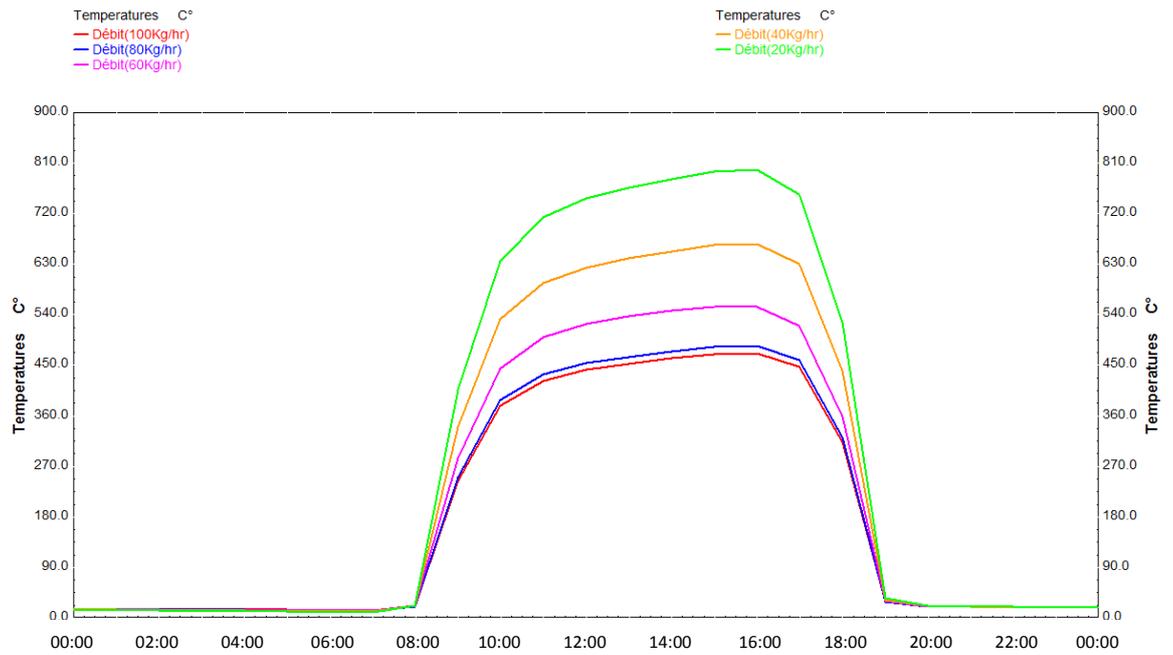
*Fig. VI.39 Simulation de différences températures en fonction de leur débit m (17 janvier)*



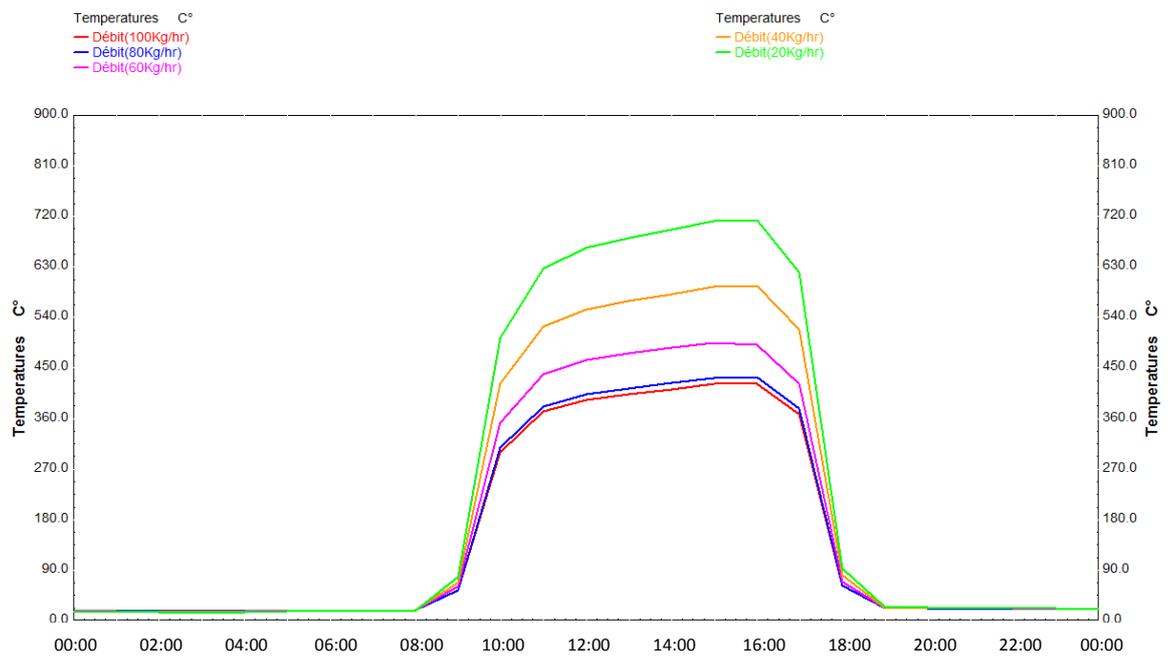
**Fig. VI. 40** Simulation de différences températures en fonction de leur débit  $\dot{m}$  (15 avril)



**Fig. VI. 41** Simulation de différences températures en fonction de leur débit  $\dot{m}$  (17 juillet)



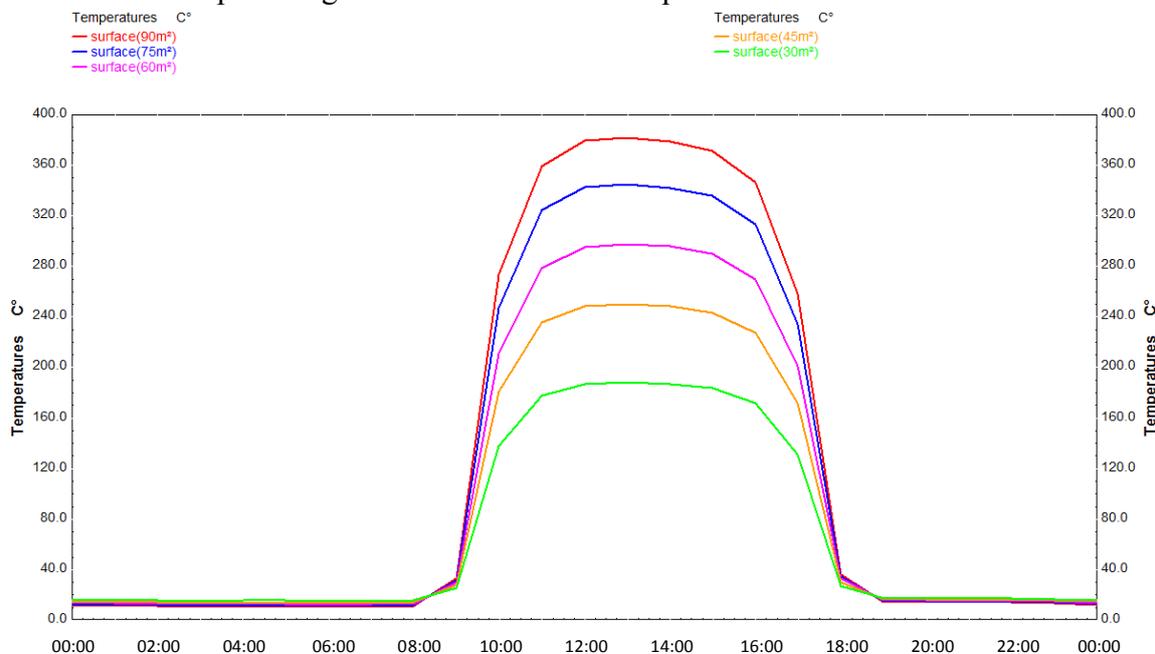
**Fig. VI. 42 Simulation de différences températures en fonction de leur débit  $\dot{m}$  (09 octobre)**



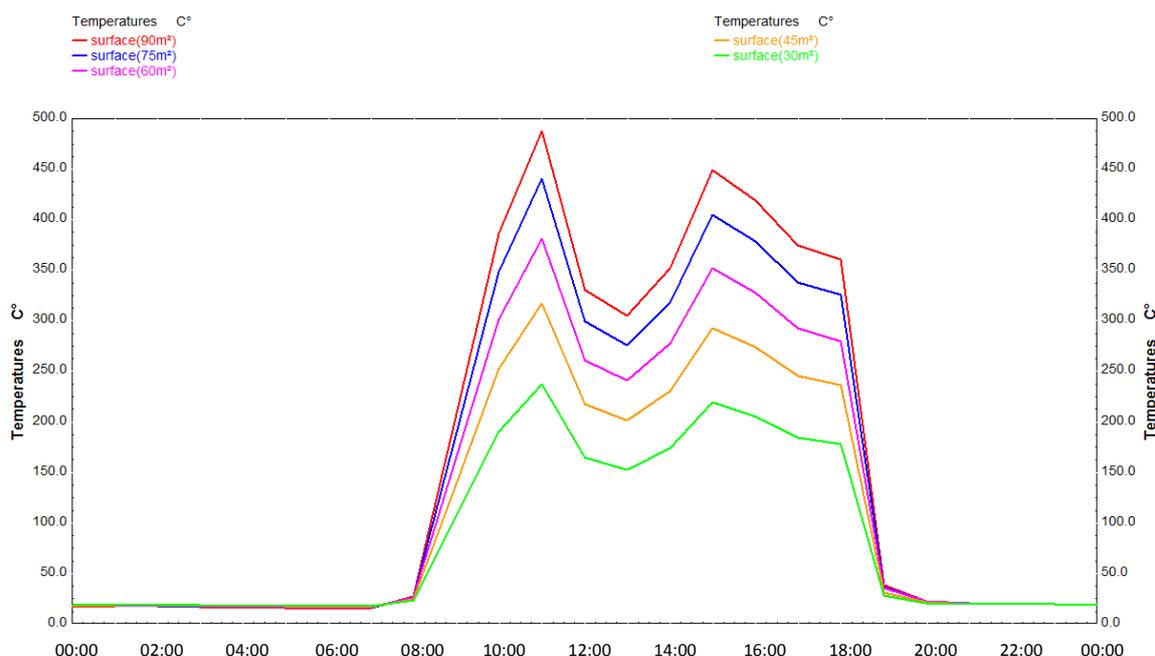
**Fig. VI. 43 Simulation de différences températures en fonction de leur débit  $\dot{m}$  (29 novembre)**

