



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



جامعة وهران 2 محمد بن أحمد
Université oran 2 Mohamed Benahmed

معهد الصيانة والأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

t maintenance en instrumentationDéparteme

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière Génie Industriel

Spécialité Ingénierie de Mintenance en
Instrumentation

Thème

**Investigation et Modélisation d'une Tour solaire Installée dans
l'oust d'Algérie pour Etudier ses Performances Utilisant un
logiciel Reconnu dans le Domaine des Energies Renouvelables**

Présenté et soutenu publiquement :

Msc. Bekhedda Chahira et Msc. Selhami Adel

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Mr.TITAH Mawloud	MCB	IMSI	Président
Mr. GHOUARI Adel	MCB	IMSI	Encadreur
Mm. HEMMAMI Zineb	MCB	IMSI	Co-encadreur
Mm AOUIMER Yamina	MAA	IMSI	Examinteur

Année 2020/2021



Remerciements

Avant tout nous tenons à remercier Allah Le Tout puissant de nous avoir donné la foi et la confiance, ainsi que la volonté et le courage pour accomplir ce mémoire de fin d'étude.

Nous tenons également à adresser nos remerciements à notre encadreur Mr Ghouari Adel qui nous a accordé son soutien, son aide indéfectible et surtout sa patience et sa gentillesse.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury, à monsieur Titah Mawloud et Madame Aouimer Yamina et madame Hemmmami Zineb

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce mémoire :

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices

leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières

tout au long de mes études

A mes chères sœurs et A mes chers frères pour leur appui et

leur encouragement

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de

mon parcours universitaire

A mes chers amis et à tous ceux que j'aime.

Résumé

La production de l'électricité peut être faite de deux façons: soit via les énergies traditionnelles, non durables et non renouvelables ou via les énergies renouvelables durables dépendant de la nature. Parmi les énergies renouvelables les plus importantes l'énergie solaire, ayant comme source le soleil. La production de l'énergie électrique à partir du solaire se fait par différentes technologies comme le photovoltaïque qui utilise les panneaux solaires et le thermodynamique qui utilise les tours solaires, qui se composent de miroirs pour la conversion de l'énergie solaire en chaleur, afin de générer de la vapeur qui sert à faire fonctionner des turbines entraînant à leur tour des alternateurs produisant ainsi de l'électricité. et produisant du courant alternatif. Ce travail consiste en la simulation par le logiciel sam

Mots clés : énergie solaire, tour solaire, turbine a vapeure

الملخص

يمكن إنتاج الكهرباء بطريقتين: إما من خلال الطاقات التقليدية وغير المستدامة وغير المتجددة أو من خلال الطاقات المتجددة المستدامة التي تعتمد على الطبيعة. من بين أهم الطاقات المتجددة ، الطاقة الشمسية ، التي يتم الحصول عليها من الشمس. يتم إنتاج الطاقة الكهربائية من الطاقة الشمسية من خلال تقنيات مختلفة مثل الخلايا الكهروضوئية التي تستخدم الألواح الشمسية والديناميكا الحرارية التي تستخدم الأبراج الشمسية ، والتي تتكون من مرايا لتحويل الطاقة الشمسية إلى حرارة ، من أجل توليد البخار الذي يستخدم لتشغيل التوربينات. ، مما يؤدي بدوره إلى إنتاج المولدات الكهربائية. وإنتاج التيار المتردد. يتكون هذا العمل من محاكاة بواسطة برنامج sam

الكلمات الدالة : الطاقة الشمسية ، برج الطاقة الشمسية ، التوربينات البخارية

Abstract

Electricity can be produced in two ways: either through conventional, non-sustainable and non-renewable energies or through sustainable renewable energies according to nature. One of the most important renewable energies is solar energy, being the source of the sun. Electrical energy is produced from solar energy through various technologies such as photovoltaic cells using solar panels and thermodynamics using solar towers, which consist of mirrors to convert solar energy into heat, in order to generate steam that is used to power turbines, in converting drive generators to produce electricity. and alternating current production. This work consists of a simulation made by Sam.

Keywords: solar energy, solar power tower, steam turbine

Sommaire

Introduction	1
Chapitre I : Energie solaire	
I. Energie solaire.....	3
I.1. Introduction	3
I.2. Le soleil.....	3
I.3 Rayonnement solaire	4
I.4.Paramètres de position	5
I. 4.1.Les coordonnées géographiques.....	6
I.4.2. Les coordonnées horaires.....	6
I.4.3.Les coordonnées solaires locales	7
I.5. L'énergie solaire photovoltaïque	8
I.5.1.les réseaux électriques intelligents.....	9
I.6.Les installations solaire thermique.....	10
Chapitre II : L'installation solaire thermiques principe et methodologie	
II. Les installations solaires thermiques principe et méthodologie	12
III.II.1. Panneaux solaires thermiques	12
II.2.Régulateurs solaires	12
I.3.Échangeur de chaleur.....	12
II.4.Stockage solaire	12

II.5. Les techniques de production utilisées dans cette filière	13
II.5.1. Capteurs thermiques	13
II.5.2. Classification du capteur solaire thermique	13
II.6. centrale solaire thermodynamique à concentration.....	14
II.6.1. Les centrales cylindro-paraboliques	15
II.6.2. Les centrales linéaires Fresnel.....	16
II.6.3. Les centrales à miroir parabolique Dish-Stirling	17
II.7. Historique.....	18
II.8. Les projets d'exploitation de l'énergie solaire	18
II.8.1. Les Tours Solaires	18
II.8.2. PPrincipe de fonctionnement des tours solaires.....	20
II.9. les éléments d'une tour solaire.....	20
II.9.1. Le Champ d'héliostats.....	20
II.9.2. Le récepteur	21
II.9.3 La tour.....	22
II.9.4. Turbine.....	22
II.8.2. les avantages et les inconvénients	23
II.10.1. Les avantages.....	23
II.10.2. Les inconvénients.....	23

Chapitre III: Dimensionnement des héliostats et du récepteur

III. Dimensionnement des héliostats et du récepteur.....	23
III.1. héliostats	24

III.1.1.Modélisation du flux réfléchi par un héliostat	25
II.1.2.Rayonnement solaire et positionnement d'un héliostat.....	26
II.1.3.Propriétés de l'héliostat.....	27
III.1.3.1.Largeur de l'héliostat, m	27
III.1.3.2.Héliostathauteur, m	27
III.1.3.3.Surface héliostat simple, m ²	27
III.1.3.4.Nombre de facettes d'héliostat –X.....	27
III.1.3.5.Nombre de facettes d'héliostat –Y.....	27
III.1.4.Méthode de focalisation héliostat.....	28
III.1.4.Plat.....	28
III.1.4.2. édal.....	28
III.1.5. Influence de la vitesse du vent.....	28
III.1.6.Énergie de démarrage de l'héliostat, kWe-h	29
III.1.7.Énergie de suivi d'héliostat, kWe	29
III.1.8.Algorithme du système de poursuite.....	30
III.2.Récepteur de tour	33
III.2.1.Les différents types de récepteur.....	34
III.2.2.Récepteur solaire à sel fondu et stockage thermique	34

III.2.3.L'efficacité du récepteur	36
-----------------------------------------	----

Chapitre IV : Dimensionnement de la turbine d'un tour solaire

IV.Dimensionnement de la Turbine d'une tour solaire	38
IV.1.Principe de fonctionnement et classification	38
IV.2.Écoulement de la vapeur	40
IV.3.Étude d'un étage de turbine à action.....	41
IV.4.Puissance et rendement	43
IV.5.Etage de turbine à réaction	44

Chapitre V : étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

IV.étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie.....	46
V.1.System advisor model (SAM)	46
V.3.Méthodologie utilisée	46
V.2.Description du logiciel SAM	46
V.4.Etude de dimensionnement de la tour solaire.....	47
V.4.1. Site géographique.....	48
V.4.2. Champ héliostat.....	49
V.4.3.Le récepteur.....	50

V.4.4.Turbine	51
V.5.Analyse des Résultats de simulation sous SAM	52
Conclusion générale.....	54

Liste des tableaux et des figures

Tableau II.1 :Taux de concentration et température des différents capteurs	14
Figure.1. Evolution de la consommation mondiale d'énergie, l'unité utilisée ici c'est en Mtoe.....	1
Figure I.1 : Schéma illustre la distance entre la terre et le soleil.....	4
Figure I.2 : Schéma présente les différents types de rayonnement solaire.....	5
Figure I.3 : Coordonnées géographiques.....	6
Figure I.4 : Coordonnées horizontales.....	7
Figure I.5 :Schéma explicatif du principe général du fonctionnement d'un système photovoltaïque.....	8
Figure I.6 : Schéma illustre l'architecture et les composants du modèle SMA.....	10
Figure.I.7 : Représentation schématique du circuit de commande d'une installation solaire thermique.....	11
Figure II.1 : Schéma de principe d'une installation solaire thermique.....	13
Figure. II.2 : Schéma global de solaire thermodynamique	15
Figure II.3 : Centrale thermodynamique cylindro-parabolique.....	16
Figure II.4 : Schéma de principe d'un linéaire Fresnel.....	17
Figure II.5 : La centrale LFR.....	17
Figure.II.6 : <i>centrale à capteur parabolique</i>	18
Figure.II.7 : Centrale à tour solaire.....	19
Figure.II.8 : Principe de fonctionnement centrale à tour solaire.....	20
Figure.II.9. Le champ d'héliostat.....	21
Figure.II.10 : La tour avec le récepteur.....	22
Figure.II.11 : Turbine à vapeur de large diamètre.....	22
Figure.III.1 : héliostat.....	24

Figure.III.2 : héliostats de première et deuxième génération.....	25
Figure.III.3 : rayonnement direct en heliostate.....	26
Figure.III.4 : Les coordonnées géométriques de héliostats.....	28
Figure.III.5 : Hélistones endommagés par le vent.....	29
Figure.III.6 : élaboration d'une commande d'héliostats.....	29
Figure.III.7 : Héliostat azimut-élévation.....	30
Figure.III.8 : Mouvement apparent du soleil observé dans le site des héliostats....	31
Figure.III.9 : la définition des paramètres géométriques utilisés dans la comparaison.....	31
Figure.III.10 : Modélisation du récepteur	34
Figure.III.11 : Schéma d'un récepteur à cavité de sel fondu.....	37
FigureIV.1 : Coupe longitudinale partielle d'une turbine axiale à action.....	39
FigureIV.2 : Développement d'un étage de turbine dans un plan.....	39
Figure IV.3 : Triangle des vitesses à l'entrée et à la sortie de l'aubate mobile d'un étage de turbine à action.....	43
Figure.V.1 : Page de démarrage du SAM.....	47
Figure.V.2 : Interface de simulation du SAM.....	47
Figure V.3 : Evolution mensuels du rayonnement solaire et de la température ambiante sur le site d'Oran.....	48
Figure V.4 : Le dimensionnement des héliostats.....	49
Figure V.5 : L'architecture de la surface de 12 strings, le système peut avoir une architecture optimale sur 180° avec un axe mobile avant/arrière avec 20°	50
Figure IV.6 : Paramétrage du récepteur.....	51
Figure IV.7 : paramétrage de la turbine.....	51
Figur .V.8 : Variation du LEC en fonction du site d'installation.....	53

Figure.V.9 : Variation de l'énergie produite via la tour solaire en fonction du site d'implantation.....53

Liste des symboles et abréviations

A:Angle azimutal

θ : Angle d'incidence

α : Hauteur du soleil.

$\gamma=\lambda$: l'angle focal

Φ :Angle de face

δ : latitude de lieu

φ : Angle d'inclinaison

n : Etant le quantième de l'année (depuis le 1er Janvier);

ω :Angle horaire

TSV : Temps solaire vrai, il peut s'écrire de la forme suivante

TL : Temps donné par une montre

DE : Représente le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

L :Longitude du lieu .

E_t : La correction de l'équation du temps.

DNI : Irradiation normale directe ($w.m^{-2}$)

e :Energie transportée par un seul photon,(W)

L_h :Longueur(m)

W : puissance mécanique(W)

η_{hel} : l'efficacité du champ de l'héliostat

$Q_{r.sol}$: L'énergie solaire captée par le récepteur solaire

e : Energie transportée par un seul photon, W

$Q_{r.sal}$: L'énergie thermique pour le chauffage du sel fondu,

$Q_{r.ref}$: La perte de réflexion

$Q_{r.conv}$: la perte thermique de convection

$Q_{r.rad}$: la perte thermique de rayonnement

$h_{sal.a}$ et $h_{sal.b}$: Sont l'enthalpie spécifique du sel fondu à l'entrée et de sortie, respectivement, $J.kg^{-1}$

m_{sal} : Le débit massique, kg /S

T : Température Kelvin, K

t : température centigrade, o C

σ_{sol} : Comme angle d'altitude solaire, rad

h : Coefficient de transfert de chaleur par convection, $W.m^{-2}.k^{-1}$ ou enthalpie spécifique,

$m_{r.sal}$: La masse de sel fondu produite dans le récepteur, kg

$m_{sto.sal}$: La masse de sel fondu stockée dans le réservoir de sel chaud

$m_{pc,sal}$: La masse de sel fondu pour chauffer le CO2 dans le cycle

P : Pression , pas

V : Volume , m^3

C : La vitesse à l'aval m/s

ΔH : La variation d'enthalpie, k.j /mol

T : La température ,k

v_c : volume massique, m^3/kg

q_{mc} : Débit critique , m^3/s

S : La section m^2

D_{MOY} : Le diamètre moyen de l'aubage ,m

h1 : La longueur

u : La vitesse circonférentielle

Indice

con : conduction

oonv : convection

hel : champ héliostat

MAX : Maximum

min : Minimum

Sal: Sel

a,b : Point d'état de sel fondu

sol : Solaire

sto : Stockage

th : Thermique

w,in : Mur intérieur

w,out : Mur extérieur

pc : Cycle de puissance

c : Froide

r : Recepteur

Acronymes

HTF : Fluide de transfert

CSP : centrale solaire thermodynamique à concentration

Sam : Système advisor model

I. Introduction

Il est très clair aujourd'hui que le monde entier a changé cela due à certain facteurs, dont nous mentionnons ce qui nous aidera dans ce travail de recherche. Le premier facteur est le développement considérable de l'économie à l'échelle internationale. Le second facteur est celui de la croissance de la population mondiale, bientôt on touchera les huit milliards de personnes sur terre. Ces deux facteurs ont entraînés principalement la raréfaction des ressources naturelles et la dégradation de l'environnement.

La consommation mondiale en énergie n'a jamais cessée d'accroître progressivement, le totale d'énergie consommée dans le monde est de 9 717 Mtep (Source: Key World Energy Statistics, IEA - 2019). La figure 2 montre l'évolution de cette consommation depuis 1971, en croissance régulière. En 2018, 181 GW d'énergies renouvelables ont été installées : un nouveau record qui augmente la capacité totale de production d'électricité d'origine renouvelable pour atteindre environ 2 300 GW selon le rapport de référence Renewables 2019 Global Status Report (GSR) de l'association REN21.

Au niveau mondial, les énergies renouvelables représentent dorénavant en 2017 19,3 % de la consommation finale d'électricité contre 78,4 % pour les combustibles fossiles et seulement 2,3 % pour le nucléaire

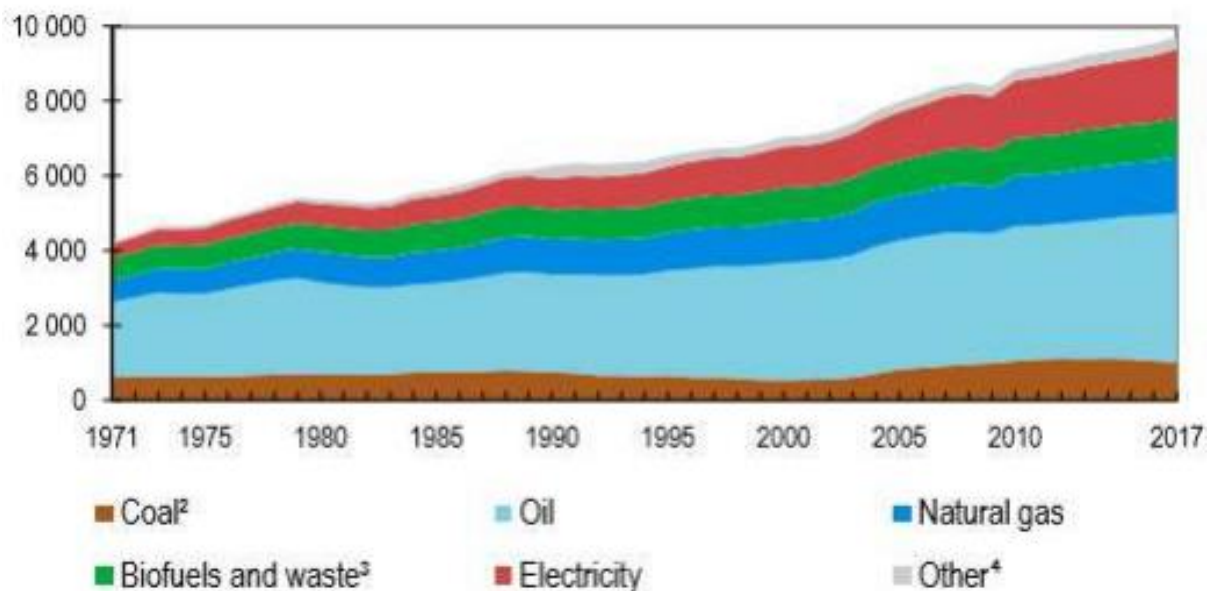


Figure I.1 : Evolution de la consommation mondiale d'énergie, l'unité utilisée ici c'est en Mtoe

Dans le souci de ce remédié à cette déficience, L'énergie solaire représente l'un de procédé le plus intéressant pour convertir le rayonnement solaire en énergie électrique. Elle rassemble trois technologies : les centrales à tour solaire et les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques.

