



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



UNIVERSITE DE SAAD DAHLEB DE BLIDA

Faculté des sciences de l'ingénieur

Département de Mécanique

Mémoire pour l'obtention du diplôme de Master en Génie Mécanique

Option : Systèmes Thermiques et Énergétiques Appliqués

Thème

Etude technico-économique d'une
centrale solaire à tour sous le climat
Algérien

PRESENTE PAR : BELGROUN Zoubir

ENCADRE PAR : Dr. ABBAS Mohamed
Pr. BOUMEDDANE Bousaad

ANNEE UNIVERSTAIRE 2011/2012

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à:

- **Ma Mère**
 - **Mes Frères et Sœurs**
 - **Ma Femme**
 - **Ma Fille Selma Manel**
- **Mon Fils Mohamed Adlane**

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce modeste travail.

Ce travail a été réalisé sous la direction de Monsieur M.ABBAS, docteur et chef de division froid et traitement des eaux par énergies renouvelables à l'unité de développement des équipements solaires de Bou-Ismaïl.

Je lui exprime particulièrement toutes mes reconnaissances pour m'avoir fait bénéficier de ces compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité.

J'exprime mes sincères remerciements à mon Co-promoteur Monsieur B.BOUMEDDANE, Professeur à l'université de Blida, département mécanique d'avoir accepté de me diriger, orienter et porter une contribution effective.

Je tiens à remercier également M^{me} N.KASBADJI directrice de l'UDES pour son soutien moral et ses motivations.

Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous mes collègues de l'UDES, et particulièrement à mon chef d'équipe ML.YOUSFI, S.EL METENNANI, W.TAANE, F.HADDAD, R. OULD CHERIF, A.BOUAMRA, S.GUERS, D.SABA, H.BENDJEBBAS, S.BOUDJANA, T. ZAREDE, H.ABURIDEH, T. KASSIM

Mes remerciements vont aussi à tous ceux qui, tout au long de ces années d'études, m'ont encadré, observé, aidé, conseillé et même supporté surtout les enseignants du département de mécanique à leurs têtes le docteur D. SEMMAR, le professeur Y.BENKHEDDA, le docteur A.HAMID et au futur docteur H.ABDI.

RESUME

L'énergie solaire est inépuisable et ne produit ni déchet ni gaz à effet de serre. Particulièrement bien adaptée aux pays dont l'ensoleillement direct est intense, la technologie du solaire thermodynamique utilise une source renouvelable et possède un potentiel de ressources très important dans les régions à ensoleillement intense.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prévoit une contribution de cette technologie à hauteur de 11.3% de la production d'électricité mondiale à horizon 2050.

La technologie du solaire thermodynamique est amenée à se développer considérablement durant les prochaines années et à contribuer aux objectifs des pays du tiers monde à savoir l'Algérie qui est appelée aujourd'hui plus que jamais de s'intéresser à ces technologies du moment que notre pays recèle un potentiel très important de production d'électricité et les centrales solaires thermodynamiques y présentent une option technologique majeure pour un approvisionnement énergétique écologique.

Dans le présent mémoire, une étude technico-économique d'une centrale solaire à tour sous le climat Algérien a été développée. Plusieurs paramètres font l'objet d'une présentation, il s'agit de l'énergie annuelle produite, du rendement et des indicateurs économiques tels que le LEC, le NPV, l'IRR et le POT.

Pour l'évaluation des performances des systèmes solaires, un nombre important d'outils de simulation a été mis à la disposition des utilisateurs, pour notre cas, on s'est proposé d'exploiter le code de calcul System Advisor Model (SAM).

Devant l'incapacité d'acquérir des données météorologiques fiables, compatibles et nécessaires notamment le rayonnement solaire direct des différents sites, on a utilisé la base de données de METEONORM

L'analyse des résultats de notre simulation n'est qu'une feuille de route pour les décideurs de voir la faisabilité et la rentabilité pour une éventuelle implémentation de cette technologie.

ABSTRACT

Solar energy is inexhaustible and neither waste nor gas with greenhouse effect produces. Adapted particularly well to the countries whose direct sunning is intense, the technology of solar thermodynamics uses a renewable source and has a very important potential of resources in the areas with intense sunning.

The International agency of Energy (IEA) envisages a contribution of this technology to a total value of 11.3% of the world electrical production to horizon 2050.

The technology of solar thermodynamics is brought to develop considerably during the next years and to contribute to the objectives of the Third World countries to knowing Algeria which is called today more than ever to be interested in these technologies since our country conceals a very important potential of electrical production and the thermodynamic solar power stations present to it a major technological option for an ecological energy supply.

In the present report, a technico-economic study of a solar power station with turn under the Algerian climate was developed. Several parameters are the subject of a presentation; it acts of produced annual energy, the output and the economic indicators such as the LEC, the NPV, the IRR and the POT.

For the performance evaluation of the solar systems, a big number of tools for simulation was placed at the disposal of the users, for our case, one proposed to exploit the computer code System Adviser Model (SAM).

In front of the incapacity to gather data weather reliable, compatible and necessary in particular the direct solar radiation of the various sites, one used the database of METEONORM.

The analysis of the results of our simulation is only one roadmap for the decision makers to see the feasibility and profitability for a possible implementation of this technology.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS

DEDICACE

RESUME

ABREVIATIONS ET NOMENCLATURE

LISTES DES FIGURES ET TABLEAUX

TABLE DES MATIERES

Chapitre 1 : Introduction Générale.

1. Introduction	11
1.1. Contexte énergétique	12
1.2. Contexte scientifique et technologique.....	15
1.3. Contexte économique et environnemental.....	16
1.4. Présentation du travail.....	17

Chapitre 2 : Généralités et état de l'Art

2.1. Introduction.....	18
2.2. Notion d'astronomie.....	18
2.2.1. Mouvement de la Terre.....	18
2.2.2. La sphère céleste.....	19
2.2.3 Les coordonnées célestes.....	20
2.2.3.1. Les coordonnées géographiques.....	20
2.2.3.2. Latitude(ϕ).....	20
2.2.3.3. La longitude(Λ).....	21
2.2.4. Les coordonnées horaires.....	22
2.2.4.1. La déclinaison solaire (δ).....	22
2.2.4.2. Angle horaire (ω).....	22
2.2.5 Les coordonnées horizontales.....	23
2.2.5.1. Hauteur du soleil (h).....	23
2.2.5.2. Azimut(a).....	23
2.2.6. Angle d'incidence.....	24
2.2.7. Angle horaire de coucher du soleil.....	25
2.2.8. La constante solaire (I_0).....	25
2.2.9. Le rayonnement solaire.....	26
2.2.10. Le temps solaire.....	28
2.2.11. Potentiel solaire en Algérie.....	29
2.3. Les centrales solaires à concentration.....	30
2.3.1. Définitions et états de l'art.....	30
2.3.2. Introduction.....	30
2.3.3. Les aspects techniques.....	32
2.3.4. Centrale à concentrateur Cylindro- parabolique.....	33
2.3.5. Les centrales solaires à miroir de Fresnel.....	36
2.3.6. La tour solaire à héliostat.....	38
2.3.7. Centrale à concentrateur parabolique.....	40
2.4. Les turbines à vapeur.....	45
2.4.1. Introduction.....	45
2.4.2. Cycle de Rankine idéal.....	45

2.4.2.1. Le Cycle de Rankine réel.....	47
2.4.2.2. La Réchauffe.....	48
2.4.2.3. La Régénération.....	48
2.5. Les fluides caloporteurs.....	50
2.5.1. Le récepteur à eau-vapeur.....	50
2.5.2. Le récepteur à sel fondu.....	50
2.5.3. Le récepteur à métal fondu.....	51
2.5.4. Le récepteur à air.....	51

Chapitre 3: Mise en équations et présentation du SAM.

3.1. Introduction.....	52
3.1.1. Champ solaire.....	53
3.1.2. Le Récepteur.....	53
3.1.3. Le générateur de vapeur.....	54
3.1.4. Le cycle de puissance.....	55
3.2. Présentation des outils de simulation.....	57
3.2.1. GREENIUS.....	57
3.2.2. ECOSTAR.....	57
3.2.3. SOLELE.....	57
3.2.4. SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM).....	58
3.3 Description du SAM.....	59
3.4. Les simulations de SAM.....	59
3.5. Base de calcul de SAM.....	60

Chapitre 4 : Etude technico-économique.

4.1. Introduction.....	62
4.2. Présentation de la méthode utilisée.....	62
4.2.1. Paramètres économiques principaux utilisés.....	63
4.2.1.1. Taux d'actualisation (Discount Rate, DR).....	63
4.2.1.2. Taux d'inflation.....	63
4.2.1.3. Flux de trésorerie (Cash Flow).....	63
4.2.1.4. Facteur de Recouvrement du Capital (Capital Recovery Factor, CRF).....	64
4.2.2. Indicateurs d'évaluation économiques des centrales solaires thermodynamiques.....	
4.2.2.1. Le Cout Normalisé de production de l'Electricité(LEC).....	64
4.2.2.2. Analyse de la rentabilité.....	65
4.2.2.3. Indicateur environnemental.....	66
4.3. Méthodologie adoptée.....	67
4.3.1. Sélection et choix de sites.....	67

Chapitre 5 : Simulation et interprétation des résultats.

5.1. Introduction.....	68
5.2. Etude paramétrique pour les différents sites.....	68
Conclusion Générale.....	83
Recommandation et perspectives.....	84
Bibliographie.....	85

Liste des tableaux :

Chapitre 1

Tableau 1.1 : Caractéristiques solaires par régions.....	12
--	----

Chapitre 2

Tableau 2.1: Centrales Cylindro- parabolique.....	33
Tableau 2.2 : Principales caractéristiques des cinq centrales SEGS.....	34
Tableau 2.3: Centrales solaires à miroir de Fresnel.....	37
Tableau 2.4 : Tours solaires à héliostats.....	39
Tableau 2.5 : Caractéristiques des différents types de centrales solaires.....	42

Chapitre 3

Tableau 3.1 : Comparatif des logiciels d'analyse des performances technico économiques des centrales solaires thermodynamiques.....	58
---	----

Chapitre 5

Tableau 5.1 : Les résultats de la simulation de la centrale à tour pour les différents sites.....	69
Tableau 5.2 : Energie annuelle pour les sites de Béchar et Tamanrasset.....	71
Tableau 5.3 : Production électrique du mois d'Aout pour les trois sites.....	72
Tableau 5.4 : Energie annuelle produite pour un stockage de 06 heures.....	73
Tableau 5.5 : Energie annuelle produite pour les trois sites.....	75
Tableau 5.5 : LEC Nominal et Réel des différents sites.....	77
Tableau 5.6 : Coût normalisé de l'électricité LEC du système avec un récepteur cavité... ..	79
Tableau 5.7 : Evolution du paramètre économique IRR de la centrale pour les trois sites.....	80

Liste des Figures

Chapitre 1

Figure 1.1 : Approvisionnement total en matière d'énergie en Algérie.....	13
Figure 1.2 : Demande en énergie primaire 1990-2030.....	14

Chapitre 2

Figure 2.1 : Position de la terre pour les diverses saisons.....	19
Figure 2.2 : La sphère céleste.....	20
Figure 2.3 (a) : Schéma descriptif pour les angles latitude et longitude de la terre.....	21
Figure 2.3(b) : Coordonnées angulaires.....	21
Figure 2.4 : Les coordonnées horaires.....	23
Figure 2.5(a) : Schéma descriptif pour les angles azimut et hauteur solaire.....	24
Figure 2.5(b) : Coordonnées horizontales.....	24
Figure 2.6 : Repérage du soleil par rapport à un plan incliné.....	25
Figure 2.7 : Les types du rayonnement solaire.....	26
Figure 2.8 : Rayonnement direct normal annuel de l'année 2002.....	28
Figure 2.9 : Rayonnement direct normal annuel.....	28
Figure 2.10 : Atlas solaire Algérien.....	30
Figure 2.11 : Les trois familles de centrales solaires thermodynamiques.....	31
Figure 2.12 : Vue aérienne de 5 centrales SEGS en Californie.....	34
Figure 2.13: Schéma d'une centrale thermique SEGS.....	35
Figure 2.14: Capteur solaire Cylindro-parabolique sous test en Espagne.....	36
Figure 2.15 : Schéma d'une centrale solaire à miroir de Fresnel.....	38
Figure 2.16 : Centrale solaire à miroir de Fresnel.....	38
Figure 2.17 : Schéma d'une tour solaire à héliostat.....	39
Figure 2.18 : Tours solaires PS10 et PS20 de Séville (Espagne).....	40
Figure 2.19 : Schéma de la technologie du parabole-Stirling.....	41
Figure 2.20 : Système parabole-Stirling "SUNCATCHER" de SES.....	41

Figure 2.21 : Ceinture solaire, régions du globe dont lesquelles l'ensoleillement est favorable à l'implantation de centrales solaires thermodynamiques.....	44
Figure 2.22 : Schéma du cycle de Rankine.....	46
Figure 2.23 : Diagramme T-S du cycle de Rankine.....	46
Figure 2.24: Schéma du cycle de Rankine avec Réchauffe et son diagramme T-S.....	48
Figure 2.25 : Schéma du cycle de Rankine avec Régénération et son diagramme T-S...	49

Chapitre 3

Figure 3.1: Schéma de la tour solaire et son diagramme T-S.....	52
Figure 3.2 Page de démarrage du SAM.....	59
Figure 3.3 : Interface de simulation du SAM.....	60

Chapitre 5

Figure 5.1 : Le rayonnement normal direct pour les différents sites Algérien.....	68
Figure 5.2 : Energie annuelle produite (10÷ million kWh) pour les différents sites.....	70
Figure 5.3 : Comparaison de l'énergie annuelle produite 10÷million kWh des deux sites.	71
Figure 5.4 : Production électrique du mois d'Aout pour les trois sites.....	72
Figure 5.5 : Energie annuelle produite pour les trois sites.....	74
Figure 5.6 : Energie annuelle produite pour les trois sites avec un récepteur cavité.....	75
Figure 5.7 : Electricité produite mensuellement pour les deux sites (kWh).....	76
Figure 5.8 : Le LEC Nominal et Réel des différents sites.....	78
Figure 5.9 : Coût normalisé de l'électricité LEC du système avec un récepteur cavité.....	79
Figure 5.10 : Evolution du paramètre économique IRR de la centrale des trois sites.....	81
Figure 5.11 : Facteur de capacité des trois sites (%).....	81

LISTE DES ABREVIATIONS ET NOMENCLATURE.

