

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA

DEPARTEMENT DE MECANIQUE

MEMOIRE

PRESENTE POUR OBTENIR LE DIPLOME DE MASTER 2 EN GENIE MECANIQUE

OPTION : INGENIERIE THERMIQUE ET SOLAIRE

THEME

**Modélisation et simulation numérique d'un
collecteur cylindro-parabolique**

PRESENTE PAR :

Mr: Houari Mohamed Redha

ENCADRE PAR :

Promoteur : Pr Y.Benkhedda

Co-Promoteur : Mr S.Bouaichaoui

2014/2015

REMERCIEMENT

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un projet de fin d'études, pour obtenir le diplôme « Master 2 en génie mécanique, option «Ingénierie thermique et solaire» à l'université de Blida Saad Dahleb / Département de mécanique

Avant tout, je remercie ALLAH « الله » le seul dieu tout puissant de me donner la volonté de terminer ce projet et le mener à bien.

Je tiens à remercier mes parents car ce travail représente un petit fruit de leur souffrance et qui sans eux je ne pouvais traverser ces longues années d'études et de travail

Je tiens à remercier mes encadreurs Pr BENKHEDDA et Mr Bouaichoui pour m'avoir faites travailler sur un projet très intéressant et riche. Je le suis très reconnaissant tout particulièrement pour la confiance qu' ils ont mis en moi, la liberté qu'ils m'ont laissé et ses encouragements pendant les moments difficiles.

Mes vifs remerciements vont également à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, en particulier.

Mes remerciements s'adressent également à messieurs les jurys pour avoir accepté d'évaluer ce travail, avec l'espoir d'être à la hauteur de leur attente

Merci à mes collègues qui m'ont accompagnés et aidés avec leurs savoir et leurs conseils dans mon parcours, surtout

Je ne saurais terminer sans remercier mes frères et ma sœurs ainsi que toute la famille pour leurs Encouragements soutenus et surtout pour leur soutien moral.

Résumé

La plus grande ressource d'énergie techniquement accessible sur la planète est disponible dans les régions désertiques.

Nous allons étudier l'énergie solaire qui permet de récupérer la chaleur du rayonnement solaire au sein d'un fluide, cela par la conversion d'énergie solaire en énergie thermique par un capteur solaire à concentration cylindro-parabolique. Les centrales thermiques solaires à concentration (appelées aussi Concentrating Solar Power, CSP) sont idéales pour produire de l'électricité de manière sûre. Cette étude vise la modélisation et simulation numérique d'un collecteur solaire cylindro-parabolique.

L'objectif du travail consiste à déterminer la puissance solaire absorbé et les pertes thermiques au niveau de tube absorbeur ainsi que la variation de la température de sortie pour les deux fluides caloporteurs.

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralité sur le solaire à concentration	
1.1. Introduction.....	2
1.2. L'énergie solaire.....	2
1.2.1. Généralité sur le soleil.....	2
1.2.2. La position du soleil.....	3
1.2.3. Le spectre solaire	4
1.2.4. Le potentiel solaire mondial.....	4
1.2.5. Le potentiel solaire en Algérie.....	5
1.3. La géométrie terre-soleil.....	6
1.3.1. Révolution et rotation de la terre	6
1.3.2. Les coordonnées horaires.....	6
1.3.2.1. La déclinaison.....	6
1.3.2.2. L'angle horaire.....	7
1.3.3. Les coordonnées graphiques.....	7
1.3.3.1. Latitude.....	7
1.3.3.2. La longitude.....	7
1.3.3.3. Le méridien.....	8
1.3.4. Les coordonnées horizontales.....	8
1.3.4.1. La hauteur angulaire du soleil	8
1.3.4.2. L'angle azimutal du soleil.....	8
1.3.5. La constante solaire.....	9
1.4. Les temps solaires	9
1.4.1. L'équation du temps.....	9

1.4.2. Le temps solaire moyen.....	10
1.4.3. Le temps solaire vrai.....	10
1.5. La durée du jour.....	11
1.6. La technologie de centrale solaire thermodynamique.....	11
1.6.1. Les centrales à capteur linéaire.....	11
1.6.1.1. Les centrales à capteur cylindro-parabolique.....	12
1.6.1.1.1 Les capteurs cylindro parabolique à caloporteur huile.....	12
1.6.1.1.2. Les capteurs cylindro parabolique à génération direct de vapeur.....	13
1.6.1.2. Les centrales à capteur linéaire à miroirs de Fresnel.....	14
1.6.2. Les centrales à tour.....	15
1.6.2.1. Les systèmes à caloporteur sels fondus.....	16
1.6.2.2. Les systèmes à caloporteur eau/vapeur.....	16
1.6.2.3. Les systèmes à caloporteur air et récepteur ouvert.....	17
1.6.2.4. Les systèmes hybrides à caloporteur air pressurisé couplés à un cycle de Baryton.....	18
1.6.3. Les centrales paraboliques.....	19
1.7. Les cycles thermodynamiques.....	20
1.7.1 Le cycle de Rankine (cycle à vapeur)	20
1.7.2. Le cycle de baryton (cycle à gaz)	20
1.7.3. Le cycle combiné	21
1.7.4. Le cycle de Stirling.....	22
1.8. Application de concentration cylindro parabolique	22
1.8.1. Le séchoir solaire agricole.....	22
1.8.2. La climatisation solaire.....	23
1.9. Conclusion	24

Chapitre II : Modélisation et simulation du collecteur cylindro parabolique

2.1. Introduction.....	25
2.2. Présentation du logiciel de calcul	25
2.3. le fluide caloporteur	26
2.3.1.Dowtherme Q	26
2.3.2.Therminole VP-1	26
2.4. Description de tube absorbeur	26
2.5. L'angle d'incidence	27
2.6. L'angle d'incidence modificateur	27
2.7. Les pertes d'extrémité	28
2.8. L'énergie solaire absorbée.....	28
2.9. La modélisation du collecteur.....	29
2.10. L'algorithme de calcul.....	33
2.11. Conclusion	34

Chapitre III : Résultat et interprétation

3.1. La puissance absorbée et l'éclairement direct	35
3.1.1 La région de Bouzareah.....	35
3.1.2. La région de Bechar.....	37
3.1.3. La région de Tamanrasset.....	40
3.2La température de sortie de tube absorbeur des deux fluides caloporteur	41
3.2.1. La région de Bechar.....	42
3.2.2. La région de Bouzareah.....	45
3.2.3. La région de Tamanrasset.....	47
3.3. Les pertes thermiques par le tube l'absorbeur pour les deux fluides caloporteurs et dans les trois régions.....	50
3.3.1. La région d'Bouzareah.....	50

3.3.2. La région d'Bechar.....	52
3.3.3. La région de Tamanrasset.....	55
3.4.. Conclusion.....	57
Conclusion générale	58
Référence bibliographique	

Liste des figures

CHPITRE 1 : Généralité sur le solaire à concentration

Figure 1.1 : La structure du soleil.....	3
Figure 1.2 : Le Spectre du rayonnement solaire.....	4
Figure 1.3 : Les ressources énergétiques solaires mondiales.....	5
Figure 1.4 : Les ressources énergétiques solaires en Algérie.....	5
Figure 1.5 : Image du mouvement de la terre autour du Soleil.....	6
Figure 1.6 : La définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné.....	8
Figure 1.7 : Schéma descriptive pour les angles azimut et hauteur.....	9
Figure 1.8 : Collecteurs cylindro-paraboliques de la centrale SEGS I à Dagget en Californie.....	12
Figure 1.9 : Schéma simplifié de la centrale Extresol 1 en Espagne.....	12
Figure 1.10 : Schéma simplifié de la centrale INDITEP de 4.7 MW _e	13
Figure 1.11 : prototype de capteur CLFR à liège.....	14
Figure 1.12 : schéma d'une centrale à tour	15
Figure 1.13 : Schéma simplifié d'une centrale à tour à sels fondus.....	15
Figure 1.14 : Schéma simplifié d'une centrale à tour à sels fondus.....	16
Figure 1.15 : Schéma d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.....	16
Figure 1.16 : Schéma de fonctionnement d'une centrale à tour à caloporteur air pressurisé couplé à un Cycle de Brayton ou à un cycle combiné.....	17
Figure 1.17 : schéma d'un Capteur parabolique couplé à un moteur Stirling.....	18
Figure 1.18 : schéma d'une centrale à vapeur.....	19
Figure 1.19 : schéma d'une centrale à gaz.....	20
Figure 1.20 : Schéma d'un cycle combiné.....	20
Figure 1.21 : Schéma d'un moteur Stirling.....	21
Figure 1.22 : schéma d'un séchoir solaire.....	22
Figure 1.23 : schéma d'un système de climatisation par un collecteur cylindro parabolique.....	23

CHAPITRE 2 : Modélisation et simulation du collecteur cylindro parabolique

Figure 2.1 : Discrétisation d'un élément de l'absorbeur.....	25
Figure 2.2: Angle d'incidence sur un collecteur cylindro-parabolique.....	26
Figure 2.3: Pertes d extrémités de l'HCE.....	27
Figure 2.4: les démontions du collecteur.....	28

CHAPITRE 3 : Résultat et interprétation

Graphe 3.1:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21mars à Bouzareah	35
Graphe 3.2:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21juin à Bouzareah.....	35
Graphe 3.3:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 septembre à Bouzareah.....	36
Graphe 3.4:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21decembre à Bouzareah.....	36
Graphe 3.5:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21mars à Bechar.....	37
Graphe 3.6:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 juin à Bechar.....	38
Graphe 3.7:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 septembre à Bechar.....	38
Graphe 3.8:La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 décembre à Bechar.....	39
Graphe 3.9 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 mars à Tamanrasset.....	40
Graphe 3.10 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps Le 21 juin à Tamanrasset.....	40
Graphe 3.11 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21septembre à Tamanrasset.....	41

Graphe 3.12: La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 décembre à Tamanrasset.....	41
Graphe 3.13:La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 mars à Becha...42	42
Graphe 3.14:La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 juin à Bechar....43	43
Graphe 3.15:La température de sortie pour les deux fluides caloporteur (°C) le 21 septembre à Bechar.....43	43
Graphe 3.16 : La température de sortie des deux fluides caloporteurs (°C) le 21 décembre à Bechar.....44	44
Graphe 3.17 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 mars à Bouzareah.....45	45
Graphe 3.18 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 juin à Bouzareah.....45	45
Graphe 3.19 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 septembre à Bouzareah.....46	46
Graphe 3.20 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 décembre à Bouzareah.....46	46
Graphe 3.21 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 mars à Tamanrasset.....47	47
Graphe 3.22 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 juin à Tamanrasset.....48	48
Graphe 3.23 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 septembre à Tamanrasset.....48	48
Graphe 3.24 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 décembre à Tamanrasset.....49	49
Graphe 3.25 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 mars à Bouzereah (W).....50	50
Graphe 3.26 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 juin à Bouzereah (W) 50	50
Graphe 3.27 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 septembre à Bouzereah (W).....51	51
Graphe 3.28 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 décembre à Bouzereah (W).....52	52
Graphe 3.29 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 mars à Bechar (W).....21	21
Graphe 3.30 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 juin à Bechar (W).....53	53

Graphe 3.31 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 septembre à Bechar (W).....	53
Graphe 3.32 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 décembre à Bechar (W).....	54
Graphe 3.33 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 mars à Tamanrasset (W).....	55
Graphe 3.34 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 juin à Tamanrasset (W).....	55
Graphe3.35 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 septembre à Tamanrasset (W).....	56
Graphe 3.36 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 décembre à Tamanrasset (W).....	56

NOMENCLATURE

h : La hauteur du soleil ($^{\circ}$).

Φ : Latitude du lieu ($^{\circ}$).

λ : La longitude du lieu ($^{\circ}$).

δ : La déclinaison ($^{\circ}$).

ω : L'angle horaire (heurs).

I_0 : La constante solaire (w/m^2).

m : Le numéro du mois dans l'année.

n : Le numéro du jour dans le mois.

α : L'angle azimut du soleil ($^{\circ}$).

I_c : La valeur corrigée de la constante solaire (heur).

TSV : Le temps solaire vrai (heur).

TL : Le temps légal (heur).

DEL : La correction due au changement d'heur légale (heur).

ET : L'équation du temps (heur).

TU : Le temps moyenne du méridien de Greenwich (heur).

TSM : Le temps solaire moyen (heur).

LST : Le temps standard du lieu considéré (heur).

L_{st} : La longitude du méridien standard ($^{\circ}$).

l_{local} : La longitude locale ($^{\circ}$).

coltitl : inclinaison horizontale du collecteur (0 = collecteurs sont parallèles avec le sol) ($^{\circ}$).

colaz : angle d'orientation azimutal des collecteurs (0 = rangées de capteurs sont orientés plein nord-sud) ($^{\circ}$).

f : la longueur focale (m).

L_c : la longueur du collecteur (m).

W : la largeur d'ouverture du collecteur (m).

A : la surface d'ouverture du collecteur (m^2).

D : le diamètre de tube absorbeur (m).

T0 : la température initiale (k)

T amb : la température ambiante (k)

Min : le débit massique (kg/h).

f end loss : les pertes d'extrémité du collecteur (-).

f miroir : un facteur qui explique les inexactitudes géométriques du miroir, reflètent (-).

f dust: un facteur qui représente la poussière sur le tube en verre récepteur (-).

F bellow : un facteur qui explique l'ombrage du miroir par le soufflet de connexion (-).

f misc : un facteur qui représente divers Pertes provenant du système de collecte (-).

τ_{verre} : transmittance du verre de récepteur pour le rayonnement solaire (-).

α coating : le coefficient d'absorption du revêtement sur le tube d'amortisseur (-).

DNI : l'irradiation directe normale (kJ/hm²k).

N : le nombre de tranche de tube absorbeur (-).

a0 : Coefficient pour le calcul de perte thermique en fonction de la température (kJ/h.m).

a1 : Coefficient pour le calcul de perte thermique en fonction de la température (kJ/h.m.K)

a2 : Coefficient pour le calcul de perte thermique en fonction de la température (kJ/h.m².K²).

a3 : Coefficient pour le calcul de perte thermique en fonction de la température (kJ/h.m².K³).

a4 : Coefficient pour le calcul de perte thermique en fonction de la température (m).

a5 : Coefficient pour le calcul de perte thermique en fonction de la température (m/K²).

θ : l'angle d'incidence (°).

IAM : l'angle d'incidence modificateur (-).

b0 : Coefficient pour le calcul de l'angle d'incidence modifier (-).

b1 : Coefficient pour le calcul de l'angle d'incidence modifier (1/°).

b3 : Coefficient pour le calcul de l'angle d'incidence modifier (1/°).

h : l'enthalpie du fluide caloporteur (kJ/kg).

h0 : coefficient pour le calcul de l'enthalpie (kJ/kg).

h1 : coefficient pour le calcul de l'enthalpie (kJ/kg.K).

h_2 : coefficient pour le calcul de l'enthalpie. (kJ/kg .K²)

ρ : la masse volumique (kg/m³).

r_0 : coefficient pour le calcul de la masse volumique. (kg/m³)

r_1 : coefficient pour le calcul de la masse volumique. (kg/m³.K)

r_2 : coefficient pour le calcul de la masse volumique. (kg/m³.K²)

U: l'énergie interne du fluide caloporteur. (kJ/kg)

h_{in} : l'enthalpie à l'entrée (kJ/kg).

u_0 : coefficient pour le calcul de l'énergie interne. (kJ/kg)

u_1 : coefficient pour le calcul de l'enthalpie. (kJ/kg .K)

u_2 : coefficient pour le calcul de l'enthalpie. (kJ/kg .K²)

Q_{abs} : la puissance absorbée. (w/m²)

m : la masse du fluide. (Kg)

Q_{in} : la puissance à l'entrée de tube absorbeur. (w/m²)

u' : Coefficient de perte thermique par conduction, convection et rayonnement de tube absorbeur (KJ/h .m).

U_L : Coefficient de perte thermique par unité de surface de collecteur (kJ/h.m².K).

Q_p : Les pertes thermiques du collecteur. (w)

Introduction Générale

Dans le contexte de changement climatique où la limitation des gaz à effet de serre est primordiale, et devant la menace d'épuisement des combustibles fossiles, le défi actuellement est de trouver des sources d'énergie pour répondre à un besoin toujours plus important. Les énergies renouvelables peuvent être des solutions en raison de leur abondance. Parmi ces énergies, on peut citer l'énergie solaire.

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 GWh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW [1].

L'énergie solaire thermodynamique est une technologie permettant l'exploitation des rayons du soleil pour produire de la chaleur.

Le solaire thermodynamique fonctionne par le biais de cycles thermodynamiques (fluide) grâce à des chaudières à gaz, chaudières à vapeur ou chaudières à cycles combinés, pour transformer la chaleur en énergie mécanique (turbines) puis électrique (alternateurs).

La génération d'électricité par voie solaire thermodynamique concentrée comporte trois filières principales correspondant aux trois grands types de concentrateur. Chaque filière se décline en plusieurs technologies en fonction du type de récepteur, de caloporteur ou encore de cycle thermodynamique.

Enfin, des technologies dites hybride ou mixte se sont également développées.

Aujourd'hui, la filière cylindro-parabolique à caloporteur huile est la plus mature grâce aux expériences commerciales des 9 centrales Luz installées à la fin des années 80.

Cependant, aucune des autres filières n'est ignorée par la recherche et les industriels et des projets commerciaux de grande puissance utilisant les technologies centrales à tour, Parabole/Stirling ou miroirs de Fresnel sont également en développement.

Naturellement, ces concentrateurs doivent suivre le mouvement apparent du soleil. Dans un concentrateur cylindro-parabolique, le fluide caloporteur (eau, huile thermique ou gaz) peut être porté à environ 400 °C. On peut obtenir des températures plus élevées jusqu'à 1500 °C pour les concertateurs ponctuelles.

Ces types de collecteurs solaires sont plus adaptés pour la production de chaleur industrielle et d'électricité.

L'une de ces trois grandes filières est celle des systèmes à concentrateur.

1.1. Introduction

Les énergies renouvelables sont d'énergies inépuisables c'est à dire leur consommation ne diminue pas leur ressource à l'échelle humaine.

L'énergie solaire est la ressource énergétique renouvelable la plus abondante.

C'est l'énergie produite dans toutes les directions par le soleil grâce au rayonnement solaire.

Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique pour tout projet ou étude des installations solaires, il est nécessaire de présenter dans ce chapitre quelque notion sur le rayonnement solaire.

1.2. L'énergie solaire

Le soleil est la source d'énergie la plus répandue et la plus régulièrement répartie sur la surface du globe terrestre. En une année, l'humanité toute entière consomme une énergie qui représente moins de 3% de ce que le soleil rayonne chaque jour [2]. Egalement 1% des surfaces des zones arides et semi-arides est suffisante pour produire l'électricité consommée dans le monde actuellement [3].

Dans la plupart des régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 GWh d'électricité par an grâce à la technologie des centrales solaires thermodynamiques; cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW [4].

les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux de la ceinture solaire, c'est à dire les régions où l'ensoleillement normale directe excède 2000 kWh/m²/an; il s'agit des régions telles que : le sud-ouest des États-Unis d'Amérique, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique (le Maghreb, les pays sahéliens, l'Afrique Australe), les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, l'Italie, l'Espagne, la Grèce, etc.

En Europe, le potentiel solaire permettrait de produire plus de 2000 TWh électriques par voie solaire concentrée, soit l'équivalent de 75% de l'électricité consommée en Europe en 2001 [2].

1.2.1. Généralité sur Le soleil

La connaissance du gisement solaire est essentielle pour le calcul de performance des différents systèmes liés au solaire telles que les panneaux solaires photovoltaïques et les capteurs plans, pour la construction de bâtiment avec la perspective d'une meilleure isolation thermique adaptée au lieu géographique, aussi pour le chauffage de locaux par l'intermédiaire exclusif du soleil, ou bien même et très essentiellement pour notre travail qui concerne la modélisation de collecteur cylindro-parabolique

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de $1,39.10^9$ m et est à distance moyenne de $1,49.10^{11}$ 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 polaire. Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5 777 K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de 8106 K à 40 106 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. [5]

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 1.1**, il est estimé que 90% de l'énergie est générée dans la région du disque solaire située entre 0 et 0,23R, ou R le rayon du soleil, qui représente 40% de la masse du soleil. A distance de 0,7R du centre, la température diminue d'environ 130 000 K et la densité de 70 kg/m³ ; Là, le processus convectif du soleil devient important et la zone comprise entre 0,7 et 1, 0R est appelée : zone convective. Dans cette zone, la température diminue d'environ 5000 K et la densité d'environ 10-5 kg/m³. [6]

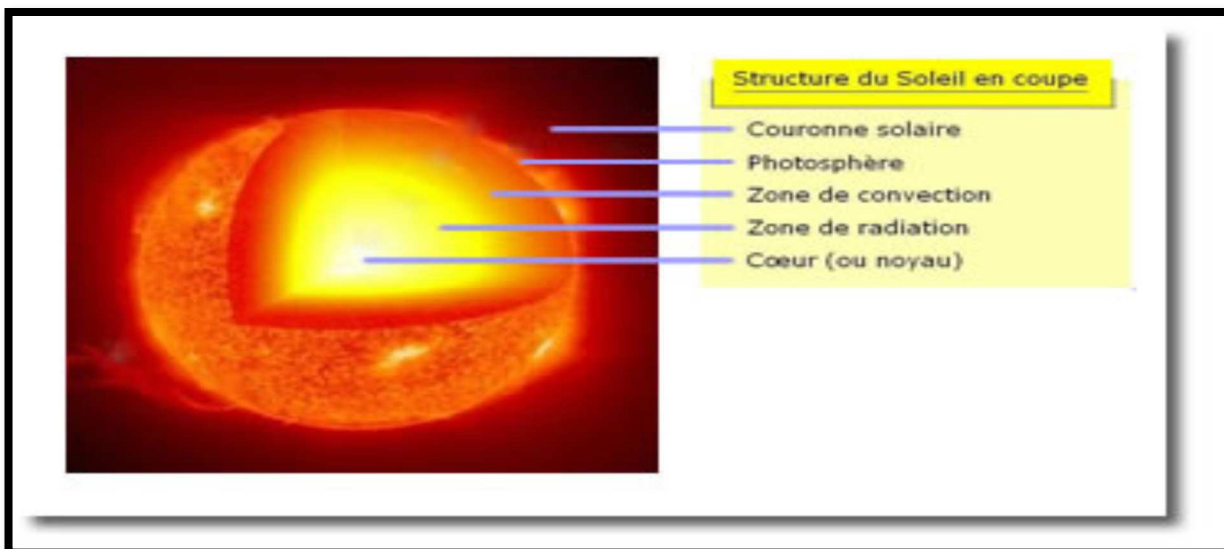


Figure 1.1 : La structure du soleil [8]

La surface apparente du soleil est constituée de granules (cellules convectives irrégulières), avec des dimensions de l'ordre de 1000 à 3000 km et leur durée de vie est estimée à quelques minutes. Les autres formes à la surface du soleil sont de petites aires opaques qui s'appellent pores.

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 de transformation de l'hydrogène en hélium (de hélios = soleil) : les noyaux des atomes de deutérium et de tritium (isotopes de l'hydrogène) fusionnent en libérant de l'énergie. La réaction est schématiquement la suivante : Deutérium + Tritium = Hélium + Neutron + 17,6 MeV. [6]

1.2.2. La position du soleil

La position du soleil varie constamment, à la fois pendant la journée, mais aussi pendant les différentes périodes de l'année.

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie est liée à l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est fondamentale. [7]

1.2.3. Le spectre solaire :

On appelle émittance énergétique E (en un point d'une surface) le quotient du flux énergétique émis par un élément de surface par l'aire de cet élément :

$$E = \frac{d\Phi}{ds} \tag{1-1}$$

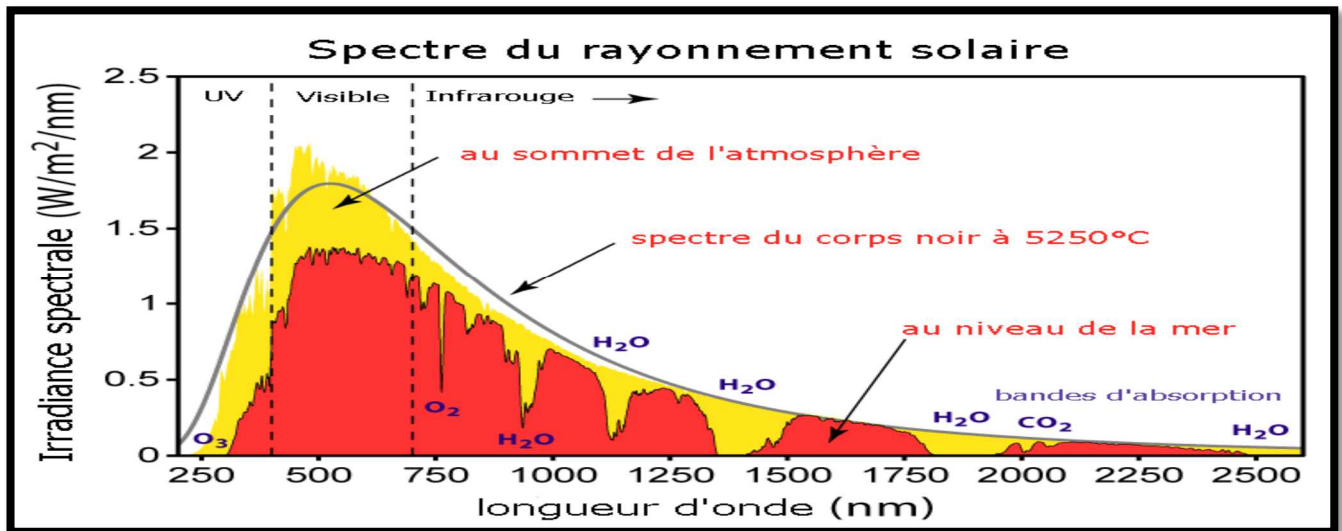


Figure 1.2 : Le Spectre du rayonnement solaire [8]

L'émittance énergétique monochromatique E_{λ} est l'émittance énergétique de radiation comprise entre λ et $\lambda + d\lambda$ ou $d\lambda$ est un infiniment petit positif, tel que :

On remarque que L'émission d'ondes électromagnétiques par le Soleil est bien modélisée par un corps noir à 5800 Kelvin, donc par la loi de Planck. Le pic d'émission est dans le jaune ($\lambda=570$ nm), et la répartition du rayonnement est à peu près pour moitié dans la lumière visible, pour moitié dans l'infrarouge, avec 1%

d'ultraviolets. [8]. Arrivé au niveau de la mer, c'est-à-dire ayant traversé toute l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire a subi plusieurs filtrations. On peut repérer notamment sur le spectre ci-contre les bandes d'absorption de l'ozone (connu pour stopper une bonne partie des ultraviolets), du dioxygène, du dioxyde de carbone et de l'eau.

1.2.4. Le potentiel solaire mondial :

La hausse brutale du prix du pétrole brut en 1974 avait lancé une course aux énergies alternatives dans les pays industriels, dans cette effervescence plusieurs plates-formes d'expérimentations des technologies solaires ont vu le jour aux Etas Unis (Bastrow, Californie), en Espagne (Almeria), en France (Thémis), qui ont posés les bases de développement de la production d'électricité par concentration solaire. Depuis les années 2000, la prise de conscience générale de la problématique environnementale et climatique, concrétisée par les accords de Kyoto en 1997, a relancé les efforts pour élargir la diversité énergétique avec regain d'intérêt notoire pour l'énergie solaire [9].

Il est aujourd'hui reconnu que la plus grande ressource d'énergie techniquement accessible sur la planète est disponible dans les régions désertiques autour de l'équateur, d'une manière générale que l'énergie solaire est la seule ressource énergétique (renouvelable et fossile compris) capable de pourvoir à la totalité de la demande énergétique mondiale sur le très long terme [10].

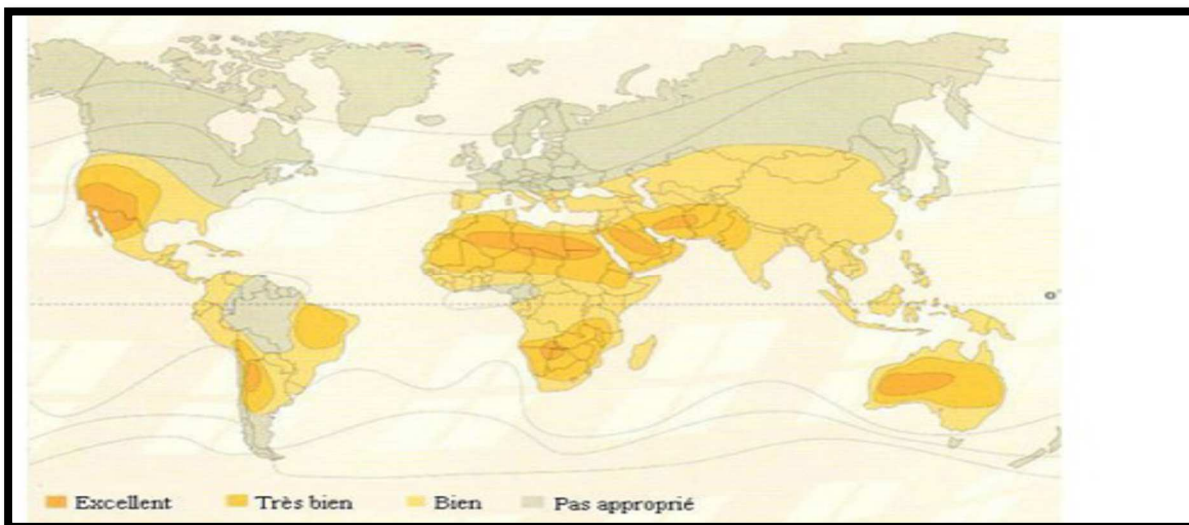


Figure 1.3: Les ressources énergétiques solaires mondiales

1.2.5. le potentiel solaire en Algérie :

Avec 2 381 741 km² de surface, l'Algérie est le pays le plus vaste de la zone méditerranéenne. Selon une étude de l'agence aérospatiale allemande DLR [11], l'Algérie offre les possibilités les plus intéressantes à long terme, pour investir dans les centrales thermiques solaires. En effet, l'Algérie est l'un des pays de la méditerranée qui dispose d'un potentiel solaire énorme et selon les données d'ensoleillement [12] l'Algérie est comptée parmi les meilleurs pays ensoleillé dans le monde. Le potentiel des ressources solaires de notre pays est optimal pour l'exécution des projets des concentrateurs solaires.

