République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'enseignement Supérieur et de Recherche Scientifique

Université Dr. Yahia FARES de Médéa

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 Mécanique

Option: Energétique et Thermique des Système

Thème :

Etude de Conception et des performances d'un Champ Solaire Cylindro - Parabolique de $60MW_{Th}$ *Utilisant un tube Récepteur « Cermet » et sous – vide dans l'espace annulaire*

Proposé et dirigé par :

- **Mr. ZEROUAL Boualem**

Présenté par :

- **KHERIFI Kheira**
- **GUETTACHE Saida**

Promotion: 2012-2013

REMERCIEMENTS

Nous remercions en premier lieu Dieu le tout puissant de nous avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Nous exprimons nos sincères remerciements à Monsieur ZEROUAL Boualem d'avoir accepté de nous encadré dans ce travail.

Nous remercions très chaleureusement tous les Professeurs de l'université Dr. Yahia FARES de Médéa.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury pour avoir accepté de juger ce travail.

Nous tenons à remercier nos parents, nos frères et sœurs tous nos amis qui nous ont aidées de prés ou de loin à réaliser ce travail.

Kheira et Saida

Dédicace

Nous Dédions ce modeste travail à:

- **Nos Parents**
- **Nos frères et sœurs**
- **Nos amis**

Saida et Kheira

Abstract

The aim of the present study is design and performance analysis of parabolic trough solar field of output thermal power of 60MWth. The heat collection element is Cermet and vacuum in annulus, it uses the synthetic-oil heat transfer fluid (Therminol VP-1) as heat transfer fluid to convert the absorbed heat to the Rankine cycle to produce Electricity.

To achieve this objective we have used mathematical model based on the experimental measurements of the SEGS LS-2. The studied parameters include the net output thermal power, the HTF mass flow rate; the solar field efficiency and the required pumping power, finally the result showed that the solar field works several hours above the design point.

Keywords *– trough solar collector; solar thermal power plant; solar energy; design; performance; electricity*

Résumé

L'objectif de ce travail est l'étude de la conception et de la performance d'un champ solaire cylindro-parabolique à une puissance thermique de 60MWth. L'élément de la collecte de la chaleur est «Cermet» est sous- vide dans l'espace annulaire ; Cet élément utilisé l'huile synthétique (therminol VP-1) pour transporté la chaleur absorbée au cycle de Rankine.les paramètres étudiés sont la puissance thermique de sortie, le débit massique du fluide caloporteur, le rendement du champ solaire et la chute de pression, la puissance de pompage nécessaire. Finalement les résultats obtenus on permet de conclure que le champ solaire fonctionne plusieurs heurs au dessus du point de conception.

Les mots clé- *capteur solaire; centrale thermique solaire; l'énergie solaire ; conception; performance; électricité*

ملخص

الهدف من الدراسة المقدمة هو دراسة تصميم و أداء حوض مكافئ (LS-2) ذو قدرة حرارية 60 ميغا وات يستعمل أنبوب لجمع الحرارة مغلفة بالخزف والمعدن جديد أي يحتوي على فراغ حلقي.

تستخدم الزيوت الاصطناعيةTherminol VP-1 لامتصاص الحرارة .والذي يقوم بنقلها إلى دورة Rankine لامتصاص الحرارة وإنتاج الطاقة الكهربائية

تطرفت الدراسة إلى حساب تدفق مائع التشغيل ومردود الحقل الشمسي وانخفاض الضغط واستطاعة المضخة كما بينت الدراسة الحالية أن الحقل الشمسي يعمل عدة ساعات فوق نقطة التصميم.

الكلمات المفتاح- *المجمعات الشمسية؛ محطات الطاقة الشمسية الحرارية؛ الطاقة الشمسية؛ تصميم؛ أداء؛ كهرباء*

Introduction générale :

La réduction des gaz à effet de serre, particulièrement le CO2, est une préoccupation mondiale qui a nécessité la contribution de tous les pays dont l'Algérie, à établir des programmes de développement qui font appel aux énergies renouvelables.

Dans ce contexte et s'agissant du programme de production d'électricité, l'Algérie qui auparavant produisait les 95% de son électricité à partir du gaz naturel s'est orientée ver les technologies solaires à concentration pour les différents avantages qu'elles présentent, notamment :

Possibilité d'hybridation (solaire/fossile), possibilité de polygénération électricité-chaleur-eau potable,…etc.

La production d'électricité solaire suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires…). On transforme la chaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et haute pression qui fait tourner une turbine.

Puis cette énergie mécanique est transformée en électricité : la turbine entraîne un alternateur. Pour que le système ait un bon rendement, il est indispensable d'obtenir des hautes températures pour chauffer le fluide de travail.

Les capteurs solaires plans, ne permettent pas d'atteindre de très grandes températures nécessaires au fonctionnement de ces centrales, d'où le recours à des systèmes solaires à concentration.

L'exemple des centrales solaires américaines SEGS (Solar Electric Generation System) est tout à fait édifiant. Ces centrales solaires utilisent la technologie des capteurs cylindro-paraboliques et sont exploitées industriellement dans le désert de Mojave en Californie depuis plus de 20 ans, représentant une capacité totale installée de 354 MW.

Notre travail consiste à étudier la conception et les performances d'un champ solaire cylindro-parabolique de 60 MW utilisant un tube récepteur "Cermet" est sous- vide dans l'espace annulaire, utilisant un tube enrobé avec une couche antireflet (céramique + métal) et sous- vide dans l'espace annulaire du tube, désigné pour un système solaire de génération d'électricité (SEGS) ou un système solaire intégré à cycle combiné (ISCCS). Le champ solaire a une puissance thermique de 60MW, les paramètre 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 climatiques 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).

Notre travail est divisé en cinq chapitres :

Le premier chapitre est une Introduction générale nous avons discuté de l'intérêt de ce type de centrale d'origine renouvelable. Le deuxième chapitre porte sur l'étude générale du champ solaire à capteur cylindro-parabolique. Dans le troisième chapitre, nous allons présentée l'étude du rayonnement solaire et du modèle mathématique de ce champ solaire. Dans le quatrième chapitre, nous allons présenter les résultats et discussion pour le 21 de chaque mois pour l'année. Dans le cinquième chapitre nous allons terminer notre travail par une conclusion générale.

I-1 Introduction :

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 solaires. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 60 MW.

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

La solaire thermique 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) [1].

Dans le cadre de ce travail nous nous intéresserons aux technologies du Solaire thermodynamique à Concentration.

I-2 Principe de captation du rayonnement solaire :

Le capteur plan est considéré comme un simple absorbeur des rayons solaires qui les transforment en chaleur, en absorbant les rayons solaires provenant de toutes les directions. Le rayonnement solaire est non seulement absorbé par le ciel, mais aussi par tout l'environnement.

Un capteur plan est relativement insensible aux conditions du ciel, dont la réalisation ne demande pas une conception compliquée. Cependant, la conception d'un collecteur avec effet de concentration, fait appel à des techniques plus a moins complexes dont le principe consiste à focaliser le rayonnement incident sur un absorbeur de surface plus réduite que la surface d'ouverture du collecteur, afin d'augmenter la concentration du rayonnement au niveau de l'absorbeur. Les capteurs plans utilisent le rayonnement diffus provenant du ciel et du sol, par contre les concentrateurs n'utilisent que le rayonnement direct. La figure suivante montre le principe de captation par les deux types de conversion thermique de l'énergie solaire.

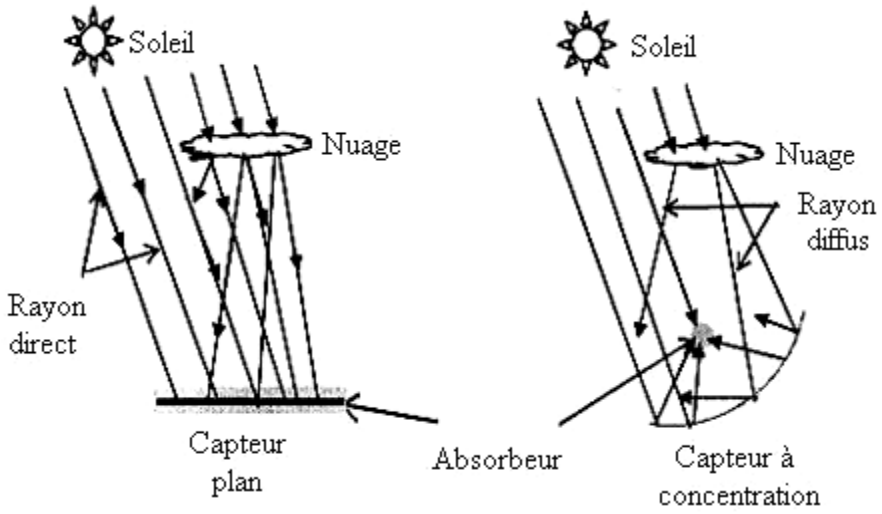


Figure I-1: Schématisation de principe de captation du rayonnement solaire [2]

I-3 Systèmes à concentration :

En utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur l'absorbeur d'un capteur solaire, cela permet de diminuer grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente son efficacité à hautes températures, voir la figure (I.2) ; un autre avantage de ce système est que les réflecteurs sont sensiblement moins coûteux, par unité de surface, que les capteurs.

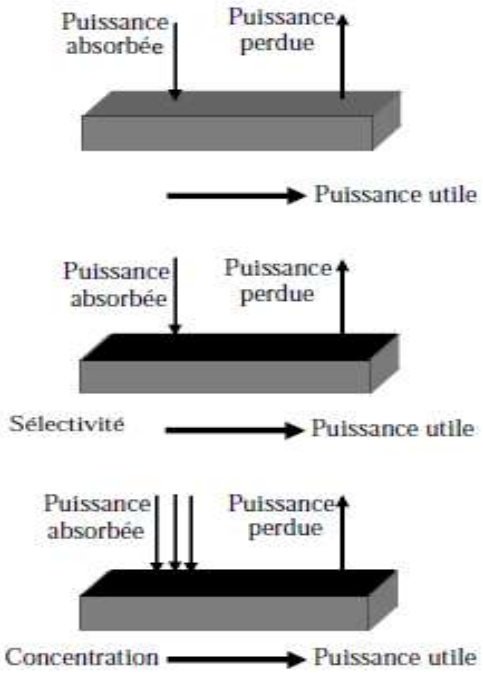


Figure I-2: Concentration du rayonnement au niveau de l'absorbeur [3]

I-4 **Les concentrateurs :**

L'énergie solaire est à l'origine de richesses énergétiques telles que le charbon, le pétrole et le gaz. L'énergie solaire est utilisée depuis de nombreux siècles de façon plus ou moins indirecte pour, par exemple, chauffer. Ensuite le capteur à concentration est un capteur solaire comportant un système optique (réflecteur, lentilles, ...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement reçu (d'où le nom de capteur à concentration).

Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil. En utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur l'absorbeur d'un capteur solaire, cela permet de diminuer grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente le rendement de chauffage. Un autre avantage de ce système est que les réflecteurs sont sensiblement moins coûteux par unité de surface que les capteurs. Ils existent quatre types de capteurs.

Il existe quatre types de capteurs à tour.

_ Concentrateur central à tour.

_ Capteurs solaires fixes à concentration.

_ Concentrateur parabolique.

_ Concentrateur cylindre-parabolique.

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

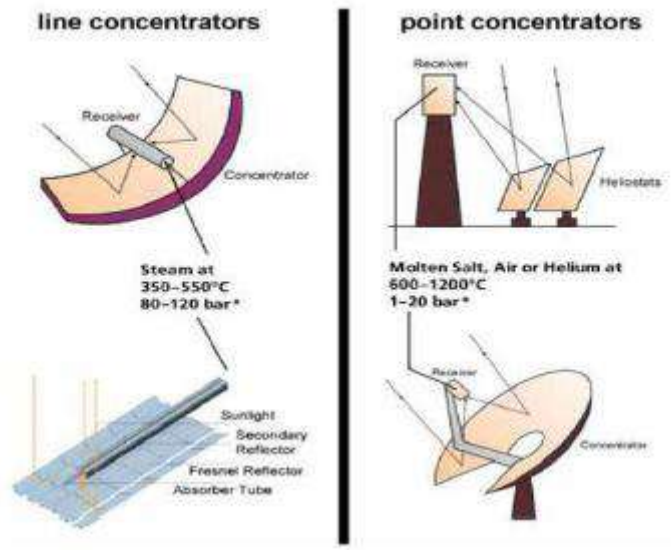


Figure I-3: Systèmes de concentration [3]

I-5 Avantage d'utilisation des systèmes à concentration :

Les avantages d'utilisation des systèmes à concentration sont :

_ Pour une température donnée de l'absorbeur, celui-ci étant plus petit, les pertes thermiques sont moindres que pour les capteurs plans de même ouverture le rendement de captation peut donc être amélioré.

_ Les températures obtenues sont plus élevées. L'utilisation de surfaces sélectives permet d'augmenter la température dans les capteurs plans mais il est difficile de dépasser quelques centaines de degrés. Au contraire avec les systèmes à concentration il est possible d'atteindre des températures de l'ordre de 4000°C

_ Le poids ou le coût d'un système peut être réduit en remplaçant un capteur plan par un système à concentration et un absorbeur plus petit. Ceci peut être intéressant pour les cellules photovoltaïques dont le prix demeure très élevé.

I-6 Inconvénients d'utilisation des systèmes à concentration :

Les systèmes à concentration présentent un certain nombre d'inconvénients :

_ Le rayonnement diffus est très mal utilisé. Dans les systèmes à concentration, seul le rayonnement direct est concentré.

_ Les pertes optiques peuvent être importantes. Elles sont dues aux phénomènes de réflexion et de réfraction et aux caractéristiques géométriques des systèmes.

_ Les systèmes à forte concentration nécessitent des montages optiques précis et donc chers.

_ Dans la plupart du temps, le flux n'est pas distribué de façon uniforme sur l'absorbeur.

Dans ce présent travail on s'intéressera au dernier type des capteurs à concentration, qui consiste à l'étude d'un type de capteurs solaires avec effet de concentration. Il s'agit principalement d'étudier l'effet de la forme du capteur, figure (I-1). Il comporte une série de tubes absorbeurs placés dans les centres focaux des surfaces de type cylindro-parabolique adjacents et fixes sur un support.

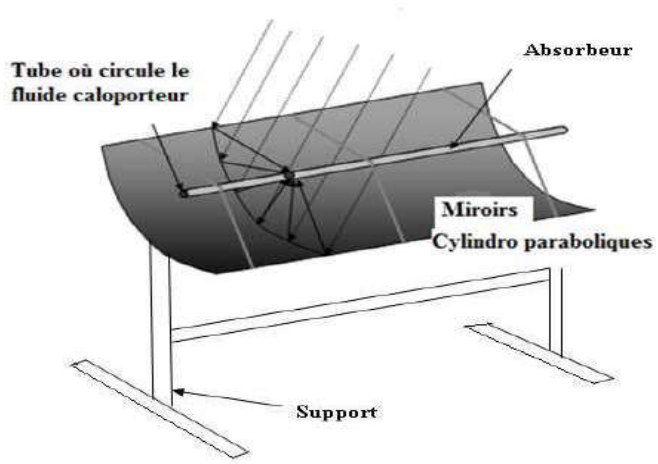


Figure I-4: Capteur solaire avec effet de concentration de type cylindro-parabolique.

Les tubes absorbeurs sont reliés entre eux pour former un système hydraulique de type *Serpentin*, dans le quel circule le fluide caloporteur

I-7 **Le champ solaire cylindro-parabolique :**

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 monoaxial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un senseur permet de contrôler la position du soleil par rapport aux rangées de collecteurs. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction du rayonnement solaire.

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 [4] :

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. (figure ci-dessous).

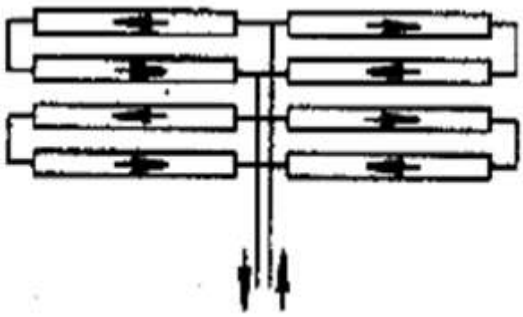
Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs.



Installation à retour indirect : les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une _ boucle_ à l'entrée du champ solaire. Lalongueur totales 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.



I-7-1 Principe de fonctionnement:

Le capteur cylindro- parabolique s'oriente vers le soleil, grâce à un système de poursuite du soleil que concentré le rayonnement solaire au niveau de l'absorbeur. Le fluide caloporteur circule dans les tubes de l'absorbeur, l'eau étant chauffée et conduit la chaleur vers le récipient avec un débit déterminé.

