République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Dr. YAHIA FARES de MEDEA

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département du Génie de la Matière

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme de Master en Génie Climatique

Option Energie et Froid Industriel

Thème :

Etude des Performances d'un Champ Solaire Cylindro-Parabolique de 60MWth utilisant un Tube Récepteur 'Cermet' avec L'air dans L'espace Annulaire.

Proposé et dirigé par :

Mr. ZEROUAL Boualem

Présenté par :

LEKAM Amina

HAMZANE Djamila

Promotion : 2012-2013

Remerciements

Nous tenons à remercier :

En premier lieu Dieu Le Tout Puissant de nous avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Les membres du jury qui nous feront honneur de juger notre travail.

Notre promoteur Mr. ZEROUAL Boualam pour ses précieux conseils,

sa disponibilité et sa gentillesse.

Nos chers parents et proches qui nous ont soutenues et aidées tout au long de ce travail.

Nos camarades de la promotion génie climatique, amis et tous ceux qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Melle. LEKAM Amina.

Melle. HAMZANE Djamila.

Dédicaces

Grâce à Allah :

Je dédie ce modeste travail à ceux qui sont les plus chères au monde :

A mes parents.

A mes chers frères.

A mes chères sœurs.

A mon fiancé.

Sans oublier tous ma famille de près ou de loin et Toutes mes

chère amis.

A tous ceux qui mon aider de près ou de loin.

LEKAM Amina.

Dédicaces

Grâce à Allah :

Je dédie ce modeste travail à ceux qui sont les plus chères au monde :

A mes parents.

A mes chers frères.

A mes chères sœurs.

A mon mari.

A ma fille Ritadj.

Sans oublier tous ma famille de près ou de loin et Toutes mes

chère amis.

A tous ceux qui mon aider de près ou de loin.

HAMZANE Djamila.

Résumé

Le travail proposé a pour objectif d'étudier les performances d'un champ solaire à capteur cylindro-parabolique de type LS-2, le capteur cylindro-parabolique possède un récepteur en robé par une couche antireflet (céramique/métal) avec l'air dans l'espace annulaire c'est-à-dire dégradé. Dans ce but on a utilisé un modèle mathématique basé sur l'étude expérimentale de Lippke, 1995 et on a réalisé un programme informatique sous Matlab. Les paramètres de performance Sant le débit massique, le rendement de champ solaire, l'énergie utile et la puissance de pompage.

***Mots clés** : L'énergie solaire, concentrateur solaire, collecteur cylindro-parabolique, centrale énergétique, énergie solaire à concentration, conception, performance, électricité*

Abstract

The present study deals with the performance analysis of parabolic-trough collector solar field type LS-2. The collector has cermet heat collection element and air in the annular space. For this we have use mathematecal model based on the experemental study of (Lippke 1995). We have also built a computer program using Matlab. The performance parameters include the HTF mass flow rate, the solar field efficiency, the useful energy and the pomping power.

***Key-words** : The solar energy, parabolic-trough collector, power plant, performance, electricity, design, concetrating solar power.*

ملخص

.

تهدف الدراسة المقدمة الى دراسة اداء حقل شمسى لملتقط من نوع حوض مكافئ(LS-2) , يستعمل أنبوب مغطى بطبقة من الخزف و المعدن ومغلف بالزجاج بالاضافة الى وجود الهواء في الفراغ هذا يعني نقص في العناصر المدروسة, لهذا الهدف قمنا بانجاز نموذج رياضي يعتمد على الداسة التجريبية(Lippke, 1995) لوصف سلوك الحقل الشمسي, وقمنا أيضا بانجاز برنامج حاسوبي(Matlab)

العناصر المدروسة تتضمن: تدفق مائع التشغيل, الطاقة الحرارية المفيدة, مردود الحقل الشمسي, انخفاض الضغط و استطاعة المضخة.

كلمات المفتاح: الطاقة الشمسية, ملتقط من نوع حوض مكافئ, محطات الطاقة, أداء, كهرباء, تصميم, الطاقة الشمسية المركزة.

TABLE DES MATIERES

Résumé

Nomenclature

Introduction générale.....1

Chapitre 1 : Champ solaire cylindro-parabolique

1.1. Introduction……...3

1.2. Technologie à capteur cylindro-parabolique ……..…..3

1.3. Le principe de la centrale cylindro-parabolique ……...4

1.4. Le champ solaire ……..5

1.5. Le collecteur …….....7

1.5.1. Le tube collecteur ……8

1. Tubes sous vide à flux direct …….....8

2. Tubes sous vide à caloduc ……9

1.5.2. Les récepteurs solaires métalliques et céramiques……..9

1.6. Miroirs de Fresnel ……..10

1.7. Systèmes à ébullition directe ……..11

1.8. Etude thermique du capteur solaire cylindro-parabolique……..13

1.8.1 Bilan thermique ……14

1.9. Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs…….….15

1.9.1. Les cycles thermodynamiques …….....15

1.9.2 Les fluides caloporteurs……..16

1.10. Le stockage de l'énergie solaire……...16

Chapitre 2 : Modèle Mathématique

2.1. Introduction……..19

2.2. Données relatives au soleil et au rayonnement solaire……..…19

2.2.1. Le Soleil……..19

2.2.2. L'atmosphère terrestre…….20

2.1. Absorption des radiations solaires par l'air……..21

2.2. La constante solaire……21

2.3. Le rayonnement solaire au sol……...21

2.3. Position du soleil……23

2.3.1. Coordonnées équatoriales……24

1. L'angle de déclinaison (δ)……..24

2. L'angle horaire (ω)……...25

2.3.2. Coordonnées horizontale ……26

1. Hauteur du soleil (h)……..26

2. Azimut du soleil (γ_s)…….26

3. Orientation d'un plan ……27

4. L'angle de zénith (θz)……28

2.3.3. L'angle d'incidence (θ_i)……...29

2.4. Heurs et temps...…….30

2.4.1. Coucher et lever du soleil…….30

1. Durée de jour……...31

2. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL……..31

2.5 Angle d'incidence……33

2.6. La surface du champ solaire……...33

2.7. La perte de bout d'un récepteur……34

2.8. Le modificateur de l'angle d'incidence ……..34

2.9. L'ombrage sur le capteur……...34

2.10. La chute de pression dans l'échangeur…….35

2.11. La chute de pression dans les anneaux de tube dans les luppes……...35

2.11.1. La vitesse du fluide ……...36

2.11.2. La surface interne de l'absorbeur……..36

2.11.3. Facteur de frottement ……36

2.11.4. Les différents régimes d'écoulement : nombre de Reynolds ……36

2.11.5. La viscosité dynamique du fluide …….37

2.12. La formule de Colebrook ……37

2.13. L'énergie thermique perdue par le champ solaire……...….37

2.13.1. La différence de température moyenne ……....37

2.13.2. Rayonnement de champ solaire direct (DNI) ……...38

2.14. L'énergie absorbée…….…..38

2.15. L'énergie utilisée……..……38

2.16. Le débit du fluide…….……38

2.17. Le rendement du champ solaire…….. 39

2.18. La puissance consommée par la pompe……..…39

2.19. Rendement de la pompe…….39

2.20. Organigramme de calcul…….40

2.21. Conclusion……...41

Chapitre 3 : Résultats et Discutions

3.1. Introduction……42

3.2. Les résultats……43

3.3. La discussion……..61

3.4. Conclusion……63

Conclusion générale……..64

LISTE DES FIGURES

Figure 1 .1 : Schéma d'une centrale cylindro-parabolique…….3
Figure 1.2 : Principe de la centrale cylindro-parabolique……...5
Figure 1.3. Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique……..7
Figure 1.4: Tube collecteur……8
Figure 1.5. Tubes sous vide à flux direct……8
Figure 1.6: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel……...10
Figure 1.7: Concentrateurs solaire à ébullition directe…….11
Figure 1.8: Concepts d'injection pour l'évaporation directe…….12
Figure 1.9: Schéma d'un élément du tube absorbeur…….13
Figure 1.10: Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique……13
Figure 1.11: Bilan thermique d'un élément de surface du collecteur cylindro- parabolique.14
Figure 1.12. Schéma d'une machine motrice……15
Figure 1.13. Cycles de Clausius-Rankine à vapeur simple……..15
Figure 1.14. Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage.17

Figure 2.1: Une coupe dans le Soleil……20
Figure 2.2: Mouvement de la terre autour du Soleil…….20
Figure 2.3 : Interactions nuages-atmosphère-sol……22
Figure 2.4: Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre……22

Figure 2.5 : Les cordonnées de la terre……23
Figure 2.6. La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre)……24
Figure 2.7: L'angle horaire……..25
Figure 2.8 : L'angle de hauteur du Soleil……..26
Figure 2.9: L'angle d'azimut du soleil……..27
Figure 2.10: L'angle d'azimut de la surface……28
Figure 2.11 : L'angle de zénith……28
Figure 2.12: Plan horizontale, dans ce cas ($\theta_i = \theta z$)……..29
Figure 2.13 : Plan incliné……..29
Figure 2.14 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich……32
Figure 2.15: Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps ET…….32
Figure 2.16 : Perte d'extrémité d'un capteur……35
Figure 3.17 : Illustration de l'ombrage……35
Figure 2.16 : champ solaire cylindro-parabolique……41

Figure 3.1 : Diagramme du composant représentant le champ solaire……42
Figure 3.2 : Représentation de la température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 janvier)……..43
Figure 3.3 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Janvier)……..43
Figure 3.4 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Janvier)……..…44
Figure 3.5 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 février)……44
Figure 3.6 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisé en fonction du temps (Le 21 Février)……..45
Figure 3.7 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Février)……..45
Figure 3.8 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 mars)……46
Figure 3.9 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Mars)……...46
Figure 3.10 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la

puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Mars)……47
Figure 3.11 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Avril)……..... 47
Figure 3.12 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Avril)…….48
Figure 3.13 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Avril)……48
Figure 3.14 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Mai)……49
Figure 3.15 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps(Le 21 Mai)……49
Figure 3.16 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Mai)…….50
Figure 3.17 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Juin)……..50
Figure 3.18 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Juin)……51
Figure 3.19 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Juin)…….51
Figure 3.20 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Juillet)……52
Figure 3.21 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Juillet)……..52
Figure 3.22 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Juillet)……..53
Figure 3.23 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Out)…….53
Figure 3.24 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Out)……54
Figure 3.25 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Out)……54
Figure 3.26 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Septembre)……..55
Figure 3.27 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction

du temps (Le 21 Septembre)……55
Figure.3.28 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Septembre)……56
Figure .3.29 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Octobre)……..56
Figure 3.30 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Octobre)……..57
Figure.3.31 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Octobre)…….57
Figure 3.32 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Novembre)……58
Figure 3.33 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Novembre)……58
Figure 3.34 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Novembre)…….59
Figure 3.35 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Décembre)……..59
Figure 3.36 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Décembre)……..60
Figure 3.37 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps(Le 21 Décembre)……60

LISTE DES TABLES

Tableau 2.1 : Principales propriétés de collecteur cylindro-parabolique……..33

Nomenclature :

Symbole	Définitions	Unités
ṁ	Débit massique	kg/s
ΔPT	La chute de pression totale	bar
A	Surface	m²
A_{ap}	Surface d'ouverture totale du champ solaire	m²
b_{ap}	La largeur du collecteur	m
C	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie)	h
cp	Chaleur spécifique du fluide	J/kg°C
D	Diamètre	m
dj	La durée de jour	h
DNI	Rayonnement direct normal W/m²	W/m²
E	Flux de rayonnement solaire	W/m^2
ER	Espacement entre les rangées de collecteurs	m
ET	Equation du temps	mn
f	La distance focale du collecteur	m
f	Coefficient de frottement	/
j	Numéro du jour de l'année	/
h	Hauteur du soleil	m
h_{out}	Enthalpie de sortie	J/kg
h_{in}	Enthalpie d'entré	J/kg
I_{AM}	Le modificateur de l'angle d'incidence	Degré(°)
L_{SCA}	La lengeur d'un collecteur	m
M	La perte de bout d'un récepteur	
N_{sca}	Nombre des collecteurs	/
P	Pression	bar
Q	Quantité de chaleur réellement transférée par l'échangeur	(W)
Q_{abs}	Quantité de chaleur absorbée par le champ solaire	W
$Qloss$	L'énergie thermique perdue par le champ solaire	W
$Qutile$	L'énergie utilisée	W
R_{sh}	L'ombrage sur le capteur	/
Re	Nombre de Reynolds	/
T	Température	°C
TSV	temps solaire vrai	h
T_{in}	La température d'entrée du fluide caloporteur	°C
T_{out}	La température de sortie	°C
TL	Temps légal	h
TU	Le temps universel	h

TCF	L'heure civile du fuseau horaire	h
$\dot{V}$	Dubet volumique de la pompe	m³/s
V	Vitesse de fluide	m/s
w_p	Travail de la pompe	J/kg

Symboles grecques

Symbole	Définitions	Unités
μ	Viscosité dynamique du fluide	N.s/m²
ϕ	Latitude	/
θ_ι	Angle d'incidence	(°)
δ	L'angle de déclinaison	(°)
β	Coefficient d'expansion thermique volumétrique	(1/°C)
ε	La régosité de la surface interne de tube	
λ	Longueur d'onde	μm
ϑ	Viscosité cinématique	m²/s
ρ	Masse volumique du fluide	Kg/m³
η_{field}	Rendement du collecteur LS-2	%
η_{HTf}	Rendement de la pompe	%
θz	Angle zénithal	(°)
ω	Angle horaire en degré	(°)
γ_s	Azimut du soleil	(°)
Δ	Différence	/

Indices

Indices	Définitions
ref	Référence
CS	Champ solaire
max	Maximale
min	Minimale
eff	Effective
in	entrée
out	sortie

Introduction générale :

La centrale solaire cylindro-parabolique est le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et c'est la solution commerciale actuelle la plus sûre.

En effet, Les centrales solaires cylindro-paraboliques représentent 94 % des centrales actuellement en activité.

Ce système SEGS (Solar Electric Generation System) utilise de nombreuses rangées de capteurs cylindro-paraboliques réfléchissants posés en rangées est-ouest. Les centrales solaires thermodynamiques de 40 mètres de long, forment des champs de miroirs des plus importants (de 106000 à 480000m2). Chaque capteur (miroir face au sud) suite le mouvement apparent du soleil sur un seul axe en hauteur et concentre le soleil, de 30 à 100 fois, au foyer. L'énergie thermique reçue au récepteur (point focal de la parabole) est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée à 371°C – 100 bars qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique (rendement nominal 37,5%).

Les rayons sont concentrés par la parabole sur un récepteur qui chauffe jusqu'à 650 °C un gaz de travail, en général de l'hydrogène ou de l'hélium. Le gaz sous haute pression entraîne une génératrice qui produit de l'électricité avec un rendement d'environ 25 %. Le travail proposé a pour objectif d'étudier les performances d'un champ solaire à capteur cylindro-parabolique de type LS-2, utilisant un tube récepteur enrobé avec une couche antireflet (céramique + métal) et l'air dans l'espace annulaire, désigné pour un système solaire de génération d'électricité (SEGS). Le champ solaire a une puissance thermique de 60MW, les paramètres de conception incluent le débit massique du fluide caloporteur, la chute de pression à travers le cycle du champ solaire et la puissance de pompage. L'étude consiste aussi à analyser les performances de ce champ solaire sous les conditions climatique algériennes, les paramètres de performance incluent l'énergie thermique et le rendement annuels. Le modèle mathématique utilisé est basé sur l'étude expérimentale de lippke. (1995).

Dans ce mémoire, nous avons suivi le plan de travail suivant :

Nous avons commencé notre travail par une introduction générale, le premier chapitre porte sur l'étude du champ solaire qui constitue la source énergétique des centrales SEGS, dans le deuxième chapitre nous avons présenté l'étude mathématique du champ solaire (SEGS LS-2), dans le troisième chapitre, nous avons validé notre modèle et présenté les résultats de la simulation annuelle et journalière (le 21 de chaque mois) pour l'Algérie.

En fin, on achève notre travail par une conclusion générale.

1.1. Introduction :

Un capteur cylindro-parabolique est un capteur à concentration à foyer linéaire utilisant un réflecteur cylindrique de section parabolique. Dans un concentrateur à foyer linéaire utilise un réflecteur cylindrique de section parabolique. Dans un concentrateur cylindrons-parabolique, le fluide caloporteur utilisé est (eau, huile thermique, …).

Les miroirs en gouttière concentrent la lumière sur un tube dans lequel circule le fluide caloporteur qui, chauffé à 400 °C, est conduit vers le réservoir de stockage couplé à une turbine à vapeur. Cette technologie est celle utilisée dans la plus grande centrale solaire thermique au monde.

1.2. Technologie 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.

L'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 :

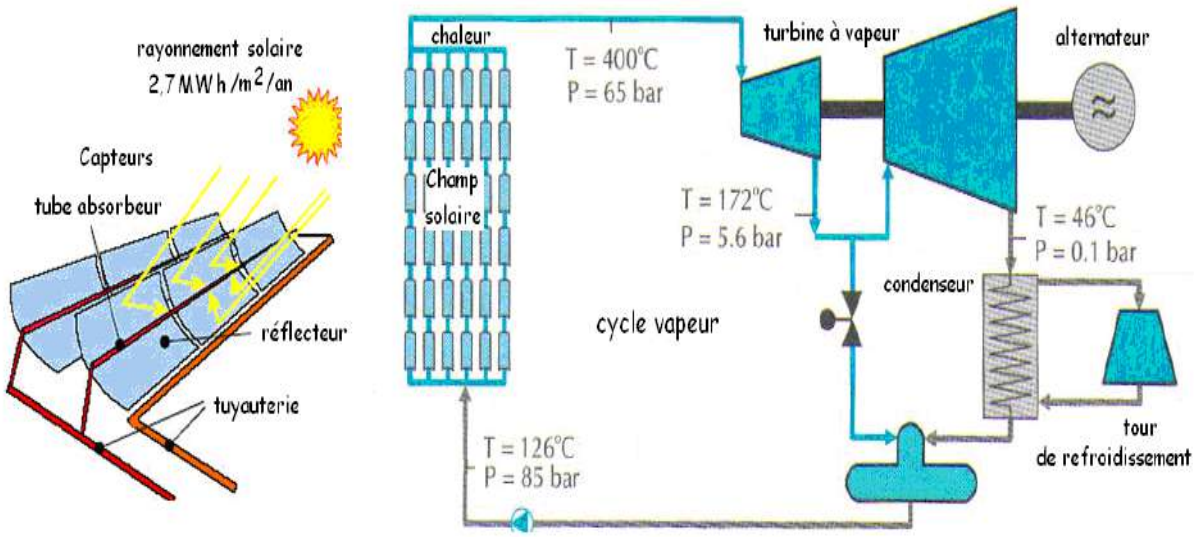


Figure 1.1 : Schéma d'une centrale cylindro-parabolique [9]

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation: la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Le champ solaire est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est de l'ordre de 80.

Les collecteurs (capteurs) cylindro-paraboliques sont de longs miroirs (composés de verre pauvre en fer recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit spécial de protection) cylindriques qui concentrent les rayons sur une ligne (tube absorbant) et qui permet d'élever sa température jusqu'à 500°C.

La taille du champ solaire (ou champ de miroirs) dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de suivi du soleil (tracker) dans la direction est-ouest.

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur.

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique par exemple) qui circule à l'intérieur du tuyau (tube), est chauffé à une température supérieure à 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur d'eau à hautes températures et pressions. La vapeur produite est ensuite intégrée dans un cycle thermodynamique générant de l'énergie électrique au moyen d'un (ou de plusieurs) alternateur couplé à une (ou à plusieurs) turbine à vapeur.

1.3. Le principe de la centrale cylindro-parabolique :

Technologie la plus répandue actuellement, ce type de centrale se fonde sur des alignements de miroirs incurvés, ou « cylindro-paraboliques ». Au centre de chacun passe le fluide caloporteur, qui traverse l'ensemble du champ de captage.

Ce concept trouve sa pleine expression dans le programme Solar Paces initié par l'AIE (Agence internationale de l'énergie). Les scientifiques de l'Agence, rejoints en cela par les spécialistes de Geenpeace International, prévoient que la solaire thermodynamique sera capable de fournir jusqu'à 600 giga watt (GW) en 2030.

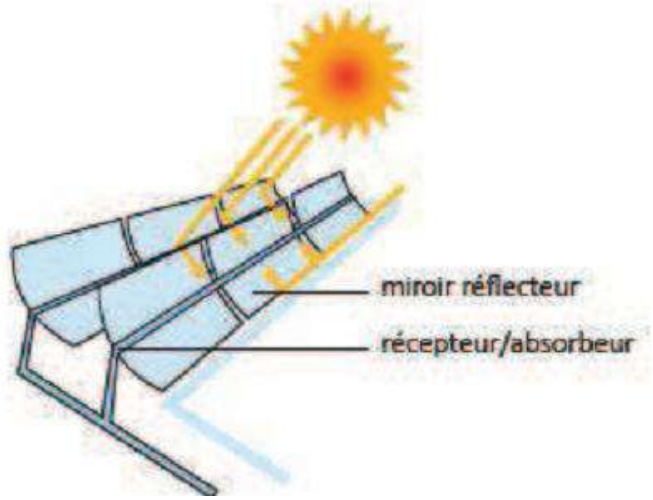


Figure 1.2 : Principe de la centrale cylindro-parabolique.

