

I. Le gisement solaire

I.1 Le soleil

Le soleil est l'étoile centrale de notre système solaire, avec un diamètre de 1 391 000 km, une masse de 1.989×10^{30} kg, et éloigné en moyenne de la Terre de 149 598 000 km. Il est composé presque de 74 % d'hydrogène, 25 % d'hélium, et siège de réactions de fusion nucléaire qui est la source du rayonnement solaire avec une température du cœur de 10^7 K, donnant naissance à une puissance rayonnée de l'ordre de 3.83×10^{26} W.

La puissance maximale reçue à l'extérieur de l'atmosphère sur une surface d'un mètre carré est d'environ 1350 W, appelée constante solaire (en hiver cette valeur est légèrement supérieure, elle est de l'ordre de 1367 W car la distance Terre-Soleil est minimale à ce moment-là). A l'échelle humaine, le soleil est bien une source d'énergie renouvelable, puisque son espérance de vie est d'environ 5 milliards d'années.

I.2 Le rayonnement solaire

L'énergie solaire reçue par la surface terrestre est due au rayonnement électromagnétique émis depuis le soleil. La puissance transmise par ce rayonnement varie avec la longueur d'onde du rayonnement. La plus grosse quantité d'énergie est apportée par les longueurs d'onde visibles (lumière blanche), le reste est absorbé partiellement ou totalement par les particules de l'atmosphère.

Il en résulte que la puissance disponible sur un mètre carré terrestre normal au rayonnement est de l'ordre de 1000 W par temps ensoleillé alors qu'elle est de l'ordre de 1350 W hors atmosphère. La puissance incidente par une unité de surface sur un plan donné est appelée éclairement. Il est donné en W/m^2 , et par intégration de l'éclairement sur un intervalle de temps donné, on accède à l'irradiation correspondante, usuellement donnée en kWh/m^2 .

I.3 Le rayonnement solaire Direct, Diffus et réfléchi

Pour pouvoir dimensionner une installation solaire, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie disponible.

Au sol, et sur un plan donné, l'irradiation incidente, appelée irradiation globale, est la somme de trois composantes (ou deux si le plan est horizontal). On distingue trois composantes :

a) Le rayonnement direct : reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, et peuvent être concentrés par des miroirs. Cette composante est nulle lorsque le soleil est caché par des nuages ou par un obstacle.

b) Le rayonnement diffus : constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques.

c) L'albédo (ou rayonnement réfléchi) : c'est la partie réfléchi par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur les plans inclinés.

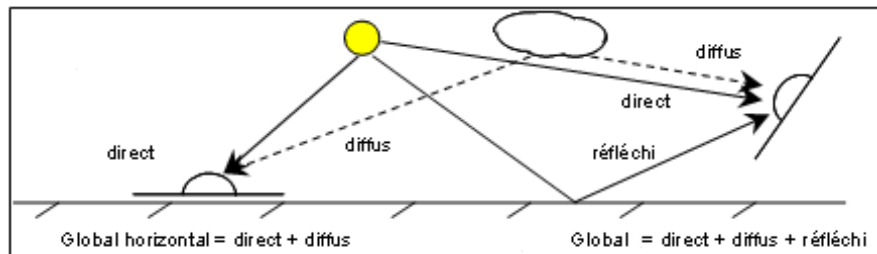


Figure 12 : Le rayonnement global sur un plan horizontal et incliné

1.4 Mesure du rayonnement solaire

Différents appareils permettent de mesurer le rayonnement direct, diffus, réfléchi et globale.

Nous présentons ici les instruments les plus répandus :

- **L'Héliographe :**

Il est utilisé pour mesurer le nombre d'heures d'ensoleillement dans une journée.



- **Pyrhéliomètre :**

C'est un instrument de mesure du rayonnement direct.



- **Pyranomètre :**

C'est un instrument de mesure du rayonnement global.



- **Pyranomètre ombré**



C'est équipement de mesure du rayonnement réfléchi

II. Solaire thermodynamique

II.1 Définition

La technologie de solaire thermodynamique consiste à concentrer le rayonnement solaire direct pour chauffer un fluide à haute température et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels.

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchie par le miroir et la transfère au fluide thermodynamique.

Pour transformer la chaleur du soleil en électricité ou en chaleur, on procède par trois étapes successives :

- La collecte du flux solaire via des miroirs et sa concentration sur un récepteur pour chauffer un fluide.
- La production de chaleur à haute température (sous la forme de vapeur d'eau ou d'un autre fluide).
- La conversion de chaleur en électricité et la production concomitante de chaleur basse température.

