

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou

Faculté de génie de la construction

Département de génie mécanique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master Académique

En génie mécanique,

Spécialité : Energétique.

Thème

Etude de faisabilité d'une centrale thermique à tour :

Application au gisements solaire en Algérie

Réalisé par :

Mlle. **HAREDJ Soraya**

Mlle. **ALLAM Assia**

Dirigé et encadré par :

Mr. ZOUAOUI Salah

Jury d'évaluation du mémoire

Mr. HAMZAOUI Malek

Mr. BELTAGY Hani

Promotion 2020/2021

Résumé

Le présent travail consiste à caractériser une centrale solaire thermique à tour d'une puissance de 150 MWe sur différents sites Algériens (Sahara et centre). Les performances de ce type de centrales sont évaluées à travers une optimisation et un dimensionnement des différents paramètres de la centrale à savoir : la partie optique, thermique et thermodynamique en fonction du solaire multiple (SM), heures de pleine charge (FLH). La centrale est étudiée à l'échelle horaire, elle concerne l'ensoleillement, le système 'champ', le système 'récepteur' et la partie bloc de puissance à l'aide des outils de modélisations et simulations suivants : EES, Matlab et SAM. En comparant et interprétant les résultats, on doit simplifier la prise de décision pour la réalisation de tel projet.

Mots clés : énergie solaire, concentration solaire, centrale solaire à tour, performances optiques, performances thermiques, stockage thermique, performances thermodynamiques

Abstract

The present work consists in characterizing a tower solar thermal power plant with a power of 150 MWe on different Algerian sites (Sahara and center). The performances of this type of power plant are evaluated through an optimization and a sizing of the various parameters of the power plant, namely: the optical, thermal and thermodynamic part according to the multiple solar (SM), full load hours (FLH). The power plant is studied at the hourly scale, it concerns the sunshine, the 'field' system, the 'receiver' system and the power block part using the following modeling and simulation tools: EES, MATLAB and SAM. By comparing and interpreting the results, the decision making for the realization of such a project should be simplified.

Key words: Solar energy, concentrating solar power, Solar Tower Power plants, Optical performance, Thermal performance, thermal storage, thermodynamic performance

REMERCIEMENT

*On remercie Dieu tout puissant de nous avoir accordé la volonté et le courage
pour réaliser notre mémoire.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr S.
ZOUAZOUI qui nous a dirigés le long de ce travail.*

*On remercie très chaleureusement Monsieur BELTAGY Hani et Monsieur
HAMZAOUI qui nous ont apporté leurs aides et leurs Valeureux conseils pour
l'accomplissement de ce travail.*

*Nous voudrions aussi exprimer nos remerciements aux membres de jury d'avoir
fait l'honneur d'accepter le jury de ce travail.*

*Enfin, nous exprimons nos chaleureux remerciements à toutes les personnes qui
ont contribué de près ou de loin à notre réussite.*

DEDICACES

*Je dédie ce travail à mes chers parents qui m'ont tout donné,
qui m'ont encouragé tout le long de mes études et à qui je dois
ma réussite*

A mes chères sœurs, mon frère mon oncle et LHADJ

Et toute la famille

Soraya

DEDICACES

*Je dédie ce travail à mes chers parents qui m'ont tout donné,
qui m'ont encouragé tout le long de mes études et à qui je dois
ma réussite*

A mes chers frères, A ma sœur

Et a toute la famille

Assia

SOMMAIRE

Résumé

Remerciement

Sommaire

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Nomenclature

INTRODUCTION GENERALE	1
I CHAPITRE I : GENERALITES.....	3
INTRODUCTION	3
I.1 LES ENERGIES RENOUVELABLES	3
I.1.1 L'énergie éolienne.....	3
I.1.2 L'énergie hydraulique	4
I.1.3 L'énergie hydrolienne	5
I.1.4 L'énergie de la biomasse.....	5
I.1.5 L'énergie géothermique	6
I.1.6 L'énergie solaire	7
I.2 SOURCE DE L'ENERGIE SOLAIRE	9
I.3 LE MOUVEMENT DE LA TERRE AUTOUR DU SOLEIL	9
I.3.1 Mouvement de rotation	10
I.3.2 Mouvement de translation.....	10
I.4 LE MOUVEMENT APPARENT DU SOLEIL	11
I.4.1 Coordonnées géographiques « repérage du site »	11
I.4.2 Coordonnées horizontales « repérage du soleil »	12
I.4.3 Coordonnées horaires.....	13
I.5 LES ANGLES DE LA POURSUITE SOLAIRE	13
I.5.1 Angle de zénith	13
I.5.2 Angle d'azimut.....	13
I.5.3 Angle extérieur d'azimut γ_s :	14
I.5.4 Angle d'incidence θ :	14
I.6 LE TEMPS SOLAIRE	15
I.6.1 Le temps universel (TU) :	15

I.6.2	Le temps solaire moyen (TSM)	15
I.6.3	Le temps solaire vrai (TSV) :.....	15
I.6.4	Equation du temps.....	15
I.7	LE RAYONNEMENT SOLAIRE	16
I.7.1	Constante solaire	16
I.7.2	Les composantes du rayonnement solaire.....	16
I.8	LE POTENTIEL SOLAIRE.....	17
I.8.1	Le gisement solaire mondiale	17
I.8.2	Le gisement solaire en Algérie	18
	CONCLUSION	20
II	CHAPITRE II : TECHNOLOGIES DES CENTRALES SOLAIRES A	
	CONCENTRATION.....	22
	INTRODUCTION	22
II.1	SYSTEME DE CONCENTRATION	22
II.1.1	Systèmes de concentration linéaire	23
II.1.2	Systèmes de concentration ponctuelle.....	24
II.2	LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DES CENTRALES A CONCENTRATION	25
II.2.1	Centrale solaire de Fresnel	25
II.2.2	Centrale solaire à capteurs cylindro-parabolique	26
II.2.3	Centrale solaire parabolique.....	27
II.2.4	Centrale solaire à tour.....	28
II.3	LES FLUIDES CALOPORTEURS DES SYSTEMES A CONCENTRATION.....	30
II.4	LE STOCKAGE THERMIQUE DANS LES CENTRALES CSP	31
II.4.1	Le stockage par voie sensible.....	32
II.4.2	Le stockage par chaleur latente	32
II.4.3	Le stockage thermochimique.....	32
II.4.4	Stockage direct et indirect	33
II.5	HYBRIDATION DES CENTRALES SOLAIRES A CONCENTRATION.....	34
II.5	LE SYSTEME DE REFROIDISSEMENT DES CENTRALES SOLAIRES THERMODYNAMIQUES	35
II.5.1	Les Systèmes de refroidissement à passage unique	35
II.5.2	Les tours de refroidissement	35
II.5.3	Refroidissement par voie humide.....	36
II.5.4	Refroidissement par voie sèche.....	36

CONCLUSION	37
III CHAPITRE III : ETAT DE L'ART DE LA TECHNOLOGIE DES CENTRALES A TOUR	39
INTRODUCTION	39
III.1 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT	39
III.2 LES ELEMENTS PRINCIPAUX D'UNE CENTRALE SOLAIRE A TOUR :	40
III.2.1 Réflecteur primaire :	40
III.2.2 Les réflecteurs secondaires :	40
III.2.3 Les différentes configurations de champ d'héliostat :	41
III.2.3 La tour :	42
III.2.4 Le Récepteur	43
III.2.5 Système de conversion d'énergie :	45
III.2.6 Fluides caloporteurs	46
III.3 LE STOCKAGE THERMIQUE	47
III.3.1 Accumulation par chaleur sensible :	47
III.3.2 Accumulation par chaleur latente	48
III.3.3 Le stockage thermique direct, indirect et semi-direct	48
III.4 LES TECHNOLOGIES DES CAPTEURS A TOUR	49
III.4.1 Systèmes à caloporteur sels fondus :	50
III.4.2 Systèmes à caloporteur eau-vapeur :	50
III.4.3 Systèmes à caloporteur air atmosphérique :	51
III.4.4 Systèmes à caloporteur air pressuré :	52
CONCLUSION	52
IV CHAPITRE IV : MODELISATION ET SIMULATION	53
INTRODUCTION :	53
PROCESSUS :	53
IV.1 LOCALISATION DES SITES ET CONDITIONS METEOROLOGIQUES	53
IV.2 CONCEPTION DE LA CENTRALE SOLAIRE A TOUR	57
IV.3 CONCEPTION NOMINALE DE LA CENTRALE	60
IV.3.1 Conception du bloc de puissance :	60
IV.3.1.1 La puissance électrique	60
IV.3.1.2 Description de l'installation :	61
IV.3.1.3 Bilan énergétiques :	62

IV.3.1.4	<i>Evaluation des pertes thermiques liées au récepteur</i>	64
IV.3.1.5	<i>Résultats et discussion du bloc de puissance et récepteur</i> :.....	66
IV.3.2	<i>Conception du champ solaire</i>	69
IV.3.3	<i>Conception du stockage de l'énergie thermique</i>	75
IV.3.3.1	<i>Stratégies d'exploitation</i>	76
IV.3.3.2	<i>Impacts des transitoires</i>	77
IV.4	STRATEGIE D'EXPLOITATION DE LA CENTRALE.....	77
IV.5	OPERATION QUOTIDIENNE LE JOUR DE REFERENCE CHOISI.....	83
IV.5.1	<i>Mode de préchauffage et de démarrage</i>	84
IV.5.2	<i>Fonctionnement normal</i>	87
IV.5.3	<i>Fonctionnement par temps nuageux, aux heures de faible rayonnement et après le coucher du soleil.</i>	88
IV.5.4	<i>Mode d'arrêt</i>	88
IV.6	LES PERFORMANCES TECHNIQUES DE LA CENTRALE :	88
IV.6.1	<i>Performance annuelle</i>	88
IV.6.2	<i>Facteur de capacité</i>	90
	CONCLUSION	90
	CONCLUSION GENERALE	92

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

Annexes

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: Champs d'éoliennes	4
Figure I.2 : Centrale hydraulique	4
Figure I.3 : model hydroliennes	5
Figure I.4 : schéma de fonctionnement de la géothermie	6
Figure I.5 : fonctionnement du solaire photovoltaïque	7
Figure I.6: schéma de fonctionnement de l'énergie thermique.....	8
Figure I.7: Distance soleil-globe.....	9
Figure I.8 : : Mouvement de la terre autour du soleil.....	10
Figure I.9 : Angles de Longitude et Latitude de la terre	11
Figure I.10 : les coordonnées géographiques.....	12
Figure I.11 : les coordonnées horizontales.....	14
Figure I.12 : Les composantes du rayonnement solaire.....	17
Figure I.13: les régions du monde ayant un potentiel solaire élevé {Lazhar, 2018. #7}	18
Figure I.14 : Gisement solaire en Algérie	19
Figure II.1 : Schéma d'une centrale solaire	22
Figure II.2 : Schéma du fonctionnement d'une centrale CSP	23
Figure II.3 : centrales solaires à concentration linéaire	24
Figure II.4 : centrales solaires à concentration ponctuelle.....	24
Figure II.5: Schéma de principe d'un linéaire Fresnel	25
Figure II.6 : photo d'une centrale Fresnel.....	25
Figure II.7 : Schéma de principe d'un Cylindro-parabolique	26
Figure II.8 : Photo de la centrale CSP Nevada Solar One	26
Figure II.9 : Schéma de principe d'une centrale à concentrateur parabolique.	27
Figure II.10 : Photo d'une parabole.....	28
Figure II.11 : Schéma de principe d'une centrale à tour.....	29
Figure II.12 : Photo d'une centrale à tour.....	29
Figure II.13 : les caractéristiques des fluides caloporteurs	31
Figure II.14 : Principe de stockage de l'énergie par adsorption/désorption.....	33
Figure II.15 : Système hydride d'une centrale thermique solaire a concentration	35
Figure II.16 : Système de refroidissement humide	36
Figure II.17 : Système de refroidissement a air sec	36
Figure III.1 : fonctionnement d'une centrale solaire à tour.....	39
Figure III.2 : Réflecteur primaire.....	40
Figure III.3 : schéma concentrateur secondaire	41
Figure III.4 : photo des configurations de champ d'héliostat.....	41
Figure III.5 : une configuration de "beam-down"	42
Figure III.6 : différentes architectures des tours solaires.....	42
Figure III.7 : champs d'héliostat a multi tours	43
Figure III.8 : schémas du récepteur volumétrique.....	44
Figure III.9 : Schémas d'un récepteur solaire à cavité	44
Figure III.10 : Schémas d'un récepteur à particules	45
Figure III.11 : les différents systèmes de conversion d'énergie	46
Figure III.12: stockage a système directe et indirecte	49

Figure III.13 : Systèmes à caloporteur sels fondus.....	50
Figure III.14 : Systèmes à caloporteur eau-vapeur	51
Figure III.15 : Systèmes à caloporteur air atmosphérique	51
Figure III.16 : Systèmes à caloporteur air pressuré	52
Figure IV.1 : Irradiance solaire [W/m ²] à Hassi R'mel pour un jour moyen de chaque mois de l'année 2016.....	54
Figure IV.2 : Irradiance solaire [W/m ²] à Tizi Ouzou pour un jour moyen de chaque mois de l'année 2016.....	55
Figure IV.3 : Irradiance solaire [W/m ²] à Tamanrasset pour un jour moyen de chaque mois de l'année 2016.....	56
Figure IV.4 : Photographie du cœur de l'installation de Crescent Dunes	57
Figure IV.5 : Schéma d'une centrale solaire thermique à tour	58
Figure IV.6 : Illustration schématique de la procédure de conception des principaux composants de la CSP	59
Figure IV.7 : Le bloc de puissance utilisé dans la centrale CSP.....	62
Figure IV.8 : page de démarrage du logiciel 'EES'	67
Figure IV.9 : Le champ solaire et la discrétisation effectuée pour les calculs.....	69
Figure IV.10 : la puissance thermique à Hassi Rmel pour différentes SM sur les heures de la journée.....	72
Figure IV.11 : la puissance thermique à Tizi Ouzou pour différentes SM sur les heures de la journée.....	73
Figure IV.12 : la puissance thermique à Tamanrasset pour différentes SM sur les heures de la journée, Tamanrasset.....	74
Figure IV.13 : la variation horaire de l'énergie solaire, stockage de l'énergie thermique MWh.	78
Figure IV.14 : la variation horaire de l'énergie solaire, stockage de l'énergie thermique en MWh. Les puissances correspondantes aux conditions de conception sont de 100MWe et 150MWe. (Tizi Ouzou).....	79
Figure IV.15 : la variation horaire de l'énergie solaire, stockage de l'énergie thermique en MWh. Les puissances correspondantes aux conditions de conception sont de 100MWe et 150MWe. (Tamanrasset).....	79
Figure IV.16 : Le chargement et le déchargement du stockage tout au long de la journée, Hassi Rmel	85
Figure IV.17 : Chargement et déchargement du stockage tout au long de la journée en hiver. Hassi Rmel	85
Figure IV.18 : Le chargement et le déchargement du stockage tout au long de la journée, ...	86
Figure IV.19 : Chargement et déchargement du stockage tout au long de la journée du printemps à Tizi Ouzou	86
Figure IV.20 : Le chargement et le déchargement du stockage tout au long de la journée d'été à Tamanrasset.....	87
Figure IV.21 : Chargement et déchargement du stockage tout au long de la journée d'hiver à Tamanrasset.....	87

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1 : Le potentiel solaire en Algérie	19
Tableau III-1 : les caractéristiques des fluides caloporteurs pour centrale a tour	47
Tableau IV-1 : Les paramètres des sites étudiés	53
Tableau IV-2 : La production d'électricité de la centrale/heure	61
Tableau IV-3 : Données techniques pour le fonctionnement du bloc de puissance[28, 29] ..	66
Tableau IV-4 : Les résultats obtenue pour le bloc de puissance	67
Tableau IV-5 : Les résultats obtenus pour le récepteur de différents sites	68
Tableau IV-6 : Les paramètres de champ d'héliostat	70
Tableau IV-7 : Les paramètres et les résultats des calculs de chaque site.....	71
Tableau IV-8 : Différents multiples solaires pour différentes puissances thermiques requises Hassi Rmel	72
Tableau IV-9 : Différents multiples solaires pour différentes puissances thermiques requise	73
Tableau IV-10 : la puissance thermique à Tamanrasset pour différentes SM sur les heures de la journée, Tamanrasset.....	74
Tableau IV-11 : Données relatives au fonctionnement de la centrale CSP pour 4 jours différents de l'année, Hassi Rmel	81
Tableau IV-12 : Données relatives au fonctionnement de la centrale CSP pour 4 jours différents de l'année, Tizi Ouzou	82
Tableau IV-13 : Données relatives au fonctionnement de la centrale CSP pour 4 jours différents de l'année, Tamanrasset	83
Tableau IV-14 : Performance globale sur une année en GWh	89
Tableau IV-15 : Rendement annuel de la centrale.....	90

Nomenclature

Symboles	Significations	Unités
Pr	Période	Heure
V_r	Vitesse de rotation	Km/s
f	La latitude de lieu	
P_t	Période de rotation de la terre autour d'elle-même et autour le soleil	Jours
V_t	Vitesse moyenne de la rotation de la terre autour de soleil	Km/s
λ	La longitude de lieu	Degrés
Z	L'altitude d'un point	Degrés
γ	L'azimut	Degrés
h	L'angle de la hauteur du soleil	Degrés
δ	La déclinaison	Degrés
ω	L'angle horaire	Degrés
j	Numéro de jours	-
ϑZ	Angle de zénith	Degrés
g_s	Angle extérieur d'azimut	Degrés
θ	Angle d'incidence	Degrés
β	Inclinaison de surface	Degrés
TSM	Le temps solaire moyen	Heure
TL	Le temps local	Heure
GMT	Le temps solaire moyen du méridien de Greenwich	Heure
TU	Le temps universel	Heure
TSV	Le temps solaire vrai	Heure
Et	Equation du temps	Minute
E_0	La constante solaire	W /m ²
I	Le rayonnement direct	W/m ²
D	Le rayonnement diffus	W/m ²

Nomenclature

G	Le rayonnement global	W/m ²
DNI	Irradiation directe normale	W/m ²
T	Température	Degré Celsius
m	Débit	Kg/s
h	Enthalpie	KJ ² /kg
Q _c	Puissance thermique de condenseur	MWh
Q _{ab}	Puissance thermique absorbée par la chaudière	MWh
W _{BP}	Travail fourni par la turbine basse pression	MWh
W _{HP}	Travail fourni par la turbine haut pression	MWh
W _{thermique}	La puissance thermique à l'entrée du bloc	MWh
h _{cycle}	Le rendement de cycle	-
A _{rec}	La surface de l'enveloppe du récepteur	m ²
σ	La constante de Stefan Boltzmann	
h _{conv}	Fonction de la convection	
Q _{inc}	Le rayonnement entrant	w/m ²
Q _{SF}	La puissance thermique du récepteur solaire	MW
D _{rec}	Diamètre	m
H	La hauteur	m
r _f	La densité de chaque cellule	
r _h	La position radiale de l'héliostat	degré
h _T	La hauteur de la tour	m
A _h	La surface de l'héliostat	m ²
I _o	L'éclairement normal direct	W/m ²
ε	Les pertes dues à l'effet cosinus	W
f _{omb}	Pertes d'ombrage	W
f _{bloc}	Pertes de blocage	W
f _{att}	Pertes d'atténuation	W
f _{deb}	Pertes de débordement	W
Q _f	La puissance thermique vers le récepteur	MWh
Q _h	La puissance thermique de chaque cellule	MWh

Nomenclature

Abréviation	Signification
SCE	Système de Conversion Éolien
CSP	Centrale à concentration solaire
RLF	Les réflecteurs linéaires de Fresnel
MCP	La chaleur latente d'un Matériau à Changement de Phase
HP	Turbine à haute pression
LP	Turbine à basse pression
SM	Solaire Multiple
QSF	La quantité d'énergie thermique atteignant le récepteur
QSF, BP	La quantité d'énergie thermique nécessaire pour fonctionner le bloc de puissance
QPB, DP	L'Energie nécessaire du point design
TES	Stockage thermique
STE	Du champ solaire au bloc électrique
QTES	Énergie thermique de stockage

INTRODUCTION GENERALE

La consommation d'énergie mondiale ou dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie d'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

Comme alternative à ces préoccupations, le développement et l'implémentation des énergies renouvelables sont incontournables. Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et doivent être exploitées (vent, eau, biomasse et soleil). Dans l'optique de la production de l'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale.

Après l'exécution réussie du grand complexe solaire thermodynamique des régions du sud à Ouarzazate, vu la proximité géographique et le bon potentiel solaire des régions du sud algériens, nous nous sommes inspirés de centrale solaire à tour Noor II qui est d'une production de 150MWe pour étudier la faisabilité de cette centrale solaire à tour sur trois gisements algériens Tamanrasset, Hassi R'mel et Tizi-Ouzou.

Le mémoire rédigé relatif à ce travail est architecturé en quatre (04) chapitres :

Dans le premier chapitre, des généralités des différentes sources d'énergies le positionnement du solaire à concentration dans le bouquet énergétique ainsi que sur son potentiel de développement.

Une présentation des différents systèmes de concentration solaire existants fait l'objet de second chapitre, pour une familiarisation avec les CSP ponctuelles et linéaires ainsi les avantages et les enjeux de chaque technologie.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude bibliographique et l'état de l'art des concentrateurs à Tour, Une description approfondie dont le principe de fonctionnement, les composants constituants, et les différentes technologies des capteurs à tour la cumulation thermique ainsi les systèmes d'hybridation.

Le chapitre quatre représente la partie la plus importante où trois sites algériens (Hassi Rmel, Tizi Ouzou, Tamanrasset) ont été choisis pour une étude de faisabilité. Commencant par une proposition détaillant la configuration de la centrale CSP, et enfin la performance annuelle estimée.

Pour finir ce travail nous présenterons une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

CHAPITRE I: GENERALITE

I Chapitre I : Généralités

Introduction

Avec l'évolution industrielle, il est important d'exploiter les sources d'énergies inépuisables. Plusieurs technologies sont développées pour satisfaire la demande énergétique.

Introduisant les différentes sources d'énergie renouvelable (vent, eau, produit organiques et soleil) nous mettant un appui fort sur l'énergie solaire. Une des énergies importantes inépuisable vue ses différentes applications photovoltaïque, thermique et thermodynamique et sa disponibilité sur tout le globe terrestre malgré l'intermittence.

Il est nécessaire d'introduire les notions de bases de soleil et les paramètres de repérage d'un gisement solaire et les meilleurs sites pour l'implantation des centrales pour assurer un bon rendement énergétique et faible impact économique.

I.1 Les énergies renouvelables

I.1.1 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie propre et renouvelable qui existe depuis toujours. Ce qui donne avantage à l'exploitation de cette énergie c'est les initiatives de diminuer la pollution ainsi ses caractéristiques mécaniques et son efficacité de convertir l'énergie cinétique de vent en énergie électrique.

Malgré que les zones où l'énergie éolienne techniquement est exploitable sont limitées, plusieurs technologies de capteurs sont utilisées (capteurs axiales et capteurs verticales) et les structures des capteurs sont plus en plus en performance.

Le SCE (Système de Conversion Eolien) : est constitué d'une turbine actionnée par le vent et entraine un générateur électrique à travers un multiplicateur ; un système de commande, un convertisseur statique, un transformateur et finalement un réseau électrique. [1]



Figure I.1: Champs d'éoliennes

I.1.2 L'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est une des premières énergies renouvelables exploitée, cette énergie est fournie par les mouvements de l'eau actionnés par le soleil et la gravité à travers le cycle de l'eau, les marées et les courants marins.

Les centrales hydrauliques exploitent la force d'eau qui dépend soit de la hauteur de la chute d'eau (centrales de haute ou de moyenne chute) soit de débit de fleuves et des rivières (centrales au fil d'eau) pour produire de l'électricité

Les centrales hydrauliques sont principalement composées de trois (03) parties :

- Barrage qui retient l'eau
- La centrale qui produit l'électricité
- Les lignes qui transportent l'énergie électrique [2]



Figure I.2 : Centrale hydraulique

I.1.3 L'énergie hydrolienne

L'énergie hydrolienne est une technologie innovante de production d'électricité à partir de l'énergie des courants marins et fleuves ,l'hydrolienne fonctionne du même principe que l'éolienne, elle exploite l'énergie cinétique des courants, En actionnant les pales d'hélice de l'hydrolienne, le courant permet de transformer l'énergie hydraulique en énergie mécanique qui sera converti en courant électrique à l'aide d'un alternateur conduit à la terre par un câble, et transformé par un convertisseur pour s'adapter aux lignes électriques à haute tension.

Une énergie n'est pas encore utilisée malgré qu'elle soit techniquement importante contrairement à l'éolienne malgré que la densité de l'eau soit près de 1.000 fois supérieure à celle de l'air. À une vitesse égale, la puissance d'un flux d'eau est ainsi bien plus importante que celle d'un vent.[3]

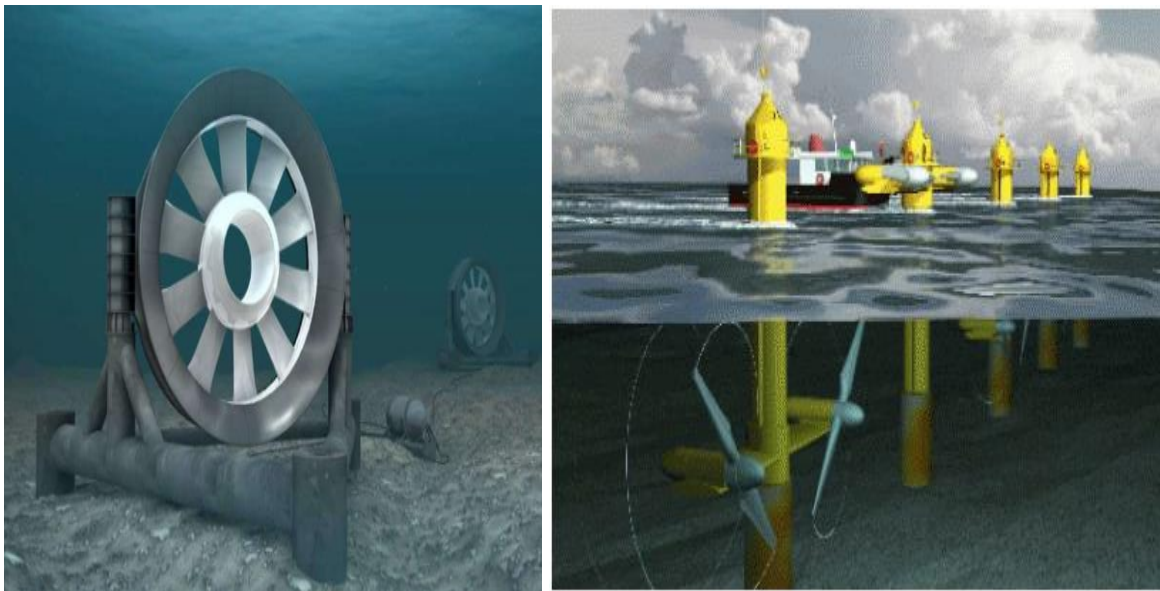


Figure I.3 : model hydroliennes

I.1.4 L'énergie de la biomasse

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques (bois, déchets agricoles, algues...) qui constituent une source d'énergie renouvelable. Pouvant se transformer en énergie utile (chaleur ou électricité, force motrice du déplacement), ce qui fait d'elle une alternative réaliste des énergies fossiles vue sa disponibilité dans les forêts et les agricultures. Il s'agit d'un processus naturel ou industriel (dans le cadre de processus biologiques ou mécaniques contrôlés).[4]

On distingue trois (03) types d'énergie de la biomasse :

- **Biomasse naturelle** : produite naturellement dans les écosystèmes
- **Biomasse résiduelle** : c'est les résidus organiques causés par des activités humaines, déchets agricoles, déchets industriels ou ménagers
- **Biomasse produite** : des espèces spécifiques sont implantées dans des champs de culture uniquement pour produire l'énergie.

I.1.5 L'énergie géothermique

L'énergie géothermique est une énergie renouvelable qui exploite la chaleur de l'eau des nappes dans le sous-sol terrestre pour produire deux types d'énergie : énergie électrique et la chaleur ou bien une production combinée d'électricité et de la chaleur.

Les températures des roches augmentent en moyenns 1°C chaque 30m de profondeur en particulier dans la zone volcanique peut aller jusqu'à 100°C . par 100m.

Il existe trois types d'énergie dans la géothermie :

- **La Géothermie à haute énergie** : les centrales sont généralement installées dans les zones volcaniques et le forage est d'une profondeur supérieure à 1500 m dont la chaleur captée varie de 150°C Jusqu'à 350°C .
- **La géothermie à basse température** : essentiellement destinée pour le chauffage urbain, elle utilise la chaleur d'eau des nappes phréatiques dont le forage est de 1500 m avec une température comprises entre 30°C . et 150°C .
- **La géothermie à très basse température** : en utilisant la pompe à chaleur, cette énergie est destinée au chauffage des maisons individuelles dont la profondeur du forage ne dépassé pas 100m avec une température maximale de 30°C . [5]

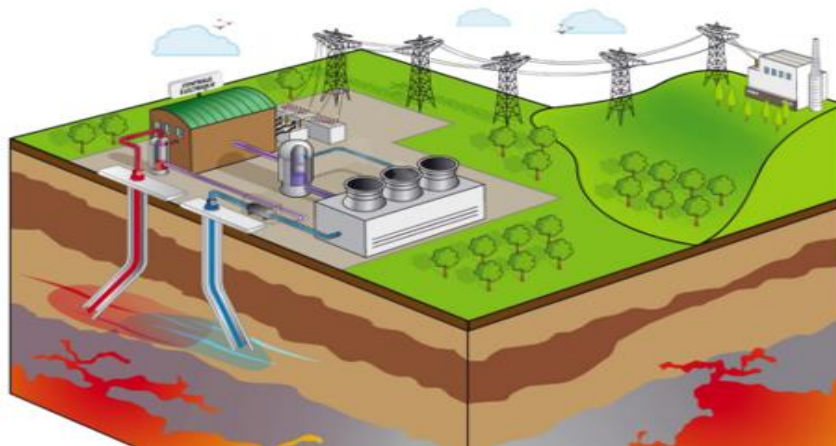


Figure I.4 : schéma de fonctionnement de la géothermie

I.1.6 L'énergie solaire

L'énergie solaire est l'une des importantes énergies renouvelables dont la matière première est le soleil, une source infinie d'énergie. La production de d'électricité ou de la chaleur se fait par la conversion de l'énergie solaire,

On distingue plusieurs filières à savoir, le solaire thermique et le solaire photovoltaïque.