ABREVIATIONS:

Abbreviation:	Description
SAM	System Advisor Model.
CSP	Concentrating Solar Power
DS	Dish Stirling
SEGS	Solar Electric Generation System.
DNI	Direct Normal Insolation
LEC	Levelized Electric Cost
PT	Power Tower
CRS	Central Receiver System.
CRF	Capital Recovery Factor
CF	Cash Flow
POT	Pay Out Time
NPV	Net Present Value

Nomenclature:

Φ : Latitude ($^{\circ}$)

Λ : Longitude ($^{\circ}$)

δ : Déclinaison solaire ($^{\circ}$)

ω : Angle horaire ($^{\circ}$)

h : Hauteur du soleil ($^{\circ}$)

a : Azimut ($^{\circ}$)

I_0 : Constante solaire = 1367 W/m².

I_c : Constante solaire corrigée (W/m²)

R_D : Rayonnement direct W/m².

θ : Angle d'incidence.

TSV : Temps Solaire Vrai (Heure).

TL : Temps Légal (Heure).

ET : Equation du temps.

η_t : Rendement de la turbine.

η_p : Rendement de la pompe.

P : Pression (atm).

T : Température (K).

S : Entropie (J/Kg K).

W : Travail (Joule).

A_h : Surface du champ (m^2).

η_h : Rendement du champ.

\dot{Q}^* : Rayonnement solaire incident (W/m^2).

\dot{Q}_o^* : Rayonnement perdu vers l'environnement (W/m^2).

\dot{Q}_{rec}^* : Energie reçue par le récepteur (watt).

\dot{m}_{st} : Débit de vapeur (Kg/s).

η_{GV} : Rendement du générateur de vapeur.

ε_{avg} : Emissivité moyenne

σ : Constante de Stefan Boltzmann = $5.67 * 10^{-8} W / m^2 K^4$.

F_r : Facteur de forme .

ρ : Densité (Kg / m^3).

e_{insi} : Epaisseur intérieure des tubes du récepteur(m).

d_0 : Diamètre extérieur du tube(m).

d_i : Diamètre intérieur du tube(m).

λ : Conductivité thermique ($W/m. K$).

C_p : Capacité calorifique (J/KgK).

h : Coefficient d'échange de chaleur (W/m²K).

E : Energie annuelle (10÷million kWh).

LEC : Coût normalisé de l'électricité (c\$/kWh).

IRR : Taux de Rentabilité Interne (%).

conv : Convection.

cond : Conduction.

emiss : Emission.

réfl : Réflexion.

1. Introduction :

L'énergie est l'un des verrous du développement, lorsqu'elle est abondante et bon marché, elle favorise la périurbanisation de beaucoup de territoires. Considérée comme une matière première ou un produit de base au même titre que les ressources minières ou les produits agricoles selon Olivier Frachon et Michel Vakaloulis « l'électricité est une marchandise à part entière et entièrement à part ». Pour eux, le droit à l'énergie est un droit fondamental, et qu'à l'instar de l'accès aux soins médicaux, la légitimité de ce droit à l'énergie, devrait figurer parmi les droits fondamentaux de l'homme.

L'électricité est considérée comme un levier pour l'économie et le développement social. Elle est nécessaire à toute activité humaine et est indispensable à la satisfaction des besoins sociaux de base à savoir l'eau, la nourriture, la santé ou l'éducation etc....

En Algérie, la politique énergétique a été dès l'origine une affaire particulière du gouvernement. La satisfaction des besoins énergétiques de la population figurait parmi les droits fondamentaux comme l'emploi, l'éducation ou la santé.

L'objectif visé par l'état depuis 1976 était la généralisation de l'électrification domestique à travers tout le territoire national. Cette réalisation ne doit en aucun cas être freinée par des considérations d'ordre économiques.

La croissance économique, conjuguée au développement social et démographique du pays, ont fait accroître de façon considérable ces besoins, d'où l'importance d'un plan d'investissement.

Pour faire face à cette forte demande, un plan d'urgence portant sur la production de 2000MW ayant mobilisé un investissement de 2 milliards de dollars a été lancé en 2009. La consommation a connu un pic historique jamais enregistré.

L'Algérien consomme actuellement 2600KW par foyer, soit cinq fois plus qu'en 1962. [1]

L'introduction de plus en plus massive de la climatisation et l'amélioration du mode de vie ont des conséquences sur le réseau de distribution.

Presque toute la production de l'énergie du pays est produite à partir du gaz naturel et en raison du lien direct avec la politique énergétique, les données scientifiques concernant le réchauffement climatique et les émissions des gaz à effet de serre et tout particulièrement le CO_2 ont été controversées.

Le protocole de Kyoto dont l'Algérie est signataire, vise à réduire, entre 2008 et 2012, de 5.2% par rapport au niveau de 1990 les émissions des gaz à effet de serre. Devant ces considérations et avec le développement des technologies dites vertes plus particulièrement l'énergie solaire, un riche et ambitieux programme émanant du gouvernement qui incite tout les opérateurs et acteurs activant dans ce secteur à produire de l'énergie électrique à partir des énergies renouvelables dans un contexte économique, environnemental, et social pour une stratégie globale et durable.

Cette orientation s'est traduite par la concrétisation d'une première centrale thermique hybride de Hassi R'mel de 150MW dont 25MW d'origine solaire, la ferme éolienne d'Adrar d'une puissance de 10MW, et la tour solaire de Bougezoul dans la wilaya de Médéa de 7,1MW dont 1,3MW solaire en phase d'études.

1.1 Contexte énergétique :

La croissance constante de la consommation d'énergie sous toutes ses formes et les effets polluants associés, principalement causé par la combustion des énergies fossiles, sont au cœur de la problématique du développement durable et du soin de l'environnement dans une discussion pour l'avenir de la planète.

Le secteur de la génération électrique est le premier consommateur d'énergie primaire et les deux tiers de ses sources sont des carburants fossiles. Aujourd'hui, il est techniquement possible d'intégrer les énergies renouvelables.

Le développement des énergies nouvelles et renouvelables et la promotion de l'économie d'énergie font partie des trois principaux objectifs de la stratégie nationale en matière d'énergie. La stratégie s'est fixée une cible d'ici 2015. [2], pour que la contribution de l'énergie renouvelable (y compris la production combinée électricité-chaleur) à l'approvisionnement en énergie primaire atteigne 6%. Cet objectif semble être une cible interne fixée par le ministère de l'énergie et des mines, adoptée par le gouvernement en tant qu'objectif national ; ne se limitant pas à la réduction des émissions de CO₂ mais à la diversification de l'approvisionnement en énergie.

Le potentiel solaire est très élevé ; la moyenne annuelle d'énergie reçue sur la surface du pays est de 5 milliards de GWh.

Les caractéristiques par principales régions sont montrées dans le tableau suivant.

Le Sahara est particulièrement riche en cette ressource.

Tableau 1.1 : Caractéristiques solaires par régions [1] :

Région	Nord	Hauts plateaux	Sahara
Surface %	4	10	86
Moyenne de la durée de l'ensoleillement h/an	2650	3000	3500
Moyenne d'énergie reçue KWh/m ² /an	1700	1900	2650

Le potentiel éolien est relativement modéré, les vitesses du vent varient entre 2 et 6m/s. Ce potentiel énergétique est idéal pour pomper l'eau dans les hauts plateaux, mais il est marginal pour les grands projets commerciaux.

L'Algérie compte un grand potentiel géothermique. Plus de 200 sources chaudes ont été identifiées au nord du pays dont 1/3 presque (33%) ont une température supérieure à 45°C.

Certaines sources présentant des températures pouvant atteindre 96°C à Hammam Meskoutine. Plus au sud, le pays recèle d'un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de Km². Ce réservoir est appelé « nappe albienne » et présente une température moyenne de 57°C. Le potentiel total de la ressource géothermique en termes de production d'électricité est estimé à 700 MW.

Le pays compte plusieurs barrages sur les rives algériennes mais elles sont utilisées essentiellement pour l'irrigation et l'eau potable. La production d'électricité est limitée. La part de la capacité hydraulique dans la production électrique est de 5% ou 286 MW.

Le potentiel de la biomasse est relativement faible. L'Algérie se divise grossièrement en deux parties, les zones forestières qui couvrent environ 250 millions d'hectares ou moins de 10% de la surface totale du pays et le Sahara qui couvre près de 90% du territoire. Au nord, les forêts s'étendent sur 1,8 millions d'hectares et atteignent même 1,9 millions d'hectares. Théoriquement, le potentiel total de la biomasse est estimé à 37 millions tep dont environ 10% pouvant être récupérés.

5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles sont produits annuellement. Le potentiel théorique d'énergie avoisine les 1,33 millions tep/an.

En Algérie, l'approvisionnement total en énergie est fortement dominé par le gaz naturel et le pétrole brut (voir Figure 1.1).

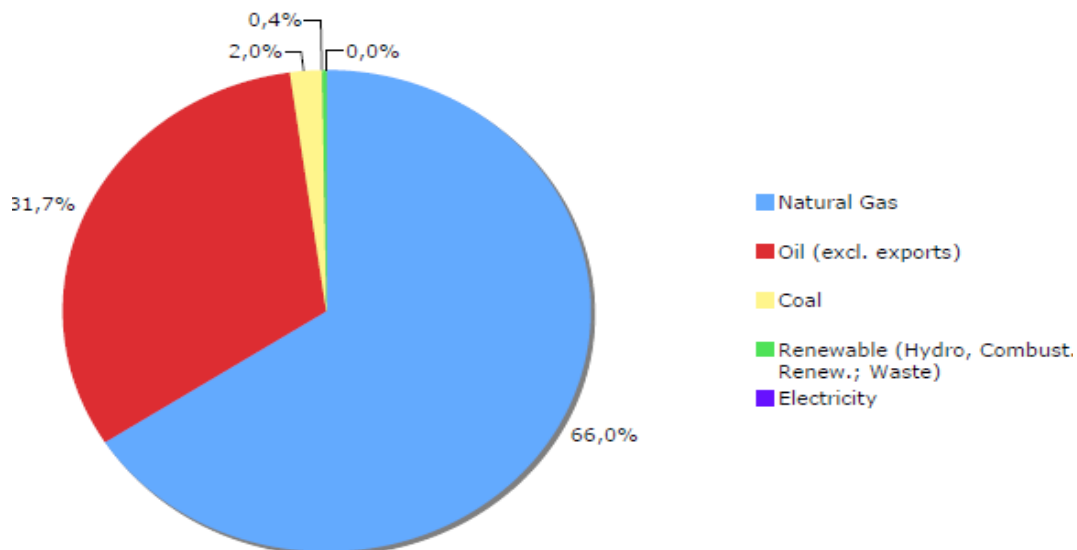


Figure 1.1 : Approvisionnement total en matière d'énergie en Algérie [1].

La capacité de production au gaz représente environ 97% de l'approvisionnement en électricité du pays, le pétrole couvre à peine 2% du total.

Les énergies renouvelables, essentiellement l'énergie hydraulique ne contribuent donc que d'un petit 1%.

La capacité Algérienne de production installée a été à la fin 2008 de 8,38 GW avec des générateurs avec turbines à gaz formant environ 51% du total, suivies par les turbines à vapeur 33% et les installations à cycle combiné 14%. Il est prévu que la capacité de production d'électricité atteigne d'ici 2015, 20 GW.

L'APRUE s'attend même à une augmentation de la consommation nationale de l'énergie de 81% entre 2003 et 2020 avec un taux de croissance annuel de 3,5% dans le cas où la situation continue à être comme l'est actuellement. La demande en électricité augmentera au dessus de cette moyenne et ce à cause de l'urbanisation accélérée, du niveau de vie en hausse et du développement significatif du secteur des services. [3]

La Figure 1.2 ci-dessous illustre l'évolution de cette demande en énergie.