### VI.9 Influence de la surface du collecteur

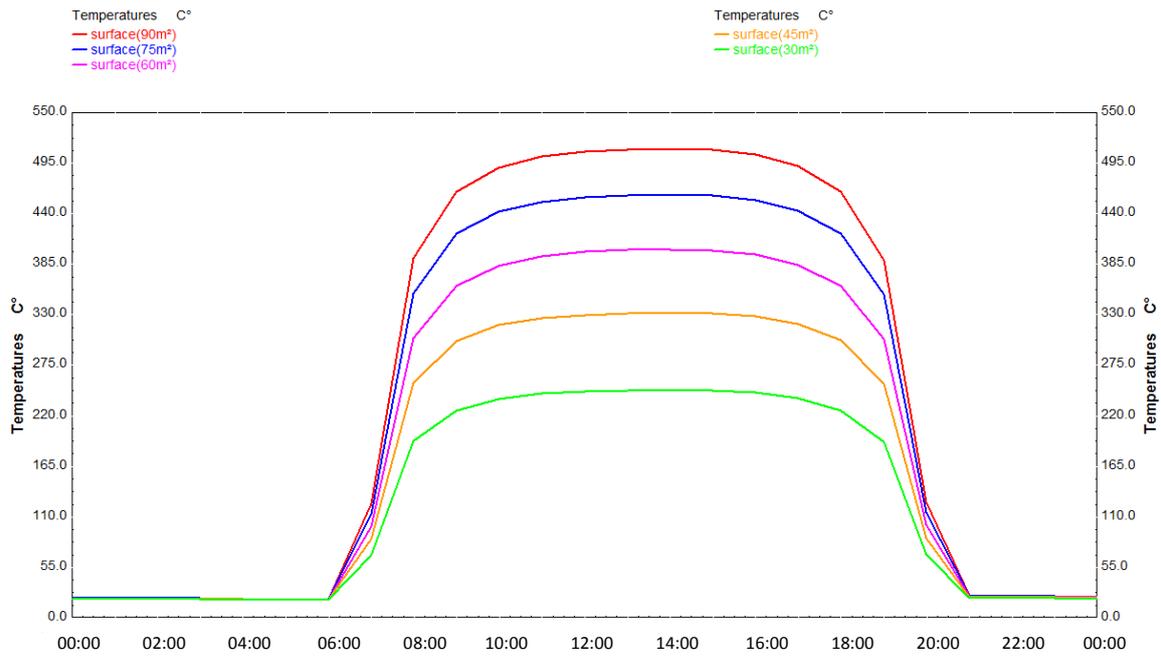
Les figures (VI.44, VI.45, VI.46, VI.47, VI.48) montrent l'influence de la surface du collecteur sur la température du fluide, l'augmentation de la surface de la parabole provoque l'augmentation de la concentration géométrique que fait augmenter la température au niveau du récepteur. Une grande concentration géométrique donc un important flux concentré sur l'ouverture du récepteur augmente la valeur de la température à des niveaux élevés.



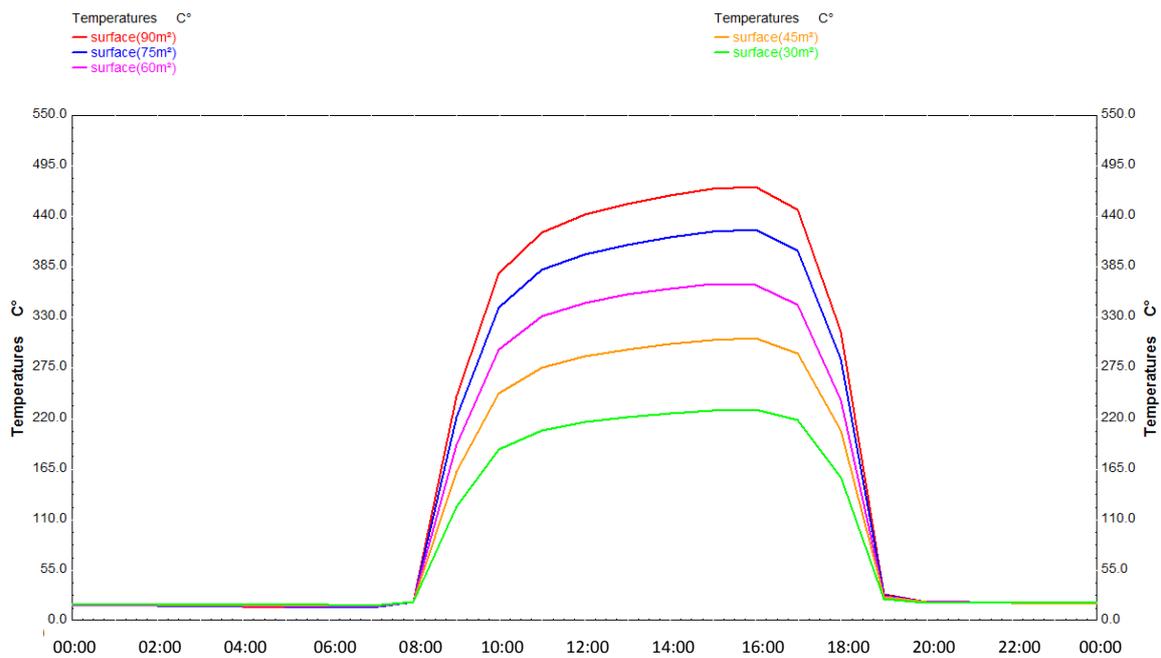
*Fig. VI.44 variation de température en fonction de la surface du collecteur (17 janvier)*



*Fig. VI.45 variation de température en fonction de la surface du collecteur (15 avril)*



**Fig. VI.46** variation de température en fonction de la surface du collecteur (17 juillet)



**Fig. VI.47** variation de température en fonction de la surface du collecteur (09 octobre)

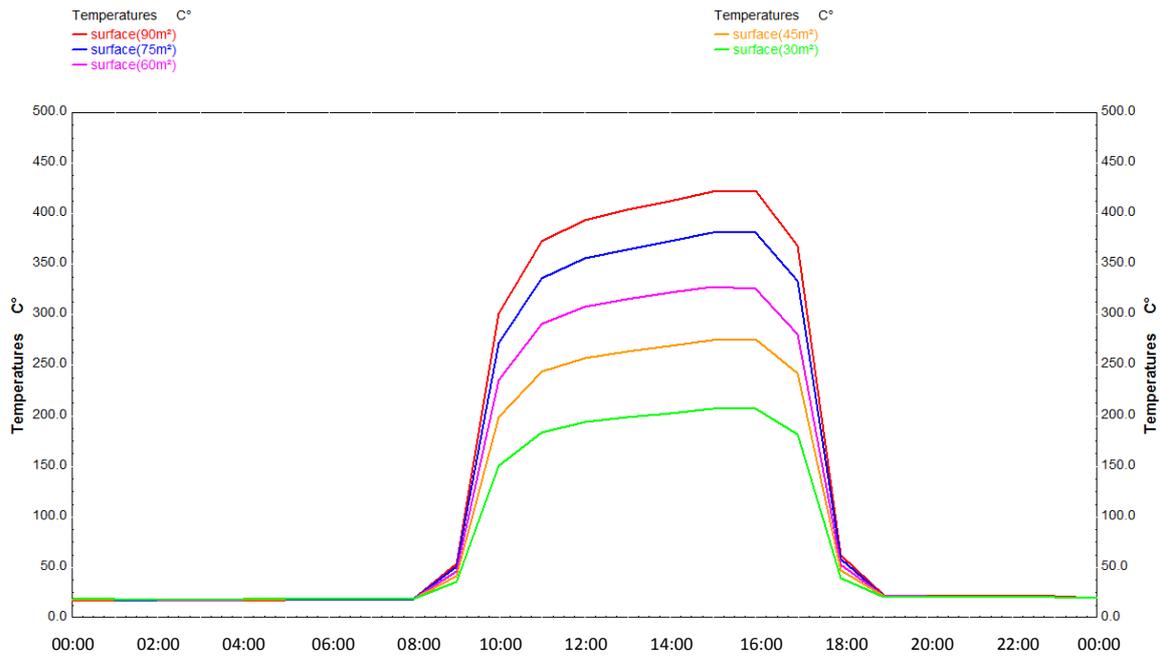


Fig. VI.48 variation de température en fonction de la surface du collecteur (29 novembre)

### VI.10 La quantité d'énergie absorbée pendant une journée

- Les figures (VI.49, VI.50, VI.51, VI.52, VI.53) montrent La quantité d'énergie gagnée par le fluide en rouge et le taux de transfert de chaleur dans l'échangeur en bleu pendant une journée, on remarque que les deux courbes sont importantes durant la saison estivale cette différence est due à l'inclinaison solaire. On remarque aussi que La quantité d'énergie absorbée un peu mieux que le taux de transfert de chaleur expliqué par quelques pertes au niveau d'échangeur.

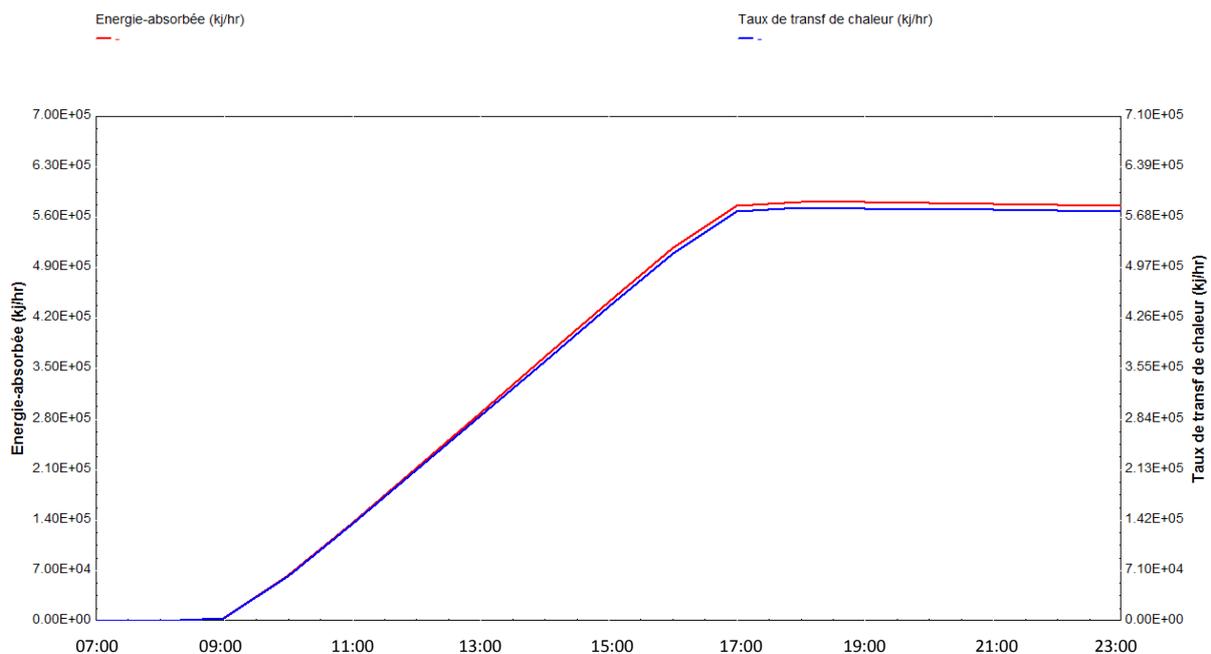


Fig. VI.49 La quantité d'énergie absorbée (17 janvier)

