

People's Democratic Republic of Algeria
Ministry of Higher Education and Scientific Research
Mohamed Boudiaf University of M'sila
Faculty of Technology

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة المسيلة
كلية التكنولوجيا



Département de Génie Mécanique

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme de :

MASTER

En Génie Mécanique

Option : Energétique

Présenté par :

HABI Abd el Hamid

Thème

**Amélioration des Performances Thermiques d'un Capteur
Solaire Cylindro-Parabolique à l'aide d'un Tube Absorbant à
Ailettes Axiales Hélicoïdales Intérieures**

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
IHADDEDENE Nabila	Professeur	Président
BELKHIRI Khellaf	MCB	Encadreur
BENGUESMIA Hani	MCA	Examineur

Année Universitaire : 2022 / 2023

N° d'ordre : GM/...../2022

Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce aux efforts de nombreuses personnes à qui nous voudrions témoigner toute notre reconnaissance.

En tout premier lieu, nous remercions le bon Dieu, tout puissant, de nous avoir donné la sagesse, ainsi que le courage pour dépasser toutes les difficultés.

Nous tenons avant tout à exprimer notre reconnaissance à Mr. K. BELKHIRI pour son encadrement dans cette étude et ses importants conseils. Nous le remercions pour son implication, son soutien et ses encouragements tout au long de ce travail.

Nous voudrions exprimer notre reconnaissance envers les amis et collègues qui nous ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de nos démarches.

A nos familles, qui porte le nom HABI et SAADADOU A tout ceux qui ont participé à l'élaboration de ce modeste travail et tous ceux qui nous sont chers.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

- ✚ A mon cher père et ma chère mère ;*
- ✚ A mes frères et sœurs ;*
- ✚ A mes professeurs et amis ;*
- ✚ A toute ma famille ;*
- ✚ A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science et à tous ceux et celles qui mettent la science au service du bien et de la prospérité de l'humanité.*

Table des matières

Introduction :	Erreur ! Signet non défini.
Chapitre I : Voies de l'énergie solaire et concentrateurs solaires.....	3
LES TROIS VOIES DE L'ÉNERGIE SOLAIRE :	4
L'électricité solaire thermodynamique :	4
L'énergie solaire thermique :	6
L'électricité solaire photovoltaïque :	8
LES CONCENTRATEURS SOLAIRES	10
III) Étude des différents types de concentrateurs :	12
Système à récepteur linéaire :	14
Centrales cylindro-paraboliques :	15
Centrales à réflecteurs linéaires Fresnel :	16
Système à récepteur ponctuel :	17
Unités parabole-moteur :	18
Centrales à tour :	19
Chapitre II : Formulation et résolution du problème.....	21
Généralités sur la CFD	22
Définition	22
Intérêts de la CFD	22
Méthodologie	22
Principe de la Méthode des Volumes Finis	23
Ansys Fluent (2022 R2)	25
II) Formulation du problème :	26
Matériaux, méthodes et conditions limites :	26
Équations de gouvernance et paramètres sans dimension :	28
Procédure numérique :	28
Indépendance de la grille :	29
Étude de validation :	32
Chapitre III : Résultats et discussions	33
L'impact du schéma des ailettes du collecteur proposé.	34
Conclusion :	42
Résumé :	43
Références bibliographiques	44

Liste des figures

Figure I.1 : Capteurs cylindro-paraboliques (a) et principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique.....	5
Figure I.2 : Principe de fonctionnement (a) et photo de la centrale Solar Two en Californie (b).....	5
Figure I.3 : schéma explicatif du mode de fonctionnement d'un CESI (Chauffe Eau Solaire Individuel) (a) panneaux solaires thermiques (b).....	7
Figure I.4 : Principe de fonctionnement d'une photopile.....	8
Figure I.5 : Puissance installée de cellules photovoltaïques.....	9
Figure II.1 : Concentrateur solaire photovoltaïque.....	10
Figure II. 2 : Champ d'héliostat.....	11
Figure II.3: Champ de concentrateurs paraboliques linéaires.....	11
Figure II.4 : Concentrateur parabolique.....	12
Figure III.1 Schéma représentant les centrales cylindro-paraboliques.....	15
Figure III.2 Schéma représentant les centrales à réflecteurs linéaires Fresnel.....	17
Figure III.3 Schéma représentant Les unités parabole-moteur.....	18
Figure III.4 Schéma représentant les centrales à tour.....	20
Fig. 1. Schéma du tube récepteur d'un collecteur à travers parabolique.....	26
Fig.2. Schéma de la structure PTC.....	27
Fig.3. Coupe transversale du PTC.....	27
Fig.4. Paramètres géométriques.....	27
Fig.5. Géométrie du tube absorbeur normal.....	28
Fig.6. Géométrie du tube absorbeur avec ailettes axiales.....	28
Fig.7. Géométrie du tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes.....	28
Fig.8. grille du tube absorbeur normal.....	31
Fig.9. grille du tube absorbeur avec ailettes axiales.....	31
Fig.10. grille du tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes.....	31
Fig. 11. Variation de la température du fluide de sortie en fonction du nombre de cellules....	32
Fig. 12. Comparaison entre trois modèles de turbulence.....	32
Fig. 13. Étude de validation entre les résultats numériques actuels et les corrélations : a corrélation de Dittus-Boelter ; b corrélation de Seban-Shimazaki	33
Fig.1. Contours de température en sortie et un tube absorbeur lisse	35

Fig.2. Contours de température en sortie et un tube absorbeur avec ailettes axiales	35
Fig.3. Contours de température en sortie et un tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes.....	35
Figure 4. La différence de température de sortie du fluide.....	37
Figure 5. débit thermique utile.....	38
Figure 6. le nombre de Nusselt	38
Figure 7. la pression.....	39
Figure 8. le facteur de frottement (f).....	39
Figure 9. La performance thermique (η).....	40

Liste des tableaux :

Tableau 1 : Paramètres physiques du collecteur analysé.....	27
Tableau 2 : Les propriétés thermos-physiques des matériaux.....	27
Tableau 3. Tests d'indépendance de la grille.....	32
Table de résultats	32

Introduction :

Les collecteurs solaires à travers lesquels passe un faisceau parabolique (PTSC) sont des technologies utilisées dans diverses applications telles que la production d'électricité, la distillation de l'eau, les systèmes de chauffage de l'air, la génération de chaleur industrielle, la climatisation et la réfrigération [1]. Ils se composent d'un tube absorbeur placé à l'intérieur d'une chambre en verre évacuée. Les tubes absorbeurs sont généralement en acier inoxydable et sont revêtus d'une surface sélective sur le plan spectral qui maximise l'absorption du rayonnement solaire et réduit les pertes de chaleur en émettant moins de rayonnement. Un fluide caloporteur circule dans un tube absorbeur situé au foyer du faisceau parabolique, puis est pompé à travers une série d'échangeurs de chaleur pour générer de la chaleur dans une plage de température de 200 à 400 °C, destinée à diverses applications. Afin d'améliorer les performances thermiques du PTSC, le débit de chaleur utile doit augmenter pour un débit de chaleur solaire donné [1]. Le débit de chaleur utile peut être augmenté en augmentant le coefficient de transfert de chaleur convectif à l'intérieur du tube absorbeur et/ou en augmentant la surface convective à l'intérieur du tube absorbeur [2-3]. De nombreuses études ont été menées sur l'amélioration des conceptions géométriques des tubes absorbeurs afin d'augmenter leur transfert de chaleur convectif et leur surface convective. Le travail actuel porte sur l'utilisation de surfaces étendues, également appelées ailettes, comme méthode d'amélioration passive. Les surfaces étendues sont des surfaces qui s'étendent à partir de la paroi du tube absorbeur pour augmenter le taux de transfert de chaleur de la surface chauffée vers le fluide caloporteur. Ainsi, les ailettes constituent une méthode d'amélioration du transfert de chaleur largement utilisée pour augmenter le taux de transfert de chaleur convectif, qui dépend de la surface des ailettes.

Afin d'améliorer les performances thermiques de ce type d'échangeur de chaleur, différentes méthodes ont été proposées et étudiées par les chercheurs. Kursun [4] a étudié l'effet des ailettes longitudinales internes avec des surfaces latérales plates et sinusoïdales sur les performances thermiques des tubes récepteurs, Gong et al. [5] ont étudié les performances de transfert de chaleur d'un tube absorbeur avec une ailette à broche pour un système PTSC. Huang et al, [6] ont réalisé une étude numérique sur l'effet de la profondeur des trous et de la distribution du flux de chaleur autour des tubes récepteurs dans les PTSC, Fuqiang et al. [7] ont réalisé une étude numérique sur les performances de transfert de chaleur et les contraintes thermiques d'un tube absorbeur à ondulation symétrique et convexe dans un système PTSC, Mahmoud et al. [8] ont réalisé une étude numérique de l'agencement des ailettes coniques dans un tube à travers parabolique. Khan et al. [9] ont mené une étude numérique en utilisant un solveur d'équations

d'ingénierie pour comparer l'efficacité thermique de différents types d'absorbeurs ayant des géométries différentes (tubes lisses, ailettes internes et inserts à ceinture torsadée), Ganga et Jacob [10] ont réalisé une étude numérique de l'écoulement turbulent dans un agencement d'ailettes en quinconce dans un tube récepteur, Steenbergen et Voskamp [11] ont constaté que le taux d'échange de chaleur s'améliorait considérablement sur un plan incliné plutôt que sur un plan horizontal, Promvongse et al. [12] ont évalué le tube circulaire comprenant des turbulateurs en forme de cône et une bande torsadée en tant que générateur de swirl.

L'examen de la littérature indique que les ailettes longitudinales internes sont considérées comme une technique efficace pour améliorer les caractéristiques de transfert de chaleur. Le présent travail comprend deux géométries avec différents schémas des ailettes axiales (ailettes axiales ,et ailettes axiales hélicoïdales internes) sont considérées et étudiées, et les résultats obtenus sont comparés avec le collecteur simple sans aucun insert (ailettes).

Chapitre I :

**Voies de l'énergie solaire
et concentrateurs solaires**

D) LES TROIS VOIES DE L'ÉNERGIE SOLAIRE :

Il y a actuellement de nouveaux développements visant à améliorer les performances et la compétitivité économique des trois principales façons d'utiliser directement l'énergie solaire. La plus ancienne de ces méthodes, connue depuis l'Antiquité, est l'utilisation thermodynamique, qui a connu son apogée avec des installations telles que le four d'Odeillo en France ou la centrale Thémis. L'utilisation thermique, qui consiste à chauffer directement des locaux ou des circuits d'eau, reste une solution attrayante, soutenue par des garanties, des subventions et des améliorations technologiques. La transformation directe du rayonnement solaire en électricité, grâce à la technologie photovoltaïque, représente la voie la plus prometteuse en termes de progrès. Le CEA travaille depuis une dizaine d'années à développer les avantages de cette méthode et à réduire les contraintes qui lui sont associées[13].

1) L'électricité solaire thermodynamique :

L'électricité solaire thermodynamique est produite à partir du rayonnement solaire via un cycle thermodynamique. Le système utilise des capteurs solaires pour chauffer un fluide de transfert jusqu'à 600°C, qui est ensuite utilisé pour produire de l'électricité. Les centrales solaires à concentration utilisent des récepteurs pour concentrer le flux solaire sur des capteurs solaires à faible ou sans concentration, ce qui permet de diminuer le seuil de rentabilité des installations solaires thermodynamiques. Les centrales solaires thermodynamiques peuvent être utilisées en zone tropicale et peuvent être couplées à des systèmes de stockage thermique ou à des installations d'appoint pour produire une énergie électrique de façon continue. on trouve principalement deux grandes familles de systèmes solaires thermodynamiques[15-16].

La première méthode utilisée repose sur l'utilisation de collecteurs cylindro-paraboliques à focalisation linéaire. Ces collecteurs sont constitués de miroirs cylindriques de plusieurs dizaines de mètres de longueur, qui suivent la trajectoire apparente du soleil en tournant autour d'un axe horizontal. Les rayons du soleil se concentrent le long d'un tube placé sur la ligne focale du cylindre. À l'intérieur de ce tube circule un fluide caloporteur, généralement de l'huile, dont la température peut atteindre 390°C. Ensuite, un échangeur de chaleur est utilisé pour produire de la vapeur à une température de 370°C sous une pression de 10 bar. La Figure 1 présente un aperçu d'un collecteur cylindro-parabolique (Figure 1), également appelé "auge", ainsi qu'un schéma du principe de fonctionnement de cette centrale (Figure 1). La plus grande centrale électrique utilisant ce principe est la centrale de

Kramer Junction en Californie, qui a une puissance de 354 MW. Le rendement global de ce système atteint 22 %, sachant que le rendement de la turbine est de 37 %.

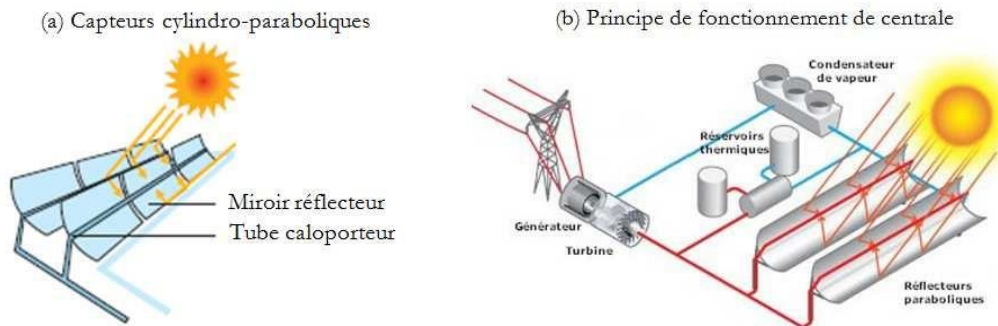


Figure I.1 : Capteurs cylindro-paraboliques (a) et principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique (b) [14]

Les centrales à tour, qui constituent la deuxième catégorie, se composent d'un absorbeur unique, également appelé chaudière, installé au sommet d'une tour. Ce dispositif reçoit le rayonnement solaire réfléchi par de nombreux héliostats équipés de miroirs plans ou légèrement focalisants, qui s'orientent automatiquement en fonction du mouvement du soleil. L'absorbeur contient un liquide caloporteur qui est chauffé pour produire de la vapeur, qui à son tour actionne un turbo-alternateur pour générer de l'électricité. Cependant, les installations de ce type n'ont dépassé le stade expérimental que dans quelques pays. En France, l'expérimentation de la centrale Thémis dans les Pyrénées a donné des rendements faibles (15 %) avec un coût de production d'électricité non compétitif. En revanche, aux États-Unis, des expérimentations plus prometteuses ont conduit à la création de la centrale Solar Two (Figure 2), d'une puissance de 10 MW en Californie. Cette centrale compte 2000 héliostats orientés vers une tour de 100 mètres de hauteur[13-14].

