

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département Génie Mécanique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention d'un diplôme d'ingénieur d'état
en génie mécanique

Thème

**Concept structurel d'un module de trois capteurs
cylindro paraboliques avec poursuite selon les deux
axes**

Proposé et encadré par :

Pr. AÏT-ALI MOHAND

Présenté par :

OUDDANE SALIM

Promotion

2013

ملخص:

العمل المقدم في هذا المشروع هو التخرج على نمذجة حقل جامع مع بنية وحدات مع نظام تتبع يتم حول محورين. لذلك اقترحنا بناء وحدات لتحقيق هذا الهدف، ومع ذلك، تم إجراء دراسة صلابة الهيكل. وبالإضافة إلى ذلك، يتم وصف آلية عمل نظام تتبع وسيتم إجراء دراسة لترتيب الهياكل وحدات الميدان الأمثل للنظام. الهدف من هذه الدراسة هو 1 - الحد من مساحة الأراضي المستخدمة وسطح جمع، 2- إنشاء نظام تتبع في محورين على مجمع صغير

الكلمات المفتاحية:

تقييم الأداء، لاقط بشكل مكافئ، التوازن الحراري، مختلف الزجاج، أنبوب الامتصاص، سائل ناقل حراري، نظام الدوران.

Résumé :

Le travail présenté dans le cadre de ce projet de fin d'études est relatif à la modélisation d'un champ de collecteurs avec une structure modulaire ayant un système de poursuite selon deux axes. Ainsi, nous avons proposé une structure modulaire pour satisfaire cet objectif; cependant une étude de rigidité de la structure sera entreprise. De plus le mécanisme du système de poursuite sera décrit et une étude sur l'arrangement des structures modulaire pour réduire le terrain sera faite. L'objectif de cette étude est de: 1) réduire la superficie du terrain utilisé et la surface de collection; 2) instaurer un système de poursuite selon deux axes sur un petit collecteur.

Mots clés : Parc collecteurs, collecteur cylindro parabolique, système de poursuite selon deux axes, mécanisme de poursuite, résistance à la flexion, résistance à la flèche, résistance au flambement, arrangement du parc collecteur, effet d'ombrage.

Abstract :

The work presented in this graduation project is about the modeling of a field of collectors with a modular structure tracking the sun according to two axes. And we proposed a modular structure to meet this goal, however, a study of rigidity of the structure was undertaken. In addition, the mechanism of the tracking system is described and a study of the arrangement of the modular structures is done to reduce the land area. The objective of this study is: 1) to reduce the amount of land used and the collection surface, 2) establish a two axis tracking system on a small collector.

Key words: collector's performance, parabolic through, thermal balance, envelope of glass, receiver, HTF, tracking system.

Je dédie ce travail :

À la mémoire de ma grande mère qui nous à quitté, je la remercie pour tout

À ma très chère mère et à mon très cher père

À toute ma famille (mes frères, leurs familles, mes oncles et tantes)

À tous mes amis (es): Imad, Cisia, Jon, Chafaa, Mehdi, Bonnie, Iftekhar, Ralf

À mon meilleur ami Nassim

Salim Ouddane

Remerciements

Je remercie avant tout Dieu le tout puissant de m'avoir donné la foi, la volonté, la patience et le courage de mener à bien ce modeste travail.

Je tiens à exprimer notre profonde gratitude à mon encadreur Pr. Ait Aï pour ces précieux conseils et sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi que pour l'intérêt qu'il a toujours porté à l'égard de mon travail, et je veux le remercier pour sa patience avec moi durant mes moments difficiles.

Je remercie le professeur Bouaziz d'avoir accepté de présider mon Jury et monsieur Bennour d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail

Que tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce projet trouvent ici le témoignage de ma reconnaissance.

Je tiens enfin particulièrement à adresser nos vifs remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à ma formation, spécialement les enseignants du génie mécanique

A tous nos camarades de la promotion 2013, je dis un grand merci.

Table de matières

Table des matières	i
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	vi
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I: INTRODUCTION A LA GEOMETRIE SOLAIRE

1. Introduction	5
2. Potentiel de rayonnement solaire	5
3. Le gisement solaire.....	6
3.1. Mouvement de globe terrestre autour du soleil.....	6
3.2. La sphère céleste	7
3.3. Les coordonnées célestes	8
3.3.1. Les coordonnées géographiques	8
3.3.2. Les coordonnées horaires	9
3.3.3. Les coordonnées horizontales.....	10
3.3.4. Angle horaire de coucher du soleil	11
3.3.5. Paramètres de temps	11

CHAPITRE II: GENERALITES SUR LES CAPTEURS CYLINDRO-PARABOLIQUES

1. Introduction	13
2. Collecteur cylindro parabolique	14
2.1. Géométrie du capteur.....	14
2.1.1. Concentration du rayonnement d'un capteur cylindro-parabolique	14
2.1.2. Paramètres géométriques décrivant un collecteur cylindro-parabolique	15
2.1.3. Paramètres géométriques pratiques d'un collecteur cylindro-parabolique	16
2.2. Surface du miroir et surface d'ouverture	19
2.2.1. Taux de concentration	19
2.2.2. Matériaux des miroirs.....	21
3. Structure porteuse.....	24
4. Récepteurs	26
4.1. Composantes du récepteur.....	27

4.1.1.	Tube absorbeur	28
4.1.2.	Enveloppe en verre	30
5.	Fluide caloporteur	31
5.1.	Fluide caloporteur dans les centrales de production de vapeur indirecte	32
6.	Caractéristique du collecteur étudié	36
7.	Conclusion.....	37

CHAPITRE III : SYSTEMES DE POURSUITE ET ANALYSE DE LA STRUCTURE MODULAIRE

1.	Introduction.....	39
2.	Etude de résistance des matériaux	41
2.1.	Etude de flexion de la poutre.....	43
2.2.	Etude de flèche de la poutre	47
2.3.	Etude de flambage de la poutre	49
3.	Armature métallique	51
4.	Système de poursuite	52
4.1.	Mécanisme de poursuite	52
4.1.1.	Mouvement azimutal	52
4.1.2	Mouvement d'élévation.....	54
4.2.	Précision du suivi solaire.....	55
5.	Avantage de cette structure modulaire.....	56
6.	Champ solaire	56
6.1.	Orientation du champ solaire.....	56
6.2.	Positionnement du soleil.....	57
6.3.	Calcul de la longueur de l'ombre	58
6.3.	Surface nécessaire du parc collecteur	62
7.	Conclusion :	62

CHAPITRE IV: PRESENTATION DES RESULTATS ET POSITIONNEMENT DES STRUCTURES MODULAIRES DANS LE PARC COLLECTEUR

1.	Introduction	64
2.	Présentation des résultats	64
3.	Interprétation des résultats.....	68
4.	Avantage du système de poursuite selon deux axes.....	69

5. Conclusion.....	70
Conclusion générale	72
Bibliographie.....	74

Liste des figures

Figure I.1: Capacité installée prévue en 2011	5
Figure I.2: Variation saisonnière du rayonnement solaire	7
Figure I.3: Sphère céleste	8
Figure I.4: Coordonnées géographiques.....	9
Figure I.5: Coordonnées horaires	10
Figure I.6: Coordonnées horizontales	10
Figure II.1: Processus de conversion d'énergie dans une central cylindro-parabolique et ces composants	13
Figure II.2: Chemin de rayons parallèles à un miroir parabolique	14
Figure II.3: Paramètres géométriques d'un collecteur cylindro-parabolique	15
Figure II.4: Longueur focale comme paramètre de forme	16
Figure II.5: Relation entre la distance focale et l'angle de la jante pour une largeur d'ouverture constante.....	17
Figure II.6: Influence de la taille du point focal sur l'angle de jante.....	18
Figure II.7: Effets des erreurs de pente en fonction de l'angle de la jante	18
Figure II.8: Surface d'ouverture du collecteur et surface du récepteur	20
Figure II.9: Montage des facettes de miroir en verre recouvertes d'argent d'un collecteur cylindro-parabolique	22
Figure II.10: Miroir multicouche de Flabeg	23
Figure II.11: Les éléments du collecteur Eurothrough	25
Figure II.12: Différents tubes absorbeurs existants dans l'industrie.....	27
Figure II.13: Structure d'un récepteur cylindro-parabolique.....	27
Figure II.14: Le revêtement multicouche du tube absorbeur	28
Figure II.15: Critère de sélection du fluide caloporteur	33
Figure III.1: Schéma de la structure modulaire	39
Figure III.2: Vue de face de la structure modulaire	39
Figure III.3: Schéma montrant les dimensions de l'armature métallique.....	40
Figure III.4: Schéma décrivant la forme des barres métalliques.....	40
Figure III.5: Scéma du support en béton.....	40
Figure III.6: Le Mechatron "D170 evolution"	41
Figure III.7: Schéma simplifié de la structure modulaire.....	41
Figure III.8: Diagramme libre de la structure modulaire	42

Figure III.9: Diagramme du moment fléchissant	43
Figure III.10: Structure du collecteur étudié avec Autocad	45
Figure III.11: Vue de côté et de face de la structure porteuse.....	46
Figure III.12: Schéma équivalent à l'étude de la flèche d'une poutre encastrée à sa base.....	47
Figure III.13: Schéma équivalent pour l'étude de flambement	49
Figure III.14: Système d'engrenage qui transmet le mouvement azimutal à la structure.....	53
Figure III.15: L'emplacement du mécanisme de mouvement azimutal	53
Figure III.16: Mécanisme du mouvement d'élévation.....	54
Figure III.17: Grappin liant le piston à la structure.....	55
Figure III.18: Position du soleil durant l'année	58
Figure III.19: Schéma de la structure modulaire dans la position verticale.....	59
Figure III.20: Positionnement de la structure modulaire par rapport au soleil.....	59
Figure III.21: Schéma montrant l'ombre projetée par le module	60
Figure IV.1: Parcours du soleil pour l'hiver et l'été.....	65
Figure IV.2: Schéma d'angle horaire pour le 22 Juin et le 22 Décembre.....	65
Figure IV.3: Distribution de l'ombre pour le 22 décembre	66
Figure IV.4: Distribution de l'ombre pour le 22 juin.....	67
Figure IV.5: Arrangement de la centrale cylindro-parabolique	68
Figure III.6: Graphe représentant la différence de production d'énergie entre un système de poursuite selon deux axes et un support fixe Schéma montrant l'ombre émis par le collecteur	70

Liste des tableaux

Tableau II.1: Propriétés importantes de quelques fluides caloporteurs.....	34
Tableau II.2: Caractéristiques apparentes du collecteur étudié.....	36
Tableau II.3: Caractéristiques géométriques réelles du collecteur étudié.....	37
Tableau III.1: Masse de chaque composante du collecteur étudié.....	46
Tableau III.2: Masse du collecteur étudié.....	46
Tableau III.3: Données géométriques solaires pour le 22 Décembre et le 22 Juin.....	58
Tableau III.4: Données sur la position du soleil et la longueur de l'ombre pour le 22 décembre.....	60
Tableau III.5: Données sur la position du soleil et la longueur de l'ombre pour le 22 juin.....	60
Tableau III.6: Données de superficie du parc collecteur.....	61
Tableau IV.1: Données du parc solaire à concevoir.....	68

Introduction

Générale

Introduction

L'énergie solaire comme source primaire d'énergie se présente comme une alternative potentiellement prometteuse pour remplacer à plus ou moins court terme les énergies fossiles pour la production d'électricité. Cependant, le rayonnement solaire étant une énergie peu dense, les conditions économiques ne lui sont pas encore très favorables, en particulier lorsque les prix de l'énergie sont pratiquement subventionnés, comme en Algérie.

Le prix du kWe solaire installé dans les centrales solaires CPC récentes est estimé à 3500 \$/kW pour les projets espagnols ; les prix du kWh restent à déterminer. Le rendement de conversion reste encore modeste comparé à celui des centrales classiques, en particulier celles à cycle combiné. La raison principale en est les températures maximales atteintes par le fluide caloporteur et le coût additionnel du stockage thermique pour production continue.

Une approche destinée à réduire ces désavantages consiste à réaliser des conceptions modulaires à prix réduit et efficacité accrue par une poursuite du disque solaire selon les deux axes. Une collecte d'énergie plus importante par m² de collecteur et une température élevée sont des objectifs nécessaires.

Concernant la conception modulaire, une expérience industrielle est actuellement proposée sur le marché pour les panneaux photovoltaïques dont la problématique est similaire. Des solutions de structures et de poursuite sont donc proposées et utilisables pour les collecteurs CPC moyennant une adaptation à vérifier ici.

Notre travail consiste à étudier la résistance de la structure modulaire, décrire le système de poursuite, et d'aménager le parc collecteurs pour optimiser la superficie du terrain à utiliser:

- Dans le premier chapitre on abordera la géométrie solaire et la position de soleil par rapport à la Terre pour le site de Hassi R'mel.
- Le deuxième chapitre porte sur les généralités des capteurs cylindro-paraboliques.
- Le troisième chapitre est une description du mécanisme de poursuite et une analyse de la structure modulaire et de l'effet d'ombrage entre structures modulaires adjacentes.

Le quatrième chapitre présente et analyse les résultats obtenus; une discussion de ces résultats sera faite pour choisir l'heure de référence et la distance entre modules ; le positionnement du parc solaire fera l'objet de ce chapitre avec une analogie avec la centrale de Hassi R'mel.

Une conclusion générale résumera les résultats et la discussion sur le concept modulaire proposé.

Chapitre 1:

*Introduction à la
géométrie soisaire*

I.1 Introduction :

L'énergie solaire, qui se caractérise par sa durabilité peut apporter des solutions aux problèmes qui se posent actuellement avec plus d'acuité sur la sécurité énergétique et la protection de l'environnement. La fin de l'ère des énergies fossiles n'est plus qu'une question de temps.

La technologie solaire dépend du gisement disponible en un lieu donné, du système mis en place pour capter le rayonnement. Mais le plus important ce qu'elle satisfait naturellement les exigences de l'environnement. Pour transformer cette énergie solaire qui arrive sous forme de rayonnement en électricité, des systèmes de captation sont disposés au sol ; parmi ces systèmes, le concentrateur cylindro-parabolique permet d'avoir des températures élevées, de 300 à 450 °C ; c'est le domaine de la thermique solaire à hautes températures. La figure I.1 montre les prévisions de capacité installée pour l'année 2011 [1]:

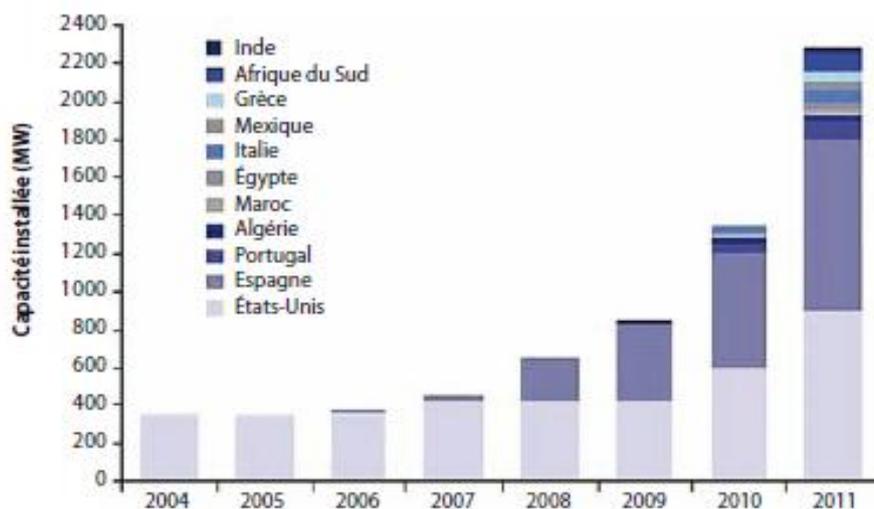


Figure I.1: Capacité installée prévue en 2011

I.2 Potentiel du rayonnement solaire:

Le rayonnement solaire global est constitué des rayonnements direct et diffus. A basses températures, l'énergie solaire peut être utilisée pour un usage thermique direct, par exemple pour le chauffage, la cuisson, pour produire de l'électricité à partir des systèmes photovoltaïques (utilisation de l'irradiation directe et diffuse).

A hautes températures, la conversion nécessite une concentration appropriée selon l'usage qui en sera fait. Ces derniers systèmes utilisant essentiellement le

rayonnement direct ; ils ne sont rentables que lorsqu'ils sont installés dans des zones fortement ensoleillées comme le désert du Sahara. Ainsi, un ensoleillement de 1 800 kWh/m² par an est le seuil minimal estimé nécessaire pour obtenir un rendement économiquement acceptable.

Les mesures du gisement solaire ont concerné essentiellement, dans un premier temps, la durée d'ensoleillement ; avec l'avènement des technologies solaires modernes, l'évaluation du contenu énergétique a gagné de l'importance. Actuellement, les données sur le gisement solaire sont disponibles auprès des agences météorologiques nationales et internationales, des établissements chargés du développement des technologies solaires ainsi que des établissements de recherche [1].

I.3 Gisement solaire:

C'est le potentiel de rayonnement émis dans toutes les directions par le soleil, et que la terre reçoit à raison d'une puissance moyenne de $1353 \pm 3.4 \text{ W/m}^2$, pour une surface perpendiculaire à la direction Terre-Soleil, à la lisière de son atmosphère. Ce flux solaire est atténué lors de la traversée de l'atmosphère par absorption et diffusion, suivant les conditions atmosphériques, la latitude du lieu et l'altitude par rapport au niveau de la mer. Le flux moyen annuel disponible en un lieu donné est appelé gisement solaire

Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique et réaliser un bon dimensionnement des installations solaires, il est nécessaire de connaître la quantité de l'énergie solaire disponible à un endroit spécifique à chaque instant de la journée et de l'année [5].

I.3.1 Mouvement du globe terrestre autour du Soleil

La Terre décrit autour du Soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365,25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique. C'est au solstice d'hiver (21 Décembre) que la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d'été (22 Juin) qu'elle en est la plus éloignée. La Terre tourne sur elle-même avec une période de 24h. Son axe de rotation (l'axe des pôles) a une orientation fixe dans l'espace [5].

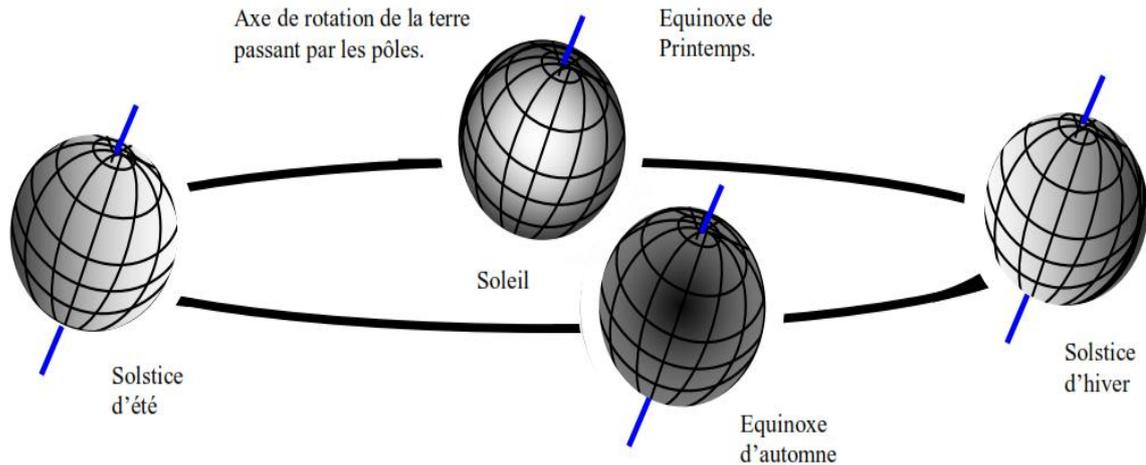


Figure I.2: Variation saisonnière du rayonnement solaire

L'angle que fait le plan de l'équateur terrestre avec la direction Terre-Soleil est appelé la déclinaison δ . Cet angle varie tout au long de l'année de façon symétrique de $-23^{\circ}26'$ à $+23^{\circ}26'$. L'angle δ que fait la normale au plan de l'écliptique avec l'axe de rotation de la terre (ou axe de Monde) vaut évidemment $23^{\circ}26'$.

La position de la Terre à l'équinoxe de printemps est appelée point vernal. Mais on constate que l'axe de la Terre décrit, en 25785 ans, un cône de 23.5° de demi-angle au sommet, ayant pour axe la normale au plan de l'écliptique. Ce mouvement entraîne le déplacement du point vernal (phénomène de précession des équinoxes). Il est dû à la non sphéricité de la Terre qui est enflée à l'équateur et qui, soumise à l'attraction gravitationnelle du soleil et de la Lune, est sujette à un effet gyroscopique. L'année tropique, temps écoulé entre deux passages de la Terre au point vernal vrai (qui tient compte de la précession des équinoxes soit $-50.3''$ d'angle par an), est de 365 jours 5 heures 48 minutes 46 secondes. Ceci implique la correction d'un jour tous les quatre ans (les années bissextiles) [5].

I.3.2 Sphère céleste

La sphère céleste est une sphère imaginaire d'un diamètre immense, avec la Terre au centre. On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de cette sphère céleste. On peut en résumer les différentes caractéristiques sur la sphère elle-même comme est représenté sur la figure (I.3) :

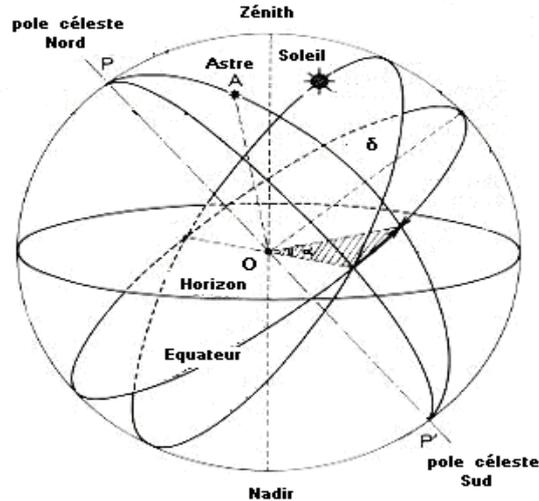


Figure I.3: Sphère céleste

La direction des objets peut être quantifiée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes [5].

