Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou

> Faculté De Génie De La Construction Département De Génie Mécanique



Mémoire De Fin D'études

En Vue De L'obtention Du Diplôme De Master En Génie Mécanique, Option : Energétique

<u>Thème :</u>

Dimensionnement thermique d'un récepteur solaire à tour à génération directe de vapeur

Présenté par : Mansouri Nadir Makhlouf Azwaw

Jury de soutenance :

<u>Président :</u> Mr. Boudaoud Salah
<u>Examinateurs:</u> Mr. Medjkane Ghanem
<u>Encadreur:</u> Mr. Beltagy Hani
<u>Co-encadreur:</u> Mr. Hassani Samir

UMM Tizi-Ouzou UMM Tizi-Ouzou UMM Tizi-Ouzou URAER, Ghardaïa

Promotion LMD: 2020/2021

Résumé

Le présent travail consiste à présenter une analyse thermique et thermodynamique d'un récepteur solaire à concentration d'une mini-centrale à tour située à l'unité de recherche appliquée sur les énergies renouvelables de Ghardaïa (URAER). Un modèle mathématique conçu à cet effet permet d'estimer l'éclairement direct sur le site de Ghardaïa, de plus un modèle mathématique qui gouverne les échanges thermiques au sein du récepteur est développé et simulé sous Matlab, ce modèle permet d'évaluer les performances optiques et thermiques de notre récepteur, enfin une analyse thermodynamique du récepteur est élaborée afin d'évaluer les différentes performances de ce dernier.

N.B : Ce sujet fait partie d'un projet de rechercher sur les centrales solaires à tour.

Mots clés : énergie solaire, concentration solaire, centrale solaire à tour, récepteur solaire, bilan thermique, pertes thermiques, simulation sous Matlab.

Abstract

The present work consists in presenting a thermal and thermodynamic analysis of a concentrating solar receiver of a mini-tower power plant located at the Applied Research Unit in Renewable Energies of Ghardaïa (URAER). A mathematical model designed for this purpose allows estimating the direct Normal irradiation on the site of Ghardaïa, moreover a mathematical model which governs the thermal exchanges within the receiver is developed and simulated under Matlab, this model allows to evaluate the optical and thermal performances of our receiver, finally a thermodynamic analysis of the receiver is elaborated in order to evaluate the various performances of the receiver.

N.B : This topic is part of a research project on Solar Tower Power plant

Key Words: Solar energy, concentrating solar power, Solar Tower Power plants, solar receiver, thermal balance, heat losses, simulation with Matlab.

ملخص:

تهدف هذه المذكرة إلى دراسة حرارية و ديناميكية حرارية لمستقبل شمسي لمحطة صغيرة حرارية ذات برج مركزي المتواجدة بوحدة البحث التطبيقي في الطاقات المتجددة بغرداية.

من أجل هذا قمنا بإنشاء نموذج رياضي الذي سمح لنا بحساب الإشعاع الشمسي المباشر في مدينة غرداية، كما قمنا أيضا بنموذج رياضي آخر سمح لنا بدراسة مختلف التبادلات الحرارية على مستوى المستقبل و هي الإشعاع الحراري و الحمل الحراري، كل هذا دُرس باستعمال برنامج محاكاة و هو MATLAB. (ماتلاب)، النموذج المطور سمح أيضا باستخراج مختلف الآداءات وهي: الأداء البصري و الأداء الحراري.

وفي الأخير قمنا بمنوذج ثالث باستعمال نفس البرنامج (ماتلاب) أين استخرجنا وحللنا مختلف النتائج المتحصل عليها وخاصة النتائج الديناميكية الحرارية.

ملاحظة: يدرج هذا الموضع في إطار مشروع بحث خاص بالمصطلحات الحرارية من نوع مستقبل ذات البرج المركزي. الكلمات المفتاحية: طاقة شمسية، تركيز شمسي، محطة حرارية من نوع مستقبل ذات برج مركزي، مستقبل شمسي، ضياع حراري، حصيلة طاقوية، محاكاة باستخدام ماتلاب



"Remercier est le début d'une grande sagesse. En remerciant, on désavoue à la fois l'ignorance et l'arrogance."

Aux premier ; on remercie **ALLAH** le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce modeste travail.

On exprimons nos profond gratitude à nos encadrants **Mr HASSANI-SAMIR** maitre de recherche à URAER et **Mr. Hani-BELTAGY** maitre de conférence à l'université MOULOUD MAMMERI, que sans eux ce travail ne serait pas aussi riche, on les remercient pour la qualité de leur encadrement exceptionnel, pour leur patience, leur rigueur et leur disponibilité durant la préparation de ce mémoire.

Une reconnaissance distinguée doit être formulée à l'égard de **M.Belaid-Abdelfetah**, membre d'équipe de la mini centrale thermodynamique à URAER, pour ça collaboration et son brassage d'idées et résultats, qui entretiennent une ambiance de travail dynamique et motivante.

Un merci particulier au professeur et directeur de recherche a l'unité URAER **M.Gamma-Omar** que grâce a lui on a eu la chance et l'opportunité d'effectuer notre stage au sein de l'unité dans des bonnes conditions.

Nous voudrons également remercier les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail et pour toutes leurs remarques et critiques, ainsi que le personnel et les enseignants de la faculté de Génie Mécanique pour avoir contribué à notre formation.



Aucune dédicace ne serait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour mon père ;

A la plus belle créature que ALLAH a créée sur terre, à cette source de tendresse, de Patience et de générosité, à ma mère, pour les encouragements qu'elle n'a cessé de me prodiguer tout au long de ma vie aussi à la mémoire de ma grand-mère ;

A mes chers frères et adorables sœurs que sans eux j'aurais jamais eu l'occasion d'en arriver à ce stat, et sans oublier notre petit ELYAS ;

A mon oncle que je respecte infiniment et qui m'a vraiment aider;

A mes ami(e)s et à tous ceux qui, par un mot, m'ont données la force de continuer.

Mansouri Nadir.



Je dédie ce Modest travail à tous ceux que j'aime.

Mes premières pensées vont tout particulièrement à mon père là où il est.

A la plus belle créature que ALLAH a créée sur terre, à cette source de tendresse, de Patience et de générosité, à ma mère, pour les encouragements qu'elle n'a cessé de me Prodiguer tout au long de ma vie.

A ma future femme Nassima qui est toujours derrière moi à me soutenir.

A mes chers frères et mes belles-sœurs que son eux je n'aurais jamais eu l'occasion d'en Arriver à ce stat, et sans oublier mes chers neveux.

A mes ami(e)s et à tous ceux qui, par un mot, m'ont données la force de continuer.

Makhlouf Azwaw

| CHAPITREIII | | | |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------|------------|--|
| Symboles | Signification | Unité | |
| λ | La longitude d'un lieu | 0 | |
| φ | Latitude d'un lieu | 0 | |
| δ | La déclinaison du soleil | 0 | |
| ω | L'angle horaire | 0 | |
| h | La hauteur du soleil | 0 | |
| L | La longitude | 0 | |
| Et | L'équation du temps | min | |
| nj | Le numéro du jour dans l'année | - | |
| ΔΗ | Le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et | h | |
| | l'état considéré | | |
| I ₀ | La constante solaire | $W.m^{-2}$ | |
| I _c | La constante solaire corrigée W | | |
| DM | Le diamètre caractéristique | | |
| DH | Le périmètre des polygones régulier | - | |
| dsep | La distance de sécurité supplémentaire | - | |
| ds | ds Le rapport entre la distance de sécurité supplémentaire et | | |
| la hauteur de l'héliostat | | | |
| ΔR_{min} | La distance radiale minimale | | |
| f _{R,i} | Le paramètre d'optimisation défini dans le code de calcul | - | |
| <i>R</i> ₁ | le rayon de 1er anneau dans la 1er zone | - | |
| $f_{\alpha z,i}$ | Le 2eme paramètre d'optimisation | - | |
| Q _{IN} | Le flux qui entre | $W.m^{-2}$ | |
| N _n | Le nombre d'héliostats - | | |
| η_{OP} | Le rendement optique - | | |
| Q _{EVP} | QEVPLe flux d'évaporationkJ | | |
| H _{VS} | lvs L'enthalpie de la vapeur saturée kJ | | |
| H _{LS} | L'enthalpie du liquide saturée kJ | | |
| Q _{PR} | Le flux de préchauffage kJ/kg | | |
| H ₁₂₀ | L'enthalpie de fluide à 120°C kJ | | |
| H ₃₀ | L'enthalpie de fluide à 30°C | kJ | |
| | | | |

| Qperte | Les pertes thermiques | kW |
|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| Q _{CF} | Les pertes par convection forcé | kW |
| Q _{CN} | Les pertes par convection naturelle | kW |
| Q _R | Les pertes par rayonnement | kW |
| <i>q</i> nb | Le flux de chaleur de l'ébullition nucléée (corrélation de | W/m ² |
| 1 | Rohsenow) | |
| μ_{l} | La viscosité dynamique du liquide | kg/m.s |
| h _{fg} | L'enthalpie de vaporisation | J/kg |
| g | La force de gravité | m/s^2 |
| ρι | La densité du liquide | kg/m ³ |
| ρ_v | La densité de la vapeur | kg/m ³ |
| σ | La tension superficielle de l'interface liquide-vapeur | N/m |
| C _{pl} | La chaleur spécifique du liquide | kJ/kg.K |
| Ts | La température de surface de l'appareil de chauffage | K |
| T _{SAT} | La température de saturation du fluide | K |
| C _{sf} | La constante expérimentale qui dépend de la combinaison surface-fluide | - |
| <i>Pr</i> ^{<i>n</i>} Nombre de Prandtl du liquide | | - |
| n | La constante expérimentale qui dépend du fluide | - |
| T∞ | La température du fluide suffisamment loin de la surface | K |
| As | La surface d'échange | m ² |
| h _{cn} | Le coefficient de transfert de chaleur par convection | W/m^2 . K |
| | naturel | |
| K | Le coefficient de transfert de chaleur par conduction | $W/m^2 \cdot K$ |
| L | Longueur caractéristique | m |
| Nu | Nombre de Nusselt | - |
| $n=\frac{1}{4}$ | Régime laminaire | - |
| $n=\frac{1}{3}$ | Régime turbulent | - |
| Ra | Le nombre de Rayleigh | - |
| β | Le coefficient d'expansion thermique | K^{-1} |
| ϑ | La viscosité cinématique | m ² /s |
| Pr | Le nombre de Prandtl | - |

| μ | La viscosité dynamique | kg/m.s |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------|----------------------|
| Ср | La chaleur spécifique | kJ/kg.K |
| h _{cf} | Le coefficient de transfert de chaleur par convection forcé | W/m ² . K |
| Re | Le nombre de Reynolds | - |
| ρ | La masse volumique du fluide | kg/m ³ |
| V | La vitesse du fluide | m/s |
| Q _{mixte} | Les pertes par convection mixte | kW |
| h _{mixte} | Le coefficient de transfert de chaleur par convection | W/m ² . K |
| | mixte | |
| h _{R.amb} | Le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement | W/m ² . K |
| | vers l'ambiant | |
| h _{R.sky} | Le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement | W/m^2 .K |
| | vers le sky | |
| σ | La constant de Stephan-Boltzmann | $W.m^{-2}.K^{-4}$ |
| 8 | Émissivité du récepteur | % |
| T _{amb} | La température à l'ambiant | K |
| T _{sky} | La température vers le sky | K |
| T _{S.out} | La température de surface à la sortie | К |
| $\stackrel{\cdot}{q}$ amb | Les pertes vers l'ambiance | kW |
| $\dot{q}_{ m sky}$ | Les pertes vers le sky | kW |
| Q _R | Les totales pertes par rayonnement | kW |
| $\overset{\cdot}{q}_{\mathrm{abs}}$ | Le flux absorbé | W/m ² |
| $\alpha_{ m rec}$ | L'absorption du récepteur | kW |
| Qinc | La puissance incidente | kW |
| DNI | Direct Normal Irradiation | |
| A _{s.h} | La surface de l'héliostat simple | m^2 |
| Q _{net} | Le flux net | W |
| Qabs | Le flux absorbé | W |
| Q _{nb} | Le flux de l'ébullition nucléé | kW |
| $q_{\rm nb.R}$ | La corrélation de Rohsenow | W/m ² |

| A _{abs} | La surface du l'évaporateur-préchauffeur | m ² |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------|
| L | Longueur du l'évaporateur-préchauffeur | m |
| W | Largeur du l'évaporateur-préchauffeur | m |
| t _{pre} | Le temps de préchauffage | min |
| М | Volume de liquide | L |
| Q _{pré} | La puissance de préchauffage | kJ/kg |
| K_{film} | La conductivité du l'air | $W.m^{-1}.k^{-1}$ |
| $\mu_{ m Film}$ | La viscosité dynamique de l'air | $M.L^{-1}.T^{-1}$ |
| $ ho_{ m film}$ | La densité de l'air | Kg/m ³ |
| C _{p.film} | La chaleur spécifique | kJ/kg.K |
| $ u_{\rm amb}$ | La viscosité cinématique | m^2/s |
| K _{amb} | La conductivité de l'air dans les conditions d'ambiance | |
| P _r Nombre de Prandtl | | - |
| η | Le rendement du récepteur | % |
| Qinc | La puissance incidente | W |
| Φ | La densité de flux thermique | W/m ² |

| Abréviations | Signification | | | |
|-----------------|-----------------------------------|--|--|--|
| CSP | Concentrating Solar Power | | | |
| HTF | Heat Transfer Fluid | | | |
| РТ | Parabolic Trough | | | |
| LFR | Linear Fresnel Reflector | | | |
| RLC | Réflecteur linéaire compacts | | | |
| CO ₂ | Dioxyde de carbone | | | |
| TSV | Temps solaire vrai | | | |
| TL | Temps légal | | | |
| Et | Correction de l'équation du temps | | | |
| RDSG | Receiver Direct steam generation | | | |
| M.C.T | Mini centrale thermodynamique | | | |
| DNI | Irradiation normal direct | | | |

CHAPITRE I :

| Figure I.1 : Principales ressources d'énergies | 1 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Figure I.2. La ceinture solaire, régions du globe pour lesquelles l'ensoleillement direct m | oyen |
| annuel excède 2000 kWh/m2/an | 2 |
| Figure I.3 : gisement solaire de l'Algérie | 3 |

CHAPITRE II :

| Figure II.1 : Différentes formes de conversion de l'énergie solaire |
|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Figure II.2 : centrale photovoltaïque |
| Figure II.3 : Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP7 |
| Figure II.4 : types de concentrateurs solaires |
| Figure II.5 : Principe de la technologie des concentrateurs cylindro-parabolique |
| Figure II.6 : Schémas de principe d'une centrale solaire à concentrateur de Fresnel 10 |
| Figure II.7 : centrale solaire à concentrateurs parabolique (dish stirling) 11 |
| Figure II.8 : Présentation d'une centrale solaire à tour |
| Figure II.9 : Les composants d'une centrale solaire à tour |
| Figure II.10 : Différents types et formes d'héliostats 17 |
| Figure II.11 : Stockage deux-cuves indirect vs stockage deux-cuves direct |
| Figure II.12 : Exemples de tours de centrales solaires |
| Figure II.13 : Concept de récepteur tubulaire et direction du flux HTF |
| Figure II.14 : Récepteur cylindrique externe |
| Figure II.15: Récepteur à cavité |
| Figure II.16: Récepteurs volumétriques ouverts |
| Figure II.17 : Récepteurs volumétriques fermés |
| Figure II.18 : Récepteurs fermés à tubes verticaux avec sel fondu |

CHAPITRE III :

| Figure III.1 : schématisation du mouvement de la terre autour du soleil | 25 |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure III.2 : La sphère céleste | 33 |
| Figure III.3 : les coordonnées géographiques | 34 |
| Figure III.4: Les cordonnées horaires | 35 |
| Figure III.5 : Les Cordonnées horizontales | 37 |
| Figure III.6 : Schéma de Disposition En Quiconque Radial | 41 |
| Figure III.7 : Positionnement des 17 héliostats | 43 |

| Figure III.8 : Configuration optimale de champ ² | 43 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure III.9 : la distribution de flux tombant sur le récepteur (densité de flux | 14 |
| Figure III.10 : présentation de l'absorbeur et des 17 héliostats de la mini centrale de ghardaia | |
| (URAER) | 45 |
| Figure III.11 : schéma de différentes pertes et échanges thermique effectuées au niveau de | |
| l'absorbeur | 17 |

