

UNIVERSITE DE BLIDA 1

Faculté des technologies

Département de Génie Mécanique

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Mécanique

ETUDE DE LA DISTRIBUTION DU FLUX AU FOYER D'UNE CENTRALE
SOLAIRE A TOUR SOUS SOLLICITATIONS VARIABLES

Par

Messaoud BOUAMRA

Devant le jury composé de :

B.BOUMEDDANE	Professeur à l'université de Blida 1	Président
N.KASBADJI	Directrice de recherche UDES	Examinatrice
B.BOUCHEKIMA	Professeur à l'université d' Ouargla	Examineur
M.ABBAS	Maitre de recherche (A), UDES	Examineur
Y.BENKEDDA	Professeur à l'université de Blida 1	Examineur
M.MERZOUK	Professeur à l'université de Blida 1	Directeur de thèse

Blida, Février 2020

RESUME

Les centrales solaires à tour constituent l'une des nombreuses technologies d'énergie renouvelable présentant un grand potentiel de résolution de la demande énergétique actuelle et future.

Ce travail se concentre sur les avantages, en termes d'efficacité optique, garantis par un système où le champ solaire n'est plus fixe par rapport au récepteur central, mais suit le trajet apparent du soleil pendant la journée. Une analyse comparative des performances est développée entre la centrale solaire PS10 existante en Espagne et celle reconfigurée utilisant la technologie du concept de champ solaire rotatif. L'étude comprend l'efficacité de l'effet cosinus en réduisant l'ombre causé par la tour. Le modèle reconfiguré de PS10 est considéré comme plus prometteur que le modèle original, au cas où il serait adapté à la même technologie. Par la suite, à partir des coordonnées du centre de chaque héliostat d'un champ solaire simplifié, une méthode analytique inspiré du modèle HFLCAL est adapté aux héliostats de notre étude pour le calcul de la distribution de la densité de flux sur un récepteur vertical. Soulignant que l'erreur de suivi solaire a été étudiée et analysée pour montrer aux lecteurs son influence sur la distribution de la densité de flux sur le récepteur. Trois points équidistants de visée sont choisis pour l'étude de l'homogénéité de la distribution du flux sur le récepteur. Cette approche semble initialement avoir permis de diminuer considérablement le pic de flux qui génère de fortes contraintes thermomécaniques sur le récepteur.

Mots clés : Champ solaire rotatif ; concentration solaire ; performances optiques ; héliostat ; flux solaire.

ABSTRACT

Solar tower power plants are one of many renewable energy technologies with great potential to resolve current and future energy demand.

This work focuses on the advantages, in terms of optical efficiency, guaranteed by a system where the solar field is not any more fixed with respect to the central receiver, but follows the apparent path of the sun during the day. A comparative performance analysis is developed between the existing PS 10 solar power plant in Spain, and the reconfigured one using the technology of rotating solar field concept. The study includes the cosine efficiency with reducing tower shadowing effect. The reconfigured model of PS10 is believed to be more promising than of the original one, in case it is adapted to suit the same technology. Thereafter, from the coordinates of the center of each heliostat of a simplified solar field, an analytical method inspired by the model HFLCAL is adapted to the heliostats of our study for the computation of the distribution of the flux density on a vertical receiver. Emphasizing that solar tracking error has been studied and analyzed to show to the readers its influence on the distribution of flux density on the receiver. Three equidistant points of view are chosen to study the homogeneity of the distribution of the flux on the receiver. This approach initially seems to have made it possible to considerably reduce the peak flux that generates strong thermo mechanical stresses on the receiver.

Key words: rotating solar field; solar concentration; optical performance; heliostat; solar flux.

ملخص

تعتبر محطات الطاقة الشمسية ذات برج واحدة من العديد من تقنيات الطاقة المتجددة ذات الإمكانيات الكبيرة لحل متطلبات الطاقة الحالية والمستقبلية.

يركز هذا العمل على المزايا، من حيث الكفاءة البصرية، التي يضمنها النظام بحيث يكون فيه الحقل الشمسي غير ثابتاً بالنسبة إلى المستقبل المركزي، ولكنه يتبع المسار الظاهر للشمس خلال النهار. تم تحليل يقارن الكفاءات بين محطة الطاقة الشمسية PS10 الموجودة في إسبانيا، والمحطة المعاد تشكيلها باستخدام تقنية مفهوم الحقل الشمسي الدوّار. وتشمل الدراسة كفاءة جيب التمام مع تقليل من تأثير الظل الناتج عن البرج. يعتقد أن النموذج PS10 المعاد تشكيله سيكون واعداً أكثر من النموذج الأصلي، في حال تم تكيفه ليتناسب مع نفس التقنية. بعد ذلك، من إحدائيات مركز كل مرآة من الحقل الشمسي المبسط، يتم تكيف طريقة تحليلية مستوحاة من نموذج HFLCAL على مرايا دراستنا لحساب توزيع كثافة التدفق على جهاز الاستقبال العمودي . مع التأكيد على أن خطأ التتبع الشمسي تمت دراسته وتحليله للإظهار للقراء تأثيره على توزيع كثافة التدفق على جهاز الاستقبال. لدراسة تجانس توزيع التدفق على المستقبل يتم اختيار ثلاث نقاط. يبدو أن هذا النهج في البداية جعل من الممكن تقليل تدفق الذروة إلى حد كبير الذي يولد ضغوطاً ميكانيكية حرارية قوية على جهاز الاستقبال.

الكلمات المفتاحية : الحقل الشمسي الدوّار ؛ تركيز الطاقة الشمسية ؛ الأداء البصري؛ مرآة ؛ التدفق الشمسي.

REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie Dieu pour m'avoir donné le courage et la patience de mener ce modeste travail.

Je tiens à adresser mes sincères remerciements à Monsieur **M.MERZOUK**, professeur à l'université de Blida 1, pour sa direction de cette thèse, son encadrement, ainsi que la confiance qu'il m'a accordée tout au long de cette thèse.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **B.BOUMEDDANE** Professeur à l'université de Blida 1, d'avoir bien voulu accepter la présidence du jury et cela malgré ses nombreuses occupations.

J'adresse mon profond respect à Madame **N.Kasbadji** Directrice de recherche UDES, pour avoir bien voulu juger ce travail de recherche.

Je voudrais exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **B.BOUCHEKIMA** Professeur à l'université d'Ourgla, d'avoir accepté d'examiner ce travail doctoral.

Je voudrais exprimer ma profonde gratitude au D^r **M.ABBAS** Maître de recherche « A » à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES), d'avoir accepté d'examiner ma thèse de doctorat

Comme je remercie aussi Monsieur **Y.BENKADDA**, Professeur à l'université de Blida 1, d'avoir bien voulu participer au jury de cette thèse.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

La mémoire de mon père.

Ma mère.

Ma femme.

Mes enfants.

Mes chères sœurs et frères.

Toute ma famille.

Mes enseignants.

Mes amis et mes collègues.

Messaoud Bouamra

TABLE DES MATIERES

RESUME

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

INTRODUCTION GENERALE	14
1. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUES.	
1.1. Introduction	21
1.2. Paramètres de position.....	22
1.2.1. Position d'un point sur la surface de la terre.....	22
1.2.2. Position du soleil.....	22
1.2.2.1. Coordonnées horaires.....	22
1.2.2.1.1. Déclinaison du soleil	23
1.2.2.1.2. Angle horaire du soleil.....	23
1.2.2.2. Coordonnées horizontales.....	24
1.2.2.2.1. Hauteur angulaire du soleil.....	24
1.2.2.2.2. Azimut du soleil.....	24
1.3. Le rayonnement solaire.....	25
1.3.1. Modélisation de l'éclairement solaire par ciel clair	25
1.3.1.1. Eclairement direct horizontal	25
1.3.2. Mesure de l'éclairement solaire direct.....	26
1.4. Différents types de centrales solaires à concentration.....	27
1.4.1. Les centrales solaires linéaires de Fresnel.....	28
1.4.2. Les centrales solaires à concentration cylindro-parabolique.....	28
1.4.3. Les centrales solaires à capteur paraboliques.....	28
1.4.4. Les centrales solaires à tour.....	29
1.5. Les principaux composants d'une centrale solaire à tour.....	29
1.5.1. Bloc solaire.....	30
1.5.1.1. Champs d'héliostats.....	30
1.5.1.1.1. Héliostat.....	32
1.5.1.1.1.1. Système de poursuite.....	33

1.5.1.1.1.1. Monture altazimutale.....	34
1.5.1.1.1.2. Monture équatoriale.....	34
1.5.1.2. La tour.....	35
1.5.1.3. Récepteur.....	35
1.5.2. Bloc de puissance.....	38
1.5.3. Fluide de transfert de chaleur (fluide caloporteur).....	38
1.5.4.1. L'air.....	38
1.5.4.2. Eau/vapeur.....	38
1.5.4.3. Sels fondus.....	38
1.6. Bilan énergétique d'une centrale solaire à tour.....	39
1.6.1. Pertes dans la collecte du rayonnement solaire.....	39
1.6.1.1. Les pertes géométriques.....	39
1.6.1.1.1. L'effet cosinus.....	40
1.6.1.1.2. Les effets d'ombre et de blocages.....	41
1.6.1.2. Pertes de la réflectivité.....	42
1.6.2. Pertes de transmission à travers l'atmosphère.....	43
1.6.3. Pertes par débordement du rayonnement solaire concentré sur le récepteur.....	44
1.7. Etat de l'art.....	44
1.7.1. Centrales à tour.....	44
1.7.2. Nouveaux concepts pour les centrales à tour.....	45
1.7.3. Configuration du champ d'héliostats.....	47
1.7.4. Codes de calcul du flux solaire.....	49
1.8. Conclusion.....	50
2. MODELISATION MATHEMATIQUE	
2.1. Introduction.....	52
2.2. Modèle de la position solaire.....	52
2.3. Modélisation du champ d'héliostats.....	52
2.3.1. Formulation mathématique.....	53
2.3.1.1. Espacement radial.....	54
2.3.1.1.1. Rayon de la première ligne	54
2.3.1.1.2. Incrément du rayon entre les lignes consécutives.....	54
2.3.1.2. Espacement azimuthal.....	55
2.3.1.3. Nombre d'héliostats par lignes.....	56

2.3.1.4. Localisation d'un héliostat.....	57
2.4. L'ombre causé par la tour.....	57
2.5. L'effet cosinus.....	58
2.6. Flux sur le récepteur	59
2.6.1. Le champ solaire et le récepteur.....	59
2.6.2. Les héliostats.....	60
2.6.3. Le modèle géométrique et optique.....	61
2.6.3.1. Position et orientation.....	61
2.6.3.2. Subdivision de la surface de l'héliostat.....	66
2.6.3.3. Calcul du point d'intersection entre le rayon réfléchi par le centre de chaque zone et le récepteur.....	67
2.6.4. Résolution du modèle mathématique.....	69
2.6.4.1. Calcul de l'écart type effectif σ_{HF}	71
2.6.4.2. Calcul de la puissance solaire réfléchi par l'héliostat.....	72
2.7. Organigrammes.....	73
2.8. Conclusion.....	74
3. RESULTATS ET DISCUSSION	
3.1. Introduction.....	75
3.2. L'efficacité de l'effet cosinus et la réduction de l'effet d'ombre causé par la tour.....	75
3.2.1. Validation.....	75
3.2.2. Zone ombré par la tour.....	78
3.2.3. Efficacité de l'effet cosinus du champ rotatif.....	83
3.3. Distribution du flux sur le récepteur	88
3.3.1. Validation.....	88
3.3.2. Étude de l'influence de l'erreur de poursuite sur la distribution de flux solaire.....	91
3.3.2.1. Iso flux en négligeant l'erreur de poursuite suivant une vue angulaire.....	91
3.3.2.2. Iso flux en négligeant l'erreur de poursuite suivant une vue axiale.....	92
3.3.2.3. Iso flux en tenant compte de l'erreur de poursuite.....	93
3.3.3. Variation du pic de flux en fonction de l'erreur de poursuite.....	94

3.3.4. Etude de la distribution de flux totale sur la surface du récepteur.....	95
3.3.4.1. Stratégie d'un seul point de visée.....	95
3.3.4.2. Stratégie de trois points de visée.....	96
3.4. Conclusion.....	98
CONCLUSION GENERALE	99
APPENDICE A. Liste des symboles.....	101
APPENDICE B. Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ rotatif PS10 origine.....	104
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	107

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Coordonnées terrestres d'un lieu donné.....	22
Figure 1.2	Coordonnées horaires	23
Figure 1.3	Coordonnées horizontales.....	25
Figure 1.4	Pyrhéliomètre.....	26
Figure 1.5	Les quatre principaux systèmes de concentrateurs solaires.....	27
Figure 1.6	Représentation schématique d'une centrale solaire à tour.....	29
Figure 1.7	Processus d'obtention de l'énergie électrique dans une centrale solaire à tour	30
Figure 1.8	Gemasolar (Espagne).....	31
Figure 1.9	PS10 et PS20 près de Seville (Espagne).....	31
Figure 1.10	Héliostat	32
Figure 1.11	Héliostats de première et deuxième génération.....	33
Figure 1.12	Monture altazimutale.....	34
Figure 1.13	Monture équatoriale.....	35
Figure 1.14	Exemples de tours de centrales solaires.....	36
Figure 1.15	Récepteur externe	37
Figure 1.16	Récepteur à cavité	37
Figure 1.17	Récepteur volumétrique	37
Figure 1.18	L'effet cosinus	40
Figure 1.19	Installation d'essai pour une centrale solaire à tour à géométrie variable au CTAER.....	41
Figure 1.20	L'effet d'ombre	41
Figure 1.21	L'effet de blocage	42
Figure 1.22	Géométries de la réflexion suivant la loi de Snell	43
Figure 1.23	Atténuations atmosphériques	43
Figure 1.24	Perte par débordement du flux	44
Figure 1.25	Centrales modulaires à tour – eSolar	47
Figure 2.1	Définitions fondamentales dans le champ d'héliostats.....	54
Figure 2.2	Espacements minimums radial et azimutal.....	56
Figure 2.3	Longueur de l'ombre causée par la tour.....	58

Figure 2.4	Champ de neuf héliostats.....	60
Figure 2.5	Les dimensions principales de l'héliostat	61
Figure 2.6	Positionnement de l'héliostat	62
Figure 2.7	Subdivisions de la surface de l'héliostat.....	66
Figure 2.8	Organigramme du processus de génération du champ d'héliostats.....	73
Figure 2.9	Organigramme du processus de génération du flux solaire sur le récepteur.....	74
Figure 3.1	Champ d'héliostats PS10	76
Figure 3.2	Champ d'héliostats PS10 reconfiguré (Notre travail).....	76
Figure 3.3	Superposition des champs PS10 et PS10 reconfiguré	77
Figure 3.4	Variation de l'ombre de la tour sur trois caractéristiques Jours de l'année.....	79
Figure 3.5	Héliostats complètement ombré par la tour.....	80
Figure 3.6	Variation du nombre d'héliostats ombré par la tour le 21 Décembre.....	81
Figure 3.7	Variation du nombre d'héliostats ombré par la tour le 21 Juin.....	81
Figure 3.8	Variation du nombre d'héliostats ombré par la tour le 21 Mars et le 21 Septembre.....	82
Figure 3.9	Position de l'héliostat 35 à 9h temps solaire vrai.....	83
Figure 3.10	Position de l'héliostat 35 à 9h temps solaire vrai	83
Figure 3.11	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 8h.....	84
Figure 3.12	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 10h.....	85
Figure 3.13	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 12h.....	85
Figure 3.14	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 14h.....	86
Figure 3.15	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 16h.....	86
Figure 3.16	Comparaison de l'efficacité moyenne de l'effet cosinus pendant l'équinoxe de printemps.....	87
Figure 3.17	Profils centraux de notre model et le mesuré (PSA).....	89

Figure 3.18	Profils centraux notre model et le Simulé (UNIZAR).....	90
Figure 3.19	Contours de la densité du flux notre model et le Simulé (UNIZAR).....	90
Figure 3.20	Iso flux : l'héliostat 1 à droite, l'héliostat 2 au centre et l'héliostat 3 à gauche.....	92
Figure 3.21	Iso flux, pour trois héliostats placés sur l'axe Nord ($\sigma_t = 0$).	92
Figure 3.22	Iso flux : l'héliostat 2 à droite, l'héliostat 5 au centre et l'héliostat 8 à gauche.....	93
Figure 3.23	Variation du pic de flux avec l'erreur de suivi.....	95
Figure 3.24	Iso flux de 9 héliostats, avec un seul point de visée.....	95
Figure 3.25	Profil de la densité de flux globale en 3D avec un seul point de visée.....	96
Figure 3.26	Position des points de visés.....	97
Figure 3.27	Iso flux de 9 héliostats, avec trois points de visée.....	97
Figure 3.28	Profil de la densité de flux globale en 3D avec trois points de visée.....	98
Figure B.1	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ rotatif PS10 à 8h.....	104
Figure B.2	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ rotatif PS10 à 10h.....	105
Figure B.3	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ rotatif PS10 à 12h.....	105
Figure B.4	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 à 14h.....	106
Figure B.5	Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ rotatif PS10 à 16h.....	106
Tableau 2.1	Paramètres du champ d'héliostats de la centrale PS10.....	53
Tableau 3.1	Efficacité nominale et annuelle de l'effet cosinus des champs PS10 original et PS10 reconfiguré.....	77
Tableau 3.2	Comparaison des performances entre le champ PS10 rotatif reconfiguré et le champ PS10 rotatif original.....	87
Tableau 3.3	paramètres de l'héliostat choisi de PSA	88
Tableau 3.4	Pics de flux mesuré, Unizar et simulé.....	91

INTRODUCTION GENERALE

Le nombre de la population mondiale ne cesse de croître, ce qui reflète les besoins croissants en énergie électrique et thermique [1,2], en tenant compte du fait que les combustibles fossiles sont présents sur la Terre en quantités limitées et que leur utilisation entraîne l'émission de dioxyde de carbone, qui a un impact négatif sur l'environnement. Les sources d'énergie renouvelables, qui sont susceptibles de constituer une alternative aux sources d'énergie traditionnelles, sont utilisées dans le monde entier. Le soleil étant la principale source d'énergie. En utilisant un équipement suffisant on peut aisément convertir le rayonnement solaire en énergie thermique et électrique [3]. Les centrales solaires à concentration sont l'une des nombreuses technologies d'énergie renouvelable à fort potentiel pour répondre à la demande énergétique actuelle et future, car elles utilisent la chaleur du soleil, source d'énergie illimitée disponible quotidiennement [4].

L'une des technologies d'énergie solaire à concentration actuellement disponibles est le système de récepteur central, également appelé centrale solaire à tour, qui est placé au premier plan et peut devenir la technologie privilégiée. Cela est principalement dû aux améliorations de performances attendues et à la réduction des coûts liés aux innovations technologiques des trois principaux systèmes, à savoir le champ d'héliostats, le récepteur et le bloc de puissance [5]. Le champ d'héliostats consiste en un ensemble de réflecteurs orientables appelés héliostats, espacés dans un champ afin de refléter le rayonnement solaire sur le récepteur situé au sommet de la tour. Le récepteur absorbe le rayonnement concentré pour être transportée par un fluide de transfert de chaleur vers le bloc de conversion d'énergie pour produire de l'électricité, ou d'autres applications thermiques [6,7]. Le champ d'héliostats est un sous-système très important dans les tours solaires car il contribue à environ 50% du coût total de la centrale, avec une perte d'énergie annuelle d'environ 47% [3,8]. Le nombre d'héliostats dépend de la puissance nominale de l'installation. Ce nombre peut atteindre des milliers d'héliostats sur une superficie de plusieurs hectares. La position du champ d'héliostats dépend également de l'énergie souhaitée et de la nature du récepteur

solaire. Les héliostats peuvent être positionnés complètement autour de la tour pour les grandes centrales solaires aux faibles latitudes, ou être situées sur un côté pour les petites centrales [5,9].

À l'heure actuelle, les centrales solaires à tour fonctionnent avec des champs d'héliostats fixés au sol et des récepteurs non rotatifs, bien que les miroirs sont ajustés tout le long de la journée pour qu'ils reflètent le rayonnement solaire au récepteur. Cette position fixe sur le sol entraîne des pertes qui limitent les performances de l'installation. Ces pertes sont liées à l'effet cosinus, à l'ombrage, au blocage, à l'atténuation atmosphérique et aux pertes par débordement. Afin de réduire ces pertes d'énergie, les héliostats doivent être placés correctement. Ainsi, le schéma de configuration du champ de l'héliostat est une tâche essentielle à prendre en compte dans le processus d'optimisation [10].

Depuis le début des années 1970, de nombreux codes informatiques spéciaux très efficaces ont été développés à cet effet. A ce titre on peut citer RCELL [11], DELSOL3 (winDELSOL) [12], HFLCAL [13,14], MIRVAL [15], solTRACE [16], SCT-HGM [17], HFLD [18,19], TONATIUH [20], MUEEN [21], HLIOS, FIAT LUX, SENSOL, TieSOL et OPTEC tels qu'ils sont décrits dans les références. [22,23]. Collado et Guallar [8,24] ont développé un code nommé Campo, qui permet de calculer rapidement et avec précision l'efficacité de l'ombrage et du blocage. Noone et al. [25] ont introduit une nouvelle disposition pour les positions des héliostats nommée, disposition en spirale, imitée d'un arrangement de phyllotaxis trouvé dans la nature [6]. Atif et Al-Sulaiman [26] ont récemment effectué une configuration optimisée utilisant des algorithmes d'évolution différentielle pour un champ radialement décalé régulier entourant la tour situé dans la ville Dhahran, Arabie Saoudite [27]. Tous ces codes utilisent différentes méthodes pour maximiser l'efficacité du champ et réduire les pertes d'énergie.

La perte par effet cosinus est la perte la plus importante qui contribue à environ 23,4% par an sur les pertes totales du champ [28]. Dans les installations existantes, le facteur moyen de l'effet cosinus varie tout le long de la journée avec des faibles valeurs en début de matinée aux plus élevées valeurs à midi temps solaire vraie lorsque la puissance maximale est obtenue. Ensuite, elle diminue à

nouveau jusqu'aux dernières heures de la fin de la journée [29,30]. La méthode pour maintenir la valeur maximale, tout au long de la journée et durant toute l'année pour une petite centrale électrique, est de faire orienter tout le champ pour qu'il suive la trajectoire du soleil [29]. Par conséquent, dans l'hémisphère nord, les héliostats sont situés à l'ouest au lever du soleil, au nord à midi solaire et à l'est de la tour au coucher du soleil. Il existe différentes recherches et études basées sur ce nouveau concept de champ d'héliostat. Hongli et al. [31] ont analysé la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus des champs d'héliostats traditionnels et tournant dans l'hémisphère nord, définies par les dispositions en quinconce sans blocage sur l'espacement radial [31]. Valeriano et al. [30] ont présenté l'avantage de la conception à géométrie variable et décrit les principales caractéristiques de l'installation expérimentale, appelée « installation d'essai solaire pour récepteurs à géométrie variable », développée et construite par le centre de technologie avancée pour les énergies renouvelables (CTAER) à Tabernas, en Espagne. Dans cette centrale pilote, les héliostats sont placés au-dessus de la plate-forme mobile qui se déplace sur les rails autour de la tour. Le récepteur situé en haut de la tour est placé sur une plate-forme rotative [5]. Cadiz et al. [29] ont présenté les résultats d'un code développé optimisant les distances azimutales entre héliostats. Trois champs sont comparés: un champ stationnaire traditionnel, une géométrie variable utilisant la technique simple de rotation simultanée de tout le champ et un champ dans lequel toutes les distances azimutales sont optimisées. Cependant, cette approche n'est pas efficace, car l'effet d'ombre de la tour n'est pas pris en compte. Lorsque les rayons du soleil frappent la tour de la centrale solaire, celle-ci jette une ombre sur les héliostats. Le rayonnement solaire n'atteint pas la surface de l'héliostat ombrée par la tour, ce qui réduit la quantité de rayonnement solaire atteignant le récepteur [32]. Les méthodes existantes pour calculer les effets d'ombre sont divisées en deux catégories: les méthodes de projection parallèle et de lancer de rayons, qui sont expliquées dans les références. [12,33].

Dans la première partie de cette thèse, un algorithme qui donne la conception préliminaire d'un champ solaire d'héliostats d'une centrale solaire à tour de petite puissance dans l'hémisphère nord est présenté. La conception préliminaire a pour but de définir et étudier les coordonnées de position pour chacun des héliostats qui forme le champ solaire, afin de déterminer la meilleure

position possible. Une configuration radialement décalée régulière est utilisée et la distance radiale variable entre les rangées consécutives est calculée en tenant compte d'un facteur de blocage constant pour tout le champ solaire. La distribution de l'efficacité optique en imposant au champ solaire un comportement tournant est présentée. La zone ombrée par la tour est calculée, analysée et évaluée afin de déterminer son influence réelle sur les performances de la centrale. Les résultats obtenus, avec notre algorithme appliqué à ce nouveau concept d'optimisation d'un champ d'héliostats à géométrie variable pour une centrale solaire à tour, ont ensuite été comparés aux données publiées. Relativement, ces données ont été prises à partir de la centrale PS10 qui a été choisie comme configuration de base pour notre travail.

La deuxième partie est consacrée à l'étude des cartographies du flux lumineux à la surface du récepteur, qui est une tâche indispensable à la conception de la chaudière, notamment pour son dimensionnement optimal. La sécurité de l'installation est directement liée à la distribution d'énergie obtenue sur le récepteur [34]. Cette distribution de flux peut être calculée en utilisant des méthodes de modélisation optiques, qui peuvent être généralement divisées en deux catégories [35] : la méthode de lancer de rayons (ray tracing) et la méthode analytique de convolution. La première est une approche statistique qui trace un faisceau de rayons aléatoire du soleil. Plus le nombre de rayons testés est important, plus la précision obtenue est élevée, mais avec un coût de calcul plus élevé. Soltrace, Tonatiuh, STRAL et Tiesol sont quelques uns des codes de lancer de rayons [36]. La deuxième repose sur la superposition mathématique de cônes d'erreur, à savoir : erreur sur la forme du soleil, nature et qualité de la surface réfléchissante et la précision du système de poursuite solaire. De nombreuses techniques ont été proposées pour résoudre l'intégrale de convolution. Techniques plus rapide que les techniques de lancer de rayons. Le code HELIOS [37] est basé sur la résolution numérique de l'intégrale de convolution avec la transformée de Fourier [1]. Lipps et Walze [38] ont proposé une expression analytique sur des héliostats non focalisants. Collado et al [39] ont introduit une fonction d'erreur pour avoir une expression analytique simple gouvernant les héliostats focalisant de forme rectangulaire. Ce modèle qui est récemment bien connu sous le nom UNIZAR de l'Université de Zaragoza [40,41]. Une autre

solution approximative jugée un peu plus simple et précise que la précédente [8] en supposant un comportement gaussien pour tous les cônes d'erreur qui peut gérer l'effet d'astigmatisme produit par une aberration hors axe, c'est le model HFLCAL [34] du centre aérospatial d'Allemagne (DLR) [40]. La précision des approches analytiques est généralement inférieure à celle du lancer de rayons, mais elle est suffisamment bonne pour la plus part des applications nécessitant une optimisation rapide [42].

La spécificité principale des centrales à tour est la possibilité de contrôler individuellement chacun des héliostats constitutifs du champ solaire pour mettre en place une stratégie de pointage et de fournir au récepteur solaire un flux solaire concerté dont la distribution est maîtrisée.

Une stratégie de pointage sur plusieurs points du récepteur permet d'éviter les hauts taux de concentration et d'obtenir une répartition uniforme du flux sur la surface du récepteur sans que le phénomène de débordement puisse être influent sur le rendement optique du récepteur. Plusieurs techniques ont été développées dans le choix des points de visée et leurs ajustements avec les héliostats du champ solaire pour permettre une distribution uniforme de la densité du flux, comme ils sont décrits par la référence [43]. Plusieurs chercheurs ont travaillé sur ce thème comme principal objectif d'avoir une répartition régulière de la densité du flux sur la surface réceptrice. Garcia-Martin et al. [44] ont développé une méthode de contrôle en boucle fermée avec 5 points de visée pour chaque héliostat, à la plate forme solaire d'Almeria en Espagne. Salomé et al. [44] ont développé un processus d'optimisation qui calcule les meilleurs points de visée pour obtenir une distribution de flux bien aplatie avec le minimum de débordement possible [44]. Saeb M et al [43] ont proposé une nouvelle approche d'optimisation basée sur le principe d'un algorithme génétique (G A) pour trouver l'optimum de la densité de distribution de flux sur le récepteur.

Dans cette deuxième partie de notre thèse une disposition Nord de la tour d'un champ solaire situé à l'atmosphère Nord est proposée. Elle est représentée par 9 héliostats repartis suivant une disposition qui marque un axe de symétrie aligné avec la direction Sud Nord. Trois points équidistants de visée sur l'axe verticale passant par le centre du récepteur sont choisis pour l'étude de la

distribution du flux sur le récepteur, inspiré de la technique Visée unidimensionnelle intelligente [43]. La méthode analytique HFLCAL est adaptée aux héliostats de notre étude pour le calcul de la distribution de la densité du flux sur le récepteur. Un algorithme sous environnement MATLAB a été développé et validé avec les données expérimentales disponibles auprès de la centrale de Plateforme Solaire de Almería en Espagne (PSA) [41] et aux données de la simulation suivant le modèle UNIZAR [41,43]. L'erreur de poursuite a été étudiée et analysée pour montrer son influence sur la distribution de la densité de flux sur le récepteur.

L'étude est structurée en trois chapitres : Dans le premier chapitre on présente les notions générales sur les paramètres de position, le rayonnement solaire et une introduction sur les centrales solaires à concentration on détaillant un peu plus les composantes du bloc solaire d'une centrale solaire à tour, ainsi que les processus pour l'obtention de l'énergie électrique en limitant notre étude, par la collecte de rayonnement solaire par les héliostats, sa transmission à travers l'atmosphère vers le récepteur jusqu'à la collecte de la radiation solaire concentrée par le récepteur.

Dans le deuxième chapitre une méthode de conception préliminaire d'un champ d'héliostat est proposée. Elle est basée sur, [45] :

- un incrément radial entre les lignes consécutives des héliostats qui vérifie un facteur fixe de blocage
- une distance de séparation additionnelle entre héliostats.

Le champ d'héliostats est formulé mathématiquement et un programme écrit en langage Matlab est développé sur la base de cette formulation, qui donne à l'utilisateur le choix de tracer la disposition du champ qui s'affiche à l'écran, d'enregistrer les résultats et qui permet l'évaluation rapide de l'efficacité optique du champ des héliostats.