I.1.6.1 Le solaire photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque est la technologie qui permet de produire l'électricité. Le rayonnement solaire est transformé directement en électricité grâce à des panneaux formés de cellules de semi-conducteurs. Le principe de cet effet est que la collision entre photons et semi-conducteurs (silicium) génère des charges positives et négatives, générant ainsi du courant. Continu qui sera converti en courant alternatif à l'aide d'un onduleur.



Figure I.5 : fonctionnement du solaire photovoltaïque

I.1.6.2 Le solaire thermique

Le solaire thermique est la technologie qui collecte la chaleur du soleil à l'aide des capteurs soit pour une exploitation direct le cas des centrales basse températures ou convertie en énergie mécanique puis électrique dans des centrales à haute température appelées aussi thermodynamique ou bien centrales à concentration solaire (CSP).

- **Le solaire thermique à basse température**

L'énergie solaire thermique est le processus consistant à générer de la chaleur à partir des rayons du soleil et à l'utiliser directement. Il s'agit d'appareils fonctionnant à basse température (inférieure à 100°C) et destinés à divers besoins dans les secteurs résidentiel et tertiaire (eau chaude sanitaire et chauffage) et de l'industrie.



Figure I.6: schéma de fonctionnement de l'énergie thermique

- **Le solaire thermodynamique CSP**

Le système solaire thermodynamique couvre toutes les technologies qui visent à convertir l'énergie du rayonnement solaire en énergie thermique à haute température, puis à convertir cette énergie thermique en énergie électrique. Selon le schéma de concentration du rayonnement solaire, les centrales solaires thermiques peuvent avoir de nombreuses configurations différentes. Les applications sont nombreuses : il est utilisé pour la production d'électricité dans les procédés industriels, la production de vapeur, ou encore l'appoint d'énergie solaire pour les appareils utilisant la biomasse ou les combustibles fossiles

Il existe quatre technologies de centrales solaires à concentration, que nous allons présenter dans le second chapitre

- Centrale à tour
- Centrale cylindro-parabolique
- Centrale parabolique ou Dish-Stirling
- Centrale linéaire Fresnel

I.2 Source de l'énergie solaire

La principale source d'énergie solaire est bien le soleil, une sphère gazeuse essentiellement constituée d'hydrogène et d'hélium avec une densité moyenne de 1,4 et de 700 000 km de rayon. C'est une étoile du système solaire la plus proche de la terre qui est situé à une distance d'environ 150 millions de kilomètres de la terre, le soleil libère d'énormes quantités d'énergies qui, après avoir parcouru cette distance atteignent la surface de la terre, il produit un rayonnement qui peut être assimilé, en première approximation, à celui d'un corps noir à 5800°k. Ce rayonnement émis par le soleil sous forme d'ondes électromagnétiques, et reste environ 8 minutes à nous atteindre. Sa lumière, à une vitesse de 300000 km/s

La Terre est d'un rayon qui mesure 6 400 km. La masse du soleil représente 99,85 % de la masse totale du système solaire et 330 000 fois la masse de la Terre. [6, 7]

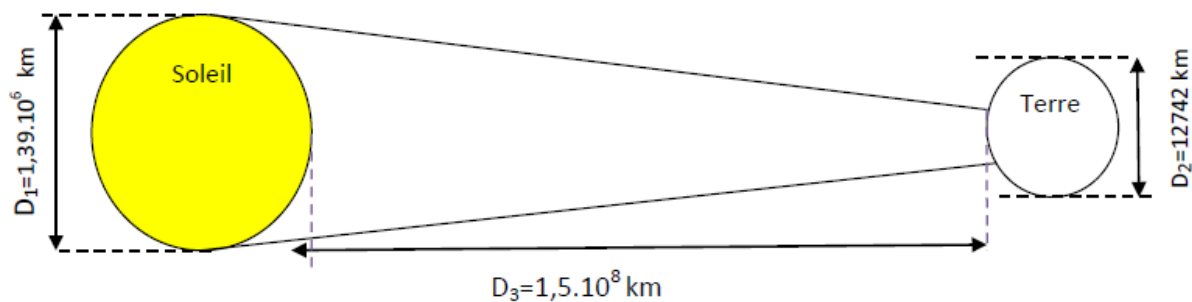


Figure I.7: Distance soleil-globe

Sur le plan humain, le soleil a une importance primordiale car il est à l'origine de la vie sur terre, en lui fournissant d'énormes quantités d'énergie, qui permet la présence de l'eau à l'état liquide et la photosynthèse des végétaux. Le rayonnement solaire est aussi responsable du climat et des phénomènes météorologiques

I.3 Le mouvement de la terre autour du soleil

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675.106 km.

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

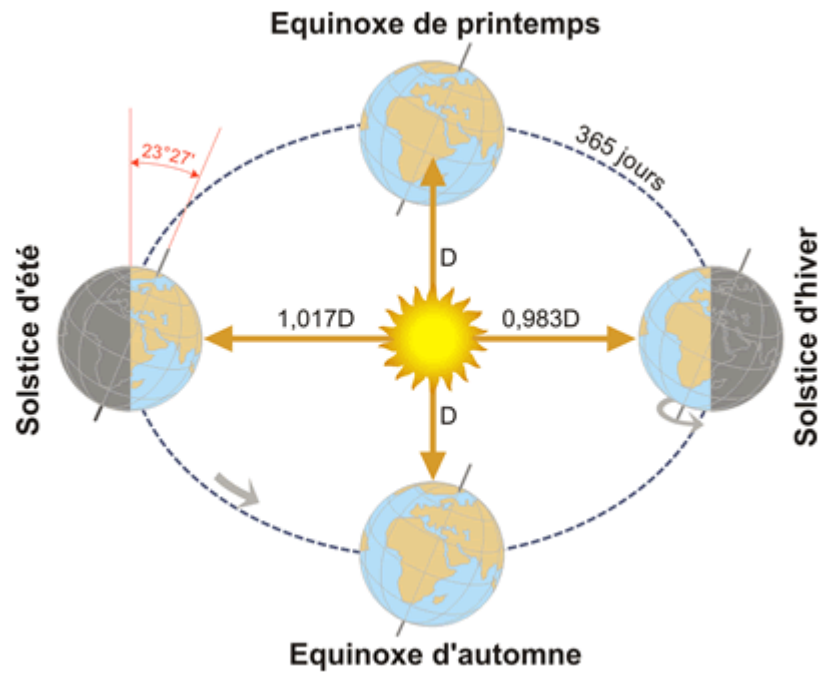


Figure I.8 : Mouvement de la terre autour du soleil

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

I.3.1 Mouvement de rotation

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens Ouest - Est. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme de la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux (les heures).

La rotation de la terre s'effectue avec une période de :

$$Pr = 23h\ 56mn\ 04s \approx 24h.$$

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est ; $V_r \approx 0,465\text{Km/s}$,

Elle est variable en fonction de la latitude telle que : $V_r(\varphi) = V_r(\text{Cos}(\varphi))$

I.3.2 Mouvement de translation

La terre est en rotation sur elle-même et tourne aussi autour du soleil en $P_t = 365\text{ jours } 5h\ 48mn\ 40s \approx 365,25\text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil est presque au centre. Elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de kilomètres. La terre tourne autour du soleil avec une vitesse moyenne $V_t \approx 29,77\text{ Km/s}$. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons.

Il existe quatre points remarquables du mouvement de translation :

- Solstice d'hiver le 21 décembre
- Solstice d'été le 21 juin
- Équinoxe automne le 21 septembre
- Équinoxe printemps le 21 mars

I.4 Le mouvement apparent du soleil

I.4.1 Coordonnées géographiques « repérage du site »

- **La longitude (λ) :**

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle entre le plan méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine de Greenwich, elle varie de -180° à $+180^\circ$ de l'ouest à l'est.

Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même alors chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc chaque degré de longitude représente 4 minutes.

- **La latitude (φ) :**

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle avec le plan équatorial que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu, elle est comptée positivement de 0 à $+90^\circ$ vers le pôle Nord et négativement de 0 à -90° vers le pôle Sud.

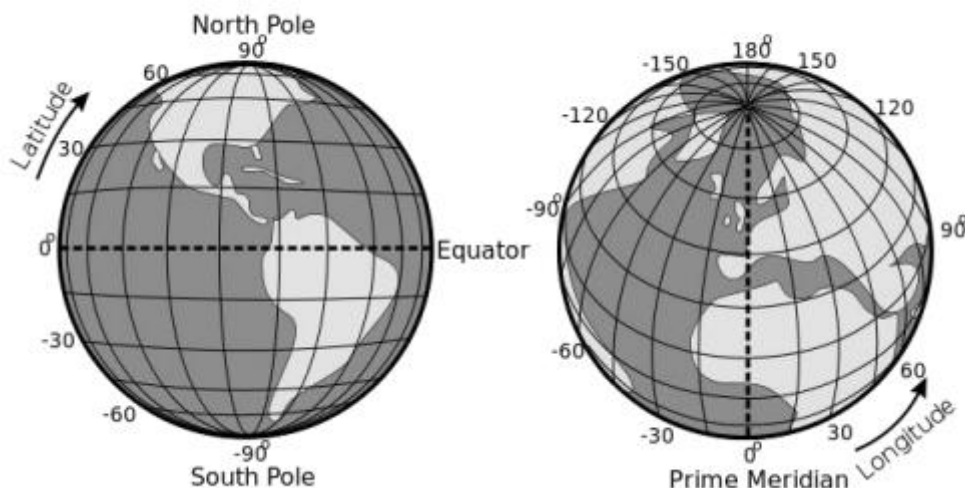


Figure I.9 : Angles de Longitude et Latitude de la terre

- **L'altitude (Z) :**

Elle correspond à la distance verticale entre n'importe quel point sur Terre par rapport au niveau moyen de la mer (niveau zéro). Pour calculer l'altitude, comme son opposé en profondeur, le niveau de la mer est pris comme référence.

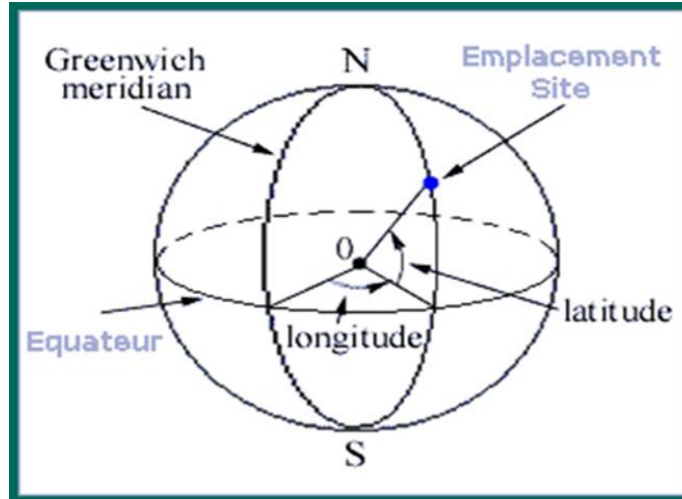


Figure I.10 : les coordonnées géographiques

I.4.2 Coordonnées horizontales « repérage du soleil »

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles qui sont

- **L'azimut (γ) :**

L'azimut est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil, il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde,

L'azimut est donné par la relation suivante :

$$\sin(\gamma) = \frac{\cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\varphi)}{\cos(\gamma)} \quad (I.1)$$

- **L'angle de la hauteur du soleil (h) :**

C'est l'angle que fait la direction du soleil et le plan horizontal. Il est particulièrement compte de 0° au lever et au coucher astronomiques du soleil, sa valeur est maximale à midi, en temps solaire vrai c'est à dire elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ de l'angle horaire ω , et de la latitude φ .

L'angle de la hauteur solaire est donné par la formule :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (I.2)$$

$$h = \arcsine [\sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega)] \quad (I.3)$$

I.4.3 Coordonnées horaires

Dans ce repère la position du soleil dans le ciel est déterminée par deux grandeurs :

- **La déclinaison (δ) :**

C'est l'angle entre la direction soleil-terre et le plan de l'équateur terrestre.

Cet angle varie au cours des saisons :

- ✓ Equinoxe de printemps : 21 Mars $\delta = 0$.
- ✓ Solstice d'été : 21 Juin $\delta = + 23^{\circ}45$.
- ✓ Equinoxe d'automne : 21 Septembre $\delta = 0$.
- ✓ Solstice d'hiver : 21 Décembre $\delta = - 23^{\circ}45$.

Elle peut être évaluée en première approximation par la relation suivante :

$$\delta = 23,45 \sin \left[360 \times \frac{(284 + j)}{365} \right] \quad (I.4)$$

δ est exprimée en degrés.

j est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.

- **Angle horaire (ω) :**

C'est l'angle compris entre le méridien origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel.

Il est donné par la relation suivante :

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

TSV est le temps solaire vrai.

I.5 Les angles de la poursuite solaire

I.5.1 Angle de zénith

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

$$\theta_z = \cos^{-1}(\sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega)) \quad (I.6)$$

I.5.2 Angle d'azimut

C'est l'angle mesuré à partir du sud avec la projection horizontale des rayons directs du soleil dans un plan horizontal ; cet angle est donné par :

$$\gamma = \text{Arcsin} \left(\cos(\delta) \cdot \frac{\sin(\omega)}{\cos(h)} \right) \quad (I.7)$$

I.5.3 Angle extérieur d'azimut γ_s :

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

I.5.4 Angle d'incidence θ :

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure de la surface du plan ; il est donné par l'équation

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(\theta_z) + \sin(\theta_z) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma_s - \gamma)] \quad (I.8)$$

Avec

β : Inclinaison de surface,

γ : angle d'azimut,

γ_s : angle extérieur d'azimut

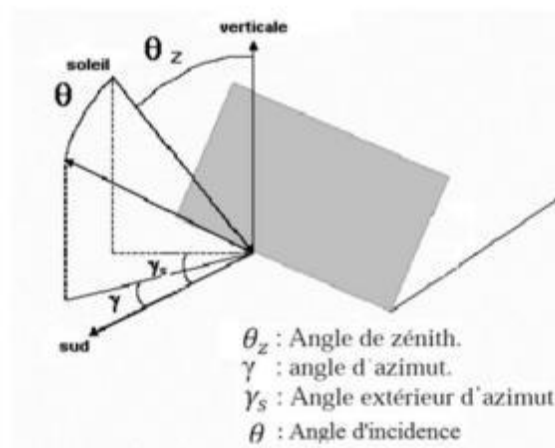


Figure I.11 : les coordonnées horizontales

I.6 Le temps solaire

La terre tourne autour de l'axe des pôles et autour de soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15° . La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai (TSV) [6, 7]

I.6.1 Le temps universel (TU) :

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Greenwich Mean Time) qui est le méridien central du fuseau horaire. Pour en déduire le temps légal ou local (TL), il convient d'ajouter au temps universel le décalage du fuseau horaire.

$$TL = TU + \text{décalage} \quad (I.9)$$

Ce décalage vaut +1 pour l'Algérie donc décalage = +1

I.6.2 Le temps solaire moyen (TSM) :

Il se déduit de l'équation suivante :

$$TSM = TU + \frac{\varphi}{15} \quad (I.10)$$

Avec TSM en heure.

I.6.3 Le temps solaire vrai (TSV) :

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil, ce temps est indiqué par les cadrans solaires et les héliographes.

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (I.11)$$

Où ω est l'angle horaire en degré.

I.6.4 Equation du temps

Le temps E_t varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 Octobre). Une bonne approximation du temps E_t est donnée par l'équation suivante :

$$E_t = 9.9 \sin[2(0.986 J + 100)] - 7.7 \sin(0.986 J - 2) \quad (I.12)$$

Où E_t est exprimé en minutes et J est le numéro du jour dans l'année à partir du 1er Janvier.

I.7 Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire appelé également rayonnement électromagnétique émis par le soleil est grandement perturbé par l'atmosphère.

Le rayonnement solaire hors atmosphère est caractérisé par la constante solaire donnée fondamentale indépendante des conditions météorologiques.

Le rayonnement solaire est une superposition d'ondes dont les longueurs caractérisées aussi par sa répartition spectrale près de celle d'un corps noir à 5800°k. [8, 9]

I.7.1 Constante solaire

La constante solaire E_0 est le flux énergétique reçu par une surface unité, normale aux rayons solaires, située en dehors de l'atmosphère à une distance moyenne terre-soleil.

La mesure de la constante solaire a fait l'objet de nombreuses expériences. Dans notre cas nous adopterons la valeur de 1367 w/m^2 . Ce flux, dit constante solaire varie cependant légèrement au cours de l'année, suivant les variations de la distance terre-soleil.

En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année j par la relation suivante :

$$E = E_0 [1 + 0,033 \cos (0,984 j)] \quad (I.12)$$

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système Solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace.

I.7.2 Les composantes du rayonnement solaire

L'atmosphère terrestre perturbe grandement et par des processus variés le flux de photons issu du soleil. Donc, après sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire peut être considéré comme la somme de deux composantes :

- **Le rayonnement direct**

Traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il provient directement du disque solaire seulement à l'exclusion de tout rayonnement diffusé, réfléchi ou réfracté par l'atmosphère. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.

Le rayonnement direct est le rayonnement incident sur un plan donné en provenance d'un petit angle solide centré sur le disque solaire, il parvient en ligne droite et par temps clair

- **Le rayonnement diffus**

C'est une partie du rayonnement du soleil qui a subi de multiples réflexions (dispersion) par les molécules et les aérosols de l'atmosphère .il provient de toutes les directions ; pour un observateur au sol, le rayonnement diffus est un ensemble des directions rayonnées.

- **Le rayonnement global.**

Le rayonnement global est la somme du rayonnement direct et diffusé avec une intensité variable d'un endroit à un autre et d'une heure à l'autre.

Les trois quantités, le rayonnement direct noté I , le rayonnement diffus D , et le rayonnement global G , sont reliés par la relation suivante :

$$G = I \cdot \sin(h) + D \quad (I.13)$$

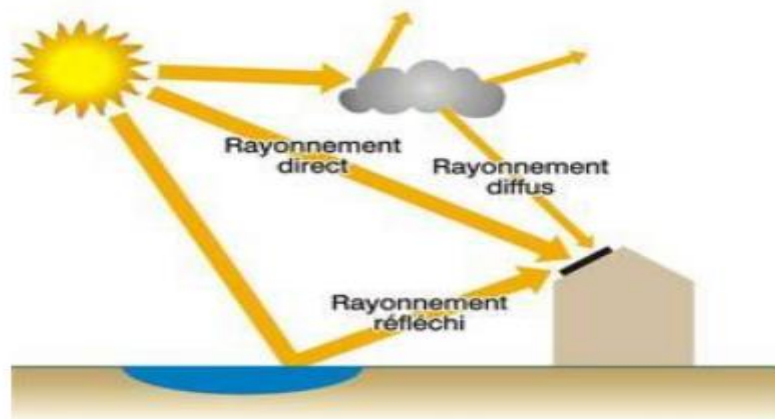


Figure I.12 : Les composantes du rayonnement solaire

I.8 Le potentiel solaire

I.8.1 Le gisement solaire mondiale

Le solaire à concentration nécessite un ensoleillement directe élevé et un faible taux d'humidité ; il est particulièrement adapté aux sud-ouest américains, au Moyen-Orient, en Afrique du nord, au pourtour méditerranéen, aux déserts d'Australie ou du Chili. Les Etats-Unis et l'Espagne sont actuellement les deux marchés les plus importants et les plus attractifs.

Des tentatives récentes de tracer la carte de la ressources DNI dans le monde ont été accomplies en se basant sur des données satellites. Les régions désertiques du globe (grand Sahara, Sud-Ouest des Etats-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 KWh /m² .an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par technologies à concentration. [10, 11]

Nous pouvons illustrer la répartition de gisement solaire mondiale dans la figure

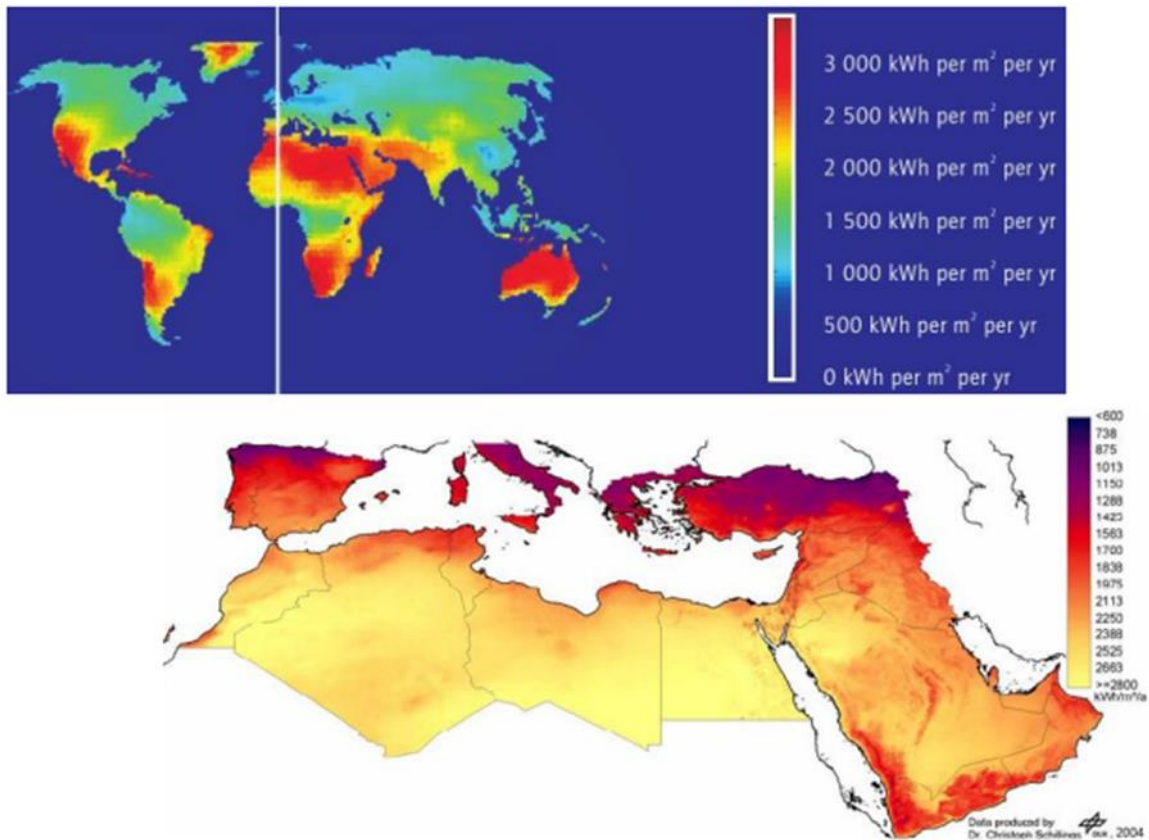


Figure I.13: les régions du monde ayant un potentiel solaire élevé [12]

La figure donne des ordres de grandeur de ce DNI dans diverses régions du monde.

I.8.2 Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour évaluer le fonctionnement d'une installation énergétique solaire et vérifier la demande à satisfaire. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme.

L'Algérie est un pays situé entre les longitudes 9° à l'ouest et 12° à l'est, et entre l'altitude 19° au sud et 37° au nord ce qui a un grand impact sur le climat. Avec une surface de 2,381, 741 km^2 .

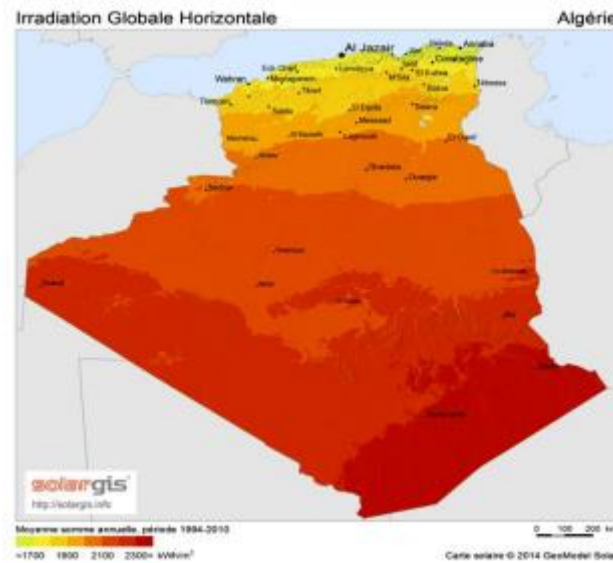


Figure I.14 : Gisement solaire en Algérie [13]

Suite à une évaluation par satellite, l’Agence Spatiale Allemande (ASA) l’Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000TWh/an pour le solaire thermique, 13,9TWh/an pour le solaire photovoltaïque et 35TWh/an pour l’éolien. Équivalent à 10 grands gisements de gaz naturel. [14]

La durée d’insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L’énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l’ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m² /an au Nord et 2263 kWh/m² .an au Sud du pays, Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.[14]

Tableau I-1 : Le potentiel solaire en Algérie[14]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d’enseillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² .an)	1700	1900	2650

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes énergies renouvelables. Et nous avons mis l'appui sur l'énergie solaire, pour cela les paramètres essentiels pour repérer un gisement de soleil sont introduits.

Dans le chapitre suivant les différentes technologies des centrales solaire thermodynamiques seront présentée.

***CHAPITRE II : TECHNOLOGIES DES
CENTRALES SOLAIRES THERMIQUE A
CONCENTRATION***

II Chapitre II : Technologies des centrales solaires à concentration

Introduction

Dans ce chapitre, on met en évidence les technologies solaires à concentration linéaires et ponctuelles qui visent à transformer le rayonnement solaire en chaleur puis en énergie électrique.

Ce chapitre présente la description générale et résumé des technologies, il décrit le processus de conversion de rayonnement solaire en puissance électrique

II.1 Système de concentration

L'énergie solaire est peu dense, elle doit être concentrée par des miroirs pour obtenir une température exploitable. Le rayonnement peut être concentré sur des récepteurs linéaires ou ponctuels. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchié par le miroir et la transfère au fluide thermodynamique. Le facteur de concentration des concentrateurs en ligne est généralement inférieur à celui des concentrateurs ponctuels.[15]

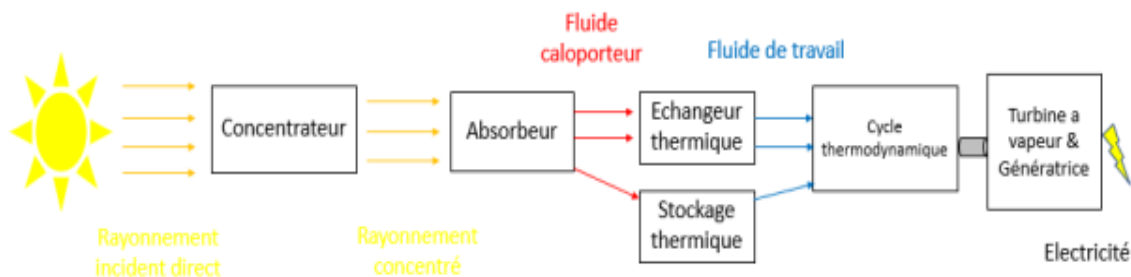


Figure II.1 : Schéma d'une centrale solaire

Le champ solaire se compose de réflecteurs primaires, qui réfléchissent les rayons du soleil vers le récepteur. Les réflecteurs secondaires sont situés autour du récepteur. Le fluide caloporteur circule derrière le récepteur. Selon le type de fluide de transfert choisi, il peut alimenter directement la turbine pour générer de l'électricité, ou d'abord transférer de la chaleur au fluide final à travers un échangeur. Enfin, certaines centrales CSP dispose également de systèmes de stockage

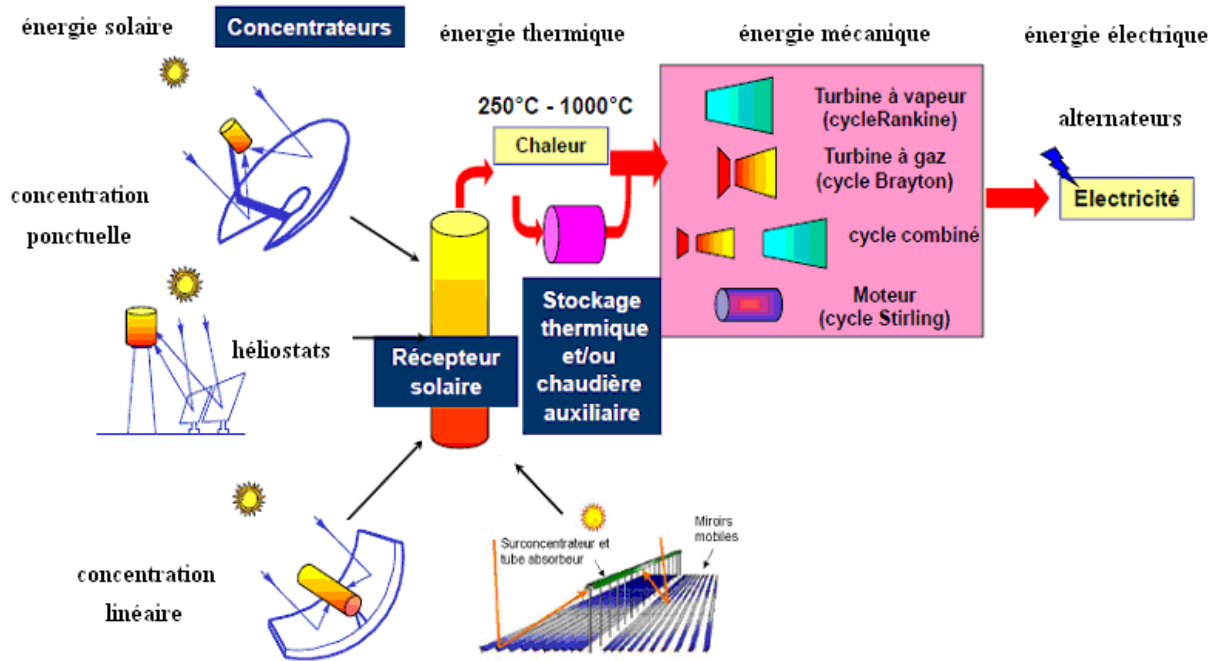


Figure II.2 : Schéma du fonctionnement d'une centrale CSP [16]

● **Le facteur de concentration :**

Le facteur de concentration est un coefficient qui permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire, plus le facteur de concentration est élevé, plus la température atteinte sera importante.

$$\text{Facteur de concentration} = \frac{\text{Surface du récepteur}}{\text{Surface du miroir}} \quad (II.1)$$

II.1.1 Systèmes de concentration linéaire

Dans ce cas, le rayonnement solaire est concentré sur un tube absorbeur installé sur la ligne focale des miroirs où circule un fluide caloporteur avec des températures de 250 à 500°C. Les miroirs réfléchissants suivent le mouvement du Soleil tout au long de la journée. [17]

Les capteurs Cylindro-paraboliques et les capteurs de Fresnel fonctionnent sur ce principe.