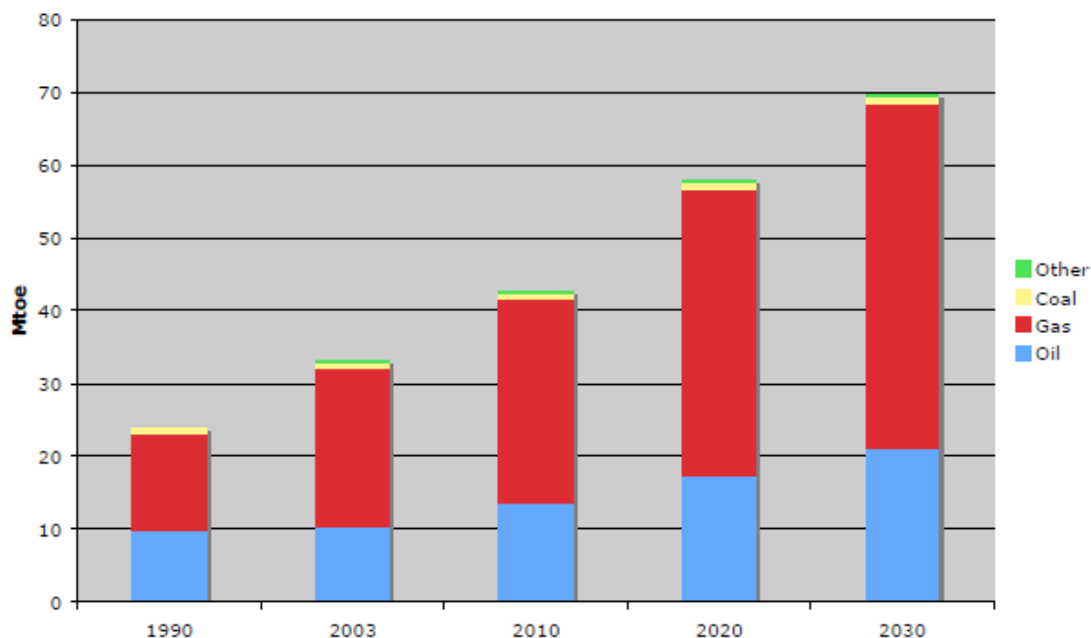


Figure 1.2 : Demande en énergie primaire 1990-2030 [1]

Pour remédier aux problèmes de disponibilité d'électricité en qualité et quantité, la réduction des émissions des gaz à effet de serre et diversifiation des ressources, l'Algérie est appelée aujourd'hui plus que jamais à consentir tout ses efforts autour des énergies renouvelables.

Le centre de développement des énergies renouvelables (CDER) en étroite collaboration avec le centre aérospatial allemand (DLR) ont procédé en premier lieu à la collecte, recensement et évaluation du potentiel algérien en énergies renouvelables non seulement en Algérie mais dans toute l'Afrique du nord. Les études effectuées ont montré que le potentiel solaire Algérien est prometteur et invite les pouvoirs publics à s'intéresser d'avantage.

1.2 Contexte scientifique et technologique :

Le développement technologique est une alternative incontournable vers le développement durable. Le progrès technologique a été à l'origine d'innombrables innovations et d'acquis indéniables qui ont permis à l'humanité de progresser vers un avenir beaucoup plus certain et beaucoup plus prospère dans lequel les obstacles et les difficultés divers sont repoussés vers leurs limites extrêmes pour faciliter la vie en améliorant de jour en jour les performances des dispositifs que nous sollicitons au quotidien. Grâce à la mobilisation de moyens de plus en plus conséquents au profit de la recherche/développement et à la démocratisation rapide des technologies de l'information et de la communication, tous les secteurs connaissent aujourd'hui un essor exceptionnel et un développement sans précédent dans l'histoire et le secteur des Energies Renouvelables n'est pas du reste.

Mais quoi qu'on dise, l'énergie est au centre de cette révolution et restera sans conteste, à notre humble avis, le véritable moteur de ce formidable développement technologique à venir et conditionnera dans une très large mesure notre devenir et celui de l'humanité toute entière. L'histoire en donne des exemples tout à fait édifiants que nous n'allons pas relater pour rester dans notre contexte en présentant une proposition de projet qui pourrait placer les Energies Renouvelables dans une dynamique nouvelle dont l'issue serait favorable et permettrait à notre pays d'en tirer un maximum de profit et de l'inscrire dans la durée et de manière irréversible dans une démarche universelle vers la voie du progrès technologique que nous prônons avec force et conviction depuis toujours.

Nous le disons avec beaucoup de conviction parce qu'une opportunité exceptionnelle se présente aujourd'hui au profit de l'avenir énergétique de notre pays dans le secteur des Energies Renouvelables à l'instar de la SONATRACH par le passé avec le pétrole et aujourd'hui avec le gaz naturel en s'appuyant sur l'expérience exemplaire d'entreprises Algériennes dont la notoriété est bien acquise en matière de partenariat, de savoir faire et d'ingénierie dans la réalisation de projets énergétiques similaires.

L'avenir en matière d'Energies Renouvelables se conjugue aujourd'hui par des projets « pilotes » hors des laboratoires de recherche dans des installations de conversion d'envergure à l'échelle industrielle autour de technopoles totalement dédiés à ces nouvelles technologies.

De nombreux pays montrent avec éclat et beaucoup de réussite leurs ambitions démesurées comme la Chine avec l'énergie hydraulique, l'Allemagne avec l'énergie éolienne, l'Islande avec l'énergie géothermique, la Californie avec l'énergie solaire thermodynamique, le Japon avec l'énergie solaire photovoltaïque et plus récemment encore, à notre voisinage immédiat, l'Espagne et son engagement totale aujourd'hui dans les voies renouvelables et l'efficacité énergétique.

La prudence relative affichée par notre pays vis-à-vis du développement des Energies Renouvelables s'appuie sur une vision totalement voilée par des réserves non renouvelables d'hydrocarbures surestimées et une modeste croissance de la consommation interne d'énergie qui n'a pas, malheureusement encore, réussi à décoller pour asseoir les bases de

l'industrialisation véritable pour libérer les multiples initiatives et la création de richesses pérennes et durables.

Ajouter à cela, l'éparpillement des efforts et des moyens à travers les différents départements ministériels qui n'a pas permis d'obtenir la consistance souhaitée des programmes de réalisation initiés pour assurer un développement significatif des Energies Renouvelables grâce à la mise en place d'une industrie performante et rentable capable de prendre la relève des hydrocarbures à une échéance raisonnable.

Malgré la volonté politique clairement affichée, la loi sur la promotion des Energies Renouvelables dans le cadre du développement durable n'a pas réalisé l'effet escompté pour mobiliser le fonds nécessaire au développement des Energies Renouvelables que nous attendions depuis 2004 pour assurer d'abord le soutien des infrastructures de bases existantes à court terme et pour lancer ensuite à moyen terme la réalisation d'un véritable technopole technologique à la mesure de notre aspiration et celle de notre pays pour accompagner le programme de recherche et de développement des Energies Renouvelables proposé par le EPST/CDER qui va « booster » tous les laboratoires domiciliés au sein des universités Algériennes qui activent dans le domaine pour accompagner l'ambitieux programme de réalisation du Président de la République et le faire aboutir.[4].

La création des premières PME et PMI innovantes en Algérie dans le secteur des Energies Renouvelables et renforcer et baliser encore davantage les capacités d'intervention mobilisées par le privé Algérien et étranger dans le secteur des Energies Renouvelables afin d'assurer une qualité irréprochable de service et de fiabilité de ces sources nouvelles d'énergie grâce à une concurrence équitable et loyale dans la commercialisation et la distribution des équipements et les dispositifs de conversion.

1.3 Contexte économique et environnemental :

L'énergie pèse sur l'économie, autant sur la facture d'un particulier que sur le PIB d'un Pays d'où l'importance de l'accès à l'énergie, le poids de l'approvisionnement énergétique, la dépendance de l'économie des ressources naturelles non renouvelables physiquement limités et la dégradation de l'environnement.

L'utilisation de l'énergie impose une contrainte environnementale, la production d'énergie génère des pollutions graves, des déchets non désirables et encombrants (Nucléaire) et l'augmentation des gaz à effet de serre. De là le recours aux énergies renouvelables demeure une nécessité de premier ordre.

L'ensemble de la communauté scientifique œuvrant dans différents domaines ont tiré la sonnette d'alarme sur les émissions des gaz à effet de serre et les conséquences sur le devenir de notre planète.

Le Professeur Kaya du Japon lors des travaux du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) en 1993 a mis au point une équation qui permet de quantifier l'émission du CO₂ :

$$CO_2 = CO_2/TEP \times TEP/PIB \times PIB/POP \times POP \quad (1.1)$$

CO₂ : Emission annuelle.

TEP : Tonne Equivalent Pétrole, la quantité d'énergie.

PIB : Produit Intérieur Brut.

POP : Population.

Vers 2050, pour stabiliser les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (dont le CO₂ est le plus important en quantité), il faudra réduire nos émissions de 75%. Sur la même période, la population va presque doubler. Il est souhaitable que le niveau de revenu par habitant lui aussi double (PIB/POP). Pour résoudre l'équation il reste donc à gagner sur le ratio CO₂/TEP, relatif au contenu en carbone de l'énergie et réduire TEP/PIB, correspondant à l'intensité énergétique de l'ensemble de l'économie [5].

1.4 Présentation du travail:

Notre travail est subdivisé en cinq parties, la première partie comporte une introduction générale, la deuxième partie est consacrée à des rappels thermiques, thermodynamique, solaire et optique.

La troisième partie fait l'objet d'une présentation du logiciel de calcul System Advisor Model (SAM).

La quatrième partie est dédiée à l'étude technico-économique des centrales solaires à tour et les indicateurs économiques.

La cinquième partie, c'est l'interprétation des résultats de la simulation sous le climat Algérien pour les différentes régions et en terminera par une conclusion, recommandations et des perspectives.

2.1 Introduction :

Ce chapitre initié le lecteur au concept de l'énergie solaire. On y explique comment l'énergie solaire varie selon l'endroit et la saison et comment estimer la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit donné.

De même pour se qui a été fait, se qui se fait et se qui se fera dans le domaine des CSP c'est-à-dire l'état de l'Art de ces filières thermodynamiques.

2.2 Notion d'astronomie :

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (μm).

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0,4 \mu\text{m}$),
- 47% dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$),
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8 \mu\text{m}$).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2), à plus ou moins 3 %, selon que la Terre s'éloigne ou se rapproche du Soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1,2\text{kW}/\text{m}^2$ ($1200\text{W}/\text{m}^2$). La rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus. L'utilisation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose donc un problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible ; en outre, on ne peut l'emmagasiner ni le transporter. Le concepteur d'un système qui emploie le rayonnement solaire comme source d'énergie doit donc déterminer la quantité d'énergie solaire disponible à l'endroit visé et le moment où cette énergie est disponible.

2.2.1 Mouvement de la terre :

La Terre décrit autour du Soleil, dans un plan dit "plan de l'écliptique", une orbite elliptique, de très faible excentricité ($1/60$), dont le Soleil occupe un des foyers.

Sa distance au Soleil varie ainsi entre 147 103 000 kilomètres le 1 janvier (périogée P), et 152

105000 kilomètres le 1 juillet (apogée A).

La Terre tourne autour du Soleil dans le sens direct avec une vitesse orbitale voisine de 30 kilomètres par seconde.

La Terre tourne également sur elle-même dans le sens direct en 23 heures 56 minutes et 4 secondes, selon un axe incliné de $\delta = 23^{\circ}27'$ sur le 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 (21 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.

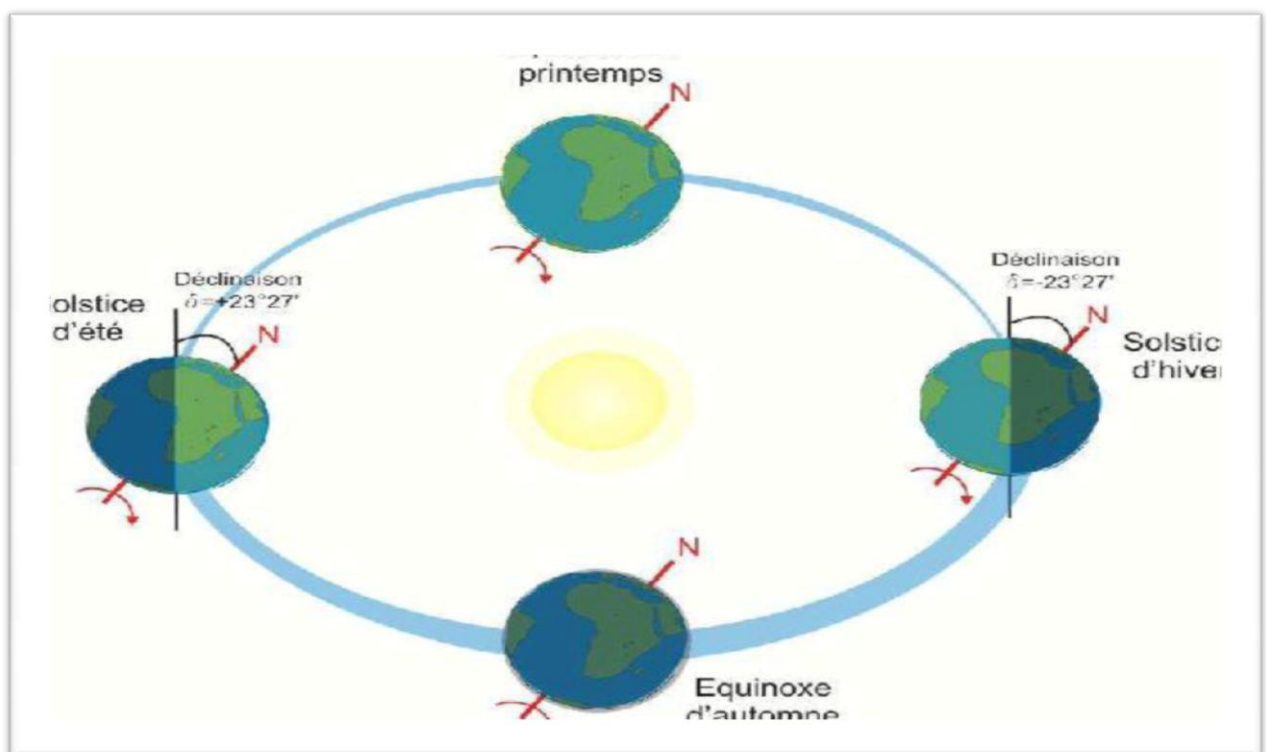


Figure 2.1 : Position de la terre pour les diverses saisons [15]

2.2.2 La sphère céleste :

La sphère céleste est une sphère imaginaire de rayon quelconque et dont le centre est occupé par la Terre. On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes caractéristiques sur la sphère elle-même comme est représenté sur la Figure 2.2.

