

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA



Faculté des sciences appliquées

Département Génie Mécanique



Mémoire de Master

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Présenté par :

Chaoubi Younes, Allaoui Abdel Basset

Thème intitulé:

**Étude de la productivité énergétique d'un
concentrateur solaire installé dans le sud
Algérien**

Soutenu le 14/06/2022 Devant le jury :

Membre	Grade	Qualité	Etablissement
GOUAREH Abderrahmane	MCA	Président	UKM Ouargla
KINA Mohamed Salah	MAA	Examineur	UKM Ouargla
CHERRAD Noureddine	MCA	Encadreur	UKM Ouargla

Année universitaire: 2021 /2022

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mes parents et toute la famille

qui me soutiennent et m'encouragent depuis toujours.

A tous mes amis d'étude.

A toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin.

A ceux qui m'aiment.

Chaoubi Younes

Dédicace

Je dédie ce travail :

à Mes chers parents

et toute ma famille

pour leur soutien tout le long

de mon parcours universitaire,

qui étaient toujours là avec moi.

Allaoui Abdel Basset

Remerciements

Au premier, nous remercies ALLAH tout puissant de nous avoir donné le courage d'entamer et de terminer ce modeste travail.

Nos exprimons également nos remerciements et notre respect à monsieur : CHERRAD Noureddine pour la confiance et l'intérêt qu'il nous à témoigné tout au long de la réalisation de ce travail, pour son aide et ses conseils.

Nous tenons à remercier les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail et pour toutes leurs remarques et critiques,

Enfin, nous tenons à remercier nos parents et nos familles pour les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués tout au long de notre parcours universitaire.

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier la productivité énergétique d'une centrale solaire à tour installée dans le sud algérien, en particulier la région de Ouargla. Il s'agit d'une centrale solaire à tour similaire à celle de Gemasolar en Espagne, équipée d'un stockage de chaleur récupérée par un fluide caloporteur à base de sel fondu. Les résultats de l'efficacité énergétique globale de la même centrale étudiée pour la région de Ouargla montrent des valeurs supérieures à celles de la centrale Gemasolar. Une optimisation de la conception de la centrale en question a été réalisée dans le cas d'une installation sur un site de la région de Ouargla. Cela se traduit par la suppression de 22206 héliostats, la réduction de la surface totale du champ solaire de 666,7 ha et le volume de fluide caloporteur de 4359,64 m³ et gagnant une capacité de stockage supplémentaire de 9540,82 MWh. Alors que pour répondre aux besoins de la population de Ouargla de 186740 foyers, il est nécessaire d'apporter des améliorations au niveau de la centrale, permettant ainsi de fournir une puissance jusqu'à 243 MW. L'amélioration nécessite alors deux centrales, chacune avec un rendement de 36% et un coût de construction pour les deux estimé à 1769,03 millions d'euros.

Abstract

The objective of this work is to study the energy productivity of a solar tower power plant installed in southern Algeria, in particular the region of Ouargla. It is a tower solar power plant similar to that of Gemasolar in Spain, equipped with heat storage recovered by a heat transfer fluid based on molten salt. The results of the overall energy efficiency of the same plant studied for the region of Ouargla show higher values than those of the Gemasolar plant. An optimization of the design of the plant in question was carried out in the case of an installation on a site in the region of Ouargla. This results in the removal of 22206 heliostats, the reduction of the total solar field area by 666,7 ha and the volume of heat transfer fluid by 4359,64 m³ and gaining an additional storage capacity of 9540,82 MWh. While to meet the needs of the population of Ouargla of 186740 households, it is necessary to make improvements at the plant, thus making it possible to provide a power up to 243 MW. The improvement then requires two power plants, each with an efficiency of 36% and a construction cost for both estimated at 1769,03 million Euros.

الملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة إنتاجية الطاقة لمحطات توليد الطاقة ذات الأبراج الشمسية التي يمكن تطبيقها في جنوب الجزائر ، ولا سيما منطقة ورقلة. الأمر يتعلق بمحطة برجية لتوليد الطاقة الشمسية مماثلة لتلك الموجودة في إسبانيا تحت اسم Gemasolar، والتي تم تجهيزها بنظام تخزين الحرارة يعمل بواسطة سائل نقل حراري متمثل في الملح المصهور. أظهرت النتائج أن الكفاءة الطاقوية الكلية للمحطة الذي تمت دراستها لمنطقة ورقلة قبيماً أعلى من تلك الخاصة بمحطة Gemasolar. وعليه تم تحسين كفاءة المحطة المعنية و اللذي سمح بتخفيض عدد المرايا الشمسية ب 22206 مرآة ، وتقليل إجمالي مساحة الحقل الشمسي بمقدار 666,7 هكتار وحجم سائل نقل الحرارة بمقدار 4359,64 متر مكعب واكتساب سعة تخزين إضافية تبلغ 9540,82 ميغاوات ساعة. بينما لتلبية احتياجات سكان ورقلة البالغ عددهم 186.740 منزل ، من الضروري إجراء تحسينات على مستوى المحطة ، مما يجعل من الممكن توفير طاقة تصل إلى 243 ميغاوات. يتطلب هذا التحسين محطتين للطاقة ، كل منهما ذات مردودية تقدر ب 36٪ وتكلفة بناء اجمالية لكلاهما تبلغ 1769,03 مليون يورو.

Sommaire

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumé	III
Nomenclature	IV
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Introduction générale	1

Chapitre I : Généralité sur les concentrateurs solaires

1	Introduction.....	3
2	Energie solaire	3
2.1	Potentielle solaire en Algérie.....	4
2.2	Capacité de l'Algérie pour l'exploitation de l'énergie solaire.....	5
3	Centrales solaires à concentration.....	5
3.1	Avantages et inconvénients de chaque technique.....	6
3.2	Fluides caloporteurs des systèmes à concentration	7
3.2.1	Eau liquide.....	7
3.2.2	Huile	7
3.2.3	Sels fondus	7
3.2.4	Sodium liquide	8
3.2.5	L'air.....	8
3.3	Stockage d'énergie thermique dans les centrales CSP :.....	8
3.3.1	Stockage de chaleur sensible :.....	9
3.3.2	Stockage par chaleur latente.....	10
3.3.3	Stockage thermochimique	10
4	Comparaison des centrales solaires à concentration.....	11
5	Conclusion	12

Chapitre II : Etude descriptive de la centrale solaire à tour

1	Introduction.....	14
2	Centrale solaire à tour	14
2.1	Configurations de la centrale solaire à tour	14
2.1.1	Champ solaire :.....	14
2.1.2	Tour	17

2.1.3	Récepteur.....	17
2.1.4	Système de conversion de puissance.....	19
2.1.5	Système de refroidissement pour la centrale solaire à concentration.....	20
2.2	Différentes technologies de centrales à tour.....	22
2.2.1	Systèmes à caloporteur sels fondus.....	22
2.2.2	Systèmes à caloporteur eau-vapeur.....	22
2.2.3	Systèmes à caloporteur air atmosphérique.....	23
2.2.4	Systèmes à caloporteur air pressurisé.....	23
2.3	Facteurs d'influence sur la centrale solaire à tour.....	24
2.3.1	Performances sur le terrain de l'héliostat.....	24
2.3.2	Performances du récepteur.....	28
2.3.3	Pertes par conversion énergétique.....	28
2.4	Modélisation dimensionnelle d'une centrale solaire à tour.....	28
3	Conclusion.....	30

Chapitre III : Calcule de la productivité énergétique de la centrale solaire à tour

1	Introduction.....	32
2	Mouvement de la terre autour du soleil.....	32
3	Angles solaires.....	32
3.1	Coordonnées géographiques terrestres.....	32
3.2	Coordonnées horaires.....	33
3.3	Temps solaire.....	34
3.4	Coordonnées horizontales.....	35
4	Rayonnement solaire au niveau de la terre.....	37
4.1	Composants du rayonnement solaire.....	37
5	Performance de centrale solaire à tour.....	39
5.1	Champ d'héliostat.....	39
5.2	Récepteur.....	41
5.3	Cycle thermodynamique de la turbine à vapeur (Cycle de Rankine).....	42
5.4	Générateur de l'électricité.....	44
6	Stockage de l'énergie thermique.....	44
7	Méthodologie de calcule de la productivité énergétique d'une centrale solaire à tour.....	45
8	Conclusion.....	45

Chapitre IV : Résultats et discussion

1	Introduction.....	47
2	Site géographique sélectionné.....	47
3	Installation de CSP sélectionnée.....	48
3.1	Champ d'héliostat	48
3.2	Propriétés des sels fondus.....	50
4	Résultats.....	51
4.1	Rayonnements solaires sur un plan horizontal	51
4.2	Rayonnements solaires directes.....	51
4.3	Température ambiante	52
4.4	Analyse de la production d'énergie de la centrale	54
4.5	Stockage thermique	55
4.6	Bilan caractéristique de CSP	57
4.7	Réactivité du CSP sélectionné à la consommation domestique	57
4.7.1	Optimisation à apporter à CSP sélectionné	58
4.7.2	Coût total de la centrale optimisée	58
5	Conclusion	59
	Conclusion générale	61
	Références bibliographiques.....	67
	Annexe	

Nomenclature

A_h	Surface d'un héliostat [m^2]
A_{omb}	Surface ombrée de l'héliostat [m^2]
A_{bloc}	Surface bloquée de l'héliostat [m^2]
C_p	Chaleur spécifique du matériau [$J/kg.K$]
C_{FTC}	Chaleur spécifique du fluide de transfert de chaleur [$J/kg.K$]
$C_{p,l}$	Chaleur spécifique moyenne du matériau de changement de phase liquide [$J/kg.K$]
$C_{p,s}$	Chaleur spécifique moyenne du matériau de changement de phase solide [$J/kg.K$]
d_{sep}	Distance de sécurité entre les héliostats [m]
D_{et}	Diamètre extérieure du récepteur [m]
D_{it}	Diamètre intérieure du récepteur [m]
h	Angle solaire d'altitude [$^\circ$]
h	Enthalpie [$J/m^2.K$]
h_{conv}	Coefficient de transfert thermique convectif [$W/m^2.K$]
H_t	Rayonnement solaire direct interceptée par le concentrateur [kWh/m^2]
h_{sto}	Heures de stockage [h]
ΔH	Décalage horaire [hr]
i	Angle d'incidence [$^\circ$]
$I_{d,h}$	Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal [kWh/m^2]
$I_{g,h}$	Rayonnement global horaire sur un plan horizontal [kWh/m^2]
$I_{b,h}$	Rayonnement direct horaire sur un plan horizontal [kWh/m^2]
I_d	Rayonnement direct normal horaire [kWh/m^2]
I_i	Rayonnement solaire direct sur un plan incliné [W/m^2]
i_z	Angle de zénith [$^\circ$]
K_t	Conductivité thermique du tube de récepteur [$W/m^2.K$]
k_{fluide}	Conductivité thermique du fluide [$W/m^2.K$]
G_0	Rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal [kWh/m^2]
G_{sc}	Constante solaire [kW/m^2]
G_t	Variation de la distance terre-soleil
G_d	Rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal [kWh/m^2]
G_g	Rayonnement global quotidien sur un plan horizontal [kWh/m^2]
LH	Hauteur du miroir d'héliostat [m]

Nomenclature

L_t	Largeur du tube de récepteur [m]
LW	Largeur du miroir d'héliostat [m]
m	Masse du matériau de stockage [kg]
\dot{m}_s	Débit massique de sel fondu [kg/s]
N_t	Nombre du tube de récepteur
N_h	Nombre totale des héliostats dans le champ
Nu	Nombre de Nusselt
n_j	Nombre du jour de l'année
Pr	Nombre de Prandtl
Q	Flux de chaleur [MW]
\dot{Q}_{gen}	Puissance produite tout au long de la journée [MW]
$\dot{Q}_{excéd}$	Puissance excédentaire tout au long de la journée [MW]
\dot{Q}_{22}	Puissance pendant laquelle la production peut être maintenue à 22 MW
Re	Nombre de Reynolds
S	Durée d'ensoleillement [hr]
S_o	Durée d'ensoleillement maximale [hr]
T_{min}	Température minimale d'air ambiante [°C]
T_{max}	Température maximale d'air ambiante [°C]
T_{moy}	Température moyenne d'air ambiante [°C]
T_m	Température de fusion [°C]
T_l	Température d'un matériau à changement de phase liquide [°C]
T_s	Température d'un matériau à changement de phase solide [°C]
Δt	Durée de la journée 24h
US	Conductance [W/K]
\dot{w}	Travail massique [kJ/kg]
\dot{W}	Puissance nominal [MW]
\dot{w}_e	Puissance électrique [MW]

Symboles grecs

ΔA	Espacement d'azimut entre deux héliostats dans une rangée [m]
ΔT	Variation de température [°C]
ΔR	Distance radiale ente deux rangées [m]
φ	Latitude [°]
δ_s	Déclinaison solaire [°]

Nomenclature

ω_s	Angle d'heure de coucher du soleil [°]
ω	Angle horaire [°]
y_s	Angle d'azimut solaire [°]
β	Angle d'un plan incliné [°]
ε	Facteur d'émission de la surface
σ	Constante de Stephan Boltzmann [W/m ² .k ⁴]
μ	La viscosité dynamique du fluide [kg/m.s]
θ	Angle d'azimut de l'héliostat par rapport au récepteur [°]
λ	Angle entre le rayon réfléchi incident sur le centre de l'héliostat et la base de la tour [°]
η_g	Rendement du générateur électrique [%]
η_{th}	Rendement thermique de la turbine à vapeur [%]

Indices

amb	Ambiant
cond	Conduction
conv	Convection
et	Surface intérieur
h	Héliostat
inc	Incidente
max	Maximal
min	Minimale
moy	Moyen
ref	Réfectivité
st	Surface extérieur
t	Tube

Abréviations

ACC	Air-cooled condenser
CSP	Concentrated solar power
FTC	Fluide de transfert de chaleur
GV	Générateur de vapeur
MCP	Matériau de changement de phase
TSL	Temps solaire local

Nomenclature

TSM	Temps solaire Moyen
TSV	Temps solaire vrai
TU	Temps universel

Liste des figures

Figure I.1 : Potentielle solaire dans le monde	4
Figure I.2 : Carte solaire de l'Algérie.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I.3 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une centrale CSP	5
Figure I.4 : Stockage d'énergie thermique	8
Figure I.5 : Stockage direct (a) et indirect (b) de la chaleur sensible	10
Figure II.1 : Centrale solaire à tour.....	14
Figure II.2 : Héliostats	15
Figure II.3 : Configurations de champ d'héliostats	16
Figure II.4 : Système de suivi solaire héliostat.....	16
Figure II.5 : Différents modèles de tours.....	17
Figure II.6 : Récepteur volumétrique.....	18
Figure II.7 : Récepteur à cavité.....	18
Figure II.8 : Récepteur à particules.....	18
Figure II.10 : Cycle de Brayton	19
Figure II.11 : Cycle de Rankine.....	20
Figure II.12 : Cycle combiné	20
Figure II.13 : Schéma d'une tour de refroidissement humide.....	21
Figure II.14 : Schéma d'une tour de refroidissement à sec	22
Figure II.15 : Systèmes à caloporteur sels fondus	22
Figure II.16 : Systèmes à caloporteur eau-vapeur	23
Figure II.17 : Systèmes à caloporteur air atmosphérique	23
Figure II.18 : Systèmes à caloporteur air pressurisé.....	24
Figure II.19 : L'effet du cosinus sur les rayons réfléchis dans l'héliostat (A nord) et (B Sud).....	25
Figure II.20 : Distribution du champ Héliostat : Nord et Circulaire.	25
Figure II.21 : Pertes d'ombre	26
Figure II.22 : Pertes de blocage	26
Figure II.23 : Atténuation atmosphérique.....	27
Figure II.24 : Déversement	27
Figure II.25 : Distances radiale et azimutale des héliostats adjacents	29
Figure II.26 : Paramètres définissant la disposition du champ.....	29
Figure III.1 : Mouvement de la terre autour du soleil	32
Figure III.2 : Coordonnées géographiques d'un lieu donné	33

Figure III.3 : La déclinaison solaire en fonction du jour	33
Figure III.4 : Coordonnées horaires.....	34
Figure III.5 : Coordonnées horizontales	36
Figure III.6 : Angle d’incidence sur un plan incliné	36
Figure III.7 : Distribution du rayonnement solaire.....	37
Figure III.8 : Composants du rayonnement solaire	39
Figure III.9 : Schéma et diagrammes (T-S) du cycle de Rankine	43
Figure III.10 : Méthodologie de calcul de la productivité énergétique d'une centrale solaire à tour	45
Figure IV.1 : Localisation du lieu étudié	47
Figure IV.2 : Nombre d'héliostats en fonction du nombre d'anneau.....	49
Figure IV.3 : Forme du champ d'héliostat	50
Figure IV.4 : Rayonnements solaires horizontal pour chaque mois.	51
Figure IV.5 : Variation de la température ambiante moyenne pour chaque mois	52
Figure IV.6 : Production horaire maximale de la centrale.....	56

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie.....	5
Tableau I.2 : Classifications des centrales CSP.....	6
Tableau I.3 : Avantages et inconvénients des 4 types de la centrales CSP.....	6
Tableau I.4 : Comparaison des quatre CSP.....	11
Tableau III.1 : Valeurs typiques de l'albédo du sol.....	38
Tableau IV.1 : Informations générales sur le site d'étude.	47
Tableau IV.2 : Paramètres d'installation de CSP à tour sélectionné.....	48
Tableau IV.3 : Données de conception du champ héliostat.....	48
Tableau IV.4 : Calcul des propriétés de fluide caloporteur à l'état liquide (sel fondu).....	50
Tableau IV.5 : Valeurs calculées des propriétés de fluide caloporteur à l'état liquide (sel fondu).	50
Tableau IV.6 : Rayonnement global horaire pour chaque mois.....	50
Tableau IV.7 : Productivité énergétique horaire (en MW) pour chaque mois.....	50
Tableau IV.8 : Heures de stockage.	56
Tableau IV.9 : Caractéristiques obtenues de la centrale solaire à tour étudiée pour la région d'Ouargla comparées à celles de Gemasolar à l'Espagne.....	57
Tableau IV.10 : Améliorations à apporter au CSP sélectionné.....	58
Tableau IV.11 : Coût total de la centrale optimisée.....	58

Introduction générale

Introduction générale

Les énergies fossiles constituent aujourd'hui les sources d'énergies les plus utilisées dans le monde, elles couvrent 80% de la production énergétique mondiale [1]. La croissance exponentielle des besoins énergétiques mondiaux amène une diminution considérable des réserves de ressources fossiles et aussi au changement climatique dû aux effets des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) dans l'atmosphère.

Contrairement aux énergies fossiles, les énergies renouvelables qui seront disponibles et durables, permettent la production d'énergie électrique adaptée aux ressources du site, pour représenter aujourd'hui une solution aux problèmes notamment d'émissions indésirables de CO₂ dans l'atmosphère.

Les centrales solaires à concentration sont une solution intégrée aux problèmes mondiaux liés à la recherche des sources énergétique alternatives et l'une des technologies candidates les plus importantes pour la production d'électricité à partir de la conversion de l'énergie solaire. Ces centrales solaires ont la capacité de produire de l'électricité la nuit et pendant les périodes nuageuses grâce à des systèmes de stockage, où elles peuvent également disposer de systèmes de secours à base de carburant (hybridation) [2].

L'objectif de ce travail est d'étudier la productivité énergétique des centrales solaires installées dans le sud algérien, en particulier la région de Ouargla, où le type de centrale sera désigné ultérieurement sur la base de cette étude. Il s'agit d'une centrale solaire à tour similaire à celle de Gemasolar en Espagne, équipée d'un stockage de chaleur récupérée par un fluide caloporteur à base de sel fondu.

A ce propos, ce mémoire de fin d'étude se compose de quatre chapitres :

Le premier chapitre présente les différentes technologies actuelles des centrales solaires, les fluides caloporteurs et les systèmes de stockage de chaleur.

Le deuxième chapitre traite des éléments de la centrale solaire à tour sélectionnée et les types de cycles thermodynamiques, en plus la modélisation des caractéristiques dimensionnelles de fonctionnement.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude du gisement solaire et à la modélisation des caractéristiques de performance énergétique de la centrale solaire à tour sélectionnée.

Le quatrième chapitre discute les résultats obtenus de la productivité énergétique de la centrale solaire à tour sélectionnée où une optimisation et une analyse économique seront discutées.

En fin le mémoire est clôturé par une conclusion générale résumant les résultats et les améliorations futures à apporter à la centrale proposée conformément aux objectifs fixés.

Chapitre I :
Généralité sur les
concentrateurs solaires

1 Introduction

L'énergie solaire thermique est l'une des technologies les plus performantes pour la croissance la plus rapide de notre époque. Les technologies solaires à concentration (CSP : Concentrated solar power) font partie des applications des énergies renouvelables qui jouent un rôle important, en particulier dans les pays situés dans la ceinture solaire.

Dans ce chapitre, nous avons évoqué les possibilités de l'énergie solaire dans le monde et en Algérie, ainsi que les quatre technologies de CSP qui convertissent le rayonnement solaire en très haute énergie calorifique, puis en énergie mécanique et puis électrique à travers un cycle thermodynamique.

2 Energie solaire

L'énergie solaire est l'énergie émise par les rayons du soleil sous forme de lumière et représente une ressource abondante et l'une des sources d'énergie les plus importantes et les plus renouvelables pouvant répondre à la demande mondiale croissante en énergie [3].

Actuellement, il existe deux techniques pour produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire : la conversion directe du rayonnement solaire en électricité (panneaux photovoltaïques) et la conversion thermique du rayonnement solaire en le concentrant à travers des systèmes solaires à concentration (CSP) [3].

Les systèmes PV utilisent à la fois le rayonnement direct et diffus et possèdent l'avantage d'être hautement évolutifs, ils peuvent donc être utilisés pratiquement n'importe où. Cependant, la production d'électricité à l'aide de systèmes PV est limitée par l'instabilité et la nature intermittente du rayonnement solaire, ce qui rend difficile pour ces systèmes de produire de l'électricité à la demande, ce qui est problématique pour leur intégration dans le réseau électrique. De plus, ils sont actuellement trop coûteux pour être déployés à l'échelle du GW et le stockage de l'électricité est moins rentable que le stockage de la chaleur, lorsque de grandes capacités de stockage d'énergie sont nécessaires. Contrairement aux systèmes PV, les systèmes CSP avec stockage d'énergie thermique intégré peuvent fournir avec succès une énergie stable, car le stockage de la chaleur est environ 80 à 90 % plus rentable que le stockage de l'électricité, comme c'est le cas avec les systèmes PV, ce qui les rend capables de stocker de l'énergie sur une journée ou quelques jours. Pour cette raison, les systèmes CSP peuvent adapter de manière flexible leur production d'électricité à la demande [4].