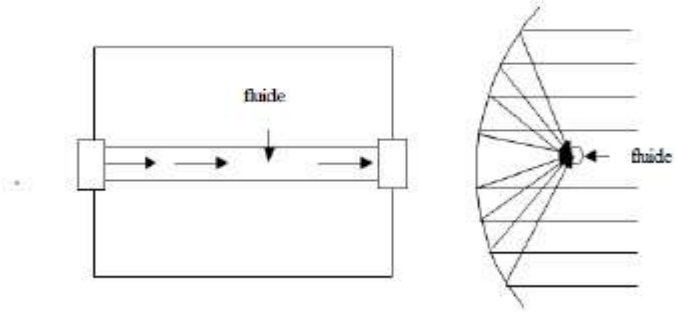


Figure I-5 : Principe de fonctionnement du concentrateur [5].

I-7-2 Caractéristiques d'un concentrateur cylindro-parabolique :

Le concentrateur cylindro-parabolique est le plus préféré des capteurs pour la production de la vapeur d'eau à hautes températures qui peut être obtenue sans altération du rendement. Il se construit par un réflecteur (miroir ou matériau réfléchissant) de forme cylindro-parabolique. Cette géométrie permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur. Pour augmenter le principe de captation ainsi que le processus du transfert de chaleur, on a généralement recours à des surfaces sélectives, une enveloppe transparente souvent en verre recouvre le tube absorbeur afin de réduire les pertes thermiques par rayonnement par conduction et par convection vers l'extérieur.

Pour un capteur cylindro-parabolique l'équation générale géométrique, en coordonnées cartésiennes, s'écrit [3] :

$$X^2 = 4.F.Y \qquad (I-1)$$

Et en coordonnées polaire, s'écrit:

$$r = \frac{2F}{cos^2(\frac{\varphi}{W})} \qquad (I-2)$$

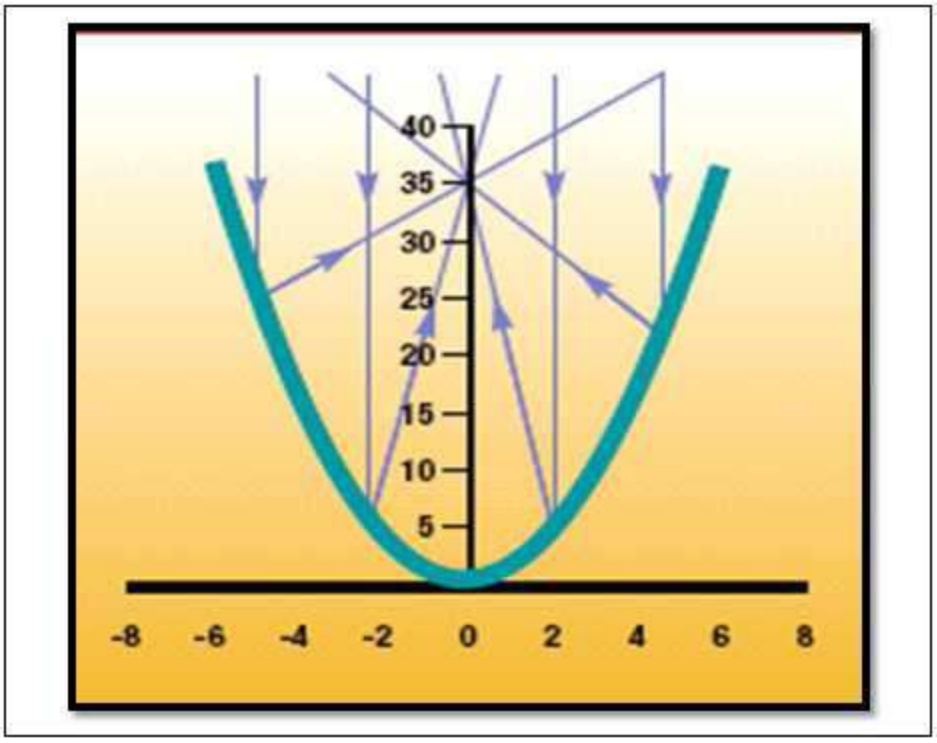


Figure I-6 : Position du foyer d'un concentrateur cylindro-parabolique [3].

L'ouverture W du concentrateur en fonction de l'angle d'ouverture (ϕ) est donnée par l'équation [3] :

$$w = 2.r.\sin(\varphi) = 4Ftan(\varphi) \qquad (I-3)$$

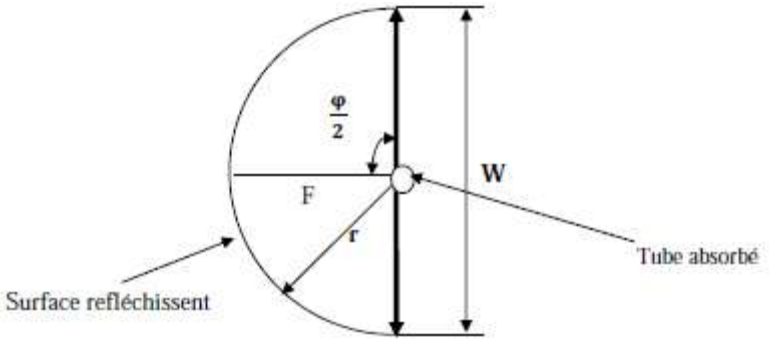


Figure I- 7: Dimensions d'un concentrateur cylindro- parabolique [3].

I-7-3 Les composantes d'un prototype du concentrateur cylindro-parabolique :

I-7-3-1 Le réflecteur :

Le capteur doit permettre de transmettre le plus de chaleur possible au fluide. Pour cela, il faut prendre une tôle courbée paraboliquement et couverte par une couche réfléchissante. Le plus efficace serait une plaque d'inox avec une face polie miroir et protégée par un film plastique.

I-7-3-2 L'absorbeur :

C'est la partie essentielle du concentrateur, le pouvoir d'absorber doit être maximal, c'est-à-dire c'est un tube métallique recouvert d'une couche de peinture noire, il faut que ce tube soit mince (la quantité de chaleur absorbée est traversé par le fluide caloporteur) afin d'augmenter la température du fluide.

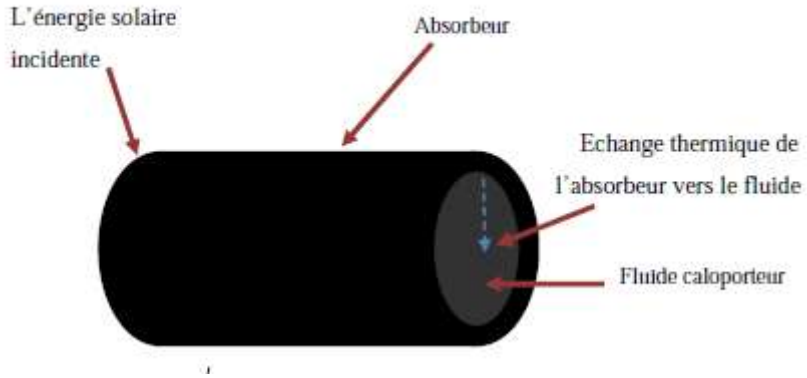


Figure I-8 : Schéma d'un tube absorbeur [5].

L'énergie solaire orientée vers le tube de l'absorbeur par concentration du rayon. Elle Cédée au fluide caloporteur (l'eau) par convection entre le tube et l'eau.

I-7-3-2-1 Quelques types d'absorbeurs :

Les récepteurs solaires métalliques et céramiques :

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 trente 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 [6]:

– 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.

Récepteur eau/vapeur :

_ Tubes à eau haute pression.

_ Gestion de la chaleur difficile car changement d'état.

_ La peinture noire se dégrade rapidement aux hautes températures.

_ Solution abandonnée.

Récepteur à sel fondu :

_ Pas de changement d'état ni de pression.

_ Vitesse élevée → fortes pertes de charge → consommation des pompes élevée.

_ Corrosion importante au delà d'une température critique.

_ Nécessité chauffage pour maintien en température (autrement solidification).

_ Récepteur robuste facile à conduire.

Récepteur à huile :

- Bon caloporteur.
- Solution abandonnée après incendie d'une centrale expérimentale.

Récepteur à air :

- Solution théorique non testée
- Utilisation de chaudières volumétriques à laine métallique envisagée

I-7-3-3 Le fluide caloporteur :

Le fluide caloporteur a pour rôle de véhiculer l'énergie convertie sous forme de chaleur au moyen de l'absorbeur pour l'utilisation ou le stockage, le fluide caloporteur doit satisfaire aux conditions suivantes :

- Faible viscosité et le point de coulée aussi bas que possible.
- Haut point d'ébullition et bas point de congélation.
- Résistance chimique vis-à-vis des matériaux de l'installation.
- Pertes de charge faibles.
- Coefficient de transfert thermique élevé.
- Grande capacité calorifique et toxicité faible.

On peut utiliser les types de fluide caloporteur suivants :

Les huiles :

Sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400°C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.

Les sels fondus :

A base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ils sont donc également de très bons fluides de stockage.
Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

Les gaz :

L'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.

L'eau liquide :

Est a priori un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.

Les fluides organiques :

(butane, propane, etc.) Possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.

L'air :

Peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

I-8 Conclusion :

Ce type de panneaux solaires, consiste à utiliser des systèmes de production d'eau chaude, de chauffage, voire de climatisation, qui utilise l'énergie solaire associée à une énergie conventionnelle, il peut être facilement conçu pour s'intégrer dans le bâtiment.

Quelques règles doivent toujours être présentes à l'esprit du concepteur :

- choisir des systèmes simples, voire rustiques. Le monde du bâtiment s'accommode mal de systèmes complexes qui, en théorie, sont plus performants, mais sont souvent plus fragiles et difficiles à entretenir ;
- bien évaluer les besoins énergétiques (et lorsqu'il s'agit de bâtiments existants, ne pas hésiter à effectuer des mesures de consommation) afin de dimensionner avec précision l'installation solaire ;
- penser, dès la phase de conception, aux travaux de maintenance de l'installation elle même, mais aussi du bâtiment dans laquelle elle va être intégrée ;
- évaluer le fonctionnement des systèmes sur des longues périodes. Cette démarche permet de détecter les pannes qui peuvent survenir et y remédier, mais aussi de comptabiliser l'énergie solaire produite et par conséquent les quantités de dioxyde de carbone dont l'émission a été évitée.

II-1 INTRODUCTION :

L'énergie émise par le soleil voyage jusqu'à la terre sous forme de rayonnement Électromagnétique. Ce rayonnement possède une gamme de fréquences différentes. La quantité d'énergie disponible au cours du trajet entre le soleil et l'atmosphère extérieur de la terre est égale à environ 1367w/m2. Il en résulte qu'au cours d'une journée ensoleillée, la quantité disponible à la terre dans la direction du soleil est généralement plus ou moins de 1100w/m2. L'énergie solaire disponible est principalement en fonction de la position du soleil dans le ciel et de la nébulosité. Sur une base mensuelle ou annuelle, la quantité d'énergie solaire disponible dépend également de l'emplacement géographique. De plus l'énergie solaire utilisable dépend de l'énergie solaire disponible.

II-2 DONNEES RELATIVES AU SOLEIL ET AU RAYONNEMENT SOLAIRE

II-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 (III-1) et (III-2). Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales [7] :

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,

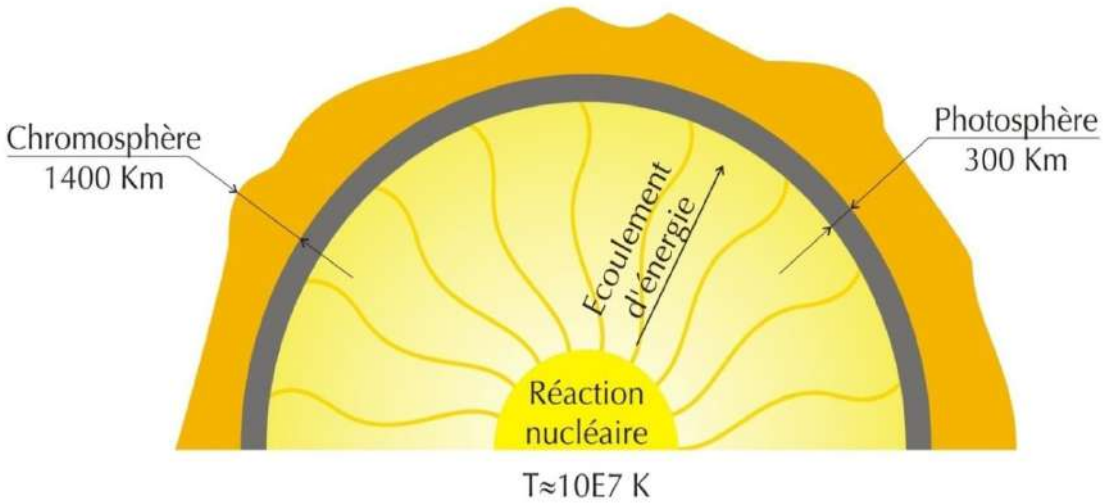


Figure (II-1): Une coupe dans le Soleil.

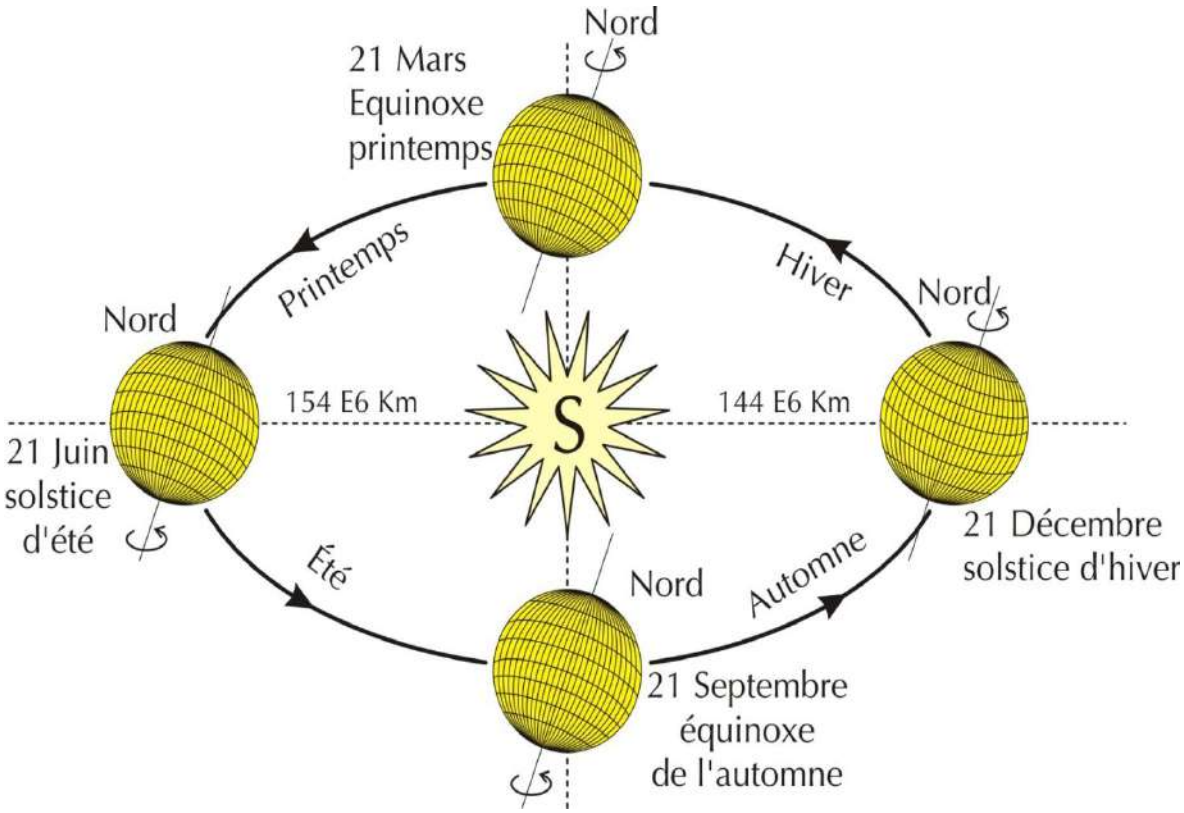


Figure (II-2): Mouvement de la terre autour du Soleil.

II-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.

II-2-2-1 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.

II-2-2-2 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 :

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

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

II-2-2-3 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 (II-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.