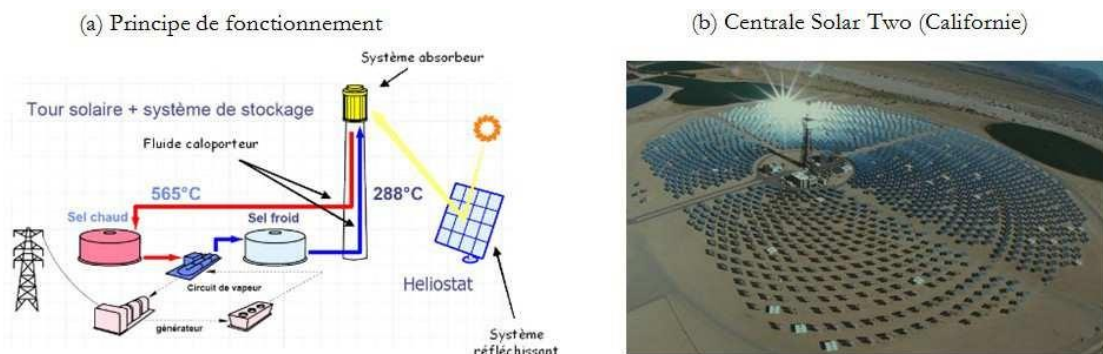


Figure I.2 : Principe de fonctionnement (a) et photo de la centrale Solar Two en Californie (b)[14]

Un des inconvénients majeur des centrales solaires thermodynamiques est qu'elles ne fonctionnent que le jour. Pour assurer un fonctionnement continu, il faut stocker le fluide caloporteur chaud pour s'en servir la nuit. Ou encore recourir à des carburants fossiles (gaz, charbon...) une fois le soleil couché. Cette dernière solution réduit en partie les effets bénéfiques de la centrale en termes environnementaux, mais améliore sa compétitivité sur le plan économique. En effet, une étude montre que le coût de production du kWh d'une centrale à auges couplée avec un chauffage au gaz atteint 0,1 €[13-14].

Un potentiel d'amélioration de 20 à 30 % reste envisageable, notamment via la production directe de vapeur dans les capteurs, et l'optimisation des miroirs. Les États-Unis et, pour l'Europe, l'Allemagne et l'Espagne mènent conjointement des recherches sur ces thèmes. Dans le cadre des facilités financières offertes par le Fonds pour l'environnement mondial, des réalisations sont annoncées d'ici deux à trois ans dans plusieurs pays tels que l'Égypte, l'Inde et le Brésil[13].

2) L'énergie solaire thermique :

L'énergie solaire thermique est une technologie qui permet de convertir l'énergie solaire en chaleur. Elle est utilisée pour chauffer de l'eau ou d'autres fluides, et peut être appliquée dans divers domaines, tels que le chauffage domestique, la production d'eau chaude sanitaire, le chauffage de piscines et même la production d'électricité dans certaines centrales solaires thermodynamiques. Les capteurs solaires thermiques sont les principaux composants de ces systèmes. Ils absorbent le rayonnement solaire et le transforment en chaleur, qui est ensuite transférée à un fluide caloporteur circulant dans le capteur. Il existe différents types de capteurs solaires thermiques, tels que les capteurs plans, les capteurs à tubes sous vide et les capteurs à concentration. L'énergie solaire thermique présente plusieurs avantages, notamment sa capacité à réduire les émissions de gaz à effet de serre et sa disponibilité presque partout dans le monde. Cependant, l'énergie solaire est intermittente, ce qui signifie qu'elle n'est pas toujours disponible en fonction des conditions météorologiques et de l'heure de la journée. Par conséquent, des systèmes de stockage d'énergie thermique sont souvent nécessaires pour garantir un approvisionnement continu en énergie[17].

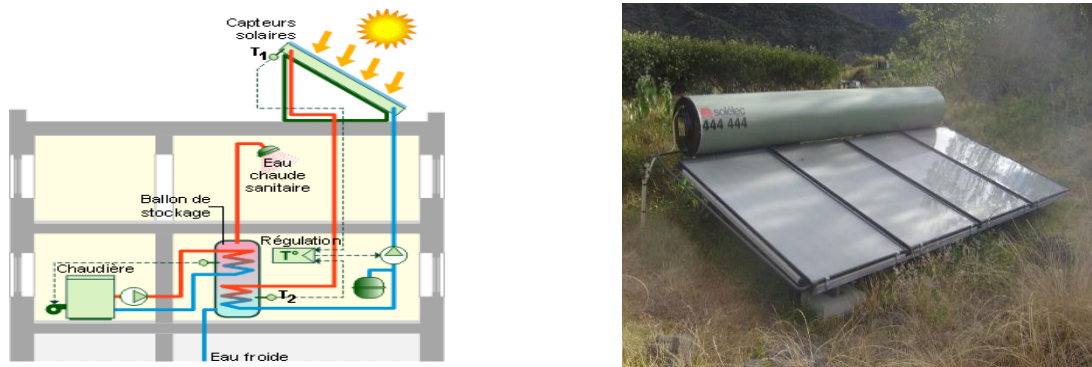


Figure I.3 : schéma explicatif du mode de fonctionnement d'un CESI (Chauffe Eau Solaire Individuel) (a) panneaux solaires thermiques (b).

L'énergie solaire thermique est principalement utilisée dans deux domaines : le chauffage de l'eau chaude sanitaire et le chauffage des bâtiments. Les capteurs vitrés utilisés dans ces applications offrent généralement des rendements d'environ 50% aux températures souhaitées. Une surface de quatre mètres carrés peut répondre aux besoins en eau chaude d'une famille de quatre personnes, avec un investissement moyen d'environ 3 000 euros. Pour chauffer une maison individuelle, une surface de dix à vingt mètres carrés est nécessaire. Un système de chauffage d'appoint est souvent requis pendant les périodes climatiques les plus défavorables. En moyenne sur l'année, une installation de chauffage solaire peut couvrir environ 50 à 60% des besoins énergétiques, ce qui se traduit par des économies sur la facture d'énergie. Le temps de récupération de l'investissement varie de 6 à 12 ans, en fonction des types d'énergie de secours utilisés et de l'énergie remplacée[13].

Les capteurs solaires thermiques produisent annuellement entre 200 et 800 kWh par mètre carré, en fonction des besoins et des modes d'utilisation. Les valeurs les plus basses correspondent à des utilisations épisodiques d'eau chaude sanitaire à des températures élevées (supérieures à 55 °C), tandis que les valeurs les plus élevées sont obtenues dans le cas d'un chauffage continu à basse température. Dans ce dernier cas, souvent appelé "plancher solaire direct", le fluide caloporteur provenant des capteurs est directement injecté dans le plancher des bâtiments à une température de 25 à 30 °C. Cette conception offre à la fois un grand confort thermique et une rentabilité technico-économique optimale[13].

Le marché européen des capteurs solaires thermiques a connu une croissance relativement lente dans les années 80, avec une moyenne d'environ 250 000 mètres carrés vendus par an, en raison de nombreux obstacles tels que le manque de formation des installateurs. Cependant,

l'introduction de nouveaux concepts tels que la garantie de performance solaire et l'activité des marchés allemand, autrichien et néerlandais au cours des années 90 ont entraîné une forte croissance, avec une augmentation des ventes de deux à quatre fois au cours des cinq dernières années par rapport à la décennie précédente. À court terme, le marché européen est estimé à plusieurs millions de mètres carrés par an. En France, le récent programme national Helios 2006 vise à promouvoir une plus large diffusion de ces produits en apportant une contribution financière aux utilisateurs. Les développements technologiques en cours visent à réduire les coûts en améliorant l'intégration et la mise en œuvre des systèmes solaires dans les bâtiments[13].

3) L'électricité solaire photovoltaïque :

La découverte de l'effet photovoltaïque date d'il y a bien longtemps, c'était en 1839 par Antoine Becquerel. En fait, la dualité ondulatoire et corpusculaire de la lumière considère celle-ci comme une onde électromagnétique transportant de l'énergie sous forme d'un flux de photons. Si ce flux est suffisamment important, il peut arracher et déplacer les électrons d'un matériau qui lui est exposé. La lumière est donc capable de mettre en mouvement des électrons, c'est-à-dire de créer un courant électrique[14].

Le matériau le plus utilisé pour la conception d'une photopile est le silicium monocristallin. Initialement le silicium est un matériau isolant, on a alors recouru à un dopage pour créer un semi-conducteur ; soit par des atomes de phosphore (création d'un semi-conducteur de type N) soit par des atomes de bore (création d'un semi-conducteur de type P).

En créant une jonction entre les deux types de silicium P et N on obtient : du côté P des charges négatives avec des atomes de bore ayant un électron en plus et du côté N des charges positives avec des atomes de phosphore ayant un électron en moins. Lorsqu'un photon du rayonnement lumineux vient frapper la zone de transition entre les siliciums de type P et N, il arrache à l'atome de silicium P un électron. Le trou ainsi créé va se déplacer du côté P et l'électron du côté N, créant ainsi un courant électrique (Figure 4)[14].

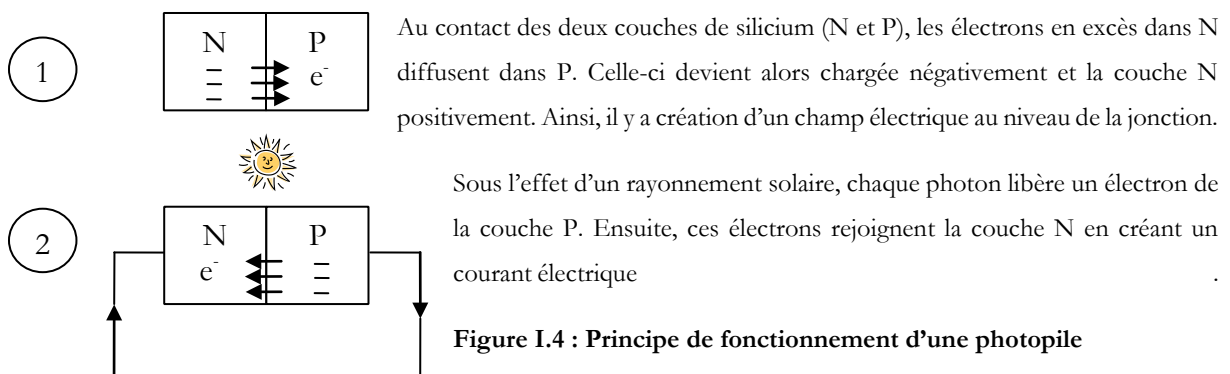


Figure I.4 : Principe de fonctionnement d'une photopile

Pour la production d'électricité domestique ou industrielle, les panneaux photovoltaïques sont associés en série et en parallèle et débitent dans un convertisseur d'électronique de puissance DC/AC (onduleur). Généralement, l'énergie électrique à la sortie du convertisseur est stockée dans une batterie. Le jour, les panneaux chargent les batteries et la nuit les batteries peuvent fournir l'électricité. Par contre l'utilisation de batteries de stockage augmente considérablement le coût du kWh produit[2].

Dans plusieurs pays (Allemagne, France, Japon, Espagne, Etats Unis, Australie,...) l'Etat encourage à l'investissement dans la filière photovoltaïque avec des programmes nationaux offrant des incitations financières telles que des tarifs de rachats bonifiés de l'électricité. Ces encouragements ont contribué à une forte expansion de ce secteur avec une production mondiale qui passe de 287 MW en 2000 à 37185 MW en 2011. La Figure 5 montre l'évolution de la puissance installée mondiale des panneaux photovoltaïques sur la période 2000/2011[2].

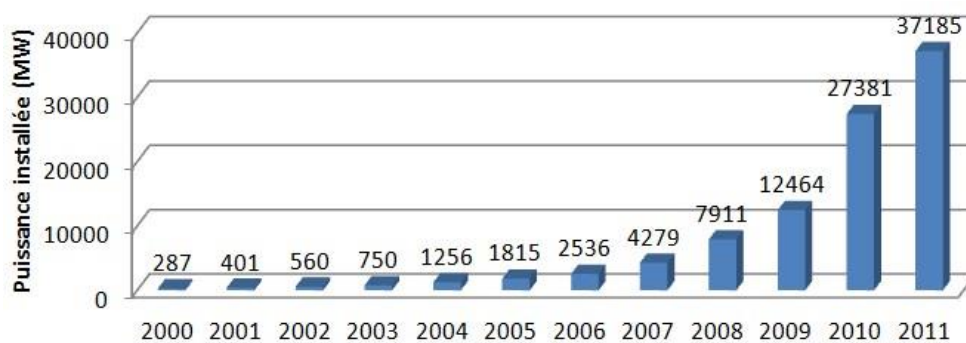


Figure I.5 : Puissance installée de cellules photovoltaïques[2]

L'inconvénient de la production d'électricité par cellules photovoltaïques c'est la dépendance aux conditions climatiques. Plus il y a d'heures d'ensoleillement pendant une année plus une installation photovoltaïque est rentable. On a alors intérêt à profiter des climats favorables des pays du sud. Mais il faut aussi noter que le rendement d'un panneau photovoltaïque est largement tributaire de sa température (15% de rendement à 25°C et 10% à 40°C). Une alternative futuriste est celle de la production photovoltaïque dans l'espace (pas de nuage, ni d'alternance jour-nuit) avec transmission au sol par faisceaux micro-ondes [14].

II) LES CONCENTRATEURS SOLAIRES :

Une autre famille importante de collecteurs solaires est celle des concentrateurs solaires. Ce qui particularise ce type de collecteur est le fait que la surface par laquelle il récupère l'énergie solaire est plus petite que la surface par laquelle ils interceptent le rayonnement solaire. Entre les deux, c'est un dispositif optique qui concentre le flux solaire sur l'absorbeur ou récepteur, qui lui récupère l'énergie solaire. Le facteur de concentration peut être de 1 à 1500 fois l'intensité solaire[18].



Figure II.1: Concentrateur solaire photovoltaïque[18]

Le récepteur peut être une cellule solaire photovoltaïque. Il est alors possible de convertir plus d'énergie solaire en électricité tout en minimisant la surface de cellules solaires nécessaires. En supposant que chaque mètre carré de collecteur coûte moins cher que chaque mètre carré de panneau photovoltaïque, des économies s'ensuivent.

Le récepteur peut également convertir l'intensité lumineuse en énergie thermique tel que le font les collecteurs solaires thermiques

Trois principaux types de concentrateurs sont déjà utilisés afin de produire de l'énergie thermique et ultimement de l'énergie électrique. Il y a d'abord le champ d'héliostat qui consiste en une vaste étendue de miroirs légèrement concaves qui concentrent les rayons du soleil sur un récepteur central situé en haut d'une tour. Le champ d'héliostat peut s'étendre sur plusieurs centaines de mètres carrés de surface. Chacun des miroirs est monté sur un mécanisme afin de suivre le mouvement du soleil. Puisque ce type d'installation requiert beaucoup d'espace, elle se prête essentiellement à la production centralisée d'énergie. Des températures allant à plus de 1500 degrés Celsius peuvent être atteintes au récepteur. Une centrale thermique est utilisée afin de convertir l'énergie thermique en électricité. Afin de pallier aux fluctuations solaires, de l'énergie thermique peut être stockée sous forme de chaleur sensible ou de chaleur latente. Une source d'énergie classique telle que le pétrole ou le gaz peut également être utilisée afin d'actionner la centrale thermique[18].



Figure II. 2: Champ d'héliostat[18]

Toujours afin de produire de l'énergie thermique dans le but d'actionner un cycle thermique, les concentrateurs paraboliques linéaires sont également utilisés. Le collecteur est un miroir en forme de parabole linéaire, faisant penser à une gouttière. Au foyer de la parabole se trouve le récepteur dans lequel circule un caloporteur. Ce type de concentrateur permet d'atteindre des températures de 50 à 400 C. Le concentrateur parabolique linéaire a le grand avantage de devoir suivre le soleil selon un seul axe, contrairement au champ d'héliostat. Ceci permet de simplifier la mécanique du système. Tel que pour le champ d'héliostats, ce type de concentrateur couvre habituellement de grandes surfaces et est alors davantage adapté à la production centralisée d'énergie. Les mêmes stratégies de stockage et d'utilisation de l'énergie sont également utilisées



Figure II.3: Champ de concentrateurs paraboliques linéaires.[18]

Le concentrateur de type parabole consiste en un miroir de forme parabolique tel que son nom le laisse entendre. Dans la plupart des cas, le miroir fait quelques mètres de diamètre. Dans le cas des plus larges miroirs, ces derniers sont en fait composés d'une mosaïque d'éléments formant le grand miroir parabolique. À son foyer se trouve généralement un panneau solaire ou un engin thermique. Le système doit être monté sur un mécanisme qui suit le mouvement du soleil tout au long de la journée. Les températures atteintes au foyer peuvent être au-delà de 1500C. Ce type de concentrateur se prête bien tant à la production centralisée qu'à la production décentralisée d'énergie. En effet, chaque concentrateur peut constituer une centrale énergétique en soi, permettant l'installation d'un seul ou de toute une série de concentrateurs paraboliques, selon l'espace disponible[18].