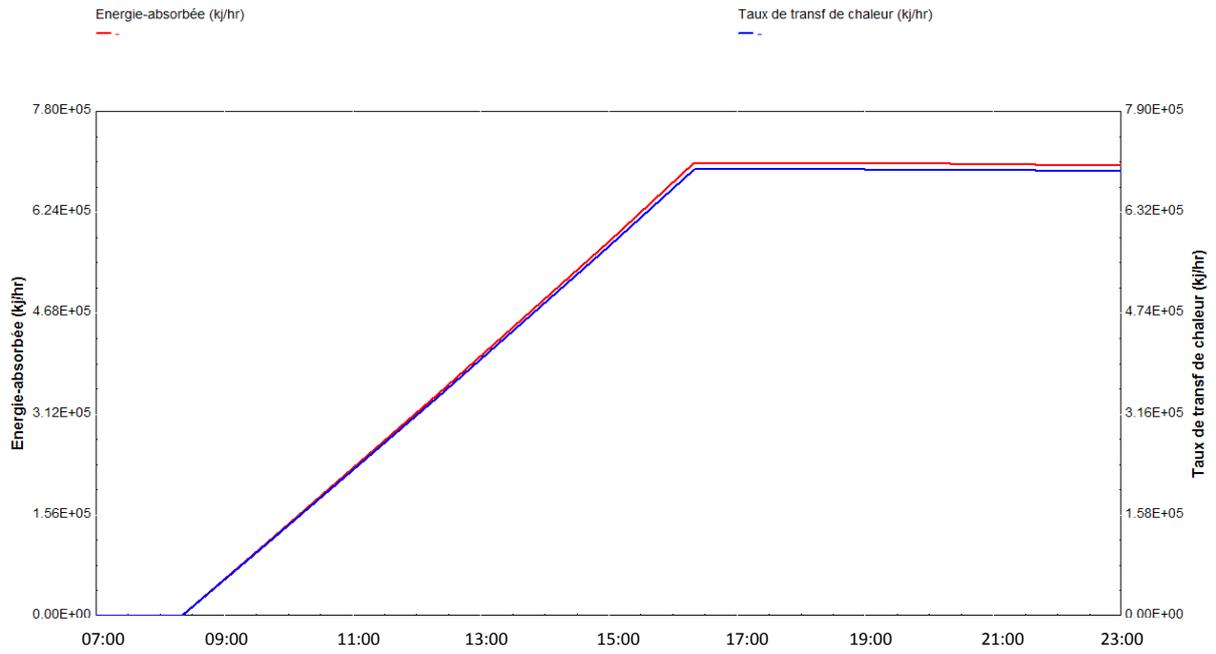


Fig. VI.50 La quantité d'énergie absorbée (15 avril)

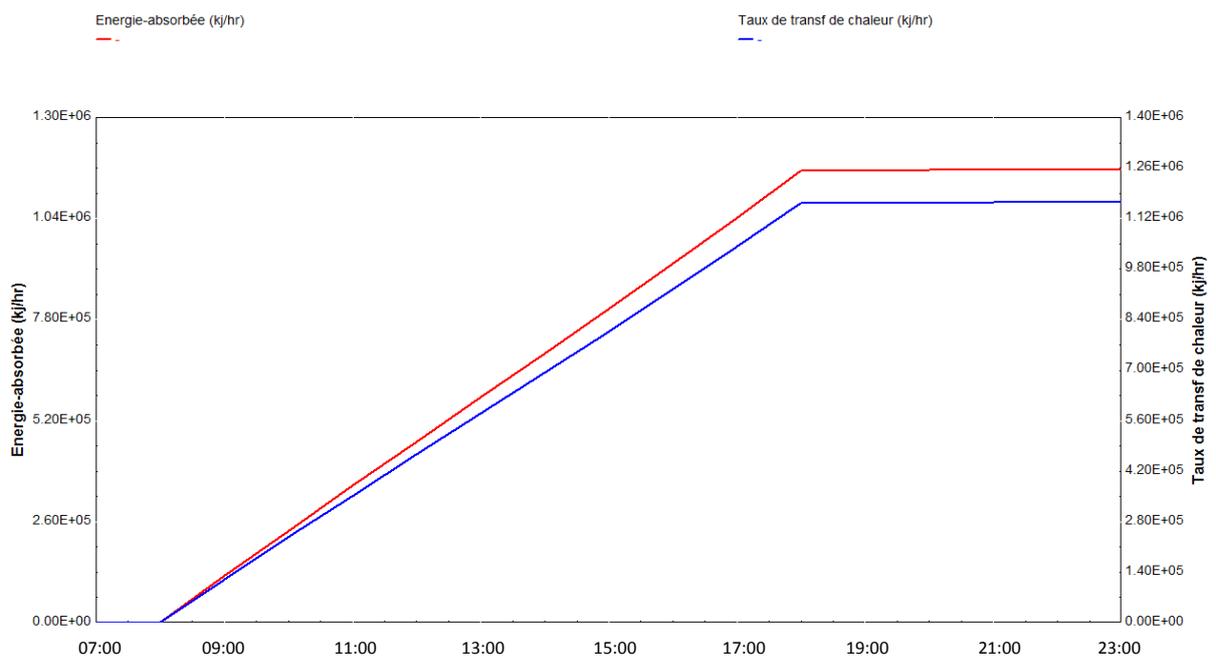


Fig. VI.51 La quantité d'énergie absorbée (17 juillet)

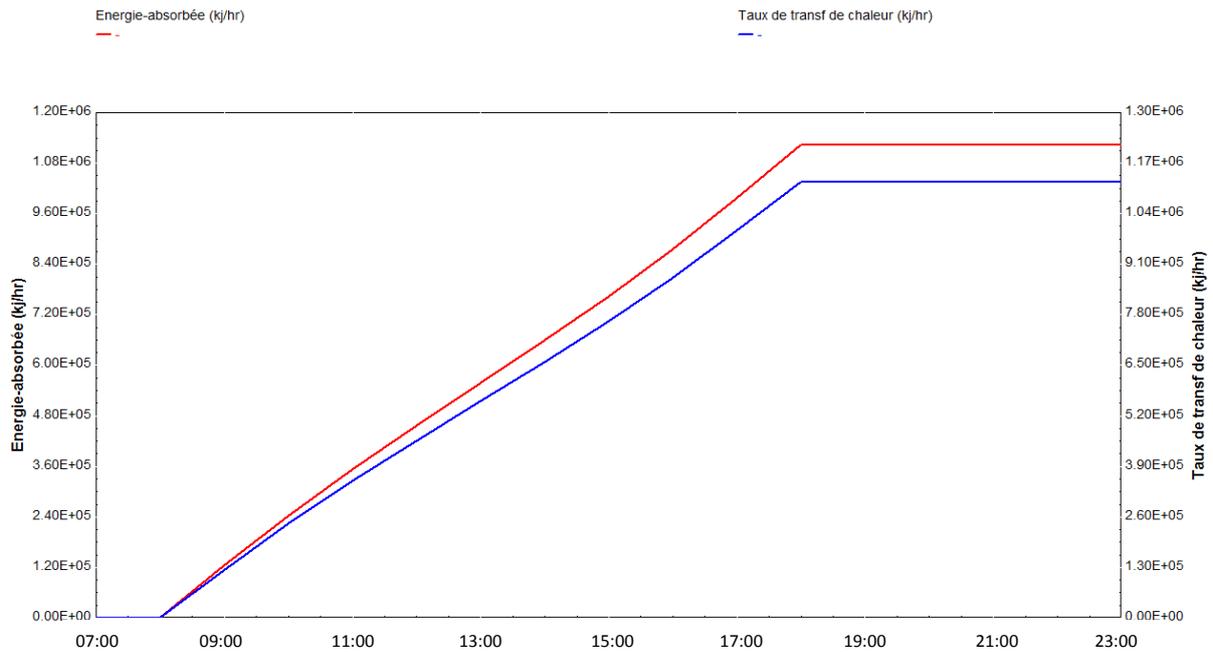


Fig. VI.52 La quantité d'énergie absorbée (09 octobre)