1.4. Le champ solaire :

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

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

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

Les différentes configurations sont :

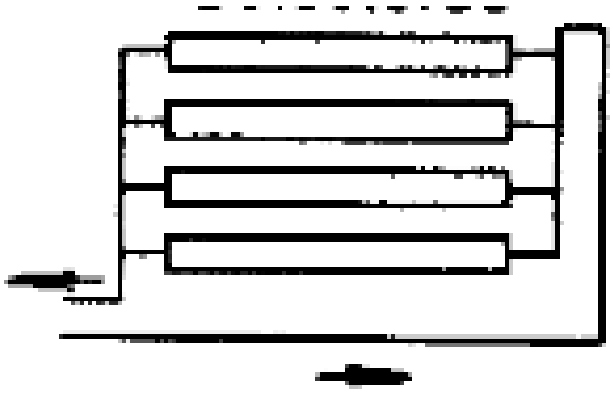
- **Installation à retour direct** : C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée.

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

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



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



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



1.5. Le collecteur :

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

Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

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

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

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

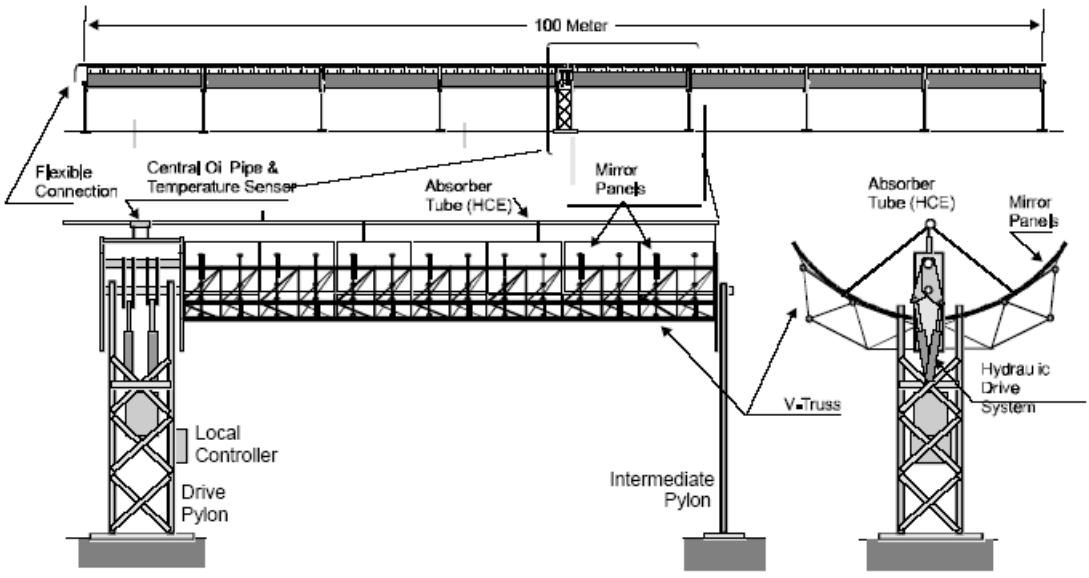


Figure 1.3 : Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique []

1.5.1. Le tube collecteur :

Doit avoir les caractéristiques suivantes :

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

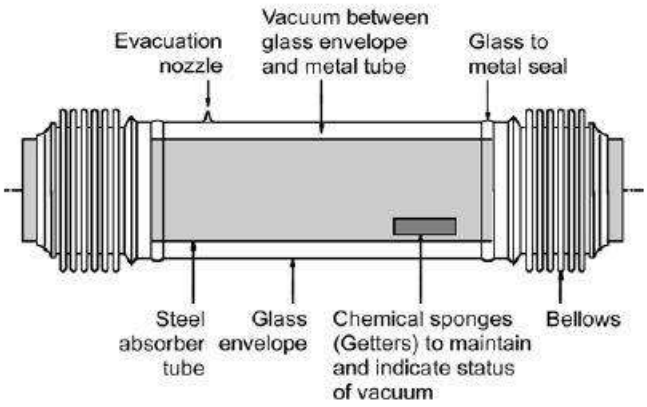


Figure 1.4 : Tube collecteur

1. **Tube sous vide à flux direct :**

Le fluide caloporteur passe directement par l'absorbeur dans les tubes sous vide. Peuvent être montés directement en toiture.

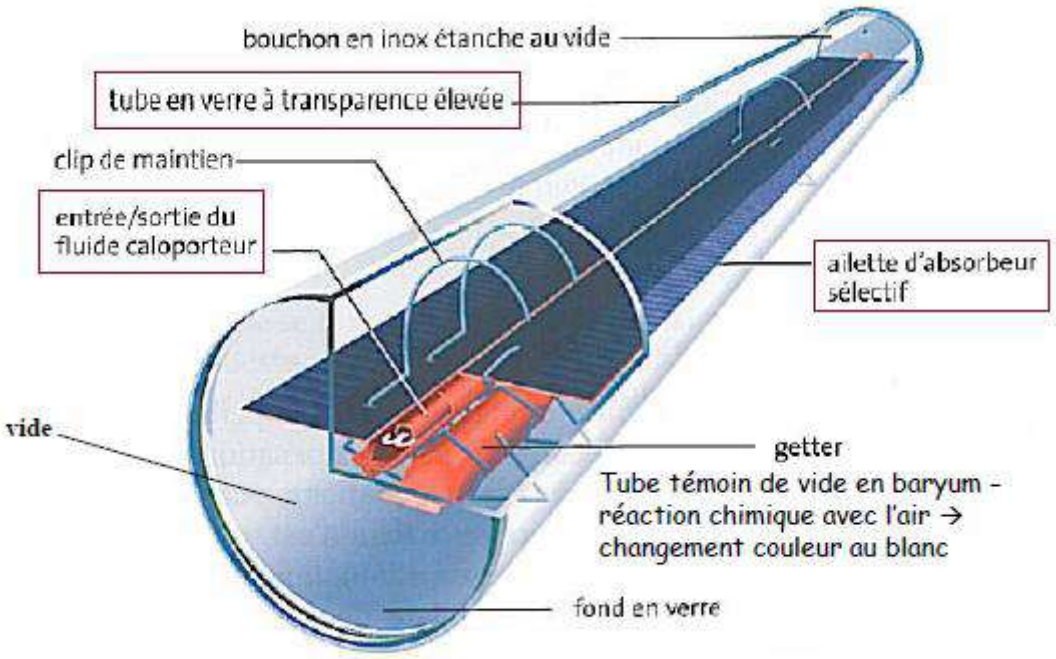


Figure 1.5 : Tube sous vide à flux direct.

2. Tube sous vide à caloduc :

Le tube de l'absorbeur contient une petite quantité d'eau vaporisée sous vide partiel, la vapeur s'élève dans le conduit de l'absorbeur, condense dans une zone appelée « condenseur » et retourne sous forme liquide dans l'absorbeur. La chaleur récupérée lors du processus de condensation est alors transmise au fluide de transfert thermique.

1.5.2. Les récepteurs solaires métalliques et céramiques [14] :

Des récepteurs métalliques et céramiques ont été développés pour répondre aux exigences des centrales thermodynamiques à haute température. Ces récepteurs métalliques ou céramiques permettent d'atteindre des températures de gaz à haute pression allant jusqu'à 1300°C. Ces récepteurs à air sont principalement composés d'un absorbeur qui est chauffé par le flux solaire concentré et refroidi par le gaz, d'un système de distribution et de collecte du fluide, d'une cavité réceptrice et parfois d'une vitre de pressurisation et d'un concentrateur secondaire. Au cours des 30 dernières années, différentes technologies ont été développées. On peut donc différencier les récepteurs plans des récepteurs à cavité, les récepteurs à absorbeur surfacique, les récepteurs à absorbeur volumétrique, les récepteurs ouverts, les récepteurs pressurisés... Cette diversité de forme et de structure s'explique par une recherche constante d'efficacité afin de trouver un compromis entre :

– Un bon coefficient d'échange thermique entre l'absorbeur et le gaz ;
– Des pertes thermiques radiatives et convectives faibles ;
– Des pertes de charges raisonnables ;
– Une bonne résistance mécanique à la pression et aux contraintes thermomécaniques ;
– Une facilité de construction et d'entretien.

1.6. Miroirs de Fresnel :

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

Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur la figure 1.6 :

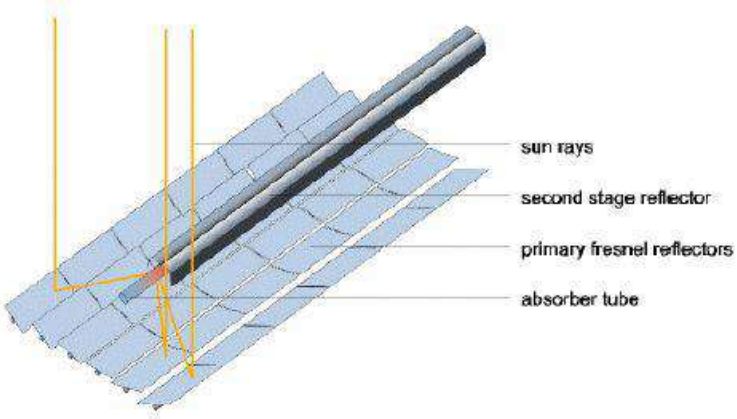


Figure 1.6 : Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel

Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur. Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. La partie inférieure est quant à elle isolée par une vitre.

Les principaux avantages de cette technologie par rapport aux concentrateurs traditionnels sont :

- Coût inférieur des miroirs
- Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.
- Les contraintes mécaniques dues à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.

Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo.

Selon Solarmundo, cette technologie pourrait mener à une réduction des coûts de production de 50% par rapport à aux réflecteur traditionnels. Une étude a été réalisée en 2002 par plusieurs instituts de recherche allemands sur les avantages d'un tel type d'installation : Le projet étudié était l'implémentation d'un système à miroir de Fresnel sur le site d'Hurguada en Egypte. L'étude conclut que les performances thermiques des collecteurs de Fresnel sont inférieures de 30% aux systèmes classiques, mais qu'un coût de production au Kwh inférieur est obtenu : 0.075 kWh contre 0.0845 kWh pour les collecteurs classiques.

1.7. Systèmes à ébullition directe :

Afin de limiter les pertes exergétiques dans les échangeurs de chaleur du circuit primaire, il est possible d'effectuer la vaporisation du fluide de travail (généralement de l'eau) directement dans le collecteur solaire. La faisabilité d'un tel système a été démontrée sur un prototype de la plate forme solaire d'Almeria, au sud de l'Espagne. La vapeur d'eau y est produite à une température de 400 °C.



Figure 1.7 : Concentrateurs solaire à ébullition directe

Un flux diphasique dans un grand nombre de longs tubes horizontaux parallèles est un défi technologique majeur : les conditions d'entrée de turbine doivent en effet être maintenues constantes et les instabilités de l'écoulement doivent être évitées, même en cas de modification subite de l'insolation solaire. Des stratégies de contrôle poussées doivent êtres mises au point pour éviter des variations rapides pouvant nuire au bon fonctionnement du cycle thermodynamique.

3 systèmes distincts peuvent être utilisés (cfr figure 1.8) :

- Le système Once-through: Il s'agit du cas basique où l'eau d'alimentation est préchauffée, évaporée, et convertie en vapeur surchauffée alors qu'elle circule entre l'entrée et la sortie de la rangée de collecteurs. Ce concept est le moins complexe et demande moins d'investissement, mais son contrôle est plus délicat.
- Le système à injection: de l'eau liquide est injectée en plusieurs points le long de la rangée de collecteurs.
- Le système à recirculation: Un séparateur eau-vapeur est installé en sortie d'évaporateur. La quantité d'eau fournie à l'évaporateur est supérieure à la quantité qui peut être évaporée. La vapeur est séparée de l'eau et envoyée dans la section de surchauffe. Ce type de système est

très facilement contrôlable, mais le séparateur de vapeur et la pompe de recirculation augmentent la consommation auxiliaire de l'installation.

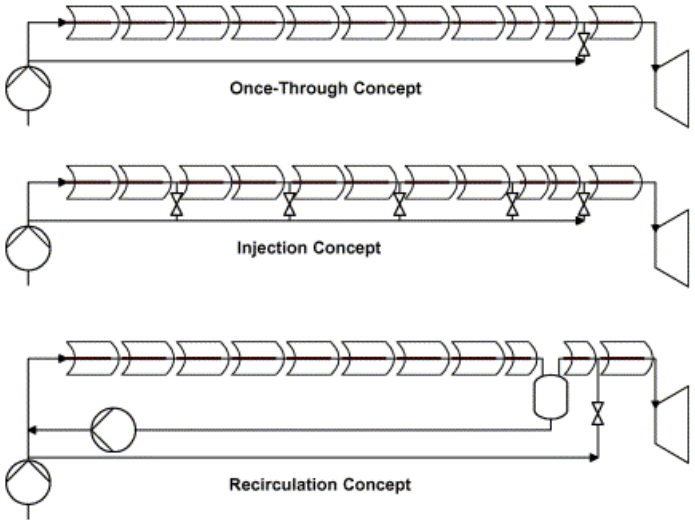


Figure 1.8 : Concepts d'injection pour l'évaporation directe.

La stratégie de contrôle pour le système once-through est illustrée à la figure 1.8.

Les systèmes de régulation dans ce cas sont les suivants :

- La pression d'entrée turbine est régulée par la vanne à la sortie du séparateur eau-vapeur, qui impose une perte de charge
- Les variations rapides de température à l'entrée de la turbine sont régulées par l'injection d'eau liquide dans le dernier élément de la surchauffeur.
- Les variations lentes de température (par exemple si l'insolation diminue à la fin de la journée) sont régulées par la pompe d'alimentation du cycle, qui diminue le débit si la température diminue.

1.8. Etude thermique du capteur solaire cylindro-parabolique :

L'élément le plus important dans les systèmes concentrateurs est le tube absorbeur, à l'intérieur duquel circule le fluide caloporteur. Le tube absorbeur est souvent en cuivre recouvert d'une couche sélective, est entouré d'une enveloppe transparente en verre, comme il est représenté par la figure 1.9. Il est placé le long de la ligne focale du concentrateur cylindre- parabolique [14].

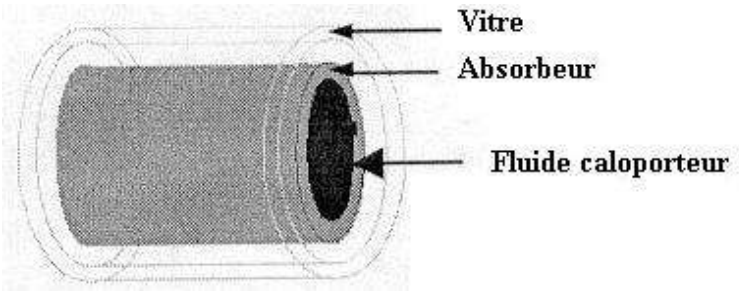


Figure 1.9: Schéma d'un élément du tube absorbeur

L'énergie solaire incidente absorbée, n'est pas entièrement transmise au fluide caloporteur, une partie est dissipée sous forme de pertes thermiques entre l'absorbeur et la vitre. En prenant en considération les différentes parts d'énergies, celle recueillie par le fluide et perdue vers l'ambiance telle qu'elle est montrée par la figure 1.10.

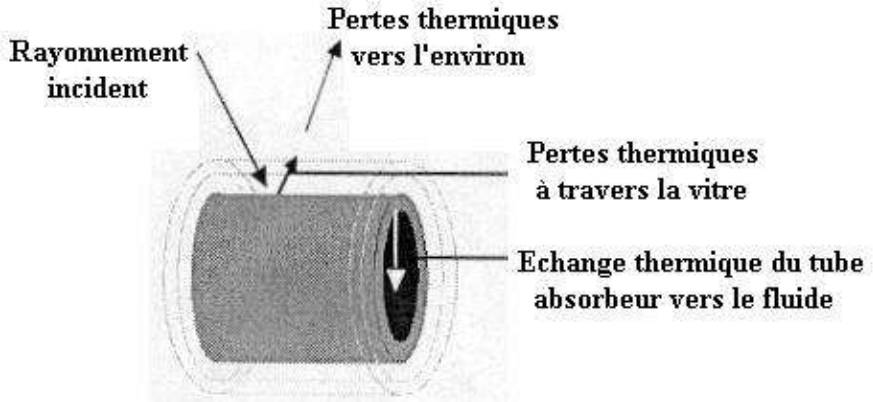


Figure 1.10: Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique

2.8.1. Bilan thermique :

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

- Le fluide caloporteur est incompressible.
- La forme de la parabole est symétrique.
- La température ambiante autour du capteur est uniforme.
- La vitre est considérée comme opaque aux radiations infrarouges.
- L'écoulement du fluide est unidimensionnel.
- Les variations temporelles dans l'épaisseur de l'absorbeur et la vitre sont négligeables.
- Les échanges par conduction dans l'absorbeur et la vitre sont négligeables.
- L'effet de l'ombre du tube absorbeur sur le miroir est négligeable.
- Le flux solaire au niveau de l'absorbeur est uniformément réparti.

Les différents échanges thermiques qui ont lieu dans l'élément absorbeur sont schématisés par la figure 1.11.

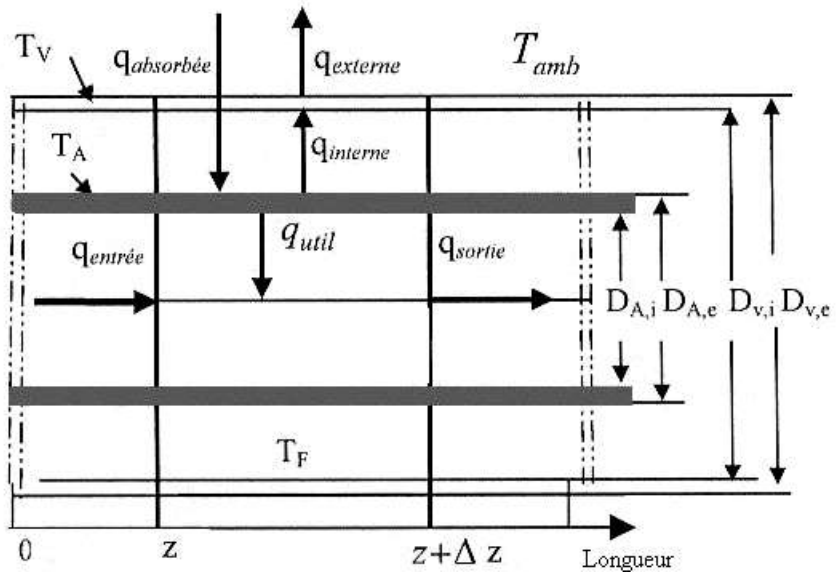


Figure 1.11 : Bilan thermique d'un élément de surface du collecteur cylindro-parabolique [14].

1.9. Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs :

1.9.1 Les cycles thermodynamiques :

Les systèmes thermodynamiques de génération d'énergie mécanique sont divers tel que les turbines à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling et Cycle de Rankine organique qui sont les options généralement choisies.

Ils utilisent tous un fluide caloporteur de transfert de chaleur auquel est imposé un cycle thermodynamique classique selon le schéma de principe :

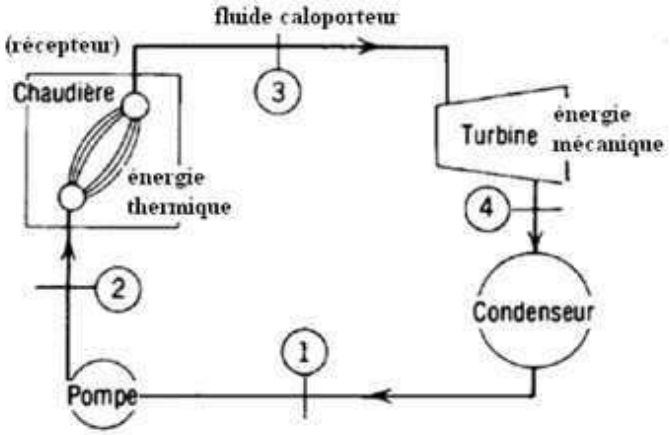


Figure 1.12 : Schéma d'une machine motrice

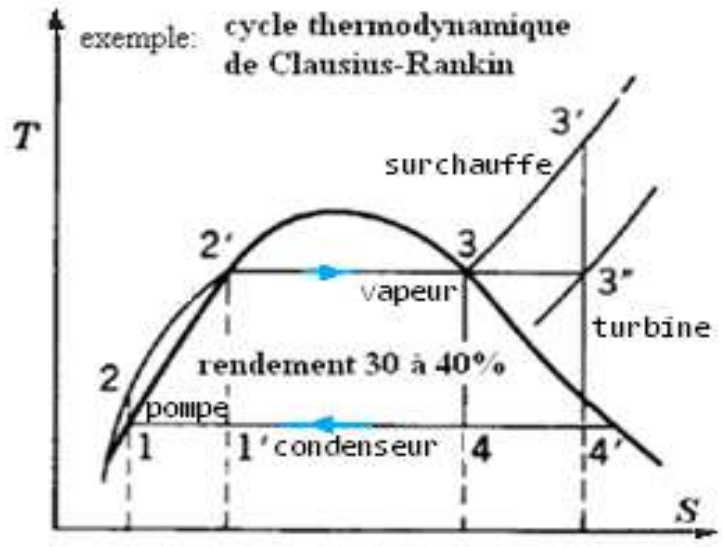


Figure 1.13 : Cycles de Clausius-Rankine à vapeur simple.