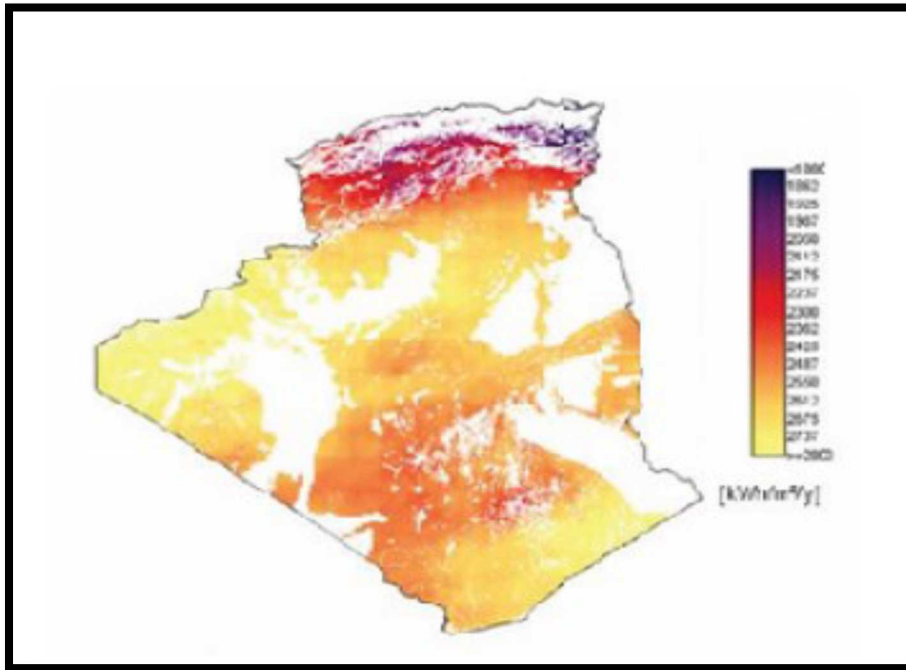


Figure 1.4 : Les ressources énergétiques solaires en Algérie

1.3. La Géométrie terre – soleil.

1.3.1. Révolution et rotation de la terre.

La terre accomplit un tour entier autour du soleil en 365,25 jours suivant une orbite elliptique, tans que la vitesse moyenne de ce mouvement est d'environ 30 km/s. La distance entre les centres de ces deux astres changes d'une grandeur minimale au Périhélie (1,47. 1011m), aux environs du 2 janvier, à une grandeur maximale, à l'Aphélie (1,52 .1011m), aux environs du 3 juillet, la valeur moyenne étant appelée unité astronomique (UA). Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil son distingué dans la figure 1.5

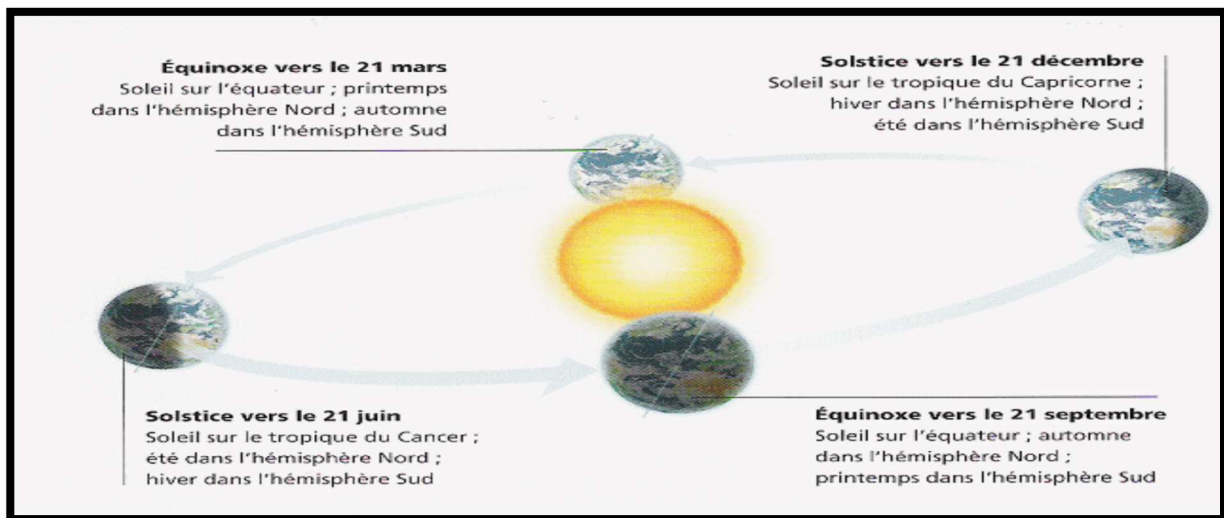


Figure 1.5 :

Image du mouvement de la terre autour du Soleil [image de wikipédia]

En un jour, la terre effectue une rotation complète d'Ouest en Est autour de son axe, c'est la base du système horaire. De cette rotation la succession des jours et des nuits. et pour une année, le nombre de rotations de la Terre sur elle-même est de 365,2425 par an environ, soit 366,2425 jours sidéraux (rotation par rapport au système de référence céleste). [8]

1.3.2. Les coordonnées horaires.

1.3.2.1 Déclinaison δ .

Le plan de l'orbite terrestre autour du soleil s'appelle plan de l'écliptique. La Terre tourne elle-même autour de l'axe polaire, qui est incliné à $23,45^\circ$ par rapport à la perpendiculaire avec le plan de l'écliptique tout le long de l'année. La rotation de la Terre autour de son axe provoque les variations diurnes du rayonnement. La position de l'axe par rapport au soleil est la cause des variations saisonnières du rayonnement solaire.

L'angle entre la ligne qui relie le centre du soleil et de la Terre d'une part et le plan équatorial d'autre part change constamment Cet angle est appelé déclinaison solaire. Pour le solstice d'hiver (22 décembre), il est de $+23,45^\circ$ alors que pour le solstice d'été (22 juin), la déclinaison est de $-23,45^\circ$ et elle est nulle aux équinoxes. [13]

La déclinaison est définie par la relation suivante

$$\delta = 23.45 \times \sin t \quad (1.2)$$

Avec $t = (n+284) \times \frac{360}{365}$

1.3.2.2. Angle horaire:

L'angle horaire ω étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai TSV [18]. L'angle horaire est donné par l'équation suivant :

$$\omega = 15. (TSV - 12) \quad (1.3)$$

Si $\omega = 0$, TSV = 12h.00

Si $\omega < 0$, la matinée.

Si $\omega > 0$, l'après-midi.

1.3.3. Les coordonnées géographiques

Lieu, on entend la latitude, la longitude et le niveau de la mer. Pour se repérer à la surface de la planète, on peut utiliser un autre système appelé « repères cartographiques ».

Pour se localiser sur la terre, il est nécessaire d'utiliser un système géodésique du quel découlent les coordonnées géographiques. [7]

1.3.3.1. Latitude \varnothing

La latitude est une valeur angulaire, expression du positionnement nord –sud d'un point sur terre, s'étend de 0° à l'équateur et à 90° aux pôles

- Ce plan coupe la surface terrestre suivant un cercle approximatif (les irrégularités du cercle sont liées aux variations d'altitude), sauf aux pôles où ce cercle se réduit à un point.
- Plus la latitude s'écarte de 0° , plus on s'éloigne du plan de l'équateur, cependant la latitude n'est pas une mesure proportionnelle à la distance entre les deux plans, mais proportionnelle à la distance la plus courte pour rejoindre l'équateur en parcourant la surface terrestre soit vers le nord géographique soit vers le sud géographique. En effet, la distance au plan de l'équateur ne varie pratiquement pas près des pôles même si la latitude varie beaucoup, au contraire des plans de latitude près de l'équateur où la variation de la distance inter-plan est maximale. [7]

1.3.3.2. Longitude λ

La longitude est une valeur angulaire, expression du positionnement Est-Ouest d'un point sur Terre. Tous les lieux situés à la même longitude forment un demi-plan limité par l'axe des pôles géographiques, coupant la surface de la terre sur un demi-cercle approximatif dont le centre est le centre de la Terre, l'arc allant d'un pôle à l'autre. Un tel demi-cercle est appelé méridien. [7]

- À la différence de la latitude (position nord-sud) qui bénéficie de l'équateur et des pôles comme références, aucune référence naturelle n'existe pour la longitude.
- La longitude est donc une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de -180° à $+180^\circ$, ou respectivement de 180° Ouest à 180° Est.
- Le méridien de référence est le méridien de *Greenwich* (qui sert aussi de référence pour les fuseaux horaires).

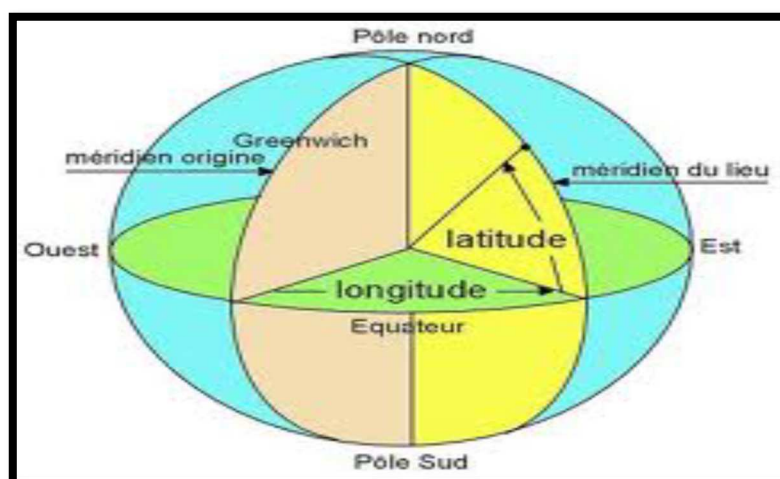


Figure 1.6 : La définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné

1.3.3.3. Méridien.

Le méridien est un demi grand cercle imaginaire tracé sur le globe terrestre reliant les pôles géographiques. Tous les points de la terre situés dans le même méridien ont la même longitude, on parle également d'arc de méridien entre deux latitudes. [7]

1.3.4. Les coordonnées horizontales.**1.3.4.1. La hauteur angulaire du soleil h (altitude).**

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

$$\text{Sin}(h) = \text{Sin}(\phi) \text{Sin}(\delta) + \text{Cos}(\phi) \text{Cos}(\delta) \text{Cos}(\omega) \quad (\text{I.4})$$

1.3.4.2. L'angle azimut du soleil α .

L'azimut solaire (a) est l'angle mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère nord et dans le sens contraire dans l'hémisphère sud, en utilisant les projections sur le plan horizontal du point d'observation [15] c'est-à-dire la projection de la droite reliant la terre au soleil. Il est compris entre $-180 \leq a \leq 180^\circ$, tel qu'il est négatif le matin (direction Est), nul ou égal à 180° à midi et positif l'après-midi (direction Ouest), sur tout le globe. Il diffère de l'azimut géographique, lequel est toujours mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du Nord, indépendamment de l'hémisphère du point d'observation [14].

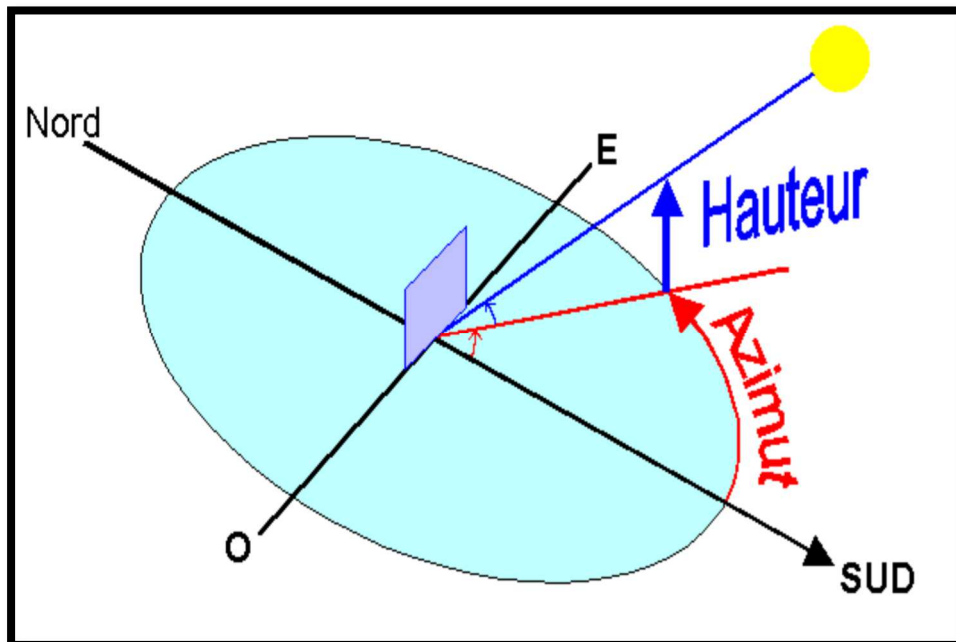


Figure 1.7 : Schéma descriptive pour les angles azimut et hauteur

L'équation de passage des coordonnées horizontales en coordonnées horaires est la suivante [15] :

$$\text{Sin } a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \quad (\text{I.5})$$

1.3.5. La constante solaire.

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367 W/m^2 par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse) [16].

Cette valeur est la moyenne sur l'année du flux extraterrestre. En effet, la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6 \%$ de la distance Terre Soleil et donc une variation de ce flux. La relation suivante donne la valeur corrigée de la constante solaire [15]:

$$I_c = I_0 \times [1 + 0.0034 \times \cos(30 \times (m - 1) + n)] \quad (\text{I.6})$$

Où:

$I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$, m : numéro du mois dans l'année, n : numéro du jour dans le mois.

1.4. Les temps solaire :**1.4.1. L'équation du temps ET :**

L'équation du temps est la différence entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considéré [5]

$$ET = TSV - TSM$$

La variation de l'équation du temps durant l'année est donné par la relation suivante :

$$ET = 0.258 \cos x - 7.416 \sin x - 3.648 \cos 2x - 9.228 \sin 2x \quad (\text{1-7})$$

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^{er} janvier où $n=1$. en intégrant (I-10) dans (I-11)

On obtient.

$$dj = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (\text{I-8})$$

1.4.2. Le temps solaire moyen TSM

Le temps solaire moyen est basé sur un soleil moyen fictif qui se déplacerait à vitesse constante tout au long de l'année. Cette moyenne est de 24 heures. Il est défini par les coordonnées angulaires d'un soleil fictif qui serait animé d'une vitesse constante sur l'Ecliptique. [5]

1.4.3. Le temps solaire vrai TSV

La notion du temps solaire vrai TSV est définie à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire ω , qui représente l'arc compris entre le rayonnement solaire incident

et le plan méridien du lieu. Cet angle augmente de quinze degrés (15°) par heure. La valeur zéro degré (0°) est atteinte au passage du soleil à la verticale (zénith) du plan méridien (midi solaire vrai = 12 h TSV). [1]

Le temps solaire vrai est une mesure du temps basée sur la définition de midi solaire : C'est l'instant où le Soleil atteint son point de culmination, en un endroit donné de la Terre.

Il est défini par les différentes coordonnées angulaires du soleil et est lié au temps standard d'un lieu repéré et l'équation du temps ET avec un maximum de 16,4 minutes. [8]

$$TSV = LST + ET + (l_{st} - l_{local}) \times 4 \text{ [min]} \quad (1.9)$$

1.5. Durée du jour

On peut déduire les heures de lever et de coucher du soleil à partir de la hauteur angulaire du soleil en posant $\sin(h) = 0$ (soleil à l'horizon) ce qui donne : [8]

$$\cos \omega l = - \tan \varnothing \tan \delta \quad (1.10)$$

Où ωl est l'angle horaire du soleil à son lever (et, au signe près, à son coucher).

La durée du jour est obtenue à l'aide de la formule suivante :

$$dj = \omega c - \omega l \quad (1.11)$$

1.6. La technologie de centrale solaire thermodynamique :

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (en anglais CSP pour (*Concentrating Solar Power Plant*)) est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur puis à convertir cette chaleur en énergie mécanique et électrique au moyen d'un cycle thermodynamique moteur couplé à une génératrice électrique (par exemple une turbine et un générateur). Tout comme le solaire photovoltaïque, le solaire thermodynamique tire profit du rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Mais ces deux technologies la valorisent différemment. Alors que pour le photovoltaïque, le rayonnement solaire est directement converti en électricité, le solaire thermodynamique le converti en chaleur puis fait intervenir un organe de conversion électrique. [10]

On distingue en général trois grandes familles de centrales solaires à concentration : les centrales à concentrateurs linéaires, les centrales à tour et les systèmes Parabole/Stirling. Ils se distinguent principalement par leurs dispositifs concentrateurs. Ces concentrateurs se différencient par leurs dimensions élémentaires, leurs coûts, et leurs performances optiques.

1.6.1. Les centrales à capteurs linéaires :

Les systèmes à capteurs linéaires sont généralement constitués de miroirs réfléchissante orientés nord-sud qui concentrent le rayonnement solaire vers un tube récepteur sous vide placé dans la ligne focale du capteur et dans lequel circule un fluide caloporteur (huile synthétique, eau/vapeur). La chaleur est ensuite transmise à la boucle de production électrique à des températures de l'ordre de 300-400 °C et

convertie en énergie mécanique puis électrique par un cycle classique de Rankine à vapeur surchauffée ou resurchauffée. [10]

Cette filière, aujourd'hui la plus mature des trois voies de centrales solaires thermodynamiques, s'est jusqu'à présent déclinée en quatre principales technologies, en fonction du fluide caloporteur ou du type de concentrateur.

1.6.1.1. Les centrales à capteur cylindro-parabolique.

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire.

De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80 tels que les centrales SEGS installées dans le désert de Mojave en Californie.

Une installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur (génération de vapeur) et le système de génération électrique.

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation constitué d'un ensemble de collecteurs solaires de forme cylindro-parabolique connectés entre eux en série pour former de longues files qui à leur tour et ils sont connectés en parallèle.

1.6.1.1.1. Système cylindro-parabolique à caloporteur huile.

En 1984, grâce à des investissements américains, la première centrale solaire thermodynamique commerciale, SEGS I était installée en Californie par la société Luz International Limited (**Figure 1.8**). Cette première réalisation fut rapidement suivie par 8 autres construites entre 1986 et 1990 dans le désert de Mojave à Dagget (SEGS I et II), Kramer Junction (SEGS III, IV, V, VI, VII) et Harper Lakes (SEGS VIII et IX). Ces 9 centrales d'une puissance totale de 354 MW sont toujours en fonctionnement et ont produit plus de 10 milliards de kW avec un rendement moyen de 10.6 %. Grâce à l'expérience acquise par ces centrales, cette technologie est aujourd'hui la plus mature [10].



Figure 1.8 : Collecteurs cylindro-paraboliques de la centrale SEGS I à Dagget en Californie

Après 15 années sans nouveaux projets, la centrale Nevada Solar One basée sur cette technologie d'une puissance de 64 MW a été inaugurée en 2007 aux Etats Unis près de Las Vegas. En Espagne, Les centrales Andasol 1 et 2 et Extresol 1 ont la particularité de disposer d'un stockage thermique de plus de 7 heures composé de deux réservoirs de sels fondus (**Figure I.9**).

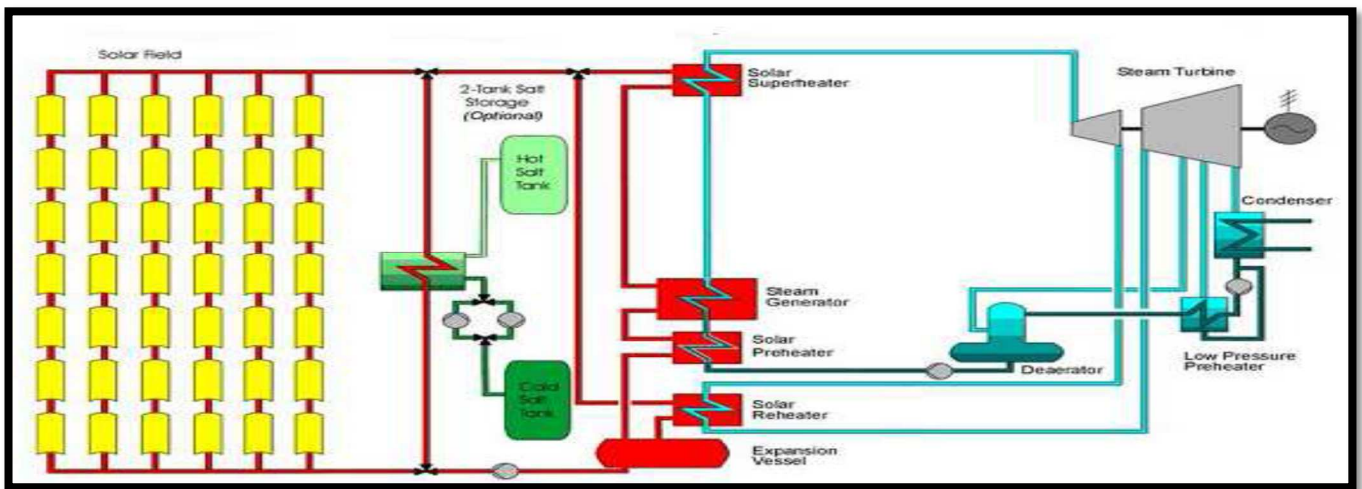


Figure I.9 : Schéma simplifié de la centrale Extresol 1 en Espagne [18]

L'avantage principal de cette technologie est le découplage entre la captation de l'énergie solaire et la production de vapeur (**Figure I.9**). En effet l'emploi d'un fluide caloporteur monophasique permet de capter la chaleur sans changement de phase et de la stocker, si besoin, sous forme de chaleur sensible dans des réservoirs de grandes dimensions. Cependant l'étage d'échangeurs eau-huile a un coût élevé (investissement et maintenance). De plus les limites de cette technologie sont aujourd'hui fixées par l'huile thermique synthétique qui est chère, nocive pour l'environnement en cas de fuite, très inflammable, et dont l'emploi est limité en température aux environs de 400 °C.

1.6.1.1.2. Les capteurs cylindro-paraboliques à génération direct de vapeur

Dans ce type de centrale (**Figure 1.10**), le fluide caloporteur n'est plus de l'huile mais de l'eau, moins chère, diminuant les risques environnementaux, réduisant les pertes thermiques dans les tubes absorbeurs et surtout repoussant la limite de température en sortie de champ solaire.

De plus l'installation est fortement simplifiée ; l'étage d'échangeurs disparaît puisque le fluide caloporteur est le fluide de travail de la turbine. Ainsi les coûts d'investissement et de maintenance seraient largement diminués. Cependant, deux inconvénients majeurs sont à noter [10] :

- L'évaporation de l'eau et la surchauffe de la vapeur dans les tubes absorbeurs entraînent de forts gradients de température difficilement acceptables pour les matériaux. L'utilisation de la vapeur saturée réduit ce problème mais grève fortement le rendement du cycle thermodynamique.
- Il n'existe à l'heure actuelle aucune option commerciale de stockage pour ce type de centrale. L'évaporation de l'eau nécessite de la chaleur latente à température constante.

La génération directe de vapeur est une option très prometteuse en termes de réduction des coûts de production d'électricité et de nombreux travaux de recherche sont actuellement en cours avec en particulier

le programme DISTOR [10] sur le stockage thermique par matériaux à changement de phase. De plus des premiers tests concluants effectués sur la boucle pilote DISS à la Plate-forme solaire d'Almeria (PSA) ont encouragé les industriels espagnols à développer un projet d'une première centrale pré-commerciale DSG, INDITEP, d'une puissance de 4.7 MW (Figure 1.10).

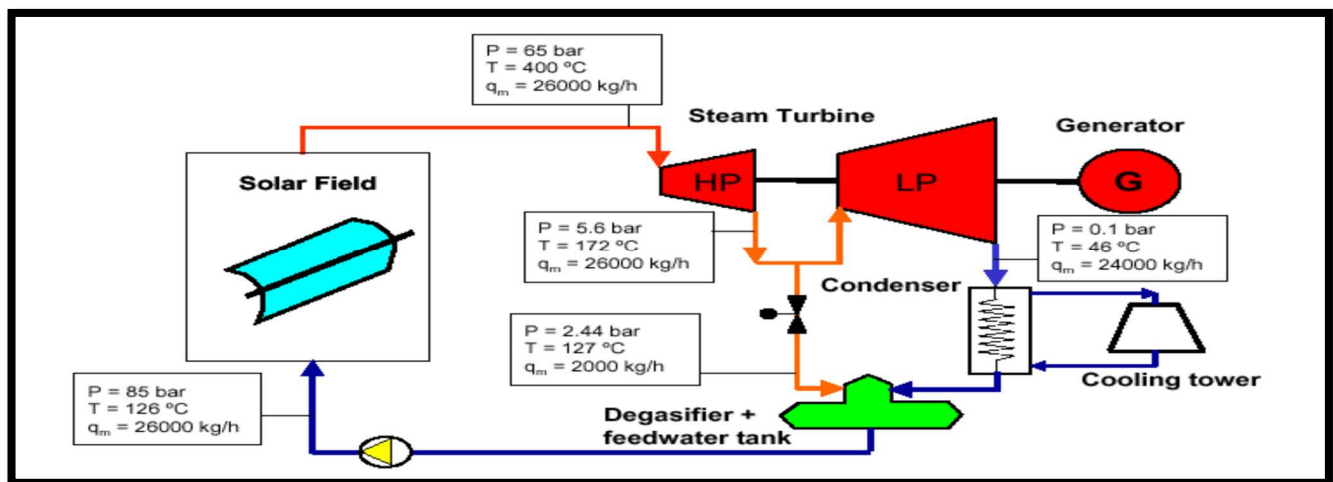


Figure 1.10 : Schéma simplifié de la centrale INDITEP de 4.7 MW [19].

1.6.1.2. Les centrales à capteur linéaires à miroirs de Fresnel.

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques est la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise.

Ce type de centrale est similaire aux systèmes cylindro-paraboliques mais avec un absorbeur fixe.

Ce système est composé de miroirs plans, ou faiblement paraboliques, disposés en lames parallèles qui s'inclinent sur un axe de façon à réfléchir les rayons lumineux vers un récepteur tubulaire fixe.

(Figure 1.11)

La chute des performances optiques de cette technologie doit être compensée par une forte diminution des coûts de maintenance et d'investissement. Cette baisse des coûts est largement possible grâce à une conception simplifiée :

- Seule la génération directe de vapeur est envisageable pour cette technologie pour éliminer l'étage d'échangeurs complexe et cher.
- Les tubes absorbeurs sont séparés du champ de miroirs et fixes ; les problèmes de joints des tubes absorbeurs sont éliminés.
- Les mouvements des miroirs, leurs conceptions et leurs fabrications sont simplifiés et la prise au vent et l'encombrement sont réduits.

Cette technologie très récente souffre encore d'un manque de maturité qui pourrait être comblé rapidement grâce aux projets de recherche à Almeria et surtout en Australie. De plus, AUSRA un industriel australien développe actuellement des projets très ambitieux dont une centrale de 177 MW en Californie dont les travaux devraient démarrer en 2009. [10]

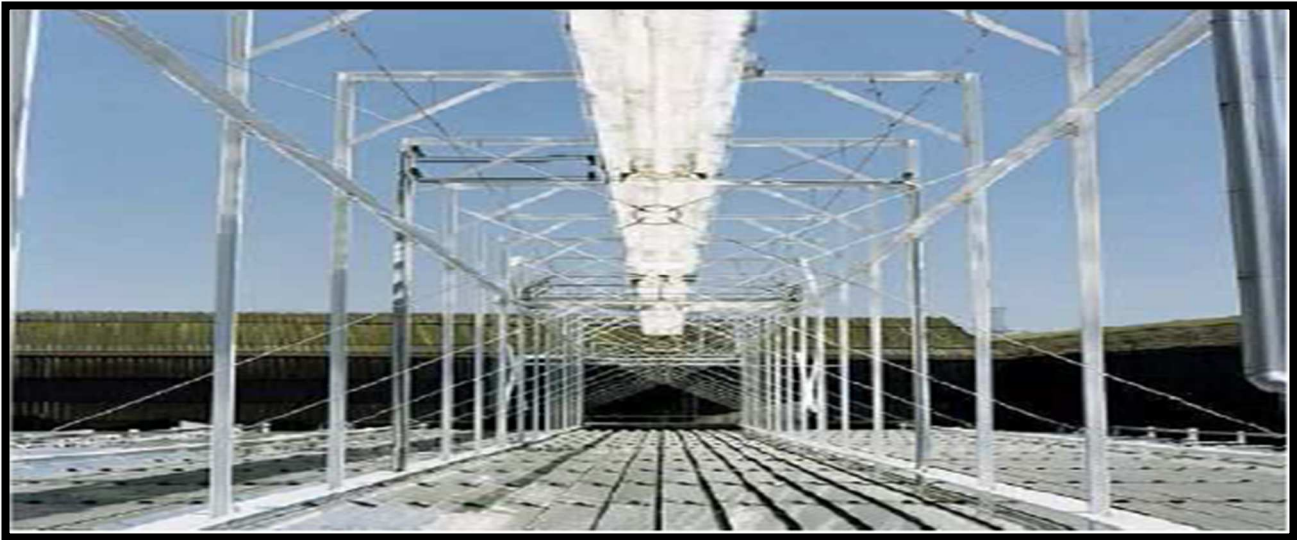


Figure 1.11 : prototype de capteur CLFR à liège ($L=2500\text{m}^2$) [10]

1.6.2. Les centrales à tour

Les centrales à tour (CT) sont constituées de nombreux miroirs ou héliostats concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Le facteur de concentration optique d'une installation CT varie de 200 à 1000 et le fluide caloporteur peut atteindre des températures comprises entre 250 et 1000 °C selon le type de récepteur et de caloporteur, ce qui permet de mettre en oeuvre un cycle de Rankine, ou un cycle à gaz (Brayton) ou même un cycle combiné (vapeur-gaz). Elle a une capacité de production entre 10 et 200 MW. [2]

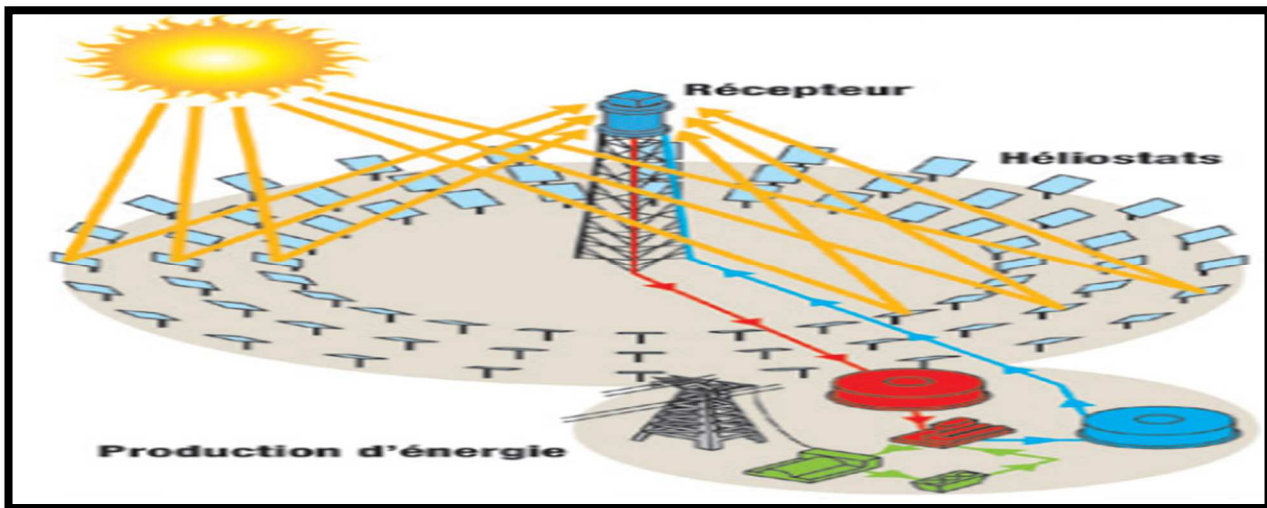


Figure 1.12: Schéma d'une centrale à tour

Cette filière se décline en quatre principales technologies, qui se différencient principalement par la nature du fluide caloporteur :

- Les systèmes à caloporteur sels fondus.
- Les systèmes à caloporteur eau/vapeur.
- Les systèmes à caloporteur air.
- Les systèmes hybrides à caloporteur air pressurisé couplé à un cycle de Brayton.

1.6.2.1. Systèmes à caloporteur sels fondus.

Cette technologie est la plus mature et plusieurs projets de recherche ont été menés ces 25 dernières années dont les centrales solaires THEMIS en France, et Solar two aux Etats Unis.