Figure II.4: Concentrateur parabolique[18]

III) Étude des différents types de concentrateurs :

L'électricité solaire thermique dans une centrale CSP est produite en deux étapes. Dans la première étape, l'énergie solaire est captée dans les collecteurs et est utilisée pour chauffer un fluide de travail qui peut être de l'eau ou du sel fondu. La deuxième étape traite de la transformation énergétique dans laquelle de l'électricité est produite en permettant à la vapeur de faire fonctionner une turbine ou un moteur. Il est généralement réalisé par une turbine à vapeur classique basée sur le cycle de Rankine qui est basé sur un modèle thermodynamique pour prédire les performances d'un moteur thermique qui convertit la chaleur en travail mécanique[19].

Pour convertir l'énergie solaire en énergie, le rayonnement peut se concentrer sur un point ou sur une ligne, où l'énergie thermique est transférée au fluide caloporteur (HTF). Compte tenu de ces deux types de concentration (sur un point ou sur une ligne), dans les systèmes CSP autonomes, un fluide caloporteur est chauffé lorsqu'il circule à travers le récepteur dans les collecteurs. Le fluide chauffé traverse un échangeur de chaleur pour générer de la vapeur à haute pression qui est envoyée dans un cercle séparé pour entraîner une turbine à vapeur conventionnelle. La vapeur consommée de la turbine est condensée en liquide prêt à être réchauffé dans le générateur de vapeur pour boucler le cercle[19].

Les quatre technologies CSP principales - tour solaire, cylindro-parabolique (PT), Fresnel linéaire (LF) et parabole moteur, sont différentes dans leurs principes de focalisation et généralement dans leur conception. Cependant, les principaux sous-composants impliqués dans une centrale électrique CSP ont une caractéristique commune, l'alignement des miroirs pour focaliser la lumière sur le récepteur. Par conséquent, en fonction de la température de fonctionnement requise pour effectuer le cycle thermodynamique, ils sont pliés pour atteindre un facteur de concentration approprié. Les miroirs de suivi suivent la trajectoire du soleil pendant une journée. Par conséquent, ils sont connectés à une structure de support actionnée par un système d'entraînement à un ou deux axes. Le système de contrôle est responsable de l'alignement correct du capteur pendant la journée. Le récepteur absorbe le rayonnement solaire et transfère la chaleur au fluide. Ce fluide thermique peut directement entraîner un moteur thermique, en transférant de la chaleur au deuxième cycle (par exemple, pour produire de la vapeur), ou il peut stocker de l'énergie pendant plusieurs heures plus tard sans utiliser la lumière du soleil. Les centrales CSP peuvent être divisées en quatre blocs principaux : un champ solaire (y compris le système HTF et le système de récepteur), le stockage, l'électricité et la balance des centrales. Par rapport aux centrales à combustible fossile, les techniques CSP nécessitent un investissement élevé au début, tandis que le coût du combustible, c'est-à-dire le rayonnement solaire, est libre tout au long de la durée de vie de la centrale. Pour atteindre la compétitivité, tous les composants impliqués doivent être aussi efficaces que possible, et simultanément avec une durabilité élevée et un faible coût. Généralement, la performance d'une Centrale CSP dépend de :

- Facteur de réflexion élevé et précision géométrique des miroirs ;
- Suivi précis des concentrateurs ;

- Facteur d'absorption élevé et une faible émittance de récepteurs ;
- Transfert efficace de la chaleur vers la turbine ;
- Cycle thermodynamique à haut rendement (pour la production d'énergie) ;
- Stockage efficace de chaleur ; une durabilité élevée de tous les composants ;
- Faibles efforts de maintenance.

Les quatre technologies convertissent l'énergie solaire en électricité ou en chaleur grâce à des cycles thermodynamiques. Ceux-ci sont classés selon le type de récepteur. Il existe deux familles techniques :

- Technologies à récepteurs linéaires. Le système de concentration de ces récepteurs concentre les rayons du soleil le long du récepteur linéaire et chauffe le fluide de transmission le long du récepteur linéaire. Les réflecteurs de ces systèmes ne peuvent se déplacer que dans une seule dimension.
- Technologies à récepteurs ponctuels. Différent du système précédent, le système de concentration concentre toute la lumière sur un point, ce qui peut obtenir un effet de concentration plus élevé par rapport au système linéaire. Dans ces systèmes, le miroir peut se déplacer dans deux directions.

Ces capteurs captent l'énergie du soleil grâce à des miroirs qui réfléchissent et concentrent la lumière du soleil dans un récepteur ou un absorbeur, et créent la chaleur qui est utilisée pour produire de l'électricité. Un fluide caloporteur est utilisé pour générer de la vapeur à 400°C (750°F) qui est utilisé à son tour pour entraîner un générateur de turbine à vapeur. La plupart de ces collecteurs représentent jusqu'à 40% du coût total du système pour les techniques CSP. Dans les applications récentes, la technique de l'auge parabolique et de la tour de puissance est devenue une technique mature pour fournir un fonctionnement hautement fiable et une efficacité globale améliorée de l'installation[19].

1) Système à récepteur linéaire :

Cette filière met ensemble des techniques utilisant des capteurs qui sont répartis linéairement, c'est-à-dire horizontalement sur de longues distances. Le fluide de transfert de chaleur circule dans des tubes d'absorption, où il chauffe à mesure qu'il passe, jusqu'à ce qu'il soit redirigé vers le cycle thermodynamique de la centrale pour la génération d'électricité.

a) Centrales cylindro-paraboliques :

Les systèmes cylindro paraboliques illustrés à la figure III.1 sont les systèmes les plus rentables et les plus largement utilisés pour produire de l'électricité dans le monde. Il représente environ 90% de la base CSP installée.

Ce système consiste en un long collecteur de forme parabolique avec des miroirs incurvés qui focalisent les rayons du soleil sur un tube récepteur (tube absorbeur) situé au point focal des creux paraboliques. Ces auges peuvent mesurer plus de 600 m de long et le tube absorbeur métallique est généralement intégré dans un tube en verre sous vide pour réduire les pertes de chaleur. Les cylindro-paraboliques tournent tout au long de la journée lorsque le soleil se déplace d'est en ouest pour maximiser l'énergie solaire reçue. Le tube absorbeur métallique est rempli de fluide, généralement de l'huile synthétique, qui peut être chauffée jusqu'à 400°C. En raison de leur forme parabolique, les cylindro-paraboliques peuvent focaliser le soleil à 30 à 100 fois son intensité normale. Le fluide est ensuite pompé à travers un échangeur de chaleur qui transfère la chaleur à l'eau qui produit de la vapeur en faisant bouillir l'eau. La vapeur est utilisée pour faire fonctionner une turbine qui produit de l'électricité. L'utilisation d'autres fluides caloporteurs comme les sels fondus ou la vapeur directe permet un fonctionnement jusqu'à 550°C, améliorant ainsi le rendement de l'installation. Ces systèmes peuvent également être conçus comme des hybrides en utilisant des combustibles fossiles pour soutenir la production thermique solaire pendant la nuit ou pendant les périodes de jours nuageux[19].

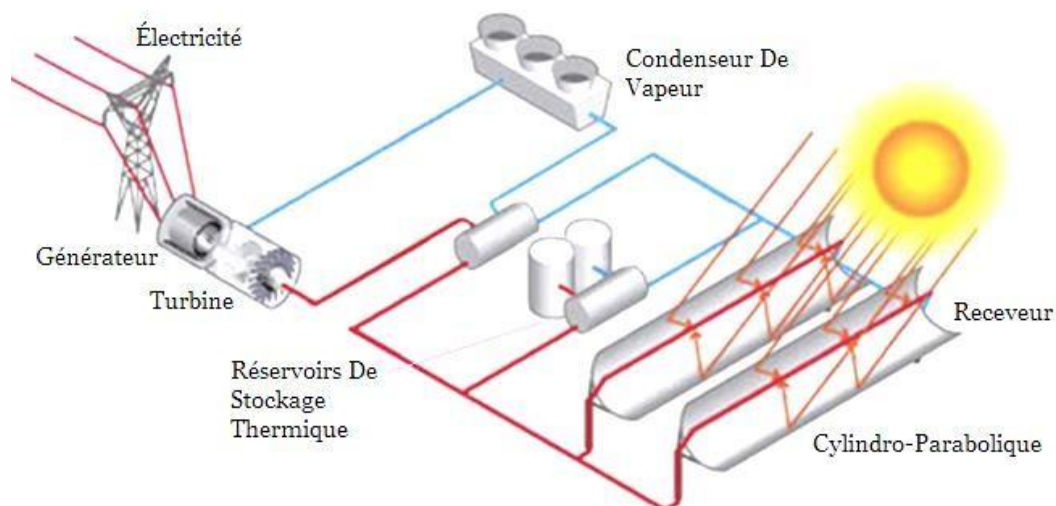


Figure III.1 Schéma représentant les centrales cylindro-paraboliques[19]

b) Centrales à réflecteurs linéaires Fresnel :

La technique de réflecteur linéaire de Fresnel a reçu son nom de la lentille de Fresnel qui comporte plusieurs plans de réfraction visant à améliorer la concentration de la lumière provenant de nombreux angles différents sur un seul point ou de ligne. Cette lentille a été développée par Augustin-Jean Fresnel au 18ème siècle, et permet une réduction substantielle de l'épaisseur, du volume et du poids de la lentille mais réduit également la qualité de l'image. Giovanni Francia, d'Italie, l'a appliqué pour la première fois en 1960 pour le développement d'un système de génération de vapeurs Fresnel linéaire et à deux axes. Une conception du réflecteur de Fresnel linéaire est basée sur un principe entre la tour solaire et les systèmes de concentrateur cylindro parabolique[19].

Il est similaire à un système cylindro-parabolique mais contient un tube récepteur fixe tandis que la piste des miroirs. La forme de l'auge est divisée en plusieurs facettes de miroir. Ce système à base de miroir utilise le même principe qu'une lentille de Fresnel utilise pour les miroirs plans plats qui suivent le soleil pour réfléchir la lumière sur un tube. Un miroir secondaire supplémentaire est utilisé dans certains systèmes derrière le plan focal qui dirige la lumière du soleil dans le tuyau absorbeur. Le système de réflecteur Fresnel linéaire représenté sur la figure II.2 utilise de longues rangées de miroirs plats ou légèrement incurvés pour réfléchir la lumière du soleil sur un collecteur linéaire surélevé orienté vers le bas contenant deux tubes absorbeurs en acier inoxydable[19].

Le collecteur de ce système est un tube absorbeur fixe situé au niveau de la ligne focale commune des réflecteurs de miroir équipé d'un tracker à un ou deux axes pour maximiser la quantité d'énergie solaire collectée tout au long de la journée. Un concentrateur secondaire est utilisé pour réfléchir les rayons dans l'angle d'acceptation. Les réflecteurs de Fresnel concentrent le rayonnement du faisceau vers un récepteur fixe[19].

Chaque récepteur possède un réflecteur CPC secondaire qui dirige le rayonnement du faisceau sur le tube absorbeur. L'ensemble du système optique est enfermé dans un boîtier vitré scellé. Le tube absorbeur contient un fluide de transfert qui est chauffé pour créer de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine pour produire de l'électricité. De nouveaux systèmes sont conçus pour chauffer l'eau pour produire de la vapeur à 285°C (545°F) dans les tubes absorbeurs qui seront directement utilisés pour entraîner une turbine pour produire de l'électricité au lieu d'utiliser un échangeur de chaleur pour produire de la vapeur à partir d'autres fluides à haute température[19].

Le système a une performance limitée pour augmenter la température et est moins efficace que les autres systèmes CSP, mais sa conception simple de miroirs montés au sol le rend moins cher que le système d'auge solaire. Ce système est idéal pour les petits systèmes autonomes dans les régions éloignées. En raison d'un absorbeur fixe et des miroirs de suivi plats, le système est structurellement plus simple et moins coûteux que les autres systèmes CSP. Les systèmes linéaires de Fresnel occupent moins d'espace que les systèmes linéaires d'auge et de tour de puissance et ils peuvent être combinés avec des combustibles fossiles de secours pour la production d'électricité pendant la nuit ou les jours nuageux. Par rapport à la technique cylindro-parabolique, le rendement énergétique par unité de surface est beaucoup plus petit. Cependant, la structure simple du collecteur de Fresnel et la possibilité d'utiliser l'espace sous le collecteur signifient qu'il existe un potentiel d'abaissement de coûts importants qui peut être exploité[19].

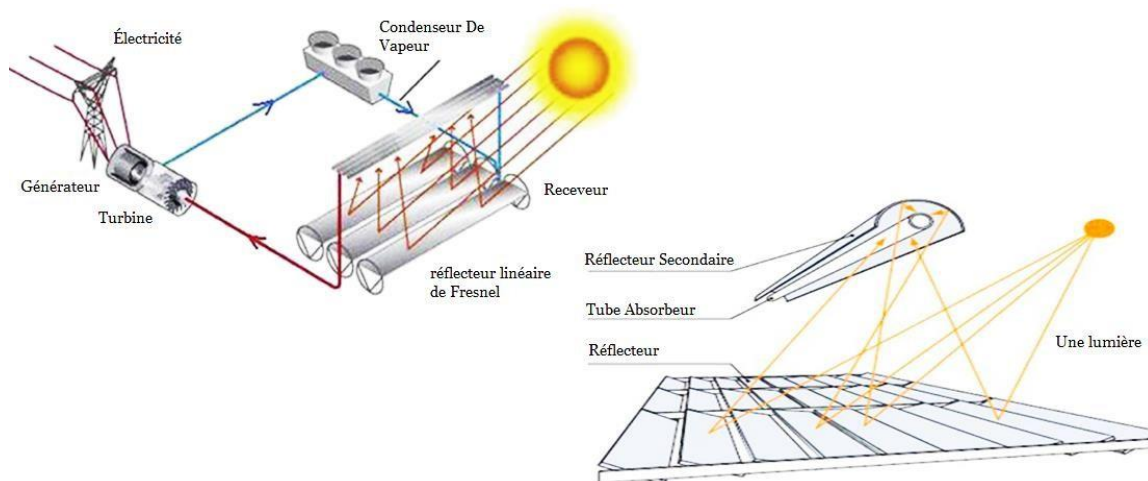


Figure III.2 Schéma représentant les centrales à réflecteurs linéaires Fresnel[19]

2) Système à récepteur ponctuel :

Le deuxième type est un collecteur à concentration qui intercepte la lumière directe du soleil sur une grande surface et la concentre dans une petite zone d'absorbeur, augmentant ainsi le flux de rayonnement. Ce système utilise une surface réfléchissante concave et un suivi pour intercepter et focaliser tout le rayonnement solaire. Le système de concentration est également appelé système de focalisation ponctuelle qui réalise un rapport de concentration plus élevé que les systèmes non concentrant car leurs miroirs suivent le soleil en deux dimensions[19].

a) Unités parabole-moteur :

Contrairement aux autres systèmes CSP, les systèmes paraboliques sont plus petits, plus efficaces et utilisent du gaz comme fluide de travail pour générer de l'électricité en faisant fonctionner un moteur thermique. Ces systèmes peuvent produire de l'électricité entre 3 et 25 kW avec un rendement de conversion de 30%, ce qui est plus élevé que les autres techniques CSP. En raison de sa taille et de sa robustesse, il peut être utilisé comme système autonome pour alimenter les régions éloignées ou les zones sinistrées en cas de catastrophes. Le système représenté sur la figure III.3 se compose d'un concentrateur et d'une unité de conversion de puissance. Le concentrateur solaire ou le plat recueille l'énergie solaire provenant directement du soleil et la reflète en grande partie vers le récepteur thermique sous forme de chaleur solaire. L'unité de conversion de puissance contient le récepteur thermique et le (moteur / générateur) dont la fonction est de convertir la chaleur en énergie mécanique qui fait fonctionner un moteur pour produire de l'électricité. Le récepteur thermique est l'interface entre la parabole et le (moteur / générateur) et absorbe les faisceaux concentrés de la lumière du soleil[19].

