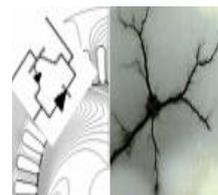


République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique  
Département d'Electrotechnique  
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



## Mémoire de Master en Electrotechnique

Présenté par :  
**BENMESSAOUD Youcef**  
Intitulé

# OPTIMISATION DE LA SURFACE DE CAPTAGE D'UNE CENTRALE THERMO-SOLAIRE A CONCENTRATEURS CYLINDRO- PARABOLIQUES

Directeur du mémoire :

**TOUHAMI Omar Prof.ENP**

Jury

**Mr MEKHTOUB SAID**

**Professeur**

**ENP**

**Mr IBTIOUEN Rachid**

**Professeur**

**ENP**

**ENP 2013**

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) - Ecole Nationale Polytechnique (ENP)

10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

[www.lre.enp.edu.dz](http://www.lre.enp.edu.dz) [www.enp.edu.dz](http://www.enp.edu.dz)

# REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier dieu tout puissant de m'avoir accordé la santé et la volonté pour finir ce projet dans le délai fixé.

Au terme de travail, je remercie vivement toutes les personnes qui m'ont aidé dans la réalisation de ce projet.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance en premier lieu à **mes parents et à mes frères** qui m'ont soutenue durant toutes mes études. Mr **Omar TOUHAMI** pour l'opportunité de travailler sur un sujet d'intérêt actuel et d'avenir.

Je tiens à remercier également **Mr Rachid IBTIOUEN** d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Je remercie aussi le **Mr Said MEKHTOUB** d'avoir accepté de présider ma soutenance.

Je tiens à remercier également Monsieur, **MAHMOUDI, TEHMI, NEZLI, BOUBAKER.**

Je remercie particulièrement le **département électrotechnique** et le département des sciences fondamentales.

Je remercie tous les **scientifiques et les penseurs**, qui ont partagé leurs savoirs au service des autres.

Sans oublier tous **mes amis** qui m'ont aidé.

## Table des matières

Introduction générale.....	01
Partie I :Modélisation du champ de captage.....	03
Introduction.....	04
I. 1 Étude du site d’implantation de la centrale.....	04
I.1.1 Le Climat.....	04
I.1.2 Les infrastructures hydrauliques .....	05
I.1.3 Température ambiante et potentiel solaire .....	05
I.2 Modèle de Kasten .....	08
I.3 Modèle de r.sun.....	08
I.4 Le rayonnement diffus .....	08
I.5 Simulation des deux modèles .....	09
I.6 Validation du model de r.sun .....	09
PARTI II :Effet de l’ombre et optimisation de la surface du champ solaire.....	10
II.1 EFFET DE L’OMBRE DANS UNE CENTRALE SOLAIRTHERMODYNAMIQUE..	11
II .2 Facteur d’ombre .....	11
II.3 Influence de d’ombre .....	13
II.3 Influence de l’effet de l’ombre sur le rayonnement directe .....	14
Conclusion .....	23
Partie III : Optimisation de la surface de captage par amélioration du cycle de puissance.....	24
Introduction .....	25
III.1 Amélioration de cycle de puissance .....	25
III.2 Application sur la centrale SEGS 150MW de notre PFE .....	26
III.3 Résultats d’amélioration du cycle de puissance .....	26
III.4 Résultats d’optimisation de la surface on agissant sur la distance entres collecteurs .....	27
Conclusion .....	27
Conclusion générale.....	28
ANNEXE.....	30
Références bibliographiques.....	32

## Liste des figures

Fig. 1 : Variation annuelle de la durée d'ensoleillement à El Oued.....	05
Fig. 2 : Variation du rayonnement solaire direct au cours des journées 21 Mars (E.P), 22 Juin (S.E), 22 Déc. (S.H) et 23 Sept (E.A).....	07
Fig.3: variation de rayonnement globale a Ghardaia pour la journée de 06 octobre pour les deux modèles.....	09
Fig. 4: Irradiations solaires mesurées à Ghardaia (06/10/2010).....	09
Fig. 5: Ombrage créé entre deux concentrateurs cylindro-paraboliques.....	11
<b>Fig. 6:</b> Évolution du facteur tenant compte de l'effet d'ombre à El Oued.....	12
Fig. 7: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre deux concentrateurs = 6 m).....	13
Fig. 8: Rayonnement solaire directe sans l'effet d'ombre et avec effet d'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre deux concentrateurs = 6 m) .....	14
Fig. 9: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin (distance entre les concentrateurs = 6 m).....	15.
Fig. 10: Rayonnement solaire directe avec ombre et sans ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin (distance entre les concentrateurs = 6 m).....	15
Fig. 11 : Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les deux concentrateurs = 10m).....	16
Fig. 12: Rayonnement solaire direct avec et sans ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les concentrateurs = 10 m).....	17
Fig. 13: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les deux concentrateurs = 15 m).....	18
Fig. 14: Rayonnement solaire direct avec et sans ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les concentrateurs = 15 m).....	19
Fig.15: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entres les collecteurs .....	19
Fig. 16: Rayonnement solaire direct avec ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entres collecteurs .....	20
Fig. 17: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entres collecteurs .....	21

Fig. 18: Rayonnement solaire direct ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entres collecteurs .....	22
Fig. 19: Taux de captation des deux concentrateurs au cours de la journée la plus longue et la plus courte.....	23
Fig.20: cycle de puissance amélioré pour les centrale CSP .....	25

## **Liste des tableaux**

Tableau.1 : Evaluation de la durée moyenne d'ensoleillement à El Oued.....	06
Tableau 2:performance du champ de captage a El oued.....	22
Tableau 3:Résultats de l'optimisation et comparaison des performances.....	25

# Introduction générale

## Introduction générale

Les centrale solaire thermodynamiques occupent des surfaces très importante, ce qui augmente les frais d'investissement et la préparation du terrain et par la suite les frais de nettoyage et la maintenance du champ. Les travaux de recherche actuels se focalisent sur l'optimisation de ces centrales. L'optimisation de la surface d'installation des capteurs peut revenir avec des gains très intéressent qui peuvent encourager l'investissement dans ce type de centrale. Pour pouvoir optimiser la surface de d'installation d'une centrale, j'ai essayé d'optimiser la distance entre eux.

Dans ce présent projet j'ai simulé l'ombre et le rayonnement solaire dans les rangées de collecteurs en utilisant matlab ,j'ai simulé l'ombre pour plusieurs distances entres les rangées des collecteurs pour différentes journées afin de déduire la distance optimale qu'il faut garder entre deux rangées de concentrateurs cylindro parabolique .

Pour ce faire j'ai commencer par modélisé le champ de captage en faisant une comparaison entre deux modèles connus qui sont celui de Kasten et r.sun.

Après la validation du modèle de r.sun j'ai simulé le flux directe et en utilisant l'équation qui modélise le facteur d'ombre j'ai essayé de simulé l'influence de la distance sur le facteur d'ombre ainsi que l'influence de l'ombre sur le rayonnement capté.

Dans la dernière partie j'ai essayé d'amélioré la surface de captage par amélioration du cycle de puissance et j'ai fais une comparaison entres les résultats trouvées et ceux déjà trouvés dans notre PFE.et j'ai remarqué que la surface optimisé est vraiment pas négligeable.

Mes résultats sont validés par une simple comparaison avec des centrales déjà réalisé à travers le monde.

# Partie I

## Modélisation du champ de captage

## Introduction

La puissance thermique collectée à la sortie du champ solaire dépend d'un côté de l'insolation directe normale (DNI) reçue par le champ c.à.d. du site d'implantation et d'un autre côté des performances des collecteurs. Dans ce chapitre, on commence d'abord par présenter le gisement solaire du site d'El Oued, et puis on modélise le parc solaire en définissant les différents facteurs qui tiennent compte des différentes pertes (optiques et thermiques), ce qui nous amène à calculer la puissance que peut fournir un champ d'une taille donnée et par la suite son rendement.

### I. 1 Étude du site d'implantation de la centrale

La Wilaya d'El Oued est située au Sud-est de l'Algérie est distante de 617 km de Alger à 33.3° de latitude Nord ,6.07° longitude Est, à l'altitude 63 mètres, elle a une superficie de 44586.80 km<sup>2</sup>. Elle demeure une des collectivités administratives les plus étendues du pays. Sa population est estimée à 646 000 habitants [1].

Elle est limitée :

- au Nord est par la wilaya de Tebessa.
- au Nord par la wilaya de Khenchela.
- au Nord Ouest par la wilaya de Biskra.
- à l'Ouest par la wilaya de Djelfa.
- au sud et ouest par la wilaya d'Ouargla.
- à l'est par la Tunisie.

La longueur de sa frontière avec la Tunisie est de 300 km environ. Elle est couverte par le grand Erg Oriental sur les 2/3 de son territoire.