Dans le cadre de ce travail nous nous intéressons à la technologie des centrales solaires à tour où la structure du présent mémoire est la suivante :

Premier chapitre vise à donner une présentation générale sur l'énergie solaire et ses applications. Également, le rayonnement et les différentes coordonnées géographiques, solaires et horaires seront étudiés en détails. Ainsi, nous allons donner un aperçu sur l'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité. Nous illustrer le fonctionnement des réseaux intelligents qui contrôlent le flux d'électricité entre les fournisseurs et les consommateurs.

Deuxième chapitre comportera le principe de fonctionnement des concentrateurs thermodynamiques, où les trois techniques cylindro-paraboliques, les miroirs à Fresnel et les concentrateurs paraboliques, seront présentés pour découvrir l'importance de l'énergie solaire thermique. Mais nous allons nous concentrer sur la présentation de ces centrales à tour solaire.

Troisième chapitre inclura l'étude de dimensionnement des différents composants d'une tour solaire, on trouvera dans ce chapitre les modèles mathématiques utilisés pour dimensionner les héliostats et le récepteur.

Le Quatrième chapitre sera consacré à l'étude mathématique pour connaître les bases de dimensionnement de la Turbine d'une tour solaire.

Le Cinquième chapitre sera réservé à la présentation générale du logiciel SAM utilisé pour la création d'un modèle pour tour solaire qui alimentera une turbine de 140kW.

Chapitre I: Energie solaire

I. Energie solaire

I.1. Introduction

Le Soleil se trouve à la base de toutes les énergies. Il produit la chaleur et la lumière nécessaires à la vie sur Terre. Ce rayonnement solaire est utilisé pour chauffer et pour produire de l'électricité. Le Soleil est une fantastique boule de feu qui brûle depuis 4,55 milliards d'années. Elle est si grande et si chaude que, même si nous en sommes très éloignés, nous bénéficions encore de sa chaleur et de sa lumière. Imagine plutôt: le Soleil est 1'300'000 fois plus gros que la Terre, et la chaleur dans son cœur peut atteindre 15 millions de degrés ! Heureusement, 150 millions de kilomètres nous séparent de cette formidable source d'énergie, et notre atmosphère nous protège de la puissance de ses rayons.

I.2. Le soleil

Le Soleil est une étoile, la seule du système solaire, et la plus proche de nous. La plus proche après elle est Proxima du Centaure, située à 4,2 année lumière du Soleil.

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 139.10^4 Km . Le soleil est composé de matières gazeuses, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium et il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K .

Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre ,150millions de kilomètres environ, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180millions de giga watts, c'est pour ça que l'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux sources d'énergie fossiles.

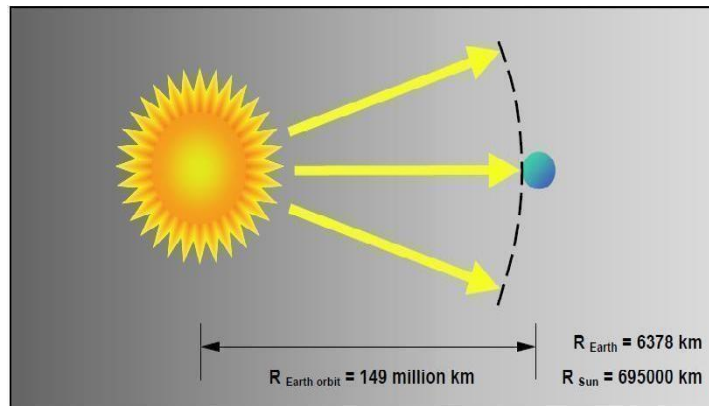


Figure I.1. Schéma illustre la distance entre la terre et le soleil

I.3. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'énergie émise par le processus de fusion de l'hydrogène contenu dans le soleil; cette énergie n'atteint pas la surface terrestre de manière constante, sa quantité varie au cours de la journée, en fonction des saisons et dépend de la nébulosité, de l'angle d'incidence et de la réflexion des surfaces. Le rayonnement total reçu par une surface de un mètre carré est appelé rayonnement global et il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement réfléchi. Le rayonnement direct est celui qui arrive directement du soleil, tandis que le rayonnement réfléchi est celui reflété par le ciel, les nuages et par les autres surfaces. On obtient un rayonnement direct uniquement lorsque le soleil est bien visible. En hiver le rayonnement réfléchi est nettement supérieur en pourcentage et sur base annuelle, il est égal à 55% du rayonnement global. Dans les calculs de dimensionnement des systèmes solaires photovoltaïques il est souvent nécessaire de considérer la quantité de rayonnement solaire réfléchi par les surfaces proches modules photovoltaïques.

L'intensité du rayonnement solaire reçu au sol dépend de l'angle d'inclinaison du rayonnement : plus l'angle que les rayons du soleil forment avec une surface horizontale est petit moins l'apport est important. Plus l'épaisseur d'atmosphère que le rayonnement solaire doit traverser est grande, moins l'apport au sol est important. Comme nous l'avons vu, une surface reçoit le maximum des apports lorsque les rayons solaires sont perpendiculaires à celle-ci. La position du soleil varie au cours de la journée et en fonction des saisons et par conséquent l'angle avec lequel les rayons du soleil atteignent une surface varie aussi. Les apports dépendent donc de

l'orientation et de l'inclinaison des modules photovoltaïques. Une surface horizontale reçoit une plus grande quantité d'énergie en été, lorsque la position du soleil est élevée dans le ciel et les jours plus longs, tandis qu'une surface verticale exposée au Sud reçoit plus d'apports en hiver qu'en été, environ 1,5 fois plus par rapport à une exposition horizontale. La meilleure orientation d'une surface verticale ou inclinée pour capter les apports solaires est donc vers le Sud.

La figure ci-dessous montre clairement les composantes du rayonnement solaire. Le rayonnement solaire arrive au sol directement et sous forme diffuse, l'ensemble forme le rayonnement global. Pour l'Algérie un Atlas solaire a été établi, il est constitué d'un ensemble de 72 cartes représentant la distribution mensuelle des différentes irradiations solaires utilisées par les concepteurs de systèmes solaires, il s'agit de :

- L'irradiation directe à incidence normale.
- Les irradiations diffuse et globale mesurées sur plan horizontal.

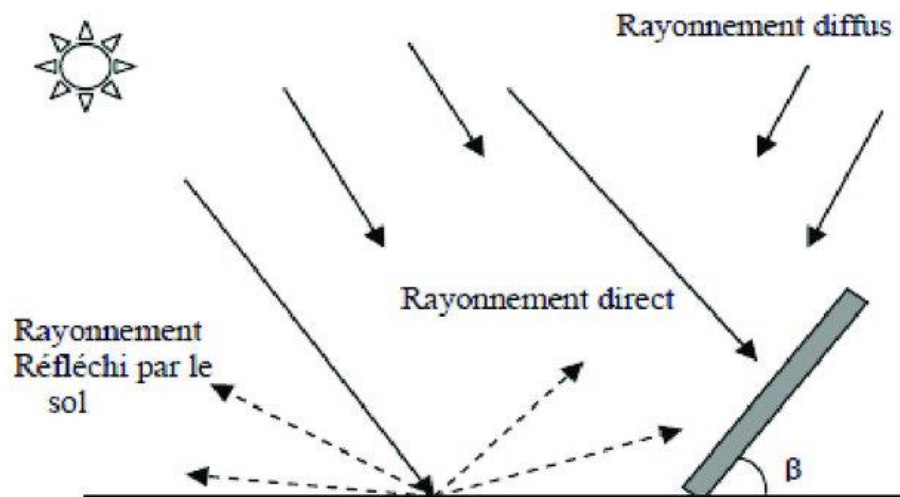


Figure I.2. Schéma présente les différents types de rayonnement solaire.

I.4.Paramètres de position

Pour récupérer un maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur [I.1]. La connaissance de la position du soleil dans le ciel par rapport au lieu de captation s'avère donc nécessaire.

I. 4.1. Les coordonnées géographiques

Tout point de la sphère terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques.

- La latitude (λ) d'un lieu, correspond à l'angle avec le plan équatorial, que fait le rayon Joignant le centre de la terre à ce lieu. Elle varie entre (0° et $+ 90^\circ$) au pôle Nord et (0° et $- 90^\circ$) au pôle Sud .[1.2]
- La longitude (ϕ) d'un lieu, correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien origine 0° le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention on affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

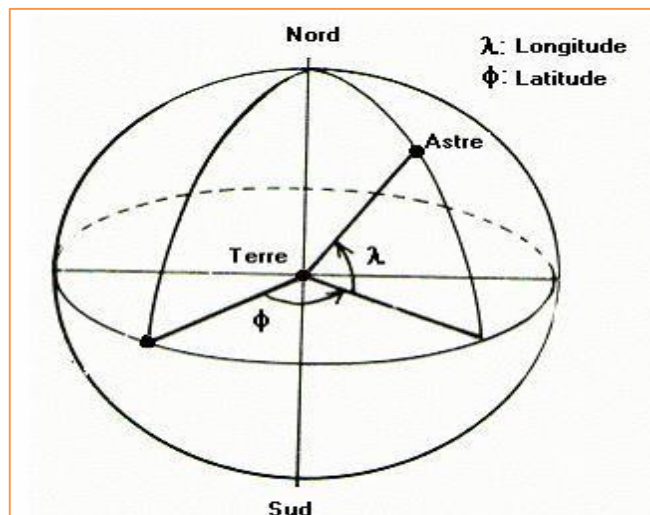


Figure1.3. Coordonnées géographiques

I.4.2. Les coordonnées horaires

- La déclinaison solaire (δ), est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre,
. Elle varie tout au long de l'année, entre deux valeurs extrêmes, ($- 23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$), s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne, et prend les valeurs extrêmes aux solstices d'été et d'hiver.
- L'angle horaire (w), du soleil, est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich. L'angle horaire est compris entre 0° et 360° . La valeur

de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après midi et augmente de 15° par heure[1.3]

La formule suivante donne l'angle horaire :

$$W = (TSV - 12) \times 15^\circ$$

TSV : temps solaire vrai.

I.4.3. Les coordonnées solaires locales

La position d'un astre dans l'espace, peut être repérée par ses coordonnées horizontales définies sur la sphère céleste.

- la hauteur (h), est l'angle que fait la direction de l'astre, avec le plan horizontal, (Figure I.4).
- l'azimut (a), est l'angle que fait la projection du rayon solaire sur le plan horizontal (Plan tangent au sol) avec la direction sud.

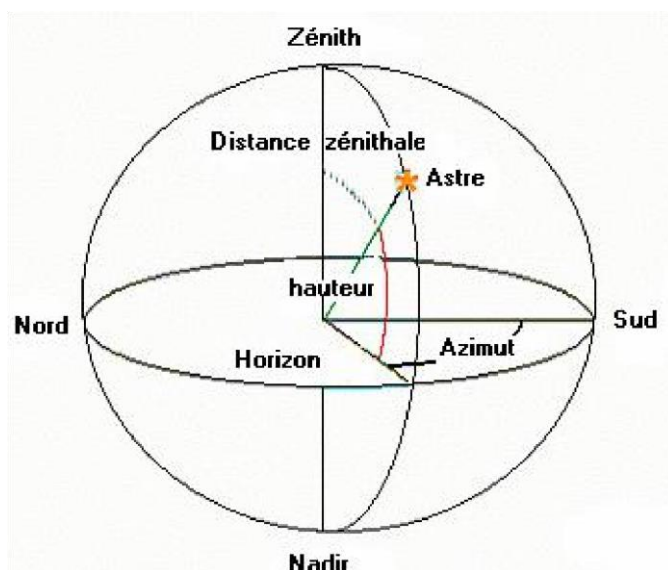


Figure I.4. Coordonnées horizontales

De part sa situation géographique, l'Algérie possède une source énergétique considérable. Elle reçoit chaque année une énergie de l'ordre de 2500 kWh /m²/ an. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national est de l'ordre de 2000 heures par ans, elle peut dépasser les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie acquise quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre

de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au Nord et 2263kWh/m²/an au Sud du pays.

I.5. L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein de matériaux semi-conducteurs comme le silicium ou recouverts d'une mince couche métallique. Ces matériaux photosensibles ont la propriété de libérer leurs électrons sous l'influence d'une énergie extérieure. C'est l'effet photovoltaïque. L'énergie est apportée par les photons, (composants de la lumière) qui heurtent les électrons et les libèrent, induisant un courant électrique. Ce courant continu de micropuissance calculé en watt crête (Wc) peut être transformé en courant alternatif grâce à un onduleur.

L'électricité produite est disponible sous forme d'électricité directe ou stockée en batteries (énergie électrique décentralisée) ou en électricité injectée dans le réseau. Un générateur solaire photovoltaïque est composé de modules photovoltaïques eux même composés de cellules photovoltaïques connectées entre elles. Les performances d'une installation photovoltaïque dépendent de l'orientation des panneaux solaires et des zones d'ensoleillement dans lesquelles vous vous trouvez. L'avenir du photovoltaïque dans les pays industrialisés passe par son intégration sur les toits et les façades des maisons solaires.

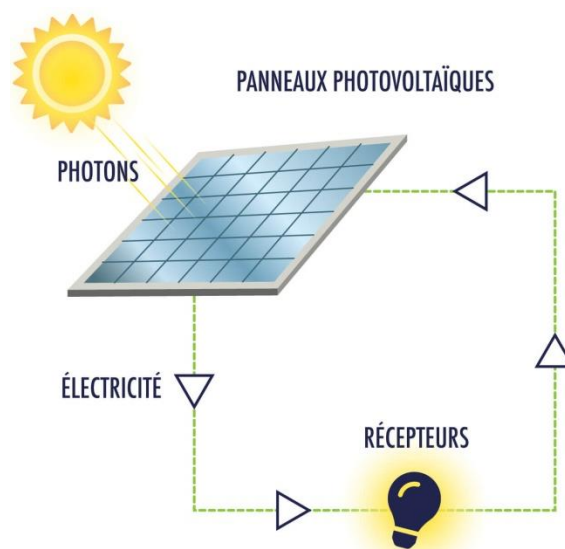


Figure I.5. Schéma explicatif du principe général du fonctionnement d'un système photovoltaïque

I.5.1. les réseaux électriques intelligents

Les réseaux intelligents ou « smart grids » sont des réseaux d'électricité qui, grâce à des technologies informatiques, ajustent les flux d'électricité entre fournisseurs et consommateurs. En collectant des informations sur l'état du réseau, les smart grids contribuent à une adéquation entre production, distribution et consommation.

Il est nécessaire de distinguer smart grid et compteur communicant (ou « smartmeter »), qui renseigne le consommateur sur sa demande en électricité. « Smart grids » est une appellation générale pour l'ensemble des technologies et des infrastructures « intelligentes » installées. Chez le client (Base, moyenne ou haute tension), le compteur communicant est une première étape dans la mise en place des smart grids.

Les réseaux intelligents peuvent être définis selon quatre caractéristiques en matière de :

- ✚ flexibilité : ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation ;
- ✚ fiabilité : ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux ;
- ✚ accessibilité : ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau ;
- ✚ économie : ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation).[I.4]

Le modèle SMA est une très bonne solution permettant aux systèmes photovoltaïques nouveaux et existants de disposer d'un mécanisme de gestion intelligent de l'énergie.