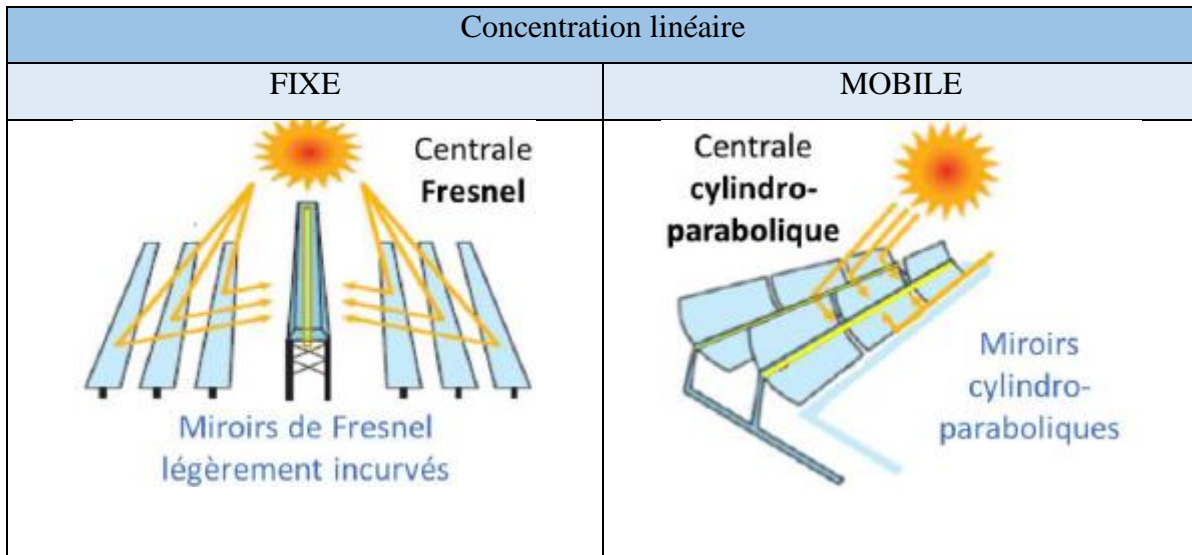


Figure II.3 : centrales solaires à concentration linéaire[18]

II.1.2 Systèmes de concentration ponctuelle

La concentration s’effectue sur un récepteur central. Le dispositif concentrateur suit le soleil sur deux axes : en azimut et en élévation. Le rayonnement solaire est concentré environ 1 000 fois à destination d’un objectif unique de taille réduite. La température peut atteindre de 500 à 1 000°C. Ce principe est utilisé par les concentrateurs paraboliques et les centrales à tour.[17]

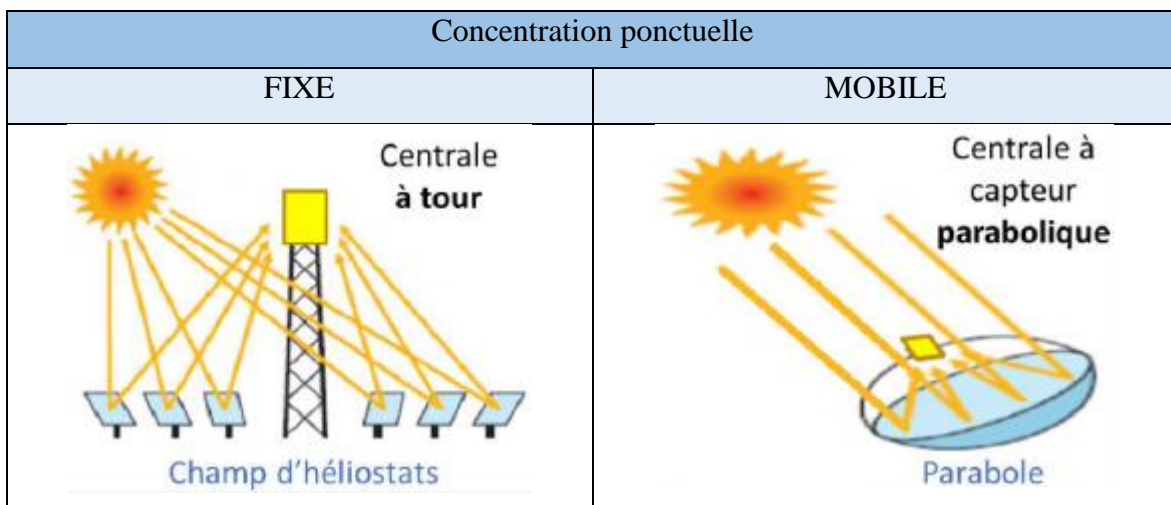


Figure II.4 : centrales solaires à concentration ponctuelle[18]

II.2 les différentes technologies des centrales à concentration

II.2.1 Centrale solaire de Fresnel

Les réflecteurs linéaires de Fresnel (RLF) est une technologie récente. Des miroirs plans dits “réflecteurs compacts linéaires”, suivent la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un fluide caloporteur circulant dans un tube absorbeur horizontal fixe. Où il peut être vaporisé puis surchauffé jusqu’à 500 °C. La vapeur alors produite actionne l’ensemble turbine -alternateur qui génère de l’électricité.[19]

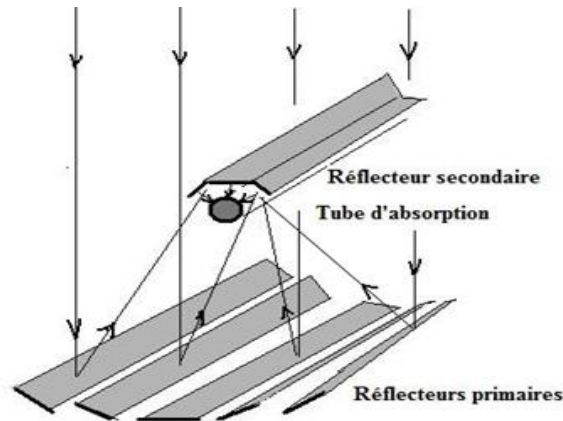


Figure II.5: Schéma de principe d'un linéaire Fresnel.[15]



Figure II.6 : photo d'une centrale Fresnel.[20]

Cette technologie présente des avantages ; elle nécessite moins de miroirs, sa conception est facile vue les caractéristiques du tube récepteur ce qui facilite sa conception et sa durabilité, son assemblage rapide ce qui réduit le coût. Par contre elle a quelques inconvénients ; sa performance optique est inférieure par rapport au miroir cylindro-parabolique, et son Système d'orientation est individuel pour chaque miroir.[21]

II.2.2 Centrale solaire à capteurs cylindro-parabolique

La technologie de réflecteurs Cylindro-Paraboliques est la plus fréquente et la plus exploitée par les puissantes centrales solaires mondiales constituée principalement de miroirs hémicylindriques, orientés sur l'axe nord-sud en poursuite du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube horizontal, où circule un fluide caloporteur qui transporte la chaleur vers des échangeurs de chaleur. La température du fluide peut atteindre 500°C ou plus. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne des turbines puis un alternateur.

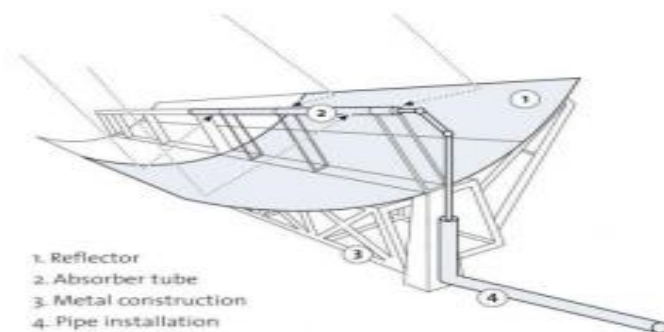


Figure II.7 : Schéma de principe d'un Cylindro-parabolique[22]



Figure II.8 : Photo de la centrale CSP Nevada Solar One[20]

Grâce à un système de stockage sous forme de chaleur sensible ou de chaleur latente à base d'une réaction réversible, certaines centrales arrivent à faire face aux problèmes d'intermittence solaire. Le caractère d'orientation des capteurs permet d'obtenir le meilleur rendement possible. En raison des ombres le rendement de système diminue au début et en fin de journée ainsi il est

essentiel de prendre en compte la contrainte mécanique liée au vent puisque les miroirs présentent une grande prise au vent.[23]

II.2.3 Centrale solaire parabolique

Un concentrateur parabolique comme son nom le dicte le réflecteur est de forme parabolique, reflète le rayonnement solaire sur un récepteur monté sur le point focal. La concentration parabolique permet d'atteindre les facteurs de concentration les plus élevés, de 1000 à 3000 °C, et les températures de fonctionnement peuvent atteindre 1500°C. Cependant, la température est limitée par le moteur, de 700°C à 850°C, selon les moteurs thermiques. En effet, le moteur Stirling est celui le plus utilisé, il fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée. Ce moteur convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique et ensuite en électricité. [24]

Les systèmes à miroirs paraboliques présentent des rendements de conversion élevés, de plus de 30% ou l'eau n'est pas nécessaire au refroidissement.

Le stockage thermique peut être intégré avec une grande efficacité.[25, 26]

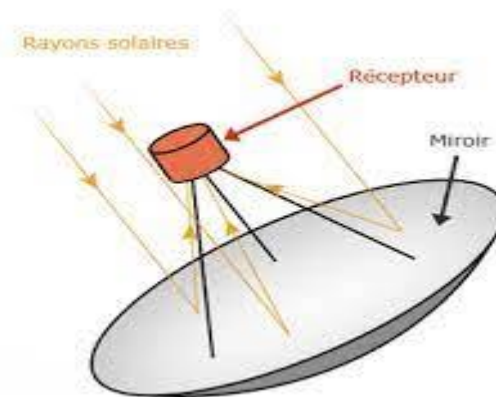


Figure II.9 : Schéma de principe d'une centrale à concentrateur parabolique.[24]



Figure II.10 : Photo d'une parabole[24]

II.2.4 Centrale solaire à tour

Les centrales solaires à tour sont constituées de nombreux miroirs appelés héliostats concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Chaque héliostat est orientable et suit individuellement les rayons incidents du soleil et les réfléchit en direction du récepteur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration peut dépasser 1000, ce qui permet d'atteindre des températures importantes allant de 600°C à 1000°C. L'énergie concentrée sur le récepteur est ensuite soit directement transférée au fluide thermodynamique (génération directe de vapeur entraînant une turbine ou chauffage d'air alimentant une turbine à gaz), soit utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Qui sera ensuite envoyé dans une chaudière et la vapeur générée actionne des turbines. Dans tous les cas, les turbines entraînent des alternateurs pour produire de l'électricité [26]

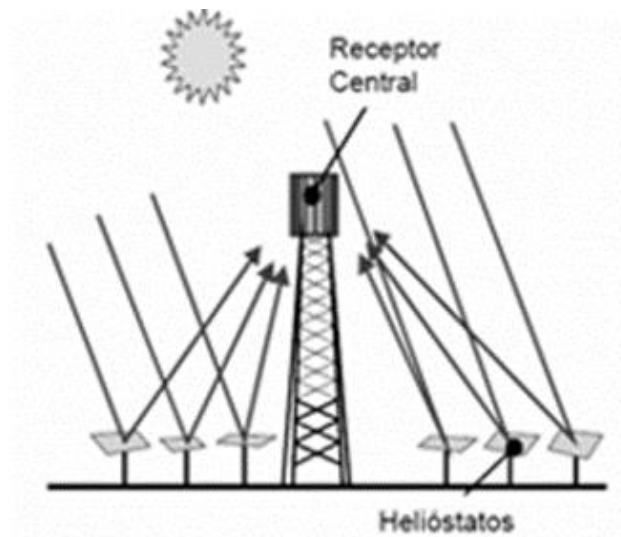


Figure II.11 : Schéma de principe d'une centrale à tour [26]



Figure II.12 : Photo d'une centrale à tour[26]

Les centrales à tour présentent plusieurs avantages. Le facteur de concentration est très important ce qui assure non seulement une grande efficacité mais aussi de plus hautes températures. Parmi ses inconvénients, elle nécessite un ensoleillement intense et une surface au sol importante. [26]

II.3 Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur et le fluide thermodynamique est le même. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

- **Fluide caloporteur** : fluide circulant à travers le récepteur solaire, transférant la puissance thermique solaire vers le cycle thermodynamique. S'il est différent du fluide de travail un, Un échangeur de chaleur est nécessaire.
 - **Fluide de travail** : fluide qui permet d'actionner la turbine et de produire de l'électricité.
- **L'eau liquide** : fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. Utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.
 - **Les huiles** sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400°C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.
 - **Les sels fondus** à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650°C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.
 - **Les gaz** tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.
 - **Les fluides organiques** possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluides thermodynamiques dans un cycle de Rankine.
 - **L'air** peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

Le choix d'un système de conversion thermodynamique s'effectue à partir de la température de fluide intermédiaire à l'entrée de système [17]

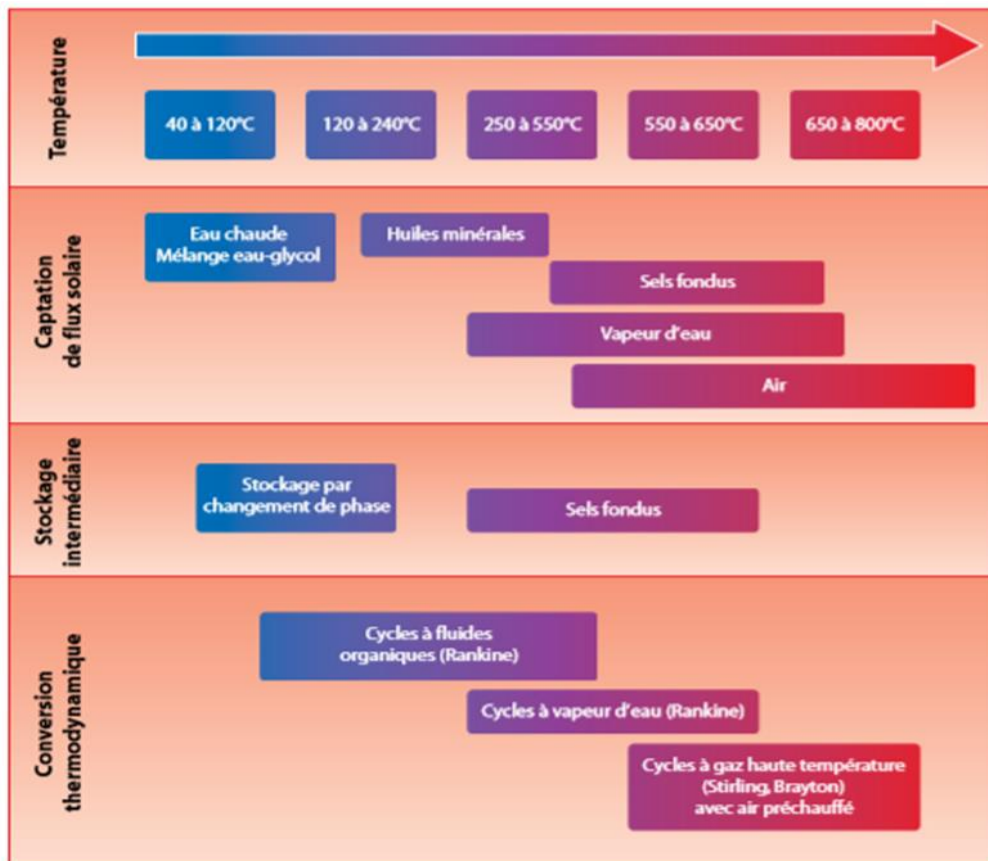


Figure II.13 : les caractéristiques des fluides caloporteurs[17]

II.4 Le stockage thermique dans les centrales CSP

L'intermittence d'énergie solaire présente un réel obstacle pour le fonctionnement des centrales solaires thermodynamiques ce qui nécessite de développer une solution de stockage thermique moins compliqué que le stockage électrique [27]

L'objectif d'un système de stockage est de découpler la production d'électricité de la ressource énergétique. Deux échelles de temps apparaissent, les systèmes de stockage à court terme

(< 1 h) qui ont pour objectif de :

- Maintenir la production constante pendant les passages nuageux ;
- Diminuer le nombre de phases de démarrage et d'arrêt des turbines. Et, les systèmes de stockage de masse (> 1 h) qui ont pour objectif de :
 - Optimiser le fonctionnement des turbines ;
 - Adapter au maximum la production à la demande ;
 - Augmenter la capacité de la centrale.

Les systèmes de stockage d'énergie thermique ont généralement des temps de réponse assez longs et seront donc plus efficaces s'ils sont utilisés en tant que systèmes de stockage de masse.

Le procédé de stockage de l'énergie thermique se déroule en trois étapes :

- 1. la charge**, où l'énergie thermique issue du champ solaire est emmagasinée ;
- 2. le stockage de la chaleur**, de durée plus ou moins longue selon les besoins et le procédé de mise en œuvre ;
- 3. la décharge** qui correspond à la phase de restitution de l'énergie thermique pour produire de l'électricité.

II.4.1 Le stockage par voie sensible

Ce type de stockage est le stockage d'énergie sous forme d'élévation de température d'un milieu liquide ou solide, qui est choisi en fonction du niveau de température requis par l'application. Le stockage et la restitution de la chaleur se fait à différentes températures. Pour des températures inférieures à 100 °C, l'eau liquide est le composé le plus largement utilisé. Pour des températures supérieures à 100 °C, le stockage de chaleur se réalise dans d'autres milieux liquides comme les sels fondus ou les huiles organiques. Ces composés

Permettent d'atteindre des températures élevées (jusqu'à environ 350 °C pour les huiles et 800 °C pour les sels fondus). Ils nécessitent cependant l'utilisation d'un fluide intermédiaire et le coût des matériaux et échangeurs peut être élevé.[27]

II.4.2 Le stockage par chaleur latente

L'énergie thermique peut être stockée de façon isotherme grâce à un changement de phase des matériaux, (solide/liquide) ou (liquide/vapeur). Durant l'étape de charge, l'énergie thermique fournie au média permet son échauffement, puis son changement de phase et éventuellement sa surchauffe ensuite stockée à la température de charge. Lors de la restitution de l'énergie. Il change de nouveau de phase pour restituer l'énergie stockée et reprendre son état initial.

II.4.3 Le stockage thermochimique

Ce type de stockage consiste à emmagasiner de l'énergie en dissociant deux corps ou en forçant la désorption d'un corps piégé par un autre. L'énergie peut ensuite être restituée par mise en contact des deux corps, donnant respectivement une recombinaison et une sorption (absorption si un fluide pénètre dans un corps, ou adsorption si le fluide se fixe sur la surface d'un solide). La figure ci-dessous schématise le principe du stockage de l'énergie par adsorption/désorption.

[26]



Figure II.14 : Principe de stockage de l'énergie par adsorption/désorption [26]

Actuellement, toutes les centrales solaires à concentration commerciale utilisent la technologie de stockage de l'énergie par chaleur sensible, car c'est la technologie la plus maîtrisée et la moins onéreuse.

II.4.4 Stockage direct et indirect

Deux configurations générales existent pour un système de stockage par chaleur sensible. Pour une meilleure compréhension, la description de ces configurations sera appliquée au stockage dit « à deux réservoirs », qui est généralement utilisé dans les CSP. Le principe de fonctionnement du stockage deux-réservoirs est relativement simple :

- Pour stocker l'énergie thermique disponible, le fluide à la température basse du système est pompé de la première cuve, appelée « cuve froide », pour être envoyé dans le champ solaire ou vers un échangeur, chauffé jusqu'à la température haute, puis injecté (ou stocké) dans la seconde cuve, nommée « cuve chaude »
- Pour déstocker l'énergie initialement chargée, le fluide chaud est pompé de la cuve chaude, envoyé vers un échangeur (du groupe de puissance ou du procédé nécessitant de la chaleur), l'énergie emmagasinée est utilisée, puis le fluide revenu à sa température

basse est réinjecté dans la cuve froide. Le stockage à deux cuves peut donc se présenter sous deux configurations : [22]

Si le fluide est identique pour le champ solaire et le stockage, la configuration est appelée « Stockage direct » Le stockage direct possède les avantages de réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité de la centrale, car on supprime alors l'échangeur thermique.

Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est différent du fluide de stockage, on nomme cette technologie « stockage indirect ». Le stockage indirect permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application (stockage ou caloporteur).

Le choix de l'utilisation du stockage direct ou indirect se fait selon la nature des fluides utilisés dans la centrale. Le choix de ces derniers résulte lui-même de l'analyse de critères technico-économiques qu'il est nécessaire de détailler.[26]

II.5 Hybridation des centrales solaires à concentration

Dans ce paragraphe nous présentons les configurations d'hybridation utilisées dans les centrales à concentration, On peut considérer que deux concepts existent en matière d'hybridation : [28]

L'hybridation des centrales peut être une solution ; Le concept des centrales solaires utilisant un appoint thermique provenant d'un combustible fossile qui s'agit d'assurer le fonctionnement du cycle thermodynamique en continuant à produire de la vapeur la nuit où lors de passages nuageux importants, et ce lorsque la centrale CSP ne dispose pas de stockage. Pour les centrales cylindro-paraboliques par exemple, il s'agit d'intégrer au circuit un brûleur à combustible fossile pour remplacer le champ solaire en chauffant l'huile caloporteur. L'appoint fossile peut également être utilisé sur le fluide de travail, en surchauffant la vapeur pour atteindre une meilleure efficacité du cycle.

Le concept des centrales thermiques fossiles (typiquement du charbon) utilisant un champ solaire en guise d'appoint thermique qui permet aux centrales thermiques de réduire leur consommation de combustible fossile. Le champ solaire est utilisé pour préchauffer l'eau des centrales à cycle combiné, on parle alors de système ISCC (Integrated Solar Combiné Cycle), ou bien pour produire directement de la vapeur qui sera ajoutée à celle produite par les brûleurs fossiles.

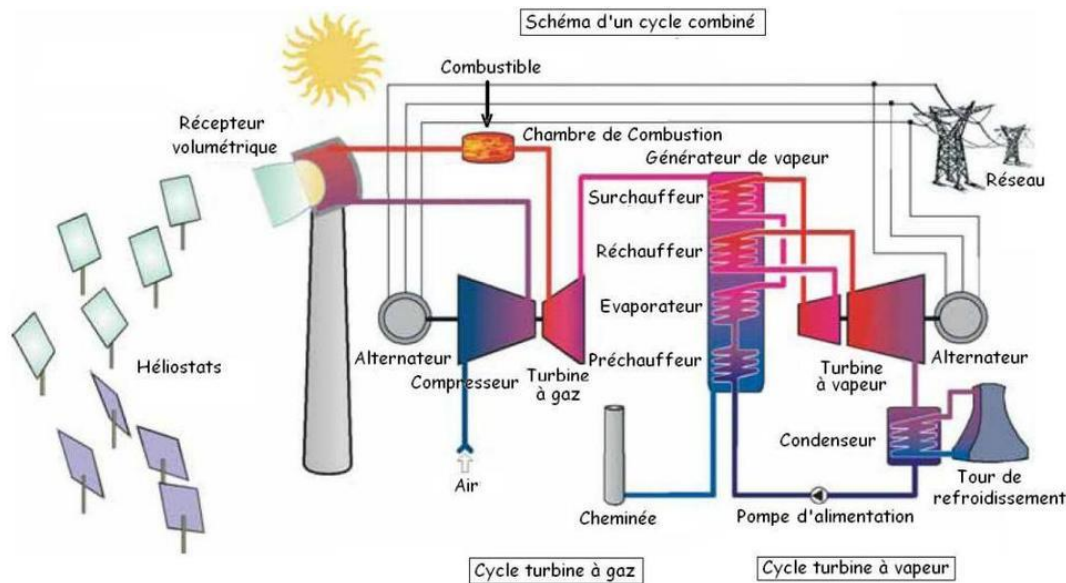


Figure II.15 : Système hybride d'une centrale thermique solaire a concentration[26]

II.5 Le système de refroidissement des centrales solaires thermodynamiques

II.5.1 Les Systèmes de refroidissement à passage unique

Ils peuvent être utilisés lorsqu'une centrale électrique est située à proximité de rivières, de lacs ou de la mer. Si, par exemple, l'eau est prélevée sur une rivière, l'eau de la rivière est pompée en eau de refroidissement à travers les tuyaux à l'intérieur du condenseur, ce qui élimine la chaleur des vapeurs résiduelles. L'eau de refroidissement chauffée est alors simplement retournée à la rivière[24]

II.5.2 Les tours de refroidissement

Une tour de refroidissement est un échangeur de chaleur spécialisé qui utilise le principe du refroidissement par évaporation pour éliminer la chaleur résiduelle du liquide de refroidissement. Le refroidissement est réalisé avec les deux fluides l'air et l'eau, qui sont mis en contact direct entre eux. L'approvisionnement en eau est sécurisé par les rivières, les lacs ou la mer. Deux technologies sont disponibles pour les tours de refroidissement : les tours de refroidissement secs et humides.[24]

II.5.3 Refroidissement par voie humide

L'efficacité maximale de la tour de refroidissement est limitée par la température humide

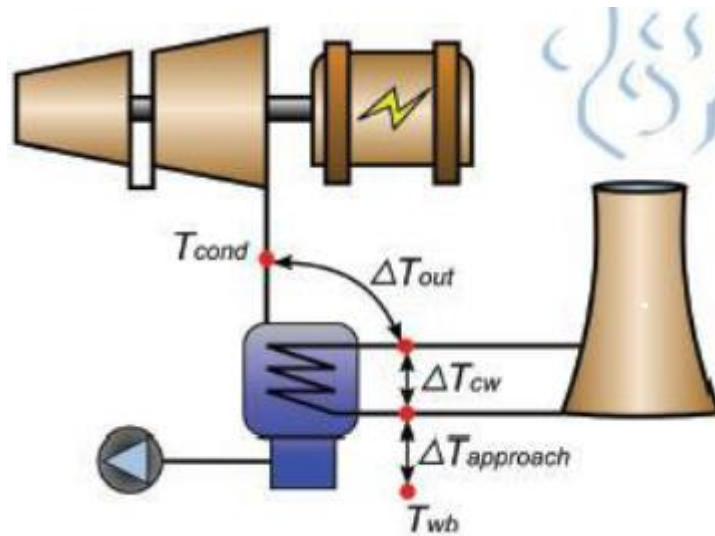


Figure II.16 : Système de refroidissement humide[24]

$$\text{Efficacité} = \left(\frac{T_{int} - T_{ext}}{T_{int} - T_{wb}} \right) \times 100$$

Où l'efficacité de la tour est entre 70-75%

T_{wb} est la température de l'air de refroidissement

T_{int} est la température d'entrée de la vapeur d'eau [°C] à la tour

T_{ext} est la température de sortie de l'eau [°C] de la tour

II.5.4 Refroidissement par voie sèche

Le refroidissement sec utilise l'air ambiant pour refroidir un fluide caloporteur pouvant être gazeux ou liquide. Ce mode de refroidissement est souvent utilisé lorsque le médium ne doit être refroidi que de quelques degrés en deçà de la température ambiante.

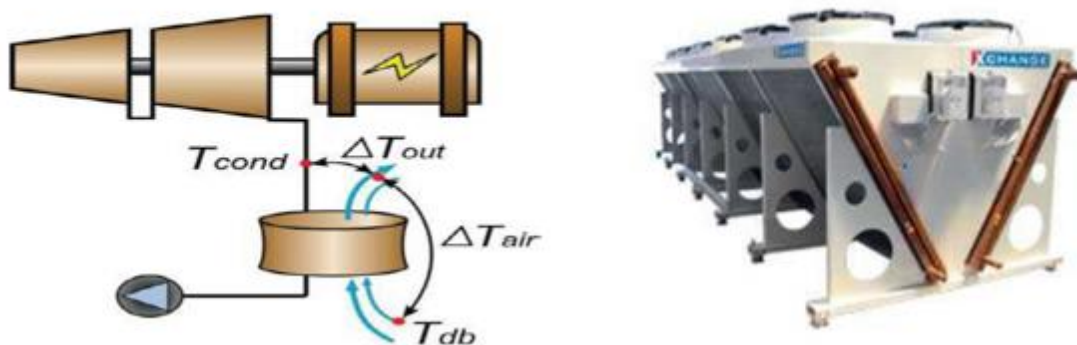


Figure II.17 : Système de refroidissement à air sec[24]

Conclusion

Ce chapitre fournit un aperçu sur les centrales solaires thermiques. Chaque filière se divise en plusieurs technologies en fonction du type de récepteur, de fluide caloporteur, de système de stockage et de bloc électrique.

Dans le chapitre suivant, on met le point sur les centrales solaires à tour ce qui nous permet d'approfondir et de mieux comprendre son principe de fonctionnement.

***CHAPITRE III : Etat de l'art de la technologie des
centrales à tour***

III Chapitre III : Etat de l'art de la technologie des centrales à tour

Introduction

Parmi des nombreux dispositifs optiques permettant de réfléchir les rayons solaires et les concentrer. La centrale à concentration à tour est conçue à la mise en œuvre industrielle pour des fortes puissances comme elle est la solution au problème de taille connu avec les autres familles de CSP

Dans ce chapitre une description détaillée de la CSP à tour dont le principe de fonctionnement les composants, le stockage, l'hybridation et les différentes technologies des capteurs de cette centrale.