A partir des coordonnées d'emplacement des centres d'héliostats, la méthode analytique HFLCAL est adaptée à ces héliostats pour calculer la distribution de la densité de flux sur un récepteur vertical.

Dans le troisième chapitre les résultats de la programmation sont comparés avec des données de la littérature, [45].

Nous terminerons par une conclusion générale et la proposition de quelques perspectives.

CHAPITRE 1

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUES

1.1. Introduction

L'énergie solaire est la ressource de base la plus importante pour tous les potentiels énergétiques renouvelables. La valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre est estimée à 1367 W/m^2 [46]. Ce flux solaire est atténué lors de la traversée de l'atmosphère par absorption ou diffusion, suivant les conditions météorologiques et la latitude du lieu au niveau du sol, rapporté par [47].

Une grande partie du continent africain fait partie des régions les plus prometteuses pour l'implantation des technologies solaires thermodynamiques grâce à leurs positions dans la ceinture solaire, c'est à dire les régions où l'ensoleillement normale directe excède $2000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$; il s'agit des régions telle que l'Algérie, rapporté par [48].

Comme la concentration solaire, est une technologie qui consiste à produire de l'électricité en concentrant l'énergie solaire sur une surface focale à l'aide des miroirs couplés à des systèmes récepteurs, deux systèmes de concentration optiques peuvent être utilisés, donnant naissance à quatre grandes familles de technologies thermo solaires [2]:

- Une concentration linéaire que l'on retrouve dans les miroirs cylindro-paraboliques ainsi que dans les collecteurs linéaires de Fresnel.
- Une concentration ponctuelle présente dans les concentrateurs paraboliques et les concentrateurs à tour.

Dans ce chapitre on a jugé nécessaire de commencer par étudier les notions générales sur les paramètres de positions et l'expression du rayonnement solaire direct, puis nous présenterons une introduction sur les centrales solaires à concentration, nous détaillant un peu plus la centrale solaire à tour en abordant les

étapes principales, telles que la collecte de rayonnement et les caractéristiques des héliostats.

1.2. Paramètres de position

1.2.1. Position d'un point sur la surface de la terre

Les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la surface de la terre sont :

- la latitude φ : C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud [46].
- La longitude λ : C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est du méridien origine [46].

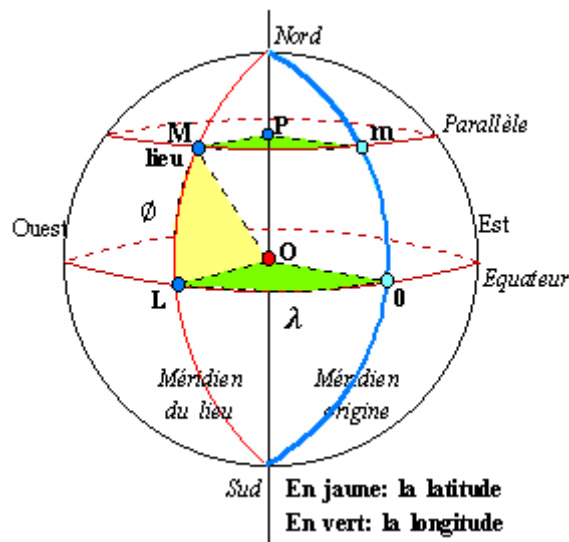


Figure 1.1 : Coordonnées terrestres d'un lieu donné.

1.2.2. Position du soleil

La position apparente du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées : les coordonnées horaires et les coordonnées horizontales.

1.2.2.1. Coordonnées horaires

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles : la déclinaison δ et l'angle horaire ω_s .

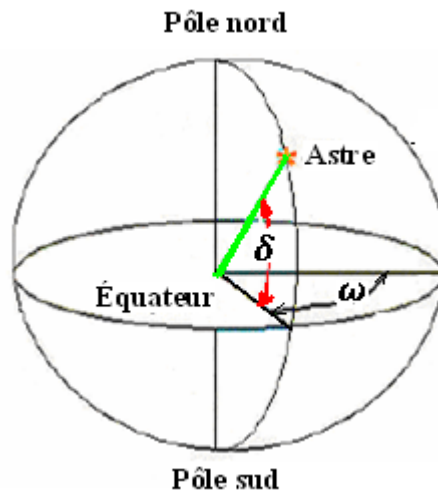


Figure 1.2 : Coordonnées horaires

1.2.2.1.1. Déclinaison du soleil δ

C'est l'angle formé par la direction Soleil-Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes de printemps et d'automne, et maximale aux solstices d'été et d'hiver [49]. Elle est calculée par une équation approximative simple [50,51]:

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(N + 284)\right) \quad (1.1)$$

Avec :

- N : numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.

Lorsqu'une grande précision est requise, on pourra utiliser le développement en série de Fourier [52]:

$$\begin{aligned} \delta = & 0.33281 - 22.984 \cos(J) - 0.3499 \cos(2 J) - 0.1398 \cos(3J) \\ & + 3.7872 \sin(J) + 0.03205 \sin(2J) + 0.07187 \sin(3J) \end{aligned} \quad (1.2)$$

Avec :

$$J = 0.984N \quad (1.3)$$

1.2.2.1.2. Angle horaire du soleil ω_s

L'angle horaire est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil, il mesure la course apparente du soleil dans le ciel [53,54].

La relation directe entre temps solaire vrai (TSV) et l'angle horaire ω_s du soleil est donnée par [55]:

$$\omega_s = 15(\text{TSV} - 12) \quad (1.4)$$

1.2.2.2. Coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur angulaire α_s et l'azimut γ_s .

1.2.2.2.1. Hauteur angulaire du soleil α_s

C'est l'angle formé par le plan horizontal du lieu d'observation avec la direction du soleil [56]. Cette hauteur durant le jour peut varier de 0° (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

La hauteur angulaire du soleil α_s est alors donnée par la formule [52], [45]:

$$\sin(\alpha_s) = \cos(\delta) \cos(\phi) \cos\omega_s + \sin(\phi) \sin(\delta) \quad (1.5)$$

Où

- ϕ : La Latitude du lieu.
- δ : La déclinaison du soleil.
- ω_s : L'angle horaire du soleil.

1.2.2.2.2. Azimut du soleil γ_s

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du sud [6].

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega_s) \left| \cos^{-1} \left[\frac{\sin(\alpha_s) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\cos(\alpha_s) \cos(\phi)} \right] \right| \quad (1.6)$$

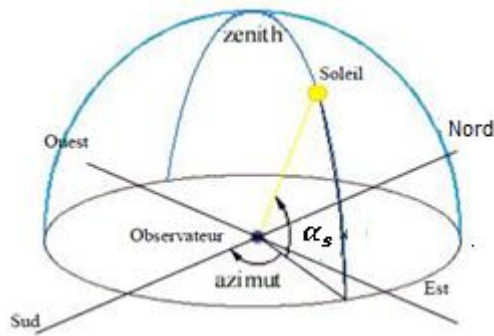


Figure 1.3 : Coordonnées horizontales

1.3. Le rayonnement solaire

1.3.1. Modélisation de l'éclairement solaire par ciel clair

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou donna un modèle mathématique pour le calcul de l'éclairement direct et de l'éclairement diffus incident sur un plan horizontal [57].

Nous considérons, dans cette étude, de présenter uniquement les équations majeures qui génèrent l'éclairement direct, car la ressource principale des systèmes à concentration est l'éclairement solaire direct, l'éclairement diffus n'est en effet pas collecté par ces dispositifs [57].

1.3.1.1. Eclairement direct horizontal

Pour calculer l'éclairement direct horizontal IB^h , Capderou donna l'équation générale en fonction de la masse d'air m_A , de l'épaisseur de l'atmosphère δ_R , de la hauteur du soleil α_s et du facteur de trouble de Linke T_L [57]:

$$IB^h = G_0 \times \sin(\alpha_s) \exp(-T_L \times m_A \times \delta_R) \quad (1.7)$$

Où G_0 est l'éclairement solaire extraterrestre. Il est donné en fonction de la constante solaire $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ et de la correction de distance entre la terre et le soleil ε représenté par l'expression suivante [57]:

$$G_0 = I_0 \times \varepsilon \quad (1.8)$$

La correction de la distance terre-soleil ε est donnée par l'équation (1.9), où N est le nombre de jour, rapporté par [50]:

$$\varepsilon = 1 + 0.033 \times \cos \left[\frac{360}{365} \times (N) \right] \quad (1.9)$$

1.3.2. Mesure de l'éclairement solaire direct

La mesure de l'éclairement solaire direct est assurée par un Pyrhéliomètre. Cet appareil est généralement constitué par une thermopile peinte en noir. Cette thermopile est installée dans un tube de 30cm de longueur ayant une ouverture de 5°. Le tube est monté sur un système de poursuite du disque solaire, appelé monture équatoriale qui permet au tube d'être pointé constamment vers le soleil. Ainsi à l'exclusion du rayonnement issu de l'atmosphère et de la terre cet appareil ne mesure que le rayonnement directement issu du soleil, rapporté par [50].

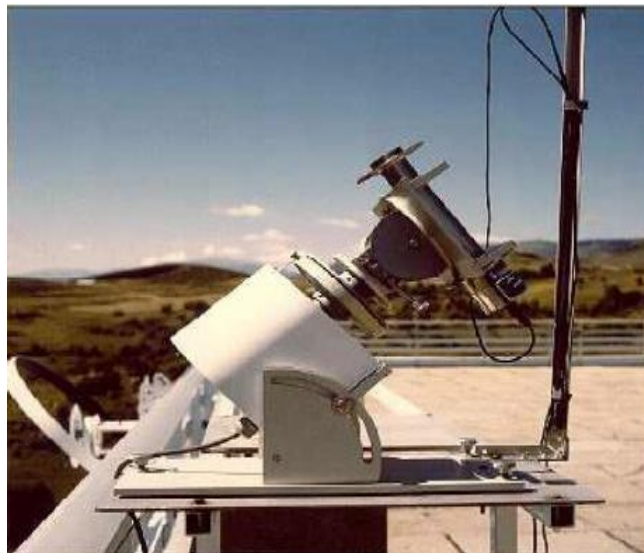


Figure 1.23 : Pyrhéliomètre, rapporté par [50]

1.4. Différents types de centrales solaires à concentration

L'énergie solaire n'étant pas très dense, le rayonnement solaire doit être concentré, via des miroirs réfléchissants, pour obtenir des températures importantes au niveau des récepteurs. L'énergie thermique ainsi produite est convertie en énergie mécanique par un cycle thermodynamique, et par la suite en énergie électrique grâce à un alternateur, rapporté par [47]. Les grandes centrales solaires à concentration peuvent être équipées d'un système de stockage de

chaleur pour permettre la production d'électricité la nuit ou durant les passages nuageux. Il existe deux types de concentration [1] :

Les concentrateurs linéaires : La concentration du rayonnement solaire s'effectue sur des tubes de grandes longueurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Cette technique nécessite un système de poursuite du soleil fonctionnant sur au moins un axe. Les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques et les centrales solaires à capteurs de Fresnel fonctionnent selon ce principe [4].

Les concentrateurs ponctuels : La concentration s'effectue sur un récepteur ponctuel. Le système de poursuite du soleil fonctionnant sur deux axes : en azimut et en élévation. Cette technologie est utilisée dans les centrales solaires à concentrateurs paraboliques et les centrales solaires à tour [4]. La figure 1.5 illustre les quatre principaux systèmes de concentrateurs solaires.

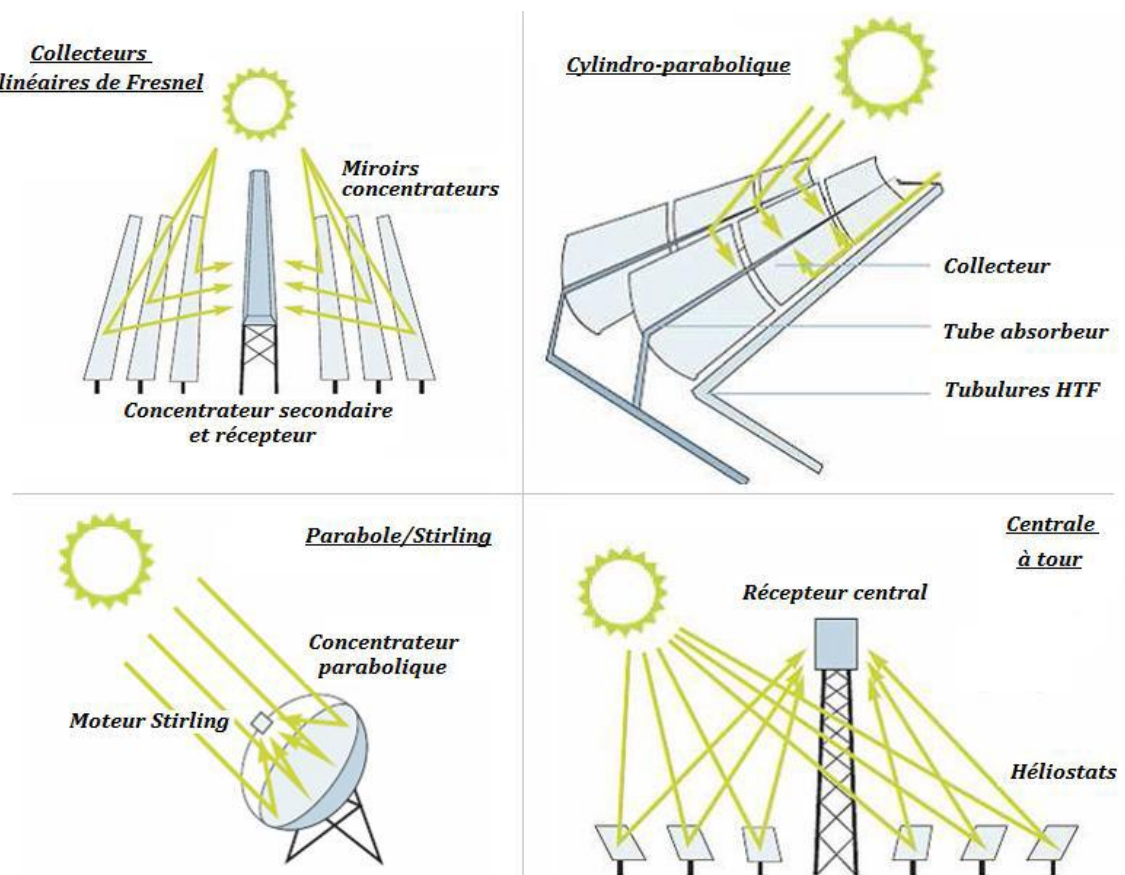


Figure 1.5: Les quatre principaux systèmes de concentrateurs solaires [1].

1.4.1. Les centrales solaires linéaires de Fresnel

Dans les systèmes linéaires de Fresnel, Les réflecteurs sont constitués par un grand nombre de segments de miroirs plans qui peuvent pivoter individuellement en suivant le parcours du soleil dans le ciel pour orienter et concentrer le rayonnement solaire sur les tubes absorbeurs horizontaux se trouvant dans une position fixe au-dessus des miroirs au centre du champ solaire. Ces systèmes ont été développés afin de réaliser un design plus simple et moins cher que les systèmes paraboliques. Les tubes absorbeurs des systèmes de Fresnel peuvent fonctionner avec de l'huile, de l'eau ou des sels fondus pour entraîner une turbine qui produit de l'électricité [1]. Les conceptions actuelles utilisent de l'eau directement dans les tubes récepteurs à une pression de 50 bars et à 280 ° C, ou encore des sels fondus. L'efficacité du cycle de vapeur des systèmes linéaires de Fresnel est inférieure à celle des systèmes collecteurs paraboliques car la température de la vapeur est plus basse. Cependant, cette technologie n'est pas aussi mature que la technologie parabolique et reste en phase de développement [58].

1.4.2 Les centrales solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques

Ce type de centrales solaires utilise de longues rangées parallèles de miroirs cylindro-paraboliques, qui reflètent les rayons solaires sur des tubes récepteurs le long des axes focaux. Ce fluide est chauffé jusqu'à 400 ° C et pompé à travers une série d'échangeurs de chaleur pour produire de la vapeur surchauffée, qui entraîne une turbine à vapeur pour générer de l'électricité [53].

1.4.3 Les centrales solaires à capteur paraboliques

Elles sont constituées par des réflecteurs paraboliques utilisant une série de miroirs plans (facettes) posés sur une structure de forme parabolique pour concentrer l'énergie solaire sur un récepteur situé au niveau de la zone focale de la parabole. En suivant la course du soleil sur deux axes le fluide circulant dans le récepteur est chauffé à 750 ° C. Il est utilisé pour générer de l'électricité par l'intermédiaire d'un moteur fixé au récepteur. Ainsi, les systèmes paraboliques pourraient être utilisés dans de grands réseaux de plusieurs centaines ou milliers d'unités pour produire de l'énergie sur une échelle utilitaire [58].

1.4.4 Les centrales solaires à tour

Les centrales solaires à tour se composent d'un champ de milliers de réflecteurs appelés héliostats placés au sol et orientables sur leurs supports fixes pour suivre le parcours du soleil et diriger en permanence les rayons solaires vers un récepteur statique situé au sommet d'une tour. Un fluide caloporteur (le plus souvent des sels fondus) est chauffé dans le récepteur et pompé vers un générateur de vapeur situé au sol. La vapeur entraîne une turbine à vapeur pour produire de l'électricité [53]. De plus, ces centrales peuvent utiliser des systèmes de stockage thermique ou des systèmes hybrides fossiles pour obtenir une plus grande flexibilité de fonctionnement. Cela permet de produire de l'électricité pendant de courtes périodes nuageuses ou après le coucher du soleil [58]. Les principaux composants impliqués dans une centrale solaire à tour sont expliqués ci-dessous.

1.5. Principaux composants d'une centrale solaire à tour

Une centrale solaire à tour est constituée de deux blocs : le bloc solaire et le bloc de puissance. Ce système peut être également décomposé en quatre composants essentiels au fonctionnement de la centrale: un champ de réflecteurs, une tour, un récepteur ou chaudière et une unité de conversion thermoélectrique [5].

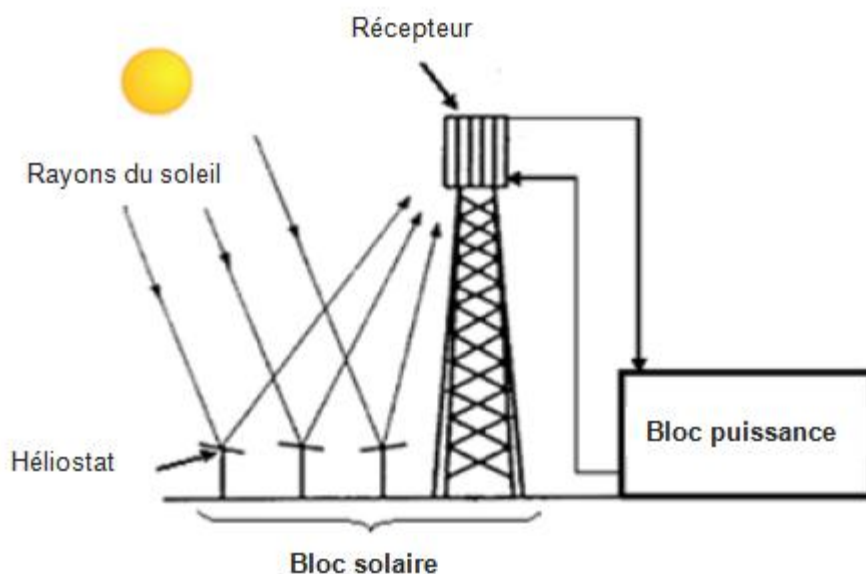


Figure 1.6 : Représentation schématique d'une centrale solaire à tour [7]

Nous résumons le processus d'obtention de l'énergie électrique dans une centrale solaire à tour par la figure suivante :

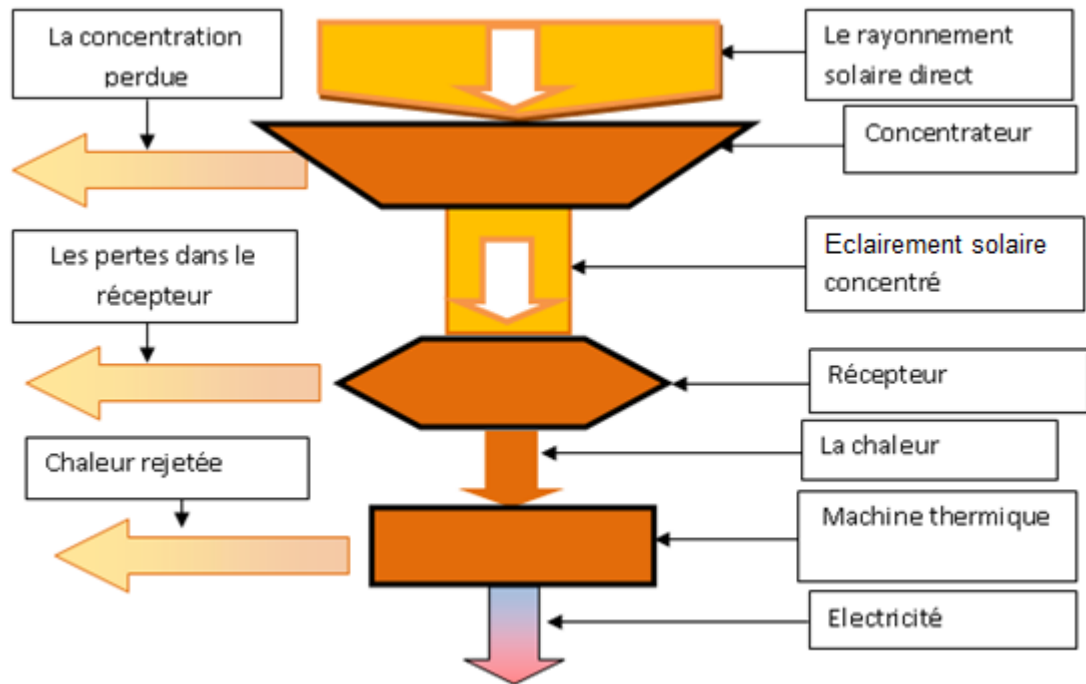


Figure 1.7 : Processus d'obtention de l'énergie électrique dans une centrale solaire à tour

1.5.1 Bloc solaire

1.5.1.1 Champ d'héliostats

Le champ d'héliostats contient généralement un large nombre d'héliostats. Le nombre de ces héliostats peut atteindre des milliers et la surface totale couverte par les héliostats des dizaines d'hectares. La position de chaque héliostat est calculée de façon à minimiser les pertes optiques et réduire le coût du champ d'héliostats. Les héliostats peuvent être positionnés autour de la tour par différentes configurations [14]. Ils peuvent entourer la tour complètement, comme dans le cas de la centrale Gemasolar, en Espagne (figure 1.8). Ou être placés sur un côté de la tour, comme dans les centrales solaires PS 10 et PS 20 en Espagne (figure 1.9) ou les héliostats sont positionnés au nord de la tour [58].



Figure 1.8 : Centrale Gemasolar (Espagne) [58]



Figure 1.9 : PS10 avec PS 20 près de Séville(Espagne) [3].

1.5.1.1.1 Héliostat

Un héliostat est généralement formé de plusieurs miroirs réfléchissants, montés sur une structure métallique équipée d'un système de poursuite à deux axes, afin de poursuivre le parcours du soleil durant la journée. Ainsi il permet d'envoyer le flux solaire sur le récepteur, placé au sommet d'une tour. Pour offrir une meilleure réflectivité, la surface des miroirs est dotée de fines plaques de verre argentées en face avant [47].

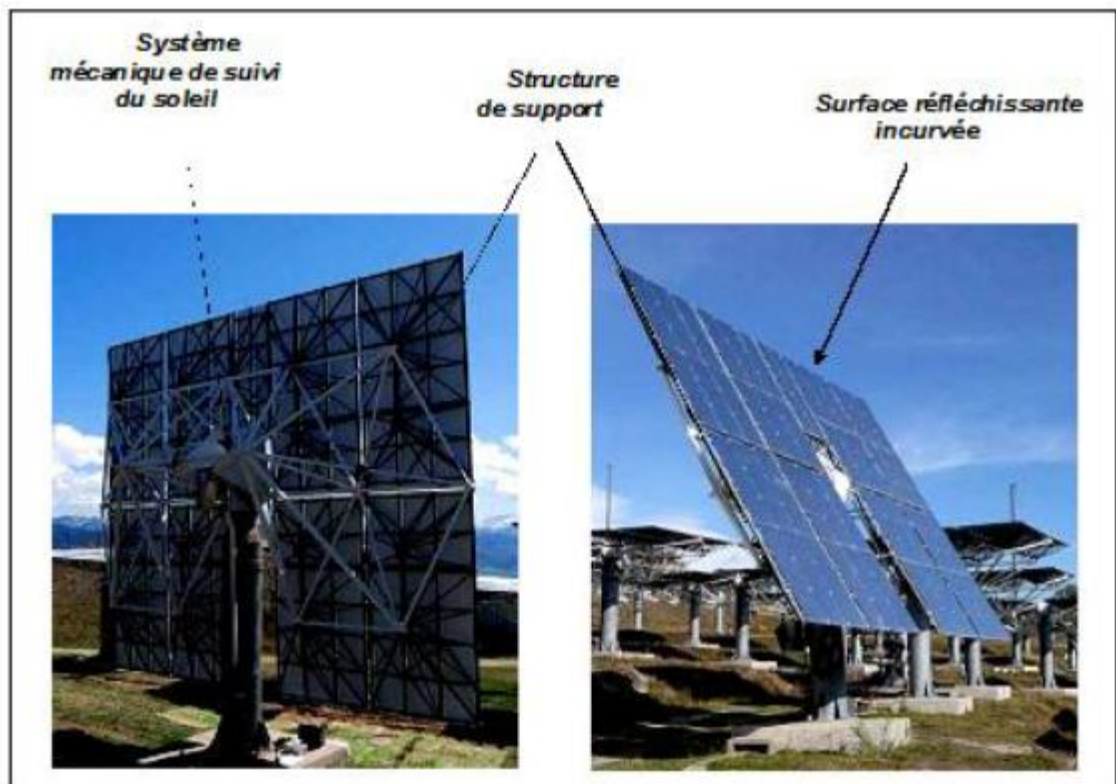


Figure 1.10 : héliostat [46].

La présence de nuages ainsi que les propriétés optiques de l'héliostat sont l'une des causes de la variation du taux d'irradiation et donc du rendement énergétique de la centrale. Par ailleurs, même lorsque le ciel est totalement dégagé, la gestion du champ d'héliostats est un problème complexe. Il est important d'assurer une répartition contrôlée du flux solaire sur le récepteur et prévenir toute surchauffe locale qui pourrait endommager ce dernier, rapporté par [59].

Différents types d'héliostats peuvent être conçus. Ils diffèrent par leur taille, leur forme, la composition du matériau du miroir ou même selon leurs systèmes mécaniques de poursuite du soleil. La figure 1.11, nous montre les héliostats de première et deuxième génération.

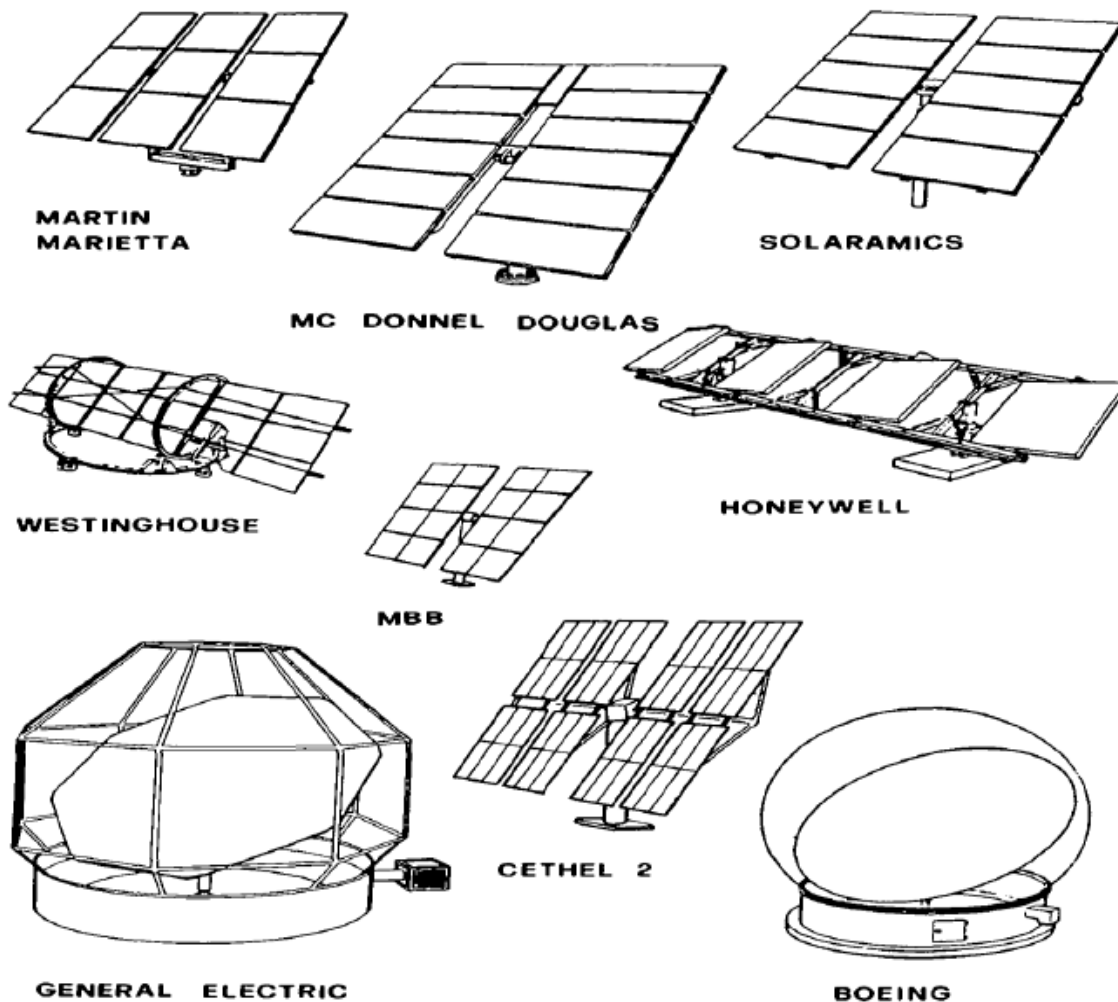


Figure 1.11 : héliostats de première et deuxième génération [58].