CHAPITRE IV :

| Figure IV.1 : Représentation graphique du DNI durant la journée du13 juin |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Figure IV.2 : l'évolution de l'efficacité optique par rapport à la longueur de l'absorbeur 58 |
| Figure IV.3 : graphe l'erreur de convergence en fonction des itérations |
| Figure IV.4 : graphe de correction du débit d'évaporation (m_{evap}) en fonction du nombre |
| d'itérations |
| Figure IV.5 : graphe de variation de température de surface intérieur T _s en chaque itération. 59 |
| Figure IV.6 : L'influence de la longueur de l'absorbeur sur la variation de l'écart de |
| température (T _{excess}) (bleu) et la température de référence minimal (rouge)60 |
| Figure IV.7 : variation de la densité de flux le long de l'absorbeur (vert) et la densité |
| maximal (rouge) par rapport à la longueur de l'absorbeur |
| Figure IV.8 : l'évolution du rendement thermique en fonction de la longueur |
| Figure IV.9 : évolution des pertes thermique et de la puissance absorbée en fonction de la |
| longueur de l'absorbeur |
| Figure VI.10 : Diagramme d'énergie des échanges thermique dans l'absorbeur |

| Tableau II.1 : avantages et inconvénient des 4 Types de concentrateurs solaires | 2 |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau IV.1 : tableau récapitulatif d'une fiche technique des performances thermique et | |
| thermodynamique de l'absorbeur | 53 |



| Chapitre | I | : | Introduction |
|----------|---|---|--------------|
| Chaptero | - | • | mu ouucuon |

| Introduction générale1 | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|
| Chapitre II: Généralités et état de l'art | | | |
| II. 1. Classement des énergies renouvelable 4 | | | |
| II.2 : classement des technologies solaire renouvelable | | | |
| II.2.1 : Technologie photovoltaïque | | | |
| II.2.2 : Les centrales solaires thermodynamiques (CSP) | | | |
| II.2.2.1 : Principe de fonctionnement | | | |
| II.2.2.2 : Types des concentrateurs solaires7 | | | |
| II.2.2.3 : Les concentrateurs cylindro-paraboliques | | | |
| II.2.2.4 : Les concentrateurs linéaires de Fresnel9 | | | |
| II.2.2.5 : Les concentrateurs paraboliques(Dish-Stirling)10 | | | |
| II.2.2.6 : Les centrales à tour11 | | | |
| II.2.2.7 : Avantages et inconvénient | | | |
| II.2.3 :Les centrales solaires à tour14 | | | |
| II.2.3.1 : Les sous-systèmes d'une centrale solaire à tour14 | | | |
| II.2.3.2 : Le champ d'héliostats: | | | |
| II.2.3.3 : Fluides caloporteurs | | | |
| II.2.3.4 : Les fluides caloporteurs et les cycles de puissances | | | |
| II.2.3.5 : Stockage thermique | | | |
| II.2.3.6. Stockage indirect et direct | | | |
| II.2.3.7 : Les tours | | | |
| II.2.4 : Les récepteurs solaires à tour : | | | |
| II.2.4.1 : Récepteurs tubulaires | | | |
| II.2.4.2 : Récepteurs volumétriques | | | |
| II.2.5 : Les récepteurs en fonction du fluide caloporteur utilisé : | | | |
| II.2.5.1 : Le récepteur sel fondu | | | |
| II.2.5.2 : Le récepteur à métal (Sodium) fondu27 | | | |
| II.2.5.3 : Le récepteur à eau/vapeur d'eau27 | | | |
| II.2.6 : Énoncé de recherché | | | |
| II.3. Conclusion | | | |
| Chapitre III: Etude du gisement solaire, Méthodologie et Modélisation de conception | | | |

Partie I : Etude du gisement solaire

| III.1 : Présentation Du Site d'implantation (URAER) Unité De Recherche Applique | Sur les |
|---------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Energies Renouvelable (Ghardaïa) | 32 |

| III.2 : Gisement solaire | |
|-----------------------------------------------------------------|--|
| III.2.1 : Le soleil | |
| III.2.2 : La terre et son mouvement autour de soleil | |
| III.2.3 : la Sphère Céleste | |
| III.3 : Coordonnées géographique | |
| III.3.1 : La longitude λ | |
| III.3.2 : La latitude $\boldsymbol{\varphi}$ | |
| III.3.3 : L'altitude | |
| III.4 : Les Cordonnées Horaires : | |
| III.4.1 : La déclinaison $\boldsymbol{\delta}$ (d) | |
| III .4.2: Angle horaire $\boldsymbol{\omega}$ (encore noté AH) | |
| III.5 : Les Cordonnées horizontales | |
| III.5.1: Hauteur du soleil | |
| III.5.2 : L'azimut du soleil <i>a</i> : | |
| III.6 : Les Quatre Temps | |
| III.6.1 : Le Temps Universel (T.U) : | |
| III.6.2 : Le temps solaire vrai | |
| III.6.3 : Le Temps Solaire Moyen (T.S.M) : | |
| III.6.4 : Le Temps Légal (T.L) | |
| III.7 : Equation du temps | |
| III.8 : Constante Solaire | |
| III.9 : Les Différents Types De Rayonnement Solaire | |
| III.9.1 : L'éclairement direct | |
| III.9.2 : L'éclairement diffus | |
| III.9.3 : L'éclairement global | |
| Partie 2 : Modélisation de champ d'héliostats. | |
| III.10 : Configuration du champ d'héliostats | |
| III.11 : Modèle de position du solaire | |
| III.11.1 : Disposition En Quiconque Radial | |
| Partie 3: dimensionnement thermique et thermodynamique | |
| III.12 : Design thermodynamiques de RDSG | |
| III.13 : Analyse thermique de RDSG | |
| III.13.1 : Bilan d'énergie | |
| III.13.2 : modèle transfert thermique pour génération de vapeur | |
| III.13.3 : Calcul des pertes thermiques | |
| III.13.3.1 : pertes par convection naturelle | |

| III.13.3.2 : pertes par convection forcée externe | . 50 | | |
|---------------------------------------------------|------|--|--|
| III.13.3.3 : pertes par convection mixte | . 51 | | |
| III.13.3.4 : pertes par rayonnement | . 51 | | |
| III.14 : Calcul du flux incident sur la surface | . 52 | | |
| III.15 : Flux net | . 52 | | |
| III.16 : Temps de préchauffage | . 53 | | |
| III.17 : Propriété thermo physique du l'air | . 53 | | |
| III.18 : Le rendement du récepteur | . 54 | | |
| Chapitre IV: Résultats et discussions | | | |
| IV.1. Introduction | . 56 | | |
| IV.2 : discussion des figures | . 57 | | |
| IV.3 : Fiche technique des résultats | . 63 | | |
| Chapitre V: Conclusion | | | |

| Conclusion générale | 61 |
|---------------------|--------|



Le réchauffement climatique, les émissions des gaz à effets de serre, l'indépendance énergétique, et la limite des réserves fossiles et leur impact environnemental qui est très alarmant, sont des préoccupations qui croient de plus en plus avec la croissance économique, le développement industriel et la consommation énergétique de plus en plus excessive.

En conséquence, l'utilisation des énergies renouvelables devient très intéressante surtout avec leurs ressources illimitées et abondantes. Le développement et l'implémentation de ces dernière s'avère incontournable.

La terre reçoit une énergie solaire annuelle1000 fois plus grande que la consommation énergétique mondiale, la nature abondante, propre et inépuisable, rends l'énergie solaire favorable pour la production de l'électricité.



Figure I.1 : Principales ressources d'énergies [1]

Les projets de centrales thermoélectrique et photovoltaïques se multiplient dans de nombreux pays tels que les Etats Unies, l'Espagne, l'inde la Chine, l'Allemagne et le Japan. L'implémentation des centrales thermoélectriques nécessite un très fort ensoleillement et un faible taux d'humidité : elles sont particulièrement adapté aux endroits qui se situent dans la ceinture solaire tels que : l'Amérique du Sud, le sud-ouest des États Unis, une majeure partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et les pays du Moyen Orient, la chine, l'Australie et les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, et bien d'autres





De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde.

La durée du coup de chaleur sur la majeure partie du territoire du pays est de 2000heures par an et peut atteindre jusqu'à 3900 heures. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m 2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m2 /an au Nord et 2263 kWh/m2 /an au Sud du pays, Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh [3].

Après évaluation par satellite, l'Agence spatiale allemande conclut que l'Algérie représente le plus grand potentiel solaire de toute la Méditerranée bassin, soit 169 000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Après évaluation par satellite, l'Agence spatiale allemande conclut que l'Algérie représente le plus grand potentiel solaire de toute la Méditerranée bassin, soit 169 000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire toute la Méditerranée bassin, soit 169 000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire bassin, soit 169 000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque.[4]

La répartition du potentiel solaire par zone climatique sur le territoire de l'Algérie indique que le grand désert occupe 86% de la superficie avec une durée d'ensoleillement de 3500 h/an qui est la plus importante au monde ; de l'ordre de 9 h/jour ; ce qui nous laisse remarqué qu'il est toujours supérieur à 8 h/jours sur la majorité du territoire. Le plus grand de ce potentiel est présenté par la région sud ; en particulier le sud-est et le sud-ouest. [5]



 (a) Energies solaire globale reçue par Jour sur une surface d'un m²
 Figure I.3 : gisement solaire de l'Algérie [6]

La production et la consommation d'énergies en Algérie sont dominées par les produits pétroliers et le gaz naturel avec 99% et 1% pour les énergies renouvelable tel que le solaire qui prend 0.8 % de cette production renouvelable. [7]

Comme alternative à ces préoccupations, et vu le retard de l'Algérie, le développement et l'implémentation des énergies renouvelables est incontournable. Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et doivent être exploitées, parmi ces énergies on trouve l'énergie solaire. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale de cette source d'énergie pour la production d'électricité, vu à leur rentabilité en termes de performance, et des rendements élevés peuvent être obtenus.

Dans ce contexte, notre mémoire consiste à présenter une innovation d'un absorbeur solaire à concentration dans une centrale solaire à tours où un évaporateur-préchauffeur est intégrer.

On se concentre sur le développement de la méthodologie de conception où un modèle mathématique qui gouverne le transfert thermique qui sera développé et simuler sous matlab.

Aussi une présentation générale sur les technologies solaire renouvelable où on se base sur les centrales solaires thermodynamiques (csp) plus précisément les centrales solaire a tour où on se base sur un état de l'Art générale de ses dernières.



II. 1. Classement des énergies renouvelable

Une énergie est dite renouvelable, lorsque le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation renouvelable future, c'est une énergie propre, et inépuisable et durable dans le temps. Ce sont des énergies inépuisables, fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la Terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes.

Ce sont les énergies de l'avenir. Aujourd'hui, elles sont sous-exploitées par rapport à leur potentiel.

Les différents types des énergies renouvelables:

- L'énergie Eolienne : Les aérogénérateurs, mis en mouvement par le vent, fabriquent des dizaines de millions de MW. Utile dans les sites isolés, cette électricité alimente aussi les grands réseaux de distribution. Les éoliennes mécaniques servent à pomper de l'eau dans de nombreux pays.
- La Biomasse : (Masse des végétaux) réunit le bois, la paille, les rafles de maïs, le biogaz et les biocarburants.
- La géothermie : Cette énergie utilise la chaleur du sous-sol. Avec une température moyenne ou faible, on chauffe des locaux, alors qu'une température élevée permet de produire de l'électricité par vapeur interposée.
- Le solaire photovoltaïque : Des modules solaires produisent de l'électricité à partir de la lumière du soleil. Ils alimentent des sites isolés ou le réseau de distribution général. L'intégration à l'architecture est l'avenir du photovoltaïque dans les pays industrialisés.
- Le solaire thermique : Les capteurs solaires produisent de l'eau chaude sanitaire. Ils peuvent être aussi utilisés pour le chauffage. Plusieurs dizaines de millions de mètres carrés de capteurs sont installés dans le monde. Les capteurs solaires dits "haute température" dits aussi produisent de l'électricité CSP par des concentrateurs solaires appelés aussi, quelques grandes solaire thermodynamique centrales de ce type existent dans le monde. Le schéma suivant illustre les différentes applications et domaine d'utilisation de l'énergie solaire.



Figure II.1 : Différentes formes de conversion de l'énergie solaire [8]

II.2 : Classement des technologies solaire renouvelable

II.2.1 : Technologie photovoltaïque

L'utilisation l'effet photovoltaïque est pour convertir directement la lumière du soleil en électricité à courant continu. Le système photovoltaïque utilise des matériaux photovoltaïques pour absorber la lumière du soleil qui comprend des photons de différentes longueurs d'onde. Ils utilisent un concentrateur optique pour concentrer la lumière du soleil d'une zone plus grande sur une zone plus petite où se trouvent les cellules solaires.



Figure II.2 : centrale photovoltaïque [9]

II.2.2 : Les centrales solaires thermodynamiques (CSP)

Les systèmes à concentration du rayonnement solaire (CSP) concentrent le rayonnement solaire de diverses manières, puis le convertissent en énergie thermique, l'utilisation finale étant généralement l'électricité ou la chaleur à haute température. Les (CSP) utilisent des combinaisons de miroirs (ou de lentilles) pour concentrer le rayonnement solaire direct afin de produire des formes d'énergie utile. Le terme "énergie solaire à concentration" signifie la production d'électricité à base des concentrateurs solaire, l'ensemble des différents systèmes de conversions est appelé : centrale solaire thermodynamique.

II.2.2.1 : Principe de fonctionnement

La production d'électricité par voie thermodynamique à partir d'énergie solaire a commencé au début des années 80. Le principe général commun consiste à chauffer un fluide caloporteur (HTF) qui circule dans un tube absorbeur, ce dernier va être chauffé et augmente en température. Le caloporteur est ensuite utilisé pour alimenter directement un cycle thermodynamique ou indirectement en circulant dans des réservoirs de stockage. L'électricité est ensuite générée à travers un alternateur couplé à une turbine du cycle thermodynamique. [10]

On désigne par centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale hélio thermodynamique) une centrale générant de l'électricité à partir du rayonnement solaire incident direct et concentré par le biais d'un dispositif optique. La concentration du rayonnement direct permet de convertir l'énergie électromagnétique rayonnée en chaleur à haute température (énergie thermique), puis en énergie mécanique grâce à un cycle thermodynamique (généralement un cycle de Rankine), et enfin en énergie électrique au moyen d'une génératrice. La chaleur résiduelle du cycle thermodynamique peut éventuellement être valorisée. Un stockage d'énergie sous forme thermique peut également être mis en œuvre, ce qui constitue le principal avantage de ce type de centrale solaire.



Figure II.3 : Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP [11]

Un capteur solaire à concentration est composé de miroirs et d'un récepteur. Les miroirs concentrent le rayonnement solaire direct sur le récepteur (le rayonnement solaire diffus n'est pas exploitable). Pour pouvoir concentrer le rayonnement solaire continuellement sur le récepteur, les positions des miroirs changent en fonction de la position du soleil grâce à un système de poursuite solaire.

Le récepteur est constitué d'un élément qui est caractérisé par un grand coefficient d'absorption du rayonnement solaire réfléchi par les miroirs, appelé absorbeur. Cette absorption génère une énergie thermique qui va être transmise au fluide caloporteur qui circule dans l'absorbeur.

La puissance thermique fournie par le champ solaire sert à faire fonctionner le cycle thermodynamique (généralement un cycle de Rankine). [12]

II.2.2.2 : Types des concentrateurs solaires

Il existe deux types de concentrateurs solaires :

• Les concentrateurs linéaires :

La concentration s'effectue sur des tubes de grandes longueurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Ces tubes se trouvent sur la ligne focale des réflecteurs concentrant le

rayonnement solaire. Cette technologie nécessite un suivi du soleil sur un axe. Les capteurs cylindro-paraboliques et les capteurs de Fresnel fonctionnent sur ce principe. (Figure. 6.a).

• Les concentrateurs ponctuels :

La concentration s'effectue sur un récepteur central. Le dispositif de concentration suit le soleil sur deux axes : en azimut et en élévation. Ce principe est utilisé par les concentrateurs paraboliques et les centrales à tour.

On note que, les systèmes de concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui de concentrateur ponctuel. [13] (figure .6.b)



[a] Concentrateur Linéaire

[b] concentrateur ponctuel

Figure II.4 : types de concentrateurs solaires [14]

II.2.2.3 : Les concentrateurs cylindro-paraboliques

Cette technologie désignée parfois par PT est considérée comme étant la plus mature aujourd'hui, Ce type de centrale utilise généralement utilise de l'huile synthétique comme fluide caloporteur et dispose d'un bloc de puissance auxiliaire (brûleurs à fuel) comme système d'appoint pour les périodes de faible ensoleillement.