III.1 Principe de fonctionnement

Les centrales solaires à tour utilisent plusieurs miroirs ou héliostats forment un champ, orientés vers le nord et suivent le soleil sur deux axes. Chaque héliostat traque individuellement et réfléchit les rayons solaires vers un récepteur (une chaudière) situé au sommet de la tour solaire placée au centre où sera chauffé le fluide qui y circule.[26]

Le facteur de concentration dépasse 600, ce qui permet d'atteindre des températures importantes de 800°C à 1000°C. La température dépend du type de récepteur et de fluide caloporteur utilisé pour collecter l'énergie thermique qui sera convertit en énergie mécanique à l'aide d'une turbine puis électrique par le cycle Rankine, ou un cycle à gaz (Baryton) ou même un cycle combiné (vapeur-gaz) elle a une capacité de production importante Un système de stockage est conçu pour répondre à des phases transitoires et au problème d'intermittence. [27, 28]

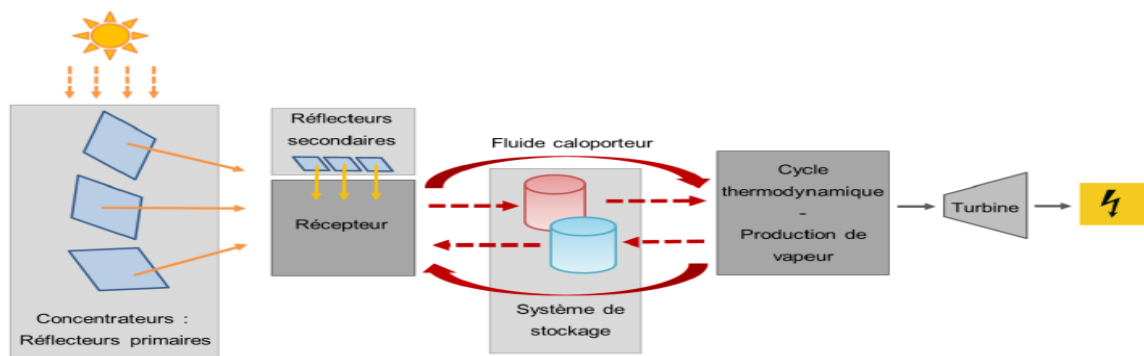


Figure III.1 : fonctionnement d'une centrale solaire à tour

III.2 Les éléments principaux d'une centrale solaire à tour :

III.2.1 Réflecteur primaire :

Les réflecteurs primaires sont les héliostats qui concentrent les rayons solaires vers le récepteur. Un héliostat simple est constitué d'un ensemble de miroirs, un système de poursuite solaire, une armature et de fondation et de système de contrôle pour suivre le soleil et réfléchir en permanence les rayons sur un récepteur fixe. L'efficacité de champ d'héliostat dépend de l'efficacité optique qui est affectée principalement par : l'effet de cosinus, l'effet d'ombrage, l'effet de blocage, la réflectivité de miroir, l'atténuation atmosphérique, et le débordement de récepteur. Il est important d'optimiser la conception de champ d'héliostat pour réduire les frais financiers et améliorer l'efficacité globale de la centrale car 40% des déperditions sont attribués au champ.[29]

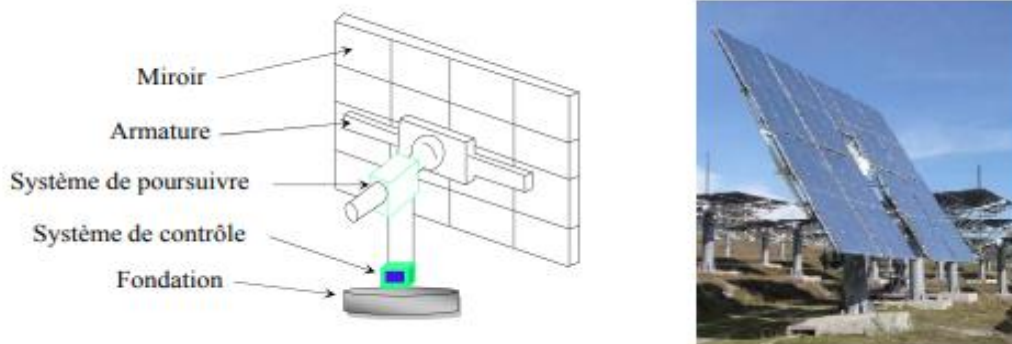


Figure III.2 : Réflecteur primaire[29]

III.2.2 Les réflecteurs secondaires :

Le réflecteur secondaire est placé à proximité de récepteur, il récupère les rayons solaires réfléchis par le réflecteur primaire pour augmenter le flux solaire incident et le dirige vers le récepteur. Il réduit aussi les pertes radiatives de l'absorbeur. Cette configuration est utilisée pour atteindre des températures très élevées afin d'améliorer le rendement de conversion d'énergie thermique en énergie électrique dans ce cas l'absorbeur est volumique ; constitué d'un matériau poreux pour que le gaz ou l'air sous pression circule à travers les alvéoles.[30]

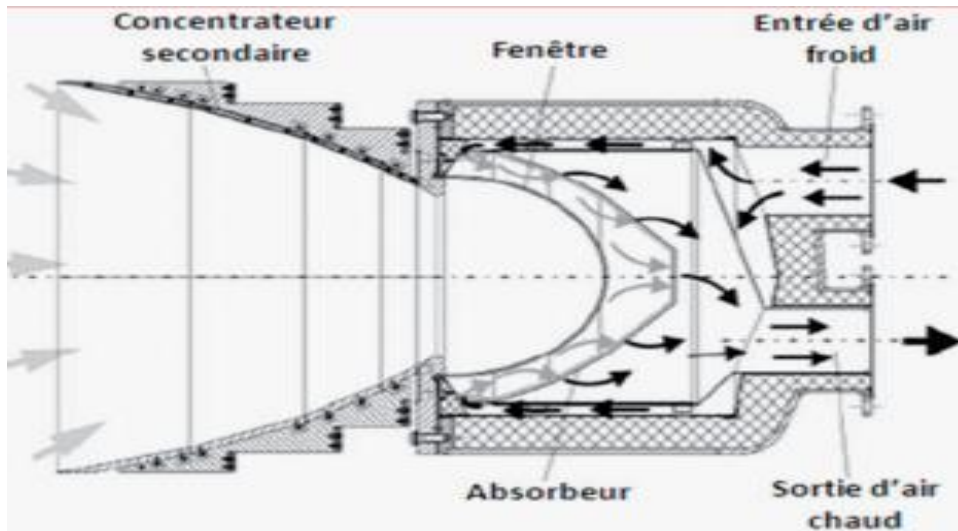


Figure III.3 : schéma concentrateur secondaire [31]

II.2.3 Les différentes configurations de champ d'héliostat :

Pour minimiser les pertes d'ombrage, de blocage, et de débordement, il est nécessaire d'optimiser la configuration de la conception d'un champ, il est essentiel de prendre en considération la nature de récepteur solaire, la latitude de site, la taille des héliostats, la concentration et le niveau de puissance incidente souhaitée. Deux configurations de champs d'héliostats possibles : un champ hémisphérique et un champ circulaire [29]



Figure III.4 : photo des configurations de champ d'héliostat[31]

Les miroirs sont composés de verre argenté d'épaisseur de 4mm, protégée à l'arrière par des revêtements successives pour protéger l'ensemble contre les agressions extérieurs et pour éviter la corrosion des miroirs.[30]

Une autre configuration avec une seconde réflexion en haut de tour, c'est le système « son principe est de refléter le rayonnement à un ensemble de miroirs secondaires haut de la tour qui

le dirigent vers un récepteur concave à la base de la tour, Ce qui permet de réduire le coût de la construction de la centrale.[29, 30]

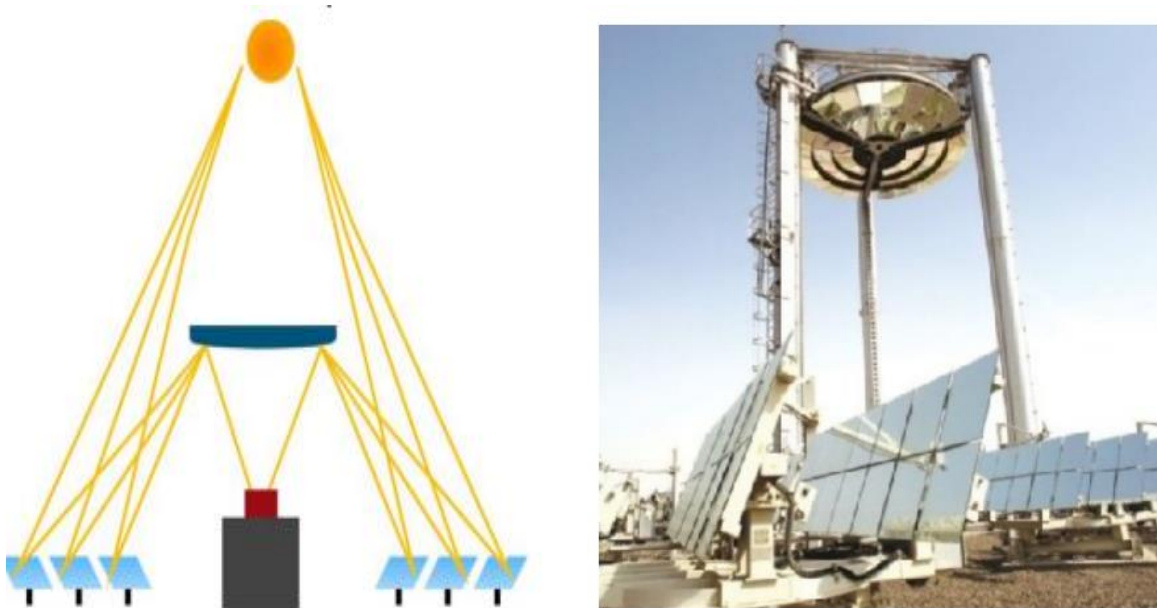


Figure III.5 : une configuration de “beam-down” [31]

Quel que soit la configuration ces miroirs sont plus sollicités que les miroirs primaires vu que le rayonnement reçu est déjà concentré donc le flux incident et les températures sont plus importants.

III.2.3 La tour :

L'objectif de la tour est d'assurer un emplacement de récepteur à une hauteur optimale, en fonction de la latitude et la taille de champ. Il est essentiel qu'elle réponde à certaines exigences telles que la résistance au vent, et un minimum ombrage sur le champ d'héliostat. Techniquement le côté esthétique que ce soit en métal ou en béton n'est pas important par contre il doit être accepté par la population locale.



Figure III.6 : différentes architectures des tours solaires [31]

Récemment des nouveaux concepts émergent et envisagent des champs multi tours afin de diminuer les pertes optiques en densifiant le champ solaire.

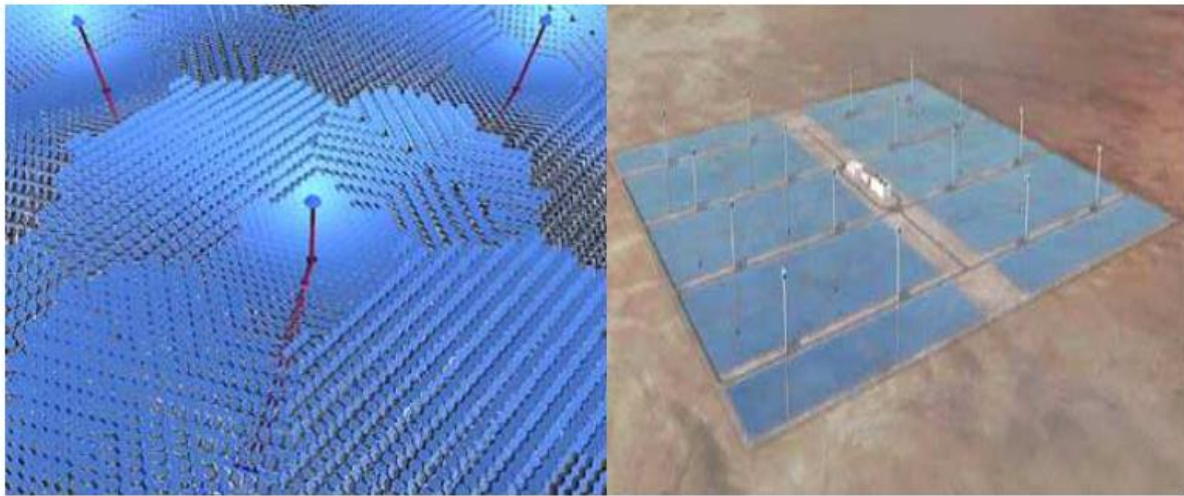


Figure III.7 : champs d'héliostat à multi tours[31]

III.2.4 Le Récepteur

Le récepteur est l'échangeur thermique, la chaudière où le rayonnement solaire est converti en chaleur sensible. Un rayonnement absorbé par une paroi puis diffusé par conduction dans la structure interne de l'échangeur. Le fluide caloporteur circule dans cette structure et s'échauffe par échange convectif. La technologie du récepteur est liée à la concentration du rayonnement délivré par le champ et elle est déterminée en fonction de la température de service visé, la puissance nominale à transférer au fluide.[29]

Les différents types de récepteurs

Les récepteurs solaires sont classifiés en fonction des configurations géométriques et des matériaux absorbants. Il existe trois groupes largement appliqués : les récepteur volumétriques, les récepteurs à cavité, et les récepteurs de particules

III.2.4.1 Récepteur volumétrique :

Est composé de fils poreux, métal ou céramique dont la partie de milieu quittant l'absorbeur est supérieure à la partie irradiée c'est l'effet volumétrique. La structure poreuse est comme un échangeur par convection où le fluide caloporteur est forcé à absorber le rayonnement solaire direct par convection

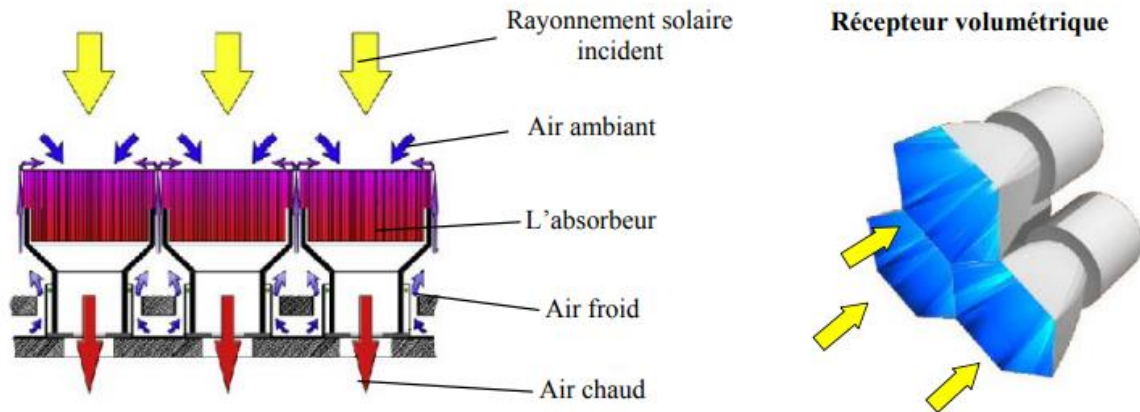


Figure III.8 : schémas du récepteur volumétrique[32]

III.2.4.2 Récepteur solaire à cavité :

Le rayonnement réfléchi passe par une ouverture dans une structure sous forme de boîte frappant sur la surface d'échange de chaleur.

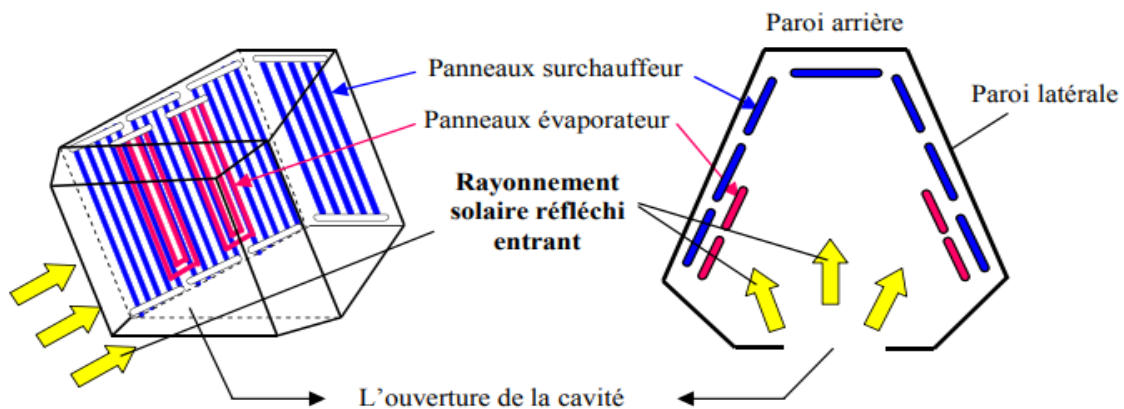


Figure III.9 : Schémas d'un récepteur solaire à cavité[32]

III.2.4.3 Récepteur à particules :

Moins connu que les autres récepteurs mais aussi important et comme son nom l'indique il utilise les particules solides pour l'absorption de rayonnement solaire concentré elles servent le fluide caloporteur et support de stockage. Dans ce type de récepteur un échangeur de chaleur n'est pas nécessaire vue que le flux de chaleur est directement absorbé par le fluide caloporteur.

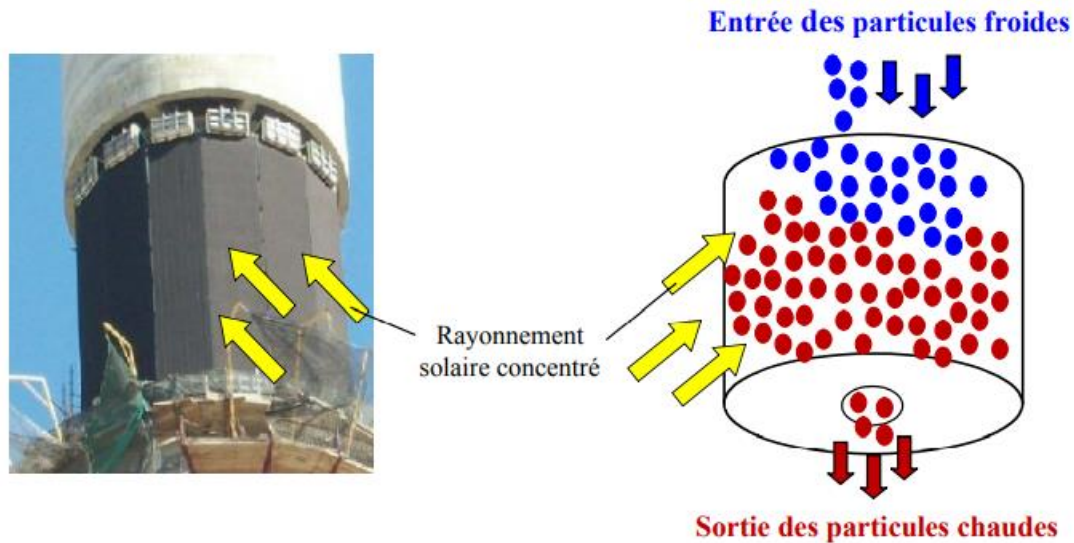


Figure III.10 : Schémas d'un récepteur à particules[32]

Caractéristiques recherchées des récepteurs :

- Pour une meilleure rentabilité d'une centrale solaire à concentration le récepteur doit répondre à certaines exigences tels que :
- Absorber le maximum d'énergie solaire et limiter les pertes par rayonnement thermique donc une absorbée maximale et émissivité minimale
- Une bonne conductivité et une diffusivité importante pour que le maximum d'énergie soit transféré au fluide caloporteur
- Faible épaisseur de revêtement et un bon contact couche-substrat
- Être résistant à différents phénomènes d'usures liés à l'environnement de la centrale
- Résister à des contraintes mécaniques résultant de chocs thermiques important[29]

III.2.5 Système de conversion d'énergie :

Au niveau de système de conversion d'énergie, l'énergie thermique est convertie en énergie électrique suivant un cycle thermodynamique. Les cycles thermodynamiques utilisés sont : le cycle Baryton, le cycle Rankine et le cycle combiné pendant que les opérations hybrides sont utilisées pour améliorer les performances[29]

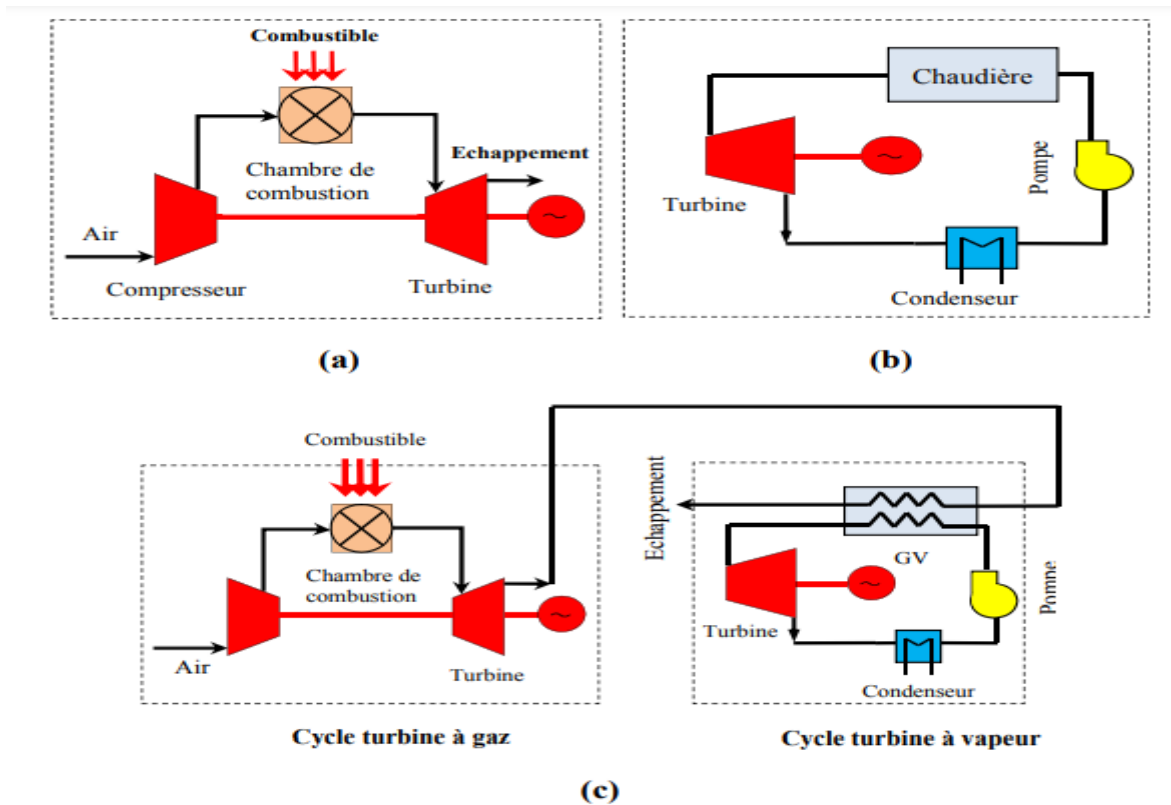


Figure III.11 : les différents systèmes de conversion d'énergie[32]

III.2.6 Fluides caloporteurs

Les fluides caloporteurs se manifestent après le récepteur, Il est utilisé directement dans le système de stockage pour la récupération de chaleur durant la phase d'intermittence de soleil. ou dans la turbine pour la production d'électricité, sinon la chaleur est transférée à un autre fluide à l'aide d'un échangeur. Prenant compte des températures visées, plusieurs fluides sont envisagés : l'air, l'eau(vapeur), des huiles naturelles, des huiles synthétiques, des métaux liquides et des sels fondus. Aussi il est essentiel de prendre en considération la température de fluide, sa viscosité, sa conductivité thermique, son coût, son pouvoir corrosif sur les étaux constituant le récepteur et les tubes[29].

Tableau III-1 : les caractéristiques des fluides caloporteurs pour centrale a tour[33]

Fluide	T. Maximale d'utilisation (C)	T.de fusion (C)	Viscosité (Pa.s)	Conductivité ($W.m^{-1}.K^{-1}$)	Corrosion		
					Alliage	Taux	T(C)
Air	/	/	0.00003 (à600 C)	0.06 (à 600 C)	Fe-Al (5.8-16.2 wt%)	7-14 g/m	1100
Eau/Vapeur	/	0	0.00133 (à600 C)	0.08 (à600 C)	In 600	1.7-3.5 μ m/an	300
Sels fondus : NANO ₃ :60 % KNO ₃ :40%	600	220	0.00326 (à300 C)	0.55 (à400 C)	Ha 230	47 μ m/an	600/680
Métal liquide : Na	883	98	0.00021 (à600 C)	46 (à600 C)	/	/	/

III.3 Le stockage thermique

Le stockage de la chaleur dans une centrale CSP est important pour pallier en partie à l'intermittence de la ressource solaire : accumulation par chaleur sensible, accumulation par chaleur latente et stockage thermique direct, indirect et semi-direct.[29]

III.3.1 Accumulation par chaleur sensible :

La variété de choix concerne le médium de stockage qui peut être solide (béton armé, sels, céramique, métaux...), ou liquides (fluides caloporteurs, sels, mélange de sels liquides, sodium liquide...).

L'utilisation des matrices métalliques est intéressante énergétiquement mais son coût est très élevé ainsi le béton, d'autre part les matrices solides ont une faible conductivité et diffusivité, comme l'utilisation de béton est trop risquée vue l'incertitude de sa résistance face au cycle thermomécanique,

- **Les sels liquides**

Il s'avère que l'utilisation des sels liquides est la plus adéquate aux centrales CSP vue le coût et la performance, cette solution consiste à transférer à travers un échangeur les sels de réservoir froid vers le réservoir chaud. Ces stocks de grande taille représentent aussi une très faible perte thermique, et la fuite thermique diminue à mesure que la capacité thermique augmente. En absence de charge ou de décharge ne baisse que de 30 °C pendant 6 semaines. Pour ces caractéristiques l'utilisation des sels fondus est importante à condition de prévenir la solidification pour éviter le dysfonctionnement et des dommages mécaniques sur le réservoir

- **Les réservoirs thermoclines :**

Un seul réservoir contenant de sel fondu peut naturellement stratifier thermiquement par la variation de densité du sel selon la température, le sel dans le bas de réservoir (froid) est plus dense qu'au sel dans la partie haute de réservoir(chaude) ce qui permet le réchauffage à travers un échangeur dans le même réservoir, et vice versa pour le refroidissement. Puisque cette technique n'exige pas d'échangeur thermique entre le médium de stockage et le caloporteur, par contre elle est exclue pour les systèmes haute puissance vu le prix élevé des caloporteurs. Un autre avantage de cette solution est la diminution des pertes entropiques et l'usage mixte d'un liquide à la fois stock et caloporteur favorise la souplesse et la dynamique des transferts thermiques

III.3.2 Accumulation par chaleur latente

La constance en température est l'intérêt majeur de stockage par chaleur latente, la régulation de système est simple et l'efficacité énergétique est accrue mais il faut prendre en considération la nécessité d'un volume important et d'une pression élevée pour la vapeur due au changement de phase d'eau à l'état liquide en état gazeuse

III.3.3 Le stockage thermique direct, indirect et semi-direct

A. Le stockage indirect

C'est quand le médium, différent du caloporteur est chauffé à travers des échangeurs, le cas des matrices solides, les sels liquides et la plupart des matériaux à changement de phase qui ne peuvent pas être utilisés comme caloporteur. Les pertes entropiques générées par l'échangeur est l'inconvénient de stockage indirect ainsi la baisse de rendement thermomécanique de moteur

B. Le stockage direct

Est plus simple que le stockage indirect car la réserve thermique est constituée par un réservoir de caloporteur. L'absence d'un échangeur entre le médium de stockage et le caloporteur est favorable à l'efficacité de conversion thermomécanique et l'installation est moins coûteuse.