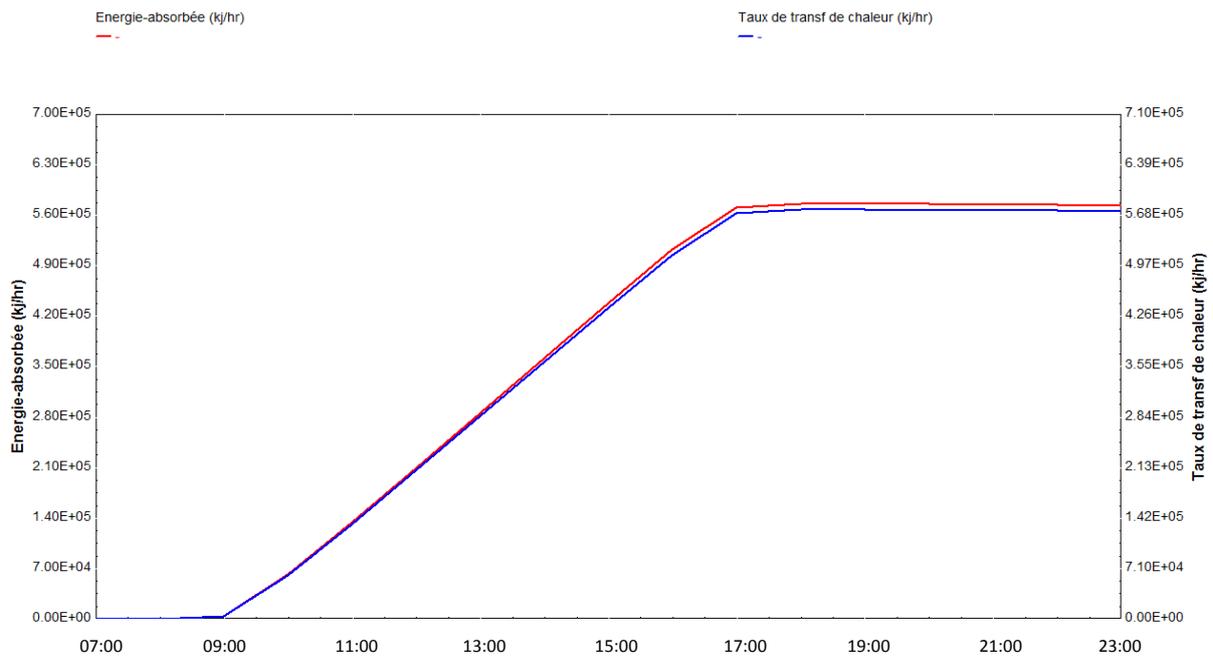
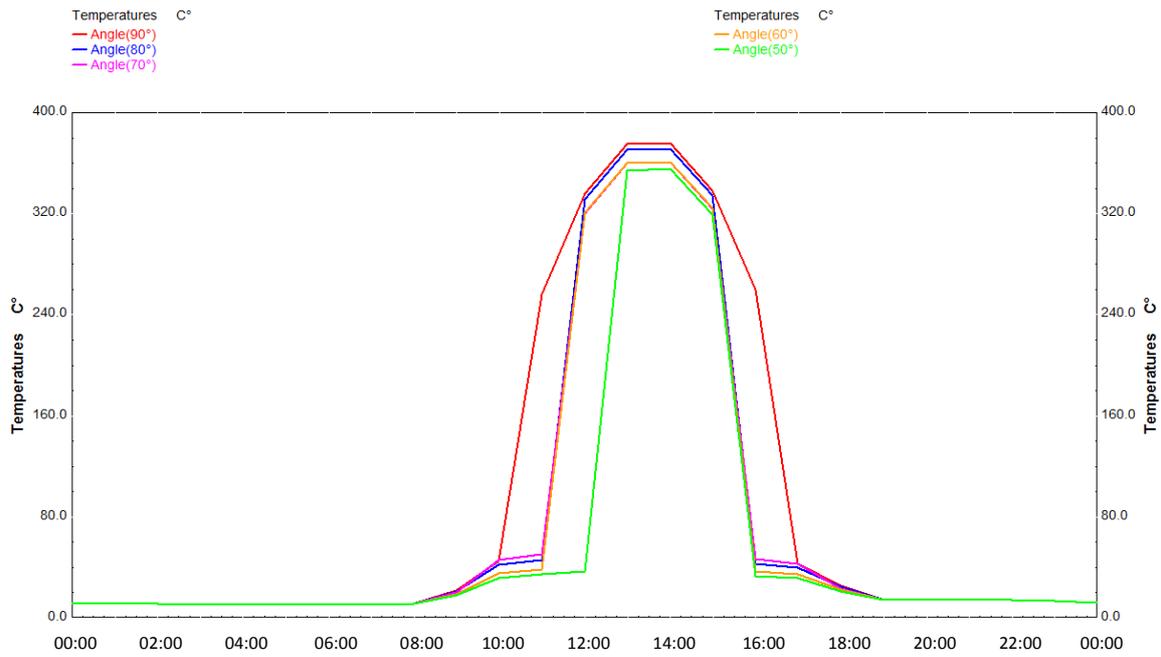


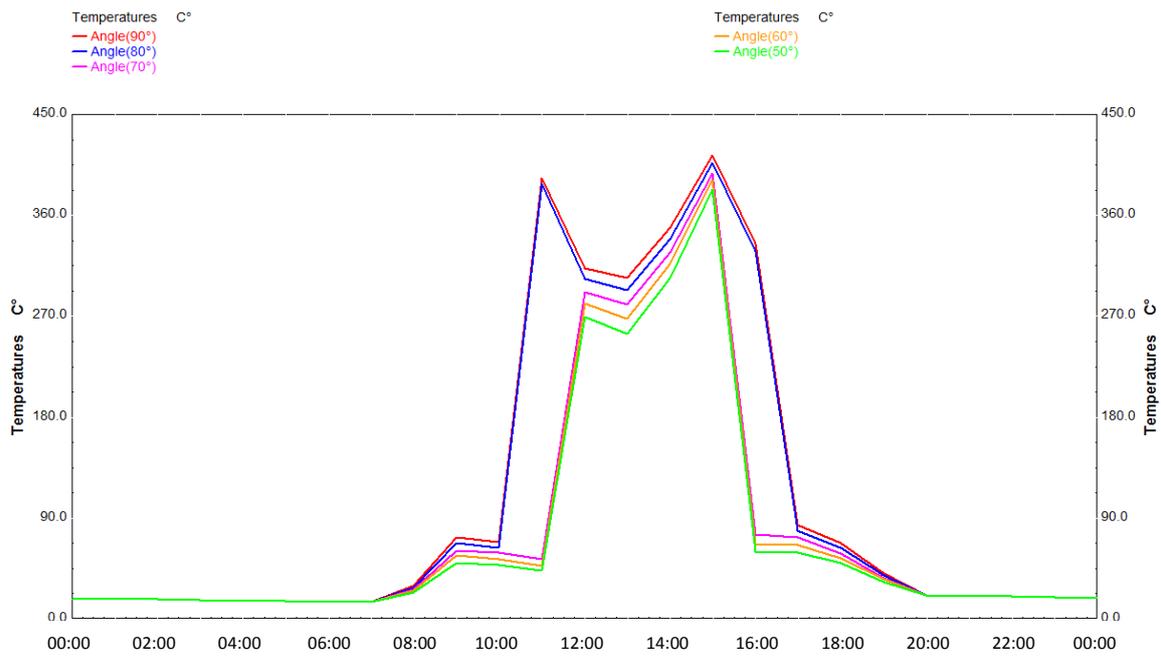
Fig. VI.53 La quantité d'énergie absorbée (29 novembre)

### VI.11 Influence de l'angle d'ouverture

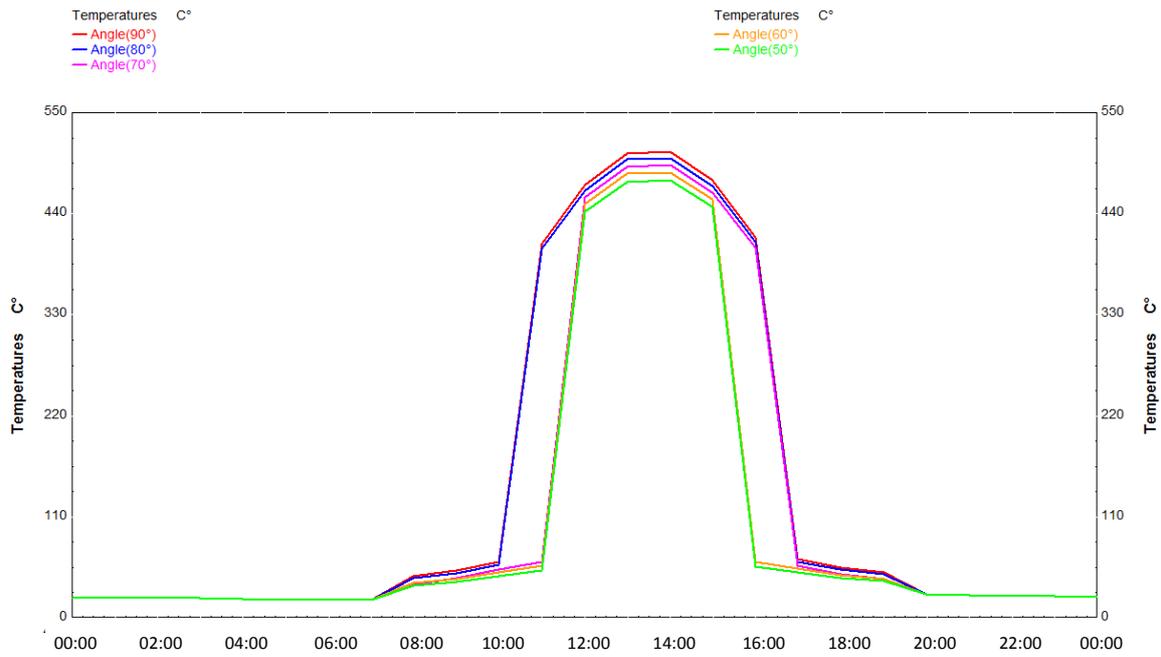
- Les figures (VI.54, VI.55, VI.56, VI.57, VI.58) montrent la variation de température de sortie en fonction de l'angle d'ouverture pour différentes journées de l'année, on remarque que lorsque ce dernier est important la différence de température est importante, lorsqu'il est faible où la différence de la température atteint des valeurs très faible.
- On peut conclure que l'influence de l'angle d'ouverture est plus importante dans la saison hivernale.



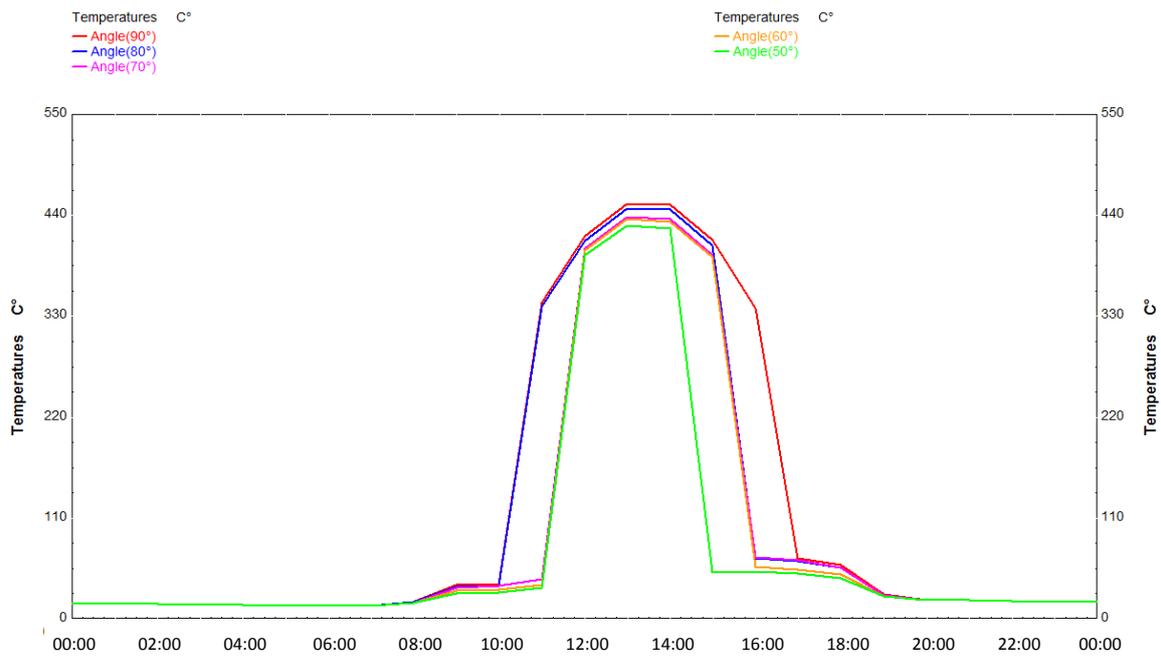
*Fig. VI.54 variation de température en fonction de l'angle d'ouverture (17 janvier)*