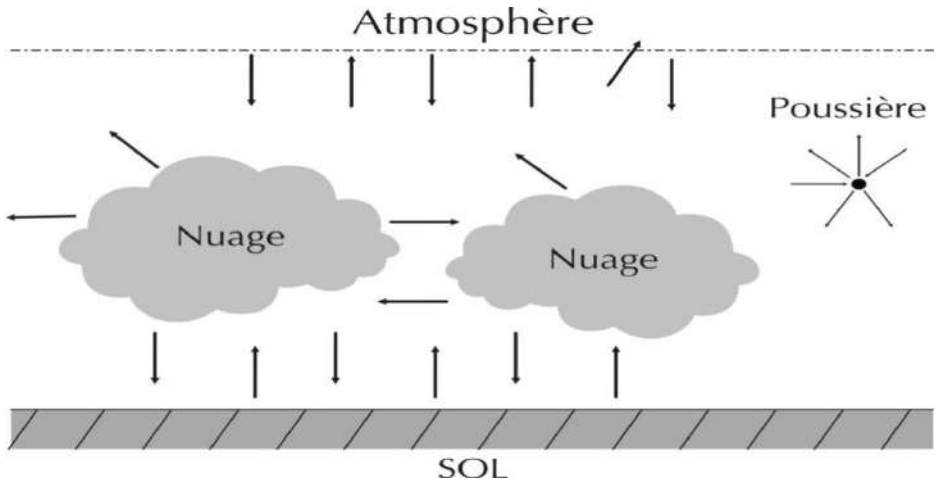


Figure (II-3) : Interactions nuages-atmosphère-sol [8]

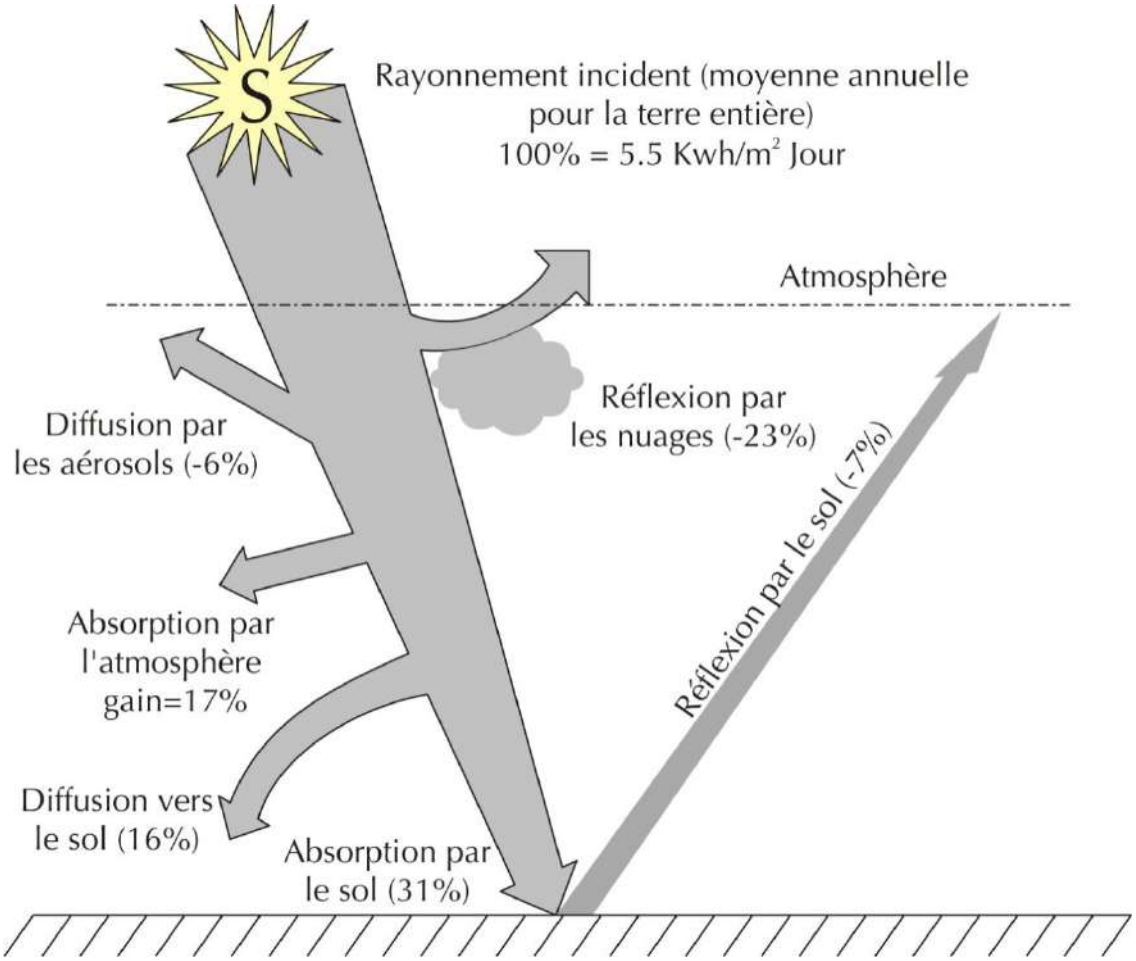


Figure (II-4): Bilans du rayonnement solaire et du rayonnement terrestre [8].

II-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.

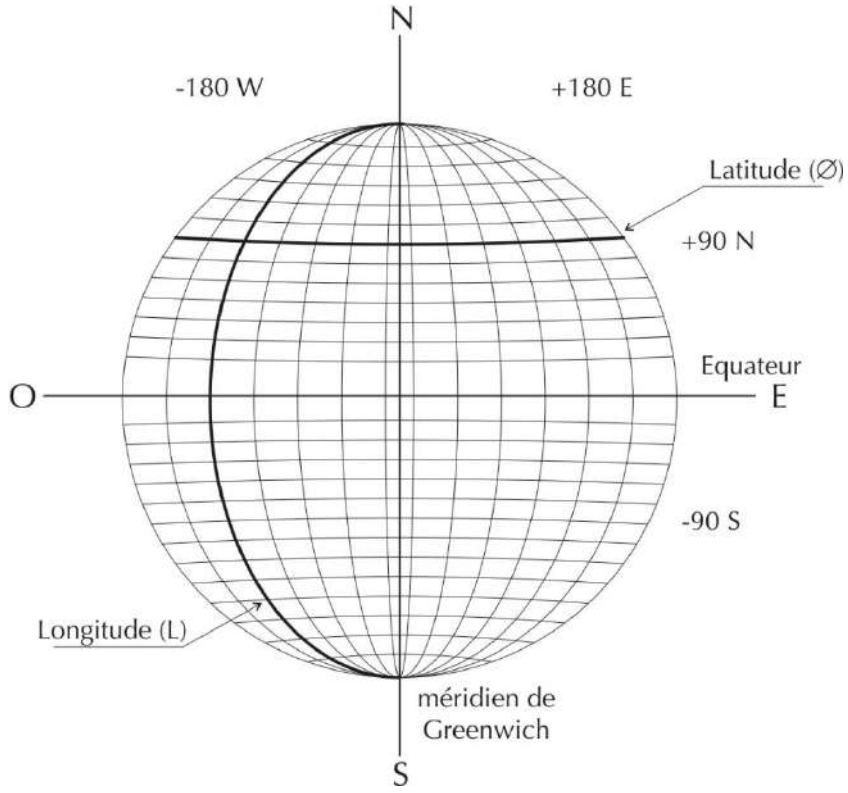


Figure (II-5) : Les cordonnées de la terre

II-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).

II-3-1-1 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 (III-6).

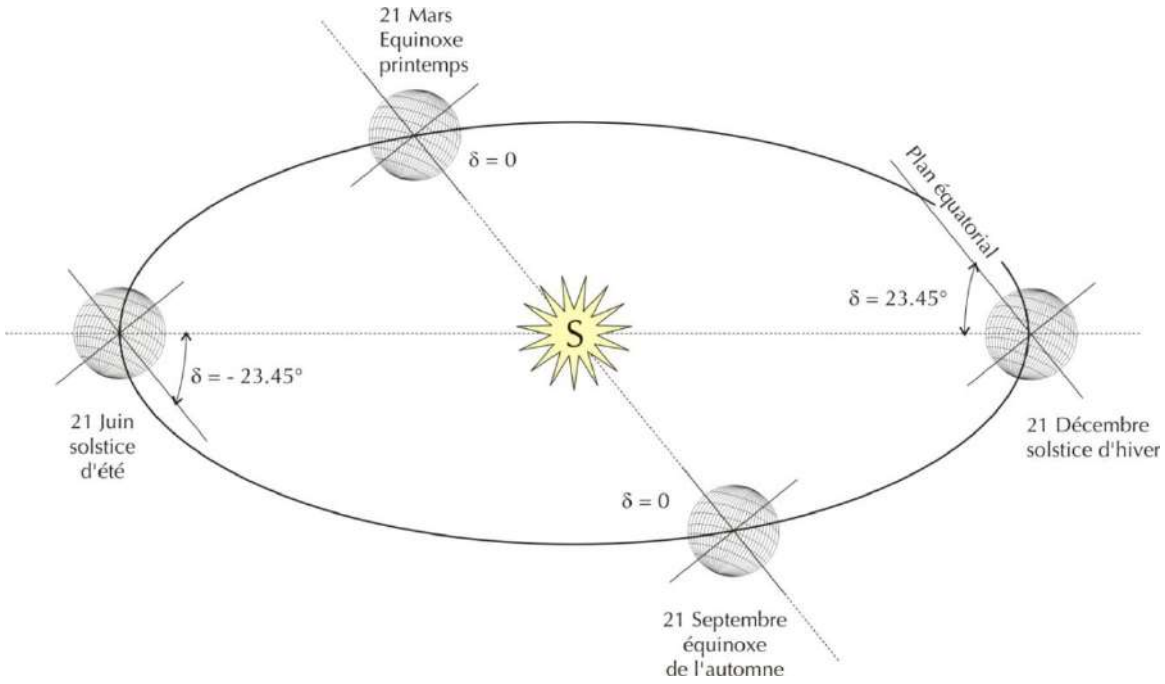


Figure (II -6) : L'angle de déclinaison

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 :

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

II-3-1-2 L'angle horaire (ω) :

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

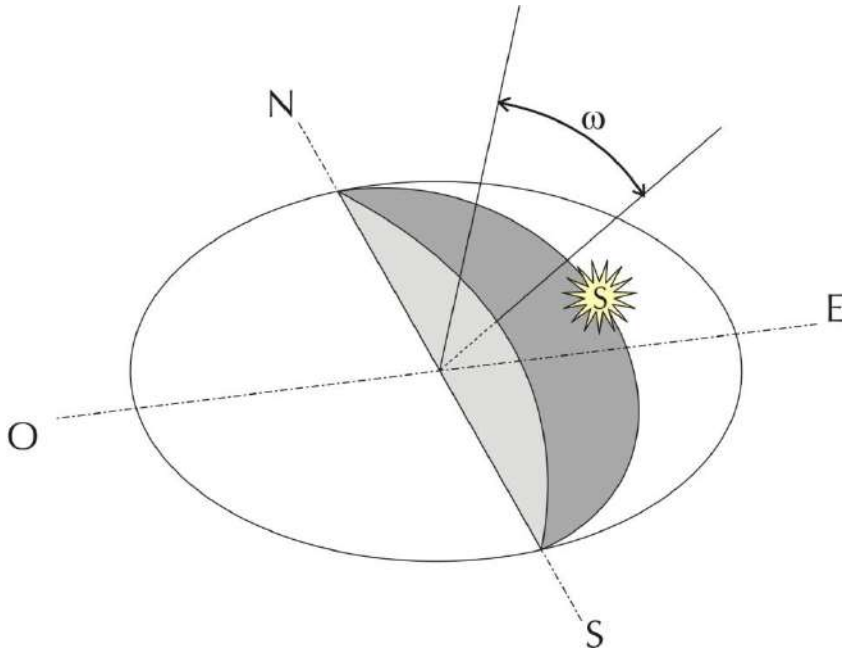


Figure (II-7) : L'angle horaire

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

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

II-3- 2 Coordonnées horizontales :

II-3-2-1 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 :

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

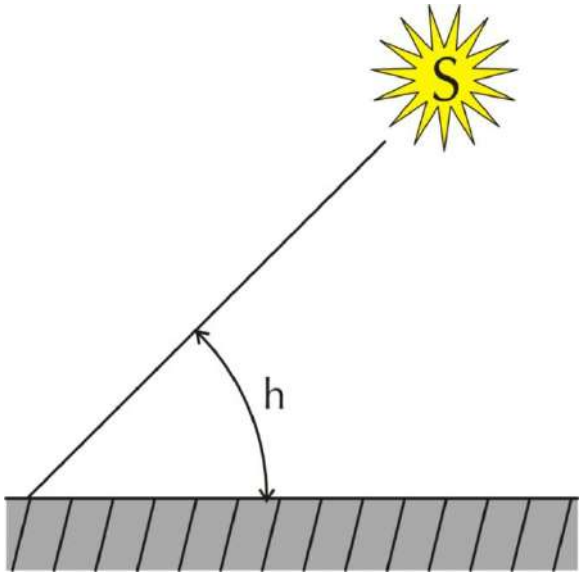


Figure (II-8) : L'angle de hauteur du Soleil

II-3-2-2. 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 (II-9) :

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

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

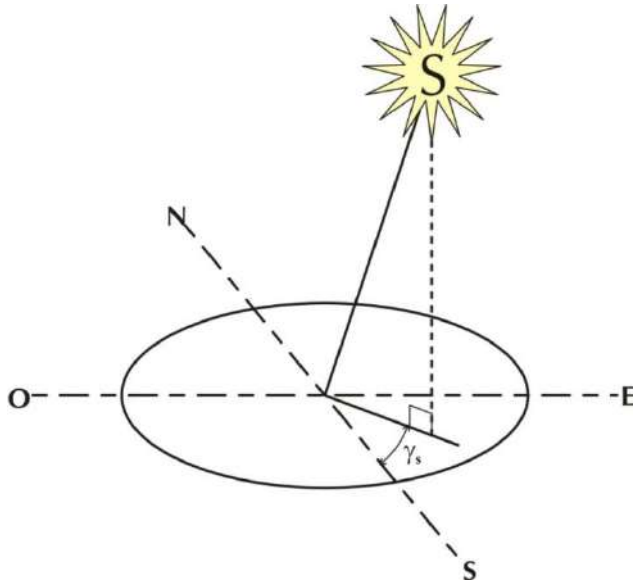


Figure (II-9) : L'angle d'azimut du soleil.

II-3-2-3 Orientation d'un plan :

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

γ : Azimut du plan, c'est l'angle que fait la projection de la normal 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) :

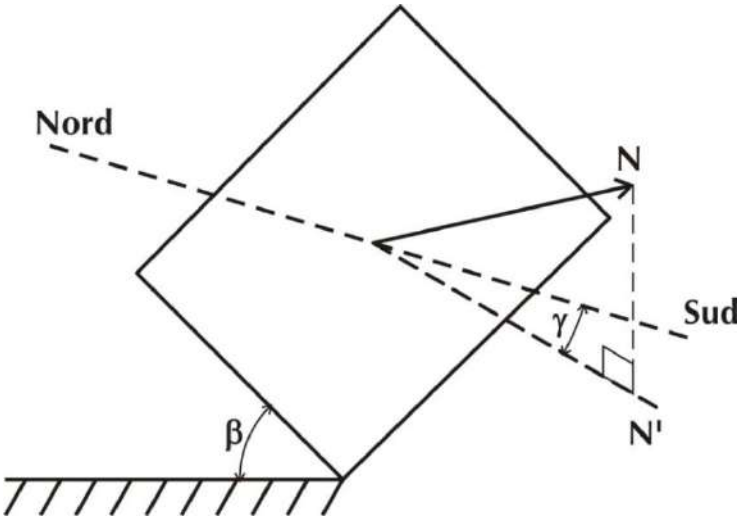


Figure (II-10) : L'angle d'azimut de la surface

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

II-3-2-4 L'angle de zenith (θz) :

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

Avec :

Ø : C'est la latitude.

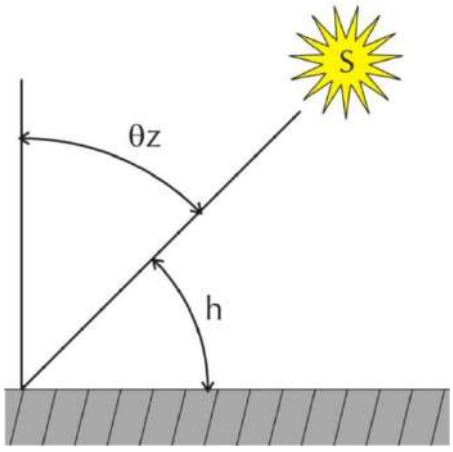


Figure (II-11) : L'angle de zénith

II-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.