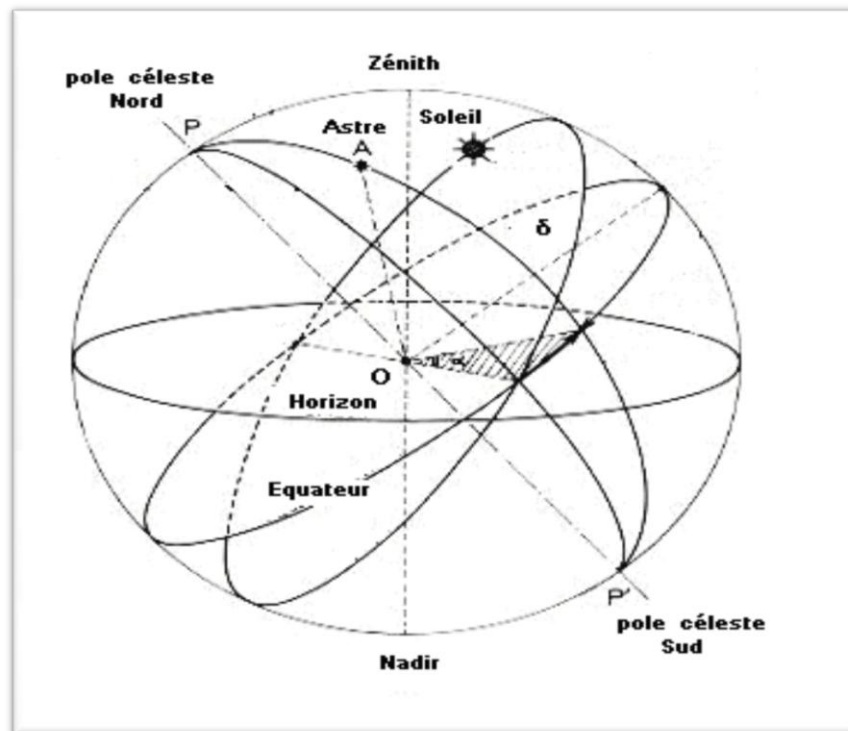


Figure 2.2 : La sphère céleste [29]

La position de n'importe quel objet ne peut être localisée avec précision qu'avec un système de coordonnées célestes.

2.2.3 Les coordonnées célestes :

2.2.3.1 Les coordonnées géographiques :

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre constitué par deux angles :

2.2.3.2 : Latitude ϕ

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Est une mesure angulaire, elle varie entre la valeur 0° à l'équateur et 90° aux pôles [14].

2.2.3.3: La longitude(Λ) :

La longitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression du positionnement est-ouest d'un point sur Terre (ou sur une autre planète). La longitude de référence sur Terre est le méridien de Greenwich.

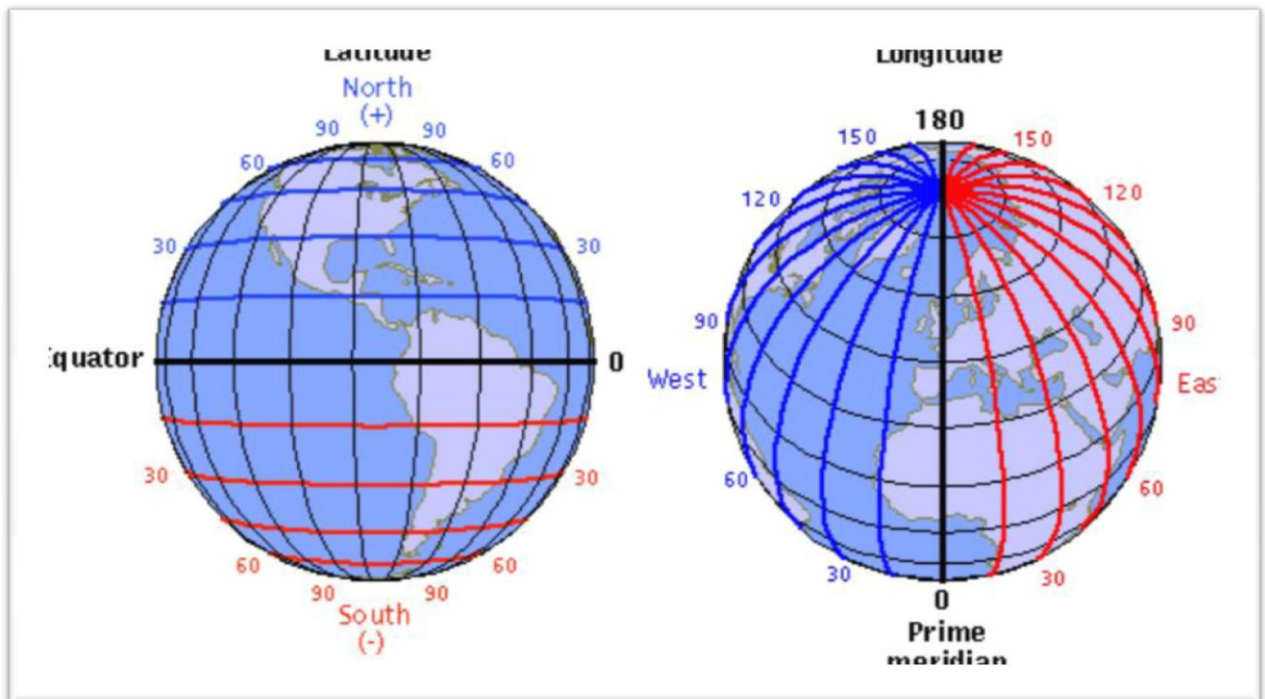


Figure 2.3 (a) : Schéma descriptif pour les angles latitude et longitude de la terre [29]

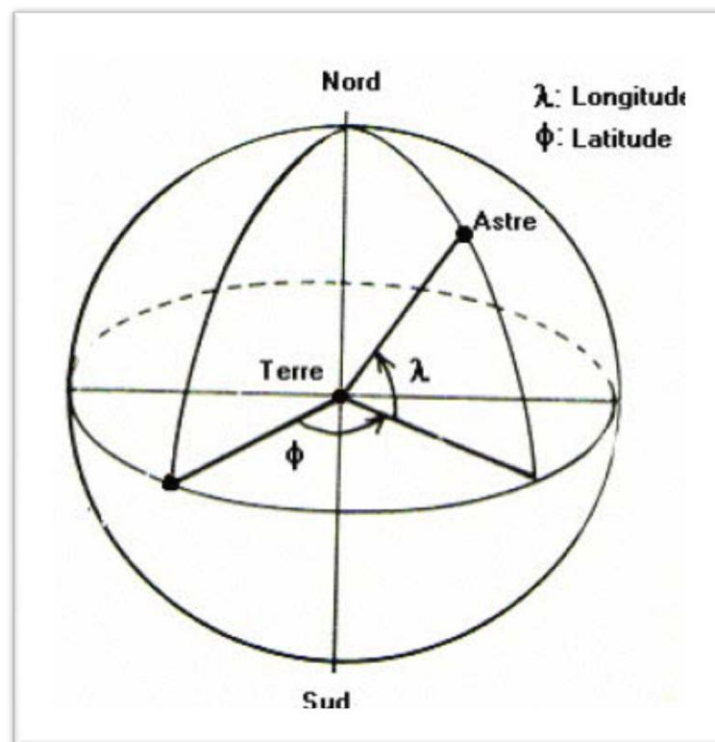


Figure 2.3(b) : Coordonnées angulaires [29]

2.2.4 Les coordonnées horaires :

2.2.4.1 La déclinaison solaire δ : c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^{\circ}27'$ à $-23^{\circ}27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours [13]. Elle s'obtient à partir de la formule suivante:

$$\delta = 23.45^{\circ} \times \sin [0.980^{\circ} \times (n + 284)] \text{ [Degré]} \quad (2.2)$$

n : c'est le numéro du jour de l'année.

2.2.4.2 Angle horaire (ω) :

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, l'angle horaire est compris entre 0° et 360° .

L'angle horaire est donné par l'équation suivante:

$$\omega = 0.261799 \cdot (t - 12) \quad (2.3)$$

Avec t est le temps. Pour calculer l'angle horaire, Capderou a utilisé la formule suivante dans l'Atlas Solaire de l'Algérie [1]:

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (2.4)$$

Si $\omega = 0$, TSV = 12h.00

Si $\omega < 0$, la matinée.

Si $\omega > 0$, l'après-midi.

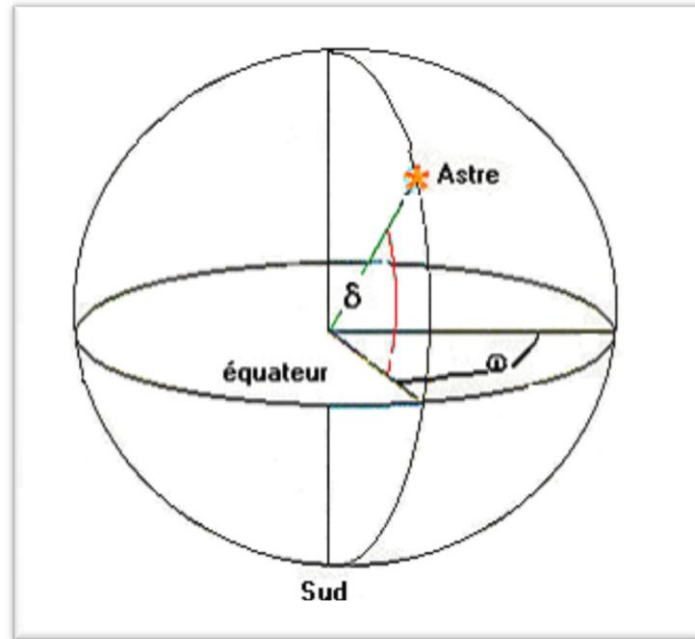


Figure 2.4 : Les coordonnées horaires [29]

2.2.5 Les coordonnées horizontales :

On repère le soleil par l'intermédiaire de deux angles [8] :

2.2.5.1 Hauteur du soleil (h) :

La hauteur du soleil (h) est l'angle que fait le plan horizontal avec la direction du soleil, la valeur $h = 0$ correspond au lever et au coucher du soleil. La hauteur du soleil varie entre $+90^\circ$ (Zénith) et -90° (Nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule bien connue qui avait été également adoptée par Capderou.

$$\sin (h) = \cos (\phi) \times \cos (\delta) \times \cos (\omega) + \sin (\phi) \times \sin (\delta) \quad (2.5)$$

Avec :

h : la hauteur du soleil, δ : La déclinaison, ω : L'angle horaire et ϕ : Latitude d'un lieu

2.2.5.2 Azimut(a) :

L'azimut solaire est l'angle mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère nord et dans le sens contraire dans l'hémisphère sud, en utilisant les projections sur le plan horizontal du point d'observation [2] c'est-à-dire la projection de la droite reliant la terre au soleil. Il est compris entre $-180 \leq a \leq 180^\circ$, tel qu'il est négatif le matin (direction Est), nul ou égal à 180° à midi et positif l'après-midi (direction Ouest), sur tout le globe. Il diffère de

l'azimut géographique, lequel est toujours mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du Nord, indépendamment de l'hémisphère du point d'observation [13].