Actuellement le stockage le plus répandu c'est l'accumulation à chaleur sensible à partir de deux réservoirs, une pour le fluide chaud envoyé vers l'échangeur pour la production de vapeur, l'autre pour le fluide froid revenant de cycle thermodynamique. Le fluide provient directement du récepteur (le cas des sels fondus) ou il est chauffé par un circuit secondaire à l'aide d'un échangeur

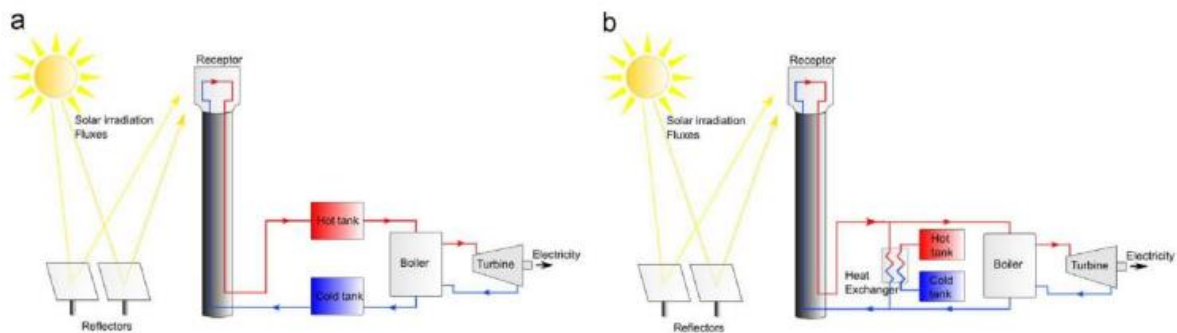


Figure III.12: stockage a système directe et indirecte[33]

III.4 Les technologies des capteurs à tour

Les centrales CSP à tour se déclinent en quatre technologies en fonction de la nature de fluide caloporteur :

- Systèmes à caloporteur sels fondus
- Systèmes à caloporteur eau-vapeur
- Systèmes à caloporteur air atmosphérique
- Systèmes à caloporteur air pressuré [29]

III.4.1 Systèmes à caloporteur sels fondus :

Prenant compte de l'avantage économique et la capacité thermique des sels fondus c'est intéressant de les adapter à la fois comme fluide caloporteur et fluide de stockage d'une centrale à tour. Avant que le fluide soit stocké dans un réservoir chaud, il est pompé dans une cuve froide (au-dessus de la température de solidification des sels) puis chauffé dans la tour par le récepteur solaire. La température des sels peut atteindre jusqu'à 560 °C ce qui permet d'actionner une turbine à vapeur plus performante (cycle Rankine)[34]

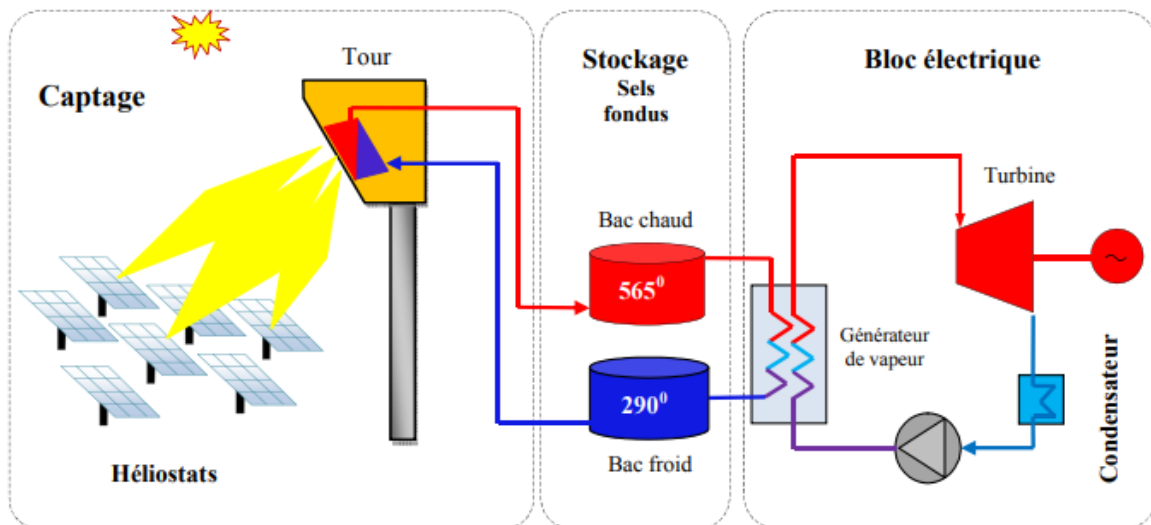


Figure III.13 : Systèmes à caloporteur sels fondus[35]

III.4.2 Systèmes à caloporteur eau-vapeur :

Permet de simplifier l'intégration de l'énergie solaire dans un cycle à vapeur conventionnelle où le récepteur est un générateur de vapeur. La difficulté réside dans les forts gradients de température causés par l'évaporation et le surchauffe de l'eau ce qui engendre des contraintes thermomécaniques sur les parois donc la réduction de la durée de vie de récepteur, pour résoudre ce problème, la vapeur saturée est l'approche la moins risquée. L'avantage de cette technique est la possibilité d'utiliser des turbines plus légères, plus petites et moins chères, la possibilité d'éviter la condensation de la vapeur pendant la détente donc une exploitation plus facile et une maintenance moins coûteuse et d'atteindre des températures de vapeur supérieures à 500°C donc efficacité maximale des turbines.[34]

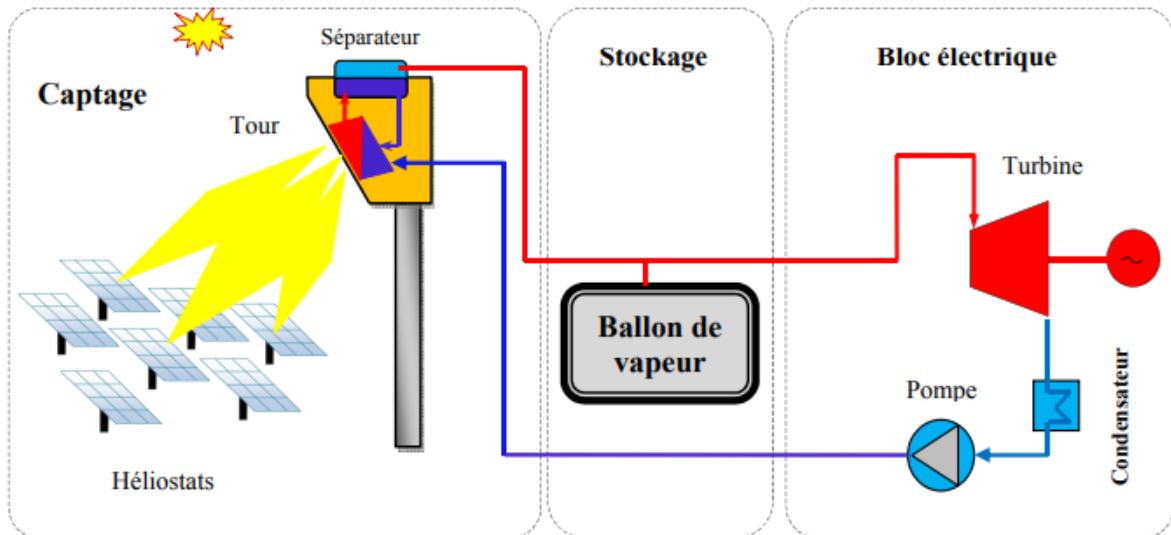


Figure III.14 : Systèmes à caloporteur eau-vapeur[35]

III.4.3 Systèmes à caloporteur air atmosphérique :

Un récepteur volumétrique aspire l'air atmosphérique et le chauffe jusqu'à 700°C qui sera utilisé pour l'alimentation d'un cycle à vapeur à 480-540°C. Pour minimiser les pertes thermiques, l'air en sortie de l'échangeur est conduit devant l'entrée de récepteur. La technologie des récepteurs à air ont une conception simple et une faible inertie thermique qui lui assurent un démarrage rapide, mais le rendement global est faible pour une centrale à tour.[34]

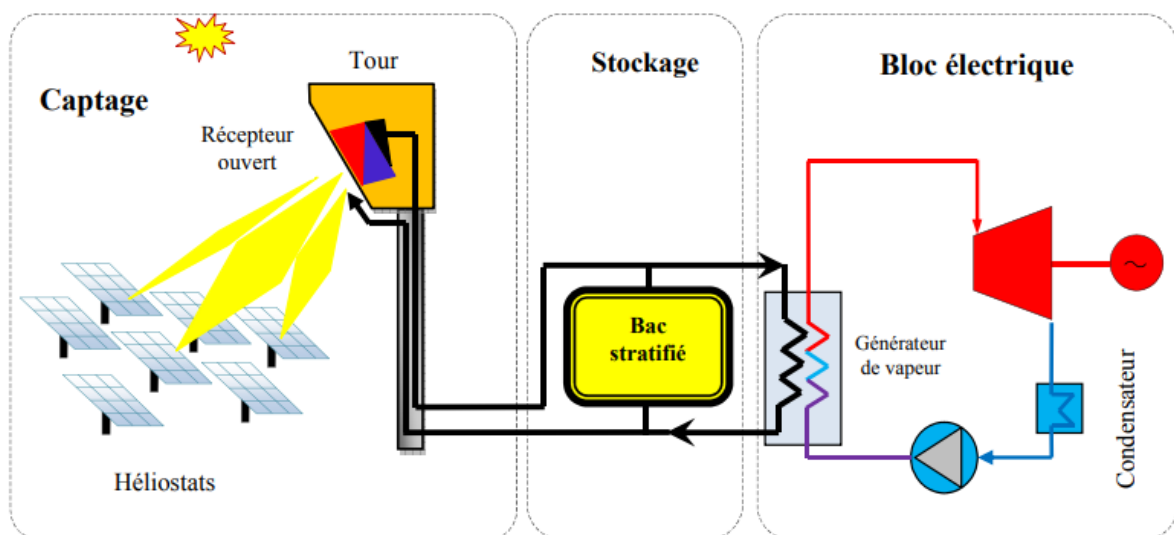


Figure III.15 : Systèmes à caloporteur air atmosphérique[31]

III.4.4 Systèmes à caloporteur air pressuré :

L'objet de cette technique est de profiter au maximum de la concentration des rayons solaires au sommet de la tour pour atteindre des températures très élevées (800-1000°C) pour actionner une turbine à gaz ou un cycle combiné. L'avantage réside en son haut rendement de conversion puisque les turbines à vapeur. Le coût de cette installation est plus faible que l'installation à cycle Rankine de plus elle nécessite peu ou pas d'eau de refroidissement. Les récepteurs à air pressurisé n'arrivent toujours pas à atteindre les températures nécessaires durables à l'entrée de l'étage de détente de la turbine à gaz (950-1300 °C). Il est nécessaire d'ajouter un combustible pour compléter le chauffage de l'air en sortie de récepteur solaire ce qui fait de cette technologie une technologie hybride. [34]

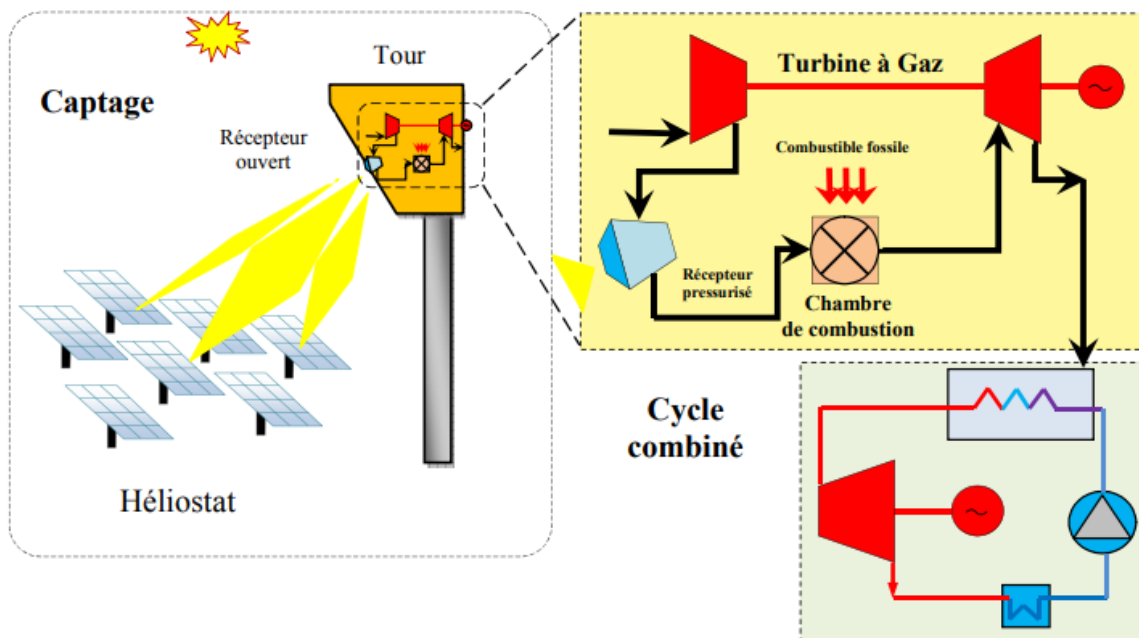


Figure III.16 : Systèmes à caloporteur air pressuré[31]

Conclusion

L'optimisation de la distribution des héliostats et de la hauteur de la tour résultent des calculs optiques qui prennent en compte l'ensemble des causes de pertes dues aux effets d'ombre et de blocage, à l'effet cosinus et la réflectivité des miroirs

Les pertes thermiques de récepteur sont issues de la réflexion de rayonnement solaire, de rayonnement émis par la surface chaude de l'absorbeur et des pertes par conduction et par convection vers l'air libre

CHAPITRE IV : MODELISAION ET SIMULATION

IV Chapitre IV : Modélisation et simulation

Introduction :

L'étude de faisabilité d'une configuration d'une centrale solaire à tour dans trois sites algériens différents fait l'objet de ce chapitre. Cette étude débutera avec la localisation des sites et les conditions météorologiques puis la conception nominale de la centrale, la stratégie d'exploitation et vers la fin les performances annuelles seront déduites.

Processus:

Dans cette section, la configuration de la centrale, les performances techniques sont décrites. Le processus de sélection du site, le dimensionnement du champ solaire, du stockage et du bloc de puissance, ainsi que les performances annuelles sont présentés avec les hypothèses faites en cours de route.

Les données météorologiques, la conception de l'installation et les calculs de stockage constituent la base de l'installation. La procédure pour déterminer ces composants est décrite ci-dessous.

IV.1 Localisation des sites et conditions météorologiques

Les sites choisis pour l'étude de la faisabilité sont Hassi-R 'mel, Tamanrasset, Tizi Ouzou. L'étude de la faisabilité des sites suggérés suivra l'étude de la faisabilité d'un projet similaire. Les données météorologiques de ces sites comme le DNI et la température ambiante et la vitesse de vent sont triées de la base de données MeteoNorm, le tableau ci-dessus représente les paramètres de ces sites.

Tableau IV-1 : Les paramètres des sites étudiés

	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	DNI (KWh/m ² .an)	Température moyenne annuelle(C°)	Vitesse du vent (m/s)
Tizi Ouzou	36.71°N	4.05°E	216	1840.6	18	2.1
Tamanrasset	22.78°N	5.52°E	1377	2759.4	22.7	3.6
Hassi R'mel	33.7°N	3.21°E	762	2478.4	19.4	4.4

Les sites ont été choisis en raison de leur bon potentiel solaire, irradiation et topographie, accès à l'eau ainsi que la proximité de lignes de transmission gazières et électriques. Pour les données

météorologiques des sites, les données initiales utilisées étaient des données historiques provenant de logiciel MeteoNorm.

Après avoir choisi l'emplacement des sites (latitude, longitude), les données ont été extraites pour l'année 2016 à un pas de temps horaire.

L'erreur qui pourrait avoir un impact sur les résultats présentés est que les données d'irradiation utilisées portaient sur une période d'un an. Cela pourrait être amélioré si des données portant sur plusieurs années étaient prises en compte.

Afin d'égaliser les fluctuations de l'irradiation d'un jour à l'autre, un "jour moyen" pour chaque mois a été calculé et les résultats sont présentés dans les figures ci-dessous.

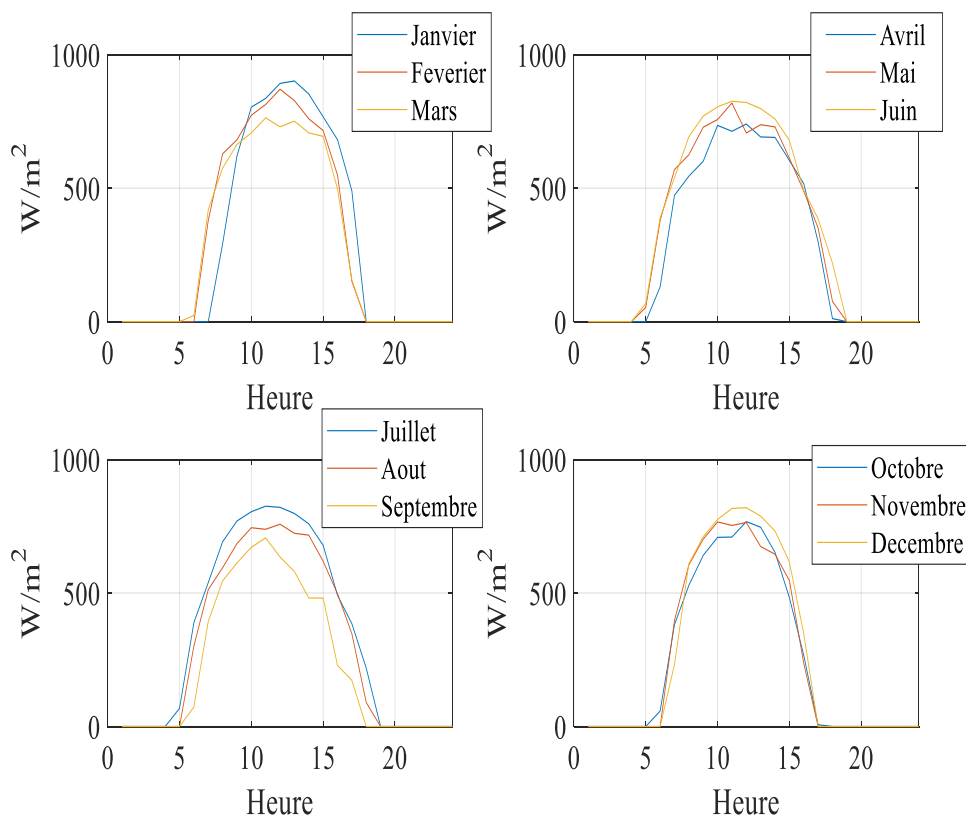


Figure IV.1 : Irradiance solaire [W/m^2] à Hassi R'mel pour un jour moyen de chaque mois de l'année 2016.

L'éclairement énergétique le plus élevé en 2016 a été mesuré en juin et le plus faible en septembre. Ces données fournissent une bonne estimation de la variation mensuelle de l'éclairement énergétique à Hassi R'mel.

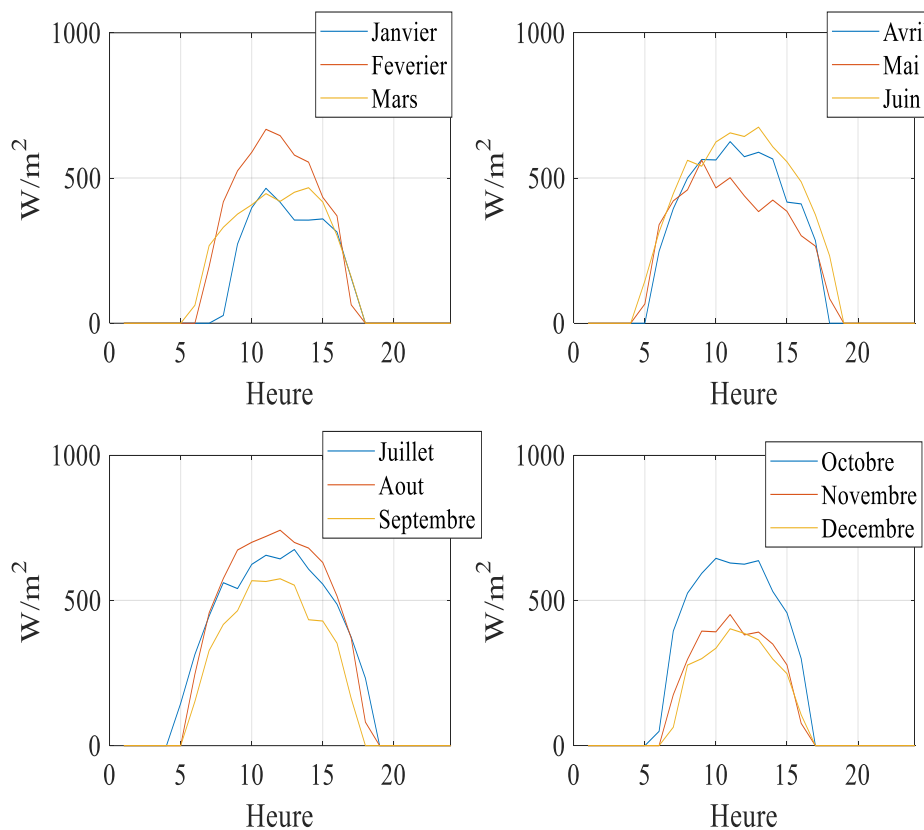


Figure IV.2 : Irradiance solaire [W/m²] à Tizi Ouzou pour un jour moyen de chaque mois de l'année 2016.

L'éclairement énergétique le plus élevé en 2016 a été mesuré en aout et le plus faible en décembre. Ces données fournissent une bonne estimation de la variation mensuelle de l'éclairement énergétique à Tizi Ouzou.

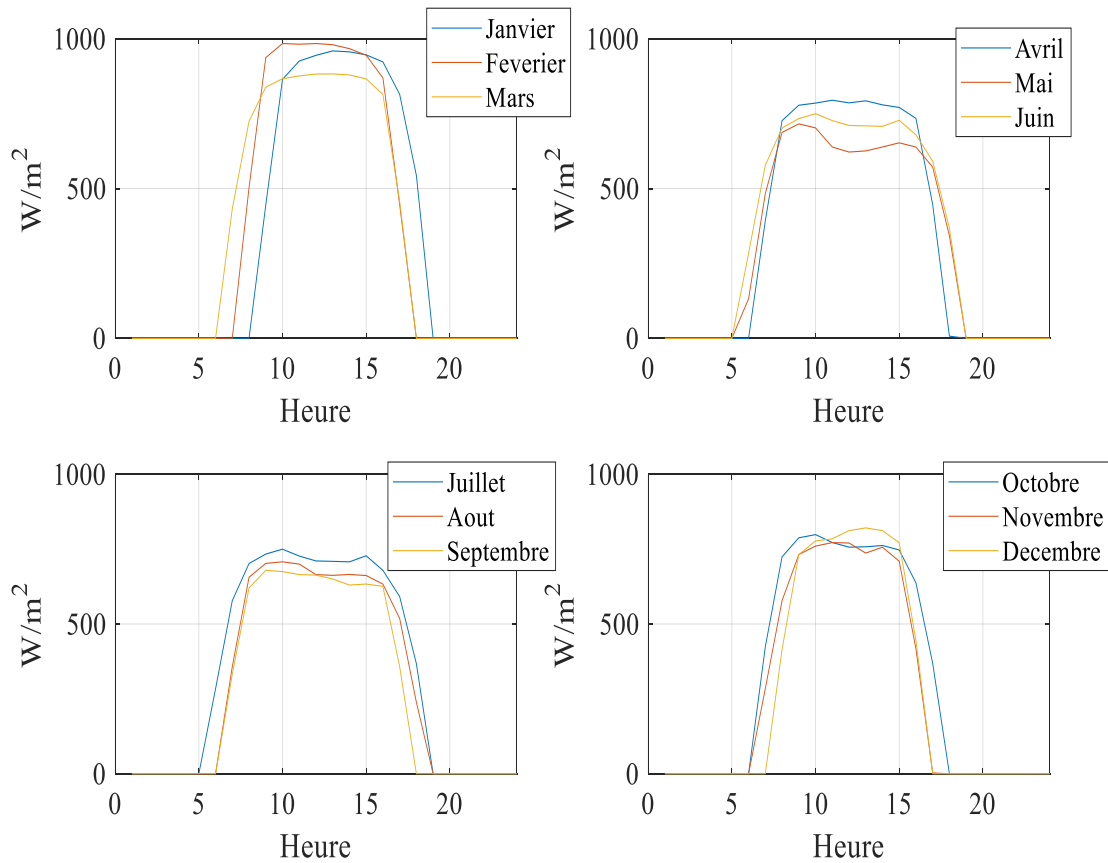


Figure IV.3 : Irradiance solaire [W/m^2] à Tamanrasset pour un jour moyen de chaque mois de l'année 2016.

A Tamanrasset l'irradiance solaire en janvier février très élevé mais la durée d'ensoleillement la plus longue est remarquée en été. Ces données fournissent une bonne estimation de la variation mensuelle de l'éclairement énergétique à Tamanrasset.

IV.2 Conception de la centrale solaire à tour

Cette partie contient la procédure et l'algorithme utilisés pour concevoir la centrale CSP.

La centrale CSP pour cette étude de faisabilité est principalement divisée en trois catégories majeures ; partie bloc électrique, le stockage de l'énergie thermique, et le champ solaire (incluant la tour et les héliostats). Les principaux composants et les spécifications de chaque catégorie affectent la conception des autres ; ainsi, il est nécessaire d'établir une séquence consécutive de conception de la centrale CSP proposée afin d'obtenir la configuration la plus robuste et la plus fiable.

Les trois catégories qui sont conçues sont (dans l'ordre chronologique) :

- **Bloc de puissance** : Turbines, Chaudière, Condenseur, Réservoir d'eau, Pompes, Auxiliaires
- **Champ solaire** : Tour, Héliostats
- **Stockage de l'énergie thermique** : 2 réservoirs avec du sel fondu



Figure IV.4 : Photographie du cœur de l'installation de Crescent Dunes

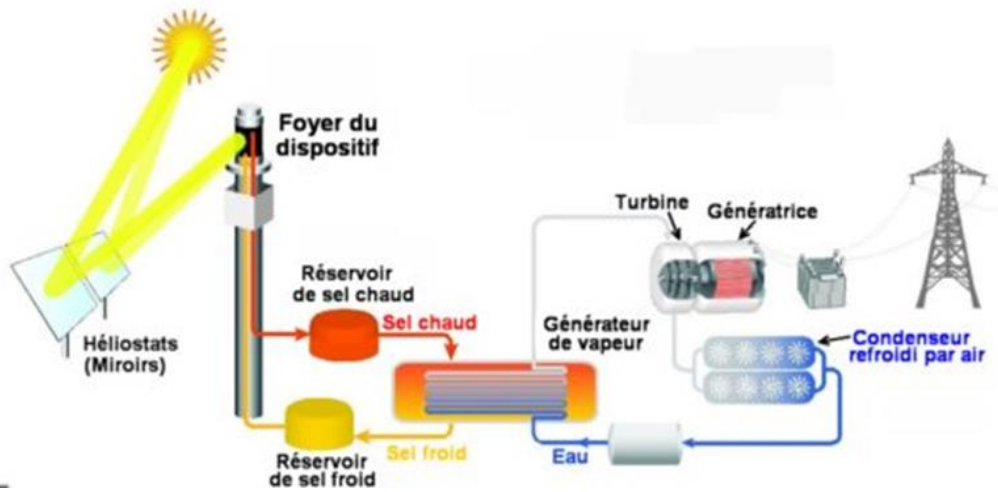


Figure IV.5 : Schéma d'une centrale solaire thermique à tour

Avec les catégories principales mentionnées ci-dessus, la méthode et l'algorithme pour concevoir la centrale CSP proposée sont décrits dans la figure suivante :



Figure IV.6 : Illustration schématique de la procédure de conception des principaux composants de la CSP

Comme le montre la figure ci-dessus, le processus de conception commence par la puissance de sortie souhaitée, suivie de simulations de blocs de puissance. Puis le calcul du champ solaire. Lorsque la surface du champ solaire et le nombre d'héliostats ont été déterminés, le concept de stockage thermique et le multiple solaire ont été considérées pour définir la conception appropriée de la centrale CSP.

IV.3 Conception nominale de la centrale

Cette partie contient le dimensionnement du champ solaire, la détermination du multiple solaire, les pertes, et la conception du bloc de puissance. Seules les principales équations sont présentées dans cette section.

IV.3.1 Conception du bloc de puissance :

Dans cette partie nous allons commencer par la puissance électrique désirable. Sélection d'une turbine adaptée à une telle production, la description de l'installation accompagnée d'un bilan énergétique de chaque élément. Ensuite les données techniques des composantes pour simulation de cycle de Rankine et évaluation des pertes thermiques liées au récepteur afin de déterminer la puissance thermique nécessaire avec logiciel "EES"

IV.3.1. La puissance électrique

La première étape de la conception de la centrale CSP consiste à définir la puissance électrique à fournir au réseau. Nous avons déclaré que la puissance électrique maximale à fournir est de 150 MWe avec une production d'électricité stable chaque heure selon la base des exigences du projet de référence. La centrale CSP, dans des conditions optimales, doit être capable d'alimenter 24 heures de fonctionnement, avec 4 heures de pic de demande entre 17h00 et 21h00. Ainsi, afin de maximiser la rentabilité de la centrale, la puissance électrique suivante (tableau) a été décidée pour la centrale CSP conçue.

Tableau IV-2 : : La production d'électricité de la centrale/heure

Heure	Puissance électrique (MWe)	Durée (heures)
00 :00 - 05 :00	0	5
05 :00 - 17 :00	100	12
17 :00 - 21 :00	150	4
21 :00 - 22 :00	100	1
22 :00 - 24 :00	0	2

IV.3.1.2. Description de l'installation :

Une fois la puissance électrique est imposée, la puissance thermique du récepteur peut être calculée. Le bloc de puissance est constitué d'une turbine haute pression et d'une turbine basse pression dont les niveaux de température et de pression correspondent aux informations données par le fabricant. Trois préchauffeurs (deux par surface et un par mélange)sont connectés à chacune des turbines. Le préchauffeur haute pression est alimenté en vapeur à 40 bars et le préchauffeur basse pression est alimenté en vapeur à 2 bars. L'eau d'alimentation provenant du condenseur est chauffée par les deux préchauffeurs et sa température augmente avant qu'elle n'entre dans la chaudière, ce qui augmente l'efficacité du cycle de vapeur.