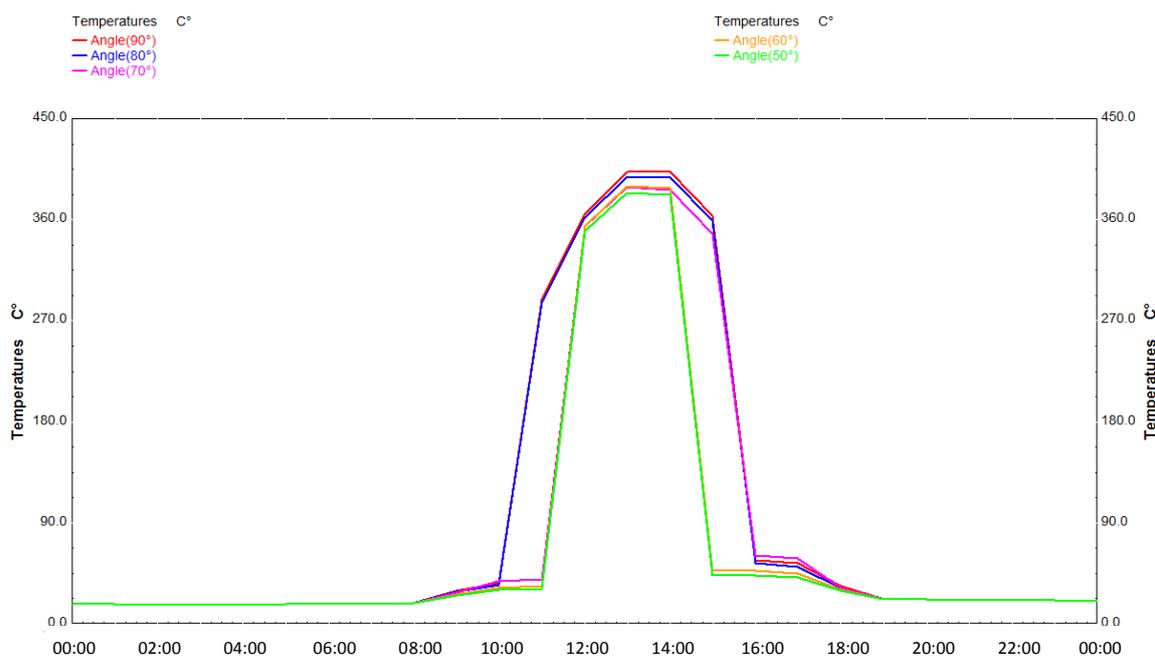
*VI.55 variation de température en fonction de l'angle d'ouverture (15 Avril)*



**VI.56 variation de température en fonction de l'angle d'ouverture (17 juillet)**



**VI.57 variation de température en fonction de l'angle d'ouverture (09 Octobre)**



VI.58 variation de température en fonction de l'angle d'ouverture (29 Novembre)

## VI.12 La quantité d'énergie gagnée par trimestre

La figure VI.59 montre la quantité d'énergie gagnée chaque trois mois de l'année pour différents inclinaison du collecteur. La courbe rouge pour un collecteur non incliné (horizontal), bleu pour une inclinaison  $21.22^\circ$  et violette avec poursuite du soleil. On remarque que la quantité d'énergie gagnée pendant la saison estivale plus importante que la saison hivernale pour un collecteur sans suiveur, la puissance solaire reçue à l'ouverture de la parabole avec suiveur est plus importante par rapport à l'éclairement reçu sans suiveur. Le système de poursuite permet un gain en éclaircissement de l'ordre de 50% en hiver et 60% en été, cette variation est due à l'influence de l'inclinaison solaire.

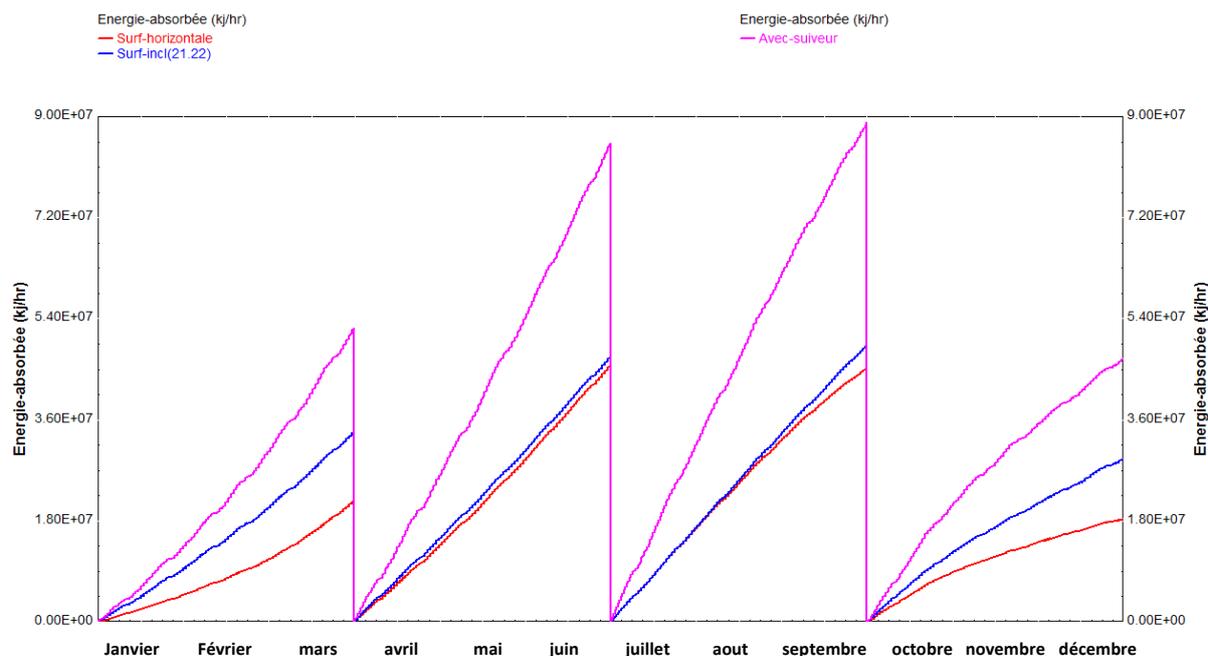


Fig.VI.59 la quantité d'énergie gagnée chaque trois mois

### VI.13 La quantité d'énergie gagnée durant une année

La figure VI.60 montre la quantité d'énergie gagnée durant une année pour différents inclinaison du collecteur. La courbe rouge pour un collecteur non incliné (horizontal), bleu pour une inclinaison 21.22° et violette avec poursuite du soleil. On remarque que la quantité d'énergie gagnée avec suiveur est plus importante par rapport à un collecteur sans suiveur.

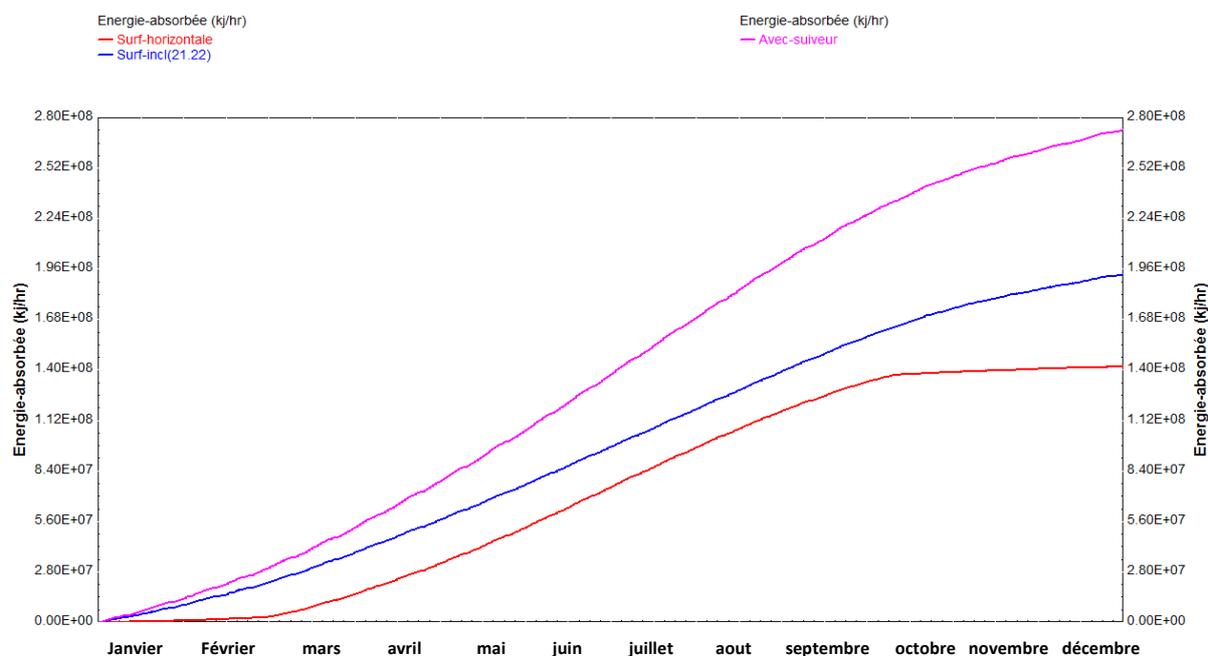


Fig.VI.60 la quantité d'énergie gagnée durant une année

## VI.14 Conclusion

Le présent travail est une contribution dans le domaine des concentrateurs solaires cylindro-parabolique, il s'intéresse particulièrement aux problèmes de transfert de chaleur dans l'absorbeur, c'est-à-dire lorsque nous concentrons le rayonnement solaire à travers un système optique (miroir cylindro-parabolique) par lequel l'absorbeur convertit l'énergie solaire concentré en énergie thermique permet de répondre aux différents besoins : production d'eau chaude, production d'hydrogène par un électrolyseur de vapeur d'eau.