La configuration du relief se caractérise par trois grands ensembles à savoir :

- Une région de sable qui couvre la totalité du Souf, ainsi que les parties Est et Sud de l'Oued Righ.
- Un plateau rocheux qui longe la RN3 et s'étend vers le Sud.
- Une région de dépression, la zone des chotts qui est située au Nord de la Wilaya et se prolonge vers l'Est pour rejoindre le chott Djerrid en Tunisie. [2]

#### I.1.1 Le Climat

- La région d'El-Oued se caractérise par un climat aride de type saharien désertique, en hiver la température baisse au dessous de 0°C alors qu'en été elle atteint 50°C;
- la pluviométrie moyenne varie entre 80 et 100 mm/an (période d'Octobre à Février)
- Le Sirocco (vent chaud et sec) peut être observé durant toute l'année. Le Sirocco peut provoquer des dégâts très importants (dessèchement, déshydratations). Les vents de sables envahissent régulièrement les cultures.[2]

## I.1.2 Les infrastructures hydrauliques

Nombre de forages : 652.

Réservoirs : 52.

Châteaux d'eau : 73 de Capacité totale 50 310 ( $m^3$ ). [2]

## I.1.3 Température ambiante et potentiel solaire

La température moyenne maximale mensuelle varie de 18 °C en Janvier et de 42°C en Juillet (max 47°C) la moyenne des maxima est de 29.08°C et les températures moyennes minimale mensuelles varient de 6°C en Janvier à 28°C en Juillet. La moyenne annuelle des minimas est de l'ordre de 16.16°C

De par sa situation géographique El Oued possède l'un des gisement solaire les plus importants en Algérie non seulement en termes de rayonnement énergétique mais aussi en termes de durée d'ensoleillement [1].

Il possède les caractéristiques suivantes :

- Irradiation normale directe estimée (DNI) entre 2100 et 2300 kWh/m<sup>2</sup> à distance de 5km à la ligne 220kV
- Distance de 100 -150 km à la canalisation de gaz.
- Disponibilité de l'eau de refroidissement.
- L'eau salée pour le dessalement.
- Infrastructure disponible: route, chemin de fer et aéroport. Le raccordement au réseau 220kV serait le contrôle de l'opérateur de grille et fait partie du coût de diversification. Le raccordement à la canalisation de gaz est sous le contrôle du fournisseur de gaz de manière analogue quant à l'usine de Tébessa .

Nous avons tracé à la Fig. (1) la variation annuelle de la durée d'ensoleillement à El Oued.

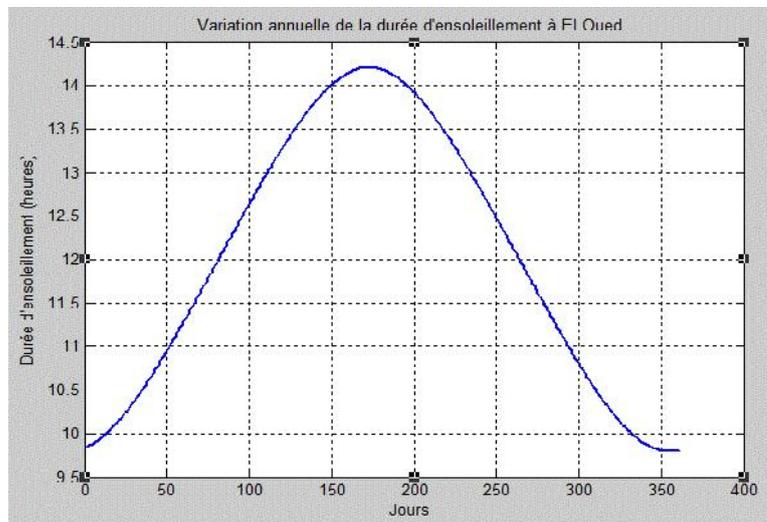


Fig. 1 : Variation annuelle de la durée d'ensoleillement à El Oued.

La durée moyenne annuelle d'ensoleillement est de 4387, si on tient compte du taux de couverture on aura les résultats présentés au tableau (1) :

Tableau 1 regroupant la durée moyenne annuelle d'ensoleillement

Mois	Janv.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Taux de couverture %	20	40	60	85	96	98	100	98	96	85	15	6
D.M.S.C (h)	10.06	10.8	11.78	12.80	13.67	14.15	13.98	13.27	12.30	11.28	10.39	9.86
D.M.A.C (h)	2.012	5.4	7.06	10.24	13.12	13.86	13.98	13	12.05	9.02	1.56	0.59
Durée Moyenne annuelle	3065 heures											

Tableau.1 : Evaluation de la durée moyenne d'ensoleillement à El Oued.

Ce qui donne une durée d'ensoleillement de 3065 heur par année et qui reste une durée considérable et favorable à l'implantation d'une centrale solaire.

**Remarque :** Nous avons considéré par nos soins les taux de couverture.

Le rayonnement direct moyen est donnée  $548.9414 \text{ W/m}^2$  ce qui ferait  $2003.6 \text{ kWh/m}^2$ . Le rayonnement maximal peut atteindre  $3000 \text{ kWh/m}^2$  soit  $830 \text{ W/m}^2$ . La réunion de ces facteurs constitue une source solaire exploitable pour la production d'électricité et qui l'objet de notre travail.

Nous présentons à la Fig. (49) la variation du rayonnement solaire direct au cours des journées 21 Mars, 22 Juin, 22 Déc. et 23 Sept.[3]

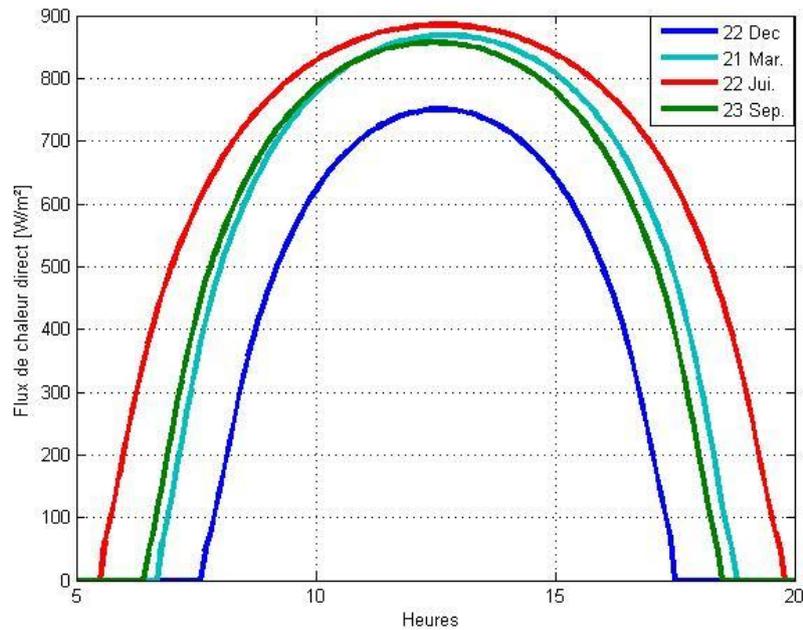


Fig. 2 : Variation du rayonnement solaire direct au cours des journées 21 Mars (E.P), 22 Juin (S.E), 22 Déc. (S.H) et 23 Sept (E.A).

Remarques et interprétations :

- Cette figure représente la variation du rayonnement direct à El Oued au cours des différentes journées de l'année 21 Mars, 22 Décembre, 22 Juin, 23 Septembre
- On remarque que le rayonnement directe varie au cours de la journées et au cours de l'année il atteint une valeur maximale de 875 W/m<sup>2</sup> en mois de juin et la valeur maximale atteinte en mois de décembre est de 750 W/m<sup>2</sup>.
- La variation du rayonnement direct au cours de la journée est du principalement a la rotation de la Terre donc lever et au coucher de soleil .
- La variation au cours de l'année est due a la déclinaison solaire et aussi a la distance entre la Terre et le soleil on sait bien que la trajectoire de la Terre est elliptique et le soleil n'est pas le centre de cette ellipse donc la distance de la Terre par rapport au soleil en mois de décembre est plus grande a celle de mois de juin et Juillet .

## I.2 Modèle de Kasten :

*Estimation de l'éclairement solaire  $G_{bn}$  :*

Pour estimer l'éclairement solaire  $G_{bn}$ , la formule de Kasten a été utilisée dans le cadre de ce travail car cette dernière tient compte du trouble atmosphérique  $T_L$  et du trajet optique atmosphérique  $AM$ .