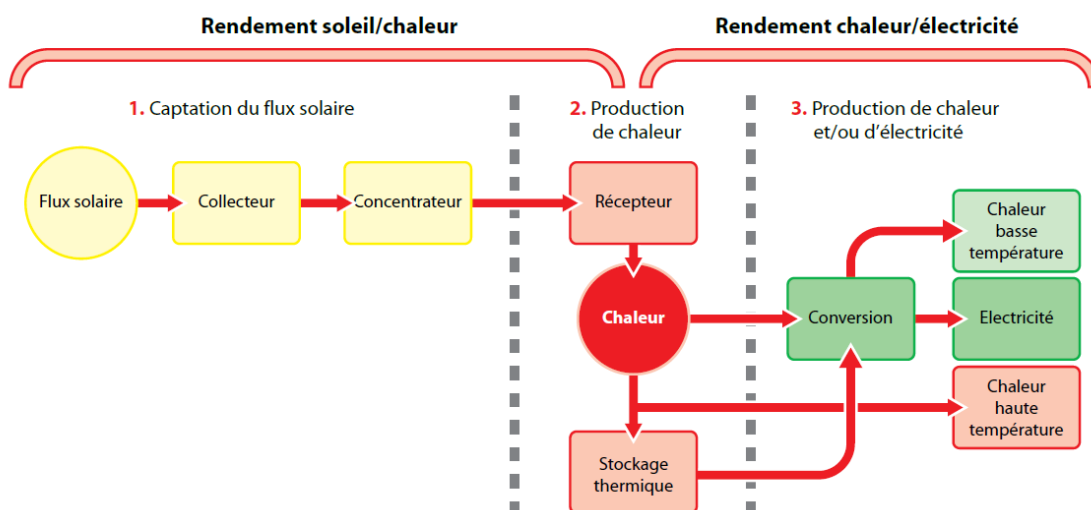


Figure 13 : Éléments clés du processus de transformation de la chaleur du soleil en électricité ou en chaleur par voie thermodynamique

II.2 Aperçu sur les différentes technologies de concentration

Seul le rayonnement direct du soleil permet d'obtenir des températures exploitables pour produire de l'électricité, le rayonnement diffus ne pouvant pas être focalisé. Une centrale solaire ne peut donc fonctionner que par ciels clairs et secs, conditions remplies dans les zones arides de notre planète. Les quatre principales technologies de collecte et de concentration du flux solaire sont :

a) Les concentrateurs cylindro- paraboliques

Ce type de centrales comporte des rangées parallèles de longs miroirs qui suivent la course solaire selon un seul axe. Le flux solaire est concentré sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui entraîne une turbine à vapeur conventionnelle pour générer de l'électricité.

b) Les miroirs de Fresnel

La mise en forme du verre pour obtenir la forme parabolique des collecteurs cylindro-parabolique engendre des coûts importants. Une alternative possible consiste à reproduire la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. C'est le principe du concentrateur de Fresnel. Chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube récepteur linéaire fixe. Le fluide caloporteur circulant dans ce récepteur peut être surchauffée jusqu'à 500°C. La vapeur produite actionne une turbine pour produire de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter les échangeurs de chaleur.

c) La tour

Les centrales solaires à tour sont constituées de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat est orientable, traque le soleil individuellement et le réfléchit précisément en direction du receveur au sommet de la tour solaire.

Le facteur de concentration peut dépasser 1000, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 600 °c à 1000 °c. L'énergie concentrée sur le receveur est ensuite soit directement transférée au fluide thermodynamique (génération directe de vapeur entraînant une turbine ou chauffage d'air alimentant une turbine à gaz), soit utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Ce liquide caloporteur est ensuite envoyé dans une chaudière et la vapeur générée actionne des turbines. Dans tous les cas, les turbines entraînent des alternateurs produisant de l'électricité.

d) Les capteurs parabolique

Ayant la même forme que les paraboles de réception satellite, les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils s'orientent automatiquement et suivent le soleil sur deux axes afin de réfléchir et de concentrer les rayons du soleil vers un point de convergence appelé foyer. Ce foyer est le récepteur du système. Il s'agit le plus souvent d'une enceinte fermée contenant du gaz qui est monté en température sous l'effet de la concentration. Cela entraîne un moteur Stirling qui convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité. Le rapport de concentration de ce système est souvent supérieur à 2000 et le récepteur peut atteindre une température de 1000 °c.