1.5.1.1.1. Système de poursuite

La poursuite du soleil est l'une des technologies clés pour les systèmes solaires thermiques à concentration. Pour utiliser efficacement l'énergie solaire,

l'angle de la surface réfléchissante doit être contrôlé avec précision, et être synchronisé avec le mouvement du soleil [5,47].

Il existe deux principales montures de suivi du soleil largement utilisées dans les héliostats, qui sont la monture altazimutale et la monture équatoriale [60].

1.5.1.1.1.1. Monture altazimutale

La monture altazimutale est mobile autour de deux axes perpendiculaires ; l'un vertical, l'autre horizontal. Le panneau solaire tourne autour d'un axe horizontal porté par une monture qui elle-même tourne autour d'un axe vertical.

La rotation autour de l'axe horizontal assure la poursuite en hauteur, L'autre axe assure le déplacement en azimut. Cette disposition très simple ne pose pas de problèmes mécaniques particuliers [47].

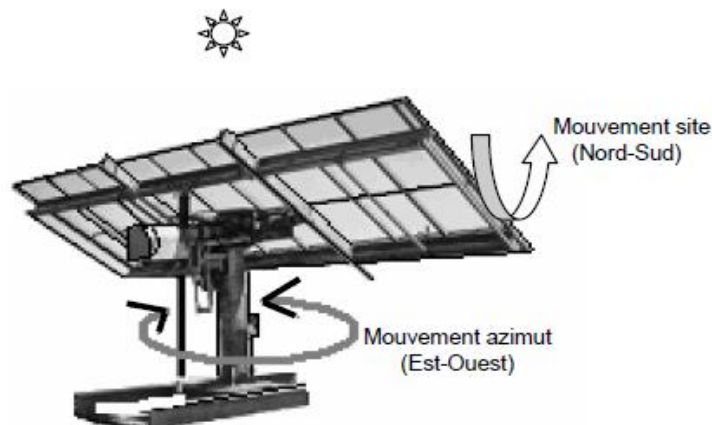


Figure 1.12 : Monture altazimutale [59].

1.5.1.1.1.2. Monture équatoriale :

La monture équatoriale est la monture idéale pour assurer un suivi sidéral. Elle emploie une rotation autour d'un axe parallèle à l'axe polaire du globe terrestre, et un axe orthogonal au précédent [47].

Cette solution est plus délicate sur le plan mécanique, mais le mouvement autour de l'axe polaire est pratiquement uniforme au cours de la journée [47].

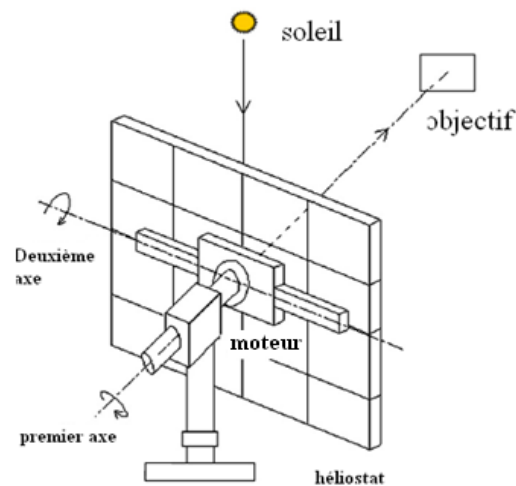


Figure 1.13 : Monture équatoriale [47].

1.5.1.2 La tour

Le rôle principal de la tour sert à placer le récepteur à une hauteur optimale suivant la latitude du site et la taille du champ solaire. Deux critères essentiels doivent être respectés: une bonne résistance au vent et un ombrage minimum sur le champ d'héliostats. Par ailleurs, la tour doit assurer l'isolation de conduites appropriée du fluide caloporteur pour éviter les pertes de chaleur par convection dans l'atmosphère et par conduction à travers la structure. Jusqu'à présent les tours sont réalisées à partir de structures métalliques ou en béton. Un critère esthétique doit être pris en compte afin que les centrales à tour soient acceptées par les populations locales [61] (Figure 1.14).



Figure 1.14 : Exemples de tours de centrales solaires

1.5.1.3 Le récepteur

Le récepteur est le véritable noyau dans une centrale solaire à tour et le composant le plus techniquement complexe, car il doit absorber l'irradiation incidente avec le moins de perte et dans des conditions très exigeantes de flux solaire concentré. Les récepteurs peuvent être assemblés à partir de divers matériaux, qui déterminent leurs propriétés thermiques [62]. Leur conception est donc étroitement liée au type d'installation et au cycle thermodynamique [58].

Un grand nombre de configurations ont été testées dans le monde entier, la plupart au PSA, avec du sodium liquide, du sel fondu, de la vapeur saturée, de la vapeur surchauffée, de l'air atmosphérique et de l'air sous pression comme réfrigérant [58]. L'énergie reçue par celui-ci peut atteindre plusieurs centaines de MW, en fonction de la taille du champ d'héliostats et la location du site. Le fluide caloporteur peut être chauffé à des températures supérieures à 1000 °C pour être transférée vers le système de stockage ou vers le bloc de puissance. On trouve particulièrement :

- Les récepteurs externes : sont habituellement constitués de plusieurs tubes verticaux soudés entre eux de manière à former un cylindre [53].
- Les récepteurs de cavité : ce sont des modèles où la surface absorbante est placée à l'intérieur d'une cavité isolée, réduisant ainsi les pertes de chaleur par convection. Par ailleurs les récepteurs à cavité sont limités par

un angle d'acceptation de 60 à 120 degrés. Ainsi, il est nécessaire de placer des cavités multiples, pour un champ d'héliostats circulaire [53].

- Le récepteur volumétrique fonctionne en faisant circuler un fluide, généralement de l'air, à travers le volume de l'absorbeur.

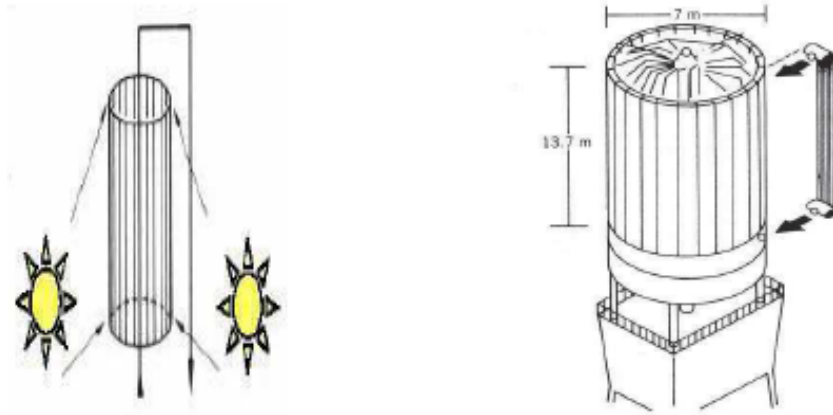


Figure 1.15 : Récepteur externe [53].

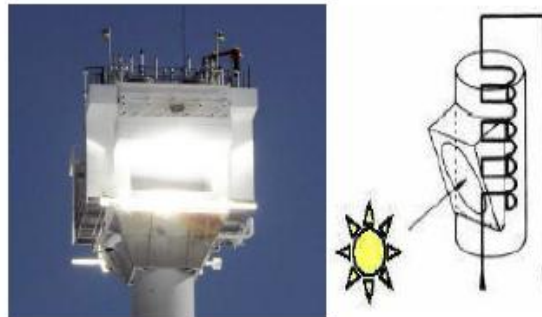


Figure 1.16 : Récepteur cavité [53].

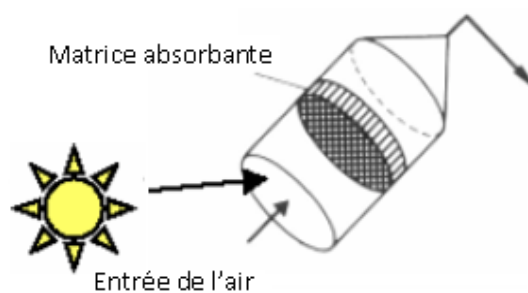


Figure 1.17 Récepteur volumétrique [47].

1.5.2. Bloc de puissance

Dans le système de conversion de puissance, l'énergie thermique produite au récepteur est convertie en électricité avec une efficacité qui dépend du cycle thermodynamique et des performances des composants. Les trois cycles thermodynamiques les plus utilisés sont: le cycle de Brayton, le cycle de Rankine et le cycle combiné [58].

1.5.3. Fluide de transfert de chaleur (fluide caloporteur)

Différents types de fluides caloporteurs peuvent être utilisés dans les centrales solaires à tours en fonction du type de récepteur et du cycle thermodynamique utilisés dans le système. Les fluides caloporteurs utilisés dans les installations opérationnelles sont l'eau, le sel fondu et l'air. Les autres candidats possibles sont le sodium liquide et les huiles synthétiques [58].

1.5.4.1. L'air

L'air est utilisé comme fluide caloporteur lorsque le récepteur utilisé est un récepteur volumétrique. Cependant, la conception du récepteur est plutôt complexe et l'inconvénient réside dans le fait que l'air a de mauvaises propriétés de transfert de chaleur et que, par conséquent, l'efficacité du transfert de chaleur vers le bloc de puissance n'est pas très élevée. Par contre, l'air ne nécessite pas de refroidissement et est donc particulièrement avantageux dans les endroits où la disponibilité de l'eau pose un problème [58].

1.5.4.2. Eau/vapeur

Lorsque de l'eau est utilisée comme fluide caloporteur, le champ solaire génère directement de la vapeur et le cycle thermodynamique de Rankine est utilisé pour la production d'électricité [58].

1.5.4.3. Sels fondus

Dans les cas des sels fondus en tant que fluide de transfert de chaleur, un échangeur de chaleur est utilisé pour transférer l'énergie thermique du fluide caloporteur à l'eau afin de générer de la vapeur. Le cycle de vapeur de Rankine

est utilisé pour la production d'électricité. L'utilisation de sel fondu comme fluide caloporteur permet un stockage thermique facile. Lorsque l'installation n'est pas en fonctionnement, le fluide caloporteur provenant du récepteur doit être évacué car les températures de congélation du sel fondu sont relativement élevées [58].

1.6 Bilan énergétique d'une centrale solaire à tour

La section suivante décrit le bilan énergétique d'un champ solaire d'un système à récepteur central.

Les principaux processus qui ont lieu dans une centrale solaire à tour sont [47] :

- 1) La collecte de rayonnement solaire par le champ d'héliostats.
- 2) La transmission du rayonnement solaire à travers l'atmosphère vers le récepteur.
- 3) La collecte de la radiation solaire concentrée par le récepteur.
- 4) La Conversion photo thermique.
- 5) La conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique.
- 6) La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique.

Au cours de la transition d'un processus à un autre, chaque processus est suivi de pertes [47] qui causent la dégradation du rendement. Si on limite le bilan à l'énergie thermique disponible au récepteur, les pertes qui se produisent dans le bloc solaire sont comme suit [47] :

- Les pertes dans la collecte du rayonnement solaire.
- Les pertes par atténuation atmosphérique.
- Les pertes dans l'absorption du rayonnement solaire par le récepteur.

1.6.1 Pertes dans la collecte du rayonnement solaire.

Les pertes qui se produisent dans la collecte peuvent être divisées en deux groupes [47]:

- Les pertes géométriques
- Les pertes de la réflectivité.

1.6.1.1. Les pertes géométriques

On peut distinguer trois causes de ces pertes : l'effet cosinus, les effets d'ombre et de blocage.

1.6.1.1.1. L'effet cosinus

Cet effet traduit le fait que l'orientation des réflecteurs offre au flux solaire une surface apparente inférieure à la surface du réflecteur supportée par l'orienteur (héliostat) Elle dépend de la position du soleil et de la position relative de chaque héliostat par rapport au récepteur [14] (figure 1.18).

L'effet cosinus est l'un des principaux facteurs dans le calcul de l'efficacité optique annuelle d'un champ d'héliostats [14].

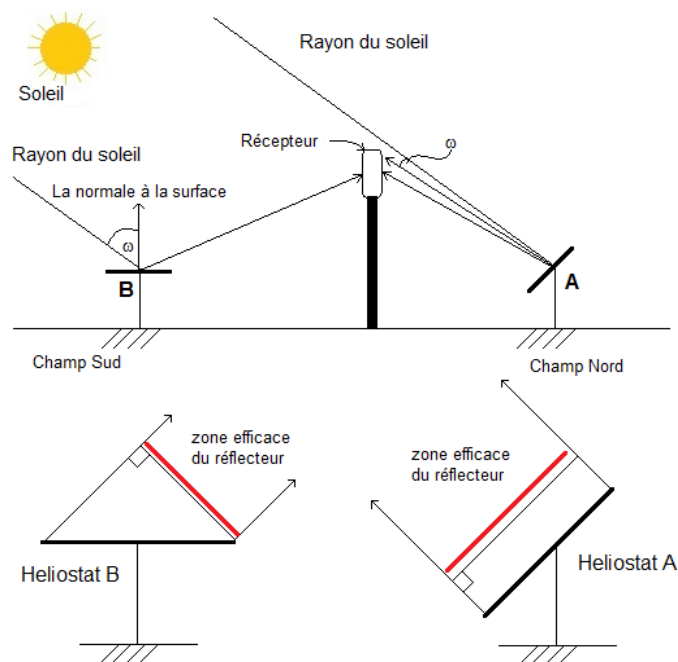


Figure 1.18 : L'effet cosinus [58].

Afin de réduire les pertes par effet cosinus, de récentes études proposent d'utiliser un champ d'héliostats rotatif autour de la tour [5]. Cela permet en effet d'utiliser un champ orienté ouest le matin, nord à midi et est l'après-midi. De plus ce type de système permet de concevoir des héliostats non plus avec deux axes de rotation, mais un seul correspondant au suivi du soleil selon son élévation [14] (Figure 1.19).

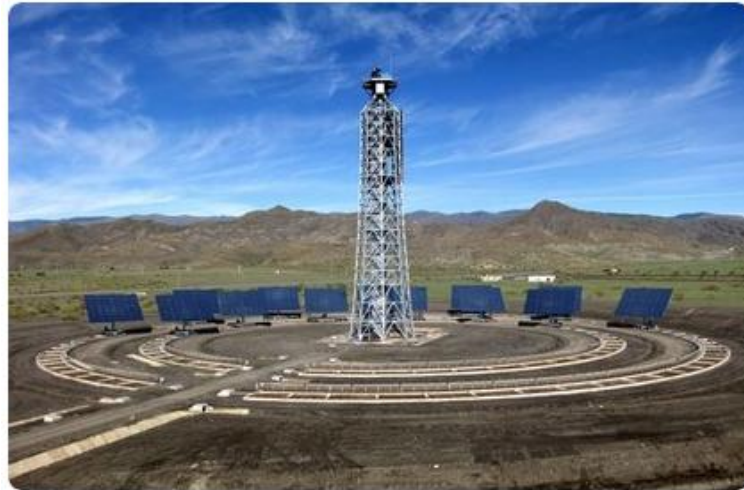


Figure 1.19 : installation d'essai pour une centrale solaire à tour à géométrie variable au CTAER [5].

1.6.1.1.2. Les effets d'ombre et de blocages

Les pertes d'ombrage se produisent lorsque le flux dirigé vers un héliostat peut être intercepté par un autre héliostat et créer sur le premier de l'ombre à l'incidence. Ces pertes sont maximales lorsque le soleil est très bas dans le ciel: tôt le matin ou tard le soir. De même les pertes par blocage se produisent lorsque les rayons réfléchis par un héliostat sont bloqués par un autre héliostat se situant sur le trajet des rayons réfléchis vers le récepteur. Ces pertes, comme les pertes d'ombrages, dépendent du placement d'héliostats dans le champ [6].

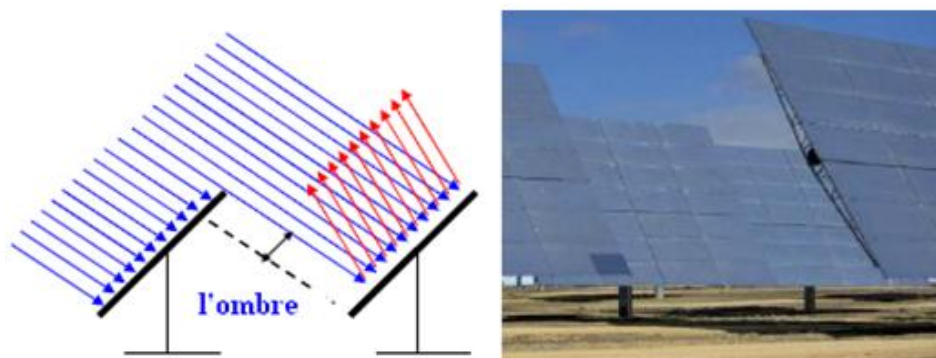


Figure 1.20 : L'effet d'ombre [61, 63]

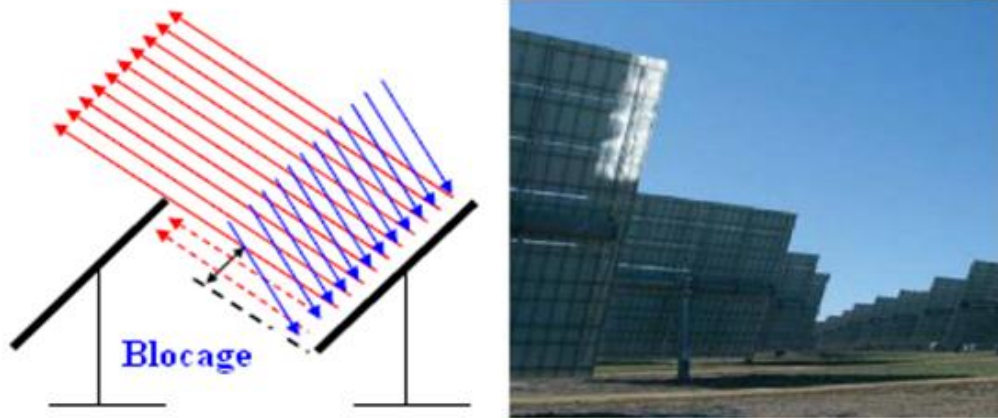


Figure 1.21 : L'effet de blocage [61, 63]

1.6. 1.2. Pertes de la réflectivité

Dans une centrale solaire à tour, les miroirs constituent le premier lien de conversion de l'énergie du soleil vers l'énergie électrique fournie au réseau. Cette conversion est suivie par des pertes causées par :

- La qualité du matériau réfléchissant (coefficient de réflexion) : Les héliostats ne reflètent pas la totalité du rayonnement solaire incident sur la surface réfléchissante. Une partie de ce rayonnement est absorbée et le ratio du rayonnement incident au rayonnement réfléchi est quantifié par le coefficient de réflexion [47].
- La surface du matériau réfléchissant : en pratique, les surfaces réelles ont des défauts à un niveau microscopique. Ces défauts entraînent une réflexion non spéculaire, et par conséquent un écart sur la direction des rayons réfléchis par le miroir (Figure 1.22). On regroupe l'ensemble de ces paramètres physiques en un seul, appelé erreur de courbure de l'héliostat. (On détermine expérimentalement cette erreur, en comparant la carte de flux mesurée avec une carte de flux simulée) [47].

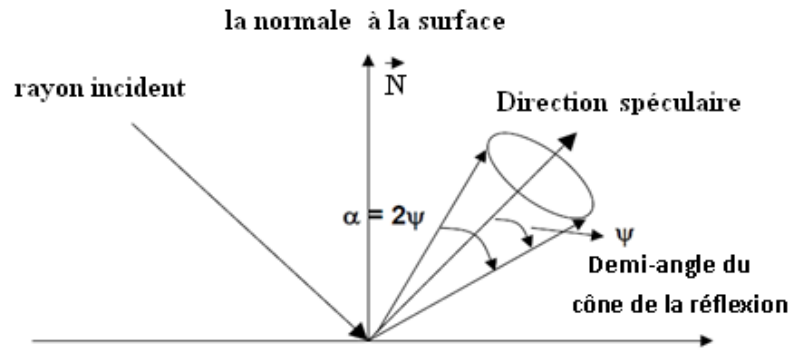


Figure 1.22 : Géométries de la réflexion suivant la loi de Snell [47].

- Erreur de poursuites : Les héliostats doivent être orientés de telle sorte que, pour toute position calculée du soleil, les rayons réfléchis sont dirigés vers le récepteur qui se trouve au sommet de la tour [63]. Les erreurs de suivi font que le rayon réfléchi central ne touche pas la cible et l'écart d'erreur est mesuré sur un plan normal à l'axe optique. Des études ont montré que les distributions d'erreur mesurées dans le plan récepteur suivent en général des lois normales [64].

1.6. 2. Pertes par atténuation atmosphérique

Le rayonnement solaire réfléchi par l'héliostat vers le récepteur subit des atténuations qui deviennent importantes au fur et à mesure que la distance entre l'héliostat et le récepteur augmente. Ces pertes à travers l'atmosphère du rayonnement solaire direct, dues à des processus d'absorption et de dispersion, sont l'objet de plusieurs études, pour des jours clairs et des jours de mauvaise visibilité, [25, 40].

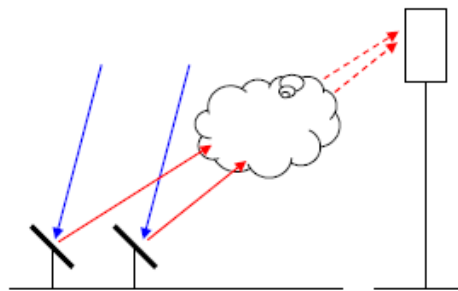


Figure 1.23: Atténuations atmosphériques

1.6. 3. Pertes par débordement du rayonnement solaire concentré sur le récepteur

En raison des imperfections de la surface réfléchissante et les erreurs de pointage des héliostats, une partie du rayonnement réfléchi par le champ d'héliostats qui atteint le voisinage de récepteur n'atteint pas sa surface absorbante. Ceci est quantifié par un facteur que l'on appelle facteur de débordement (figure 1.24) [40].

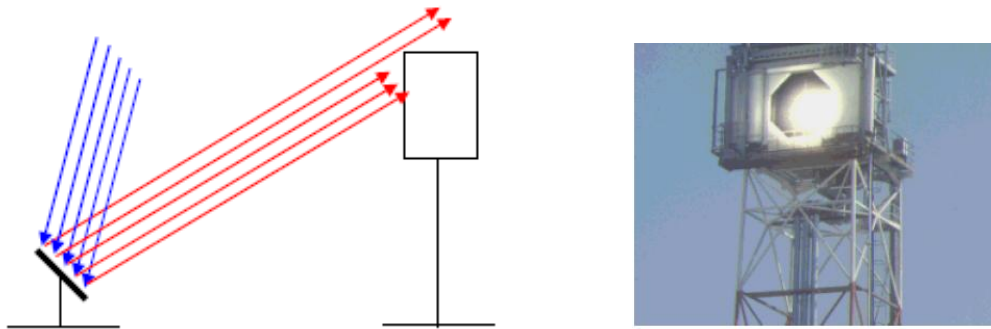


Figure 1.24 : Perte par débordement du flux [61, 63]

1.7. État de l'art

1.7.1. Centrales à tour

La première centrale solaire à concentration a été réalisée par Francia au début des années soixante. La centrale à tour de Francia produisait de la vapeur à plus de 500°C à l'aide de miroirs concaves concentrant les rayons solaires sur un récepteur placé en haut d'une tour. Néanmoins, du fait des faibles coûts de l'énergie, ces travaux sont restés sans suite jusqu'au début des années 80 [65].

A partir de cette date les réalisations à des fins de recherche et développement se sont multipliées. Citons parmi les premières centrales à tour Solar One (10MW_e, Vapeur d'eau, en Californie) et Thémis (2,5MW_e, sels fondus, à Odeillo - Pyrénées Orientales), qui toutes deux, furent arrêtées en 1986, après la chute du cours du pétrole [66].

En 1995 cependant, Solar Two est née du champ d'héliostats de Solar one et de la technologie de Thémis. D'une puissance électrique de 12,4MW_e, ses 1926

héliostats d'une surface totale d'environ 83000 m² permettaient jusqu'en 1999 de concentrer 40MW_{th} puis de chauffer une solution de sels fondus de 290°C à 565°C [66].

Pour ce qui est de l'exploitation commerciale des centrales à tour, l'Espagne, à travers la première centrale PS10 (Figure 1.9) située dans la région de Séville, qui a été inaugurée en mars 2007. Sa puissance électrique est de 11MW. Elle est constituée de 624 miroirs focalisants de 120m² chacun soit près de 75000m² et d'une tour de 115 m. Le récepteur au sommet de celle-ci produit de la vapeur d'eau saturée à 250 °C et 40 bar. En 2009, on a construit une seconde centrale PS20 juste à côté de PS10. D'une puissance de 20MW, sa tour mesure 165 m et le champ d'héliostats comporte 1255 miroirs focalisants. Le fluide utilisé est aussi la vapeur d'eau. Gemasolar (Figure 1.8), est la troisième installation de tour solaire qui utilise la technologie du sel fondu comme fluide caloporteur, avec une tour de 140 m de hauteur et de 19,9 MW de puissance. Avec sa capacité de stockage elle peut produire de l'électricité pendant 24 heures consécutives.

La plus grande centrale solaire thermique fonctionnant grâce à des tours de puissance est la centrale solaire Ivanpah dans le désert du Mojave aux Etats-Unis, avec une capacité de 392 MW, opérationnelle depuis 2014 [67].

En Allemagne, une centrale de démonstration de 1,5 MWel a commencé à produire de l'électricité au printemps 2009. Deux petites centrales de démonstration et d'expérimentation sont exploitables, avec une capacité de 1 MW chacune. La centrale Mersin en Turquie et Dahan en Chine. En Afrique du Sud, une centrale solaire à tour, sous le nom Khi solar one, est opérationnelle depuis 2016 avec une capacité de 50 MW [67]. L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et envisage également d'implanter sa première tour solaire de démonstration au cours des prochaines années [68].

1.7.2. Nouveaux concepts pour les centrales à tour

Pour rendre l'électricité solaire thermodynamique économiquement compétitive et afin de minimiser les coûts de fonctionnement et la maintenance de la centrale, de nouveaux concepts sont installés. On peut citer :

- Centrale solaire à cycle combiné avec turbine à gaz : Le concept de la centrale solaire hybride, comprend un concentrateur solaire thermique convertissant la chaleur thermique solaire en électricité, couplé avec un système d'appoint thermique basé sur des combustibles fossiles (où biomasses) [46].

Ainsi, l'hybridation permet d'assurer la disponibilité de puissance en période nocturne ou lorsque les rayonnements solaires sont insuffisants [46].

- Les systèmes Beam-Down : Proposés la première fois par Rable [69] consistent à placer un second réflecteur en hauteur pour renvoyer vers le sol les rayons solaires déjà réfléchis une fois par les héliostats. Cette technologie a l'avantage d'un récepteur au sol et donc aucune installation thermique ne se trouve en hauteur. La construction d'un pilote industriel de 100 kW dans la ville d'Abu Dhabi (Émirats Arabe Unis). Finalisée en octobre 2009, cette installation est le premier Beam-Down avec un réflecteur secondaire à anneaux. Ce projet de démonstration servira de référence pour dimensionner des installations de 20 à 100MW [66].

- Centrales multi-tours : Ce concept utilise de petits héliostats ($<5\text{m}^2$) et des petites tours ($<100\text{ m}$). De plus en utilisant un champ d'héliostats entrecroisé (zones où tous les héliostats ne visent pas le même récepteur) la taille du champ est considérablement réduite et l'occupation du terrain est optimisée. Les installations développées par eSolar [66] n'utilisent pas de champs entrecroisés mais elles restent très compactes. Le concept multi-tours permet donc de produire de l'électricité solaire avec des prix de revient plus faibles. Sur la figure 1.25, l'image représente la centrale Sierra SunTower qui est la seule centrale à tour commerciale des États-Unis en exploitation. Première construction d'eSolar lancée en Juillet 2009, elle comporte deux modules à tour et sert aussi d'installation de démonstration pour des projets de plus grande taille. [66]

- Champ à géométrie variable (Figure 1.19): est un nouveau concept qui n'a fait l'objet que de recherches récentes [62]. Valeriano et al. [30] ont présenté l'avantage de la conception à géométrie variable et décrit les principales caractéristiques de l'installation expérimentale, appelée : installation d'essai solaire pour récepteurs à géométrie variable développée et construite par le centre de technologie avancée pour les énergies renouvelables (CTAER) à Tabernas, en

Espagne. Dans cette centrale pilote, les héliostats sont placés au-dessus de la plate-forme mobile qui se déplace sur les rails autour de la tour. Le récepteur situé en haut de la tour est placé sur une plate-forme rotative [5]. Cadiz et al. [29] ont présenté les résultats d'un code développé optimisant les distances azimutales entre héliostats.



Figure 1.25 Centrales modulaires à tour - eSolar

1.7.3. Configuration du champ d'héliostats

La conception d'un champ d'héliostats est un exercice difficile car l'ensemble des paramètres à définir possède un grand nombre de degrés de liberté. Il existe différents types de champs d'héliostats : des champs circulaires, des champs symétriques orientés au nord, des champs asymétriques, avec des héliostats très grands, des héliostats plus petits et plus serrés, et des héliostats disposés en épis de maïs, en quinconce spirale, etc.... [70].

Certains choix sont plus faciles à faire que d'autres par exemple, un champ circulaire est adapté aux faibles latitudes. Cependant, le bon choix des paramètres est d'autant plus complexe qu'ils ne dépendent pas seulement de la latitude et de la forme du terrain mais aussi de la météorologie locale. La plupart des outils d'optimisation ont besoin de données initiales sur le champ d'héliostats.

Dans la disposition radiale en quinconce [71]. On définit tout d'abord le rayon de la première rangée d'héliostat. Pylkkanen [41] conseille un rayon minimal égal à la hauteur de tour, Le logiciel DELSOL3 prend par défaut un rayon minimal égal à $0,83 H$ (avec H la hauteur de tour), Collado choisit dans ses modélisations une distance entre 40 et 50% de la hauteur de tour [72, 45] afin d'améliorer l'efficacité du champ en mettant plus d'héliostats proches de la tour. La disposition radiale en quinconce consiste ensuite à déterminer un écartement azimutal entre les héliostats d'une rangée et un écartement radial entre chaque rangée. Ces deux paramètres sont habituellement fonctions des dimensions caractéristiques des héliostats.

