

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Energies renouvelables

Spécialité : Energies renouvelables en mécanique

Thème

Analyse optique de la zone focale et caractérisation
expérimentale d'un concentrateur solaire cylindro-
parabolique

Devant le jury composé de :

Présenté par :

Mr. Khaled Mansouri

Président

Yacine Ghenbazi

Mr. Seif eddine Bousbia

Examineur

Abdelmoneim Ferhat

Mr. Redha Meneceur

Encadreur

Dr. Mokhtar Ghodbane

Encadreur

2017-2018

Remerciements

الحمد لله حتى يبلغ الحمد منتهاه.

أتقدم بجزيل الشكر للمشرف د. مختار غضبان، ولن نكون ممتنا بما يكفي له، فلقد منحنا فرصة العمل معه، جعل اللطف وتوافر الأمور أكثر سهولة، وكانت خبرته ونصائحه ضرورية بلا شك لتوجيه هذا العمل خلال فترة البحث. لم يكن من الممكن إكمال تجاربي بدون نصح ومساعدة بعض الفنيين في قسم الميكانيك، ونحن نقدر بامتنان أساتذة قسم الميكانيك ولا سيما: الأستاذ رضا منصر، د. عون ياسين، الأستاذ خالد منصوري، الأستاذ أيوب قرح على دعمهم ومساعدتهم لنا.

شكر خاص لجميع حاملي شهادة الماستر دفعة 2017-2018 من زملاء في تخص طاقات متجددة وطاقوية.

ي. غنباري.

ع.م. فرحات.

Dédicace

بسم الله الرحمان الرحيم،

باسم الحب الذي أشعر به لكل شخص من حولي والذي دعمني بقوة طوال
هذه الرحلة الطويلة، إلى والديا الغاليين الذين دائما ينيرانني على طريق
الحياة بتسليم لي طوال سنوات دراستي، حفظهم الله لي.

الى جميع أفراد عائلتي

الى كل أصدقائي.

ي. غنباري.

ع. م. فرحات.

Table des matières

Remerciements	i
Dédicace.....	ii
Table des matières	iii
Nomenclatures	v
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	x
Introduction générale.....	1
I. Recherche bibliographique	3
I.1. Introduction.....	3
I.2. Etat de l’art.....	3
I.3. Conclusion	21
II. La modélisation optique d’un concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC)	22
II.1. Introduction	22
II.2. Conception technique d’un concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC).....	23
II.3. Investigation optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC)	27
II.3.1. Erreurs optiques.....	27
II.3.2. Effets géométriques	29
II.4. Conclusion	35
III. Résultats et Interprétations	36
III.1. Introduction	36
III.2. Les conditions climatiques	38
III.3. Résultats de la modélisation optique	42

III.3.1. Evaluations d'angle d'incidence et angle de la hauteur solaire	42
III.3.2. Evaluation des pertes géométriques	44
A. Evaluation de la distance entre deux rangées du PTC en parallèle	44
B. Evaluation de la surface trompeuse du 2 ^{ème} PTC au dernier PTC résultant du blocage	45
C. Pertes causées par l'ombre et les pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect).....	46
III.3.3. Evaluation des pertes optiques	48
A. Le facteur d'interception	48
B. Le coefficient d'angle d'incidence modifié	49
C. Estimation du rendement optique.....	50
III.3.4. Distribution du taux de concentration locale (LCR) et de l'intensité de flux thermique sur une section de tube absorbeur circulaire.....	51
III.4. Validation expérimentale de résultats	53
III.5. Conclusion.....	57
Conclusion générale	58
Prospectives.....	59
Références	60

Nomenclatures

A_b	La surface perdue par blocage	$[m^2]$
A_e	La surface perdue à l'extrémités du tube absorbeur (End loss or End effect)	$[m^2]$
D_i	Le diamètre intérieur de l'absorbeur	$[m]$
D_o	Le diamètre extérieur de l'absorbeur	$[m]$
$D_{v,i}$	Le diamètre intérieur de la vitre	$[m]$
$D_{v,o}$	Le diamètre extérieur de la vitre	$[m]$
l_r	Le côté droit (latus rectum) de la parabole	$[m]$
r_r	Le rayon de la jante	$[m]$
A_a	La surface d'ouverture du miroir réfléchissant	$[m^2]$
A_l	La perte totale de la surface d'ouverture	
A_r	La surface du tube absorbeur	$[m^2]$
A_v	La surface de la vitre	$[m^2]$
C	Le rapport de concentration géométrique	/
f	La distance focale	$[m]$
H_s	L'angle de la hauteur de soleil	$[^\circ]$
L	largeur de l'ouverture linéaire	$[m]$
ℓ	La longueur du concentrateur cylindro-parabolique	$[m]$
r	Le rayon du miroir local	$[m]$
R	Le rayon du tube absorbeur	$[m]$
W_a	La largeur d'ouverture	$[m]$
α_s	L'angle d'azimut solaire	$[^\circ]$
η_{opt}	L'efficacité optique	/
θ_z	L'angle zénithal	$[^\circ]$
ρ_m	Le coefficient de réflexion	/
α_c	Le coefficient d'absorption du récepteur	/
η_{shadow}	Le facteur l'ombre	/
θ_m	L'angle d'acceptation	$[^\circ]$
φ_r	L'angle de la jante	$[^\circ]$

θ	L'angle d'incidence	[°]
τ	Le coefficient de transmission de la vitre	/
φ	L'angle entre l'axe normal du concentrateur et le rayon de la jante « r_r , (m) »	[°]
ε_A	L'émissivité du tube absorbeur	/
ε_V	L'émissivité de la vitre	/

Liste des figures

CHAPITRE I : Recherche bibliographique.

- Figure I. 1 : Le bilan thermique d'un élément de surface du concentrateur cylindro-parabolique qui a été utilisé par M. Ghodbane et al., (2015) [3]. 5
- Figure I. 2 : Le contour de l'intensité de flux au niveau de l'absorbeur (W/m^2) avec $\text{DNI} = 750$ (W/m^2) [8]. 6
- Figure I. 3 : Le contour de l'intensité de flux au niveau de l'absorbeur (W/m^2) avec $\text{DNI} = 750$ (W/m^2) [8]. 6
- Figure I. 4 : L'évolution du rayonnement solaire direct (DNI) [W.m^{-2}] et le rendement thermique [11]. 7
- Figure I. 5 : L'évolution de la température [K] [11]. 7
- Figure I. 6 : L'évolution du coefficient de pertes thermiques [11]. 7
- Figure I. 7 : L'évolution de la performance globale de la machine et l'efficacité thermique de collecteur [11]. 7
- Figure I. 8 : La configuration des tubes absorbeur a été utilisée par M. Ghodbane et B. Boumeddane [49]. 9
- Figure I. 9 : Évolution du rayonnement solaire direct en fonction du temps [5]. 10
- Figure I. 10 : Évolution de la température du fluide à la sortie du tube absorbeur en fonction du temps [5]. 10
- Figure I. 11 : Évolution du coefficient de pertes thermiques en fonction de $(T_A - T_{\text{amb}})$ [5]. 11
- Figure I. 12 : Schéma du système de chauffe-eau basé sur un concentrateur PTC [6]. 11
- Figure I. 13 : Évolution des températures du fluide à la sortie des tubes absorbeurs en fonction du temps [6]. 12
- Figure I. 14 : Le champ de collecteurs solaires de la centrale de 250 kW à Shiraz [41]. 13
- Figure I. 15 : Boucle d'essai du collecteur avec la génération de vapeur et le réservoir de stockage [41]. 13
- Figure I. 16 : Assemblage du collecteur cylindro-parabolique « (a) en acier inoxydable avant l'installation et (b) en adoptant une forme parabolique » [42]. 14
- Figure I. 17 : Résultats de simulation du tube absorbeur au mois d'Avril « (a) Déplacement, (b) la contrainte de Von Mises et (c) Strain thermique » [42]. 15

Figure I. 18 : La boucle de démonstration du champ solaire « Helio-Through » à Kramer Junction et les équipements installés pour évaluer des performances [33].	16
Figure I. 19 : L'instrumentation de test de performance à la boucle de démonstration Helio-Trough (première rangée) [33].	17
Figure I. 20 : Les valeurs d'interception locales le long du collecteur 5I (suivi près de l'horizon est) [34].	17
Figure I. 21 : Les courbes d'hystérésis des ailes sud du collecteur, « (a) : collecteur 5I & (b) :collecteur 5J », avec différents appuis [34].	18
Figure I. 22 : Rendement global du collecteur thermique quasi permanent pour $DNI > 700 \text{ W/m}^2$: « (a) un collecteur 5I avec paliers à rouleaux ; (b) un collecteur 5J avec palier lisse » [34].	18
Figure I. 23 : Coupe transversale du concentrateur cylindro-parabolique, avec les dimensions de M. Ghodbane et B. Boumeddane [7].	19
Figure I. 24 : Evolution du rapport de concentration "C" en fonction de la distance focale "f", avec $DA_{ext} = 0,07 \text{ m}$ et $\phi_r = 90^\circ$ [7].	19
Figure I. 25 : Evaluation du modificateur de l'angle d'incidence du concentrateur en fonction de la longueur du tube récepteur et de la variation de l'angle d'incidence " θ ", avec " $DA_{ext} = 0,07 \text{ m}$ " et " $f = 3.760078352 \text{ m}$ " [7].	20

CHAPITRE II : La modélisation optique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC).

Figure II. 1 : Schéma d'un collecteur solaire cylindro- parabolique (PTC) [2, 20].	22
Figure II. 2 : La centrale hybride de Hassi R'mel [2, 28].	23
Figure II. 3 : La section transversale d'un concentrateur cylindro-parabolique à tube absorbeur cylindrique [7].	24
Figure II. 4 : Répartition du rayonnement solaire dans le plan focal d'un concentrateur cylindro-parabolique [7].	28
Figure II. 5 : Une ouverture du PTC avec un axe unique de suivi [46].	30
Figure II. 6 : Les surfaces perdues par l'effet d'extrémité et l'effet blocage pour un PTC [14].	32

Figure II. 7 : Zone ombrée dans le champ PTC lorsque la distance entre les collecteurs n'est pas suffisante [46].	34
---	----

CHAPITRE III : Résultats et Interprétations.

Figure III. 1 : Organigramme pour déterminer les facteurs optiques du PTC.	37
Figure III. 2 : Les rayonnements solaires mesurés pour la journée de 16/03/2018.	40
Figure III. 3 : Les valeurs mesurées de la température d'air ambiant et de la vitesse de vent pour la journée de 16/03/2018.	41
Figure III. 4 : Evolution de l'angle d'incidence et de l'angle de la hauteur solaire pour la journée de 16/03/2018.	43
Figure III. 5 : Evolution de la distance en (m) entre deux rangées de concentrateurs solaires.	44
Figure III. 6 : Evolution de la surface trompeuse en (m ²) pour deux concentrateurs résultant de la chute de l'ombre de le premier PTC sur le deuxième PTC.	45
Figure III. 7 : Evolution logarithmique des pertes géométriques (y) en termes d'angle d'incidence (x), « $y = \text{Log}(x)$ ».	46
Figure III. 8 : Evolution du facteur d'interception pendant la journée de 16/03/2018.	48
Figure III. 9 : Evolution du coefficient d'angle d'incendie modifié $K(\theta)$ en termes de temps pendant la journée de 16/03/2018.	49
Figure III. 10 : Evolution du rendement optique du concentrateur PTC en termes de temps pendant la journée de 16/03/2018.	50
Figure III. 11 : Une section transversale d'un tube absorbeur étudié montrant la distribution du taux de concentration local (LCR), avec « $\text{DNI} = 1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ » et un angle d'incidence « $\theta = 0,00 \text{ (}^\circ\text{)}$ ».	52
Figure III. 12 : Une section transversale d'un tube absorbeur étudié montrant la distribution du flux thermique (W/m ²), avec « $\text{DNI} = 1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ » et un angle d'incidence « $\theta = 0,00 \text{ (}^\circ\text{)}$ ».	53
Figure III. 13 : Le prototype de SEGS LS-2 Solar Collector [51].	54
Figure III. 14 : La validation expérimentale de $K(\theta)$.	55
Figure III. 15 : Vue du concentrateur PTC a été conçu par D. Azzouzi et al., (2018) [52].	56
Figure III. 16 : Image de la tache solaire ciblée dans la zone focale [52].	56

Liste des tableaux

CHAPITRE I : Recherche bibliographique.

Tableau I. 1: Les caractéristiques géométriques qui ont été utilisées dans l'étude de M. Ghodbane et al., (2015) [9].	4
Tableau I. 2: Les propriétés optiques qui ont été utilisées dans l'étude de M. Ghodbane et al., (2015) [9].	4
Tableau I. 3 : Les résultats obtenus par M. Ghodbane et al., (2015) [3].	5
Tableau I. 4 : Les données météorologiques pour le site de Guemar pendant six jours typiques [49].	8
Tableau I. 5 : Les caractéristiques géométriques du tube absorbeur.	8
Tableau I. 6 : Les caractéristiques optiques des quatre tubes absorbeurs qui ont été utilisés par M. Ghodbane et B. Boumeddane [49].	9
Tableau I. 7 : Les température moyennes annuelles de sortie de fluide caloporteur en fonction de Reynolds [42].	15
Tableau I. 8 : Les efficacités thermiques annuelles de concentrateur en fonction de Reynolds [42].	15

CHAPITRE III : Résultats et Interprétations.

Tableau III. 1 : Les caractéristiques optiques du concentrateur solaire PTC étudié.	37
Tableau III. 2 : Les caractéristiques géométriques du concentrateur solaire PTC étudié.	38
Tableau III. 3 : Les données météorologiques de la ville de Guemar [6].	39

Introduction générale

Avec la forte demande des besoins énergétiques dans le monde et la croissance des préoccupations environnementales, la recherche des nouvelles sources d'énergie efficaces et inépuisables est une obligation et n'est pas un choix [1-14]. Parmi les sources ont été découvert ces dernières décennies, les systèmes solaires thermodynamiques à concentration qui sont considérés la plus importante dans le monde entier. Ces systèmes génèrent de l'énergie solaire en utilisant des miroirs ou des lentilles pour concentrer une grande quantité des rayonnements solaires ou énergie thermique solaire sur une petite surface afin d'exploiter l'intensité de flux thermique plus tard dans plusieurs applications industriels tels que la production d'électricité. Par exemple pour la production d'électricité, elle est générée lorsque le rayonnement solaire concentré est converti en chaleur, ce qui entraîne une turbine à vapeur relié à un générateur d'énergie électrique ou à une réaction thermochimique.

Les centrales solaires mondiales à concentration disposaient d'une puissance totale installée de 4815 MW en 2016, contre 354 MW en 2005. En 2017, l'Espagne représentait près de la moitié de la capacité mondiale, avec une puissance de 2300 MW, faisant de ce pays le leader mondial dans les domaines d'exploitation des centrales solaires thermodynamiques à concentration. Les États-Unis suivent avec une puissance de 1740 MW. L'intérêt est également notable en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, ainsi qu'en Inde et en Chine. Le marché mondial a été dominé par les usines paraboliques, qui représentaient 90% des usines des concentrations solaires thermodynamique à un moment donné. Les plus grands projets des concentrateurs solaires thermodynamiques au monde sont l'installation d'énergie solaire de « IVANPAH » avec une puissance de 392 MW aux États-Unis qui utilise la technologie des tours d'énergie solaire, le projet « MOJAVE SOLAR » avec une puissance de 354 MW aux États-Unis utilisant des concentrateurs cylindro-paraboliques.

Les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques (PTC) proposent la possibilité de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire, les températures du fluide caloporteur peuvent aisément dépasser les 500 °C et le rendement de conversion est généralement élevé, il est varié entre 62 et 82 % [1-14]. Le concentrateur solaire cylindro-parabolique dépend de l'utilisation du rayonnement solaire direct (DNI) [1-14].

Malgré l'avancement des méthodes de simulation des systèmes solaires à concentration, la modélisation mathématique n'a pas pu être complètement élucidée, à cause de la complexité du phénomène physique. Cette complexité axée principalement sur deux facteurs, la modélisation aléatoire du rayonnement solaire concentré sur la surface circulaire du tube absorbeur, et la simulation des coefficients des pertes optiques et thermiques. Beaucoup des travaux ont été réalisés dans la littérature pour dépasser cette complexité et pour approcher de la réalité afin d'améliorer la précision de la prédiction numérique des concentrateurs cylindro-paraboliques [1-48].

Cette étude est consacrée à l'investigation du concentrateur solaire cylindro-parabolique pour estimer ses caractéristiques optiques en fonction des paramètres géométriques, optiques et conditions climatiques dans la région d'El-Oued, Algérie pour la journée de 16 Mars 2018.

Ce mémoire de fin d'étude est conçu comme suit :

- Une introduction générale
- Le premier chapitre présente une étude bibliographique sur les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques (PTC);
- Le deuxième chapitre illustre les étapes de la modélisation mathématique pour estimer les caractéristiques optiques du PTC ;
- Le troisième chapitre consacré à afficher et interpréter les résultats de l'étude ;
- Conclusion générale et perspectives.

I. Recherche bibliographique

I.1. Introduction

L'énergie solaire est l'énergie future du monde entier [2, 7]. Actuellement, il existe deux types de collecteurs solaires pour les applications sous forme d'énergie thermique, la première catégorie est les capteurs plans [2, 10, 12, 24], et le deuxième type est les concentrateurs solaires, qui fournissent une quantité de chaleur considérable [2-13, 18, 22, 24, 49]. Les concentrateurs solaires sont divisés en deux catégories ponctuels (les systèmes de concentration solaire par foyer) et linéaires [2, 24]. Les concentrateurs solaires ponctuels sont les centrales à tour (les héliostats) et les centrales à miroirs paraboliques (Dish-Stirling), quant à les concentrateurs solaires linéaires sont les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques (PTC) et les concentrateurs solaires linéaires de Fresnel (LFR) [2, 7, 24]. Ces types de technologie sont appelés des systèmes solaires à concentration thermodynamique (solaire thermodynamique) [2, 7].

Les systèmes solaires à concentration thermodynamique solaires dépendent de l'utilisation de grande nombre de miroirs réfléchissants qui font s'orienter les rayons solaires directs vers un tube absorbeur ou vers un foyer ponctuel à travers lequel le fluide de travail passe. Ensuite, la chaleur est transférée du tube absorbeur ou du foyer au fluide caloporteur par convection [2]. Pour obtenir cela, les miroirs réfléchissants doivent suivre le mouvement du soleil quotidiennement du lever au coucher pour sa capture et sa concentration dans le focus (linéaire ou ponctuel), est alors un échange de chaleur par convection se produit entre la paroi intérieure du foyer et le fluide qui se déplace à l'intérieur.

A travers cette étude, qui représente un sujet du sceau des cours afin d'obtenir d'un Master en génie mécanique, en attribuant des énergies renouvelables, nous avons choisi de mener une étude sur le concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC), et de l'aborder en définissant les propriétés optiques (caractéristiques, performances, pertes, ...etc) d'un champ solaire de ces concentrateurs solaires.

I.2. Etat de l'art

Les concentrateurs cylindro-paraboliques (Parabolic Trough Concentrator PTC) comprennent généralement un réflecteur parabolique et un récepteur à travers lequel circule un fluide caloporteur. Le rayonnement solaire direct atteignant le PTC est réfléchi et focalisé sur la

surface extérieure d'un tube absorbeur où l'énergie rayonnante est convertie en énergie thermique. Cette énergie thermique est ensuite amenée à la surface interne du tube absorbeur et transférée au fluide caloporteur par convection forcée. Ceci est considéré comme un problème de transfert de chaleur couplé avec des conditions géométriques complexes [1, 3-6, 8, 9, 11, 13, 14, 49, 50].

De nombreuses études scientifiques sont menées sur ce type de concentrateurs solaires. L'une des recherches les plus importantes effectuées sur la ville d'El-Oued (Oued Souf), nous mentionnons une étude de M. Ghodbane et al., (2015) [9], où ce groupe a mené une étude optique et thermique sur un concentrateur cylindro-parabolique dans la région d'El-Oued pour les journées du 21 janvier, 21 mars, 21 juin et 21 septembre. L'étude optique a été réalisée en utilisant SolTrace. L'étude thermique a été basée sur la simulation numérique qui a été réalisée en utilisant le MATLAB, où la solution numérique a été faite en utilisant la méthode de différences finies [9].

Tableau I. 1: Les caractéristiques géométriques qui ont été utilisées dans l'étude de M. Ghodbane et al., (2015) [9].

Caractéristique géométrique	Valeur (mm)
Diamètre extérieur de l'absorbeur (D_o)	22
Diamètre intérieur de l'absorbeur (D_i)	20
Diamètre extérieur de la vitre ($D_{v,o}$)	26
Diamètre intérieur de la vitre ($D_{v,i}$)	23,5
Longueur de miroir (L)	1500
Largeur de miroir (l)	1100

Tableau I. 2: Les propriétés optiques qui ont été utilisées dans l'étude de M. Ghodbane et al., (2015) [9].

paramètre	Valeur
Erreur optique moyenne globale	03 mrad
Coefficient de réflexion de miroir (ρ_m)	0,92
Transmissivité de la vitre	0.945
Coefficient d'absorption de l'absorbeur (α)	0,94

Les résultats qu'ils ont obtenus grâce à cette étude sont les suivants: le rendement optique du concentrateur est supérieur de 61%, la valeur maximale du rendement thermique est égale à 60,5%, les valeurs de la température du fluide caloporteur à la sortie du tube absorbant varient entre 20 et 135°C et le coefficient de pertes thermiques dépassées 3,2 (W/m².K) [9].

Nous énumérerons une autre étude de M. Ghodbane et al., (2015) [3], où cette équipe a mené une étude sur un concentrateur solaire cylindro-parabolique dans la région de Bouzaréah, Alger. Les dimensions du concentrateur qui ont été utilisées sont répertoriées dans le Tableau I. 1 et les caractéristiques optiques du collecteur sont répertoriées dans le Tableau I. 2.

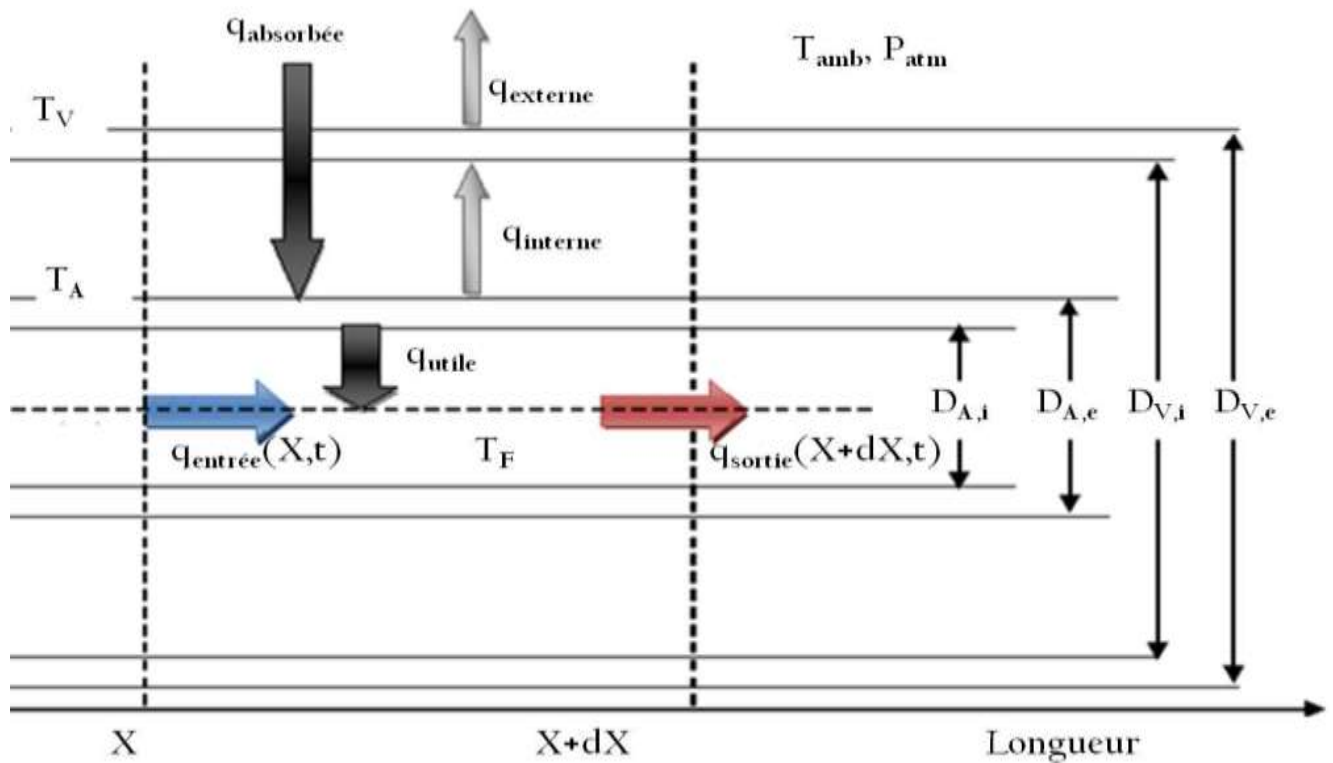


Figure I. 1 : Le bilan thermique d'un élément de surface du concentrateur cylindro-parabolique qui a été utilisé par M. Ghodbane et al., (2015) [3].