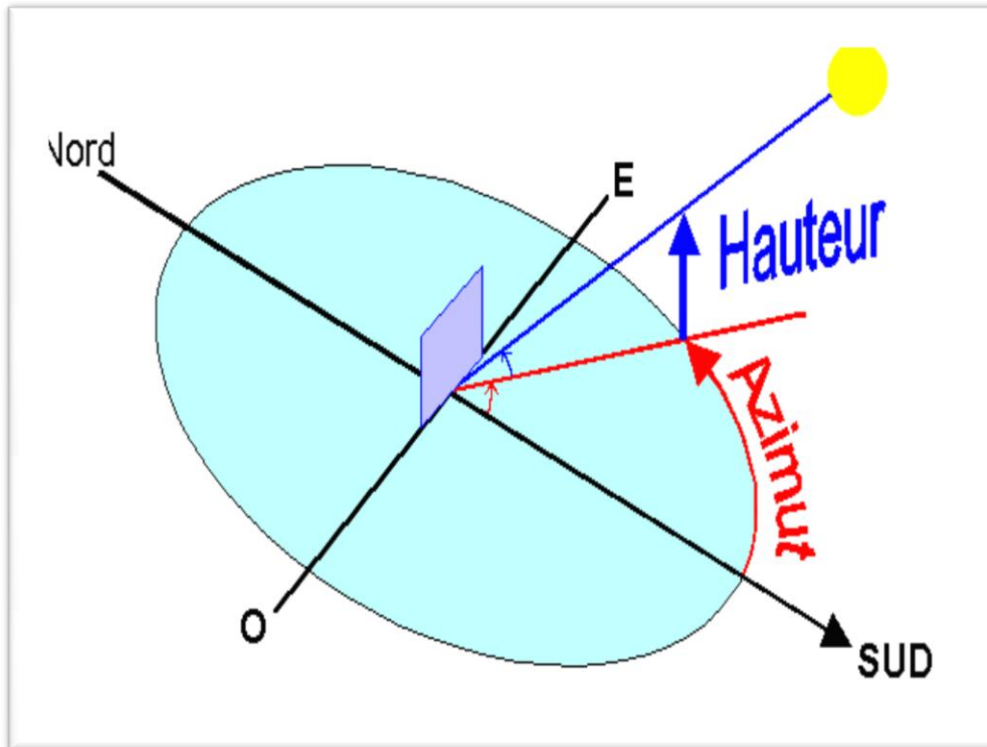


Figure 2.5(a) : Schéma descriptif pour les angles azimut et hauteur solaire [29]

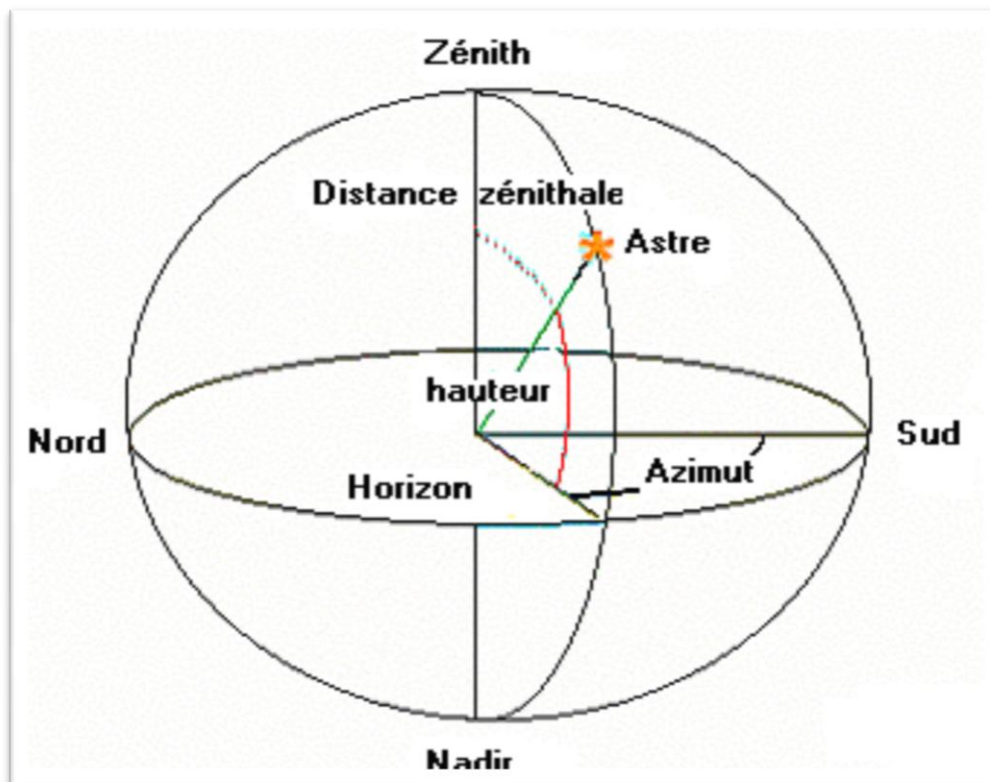


Figure 2.5(b) : Coordonnées horizontales [29]

L'équation de passage des coordonnées horizontales en coordonnées horaires est la suivante [15] :

$$\sin (a) \times \cos (h) = \cos (\delta) \times \sin (\omega) \quad (2.6)$$

$$\cos (a) \times \cos (h) = \cos (\delta) \times \cos (\omega) \times \sin (\phi) - \cos (\phi) \times \sin (\delta) \quad (2.7)$$

$$\sin (h) = \cos (\phi) \times \cos (\delta) \times \cos (\omega) + \sin (\phi) \times \sin (\delta) \quad (2.8)$$

2.2.6 Angle d'incidence :

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure du la surface du plan

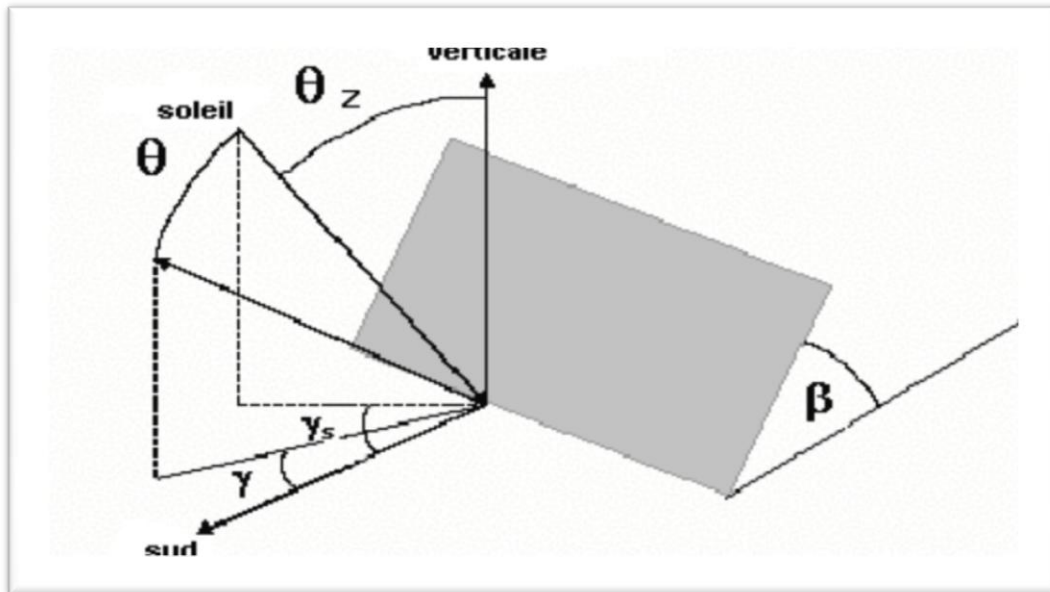


Figure 2.6 : Repérage du soleil par rapport à un plan incliné [10].

2.2.7 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.

2.2.8 La constante solaire (I_0) :

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367 W/m² par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse) [12].

Cette valeur est la moyenne sur l'année du flux extraterrestre. En effet, la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6\%$ de la distance Terre Soleil et donc une variation de ce flux. La relation suivante donne la valeur corrigée de la constante solaire [15]:

$$I_c = I_0 \times [1 + 0.0034 \times \cos (30 \times (m - 1) + n)] \quad (2.9)$$

Où:

$I_0 = 1367 \text{ w/m}^2$, m : numéro du mois dans l'année, n : numéro du jour dans le mois.

2.2.9 Le rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire hors atmosphère suit une ligne directe du soleil vers la terre.

En traversant l'atmosphère, une partie du rayonnement solaire ne subit aucune modification (absorption ou réflexion), c'est ce qu'on appelle le **rayonnement direct**, l'autre partie est diffusée par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère, c'est ce qu'on appelle le **rayonnement diffus**. La somme du rayonnement direct et diffus est le rayonnement global [11].

Pour les systèmes à concentration, seul le rayonnement direct normal est utilisé. Le terme normal pour le rayonnement direct signifie que le rayonnement direct incident est perpendiculaire à la surface. Seulement le rayonnement direct normal est focalisé. Le rayonnement direct normal est mesuré par un pyrhéliomètre ou calculer par des modèles numériques. La relation qui permet de calculer le rayonnement direct est comme suit :

$$R_D = \text{DNI} \cdot \cos(\theta) \quad (2.10)$$

R_D : rayonnement direct.

θ : Angle d'incidence.

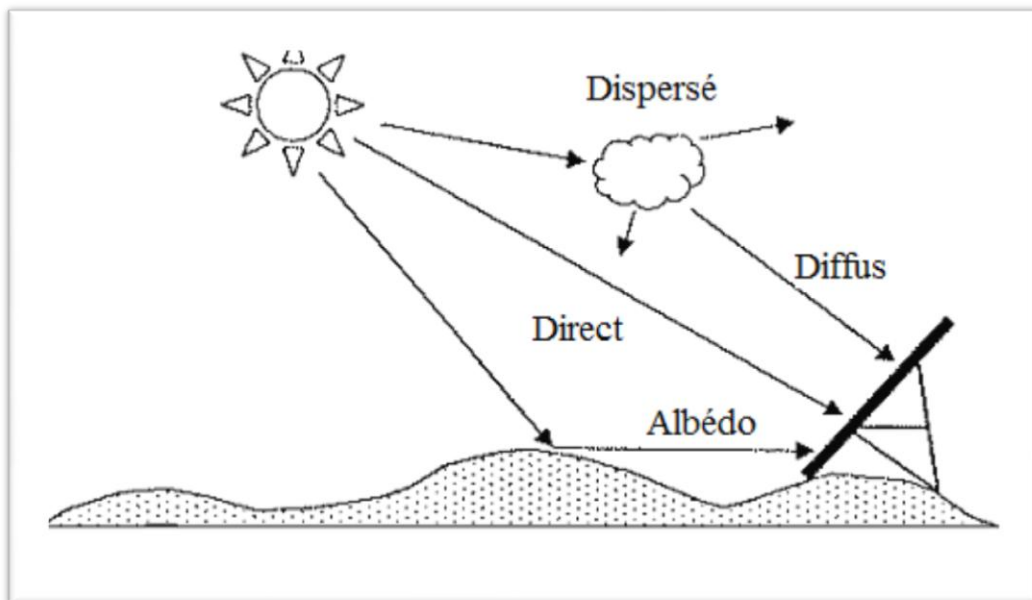


Figure 2.7 : Les types du rayonnement solaire [10]

Pour que le rayonnement direct incident soit égal au rayonnement direct normal, l'angle d'incidence doit être le plus petit possible, d'où la nécessité de doter les capteurs Cylindro-

paraboliques par un système de poursuite du soleil. Étant donné que les mesures du rayonnement direct normal sont rares, surtout dans les pays africains, on a recours à des modèles numériques pour le calcul du DNI.

Il existe deux types de modèles :

Modèles spectraux : le rayonnement direct normal est donné en fonction de la longueur d'onde λ . En général, l'équation qui permet de calculer le DNI est de la forme suivante :

$$\text{DNI}_\lambda = I_0 \cdot T_{R\lambda} \cdot T_{g\lambda} \cdot T_{o\lambda} \cdot T_{ns\lambda} \cdot T_{nt\lambda} \cdot T_{w\lambda} \cdot T_{a\lambda} \quad (2.11)$$

Où :

I_0 : constante solaire (1367 W/m²).

λ : longueur d'onde (μm).

$T_{R\lambda}$: coefficient de dispersion Rayleigh.

$T_{g\lambda}$: coefficient d'absorption des mélanges gazeux.

$T_{o\lambda}$: coefficient d'absorption d'ozone.

$T_{ns\lambda}$: coefficient d'absorption stratosphérique No₂.

$T_{nt\lambda}$: coefficient d'absorption troposphérique No₂.

$T_{w\lambda}$: coefficient d'absorption de vapeur d'eau.

$T_{a\lambda}$: coefficient d'extinction d'aérosol.

Modèles broadband : le rayonnement direct normal est donné par unité de temps (heure). En général, l'équation qui permet de calculer le DNI est la suivante :

$$\text{DNI} = I_0 \cdot T_R \cdot T_g \cdot T_o \cdot T_{ns} \cdot T_{nt} \cdot T_w \cdot T_a \quad (2.12)$$

Il existe une autre méthode dite satellitaire qui consiste à prendre des images par satellite à une résolution spatiale de 2,5 km x 2,5 km et temporaire de 1 heure sur les différentes régions du monde afin de les traiter et de fournir des cartes d'ensoleillement. Les Figures 2.8 et 2.9 sont des cartes de rayonnement direct normal fournies par le centre aérospatial d'Allemagne (DLR).

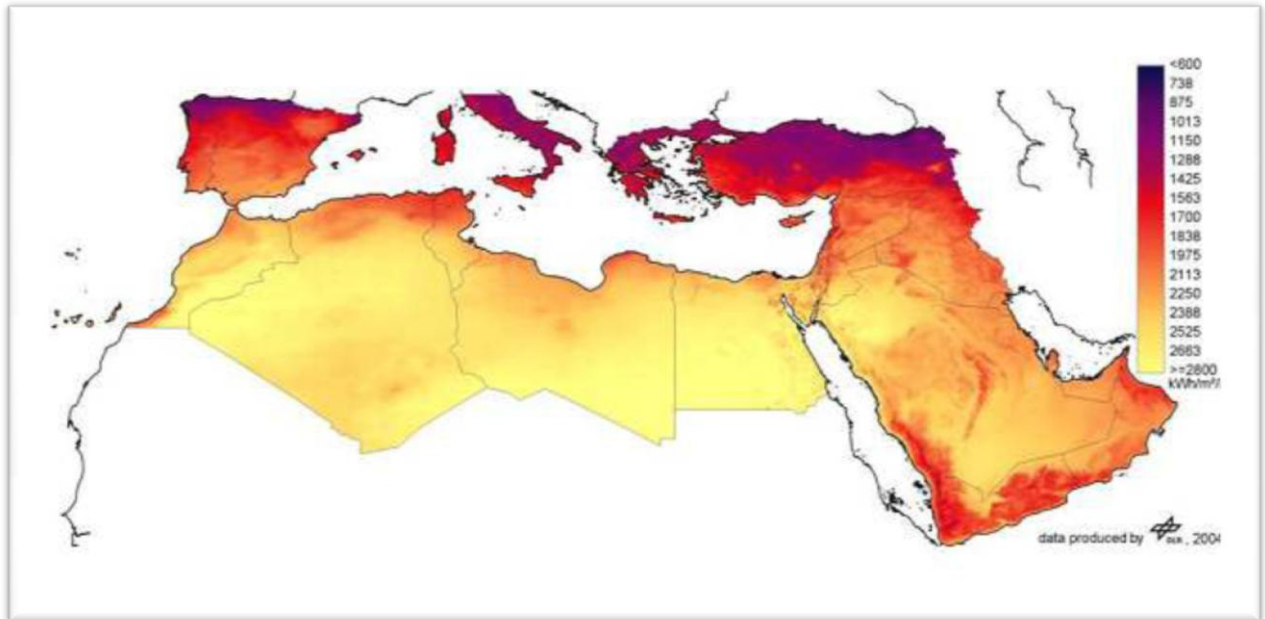


Figure 2.8 : Rayonnement direct normal annuel de l'année 2002 [16].