Les sels fondus (composés par exemple de nitrate de sodium et de nitrate de potassium) représentent un fluide de stockage économique et adapté au niveau de température d'un cycle de Rankine. Il paraît donc intéressant d'employer des sels fondus à la fois comme fluide caloporteur et fluide de stockage d'une centrale à tour. La température des sels peut atteindre environ 560 °C ce qui permet d'actionner une turbine à vapeur plus performante que celles couplées à un champ de capteurs Cylindro- paraboliques. [10]

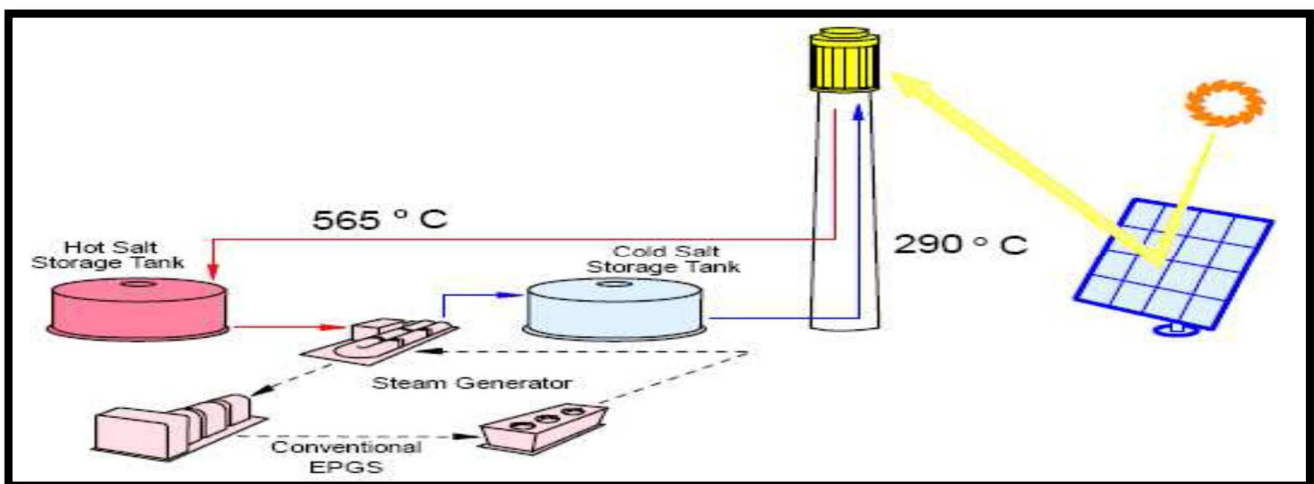


Figure 1.13 : Schéma simplifié d'une centrale à tour à sels fondus [20]

1.6.2.2. Les systèmes à tour à caloporteur eau/vapeur

Bien avant les centrales cylindro-paraboliques, la génération directe de vapeur a été envisagée dans les centrales à tour dès la fin des années 1970. L'idée reste la même ; simplifier au maximum l'intégration de l'énergie solaire dans un cycle vapeur, les inconvénients aussi ; l'évaporation de l'eau et la surchauffe de la vapeur entraînent des gradients de température élevés et donc des contraintes difficilement acceptables pour les matériaux.

La vapeur saturée est moins problématique d'un point de vue technologique mais la température de la vapeur est nettement plus faible et grève fortement le rendement de la turbine à vapeur.

La production de vapeur surchauffée par centrale à tour a fait l'objet de plusieurs projets de recherche ; Eurelios en Italie, CESA-1 à Almeria en Espagne et Solar One aux Etats Unis.

Des problèmes critiques ont été rencontrés dus à la surchauffe de la vapeur et cette technologie a été abandonnée. De biens meilleurs résultats ont été obtenus en utilisant de la vapeur saturée, [27].

Cette centrale commerciale de 10 MW, la première de la filière centrale à tour, utilise de la vapeur saturée comme fluide caloporteur à faible température (25 °C) et à faible pression (40 Bar).

Une seconde basée sur la même technologie, PS20 est actuellement en construction. [21]

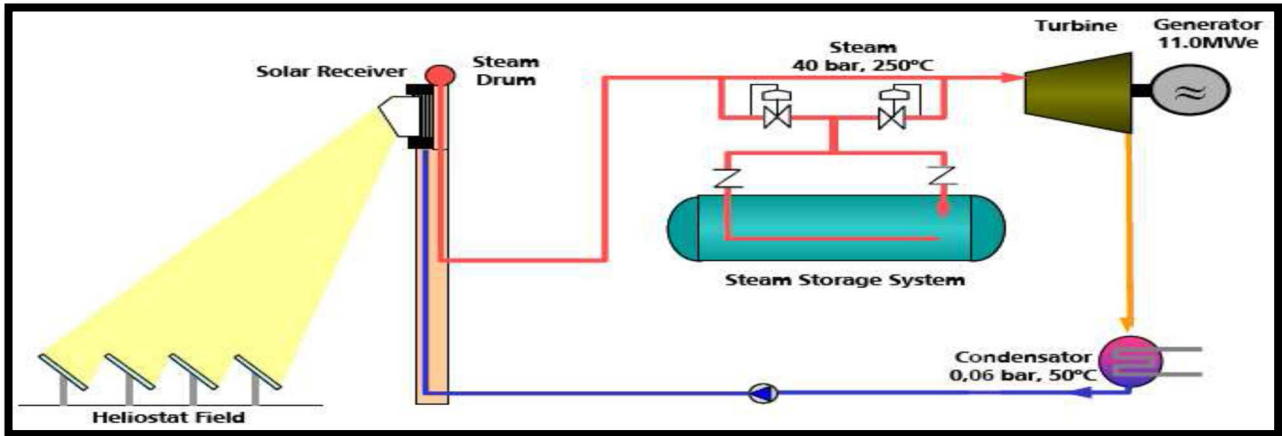


Figure 1.14: Schéma simplifié d'une centrale à tour à sels fondus [20].

1.6.2.3. Systèmes à tour à caloporteur air et récepteur ouvert.

Dans cette technologie, le fluide caloporteur est l'air atmosphérique aspiré au travers d'un récepteur volumétrique à absorbeur poreux métallique ou en céramique. L'air est chauffé à très haute température, de l'ordre de 700 °C et est utilisé pour actionner un cycle vapeur à des températures proches de 500 °C.

La technologie des récepteurs à air bénéficie d'une conception simple augmentant la fiabilité de celui-ci. Cependant, les performances des récepteurs volumétriques actuels encore peu développés sont faibles.

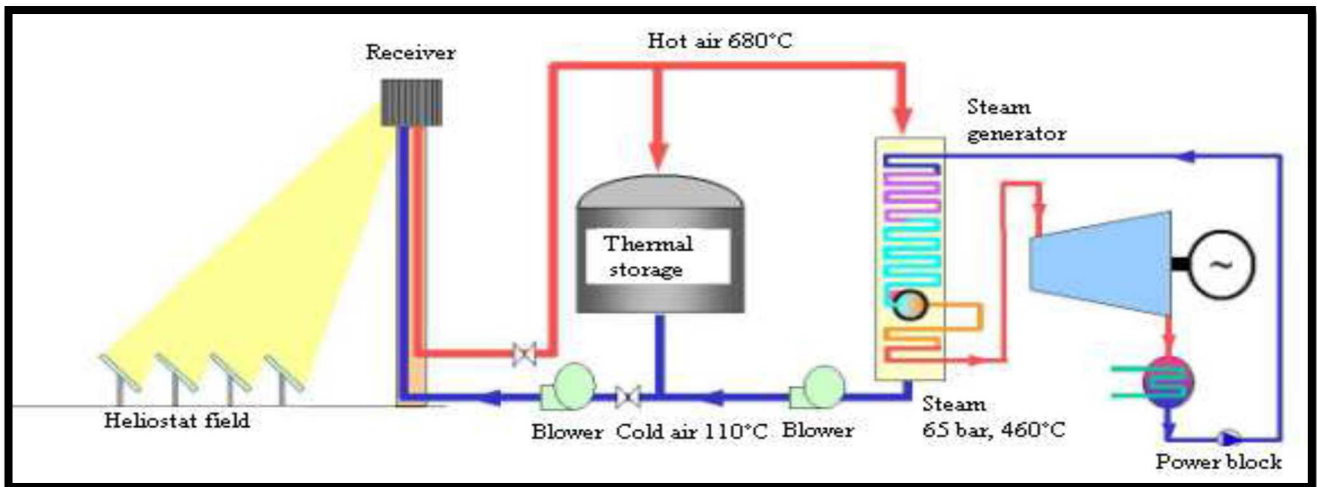


Figure 1.15: Schéma d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique [20]

Cette technologie est peu mûre et seulement quelques projets de recherche ont été réalisés et ont surtout porté sur l'amélioration du rendement des récepteurs volumétriques. Après l'échec en 1990 d'un projet de centrale en Jordanie sur l'initiative du consortium Phoebus, un récepteur a été testé à Almería en 1991 par la DLR et le CIEMAT. Suite à des travaux de recherche de la part de Abengoa, développeur de la centrale PS10, un nouveau récepteur à absorbeur céramique, SOLAIR a été testé à Almería en 2004. Des températures de l'air de 800 °C ont été atteintes contre 700 °C avec celui en mousse métallique du projet Phoebus. [22]

1.6.2.4. Les systèmes hybrides à caloporteur air pressurisé couplés à un cycle de Brayton

Cette technologie (Figure 2.8) vise à utiliser au mieux les niveaux de concentration élevés au niveau du récepteur solaire. L'objectif est d'atteindre des températures suffisamment élevées entre 800 °C et 1000 °C, permettant d'actionner une turbine à gaz ou un cycle combiné.

L'avantage de cette technologie est donc le rendement élevé du cycle thermodynamique. De plus, les turbines à gaz nécessitent des coûts d'investissements plus faibles que ceux d'une turbine à vapeur. La principale difficulté de cette technologie récente se situe au niveau du récepteur solaire. Actuellement, les récepteurs à air pressurisé ne sont pas capables d'atteindre durablement les conditions de température nécessaires pour une turbine à gaz et un appoint en sortie du récepteur solaire est nécessaire pour compléter le chauffage de l'air. Cette technologie est donc hybride à l'heure actuelle. La seconde difficulté concerne la solarisation d'une turbine à gaz ; de nombreuses modifications sur le système de commande en particulier sont à mettre en place.

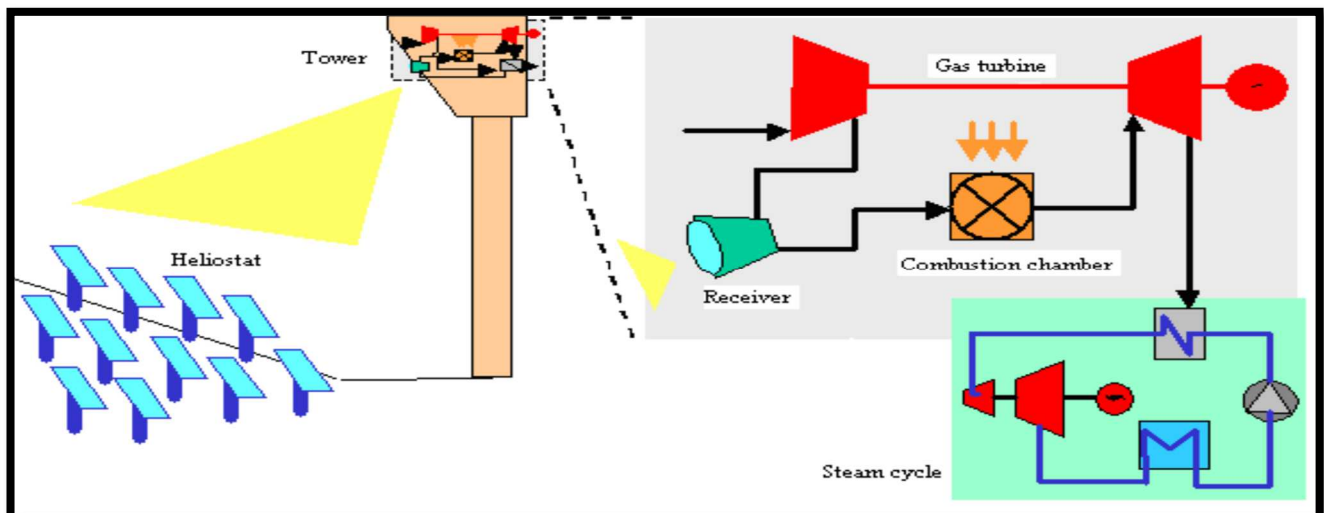


Figure 1.16 : Schéma de fonctionnement d'une centrale à tour à caloporteur air pressurisé couplé à un Cycle de Brayton ou à un cycle combiné.

L'intérêt des industriels pour cette filière est important car elle présente un fort potentiel de réduction des coûts grâce à de nombreux atouts :

- Un haut rendement de conversion solaire-électricité pouvant atteindre 25 % à moyen terme.
- L'hybridation permet d'obtenir des coûts d'électricité faibles, de diminuer les risques technologiques et économiques grâce à une puissance installée exploitable en permanence, de diminuer les arrêts/démarrages de la centrale.
- Une turbine à gaz est moins chère et plus compacte qu'une turbine à vapeur.

Les projets de recherche sur cette technologie sont nombreux avec en particulier le projet PEGASE (2007-2013) à THEMIS porté par le laboratoire PROMES et un consortium d'industriels français [23].

1.6.3. Les centrales paraboliques :

Les systèmes compacts de type Parabole/Stirling sont les dispositifs permettant de convertir l'énergie solaire thermique en électricité qui offrent le meilleur rendement (de l'ordre de 20 %-31 %) à l'échelle de la dizaine de kW_e. Les autres systèmes fondés sur la conversion de l'énergie solaire concentrée, c'est à dire les technologies à tour et à concentrateurs cylindro paraboliques, ne permettent d'atteindre ces rendements qu'à l'échelle du MW_e ou plus.

Le convertisseur Parabole/Stirling est constitué de 3 éléments principaux ; le concentrateur solaire, le récepteur solaire placé au foyer du concentrateur, et le moteur Stirling couplé à une génératrice électrique. A ces éléments principaux s'ajoute le système de contrôle-commande, les auxiliaires indispensables pour assurer de manière autonome la régulation de la production et la sécurité du fonctionnement.



Figure 1.17 : schéma d'un Capteur parabolique couplé à un moteur Stirling (Source : [24])

Le fluide de travail est alternativement chauffé et refroidi dans un cycle fermé. Il se détend lorsqu'il est chauffé dans le récepteur solaire (source chaude) et il est comprimé lorsqu'il est refroidi par un circuit d'eau au niveau de la source froide. La puissance récupérable sur l'axe moteur est la différence entre le travail fourni lors de la détente du fluide et le travail utilisé par le fluide lors de sa compression.

1.7. les cycles thermodynamiques.

1.7.1. Le cycle de Rankine ou cycle à vapeur.

Le cycle de Rankine est le transformateur thermomécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne. Dans ce cycle, la chaleur est transportée par l'huile synthétique depuis les collecteurs jusqu'à la chaudière, où l'eau est évaporée. La vapeur est ensuite détendue dans la turbine, condensée et comprimée puis renvoyée dans l'évaporateur. Il est utilisé aussi bien dans les centrales cylindro-parabolique que dans les centrales à tour.

L'utilisation d'un cycle de Rankine nécessite des températures élevées ; sa température maximale de fonctionnement est de 565°C et son efficacité chute si la température de la vapeur à l'entrée de la turbine est inférieure à 300°C . Le champ solaire doit donc obligatoirement être de taille importante si l'on veut optimiser le rendement du cycle.

Le refroidissement par eau des cycles de Rankine est conseillé (en effet un refroidissement par air augmenterait le LEC d'environ 10% [2]), ce qui pose la contrainte d'une source d'eau abondante et bon marché à proximité de la centrale.

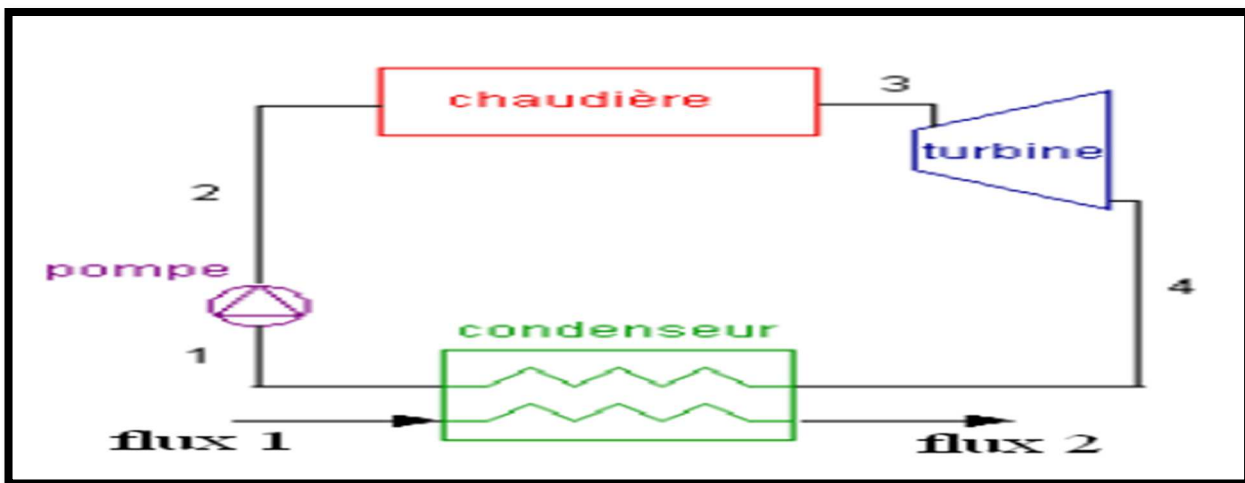


Figure 1.17 : schéma d'une centrale à vapeur.

1.7.2. Le cycle de Brayton ou cycle à gaz

Pour le cycle de Brayton conventionnel, on utilise une turbine à gaz à cycle ouvert dans laquelle de l'air est comprimé et brûlé avec un combustible dans une chambre à combustion. Les gaz de combustion chauds sont détendus dans une turbine couplée à un générateur électrique. Dans un cycle fermé, le fluide de travail est comprimé, chauffé et ensuite détendu dans une turbine. Les gaz sont ensuite refroidis, puis comprimés et recyclés. [2]

Ce cycle est utilisé dans les centrales à tour; il peut l'être aussi dans les centrales parabolique.

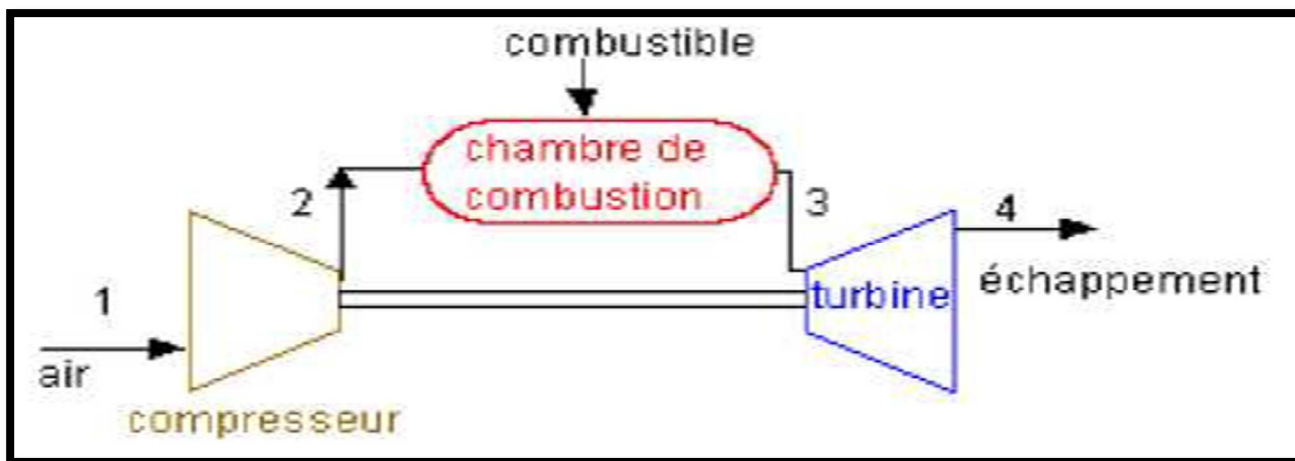


Figure 1.18 : schéma d'une centrale à gaz [2].

1.7.3. Le cycle combiné

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- Un cycle à gaz (cycle de Brayton) qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle à vapeur.
- Un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C.

Il peut être utilisé aussi bien dans les centrales à tour que dans les centrales cylindro-parabolique.

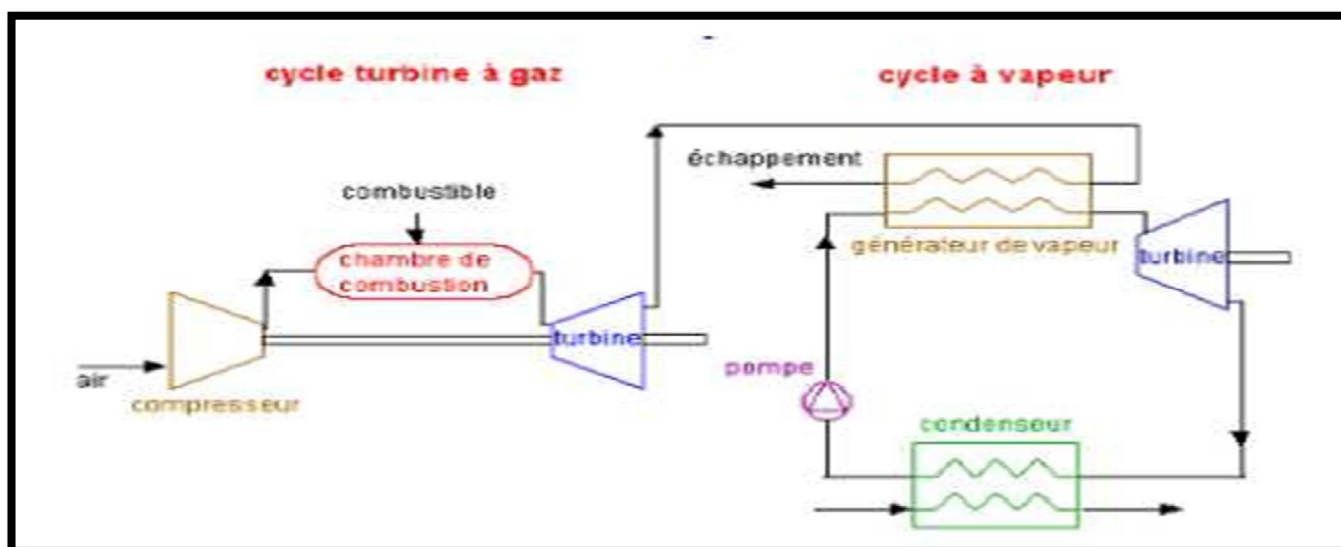


Figure 1.19 : Schéma d'un cycle combiné

1.7.4. Le cycle de Stirling

Ce transformateur thermomécanique (**Figure I.20**) est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique. Le système chargé de transformer la chaleur provenant de la radiation solaire en puissance mécanique est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer solaire. Dans le cas des capteurs paraboliques, la source chaude se situe généralement à une température de 700 °C et la source froide est assurée par l'air ambiant, brassé par un ventilateur à l'arrière du moteur. Le rendement chaleur-électricité du moteur Stirling à ces températures peut atteindre 40%.

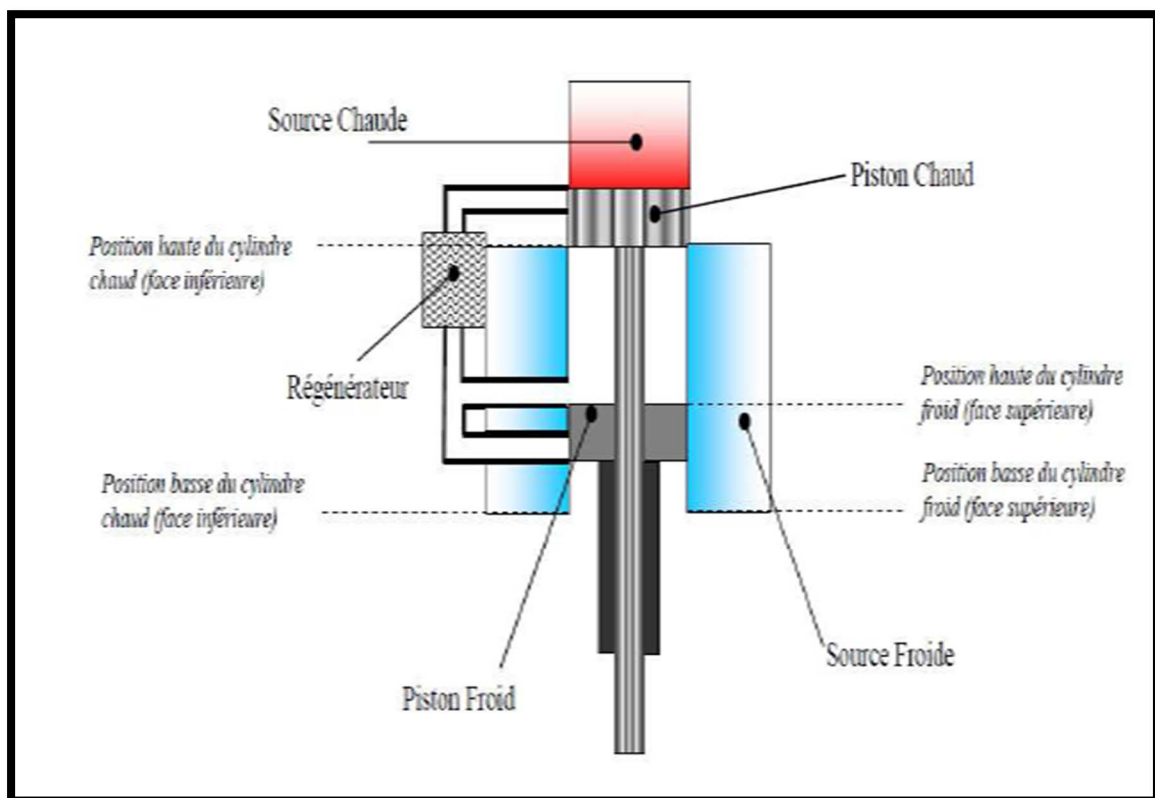


Figure 1.20 : schéma d'un moteur Stirling.

1.8. Application du concentrateur cylindro-parabolique**1.8.1. Le séchoir solaire agricole**

L'agriculture constitue le secteur clé de l'économie centrafricaine [25]. Afin de préserver les produits agricoles saisonniers et les rendre disponibles aux consommateurs pendant toute l'année, ces produits subissent nécessairement des traitements technologiques spécifiques, tels que le séchage thermique. Cette opération est l'un des procédés de conservation des produits agroalimentaires le plus ancien, considéré comme le plus facile, efficace, viable, encore aujourd'hui le plus utilisé.

Plusieurs types de capteurs à air, élément fondamental d'un séchoir solaire, ont été construits et testés à travers le monde.

L'objectif principal étant de collecter le maximum d'énergie solaire à un coût minimum et la sauvegarde de la qualité du produit séché. Ces raisons ont incité des nombreux auteurs à améliorer les performances thermiques des séchoirs solaires à air [26].

Ainsi, notre étude consiste à mettre sur pied un collecteur solaire à concentration, appliqué à un séchoir agricole. La modélisation numérique du nouveau collecteur, ainsi fabriqué, est l'objectif principal de la présente étude.

Le nouveau collecteur conçu est un capteur solaire cylindro-parabolique, au foyer duquel nous disposons d'un capteur plan, de dimensions très réduites. Ce capteur qui reçoit le flux solaire du collecteur, permet le chauffage de l'air qui circule librement par effet de thermosiphon en convection naturelle. Cette batterie de chauffage fournit l'énergie nécessaire au séchage de 2kg du gombo en 5heures, étalé sur quatre clayettes disposées dans l'armoire du séchage. Le dispositif ainsi construit permet d'obtenir une bonne qualité du produit séché. Il s'agit d'un dispositif sans stockage ni recyclage dont l'image synoptique est ainsi présentée

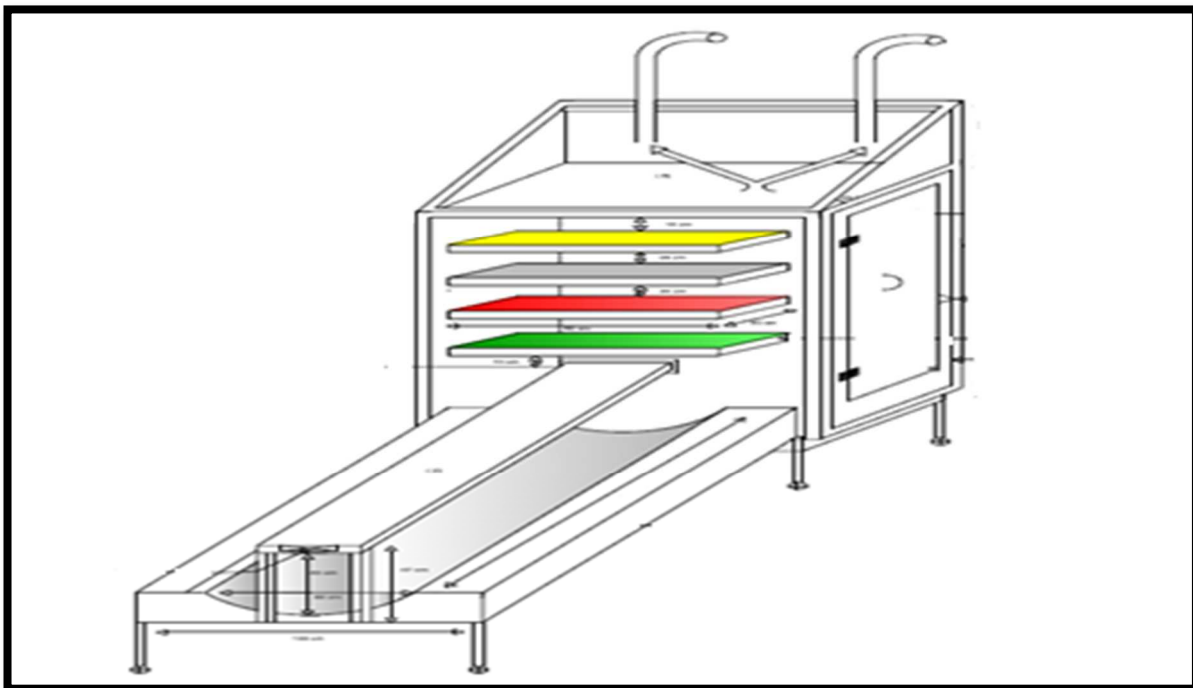


Figure 1.21: schéma d'un séchoir solaire

1.8.2. La climatisation solaire

Les capteurs plans et sous vides sont les technologies les plus utilisées dans les systèmes de climatisation solaire, par rapport aux autres techniques de captation. Les technologies peuvent varier selon les pays (un capteur plus performant permettra de réduire la surface occupée) ou les besoins d'une

installation (niveaux de températures). Un système typique (**figure I.22**) peut être proposé. Ce système est composé d'un CCP

(Circuit primaire), d'un réservoir de stockage thermique associé à une machine frigorifique à absorption (circuit secondaire) et des pompes photovoltaïques qui assurent la circulation de l'eau. Il est donc nécessaire de modéliser le réservoir de stockage thermique et d'estimer la charge de climatisation de la chambre.