I.3.2.1 Coordonnées célestes

Les coordonnées géographiques :

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la Terre.

Latitude:

La latitude d'un lieu λ correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien (origine 0°) le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention, on affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest, [5].

Longitude:

La longitude d'un lieu f correspond à l'angle avec le plan équatorial que fait le rayon joignant le centre de la Terre à ce lieu. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° . Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud, [5].

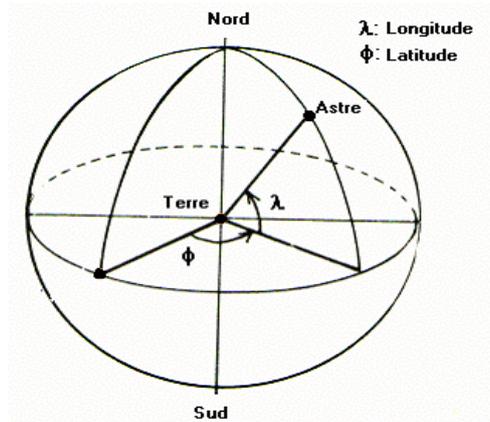


Figure I.4: Coordonnées géographiques

I.3.2.2 Coordonnées horaires :

La déclinaison solaire :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Il varie tout au long de l'année, entre deux valeurs extrêmes ($-23^{\circ}27'$ et $+23^{\circ}27'$ environ) ; il s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne. Sa valeur peut être calculée par la formule suivante [5] :

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right) \quad (I.1)$$

- n : numéro du jour de l'année (1^{er} janvier \equiv 1).

La déclinaison est maximale au solstice d'été (21 Juin) et minimale au solstice d'hiver (21 Décembre). Elle est nulle aux équinoxes (21 Mars et 21 Septembre). L'organigramme suivant nous permet de déterminer le numéro du jour dans l'année :

Angle horaire (w)

L'angle horaire du Soleil est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich ; il est compris entre 0° et 360° . La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après midi et augmente de 15° par heure. Cet angle définit aussi le temps solaire vrai (T.S.V). Le jour solaire vrai est l'intervalle de temps qui s'écoule entre deux passages consécutifs du soleil au même méridien [5].

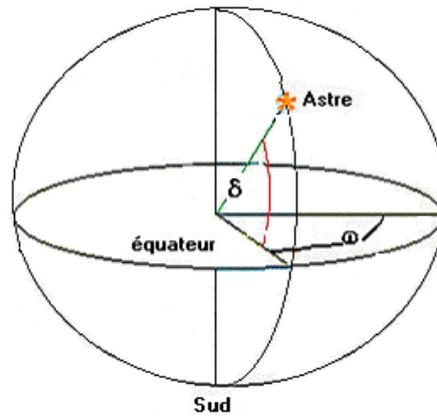


Figure I.5: Coordonnées horaires

I.3.2.3 Coordonnées horizontales :

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles :

Hauteur angulaire du Soleil (Δ):

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du Soleil.

Cette hauteur durant le jour peut varier de 0 (soleil à l'horizon) à 90 (soleil au zénith).

Azimut:

C'est l'angle α compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. La connaissance de l'azimut du soleil est indispensable pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale.

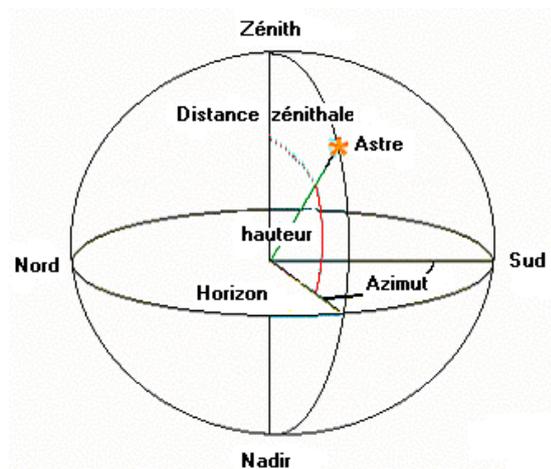


Figure I.6: Coordonnées horizontales

Angle horaire de coucher du soleil :

L'angle horaire du soleil est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire. Dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local, il est donné par l'équation suivante [5] :

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\operatorname{tg}(f)\operatorname{tg}(\delta)) \quad (\text{I.2})$$

δ : Déclinaison solaire;

f : Latitude.

I.3.3 Paramètres de temps :

La position du Soleil dans le ciel nous renseigne sur le temps solaire vrai (TSV). C'est le temps donné par les cadrans solaires. Il existe une relation simple entre le temps solaire vrai (TSV) et l'angle horaire ω :

$$\omega = (TSV - 12) \times 15 \quad (\text{I.3})$$

Avec TSV en heures et ω en degrés.

Comme on l'a déjà vu, la trajectoire de la Terre autour du soleil est elliptique. Durant ce mouvement, le rayon vecteur Soleil-Terre balaie des aires égales dans des temps égaux. Tout ceci, ajouté au fait que l'axe de rotation de la terre est incliné par rapport au plan de l'écliptique, fait que la durée du jour solaire varie selon les époques de l'année. On introduit alors la notion de temps moyen (TSM) qui varie de ± 16 mn par rapport au TSV. On a:

$$TSM = TSV - ET \quad (\text{I.4})$$

Où le terme ET est appelé équation du temps, et peut être calculé par la formule suivante :

$$ET(mn) = -0.0002 + 0.4197 \cos(\beta) - 7.3509 \sin(\beta) - 3.2268 \cos(2\beta) - 9.3912 \sin(360n/183) - 0.0903 \cos(3\beta) - 0.3361 \sin(360n/122) \quad (\text{I.5})$$

Et n est le nombre du jour de l'année.

Chapitre 2:
Généralités sur
les capteurs
cylindro
paraboliques

II.1 Introduction:

Le flux d'énergie dans une centrale cylindro-parabolique a la structure suivante: le rayonnement solaire direct est concentré et converti en énergie thermique. L'énergie thermique est convertie en énergie de pression de vapeur, qui est transformée en énergie cinétique. L'énergie cinétique est finalement transformée en énergie électrique, le produit final de la centrale électrique.

Ces étapes de conversion d'énergie sont réalisées par les composants suivants de la centrale: Le collecteur cylindro-parabolique et le système de suivi sont essentiels pour le processus de concentration. Le récepteur convertit l'énergie de rayonnement en énergie thermique. Le support de transfert de chaleur et le stockage thermique sont porteurs de l'énergie thermique. Le générateur de vapeur a pour fonction de convertir l'énergie thermique en énergie de pression d'un milieu gazeux. Cela se fait par évaporation de l'eau. Le système de refroidissement a pour but de compléter le cycle liquide / gazeux en reconvertissant la vapeur en eau. La turbine à vapeur convertit l'énergie de pression dans la vapeur d'eau en énergie de rotation. Le générateur électrique convertit finalement l'énergie de rotation en énergie électrique, qui peut être fournie au réseau électrique. La figure suivante montre les principaux composants de l'installation mentionnée et les relie à leurs places respectives dans la chaîne de conversion d'énergie:

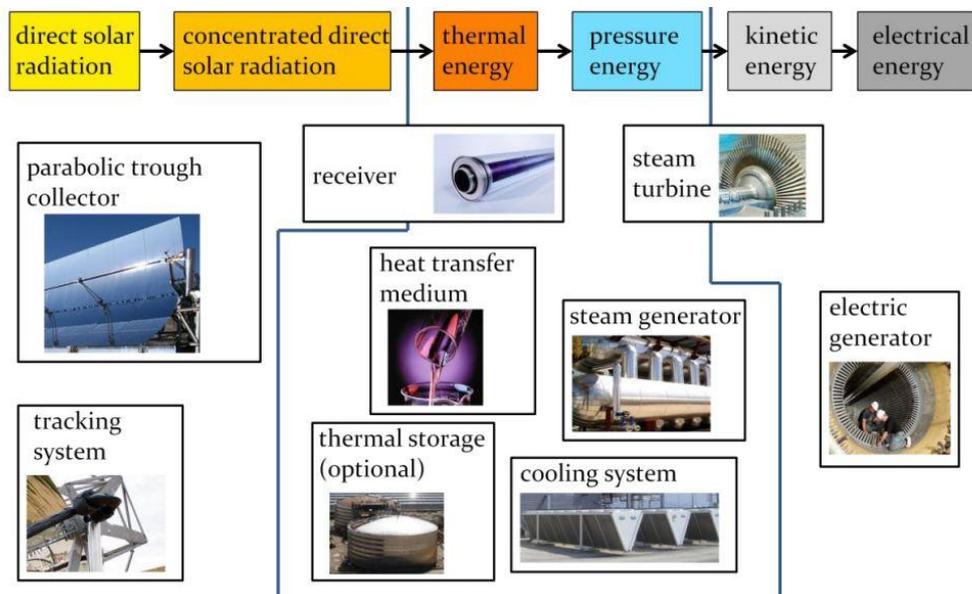


Figure II.1: Processus de conversion d'énergie dans une central cylindro-parabolique et ces composants [12]

Dans ce chapitre, nous allons exposer tous les composantes spécifiques à notre collecteur cylindro-parabolique, de sa géométrie jusqu'au tube absorbeur.

II.2 Collecteur cylindro-parabolique

II.2.1 Géométrie du capteur

Le collecteur cylindro-parabolique est une cuve d'une section transversale qui a la forme d'une parabole. Plus exactement, il s'agit d'une section symétrique d'une parabole autour de son sommet.

II.2.1.1 Concentration du rayonnement d'un capteur cylindro-parabolique

Les cylindro-paraboles ont une ligne focale qui est composée des points focaux des sections paraboliques. Les rayonnements qui pénètrent dans un plan parallèle au plan optique sont réfléchis de telle sorte qu'ils passent à travers la ligne focale.

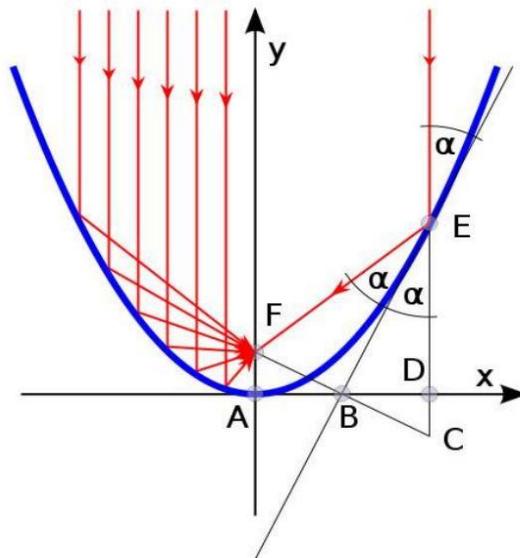


Figure II.2: Chemin de rayons parallèles à un miroir parabolique

La représentation analytique appropriée d'une parabole est:

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

Où f est la ligne focale, c.à.d. la distance entre le sommet de la parabole et le point focal. Pour $x=0$ l'ouverture du collecteur est nulle d'où le processus de conversion de chaleur est inexistant.

Pour $y=0$, soit $x=0$ (voir ci-dessus), ou $f \rightarrow \infty$ cela veut aussi dire que le tube absorbeur est loin des miroirs d'où les rayons incidents ne sont pas réfléchis vers le tube absorbeur, le rapport de concentration est très faible voir même nulle.

II.2.1.2 Paramètres géométrique décrivant un collecteur cylindro-parabolique

Afin de décrire une cylindro-parabole géométriquement, on doit déterminer la section de la parabole qui est couverte par les miroirs et la longueur du cylindre.

Les quatre paramètres suivants sont utilisés couramment pour caractériser la forme et la taille d'un collecteur cylindro-parabolique: la longueur du cylindre, la longueur focale, la largeur de l'ouverture (c.à.d. la distance entre un bord et l'autre), et l'angle de la jante (c.à.d. l'angle entre l'axe optique et la ligne entre le point central et le bord du miroir):

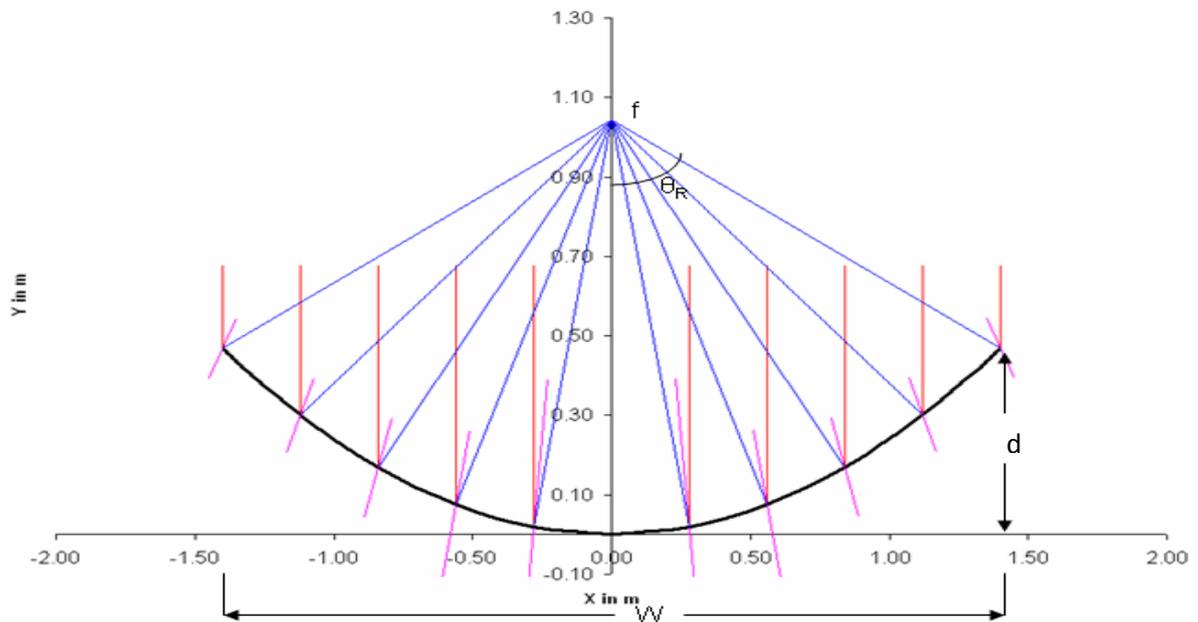


Figure II.3: Paramètres géométriques d'un collecteur cylindro-parabolique

La longueur du cylindre est la longueur entre les deux extrémités d'un collecteur.

La distance focale, c'est à dire la distance entre le point focal et le sommet d'une parabole, est un paramètre qui détermine de manière complète la parabole (dans l'expression mathématique (II.1) la distance focale f est le seul paramètre déterminant).

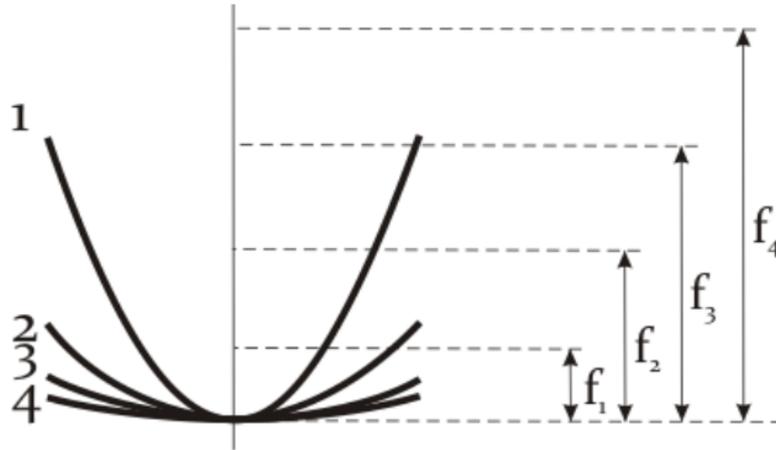


Figure II.4: Longueur focale comme paramètre de forme

L'angle de la jante présente des caractéristiques intéressantes, celui-ci détermine la forme de la section transversale d'une cuvette parabolique. Cela signifie que les sections transversales des réflecteurs paraboliques ayant le même angle de la jante, sont géométriquement semblables. Les sections transversales d'un collecteur cylindro-parabolique avec un angle donné de la jante peuvent être rendues compatibles à la section transversale d'un autre collecteur cylindro-parabolique avec le même angle de la jante par une mise à l'échelle uniforme (par élargissement ou rétrécissement).

Deux des trois paramètres suivants: angle de jante, largeur de l'ouverture et longueur focale, sont suffisants pour déterminer complètement la section transversale d'un collecteur cylindro-parabolique, c.à.d. la forme et la taille. Cela signifie également que deux d'entre eux sont suffisants pour calculer le troisième.

L'angle de jante peut être exprimé en fonction de la largeur d'ouverture W , la longueur focale f , et la profondeur d'ouverture d (le diamètre du collecteur) [16]:

$$\cos \phi_R = \frac{2f}{\sqrt{(0.5W)^2 + (d - f)^2}} - 1 \quad (\text{II.2})$$

II.2.1.3 Paramètres géométriques pratiques d'un collecteur cylindro-parabolique

Nous allons jeter un œil à présent aux valeurs que prennent ces paramètres pour un collecteur industriel. D'abord, nous voyons que l'angle de la jante doit être ni trop petit ni trop grand. L'angle de la jante est lié à la distance entre les différentes parties des

miroirs et de la ligne focale. On prend une largeur d'ouverture fixe, la figure ci-dessous représente cette relation:

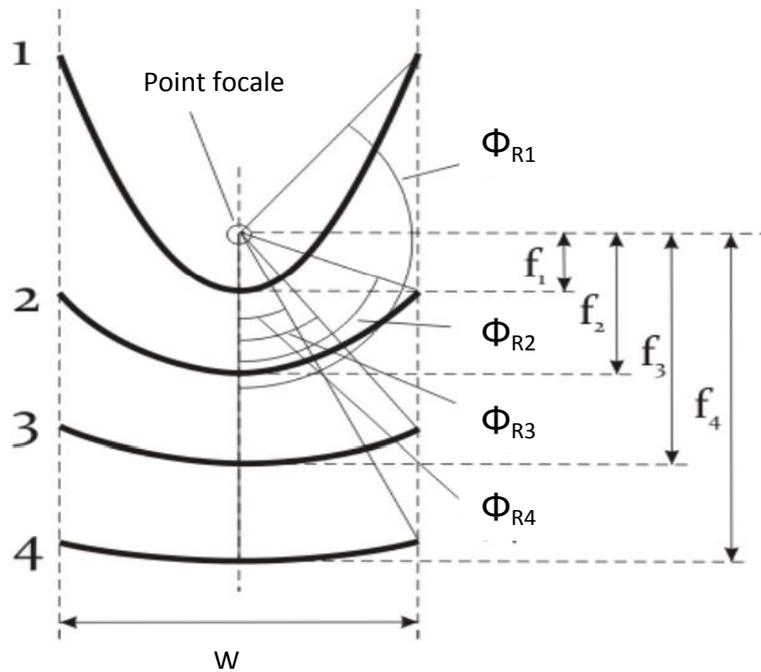


Figure II.5: Relation entre la distance focale et l'angle de la jante pour une largeur d'ouverture constante

L'angle de jante est un trait constructif très important des fabricants de collecteurs. Par exemple, il a un effet sur le rapport de concentration et l'éclairement énergétique total par mètre de tube absorbeur [W/m] [3]. Qualitativement, nous pouvons comprendre qu'il doit y avoir une certaine gamme d'angles de jante idéale, qui est ni trop petit, ni trop grand:

- Nous considérons en premier des miroirs parfaits, sans tenir compte des possibles erreurs de pente.
- Si l'angle de jante est très petit le miroir est très étroit, d'où un miroir large (un angle de jante plus grand) qui améliorerait la puissance projetée sur le tube absorbeur.
- Si l'angle de jante est très grand, alors la voie du rayonnement réfléchi par les parties extérieures du miroir est très longue et la propagation des faisceaux est très grande, ce qui réduit, par conséquent, le rapport de concentration. Un miroir avec un angle de jante inférieur et la même largeur d'ouverture permettrait un taux de concentration élevé.

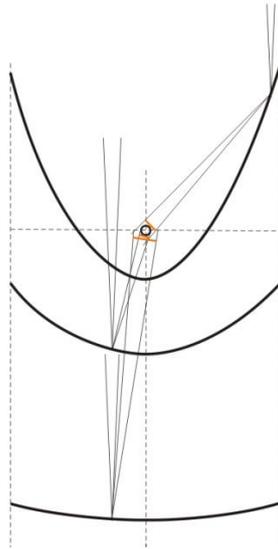


Figure II.6: Influence de la taille du point focal sur l'angle de jante

En outre, si l'on considère des vrais miroirs avec un certain degré d'imprécision géométrique, alors il est important de maintenir une faible distance par rapport à l'absorbeur à cause de l'effet de ces erreurs de miroirs géométriques. Plus la distance par rapport à l'absorbeur est grande, plus grande est l'influence exercée sur l'aberration de rayonnement dû aux erreurs de pente du miroir [12]. A une largeur d'ouverture donnée, de très petits angles de jante ainsi que les très grands angles de jante impliquent de grandes distances entre le miroir et la ligne focale (dans le cas de très grands angles de la jante pour les parties extérieures du miroir) et doivent donc être évités.