Une partie de l'énergie concentrée sur la surface captatrice est perdue par réflexion sur la couverture de cette surface. Ce sont les pertes optiques. Une autre part de l'énergie thermique produite par l'absorption des photons incidents est perdue par transfert vers l'environnement du concentrateur par convection et conduction sont en première approximation proportionnelles à la température. Les pertes thermiques par rayonnement sont par contre proportionnelles à la puissance quatrième de la température, conformément à la loi de Stefan-Boltzmann.

Parmi les résultats les plus importants, nous pouvons citer que:

La disponibilité d'un logiciel puissant nous a permis d'estimer les différentes composantes de l'éclairement solaire. Nous avons estimé l'énergie utile qui peut être utilisée pour la production d'hydrogène de manière plus précise dans le site de **chlef**.

L'augmentation de surface de concentrateur entraîne une augmentation de la température du fluide caloporteur dans l'absorbeur.

La vitesse du vent influence également la température du fluide caloporteur cependant cette influence est petite car le lieu n'est pas venté.

Le Montage d'un système de poursuite qui nous aide à fixer la tache solaire au milieu de l'absorbeur.

Le rendement thermique du concentrateur est d'autant meilleur que la température de l'absorbeur est basse.

La diminution du débit massique entraîne une augmentation de la température du fluide caloporteur.

La diminution du débit massique entraîne une diminution de l'énergie absorbée par le fluide caloporteur.

## Conclusion générale

Après avoir effectué une étude bibliographique sur le sujet en question, et l'analyse de la documentation sur les équipements à utiliser, nous avons établi le dimensionnement du concentrateur cylindro-parabolique, suivie d'une simulation de son fonctionnement utilisant le logiciel TRNSYS, en tenant compte de l'effet du rayonnement solaire. La simulation a correctement révélé le fonctionnement de ce genre de système.

La conversion thermique est utilisée pour alimenter les cellules d'électrolyses par un débit de 100 kg/hr de vapeur d'eau à très hautes températures et pression. Pour cela, un capteur solaire thermique de type cylindro-parabolique est conçue pour produire la vapeur d'eau à 1 bar et à environ de 500 °C (température maximale atteinte par ce type de convertisseurs).

L'étude que nous avons réalisée elle nous a permis de connaître le fonctionnement de ce système et de prévoir la température atteinte du fluide à l'entrée et à la sortie de l'absorbeur.

Nous avons montré que cette température au niveau de l'absorbeur dépend de plusieurs facteurs dont les plus importants sont :

- La variation de l'éclairement solaire qui varie au cours de la journée.
- La géométrie du réflecteur (surface du collecteur, angle d'ouverture).
- La nature de la matière réfléchissante du miroir (Argent, Aluminium,...).
- La nature de l'absorbeur (acier, cuivre,...), sa géométrie (diamètre de l'absorbeur cylindrique,..) ainsi que ses dimensions.
- Le débit massique du fluide caloporteur.

Pour rendre ce prototype complètement autonome et plus performant, il serait judicieux de le faire fonctionner en utilisant l'huile thermique comme fluide caloporteur et transmettre cette chaleur par l'intermédiaire d'un échangeur à de l'eau en mouvement.

Le premier domaine d'application de ce système est destiné à la production d'hydrogène via un électrolyseur de vapeur d'eau.

La présente étude a bien montré les potentialités, ainsi que les éléments de faisabilité d'un projet de production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire en Algérie.

L'étude numérique montre qu'une température au voisinage de 500 °C est particulièrement obtenue au midi solaire vrai dans le site de Chlef. Les résultats obtenus sont très encourageants pour des applications industrielles telles que la production de l'eau surchauffée.

Un autre domaine d'application de ce système est la production d'électricité via un système de génération électrique.

Le problème que nous avons rencontré est celui du coefficient global des pertes thermique qu'est introduit comme valeur constante, en réalité augmente avec la température du récepteur.

Un logiciel puissant est également mise en œuvre, qui peut être exploitée par les utilisateurs spécialistes, et qui représente un support technique pour l'estimation par voie de simulation du rayonnement solaire incident ainsi que la température de sortie du fluide en fonction de la

date et du lieu géographique de n'importe quel site considéré, et peut être également utilisé pour n'importe quel système optique à concentration. Toutefois, quelques modifications doivent être apportées à ce programme afin de l'adapter au concentrateur utilisé en introduisant les paramètres physiques adéquats.

Pour améliorer le concentrateur solaire proposé dans cette étude, il est recommandé de lui adjoindre à un système de poursuite automatique du soleil.

Il est probable que les systèmes à concentration contribueront de manière non négligeable aux objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et aux problèmes de développement et de fourniture d'énergie en Algérie.

Enfin je pense que l'étude est à considérer comme étant largement positive en ce qui concerne la compréhension du modèle et la connaissance de la simulation des différentes installations de production d'énergie.

## REFERENCES

- [1] **R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz**, Le rayonnement solaire, conversion thermique et application. Technique et Documentation, Paris, 1979.
- [2] **J.A. Duffie, and J.W. Beckman**, Solar Engineering of Thermal Processes, 2ed, Inc, 1991.
- [3] **H. Derbal, R. Miri 1 et A. M'Raoui**, Etude d'un système de production d'hydrogène par voie solaire Application sur l'électrolyse de la vapeur d'eau à très hautes températures, Rev. Energ. Ren. Vol. 8 (2005) 137 - 156
- [4] 'Yves JANNOT' Thermique solaire octobre 2003
- [5] Le rayonnement solaire, **R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz**, technique et documentation, Lavoisier, paris, 1979.
- [6] **C.P. de Brichaumbot et C. Vauge**, Le gisement solaire, Ed. Tech. & Doc., Paris, 1982.
- [7] **J. Bernard**, Energie solaire Calculs et optimisation. Edition ellipses, 2004.
- [8] **Duffie J.A., Beckman W. A.**, Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons, New York, 1981.
- [9] **M. Geyer, and W.B. Stine**, Power From the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [10] **Y. Jannot**, Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire, Octobre 2003.
- [11] **M. Iqbal**, An Introduction to solar Radiation, Academic Press, Toronto (1983).
- [12] **A. Mefti, M.Y. Bouroubi et A. Khellaf**, Analyse Critique du Modèle de l'Atlas Solaire De l'Algérie, Rev. Energ. Ren. Vol. 2 (1999) 69-85.
- [13] LH<sub>2</sub>R: 'Cycle H<sub>2</sub> Renouvelable'. Projet de Coopération entre Structures de Recherche du Centre de Développement des Energies Renouvelables Et Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement, Janvier 2005, Algérie.
- [14] **A. Ainouche**: 'Natural gas and Algerian strategy for renewable energy'. 23rd World GAS Conference, Amsterdam, 2006.
- [15] Séminaire sur les énergies renouvelables en Algérie Berlin, 11 juillet 2007
- [16] **C. Zidani, F. Benyarou**, Simulation de la position apparente du soleil et estimation des Energies Solaires incidentes sur un Capteur Plan pour la Ville de Tlemcen en Algérie. Rev. Energ. Ren, Vol. 6, pp69-76, 2003.
- [17] **J.E. Braun et J.C. Mitchell**, Solar geometry for fixed and tracking surface. Solar Energy, vol. 31. N°. pp394-444, (1983).
- [18] **B.Y.H. Liu et R.C. Jordan**, The interrelationship and characteristic distribution of distribution of direct, diffuse and total solar radiation, Solar Energy, 4, pp 1-19, 1960.
- [19] **Hay, J.E., Davies, J.A.**, Calculation of The Solar Radiation Incident on An Inclined Surface, Proceedings First Canadian Solar Radiation Workshop, pp. 59-72, (1980).
- [20] **Soteris A. Kalogirou**, Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science 231-295, 30 (2004).
- [21] **M. Kayouche**, système de poursuite du soleil, bilan énergétique et optimisation de réglage. Thèse de Magister. Université de Constantine, 1996.
- [22] **D. Guerrache\*, A. Benderradji et H. Benmoussa** Facteurs optiques et géométriques caractérisant un concentrateur cylindro-parabolique, Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°2 229 - 238, (2011).
- [23] **R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz**, Le rayonnement solaire conversion thermique et Applications. Edition Tec-Doc, 1980.
- [24] **J.J. O'Gallagher**, Nonimaging Optics in Solar Energy, A Publication in the Morgan and Claypool Publishers series, 2008.
- [25] **U.H. Kurzweg, J.P. Benson**, 'Iso-Intensity absorber Configurations For parabolic Concentrators', Solar energy. Vol. 29, No. 2, pp167-174, 1982.