La terre reçoit une grande quantité d'énergie estimée de 180.106 GW, et les meilleurs endroits sur la planète pour installer des centrales solaires sont des régions situées entre 15 et 40 degrés de latitude nord et sud, ainsi que des endroits avec des altitudes plus élevées (figure I.1), comme le Chili, le Pérou, le nord du Mexique et le sud-ouest des États-Unis en Amérique ; certaines parties de l'Australie occidentale; Afrique du Sud et du Nord ; certaines régions méditerranéennes ; Moyen-Orient; ou du nord-ouest de l'Europe [5, 6].

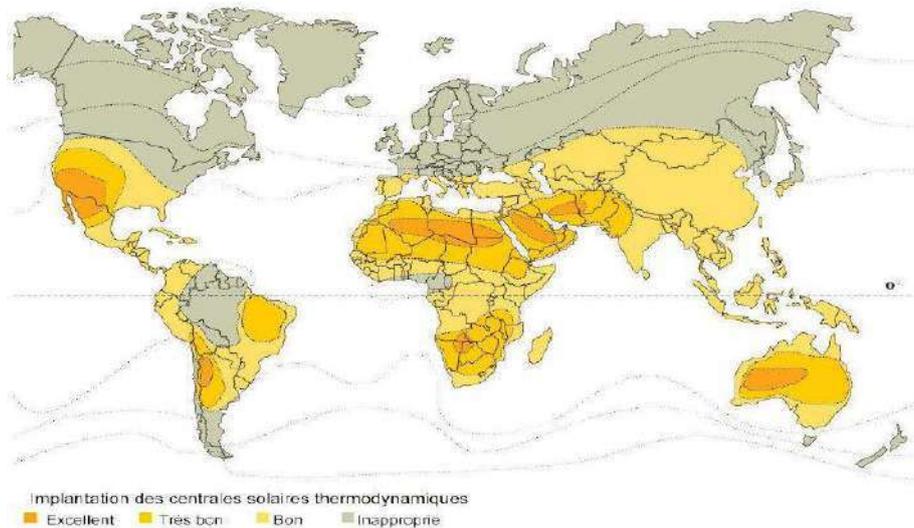


Figure I.2 : Potentielle solaire dans le monde [7].

Grâce à la technologie des centrales solaires, 1 Km² de terrain pourrait fournir jusqu'à 120 GWh d'électricité par an dans divers endroits du monde. Cette quantité d'énergie est égale à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW [8].

2.1 Potentielle solaire en Algérie

L'Algérie est située dans la ceinture ensoleillée du monde où la durée annuelle du rayonnement solaire dans presque tout le territoire national dépasse les 2000 heures, qui peuvent atteindre 3900 heures dans les hautes plaines et le désert [9, 10]. Il est considéré comme le plus grand pays d'Afrique avec une superficie totale de 2381741 km². Il se trouve aux latitudes de 18° à 38° nord et à la longitude de 9° ouest à 12° est, et plus des quatre cinquièmes de son territoire est désertique avec 86% de la superficie du pays [1, 11].

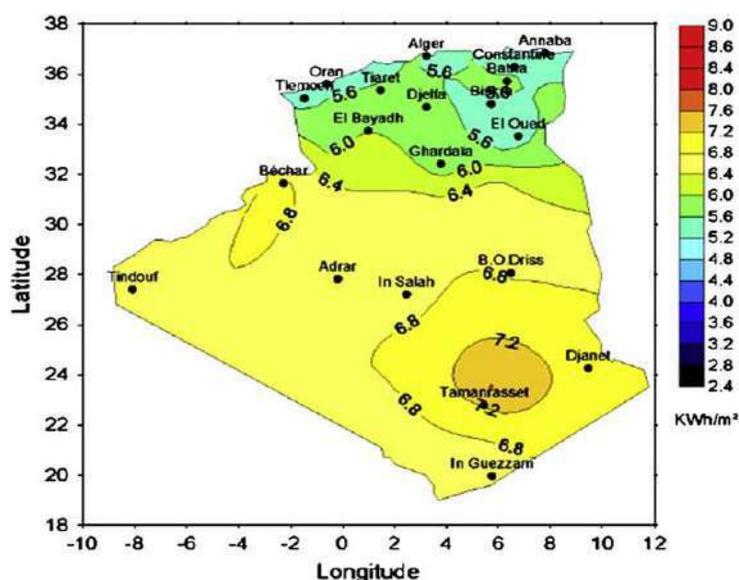


Figure I.3 : Carte solaire de l'Algérie [12].

2.2 Capacité de l'Algérie pour l'exploitation de l'énergie solaire

L'Algérie se caractérise par un ensoleillement abondant tout au long de l'année, une faible humidité et des précipitations et une abondance de terres plates en particulier dans la région du Sahara, qui reçoit 1787000 kilomètres carrés d'ensoleillement annuel [3]. L'énergie journalière obtenue sur une surface horizontale de 1 m² est de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit environ 1700 kWh/m²/an pour le nord et 2650 kWh/m²/an pour le sud du pays [13, 14].

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie [15].

Régions	Région côtière	Haute plateaux	Sahara
Surface (%)	4	10	86
Durée d'ensoleillement moyenne (heure/année)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh/m ² /année)	1700	1900	2650

Selon l'étude satellite de l'Agence spatiale allemande, l'Algérie possède l'un des plus grands potentiels solaires de toute la région méditerranéenne, avec plus de 170 TWh par an pour le solaire thermique et plus de 13,9 TWh par an pour le photovoltaïque. En 2016, la capacité solaire totale installée dans le pays était de plus de 240 MW. Le pays a l'intention d'installer 22 GW de capacité de production renouvelable d'ici 2030, selon le Plan national de développement des énergies renouvelables [1, 15].

3 Centrales solaires à concentration

L'énergie solaire concentrée (CSP) est une technologie qui utilise uniquement la lumière directe du soleil naturelle qui est concentrée plusieurs fois par des réflecteurs « miroirs », produisant des températures élevées [16]. Le rayonnement est dirigé vers un récepteur linéaire ou ponctuel. L'énergie réfléchiée par le miroir est absorbée par la réceptrice et transférée au fluide thermodynamique [17]. Cette chaleur est utilisée dans diverses applications, le plus souvent dans la production d'électricité en produisant de la vapeur pour alimenter une turbine à vapeur ou un moteur Stirling [18].

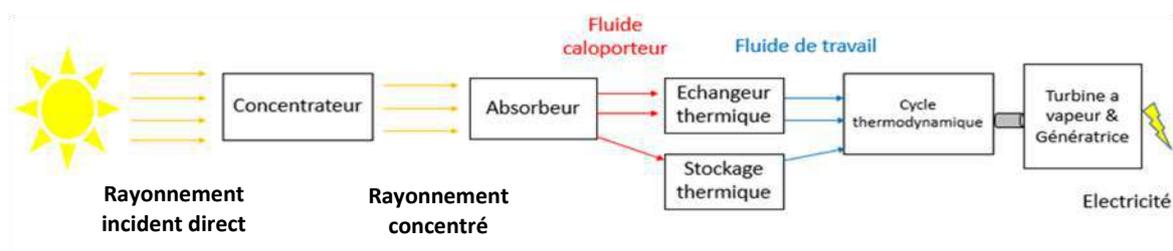
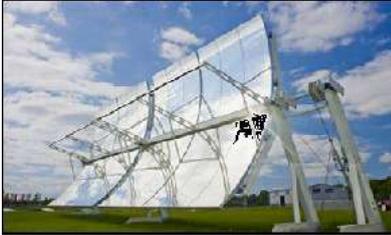


Figure I.4 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une centrale CSP [15].

Les CSPs sont classés en quatre principaux systèmes en fonction de la façon de la concentration des rayons du soleil et de la technologie utilisée pour collecter l'énergie solaire

(le collecteur et le récepteur) dans le tableau I.2. Ces systèmes peuvent avoir des concentrateurs linéaires ou ponctuels en fonction de leur géométrie de focalisation.

Tableau I.2 : Classifications des centrales CSP [16, 19].

Type de concentrateur	Concentrateurs linéaires	Concentrateurs ponctuels
Disposition de système	Les collecteurs suivent le soleil le long d'un seul axe et concentrent l'irradiante sur un récepteur linéaire. Cela simplifie le suivi du soleil.	Les collecteurs suivent le soleil le long de deux axes et concentrent l'irradiante sur un seul récepteur ponctuel. Cela permet des températures plus élevées.
Fixe Les récepteurs fixes sont des dispositifs fixes qui restent indépendants du dispositif de mise au point. Cela facilite le transfert de la chaleur collectée vers le bloc d'énergie.	 Concentrateur de Fresnel	 Centrale à tour
Mobile Les récepteurs mobiles se déplacent avec le système de concentration. Il collecte plus d'énergie des récepteurs fixes.	 Cylindro-parabolique	 Parabole Dish-Stirling

3.1 Avantages et inconvénients de chaque technique

Le tableau suivant résume les avantages et inconvénients lié à chaque technique.

Tableau I.3 : Avantages et inconvénients des 4 types de la centrales CSP [6, 17, 20].

	Avantages	Inconvénients
Concentrateurs de Fresnel	<ul style="list-style-type: none"> - Coût de fabrication réduite. - Les miroirs plans sont simples à fabriquer. - Réduction des contraintes mécaniques liées à la pression du vent. - Moins de prise au vent. 	<ul style="list-style-type: none"> - Performances optiques inférieures d'environ 30%. - Pas de système de stockage thermique.
Centrales à tour	<ul style="list-style-type: none"> - Facteur de concentration élevé. - Stockage à haute température. - permet de recevoir la lumière du soleil même lorsque le soleil est bas dans le ciel. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cette centrale a besoin de beaucoup d'espace au sol. - Coût d'investissement élevé. - Le vent provoque des problèmes avec les miroirs, ce qui peut affecter l'efficacité.

<p>Concentrateurs cylindro-paraboliques</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Peu fonctionner sans intermittence. - Peu de mouvement mécanique par rapports aux autres centrales thermiques. - Moins onéreux que la concentration par les héliostats. - Bon rendement. - la forme parabolique assure une grande efficacité optique. 	<ul style="list-style-type: none"> - Efficacité de conversion solaire en électricité relativement faible (14 - 20 %). - Température de fonctionnement maximale du fluide de rétention de chaleur de 400 C. - Eau nécessaire pour le refroidissement et le nettoyage - Ne convient pas à de petites installations. - la surface du miroir est assez grande, ce qui augmente la charge du vent.
<p>concentrateurs paraboliques (Dish-Stirling)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Aucune exigence de refroidissement par eau - Efficacités de conversion très élevées 30% 	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement par intermittence. - Coût d'investissement élevé - Pas de système de stockage thermique.

3.2 Fluides caloporteurs des systèmes à concentration

La chaleur absorbée dans le récepteur est transférée au fluide caloporteur ou thermodynamique. Différents fluides de travail peuvent être utilisés, chacun avec des propriétés différentes [17]. On distingue :

3.2.1 Eau liquide

Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une capacité thermique élevée, de plus elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine [17]. En général, l'eau est utilisée pour fonctionner à basse température, jusqu'à 100 °C. Pour des températures plus élevées, ce qui est utilisé, il serait de l'eau sous pression conduisant à des rendements thermiques plus élevés [21].

3.2.2 Huile

Il peut fonctionner jusqu'à 400 °C. Il a le grand avantage que la température de fusion est très basse, donc le risque de gel est faible. Son inconvénient est qu'à des températures supérieures à 400 °C, il perd ses propriétés thermiques, se dégrade, et ce n'est pas non plus un bon fluide pour le stockage thermique [17, 21].

3.2.3 Sels fondus

C'est un mélange de sels de nitrates et de nitrites de sodium et de potassium, le plus utilisé est connu sous le nom de sel solaire qui est composé de 60 % de NaNO_3 et de 40 % de KNO_3 . Il a un bon coefficient de transfert de chaleur, une densité élevée et une grande capacité de transport de stockage de chaleur. La température de sortie peut atteindre 650 °C [17, 21].

3.2.4 Sodium liquide

Le sodium est utilisé de la même manière que les sels fondus, étant stable à l'état liquide jusqu'à 540 °C et avec un point de fusion proche de 100 °C. Il possède d'excellentes propriétés de transfert de chaleur permettant l'utilisation de récepteurs plus petits que ceux utilisés par d'autres fluides de travail. Son principal inconvénient est sa forte réactivité avec l'air et l'eau, ce qui peut générer des explosions, des mesures de sécurité doivent donc être prises pour éviter les fuites de sodium dans l'atmosphère [22, 23].

3.2.5 L'air

l'air est utilise comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz [15].

3.3 Stockage d'énergie thermique dans les centrales CSP :

La technologie TES résout le décalage temporel entre l'offre d'énergie solaire et la demande d'électricité, ce qui offre un avantage distinct aux centrales CSP par rapport aux énergies renouvelables. De plus, le stockage de l'énergie électrique par batterie ne s'est pas économiquement viable. En fonction de la variation quotidienne et annuelle du rayonnement solaire et du profil de la demande d'électricité, les centrales CSP intégrées à des systèmes de stockage thermique (figure I.5) peuvent avoir différentes stratégies opérationnelles et le système de stockage peut offrir les fonctions suivantes [24]:

- Atténuant les courtes fluctuations pendant les conditions météorologiques transitoires, par exemple périodes nuageuses.
- Décaler la période de production des heures de pointe d'insolation solaire aux heures de pointe de la demande d'électricité.
- Prolonger la période de production lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible.

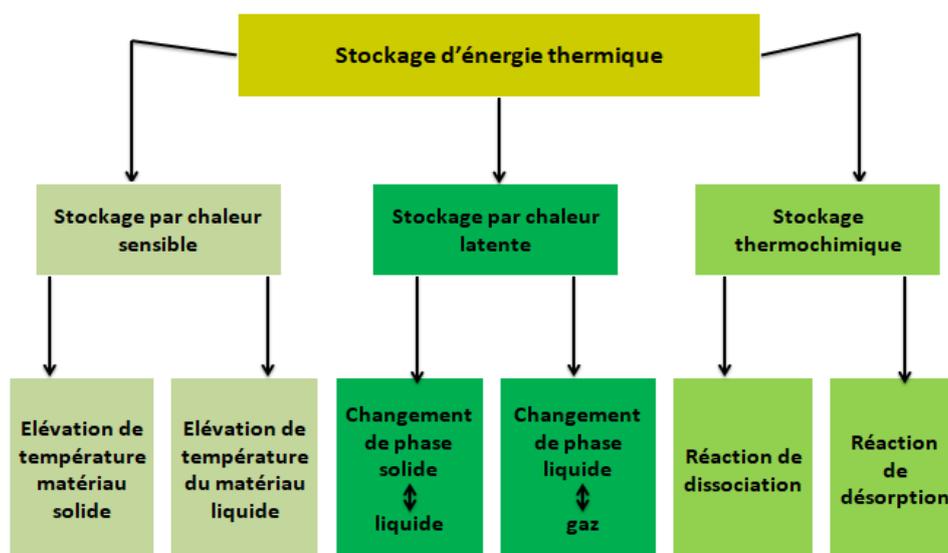


Figure I.6 : Stockage d'énergie thermique [17].

3.3.1 Stockage de chaleur sensible

Ce type de stockage consiste à réchauffer un milieu liquide ou un solide sans changement de phase. Ce milieu est choisi en fonction du niveau de température nécessaire à l'application. Le stockage et la libération de la chaleur ne se présentent pas à une température constante. Pour des températures inférieures à 100°C, l'eau liquide est le composé le plus généralement utilisé. Pour des températures supérieures à 100°C, le stockage de la chaleur s'effectue dans des milieux liquides alternatifs ressemblant à des sels fondus ou à des huiles organiques. Ces composés permettent de résister à des températures élevées (jusqu'à environ 350°C pour les huiles et 800°C pour les sels fondus) [15, 17].

La quantité d'énergie stockée dépend de la quantité de matériau de stockage m , de la capacité thermique spécifique du matériau C_p et du changement de température ΔT et elle est déterminée par l'équation suivant :

$$Q = m \times C_p \times \Delta T \quad (I.1)$$

Il existe deux configurations générales pour un système de stockage de chaleur sensible. Pour une meilleure compréhension, la description de ces configurations suivantes sera appliquée à l'accumulation dite « à deux vaisseaux », qui est généralement utilisée dans les CSP. Le principe de fonctionnement du stockage à double cuve est relativement simple [15, 17] :

- Pour stocker l'énergie thermique disponible, le fluide basse température du système est pompé depuis le premier réservoir, appelé "réservoir froid", pour être envoyé au champ solaire ou à un échangeur, chauffé à haute température, puis stocké dans le réservoir chaud.
- Pour libérer l'énergie initialement chargée, le fluide chaud est pompé hors du réservoir, envoyé vers un échangeur (du procédé nécessitant de la chaleur), l'énergie stockée est utilisée, puis le fluide ramené à sa basse température est réintroduit dans la cuve froide.

Le stockage à deux réservoirs peut donc prendre deux technologies [15, 17] :

- Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est identique au fluide de stockage, cette technologie est appelée « stockage direct » (figure I.5.a). Le stockage direct présente les avantages de réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité du système, car l'échangeur de chaleur est éliminé.
- Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est différent du fluide de stockage, cette technologie est appelée « stockage indirect » (figure I.5.b). Le stockage indirect permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application (stockage ou fluide caloporteur).

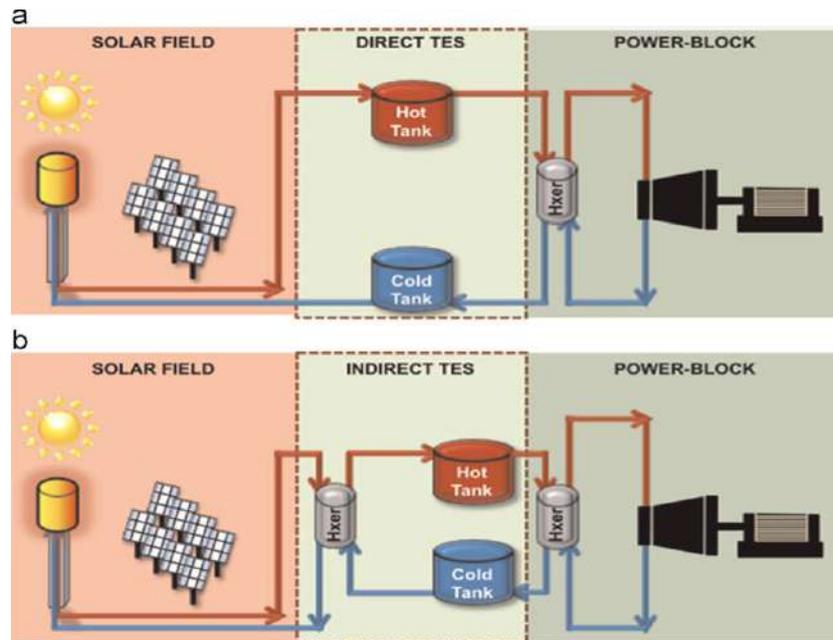


Figure I.7 : Stockage direct (a) et indirect (b) de la chaleur sensible [24].

3.3.2 Stockage par chaleur latente

Ce type de stockage exploite la chaleur latente d'un matériau de changement de phase (MCP), en d'autres termes, sa capacité se passe de l'état solide à l'état liquide sous l'effet de la chaleur. L'énergie de changement de phase est absorbée lors de la fusion du MCP et libérée lors de sa solidification. Cette solution nécessite l'utilisation d'un fluide caloporteur pour transférer la chaleur de la source vers l'unité de stockage [15, 17]. La quantité d'énergie stockée est régie à la fois par la chaleur spécifique et l'enthalpie de changement de phase et peut être calculée par l'équation (I.2). En raison de la quantité importante d'énergie convertie lors du changement de phase, le système de stockage latent offre un processus de stockage/libération de chaleur isotherme et une densité de stockage plus élevée par rapport au système de stockage sensible avec le même changement de température [22, 24].

$$Q = m [C_{p,s}(T_m - T_s) + h + C_{p,l}(T_l - T_m)] \quad (I.2)$$

Où ($C_{p,s}$) et ($C_{p,l}$) sont les chaleurs spécifiques moyennes du MCP en phases solide et liquide, respectivement, T_m est la température de fusion, (h) est l'enthalpie de changement de phase, et (T_s) et (T_l) sont les températures du MCP solide et liquide, respectivement.

3.3.3 Stockage thermochimique

Dans ce type de stockage, la chaleur est stockée sous forme de réaction réversible de différents produits chimiques. A une certaine température, les réactifs réagissent entre eux et forment de nouvelles compositions. Le processus est hautement endothermique, ce qui signifie qu'il consomme beaucoup de chaleur. Cette étape s'appelle la charge et le surplus de chaleur est stocké dans les produits. Au moment de la récupération de chaleur, une réaction

réversible hautement exothermique se produit. Les matériaux thermochimiques ont la densité de stockage d'énergie maximale que tous les autres matériaux [22, 25].

4 Comparaison des centrales solaires à concentration

Le tableau I.4 montre une comparaison des centrales solaires à concentration.

Tableau I.4 : Comparaison des quatre CSP [26, 27].

CSPs	Cylindro-parabolique	Central à Tour solaire	Linéaire de Fresnel	Parabolique (Dish-Stirling)
Capacité des centrales en MW	10 – 300	10 – 200	10 – 200	0.01 – 0.025
Facteur de concentration en %	23–43	55	22 - 24	25 – 28
Température de fonctionnement en °C	390 – 550	550 - 1000	270 – 550	1000
Efficacité optique en %	80	73	65-75	94
Efficacité maximale en %	20	23-35	18	30
Cycle thermodynamique	Rankine	Brayton, Rankine	Rankine	Brayton, Rankine, Stirling
Occupation du sol en m ² /MW	40,000	83,600	18,000	16,000
Coût en capital en \$/kW	3972	>4000	-	12,578
Coût de champ solaire en €/m ²	200-250	250-300	150-200	>350
Besoins en eau de refroidissement par évaporation en m ³ /MWh	3	2-3	3	0
Machine thermodynamique	Turbine à vapeur	Turbine à gaz, Turbine à vapeur	Turbine à vapeur	Moteur de Stirling, turbine à gaz
Stockage thermique	sels fondus, MCP	sels fondus, MCP	sels fondus, MCP	sels fondus, MCP

Les centrales solaires à tour ont l'avantage de convertir toute l'énergie du soleil dans une région fixe (le récepteur). Ce qui élimine en grande partie la nécessité de mettre en place un réseau de transmission d'énergie. Ils sont conçus pour exécuter un cycle de vapeur (le cycle de Rankine (RC), le cycle de Brighton (BC)). L'inconvénient de cette technique est que les héliostats ne visent souvent pas exactement le soleil en raison de l'emplacement fixe du récepteur, un phénomène connu sous le nom d'effet cosinus. Cependant, comme le récepteur est fixe et de l'efficacité supérieure du processus de conversion d'énergie rend les

investissements dans cette technologie sont plus lucratifs et la conception est moins complexe [27].

5 Conclusion

A travers ce que nous avons présenté dans ce chapitre, l'Algérie bénéficie d'une moyenne de 3000 heures d'ensoleillement par an, cela lui permet d'installer une bonne technologie CSP efficace capable de fournir de l'énergie suffisante à la demande où la centrale solaire à tour est considérée comme la plus adaptée à la production future d'énergie solaire à grande échelle, comme elle peut atteindre des températures élevées (supérieures à 1000 °C) en raison de son coefficient de concentration élevé.