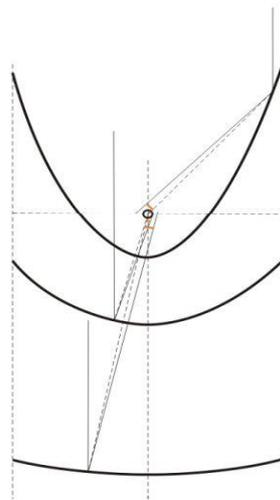


Figure II.7: Effets des erreurs de pente en fonction de l'angle de la jante

En dernier, pour des angles de jante élevés les parties extérieures ont une faible contribution à la production d'énergie par rapport à la surface du miroir. Cela signifie un investissement élevé nécessaire, ce qui ne contribue guère à la production d'énergie.

Donc, il y a plusieurs critères qui déterminent ensemble l'angle de la jante. L'angle des collecteurs industriels est autour de 80° [11].

II.2.2 Surface du miroir et surface d'ouverture:

Outre les mesures linéaires mentionnées, des mesures de surface d'exposition sont également importantes. Il y a d'abord la zone d'ouverture, qui est une mesure constructive importante pour une position du soleil donnée, elle détermine la capture du rayonnement. La zone d'ouverture A_{ap} est calculée comme le produit de la largeur d'ouverture W et la longueur du capteur L :

$$A_{ap} = W \cdot L \quad (\text{II.3})$$

La surface de capteurs cylindro-paraboliques peut être importante pour déterminer le matériel le plus approprié pour la cuve (le matériel du miroir). Cette zone est calculée comme suit [3]:

$$A = \left(\frac{W}{2} \sqrt{1 + \frac{W^2}{16f^2}} + 2f \cdot \ln \left(\frac{W}{4f} + \sqrt{1 + \frac{W^2}{16f^2}} \right) \right) \cdot L \quad (\text{II.4})$$

II.2.2.1 Taux de concentration

Le rapport de concentration est l'un des paramètres centraux du collecteur. Il est déterminant pour les températures de fonctionnement possibles de la centrale cylindro-parabolique. Le rapport de concentration CR est défini comme le rapport de la densité de flux de rayonnement à la ligne focale, ou, ce qui est la même, à l'image du soleil G_{im} , à l'éclairement directe à l'ouverture du collecteur $G_{b,ap}$ [11]:

$$CR_o = \frac{G_{im}}{G_{b,ap}} = \frac{\sin \phi_R}{\pi \sin \theta_C} \quad (\text{II.5})$$

Dans ce cas, G_{im} doit être déterminé en un point à l'intérieur de la ligne focale dans le but de déterminer le rapport de concentration par rapport à ce point de référence. Ou

on peut considérer, en second lieu un rapport moyen de la concentration en prenant CR comme étant le rapport entre l'éclairement énergétique moyen à la ligne focale de l'éclairement direct normal.

En ce qui concerne le taux de concentration moyenne (contrairement au ponctuelle) il existe un moyen facile de le faire sans aucune mesure; le ratio de concentration géométrique CR_G est une approximation utile. Il est défini comme le rapport de la surface d'ouverture du capteur à la surface d'ouverture de récepteur [11].

$$CR_G = \frac{A_{ap,c}}{A_{ap,r}} \quad (II.6)$$

Même s'il est clair que la superficie de l'ouverture du capteur est calculé (II.4), il est beaucoup moins clair ce qui doit compter comme "ouverture du récepteur". Dans de nombreux cas, c'est la surface projetée du tube absorbeur. Dans ce cas, la zone d'ouverture de récepteur est un rectangle de surface $D_{r,ext} \cdot L$, où $D_{r,ext}$ est le diamètre du tube absorbeur.

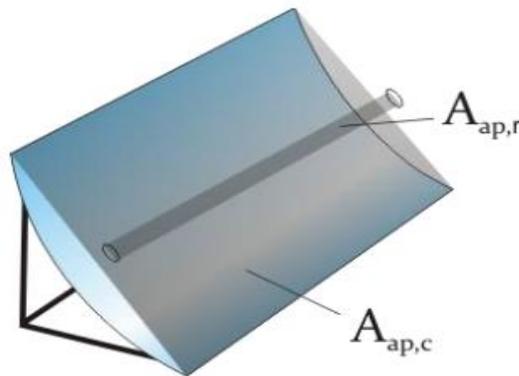


Figure II.8: Surface d'ouverture du collecteur et surface du récepteur

Le rapport de concentration est [12]:

$$CR_G = \frac{W \cdot L}{D_{r,ext} \cdot L} = \frac{W}{D_{r,ext}} \quad (II.7)$$

Une autre possibilité est de prendre la surface de l'absorbeur irradié au lieu de la zone d'ouverture du récepteur. Pour un collecteur industriel cela voudrait dire que toute la zone de la surface de tube absorbeur $\pi \cdot D_{r,ext} \cdot L$ est la superficie de l'ouverture du récepteur, et la zone de capture du collecteur est $(W - D_{r,ext}) \cdot L$ [11]:

$$CR_G = \frac{(W - D_{r,ext}) \cdot L}{\pi \cdot D_{r,ext} \cdot L} = \frac{W - D_{r,ext}}{\pi \cdot D_{r,ext}} \quad (\text{II.8})$$

Cette définition conduirait à un taux de concentration géométrique inférieur. Toutefois, le taux de concentration en fonction des zones projetées est le plus couramment utilisé.

II.2.2.2 Matériaux des miroirs

Les principales exigences pour les matériaux de miroirs appropriés sont leurs propriétés réfléchissantes; leur réflectivité doit être élevée. La réflectivité d'une surface est un nombre qui indique la fraction du rayonnement incident qui est réfléchi par celle-ci. En général, la réflectivité est différente pour différentes longueurs d'onde de sorte qu'il doit être spécifié pour une longueur d'ondes donnée ou d'une plage de longueur d'ondes données, comme par exemple pour la gamme de la lumière visible. Dans le cas des applications solaires, le spectre solaire présente une importance déterminante. En règle générale, une "réflectivité solaire pondérée" indiquée prend en considération l'existence de différentes longueurs d'ondes du spectre solaire. La réflectivité solaire pondérée indique, par conséquent, la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchi sur un miroir.

En outre, la réflexion peut être distinguée de la réflexion spéculaire et la réflexion diffuse. La réflexion spéculaire signifie que la lumière qui provient d'une seule direction entrante est réfléchi dans une seule direction sortante. Elle est comme produite par un miroir de réflexion. Selon la loi de la réflexion, la direction de la lumière entrante et la direction de la lumière sortante ont le même angle par rapport à la normale de la surface du miroir. Au contraire pour la réflexion diffuse, la lumière entrante est réfléchi dans un large éventail de directions. Dans les applications du collecteur cylindro-parabolique, seule la réflectivité est d'un grand intérêt, parce que le rayonnement réfléchi doit avoir une direction définie. Le critère de qualité décisif pour les miroirs efficaces est, par conséquent, la «réflectivité solaire pondérée».

Miroirs en verre recouvert d'argent

Les miroirs paraboliques les plus couramment utilisés aujourd'hui sont des miroirs de verre recouverts d'argent. En effet, toutes les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques réalisées l'utilisent. Il ya des expériences avec ces miroirs depuis que les premières centrales cylindro-paraboliques ont été construites dans les années 1980. Ces miroirs se sont avérés durables; après plus de dix années de fonctionnement c'est à peine s'ils ont montré une diminution de la réflectivité spéculaire.



Figure II.9: Montage des facettes de miroir en verre recouvertes d'argent d'un collecteur cylindro-parabolique [24]

Le verre du miroir est normalement fabriqué avec le procédé de verre flotté, où le verre en fusion s'écoule en continu sur un bain d'étain liquide. Ce procédé garantit une très bonne homogénéité du verre fabriqué. Le vitrage à faible fer est utilisé pour augmenter la transmission de la lumière dans le spectre solaire. Après, le verre est coupé à la bonne taille et ensuite broyé ; il est formé à la forme parabolique dans un four. Une possibilité consiste à former le verre sur un moule à l'aide de son propre poids. Une autre possibilité consiste à le presser pour obtenir la forme parabolique désirée.

Une haute précision géométrique pourrait être atteinte pour un collecteur cylindro-parabolique. La société Flabeg indique une réduction des erreurs de pente à 0.132° . Cette valeur indique la déviation de la pente moyenne de la forme de conception. Proportionnellement, des facteurs élevés d'interception pourraient être atteints. Les expérimentations faites sur des collecteurs Eurotrough donnent un facteur d'interception de 99,9% pour un tube absorbeur d'un diamètre de 70 mm (le diamètre du tube absorbeur le plus utilisé dans les récepteurs disponibles dans le commerce) et

est de 95,5% pour un tube absorbeur d'un diamètre de 40 mm. Le facteur d'interception est défini comme le pourcentage de rayonnement réfléchi par le collecteur qui atteint l'absorbeur.

Les miroirs ont une structure multicouche. La première couche en dessous du verre est la couche réfléchissante, à savoir la couche d'argent. L'argent présente une réflectivité élevée pour différentes gammes de spectres solaires.

Une couche protectrice de cuivre est appliquée à côté de la couche d'argent, à laquelle trois vernis époxy sont ajoutés: une couche d'apprêt, une couche intermédiaire et une couche supérieure de protection. Dans la plupart des miroirs solaires qui ont été utilisés jusqu'à présent, la première et la deuxième couches contiennent un certain pourcentage de plomb ; mais des couches de protection sans cuivre et sans plomb sont en développement. L'épaisseur des miroirs s'estime à 4 à 5 mm. Dans la figure suivante, la structure multicouche est affichée.

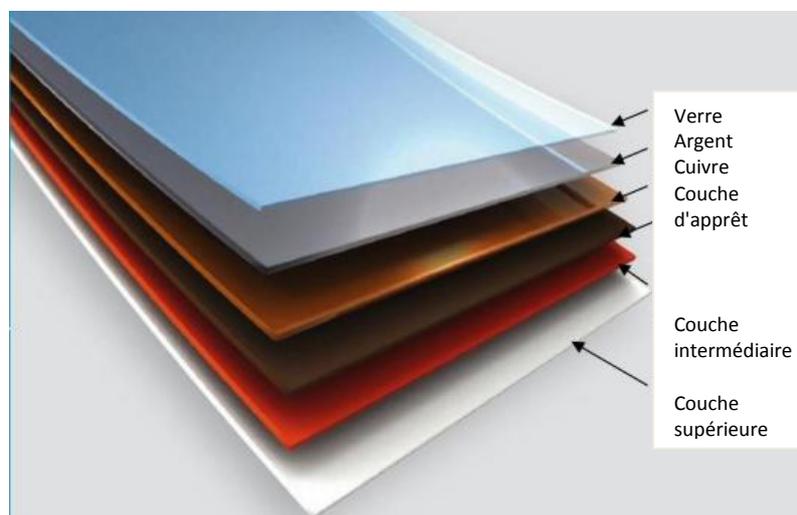


Figure II.10: Miroir multicouche de Flabeg [d'après 24]

La réflectivité solaire directe pondérée moyenne des miroirs Flabeg est de 93,5%. La plupart des miroirs paraboliques sont constitués de miroirs en verre revêtus d'argent et ne sont pas construits en un seul morceau, mais ils sont composés de facettes. Les coussinets en céramique sont collés par un écrou sur la face arrière de la facette de miroir pour la fixation sur la structure porteuse métallique. Bien que ce système utilise des miroirs rigides (la technique la plus courante pour les collecteurs cylindro-paraboliques), des facettes de verre minces souples sont utilisées dans un système

alternatif choisi par Solarlite GmbH. Ces facettes flexibles sont collées sur un moule parabolique de verre en matière plastique renforcée par des fibres, ce qui constitue le corps du cylindre principale.

II.3 Structure porteuse

La structure porteuse d'un cylindro-parabolique a pour fonction de porter les miroirs dans la bonne position, pour donner de la stabilité à la cuve et pour permettre un suivi exact du Soleil. Afin de se conformer à ces fonctions, les structures doivent satisfaire certaines exigences de construction ; en particulier les exigences de rigidité qui sont très élevées, parce que tout écart par rapport à la forme du collecteur parabolique idéale provoquerait des pertes d'efficacité optique du système. Il est important que les réflecteurs paraboliques ne soient ni déformés par leur propre poids, ni par les charges du vent. La zone d'ouverture représente une grande surface qui est exposée au vent, de sorte que les charges dues au vent qui en résultent sont considérables. Le collecteur doit être conçu de telle manière qu'il résiste à ces charges avec seulement de très petits écarts géométriques.

En outre, une grande rigidité permet de plus long creux de sorte que le nombre de pylônes et des unités de repérage peuvent être réduits, ce qui réduit les coûts. Les modules de la société Heliotrough, sont de 19 m de long et les assemblages qui sont déplacés d'une unité d'entraînement sont de 191m de long. Une grande stabilité est également importante pour la construction de cuves avec une largeur d'ouverture plus grande.

La rigidité doit être combinée avec des constructions légères, qui permettent l'utilisation de plus faibles fondations et des mécanismes de suivi. Une construction légère est aussi moins soumise aux déformations dues au poids propre. En outre, les structures légères réduisent la demande d'énergie pour le suivi de collecteur. Quoiqu'il en soit, la consommation d'énergie parasite d'une centrale cylindro-parabolique est assez élevée par rapport aux autres centrales, et l'un des deux plus importants consommateurs est le système de suivi (l'autre est le pompage du fluide de transfert de chaleur).

Il est évident qu'une structure portante appropriée devrait entraîner des coûts de production bas et de matériel à bas prix. Elle doit être prise en considération parce

que le champ solaire est l'élément le plus coûteux de la centrale cylindro-parabolique. Dans le cas des centrales AndaSol en Espagne le domaine solaire couvre 30% du coût total. Cela signifie qu'une réduction des coûts du champ solaire a un effet important sur les coûts totaux de la centrale.

En général, la structure porteuse d'un collecteur constitué d'un corps principal, qui dans la plupart des cas est un châssis où la structure de tube est fabriqué à partir d'acier ou d'aluminium. Seulement dans le cas du collecteur de Solarlite mentionné, le corps central est fait de matériaux non-métalliques. D'autres éléments de la structure porteuse sont les suivants:

- Points de support du miroir sur la structure du châssis ou sur des bras de cantilever;
- Support du récepteur, appelé aussi élément de collection de chaleur (HCE) de soutien;
- Structure pour le montage des pylônes;
- Pylônes, parmi eux des pylônes d'entrainement et des fondations.

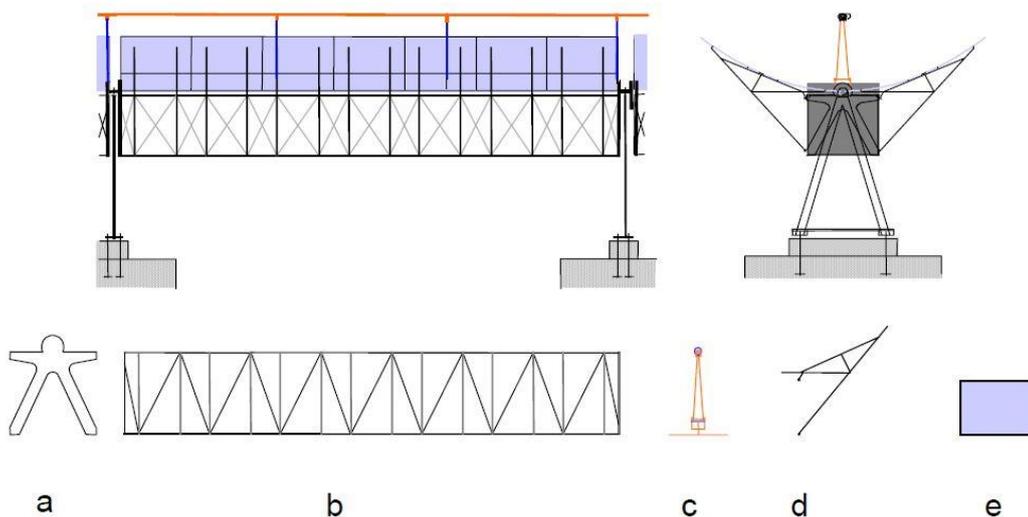


Figure II.11: Les éléments du collecteur Eurothrough [17]

La construction des modules de capteurs se fait sur le site de la centrale. Les éléments modulaires sont amenés au site où ils sont assemblés dans un atelier de production. Beaucoup d'entreprises utilisent des gabarits de montage, autour desquels les modules sont composés. Après cela, les modules sont conduits au parc solaire et y sont assemblés.

Les modules de capteurs sont combinés à des ensembles de collection. Un assemblage de collecteurs est une série de modules qui sont déplacés par une unité d'entraînement de suivi qui est située dans le centre de l'ensemble de collecteur.

II.4 Récepteurs

Les Récepteurs (absorbeurs) des centrales cylindro-paraboliques ont la tâche de convertir le rayonnement qui est projeté sur eux en chaleur et transporter la chaleur vers les canalisations, qui l'emmènent plus loin vers le bloc d'alimentation de la centrale de conversion. Une absorption élevée du rayonnement et de faibles déperditions calorifiques sont d'une grande importance. Un défi constructif est la dilatation thermique du récepteur en raison de l'évolution des températures comprises entre les états de fonctionnement et de non-fonctionnement. Il doit également être pris en compte que les récepteurs dans une centrale cylindro-parabolique sont des pièces mobiles qui nécessitent des connexions de conduites flexibles.

Le récepteur doit remplir plusieurs conditions géométriques et physiques. Le rayonnement réfléchi doit atteindre la surface de l'absorbeur, ce qui implique des contraintes géométriques. Le rayonnement doit être au maximum converti en chaleur et les pertes optiques et thermiques au niveau des surfaces des composants du récepteur doivent être aussi faibles que possible. Des revêtements spéciaux et des mesures d'isolation thermique sont appliqués pour atteindre cet objectif. Les récepteurs des centrales cylindro-paraboliques sont produits par l'Allemand Schott AG, l'italien Archimede Solar Energy (ASE) et l'Allemand Siemens AG, qui a acquis en 2009 la société Solel Solar Systems israélienne qui avait développé l'absorbeur. Les récepteurs Schott et Siemens utilisent l'huile thermique comme fluide de transfert de chaleur. En conséquence, les récepteurs sont conçus pour une température de fonctionnement de 400 ° C.



Figure II.12: Différents tubes absorbeurs existants dans l'industrie : Siemens UVAC 2010 (ci-dessus à droite), Archimede HEMS08 (ci-dessous à gauche), Schott PTR 70 (ci-dessous à droite) [23, 15, 25]

II.4.1 Composantes du récepteur

Le récepteur doit être construit de telle sorte que l'absorption du rayonnement est élevée et de faibles pertes thermiques sont obtenues. On entend par faibles pertes thermiques des pertes par rayonnement faibles ainsi que de faibles pertes de convection et conduction. Dans ce qui suit, nous allons décrire comment et quels composants du récepteur répondent à ces exigences fonctionnelles. Nous nous référons au tube absorbeur, au tube en verre sous vide et un groupe d'autres éléments de construction spécifiques (soufflets de dilatation thermique, les joints verre-métal et le piège à gaz)

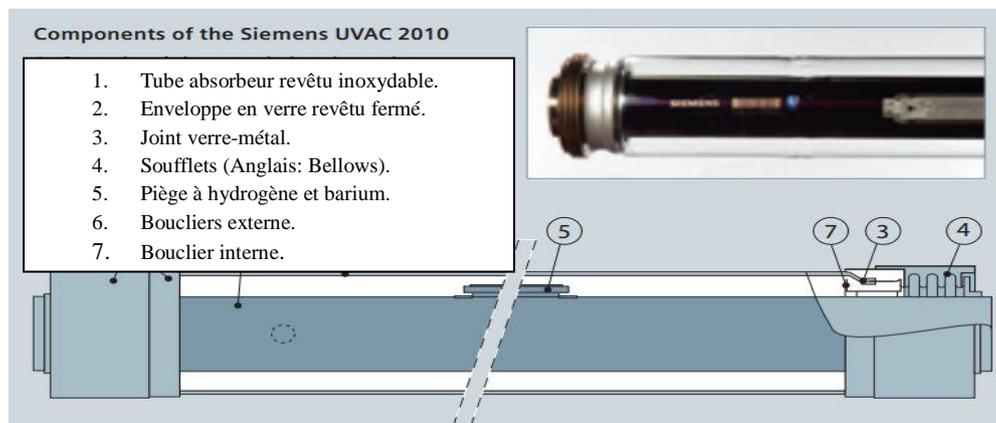


Figure II.13: Structure d'un récepteur cylindro-parabolique [d'après 25]

II.4.1.1 Tube absorbeur

Afin d'atteindre une forte absorption de rayonnement et une perte de chaleur par rayonnement faible au niveau du tube absorbeur, son absorptivité doit être élevée dans la plage de lumière visible et son émissivité doit être faible dans la gamme infrarouge. L'absorptivité et l'émissivité d'un corps pour une gamme spectrale spécifique sont toujours identiques: $\alpha_\lambda = \varepsilon_\lambda$ (loi de Kirchhoff). Toutefois, comme indiqué par l'indice λ , ceci est valable par rapport à une longueur d'onde donnée. Pour différentes gammes spectrales, l'absorptance et l'émissivité peuvent être (et sont normalement) différentes. Dans le cas du tube absorbeur, le facteur d'absorption doit être élevé pour une plage spectrale, la plage spectrale solaire ($250nm \leq \lambda \leq 2500nm$), et l'émissivité doit être faible pour un autre domaine spectral, le domaine de l'infrarouge ($3000nm \leq \lambda \leq 50000nm$). C'est physiquement possible et des revêtements sélectifs spéciaux ont été développés pour atteindre cela. Les revêtements sélectifs pour les tubes absorbeurs sont faits de cermet, qui est un matériau qui se compose de nanoparticules métalliques incorporées dans une matrice céramique. (La combinaison de céramique (CER) et les matériaux métalliques (MET) donnent le nom «Cermet».) Plus exactement, le revêtement se compose de différentes couches. Tout d'abord, il existe une couche de réflexion faite d'un métal qui est hautement réfléchissant dans le domaine infrarouge, par exemple du cuivre, de l'aluminium ou du molybdène. Deuxièmement, il ya la couche de cermet, qui peut être divisée en différentes couches avec un contenu métallique supérieur et inférieur. La couche de cermet est constituée d'un oxyde comme Al_2O_3 ou SiO_2 et d'un métal comme le molybdène. La couche en céramique antireflets est constitué d'oxydes similaires a Al_2O_3 ou SiO_2 .