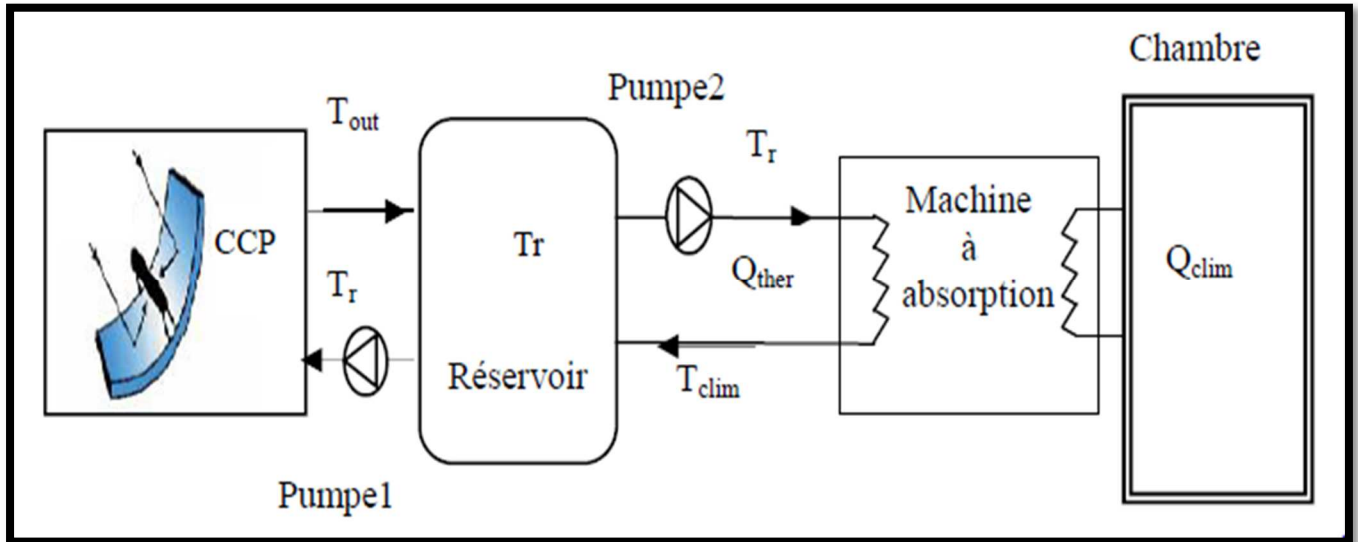


Figure 1.22 : schéma d'un système de climatisation par un collecteur cylindro parabolique.

1.9. Conclusion

Ce chapitre fournit un aperçu général sur l'énergie solaire et leur différent paramètre concernant la révolution et la rotation du soleil, les coordonnées horaires et géographiques.

Les technologies solaires à concentration, qui font l'objet de grands projets de production d'électricité dans les quatre coins du monde. La capacité installée des centrales thermiques à concentration est de l'ordre de 500 MW, cette capacité reste insuffisante devant le grand potentiel solaire dans les régions semi arides, en particulier l'Afrique du nord où se trouve le grand gisement solaire en monde.

Enfin, il est probable que les systèmes à concentration contribueront de manière non négligeable aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ et aux problèmes de développement et de fourniture d'énergie pour les régions arides.

2.1. Introduction

Dans la plupart des modèles de capteurs solaires cylindro-parabolique, le changement dans les propriétés des fluides avec la température est fait sur la base des températures moyennes d'entrée de champ solaire et de sortie et non réalisées en fonction de la température locale du fluide.

Ce modèle vise à atténuer cette question. Ce modèle suppose que le fluide dans le tube absorbeur est divisé en un nombre défini par l'utilisateur de sections d'iso-volumétrique (nœuds) avec chaque section de tube absorbeur (nœud) ayant des températures uniques et les propriétés des fluides qui changent avec la température (et donc avec le temps). Le nombre de nœuds est une considération importante. Avoir un grand nombre de nœuds (plus de 100) des résultats dans un Plug-débit réaliste comme approximation de la distribution de la température dans le tube absorbeur à des débits faibles au détriment de la vitesse de simulation. Toutefois, pour les applications les plus courantes, la vitesse du fluide par rapport au volume des nœuds permet pour un nombre beaucoup plus petit de nœuds nécessaires pour parvenir à une solution satisfaisante. L'utilisateur est vivement encouragé à faire varier le nombre de nœuds de fluide, le pas de temps, et le nombre d'étapes d'essayer de maximiser la vitesse de simulation sans compromettre les résultats de la simulation.

2.2. Présentation du logiciel de calcul

Le logiciel Matlab est un logiciel de manipulation de données numériques et de programmation dont le champ d'application est essentiellement les sciences appliquées.

Son objectif, par rapport aux autres langages, est de simplifier au maximum la transcription en langage informatique d'un problème mathématique, en utilisant une écriture la plus proche possible du langage naturel scientifique.

Le logiciel fonctionne sous Windows et sous Linux. Son interface de manipulation HMI utilise les ressources usuelles du multifenêtrage. Son apprentissage n'exige que la connaissance de quelques principes de base à partir desquels l'utilisation des fonctions évoluées est très intuitive grâce à l'aide intégrée aux fonctions.

Une alternative à Matlab est Scilab, logiciel libre, dont la version 5 présente de nombreux points communs avec Matlab. De nombreuses entreprises (EDF, ...) ont fait le choix de passer sous Scilab. Le passage d'un logiciel à l'autre n'est cependant pas direct, certaines fonctions ayant des comportements différents (ce ne sont pas des erreurs mais des choix scientifiques différents). Tous les logiciels de calcul réutilisent des savoir-faire scientifiques anciens et éprouvés, développés dans les années 1960.

2.3. Le fluide caloporteur

Les collecteurs d'énergie solaire génèrent une grande quantité de chaleur. Dans le système de concentration cylindro-parabolique.

Le rôle du fluide de transfert de chaleur est en fait de recueillir cette énergie thermique et de la transmettre à l'équipement de génération de puissance où la vapeur pour entraîner la génération d'électricité est constituée turbines, et parmi cet fluide on a les huile synthétique.

2.3.1. Dowtherm Q

DOWTHERM Q set un huile synthétique contient un mélange composés de diphenyle éthane ça composition chimique est $C_{14}H_{14}O_2$ et alkyles aromatiques. Comparé aux huiles chaudes, il présente une meilleure stabilité thermique, en particulier à l'extrémité supérieure de la plage d'utilisation de l'huile chaude.

1.3.2. Therminol VP-1

Therminol VP-1 est un fluide caloporteur synthétique de haute température de transfert de chaleur conçu pour répondre aux exigences des systèmes en phase vapeur ou des systèmes en phase liquide.

Theminol vp-1 est un mélange eutectique de 73,5% diphenyle oxyde de composition chimique de $C_{12}H_{10}O$ et 26,5% de diphenyle de composition chimique de $C_{12}H_{10}$

2.4. Discrétisation de tube absorbeur

La résolution de ce problème commence par la discrétisation de l'absorbeur en plusieurs tranches élémentaire, ou chaque élément est défini par un indice N de la longueur L. [17]

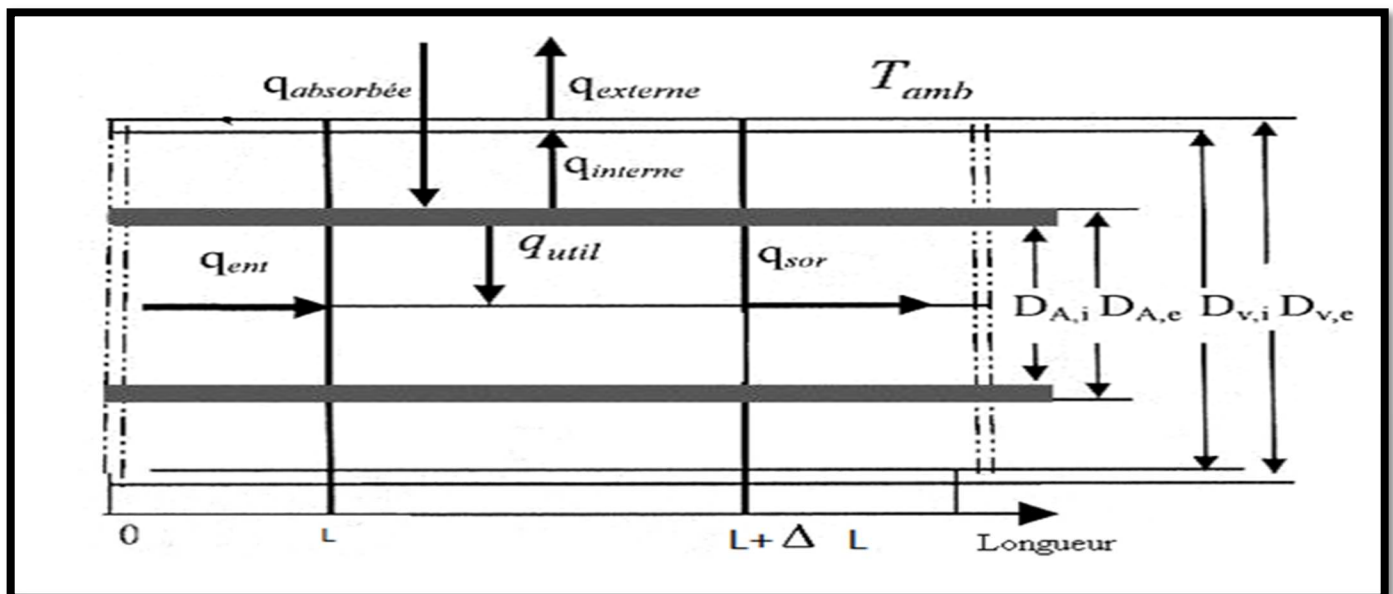


Figure 2-1 : Discrétisation d'un élément de l'absorbeur

2.5. L’angle d’incidence

Seul le rayonnement solaire qui est directement perpendiculaire à la surface du capteur peut être porté et être ainsi disponible pour chauffer les tubes absorbeurs.

L’angle d’incidence θ représente l’angle entre le rayonnement direct sur une surface et le plan normal de cette dernière. L’angle d’incidence sera varié au cours de la journée (ainsi que tout au long de l’année).

La figure 2.2 illustre l’angle d’incidence entre le collecteur normal et le faisceau de rayonnement sur un collecteur cylindro-parabolique. L’angle d’incidence est la résultante de la relation entre la position du soleil dans le ciel et l’orientation des collecteurs pour un lieu donné.

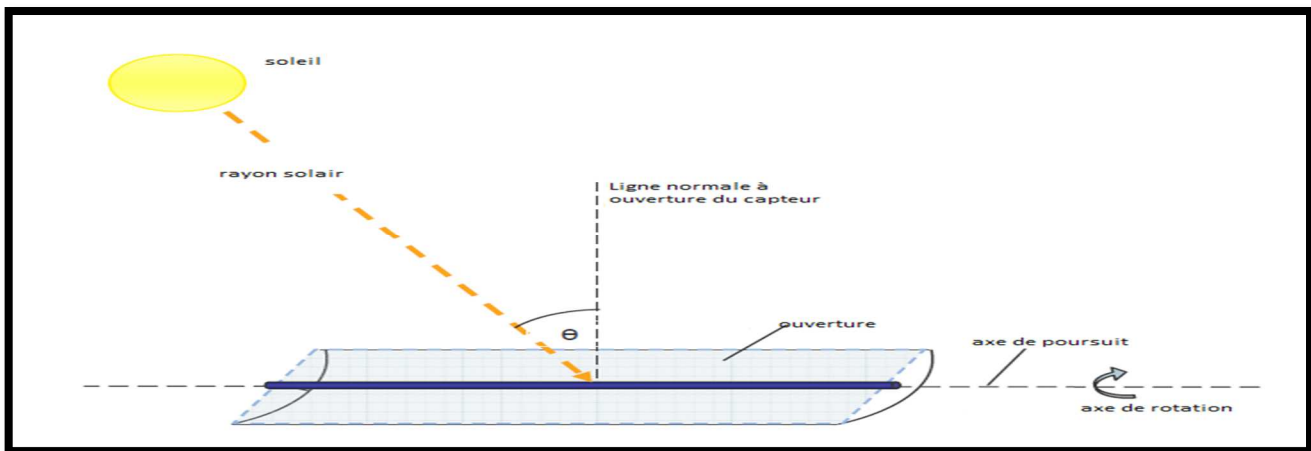


Figure 2. 2. Angle d’incidence sur un collecteur cylindro-parabolique

L’angle d’incidence pour un avion tourne autour d’un axe nord-sud horizontale avec Est-Ouest continue suivi de réduire au minimum l’angle d’incidence est donnée par :[27]

$$\text{Cos}(\theta) = \sqrt{1 - \cos(\text{solaralt} - \text{coltitl}) - \cos(\text{coltitl}) \times \cos(\text{solaralt}) \times (1 - \cos(\text{solaraz} - \text{colaz}))^2} \quad (2.1)$$

2.6. L’angle d’incidence modificateur (IAM).

En plus des pertes dues à l’angle d’incidence, il existe d’autres pertes à partir des collecteurs qui peuvent être corrélées à l’angle d’incidence. Ces pertes sont dues à la réflexion et l’absorption supplémentaire de l’enveloppe de verre lorsque l’angle d’incidence augmente.

L’angle d’incidence modifier (IAM) corrige ces pertes de réflexion et d’absorption supplémentaires.

L’angle d’incidence modificateur est donné à un ajustement aux données expérimentales empiriques pour un type de capteur donné et est défini sous la forme suivante :[28]

$$\text{IAM} = b_0 + b_1 \cdot \frac{\theta}{\cos(\theta)} - b_2 \cdot \frac{\theta^2}{\cos(\theta)} \quad (2.2)$$

2.7. Les pertes d'extrémités:

Les Pertes d'extrémité se produisent au niveau des extrémités des absorbeurs, où, pour un angle d'incidence non nul, une certaine longueur du tube de l'absorbeur n'est pas éclairée par le rayonnement solaire réfléchi par les miroirs.

Figure 2.3 représente l'apparition de pertes de gamme pour un HCE avec un angle d'incidence non nul.

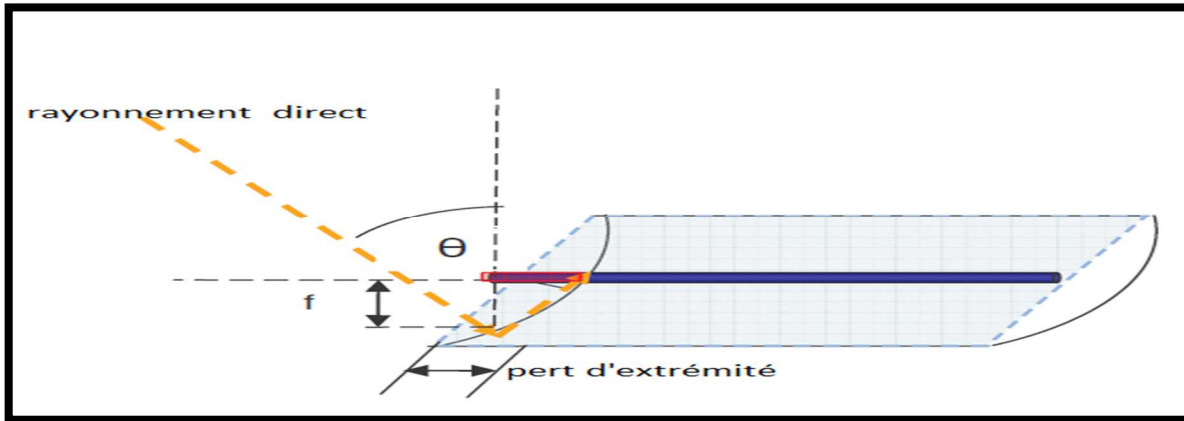


Figure 2.3. Pertes d'extrémités de l'HCE

Les pertes d'extrémité sont une fonction de la distance focale du collecteur, la longueur du collecteur, et l'angle d'incidence : [29]

$$f_{\text{end loss}} = \frac{f \tan(\theta)}{Lc} \tag{2.3}$$

2.8. L'énergie solaire absorbée

L'énergie solaire absorbée par le fluide peut être décrit par l'équation suivante : [30]

$$Q_{\text{absorbé}} = A \cdot \text{DNI} \cdot \text{IAM} \cdot f_{\text{end loss}} \cdot f_{\text{miroir}} \cdot f_{\text{dust}} \cdot f_{\text{bellew}} \cdot \tau_{\text{verre}} \cdot \alpha_{\text{coating}} \cdot f_{\text{misc}} \tag{2.4}$$

Le terme de surface dans l'équation (2.4) est défini par la longueur du collecteur multipliée par la largeur de l'ouverture du collecteur (largeur à travers l'ouverture des miroirs paraboliques).

Le rayonnement du faisceau incident dans l'équation (2.4) devrait être le rayonnement incident sur la surface en miroir par unité de surface.

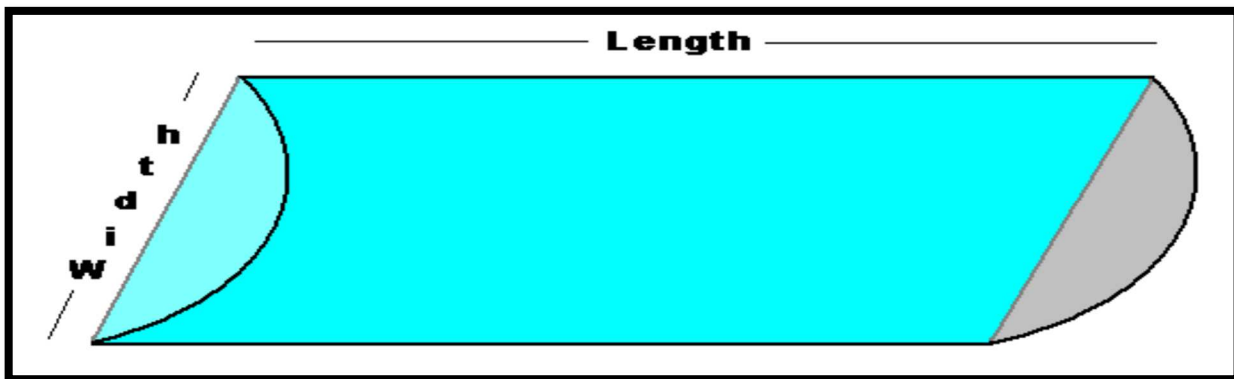


Figure 2.4 : les démontions du collecteur

CHAPITRE 2 : *Modélisation et simulation du collecteur cylindro parabolique*

Ce modèle de collecteur ne calcule le rayonnement du faisceau incident pour les surfaces suivis sur la base du rayonnement direct normal.

Le rayonnement de faisceau incident suivis pour le collectionneur de suivi devrait être fourni comme une entrée à ce modèle. Dans ce modèle.

2.9. Modélisation du collecteur

L'équation différentielle décrivant régissant la température du fluide dans l'un de ces nœuds en fonction du temps peut être écrite comme:

$$\frac{d(m U)}{dt} = Q_{in} - Q_{OUT} \quad (2.5)$$

L'énergie qui entre dans le nœud de fluide se compose de l'énergie solaire qui est absorbée par le tube absorbeur et transféré vers le nœud de fluide et l'énergie associée à l'écoulement de fluide dans le nœud. L'énergie considérée comme "out" du nœud fluide est l'énergie perdue par le fluide de l'environnement (combinaison compliquée de la convection, la conduction et le rayonnement) et l'énergie associée à fluide sortant du nœud. Le bilan énergétique peut alors être réécrit ainsi:

$$\frac{d(m.U)}{dt} = Q_{abs} + Q_{in} - Q_p - Q_{out} \quad (2.6)$$

Dans de nombreux cas, le côté gauche de l'équation 2.6 peut être réécrit que l'équation 2,7 si la masse du nœud et la chaleur spécifique du nœud sont considérés comme constante. Avec cette simplification, l'équation différentielle résultante peut généralement être résolue avec une expression analytique.

$$\frac{d(m U)}{dt} = m * C_p * \frac{dT}{dt} \quad (2.7)$$

Dans ce modèle cependant, le volume du nœud ne change pas avec le temps, mais la masse et le changement de l'énergie avec la température et donc avec le temps. Dans ce cas, la simplification de l'équation 2,7 ne détient pas et nous devons développer pleinement le côté gauche de l'équation 2.6.

$$\frac{d(m U)}{dt} = m * \frac{dU}{dt} + U * \frac{dm}{dt} \quad (2.8)$$

Pour résoudre pour que la température du nœud en fonction du temps, nous aimerions tout en fonction de dT / dt exprimer. Utilisation de la règle de la chaîne, nous pouvons réécrire le terme dm / dt :

$$\frac{dm}{dt} = \frac{dm}{dT} * \frac{dT}{dt} \quad (2.9)$$

Pour un nœud de volume constant, la masse du nœud change avec la température comme la densité du nœud change avec la température.

$$\frac{dm}{dT} = \frac{d(\rho v)}{dT} = v * \frac{d\rho}{dT} \quad (2.10)$$

CHAPITRE 2 : *Modélisation et simulation du collecteur cylindro parabolique*

Ce modèle suppose que la densité du fluide de travail peut être décrite comme une fonction quadratique de la température: [32]

$$\rho = r_0 + r_1 * T + r_2 * T^2 \quad (2.11)$$

Combinant les équations 2,10 et 2,11 nous pouvons dériver l'équation pour dm / dT :

$$\frac{dm}{dT} = \frac{d(\rho v)}{dT} = v * \frac{d\rho}{dT} = v * (r_1 + 2 * r_2 * T) \quad (2.12)$$

En combinant les équations 2,9 et 2,12 Nous pouvons alors déduire l'équation pour dm / dt :

$$\frac{dm}{dt} = v * (r_1 + 2 * r_2 * T) * \frac{dT}{dt} \quad (2.13)$$

Suivant la même approche que nous avons fait avec le terme de masse, nous pouvons utiliser la règle de la chaîne de réécrire le du / dt terme:

$$\frac{dU}{dt} = \frac{dU}{dT} * \frac{dT}{dt} \quad (2.14)$$

Ce modèle suppose que l'énergie interne du fluide de travail peut être décrite comme une fonction quadratique de la température:[32]

$$U = u_0 + u_1 * T + u_2 * T^2 \quad (2.15)$$

En utilisant des équations 2.15 nous pouvons dériver l'équation pour du / dt :

$$\frac{dU}{dT} = u_1 + 2 * u_2 * T \quad (2.16)$$

Dans de nombreux cas, l'enthalpie et la densité du fluide sont prévus en fonction de la température, mais non l'énergie interne. Dans ce cas, l'énergie interne en fonction de la température peut être dérivé en soustrayant le produit de la pression de travail et l'inverse de la densité en fonction de la température ($u = h - P . v$).

En combinant les équations 2,14 et 2,16 Nous pouvons alors déduire l'équation pour du / dt :

$$\frac{dU}{dt} = \frac{dU}{dT} * \frac{dT}{dt} = (u_1 + 2 * u_2 * T) * \frac{dT}{dt} \quad (2.17)$$

Enfin, nous pouvons étendre pleinement 2,8 en fonction de seulement dT / dt :

$$\frac{d(m U)}{dt} = (m . u_1 + 2 . m . u_2 . T) . \frac{dT}{dt} + (U . v . r_1 + 2 . U . v . r_2 . T) . \frac{dT}{dt} \quad (2.18)$$

Réorganisation :

$$\frac{d(m U)}{dt} = ((m . u_1 + 2 . m . u_2 . T) + (U . v . r_1 + 2 . U . v . r_2 . T)) . \frac{dT}{dt} \quad (2.19)$$

Ce modèle suppose que l'enthalpie massique du fluide de travail peut être décrite comme une fonction quadratique de la température.[32]

$$h = h_0 + h_1 * T + h_2 * T^2 \quad (2.20)$$

CHAPITRE 2 : *Modélisation et simulation du collecteur cylindro parabolique*

Avec le côté gauche de l'équation 2.6 réécrit comme une fonction du temps et de la température, nous devons maintenant résoudre pour les flux de chaleur en fonction de la température.

Le taux d'énergie ajoutée au nœud de collecteur de fluide entrant dans le nœud est défini comme suit:

$$Q_{in} = \dot{m}'_{in} \cdot h_{in} \quad (2.21)$$

Le taux de l'énergie présente dans le nœud de collecteur de fluide sortant du nœud est défini comme suit:

$$Q_{out} = \dot{m}'_{out} h \quad (2.22)$$

Dans ce modèle, l'utilisateur a la possibilité de choisir deux méthodes différentes de réglage de la vitesse d'écoulement de sortie à partir du nœud. Dans le premier mode, la vitesse d'écoulement de sortie est réglée sur la vitesse d'écoulement d'entrée moins le taux de variation de la masse du nœud par rapport au temps (conservation de la masse):

$$\dot{m}'_{out} = \dot{m}'_{in} - \frac{dm}{dt} \quad (2.23)$$

En utilisant notre résultat plus tôt à partir de l'équation 3,9 la vitesse d'écoulement de masse de sortie peut alors être calculée comme suit:

$$\dot{m}'_{out} = \dot{m}'_{in} - \frac{dm}{dt} = \dot{m}'_{in} - V (r_1 - 2 \cdot r_2 \cdot T) \cdot \frac{dT}{dt} \quad (2.24)$$

Pour les applications typiques, l'ajout du terme dm / dt pour les résultats de débit de masse de sortie dans une petite modification des températures nodales calculées. Y compris le terme dm / dt dans l'équation différentielle peut toutefois conduire à des situations où la solution numérique de l'équation différentielle devient instable - en particulier pendant les périodes de taux rapides de changement de la température nodal. Pour éliminer l'instabilité causée par l'addition du terme $/ dt dm$, de petits pas de temps sont habituellement exigées.

Pour alléger les temps de simulation longues qui peuvent être exigées par l'ajout dm / dt ,

En a la possibilité de négliger le terme dm / dt et de fixer simplement le débit de masse de sortie à la vitesse d'écoulement de la masse d'entrée (ce qui est très commun dans la simulation modèles).

$$\dot{m}'_{out} = \dot{m}'_{in} \quad (2.25)$$

Les pertes thermiques du fluide caloporteur à l'environnement est un mélange complexe de conduction, convection et rayonnement et reste un problème difficile à résoudre.

Pour cela Foristall a développé une approche de transfert de chaleur simplifié qui explique les mécanismes de transfert de chaleur dominante: [31]

$$u' = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3 + DNI \cdot (a_4 + a_5 \cdot T^2) \quad (2.26)$$

CHAPITRE 2 : *Modélisation et simulation du collecteur cylindro parabolique*

Pour calculer le coefficient de perte de chaleur par unité de surface de collecteur, le modèle Forristall est divisée par la largeur de l'ouverture du capteur et la différence de température entre la température locale du fluide et la température.

$$U_L = \frac{u'}{w.(T-T_{amb})} \quad (2.27)$$

Les pertes thermiques du fluide à la température ambiante peuvent alors être écrites comme:

$$Q_p = U_L \cdot A \cdot (T - T_{amb}) \quad (2.28)$$

Cependant, dans la solution de notre équation différentielle n'y a aucune dépendance explicite à temps afin équation 2.19 réduit à:

$$T_{k+1} = T_k + \frac{dt}{2.N} \cdot g_1(T_k + \frac{dt}{2.N} \cdot g_1(T_k)) \quad (2.29)$$

Une valeur de $N = 1000$ semble bien fonctionner pour les pas de temps entre 1 seconde et 1 / 10e d'heure (pas de temps typiques pour ce problème) La méthodologie pour résoudre T au temps $= t + \Delta t$ Dans le cas où l'on suppose que le taux d'écoulement de masse de sortie est égal au débit d'écoulement massique d'admission:

Pour la résolution de cette équation on utilise la méthode de range kutta de seconde ordre

$$g(T, t) = f(Q_{abs}, \rho, m, h, u, IAM, U_L, f_{end loss}) \quad (2.30)$$

$$\frac{dT}{dt} = g(T, t) \quad (2.31)$$

Où $g(T, t)$ est une fonction de la température et du temps.

La solution de l'équation 2.31 prend la forme suivante dans l'approche Runge-Kutta:

$$T_{k+1} = T_K + \frac{dt}{N} \cdot g(T_k + z, t_k + \frac{dt}{2.N}) \quad (2.32)$$

Lorsque les valeurs de k sont des nombres entiers successifs de 0 à N et Z est défini comme:

$$z = \frac{dt}{2.N} \cdot g(T_k, t_k) \quad (2.33)$$

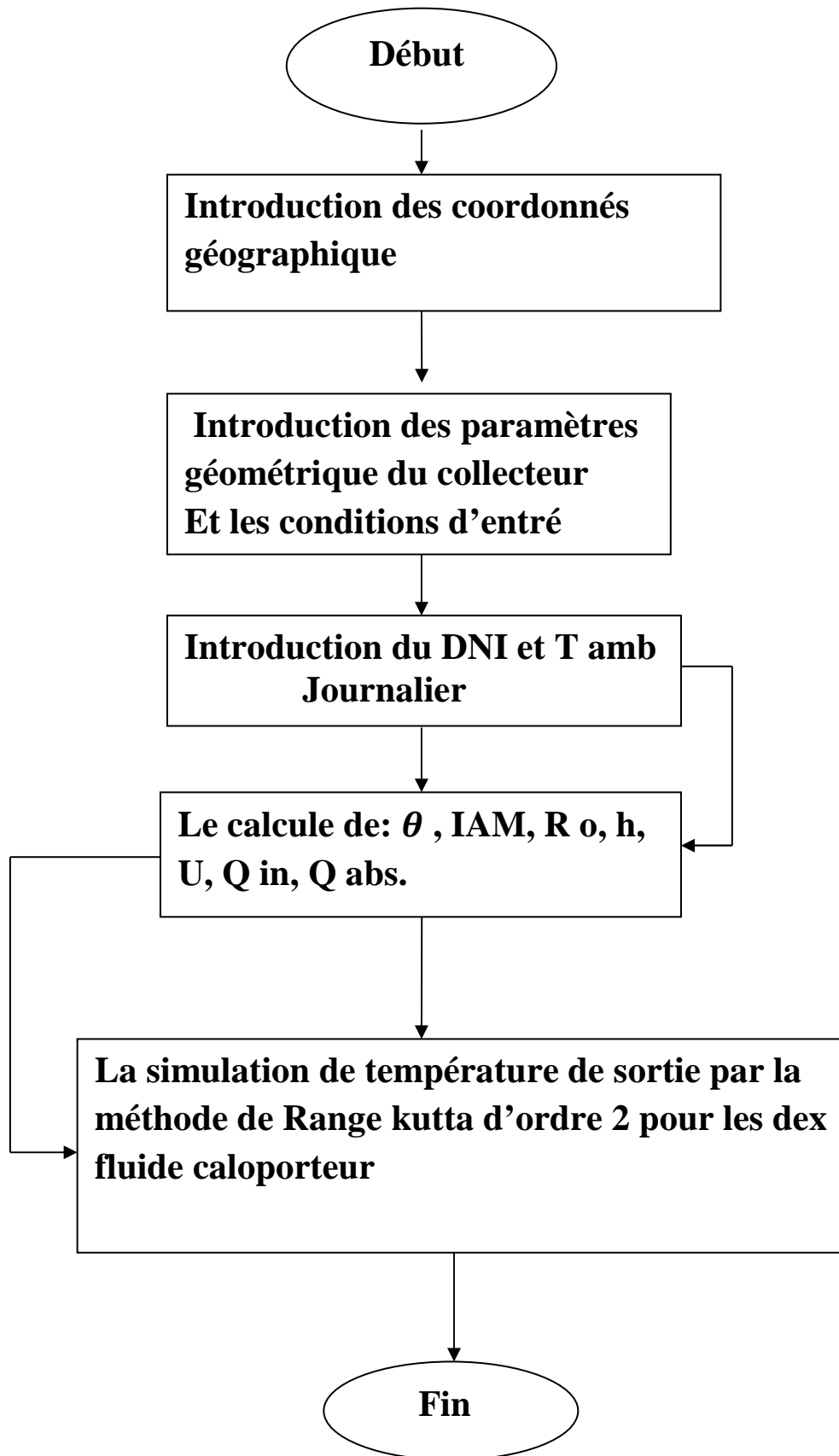
Cependant, dans la solution de notre équation différentielle n'y a aucune dépendance explicite à temps afin équation 2.30 réduit à:

$$T_{k+1} = T_k + \frac{dt}{N} \cdot g(T_k + \frac{dt}{2.N} \cdot g(T_k)) \quad (2.34)$$

$$T_{K+1} = T_k + (dt/N) \cdot g(T_k + dt/2N \cdot g(T_k))$$

Une valeur de $N = 1000$ semble bien fonctionner pour les pas de temps entre 1 seconde et 1 / 10e d'heure (pas de temps typiques pour ce problème) La méthodologie pour résoudre T au temps $= t + \Delta t$