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.

Dans les centrales solaires à réflecteurs cylindro-paraboliques, le concentrateur a une forme cylindro-parabolique qui réfléchit le rayonnement solaire sur un tube placé sur la ligne focale du collecteur, comme on peut le voir sur la figure 6. Cette technologie appartient à la catégorie des collecteurs linéaires. Le taux de concentration des collecteurs cylindro-

paraboliques est compris entre 30 et 100. Pendant la journée, les miroirs tournent autour d'un axe horizontal, afin de suivre le soleil et ainsi collecter un maximum de rayonnement solaire. Les lignes de réflecteurs peuvent être orientées suivant un axe Nord-Sud, avec une poursuite Est-Ouest.

L'énergie thermique reçue par le récepteur est absorbée par un tube métallique isolé par un vide à l'intérieur afin de réduire les pertes thermiques par convection. Le fluide est généralement l'huile synthétique (qui est généralement le plus utilisé dans ce type de centrale), ce dernier circule à l'intérieur d'un tube, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.



Figure II.5 : Principe de la technologie des concentrateurs cylindro-parabolique [15]

II.2.2.4 : Les concentrateurs linéaires de Fresnel

La technologie des LFR, est la deuxième technologie de la filière des centrales solaires à concentrateurs linéaires.

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-paraboliques est la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche ont travaillé pour développer et tester des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire.

La technologie de Fresnel utilise des miroirs plans ou légèrement incurvés qui sont orientés d'une façon à suivre la course du soleil tout au long de la journée pour concentrer et rediriger en permanence le rayonnement solaire direct vers un tube absorbeur fixe placer sur la ligne

focale des miroirs. La température de fonctionnement varie de 270 °C à 550 °C, avec un facteur de concentration allant de 25 à 100.

Le principe de fonctionnement de ce type de capteur à concentration repose sur un système de miroirs plan RLC, dont l'orientation de chacun de ces miroirs réflecteurs linéaires compacts autour d'un pivot en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer le rayon solaire direct vers un ou deux tubes absorbeurs fixes ou mobiles.

L'énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal où la température de travail peut atteindre 500°C, ensuite grâce à un cycle de Rankine nous pouvons produire de l'électricité ou l'utiliser directement dans divers procédés tels que le chauffage ou le froid.[16]



Figure II.6 : Schémas de principe d'une centrale solaire à concentrateur de Fresnel [17]

II.2.2.5 : Les concentrateurs paraboliques (Dish-Stirling)

une centrale solaire à capteur parabolique est constituée d'un concentrateur parabolique, un récepteur situé au point focal, et d'un moteur. L'ensemble du dispositif dispose d'un tracking altazimutal. C'est généralement un moteur Stirling qui est utilisé, on parle alors d'unité parabole-Stirling. Une unité ne peut produire qu'une faible puissance électrique (de l'ordre de quelques dizaines de kW) mais possède le l'un des meilleur rendement solaire-électrique parmi les différentes technologies CSP existantes. [18]

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température qui dépasse les

750°C.



Figure II.7 : centrale solaire à concentrateurs parabolique (dishstirling). [19]

II.2.2.6 : Les centrales à tour

La centrale solaire à tour est composée d'un champ de miroirs, appelés héliostats, qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur qui se situe au sommet d'une tour.La concentration atteinte avec ce type de centrales est plus élevée par rapport aux autres types ce qui permet d'atteindre des températures plus élevées pour les fluides de transfert, entre 200°C et 1000°C. Les héliostats sont des miroirs plans montés sur des supports qui suivent la course du soleil selon deux axes. [20]

Les fluides caloporteurs peuvent être soit du sel fondu de nitrates (NaNO3 et KNO3), soit de l'eau transformée en vapeur. D'autres fluides de transfert de chaleur, tels que l'air, le sodium ou l'hélium peuvent également utilisés. Ensuite, la puissance est produite généralement avec un cycle Rankine. Le stockage est possible avec les sels fondus. Le rapport de concentration géométrique pour les centrales solaires à tour est entre 500 et 800. La lumière du soleil est concentrée entre 300 et 1500 fois sur le récepteur, ce qui permet d'atteindre des températures comprises entre 800 et 1200°C. Les centrales solaires à tour peuvent ainsi atteindre une puissance nominale plus élevée que les autres technologies. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes radiatives sont réduites car la surface réceptrice est limitée. [21]



Figure II.8 : Présentation d'une centrale solaire à tour [22]

| | Avantages | Inconvénients |
|----------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| Concentrateurs | - Peu de mouvement | - Ne convient pas à de petites |
| cylindro- | mécanique par rapports aux | installations. |
| paraboliques | autres centrales thermiques. | - L'énergie change de forme à de |
| | - Moins onéreux que la | nombreuses reprises : risques de |
| | concentration par les | perte d'énergie. |
| | héliostats et les paraboles | - sa forme qui est difficile à |
| | Stirling. | produire. |
| | - Bon rendement. | - la surface du miroir est assez |
| | - la forme parabolique assure | grande, ce qui augmente la |
| | une grande efficacité optique | charge de vent. |
| | | - La structure doit être plus solide |
| | | que, par exemple, les collecteurs |
| | | linéaires Fresnel en effet Les |
| | | coûts sont encore élevés pour |
| | | entretenir les miroirs. |
| Concentrateurs | - Principal avantage de cette | - Performances optiques |
| linéaires de | technologie, les miroirs plats | inférieures d'environ 30 % par |
| Fresnel | sont bien meilleur marché | rapport aux réflecteurs |

II.2.2.7 : Avantages et inconvénient

| | | que les miroirs paraboliques. | | paraboliques et cylindro- |
|------------------|---|---------------------------------|---|------------------------------------|
| | - | Les contraintes mécaniques | | paraboliques. |
| | | imposées par la poussée du | | |
| | | vent sont réduites grâce à la | | |
| | | disposition plane des miroirs. | | |
| | - | Moins de prise au vent, | | |
| | | infrastructure moins | | |
| | | importante qu'une centrale à | | |
| | | capteurs cylindro- | | |
| | | paraboliques. | | |
| centrales à tour | - | la concentration de la lumière | - | Ils nécessitent une très grande |
| | | sur un seul récepteur (la tour) | | surface de terrain. |
| | | permet d'obtenir des | - | Le rendement est inférieur à celui |
| | | températures plus élevées. | | des systèmes Stirling. |
| | - | Les miroirs reçoivent la | - | Le vent provoque des problèmes |
| | | lumière du soleil en suivant | | avec les miroirs, ce qui peut |
| | | le soleil sur deux axes. ce qui | | affecter l'efficacité. |
| | | permet de recevoir la lumière | | |
| | | du soleil même lorsque le | | |
| | | soleil est bas dans le ciel. | | |
| | - | un système non polluant, | | |
| | | sans émission de gaz ou de | | |
| | | liquides dangereux. | | |
| concentrateurs | - | La source d'énergie solaire | - | La taille des capteurs est limitée |
| paraboliques | | est illimitée et gratuite. | | afin d'obtenir une rotation sur |
| (Dish-Stirling) | - | L'utilisation d'un moteur | | deux axes pour suivre la course |
| | | Stirling apporte plusieurs | | du soleil. |
| | | avantages:(rendement | - | Fonctionnement par |
| | | jusqu'à40%, moins polluant, | | intermittence. |
| | | moins bruyant, entretien | - | Les capteurs sont difficiles à |
| | | facile car peu de pièces | | obtenir car ils nécessitent une |
| | | mobiles). | | double courbure pour obtenir la |
| | - | Il existe une possibilité de | | forme parabolique. |

| mise en réseau des capteurs | - Les forts écarts de température |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| pour obtenir une centrale de | créent des dilatations thermiques |
| taille industrielle. | qui limitent le choix des |
| - L'utilisation de gaz | matériaux. |
| (hydrogène ou hélium) ayant | |
| une capacité importante à | |
| absorber les calories et | |
| augmente le rendement. | |
| - Le rendement d'une unité de | |
| production varie entre 20- | |
| 30% contre 12 % environ | |
| pour les capteurs | |
| photovoltaïques. | |
| | |

Tableau II.1 : avantages et inconvénient des 4 Types de concentrateurs solaires [23]

II.2.3 : Les centrales solaires à tour

II.2.3.1 : Les sous-systèmes d'une centrale solaire à tour

Toute installation thermodynamique solaire doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible. On général toutes les centrales solaires ont un même principe qui se résume comme suit :

- La concentration du rayonnement sur l'entrée du récepteur.
- L'absorption du rayonnement concentré sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur.
- Le transport, et le stockage de cette chaleur.
- La conversion de la chaleur en un travail mécanique à travers un cycle thermodynamique, puis le travail en électricité à travers un alternateur.

Dans ce titre nous allons présenter la technologie de la concentration solaire en un point fixe par biais d'une centrale solaire à tour. Pour cela, nous allons présenter en détaille les différents sous-systèmes de la centrale, commençant par le champ, arrivant au bloc de puissance. D'une façon générale une centrale solaire à tour est définie par deux blocs ; le bloc solaire et le bloc de puissance, les deux blocs regroupes des mécanismes spécifiques appelés sous-systèmes, en générale on les trouve classé comme suivant :

- Un système de collecte : ou champ d'héliostats, créé avec un grand nombre de miroirs répartis en rangées. les miroirs sont orientables suivant deux axes et pilotés par un système centralisé.
- Le récepteur solaire : Il est l'élément clé de la tour, il assure l'absorption du flux concentré, ce dernier est transmis sous forme de chaleur à un fluide actionnant ainsi un bloc de puissance conventionnel.
- Un échangeur de chaleur : Considéré comme un générateur de vapeur où on aura un échange d'énergie entre le fluide caloporteur chauffé dans le champ solaire et un circuit d'eau circulant à l'intérieur de cet échangeur afin de produire de la vapeur qui va être injectée dans la turbine.
- Un système d'appoint : lorsque en couple une centrale solaire à une autre source d'énergie dans le cas présent à un système d'appoint utilisant des combustibles fossiles, on les appelle centrales hybrides, dans ces systèmes on peut éliminer le stockage thermique, la continuité de fonctionnement est assurée par les combustibles fossiles lors des passages nuageux et pour la production nocturne d'électricité.
- Un bloc de puissance : il regroupe le générateur de vapeur, la turbine et l'alternateur, Système de Control, et les systèmes de refroidissements.



Figure II.9 :Les composants d'une centrale solaire à tour[24]

II.2.3.2 : Le champ d'héliostats:

Un système SPT contient un nombre variable mais généralement élevé d'héliostats, en fonction de la taille des héliostats individuels et de la puissance thermique souhaitée du système, qui sont des miroirs contrôlés par ordinateur qui suivent le soleil individuellement sur deux axes. [25]

Un héliostat est un grand miroir relié à un système de contrôle de suivi qui se déplace autour de deux axes tout au long de la journée afin de suivre le soleil et de faire en sorte que le rayonnement solaire se reflète sur le centre du récepteur. L'héliostat est capable de tourner de haut en bas (inclinaison) et de gauche à droite (réglages de l'azimut de la surface). Le système de suivi utilise des moteurs contrôlés par un ordinateur central qui oriente avec précision les héliostats de manière à ce qu'ils puissent être utilisés en toute sécurité. [26]

Les miroirs ont une forme plane presque plate avec une petite courbure. Les héliostats sont des outils de captations, leurs but est de capter puis réfléchir les rayons solaires afin de les concentrés au sommet d'une tour [27].

La convergence de tous les rayons réfléchis se fait sur un récepteur. La distance entre cette dernière et chaque héliostat peut varier de 100 à 1000m, la forme et la surface des héliostats peuvent variées d'un héliostat à un autre, quelques formes sont représentées dans la figure qui suit. [28]

En général un héliostat est composé des éléments suivants :

- Système de poursuite.
- Les réflecteurs.
- Système de commande.
- Structure métallique.
- Socle de fondation.



Figure II.10 : Différents types et formes d'héliostats [29].

II.2.3.3 : Fluides caloporteurs

Un fonctionnement optimal des absorbeurs solaires nécessite une maitrise de la température de fonctionnement du concentrateur selon l'ensoleillement, et une capacité de transfert thermique importante. Il en est de même pour l'alimentation du cycle de puissance et du système de stockage, c'est pourquoi l'utilisation de fluides caloporteurs performants est indispensable.

Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont l'eau, l'huile synthétique et les sels fondus :

- L'eau sous sa forme liquide est un excellent caloporteur, avec une chaleur spécifique élevée et relativement constante selon la température (environ 4,4 kJ/kg.K à 200°C ; 5,1 kJ/kg.K à 300°C), il peut être utilisée avec des turbines à vapeur saturées ou surchauffées. [30]
- Les huiles minérales ou synthétiques sont surtout utilisées dans les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques. Ceux-ci sont toxiques e. La possibilité de stockage d'énergie avec ce type de fluide de transfert de chaleur est faible, car il a une faible chaleur spécifique. Ensuite, la température maximale qu'ils peuvent supporter est d'environ 400 °C, ce qui limite la température de fonctionnement de la centrale. Enfin, ces huiles ne peuvent pas être utilisées comme fluide de travail dans la turbine, et une deuxième boucle doit donc être créée, avec un échangeur de chaleur entre les huiles et le fluide de travail (eau).
• Les sels fondus de nitrate (un mélange de 60 % de NaNO3 et de 40 % de KNO3) sont couramment utilisés dans les centrales thermiques à tour solaire, car elles nécessitent des températures de fonctionnement plus élevées. Les sels fondus fonctionnent entre 290 °C et 550 °C, car en dessous de 220 °C, ils deviennent solides. L'utilisation de sels fondus ajoute de la complexité à la centrale, car elle crée un besoin de contrôle de la température de ces derniers pour s'assurer qu'ils ne tombent pas en dessous de leur point de solidification. Et comme les sels fondus ne peuvent pas faire fonctionner une turbine, plusieurs boucles doivent être créées dans le circuit, avec au moins un échangeur de chaleur entre les sels fondus et le fluide de travail. [31]

II.2.3.4 : Les fluides caloporteurs et les cycles de puissances

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. Pour le cycle de Rankine, le fluide chauffé dans le récepteur solaire est de la vapeur (détente directe de la vapeur dans la turbine), ou bien un sel fondu (avec échangeur sel/eau-vapeur en aval), ou encore de l'air à pression atmosphérique (échangeur air/eau-vapeur en aval). Pour un cycle de Brayton, le fluide est de l'air sous pression (7 – 15 bars) à haute température (1000°C – 1150°C). De tels systèmes pourraient atteindre un rendement peak de 35 % et un rendement annuel solaire-électrique de 25%. [32]

II.2.3.5 : Stockage thermique

Pour assurer la continuité de fonctionnement des centrales solaire à concentrations, ainsi que pour une bonne productibilité et rentabilités des centrales CSP, il est nécessaire d'intégrer un système de stockage thermique dans ces derniers qui est pour but :

- Assurer le fonctionnement pendant les passages nuageux
- Assurer l'approvisionnement en énergie pendant les périodes de faibles ensoleillements
- Assurer l'approvisionnement en absence d'ensoleillement (la nuit).

On distingue 3 types de stockages thermiques :

- Stockage par voie sensible
- Le stockage par chaleur latente
- Le stockage thermochimique

II.2.3.6.Stockage indirect et direct

Deux configurations générales existent pour un système de stockage par chaleur sensible. Pour une meilleure compréhension, la description de ces configurations sera appliquée au stockage dit « à deux cuves », qui est généralement utilisé dans les CSP.

Le principe de fonctionnement du stockage deux-cuves est relativement simple :

- Pour stocker l'énergie thermique disponible, le fluide à la température basse du système est pompé de la première cuve, appelée « cuve froide », pour être envoyé dans le champ solaire ou vers un échangeur, chauffé jusqu'à la température haute, puis injecté (ou stocké) dans la seconde cuve, nommée « cuve chaude »
- Pour déstocker l'énergie initialement chargée, le fluide chaud est pompé de la cuve chaude, envoyé vers un échangeur (du groupe de puissance ou du procédé nécessitant de la chaleur), l'énergie emmagasinée est utilisée, puis le fluide revenu à sa température basse est réinjecté dans la cuve froide.
- Le stockage à deux cuves peut donc se présenter sous deux configurations.
- Si le fluide est identique pour le champ solaire et le stockage, la configuration est appelée « stockage direct » (Figure a). Le stockage direct possède les avantages de réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité de la centrale, car on supprime alors l'échangeur thermique.
- Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est différent du fluide de stockage, on nomme cette technologie « stockage indirect » (Figure b). Le stockage indirect permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application (stockage ou caloporteur).