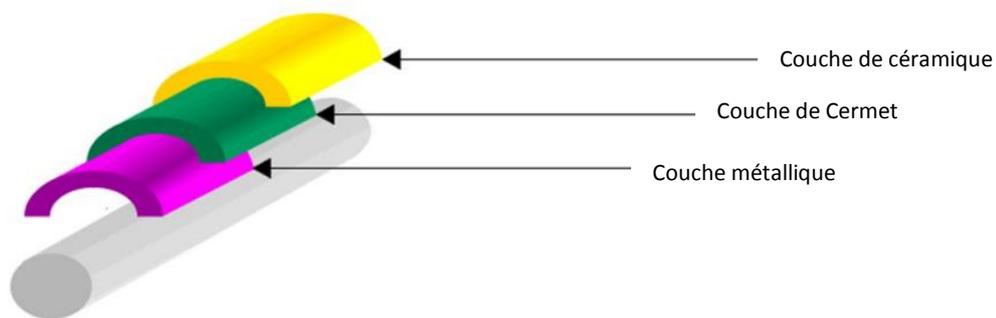


Figure II.14: Revêtement multicouche du tube absorbeur [d'après 23]

Des couches d'adhérence supplémentaires sont introduites qui garantissent l'adhésion des couches fonctionnelles sur un matériau du tube de structure. Une couche de barrière de diffusion de gaz supplémentaire peut être appliquée afin de minimiser la diffusion des gaz à travers le tube absorbeur.

Une absorptivité de 0,95 (Schott, Archimède) ou même 0,96 (Siemens) pour le rayonnement solaire a été atteint, et une émissivité de 0,1 (Schott, Archimède) ou même 0,09 (Siemens) pour le rayonnement thermique à 400 ° C. Plus les températures augmentent, et plus difficile est la conception d'un revêtement sélectif efficace parce qu'il ya un plus grand chevauchement du spectre d'émission thermique et le spectre solaire. Déjà à 400 °C, il existe un chevauchement spectral non négligeable dans la plage de 1500 à 2500 nm.

Le tube absorbant doit avoir un diamètre suffisant pour permettre un facteur d'interception élevé. Le facteur d'interception est le rapport du rayonnement total réfléchi au rayonnement réfléchi qui frappe la surface de l'absorbeur. D'autre part, le diamètre de l'absorbeur ne doit pas être trop grand afin de maintenir les pertes thermiques faibles. Un tube absorbeur avec un grand diamètre a une grande aire de surface par mètre et perd donc plus de chaleur qu'un tube absorbeur avec un diamètre plus petit.

Afin d'estimer le diamètre du tube absorbeur approprié, nous allons prendre un absorbeur, dont le diamètre est juste suffisant pour recevoir tout le rayonnement réfléchi par un miroir parabolique géométriquement parfait, c'est à dire par un miroir parabolique qui ne possède pas les erreurs de pente et qui n'élargit pas le rayonnement de faisceau. Le diamètre de l'absorbeur nécessaire pour atteindre un facteur d'interception unité dépend donc de la distance entre le tube d'absorption du miroir et de l'angle du faisceau solaire. L'angle de rayonnement solaire est l'angle d'ouverture du rayonnement solaire direct. Il s'élève à 32 ' (il n'est pas nul en raison de l'extension du disque solaire). En raison de cet angle de faisceau, l'image du soleil pour un collecteur idéal n'est pas une ligne mathématique unidimensionnelle, mais une prolongation en deux dimensions. Les rayons qui sont réfléchis par le miroir sont réfléchis avec un écart angulaire correspondant de 32 '.

La plupart des récepteurs produits par les trois sociétés mentionnées ont un diamètre de tube absorbeur de 70mm. L'enveloppe en verre a un diamètre de 125mm pour

Schott et les récepteurs Archimède et de 115mm pour le récepteur Siemens. Cependant, d'autres diamètres plus petits peuvent être envisagés dans un autre contexte de paramètres optimisés en taille physique de collecteurs, température maximum atteinte et rendement.

Récemment, Schott a développé des récepteurs avec un diamètre plus grand pour les grands collecteurs. Le nouveau PTR 80 et PTR 90 ont un diamètre de l'absorbeur de 80mm et de 90mm respectivement.

II.4.1.2 Enveloppe en verre

Afin d'atteindre une perte de chaleur par convection faible (et de conduction), le tube absorbeur est protégé par une enveloppe en verre autour de lui, ce qui empêche l'air de s'écouler autour du tube absorbeur chaud. De plus, l'air entre le tube absorbeur et le corps en verre est évacué de telle sorte que la perte de chaleur par convection et conduction soit réduite davantage. Schott indique une pression de gaz résiduelle de $\leq 10^{-3} \text{ mbar}$, Archimède arrive même à $\leq 10^{-4} \text{ mbar}$.

La transmittance de l'enveloppe en verre, qui est fabriquée à partir de verre de borosilicate, est indiquée pour être au moins de 0.96 pour le rayonnement solaire. Un revêtement anti-réfléchissant spécifique garantit une faible réflectivité de celle-ci. La société Archimède indique que ce revêtement augmenterait la transmittance de 0.04 (de 0.92 sans revêtement à 0.96 avec revêtement).

Le matériau en verre présente une très faible transmittance dans le domaine infrarouge. Ceci contribue légèrement à l'effet d'isolation, car une partie du rayonnement thermique émis dans le tube absorbeur est maintenue dans le système ; il chauffe le verre, réduisant ainsi les pertes de chaleur par convection à partir de l'absorbeur vers le tube de verre et produit un rayonnement thermique supplémentaire vers le tube absorbeur.

D'autres composants importants du récepteur

Les variations de température du tube absorbeur exigent qu'il soit relié de manière flexible avec l'enveloppe en verre. Ceci est garanti par le soufflet au niveau des extrémités du récepteur.

En outre, les changements de température du tube de verre et des éléments métalliques au niveau des extrémités du récepteur impliquent un défi constructif spécifique: les coefficients de dilatation thermique du verre à proximité du compensateur et le compensateur lui-même doivent coïncider de manière à réduire les forces de tension. Ceci est nécessaire notamment pour la durabilité de la dépression dans le tube de verre.

De plus, un getter est intégré dans le récepteur afin de maintenir le vide. En particulier l'hydrogène, qui se dégage en petites quantités par des réactions de craquage dans l'huile thermique, qui peut traverser le tube absorbeur et diminuer la qualité du vide. Le getter absorbe l'hydrogène et évite ainsi la détérioration des propriétés d'isolation thermique du récepteur.

Les récepteurs doivent résister à une certaine pression. Les pressions de service maximales sont indiquées pour être de 20 bars pour le récepteur de la compagnie Archimede et de 40 bars pour le récepteur de la compagnie Schott.

II.5 Fluide caloporteur

Le fluide caloporteur a pour fonction d'absorber l'énergie thermique fournie par les capteurs et à la transporter vers le bloc d'alimentation de la centrale de conversion. La chaleur est transférée au bloc d'alimentation par deux façons différentes ; la première, un fluide caloporteur spécial est appliqué, ce dernier transporte la chaleur au fluide de travail du cycle Rankine; la deuxième de la vapeur pour le cycle Rankine est générée directement dans les tubes absorbeurs des collecteurs cylindro-paraboliques et transporté vers la turbine. La première version est appelée la génération de vapeur indirecte, la deuxième une génération directe. Les centrales de génération indirecte de vapeur contiennent deux cycles de fluides : un cycle de fluide de transfert de chaleur et le cycle de Rankine. La liaison thermique entre eux est réalisée dans un train de générateur de vapeur, qui se compose d'un économiseur (préchauffage de l'eau d'alimentation), d'un évaporateur et d'un surchauffeur. Les centrales de génération de vapeur directe, au contraire, ne comportent qu'un seul cycle de fluide, le cycle de vapeur. Le préchauffage, la production de vapeur et (le cas échéant) la surchauffe est réalisée directement dans le domaine solaire.

Les systèmes de génération de vapeur indirecte utilisent un fluide caloporteur liquide. Le milieu de transfert de chaleur dans les systèmes directs de production de vapeur est de l'eau / vapeur du cycle de Rankine lui-même.

La production de vapeur indirecte est ce qui est généralement appliqué dans les centrales commerciales cylindro-paraboliques.

II.5.1 Fluide caloporteur dans les centrales de production de vapeur indirecte

Le fluide caloporteur doit remplir certaines conditions:

Il doit être liquide: cela signifie qu'il doit avoir une température d'évaporation suffisamment élevée (sous des pressions gérables), de sorte qu'il n'est pas évaporé sous les températures élevées qui sont atteintes dans le domaine solaire. En outre, les basses températures de congélation sont un avantage de manière qu'aucune mesure de protection contre le gel n'est nécessaire si les températures dans le domaine solaire sont faibles. Il est également important de noter que sa stabilité thermique est suffisante pour supporter les hautes températures de fonctionnement (pas de craquage thermique, par exemple). La température d'évaporation et la stabilité thermique déterminent la température de fonctionnement maximale d'un fluide caloporteur.

Pour stocker et transporter de grandes quantités d'énergie thermique, une capacité calorifique spécifique élevée est utile. Également une conductivité thermique élevée est avantageuse pour les processus de transfert de chaleur rapide. Une faible viscosité est importante pour réduire l'énergie de pompage.

Bien sûr, les faibles coûts d'investissement et une disponibilité suffisante sont également des critères importants. Enfin, les matériaux écologiques sont préférables ainsi que des matériaux à faible inflammabilité et faible explosivité.

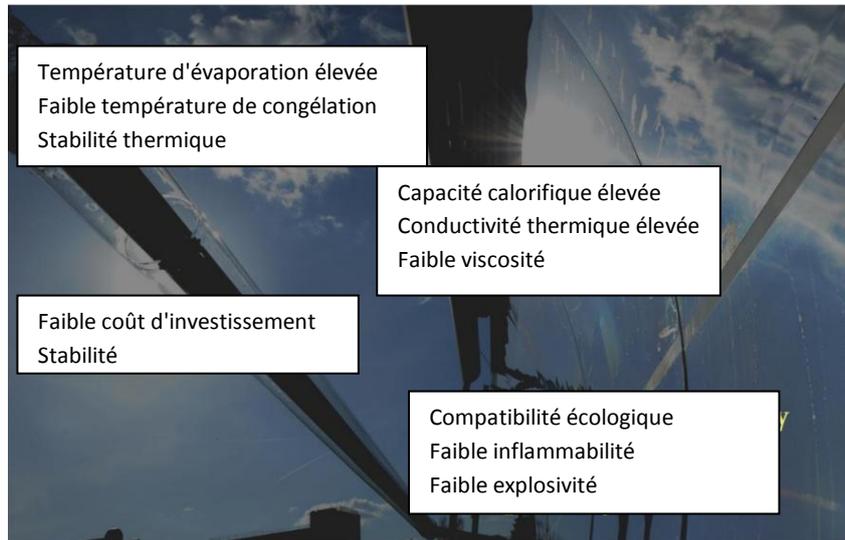


Figure II.15: Critère de sélection du fluide caloporteur [12]

Certains critères sont plus importants que d'autres: la température d'évaporation et la stabilité thermique par exemple, sont des critères très importants car ils déterminent la température du cycle de vapeur maximum, qui pour sa part détermine l'efficacité du bloc d'alimentation. Une faible inflammabilité, au contraire, n'est pas toujours considérée comme un critère de sélection déterminant.

L'importance des différents critères dépend aussi de la configuration du système. Par exemple, si la centrale contient un stockage thermique, alors il pourrait être avantageux d'utiliser le fluide caloporteur aussi comme support de stockage, car cela signifie qu'aucune étape de transfert de chaleur supplémentaire entre le fluide caloporteur et le support de stockage n'est nécessaire. Dans ce cas, lorsque de très grandes quantités de fluide caloporteur sont nécessaires, les critères économiques peuvent être plus importants que dans les autres cas.

Le tableau suivant donne un aperçu des propriétés de certains matériaux qui sont considérés comme des candidats appropriés pour une utilisation comme fluide caloporteur dans les centrales cylindro-paraboliques.

Tableau II.1: Propriétés importantes de quelques fluides caloporteurs [26]

Support	Température Max. [°C]	Chaleur spécifique [J/kg/K]	Conductivité thermique [W/m/K]	Coût
Huile minérale	300	2600	0.12	+
Huile synthétique	400	2300	0.11	-
Huile de silicone	400	2100	0.1	-
Sel de nitrure	450	1500	0.5	O
Sel de nitrate	565	1600	0.5	+
Sel de carbonate	850	1800	2.0	-
Sodium (Liquide)	850	1300	71.0	O

*: + faible; O modérée; - élevée.

Presque toutes les centrales cylindro-paraboliques utilisent de l'huile thermique synthétique comme fluide caloporteur. L'huile minérale a été utilisée dans les premières centrales commercialisées au début des années 1980. Actuellement, des efforts sont faits pour utiliser des sels fondus comme fluides caloporteurs. Cependant, l'huile thermique synthétique est encore le fluide caloporteur standard.

Huile thermique synthétique

Huile thermique synthétique (ou simplement "huile thermique") est un mélange eutectique de bi-phényle / oxyde de diphenyle. Elle a plus de 25 ans d'utilisation comme fluide caloporteur dans les centrales cylindro-paraboliques. Il a été prouvé que la technologie est fiable, ce qui est également un argument important pour les investisseurs et les opérateurs pour l'utiliser.

L'huile thermique synthétique répond très bien aux exigences mentionnées. Elle est liquide jusqu'à 12 °C, ce qui signifie que la protection contre le gel est assez facile même inutile. Elle a une capacité thermique spécifique élevée et elle peut être acquise en grandes quantités.

Cependant, il a aussi quelques inconvénients et limitations:

- La température de fonctionnement maximale est d'environ 400 °C. Au-delà de cette température, le craquage thermique se produit, ce qui détruit l'huile

thermique. Elle résiste à des températures plus élevées que l'huile minérale. Cependant, la température de la vapeur vive obtenue est limitée à environ 370 °C, ce qui limite l'efficacité du bloc d'alimentation.

- L'huile thermique doit être remplacée périodiquement en raison du processus de vieillissement (c'est à dire les changements de structure chimique sur de plus longues périodes de temps).
- L'huile thermique est assez chère. Environ 5% des coûts d'investissement pour les centrales AndaSol doivent être accordés au fluide caloporteur [11].
- Les coûts élevés et aussi les pressions de vapeur élevées aux températures de fonctionnement empêchent que l'huile thermique soit utilisée comme support de stockage.
- L'huile thermique est moins écologique que d'autres supports possibles. Les fuites ne sont pas seulement un problème pour le fonctionnement de l'usine, mais aussi pour l'environnement.

L'huile minérale

L'huile minérale a été utilisée dans la première usine SEGS, qui été opérationnelle en 1985. Elle a l'avantage et la possibilité d'être utilisée dans un système de stockage direct, c'est à dire un système de stockage qui utilise le fluide caloporteur directement comme support de stockage, car l'huile minérale peut être utilisée comme support de stockage thermique. Toutefois, le principal inconvénient de l'huile minérale, qui a motivé sa substitution par de l'huile thermique, est sa limite de température de fonctionnement. A des températures supérieures à 300 ° C, elle devient instable.

Sels fondus

Aujourd'hui, l'utilisation de sels fondus comme fluide caloporteur est toujours sujet de recherche. Le pionnier dans ce domaine est la société italienne Archimede Solar Energy (ASE). Le mélange de sel fondu utilisé est le mélange eutectique de 60% de $NaNO_3$ et de 40% de KNO_3 [13].

L'avantage le plus important de ces sels fondus comme fluides caloporteurs est que la température de sortie du champ solaire peut être augmentée jusqu'à 450 à 550 °C, ce qui permet un rendement du cycle Rankine plus élevée que dans les systèmes de l'huile thermique [13].

L'utilisation du sel fondu comme fluide caloporteur permet également l'intégration d'un stockage direct dans les centrales, le sel fondu est déjà utilisé dans les centrales cylindro-parabolique (avec l'huile thermique comme fluide caloporteur) comme support de stockage. En outre, et de façon indépendante sur le support de stockage, les températures de fonctionnement élevées des systèmes avec sel fondu comme fluide caloporteur permettent la réduction de la taille du stockage pour une capacité donnée, à cause du niveau de température élevée du stockage déjà chargé [13].

Les sels fondus sont moins chers que l'huile thermique. Ils sont utilisés comme engrais en agriculture et sont disponibles en grandes quantités. En outre, ils sont respectueux de l'environnement. Ils sont non-toxiques et aussi ininflammables [13].

Un important inconvénient des sels fondus est le point de congélation élevé, qui est compris entre 120 et 220 °C pour les sels fondus "binary43" et "ternary44" [13]. Cela signifie que des stratégies doivent être développées pour éviter le gel des sels fondus. Différentes solutions sont envisageables: le système de tuyauterie peut être chauffé, ou le fluide caloporteur pourrait être stocké dans un réservoir suffisamment isolé pendant la nuit [13].

La température plus élevée et des caractéristiques plus agressives du sel peut également nécessiter que les matériaux de qualité supérieure et plus coûteux doivent être utilisés.

II.6 Caractéristique du collecteur étudié

La réalisation d'un collecteur cylindro-parabolique est un élément déterminant de la réussite d'une conversion thermo solaire ; il résulte d'est un processus très précis, où toutes les composantes doivent être étudiées avec une très grande précision allant du tube absorbeur jusqu'à la structure porteuse.

Le collecteur envisagé ici présente les caractéristiques suivantes:

Table II.2: Caractéristiques apparentes du collecteur étudié

Longueur du collecteur (m)	10*
Ouverture du collecteur avant découpage (m)	2*
Angle de jante initiale (°)	80

*: Ces valeurs sont données par le travail de mon collègue Mr. Saidoun

Pour y calculer les paramètres géométriques on utilise deux équations (II.2) et l'équation suivante [3]:

$$\tan \phi_R = \frac{\frac{W}{f}}{2 - \frac{1}{8} \left(\frac{W}{f}\right)^2} \quad (\text{II.9})$$

$$\cos \phi_R = \frac{2f}{\sqrt{(2W)^2 + (d-f)^2}} - 1 \quad (\text{II.2})$$

Les deux équations (II.2) et (II.9) donnent deux équations du deuxième degré avec deux inconnues, la distance focale f et la profondeur du collecteur d :

$$\frac{2 \tan \phi_R}{W} f^2 - f - \frac{W \tan \phi_R}{8} = 0 \quad (\text{II.10})$$

$$(\cos \phi_R + 1)^2 d^2 - 2f(\cos \phi_R + 1)^2 d - \left\{ (\cos \phi_R + 1)^2 \left((0.5W)^2 + f^2 \right) - 4f^2 \right\} = 0 \quad (\text{II.11})$$

La résolution de l'équation (II.10) donne la valeur de la distance focale et la résolution de l'équation (II.11) donne la valeur de la profondeur du collecteur:

Tableau II.3: Caractéristiques géométriques réelles du collecteur étudié

Symb.	Désignation	Unité	Valeur
W	Ouverture du collecteur après découpage	m	1.7*
f	Distance focale	m	0.596
d	Profondeur du collecteur	m	0.418
f	Distance focale corrigé	m	0.60
d	Profondeur du collecteur corrigé	m	0.42
ϕ_R	Angle de jante corrigé	°	79.6
d_{tube}	Diamètre du tube absorbeur	mm	25*

*: Résultat donné par le travail de mon collègue Mr. Saidoun

II.7 Conclusion

Pour que ce collecteur soit efficace, il doit être muni d'un système de poursuite ; une structure modulaire adéquate est prévue pour résister aux différentes forces. Un arrangement optimisant la surface du parc solaire sera recherché. Ceci est impératif pour un fonctionnement d'une centrale cylindro-parabolique qui garantisse des performances économiquement acceptables. Le dispositif de montage mécanique, et la solution envisagée pour le parc solaire feront l'objet du chapitre suivant.

Chapitre 3:

Système de

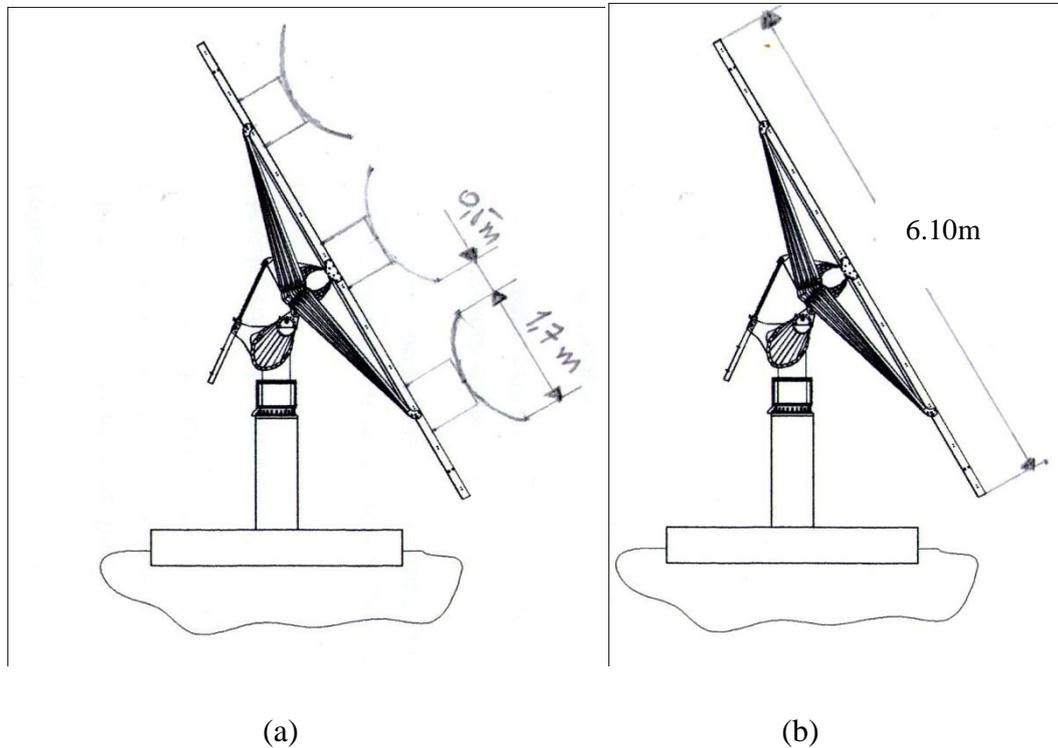
poursuite et analyse

de la structure

modulaire

III.1 Introduction:

Dans ce chapitre nous allons étudier la structure modulaire qui porte les collecteurs et les fait pivoter pour avoir une incidence verticale des rayons du soleil. De plus nous étudierons l'effet de l'ombre sur les structures modulaires afin de réduire la surface totale nécessaire à l'implantation du système de collecte.