2.10. L'algorithme de calcul :

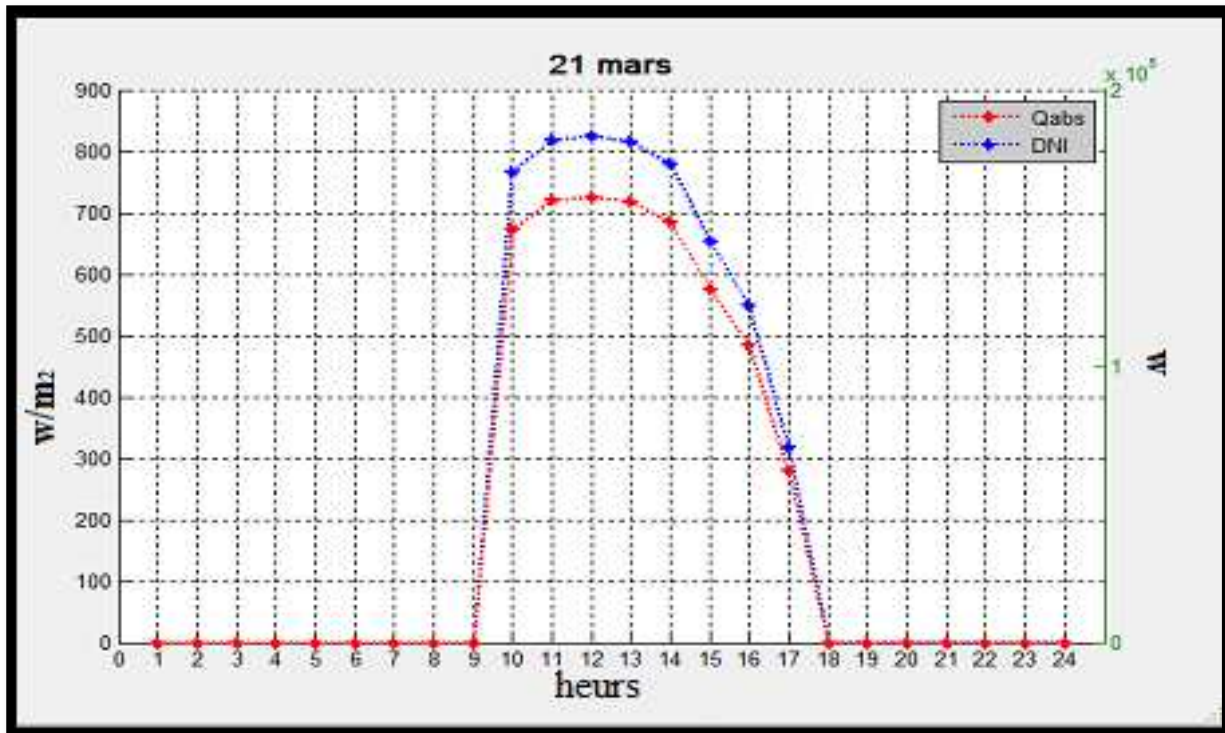


2.11. Conclusion

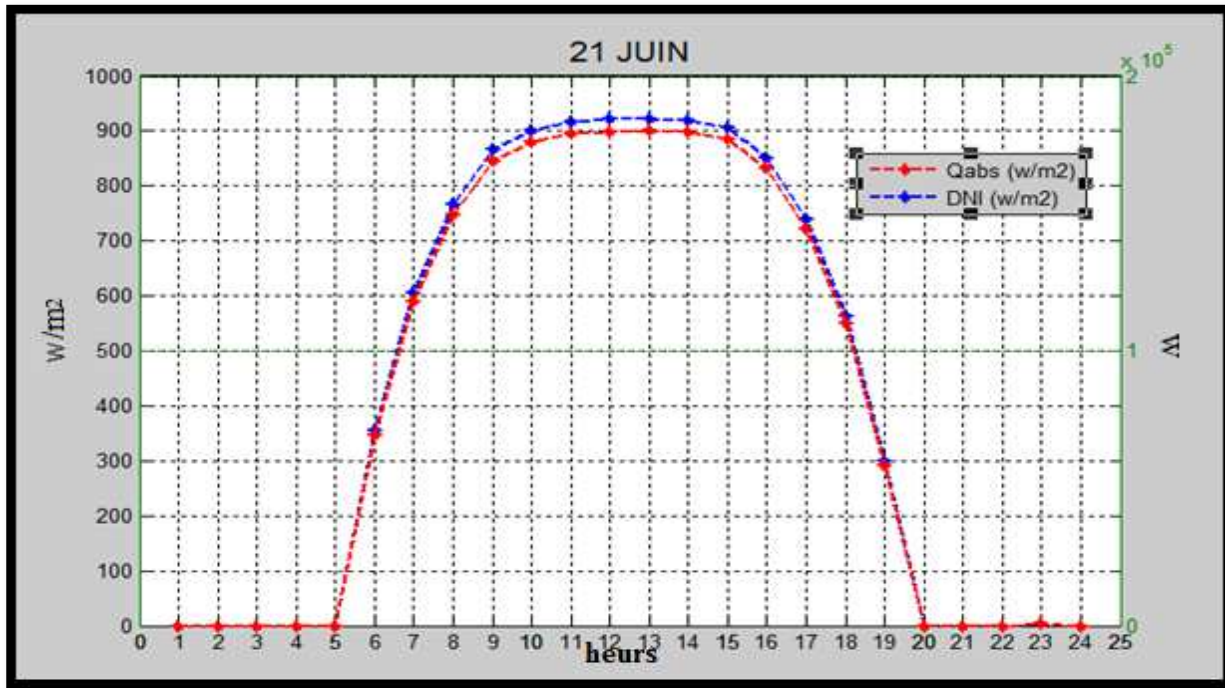
On a fait dans ce chapitre une modélisation d'un concentrateur de type cylindro-parabolique De 50 m de longueur et de 5 m de largeur de l'ouverture pour qu'on peut savoir leur différent paramètre concernant la puissance solaire absorbé et les pertes thermique globale de tube absorbeur. Puits on a fait une simulation numérique de la température du fluide caloporteur de sortie de l'absorbeur le long de la journée et pour les quatre journées représentatif de chaque caisson 21 mars 21 juin ,21septembre et le 21 décembre avec le logiciel de calcule Matlab et par la méthode de Range kutta du deuxième ordre.

3.1. La puissance absorbée et l'éclairement direct

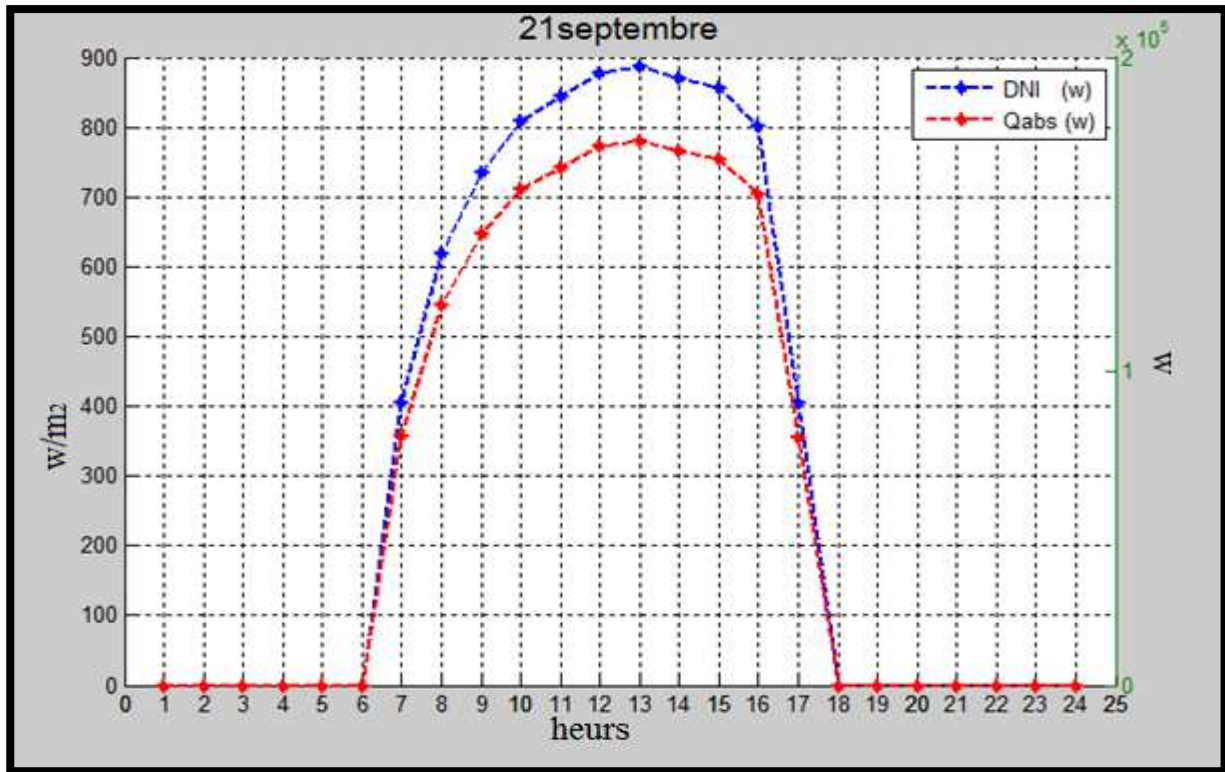
3.1.1. la région de Bouzareah



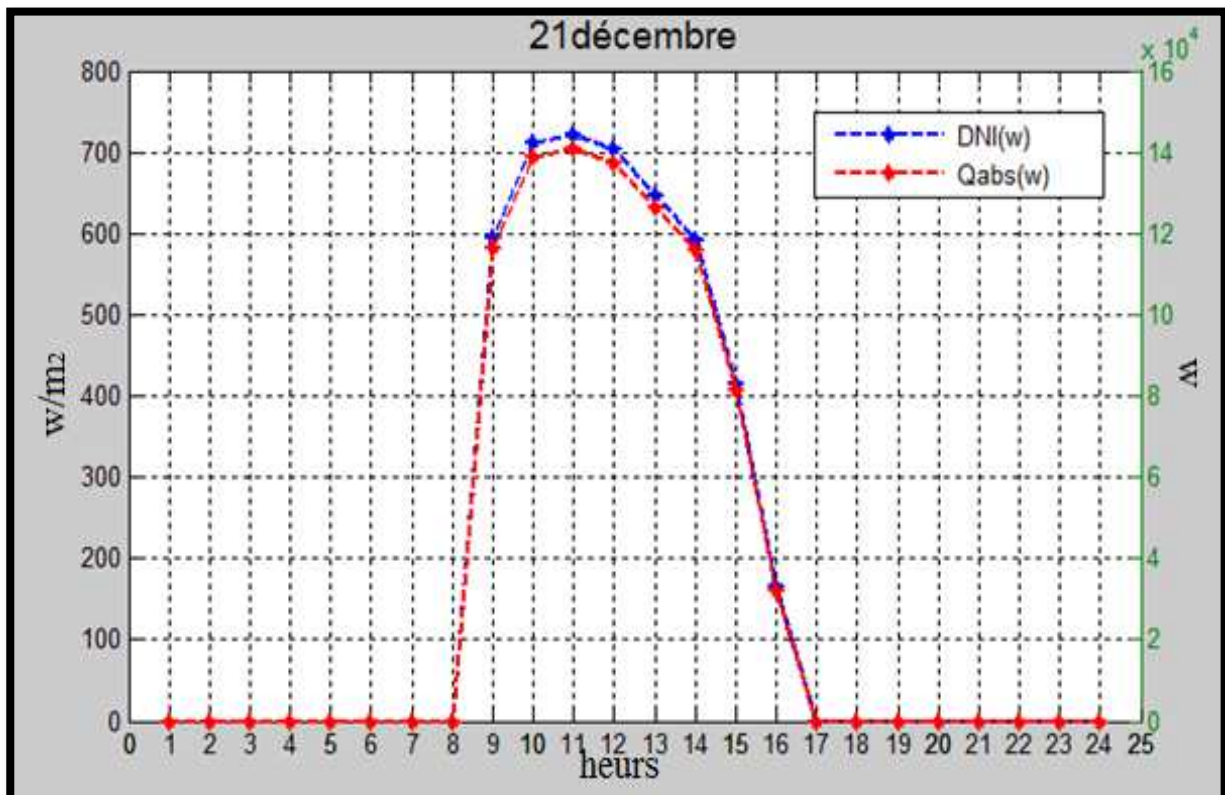
Graph 3.1 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 mars à Bouzareah



Graph 3.2 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 juin à Bouzareah



Graph 3.3 : La puissance absorbé et l'éclairé direct en fonction du temps
Le 21septembre à Bouzareah

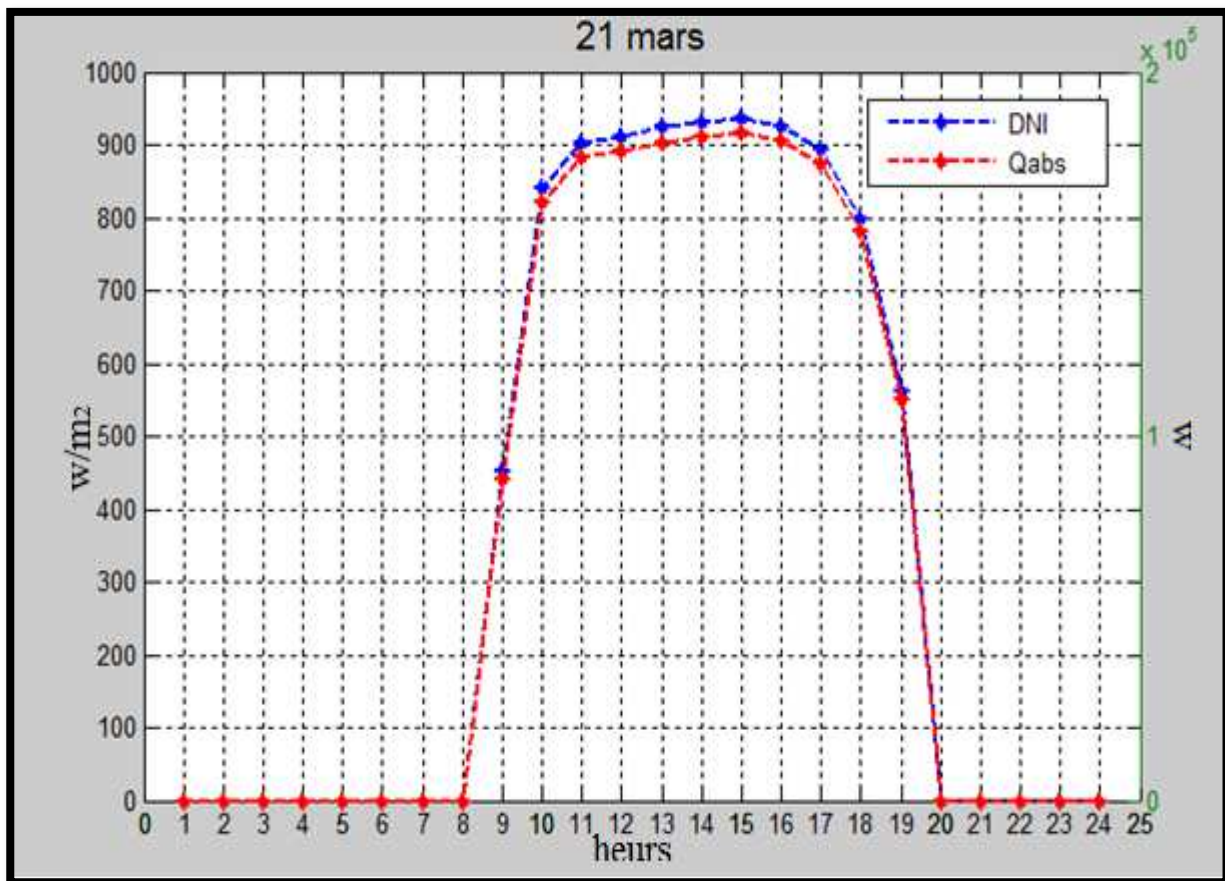


Graph 3.4: La puissance absorbé et l'éclairé direct en fonction du temps
le 21 décembre à Bouzareah

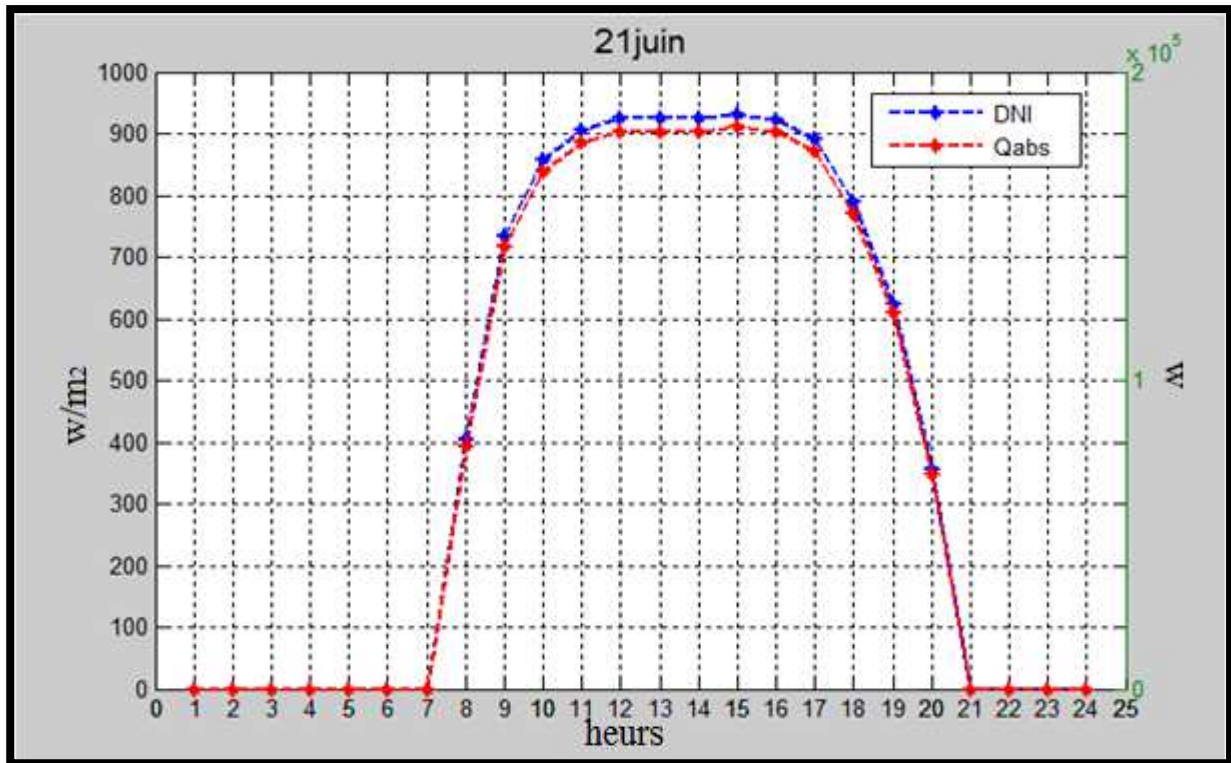
Les quatre figures représentent la variation de l'éclairement direct (DNI) et de la puissance absorbée (Q abs) par le tube absorbeur en fonction du temps le long de la journée du levée verre le couché du soleil pour la ville de Bouzareah, pour les deux sollicités de printemps et de l'automne et les deux équinoxes d'été et d'hiver.

On remarque que les courbes de la puissance absorbée (Q abs) et de l'éclairement direct (DNI) atteigne un maximum le 21 juin avec une puissance absorbée de 183 KW avec un DNI de 900 à midi et un minimum le 21 décembre avec une puissance de 140 KW avec un DNI de 720 W/m^2

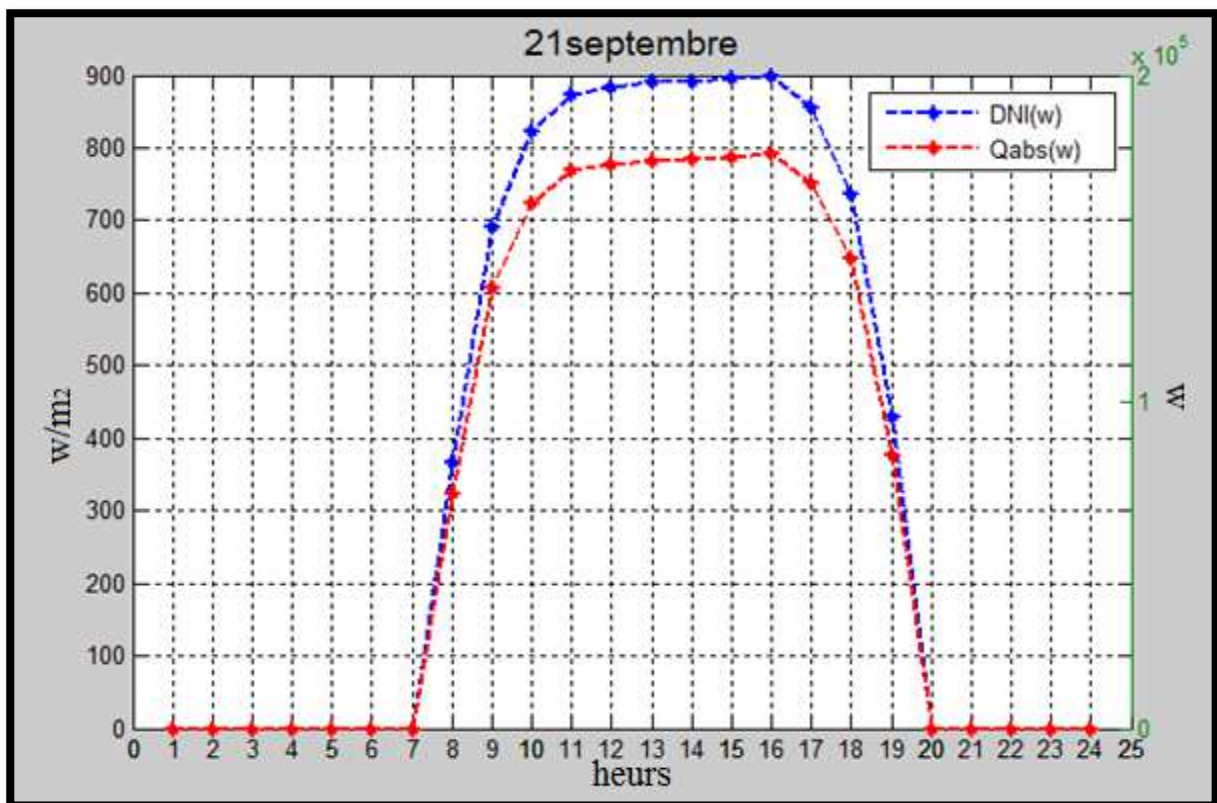
3.1.2. la région de Bechar



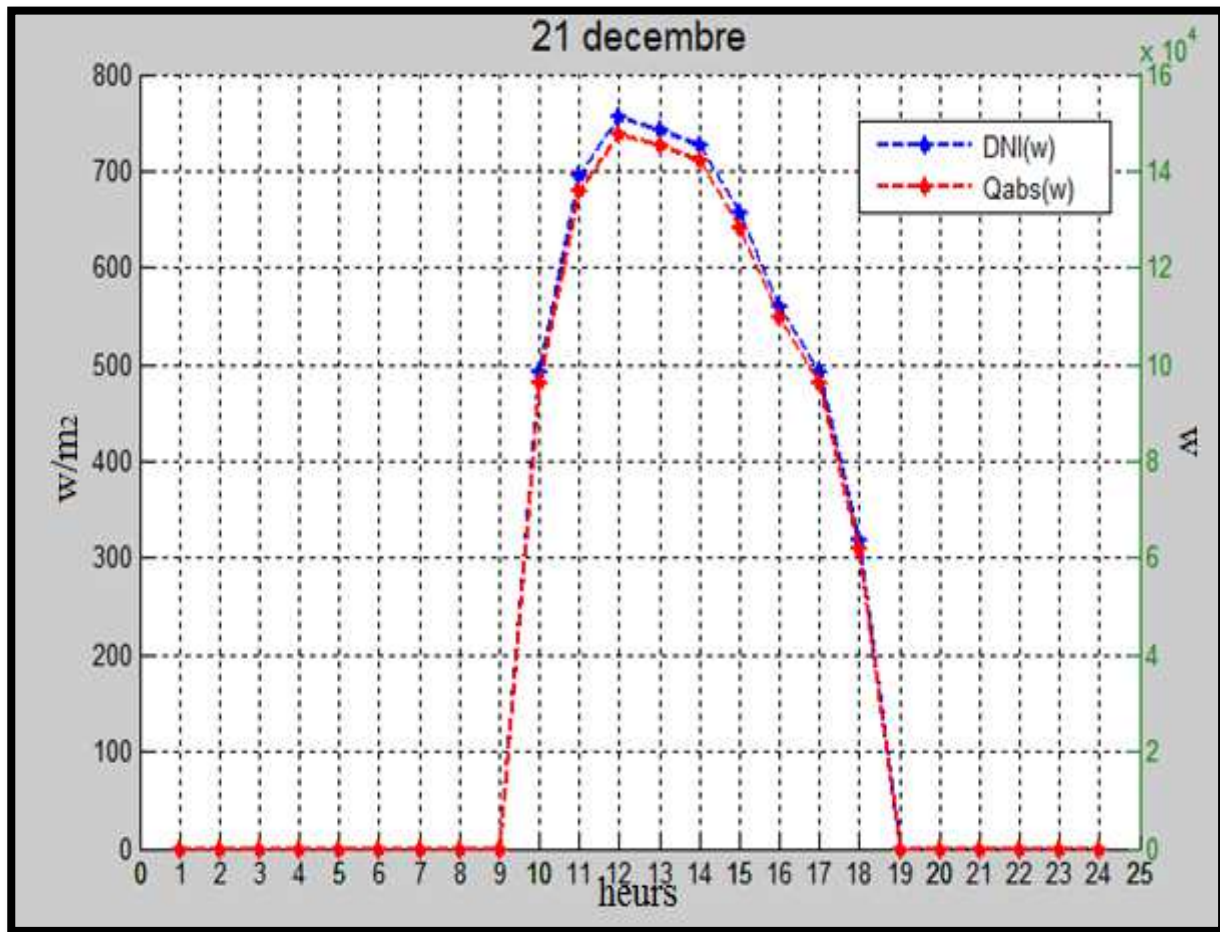
Graphe 3.5 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 mars à Bechar



Graph 3.6 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 juin à Bechar



Graph 3.7 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 septembre à Bechar

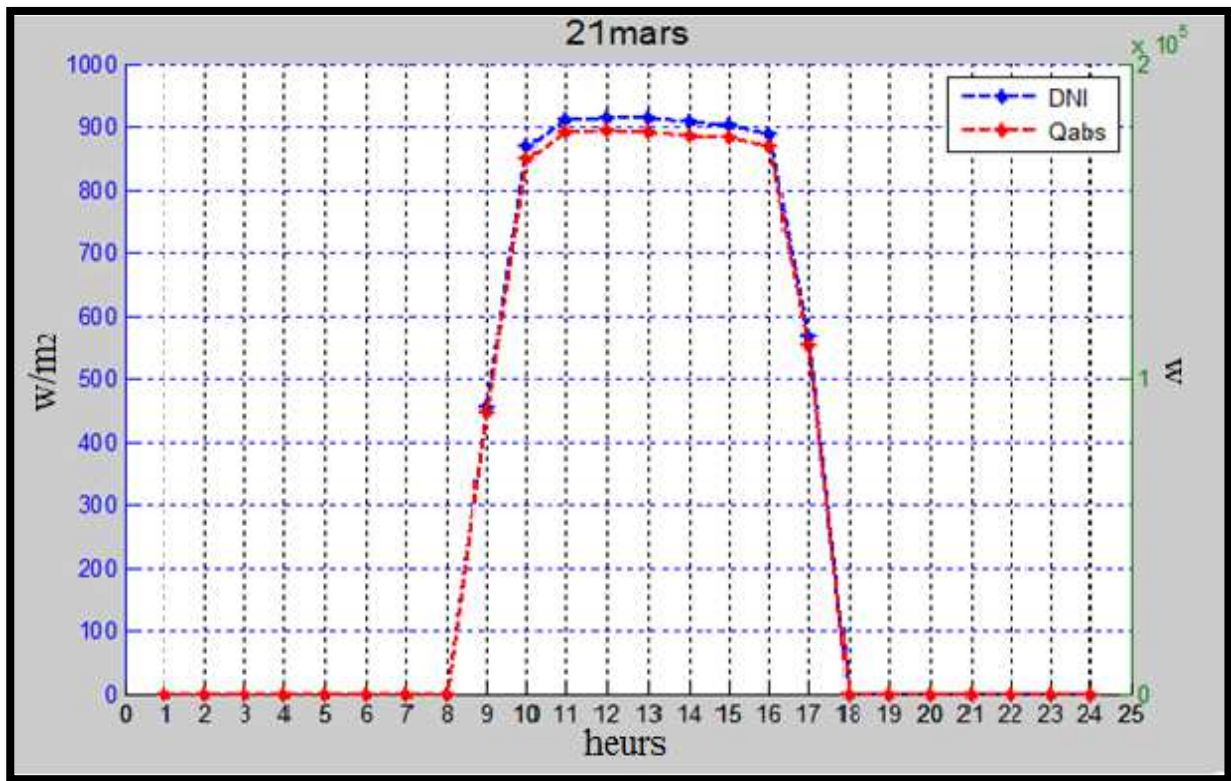


Graphe 3.8: La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 décembre à Bechar

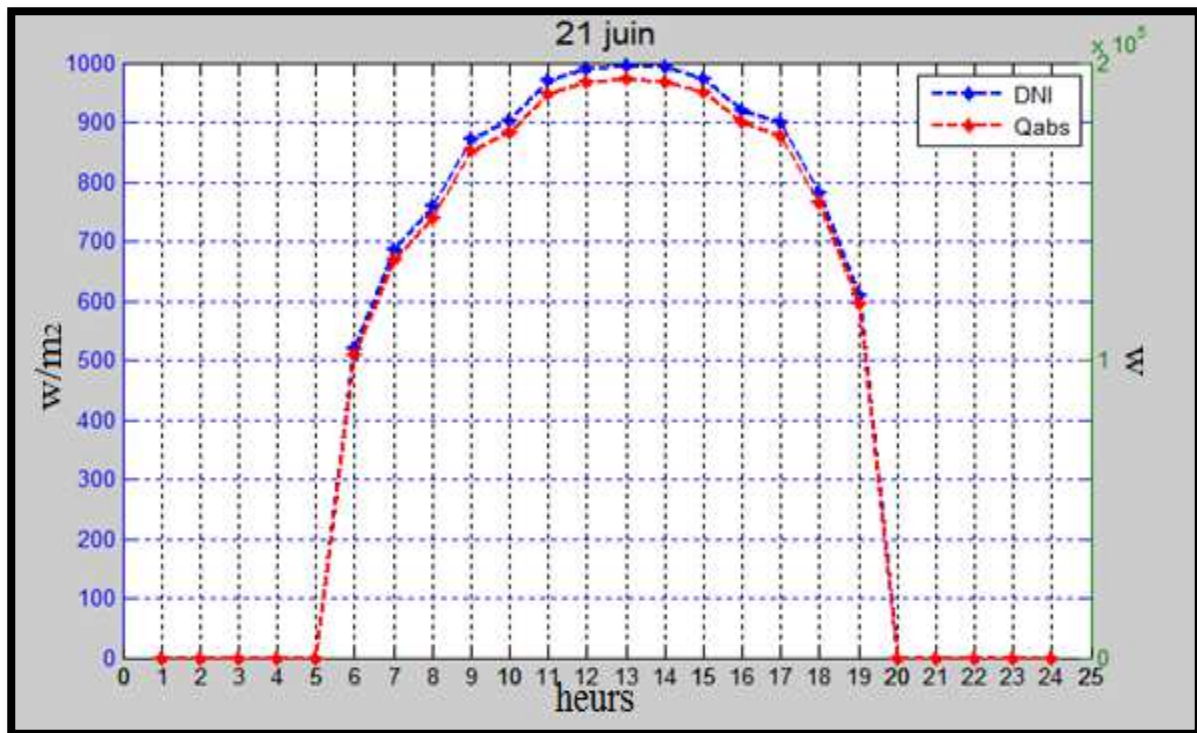
Les graphes (3.5), (3.6), (3.7) et (3.8) représentent l'évolution de l'éclairement direct (DNI) et de la puissance absorbée (Q abs) par le tube absorbeur en fonction du temps le long de la journée du levé verre le couché du soleil pour la ville de Bechar, pour les deux sollicite de printemps et de l'automne et deux équinoxe d'été et d'hiver.