(a) Stockage deux-cuves direct(b) Stockage deux-cuves indirectFigure II.11 : Stockage deux-cuves indirect vs stockage deux-cuves direct [22]

II.2.3.7 : Les tours

Il est souhaitable de construire la tour relativement haute afin de minimiser les interférences entre héliostats voisins. Cependant, la hauteur de la tour est généralement limitée par son coût, Le vent, le poids du récepteur et les charges sismiques sont les trois facteurs les plus importants pris en compte lors de la conception d'une tour. Les charges liées au poids du récepteur sont variables, mais de nombreuses tours ont été conçues pour résister à des charges éoliennes et sismiques de 90 mph et de 0,5 mm Sismiques de 90 mph et 0,25 g, respectivement.

Les tours sont principalement construites en béton armé ou en acier autoportant. La fondation de la tour est le plus souvent construite en béton armé afin de transférer les charges au sol. [34]



Figure II.12 : Exemples de tours de centrales solaires [35]

II.2.4 : Les récepteurs solaires à tour :

Récepteur est un composant très important qui est soumis à des températures de fonctionnement très élevées, Son rôle est d'absorber le flux thermique réfléchi par les héliostats et de le transférer au fluide caloporteur HTF, qui fait fonctionner une turbine. Dans la plupart des cas, le récepteur est situé au sommet de la tour et c'est là que les échanges thermiques se produisent. [36]

Il existe deux types de récepteurs : tubulaires et volumétriques. Les récepteurs tubulaires sont utilisés pour les HTF liquides tels que l'eau, le sel fondu, l'huile thermique, le sodium liquide et le sel Hitec, et les récepteurs volumétriques utilisent de l'air ou du CO2 supercritique comme HTF. Le type de récepteur dépend du type de HTF et du cycle de puissance (Rankine ou Brayton) utilisé dans le système. Une brève description des récepteurs est présentée dans la section suivante. [37]

II.2.4.1 : Récepteurs tubulaires

Un récepteur tubulaire est constitué d'un grand nombre de tuyaux disposés verticalement où le HTF traverse plusieurs tubes verticaux et est chauffé par le rayonnement réfléchi par les héliostats.



Figure II.13 : Concept de récepteur tubulaire et direction du flux HTF.[38] Il existe deux types de récepteurs tubulaires : Les récepteurs cylindriques externes et les récepteurs à cavité :

a. Récepteurs cylindriques externes

Ce type de récepteur appelé aussi récepteur ouvert est normalement constitué de plusieurs tubes fins verticaux ,avec un diamètre variant entre 20 à 56 mm, les tubes sont soudés entre eux de manière à avoir une forme cylindrique, et c'est à travers ces tubes que doit passer le fluide caloporteur pour qu'il soit chauffé puis récupéré en haut du cylindre (des tubes).

La surface du récepteur est réduite au minimum afin de réduire et de minimiser les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température maximale de fonctionnement des tubes et donc la capacité de dissipation de la chaleur du fluide caloporteur. [39]



Figure II.14 : Récepteur cylindrique externe [40]

b. Récepteurs à cavité

Le principal avantage des récepteurs à cavité est que la surface d'absorption de la chaleur est placée à l'intérieur d'une cavité isolée afin de réduire les pertes de chaleur dans l'environnement. Cela permet également de réduire les pertes dues à la réflexion sur l'ouverture du récepteur.

Les récepteurs à cavité possèdent généralement une structure entre l'ouverture et l'environnement, appelée concentrateur secondaire qui sert à concentrer davantage le rayonnement réfléchi entrant provenant des héliostats. [41]



Figure II.15: Récepteur à cavité [42]

II.2.4.2 : Récepteurs volumétriques

Les récepteurs qui utilisent l'air comme HTF sont constitués de treillis métalliques poreux ou de mousses métalliques/céramiques. Le rayonnement solaire qui frappe les récepteurs volumétriques est absorbé par l'ensemble du récepteur.

Les récepteurs volumétriques sont de deux types : volumétriques ouverts et volumétriques fermés/pressurisés. La figure 16 et la figure 17 en donnent une représentation schématique.

a. Récepteurs volumétriques ouverts

Dans les récepteurs volumétriques ouverts, l'air ambiant est aspiré à travers un absorbeur, qui a été chauffé par un rayonnement solaire concentré à une température de 600 à 800°C. Comme matériau d'absorption, des fils d'acier ou des céramiques poreuses sont utilisés. En raison de la structure poreuse de l'absorbeur, le récepteur est caractérisé principalement par de faibles pertes thermiques, car la surface externe de l'absorbeur est beaucoup plus petite que la surface poreuse du transfert de chaleur (effet volumétrique).

D'autres avantages du récepteur volumétrique sont les suivants :

- une bonne gestion de l'air du fluide caloporteur,
- structure relativement simple,
- une température de sortie suffisamment élevée,



• la faible inertie thermique et un temps de démarrage court.

Figure II.16: Récepteursvolumétriquesouverts [43]

b. Récepteurs volumétriques fermés

Les récepteurs volumétriques fermés sont également appelés récepteurs volumétriques pressurisés, dans lesquels le HTF (généralement de l'air) est chargé mécaniquement à travers le récepteur par un ventilateur et l'ouverture du récepteur est scellée par une fenêtre transparente. L'énergie solaire concentrée réchauffe le HTF dans la partie en forme de dôme du récepteur et l'air chauffé est utilisé soit dans un cycle de Rankine via un échangeur de chaleur, soit dans un cycle de Brayton pour produire de l'électricité.



Figure II.17 : Récepteurs volumétriques fermés [44]

II.2.5 : Les récepteurs en fonction du fluide caloporteur utilisé :

II.2.5.1 : Le récepteur sel fondu

Le récepteur à tubes fermé est le plus favorable des récepteurs solaires qui utilisent les sels fondus comme fluide caloporteurs. Dans le récepteurs à tubes fermé, le sel fondu est pompé et chauffé à travers des tubes, ces derniers sont teintés en noirs afin d'augmenté l'absorptivité du récepteur.

Un Sel fondu est composé généralement de nitrate de sodium ou de potassium (NaNO3, KNO3). Contrairement à l'air, le sel fondu a une capacité thermique beaucoup plus élevé et peut être directement stocké. En conséquence, le coût de conception d'un système de stockage de la chaleur sera remarquablement réduit. Un autre avantage du sel fondu est que le fluide caloporteur est toujours dans la phase liquide. En revanche le sel doit être maintenu liquide, et ne doit en aucun cas se cristalliser, le garder en phase liquide représente un inconvénient, car toutes les parties ou circule (réservoirs, canalisations et des vannes) doivent être chauffées pendant la nuit ou pendant les passages nuageux ou toutes pauses de fonctionnement (point de fusion de 120 à 140 ° C). Cette situation entraîne des pertes de charge sévères et nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante et pénalise en conséquence le rendement de conversion de la centrale, et augmente le coût d'exploitation de la centrale. Un autre inconvénient des sels fondus est leur corrosivité élevée. L'utilisation des sels fondu comme fluide caloporteur dans les récepteurs solaires a été développé principalement par les instituts de recherche américains ainsi que des entreprises (Boeing, Bechtel pursued, et d'autre), son fonctionnement a été testé avec succès dans la centrale solaire Française Thémis, et la centrale solaire Californienne Solar Two.

On général l'utilisation des sels fondu est caractérisée par :

- Le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),
- Il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,
- Les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au-dessous d'une valeur critique,
- Ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours (le Hitec au-dessus de 140°C à Thémis, et le Draw-Salt de 220°C à Solar Two).



Figure II.18 : Récepteurs fermés à tubes verticaux avec sel fondu [45]

II.2.5.2 : Le récepteur à métal (Sodium) fondu

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient du fait qu'il est très bon conducteur de chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. [46]

II.2.5.3 : Le récepteur à eau/vapeur d'eau

La conception du récepteur à vapeur d'eau est pratiquement compatible avec le récepteur à sel fondu. A la différence de ce dernier, en passant dans les tubes du récepteur l'eau s'évapore elle peut même être surchauffée puis directement refoulé sous forme de vapeur saturée à une turbine à vapeur.

L'utilisation de l'eau ou de la vapeur d'eau comme fluide caloporteur dans les récepteurs solaires ont montré que la génération directe de vapeur dans le récepteur avait de nombreux problèmes. Les plus sérieux d'entre eux sont : le flux fournis en deux phases (eau / vapeur) et

les difficultés liées au transfert de chaleur et la fatigue des matériaux, l'entreprise espagnole Abengoa a développé une technique utilisant la vapeur saturée comme fluide caloporteur dans les récepteurs, ce concept est appliqué dans les deux centrales solaires à tours PS10, et PS20. [47]

II.2.6 : Énoncé de recherché

Parmi les travaux de recherches rencontrés dans le domaine des centrales solaires à tour, nous pouvons citer trois publications qui se sont intéressée à l'étude thermique du récepteur et les paramètres qui influent sur ce dernier, la première est le travail réalisé par S. Boudaoud et al [48] qui ont effectué une analyse technico-économique d'une future centrale solaire à tour en Algérie de 20 MW, le récepteur modélisé est un récepteur de type cavité avec sel fondu comme HTF, la centrale a été simulée sur différents sites (régions côtières, montagneuses et sahariennes). Ceci est réalisé par l'étude de l'effet de la taille du champ solaire, du facteur de capacité, la capacité de stockage, l'intensité du rayonnement solaire (DNI), la fraction de combustible fossile (hybridation) sur le rendement thermique et le coût actualisé de l'électricité (LCOE) dans les différents sites sélectionnés. Deux scénarios ont été proposés dans cette étude à savoir : le mode solaire seul et le mode hybride. Des simulations et des comparaisons avec différentes études existantes dans la littérature ont été effectuées. Les résultats ont montrés que la centrale solaire à tour peut remplacer les combustibles fossiles, réduire les prix de l'électricité et augmenter le facteur de capacité.

La deuxième étude est celle réalisée par Chao Xu et al [49] qui ont effectué une analyse énergétique et exégétique des centrales solaires à tour, dans cette étude les auteurs ont utilisés les sels fondus comme HTF, l'objectif était pour localiser et identifier les pertes au niveau du cycle de puissance, ainsi que les pertes énergétiques et énergétiques dans les différents composants de la centrale. Pour étudier la performance du récepteur et du système global, plusieurs paramètres ont été pris en considération tels que le type de cycle de puissance, le rapport de concentration, et l'irradiation normale directe (DNI), ces derniers ont une grande influence sur les performances du système étudié. Des comparaisons entre les composants individuels de la centrale et le cycle thermodynamique ont été effectuées en fonction des changements des paramètres susmentionnés afin de montrer leur effet sur les performances énergétiques et exégétique. En fait, l'efficacité a varié avec la variation de ces paramètres, où, l'intégration d'un cycle de puissance avancé (les cycles de Rankine avec système de surchauffe), ou une augmentation du DNI et du ratio de concentration augmentera l'efficacité et réduira les pertes de puissance.

La troisième étude est celle réalisée par S. Saeed Mostafavi Tehrani et al [50] qui ont étudié la performance d'un récepteur thermique de type cavité à sel fondu comme HTF, dans des conditions stables et transitoires, cette analyse a été effectuée pour un mode de fonctionnement avec et sans stockage. Cette étude est réalisée par le biais de deux stratégies qui sont : une température de sortie du récepteur fixe et un débit du récepteur fixe. Les paramètres considérés sont basés sur les paramètres suivants : le débit maximal, la température maximale de sortie du récepteur et la température maximale de surface du récepteur. Les résultats des simulations et l'analyse de la stratégie de contrôle hybride sous le fonctionnement dynamique de la température et du débit, ont montré clairement que la température du récepteur doit être maintenue à moins de 560K pour obtenir une efficacité élevée et des performances thermiques du récepteur élevée aussi. L'irradiation normale directe (DNI) doit être maintenue égale à 500 W/m² et 700 W/m² pour les deux stratégies : une température de sortie fixe et un débit fixe respectivement.

II.3. Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté les différents types d'énergies et les principes fondamentaux des systèmes CSP en retraçant le flux d'énergie solaire depuis la collecte initiale jusqu'à la conversion finale en électricité, et a examiné les limitations qui apparaissent dans chacun des sous-systèmes : concentrateur, récepteur, transport, stockage et conversion mécanique et thermodynamique. Les principes physiques de base sont dérivés des principes de l'optique, du transfert de chaleur et de la thermodynamique.

En deuxième lieux on a fait un état de l'Art où nous avons définis une branche de la concentration solaire par la technologie des centrales à tour, et nous avons définis les différents sous- système de la centrale. On conclusion de ce qu'on a présenté, la centrale solaire à tour est définis par :

- Son champ de captation (celui-là dépend du type d'héliostat, la surface effective, la réflectivité, le système de poursuite, et les erreurs de pointage).
- Le choix du récepteur qui est fortement lié au type du fluide caloporteur utilisé et au modèle de récepteur utilisé : cavité, externe, ou volumétrique.
- La filière ou le fluide caloporteur utilisé : vapeur d'eau, sels fondu, l'air.
- La turbine : à gaz, à vapeur, ou combinée.
- Le stockage thermique : qui joue un rôle important dans le domaine du solaire vu la nature intermittente de cette énergie.

- Hybridation : l'hybridation s'avère pratique grâce à elle, on économise le stockage.

Le bon choix et la bonne combinaison entre ces éléments nous permis un bon fonctionnement et une bonne rentabilité de la centrale.



Partie I : Etude du gisement solaire

III.1 : Présentation Du Site d'implantation (URAER) Unité De Recherche Applique Sur les Energies Renouvelable (Ghardaïa).

Le site de Ghardaïa est situé au centre de l'Algérie à 600km d'Alger à 32,38° Nord, 3,81° de longitude Est, à une altitude de 450 mètres. Représentant un climat désertique, le site est bordé par la wilaya de Laghouat au nord, la wilaya d'Ouargla à l'est, l'Adrar au sudouest, et la wilaya d'El-Bayad à l'ouest.

Les précipitations sont subsahariennes avec une moyenne de 67,37 mm, Le nombre moyen de jours de pluie par an varie de 20 à 30 jours. La vitesse annuelle moyenne du vent est de 3,1 à 4,4 m/s à 10 m au-dessus du sol.

La température moyenne mensuelle varie de 14.9°C à 43.2°C, en juillet la moyenne des maximales est de 28.5°C, la température moyenne mensuelle varie de 3.4°C à 29.5°C en juillet, la température annuelle minimum moyen est de 16.3°C

III.2 : Gisement solaire

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairement énergétique à peu près constant et égale à 1367 W/m², appelé de ce fait constante solaire.

III.2.1 : Le soleil

Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%). L'énergie solaire est une énergie produite par la suite de réaction de fusions nucléaires. La source de la plupart des énergies disponibles sur la terre est exploitable pour la production d'électricité. La puissance solaire disponible en tout point de la terre dépend du jour, de l'heure, et de la latitude de point de réception, de plus la quantité d'énergie solaire captée est fonction de l'orientation de récepteur. Sur le plan humain le soleil est d'une grande importance car c'est la source de vie sur terre en lui fournissant une grande quantité d'énergie il permet à l'eau d'être à l'Etat liquide et la photosynthèse des végétaux. Par contre le rayonnement solaire est également responsable des phénomènes climatiques et météorologiques.

III.2.2 : La terre et son mouvement autour de soleil

La terre a la forme d'un ellipsoïde de révolution aplati. Sa superficie est de 510101.103 Km², son volume est égal à 1083320.106 Km³, sa masse vau 6.1021 tonnes et sa densité moyenne est de 5.52. La terre décrit autour du soleil une ellipse presque circulaire. Cette ellipse est située dans un plan appelé écliptique. L'axe de rotation terrestre fait un angle de $+23^{\circ}27^{\circ}$ à $-23^{\circ}27^{\circ}$ ce qu'on appelle déclinaison. L'intersection du plan de l'équateur avec le plan l'écliptique définit la ligne des équinoxes. L'intersection de cette ligne avec l'orbite terrestre, lors de l'équinoxe de printemps définit le point vernal celui-ci est pris comme origine pour le celui des angles définissants la position relative du soleil par rapport à la terre.



Figure III.1 :schématisation du mouvement de la terre autour du soleil [51]

III.2.3 : la Sphère Céleste

La sphère céleste est une sphère imaginaire dont le diamètre prend le centre de la terre, et admet pour le rayon la distance (soleil-terre). On considère que tous les objets visibles sont situés à la surface de la sphère céleste.