**Figure III.1: Schéma de la structure modulaire (a) avec les collecteurs assemblés;
(b) sans les collecteurs**

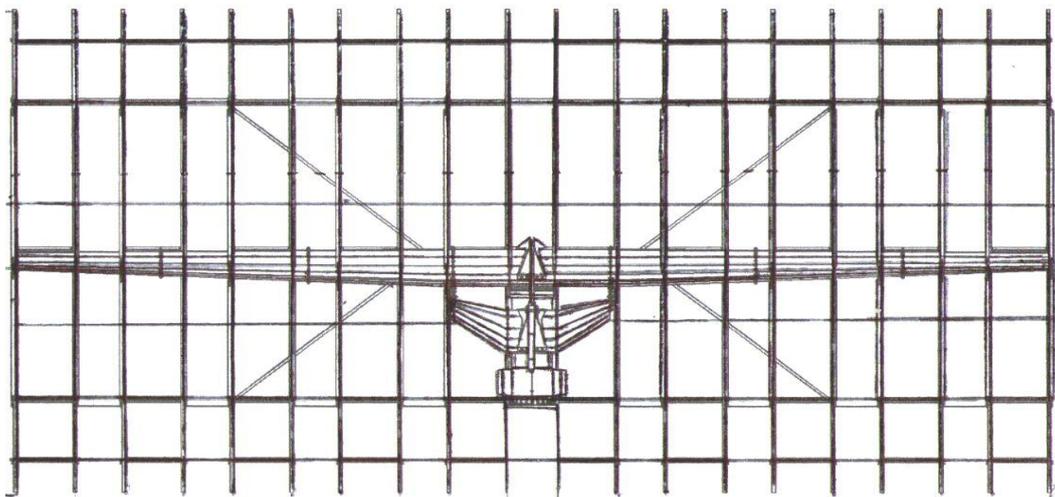


Figure III.2: Vue de face de la structure modulaire

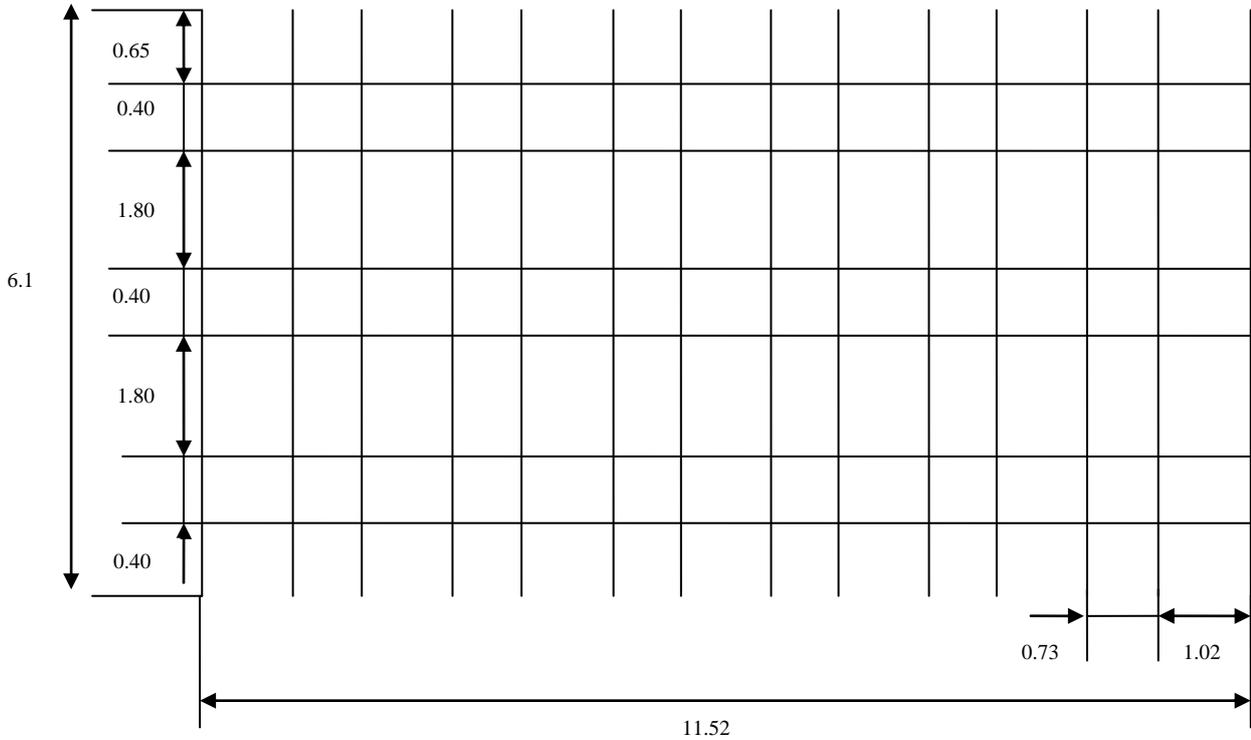


Figure III.3: Schéma montrant les dimensions de l'armature métallique (les côtes sont en mètres)

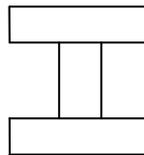


Figure III.4: Schéma décrivant le profil des barres métalliques (IPN)

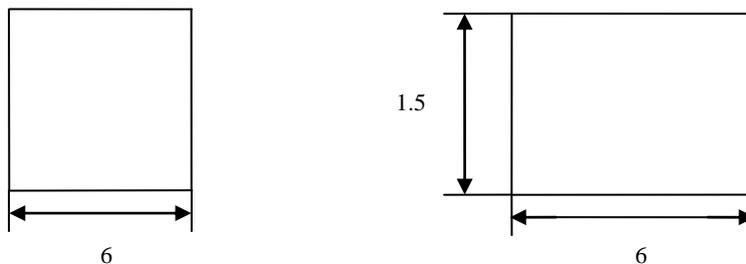


Figure III.5: Schéma du bâti

Les trois collecteurs se positionneront sur un plan fait d'une structure métallique ; ce dernier suit le soleil de façon continue. Pour notre cas nous allons exploiter le

"Mechatron D170 evolution" ; cette compagnie propose les meilleures gammes de système de poursuite solaire. Dans les systèmes de poursuite à deux axes on y trouve le "D170 evolution" (figure III.6). La structure métallique du "D170e" est supportée par une colonne avec à son bout le mécanisme de poursuite est-ouest [24].

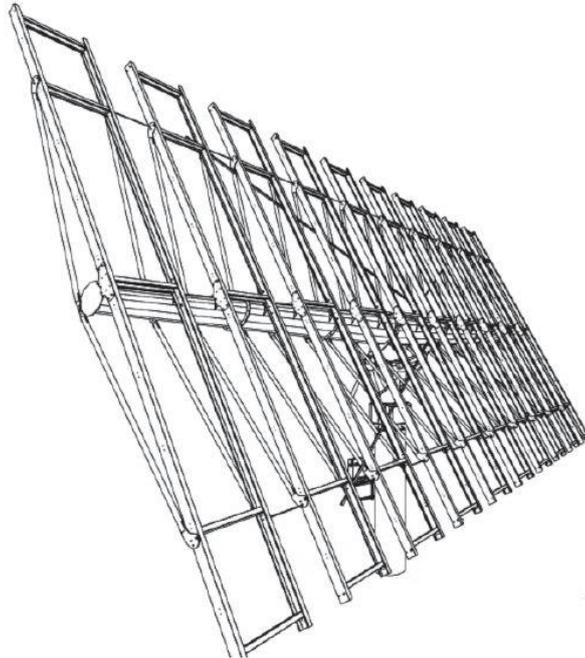


Figure III.6: Mechatron "D170 evolution"

III.2 Etude de résistance de matériaux

La colonne pour les "Mechatron D170" est un tube en acier. Pour adopter ce système on doit d'abord étudier la résistance à la déformation et au flambement de ce dernier aux différentes charges appliquées :

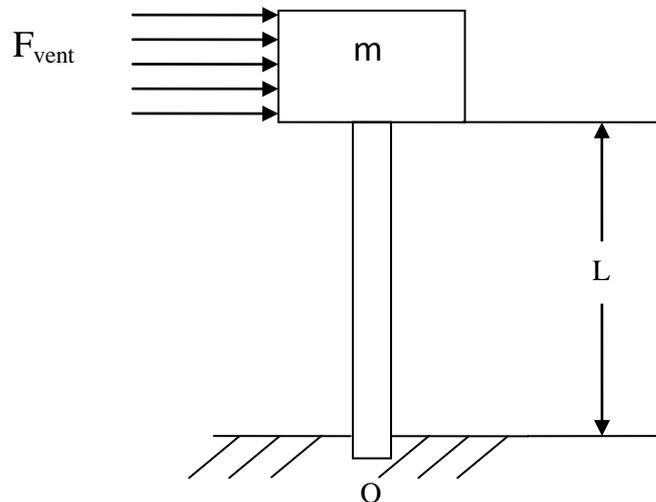


Figure III.7: Schéma simplifié de la structure modulaire

Pour étudier la résistance aux charges on doit d'abord procéder à une étude d'équilibre des forces et des moments. Nous étudierons le cas critique où les collecteurs sont dans la position verticale, et le vent y est perpendiculaire:

L'équilibre des forces par rapport aux trois axes:

$$\sum \vec{F} = \vec{0} \quad (\text{III.1})$$

$$\vec{R}_V + \vec{R}_H + \vec{F}_{vent} + \vec{P} = \vec{0} \quad (\text{III.2})$$

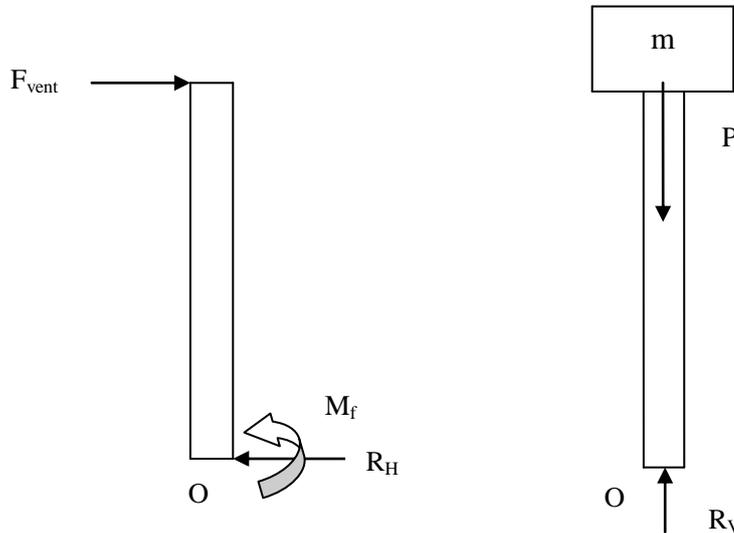


Figure III.8: Diagramme libre de la structure modulaire (à gauche: les forces agissant suivant l'axe Ox; à droite: les forces agissant suivant l'axe Oz)

Suivant l'axe Ox:

$$\sum F_{/x} = 0 \Rightarrow -R_H + F_{vent} = 0$$

D'où: $R_H = F_{vent} \quad (\text{III.3})$

Suivant l'axe Oz:

$$\sum F_{/z} = 0 \Rightarrow -R_V + P = 0$$

On déduit que: $R_V = P = mg \quad (\text{III.4})$

L'équilibre des moments par rapport au point O:

$$\sum M_{/O} = 0 \quad (\text{III.5})$$

$$M - F_{vent} \cdot L = 0$$

$$M = F_{vent} \cdot L \quad (\text{III.6})$$

Avec:

- m : La masse de la structure métallique avec les 3 collecteurs, (kg);

- g : Accélération de la pesanteur, (m/s²);
- F_{vent} : Composante de la force de vent qui agit sur le panneau, (N);
- R_V : Réaction verticale, (N);
- R_H : Réaction horizontale, (N);
- P : Le poids de toutes les composantes qui se trouvent en haut de la colonne, (N);
- M : Moment généré par la force du vent, (N.m).

III.2.1 Etude de flexion de la poutre:

Moment fléchissant:

Pour $0 \leq z \leq L$:
$$M_f = -F_{vent} \cdot (L - z) \quad (III.7)$$

Le diagramme du moment fléchissant est représenté dans le schéma ci-dessous:

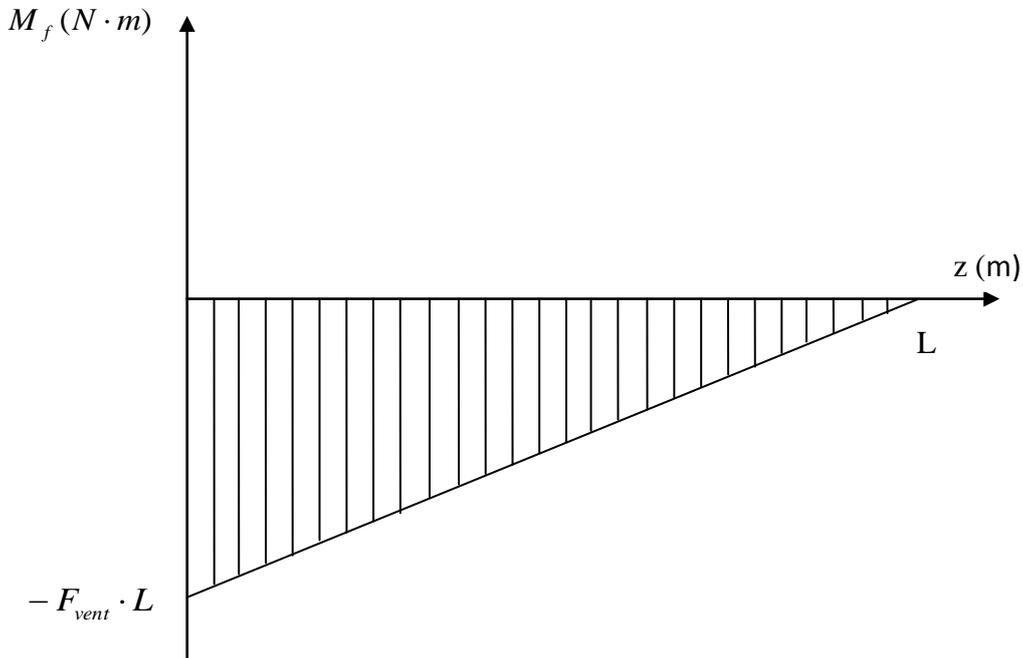


Figure III.9: Diagramme du moment fléchissant

Le moment fléchissant maximum est atteint pour $z = 0$:

$$|M_{f \max}| = F_{vent} \cdot L \quad (III.8)$$

La contrainte maximale doit être inférieure à la contrainte élastique du matériau:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_e \quad (III.9)$$

La contrainte élastique est calculée par la formule suivante:

$$\sigma_e = \frac{\sigma_{adm}}{K_s} \quad (III.10)$$

$$\sigma_{max} = \frac{P}{S} + \frac{M_{f\ max} y_{max}}{I_z} \leq \frac{\sigma_{adm}}{K_s} \quad (III.11)$$

Avec:

- σ_{max} : La contrainte maximale en flexion, (Pa);
- $M_{f\ max}$: Le moment maximal en flexion, (N.m);
- I_z : Le moment d'inertie, (m⁴);
- σ_{adm} La contrainte limite de l'Acier S235, qu'est égale à 235 MPa;
- K_s : Le coefficient de sécurité est pris égal à 2.5 pour des charges inconnues appliquées sur la structure;
- P : Poids de la structure métallique avec les 3 collecteurs, (N);
- S : Surface de la colonne en acier;
- y_{max} : Distance du centre d'inertie aux fibres les plus éloignées (m).

$$y_{max} = \frac{D_0}{2} \quad (III.12)$$

$$I_z = \pi e R_0^3 \quad (III.13)$$

- D_0 : Diamètre du tube en acier, (m);
- R_0 : Rayon du tube en acier, (m);
- e : Epaisseur du tube en acier, (m).

$$F_{vent} = \frac{1}{2} \rho_{air} S_{col} V_{vent}^2 \quad (III.14)$$

- ρ_{air} : La masse volumique de l'air, (kg/m³);
- S_{col} : La surface des trois collecteurs, (m);

- V_{vent} : La vitesse de vent qu'est estimée à 140 km/h = 38.8889 m/s.

Ce qui donne:
$$F_{vent} = \frac{1}{2} \cdot 1.293 \cdot (17 \times 3) \cdot (38.89)^2$$

$$F_{vent} = 49864N$$

Pour calculer le poids de la structure, on doit d'abord trouver la masse de chaque collecteur et la masse de la structure métallique:

Poids du collecteur:

Comme notre structure métallique est plane, la structure porteuse du collecteur doit l'être aussi pour un assemblage facile. Il est aussi impératif d'utiliser un collecteur similaire au collecteur de la société Eurotrough, car la méthode d'évaluation de la structure porteuse est purement expérimentale et les matériaux traités utilisés pour chaque composant est un secret technologique. Le choix le plus judicieux est l'utilisation dans notre étude d'un collecteur industriel; ce dernier doit avoir une planéité (Figure III.11) avec la l'armature métallique de la structure modulaire:

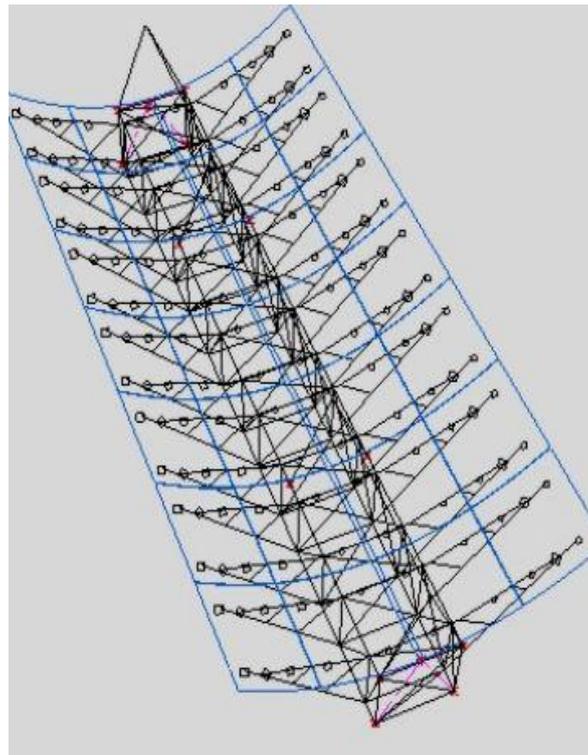


Figure III.10: Structure du collecteur étudié avec Autocad

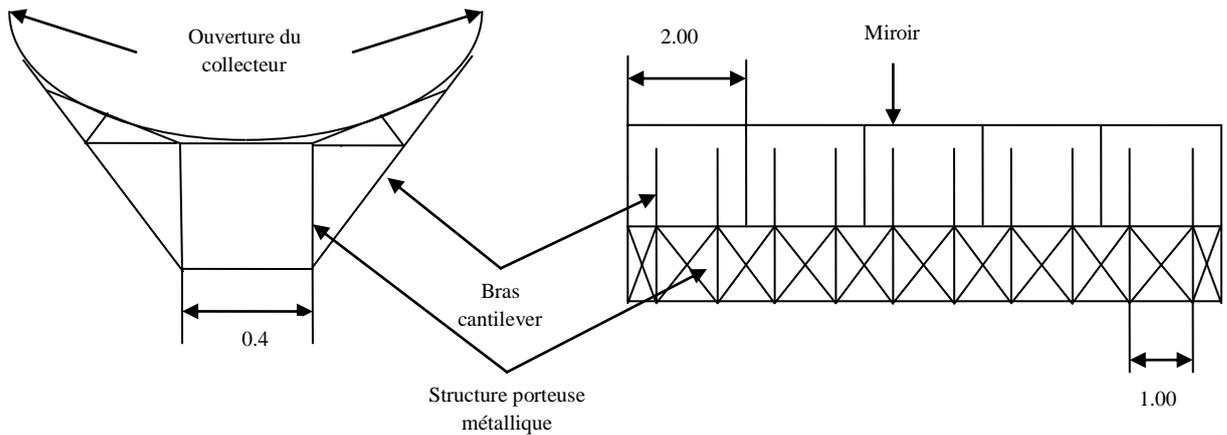


Figure III.11: Vue de côté et de face de la structure porteuse (côtes en mètres)

Le tableau ci-dessous donne la masse des composants utilisé par la société Eurotrough [15]:

Tableau III.1: Masse de chaque composant du collecteur étudié

Composant	Unité	Masse
Masse spécifique du miroir	kg/m ²	10.67
Facette de miroir de 2 m ²	kg	21.33
Facette de miroir de 3 m ²	kg	32
Tube absorbeur + fluide thermique par unité de longueur	kg/m	5.214
Paire de bras cantilever en acier, par unité de longueur	kg/m	5.486
1 Support du tube absorbeur	kg	37.7
Poids spécifique de la structure en acier	kg/m ²	19.09

Notre structure présente les caractéristiques énumérées dans le tableau suivant:

Tableau III.2: Masse du collecteur étudié

Composant	Unité	Masse
10 facette de miroir avec (longueur 2 m et de largeur 0.85 m)	kg	181.4
Tube absorbeur + fluide thermique (longueur 10 m)	kg	52.14
10 paires de bras cantilever de 1.7 de largeur	kg	93.262
1 support de tube absorbeur	kg	37.7
Structure en acier	kg	254.5
Masse totale du collecteur	kg	619
Masse des 3 collecteurs	kg	1875

Pour le poids de la structure métallique, celle de la compagnie Mechatron a une masse spécifique de 31.1 kg/m^3 [20], notre structure métallique a une surface de 11.5×6.1 , c.à.d. 70.15 m^2 . D'où la masse de la structure métallique 2180 kg .

$$P = mg = (2182 + 1875) \cdot 9.81$$

$$P = 39800N$$

En utilisant l'équation (III.8):

$$M_{f \max} = 74796N \cdot m$$

De l'équation (III.11) on tire:

$$\frac{39800}{2\pi(1.5 \times 10^{-2})R_0} + \frac{74796R_0}{\pi(1.5 \times 10^{-2})R_0^3} \leq \frac{235 \times 10^6}{2.5}$$

Par itération, on trouve que le diamètre nécessaire est égal à:

$$D_0 = 27cm$$

Un tube de diamètre de 27 cm et d'épaisseur de 1.5 cm est nécessaire pour résister aux contraintes appliquées sur ce dernier.