Chapitre II :
Etude descriptive de la
centrale solaire à tour

1 Introduction

La performance de la centrale solaire à tour dépendent en grande partie de l'efficacité du champ solaire, qui à son tour est liée à la conception des héliostats, à la conception du champ. Dans ce chapitre, nous aborderons ses différentes composantes de la centrale, et les facteurs qui influencent les performances d'une centrale solaire.

2 Centrale solaire à tour

Les tours solaires consistent à un grand champ de réflecteurs plats appelés héliostats, entourant une tour située au centre. Ces héliostats suivent le soleil et réfléchissent la lumière du soleil vers un seul point situé au-dessus du tour (figure II.1), appelé récepteur central. Un fluide caloporteur est contenu dans cette tour centrale et est chauffé par la lumière concentrée à des températures supérieures à 700 °C [15, 18, 20]. Selon le type de récepteur et de fluide caloporteur de transfert de chaleur, l'énergie thermique de fluide convertie en énergie mécanique puis électrique par les cycles thermodynamiques où l'efficacité de la tour solaire peut atteindre 60% avec une puissance de production de 200 MW [16].

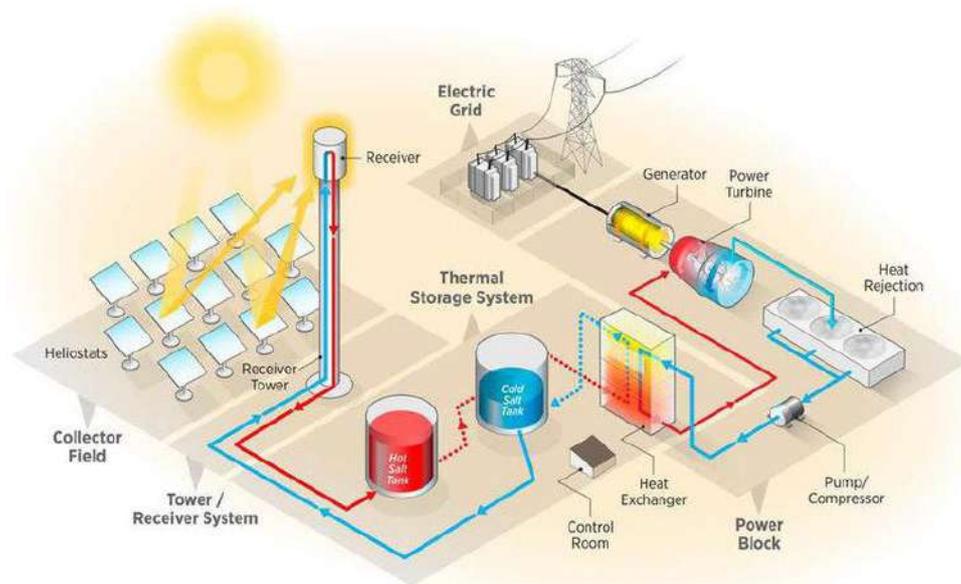


Figure II.1 : Centrale solaire à tour [5].

2.1 Configurations de la centrale solaire à tour

2.1.1 Champ solaire :

Le champ solaire est constitué d'un grand nombre de miroirs de poursuite, appelés héliostat (figure II.2) qui concentrent le rayonnement solaire et le dirige vers le récepteur. Comme son coût représente la plus grande partie du coût de la centrale et que le rendement de la centrale dépend en grande partie du positionnement optimal des héliostats, ce champ solaire est considéré comme l'élément clé de la performance des tours solaires. Dans le domaine solaire, chaque héliostat suit le soleil à l'aide d'un système de suivi à deux axes pour minimiser l'effet

cosinus, et donc maximiser la collecte d'énergie solaire en positionnant sa surface normale à la bissection de l'angle sous-tendu par le soleil et le récepteur solaire [17, 28].

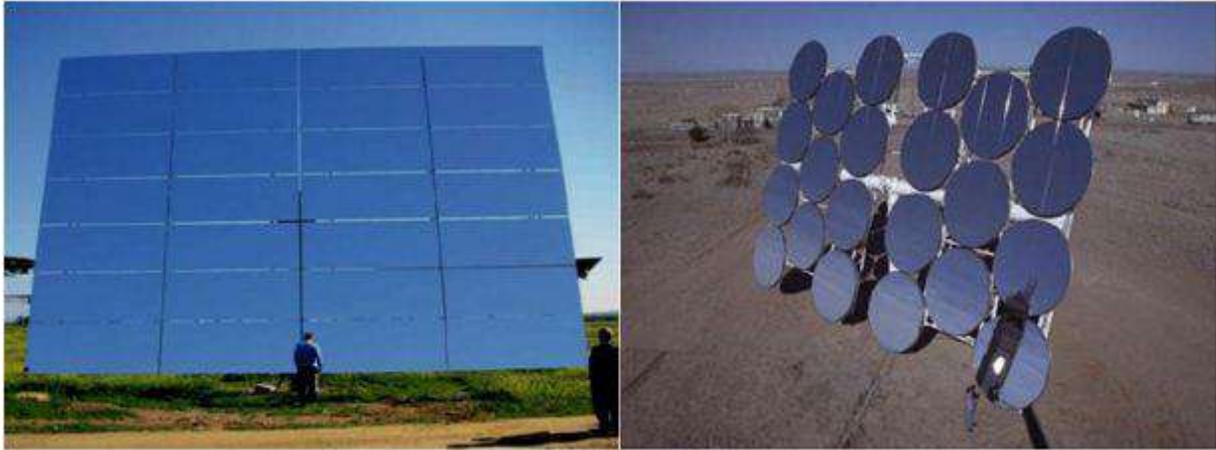


Figure II.2 : Héliostats [21].

Le nombre de miroirs dépend de la puissance nominale de la centrale. Ce nombre pourrait atteindre des milliers et la surface couverte par le domaine plusieurs hectares. La position du champ héliostatique dépend également de la puissance souhaitée et de la nature du récepteur solaire. L'héliostat pourrait être positionné autour de la tour solaire pour une grande centrale solaire. Ils pourraient également être situés sur le côté nord de la tour pour les petites centrales électriques. Dans tous les cas, le positionnement doit être effectué de manière à minimiser les pertes, plus particulièrement celles liées à l'effet cosinus, aux effets d'ombrage et de blocage et à l'effet de déversement [16, 28].

2.1.1.1 Configurations de champ d'héliostats

Les configurations du champ solaire varient en fonction de la conception de chaque centrale solaire (figure II.3). Les plus répandues commercialement sont les installations avec des champs solaires circulaires et champs hémisphériques.

Champ hémisphérique : Les héliostats sont situés au nord (ou sud) de la tour et sont l'exemple des centrales PS10 et PS20 que la société Abengoa Solar a installé à Sanlúcar la Mayor (Séville) [29].

Champ circulaire : les héliostats sont disposés autour de la tour sous forme d'anneaux concentriques comme dans la centrale Solar Two située à Barstow (Californie) [29].



Figure II.3 : Configurations de champ d'héliostats:

(a) champ hémisphérique de la centrale PS10 et PS20 (Séville), (b) Champ circulaire de la centrale Solar Two (Californie) [29].

2.1.1.2 Système de suivi solaire

Ce système permet à chaque héliostat suit le soleil afin de minimiser le cosinus des pertes et donc de maximiser l'énergie solaire captée (figure II.4). Peuvent être classés en deux systèmes [21, 30] :

Système en boucle ouverte : ce système est basé sur des formules astronomiques relatives à la position du soleil et à la géométrie du système. Ce système est fiable, peu coûteux et recommandé pour les grands champs car le champ héliostat est contrôlé par ordinateur.

Système en boucle fermée : ce système utilise un capteur pour suivre le soleil, il est plus précis et très utile pour les petits champs d'héliostats. Cependant, ce système souffre de faibles performances en période de pluie, en plus d'être un système plus coûteux.



Figure II.4 : Système de suivi solaire héliostat [31, 32].

2.1.2 Tour

La mission de la tour est de placer le récepteur central à une certaine hauteur, afin qu'il soit accessible à tous les héliostats. Ils peuvent être construits en béton ou par des structures métalliques (figure II.5) [21]. Une augmentation de la hauteur de la tour nuit aux rendements généraux du champ et par conséquent la hauteur est définie en fonction de l'optimum technique. On peut également prendre en compte un optimum économique qui définit une hauteur de tour [20].



Figure II.5 : Différents modèles de tours [7].

2.1.3 Récepteur

Le récepteur solaire est l'échangeur de chaleur où le rayonnement solaire est absorbé et transformé en énergie thermique nécessaire au fonctionnement de l'unité de puissance. Il existe différents récepteurs solaires, en fonction de la nature du matériau absorbant et du fluide caloporteur ainsi que de la configuration géométrique [16]. Le récepteur solaire doit imiter un corps noir tout en minimisant les pertes de rayonnement. Pour ce faire, des cavités, des panneaux tubulaires peints en noir ou des absorbeurs poreux sont utilisés pour piéger les photons incidents. Dans la plupart des conceptions, le récepteur solaire est une unité unique qui centralise toute l'énergie collectée par le grand champ de miroirs. Par conséquent, des disponibilités et une durabilité élevées sont indispensables. Les températures de fonctionnement typiques des récepteurs sont comprises entre 500 C et 1200 C et le flux incident couvre une large gamme allant de 300 kW/m² à plus de 1000 kW/m² [17, 28].

Les récepteurs sont classés en trois groupes largement appliqués dans le système de réception central : les récepteurs volumétriques, les récepteurs à cavité et les récepteurs à particules [16].

Récepteur volumétrique : agit comme un échangeur de chaleur, transférant l'énergie thermique par convection à l'air qui passe à travers un absorbeur métallique ou céramique qui peut prendre différentes formes (figure II.6) [29].

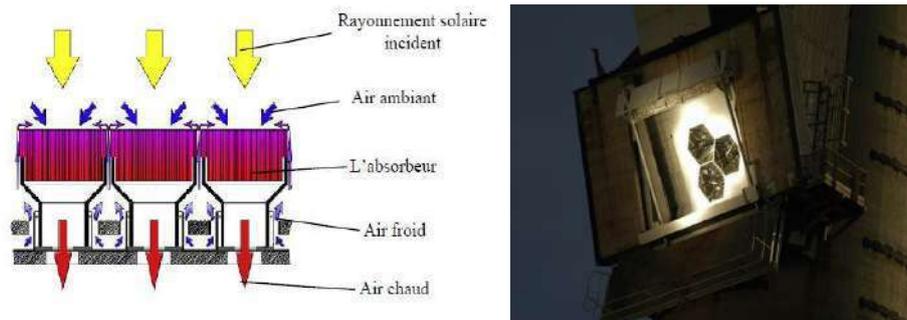


Figure II.6 : Récepteur volumétrique [16, 31, 33].

2.1.3.2. Récepteur à cavité : le tube absorbeur est situé au sommet de la tour à l'intérieur d'un trou ou cavité dont la taille est délimitée par l'absorbeur lui-même (figure II.7), qui repose sur la cavité formant ses parois. Le plafond et le sol sont généralement en matériau isolant et également réfractaire. La cavité présente une ouverture de dimensions limitées par laquelle pénètre le rayonnement solaire réfléchi par les héliostats. L'option de récepteur à l'intérieur d'une cavité permet de réduire les pertes par convection et rayonnement du système [29].

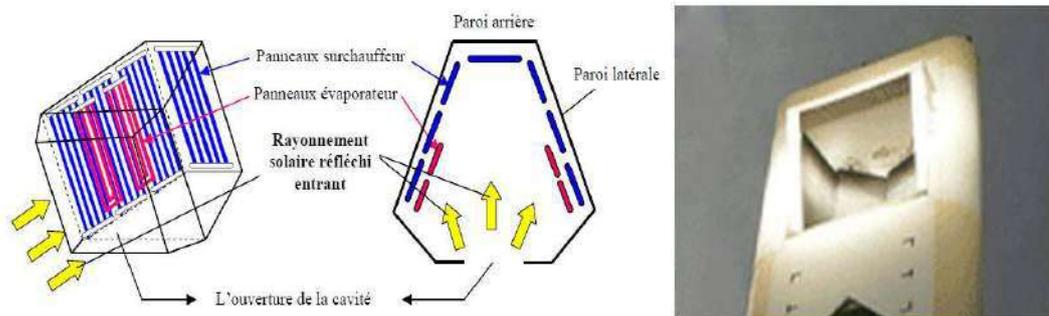


Figure II.7 : Récepteur à cavité [16, 31].

Récepteur à particules : consiste en une série de tubes qui reçoivent le rayonnement solaire et sont transmis par convection et conduction au fluide de travail (figure II.8). Le récepteur a l'avantage de recevoir le rayonnement sous tous les angles, permettant des formations de champ circulaires. Cependant, les pertes de chaleur à l'extérieur par convection et rayonnement sont plus importantes [21].

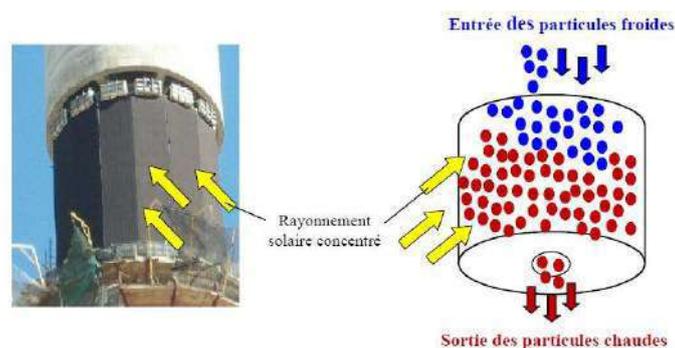


Figure II.8 : Récepteur à particules [16].

2.1.4 Système de conversion de puissance

Dans le système de conversion de puissance, l'énergie thermique produite au niveau du récepteur est utilisée pour générer de la vapeur surchauffée. Cette vapeur sert à mettre en mouvement la turbine et le générateur pour produire de l'électricité. Les trois cycles thermodynamiques utilisés sont les suivants: le cycle de Rankine, le cycle de Brayton et le cycle combiné. Cependant, il convient de noter que les opérations hybrides sont utilisées pour améliorer les performances [16, 27].

2.1.4.1 Cycle de Brayton

Le principe de base du cycle de Brayton est la compression et l'ajout ultérieur de chaleur à un flux de gaz à haute pression. La turbine à gaz est généralement installée à proximité du récepteur afin de réduire toute autre perte d'énergie à la sortie du compresseur et à l'entrée de la chambre de combustion. Comme le montre la figure II.9, le bloc d'alimentation comprend une chambre de combustion, une turbine à gaz et un générateur. Le rayonnement solaire concentré dans le récepteur chauffe jusqu'à environ 700°C, l'air provenant à une pression allant jusqu'à 100 bars du compresseur d'une turbine à gaz. Cet air est envoyé dans la chambre de combustion de la turbine à gaz, ce qui porte la température de cet air à plus de 1000°C. Le principal avantage de cette technologie est la plus grande efficacité due à la température de fonctionnement élevée [28].

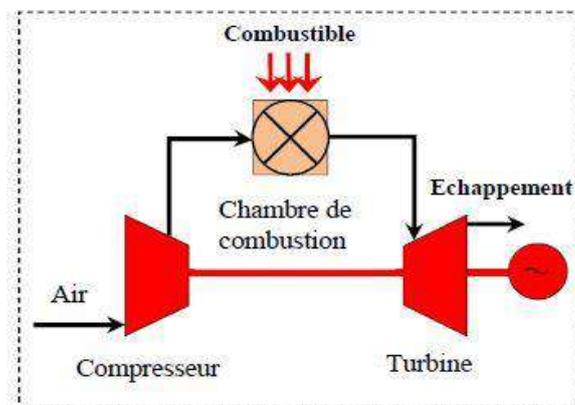


Figure II.9 : Cycle de Brayton [16].

2.1.4.2 Cycle de Rankine

Le cycle de Rankine consiste à chauffer de l'eau dans une chaudière jusqu'à ce qu'elle s'évapore et augmente la pression de la vapeur. Une fois le fluide chauffé, il sera acheminé vers une turbine où de l'énergie cinétique et une chute de pression du fluide est produite (figure II.10). Cette énergie cinétique est chargée de faire tourner un générateur électrique pour obtenir de l'électricité. Le fluide va continuer jusqu'à un condenseur où il devient liquide pour entrer dans une pompe qui assure au fluide de retourner à nouveau vers la chaudière [34].

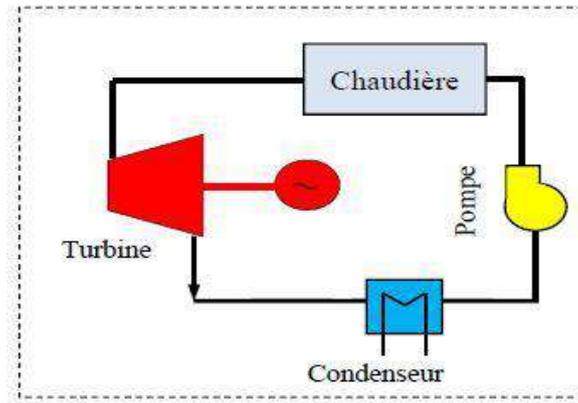


Figure II.10 : Cycle de Rankine [16].

2.1.4.3 Cycle combiné

C'est la combinaison d'un cycle de Brayton et d'un cycle de Rankine (figure II.11). L'air comprimé absorbe une partie de la chaleur concentrée par le champ héliostat et aller vers la chambre de combustion, puis vers la turbine à gaz où il sera extrayant de l'énergie. Les gaz en sortie de turbine sont encore à haute température, ils sont donc acheminés vers le générateur de vapeur (GV) où une partie de cette chaleur sera récupérée en la transférant à l'eau. Dans le GV, qui peut être à différentes pressions pour perdre moins d'énergie, nous évaporons l'eau et la surchauffons si possible. Une fois l'eau convertie en vapeur surchauffée, elle est pompée vers le GV pour recommencer le cycle de la turbine en extrayant ainsi de l'énergie mécanique [21].

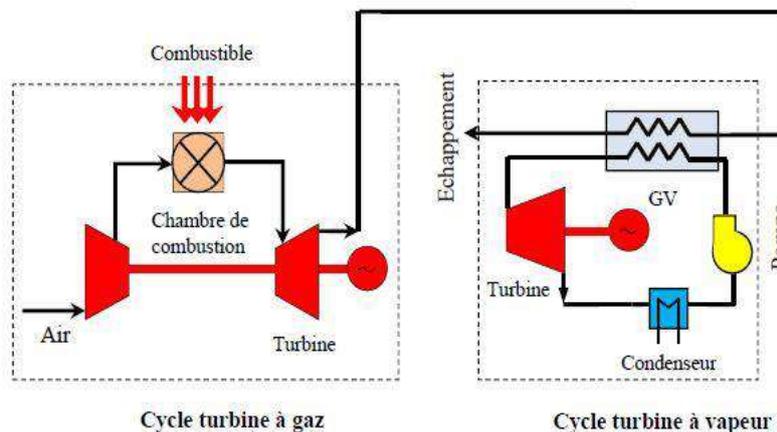


Figure II.11 : Cycle combiné [16].

2.1.5 Système de refroidissement pour la centrale solaire à concentration

Le système de réfrigération est chargé de condenser le fluide de travail dans un cycle de vapeur Rankine afin d'extraire l'excès de chaleur. Ceci est essentiel car le groupe de pompage vers lequel le liquide du cycle sera dirigé après le condenseur, ne peut pas fonctionner avec des gaz, en raison de leur densité plus faible. Pour cette raison, il est crucial de s'assurer que

tout le fluide de travail est à l'état liquide à la sortie du système de refroidissement [22]. Il y a trois types de systèmes de refroidissement :

2.1.5.1 Refroidissement à passage unique

Le refroidissement à passage unique consiste à la condensation de la vapeur sortant de la turbine (vapeur d'échappement) en échangeant de la chaleur avec de l'eau de mer froide. Après l'échange, l'eau de mer chaude est renvoyée vers l'environnement [35].

2.1.5.2 Tour de refroidissement humide

Dans une tour de refroidissement par voie humide (figure II.12), la vapeur d'échappement chaude de la turbine est condensée dans un condenseur par l'eau froide pompée depuis le bas de la tour de refroidissement. Après l'échange de chaleur entre la vapeur d'échappement chaude (de la turbine) et l'eau froide (de la tour de refroidissement), l'eau froide acquiert de la chaleur et devient chaude tandis que la vapeur d'échappement se condense. Dans le matériau de remplissage, l'air en mouvement entre en contact direct avec l'eau chaude et évacue la chaleur, ce qui refroidit l'eau chaude. L'eau refroidie est ensuite collectée dans un bassin d'eau froide sous le remblai à partir duquel elle est pompée vers le condenseur [22, 35, 36].

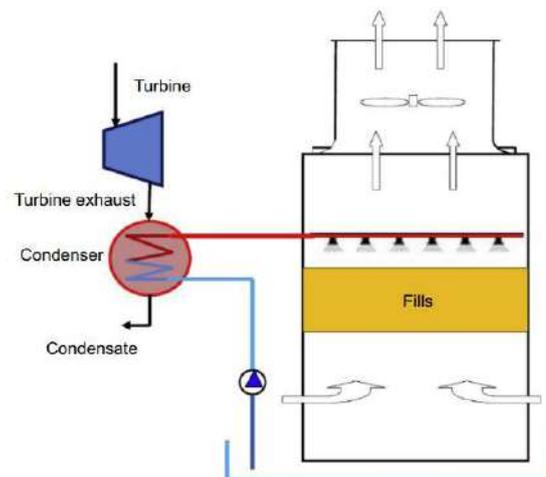


Figure II.12 : Schéma d'une tour de refroidissement humide [36].

2.1.5.3 Tour de refroidissement à sec

Dans une tour de refroidissement à sec (figure II.13), la vapeur d'échappement de la turbine est condensée directement à travers un condenseur refroidi par air (système de refroidissement en l'absence d'eau). La vapeur d'échappement circule à l'intérieur des tubes de l'ACC (air-cooled condenser) et est condensée en transférant la chaleur à l'air circulant à l'extérieur de la surface de l'échangeur de chaleur [22, 35, 36].

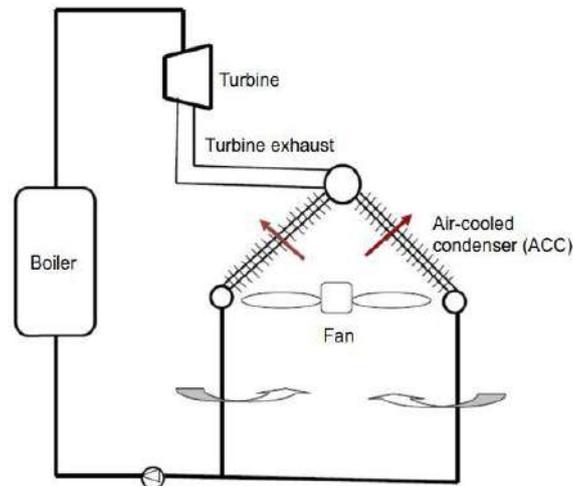


Figure II.13 : Schéma d'une tour de refroidissement à sec [36].