La méthode des différences finies a été choisi pour résoudre le problème numérique concernant l'étude thermique du concentrateur solaire PTC, où un programme de calcul en Matlab a été établi après la discrétisation des équations non linéaire ce qu'ils ont permis d'obtenir un ensemble de résultats numériques. Le Tableau I. 3 résume les résultats obtenus par M. Ghodbane et al., (2015) [3].

Tableau I. 3 : Les résultats obtenus par M. Ghodbane et al., (2015) [3].

La date	η_{opt} maximal	temps	η maximal	temps
22/03/2011	0,61851708	12 :00	0,615863121	10 :25
17/06/2011	0,616537285	14.00	0,61292866	07 :25
12/09/2011	0,61942754	11 :25	0,616843	10 :25
03/12/2011	0,61950078	14 :20	0,61809832	10 :00

Pour l'étude de M. Ghodbane et al., (2015) [3], l'efficacité thermique du concentrateur dépasse 60 % et la température de fluide caloporteur dépasse 401,53 (K) le 03 Décembre (en Hiver). Ces résultats sont très encourageants pour l'utilisation de cette technologie dans le nord du pays.

Dans une papier scientifique a été participé à la démonstration scientifique CERE 2015 dans la ville de Djerba, en Tunisie entre 18 et 20 Mars [8], M. Ghodbane et al., ont mené une étude optique et thermique pour déterminer les performances d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique dans la ville d'Alger, Algérie. SolTrace a été utilisé comme un outil pour déterminer le comportement optique du collecteur solaire et MATLAB a été utilisé comme plateforme pour faire une analyse numérique des équations du bilan énergétique du tube absorbeur dans la ligne focale du capteur solaire [8].

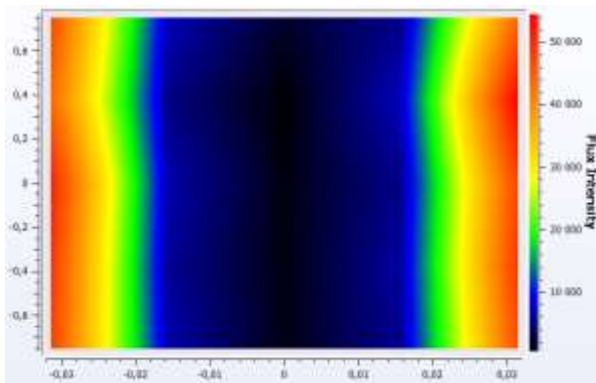


Figure I. 2 : Le contour de l'intensité de flux au niveau de l'absorbeur (W/m^2) avec $\text{DNI} = 750$ (W/m^2) [8].

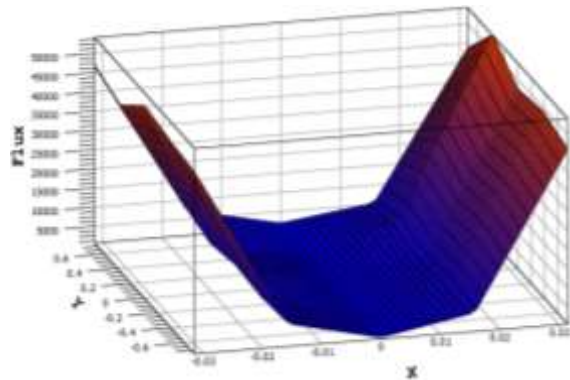


Figure I. 3 : Le contour de l'intensité de flux au niveau de l'absorbeur (W/m^2) avec $\text{DNI} = 750$ (W/m^2) [8].

Dans un forum scientifique dans l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) Bousmail entre 5 et 6 Octobre 2015, M. Ghodbane et al. [11], ont fait une modélisation d'un cycle de réfrigération solaire à éjecteur couplée à un concentrateur cylindro-parabolique. Cette étude a été réalisée en El Oued (Oued souf), Algérie. Cette région représente nord-est du Sahara algérien). Les coordonnées géographiques du site d'El-Oued sont : Latitude $33^{\circ} 07' 00''$ N et Longitude $7^{\circ} 11' 00''$ E. Le jour où l'étude a été menée est le jour de 21 Juin.

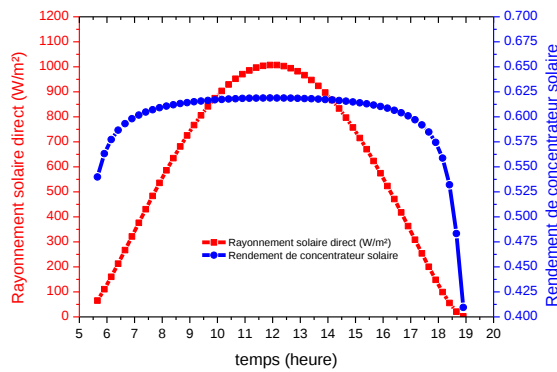


Figure I. 4 : L'évolution du rayonnement solaire direct (DNI) [W.m^{-2}] et le rendement thermique [11].

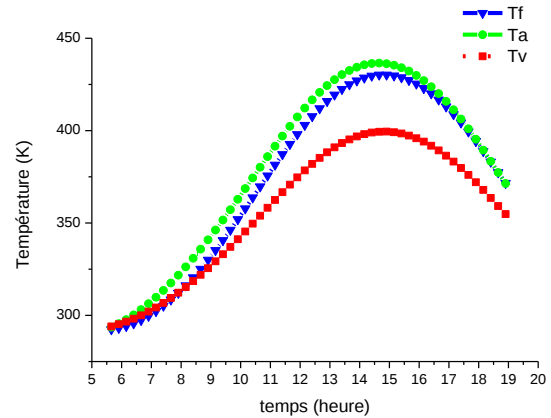


Figure I. 5 : L'évolution de la température [K] [11].

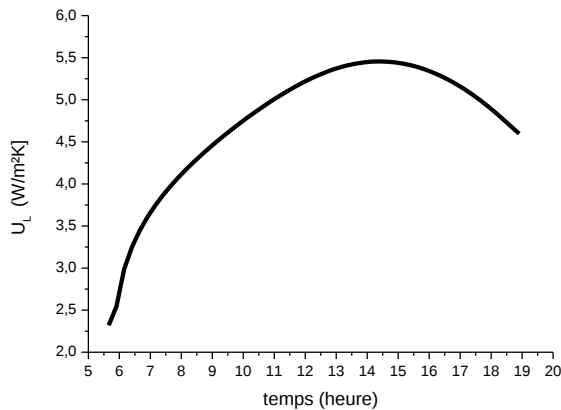


Figure I. 6 : L'évolution du coefficient de pertes thermiques [11].

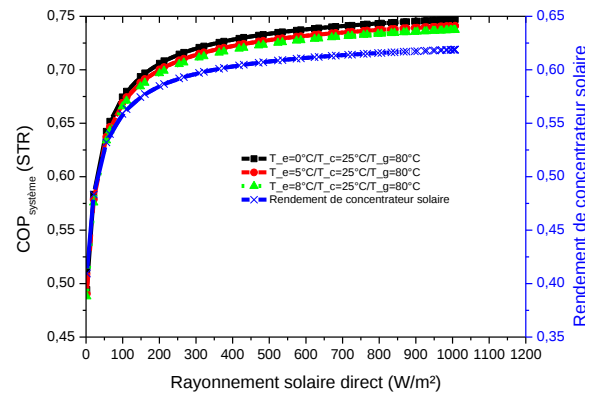


Figure I. 7 : L'évolution de la performance globale de la machine et l'efficacité thermique de collecteur [11].

Grâce à cette intervention scientifique des auteurs, on peut dire que le concentrateur solaire (PTC) peut être utilisé dans les domaines de la climatisation [11]. Dans un travail similaire, M. Ghodbane et al., (2016) [4], ont fait une simulation numérique d'un climatiseur solaire basé sur le collecteur solaire « PTC », où ce système de climatisation solaire est composé de trois sous-systèmes, les trois sous-systèmes sont : le sous-système solaire, le sous-système de réfrigération à éjecteur et l'enceinte réfrigérée.

En plus, M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2016) [49], ont mené une étude numérique du comportement énergétique d'un capteur solaire dans la région de Guemar (Wilaya d'El-Oued, Algérie) pendant six jours différents de 2014.

Tableau I. 4 : Les données météorologiques pour le site de Guemar pendant six jours typiques [49].

mois	Journée typique	T _{max} (°C)	T _{min} (°C)	T _{moy} (°C)	V _{vent} (m/s)
Février	16	26	11	18	calme
Avril	15	29	14	22	calme
Jun	11	35	21	28	calme
Aout	16	44	26	35	calme
Octobre	15	26	18	22	calme
Décembre	10	19	05	12	calme

Les dimensions des tubes absorbeurs ont été utilisé de la simulation de M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2016) [49], sont les mêmes dimensions des tubes récepteurs de la centrale électrique centrale hybride solaire/gaz de Hassi R'Mel, Algérie. Cette centrale combinera des miroirs cylindro-paraboliques (PTC) concentrant la puissance solaire de 25 MW, sur une surface de 180000 m², en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 130 MW [25].

Tableau I. 5 : Les caractéristiques géométriques du tube absorbeur.

Caractéristique géométrique	Valeur [mm]
Diamètre extérieur de l'absorbeur (D _{A,ext})	70
Diamètre intérieur de l'absorbeur (D _{A,int})	65
Diamètre extérieur de la vitre (D _{V,ext})	115
Diamètre intérieur de la vitre (D _{V,int})	109
Longueur de miroir (L)	12270
largeur de miroir (l)	11900

La modélisation optique a été effectuée avec le logiciel SolTrace par M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2016). Le SolTrace a été développé par le laboratoire américain NREL « National Renewable Energy Laboratory » [48]. Le système optique du concentrateur est composé de deux parties (la surface réfléchissante du concentrateur et le tube l'absorbeur). La surface réfléchissante a été modélisée comme un seul miroir de section parabolique, quant aux quatre tubes absorbeurs ont été localisées au centre du la ligne focale du concentrateur pour absorber la plus grande quantité possible de l'énergie solaire. Le Tableau I. 6 présente les caractéristiques optiques des quatre tubes absorbeurs qui ont été utilisés par M. Ghodbane et B. Boumeddane.

Tableau I. 6 : Les caractéristiques optiques des quatre tubes absorbeurs qui ont été utilisés par M. Ghodbane et B. Boumeddane [49].

Paramètre	Valeur
erreur optique moyenne globale (σ_{optique})	03 mrad
Coefficient de réflexion de miroir (ρ_m)	0,92
Transmissivité de la vitre	0,945
Coefficient d'absorption de l'absorbeur (α)	0,94
L'émissivité du tube absorbeur (ϵ_A)	0,12
L'émissivité de la vitre (ϵ_v)	0,935

Les quatre tubes absorbeurs ont été liés les uns aux autres jusqu'à ce qu'ils deviennent la forme d'une serpentine.

Classement des types absorbeurs

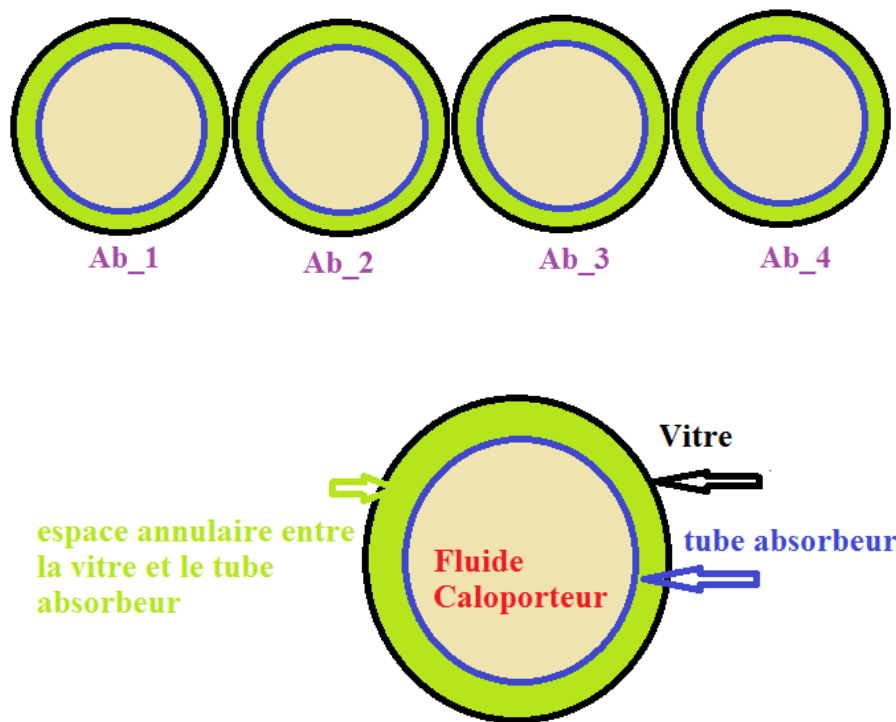


Figure I. 8 : La configuration des tubes absorbeur a été utilisée par M. Ghodbane et B. Boumeddane [49].

Généralement, l'étude de M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2016) [49], examine les différents modes de transfert de chaleur au niveau des tubes absorbeurs. L'efficacité thermique du concentrateur (PTC) a été arrêtée à 82,8%. Cette étude numérique a montré que la température du fluide caloporteur a dépassé 488 [K], cela signifie le changement de l'état de l'eau du liquide à

la vapeur et ce dernier peut être exploité dans la production d'électricité ou dans plusieurs autres domaines industriels [1, 15, 17, 23, 26, 31, 32].

Dans un travail scientifique similaire, M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2017), ont fait une modélisation optique d'un capteur solaire de type cylindro-parabolique (PTC) dans le Sahara algérien dans la région d'El-Oued exactement. Nous notons que les auteurs ont mené plusieurs études dans cette région (El-Oued « Oued Souf ») pour avoir un climat riche en ressources solaires et avoir une vaste zone désertique caractérisée par un sol fertile et la richesse des ressources en eau et la possession des oasis de palmiers qui produisent des quantités abondantes de dates.

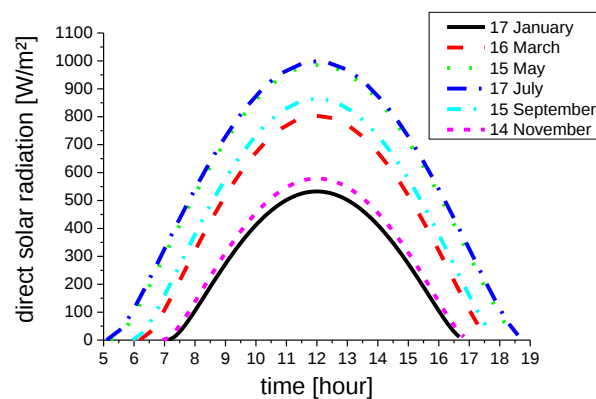


Figure I. 9 : *Évolution du rayonnement solaire direct en fonction du temps [5].*

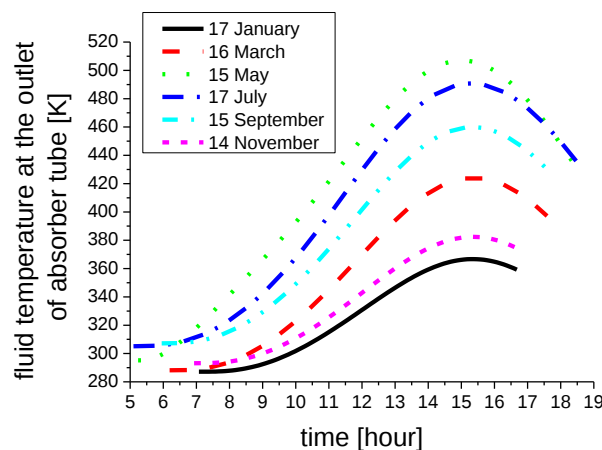


Figure I. 10 : *Évolution de la température du fluide à la sortie du tube absorbeur en fonction du temps [5].*

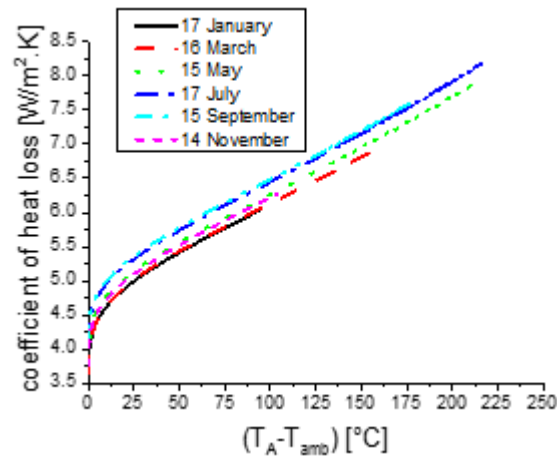


Figure I. 11 : Évolution du coefficient de pertes thermiques en fonction de $(T_A - T_{amb})$ [5].

Les résultats de cette étude scientifique prouvent le succès de cette technologie solaire dans la région d'El-Oued, ce qui incite à l'exploiter dans de nombreux domaines.

Dans une étude scientifique récente, M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2017) [6], ont effectué une simulation numérique d'un chauffe-eau solaire basé sur un concentrateur cylindro-parabolique dans la région de Guemar, El-Oued, Algérie. Les auteurs ont choisi le 5 décembre 2016 pour réaliser cette simulation, cette journée est marquée par un climat turbide (temps froid et vents relativement forts).

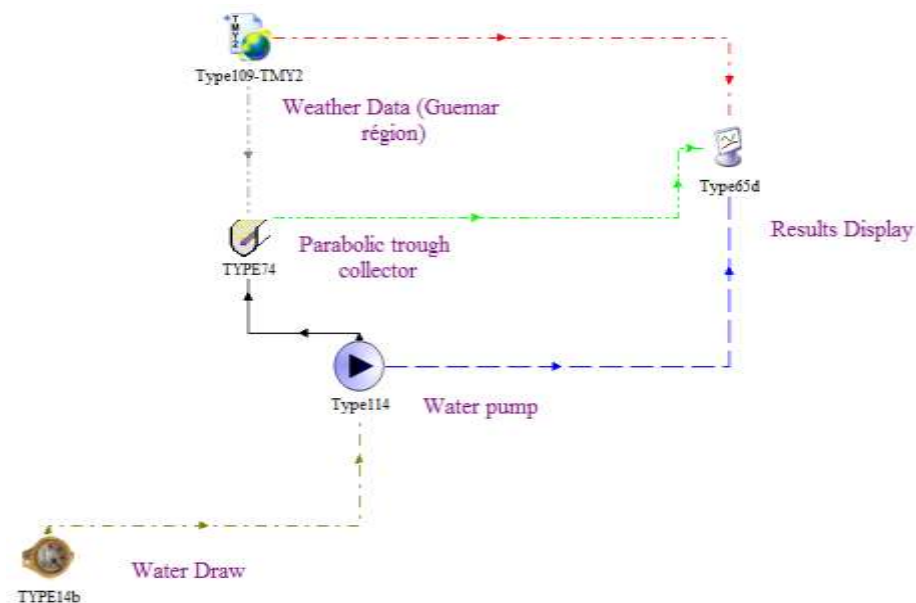


Figure I. 12 : Schéma du système de chauffe-eau basé sur un concentrateur PTC [6].

Cette étude a commencé par une analyse d'efficacité optique en utilisant le logiciel SolTrace. Après, un modèle mathématique a été établi avec Matlab pour calculer le rendement thermique, la température de sortie du fluide, la température de surface du récepteur, la température de la vitre et le coefficient global de pertes thermiques.

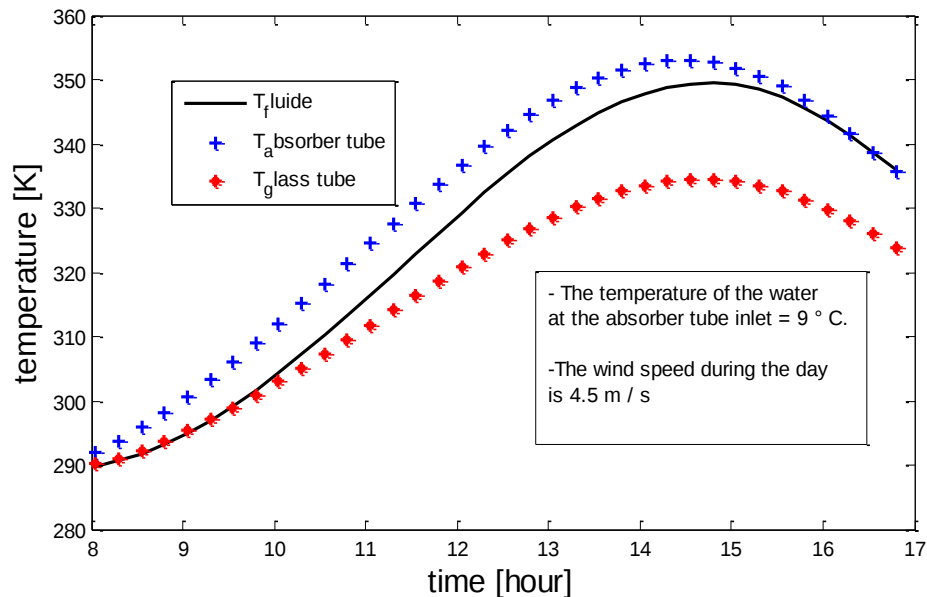


Figure I. 13 : Évolution des températures du fluide à la sortie des tubes absorbeurs en fonction du temps [6].

Pour cette étude, le rendement thermique du concentrateur solaire a dépassé 61%, où la température du fluide à la sortie du tube absorbeur a atteint à 344 K [6].

En Iran, on tente de trouver des applications possibles de l'énergie solaire pour construire la première centrale solaire de 250 kW à Shiraz. Dans une étude scientifique combinant l'étude optique et thermique d'un collecteur solaire cylindro-parabolique, A. Mokhtari et al., (2007) [41], ont mené une étude pour estimer les performances d'une centrale de Shiraz en Iran, où la centrale se compose de deux cycles (huile et vapeur). Le cycle de l'huile comprend 48 collecteurs cylindro-paraboliques. La longueur de chacun est 25 m, le large est 3,4 m et la distance focale est 0,88 m.

