

SIMULATION DE L'EFFICACITÉ OPTIQUE ET GEOMÉTRIQUE D'UN CONCENTRATEUR SOLAIRE CYLINDRO-PARABOLIQUE

T. REDDAH¹, H. BENMOUSSA², T.E. BOUKELIA³, M. AISSANI⁴

^{1,4}Research Center in Industriel Technologies CRTI, p.o.box 64, Chéraga 16014 Algiers, Algeria,
t.reddah@csc.dz, m.aissani@csc.dz

²LESEI, Université de Batna, avenue Chahid Boukhlof, 05000 Batna, Algérie, hocine_b@hotmail.com

³Departement de Génie Mécanique, Université des Frères Mentouri, Bp 325, Route de Ain El Bey, 25000
Constantine, Algérie, taqy25000@hotmail.com

RÉSUMÉ

L'utilisation des énergies solaires n'est pas liée uniquement à ses avantages économiques mais surtout à la protection de l'environnement ou il faut trouver des solutions aux problèmes de pollution (énergie propre). Dans la nature, il ya beaucoup de sources d'énergies renouvelables, l'énergie solaire est la plus importante. Le présent travail propose une étude numérique des performances optiques et géométriques d'un concentrateur cylindro-parabolique à eau, nous avons simulé la distribution du flux solaire autour du tube absorbeur à l'aide d'un logiciel SOLRACE en utilisant la méthode de Monté Carlo. La détermination des différents facteurs notamment le modificateur de l'angle d'incidence, le facteur d'ombre et les pertes d'extrémités permet d'avoir les performances optiques du concentrateur.

Mots Clés: *Concentrateur cylindro-parabolique, Facteur optiques et géométriques, Simulation.*

NOMENCLATURE

Symboles :

A_m Surface du collecteur, m^2
 D Diamètre, m
 f Distance focale du concentrateur, m
 F_{ombre} Facteur d'ombre
 IAM Modificateur de l'angle d'incidence
 L Largeur d'ouverture, m

L_{esp} Espace entre les collecteurs solaires, m

L_{sca} Longueur du concentrateur, m

$P_{\text{extrémité}}$ Perte d'extrémité du concentrateur

Lettres grecques :

η_{opt} Rendement optique du Concentrateur

θ_i Angle d'incidence, degré

θ_z Angle de zénith, degré

1. INTRODUCTION

L'Algérie bénéficie d'une puissance de rayonnement solaire parmi les plus élevées en méditerranée. Selon les données d'ensoleillement, l'énergie moyenne reçue sur une surface horizontale est de l'ordre de 1700 kWh/m² annuellement sur les régions côtières, 1900 kWh/m²/an sur les Hauts Plateaux et 2650 kWh/m²/an au Sahara [1]. Le concentrateur cylindro-paraboliques est actuellement le plus répandu, ses applications sont multiples par exemple la réfrigération solaire, la distillation solaire et l'électricité solaire, dans le sud de l'Algérie (Hassi R'Mel) une centrale électrique hybride (gaz /solaire) est installée avec une surface de 180 000 m des réflecteurs paraboliques et d'une puissance électrique de 25 MW [2].

Le concentrateur cylindro-parabolique utilise un réflecteur cylindrique en forme de parabole qui concentre la lumière sur un tube récepteur situé sur le long de la ligne focale du réflecteur. Les températures peuvent atteindre aisément les 500 °C et peuvent produire de la vapeur afin de fournir de l'électricité [3].