2.2 Différentes technologies de centrales à tour

Il existe quatre technologies principalement définies par le fluide de caloporteur :

2.2.1 Systèmes à caloporteur sels fondus

L'avantage de cette tour solaire est la possibilité de coupler le système de concentration d'énergie solaire à un système de stockage sous forme de chaleur (figure II.14), et Les sels fondus ont l'avantage de ne pas être excessivement chers et de combiner un bon transfert thermique, et température de fonctionnement élevée [37].

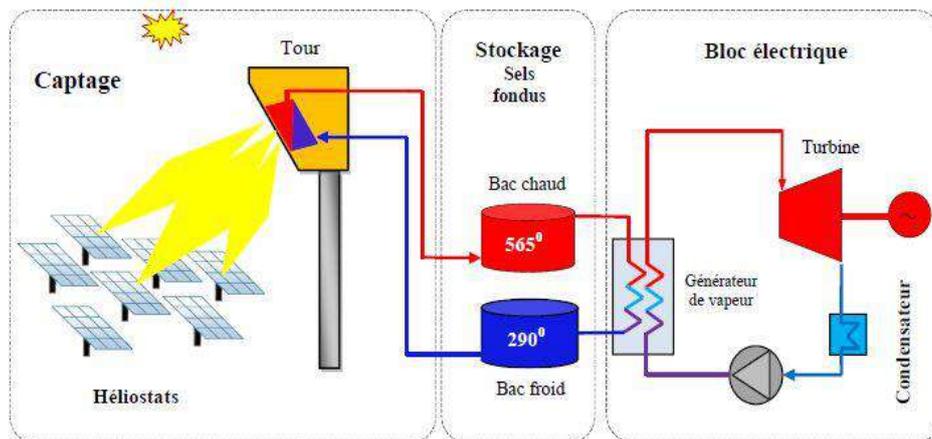


Figure II.14 : Systèmes à caloporteur sels fondus [16].

2.2.2 Systèmes à caloporteur eau-vapeur

Le fluide caloporteur eau-vapeur peut être utilisé directement dans le cycle thermodynamique de la turbine (cycle de Rankine). Cela évite une étape supplémentaire d'échange de chaleur et réduit ainsi les coûts d'investissement et augmente légèrement le rendement global (figure II.15) [37].

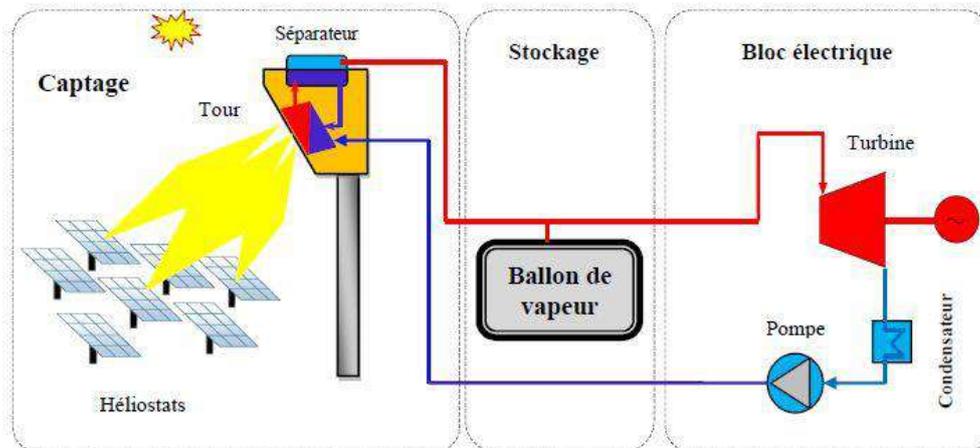


Figure II.15 : Systèmes à caloporteur eau-vapeur [16].

2.2.3 Systèmes à caloporteur air atmosphérique

l'air atmosphérique est aspiré à travers un récepteur volumétrique poreux (treillis métallique ou céramique) et chauffé jusqu'à environ 700°C pour alimenter un système de stockage thermique où la vapeur circule grâce à un échangeur de chaleur (figure II.16), puis l'air en sortie de l'échangeur est véhiculé à l'avant de l'entrée du récepteur pour minimiser les pertes de chaleur, s'il est intégré dans un système de stockage thermique [37].

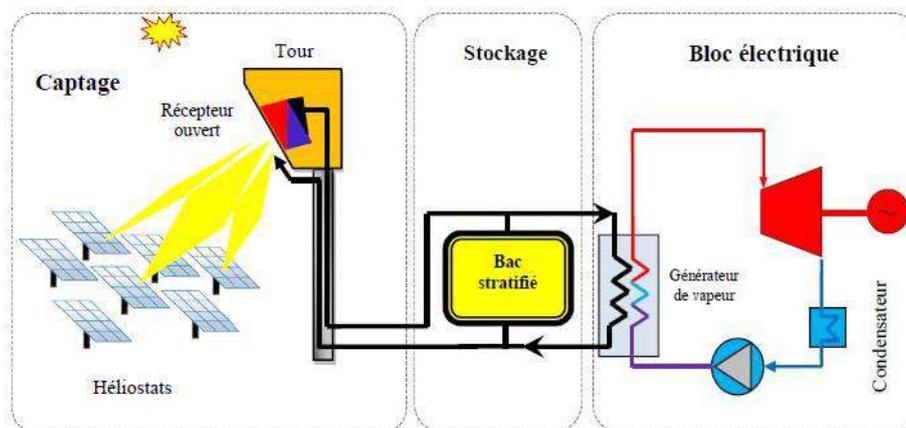


Figure II.16 : Systèmes à caloporteur air atmosphérique [16].

2.2.4 Systèmes à caloporteur air pressurisé

Cette technologie utilise l'air comprimé comme fluide caloporteur et comme fluide de travail du cycle (figure II.17), L'air pressurisé est réchauffé par le compresseur dans le récepteur volumétrique permettant d'atteindre des températures élevées, supérieures à 1000°C [3].

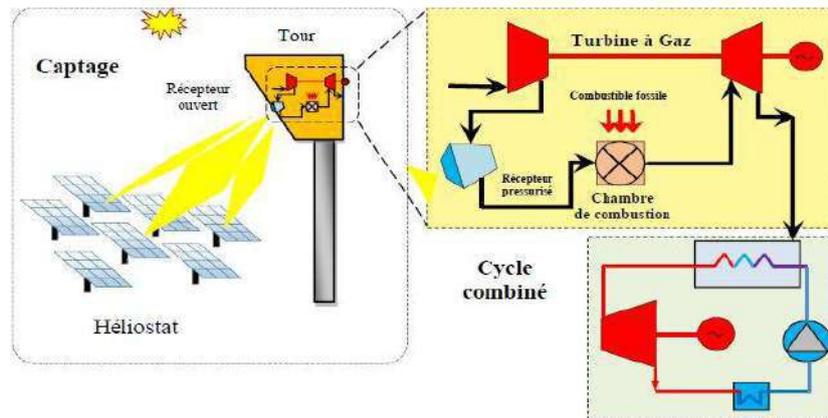


Figure II.17 : Systèmes à caloporteur air pressurisé [16].

2.3 Facteurs d'influence sur la centrale solaire à tour

Il existe un certain nombre de facteurs dans une centrale solaire à tour qui réduisent son efficacité [33].

2.3.1 Performances sur le terrain de l'héliostat

Également appelée performance optique et représente le rapport entre l'énergie nette captée par le concentrateur et l'énergie totale rayonnée par le soleil. Les pertes qui affectent lesdites performances optiques peuvent être réparties comme suit : [20, 31]

- Pertes géométriques.
- Pertes d'atténuation atmosphériques.
- Perte de réflectivité.
- Déversement.

2.3.1.1 Pertes géométriques

Ces pertes sont dues à la disposition géométrique des héliostats autour de la tour. Ils sont déterminés par les facteurs suivants : [20, 31]

a) Facteur cosinus

C'est le facteur qui a le plus de poids dans la conception d'un champ d'héliostat et son optimisation est essentielle pour augmenter la puissance atteinte dans le récepteur. L'effet cosinus est une conséquence de la position du soleil et de l'orientation de l'héliostat [33].

Ce facteur quantifie les pertes causées par l'inclinaison de l'héliostat par rapport à la trajectoire des rayons solaires. Les pertes attribuables au facteur cosinus sont proportionnelles au cosinus de l'angle formé par la normale à la surface réfléchissante de l'héliostat avec la direction d'incidence du rayonnement direct (figure II.18). Ces pertes représentent en moyenne 20% de la puissance réfléchiée par le champ héliostatique et sont les plus importantes qui se produisent dans le champ solaire [20].

Plus l'angle d'incidence est faible, la zone de réflexion utile des héliostats est grande, le facteur cosinus est faible, et permettra donc de donner une plus les performances sont élevées [20, 33].

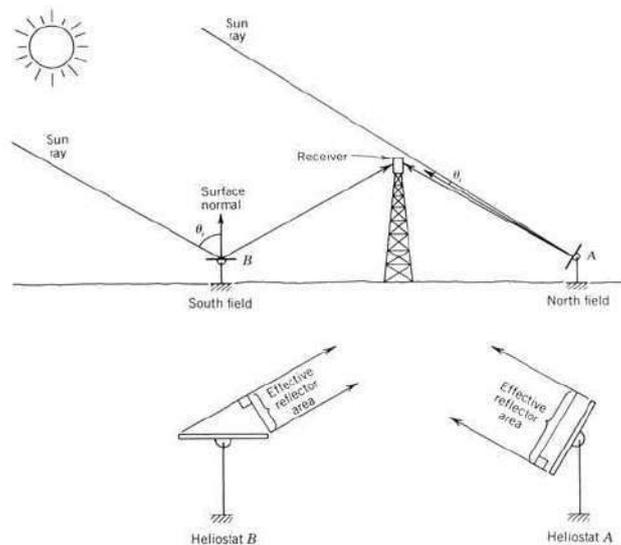


Figure II.18 : L'effet du cosinus sur les rayons réfléchis dans l'héliostat (A nord) et (B Sud) [21, 38].

Cet angle a une grande influence sur la conception de l'aménagement de l'usine. Ainsi, dans les centrales solaires situées dans l'hémisphère nord, il conviendra de placer un plus grand nombre d'héliostats au nord de la tour en raison de la réduction des pertes dues à cet effet. Dans l'hémisphère sud, les héliostats devraient être plus au sud de la tour [33].

Dans les endroits de la Terre où la latitude est faible, un champ circulaire conviendra, tandis que si les latitudes sont plus élevées, il sera préférable que le champ soit construit dans une seule direction en raison de la grande valeur de l'effet cosinus que les héliostats qui sont plus proches de la latitude qu'aurait la ligne Equateur [33].

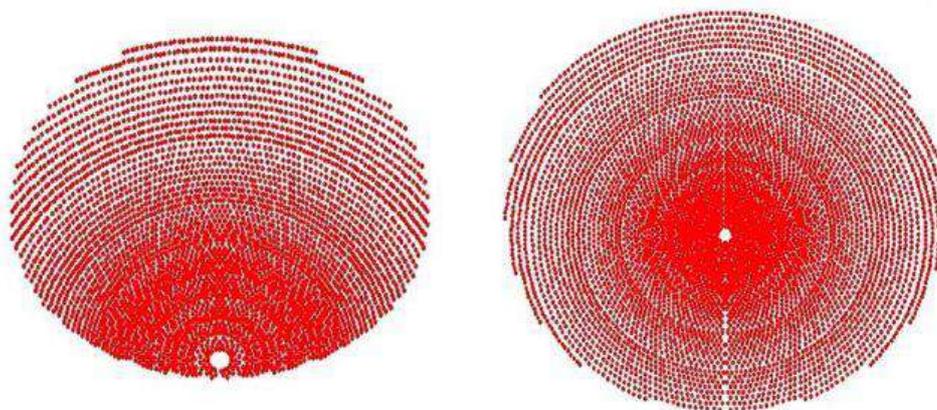


Figure II.19 : Distribution du champ Héliostat : Nord et Circulaire [32].

b) Pertes d'ombre

Rayons de soleil qui n'atteignent pas un héliostat parce qu'un autre héliostat les intercepte sur leur chemin et l'ombre projetée par la tour et tout autre élément sur les héliostats (figure II.20), ce sont des pertes qui varient au cours de la journée et qui dépendent de la disposition du champ héliostatique [20, 31, 33].

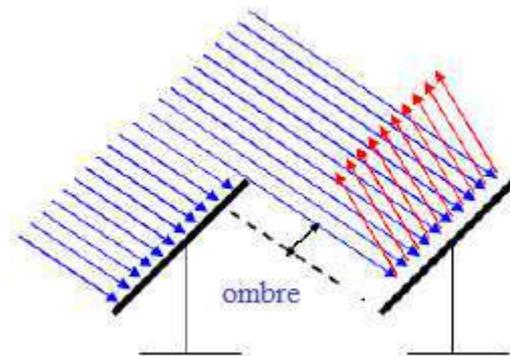


Figure II.20 : Pertes d'ombre [29, 34].

c) Pertes de blocage

Ce facteur quantifie la fraction du rayonnement solaire réfléchi par les héliostats qui est bloquée par d'autres héliostats et n'atteint donc pas le récepteur situé au sommet de la tour (figure II.21) [20, 31, 33, 39].

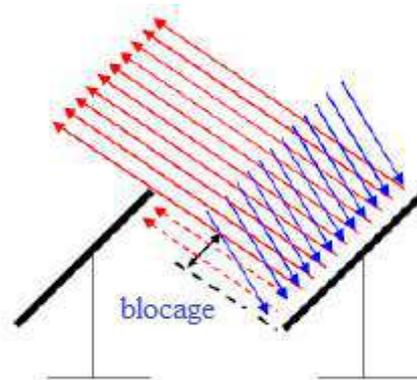


Figure II.21 : Pertes de blocage [29, 34].

2.3.1.2 Pertes d'atténuation atmosphérique

Le champ héliostatique d'une centrale électrique couvre une grande surface. Les héliostats les plus éloignés de la tour peuvent être situés à une grande distance de celle-ci. Le rayonnement solaire réfléchi par l'héliostat subit une atténuation due aux processus d'absorption et de diffusion sur son chemin entre la surface réfléchissante et le récepteur (figure II.22). Cette atténuation dépend des conditions atmosphériques au niveau de la surface et sera d'autant plus grande que la distance parcourue par le rayonnement réfléchi sera grande [20, 31, 33].

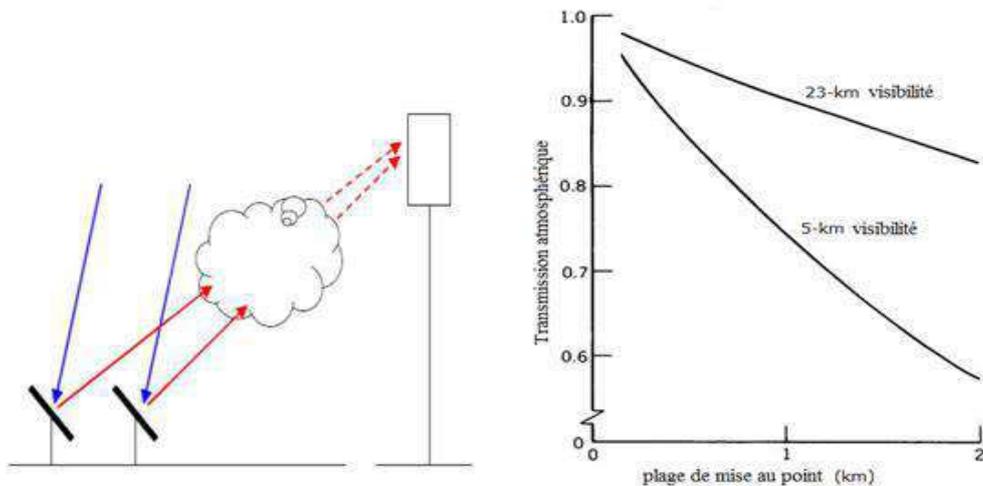


Figure II.22 : Atténuation atmosphérique [33, 39]

2.3.1.3 Pertes de réflectivité

Tous les rayonnements solaires tombant sur la surface réfléchissante de l'héliostat ne sont pas reflétés car une partie de ce rayonnement est absorbée par ladite surface. Le rapport du rayonnement incident au rayonnement réfléchi est appelé réflectivité et dépend de la longueur d'onde du rayonnement incident et du matériau utilisé comme surface réfléchissante. La réflectivité dépend également de facteurs dépendant de l'environnement tels que la quantité de poussière qui peut se déposer et des pluies [20, 31].

2.3.1.4 Déversement (Interception)

Ce sont les pertes produites lorsque les rayons solaires réfléchis par les héliostats ne sont pas interceptés par le récepteur. Ils sont dus à des erreurs de surface d'héliostat (figure II.23), à la diffusion de la lumière, à une mauvaise conception, à une défaillance du système de suivi et à la géométrie du récepteur [20, 33, 39].

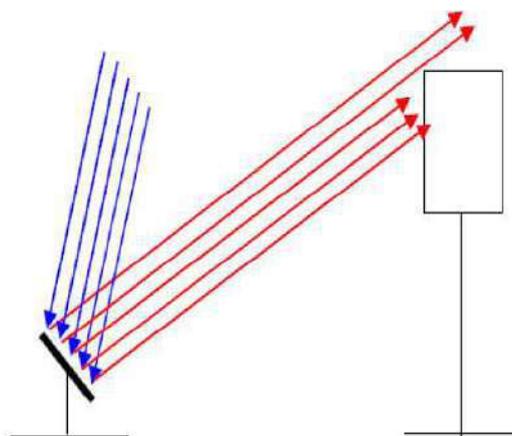


Figure II.23 : Déversement [33].

2.3.2 Performances du récepteur

La performance instantanée du récepteur est déterminée par le quotient entre la puissance thermique qui l'affecte et la puissance thermique fournie au fluide caloporteur, la valeur moyenne annuelle de cette performance est proche de 90 % [20, 31]. Les principales pertes dans le récepteur sont :

2.3.2.1 Pertes par rayonnement

Les pertes par rayonnement peuvent être décomposées en pertes par réflexion, qui dépendent de l'absorptivité de la surface réfléchissante où la fraction non absorbée sera réfléchie vers l'extérieur. Et des pertes d'émission, qui dépendent de la température et de l'émissivité de la surface absorbante [20, 31].

2.3.2.2 Pertes par convection

Les pertes par convection sont les pertes de la surface absorbante vers l'air ambiant. Ils sont proportionnels à la différence de température entre la surface absorbante et l'environnement [20, 31].

2.3.2.3 Pertes par conduction

Ces pertes se produisent de l'absorbeur vers les éléments structuraux et auxiliaires en contact avec le récepteur. Également proportionnel à la différence de température entre l'absorbeur et ces éléments [20, 31].

2.3.3 Pertes par conversion énergétique

Aux pertes liées au champ solaire s'ajoutent les pertes liées au système de conversion d'énergie thermique en énergie électrique. Ces pertes comprennent celles produites dans les générateurs de vapeur, les échangeurs de chaleur, la turbine, l'alternateur, etc. et l'autoconsommation qui l'énergie électrique pour le fonctionnement de la centrale. De toute la puissance thermique captée par le champ héliostat, seuls 15 à 20 % sont transformés en puissance électrique, le reste étant dissipé dans l'environnement [20, 31].

2.4 Modélisation dimensionnelle d'une centrale solaire à tour

Le champ d'héliostat circulaire ayant une disposition radiale décalée est adopté pour la centrale solaire à tour proposée car cette configuration est plus courante dans les centrales électriques à l'échelle commerciale existantes et elle a une meilleure efficacité optique. Les héliostats de cette disposition sont disposés pour entourer la tour en cercles de différentes distances radiales. La figure II.24 montre les Distances radiale et azimutale des héliostats adjacents [40].

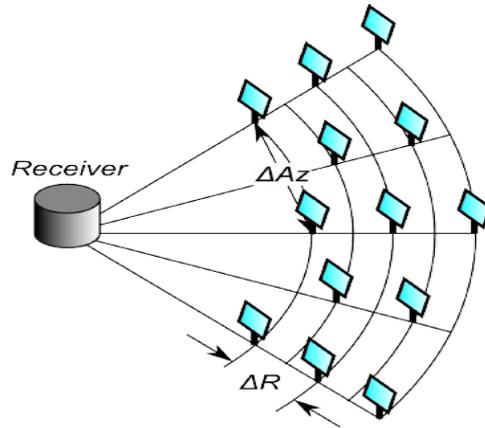


Figure II.24 : Distances radiale et azimuthale des héliostats adjacents [38, 40].

La figure II.25 montre que les héliostats sont répartis en couronnes concentriques autour de la tour. La première rangée d'héliostats est située à une distance R_1 du centre du champ solaire, où se trouve la tour. Pour assurer une utilisation maximale du terrain, dans cette première rangée les héliostats sont placés juxtaposés, en tenant toujours compte de la distance de sécurité entre eux [20].

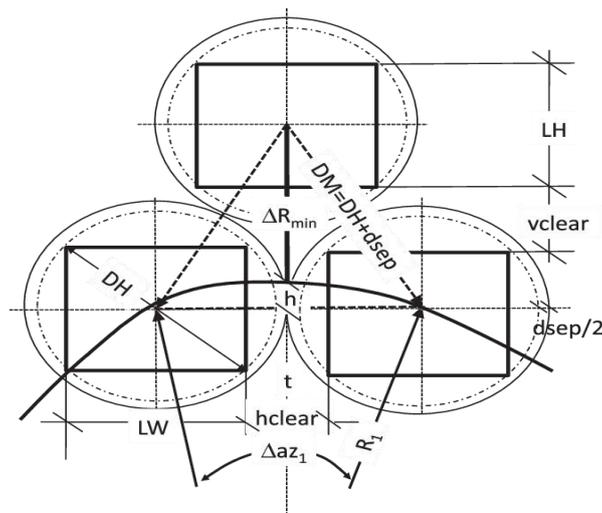


Figure II.25 : Paramètres définissant la disposition du champ [38].