Ce modèle SMA permet de combiner commande de charges automatique et stockage temporaire de l'énergie solaire. Au cœur de ce système se trouvent le convertisseur "Sunny Island" pour des applications couplées au réseau et le Sunny Home Manager pour la gestion intelligente de l'énergie. On trouve aussi dans ce système un Sunny Island peut utiliser différents types de batteries présentant différentes capacités et offre ainsi une grande flexibilité en termes de configuration de

l'installation. Le Sunny Island nécessite un module de données SMA Speedwire Sunny Island pour pouvoir recevoir les données des compteurs d'énergie via le SMA Energy Meter.

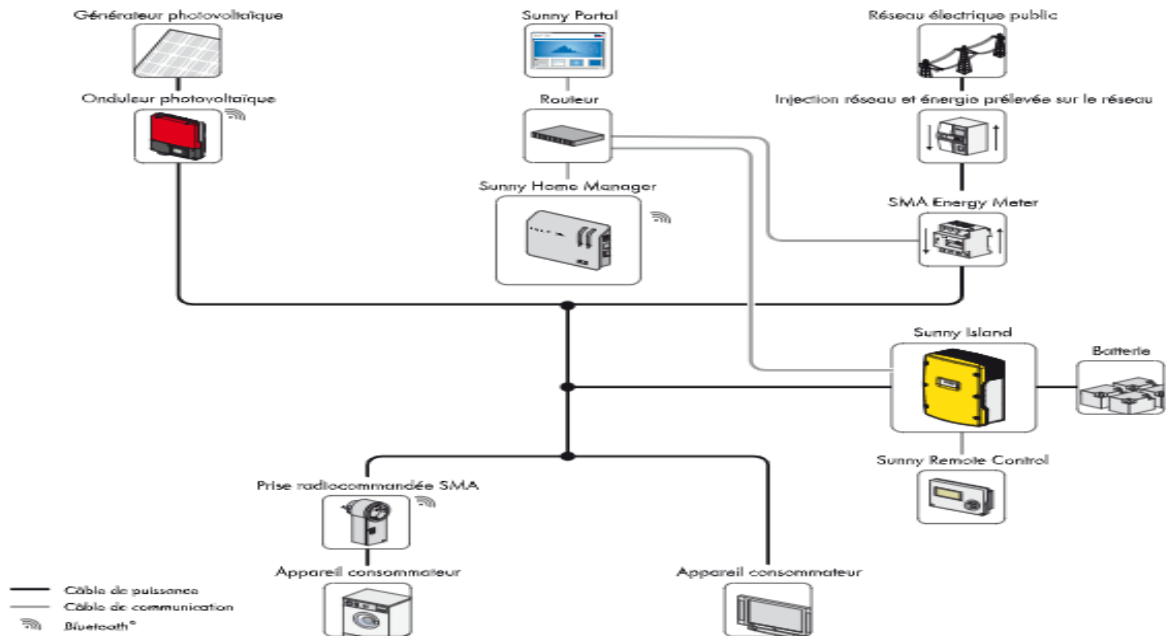


Figure I.6. Schéma illustre l'architecture et les composants du modèle SMA

I.6. Les installations solaire thermique

La fonction d'une installation d'énergie solaire thermique est de profiter de l'énergie solaire pour générer de la chaleur. Les panneaux solaires de ces installations captent la chaleur du rayonnement solaire qui tombe sur eux pour chauffer un fluide. Les différentes manières de tirer profit de ce fluide chaud permettent d'utiliser ce type d'énergie renouvelable dans de multiples applications. L'énergie solaire thermique est un système d'énergie solaire dont l'objectif est de profiter du soleil pour obtenir de la chaleur. Les centrales solaires thermiques utilisent ce système énergétique pour produire de l'électricité [I.5].

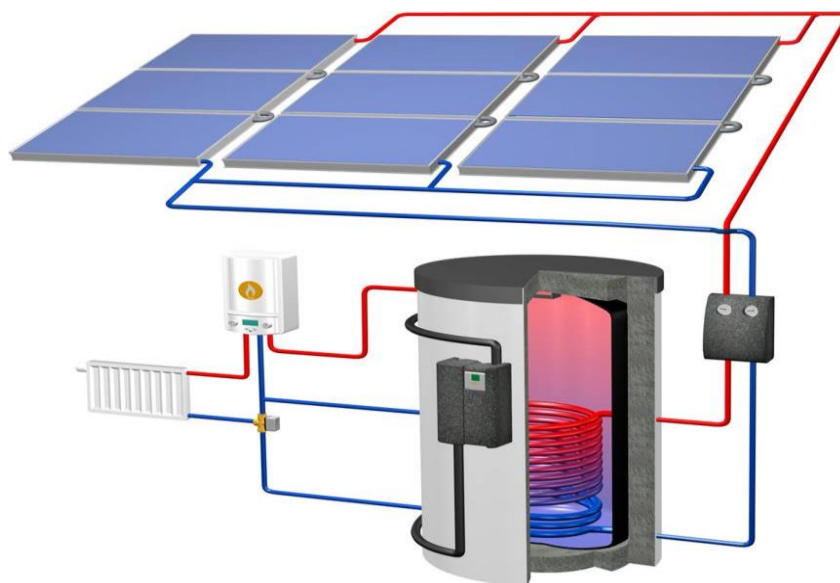


Figure.I.7. Représentation schématique du circuit de commande d'une installation solaire thermique

CHAPITRE II : L'installation solaire

thermique principe et méthodologie

II. Les installations solaires thermiques principe et méthodologie

II.1. Panneaux solaires thermiques

Ils convertissent le rayonnement solaire en chaleur et la transfèrent au fluide thermique, le liquide solaire.

II.2. Régulateurs solaires

L'unité de contrôle et le cerveau du chauffage solaire. Le régulateur solaire détecte si le stockage n'est pas entièrement chargé et, si les besoins en chaleur sont couverts, il éteint la pompe. Le régulateur prend également en charge d'autres fonctions supplémentaires comme un circuit de vacances, le régime de vitesse. Les composants régulateurs, y compris la pompe et d'autres composants comme les vannes de sécurité, sont parfois regroupés dans une station solaire.

II.3. Échangeur de chaleur

est un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide vers un autre sans les mélanger. L'intérêt du dispositif réside dans la séparation des deux circuits et dans l'absence d'autres échanges que la chaleur, qui maintient les caractéristiques physico-chimiques (pression, concentration en éléments chimiques...) de chaque fluide inchangées hormis leur température.

II.4. Stockage solaire

Le stockage est un élément central de l'installation solaire. Comme une installation solaire thermique fournit la chaleur le plus souvent lorsqu'elle n'est pas nécessaire, elle doit être entreposée jusqu'à ce qu'elle soit nécessaire.

- Un réseau de distribution

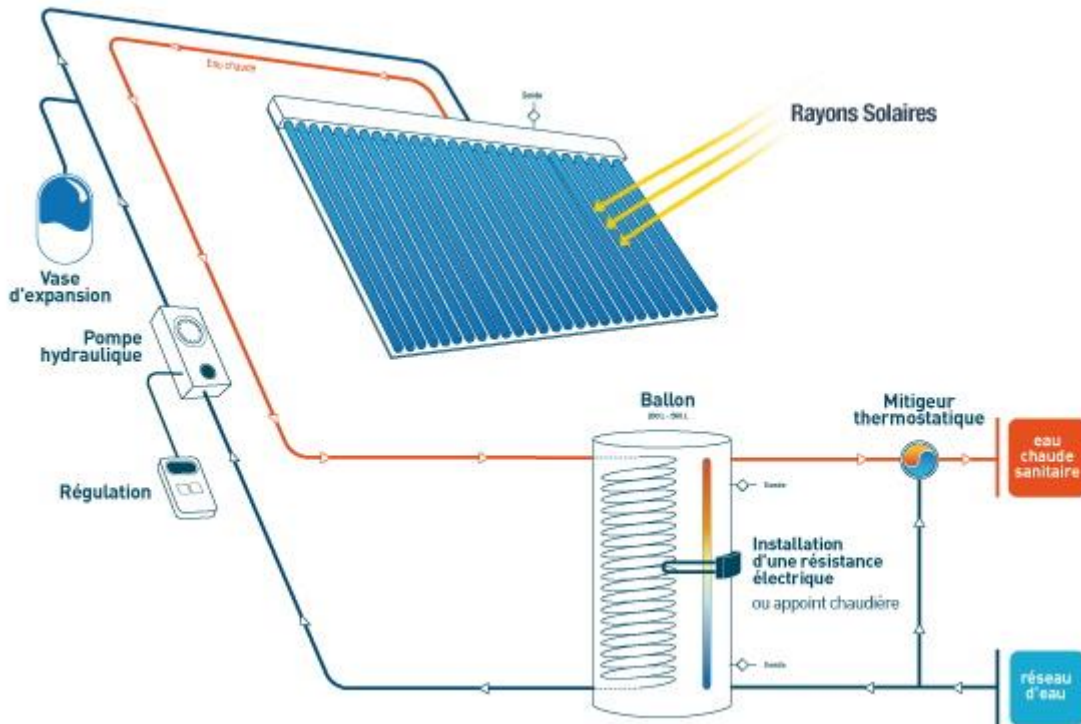


Figure II.1. Schéma de principe d'une installation solaire thermique

II.5. Les techniques de production utilisées dans cette filière

II.5.1. Capteurs thermiques

Tous les capteurs solaires thermiques visent à convertir le rayonnement solaire en chaleur avec un rendement élevé et à fournir cette chaleur aux consommateurs aussi efficacement que possible. Il existe plusieurs types de capteurs solaires thermiques : les capteurs non-vitrés, les capteurs plans, les capteurs sous vide, les capteurs à concentration. Ces types diffèrent considérablement en qualité, en rendement, en conception et en coût

II.5.2. Classification du capteur solaire thermique

On peut classer le capteur solaire selon la température à des capteurs à faible, moyenne et haute température [II.6]. Suivant ce classement il existe essentiellement trois types des capteurs solaires thermiques :

- Les capteurs plan qu'ils exploitent directement le rayonnement solaire,
- Les capteurs à concentration qu'ils utilisent un réflecteur pour concentrer le rayonnement solaire.

- Les capteurs à tube sous vide,

Les technologies les plus courantes sont présentées dans le tableau II.1.

Tableau II.1. Taux de concentration et température des différents capteurs .

Type de concentrateur	Ranger de temperature	Taux de concentration
Capture plan(a air et a vide)	30-80	1
Capture à a vide	50-200	1
Capture à parabole compose cpc	60-240	1-5
Capture fresnel	60-300	10-40
Capture cylindro-parabolique	60-250	15-45
Capture cylindrique	100-300	10-50
Capture parabolique	100-500	100-1000
Centrale solaire à tour	150-2000	100-1500

II.6.centrale solaire thermodynamique à concentration CSP

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermique à concentration ou encore héliothermodynamique), en anglais CSP (pour concentrated solar power) est un site industriel qui concentre les rayons du Soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur, lequel permet en général de produire de l'électricité. Ce type de centrale permet, en stockant ce fluide dans un réservoir, de prolonger le fonctionnement de la centrale plusieurs heures au-delà du coucher du Soleil. Différents types de centrales sont distingués selon la forme des miroirs (plats ou courbés) et la distribution du fluide caloporteur (ponctuelle ou linéaire)

La caractéristique les plus attirantes des centrales CSP est la possibilité d'intégrer un système de stockage de l'énergie thermique à des systèmes de conversion d'énergies conventionnelles. Les centrales CSP présentent un grand potentiel pour l'énergie propre et renouvelable. Il existe à ce jour quatre types de centrales CSP, classées en fonction de différentes technologies mises en œuvre pour concentrer le rayonnement solaire

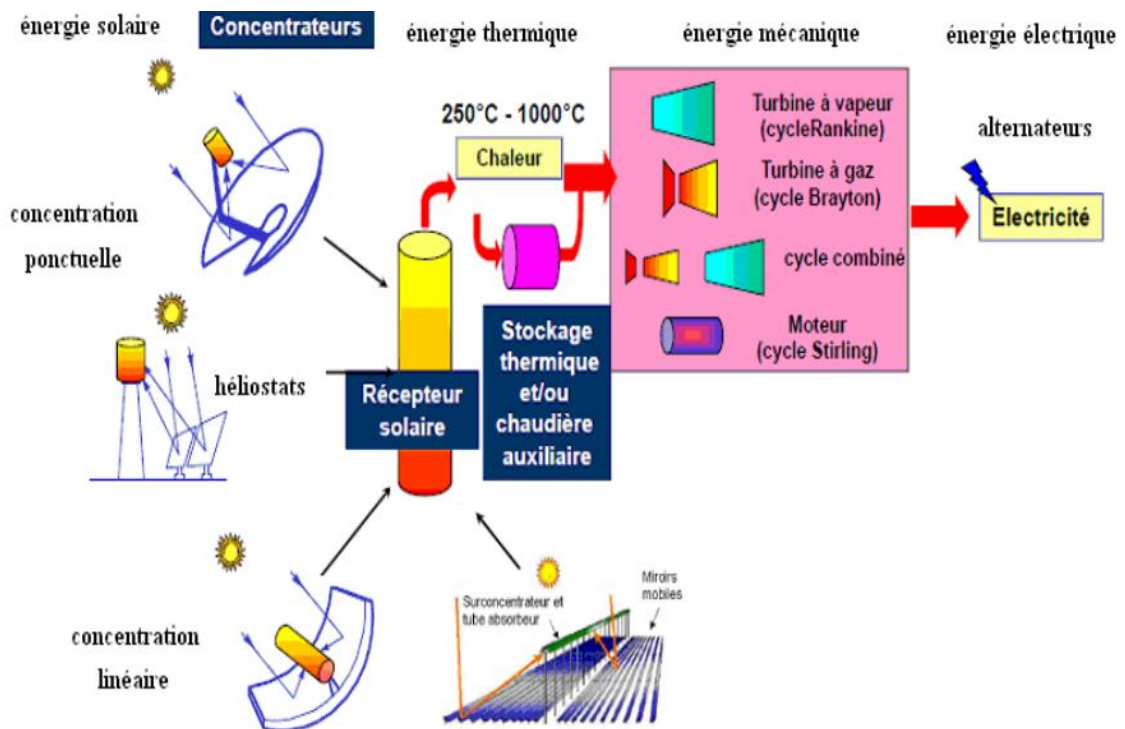


Figure. II.2. Schéma global de solaire thermodynamique []

II.6.1. Les centrales cylindro-paraboliques :

Un collecteur cylindro-parabolique est un capteur solaire à foyer linéaire, fondamentalement composé d'un concentrateur en forme de cuvette parabolique qui reflète le rayonnement solaire direct sur un tube récepteur situé dans la ligne focale de la parabole (voir la figure II.3).

L'ouverture du capteur reflète le rayonnement solaire sur une surface plus petite du tube du récepteur, chauffant le fluide qui y circule. Le rayonnement solaire est ainsi transformé en énergie thermique sous forme de chaleur qui peut atteindre la chaleur latente du fluide. Cette énergie thermique peut alors être employée pour alimenter des processus industriels en énergie thermique indispensable (par exemple, l'industrie alimentaire, industrie pétrochimique, etc.) ou par des cycles de Rankine pour produire l'électricité avec une turbine à vapeur dans une centrale thermique solaire.

Les capteurs cylindro-paraboliques peuvent fournir aujourd'hui l'énergie thermique utile jusqu'à 398°C [II.7]. La limitation principale de la température maximale est imposée par l'huile thermique actuellement utilisée comme fluide de fonctionnement,

parce qu'elle se dégrade rapidement au-dessus de 398°C. Cependant, la recherche en nouveaux fluides promet les températures plus élevées près de 500°C au moyen terme.