1.9.2. Les fluides caloporteurs :

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilité du stockage. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique (on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur) [9].

On distingue comme fluides:

- Les **huiles** qui présentent un bon coefficient d'échange sont les fluides les plus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques.
- Les **sels fondus**, mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée sont de très bons fluides de stockage.
- Les **fluides organiques** (butane, propane, etc.) qui ont une température d'évaporation basse sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- **L'eau liquide** fluide de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique est utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- Les **gaz** (hydrogène ou l'hélium) sont utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.
- **L'air** est utilisé classiquement comme fluide de travail dans une turbine à gaz.

L'air peut aussi être utilisé comme caloporteur seulement.

1.10. Le stockage de l'énergie solaire :

Le stockage constitue un aspect important puisqu'il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

En effet, les installations électriques solaires sont confrontées au caractère intermittent et fluctuant de la disponibilité de l'énergie solaire. Le stockage de l'énergie thermique permet ainsi d'obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance. L'avantage avec le solaire à concentration thermodynamique est que la chaleur peut être **stockée dans des sels fondus** (il est plus facile de stocker de la chaleur que de l'électricité). Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique (2,4 joule/°C cm3, à comparer aux 4,18 de l'eau). D'où la nécessité d'intégrer dans le système de génération de puissance un dispositif lui permettant de fonctionner pendant la nuit et pendant les heures d'ensoleillement insuffisant. Dans le cas d'une centrale purement solaire, une production de l'énergie thermique par anticipation obtenue par un procédé de stockage thermique par sels fondus est susceptible d'assurer une

meilleure exploitation de la centrale et cela en l'alimentant en chaleur même durant les périodes de pannes solaires.

Le système de stockage à sel fendu peut être configuré de deux manières [9]:

- Système à un seul réservoir : le stockage thermique peut se faire par l'intermédiaire d'un seul bac vertical de grande hauteur dans lequel se trouve une huile thermique (liquide dense) où la température est stratifiée. On parle, dans ce cas, de stockage à stratification où le sel chaud flotte sur le sel froid.

- Système à deux réservoirs : ce type de stockage est le plus classiquement utilisé ; le système emploie deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de 250°C) et l'autre le sel chaud. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud. Les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire.

La présence d'un système de stockage améliore ainsi les performances du champ solaire, pendant les périodes de faible ensoleillement, car il se comporte comme un amortisseur thermique et évite ainsi le retour des perturbations qui affectent la température à la sortie du champ.

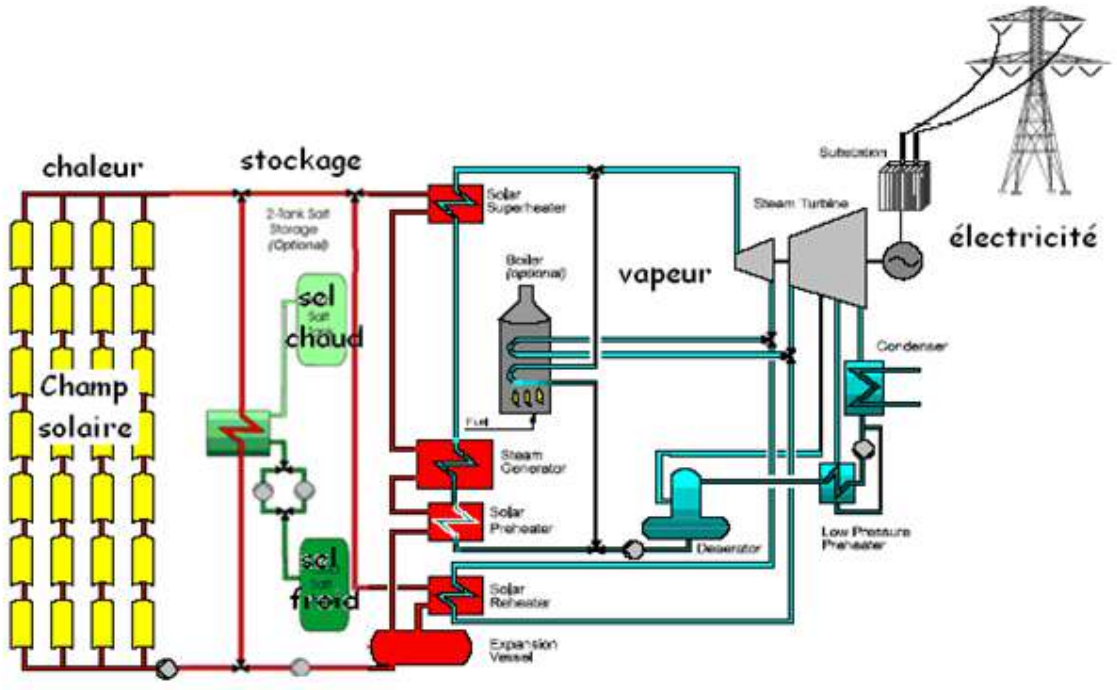


Figure 1.14 : Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage [10].

Le principe du stockage thermique est l'utilisation d'un accumulateur de chaleur. Il peut stocker, sous forme de chaleur latente, une partie de l'énergie solaire produite par la centrale. Par exemple l'accumulateur installé sur la plateforme solaire d'Almeria en Espagne est un accumulateur à sel de nitrate constitué de plusieurs couches de graphite et de matériaux caractérisés par un changement de phase qui permettent un stockage thermique par chaleur latente. Il délivre une puissance de 100 kW avec des températures de vapeur d'eau dépassant les 200 °C. Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à 90 % [9].

Le champ solaire de la centrale doit donc non seulement alimenté le système de génération électrique (turbine) mais aussi le système de stockage thermique.
Par conséquent, une centrale fonctionnant exclusivement en mode solaire nécessite un champ solaire plus important qui va se traduire par un surcoût de production. Alors, une technique qui a fait ses preuves dans le secteur de la production électrique par voie solaire est celle consistant à intégrer dans une centrale solaire classique un système d'appoint en combustible fossile. On parle, dans ce cas, de système solaire hybride.
La première formule est préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux) mais présente l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps.

2.1. Introduction :

Le modèle mathématique du champ solaire utilisé dans cette étude, est similaire à celui de Lippke. Il est basé sur des résultats expérimentaux obtenu par des tests sur une portion de capteur cylindro-parabolique de type LS-2 dans le laboratoire National de Sandia.

Dans notre étude, nous utilisons les résultats du test de la première configuration (espace annulaire est sous pression (présence de l'air)).

2.2. Données relative au soleil et au rayonnement solaire :

2.2.1 Le Soleil :

Le soleil est une sphère gazeuse formée principalement d'hydrogène de 1 391 000 km de diamètre. Chaque année, la terre reçoit 1.4E9 TWh soit plus 20 000 fois la consommation énergétique mondiale de 1976 dont la distance moyenne à la terre est de 149 450 000 km, à cause de l'ellipticité de l'orbite terrestre, la distance minimum est située vers le 15 janvier, et le maximum fin juin , voir les Figures (2-1) et (2-2). Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales [8] :

a) L'intérieur où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire (L'hydrogène se convertit en hélium)

b) La photosphère qui est mince, environ 300 km d'épaisseur et qui est responsable de la presque totalité du rayonnement que nous recevons.

c) Chromosphère : des régions à faible densité, la chromosphère n'est pas parfaitement stable ou homogène, la température de surface est de l'ordre de 4500 K.

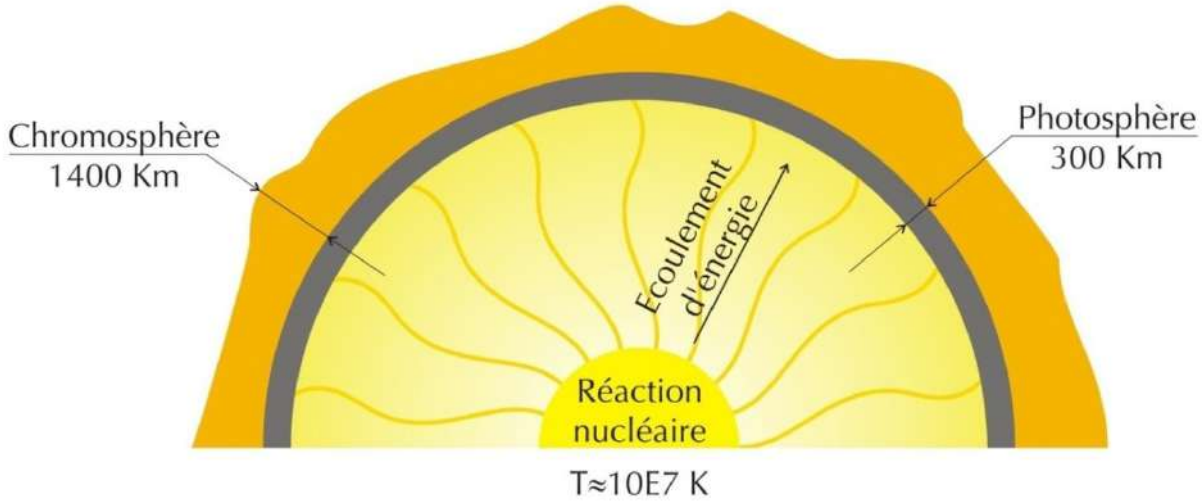


Figure 2.1: Une coupe dans le Soleil.

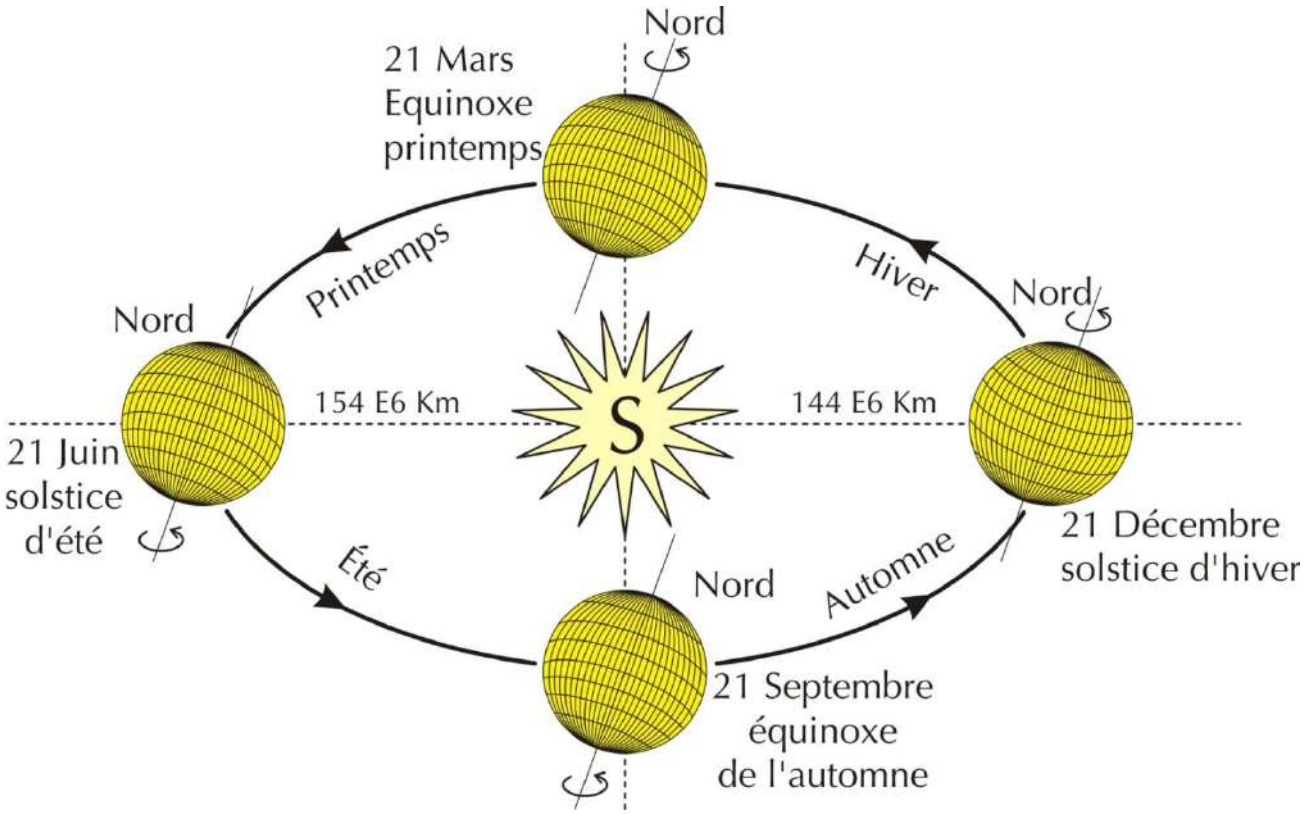


Figure 2.2: Mouvement de la terre autour du Soleil.

2.2.2 L'atmosphère terrestre :

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère, entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère, entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO_2.
- Vapeur d'eau.
- Ozone (O_3) situé entre 10 et 30 Km d'altitude.
- Aérosols : Graines de sable, poussières, fumées, etc.

2.1. Absorption des radiations solaires par l'air :

Les rayons X et Ultraviolet UV (< 0.18 µm) sont totalement absorbées au-dessus de 60Km, L'UV moyen (0.18µm < λ < 0.4µm) est absorbé entièrement par l'O_2 ou l'O_3. Enfin, l'IR est absorbé par le CO_2, H_2O et O_3 de la troposphère.

2.2. La constante solaire :

La valeur du flux de rayonnement solaire E, reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placé à la limite supérieur de l'atmosphère (≈ 80 km d'altitude), varie au cours de l'année. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la constante solaire [8].

$$E_0 = 1353\ W/m^2$$

On peut calculer la valeur de E en fonction du numéro de jour de l'année par :

$$E = E_0\ [\ 1 + 0.033\cos(0.984j)] \qquad (2-1)$$

Où j est le numéro du jour de l'année (j=1 le 1er Janvier et 365 le 31Décembre).

2.3. Le rayonnement solaire au sol :

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit, Figure (2-3). Les types de rayonnement sont les suivants :

- Le rayonnement solaire direct (S) : est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modification
- Le rayonnement solaire diffus (D) : est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère.
- Le rayonnement solaire global (G) : est la somme du rayonnement direct et diffus.

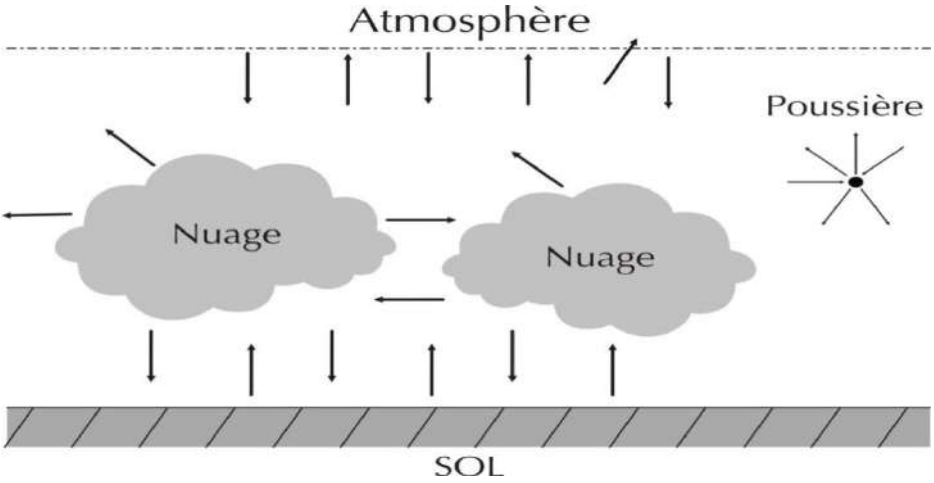


Figure 2.3 : Interactions nuages-atmosphère-sol [8]

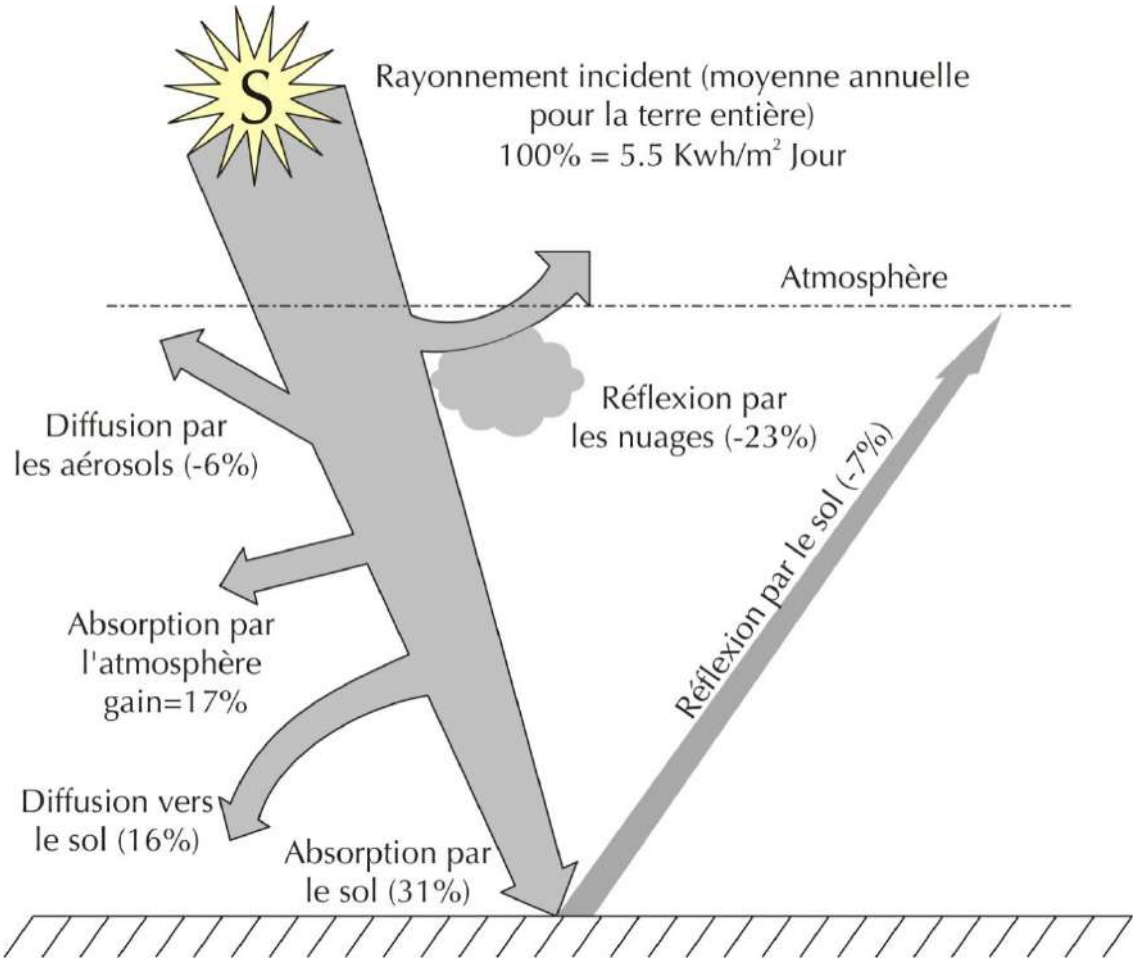


Figure 2.4: Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [8].

2.3. Position du soleil :

La terre tourne autour du soleil, mais bien sûr vu de la terre, on dirait plutôt que c'est le soleil qui tourne autour de la terre. Pour cette raison, on cherche à exprimer la position du soleil par rapport à un repère local.

La terre tourne auteur du soleil en 365 jours, 5 heures, 48 minutes et 46 secondes (année tropique ou équinoxiale).

Le soleil traverse 360° (L) en 24 heures, c'est-a-dire 15° en1 heure ou 1° en 4mn.

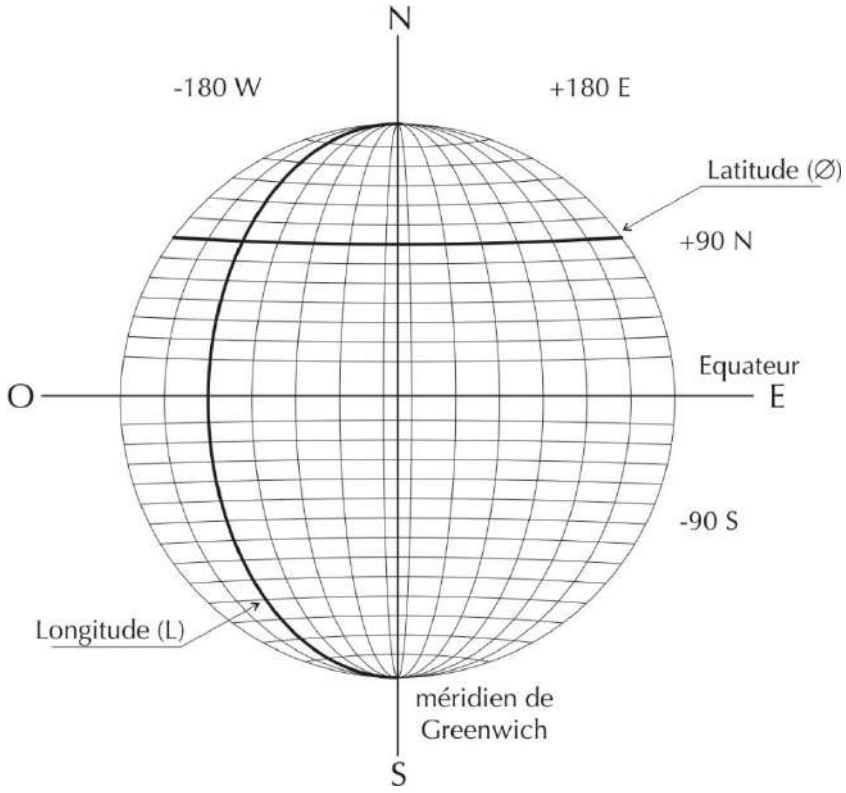


Figure 2.5 : Les cordonnées de la terre

2.3.1. Coordonnées équatoriales :

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

1. 1. L'angle de déclinaison (δ) :

On appelle déclinaison δ l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre -23.45° et +23.45°, elle est nulle aux équinoxes (21 Mars et 21 Septembre) voir la figure (2-6).