La formule de Kasten est donnée par la relation [4]:

$$G_{bn} = G_{on} * e^{-(AM * T_L * \delta_r)} \quad (1)$$

Kasten a estimé  $\delta_r$  par la formule suivante[5] :

$$\delta_r = \frac{1}{9.4 + (0.9 * AM)} \quad (2)$$

$$AM = \frac{\frac{p}{p_o}}{\sin(\alpha_s) + 0.50572 * (\alpha_s + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (3)$$

Avec :

$$\frac{p}{p_o} = e^{\left(\frac{-h}{8434.5}\right)}$$

## I.3 Modèle de r.sun :

Le model de r.sun [ 5 ] utilisé pour le calcul de rayonnement solaire incident sur un plan normal a exploité la formule ajusté de Kasten pour une masse d'air inférieure à 20 et calcule  $\delta_r$  avec l'expression (4), et pour une masse d'air supérieure à 20 ,l'expression (5)

Pour  $AM < 20$ :

$$\delta_r = \frac{1}{(6.6296 + (1.7513 * AM) - (0.1202 * AM^2) + (0.0065 * AM^3) - (0.00013 * AM^4))} \quad (4)$$

Pour  $AM > 20$

$$\delta_r = \frac{1}{(10.4 + (0.718 * AM))} \quad (5)$$

## I.4 Le rayonnement diffus:

comme on l'avait mentionné dans le chapitre de (I) dans notre projet de fin d'étude le rayonnement solaire a deux composantes une diffus et l'autre directe la somme de ces deux composantes fera la composante globale ,le rayonnement diffus [5] est donné par la formule suivante :

$$D0 = \frac{G_{on} * \sqrt{\sin(h)} * (T_L - 0.5 - \sqrt{\sin(h)})}{25} \quad (6)$$

### I.5 Simulation des deux modèles :

La figure suivante représente la variation de rayonnement global pour les deux modèles pour les deux modèles a Ghardaia :

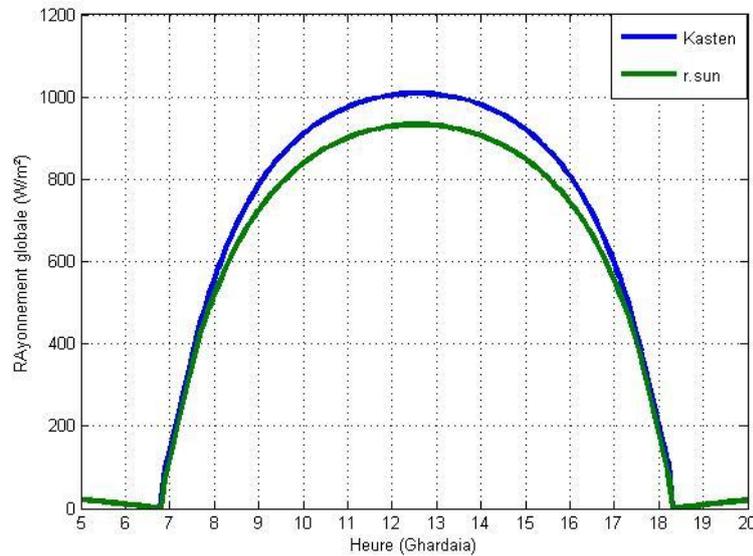


Fig. 3: variation de rayonnement globale a Ghardaia pour la journée de 06 octobre pour les deux modèles.

### I.6 Validation du model de r.sun :

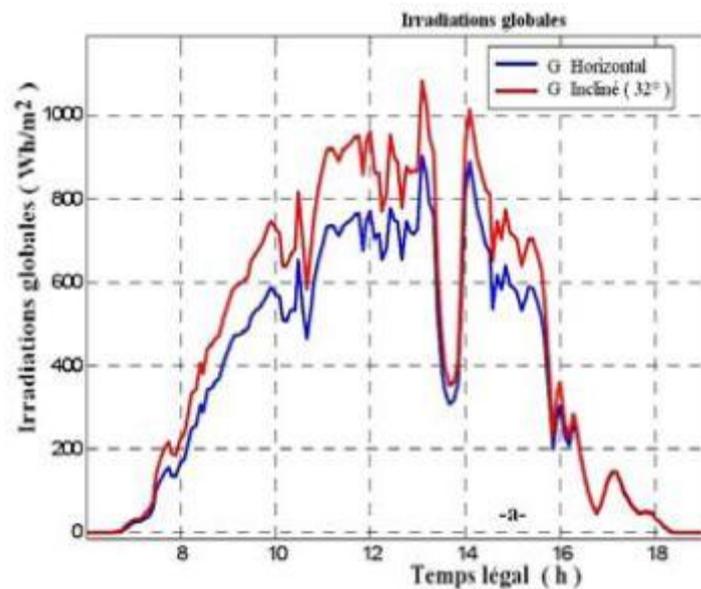


Fig. 4: Irradiations solaires mesurées à Ghardaia (06/10/2010) [6]

D'après la figure de rayonnement mesuré par CDER à Ghardaia on remarque que le modèle de r.sun est plus précis.

Le model de Kasten a une incertitude de 100W/m<sup>2</sup>.

Pour ce qui suit on utilise le modèle de r.sun et c'est celui la qui a été choisie pour notre PFE.

**PARTIE II**  
**Effet de l'ombre et optimisation de la surface du**  
**champ solaire par action sur la distance entres**  
**collecteurs.**

## II.1 EFFET DE L'OMBRE DANS UNE CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

Le champ solaire d'une centrale solaire thermodynamique à concentrateurs cylindro-paraboliques est composé de plusieurs collecteurs arrangés les uns à côté des autres pour former une longue ligne, plusieurs lignes en parallèles distancées entre elles avec une distance qu'on appelle la longueur d'espacement. Une telle disposition des concentrateurs forme de l'ombre entre eux durant la journée [7] (Fig. 1). La question qui se pose: est-ce qu'on peut éviter ces pertes et est-ce que l'on pourra déduire la longueur optimale entre les lignes pour minimiser l'ombre durant toute l'année.

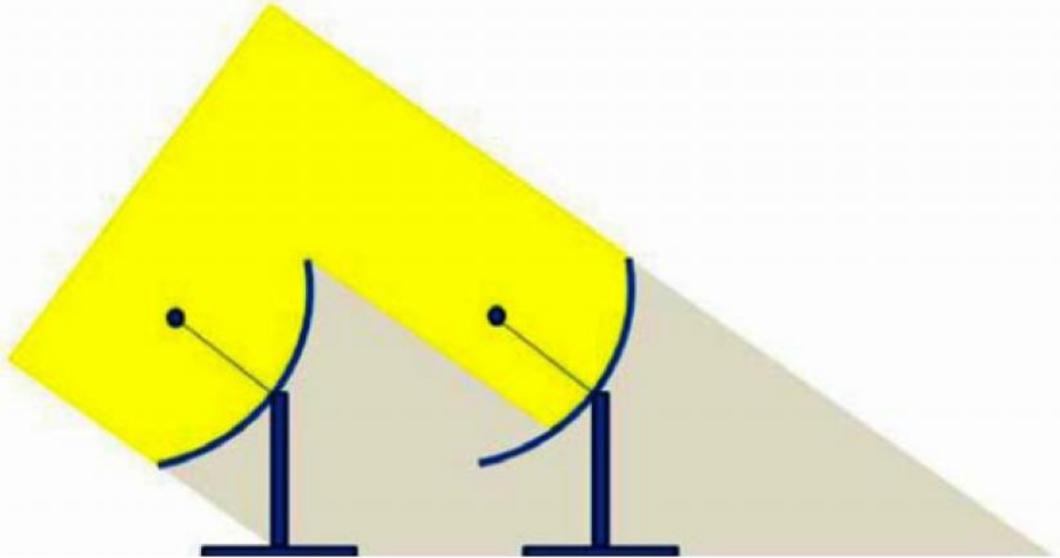


Fig. 5: Ombrage créé entre deux concentrateurs cylindro-paraboliques

## II.2 Facteur d'ombre :

Le paragraphe suivant illustre une étude faite par Stuetzle (2002) sur le phénomène d'effet d'ombre. A SEGS VI, les collecteurs sont positionnés dans des rangées parallèles avec un espacement d'environ 15 [m] entre chaque rangée. La largeur de l'ouverture du miroir qui reçoit le rayonnement incident (c'est-à-dire, la largeur de l'ouverture qui n'est pas ombrée) est défini comme "largeur efficace du miroir". Le facteur d'ombre est le rapport de la largeur efficace du miroir à la largeur réelle de miroir. Ce rapport est fonction de l'angle Zénithal, de l'angle d'incidence, et de la disposition des collecteurs dans le champ solaire [8] :

$$\varepsilon_{ombre} = \frac{W_{eff}}{W} = \frac{L_{spacing}}{W} * \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (7)$$

avec:

$\theta_z$ : Angle zénithal est donnée par :

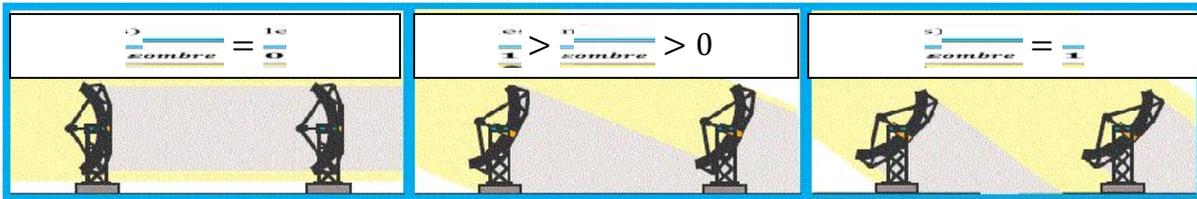
$$\cos(\theta_z) = \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega) \quad (8)$$

$L_{spacing}$  L'espacement entre les collecteurs (15[m]).