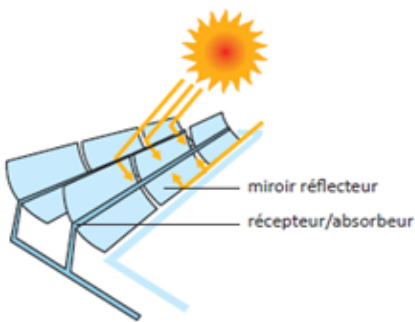
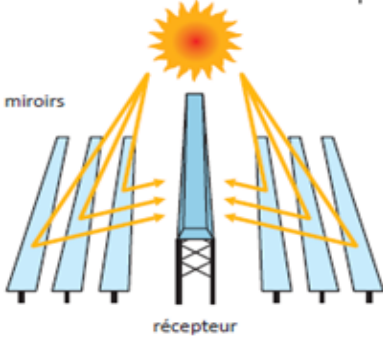
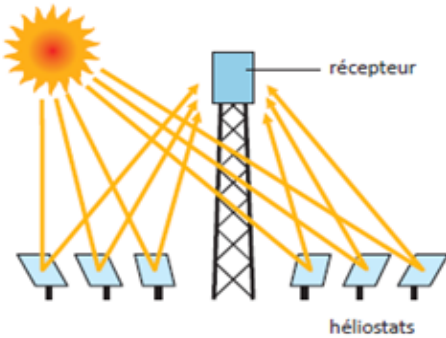
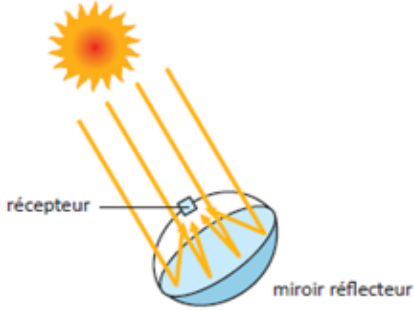
Concentration linéaire	Collecteurs cylindro-parabolique 	Collecteurs Fresnel linéaires 
	Centrales à tour 	Collecteurs paraboliques 

Tableau 8 : Les quatre principales technologies de production de chaleur et/ou d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique

II.3 Eléments de comparaison entre les différentes technologies de concentration

Les technologies de concentration solaire présentent des différences en termes de critères techniques et géométriques. Le tableau suivant donne un aperçu global sur les caractéristiques de chaque technologie.

Technologies de concentration	Cylindro-parabolique	Miroirs de Fresnel	Tour	Parabolique
Concentration	60-400	25-100	700-1200	6000-10000

Températures de fonctionnement (°C)	390-550	270-550	550-1000	600-1200
Fluide caloporteur utilisé	Huile thermique-Eau/Vapeur	Huile thermique-Eau/Vapeur	Sels fondus-Air-Eau/Vapeur	Air
Rendement solaire-électricité	10-14%	8-10%	12-15%	18-21%
Coût des capteurs solaires (€/m²)	200-250	150-200	250-300	850-1050
Puissance d'une unité (MW)	5-200	1-200	10-150	0.01-0.4
Surface nécessaire au sol (ha/MW)	3	Faible	5	1.2-1.6
Expérience	Elevée	Faible	Moyenne	Moyenne
Etat de l'art	Commercial	Pré-commercial	Pré-commercial	Prototype
Perspectives d'amélioration	Limitées	Importantes	Très importantes	Par la conduction en série

Tableau 9 : Eléments de comparaison des technologies de concentration solaire

Les systèmes à miroirs cylindro-parabolique représentent les technologies solaires à concentration les plus développées en termes d'expérience et d'utilisation, et par conséquent les plus accessibles commercialement. Ce qui nous a amené à choisir cette technologie pour notre étude.

Les trois diagrammes suivants montrent que le monde se dirige actuellement vers les autres technologies de concentration solaire.

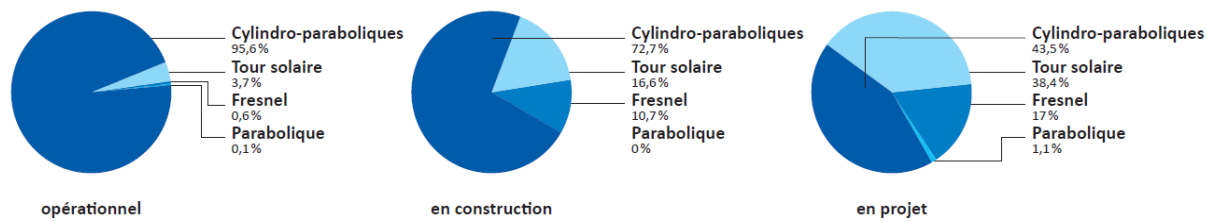


Figure 14 : Répartition des capacités opérationnelles, en construction et en projet par technologie

II.4 Les applications de l'énergie solaire à concentration

L'énergie solaire à concentration a pour objectif principal la production de l'énergie électrique, cependant d'autres applications sont possibles et suscitent un intérêt telles que :

- Le gaz solaire : pour la génération d'hydrogène.
- La chaleur industrielle : pour le chauffage, le refroidissement d'absorption et la stérilisation.
- Le dessalement d'eau de mer.
- La récupération du pétrole lourd.

III. Etude de pré faisabilité

La sélection et la validation du choix d'un site pouvant accueillir une centrale solaire à concentration exige une étude approfondi de certains paramètres clés à savoir : Les données géographiques, climatologiques, et bien évidemment politiques. Dans notre cas, et vu que notre pays le Maroc est un pays stable politiquement, notre travail se focalisera principalement sur les deux premiers critères.