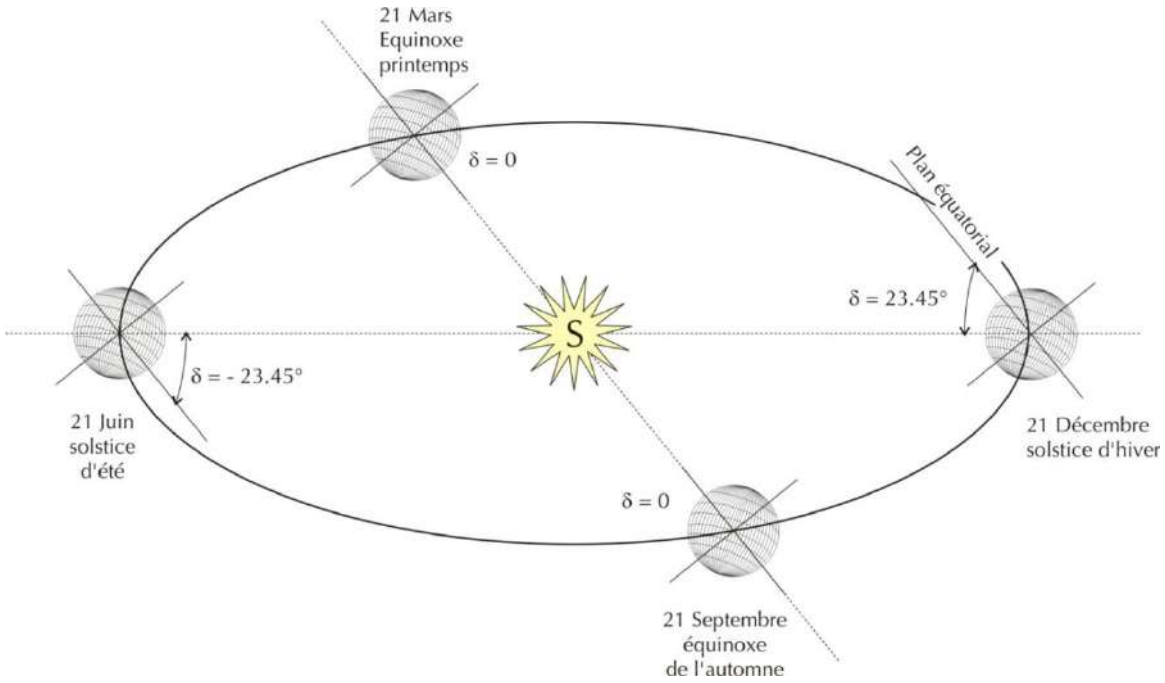


Figure2.6 : La maximale au solstice d'été (21 Juin) et la minimale au solstice d'hiver (21 Décembre).

La valeur de déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23.45\, sin\left(\frac{360}{365}\,(284 + j)\right) \qquad (2-2)$$

1.2. L'angle horaire (ω):

C'est l'angle fait entre le cercle horaire et le méridien du lieu (longitude)

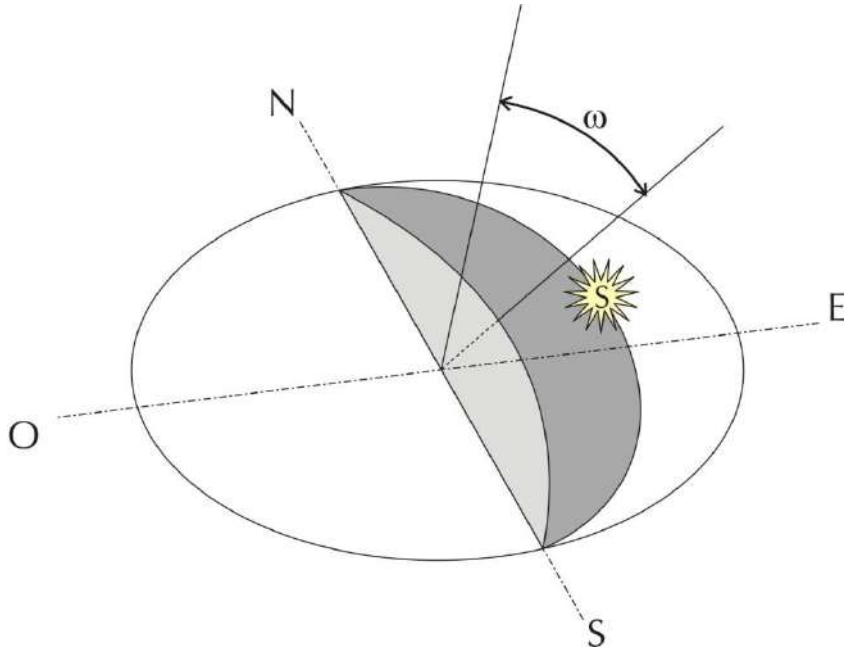


Figure 2.7 : L'angle horaire

$$\omega = (TSV - 12)15 \qquad (2-3)$$

TSV : temps solaire vrai, est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence (h).

L'angle ω vaut 0 à midi solaire, 90° à 18 heures et -90° à 6 heures du matin en temps solaire vrai, ω en (°).

- $\omega = 0$: à midi solaire
- $\omega > 0$: l'après-midi
- $\omega < 0$: le matin

2.3.2. Coordonnées horizontale :

1. Hauteur du soleil (h) :

C'est l'angle formé entre la direction du soleil et le plan horizontal, h=0°, cela correspond au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil varie entre +90° et -90°.

Il est calculé par :

$$sin\,(h) = sin\,(\phi)sin(\delta) + cos\,(\phi)cos\,(\delta)cos\,(\omega) \qquad (2-4)$$

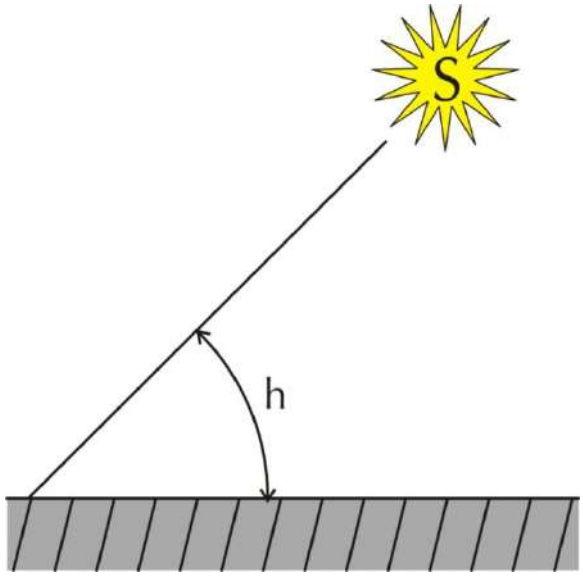


Figure 2.8 : L'angle de hauteur du Soleil

2. Azimut du soleil (γ_s) :

C'est l'angle entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud. Il est calculé par la formule suivante, voir la figure (1-11) :

$$sin(\boldsymbol{\gamma_s}) = \frac{co\,s(\delta)\,sin(\omega)}{co\,s(h)} \qquad (2-5)$$

L'azimut est compris entre -180° et 180°.

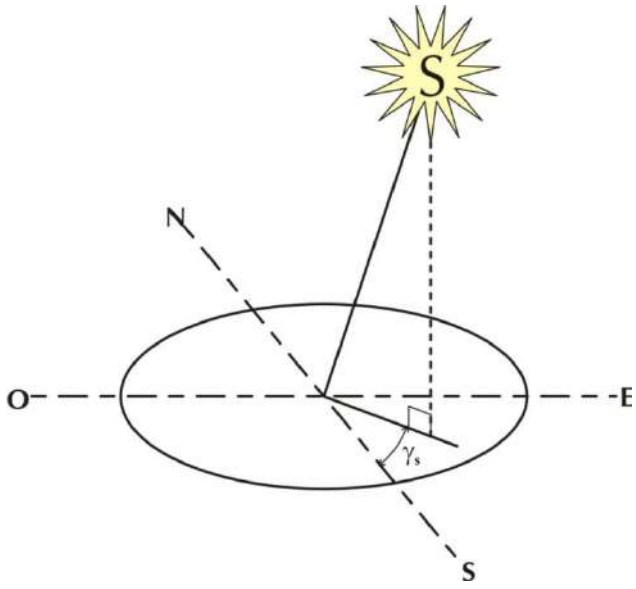


Figure 2.9 : L'angle d'azimut du soleil.

3. <u>Orientation d'un plan</u> :

Un plan quelconque est défini par deux angles (α,γ) :

γ : Azimut du plan, c'est l'angle que fait la projection de la normale de la surface sur le plan horizontal et la direction du sud.

α : Hauteur du plan, c'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal.

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

$$\beta=90-\alpha$$

L'angle d'azimut de la surface ou du plan (γ) :

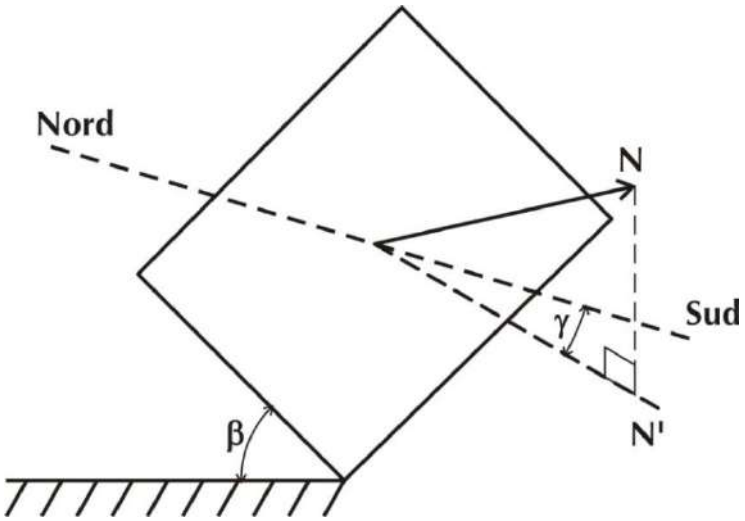


Figure 2.10 : L'angle d'azimut de la surface

4. <u>L'angle de zénith (θz)</u> :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et la verticale, c'est l'angle complémentaire de l'angle (h).

$$\cos(\theta z) = \sin(\delta)\sin(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega) \qquad (2-6)$$

Avec :

Ø : C'est l'atitude du lieu.

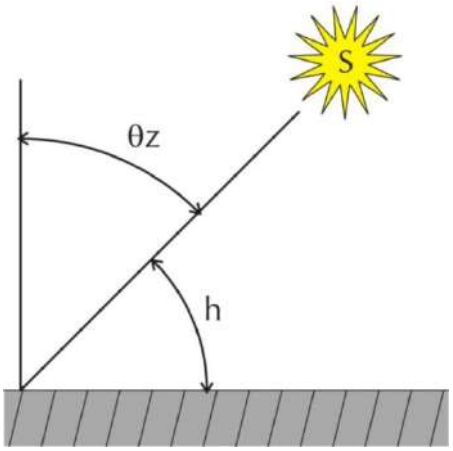


Figure 2.11 : L'angle de zénith

2.3.3. L'angle d'incidence (θ_i) :

L'angle d'incidence représente l'angle entre la direction du soleil et la normale à la surface considérée.

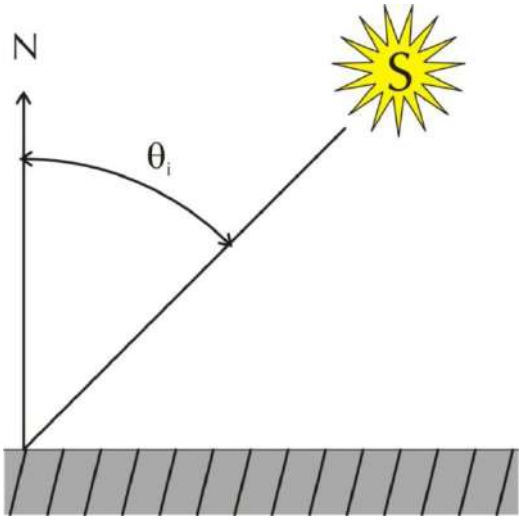


Figure 2.12: Plan horizontale, dans ce cas (θ_i= θz)

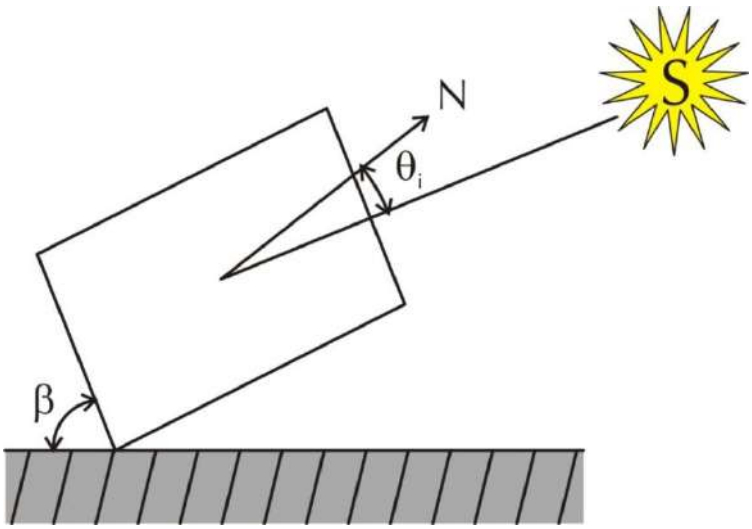


Figure 2.13 : Plan incliné

2.4. Heurs et temps :

2.4.1. Coucher et lever du soleil :

Le module de l'angle horaire au lever du soleil ω_l est obtenu pour (h=0) dans l'équation (2.4).

$$h = 0 \Longrightarrow sin(h) = 0$$

Donc :

$$cos(\omega_l) = -tan(\phi)tan(\delta) \qquad (2-7)$$

L'angle horaire au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc :

$$\omega_c = -\omega_l$$

$$\omega_l = -arc\cos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en\ ° \qquad (2-8)$$

$$\omega_c = arc\cos(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad en\ ° \qquad (2-9)$$

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

$$TS_l = 12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right) \ en\ h \qquad (2-10)$$

L'heure solaire au coucher du soleil a donc pour valeur :

$$TS_c = 12 - \left(\frac{\omega_l}{15}\right) \ en\ h \qquad (2-11)$$

1. Durée de jour :

La durée de jour étant le temps écoulé entre le lever et le coucher du soleil

$$dj = (TS)_c - (TS)_l \qquad (2-12)$$

$$dj = \left(12 - \left(\frac{\omega_c}{15}\right)\right) - \left(12 + \left(\frac{\omega_l}{15}\right)\right) \qquad (2-13)$$

$$dj = -2\left(\frac{\omega_l}{15}\right)$$

2. Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL :

$$TSV = TL - C + \frac{L_{local}}{15} + ET \quad (\frac{1\ h}{60\ mn}) \qquad (2-14)$$

TL : temps légal (donné par la montre)

L_{local} : longitude de lieu

C : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie)

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU) \qquad (2-15)$$

TU : le temps universel (le temps solaire du méridien de Greenwich (GMT)).

TL - TU : = 1h (pour l'Algérie pendant toute l'année), c'est la différence entre le temps légal (temps de la montre) et le temps universel de Greenwich (GMT).

TCF : l'heure civile du fuseau horaire

TCF - TU : peut être lue sur la figure (2-14), pour l'Algérie TCF - TU = 0.

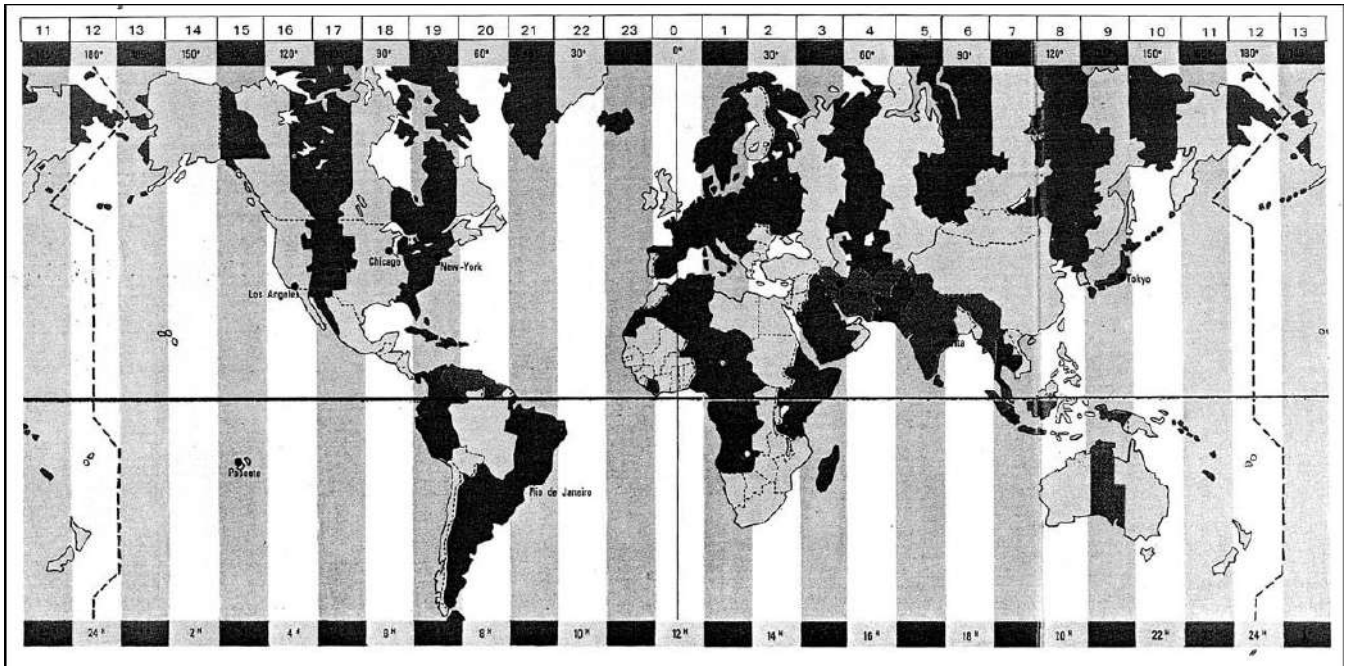


Figure 1.14 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [8].

ET : appelé équation du temps, c'est un terme correctif introduit, elle est due à la variation de la vitesse de la terre sur sa trajectoire autour du soleil, lue sur la figure (2-15), en (mn). La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure suivante.