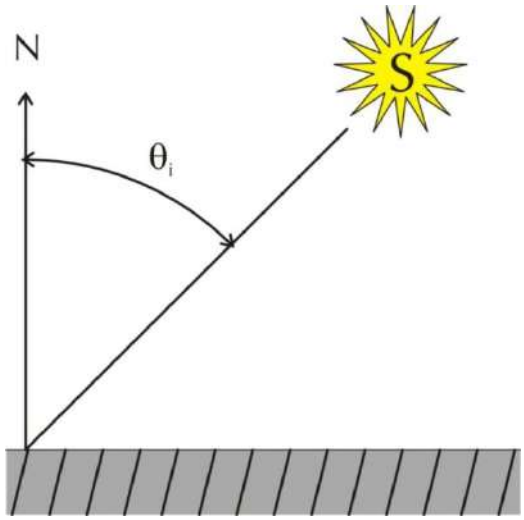


Figure (II-12): Plan horizontale, dans ce cas ($\theta_i = \theta z$)

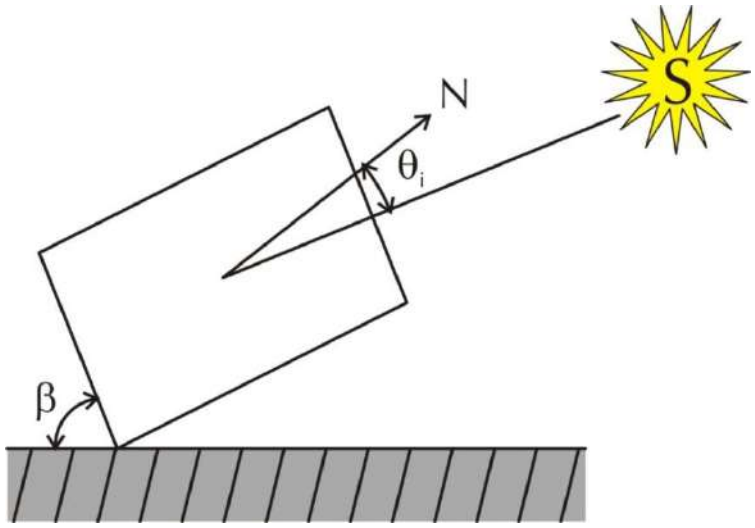


Figure (II-13) : Plan incliné

II-4 HEURES ET TEMPS :

II-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 (III-7).

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

Donc :

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

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

$$\omega_c = -\omega_l$$

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

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

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

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

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

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

II-4-2 Durée de jour:

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

$$dj = (TS)_c - (TS)_l \qquad (\text{II} - 12)$$

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

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

II-4-3 Le temps solaire vrai TSV et le temps légal TL :

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

TL : temps légal (donné par la montre)

L_{local} : longitude du lieu

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

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU) \qquad (\text{II} - 15)$$

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 (III-14), pour l'Algérie TCF - TU = 0.

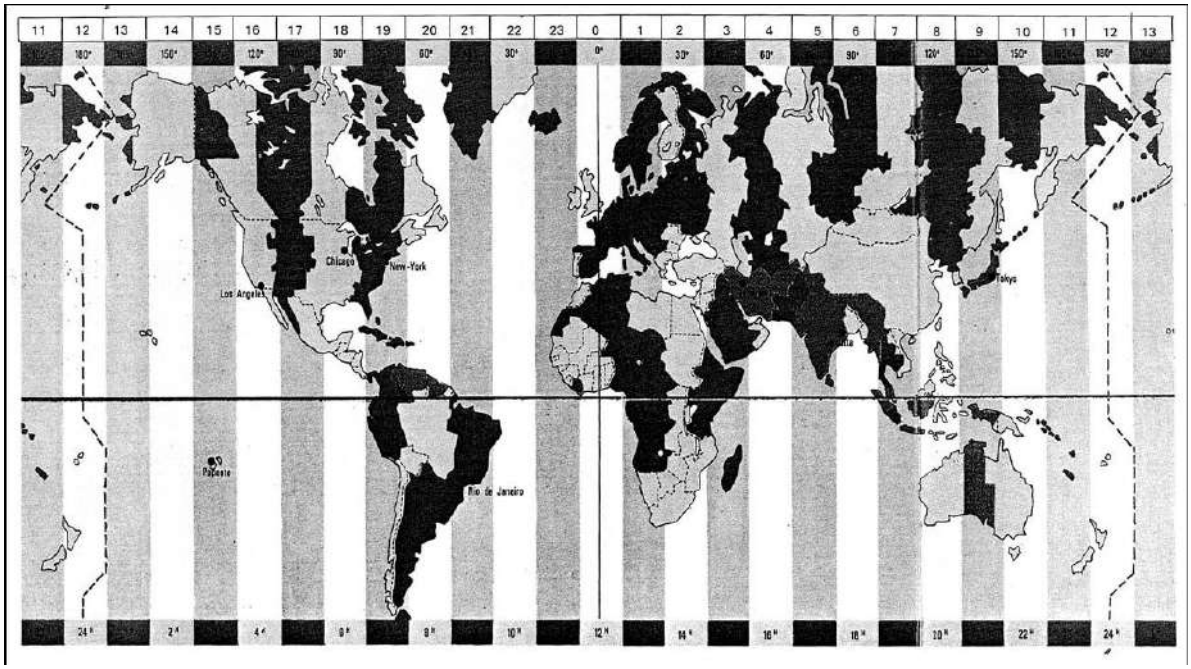


Figure (II-14) : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [9].

ET : appelée 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 (II-14), 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.

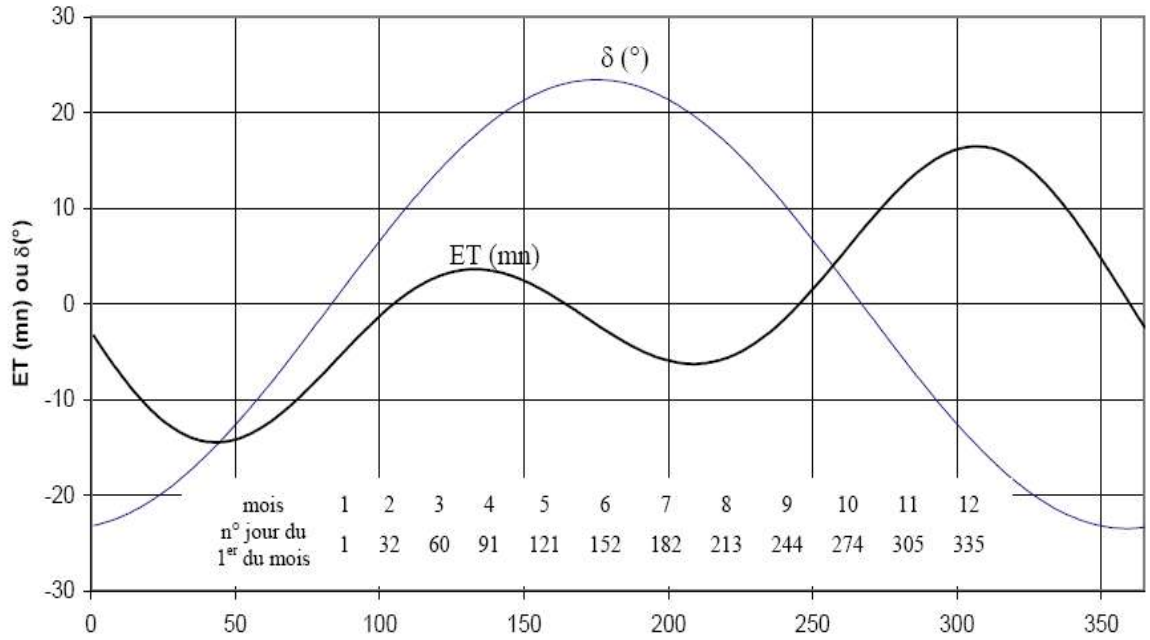


Figure (II-15): Déclinaison δ en fonction du jour de l'année et l'équation du temps ET [9]

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

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

Où

j : Numéro du jour de l'année et $\omega' = 0.984$

$$TSV = TL - C + \left(\frac{L_{local}}{15}\right) + ET \quad (II - 17)$$

$$C = (TL - TU) - (TCF - TU) \quad (\text{II} - 18)$$

II-5 LE MODELE MATHEMATIQUE DU CHAMPS SOLAIRE CYLINDRO-PARABOLIQUE :

Le champ solaire cylindro-Parabolique est similaire à celui de Lippek (1995) [10] , il est basé sur mesures expérimentales des performances des de la centrale SEGS LS-2 (SEGS IV) Lippek (1995). Les opérateurs SEGS IV contrôlent manuellement le débit du fluide caloporteur de Therminol VP-1. Ils règlent le débit afin de maintenir à peu près constante la température de sortie de champ ($T_{out} = 393C°$).

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

II-5-1 Angle d'incidence:

Pour un capteur à seul axe de poursuite l'angle d'incidence est donné par [8]

$$\theta_i = \sqrt{cos^2(\theta_z) + cos^2(\delta)sin^2(\omega)} \qquad (II - 19)$$

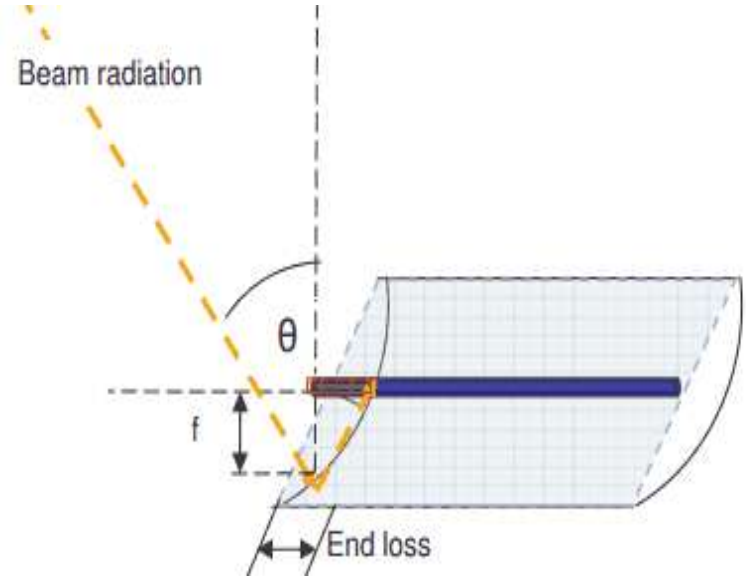


Figure (II-16) : Angle d'incidence de collecteur cylindro-parabolique

II-5-2 Spécification du capteur solaire cylindro-parabolique :

Type de capteur	LS-.2
Largeur apparente (m)	5
Longueur (m)	47.1
Rendement optique (%)	73
La distance focale (m)	1.84
L'espacement entre 2 rangées(m)	15
L_{hose}	1.84

Dans notre étude, nous utilisons les résultats du test de la première configuration (espace annulaire sous vide).

Dans le cas d'espace annulaire sous vide :

La puissance absorbée$\dot{Q}_{abs}$ [10], [11] est décrite par

$$\dot{Q}_{abc} = DNI_{incid}\, A_{ap}\, IAM(M) S\left(opt_{eff} - 0.007276\Delta T\right) - \left[\frac{0.496\Delta T}{DNI_{incid}} - \frac{0.0691\Delta T^2}{DNI_{incid}}\right] \quad (II-20)$$

DNI_{incid} : Rayonnement direct normal (W/m²)

ΔT: Température du fluide caloporteur au-dessus de la température ambiante (°C)

$$\Delta T = \frac{T_{out} - T_{in}}{2} - T_{amb} \quad (II-21)$$

T_{out} , T_{in}: Sont respectivement la température de sortie et d'entrée du champ solaire

La surface du champ solaire

$$A_{app} = L_{sca}\, b_{apwid}\, N_{sca} \quad (II-22)$$

L_{sca} : Longueur d'un assemblé de capteur

b_{apwid} : Largeur d'ouverture

N_{sca} : Nombre des assemblés de capteur

Facteur M explique les pertes d'extrémité [12], [13] et est donnée par

$$M = 1 - f.\frac{\tan\theta_i}{L_{sca}} \qquad (II-23)$$

f: La distance focale

IAM Est le modificateur de l'angle d'incidence [10], [11] et est donnée par

$$IAM = \cos(\theta_i) - 0.0003512\theta_i - 0.00003137\theta_i \qquad (II-24)$$

L'ombrage sur le capteur [12]

$$S = \frac{L_{speasing}\ \cos(\theta_z)}{b_{apwid}\ \cos(\theta_i)} \qquad (II-25)$$

L'énergie thermique perdue par le champ solaire

$$Q_{loss} = 20A_{app}\left(\frac{\Delta T}{343} + 2.57\right)\left(\frac{\Delta T}{275}\right) \qquad (II-26)$$

Ou, $\dot{Q}_{net}$ est la puissance utile thermique et est donnée par

$$\dot{Q}_{util} = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{loss} \qquad (II-27)$$

Et le débit du fluide caloporteur est calculé par

$$\dot{m}_{htf} = \frac{\dot{Q}_{util}}{cp_{htf}(h_{out} - h_{in})} \qquad (II-28)$$

Rendement du champ solaire

$$\eta_{fieled} = \frac{Q_{util}}{Q_{incid}} \qquad (II-29)$$

Le champ solaire est composée par 50 loupes chaque loupe composée de 2 rangées chaque rangée comprend 8 capteurs

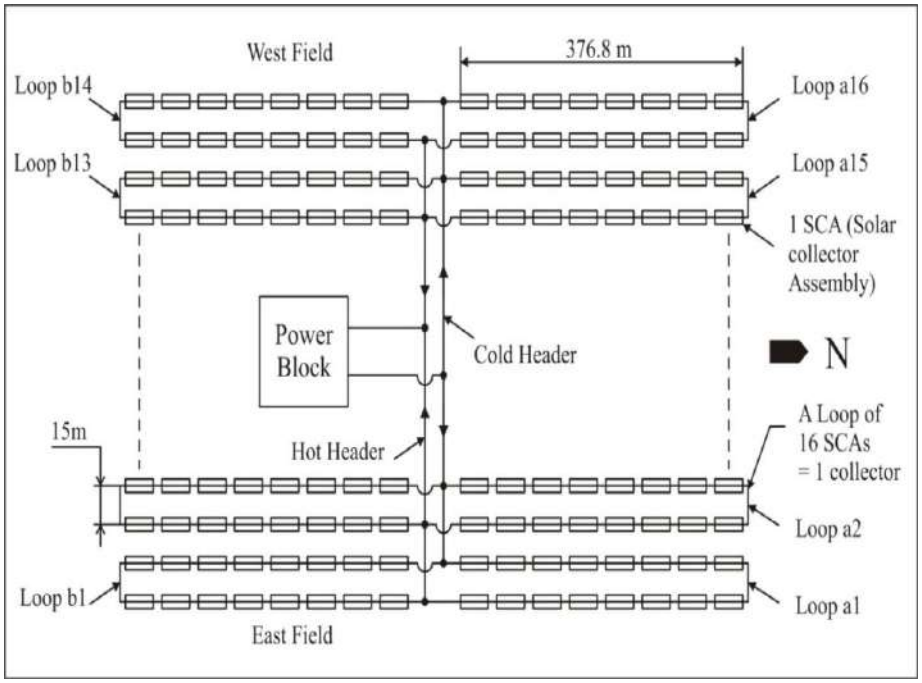


Figure (II-18) : le champ solaire cylindro-parabolique [16].