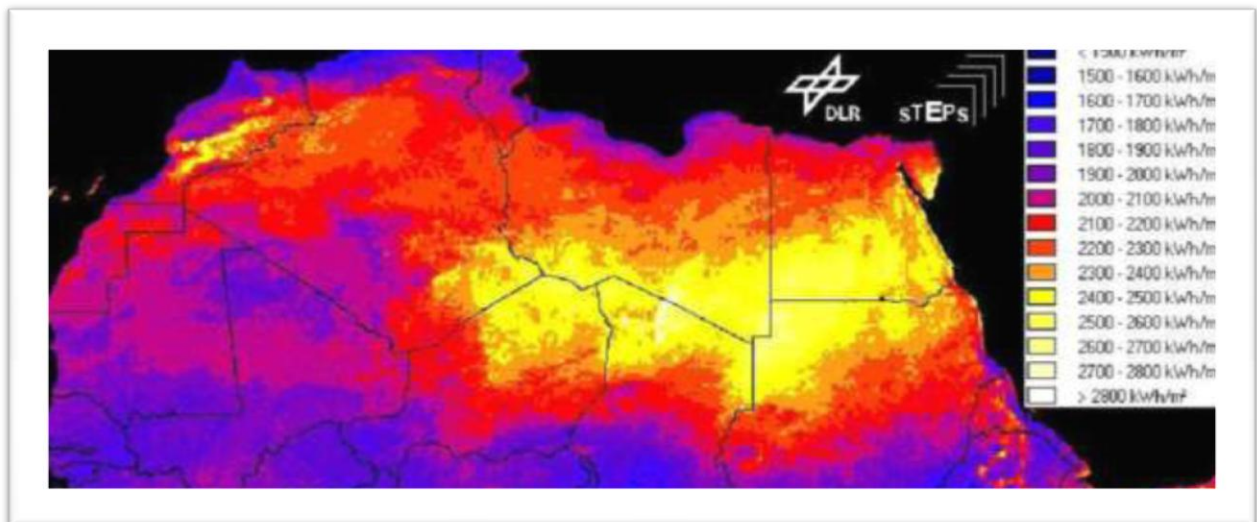


Figure 2.9 : Rayonnement direct normal annuel [17]

2.2.10 Le temps solaire : L'heure solaire est l'heure de la journée déterminée par le mouvement apparent du Soleil, égale à 12h00 au midi vrai. Pour obtenir l'heure légale, il faut lui additionner l'équation du temps, la correction de longitude et éventuellement l'heure d'été. Le midi vrai ou midi solaire est l'heure locale à laquelle le soleil passe au méridien du point d'observation et on a :

$$TSV = TL - DEL + ET + \Lambda / 15 \text{ [heure]} \quad (2.13)$$

Avec TSV : temps solaire vrai est définie à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps entre deux passages du soleil au méridien est de 24 h. Il est donc midi (12h) lorsque le soleil est à son zénith.

TL : temps légal et on peu définie comme le temps moyen du fuseau horaire de rattachement, augmenté éventuellement de l'heure d'été. C'est l'heure de la montre sa relation donnée en fonction de temps universelle :

$$TL= TU + DEL \quad (2.14)$$

TU : le temps moyen du méridien de Greenwich (méridien origine).

DEL : est la correction due au changement d'heure légale (en Algérie DEL =1).

ET : équation de temps, ce terme corrige le temps solaire de plus ou moins 15 minutes et pourra donc être négligé en première approximation; sa relation donnée par la formule suivant:

$$ET = 9.87 \sin (2N') - 7.53 \cos (N') - 1.5 \sin (N') \text{ [min]} \quad (2.15)$$

$$N' = (n - 81) \times 360/365 \quad (2.16)$$

Où : N'est le numéro du jour dans l'année.

On a aussi autre forme de cette équation mais en fonction de TSV et TSM

$$ET = TSV - TSM \quad (2.17)$$

TSM : le temps solaire.

2.2.11. Potentiel solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde.

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure moyenne partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au Nord et 2650 kWh/m²/an au Sud du pays.

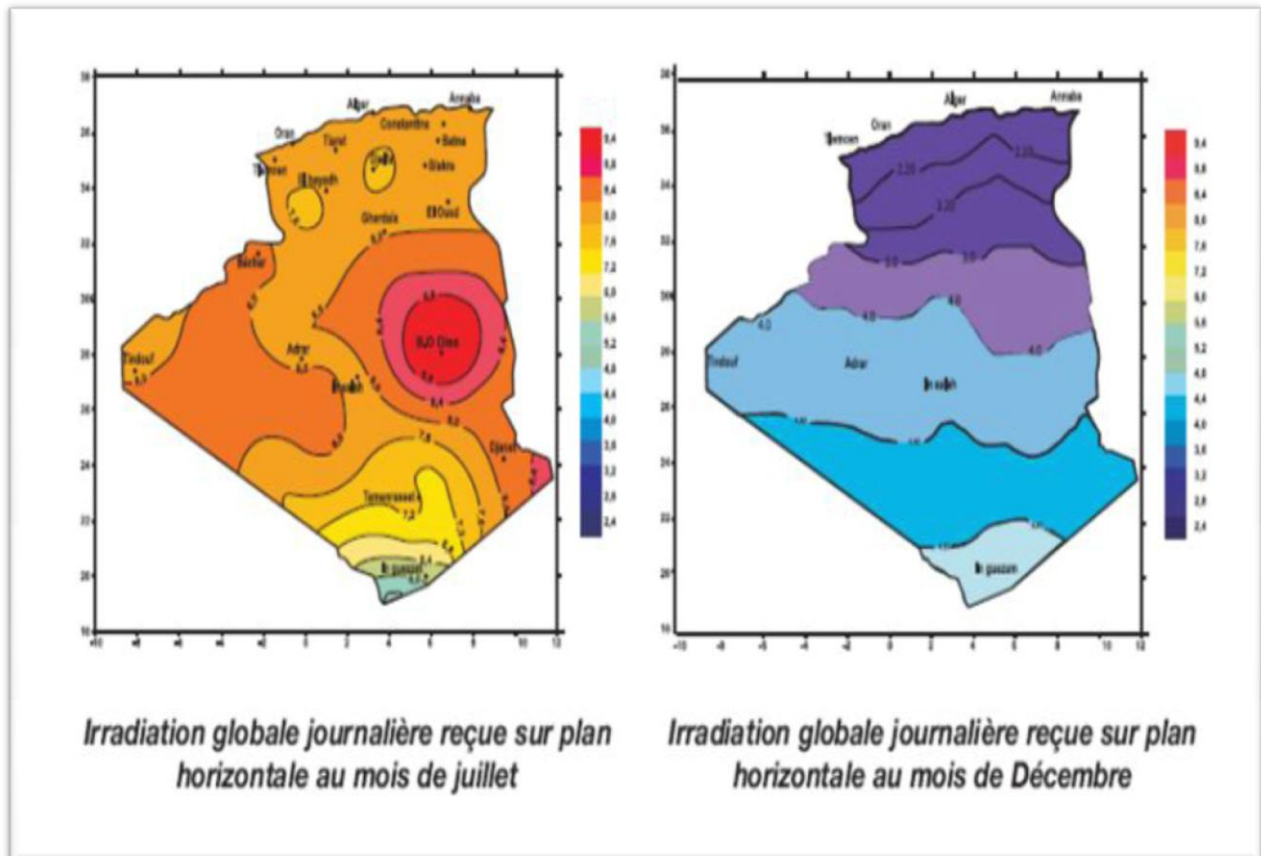


Figure 2.10 : Atlas solaire Algérien [11]

2.3 Les centrales solaires à concentration

2.3.1 Définitions et états de l'art :

2.3.2 Introduction :

On désigne par « solaire thermodynamique » l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique) à travers un cycle thermodynamique [18]. Ces techniques sont encore, pour l'essentiel, dans un état expérimental.

Le solaire thermodynamique à concentration a le plus grand potentiel et les meilleures caractéristiques pour convertir les rayons solaires en électricité. Les centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP) permettent de dispatcher efficacement l'énergie, de répondre précisément aux courbes de demande en énergie et peuvent en outre venir en appui à d'autres énergies renouvelables intermittentes. Cette filière incorpore trois procédures différentes qui se distinguent surtout par la manière dont on focalise le rayonnement solaire. La première filière de centrales solaires, la plus mature et la plus utilisée sur le marché du solaire thermodynamique à concentration est celle des capteurs cylindro-parabolique qui

assure une concentration linéaire sur un tube où circule un fluide caloporteur. La seconde et la troisième filière s'intéresse à la concentration ponctuelle du rayonnement solaire. Ce sont les centrales à tour composés d'un champ d'héliostats orientant les rayons du soleil vers un récepteur placé au sommet d'une tour, et les systèmes paraboliques Stirling (DS) dont le récepteur et le convertisseur sont placés au foyer d'une parabole[10].

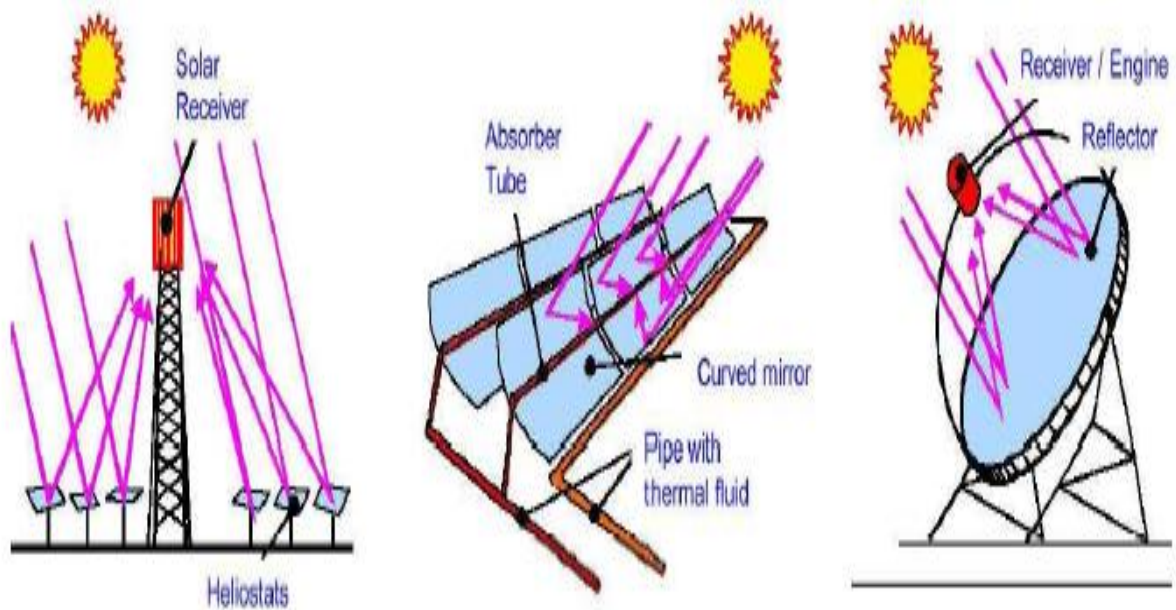


Figure 2.11 : Les trois familles de centrales solaires thermodynamiques [19]

Donc, au début des années 80, dans l'inquiétude générale des pays industrialisés de manquer de pétrole à bon marché, plusieurs projets de centrales électro-solaires voient le jour, lancés par des états ou par des organismes internationaux :

CRS à Almeria en Espagne, centrale à sodium liquide construite par l'AIE (1981, 3700m² de miroirs),

SUNSHINE à Nio Town, centrale à eau-vapeur, (Japon, 1981, 12900m² de miroirs),

EURELIOS à Adrano en Sicile, centrale à eau-vapeur, (CEE, 1981, 6200m² de miroirs),

SOLAR ONE à Barstow, centrale à eau-vapeur, (Californie, USA, 1982, 71500m² de miroirs),

THEMIS à Targassonne, centrale à sel fondu, (France, 1982, 11800m² de miroirs),

CESA 1 à Alméria, SPP-5 à Shchelkino, centrale à eau-vapeur, (Crimée, Ukraine, URSS à l'époque, 1985, 40000m² de miroirs). Tous ces projets mettent en œuvre des « centrales à tour » et ont pour objet d'explorer les possibilités technico-économiques de cette filière imaginée

depuis longtemps mais jamais expérimentée auparavant.