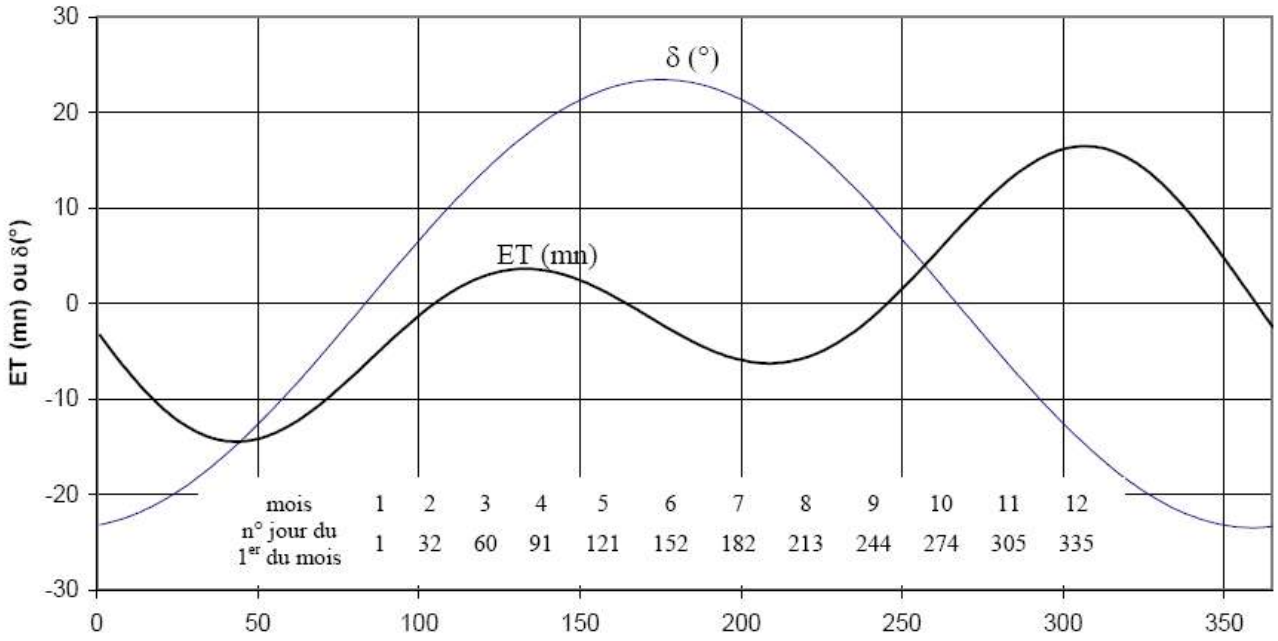


Figure 1.15: Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps ET [8]

Et pour la programmation informatique, on peut la calculer par :

$$ET = -\begin{cases} 0.0002 - 0.4797\ cos(\omega' j) + 3.2265\ cos(2\omega' j) + 0.0903\ cos(3\omega' j) \\ + 7.3509\ sin(\omega' j) + 9.3912\ sin(2\omega' j) + 0.3361\ sin(3\omega' j) \end{cases} \quad (2-16)$$

Où

j : Numéro du jour de l'année et ω' = 0.984

2.5. Angle d'incidence :

Sur la surface horizontale, pour un capteur à un seul axe de poursuite l'angle d'incidence est donné par [4] :

$$Cos(\theta i) = \sqrt{cos^2(\theta z) + cos^2(\delta) \cdot sin^2(\omega)} \quad (2-17)$$

Le rayonnement solaire sur la surface horizontale est donné par les services météorologiques pour le site considéré (mesuré) est donnée aussi par plusieurs modèles de corrélation.

2.6. La surface du champ solaire :

Est calculée par l'équation suivante :

$$A_{ap} = L_{sca} \cdot b_{ap} \cdot N_{sca} \quad (2-18)$$

Tableau.2.1 : Principales propriétés de collecteur cylindro-parabolique LS-2[11] :

Type de capteur	LS-2
La largeur apparente du collecteur	5m
La lengeur de collecteur	47,1m
Le rendement optique	73%
La distance focale	1,49m
L'espacement entre les rangées	15m
Lhose	1,84

2.7. La perte de bout d'un récepteur :

Pour un angle d'incidence différent de 0, il y a une perte du récepteur qui n'est pas illuminée par le rayonnement solaire comme le montre la figure (2.16) :

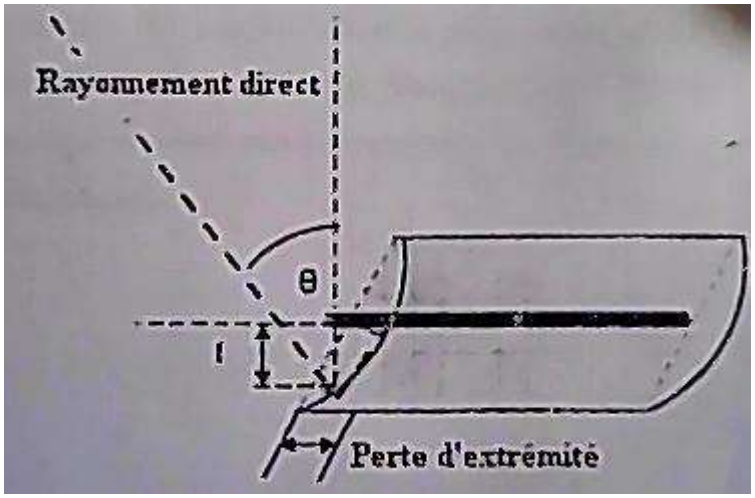


Figure 2.16 : Perte d'extrémité d'un capteur

L'équation qui permet de calculer ces pertes est la suivante (Lippke, 1995) :

$$M = 1 - \frac{f \cdot \tan(\theta i)}{Lsca} \qquad (2-19)$$

f : La distance focal du collecteur (m).

2.8. Le modificateur de l'angle d'incidence :

Est donnée par l'équation suivante :

$$I_{AM} = \cos(\theta i) - 0{,}0003512 \cdot \left(\frac{\theta i \cdot \pi}{180}\right) - 0{,}00003137 \cdot \left(\frac{\theta i \cdot \pi}{180}\right)^2 \qquad (2-20)$$

2.9. L'ombrage sur le capteur :

L'ombrage du aux rangées de collecteur diminue les performances du champ solaire par la diminution de la quantité d'énergie reçue par les collecteurs. La largeur du miroir réfléchissante qui reçoit le rayonnement incident (partie du miroir qui n'et pas ombragé) est appelée largeur de miroir effective. Le facteur d'ombrage est le rapport de la largeur effective du miroir sur la largeur réelle de ce dernier.

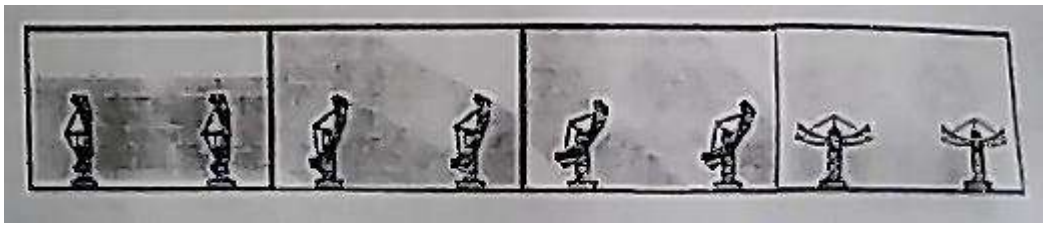


Figure 2.17 : Illustration de l'ombrage (Stutzel, 2002) :

Le facteur d'ombrage peut être calculé par la relation suivante (Stutzle, 2002) :

$$R_{sh} = \frac{Lsca \cdot \cos(\theta i)}{b_{ap} \cdot \cos(\theta i)} \qquad (2-21)$$

$$R_{sh} = \min(\max(0,0, R_{sh}), 1.0)$$

2.10. La chute de pression dans l'échangeur :

La chute de pression à travers le train des échangeurs de chaleur est donnée en fonction du débit massique du fluide caloporteur :

$$\frac{\Delta P_{éch}}{\Delta Pref} = \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}ref}\right)^2 \qquad (2-22)$$

$\dot{m}ref$ =236,22 kg/s et $\Delta Pref$=3,6 bar

La chute de pression totale est la somme de la chute de pression à travers les luppes de champ solaire et la chute de pression à travers les échangeurs de chaleur.

$$\Delta PT = \Delta P_{cs} + \Delta P_{éch} \qquad (2-23)$$

2.11. La chute de pression dans les luppes :

La chute de pression dans les luppes de champ solaire est donnée par l'équation suivante :

$$\Delta P_{ch} = \mathrm{f} \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2} \qquad (2-24)$$

2.11.1. La vitesse du fluide :

$$V = \frac{m}{\rho \cdot A_{in}}$$

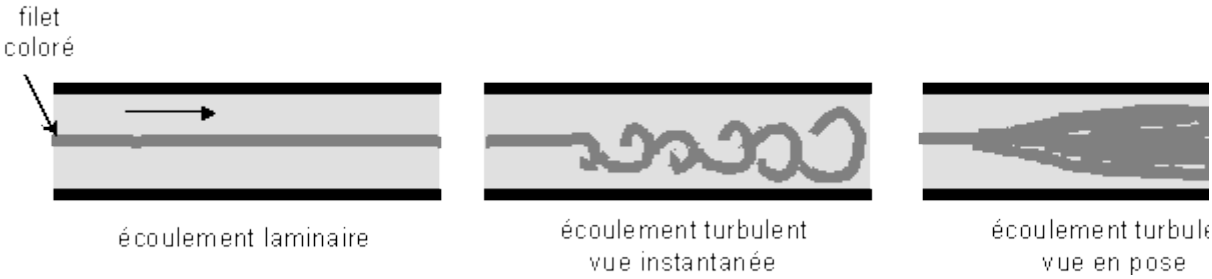
2.11.2. La surface interne de l'absorbeur :

$$A_{in} = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

2.11.3. Facteur de frottement :

$$\mathrm{f} = \emptyset(Re, \frac{\varepsilon}{d})$$

2.11.4. Les différents régimes d'écoulement : nombre de Reynolds



Les expériences réalisées par ***Reynolds*** (1883) lors de l'écoulement d'un liquide dans une conduite cylindrique rectiligne dans laquelle arrive également un filet de liquide coloré, ont montré l'existence de deux régimes d'écoulement : **laminaire et turbulent**.

En utilisant des fluides divers (viscosité différente), en faisant varier le débit et le diamètre de la canalisation, Reynolds a montré que le paramètre qui permettait de déterminer si l'écoulement est laminaire ou turbulent est un nombre sans dimension appelé nombre de Reynolds est donné par [1] :

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot d}{\mu} \quad \text{Ou} \quad Re = \frac{V \cdot d}{\vartheta} \quad \text{avec :}$$

ρ= masse volumique du fluide, v = vitesse moyenne, D = diamètre de la conduite

μ= viscosité dynamique du fluide, ϑ = viscosité cinématique

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho}$$

2.11.5. La viscosité dynamique du fluide :

Considérons deux couches de fluide contiguës distantes de Δz. La force de frottement F qui s'exerce à la surface de séparation de ces deux couches s'oppose au glissement d'une couche sur l'autre. Elle est proportionnelle à la différence de vitesse des couches soit Δv, à leur surface S et inversement proportionnelle à Δz :

$$\mu = \frac{F}{\Delta V} \cdot \frac{1}{\Delta Z \cdot S}$$

2.12. La formule de Colebrook :

Est actuellement considérée comme celle qui traduit le mieux les phénomènes d'écoulement en régime turbulent. Elle est présentée sous la forme suivante [1] :

$$\frac{1}{\sqrt{\mathrm{f}}} = -2 \cdot log\left(\frac{\varepsilon/d}{3{,}7} + \frac{2{,}51}{Re \cdot \sqrt{\mathrm{f}}}\right) \qquad (2-25)$$

Pour simplifier la relation précédente, on peut chercher à savoir si l'écoulement est hydrauliquement lisse ou rugueux pour évaluer la prédominance des deux termes entre parenthèses dans la relation de Colebrook.

2.13. L'énergie thermique perdue par le champ solaire :

Cette énergie est due aux pertes par convection et rayonnement avec l'atmosphère. Les pertes thermique par canalisation sont inclues dans le terme (Qloss).

$$Qloss = 20 \cdot A_{ap} \cdot \left(\frac{\Delta Tc}{343} + 2{,}57 \cdot 10^{6} \cdot \frac{\Delta Tc}{275}\right) \qquad (2-26)$$

2.13.1. La différence de température moyenne :

Est au dessus de la température ambiante est donné par :

$$\Delta T = \frac{Tin+Tout}{2} - T_{amb}$$

Tin =293 °C (La température d'entrée du fluide caloporteur (Therminol VP-1).

Tout=393 °C (La température de sortie).

2.13.2. Rayonnement de champ solaire direct (DNI) :

Le rayonnement solaire extraterrestre suit une ligne directe du soleil vers la terre. Pour les systèmes à concentration seul le rayonnement direct normal est utilisé. Le terme normal pour le rayonnement direct signifie que le rayonnement direct incident est normal (perpendiculaire) à la surface. Seulement le rayonnement direct normal peut être focalisé et donc chauffer le tube d'absorbeur. Le rayonnement direct normal peut être mesuré par un pyrheliomètre ou calculé par des modèles numériques.

2.14. L'énergie absorbée :

Le récepteur du collecteur LS-2 été testé pour une présence d'air dans l'espace annulaire entre l'enveloppe en verre et l'absorbeur. Alors que l'énergie absorbée est définie comme l'énergie de soleil qui est réellement absorbée par le fluide caloporteur à travers l'absorbeur.

L'équation qui permet de calculer l'énergie absorbée est la suivante :

$$Qabs = DNI \cdot A_{ap} \cdot \cos(\theta i) \cdot I_{AM} \cdot M \cdot R_{sh} \cdot \left(\frac{73{,}4 - 0{,}004683 \cdot \Delta T}{100}\right) - \left(\frac{-14{,}40 \cdot \Delta T}{DNI \cdot \cos(\theta i)}\right) + 0{,}0637 \cdot \left(\frac{\Delta T^2}{DNI \cdot \cos(\theta i)} \cdot \frac{1}{100}\right) \quad [MW] \qquad (2-27)$$

2.15. L'énergie utilisée :

Est représentée par la différence entre l'énergie absorbée et l'énergie perdue par le récepteur dans le gain d'énergie effective du fluide caloporteur. Connaissant le gain d'énergie du fluide caloporteur et l'enthalpie à l'entré du champ solaire :

$$Qutil = (Qabs - Qloss) \quad [MW] \qquad (2-28)$$

2.16. Le débit de fluide :

Afin d'avoir une température de sortie désirée du champ solaire, le débit est calculé par l'équation de l'énergie suivante :

$$\dot{m} = \left(\frac{Qutil}{h_{out} - h_{in}}\right) \qquad (2-29)$$

2.17. Le rendement du champ solaire :

$$\eta_{field} = \frac{Qutil}{Qinc} = \frac{Qutil}{A_{ap} \cdot DNI \cdot \cos(\theta i)} \qquad (2-30)$$

2.18. La puissance consommée par la pompe :

Les pompes sont pour utilisées pour refouler le fluide caloporteur de la sortie du préchauffeur et du réchauffeur vers le champ solaire et du champ solaire ver le surchauffeur et le réchauffeur.

C'est pompes opèrent en série à des vitesses variables commandées manuellement. La puissance des pompes donnée par Kearney et al. Egalle à1.6 MWe à un débit de 479 kg/s et une température de 293°C.

Pour ces conditions de conception une efficacité de référence 0,6 est supposée. La chute de pression et le travail de la pompe sont calculés par l'équation suivante [6]:

$$W_P = \frac{\Delta PT \cdot \dot{V}}{\eta_{pompe}} \qquad (2-31)$$

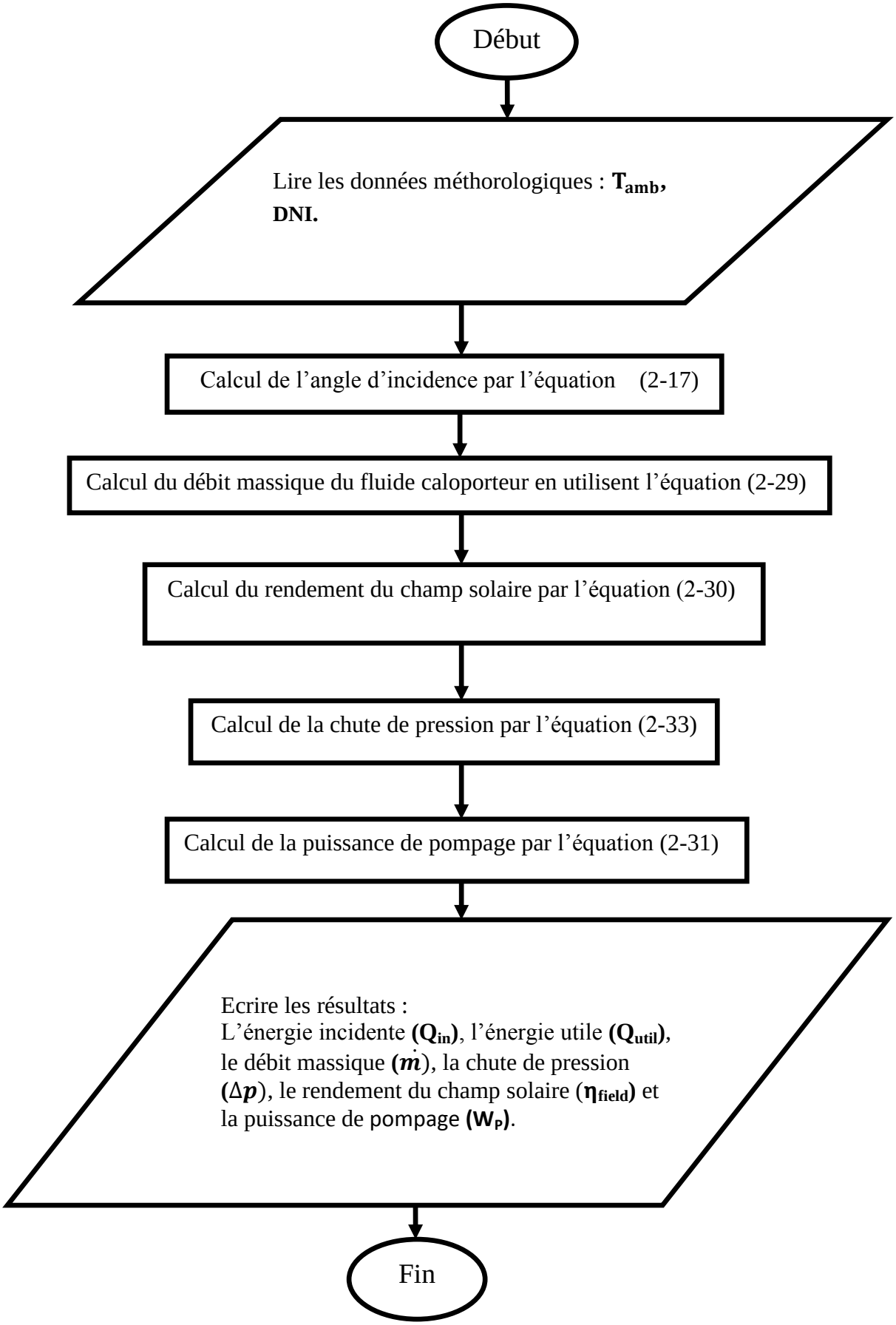
$\dot{V}$: Débit volumique de la pompe à la température d'entré.

2.19. Rendement de la pompe :

L'efficacité de la pompe varie en fonction du débit, l'équation qui représente l'efficacité en fonction du débit est donnée par [Lippke, 1995] :

$$\eta_{HTf} = \eta_{HTfref} \cdot \left(-0{,}4 + 2{,}8 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{HTf}}{\dot{m}_{HTfref}} \right) - 1{,}4 \cdot \left(\frac{\dot{m}_{HTf}}{\dot{m}_{HTfref}} \right)^2 \right) \qquad (2-32)$$

2.20. Organigramme de calcul :



2.21. Conclusion :

Le champ solaire cylindro-parabolique est composé par 50 loupes composé de 2 rangé chaque rangée comprend 8 capteurs.

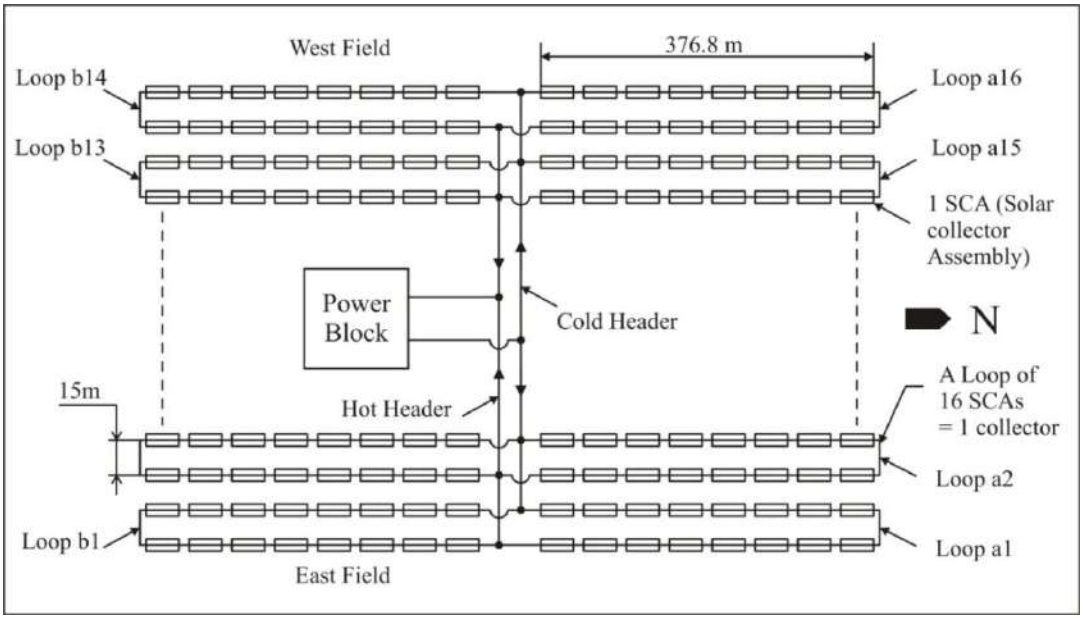


Figure 2.18 : Champ solaire cylindro-parabolique [11].

3.1. Introduction :

Dans notre étude on à utilisé le Matlab pour la programmation informatique pour la conception et la simulation de performance des donnés climatique telle que la température ambiante et le rayonnement solaire directe (DNI) sont obtenu par le logiciel Météo-norme.

Le point de conception était pour le 21 juin à 12:00h.