- [26] **Dan dye, Byard Wood**, 'Non-imaging devices for uniform irradiation on Planar Surface For parabolic Concentrators ', Semi-Annual Technical Progress Report August 2002-April 2003. Nevada. Report 41164R03.
- [27] **Y.Shuai, X.L.Xia, H.P.Tan**, Radiation performance of dish solar concentrator/cavity receiver systems, *Solar Energy* 82 (2008) 13–21.
- [28] **A. Ferriere**, Concentrateurs solaires pour le captage et la conversion de l'énergie solaire à haute température. Colloque PIE ENERGIE - Polytech Nantes - 17 novembre 2009
- [29] **A. Gama**, 'Etude et Réalisation d'un Banc d'Essai Hybride Photovoltaïque Thermodynamique', Mémoire de Magister, ENP, Mai 2008.
- [30] **Balbir Singh Mahinder Singh!, Fauziah Sulaiman**, designing a solar thermal cylindrical parabolic trough concentrator by simulation, International Rio3 Congress, World Climate and Energy Event, Rio de Janeiro, 1-5 December 2003.
- [31] **N. Hamani, A. Moumami et S. Ouamane**, 'Modélisation de l'Energie Perdue dans un Concentrateur Solaire de Type Cylindro-Parabolique', Séminaire International sur les Systèmes Electro-Mécaniques, SISEM\_05, Annaba, Algérie, 22-23 Novembre, 2005.
- [32] **T.A. Stuetzle**, 'Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant', Thesis of Master of Science, 2002.
- [33] **Knight, K.M., Klein, S.A., and Duffie, J.A.**, "A Methodology for the Synthesis of Hourly Weather Data," to be published in *Solar Energy*, (1991).
- [34] **Knight, K.M.**, "Development and Validation of a Weather Data Generation Model," M.S.Thesis, 1988, University of Wisconsin - Madison, Solar Energy Laboratory.
- [35] **Graham, V.A.**, "Stochastic Synthesis of the Solar Atmospheric Transmittance," Ph.D. Thesis in Mechanical Engineering, University of Waterloo (1985).
- [36] **Graham, V.A., Hollands, K.G.T., and Unny, T.E.**, "Stochastic Variation of Hourly Solar Radiation Over the Day," *Advances in Solar Energy Technology*, Vol. 4, ISES Proceedings, Hamburg, Germany, September 13-18, (1987).
- [37] **Degelman, L.O.**, "A Weather Simulation Model for Building Energy Analysis," *ASHRAE Transactions*, Symposium on Weather Data, Seattle, WA, Annual Meeting, June 1976, pp.435-447.
- [38] **Degelman, L.O.**, "Monte Carlo Simulation of Solar Radiation and Dry Bulb Temperatures for Air Conditioning Purposes," Report No. 70-9, sponsored by the National Science Foundation under Grant No. GK-2204, Department of Architectural Engineering, The Pennsylvania State University, September, (1970).
- [39] **Gansler, R.A., Klein S.A.**, "Assessment of the Accuracy of Generated Meteorological Data for Use in Solar Energy Simulation Studies", *Proceedings of the 1993 ASME International Solar Energy Conference*, April 1993, Washington D.C., pp. 59-66.
- [40] **Gansler, R.A., Klein S. A., Beckman W. A.**, "Investigation of Minute Solar Radiation Data", *Proceedings of the 1994 Annual Conference of the American Solar Energy Society*, June 1994, San Jose CA, pp. 344-348
- [41] **A.A.SFEIR, G.GUARRACINO**, Ingénierie des systèmes solaires, application à l'habitat. Technique et documentation 1981.
- [42] **Retscreen**, Photovoltaic Background, International Renewable energy decision support centre, Resources Canada 2001-2002. [www.retsceeren.net](http://www.retsceeren.net).
- [43] **Erbs, D.G., Klein, S.A., and Duffie, J.A.**, "Estimation of the Diffuse Radiation Fraction of Hourly, Daily, and Monthly-Average Global Radiation," *Solar Energy*, Vol. 28, pp. 293-302, (1982).
- [44] **Reindl, D.T., Beckman, W.A. and Duffie, J.A.**, "Evaluation of Hourly Tilted Surface Radiation Models", *Solar Energy*, Vol. 45, No. 1, (1990), pp. 9-17.
- [45] **Perez, R., Stewart, R., Seals, R., and Guertin, T.**, "The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model", Sandia Report SAND88-7030, (1988).
- [46] **Kays, W.M.**, *Convective Heat and Mass Transfer*, McGraw-Hill Book Co. 1966, p. 180.(Curve fit of Kays' data by Duffie and Beckman).

## ANNEXE A

**Tableau A.1.** Choix du jour du mois représentant le « jour moyen » de ce mois

mois	Numéro du jour dans le mois	Numéro du jour dans l'année
Janvier	17	17
Février	16	47
Mars	16	75
Avril	15	105
Mai	15	135
Juin	11	162
Juillet	17	198
Août	16	228
Septembre	15	258
Octobre	15	288
Novembre	14	318
décembre	10	344

**Tableau A.2.** Le nombre des heures et de mois pendant une année

Mois	jour	Heure (début du mois)	Heure (fin du mois)
<b>JAN</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>744</b>
<b>FEV</b>	<b>32</b>	<b>744</b>	<b>1416</b>
<b>MAR</b>	<b>60</b>	<b>1416</b>	<b>2160</b>
<b>AVR</b>	<b>91</b>	<b>2160</b>	<b>2880</b>
<b>MAI</b>	<b>121</b>	<b>2880</b>	<b>3624</b>
<b>JUIN</b>	<b>152</b>	<b>3624</b>	<b>4344</b>
<b>JUIL</b>	<b>182</b>	<b>4344</b>	<b>5088</b>
<b>AOU</b>	<b>213</b>	<b>5088</b>	<b>5832</b>
<b>SEP</b>	<b>244</b>	<b>5832</b>	<b>6552</b>
<b>OCT</b>	<b>274</b>	<b>6552</b>	<b>7296</b>
<b>NOV</b>	<b>305</b>	<b>7296</b>	<b>8016</b>
<b>DEC</b>	<b>335</b>	<b>8016</b>	<b>8760</b>

**A.3 -Le temps solaire****A.3.1- Le temps solaire vrai (T.S.V)**

Le temps solaire vrai, en un instant et un lieu donné, est l'angle horaire du soleil .Il est donné sous la forme suivante :

$$T.S.V= 12+ w /15 \quad (A.1)$$

Si  $w = 0$ , TSV =12h00

Si  $w < 0$ , la matinée.

Si  $w > 0$ , l'après-midi.

**A.3.2- Le temps solaire moyen (T.S.M)**

Il est donné par la relation suivante :

$$T.S.V - T.S.M = Et \quad (A.2)$$

Et : l'équation du temps, elle corrige le T.S.V par rapport au T.S.M

$$Et = 0.258 \cos(x) - 7.416 \sin(x) - 3.648 \cos(2x) - 9.228(2x) \text{ (minute)} \quad (A.3)$$

$$X = 360(N-1)/365.242 \text{ (degré)} \quad (A.4)$$

Ou : N est le numéro du jour dans l'année.

### A.3.3 Le temps universel (T.U)

C'est le temps moyen du méridien de Greenwich (méridien origine) :

$$TU = T.S.M - L/15 \quad (A.5)$$

Ou : L est la longitude.

$L > 0$ , pour les villes situées à l'Est de Greenwich.

$L < 0$ , pour les villes situées à Ouest de Greenwich.

$TU = T.S.M$ , pour le méridien de Greenwich.

### A.3.4 Le temps légal (TL)

C'est le temps officiel d'un état, il est donnée par :

$$TL = TU + \Delta H \quad (A.6)$$

$\Delta H$  : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

$\Delta H$  : 1 heure pour l'Algérie.

### A.3.5 Calcul de rayonnement moyen mensuel journalier extraterrestre

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 \times I_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360N}{365}\right) \times \left(\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta\right)$$

Avec :

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi)$$

$$\text{Et } SS_0 = \frac{2}{15} \operatorname{Arc} \cos(-\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi)$$

Mois	Jours (N)	Déclinaison ( $\delta$ )	$\omega_s$	(SS)	(SS <sub>0</sub> )	SS/SS <sub>0</sub>	H <sub>0</sub>
Janvier	17	-20.9	73.75	5.6	09.53	0.59	17504.35
Février	47	-13	80.26	5.6	10.51	0.53	22402.18
Mars	75	-2.4	88.24	7.3	11.76	0.62	28888.02
Avril	105	9.4	96.96	7.6	12.77	0.60	35496.63
Mai	135	18.8	104.43	8.7	14.13	0.62	39926.67
Juin	162	23.1	108.20	10.9	14.7	0.74	41826.92
Juillet	198	21.2	106.50	11.4	14.44	0.79	40669.95
Aout	228	13.5	100.12	10.5	13.14	0.80	37112.31
Septembre	258	2.2	91.61	9.1	12.21	0.75	31538.70
Octobre	288	-9.6	82.88	7.4	10.9	0.68	24619.17
novembre	318	-18.9	75.48	6.2	09.8	0.63	18338.60
décembre	344	-23.0	71.88	5.0	09.26	0.53	16097.60

**Tableau A. 3. le rayonnement moyen mensuel journalier extraterrestre**

Le rayonnement moyen mensuel journalier sur une surface horizontale peut être calculé par :

$$H = \left(a + b \frac{SS}{SS_0}\right) H_0$$

Pour les latitudes inférieure à 60° a et b peuvent prendre les valeurs :

$$a = 0.29 \cos \varphi$$

$$b = 0.52$$

## ANNEXE B

### B.1- Caractéristiques thermophysiques de l'eau

Dans ce paragraphe, nous avons exprimé les caractéristiques thermophysiques de l'eau en fonction de la température exprimée en C°

#### B.1.1- Conductivité thermique K (w/m.C°)

$$K(T) = 0.569 + 0.185 \times 10^{-2} \times T - 0.749 \times 10^{-5} \times T^2 \quad (B.1)$$

#### B.1.2 - Capacité calorifique Cp (j/Kg.C°)

$$Cp(T) = 4216.664 - 3.165 \times T + 0.866 \times 10^{-1} \times T^2 - 0.101 \times 10^{-2} \times T^3 + 0.445 \times 10^{-5} \times T^4 \quad (B.2)$$

#### B.1.3- Masse volumique M (kg/m<sup>3</sup>)

$$M(T) = 999.879 + 0.04690 \times T - 0.667 \times T^2 + 0.208 \times 10^{-1} \times T^3 \quad (B.3)$$

### B.2- Caractéristiques thermophysiques de l'air

Dans ce paragraphe, nous avons exprimé les caractéristiques thermophysiques de l'air en fonction de la température exprimée en Kelvin.

#### B.2.1- Conductivité thermique K (w/m.K)

$$K(T) = 0.00304 + 8.47166 \times 10^{-5} \times T - 2.0546 \times 10^{-8} \times T^2 + 2.72552 \times 10^{-13} \times T^3 \quad (B.4)$$

#### B.2.2- Nombre de prandlt

$$Pr(T) = 0.8453 - 7.10351 \times 10^{-4} \times T + 9.58225 \times 10^{-7} \times T^2 - 3.92027 \times 10^{-10} \times T^3 \quad (B.5)$$

#### B.2.3- Viscosité (m<sup>2</sup>/s)

$$\nu(T) = -5.9764 \times 10^{-6} + 4.02704 \times 10^{-8} \times T + 1.03511 \times 10^{-10} \times T^2 - 2.01305 \times 10^{-14} \times T^3 \quad (B.6)$$

**Tableau B** : propriétés de quelques matériaux qui sont plus utilisées dans la réalisation des Concentrateur.

Substrat	Conductivité thermique (W.m <sup>-1</sup> .K)	Coefficient d'absorption	Coefficient d'émissivité	Chaleur massique (J.K.m <sup>-1</sup> )	Masse volumique (Kg.m <sup>-3</sup> )
Cuivre	389	0.75	0.04	380	8940
Aluminium	200	0.5	0.04	86	2700
Acier	47.6	0.85	0.12		7850

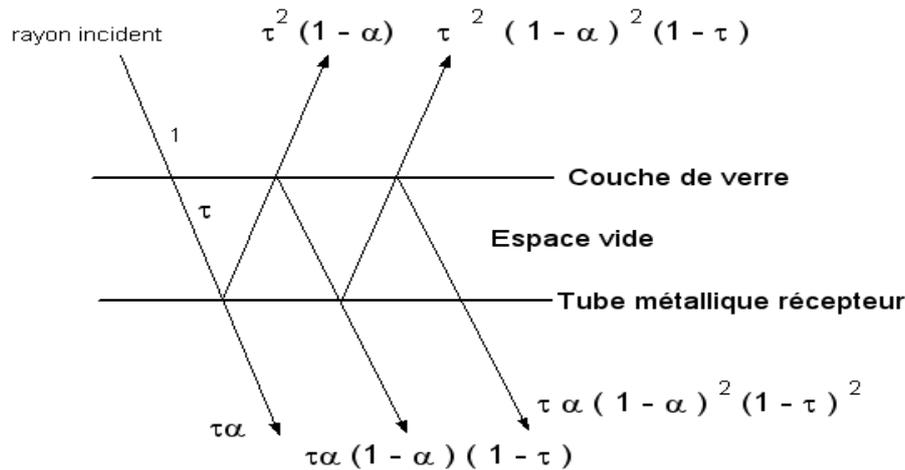
## ANNEXE C

C.1. Calcul du  $(\tau\alpha)$ 

La quantité d'énergie absorbée par le tube métallique et transmise au fluide caloporteur dépend de 2 paramètres :

- La transmittance  $\tau$  de la couche de verre
- Le coefficient d'absorption  $\alpha$  de tube absorbeur

La figure C.1 montre la quantité d'énergie perdue à chaque transmission - réflexion par un rayon incident sur le récepteur.