Centrale à eau-vapeur, (Espagne, 1983, 11900m² de miroirs),

A la même époque (1979) est constituée à l'aide de capitaux israéliens une société privée, Luz, qui se propose de construire et d'exploiter en Californie, à la faveur de règles fiscales avantageuses, plusieurs centrales électro-solaires de grande taille avec appoint de combustible fossile (du gaz en l'occurrence). Celles là seront basées sur la technique des miroirs Cylindro-paraboliques d'orientation nord-sud et utiliseront les champs de miroirs les plus importants (de 106000 à 480000m²).

Enfin, divers organismes de recherche des pays industrialisés lancent des actions variées dans le domaine de l'utilisation des miroirs paraboliques (de 50 à 400m²) utilisés individuellement (ou quasi individuellement) pour la génération d'électricité par des unités de faible puissance.

Vingt ans plus tard, après que « Solar One » ait été transformée en centrale à sel fondu à l'image de Thémis et ait fonctionné sous le nouveau nom de Solar Two pendant trois ans (1996-1999), il n'existe plus de centrale à tour en fonctionnement, tandis que les centrales « Luz » continuent à produire de l'électricité partiellement solaire bien qu'elles aient changé de main après la faillite de la société. Les expériences d'utilisation des paraboles élémentaires continuent (USA, Espagne, Allemagne, Australie), principalement sous la forme de générateurs à moteur « Stirling », mais restent, comme ce générateur, au stade de rêve d'ingénieur.

Toutes ces réalisations ont eu un caractère expérimental prononcé et leur production est restée très modeste (centrales Luz) sinon marginale (centrales à tour).

2.3.3 Les aspects techniques :

Toute installation thermodynamique solaire doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible.

Pour transformer le rayonnement solaire en chaleur, il suffit en principe de le réceptionner sur une plaque noire. Mais un tel capteur, même parfaitement absorbant, doit supporter les pertes que son propre échauffement provoqué au bénéfice de l'air ambiant. Ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à cet échauffement et à la surface développée. Pour travailler à température élevée, ce qui est nécessaire ici pour alimenter un cycle thermodynamique performant, il faut diminuer fortement la surface de réception pour maintenir, en proportion, ces pertes à un niveau raisonnable. C'est ce que l'on fait en disposant

devant le récepteur une optique qui concentre sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. On caractérise la performance du système par le chiffre de sa « concentration » qui est le rapport de la surface de collecte sur la surface du capteur.

Dans la pratique cette optique est systématiquement constituée de miroirs. C'est la nature géométrique des surfaces réfléchissantes mises en œuvre qui va définir la « filière » utilisée.

2.3.4 Centrale à concentrateur Cylindro- parabolique :

Historique : Vingt et un centrales Cylindro-parabolique sont en activité à travers le monde, 11 en Espagne, 05 au USA, 02 en Iran, 01 en Italie, 01 au Maroc, 01 en Algérie et 26 autres sont en construction dont 22 en Espagne, 02 au USA, 01 en Inde , et 01 en Egypt.

Le tableau ci-dessous illustre la répartition des centrales en activité :

Dénomination	Puissance (MW)	Pays
Solnova	150	Espagne
Andasol Solar Power Station	100	Espagne
Extresol Solar Power Station	100	Espagne
Ibersol Ciudad Real	50	Espagne
Alvarado I	50	Espagne
La Florida	50	Espagne
Majadas de Tiétar	50	Espagne
La Dehesa	50	Espagne
Palama del Rio 2	50	Espagne
Palma del Rio 1	50	Espagne
Manchasol-1	50	Espagne
Solar Energy Generating Systems	354	USA
Martin Next Generation Solar Energy Center	75	USA
Nevada Solar One	64	USA
Keahole Solar Power	02	USA
Saguaro Solar power Station	01	USA
Yazd integrated solar combined cycle power	17	Iran
Shiraz solar power plant	0.25	Iran
Beni Mathar Plant	20	Maroc
Archimede Solar power plant	5	Italie
Hassi R'mel Solar power plant	150	Algérie

Tableau 2.1: Centrales cylindro- parabolique [20]

L'exemple des centrales américaines SEGS (Solar Electric Generation System) de 354MW est tout à fait exemplaire, sont situées au USA, dans le désert de Mojave, dans le comté de San Bernardino réparties sur trois endroits : Daggett, Kramer Junction et le lac Harper, elles sont composées de 09 tranches (mini centrales) de 30 MW à 80 MW, et produisent 800

GW/an [21]. Ces centrales couvrent le besoin en électricité pour plus de 300 000 habitants, et donc une économie de 2 millions de barils de pétrole par an [22].



Figure 2.12 : Vue aérienne de 5 centrales SEGS en Californie [22]

Les principales caractéristiques des cinq centrales SEGS sont données par le tableau suivant :

SEGS	Démarrage	Capacité nette	Température à la sortie du champ solaire	Technologie Des collecteurs	Superficie du champ solaire
III	1987	30MW	349°C	LS-2	230 300 m ²
IV	1987	30MW	349°C	LS-2	230 300 m ²
V	1988	30MW	349°C	LS-2/LS-3	250 560 m ²
VI	1988	30MW	390°C	LS-2	188 000 m ²
VII	1989	30MW	390°C	LS-2/LS-3	194 280 m ²

Tableau 2.2 : Principales caractéristiques des cinq centrales SEGS [3]

Principe de fonctionnement :

Les centrales thermiques solaires SEGS mettent en œuvre la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques, la plus économique et la plus robuste actuellement [21]. Un fluide caloporteur (généralement une huile synthétique) circule dans le récepteur tubulaire et récupère l'énergie solaire sous forme de chaleur à une température de l'ordre de 390°C. La chaleur stockée au besoin dans des réservoirs de stockage, est ensuite délivrée à une boucle de production d'électricité conventionnelle, un cycle de Rankine modifié (cycle de Hirn). Un

apport de chaleur par combustion de gaz naturel, limité à 25% de l'énergie primaire totale, assure la continuité de la production d'électricité en période de faible ensoleillement et de forte demande en électricité sans recourir à un énorme stockage thermique (voir Figure2.13).

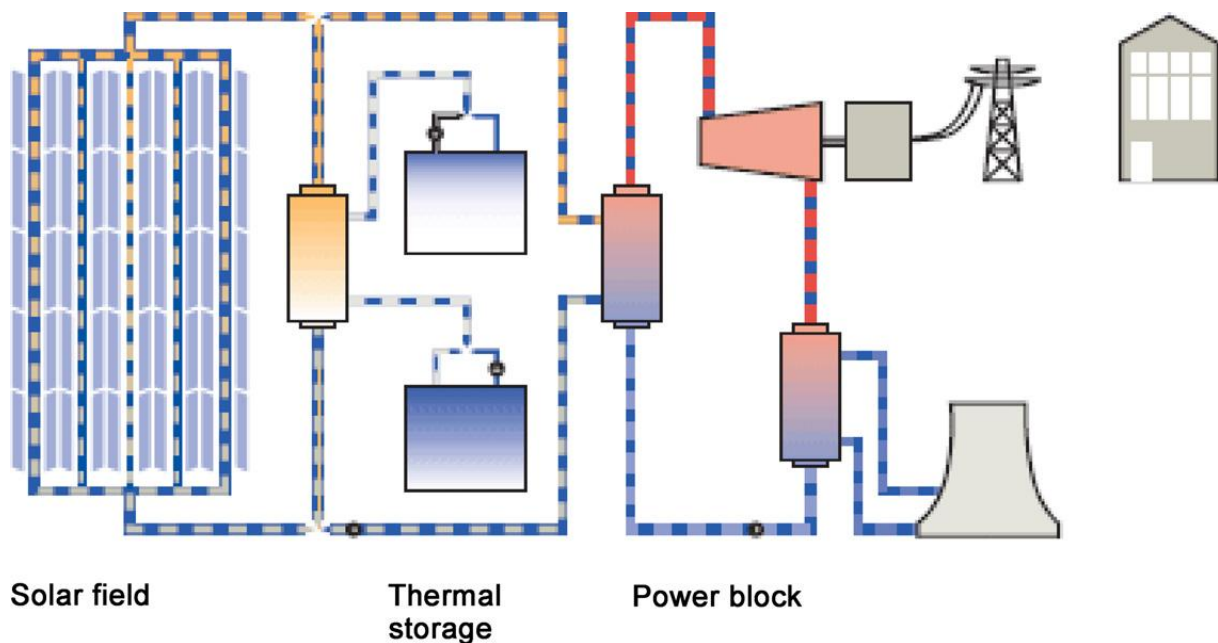


Figure 2.13: Schéma d'une centrale thermique SEGS [20].

La Figure 2.14 montre un banc d'essai expérimental d'une rangée de cylindro-parabolique sous test en Espagne. La figure illustre les principaux composants du collecteur à savoir : le réflecteur, l'absorbeur et la structure métallique.

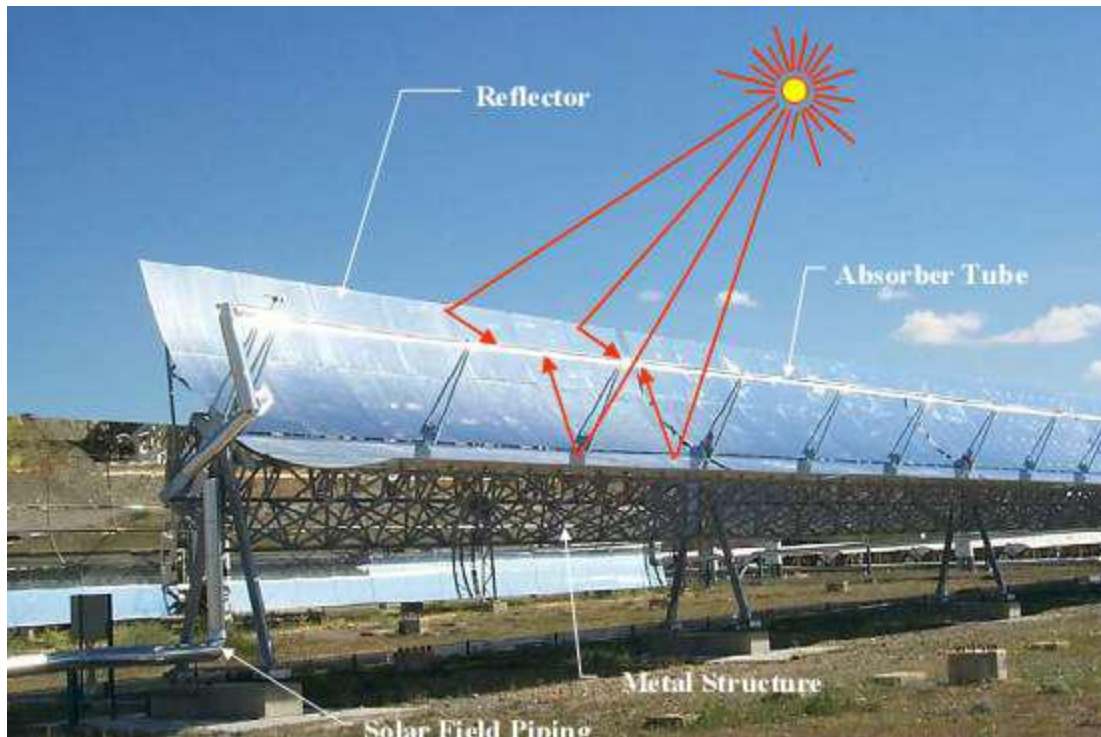


Figure 2.14: Capteur solaire Cylindro-parabolique sous test en Espagne [6]

L'exploitation de ces centrales a permis de réaliser des progrès significatifs dont le rendement annuel moyen qui est passé de 8% en 1985 à 14% aujourd'hui. De même, l'expérience accumulée a permis de faire baisser les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que les coûts des concentrateurs. Le coût du kWh produit a ainsi chuté considérablement passant de 0,25 €/kWh en 1985 à 0,12 €/kWh aujourd'hui [21].

Les avantages :

- Peu de mouvement mécanique par rapports aux autres centrales à chaleur.
- Moins onéreux que la concentration par miroir et les paraboles Stirling.
- Bon rendement.

Les inconvénients :

- Ne convient pas à de petites installations.
- L'énergie change de forme à de nombreuses reprises : risques de perte d'énergie.
- Toujours plus cher par watt comparativement aux photovoltaïques classiques.

2.3.5 Les centrales solaires à miroir de Fresnel :

Historique : trois centrales solaires à miroir de Fresnel sont en activité dont 01 au USA, 01 en Espagne, 01 en Australie, et 01 en construction en Espagne.

Dénomination	Puissance (MW)	Pays
Kimberlina	5	USA
Puerto Errado 1	1.4	Espagne
Liddell power	2	Australie

Tableau 2.3: Centrales solaires à miroir de Fresnel [20]**Principe de fonctionnement :**

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses "réflecteurs compacts linéaires". Ce sont des miroirs plans (plats) ou chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur.

Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 500°C en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

Les avantages :

- Principal avantage de cette technologie est le coût, les miroirs plats sont bon marché que les miroirs paraboliques.
- Les miroirs plans sont plus simples à fabriquer.
- Moins de prise au vent, infrastructure moins importante qu'une centrale à capteurs Cylindro-paraboliques.

Les inconvénients :

- Performances optiques inférieures d'environ 30% par rapport aux réflecteurs paraboliques et Cylindro paraboliques.