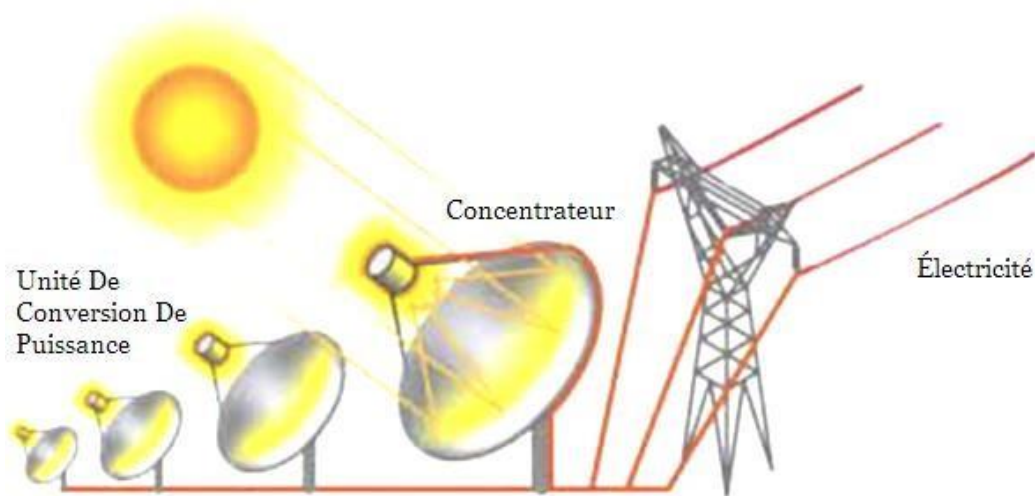


Figure III.3 Schéma représentant Les unités parabole-moteur[19]

Ce système utilise un plat parabolique de miroirs qui concentre la lumière du soleil d'une grande zone vers un collecteur à un seul point devant le plat. L'antenne parabolique ressemble à une antenne parabolique typique avec un diamètre d'environ 10 m pour un système de parabole de 25 kW à une insolation solaire directe normale (maximale) de 1000 W / m^2 . La lumière du soleil focalisée augmente la température de la chambre de chauffage du moteur qui est montée au point focal de la parabole contrairement à la disposition dans un concentrateur

cyllindo-parabolique. La plupart des chambres de chauffage du concentrateur à plat parabolique contiennent un moteur Stirling qui utilise de l'hydrogène comme fluide de travail qui est chauffé jusqu'à 1200°F dans le récepteur pour entraîner le moteur. Ceci est réalisé en convertissant la chaleur en énergie mécanique qui comprime le travail à froid, en chauffant le fluide, puis en l'ex pendant à travers une turbine (ou des pistons mobiles) pour créer de la puissance mécanique.

L'électricité est produite en couplant le moteur à un générateur électrique ou à un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Le moteur Stirling est refroidi par air et l'ensemble du système nécessite très peu d'eau pour fonctionner et produire de l'électricité. Pour une plus grande efficacité, (la parabole / le moteur) utilise des collecteurs de concentration qui suivent le soleil pour maintenir un alignement optimal avec le soleil. Ceci est obtenu en utilisant un suivi à deux axes qui concentre la lumière du soleil sur un seul point sur un récepteur afin que le soleil concentre l'énergie solaire au point focal de la parabole.

Le système d'antenne parabolique a une architecture autonome et fonctionne pendant de plus longues périodes avec un minimum d'entretien. Un inconvénient du système est qu'il ne dispose d'aucune capacité de stockage et que l'électricité produite doit être consommée immédiatement ou transmise au réseau. Les jours nuageux sans soleil peuvent entraîner une production d'électricité plus faible et / ou intermittente[19].

b) Centrales à tour :

Le système de tours électrique tel qu'illustré à la figure III.4 est une technique plus récente par rapport au cylindro-parabolique et est plus adapté aux centrales électriques à grande échelle connectée au réseau pour être économique. Un système de tour électrique se compose de nombreux grands miroirs plats de suivi du soleil qui focalisent la lumière du soleil sur un récepteur au sommet d'une tour. Ces miroirs de suivi, au nombre de centaines à milliers, appelés héliostats, peuvent concentrer jusqu'à 1500 fois celle de l'énergie provenant du soleil.

Cette énorme quantité d'énergie produit une température élevée de 500 à 1500°C qui peut ensuite être utilisé pour chauffer un fluide tel que de l'eau ou du sel fondu. Le fluide chauffé dans le récepteur est utilisé pour générer de la vapeur qui à son tour est utilisée pour déplacer le générateur de turbine pour produire de l'électricité.

La technique des tours solaires fait partie des techniques solaires thermiques capables de stocker de l'énergie, ce qui lui permet de fournir de l'électricité au réseau en cas de besoin et par temps nuageux ou les nuits sans soleil. C'est une bonne source d'énergie distribuée à grande échelle aux terres non productives comme un désert sans produire de gaz à effet de serre. On

estime qu'une seule tour électrique de 100 MW avec 12 heures de stockage ne nécessite que 1000 acres de terrain pour fournir de l'électricité à 50 000 foyers[19].

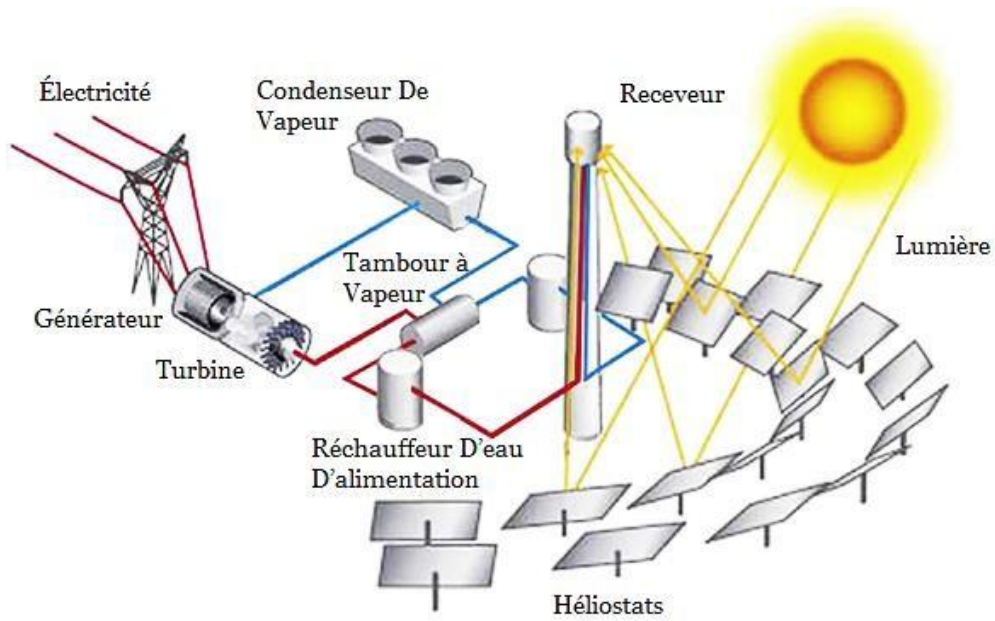


Figure III.4 Schéma représentant les centrales à tour[19]

Chapitre II :

Formulation et résolution du problème

I) Généralités sur la CFD

1) Définition

La CFD, "Computational Fluid Dynamics" (« Dynamique des Fluides Numérique »), est un ensemble de méthodes numériques permettant d'obtenir une solution approximative d'un problème de dynamique des fluides et/ou de transfert thermique. Les équations qui interviennent sont celles de la mécanique des fluides (les équations d'Euler, les équations de Navier-Stokes) que l'on peut éventuellement coupler aux équations de transfert thermique ou de réaction chimique., résolues par des méthodes numériques.

La MFN a grandi d'une curiosité mathématique pour devenir un outil essentiel dans pratiquement toutes les branches de la dynamique des fluides, de la propulsion aérospatiale aux prédictions météorologiques en passant par le dessin des coques de bateaux. Dans le domaine de la recherche, cette approche est l'objet d'un effort important, car elle permet l'accès à toutes les informations instantanées (vitesse, pression, concentration) pour chaque point du domaine de calcul, pour un coût global généralement modique par rapport aux expériences correspondantes.

a) Intérêts de la CFD

Pour traiter un problème de mécanique des fluides, on peut le résoudre soit par une approche :

– *Analytique* : le grand avantage de cette approche est qu'elle permet d'avoir des solutions exactes.

Cependant, elle est limitée pour des cas très simples en formulant un certain nombre d'hypothèses ;

– *Expérimentale* : c'est sûrement l'approche qui représente le mieux la réalité. En contrepartie, elle est souvent difficile à mettre en œuvre et nécessite un certain temps pour résoudre tous les problèmes qu'on peut rencontrer. Sans oublier qu'elle peut devenir très vite très coûteuse ;

– *Numérique* : elle permet de faire moins d'hypothèses qu'une approche analytique et permet de traiter des problèmes relativement complexes. De plus, elle peut être moins coûteuse qu'une approche expérimentale. Par contre, elle est limitée par l'ordre des méthodes numériques utilisées, la précision du modèle et les moyens de calcul mis en œuvre.

b) Méthodologie

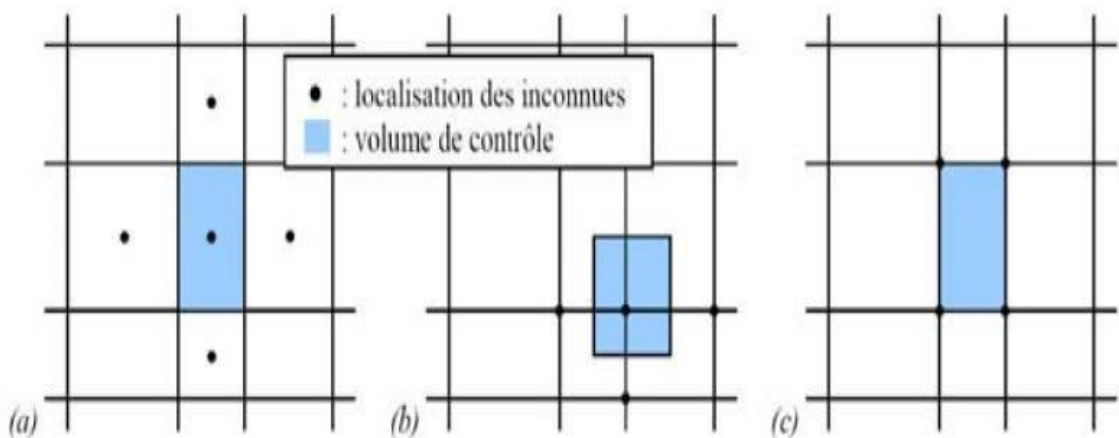
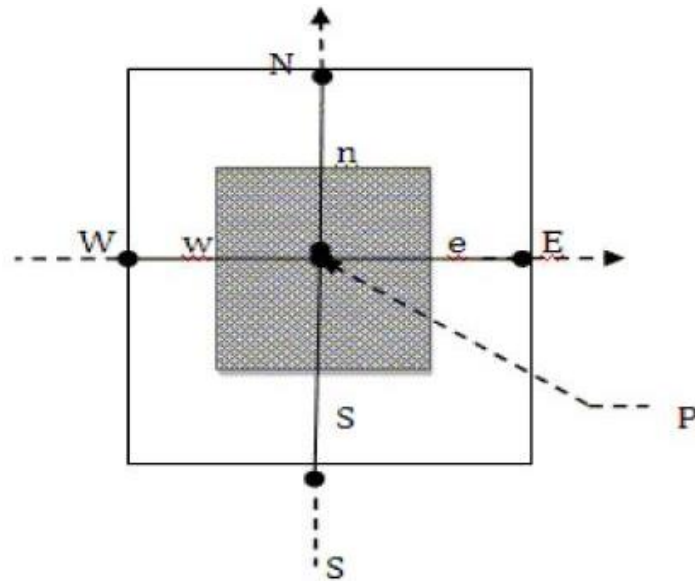
De manière générale, la résolution d'un problème de MFN passe par trois grandes phases :

1. la préparation du problème : ceci passe par la définition d'une géométrie, d'un maillage discrétisant le domaine de calcul, du choix des modèles et méthodes numériques employés ;
2. la résolution numérique du problème qui passe par l'exécution d'un programme informatique. Bien des problèmes suscitant un minimum d'intérêt nécessitent des ordinateurs aux très grandes capacités ;
3. l'exploitation des résultats : on vérifie d'abord leur cohérence, puis ils sont examinés afin d'apporter des réponses aux questions posées par le problème de MFN de départ.

L'exploitation des résultats passe le plus souvent par des logiciels de post-traitement scientifique utilisés dans de nombreuses branches de la physique, ou bien par les modules de post-traitement disponibles dans certains logiciels de MFN commerciaux.

2) Principe de la Méthode des Volumes Finis :

Le principe de cette méthode est de subdiviser le domaine de calcul en un nombre fini de sous-domaines élémentaires jointifs, appelés volumes de contrôle puis, intégrer les équations aux dérivées partielles sur chaque volume de contrôle. Ce dernier englobe un nœud dit "nœud principal". Ceci nous conduit à l'obtention d'une équation algébrique simple appelée « équation discrétisée » qui est propre à chaque nœud du domaine. Donc, si celui-ci est constitué de n -nœuds, on aurait n -équations algébriques à résoudre, il y a donc, autant de nœuds que de volumes de contrôle d'où la performance de la méthode des volumes finis comparativement aux autres méthodes. La dernière étape de cette méthode est la résolution du système d'équations obtenu par l'une des méthodes de résolution des équations algébriques linéaires.



Dans le cas de la méthode aux volumes finis, les termes de flux sont évalués aux interfaces entre les volumes. Cette méthode est conservative, donc parfaitement adaptée à la résolution de lois de conservation. Plus de 90% des codes de calculs en CFD utilisent cette méthode.

A cause du caractère non-linéaire des équations de Navier-Stokes, la résolution des équations se fait souvent de manière itérative à partir des conditions initiales. Dans le cas d'un calcul instationnaire, par exemple, ce calcul itératif est effectué à chaque pas de temps. Le solveur cherche alors une solution des champs de pression, vitesse, température, (...) qui équilibre le système de lois de conservation (masse, quantité de mouvement, énergie). Le critère d'arrêt de ce calcul itératif, imposé par l'utilisateur, est souvent basé sur le résidu des variables. Lorsque

celui-ci devient faible (il a baissé de 3 à 4 ordres de grandeur), cela est un signe que le calcul itératif a convergé vers une valeur donnée et peut-être arrêté.