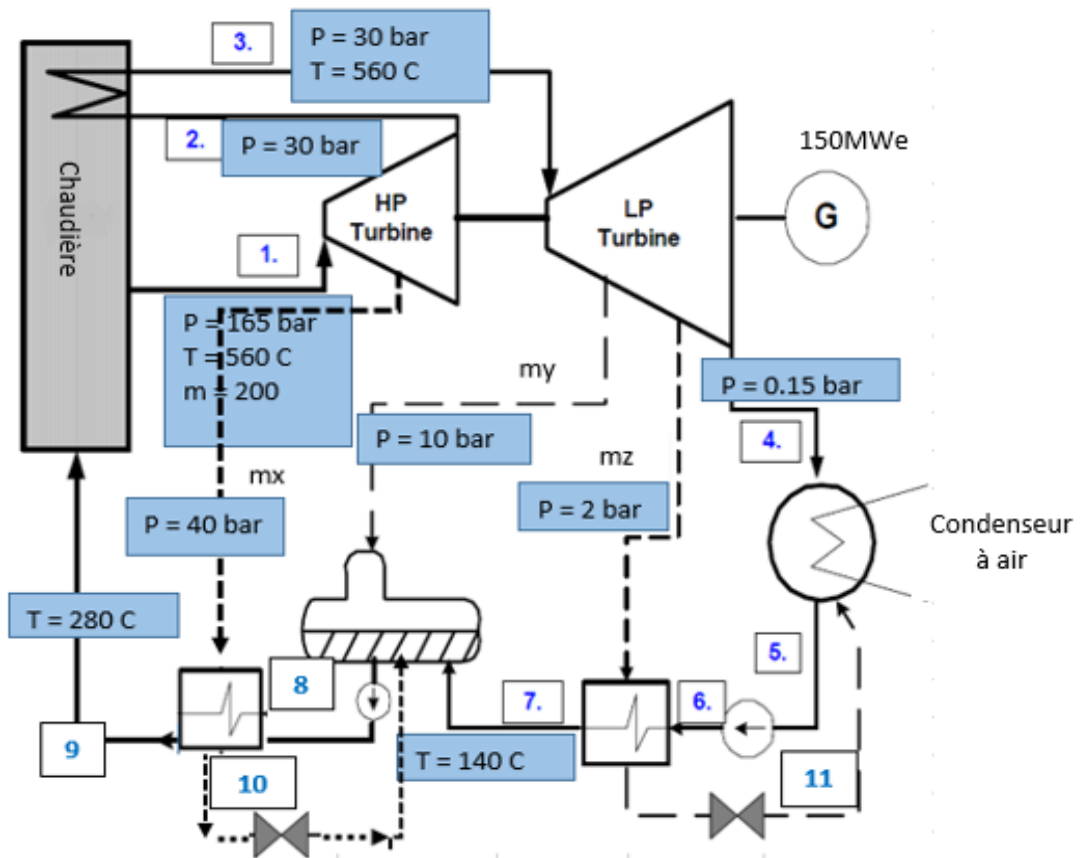


Figure IV.7 : Le bloc de puissance utilisé dans la centrale CSP

IV.3.1.3 Bilan énergétiques :

Hypothèses énergie cinétique et énergie potentiel sont =0

- Turbine à haute pression : 1 → 2

Le travail fourni par la turbine de haute pression est exprimé par

$$\dot{m}h_1 = W_{HP} + \dot{m}h_x + (\dot{m} - m_x)h_2 \quad (IV.1)$$

$$W_{HP} = \dot{m}(h_1 - h_x) + (\dot{m} - m_x)(h_x - h_2) \quad (IV.2)$$

- Turbine à basse pression : 3 → 4

Le travail fourni par la turbine est exprimé par

$$(\dot{m} - m_x)h_3 = W_{BP} + (\dot{m} - m_x)h_y + (\dot{m} - m_x - m_y)h_z + (\dot{m} - m_x - m_y - m_z)(h_z - h_4) \quad (IV.3)$$

$$W_{BP} = (\dot{m} - m_x)(h_3 - h_y) + (\dot{m} - m_x - m_y)(h_y - h_z) + (\dot{m} - m_x - m_y - m_z)(h_z - h_4) \quad (IV.4)$$

• **Condenseur : 4 → 5**

On peut évaluer la puissance thermique rejetée dans le condenseur en utilisant l'équation suivante :

$$(\dot{m} - m_x - m_y - m_z)h_4 + m_z h_{11} = Q_C + (\dot{m} - m_x - m_y)h_5 \quad (IV.5)$$

$$Q_C = (\dot{m} - m_x - m_y - m_z)h_4 + m_z h_{11} - (\dot{m} - m_x - m_y)h_5 \quad (IV.6)$$

• **Pompe basse pression : 5 → 6**

Le travail fourni par la pompe est exprimé comme suit :

$$W_{PBP} + (\dot{m} - m_x - m_z)h_5 = (\dot{m} - m_x - m_z)h_6 \quad (IV.7)$$

• **Préchauffeur basse pression : 6 → 7**

$$m_z h_z + (\dot{m} - m_x - m_z)h_6 - h_6 = m_z h_{11} + (\dot{m} - m_x - m_z)h_7 \quad (IV.8)$$

$$(\dot{m} - m_x - m_z)(h_7 - h_6) = m_z (h_z - h_{11}) \quad (IV.9)$$

• **Réservoir d'alimentation : 7 → 8**

$$m_y h_y + m_x h_{10} + (\dot{m} - m_x - m_z)h_7 = \dot{m} h_8 \quad (IV.10)$$

• **Pompe haute pression : 8 → 9**

Le travail fourni par la pompe est exprimé comme suit :

$$W_{PHP} = \dot{m}(h_8 - h'_8) \quad (IV.11)$$

• **Préchauffeur haute pression : 9 → 10**

$$\dot{m} h_8 + m_x h_x = \dot{m} h_9 + \dot{m} h_{10} \quad (IV.12)$$

$$\dot{m} (h_9 - h_8) = m_x (h_x - h_{10}) \quad (IV.13)$$

• **Chaudière : 10 → 11**

$$Q_{ab1} + \dot{m} h_9 = \dot{m} h_1 \quad (IV.14)$$

$$Q_{ab2} + (\dot{m} - m_x)h_2 = (\dot{m} - m_x)h_3 \quad (IV.15)$$

$$Q_{ab} = Q_{ab1} + Q_{ab2} \quad (IV.16)$$

$$Q_{ab} = \dot{m}(h_1 - h_9) + (\dot{m} - m_x)(h_3 - h_2) \quad (IV.17)$$

➤ Les paramètres à calculer :

- **La puissance électrique brute :**

$$W_{brute_{totale}} = W_{HP} + W_{BP} \quad (IV.18)$$

- **La puissance électrique nette :**

$$W_{net_{totale}} = (W_{brute_{totale}} - W_{pompe}) * \eta_{mecanique} * \eta_{generateur} * (1 - perte_{parasite}) \quad (IV.19)$$

- **La puissance thermique à l'entrée du bloc :**

$$Q_{thermique} = \frac{((\dot{m} * (h_1 - h_9) + (\dot{m} - m_x) * (h_3 - h_2))}{\eta_{chaudiere}} \quad (IV.20)$$

- **Rendement global du cycle de Rankine :**

$$\eta_{Cycle} = \frac{W_{net_{totale}}}{Q_{thermique}} \quad (IV.21)$$

Après avoir calculer ces différents paramètres on arrivera à déterminer la puissance thermique nécessaire juste à l'entrée du bloc de puissance. Dans la partie suivante on évalue les différentes pertes thermiques de convection et réflexion, rayonnement liée au récepteur due à la température ambiante et la vitesse du vent de chaque sites. et enfin on arrivera à la puissance thermique du champ solaire nécessaire à fournir au récepteur et enfin au bloc de puissance.

IV.3.1.4 Evaluation des pertes thermiques liées au récepteur

Il existe trois types de pertes thermiques au niveau de récepteur : la réflexion, le rayonnement, la convection

➤ **Rayonnement**

Comme la zone du récepteur a une température plus élevée que l'environnement pendant le fonctionnement, elle émet de la chaleur par rayonnement. L'équation de la perte par rayonnement est la suivante :

$$Q_{pert_{ray}} = A_{rec} \cdot \epsilon \cdot \sigma (T_{rec}^4 - T_{amb}^4) \quad (IV.22)$$

où

A_{rec} est la surface de l'enveloppe du récepteur

ϵ Epsilon était indiqué dans la description du projet.

σ Sigma est la constante de Stefan Boltzmann et la température du récepteur est la valeur moyenne de la température d'entrée et de sortie.

➤ **Convection**

Lorsque le récepteur est exposé au vent, il perd une partie de sa chaleur par convection. L'équation utilisée est :

$$Q_{pert_{conv}} = A_{rec} \cdot h_{conv} (T_{rec} - T_{amb}) \quad (IV.23)$$

Où h_{conv} est une fonction de la convection naturelle et de la convection forcée.

La convection forcée est une fonction du nombre de Reynolds, du nombre de Prandtl, du nombre de Nusselt, ainsi que de la vitesse moyenne estimée du vent à l'endroit concerné, qui a été fournie par la description du projet.

➤ **Réflexion**

Le récepteur n'est pas un corps noir et réfléchira donc une partie du rayonnement entrant. L'équation utilisée pour estimer la réflectivité est la suivante

$$Q_{pert_{ref}} = (1 - a) * F_r * Q_{inc} \quad (IV.24)$$

Q_{inc} est le rayonnement entrant. La valeur α a été donnée dans la description du projet et F_{ref} est un facteur qui est estimé en examinant des projets similaires.

➤ **Les pertes thermiques totales du récepteur**

Les pertes thermiques totales liées au récepteur sont la somme des pertes décrites ci-dessus.

$$Q_{pert_{tot}} = Q_{pert_{ray}} + Q_{pert_{conv}} + Q_{pert_{ref}} \quad (IV.25)$$

➤ **La puissance thermique du récepteur solaire nécessaire**

Après avoir calculer la puissance thermique absorbée par le fluide qui circule dans le bloc de puissance et calculer des différentes pertes thermiques du champs solaire vers le récepteur.

On peut calculer la puissance thermique du récepteur solaire comme suit [36]:

$$Q_{SF} = P_{thrm_{tot}} + Q_{pert_{tot}} \quad (IV.26)$$

➤ **L'efficacité du champ solaire a l'électricité**

$$\eta_{STE} = \frac{W_{net_{totale}}}{Q_{SF}} \quad (IV.27)$$

➤ L'efficacité du récepteur est calculée comme suit :

$$\eta_{Recepteur} = \frac{(Q_{SF} - Q_{pert_{tot}})}{Q_{SF}} \quad (IV.28)$$

Tableau IV-3 : Données techniques pour le fonctionnement du bloc de puissance[37, 38]

Condition de fonctionnement du bloc de puissance	
Type de turbine	SST-700 avec extraction de la vapeur
Turbine HP d'entrée (pression, température)	160 bar, 560 °C
Rendement des turbines HP	85%
Rendement des turbines LP	80%
Débit massique total de la vapeur (kg/s)	98 - 150
Type de condenseur	Refroidissement par air
Condenseur (pression, température)	0,15 bar, 53 °C
Efficacité de la chaudière	90%
Rendement (générateur, arbre)	98%, 98%
Pertes parasites	4%

IV.3.1.5 Résultats et discussion du bloc de puissance et récepteur :

Les résultats des tableaux sont calculés avec le logiciel 'EES'

'EES' est un programme général de résolution d'équations qui peut résoudre numériquement des milliers d'équations algébriques et différentielles non linéaires couplées. Le programme peut également être utilisé pour résoudre des équations différentielles et intégrales, effectuer des optimisations, fournir des analyses d'incertitude, effectuer des régressions linéaires et non linéaires, convertir des unités, vérifier la cohérence des unités et générer des graphiques de qualité publication. Une caractéristique majeure d'EES est la base de données de haute précision des propriétés thermodynamiques et de transport qui est fournie pour des centaines de substances d'une manière qui lui permet d'être utilisée avec la capacité de résolution d'équations.

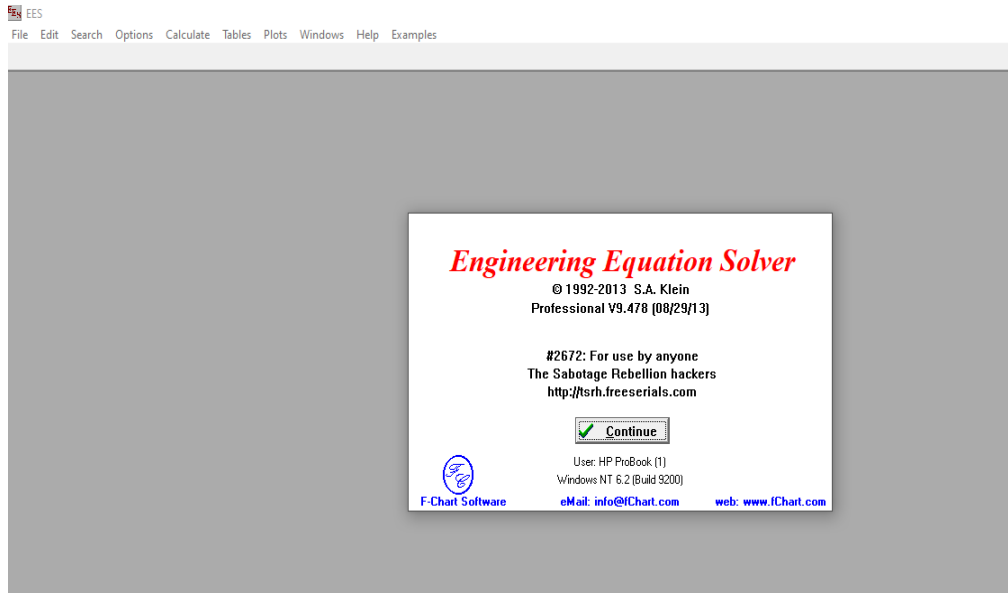


Figure IV.8 : page de démarrage du logiciel ‘EES’

➤ Différents résultats de la conception du bloc de puissance de chaque site :

Tableau IV-4 : Les résultats obtenue pour le bloc de puissance

	W net total (MW)	P₁ (Bar)	T₁ (C)	Débit (kg/s)	W thermal Input MW th	η_{cycle}
1	100	160	560	98,05	297	0,3367
2	110	160	560	107,8	326,7	0,3367
3	150	160	560	147,1	445,5	0,3367
4	175	160	560	171,6	519,7	0,3367
5	200	160	560	196,1	594	0,3367
6	250	160	560	245,1	742,5	0,3367
7	300	160	560	294,1	891	0,3367

L’efficacité du bloc de puissance obtenue grâce à cette configuration atteindre qu’un niveau de 34 %, en raison de la limite minimale de la pression au niveau du condenseur à air (fixée à 0,15 bar). Si la pression peut être réduite encore plus bas jusqu’à un état proche du vide, cela augmentera effectivement l’efficacité à environ 38-40%, mais cela a pour conséquence de ne pas pouvoir utiliser l’air comme milieu de refroidissement. Comme la température ambiante des différents sites varie entre (16 °C) et (30 °C), un niveau de pression de 0,15 bar a été fixé pour obtenir une température de sortie de (-55°C) du condenseur qui mène à la pompe principale du condenseur. La puissance thermique nécessaire pour faire fonctionner ce bloc de puissance et produire 150MWe est de 445,5MWth.

Tous les résultats obtenus dans les tableaux suivants sont calculés avec les différentes équations présenter ci-dessus.

➤ **Les itérations ont été faites avec le logiciel EES.**

Tableau IV-5 : Les résultats obtenus pour le récepteur de différents sites

	W _{net} MWe	D (m)	H (m)	Q _{pertrad} MW	Q _{pert_conv} MW	Q _{pertref} MW	Q _{SF}	η _{STE}	η _{récepteur}
Les résultats obtenus pour le site Hassi Rmel									
1	100	15	16	32,94	16,61	3,784	350,3	0,2854	0,8478
2	110	15	18	37,06	18,3	4,171	386,2	0,2848	0,8459
3	150	16	20	46,85	22,96	5,626	520,9	0,2879	0,8552
4	175	16	22	51,53	24,98	6,51	602,8	0,2903	0,8623
5	200	18	22	65,22	31,96	7,546	698,7	0,2862	0,8501
6	250	20	24	87,84	43,04	9,535	882,9	0,2832	0,8410
7	300	22	24	106,3	52,64	11,46	1061	0,2826	0,8395
Le résultat obtenu pour le site de Tizi Ouzou									
1	100	15	16	32,96	15,67	3,774	349,4	0,2862	0,85
2	110	15	18	37,08	17,56	4,163	385,5	0,2853	0,8475
3	150	16	20	46,08	22,16	5,618	520,2	0,2884	0,8565
4	175	16	22	51,56	24,33	6,503	602,1	0,2906	0,8632
5	200	18	22	65,26	30,86	7,535	697,6	0,2867	0,8514
6	250	20	24	87,89	41,55	9,52	881,5	0,2836	0,8423
7	300	22	24	106,3	50,39	11,44	1059	0,2832	0,8412
Le résultat obtenu pour le site de Tamanrasset									
1	100	15	16	32,89	16,07	3,777	349,7	0,2859	0,8492
2	110	15	18	37	17,83	4,166	385,7	0,2852	0,8470
3	150	16	20	46,78	22,43	5,62	520,3	0,2883	0,8562
4	175	16	22	51,46	24,5	6,504	602,2	0,2906	0,8631
5	200	18	22	65,12	31,23	7,537	697,9	0,2866	0,8511
6	250	20	24	87,71	42,05	9,523	881,8	0,2835	0,8420
7	300	22	24	106,1	51,24	11,45	1060	0,2831	0,8407

L'évaluation de différentes pertes thermique (convection, radiation, réflexion) lies au récepteur de chaque site sont presque similaires vu que la température ambiante et la vitesse du vent dans les trois lieux se rapproche. Alors le récepteur exige une puissance thermique de champs de 350MW pour produite 100MWe et 520MW pour produire 150Mwe.et l'efficacité de conversion de la puissance thermique du champ solaire à l'électricité est de 29% et l'efficacité du récepteur est de 85% à 86%.

IV.3.2 Conception du champ solaire

La conception de champs d'héliostat est d'une importance cruciale car il représente 50% de coût total de la centrale et 40% des pertes telles que cosinus, ombrage et blocage, dus aux dispositions de champs Par conséquent, l'efficacité optique annuelle qui évalue la performance du champ héliostat doit être calculée avec précision.

La performance du champ d'héliostat est définie en termes du rendement optique qui est le rapport du net puissance absorbée par le récepteur à la puissance incidente normalement sur le terrain. La plupart du champ d'héliostat est conçu sous formes de cellules radiales décalées. Cette disposition garantit qu'aucun l'héliostat est consigné devant un autre héliostat dans anneaux adjacents parce que le faisceau réfléchi par les héliostats peuvent passer directement au récepteur entre voisins adjacents

Avant de commencer la conception de champ, il est essentiel de choisir un jour spécifique de référence pour la simulation, par conséquent le solstice d'été a été choisi car il permet d'éviter la dissipation excessive de puissance thermique (décharge d'énergie) en été. En premier lieu, le champ d'héliostat est divisé en 144 cellules (12*12)

Un algorithme de calculs a été proposé pour réduire les pertes d'ombrage et de blocage. La version simplifiée de cet algorithme considère l'espacement entre les anneaux constants.

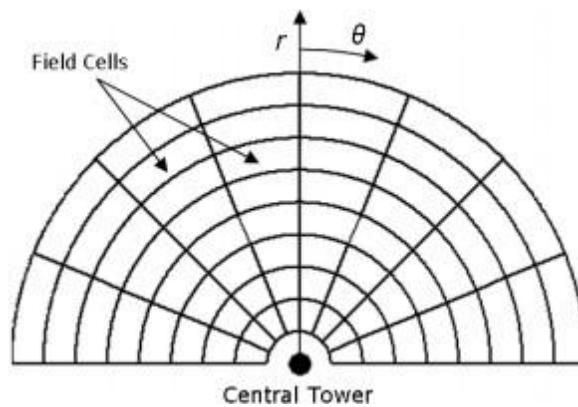


Figure IV.9 : Le champ solaire et la discrétisation effectuée pour les calculs

La position de chaque cellule est décrite par sa position radiale et azimutale, en utilisant la tour comme point de référence. Le rapport entre la surface du miroir et la surface terrestre (appelé densité) de chaque cellule est calculé avec l'équation suivante

$$\rho_f = 0.721 \cdot \exp \left(-0.29 \cdot \frac{r_h}{h_T} \right) + 0.03 \quad (IV.29)$$

Où

ρ_f est la densité de chaque cellule

r_h est la position radiale de l'héliostat

h_T est la hauteur de la tour.

La puissance de sortie de chaque cellule a ensuite été calculée à l'aide de la formule suivante

$$Q_h = A_h \cdot I_o \cdot \varepsilon_{surf} \cdot \varepsilon_{cos} (1 - \mathcal{f}_{omb}) (1 - \mathcal{f}_{bloc}) (1 - \mathcal{f}_{atte}) (1 - \mathcal{f}_{déb}) \quad (IV.30)$$

A_h est la surface de l'héliostat,

I_o est l'éclairement normal direct,

ε les pertes dues à l'effet cosinus,

Les valeurs \mathcal{f} sont les pertes dues à :

- L'ombrage
- Blocage
- L'atténuation.
- Débordement

Tableau IV-6 : Les paramètres de champ d'héliostat

Donnes techniques	
ε_{surf}	0.848
ε_{cos}	$\varepsilon_{cos} = \vec{v}_t \times \vec{v}_h$
\mathcal{f}_{omb}	0.05
\mathcal{f}_{bloc}	0.05
\mathcal{f}_{atte}	$\mathcal{f}_{atte} = 0.1dr/1000$
$\mathcal{f}_{déb}$	0.05

Le facteur d'atténuation est fonction de la distance de l'héliostat au sommet de la tour et l'efficacité en cosinus est fonction de la direction du soleil et de la normale à l'héliostat. La puissance thermique vers le récepteur est ensuite calculée en additionnant toutes les cellules avec[39]

$$Q_f = \sum_{cellule} \rho_f \cdot \frac{A_{cellule}}{A_h} \cdot Q_h \quad (IV.31)$$

Tableau IV-7 : Les paramètres et les résultats des calculs de chaque site

Les sites	I_o	θ_z	Azimet γ_s	\dot{Q}_f (MW)	Nombre d'héliostat	Surface totale des héliostats
Hassi R'mel	830	0.9840	0.1791	862	17933	2151969
Tizi Ouzou	700	0.9829	0.1859	729		
Tamanrasset	980	0.9973	0.0728	1014		

➤ **Le solaire multiple pour la centrale CSP**

Étant donné que la demande d'électricité est élevée, surtout le soir après le coucher du soleil, le concept de multiple solaire devient essentiel car il permet d'augmenter la production d'énergie solaire thermique. L'excédent d'énergie thermique produit pendant la journée peut être utilisé soit dans le réseau de distribution d'électricité, soit dans le réseau de distribution de chaleur le matin (pour le démarrage) et le soir (après le coucher du soleil). L'équation suivante donne une meilleure relation entre le SM et la production thermique du champ solaire

$$Solaire\ Multiple = \frac{QSF_{nominale}}{QSF_{min}} \quad (IV.32)$$

Pour obtenir une valeur raisonnable de SM, en particulier pour identifier la bonne quantité d'énergie thermique excédentaire produite pendant la journée, l'analyse de sensibilité suivante est effectuée. Elle fournit différentes évaluations de performance basées sur l'impact de SM. Ensuite, la bonne valeur de SM est choisie lorsque la puissance thermique excédentaire du stockage peut être déchargée suffisamment à la fois le matin et le soir. Les figures suivantes illustrent le fonctionnement de la centrale dans les différents sites pour différentes valeurs de SM.

Les calculs des puissances thermique horaires des sites ont été effectués à l'aide d'un calcul effectué sous MATLAB et EXCEL, et l'impact de solaire multiple sur la puissance générée est présenté dans les graphes suivants, et les tableaux résumés les calculs.

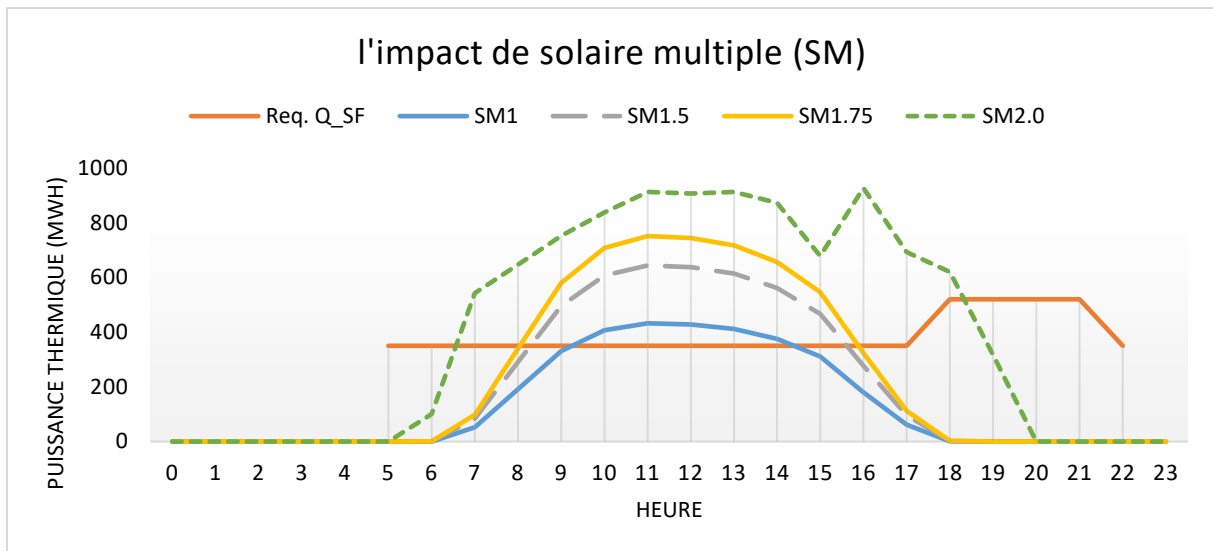


Figure IV.10 : la puissance thermique à Hassi Rmel pour différentes SM sur les heures de la journée

De la figure la puissance générée de récepteur augmente en fonction de SM pendant que la ligne stable représente la puissance thermique requise de la centrale pour fournir l'énergie désirée au bloc électrique pendant les heures de fonctionnement normales et les heures de pointe

Tableau IV-8 : Différents multiples solaires pour différentes puissances thermiques requises Hassi Rmel

Période	Puissance thermique exigée (MWh)	Puissance générée de récepteur (MWh)			
		SM1	SM1.5	SM1.75	SM2
00:00 - 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:00 - 17:00	4550,0	3181,4	4773,2	5575,8	8779,3
17:00 - 21:00	2080,0	0,8	2,5	3,0	619,7
21:00 - 22:00	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22:00 - 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Energy	6980,0	3182,2	4775,7	5578,7	9399,0
Surplus/ Déficit		-3797,8	-2204,3	-1401,3	2419,0

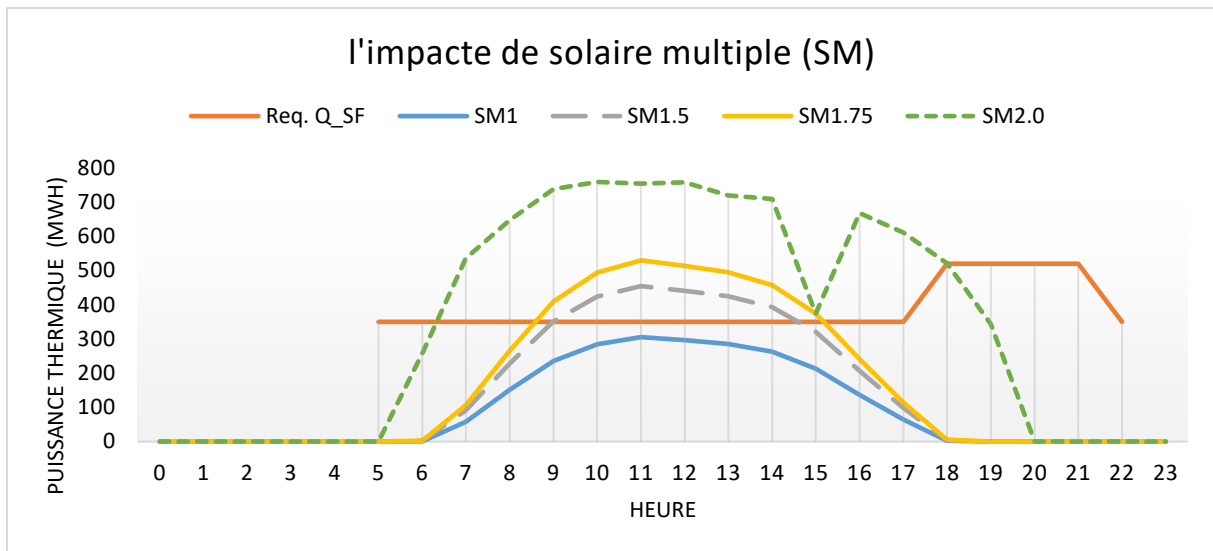


Figure IV.11 : la puissance thermique à Tizi Ouzou pour différentes SM sur les heures de la journée

Tableau IV-9 : Différents multiples solaires pour différentes puissances thermiques requise Tizi Ouzou

Période	Puissance thermique exigée (MWh)	Puissance générée de récepteur (MWh)			
		SM1	SM1.5	SM1.75	SM2
00:00 - 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:00 - 17:00	4550,0	2293,8	3435,3	4003,1	7533,7
17:00 - 21:00	2080,0	2,4	4,3	5,1	521,0
21:00 - 22:00	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22:00 - 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Energy	6980,0	2296,2	3439,6	4008,2	8054,7
Surplus/ Déficit		-4683,8	-3540,4	-2971,8	1074,7

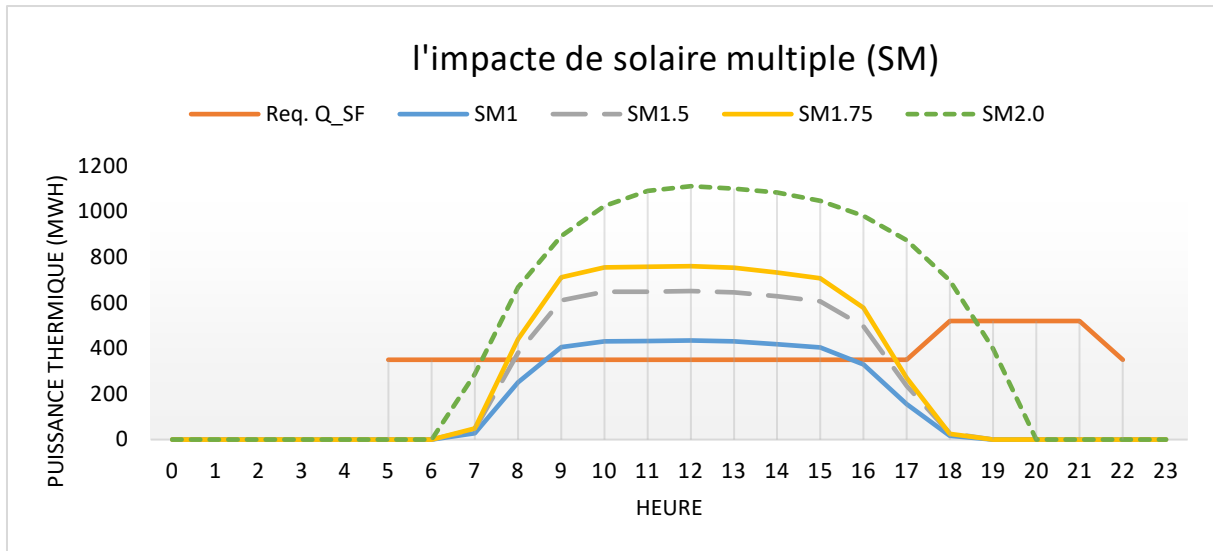


Figure IV.12 : la puissance thermique à Tamanrasset pour différentes SM sur les heures de la journée, Tamanrasset

Tableau IV-10 : la puissance thermique à Tamanrasset pour différentes SM sur les heures de la journée, Tamanrasset

Période	Puissance thermique exigée (MWh)	Puissance générée de récepteur (MWh)			
		SM1	SM1.5	SM1.75	SM2
00:00 - 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:00 - 17:00	4550,0	3719,2	5597,1	6515,1	10161,8
17:00 - 21:00	2080,0	15,8	27,1	25,4	698,2
21:00 - 22:00	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22:00 - 05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energie Totale	6980,0	3735,0	5624,2	6540,5	10860,0
Surplus/ Déficit		-3245,0	-1355,8	-439,5	3880,0

A partir des résultats obtenus dans les tableaux précédents, il est clair que la puissance générée de récepteur ne reprend pas aux exigences thermiques pour le fonctionnement de bloc de puissance pour les SM de 1 à 1.75. Et pour cela nous avons opté pour un SM égal à 2 pour atteindre notre objectif. La puissance thermique obtenue pour un SM=2 varie d'un site à l'autre, ce qui implique des surplus différents, les calculs montrent qu'il est élevé à Tamanrasset, puis

Hassi R'mel par contre à Tizi Ouzou un surplus enregistré est très faible par rapport aux autres sites.

Pour cette proposition de conception de centrale CSP, la variation des efficacités (récepteur solaire thermique et bloc de puissance) a été négligée. Il a été supposé que les deux maintiennent la même performance indépendamment de leur charge. Lorsque ces changements et l'impact de la charge sont pris en compte dans la conception, l'implication directe serait le surdimensionnement de la centrale qui se traduit par un SM plus élevé (> 2).