On appelle Δaz_1 angle d'azimut l'angle formé par les deux droites passant par le point central du champ héliostat où se trouve la tour [38].

$$\Delta az_1 = 2 \sin^{-1} \left(\frac{DM}{2R_1} \right) \quad (\text{II.1})$$

L'augmentation minimale du rayon entre les lignes consécutives s'obtient comme suit : [20, 38]

$$\Delta R_{\min} = DM \times \cos 30^\circ \quad (\text{II.2})$$

Où DM est la distance horizontale entre les héliostats (dsep) et ajoutée à la longueur diagonale de l'héliostat (DH). Il est donné comme suit : [38]

$$DM = DH + dsep \quad (II.3)$$

R_1 peut être déterminé par : [38]

$$R_1 = N_{h1} \left(\frac{DM}{2\pi} \right) \quad (II.4)$$

Où N_{h1} est le nombre d'héliostats dans la première ligne. Il est calculé comme suit : [20]

$$N_{h1} = \frac{2\pi \times R_1}{\Delta az_1} \quad (II.5)$$

Pour les lignes suivantes, l'expression suivante est utilisée : [20]

$$N_{hi} = \frac{2\pi \times R_i}{\Delta az_i} \quad (II.6)$$

Au fur et à mesure que les rangées consécutives augmentent, la distance entre les héliostats s'élargit jusqu'à ce qu'elle devienne finalement supérieure à DM. À ce stade, une nouvelle zone est créée dans laquelle la génération de mise en page est relancée. Dans la nouvelle zone, le rayon peut être calculé par : [38]

$$R_i = 2^{i-1} \left(\frac{DM}{\Delta az_1} \right) \quad (II.7)$$

L'espacement des angles d'azimut dans la zone de champ (i) peut être déterminé par : [38]

$$\Delta az_i = \left(\frac{\Delta az_1}{2^{i-1}} \right) \quad (II.8)$$

3 Conclusion

Ce chapitre a donné une prévision précise de l'intensité du rayonnement solaire permettant de répondre à la question de l'amélioration et l'évaluation des performances des systèmes d'énergie solaire dans une zone particulière. En effet, connaître la disponibilité du rayonnement solaire global à la surface de la Terre est le rôle le plus important pour l'échelle de la conception et la performance des systèmes d'énergie renouvelable.

Chapitre III :

Calcul de productivité énergétique de la centrale solaire à tour

1 Introduction

Afin de tirer le meilleur parti de cette ressource et pour le bon dimensionnement des installations solaires, il était nécessaire de donner dans ce chapitre une idée générale sur les coordonnées célestes ainsi que le rayonnement solaire en plus des performances de la station solaire.

2 Mouvement de la terre autour du soleil

La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique avec une période de 365.25 jours et à une vitesse proche de 108 000 km/h. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique (figure III.1) [7]. Cette rotation se traduit par des solstices et des équinoxes:

Les équinoxes sont deux fois dans l'année où les rayons du soleil sont à l'équateur : sa déclinaison est nulle, et les durées de la nuit et du jour sont égales (le printemps 21 mars et l'automne 21 septembre) [7].

Le solstice d'été (21 juin) est la période que la terre est à 152 million de km plus loin du soleil et où le jour est plus long que la nuit au cours de l'année. **Le solstice d'hiver** (21 décembre) est la période où la terre est à 147 million de km plus proche du soleil et où le jour est plus court que la nuit au cours de l'année. La terre tourne une fois toutes les 24 heures sur elle-même. Son axe de rotation (l'axe des pôles) est fixe dans l'espace, elle forme un angle avec la normale au plan de l'écliptique = $23^{\circ} 45'$ [15, 17].

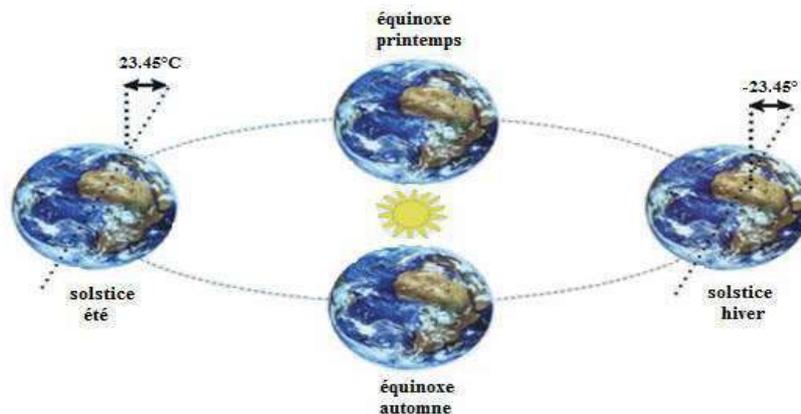


Figure III.1 : Mouvement de la terre autour du soleil [41].

3 Angles solaires

3.1 Coordonnées géographiques terrestres

Tout point de la surface de la Terre peut être déterminé par ces coordonnées (Figure III.2) [17, 41] :

- **La latitude (ϕ)** : est l'angle formé par le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre à un endroit précis ; elle est comprise entre 0 et 90° de l'équateur aux pôles, positivement nord et négativement sud.

- **La longitude (L) :** La longitude d'un lieu particulier est l'angle formé entre son méridien et le méridien d'origine ; D'ouest en est, elle varie de -180° à $+180^\circ$.

- **L'altitude (Z) :** C'est l'altitude d'un point à la distance verticale entre ce point et une surface de référence (le niveau de la mer), mesurée en mètre.

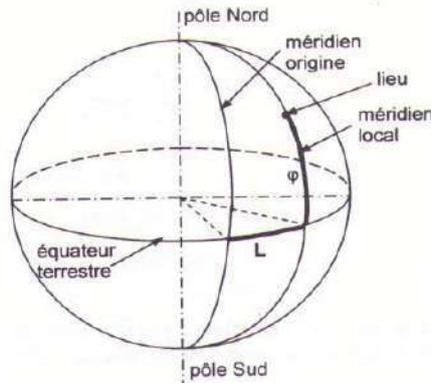


Figure III.2 : Coordonnées géographiques d'un lieu donné [7].

3.2 Coordonnées horaires

Les coordonnées horaires sont liées au moment de l'observation et n'ont rien à voir avec la place d'un observateur sur la terre. Leur plan de référence est le plan équatorial [12, 15]. Il existe deux coordonnées temporelles différentes :

- **Déclinaison du soleil (δ_s)**

La déclinaison est l'angle formé par la projection du soleil sur le plan équatorial (figure III.3), cet angle se change avec les saisons : [12, 17]

$$\delta_s = 23.45 \sin\left(360 \times \frac{284+nj}{365}\right) \quad (\text{III.1})$$

nj : est nombre du jour de l'année à partir du 1er janvier.

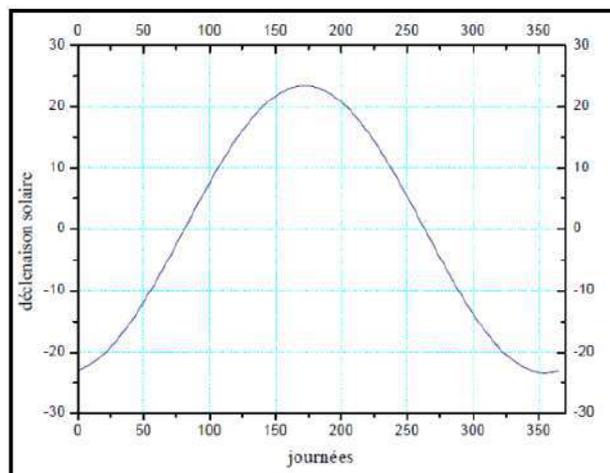


Figure III.3 : La déclinaison solaire en fonction du jour [41].

La déclinaison solaire varie de 23.45° au solstice d'été à -23.45° au solstice d'hiver et lui-même est nulle aux équinoxes, et cette variation entraîne des variations de la hauteur du soleil pour un même site [12, 41].

- **Angle horaire (ω)**

C'est l'angle produit par le plan méridien local et qui traverse la direction du soleil, et il correspond au déplacement angulaire du soleil vers l'est ou l'ouest du plan méridien local, il monte de 15° toutes les heures, et il établit l'heure solaire réelle ; il est donné par :

$$\omega = 15^\circ (TSV - 12) \quad (III.2)$$

TSV : le temps solaire vrai en heure.

La formule (III.4) ne s'applique pas aux heures de lever et de coucher du soleil. L'angle du soleil peut être déterminé au lever et au coucher du soleil à n'importe quelle date. Il donnée par l'équation suivante [16] :

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \delta_s \tan \varphi) \quad (III.3)$$

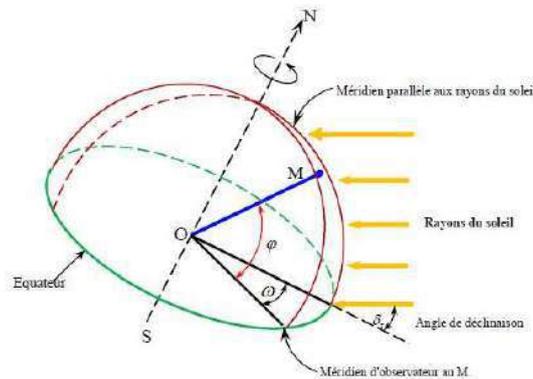


Figure III.4 : Coordonnées horaires [16].

3.3 Temps solaire [12, 17] :

- **Temps solaire vrai (TSV) :** l'angle horaire entre le plan méridien traversant le centre du soleil et le méridien du lieu considéré sous la forme suivante :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (III.4)$$

- **Temps solaire moyen (TSM) :**

$$TSV - TSM = ET \quad (III.5)$$

ET : est l'équation du temps, qui est une correction de TSV par rapport à TSM.

$$ET = 9.87 \times \sin(2 \times \beta) - 7.53 \times \cos(\beta) - 1.5 \times \sin(\beta) \quad (III.6)$$

$$\beta = (nj - 81) \times \frac{360}{365} \quad (III.7)$$

- **Temps solaire universel (TU) :**

$$TU = TSM - \frac{L}{15} \quad (\text{III.8})$$

L : est la longitude.

L > 0 : pour les villes à l'est de Greenwich.

L < 0 : pour les villes à l'ouest de Greenwich.

TU = TSM : pour le méridien de Greenwich.

- **Temps légal (TL) :**

$$TL = TU + \Delta H \quad (\text{III.9})$$

ΔH : la différence horaire entre le méridien Greenwich et la zone d'étude.

3.4 Coordonnées horizontales

La position du soleil en coordonnées horizontales peut être décrite tout au long de l'année par les angles (figure III.5) : hauteur (h), angle d'azimut (y_s) et angle zénithal (i_z) [12, 15, 17].

- **La hauteur du soleil (h) :**

C'est l'angle produit par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Il a une valeur de 0° au coucher ou au lever du soleil et un maximum de 90° lorsque le soleil est au zénith.

Elle fluctue au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ_s de l'angle horaire ω et de la latitude φ . Il est donné par la formule suivante :

$$\sin (h) = \sin (\varphi) \sin (\delta_s) + \cos (\varphi) \cos (\delta_s) \cos (\omega) \quad (\text{III.10})$$

$$h = \sin^{-1} [\sin (\varphi) \sin (\delta_s) + \cos (\varphi) \cos (\delta_s) \cos (\omega)] \quad (\text{III.11})$$

- **L'angle d'azimut (y_s) :**

C'est l'angle produit par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud ou nord. Elle est mesurée de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° de sud à ouest. Il est donné par la formule suivante :

$$\sin y_s = \frac{\sin \omega * \cos \delta_s}{\cos h} \quad (\text{III.12})$$

$$y_s = \sin^{-1} \left(\frac{\sin \omega * \cos \delta_s}{\cos h} \right) \quad (\text{III.13})$$

- **Angle zénithale (i_z) :**

L'angle produit par le zénith local et la ligne reliant l'observateur et le soleil (figure III.5). Il varie de 0° à 90°. Cet angle est obtenu par la relation suivante :

$$\cos i_z = \cos(\delta_s) \cos(\omega) \cos(\varphi) + \sin(\delta_s) \sin(\varphi) \quad (\text{III.14})$$

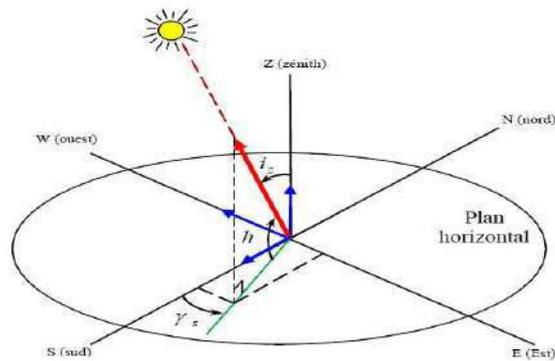


Figure III.5 : Coordonnées horizontales [16].

- **Angle incidence (i) :**

C'est l'angle formé entre la normale du plan et la ligne du rayon solaire (figure III.6).

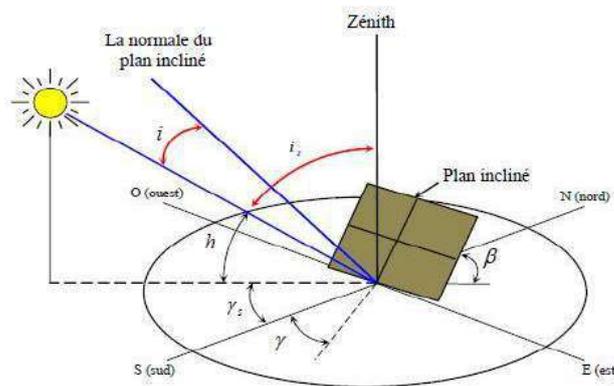


Figure III.6 : Angle d'incidence sur un plan incliné [16].

Les modes de poursuite solaire : [42]

Suivi complet :

$$\cos i = 1$$

Axe du collecteur dans l'axe N-S suivi polaire E-W :

$$\cos i = \cos \delta_s$$

Axe du collecteur dans l'axe N-S suivi horizontal N-S :

$$\cos i = \sqrt{\sin^2 i_z + \cos^2 \delta_s \times \sin^2 \omega}$$

Axe du collecteur dans l'axe E-W suivi horizontal N-S :

$$\cos i = \sqrt{1 - \cos^2 \delta_s \times \sin^2 \omega}$$

4 Rayonnement solaire au niveau de la terre

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique se propageant sous la forme d'ondes électromagnétiques à l'extérieur de l'atmosphère terrestre (figure III.7), avec une partie de la pièce étant reflétée à l'extérieur de l'atmosphère et une pièce est absorbée par l'air et la vapeur de l'eau, certaines d'entre elles sont distribuées dans l'atmosphère terrestre [15, 16].

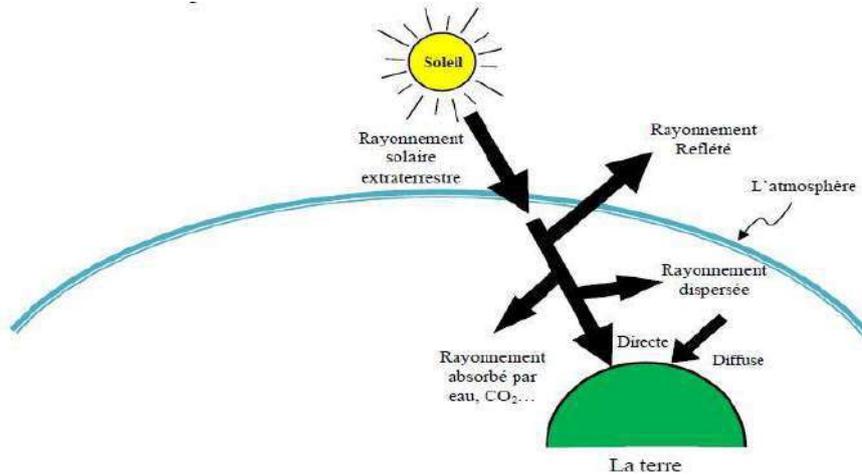


Figure III.7 : Distribution du rayonnement solaire [16].

Le rayonnement solaire extraterrestre sur une surface horizontale est déterminé comme suit : [16, 43]

$$G_0 = \frac{24 \times 3600 \times G_{sc}}{\pi} \times G_t \left[\cos \varphi \cos \delta_s \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta_s \right] \quad (\text{III.15})$$

$$G_t = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 \times n_j}{365} \right) \quad (\text{III.16})$$

G_{sc} : la valeur moyenne de la constante solaire (1367 W/m^2)

4.1 Composants du rayonnement solaire

Il existe quatre types de rayonnement solaire [16, 17, 44, 45] :

- **Rayonnement direct**

Le rayonnement solaire direct est défini comme le rayonnement du disque solaire seul, et ce type de rayonnement est utilisé dans les systèmes CSP. L'éclairement solaire direct horaire moyen mensuel sur une surface horizontale est donné par :

$$I_{b,h} = I_{g,h} - I_{d,h} \quad (\text{III.17})$$

L'irradiation solaire directe horaire moyenne mensuelle sur une surface inclinée et orientée est donnée par :

$$I_d = I_{b,h} \times \frac{\cos i}{\cos i_z} \quad (\text{III.18})$$

L'éclairement solaire direct quotidien intercepté par l'ouverture du concentrateur est donné par :

$$H_t = \sum_{j=1}^{24} I_d(j) \times \Delta t \quad (\text{III.19})$$

Où j est le pas de temps, avec $\Delta t = 1$ h.

- **Rayonnement diffus**

Le rayonnement diffus est le rayonnement qui provient de tous les éléments qui obstruent le soleil (nuages et bâtiments) et provient de toutes les directions.

La moyenne horaire mensuelle du rayonnement diffus sur une surface horizontale est déterminée comme suit :

$$I_{d,h} = r_d \times G_d \quad (\text{III.20})$$

$$r_d = \pi/24 \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cos \omega_s} \right) \quad (\text{III.21})$$

$$G_d = \left(0.337 - 0.068 \left(\frac{G_g}{G_0} \right) + 0.025 \left(\frac{G_g}{G_0} \right)^2 - 0.002 \left(\frac{G_g}{G_0} \right)^3 \right) \times G_g \quad (\text{III.22})$$

- **Rayonnement réfléchi (l'albédo)**

C'est le rayonnement réfléchi par le sol ou par des objets à sa surface (tableau III.1). Cela peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

Tableau III.1 : Valeurs typiques de l'albédo du sol [16].

Surface	Valeur
Corps noir	0
La mer en été	0.05
Vitres	0.10
La mer en hiver	0.12
Forêts	0.15
Gravier	0.22
Sol cimenté	0.25
Déserts et plages	0.30
Sol couvert de neige	0.80

• **Rayonnement global**

C'est la somme du rayonnement (direct, diffus, réfléchi). Il est utilisé pour fonctionner les panneaux solaires PV (figure III.8).

La moyenne horaire mensuelle du rayonnement global sur une surface horizontale est déterminée comme suit :

$$I_{g,h} = r_t \times G_g \tag{III.23}$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} \times (a + b \times \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cos \omega_s} \right) \tag{III.24}$$

$$G_g = \left(0.57089 + 0.01028 \left(\frac{S}{S_0} \right) - 0.00005 \left(\frac{S}{S_0} \right)^2 \right) \times G_0 \tag{III.25}$$

Où :

$$a = 0.4090 - 0.5016 \times \sin(\omega_s + 1.047) \tag{III.26}$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \times \sin(\omega_s + 1.047) \tag{III.27}$$

$$S_0 = \frac{2\omega_s}{15} \tag{III.28}$$

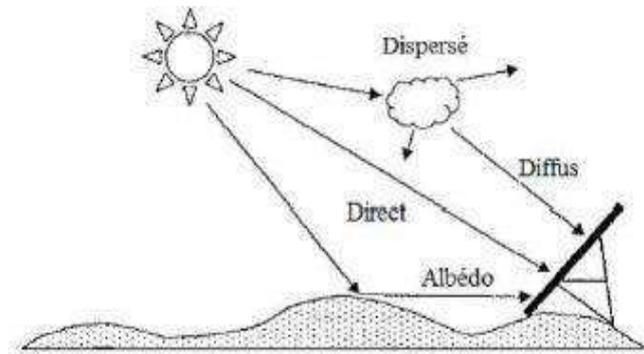


Figure III.8 : Composants du rayonnement solaire [17].

5 Performance de centrale solaire à tour

5.1 Champ d'héliostat

La taille du champ de l'héliostat influe sur les performances optiques et dépend de la puissance et de la température souhaitées du fluide caloporteur en sortie. L'énergie thermique incidente totale est donnée par l'équation suivante : [46, 47]

$$\dot{Q}_{inc} = I_d \times A_h \times N_h \times \eta_{champ} \tag{III.29}$$

Où I_d est l'irradiation normale directe, A_h est la surface de l'héliostat et N_h est le numéro de l'héliostat.

L'efficacité du champ d'héliostat (η_{champ}) est calculée en tenant compte des pertes dues à différents effets (cosinus, l'ombrage, blocage, l'atténuation atmosphérique, l'interception, réflectivité) et elle est donnée par l'équation suivante [38, 46, 47] :

$$\eta_{champ} = \eta_{cos} \times \eta_{omb} \times \eta_{bloc} \times \eta_{att} \times \eta_{int} \times \eta_{réf} \quad (III.30)$$

Avec :

- η_{cos} est l'efficacité cosinus d'un héliostat et est égale au cosinus de l'angle d'incidence (i) du rayonnement direct par rapport au centre de l'héliostat et est donnée comme suit : [27, 38]

$$\eta_{cos} = \cos i = \frac{\sqrt{2}}{2} (\sin h \times \cos \lambda - \cos(\theta - \gamma_s) \sin \lambda + 1)^{0.5} \quad (III.31)$$

- η_{omb} est l'efficacité d'ombrage et est calculée comme suit : [27]

$$\eta_{omb} = \frac{A_h - A_{omb}}{A_h} \quad (III.32)$$

A_h : Surface de l'héliostat.

A_{omb} : Surface ombrée de l'héliostat.

- η_{bloc} est l'efficacité de blocage et est calculée comme suivant : [27]

$$\eta_{bloc} = \frac{A_h - A_{bloc}}{A_h} \quad (III.33)$$

A_{bloc} : Surface bloquée de l'héliostat.

- η_{att} est l'efficacité d'atténuation atmosphérique et peut être obtenue comme suivant : [27, 38]

$$\eta_{att} = 0.99321 - 0.0001176D + 1.97 \times 10^{-8}D^2 \quad D \leq 1000 \text{ m} \quad (III.34)$$

$$\eta_{att} = \exp(-0.0001106D) \quad D > 1000 \text{ m} \quad (III.35)$$

Où : D est la distance héliostat-récepteur.

- η_{int} est l'efficacité d'interception et est calculée comme suivant : [27, 38]

$$\eta_{int} = \frac{1}{2\pi\delta_{tot}^2} \iint_{x,y} \exp\left(-\frac{x^2+y^2}{2\delta_{tot}^2}\right) dy dx \quad (III.36)$$

Où δ_{tot} est la dispersion totale de la distribution des flux et elle peut être calculée comme suivant :

$$\delta_{tot} = \sqrt{D^2(\delta_{sun}^2 + \delta_{dq}^2 + \delta_{ast}^2 + \delta_{track}^2)} \quad (III.37)$$

Où : δ_{sun} , δ_{dq} , δ_{ast} , δ_{track} sont les écarts-types dus à l'erreur de forme du soleil, erreurs de la qualité du faisceau, effet astigmatique et erreur de suivi.

- η_{ref} est due à la conception elle-même qui a également des pertes d'énergie. Les surfaces du miroir de l'héliostat reflètent la majeure partie de l'énergie solaire ou de la lumière du soleil, mais elles absorbent également une partie de l'énergie. Une valeur standard pour la réflectivité de l'héliostat est de 0,88, ce qui signifie que 88 % de l'énergie solaire est réfléchi vers le récepteur [48].