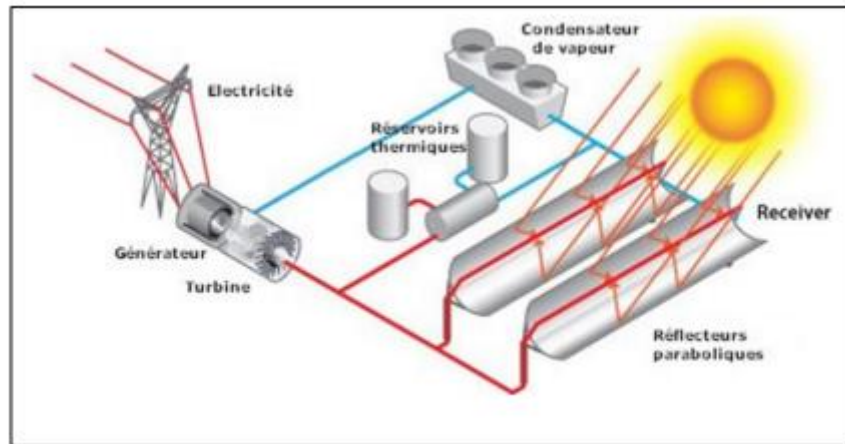


Figure II.3. Centrale thermodynamique cylindro-parabolique

II.6.2. Les centrales linéaires Fresnel

Un concentrateur à réflecteur linéaire Fresnel (LFR) utilise des miroirs plans pour concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur fixe situé au-dessus du champ solaire voir les deux figure ci-dessous [II.4] et [II.5]. Le récepteur est généralement composé d'un absorbeur et d'un réflecteur secondaire. Le réflecteur secondaire concentre le rayonnement qui n'atteint pas directement l'absorbeur. Il permet de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui diminue les pertes et apporte une homogénéité au flux collecté. L'absorbeur fixe peut être tubulaire, multitubulaire ou correspondre à une surface plane. Contrairement à un absorbeur mobile, cette technologie limite les contraintes mécaniques et d'étanchéité en bout de ligne. Les miroirs plats ainsi que la structure métallique permettent une réduction des coûts par rapport aux réflecteurs paraboliques. La proximité au sol et la géométrie des miroirs réduisent les contraintes dues aux vents et facilite le nettoyage.

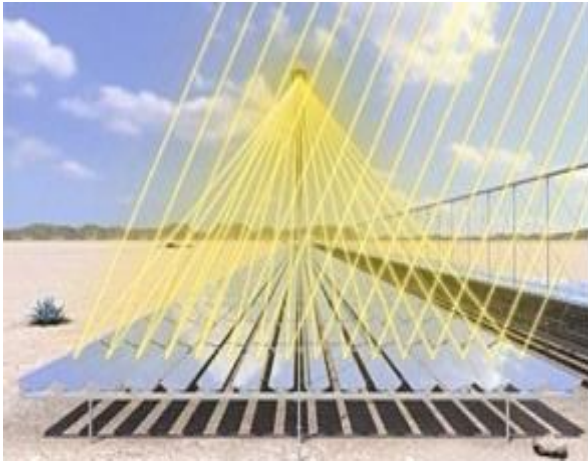


Figure II.4.Schéma de principe d'un linéaire Fresnel

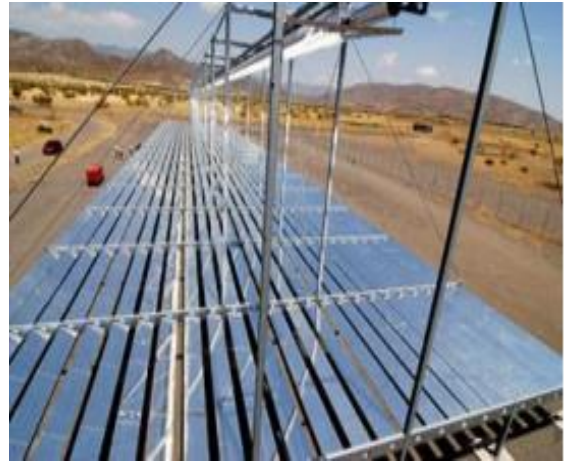


Figure II.5. La centrale LFR

II.6.3. Les centrales à miroir parabolique Dish-Stirling

Ayant la même forme que les paraboles de réception satellite, les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils s'orientent automatiquement et suivent le Soleil sur deux axes afin de réfléchir et de concentrer les rayons du Soleil vers un point de convergence appelé « foyer ». Ce foyer est le récepteur du système. Il s'agit le plus souvent d'une enceinte fermée contenant du gaz qui monte en température sous l'effet de la chaleur. Cela entraîne un moteur Stirling qui convertit l'énergie solaire.

Thermique en énergie mécanique puis en électricité. Le rapport de concentration (rapport de concentration = surface du foyer/surface des capteurs) de ce système est souvent supérieur à 2000 et le foyer peut atteindre une température de 1000°C. Cette technologie n'est pas adaptée à une production industrielle de masse du fait de son coût élevé, d'où le retard dans son développement. Cependant, un de ses principaux avantages est la modularité : c'est la seule technologie thermodynamique qui puisse être mise en œuvre dans des sites isolés de petite taille. Pour ce type de système, le stockage n'est pas possible. La centrale MaricopaSolar en Arizona (Figure II.6) avec une capacité de 1,5 MW est la première centrale Dish Stirling de taille commerciale, à avoir été achevée (en janvier 2010) avant d'être arrêtée en 2011 suite à la faillite de son exploitant, TesseraSolar. A l'heure actuelle, aucune centrale solaire en cours d'opération n'utilise cette technologie. [II.8]



Figure.II.6. centrale à capteur parabolique

II.7.Historique

Le concept de la tour solaire fut formalisé en 1968 par Joerg Schlaich ingénieur et chercheur de nationalité allemande. En 1981 et 1982, un prototype, financé par le Ministère Allemand de la Recherche et des Technologies (BMFT) et réalisé par la société d'ingénierie SchlaichBergermannund Partner (SBP), fut construit à Manzanares (Espagne) et fonctionna jusqu'à son arrêt en 1989. La centrale a pu fournir une puissance de 50 kW en pointe. La turbine a fonctionné 3067h de jour et 244h de nuit (grâce au stockage thermique du sol) en 1987, réalisant ainsi une moyenne de plus de 8h45 par jour.

A la suite de cette série d'essais, de nombreuses recherches publiques et privées ont été menées jusqu'à aujourd'hui. Le bureau d'ingénierie d'OTH baptisé Elioth a breveté au début de l'année 2006 le concept de Montagnes Solaires. Fondé sur le même principe, la cheminée est ici remplacée par un conduit qui épouse le relief montagneux. [II.9]

II.8.Les projets d'exploitation de l'énergie solaire

Il existe également d'autres systèmes assez surprenants voir incroyables pour créer de l'électricité à partir de l'énergie solaire.

II.8.1.Les Tours Solaires

La Tour Solaire, de 500 à 1000 mètres de hauteur, est l'un des projets les plus ambitieux de la planète pour la production d'énergie alternative. C'est une usine d'énergie renouvelable qui fournit la même puissance qu'un petit réacteur nucléaire

tout en étant plus sûr et plus propre. Un projet de tour solaire, appelé Projet Buronga et prévu pour 2010, est actuellement développé en Australie par la société Enviromission.

La hauteur envisagée de la tour (990 mètres) sera presque le double de celle du plus haut gratte-ciel jamais construit. Son diamètre à la base sera de 70 mètres, entouré d'une « serre » circulaire de 6 km de diamètre. La tour pourrait produire environ 200 mégawatts soit six fois moins qu'une centrale nucléaire moderne, mais assez pour fournir en électricité environ 200.000 logements. La tour n'est en fait qu'une cheminée. L'air, sous une serre gigantesque (le « collecteur ») placée tout autour de la cheminée centrale, est chauffé par le Soleil et dirigé vers le haut par convection, le déplacement de l'air permettant aux 32 turbines situées à l'embouchure de la cheminée de produire de l'électricité. Son fonctionnement se base sur un principe simple : l'air chaud étant plus léger que l'air froid, il s'élève. En effet, le Soleil chauffe la plate-forme à la base (d'un diamètre de 7 kilomètres) figure 05 Image de synthèse de la future tour Buronga la température extérieure est de 30° C au sol et atteint 70° C au pied de la cheminée.



Figure.II.7.Centrale à tour solaire

II.8.2. Principe de fonctionnement des tours solaires

Les tours solaires ou centrales à concentration, reposent pratiquement sur le même principe que les centrales cylindro-paraboliques. Elles sont composées de 2 blocs.

Le bloc solaire se présente sous la forme d'une tour géante autour de laquelle sont situés plusieurs centaines ou milliers de miroirs qui reflètent les rayons du soleil à un point unique au sommet de la tour. Les miroirs, aussi appelés " heliostats" (en grec : qui fixe le soleil) suivent le déplacement du soleil.[II.10] Le point situé au sommet de la tour, appelé absorbeur, va permettre de transformer les rayons émis par le soleil en chaleur à haute température ; elle peut atteindre 600°C. Ainsi, le liquide placé en haut de la tour va se chauffer et va être en contact avec de l'eau.

Le bloc puissance est constitué d'une chaudière qui permet de créer de la vapeur grâce au contact du liquide et de l'eau. La vapeur produite entraîne une turbine qui produit de l'électricité. Le liquide permet donc de transférer la chaleur du bloc solaire au bloc puissance.[II.11]

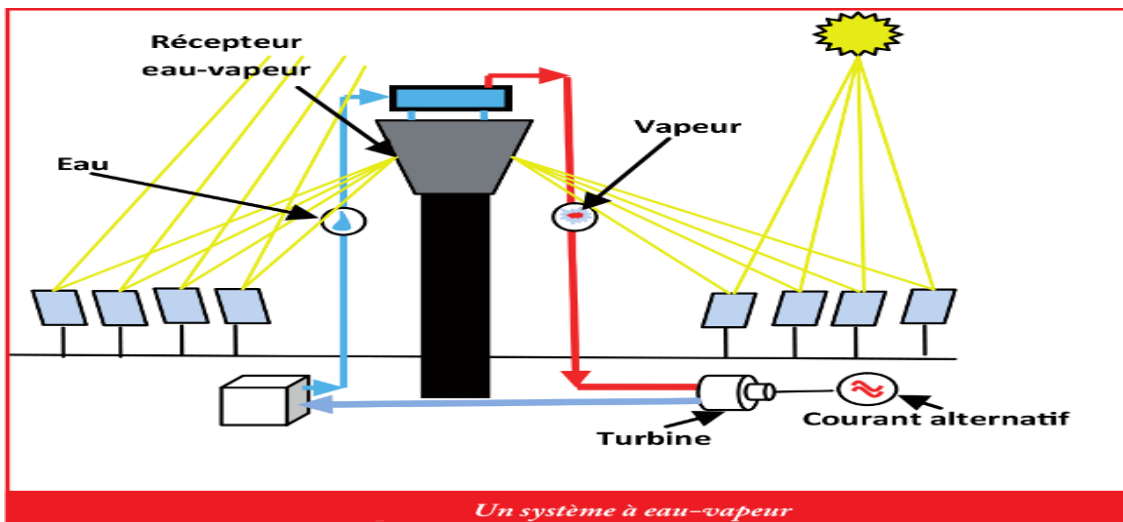


Figure.II.8.Principe de fonctionnement centrale à tour solaire

II.9. les éléments d'une tour solaire

II.9.1.Le Champ d'héliostats

Les héliostats permettent de capturer la radiation solaire et de la diriger vers le récepteur. Ils sont orientés vers la tour selon sa distance et la position dans le champ

d'héliostats pour optimiser la concentration de la radiation solaire. Le mouvement des héliostats est automatisé et il dépend du calendrier solaire. De cette manière les héliostats restent toujours orientés vers le récepteur qui est situé dans le haut de la tour. Il y a une machine pour déplacer les miroirs qui a une capacité de 60 miroirs par jour. Comme ils doivent s'orienter très souvent on peut utiliser seulement le 80% des héliostats pour générer la puissance nominale . Chaque héliostat a un miroir courbé avec une surface de 121 m² qui est placé sur une structure en acier. Ils sont construits en acier et verre donc ils sont 100% recyclables.



Figure.II.9.Le champ d'héliostat

II.9.2..Le récepteur

Il est placé dans le haut de la tour et il transmet la chaleur provenant du champ d'héliostats à un fluide de travail (normalement eau ou sels fondus). En fait, le récepteur fonctionne comme une chaudière qui génère la vapeur d'eau directement à 250 °C et 40 bars. Cette vapeur fait tourner la turbine.



Figure II.10. La tour avec le récepteur

II.9.3 La tour

Elle est construite en béton. Là-haut est placé le récepteur qui est isolé thermiquement pour protéger la structure de la tour car il atteint de très hautes températures. Au bout de la tour est placé le système de balisage avec trois lumières clignotantes. A l'intérieur de la tour sont situées les tuyauteries. Pour monter la vapeur de la branche froide il faut une pompe.

II.9.4. Turbine

La turbine est située sur le parcours de l'écoulement du fluide. Elle transforme l'énergie cinétique du fluide en énergie mécanique. Celle-ci sera ensuite transformée en énergie électrique par le biais d'un générateur [II.12].



Figure II.11. Turbine à vapeur de large diamètre

II.10. avantages et les inconvénients

II.10.1 Les avantages

- Ces centrales sont également une source d'énergie inépuisable.
- Seule la construction est payante : elle est gratuite lorsqu'elle est construite.
- C'est une énergie non polluante.
- Elles permettent de valoriser les territoires vastes et désertiques.
- Source d'énergie inépuisable et abondante.
- Pas de combustible ni d'émission polluante.

II.10.2 Les inconvénients

- Ces centrales ont besoin d'un espace vaste et une surface au sol importante
- Elles requièrent un très fort

Chapitre III: Dimensionnement des héliostats et du receptrur

III. Dimensionnement des héliostats et du récepteur

III.1.héliostats

L'un des procédés les plus intéressants pour convertir le rayonnement solaire direct en énergie électrique est la centrale à tour. Ce type de centrale est composé d'un champ d'héliostats, d'un récepteur solaire situé au sommet d'une tour et d'une boucle thermodynamique de conversion de la chaleur en électricité.[III.12] Les centrales à tour sont capables de produire de l'électricité solaire sur une grande échelle. Les héliostats sont l'élément le plus important du point de vue coût dans la composition de ces centrales.

L'héliostat a pour but de réfléchir les rayons solaires incidents vers une cible fixe (la tour) durant toute la trajectoire diurne de l'astre solaire. Pour assurer convenablement sa commande, il est nécessaire de connaître ses paramètres et de déterminer sa position par rapport à la tour, ce qui se traduit par la détermination de son angle d'élévation (nord-sud) et son angle de rotation (est-ouest). L'héliostat, essentiellement formé d'un miroir réfléchissant, est monté sur une monture mobile qui devra poursuivre le soleil dans sa course céleste. C'est un dispositif très utilisée dans le domaine de l'astronomie.



Figure III.1.héliostat

III.1.1. Modélisation du flux réfléchi par un héliostat

Un héliostat comprend généralement plusieurs miroirs totalisant une surface comprise entre 20 et 60m². Chaque miroir peut être incurvé, c'est-à-dire qu'il possède sa concentration propre, et est ajusté individuellement de manière à réfléchir l'énergie solaire sur une cible. Différents modes de construction coexistent, par exemple plan, cylindrique, cylindroparabolique,... mais nous ne faisons pas de distinction et considérons l'héliostat comme une seule entité. Cinq caractéristiques sont retenues pour définir un héliostat :

- sa surface réfléchissante.
- sa distance focale.
- sa surface de tache.
- sa concentration maximale.
- son rendement optique.

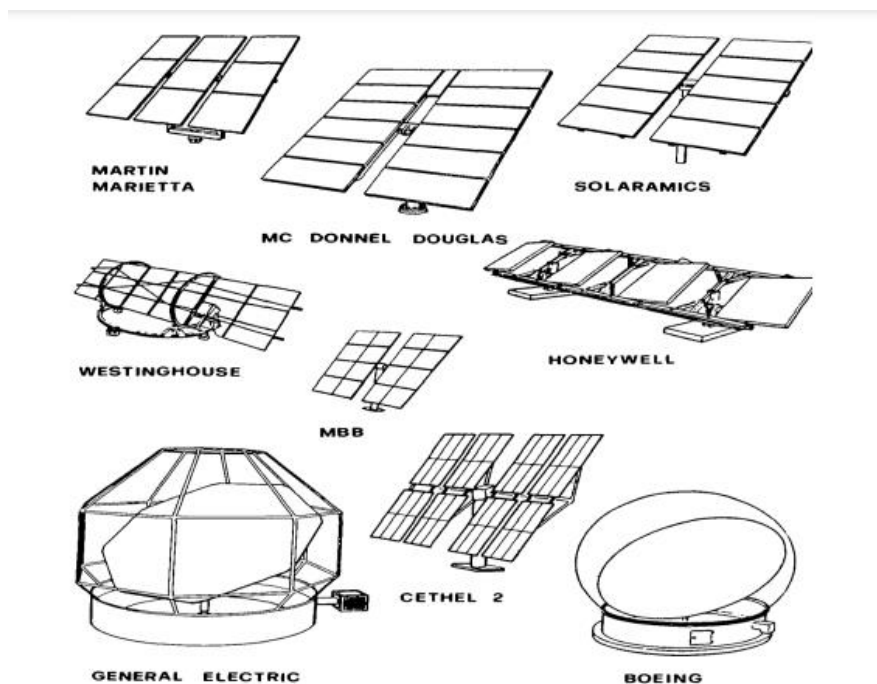


Figure.III.2 héliostats de première et deuxième génération.