**Fig. C.1: Parcours d'un rayon lors de transmissions et de réflexions successives**

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

On a donc :

$$(\tau\alpha) = \tau \cdot \alpha \cdot \sum_{k=0}^{\infty} (1-\alpha)^k \cdot (1-\tau)^k = \tau \cdot \alpha \cdot \frac{1}{1 - (1-\alpha) \cdot (1-\tau)} \quad (\text{C.1})$$

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

Si l'angle d'incidence vaut 0, le rayonnement est normal à la surface. On écrit alors :  $(\tau\alpha)_n$   
 $(\tau\alpha)_n$  est une caractéristique intrinsèque du collecteur et est généralement donné par le constructeur.

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

$$(\tau\alpha) = (\tau\alpha)_n \cdot K(\theta) \quad (\text{C.2})$$

## C.2 Définitions [22]

$\alpha$  : L'absorptivité ou facteur d'absorption fraction du rayonnement solaire incident qui est Absorbé.

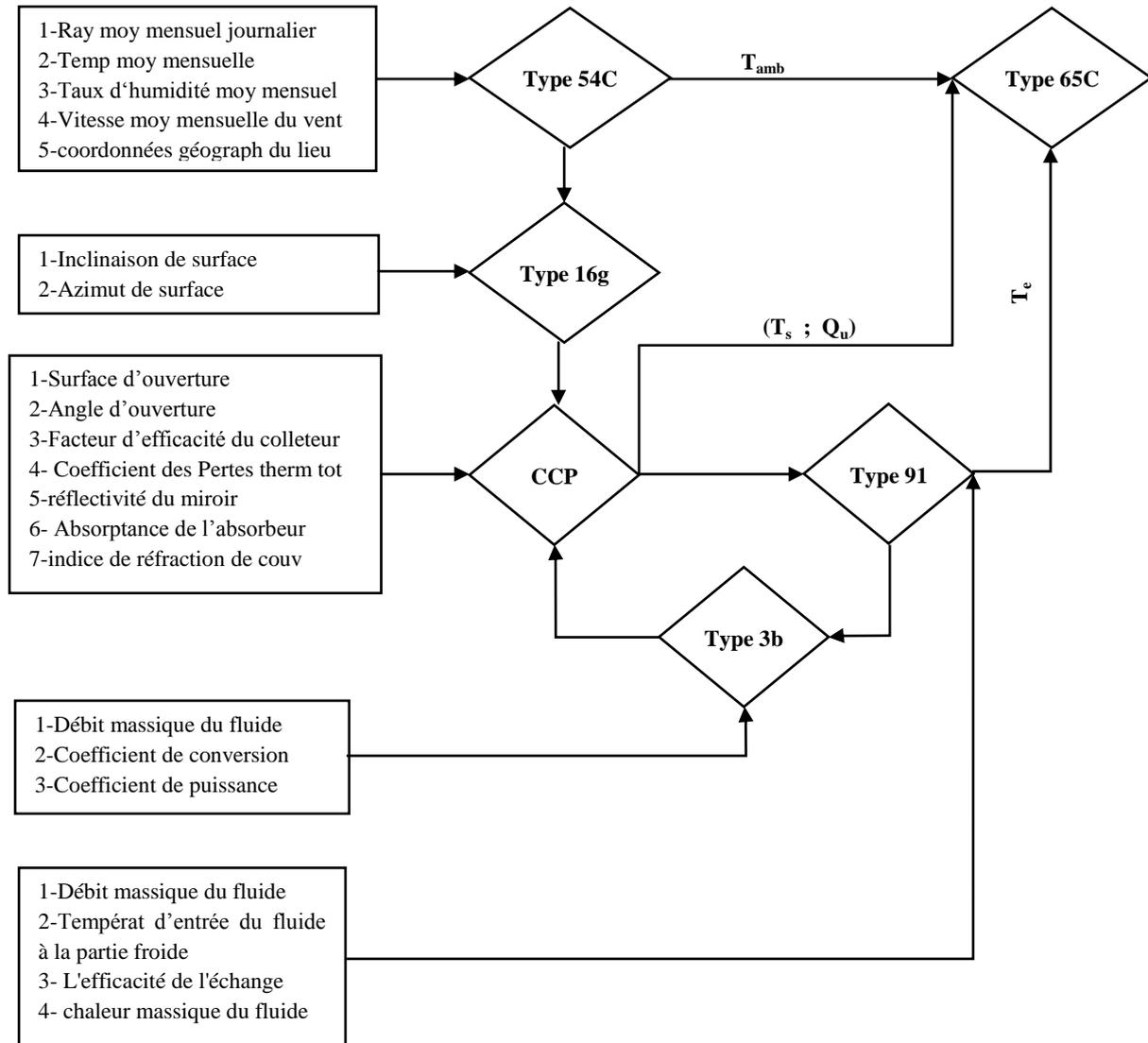
$\rho_{ref}$  : Réflectivité ou facteur de réflexion solaire (le complémentaire).

$\tau$  : Transmissivité ou facteur de transmission solaire (en principe nul) la plaque est en Principe opaque.

$\varepsilon$  : L'émissivité ou facteur d'émission infrarouge, fraction d'énergie effectivement rayonnée sur l'énergie qui serait rayonnée par un corps noir.

## ANNEXE D

## D.1 Organigramme général de calcul par TRNSYS



## دراسة مَرَكز شمسي اسطواني مكافئ لإنتاج الهيدروجين (حالة الجزائر)

### المُلخَص

العمل المنجز يتضمن دراسة تحويل الطاقة الشمسية إلى طاقة حرارية باستعمال مَرَكز شمسي اسطواني مكافئ موجهها بمساعدة جهاز متابعة الشمس . الدراسة تمت باستعمال نموذج تركيز(عاكس) مساحته 90 م<sup>2</sup> ولاقط اسطواني يمر به الماء. يقع في المنطقة البُورية للمكافئ لالتقاط الطاقة الشمسية المجمعة.

مجموع هذا النظام هو موضوع دراسة عددية.

النموذج النظري المقترح يتطلب معرفة بعض الوسائط منها الطاقة الشمسية الشهرية المتوسطة اليومية التي تسمح لنا بتقدير الطاقة الشمسية المباشرة على مستوى العاكس، درجة الحرارة الشهرية المتوسطة، سرعة الرياح الشهرية المتوسطة. النموذج النظري المستعمل يمكننا من تقدير قيمة الطاقة الشمسية المباشرة اللحظية على مستوى العاكس . كذلك بعض الوسائط على مستوى اللاقط , خاصة درجات الحرارة للماء. الطاقة الشمسية المستعملة في التجربة تعمل على تحويل الماء إلى بخار هذا الأخير يعمل مثلا على إنتاج الهيدروجين , حيث درجات الحرارة المتحصل عليها تتراوح ما بين 400°م و 550 °م.

الكلمات الأساسية : الطاقة الشمسية، مَرَكز مكافئ، عاكس، لاقط ، المنطقة البُورية.

## **Analyse d'un système de concentration solaire pour la production d'hydrogène (cas de l'Algérie)**

### **Résumé**

Le travail effectué porte sur une étude de conversion d'énergie solaire en énergie thermique en utilisant un concentrateur solaire cylindro-parabolique orienté à l'aide d'un système de poursuite du soleil. L'étude a été effectuée sur un prototype de concentration d'une surface  $90\text{m}^2$  et un récepteur sous forme cylindriques dans lequel l'eau circule, situé au plan focal de la parabole destinée à collecter l'énergie solaire concentrée.

L'ensemble du système fait l'objet d'une simulation numérique par un logiciel Trnsys .

Le modèle théorique développé fait intervenir un certain nombre de paramètres tel que le rayonnement solaire moyen mensuel journalier qui nous permet d'estimer le rayonnement direct au niveau du réflecteur, la température moyenne mensuelle et la vitesse du vent moyenne mensuelle.

Le développement d'un modèle théorique simple peut estimer l'éclairement solaire direct au niveau du réflecteur, ainsi que les autres paramètres au niveau du récepteur notamment les températures. L'énergie solaire utile fait évaporer l'eau afin de l'utiliser pour la production d'hydrogène, les températures obtenues sont de l'ordre de  $400^{\circ}\text{C}$  à  $550^{\circ}\text{C}$ .

**Mots clés :** Rayonnement solaire, Concentrateur cylindro-parabolique, Récepteur, Réflecteur, ligne focal.

## **Analysis of a solar concentration system for the production of hydrogen (case of Algeria)**

### **Abstract**

The realized work concerns an study of solar transformation energy into thermal energy by using a parabolic through solar concentrator directed using a system of continuation of the sun. The study was carried out on a prototype of concentration of  $90\text{m}^2$  size and a receiver in the form cylindrical in which water flows, located at the focal plan of the parabola intended to collect solar energy concentrated.

The whole of the system is the subject of a numerical simulation by software Trnsys on computer.

The developed ideal model utilizes a certain number of parameters such as the monthly average solar radiation, which enables us to consider the radiation direct with the level of the reflectors, the monthly average temperature and the speed of wind monthly average.

The development of a simple theoretical model can estimate the direct solar irradiance at the reflector, and other parameters at the receiver including temperatures. Solar energy useful makes evaporate water to be used for the production of hydrogen, temperatures obtained are about  $400^{\circ}\text{C}$  to  $550^{\circ}\text{C}$ .

**Keywords:** solar radiation, parabolic concentrator, reflectors, receiver, focal line.