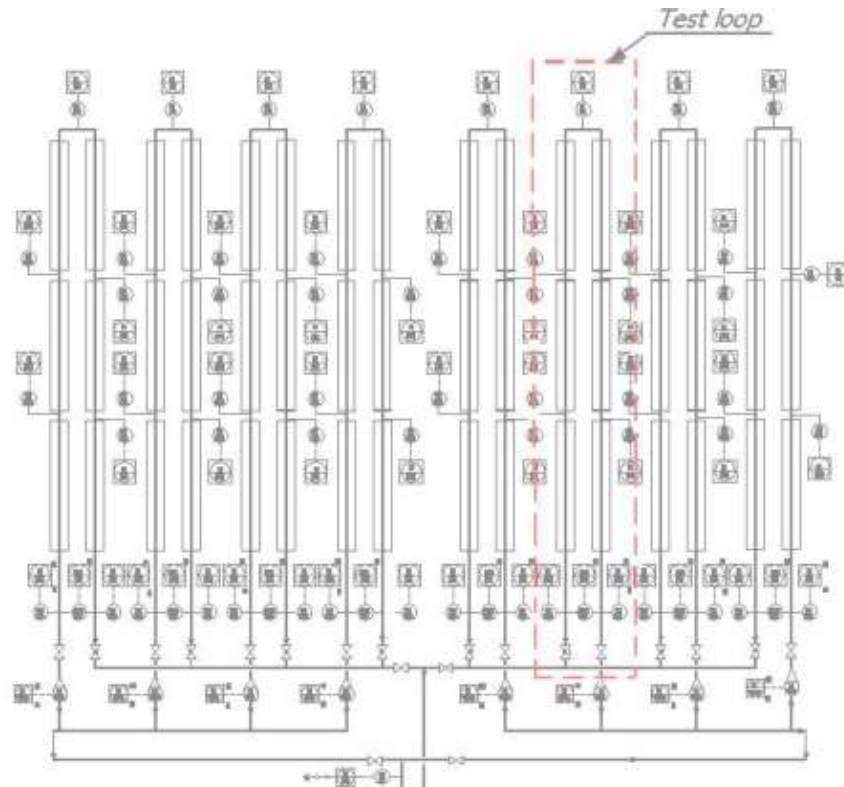


Figure I. 14 : Le champ de collecteurs solaires de la centrale de 250 kW à Shiraz [41].

La boucle se compose de six collecteurs, une boucle complète a une longueur totale de plus de 150 m. Cette boucle est rendue disponible initiale pour tester et évaluer la performance des collecteurs. Le système fonctionne en mode en boucle fermée par recirculation de l'huile à travers un réservoir d'expansion d'huile chaude.

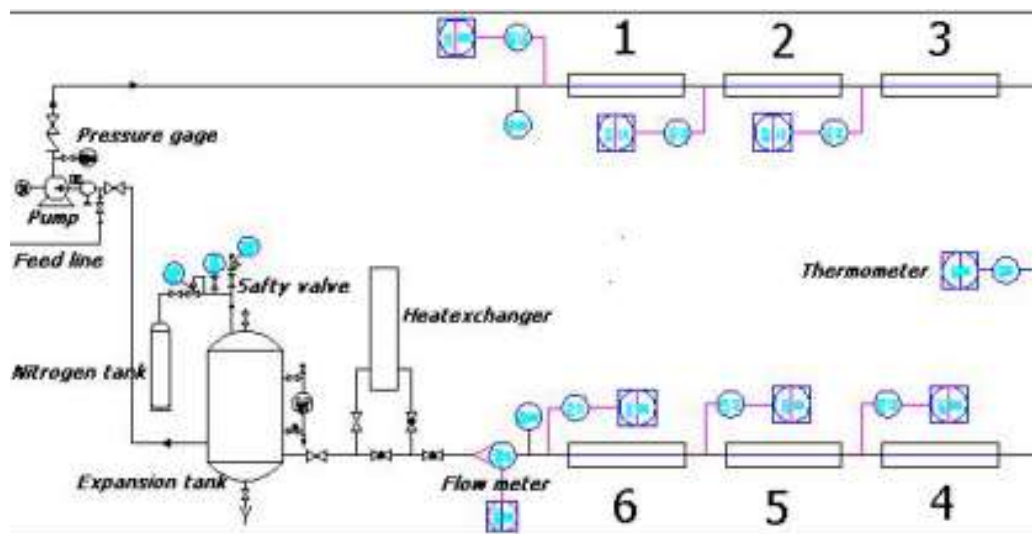


Figure I. 15 : Boucle d'essai du collecteur avec la génération de vapeur et le réservoir de stockage [41].

Les variations de la température d'entrée et de sortie de l'huile ont été mesurées où le rayonnement maximal du faisceau pendant la période expérimentale était de 735 W / m^2 . L'efficacité optique est d'environ 69%, quant au rendement thermique est d'environ 64% [41].

Dans une fascinante étude scientifique dans le journal de « Resource-Efficient Technologies », S. A. Murtuza et al., (2017) [42], ont mené une étude expérimentale sur un concentrateur solaire cylindro-parabolique.



Figure I. 16 : *Assemblage du collecteur cylindro-parabolique « (a) en acier inoxydable avant l'installation et (b) en adoptant une forme parabolique » [42].*

Des efforts ont été fait pour évaluer la performance d'un modèle PTC de 5 m de long, où le concentrateur solaire a été fabriqué en acier inoxydable. L'eau a été utilisé comme un fluide caloporteur. L'authentification du modèle proposé a été justifiée sur la base des résultats obtenus à l'échelle annuelle en ce qui concerne les températures moyennes d'entrée et de sortie, les températures de surface et l'efficacité thermique pour les conditions climatiques du village RAMANAGARA en Inde. Les expériences ont été réalisées à des débits différents de 0,4 L/M, 0,8 L/M et 1,2 L/M et le nombre de Reynolds correspondant a été calculé par les auteurs.

Tableau I. 7 : Les température moyennes annuelles de sortie de fluide caloporteur en fonction de Reynolds [42].

Months	Reynolds number		
	1.88E + 03	3.76E + 03	5.63E + 03
January	70	42.7	20
February	80	49.4	22
March	93	61.7	31
April	103	69.9	40
May	99	68.7	41
June	78	56.5	39
July	71	51.2	35
August	73	51.4	33
September	71	52.1	36
October	69	47.2	29
November	40	29.9	22
December	41	30.1	21

Tableau I. 8 : Les efficacités thermiques annuelles de concentrateur en fonction de Reynolds [42].

Months	Reynolds number		
	1.88E + 03	3.76E + 03	5.63E + 03
January	70	42.7	20
February	80	49.4	22
March	93	61.7	31
April	103	69.9	40
May	99	68.7	41
June	78	56.5	39
July	71	51.2	35
August	73	51.4	33
September	71	52.1	36
October	69	47.2	29
November	40	29.9	22
December	41	30.1	21

Il a été observé que de Mars à Mai, les températures de sortie étaient meilleures, allant de 93 ° C à 103 ° C.

Cette étude scientifique contenait également une simulation où cette simulation a été réalisée en utilisant le logiciel ANSYS sur le tube récepteur pour assurer la robustesse et l'efficacité de la conception dans des conditions de charge statique [42].

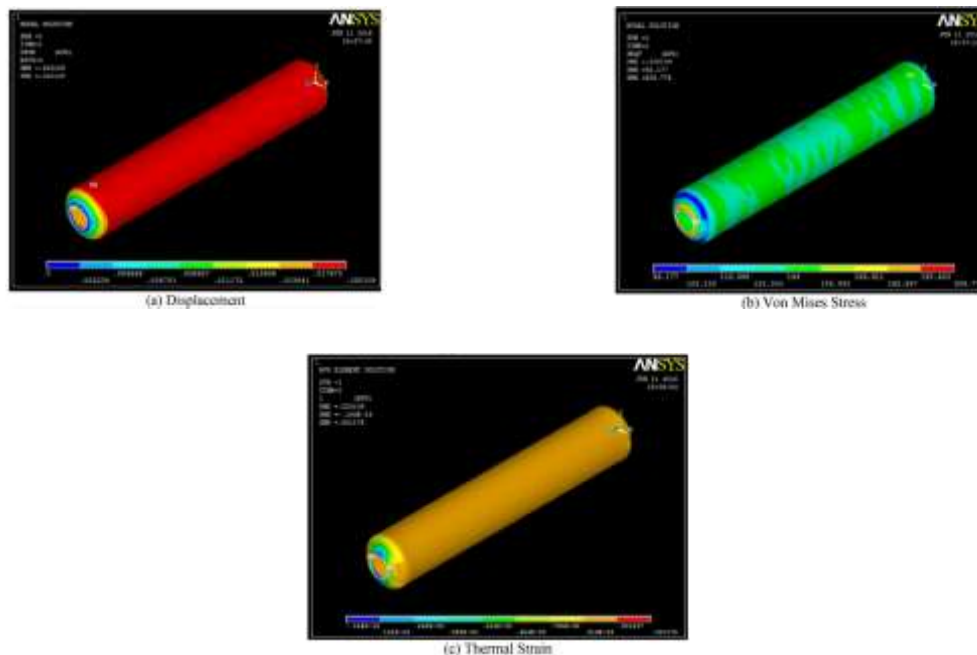


Figure I. 17 : Résultats de simulation du tube absorbeur au mois d'Avril « (a) Déplacement, (b) la contrainte de Von Mises et (c) Strain thermique » [42].

La Figure I. 17 illustre le modèle de simulation du tube récepteur à une charge thermique de 63 ° C de différence de température au mois d'Avril, où 0,20109 mm de déplacement maximum

a été observé sous cette charge thermique. On a observé que la contrainte de Von Mises sur le tube absorbeur était de 208,779 MPa et que la contrainte thermique était de 0,001178. Le facteur de sécurité (FoS) a également été calculé pour assurer la capacité d'un matériau au-delà de la charge réelle sur une échelle d'une année et les résultats obtenus ont été tout à fait satisfaisants [42].

Dans une autre étude scientifique sur ce type de concentrateur solaire, E. Lüpfert et al., (2004) [40], ont proposé une méthodologie commune pour évaluer les données techniques des collecteurs cylindro-paraboliques, qui sont exigés par les développeurs de technologies, les concepteurs de systèmes ainsi que les institutions de financement et les décideurs pour prédire la performance des champs solaires cylindro-paraboliques. Donc, cette étude a porté sur les critères optiques qui doivent être pris en compte avant la mise en place de tout champ solaire de type cylindro-parabolique.

Dans une autre étude scientifique, N. Janotte et al., (2014) [33], ont mené une étude pour évaluer les performances dynamiques d'un champ solaire de type cylindro-parabolique. L'évaluation des performances thermiques du CTP a basée sur les équipements de mesure installés dans la boucle d'essai, en particulier les débitmètres, les capteurs de température et les PYRHELIOMETRES. Deux types d'analyse de performance ont été effectués: l'évaluation standard du bilan énergétique et l'analyse des périodes de fonctionnement en régime permanent à partir d'une gamme complète de données de mesure sur le terrain et délivre des données d'efficacité du collecteur pour des conditions de fonctionnement spécifiques.

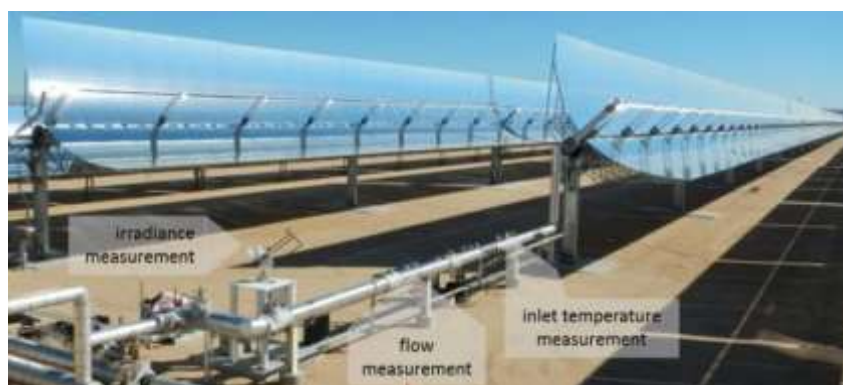


Figure I. 18 : La boucle de démonstration du champ solaire « Helio-Through » à Kramer Junction et les équipements installés pour évaluer des performances [33].

L'évaluation avancée basée sur des modèles dynamiques fournit des paramètres d'équation de performance et leurs incertitudes, et permet d'utiliser plus de données de test, également à partir

de périodes de test non permanentes selon une méthode de test avancée pour les performances du champ solaire.

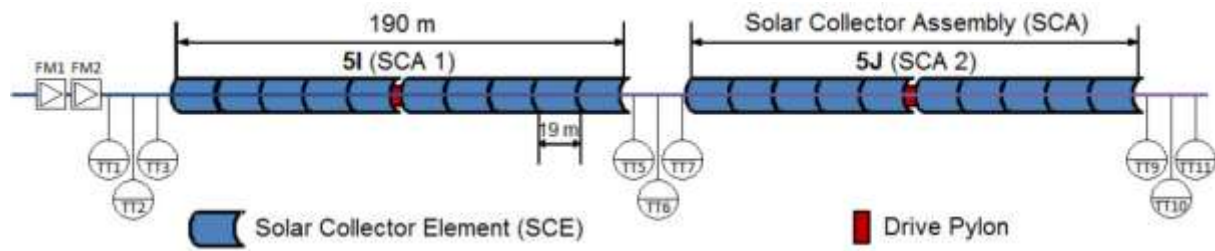


Figure I. 19 : L'instrumentation de test de performance à la boucle de démonstration Helio-Trough (première rangée) [33].

L'évaluation des données d'essais thermiques a compris une analyse approfondie de l'équipement de mesure et une analyse détaillée de l'incertitude pour évaluer l'équipement d'essai et la qualité des données qui en résulte. Les résultats des tests ont montré l'application réussie de la méthode avancée de test et d'évaluation et prouvent les paramètres de haute performance du champ, où l'efficacité optique est égale à 81,6% et le rendement thermique est supérieur de 75% dans des conditions de fonctionnement nominales.

Dans une étude similaire, N. Janotte et al., (2017) [34], ont abordé plus de détails sur le champ solaire Helio-Trough de concentrateurs cylindro-paraboliques, surtout en termes de la détermination de l'efficacité optique du champ solaire. La performance optique globale du collecteur dépend de la moyenne des valeurs d'interception locales le long du collecteur, ceux-ci sont directement mesurés autour du tube de réception du collecteur focalisé, en utilisant la méthode Camera Target [34].

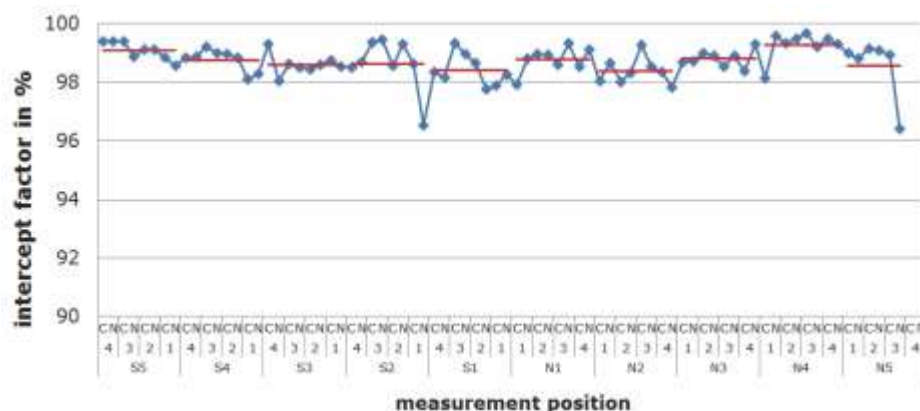


Figure I. 20 : Les valeurs d'interception locales le long du collecteur 5I (suivi près de l'horizon est) [34].

D'une manière générale, le principal aspect de la performance mécanique d'un capteur est son comportement en torsion déterminé par sa rigidité en torsion, le déséquilibre des modules par rapport à l'axe de rotation, le frottement dans les paliers, les efforts des joints flexibles (rotation et expansion effectuant des assemblées) [34].

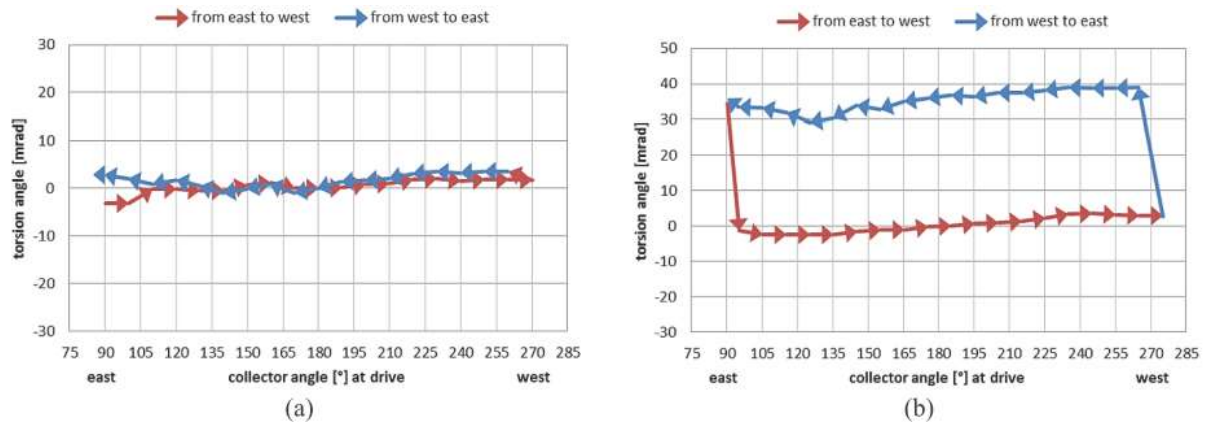


Figure I. 21 : Les courbes d'hystérésis des ailes sud du collecteur, « (a) : collecteur 5I & (b) :collecteur 5J », avec différents appuis [34].

D'après l'évaluation de la boucle d'essai, les deux collecteurs montrent généralement une bonne interception locale, comme illustré à titre illustratif à la Figure I. 20 (maximum géométrique théorique de 99,2% pour cette configuration) avec un collecteur 5I légèrement supérieur à 5J. En tant que premier démonstrateur de la longueur totale du design, l'impact des différentes alternatives de roulements est révélé à ce stade pour la première fois.

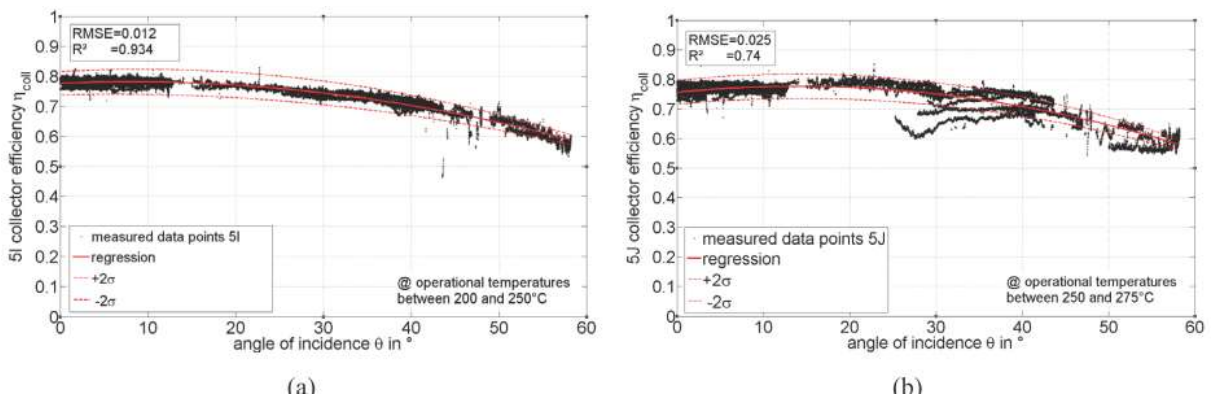


Figure I. 22 : Rendement global du collecteur thermique quasi permanent pour $DNI > 700 \text{ W/m}^2$: « (a) un collecteur 5I avec paliers à rouleaux ; (b) un collecteur 5J avec palier lisse » [34].

En complétant les résultats de la mesure de torsion (la Figure I. 21), les résultats de la performance globale du collecteur aux mêmes jours de la Figure I. 22 montrent comment la

torsion se traduit par une sous-performance de 15% pour un collecteur par ailleurs performant [33]. Ces résultats motivent le passage de la douille aux roulements à rouleaux dans la conception finale [33].

Dans une étude récente publiée dans la revue scientifique « Journal of Fundamental and Applied Sciences », M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2016) [7], ont réalisées une étude d'investigation optique d'un collecteur solaire cylindro-parabolique à travers un modèle précis, qui intègre toutes les caractéristiques géométriques du concentrateur pour déterminer les conditions optimales de son fonctionnement. Un modèle mathématique a été présenté pour le calcul des divers facteurs optiques, tels que la ration du concentrateur, le facteur d'interception et le facteur d'angle incidence modifié (AIM).

La principale caractéristique de la concentration est le rapport de concentration géométrique "C", quant au facteur d'interception (γ) représente la fraction du rayonnement réfléchi par le miroir réfléchissant et le rayonnement intercepté par le tube absorbeur. D'après M. Ghodbane et B. Boumeddane, (2016) [7], la valeur maximale de l'angle d'incidence (θ) est égale à $89,67^\circ$ et la valeur minimale de cet angle est égale à $54,6^\circ$. Par conséquent, le facteur d'interception est d'environ 62% à midi et est d'environ 95,6% au lever et au coucher du soleil.

Le rendement optique du concentrateur dépassait 61% avec un diamètre externe du tube récepteur égal à 0,07 m, une distance focale égale à 3,76 m, un angle de jante égal à 90° et un rapport de concentration égal à 68,39.

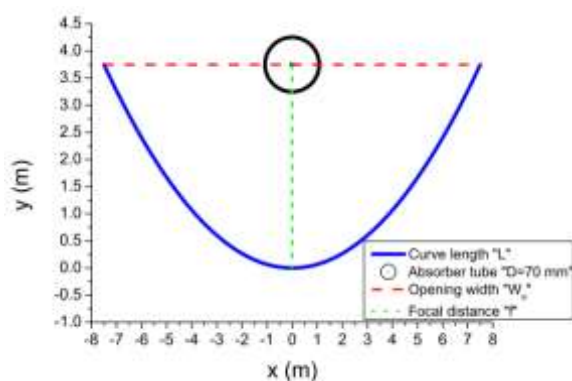


Figure I. 23 : Coupe transversale du concentrateur cylindro-parabolique, avec les dimensions de M. Ghodbane et B. Boumeddane [7].

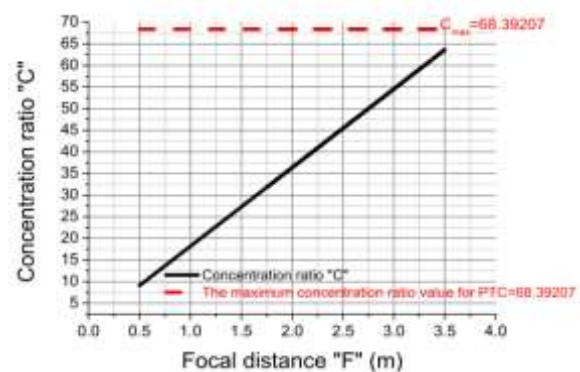


Figure I. 24 : Evolution du rapport de concentration "C" en fonction de la distance focale "f", avec $D_{A,ext} = 0,07 \text{ m}$ et $\phi_r = 90^\circ$ [7].

La corrélation du facteur d'interception du concentrateur cylindro-parabolique a étudié est donnée par [7]:

$$\gamma = -5.01018 \times 10^{-6} \exp\left(\frac{(\theta - 57.64143)}{2.88583}\right) + 0.95473 \quad (\text{I.1})$$

En ce qui concerne le coefficient d'angle d'incidence modifié $K(\theta)$, ce facteur décrit comment l'efficacité optique du concentrateur change lorsque l'angle d'incidence change. La valeur de ce facteur est toujours inférieure à un et décroît avec l'augmentation de l'angle d'incidence " θ ".