III.1.2. Rayonnement solaire et positionnement d'un héliostat

Une centrale solaire est composée d'un grand nombre d'héliostats (entre 1 000 et 10 000) répartis sur un vaste terrain. Ces héliostats réfléchissent les rayons incidents sur le même point fixe, l'absorbeur, placé au sommet d'une tour. S'agissant d'un système à forte concentrations, seuls les rayons directs atteignent cet absorbeur et l'énergie solaire diffuse est intégralement perdue .[II.12]

En un lieu donné et à un instant précis la position du soleil est connue, généralement par son azimut a et son élévation h (hauteur). A partir des relations classiques de mécanique céleste , la latitude, la longitude et l'altitude définissent l'endroit alors que le jour et l'heure permettent de calculer respectivement la déclinaison de la terre et l'angle horaire. Par convention, on admet que l'azimut du soleil est positif le matin et nul à midi solaire.

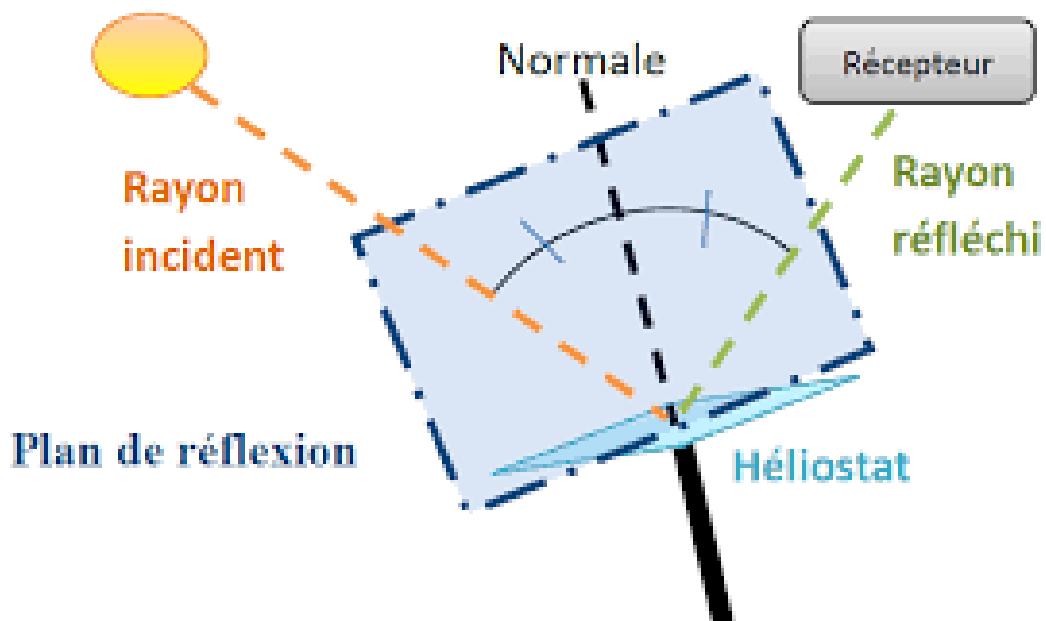


Figure.III.3 rayonnement direct en héliostate.[III.13]

III.1.3. Propriétés de l'héliostat

Les propriétés de l'héliostat définissent la zone d'une surface miroir d'héliostat unique, les propriétés de focalisation et d'inclinaison, ainsi que les caractéristiques d'erreur optique de l'héliostat. Notez que SAM suppose que chaque héliostat emploie un système d'entraînement à deux axes avec un pivot au centre de la surface réfléchissante. Les héliostats sont également supposés être de forme rectangulaire. Les facettes individuelles sont modélisées pour être adjacentes sans espace entre elles.

III.1.3.1. Largeur de l'héliostat, m

La largeur de la surface de l'héliostat en mètres, y compris la surface de miroir.

III.1.3.2. Héliostathauteur, m :

La hauteur de la surface de l'héliostat en mètres, y compris la surface de miroir.

III.1.3.3. Surface héliostat simple, m² :

L'aire de l'héliostat reflète l'aire, égale au produit de la largeur et de la hauteur de l'héliostat et du rapport entre l'aire réfléchissante et le profil de l'héliostat.

III.1.3.4. Nombre de facettes d'héliostat –X :

Le nombre de facettes d'héliostat (également appelées panneaux « canting ») dans la direction X. Comme le montre le schéma suivant, il y a 5 facettes dans la direction X.

III.1.3.5. Nombre de facettes d'héliostat –Y :

Le nombre de facettes d'héliostat (également appelées panneaux « canting ») dans la direction Y. Comme le montre le schéma ci-dessus, il y a 3 facettes dans la direction Y.

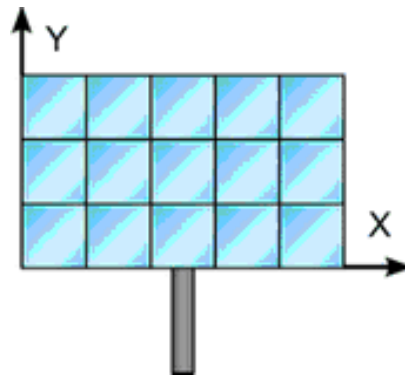


Figure.III.4. Les coordonnées géométriques de héliostats

III.1.4. Méthode de focalisation héliostat

La méthode utilisée pour déterminer le point focal de la ou des surfaces de l'héliostat (facette). Si plusieurs facettes sont utilisées, la méthode s'applique à chaque facette individuellement.

III.1.4.1. Plat

Les héliostats ne sont pas focalisés et supposés plans. Les facettes plates des héliostats peuvent encore se transformer en une forme semi-focalisée.

III.1.4.2. édal :

Chaque héliostat est focalisé en utilisant une forme parabolique où la distance focale est égale à la distance entre le centroïde de l'héliostat et le plan image du récepteur. Le vecteur définissant le foyer est colinéaire avec le vecteur normal à la surface de l'héliostat.

III.1.5. Influence de la vitesse du vent

Vitesse du vent du fichier météo à laquelle les héliostats se délocalisent et se mettent en position repliée. Et de les repositionner lorsque la vitesse du vent tombe en dessous de la vitesse de stockage.



Figure.III.5.Héliostones endommagés par le vent

III.1.6.Énergie de démarrage de l'héliostat, kWe-h

L'énergie nécessaire pour sortir un seul héliostat de la position de rangement pour commencer l'opération. L'énergie de démarrage de l'héliostat est appliquée pendant les étapes de temps lorsque le champ fonctionne pour la première fois après l'inactivité.

III.1.7.Énergie de suivi d'héliostat, kWe

La puissance nécessaire pour faire fonctionner un seul héliostat. L'énergie de poursuite est appliquée à chaque pas de temps pendant lequel un héliostat alimente le récepteur.

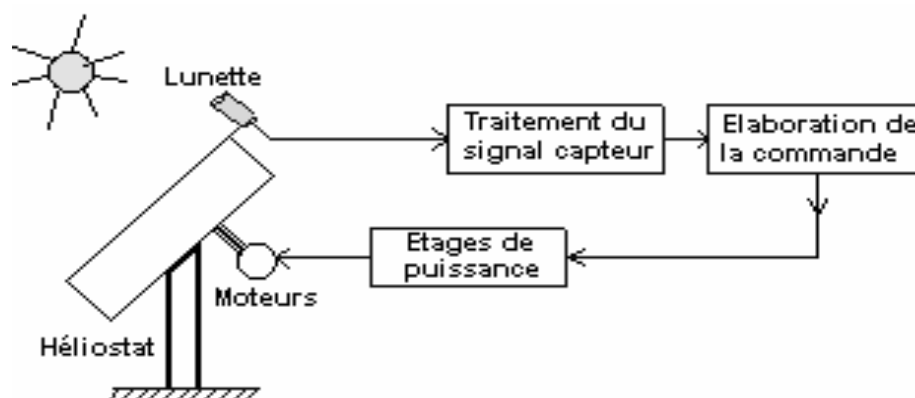


Figure.III.6.elaboration d'une commande d'héliostats.

III.1.8. Algorithme du système de poursuite

Il existe différents types de poursuite d'héliostat. Le meilleur du point de vue performances est la poursuite dite 'Alta-azimutale'. La position de l'héliostat varie suivant les coordonnées géométriques propres à chaque site. Dans ce qui suit, on va définir tous les éléments pour le calcul des angles nécessaires à la poursuite solaire dans une centrale à tour [III.15]. Les caractéristiques de la poursuite d'un héliostat en azimut-élévation sont schématisées dans la figure III.7 et la géométrie de l'héliostat relative à la tour et au soleil est illustrée dans la figure III.9. Les expressions mathématiques pour cette méthode de poursuite solaire, sont présentées brièvement ici. L'angle d'azimut A_A et l'angle d'élévation A_θ sont donnés par (Fig.III.8)[III.16]

$$A_A = \sin^{-1} \left(\frac{\cos \gamma \cdot \sin \varphi + \cos \alpha \cdot \sin A}{2 \cos \theta \sin \theta_A} \right)$$

$$\theta_A = \sin^{-1} \left(\frac{-\sin \gamma + \sin \alpha}{2 \cos \theta} \right)$$

Avec :

A: Angle azimutal;

θ : Angle d'incidence;

α : Hauteur du soleil.

$$\theta = 0.5 \cos^{-1} (-\sin \gamma \sin \alpha + \cos \gamma \sin \varphi \cos \alpha \sin A + \cos \gamma \cos \varphi \cos \alpha \cos A)$$

$$\alpha = \sin^{-1} (\sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \omega \cos \Phi)$$

$$A = \cos^{-1} [(\sin \gamma \cos \Phi - \cos \gamma \cos \omega \cos \Phi) / \cos \alpha]$$

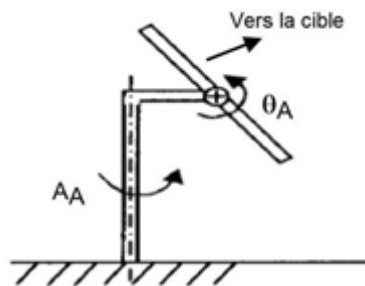


Figure.III.7. Héliostat azimut-élévation

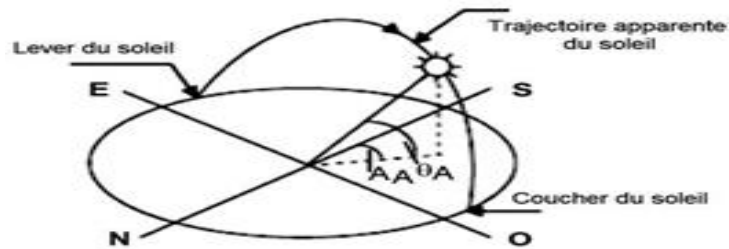


Figure.III.8. Mouvement apparent du soleil observé dans le site des héliostats

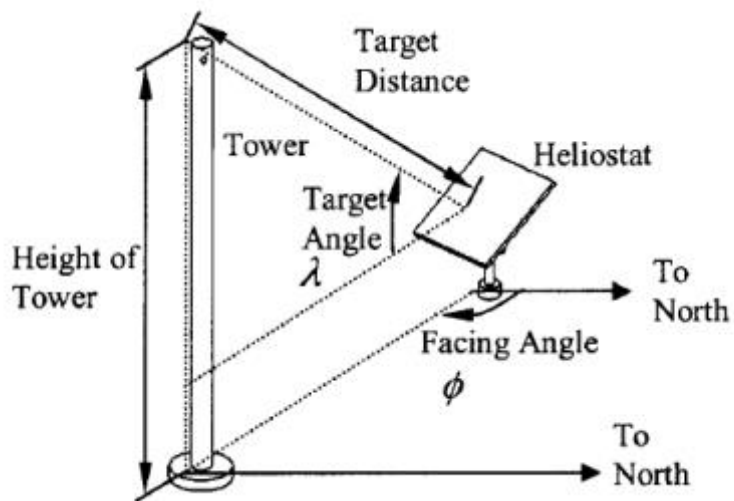


Figure.III.9. la définition des paramètres géométriques utilisés dans la comparaison.

Avec :

$\gamma = \lambda$: l'angle focal

Φ : angle de face

δ : latitude de lieu

φ : angle d'inclinaison

$$\sin \delta = 0.4 \sin jD$$

Avec :

$$jD = (360/365)(n-84)$$

n : étant le quantième de l'année (depuis le 1er Janvier);

ω : angle horaire

$$\omega = 15(\text{tsv}-12)$$

TSV : est le temps solaire vrai, il peut s'écrire de la forme suivante:

$$\text{TSV} = \text{TL} - \text{DE} + ((E_t + L)/60)$$

Où

TL : est le temps donné par une montre;

DE : représente le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich;

L : a longitude du lieu .

E_t : est la correction de l'équation du temps.

$$E_t = 9.87 \sin(2JD) - 7.53 \cos(JD) - 1.5 \sin(JD)$$

Temps de lever et coucher du soleil [III.17]

Le module ω_1 de l'angle horaire au lever du soleil s'obtient par:

$$\cos \omega_1 = -\tan \varphi \times \tan \delta$$

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

$$(\text{TSV})_1 = 12 + \omega_1/15$$

L'angle horaire ω_c au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc: $\omega_c = -\omega_1$

L'énergie solaire incidente est considérée comme une quantité de rayon, et chaque rayon porte une quantité identique d'énergie qui est calculé par [III.18]

$$e = (DNI \sum_k^{N_h} (w_{h,k} \cdot L_{h,k} \cdot \cos \theta)) / N_{tot.ray}$$

DNI : Irradiation normale directe ($w.m^{-2}$)

où DNI représente une irradiation normale directe , $N_{tot.ray}$ est le total nombre de rayons tracés et réglés. Ces rayons sont projetés sur la surface du miroir et réfléchis par le miroir (un petit nombre de rayons sera absorbé par la surface du miroir). La plupart des rayons réfléchis entreront dans le récepteur de la cavité. Pendant que les autres rayons sortent du récepteur. Au cours du processus de propagation de rayons, les rayons peuvent également être ombragés ou bloqués par les miroirs voisins. Tout le comportement du rayon .

l'efficacité du champ de l'héliostat est calculée comme suit :

$$\eta_{hel} = \frac{e \cdot n}{DNI \cdot L_h \cdot w_h \cdot N_h}$$

e : énergie transportée par un seul photon, (W)

L_h : longueur(m)

W : puissance mécanique(W)

III.2. Récepteur de tour

Le récepteur de la tour a pour tâche de convertir le rayonnement du soleil rayonnement en enthalpie d'un fluide caloporteur, selon son il s'agit donc d'un échangeur de chaleur. Le récepteur de la tour a été modélisé comme un récepteur à tube cylindrique composé des tubes verticaux et parallèles. Ils sont disposés à une certaine distance les uns des autres. Un autre avantage de cet espace entre les tubes est que le rayonnement qui tombe entre les tuyaux sur le mur derrière les tuyaux est réfléchi par le mur vers la face arrière des tubes. Par conséquent, les densités de flux de rayonnement dans la direction circumférentielle des tubes varient. de sorte que les contraintes thermiques sont réduites.

Cependant les pertes par rayonnement sont également augmentées. Pour simplifier l'installation, plusieurs tubes parallèles sont combinés en un panneau puis et ces panneaux sont ensuite montés sur la tour. Dans chaque cas, plusieurs panneaux sont connectés pour former un module. Dans ce cas, ces modules sont traversés en série et en parallèle.

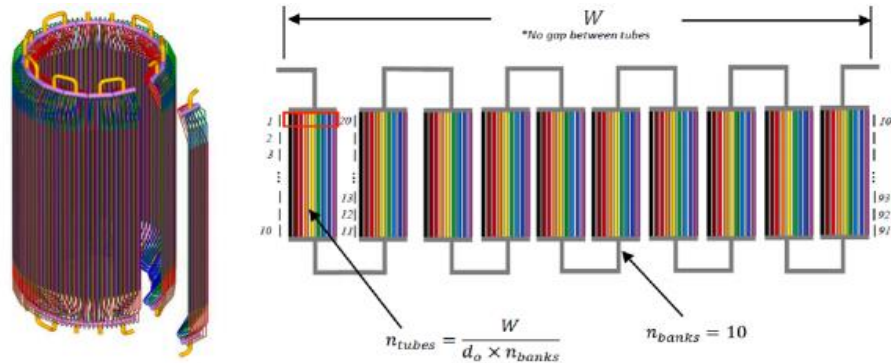


Figure.III..10. Modélisation du récepteur

III.2.1. Les différents types de récepteur

Les récepteurs sont utilisés pour le transfert thermique dépendent de la nature du fluide caloporteur, ce qui nous permet de distinguer trois technologies différentes, le récepteur à eau-vapeur. Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes alimenté en eau sous haute pression. Ainsi que le récepteur à sel fondu, qui est un récepteur à sel fondu est un appareil robuste. Il est parcouru sur toute la longueur de sa paroi par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles du profil thermique des flux. Cela confère à la technologie l'avantage d'être également un bon moyen de stockage de l'énergie calorifique.