- Le DNI est de 850W/m².
- La température ambiante de 36°C.
- Et la surface de champ solaire du $204{,}6.10^3$est donnée par la formule suivante :

$$A = \frac{Pélé \cdot SM}{\eta \cdot DNI} \qquad (3-1)$$

- La surface apparente totale est du 188400m² est donnée par la formule $(2-1)$.
- Le rendement totale est 23% (rendement de champ solaire (65%)*le rendement de cycle de puissance (36%)).

Touts ça pour :

- Une puissance électrique de 40MW.
- Une puissance thermique (énergie utile) de 110 MW/h.



Figure 3.1 : Diagramme du composant représentant le champ solaire.

3.2. Les résultats :

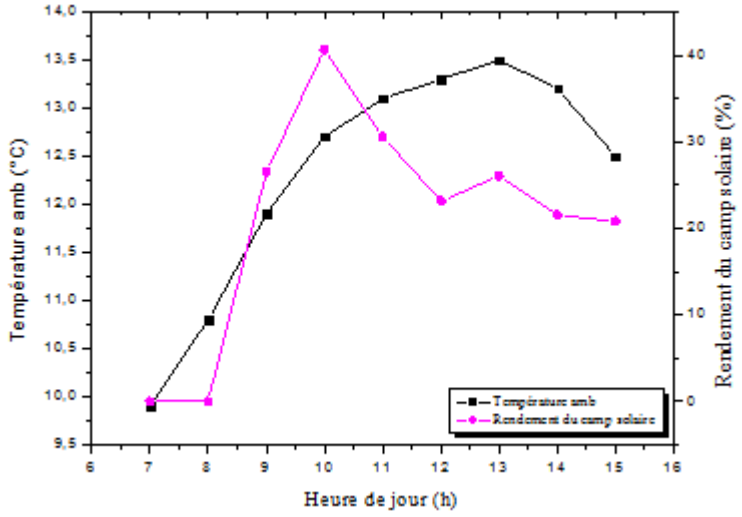


Figure .3.2 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 janvier).

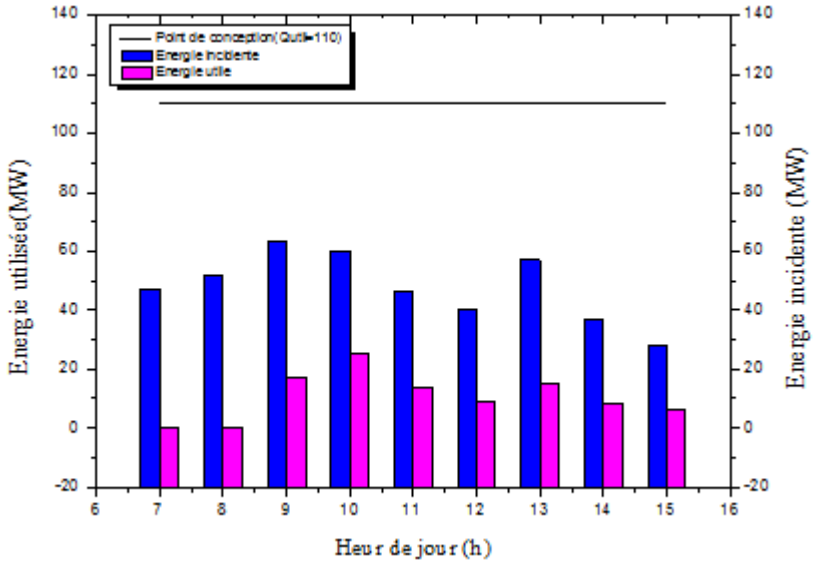


Figure 3.3 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Janvier).

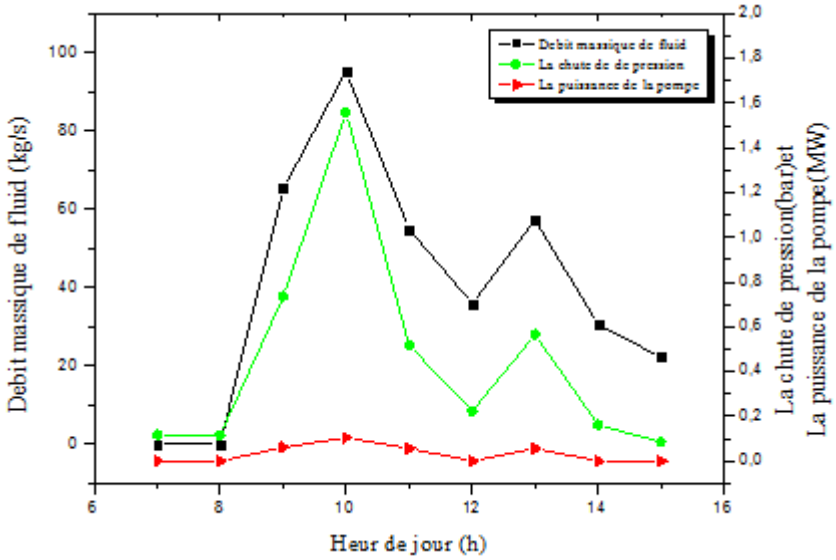


Figure.3.4 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Janvier).

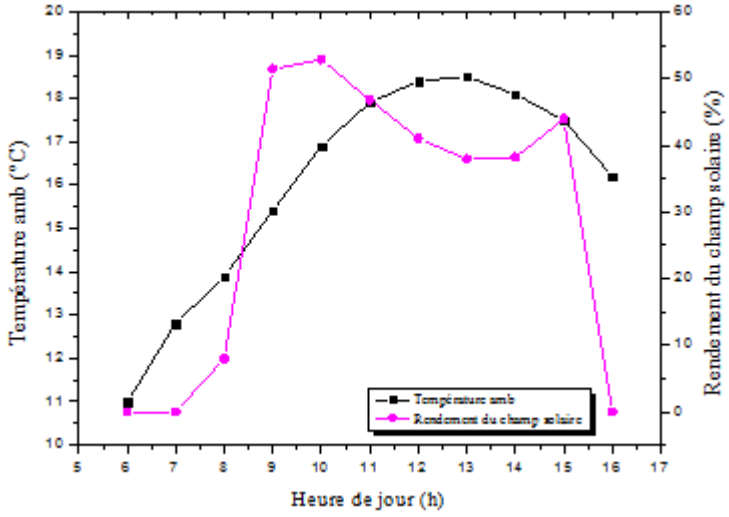


Figure .3.5 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 février).

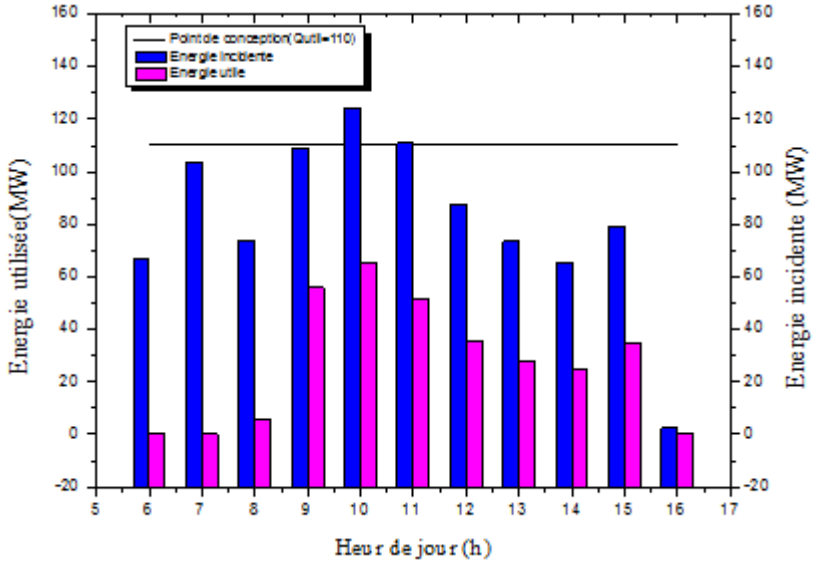


Figure 3.6 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisé en fonction du temps (Le 21 Février).

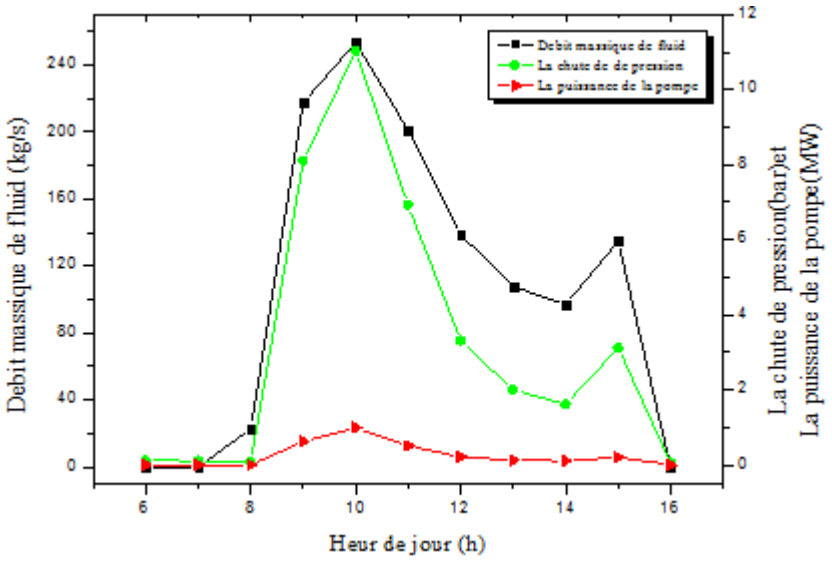


Figure.3.7 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Février).

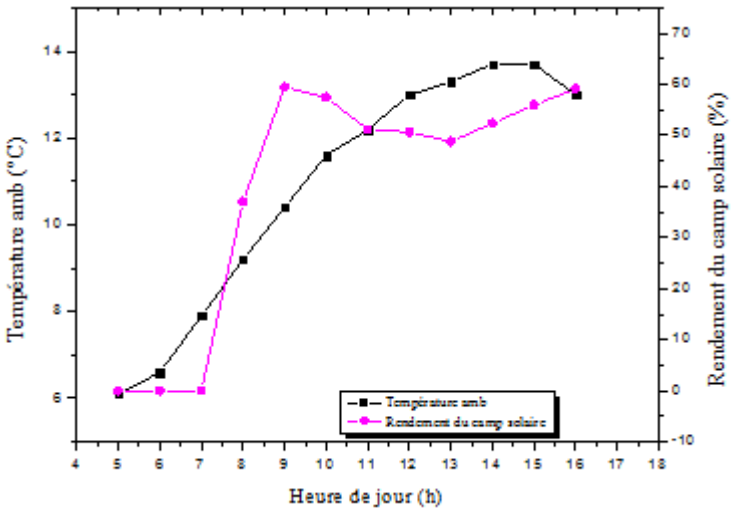


Figure .3.8 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 mars).

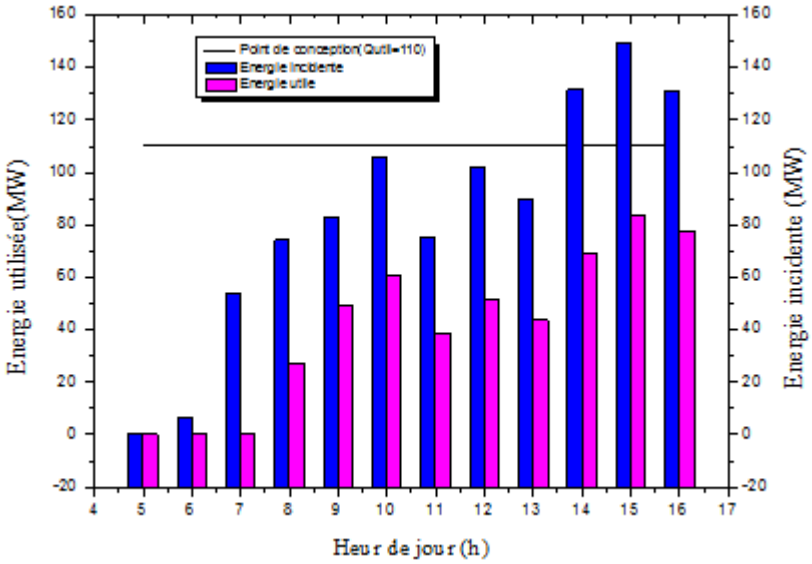


Figure 3.9 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Mars).

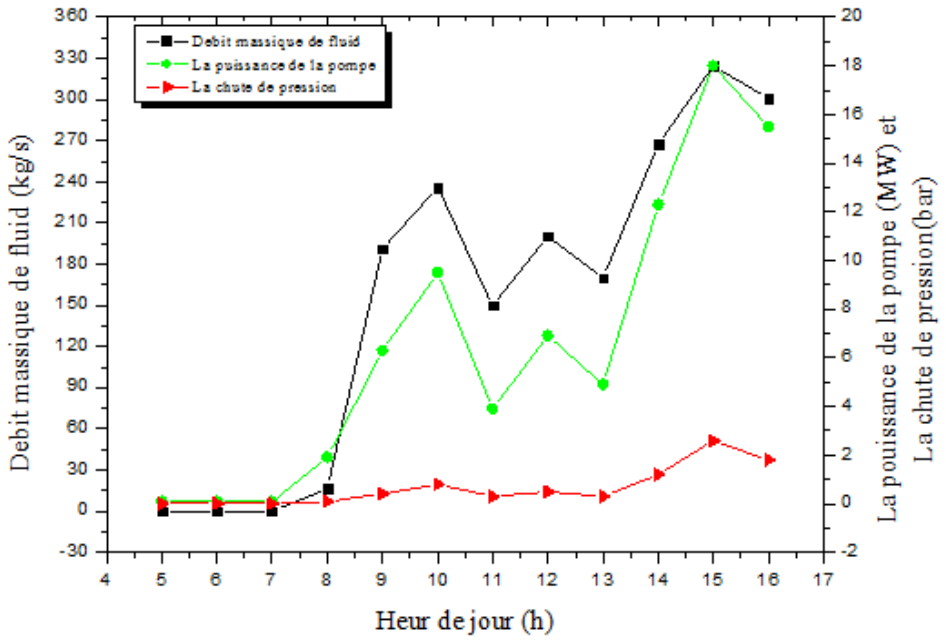


Figure.3.10 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Mars).

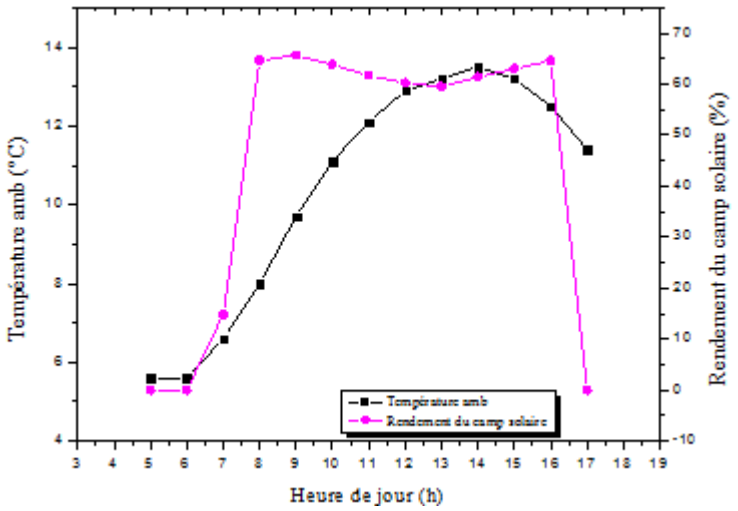


Figure .3.11 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Avril).

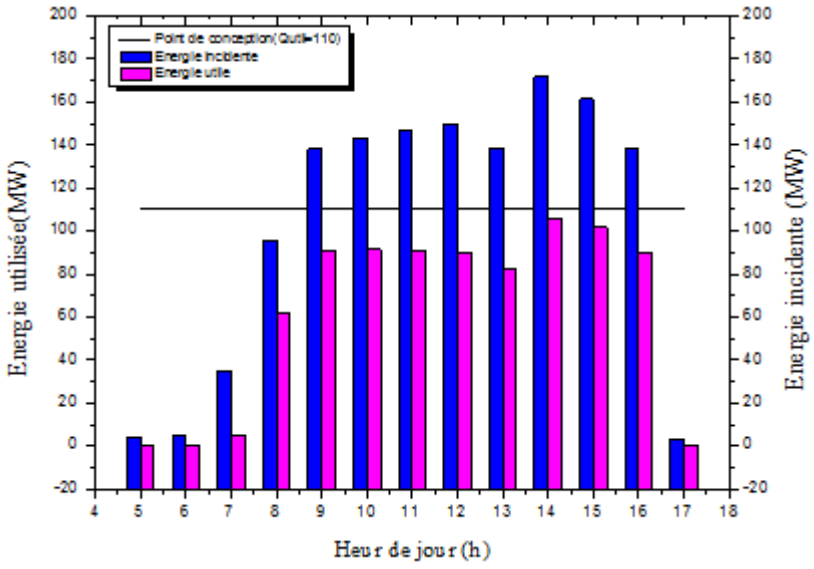


Figure 3.12 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Avril).

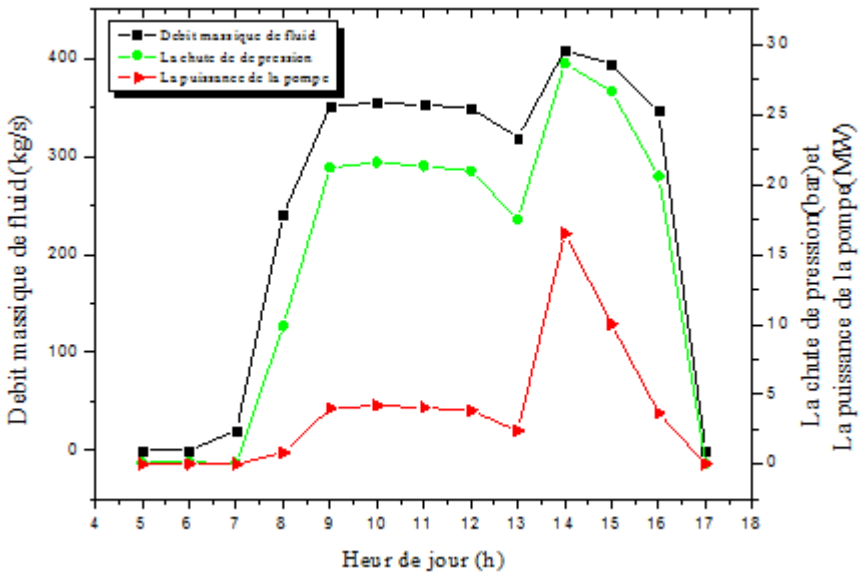


Figure.3.13 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Avril).

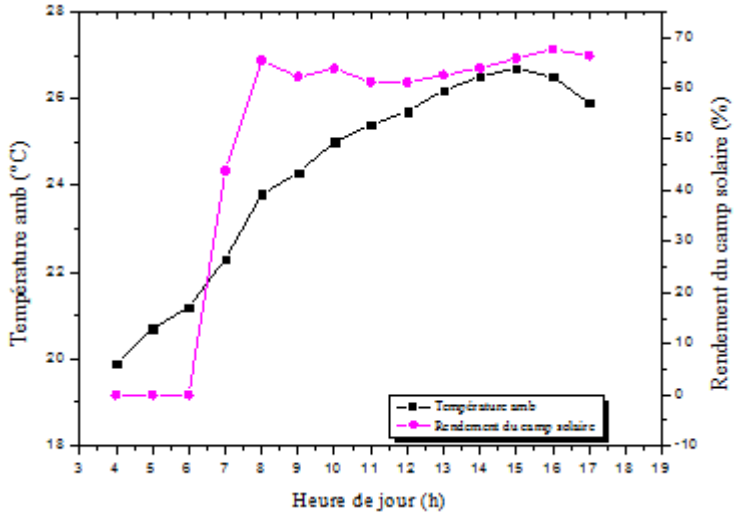


Figure .3.14 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Mai).

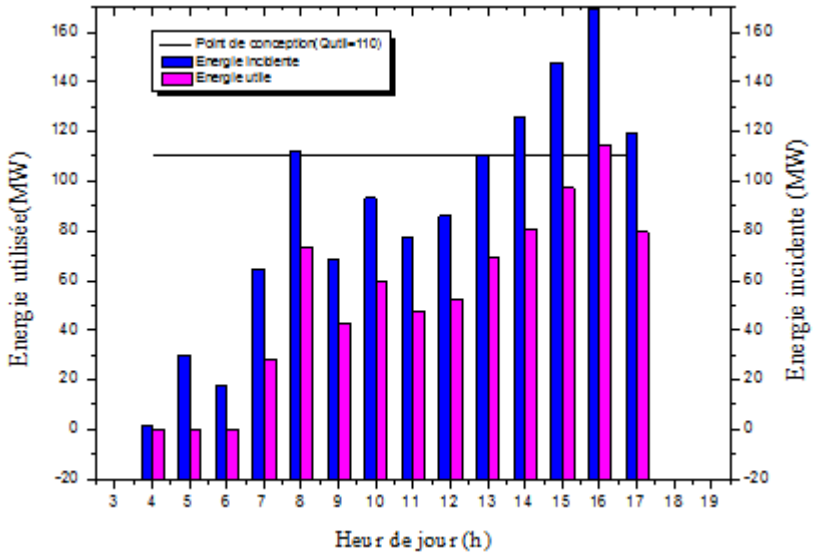


Figure 3.15 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps(Le 21 Mai).