III.1. Données géographiques du site

III.1.1. Latitude et longitude

La centrale turbine à gaz Mohammedia (voir figure ci-dessous) a pour coordonnées géographiques :

- Latitude : 33.6801755 (33° 40' 48.632" N)
- Longitude : -7.4370575 (7° 26' 13.407" W)



Figure 15 : Localisation du site sur la carte

II.1.2. Topographie du site

Après avoir cerné la problématique, et avant de commencer le dimensionnement de notre installation solaire, nous avons commencé à chercher les terrains convenables pour l'implantation de l'installation, c'est-à-dire des terrains qui ne sont pas habités, non utilisés et qui font partie de la centrale. Cette étude nous a amenée à repérer une superficie libre totale d'environ 107 350 m², répartie comme suite :

-Une surface carrée de 3600 m² limitée coté Ouest par le Poste Traitement Fuel (PTF), coté Sud par le poste Traitement Eau (PTE), coté Est par les centrales, et coté Nord par la centrale thermique.



Figure 16 : première surface repérée pour l'emplacement de l'installation solaire

-Une superficie de 8550 m² coté sud-est de la centrale.



Figure 17 : deuxième surface repérée pour l'emplacement de l'installation solaire

- Une superficie importante de 95 200 m² (340*280 m²) coté sud de la centrale.



Figure 18 : Troisième surface disponible

La première surface est un terrain terrassé et quasiment plat, ce qui est idéal pour l'implantation de notre installation solaire à technologie cylindro-parabolique. Cette dernière qui nécessite des terrains avec une pente faible qui ne dépasse pas 3 %. La deuxième et la troisième, quant à elles, nécessitent un peu de génie civil, surtout avec la présence des plantes et de pierres coté Est-Sud du terrain.

De plus, le site ne présente pas de risque sismique, et il est localisé en dehors de toute zone naturelle ou touristique protégée, ce qui favorise la mise en place de l'installation.

III.1.3. Accès au site :

L'étude de l'accès routière au site est faite principalement pour le transport du matériel de l'installation solaire, surtout le support des miroirs qui arrive à atteindre en moyenne les 12 m, et les miroirs en verre qui sont sensibles à la vibration.

Dans notre cas, on dispose de deux voies pour le transport du matériel. La première est terrestre à partir de la route nationale N9, et la deuxième est maritime comme le montre la figure suivante :

:



Figure 19 : voies d'accès au site

Pour éviter tout dégât matériel, et éviter les problèmes dus au transport terrestre, à savoir : la capacité limitée des camions, le risque d'accident, la courbure des voies, les vibrations ...etc. Le meilleur moyen qui nous paraît judicieux est la voie maritime, parce que le transport des composants par navire est plus facile à gérer que par camion.

III.2. Données climatologique :

Du point de vue solaire, et comme nous l'avons déjà mentionné, les sites convenant le mieux aux centrales solaire à concentration sont les zones qui présentent un très haut niveau de rayonnement direct, nécessaire au fonctionnement de ces installations.

III.2.1. Rayonnement solaire au site

Le paramètre le plus important, et celui qui va servir au dimensionnement de l'installation solaire, c'est le DNI (Direct Normal Irradiance $\text{kWh/m}^2/\text{an}$). Généralement, les promoteurs de projets considèrent un DNI entre 1900 et 2100 $\text{kWh/m}^2/\text{an}$ comme le seuil à partir duquel une exploitation économique des centrales CSP est possible.

Vu le manque des données exactes de l'irradiation solaire directe locale, qui sont obtenus à partir des stations de mesures terrestres, on s'est basé donc sur des données satellitaires, qui présentent l'avantage d'accessibilité à long terme.

Nous avons trouvé que le site présente une irradiation globale annuelle sur un plan horizontal (GHI) de l'ordre de 1943 KWh/m²/an, et une irradiation normale directe annuelle (DNI) d'environ 2129 KWh/m²/an comme le montre la figure suivante :