Aussi, Le récepteur à air aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Cependant, de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans la perspective de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

III.2.2. Récepteur solaire à sel fondu et stockage thermique

La plupart de l'énergie solaire captée par le récepteur solaire, et une petite partie est réfléchie, le reste est dissipé dans l'environnement par la conduction, la convection et le rayonnement thermique, exprimé en :

$$Q_{r.sol} = Q_{r.ref} - Q_{r.conv} - Q_{r.rad} - Q_{r.cond} - Q_{r.sal}$$

où $Q_{r.sol}$ est l'énergie solaire captée par le récepteur solaire qui peut être obtenu à partir de la modélisation de terrain de l'héliostat,

$$Q_{r.sol} = e \cdot n$$

e : énergie transportée par un seul photon, W

$Q_{r.sal}$ est l'énergie thermique pour le chauffage du sel fondu,

$$Q_{r.sal} = m_{sal}(h_{sal.b} - h_{sal.a})$$

où $h_{sal.a}$ et $h_{sal.b}$ sont l'enthalpie spécifique du sel fondu à l'entrée et de sortie, respectivement, et m_{sal} est le débit massique. La perte par réflexion peut être négligée car elle est relativement faible par rapport aux autres pertes. La perte de réflexion $Q_{r.ref}$, la perte thermique de convection $Q_{r.conv}$ et la perte thermique de rayonnement $Q_{r.rad}$ sont calculées comme suit :

$$Q_{ref} = Q_{r.sol}(1 - \alpha_{sol.eff})$$

$$Q_{r.conv} = h_{wind} \cdot (t_{w.out} - t_{\infty}) \cdot S_{ape} + h_{air} \cdot (t_{w.out} - t_{\infty}) \cdot S_{w.out} / 2$$

$$Q_{rad} = \varepsilon_{the.eff} \cdot \sigma (T_{w.out}^4 - T_{skay}^4) \cdot S_{w.out} / 2$$

où $\alpha_{sol.eff}$ et $\varepsilon_{the.eff}$ sont l'absorption solaire efficace et l'émission thermique effective du revêtement du tube absorbant, S_{ape} et $S_{w.out}$ sont respectivement la surface de l'ouverture de la cavité et la somme de la surface extérieure de tous les tubes absorbants ; h_{wind} et h_{air} sont le coefficient de transfert de chaleur convectif forcé du vent et le coefficient convectif naturel, coefficient de transfert de chaleur,

La température des surfaces extérieures du tube récepteur $T_{w.out}(t_{w.out})$ est un paramètre crucial qui détermine la perte thermique du récepteur solaire. $T_{w.out}$ est obtenu dans les analyses suivantes. L'énergie thermique convertie par le sel fondu est

$$Q_{r.sal} = h_{sal} \cdot h_{w.in} \cdot (t_{w.in} - t_{s.ave})$$

où $t_{w.in}$ est la température de paroi intérieure du tube absorbant $s_{w.in}$ dans est la surface totale de la surface intérieure des tubes récepteurs $t_{sal.ave}$ est la température moyenne du sel fondu ; h_s est le coefficient de transfert de chaleur convectif du sel fondu. Le transfert de chaleur de conduction à travers le tube d'absorption mur est décrit comme

$$Q_{r.sal} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{tub} (t_{w.in} - t_{w.out}) s_{w.in}}{d_i \ln(d_o/d_i)}$$

III.2.3. L'efficacité du récepteur

L'efficacité du récepteur solaire est donnée :

$$\eta_r = \frac{Q_{r.sal}}{Q_{rsol}}$$

En outre, le travail consommé par le pompage du sel fondu du sol au sommet de la tour et à travers le récepteur solaire est considéré, qui est obtenu par

$$W_p = W_{p.tower} + W_{p,r}$$

$$W_{p.tower} = m_{r.sal} \cdot g \cdot H_{tower} + f_{tower} \cdot \frac{H_{tower}}{2 \cdot g D_{tower}} \left(\frac{4m_{r.sal}}{\pi \cdot \rho D_{tower}} \right)^2 \cdot m_{r.sal} \cdot g$$

$$W_{p,r} = f_{tub} \frac{H_r}{2 \cdot g \cdot d_i} \left(\frac{4m_{r,salt}}{\pi \cdot \rho D_{tower}} \right) m_{tube.salt} \cdot g N_{pnei}$$

Où W_p , tour est l'œuvre de pomper le sel fondu le sol jusqu'au sommet de la tour $w_{p,r}$ est le travail de pompage du sel fondu par le récepteur solaire ; f_{tower} et f_{tube} sont les facteurs de friction de Darcy, qui peuvent être obtenus en utilisant l'équation de Filonenko Le rapport de consommation de travail de la pompe à sel fondu est défini comme :

$$\eta_p = \frac{W_p}{DNI \cdot L_h \cdot W_h \cdot N_h}$$

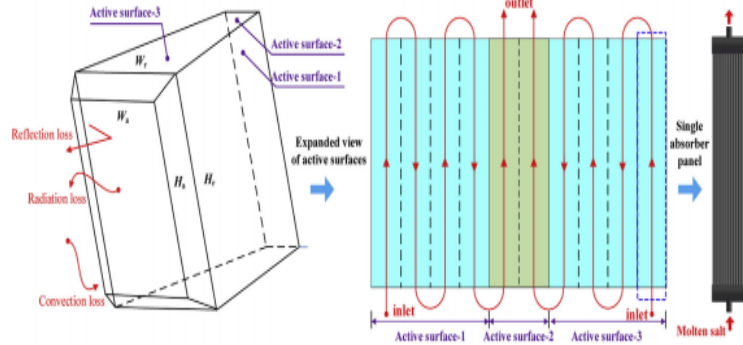


Figure.III.11. Schéma d'un récepteur à cavité de sel fondu.

Comme illustré à la (Fig.III.11) stockage thermique de sels fondus à deux réservoirs technique est adoptée. Le support de stockage thermique est le Identique au HTF utilisé dans le récepteur solaire. Dans le cas d'une énergie solaire suffisante, une partie du sel fondu chaud s'écoule dans le réchauffeur et le réchauffeur pour augmenter la température du CO₂ dans le bloc d'alimentation pour générer la puissance nominale, et le surplus de sel fondu chaud pénètre dans le sel chaud réservoir de stockage thermique.

En cas d'énergie solaire insuffisante, le récepteur solaire ne peut pas fournir suffisamment de sel fondu chaud pour le bloc d'alimentation produisant la puissance nominale, et une partie du sel chaud stocké ainsi que le sel fondu produit par le récepteur sont utilisés pour donner de l'énergie au CO₂ dans le bloc d'alimentation. Dans le cas sans rayonnement solaire, le sel fondu chaud stocké est pompé pour chauffer le CO₂ dans le cycle d'alimentation. Lorsque le sel fondu chaud stocké est épuisé, la centrale va s'arrêter. Le bilan massique du sel fondu chaud s'exprime comme suit,

$$m_{r.sal} = m_{sto.sal} + m_{pc.sal}$$

où $m_{r.sal}$ est la masse de sel fondu produite dans le récepteur, $m_{sto.sal}$ est la masse de sel fondu stockée dans le réservoir de sel chaud, $m_{pc.sal}$ est la masse de sel fondu pour chauffer le CO₂ dans le cycle. Le sel fondu chaud accumulé à l'instant t est exprimé par

$$m_{sto.sal} = \int_0^{\tau} m_{sto.sal} d\tau$$

Chapitre IV : Dimensionnement de la turbine d'une tour solaire

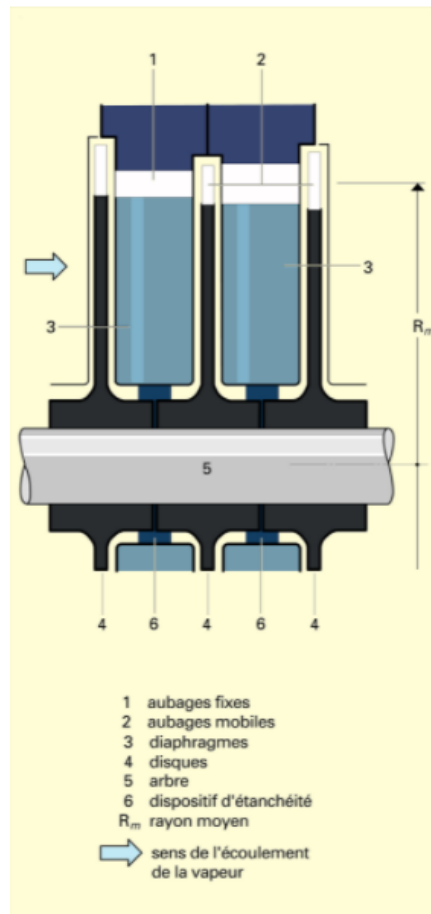
IV. Dimensionnement de la Turbine d'une tour solaire

Une turbine à vapeur idéale est considérée comme un processus isentropique, ou processus à entropie constante, dans lequel l'entropie de la vapeur entrant dans la turbine est égale à l'entropie de la vapeur quittant la turbine. Cependant, en pratique, aucune turbine à vapeur n'est vraiment isentropique, avec une efficacité isentropique se situant entre 20 % et 90 %, suivant l'application de la turbine. L'intérieur d'une turbine comprend plusieurs ensembles de lames, ou godets. Un ensemble de lames fixes est connecté au boîtier et un jeu de pales en rotation est relié à l'arbre. Les 2 ensembles s'engrènent avec un dégagement minimal, la taille et la configuration des jeux variant afin d'exploiter efficacement l'expansion de la vapeur d'eau à chaque étage.[IV.19]

IV.1.Principe de fonctionnement et classification

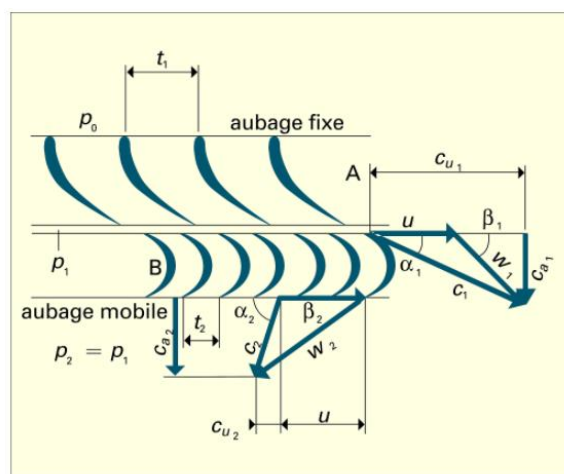
Une turbine à vapeur comporte un ou plusieurs *étages*, composés chacun de deux *aubages*, ou grilles d'aubes, dont l'un est fixe et l'autre mobile. Le plus souvent, la direction générale de l'écoulement de la vapeur est parallèle à l'axe de la turbine ; celle-ci est alors du type *axial*. Dans certains cas, cette direction est perpendiculaire à l'axe (habituellement, dans le sens centripète) ; la turbine est alors du type *radial*.

La figure représente une coupe longitudinale partielle d'une turbine axiale. La vapeur se détend dans les aubages fixes (1), qui sont montés sur des diaphragmes (3) ; toutefois, pour l'aubage fixe du premier étage (qui n'est pas représenté dans la figure), des dispositions spéciales facilitent l'admission de vapeur et le réglage de la turbine. Chacun des aubages fixes est suivi d'un aubage mobile (2) monté sur un disque (4) ; les différents disques sont fixés sur l'arbre (5), qui transmet la puissance développée par la turbine à l'appareil entraîné par celle-ci (par exemple, à une génératrice électrique). Pour réduire les fuites de vapeur entre la partie centrale des diaphragmes et les moyeux des disques, on munit les diaphragmes de lamelles métalliques (6) dont l'ensemble forme un labyrinthe.[IV.20]



FigureIV.1.Coupe longitudinale partielle d'une turbine axiale à action

En développant les aubages fixe et mobile d'un étage dans un plan, on obtient la disposition représentée sur la figure, (A) étant l'aubage fixe et (B) l'aubage mobile.:



FigureIV.2.Développement d'un étage de turbine dans un plan

Le fonctionnement d'un étage de turbine peut être conçu de deux manières. Dans le premier cas, toute la détente a lieu dans l'aubage fixe, le rôle de l'aubage mobile étant d'utiliser l'énergie cinétique engendrée par cette détente ; c'est le cas d'un étage à *action*. Dans le second, la vapeur ne se détend que partiellement dans l'aubage fixe, le reste de la détente ayant lieu dans l'aubage mobile ; ce mode de fonctionnement caractérise l'étage à *réaction*. On a donc, dans le premier cas, $p_0 > p_1 = p_2$ et, dans le second, $p_0 > p_1 > p_2$, où p_0 est la pression à l'amont de l'aubage fixe, p_1 la pression entre les aubages fixe et mobile, et p_2 la pression à l'amont de l'aubage mobile.

IV.2.Écoulement de la vapeur

Comme la vapeur traverse la turbine à une vitesse de l'ordre de plusieurs centaines de mètres par seconde, la durée de son séjour est très réduite, de sorte que les échanges de chaleur entre la vapeur et les parois sont négligeables ; par conséquent, l'écoulement de la vapeur peut être considéré comme adiabatique. Si, de plus, la turbine est supposée parfaite, l'écoulement est réversible et la transformation décrite par la vapeur est alors isentropique ; en assimilant la vapeur à un gaz parfait, elle peut être exprimée par la relation :

$$P^{V\gamma} = C^{te} \gamma = \frac{c_p}{c_v} \quad (1)$$

où c_p et c_v sont respectivement les chaleurs massiques de la vapeur à pression constante.

Désignons la pression et le volume massique de la vapeur au début de la détente par p_0 et v_0 , à la fin de celle-ci, par p_1 et v_1 . La détente a lieu dans un canal approprié constitué en fait par l'espace compris entre deux aubes fixes ; la vitesse à l'amont de ce canal étant supposée nulle, la vitesse à l'aval c est donnée par la relation :

$$c^2 = \frac{2\gamma}{\gamma-1} p_0 v_0 (1 - m)^{(\gamma-1)/\gamma} \quad (2)$$

$$m = \frac{p_1}{p_0}$$

ou par la relation équivalente :

$$c_1 = \sqrt{2\Delta H} \quad (3)$$

où ΔH est la variation d'enthalpie de la vapeur au cours de la détente. Si l'enthalpie H est exprimée en joules par kilogramme, la vitesse est en mètres par seconde. Si le débit-masse de vapeur est de 1 kilogramme par seconde,

le taux de détente critique m_c donné par :

$$m_c = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\gamma/(\gamma-1)} \quad (4)$$

En introduisant m_c dans (2), on obtient l'expression de la vitesse critique c_c :

$$c_c = \sqrt{\frac{2\gamma}{\gamma+1} p_0 v_0} \quad (5)$$

Quant aux valeurs correspondantes de la température et du volume massique, elles sont respectivement :

$$T_c = \frac{2}{\gamma+1} T_0 \quad (6)$$

$$V_c = V_0 \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{1/(\gamma-1)} \quad (7)$$

Les relations (5) et (7) permettent de trouver la valeur de la section de passage S_c lors de la détente critique d'un débit de vapeur égal à 1 kilogramme par seconde, l'inverse de cette section, soit :

$$q_{mc} = \frac{1}{s_c} = \frac{c_c}{v_c} = \sqrt{\gamma \frac{p_0}{v_0} \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}} \quad (8)$$

est le débit critique (en kilogrammes par seconde) correspondant à une section de passage de 1 mètre carré.[IV.21]

IV.3. Étude d'un étage de turbine à action

L'état de la vapeur à l'amont de l'aubage fixe est défini par les valeurs de la pression p_0 et de la température T_0 , le diagramme H,S permet de trouver la

variation d'enthalpie ΔH entre cet état initial et la pression $p_1 = p_2$, qui règne à l'aval du même aubage. La vitesse de la vapeur c_1 à la sortie de l'aubage fixe est alors donnée par la relation (3) ; quant à la direction de cette vitesse, elle est définie par l'angle α_1 entre le bord de sortie de l'aubage A et le plan frontal (c'est-à-dire le plan perpendiculaire à l'axe de la turbine).