5.2 Récepteur

Le récepteur collecte l'énergie solaire réfléchi par les héliostats et la transfère au fluide caloporteur. Le flux de chaleur du récepteur peut être exprimé par l'équation suivante : [49, 50]

$$\dot{Q}_{FTC} = \dot{q}_{inc} - (\dot{q}_{conv} + \dot{q}_{rad} + \dot{q}_{ref}) \quad (III.38)$$

Où \dot{Q}_{FTC} est le flux de chaleur absorbé par le fluide caloporteur, \dot{q}_{conv} est la perte de flux de chaleur par convection, \dot{q}_{rad} est la perte de flux de chaleur radiante et \dot{q}_{ref} est la perte de flux de réflexion.

L'énergie absorbée par le fluide caloporteur (\dot{Q}_{FTC}) est donnée par l'équation suivante :

$$\dot{Q}_{FTC} = \dot{m}_{FTC} \times C_{FTC} (T_{FTC(sortie)} - T_{FTC(entrée)}) = US_i \times (T_{st} - T_{FTC(entrée)}) \quad (III.39)$$

Avec :

$$US_i = \frac{1}{R_{cond} + R_{conv}} \quad (III.40)$$

$$R_{cond} = \frac{\ln\left(\frac{D_{et}}{D_{it}}\right)}{2 \times \pi \times L_t \times K_t \times N_t} \quad (III.41)$$

$$R_{conv} = \frac{2}{\pi \times h_{FTC} \times L_t \times K_t \times N_t} \quad (III.42)$$

Les pertes par convection sont exprimées par l'équation suivante :

$$\dot{q}_{conv} = h_{conv} \times D_{et} \times L_t \times N_t \times (T_{st} - T_{amb}) \quad (III.43)$$

Le flux de radiation incident sur chaque panneau avec un point de repère azimutal et des multiples points de repères verticaux est donné par :

$$\dot{q}_{inc} = P_{champ} \times D_{et} \times L_t \times N_t \quad (III.44)$$

P_{champ} : est déterminé en utilisant la distribution de flux simulée.

Le flux de réflexion, elle est donnée par :

$$\dot{q}_{ref} = (1 - \alpha) \times P_{champ} \times D_{et} \times N_t \times L_t \quad (III.45)$$

Le flux de chaleur radiante est calculé comme suit :

$$\dot{q}_{rad} = \sigma \times \varepsilon \times \pi \times \frac{D_{et}}{2} \times F_t \times N_t \times L_t (T_{st}^4 - T_{amb}^4) \quad (III.46)$$

F_t est le facteur de vue du tube aux environs de 0,6366.

σ est la constante de Stefan-Boltzmann $\left(5.67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}\right)$.

L'efficacité globale du champ solaire η_{cs} est définie par l'équation suivante :

$$\eta_{cs} = \frac{\dot{Q}_{FTC}}{\dot{Q}_{inc}} \quad (III.47)$$

Où \dot{Q}_{FTC} est le flux de chaleur absorbée par le fluide caloporteur et \dot{Q}_{inc} est le flux de chaleur de l'incident.

Le coefficient de transfert thermique par convection ($W/m^2.K$), il est calculé comme suivant :

$$h = \frac{Nu \times k_{fluide}}{D} \quad (III.48)$$

Ou :

k_{fluide} : La conductivité thermique du fluide [$W/m .K$].

D: Le diamètre hydraulique [m].

Nu: Le nombre de Nusselt et qui peut être exprimé ainsi :

$$Nu_D = 0.0023 \times Re_D^{0.8} \times Pr^{0.4} \quad (III.49)$$

Re_D : Le nombre de Reynolds, il est calculé comme suit :

$$Re_D = \frac{4 \times \dot{m}}{\pi \times D \times \mu} \quad (III.50)$$

μ : La viscosité dynamique du fluide [$kg/m.s$].

Pr: Le nombre de Prandtl est défini comme suit :

$$Pr = \frac{\mu \times C_p}{k_{fluide}} \quad (III.51)$$

5.3 Cycle thermodynamique de la turbine à vapeur (Cycle de Rankine) [50]

Pour obtenir les résultats dans les différents processus du cycle de Rankine, nous utiliserons la première loi de la thermodynamique. Par la suite, nous utilisons le deuxième principe pour le représenter dans des graphiques pour la température en fonction de l'entropie (T-S).

1^{er} principe de la thermodynamique

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q}_{vc} + \dot{W}_{vc} + \sum_{in} \dot{m} \left(h + \frac{v^2}{2} + g \times z \right) - \sum_{out} \dot{m} \left(h + \frac{v^2}{2} + g \times z \right) \quad (III.52)$$

2^{ème} principe de la thermodynamique

$$\frac{dS_{vc}}{dt} = \frac{\dot{Q}_{vc}}{T} + \sum_{in} \dot{m} \times s - \sum_{out} \dot{m} \times s \tag{III.53}$$

Pour résoudre les deux équations, les hypothèses suivantes seront prises en compte :

- Débit massique constant.
- Régime permanent.
- La pompe et la turbine sont considérées comme adiabatiques.
- L'augmentation de l'énergie cinétique et potentielle peut être considérée comme négligeable.

En utilisant ces hypothèses, les équations sont simplifiées pour les différents éléments du cycle dans lequel la numérotation établie à la figure III.9 est suivie :

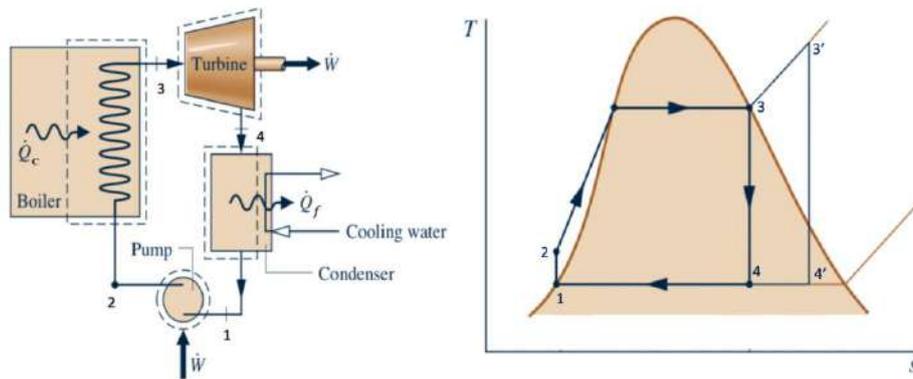


Figure III.9 : Schéma et diagrammes (T-S) du cycle de Rankine [50].

1→2 : Pompe

$$\dot{w}_{12} = \dot{m}_a(h_1 - h_2) \tag{III.54}$$

La puissance de la pompe (\dot{w}_{12}) aura une valeur négative, puisqu'il faut fournir de l'énergie pour qu'elle fonctionne.

2→3 : Chaudière (échangeur)

$$\dot{Q}_C = \dot{m}_a(h_{3'} - h_2) \tag{III.55}$$

La puissance thermique de la chaudière (\dot{Q}_C) se traduira par une valeur positive, puisqu'il s'agit de chaleur fournie au fluide.

3→4 : Turbine

$$\dot{w}_{34} = \dot{m}_a(h_{3'} - h_{4'}) \tag{III.56}$$

La puissance de la turbine (\dot{w}_{34}) se traduira par une valeur positive puisque l'énergie en est extraite.

4→1 : condenseur

$$\dot{Q}_f = \dot{m}_a(h_{4'} - h_1) \quad (\text{III.57})$$

La puissance thermique du condenseur (\dot{Q}_f) se traduira par une valeur négative puisque la chaleur est extraite du fluide de travail.

Le rendement du cycle de Rankine simple est calculé par l'équation suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{w}_{34} - \dot{w}_{12}}{\dot{Q}_C} = \frac{(h_{3'} - h_{4'}) - (h_1 - h_2)}{(h_{3'} - h_2)} \quad (\text{III.58})$$

5.4 Générateur de l'électricité

C'est un dispositif rotatif qui produit de l'énergie électrique en convertissant l'énergie mécanique d'une turbine en énergie électrique à courant alternatif. Il se compose d'un rotor électromagnétique et d'une bobine de cuivre qui agit qui sert d'induit pour générer du courant électrique [51]. Rendement du générateur électrique est calculé par l'équation suivante :

$$\eta_g = \frac{\dot{w}_e}{\dot{w}_{34}}$$

\dot{w}_e est la puissance électrique.

6 Stockage de l'énergie thermique [40, 52]

Ce système se compose de deux grands réservoirs thermiques, un chaud et un froid. Le fluide thermique chaud, sortant du récepteur, est dirigé vers le réservoir chaud, qui est maintenu au niveau thermique requis par le cycle de puissance. Le fluide caloporteur refroidi qui a déjà épuisé sa capacité à dégager de la chaleur s'accumule dans le réservoir froid pour être pompé par la suite vers le sommet de la tour à la température la plus basse possible. Du fait de l'existence de ces deux réservoirs permet d'accumuler de la chaleur lorsque la production solaire dépasse la demande.

L'énergie thermique pour le nombre requis d'heures de stockage d'énergie thermique est calculée comme suit :

$$Q_{sto} = \frac{W_{cycle} \times h_{sto}}{\eta_{cycle} \times \eta_{échanger}} \quad (\text{III.59})$$

La masse de sel fondu stockée est calculée par la relation suivante :

$$m_s = \frac{Q_{sto}}{c_{p_s} \times \Delta T} \quad (\text{III.60})$$

Le volume de sel froid et chaud stockés sont calculés indépendamment en fonction de leur densité respective :

$$V_{sel,c} = \frac{m_s}{\rho_c} \quad (\text{III.61})$$

$$V_{sel,f} = \frac{m_s}{\rho_f} \quad (III.62)$$

Les volumes des réservoirs froid et chaud sont calculés en ajoutant plus de 15% au volume de sel pour tenir compte d'éventuelles augmentations accidentelles de température en plus des échangeurs de chaleur qui sont installés à l'intérieur pour éviter la solidification des sels.

7 Méthodologie de calcul de la productivité énergétique d'une centrale solaire à tour

La productivité énergétique de la centrale solaire à tour a été calculée à l'aide du logiciel Excel, comme le montre la figure III.10.

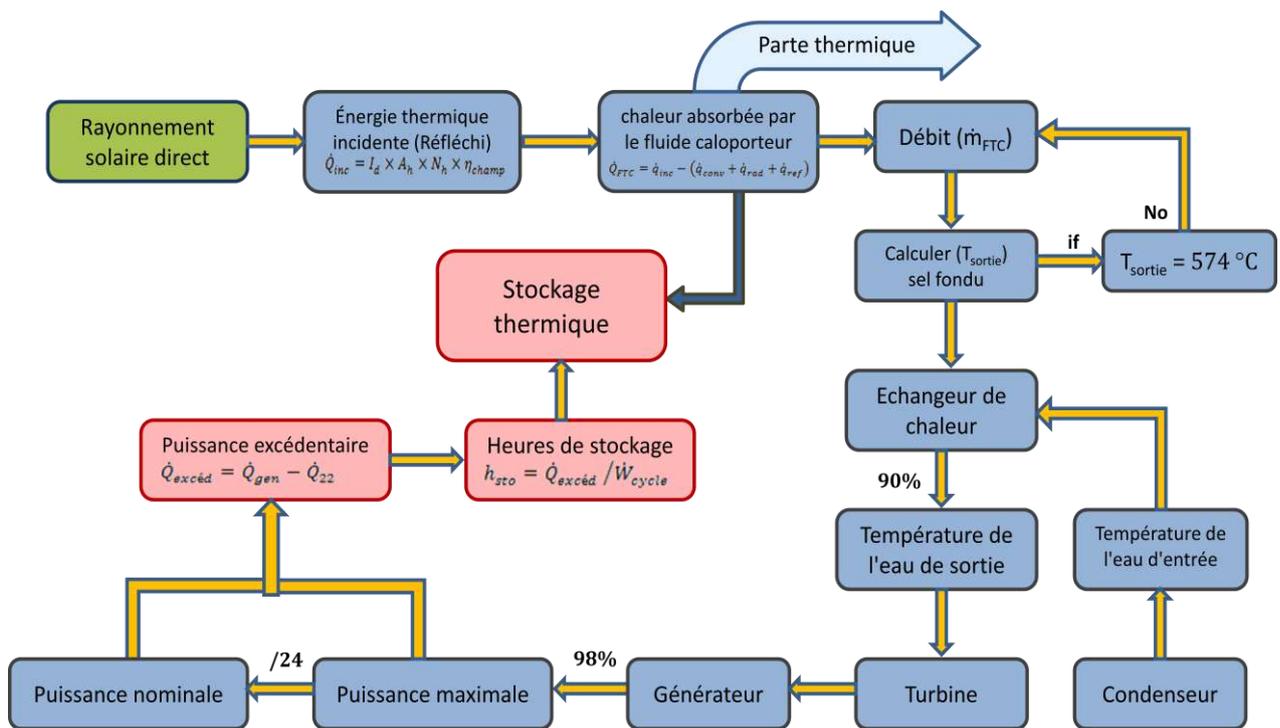


Figure III.10 : Méthodologie de calcul de la productivité énergétique d'une centrale solaire à tour.

8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des modèles mathématiques pour simuler les performances de la centrale solaire qui permettent l'étude de la productivité énergétique, en connaissant le rayonnement solaire disponible pour concevoir, améliorer et évaluer les performances de la centrale solaire dans la zone d'étude.

Chapitre IV :

Résultats et discussion

1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de présenter et discuter les résultats issus de la modélisation abordée dans les chapitres précédents dans le but de l'étude de la productivité énergétique d'un concentrateur solaire installé dans le sud Algérien. Les résultats consistent aux points suivants :

- Dimensions typiques d'une centrale solaire à tour dont le choix de ce type a été déjà discuté dans le chapitre II.
- Performance dynamique et productivité énergétique de l'installation.
- Réactivité du CSP sélectionné à la consommation domestique avec des optimisations.

2 Site géographique sélectionné

La willaya de Ouargla est située dans le nord-est du Sahara algérien (figure IV.1), elle a une superficie d'environ 163 000 km² avec latitude : +31.92, longitude : +5.4 et une altitude de 141 m au dessus du niveau de la mer (Tableau IV.1). Son climat est un désert aride avec un rayonnement solaire global de 2223 kWh/m². Par conséquent, elle a une opportunité prometteuse d'installer des projets solaires thermiques.



Figure IV.1: Localisation du lieu étudié.

Les caractéristiques géographiques et climatiques de site choisi sont données dans le tableau IV.1.

Tableau IV.1 : Informations générales sur le site d'étude.

Pays	Algérie	
Site	Ouargla	
Latitude (N)	31°55 N (31,92)	
Longitude (E)	5°24 E (5,4)	
Élévation (m)	141	
Température de l'année	T_{min} (°C)	16,91
	T_{moy} (°C)	23,41
	T_{max} (°C)	30,8

3 Installation de CSP sélectionnée

La centrale Gemasolar située en Espagne a été prise comme référence pour la centrale à étudier dans la région de Ouargla. Cette centrale est d'une capacité de 17 MW et se base sur un système de stockage à sel fondu comme fluide caloporteur. Le tableau IV.2 montre les paramètres du champ solaire et du récepteur thermique de la centrale solaire à tour considérée.

Tableau IV.2 : Paramètres d'installation de CSP à tour sélectionné [23].

Champ solaire	
Largeur (m)	10,95
Hauteur (m)	10,95
surface de l'héliostat (m ²)	120
Nombre d'héliostat	2650
Aire totale du champ (ha)	195
Récepteur thermique	
Type du récepteur	Particule
Hauteur de la tour (m)	140
Hauteur du récepteur (m)	10
Diamètre du récepteur (m)	8,4
Fluide caloporteur	Sel fondu
Température d'entrée (°C)	290
Température de sortie (°C)	574
Diamètre intérieur (mm)	22,6
Diamètre extérieur (mm)	25
Nombre de tubes	58

3.1 Champ d'héliostat

La répartition des héliostats sur le terrain pour la centrale étudiée à Ouargla est déterminée selon le tableau suivant :

Tableau IV.3 : Données de conception du champ héliostat.

Rangées d'héliostats	Rayon du champ d'héliostat (R _i)	Nombre d'héliostats
1	65	21
2	79,240	42
3	94,029	63
4	109,365	84
5	125,249	127

6	141,681	170
7	158,660	213
8	176,187	256
9	194,262	299
10	212,885	342
11	232,055	385
12	251,773	428
13	272,039	516
14	292,852	604
15	314,213	692
16	336,122	780
17	358,579	868
18	381,583	956
19	405,135	1000
20	429,235	1044
21	453,883	1194
22	479,078	1344
23	504,821	1494
24	531,111	1644
25	557,950	1794

La figure IV.2 montre le nombre d'héliostats en fonction du nombre d'anneaux.

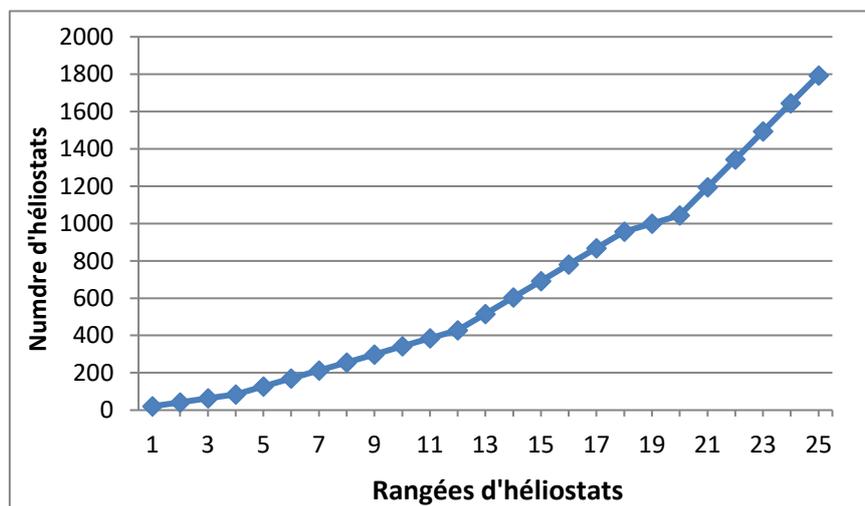


Figure IV.2 : Nombre d'héliostats en fonction du nombre d'anneau.

La répartition des héliostats dans la configuration tour obéit à une séquence de remplissage par circonférences. Tant qu'une circonférence n'est pas remplie, les héliostats ne seront pas placés dans la suivante. Pour cette raison, le champ se traduit par une distribution de circonférences d'héliostat complètes, comme le montre la figure IV.3.

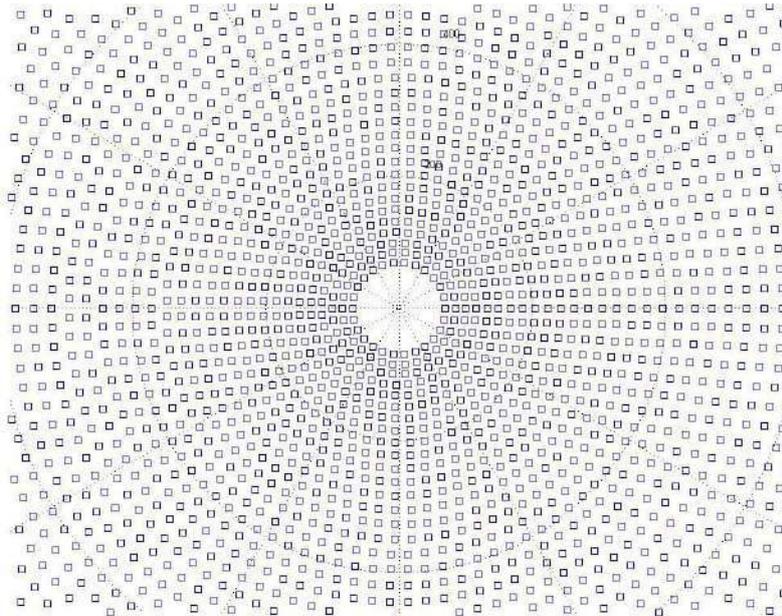


Figure IV.3 : Forme du champ d'héliostat [52].

3.2 Propriétés des sels fondus

Une fois les dimensions du récepteur connues, il faut savoir les propriétés physiques du sel fondu qui circulera à l'intérieur. Ses principales propriétés physiques sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 : Calcul des propriétés de fluide caloporteur à l'état liquide (sel fondu).

Propriétés	Valeurs
Chaleur spécifique, C_P (J/kg.K)	$1443 + 0,172 \times T(^{\circ}\text{C})$
Densité, ρ (kg/m ³)	$2090 - 0,636 \times T(^{\circ}\text{C})$
Viscosité, μ (Pa.s)	$22,714 - 0,12 \times T(^{\circ}\text{C}) + 2,281 \times 10^{-4} \times T(^{\circ}\text{C})^2 - 1,474 \times 10^{-7} \times T(^{\circ}\text{C})^3$
Conductivité thermique, k (W/m.K)	$0,443 + 1,9 \times 10^{-4} \times T(^{\circ}\text{C})$

Comme déjà mentionné, ces sels entrent dans le récepteur à une température de 290 °C et en sortent à 574 °C. Les valeurs des propriétés des sels deviennent alors:

Tableau IV.5 : Valeurs calculées des propriétés de fluide caloporteur à l'état liquide (sel fondu).

Propriété	Température		
	$T_{\text{max}} = 574^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{min}} = 290^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{moy}} = 432^{\circ}\text{C}$
Chaleur spécifique, C_P (J/kg.K)	1541,72	1492,9	1517,30
Densité, ρ (kg/m ³)	1724,93	1905,6	1815,24
Viscosité, μ (Pa.s)	0,00111	0,0035	0,00155
Conductivité thermique, k (W/m.K)	0,552	0,498	0,525

4 Résultats

4.1 Rayonnements solaires sur un plan horizontal

La variation des composantes du rayonnement solaire (global, direct et diffus) sur un plan horizontal est illustrée par la figure IV.4.