W Largeur efficace du miroir (5[m] LS-2).

$W_{eff}$  Largeur efficace de miroir.

Le facteur d'ombre est compris entre une valeur minimale 0 (les rangées sont entièrement ombragées) et une valeur maximale 1 (les rangées ne sont pas ombragées).



La simulation suivante montre la variation du facteur d'ombre pendant les journées, le solstice d'été et le solstice d'hiver, Fig. (6).

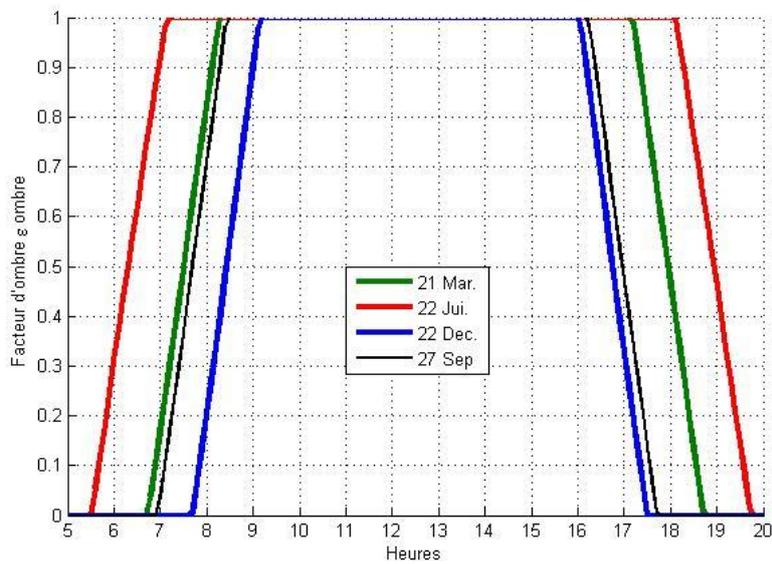


Fig. (6) : Évolution du facteur tenant compte de l'effet d'ombre à El Oued

### II.3 Influence de d'ombre :

Pour connaître l'influence de premier concentrateur sur les autres ,j'ai réalisé une simulation sur les différentes journées de l'année .En insérant les coordonnées de la ville d'El Oued dans le programme réalisé, j'ai simulé l'ombre sur les concentrateurs. J'ai fixé la distance entre les concentrateurs à 6 m pour la journée la plus courte de l'année (22 décembre). On constate qu'au lever du soleil, les autres concentrateurs sont complètement couvert après quelques minutes, l'ombre commence à se dissimuler en trois heures, les concentrateurs seront complètement exposés au soleil, c'est-à-dire l'ombre est égale à zéro (Fig. 7), mais après 3 heures le dernier concentrateur occulte les premiers de la même façon que le premier concentrateur.

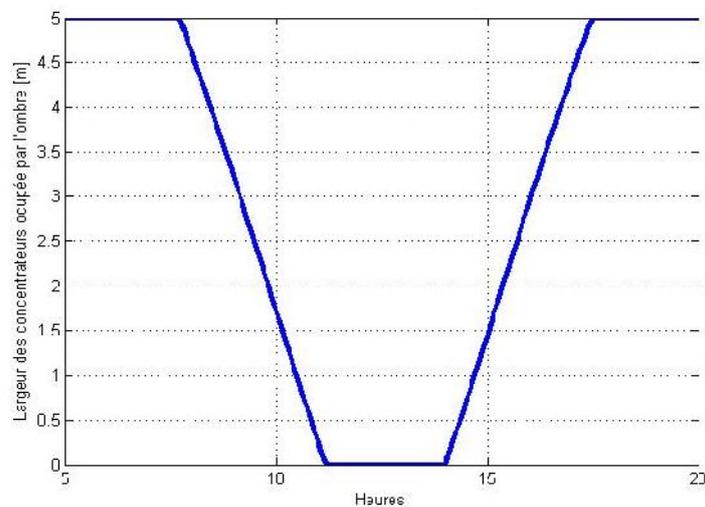


Fig. 7: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre deux concentrateurs = 6 m).

#### II.4 Influence de l'effet de l'ombre sur le rayonnement directe :

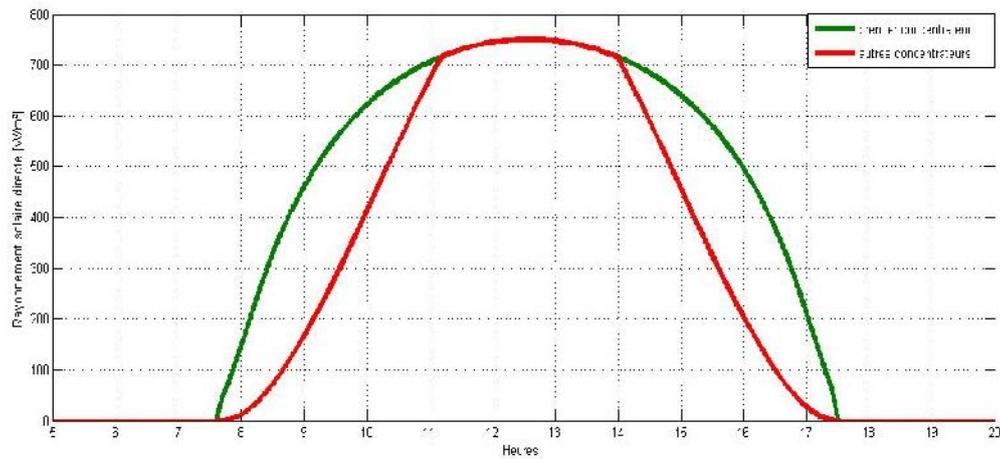


Fig. 8: Rayonnement solaire directe sans l'effet d'ombre et avec effet d'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre deux concentrateurs = 6 m)

#### Interprétation :

- Cette figure représente les variations de rayonnement direct (courbe verte) sans effet d'ombre et le rayonnement direct avec effet d'ombre (courbe rouge) au cours de la journée de 22 décembre.
- on remarque bien que les deux courbes ne se superposent pas tout au long de la journée.
- Elles se superposent à partir de 11h jusqu'à 14h puis les heures avant et après 11h, 14h respectivement les courbes s'éloignent.
- Cet éloignement explique les pertes par effet d'ombre qui sont considérables et le taux de captation qui est faible.
- On peut dire ici que la distance 6 m est vraiment insuffisante pour que les concentrateurs captent le maximum de rayonnement solaire durant une journée (Fig. 8), les pertes sont très importantes.

## PARTIE II : Effet de l'ombre et optimisation de la surface du champ solaire

Pour le deuxième cas, on garde la même distance entre les concentrateurs (6 m), mais cette fois pour la journée la plus longue, le 22 Juin. On constate que la durée du jour est plus longue que le cas précédent. Au lever du soleil, les autres concentrateurs sont complètement occultés, mais quelques minutes après, l'ombre diminue durant 4h :30 mn . L'ombre est égale à zéro pendant 5 heures et la même chose pour l'après midi concernant le premier concentrateur.

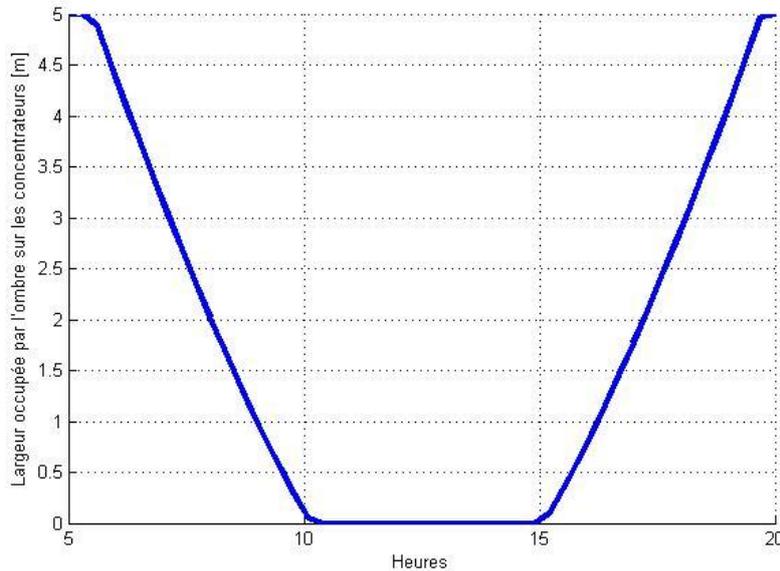


Fig. 9: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin (distance entre les concentrateurs = 6 m)