IV.3.3 Conception du stockage de l'énergie thermique

Comme indiqué, l'installation se compose de 2 réservoirs de stockage de sels fondus. Le réservoir froid est installé entre la sortie du bloc de puissance et l'entrée du récepteur. Le réservoir chaud est installé entre la sortie du récepteur et l'entrée du bloc de puissance. La température maximale de stockage est estimée à 560°C sur la base de la température estimée du récepteur solaire de 580°C . Il est nécessaire d'empêcher les sels fondus de se solidifier et, à ce titre, la température des sels fondus est contrôlée à l'aide de résistances thermiques électriques et maintenue à l'aide de réchauffeurs électriques immergés dans le réservoir de stockage. Le réservoir froid est contrôlé au-dessus de 260°C pour maintenir les sels fondus au-dessus de la température de fusion (237°C). [40]

Pour estimer les dimensions des réservoirs de stockage, deux méthodes ont été comparées :

Méthode 1

Les dimensions sont basées sur le matériel de référence donné pour une centrale CSP à tour de sel fondu. Dans ce cas, le réservoir froid et le réservoir chaud sont calculés pour un diamètre de 60,14 m et une hauteur de 21,06 m pour passer de 4 à 8 heures de stockage par jour.

Méthode 2

Tout d'abord, il a fallu déterminer la quantité de sel fondu nécessaire pour chauffer la vapeur à partir de laquelle l'énergie est extraite. Pour produire 150 MWe, la puissance thermique nécessaire a été calculée comme suit.

445,5 MWth. Ce résultat a pris en compte les rendements LP et HP de 80 % et 85 % respectivement, un rendement mécanique de 98 %, un rendement du générateur de 98 %, un rendement de la chaudière de 90 % et des pertes de 4 %. Avec la puissance thermique requise, la masse du sel fondu a été calculée en fonction du nombre d'heures de stockage nécessaires.

Les considérations relatives aux heures de stockage sont indiquées ci-dessous. Ces sels fondus seraient stockés dans un réservoir de 30 m de hauteur et de 30 m de diamètre avec un volume de 21 206 m³.

la centrale solaire à concentration ne produit pas d'énergie pendant les 17 heures de production requise. Il est nécessaire d'extraire l'énergie du stockage lorsque le rayonnement solaire n'est pas suffisant (avant le lever et après le coucher du soleil) pour profiter des tarifs de la CSP. Entre 5h00 et 7h00, et entre 15h00 et 22h00, le rayonnement solaire n'est pas suffisant, et l'énergie au réseau doit être fournie par le stockage. Cela représente un total de 9 heures, auxquelles s'ajoute une heure d'énergie extraite du stockage pour tenir compte d'un démarrage à chaud quotidien. Un total de 10 heures de stockage est nécessaire pour fournir de l'énergie thermique afin de fournir de l'électricité aux heures rentables.

IV.3.3.1 Stratégies d'exploitation

Les principaux transitoires de la centrale CSP projetée sont les transitoires associés à l'irradiation solaire tenant compte du stockage, ainsi que les transitoires associés aux démarrages et aux arrêts.

Les transitoires liés à l'irradiation solaire sont généralement plus difficiles à concevoir car ils dépendent des conditions météorologiques. Comme indiqué dans la section sur l'impact des Transitoires, l'irradiation solaire varie selon les jours et les saisons de l'année. Il en résulte des Variations dans la production d'énergie et certaines saisons produisent plus que ce que nous pouvons vendre et d'autres saisons produisent moins que ce qui est demandé. De même, au cours d'une journée typique, la couverture nuageuse peut entraîner des variations de la production. Ce type de transitoire laisse des incertitudes. Le stockage a été conçu pour fournir un substitut.

Dans le cas des centrales CSP, les transitoires les plus complexes sont associés à des démarrages rapides. La rapidité et la sécurité du démarrage de la centrale sont importantes car elles influent sur la rapidité de la fourniture d'énergie. Les transitoires associés au démarrage et à l'arrêt sont beaucoup plus faciles à prendre en compte lors de la conception, car ils sont programmés dans le temps.

Le démarrage comprendrait l'alimentation du bloc électrique en sels fondus provenant du réservoir de stockage de sels chauds. L'énergie nécessaire au démarrage quotidien a été prise en compte dans les calculs de stockage. La turbine fonctionnera pendant toute la période d'arrêt de la centrale, c'est-à-dire entre 22h00 et 5h00.

Pour la conception de la centrale projetée, les temps d'arrêt sont très courts pour permettre à la turbine de se refroidir complètement. Dans ce cas, cela joue en notre faveur car on prévoit des pertes de chaleur plus faibles dans le système et, par conséquent, les démarrages sont supposés chauds.

IV.3.3.2 Impacts des transitoires

Les opérations transitoires peuvent être subdivisées en transitoires programmés et transitoires forcés. Les transitoires programmés sont ceux que l'on peut considérer comme intentionnels, tandis que les transitoires forcés ne sont pas prévus ou peuvent être des urgences.

Dans la conception proposée, les transitoires programmés comprennent les démarrages, les variations de charge et les arrêts. Les démarrages et les arrêts sont opérationnels en fonction de la demande et de l'économie. Ils ont un impact sur le stockage dans lequel l'énergie des démarrages est prise en compte.

IV.4 Stratégie d'exploitation de la centrale

La centrale proposée doit fonctionner 24 heures par jour avec des heures de pointe entre 17 heures et 21 heures. Afin d'utiliser les gains uniquement pendant les heures de pointe, il a été décidé d'assurer le fonctionnement complet de la centrale pendant les heures de pointe en faisant fonctionner la centrale à charge partielle où la turbine fournirait 100 MW et à pleine charge pour fournir 150 MW entre 17 heures et 21 heures.

La principale différence entre l'énergie solaire et les combustibles fossiles est la fluctuation de l'irradiance solaire qui entraîne une variation de la fourniture d'énergie thermique au récepteur. L'irradiance varie non seulement par mois et par saison mais aussi d'une heure à l'autre chaque jour. Le fonctionnement de la centrale CSP sera affecté par la quantité d'énergie thermique (QSF) atteignant le récepteur. Par conséquent, les stratégies d'exploitation varient tout au long de l'année.

Par conséquent, un système de stockage thermique à deux réservoirs, un réservoir chaud et un réservoir froid, a été conçu pour stocker l'énergie thermique excédentaire et l'utiliser pour alimenter le générateur de vapeur pendant les heures de pointe sans soleil. Le système a été conçu en fonction du jour de référence choisi, le solstice d'été le 21 juin, et avec un multiple solaire de 2 pour atteindre l'objectif. Cependant, trois autres jours de l'année, le solstice d'hiver, l'équinoxe de printemps et l'équinoxe d'automne, ont été pris en compte pour se faire une idée

globale de l'impact de la variation de l'énergie du champ solaire sur le fonctionnement de la centrale tout au long de l'année.

Les figures suivantes montrent la variation horaire de l'énergie thermique du champ solaire et de la puissance de sortie sur les quatre jours et heures différents pour chaque saison pour chaque site.

Hassi Rmel :

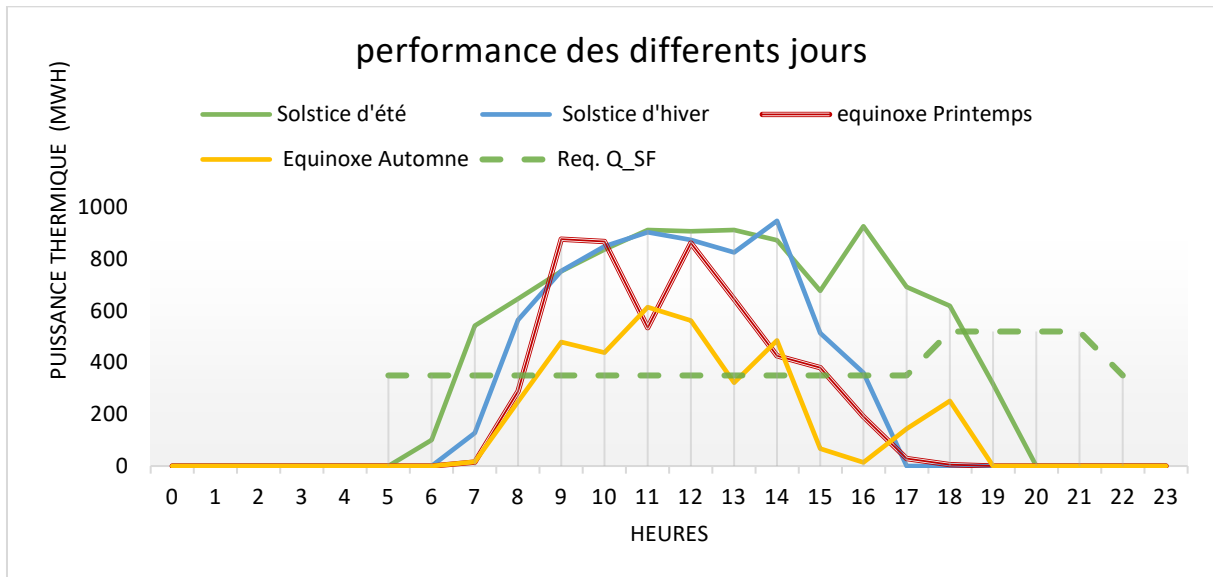


Figure IV.13 : la variation horaire de l'énergie solaire, stockage de l'énergie thermique MWh.

Les puissances correspondantes aux conditions de conception sont de 100MWe et 150MWe.
(Hassi Rmel)

Tizi Ouzou :

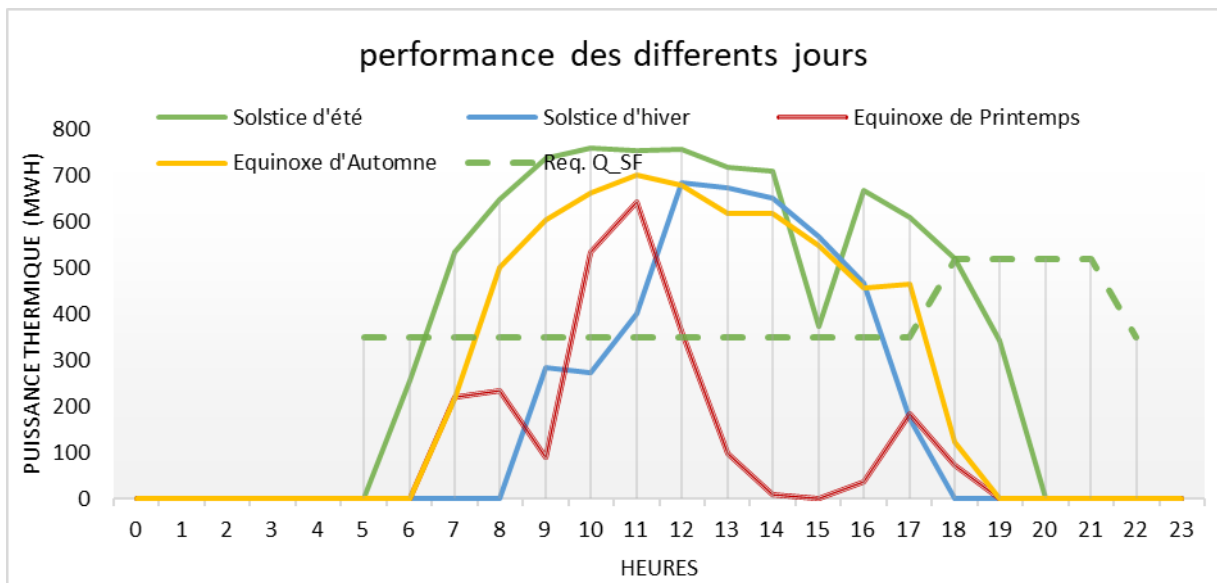


Figure IV.14 : la variation horaire de l'énergie solaire, stockage de l'énergie thermique en MWh. Les puissances correspondantes aux conditions de conception sont de 100MWe et 150MWe. (Tizi Ouzou)

Tamanrasset :

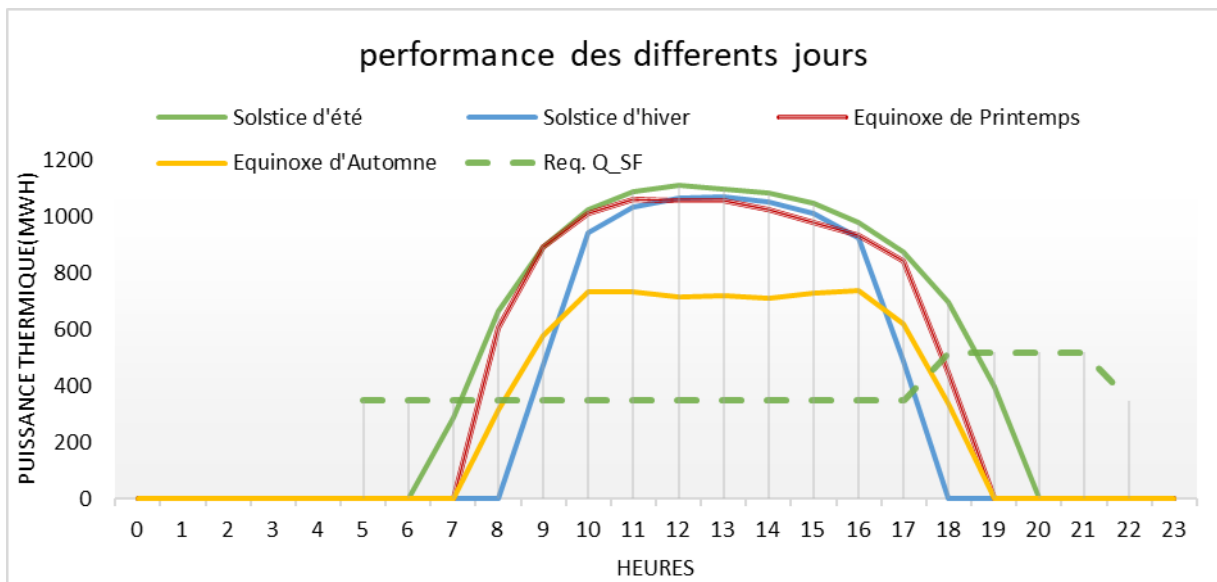


Figure IV.15 : la variation horaire de l'énergie solaire, stockage de l'énergie thermique en MWh. Les puissances correspondantes aux conditions de conception sont de 100MWe et 150MWe. (Tamanrasset)

Il a été constaté que le bloc électrique nécessite une énergie thermique (QSF, BP) de 520 MWh pour fonctionner à pleine charge de la turbine pendant une heure et de 350 MWh pour fonctionner à charge partielle pendant l'été. Voir les calculs obtenus lors de la conception du bloc de puissance

Après avoir connu l'énergie thermique requise pour une heure de charge complète ou partielle au point conçu (QPB, DP), ainsi que la variation horaire de l'énergie du champ solaire (QSF) et l'heure à laquelle le soleil se lève et se couche chaque jour, le nombre d'heures pendant lesquelles l'énergie disponible du champ solaire sera suffisante pour alimenter directement le bloc électrique et produire de l'électricité. Pendant ces heures, le champ solaire produit un excédent d'énergie supérieur à l'énergie directement connectée au bloc électrique et c'est à ce moment-là que l'excédent d'énergie est envoyé au TES. Ensuite, lorsque le QSF devient insuffisant, le TES alimente le bloc électrique et prolonge la production d'électricité pendant plusieurs heures

➤ **Conditions d'envoi**

L'énergie thermique totale disponible du champ solaire (QSF) peut être partiellement ou totalement distribuée pour alimenter directement le PB, le TES, ou le TES au PB. Les conditions de répartition sont les suivantes[41]:

- Énergie thermique distribuée directement à PB (QSF à PB), si $QSF \leq QPB, DP$, alors
- $QSF = QSF$ à PB. Sinon, $QPB, DP = QSF$ à PB. Où QPB, DP est l'énergie thermique requise pour faire fonctionner le bloc de puissance au point de conception.
- Énergie thermique vers TES (QSF TO TES), si $QSF > QPB, DP$, alors $QSF - QPB, DP = QSF$ TO TES
- Énergie thermique de TES à PB (QTES à PB), si $QSF < QPB, DP$ en raison de l'ombrage et des jours à faible rayonnement ou $QSF = 0$ pendant les nuits. Alors, $QTES$ à PB = $QPB, DP - QSF$, pour l'ombrage et $QTES$ à PB = QTES, stockée. Où QTES, stocké est l'énergie accumulée dans le réservoir de stockage thermique.

Les calculs ont été effectués en fonction de la méthode expliquée, des conditions de répartition et des données sur les ressources solaires. Les résultats pour les quatre jours différents sont présentés dans le tableau9 ci-dessous.

Hassi Rmel :

Tableau IV-11 : Données relatives au fonctionnement de la centrale CSP pour 4 jours différents de l'année, Hassi Rmel

Les jours de l'année	Le levé et le couché de soleil	QSF (MWh)	QSF au PB (MWh)	QSF au TES (MWh)	Heures de chargement	Heures normales	Heures de pic
Solstice d'été	13h 6h-19h	9715	4370	4928	11h 7h-18h	(3h) 5h-7h et 21h-22h	4h
Solstice d'hiver	9h 7h-16h	6718	3150	3440	8h 8h-16h	(5h) 5h-8h 16h-17h 21h-22h	4h
Equinoxe de D'automne	11h 7h-18h	3643	2100	693	5h 9h-14h	(8h) 5h-9h/ 14h-17h 21h-22h	4h
Equinoxe Printemps	11h 7h-18h	5122	2450	2143	6h 9h-15h	(7h) 5h-9h 15h-17h 21h-22h	4h

Tizi Ouzou**Tableau IV-12 :** Données relatives au fonctionnement de la centrale CSP pour 4 jours différents de l'année, Tizi Ouzou

Les jours de l'année	Le levé et le couché de soleil	QSF (MWh)	QSF au PB (MWh)	QSF au TES (MWh)	Heures de chargement	Heures normales	Heures de pic
Solstice d'été	13 6h-19h	8398	4540	3427	11h 7h-18h	4h 5h-7h et 21h-22h	4h
Solstice d'hiver	8h 9h-17h	4181	2100	1296	5h 11h-16h	8h 5h-11h, 16h-17h, 21h-22h	4h
Equinoxe d'automne	11h 7h-18h	6198	3500	2357	9h 8h-17h	6h 5h-8h et 21h-22h	4h
Equinoxe Printemps	11h 7h-18h	2488	-	2488	-	-	4h

Tamanrasset

Tableau IV-13 : Données relatives au fonctionnement de la centrale CSP pour 4 jours différents de l'année, Tamanrasset

Les jours de l'année	Le levé et le couché de soleil	QSF (MWh)	QSF au PB (MWh)	QSF au TES (MWh)	Heures de chargement	Heures normales	Heures de pic
Solstice d'été	12h 7h-19h	11258	4020	6552	10h 8h-18h	(4h) 5h-8h 21h_22h	4h
Solstice d'hiver	8h 9h-17h	8078	3150	4928	8h 9h-17h	(5h) 5h-9h 21h-22h	4h
Equinoxe d'automne	10h 8h-18h	6945	3150	3140	8h 9h-17h	(5h) 5h-9h 21h-22h	4h
Equinoxe Printemps	10h 8h-18h	9931	3500	5982	9h 8h-17h	(6h) 5h-8h 21h-22h	4h

IV.5 Opération quotidienne le jour de référence choisi

Au solstice d'été, la centrale devrait fonctionner à l'énergie solaire pendant 17 heures par jour. Pendant les heures de pointe (forte demande d'électricité avec des conditions de rayonnement solaire faible ou nul), un système de stockage d'énergie composé de deux réservoirs de sel fondu sera utilisé pour générer de la vapeur pour les turbines. La figure 8 montre un fonctionnement horaire le 21 juin, le jour de référence.

Pendant le fonctionnement quotidien, on peut distinguer quatre modes de fonctionnement : le mode de préchauffage et de démarrage, le mode de fonctionnement normal, le fonctionnement par temps nuageux ou la nuit et le mode d'arrêt [42]

IV.5.1 Mode de préchauffage et de démarrage

Dans l'état initial ou après un long arrêt de la centrale CSP proposée, les équipements principaux, le bloc de puissance, les héliostats, le récepteur et la tour, sont arrêtés et ils sont à la température ambiante. Le sel est vidé de la tour et du récepteur et recueilli dans le réservoir de sel froid, tandis que le sel dans le réservoir de sel chaud est maintenu à 260°C par des réchauffeurs électriques pour éviter la solidification des sels.

Le mode de démarrage commence plusieurs heures avant le fonctionnement normal où l'ensemble du système de traçage électrique est activé. La pompe de circulation dans le réservoir de sel froid est mise en marche et le sel circule en passant par les tuyaux, les accessoires de tuyaux et le récepteur pour les chauffer jusqu'à 260°C, puis il est pompé vers le réservoir de stockage froid. Le récepteur dérive le sel en retour et il n'y a pas d'impact sur l'environnement. Connexion avec le ballon d'eau chaude.

Pour le démarrage de la turbine, le sel est pompé du stockage chaud vers le générateur de vapeur pour démarrer la turbine qui est découplée du générateur à ce stade. Les sels froids sont ensuite repompés vers le réservoir de stockage froid. Ce processus dure au maximum 57 minutes et ce, dans le cas de démarrages à froid en hiver. Pour le jour de référence, un démarrage à chaud prendra environ 14 minutes. Les héliostats sont également transférés en position de veille.

Pour mieux illustrer le fonctionnement de la centrale en hiver, la figure 10 montre que l'énergie solaire thermique est principalement stockée pendant la journée pour être utilisée ultérieurement lors des pics de demande (150 MWe).

Hassi Rmel :

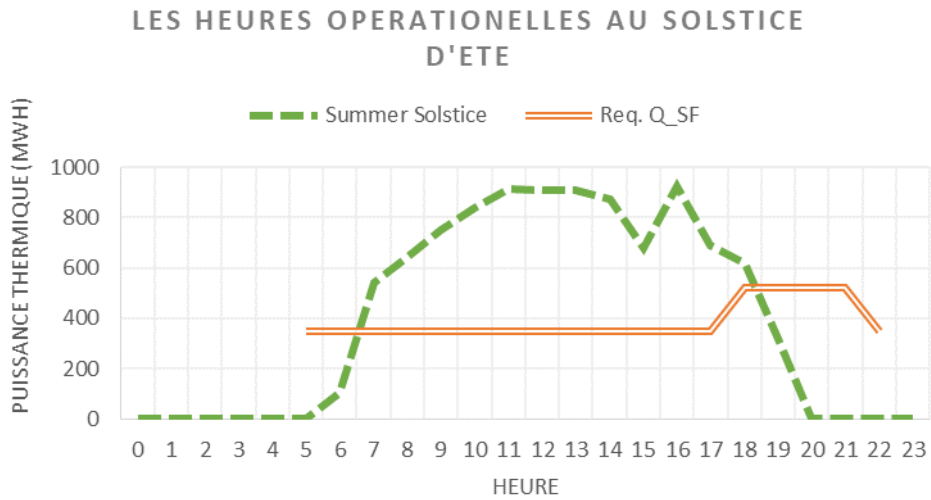


Figure IV.16 : Le chargement et le déchargement du stockage tout au long de la journée, Hassi Rmel

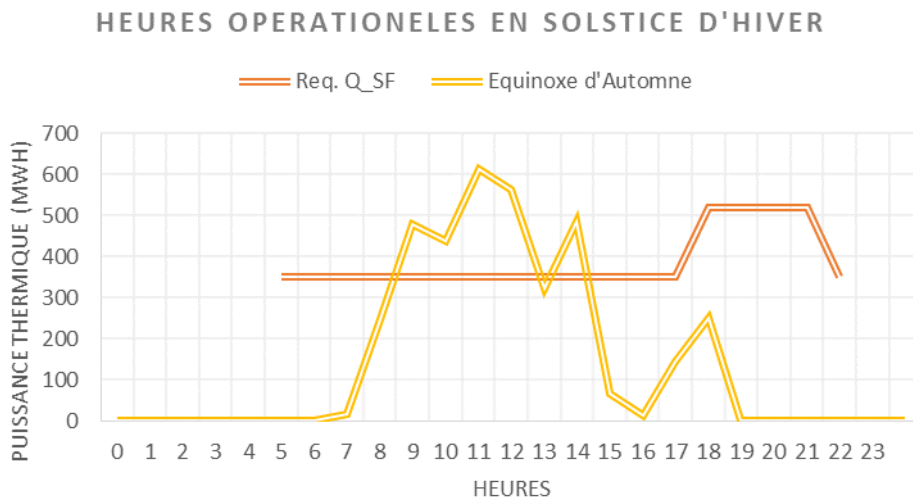


Figure IV.17 : Chargement et déchargement du stockage tout au long de la journée en hiver. Hassi Rmel

Tizi Ouzou :

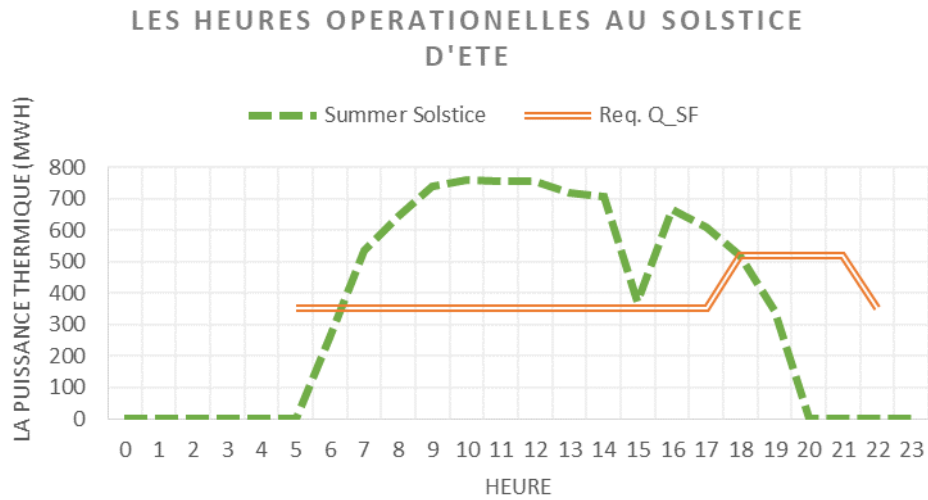


Figure IV.18 : Le chargement et le déchargement du stockage tout au long de la journée, Tizi Ouzou

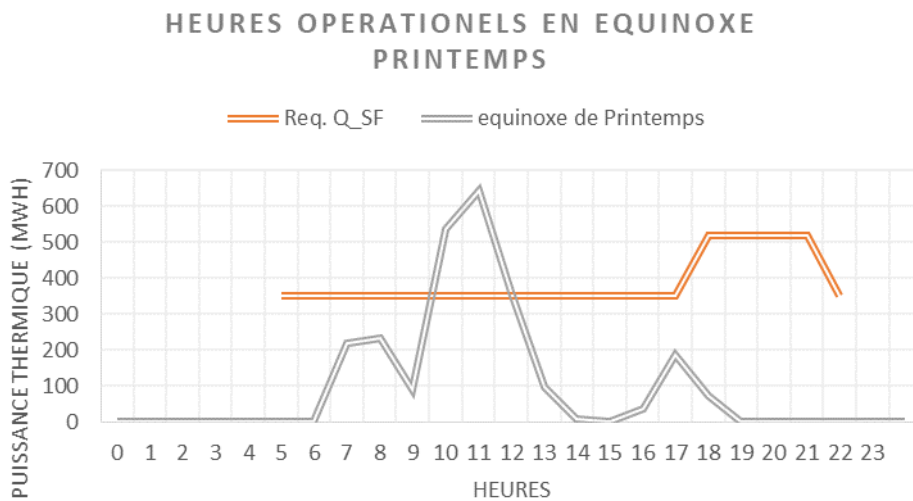


Figure IV.19 : Chargement et déchargement du stockage tout au long de la journée du printemps à Tizi Ouzou

Tamanrasset :

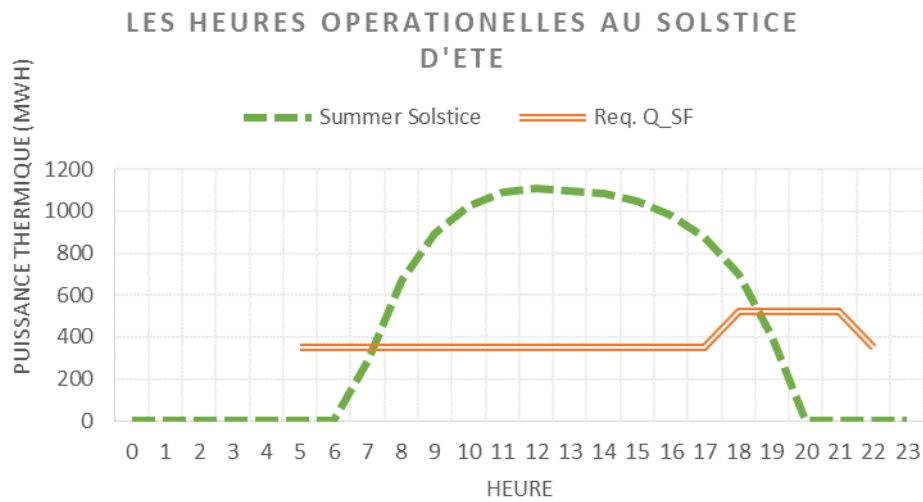


Figure IV.20 : Le chargement et le déchargement du stockage tout au long de la journée d’été à Tamanrasset

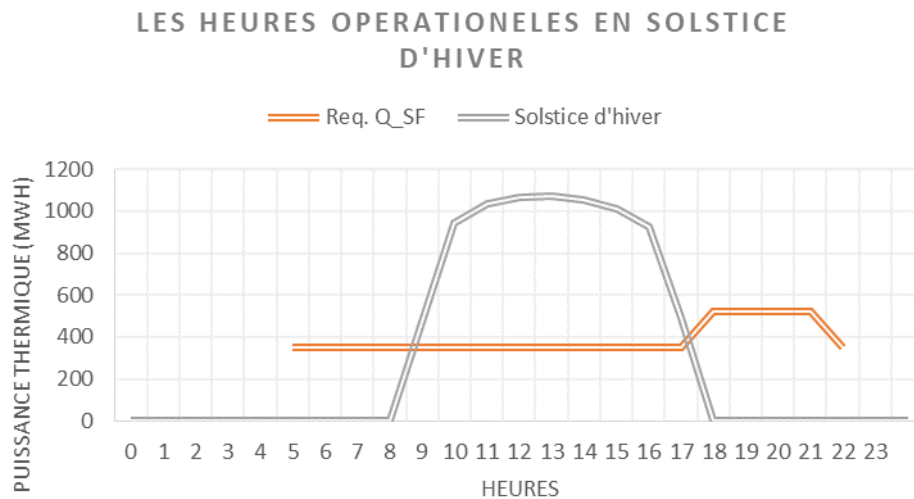


Figure IV.21 : Chargement et déchargement du stockage tout au long de la journée d’hiver a Tamanrasset

IV.5.2 Fonctionnement normal

Une fois que le récepteur a atteint une température suffisante et que l'ensemble du système est chauffé, la dérivation du récepteur est arrêtée ; le récepteur est alors chargé de sel et le système est prêt à fonctionner normalement.