3) Ansys Fluent (2022 R2) :

En 2022 R2, Ansys Fluent continue de progresser vers des simulations de dynamique des fluides computationnelle (CFD) plus efficaces et durables. Cette mise à jour inclut des avancées significatives dans la technologie GPU et l'accessibilité open source pour augmenter la productivité et réduire le temps de simulation. Ce webinaire couvrira les principaux points forts de Fluent dans cette version.

- Réduisez considérablement le temps de résolution de la simulation et la consommation d'énergie totale à l'aide du solveur multi-GPU de Fluent (bêta). Les résultats montrent que six GPU haut de gamme offrent les mêmes performances que plus de 2 000 CPU. Cette version a ajouté la prise en charge des flux transitoires, y compris les simulations de résolution d'échelle (SRS), les interfaces non conformes (NCI) et les cadres de référence mobiles (MRF).
- Automatisez les processus, créez des flux de travail personnalisés, élaborer des solutions personnalisées et bien plus encore avec PyFluent, l'accès open source à Fluent via Python.
- Un maillage structuré efficace et automatisé dans le flux de travail de géométrie étanche réduit le nombre de cellules de maillage et le temps de résolution de la solution.
- Solutions pour la production et la consommation d'hydrogène, dont un nouveau modèle d'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) et des modèles validés de combustion d'hydrogène et de mélange d'hydrogène.

II) Formulation du problème :

1) Matériaux, méthodes et conditions limites :

La figure (2,3) montre les principales parties d'un concentrateur parabolique de type LS-2 standard, utilisé dans le travail actuel. Le collecteur parabolique standard se compose d'un réflecteur (miroir parabolique linéaire) et d'un tube évacué (récepteur). Le tube évacué comprend un absorbeur en acier inoxydable et un couvercle en verre. Les PTC utilisent le rayonnement solaire direct, appelé irradiance normale directe (DNI), qui provient directement du soleil. Un miroir parabolique linéaire réfléchit et concentre l'énergie solaire reçue sur un récepteur positionné le long de la ligne focale du PTC, comme le montre la figure (2,3). Les rayons incidents sont collectés par le tube récepteur, qui les convertit en chaleur, transportée par le fluide caloporteur à travers le tube absorbeur. Comme le montre la figure 2, des simulations numériques tridimensionnelles ont été réalisées à l'aide de la méthode des volumes finis avec le code commercial de CFD, ANSYS FLUENT 2022R2.

Le présent travail comprend deux géométries avec différents schémas des ailettes axiales (ailettes axiales ,et ailettes axiales hélicoïdales internes) sont considérées et étudiées, et les résultats obtenus sont comparés avec le collecteur simple sans aucun insert (ailettes). Les schémas des géométries évaluées dans le présent travail sont illustrés sur les Figures (5-6-7). Mesures utilisées : tube absorbeur avait un diamètre intérieur de 50 mm et un tube extérieur diamètre de 60 mm et une longueur du tube 8000 mm Mesures des Ailettes axiales: Hauteur des ailerons 10 mm, épaisseur des ailettes 5 mm pas hélicoïdal des ailettes 500 mm et angle hélicoïdal des ailettes 180° (tableau 2)(Fig.4),L'écoulement à une température de 30°C pénètre dans le tube à une vitesse de $0,23\text{ m/s}$. Un flux thermique de $60\,000\text{ W/m}$ est transféré et appliqué à la surface du tube externe(Fig.1). Les propriétés thermo physiques des matériaux sont données sur le tableau 2. Les situations suivantes sont supposées dans les simulations :

- Le fluide d'entrée à une vitesse de $0,23\text{ m/s}$ est de 30°C .
- Le flux est turbulent et d'humeur stable.
- Le flux de chaleur appliqué à la surface du tube extérieur descendant est de $60\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Fig. 1. Schéma du tube récepteur d'un collecteur à travers parabolique.[20]

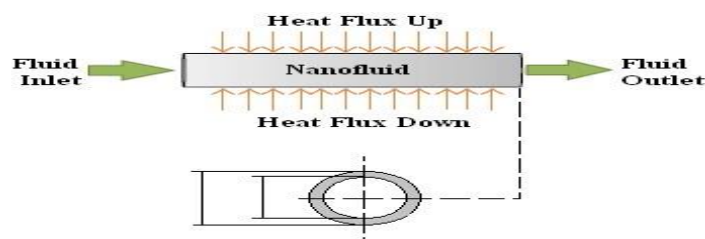


Tableau 1 : Paramètres physiques du collecteur analysé.

Parameters		Value
Diamètre intérieur du tube	D_1	50 mm
Diamètre extérieur du tube	D_2	60 mm
Longueur du tube	L	8000 mm
Hauteur des ailettes	H	10 mm
Épaisseur des ailettes	th	5 mm
Pas d'hélice des ailettes	P	500 mm
Angle hélicoïdal des ailettes	α	180 °

Tableau 2 : Les propriétés thermos-physiques des matériaux.

Fluid (Water)	Pipe (Steel)	Property
4182	502	Specific Heat [J/(kg·K)]
0.6	16	Thermal Conductivity [W/(m·K)]
998.2	7881.8	Density [kg/m ³]
0.001003	-	Viscosity [kg/m·s]

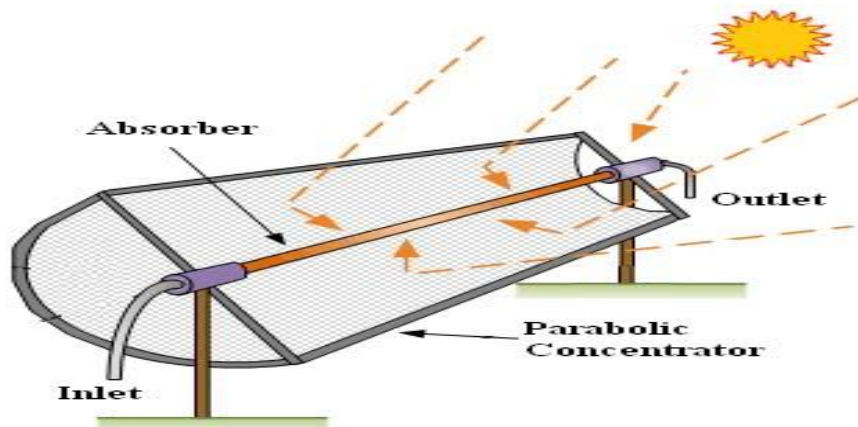


Fig.2. Schéma de la structure PTC[20]

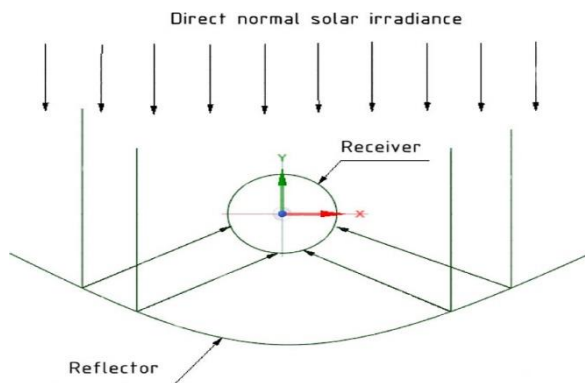


Fig.3. Coupe transversale du PTC

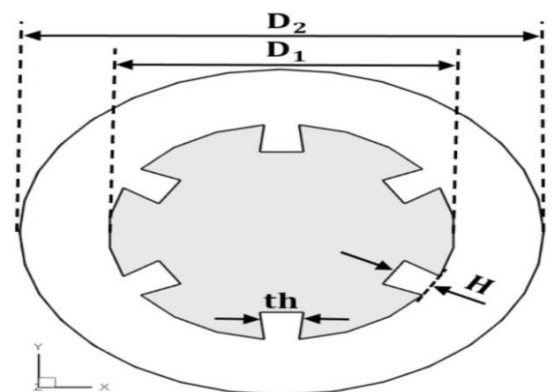


Fig.4. Paramètres géométriques

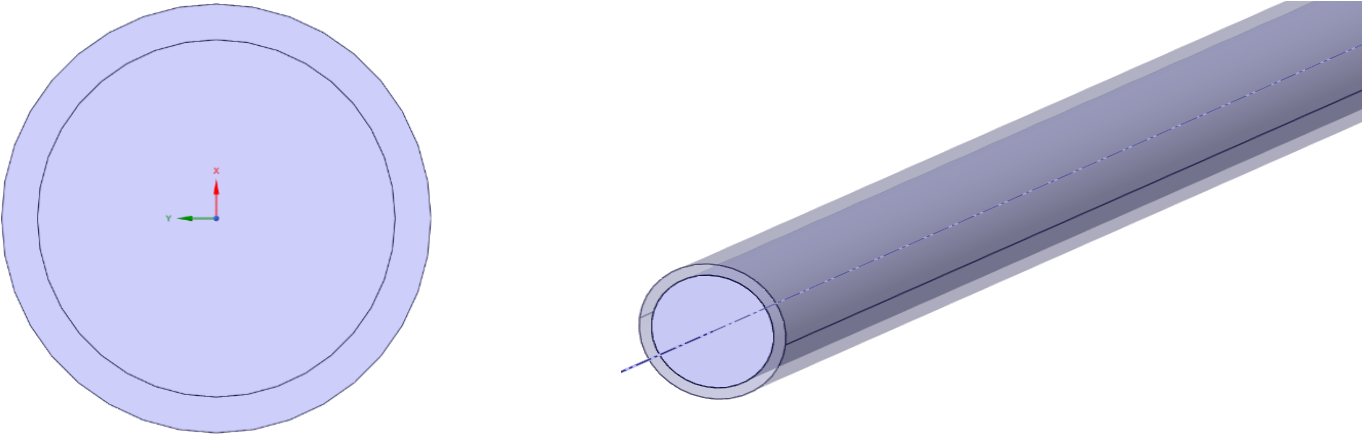


Fig.5. Géométrie du tube absorbeur normal

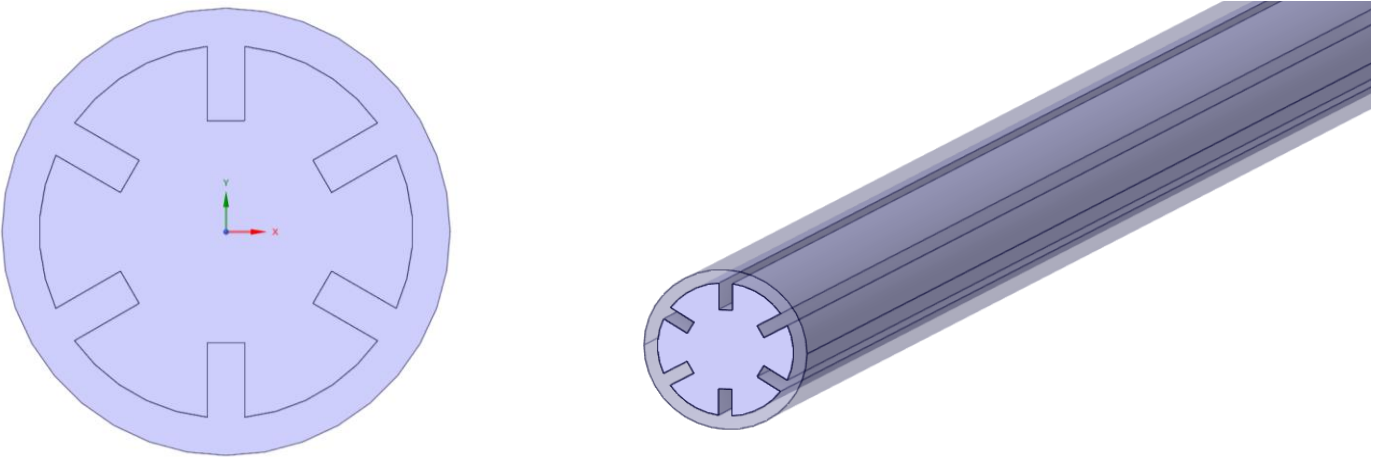


Fig.6. Géométrie du tube absorbeur avec ailettes axiales

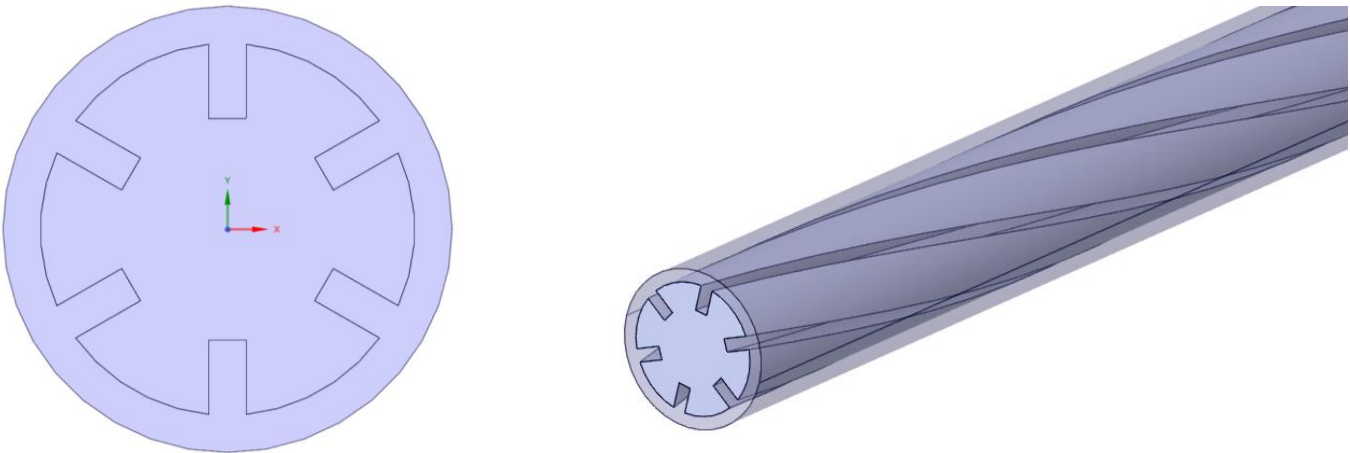


Fig.7. Géométrie du tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes

2) Équations de gouvernance et paramètres sans dimension :

Les équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie sont les suivantes, respectivement [21]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = S_m \quad (1)$$

$$\frac{\partial (\rho \vec{v})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\bar{\bar{\tau}}) + \rho \vec{g} + \quad (2)$$

$$\frac{\partial (\rho E)}{\partial t} + \nabla \cdot (\vec{v} (\rho E + p)) = \nabla \cdot \left(k_{eff} \nabla T - \sum_j h_j \vec{J}_j + (\bar{\bar{\tau}}_{eff} \cdot \vec{v}) \right) + Sh \quad (3)$$

La viscosité moléculaire est représentée par μ et I est le tenseur du deuxième terme à droite de l'effet de changement de volume. La performance thermique est définie comme suit [22,23]

$$Nu = \frac{h_m d_h}{k} \quad (4)$$

$$f = \frac{2 d_h \Delta P}{\rho u^2 L} \quad (5)$$

$$\eta = \left(\frac{Nu}{Nu_0} \right) \left(\frac{f_0}{f} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (6)$$

3) Procédure numérique :

Le modèle utilisé dans cette recherche est le modèle SST k- ω . Le modèle standard k- ω , le modèle amélioré k- ω et le modèle SST k- ω .

Les simulations numériques tridimensionnelles ont été réalisées à l'aide de la méthode des volumes finis avec le code commercial de CFD, ANSYS FLUENT 2022R2. La discrétisation spatiale des équations de masse, de quantité de mouvement, d'énergie cinétique turbulente, de

taux de dissipation turbulente et d'énergie a été réalisée à l'aide d'un schéma d'upwind d'ordre deux. Le couplage vitesse-pression a été résolu grâce à l'algorithme COUPLED. Pour calculer les gradients, la méthode cellulaire Green-Gauss a été utilisée. Les critères de convergence ont été fixés à $10e(-3)$ pour les résidus de toutes les équations, sauf l'équation d'énergie ($10e(-6)$).