2. FACTEUR OPTIQUES ET GEOMÉTRIQUES

2.1 Modificateur de l'angle d'incidence

En plus des pertes dues à l'angle d'incidence, Il existe d'autres pertes sur des collecteurs qui peuvent être corrélées à l'angle d'incidence. Ces pertes sont dues à la réflexion et l'absorption additionnelles de l'enveloppe de verre lorsque l'angle d'incidence augmente [4]. Le modificateur de l'angle d'incidence (*IAM*) corrige ces pertes additionnelles de réflexion et d'absorption. Ce paramètre est présenté comme une corrélation empirique à des données expérimentales menées à Sandia National Laboratories (États-Unis) sur un concentrateur solaire thermique de type LS-2, et est donné comme suit [5]:

$$k = \cos \theta_i + 0,000884\theta_i - 0,00005369\theta_i^2 \quad (1)$$

Il est souhaitable de distinguer entre les pertes du rayonnement disponibles en raison de l'angle d'incidence lui-même et les relations empiriques de réflexion/absorption corrélées à l'angle d'incidence [6]. A cet effet, le modificateur de l'angle d'incidence dans ce travail est le même que celui défini par Dudley et al [5], divisé par le cosinus de l'angle d'incidence:

$$IAM = \frac{k}{\cos \theta_i} \quad (2)$$

Par conséquent, l'équation du modificateur de l'angle d'incidence *IAM* devient:

$$IAM = 1 + 0,000884 \frac{\theta_i}{\cos \theta_i} - 0,00005369 \frac{\theta_i^2}{\cos \theta_i} \quad (3)$$

2.2 Facteur d'ombre et perte d'extrémité

Le positionnement et la géométrie des collecteurs et des tubes peuvent introduire d'autres pertes, à cause de l'ombrage des rangées parallèles dans les matinées et les soirées ainsi que les pertes d'extrémité du récepteur. La discussion suivante sur les pertes due à l'ombrage est basée sur le modèle développé par Stuetzle [7]. Lorsque les concentrateurs sont disposés en rangées parallèles, avec environ $l_{esp} = 15$ m de l'espacement entre chaque rangée (pour l'analyse dans ce chapitre de notre étude). Il présente le rapport de la largeur du miroir effective (la largeur de l'ouverture qui n'est pas ombrée), à la largeur actuelle du miroir, et est formulé par [7]:

$$F_{ombre} = \frac{L_{eff}}{L} = \frac{L_{esp}}{L} \times \cos \frac{\theta_s}{\theta_i} \quad (4)$$

Les pertes d'extrémités se produisent au niveau des extrémités du récepteur, où pour un angle d'incidence non nul, certaine longueur du tube absorbeur n'est pas illuminée par le rayonnement solaire réfléchi par le miroir. La perte d'extrémité est fonction de la distance focale du collecteur, de la longueur du collecteur et de l'angle d'incidence, et est donnée par [8]:

$$P_{extrémité} = 1 - f \frac{\tan \theta_i}{L_{SCA}} \quad (5)$$

2.3 Modélisation du concentrateur cylindro-parabolique

La définition du modèle du concentrateur cylindro-parabolique de type Solargenix LS-2 avec SOLRACE se décompose en quatre étapes: définition des paramètres pour le soleil, définition des éléments

optiques du modèle, définition des paramètres de l'algorithme de « lancer des rayons », et définition des paramètres d'affichage des résultats. Le soleil est défini par les coordonnées du vecteur solaire dans le repère global et par un écart type définissant la distribution de sa luminance, Trois options sont disponibles à cet effet: Gaussian, PillBox, et la dernière approche est définie par l'utilisateur. Dans ce travail, nous avons choisi l'approche PillBox avec une distribution plate, qui est suffisante pour une large classe de problèmes, avec un demi-angle de 4,6 mrad (figure1).

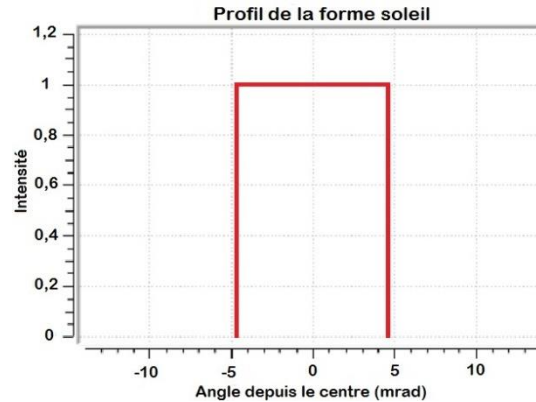


Figure 1 Approche de PillBox.