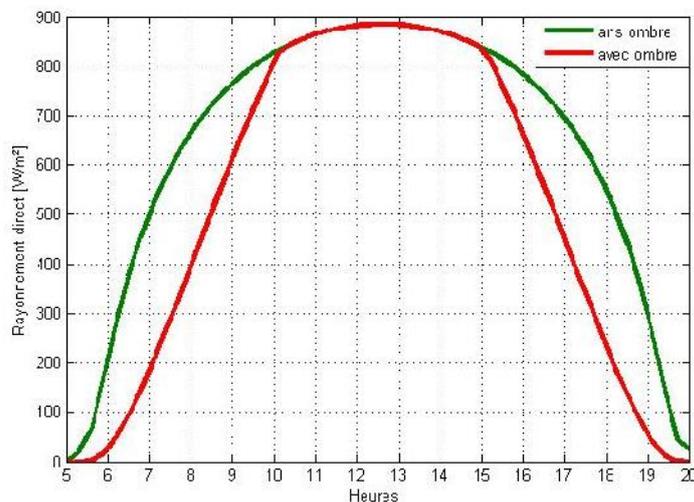


Fig. 10: Rayonnement solaire directe avec ombre et sans ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin (distance entre les concentrateurs = 6 m)

**Interprétation :**

- Cette figure représente les variations de rayonnement direct (courbe verte) sans effet d'ombre et le rayonnement direct avec effet d'ombre (courbe rouge) au cours de la journée de 22 Juin .
- on remarque bien que les deux courbes ne se superposent pas tout au long de la journée.
- Elles se superposent a partir de 10h jusqu'à 15h puis les heures avant et après 10h, 15h respectivement les courbes s'éloignent.
- Cet éloignement explique que l'ombre a occupé une grande distance sur les concentrateurs par conséquent les pertes par effet d'ombre sont considérables et le taux de captation est faible.
- On peut dire ici que la distance 6 m est vraiment insuffisante pour que les concentrateurs captent le maximum de rayonnement solaire durant une journée, les pertes sont très importantes.

La distance proposée (6 m) est insuffisante. Je vais augmenter la distance à 10 m et refaire la simulation pour la plus courte journée de l'année. Dans ce cas, on remarque que la durée de l'ombre est moins importante par rapport au premier cas, c'est-à-dire qu'on capte un peu plus du rayonnement (fig. 11 ), pour la journée la plus longue ou l'ombre est faible (Fig.14 ) et l'énergie solaire captée est importante (Fig.15 ).

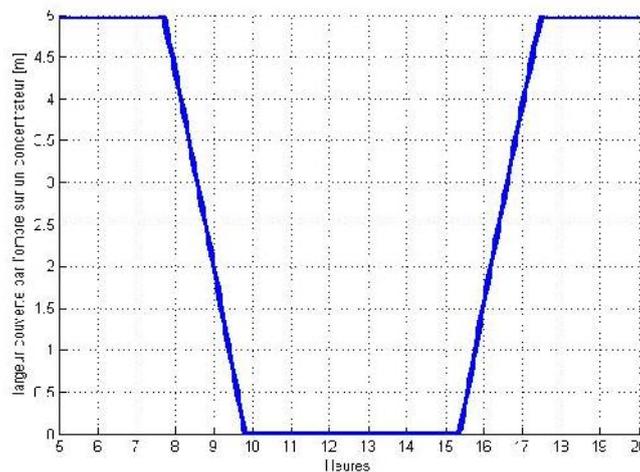


Fig. 11 : Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les deux concentrateurs = 10 m)

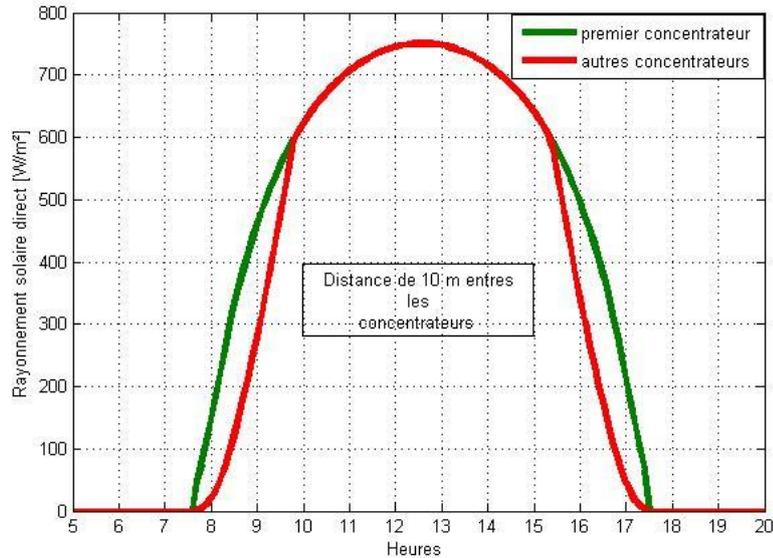


Fig. 12: Rayonnement solaire direct avec et sans ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les concentrateurs = 10 m)

### Interprétation :

- Cette figure représente les variations de rayonnement direct (courbe verte) sans effet d'ombre et le rayonnement direct avec effet d'ombre (courbe rouge) au cours de la journée de 22 décembre pour une distance entre collecteurs de 10 m .
- on remarque bien que les deux courbes ne se superposent pas tout au long de la journée.
- Elles se superposent à partir de 09h : 30mn jusqu'à 15h:30mn, les heures avant et après 09h : 30mn, 15h : 30mn respectivement les courbes s'éloignent.
- Cet éloignement explique que l'ombre a occupée une grande distance sur les concentrateurs par conséquent les pertes par effet d'ombre sont considérables et le taux de captation est faible (Fig.18)
- On peut dire ici que la distance 10 m n'est pas vraiment suffisante pour que les concentrateurs captent le maximum de rayonnement solaire durant une journée, les pertes sont importantes.

### Comparaison :

- Si on compare les résultats des courbes de 22 décembre pour les distances de 6m et 10m entre les collecteurs on remarque que le flux direct capté augmente avec l'augmentation de la distance entre les collecteurs.
- La distance de l'ombre sur les collecteurs diminue en augmentant la distance entre ces derniers.

**Conclusion :**

- La distance de 6m et 10m entre les collecteurs sont insuffisantes pour capté un flux directe max.

Donc on doit refaire la simulation pour une distance un peu plus grande.

Les figures suivantes représentent les variations de rayonnement direct et la distance de facteur d'ombre sur les surfaces des collecteurs pour une distance entre deux collecteurs de 15m.

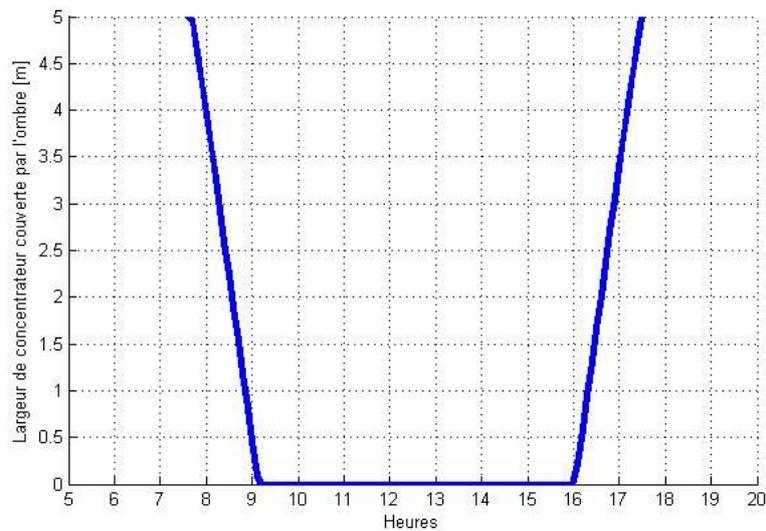


Fig. 13: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les deux concentrateurs = 15 m)

## PARTIE II : Effet de l'ombre et optimisation de la surface du champ solaire

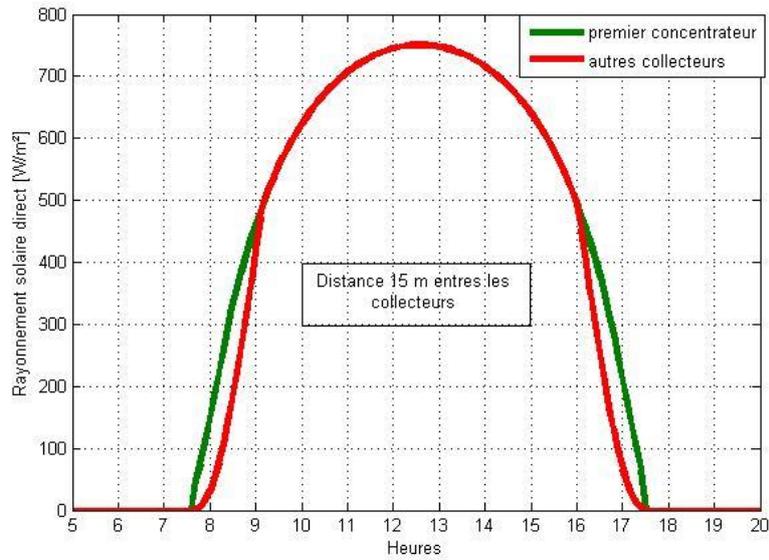


Fig. 14: Rayonnement solaire direct avec et sans ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Décembre (distance entre les concentrateurs = 15 m)