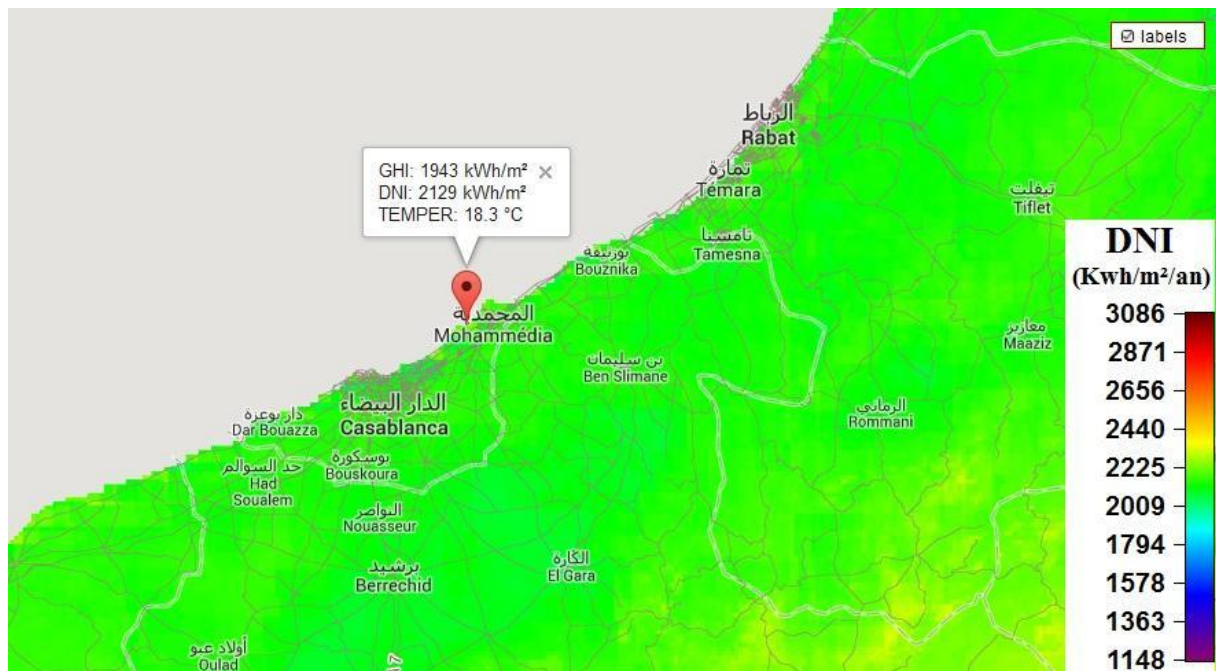


Figure 20 : Le GHI et DNI au Mohammedia

La répartition du rayonnement global et direct sur les différents mois de l'année est donnée par la figure et le tableau suivant :

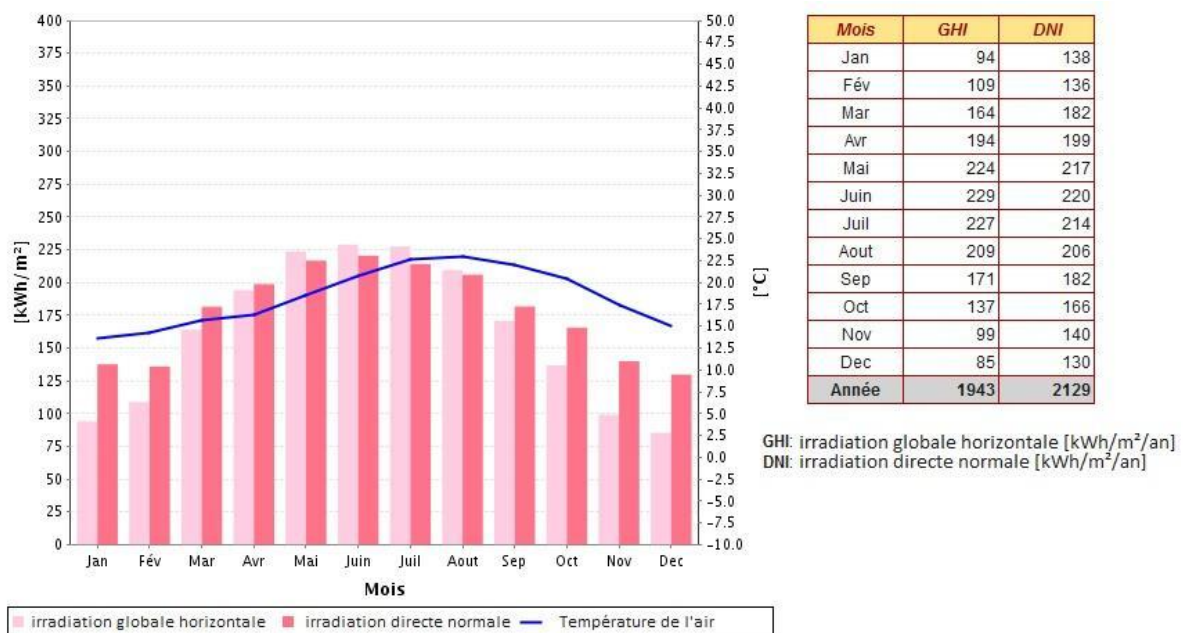


Figure 21 : l'histogramme de la répartition de GHI et le DNI sur toute l'année

Tableau 10 : Les valeurs de DNI, GHI suivant les différents mois de l'année, ainsi que la moyenne annuelle.

D'après le tableau, nous constatons que le mois de juin est le mois le plus rayonné de l'année, avec un DNI maximal de 220 KWh/m². Le mois de décembre présente l'irradiation la plus faible sur toute l'année.