On remarque que les courbes de la puissance absorbée (Q abs) et de l'éclairement direct (DNI) atteigne le maximum le 21 mars et le 21 juin avec une puissance absorbée de 180 et 185 KW avec un DNI de 900 et 930 W/m^2 à midi et un minimum le 21 décembre avec une puissance de 152 KW avec un DNI de 755 W/m^2 .

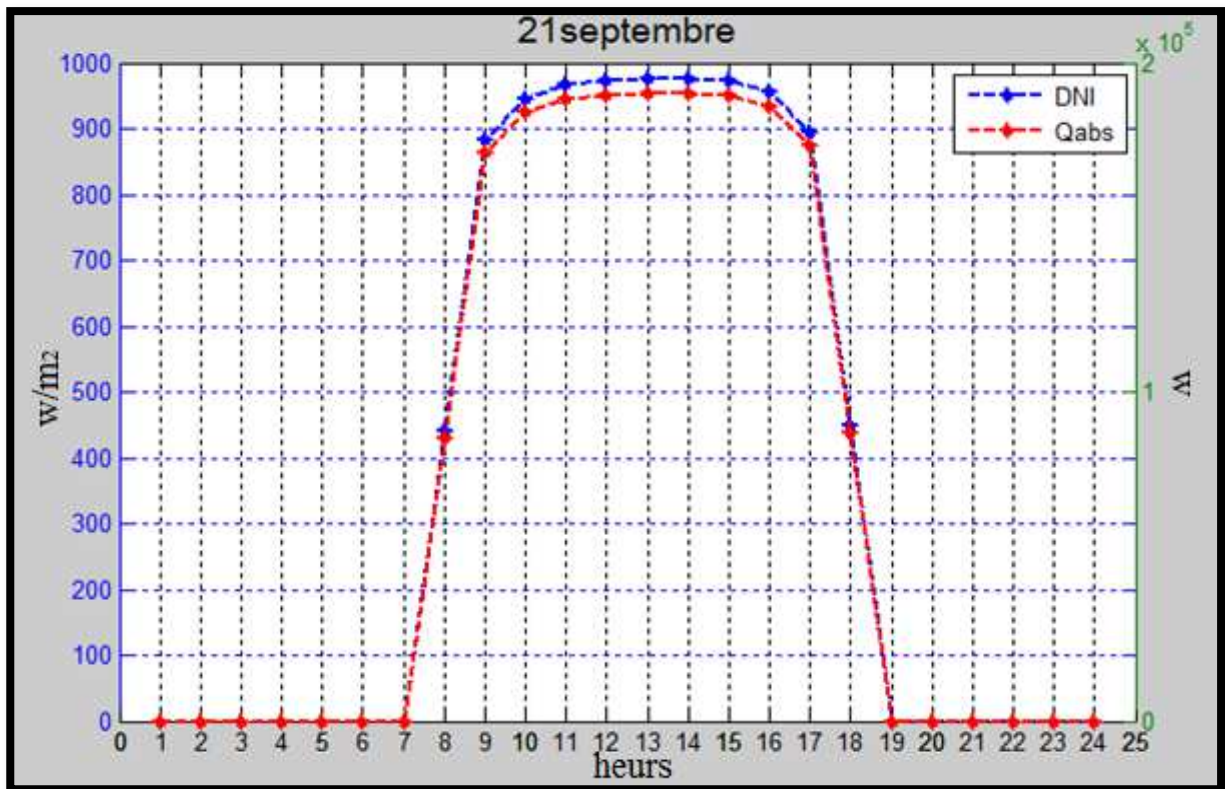
3.1.3. La région de Tamanrasset



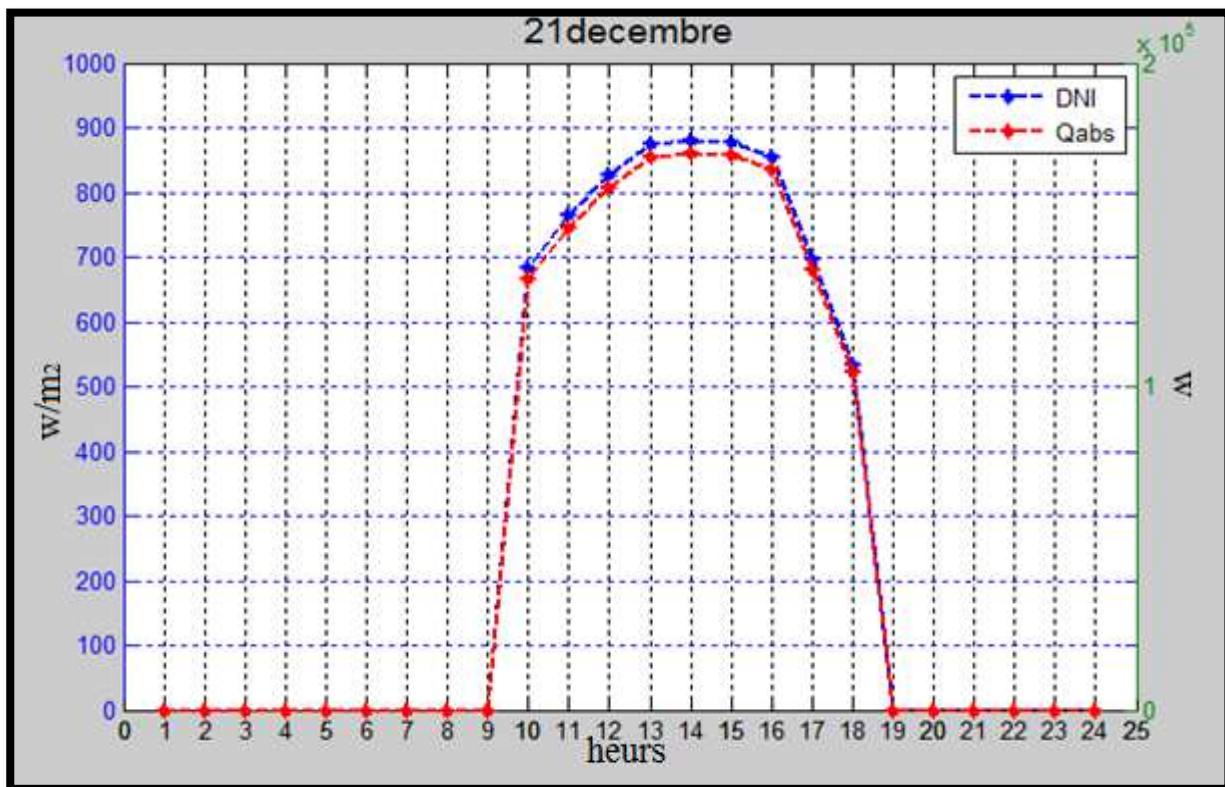
Graph 3.9 : La puissance absorbé et l'éclairéement direct en fonction du temps le 21 mars à Tamanrasset



Graph 3.10 : La puissance absorbé et l'éclairéement direct en fonction du temps Le 21 juin à Tamanrasset



Graph 3.11 : La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21septembre à Tamanrasset



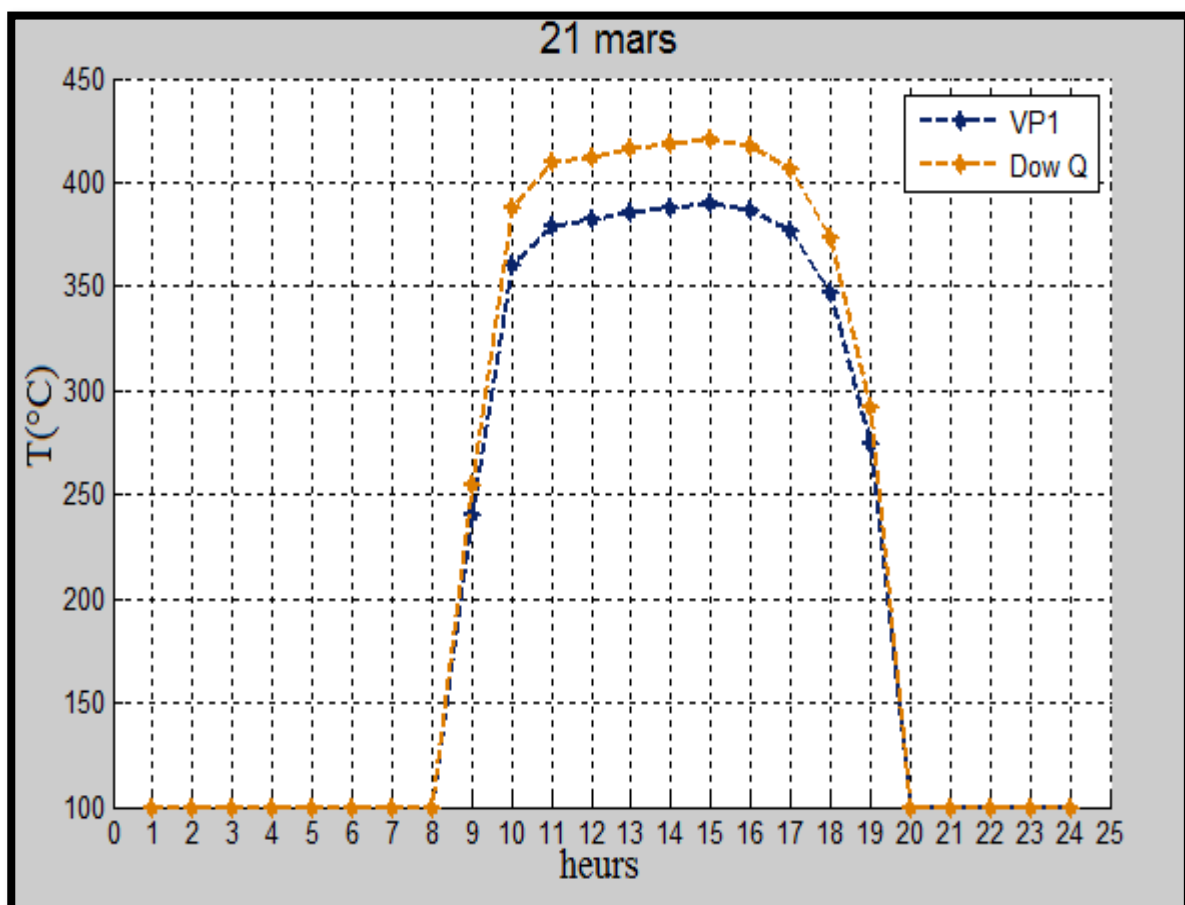
Graph 3.12: La puissance absorbé et l'éclairement direct en fonction du temps le 21 décembre à Tamanrasset

Les graphes (3.9), (3.10), (3.11) et (3.12) représentent l'évolution de l'éclairement direct et de la puissance absorbée par le tube absorbeur en fonction du temps le long de la journée pour la ville de Tamanrasset, pour les deux solstices de printemps et de l'automne et deux équinoxes d'été et d'hiver.

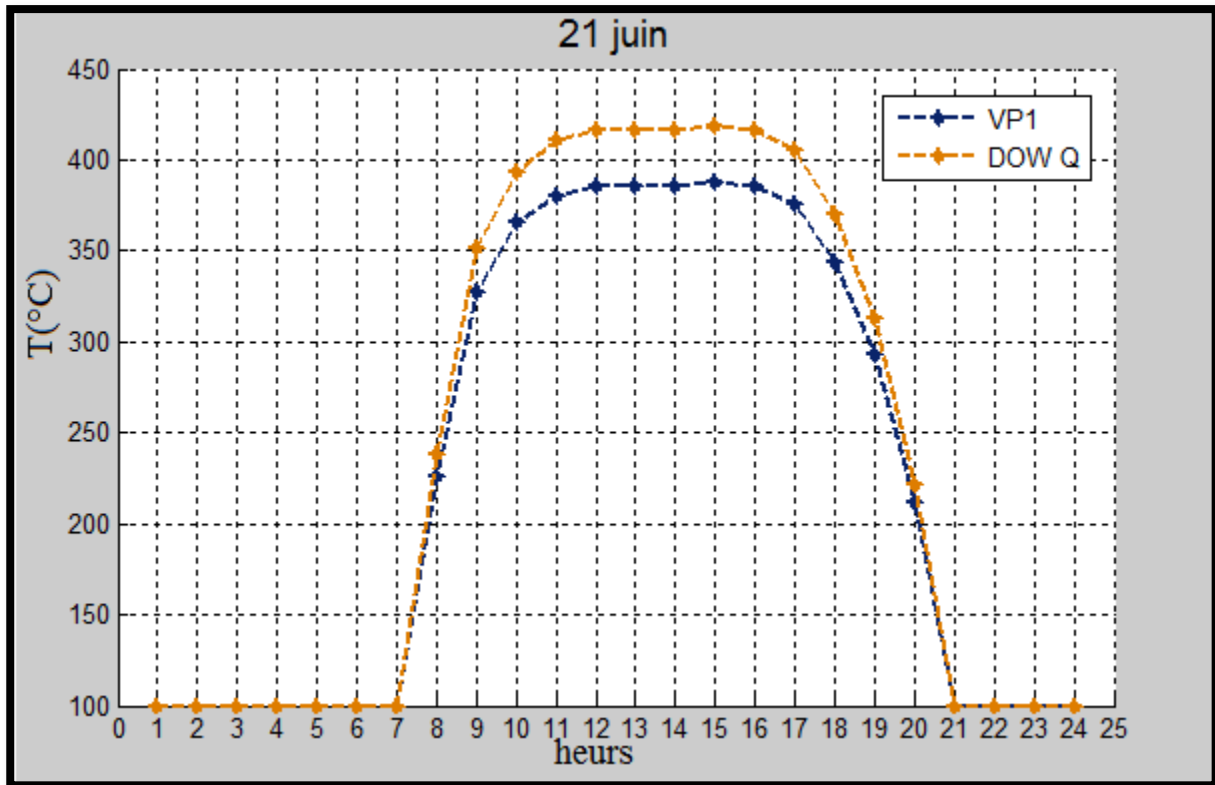
On remarque que les courbes de la puissance absorbée et de l'éclairement direct atteignent le maximum le 21 juin avec une puissance absorbée de 195 KW avec un éclairement de 1000 W/m^2 ainsi que le 21 septembre avec une puissance absorbée de 190 KW avec un DNI de 975 W/m^2

3.2. La température de sortie de tube absorbeur des deux fluides caloporteur

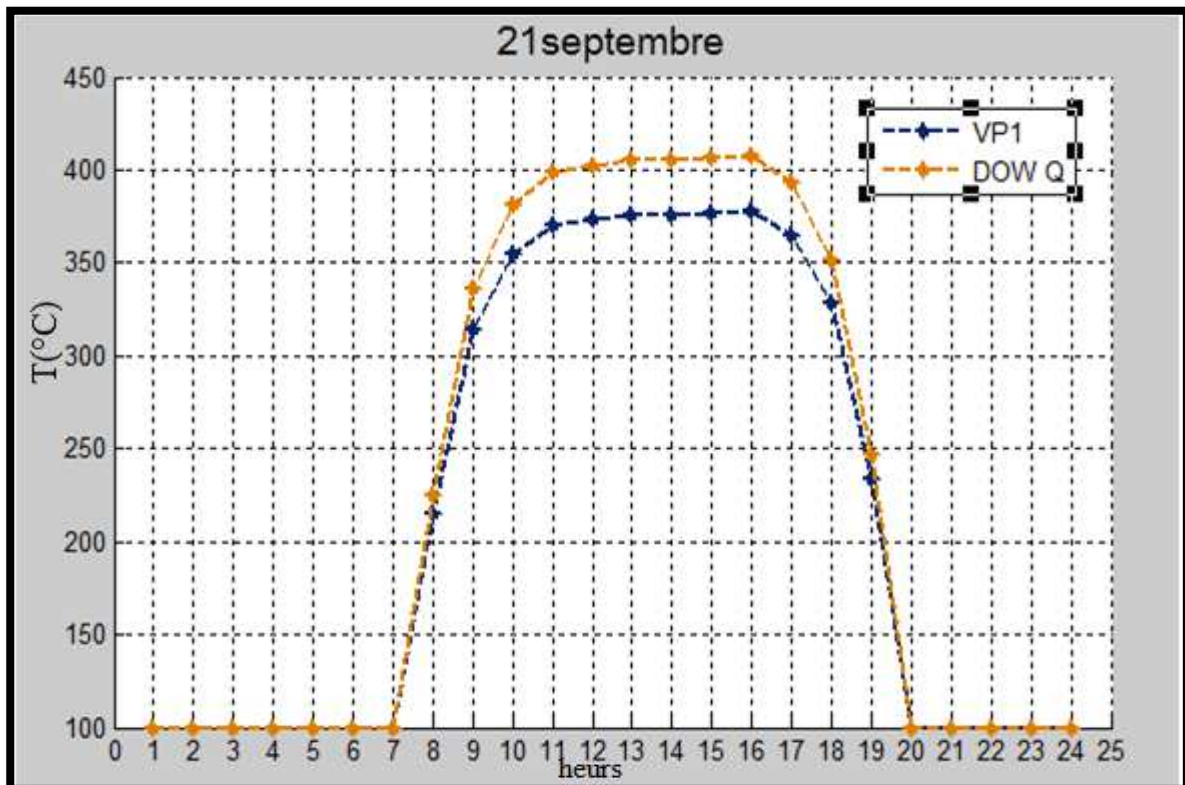
3.2.1. La région de Bechar



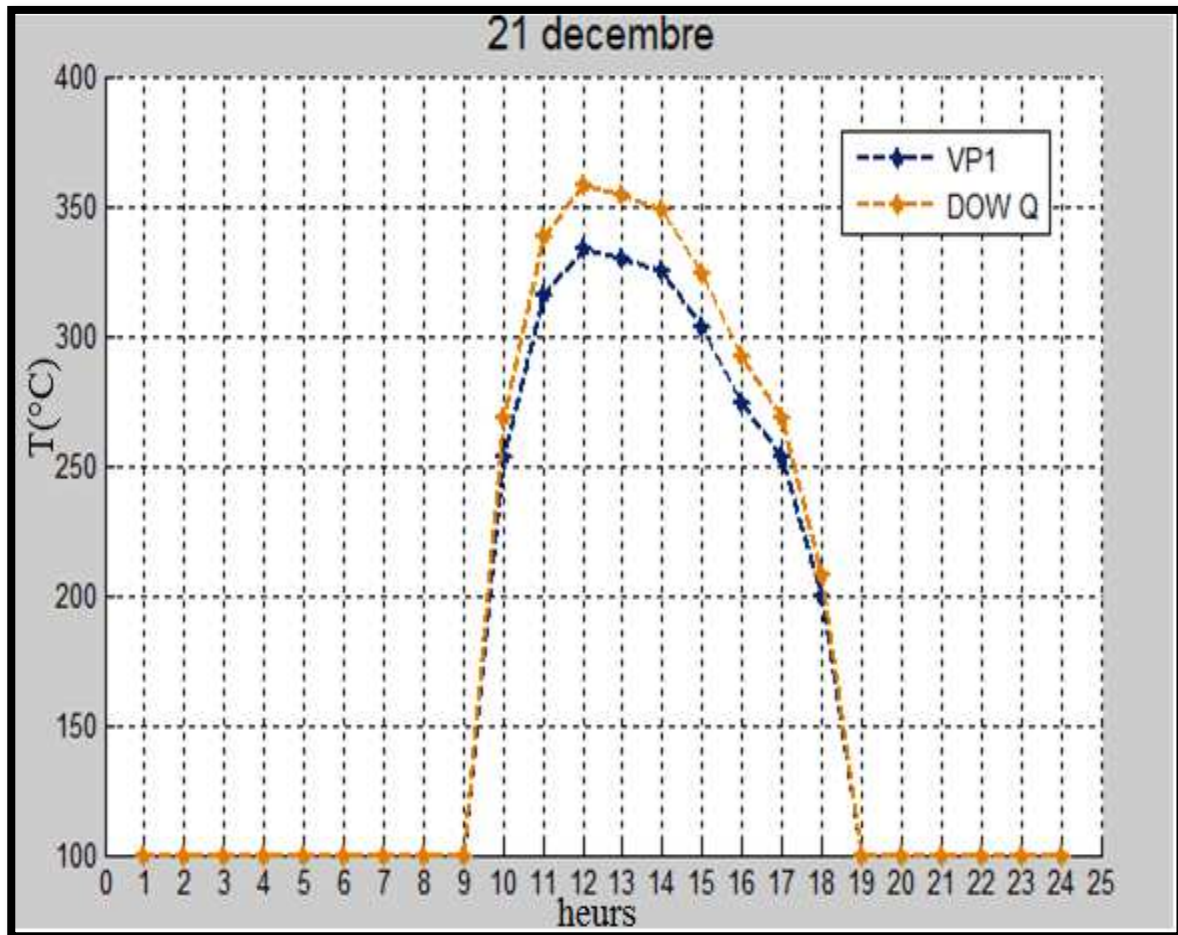
Graph 3.13 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 mars à Bechar



Graph 3.14 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 juin à Bechar



Graph 3.15 : La température de sortie pour les deux fluides caloporteur (°C) le 21 septembre à Bechar



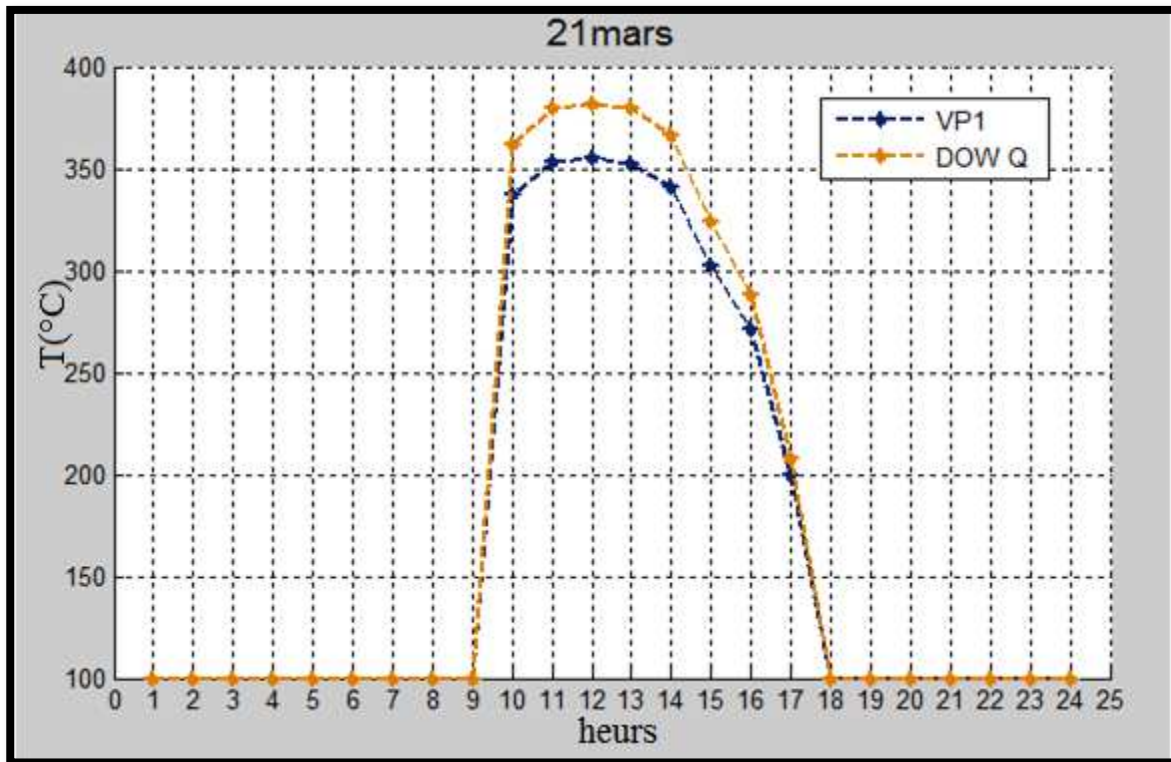
Graph 3.16 : La température de sortie des deux fluides caloporteurs (°C) le 21 décembre à Bechar

Les graphes (3.13), (3.14), (3.15) et (3.16) représentent l'évolution de température de sortie des deux fluides caloporteurs pour les deux équinoxes et les deux solstices durant le jour pour la région de Bechar.

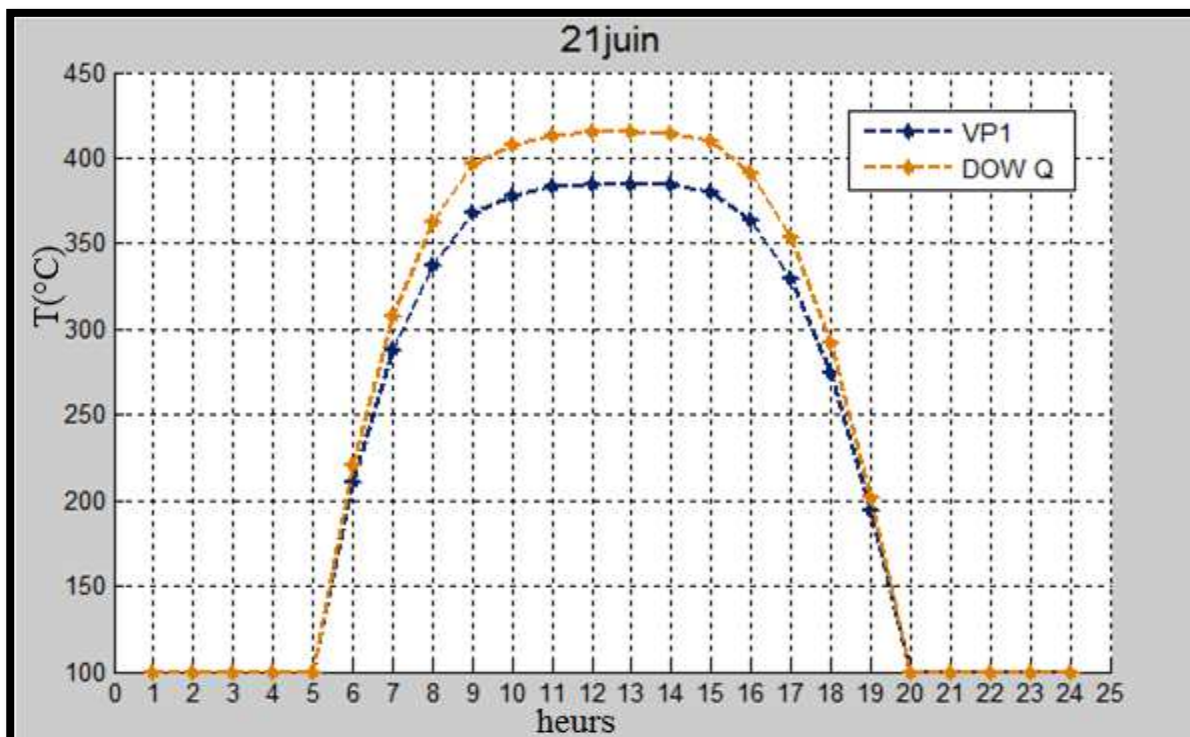
On observe une croissance de la température de sortie due à l'accroissement de l'éclairement direct, et que la température qui atteint le premier fluide dowtherm de type Q est supérieure par rapport au deuxième fluide therminol vp-1.

Pour dowtherme Q et pour le 21 mars, 21 juin et le 21 septembre la température atteint le max entre 400°C et 420°C ainsi que pour therminole vp-1 la température est entre 380°C et 390°C. Pour le 21 décembre la température de sortie du fluide caloporteur ne dépasse pas 360°C pour dowtherme Q et 335°C pour le fluide therminole vp-1.