La direction des objets peut être quantifiée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes.



Figure III.2 : La sphère céleste [51]

III.3 : Coordonnées géographique

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre.



Figure III.3 : les coordonnées géographiques [51]

III.3.1 : La longitude λ

C'est l'éloignement par rapport au méridien de Greenwich, mesuré en degré. Elle est comptée positivement vers l'est et négativement vers l'ouest, à partir du méridien Greenwich.

III.3.2 : La latitude φ

C'est l'éloignement d'un point sur la surface de la terre par rapport à l'équateur, mesuré en degré (mesurée à partir du centre de la terre), permettent de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère nord et de 0° à -90° dans l'hémisphère sud.

III.3.3 : L'altitude

C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence.

III.4 : Les Cordonnées Horaires :

III.4.1 : La déclinaison δ (d)

C'est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre -23.45° et +23.45°. Elle est nulle aux équinoxes (21mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre) [51]. La valeur de la déclinaison peut être calculée par Les relation suivante:

$$c = \left(\frac{\pi}{180}\right)^* \left[\left(\frac{360}{365}\right)^* (n-2)\right] \tag{III.1}$$

$$a = \left(\frac{\pi}{180}\right) * \left[\left(\left(\frac{360}{365}\right) * (n-82)\right) + \left(2*\sin(c)\right)\right]$$
(III.2)

$$d = \left(\frac{180}{\pi}\right)^* a \sin(0.398^* \sin(a)) [52]$$
(III.3)



Figure III.4: Les cordonnées horaires [53]

III .4.2: Angle horaire ω (encore noté AH)

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil

passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du Soleil sur ce même plan au midi vrai. L'angle horaire est donné par la relation suivante:

$$\omega = 15(TSV - 12) \tag{III.4}$$

Où :

TSV : est le temps solaire vrai.

III.5 : Les Cordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan astronomique et la verticale du site. Dans ce cadre, les coordonnées sont la hauteur(h) et l'azimut du soleil(a).

III.5.1: Hauteur du soleil

L'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal, varie entre 0 et 90°.

Au lever et au coucher du soleil la hauteur vaut 0° .

L'expression de h est donnée par :

Sin (h) =sin (
$$\varphi$$
) sin (δ) +cos (φ) cos (δ) cos (ω)
h=arcsine [sin (φ) sin (δ) +cos (φ) cos (δ) cos (ω)] (III.5)

III.5.2 : L'azimut du soleil *a* :

C'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil et la direction sud. La relation de l'azimut est la suivante :

$$Sin (a) = \frac{sin(\omega) * cos(\delta)}{cos(h)}$$

$$a = arc sin = \frac{sin(\omega) * cos(\delta)}{cos(h)}$$
(III.6)

Avec δ: déclinaison du soleil
ω: L'angle horaire
h: la hauteur du soleil



Figure III.5 : Les Cordonnées horizontales [53]

III.6 : Les Quatre Temps

III.6.1 : Le Temps Universel (T.U) :

C'est le temps civil moyen du méridien de Greenwich (méridien origine) appelé encore GMT (Greenwich Mean Time):

$$TU = TSM - (L/15)$$
(III.7)

Où :

L : est la longitude.

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

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

TU = TSM : pour le méridien de Greenwich.

III.6.2 : Le temps solaire vrai

Le temps solaire vrai, à un moment donné, est l'angle solaire horaire ω . Il est donné sous la forme suivante:

$$TSV = 12 + \omega/15$$
 (III.8)

ω: En degré.

Si:

- $\omega = 0$, TSV=12h.00
- $\omega < 0$, la matinée
- $\omega > 0$, l'après-midi.

III.6.3 : Le Temps Solaire Moyen (T.S.M) :

Il est appelé parfois temps locale (TSM), Il est donné par la relation:

$$Et = TSV - TSM$$
(III.9)

Avec :

Et : l'équation du temps, qui corrige le T.S.V par rapport au T.S.M. [min]

$$Et = 9.87 \sin (2N') - 7.53 \cos (N') - 1.5 \sin (N')$$

Ou:

N' = (nj - 81) ' 360/365

nj : est le numéro du jour dans l'année.

III.6.4 : Le Temps Légal (T.L)

C'est le temps officiel d'un état, il est donné par:

$$TL = TU + \Delta H$$
 (III.10)

Où :

 ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

 $\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie.

III.7 : Equation du temps

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

 $Et = 9.9 \sin [2(0.986 j + 100)] - 7.7 \sin (0.986 j - 2)$ (III.11)

Où :

Et: est exprimé en minutes et j est le numéro du jour dans l'année à partir du 1er Janvier.[53]

III.8 : Constante Solaire

Constante solaire I_0 , qui est la puissance incidente à l'extérieur de l'atmosphère à une surface de 1 m² perpendiculaire aux rayons du soleil, distance d = 1 UA (Astronomical Unit) du soleil.

$$I_0 = \int_0^\infty I_\lambda(\lambda) d\lambda \qquad (\text{III.12})$$

L'intégration du spectre WRC (World Radiation Center) donne $I_0 = 1367 W.m^{-2}$. La valeur actuelle est $I_0 = (1367 \mp 21)W.m^{-2}$. Elle est variable tout au long de l'année car la distance soleil-terre elle-même varie également (trajectoire elliptique). La correction de la distance terre soleil est donnée par :

$$C_{t-s} = 1 + 0.033 . \cos\left(\frac{360*n}{365}\right)$$
 (III.13)

Avec:

n: numéro du jour dans l'année.

La constante solaire corrigée est : [54]

$$I_{c} = I_{0}C_{t-s} \tag{III.14}$$

III.9 : Les Différents Types De Rayonnement Solaire

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairement énergétique à peu près constant et égale à 1367 W/m², appelé de ce fait constante solaire.

III.9.1 : L'éclairement direct

L'éclairement solaire direct se définit comme étant l'éclairement provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.

III.9.2 : L'éclairement diffus

Dans sa traversée de l'atmosphère, l'éclairement solaire est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension. L'éclairement solaire diffus n'est donc nul que la nuit.

III.9.3 : L'éclairement global

C'est la somme des deux types d'éclairements direct et diffus. [55]

Partie 2 : Modélisation de champ d'héliostats.

III.10 : Configuration du champ d'héliostats

La conception d'un champ d'héliostats est d'une centrale solaire à tour n'est pas facile car l'ensemble des paramètres à définir possède un grand nombre de degrés de liberté. Il existe déférents types de champs d'héliostats : des champs circulaires, des champs symétriques orientés au Nord, des champs asymétriques avec des héliostats très grands et des héliostats plus petits et plus serrés, etc....

La disposition radiale en quiconque est utilisée dans l'optimisation de notre champs qui dispose de 17 héliostats où on a défini tout d'abord le rayon de la première rangée d'héliostats .Cette disposition radiale en quiconque consiste ensuite à déterminer un écartement azimutal entre les héliostats d'une rangée et un écartement radiale entre chaque rangée. Ces deux paramètres sont habituellement en fonctions caractéristiques de champ d'une tour solaire. Pour cette configuration on a choisi le code de Collado qui utilise dans son modèle une

distance entre 40 à 50% de la hauteur de la tour.

III.11 : Modèle de position du solaire

Pour calculer la distribution géométrique des centres des héliostats sur le champ solaire il est nécessaire d'inclure un modèle de positionnement solaire défini par les équations suivantes qui ont été abordées dans la partie 1 de ce chapitre :

- Déclinaison du soleil
- Hauteur angulaire du soleil
- Azimut du soleil

III.11.1 : Disposition En Quiconque Radial

L'approche pour générer le champ décalé est identique à celle utilisée dans le code CAMPO, la configuration obtenue de notre mini-centrale en utilisant ce code est illustrés dans la figure ci-dessous :



Figure III.6 : Schéma de Disposition En Quiconque Radial [56]

Le diamètre caractéristique (DM) présenté dans la **figure III.6** est défini par la relation suivante :

Ou :

DH : est le périmètre des polygones régulier

La distance de sécurité supplémentaire dsep est donnée par :

$$dsep = ds.DH$$
 (III.16)

Avec : **ds** est le rapport entre la distance de sécurité supplémentaire et la hauteur de l'héliostat La distance radiale minimale entre les rangées d'héliostats est égale à la hauteur d'un triangle équilatéral et est donnée comme suite :

$$\Delta R_{min} = Cos30^{\circ} . DM \qquad (III.17)$$

 ΔR_{min} est la distance radiale minimale

Pour réaliser une optimisation plus précise et plus faible ; l'équation ci-dessus a été modifiée comme suit :

$$\Delta R_i = f_{R,i} DM \quad (i=1, 2) \tag{III.18}$$
$$f_{R,i} > Cos 30^{\circ}$$

Où :

 $f_{R,i}$: est le paramètre d'optimisation défini dans le code de calcul.

i: désignée le numéro de la zone ou son situes les héliostats.

Grace au paramètre $f_{R,i}$ l'espacement radial entre les ranges d'héliostats pour chaque zone peut être contrôlée indépendamment dans un intervalle de [0,866 : 2,0].

L'incrément azimutal est la distance angulaire entre les héliostats adjacents du 1er anneau dans chaque zone est défini comme suit:

$$\Delta \alpha z_1 = 2 \sin^{-1} \left(DM/2R_1 \right) \cong DM/R_1 \qquad \text{(III.19)}$$

Ou:

 R_1 : est le rayon de 1er anneau dans la 1er zone dans laquelle une zone est définie comme un groupe d'anneaux qui en un espacement azimutal constant.

L'équation pour l'espacement azimutal a été modifiée pour effectuer l'optimisation et elle est présentée comme suit:

$$\Delta \alpha z_i = f_{\alpha z,i} DM / R_i f_{\alpha z,i} > 1 \tag{III.20}$$

Ou:

 $f_{\alpha z,i} > 1$: est le 2eme paramètre d'optimisation.

L'espacement azimutal entre les héliostats pour chaque zone peut être contrôlé indépendamment, dans un intervalle [1:2].

En raison de la configuration en quinconce radial à mesure que l'on progresse dans les ranges, l'espacement azimutal entre les héliostats adjacent augmente. Lorsque l'espacement azimutal devient suffisamment grand pour qu'un héliostat supplémentaire puisse être place dans cet espacement, un besoin de redéfinir de l'incrément azimutal se fait sentir. Ainsi, une nouvelle zone est formée. De même, pour les autres zones, on peut déterminer l'incrément azimutal comme suit:

$$\Delta \alpha z_i = \Delta \alpha z_{i-1}/2 \tag{III.21}$$

Ou:

I : représente le numéro de la zone.

Et cette équation est valable à partir de la deuxième zone.

Le nombre de ranges de chaque zone a ensuite été définie comme suite:

$$Nrows_1 = \frac{R_1}{\Delta R_{min}} = \frac{DM.Nhel_1}{2\pi} / (DM.\sqrt{3}/2)$$
(III.22)

Et le même calcul est effectué pour déterminer les autre rangés, plus de détails sur le calcul optique de notre mini centrale est expliqué en détail dans [57], [58].

Un autre outil a été utilisé aussi dans le calcul optique, il s'agit de logiciel de ray-tracing TracePro, quelques résultats obtenus avec ce dernier sont présenté dans les figures cidessous :



Figure III.7 : Positionnement des 17 héliostats [57], [58].



Figure III.8 : Configuration optimale de champ [57] [58].



Figure III.9 : la distribution de flux tombant sur le récepteur (densité de flux) [57] [58].

Partie 3: dimensionnement thermique et thermodynamique

III.12 : Design thermodynamiques de RDSG [59]

Afin d'essayer d'obtenir un rendement annuel maximal de conversion solaire dans une mini centrale solaire à tour qui contiens 17 héliostats, l'équipe M.C.T de l'unité de recherche appliqué sur les énergies renouvelables située à Ghardaïa qui fait partie au centre de développement des énergies renouvelable (URAER), cette dernière a envisagé une innovation d'un absorbeur solaire à tour à génération directe de vapeur (RDGS) en lui intégrant un évaporateur-préchauffeur à plusieurs niveau de température et avec 7.25 litres pour produire la quantité de vapeur souhaitée pour le fonctionnement de la mini centrale (**figure III.7**).



Figure III.10 : présentation de l'absorbeur et des 17 héliostats de la mini centrale de ghardaia (URAER)

L'évaporateur-préchauffeur fonctionne comme un seul module ; l'eau à l'aide d'une valve d'admission à une température T_{in} = 30°C commence à se préchauffer et l'eau s'évapore à l'aide d'un injecteur de vapeur à une température T_f =120.1°C sous une pression de 2 bars dans la partie d'évaporation. Une valve de sécurité est en exigence afin de la déclencher sous une pression de 2.5 bars en cas d'endommagement de l'injecteur de vapeur, une sonde de pression et de température sont ajouter afin de contrôler les pressions et les températures de travail.

A l'aide de l'image produite par les héliostats sur le point focal du récepteur (flux réfléchi par

les héliostats) et pour éviter les pertes optique par débordement, les membres de l'équipe M.C.T ont opté pour la conception d'un évaporateur utilisé pour le préchauffage du HTF de 85cm de longueur ,85cm de largeur et 2cm d'épaisseur.

Afin d'évaluer les performances de l'évaporateur, un modèle mathématique et thermique sera développés, ces derniers présentent et expliquent bien tous les phénomènes physiques de notre absorbeur et par la suite une analyse thermodynamique sera établie puis modélisé sous Matlab.

Pour la résolution de ces modèles (thermiques et thermodynamiques), le sous-programme X Steam développé sous Matlab est utilisé pour calculer les propriétés thermodynamique et thermo-physique du fluide de travail (eau-vapeur). X Steam sous Matlab est une implémentation de la formulation standard IAPWS IF97 qui va assuré d'avoir toutes ses propriétés. Il est programmé comme un fichier .m de Matlab. XSteam est également disponibles pour MS Excel ou OpenOffice.

III.13 : Analyse thermique de RDSG

III.13.1 : Bilan d'énergie

Pour un volume de contrôle donné, le bilan de conservation d'énergies s'écrit :

$$Q_{in}-Q_{evp}-Q_{pr}-Q_{perte}=0$$
 (III.23)

Avec :

• Q_{IN} : flux qui entre donné par la loi

$$Q_{in} = N_n * \eta_{OP} * DNI \qquad (III.24)$$

N_n: nombre d'héliostats qui est égal à 17

 η_{OP} : rendement optique (%)

DNI : Direct Normal Irradiation

• Q_{EVP} : flux d'évaporation donné par la loi

$$Q_{evp} = (H_{VS} - H_{LS})$$
(III.25)

H_{VS} : enthalpie de la vapeur saturée

H_{LS} : enthalpie du liquide saturée

• Q_{PR} : flux de préchauffage donné par la loi

$$Q_{pr} = H_{120} - H_{30}$$
 (III.26)

 H_{120} : enthalpie de fluide à $120^{\circ}C$

 H_{30} : enthalpie de fluide à 30°C

• Q_{PERTE} : pertes thermique donné par la loi

$$Q_{\text{perte}} = Q_{\text{cf}} + Q_{\text{cn}} + Q_{\text{r}} \qquad (\text{III.27})$$

Q_{CF}: pertes par convection forcé

Q_{CN}: pertes par convection naturelle

Q_R : pertes par rayonnement

Les différents pertes et échanges thermique effectué au niveau de l'absorbeur sont présentés dans la figure 3



Figure III.11 : schéma de différentes pertes et échanges thermique effectuées au niveau de l'absorbeur.