Pylkkanen propose en 93 une méthode graphique pour générer un champ d'héliostats sans aucun blocage tout au long de l'année. Syala et Elayeb ont formulé mathématiquement cette méthode graphique et ils l'ont implémentée ensuite dans un code de calcul appelé MUEEN [41]. Cette méthodologie s'applique uniquement à des champs d'héliostats symétriques qui peuvent être circulaires ou non. Grâce à cette partition la méthode se révèle plus simple que la procédure « Cell-Wise » présenté par Lipps et Vant-Hull [71].

En 2009, Collado[45] présente un outil pour la conception préliminaire de champs d'héliostats circulaires. Pour plus de rapidité, les blocages sont calculés de manière simplifiée et les ombres sont négligées. On rajoute donc une distance de sécurité pour être certain de limiter les blocages. Cette procédure s'avère très performante puisque avec seulement deux paramètres à définir (le coefficient de blocage et une distance supplémentaire de sécurité) on peut générer les coordonnées individuelles de milliers d'héliostats [66].

Noone et al. [25] ont introduit une nouvelle disposition pour les positions des héliostats nommée, disposition en spirale, imitée d'un arrangement de phyllotaxis trouvé dans la nature [6]. Atif et Al-Sulaiman [26] ont récemment effectué une configuration optimisée utilisant des algorithmes d'évolution différentielle pour un champ radialement décalé régulier entourant la tour situé dans la ville Dhahran, Arabie Saoudite [27]. Tous ces codes utilisent différentes méthodes pour maximiser l'efficacité du champ et réduire les pertes d'énergie.

1.7.4. Codes de calculs de flux solaire

L'objectif de ces codes est d'une part d'optimiser la conception des centrales solaires sur des critères technico-économiques et d'autre part d'en simuler et d'en prédire les performances énergétiques. Pour cela on cherche à obtenir :

- Cartes de flux ;
- Implantation optimisée des réflecteurs ;
- Performances instantanées et annuelles.

Les anciennes méthodes des ellipses et d'Aparisi [73] ne sont plus utilisées aujourd'hui. Les codes de calculs actuels sont de deux types. Dans un cas ce sont des méthodes déterministes (produits de convolution). Dans l'autre des méthodes statistiques (lancer de rayons). Pour des études préliminaires et des applications simples, les deux types de techniques donnent des résultats similaires (en termes de densité de flux moyenne et de flux maximal). Les méthodes de lancer de rayons sont plus précises pour des systèmes à géométrie complexe car elles permettent de modéliser des surfaces optiques non idéales. Cependant elles consomment des temps de calcul plus longs. Les principaux codes développés entre 1985 et aujourd'hui sont HELIOS, DELSOL, UHC, MIRVAL, FIAT LUX, SoITRACE [66].

- HELIOS : Un des premiers codes de calcul permettant de modéliser, avec une bonne précision, des centrales à tour de petite taille. Il utilise la technique optique des cônes qui calcule le produit de convolution des transformées de Fourier des deux distributions angulaires des rayons réfléchis et du profil solaire [66].
- DELSOL : Depuis 1986, c'est un outil facile d'accès pour la conception et l'optimisation de centrale solaire. Les temps de calcul plus faibles que ceux de MIRVAL et HELIOS le rendent efficace pour optimiser la hauteur de tour, les dimensions du champ selon des critères économiques [66].
- UHC (University of Houston Code) : Utilisé entre autre pour modéliser Solar One et Solar Two, ce code d'optimisation modulaire permet en fonction de la situation géographique, de la météo, du champ d'héliostats et de la géométrie du récepteur de calculer des performances instantanées, quotidiennes, annuelles [66].

- MIRVAL : Ce code utilise des méthodes de Monte-Carlo. Il a été développé pour analyser précisément les performances des systèmes optiques (héliostats). [15,66]
- FIAT LUX : Destiné à qualifier les propriétés optiques des héliostats, ce code de performance ne permet pas la modélisation de système multi-rélecteurs puisqu'il ne tient compte ni des effets d'ombre ni de blocage [66].
- SolTRACE : Très généraliste ce code permet de modéliser tout type de capteurs ou d'installations et il accepte les géométries complexes. Il propose des outils graphiques de visualisation. Utilisant des algorithmes de Monte-Carlo, il est très performant pour fournir des cartes de flux. [16,66]

D'autres codes ont récemment été développés comme TONATIUH [20] qui est comparable à Soltrace [66], et de nombreuses techniques ont été proposées pour résoudre l'intégrale de convolution. Collado et al [39] ont introduit une fonction d'erreur pour avoir une expression analytique simple gouvernant les héliostats focalisant de forme rectangulaire. Ce modèle qui est récemment bien connu sous le nom UNIZAR de l'Université de Zaragoza [40,41]. Une autre solution approximative jugée un peu plus simple et précise que la précédente [8] en supposant un comportement gaussien pour tous les cônes d'erreur qui peut gérer l'effet d'astigmatisme produit par une aberration hors axe, c'est le model HFLCAL [34] du centre aérospatial d'Allemagne (DLR) [40]. La précision des approches analytiques est généralement inférieure à celle du lancer de rayons, mais elle est suffisamment bonne pour la plus part des applications nécessitant une optimisation rapide [42].

1.8. Conclusion

Dans ce chapitre, on a résumé les paramètres qui localisent la position du soleil dans le ciel au cours d'une journée ou une année, on a défini l'expression du rayonnement solaire direct, ainsi on a présenté une brève introduction concernant les centrales solaires qui utilisent le rayonnement solaire direct pour produire de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels..

Dans le chapitre suivant on va présenter un modèle d'optimisation des coordonnées des centres d'héliostats dans le champ solaire et le calcul de la densité du flux au niveau du récepteur d'une centrale solaire à tour.

CHAPITRE 2

MODELISATION MATHEMATIQUE

2.1 Introduction

Dans ce chapitre on développe un modèle mathématique pour une optimisation préliminaire d'un champ d'héliostats rotatif dans une centrale à tour dans l'hémisphère nord et on présente un modèle analytique simplifié pour l'étude de la distribution de la densité de flux solaire réfléchi par chaque héliostat sur la surface d'un récepteur situé au sommet de la tour.

Étant donné la latitude du lieu, la hauteur de la tour où se trouve le dispositif optique pour la réception du flux solaire, les dimensions et le modèle de l'héliostat, la forme et l'inclinaison du récepteur, les données de la météo et la topographie du terrain, on définit les coordonnées des héliostats en tenant compte d'un arrangement radial décalé avec un incrément radial entre les lignes consécutives des héliostats qui vérifie un facteur fixé de blocage et une distance de sécurité supplémentaire entre les héliostats. L'étude inclut la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus en réduisant l'effet d'ombre de la tour.

Par la suite, à partir des coordonnées du centre de chaque héliostat d'un champ solaire simplifié, une méthode analytique inspirée du modèle HFLCAL est adaptée aux héliostats de notre étude pour le calcul de la distribution de la densité de flux sur un récepteur vertical. L'erreur de poursuite solaire sera étudiée et analysée pour montrer son influence sur la distribution de la densité de flux sur le récepteur.

Trois points équidistant de visée sur l'axe verticale passant par le centre du récepteur seront choisis pour l'étude de l'homogénéité de la distribution du flux sur le récepteur, inspiré de la technique Visée unidimensionnelle intelligente.

2.2 Modèle de la position solaire

Pour calculer la distribution géométrique des centres des héliostats sur le champ solaire, il est nécessaire d'inclure un modèle de positionnement solaire défini par les équations (1.1), (1.5) et (1.6) du premier chapitre.

2.3 Modélisation du champ d'héliostats

Notre modèle, pour la conception préliminaire d'un champ d'héliostats rotatif, est conçue selon les règles des travaux publiés pour des champs d'héliostats classiques décrits par la littérature [21,45]. Nous avons utilisé une configuration radiale décalée régulière pour localiser les héliostats sur le côté nord de la tour. Les données du modèle sont dérivées de la centrale solaire PS10 (tableau 2.1).

Tableau 2.1 Paramètres du champ d'héliostats de la centrale PS10 [25, 74,75]

Paramètres	Valeurs
Latitude	37,4°
Longitude	-6,25°
Forme du champ	Nord
Forme de l'héliostat	rectangulaire
Largeur de l'héliostat, LW	12,84 m
Hauteur de l'héliostat, LH	9,45 m
La hauteur du centre de l'héliostat, h	5,17 m
Le nombre des héliostats	624
La hauteur optique de la tour, H_t	100,5 m
La hauteur de la tour, H_T	115 m
La longueur de la tour	18 m
La largeur de la tour	8 m

2.3.1 Formulation mathématique

Les étapes décrites dans la section précédente peuvent être formulées mathématiquement à partir des considérations purement géométriques, rendant ainsi la procédure d'exécution adaptable pour l'ordinateur. Pour faciliter cette tâche, les définitions suivantes sont introduites [21,45] :

- a) La diagonale de l'héliostat DH est considérée, comme [45]:

$$DH = \sqrt{1 + wr^2} \cdot LH \quad (2.4)$$

Avec :

- LH : Hauteur de l'héliostat.

- w_r : C'est le rapport largeur-hauteur de l'héliostat.
- b) La diagonale d'un héliostat, assumant une distance de séparation additionnelle [45] :

$$DH_s = (\sqrt{1 + w_r^2} + ds) \cdot LH \quad (2.5)$$

Avec :

- ds : Le rapport entre la distance de séparation additionnelle et la hauteur de l'héliostat.

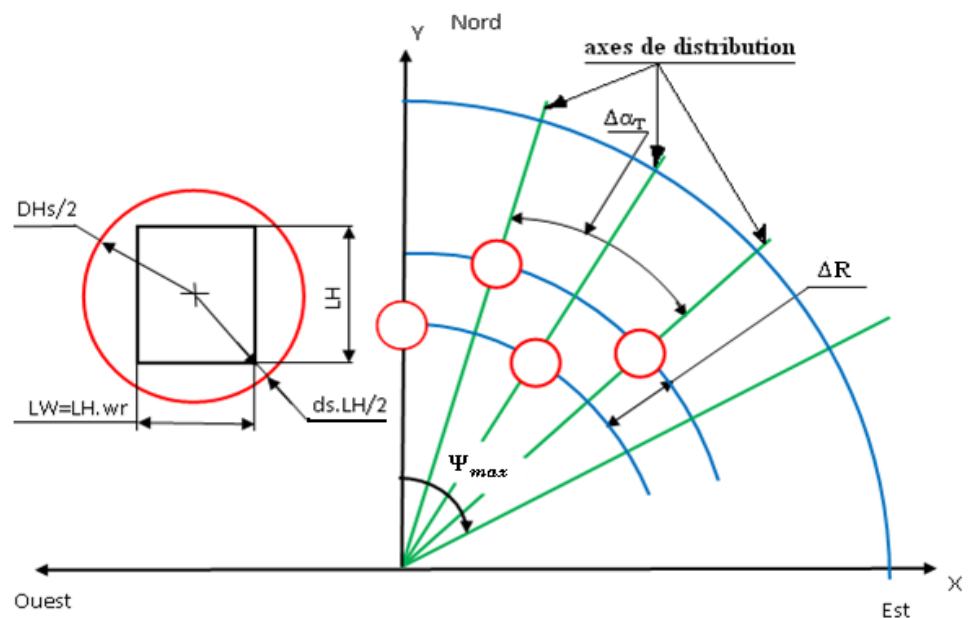


Figure 2.1 : Définitions fondamentales dans le champ d'héliostats [21].

2.3.1.1 Espacement radial

2.3.1.1.1 Rayon de la première ligne

Pour la première ligne, le rayon est généralement donné en termes de hauteur du centre de récepteur. Dans notre étude on prend [31] :

$$R_{\min} = 0,8 \cdot H_t \quad (2.6)$$

Avec :

H_t : La hauteur optique de la tour

2.3.1.1.2. Incrément du rayon entre les lignes consécutives.

Sur la base d'une estimation initiale du facteur de blocage, L'incrément radial local entre les lignes consécutives est calculé pour chaque héliostat comme suit [24,45] :

$$\Delta R = \left[\left(\frac{\cos \omega_i}{\cos \varepsilon_t} \right) \times \left(1 - \frac{(1 - f_b) \cdot wr}{2 \cdot wr - (\sqrt{1 + wr^2 + ds})} \right) \right] \cdot LH \quad (2.7)$$

Avec :

ω_i : L'angle d'incidence du rayonnement solaire incident.

ε_t : L'angle zénithal du rayon central du rayonnement réfléchi.

f_b : Facteur de blocage.

L'incrément radial local calculé est comparé à l'incrément minimal autorisé comme suit [23] :

$$\Delta R = \max(\Delta R, \Delta R_{\min}) \quad (2.8)$$

Comme approximation de l'incrément minimal du rayon entre les lignes consécutives (Figure 2.2). On prendra [45] :

$$\Delta R_{\min} \approx DHs \cdot \cos 30 \quad (2.9)$$

2.3.1.2. Espacement azimuthal

La surface du champ est devisée en régions concentriques. L'espacement azimuthal de l'héliostat de la première ligne de chaque région est égal à l'espacement minimum possible, qui est approximativement égal à la diagonale de l'héliostat assumant une distance de sécurité (DHs) [45]. L'espacement azimuthal dans les autres lignes dépend de la divergence des axes de distributions (figure 2.1), déterminé par l'espacement azimuthal de la première ligne [21]

L'incrément de l'angle d'azimut par région est donné par [24] :

$$\Delta \alpha_T = 2 \cdot \tan^{-1} \left[(DHs/2) / R_{\text{région}} \right] \quad (2.10)$$

Avec $R_{\text{région}}$: rayon pour construire la première ligne d'héliostats dans cette région.

Cet incrément d'azimut sera maintenu constant dans les autres suivantes lignes de la même région. Ainsi, les héliostats adjacents de la première ligne deviennent de plus en plus séparés pendant que nous nous éloignons vers l'extérieur de la tour, jusqu'à ce qu'il soit possible de placer un autre héliostat entre eux [45]. C'est une configuration efficace avec la première ligne qui fournit une densité élevée d'héliostats contrairement aux lignes existantes éloignées de la tour où l'espacement entre les héliostats adjacents augmente. Cela réduit le problème d'ombrage et de blocage qui peut survenir à une faible altitude du soleil [14]. Elle est très pratique pour la conception préliminaire d'un champ à géométrie variable utilisant la simple technique de rotation simultanée de tout le champ, où les distances azimutales sont optimisées pour réduire l'effet d'ombrage de la tour [14].

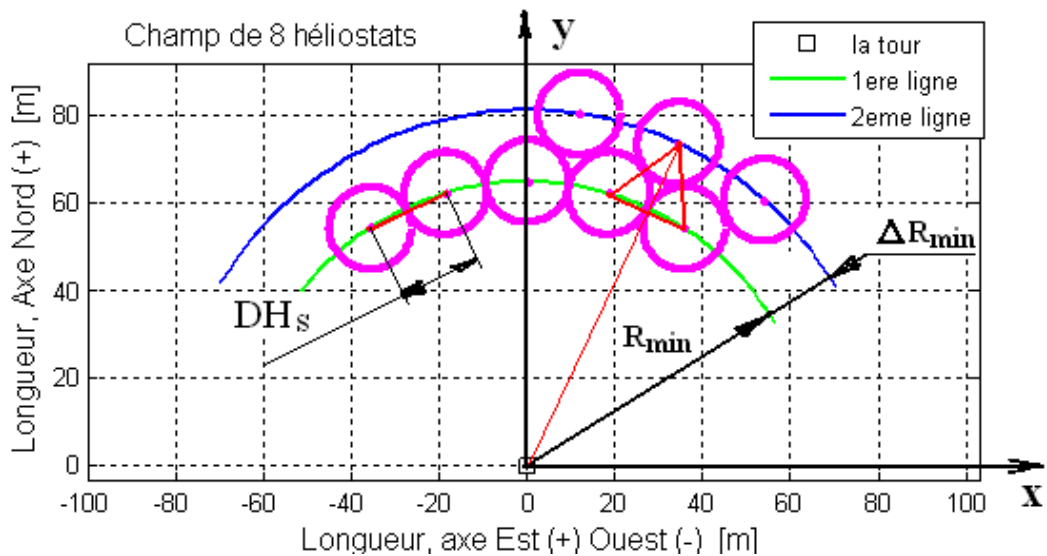


Figure 2.2 : Espacements minimums radial et azimuthal

2.3.1.3 Nombre d'héliostats par ligne

- Pour les lignes impaires (c'est à dire $j=1, 3, 5, \dots$) on aura :

$$N_h = \frac{2 \times \Psi_{\max}}{\Delta\alpha_T} \quad (2.11)$$

Avec :

Ψ_{\max} : angle de direction maximale.

- Pour les lignes paires (c'est à dire $j=2, 4, 6, \dots$) on aura :

$$N_h = \frac{2 \times \Psi_{\max}}{\Delta\alpha_T} + 1 \quad (2.12)$$

2.3.1.4 Localisation d'un héliostat

La position de l'héliostat dans le champ est définie par les coordonnées de son centre, qui sont connues une fois la direction angulaire de l'héliostat et le rayon de ligne auquel il appartient sont fixés. Par conséquent [47]:

$$X_i = R_i \cdot \sin(\theta_i) \quad (2.13)$$

$$Y_i = R_i \cdot \cos(\theta_i) \quad (2.14)$$

Avec :

X_i : Abscisse du centre de l'héliostat « i ».

Y_i : Ordonnée du centre de l'héliostat « i ».

R_i : Rayon du centre de l'héliostat « i » par rapport à l'origine du repère (O, X, Y)

θ_i : L'angle entre l'axe X et l'axe de distribution contenant l'héliostat « i » dans le sens trigonométrique.

2.4 L'ombre causée par la tour

Une fois le champ d'héliostats conçu, il faut examiner comment l'ombre portée par la tour affecte le champ des héliostats. La zone ombrée est calculée en fonction de l'altitude solaire et des dimensions de la tour (Fig. 2.3). Dans notre travail la zone ombrée, est approximée par une forme rectangulaire. La largeur est prise comme le diamètre de la tour et sa longueur est calculée par la relation suivante [76]:

$$L_s = \frac{H_T}{\tan(\alpha_s)} \quad (2.15)$$

Avec H_T : hauteur de la tour et α_s hauteur angulaire du soleil.

Dans le concept d'un champ d'héliostats rotatif, l'axe de symétrie de l'ombre suivant la longueur est toujours aligné à la fois avec l'axe de symétrie du champ et l'azimut solaire. Si cette ombre recouvre tous les héliostats situés sur l'axe de symétrie du champ, la quantité de rayonnement solaire atteignant le récepteur peut être réduite. Par conséquent, il a été considéré ici que le facteur longueur de l'ombre de la tour / temps solaire, est la référence, qui indique l'influence de chaque paramètre.

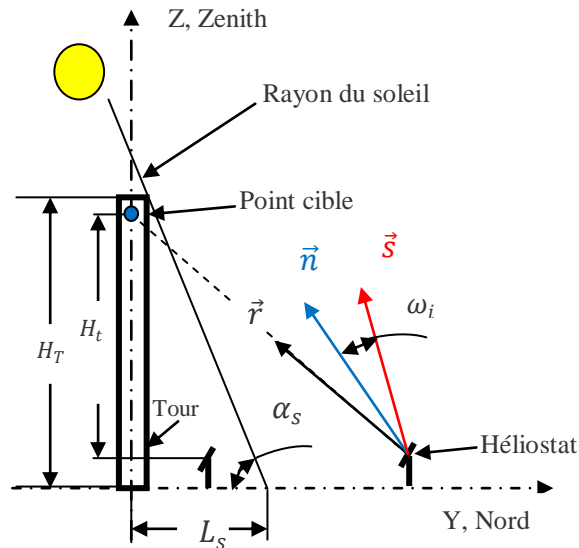


Figure 2.3 : Longueur de l'ombre causée par la tour [14].

2.5 L'effet cosinus

La perte la plus importante dans le champ d'héliostats est due à l'angle entre le rayonnement solaire incident et le vecteur normal à la surface de l'héliostat responsable de l'effet cosinus. Par conséquent, il dépend des positions du soleil et de l'héliostat associé avec le récepteur.

Avant d'évaluer le vecteur normal de la surface de l'héliostat, deux autres vecteurs doivent être définis : le vecteur unitaire \vec{s} du rayon solaire incident dirigé du centre de l'héliostat vers le soleil et le vecteur unitaire \vec{r} du rayon solaire réfléchi de la surface de l'héliostat vers le récepteur (figure 2.3). Par conséquent, le vecteur unitaire normal à la surface de l'héliostat peut être défini comme suit [14]:

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{r}}{|\vec{s} + \vec{r}|} \quad (2.16)$$

L'efficacité de l'effet cosinus peut être facilement calculée par la relation suivante [26,77]:

$$\eta_{cos} = \vec{n} \cdot \vec{s} \quad (2.17)$$

Le développement des vecteurs \vec{s} et \vec{n} sont donnés par les équations (2.21 et 2.28) à la fin de la modélisation.

2.6 Flux sur le récepteur

La connaissance des caractéristiques du flux lumineux à l'entrée du récepteur est indispensable à la conception de celui-ci, notamment pour son dimensionnement optimal et la maîtrise des flux thermiques sur les parois.

Cette étude permettra de mieux comprendre les différences existantes entre les héliostats d'un même champ selon leurs emplacements en étudiant leurs comportements lorsque certains de leurs paramètres varient.

Parmi les paramètres influents sur la répartition du flux solaire sur le récepteur, rapporté par [48] :

- La hauteur du récepteur,
- La forme des héliostats du champ,
- Les dimensions des héliostats du champ,
- La précision de pointage des héliostats,
- L'état de surface des héliostats,
- L'angle d'inclinaison de la cible,
- Le dénivelé du champ d'héliostats,
- La position des héliostats dans le champ,
- La qualité de l'atmosphère,
- Les ombrages et blocages,
- La position du soleil dans le ciel en fonction de l'heure et du jour de l'année.

2.6.1. Le champ solaire et le récepteur

Le modèle simplifié du champ solaire, retenu pour l'étude se compose de neuf (09) héliostats repartis suivant trois directions sur trois arcs de cercles concentriques centré sur la tour (figure 2.4). L'inclinaison du terrain du champ d'héliostats est définie comme nulle, ainsi chaque héliostat est à la même altitude. Les héliostats sont placés au nord de la tour et chaque héliostat est modélisé par une forme surfacique réfléchissante parabolique de section rectangulaire et de distance focale idéale. Les erreurs optiques microscopiques liées à l'état de surface des miroirs des héliostats sont considérées comme égales à 0 mrad tout au long de l'étude. Par contre une attribution d'une valeur d'erreur macroscopique moyenne à l'ensemble de tous les héliostats issue de la littérature. Quant à l'erreur de pointage, la sensibilité de ce paramètre va être présentée dans cette étude. C'est-à-dire évaluer l'influence de la modification des valeurs de ce paramètre, sur la distribution de la densité de flux concentré sur le récepteur. Le récepteur, est considéré comme une surface plane verticale dont la normale parallèle à la direction Sud Nord.

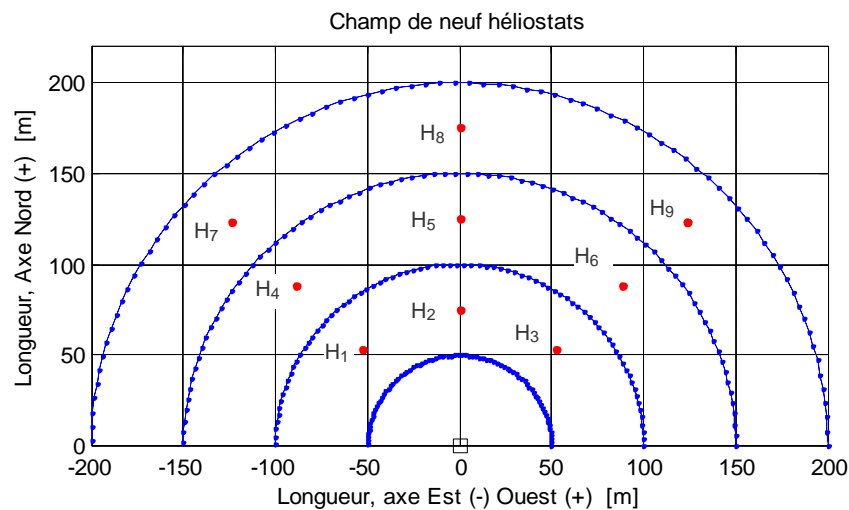


Figure 2.4 champ de neuf héliostats

2.6.2. Les héliostats :

Les héliostats utilisés dans notre étude sont supposés semblables dans leurs dimensions principales à ceux que l'on retrouve dans la centrale de la plate forme solaire d'Almeria au sud de l'Espagne [78]. Généralement les héliostats sont constitués d'un socle métallique de forme cylindrique sur le quel vient reposer une

structure portante supportant des modules. La forme de la structure porteuse confère à l'héliostat une courbure à laquelle correspond une distance focale réglable. Ces héliostats sont orientés selon deux axes grâce à deux moteurs pour les déplacements en azimut et en élévation, ils suivent ainsi la course du soleil le long de la journée. La figure suivante présente les dimensions principales de l'héliostat.

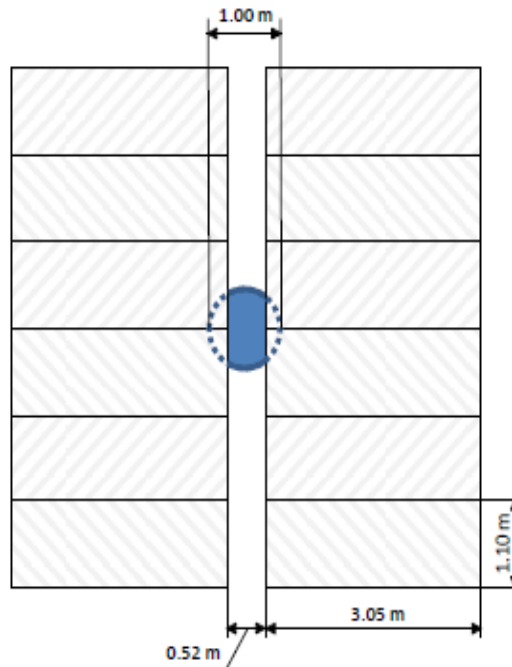


Figure 2.5 : dimensions principales de l'héliostat [78]

2.6.3. Le modèle géométrique et optique

Le modèle géométrique et optique à définir doit contenir la définition des positions et orientations des héliostats et du récepteur ainsi que l'orientation du vecteur solaire dans le repère générale. Le modèle doit aussi contenir la définition des positions et orientations des éléments de surface de l'héliostat ; définies dans le sous-repère associé à l'héliostat, puis dans le repère général lié à la tour.

2.6.3.1. Position et orientation

Le repère dans le système de coordonnées général (lié au pied de la tour) est défini comme ayant pour origine le pied de la tour. L'axe $X > 0$ vers l'Est, l'axe $Y > 0$ au Nord et $Z > 0$ si l'altitude du point est supérieure à celle du pied de la tour.

Le positionnement du centre de la surface réfléchissante ou de l'héliostat H, peut être exprimé dans le système de coordonnées général comme suit :

$$C_{H/G} = \begin{bmatrix} x_H \\ y_H \\ z_H \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

L'emplacement du centre du récepteur, peut être exprimé dans le système de coordonnées général comme suit :

$$C_{rec/G} = \begin{bmatrix} x_{rec} \\ y_{rec} \\ z_{rec} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Les coordonnées de la cible considérée comme un point fixe A situé à une hauteur H_0 sur la surface du récepteur peuvent être exprimées dans le système de coordonnées général comme suit :

$$C_{A/G} = \begin{bmatrix} x_A \\ y_A \\ z_A \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

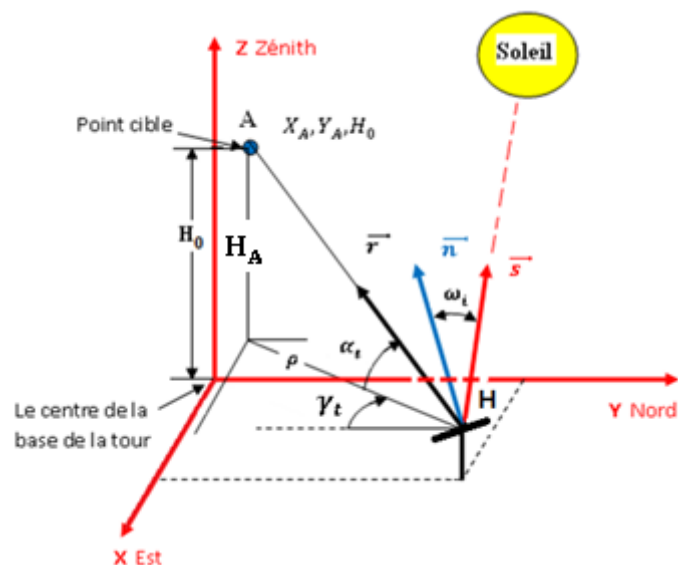


Figure 2.6 : Repérage de l'héliostat

On doit définir les trois vecteurs unitaires :

1- Le vecteur unitaire du rayon solaire central, \vec{s} pointant vers le soleil est défini comme :

$$\vec{s} = s_X \vec{i} + s_Y \vec{j} + s_Z \vec{k} \quad (2.21)$$

Où \vec{i} , \vec{j} et \vec{k} sont des vecteurs unitaires dans les directions des axes X, Y et Z, respectivement.

Les projections de \vec{s} relatives aux axes X, Y et Z sont s_X , s_Y et s_Z . Elles peuvent être exprimées en fonction de l'angle d'élévation solaire et de l'angle d'azimuth solaire [39] par :

$$s_X = -\cos(\alpha_s) \cdot \sin(\gamma_s) \quad (2.22)$$

$$s_Y = -\cos(\alpha_s) \cdot \cos(\gamma_s) \quad (2.23)$$

$$s_Z = \sin(\alpha_s) \quad (2.24)$$

Où α_s et γ_s sont les angles d'élévation solaire et d'azimuth solaire, respectivement.

2- Le vecteur unitaire \vec{r} , pointant de la surface de l'héliostat au point objectif fixe A, situé sur le récepteur du flux solaire est défini comme suit:

$$\vec{r} = \frac{(x_A - x_H) \cdot \vec{i} + (y_A - y_H) \cdot \vec{j} + (z_A - z_H) \cdot \vec{k}}{\sqrt{(x_A - x_H)^2 + (y_A - y_H)^2 + (z_A - z_H)^2}} \quad (2.25)$$

Où \vec{i} , \vec{j} et \vec{k} sont les vecteurs unitaires dans les directions des axes de coordonnées X, Y et Z respectivement.