III.2.2. La variation de la température

La détermination de la température ambiante (c'est-à-dire la température de l'air) est un facteur essentiel lors du dimensionnement. En effet, la connaissance de ce paramètre va nous permettre de quantifier les pertes thermiques de notre installation solaire. Le tableau ci-contre donne la variation de la température ambiante suivant les mois de l'année.

23°C font du mois d'Août le plus chaud de l'année. Au mois de Janvier, la température moyenne est de 13.6°C. Janvier de ce fait le mois le plus froid de l'année. La valeur moyenne annuelle de la température est de l'ordre de 18.3 °C.

Mois	TEMPER
Jan	13.6
Fév	14.3
Mar	15.7
Avr	16.3
Mai	18.5
Juin	20.7
Juil	22.7
Aout	23.0
Sep	22.0
Oct	20.5
Nov	17.4
Dec	15.1
Année	18.3

Tableau 11 : Variation de la température au cours de l'année

III.2.3. La variation de la vitesse du vent

Pour des mesures de sécurité, la centrale doit être équipée d'un contrôleur de la vitesse du vent, pour ne pas avoir de fortes contraintes mécaniques appliquées sur le support. La vitesse du vent ne doit pas dépassée les 14m/s. Sinon, les collecteurs sont déplacés vers une position de sécurité, ce qui est presque la position verticale, avec une légère inclinaison des miroirs vers le bas. Pendant la nuit, les collecteurs sont également dans la position de sécurité.

Mois	Vitesse du vent (m/s)
Janvier	4.6
Février	4.7
Mars	4.8
Avril	5.1
May	4.5
Juin	4.3
Juillet	4.4
Août	4.2
Septembre	4.0
Octobre	4.0
Novembre	4.8
Décembre	4.9
Annuel	4.5
Mesuré à	10 m

Sur le site, la vitesse du vent est faible, elle ne dépasse pas les 5 m/s. Le tableau ci-contre, nous renseigne sur la vitesse moyenne du vent suivant les mois, tout au long de l'année :

Tableau 12 : Variation de la vitesse du vent au cours de l'année

La direction et le module de la vitesse de vent suivant les saisons sont donnés par la rose du vent dans la figure suivante :

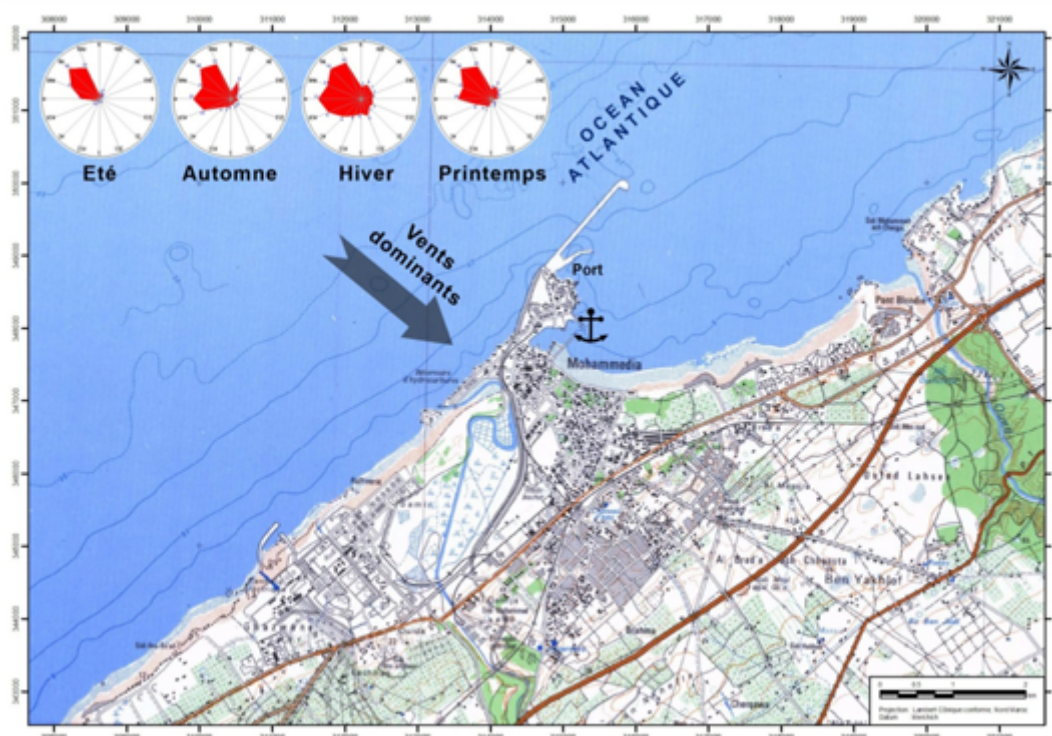


Figure 22 : La rose du vent dans la ville de Mohammedia

III.2.4. La durée d'ensoleillement

Le site présente plus de 3800 heures d'ensoleillement par an, avec une période de pointe en Juin (395 heures) et Juillet (398 heures). Le tableau suivant donne la durée d'ensoleillement pour chaque mois, ainsi que les différentes saisons de l'année :