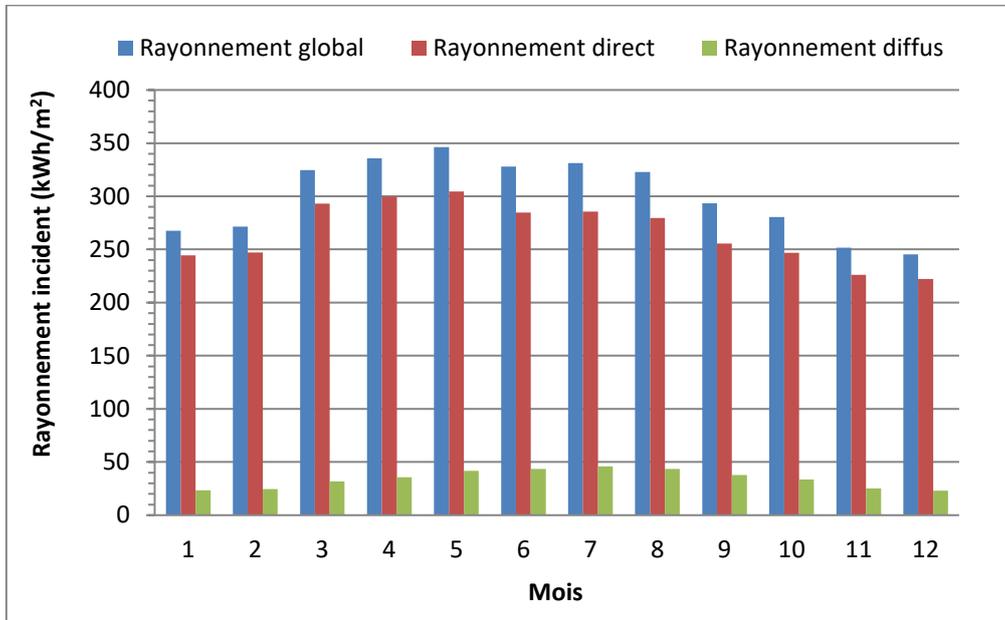


Figure IV.4 : Rayonnements solaires horizontal pour chaque mois.

À partir de la figure IV.4, nous remarquons ce qui suit :

Les valeurs maximales des rayonnements globaux et directs incidents sur un plan horizontal sont obtenues au mois de mai de l'ordre 346 kWh/m^2 et 304 kWh/m^2 respectivement. Des valeurs minimales sont obtenues au mois de décembre pour le rayonnement global et direct (de l'ordre de 245 et 222 kWh/m^2 respectivement).

Les rayonnements globaux et directs sur un plan horizontal annuel sont obtenus de 3598 et 3189 kWh/m^2 , respectivement.

Pour le rayonnement diffus, sa valeur maximale (457 kWh/m^2) est enregistrée au mois de juillet, alors que la valeur minimale (230 Wh/m^2) est enregistrée aux mois de mars et décembre. La valeur annuelle est de (409 kWh/m^2).

4.2 Rayonnements solaires directes

La figure IV.6 montre l'évolution du rayonnement directe moyen au cours de la journée en fonction du mois.

Tableau IV.6 : Rayonnement global horaire pour chaque mois.

Heurs	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	31	8,38	0	0	0	0	0
06:00	0	0	55,35	306,23	366,87	349,23	327,87	272,06	106,53	0	0	0
07:00	179,45	423,67	588,38	658,7	643,03	599,2	584,48	574,54	512,46	388,03	218,63	296,4
08:00	645,12	740,42	797,03	807,7	787,67	751,8	735,25	723	693,5	659,96	604,7	580,48
09:00	816,74	869,53	892,32	882,56	854,93	826,03	804,67	799,06	791,66	762,22	768,53	770,58
10:00	895,67	932,03	941,22	923,06	891,32	861,66	843,58	841,64	844,03	848	847,1	849,09
11:00	932,38	961,64	965,32	943,93	910,32	880,4	864,54	863,87	870,63	879,22	884,26	898,51
12:00	943,32	970,6	972,58	950,16	916,32	886,33	870,61	870,54	879,36	888,67	895,36	910,58
13:00	932,38	961,64	965,32	943,93	910,32	880,4	864,54	863,87	870,63	879,22	884,26	898,51
14:00	895,67	932,03	941,22	923,06	891,32	861,66	843,58	841,64	844,03	848	847,1	849,09
15:00	816,74	869,53	892,32	882,56	854,93	826,03	804,67	799,06	791,66	762,22	768,53	770,58
16:00	645,12	740,42	797,03	807,7	787,67	751,8	735,25	723	693,5	659,96	604,7	580,48
17:00	179,45	423,67	588,38	658,7	643,03	599,2	584,48	574,54	512,46	388,03	218,63	296,4
18:00	0	0	55,35	306,23	366,87	349,23	327,87	272,06	106,53	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	31	8,38	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Comme on le voit, pendant les mois du février et mars, les valeurs de rayonnement solaire les plus élevées, tandis que les mois d'été (juillet et août) ont les valeurs de rayonnement solaire les plus faibles. Il convient également de noter que les nombre d'heures d'ensoleillement pendant la saison estivale sont considérablement plus larges que celles des mois d'hiver.

4.3 Température ambiante

La figure IV.6 montre la température ambiante moyenne pour chaque mois de l'année dans la ville d'Ouargla.

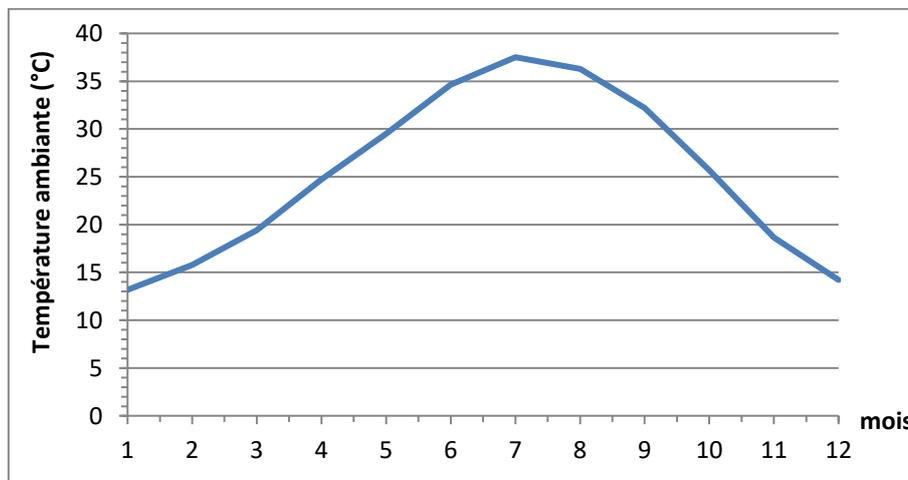


Figure IV.5 : Variation de la température ambiante moyenne pour chaque mois.

La température ambiante affecte directement la productivité énergétique de la centrale. Plus l'air ambiant est chaud, plus les pertes thermiques (rayonnement et convection) du rayonnement réfléchi au niveau du récepteur sont élevées, ce qui signifie que le fluide caloporteur absorbe moins d'énergie thermique.

4.4 Analyse de la production d'énergie de la centrale

Le tableau IV.7 présente la productivité énergétique horaire de la centrale solaire pour chaque mois de l'année.

Tableau IV.7 : Productivité énergétique horaire (en MW) pour chaque mois.

heurs	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	21,4805871	31,2884849	40,2457954	34,1952282	32,0912974	29,3657143	28,8454778	30,08467	19,3957652	0	0
8	33,4200781	43,4624707	43,7482328	45,4437085	43,7497899	40,1611304	40,3542223	38,25794	36,1701325	33,9935184	30,70343	29,8889878
9	43,605845	48,1506472	49,6342668	50,1513815	47,642921	44,8138003	42,8491443	42,8250445	42,6123659	40,3967885	39,5908954	40,6527705
10	47,9535241	50,7941094	52,2491315	52,9019696	49,6420091	46,8548759	45,3228809	45,4037217	45,5524003	45,8417789	44,9652688	45,2383173
11	50,5098386	52,9501629	53,8444958	54,1009445	50,9532864	47,9585112	46,4330579	46,3885059	47,1278247	47,3564981	47,3192616	48,2308716
12	51,2315012	53,1893528	55,3739513	54,1407815	51,302689	48,2480145	46,3964182	46,439375	46,9812873	47,5456405	47,5726681	48,8661554
13	50,5098386	52,9501629	53,8444958	54,1009445	50,9532864	47,9585112	46,4330579	46,3885059	47,1278247	47,3564981	47,3192616	48,2308716
14	47,9535241	50,7941094	52,2491315	52,9019696	49,6420091	46,8548759	45,3228809	45,4037217	45,5524003	45,8417789	44,9652688	45,2383173
15	43,605845	48,1506472	49,6342668	50,1513815	47,642921	44,8138003	42,8491443	42,8250445	42,6123659	40,3967885	39,5908954	40,6527705
16	33,4200781	43,4624707	43,7482328	45,4437085	43,7497899	40,1611304	40,3542223	38,25794	36,1701325	33,9935184	30,70343	29,8889878
17	0	21,4805871	31,2884849	40,2457954	34,1952282	32,0912974	29,3657143	28,8454778	30,08467	19,3957652	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOMME	402,210073	486,865307	516,903175	539,828381	503,669158	472,007245	455,046458	449,880755	450,076074	421,514339	372,73038	376,88805

Comme on peut le voir dans le tableau IV.7, à partir de 06h30, la centrale peut commencer à produire de l'électricité en utilisant l'énergie thermique fournie par le rayonnement solaire. Dans cette première heure de fonctionnement, l'électricité est produite sans stockage thermique car la production n'a pas atteint la puissance nominale (estimée de 22,5 MW dont le calcul est à discuter par la suite dans le paragraphe suivant).

Au fur et à mesure que les heures passent et que l'on approche du midi solaire, l'énergie produite augmente pour dépasser la puissance nominale, alors que l'énergie thermique en excès du sel fondu est stockée pour être utilisée pendant les heures où le rayonnement solaire est faible ou absent.

Au midi solaire, la production de la centrale solaire atteint une capacité maximale de 55 mégawatts.

Une fois le midi solaire passé, l'énergie produite diminue pour atteindre sa valeur la plus basse à 19h30 heure solaire comme cela s'est produit dans la première heure après le lever du soleil.

4.5 Stockage thermique

La puissance moyenne pendant les quelque 11 heures de rayonnement solaire dans la journée est de 49 MW, ce qui représente une énergie totale de 540 MWh (49 MW x 11h). Si cette énergie est répartie sur les 24 heures de la journée, il est possible de produire tout au long des jours une puissance moyenne approximative de 22,5 MW (540 MWh/24 heures), ce qu'on appelle la puissance nominale.

Ainsi, la puissance pouvant être maintenue à la sortie de la turbine (puissance nominal) tout au long de la journée est d'environ 22 MW.

Sur la base de la production énergétique horaire de la centrale solaire pour chaque mois, une série de calculs sera effectuée pour déterminer les heures de fonctionnement de la centrale, en maintenant une production continue de 22 MW.

$$\dot{Q}_{excéd} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{22} \quad (IV.1)$$

$$h_{sto} = \dot{Q}_{excéd} / \dot{W}_{cycle} \quad (IV.2)$$

La figure IV.6 montre, en bleu, la puissance maximale que la centrale pourrait générer chaque heure. La référence 22 MW est marquée en rouge, ce qui permet de voir une production excédentaire (si la ligne bleue est au dessus) ou le défaut (si elle est en dessous). La zone remplie d'un ton bleuté représente l'énergie excédentaire qui peut être utilisée après stockage, pour augmenter la production du reste de la plage horaire marquée en orange.

La zone remplie en vert représente l'énergie dont la production peut être maintenue à 22MW sans besoin de stockage.

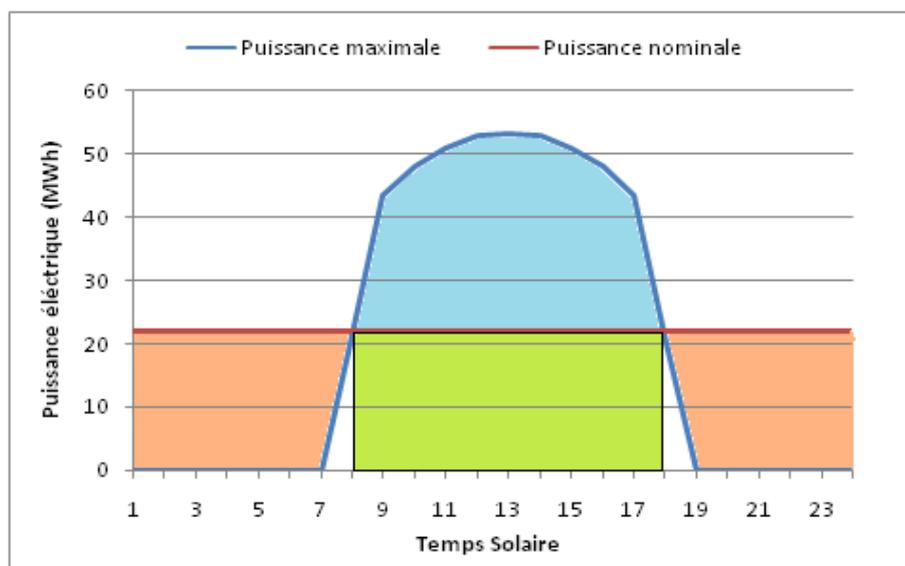


Figure IV.6 : Production horaire maximale de la centrale.

Le tableau IV.8 présente l'énergie excédentaire, les heures d'énergie excédentaire et les heures de stockage thermique pour chaque mois.

Tableau IV.8 : Heures de stockage.

Mois	Excédent d'énergie (MWh)	Heures d'énergie excédentaire (h)	Heures de stockage (h)
Janvier	215,2	8,5	9,78
Février	270,6	9,83	12,30
Mars	289,6	10,33	13,16
Avril	305	10,67	13,86
Mai	265,4	10,83	12,06
Juin	237,2	10,67	10,78
Juillet	224	10,5	10,18
Aout	218,8	10,5	9,94
Septembre	219	10,5	9,95
Octobre	208,7	9,67	9,48
Novembre	185,7	8,5	8,44
Décembre	189,8	8,5	8,63

Comme on peut le voir dans le tableau IV.8, en mars et avril les heures de stockage supplémentaires étaient de supérieures à 13 heures avec une capacité de production de 22 MW, ce qui permet à la centrale de produire de l'électricité pendant 24 heures.

Comme pour le reste des mois, les heures de stockage supplémentaires de la centrale sont moindres et ne couvrent pas la production d'énergie tout au long de la journée (24 heures).

4.6 Bilan caractéristique de CSP

Le tableau IV.9 résume les résultats des caractéristiques obtenues concernant la centrale solaire à tour étudiée pour la région de Ouargla.

Tableau IV.9 : Caractéristiques obtenues de la centrale solaire à tour étudiée pour la région d’Ouargla comparées à celles de Gemasolar à l’Espagne.

Facteurs	Valeurs		
	Centrale étudiée à Ouargla	Centrale Gemasolar à l’Espagne	Quantité économisée
Nombre d’héliostat	1794	2650	856
Aire totale du champ (ha)	97,80	195	97,2
Volume de stockage (m ³)	3920,19	3591,3	328,89
Capacité de stockage (MWh)	782,80	754,95	27,85
Efficacité du récepteur (%)	92	88	4
Rendement de l’échangeur (%)	90	-	-
Rendement du générateur (%)	98	-	-
Rendement de champ solaire (%)	72	59,50	12,5
Rendement de cycle thermodynamique (%)	44,34	37,53	6,81
Rendement de la centrale (%)	36,60	33,38	2,8
Puissance maximale (MW)	55,37	57,23	1,86
Puissance nominale (MW)	22,5	17,4	5,1
Production annuelle (GWh)	165,58	80	85,58

4.7 Réactivité du CSP sélectionné à la consommation domestique

La consommation électrique moyenne d’un foyer à l’Algérie est estimée de 1300 W [53], alors que la centrale étudiée à la région de Ouargla pourrait fournir suffisamment d’énergie solaire pour couvrir les besoins énergétiques d’une puissance nominale de 22,5 MW, ce qui peut assurer l’alimentation électrique de 17307 foyers. Cependant pour répondre à la demande des 186740 foyers situés à la Wilaya de Ouargla [54], des améliorations doivent être apportées à la centrale solaire en question afin d’assurer une puissance nominale de 243 MW.

4.7.1 Optimisation à apporter à CSP sélectionné

Le tableau IV.10 présente l'ensemble des améliorations à apporter à CSP sélectionné pour pouvoir fournir une puissance nominale de 243 MW permettant d'alimenter 186740 foyers situés à la Wilaya de Ouargla.

Tableau IV.10 : Améliorations à apporter au CSP sélectionné.

Facteurs	Valeurs		
	Centrale étudiée	Centrale optimisée	Différence
Nombre de tour	1	2	-
Nombre d'héliostat	1794	24000	22206
Aire totale du champ (ha)	97,80	764,53	666,7
Volume de stockage (m ³)	3920,19	47512,83	4359,64
Capacité de stockage (MWh)	782,80	10323,62	9540,82
Rendement de l'échangeur (%)	90	90	0
Rendement du générateur (%)	98	98	0
Rendement de champ solaire (%)	72	58	14
Rendement de cycle thermodynamique (%)	44,34	44,47	0,13
Rendement de la centrale (%)	36,60	36,92	0,32
Puissance maximale (MW)	55,37	584	528,63
Puissance nominale (MW)	22,5	244	221,5
Production annuelle (GWh)	165,58	2215,11	2049,53

4.7.2 Coût total de la centrale optimisée par rapport à la centrale Gemasolar

Le détail du coût total estimé de la centrale optimisée comparé avec celui de la centrale Gemasolar peut être réparti comme suit :

Tableau IV.11 : Comparaison entre le coût estimé de la Centrale optimisée et le coût de la centrale Gemasolar.

Eléments	Centrale Gemasolar [52]	Centrale optimisée
Héliostats	101500000€	921600000€
Tour	10000000€	20000000€
Récepteur	32000000€	64000000€
Echangeur de chaleur au sel	8000000€	16000000€
Sels fondus	4000000€	624430000€
Unité de puissance	61500000€	123000000€
Total	217000000€	1769030000€

5 Conclusion

Selon les résultats obtenus, la centrale Gemasolar située en Espagne, qui a été étudiée pour la région de Ouargla avec une capacité de 22 MW et un système de stockage de 14 heures, peut répondre aux besoins énergétiques de 17307 foyers de cette Wilaya. Alors que pour répondre aux besoins de la population de Ouargla qui s'élève à 186740 foyers, des optimisations doivent être apportées à la centrale solaire adoptée pour permettre la production d'une puissance électrique pouvant aller jusqu'à 243 MW. Cela se traduit par la nécessité d'installer deux centrales similaires à la centrale Gemasolar, chacune avec une efficacité de 36% avec un coût total pour les deux de 1769,03 millions d'euros.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'étude que nous avons menée sur les centrales solaires à tour nous a permis de connaître le fonctionnement de ce type de centrale ainsi que les composants et paramètres qui influencent la productivité de la centrale. Il a été constaté qu'il est possible de produire environ 55 MW de puissance maximale à partir d'un CSP d'un champ solaire d'une superficie de 97,80 ha avec une capacité nominale de 22 MW équipé d'un système de stockage fonctionnant jusqu'à 14 heures. Il s'agit de la construction d'une centrale solaire à installer dans la région de Ouargla similaire à celle de Gemasolar en Espagne.

Selon notre étude comparative avec la centrale Gemasolar implantée en Espagne, l'efficacité énergétique globale de la même centrale étudiée pour la région d'Ouargla est plus élevée que celle de la centrale Gemasolar. C'est pourquoi une optimisation de la conception de la centrale en question est possible dans le cas d'être installée dans un site à la région de Ouargla. Cette optimisation est représentée par l'annulation de 22206 d'héliostats, ce qui fait de récupérer 666,7 ha d'aire totale du champ solaire et de 4359.64 m³ de fluide caloporteur à base de sel fondu. En outre cela permettra de gagner une capacité de stockage supplémentaire de 9540,82 MWh.

Cette centrale solaire peut répondre aux besoins énergétiques de 17307 foyers, avec une capacité de 22 MW. Alors que pour répondre aux besoins de la population de Ouargla de 186740 foyers, il est nécessaire d'apporter des améliorations au niveau de la centrale électrique permettant ainsi de fournir une puissance allant jusqu'à 243 MW. L'amélioration nécessite alors deux CSPs, chacune d'un rendement de 36% et avec un coût de réalisation pour les deux estimé de 1769,03 millions d'euros.

Enfin, le sud algérien représente une excellente option pour l'application de la technologie CSP et devant son énorme surface l'Algérie peut exploiter suffisamment d'énergie solaire pour satisfaire ses besoins énergétiques, et l'exportation du surplus vers les pays européens.

Références bibliographiques

Références bibliographies

1. Messaoudi, D., et al., GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria. *International journal of hydrogen energy*, 2019. **44**(60): p. 31808-31831.
2. Beltagy, H., The effect of glass on the receiver and the use of two absorber tubes on optical performance of linear fresnel solar concentrators. *Energy*, 2021. **224**: p. 120111.
3. Eddine, M.I. And B. Abdelhadi, modeling and numerical simulation of solar hybrid power plant. *sciences & technologie*, 2016. **1**(1): p. 25-32.
4. Takunju, R.T., Life cycle assessment of the production of a solar MTG fuel based on electrochemical hydrogen production with energy supply by a PV/CSP hybrid solar power plant, 2021, Ruhr-Universität Bochum.
5. Merchán, R.P., et al., High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022. **155**: p. 111828.
6. Mansouri, N. and A. Makhlof, Dimensionnement thermique d'un récepteur solaire à tour à génération directe de vapeur, 2020, Université Mouloud Mammeri.
7. Ouederni, A.R.E., evaluation du gisement solaire au golfe de tunis – application a la faisabilite d'un mini concentrateur solaire parabolique. 2016.
8. Sylvain, Q., Les centrales solaires à concentration. Université de Liège, 2007. **4**: p. 33.
9. Yettou, F., et al., Generating Temperature Maps of a Solar Receiver for a Domestic Parabolic Concentrator for Cooking Purposes Under Algerian Environment, in *Exergy for A Better Environment and Improved Sustainability 22018*, Springer. p. 231-257.
10. Derbal-Mokrane, H., et al., Feasibility study for hydrogen production using hybrid solar power in Algeria. *International journal of hydrogen energy*, 2011. **36**(6): p. 4198-4207.
11. Yamani, N., A. Khellaf, and K. Mohammedi, Parametric study of tower power plant performances for its implementation in Algeria, in *Progress in Clean Energy*, Volume 22015, Springer. p. 993-1003.
12. Ismail, B., D. Abdelbasset, and A. Abdallah, La concentration solaire pour la production du froid étude pour les régions chaudes (sahariennes). 2021.
13. Ghodbane, M. and B. Boumeddane, A numerical analysis of the energy behavior of a parabolic trough concentrator. *Journal of Fundamental and Applied Sciences*, 2016. **8**(3): p. 671-691.
14. Messai, A., et al., Feasibility Study of Parabolic Trough Solar Power Plant under Algerian Climate. *Energy Procedia*, 2013. **42**: p. 73-82.
15. Abdelli, N. and R. Sidi Said, Etude et optimisation des centrales solaires thermiques à concentrateurs linéaires de Fresnel: Application en Algérie, 2020, UMMTO.
16. ACHOUR, L., Méthodes d'analyse de système de production: Application à la stratégie de la production d'énergie dans les centrales hybrides d'électricité, 2018, Université de Batna 2.
17. Derbane, R. and S. Saada, Etude et optimisation des centrales solaires thermiques à capteurs cylindro-paraboliques: application au gisement solaire en algérie, 2020, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou.
18. Dooley, G., Optimization of a Parabolic Reflector for Use in a Two-Stage Solar Concentrator. 2014.
19. Labbi, A., detection de l'aerosol desertique sur la region de l'afrique du nord. comité d'honneur: p. 17.