D'où :

$$\vec{r} = r_X \cdot \vec{i} + r_Y \cdot \vec{j} + r_Z \cdot \vec{k} \quad (2.26)$$

Les projections de \vec{r} relatives aux axes X, Y et Z sont r_X , r_Y et r_Z . Elles peuvent être exprimées en fonction de l'angle d'azimuth et de l'angle d'élévation [39] par :

$$r = (-\cos(\alpha_t) \cdot \sin(\gamma_t), -\cos(\alpha_t) \cdot \cos(\gamma_t), \sin(\alpha_t)) \quad (2.27)$$

Avec :

\vec{i} : Vecteur unitaire du rayon central réfléchi au centre de la surface réfléchissante

α_t : Angle d'élévation du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi.

γ_t : Angle d'azimut du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi.

3- Le troisième vecteur d'intérêt est le vecteur unitaire \vec{n} normal à la surface du miroir d'un héliostat. Il est défini comme suit [79]:

$$\vec{n} = n_x \cdot \vec{i} + n_y \cdot \vec{j} + n_z \cdot \vec{k} \quad (2.28)$$

A partir des lois de la réflexion nous avons [79] :

$$\vec{r} \cdot \vec{n} = \vec{n} \cdot \vec{s} \quad (2.29)$$

Les équations des composantes du vecteur unitaire \vec{n} sont comme suit [79]:

$$n_x = \frac{\frac{|s_z + r_z|(s_x + r_x)}{s_z + r_z}}{\left[(s_x + r_x)^2 + (s_y + r_y)^2 + (s_z + r_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (2.30)$$

$$n_y = \frac{\frac{|s_z + r_z|(s_y + r_y)}{s_z + r_z}}{\left[(s_x + r_x)^2 + (s_y + r_y)^2 + (s_z + r_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (2.31)$$

$$n_z = \frac{|s_z + r_z|}{\left[(s_x + r_x)^2 + (s_y + r_y)^2 + (s_z + r_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (2.32)$$

Les composantes du vecteur unitaire \vec{n} dans le système lié à la tour peuvent être écrites en termes d'angle d'élévation et d'angle d'azimut [39] comme suit :

$$\mathbf{n} = (-\cos(\alpha_n) \cdot \sin(\gamma_n), -\cos(\alpha_n) \cdot \cos(\gamma_n), \sin(\alpha_n)) \quad (2.33)$$

Avec :

\vec{n} : Vecteur unitaire normal au centre de la surface réfléchissante.

α_n : L'angle d'élévation du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante.

γ_n : L'angle d'azimut du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante.

Les angles α_n et γ_n sont définies, suivant leur position par rapport à la tour, rapporté par [80]:

$$\alpha_n = \arccos\left(\sqrt{(n_x)^2 + (n_y)^2}\right) \quad (2.34)$$

$$\gamma_n = \arcsin\left(\frac{n_x}{\sqrt{(n_x)^2 + (n_y)^2}}\right) \text{ si } n_x \leq 0 \text{ et } n_y \leq 0 \text{ ou bien } n_x \geq 0 \text{ et } n_y \leq 0 \quad (2.35)$$

$$\gamma_n = \pi - \arcsin\left(\frac{n_x}{\sqrt{(n_x)^2 + (n_y)^2}}\right) \text{ si } n_x \geq 0 \text{ et } n_y \geq 0 \text{ ou bien } n_x \leq 0 \text{ et } n_y \geq 0 \quad (2.36)$$

L'orientation de chaque héliostat pour une position donnée du soleil est décrite, par un mouvement faisant référence à un état initial, avec le plan de l'héliostat parallèle au plan X Z et la normale de sa surface dirigée vers le sud. L'héliostat est orienté au moyen d'une rotation, dans le system de coordonnées, d'un angle α_n autour de l'axe X et une autre rotation d'un angle γ_n autour de l'axe Z, comme indiqué par les deux matrices de rotation suivantes [81] :

$$R(X) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\alpha_n) & \sin(\alpha_n) \\ 0 & -\sin(\alpha_n) & \cos(\alpha_n) \end{pmatrix} \quad (2.37)$$

$$R(Z) = \begin{pmatrix} \cos(\gamma_n) & -\sin(\gamma_n) & 0 \\ \sin(\gamma_n) & \cos(\gamma_n) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (2.38)$$

2.6.3.2. Subdivision de la surface de l'héliostat

Le repère de l'héliostat utilisé est un système de coordonnées cartésiennes (U,V,W). Son origine est le centre géométrique de la surface réfléchissante de l'héliostat, avec \vec{u} , \vec{v} et \vec{w} les vecteurs unitaires respectifs.

Les vecteurs \vec{u} et \vec{v} appartenant à la surface de l'héliostat et le vecteur \vec{w} est égal au vecteur unitaire \vec{n} normal à la surface de l'héliostat ($\vec{w} = \vec{n}$).

On subdivise l'héliostat selon le maillage représenté sur la figure 2.7.

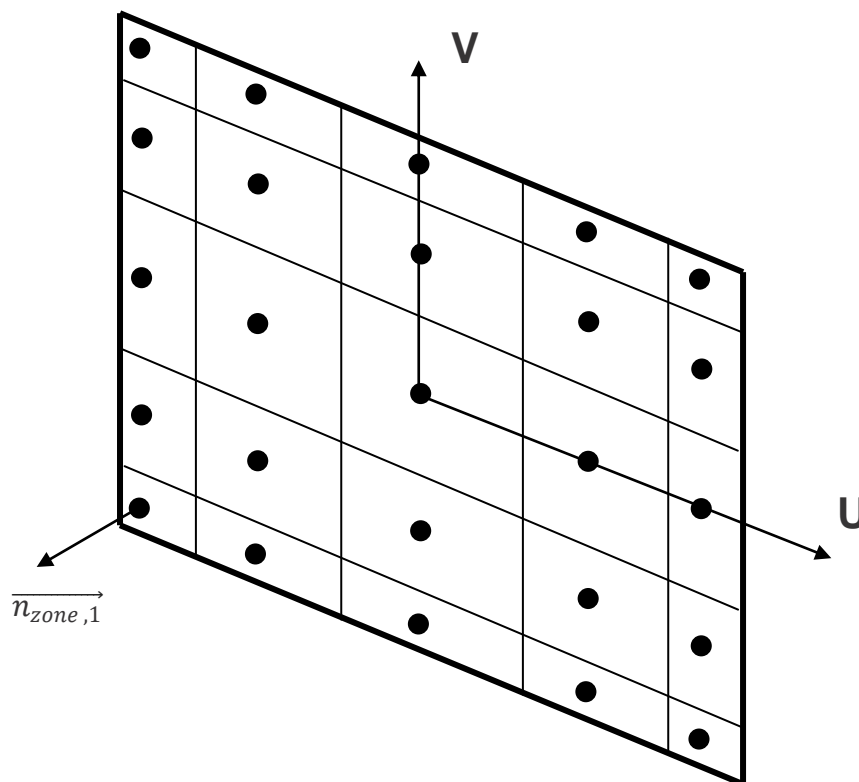


Figure 2.7: Subdivisions de la surface de l'héliostat

Tels que :

$$-LW/2 \leq u_{zone} \leq LW/2 \quad \text{et} \quad -LH/2 \leq v_{zone} \leq LH/2$$

Chaque zone est caractérisée par trois propriétés : sa superficie, Les coordonnées du centre de cette subdivision et le vecteur normal de chaque zone dans ce même repère [82] :

Tels que, les coordonnées de cette subdivision, sont données par [82] :

$$C_{zone/H} = \begin{bmatrix} u_{zone} \\ v_{zone} \\ w_{zone} = (u_{zone}^2 + v_{zone}^2)/(4 \cdot f_{hel}) \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Et le vecteur normal de chaque zone dans ce même repère [82]:

$$\vec{n}_{zone/H} = \begin{bmatrix} u_{zone}/2 \cdot f_{hel} \\ v_{zone}/2 \cdot f_{hel} \\ -1 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Avec :

LH : Hauteur de l'héliostat

LW : Largeur de l'héliostat

f_{hel} : La distance focale de l'héliostat.

Les coordonnées du centre de toutes les zones, ainsi que leurs vecteurs normaux à leurs centres sont d'abord calculées pour chaque héliostat en sa position de repos dans le système de coordonnées lié à l'héliostat, puis transformées avec la matrice de changement de repère M_h au système de coordonnées générales, qui se calcule dans ce repère comme suit [82]:

$$C_{zone/G} = C_{H/G} + M_h \cdot C_{zone/H} \quad (2.41)$$

$$\vec{n}_{zone/G} = M_h \cdot \vec{n}_{zone/H} \quad (2.42)$$

Avec la matrice de changement de repère :

$$M_h = \begin{bmatrix} \cos(\gamma_n) & -\sin(\gamma_n) \cdot \cos(\alpha_n) & -\sin(\gamma_n) \cdot \sin(\alpha_n) \\ -\sin(\gamma_n) & \cos(\alpha_n) \cdot \cos(\gamma_n) & \cos(\gamma_n) \cdot \sin(\alpha_n) \\ 0 & -\sin(\alpha_n) & \cos(\alpha_n) \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

2.6.3.3. Calcul du point d'intersection entre le rayon réfléchi par le centre de chaque zone et le récepteur

L'équation paramétrique de la méthode de calcul de la distribution du flux sur le récepteur, exige de connaître les coordonnées du point d'intersection dans le repère lié au récepteur entre le rayon réfléchi par le centre de chaque zone et le récepteur solaire.

L'équation du plan récepteur dans le repère global est donnée par :

$$d = -(a.x_r + b.y_r + c.z_r) \quad (2.44)$$

Tels que : x_r, y_r et z_r sont les coordonnées des points du plan récepteur dans le repère générale, et a, b et c les composantes de la normale au plan récepteur \vec{n}_R définies par :

$$\vec{n}_R = \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_{\vec{n}_R} \\ y_{\vec{n}_R} \\ z_{\vec{n}_R} \end{pmatrix}^G \quad (2.45)$$

L'équation paramétrique définissant les coordonnées dans le repère global des points appartenant à la droite dirigée par le rayon réfléchi par le centre de chaque zone est donnée par :

$$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}_{D_{\vec{v}_r}}^G = \begin{pmatrix} x_{c_{zone}} + t.x_{\vec{v}_r} \\ y_{c_{zone}} + t.y_{\vec{v}_r} \\ z_{c_{zone}} + t.z_{\vec{v}_r} \end{pmatrix}^G \quad (2.46)$$

Avec : $x_{c_{zone}}, y_{c_{zone}}$ et $z_{c_{zone}}$ sont les coordonnées du centre de la zone de l'héliostat étudié, et t un réel. Les coordonnées ($x_{\vec{v}_r}, y_{\vec{v}_r}$ et $z_{\vec{v}_r}$) du vecteur réfléchi dans le repère global sont calculées comme suit [83]:

$$\vec{v}_r = \begin{pmatrix} x_{\vec{v}_r} \\ y_{\vec{v}_r} \\ z_{\vec{v}_r} \end{pmatrix}^G = \begin{pmatrix} 2 \cdot \cos(\omega_{zone}) \cdot \vec{n}_{x_{zone}} - \vec{S}_x \\ 2 \cdot \cos(\omega_{zone}) \cdot \vec{n}_{y_{zone}} - \vec{S}_y \\ 2 \cdot \cos(\omega_{zone}) \cdot \vec{n}_{z_{zone}} - \vec{S}_z \end{pmatrix}^G \quad (2.47)$$

Avec ω_{zone} : l'angle d'incidence de la zone étudié.

On peut alors à partir de l'équation ci-dessus connaître les coordonnées du point d'intersection dans le repère global entre un rayon réfléchi par le centre de la zone étudié et le récepteur solaire en calculant le paramètre t tel que [82]:

$$t = \frac{-(d + a.x_{c_{zone}} + b.y_{c_{zone}} + c.z_{c_{zone}})}{a.x_{\vec{v}_r} + b.y_{\vec{v}_r} + c.z_{\vec{v}_r}} \quad (2.48)$$

Au final, on peut déduire les coordonnées de ce point d'intersection dans le repère lié au récepteur [82]:

$$C_{int/R} = (C_{int/G} - C_{rec/G}) \quad (2.49)$$

2.6.4. Résolution du modèle mathématique

La résolution de l'expression algébrique de la méthode HFLCAL dont s'inspire notre modèle prend en compte l'ensemble des causes de déformation de l'image : la forme du soleil, la qualité des miroirs des héliostats ainsi que les erreurs de suivi du mécanisme d'entraînement ; sa résolution permet d'obtenir de la distribution du flux solaire réfléchi par un héliostat sur le récepteur.

Ce model contient quelque approximations pour les 9 héliostats étudiés tel que la puissance de l'atténuation atmosphérique est négligée, la réflectivité des miroirs et l'intensité solaire direct sont supposés égales à 0.95 et 1kW/m² standard, respectivement.

Cette équation est basée sur le principe théorique que la tache du soleil sur la surface du récepteur suit une loi de distribution normale gaussienne [43], soit :

$$F(x_r, y_r) = \frac{P_R}{2\pi\sigma_{HF}^2} \cdot \exp\left(-\frac{(x_r-x_v)^2+(y_r-y_v)^2}{2\sigma_{HF}^2}\right) \quad (2.50)$$

Avec F , la forme de l'image du soleil sur le récepteur ; x_r , y_r les coordonnées des points du plan récepteur dans le repère lié au récepteur ; P_R la puissance solaire réfléchi par l'héliostat ; x_v , y_v les coordonnées du point de

visée du centre de l'héliostat sur le récepteur et σ_{HF} , représente la déviation effective.

En application de la loi des grands nombres, les erreurs sont supposées gaussiennes d'écart types : σ_{sun} , σ_{bq} , σ_{ast} et σ_t . La somme de ces erreurs est une loi normale d'écart type défini comme suit [44] :

$$\sigma_{HF} = \frac{D \cdot \sqrt{\sigma_{sun}^2 + \sigma_{bq}^2 + \sigma_{ast}^2 + \sigma_t^2}}{\sqrt{\cos(\theta_R)}} \quad (2.51)$$

Avec

- σ_{sun} : erreur de la forme du soleil.
- σ_{bq} : erreur de réflexion.
- σ_{ast} : l'effet d'astigmatisme.
- σ_t : erreur de poursuite solaire.
- θ_R : angle d'incidence entre le rayon central réfléchi par le centre de l'héliostat et la normal au récepteur.
- D : distance entre le point de visée et le centre de l'héliostat.

Afin de rendre compatible l'équation paramétrique issue de la littérature au modèle géométrique de l'héliostat du champ solaire étudié. Le calcul de l'équation est effectué une fois par zone constitutive de l'héliostat. Ainsi la distribution de la densité de flux solaire réfléchi par un héliostat revient à la résolution d'un nombre d'équations qui est égale aux nombre de zones. Le flux solaire concentré sur le récepteur est alors obtenu par superpositions des flux réfléchis par chaque zone :

$$F_r(x_r, y_r) = \sum_{i=1}^{N_z} \frac{P_{r,zone}}{2\pi\sigma_{HF,zone}^2} \cdot \exp\left(-\frac{(x_r - x_{int,zone})^2 + (y_r - y_{int,zone})^2}{2 \cdot \sigma_{HF,zone}^2}\right) \quad (2.52)$$

Avec

- F_r : répartition de la densité du flux sur le récepteur.

- x_r, y_r : coordonnées des points du plan récepteur dans le repère lié au récepteur.
- $P_{r,zone}$: puissance solaire réfléchi par la zone étudiée de l'héliostat.
- $\sigma_{HF,zone}$: déviation effective pour la zone considérée.
- $x_{int,zone}, y_{int,zone}$: coordonnées d'intersection entre le rayon réfléchi par le centre de la zone et le récepteur.
- N_z : nombre de zones de la surface de l'héliostat.

2.6.4.1. Calcul de l'écart type effectif σ_{HF}

Le calcul de la répartition du flux réfléchi par une zone implique le calcul de l'écart type effectif $\sigma_{HF,zone}$ pour chaque zone constitutive de l'héliostat. L'écart type $\sigma_{HF,zone}$ est le résultat du produit de convolution de 4 fonctions de distribution normale :

- σ_{sun} : écart type liée a la forme du soleil est égale à 2.73 mrad par ciel clair
- σ_{bq} : erreur de réflexion est liée aux erreurs microscopiques et macroscopiques moyennes [44] :

$$\sigma_{bq} = \sqrt{(2 \cdot \sigma_{slope})^2 + \sigma_{spec}^2} \quad (2.53)$$

- σ_{ast} : effet d'astigmatisme , traduit les déformations non-symétriques de la tache focale lors de réflexions et de concentrations hors axe [74].

$$\sigma_{ast} = \frac{\sqrt{0.5(H_t^2 + W_s^2)}}{4 \cdot D_z} \quad (2.54)$$

Avec : H_t et W_s sont les dimensions de l'image dans le plan tangentiel et sagittal de la distance D_z du miroir, respectivement [82].

$$H_t = \sqrt{LW_{zone} \cdot LH_{zone}} \left| \frac{D_z}{f_z} - \cos\omega_{zone} \right| \quad (2.55)$$

$$W_s = \sqrt{LW_{zone} \cdot LH_{zone}} \left| \frac{D_z}{f_z} \cos \omega_{zone} - 1 \right| \quad (2.56)$$

Ou, f_z c'est la distance focale et LW_{zone} , LH_{zone} sont les dimensions de chaque zone.

σ_t : L'erreur de suivi solaire. Elle peut être déterminée à partir des mesures des erreurs de suivi selon l'élévation et l'azimut liés au pas moteur [82].

$$\sigma_t = 2\sqrt{\sigma_\alpha \cdot \sigma_\gamma} \quad (2.57)$$

D_z : distance entre le centre de la zone et le point d'intersection sur le récepteur est égale à [82] :

$$D_z = \sqrt{(x_{int/G} - x_{c_{zone}})^2 + (y_{int/G} - y_{c_{zone}})^2 + (z_{int/G} - z_{c_{zone}})^2} \quad (2.58)$$

L'écart type σ_{HF} est alors égal à :

$$\sigma_{HF,zone} = \frac{D_z \sqrt{\sigma_{sun}^2 + \sigma_{bq}^2 + \sigma_{ast}^2 + \sigma_t^2}}{\sqrt{\cos(\theta_r)}} \quad (2.59)$$

θ_r : Angle entre le rayon réfléchi par le centre de la zone et le vecteur normal au récepteur.

2.6.4.2. Calcul de la puissance solaire réfléchi par l'héliostat

La puissance totale réfléchi $P_{zone,r}$ par chaque zone est donné par [78]:

$$P_{zone,r} = I_d \cdot \rho_{zone} \cdot \cos \omega_{zone} \cdot LW_{zone} \cdot LH_{zone} \quad (2.60)$$

Avec :

- I_d : valeur de l'ensoleillement direct normal (kW/m²).

- LW_{zone} , LH_{zone} , largeur et hauteur de la zone, respectivement.
- ρ_{zone} : réflectivité de la zone.
- $\cos \omega_{zone}$: effet cosinus.

La puissance totale réfléchiée $P_{h,r}$ par un héliostat est donné par

$$P_{h,r} = \sum_{i=1}^{N_z} P_{zone\ i,r} \quad (2.61)$$

Avec N_z : nombre de zones de la surface de l'héliostat.

2.7. Organigrammes

Les deux figures : 2.8 et 2.9, suivantes montrent respectivement les organigrammes des algorithmes des deux modèles présentés par la modélisation mathématique : la génération du champ d'héliostats et la distribution de la densité de flux solaire sur le récepteur.

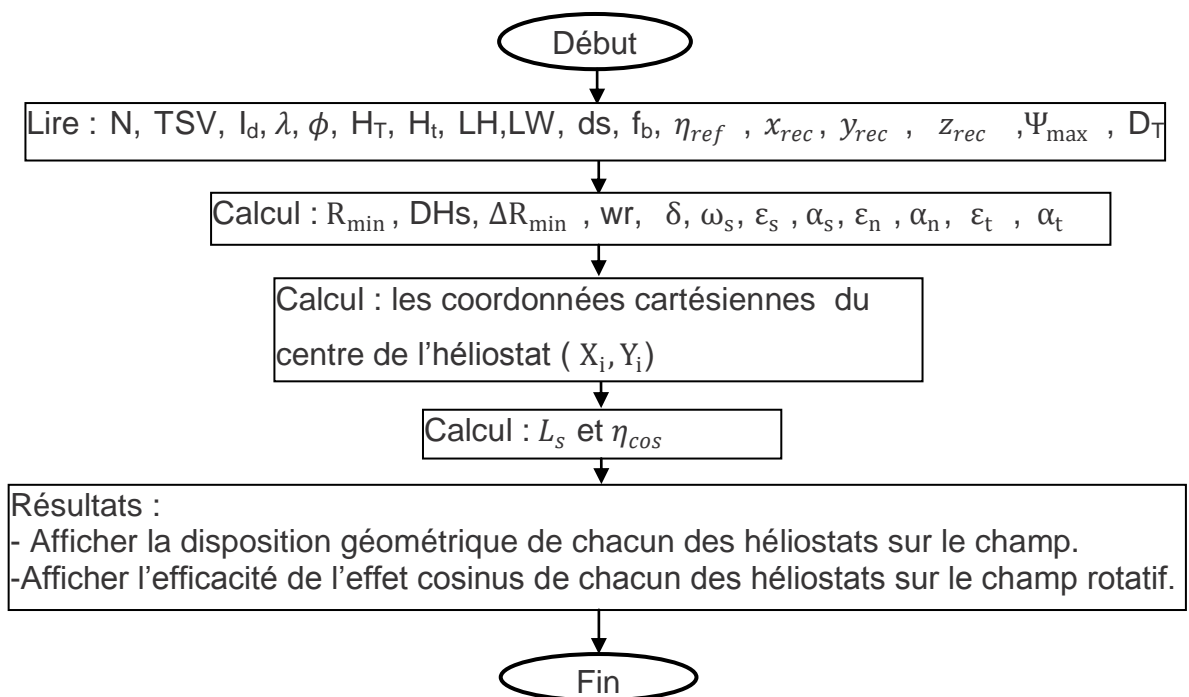


Figure 2.8 : organigramme du processus de génération du champ d'héliostats

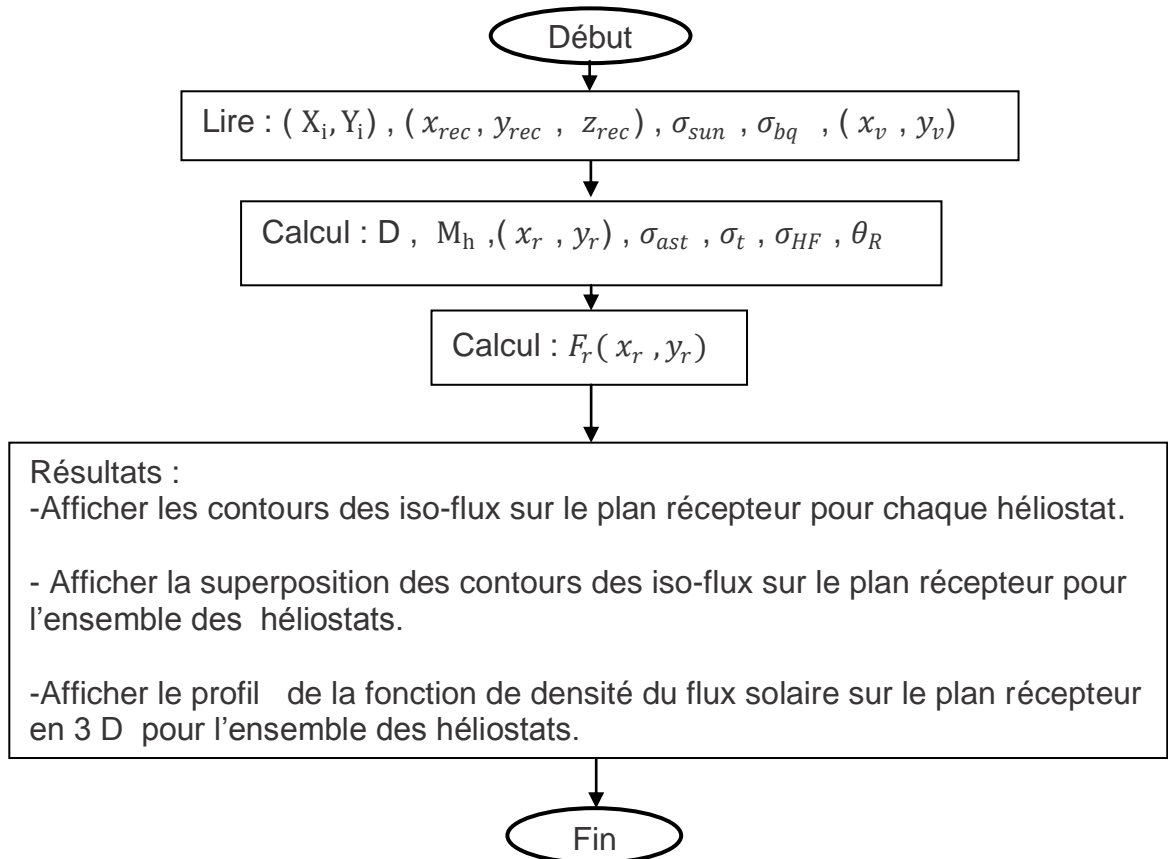


Figure 2.9 : organigramme du processus de génération du flux solaire sur le récepteur

2.8. Conclusion

On a développé dans ce chapitre les formules mathématiques pour la conception préliminaire d'un champ d'héliostats, ainsi que pour la distribution de flux sur le récepteur. Les données de bases seront des exemples applicatifs pour l'exécution du programme que nous avons réalisé. Dans le chapitre suivant nous présenterons les résultats obtenus.

CHAPITRE 3

RESULTATS ET DISCUSSION

3.1. Introduction

La première partie de ce chapitre, sera consacrée à la validation du modèle de configuration d'un champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour en utilisant les résultats publiés dans la littérature. Une fois le modèle validé, une analyse comparative des performances est développée entre la centrale solaire existante PS 10 en Espagne et celle du modèle proposée dans le cas où elles aient été adaptées à la technologie du concept d'un champ d'héliostats rotatif dans l'hémisphère nord. L'étude inclut la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus en minimisant l'effet d'ombre causé par la tour.

La deuxième partie de ce chapitre sera consacrée à la validation du modèle analytique de la distribution de flux solaire réfléchi par un héliostat sur le récepteur d'une centrale solaire à tour avec les données expérimentales disponibles auprès de la centrale de Plateforme Solaire de Almería en Espagne (PSA) [8] et aux données de la simulation suivant le modèle UNIZAR [8,43]. Une fois le modèle validé, nous étudierons l'influence de l'erreur de poursuite solaire sur la distribution de flux sur la surface du récepteur.

Dans la dernière section de ce chapitre nous comparons les résultats de la distribution de flux solaire total sur le récepteur entre la stratégie d'un seul point de visée et la stratégie de multiple points de visées.

3.2. L'efficacité de l'effet cosinus et la réduction de l'effet d'ombre causé par la tour

3.2.1. Validation

Les figures 3.1 et 3.2 nous permettent de comparer les deux configurations géométriques des champs d'héliostats respectivement, la centrale solaire commerciale PS10 existante [74] et la nouvelle Configuration du PS10 proposée par notre travail. Nous avons pris la valeur $f_b = 0,95$ [45] pour le facteur de blocage et une valeur $d_s = 0,3$ concernant le facteur de distance de séparation entre les héliostats voisins situés sur la même ligne [45].

Dans la figure 3.3, nous présentons la superposition des deux distributions géométriques des champs d'héliostats. Les points bleus font référence aux héliostats du PS10 [74], alors que les verts font référence aux héliostats du champ reconfiguré.

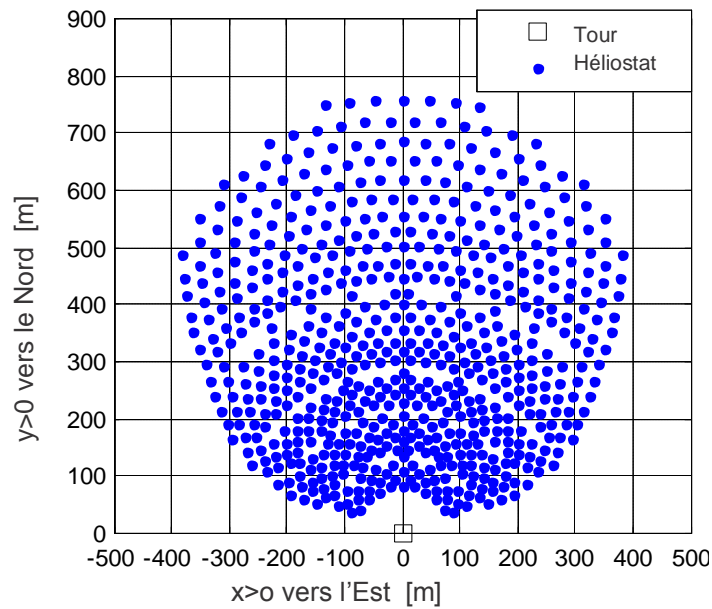


Figure 3.1 : Champ d'héliostats PS10 [74]

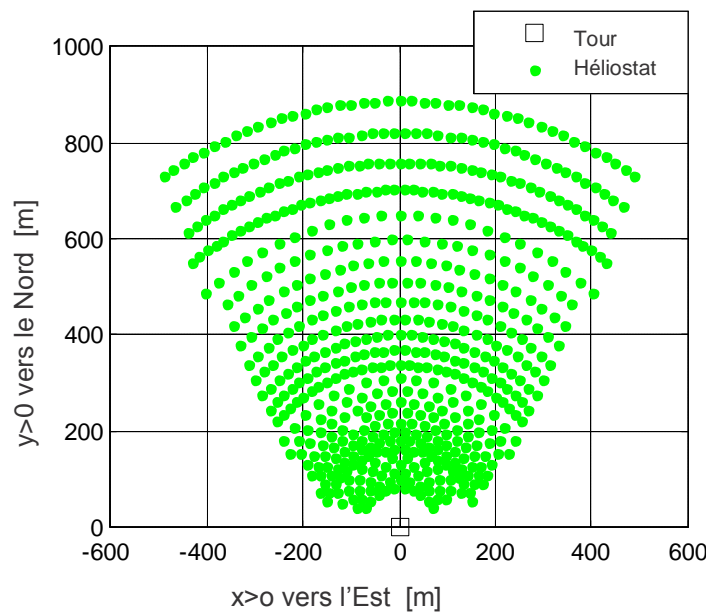


Figure 3.2 : Champ d'héliostats PS10 reconfiguré (Notre travail)

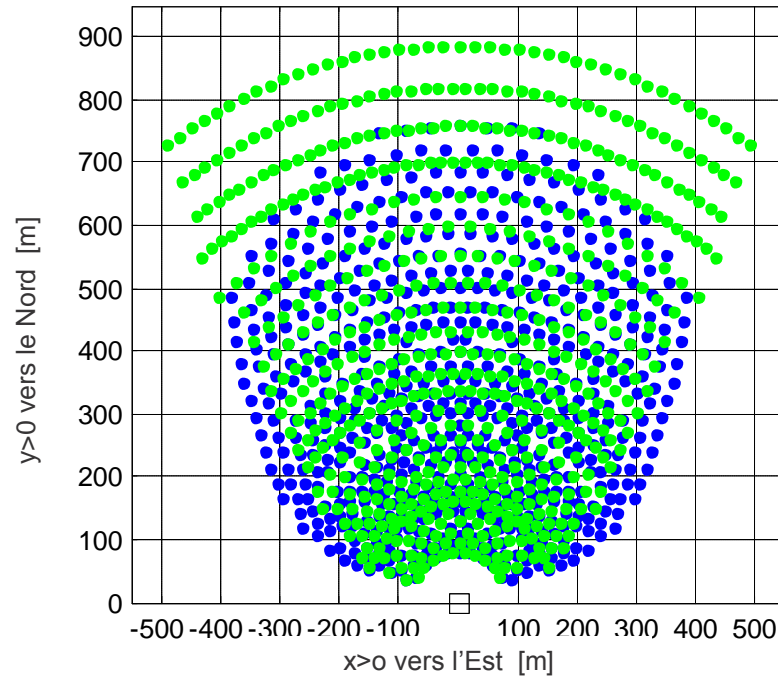


Figure 3.3 : Superposition des champs PS10 et PS10 reconfiguré

Pour assurer la validité de notre modèle, l'efficacité de l'effet cosinus du champ PS 10 (figure 3.1) est calculée par notre programme et comparée aux résultats des travaux publiés dans les références [74] et [83] comme indiqué dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Efficacité nominale et annuelle de l'effet cosinus des champs PS10 original et PS10 reconfiguré.