Dans la deuxième étape avec un premier temps, le nombre d'étages est défini, étape cruciale, étant donné le fonctionnement de l'algorithme du logiciel SOLTRACE les rayons se « déplacent » d'un étage vers l'autre. Deux étages sont définis dans le cas de notre travail: le premier contient les éléments constitutifs du réflecteur (le miroir que l'on souhaite modéliser), le second contient le tube récepteur. Nous supposons que les propriétés optiques de notre système tels que: les coefficients de réflexion, absorptivité,...etc. sont uniformes sur l'intégralité de la surface réfléchissante. On considère que la poursuite solaire est très précise, dont l'ouverture du concentrateur est constamment perpendiculaire aux rayons provenant du disque solaire. Les paramètres du concentrateur utilisé sont indiqués au tableau 1.

paramètres	Tube récepteur Schort PTR 2008	Collecteur Solargenix LS-2
Largeur d'ouverture (m)	--	5
Longueur d'assemblage de collecteur (m)	--	100
Distance focale (m)	--	1,8
Nombre de modules par assemblage	--	12
Diamètre intérieur du tube (m)	0,066	--
Diamètre extérieur du tube (m)	0,070	--
Diamètre intérieur de l'enveloppe de verre (m)	0,115	--
Diamètre extérieur de l'enveloppe de verre (m)	0,120	--

Tableau 1. paramètres du concentrateur utilisé dans notre étude [5, 9].

Lorsque l'utilisateur indique un certain nombre de rayons qui doivent être tracés, afin de mener les calculs optiques, de différentes simulations ont été réalisées en faisant varier ce paramètre. Pour cette étude, les simulations ont été réalisées avec $25 \cdot 10^5$ rayons issus du disque solaire lancés en direction du concentrateur avec un flux solaire direct normal égal à 1000 W/m^2 .

2.4 Validation du modèle

Après cela, le rendement optique de 75,2% avec une densité de flux de chaleur moyenne calculée du capteur de 15977,3 W/m² peut être obtenu par l'équation classique:

$$\eta_{opt} = \frac{q_u \pi D_3 L}{I_B A_m} \quad (6)$$

La référence [2] montre que les résultats expérimentaux de l'efficacité optique sont d'environ 73,7%. Par conséquent, il y a un bon accord de 2,03 % entre la simulation et les résultats expérimentaux.

3. RESULTATS ET DISCUSSIONS

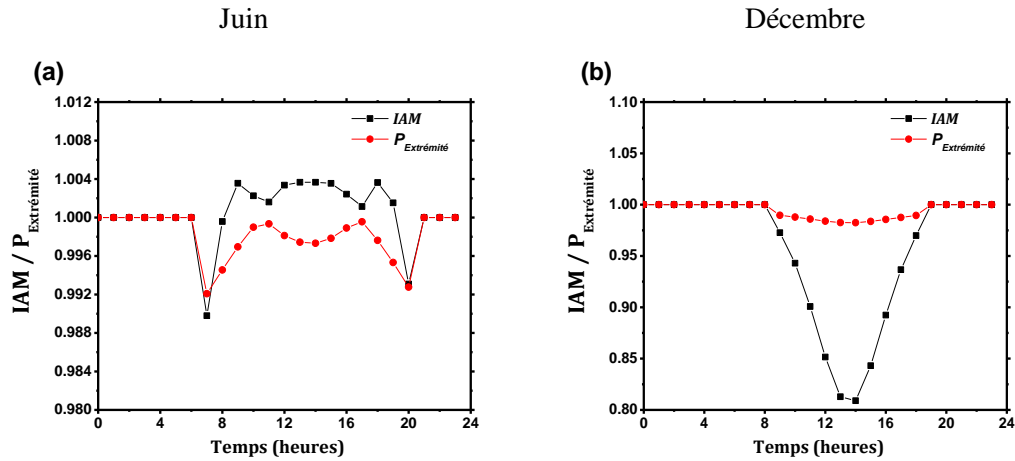


Figure 2. Variation horaire moyenne de IAM et de $P_{Extremite}$ en (a) Juin et (b) Décembre du concentrateur solaire.