III.13.2 : modèle transfert thermique pour génération de vapeur

Dans le régime d'ébullition nucléée $5^{\circ}C \le \Delta T_{excess} \le 30^{\circ}C$ le développement des relations théoriques pour le transfert de chaleur est difficile à cause des différentes complications telles que la nature de nucléation, le type et l'état de la surface chauffée. Dans ce cas on doit s'appuyer sur des relations basées sur des données expérimentales et la corrélation de Rohsenow est la plus utilisée qui est exprimée comme suit :

$$q_{\rm nb.R} = \mu_l * h_{fg} \left[\frac{g(\rho_l * \rho_v)}{\sigma} \right]^{1/2} \left[\frac{C_{pl} (T_s - T_{sat})}{C_{sf} * H_{fg} * Pr_l^n} \right]^3$$
(III.28)

Avec :

 $q_{\rm nb}$:flux de chaleur de l'ébullition nucléée (corrélation de Rohsenow), W/m²

 μ_l : viscosité dynamique du liquide, kg/m.s

h_{fg} : enthalpie de vaporisation, J/kg

g: Gravité m/s²

 ρ_l : densité du liquide, kg/m³

 ρ_v : densité de la vapeur, kg/m³

 σ : tension superficielle de l'interface liquide-vapeur, N/m

C_{pl}: chaleur spécifique du liquide, kJ/kg.K

T_s: température de surface de l'appareil de chauffage, K

T_{SAT} : température de saturation du fluide, K

Csf : constante expérimentale qui dépend de la combinaison surface-fluide

 Pr_l^n : Nombre de Prandtl du liquide

n: constante expérimentale qui dépend du fluide

III.13.3 : Calcul des pertes thermiques

En fonction de la façon dont le mouvement du fluide est initié. Le transfert de chaleur par convection dépend fortement des propriétés du fluide : viscosité dynamique, conductivité thermique, densité et chaleur spécifique (C_P), ainsi que de la vitesse V du fluide. Il dépend également de la géométrie et de la surface solide, ainsi que du type d'écoulement du fluide (Laminaire ou turbulent). Ainsi, nous nous attendons à ce que les relations de transfert de chaleur par convection soient assez complexes, car la convection dépend de nombreuses variables et le coefficient de transfert de chaleur par convection h peut être défini comme étant le taux de transfert de chaleur entre une surface solide et un fluide alors il ne faut pas se laisser tromper par la simple apparence de cette relation, car le coefficient de transfert de chaleur par convection h dépend de plusieurs variables mentionnées, et est donc difficile à déterminer .Dans notre cas on a les pertes par convection qui sont classée en convection naturelle (ou libre) et convection forcée.

Aussi on a les pertes par rayonnement qui représentent le flux émis par chaque point d'une surface plane dans toutes les directions de l'ambiance- La quantité qui décrit la magnitude du rayonnement émis ou incident dans une direction spécifique de l'espace est l'intensité du rayonnement. Les différents flux de rayonnement tels que la puissance émise, l'irradiation, et la radiosité sont exprimés en termes d'intensité. Ceci est suivi par une discussion des propriétés radiatives des matériaux telles que l'émissivité, l'absorptivité, la réflectivité, et leur

dépendance à la longueur d'onde, à la direction, et de la température.

III.13.3.1 : pertes par convection naturelle

Dans le cas de la convection naturelle, tout mouvement du fluide est provoqué par des moyens naturels tels que l'effet de flottabilité, qui se manifeste par la montée du fluide plus chaud et la chute du fluide plus froid. Et dans notre cas le récepteur est exposé a l'air ambiant et la corrélation qui décrits les pertes par convection naturel est comme suit :

$$Q_{cn} = As.h_{cn}(T_{S}-T\infty)$$
(III.29)

Avec :

 Q_{cn} : pertes par convection naturel (W)

T_S: température de la surface, (K)

T∞: température du fluide suffisamment loin de la surface, (K)

As : la surface d'échange, (m^2)

 h_{cn} : le coefficient de transfert de chaleur par convection naturel,(W/m². K)

$$h_{cn} = \frac{Nu * K}{L}$$
(III.30)

Avec :

K : coefficient de transfert de chaleur par conduction, $(W\!/\!m^2\!\cdot\!K)$

L : longueur caractéristique, (m)

Nu : nombre de Nusselt donnée par la loi

$$Nu = \frac{h * L_c}{k} = C (Gr * Pr)^n = C * Ra_L^n$$
(III.31)

Avec :

C et n des constantes a déterminés expérimentalement et qui dépend de la géométrie de la surface et du régime d'écoulement, qui est caractérisé par la plage du nombre de Rayleigh.

- Régime laminaire : $n = \frac{1}{4}$
- Régime turbulent : $n=\frac{1}{3}$

Ra : le nombre de Rayleigh donnée par la loi

$$Ra = \frac{g \times \beta (Ts - T\infty) L_c^3}{\vartheta^2} \times Pr$$
(III.32)

Avec :

g : La force de gravité; m/s^2

 β : Le coefficient d'expansion thermique

 ϑ : La viscosité cinématique, m²/s

Pr : le nombre de Prandtl donnée par la loi

$$Pr = \frac{Diffusion \text{ mol}\acute{e}\text{culaire de la quantit\acute{e} de mouvemen}t}{Diffusion \text{ mol}\acute{e}\text{culaire de la chaleur}} = \frac{\mu * Cp}{K}$$
(III.33)

Avec :

 μ : viscosité dynamique, kg/m.s

Cp : chaleur spécifique, kJ/kg.K

K : coefficient de transfert de chaleur par conduction, $(W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1})$

On a pour une plaque vertical isotherme (Ts=constant) la relation recommandée pour le nombre de Nusselt et la plus applicable sur toute la gamme du nombre de Rayleigh et qui est précise dans la gamme 10^{-1} <Ra_L< 10^{9} est :

Nu=
$$\left[0.825 + \frac{0.387 * Ra_L^{1/6}}{\left[1 + \left(\frac{0.492}{Pr}\right)^{9/16}\right]^{8/27}}\right]^2$$
 (III.34)

III.13.3.2 : pertes par convection forcée externe

En convection forcée, le mouvement relatif entre le fluide et la surface est maintenu par des moyens externes Tels qu'un ventilateur ou une pompe. Et dans notre cas le moyen externe qui génère ce phénomène c'est le vent et la corrélation qui le d'écrit est :

$$Q_{cf} = A_{S} \times h_{CF} (T_{S} - T \infty)$$
 (III.35)

Où :

Q_{cf}: pertes par convection forcée, (W)

As : la surface d'échange, (m²)

T_S: température de la surface, (K)

T∞: température du fluide suffisamment loin de la surface, (K)

 h_{cf} : coefficient de transfert de chaleur par convection forcé, (W/m². K)

$$h_{cf} = \frac{Nu * K}{L}$$
(III.36)

Où:

Nu : le nombre de Nusselt

$$Nu=C.Re_L^m.Pr^n$$
(III.37)

On a pour une plaque verticale le nombre de Nusselt est donnée dans une gamme du nombre de Reynolds : 6300<Re<23600 comme suit :

Nu=0.25*Re^{0.731}*
$$Pr^{1/3}$$
 (III.38)

Où :

Re : Le nombre de Reynolds d'une plaque plane verticale est exprimé comme suit :

$$Re = \frac{\text{forces d'inertie}}{\text{forces de viscosité}} = \frac{\rho.V}{\mu} = \frac{V}{\vartheta}$$
(III.39)

Avec :

 ρ : La masse volumique du fluide kg/m³

V: vitesse du fluide m/s

Le nombre de Reynolds joue un rôle fondamental dans la caractérisation de l'écoulement :

- Régime laminaire : $\text{Re} < 5 \times 10^5$ et Pr>0.6
- Régime turbulent : $5 \times 10^5 < \text{Re} < 5 \times 10^7$ et 0.6 < Pr<0.60

III.13.3.3 : pertes par convection mixte

La convection mixte est générée par la combinaison d'un mouvement de convection naturelle et de convection forcée. Lorsqu'on détermine le transfert de chaleur dans des conditions de convection naturelle et forcée (mixte), on additionne les deux contributions de la convection dans les écoulements favorables et de les soustraire dans les écoulements défavorables. Un examen des données expérimentales suggère une corrélation de transfert de chaleur par convection mixte est sous cette forme :

$$Q_{\text{mixte}} = h_{\text{mixte}} \times A_{S} \times (T_{S} - T_{\text{FILM}})$$
(III.40)

Avec :

$$h_{\text{mixte}} = (h_{CF}^m + h_{CN}^m)^{1/m}$$
 (III.41)

On à m est un coefficient empirique varie entre 3 et 4 et dans l'absorbeur solaire m =3.2

III.13.3.4 : pertes par rayonnement

Dans notre cas on a deux sortes de pertes par rayonnement l'une est vers l'ambiance et l'autre vers le ciel (sky) et le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement hpour les deux cas est données par ces corrélations :

$$h_{R.amb} = \sigma \times \varepsilon \times (T_{S.out}^2 + T_{amb}^2) \times (T_{S.out} + T_{amb})$$
(III.42)

$$h_{R.sky} = \sigma \times \varepsilon \times (T_{S.out}^2 + T_{sky}^2) \times (T_{S.out} + T_{sky})$$
(III.43)

Avec:

h_{R.amb}:coefficient de transfert de chaleur par rayonnement vers l'ambiant

h_{R.sky}:coefficient de transfert de chaleur par rayonnement vers le sky

 σ : Constant de Stephan-Boltzmann; $\sigma = 5.67*10^{-8} (W/m^2 * K^4)$

ε : Émissivité du récepteur

T_{amb}: la température à l'ambiant (K)

T_{sky}: la température vers le sky (K)

 $T_{S.out:}$ la température de surface a la sortie (K)

Donc on remarque qu'on a deux types de pertes d'énergies par rayonnement :

• Pertes vers l'ambiance q_{amb}

$$q_{\text{amb}} = 0.5 \times h_{\text{R.amb}} \times A_{\text{S}} (T_{\text{S.out}} - T_{\text{amb}})$$
(III.44)

• Pertes vers le sky q_{sky}

$$q_{sky} = 0.5 \times h_{R.sky} \times A_S (T_{S.out} - T_{sky})$$
(III.45)

Alors on a les totales pertes par rayonnement s'écrit sous cette forme :

$$Q_{\rm R} = q_{\rm amb} + q_{\rm sky} \tag{III.46}$$

III.14 : Calcul du flux incident sur la surface

$$Q_{abs} = \alpha_{rec} \times (Q_{inc} - Q_{perte})$$
(III.47)

Avec:

 q_{abs} : flux absorbé,(W/m²)

 $\alpha_{\rm rec}$: Absorption du récepteur qui est : $\alpha_{\rm rec}$ =0.95

Qinc puissance incidente du champ donné par la loi :

$$Q_{inc} = DNI \times N_n \times A_{s,h} \times \eta_{opt}$$
(III.48)

Où:

DNI: Direct Normal Irradiation

Nn: nombres d'héliostat 17

 $A_{s,h}$: Surface de l'héliostat simple 1.5*1.5 (m²)

 η_{opt} : Efficacité optique

III.15 : Flux net

$$Q_{net} = Q_{abs} - Q_{nb}$$
 (III.49)

Avec :

Q_{net}: flux net (W)

Qabs: flux absorbé, (W/m²)

Q_{nb} : flux de l'ébullition nucléé donnée par la loi

$$Q_{nb} = A_{abs} * q_{nb.R}$$
(III.50)

Avec :

 $q_{nb,R}$: corrélation de Rohsenow, (W/m²) A_{abs} : surface l'évaporateur-préchauffeur (m²) $A_{abs}=L^*W$ (III.51) L : longueur du l'évaporateur-préchauffeur; L= 0.8 (m)

W : largeur du l'évaporateur-préchauffeur; L= 0.8 (m)

III.16 : Temps de préchauffage

$$t_{\rm pre} = \frac{M * Q_{\rm pre}}{q \, \rm abs} \tag{III.52}$$

Avec :

tpre: temps de préchauffage (min)

M : Volume de liquide 7.25 (L)

Q_{pré} : puissance de préchauffage donnée ;(kJ/kg)

$$Q_{\rm pré} = h_{120} - h_{30}$$
 (III.53)

Avec :

h₁₂₀ : l'enthalpie du liquide à 120°C ; (kJ)

h₃₀: l'enthalpie du liquide à 30°C ; (kJ)

III.17 : Propriété thermo physique du l'air

Les principales propriétés thermo physique de l'air utilisé dans notre programme sont comme suit :

• conductivité du l'air W.m-¹.k⁻¹

$$K_{film} = 351.99 * T_{film}^{-1+344.84} * T_{film}^{-2}$$
(III.54)

• La viscosité dynamique de l'air [M.L⁻¹.T⁻¹]

$$\mu_{\text{Film}} = \frac{\left[\frac{1.4592*T_{film}^{1.5}}{109.1+T_{film}}\right]}{10^6}$$
(III.55)

• Densité de l'air kg/s

$$\rho_{\rm film} = \frac{2.334 * 10^{-3} * T_{film}^{1.5}}{164.54 + T_{film}} \tag{III.56}$$
• La chaleur spécifique m²/s

$$C_{p.film} = T_{film} (1030.5 - 0.19975) + 3.9734 * 10^{-4} * T_{film}^2$$
(III.57)

• La viscosité cinématique kJ/kg.K

$$\nu_{\rm amb} = \frac{[\frac{1.4592*T_{amb}^{1.5}}{109.1+T_{amb}}]*106}{351.99*T_{amb}^{-1+344.84}*T_{amb}^{-2}}$$
(III.58)

• La conductivité de l'air dans les conditions d'ambiance

$$K_{amb} = \frac{2.334 * 10^{-3} * T_{amb}^{1.5}}{164.54 + T_{amb}}$$
(III.59)

• Nombre de Prandtl

$$P_{r} = \frac{Cp.film* \,\mu Film}{K_{amb}} \tag{III.60}$$

III.18 : Le rendement du récepteur

$$\eta = \frac{Q_{abs}}{q_{inc}} \tag{III.61}$$

Avec :

$$q_{inc} = DNI \times N_n \times A_{s,h}$$
(III.62)

Avec :

Q_{abs}: flux absorbé, (W/m²)

q_{inc}: puissance incidente

DNI: Direct Normal Irradiation

Nn: nombres d'héliostat 17

 $A_{s,h}$: Surface de l'héliostat simple 1.5*1.5 (m²)



IV.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de présenter les résultats de la modélisation développée dans le chapitre précédent, ces résultats concernent le dimensionnement thermique de l'absorbeur solaire à tour à génération direct de vapeur. Notre étude a été réalisée sur le mini central à tour qui contient 17 héliostats et tour de 9 mètres de hauteur, située à l'unité de recherche appliquée sur les énergies renouvelables, Ghardaïa (URAER) sous l'encadrement du Dr. Hassani et son équipe où nous avons contribué à la réalisation d'une partie de ce projet durant un stage pratique effectué dans cette dernière. Nos missions durant ce stage sont :

- Développer un modèle numérique sous Matlab pour évaluer les irradiations normales directes pour le site de Ghardaïa.
- déterminer les performances optiques du champ d'héliostats en fonction du dimensionnement de l'absorbeur, à l'aide du code de Dr. Belaid.
- Participation au perfectionnement d'un code numérique afin d'évaluer les performances thermiques et estimer les déférentes pertes thermiques de l'absorbeur.

A l'aide des différents codes développé sous Matlab, on va effectuer une étude de sensibilité où on va présenter les erreurs de convergences, la stabilité du débit de vapeur et de température de surface, et la variation de la densité du flux en fonction de la longueur de l'absorbeur.

Enfin on va présenter une fiche technique sous forme d'un tableau récapitulatif englobant toutes les performances de notre absorbeur.

Les différents résultats trouvés sont illustrés sur les figures ci-dessous :







La figure (1) illustre la variation du DNI de 6h de matin jusqu' à 20h de la journée du 13 juin. On remarque que la valeur DNI augment durant la matinée jusqu'à 13h où sa valeur tiens le pique de 834.6 et commence à diminuer durant l'après-midi jusqu'au coucher du soleil ce qui nous aide aussi à obtenir les heures du levé et du coucher du soleil.



Figure IV.2 : l'évolution de l'efficacité optique par rapport à la longueur de l'absorbeur

La figure (2) représente la variation de l'efficacité optique en fonction de la longueur de l'absorbeur, les résultats montrent que l'efficacité optique augmente avec l'augmentation de la longueur du récepteur jusqu'à une valeur de 1 m où elle commence à se stabilisée cela explique sur le fait que la carte du flux générer par les 17 héliostats est complètement intercepter par la surface de l'absorbeur.



Figure IV.3 : graphe l'erreur de convergence en fonction des itérations.

Le graphe de la figure(3) montre l'erreur de convergence en fonction du nombre d'itération, on peut noter que le système d'équation converge vers une précision voulu que st 10^{-6} à partir



de la 4éme itération, cela nous confirme que notre algorithme est fonctionnel.



Figure IV.4 : graphe de correction du débit d'évaporation (m_{evap}) en fonction du nombre d'itérations. Le graphe de la Figure (4) montre la convergence du débit d'évaporation en fonction du nombre d'itération, on remarque que le débit commence à se stabilise à partir de la 2éme itération et atteint la précision voulu a l'itération numéro 4 et prend une valeur de 10.02*10⁻³



Figure IV.5 : graphe de variation de température de surface intérieur T_s en chaque itération. Le graphe de la Figure 5 représente la variation de la température de surface intérieure de

l'absorbeur Ts en fonction du nombre d'itération. On remarque que la température commence à se stabilise à l'itération numéro 2 et prend la valeur voulu qui est 124.2209°C à l'itération numéro 4.





dans ce cas prend une valeur optimale égale à 5.106°C pour une longueur de 85 cm.