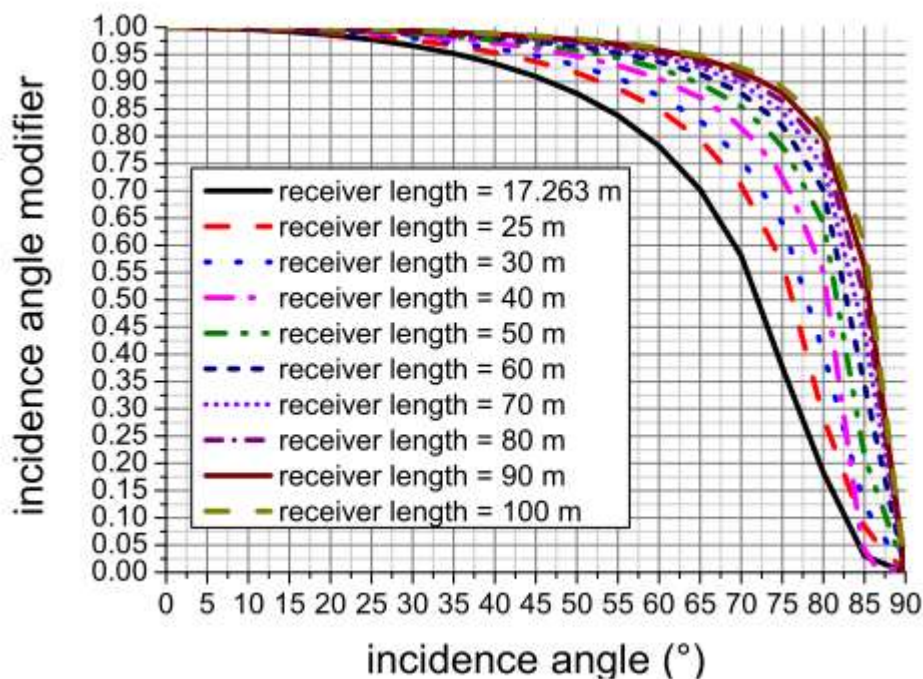


Figure I. 25 : Evaluation du modificateur de l'angle d'incidence du concentrateur en fonction de la longueur du tube récepteur et de la variation de l'angle d'incidence " θ ", avec " $D_{A, ext} = 0,07 \text{ m}$ " et " $f = 3.760078352 \text{ m}$ " [7].

Le coefficient d'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ varie en termes d'angle d'incidence et de longueur du tube absorbant. Lorsque la longueur du tube augmente de manière significative, le coefficient d'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ augmente [7]. Le coefficient d'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ est directement lié à la valeur de l'angle d'incidence cosinus. On a constaté que le coefficient d'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ diminue sensiblement avec l'augmentation de l'angle d'incidence, de sorte qu'un tel système de poursuite continue du soleil est nécessaire pour le concentrateur cylindro-parabolique [7].

I.3. Conclusion

Ce chapitre contient des résumés d'un ensemble de recherches scientifiques sur les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques. Nous avons remarqué une différence dans la façon dont la recherche que nous avons prise en référence à ce sujet a été faite, c'est-à-dire :

- Il y a des chercheurs se sont appuyés sur la solution numérique afin d'évaluer l'efficacité et la performance thermique des concentrateurs solaires PTC;
- D'autres chercheurs ont travaillé pour identifier et quantifier numériquement l'efficacité et la performance optique des concentrateurs solaires PTC ;
- D'autres chercheurs ont mené des expériences de terrain sur des concentrateurs solaires PTC pour évaluer les performances optiques et thermiques;
- Il y a des chercheurs qui ont recours à la simulation et à la modélisation en utilisant des logiciels tels que ANSYS afin de déterminer les performances optiques et thermiques des concentrateurs solaires PTC.

Généralement, dans le domaine de la production d'électricité, les avantages du concentrateur cylindro-parabolique est [7]:

- Bonne performance;
- Peu de mouvement mécanique par rapport aux autres stations de chaleur;
- Moins cher que les centrales à tour (les héliostats) et les centrales à miroirs paraboliques (Dish-Stirling).

Mais ils ont des inconvénients [7]:

- Toujours plus cher par watt par rapport aux panneaux photovoltaïques conventionnels;
- Ne convient pas aux petites installations;
- L'énergie change à plusieurs reprises: risques de perte d'énergie.

II. La modélisation optique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC)

II.1. Introduction

L'étude optique des collecteurs solaires est l'un des facteurs physiques les plus importants pour déterminer les performances de ces collecteurs (Plans ou concentrateurs). Le concentrateur cylindro-parabolique est le collecteur le plus important dans le domaine de la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique ou électrique [1-9, 11-13, 18, 33, 34, 40, 41, 49, 50].

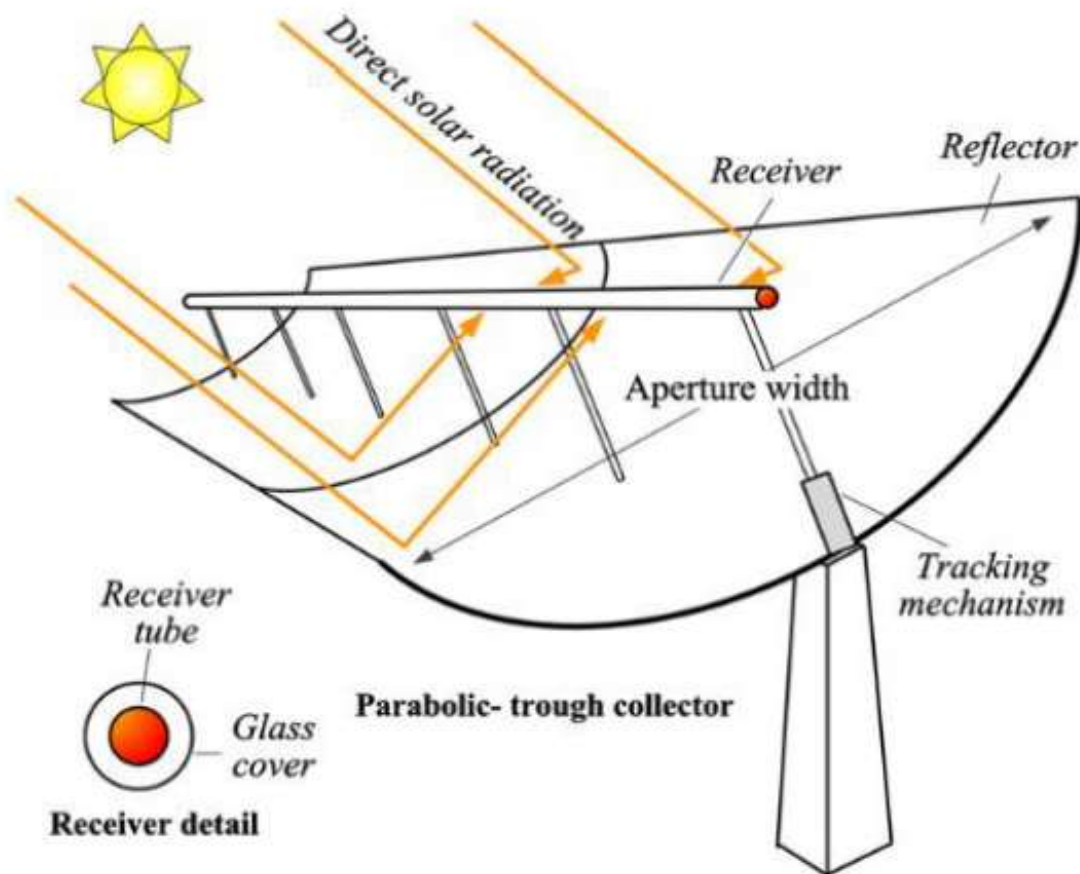


Figure II. 1 : Schéma d'un collecteur solaire cylindro- parabolique (PTC) [2, 20].

Parmi les pays qui exploitent cette technologie, L'Algérie a achevé une centrale électrique hybride gaz/solaire assurée avec des spécifications allemandes dans le site de Hassi R'mel, Laghouat (Figure II. 2). Cette centrale combine des miroirs cylindro-paraboliques concentrant la puissance solaire de 25 MW, sur une surface de 180000 m², en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 130 MW [2, 25].



Figure II. 2 : *La centrale hybride de Hassi R'mel [2, 28].*

À travers ce chapitre, nous présenterons toutes les équations mathématiques permettant la modélisation optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC). Donc l'objectif principal est de faire des calculs et des investigations optiques sur le concentrateur solaire cylindro-parabolique en fonction des paramètres géométriques des éléments concentrateurs pour déterminer les dimensions du concentrateur, le taux de concentration « C », le facteur d'interception « γ », le coefficient d'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ », l'intensité et la distribution du flux solaire sur la surface du tube récepteur.

II.2. Conception technique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC)

Il est connu que pour déterminer la quantité du flux solaire incident sur le tube récepteur, il est nécessaire d'examiner les rendements optiques et les pertes optiques variables qui changent avec la position du soleil. L'irradiation solaire incidente est totalement en fonction de la surface d'ouverture du miroir réfléchissant, de la force de l'insolation et de l'angle auquel l'irradiation pénètre dans l'ouverture du plan. La zone d'ouverture équivalente se réfère à la surface de réflexion totale des collecteurs, qui est projetée sur le plan d'ouverture du concentrateur; cette zone est distincte de la surface incurvée réfléchissante. La zone des espaces entre les miroirs et les composants structuraux non réfléchissants n'est pas incluse dans la zone d'ouverture. Lorsque le rayonnement solaire n'est pas normal au plan d'ouverture du collecteur, les pertes sont calculées en tenant compte de l'angle d'incidence " θ , ($^\circ$)", cet angle est formé entre le rayon direct sur une surface et la normale sur la même surface.

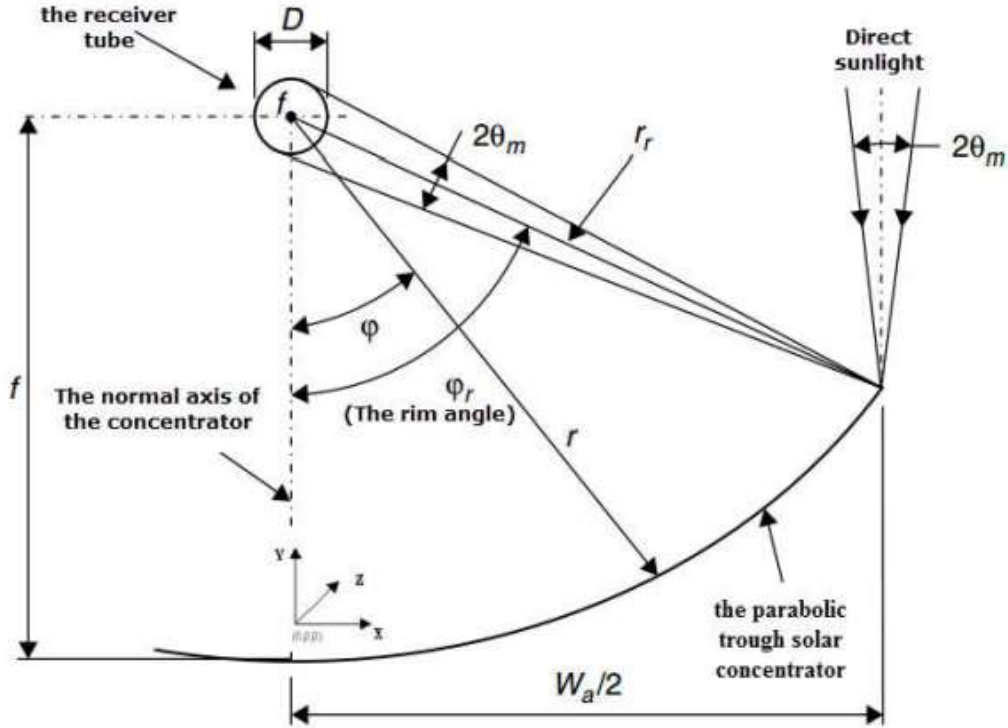


Figure II. 3 : La section transversale d'un concentrateur cylindro-parabolique à tube absorbeur cylindrique [7].

Les coordonnées cartésiennes de la section transversale d'un collecteur cylindro-parabolique en termes de coordonner "x" et de coordonner "y". L'équation ((II. 1) illustre la courbure en coordonnées cartésiennes d'un concentrateur cylindro-parabolique [1, 7, 14, 45].

$$x^2 = 4fy \quad (\text{II. 1})$$

Où « f » est la distance focale entre le centre parabolique et le tube d'amortisseur, son unité est le mètre (m).

Le diamètre du tube d'absorbeur "D, (m)" est une fonction du rayon de la jante "r_r, (m)" et de l'angle de demi acceptation "θ_m, (°)" comme cela est évident sur la Figure II. 3. L'équation (II. 2) montre la procédure de calcul du diamètre intérieur du tube absorbeur [1, 7, 14].

$$D = 2r_r \sin \theta_m \quad (\text{II. 2})$$

Le rayon du miroir local "r, (m)" est le rayon du miroir réfléchissant; il est en fonction de l'angle "φ, (degré)" et la distance focale « f, (m) », où cet angle est l'angle entre l'axe normal du

concentrateur et le rayon « r_r , (m) » de la jante. L'équation (II. 3) montre la relation pour calculer le rayon "r".

$$r = \frac{2f}{1 + \cos \varphi} \quad (\text{II. 3})$$

Grâce à l'équation (II. 3), il a été conclu le rayon de la jante et est calculé comme suit [7, 14]:

$$r_r = \frac{2f}{1 + \cos \varphi_r} \quad (\text{II. 4})$$

Grâce à la Figure II. 3, on a conclu beaucoup de caractéristiques géométriques, et notamment:

$$\begin{cases} \varphi \in [0, \varphi_r] \\ r \in [f, r_r] \end{cases} \quad (\text{II. 5})$$

Où " φ_r " est l'angle de la jante, c'est l'angle entre l'axe normal du concentrateur et le rayon de la jante « r_r ».

La largeur d'ouverture " W_a , (m)" du concentrateur a été calculée selon l'équation (II. 6), elle est fonction de l'angle de la jante " φ_r " et du rayon de la jante " r_r " [7, 14].

$$W_a = 2r_r \sin \varphi_r \quad (\text{II. 6})$$

Compensation de l'équation (II. 4) dans l'équation (II. 6), donc l'équation (II. 6) devient:

$$W_a = 4f \frac{\sin \varphi_r}{1 + \cos \varphi_r} \quad (\text{II. 7})$$

Par conséquent, la relation de largeur d'ouverture du concentrateur cylindro-parabolique est la suivante [7, 14, 45]:

$$W_a = 4f \times \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \quad (\text{II. 8})$$

Il y a un élément très important dans la conception du collecteur cylindro-parabolique; cet élément est la largeur de l'ouverture linéaire "L, (m)" du miroir réfléchissant. Cette dimension "L, (m)" peut être déterminée en utilisant l'équation (II. 9) [7, 14].

$$L = \frac{l_{rp}}{2} \left[\sec\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) + \ln \left[\sec\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) + \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \right] \right] \quad (\text{II. 9})$$

Où "l_{rp}, (m)" est le côté droit (latus rectum) de la parabole, leur équation est [7]:

$$l_{rp} = 4f \times \tan\left(\frac{\pi}{2}\right) \quad (\text{II. 10})$$

Il existe plusieurs méthodes pour augmenter la concentration du rayonnement solaire à l'absorbeur d'un collecteur solaire [7, 14, 43]:

- Par l'utilisation des lentilles ou par des surfaces réfractaires,
- Par le type de montage ;
- Par l'orientation des systèmes de capture de rayonnement (ceci peut être réalisé par choisir des matériaux de construction).

La principale caractéristique de la concentration est le rapport de concentration géométrique "C". La définition la plus commune de ce facteur "C" est basée sur la notion de surface; il est donné comme le rapport de la surface de l'ouverture (A_o) à la zone de réception (A_r) [7, 14, 43].

$$C = \frac{A_o}{A_r} \quad (\text{II. 11})$$

Pour un tube récepteur cylindrique, le rapport de concentration est supposé [7, 14, 39]:

$$C = \frac{W_a}{\pi D} \quad (\text{II. 12})$$

Par la compensation des deux facteurs "D" et "W_a" avec l'équation (II. 2) et l'équation (II. 8), respectivement, l'équation (II. 12) devient [7, 14, 21, 39]:

$$C = \frac{\sin \varphi_r}{\pi \sin \theta_m} \quad (\text{II. 13})$$

Enfin, il peut être démontré que l'énergie solaire incidente sur la surface d'ouverture d'un concentrateur solaire dépend de deux paramètres: l'insolation normale directe "DNI, (W/m²)" et la position relative du soleil par rapport à l'ouverture du collecteur [7].

II.3. Investigation optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC)

II.3.1. Erreurs optiques

Les propriétés optiques du miroir réfléchissant du concentrateur cylindro-parabolique sont caractérisées par [1-9, 11-14, 19, 29, 30, 38, 39, 44]:

- Le coefficient de réflexion " ρ_m ";
- Le coefficient de transmission " τ ";
- Le facteur d'interception " γ ";
- Le coefficient d'absorption du récepteur " α_c ".

En général, il existe deux types d'erreurs qui ont une relation avec la surface réfléchissante; ces types sont [7, 14, 19, 29, 30, 38, 39, 44]:

- Erreurs aléatoires qui sont causées par des facteurs d'environnement où le concentrateur solaire existant (erreur de la précision géométrique du réflecteur, erreur de la réflectivité du réflecteur, erreur causée par la présence de poussière sur l'absorbeur et le réflecteur) [7, 44];
- Les erreurs non aléatoires sont directement liées aux paramètres optiques, qui dépendent des propriétés des matériaux utilisés, de la disposition de l'absorbeur dans le plan focal et des erreurs angulaires des surfaces réfléchissantes [7, 14, 19, 29, 30, 38, 39, 44].

D'après H.M. GUVEN et al., (1986), les deux types d'erreurs (aléatoires et non aléatoires) d'un concentrateur cylindro-parabolique peuvent être combinés dans une relation; cette relation est la relation qui regroupe les paramètres géométriques du concentrateur cylindro-parabolique (PTC), pour déterminer les paramètres d'erreur universels pour toutes les géométries de concentrateur [7, 14, 19, 29, 30, 38, 39, 44].

Le facteur d'interception « γ » est le facteur optique le plus compliqué dans le calcul de la performance optique d'un concentrateur cylindro-parabolique; il représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchi par les surfaces réfléchissantes. Pour un récepteur s'étend du point A au point B, le facteur d'interception « γ » est donné [1, 7, 35, 36, 43]:

$$\gamma = \frac{\int_A^B I_{SR}(R) dR}{\int_{-\infty}^{+\infty} I_{SR}(R) dR} \quad (\text{II. 14})$$

Avec " R , (m)" est le rayon du tube absorbeur et " I_{SR} , (W/m²)" est le rayonnement réfléchi qui est incident sur la surface absorbante du récepteur.

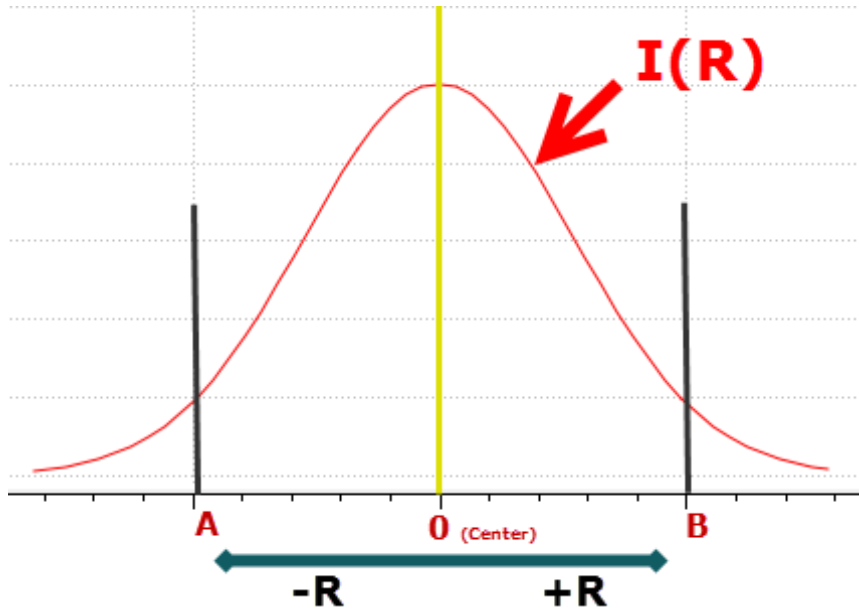


Figure II. 4 : Répartition du rayonnement solaire dans le plan focal d'un concentrateur cylindro-parabolique [7].

Le facteur d'interception " γ " reflète le fait que [7, 14, 19, 29, 30, 38, 39, 44] :

- Certains rayons solaires peuvent être renvoyés à l'extérieur du concentrateur;
- Les rayons réfléchis du soleil ne passent pas dans le tube absorbant lorsque les surfaces réfléchissantes présentent des défauts dans les irrégularités;
- L'absorbeur est mal positionné dans le plan focal.

Par conséquent, cela dépend des propriétés optiques des matériaux utilisés. Des erreurs peuvent également apparaître dans la construction du concentrateur ou dans le système de suivi.

L'efficacité optique " η_{opt} " est la quantité de rayonnement absorbée par le tube absorbeur divisée par la quantité de rayonnement normal direct "DNI" incident sur la surface d'ouverture " A_a , (m^2)". L'efficacité optique " η_{opt} " est donnée par [1-9, 11-14, 19, 29, 30, 35, 36, 38, 39, 44]:

$$\eta_{\text{opt}} = \rho_m \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha_c \cdot K(\theta) \quad (\text{II. 15})$$

En pratique l'optique n'est pas parfaite. Pour que le modèle représente mieux la réalité, les erreurs optiques sont prises en compte. L'angle d'incidence " θ , ($^\circ$)" du soleil par rapport à un capteur solaire incliné joue un rôle important dans la détermination de la quantité d'énergie transmise au capteur solaire [1, 7, 16, 27]. Cet angle " θ " varie le long de la journée, de sorte que la performance quotidienne varie simultanément. L'angle d'incidence en termes d'angles différents définissant la position du soleil, d'où la dépendance directe de l'énergie absorbée, qui est selon le facteur d'angle d'incidence modifié " $K(\theta)$ " [1, 7, 14, 16, 27]. Ils sont de plusieurs natures d'erreurs optiques. La relation du coefficient d'angle d'incidence modifié est donnée par [1, 7] :

$$K(\theta) = 1 - \frac{f}{\ell} \left(1 + \frac{W_a^2}{48f^2} \right) \tan \theta \quad (\text{II. 16})$$

Où " ℓ , (m)" est la longueur du concentrateur cylindro-parabolique.

II.3.2. Effets géométriques

Les performances optique d'un collecteur solaire cylindro-parabolique (PTC) sont différentes selon les sites et les saisons, parce que les conditions climatiques ont un impact direct sur l'efficacité de ces collecteurs [2-13, 22, 35, 36, 49, 50]. Donc, l'emplacement des centrales solaires cylindro-paraboliques est très importante pour le fonctionnement et l'utilisation optimale de ce type de collecteur solaire.

Les concentrateurs solaire PTCs sont conçus pour fonctionner avec un suivi sur un seul axe. Un système d'entraînement de suivi fait tourner le collecteur autour d'un axe de rotation jusqu'à ce que le rayon central du soleil et la zone normale d'ouverture soient coplanaires.

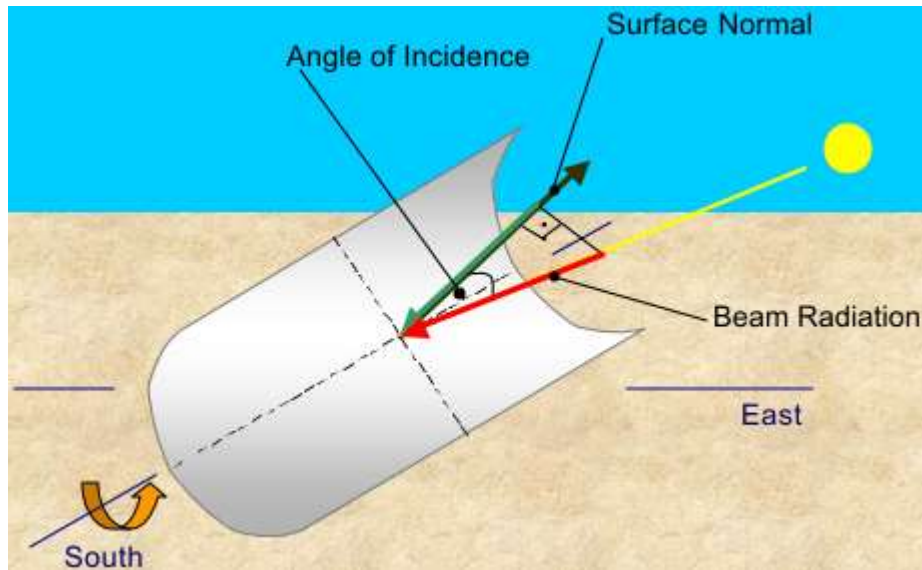


Figure II. 5 : Une ouverture du PTC avec un axe unique de suivi [46].