La chute de pression :

$$\Delta p = f\frac{l}{d}\frac{\rho v^2}{2} \qquad (II-30)$$

Pour calcule la chute de pression ona divisé la largeur de la loupe en 6 segments égaux, ona calcule les propriétés physiques la densité et la viscosité dynamique, le nombre de Reynold pour la température moyenne de chaque segment

La densité volumique [14],

$$\rho = -0.90797(T_m - 273.15) + 0.00078116 * (T_m - 273.15)^2$$

$$-2.367 * 10^{-6} * T_m - 237.15)^3 + 1083.25 \qquad (II-31)$$

La viscosité dynamique du fluide caloporteur

$$\mu_{dynamiq} = 3.77084 * e^{((-T_m - 293.15)/34.56196)} + 0.95605 * e^{((-T_m - 299.15)/182.94407)} \quad (II - 32)$$

Le nombre de Reynold

$$R_e = \frac{\rho . V . d}{\mu_{dynamiq}} \quad (II - 33)$$

Formule de Col brook [14] :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.52}{R_e\sqrt{f}}) \quad (II - 34)$$

f : Le facteur de friction

Les propriétés physiques de la fluide caloporteur liquide phase vp-1 [15]

La densité volumique du fluide caloporteur

$$\rho_{htf} = 0.90797 * \mathrm{T}(\mathrm{C}^{\circ}) + 0.00078116 * \mathrm{T}^2(\mathrm{C}^{\circ}) - 2.367 * 10^{-6}\mathrm{T}^3(\mathrm{C}^{\circ}) + 1083.25. \quad (\mathrm{II} - 35)$$

La chaleur spécifique

$$cp_{htf}(\mathrm{Kj/Kg}) = +0.002414 * \mathrm{T}(\mathrm{C}^{\circ}) + 5.9591 * 10^{-6} - \mathrm{T}^2(\mathrm{C}^{\circ}) - 2.9879 * 10^{-8} * \mathrm{T}^3(\mathrm{C}^{\circ}) + 4.4172 * 10^{-11} * \mathrm{T}^4(\mathrm{C}^{\circ}) + 1.498 \quad (\mathrm{II} - 36)$$

La conductivité thermique

$$\mathrm{h}\ (\mathrm{w/m.k}) = -8.19477 * 10^{-5} * \mathrm{T}(\mathrm{C}^{\circ}) - 1.92257 * 10^{-7}\ \mathrm{T}^2(\mathrm{C}^{\circ}) + 2.5034 * 10^{-11} * \mathrm{T}^3(\mathrm{C}^{\circ}) - 7.2974 * 10^{-15} * \mathrm{T}^4(\mathrm{C}^{\circ}) + 0.137743 \quad (\mathrm{II} - 37)$$

La viscosité dynamique

$$\mu_{dy.htf}\ (\mathrm{mm}^2/\mathrm{s}) = \mathrm{e}^{(\frac{544.149}{\mathrm{T}(^{\circ}\mathrm{C}) + 114.43} - 2.59578)} \quad (\mathrm{II} - 38)$$

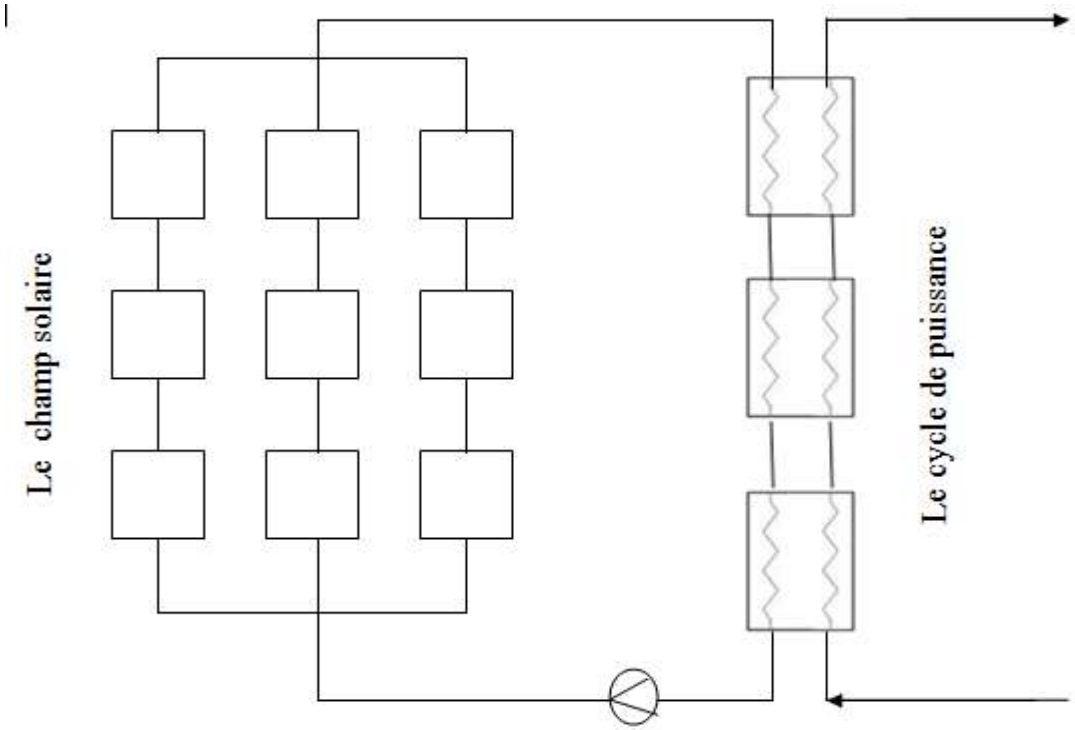


Figure (III-20): Schéma d'une centrale cylindro-parabolique

La chute de pression à travers le train des échangeurs de chaleurs est donnée en fonction du débit massique du fluide caloporteur [12].

$$\frac{\Delta P_{totale}}{\Delta P_{EC.ref}} = (\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}})^2 \qquad (II-39)$$

$$\dot{m}_{htf.ref} = 236.21\ bar$$

$$\Delta P_{EC.ref} = 3.6\ bar$$

La chute de pression totale est la somme de la chute de pression à travers les loupes du champ solaire et la chute de pression à travers les échangeurs de chaleurs

$$\Delta P_{totale} = \Delta P_{sf} + \Delta P_{EC} \qquad (II-40)$$

La pompe :

La circulation du fluide caloporteur est assurée par une pompe son travail est donnée par

$$W_{P.htf} = \frac{\Delta P_{totale}\ V_{htf}}{\eta} \qquad (II-41)$$

$$V_{htf.in} = \frac{\dot{m}_{htf}}{\rho_{htf}(T_m)} \qquad (II-42)$$

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

$$\frac{\eta_p}{\eta_{p.ref}} = e_{mo} + 2(1-e_{mo})\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}} - (1-e_{mo})(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}})^2 \qquad (II-43)$$

L'indice «ref » fait référence aux conditions de référence.

e_{mo} : Paramètre adimensionnel qui définit la forme de la courbe d'efficacité de la pompe.

Si i la vitesse de la pompe est constante $e_{mo} = 0$. Dans notre travail, nous concidérons $e_{mo} = 0.4$

$$\eta_p = \eta_{p.ref}\left(-0.4 + 28\left(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}}\right) - 1.4(\frac{\dot{m}_{htf}}{\dot{m}_{htf.ref}})^2\right)$$

Ou $\eta_{p.ref} = 0.6$

II-6 Nomenclature des instruments de mesure du rayonnement solaire :

II-6-1 Radiomètre :

Un radiomètre est un instrument qui permet de mesurer l'intensité du flux de rayonnement électromagnétique, dans différents domaines de longueurs d'onde, tels que l'ultraviolet, la lumière visible et l'infrarouge. Si la mesure du rayonnement est effectuée en fonction de la longueur d'onde, l'instrument est spectroradiométre.

Les radiomètres sont notamment utilisés en météorologie.

II-6-2 Pyranomètre:

Un Pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la puissance du rayonnement solaire total en watts par mètre carré. Il est sensible dans un domaine spectral de 300 à 2500 nanomètre, il est notamment utilisé en météorologie.

Le Pyranomètre est utilisé, par exemple, lors de la mesure du rayonnement solaire en serre, évalué en comparaison de la valeur du rayonnement en extérieur pour estimer les pertes d'énergie directe lors de la traversée des toitures. L'unité du rayonnement est le watt par mètre carré (W/m2).

II-6-3 Héliographe:

L'héliographe est un instrument qui permet de mesurer la durée de l'insolation en un point de la surface de la terre. On distingue :

_ L'héliographe statique : il comporte deux cellules photovoltaïques dont l'une mesure le rayonnement direct et l'autre le rayonnement diffus.

_ Les héliographes dynamiques : équipés d'une partie, ils peuvent analyser la différence entre luminance du ciel et celle du soleil.

II-7 CONCLUSION :

L'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Compte tenu de son potentiel énorme, le solaire à concentration se développe aujourd'hui dans plusieurs pays, en particulier dans le sud-ouest des Etats-Unis et en Espagne où de très nombreux projets sont en cours de réalisation.

Les puissances électriques produites par les centrales solaires se situent actuellement de 10 à 300MWe plus faibles comparés à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MW. Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une énergie propre et durable.

Les centrales solaires à concentration ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le « direct » et non le « diffus»), c'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement, ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire. Vis à vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil.

III-1 INTRODUCTION :

Ona utilisé le MATLAB pour la programmation informatique pour la conception et la performance du champ solaire Cylindro-Parabolique de $60MW_{th}$, utilisant un tube récepteur «Cermet » et sous vide dans l'espace annulaire.

Les données climatiques telles que la température ambiante et le rayonnement solaire direct DNI.

Sont obtenues par le logiciel METEONORME ; Le pout de conception était pour le 21 juin à 12 :00, le DNI est de 850 W/m^2 et la température ambiante 36 C°.

La surface du champ solaire est donnée par

$$A = {p_{ele}.SM}/{\eta DNI}$$

A=204, 3.10^3 m²

Le multiple solaire

SM=1 , $P_{ele} = A * \eta * \text{DNI}$

A.N : $P_{ele} = 39.94\ MW$

Avec une surface apparente totale de 180400 m^2, le rendement total est de du système 23% et le rendement du champ solaire 65% et le rendement de cycle de puissance 0.36%.

Pour une puissance électrique de 40 MW, ou une puissance d'énergie utile (thermique) de 111 MW_{th}

$W_{th} = \frac{40}{0.36}$ =111 MW_{th}

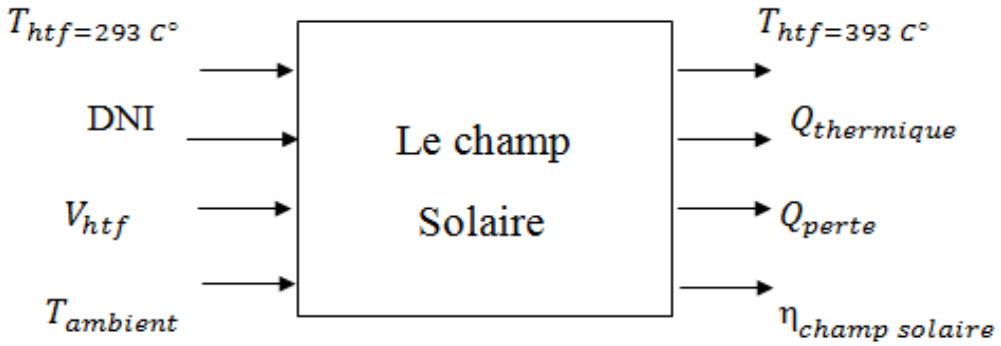


Figure III-1 : Schéma de circulation de l'information pour la composante du champ solaire

Nous avons choisi le $21^{éme}$ jour de chaque mois au cours duquel la modération est trimestrielle. Compter du 21 Mars est l'équinoxe vernal et le 21 Septembre l'équinoxe d'automne, le 21 Juin est le solstice d'été et 21 Décembre est le solstice d'hiver.

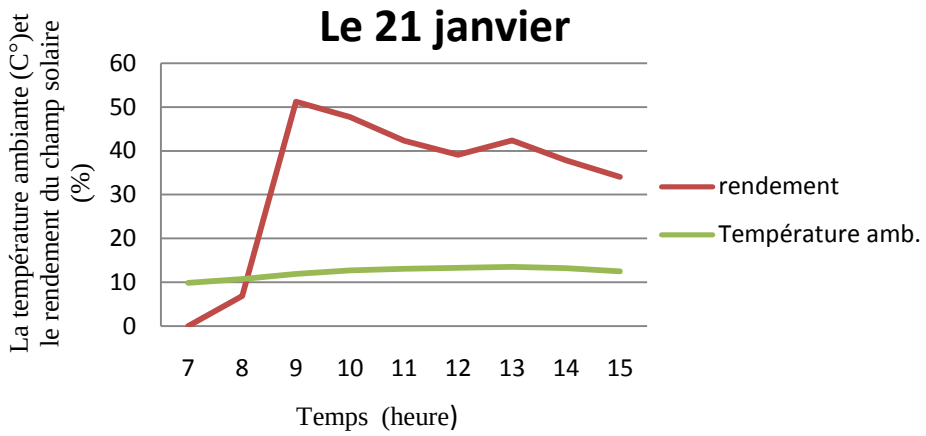


Figure III-1: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21janvier

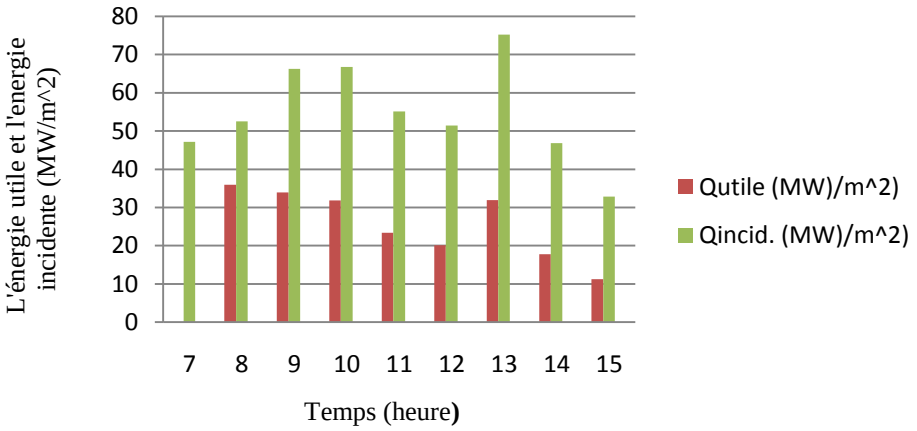


Figure III-2 : Variation de l'énergie utile et l'énergie incidente en fonction du temps