4) Indépendance de la grille :

Le logiciel ANSYS (maillage) est utilisé pour créer le maillage requis pour l'étude en cours, et les domaines sont composés d'éléments hexaédriques. La qualité du maillage est évaluée en fonction du rapport d'aspect, de l'asymétrie et de la qualité orthogonale. La taille des arêtes est utilisée pour arrondir les arêtes du domaine de l'huile de transfert de chaleur et créer dix couches d'expansion sur les parois du domaine liquide avec un taux de croissance de 1,2 et une épaisseur maximale de $5 \times 10e-3$ m.

Le test de vérification de l'indépendance du maillage est réalisé sur six nombres différents de cellules de maillage : 300 000, 600 000, 800 000, 1 076 400, 2 630 880 et 3 700 000, comme indiqué dans la figure 11.

De manière évidente, la température du fluide de sortie reste presque constante lorsque le nombre de cellules atteint 2 630 880. Par conséquent, une taille de maillage de 2 630 880 permet d'obtenir des résultats précis et un temps de calcul raisonnable, et elle est utilisée pour toute la validation et le travail actuel. Pour montrer le taux d'erreur entre les valeurs de simulation de la température de sortie du fluide de transfert de chaleur et l'expérience [24], le tableau 2 est utilisé. De manière évidente, la taille de maillage de 2 630 880 produit des résultats précis, comme indiqué dans le tableau 3. La figure (8-9-10) montre une vue 3D du maillage hexaédrique structuré utilisé pour le maillage final des tubes absorbeurs dans l'étude actuelle.

La taille du maillage utilisée pour le maillage des tubes d'absorption dans l'étude en cours. comme suit :

- tube absorbeur normal (fig8) : La taille du maillage utilisée 2808760
- tube absorbeur avec ailettes axiales (fig9) : La taille du maillage utilisée 3527273
- tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes (fig10) : La taille du maillage utilisée 3552758

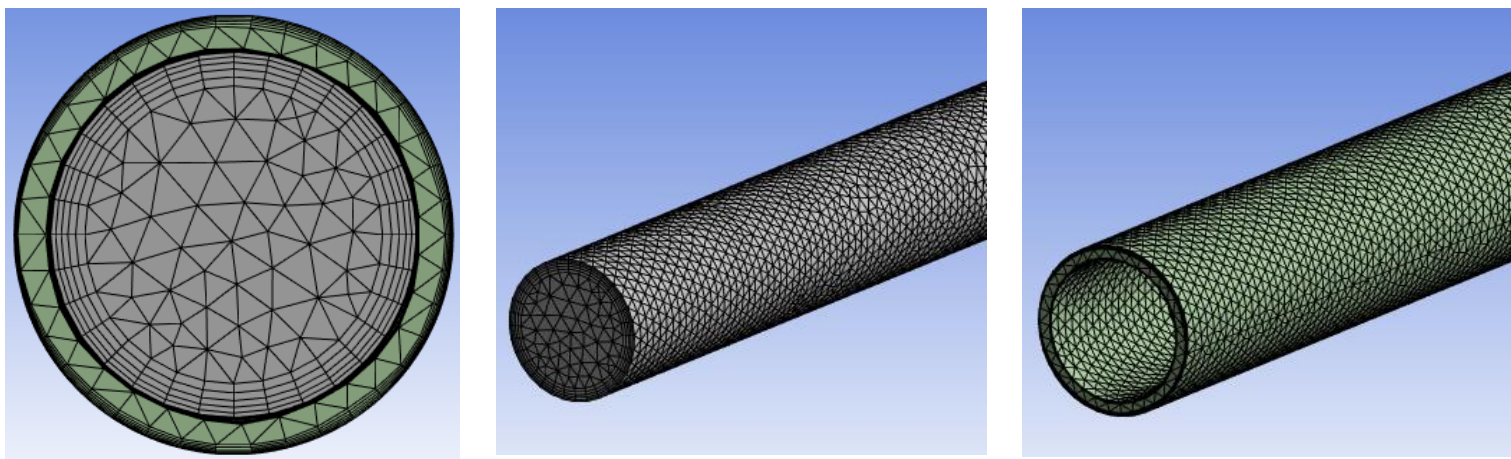


Fig.8. grille du tube absorbeur normal

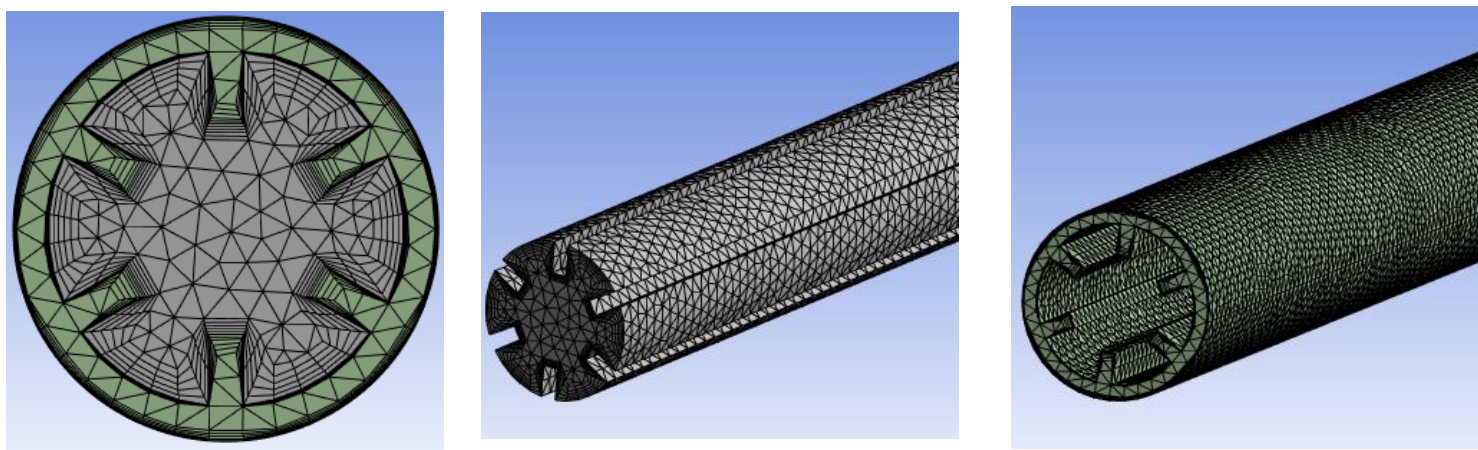


Fig.9. grille du tube absorbeur avec ailettes axiales

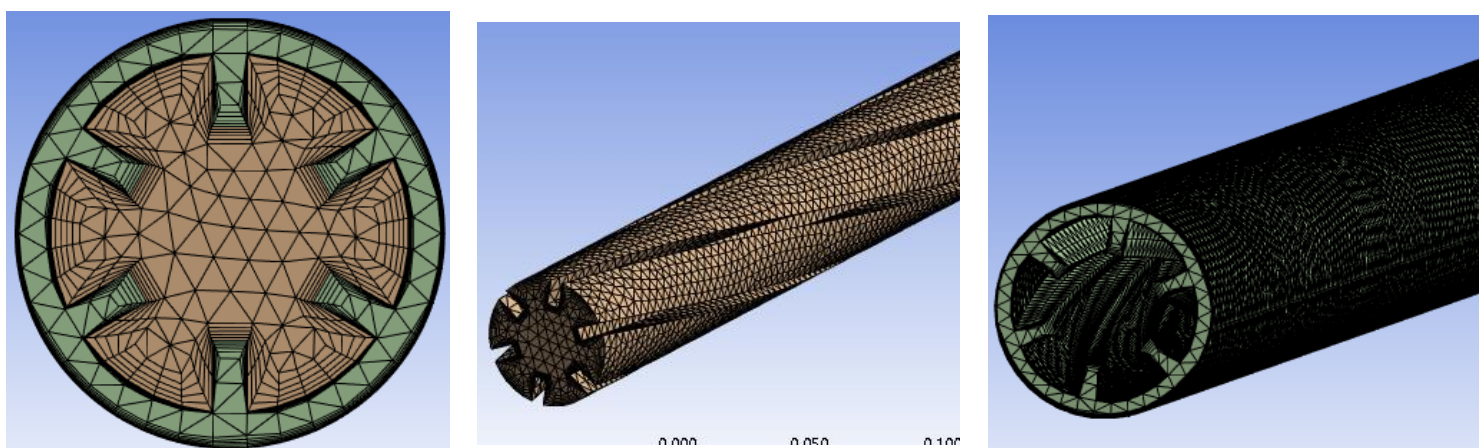


Fig.10. grille du tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes

Tableau 3. Tests d'indépendance de la grille.

Parameter	Mesh1	Mesh2	Mesh3	Mesh4	Mesh5	Mesh6
No of cells	300,000	600,000	800,000	1,076,400	2,630,880	3,700,000
T_{out} (sim)	559.5	552.4	547.2	545.99	545.575	545.569
T_{out} (EXP)	542.6	542.6	542.6	542.6	542.6	542.6
Error %	-3.12	-1.81	-0.85	-0.624	-0.548	-0.547

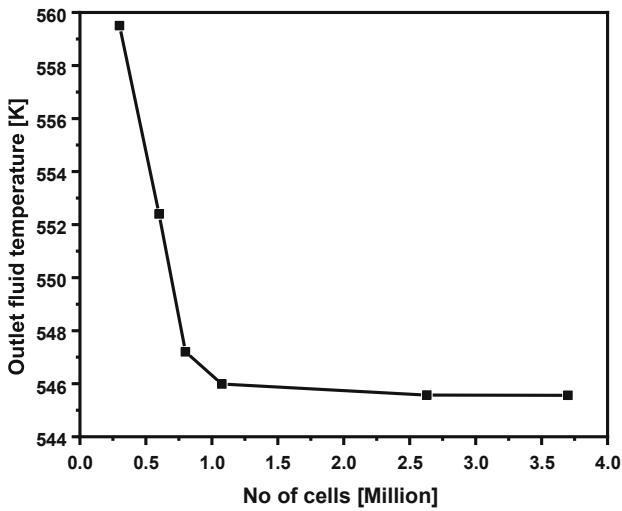


Fig. 11. Variation de la température du fluide de sortie en fonction du nombre de cellules.

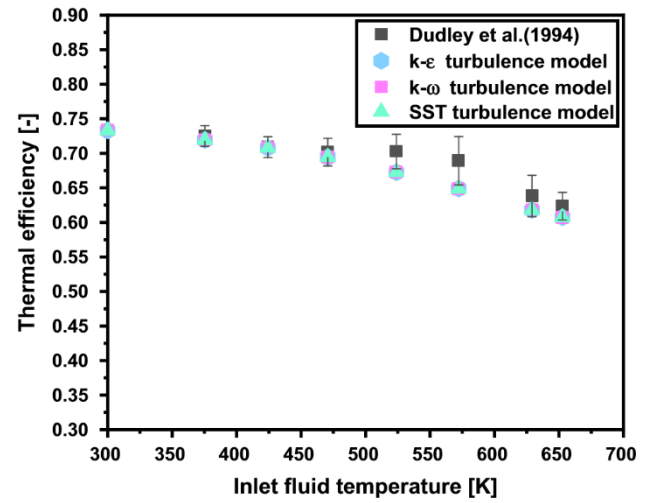


Fig. 12. Comparaison entre trois modèles de turbulence .

5) Étude de validation :

La corrélation de Dittus-Boelter est utilisée pour l'étude de validation, qui est la suivante.

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^n \quad (7)$$

où n est de 0,4 pour le chauffage et de 0,3 pour le refroidissement [43] ($0,6 \leq Pr \leq 160$ et $Re \geq 10000$). La figure (13a) montre que les résultats numériques actuels présentent une différence maximale de 7,6% avec la corrélation de Dittus-Boelter. De plus, la corrélation de Seban-Shimazaki [25] est utilisée pour une deuxième validation de l'étude sur le transfert de chaleur par turbulence, qui est la suivante.

$$Nu = 5 + 0.025 P_{eD}^{0.8} \quad (8)$$

où Pe_D est le nombre de Péclet. Cette corrélation est valable pour $Pe_D \geq 100$. La figure (13b) indique que les résultats numériques actuels présentent une différence maximale de 9,2% avec la corrélation de Seban-Shimazaki.

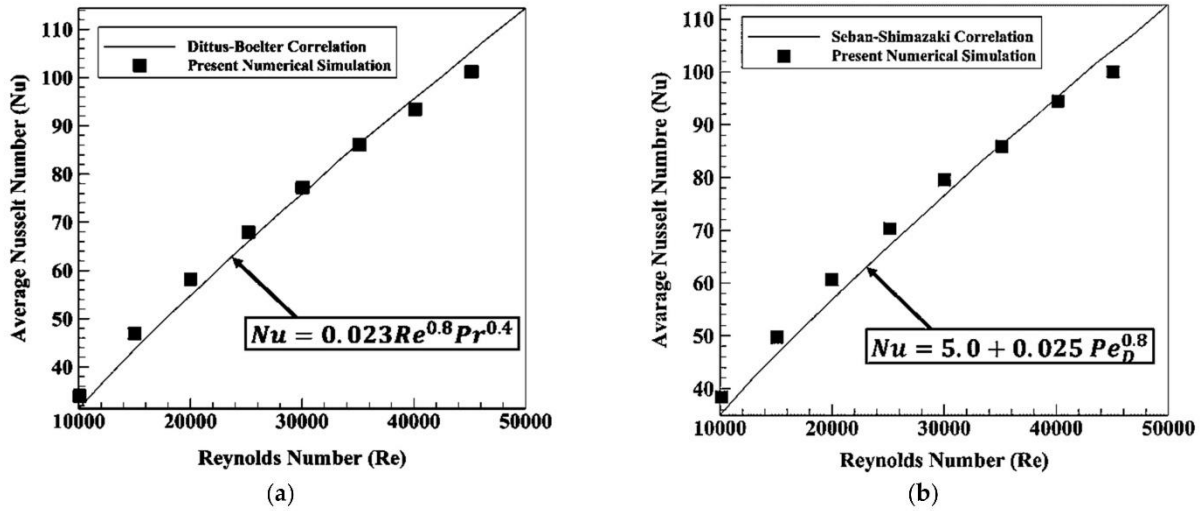


Fig. 13. Étude de validation entre les résultats numériques actuels et les corrélations : a corrélation de Dittus-Boelter [25]; b corrélation de Seban-Shimazaki [25].