Le réflecteur de forme parabolique c'est l'une des parties les plus importantes du concentrateur solaire PTC, son but est de concentrer l'énergie solaire direct dans la ligne focale [2-9, 11-13, 18, 22, 46]. Généralement, les réflecteurs sont des miroirs qui peuvent avoir différentes formes et peuvent être fabriqués à partir de matériaux différents en fonction de la configuration choisie par l'exploiteur.

Le tube absorbeur (tube récepteur) est la partie du collecteur dont le but est de transformer la lumière solaire concentrée en l'énergie thermique nécessaire pour chauffer le fluide. Comme il a été dit précédemment, le tube absorbeur est situé dans la ligne focale ou le miroir parabolique, de sorte que les rayons solaires réfléchis entrent en collision avec lui [2-9, 11-13, 18, 22, 46]. Ce tube est l'une des parties les plus importantes d'un PTC, où la performance globale du concentrateur dépend dans une large mesure de cette partie. Dans la plupart des cas, le tube absorbeur se compose essentiellement de deux cylindres concentriques, l'un extérieur en verre et l'autre en métal, recouvert de peintures sélectives qui augmentent son absorption et sa durabilité, et diminue son émittance [2-9, 11-13, 18, 22, 46].

En général, lorsque le rayonnement solaire atteint le collecteur, une quantité importante d'énergie est perdue pour trois raisons (géométriques, optiques et thermiques) [1-9, 11-19, 21-23, 26, 27, 29-31, 33, 34, 38, 39, 41, 44-46]. Maintenant, nous allons parler du côté géométrique, car il affecte l'effet direct sur le côté optique. Généralement, nous trouvons que l'efficacité du concentrateur solaire PTC est toujours menacée par ces facteurs [2, 7, 14, 46, 47]:

- Les pertes de réflexion;
- Les pertes d'absorption;
- Les pertes dues aux imperfections géométriques du système optique.

D'un point de vue technique, les collecteurs à concentration sont plus complexes en ce qui concerne les collecteurs stationnaires car ils doivent être orientés pour suivre le Soleil afin que le rayonnement du faisceau soit dirigé vers la surface de l'absorbeur. Différentes méthodes de suivi sont possibles et un bon choix dépend de la précision avec laquelle il doit être fait [2, 7, 14, 46, 47]:

- Dans les capteurs avec un faible taux de concentration, il est souvent suffisant de faire manuellement un ou deux ajustements de l'orientation du collecteur tous les jours;
- Dans les capteurs avec un taux de concentration élevé, un réglage continu de l'orientation du capteur est nécessaire.

En général, les pertes géométriques sont celles qui apparaissent en raison de la réduction de la surface effective. Ils peuvent être inhérents à chaque collecteur, ou en raison de la position relative du collecteur entre eux [2, 7, 14, 46, 47].

La géométrie du collecteur PTC détermine le facteur géométrique « A_f , (m^2)» qui permet de calculer la réduction effective de la surface d'ouverture en raison d'effets d'incidence anormaux, y compris les blocages, les ombres et la perte de rayonnement réfléchi par le miroir au-delà de l'extrémité du récepteur.

Lorsque le rayonnement solaire est réfléchi par le miroir réfléchissant vers le tube absorbeur, une partie de la longueur du tube absorbeur n'atteint pas le rayonnement solaire provenant du miroir réfléchissant parce que le collecteur solaire cylindro-parabolique est généralement horizontale et à axe unique de suivi du soleil. Ainsi, lors d'un fonctionnement anormal d'un PTC, certains des rayons solaires réfléchis à proximité de l'extrémité du concentrateur opposée au soleil ne peuvent pas atteindre le tube absorbeur. C'est ce qu'on appelle la perte thermique à l'extrémités du tube absorbeur (End loss or End effect), donc la surface d'ouverture « A_e , (m^2) » perdue est donnée par [14, 37]:

$$A_e = f \times W_a \times \tan\theta \times \left[1 + \frac{W_a^2}{48f^2} \right] \quad (\text{II. 17})$$

Généralement, les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques se terminent par des plaques opaques afin d'éviter toute concentration indésirable ou dangereuse hors du tube absorbeur.

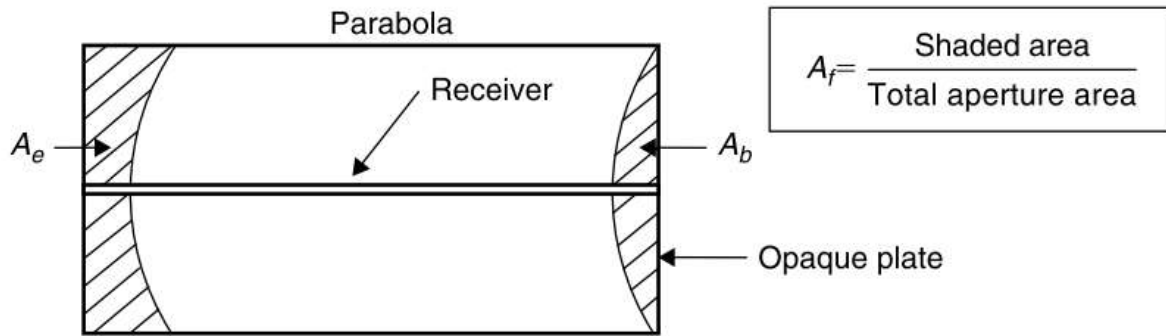


Figure II. 6 : Les surfaces perdues par l'effet d'extrémité et l'effet blocage pour un PTC [14].

Ces plaques entraînent le blocage ou l'ombrage d'une partie du tube absorbeur, ce qui réduit en effet la surface d'ouverture. Pour une plaque s'étendant de la jante à la jante, la surface perdue « A_b , (m²) » est donnée par [14, 35-37]:

$$A_b = \frac{2}{3} \times W_a \times h_p \times \tan\theta \quad (\text{II. 18})$$

Avec « h_p , (m) » est la hauteur de la parabole, elle est donnée par [14]:

$$h_p = \frac{W_a}{4 \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right)} \quad (\text{II. 19})$$

Lorsque les équations (II. 17) et (II. 18) sont combinées, nous obtiendrons l'équation (II. 20).

$$\begin{aligned}
A_e + A_b &= f \times W_a \times \tan\theta \times \left[1 + \frac{W_a^2}{48f^2} \right] + \frac{2}{3} \times W_a \times h_p \times \tan\theta \\
&= \left\{ f \times W_a \times \left[1 + \frac{W_a^2}{48f^2} \right] + \frac{2}{3} \times W_a \times h_p \right\} \times \tan\theta \\
&= A_l \times \tan\theta
\end{aligned} \tag{II. 20}$$

Par conséquent, pour trouver la perte totale « A_l , (m^2) » dans la surface d'ouverture, les deux surfaces « A_e » et « A_b » sont additionnées sans inclure le terme « $\tan(\theta)$ » [14, 37].

Enfin, le facteur géométrique « A_f » est le rapport entre la surface perdue « A_l , (m^2) » et la surface d'ouverture « A_a , (m^2) », ce facteur est donné par [14, 37] :

$$A_f = \frac{A_l}{A_a} \tag{II. 21}$$

Comme rapporté par S. A. Kalogirou, (2009) [14], l'efficacité optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique peut être calculée comme suit:

$$\eta_{opt} = \rho_m \times \gamma \times \tau \times \alpha_c \times [1 - A_f \tan(\theta) \cos(\theta)] \tag{II. 22}$$

En comparant les équations (II. 22) et (II. 15), nous concluons que le coefficient d'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ » peut être calculé comme suit:

$$K(\theta) = [1 - A_f \tan(\theta) \cos(\theta)] \tag{II. 23}$$

Selon J. Wang et al., (2016) [47], nous pouvons calculer le facteur ($\eta_{endloss}$) de la perte optique aux deux extrémités du tube absorbant en termes de la largeur de l'ouverture linéaire « L , (m) », de distance focale « f , (m) » et d'angle d'incidence « θ , ($^\circ$) ».

$$\eta_{endloss} = 1 - \frac{f}{L} \tan(\theta) \tag{II. 24}$$

Dans les champs des collecteurs PTCs, les concentrateurs sont disposés en rangées. La distance « L_{spacing} , (m) » entre les rangées de capteurs est donnée par:

$$L_{\text{spacing}} = \max[W_a \times \sin \alpha_p] = \max[W_a \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}] \text{ avec } \theta \in [0, 90] \quad (\text{II. 25})$$

On sait que « $\cos(0)=1$ et $\cos(90)=0$ », donc la distance « L_{spacing} , (m) » entre les rangées de collecteur cylindro-parabolique est donnée par:

$$L_{\text{spacing}} = \max\left[\frac{W_a}{\cos \theta_z}\right] \quad (\text{II. 26})$$

Avec « θ_z , (°) » est l'angle zénithal, donc dans un champ solaire de concentrateurs cylindro-parabolique, la valeur de la distance « L_{spacing} , (m) » entre deux rangées de PTC correspond à la plus petite valeur de « $\cos(\theta_z)$ ».

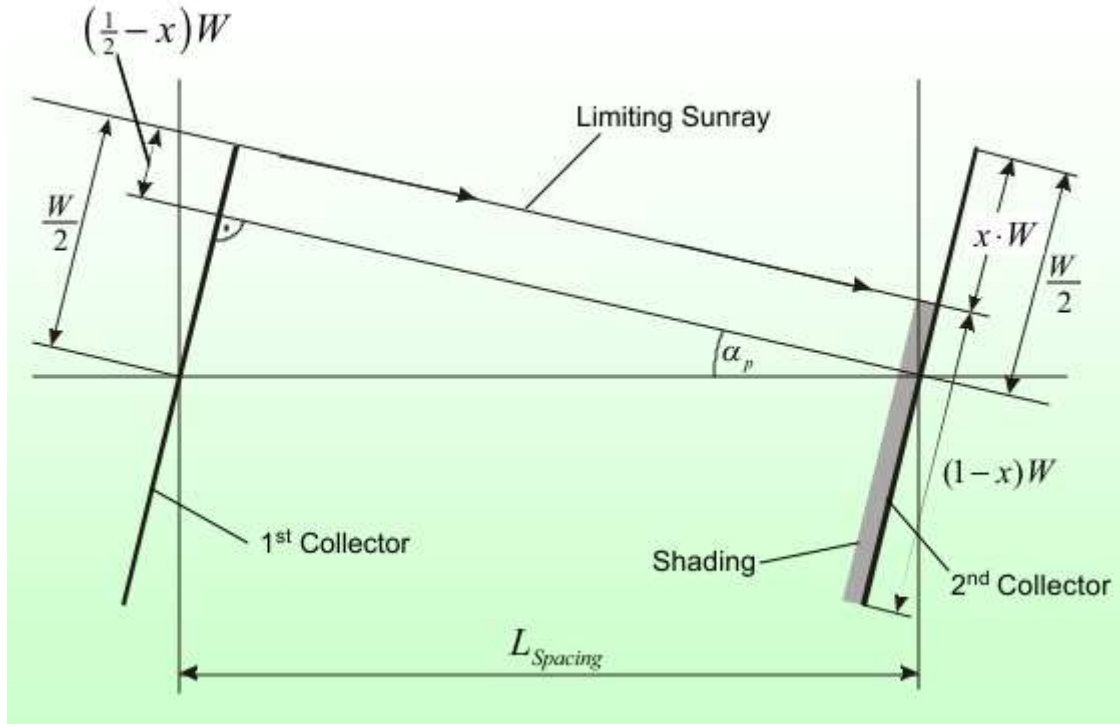


Figure II. 7 : Zone ombrée dans le champ PTC lorsque la distance entre les collecteurs n'est pas suffisante [46].

Comme on le sait, l'ombre diminue avec l'augmentation de l'angle d'hauteur du soleil « H_s , (°) », c.-à-d., elle augmente proportionnellement avec l'augmentation de l'angle d'incidence « θ ,

(°) », donc, le facteur (η_{shadow}) pour le calcul de l'ombre de rang en rang à basse altitude solaire est donné par [47]:

$$\eta_{\text{shadow}} = \left| \cos \left(\tan^{-1} \times \left(\frac{\cos \alpha_s}{\cos H_s} \right) \right) \right| \frac{L_{\text{spacing}}}{W_a} \quad (\text{II. 27})$$

Avec « α_s , (°) » est l'angle d'azimut solaire.

II.4. Conclusion

Pour les concentrateurs PTCs, l'efficacité optique (η_{opt}) est définie comme un facteur qui estime la différence entre l'énergie solaire direct « DNI, (W/m²) » de référence et la puissance absorbée par le tube absorbeur « $P_{\text{absorbée}}$, (W/m²) ». Cette différence est due à des pertes d'énergie qui prennent en compte à la fois les pertes optiques et les pertes géométriques.

Il y a trois facteurs qui ont un effet commun sur l'efficacité optique d'un concentrateur PTC, les facteurs sont :

- Les pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect) : la perte de rayonnement réfléchi par le miroir au-delà de l'extrémité du tube absorbeur ;
- Pertes causées par les blocages ;
- Pertes causées par les ombres.

Ces trois facteurs contribuent à réduire l'ouverture effective du collecteur. Grâce à ce chapitre, tous les facteurs techniques, géométriques et optiques ont été abordés, grâce auxquels l'efficacité optique peut être déterminée avec une grande précision sur la base de références scientifiques fiables et approuvée par des revues scientifiques.

III. Résultats et Interprétations

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter l'ensemble des résultats de la simulation numérique, ainsi que l'effet des paramètres géométriques et optiques sur l'évolution de divers facteurs optiques et de la performance optique d'un concentrateur cylindro-parabolique « PTC ». L'organigramme dans la Figure III. 1 montre les étapes pour déterminer ces facteurs.

Comme nous parlons d'efficacité optique, nous devons aborder la perte optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC), la raison de la présence de ces pertes est la suivante:

- La surface réfléchissante n'est pas un réflecteur parfait;
- La couverture en verre n'est pas totalement transparente;
- Le tube absorbeur n'est pas un absorbeur idéal;
- La géométrie du réflecteur parabolique n'est pas excellente.

En outre, il y a des pertes géométriques, ces pertes sont celles qui apparaissent en raison de la réduction de la surface effective. Ils peuvent être inhérents à chaque collecteur, ou en raison de la position relative du collecteur entre eux.

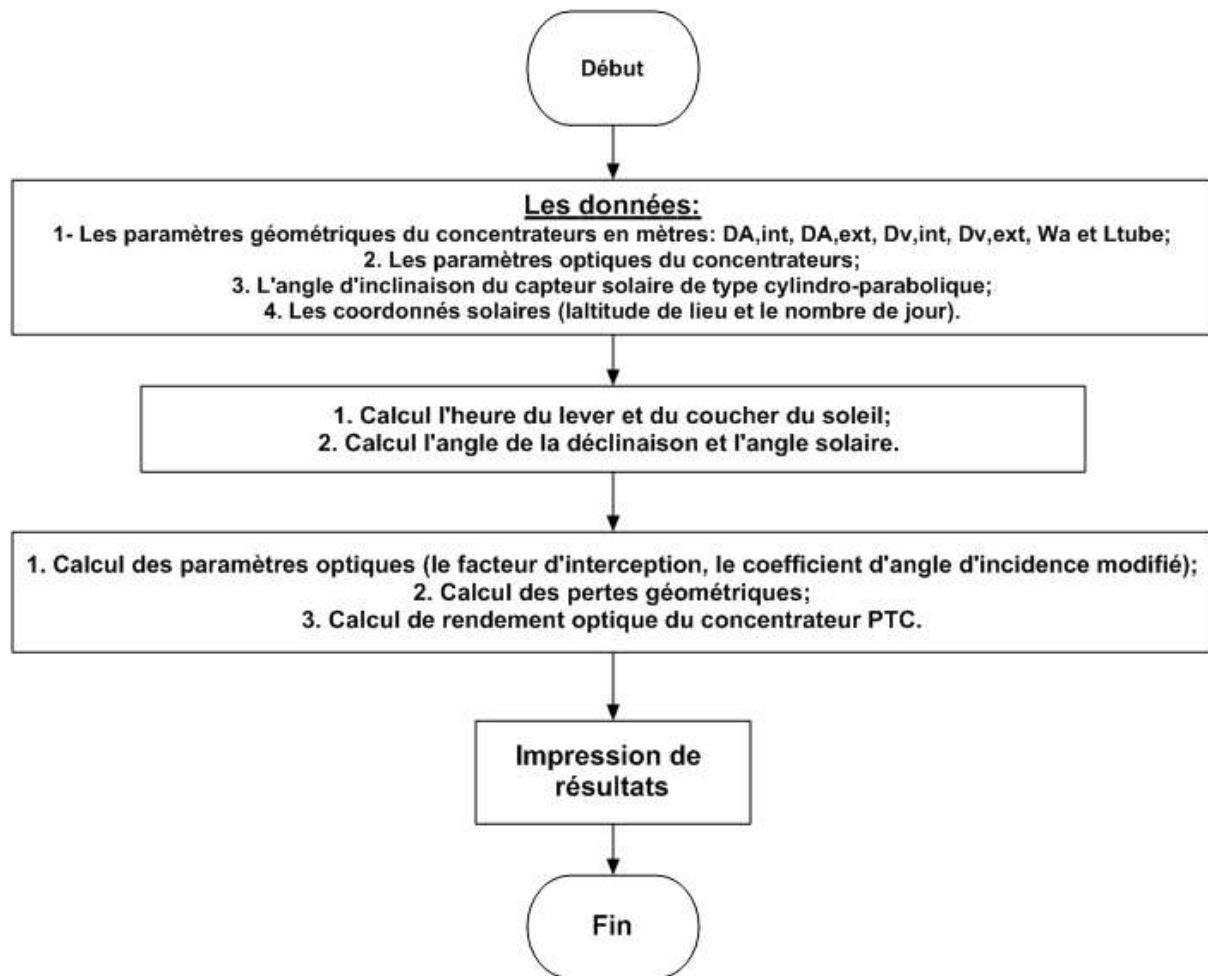


Figure III. 1 : Organigramme pour déterminer les facteurs optiques du PTC.

Le concentrateur cylindro-parabolique possède un miroir réfléchissant de forme parabolique disposé de manière cylindrique. Cette géométrie permet de focaliser l'énergie solaire incidente le long d'une génératrice linéaire dans laquelle est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur (eau). Le concentrateur cylindro-parabolique est généralement muni d'un suivi solaire pour adapter l'inclinaison du concentrateur de sorte que le rayonnement solaire direct incident soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur. Le Tableau III. 1 montre les caractéristiques optiques des composants du concentrateur solaire cylindro-parabolique.

Tableau III. 1 : Les caractéristiques optiques du concentrateur solaire PTC étudié.

paramètre	Valeur
Erreur optique moyenne globale	03 mrad

Coefficient de réflexion de miroir (ρ_m)	0,92
Transmissivité de la vitre (τ)	0.945
Coefficient d'absorption de l'absorbeur (α)	0,94
L'émissivité du tube absorbeur (ε_A)	0,12
L'émissivité de la vitre (ε_V)	0.935

Le tube absorbant est le composant principal du concentrateur cylindro-parabolique, qui a pour fonction d'absorber le rayonnement solaire incident, de le convertir en chaleur et de transmettre cette chaleur à un fluide caloporteur. Le Tableau III. 2 illustre les dimensions des diamètres du tube récepteur.

Tableau III. 2 : Les caractéristiques géométriques du concentrateur solaire PTC étudié.

Caractéristique géométrique	Valeur
Diamètre intérieur de l'absorbeur (D_o)	14,2 mm
Diamètre extérieur de l'absorbeur (D_i)	16 mm
Diamètre intérieur de la vitre ($D_{V,o}$)	17,5 mm
Diamètre extérieur de la vitre ($D_{V,i}$)	20 mm
Longueur de miroir (ℓ)	12270 mm
La largeur d'ouverture (W_a)	1200 mm
La largeur de l'ouverture linéaire (L)	1376,8 mm
L'angle de la jante (φ_r)	90 °
Le rayon de la jante (r_r)	600 mm

Pour comprendre le fonctionnement du concentrateur cylindro-parabolique, il est nécessaire de décrire les propriétés optiques des concentrateurs et la distribution du flux de rayonnement solaire à travers le foyer qu'ils produisent. Ceci exactement ce que nous ferons à travers cette étude. Pour cela, un programme informatique a été développé pour simuler la performance optique du concentrateur solaire PTC. Le programme est écrit en langage MATLAB.

III.2. Les conditions climatiques

L'Algérie est un pays qui se caractérise par un gisement solaire très important surtout dans sa partie saharienne. La Wilaya d'El-Oued est l'un des Wilayas désertiques algériens associés à la partie économique du pays, en raison de son activité commerciale et agricole. Cette zone est considérée comme l'un des endroits avec un rayonnement solaire très élevé tout au long de

l'année. A cet effet, nous avons choisi cette zone pour mener une étude optique qui permettent d'évaluer la possibilité de la réalisation d'un champ solaire de concentrateurs solaires.

Cette étude porte sur le comportement optique d'un concentrateur cylindro-parabolique (PTC) dans le site de Guemar, Wilaya d'El-Oued, Algérie, où le Tableau III. 3 montre les données météorologiques de cette ville. Cette ville est située à une altitude de 62 mètres, sa latitude est 33 ° 29'24 " Nord et sa longitude est 06 ° 47'50 "Est. Généralement, la Wilaya d'El-Oued (Oued Souf) est caractérisée par un climat désertique chaud et sec en été et un hiver froid, avec du vent dans la plupart des saisons, surtout au printemps. Cette région est un état désertique riche en ressources agricoles (eau et terres arables), et a également un grand rayonnement solaire.

Tableau III. 3 : Les données météorologiques de la ville de Guemar [6].

mois	Irradiation globale (kWh/m ²)	Irradiation diffusée (kWh/m ²)	Irradiation direct (kWh/m ²)	Moyenne mensuelle de la température de l'air ambiant (°C)	Moyenne mensuelle du point de rosée (° C)	Moyenne mensuelle de la vitesse du vent (m/s)
1	114	19	211	10,6	4	2,1
2	125	28	184	12,9	3,1	2,5
3	170	48	197	17,8	4,6	3,3
4	207	54	225	21,6	7,1	4
5	234	69	237	26,8	9,6	4,1
6	236	70	228	31,3	11,4	3,6
7	248	66	242	34,7	13,3	3,4
8	219	67	217	33,8	14,6	3,1
9	176	55	187	28,8	15	3
10	144	45	179	23,8	12,7	2,2
11	117	21	200	16,1	7,3	2
12	100	21	187	11,7	5,1	2,3

Comme on le sait, le climat est le temps global dans une zone pendant une longue période de temps. Les climatologues décrivent l'état du climat sur la base des moyennes mensuelles et annuelles de température et de chute. Il comprend les précipitations, la neige et les autres formes d'humidité qui tombent sur le sol, et les scientifiques décrivent les changements climatiques d'une année à l'autre et provoquent des périodes humides et des périodes sèches. Le temps peut changer de jour en jour et le jour peut être orageux et froid tandis que le jour suivant est lumineux et chaud.