À 5 heures du matin, le champ d'héliostats se concentre sur le récepteur pour transmettre l'énergie thermique de l'irradiation solaire au sel circulant dans le récepteur. Le sel est chauffé jusqu'à 580°C puis pompé vers le réservoir de stockage chaud. Ensuite, la pompe de circulation

pompe le sel chaud requis vers le générateur de vapeur, tandis que le sel non requis reste dans le réservoir de stockage pour être utilisé pendant des heures avec moins de rayonnement. Dans le générateur de vapeur, le sel est refroidi au moyen d'un échangeur de chaleur et le sel froid est pompé à nouveau vers le réservoir de stockage froid et la circulation continue jusqu'au coucher du soleil.

IV.5.3 Fonctionnement par temps nuageux, aux heures de faible rayonnement et après le coucher du soleil.

Pendant les conditions météorologiques défavorables, les héliostats restent orientés vers le récepteur tandis que la circulation du stockage chaud est contrôlée de sorte qu'elle pompe et compense le débit déficient qui devrait se produire lorsque le rayonnement solaire est à des conditions normales. Grâce à la capacité du stockage chaud arrive de 5 à 7 heures et de 15 à 18 heures lorsque l'énergie solaire est insuffisante pour maintenir le système récepteur en fonctionnement, le stockage chaud maintient la circulation pour la production d'électricité.

De 18 à 22 heures, lorsqu'il n'y a plus de rayonnement, le sel sera complètement vidé du récepteur et stocké dans le réservoir froid, le système de traçage dans la tour sera arrêté jusqu'au prochain mode de démarrage.

Les héliostats seront défocalisés et mis en veille tandis que le générateur de vapeur continuera à fonctionner, grâce à la capacité du réservoir de stockage de chaleur.

IV.5.4 Mode d'arrêt

Après 22 heures, l'ensemble du système de traçage, les pompes de circulation et le générateur de vapeur seront arrêtés pour une durée prolongée jusqu'au lendemain. Seuls les réchauffeurs électriques immergés dans les chambres froides seront mis à l'arrêt.

Les réservoirs sont allumés pour maintenir la température à 260°C jusqu'à la prochaine période de fonctionnement qui commence quelques heures avant le fonctionnement normal, vers 3 heures du matin. Pour les différents modes de fonctionnement saisonniers.

IV.6 Les performances techniques de la centrale :

Dans cette section, les performances de l'installation en fonctionnement sont présentées.

IV.6.1 Performance annuelle

La figure 12 montre la performance annuelle de l'installation avec toutes les pertes associées à l'opération. La plupart de l'énergie entrante provenant de l'énergie solaire incidente est perdue

sur le chemin de la production d'énergie. La plus grande partie de l'énergie est perdue à cause des pertes du champ solaire comme la réflectivité, les déversements, etc. Une grande partie de l'énergie initiale est perdue en raison des pertes de chaleur dans le récepteur, où les pertes par rayonnement sont les plus importantes. Comme le bloc de puissance a une efficacité globale de 33,67%, une grande partie de l'énergie est perdue dans le cycle de vapeur. Une partie de l'énergie doit être évacuée en raison des limites de capacité des réservoirs de stockage. En comparant l'énergie solaire incidente de 4 164,6 GWh avec l'énergie électrique de 587,5GWh, à Hassi Rmel et l'énergie solaire incidente de 2 585,6GWh avec l'énergie électrique de 364,8 GWh à Tizi Ouzou et l'énergie solaire incidente de 4 657,2 GWh avec l'énergie électrique de 657,0GWh, et on constate que le rendement global est d'environ 19 %.

Tableau IV-14 : Performance globale sur une année en GWh

Flux d'énergie	GWh/ year		
	Hassi R'mel	Tizi- Ouzou	Tamarasset
Puissance solaire incidente	4 164,6	2 585,6	4 657,2
Chaleur transmise au récepteur au HTF	2 150,1	1 334,9	2 404,4
Energie thermique au stockage	818,7	355,3	1 003,9
Les pertes thermiques (convection, radiation, etc.)	322,5	200,2	360,7
Energie thermique au bloc d'alimentation	1 744,9	1 083,3	1 951,3
Pertes parasites	36,2	41,1	36,2
Energie nette	587,5	364,8	657,0

IV.6.2 Facteur de capacité

Le tableau présente les performances annuelles concernant les heures de fonctionnement et les rendements. Le facteur de capacité de la centrale pour chaque site. Pour le DNI annuel et la puissance thermique seront présentés dans les annexes.

Tableau IV-15 : Rendement annuel de la centrale

	Performances annuelles		
	Hassi R'mel	Tizi- Ouzou	Tamanrasset
Heures de fonctionnement totales	5257	3264	5878
Direct du récepteur	3255	2395	3424
Heures d'ouverture de stockage	2002	869	2454
Facteur capacité	66%	36%	74%
L'efficacité du Récepteur au bloc électrique	29%	29%	29%
L'efficacité du Solaire incident au bloc électrique	19.6%	18.9%	19.9%

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons optimisé, dimensionné, et simulé notre centrale dans les trois sites sélectionnés : Tamanrasset, Hassi R'mel, et Tizi Ouzou en utilisant les outils de modélisation et de simulation Matlab, EES et SAM à travers une étude détaillée des différents éléments de la centrale à savoir : le champ d'héliostat, le récepteur thermique, le stockage thermique, et le bloc de puissance, en prenant en considération les paramètres tels que : les paramètres radiométriques des différents sites, les irradiances normales directes (DNI), le solaire multiple, heures de plein charge, la puissance thermique du récepteur, l'énergie utile, le rendement du récepteur, et le rendement global de la centrale. Sur la base des résultats obtenus, on peut conclure que :

- Le site de Tamanrasset est le plus favorable pour l'implantation de ce type de centrale CSP, suivi de celui de Hassi R'mel.
- Le site de Tizi Ouzou est classé défavorable malgré son irradiation normale directe qui atteint les 1800 kWh/m².an

- L'intégration d'un système de stockage dans ce type de centrale est très recommandée à cause des niveaux de températures atteintes par le récepteur qui dépassent les 900 °C, ce qui va mener à un surplus d'énergie énorme, cela est bien apparent dans les résultats obtenus pour les énergies thermiques des sites de Tamenrassat et Hassi R'mel.
- L'intégration d'une chaudière de sauvegarde (bruleur fossile) est aussi recommandée dans ce type de centrale car le stockage thermique n'est pas toujours suffisant car le stockage peut être épuisé à n'importe quel moment, cela est bien apparent dans certains résultats obtenus où on était obligé d'intégrer un bruleur fossile afin de faire fonctionner le bloc de puissance.

Conclusion générale

Ce travail consistait à étudier une centrale solaire thermique à tour à sels fondus sur différents sites Algériens, Pour atteindre cet objectif, nous avons suivis les démarches suivantes :

Dans le chapitre 1, et dans la première partie, nous avons présenté quelques généralités sur les énergies renouvelables et leurs utilisations à savoir : la production de la chaleur et l'électricité, deuxièmes le rayonnement solaire l'acteur principal du travail, a fait l'objet de cette partie où quelques définitions des paramètres astronomiques, ainsi que les modèles utilisés pour l'estimation du rayonnement solaire ont été données, nous avons enfin montrés l'intérêt de l'utilisation des énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire en présentant quelques statistiques du potentiel solaire mondiale et plus précisément celui de l'Algérie.

Dans le deuxième chapitre nous avons présenté la technologie et les composants de base d'une centrale CSP, ainsi que les techniques de l'hybridation de stockage thermique.

Dans le chapitre 3 nous avons présenté un état de l'art et un état des lieux détaillés sur les centrales solaires à tour, en détaillant toutes les parties de la centrale à savoir : la partie optique, la partie thermique, et la partie thermodynamiques qui présentent l'objectif principal de notre travail et leurs différents composants et performances. A travers cette étude approfondie effectuée on a constaté que plusieurs chercheurs et entreprises s'intéressent à cette technologie, vu à ses avantages, et son aptitude à être une excellente alternative des centrales solaire conventionnelles. La technologie des centrales solaires à tour a connu une évolution très importante, surtout dans son aspect technique, enfin les scientifiques se sont penchés plus sur l'étude expérimentale plutôt que l'étude théorique des tours solaires, en effet grâce à ces projets plusieurs solutions sont proposées, ce qui a permis d'améliorer les performances optiques et thermiques de cette technologie. Mais une étude théorique suivis d'une expérience donnerait de meilleurs résultats.

C'est pourquoi on a fait dans le chapitre 4 une étude détaillée des différentes parties d'une centrale solaire à tour sur différents sites Algériens (optique, thermique, et thermodynamique), à travers cette étude nous avons dimensionné notre bloc de puissance, où l'énergie thermique requise produite par le récepteur pour faire fonctionner le bloc à sa puissance nominale a été déterminé à l'aide de logiciel EES, ensuite une modélisation optique et thermique ont été

réalisée sous Matlab et SAM en prenant en considération tous les paramètres qui influent sur les performances de la centrales à savoir : les pertes thermique (pertes par convection, rayonnement, et réflexion), et les pertes optiques (pertes par ombrage, blocage, effet cosinus, atténuations atmosphériques, et débordement), des résultats très concluant ont été obtenus qui sont en parfaites concordance avec des projets réels, on site par exemple le projet Noor 2 installé dans le site de Midelt au Maroc. Enfin, et comme les centrales solaires CSP sont caractérisées par leur totale dépendance des aléas météorologiques (passage de nuages, temps pluvieux), pour cette raison une étude détaillée du stockage thermique a été menée où nous avons déterminées les périodes favorables et défavorables pour chaque site, ainsi que le nombre d'heure de stockage afin de faire fonctionner le bloc de puissance à sa puissance nominale : pas à plein charge, pas à sur charge et pas à charge Partielle.

Sur la base des résultats obtenus, on peut conclure que :

- Pour installer ce type de centrale on doit effectuer un bon choix de sites, où on doit vérifier sans exception tous les critères de choix de sites pour une centrale CSP que nous avons mentionnés dans le chapitre 4, et cela est bien apparent dans les résultats obtenus pour le site de Tizi Ouzou, où on observe un écart de 2000 MWh entre ce dernier et Tamanrasset.
- L'Algérie possède d'un important gisement solaire où on peut réaliser des centrales CSP en particulier les centrales à tour.
- Les centrales solaires à concentration nécessitent de très grandes surfaces de terrain
- Le développement de la production d'électricité à partir d'énergie solaire à concentration est une solution prometteuse.
- L'utilisation des centrales solaires à tour nécessite une irradiation directe normale (DNI) importante. Il est donc nécessaire de connaître les données météorologiques afin d'estimer l'énergie produite par le système.
- L'étude des performances d'une centrale solaire à tour nécessite la compréhension des éléments clés constituant une centrale solaire à l'échelle opérationnelle.
- Il est primordial d'étudier tous les paramètres qui influent sur les performances de la Centrale CSP en termes technique et économique.
- L'Algérie peut exploiter assez d'énergie solaire pour répondre aux besoins énergétiques notamment pour son développement durable, Le sud Algérien représente un excellent choix pour l'implantation de cette technologie.

D'après l'étude effectuée, nous avons pu constater l'importance du bon choix du site de la centrale, car chaque site est caractérisé par son éclairage direct, la température ambiante, la La vitesse du vent, la latitude, l'élévation par rapport au niveau de la mer et bien d'autres facteurs qui jouent un rôle significatif sur la rentabilité et la productibilité de la centrale, et cela est bien apparent dans les résultats obtenus où la production énergétique et le cout du kWh, varient lorsqu'on déplace la centrale dans les différents sites.

D'après les résultats obtenus à partir des bilans énergétiques établis en moyenne annuelle à une échelle horaire, pour les différentes caractéristiques de la centrale, on peut constater que l'Algérie a de très grandes opportunités d'opter pour l'installation des centrales solaires à tour. Enfin, pour les sites étudiés, le meilleur site à choisir pour installer une centrale de ce type sera le site de Tamanrasset, suivi de Hassi R'mel. Le site de Tizi Ouzou est fortement défavorable, cela est bien apparent dans sa production thermique et ainsi que son LCOE très élevé par rapport aux autres sites.

Enfin, ce travail n'est qu'une initiation à l'étude et à la simulation des centrales solaires thermiques à tour, où il incite l'état Algérien à recourir à ce type de technologie pour répondre aux besoins énergétiques de plus en plus croissants et de parer à toute dégradation environnementale.

Nous proposons comme perceptives dans des futurs projets de recherches afin d'améliorer ce travail de :

- Effectuer une étude économique détaillée dans laquelle nous allons estimer les différents coûts de tous les composants de la centrale
- Une autre étude de stockage sera nécessaires, car cette technologie représente un avantage pour les centrales solaires CSP car on atteint des températures très élevées au niveau du récepteur, donc on aura un surplus important d'énergie thermique produite par le champ, une partie sera injectée vers le bloc de puissance et l'autre va être stockée, elle est utilisée en cas de besoin (passage nuageux, la nuit), donc on devrait très bien étudier le stockage pour bien le dimensionner et assurer une continuité de fonctionnement surtout dans les heures de pic.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

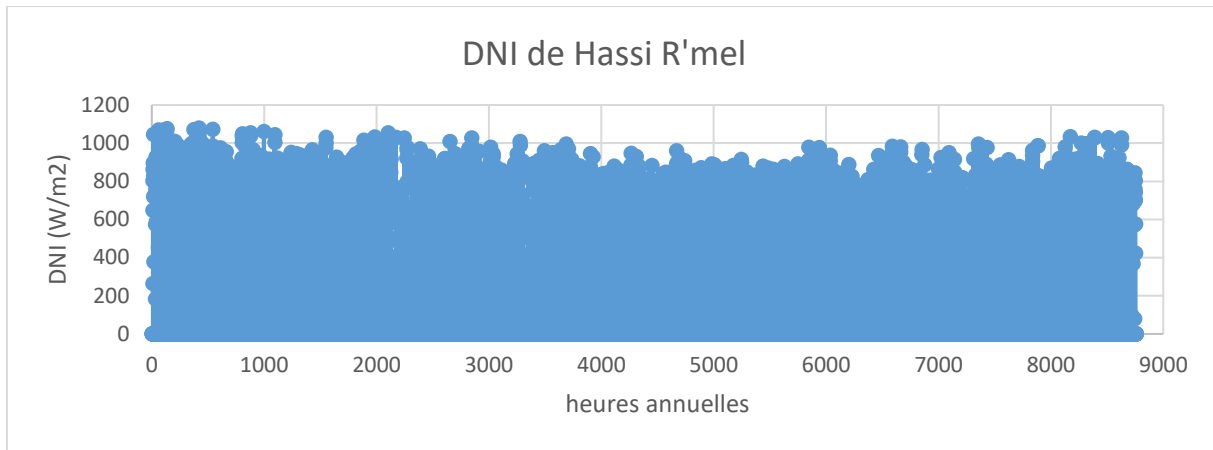
- [1] Poitiers, F., *ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICESASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DEL'ENERGIE EOLIENNE - Machine asynchrone à cageautonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau*. Jan 2006.
- [2] Hachemi, A., *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage*. février 2017.
- [3] MOHAMMED, M.A., *Study of Composites Ducts for Optimal Design of an Horizontal Axis Tidal Turbine*. 2017.
- [4] Benyahia, Z.H.n., *Optimisation des générateurs électriques d'énergies renouvelables alimentant les systèmes de télécominication radioélectriques* 2004.
- [5] Salima, O., *La production d'électricité par la géothermie à moyenne enthalpie*. 2006.
- [6] BELAID, W., *Gisement solaire* 2012.
- [7] Y.Jannot, *Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire*". Octobre 2003.
- [8] Chassériau, J.M., *Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod*,. 1984.
- [9] Beckman, J.A.D.a.W.A., *olar Energy Thermal Processes; 2nd P. Rivet, Le Rayonnement solaire ; CNRS. edition, Wiley Interscience, New York*,. 1974.
- [10] Youcef Ettoumi F, M.A., Bouroubi MY, Adane A. Fourier, "*analysis of monthly sunshine duration for Algeria*". *Proceedings of Sixth World Renewable Energy Congress. Oxford: Elsevier Science*,. 2000.
- [11] [www.ressourcepanel.org/perspectives des ressources mondiales](http://www.ressourcepanel.org/perspectives-des-ressources-mondiales)
- [12] IEA., *Technology road map , concentrating solar power*. 2010.
- [13] *Solar map global Horizontal irradiation*.
- [14] *Les potentialités d'exploitation d'hydrogène solaire en Algérie dans le cadre euro-maghrébin* Revue des energies renouvelables vol 10 N 2 2007.
- [15] ACKET, C., *Le solaire thermodynamique*. septembre 2010.
- [16] Bouassida, B., *Simulation d'une centrale solaire a concentrateur cylindro-parabolique sous TRNNSYS*. Ecole nationale d'ingénieur -ingénieur en génie énergétique, 2013.
- [17] FERRIERE, A., *les centrales solaires thermodynamiques* avril 2008.
- [18] Sabah-Dellili, B., *les opportinites de la technologie CSP concentrating solar power dans la generation delectricite renouvelable en Algerie* 2012-2013.

- [19] Mihoub, S., *ontribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires*". 2017.
- [20] TAPACHES, E., *Estimation du potentiel de la technologie solaire thermodynamique a concentration en climat non desertique -Application a la Reunion* These de Doctorat, 29 avril 2015.
- [21] al, A.A.e., *Concentrateurs solaires et production électrique*", *Projet de physique, France*. 2014.
- [22] Seddik, H.A.e.B., *Simulation d'un systeme CSP (Cylindro-Parabolique)a production d'electricite* Université de KASDI MERBAH OUARGLA, 2017.
- [23] SYLVAIN, Q., *Rapport sur les centrales solaires à concentration. Université de Liège.*, Mai 2017.
- [24] BERKOWICZ, M., *Fonctionnement de la centrale parabolique*. 7 JUILLET 2011.
- [25] Vaitilingom, G., *Qualité combustible des carburants : influence des caractéristiques particulières des huiles végétales terrestres et marines sur leur comportement en tant que remplaçant des produits pétroliers, Habilitation à Diriger des Recherches, Université d'Orléans, France*. 2013.
- [26] Hoffmann, J.F., *Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en oeuvre des matériaux céramiques naturels ou recyclés*", *Thèse de Doctorat, Université de Perpignan*. 2015
- [27] Aourousseau, A., *Modélisation dynamique et régulation des centrales solaires thermodynamiques linéaires à génération directe de vapeur. Génie des procédés. Ecole des Mines d'Albi-Carmaux*. 2016.
- [28] Meriche, D.I.E., *HÈSE Présentée pour obtenir le diplôme de Doctorat LMD 3ème cycle en Génie Mécanique "Simulation et Modélisation d'Installation de Type Solaire thermodynamique Hybride"* Université Constantine-1 2017
- [29] Lazhar, A., *Méthodes d'analyse de système de production : Application à la stratégie de la production d'énergie dans les centrales hybrides d'électricité*. 2018.
- [30] REOYO-PRATS, R., *Etude du vieillissement de récepteurs solaires –Estimation de propriétés thermophysiques par méthode photothermique associée aux outils issus de l'Intelligence Artificielle* septembre 2020.
- [31] REOYO-PRATS, R., *Etude du vieillissement de récepteurs solaires –Estimation de propriétés thermophysiques par méthode photothermique associée aux outils issus de l'Intelligence Artificielle* septembre 2020.
- [32] Lazhar, A., *Méthodes d'analyse de système de production : Application à la stratégie de la production d'énergie dans les centrales hybrides d'électricité*. . 2018.
- [33] PELAY, U., *Intégration d'un procédé de Stockage Thermo-chimique à un cycle de Rankine, sous Energie Solaire concentrée (In-STORES)*. 2017
- [34] GARCIA, P., *Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur* Université de Perpignan, 4 octobre 2007.

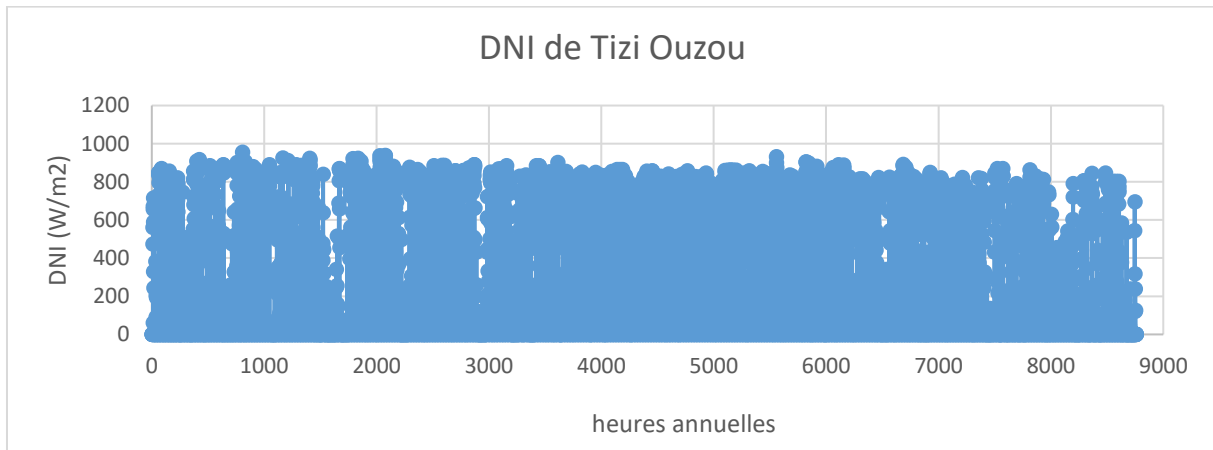
- [35] www.cder.dz
- [36] Zhou, Y.Z.Y., *Heliostat Field Layout Design for Solar Tower Power Plant Based on GPU **, Zhejiang University, Zhejiang. 2014.
- [37] Flueckiger, B.D.I.S.V.G.S.M., *"Economic Optimization of a Concentrating Solar Power Plant With Molten-Salt Thermocline Storage,."* 2014.
- [38] J. Dascomb, *Low-cost Concentrating Solar Collector for Steam Generation," Florida State University, Florida.* 2009.
- [39] Guédez, R.E., *Design of Solar Tower CSP plants.* 2017.
- [40] Zhou, Y.Z.Y., *Heliostat Field Layout Design for Solar Tower Power Plant Based on GPU **, Zhejiang University, Zhejiang. 2014.
- [41] C. Richts, *he Moroccan Solar Plan - A comparative analysis of CSP and PV utilization until 2020," RCREEE,IWES.* 2012.
- [42] Power, A., *Noor III Solar Power Plant, Quarzazate, Morocco Specific Environmental and Social Impact Assessment Volume 1.* 2015.

ANNEXES

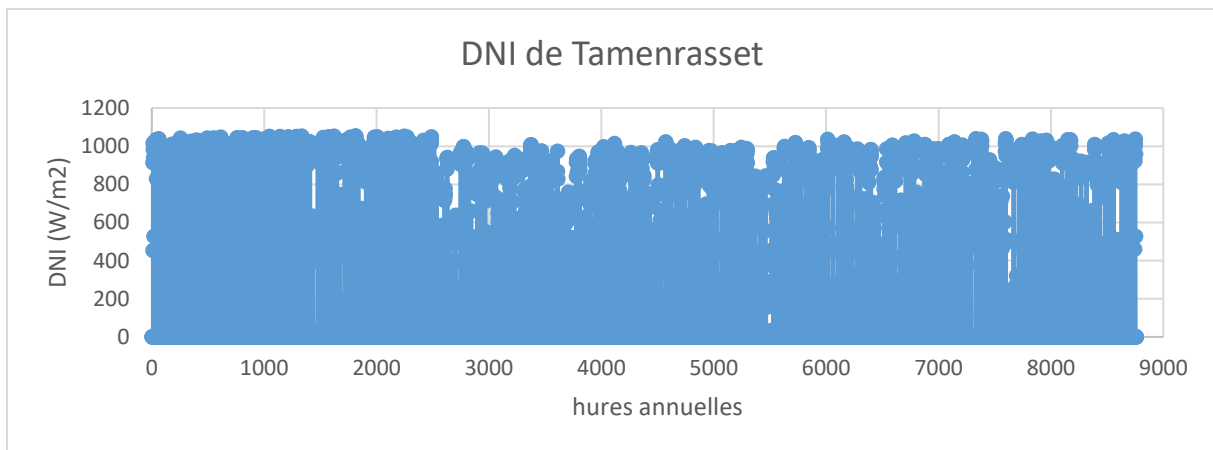
Irradiance annuelle à Hassi Rmel :



Irradiance annuelle à Tizi Ouzou :

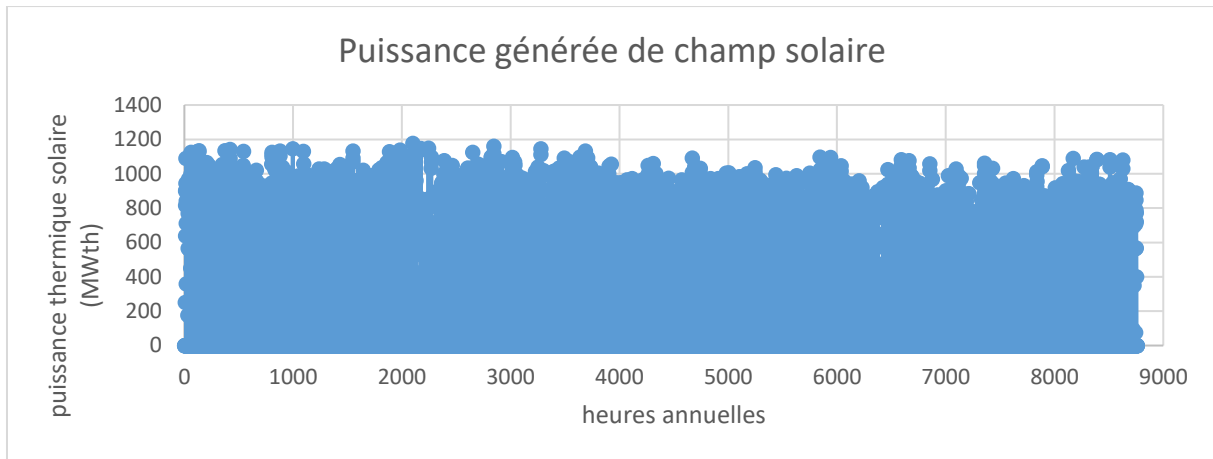


Irradiance annuelle à Tamanrasset :

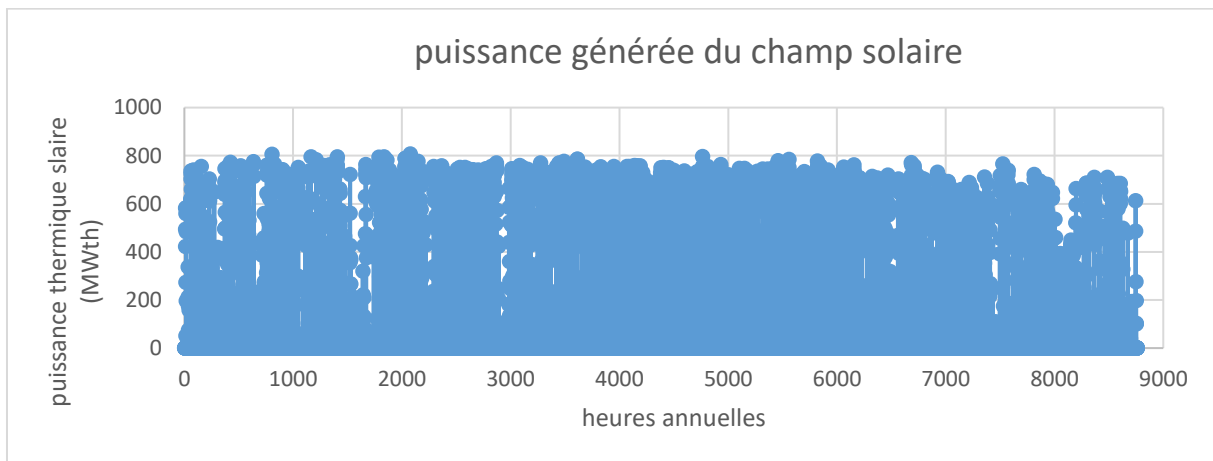


ANNEXES

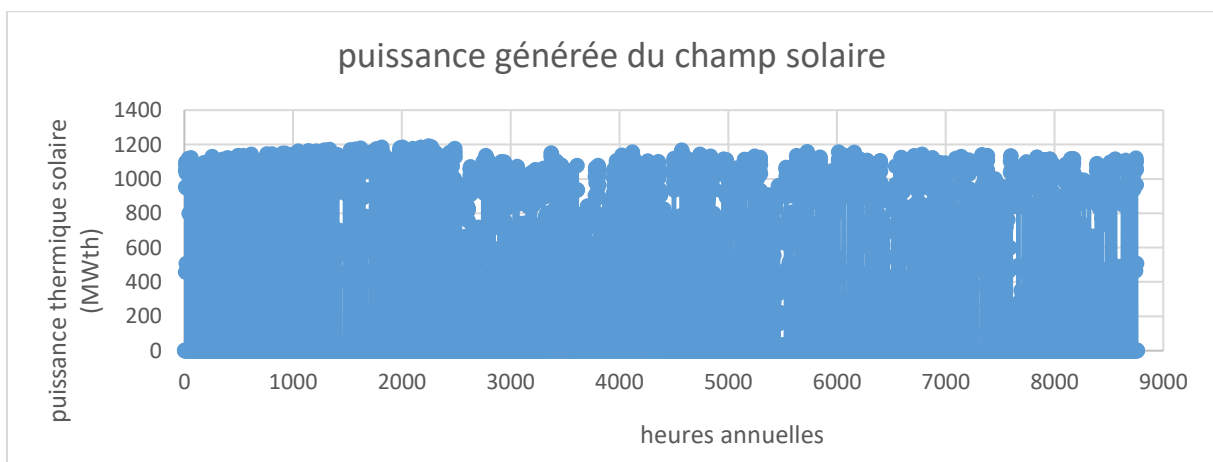
La puissance thermique annuelle générée par le champ solaire de Hassi Rmel



La puissance thermique annuelle générée par le champ solaire de Tizi Ouzou



La puissance thermique annuelle générée par le champ solaire de Tamanrasset



ANNEXES

La turbine utiliser dans le bloc de puissance :

<http://datasheets.globalspec.com/ps/5244/SiemensEnergySector>