III.2.2 Etude de flèche pour la poutre:

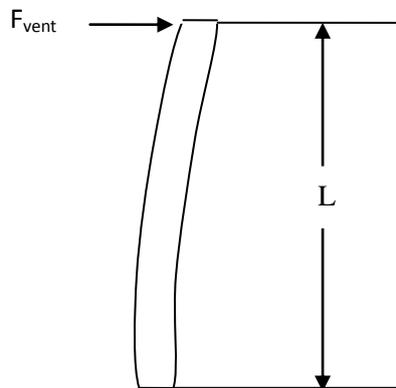


Figure III.12: Schéma équivalent à l'étude de la flèche d'une poutre verticale encastrée à sa base

Avec :

- F_{vent} : La force résultante à l'extrémité de la poutre qui est égale à la force du vent appliquée à notre structure.

On a la flèche du théorème de Castigliano:

$$f = \frac{\delta W}{\delta F_t} \quad (III.15)$$

Avec:

$$W = \int_0^L \frac{M(x)^2}{2EI_z} dx \quad (III.16)$$

L'équation (III.16) nous donne:

$$f_{max} = \frac{F_{vent} L^3}{3EI_z} \quad (III.17)$$

La flèche maximale doit être inférieure à la valeur de la flèche admissible:

$$f_{max} \leq f_{adm} \quad (III.18)$$

Avec : $f_{adm} = 2mm/m$ [27] (norme EUROCODE), on a $L = 1.5$ m donc:

$$f_{adm} = 3mm \quad (III.19)$$

De l'équation (III.17), (III.18), et (III.19), on déduit:

$$\frac{F_{vent} L^3}{3EI_z} \leq f_{adm} \Rightarrow \frac{F_{vent} L^3}{3E\pi e R_0^3} \leq f_{adm}$$

$$R_0 \geq \sqrt[3]{\frac{F_{vent} L^3}{3E\pi e f_{adm}}}$$

- E: Module de Young pour l'acier de construction égal à 210 GPa.

Après calcul, on trouve que le diamètre nécessaire est:

$$D_0 \geq 22.2cm$$

Ceci montre qu'un tube cylindrique de diamètre 27 cm et d'épaisseur 1.5 cm, soumis à la flexion, à la traction, à la flèche, et à une vitesse de vent de 140 km/h.

III.2.3 Etude de flambage de la poutre

Lorsque les charges sur les pièces élancées ou les pièces à voile mince soumises aux charges comprimées sont importantes, les pièces comprimées commencent à perdre l'équilibre, se déformant entièrement ou partiellement par flambement. Ces pièces ne peuvent donc plus être utilisées. Cette limite des charges se traduit par une contrainte critique σ_c ou une charge critique F_c .

Notre cas de figure est représenté dans la figure ci-dessous:

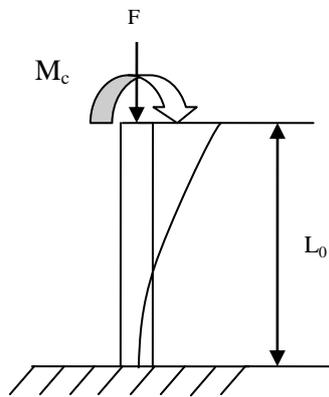


Figure III.13: Schéma équivalent pour l'étude de flambement

D'après [44], la résistance au flambement des pièces élancées verticales comprimées et fléchies:

$$\sigma_{\max} = k_1 \sigma + k_f \sigma_f \leq \sigma_e \quad (\text{III.20})$$

Avec:

- σ : Contrainte due à la compression pure, (MPa);
- σ_f : Contrainte due à la flexion pure, (MPa);
- k_1 : Coefficient de flambement en compression simple;
- k_f : Coefficient de flambement en flexion comprimée.

$$k_1 = \frac{\mu' - 1}{\mu' - 1.3} \quad (\text{III.21})$$

$$k_f = \frac{\mu' + 0.25}{\mu' - 1.3} \quad (\text{III.22})$$

- μ' : Coefficient d'éloignement d'état critique;

$$\mu' = \frac{\sigma_c}{\sigma} \quad (\text{III.23})$$

- σ_c : Contrainte critique de flambement, (MPa);

$$\sigma_c = \frac{F_c}{S} \quad (\text{III.24})$$

- F_c : Charge critique de flambement, (N);

$$F_c = \frac{\pi^2 EI_z}{L_c^2} \quad (\text{III.25})$$

- L_c : Longueur critique de flambement, (m);

$$L_c = 2L_0 \quad (\text{III.26})$$

- M_c : Moment critique de flambement, (N.m).

Critères d'élançement

L'élançement:
$$\lambda_z = \frac{L_c}{i_z} \quad (\text{III.27})$$

- i_z : Rayon de giration, (m).

$$i_z = \sqrt{\frac{I_z}{S}} \quad (\text{III.28})$$

L'élançement dit Eulérien pour l'acier S235 est [27]:

$$\lambda_1 = 93.9$$

Après calcul à partir de (III.27) et (III.28) on a:

$$\lambda_z = 31.43$$

D'où: $\lambda_z < \lambda_1$

Donc le flambement n'est pas à craindre et le système survient pour des valeurs de la contrainte inférieure à la limite élastique.

En utilisant les équations (III.8), (III.10), (III.13), et de (III.20) à (III.26), on trouve une contrainte maximale de:

$$\sigma_{\max} = 90.75 \text{ MPa}$$

$$90.75 < \frac{235}{2.5} = 94$$

D'où: $\sigma_{\max} < \sigma_e$

De notre étude ont déduit qu'un tube de 27 cm de diamètre et 1.5 d'épaisseur résiste aux contraintes générées (à la déformation et au flambement).

III.3 Armature métallique

La construction est de haute qualité dans le respect des normes Eurocode 1 et 3 du cahier des charges "boucliers" (Shields) [18] ; le traqueur solaire résiste à toutes les conditions météorologiques, tandis que le cadre spécialement conçu (le plan mobile) donne une tenue et une rigidité suffisantes à la structure. En même temps, un système hydraulique sophistiqué absorbe les pressions et assure une endurance maximale avec pratiquement aucun entretien. En outre, toutes les parties du châssis métallique sont galvanisées à chaud pour une résistance maximale à la corrosion tout au long du cycle de vie des machines [18].

La partie métallique du Mechatron D170e a été conçue et sa force a été estimée selon les spécifications de l'Eurocode 3 (EC3/1993).

Dans le cas où pour une raison quelconque, le cadre reste en position verticale, le système résiste à une exposition de combinaison de forces extrêmes (tempête en

référence vitesse du vent 135 km / h, neige, etc) tout comme une maison, un entrepôt ou un énorme panneau routier (Eurocode 1) [18].

Le cadre est conçu de manière à minimiser les mouvements de balancement. Ainsi, lors de vents extrêmes, la surface du cadre reste en position horizontale pour éviter les vibrations transversales et en torsion [18]. Les vibrations de ce genre sont fréquentes pour les cadres plats et produisent des charges de fatigue.

Analogie entre une structure métallique portant des panneaux photovoltaïques PV et une autre structure portant des collecteurs solaires

L'armature métallique supporte des panneaux photovoltaïques où toute la surface des panneaux de (11.5 m² x 6.1 m²) est soumise au vent; mais dans notre cas, la structure porte trois collecteurs entre lesquels existe un vide ; la charge du vent s'applique uniquement sur trois surfaces de (10 x 1.7 m²); le remplacement des panneaux photovoltaïques par trois collecteurs cylindro-paraboliques n'affectera pas la solidité de l'armature métallique car la surface soumise au vent est moindre.

En outre, en cas de résonance, les vibrations peuvent également conduire à la destruction du mécanisme de mouvement ou même à l'effondrement de l'ensemble du bâti.

Le système de poursuite est constitué d'unités centrales hydrauliques industrielles standards et des cylindres. Le mouvement hydraulique conduit à la robustesse du système et à la capacité de surcharge, au-delà de toute solution alternative [19].

III.4 Système de poursuite

Notre système de poursuite solaire est un dispositif à deux axes destiné à être actionné en continu de telle sorte que l'angle de rayon du soleil reste toujours perpendiculaire à l'orientation du capteur. En suivant le soleil, l'efficacité du collecteur est augmentée par rapport à la conception du support fixe.

Le mouvement de la structure supportant les collecteurs est assuré par deux rotations, la première autour d'un axe vertical, généralement appelé azimut, et la seconde autour d'un axe horizontal, généralement appelée élévation.

III.4.1 Mécanisme de poursuite

III.4.1.1 Mouvement Azimutal

Le mouvement en azimut est assuré par l'intermédiaire d'un moteur réducteur qui transmet la rotation à l'armature métallique à travers un système d'engrenages, représenté sur la figure (III.14).

Le moteur fait tourner un des satellites (l'entrée), le mouvement est ensuite transmis à tout le système d'engrenages, l'arbre (sortie) liant l'armature métallique et le système d'engrenages est monté par serrage sur la couronne interne de ce dernier. Par ce système nous obtiendrons le mouvement azimutal pour notre structure.

Les avantages de ce mécanisme est un encombrement faible, et un rapport de transmission élevé.

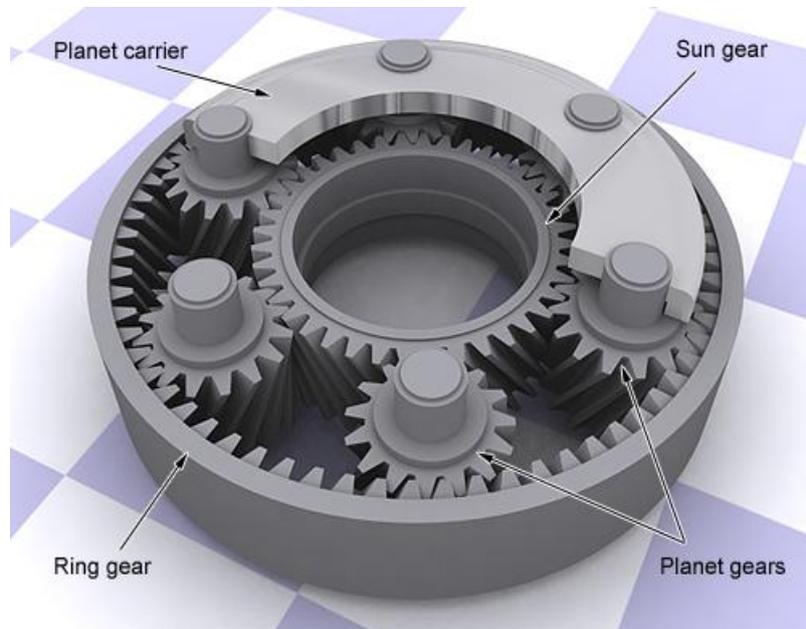


Figure III.14: Système d'engrenages qui transmet le mouvement azimutal à la structure

Le système de la figure III.14 est situé en bout de la colonne (figure III.15)

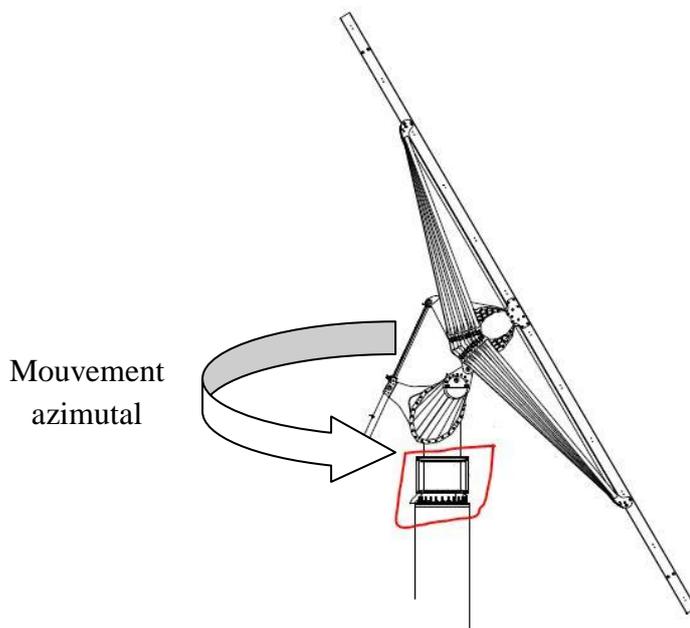


Figure III.15: Emplacement du mécanisme de mouvement azimutal

III.4.1.2 Mouvement d'élévation

Le mouvement d'élévation est assuré par un piston hydraulique (figure III.16.a) .Ce dernier est lié à l'armature métallique par un grappin (figure III.17.a et figure III.17.b) ; lorsque le piston est totalement comprimé, la structure est dans la position verticale (figure III.16.b) ; lorsqu' il se contracte il donne un mouvement de rotation à l'armature métallique qui suit l'élévation du soleil.

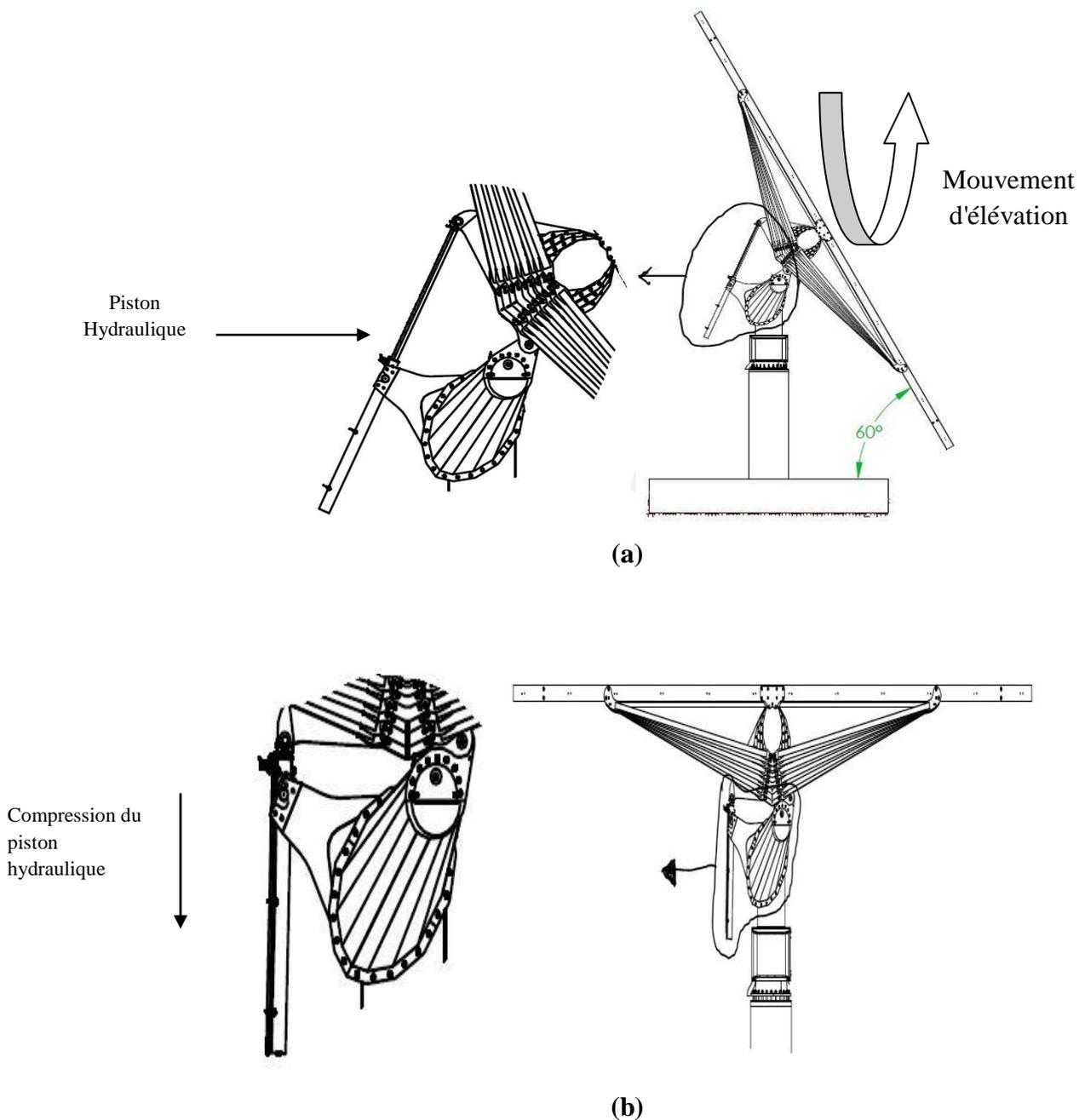


Figure III.16: Mécanisme du mouvement d'élévation ((a) la hauteur de la structure est à son maximum; (b) la structure est dans la position horizontale)

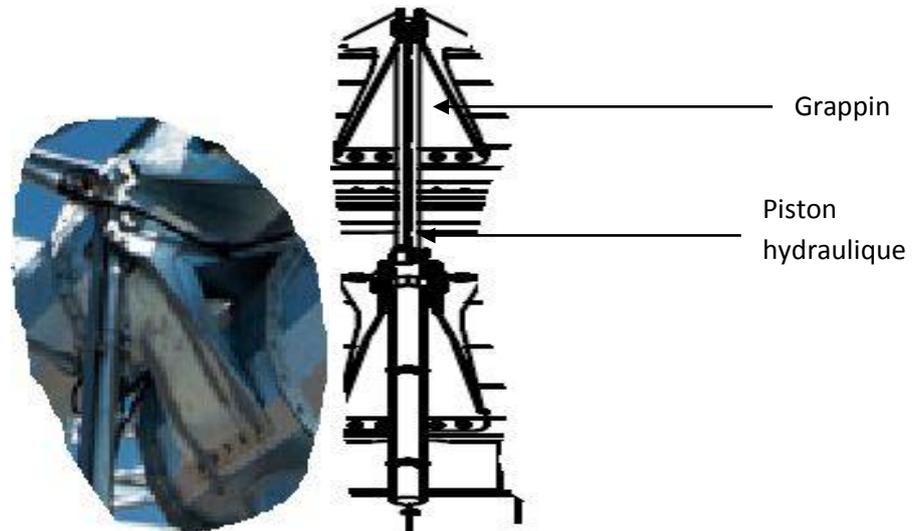


Figure III.17: Grappin liant le piston à la structure

III.4.2 Précision du suivi solaire

Pour atteindre une grande précision de poursuite solaire, le contrôleur du système permet de résoudre l'algorithme astronomique qui décrit la position relative de la terre par rapport au soleil pour le point courant dans le temps, la date et la position géographique.

Par la suite, il calcule la position réelle du système par des codeurs numériques incorporés et ensuite, en activant les valves hydrauliques appropriées, le système se déplace jusqu'à ce que l'erreur de position soit éliminée et la surface du panneau est en position verticale vers le soleil.

L'utilisation de l'algorithme astronomique pour l'orientation du système élimine les problèmes de mouvements inutiles qui accompagnent généralement les systèmes utilisant des capteurs de lumière. En outre, elle contribue considérablement à l'absorption maximale du rayonnement solaire ; les collecteurs peuvent être placés verticalement aux rayons solaires, même s'il n'y a pas de nébulosité, profitant ainsi du rayonnement infrarouge [19].

La précision du calcul de la position du soleil est élevée, l'erreur commise est de $0,75^\circ$ est enregistré, et la fréquence de correction d'erreur de position peut être choisie par le client. Si la position du système est corrigée à une fréquence de 15 minutes, l'angle entre le rayon incident et la surface de l'armature métallique varie dans la plage de $87^\circ \sim 93^\circ$ [19].

III.5 Avantage de cette structure modulaire:

Conception Innovante

- Cadre robuste offrant un balancement nul.
- Les calculs de résistance selon les normes Eurocode 1,3.
- Le système de mouvement hydraulique fournit la fiabilité, l'endurance, sans aucune maintenance, assurant un fonctionnement infaillible.
- Immersion à chaud des pièces en métal galvanisé, garantie une protection contre la corrosion.
- Système intégré de protection contre la foudre.
- Précision de l'observation du Soleil en utilisant des algorithmes astronomiques.
- Poursuite solaire totale du collecteur avec un coût faible.
- Le design a été certifié par le groupe international de certification DQS [18].