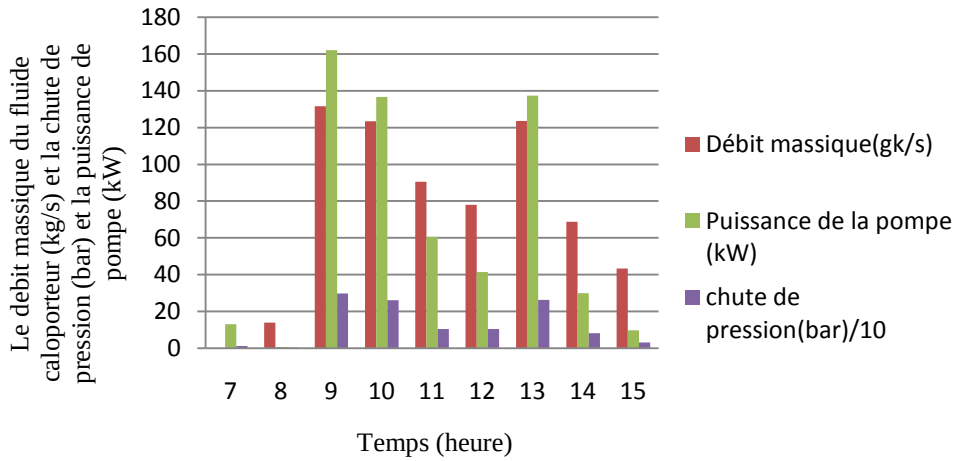


Figure III-3: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

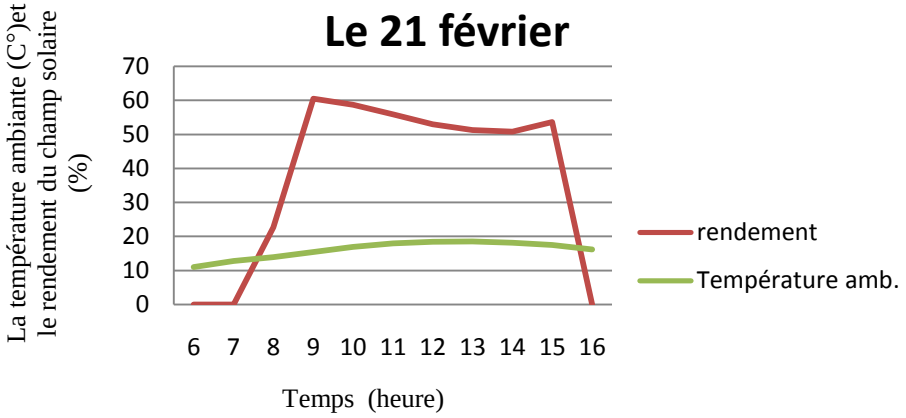


Figure III-4: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21février

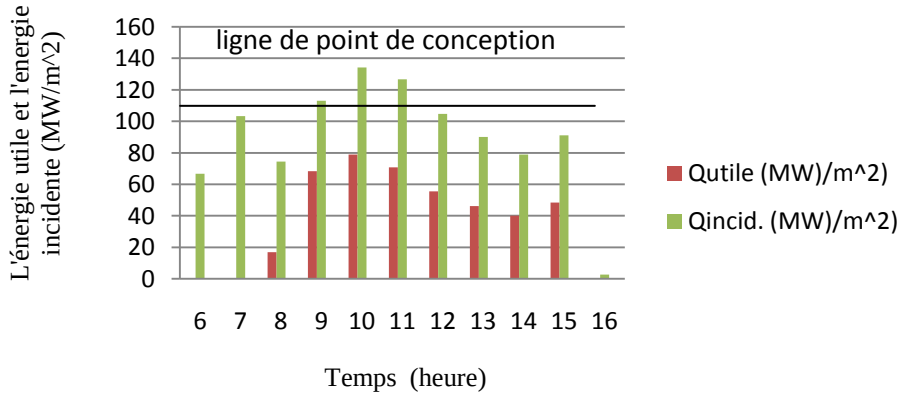


Figure III-5: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

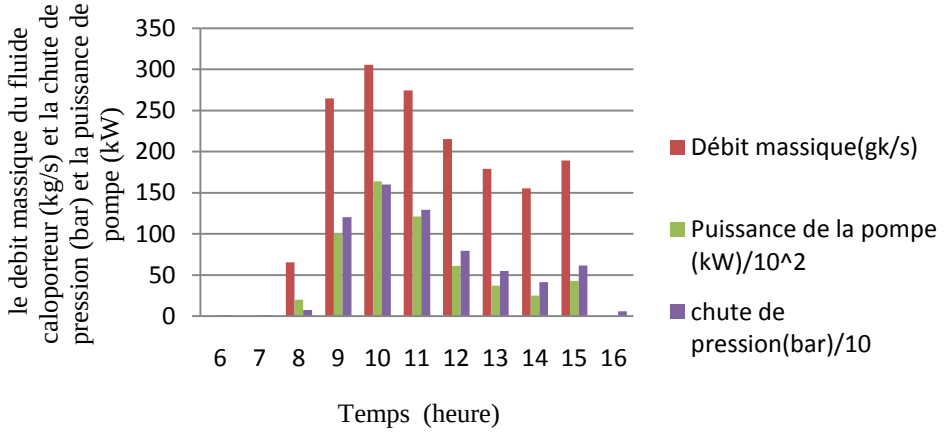


Figure III-6: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

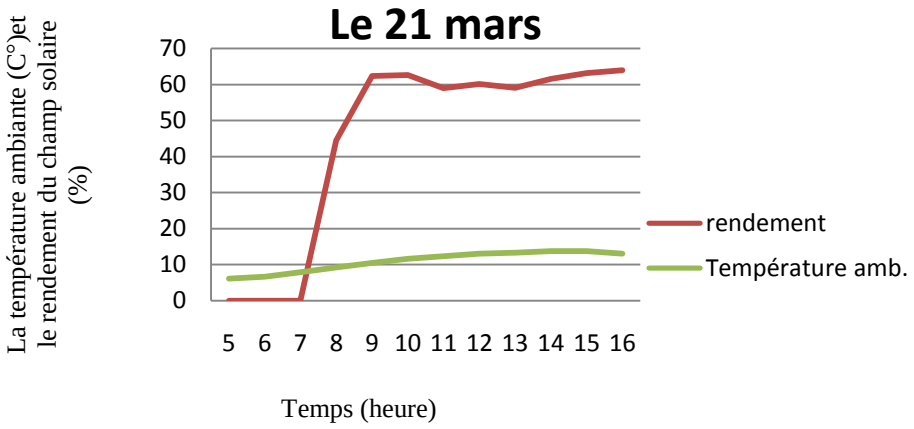


Figure III-7: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21mars

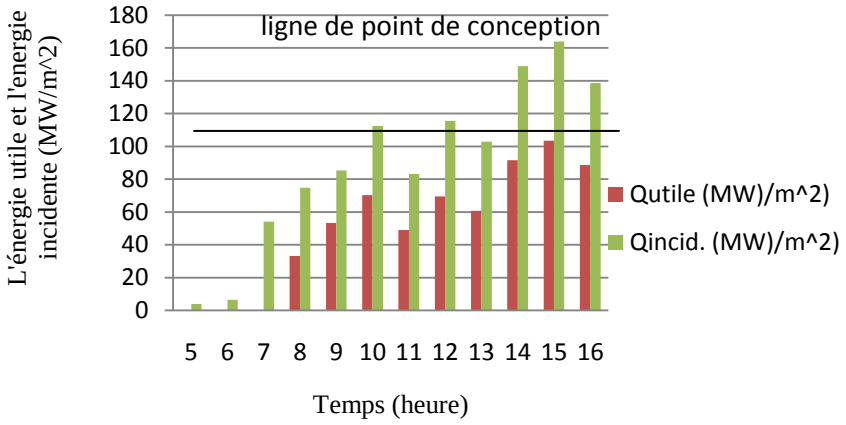


Figure III-8: : Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

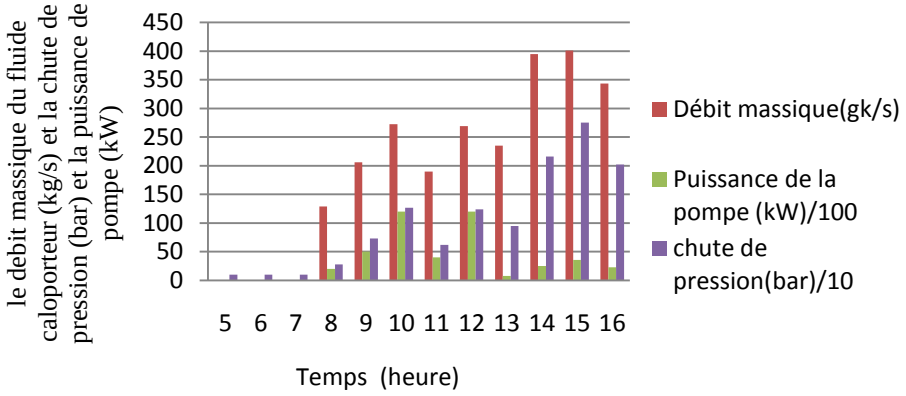


Figure III-9: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

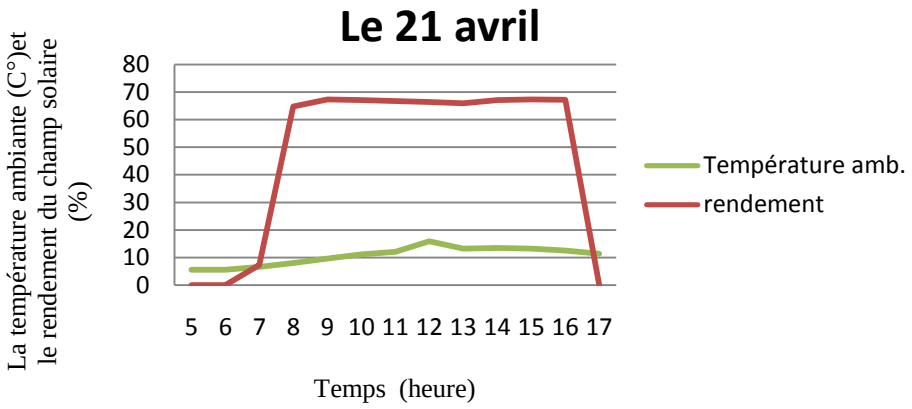


Figure III-10: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21avril

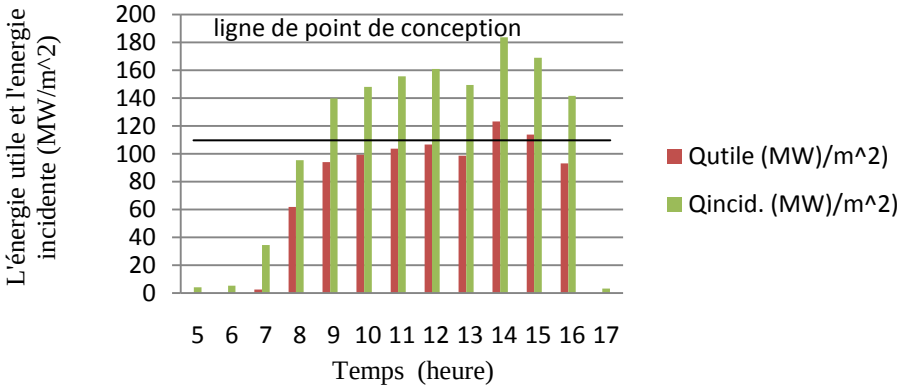


Figure III-11: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

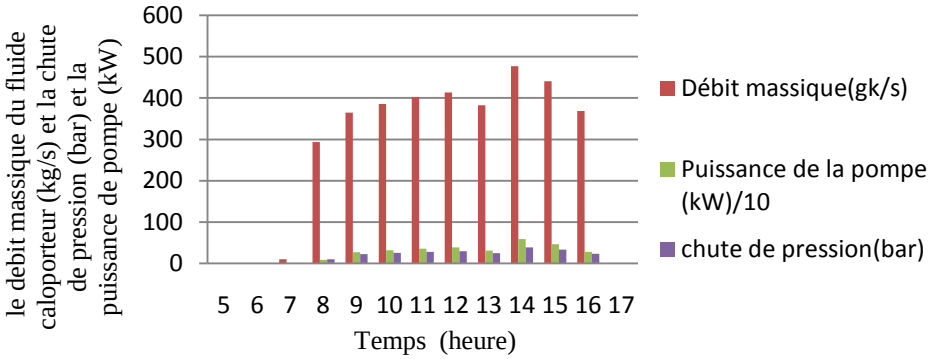


Figure III-12: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

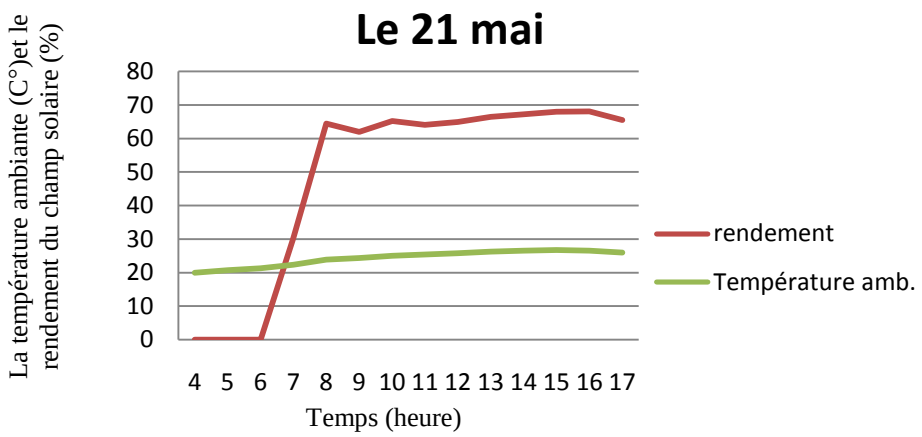


Figure III-13: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour21mai

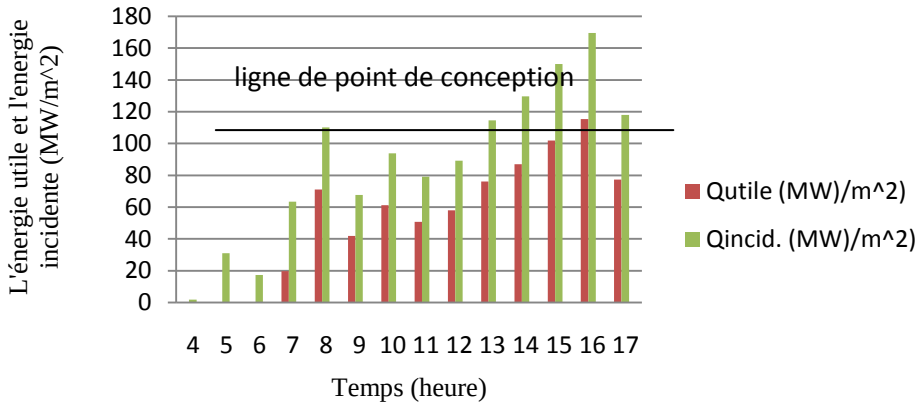


Figure III-14 : Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

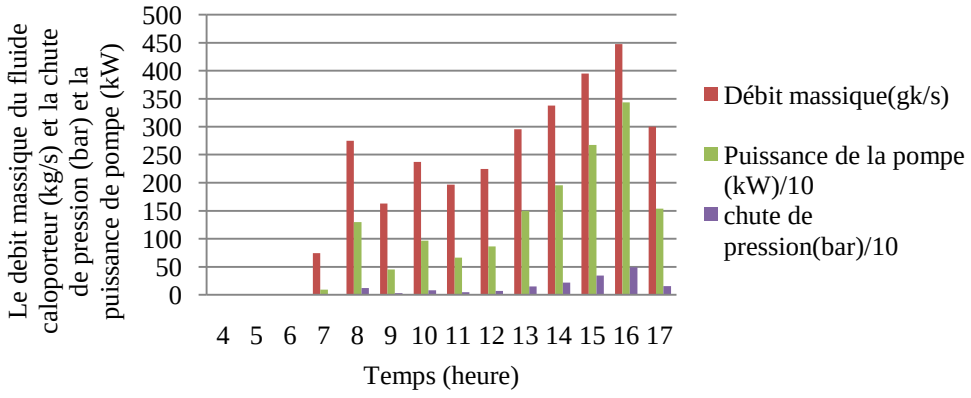


Figure III-15: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

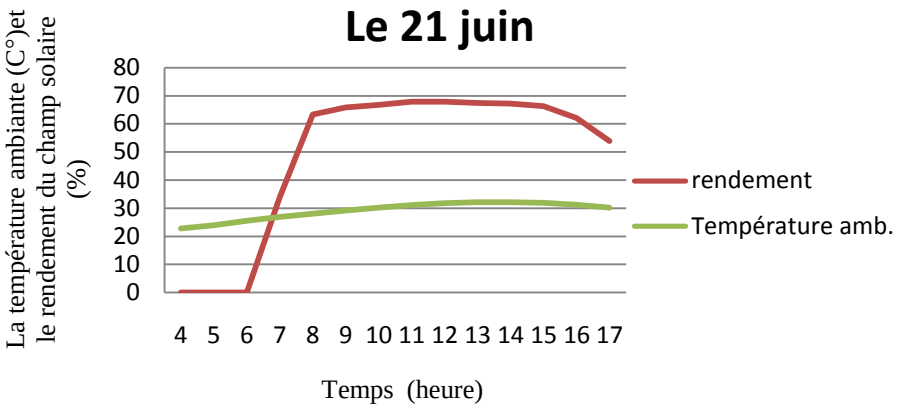


Figure III-16: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21juin

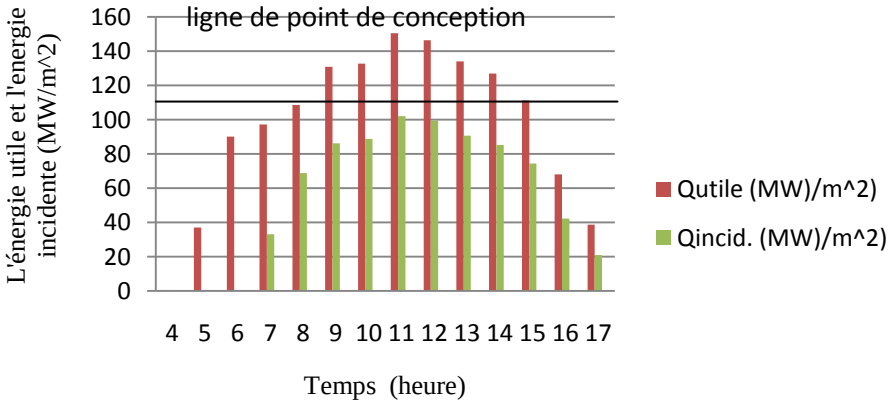


Figure III-17: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

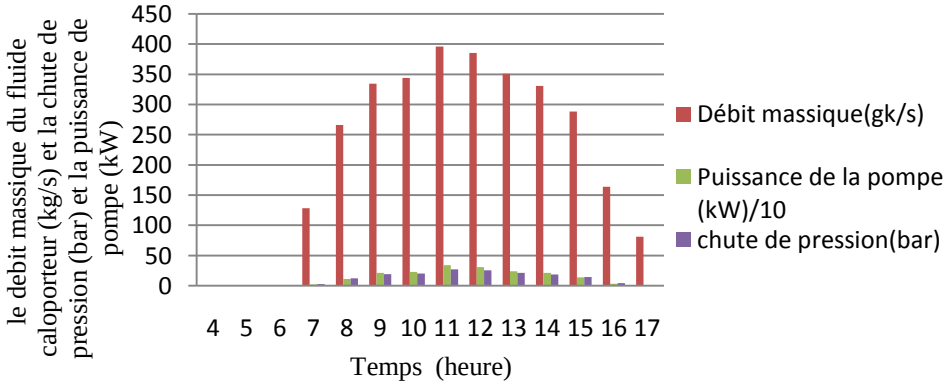


Figure III-18: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

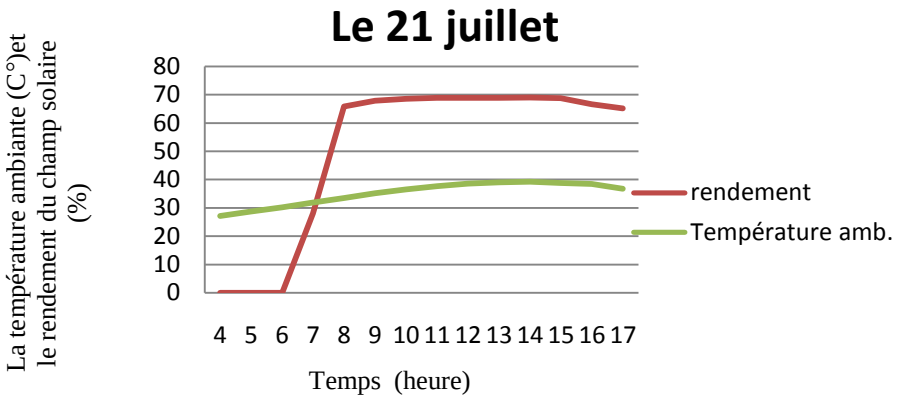


Figure III-19: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21juillet

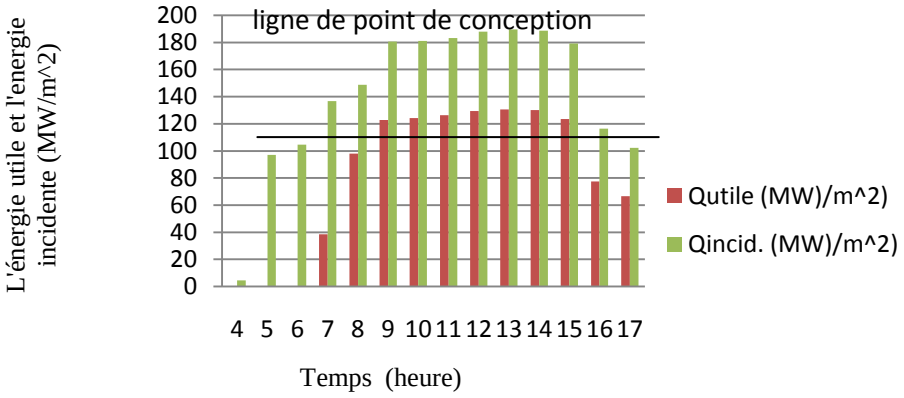


Figure III-20: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

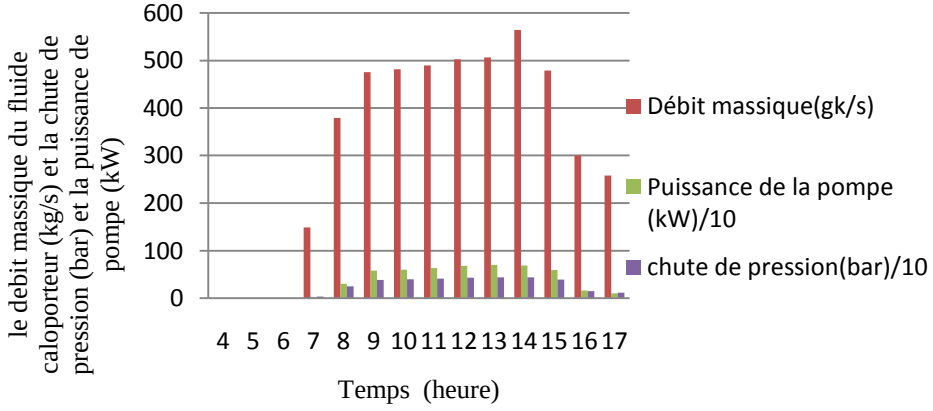


Figure III-21: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe avec déférant temps