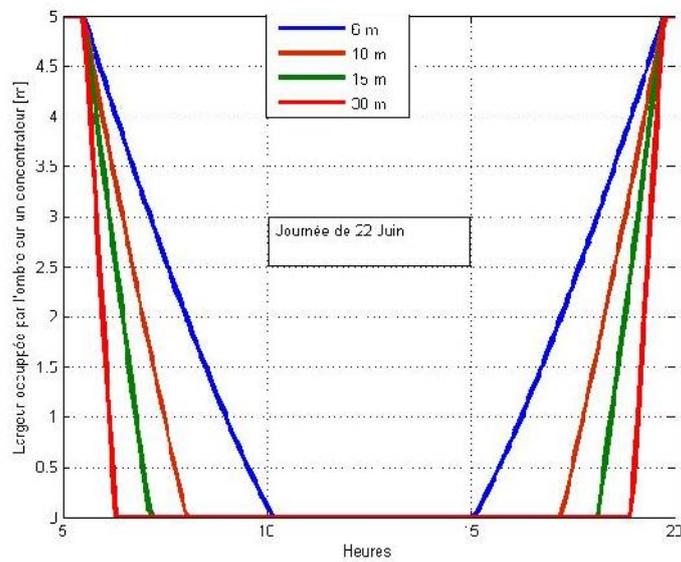


Fig.15: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entre les collecteurs

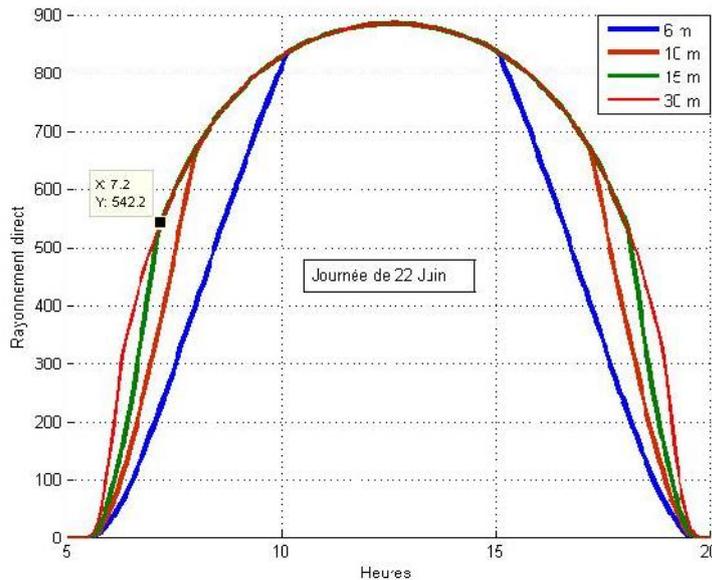


Fig. 16: Rayonnement solaire direct avec ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entre collecteurs

### Remarques et interprétations :

- Les distances proposées (6 m et 10m) sont insuffisantes. Je vais augmenter la distance à 15m et refaire la simulation pour la plus courte journée et la plus longue journée de l'année. Dans ce cas, on remarque que la durée de l'ombre est faible par rapport aux premiers cas, c'est-à-dire qu'on capte le maximum du rayonnement (Fig. 15)
- pour la journée la plus longue l'ombre est très faible (Fig. 14) et l'énergie solaire captée est importante (Fig. 15). J'ai essayé d'augmenter la distance et j'ai remarqué qu'à partir de la distance 15 m, on ne gagne pas beaucoup (Fig.15 distance 30 m)
- Mais on ne peut pas dire que la distance optimale pour notre centrale à El Oued est égale à 15 m. ce qui est sûr c'est que la distance optimale se trouve dans l'intervalle de [10m ,15m].
- Pour trouver la distance optimale de notre centrale à El Oued on doit simuler pour les distances (11, 12, 13, 14,15) m

Les figures suivantes montrent les variations de rayonnement directe avec ombre et la distance de l'ombre sur les collecteurs :

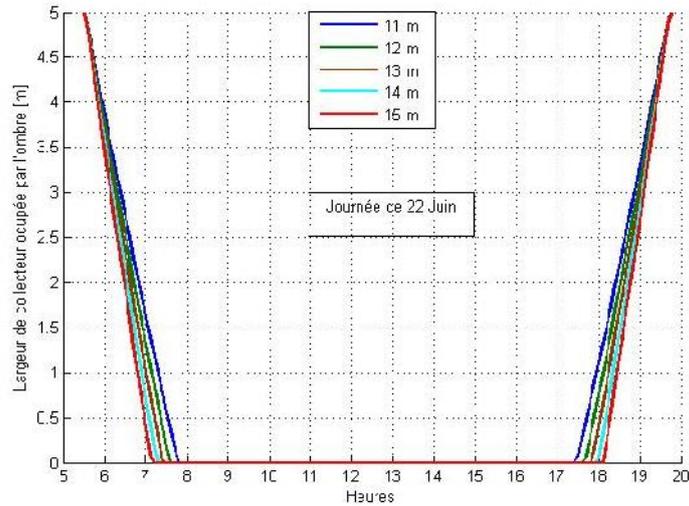


Fig. 17: Distance de l'ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entre collecteurs

### Interprétation :

- La figure suivante représente la variation de la distance de l'ombre sur les collecteurs pour les distances de (11, 12, 13, 14,15) m entre collecteurs au cours de la journée de 22 juin.
- On remarque que la distance de l'ombre est relativement faible (Fig.16) par rapport aux distance de 6 met 10 m.
- On voit bien que la distance de l'ombre pour la distance entre collecteurs de (11m) est relativement importante par rapport a celles de 12 a15 m.

Pour mettre fin au choix optimal on fait appelle a la simulation de rayonnement pour les différentes distances entre collecteurs citées haut dessus (Fig.17).

Cette figure représente les variations du rayonnement direct avec ombre au cours de la journée de 22 Juin pour les différentes distances :

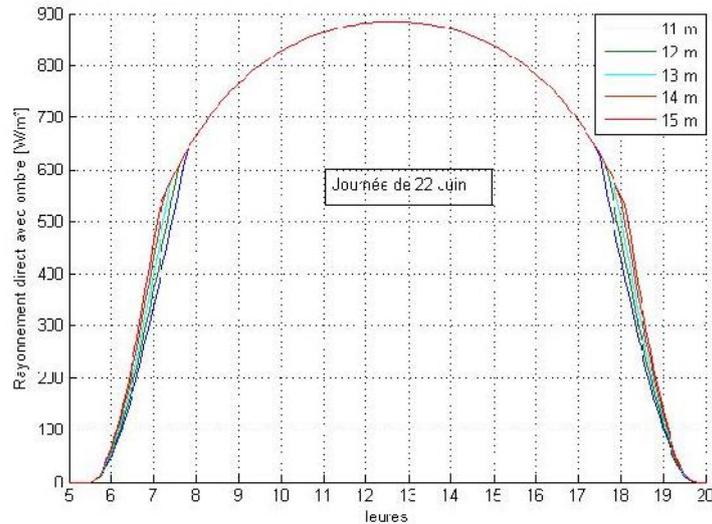


Fig. 18: Rayonnement solaire direct ombre sur les concentrateurs au cours de la journée du 22 Juin pour différentes distances entre collecteurs .

**Interprétation :**

- On remarque que le rayonnement capté est minimum pour la distance 11 m et 12 m, il est maximum pour la distance de 15m.
- Mais on remarque bien pour 13 , 14 et 15 m qu'il n'y a pas vraiment un bon gain de rayonnement par conséquent la distance optimale entre les collecteurs est de 13m pour la centrale d'El Oued .
- J'ai essayé d'augmenter la distance et j'ai remarqué qu'à partir de la distance 13 m, on ne gagne pas beaucoup. Et on peut dire que la distance optimale pour notre centrale à El Oued est égale à 13 m, ce qui rendra la surface du champ solaire optimale (Fig. 17,18).

**Remarque :**

- Dans notre projet de PFE (projet de fin d'étude) on a pris une distance de 15m entre collecteurs, si on prend 13m qui est la valeur optimale on trouvera une réduction de 56 hectares de surface.

## PARTIE II : Effet de l'ombre et optimisation de la surface du champ solaire

Ce tableau représente les surfaces réelles obtenues en utilisant les mêmes paramètres de dimensionnement dans notre projet de fin d'étude et les surfaces optimales qui nous permettent d'avoir la même puissance pour une surface de captage réelle optimale.

Puissance MW	30	60	90	120	150
Surface des miroirs (hectares)	27,85	55,70	83,55	111,40	140,8
Nombre de boucles	139	278	417	554	704
Surface réelle avec 15m (hectares)	83,55	167,11	250,66	334,22	422,4
Surface optimale 13m (hectares)	72,43	144,87	217,3	289,9	366,08

Tableau 2: performance du champ de captage a El oued.

### Remarque :

- On remarque que à chaque fois la Puissance électrique augmente la surface réelle du champ solaire augmente.