Pour déterminer le climat dans une région particulière, les scientifiques comptent sur l'étude des conditions météorologiques quotidiennes pendant une longue période pour prendre plusieurs années. Chaque zone de la surface de la Terre, même rétrécie, a son propre climat. Des pays différents peuvent partager un climat similaire, et le climat peut également varier entre

une zone de haute montagne et une zone adjacente basse. Le climat varie également entre la ville et ses environs.

Donc, le Tableau III. 3 donne un résumé du climat de la région, et il semble clair que la région à forte énergie solaire doit être exploitée (thermiquement ou électriquement).

Nous avons sélectionné le 16 Mars 2018 pour faire cette étude optique, ce jour représente le jour typique pour le mois de Mars. Pour voir l'effet des paramètres climatiques sur la performance, on a utilisé les données météorologiques (Rayonnement solaire « direct, diffus et global », la vitesse du vent et la température de l'air ambiant) mesurés par la station d'éolien dans le laboratoire N°22 au niveau du département de génie Mécanique, Université Echahid Hamma Lakhder El-Oued, Algérie.

La Figure III. 2 présente l'évaluation du rayonnement solaire du lever au coucher du soleil pour la journée de 16 Mars 2018 dans la région de Guemar. Grâce à la Figure III. 2, nous observons que la valeur maximale du rayonnement solaire total a atteint 1102,50 (W/m^2) à 10H50, et la valeur minimale atteinte 5 (W/m^2) à 19H00.

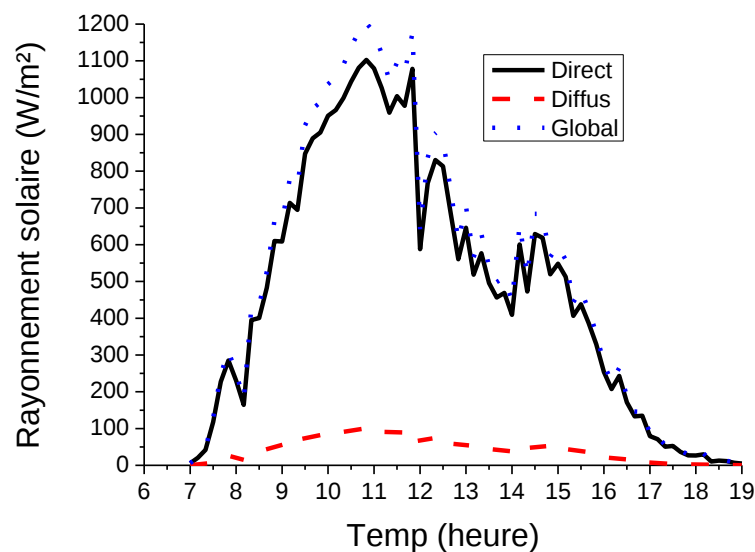


Figure III. 2 : Les rayonnements solaires mesurés pour la journée de 16/03/2018.

Le rayonnement solaire montré dans la figure précédente est très excellent, c'est-à-dire que nous pouvons créer un champ de collecteurs solaires (plan, concentrateur, photovoltaïque, ...etc) dans la zone étudiée. Pour confirmer cela, nous allons maintenant montrer à la fois les évolutions de la température et la vitesse du vent de la journée de 16 Mars 2018. Ce jour est un jour de printemps, ce qui signifie que la valeur du rayonnement solaire et de la température

augmentera davantage en été. Cela confirme le succès du projet visant à établir le champ solaire dans la Wilaya d'El-Oued.

La Figure III. 3 montre l'évolution de la température de l'air et de la vitesse du vent du jour étudié. La température maximale de l'air a atteint 303 (K) à 08H50, quant à la valeur minimale était de 295,90 (K) à 07H20.

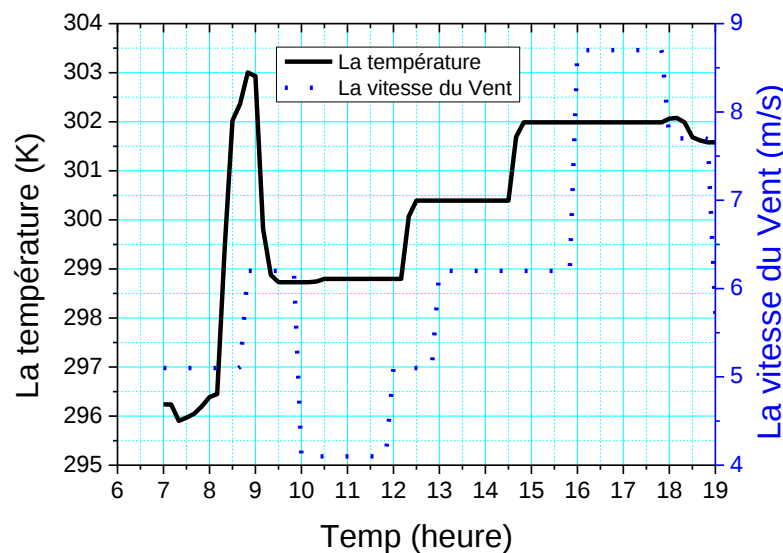


Figure III. 3 : Les valeurs mesurées de la température d'air ambiant et de la vitesse de vent pour la journée de 16/03/2018.

En ce qui concerne la vitesse du vent, son pic atteint à 1h00, où elle a atteint 8,7 (m/s) en soirée entre 16H00 et 18H00 ; par conséquent, cette vitesse du vent ne sera pas affectée par l'efficacité photovoltaïque du champ solaire car elle se rapproche de l'heure du coucher du soleil. Quant à la vitesse minimale du vent est 4,1 (m/s), cette valeur a été enregistrée entre 10H00 et midi. La moyenne quotidienne pour chacune des conditions météorologiques est la suivante:

- La moyenne quotidienne du rayonnement solaire direct est 476,042 (W/m²) ;
- La moyenne quotidienne du rayonnement solaire diffus est 43,28 (W/m²) ;
- La moyenne quotidienne du rayonnement solaire direct est 519,322 (W/m²) ;
- La moyenne quotidienne de la température de l'air ambiant est 300,2 (K) ;
- La moyenne quotidienne de la vitesse de vent est 6,127 (m/s).

Ces résultats, qui ont été présentés aux données météorologiques, sont encourageants pour créer l'ambition de la mise en place d'un champ solaire (plan, concentrateur ou photovoltaïque) dans la région d'El-Oued, Algérie.

Nous allons maintenant présenter les résultats de l'étude optique que nous pouvons avoir pour un champ solaire composé de concentrateurs solaires cylindro-parabolique dans la région de Guémar, W. El-Oued, Algérie.

III.3. Résultats de la modélisation optique

III.3.1. Evaluations d'angle d'incidence et angle de la hauteur solaire

L'angle d'incidence solaire « θ , (°) » est l'angle entre les rayons du soleil et la normale sur une surface. Pour un plan horizontal, l'angle d'incidence « θ , (°) » et l'angle zénithal « θ_z , (°) » sont les mêmes. Dans le cas des collecteurs à concentration solaire, un mécanisme de suivi est généralement utilisé pour permettre au concentrateur de suivre le soleil. Ceci est fait avec différents degrés de précision et de modes de suivi. Les modes de suivi sont :

- Suivi complet pour un mécanisme de suivi à deux axes, où il faut garder la surface d'ouverture du concentrateur perpendiculaire sur le rayonnement solaire direct en question continuellement orientée vers le disque du soleil avec un angle d'incidence « θ , (°) » égal à 0.
- Suivi Est-Ouest horizontal pour un mécanisme de suivi à un seul axe, où le tube absorbeur du concentrateur PTC est parallèle à l'axe Nord-Sud ;
- Suivi Nord-Sud horizontal pour un mécanisme de suivi à un seul axe, où le tube absorbeur du concentrateur PTC est parallèle à l'axe Est-Ouest ;
- Suivi Est-Ouest polaire pour un mécanisme de suivi à un seul axe, où le mouvement doit être suivant l'axe de la terre avec une inclinaison égale à la latitude du lieu.

Donc, pour un concentrateur solaire cylindro-parabolique, l'énergie solaire incidente sur la surface d'ouverture du concentrateur est en fonction de deux paramètres. Les deux paramètres sont :

- L'insolation normale direct ;
- La position relative du soleil par rapport à la l'ouverture du capteur.

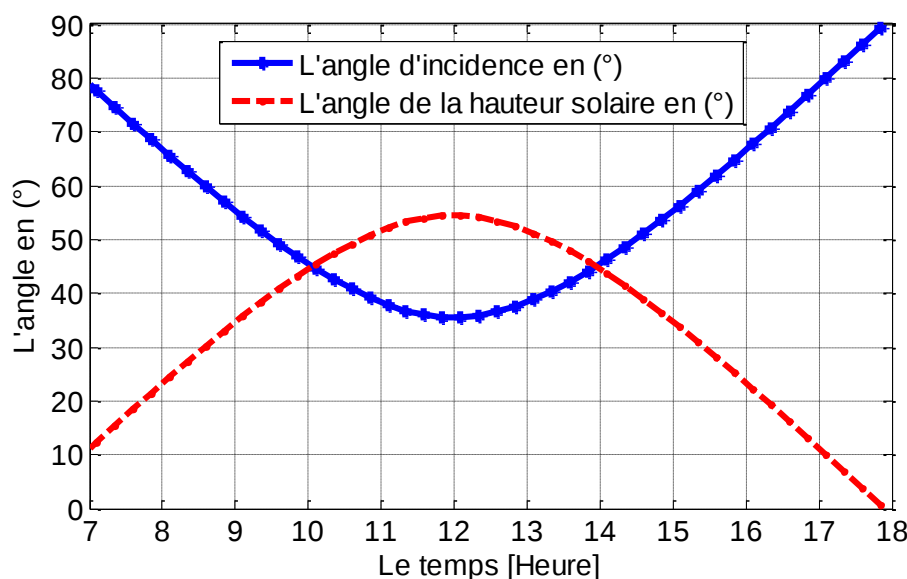


Figure III. 4 : Evolution de l'angle d'incidence et de l'angle de la hauteur solaire pour la journée de 16/03/2018.

Habituellement, tous les capteurs solaires (plan et à concentration) ne sont pas installés horizontalement, mais de manière à augmenter la quantité de rayonnement interceptée et à réduire les pertes de réflexion et de cosinus. Par conséquent, les concepteurs de systèmes ont besoin de données sur le rayonnement solaire sur ces surfaces. Toutefois, les données de rayonnement mesurées ou estimées sont principalement disponibles soit pour une incidence normale, soit pour des surfaces horizontales. Par conséquent, il est nécessaire de convertir ces données en radiations sur des surfaces inclinées.

Pour l'angle de la hauteur du soleil (angle d'altitude solaire) « H_s , (°) », est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le sol, il varie de 0° à 90° dans l'hémisphère sud (Nadir) et s'annule au lever et au coucher du soleil et est maximal au midi-solaire, donc l'angle de la hauteur du soleil est l'angle entre les rayons du soleil et un plan horizontal. Cet angle est lié à l'angle zénithal « θ_z , (°) » solaire qui est l'angle entre les rayons du soleil et la verticale.

La Figure III. 4 illustre l'évolution de l'angle d'incidence « θ , (°) » et l'angle de la hauteur du soleil « H_s , (°) » en fonction de temps pour la journée de 16/03/2018. Les deux angles sont opposés dans leur évolution du lever au coucher du soleil. L'angle d'incidence est à sa valeur maximale au lever et au coucher du soleil et presque inexistante à la mi-journée, mais l'angle de la hauteur du soleil « H_s , (°) » est à sa valeur minimale au lever et au coucher du soleil et être à la valeur maximale à la mi-journée.

III.3.2. Evaluation des pertes géométriques

Plusieurs facteurs d'incidence anormaux ont pour effet de réduire les performances optiques d'un PTC. Ces facteurs sont :

- Pertes causées par le blocage ;
- Pertes causées par les ombres ;
- Les pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect).

A. Evaluation de la distance entre deux rangées du PTC en parallèle

Pour résoudre le problème des pertes thermiques provoquée par le blocage, la distance entre deux rangées de concentrateurs solaires doit être déterminée avec une grande précision. L'énergie solaire absorbée par longueur serait l'amplitude du rayonnement du faisceau solaire entrant multiplié par le coefficient de l'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ ». Le coefficient « $K(\theta)$ » est varié en fonction du cosinus de l'angle d'incidence multiplié par la longueur du collecteur solaire PTC.

La disposition des séries des concentrateurs solaires dans le champ est sous forme des rangées parallèles. La Figure III. 5 illustre l'évolution de la distance entre deux rangées de concentrateurs solaires PTC dans un champs de centrale solaire thermodynamique à concentration.

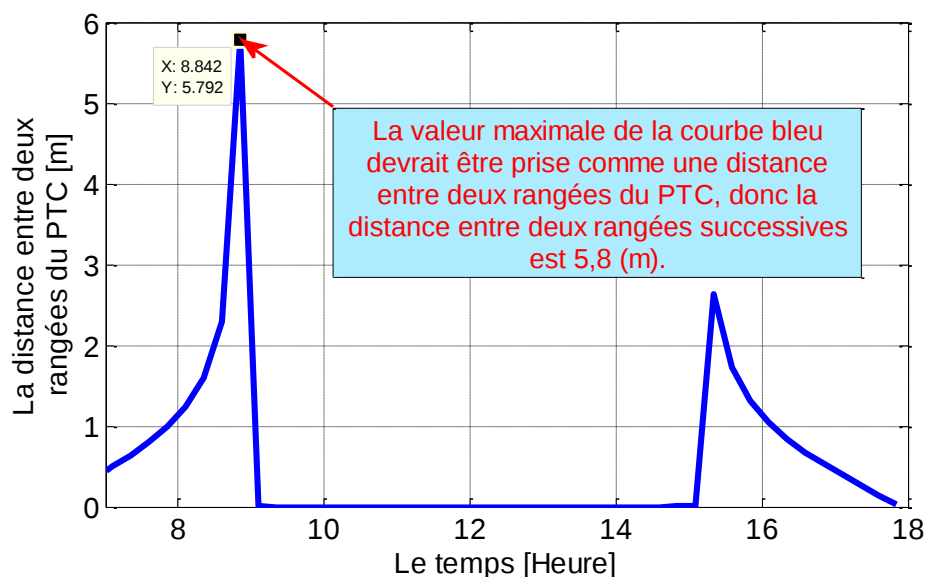


Figure III. 5 : Evolution de la distance en (m) entre deux rangées de concentrateurs solaires.

Pour notre cas et à partir de la Figure III. 5, la distance entre les rangées de collecteurs est égale à 5,792 m. Cette distance permettra de réduire considérablement la quantité de perte thermique causée par le blocage dans un champ solaire de concentrateurs cylindro-parabolique ayant les mêmes dimensions que nous avons étudiées.

B. Evaluation de la surface trompeuse du 2^{ème} PTC au dernier PTC résultant du blocage

La surface trompeuse provoquée par la première rangée de concentrateur solaire sur la rangée suivante est en termes de l'angle d'incidence « θ , (°) » et La largeur d'ouverture "Wa, (m)", comme indiqué dans l'équation 1. La Figure III. 6 montre l'évolution de la surface trompeuse pour deux concentrateurs résultant de la chute de l'ombre de le premier PTC sur le deuxième PTC.

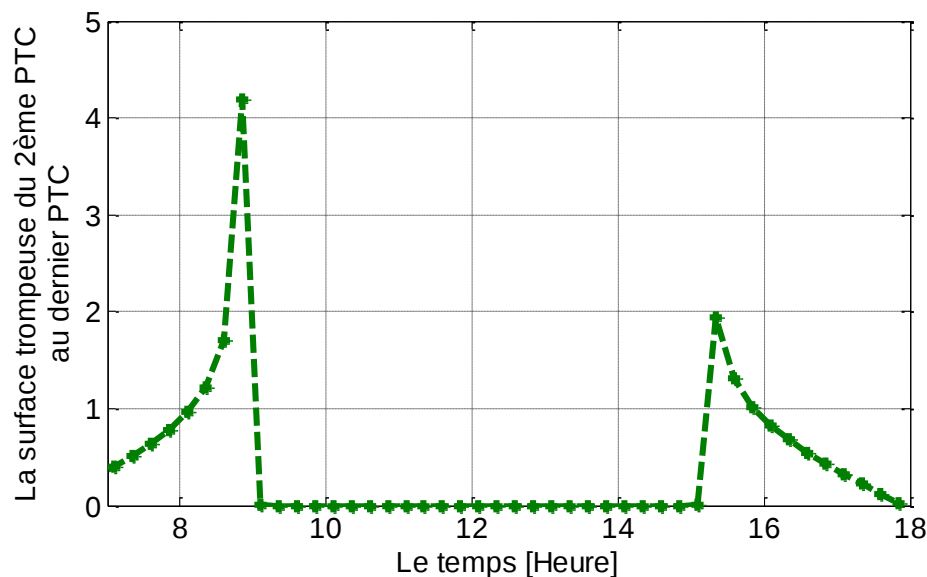


Figure III. 6 : Evolution de la surface trompeuse en (m²) pour deux concentrateurs résultant de la chute de l'ombre de le premier PTC sur le deuxième PTC.

Selon la Figure III. 6 et à 08H45, le pourcentage de la surface trompeuse de la deuxième rangée était de 28 %, ce qui équivaut à 4,2 m². À 15H15, le pourcentage de la surface trompeuse a atteint à 13,58 %, ce qui équivaut à 2 m². Entre 08H45 et 15H15, le pourcentage de la surface trompeuse est égal à 00,00 %, cette période est identique à celle du jour avec le plus grand rayonnement solaire durant la journée, et cela augmente l'efficacité thermique du dispositif étudié.

C. Pertes causées par l'ombre et les pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect)

Maintenant, nous allons parler de la perte causée par l'ombre. Pendant le calcul, nous nous sommes appuyés sur les équations (II. 17), (II. 18), (II. 20), (II. 21) et (II. 24). Les résultats des pertes causées par l'ombre obtenus lors de la simulation numérique sont illustrés à la Figure III. 7.

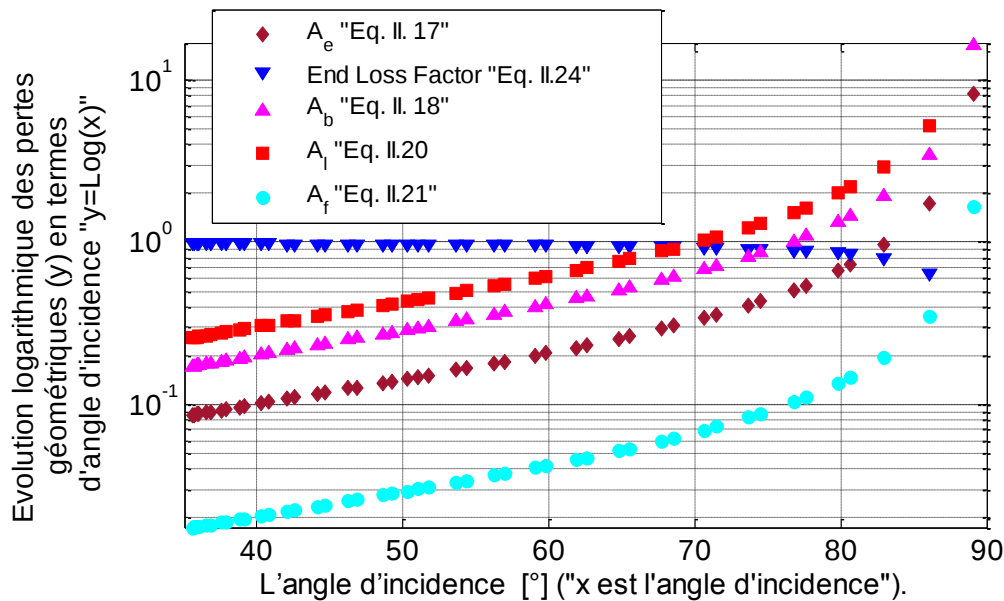


Figure III. 7 : Evolution logarithmique des pertes géométriques (y) en termes d'angle d'incidence (x), « $y=\text{Log}(x)$ ».

En ce qui concerne les pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect), il est possible de réduire cette perte en employant un tube absorbeur plus long que le miroir réfléchissant du concentrateur. Lorsque le rayonnement du soleil traverse le miroir réfléchissant recueilli vers le tube absorbeur, une partie de la longueur du tube absorbeur ne peut pas accepter l'énergie du rayonnement par le miroir réfléchissant car le capteur solaire à auge parabolique est généralement horizontal et à axe unique suivant le soleil. Les pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect) sont en fonction de la distance focale du collecteur, de la longueur du collecteur et de l'angle d'incidence.

Comme indiqué, toutes les pertes sont directement liées à l'angle d'incidence ou aux dimensions du dispositif. En plus, seule l'insolation directement perpendiculaire à la surface du collecteur PTC peut être focalisée et ainsi être disponible pour chauffer les tubes absorbeurs. L'angle d'incidence « θ , (°) » représente l'angle entre le rayonnement du faisceau sur une surface et le

plan perpendiculaire à cette surface. L'angle d'incidence variera au cours de la journée (ainsi que tout au long de l'année) et influencera fortement la performance des concentrateurs PTCs. Une fois que l'angle de déclinaison, l'angle des heures et l'angle zénithal sont connus, l'angle d'incidence sur les collecteurs et l'angle de suivi du soleil peuvent être calculés.

À travers la Figure III. 7, nous notons que:

- La variation du facteur de pertes à l'extrémité du tube absorbeur (End effect factor) est principalement affecté par l'angle d'incidence tangent du soleil. Comme on peut voir sur la figure que ce facteur est le plus bas à midi pour la journée de 16/03/2018, qui vont de 0,6468 à 0,9825.
- Dans cette étude, Nous imposons un champ solaire constitué d'un groupe de concentrateurs solaires du type cylindro-parabolique. Les deux PTC adjacentes sont disposées en rangées parallèles, avec environ 5,792 m d'espacement dans chaque rangée (selon Figure III. 5). Les concentrateurs PTCs suivent le soleil vers l'est au lever du soleil et vers l'ouest au coucher du soleil. En raison de la faible altitude solaire du soleil le matin, la rangée de capteurs la plus à l'est recevra le plein soleil, mais cette rangée ombrera toutes les rangées suivantes à l'ouest. Au fur et à mesure que le soleil se lève et que les collecteurs suivent le soleil, cet effet d'ombrage des rangées diminue jusqu'à ce qu'un angle zénithal critique soit atteint et qu'aucun ombrage des rangs ne se produise. Les rangées de collecteurs restent sans ombre jusqu'au milieu de la journée, de la fin de la matinée au début de l'après-midi. Comme on le voit sur la Figure III. 6, les pertes sont introduites par l'ombrage des concentrateur pendant environ la première et la dernière 120 minutes de fonctionnement chaque jour. Généralement, la durée de l'ombrage des rangs ne varie pas de façon significative tout au long de l'année.

À partir de l'analyse ci-dessus, nous concluons que l'efficacité optique des collecteurs solaires concentrateurs paraboliques à auge principalement par l'impact de l'angle d'incidence du soleil, de l'effet d'ombrage et de l'effet de pertes à l'extrémité du tube absorbeur. L'angle d'incidence du soleil est principalement influencé par les différents emplacements géographiques du concentrateur cylindro-parabolique. Donc, la conclusion a des implications importantes pour la sélection des sites de la centrale solaire thermique à concentration. L'endroit étudié est très approprié pour la mise en place d'une centrale solaire thermodynamique à concentration.

III.3.3. Evaluation des pertes optiques

A. Le facteur d'interception

La performance d'un PTC dépend de nombreux paramètres. L'un d'eux est le rendement optique qui est défini comme le rapport de l'énergie absorbée par le récepteur à l'énergie incidente sur l'ouverture du concentrateur. En plus, l'efficacité optique dépend des propriétés optiques des différents matériaux impliqués, de la géométrie du collecteur et des différentes erreurs rencontrées dans la construction et/ou dans le fonctionnement du collecteur. Ces erreurs affectent le facteur d'interception qui est défini comme le rapport entre l'énergie interceptée par le récepteur et l'énergie réfléchiée par le dispositif de focalisation

Donc, le facteur d'interception « γ » est le rapport entre l'énergie interceptée par le tube absorbeur et l'énergie réfléchiée par le miroir réfléchissant. Figure III. 8 illustre l'évolution du facteur d'interception pour la journée de 16/03/2018. La valeur maximale de ce facteur pour notre cas est égale à 0,9710, quant à la valeur minimale de ce facteur est égale à 0,7183.