Chapitre III :

Résultats et discussions

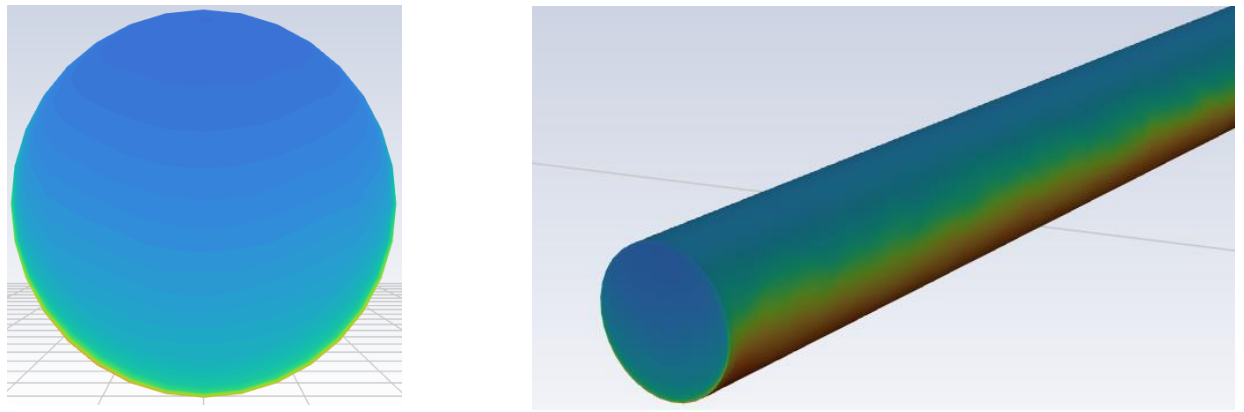


Fig.1. Contours de température en sortie et un tube absorbeur lisse

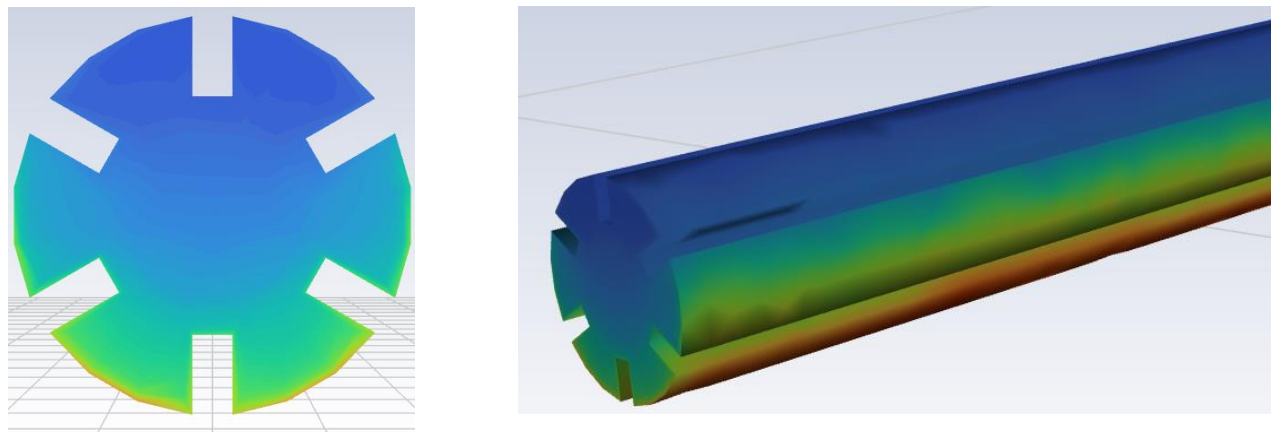
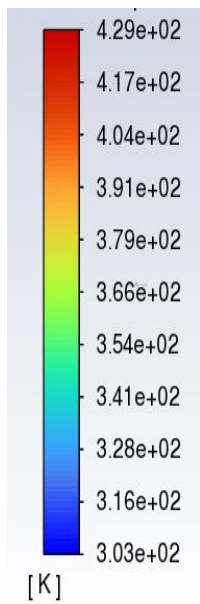


Fig.2. Contours de température en sortie et un tube absorbeur avec ailettes axiales

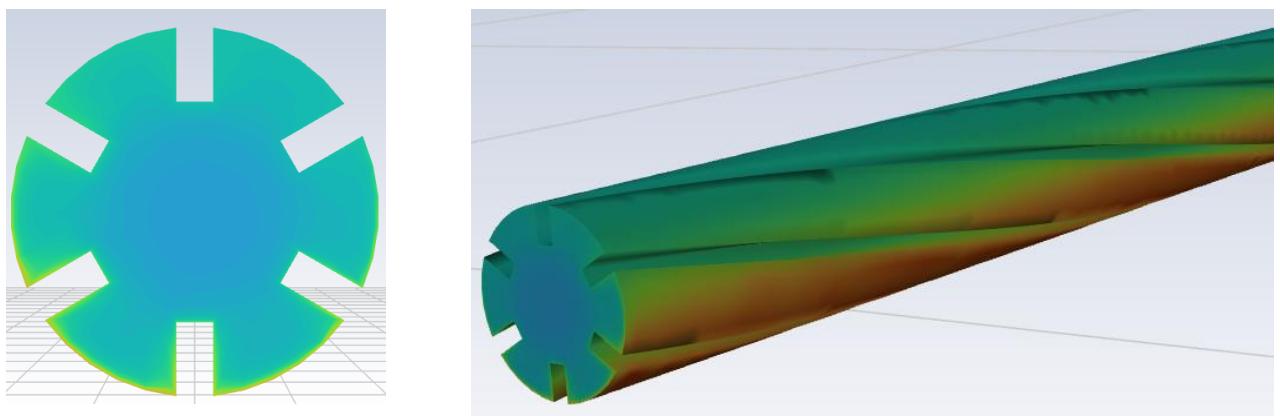


Fig.3. Contours de température en sortie et un tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes

1) L'impact du schéma des ailettes du collecteur proposé.

Les valeurs de distribution de la température du récepteur en fonction de l'angle de l'absorbeur périphérique pour différents rayons sont présentées dans les figures (1-2-3). Le tube absorbeur lisse présente le niveau de Les températures maximale et minimale sur le tube absorbeur 349-343.5209 k. Le tube absorbeur avec ailettes axiales présente le niveau de Les températures maximale et minimale sur le tube absorbeur 346.123-338.0425 k. Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes présente le niveau de Les températures maximale et minimale sur le tube absorbeur 344.7851-337.63817 k. Les résultats montrent que le cas avec des ailettes axiales hélicoïdales internes la température de l'absorbeur, ce qui permet de réduire les pertes thermiques et d'augmenter la chaleur utile, améliorant ainsi l'efficacité thermique.

Pour mieux comprendre l'effet de la géométrie sur les performances thermiques du système proposé, les contours de température pour les trois modèles étudiés est présenté dans les Figures (1-2-3). Il en ressort que le schéma de la géométrie ainsi que la présence des ailettes hélicoïdales internes axiales ont une influence significative sur la production de flux de rotation et finalement sur le taux de transfert de chaleur. De plus, les contours montrent que le Modèle 3 peut améliorer le taux de transfert de chaleur plus que les autres modèles. en raison de la présence de flux de tourbillon générés par les ailettes hélicoïdales.

La relation entre la valeur de la température du fluide de sortie et les différents rayons est présentée dans les figures (1-2-3)et 4. Le tube absorbeur lisse présente le niveau de Le température sortie 326.45 k. Le tube absorbeur avec ailettes axiales présente le niveau de Le température sortie 332.36 k . Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes présente le niveau de Le température sortie 333.38 k . Les résultats montrent que la température de sortie la plus élevée est obtenue avec l'absorbeur à ailettes. Dans les cas étudiés, la température du fluide de sortie de l'absorbeur à ailettes axiales hélicoïdales internes est la plus élevée. La différence de température entre les températures du fluide de sortie et d'entrée à différents rayons . On constate que la différence de température de l'absorbeur à ailettes axiales hélicoïdales internes est d'environ supérieure à celle de l'absorbeur lisse et Le tube absorbeur avec ailettes axiales .

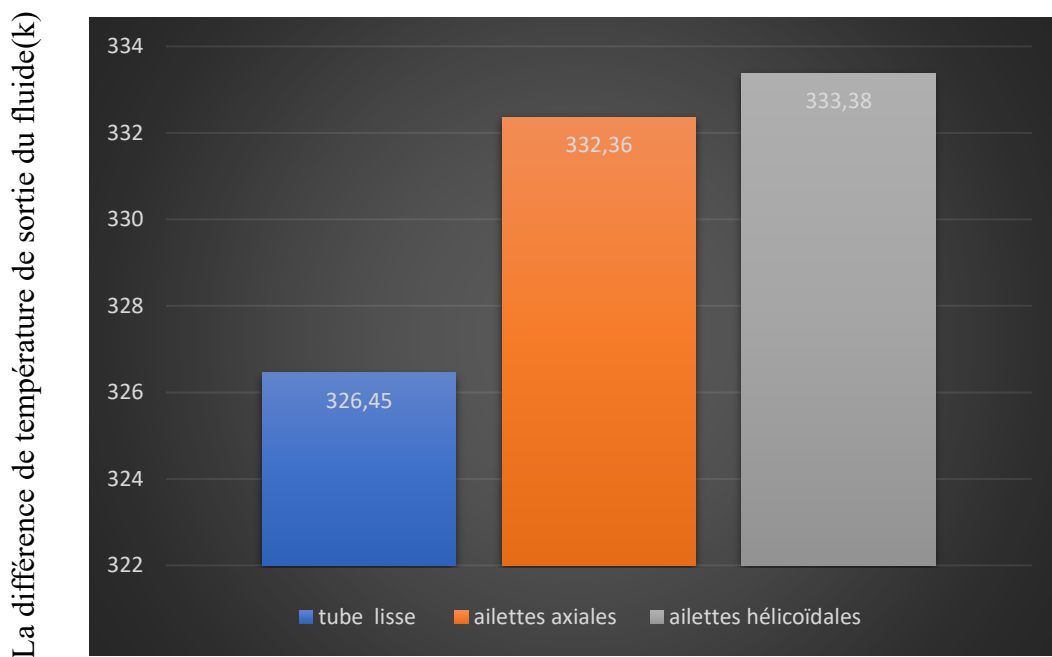


Figure 4. La différence de température de sortie du fluide

Les valeurs du débit thermique utile sont affichées dans la figure (5) pour les absorbeurs lisses et les absorbeurs avec des ailettes internes hélicoïdales (fins internes hélicoïdaux). Le tube absorbeur lisse présente le niveau de La Débit de chaleur utile **43656.57 W/m²k**. Le tube absorbeur avec ailettes axiales présente le niveau de La Débit de chaleur utile **46002.838W/m²k**. Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes présente le niveau de La Débit de chaleur utile **47994.37W/m²k**. Le débit thermique utile augmente avec le tube d'absorption à ailettes internes hélicoïdales car il crée une turbulence plus élevée dans l'écoulement du fluide et augmente le taux de transfert de chaleur dans le flux. Cette augmentation se traduit par un débit thermique utile plus élevé par rapport aux autres modèles. En conséquence, le tube d'absorption à ailettes internes hélicoïdales offre une amélioration significative en termes de débit thermique utile par rapport aux autres modèles.

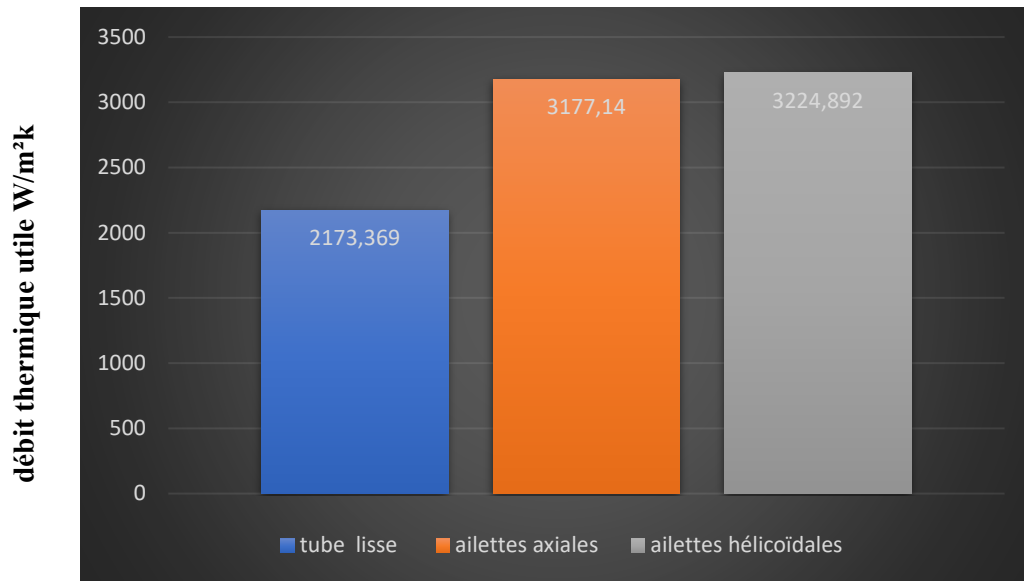


Figure 5. débit thermique utile

Les valeurs du le nombre de Nusselt sont affichées dans la figure (6) pour les absorbeurs lisses et les absorbeurs avec des ailettes internes hélicoïdales (fins internes hélicoïdaux). Le tube absorbeur lisse présente Le nombre de Nusselt **181**. Le tube absorbeur avec ailettes axiales présente Le nombre de Nusselt **264.76**. Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes présente Le nombre de Nusselt **268.74**. Il est clair que le nombre de Nusselt le plus élevé est obtenu en utilisant les ailettes hélicoïdales axiales. En conséquence, le tube d'absorption à ailettes internes hélicoïdales offre une amélioration significative en termes de débit thermique utile par rapport aux autres modèles.

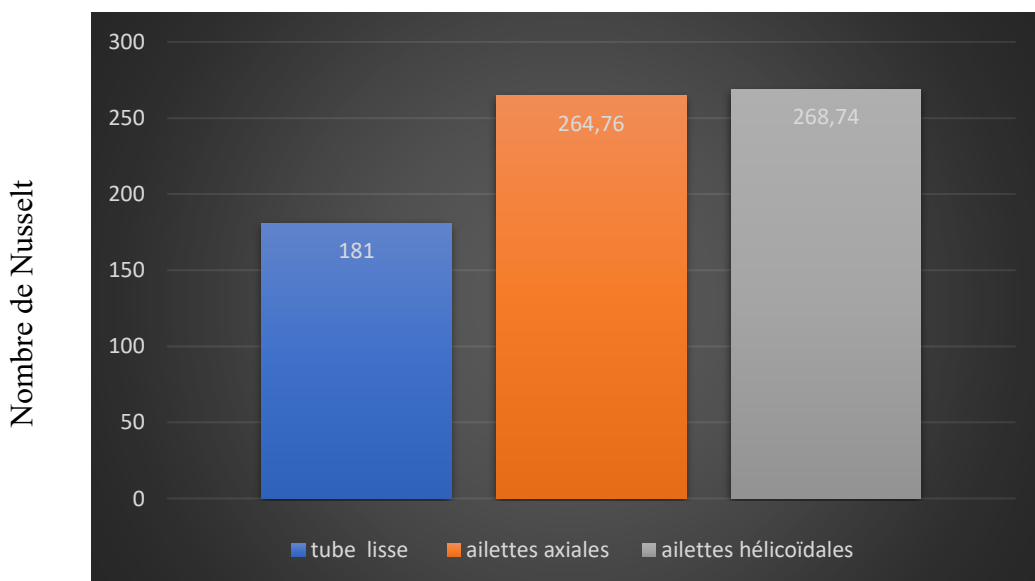


Figure 6. le nombre de Nusselt

La variation de la perte de pression et du facteur de frottement (f) en fonction des différentes vitesses d'entrée pour divers modèles est illustrée dans les figures (7). respectivement . Le tube absorbeur lisse présente $P=67.18\text{pa}$ et $f=0.0159$. Le tube absorbeur avec ailettes axiales présente $P=142.99\text{pa}$ et $f=0.0338$. Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes présente $P=149.12\text{pa}$ et $f=0.0353$.