Figure IV.7 : variation de la densité de flux le long de l'absorbeur (vert) et la densité maximal (rouge) par rapport à la longueur de l'absorbeur

La figure (7) illustre la variation de la distribution de la densité du flux et le flux max limite à ne pas dépasser pour ne pas rentrer dans le phénomène physique de transfert de chaleur (Linder Forst effect) en fonction de longueur de l'absorbeur. On remarque dans ce graphe que dans tous les cas de longueur la densité ne varie pas beaucoup et diminue un peu mais ne dépasse pas le flux maximum sur toute la longueur. En générale on remarque que la densité du flux est inversement proportionnelle à la longueur de l'absorbeur.



Figure IV.8 : l'évolution du rendement thermique en fonction de la longueur Le graphe de la figure (8) illustre l'évolution du rendement thermique en fonction de la longueur. Nous remarquons que l'efficacité thermique du l'absorbeur augmente avec l'augmentation de la longueur du récepteur jusqu'à ce qu'il atteint une valeur maximal de 81.17% pour une longueur de 90 cm ; après on remarque une diminution du rendement de l'absorbeur cela est dû aux pertes thermiques qui deviennent importantes comme le montre la figure (9) causées par le surdimensionnement de notre récepteur. Cela nous laisse conclure et à partir des résultats obtenu de la figure (6) que la longueur optimal pour notre absorbeur est de L=85cm.





importantes et le rendement diminue ce qui confirme les résultats trouvé dans la figure (8).

| Puissance totales des héliostats | 31.925 | [kW] |
|---------------------------------------------|---------|------------|
| Puissance totale intercepté par l'absorbeur | 27.6 | [kW] |
| Puissance nette absorbée | 25.860 | [kW] |
| Pertes totales | 6.0723 | [kW] |
| Pertes optique | 4.3250 | [kW] |
| Pertes convectif | 1.1070 | [kW] |
| Pertes par rayonnement | 0.6403 | [kW] |
| Puissance requise pour le préchauffage | 3.7923 | [kW] |
| Puissance requise pour l'évaporation | 22.068 | [kW] |
| Densité du flux sur l'absorbeur | 38.2106 | $[kW/m^2]$ |
| Température de surface de l'absorbeur | 126.32 | [°C] |
| Débit d'évaporation | 10 | [g/s] |
| Temps d'évaporation | 12.0133 | [min] |

IV.3 : Fiche technique des résultats

| Chapitre IV | : |
|-------------|---|
|-------------|---|

| Temps de préchauffage | 1.7617 | [min] |
|--------------------------|--------|-------|
| Rendement de l'absorbeur | 81 | [%] |

Tableau IV.1 : tableau récapitulatif d'une fiche technique des performances thermique et thermodynamique de l'absorbeur

Dans ce tableau, nous avons présenté les différentes performances optiques et thermiques de RDSG. Concernant les performances optiques nous avons une puissance totale reçue par les héliostats (énergie solaire) égale à 31.925 kW, cette dernière représente l'irradiation normale directes (DNI) captée ou collectée par les héliostats, après avoir réfléchi cette énergie radiative par les héliostats, nous avons une puissance interceptée par le récepteur égale à 27.6 kW (le flux solaire réfléchi par le champ d'héliostat), en analysant ces deux valeurs on voit le faible écart enregistrée entre ces deux puissances (4.3250 kW), cette valeur représente les pertes optique (pertes par ombrage, blocage, atténuations atmosphériques, et débordement). Ce faible écart entre la puissance reçu et celle collectée revient à la bonne maitrise des pertes optiques (très faible par rapport à la puissance), cela revient au bon dimensionnement de notre absorbeur et du champ d'héliostat.

La puissance totale collectée par l'absorbeur (27.6 kW) va être transférée au fluide caloporteur (l'eau) afin de convertir l'énergie radiative du soleil en énergie thermique utilisable. Cette dernière n'est pas totalement absorbée par l'eau car une partie va être perdue soit par rayonnement ou convection. Les pertes thermique de notre absorbeur sont très maitrisable, cela est apparent aux valeurs des pertes trouvée à l'aide de notre modèle développé qui sont très faibles : 1.107 kW de pertes convective (l'air qui circule au-dessous de l'absorbeur qui va le refroidir), et 0.6403 kW de pertes radiatives (émissivité de l'absorbeur dans l'infra-rouge), et donc à la fin nous avons une énergie utile absorbée par l'eau égale à 25.86 kW.

Cette puissance va être utilisée d'une part pour le préchauffage de l'eau avec une consommation de 3.7923 kW, d'autre part 22.068 kW va être utilisée pour la production de 10g/s de vapeur d'eau sous une densité de flux égale à 38.2106 kW/m² et à une température de surface de l'absorbeur égale à 126.32 °C. Pour produire cette quantité du débit de vapeur il nous faut seulement 1.7617 min pour le préchauffage et 12.0133 min pour l'évaporation et cela afin d'avoir un rendement de l'absorbeur égale à 81%.



Figure VI.10 : diagramme d'énergie des échanges thermique dans l'absorbeur

La figure ci-contre représente un diagramme d'énergie des échanges thermiques effectué au niveau de l'absorbeur où les pertes thermiques sont maitrisables avec un petit pourcentage de 5.45% et une puissance nette très acceptable avec 81% ce qui prouve le bon rendement de l'absorbeur.



Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à la génération directe de vapeur dans un absorbeur solaire à tour d'une mini centrale solaire thermodynamique située à l'unité de recherche appliquée sur les énergies renouvelables (URAER) à Ghardaïa.

Premièrement, on a discuté de quelques problèmes écologiques et la limites des énergies fossiles par rapport aux développements industriels et la consommation énergétique qui est excessives, aussi de l'obligation de l'utilisation des énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire en présentons quelques statistiques du potentiel solaire mondiale et plus précisément celui de l'Algérie.

Après avoir dressé dans le chapitre 2 une synthèse bibliographique sur les généralités des énergies renouvelables et une brève présentation des applications de l'énergie solaire, et un peu en détail le solaire thermique à concentration avec une description des diverses technologies des CSP, nous avons présenté aussi un état de l'art et un état des lieux sur les centrale solaire à tour en principe les absorbeurs solaires qui présentent l'objectif principal de notre travail. A travers cette étude approfondie effectuée on a constaté que plusieurs chercheurs et entreprises s'intéressent à cette technologie, vu à ses avantages, et son aptitude à être une excellente alternative des centrales solaire conventionnelles.

C'est pourquoi on a fait dans le chapitre 3 une étude détaillée sur une innovation d'un absorbeur solaire d'une mini-centrale à tour installé dans le site de Ghardaïa, cette étude a été faite à travers une modélisation optique et thermique où nous avons analysé tous les paramètres à savoir : Premièrement, le rayonnement solaire l'acteur principal du travail, a fait l'objet de la première partie de ce chapitre. Quelques définitions des paramètres astronomiques, ainsi que les modèles utilisés pour l'estimation du rayonnement solaire notamment celui de Capderou qui a été utilisé pour estimer l'éclairement direct sur le site de Ghardaïa à l'aide d'un code de calcul développé sous Matlab. Dans la deuxième partie, les performances optiques du champ d'héliostats en fonction des dimensions de l'absorbeur ont été analysées et discutées, ainsi que les performances thermiques de l'absorbeur ont été étudiées et analysées en détail dans la troisième partie. Un modèle mathématique développées à cet effet sous Matlab qui nous a permet de déterminer toutes les performances de notre mini-centrale, cet outil numérique nous a permet de faire une étude de dimensionnement, d'optimisation, en faisant varier les divers paramètres pertinents qui peuvent avoir une grande influence sur le rendement optique, thermique de notre absorbeur solaire.

Dans le chapitre 4, nous avons présenté les résultats obtenus et leurs interprétations, où une étude paramétrique détaillée a été effectuée, cette dernière permettant de déterminer l'influence de chaque paramètre sur les performances de l'absorbeur à savoir : le DNI, la

longueur de l'absorbeur, la température de surface T_s , la densité du flux et les pertes thermique. Un calcul de dimensionnement, et d'optimisation a été effectué afin de déterminer la configuration optimale de l'absorbeur et les diverses performances à savoir : le rendement optique, le rendement thermique. Une estimation des différentes pertes a été faite, elles concernent les pertes optiques et les pertes thermiques du récepteur tel que : les pertes convectif soit par convection forcée ou naturelle et les pertes par rayonnement, où nous avons pris en considération tous les paramètres influençant sur les pertes thermiques, sur la base des résultats obtenus, on peut conclure que :

- Les pertes optiques de notre champ solaire sont très faibles (Rendement optique égale à 91%), cela est un signe de très bonne conception de notre champ solaire : un bon dimensionnement de champ d'héliostat, la bonne optimisation des différents paramètres (la hauteur et la largeur des héliostats, l'espacement, et la hauteur de la tour), les pertes optiques concernées sont : pertes par blocage, ombrages, effet cosinus, atténuations atmosphériques, et débordement.
- Les pertes thermique de notre absorbeur sont très maitrisable, cela est bien apparent dans les valeurs de l'énergie transférée au HTF et celle absorbée par le récepteur. La bonne maitrise des pertes thermique au niveau du récepteur permet d'avoir un bon rendement thermodynamique, pour cette raison nous proposons pour des futures travaux d'améliorer notre mini-centrale en faisant une extension de champ d'héliostat toute en installant une valorisation énergétique en couplant le champ solaire avec une turbine ORC (Organic Rankine Cycle).



[1]<u>https://teleensm.ummto.dz/course/view.php?id=776</u> consulter le 12/07/2021

[2] maison des bio énergies '' LE SOLAIRE THERMIQUE Point sur les technologies''.

[3] Portail Ministère de l'énergie, www.energy.gov.dz, Consulté en Février 2018.

[4] Mefti A., Bouroubi M.Y, Mimouni H.,(2002), « Evaluation du potentiel énergétique solaire », Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, pp.12, Décembre 2002.

[5] Bouchouicha K., (2017), « Modélisation multi spectrale des images satellitaire - Application : Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère», thèse Doctorat en science, université U.S.T.O-MB.

[6] Atlas des ressources énergétiques renouvelables de l'Algérie

[7] Ministère de l'Energie, BILAN ÉNERGITIQUE NATIONAL, ANNÉE 2019.

[8] Pierre GARCIA, "Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur", Thèse de doctorat, université de Perpignan, 2007.

[[9]] <u>https://www.afrik21.africa/afrique-du-sud-juwi-exploitera-la-centrale-solaire-a-concentration-de-touwsrivier/</u>consulter le 12/07/2021

[10] D. Mills. « Advances in solar thermal electricity technology ».In : solarEnergy 76.1 (2004), p. 19–31 (cf. p. 3).

[11] T. A. Stuetzle, "Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant by," 2002.

[12] Zhu, Guangdong, Tim Wendelin, Michael J. Wagner, and Chuck Kutscher. 2013. "History, Current State, and Future of Linear Fresnel Concentrating Solar Collectors."

SolarEnergy (July).doi:10.1016/j.solener.2013.05.021.

[13] GNU General Public License, version 3. Juin 2007.url :

[14]<u>http://www.dlr.de/TT/solartherm/solargasturbine</u>

[15]https://www.betterworldsolutions.eu/time-for-more-concentrated-solar-power-plants/cspparabolic-trough-system/

[16] German Aerospace Center (DLR) report, "AQUA-CSP : Concentrating Solar Power for Seawater Desalination," 2007.

[17]<u>https://teleensm.ummto.dz/course/view.php?id=776</u>consulter le 23/09/2021

[18] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degrève, and G. Cacères, "Concentrated solar power plants:

Review and design methodology," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 22, pp. 466-481, Jun. 2013.

[19]<u>https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319910024997</u>consulter le 01/10/2021

[20] R. Pitz-paal, J. Dersch, and B. Milow, "ECOSTAR Roapmap Document, Technical

Report (DLR)," 2004.

[21] [www.enerzine.com] Etat de l'Art des Technologies CSP, RenewableEnergy course material, ECP.

[22]Pablo González Gascón y Marín, Guillermo Gómez Fontecha, Ole Geisen, « Les tours solaires Deux approches pour utiliser l'énergie du soleil », **Énergies renouvelables**, ENSTA ParisTech 05.01.2011.

[23] [Spelling J. 2011] Solar Thermal Power Fundamentals, Renewable Energy Technology, Advanced course material, KTH.

[24] Manuel Romero-Alvarez and Eduardo Zarza, "19 Concentrating Solar Thermal Power" "Plataforma Solar de Almeria-CIEMAT".

[25] Behar, O., Khellaf, A., & Mohammedi, K. (2013). A review of studies on central receiver solar thermal power plants. Renewable and SustainableEnergyReviews, 23, 12–39.

[26] PowerFromTheSun.net. William B. Stine and Michael Geyer.Published online, copyright 2001.

[27] Thomas R. Mancini, "Catalog of Solar Heliostats", technical report no. iii - 1/00, Juin 2000.

[28] Khellaf Abdellah, Ph.D, 'Les centrales solaires à tour : perspectives en Algérie'', 2011.

[29] Gregory J. Kolb, Scott A. Jones, Matthew W. Donnelly, David Gorman, Robert Thomas,

Roger Davenport, and Ron Lumi, "Heliostat Cost Reduction Study", SANDIA REPORT, Juillet 2007.

[30] The Dow Chemical Company. Dowfrost product information.

[31] [Kalogirou S. 2009] Solar Energy Engineering, Processes and Systems, Elsevier,

chapters 2, 3 and 10.

[32] Alain Ferriere, 'Les centrales solaires thermodynamiques : l'état de l'art et les perspectives mondiales', Colloque de l'Institut ENSAM de Corse, Bastia, 31 mars 2005.
[33] GIL, A. MEDRANO, M. MARTORELL, I. LÁZARO, A. DOLADO, P. ZALBA, B and CABEZA, L.F. State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for PowerGeneration. Part 1 – Concepts, Materials and Modellization. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010, vol. 14, p. 31-55.

[34] PowerFromTheSun.net. William B. Stine and Michael Geyer.Published online, copyright 2001.

[35]. Grange B. (2014), Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE, Thèse de Sciences pour l'Ingénieur, spécialité Energétique et Environnement, Université de Perpignan, pp. 255

[36] Lata, J. M., Rodriguez, M., & de Lara, M. A. (2008). High Flux Central Receivers of Molten Salts for he New Generation of Commercial Stand-Alone Solar Power Plants. Journal

of SolarEnergy Engineering, 130(May 2008), 21002.

[37] Global Review of Solar Tower Technology, M A Ramaswamy, G Srilakshmi, Venkatesh, VBadri, SRao, August 2014

[39] William Stine, et Michael Geyer, "Power From The Sun", Chapitre 10, 2001.

[40] http://www.solarreserve.com/newsroom/photo-video-library/). Since the receiver is

exposed to atmosphere, it is subjected to higher convection losses.

[41] Battleson, K.W. Solar Power Tower Design Guide: Solar Thermal Central Receiver

Power Systems, a Source of Electricity and/or Process Heat. Sandia National Labs Report, 1981.

[42]<u>http://www.solarpaces.org/Tasks/Task1/ps10.htm</u>consulter le 04/10/2021

[43]The Solar Tower Julich -A research and demonstration plant for central receiver systems [44]European Commission Report: Solarhybridgas turbine electric power system

[45]/Kaltschmitt et al. 2007/ Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese

Renewable Energy - Technology, Economics and Environment

[46] Alain FERRIERE, ''Centrales solaires thermodynamiques'', techniques de l'ingénieur ' BE 8 903-1', Avril 2008.

[47] Manuel Romero-Alvarez and Eduardo Zarza, "19 Concentrating Solar Thermal Power" "Plataforma Solar de Almeria-CIEMAT".

[48] S.Boudaoud Et Al " Thermal Performance Prediction And Sensivity Analysis For Future

Deployment Of Molten Salt Cavity Receiver Solar Power Plants In Algeria"/Article History:

Received 19 June 2014/ Accepted: 13 October 2014.

[49] Chao Xu Et Al " Energy And Analysis Of Solar Power Tower Plants "/ Article History:

Received 25 May 2011/ Accepted 24 July 2011.