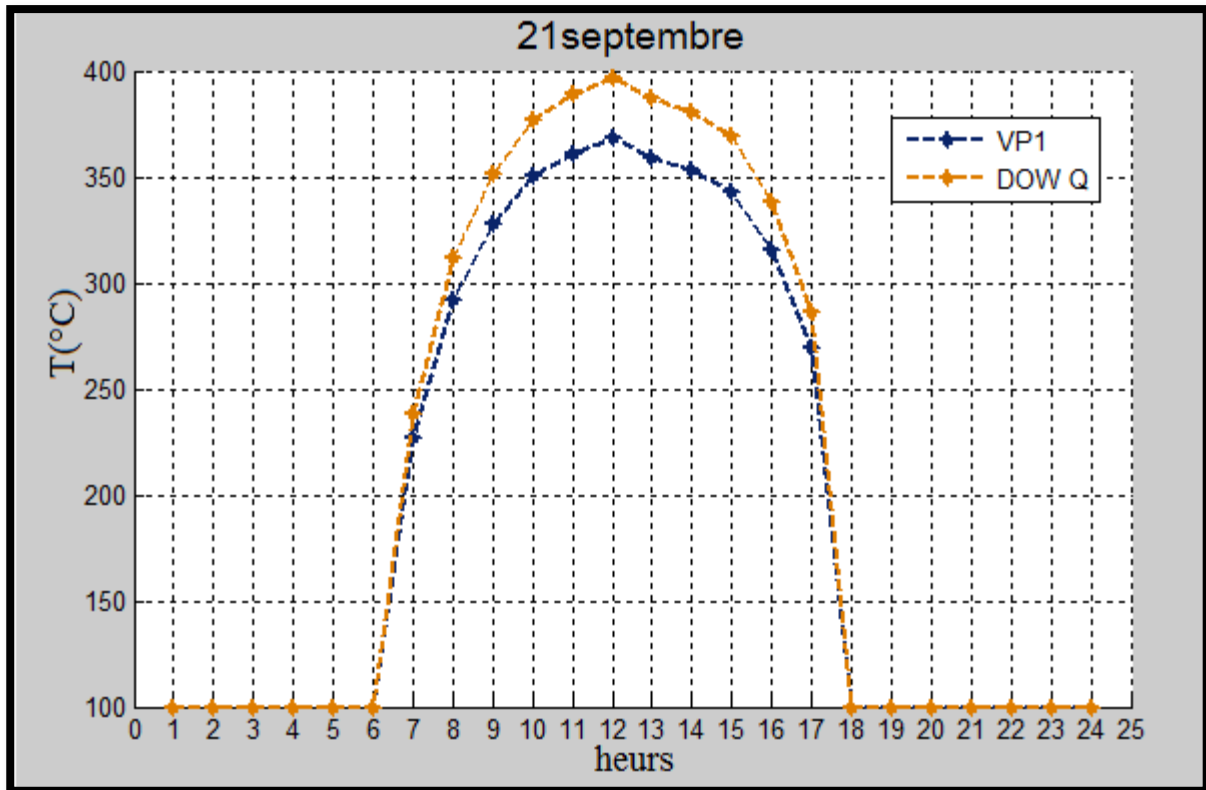
3.2.2. La région de Bouzareah



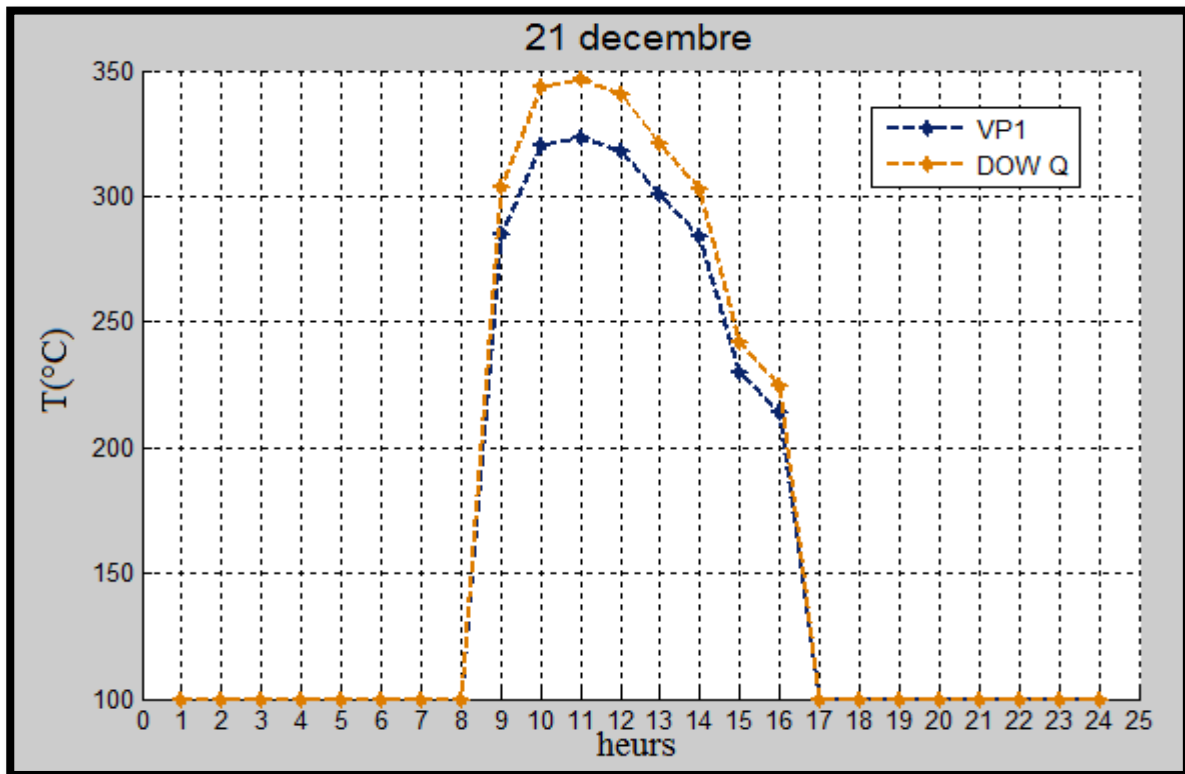
Graph 3.17 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 mars à Bouzareah



Graph 3.18 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 juin à Bouzareah



Graph 3.19 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 septembre à Bouzareah



Graph 3.20 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 décembre à Bouzareah

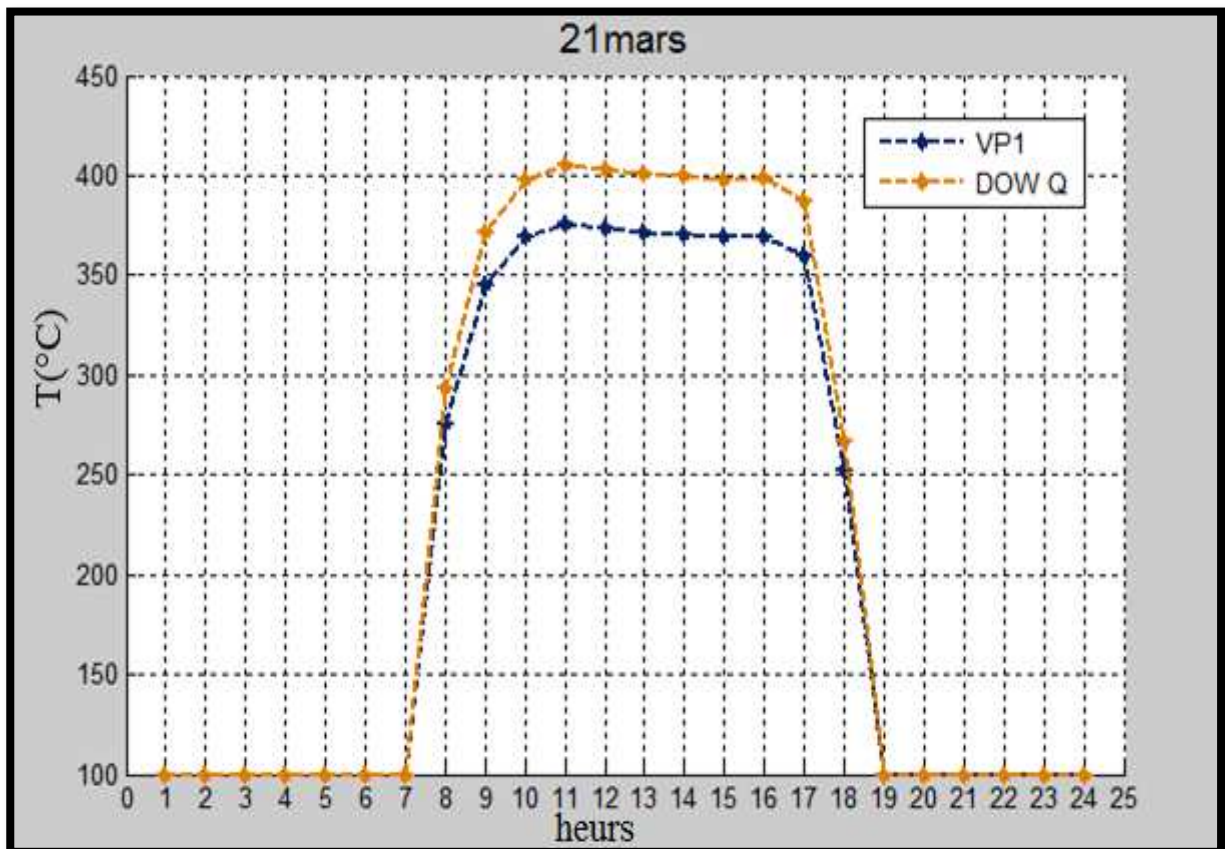
Les graphes (3.17), (3.18), (3.19) et (3.12) représentent l'évolution de température de sortie des deux fluides caloporteurs pour les deux équinoxes et les deux solstices durant le jour pour la région de Bouzareah

On observe une croissance de la température de sortie due à l'accroissement de l'éclairement direct, et que la température qui atteint le premier fluide dowtherm de type Q est supérieure par rapport au deuxième fluide therminol vp-1.

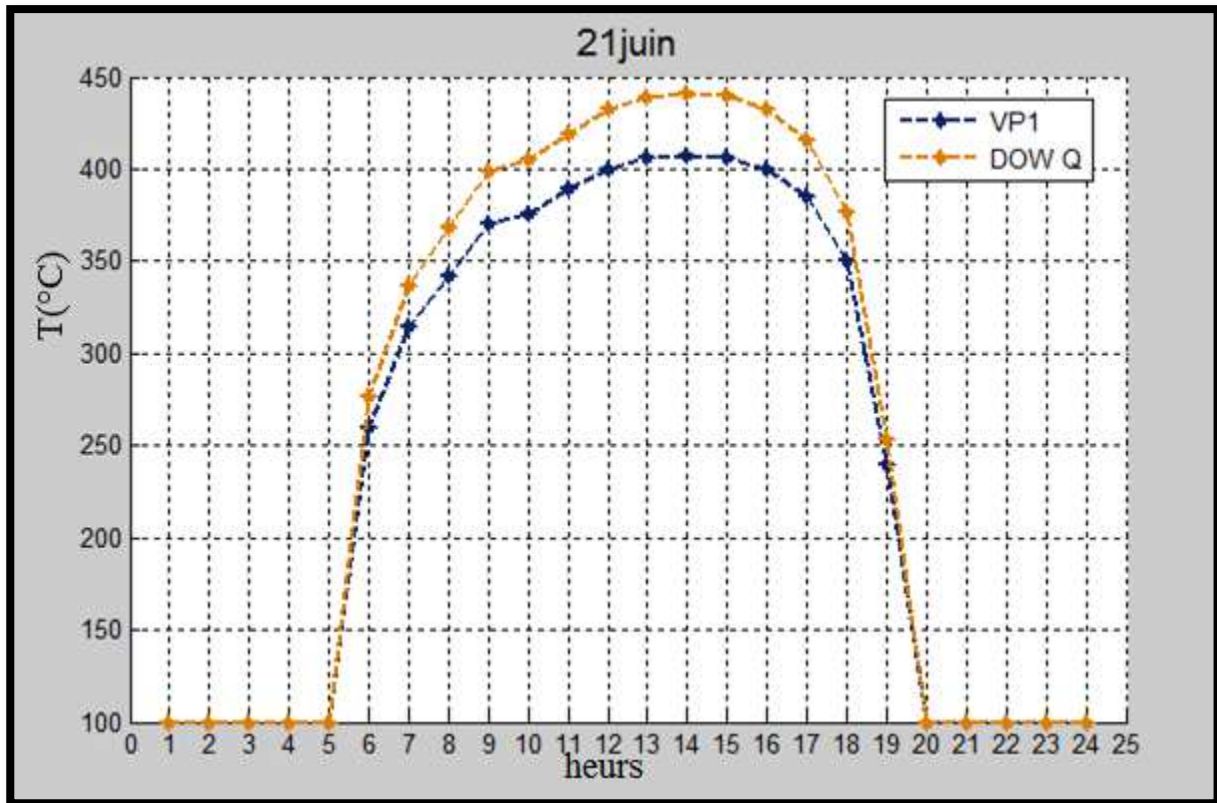
Pour dowtherme Q et pour le 21 mars, 21 juin et le 21 septembre la température atteint le maximum entre 380°C et 400°C ainsi que pour therminole vp1 la température est entre 355°C et 385°C

Pour le 21 décembre la température de sortie du fluide caloporteur ne dépasse pas 346°C pour dowtherme Q et 323°C pour le fluide therminole vp-1.

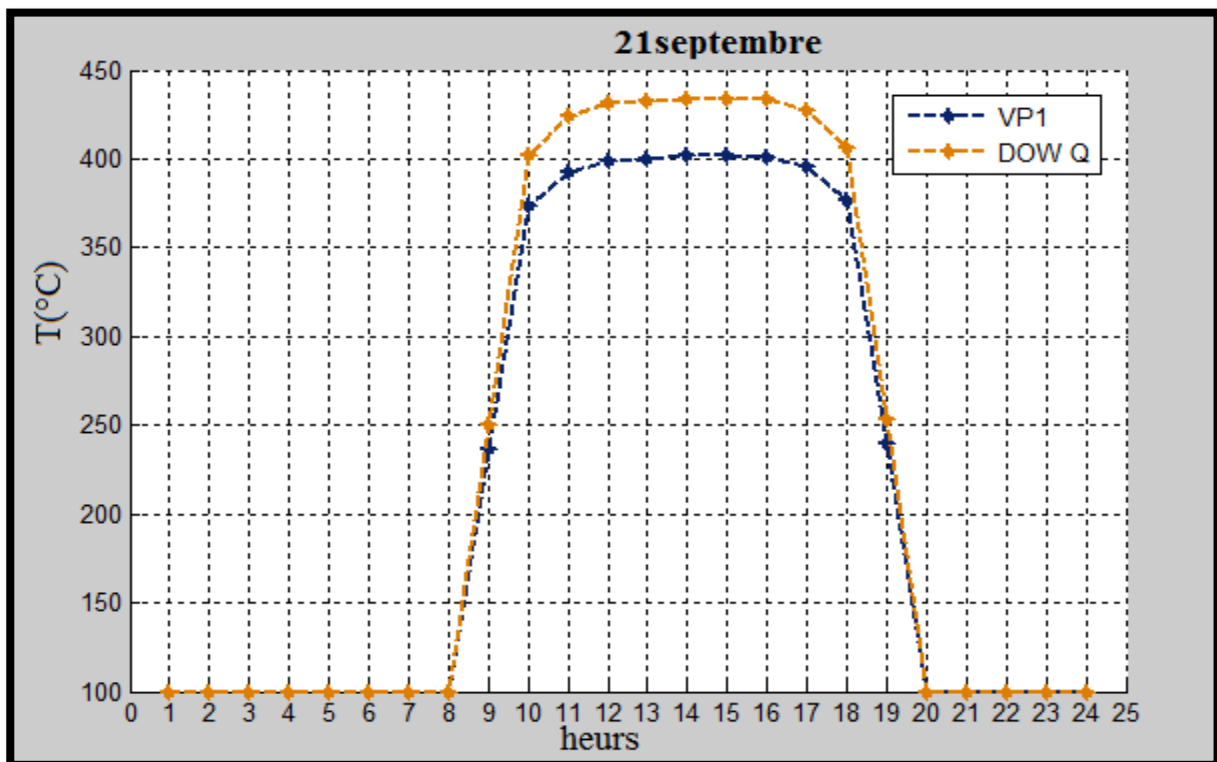
3.2.3. La région de Tamanrasset



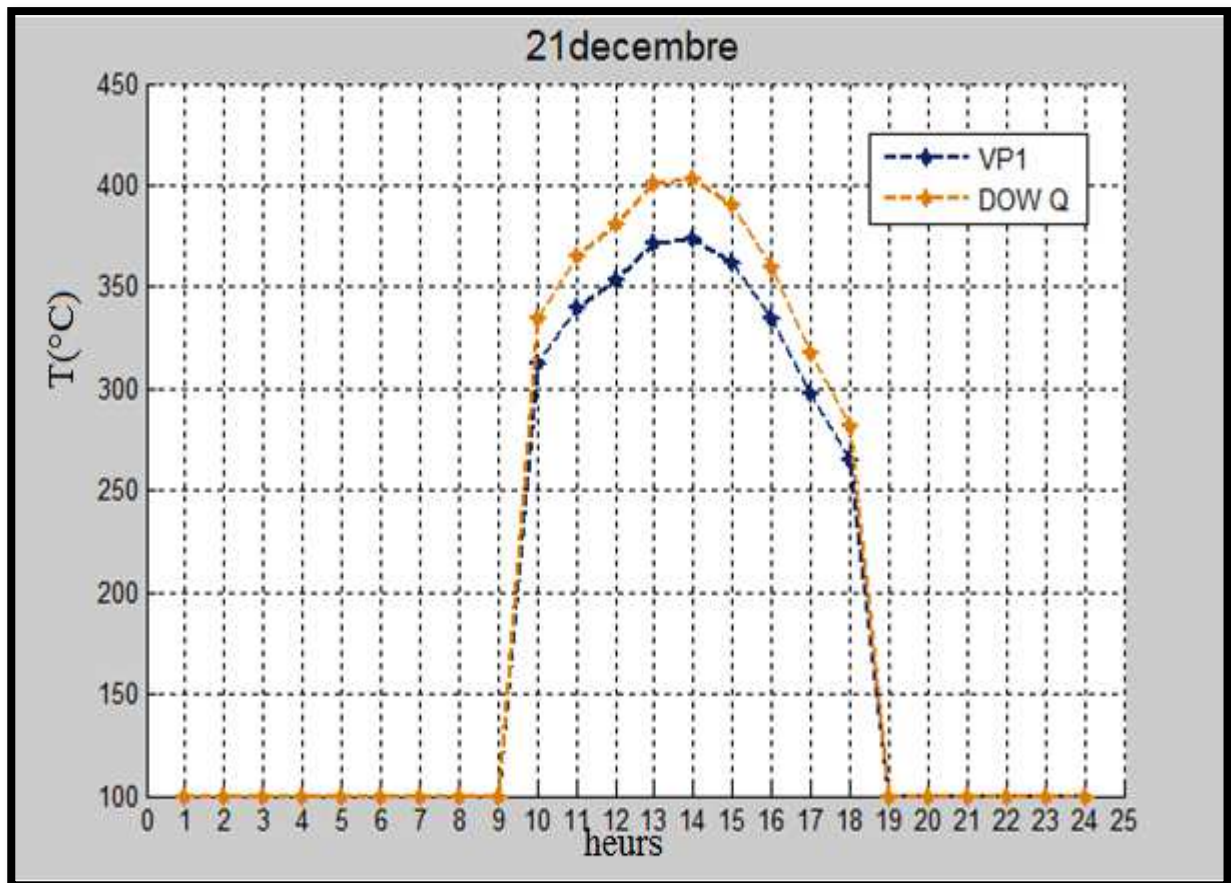
Graph 3.21 : La température de sortie des deux fluides caloporteurs (°C) le 21 mars à Tamanrasset



Graph 3.22 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 juin à Tamanrasset



Graph 3.23 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 septembre à Tamanrasset



Graphe 3.24 : La température de sortie des deux fluides caloporteur (°C) le 21 décembre à Tamanrasset

Les graphes (3.21), (3.22), (3.23) et (3.24) représentent l'évolution de la température de sortie des deux fluides caloporteurs pour les deux équinoxes et les deux solstices durant le jour pour la région de Tamanrasset.

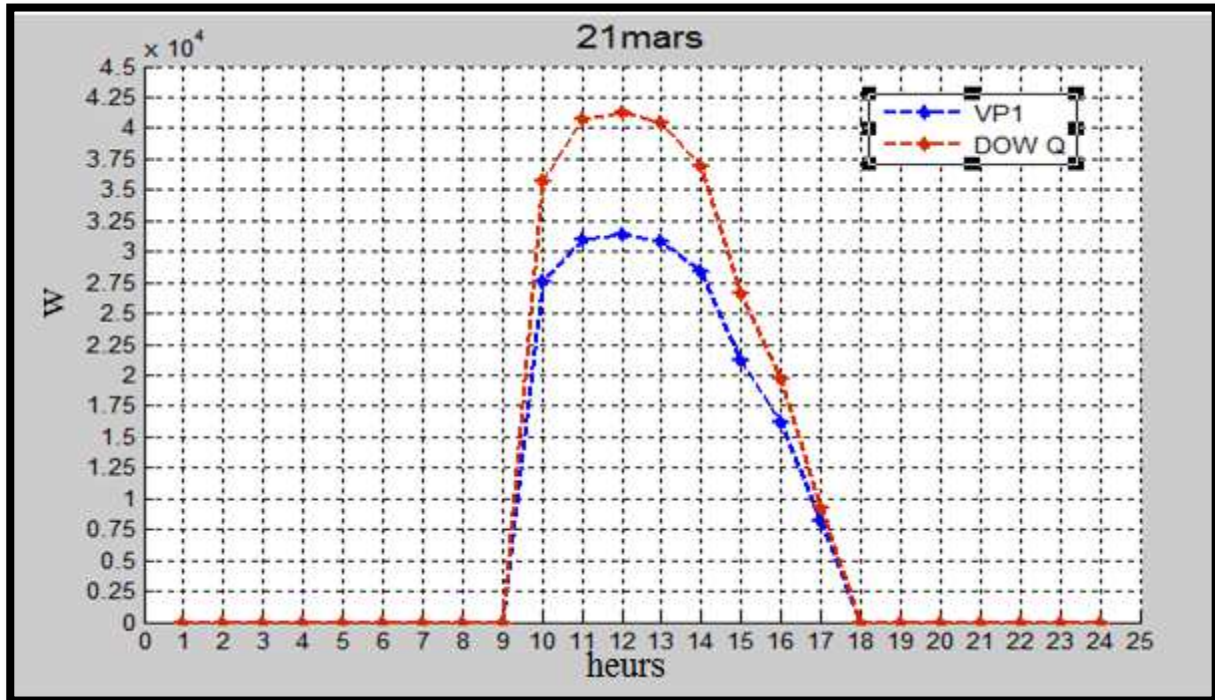
On observe une croissance de la température de sortie due à l'accroissement de l'éclairement direct, et que la température qui atteint le premier fluide Dowtherm de type Q est supérieure par rapport au deuxième fluide Therminol VP1.

Pour Dowtherm Q et pour le 21 mars, 21 juin et le 21 septembre, la température atteint le maximum entre 400°C et 434°C, ainsi que pour Therminol VP1, la température est entre 375°C et 407°C.

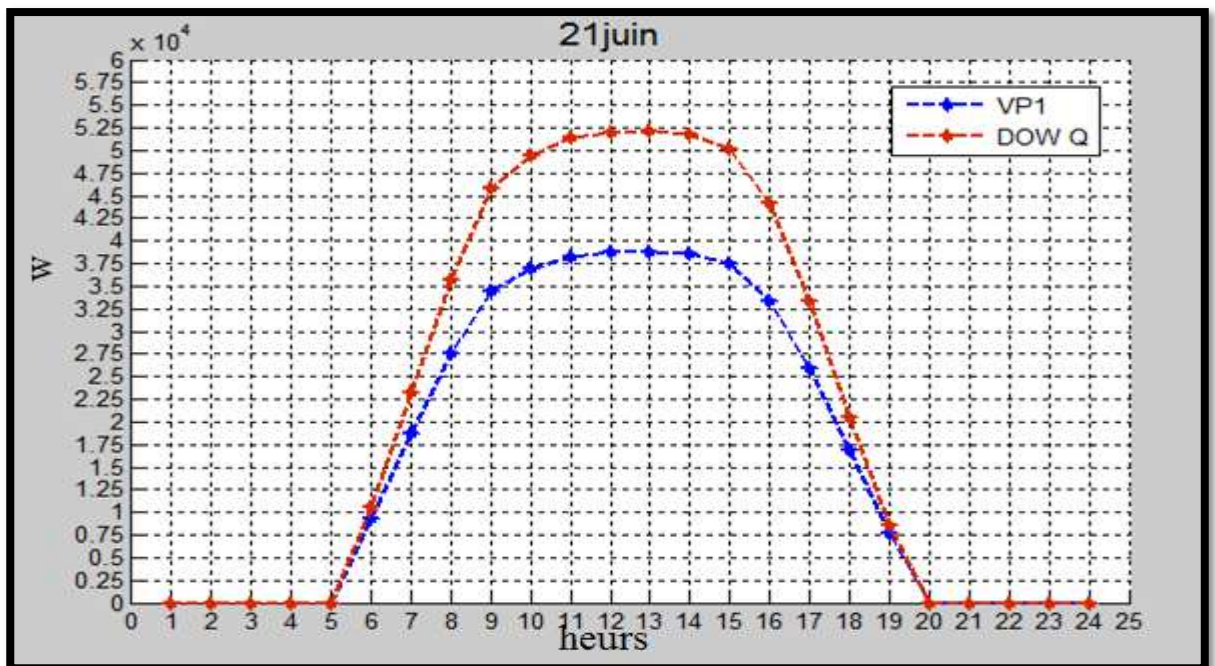
Pour le 21 décembre, la température de sortie du fluide caloporteur ne dépasse pas 400°C pour Dowtherm Q et 373°C pour le fluide Therminol VP1.

3.3. Les pertes thermiques par le tube l'absorbeur pour les deux fluides caloporteurs et dans les trois régions

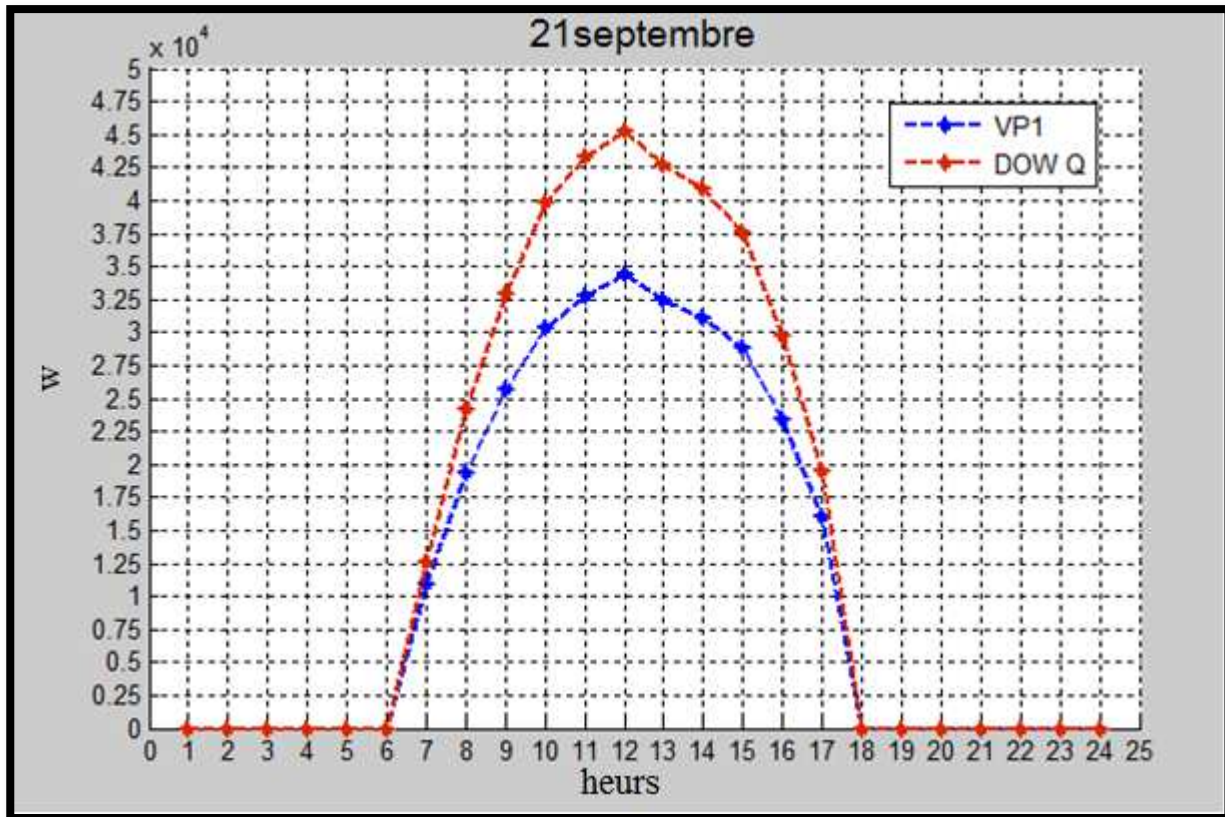
3.3.1. La région d'Bouzareah



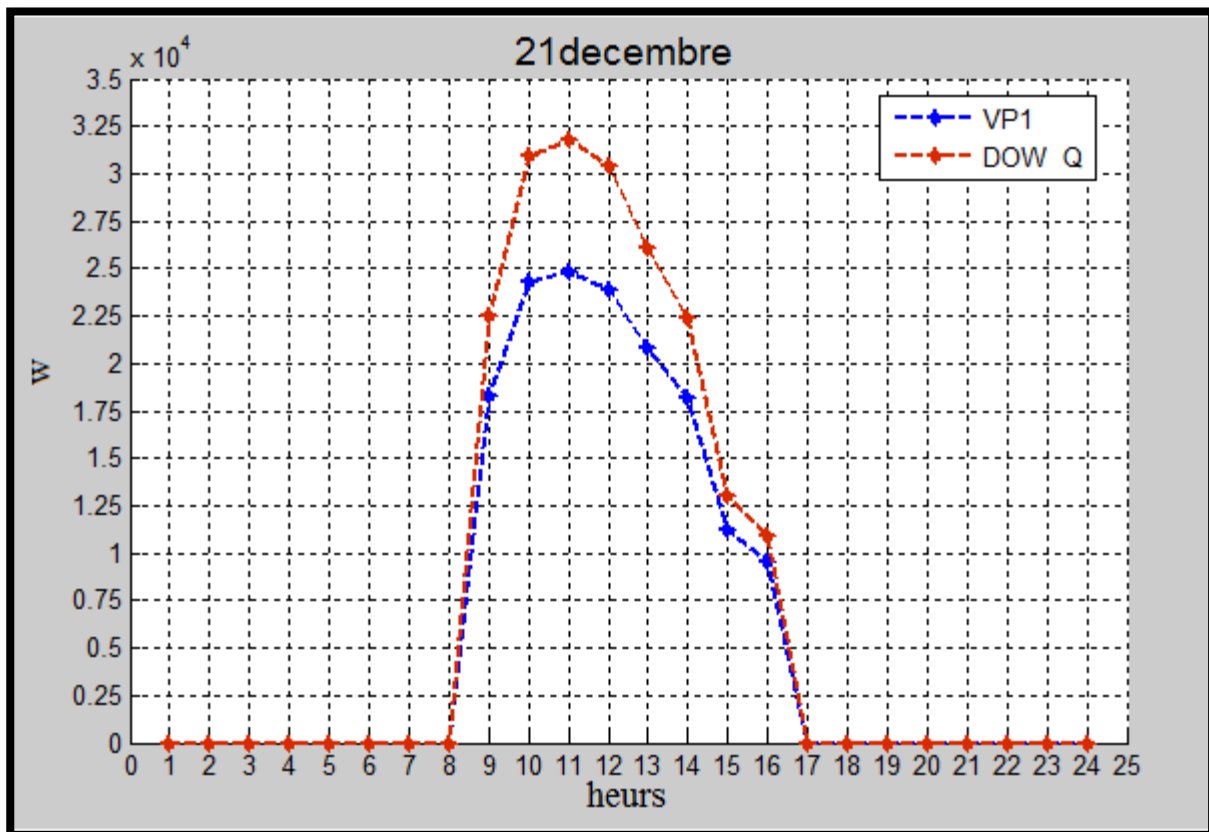
Graph 3.25 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 mars à Bouzareah (W)



Graph 3.26 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 juin à Bouzareah (W)



Graph 3.27 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 septembre à Bouzareah (W)



Graph 3.28 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 décembre à Bouzareah (W)

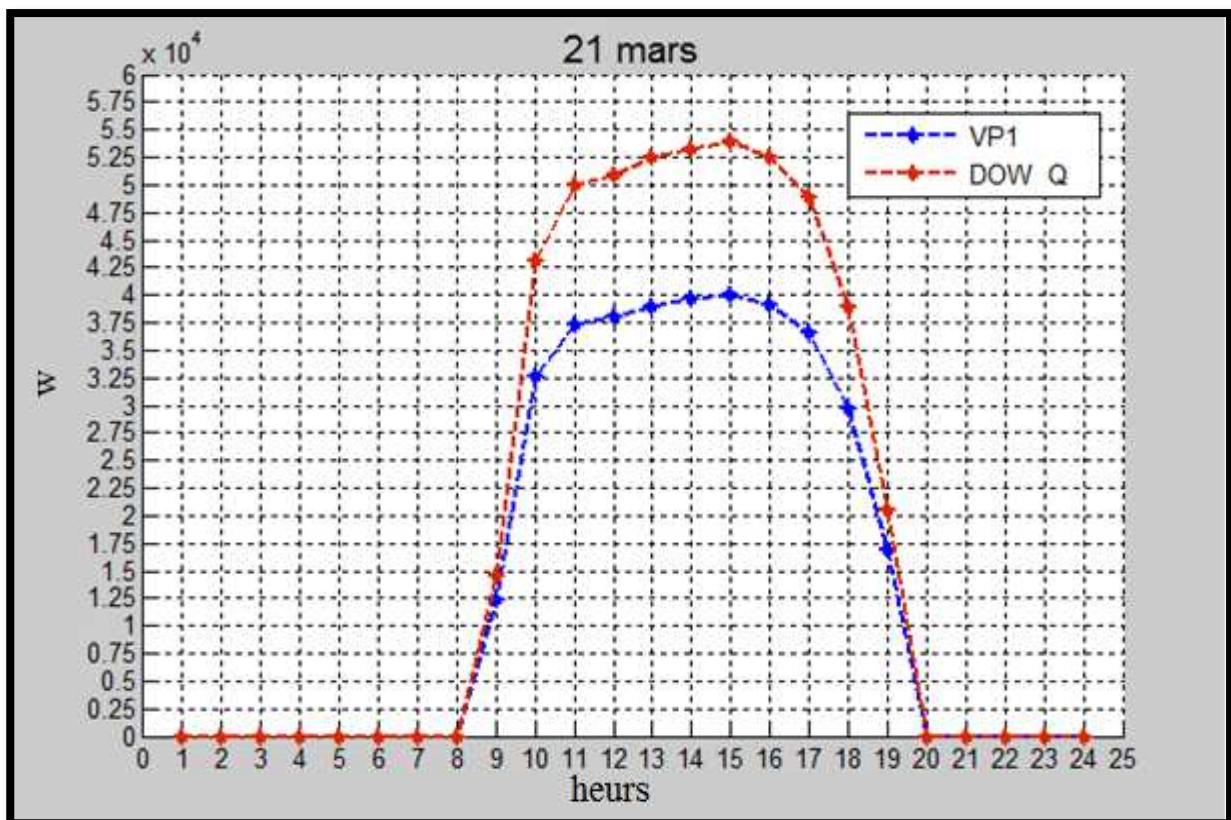
Les graphes (3.25), (3.26), (3.27) et (3.28) représentent les pertes thermiques par le tube absorbeur et pour les deux fluides caloporteurs pour les deux équinoxes et les deux solstices durant le jour pour la région de Bouzareah.