La connaissance de l'état de la vapeur à la fin de la détente fournit la valeur du volume massique v_1 à la sortie de l'aubage fixe. Pour un débit-masse donné q_m , le débit-volume dans la section de sortie de l'aubage A est donc : $q_v = q_m v_1$ et, par conséquent, la section de passage devant être offerte à la vapeur est :

$$s_1 = \frac{q_v}{c_1} = \frac{q_m v_1}{c_1}$$

Cette section doit évidemment être mesurée perpendiculairement à la direction de la vitesse c_1 ; en désignant par D_{moy} le diamètre moyen de l'aubage, et par h_1 la longueur (dimension radiale) de celui-ci, on obtient la relation :

$$s_1 = \pi D_{moy} h_1 \sin \alpha_1 \quad (9)$$

qui donne la valeur de h_1 pour des valeurs données de S_1 , D_{moy} et α_1 .

Pour une vitesse de rotation donnée N (en tours par seconde), la vitesse circonférentielle u au diamètre moyen de l'étage a la valeur $u = \pi D_{moy} N$. Cette vitesse est représentée, sur la figure, par un vecteur qui, comme le vecteur c_1 , est l'un des côtés du triangle des vitesses à l'entrée de l'aubage mobile ; le troisième côté représente, en grandeur et en direction, la vitesse relative w_1 de la vapeur par rapport à cet aubage. Pour éviter un choc du jet de vapeur contre les parois des aubes mobiles, celles-ci doivent former avec le front de grille un angle β_1 égal à celui qui est formé par les vecteurs u_1 et w_1

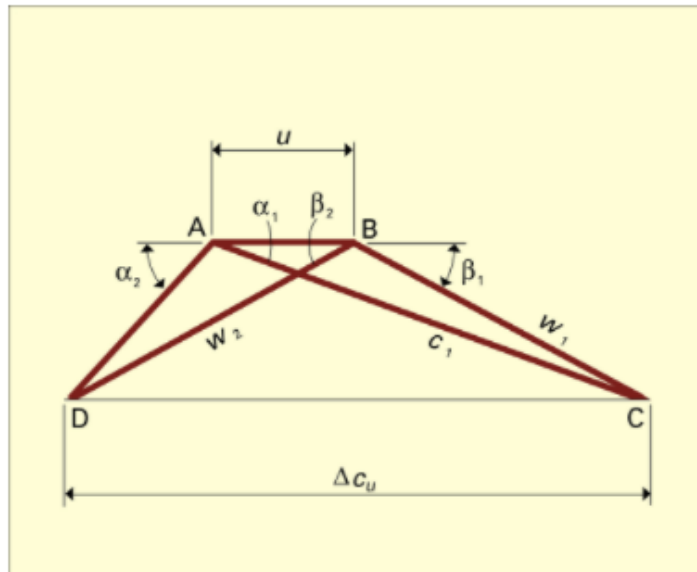


Figure IV.3. Triangle des vitesses à l'entrée et à la sortie de l'aube mobile d'un étage de turbine à action

Dans des conditions idéales, l'écoulement dans l'aube mobile n'est accompagné d'aucune perte par frottement, ce qui conduit à l'égalité : $w_1 = w_2$, w_2 étant la vitesse relative de la vapeur à la sortie des aubes mobiles. Si, de plus, les aubes fixes et mobiles ont la même longueur h

IV.4. Puissance et rendement

L'application à l'étage de turbine de la loi de la conservation de l'énergie donne :

$$w = \frac{c_1^2 - c_2^2}{2}. \quad (10)$$

Pour un débit-masse q_m , exprimé en kilogrammes par seconde, la puissance fournie par la vapeur dans l'étage considéré est par conséquent (exprimée en watts) :

$$p = q_m w = q_m \frac{c_1^2 - c_2^2}{2} \quad (11)$$

Or, l'examen des triangles des vitesses correspondant à l'entrée et à la sortie de l'aube mobile permet d'établir la relation :

$$c_1^2 - c_2^2 = 2\mu(c_{\mu 1} - c_{\mu 2}) = 2\mu\Delta c_\mu \quad (12)$$

où la grandeur Δc_u , qui est la variation dans l'aubage mobile de la composante tangentielle (c_u) de la vitesse absolue de la vapeur, est donnée immédiatement par l'épure des vitesses qu'on obtient en superposant les deux triangles construits précédemment.[IV.22]

L'expression du rendement est donnée par :

$$\eta = 1 - \frac{c_2^2}{c_1^2} = \frac{2\Delta c_u}{c_1^2} = 1 - 4u \frac{c_1 \cos \alpha_1 - \mu}{c_1^2} \quad (13)$$

la valeur maximale du rendement étant :

$$\eta_{max} = \cos^2 \alpha_1 \quad (14)$$

IV.5.Etage de turbine à réaction

L'inégalité $p_1 > p_2$, qui caractérise le fonctionnement d'un étage à réaction, permet de représenter la variation d'enthalpie ΔH dans celui-ci sous la forme :

$$\Delta H = \Delta H_f + \Delta H_m \quad (15)$$

où ΔH_f et ΔH_m sont respectivement les variations d'enthalpie dans l'aubage fixe et dans l'aubage mobile. Le rapport :

$$\sigma = \frac{\Delta H_m}{\Delta H}$$

est, par définition, le degré de réaction de l'étage ; pour un étage à action, comme $\Delta H_m = 0$, on a évidemment $\sigma = 0$.

La construction du triangle des vitesses à l'entrée de l'aubage mobile peut être réalisée comme suit. Supposons que l'étage considéré soit précédé d'un autre étage à réaction et que la vitesse absolue c_2 conserve la même valeur en passant d'un étage au suivant. Pour l'étage étudié, la vitesse c_1 sera alors :

$$c_1 = \sqrt{2(1 - \sigma)\Delta H + c_2^2} \quad (16)$$

et la combinaison de c_1 et de u permet de trouver, comme dans le cas d'un étage à action, la vitesse relative w_1 à l'entrée de l'aubage mobile. Quant au triangle des vitesses à la sortie de cet aubage, il peut être obtenu en utilisant la relation :

$$W_2 = \sqrt{2\sigma\Delta H + W_1^2} \quad (17)$$

Le cas le plus simple est celui d'un étage (supposé parfait) dont les dimensions radiales varient de manière à obtenir la même valeur de la composante axiale de la vitesse de la vapeur à la sortie de l'aubage fixe et à la sortie de l'aubage mobile. Si, de plus, $\sigma = 0,5$, les aubages fixe et mobile sont symétriques et les deux triangles ont la forme représentée sur la figure[IV.23]. La condition du rendement maximal peut être exprimée en fonction du rapport $\xi = u/c$, où c est une vitesse fictive correspondant à la variation totale d'enthalpie de l'étage : $c = \sqrt{2\Delta H}$

**Chapitre V : Étude et validation des résultats de
simulation d'une tour solaire
installée à l'Ouest d'Algérie**

V. étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

V.1. System advisor model (SAM)

Ce dernier chapitre présentera une étude de modélisation et de simulation d'une tour solaire installée à Oran, et une étude d'analyse et de discussion des résultats obtenus via ce modèle, utilisant un logiciel standard (SAM). En effet, nous allons utiliser le logiciel SAM pour créer un modèle pour notre tour, dont le fluide circule dans le récepteur avec un stockage thermique. Ainsi, notre installation fonctionne d'une manière optimale lorsque le soleil est présent.

Mais, avant de présenter les résultats et l'explication de la méthodologie suivie, nous concentrons sur le principe de fonctionnement de l'outil logiciel SAM et notamment le logiciel TRNSYS. Pour l'introduction des paramètres climatiques, du site géographique, nous allons utiliser le logiciel métronome.

V.2. Description du logiciel SAM

Le logiciel System Advisor Model, SAM, paru en 2007, analyse et compare les coûts et les performances d'une grande variété de systèmes solaires pour plusieurs et différentes applications. Le logiciel couple un modèle horaire de performances techniques (issu d'un modèle exécutable intégré de TRNSYS) à un modèle économique et financier détaillé, capable de prendre en compte l'effet des politiques publiques de l'énergie sur le flux de trésorerie annuels de l'installation.

Il bénéficie d'une interface utilisateur conviviale permettant d'échanger des données avec des modèles externes sous forme de tableur Excel et d'effectuer des études paramétriques sur la plupart des paramètres d'entrée. En effet, le SAM dispose une bibliothèque très complète de modèle de composants de centrales thermodynamiques validés expérimentalement, qui peut être enrichie par l'utilisateur.

Le SAM est conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables, allant des gestionnaires de projet et des ingénieurs, jusqu'au concepteurs des programmes d'incitation, des développeurs de technologies, et des chercheurs.

Chapitre 5 : Étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie



Figure.V.1. Page de démarrage du SAM.

SAM a été développé dans le laboratoire Américain des énergies renouvelables (NREL) en collaboration avec le laboratoire Américain SANDIA et en partenariat avec le Programme des technologies énergétiques Solaire (SETP) du ministère de l'énergie Américaine (DOE). Ensuite SAM a évolué pour modéliser une gamme de technologies d'énergie renouvelable et il est utilisé dans le monde entier pour la planification et l'évaluation des programmes de recherche et développement, l'élaboration d'estimations des coûts du projet et son performance.



Figure.V.2. Interface de simulation du SAM.

V.3.Méthodologie utilisée

Chapitre 5 : Étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

L'un des objectifs de cette étude est d'arriver à créer un modèle d'une tour solaire installée à ORAN, cette centrale pour la région d'Oran, où les données radiométriques et météorologiques sont issues directement du logiciel METEONORM7

Ce logiciel génère un fichier TYM, il doit être chargé dans la bibliothèque du logiciel SAM. Cependant, la simulation des performances énergétiques est effectuée par le logiciel SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL). Une centrale solaire à tour consiste en un champ de réflecteurs de poursuite à deux axes (héliostats) qui concentrent la lumière sur un récepteur central situé en haut de la tour.

Le fluide actif se trouvant dans le récepteur est chauffé à 500-1000°C, puis utilisé comme source de chaleur pour un système de production ou de stockage d'énergie. Nous avons utilisé le logiciel SAM pour la simulation d'une centrale solaire à tour, et ce passe par l'étude de l'influence de certains paramètres et configurations, tels que la forme des héliostats, dimensions du récepteur, le stockage thermique, la puissance à installer (taille de la centrale) et le choix de site.

V.4. Etude de dimensionnement de la tour solaire

V.4.1. Site géographique

Dans notre cas, on s'est proposé d'étudier le site d'Oran situé à l'Ouest du pays, avec une latitude de 35°N et une altitude de 84m. La somme de l'irradiation normale directe est plus de 261kWh/m²/an. La moyenne d'irradiation normale directe varie entre 271kWh/m² et 359kWh/m² respectivement en janvier et juillet. Concernant la température ambiante annuelle en moyenne est de l'ordre de 18.4°C. D'autres paramètres sont importants comme la vitesse du vent en moyenne vaut 4.1m/s. La figure ci-dessous montre du rayonnement et celle de la température ambiante.

Chapitre 5 : Étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

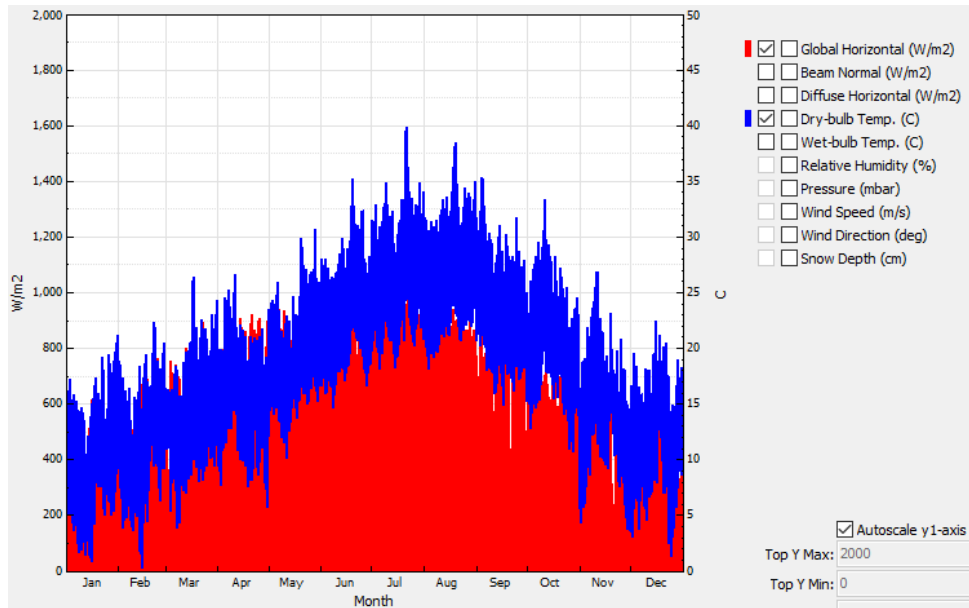


Figure V.3 : Evolution mensuelle du rayonnement solaire et de la température ambiante sur le site d'Oran

V.4.2. Champ héliostat

Dans cette étude, nous avons créé un modèle d'une tour solaire avec une puissance de 140kW. La première étape consiste à déterminer les dimensions des Héliostats à utiliser, nous choisissons un héliostat avec une longueur de 1m et une largeur de 1m également (Figure ci-dessous). Nous obtenons une surface totale de 6182.2m², cette dernière est couverte par 6359 héliostats. Cela signifie que la hauteur optimale de la tour solaire est 19m. On note que la distance maximale entre la tour et le premier héliostat est 14m environ, par contre la distance maximale entre la tour et le dernier héliostat est 141m.

Chapitre 5 : Étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

Heliostat Properties Heliostat Width <input type="text" value="1"/> m Heliostat Height <input type="text" value="1"/> m Ratio of Reflective Area to Profile <input type="text" value="0.97"/> Use Round Heliostats (D=W) <input type="checkbox"/> Heliostat Area <input type="text" value="0.97"/> m ² Mirror Reflectance and Soiling <input type="text" value="0.94"/> Heliostat Availability <input type="text" value="0.99"/> Image Error <input type="text" value="0.00153"/> rad Heliostat Stow Deploy Angle <input type="text" value="8"/> deg Wind Stow Speed <input type="text" value="15"/> m/s	Circular Field Optimization Wizard <input type="button" value="Start Wizard..."/> The wizard will calculate an optimal distribution of heliostats and populate the zonal grid below. It calculates optimal tower and receiver heights, and receiver diameter. Since some cost and financial parameters help guide the optimization, be sure to set reasonable values before running the wizard. Refer to the documentation for more information.
Solar Field Layout Constraints Max Heliostat Distance to Tower Height Ratio <input type="text" value="7.5"/> Min Heliostat Distance to Tower Height Ratio <input type="text" value="0.75"/> Tower Height <input type="text" value="18.89"/> m	Max. Distance From Tower <input type="text" value="141.675"/> m Min. Distance From Tower <input type="text" value="14.1675"/> m Max Realized Distance From Tower <input type="text" value="141.675"/> m
Mirror Washing Water Usage Per Wash <input type="text" value="0.7"/> L/m ² ,aperture Washes Per Year <input type="text" value="63"/>	Land Area Non-Solar Field Land Area <input type="text" value="45"/> acres Solar Field Land Area Multiplier <input type="text" value="1.3"/> Calculated Total Land Area <input type="text" value="53"/> acres

Figure V.4 : Le dimensionnement des héliostats

Notre objectif non seulement de calculer l'énergie produite via la tour solaire qui va alimenter une turbine de 140kW, mais aussi de connaître l'architecture de notre tour. Cette architecture (Figure ci-dessous) va nous permettre de réaliser un champ d'héliostats mobile sur deux axes. Nous pouvons améliorer l'architecture ci-dessous pour maximiser la fraction solaire. Ceci via la création d'un axe mobile sur des rails de tramway. Cet axe est important pour maximiser l'énergie produite est pour permettre l'alimentation des moteurs et les circuits de commandes. Ainsi l'alimentation de l'unité 300 au sien de l'unité pédagogique. Mais dans ce cas le remplacement de la turbine est nécessaire pour produire plus de puissance électrique. Ainsi, pour améliorer le processus de l'unité pédagogique, via l'ajout d'un nouveau système énergétique, qui ce caractérise essentiellement avec l'intégration des énergies propres.