Période	Heures d'ensoleillement	Moyenne d'ensoleillement par jour
Janvier	265	08 :33
Février	258	09 :13
Mars	317	10 :14
Avril	347	11 :34
May	389	12 :33
Juin	395	13 :10
Juillet	398	12 :50
Août	371	11 :58
Septembre	321	10 :42
Octobre	296	09 :33
Novembre	262	08 :44
Décembre	259	08 :21
Moyenne annuelle	3879	10 :38
L'hiver	782	08 :41
Le printemps	1054	11 :27
L'été	1164	12 :39
Automne	880	09 :40

Tableau 13 : Durée d'ensoleillement suivant les mois et les saisons

IV. Le point de conception

Le point de conception représente le jour et l'heure sur lesquels on va se baser pour dimensionner le champ solaire dans un endroit donné. Généralement, pour le dimensionnement des miroirs cylindro-parabolique, ce point est le 15 Juin à 12 heures en temps standard du pays (temps universelle) à la ville de Mohammedia. Tous les paramètres vont être calculés pour ce point

IV.1. Calcul de l'angle journalière et la déclinaison

L'angle journalière (Γ) est un paramètre relatif à la position de la Terre dans le plan de l'elliptique exprimée en degrés. Son expression est donnée par la formule suivante:

$$\Gamma = \frac{360 \times (n-1)}{365}$$

Avec :

dn : Le numéro du jour dans l'année (c.-à-d. n =1 pour le 1er janvier, n = 166 pour le 15 Juin)

AN :

$$\Gamma = \frac{360 \times (166-1)}{365} = 162.74^\circ$$

La déclinaison δ est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial. Elle varie selon les saisons entre -23.45° au solstice d'hiver (le 21 Décembre) et $+23.45^\circ$ au solstice d'été (le 21 Juin). $\delta = 0^\circ$ aux équinoxes de printemps et d'automne (le 21 Mars et Septembre). Sa valeur en degré est donnée par :

$$\delta = 23.45 \times \sin \left(\frac{360 \times (n+284)}{365} \right)$$

AN :

$$\delta = 23.45 \times \sin \sin \left(\frac{360 \times (166 + 284)}{365} \right) = 23.3^\circ$$

IV.2. Calcul de l'angle horaire (ω)

C'est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'est en ouest, par rapport au méridien local. L'angle horaire est compté à partir de 0 à 360°, mais en général on prend comme origine le méridien du lieu. Sa valeur est calculée par la relation suivante :

$$\omega = \frac{360}{24} \times (TSV - 12)$$

Avec :

TSV : Le temps solaire vrai

Pour obtenir le TSV, il faut d'abord calculer le temps solaire local TSL à partir du temps universel TU par une correction de longitude :

$$TSL = TU + \frac{\lambda}{15}$$

Avec :

λ : La longitude

AN :

$$TSL = 12 + \frac{-7.437}{15} = 11.5042 \text{ heures}$$

L'équation de temps ET représente l'écart entre le TSV et le TSL.

$$ET = TSV - TSL$$

Son expression est donnée par la formule suivante :

$$ET = \frac{229.18}{60} \times (0.000075 + 0.001868(\Gamma) - 0.014615 \times \cos \cos (2\Gamma) - 0.04089 \times \sin \sin (2\Gamma) - ($$

AN :

$$ET = -0.00036$$

$$TSV = 11.50384 \text{ heures}$$

Il en résulte que l'angle horaire dans le point de conception vaut :

$$\omega = -7.4424^\circ$$

IV.3. Calcul de la hauteur et l'angle zénith

La hauteur de soleil h est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontale. Elle vaut 0° au lever et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale à midi solaire. Sa valeur est donnée en fonction de la latitude L , la déclinaison δ et l'angle horaire ω par la relation :

$$h = \arcsin(\sin \sin(\delta) \times \sin \sin(L) + \cos(\omega) \times \cos(\delta) \times \cos(L))$$

AN:

$$h = 77.74^\circ$$

Le zénith θ_z est l'angle entre les rayons du soleil et une ligne perpendiculaire au plan horizontale. Elle est donnée en fonction de la hauteur par :

$$\theta_z = 90^\circ - h$$

AN:

$$\theta_z = 12.26^\circ$$

IV.4. Calcul de l'angle d'incidence θ et l'angle d'incidence modifié K

L'angle d'incidence d'un collecteur orienté nord-sud est définie par l'équation suivante :

$$\theta = \sqrt{\cos^2(\theta_z) + \cos^2(\delta) \times \sin^2(\omega)}$$

AN :

$$\theta = 10.13^\circ$$

L'angle d'incidence modifiée K dépend directement de l'angle d'incidence θ . C'est une valeur déterminée expérimentalement. il est définie par l'expression suivante :

$$K(\theta) = 1 - 2.23073 \cdot 10^{-4} \times \theta - 1.1 \cdot 10^{-4} \times \theta^{-2} + 3.18596 \cdot 10^{-6} \times \theta^3 - 4.85509 \cdot 10^{-8} \times \theta^4$$