### Conclusion :

- Pour les centrales solaire à grande échelle on doit se méfier des distances entre collecteurs.
- pour le site d'El Oued la distance entre les collecteurs est de 13 m.

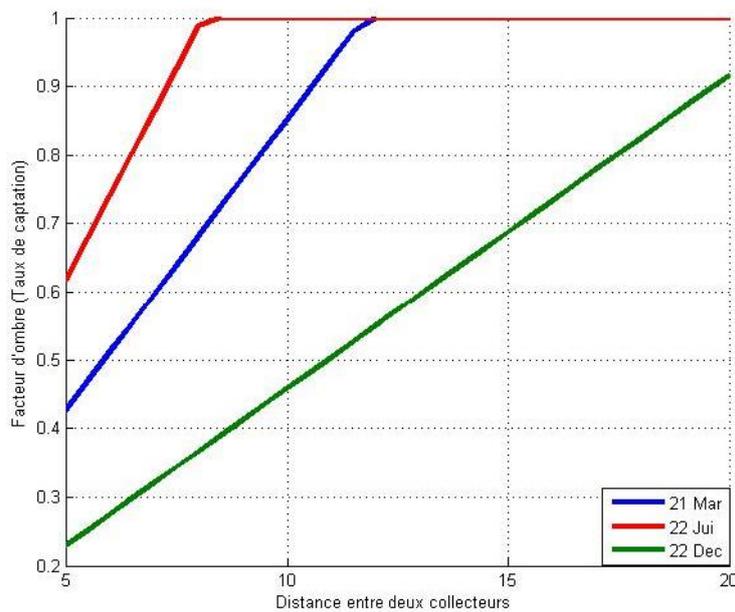


Fig. 19: Taux de captation des deux concentrateurs au cours de la journée la plus longue et la plus courte

## Partie III

# Optimisation de la surface de captage par amélioration du cycle de puissance.

## Introduction :

Suite a notre projet de PFE nous avons trouvé que le rendement de cycle de puissance (Rankine a resurchauffe) 32%.

Ce qui fait que a grande échelle la puissance thermique qu'il faut pour satisfaire une puissance électrique de 150 MW est considérable .et pour satisfaire cette puissance le champ de captage doit contenir un nombre très important de concentrateurs et de collecteurs par conséquent la longueur des tubes et la surface de captage seraient importantes .

Si on augmente le rendement de cycle on aura un nombre de collecteurs un peu réduit et la surface des miroirs diminue ainsi que la surface réelle.

### III.1 Amélioration de cycle de puissance :

Pour améliorer le cycle de puissance on utilise un cycle à resurchauffe avec soutirages comme le montre la figure suivante :

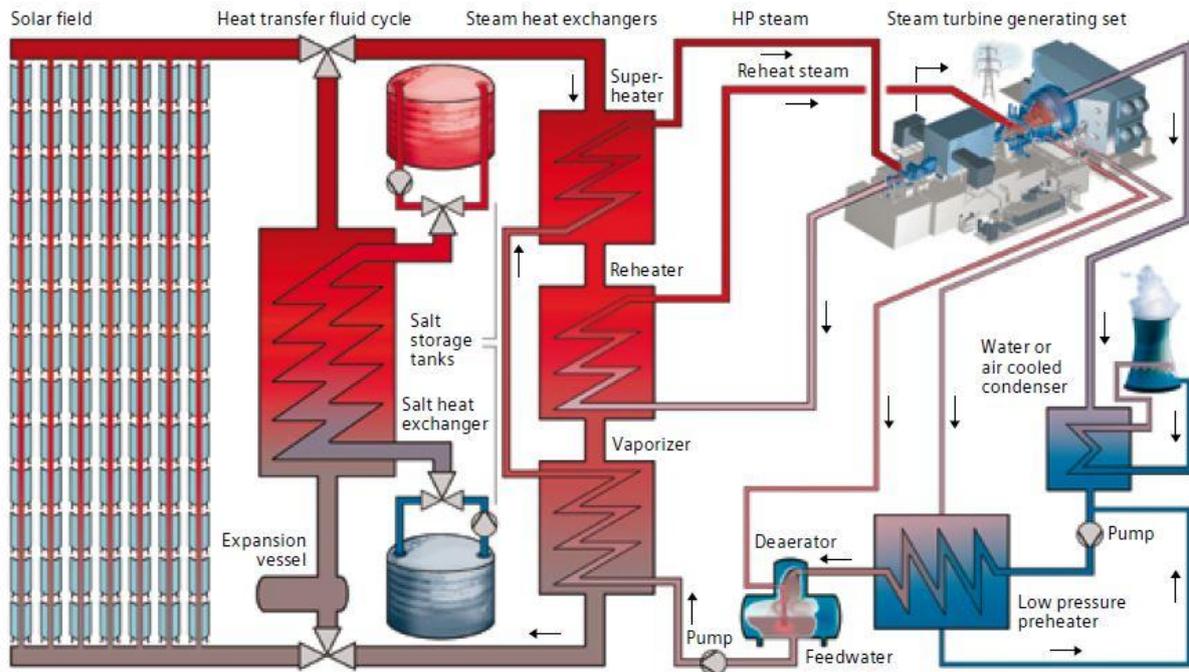


Fig.19 : cycle de puissance amélioré pour les centrale CSP (source :solar-energy-steam-turbine)

### Explication de la figure :

Cette figure représente une installation d'une centrale solaire , ce schéma synoptique est l'un des schémas les plus utilisé dans les centrales solaires cylindro-parabolique a travers le monde.

Une turbine SST-700 avec 5 soutirages.

On utilisant tout les soutirages (Récupération de la chaleur) on augmente le rendement de cycle de puissance jusqu'à 37.5 %.

la vapeur d'eau rentre dans le bloque HP et sort de ce dernier pour subir une resurchauffe pour rentrer dans le bloque BP.

On fait deux soutirages a deux pressions différentes dans le bloque BP l'un nous servira pour augmenté la température de l'eau condensé en passant par un préchauffeur pour qu'il sorte de préchauffeur comme étant eau saturé.

et l'autre pour faire mélangé la vapeur soutirée dans un mélangeur avec l'eau saturé et on aura l'eau qui rentre dans les échangeurs a une température un peu élever.

### III.2 Application sur la centrale SEGS 150MW de notre PFE :

Ce tableau représente une comparaison entre les résultats trouvés dans notre PFE et les résultats après l'optimisation de la surface (action sur la distance entres collecteurs et sur le cycle de puissance).

<b>Performance de la centrale</b>	<b>150MW SEGS</b>	<b>150 MW SEGS</b>
<b>Puissance électrique (MW)</b>	<b>150</b>	<b>150</b>
<b>Rendement du cycle %</b>	<b>32,42</b>	<b>37.5</b>
<b>Puissance thermique (MW)</b>	<b>461.96</b>	<b>400</b>
<b>Nombre de collecteurs en série LS-2</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Nombre de boucles</b>	<b>704</b>	<b>609</b>
<b>Nombre de collecteurs</b>	<b>5632</b>	<b>4872</b>
<b>Surface des miroirs (hectares)</b>	<b>140.8</b>	<b>121.8</b>
<b>Surface réelle du champ 15m (hectares)</b>	<b>422.4</b>	<b>365.4</b>
<b>Surface optimale (hectares) 13 m</b>	<b>366.4</b>	<b>316.68</b>

**Tableau 3:Résultats de l'optimisation et comparaison des performances.**

#### Remarques et interprétations :

On remarque que l'optimisation de la surface et l'amélioration du cycle ont donnés des résultats très intéressants.

### III.3 Résultats d'amélioration du cycle de puissance :

Pour la même puissance électrique la puissance thermique après amélioration du cycle est de 400 MW soit une optimisation d'une puissance thermique de 61 MW et une surface des miroirs de 19 hectares soit une surface réelle de 57 hectares.

Cela explique que le rendement de cycle de puissance a un impacte direct sur la puissance thermique, et engendre des retombées négatives sur le cout du champ solaire en cas d'un faible rendement car ce dernier a une relation directe avec la surface des miroirs et indirecte avec la surface réelle.

Du coup le nombre de boucles trouvés dans notre PFE est de 704 boucles et il est seulement de 609 boucles avec l'amélioration du cycle de puissance par conséquent le nombre des

Collecteurs est réduit de 760 collecteurs .soit une réduction de cout du champ de 760 fois le prix d'un collecteur.

#### **III.4 Résultats d'optimisation de la surface on agissant sur la distance entres collecteurs :**

Pour la surface réelle du champ solaire avant l'optimisation de la distance entres collecteurs on a trouvé une surface réelle de 422.4 hectares.

Après l'optimisation de la surface réelle en agissant sur la distance entres collecteurs on a trouvé une surface de 316.68 hectares soit une optimisation de 50 hectares pour la même distance optimale.

#### **Conclusion :**

La surface réelle du champ trouvée dans notre PFE elle est de 422.4 hectares après l'optimisation de la surface de captage en agissant sur la distance entres collecteurs et sur l'amélioration du rendement du cycle j'ai trouvé une surface de 316.68 hectares soit une optimisation de 106 hectares.