[50] S.Saees Mostafavi Teharniet Et Al Off-Design Simulation And Performance Of Molten

Salt Cavity Receivers In Solar Tower Plants Under Realistic Operational Modes And Control

Strategies" /article history: Received in 17 january 2016/ Accepted in 10 july 2016.

[51] **Duffie JA** et **BeckmanWA**. "Solar Engineering of Thermal Processes". 2nded. New York WileyInterscience; 1991.

[52] Hassani Samir, Mendil Fatah." Etude et dimensionnement d'une central thermo-solaire ". Mémoire de master, Université de Bejaia, 2010.

[53] **Duffie JA** et **BeckmanWA**. "Solar Engineering of Thermal Processes". 2nded. New York WileyInterscience; 1991.

[54] (S.Kalogirou, 2009)

[55] R Bernard, "le rayonnement solaire, conversion thermique et application technique et Documentation" Paris 1979.

[56](Collado et al.2012).

[57]Belaid A, Filali A, Gama A, Bezza B, Arrif T, Bouakba M. Design optimization of a solar

tower power plant heliostat field by considering different heliostat shapes. Int J Energy Res.

2020;1-18. https://doi.org/10.1002/er.5772 ;Consulter le 10/11/2021

[58]ToufikArrif , Adel Benchabane , MawloudGermoui , BadreddineBezza&AbdelfettahBelaid (2021) Optimisation of heliostat field layout for solar power tower systems using iterative artificial bee colony algorithm: a review and case study, International Journal of Ambient Energy, 42:1, 65-80, DOI: 10.1080/01430750.2018.1525581 [59]Yunus A. Çengel,Afshin J. Ghajar,Heat And Mass Transfer: Fundamentals &Applications, Fifth Edition, Previous editions © 2011, 2007, and 2003



Annexe 1 : Calcul Des Irradiations Normal Direct Sur Le Site De Ghardaïa

```
Clear all
Clc
Closeall
TL=5:0.05:19;% temps local
n=163;%numéro du jour
z=0.45;%l'altitude du lieu
I0=1367:% constante solaire
Beta=32.38;
Phi32.38;%1a latitude de lieu
Lamda = 3.81;% longitude de lieu
C = (pi/180)*((360/365)*(n-2)); calcule intermédiaire
a = (pi/180)*(((360/365)*(n-82))+(2*sin(c)));% calcule intermédiaire
d= (180/pi)*asin(0.398*sin(a)); % declinaison1
G = []; \% zeros(1, length(TL));
for i=1:length(TL)
          TSV=TL(i)-1+((4*lamda)/60);%le temps solaire vrai
Omiga=15*(TSV-12);% angle horaire
h=(180/pi)*asin((sin((pi/180)*phi)*sin((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1(n)))+(cos((pi/180)*declinaison1
 1(n))*cos((pi/180)*phi)*cos((pi/180)*omiga)));
if h \le 0
                  h=0:
end
         TSV=TL(i)-1+((4*lamda)/60);
omiga=(pi/180)*(15*(TSV-12));
hp=(pi/180)*(90-beta);
a=cos(hp)*((cos(omiga)*cos((pi/180)*declinaison1(n))*sin((pi/180)*phi))-
(sin((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*phi)));
k=sin(hp)*((cos(omiga)*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*phi))+(sin((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinaison1(n))*cos((pi/180)*declinai
inaison1(n))*sin((pi/180)*phi)));
inc=a+k;
          Eps=1+(0.034*cos((pi/180)*(360/365)*(n-2)));
G0=I0*Eps:%correction de la constante solaire
a=sin ((pi/180)*h);
          T=4;%trouble de Link
p=0.9+((9.4/(0.89^z))*a);% calcule intermédiaire
In=G0*exp((-T)/p);%incidence
if a<=0
                   In=0;
end
                   I in=In.*inc;
if incidence_cap(TL(i),n)<=0
                  I_in=0;
end
          G(i)=I_in;%direct_nor_cap(TL(i),n);%direct_cap(TL(i),n);
end
```

```
plot (TL, G)
```

<u>Annexe 2 :</u> Programme De Calcul Des Performances Thermique Et Thermodynamique De L'absorbeur

```
Clc
Clearall
Closeall
%
%Input variables
opt = input('Enter 1 if optimization or 0 if performance evaluation : ');
p eva=2;
detT vec=[];
q_density_vec=[];
q loss vec=[];
net_eff=[];
net_abso_vec=[];
if opt==1
  L_p=0.05:0.05:1;% 0.5
  L=zeros(1,length(L_p)+1);
L(1,1:20)=L_p;
L(1,end)=1.2;
  eff field=[0.006712 0.027176 0.061564 0.10947 0.17128 0.24579 0.33089...
    0.42397 0.52117 0.61454 0.69741 0.76642 0.8184 0.85544 0.88123 0.89875...
    0.91028 0.91831 0.92373 0.92725 0.92984];
elseif opt==0
%L=0.85;
%eff_field=0.91028;
  L = input(Enter optimized length in cm L = : ')./100;
  eff field = input('Enter corresponding optical efficiency in percentage eff field =: ')./100;
else
error ('Warraning!!! enter 1 or 0')
end
i_limit=length(L);
iii=0:
while true
iii=iii+1;
  W=L(iii);% 0.5
  e=0.01;
  A abs=L(iii)*W;
  M=L(iii)*W*e*1000;%kg
  T in=30;
  T amb=30+273.15;
  V_wind=2;
g=9.81;
n=1;
  C sf=0.013;
sigma=5.670e-8;
```

```
T dp=15;
hour=13;
dav=163:%12 June
  T sky =T amb.*(0.711+0.0056.*T dp+0.000073.*T dp.^2+0.013.*cos(((180-10.000073.*T dp.^2)+0.013.*cos(((180-10.000073.*T dp.^2)+0.000073.*T dp.^2))
hour.*15)./180).*pi)).^0.25;% The effective sky temp [K] Dew tem in [C] Ambient Temp [K]
  N_hel=17;% 5 Number of heliostat
  A single hel=1.5*1.5;% 2*2
%eff field=0.60;%0.61452 % Field efficiency
  alpha rec=0.95;%0.95;%Receiver absorption
emi=0.88:
%DNI and net Power Incident
  DNI=direct_nor_inc_cap(hour,day);%800;
  Power inc=DNI*N hel*A single hel.*eff field(iii);%[W]
% water steam properties
  T_sat=273.15+XSteam('Tsat_p',p_eva);
  mu_l=XSteam('my_ph',p_eva,XSteam('hL_p',p_eva));
  h_fg=1000.*(XSteam('hV_p',p_eva)-XSteam('hL_p',p_eva));%Enthalpy of Phase Change
[kJ/kg]
  rho_l=XSteam('rhoL_p',p_eva);
  rho_v=XSteam('rhoV_p',p_eva);
seg=XSteam('st p',p eva);%Surface tension
  cp_l=1000.*XSteam('CpL_p',p_eva);%Specific Heat [kJ/kg.K]
  k l=XSteam('tcL p',p eva);
Pr l=cp l.*mu l./k l;
%Initialization
  T_s_old=T_sat+20;
  m_evap_old=0.0005;
iter=0:
errsav=[];
T s vec=[];
m_evap_vec=[];
while true
iter=1+iter;
     T_s=T_s_old;
     m evap=m evap old;
```

%Calculate the average surface and film temperature so that the forced convection coefficient can be determined

Ts_out=T_s+1;%estimated

T_film=(T_amb+Ts_out)./2;

% Air film Thermo physic Properties

rho_film=351.99.*T_film.^-1+344.84.*T_film.^-2;%Conductivity of the air mu_film=1.4592.*T_film.^1.5./(109.1+T_film)./1e6;% Air Dynamic viscosity k film=2.334e-3.*T film.^1.5./(164.54+T film);%Density of the air c_p_film=1030.5-0.19975.*T_film+3.9734e-4.*T_film.^2;%Spec.heat beta=1./T amb;% Volumetric expansion coefficient nu_amb=(1.4592.*T_amb.^1.5./(109.1+T_amb))./1e6./(351.99.*T_amb.^-1+344.84.*T amb.^-2);% Air Kinimatic viscosity k amb=2.334e-3.*T amb.^1.5./(164.54+T amb);%Conductivity of the air at ambient condition Pr air=c p film*mu film/k amb; % coefficient for external forced convection !! using ?? S&K?? Re_for=rho_film*V_wind*L(iii)/mu_film;% Reynolds number Nusselt for=0.25*Re for.^0.731*Pr air.^(1/3);%Nusselt number h for=Nusselt for*k film/L(iii);%Heat transfer coefficient %coefficient for external natural convection %Rayleigh Ra=g*beta*(Ts_out-T_amb)*L(iii).^3.*Pr_air/nu_amb.^2; %Nusselt number Nusselt nat= $(0.825+(0.387*Ra^{(1/6)}/(1+(0.492/Pr air)^{(9/16)})^{(8/27)})^{2}$;% h_nat=Nusselt_nat*k_amb/L(iii);%Natural convection coef %Mixed convection m=3.2: h mixed=(h for.^m + h nat.^m).^(1./m); q_dot_conv=h_mixed.*A_abs.*(Ts_out-T_film);%Convection T_film_1(j) dx.*pi.*D_tube./2.*n_t_p %Radiation from the receiver %Calculate the radiation h_rad_amb=sigma.*emi.*(Ts_out.^2+T_amb.^2).*(Ts_out+T_amb); % The radiation coefficient for amb h_rad_sky=sigma.*emi.*(Ts_out.^2+T_sky.^2).*(Ts_out+T_sky);% The radiation coef. for sky q_dot_amb=0.5.*h_rad_amb.*A_abs*(Ts_out-T_amb);% amb losses q_dot_sky =0.5.*h_rad_sky.*A_abs.*(Ts_out-T_sky);% sky losses per node %Calculate the losses from the surface q_dot_rad=q_dot_amb+q_dot_sky;% Total rad.losses per node q_dot_loss=q_dot_rad+q_dot_conv;%Total losses per node %Energy balance Q_pre_heat=1000*(XSteam('h_pT',p_eva,XSteam('Tsat_p',p_eva)-0.1)-XSteam('h pT',p eva,T in));%J/kg q_dot_evp =alpha_rec.*Power_inc-q_dot_loss-m_evap.*Q_pre_heat;%The absorbed flux %T_s correction T s=T sat+(q dot evp/A abs/(mu l*h fg*((g.*(rho lrho_v)./seg).^0.5)))^(1/3)/(cp_l/(C_sf.*h_fg.*Pr_l.^n));

```
%mass flow correction
    m_evap=(q_dot_evp+m_evap.*Q_pre_heat)/(h_fg+Q_pre_heat);
%error check
err=abs((T_s-T_s_old)/T_s_old);
    T s vec(iter)=T s;
    m_evap_vec(iter)=m_evap;
errsav(iter)=err;
if err<1e-6
      Energy balance=abs(alpha rec.*Power inc-q dot loss-m evap.*O pre heat-
q_dot_evp);
break
else
      T s old=T s;
      m_evap_old=m_evap;
end
end
%plot(errsav)
%T s
detT=T_s-T_sat;
detT vec(iii)=detT:
if detT<5
warning(['Evaporation is under Natural Convection Boiling regime!!! det_T=
',num2str(detT),<sup>'°</sup>C.'])
else
disp(['Evaporation is under Nucleate Boiling regime det T= ',num2str(detT), '°C.'])
end
%Maximal allowed flux
L_di=L(iii)*(g*(rho_l-rho_v)/seg).^{0.5};
if L di > 27
    C cr=0.149;
elseif L_di > 1.2
    C cr=0.12:
end
  q_max=C_cr.*h_fg*(seg.*g.*rho_v.^2*((rho_l-rho_v))).^0.25;
  q_density=(alpha_rec*Power_inc)/A_abs;
  q_density_vec(iii)=q_density;
if q density > q max
warning('Warining!!! The heat flux exced limit, Leidenfrost effect occured !!!');
warning('Redesign Reciever geometry')
end
  q_dot_pre=m_evap.*Q_pre_heat;
  net_abso=(q_dot_evp+q_dot_pre);
  net_abso_vec(iii)=net_abso;
  net eff(iii)=100*net abso/(DNI*N hel*A single hel);
  q_loss_vec(iii)=q_dot_loss;
```

if iii==i limit break end end if opt==1 %%%%%%%%%%%% %If working on absorber dimension optimization uncomment % figure 1, 2, and 3 %%%%%%%%%%%%%%% figure (1) plot(100.*L,100.*eff_field) gridon xlabel('Absorber Length, [cm]') ylabel('Optical efficiency, [%]') %detT excess figure(2) detT_ref=5.*ones(1,length(L)); plot(100.*L,detT_ref,'r') holdon plot(100.*L,detT_vec) gridon xlabel('Absorber Length, [cm]') ylabel('detT_e_x_c_e_s_s, T_s-T_s_a_t, [°C]') %Flux density figure (3) gridon q_density_ref=q_max.*ones(1,length(L)); plot(100.*L,q_density_ref,'k') holdon plot(100.*L,q_density_vec) gridon xlabel('Absorber Length, [cm]') vlabel('Flux density, [W/m^2]') %RDSG efficiency figure (4) plot(100.*L,net_eff) gridon xlabel('Absorber Length, [cm]') ylabel('RDSG efficiency, [%]') % absorbed and thermal losses as function of Absorber length

```
figure (5)
plot(100.*L,q_loss_vec,'y')
holdon
```

plot(100.*L,net_abso_vec) gridon xlabel('Absorber Length, [cm]') ylabel('Power, [W]') else %%%%%%%%%%% % If working on single optimal absorber dimension value uncomment the % figure 4, 5, and 6. %Error figure (1) plot(errsav) gridon xlabel('Iterations') vlabel('Error [%]') %%%%%%%%%%% %Inside Surface Temeprature figure (2) plot(T_s_vec-273.15) gridon xlabel('Iterations') ylabel('Temperture [°C]') %Steam Mass Flow Rate figure (3) plot(m_evap_vec) gridon xlabel('Iterations') ylabel('Steam Mass flow rate [kg/s]') %%%%%%%%%%%%%%%%%Dialy DNI figure(4) hour vec=6:0.5:20; DNI_h=direct_nor_inc_cap(hour_vec,day); for i=1:length(DNI h) if DNI_h(i)<0 $DNI_h(i)=0;$ end end plot(hour_vec,DNI_h) gridon xlabel('Hour day, [h]') vlabel('Direct Normal Incidence, [kW/m^2]') t_pre_heat=M*Q_pre_heat/net_abso/60;%min t_evap=M/m_evap/60;%min %Performance summery X1 = ['Total Incident Power: ',num2str(DNI*N_hel*A_single_hel),' Wth.'];

- X12 = ['Net Recieved Power: ',num2str(alpha_rec*Power_inc),'Wth.'];
- X13 = ['Optical Power loss: ',num2str(DNI*N_hel*A_single_hel*(1-eff_field)),' Wth.'];
- X2 = ['Net Absorbed Power: ',num2str(net_abso),'Wth.'];
- X3 = ['Total Thermal Losses: ',num2str(q_dot_loss),'Wth.'];
- X4 = ['Convection Losses: ',num2str(q_dot_conv),'Wth.'];
- X5= ['Radiation Losses: ',num2str(q_dot_rad),' Wth.'];
- X6 = ['Receiver Efficiency: ',num2str(net_eff),'%.'];
- X7 = ['Steam Mass flow rate: ',num2str(m_evap*1000),' g/s.'];
- X8 = [' Average Surface Temperature: ',num2str(Ts_out-273.15),'°C.'];
- X9 = ['Steam Temperature: ',num2str(T_sat-273.15),'°C.'];
- X10 = ['Steam pressure: ',num2str(p_eva),'Bar.'];
- X11 = ['Reciever geometry: ',num2str(100*L), 'x ', num2str(100*L), 'cm'];
- X17 = [' Flux density: ',num2str(q_density/1000),' kW/m2 '];
- X14 =['Pre-heating Power: ',num2str(q_dot_pre),' Wth.'];
- X18 =['Pre-heating duration: ',num2str(t_pre_heat),'min.'];
- X15 =['Evaporation Power: ',num2str(q_dot_evp),' Wth.'];
- X19= ['Full evaporation time: ',num2str(t_evap),'min.'];
- X16= ['Convergence Error: ',num2str(abs(err).*100),'%.'];

%

disp(X1); disp(X12); disp(X13); disp(X2); disp(X3); disp(X4); disp(X5); disp(X6); disp(X8); disp(X7); disp(X9); disp(X10); disp(X11); disp(X17); disp(X14); disp(X18); disp(X15); disp(X19); disp(X16); end