AN :

$$K = 1 - 2.23073 \cdot 10^{-4} \cdot 10.13 - 1.1 \cdot 10^{-4} \cdot 10.13^{-2} + 3.18596 \cdot 10^{-6} \cdot 10.13^3 - 4.85509 \cdot 10^{-8} \cdot 10.13^4$$

5-La température ambiante et l'humidité relative

Afin d'obtenir des valeurs sûres pour la température ambiante et l'humidité relative dans le point de conception, nous allons considérer leurs valeurs moyennes calculées sur 21 ans ; de 1984 jusqu'à 2004. Les deux tableaux suivants donnent ces valeurs issues la base de données de la NASA:

Année	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

T (°C)	25.12	21.66	20.03	18.84	19.02	25.37	20.31	22.58	17.06	24.32	19.37
Année	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
T (°C)	20.09	21.05	21.59	19.8	22.45	27.81	20.95	20.85	21.37	21.65	
T moyenne (°C)	21.5										

Tableau 14 : Températures au 15 Juin à midi issues de la base de données de la NASA

Année	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
HR (%)	45.89	59.28	64.04	53.68	62.9	43.74	59.92	63.49	72.79	56.86	58.73
Année	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
HR (%)	57.41	71.88	62.91	67.44	58.15	36.63	65.87	66.64	70.11	63.38	
HR moyenn e (%)	60.08										

Tableau 15 : Humidités relatives au 15 Juin à midi issues de la base de données de la NASA

IV.6. Calcul du rayonnement solaire direct

L'absence de cette donnée pour le 15 Juin à midi nous a obligés de calculer sa valeur à partir d'un modèle qui tient compte de l'altitude (z) du site par rapport à la mer, la température ambiante (T), l'humidité relative (HR), la hauteur du soleil (h) ainsi que le type de la zone d'installation du champ solaire. La démarche de ce modèle est la suivante :

a- Calcule de la pression atmosphérique (en Pa) dans le site:

$$P_{atm} = 101325 \times \left(1 - 2.26 \cdot 10^{-5} \times z\right)^{5.26}$$

Où z est l'altitude en (m) (z=4m pour le site d'installation du champ solaire)

AN :

$$P_{atm} = 101276.82 \text{ Pa}$$

b-Détermination de la pression de vapeur saturante (Pvs) et la pression partielle de vapeur d'eau (Pv) en millimètre de mercure (mmHG) :

$$P_{vs} = 2.165 \times \left(1.098 + \frac{T}{100}\right)^{8.02}$$

AN :

$$P_{vs} = 19.228 \text{ mmHG}$$

$$P_v = P_{vs} \times HR$$

AN :

$$P_v = 11.54 \text{ mmHG}$$

c- Définition de la masse d'air optique relative (m) pour obtenir l'épaisseur optique de Rayleigh (ER) qui détermine l'atténuation due à la diffusion :

$$m = \frac{P_{atm}}{101153 \times \sin(\theta) + 15198.75 \times (3.885 + h)^{-1.253}}$$

AN :

$$m = 1.023$$

$$ER = \frac{1}{0.9 \times m + 9.4}$$

AN :

$$ER = 0.097$$

d- Calcul du facteur de trouble de Linke TL :

$$TL = 2.4 + 14.6 \times B + 0.4 \times (1 + 2 \times B) \times \ln(Pv)$$

Où B est le coefficient de trouble atmosphérique qui dépend du type de la zone

AN :

Lieu	Montagne	Rural	Urbain	Industriel
B	0.02	0.05	0.10	0.20
TL	3.71	4.20	5.03	6.69

Tableau 16 : Facteur de trouble de Linke en fonction du type du lieu

e- Détermination de l'énergie reçue en fonction du jour de l'année E_s en (W/m^2) :

$$E_s = 1367 \times \left(1 + 0.0334 \times \cos\left(\frac{360(n-2.7206)}{365.25}\right)\right)$$

AN :

$$E_{sol} = 1323.84 W/m^2$$

f- Calcul du rayonnement solaire direct sur un plan récepteur normal à ce rayonnement :

$$I = E_{sol} \times \exp(-ER \times m \times TL)$$

AN :

Milieu	Montagne	Rural	Urbain	Industriel
I (W/m^2)	916	873	804	682

Tableau 17 : Rayonnement solaire direct sur un plan normal suivant le type du milieu

La zone où le champ solaire sera installé est située à côté de la centrale turbine à gaz, la centrale thermique, la SAMIR, et la SNEP ; chose qui prouve qu'on est dans un milieu industriel où l'atmosphère est polluée. Par conséquent, nous allons prendre pour le calcul un rayonnement direct de 682 W/m^2 .