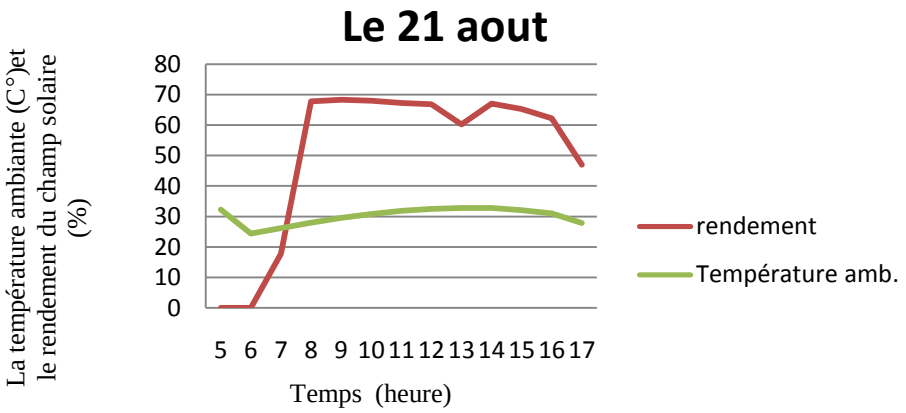


Figure III-22: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21aout

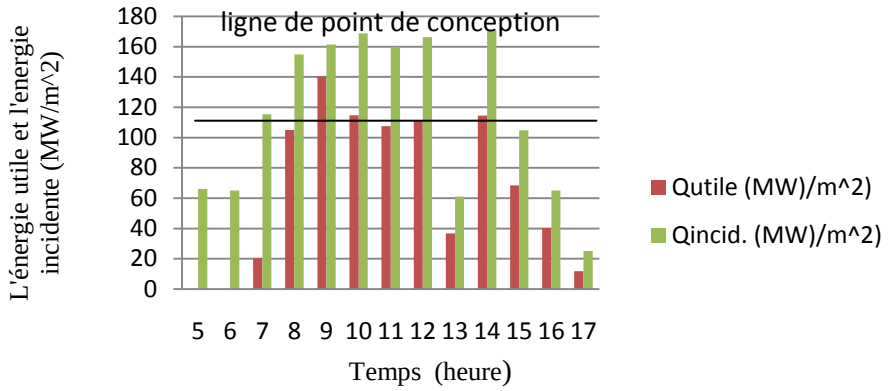


Figure III-23: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

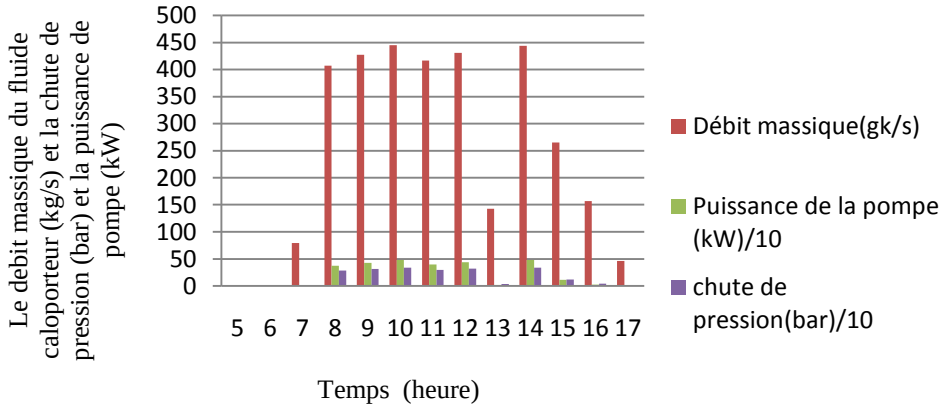


Figure III-24: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

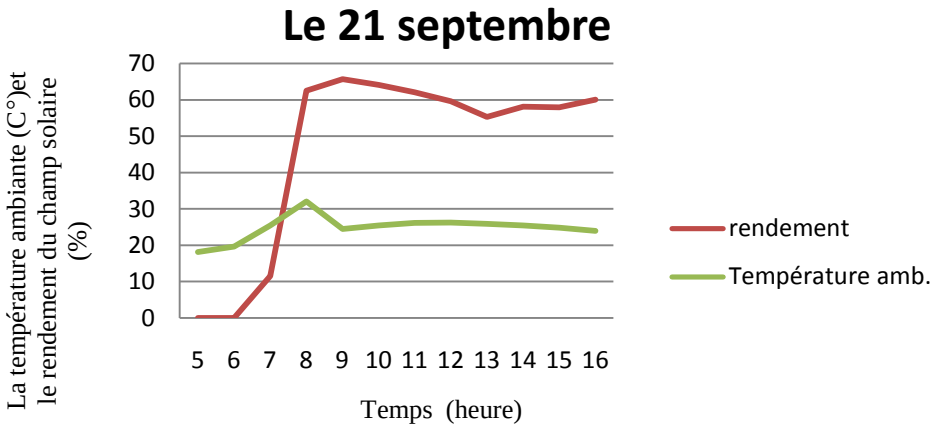


Figure III-25: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21septembre

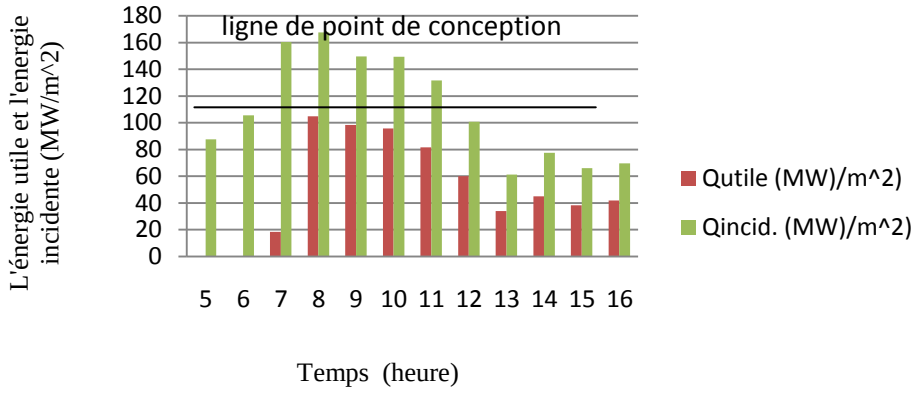


Figure III-26: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

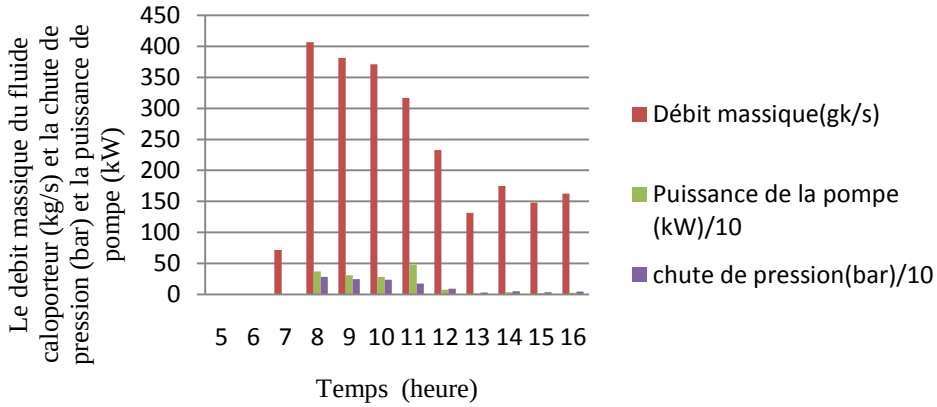


Figure III-27 variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

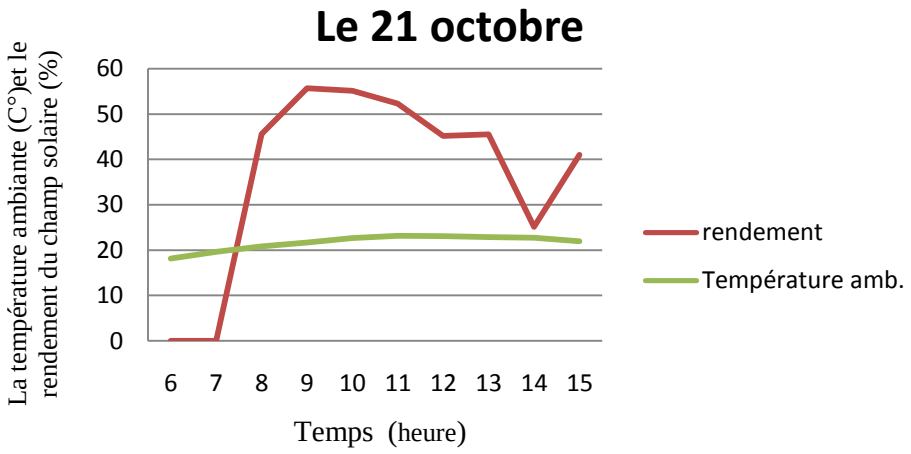


Figure III-28: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21octobre

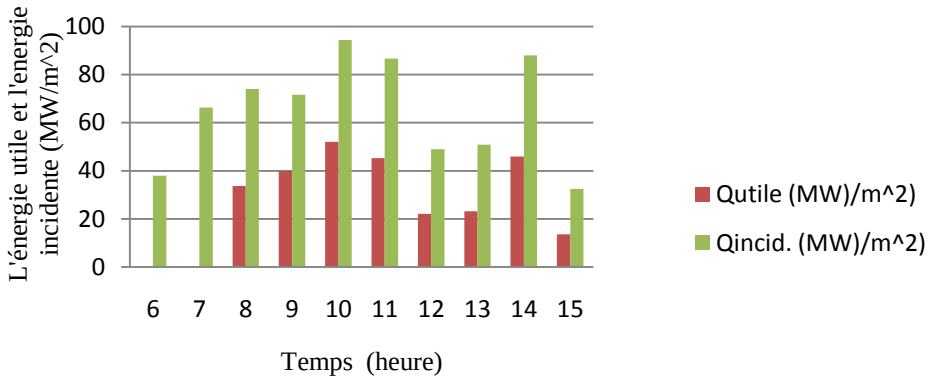


Figure III-29: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

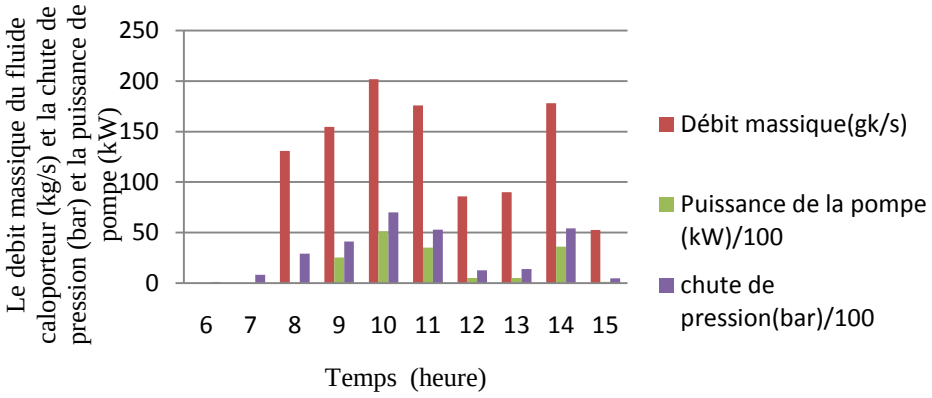


Figure III-30: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

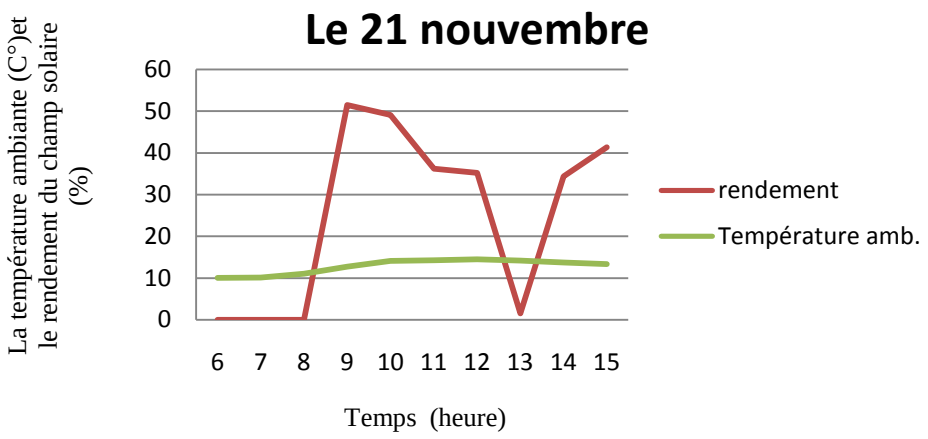


Figure III-31: Variation de la température ambiante et le rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21nouvembre