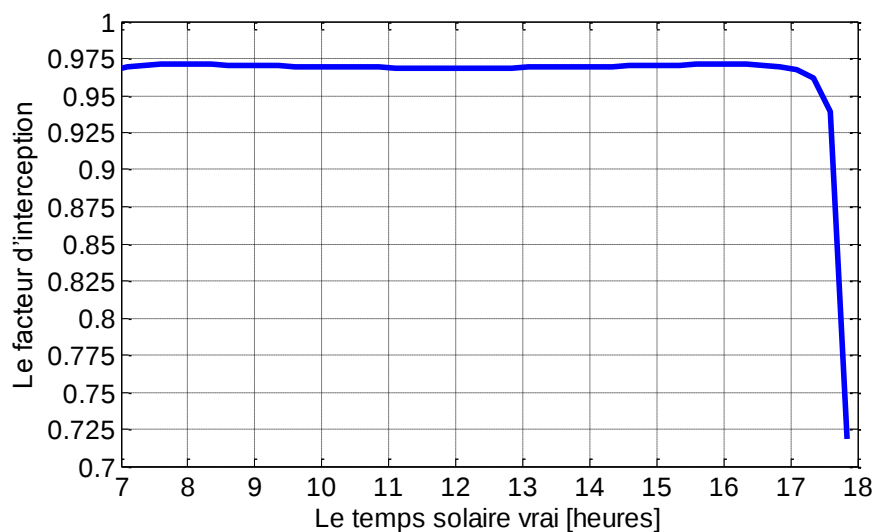


Figure III. 8 : Evolution du facteur d'interception pendant la journée de 16/03/2018.

Les résultats numériques de ce facteur sont très acceptables, ce qui témoigne de l'efficacité de ce type de concentrateurs solaires linéaires. Sachant que, le paramètre le plus complexe impliqué dans la détermination de l'efficacité optique d'un concentrateur cylindro-parabolique est le facteur d'interception. Sa valeur dépend de la taille du tube absorbeur, des erreurs d'angle de surface du miroir parabolique et de la propagation du faisceau solaire (rayonnement solaire direct).

Généralement, l'augmentation du facteur d'interception augmente la fraction d'énergie d'entrée dans le tube absorbeur. L'augmentation du facteur d'interception conduit à réduire les erreurs liées aux miroirs réfléchissants du concentrateur, puis à accroître les performances du système de concentration. En plus, si l'augmentation du facteur d'interception est réalisée en augmentant la taille de l'ouverture, il y aura des impacts contradictoires; donc une étude doit être faite pour déterminer si l'augmentation de l'énergie interceptée par le tube absorbeur est supérieure à l'énergie perdue à cause des pertes thermiques.

B. Le coefficient d'angle d'incidence modifié

Pour les concentrateurs cylindro-paraboliques, la variation horaire de l'angle d'incidence est considérablement complexe. Pour cette raison, nous avons recours à calculer le coefficient de l'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ ». La signification physique de ce facteur est décrite comment l'efficacité optique du concentrateur PTC varie pendant que l'angle d'incident varie.

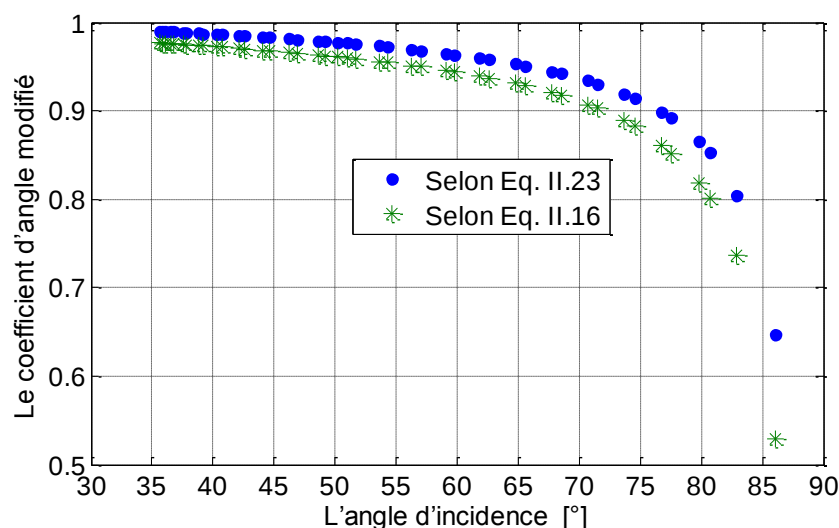


Figure III. 9 : Evolution du coefficient d'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ en termes de temps pendant la journée de 16/03/2018.

À travers la Figure III. 9, nous notons que la valeur de « $K(\theta)$ » est inférieure à 1 et décroît avec l'augmentation de l'angle d'incidence « θ , (°) », où les valeurs de ce facteur sont directement liées à la variation de cosinus l'angle d'incidence « θ , (°) ». On a constaté que le coefficient de l'angle d'incidence modifié diminue sensiblement avec l'augmentation de l'angle d'incidence « θ , (°) », de sorte qu'un tel système de poursuite continue du soleil est nécessaire pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques. Selon la Figure III. 9, nous observons que la valeur maximale

de « $K(\theta)$ » est égale à 0,9767 pour un angle d'incidence égal à 35,6003 °, quant à sa valeur minimale est égale à 0 pour un angle d'incidence égale à 89,1585 °.

En plus de cela, l'effet de la réflexion et de l'absorption en fonction de l'angle d'incidence est exprimé en termes du coefficient de l'angle d'incidence modifier « $K(\theta)$ », défini comme le rapport du rayonnement solaire direct « DNI, « W/m^2 » absorbé par le tube absorbeur à l'angle d'incidence « θ , (°) », divisé par le rayonnement solaire direct « DNI, « W/m^2 » par le tube absorbeur à l'incidence normale.

C. Estimation du rendement optique

Nous allons maintenant parler de la performance optique de notre concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC), la Figure III. 10 montre l'évolution de l'efficacité optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique en fonction de temps pour la journée de 16/03/2018.

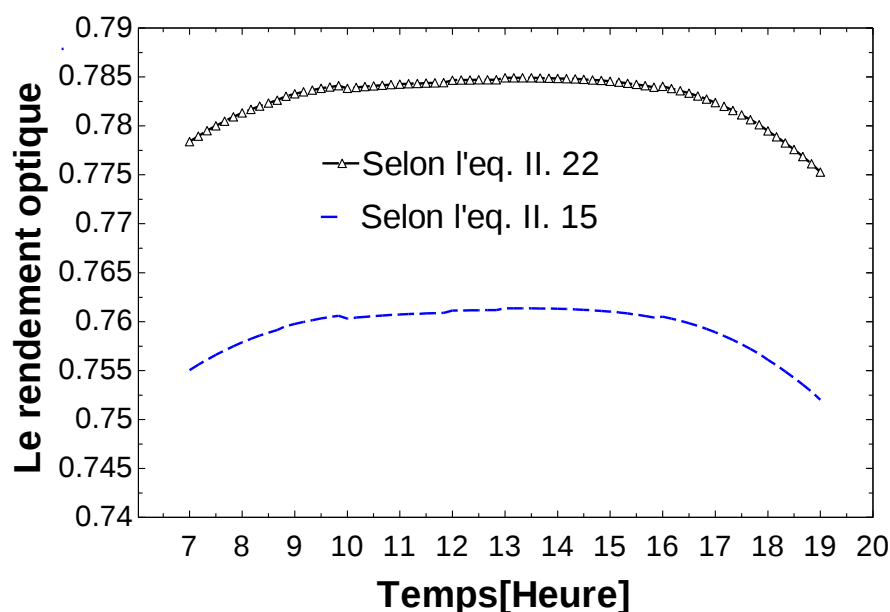


Figure III. 10 : Evolution du rendement optique du concentrateur PTC en termes de temps pendant la journée de 16/03/2018.

Généralement, les concentrateurs solaires (Ponctuels ou Linéaires) ont des propriétés optiques qui varient sensiblement avec la géométrie du dispositif. Les concepts généraux suivants peuvent être appliqués à tous les concentrateurs, bien que la façon dont ils sont appliqués varie avec la configuration. Donc, le changement de la configuration géométrique et le

caractéristiques optiques des éléments du concentrateur solaire change, elles affectent directement le rendement optique du collecteur solaire.

Comme indiqué dans les équations (II. 15) & (II. 22), de nombreux facteurs contrôlent l'efficacité optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique, ces facteurs peuvent être liés aux propriétés optiques du PTC (Design et configuration) et peuvent également être directement affectés par l'environnement de la manipulation (poussière, erreurs, etc.). Les facteurs optiques qui influent sur l'efficacité du concentrateur solaire PTC sont:

- Le facteur d'interception " γ " qu'exprime le pourcentage de rayonnement solaire direct réfléchi par les miroirs qui atteint le tube absorbeur. La valeur de ce paramètre est généralement d'environ 95% ;
- La réflectance du miroir « ρ_m » qui indique quelle fréquence du rayonnement incident est réfléchi par les miroirs, lorsque ceux-ci sont parfaitement propres. Les valeurs communes pour ce paramètre sont d'environ 90%, mais cette valeur diminue avec le temps ;
- La transmittance « τ » qui quantifie la quantité de rayonnement qui traverse la couverture de verre hors du rayonnement qui l'atteint. Les valeurs communes pour ce paramètre sont d'environ 90-95% ;
- L'absorptance « α_c » quantifie la quantité de rayonnement absorbée par le rayonnement total qui arrive au tube absorbeur.

Ces quatre paramètres optiques ont un impact direct sur l'efficacité de l'appareil. En plus, une partie seulement de l'énergie solaire totale peut être absorbée par le récepteur, cette puissance absorbée est donnée par l'efficacité optique « η_{opt} ». A travers la Figure III. 10, nous notons que la grande valeur de l'efficacité optique « η_{opt} » était de 78,49 % à 13H00 selon l'équation (II. 22) et était de 76,14 % à 13H00 selon l'équation (II. 15). Cette valeur du rendement optique est un résultat significatif du concentrateur solaire étudié.

III.3.4. Distribution du taux de concentration locale (LCR) et de l'intensité de flux thermique sur une section de tube absorbeur circulaire

Malgré les nombreuses recherches scientifiques dans le domaine des concentrateurs solaires à ce jour, mais il n'y a pas de données expérimentales montrant comment calculer la répartition réelle de l'intensité de flux de rayonnement solaire concentré sur la surface du tube absorbeur

du concentrateur PTC. Actuellement, seules des solutions numériques et des analyses analytiques permettent de déterminer le taux de la concentration locale (LCR) et la distribution du flux thermique sur la surface circulaire du tube absorbeur.

Nous allons maintenant montrer les résultats de la concentration locale de l'intensité de flux thermique sur la surface du tube absorbeur en termes de l'intensité horaire du rayonnement solaire direct. Ce type d'analyse couramment effectué par le lancement de rayons solaires afin de suivre les chemins d'un grand nombre de rayons de rayonnement incident à travers le système optique pour déterminer la distribution et l'intensité des rayons sur la surface du tube absorbeur.

La Figure III. 11 montre une section transversale d'un tube absorbeur circulaire montrant la distribution du taux de concentration locale (LCR), avec « $DNI=1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ » et un angle d'incidence « $\theta = 0,00 \text{ (}^\circ\text{)}$ ». La valeur maximale de LCR est égale à 25 dans la partie inférieure du tube absorbeur dans le champ d'angle « $\beta, \text{ (}^\circ\text{)}$ » de 240° à 270° . La partie supérieure du tube absorbeur circulaire est exposée à l'intensité de la lumière directe du soleil sans concentration, où une valeur de LCR égale à 3,125 a été enregistrée dans le champ d'angle « $\beta, \text{ (}^\circ\text{)}$ » de 0° à 180° .

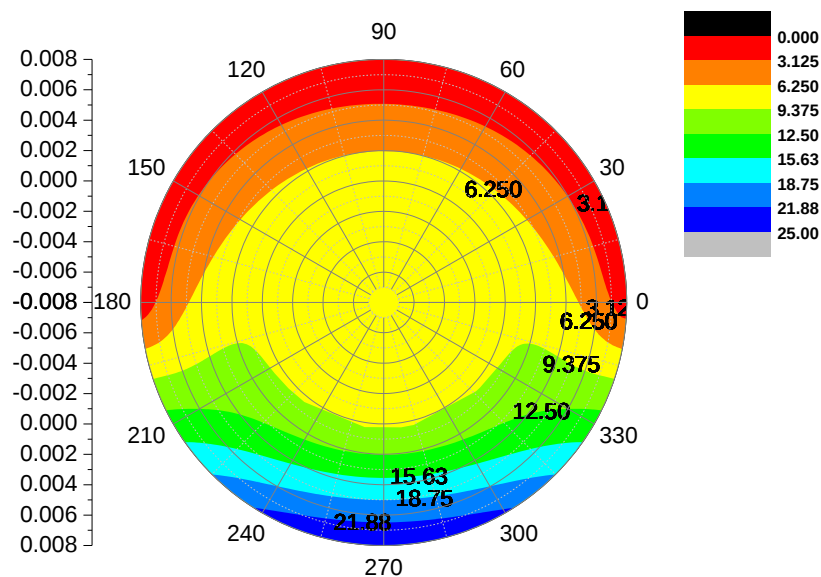


Figure III. 11 : Une section transversale d'un tube absorbeur étudié montrant la distribution du taux de concentration locale (LCR), avec « $DNI=1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ » et un angle d'incidence « $\theta = 0,00 \text{ (}^\circ\text{)}$ ».

Comme tout le monde le sait, la puissance absorbée par le tube absorbeur durant l'été est plus grande que celle de l'hiver. Cette puissance sert à chauffer l'eau qui se trouve à l'intérieur du

tube absorbeur et fait augmenter sa température. Par conséquent, le point de distribution de l'intensité du flux thermique sur la surface circulaire du tube absorbeur doit être adressé. La Figure III. 12 illustre le contour de la distribution de l'intensité de flux thermique sur la surface circulaire du tube absorbeur.

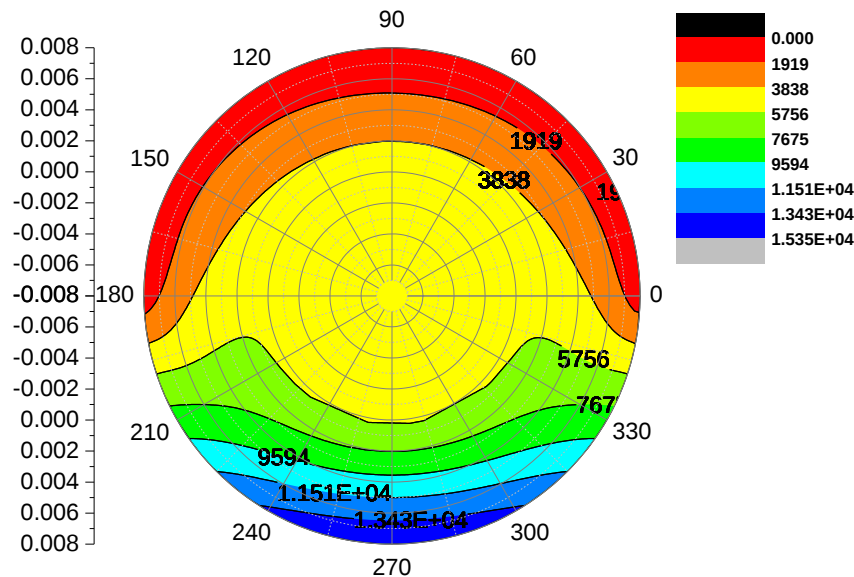


Figure III. 12 : Une section transversale d'un tube absorbeur étudié montrant la distribution du flux thermique (W/m²), avec « DNI=1000 (W/m²) » et un angle d'incidence « $\theta = 0,00$ (°) ».

Comme il est évident que la distribution est non uniforme dans la direction circonférentielle du tube. Le flux est concentré sur la partie inférieure de la surface circulaire du tube absorbeur dans le champ d'angle « β , (°) » de 180° à 360°, quant à la partie supérieure du tube absorbeur où le champ d'angle « β , (°) » de 0° à 180°, l'intensité du flux thermique est très faible du fait que sur cette partie le rayonnement qui touche la face est l'intensité de la lumière directe du soleil sans concentration, puisque cette partie du tube reste très éloignée du rayonnement concentré par le miroir. Comme le montre la Figure III. 12, la valeur maximale de l'intensité du flux thermique a atteint « 15350 W/m² » le dans le champ d'angle « β , (°) » de 180° à 360°. Pour le champ d'angle « β , (°) » de 0° à 180°, la valeur de l'intensité du flux thermique a atteint « 1919 W/m² ». Ces valeurs obtenues pour la distribution sont logiques et significatives.

III.4. Validation expérimentale de résultats

Pour valider les résultats obtenus dans cette étude, nous avons sélectionné deux études scientifiques pour la comparaison et l'évaluation. Le premier travail de V. E. Dudley et al.,

(1994) [51]. L'étude réalisée par ce groupe a combiné l'investigation optique et la caractérisation thermique d'un concentrateur solaire linéaire de type cylindro-parabolique au niveau de la centrale « Solar Energy Generating Systems SEGS LS-2 ».

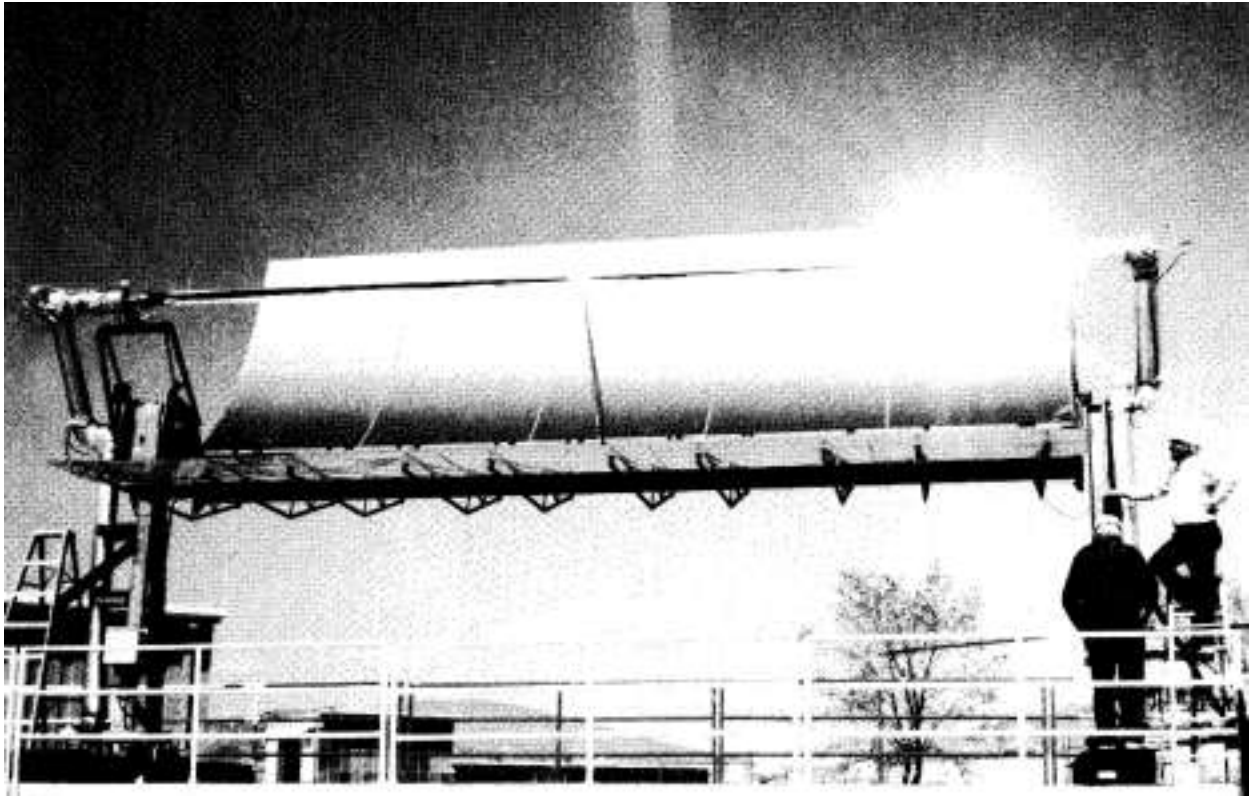


Figure III. 13 : *Le prototype de SEGS LS-2 Solar Collector* [51].

Un des points importants à prendre en compte lors de l'étude optique de ce type de concentrateurs solaires est le coefficient de l'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ ».

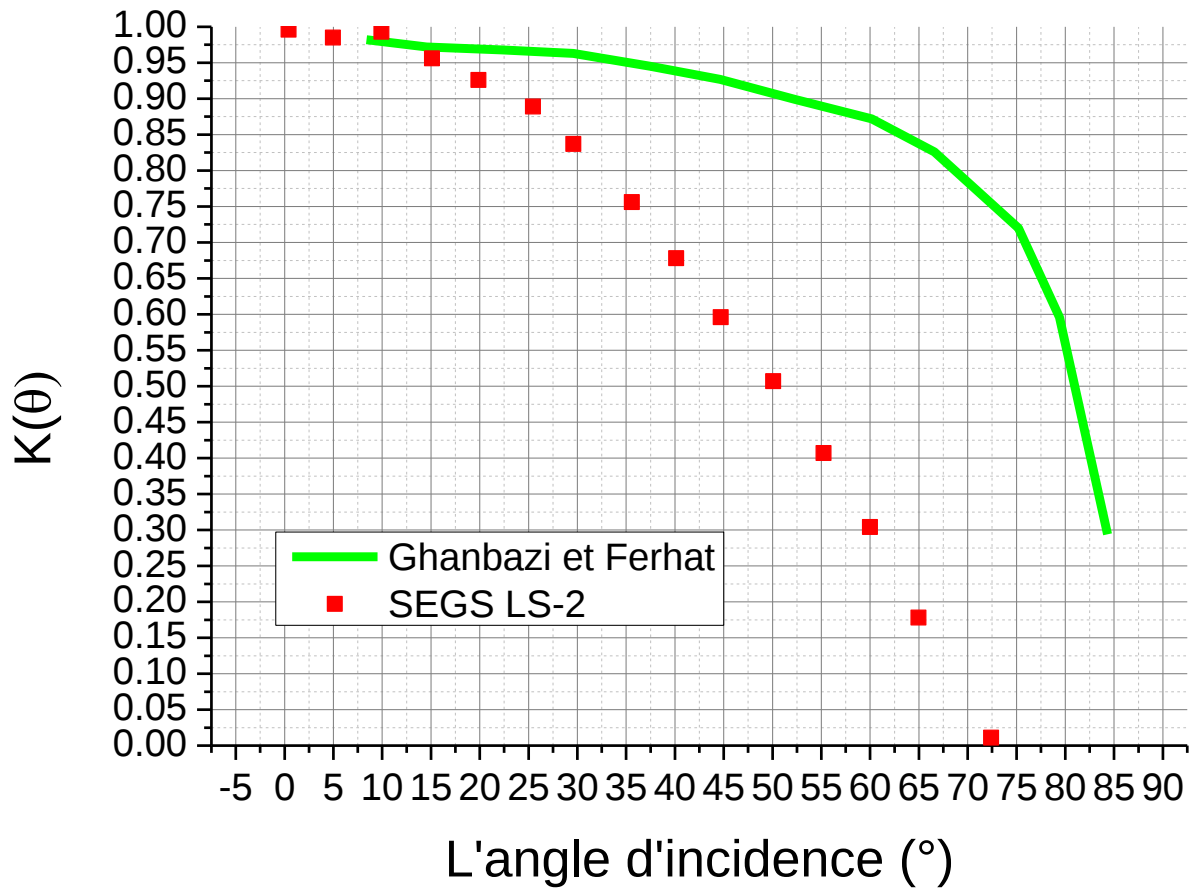


Figure III. 14 : La validation expérimentale de $K(\theta)$.