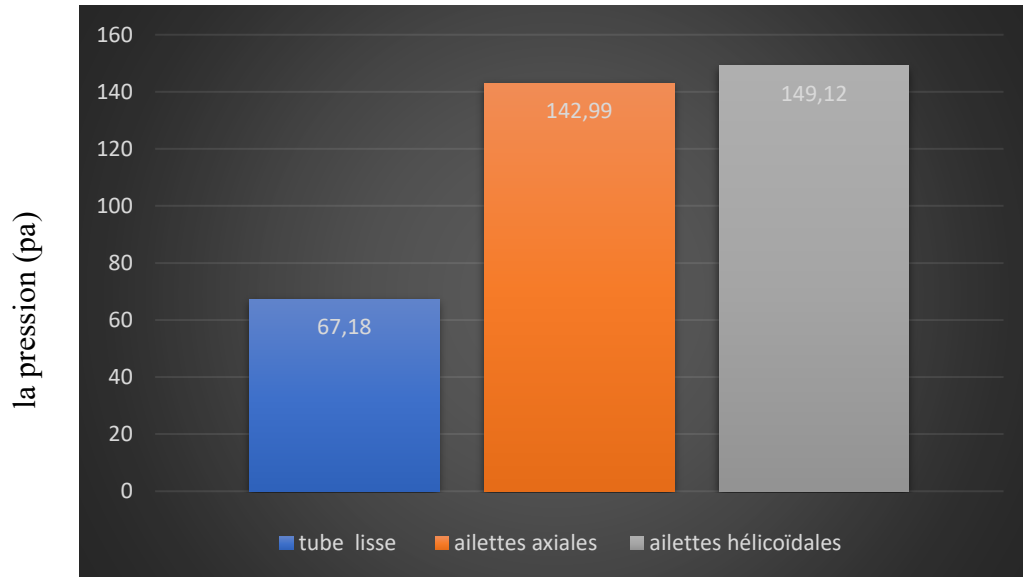


Figure 7. la pression

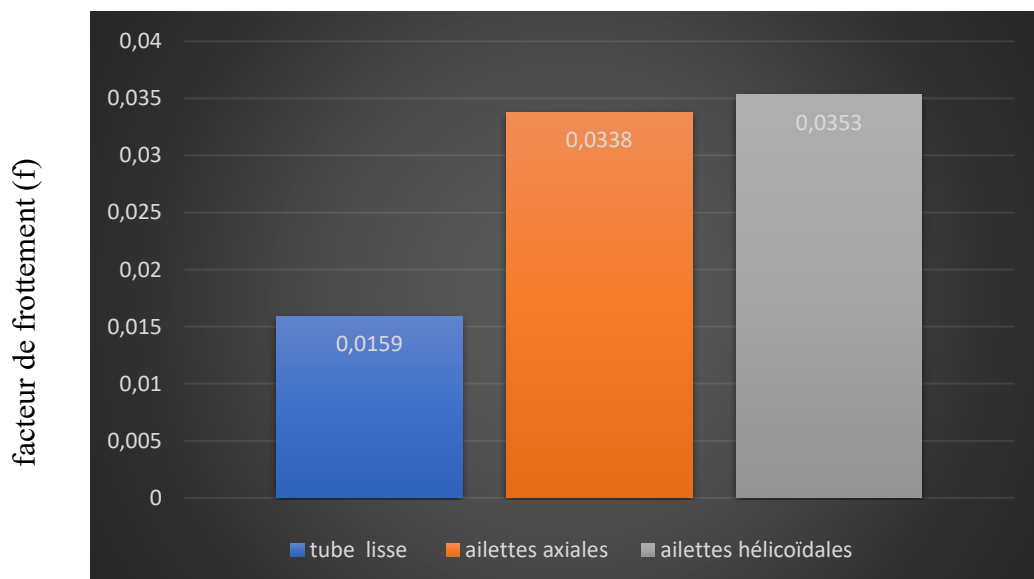


Figure 8. le facteur de frottement (f)

Le meilleur paramètre pour étudier de manière exhaustive l'impact des paramètres efficaces sur les performances du collecteur proposé est l'efficacité thermique (η), qui est calculée à l'aide de l'équation (6). Dans cette équation, l'indice 0 fait référence au collecteur de base (sans ailettes). La variation de ce paramètre en fonction de la vitesse d'entrée pour différents modèles est présentée dans la Figure (9). Ainsi, on peut conclure en premier lieu que tous les modèles présentent des performances thermiques supérieures au modèle 1 (collecteur simple sans ailettes). Cela signifie que les valeurs de performance thermique sont supérieures à l'unité. De plus, la plus haute performance thermique (par rapport au Modèle 1) appartient au tube d'absorption avec des ailettes axiales hélicoïdales internes avec une augmentation de 13,8%. Puis le tube à ailettes axiales de 13,6 %.

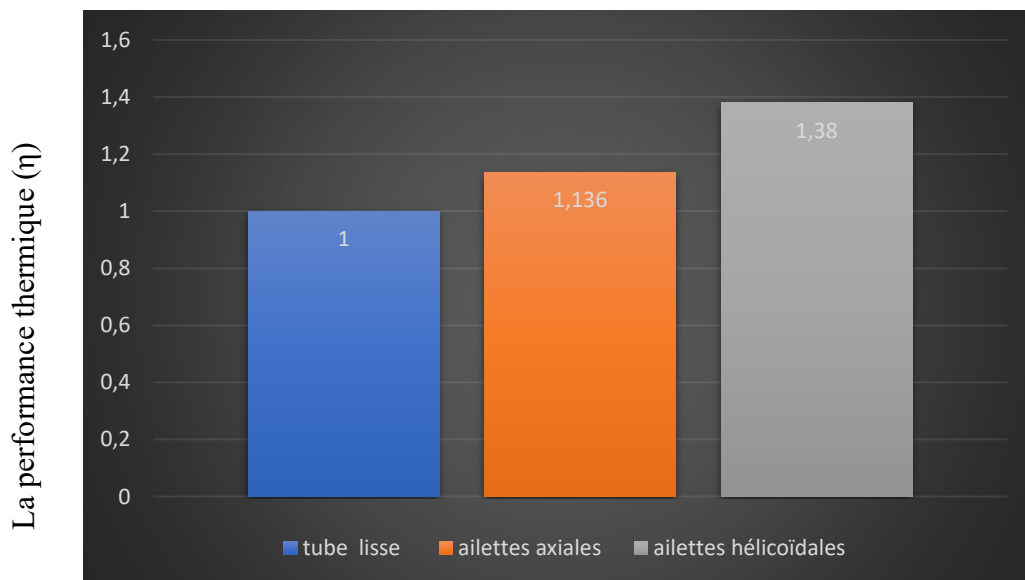


Figure 9. La performance thermique (η)

Tableau de résultats

	Le tube absorbeur lisse	Le tube absorbeur avec ailettes axiales	Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes
$h = \frac{Q}{T_s - T_F}$ (W/m²k) coefficient de transfert de chaleur	2173.369	3177.14	3224.892
$Nu = \frac{h \times d}{k}$ nombre de Nusselt	181	264.7616	268.74
$f = \frac{2 d_h \Delta p}{\rho v^2 L}$ facteur de frottement	0.0159	0.0338	0.0353
$\eta = \left(\frac{Nu}{Nu_0} \right) \left(\frac{f_0}{f} \right)^{\frac{1}{3}}$ La performance thermique	1	1.13657	1.1382
la pression (pa)	67.18	142.99	149.12
débit thermique utile (W)	43656.57	46002.838	47994.37

Conclusion

Conclusion :

Conclusion :

Dans le présent travail, un collecteur PTC avec des ailettes axiales hélicoïdales internes utilisées comme générateur de tourbillon ou de turbulence est considéré et analysé. Le présent travail comprend deux géométries avec différents schémas des ailettes axiales (ailettes axiales ,et ailettes axiales hélicoïdales internes) sont considérées et étudiées, . Mesures utilisées : tube absorbeur avait un diamètre intérieur de 50 mm et un tube extérieur diamètre de 60 mm et une longueur du tube 8000 mm Mesures des Ailettes axiales: Hauteur des ailerons 10 mm, épaisseur des ailettes 5 mm pas hélicoïdal des ailettes 500 mm et angle hélicoïdal des ailettes 180° ,L'écoulement à une température de 30 °C pénètre dans le tube à une vitesse de 0,23 m/s. Un flux thermique de 60 000 W/m est transféré et appliqué à la surface du tube externe.

Les résultats ont montré qu'une amélioration de la performance thermique de 13,8% pouvait être obtenue en utilisant l'un Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes, par rapport à un modèle simple.

Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes A la valeur la plus élevée d'un nombre Nusselt 268.64.

Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes A la valeur la plus élevée d'un la température du fluide de sortie 333,38k.

Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes A la valeur la plus élevée d'un débit thermique utile 47994.37W/m²k.

Il en ressort que le schéma de la géométrie ainsi que la présence des ailettes hélicoïdales internes axiales ont une influence significative sur la production de flux de rotation et finalement sur le taux de transfert de chaleur. De plus, les contours montrent que le Modèle 3 peut améliorer le taux de transfert de chaleur plus que les autres modèles. en raison de la présence de flux de tourbillon générés par les ailettes hélicoïdales.

- [1]. Goel, A.; Manik, G.; Verma, O.P.: Designing a robust analytical model of a parabolic trough solar collector through in-depth analysis of convective heat transfers. Arab. J. Sci. Eng. (2022).
- [2]. Mousa, M.H.; Miljkovic, N.; Nawaz, K.: Review of heat transfer enhancement techniques for single phase flows. Renew. Sust. Energ. Rev (2021).
- [3]. Aldulaimi, R.K.M.: An innovative receiver design for a parabolic trough solar collector using overlapped and reverse flow: an experimental study. Arab. J. Sci. Eng. (2019).
- [4]. Kur, sun, B.: Thermal performance assessment of internal longitudinal fins with sinusoidal lateral surfaces in parabolic trough receiver tubes. Renew. energy. (2019).
- [5]. Gong, X.; Wang, F.; Wang, H.; Tan, J.; Lai, Q.; Han, H.: Heat transfer enhancement analysis of tube receiver for parabolic trough solar collector with pin fin arrays inserting. Sol. Energy (2017).
- [6]. Huang, Z.; Li, Z.Y.; Yu, G.L.; Tao, W.Q.: Numerical investigations on fully-developed mixed turbulent convection in dimpled parabolic trough receiver tubes. Appl. Therm. Eng. (2017).
- [7]. Fuqiang, W.; Zhexiang, T.; Xiangtao, G.; Jianyu, T.; Huaizhi, H.; Bingxi, L.: Heat transfer performance enhancement and thermal strain restraint of tube receiver for parabolic trough solar collector by using asymmetric outward convex corrugated tube. Energy (2016)
- [8]. Mahmoud, M.S.; Abbas, A.; Khudheyer, A.F.: Solar parabolic trough collector tube heat transfer analysis with internal conical pin fins. J. Green Eng. (2020)
- [9]. Khan, M.S.; Yan, M.; Ali, H.M.; Amber, K.P.; Bashir, M.A.; Akbar, B.; Javed, S.: Comparative performance assessment of different absorber tube geometries for parabolic trough solar collector using nanofluid. J. Therm. Anal. Calorim. (2020).
- [10]. Ganga, A.; Jacob, T.: Heat transfer enhancement analysis of solar parabolic trough collector tube with pin fins. Heat Transf. (2019).
- [11] Steenbergen W, Voskamp J. The rate of decay of swirl in turbulent pipe flow. Flow Meas Instrum 1998.
- [12] Promvong P, Eiamsa-ard S. Heat transfer behaviors in a tube with combined conical-ring and twisted-tape insert. Int Commun Heat Mass Transf 2007.
- [13] « Les trois voies de l'énergie solaire », Clefs CEA, n° 44, hiver 2000/2001.
- [14] Aymen Ammar. Modélisation et Optimisation d'un Générateur Synchrone à Double Excitation de Forte Puissance. Ecole Centrale de Lille, 2013.
- [15] Emeric Tapachès. Estimation du potentiel de la technologie solaire thermodynamique à concentration en climat non désertique - Application à La Réunion. Université de la Réunion, 2015.
- [16] Mohamed Tahar Mabrouk. Production optimale d'énergie pour une communauté à petite échelle : application à l'optimisation d'une centrale solaire hybride produisant électricité et chaleur. Université de Lorraine, 2015.
- [17] B Khoudir , B Abdelmalek. Détermination des performances énergétiques d'un concentrateur CylindroParabolique : Université Mohamed Khider de Biskra, 2022.
- [18] Moussaoui Asma, Derbal Souad. REALISATION ET ETUDE D'UN CONCENTRATEUR SOLAIRE CYLINDRO-PARABOLIQUE. UTILISATION DE MATERIAUX RECUPERES. UNIVERSITE LARBI BEN M'HIDI (OUM EL BOUAGHI), 31/05/2016.

- [19] Kherbiche Younes. Étude de la possibilité d'intégration de l'énergie solaire dans la production d'électricité à des fins industrielles dans la région de M'Sila . Université Mohamed Boudiaf - M'sila, 18/06/2022.
- [20] Seiyed E. Ghasemi, A. Ranjbar, Effect of Nanoparticles in Working Fluid on Thermal Performance of Solar Parabolic Trough Collector, *Journal of Molecular Liquids* (2016),
- [21]. Bejan A. *Convection heat transfer*. Hoboken: Wiley; 2013
- [22]. Baragh S, Shokouhmand H, Ajarostaghi SSM, Nikian M. An experimental investigation on forced convection heat transfer of single-phase flow in a channel with different arrangements of porous media. *Int J Therm Sci.* 2018;134:370–9.
- [23]. Baragh S, Shokouhmand H, Ajarostaghi SSM. Experiments on mist flow and heat transfer in a tube fitted with porous media. *Int J Therm Sci.* 2019;137:388–98.
- [24]. Dudley, V. E.; Kolb, G. J.; Mahoney, A. R.; Mancini, T. R.; Matthews, C. W.; Sloan, M. I. C. H. A. E. L.; Kearney, D.: Test results: SEGS LS-2 solar collector (No. SAND94–1884). Sandia National Lab. (SNL-NM), Albuquerque, NM (UnitedStates),
- [25]. Incropera FP, DeWitt DP. *Introduction to heat transfer*. 3rd ed. New York: Wiley; 1996.

Résumé :

Dans le présent travail, un collecteur solaire à traverses paraboliques (PTC) avec des ailettes axiales hélicoïdales internes comme générateur de tourbillon ou de turbulence est considéré et analysé numériquement. Les simulations numériques en trois dimensions ont été réalisées à l'aide de la méthode des volumes finis (MVF) en utilisant le logiciel CFD commercial ANSYS FLUENT 2022R2. La discrétisation spatiale des équations de masse, de quantité de mouvement, d'énergie et de cinétique turbulente a été obtenue à l'aide d'un schéma d'upwind du second ordre. Pour calculer les gradients, la méthode cellulaire Green-Gauss. Dans le présent travail, un collecteur PTC avec des ailettes axiales hélicoïdales internes utilisées comme générateur de tourbillon ou de turbulence est considéré et analysé. Le présent travail comprend deux géométries avec différents schémas des ailettes axiales (ailettes axiales, et ailettes axiales hélicoïdales internes) sont considérées et étudiées, . Mesures utilisées : tube absorbeur avait un diamètre intérieur de 50 mm et un tube extérieur diamètre de 60 mm et une longueur du tube 8000 mm Mesures des Ailettes axiales: Hauteur des ailerons 10 mm, épaisseur des ailettes 5 mm pas hélicoïdal des ailettes 500 mm et angle hélicoïdal des ailettes 180° ,L'écoulement à une température de 30 °C pénètre dans le tube à une vitesse de 0,23 m/s. Un flux thermique de 60 000 W/m est transféré et appliqué à la surface du tube externe. Les résultats ont montré qu'une amélioration de la performance thermique de 13,8% pouvait être obtenue en utilisant l'un Le tube absorbeur avec ailettes axiales hélicoïdales internes, par rapport à un modèle simple.