On observe une augmentation de pertes thermiques qui est due à un fort gradient de température entre la température de sortie du fluide caloporteur et la température ambiante.

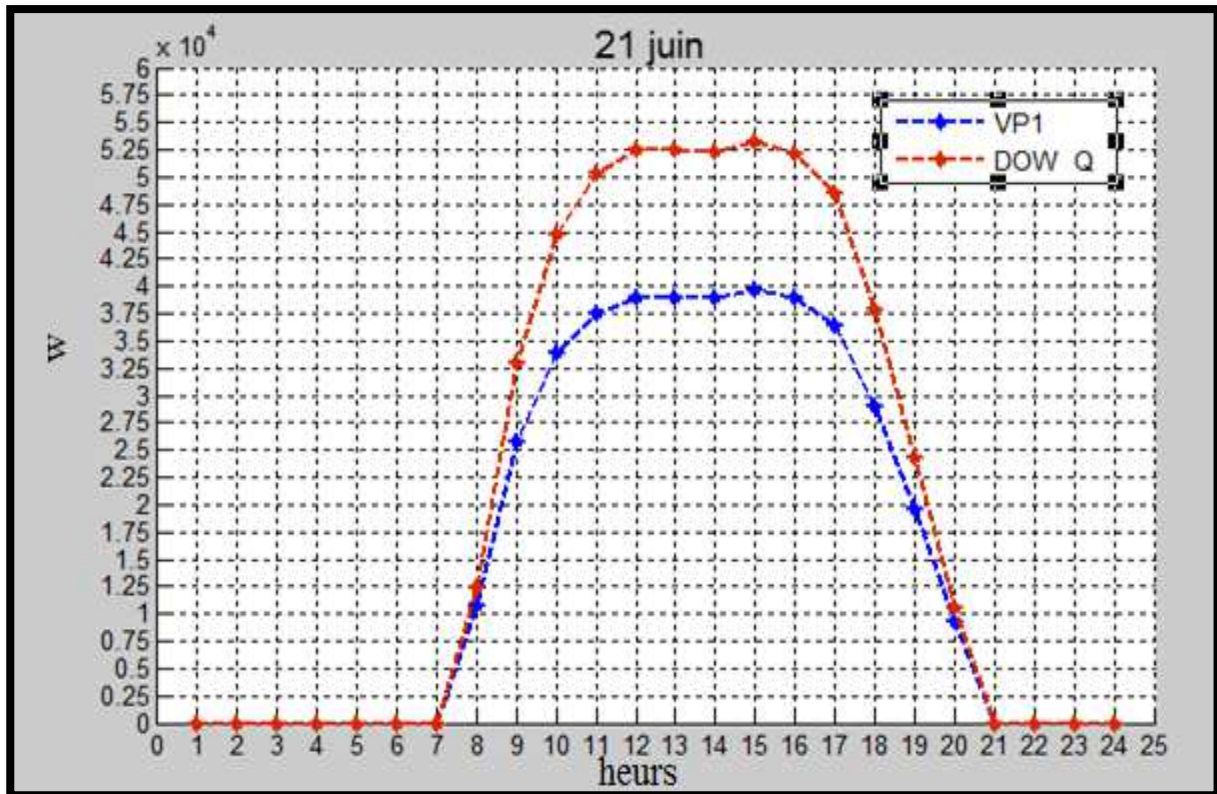
Pour Dowtherme Q et pour le 21 mars, 21 juin et le 21 septembre les pertes thermiques atteignent le maximum entre 41 kW et 45 kW ainsi que pour Therminole VP1 les pertes sont entre 31,5 kW et 39 kW.

Pour le 21 décembre les pertes thermiques ne dépassent pas 32 kW pour Dowtherme Q et 25 kW pour le fluide Therminole VP1.

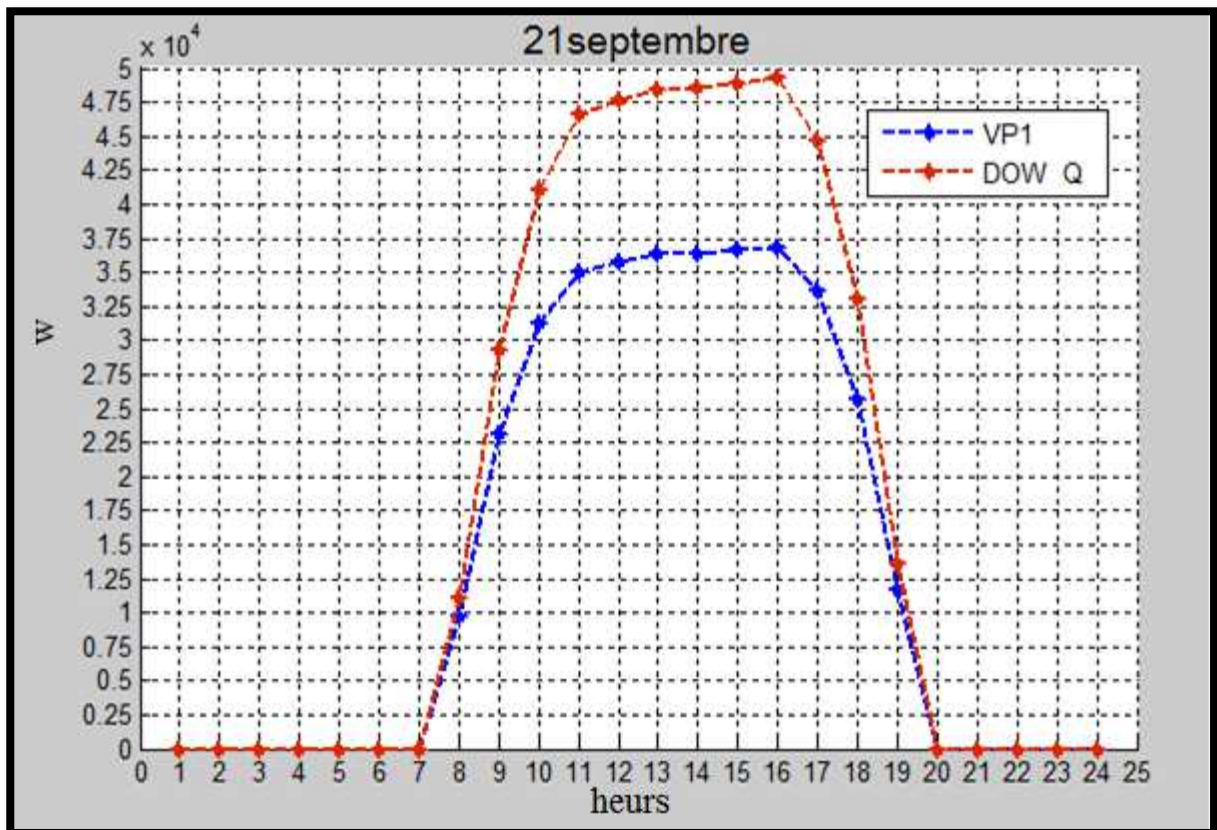
3.3.2. La région d'Bechar



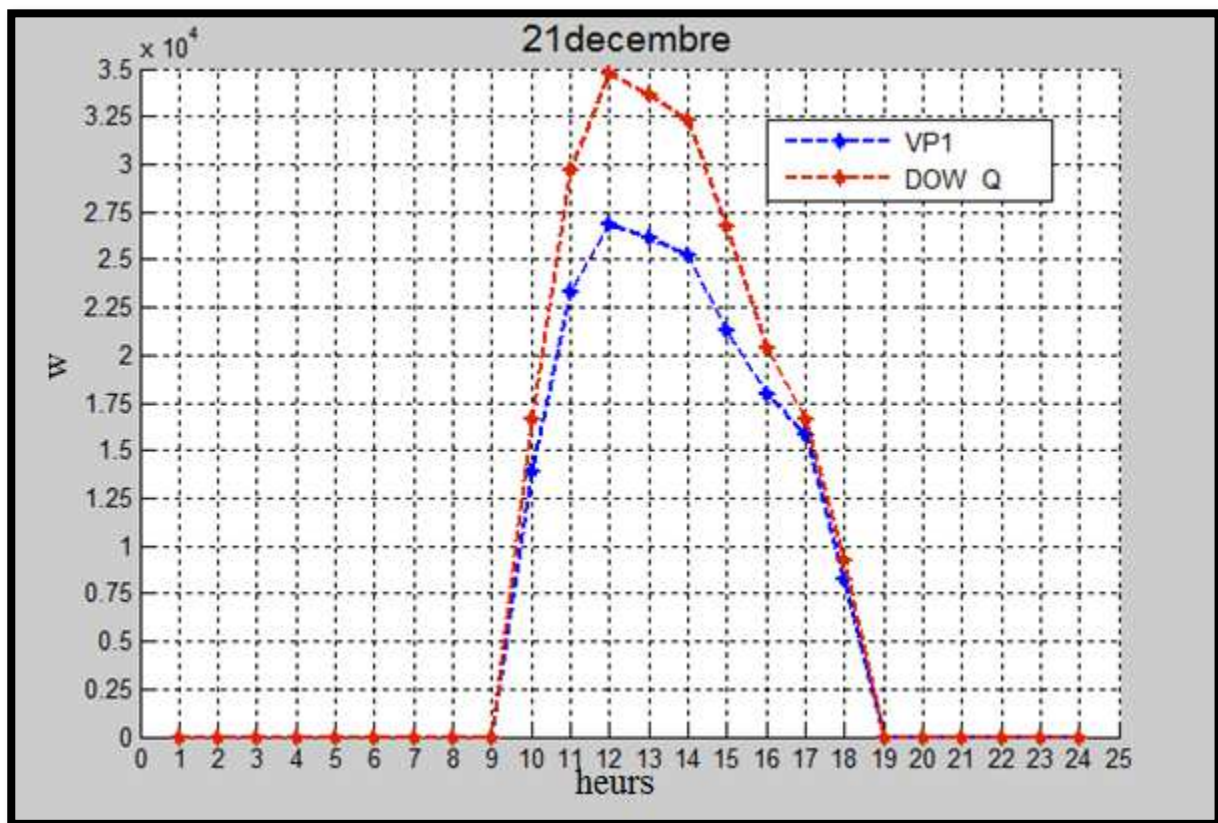
Graph 3.29 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 mars à Bechar (W)



Graph 3.30 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 juin à Bechar (W)



Graph 3.31 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 septembre à Bechar (W)



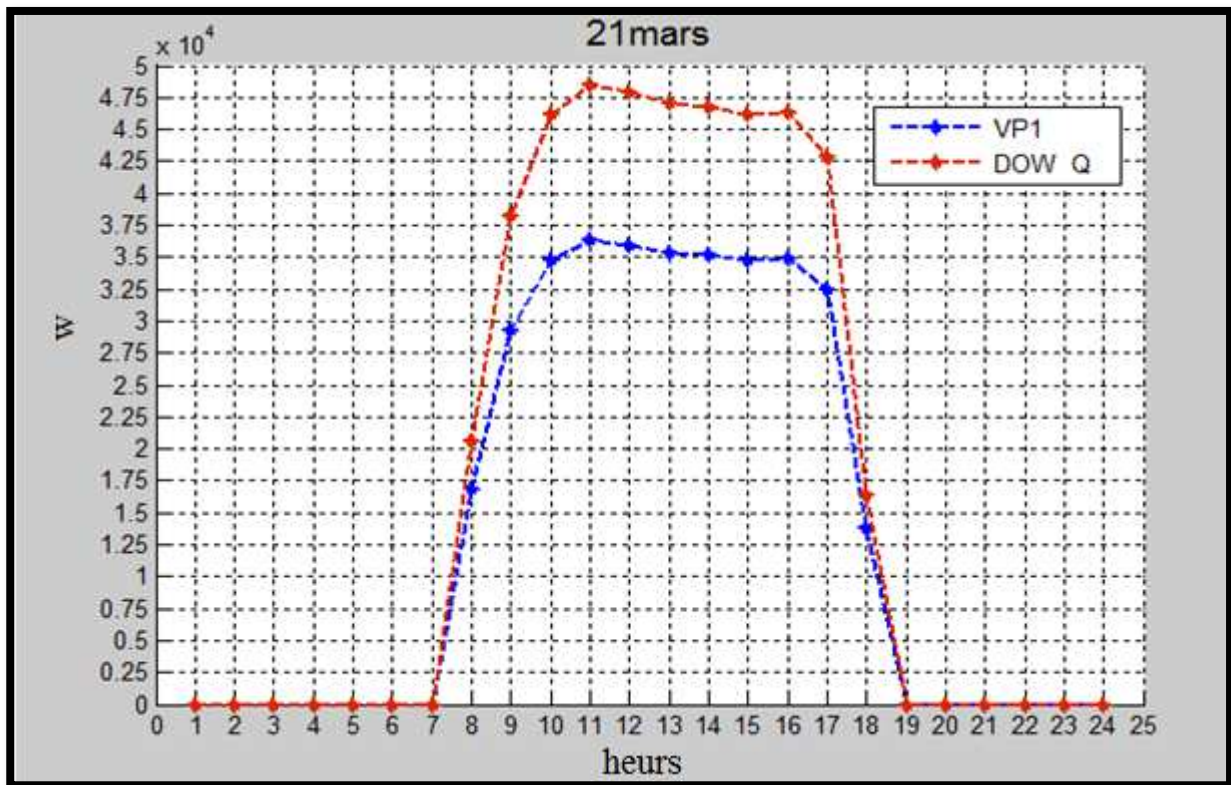
Graph 3.32 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 décembre à Bechar (W)

Les graphes (3.29), (3.230), (3.31) et (3.32) représentent les pertes thermiques par le tube absorbeur et pour les deux fluides caloporteurs pour les deux équinoxes et les deux solstices durant le jour pour la région de Bechar.

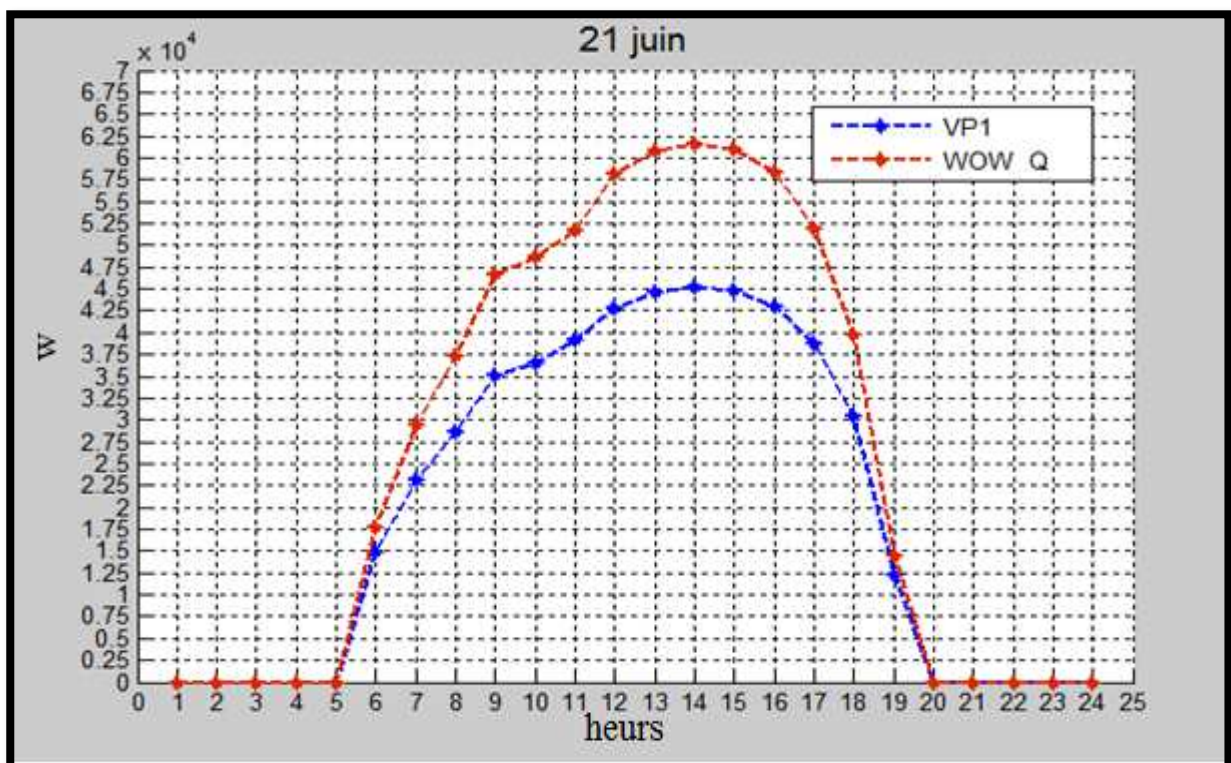
On observe une augmentation de pertes thermiques qui est due à un fort gradient de température entre la température de sortie du fluide caloporteur et la température ambiante. Pour Dowtherme Q et pour le 21 mars, 21 juin et le 21 septembre les pertes thermiques atteignent le maximum entre 49 kW et 55 kW, ainsi que pour Therminole VP1 les pertes sont entre 37 kW et 40 kW.

Pour le 21 décembre les pertes thermiques ne dépassent pas 35 kW pour Dowtherme Q et 27 kW pour le fluide Therminole VP1.

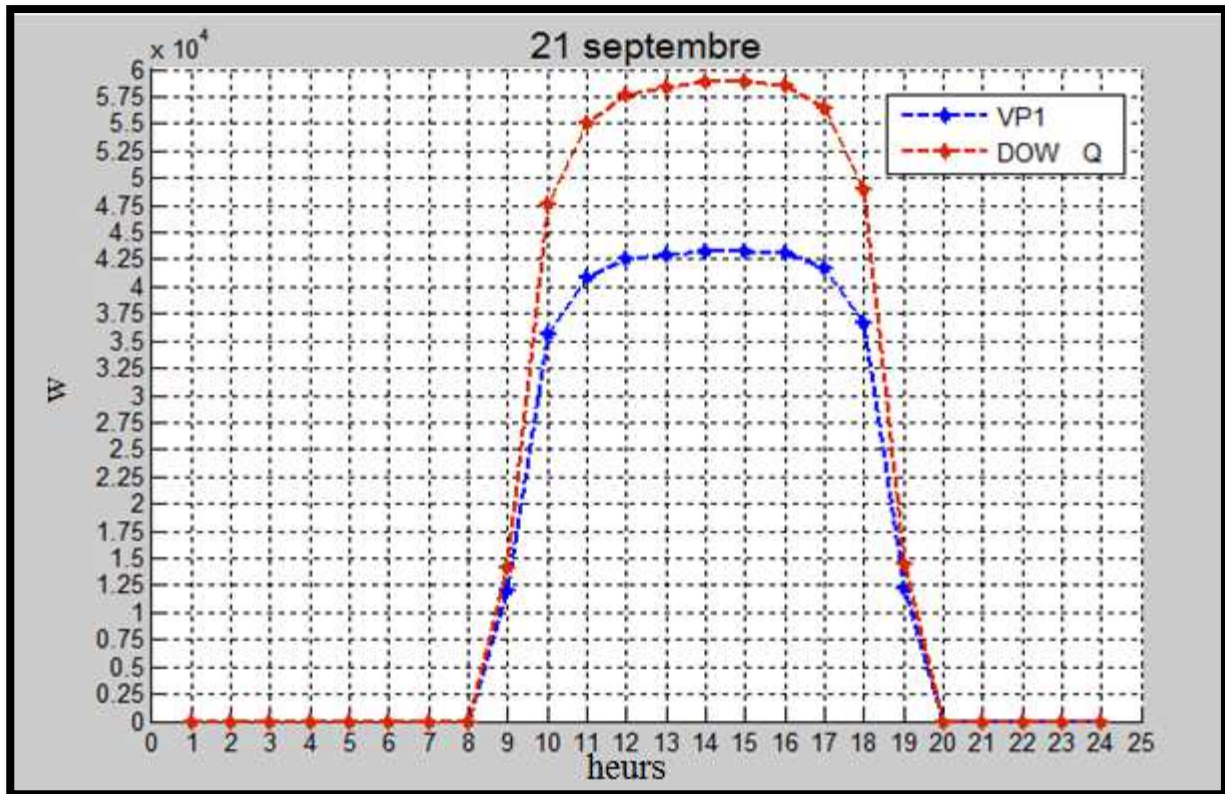
3.3.3. La région de Tamanrasset



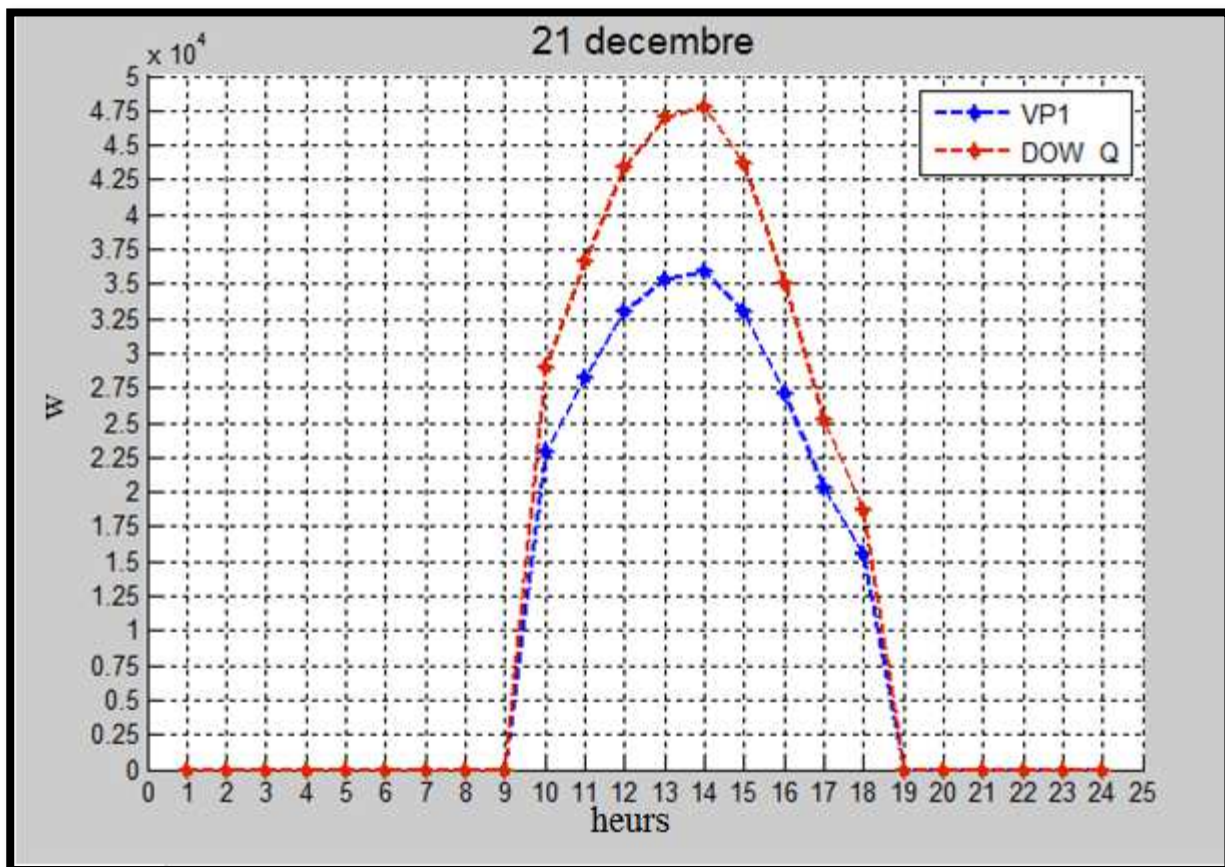
Graph 3.33 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 mars à Tamanrasset (W)



Graph 3.34 : Les pertes thermiques de l'absorbeur le 21 juin à Tamanrasset (W)



Graphe3.35 : Les pertes thermiques de l’absorbeur le 21 septembre à Tamanrasset (W)



Graphe 3.36 : Les pertes thermiques de l’absorbeur le 21 décembre à Tamanrasset (W)

Les graphes (3.33), (3.34), (3.35) et (3.36) représentent les pertes thermiques par le tube absorbeur et pour les deux fluides caloporteurs pour les deux équinoxes et les deux solstices durant le jour pour la région de Tamanrasset.

On observe une augmentation de pertes thermiques qui est due à un fort gradient de température entre la température de sortie du fluide caloporteur et la température ambiante.

Pour **Dowtherme Q** et pour le 21 mars, 21 juin et le 21 septembre les pertes thermiques atteignent le maximum entre 49 KW et 62 KW ainsi que pour **therminole vp1** les pertes sont entre

37 KW et 45 KW

Pour le 21 décembre les pertes thermiques ne dépassent pas 47.5 KW pour Dowtherme Q et 36 KW pour le fluide therminole vp1.

3.4. Conclusion

On a représenté dans ce chapitre l'évolution de la puissance absorbée par le tube absorbeur et l'éclairement solaire direct le long de la journée pour des différentes régions. La première est une région à faible éclairement est la ville de Bouzareah qui se trouve dans le nord algérien.

Et les deux autres sont des régions désertiques localisées au sud algérien avec un fort éclairement direct qui a une influence sur la puissance absorbée donc sur la température de sortie du fluide caloporteur.

Conclusion Générale

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire.

L'énergie thermique reçue est collectée et absorbée pour ensuite être utilisée au chauffage du fluide caloporteur à température élevée, qui est pompé dans des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée. L'utilisation thermique de l'énergie solaire a tous les avantages quand l'approvisionnement en énergie classique, mais le prix de revient des éléments de ce capteur est le principal facteur qui limite son application économique.

Le champ solaire est une source importante pour les pays désertiques, il assure la production de l'électricité et de l'énergie thermique.

L'utilisation des concentrateurs est particulièrement intéressante, puisque ces capteurs qui sont très développés dans ces dernières années, notamment pour la production de la vapeur surchauffée pour alimenter des turbines à vapeur, peuvent servir à assurer l'énergie nécessaire au fonctionnement des installations. Dans le sud, où l'ensoleillement est très important, le solaire peut fournir l'énergie nécessaire à l'industrie.

Pour assurer un bon fonctionnement de ces concentrateurs il est préférable de travailler à des températures élevées et à faible débit qui est favorable au système de production d'énergie.

Pour des longueurs infinies, le concentrateur peut absorber une grande quantité d'énergie et la température peut atteindre des valeurs très importantes. Dans cette étude, le fluide caloporteur Therminol VP-1 peut atteindre les environs de 400°C ainsi que le deuxième fluide Dowtherm Q peut dépasser cette valeur et arrive jusqu'à 435 °C .

Références Bibliographiques :

- [1] : Bruno Rivoire, Le solaire thermodynamique. Groupe d'évaluation scientifique Thémis : de 1982 à 1987. Un laboratoire propre du CNRS, site d'Odeillo.
- [2] : Pierre Garcia, Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur, thèse de doctorat, université de Perpignan, France, (2007).
- [3] : Alain Ferrière, les technologies solaires à concentration appliquées à la production d'électricité et d'hydrogène : Situation et perspectives, séminaire IPN Orsay, Septembre 2007.
- [4] Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007) disponible sur www.labohtap.ulg.ac.be
- [5] Y. Jannot, cours de transfert thermique, thermique solaire, édition : Mac Graw Hill, octobre 2003
- [6] M.GEYER .and WB. Stine, power from the sun, edition: JT. Lyle center, 2001
- [7] J.E. Braun et JC. Mitchell, solar geometry for fixed and tracking surface, edition: solar energy laboratory, 1983
- [8] J.A.duffie and JW. Becam, solar engineering, édition : thermal process 2nd .INC ,1991
- [9] Services for professionals in Solar Energy and Radiation(SODA)_http://www.soda_is.com.
- [10]: Patrick Florian, Hybridation solaire/biomasse pour la conception de centrale efficaces de grande capacité de production d'électricité, thèse de Master, juin 2009
- [11] C .SILVI.The work of Italian Solar energy pioneer Giovanni Francia (1911_1980).proc Solar world congress,ISES.6_12 aout 2005 .
- [12] M.Geyer, Report on the Solar PACES, START Mission to Algeria, IEA Solar PACES, USA, 2003.
- [13] Robert Celaire «Les chauffe-eau solaires Capteur-Stockeurs», Gret, GERES, SYNOPSIS France Janvier 1987.
- [14] <http://www.outilssolaires.com/glossaire/prin-1geometrie.htm>.
- [15] Tabet Ismail - étude d'un distillateur solaire a cascade thèse -magister en physique option : énergies renouvelables- 2010.
- [16] Pierre Bessemoulin et Jean Olivieri le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette - La Météorologie 8esérie - n°31 - septembre 2000.
- [17] : **YAMEGUEU NGUEWO Daniel**, Contribution a la conception des centrales solaires thermodynamiques de troisième génération : couplage et optimisation des technologies existantes, thèse de master, juin 2009

- [18] H.I. ONOVWIONA, V.I. UGURSAL, *Residential cogeneration systems: review of the current technology*, Renewable & sustainable energy reviews 10, 389-431, 2006.
- [19] S.A. KALOGIROU, Y. TRIPANAGNOSTOPOULOS, *Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production*, Energy conversion & management 47; 3368- 3382, 2006.
- [20] M. ELMTIRI, *Modélisation de cycle de vie de bâtiments équipés de composants solaires à eau*, Thèse de doctorat, école des mines de Paris, Mars 2007.
- [21] Guide d'utilisateur du logiciel SIMSOL, software.cstb.fr.
- [22] M.FEIDT, *La cogénération*, Programme interdisciplinaire énergie du CNRS, Groupe d'analyse thématique n°4 : efficacité énergétique, Mai 2005.
- [23] P.R. FRASER, S.A. KLEIN, D.T. REINDL, *Stirling dish system performance prediction*, 2008
- [24] D.W. MATHER, K.G.T. HOLLANDS, J.L. WRIGHT, *Single- and multi-tank energy storage for solar heating systems: fundamentals*, Solar energy 73-1, 3-13, 2002
- [25] H. Ouikon, *Problématique de développement agricole en République centrafricaine et perspectives de recherche*, actes du colloque du 27-31 mai 2002, Garoua, Cameroun.
- [26] S. Malinguinza, *Optimisation du capteur double vitrage par la méthode des plans d'expériences*, Thèse de doctorat, d'Abomey au Bénin, 2012.
- [27] Duffie, John A., and Beckman, William A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2nd edition. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1991.
- [28] Dudley, V., Kolb, G.J., Mahoney, A.R., Mancini, T.R., Matthews, C.W., Sloan, M., and Kearney, D. *Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector*. Sandia National Laboratories, SAND94-1884. December 1994.
- [29] Lippke, Frank. "Simulation of the Part Load Behavior of a 30MWe SEGS Plant." Prepared for Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, SAND95-1293. June 1995.
- [30] Patnode, Angela. "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants". Master of Science Thesis, University of Wisconsin – Madison, 2006.
- [31] Forristall, Russell. "Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver." National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-550-34169. October 2003.
- [32] http://msdssearch.dow.com/PublishedLiteratureDOWCOM/dh_0030/0901b803800303db.pdf?filepath=/heattrans/pdfs/noreg/176-01407.pdf&fromPage=GetDoc7
- [33] <http://twt.mpei.ac.ru/tthb/hedh/htf-vp1.pdf>