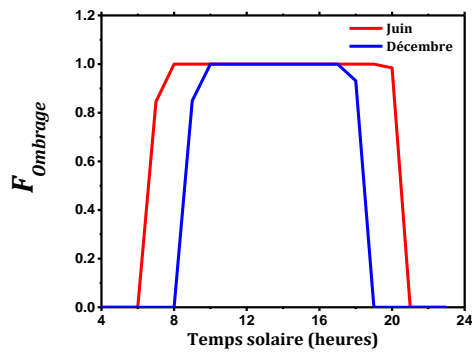


Figure 3. Facteur d'ombrage en fonction du temps de la journée (pour Juin et Décembre).

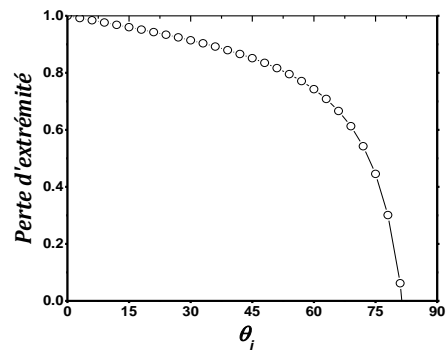


Figure 4. Perte d'extrémité par rapport à θ_i .

Les données horaires du rayonnement solaire, ainsi que la température ambiante et la vitesse du vent sont des paramètres clés pour simuler les performances du concentrateur solaire. A cet effet, les données de Béchar (Algérie) avec une série de données d'intervalle d'une heure ont été choisies. Les variations horaires moyennes du modificateur de l'angle d'incidence et de la perte d'extrémité du concentrateur solaire avec un réflecteur de type Solargenix LS-2 et un tube récepteur de type Schott PTR 2008, sont présentées dans les figures 2.a (juin) et 2.b (décembre). Bien que la variation du facteur d'ombrage est présentée dans la figure 3.

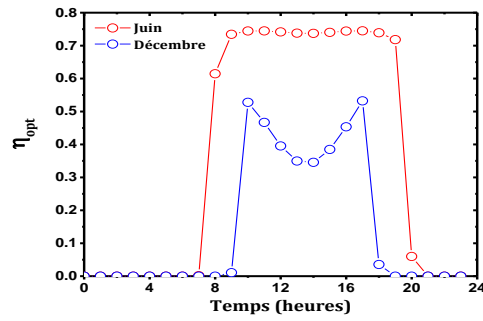


Figure 5. Variation des performances optiques horaires moyennes en juin et décembre du concentrateur

La variation des performances optiques du concentrateur solaire de même type est présentée dans la figure 5. Un point très important est la différence dans les efficacités optiques (IAM , $P_{Extrémité}$, η_{opt}) entre juin et décembre, il est principalement dû à la différence dans la hauteur angulaire du soleil (altitude solaire) et l'angle de zénith qui prennent des valeurs élevées en été, et faibles en hiver, comme l'augmentation dans ces deux angles, entraîne une augmentation des efficacités optiques.

La figure 6 montre la distribution du flux solaire le long de la paroi extérieure du tube absorber la courbe peut être divisée en quatre parties détaillées comme suit: Dans la première partie, le flux de chaleur solaire est très faible, puisque le tube absorber ne reçoit que le rayonnement direct. Dans la deuxième partie, le flux solaire augmente rapidement et atteint un pic d'environ 48765 W/m^2 . Au troisième partie, le flux de chaleur solaire est rapidement réduit ainsi les rayons réfléchis sont réduits. La dernière partie est caractérisée par un faible nombre de rayons réfléchis atteignant la périphérie du tube récepteur.