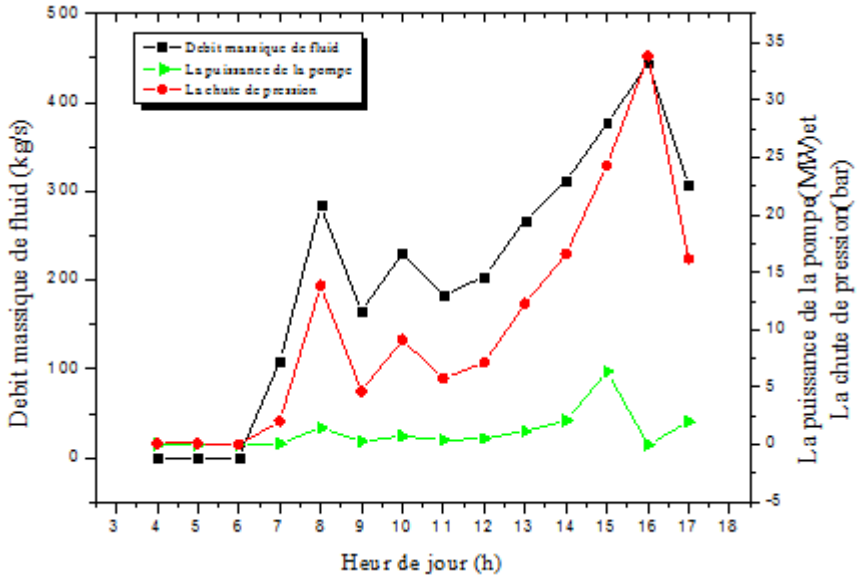


Figure.3.16 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Mai).

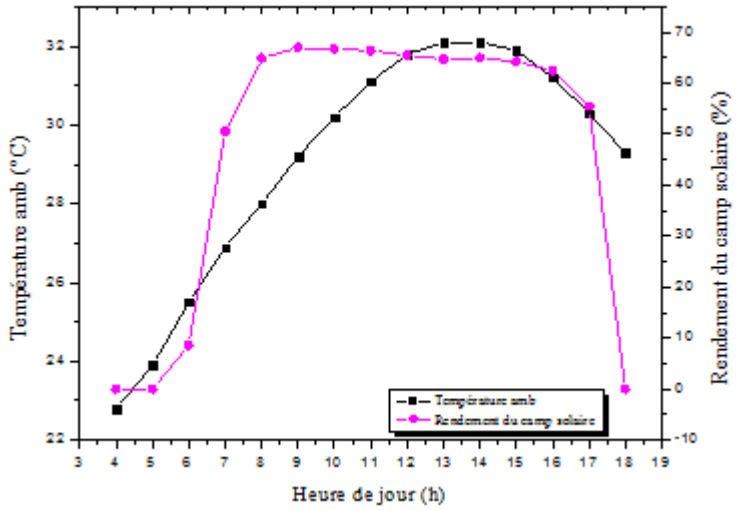


Figure .3.17 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Juin).

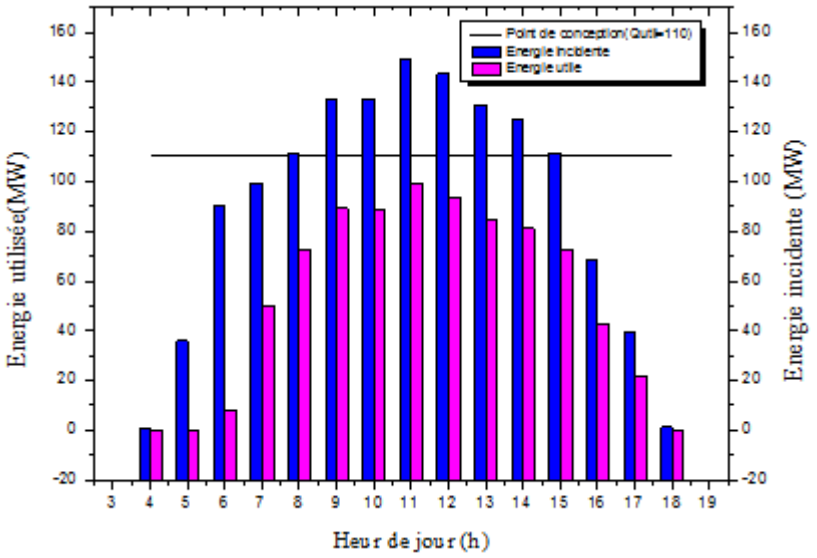


Figure 3.18 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Juin).

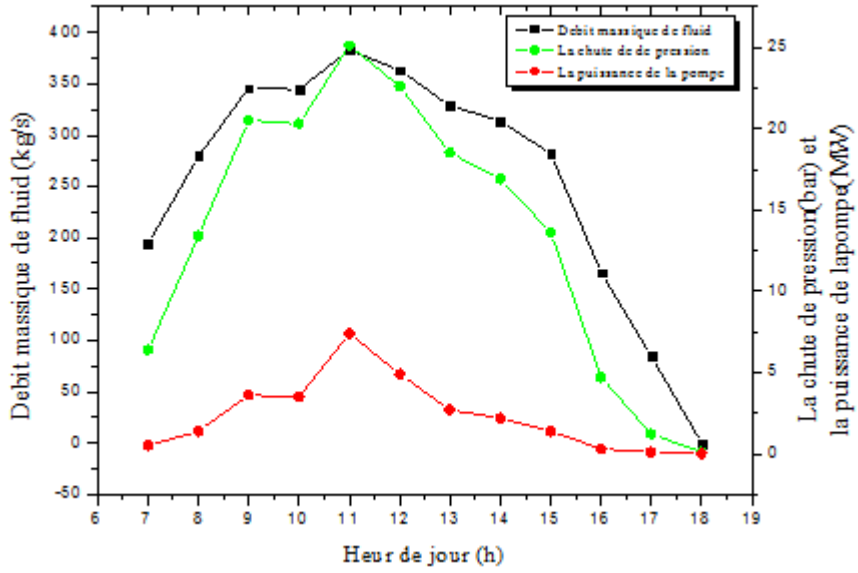


Figure.3.19 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Juin).

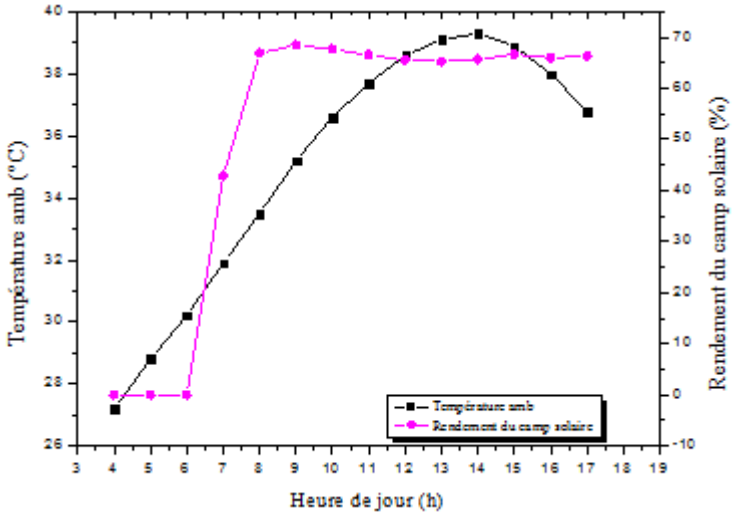


Figure .3.20 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Juillet).

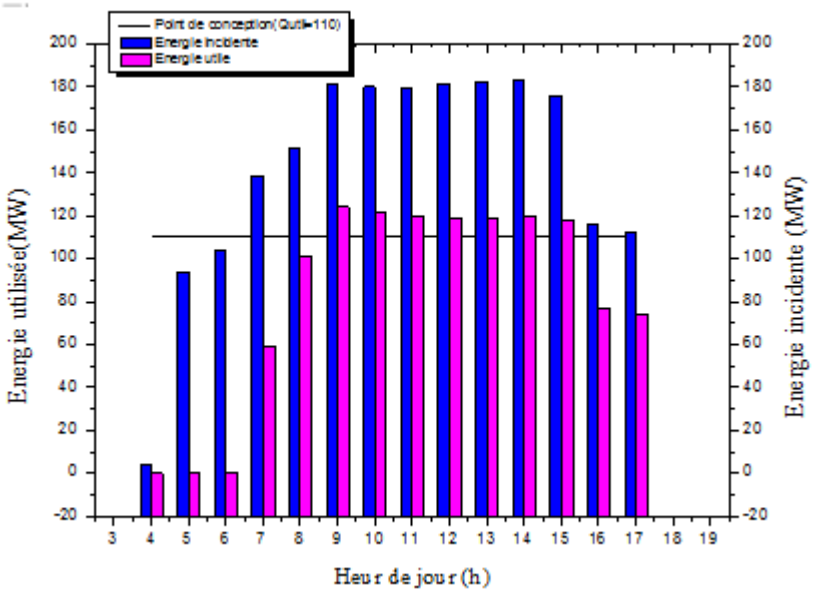


Figure 3.21 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Juillet).

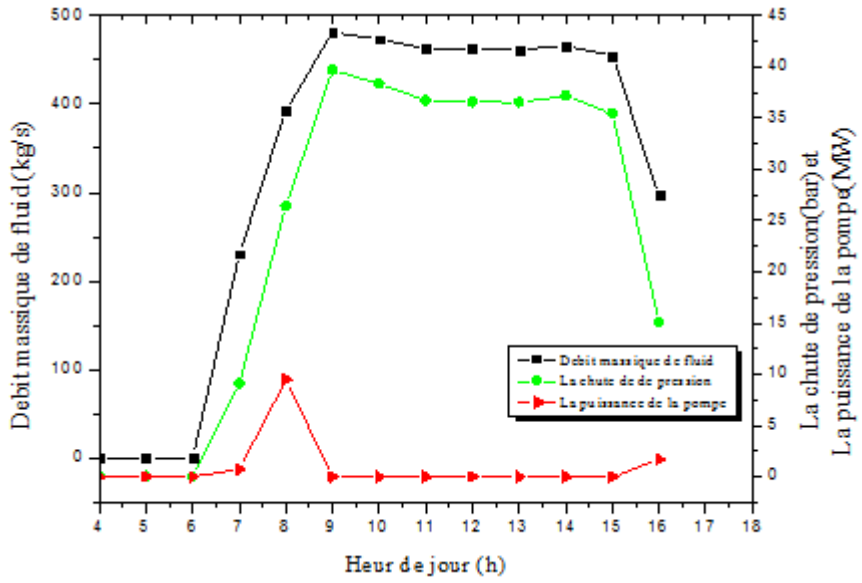


Figure.3.22 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Juillet).

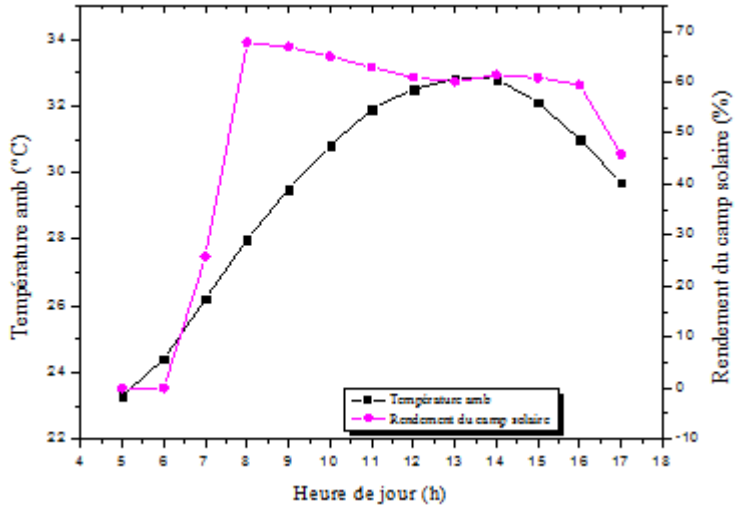


Figure .3.23 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Out).

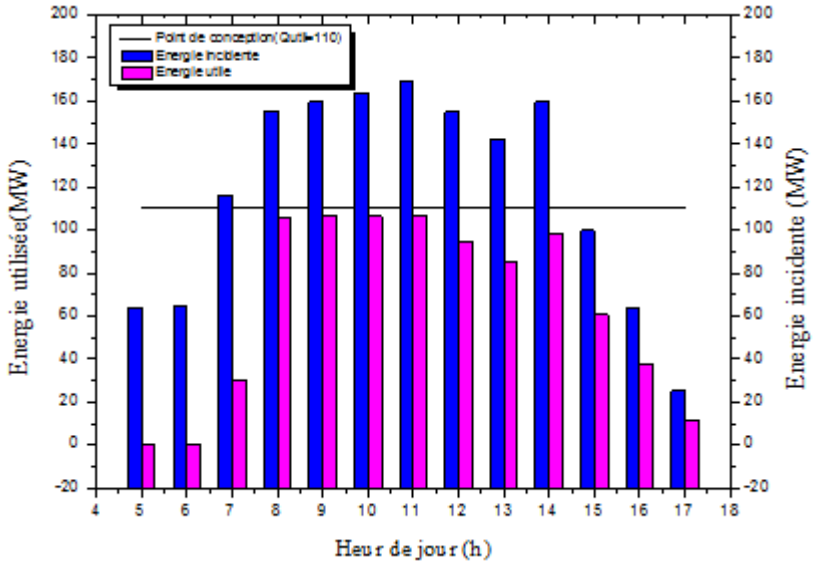


Figure 3.24 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Out).

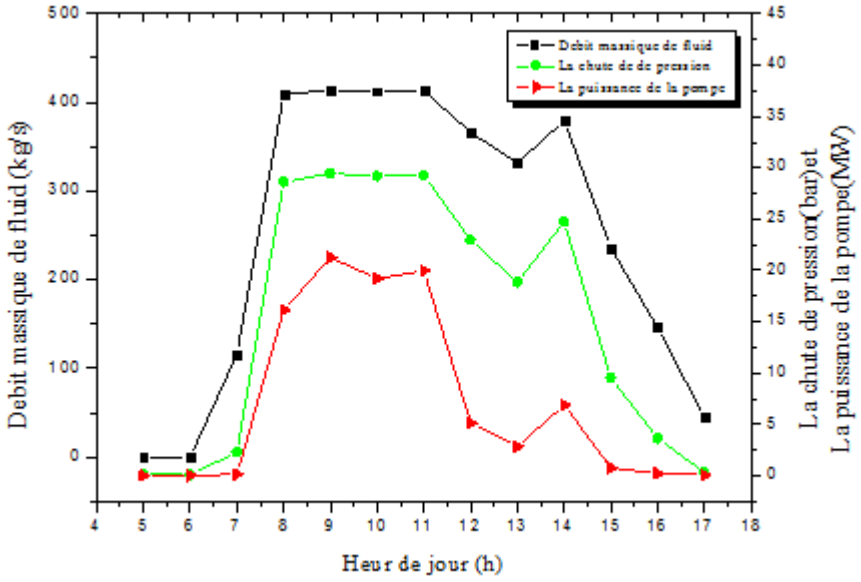


Figure.3.25 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Out).

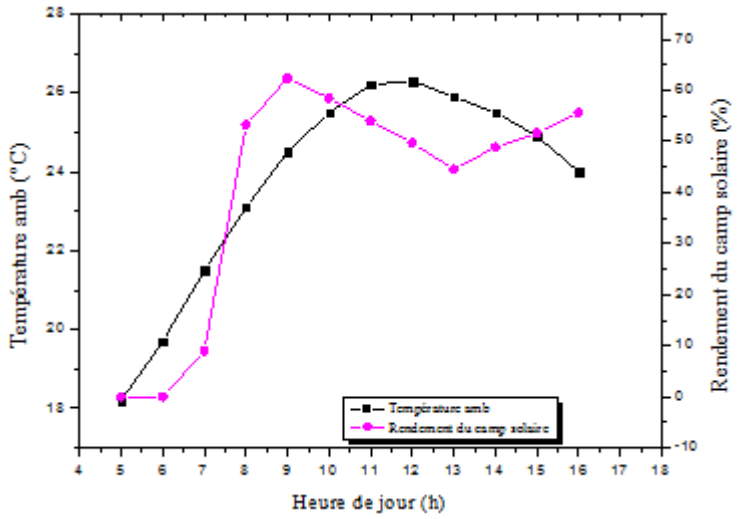


Figure .3.26 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Septembre).

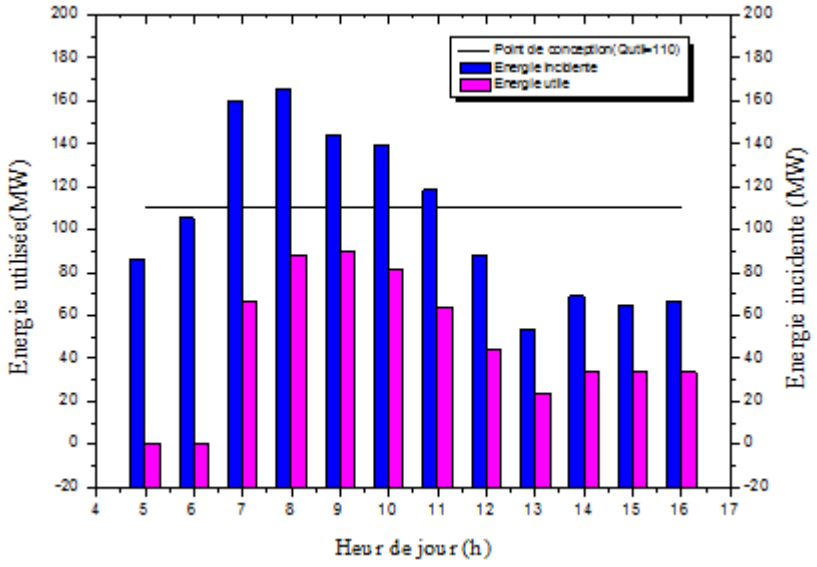


Figure 3.27 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Septembre).

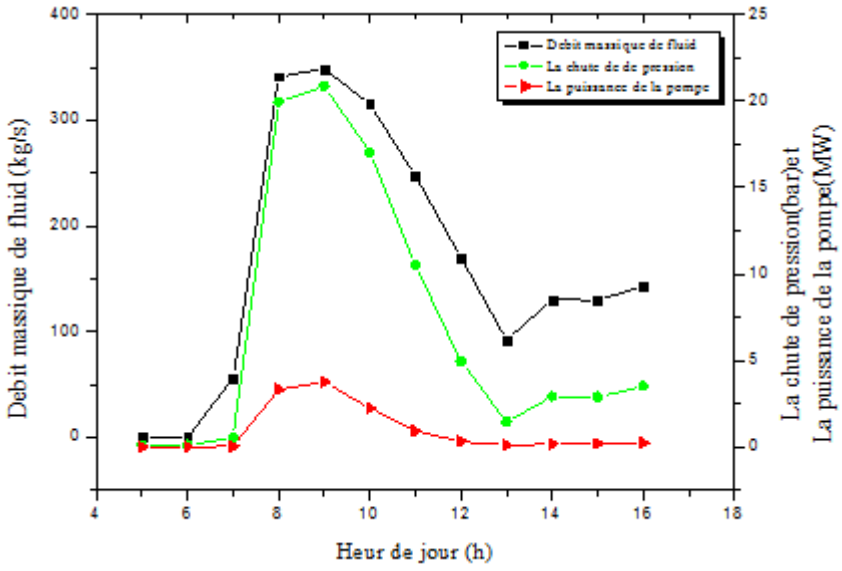


Figure.3.28 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Septembre).

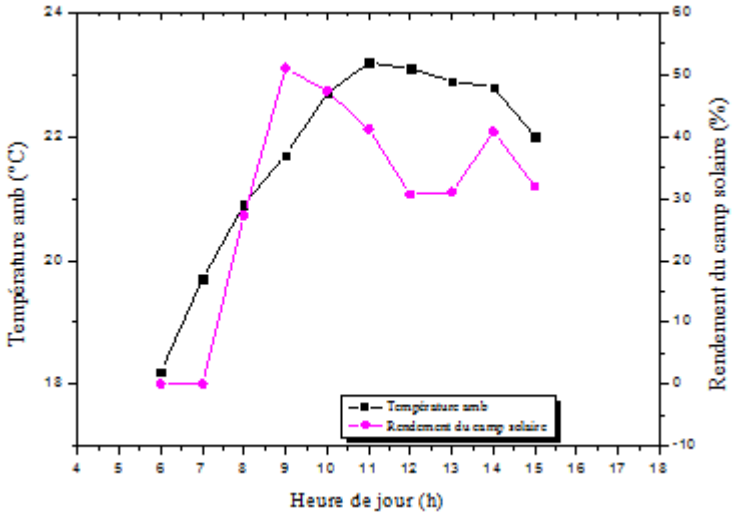


Figure .3.29 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Octobre).