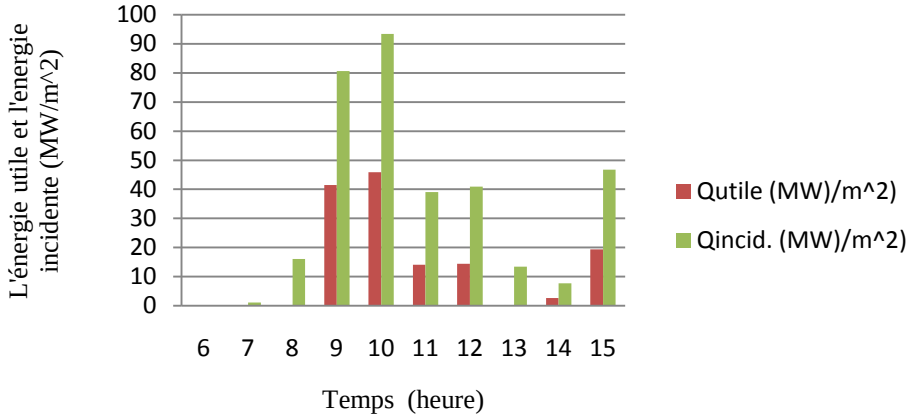


Figure III-32: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

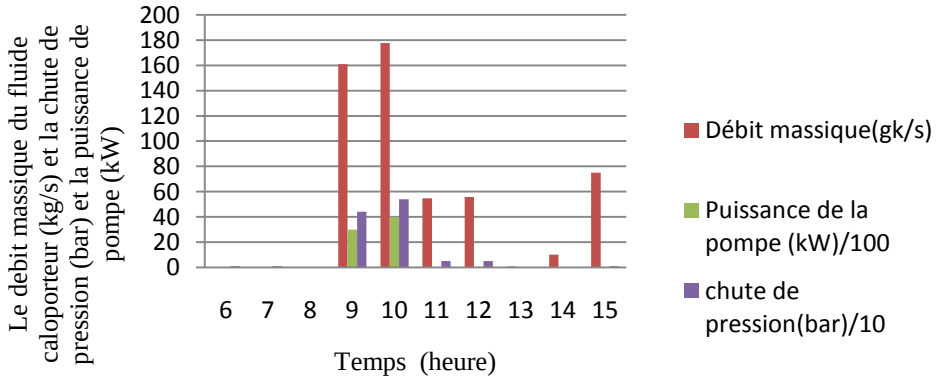


Figure III-33: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

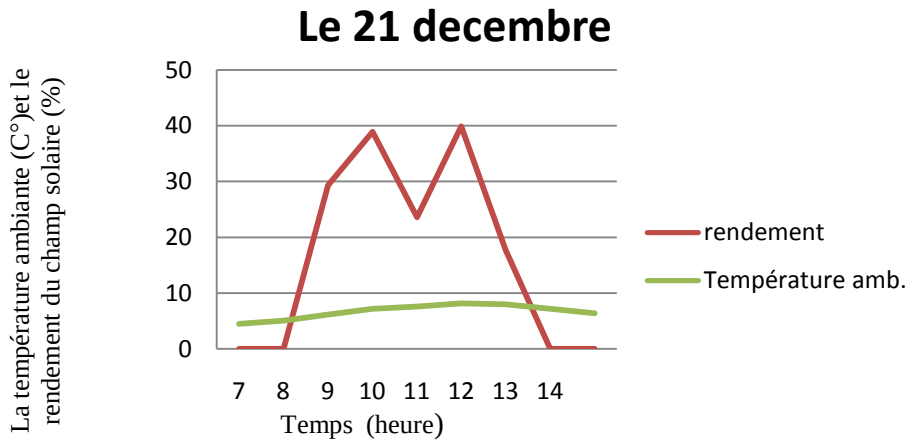


Figure III-34: Variation de la température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps pour le jour 21decembre

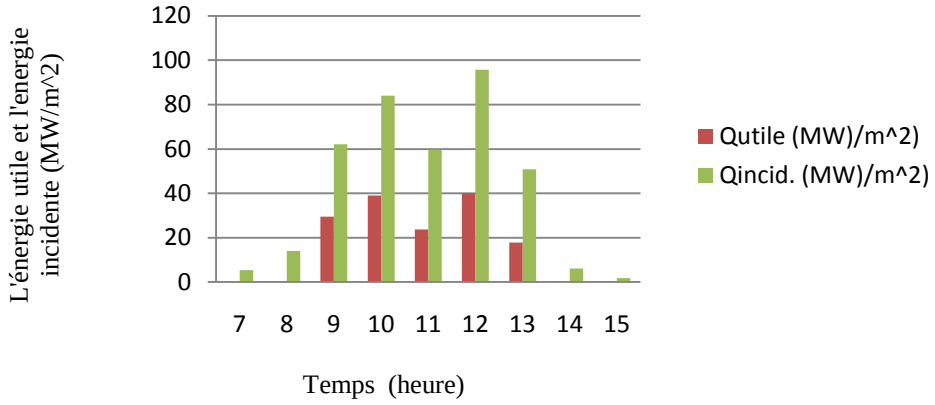


Figure III-35: Variation de l'énergie utile et de l'énergie incidente en fonction du temps

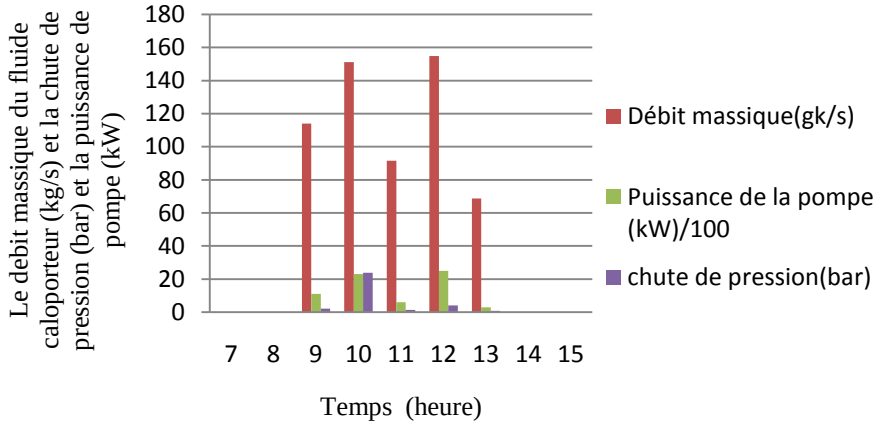


Figure III-36: Variation du débit massique du fluide caloporteur et de la chute de pression, la puissance de pompe en fonction du temps

III-2 Discussion :

Fig. (IV-1),(IV-4),(IV-7),(IV-10),(IV-13),(IV-16),(IV-19),(IV-22),(IV-25),(IV-28),(IV-31),(IV-34) représentent la variation de la température ambiante et du rendement du champ solaire en fonction du temps pour chaque $21^{éme}$ jour pour chaque moi.

Fig.(IV-2),(IV-5),(IV-8),(IV-11),(IV-14),(IV-17),(IV-20),(IV-23),(IV-26),(IV-29),(IV-32),(IV-35) représentent la variation de l'énergie incidente sur le capteur calculée par $Q_{inc} = DNI.\cos(\theta_i).A_{app}$,et de l'énergie utile thermique en fonction du temps.

Fig.(IV-3),(IV-6),(IV-9),(IV-12),(IV-15),(IV-18),(IV-21),(IV-24),(IV-27),(IV-30),(IV-33),(IV-36) représentent la variation du débit massique du fluide caloporteur, de la chute de pression, et la puissance du pompage du la fluide caloporteur.

On remarque dans ces figures que le rendement est à peu prés constant pour la tranche horaire de 9h à 12h et il est croissant pour (7h- 8h). La valeur maximale (65%) pour le 21 juin et le 21 mars (65%), le 21 septembre (60%) et le 21 décembre (40%). Le rendement du champ solaire varie proportionnellement avec la température ambiante, l'énergie utile pour le point de conception est de$111MW_{th}$.

Les valeurs de l'énergie utile et l'énergie incidente sur le champ solaire a sont proportionnelles. Il y a un décalage dans quelques points avec les mêmes causes naturelles comme le passage des nuages. Enfin on remarque que l'énergie incidente maximale sur le capteur solaire à (13h :00) atteint 190 MW/m² où l'énergie utile maximale à (9h :00) atteint 130MW/m² pour le 21 août.

Pour le débit du fluide caloporteur on remarque que les valeurs de débit est proportionnel avec l'énergie utile. On remarque aussi que la puissance de la pompe varie avec la chute de pression.

Conclusion générale :

L'objectif principal de la présente étude est d'encourager le gouvernement algérien à réaliser le programme de construction des centrales solaires thermiques que ce soit ISCCS ou SEGS.Les résultats comparés avec les littératures et se sont avérés bons. La taille du capteur est proportionnelle à la puissance mégawatts. L'étude a montré que le champ solaire ou thermique de sorti une centrale thermique solaire peuvent fonctionner plusieurs heures au-dessus du point de conception pour un tel site.

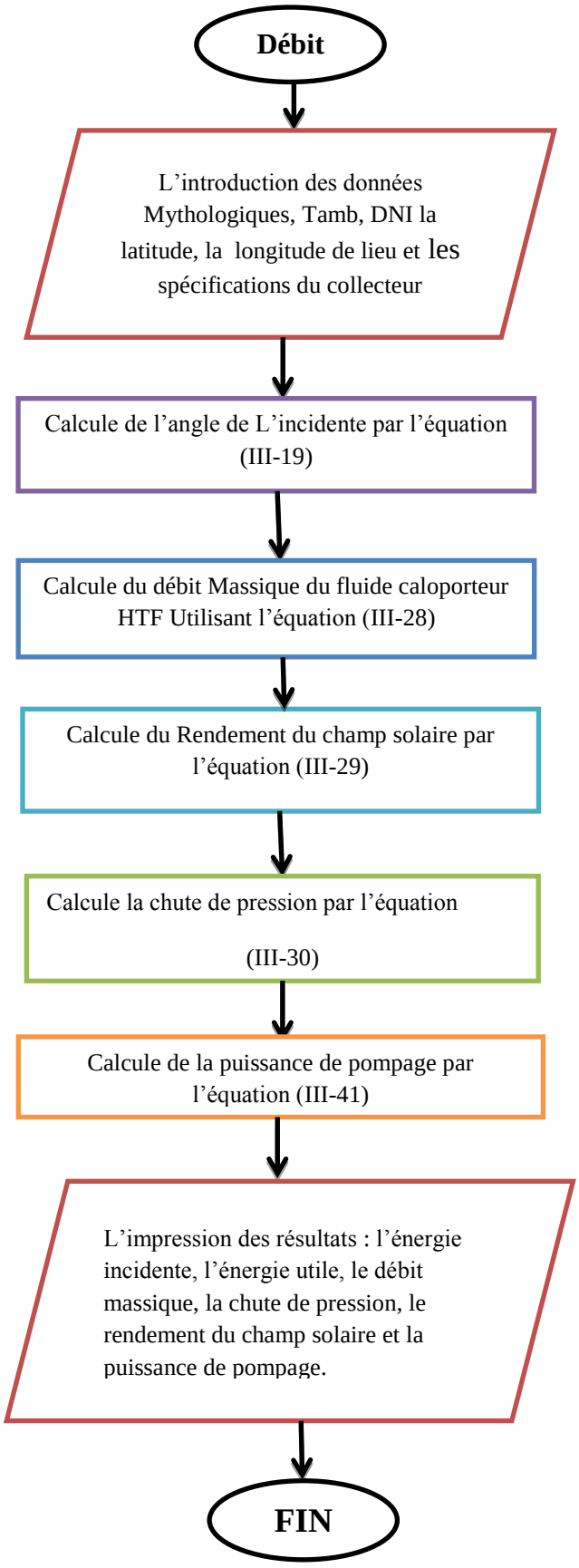
Il est clair que par cette étude ou par les études du centre aérospatial allemand (DLR) que le sud de l'Algérie est parmi per les meilleures régions pour les centrales solaires dans le monde.

L'efficacité du champ solaire est améliorée par l'augmentation de la fréquence de lavage des miroirs, Le champ solaire est lavé une fois par mois pour maintenir réflectivité supérieure à 90%.

Nomenclature

W	L'ouverture du concentrateur	m
r	Le rayon du cylindro-parabolique	m
φ	L'ongle d'ouverture du concentrateur	Degré (°)
F	Coefficient d'efficacité local de transfert eau. Absorbeur	
E	La constante solaire	W/m^2
δ	L'angle de déclinaison	Degré (°)
ω	L'angle horaire	Degré (°)
TSV	Temps solaire vrai	Heure
H	Hauteur du soleil	Degré(°)
γ_s	Azimut du soleil	Degré (°)
α	Hauteur du plan	Degré (°)
θz	L'angle de zenith	Degré (°)
Ø	L'atitude de lieu.	Degré (°)
θ_i	L'angle d'incidence	Degré (°)
ω_c	L'angle horaire au coucher du soleil	Degré (°)
ω_l	L'angle horaire au lever du soleil	Degré (°)
TS_l	L'heure solaire au lever du soleil	Heure
TS_c	L'heure solaire au coucher du soleil	Heure
dj	La durée de jour	Heure
TL	Temps légal	Heure
L_{local}	Longitude de lieu	Degré (°)
C	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich	Degré (°)
TU	Le temps universel	Heure
TCF	L'heure civile du fuseau horaire	Heure
ET	Equation du temps	Heure
j	Numéro du jour de l'année	
β	L'angle d'inclinaison de la surface	Degré (°)
$\dot{m}$	Le débit massique	kg/s
$\dot{Q}_{abs}$	La puissance absorbée par le champ solaire	W
$\dot{Q}_{loss}$	L'énergie thermique perdue par le champ solaire	W
$\dot{Q}_{net}$	Le filet de puissance utile thermique	W

$\dot{Q}_{inced}$	L'énergie incidente par le champ solaire	W
DNI_{incid}	Rayonnement direct normal	W/m²
A_{app}	La surface du champ solaire	m²
L_{sca}	La longueur d'un collecteur	m
b_{apwid}	Largeur du collecteur	m
N_{sca}	Nombre du collecteur	
IAM	Modificateur de l'angle d'incidence	Degré(°)
M	Facteur explique les pertes d'extrémité	
S	L'ombrage sur le capteur	
$\dot{m}_{htf}$	Débit du fluide caloporteur	kg/s
htf	Fluide caloporteur	
f	Le facteur de friction	
ΔT	La différence de température	°C
T_{out}	Température de sortie du champ solaire	°C
T_{in}	Température d'entrie du champ solaire	°C
T_m	Température moyenne	°C
T_{amb}	Température ambiante	°C
Δp	La chute de pression	bar
ρ	La densité volumique	kg/m^3
$\mu_{dynamiq}$	La viscosité dynamique	N.s/m²
R_e	Le nombre de Reynold	
D	Le diamètre	m
ΔP_{sf}	La chute de pression de champ solaire	bar
ΔP_{EC}	La chute de pression a travers d'échangeur de chaleur	bar
H	La conductivité thermique	W/m.k
CP	Chaleur spécifique du fluide	kJ/kg
$W_{P.htf}$	Le travail de la pompe	W
$V_{htf.in}$	Le débit volumique du fluide caloporteur	kg/m^3
ρ_{htf}	La densité du fluide caloporteur	kg/m^3
η_p	Le rendement de la pompe	(%)
e_{mo}	Paramètre adimensionnel	


Débit
L'introduction des données Mythologiques, Tamb, DNI la latitude, la longitude de lieu et les spécifications du collecteur
Calcule de l'angle de L'incidente par l'équation (III-19)
Calcule du débit Massique du fluide caloporteur HTF Utilisant l'équation (III-28)
Calcule du Rendement du champ solaire par l'équation (III-29)
Calcule la chute de pression par l'équation (III-30)
Calcule de la puissance de pompage par l'équation (III-41)
L'impression des résultats : l'énergie incidente, l'énergie utile, le débit massique, la chute de pression, le rendement du champ solaire et la puissance de pompage.
FIN

Références Bibliographiques

[1] H. Kadraoui étude comparative et rendement énergétique des différents degrés de concentration de convertisseur thermodynamique de l'énergie solaire mémoire de Magistère Année .2010, 2011.

[2] : Syndicat des énergies renouvelables, dernière révision du document : mai 2010, . www.enr.fr

[3] N. Hamani « Modélisation du flux solaire incident et de la température de sortie dans un capteur solaire à eau avec effet de concentration du rayonnement solaire incident , Mémoire de magister, Université de Biskra, 2005.

[4] S. Quoilin, Les centrales solaires à concentration. memoire Energéticien Mai 2007.

[5] A. Gama, M. Haddadi et A. Malek, «Étude et réalisation d'un concentrateur cylindro parabolique avec poursuite solaire aveugle» Revue des Énergies Renouvelables, Vol. 11, N°3 (2008) 437 – 451.

[6] G. BAVD « conception de récepteurs solaires à lit fluide sous flux radiactif concentré » DOCTORAT DE L'UNIVERSITEE, mardi 8 novembre 2011.

[7] B. Zeroual, polycopié « cours des Energies renouvelables » Université de Médéa. 2012

[8].A.DUFFIE et W.A.BECKMAN : Solar Energy of Thermal Processes, Wiley, New York,1991

[9] Yves JANNOT: Thermique solaire, 2003

[10] F. Lippek ''Simulation of the part Load Behaviour of a 30 MW_eSEGS plant, prepared for Sandia National Laboratories , Albuquerque, NM, SAND95-1293. June 1995

[11] V. Dudley, G.J. kolb, A. R. Mahoney, T.R. Mancini, C.W. Matthews, M. Sloan, and, D. Kearney, Test results : SEGS LS-2 Solae Collector, "Sandia National Laboratories, SND94-1884. Dec 1994.

[12] A.M. patnode, "Simulation and performance Evaluation of parabolic Trough Solar power plants ". Eng . Thesis, Univ. of Wisconsin Madison USA. 2006.

[13] B. Kevlly, D. Kearney, "parabolic Trough Solar System piping Model, «National Renewable Energy Laboratory , NREL/SR-550-40165, Juily2006.

[14]D. MUNSON, R. Bruce, A. Young, W.June "Fundamental of fluid Mecanics Fifth edition $5^{éme}$ edition en sues, 2006.

[15] La page web. Www. Solutia. fr.

[16]B. Zeroual, A. Moummi, « Design of parabolic trough collector solar field for future solar thermal power plants in Algeria» conference publication, EFEA 2012.