20. Sánchez Tiemblo, M., Simulación de una central de concentración solar de torre con dos receptores para la producción de frío, 2013.
21. Cárdenas del Hoyo, D., Optimización de la operación del almacenamiento en centrales de torre solar, 2017.
22. Milerud Regueira, M.I., Proyecto de detalle de una planta térmica solar de alta temperatura con sales fundidas para producción estable de energía eléctrica, 2018.
23. López Dalmau, D., Estudio termodinámico de un receptor solar exterior con sodio líquido, 2017.
24. Liu, M., et al., Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016. **53**: p. 1411-1432.
25. Alnaimat, F. and Y. Rashid, Thermal energy storage in solar power plants: a review of the materials, associated limitations, and proposed solutions. *Energies*, 2019. **12**(21): p. 4164.
26. Soomro, M.I., et al., Performance and economic analysis of concentrated solar power generation for Pakistan. *Processes*, 2019. **7**(9): p. 575.
27. ARRIF, T., Étude numérique d'un récepteur solaire pour des systèmes avec effet de concentration, 2019, Université Mohamed Khider–Biskra.
28. Yamani, N., et al., Assessment of solar thermal tower technology under Algerian climate. *Energy*, 2017. **126**: p. 444-460.
29. Serrano Gallar, L., Modelización y simulación de la configuración de un campo solar para centrales termosolares de torre: influencia de la óptica del concentrador sobre la generación de energía. 2016.
30. García Portolés, J., Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central. 2013.
31. Barriga Cuesta, I., Desarrollo de una planta de energía solar termoeléctrica con receptor central en torre y sistema de almacenamiento por medio de sales. 2012.
32. Loizaga Medina, I.d., Comparación de las configuraciones de torre única y multitorre en una planta térmica solar de receptor central operada con sales fundidas y sistema de almacenamiento, 2013.
33. Íñigo Labairu, F.J., Análisis de la influencia y las limitaciones en el diseño del campo de heliostatos de las centrales de torre y en la eficiencia de la planta al usar concentradores secundarios. 2015.
34. García García, E., Análisis de plantas termosolares que utilizan sodio líquido como fluido de transferencia de calor. 2020.
35. Blanco Peña, R., Diseño y análisis tecno-económico de la integración de un sistema de desalinización multiefecto en una planta de concentración solar en España, 2016.
36. Hooman, K., Z. Guan, and H. Gurgenci, Advances in dry cooling for concentrating solar thermal (CST) power plants, in *Advances in concentrating solar thermal research and technology 2017*, Elsevier. p. 179-212.
37. Meriche, I.E. and A. Beghidja, Simulation et modélisation d'installation de type solaire thermodynamique hybride, Université des Frères Mentouri de Constantine.
38. Hussaini, Z.A., P. King, and C. Sansom, Numerical simulation and design of multi-tower concentrated solar power fields. *Sustainability*, 2020. **12**(6): p. 2402.
39. Gómez Cristóbal, A., Diseño del campo de heliostatos para torres solares de receptor central, 2011.
40. Awan, A.B., K.V.C. Mouli, and M. Zubair, Performance enhancement of solar tower power plant: a multi-objective optimization approach. *Energy Conversion and Management*, 2020. **225**: p. 113378.

41. Kherous, N. and J. Hamzaoui, Etude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique, 2015, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou.
42. Boukelia, T.E. and M.S. Mecibah, Estimation of direct solar irradiance intercepted by a solar concentrator in different modes of tracking (case study: Algeria). *International Journal of Ambient Energy*, 2015. **36**(6): p. 301-308.
43. Blal, M., et al., Assessment of solar and wind energy as motive for potential hydrogen production of Algeria country; development a methodology for uses hydrogen-based fuel cells. *International journal of hydrogen energy*, 2018. **43**(19): p. 9192-9210.
44. Oussama, K.A. and L. Belgacem, 'Etude d'un cuiseur solaire. 2018.
45. Mecibah, M.S., T.E. Boukelia, and N.E. Benyahia, Management and exploitation of direct normal irradiance resources for concentrating solar collectors: Algeria as a case study. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 2015. **6**(1): p. 65-73.
46. Rouibah, A., et al., The Impact of Direct Normal Irradiation on the Solar Tower Power Plant Performance based on Real and Satellite Data: Analysis on Algerian Regions: EEA. *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, 2020. **68**(2): p. 60-72.
47. Rouibah, A., et al., Solar tower power plants of molten salt external receivers in Algeria: analysis of direct normal irradiation on performance. *Applied Sciences*, 2018. **8**(8): p. 1221.
48. Rafeq, S., et al., Preliminary Study of CST in Malaysia Based on Field Optical Efficiency. *Procedia Engineering*, 2013. **68**: p. 238-244.
49. Khosravi, A., et al., Design parameter modelling of solar power tower system using adaptive neuro-fuzzy inference system optimized with a combination of genetic algorithm and teaching learning-based optimization algorithm. *Journal of Cleaner Production*, 2020. **244**: p. 118904.
50. López Paz, J.M., Estudio termodinámico de un ciclo combinado con hibridación termosolar, 2019.
51. Azzoune, Z., et al., Optimisation technico-économique d'une centrale solaire à tour, 2018, Université de Jijel.
52. Joga López, H., Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento, 2012.
53. l'énergie, A.i.d., Consommation d'électricité (KWh par habitant). *La Banque Mondiale*.
54. Ammar, F., Ouargla-Touggourt : pic historique de consommation électrique atteint en juin. *Dzair scoop*, 2021.

Annexe

Annexe

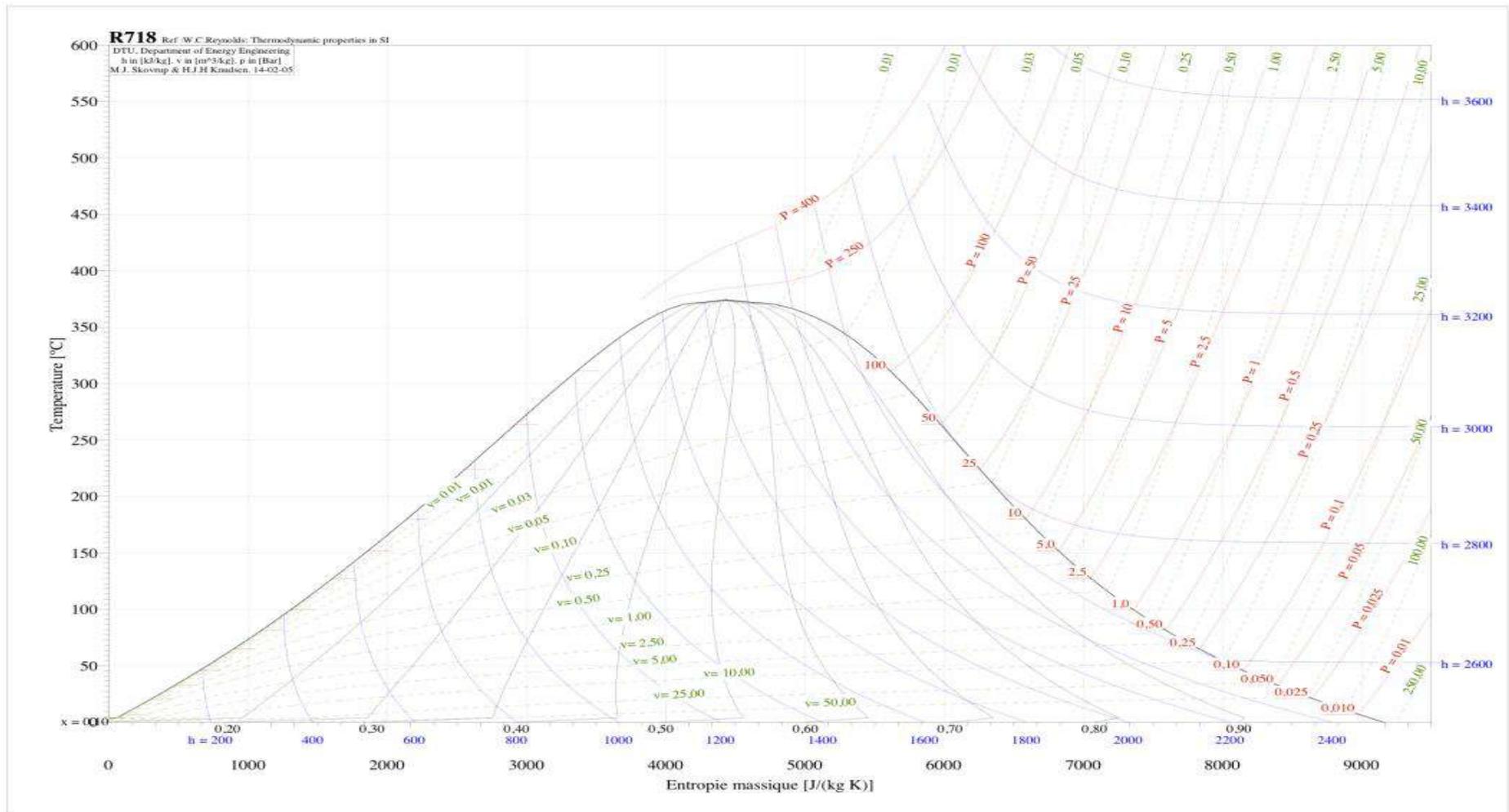


Figure 1 : Diagramme enthalpique (h-s) de l'eau R718

Tableau 1 : Propriétés thermodynamiques de l'eau saturée.

Presión bar	Temp. °C	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg, K	
		Líquido sat.	Vapor sat.	Líquido sat.	Vapor sat.	Líquido sat.	Vapor vaporiz.	Vapor sat.	Líquido sat.	Vapor sat.
		$v_f \times 10^3$	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_g
0.04	28,96	1,0040	34,800	121,45	2415,2	121,46	2432,9	2554,4	0,4226	8,4746
0.06	36,16	1,0064	23,739	151,53	2425,0	151,53	2415,9	2567,4	0,5210	8,3304
0.08	41,51	1,0084	18,103	173,87	2432,2	173,88	2403,1	2577,0	0,5926	8,2287
0.10	45,81	1,0102	14,674	191,82	2437,9	191,83	2392,8	2584,7	0,6493	8,1502
0.20	60,06	1,0172	7,649	251,38	2456,7	251,40	2358,3	2609,7	0,8320	7,9085
0.30	69,10	1,0223	5,229	289,20	2468,4	289,23	2336,1	2626,3	0,9439	7,7686
0.40	75,87	1,0265	3,993	317,53	2477,0	317,58	2319,2	2636,8	1,0259	7,6700
0.50	81,33	1,0300	3,240	340,44	2483,9	340,49	2305,4	2645,9	1,0910	7,5939
0.60	85,94	1,0331	2,732	359,79	2489,6	359,86	2293,6	2653,5	1,1453	7,5320
0.70	89,95	1,0360	2,365	376,63	2494,5	376,70	2283,3	2660,0	1,1919	7,4797
0.80	93,50	1,0380	2,087	391,58	2498,8	391,66	2274,1	2665,8	1,2329	7,4346
0.90	96,71	1,0410	1,869	405,06	2502,6	405,15	2265,7	2670,9	1,2695	7,3949
1.00	99,63	1,0432	1,694	417,36	2506,1	417,46	2258,0	2675,5	1,3026	7,3594
1.50	111,4	1,0528	1,159	466,94	2519,7	467,11	2226,5	2693,6	1,4336	7,2233
2.00	120,2	1,0605	0,8857	504,49	2529,5	504,70	2201,9	2706,7	1,5301	7,1271
2.50	127,4	1,0672	0,7187	535,10	2537,2	535,37	2181,5	2716,9	1,6072	7,0527
3.00	133,6	1,0732	0,6058	561,15	2543,6	561,47	2163,8	2725,3	1,6718	6,9919
3.50	138,9	1,0786	0,5243	583,95	2546,9	584,33	2148,1	2732,4	1,7275	6,9405
4.00	143,6	1,0836	0,4625	604,31	2553,6	604,74	2133,8	2738,6	1,7766	6,8959
4.50	147,9	1,0882	0,4140	622,25	2557,6	623,25	2120,7	2743,9	1,8207	6,8565
5.00	151,9	1,0926	0,3749	639,68	2561,2	640,23	2108,5	2748,7	1,8607	6,8212
6.00	158,9	1,1006	0,3157	669,90	2567,4	670,56	2086,3	2756,8	1,9312	6,7800
7.00	165,0	1,1080	0,2729	696,44	2572,5	697,22	2066,3	2763,5	1,9922	6,7380
8.00	170,4	1,1148	0,2404	720,22	2576,8	721,11	2048,0	2769,1	2,0462	6,6928
9.00	175,4	1,1212	0,2150	741,83	2580,5	742,83	2031,1	2773,9	2,0946	6,6526
10.0	179,9	1,1273	0,1944	761,68	2583,6	762,81	2015,3	2778,1	2,1387	6,6163
15.0	198,3	1,1539	0,1318	843,16	2594,5	844,84	1947,3	2792,2	2,3150	6,4448
20.0	212,4	1,1767	0,09963	906,44	2600,3	906,79	1890,7	2799,5	2,4474	6,3409
25.0	224,0	1,1973	0,07999	959,11	2603,1	962,11	1841,0	2803,1	2,5547	6,2575
30.0	233,9	1,2165	0,06668	1004,8	2604,1	1008,4	1795,7	2804,2	2,6457	6,1869
35.0	242,6	1,2347	0,05707	1045,4	2603,7	1049,8	1753,7	2803,4	2,7253	6,1253
40.0	250,4	1,2522	0,04978	1082,3	2602,3	1087,3	1714,1	2801,4	2,7964	6,0701
45.0	257,5	1,2692	0,04406	1116,2	2600,1	1121,9	1676,4	2798,3	2,8610	6,0199
50.0	264,0	1,2859	0,03944	1147,8	2597,1	1154,2	1640,1	2794,3	2,9202	5,9734
60.0	275,6	1,3187	0,03244	1205,4	2589,7	1213,4	1571,0	2784,3	3,0267	5,8892
70.0	285,9	1,3513	0,02737	1257,6	2580,5	1267,0	1505,1	2772,1	3,1211	5,8133
80.0	295,1	1,3842	0,02352	1305,6	2569,8	1316,6	1441,3	2758,0	3,2068	5,7432
90.0	303,4	1,4178	0,02048	1350,5	2557,8	1363,3	1378,9	2742,1	3,2858	5,6772
100	311,1	1,4524	0,01803	1393,0	2544,4	1407,6	1317,1	2724,7	3,3596	5,6141
110	318,2	1,4886	0,01599	1433,7	2529,8	1450,1	1255,5	2705,6	3,4295	5,5527
120	324,8	1,5267	0,01426	1473,0	2513,7	1491,3	1193,6	2684,9	3,4962	5,4924
130	330,9	1,5671	0,01278	1511,1	2496,1	1531,5	1130,7	2662,2	3,5606	5,4323
140	336,8	1,6107	0,01149	1548,6	2476,8	1571,1	1066,5	2637,6	3,6232	5,3717
150	342,2	1,6581	0,01034	1585,6	2455,5	1610,5	1000,0	2610,5	3,6848	5,3098
160	347,4	1,7107	0,009306	1622,7	2431,7	1650,1	930,6	2580,6	3,7461	5,2455
170	352,4	1,7702	0,008364	1660,2	2405,0	1690,3	856,9	2547,2	3,8079	5,1777
180	357,1	1,8397	0,007489	1698,9	2374,3	1732,0	777,1	2509,1	3,8715	5,1044
190	361,5	1,9243	0,006657	1739,9	2338,1	1776,5	688,0	2464,5	3,9388	5,0228
200	365,8	2,036	0,005834	1785,6	2293,0	1826,3	583,4	2409,7	4,0139	4,9269
220,9	374,1	3,155	0,003155	2029,6	2029,6	2099,3		2099,3	4,4298	4,4298

Tableau 2 : Propriétés thermodynamiques de l'eau surchauffée.

T	v	u	h	s
°C	m ³ /kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg K
p = 10,0 bar = 1,0 MPa (T _{sat} = 179,91°C)				
Sat	0,1944	2583,6	2778,1	6,5865
200	0,2060	2621,9	2827,9	6,6940
240	0,2275	2692,9	2920,4	6,8817
280	0,2480	2760,2	3008,2	7,0465
320	0,2678	2826,1	3093,9	7,1962
360	0,2873	2891,6	3178,9	7,3349
400	0,3066	2957,3	3263,9	7,4651
440	0,3257	3023,6	3349,3	7,5883
500	0,3541	3124,4	3478,5	7,7622
540	0,3729	3192,6	3565,6	7,8720
600	0,4011	3296,8	3697,9	8,0290
640	0,4198	3367,4	3787,2	8,1290
p = 20,0 bar = 2,0 MPa (T _{sat} = 212,42°C)				
Sat	0,0996	2600,3	2799,5	6,3409
240	0,1085	2659,6	2876,5	6,4952
280	0,1200	2738,4	2976,4	6,6828
320	0,1308	2807,9	3069,5	6,8452
360	0,1411	2877,0	3159,3	6,9917
400	0,1512	2945,2	3247,6	7,1271
440	0,1611	3013,4	3335,5	7,2540
500	0,1757	3116,2	3467,6	7,4317
540	0,1853	3185,6	3556,1	7,5434
600	0,1996	3290,9	3690,1	7,7024
640	0,2091	3362,2	3780,4	7,8035
700	0,2232	3470,9	3917,4	7,9487
p = 40 bar = 4,0 MPa (T _{sat} = 250,4°C)				
Sat	0,04978	2602,3	2801,4	6,0701
280	0,05546	2680,0	2901,8	6,2568
320	0,06199	2767,4	3015,4	6,4553
360	0,06788	2845,7	3117,2	6,6215
400	0,07341	2919,9	3213,6	6,7690
440	0,07872	2992,2	3307,1	6,9041
500	0,08643	3099,5	3445,3	7,0901
540	0,09145	3171,1	3536,9	7,2056
600	0,09885	3279,1	3674,4	7,3688
640	0,1037	3351,8	3766,6	7,4720
700	0,1110	3462,1	3905,9	7,6198
740	0,1157	3536,6	3999,6	7,7141
p = 80 bar = 8,0 MPa (T _{sat} = 295,06°C)				
Sat	0,02352	2569,8	2758,0	5,7432
320	0,02682	2662,7	2877,2	5,9489
360	0,03089	2772,7	3019,8	6,1819
400	0,03432	2863,8	3138,3	6,3634
440	0,03742	2946,7	3246,1	6,5190
480	0,04034	3025,7	3348,4	6,6586
520	0,04313	3102,7	3447,7	6,7871
560	0,04582	3178,7	3545,3	6,9072
600	0,04845	3254,4	3642,0	7,0206
640	0,05102	3330,1	3738,3	7,1283
700	0,05481	3443,9	3882,4	7,2812
740	0,05729	3520,4	3978,7	7,3782
p = 120 bar = 12,0 MPa (T _{sat} = 324,75°C)				
Sat	0,01426	2513,7	2684,9	5,4924
360	0,01811	2678,4	2895,7	5,8361
400	0,02108	2798,3	3051,3	6,0747
440	0,02355	2896,1	3178,7	6,2586
480	0,02576	2984,4	3293,5	6,4154
520	0,02781	3068,0	3401,8	6,5555
560	0,02977	3149,0	3506,2	6,6840
600	0,03164	3228,7	3608,3	6,8037
640	0,03345	3307,5	3709,0	6,9164
700	0,03610	3425,2	3858,4	7,0749
740	0,03781	3503,7	3957,4	7,1746
p = 15,0 bar = 1,5 MPa (T _{sat} = 198,32°C)				
0,1318	2594,5	2792,2	6,4448	
0,1325	2598,1	2796,8	6,4546	
0,1483	2676,9	2899,3	6,6628	
0,1627	2748,6	2992,7	6,8381	
0,1765	2817,1	3081,9	6,9938	
0,1899	2884,4	3169,2	7,1363	
0,2030	2951,3	3255,8	7,2690	
0,2160	3018,5	3342,5	7,3940	
0,2352	3120,3	3473,1	7,5698	
0,2478	3189,1	3560,9	7,6805	
0,2668	3293,9	3694,0	7,8385	
0,2793	3364,8	3783,8	7,9391	
p = 30,0 bar = 3,0 MPa (T _{sat} = 233,90°C)				
0,0667	2604,1	2804,2	6,1869	
0,0682	2619,7	2824,3	6,2265	
0,0771	2709,9	2941,3	6,4462	
0,0850	2788,4	3043,4	6,6245	
0,0923	2861,7	3138,7	6,7801	
0,0994	2932,8	3230,9	6,9212	
0,1062	3002,9	3321,5	7,0520	
0,1162	3108,0	3456,5	7,2338	
0,1227	3178,4	3546,6	7,3474	
0,1324	3285,0	3682,3	7,5085	
0,1388	3357,0	3773,5	7,6106	
0,1484	3466,5	3911,7	7,7571	
p = 60 bar = 6,0 MPa (T _{sat} = 257,64°C)				
0,03244	2589,7	2784,3	5,8892	
0,03317	2605,2	2804,2	5,9252	
0,03876	2720,0	2952,6	6,1846	
0,04331	2811,2	3071,1	6,3782	
0,04739	2892,9	3177,2	6,5408	
0,05122	2970,0	3277,3	6,6853	
0,05665	3082,2	3422,2	6,8803	
0,06015	3156,1	3517,0	6,9999	
0,06525	3266,9	3658,4	7,1677	
0,06859	3341,0	3752,6	7,2731	
0,07352	3453,1	3894,1	7,4234	
0,07677	3528,3	3989,2	7,5190	
p = 100 bar = 10,0 MPa (T _{sat} = 311,06°C)				
0,01803	2544,4	2724,7	5,6141	
0,01925	2588,8	2781,3	5,7103	
0,02331	2729,1	2962,1	6,0060	
0,02641	2832,4	3096,5	6,2120	
0,02911	2922,1	3213,2	6,3805	
0,03160	3005,4	3321,4	6,5282	
0,03394	3085,6	3425,1	6,6622	
0,03619	3164,1	3526,0	6,7864	
0,03837	3241,7	3625,3	6,9029	
0,04048	3318,9	3723,7	7,0131	
0,04358	3434,7	3870,5	7,1687	
0,04560	3512,1	3968,1	7,2670	
p = 140 bar = 14,0 MPa (T _{sat} = 336,75°C)				
0,01149	2476,8	2637,6	5,3717	
0,01422	2617,4	2816,5	5,6602	
0,01722	2760,9	3001,9	5,9448	
0,01954	2868,6	3142,2	6,1474	
0,02157	2962,5	3264,5	6,3143	
0,02343	3049,8	3377,8	6,4610	
0,02517	3133,6	3486,0	6,5941	
0,02683	3215,4	3591,1	6,7172	
0,02843	3296,0	3694,1	6,8326	
0,03075	3415,7	3846,2	6,9939	
0,03225	3495,2	3946,7	7,0952	