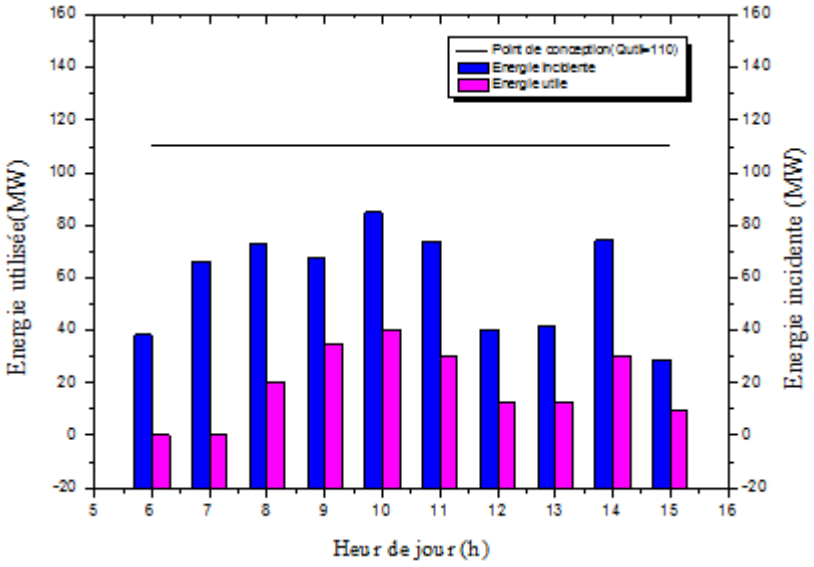


Figure 3.30 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Octobre).

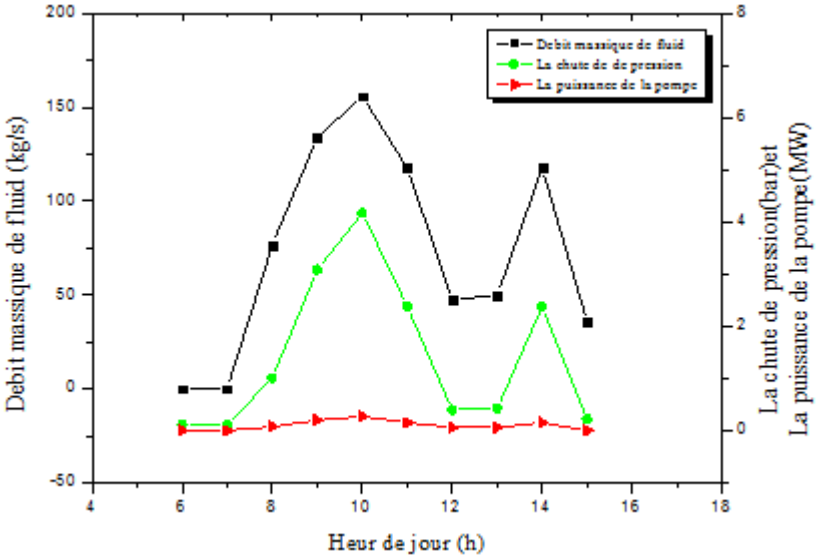


Figure.3.31 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Octobre)

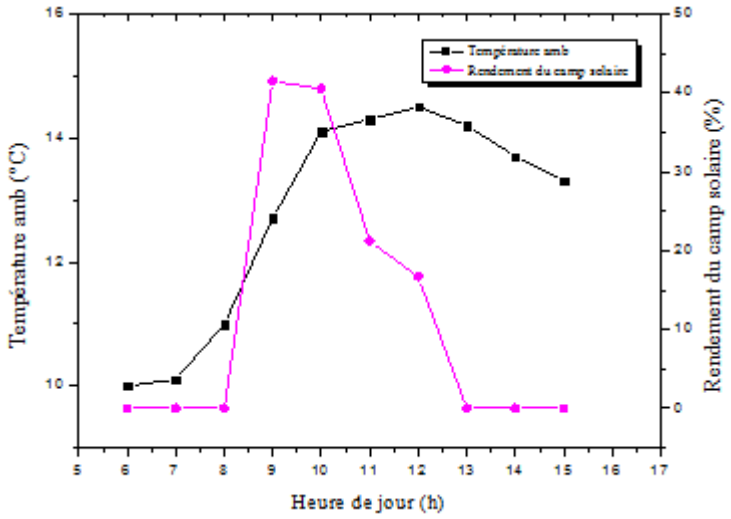


Figure .3.32 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Novembre).

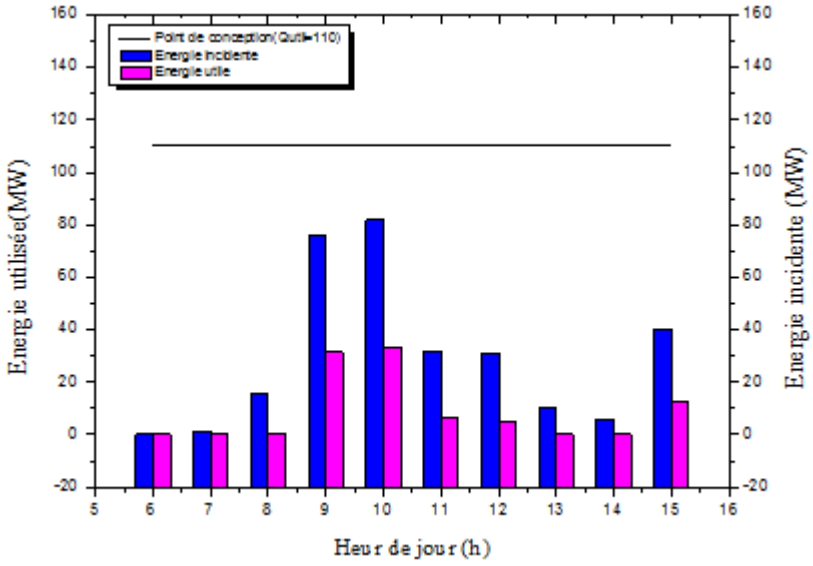


Figure 3.33 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Novembre).

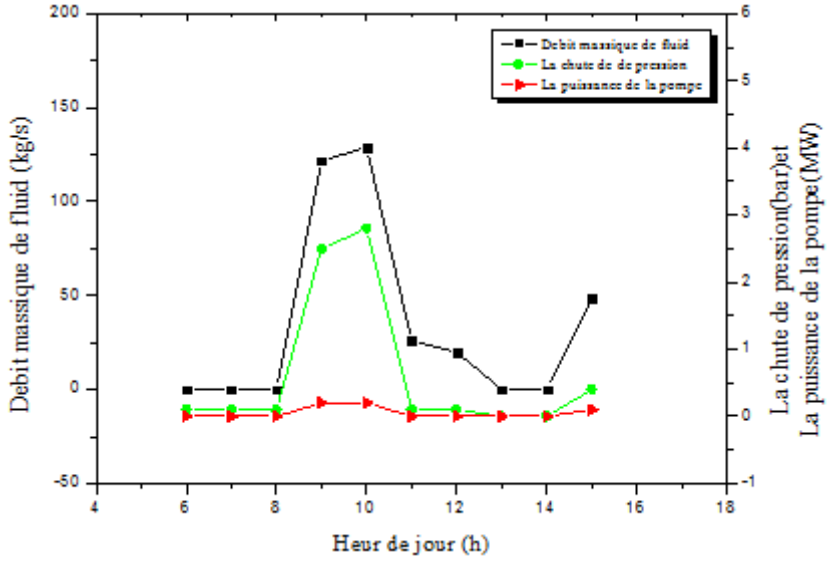


Figure.3.34 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Novembre).

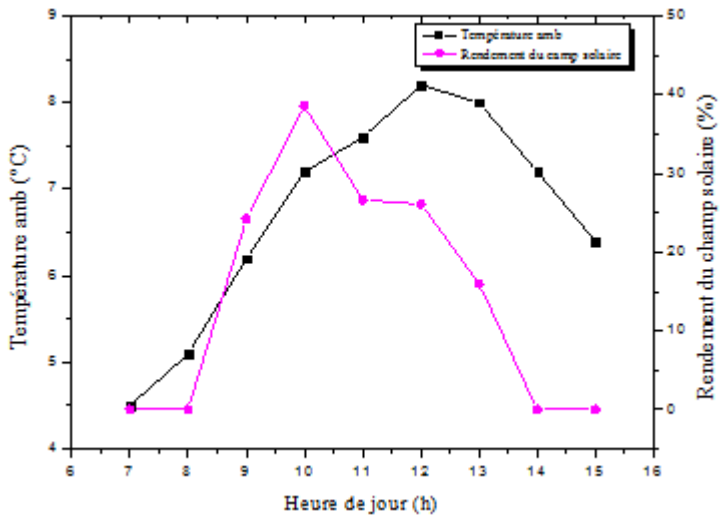


Figure .3.35 : Représentation de la température ambiante et de rendement du champ solaire en fonction du temps(Le 21 Décembre).

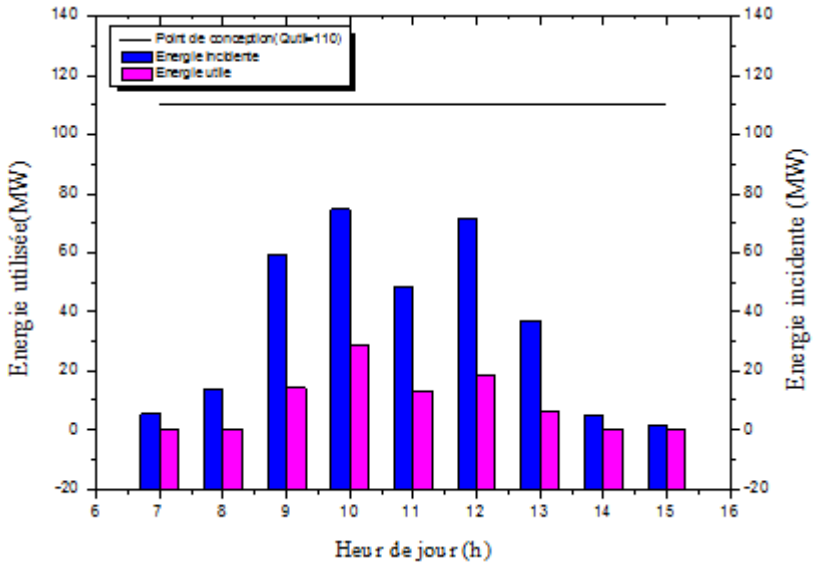


Figure 3.36 : Représentation de l énergie incidente et l énergie utilisée en fonction du temps (Le 21 Décembre).

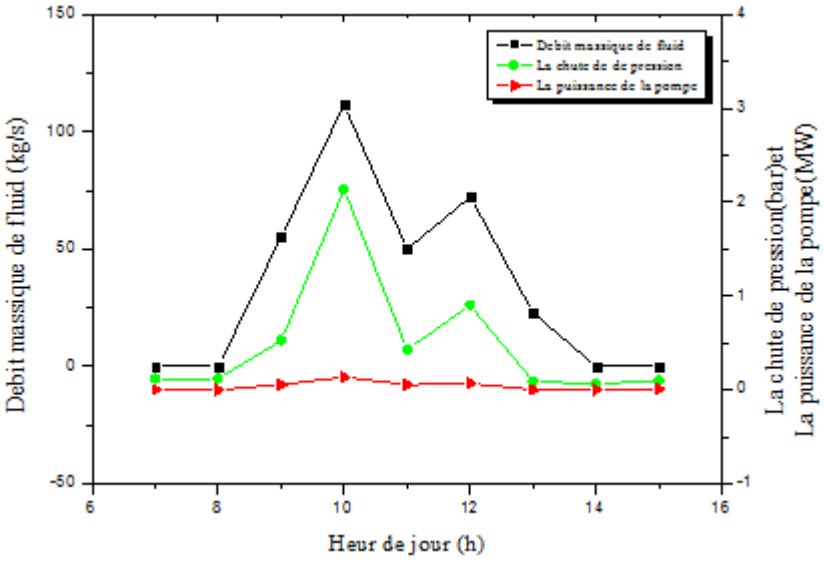


Figure.3.37 : Représentation du débit massique du fluide, la chute de pression et la Puissance de la pompe en fonction du temps (Le 21 Décembre).

3.3. La discussion :

Les figures : (3.2), (3.5), (3.8), (3.11), (3.14), (3.17), (3.20), (3.23), (3.26), (3.29), (3.32), (3.35). Représentent la variation de la température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps pour le $21^{ème}$ jour de chaque mois.

Les figures : (3.3), (3.6), (3.9), (3.12), (3.15), (3.18), (3.21), (3.24), (3.27), (3.30), (3.33), (3.36). Représentent la variation de l'énergie incidente sur un capteur donné par :

$$Q_{incid} = DNI.\,\mathrm{Cos}\,(\theta i).A_{app} \qquad (3-2)$$

et de l'énergie utilisée thermique en fonction du temps du jour.

Les figures : (3.4), (3.7), (3.10), (3.13), (3.16), (3.19), (3.22), (3.25), (3.28), (3.31), (3.34), (3.37). Représentent la variation du débit massique du fluide caloporteur, du chute de la pression et du la puissance de pompage du fluide caloporteur.

On a remarqué dans les figures que le rendement est a peut pré constant pour les heures (9h, 10h, 11h,… 15h) dans mois (Février,…, Octobre). La valeur maximale est de 67% pour le 21 Juin et pour le 21 Mars de 59%, le 21 Septembre de 62% et le 21 Décembre de 38%. Les valeurs des températures ambiantes du champ solaire variant proportionnellement avec le rendement. La valeur maximale de température ambiante était en 21 Juin est de 36°C généralement

Pour l'énergie incidente était dépassée la valeur de l'énergie utile thermique ou le point de conception (Qth=110 MW) dans (Février, Mars,…., Out) dans le 21Juillet dépassée en 11huers (7h,…., 17h) sa valeur maximale est de 182MW. Et pour l'énergie utile dépassée Qth dans Juillet seulement sa valeur maximal est de 122MW.

Les valeurs de l'énergie utile et l'énergie incidente sur le champ solaire sont proportionnellement, il y a un décalage dans quelque point pour les causes naturelles.

Pour le débit massique du fluide, la chute de pression et la puissance de la pompe sont proportionnellement dans tous les moins ces valeur maximal ses 480kg/s pour le débit massique, 40bar pour la chute de pression en Juillet et 20MW pour la puissance de la pompe en Out.

3.4. Conclusion :

Dans notre cas le capteur utilisé est on cermet et l'air dans l'espace annulaire, c'est-à-dire après un certain durée de fonction le récepteur va être dégradé au l'air va remplier le vide entre le récepteur et l'enveloppe, on remarque que la performance du capteur va être aussi diminue en comparaison avec une récepteur intacte (vide dans l'espace annulaire):

- ✓ Le rendement est diminue a peut pré de (7,25%) pour le 21 Juin.
- ✓ L'énergie utilisée est diminue de (3.5%).
- ✓ Et le débit de fluide de (4%).

Conclusion Générale :

Les haute températures (250 °C à 1800 °C) est produit avec d'excellents rendements thermiques grasse aux concentrateurs solaire. La conversion en électricité au moyen de cycles thermodynamiques conventionnels fait diminuer le rendement maximum en puissance jusqu'à des valeurs comprises entre selon la taille du groupe et le cycle utilisé, ce qui reste excellent. En moyenne annuelle, le rendement net de production d'énergie électrique se situe autour de 23% selon la technologie à capture cylindro-parabolique.

L'augmentation considérable de la puissance du rayonnement solaire à travers la concentration solaire est bien sûr intéressante. Le concentrateur est caractérisé par sa concentration énergétique, son rendement optique au niveau du réflecteur et son rendement thermique au niveau de l'absorbeur (chaudière). Mais le rendement énergétique atteint par le concentrateur dépend de la concentration du rayonnement et de la différence de température entre l'absorbeur et l'air ambiant. C'est cette différence de température dont l'origine est les pertes inévitable thermiques qui affecte l'évolution du rendement en fonction de la concentration.

Il serait nécessaire de procéder d'une part à des études plus poussées pour déterminer les niveaux de concentration qui conviennent le mieux pour un bon rendement en fonction des applications visées et d'autre part une recherche sur les moyens matériels qui permette la réduction des pertes thermiques.

Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, avec des températures de source chaude inférieure à 500°C, sont le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et reste la technologie actuelle la plus utilisée.

Références bibliographies

[1]BRUCE R.Munson, Dolade F.Yong, etc., « Fundamentals of fluide méchanics», $5^{ème}$ édition, John Willy and sans, 2006.

[2]Angela M.Patnode., «Simulation and Performance Evaluation of parabolic Trough Solar Power plants». Thèse de Master, Université de Wisconsin Madison, 2006.

[3]T.A.STUETZLE., «Automatic control of the 30 MWe SEGS Parabolic Trough plant». Master of science thesis, Université de Wisconsin, 2002.

[4]Duffie, John A., and Beckmann, William A. «Solar Enginering of thermal process», $2^{ème}$ Edition, New York, John willy and sans, Inc., 1991.

[5]Lippek, Frank. «Simullation of the part load Behavion of a 30 MWe SEGS Plant. », Prepared for Sandia National Laboratories, Albuquerque. NM, SAND95-1293. June 1995.

[6]Mohamed Lamine YOSFI, «Performances technico- économique de central cylindro-paraboliqes de puissance », Mémoire de magister, Université de chlef, 2009.

[7]V. Dudley, G.J. Kolb, A. R. Mahoney, T. R. Mancini, C. W. Matthews, M. Sloan, and D. Kearney, ‘‘Test results: SEGS LS-2 Solar Collector,’’ Sandia National Laboratories, SND94-1884. Dec 1994.

[8]B. ZEROUAL; Polycopié «Cours des energies Renouvelable. », université de Médéa, 2012.

[9]H. KADRAOUI, «Etude Comparative et Rendement Energétique des différentes degrés de concentration des convertisseurs thermodynamique de l’énergie solaire», Mémoire de magister, Université de TLEMCEN, 2011.

[10]Centrale Solaire Thermique, www.Outilssolaires.com.

[11] B. ZEROUAL, A.MOUMMI, «Design of Parabolic Trough Collector Solar Field for Future Solar Thermal Power Plants in Algeria»conference publication, EFEA 2012.

[12]Quolin SYLVAIN, «Les Centrales Solaire à Concentration», Mémoire de magister, Université de Liège, 2007.

[13] N. Hamani, A. Moummi, N. Moummi, A. Saadi, et Z. Mokhtari « Simulation de la température de sortie de l’eau dans un capteur solaire cylindro-parabolique dans le site de Biskra», conference publication, EFEA 2007.

[14] Germain BAUD, «Conception de récepteurs solaires à lit fluidisé sous flux radiatif concentré», Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2011.

Annexe

Propriété du fluide caloporteur Therminol VP-1 :

Température °C	**Densité** kg/m³	**Capacité de chaleur** kJ/ (kg·K)	**Enthalpie** kJ/kg	**Conductivities thermiques** W/(m·K)	**Viscosities dynamique** mPa·s	**Pression** kPa
12	1071	1.52	0.0	0.1370	5.48	-
16	1068	1.53	12.3	0.1367	4.89	-
27	1059	1.57	22.7	0.1357	3.57	0.0026
38	1050	1.60	40.2	0.1346	2.73	0.0071
49	1041	1.63	58.2	0.1334	2.16	0.0178
60	1032	1.66	76.4	0.1323	1.761	0.0409
71	1023	1.69	95.1	0.1310	1.467	0.0874
82	1014	1.73	114.1	0.1298	1.244	0.175
93	1004	1.76	133.4	0.1285	1.071	0.333
104	995	1.79	153.1	0.1271	0.934	0.602
116	986	1.82	173.1	0.1257	0.823	1.04
127	977	1.85	193.5	0.1243	0.731	1.73
138	967	1.88	214.2	0.1228	0.655	2.78
149	958	1.91	235.3	0.1213	0.591	4.33
160	948	1.94	256.7	0.1197	0.537	6.56
171	939	1.97	278.4	0.1181	0.490	9.67
182	929	2.00	300.5	0.1165	0.449	13.9
193	919	2.03	322.9	0.1148	0.414	19.6
204	909	2.06	345.6	0.1131	0.383	27.2
216	899	2.09	368.6	0.1113	0.355	36.9
227	889	2.12	392.0	0.1095	0.331	49.3
238	879	2.15	415.7	0.1076	0.309	64.9
249	868	2.18	439.8	0.1057	0.290	84.2
257	860	2.20	457.4	0.1043	0.276	101
260	857	2.21	464.1	0.1038	0.272	108
271	847	2.24	488.8	0.1018	0.256	136
282	835	2.27	513.8	0.0998	0.242	171
293	824	2.30	539.2	0.0977	0.229	211
304	812	2.33	564.9	0.0956	0.217	259
316	800	2.36	590.9	0.0934	0.206	315
327	788	2.39	617.2	0.0912	0.1958	380
338	775	2.42	643.9	0.0890	0.1866	454
349	762	2.45	671.0	0.0867	0.1781	539
360	749	2.48	698.4	0.0844	0.1703	635
371	734	2.52	726.2	0.0820	0.1630	743
382	720	2.56	754.4	0.0796	0.1562	865
393	704	2.60	783.1	0.0771	0.1500	1000
399	696	2.62	797.6	0.0759	0.1470	1070
404	687	2.65	812.2	0.0746	0.1441	1150
416	670	2.70	842.0	0.0721	0.1387	1320
427	651	2.77	872.4	0.0695	0.1336	1500

Chapitre 1 :

Généralité sur le Champ solaire cylindro-parabolique

Chapitre 2 :

Modèle Mathématique

Chapitre 3 :

Résultats et Discussions

Conclusion Générale

Introduction Générale