	Champ PS10 original	Champ PS10 (par notre programme)	Champ PS10 reconfiguré (par notre programme)
η_{cos} Nominal (%)	92.34 [83]	92.84	92.86
η_{cos} Annuel (%)	82.83 [74]	88.06	88.27

Les différences entre les résultats montrent que, l'efficacité de l'effet cosinus nominal (21 mars du midi solaire) prend la valeur de 0,5%, et la raison réside dans les données publiées par Rinaldi et al. [83]. La hauteur optique de la tour est légèrement différente de celle de la présente étude. Deuxièmement, dans l'efficacité de l'effet cosinus annuelle, la différence atteint la valeur de 5,23% parce que nous avons adopté l'efficacité moyenne de l'ensemble du champ au jour de l'équinoxe de printemps au lieu de l'année entière et on a supposé que le champ est exploité de 8 a.m. à 4 p.m. avec une altitude solaire supérieure à 23 °. L'adoption visait à économiser le temps consacré à l'optimisation préliminaire. Compte tenu des hypothèses retenues dans ce travail, nos résultats concordent fortement avec ceux publiés par Rinaldi et al. [83] et Zhang et al. [74].

Le tableau 3.1 montre également que la nouvelle configuration de PS 10 générée par notre programme (figure 3.2) se comporte mieux que la configuration PS10 originale en termes d'efficacité de l'effet cosinus car il est clair que dans le champ PS 10 reconfiguré, les héliostats sont très denses à proximité de la zone proche de la tour qui a l'efficacité optique du champ la plus élevée et cette densité diminue à mesure que nous nous éloignons de la tour.

Par ailleurs, la disposition du champ PS 10 original [74], s'étend le long de l'axe nord du centre de la base de la tour jusqu'à environ 760 m, comprenant 35 lignes. Avec le champ PS 10 reconfiguré, la disposition atteint 886 m le long de l'axe nord sur 26 lignes. La différence est de 126 m entre les deux configurations. D'autre part, la différence dans le nombre de lignes est 9. Cela signifie que nous avons moins de rails concentriques à construire dans le champ PS 10 reconfiguré de façon à adapter à la technologie du concept d'un champ d'héliostats rotatif. Cette réduction peut affecter d'une manière significative le coût final de l'énergie générée.

3.2.2. Zone ombrée par la tour

Dans notre étude, l'ombre portée par la tour est considérée comme une forme rectangulaire, définie par la hauteur de la tour et le diamètre de la tour. Dans la figure 3.4, on peut observer que la longueur de la zone ombrée par la tour sur le champ d'héliostats prend la plus grande valeur, en fonction des jours

spécifiques de l'année, en début de matinée et en fin de l'après-midi lorsque l'angle d'altitude solaire est petit. Par conséquent, à ce moment de la journée, de nombreux héliostats situés sur l'axe de symétrie du champ sont couverts par la taille de l'ombre. Comme on peut le constater dans la figure 3.5 à l'équinoxe de printemps le matin à 8 h temps solaire, où cinq héliostats situés sur l'axe de symétrie du champ sont complètement recouverts par l'ombre de la tour. La longueur de l'ombre diminue avec la course du soleil dans le ciel. Quand le soleil atteint le point le plus haut dans le ciel (à 12 h, temps solaire), la longueur de la zone d'ombre prend la valeur la plus faible. Nous observons une symétrie sur l'évolution de la longueur de la zone ombrée par rapport à midi le long de la journée.

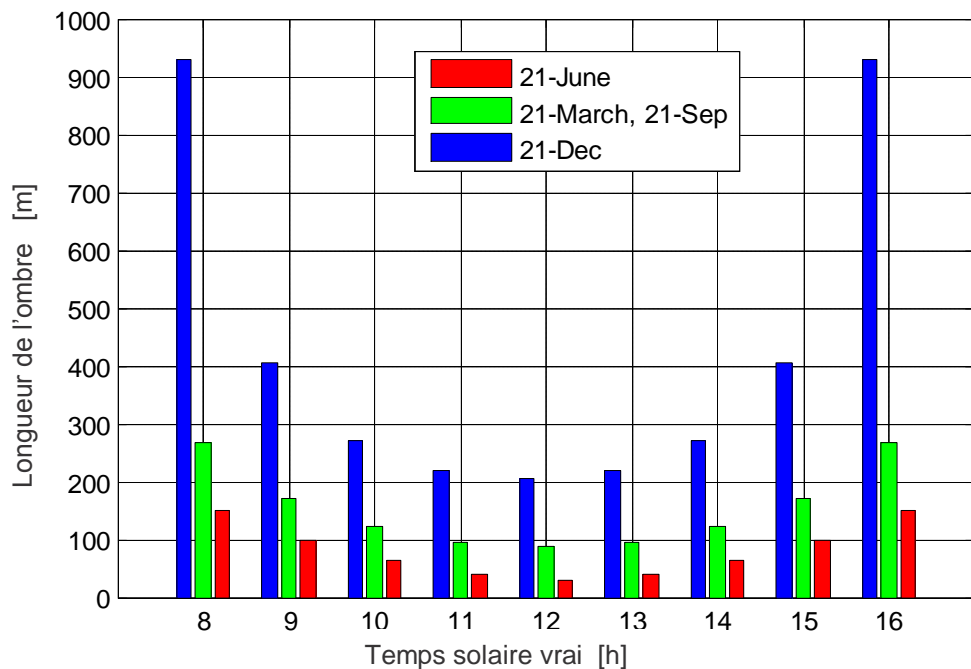


Figure 3.4 : Variation de l'ombre de la tour sur les quatre jours caractéristiques de l'année

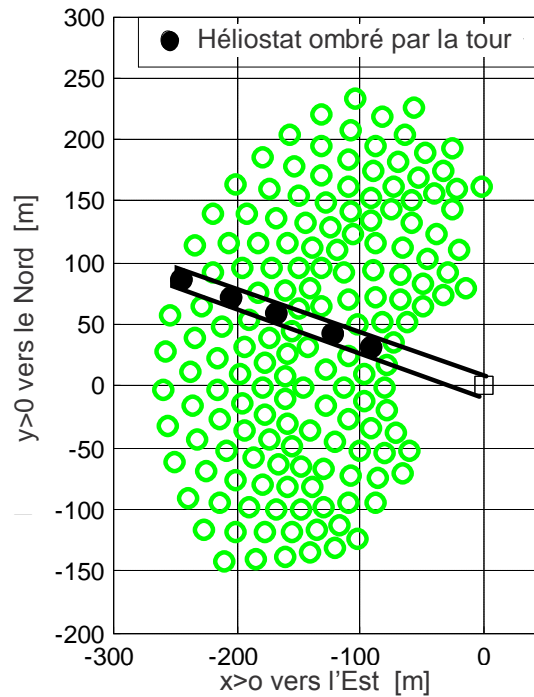


Figure 3.5 : héliostats complètement ombré par la tour

Les figures 3.6, 3.7 et 3.8 illustrent la variation du nombre d'héliostats ombrés par la tour situés sur l'axe de symétrie du champ, pour le champ PS10 original et le PS 10 reconfiguré utilisant tous les deux le concept d'un champ d'héliostats rotatif pour les trois jours spécifiques de l'année. Les résultats de la simulation montrent que le champ d'héliostat PS10 reconfiguré fonctionne avec moins d'héliostats ombrés par la tour que le champ PS10 original. La figure 3.6, montre qu'à faible altitude solaire, les résultats de la simulation prouvent qu'il existe un nombre important d'héliostats ombrés par la tour. Ce nombre atteint la valeur de 18 héliostats pour le champ PS10 original et 13 héliostats pour le champ PS10 reconfiguré le 21 décembre à 8h temps solaire. Ce nombre diminue avec le mouvement du soleil dans le ciel.

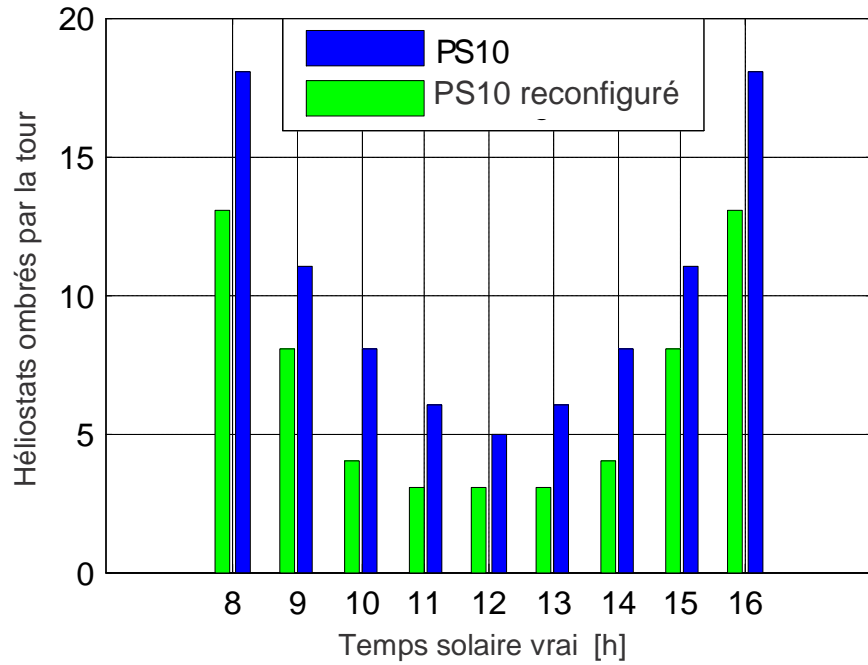


Figure 3.6 : Variation du nombre d'héliostats ombrés par la tour le 21 Décembre

Dans la figure 3.7, la hauteur du soleil est élevée le 21 juin, sauf tôt le matin et tard l'après-midi, il n'y a pas d'héliostats ombrés par la tour détecté entre 10 h et 14 h, temps solaire pour les deux configurations de champ.

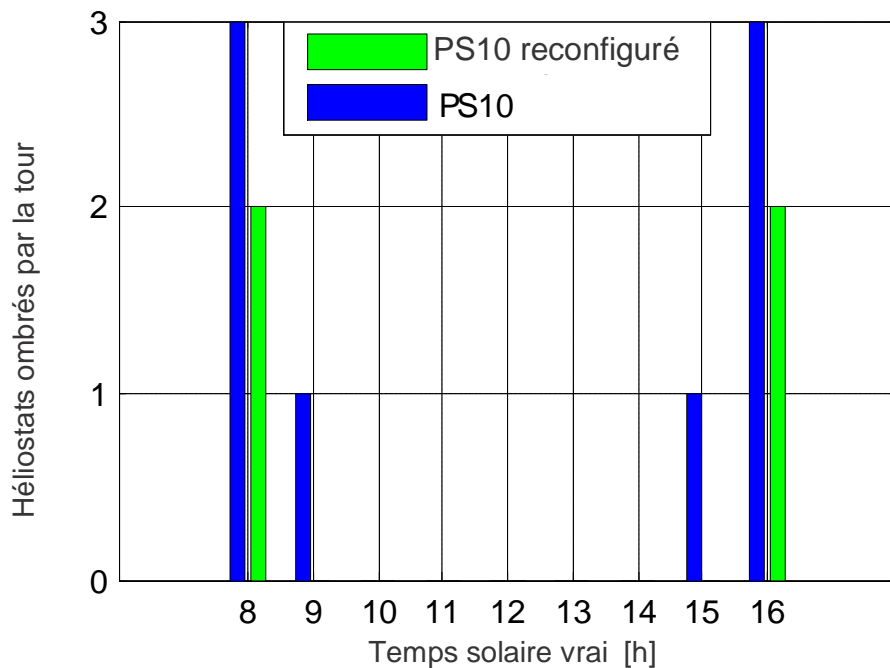


Figure 3.7 : Variation du nombre d'héliostats ombrés par la tour le 21 Juin

Comme le montre la figure 3.8, au cours du 21 mars et le 21 Septembre, le nombre d'héliostats ombrés par la tour détectée pour le champ PS10 reconfiguré est inférieur à celui du champ PS10 original, pour chaque heure de la journée.

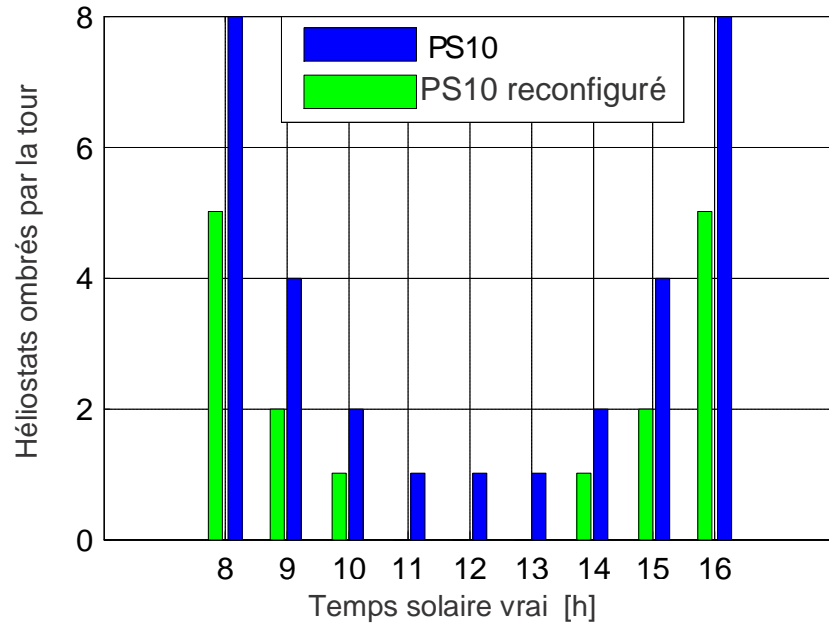


Figure 3.8 : Variation du nombre d'héliostats ombrés par la tour le 21 Mars et 21 Septembre

Afin de réduire l'influence de l'ombre de la tour sur les héliostats, nous proposons une nouvelle position pour l'héliostat situé sur l'axe de symétrie du champ lorsque la longueur ombrée atteint ses bords. L'héliostat reprend sa position initiale lorsque la longueur de l'ombre est éloignée. Les figures 3.9 et 3.10, montrent deux emplacements pour l'héliostat numéro 35 à l'équinoxe de printemps à 9h et à 10h temps solaire, respectivement. À 9 h, la distance azimutale entre les héliostats 36 et 35 s'élargit. À 10 h, l'héliostat 35 prend la position sur l'axe de symétrie du champ qui est la meilleure et la plus efficace de cette ligne. Cette mesure peut améliorer l'efficacité moyenne du champ pendant la journée. Pour un calcul rapide et simplifié de la disposition, nous avons uniquement pris en compte les héliostats pouvant être entièrement couverts par l'ombre.

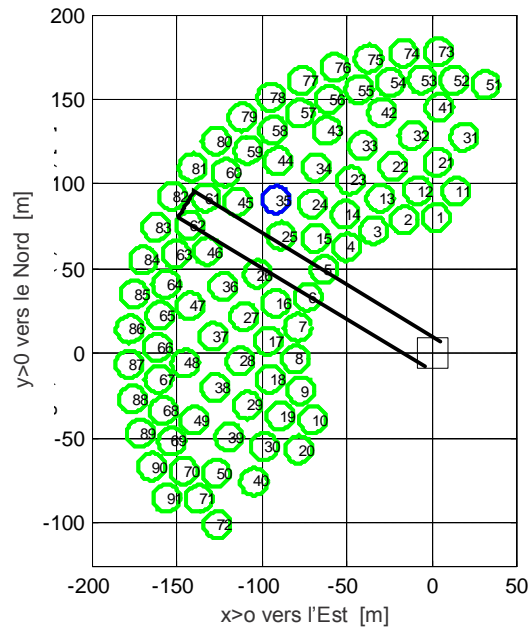


Figure 3.9 : position de l'héliostat N°35 à 9h temps solaire vrai

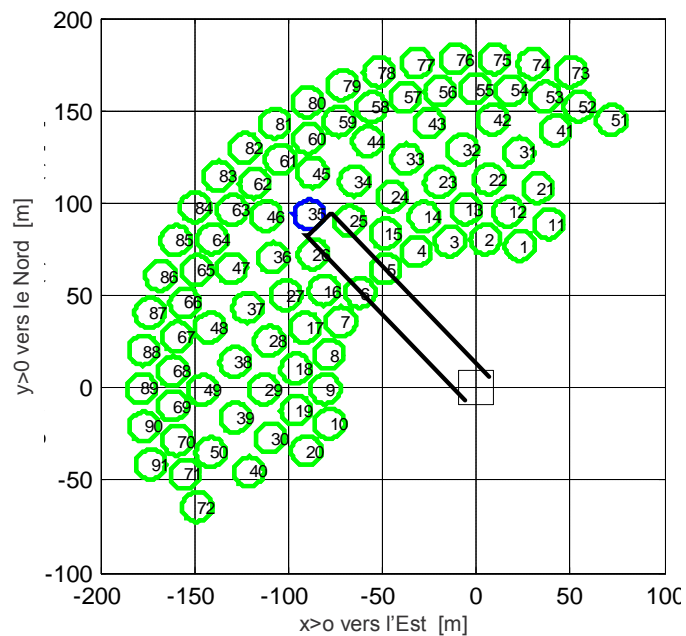


Figure 3.10: position de l'héliostat N°35 à 10h temps solaire vrai

3.2.3. L'efficacité de l'effet cosinus du champ rotatif

Les figures 3.11, 3.12, 3.13, 3.14 et 3.15 représentent la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS 10 reconfiguré à 8 h, 10 h, 12 h, 14

h et 16 h, temps solaire, respectivement, où il est adapté au concept de la technologie d'un champ rotatif en minimisant l'effet d'ombre causé par la tour pendant une journée entière d'équinoxe de printemps. Les résultats relatifs au champ PS10 original sont portés en annexe B.

Pour observer graphiquement la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus sur le champ, les héliostats ont été colorés en fonction de leurs niveaux d'efficacité. Nous pouvons observer que la zone rouge, qui est la zone où l'efficacité de l'effet cosinus est la plus élevée, se déplace des lignes extérieures aux lignes intérieures du champ d'héliostats, de 8 à 12 h temps solaire. La symétrie est observée sur l'évolution de cette zone, par rapport au midi temps solaire le long de la journée. À 8h ou 16h, lorsque l'altitude solaire est faible, nous pouvons obtenir le maximum de puissance. De plus, les performances collectives sont meilleures pour les héliostats situés près de l'axe de symétrie du champ et avec des distances plus courtes du récepteur. On peut également constater que la surface rectangulaire avec des bordures noires, qui représente la zone ombrée par la tour, se déplace sur l'axe de symétrie du champ et que la zone ombrée prend la taille la plus basse à 12 h de temps solaire.

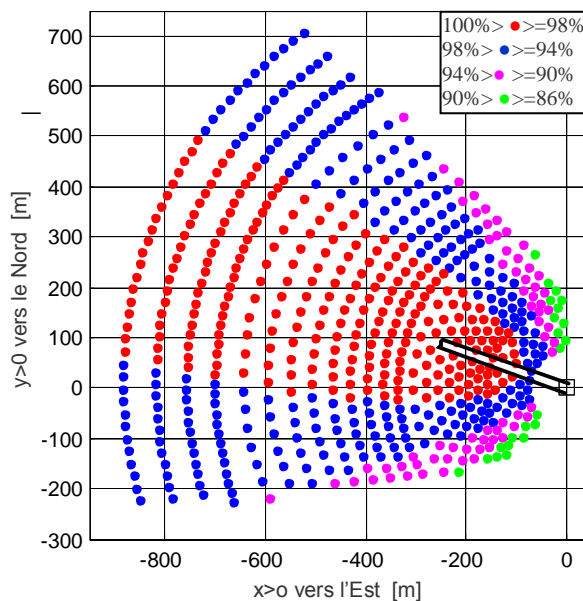


Figure 3.11 : Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 8h

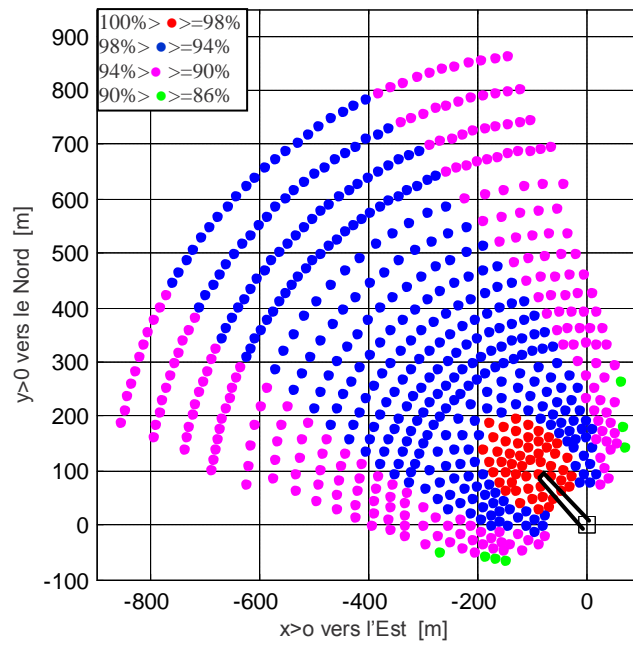


Figure 3.12 : Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 10h

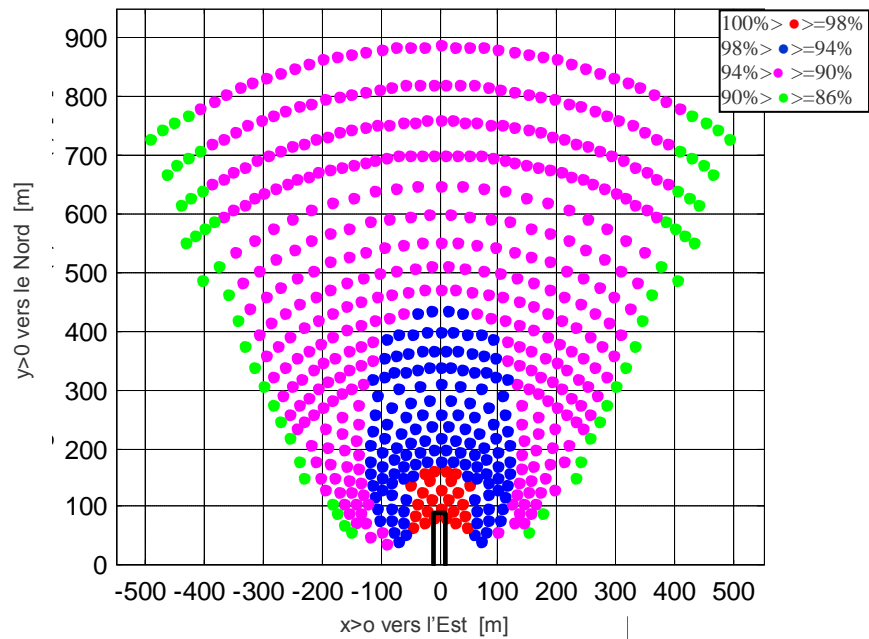


Figure 3.13 : Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 12h

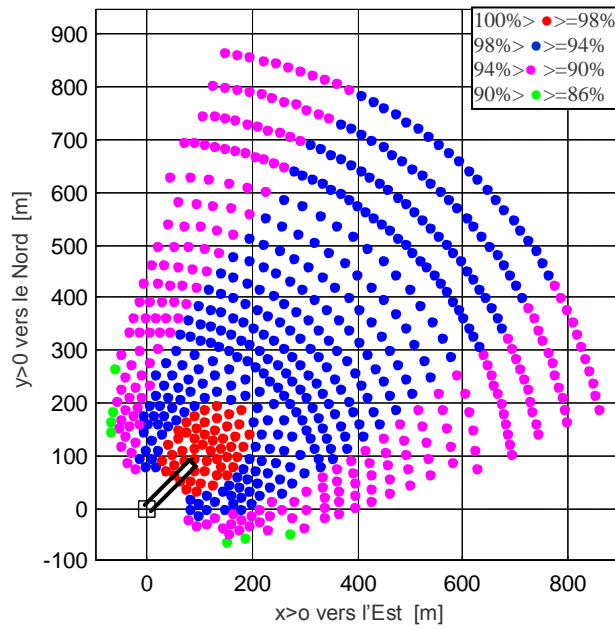


Figure 3.14 : Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 14h

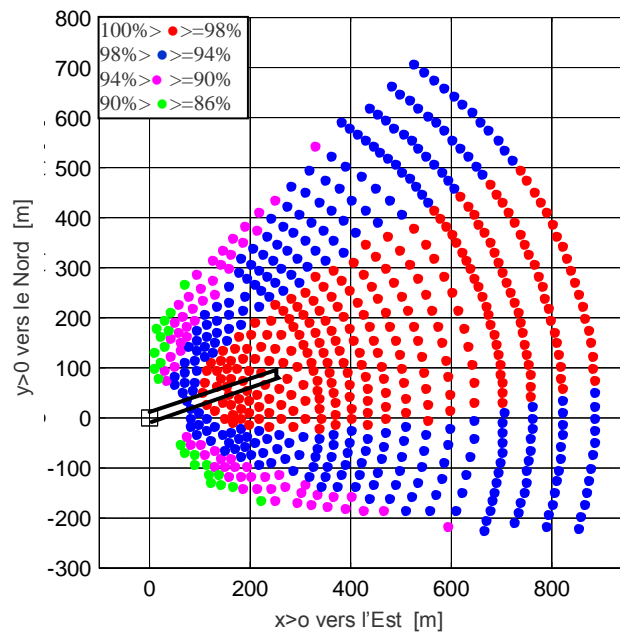


Figure 3.15 : Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus dans le champ tournant PS10 reconfiguré à 16h

La figure 3.16 permet de comparer l'efficacité de l'effet cosinus des deux champs d'héliostats : le champ PS 10 original avec notre champ PS10 reconfiguré. Les deux champs sont supposés être exploités de 8h00 à 16h00 temps solaire vrai, avec un angle d'altitude solaire supérieur à 23°. Nous avons adopté l'efficacité moyenne du champ entier, le jour de l'équinoxe de printemps au lieu de l'efficacité moyenne de l'année entière. La courbe verte représente l'évolution de la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus du champ PS10 rotatif reconfiguré et la courbe bleue représente le champ PS10 rotatif original. La performance collective du PS10 reconfiguré du champ rotatif est considérablement augmentée, surtout en début de matinée ou en fin de la journée. Nos résultats sont résumés dans le tableau 3.2

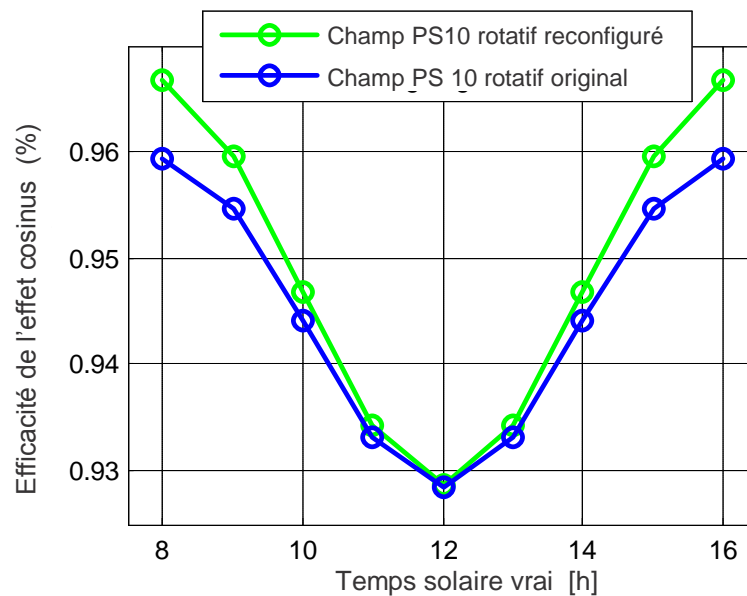


Figure 3.16 : Comparaison de l'efficacité moyenne de l'effet cosinus pendant l'équinoxe de printemps

Tableau 3.2 : Comparaison des performances entre le champ PS10 rotatif reconfiguré et le champ PS10 rotatif original

	Champ PS10 rotatif original (par notre programme)	Champ PS10 rotatif reconfiguré	Difference
η_{cos} nominale (%)	92.84	92.86	0.02
η_{cos} moyenne (%)	94.57	94.93	0.36

Comme on peut le voir dans le tableau 3.2, les performances du système de la disposition du PS 10 reconfiguré rotatif est aussi bonne que celle de la configuration actuelle du PS10, au cas où elles seraient adaptées à la technologie du concept d'un champ rotatif. L'efficacité moyenne de l'effet cosinus peut être améliorée d'au moins de 0,36%, comme l'effet d'ombre de la tour ne sont pas prises en compte pour le champ PS 10 original rotatif. Par conséquent, la méthode présentée dans ce travail est réalisable pour la conception d'un champ d'héliostat utilisant le concept d'un champ rotatif. Reste à examiner les surcoûts induis par l'investissement et l'exploitation.