Retour sur l'investissement

- Augmentation du rendement de la centrale.
- Réduire le coût des équipements de la structure modulaire.
- Économie d'échelle sur les matériaux et le travail sur site en raison du faible nombre de pièces par installation.
- Moins de travaux sur le site en raison d'un degré élevé de standardisation et de pré-assemblage des équipements.

III.6 Champ solaire

Le champ solaire est l'ensemble des capteurs d'une centrale électrique et leur disposition sur le sol de cette dernière. Dans cette section, nous allons décrire l'orientation, la structure et la taille du champ solaire de centrales électriques cylindro-paraboliques.

III.6.1 Orientation du champ solaire

Théoriquement, les réflecteurs paraboliques d'une centrale solaire CPC peuvent avoir n'importe quelle orientation. Il est toujours possible de suivre le soleil. Cependant, il y a une orientation préférentielle qui est l'alignement nord-sud avec le suivi est-ouest respectivement. L'alignement est-ouest avec le suivi nord-sud respective a été appliqué à titre expérimental seulement. Pour notre système comme vu dans la section précédente, l'orientation du champ sera nord-sud est le suivi du soleil se fera suivant deux axes.

En fonction de la latitude à laquelle la centrale électrique est installée, des orientations différentes ont des effets différents sur le rendement énergétique de l'installation

d'alimentation. Pour les emplacements "Sun Belt", soit à des latitudes inférieures à 40° et, en général, pas trop près de l'équateur (pas en dessous de 15°), ce qui suit s'applique:

L'alignement Nord-Sud et la poursuite suivant deux axes présentent les avantages et les inconvénients suivants:

- La performance du collecteur au cours de la journée est continue (la collection se fait sans interruption). En général, les pertes dues à l'élévation du soleil et l'angle horaire sont au minimum à midi solaire, alors que tôt le matin ou tard le soir, on y trouve les plus grandes pertes dues principalement au risque d'ombrage entre deux modules adjacents.
- En raison des différences d'angle d'incidence entre l'été et l'hiver, les différences de rendement énergétique saisonnier sont plus grandes. De plus, en hiver le temps de collection est considérablement réduit.

Le système de poursuite à deux axes ne présente pas les problèmes d'angle d'incidence ou de grosses pertes ; au contraire, il minimise au maximum les pertes et annule le problème d'incidence.

III.6.2 Positionnement du soleil

Pour aligner parfaitement et avec le plus grand gain possible les structures modulaires, on doit d'abord déterminer la position du soleil durant l'année. Les cas limites de la position du soleil sont le 22 Décembre où la déclinaison solaire est au minimum ($-23^\circ 27'$). A cette date l'élévation du soleil est la moins faible d'où le point où l'ombre a le plus grand effet et où l'angle horaire est petit. L'autre date extrême est le 22 Juin, lorsque les rayonnements solaires sont plus intenses, ce qui permet une capture des rayonnements solaire tôt le matin, où un angle horaire grand, donc une ombre conséquente. La position solaire du 22 Décembre déterminera la distance suivant l'axe nord-sud entre les structures modulaires, alors que la distance est-ouest entre modules est une distance de sécurité égale à 2 mètre.

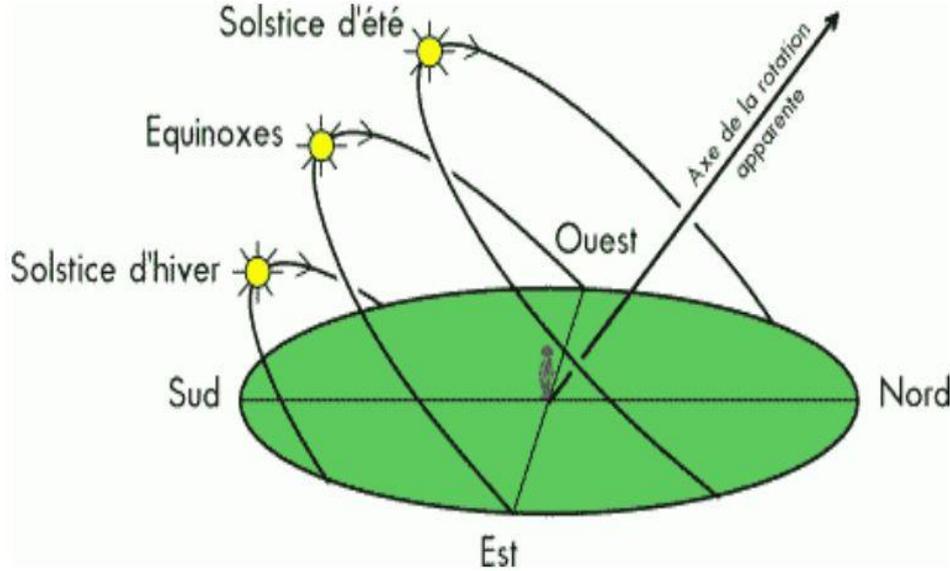


Figure III.18: Position du soleil durant l'année [28]

Pour trouver la position du soleil on utilise les équations du chapitre 1 :

La déclinaison solaire:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right) \quad (\text{III.29})$$

- Angle horaire du couchait de soleil:

$$\omega_B = \cos^{-1}(-\tan(f)\tan(\delta)) \quad (\text{III.30})$$

avec f étant la latitude, pour Hassi R'mel $f = 32.872^\circ$

- Angle horaire:

$$\omega = (TSV - 12) \times 15 \quad (\text{III.31})$$

- Angle d'élévation du soleil:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin(f)\sin(\delta) + \cos(f)\cos(\delta)\cos(\omega)) \quad (\text{III.32})$$

Tableau III.3: Données géométriques solaires pour le 22 Décembre et le 22 Juin

Journée	δ (°)	α à midi solaire (°)	ω_B (°)	ω (°)
22 Décembre	-23.45	33.68	73.72	147.44
22 Juin	23.45	80.58	106.28	212.56

III.6.3 Calcul de la longueur de l'ombre:

Dans ce paragraphe on tentera de trouver la juste distance qui doit séparer deux modules de collecteurs durant la journée. Il est donc nécessaire de calculer la longueur

de l'ombre pour chaque angle horaire ; ceci déterminera la distance nécessaire entre deux modules pour un angle horaire donné.

Ce problème revêt une grande importance car il détermine l'étendue de la surface occupé par le parc de collecteurs. Il sera examiné pour la saison d'hiver et celle de l'été. Le compromis entre la réduction de surface et celle d'énergie collectée en début de matinée et en fin de journée est au cœur de cette évaluation.

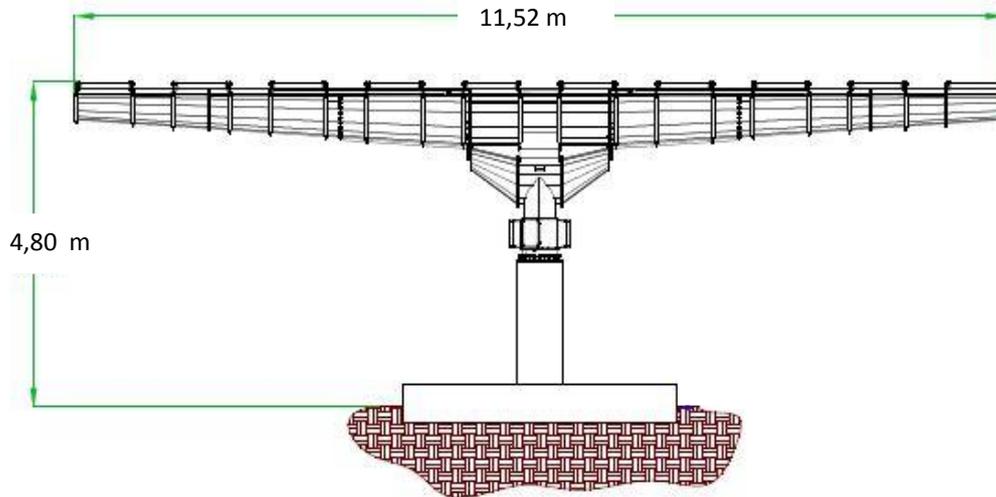


Figure III.19: Schéma de la structure modulaire dans la position verticale

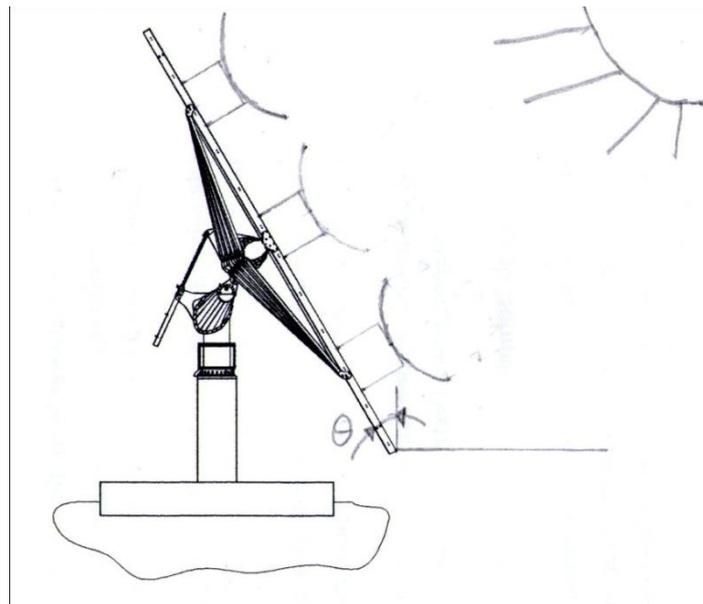


Figure III.20: Positionnement de la structure modulaire par rapport au soleil

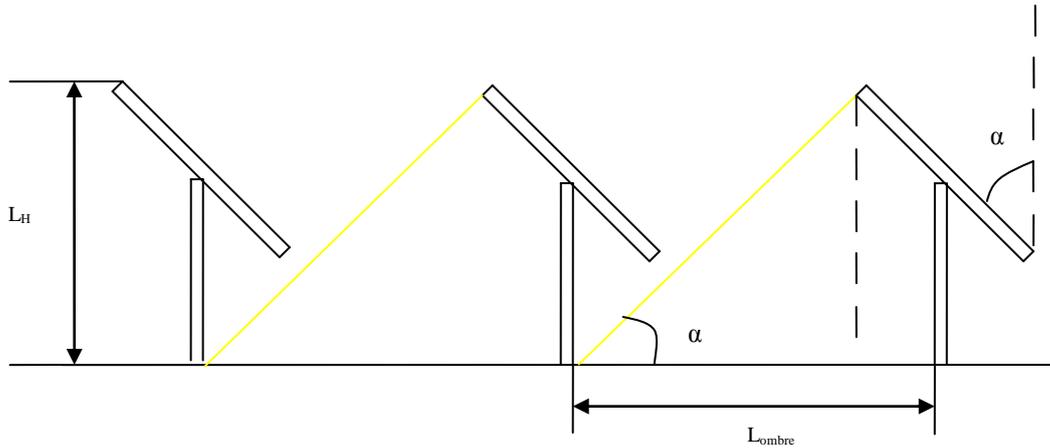


Figure III.21: Schéma montrant l'ombre projetée par le module

Pour calculer la longueur de l'ombre d'une rangée de modules, on doit d'abord trouver la distance entre le point le plus haut du collecteur et le sol, qui se calcul à partir de cette équation:

$$L_{tot} = L_H + \frac{L_{collecteur}}{2} \cos \alpha \quad (III.33)$$

$L_{collecteur}$: Longueur du collecteur égale à 6.1 m;

L_H : Hauteur du collecteur lorsque ce dernier est à la position verticale égale à 5m;

α : Angle d'élévation du soleil, en degrés.

La longueur de l'ombre est évaluée on utilisant cette équation:

$$L_{ombre} = L_{tot} * ctg(\alpha) + L_{collecteur} \sin \alpha \quad (III.34)$$

Ci-dessous est le tableau qui donne les informations sur la longueur de l'ombre et la distance Nord-Sud entre deux modules adjacents pour la journée du 22 Décembre, les valeurs sont obtenues à partir des équations (III.32), (III.33) et (III.34):

Tableau III.4: Données sur la position du soleil et la longueur de l'ombre pour le 22 décembre

Heure	Angle horaire (°)	Élévation α (°)	Hauteur de la structure modulaire (m)	La longueur de l'ombre (m)	Distance nord-sud nécessaire entre module (m)
09H00	-60	9.74	7.81	46.53	23.27
10H00	-45	19.20	7.68	24.06	17.02
11H00	-30	26.83	7.52	17.62	15.26
12H00	-15	31.89	7.39	15.10	14.58
13H00	0	33.68	7.34	14.40	14.40
14H00	15	31.89	7.39	15.10	14.58
15H00	30	26.83	7.52	17.62	15.62
16H00	45	19.20	7.68	24.06	17.02
17H00	60	9.74	7.81	46.53	23.27

Ci-dessous est le tableau qui donne les informations sur la longueur de l'ombre et la distance Nord-Sud entre deux modules adjacents pour la journée du 22 Décembre, les valeurs sont obtenues à partir des équations (III.32), (III.33) et (III.34):

Tableau III.5: Données sur la position du soleil et la longueur de l'ombre pour le 22 juin

Heure	Angle horaire (°)	Élévation α (°)	Hauteur de la structure modulaire (m)	La longueur de l'ombre (m)	Distance nord-sud nécessaire entre module (m)
09H00	-60	36.96	7.24	13.29	6.65
10H00	-45	49.54	6.78	10.43	7.37
11H00	-30	62.04	6.23	8.70	7.53
12H00	-15	73.79	5.65	7.50	7.24
13H00	0	80.58	5.30	6.90	6.90
14H00	15	73.79	5.65	7.50	7.24
15H00	30	62.04	6.23	8.70	7.53
16H00	45	49.54	6.78	10.43	7.37
17H00	60	36.96	7.24	13.29	6.65

III.6.4 Surface nécessaire du parc collecteur:

Dans ce paragraphe on s'intéressera à la surface requise par les modules et la surface totale du parc de collecteurs, (voir le paragraphe de Mr. Saidoun) ; chaque collecteur produit 8.5 kW et nous avons besoin de 25 MW électrique. Comme la surface requise pour chaque module est (12.38 m x 13.5 m); la distance de 14.58 m est déterminée par le tableau (III.4) ; la valeur de 13.5 est fixée par la nécessité de la maintenance où 2 m sont requises entre les deux extrémités de l'armature métallique:

Tableau III.6: Données de superficie du parc collecteur

Paramètre	Unité	Valeur
Energie produite par un collecteur	kW	8.5
Energie produite par un module	kW	25.5
Energie électrique nécessaire à produire	MW	25
Rendement de conversion thermo électrique	-	0.30
Energie thermique nécessaire à produire	MW	83.33
Nombre de collecteurs nécessaires	-	9804
Nombre de modules nécessaires	-	3268
Surface requise par une seule structure modulaire	m ²	182.25
Superficie du parc collecteur	m²	595 593

III.7 Conclusion

L'objectif assigné à ce travail est concevoir une structure modulaire de collecteurs CPC pour réduire la surface du terrain nécessaire à une implantation d'une centrale de 25 MWe ; le résultat obtenu n'est très conséquent si on compare cette solution à la surface occupée par la centrale de Hassi R'Mel qui est de 65 hectares. Cependant la surface des collecteurs est plus réduite, donc moins massive et moins chères. En tout cas, ce point mérite d'être approfondi à travers une optimisation des divers paramètres pertinents qui sont nombreux dans ce cas.

Chapitre 4:
Présentation et
discussion des
résultats

IV.1 Introduction:

Dans ce chapitre, nous allons faire une analyse des résultats obtenus dans le chapitre précédent consacré à l'étude du système modulaire, aux mouvements de poursuite et aux conséquences des ombres projetées par les structures sur l'étendue du terrain nécessaire à l'implantation du parc de collecte ; cet aspect est important lorsque le site envisagé est dans une région agricole ou pastorale des hauts plateaux. Nous allons expliquer la signification des valeurs trouvées et nous terminerons par une proposition sur l'arrangement des structures modulaires.

Les résultats qui vont être étudiés sont ceux présentés dans les tableaux (III.3), (III.4), (III.5), et (III.6):

- Le tableau (III.3) donne des informations sur la déclinaison solaire et l'angle horaire pour les journées du 22 Juin et 22 Décembre; d'où le temps de collecte d'énergie selon les saisons de l'année
- Les tableaux (III.4) et (III.5) nous informent sur la position géométrique du soleil par rapport à la région étudiée, la longueur de l'ombre, et l'espace nécessaire entre 2 modules adjacents
- Le tableau (III.6) nous renseigne sur la superficie requise pour le parc solaire.

La solution se focalisera sur le positionnement des structures modulaires et les avantages de cette solution par rapport aux technologies CPC de Hassi R'Mel.

IV. 2 Présentation des résultats

A partir du tableau (III.3) on constate que l'angle horaire en hiver (le 22 décembre) est très petit ; il s'évalue à 147° hors en été (22 juin) l'angle horaire est grand, il s'évalue à 212° . En été (22 juin), l'angle d'élévation du soleil à midi solaire est de 80.58° alors qu'en en hiver il est de 33.68° . Ce choix d'étudier ces deux cas extrêmes permet de limiter les plages de variations; car ce sont des points extrêmes où la déclinaison solaire est à son minimum de -23.45° en hiver (22 décembre) et son maximum de 23.45° en été (22 juin). La figure (IV.1) est un schéma qui représente graphiquement la différence de la position du soleil entre l'été et l'hiver.

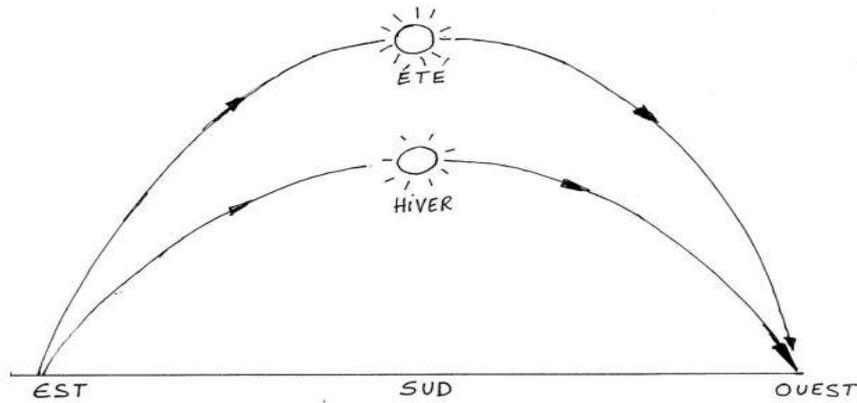


Figure IV.1: Trajectoire hiver-été du soleil

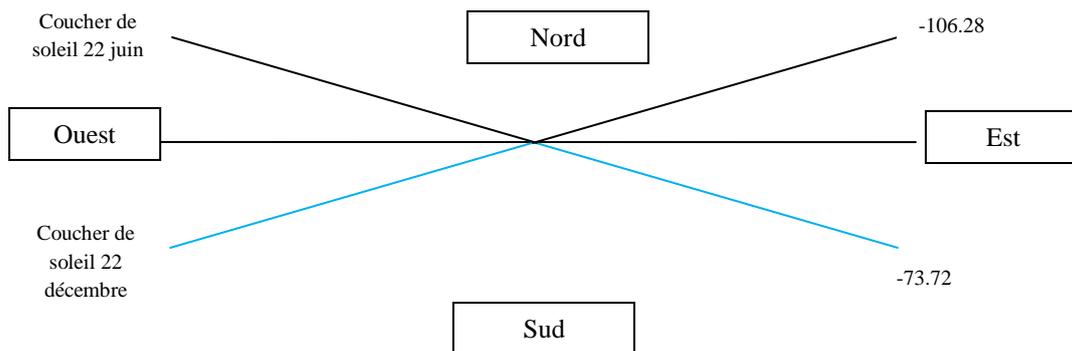


Figure IV.2: Schéma d'angle horaire pour le 22 Juin et le 22 Décembre

A partir du tableau (III.4) on remarque une grande ombre due à l'angle d'élévation du soleil bas ; à 9H00 et 17H00 l'angle d'élévation s'évalue à 9.74° , ce qui donne une distance d'ombre de 46.53 m dans la direction de l'angle horaire, et de 23.27 m dans la direction verticale (direction nord-sud). En se rapprochant de midi solaire lorsque le soleil s'élève, la longueur d'ombre se rétrécit et atteint à midi solaire la valeur de **14.40 m** tableau (III.4) dans la direction de l'angle horaire qui dans ce cas est la direction verticale.

Pour la journée du 22 décembre, l'intensité des rayonnements solaires est faible et l'ombre générée par la position du soleil et le collecteur est longue; elle varie entre **23.27 m (maximum) et 14.40 m (minimum)**. Une représentation schématique sur la longueur de l'ombre pour cette journée est reproduite ci-dessous (figure (IV.3)).