Cela explique que l'étude de site et l'optimisation de la surface de captage sont primordiales avant la réalisation d'une centrale solaire thermodynamique.

# Conclusion générale

# Conclusion générale

L'inconvénient principal des centrales solaires thermiques est la surface du champ solaire qui est très importante, et qui engendre des retombées négatives sur l'investissement au début et des difficultés de suivi et de maintenance ensuite. Dans ce travail, j'ai essayé d'optimiser la surface du champ en étudiant l'ombre portée sur les concentrateurs.

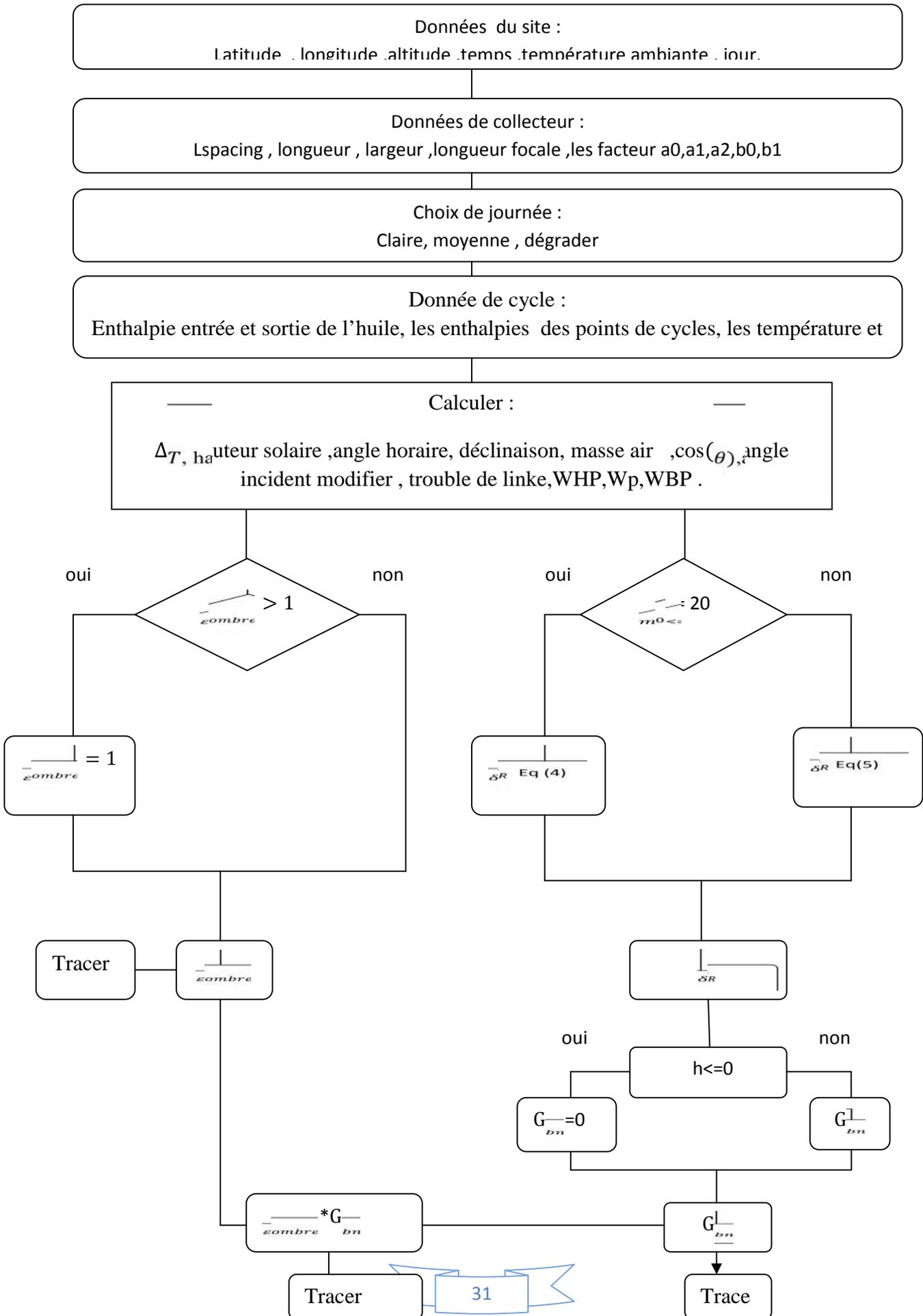
L'étude a débuté par le choix du site, El Oued et ainsi que le choix des dimensions du concentrateur LS-2. Un programme sous Simulink Matlab a été réalisé pour le calcul de l'ombre portée et le rayonnement capté par la surface d'ouverture du concentrateur. Pour plusieurs distances entre les concentrateurs,

J'ai calculé l'ombre, ainsi que le rayonnement. L'étude m'a aidé à déduire la distance optimale entre les concentrateurs, qui a été validée avec un cas réel celui de la centrale SEGS [8,9], sachant que l'optimisation dans la distance entre les concentrateurs est l'optimisation en surface du champ solaire de la centrale solaire thermique.

Dans la dernière partie j'ai agi sur le rendement du bloque de puissance en l'améliorant avec un cycle de puissance compliqué qui permet d'atteindre un rendement de 37.5% [9]. Les résultats obtenus sont vraiment intéressants car ce deniers nous permet non seulement de réduire la puissance thermique qui satisfait une puissance de 150MW mais aussi une optimisation de nombre de collecteurs et des miroirs par conséquent les surfaces utiles et réelles sont réduites.

# ANNEXE

## Organigramme de simulation



## Références Bibliographiques

- [1] Michael Geyer. IEA SolarPACES. *Report on the SolarPACES START Mission to Algeria*. September 14-18, 2003.
- [2] LES GRANDS CARREFOURSDÉVELOPPEMENTLA WILAYA D'EL-OUED  
Et " La ville aux mille et une coupoles".
- [3] Mémoire de fin d'étude intitulé dimensionnement d'une centrale solaire a concentrateur cylindro-parabolique 150MW réalisé par BENMESSAOUD Youcef et OUHAB Merouane
- [4] Contribution numérique à l'étude du rayonnement solaire incident sur un capteur plan pour le site de Constantine M. BOUBEKRI, A. CHAKER et I. ZEGHIB Laboratoire de Physique Energétique Université Mentouri, Constantine (25000), ALGERIE.
- [5] Mémoire de magistère présenté par Meziani fariza intitulé détermination de gisement solaire par traitement d'image.
- [6] Estimation du rayonnement solaire global en Algérie pour différents types de ciel  
M.R Yaïche<sup>1</sup> et S.M.A Bekkouche<sup>1</sup> Centre de Développement des Energies Renouvelables  
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, Alger, Algérie  
<sup>2</sup> Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables URAER, B.P. 88, ZI, Gara Taam, Ghardaïa, Algérie.
- [7] Effet de la distance entre concentrateurs solaires sur la surface de champ d'une centrale solaire thermodynamique.
- [8] Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants
- [9] SOLAR PARABOLIC TROUGH document téléchargé par internet.

:

في محطات توليد الطاقة الشمسية الحرارية، والمساحة التي شغلتها مركّزات مهم جدا، وهذا يسبب زيادة تكاليف الاستثمار ويجعل صيانة وتنظيف محاور مكلفة للغاية. والهدف من هذا العمل هو تحسين سطح الطاقة الشمسية من خلال دراسة تأثير المسافة بين مركّزات القطع المكافئ. وكانت النتائج مثيرة جدا للاهتمام، وكنا قادرين على المسافة المثلى بين صفوف من مركّزات الطاقة الشمسية، الأمر الذي سيزيد من سطح جامع في محطة للطاقة الحرارية الشمسية

**مفتاحية:** المكثف مكافئ، منطقة محطة للطاقة الشمسية، بظلالها على محاور

**Résumé** - Dans les centrales solaires thermodynamiques, la surface occupée par les concentrateurs est très importante, ce qui augmente les frais d'investissement et rend la maintenance et le nettoyage des concentrateurs très coûteux. Le but de ce travail est d'optimiser la surface d'une centrale solaire en étudiant l'effet de la distance entre les concentrateurs cylindro-paraboliques., un modèle est écrit sous Simulink Matlab pour la simulation optique du système. Les résultats ont été très intéressants, et j'ai pu trouver la distance optimale entre les rangées des concentrateurs solaires, ce qui optimise la surface de champs des capteurs dans une centrale solaire thermique à El Oued.

**Mots clés:** Concentrateur cylindro-parabolique, Surface d'une centrale solaire, Ombre sur les concentrateurs.

**Summary** - In the thermodynamic solar power plants, the area occupied by the hubs is very important, increasing investment costs and makes maintenance and cleaning of very expensive hubs. The aim of this work is to optimize the surface of a solar power by studying the effect of the distance between the parabolic concentrators. A model is written in Matlab Simulink simulation for the optical system. The results were very interesting, and I was able to find the optimal distance between the rows of solar concentrators, which maximizes surface of the collector in a solar thermal power plant in El Oued.

**Keywords:** parabolic concentrator, a solar power plant area, Shadow on hubs.