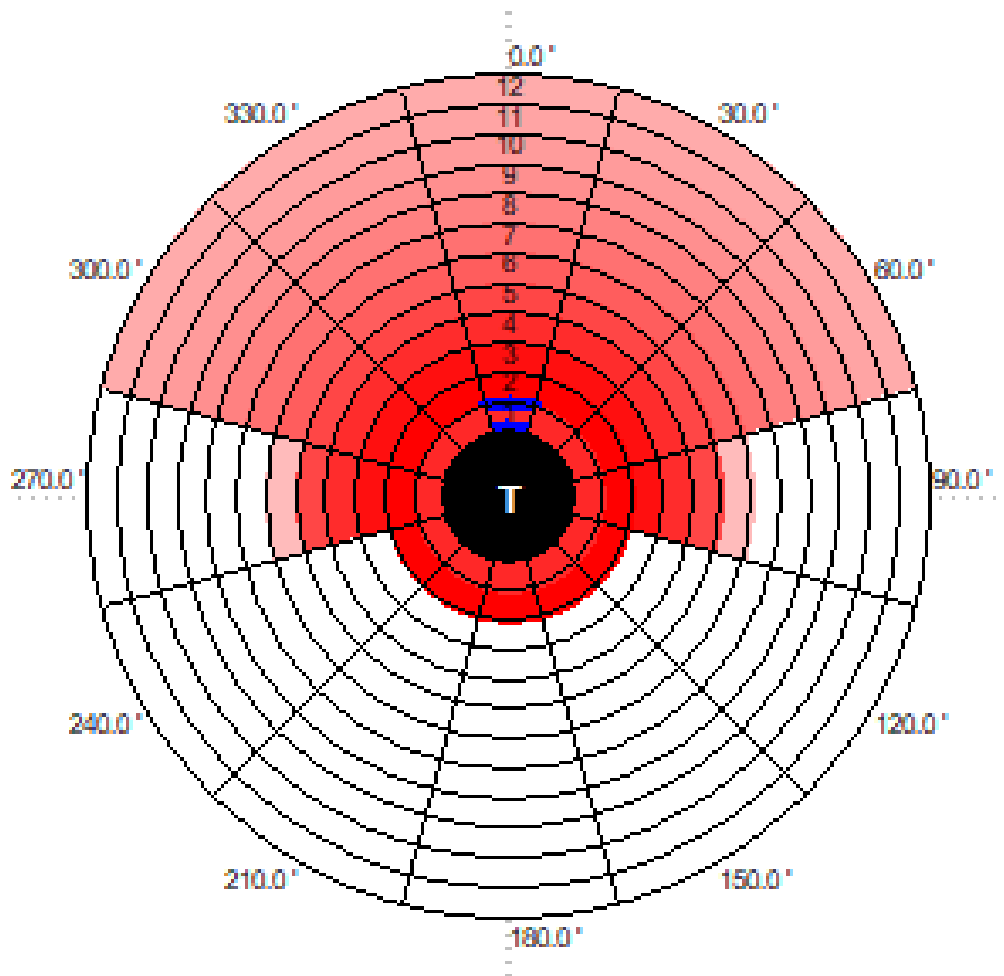


Figure V.5 : L'architecture de la surface de 12 strings, le système peut avoir une architecture optimale sur 180° avec un axe mobile avant/arrière avec 20°.

V.4.3. Le récepteur

Pour le récepteur nous avons défini les limites du récepteur selon une étude qui fera l'objet d'une publication scientifique, elle ne sera pas présentée dans cette étude. Les paramètres définis ici sont l'hauteur de la tour de 19m, l'hauteur du récepteur 2.02m et diamètre du récepteur à 2.53m. Pour plus de précision nous avons défini les valeurs maximales comme suit :

Min.Diamètre du récepteur :1m

Max.Diamètre du récepteur : 30m

Chapitre 5 : Étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

Optimization Wizard (My project)

Solar Field

Solar Multiple

External Receiver and Tower

Min. Receiver Diameter

Max. Receiver Diameter

Optimization Levels for Receiver Diameter

Min. Receiver Height/Diameter Ratio

Max. Receiver Height/Diameter Ratio

Optimization Levels for Receiver H/D Ratio

Min. Tower Height

Max. Tower Height

Optimization Levels for Tower Height

Solar Power Tower Optimization Wizard

Figure.V.6 : Paramétrage du récepteur

V.4.4.Turbine

La puissance brute de la turbine de conception est fixée à 0.14MW, selon la demande de la turbine de l'unité pédagogique, les paramètres de la turbine jouera un rôle clé pour la détermination de l'architecture de la tour solaire. La puissance de la turbine détermine l'hauteur de la tour selon les limites définies précédemment.

Power Block Design Point

Rated Cycle Conversion Efficiency

Design Thermal Power MWt

Design HTF Inlet Temp. °C

Design HTF Outlet Temp. °C

Boiler Operating Pressure Bar

Fossil Backup Boiler LHV Efficiency

Steam cycle blowdown fraction

Plant Control

Min. Required Temp. For Startup °C

Low-resource Standby Period hours

Fraction of Thermal Power Needed for Standby

Power Block Startup Time hours

Fraction of Thermal Power Needed for Startup

Min Turbine Operation

Max Turbine Over Design Operation

Figure IV.7 : paramétrage de la turbine

Lorsque nous définissons la valeur de la puissance brute de la turbine le logiciel SAM génère la puissance thermique de la tour solaire. Dans notre cas la puissance thermique est de l'ordre de 0.33MWt (Fig.V.7).

V.5. Analyse des Résultats de simulations sous SAM

Les résultats obtenus montrent que le remplacement de chaudière STEAMBLOC de l'unité pédagogique est possible, ceci via l'installation d'une tour solaire de 19m d'hauteur et avec un récepteur d'hauteur de 2.02m et avec un diamètre de 2.53m. Le champ des héliostats sera constitué de 6359 héliostats. Pour continuer l'étude une étude approfondie est nécessaire, elle doit inclure les valeurs de performance ainsi que les valeurs économiques. Étant donné que les données de coût réelles doivent être soigneusement choisies pour déterminer le LCOE (Coût de l'énergie actualisé).

Cependant, l'étude de stabilité de l'énergie produite est importante, car ceci nécessite une installation d'un système de stockage thermique en parallèles, par ce que ce système nous aidera à maintenir l'énergie de la tour constante durant la journée est les périodes défavorable. Il existe plusieurs configurations possibles pour implémenter un système de stockage thermique. La plus utilisée c'est la technologie à deux réservoirs. Mais on prend en considération le principe, quand l'installation possède un système de stockage, le champ solaire est grand dans l'ordre d'augmenter les heures de production.

Également, la taille relative du champ des héliostats est mesurée par le multiple solaire, un paramètre adimensionnel qui est le rapport de l'échelle de grandeur du champ solaire de l'installation de la tour solaire à la taille de champ requise par l'alimentation de la turbine à la capacité de conception quand l'irradiation solaire est à son maximum.

Les performances d'une centrale à tour solaire dépendent de l'ensoleillement de telle centrale, ce paramètre peut affecter la production ainsi que le coût du kilowattheure produit de l'installation (Fig. V.8). dans l'article scientifique nous allons présenter la méthodologie suivie pour déterminer les différents coûts liés au système étudié dans ce travail. Dans cette partie nous présentons les résultats sans donner les détails. Alors, pour une installation de 3.39kWt le coût de l'électricité atteint 20c

Chapitre 5 : Étude et validation des résultats de simulation d'une tour solaire installée à l'Ouest d'Algérie

dollar pour la région d'Oran. La baisse du cout pour la région de Tamanrasset est due au fort ensoleillement.

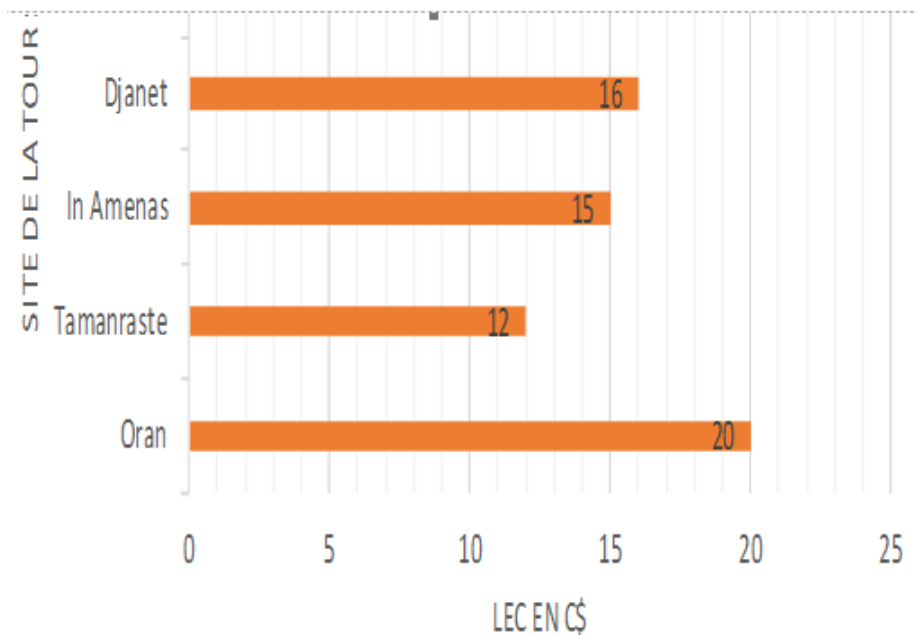


Figure.V.8 : Variation du LEC en fonction du site d'installation

Si l'ensoleillement dépasse les 2000kWh/m² dans le cas d'In Amenas et Tamanrasset, le cout du kilowattheure connaîtra une baisse confédérale par rapport à d'autre site comme celui de Batna et d'Oran. En revanche, on peut dire la même chose sur la production de l'énergie, car pour les régions qui ont des faibles ensoleillements la production est moins importante que celle produite à Tamanrasset et Illizi. La figure suivante montre la variation de l'énergie produite en fonction de l'ensoleillement.

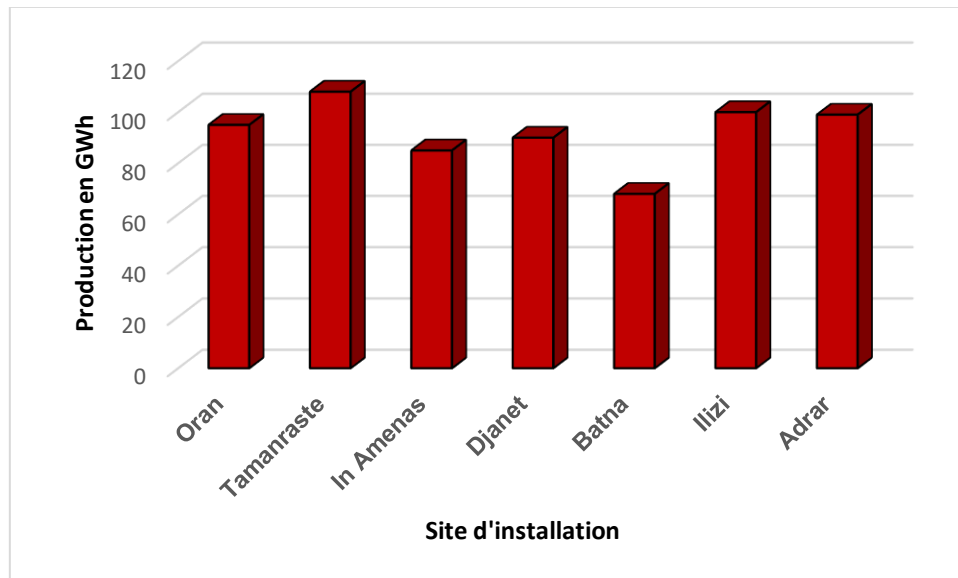


Figure.V.9. Variation de l'énergie produite via la tour solaire en fonction du site d'implantation

Conclusion Générale

A la lumière de cette étude scientifique nous pouvons conclure que la centrale à tour solaire et l'énergie solaire thermique en générale sont des techniques de production d'énergie qui peuvent être utilisées pour remplacer les procédés de production d'énergie actuels. Cependant, du fait de sa sous-utilisation, l'énergie solaire peine encore à s'imposer au sein de la production énergétique mondiale.

La technologie de la tour solaire présente un moyen d'exploiter la chaleur du soleil. Les investissements sont importants et ils produisent une électricité propre et renouvelable. Après avoir fait connaissance de l'historique, du principe de fonctionnement, état de l'art et de lieu de la technologie « Tour Solaire », ainsi que leurs composants en détails.

Cette étude nous a permis aussi d'étudier le site d'Oran situé à l'Ouest du pays est doté de conditions climatiques très favorables pour le développement à grande échelle de la tour solaire. En effet, l'utilisation du logiciel SAM nous a permis de dimensionner ainsi de configurer les caractéristiques techniques de la centrale à tour, nous avons trouvé que pour remplacer la chaudière STAMBLOC de l'UPCA, il est nécessaire d'installer une tour solaire de 19m et un récepteur qui produit 0.33MWt. Ainsi, un nombre très important d'héliostats (6359). On note que nous avons fixé le diamètre d'héliostat et la puissance brute de turbine (0.14MW) et le diamètre de récepteur. Des multiples résultats peuvent être traités en fonction des paramètres variables à prendre en considération.

Comme perspectives nous encourageons les étudiants, de l'Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, à se concentrer sur l'aspect économique de la centrale à tour solaire, aussi faut donner l'importance au système de stockage et pour finaliser sa tâche de dimensionnement. Pour les résultats annuels ils peuvent utiliser d'autre logiciel comme Trnsys, ceci va leur permettre d'avoir des résultats plus précis.

Bibliographiques

[I.1] J, Bernard. Energie solaire, calculs et optimisation. Ellipse Edition Marketing. Paris. (2004).

[I. 2] I, Zeghib. Etude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique, thèse de magistère, Université de Constantine. (2005).

[I.3] P, H, Communay. Héliothermique, Le gisement solaire, méthodes et calculs. Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002).

[I.4] <https://www.connaissancedesenergies.org> › reseau-intelligents

[I.5] Fernandez-García A., Zarza E., Valenzuela L. and Pérez M. (2010), „Parabolic-trough solar collectors and their applications“. Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews, 4(7), 1695–172
magistère, Université de Constantine. (2005).

[II.6] G. Bouhelal, l'utilisation de l'énergie solaire pour les besoins de la climatisation, Université abou bekr belkaid Tlemcen, 2012

[II.7] MR. MERZOUG BACHIR ,Etude d'une centrale solaire thermique, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNAB

[II.8] Design graphique : THINK UP COMMUNICATION ÉCO-RESPONSIBLE.
[http://www.enr.fr/userfiles/files/Kit%20de%20communication/2010171642_Fichessolairethermo dynamiqueintegralemai2010.pdf](http://www.enr.fr/userfiles/files/Kit%20de%20communication/2010171642_Fichessolairethermo%20dynamiqueintegralemai2010.pdf), consulté 28/04/2016

[II.9] Principle and Construction of the Pilot Plant in Manzanares, International Journal of Solar Energy, 2, No. 1, pp 3–20, (1984). W. Haaf, K. Friedrich, G. Mayr, and J

[II.10] h, Perrin de Brichambaut; C, Vauge. Le gisement solaire, Technique et Documentation, Paris. (1982)

[II.11] Burisch, M., et al., Experimental Validation of Theoretical Heliostat Wind Loads. Energy Procedia, 2015. 69: p. 50-59

[II.12] <https://bu.umc.edu.dz> ›

[III.13] <http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/468/4/chapitre3.pdf>

[III.14] J. ZMUDA, «Montage et expérimentation d'un système de tracking en chaîne des héliostats pour une centrale à tour de petite puissance».

[III.15] R. Merat et R. Moreau, 'Physique Appliquée', Edition Nathan Technique, 1994

[III.16] O. Aliman, I. Dot, M. Isa and M.R. Adzman, 'Simplification of Sun Tracking Mode to Gain High Concentration Solar Energy', American Journal of Applied Sciences, Vol. 4, N°3, pp. 167 – 171, 2007.

[III.17] S. Quoilin, 'Les Centrales solaires à concentration', Faculté des sciences appliquées, Université de Liège, Mai 2007.

[III.18] Y. Jannot, 'Thermique solaire', Octobre 2003

[IV.19] TURBINES À VAPEUR - Encyclopædia Universalis

[IV.20] <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-vapeur/1-principe-de-fonctionnement-et-classification>

[IV.21] TURBINES À VAPEUR, Écoulement de la vapeur - Encyclopædia Universalis

[IV.22] <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-vapeur/3-etude-d-un-etage-de-turbine-a-actio>

[IV.23] <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-vapeur/5-etage-de-turbine-a-reaction>