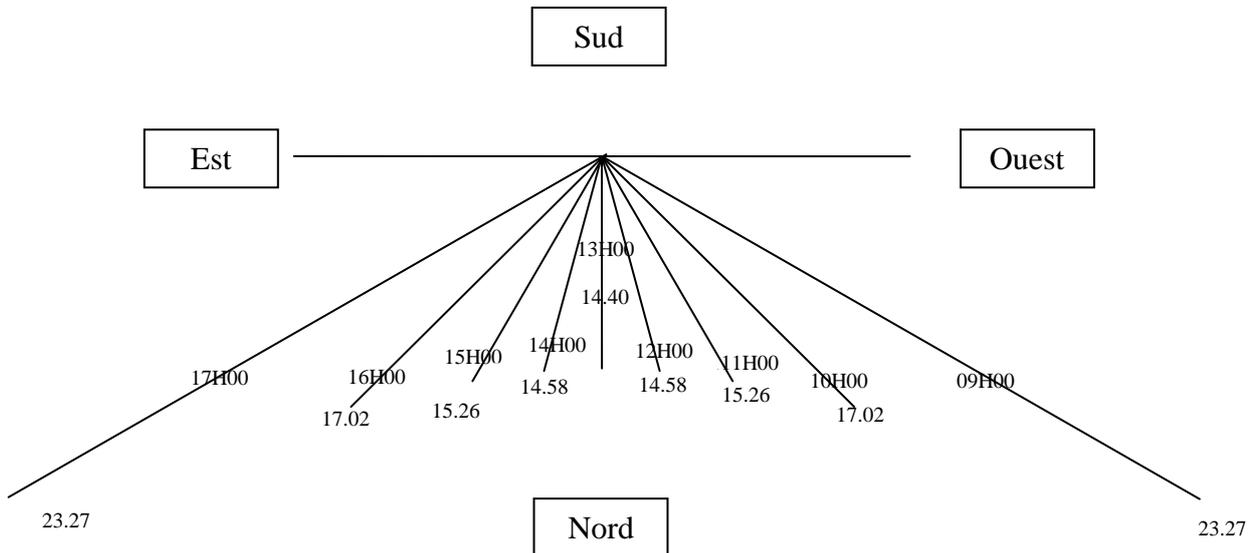


Figure IV.3: Distribution de l'ombre du module pour le 22 décembre

A partir tableau (III.5) on remarque que l'ombre est conséquente lorsque l'angle horaire est grand ; pour cela nous avons pris le choix d'étudier l'impact de l'ombre à partir de 9H00 jusqu'à 17H00. A ces deux instants, la longueur de l'ombre est de 13.29 m dans la direction de l'angle horaire, et de 6.65 m dans la direction verticale; or cette valeur de la distance verticale n'est pas maximale. Le maximum pour la journée du 22 juin est atteint à 11H00, car l'angle horaire à cette instant est plus proche de la direction verticale et la distance de l'ombre dans la direction verticale est de 7.53 m, alors qu'elle est de 8.70 m dans la direction de l'angle horaire. En se rapprochant de midi solaire lorsque le soleil s'élève, la longueur d'ombre rétrécit dans la direction de l'angle horaire et atteint à midi solaire la valeur de 6.90 m; or dans la direction verticale, la distance de l'ombre est sinusoïdale, et son maximum est atteint à 11H00 et 15H00, le minimum de la distance verticale de l'ombre est atteint à 9H00 et 17H00; elle est de 6.55 m. Une représentation schématique sur la longueur de l'ombre pour cette journée est représenté ci-dessous figure (IV.4).

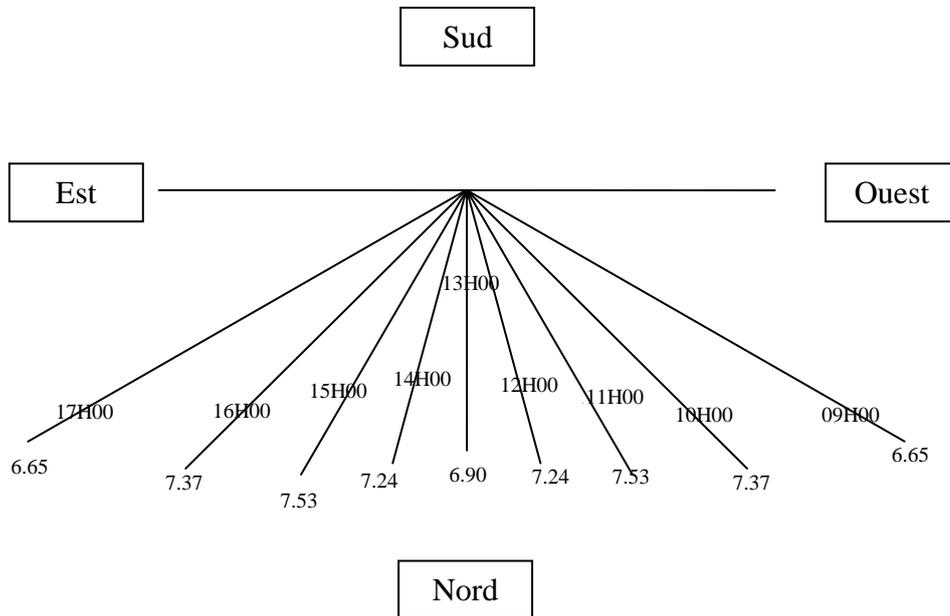


Figure IV.4: Distribution des positions de l'ombre pour le 22 juin

On déduit de ces deux tableaux que la journée qui détermine la distance entre structure modulaire est le 22 décembre.

Le tableau (III.6) nous donne la superficie nécessaire pour le parc solaire qui est égale à **595 593 m²**, près de 60 hectares. Les 60 hectares comportent 3 268 structures modulaires, chacune supportant 3 collecteurs. Pour éviter l'effet d'ombrage 182.25 m² sont requis entre deux structures modulaires. En conséquence pour produire 25 MW d'électricité, ces collecteurs seront placés dans 4 champs de surfaces égales (ou presque) (voir figure IV.5). Ces derniers sont disposés autour de la partie centrale destinée à recevoir les unités de production et leurs auxiliaires.

La superficie du parc collecteurs est égale à 595 593 ; en divisant cette superficie en 4 nous trouvons une superficie du parc collecteurs pour chaque partie approximativement 149 000 m² avec chacune 817 collecteurs. Nous allons déterminer le nombre de rangées et de structures modulaires par rangée pour optimiser la surface totale du terrain d'assiette de la centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.

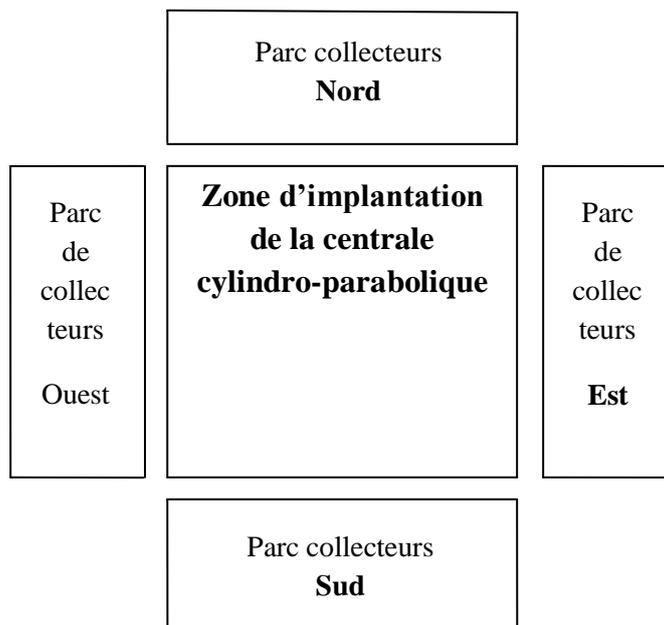


Figure IV.5: Disposition des parcs des collecteurs autour de la centrale thermique

IV.3 Interprétation des résultats:

Durant l'hiver le soleil est très bas même dans la région de Hassi R'mel et la hauteur des modules est grande ; ce qui augmente la surface requise du parc collecteurs. Ceci est important car le point de référence pour le calcul de la surface nécessaire doit être choisi selon deux critères, le premier l'effet de l'ombrage, et le deuxième est l'intensité du rayonnement solaire.

L'intensité du rayonnement pour le 22 décembre est très faible, et le collecteur ne commence à chauffer que tard dans la matinée. Choisir comme point de référence 11H00 donnerait une surface du parc collecteur de **67 hectares**, ce qui est une surface supérieure à celle de Hassi R'mel (65 ha) et loin de l'objectif assigné pour l'optimisation de l'espace parc collecteurs; de plus à 11H00, l'angle d'élévation du soleil s'évalue à 26.83° , inférieur à 30° (angle minimum d'élévation de l'armature métallique). Comme le suivi total sans incidence du rayonnement incident ne débute qu'après cet angle d'élévation minimum, le point de référence doit être égal ou supérieur à cet angle d'élévation. Pour ce fait faire le choix de 12H00 pour la journée du 22 décembre comme point de référence résulterait en une surface du parc collecteurs avoisinant les **60 hectares**. Pour les valeurs en été, on trouve que la

distance verticale maximum entre modules autour de 7.50 m, ce qui est très petit relativement aux valeurs en hiver; pour qu'il n'y ait pas d'ombrage entre les structures modulaires on choisi comme temps de référence le 22 décembre à 12H00.

Pour une distribution acceptable des collecteurs, les champs collecteurs Est et Ouest vont comporter 816 collecteurs, les champs collecteurs Nord et Sud vont comporter 818 collecteurs.

Le tableau ci-dessous présente l'arrangement des structures modulaires dans ces champs, et les dimensions de ceux-ci:

Tableau IV.1: Données du parc solaire à concevoir

lieu du parc	Nombre de collecteurs	Nombre de rangées	Nombre de colonnes	Distance Nord-Sud (m)	Distance Est-Ouest (m)	Superficie (m ²)
Nord	818	15	55*	730	204	148 920
Sud	818	15	55*	730	204	148 920
Est	816	16	51	729	203	147 987
Ouest	816	16	51	729	203	147 987
Total	3268	-	-	-	-	593 814

*: La dernière rangée contient seulement 48 collecteurs

Nous constatons une réduction légère de la surface du parc collecteurs par rapport à celle trouvée dans le tableau (III.6), la superficie du parc collecteurs est de 5 hectares de moins que celle de Hassi R'mel. Mais les collecteurs de Hassi R'mel ont beaucoup moins d'effet d'ombre car le collecteur n'est pas élevé. Ceci veut dire que la surface de collecte est inférieure, à Hassi R'mel la surface de collecte est de **1 055 575 m²** (224 rangée de collecteur de longueur 150 m et de largeur de 10 m). Mais pour notre cas la surface de collecte est de **523 603 m²**, près de 50 % de surface de collection de moins. De plus, la surface des collecteurs étant réduite, leur masse , donc leur coût devrait être moindre.

IV.4 Avantages du système de poursuite selon deux axes:

La courbe en bleu représente un système de collecte avec poursuite selon un seul axe, cette courbe est sinusoidale. On compare cette courbe à celle du système de poursuite

selon deux axes (la courbe verte), on remarque une collecte plus grande pour le système de poursuite selon deux axes. Ceci est principalement dû à l'annulation des pertes d'incidence du rayonnement solaire incident. La collecte des rayonnements est élevée dès le matin et jusqu'à tard le soir lorsque le disque solaire est bas. Or pour la poursuite selon un seul axe ceci est considérablement réduit. Les pertes par poursuite avoisinent les 250 W/m.

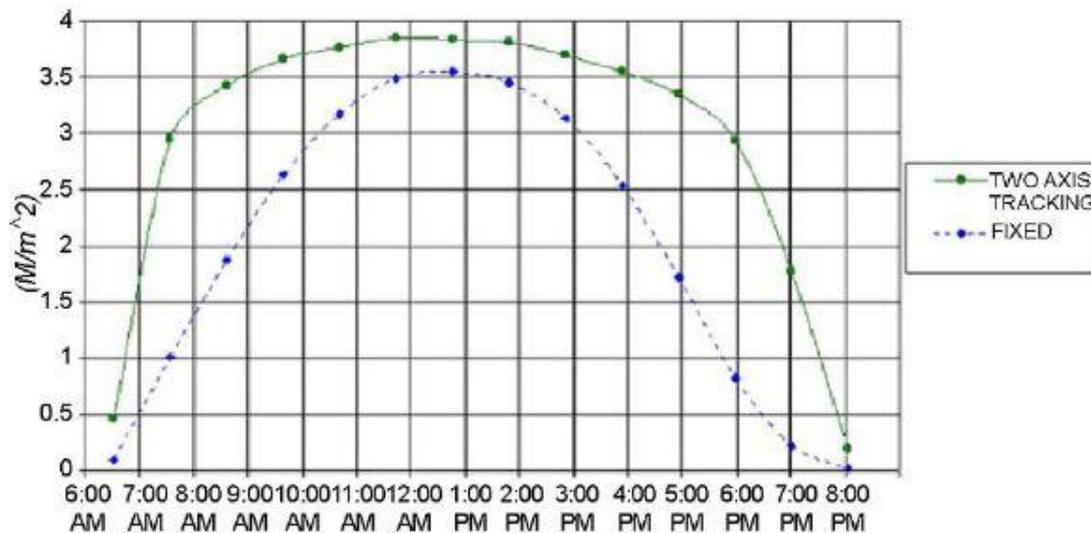


Figure IV.6: Graphe représentant la différence de production d'énergie entre un système de poursuite selon deux axes et un support fixe [22]

IV.5 Conclusion:

L'étude des parcs collecteurs selon le concept modulaire nous a conduits à des résultats mitigés. Ce dernier est de 7% moins grand que celui de la centrale de Hassi R'mel. Mais la surface des collecteurs utilisée est réduite de près de 50 % par rapport à la central de Hassi R'mel; ceci se traduire par un coût d'investissement moindre pour la même capacité de production d'électricité. Par ailleurs, on peut estimer d'après le graphe ci-dessus, que l'énergie collectée par la poursuite selon deux axes est supérieure d'environ 40% à celle selon un seul axe.

La poursuite selon deux axes serait donc largement payante ; mais l'ombrage excessif de la structure modulaire proposée devrait être réduit par une optimisation plus serrée de l'architecture des modules pour pouvoir produire durant des horaires plus étendus dans la journée et ce pendant tous les mois de l'année.

Conclusion

Générale

Conclusion générale

L'énergie solaire comme source primaire d'énergie se présente comme une alternative potentiellement prometteuse pour remplacer à plus ou moins court terme les énergies fossiles pour la production d'électricité. Cependant, le rayonnement solaire étant une énergie peu dense, les conditions économiques ne lui sont pas encore très favorables, en particulier lorsque les prix de l'énergie sont pratiquement subventionnés, comme en Algérie.

Dans le cadre de cette étude, on s'est intéressé à une conception modulaire des collecteurs cylindro paraboliques orientables selon les deux axes pour réduire leur masse et celle du terrain d'assiette nécessaire à une implantation d'une centrale de 25 MWe. La centrale de hybride de Hassi R'Mel de 25 MWe (19,5 ha de collecteurs et 65 ha de terrain) est prise comme repère de comparaison.

Un concept modulaire est découvert dans la littérature pour l'installation de panneaux photo voltaïques, et utilisé comme analogie pour les systèmes de guidages proposés. Quant à la structure métallique du système modulaire proposée, celle-ci est différente pour des raisons de masse, de portée au vent et aux forces appliquées en général. Elle donc fait l'objet de calculs de résistance de matériaux en flexion et flambage pour en déterminer les caractéristiques du poteau porteur et de sa semelle en béton. On a trouvé qu'un tube en acier de construction S235 de 27 cm de diamètre et de 1.5 cm d'épaisseur résisterait aux sollicitations du système de collecteurs et de l'armature métallique. Les flèches produites par les sollicitations sont en deçà des limites imposées par les codes européens auxquels satisfont les systèmes offerts dans le commerce.

Un aspect qui reste encore à améliorer par une optimisation plus serrée reste celui de l'ombrage important des structures proposées. Celui-ci influe négativement sur le nombre d'heures effectif de collecte, particulièrement en hiver, sur l'énergie collectable par mètre carré de capteur.

Nous avons aussi obtenu qu'un collecteur produit 8.5 kW, et que 9804 collecteurs de 1.7 m d'ouverture et 10 m de longueur seraient suffisants pour produire 25 MW électrique ; 3268 modules porteront ces collecteurs avec trois modules chacun. Ces derniers sont positionnés de manière à éviter l'ombrage entre structures adjacentes au jour de référence du 22 décembre à 12 H00. Ceci nous a conduits à considérer une superficie de 182 m² par structure

modulaire. Après aménagement du champ collecteur nous avons divisé le champ en 4 parties, 2 suivant l'axe Nord-Sud, et les 2 autres suivant l'axe Est-Ouest. Les champs solaires suivant l'axe Nord-Sud porte chacun d'eux 818 collecteurs, et les champs suivant l'axe Est-Ouest porte 816 collecteurs.

Nous avons constaté qu'avec cet arrangement, le parc collecteur n'est réduit que de près de 5 hectares par rapport à l'exemple de Hassi R'Mel à cause de la hauteur de la structure modulaire et de l'ombrage qu'elle génère. Cette solution présente cependant présente un grand avantage la réduction de la surface de collection de près de 14%.

La conception modulaire et la poursuite selon deux axes serait donc largement payante ; cependant une estimation plus élevée du rendement thermo électrique (pour les centrales SGES 1990 en Californie ce rendement est de 37.6%); ceci donnerais une réduction de terrain de 14%, et une réduction de 31% de la surface de collecte.

L'Algérie et la communauté universitaire devrait s'investir d'avantage dans la préparation des solutions énergétiques solaires pour hâter la transition énergétique d'avec les énergies fossiles; son potentiel solaire est l'un des enviés dans le monde.

Bibliographie

Bibliographie:

- [1] Abdelaziz Bennouna, les énergies nouvelles et renouvelables, Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique, Maroc, Décembre 2008.
- [2] Jacques BERNARD: Energie solaire ‘ calculs et optimisation’, Génie énergétique, 2011.
- [3] Egbo G., Sintali I. S., and Dandakouta H., "Analysis of Rim Angle Effect on the Geometric Dimensions of Solar Parabolic-Trough Collector", Int. Jor. P. App. Scs., 2 (2008) No.3, 11-20.
- [4] Price, H.; Lupfert, E.; Kearney, D.; Zarza, E.; Cohen, G.; Gee, R.; (May 2002), Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology. Journal of Solar Energy Engineering, 124 (2002) 109–125.
- [5] R. Forristall, Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver, Technical report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-550-34169, October 2003.
- [6] Ming Q., Archer D. H. and Masson S. V., "A linear Parabolic Trough Solar Collector Model", Renewable Energy Resources and a Green Future VIII-3-3 (2006).
- [7] Dongdong Z., H. Zhang, Y. Liu, S. Li, J. Zhuan, Investigation on Medium Temperature Heat Pipe Receiver Used in Parabolic Trough Solar Collector, Proceedings of ISES Solar World Congress 2007: Solar Energy and Human Settlement.
- [8] Archimede Solar Energy (2011): HEMS08 Archimede Solar Receiver Tube for Thermodynamic Power Plant Technical Data.
- [9] Falah Abd Alhasan Mutlak, Design and Fabrication of Parabolic Trough Solar Collector for Thermal Energy Applications, These de Doctorat, Université de Bagdad, 2002.

[10] Kearney D.W., Parabolic Mirror Collector Overview, Parabolic Mirror Workshop, NREL, Colorado, 2007.

[11] Fauziah Sulaiman, Nurhayati Abdullah, and Balbir Singh Mahinder Singh, A Simulated Design and Analysis of a Solar Thermal Parabolic Trough Concentrator, World Academy of Science, Engineering and Technology 72, 2012 (Numéro 74).

[12] Günther M.; Joemann M.; Hirsch T., Parabolic Trough Technology, enerMENA, Université de Kassel, 2010.

[13] Kearney, D. et al.; Assessment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field, Journal of Solar Energy Engineering, 2002.

[14] Benz N., SCHOTT Absorber rohr und das DLR als Entwicklungspartner, SCHOTT Solar CSP GmbH, SCHOTT Solar, 2011.

[15] Benz N., Next Generation Receivers: Workshop NREL, SCHOTT, 2006.

[16] J. Kathleen Stynes, University of Colorado at Boulder, Benjamin Ihas, National Renewable Energy Laboratory, Slope Error Measurement Tool for Solar Parabolic Trough Collectors, To be presented at the 2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado May 13–17, 2012.

[17] Lüpfert E.; Geyer M.; Scheil W.; Esteban A.; Osuna R.; Zarza E.; Nava P., EuroTrough – Design Issues and Prototype Testing at PSA, ASME Solar Energy, Washington, 2001.

[18] Mechatron Solar Tracker, D170: Connected to the sun, Mechatron [6-Juin-2013]
http://www.atlasolar.com/images/brochures/brochure_d170-En.pdf.

[19] ATLAS Solar Tracker: as dependable as the next sunrise, Mechatron [6-Juin-2013]
<http://www.mechatron.eu/atlasolar/images/brochures/ATLAS%20Technology%20En%20Rev1.pdf>

[20] ATLAS Solar Tracker, ATLAS T100: The dual axis solar tracking system, Mechatron, [9-Juin-2013]. http://www.km-energy.gr/pdf/ATLAS_T100_En_Rev1.pdf

[21] Gil, A.M; Acín, A.; Rueda, F.; et Mayor I., Structural and motion system dynamic analysis of a two-axes solar tracker under wind action, SIMULIA Customer Conference, 2009.

[22] Sengur C., Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panel in Turkey, Selcuk University, Elsevier, 2008.

[23] Archimede Solar Energy: Archimede Solar Receiver Tube for Thermodynamic Power Plant Technical Data.

<http://www.archimedesolarenergy.com/download.htm> [Juin 2013]

[24] Flabeg, “Mirrors for parabolic trough”.

<http://www.flabeg.com/en/solar/mirrors-for-csp-cpv.html> [Juin 2013]

[25] Siemens (2013): “The unrivaled benchmark in solar receiver efficiency. The Siemens UVAC 2010 is designed for outstanding thermal output.” [14-06-2013]

<http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/solar-power-solutions/concentrated-solar-power/downloads/Siemens-UVAC-2010.pdf>

[26] Jähniq, D. (2005): Entwicklung und Optimierung eines Parabolrinnenkollektorsystems zur Erzeugung von Prozesswärme für industrielle Produktionsprozesse, Fabrik der Zukunft – eine Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Gleisdorf, 2005 [15-Juin-2013] <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien26.pdf>

[27] Xiong Y., Toute la résistance des matériaux: formulaire, Eyrolles & Dunod, Orléans France, 2006.

[28] Le mouvement apparent du soleil sous nos latitudes et ses conséquences [18-Juin-2013]

<http://lewebpedagogique.com/sciencesalecole/files/Le-mouvement-apparent-du-soleil-et-les-saisons-M1-novembre-2010-V2.pdf>