3.3 Distribution du flux sur le récepteur

3.3.1. Validation

Nous présentons sur les figures ci-dessous la validation de notre modèle par rapport aux données expérimentales disponibles auprès de la centrale de Plateforme Solaire de Almería en Espagne (PSA) [8] et aux données de la simulation suivant le modèle UNIZAR [8,43].

Dans le modèle UNIZAR, l'expression analytique de l'intégrale indéfinie de la fonction d'erreur standard est utilisée pour la simulation de la distribution de flux. Les détails peuvent être trouvés dans les références [39, 8, 42,84]. L'héliostat utilisé dans l'étude expérimentale de simulation avait une largeur de 6.6778 m et une hauteur de 6.819m et contenant 12 facette sphériques (1.105 à 3.010m). Cependant l'héliostat été modélisé comme un miroir unique dans la simulation. Le récepteur utilisé est considéré comme une plaque plane verticale situé à une hauteur de 35.16 m. La position de l'héliostat et ses paramètres géométriques sont reportés sur le tableau 3.3.

Tableau 3.3 : paramètres de l'héliostat choisi de PSA [8,42]

Nom	X(m)	Y(m)	Z(m)	D(m)	F(m)	Temps(UT)
C2	-50.60	155.44	6.23	165.32	166.7	12 :53 :35

Nous supposons que l'éclairement solaire normal direct est de 1kW/m^2 , les miroirs sont des réflecteurs parfaits et l'atténuation atmosphérique est

négligeable. Le développement d'une expression analytique sous environnement MATLAB et les informations obtenues des références [8, 42, 43,44], nous a permis de simuler la densité de flux sur le récepteur.

Nous illustrons sur les figures suivantes les images des distributions de la densité de flux sur le récepteur. Sur chaque figure deux distributions sont données : mesuré (PSA) en rouge, simulation avec MATLAB en vert et simulation suivant le model UNIZAR en bleu, pour l'héliostat C2 [8,42].

La figure 3.17, montre les valeurs mesurées [8] ainsi que les valeurs simulées par notre travail. Comme on peut le constater, la méthode analytique ne permette pas de prédire avec exactitude la forme réelle de la densité de flux en raison de l'hypothèse de symétrie de l'allure de la courbe qui suit la loi d'une distribution gaussienne circulaire, mais elle est en mesure de fournir une valeur précise du flux maximal.

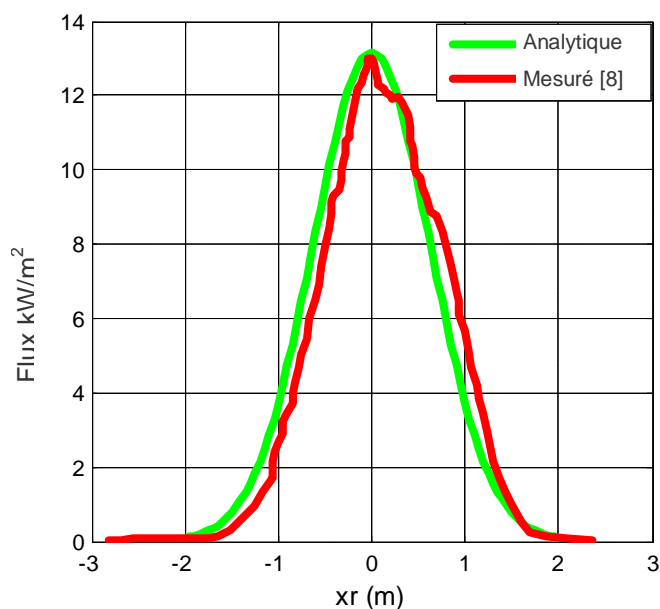


Figure 3.17 : Profils comparés des flux centraux de notre modèle et le mesuré [8]

Pour les figures 3.18 et 3.19, une grande similitude entre les distributions de flux issues des deux modèles pour l'héliostat étudié est observable. Les formes des contours, leurs positions sur le récepteur, les distributions et les valeurs de

pics de concentration maximale des flux délivré par l'héliostat sont très proches dans les deux modèles. Une comparaison systématique des pics de flux est présentée dans le tableau 3.4.

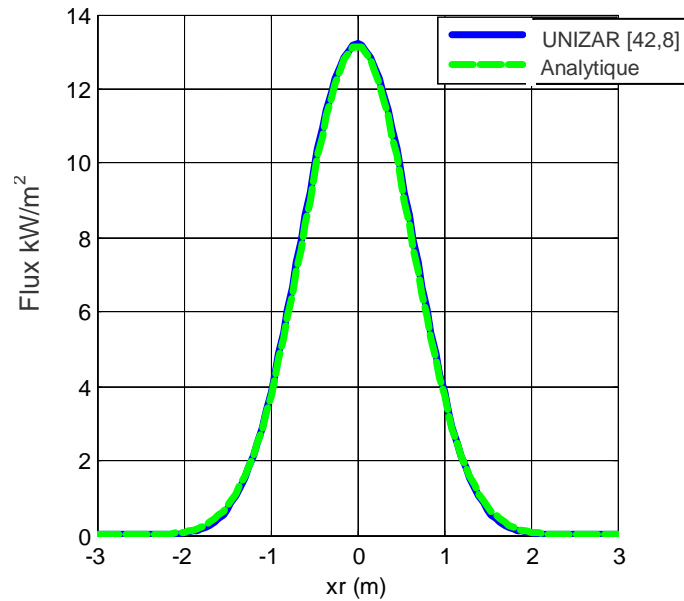


Figure 3.18 : Profils comparés des flux centraux du notre model et celui obtenu par UNIZAR [42,8]

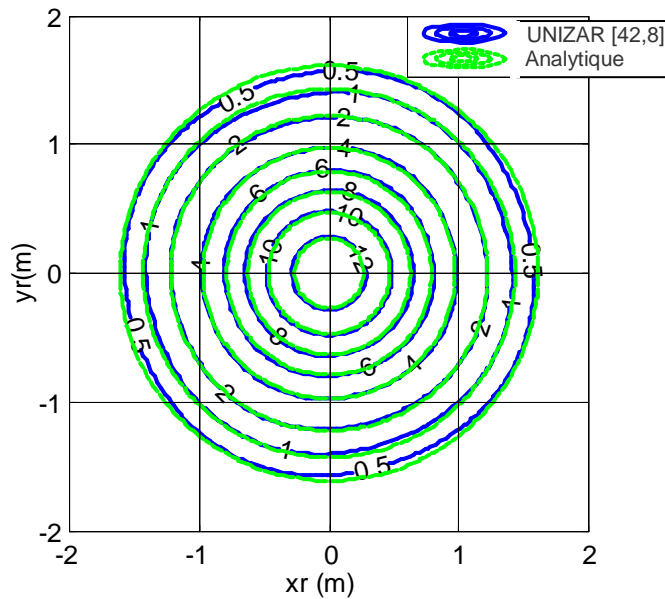


Figure 3.19 : Contours de la densité du flux du notre model et celui obtenu par UNIZAR [42,8]

Tableau 3.4 : Pics de flux mesuré[8] , Unizar [8,42] et simulé

Modèles	Mesuré (PSA) [8]	UNIZAR [8,42]	Analytique
Pic de flux (kW/m ²)	13.02	13.2017	13.1468

Les différences dans les pics de flux entre notre modèle simulé et avec le mesuré (PSA) [8] et du modèle UNIZAR [8,42] sont respectivement 0, 13 et 0,055. On peut conclure que compte tenu des hypothèses prises dans ce travail, nos résultats concordent fortement avec ceux publiés par Collado et al [8] et que le modèle présenté fonctionne très bien et peut être utilisé en toute confiance.

3.3.2. Etude de l'influence de l'erreur de poursuite sur la distribution de flux solaire

Les erreurs de pointage peuvent être responsables de répartitions déformées du flux solaire concentré par rapport au cas idéal. L'étude précise de ce paramètre serait complexe étant donné le nombre important d'éléments influents qui résultent de la fabrication, de l'installation et de l'exploitation de l'héliostat, comme c'est indiqué dans les références [85, 86 ,87]. L'étude est par conséquent réduite à l'attribution à tous les points de l'héliostat étudié une erreur de poursuite donnée, sous sa forme statistique, par l'équation (2.57) [44] .Le vecteur définissant la direction du rayon réfléchi se trouve alors dans un cône tel que l'angle suit une distribution Gaussienne.

Dans ce qui suit un échantillon d'héliostats est simulé à l'équinoxe du printemps à 12 h temps solaire vrai, pour observer l'influence de l'erreur de poursuite.

3.3.2.1. Iso flux en négligeant l'erreur de poursuite suivant une vue angulaire

La figure 3.20 présente les iso flux de la distribution du flux solaire concentré pour les héliostats placés à 75 m de la tour (H1, H2 et H3), sans tenir compte de l'erreur de poursuite .Ces contours de flux permettent de visualiser les grandes différences de forme pour ces héliostats qui sont localisés sur l'axe Nord et de part et d'autre.

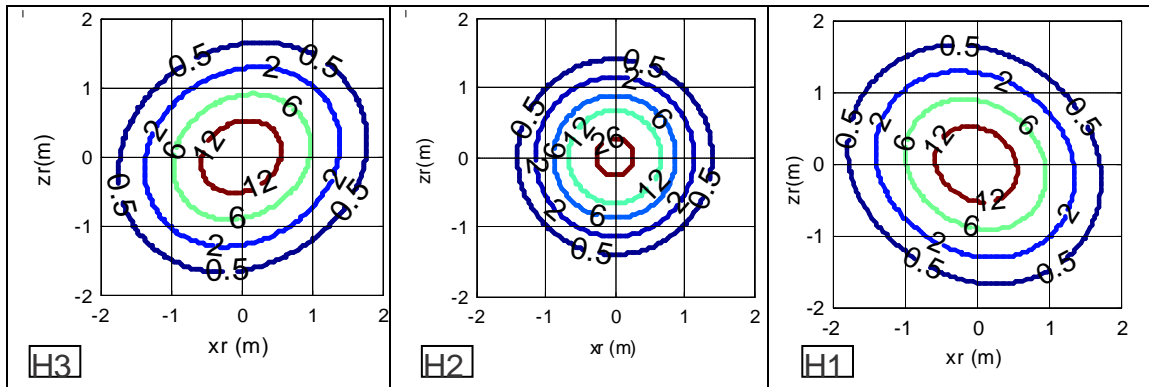


Figure 3.20 : Les iso flux des trois héliostats de la première ligne : H1, H2 et H3.

Les contours de la densité de flux solaire de l'héliostat positionné sur l'axe nord ont les formes circulaires concentriques. Par contre ceux des héliostats situés de part et d'autre de l'axe Y leurs tache solaire sont peu déformées et qui prends des formes ovales concentriques.

3.3.2.2. Iso flux en négligeant l'erreur de poursuite suivant une vue axiale

La Figure 3.21 présente les iso flux de la distribution du flux solaire concentré pour les héliostats H2, H5 et H8 placés à 75 , 125 et 175 m respectivement, sur l'axe Nord de la tour , en négligeant l'erreur de suivi. Ces contours de flux permettent de visualiser les grandes différences de distribution d'un héliostat à l'autre du champ, selon sa distance vis-à-vis du récepteur :

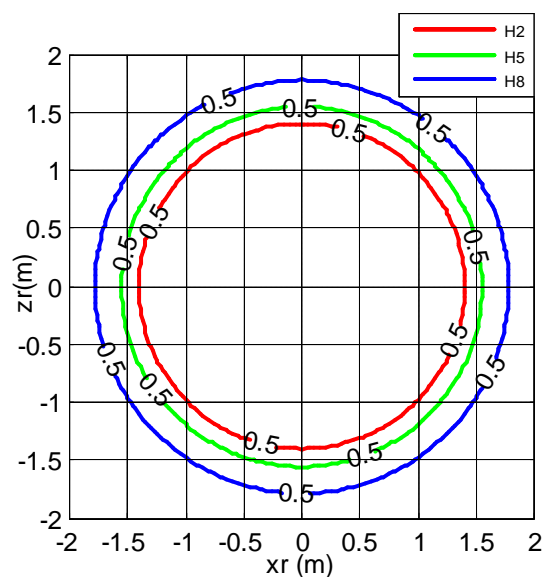


Figure 3.21 : Iso flux, pour trois héliostats placés sur l'axe Nord ($\sigma_t = 0$).

En superposant les trois cartographies de flux des trois héliostats simulés à l'équinoxe du printemps à 12h temps solaire vraie. On observe que, le cercle iso flux de 0.5 kW/m^2 a le diamètre le plus petit pour l'héliostat le plus près du récepteur. Plus on s'éloigne de la tour et plus le diamètre du cercle à 0.5 kW/m^2 prends de la longueur, plus la surface de la tache solaire devient importante. Ce qui va causer les pertes d'énergies par débordement de la surface optimale du récepteur.

3.3.2.3. Iso flux en tenant compte de l'erreur de poursuite

Pour l'étude de l'influence de ce paramètre, trois héliostats du champ (figure 2.4) se situant sur l'axe Y (Nord) sont sélectionnés et le point d'étude est l'équinoxe du printemps à 12h temps solaire vrai. Les héliostats sont à une distance de 75, 125 et 175 m de la base de la tour soit à une distance respectivement de 120.25, 156.40 et 198.65 m du centre du récepteur placé à une hauteur optique de 94 m.

La Figure 3.22 présente les iso flux de la distribution du flux solaire concentré pour ces trois héliostats, pour trois valeurs d'erreurs de suivi associées : 0, 1 et 3 mrad. En superposant les trois cartographies de flux en intégrant l'effet de l'erreur de suivi et en s'intéressant aux cercles iso flux de 0.5 kW/m^2 . Ces cercles ont été colorés suivant la valeur de l'erreur de suivi affecté : 0 mrad en rouge, 1 mrad en vert et 3 mrad en bleu. Ces cercles iso flux permettent de visualiser les grandes différences de distribution d'un héliostat à l'autre du champ, et l'influence de l'erreur de suivi selon sa distance vis-à-vis du récepteur :

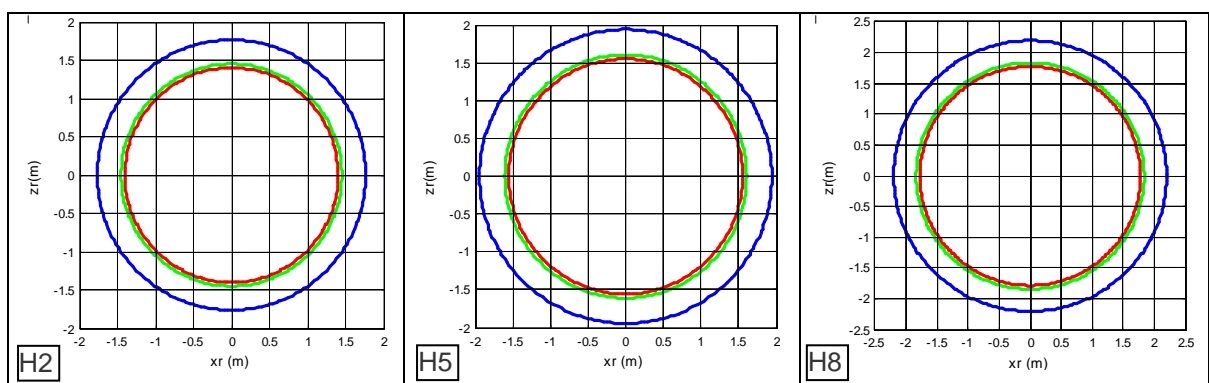


Figure 3.22 : Iso flux des trois héliostats : H2, H5 et H8

On observe pour les trois héliostats étudiés, que sur des valeurs d'erreur de suivi inférieure à 1 mrad, l'influence de l'erreur de suivi est insignifiante sur l'espace que prend la tache solaire sur le récepteur. Mais à une valeur de 3 mrad le cercle iso flux de 0.5 kW/m^2 pour l'héliostat le plus proche de la tour a un diamètre inférieur à 4 m. Par contre il prend une valeur supérieure à 4 m pour l'héliostat le plus éloigné.

3.3.3. Variation du pic de flux avec l'erreur de poursuite

La Figure 3.23 présente la variation des pics de flux des héliostats en fonction de l'erreur de suivi pour les héliostats du champ solaire de la figure 2.4, placés à 75 , 125 et 175 m de la base de la tour. On écarte les héliostats H3, H6 et H9 de l'étude à cause de leur symétrie avec les héliostats H1, H4 et H7, respectivement par rapport à l'axe Y.

Les courbes ont été colorées, en faisant correspondre aux héliostats d'une même rangée la même couleur. Ainsi, les héliostats du premier rangé en vert, ceux du deuxième rangé en rouge et pour le ranger le plus éloigné la couleur bleu. Ces courbes permettent de visualiser les grandes variations des pics de flux d'un héliostat à l'autre suivant sa position angulaire et axiale par rapport à la tour et l'influence de l'erreur de suivi sur les pics des flux selon sa distance vis-à-vis du récepteur. Un héliostat placé sur l'axe Nord à 120 m du récepteur voit son pic de flux divisé par deux quand l'erreur de suivi passe de 0 à 3 mrad. Un héliostat placé sur l'axe Nord présentant une erreur de suivi de 0 mrad, le pic de flux passe de 30 kW/m^2 à 22.5 kW/m^2 lorsque la distance passe de 120 à 156 m par rapport au récepteur et pour une erreur de suivi de 3 mrad le pic de flux passe de 16 kW/m^2 à 12 kW/m^2 .

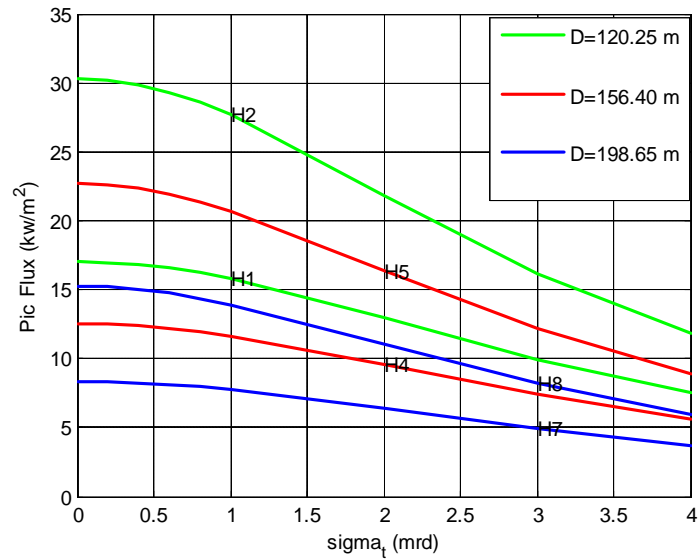


Figure 3.23 : Variation du pic de flux avec l'erreur de poursuite.

3.3.4. Etude de la distribution de flux total sur la surface du récepteur

3.3.4.1. Une stratégie d'un seul point de visée

Dans cette section, les contours de la distribution de la densité de flux solaire de l'ensemble des neuf héliostats (figure 2.4) constituant le champ solaire orienté vers le centre de la surface du récepteur sont présentés en figure 3.24.

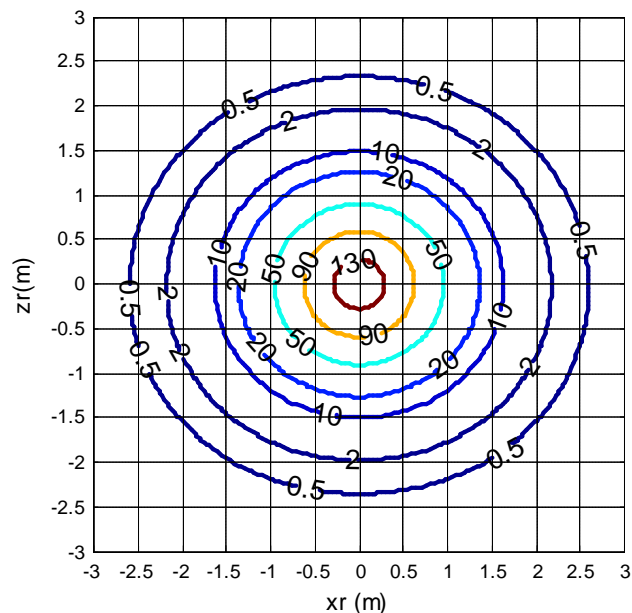


Figure 3.24 : Iso flux de 9 héliostats, avec un seul point de visée.

La figure 3.25, nous présente le profil de la densité de flux globale pour les 09 héliostats avec un seul point de visée en 3 dimensions avec un pic de flux qui atteint la valeur de 144.22 kW/m^2 .

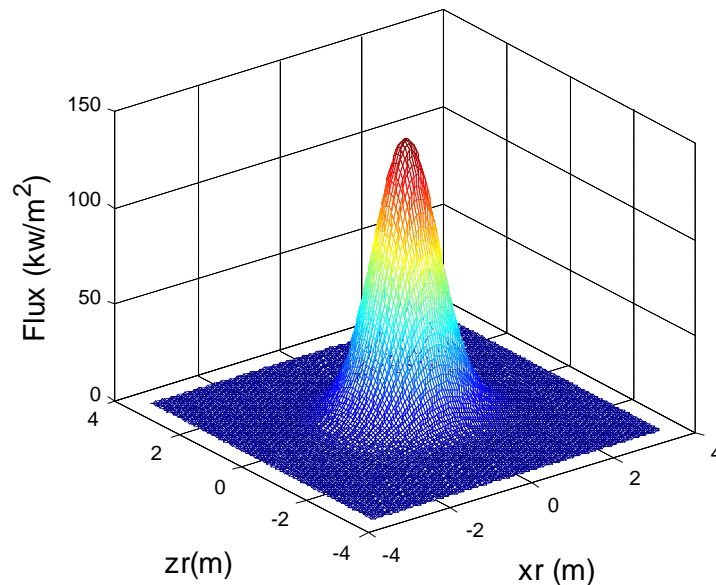


Figure 3.25 : Profil de la densité de flux globale en 3D avec un seul point de visée.

3.3.4.2. Stratégie de trois points de visée :

Pour avoir une distribution de densité de flux uniformément repartie sur la surface du récepteur, Il est nécessaire de recourir à plusieurs stratégies de visée en ajoutant d'autres points de visée sur la surface du récepteur, avec moins de perte par débordement. Après plusieurs simulations, trois points de visée sur l'axe verticale passant par le centre du récepteur sont choisis pour l'étude de la distribution du flux sur le récepteur, inspiré de la technique « visée unidimensionnelle intelligente » [43]. Le premier point se trouve au centre du récepteur, le deuxième et le troisième sont placés en dessous et au dessus du premier distant de 1 m de celui-ci, comme le montre la figure 3.9. Les héliostats placés au premier rangé (H2+H3) visent le point N°2, les héliostats du deuxième rangé orienté vers le point N° 3 et les héliostats les plus éloignés on leur ajoutant l'héliostat H1 sont dirigés vers le centre du récepteur pour obtenir une allure au

sommet de la densité de flux plus aplati, comme elle est représenté en 3D sur la figure 3.28 avec un pic de flux de 73.35 kW/m^2 .

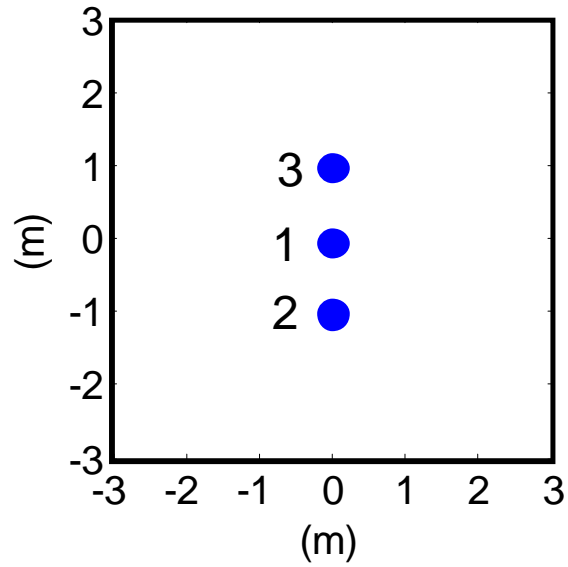


Figure 3.26 : position des points de visés

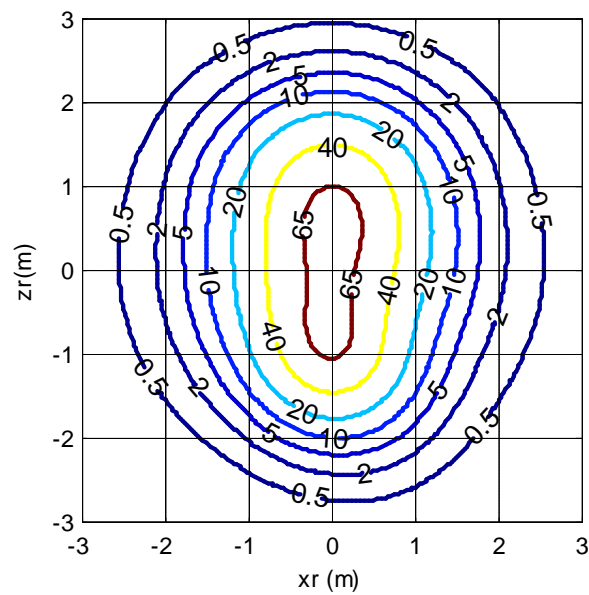


Figure 3.27 : Iso flux de 9 héliostats, avec trois points de visée.

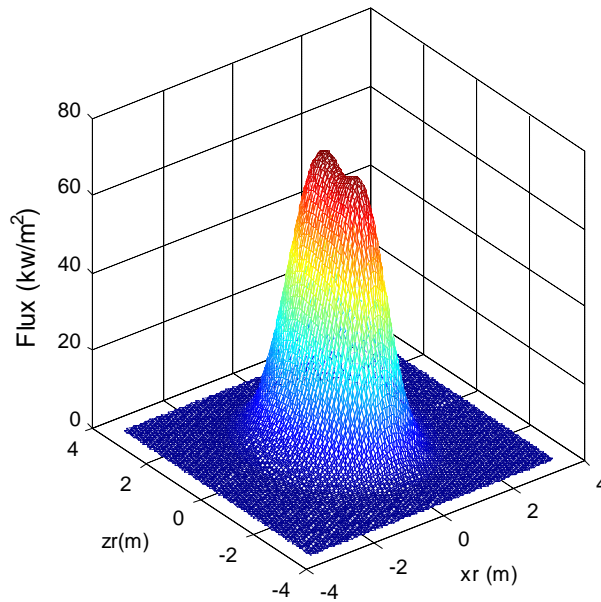


Figure 3.28 : Profil de la densité de flux globale en 3D avec trois points de visée.

3.4. Conclusion

Nous avons utilisé notre programme, écrit en langage Matlab, qui nous a permis en premier temps de valider le champ PS10 reconfiguré. Par la suite, prévoir l'efficacité moyenne de l'effet cosinus du champ d'héliostats tournant en question, en s'intéressant à la zone ombrée par la tour et voir son influence sur la performance de la centrale solaire.

Les résultats de comparaison de la méthode analytique de la distribution de la densité de flux sur le récepteur avec les données expérimentales auprès de la PSA et aux données de la simulation suivant le modèle Unizar sont encourageant et le modèle présenté peut être utilisé en toute confiance. Et ainsi par la disposition des neufs héliostats de l'exemple applicatif, on a pu visualiser la distribution de la densité de flux sur le récepteur, montrer l'influence de l'erreur de poursuite sur la distribution de flux sur le récepteur ainsi que comparer la différence entre la stratégie d'un seul point de visée et trois points de visée sur le récepteur.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Le travail présenté dans cette thèse s'articule autour de deux grandes parties :

La première partie été consacrée a la conception préliminaire d'un champ d'héliostats d'une centrale solaire à tour en utilisant le concept d'un champ solaire rotatif en poursuivant le mouvement du soleil le long de la journée. La position de chaque héliostat de la centrale solaire PS10 a été examinée, analysée et modifiée pour être adaptée à la technologie de ce nouveau concept. La simulation sur le champ d'héliostats a permet d'évaluer la quantité de puissance transmise au récepteur en calculant et en s'intéressant a l'efficacité de l'effet cosinus et à l'ombre causé par la tour. Cette étude à montrer très clairement que l'efficacité optique moyenne peut être améliorée de 0,36% entre le modèle reconfiguré du PS10 en utilisant la technologie du champ solaire tournant et la centrale PS10 original au cas où elle serait adaptée à la même technologie, simultanément, en réduisant le nombre de lignes par rapport au nombre actuel que possède la central PS10 original. Cette réduction peut affecter de manière significative le capital coût initial de la conception de l'installation. De plus, les résultats quantitatifs sont d'un grand intérêt pour les lecteurs car ils voient les différentes efficacités optiques des héliostats en fonction de leur emplacement dans le champ d'héliostats.

La deuxième partie été consacrée au développement d'un model optique de centrale solaire à tour basé sur un calcul analytique de la distribution de la densité de flux solaire sur le récepteur réfléchi par chacun des héliostats qui forme le champ solaire, permettant le calcul des iso flux pour chaque héliostat pour un point d'étude donné, outil dans le temps de calcul devrait être réduit par rapport aux méthodes de lancer de rayons. Pour la validation de notre modèle, les résultats de simulations ont été comparées aux modèles existants UNIZAR ainsi qu'aux mesurés (PSA). Les résultats quantitatifs sont d'un grand intérêt pour les lecteurs de voir les différents contours de densité de flux des héliostats en fonction de leurs localisations dans le champ solaire, ainsi que sur la précision du système

de poursuite. Lorsque les miroirs sont éloignés du récepteur la distribution se propage et les pertes par débordement deviennent importantes. La stratégie de trois points de visée est présentée .L'uniformité de la distribution de la densité de flux solaire est obtenue et cette approche semble initialement avoir permis de diminuer considérablement le pic de flux solaire qui génère de fortes contraintes thermomécaniques sur le récepteur. Ce model analytique pour le calcul de la distribution de la densité de flux applique à un récepteur verticale peut être adapté a un ensemble de configuration de récepteurs, avec quelque modification que devrait être faite sur la forme de la surface réceptrice, dans le but de le rendre polyvalent.