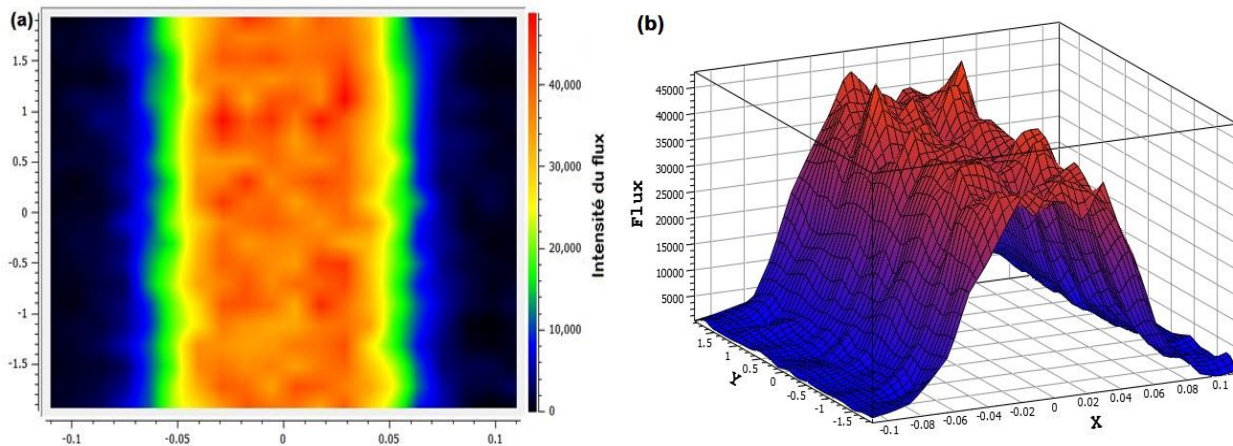


Figure 6 Distribution moyenne du flux thermique au niveau de l'absorbeur avec $IND = 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ en (a) 2D, (b) 3D.

4. CONCLUSION

Le Sahara algérien bénéficie d'une puissance de rayonnement solaire parmi les plus élevées en Algérie. L'exploitation de cette ressource dans le développement durable du Sahara est importante. Notre travail portait sur l'étude numérique de l'efficacité optique et géométrique d'un concentrateur cylindro-parabolique avec les données de Béchar.

Après cette étude on a constaté que les performances d'un concentrateur sont en fonction: d'angle d'incidence, et l'effet d'ombre et les pertes d'extrémités.

Nous avons aussi trouvé que le flux solaire incident sur le tube absorbeur est uniforme suivant la direction axiale et change suivant la direction azimutale.

REFERENCES

- [1] Y. Marif, M. Zerrouki, M. Belhadj et H. Ben Moussa, 'Etude de l'efficacité optique et thermique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 16 N°4 (2013) 679 – 689.
- [2] N. El Gharbi, H. Derbal, S. Bouaïchaoui et N. Saïd, 'A Comparative Study Between Parabolic Trough Collector and Linear Fresnel Reflector Technologies', *Energy Procedia*, Vol. 6, pp. 565 – 572, 2011.
- [3] J.A. Duffie and W.A. Beckman, 'Solar Engineering of Thermal Processes', 2nd Edition JohnWiley, 1991.
- [4] Kalogirou SA. Solar Thermal Collectors and Applications. *Prog Energy Combust Sci* 2004; 30(3): 231–95.
- [5] Dudley VE, et al. Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector. SAND94-1884. Sandia National Laboratories, Albuquerque 1994.
- [6] Mokheimer EMA, et al. Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran, Saudi Arabia. *Energy Convers Manage* 2014; 86: 622–33.
- [7] Stuetzle TA. Automatic Control of the 30MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant. Université de Wisconsin-Madison, États Unis; 2002. Thèse de Master.
- [8] Lippke F. Simulation of the Part Load Behavior of a 30MWe SEGS Plant. Sandia National Laboratories, Albuquerque, SAND95-1293, 1995.
- [9] Burkholder F, Kutscher C. Heat Loss Testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver, Technical Report, NREL/TP-550-45633, National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2009.