A travers la Figure III. 14, Nous notons qu'il y a une similitude dans le changement de coefficient entre le numérique et expérimental, avec la préférence pour le numérique, mais le travail expérimental reste le plus correct, compte tenu de l'existence d'erreurs au cours du travail expérimental.

Le deuxième travail est l'étude expérimentale de D. Azzouzi et al., (2018) [52]. Dans ce travail, les étapes de conception du concentrateur cylindro-parabolique solaire à grand angle de jante sont présentées après sa caractérisation géométrique. Cette étape est suivie d'un processus expérimental afin de déterminer la distance focale réelle et la taille de la zone focale.



Figure III. 15 : Vue du concentrateur PTC a été conçu par D. Azzouzi et al., (2018) [52].

La Figure III. 16 montre une image de la tache solaire ciblée dans la zone focale. Dans notre étude, nous avons pris le diamètre extérieur du tube absorbant à 16 mm, mais avec une enveloppe de verre entourant le tube absorbeur.

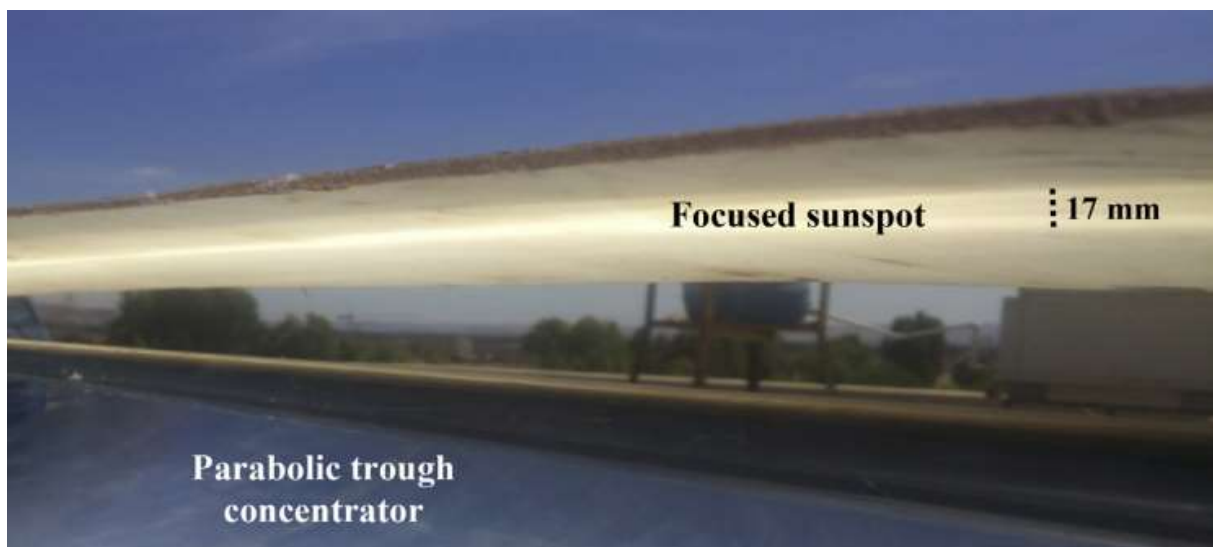


Figure III. 16 : Image de la tache solaire ciblée dans la zone focale [52].

D. Azzouzi et al., (2018) [52], ont trouvé que la largeur de l'image de la tache solaire ciblée dans la zone focale est égale à 17 mm, mais sans l'enveloppe de verre. Ces résultats confirment l'exactitude des résultats obtenus grâce à cette étude optique du concentrateur PTC. Encore mieux, le tube absorbeur de 16 mm cède mieux que 17 mm, car le taux de concentration solaire augmente. Plus le diamètre du tube absorbeur est faible, plus la concentration thermique est élevée.

III.5. Conclusion

Au travers de ce chapitre, nous avons abordé la présentation des résultats de l'étude optique d'un concentrateur solaire linéaire de type cylindro-parabolique (PTC). Les résultats ont montré que les propriétés optiques des matériaux de la construction du PTC, la forme géométrique du collecteur PTC et les données climatiques du lieu où l'étude a été menée ont un effet direct et sensible sur l'efficacité optique du concentrateur solaire cylindro-parabolique.

Conclusion générale

Dans cette étude, la caractérisation optique et le calcul des paramètres géométriques de concentrateur solaire cylindro-parabolique ont été utilisés pour analyser et étudier la performance du collecteur solaire PTC à Guemar, El-Oued, en Algérie. Le 16 mars 2018 a été choisi comme une journée pour calculer de l'effet cosinus de l'angle d'incidence « θ , (°) », des pertes thermiques à l'extrémités du tube absorbeur, de l'effet d'ombrage, de l'effet de blocage, du coefficient de l'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ », du facteur d'interception « γ », du rapport de la concentration locale (LCR), de la distribution du flux thermique au niveau de la surface circulaire du tube absorbeur et de l'efficacité optique.

Les concentrateurs solaires de type cylindro-parabolique sont les techniques solaires de haute qualité et de haute efficacité. Pour obtenir un niveau élevé du rapport de concentration locale (LCR), il est nécessaire de faire une étude précise pour déterminer les dimensions du tube absorbeur et de la surface du miroir réfléchissant. Lorsque le soleil change sa position, l'angle d'incidence « θ , (°) » des rayons diffère, ce qui affecte les réflexions des rayons. Cela a été simulé en changeant la direction du rayonnement solaire direct « DNI, (W/m²) » dans les paramètres généraux. Ce facteur est un paramètre très utile pour la simulation quotidienne du concentrateur cylindro-parabolique.

Pour les collecteurs cylindro-paraboliques, les performances sont raisonnablement bien définies tant que le faisceau direct d'irradiation solaire est normal à l'ouverture du collecteur. Pour les angles d'incidence anormaux, le terme d'efficacité optique « η_{opt} » est souvent difficile à décrire analytiquement, car il dépend de la géométrie du miroir réfléchissant du concentrateur PTC, des caractéristiques optiques du miroir réfléchissant du concentrateur PTC, de la géométrie du tube absorbeur et des caractéristiques optiques du tube absorbeur. Lorsque l'angle d'incidence du rayonnement solaire direct « DNI, (W/m²) » augmente, le calcul de « η_{opt} » devient plus complexe parce que le calcul des propriétés optiques du concentrateur PTC devient plus compliqué à attacher leur changement à plusieurs facteurs de calcul difficiles. Heureusement, l'effet combiné de ces paramètres à différents angles d'incidence « η_{opt} » peut être pris en compte avec le coefficient d'angle d'incidence modifier. Il s'agit simplement d'un facteur de corrélation à appliquer à la courbe de rendement et qui dépend uniquement de l'angle d'incidence entre le faisceau du rayonnement solaire direct et le plan perpendiculaire au plan d'ouverture du

collecteur PTC. Il décrit comment l'efficacité optique du collecteur change lorsque l'angle d'incidence change.

Pour cette étude, la valeur maximale du rendement optique est égale à 78,49%, la valeur maximale du rapport de concentration locale (LCR) est égale à 25 et la valeur maximale de l'intensité de flux thermique au niveau de la surface circulaire du tube absorbeur est égale à 15350 W/m².

Les résultats obtenus par cette étude sont très acceptables et sont en accord avec les résultats trouvés dans des études scientifiques dans le même domaine.

Prospectives

Nos ambitions scientifiques dans le futur sont de réaliser un modèle de ce type de concentrateurs. Ensuite, nous menons de nombreuses expériences scientifiques sur le terrain afin de confirmer les résultats numériques que nous avons obtenus.

Références

- [1] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. Wiley, 2013.
- [2] M. Ghodbane, "Étude et optimisation des performances d'une machine de climatisation à éjecteur reliée à un concentrateur solaire " Doctorat en système énergétiques et thermiques, Département de Mécanique Université Saad Dahleb de Blida 1 2017.
- [3] M. Ghodbane and B. Boumeddane, "Numerical modeling of a parabolic trough solar collector at Bouzaréah, Algeria," *International Journal of Chemical and Petroleum Sciences*, vol. 4, no. 2, pp. 11-25, 2015.
- [4] M. Ghodbane and B. Boumeddane, "Numerical simulation of a solar-driven ejector refrigeration cycle coupled to a parabolic trough concentrator," *International Journal of Chemical and Petroleum Sciences*, vol. 5, no. 1, pp. 1-12, 2016.
- [5] M. Ghodbane and B. Boumeddane, "Optical modeling and thermal behavior of a parabolic through solar collector in the algerian sahara " *AMSE JOURNALS-AMSE IIETA publication-2017-Series: Modelling B*, vol. 86, no. 2, pp. 406-426, 2017.
- [6] M. Ghodbane and B. Boumeddane, "A parabolic trough solar collector as a solar system for heating water: a study based on numerical simulation " *International Journal of Energetica (IJECA)* vol. 2, no. 2, pp. 29-37 2017.
- [7] M. Ghodbane and B. Boumeddane, "Engineering design and optical investigation of a concentrating collector: Case study of a parabolic trough concentrator " *J. Fundam. Appl. Sci.*, vol. 10, no. 2, pp. 148-171, 2018.
- [8] M. Ghodbane, B. Boumeddane, and S. Largot, "Etude optique et thermique d'un concentrateur cylindro-parabolique en site d'Alger, Algerie," in *IXth International Congress on Renewable Energy and the Environment*, Djerba, Tunisie, 18-20 March 2015.
- [9] M. Ghodbane, B. Boumeddane, and S. Largot, "Simulation Numérique d'un Concentrateur Cylindro-Parabolique en El Oued, Algérie," *International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET)*, vol. 3, no. 2, pp. 68-74, 2015.
- [10] M. Ghodbane, B. Boumeddane, and S. Largot, "Développement d'un programme informatique pour la simulation du rayonnement solaire reçu par une surface inclinée," in *Journée d'étude sur les énergies renouvelables et leurs applications*, Université d'El Oued, Avril 2015.
- [11] M. Ghodbane, B. Boumeddane, S. Largot, and H. Berkane, "Modélisation d'un cycle de réfrigération solaire à éjecteur couplée à un concentrateur cylindro-parabolique," in *International Conférence en Clean Cooling Technologies in the ME NA Regions (ICT3_MENA'2015)* Bou Smail, W. Tipaza, 5-6 October 2015.
- [12] M. Ghodbane, B. Boumeddane, and N. Said, "Design and experimental study of a solar system for heating water utilizing a linear fresnel reflector," *Journal of Fundamental and Applied Sciences*, vol. 8, no. 3, pp. 804-825, <http://dx.doi.org/10.4314/jfas.v8i3.8>, 2016.

- [13] M. Ghodbane, B. Boumeddane, and N. Said, "A linear Fresnel reflector as a solar system for heating water: theoretical and experimental study," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 8, no. C, pp. 176-186, <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2016.06.006>, 2016.
- [14] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering : Processes and Systems*, 1st ed. Academic Press, 2009.
- [15] A. I. Al-Rubaian and A.-f. Hamad, "Performance of single Axis tracking solar parabolic trough in Riyadh Saudi Arabia," in *World renewable energy congress VIII*, 2004.
- [16] P. Bendt, M. Gaul, and A. Rabl, "Determining The Optical Quality of Focusing Collectors without Laser Ray Tracing," *J. Sol. Energy Eng*, vol. 102, no. 2, pp. 128-133, <http://dx.doi.org/10.1115/1.3266130>, 1980.
- [17] Bonnet, M. Alphilippe, and P. Stouffs, "Conversion thermodynamique de l'énergie solaire dans des installations de faible ou de moyenne puissance: Réflexion sur choix du meilleurs degré de concentration," in *Revue d'énergie renouvelable: 11 ème journée internationales de thermique*, 2003, pp. 73-80.
- [18] B. Boumeddane and N. Said, "Influence des paramètres de fonctionnement sur les performances d'une installation de climatisation solaire à éjecteur," in *21ème Congrès Français de Mécanique*, Bordeaux, 26 au 30 août 2013.
- [19] P. Breeze *et al.*, "Concentrating collector performance," in *Renewable Energy Focus Handbook* 1st ed.: Elsevier, 2009, pp. 357-360.
- [20] F. J. Cabrera, A. Fernández-García, R. M. P. Silva, and M. Pérez-García, "Use of parabolic trough solar collectors for solar refrigeration and air-conditioning applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 103-118. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.081>, 2013.
- [21] D. Canavarro, J. Chaves, and M. Collares-Pereira, "New optical designs for large parabolic troughs," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1279-1287, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.137>, 2014.
- [22] H. Chabahi, B. Boumeddane, and N. Said, "Dimensionnement et expérimentation d'un concentrateur linéaire a miroirs de Fresnel," *Ingénieur d'état, Mechanical Departement, Saad Dahlab University, Blida 1, Algeria*, 2011.
- [23] Y. D.G, K. F, and K. J.F, "Off-Normal Incidence Effects," in *Principles of solar engineering*, T. Francis., Ed. 2nd Edition ed., 1999, p. 139.
- [24] H. Derbal, M. Belhamel, and A. Benzaoui, "Conversion Solaire Thermique à Concentration les Concentrateurs Solaires Cylindro-Paraboliques," *Bulletin des Énergies Renouvelables*, vol. 11, pp. 24-25, Juin 2007.
- [25] N. El-Gharbi, "La centrale hybride de Hassi R'mel," in "Bulletin des énergies renouvelables," CDER2011, vol. 11.
- [26] A. Fernandez-Garcia, E. Zarza, L. Valenzuela, and M. Perez, "Parabolic-trough solar collectors and their applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1695–1721, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012>, 2010.
- [27] H. Gaul and A. Rabl, "Incidence-Angle Modifier and Average Optical Efficiency of Parabolic Trough Collectors," *J. Sol. Energy Eng*, vol. 102, no. 1, pp. 16-21, <http://dx.doi.org/10.1115/1.3266115>, 1980.

- [28] N. E. Gharbi, H. Derbal, S. Bouaichaoui, and N. Said, "A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies," *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 565–572. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.065>, 2011.
- [29] H. M. Guven, "Determination of error tolerances for the optical design of parabolic troughs for developing countries," *Solar energy*, vol. 36, no. 6, pp. 535-550, [http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(86\)90018-6](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(86)90018-6), 1986.
- [30] H. M. Guven and R. B. Bannerot, "Derivation of Universal Error Parameters for Comprehensive Optical Analysis of Parabolic Troughs," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 108, no. 4, pp. 275-281, <http://dx.doi.org/10.1115/1.3268106>, 1986.
- [31] A. Hepbasli and Zeyad Alsuhaibani, "A key review on present status and future directions of solar energy studies and applications in Saudi Arabia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . vol. 15, pp. 5021–5050, 2011.
- [32] J.R.Vaillant, *Utilisation et promesse de l'énergie solaire*. 1978.
- [33] N. Janotte *et al.*, "Dynamic performance evaluation of the HelioTrough collector demonstration loop – towards a new benchmark in parabolic trough qualification," *Energy Procedia* vol. 49, pp. 109 – 117. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.012> 2014.
- [34] N. Janotte, E. Lüpfert, K. Pottler, and M. Schmitz, "Full parabolic trough qualification from prototype to demonstration loop," in *22nd SolarPACES 2016: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 11–14 October 2016, vol. 1850, no. 1, pp. 020010-(pp. 1-8). <https://doi.org/10.1063/1.4984334>: American Institute of Physics.
- [35] S. M. Jeter, "Calculation of the concentrated flux density distribution in parabolic trough collectors by a semifinite formulation," *Solar Energy*, vol. 37, no. 5, pp. 335-345, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(86\)90130-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(86)90130-1), 1986.
- [36] S. M. Jeter, "Analytical determination of the optical performance of practical parabolic trough collectors from design data," *Solar Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 11-21, [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(87\)80047-6](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80047-6), 1987.
- [37] S. M. Jeter, D. I. Jarrar, and S. A. Moustafa, "Geometrical effects on the performance of trough collectors " *Solar Energy*, vol. 30, no. 2, pp. 109-113, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(83\)90201-3](https://doi.org/10.1016/0038-092X(83)90201-3), 1983.
- [38] S. Kalogirou, "Parabolic Trough Collector System for Low Temperature Steam Generation: Design and Performance Characteristics," *Applied Energy*, vol. 55, no. 1, pp. 1-19, [http://dx.doi.org/10.1016/S0306-2619\(96\)00008-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0306-2619(96)00008-6), 1996.
- [39] S. A. Kalogirou, C. C. Neocleous, and C. N. Schizas, "A comparative study of methods for estimating intercept factor of parabolic trough collectors," in *Proceedings of the Engineering Applications of Neural Networks (EANN'96) Conference*, "<http://ktisis.cut.ac.cy/handle/10488/820>", London, UK, 1996, pp. 5-8.
- [40] E. Lüpfert, U. Herrmann, H. Price, E. Zarza, R. Kistner, and P. Edition Eyrolles, "Towards standard performance analysis for parabolic trough collector fields " in *12th International Symposium Solar Power and Chemical Energy Systems*, Oaxaca Mexico, October 6-8, 2004: Instituto de Investigaciones Electricas.

- [41] A. Mokhtari, M. Yaghoubi, P. Kanan, A. Vadiee, and R. Hessami, "Thermal and optical study of parabolic trough collectors of Shiraz solar power plant " in *Third International Conference on Thermal Engineering: Theory and Applications* Amman, Jordan May 21-23, 2007, pp. 65-70.
- [42] S. A. Murtuza, H. V. Byregowda, M. M. Ali, and M. Imran, "Experimental and simulation studies of parabolic trough collector design for obtaining solar energy " *Resource-Efficient Technologies*, vol. 3, pp. 414–421 2017.
- [43] R. M. Ochieng and F. N. Onyango, "Some Techniques in Configurational Geometry as Applied to Solar Collectors and Concentrators," in *Solar Collectors and Panels, Theory and Applications*: Sciyo, 2010, pp. 357-378.
- [44] G. Pierucci, D. Fontani, P. Sansoni, and M. D. Lucia, "Shape Optimization For Parabolic Troughs Working In NonIdeal Conditions," *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 2231– 2240, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.230>, 2014.
- [45] A. Rabl, "Optical analysis and optimization of parabolic reflectors," in *Active Solar Collectors and Their Applications*: OXFORD UNIVERSITY PRESS, New York, 1985, pp. 196-211.
- [46] T. A. Stuetzle, "Automatic control of the 30 MWe SEGS VI parabolic trough plant " Master of science, Mechanical engineering), University of Wisconsin-Madison 2002.
- [47] J. Wang, J. Wang, X. Bi, and X. W, "Performance simulation comparison for parabolic trough solar collectors in China," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2016, Article ID 9260943, pp. 1-16, <http://dx.doi.org/10.1155/2016/9260943>, 2016.
- [48] T. Wendelin, A. Dobos, and A. Lewandowski, "Technical Report, SolTrace: A Ray-Tracing Code for Complex Solar Optical Systems," Technical Report October 2013 2013, Available: <http://www.osti.gov/bridge>.
- [49] M. Ghodbane and B. Boumeddane, "Estimating solar radiation according to semi empirical approach of PERRIN DE BRICHAMBAUT: application on several areas with different climate in Algeria," *International Journal of Energetica*, vol. 1, no. 1, pp. 20-29, 2016.
- [50] M. Ghodbane, B. Boumeddane, N. Moummi, S. Largot, and H. Berkane, "Study and numerical simulation of solar system for air heating," *Journal of Fundamental and Applied Sciences*, vol. 8, no. 1, pp. 41- 60, <http://dx.doi.org/10.4314/jfas.v8i1.3>, 2016.
- [51] V. E. Dudley *et al.*, "Test results: SEGS LS-2 Solar Collector," Sandia National Labs., Albuquerque, NM (United States)1994.
- [52] D. Azzouzi, H. E. Bourorga, K. A. Belainine, and B. Boumeddane, "Experimental study of a designed solar parabolic trough with large rim angle," *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 495-500, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.041>, 2018.

Titre du mémoire : ANALYSE OPTIQUE DE LA ZONE FOCAL ET CARACTERISATION EXPERIMENTALE D'UN CONCENTRATEUR SOLAIRE CYLINDRO-PARABOLIQUE.

Master : Énergies renouvelables.

Auteur : Yacine Ghenbazi, Abdelmoneim Ferhat

Mots clés : Energie solaire, Concentrateur cylindro-parabolique, Performance optique, Simulation numérique.

Résumé :

Grâce à cette étude, nous avons effectué une analyse optique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique (PTC) dans la région d'El-Oued, Algérie. Le 16 Mars 2018 a été choisi comme jour pour mener cette étude. A travers cette étude, toutes les caractéristiques géométriques et optiques du concentrateur solaire étudié ont été déterminées, tels que le rendement optique 78,49%, le rapport de la concentration locale (LCR) atteint jusqu'à 25 et l'intensité de flux thermique au niveau de la surface circulaire du tube absorbeur en atteinte jusqu'à 15350 W/m². En plus, l'effet cosinus de l'angle d'incidence « θ , (°) », les pertes thermiques à l'extrémités du tube absorbeur, l'effet d'ombrage, l'effet de blocage, du coefficient de l'angle d'incidence modifié « $K(\theta)$ » et le facteur d'interception « γ » ont été calculé en utilisant le MATLAB. Les résultats de l'étude sont très encourageants à travailler pour investir dans cette technique d'exploitation de l'énergie solaire dans le désert algérien.

Report title: OPTICAL ANALYSIS OF THE FOCAL AREA AND EXPERIMENTAL CHARACTERIZATION OF A PARABOLIC TROUGH SOLAR CONCENTRATOR.

Keywords: Solar energy, Parabolic trough concentrator, Optical performance, Numerical simulation.

Abstract:

Through this study, we performed an optical analysis of a solar cylindrical parabolic concentrator (PTC) in the region of El-Oued, Algeria. March 16, 2018 was chosen as the day to conduct this study. Through this subject, the geometrical and optical characteristics of the solar concentrator studied were determined, such as the optical efficiency 78.49%, the ratio of the local concentration (LCR) reaches up to 25 and the heat flux intensity at the circular surface of the absorber tube reaching up to 15350 W / m². In addition, the cosine effect of the angle of incidence " θ , (°)", the heat losses at the ends of the absorber tube, the shading effect, the blocking effect, the coefficient of incidence angle modifier " $K(\theta)$ " and interception factor " γ " were calculated using MATLAB. The results of the study are very encouraging to work to invest in this technique of exploitation of solar energy in the Algerian desert.

عنوان المذكرة: التحليل الضوئي للمنطقة البؤرية وتحديد الخصائص التجريبية لمركز شمسي خطي نصف أسطواني.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية، مركز شمسي خطي نصف أسطواني، الكفاءة الضوئية، المحاكاة العددية

الملخص:

من خلال هذه الدراسة، نحن قد أجرينا تحليلاً بصرياً لمكثف مكافئ أسطواني شمسي (PTC) في منطقة الوادي، الجزائر. تم اختيار 16 مارس 2018 ليكون يوماً لإجراء هذه الدراسة. من خلال هذه الدراسة، تم تحديد جميع الخصائص الهندسية والضوئية لمركز الشمسي الخطي المدروس، مثل الكفاءة البصرية التي بلغت 78.49٪، ونسبة التركيز المحلي (LCR) التي بلغت 25 وشدة تدفق الحرارة على السطح الدائري لأنبوب الامتصاص التي بلغت 15350 واط / متر مربع. بالإضافة إلى ذلك تم حساب كل من جيب زاوية الإصابة " θ "، معامل فقدان الحرارة عند نهايتي أنبوب الامتصاص، معامل تأثير التظليل، معامل تأثير المنع، معامل حساب تغير زاوية الإصابة المعدلة " $K(\theta)$ " ومعامل الاعتراض " γ ". المتطلب تم استخدامه من أجل البرمجة. نتائج الدراسة مشجعة للغاية للعمل على الاستثمار في هذه التقنية لاستغلال الطاقة الشمسية في الصحراء الجزائرية.