APPENDICE A.
LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

A	: Point cible de la surface du récepteur.	
D	: distance entre le centre de la surface de l'héliostat et le centre du plan récepteur	[m]
DNI	: irradiation normal direct	[W/m ²]
DE	: décalage horaire par rapport au méridien Greenwich	
DH	: diagonale de l'héliostat	[m]
DHs	: diagonale de l'héliostat assumant une distance de séparation additionnelle	[m]
D _T	: diamètre de la tour	[m]
ds	: rapport entre la distance de séparation additionnelle et la hauteur de l'héliostat	
FC	: forme du champ d'héliostats	
F _r	: répartition de la densité du flux sur le plan récepteur	[W/m ²]
f _h	: distance focale	[m]
f _b	: Facteur de blocage	
f _{at}	: facteur d'atténuation due à la turbidité de l'atmosphère.	
f _{sp}	: Facteur de spillage	
G ₀	: Eclairement solaire extraterrestre	[W/m ²]
H	: Héliostat	
H _T	: Hauteur de la tour	
HFLCAL	: Heliostats Field Layout Calculations	
H _t	: hauteur optique de la tour	[W/m ²]
H ₀	: hauteur du point a sur le récepteur	[W/m ²]
IB ^h	: éclairement direct horizontal	[W/m ²]
I ₀	: constante solaire	[W/m ²]
I _d	: éclairement direct normal	[KW/m ²]
j	: numéro de la ligne	

LH	: hauteur de l'héliostat	[m]
LW	: largeur de l'héliostat	[m]
L_s	: Longueur de la zone ombrée par al tour	[m]
MATLAB	: matrix laboratory	
M_h	: matrice de changement de repère	
m_A	: masse d'air	[kg]
N	: numéro du jour de l'année à partir du premier Janvier.	
N_h	: nombre d'héliostats par ligne	
\vec{n}	: Vecteur unitaire normal à la surface de l'héliostat	
NBL	: nombre de lignes des héliostats	
P	: pression atmosphérique du lieu	[Pa]
PSA	: plate forme solaire d'Almeria	
PS 10	: centrale solaire 10	
PS 20	: centrale solaire 20	
R	: rayon de la ligne	[m]
R_i	: Rayon du centre de l'héliostat « i » par rapport à l'origine du repère (X, Y, Z)	[m]
R_{min}	: Rayon de la première de ligne	[m]
R_{zone}	: Rayon de la zone considéré	[m]
\vec{r}	: Vecteur unitaire pointant du centre de la surface de l'héliostat au point objectif (centre du récepteur)	
\vec{s}	: Vecteur unitaire du rayon solaire central pointant vers le soleil	
TSV	: Temps solaire vrai	[heure]
T_L	: facteur de trouble de Linke	
X	: Angle défini en fonction du numéro du jour	[degré]
X_i	: abscisse du centre de l'héliostat « i »	[m]
x_{rec}	: abscisse du centre du récepteur	[m]
x_r	: abscisses des points du plan récepteur	[m]
x_v	: abscisse du point de visée	[m]
Y_i	: ordonné du centre de l'héliostat « i »	[m]
y_{rec}	: ordonnée du centre du récepteur	[m]
y_r	: ordonnées des points du plan récepteur	[m]
y_v	: ordonnée du point de visée	[m]

w_r	: rapport de la largeur à la hauteur de l'héliostat	
α_n	: angle d'élévation du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante	[degré]
α_s	: Hauteur angulaire du soleil	[degré]
α_t	: angle d'élévation du vecteur unitaire du rayon centrale du rayonnement réfléchi	[degré]
$\Delta\alpha_t$: angle d'incrément d'azimut	[degré]
ΔR	: Espacement radial	[m]
ΔR_{\min}	: Espacement radial minimum	[m]
γ_s	: Azimut du soleil	[degré]
γ_n	: angle d'azimut du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante	[degré]
γ_t	: angle d'azimut du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi	[degré]
δ	: Déclinaison du soleil	[degré]
δ_R	: Epaisseur de l'atmosphère	[m]
ε	: correction de la constante solaire	
η_{\cos}	: Efficacité optique par effet cosinus	
η_{ref}	: réflectivité effective du miroir.	
θ_i	: angle entre l'axe X et l'axe de distribution contenant l'héliostat « i »	[degré]
λ	: Longitude	[degré]
σ_{HF}	: Erreurs optiques	[rad]
σ_{ast}	: Erreurs optiques liées à l'effet d'astigmatisme	[rad]
σ_{sun}	: Erreur optique liée a la forme du soleil	[rad]
σ_{bq}	: Erreur de surface du miroir	[rad]
σ_t	: Erreur optique de poursuite du soleil	[rad]
ϕ	: Latitude du lieu	[degré]
ω_s	: Angle horaire du soleil	[degré]
ω_i	: angle d'incidence du rayonnement solaire direct	[degré]

APPENDIC B.

Distribution de l'efficacité de l'effet cosinus pour le champ rotatif PS10

Les figures B.1, B.2, B.3, B.4 et B.5 représentent la distribution de l'efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS 10 à 8 h, 10 h, 12 h, 14 h et 16 h, temps solaire, respectivement, où il est adapté au concept de la technologie d'un champ rotatif sans tenir compte de l'effet d'ombre causé par la tour pendant une journée entière de l'équinoxe de printemps.

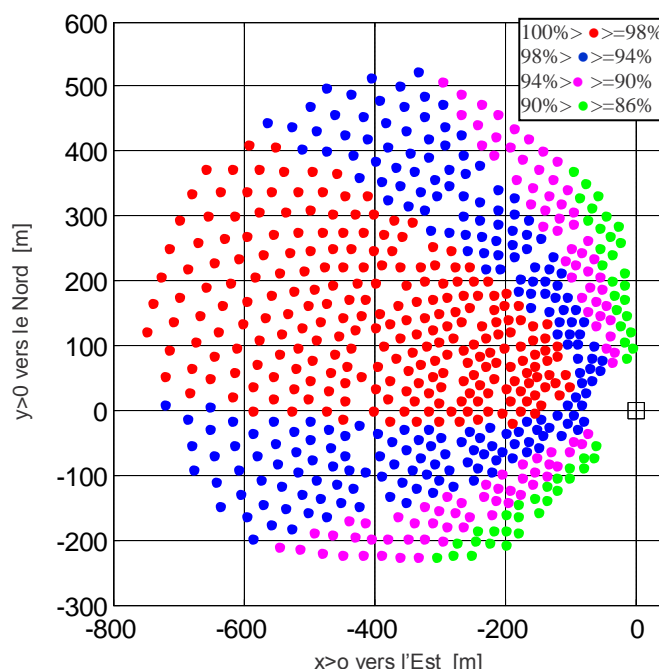


Figure B.1 : Efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS10 tournant à 8h

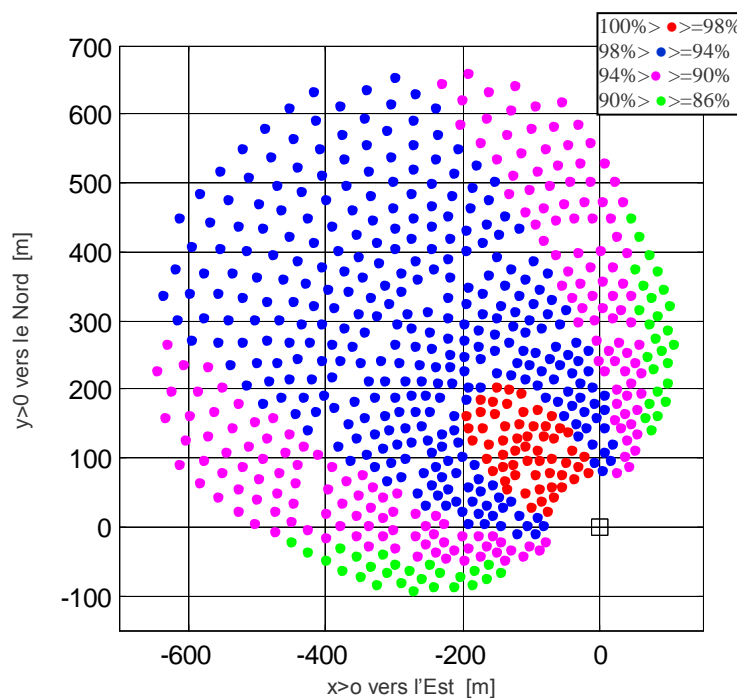


Figure B.2 : Efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS10 tournant à 10h

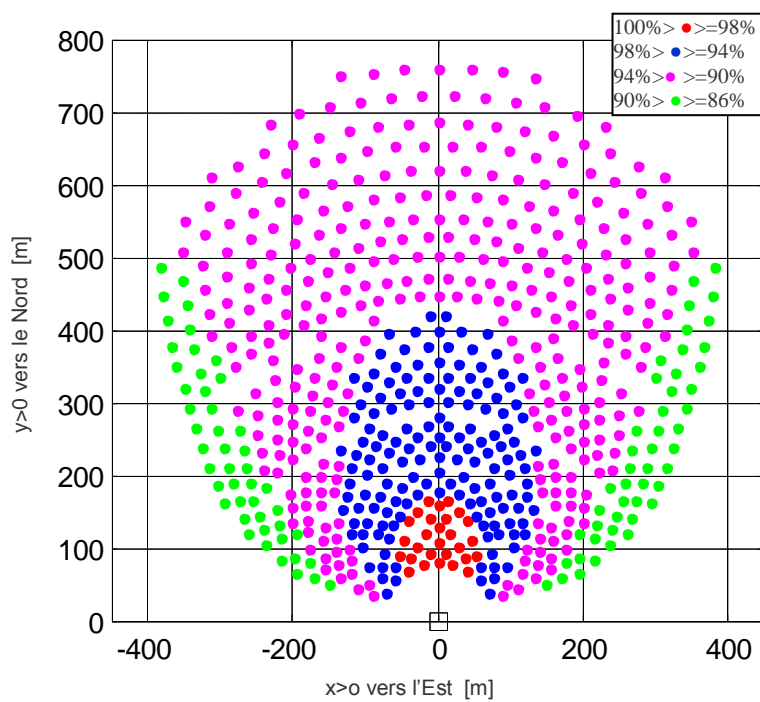


Figure B.3 : Efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS10 rotatif à 12h

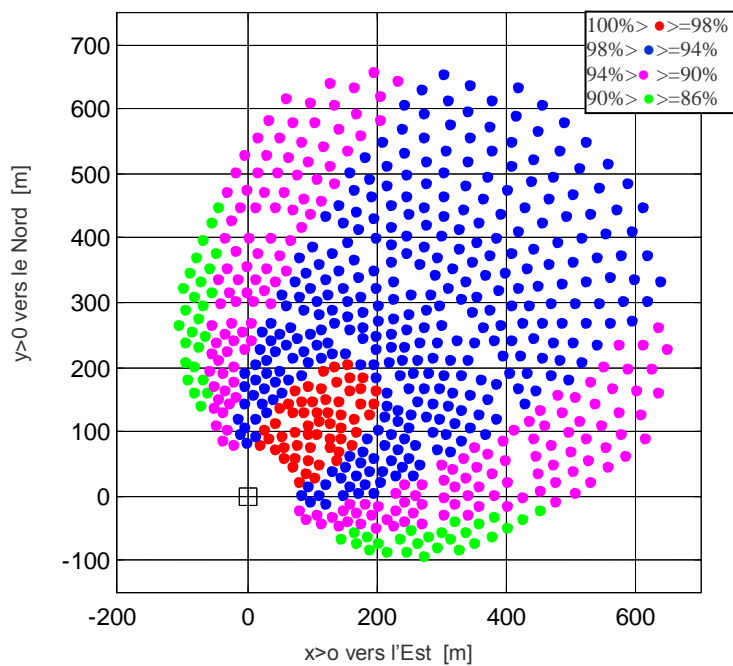


Figure B.4 : Efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS10 rotatif à 14h

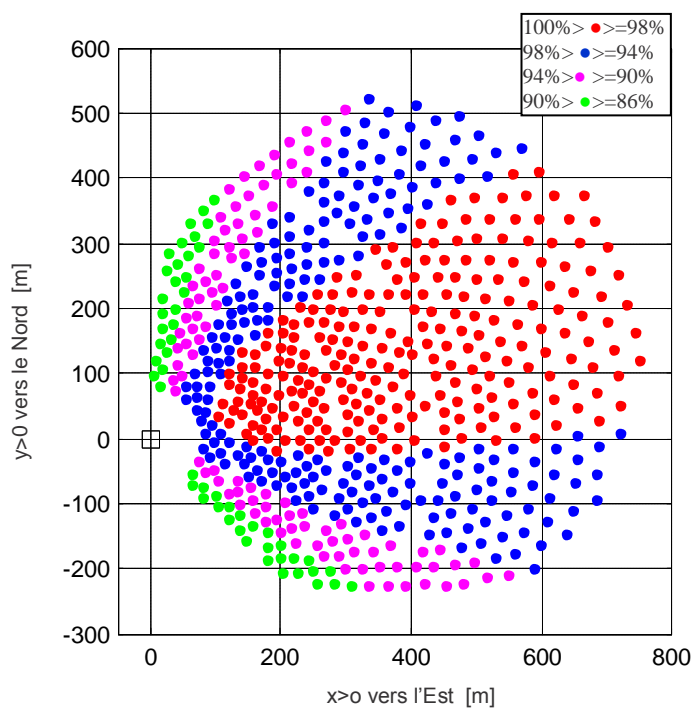


Figure B.5 : Efficacité de l'effet cosinus pour le champ PS10 rotatif à 16h

REFERENCES

1. Kassem, A., Al-Haddad, K., Komljenovic, D., Schiffauerova, A., "A value tree for identification of evaluation criteria for solar thermal power technologies in developing countries", *Sustain. Energy Technol. Assess.* 16, 18–32 (2016)
2. Chaanaoui, M., Vaudreuil, S., Bounahmidi, T., "Benchmark of concentrating solar power plants: historical, current and future technical and economic development", *Proce. Comput. Sci.* 83, 782–789 (2016)
3. Pavlović, T.M., Radonjić, I.S., Milosavljević, D.D., Pantić, L.S., "A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia", *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 3891–3902 (2012)
4. Baharoon, D.A., Abdul Rahman, H., Zaidi, W., Omar, W., Fadhl, S.O., "Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently—a review", *Renew. Sustain. Energy Rev.* 41, 996–1027 (2015)
5. Behar, O., Khellaf, A., Mohammedi, K., "A review of studies on central receiver solar thermal power plants", *Renew. Sustain. Energy Rev.* 23, 12–39 (2013)
6. Piroozmand, P., Boroushaki, M., "A computational method for optimal design of the multi-tower heliostat field considering heliostats interactions", *Energy* 106, 240–252 (2016)
7. Bouamra, M., Merzouk, M., "Analysis of the optical performances of the solar tower power plant", *Proc. Eng. Technol.* 15, 88–93 (2017)
8. Collado, F.J., Guallar, J., "A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code", *Renew. Sustain. Energy Rev.* 20, 142–154 (2013)

9. Yamani, N., Khellaf, A., Mohammedi, K., Behar, O., "Assessment of solar thermal tower technology under Algerian climate", *Energy* 126, 444–460 (2017)
10. Mutuberría, A., Pascual, J., Guisado, M.V., Mallor, F., "Comparison of heliostat field layout design methodologies and impact on power plant efficiency", *Energy Proc.* 69, 1360–1370 (2015)
11. Yingxue, Y., Yeguang, H., Shengdong, G., "Heliostat field layout methodology in central receiver systems based on efficiency related distribution", *Sol. Energy* 117, 114–124 (2017)
12. Kistler, B.L., "A user's manual for DELSOL3: a computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants", Sandia Report SAND86-8018 (1986).
13. Schmitz, M., Schwarzbözl, P., Buck, R., Pitz-Paal, R., "Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators", *Sol. Energy* 80, (2006), 11–120
14. Bouamra, M., Merzouk, M., "Cosine Efficiency Distribution with Reduced Tower Shadowing Effect in Rotating Heliostat Field", *Arab J Sci Eng* 44, (2019), 1415-1424
15. Wang, K., He, Y., Qiu, Y., Zhang, Y., "A novel integrated simulation approach couples MCRT and Gebhart methods to simulate solar radiation transfer in a solar power tower system with a cavity receiver", *Renew. Energy* 89, 93–107 (2016)
16. Wendelin, T., SoITRACE, "A new optical modeling tool for concentrating solar optics", National Renewable Energy Laboratory (NREL). International Solar Energy Conference (2003)

17. Sánchez, M., Romero, M., "Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces", *Sol. Energy* 80, 861–874 (2006)
18. Yao, Z., Wang, Z., Lu, Z., Wei, X., " Modeling and simulation of the pioneer 1 MW solar thermal central receiver system in China", *Renew. Energy* 34, 2437–2446 (2009)
19. Wei, X., Lu, Z., Wang, Z., Yu, W., Zhang, H., Yao, Z., "A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant", *Renew. Energy* 35, 1970–1975 (2010)
20. Blanco, M.J., Amieva, J.M., Mancillas, A., "The Tonatiuh software development project: an open source approach to the simulation of solar concentrating systems. In: ASME 2005 International Mechanical Engineering Congress and Exposition", American Society of Mechanical Engineers (2005)
21. Siala, F.M.F.; Elayeb, M.E., " Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout", *Renew. Energy* 23, 77–92 (2001)
22. He, Y.L., Cui, F.Q., Cheng, Z.D., Li, Z.Y., Tao, W., "Numerical simulation of solar radiation transmission process for the solar tower power plant: from the heliostat field to the pressurized volumetric receiver", *Appl. Therm. Eng.* 61, 583–595 (2013)
23. Gadalla, M., Saghafifar, M., "Thermo-economic and comparative analyses of two recently proposed optimization approaches for circular heliostat fields: camporadial-staggered and biomimetic spiral", *Sol. Energy* 136, 197–209 (2016)
24. Collado, F.J.; Guallar, J., " Campo: generation of regular heliostat fields", *Renew. Energy* 46, 49–59 (2012)

25. Noone, C.J., Torrilhon, M., Mitsos, A., "Heliostat field optimization: a new computationally efficient model and biomimetic layout", *Sol. Energy* 86, 792–803 (2012)
26. Atif, M., Al-Sulaiman, F.A., "Optimization of heliostat field layout in solar central receiver systems on annual basis using differential evolution algorithm", *Energy Convers. Manag.* 95, 1–9 (2015)
27. Collado, F.J., Guallar, J., "Two-stages optimized design of the collector field of solar power tower Plants", *Sol. Energy* 135, 884–896 (2016)
28. Wei, X.; Lu, Z.; Yu, W.; Wang, Z., " A new code for the design and analysis of the heliostat field layout for power tower system", *Sol. Energy* 84, 685–690 (2010)
29. Cádiz, P., Frassetto, M., Silva, M., Martínez, F., Carballo, J., " Shadowing and blocking effect optimization for a variable geometry heliostat field", *Energy Proc.* 69, 60–69 (2015)
30. Valeriano, R., Miguel, F., Fernando, M., Manuel, S., Isidoro, L., Francisco, D.A., Gonzalo, L.M., " The variable geometry central receiver system concept. First results and comparison with conventional central receiver systems", *Energy Proc.* 57, 2255–2264 (2014)
31. Zhang, H., Wang, Z., Guo, M., Liang, W., "Cosine efficiency distribution of heliostats field of solar thermal power tower plants", *Power and Energy Engineering Conference* (2009)
32. Augsburg, G., Favrat, D., "Modelling of the receiver transient flux distribution due to cloud passages on a solar tower thermal power plant ", *Sol. Energy* 87, 42–52 (2013)

33. Huang, W., Li, L., Li, Y., Han, Z., "Development and evaluation of several models for precise and fast calculations of shading and blocking in heliostat field", *Sol. Energy* 95, 255–264 (2013)
34. Nicolás C. C , José D. Á, Juana L. R , Jesús F-R ,Manuel B , Rafael M and Pilar M.O, "A new methodology for building up a robust model for heliostat field flux characterization", *Energies* 2017, 10, 730; doi:10.3390/en10050730
35. Rodríguez-Sánchez, M. R., Leray, C., Toutant, A., Ferriere, A., Olalde, G., "Development of a new method to estimate the incident solar flux on central receivers from deteriorated heliostats", *Renewable Energy* 130 (2019),pp 182-190
36. Annemarie Grobler, "Aiming strategies for small central receiver systems", Thesis Master of Engineering (Mechanical) in the Faculty of Engineering at Stellenbosch University, (March 2015).
37. Biggs, F., Vittitoe, C.N., " Helios model for the optical behavior of reflecting solar concentrators", Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories, (1979), SAND-76-0347.
38. Lipps FW, Walzel MD," An analytic evaluation of the flux density due to sunlight reflected from a flat mirror having a polygonal boundary", *Sol Energy* 21, (1978), pp113- 121.
39. Collado FJ, Gomez A, Turegano JA," An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat", *Sol Energy*,37, (1986),pp215- 234.
40. Saeb M. B, D. Yogi G, " A computationally efficient method for the design of the heliostat field for solar tower power plant", *Renewable Energy* 69 (2014), pp 226-232.

41. Collado F.J., "One-point fitting of the flux density produced by a heliostat", *Sol Energy* 84, (2010), pp 673-684.
42. Alberto S.G., Domingo S., "Solar flux distribution on central receivers a projection method from analytic function", *Renewable Energy* 74 (2015), pp 576-587.
43. Saeb M.B.D, Yogi G., Elias K.S., "Optimal heliostat aiming strategy for uniform distribution of heat flux on the receiver of a solar power tower plant", *Energy Conversion and Management.*, 2014(84), Pages 234-243.
44. Adrien S., Fabien C., Gilles F., Alain F., Frederik T., "Control of the flux distribution on a solar tower receiver using an optimized point strategy : Application to THEMIS solar tower", *Solar Energy* 94 (2013) 352–366
45. Collado, F.J., "Preliminary design of surrounding heliostat fields", *Renewable Energy* 34 (2009) 1359–1363.
46. Meriche, I., "Simulation et Modélisation d'Installation de Type Solaire thermodynamique Hybride", thèse Doctorat, Spécialité : Génie Mécanique, Option : Génie Thermique et Énergétique, université de frères Mentouri, Constantine, (2017).
47. Bouamra, M., "Etude de la distribution du flux au foyer d'une central solaire à tour", Mémoire de magister en mécanique, Option : Energétique, Université Saad Dahlab, Blida, (2013).
48. Belhani, A.Y., Arbaoui, O., "Conception et fabrication d'un héliostat pour une tour solaire", Master Académique, filière : Génie mécanique, Spécialité : Génie Productique, Université Kasdi Merbah – Ouargla, (2017)
49. Geyer, M. and, Stine, W.B., "Power from the Sun book ", J.T. Lyle Center, (2001), <http://www.powerfromthesun.net/book.html>

50. Brahim, A., "Etude de performances d'un capteur solaire plan à eau" Mémoire Master 2, Mécanique et Energétique, Université de Lorraine, (2016)
51. Duffie, J.A. and Beckman, J.W., "Solar Engineering of Thermal Processes", 2ed, Inc, (1991).
52. SFEIR, A.A., GUARRACINO, G., "Ingénierie des systèmes solaires", Edition : Technique et Documentation, (Paris 1981).
53. Mihoub, S., "Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires", Thèse Doctorat, spécialité énergie renouvelable, Université Abou-Bekr Belkaid, Tlemcen, (2017)
54. Bekouche, S.M.A., "Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires", Thèse Doctorat en Physique, Option : Electronique et Modélisation, Université Abou-Baker Belkaid, Tlemcen, (2009).
55. Al-Enezia, F.Q., Sykulska, J.K., Ahmed, N.A., "Visibility and Potential of Solar Energy on Horizontal Surface at Kuwait Area", Energy Procedia, Vol. 12, (September 2011), pp 862 – 872.
56. Alain, R. J., "Gisement solaire et transferts énergétiques", Master, Energies Renouvelables, Université de Cergy-Pontoise, France, (2011).
57. Yettou, F., Gama, A., Malek, A., Azoui, B., Larbès, C., "Etude et conception d'un logiciel de calcul de l'éclairement solaire en Algérie destiné aux systèmes à concentration solaires", Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1 (2011) 27 – 46
58. Yamani, N., "Comparative study of receiver performance in solar power tower", thèse doctorat, Filière : Génie Mécanique, Option : Modélisation et Simulation en Mécanique, Université M'hamed Bougara, Boumerdes, (2017)

59. Mihoub, S., " Commande d'héliostat plan réfléchissant le rayonnement solaire vers une cible fixe ", Mémoire de magister, unité de recherche des matériaux et énergies renouvelables, université de Tlemcen, (décembre 2010).
60. Chong, K.-K., Tan, H., " Comparison Study of Two Different Sun-Tracking Methods in Optical Efficiency of Heliostat Field ", International Journal of Photoenergy (2012).
61. Gallar, L. S., " Modelización y simulación de la configuración de un campo solar para centrales termosolares de torre: influencia de la óptica del concentrador sobre la generación de energía", Thèse Doctorat, Departamento de Física atómica, molecular y nuclear, Universidad de computense de Madrid, (2016)
62. Hassan, A., " Solar tower power plant optimization: a review", Technical Report , November 2016, DOI:10.13140/RG.2.2.13416.78088
63. Cortés, D. D., " Diseno y estudio de viabilidad técnica, economico-financiera y ambiental de una planta termosolar de receptor central ", proyecto fin de carrera, ingenieria técnica industrial mecanica, Universidad Carlos III Madrid, (Febrero 2011).
64. Henault, F., Royere, C., " concentration du rayonnement solaire : analyse et évaluation des réponses impulsionnelles et des défauts de réglage de facettes réfléchissantes ", J. Optics (Paris), (1989), vol. 20, N° 5, pp. 225-240.
65. Aichouba, A., Merzouk, M., Said, N., Merzouk, N. K., " Feasibility study of a solar power tower in Algerian sites", 2013 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Ouarzazate, Morocco, DOI: 10.1109/IRSEC.2013.6529639
66. De la Torre, J., " Calculs de sensibilités par méthode de Monte-Carlo, pour la conception de procédés à énergie solaire concentrée ", thèse doctorat,

Énergétique et Transferts, Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), 2011

67. Md Tasbirul, I., Nazmul, H., Abdullah, A.B., Saidur, R., " A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018) 987–1018
68. Abbas, M., Aburidah, H., Belgroun, Z., Tigrine, Z., Merzouk, N. K., " Comparative study of two configurations of solar tower power for electricity generation in Algeria " *Energy Procedia* 62 (2014) 337 – 345
69. Rabl, A., " Tower reflector for solar plant ", *Solar Energy*, 18 :269–271, 1976.
70. Thiam, A., Mbow, C., faye, M., sambou, V., azilinson, D., "Modélisation et simulation d'un champ d'héliostats d'une mini tour solaire en zone sahélienne ", XIIIème Colloque Interuniversitaire Franco-Québécois sur la Thermique des systèmes 22-24 mai 2017, Saint-Lô, France
71. Lipps, F. W. , Vant-Hull, L. L., " "A cellwise method for the optimization of large central receiver systems", *Solar Energy*, 20(6) :505–516, 1978.
72. Collado, F.J., " Quick evaluation of the annual heliostat field efficiency", *Solar Energy*, 82(4) :379–384, 2008.
73. Henault., F., " Concentration du rayonnement solaire par simple et double réflexion : contribution aux méthodes de réglage et de contrôle des surfaces réfléchissantes à facettes", PhD thesis, Université Paris XI Orsay, 1987.
74. Zang, M., Yang, L., Xu, C., Du, X.," An efficient code to optimize the heliostat field and comparisons between the biomimetic spiral and staggered layout", *Renewable Energy*, 87 (2016), pp 720-730
75. Eddhib, F.; Ben Amara, M.; Balghouthi, M.; Guizani, A.," Optical study of solar tower power plants", *J. Phys. Conf. Ser.* 596, 012018 (2015).

76. Deshmukh, S., Gadhe, P.M., Yadav, J., "Design of heliostat field for small scale central receiver system. *Int. J. Curr. Eng. Technol.* (2017). <http://inpressco.com/category/ijcet>
77. Bouamra, M., Merzouk, M., "Cosine Efficiency Distribution of Rotating Heliostat Field ", *International Renewable and Sustainable Energy Conference* (2017).
78. Nicolás C. C., José D. Á., Juana L. R., Jesús. F., Manuel. B., Rafael M., Pilar. O., " A New Methodology for Building-Up a Robust Model for Heliostat Field Flux Characterization", *Energies* (2017), 10, 730; doi:10.3390/en10050730
79. Mehrabian, M. A., Aseman, R. D., " Computer Programming to Calculate the Variations of Characteristic Angles of Heliostats as a Function of Time and Position in a Central Receiver Solar Power Plant ", *Proceedings of ISES World Congress 2007: Solar Energy and Human Settlement, (Vol. IV), (2007), pp 1894-1898.*
80. Crescioli, L., " Optimal Heliomobile Field Configurations in a Variable-Geometry Test Facility for Central Receiver Solar Systems", *Mémoire de magister, Département de génie énergétique, Université de Séville, (2014)*
81. Leonardi, E., D'arguanno, B., " CRS4-2:a numerical code for the calculation of the solar power collected in a central receiver system." , *Energy*, 36 (2011), pp 4828-4837
82. Salomé, A.," Développement d'un outil de contrôle de la répartition du flux solaire concentré sur un récepteur de centrale à tour: Application à la centrale de Thémis", *Thèse Doctorat, Université de Perpignan, (2012)*
83. Rinaldi, F., Binotti, M., Giostri, A., Manzolini, G.," Comparison of linear and point focus collectors in solar power plants", *Energy Proc.* 49, 1491–1500 (2014)

84. Gallego, A. J., Camacho, E. F., " On the optimization of flux distribution with flat receivers: A distributed approach", *Solar Energy* 160 (2018) 117–129
85. Smith, E.J., Ho, C. K., "Field demonstration of an automated heliostat tracking correction method", *Energy Procedia* 49 (2014) 2201 – 2210
86. Luis O. L., Isaias, M., Nun, P., Camilo, A. A., "Modeling of Drift Effects on Solar Tower Concentrated Flux Distributions", *Int. J. of Photoenergy*, (2016), Article ID 8375361, 9 pages , <http://dx.doi.org/10.1155/2016/8375361>
87. Feihu, S., Minghuan, G., Zhifeng, W., Wenfeng, L., Zijian, X., Yulei, Y., Qiang Y., "Study on the heliostat tracking correction strategies based on an error-correction model", *Solar Energy* 111 (2015) 252–263