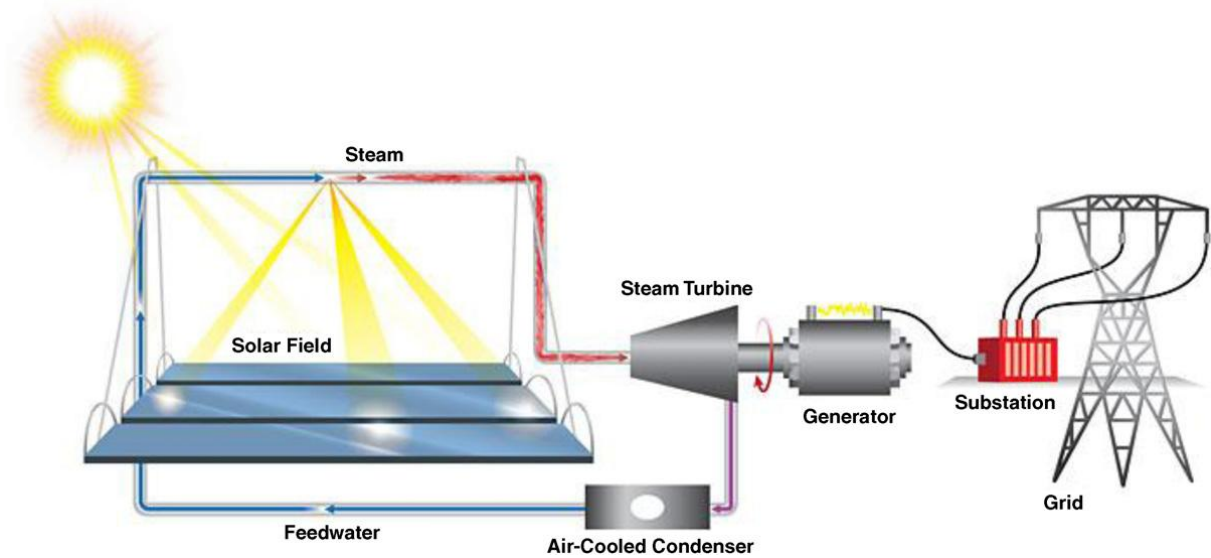


Figure 2.15 : Schéma d'une centrale solaire à miroir de Fresnel [20]

La Figure 2.16 illustre une centrale solaire à miroir de Fresnel en activité



Figure 2.16 : Centrale solaire à miroir de Fresnel [26]

2.3.6 La tour solaire à héliostat :

Historique :

Cinq tours solaires sont en activité dont 02 en Espagne, 02 au USA, 01 en Allemagne et deux autres sont en construction, 01 au USA et 01 en France.

Dénomination	Puissance (MW)	Pays
Planta Solar 10 (PS10)	11	Espagne
Planta Solar 20 (PS20)	20	Espagne
Solar One and Solar Two	10	USA
Sierra Sun Tower	05	USA
Julich Solar Tower	1.5	Allemagne

Tableau 2.4 : Tours solaires à héliostats [20]

Principe de fonctionnement :

Le principe des centrales à tour consiste à collecter le rayonnement solaire sur une très grande surface à l'aide d'un champ d'héliostats : ce sont des miroirs plans ou de grande focale, mobiles et orientés de façon à renvoyer le rayonnement solaire sur les parois du récepteur solaire fixe placé au sommet d'une tour. Ce récepteur solaire transfère l'énergie sous forme de chaleur à un fluide caloporteur qui assure son évacuation vers le système de conversion thermodynamique.

Ces systèmes à concentration permettent de porter un fluide à haute température, ce qui autorise un bon rendement thermique du cycle thermodynamique, mais en revanche ils n'acceptent que le rayonnement solaire direct [7]. Elles sont utilisées pour des applications de moyennes et grandes tailles (1 à 50 MWe), et ont une bonne caractéristique de performance avec un facteur de concentration optique situé entre 200 et 700. Elles peuvent atteindre des températures de l'ordre de 1000 °C, ce qui donne la possibilité de les exploiter avec des turbines à vapeur ou à gaz.

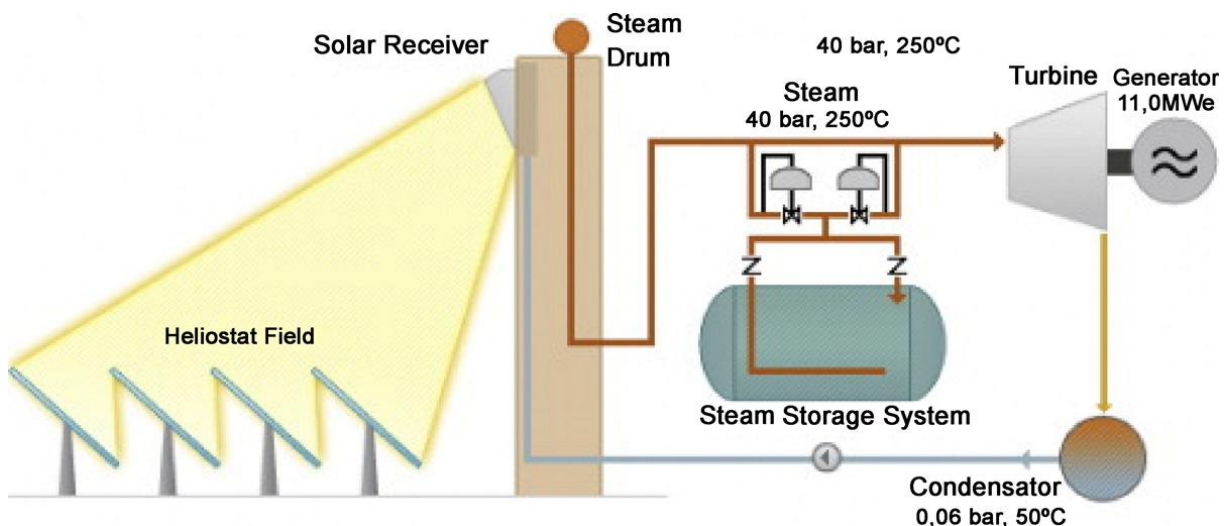


Figure 2.17 : Schéma d'une tour solaire à héliostat [20]

Considérée comme la plus mature et la plus intéressante de tous les tours solaires, située à côté de Séville, en Andalousie (Espagne). Elle regroupe deux CSP, SP10 et SP20.



Figure 2.18 : Tours solaires PS10 et PS20 de Séville (Espagne)[20]

Les avantages :

- La source d'énergie solaire est propre et gratuite.
- Les coûts de construction et d'exploitation sont faibles.
- La production continue la nuit si on réalise un stockage.

Les inconvénients :

- Ces centrales ne sont réservées que pour les zones désertiques.
- Ne peut concurrencer le nucléaire en termes de puissance.
- Plus cher que le charbon (et le nucléaire).

2.3.7 Centrale à concentrateur parabolique :

Historique :

Une centrale est en activité se trouvant au sud de la Californie, USA de 300MW de puissance, alors qu'une autre en construction au nord est de Los Angeles, USA.

Principe de fonctionnement :

La technologie du parabole-Stirling (Dish Stirling) consiste en un système constitué d'un concentrateur solaire en forme de parabole équipé d'un ensemble de miroirs incurvés. La parabole suit le soleil tout au long de la journée et concentre la radiation sur l'unité d'absorption de chaleur du moteur Stirling, placé au point focal de la parabole. L'énergie solaire thermique ainsi concentrée est transformée en électricité directement injectable sur le réseau. Le procédé de conversion comprend un moteur Stirling utilisant un fluide interne (généralement de l'air, de l'hydrogène ou de l'hélium) en circuit fermé. Le fluide est chauffé et pressurisé par le récepteur solaire, qui provoque la rotation du moteur.

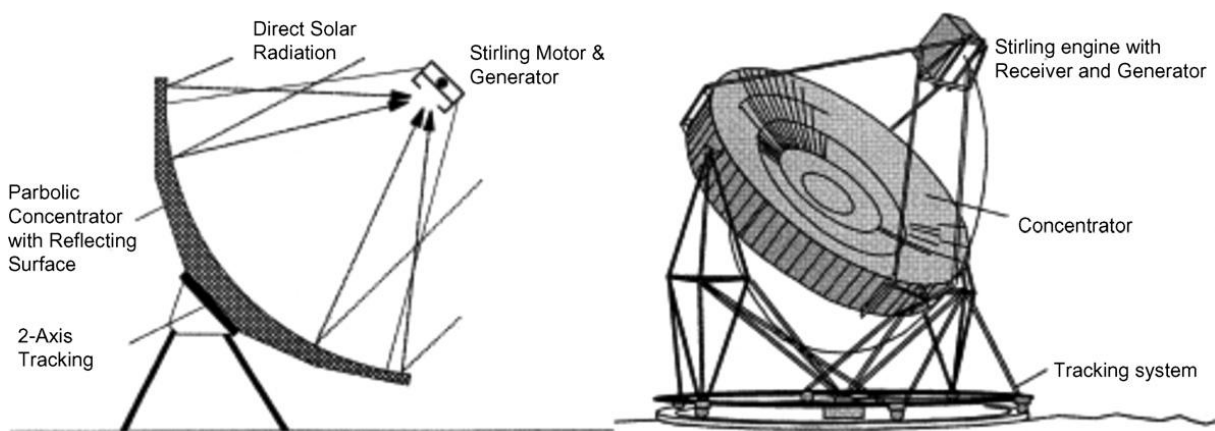


Figure 2.19 : Schéma de la technologie du parabole-Stirling [20]

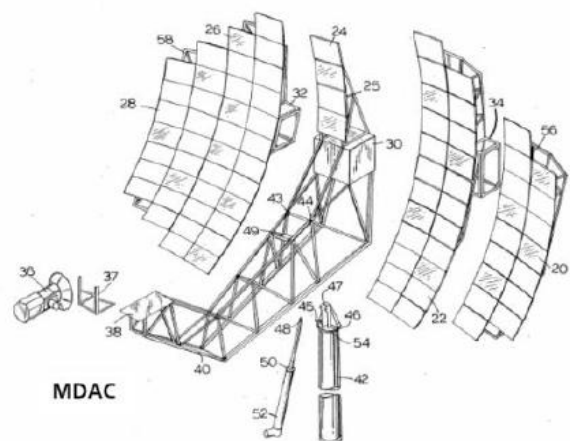


Figure 2.20 : Système parabole-Stirling "SUNCATCHER" de SES [10]

Les avantages :

- La source d'énergie solaire est illimitée et gratuite.
- Rendement jusqu'à 40 % moins polluant (pas d'énergie fossile utilisée, pas de dégagement de fumée), moins bruyant, entretien facilité car peu de pièces mobiles.
- Il existe une possibilité de mise en réseau des capteurs pour obtenir une centrale de taille industrielle.
- L'utilisation de gaz (hydrogène ou hélium) ayant une capacité importante à absorber les calories augmente le rendement.

Les inconvénients :

- La taille des capteurs est limitée afin d'obtenir une rotation sur deux axes pour suivre la course du soleil.
- Fonctionnement par intermittence.
- L'hydrogène diffuse facilement dans les matériaux.
- Les forts écarts de température créent des dilatations thermiques qui limitent le choix des matériaux.
- La construction pose toujours problème à cause de la double courbure des paraboles.
- Coût d'investissement encore élevé.

Après avoir cité les différents types de centrales existantes, nous pouvons récapitulés les informations suivantes :

Technologies	Cylindro Parabolique	Tour solaire	Parabole- Stirling	Miroir de Fresnel
Température de fonctionnement (°C)	270-450	450-1000	600-1200	350-500
Puissance unitaire (MW)	10-200	10-200	0.01-0.4	10-200
Concentration	70-80	300-1000	1000-3000	25-100
Rendement (peak) (%)	15	20-35	25-30	8-10
Rendement annuel (%)	10-15	8-10	16-18	
Coût total d'investissement €/We	2.8 –3.5	3 –4	4-5	4-6

Tableau 2.5 : Caractéristiques des différents types de centrales solaires [27]

Conclusion :Les avantages des centrales solaires thermodynamiques :

Ces technologies présentent plusieurs avantages, tels que les rendements énergétiques élevés, delà on peut les classées au premier rang des énergies nouvelles et renouvelables dans les années à venir. On peut aussi s'émanciper des énergies fossiles et de limiter considérablement les émissions des gaz à effet de serre lors de leurs fonctionnement. Au début, les centrales solaires étaient confronté à des problèmes de fiabilité, de disponibilité de la ressource solaire et à la fluctuation du gisement solaire. Devant ces constats plusieurs solutions ont été envisagées pour palier à ces problèmes tels que le stockage et l'hybridation.

Les lacunes des centrales solaires thermodynamiques :

La filière solaire thermodynamique souffre de deux inconvénients majeurs:

1. Disponibilité de la ressource solaire : de par leurs spécificités, les systèmes solaires à concentration collectent uniquement le rayonnement solaire direct, la part de ce dernier dans le rayonnement total varie selon l'épaisseur et la nature de l'atmosphère traversée. Une faible latitude, une altitude élevée, une faible teneur en gouttelettes d'eau, les poussières ou aérosols favorisent la transmission directe du rayonnement. Le rayonnement solaire direct représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire. La ressource en rayonnement direct se situe principalement dans la ceinture solaire, comme indique la Figure 2.21, où le DNI (Direct Normal Insolation) est supérieur à 2000 kWh/m²/an. Cette situation limite l'implémentation géographique de ces technologies qu'aux pays de la ceinture solaire.

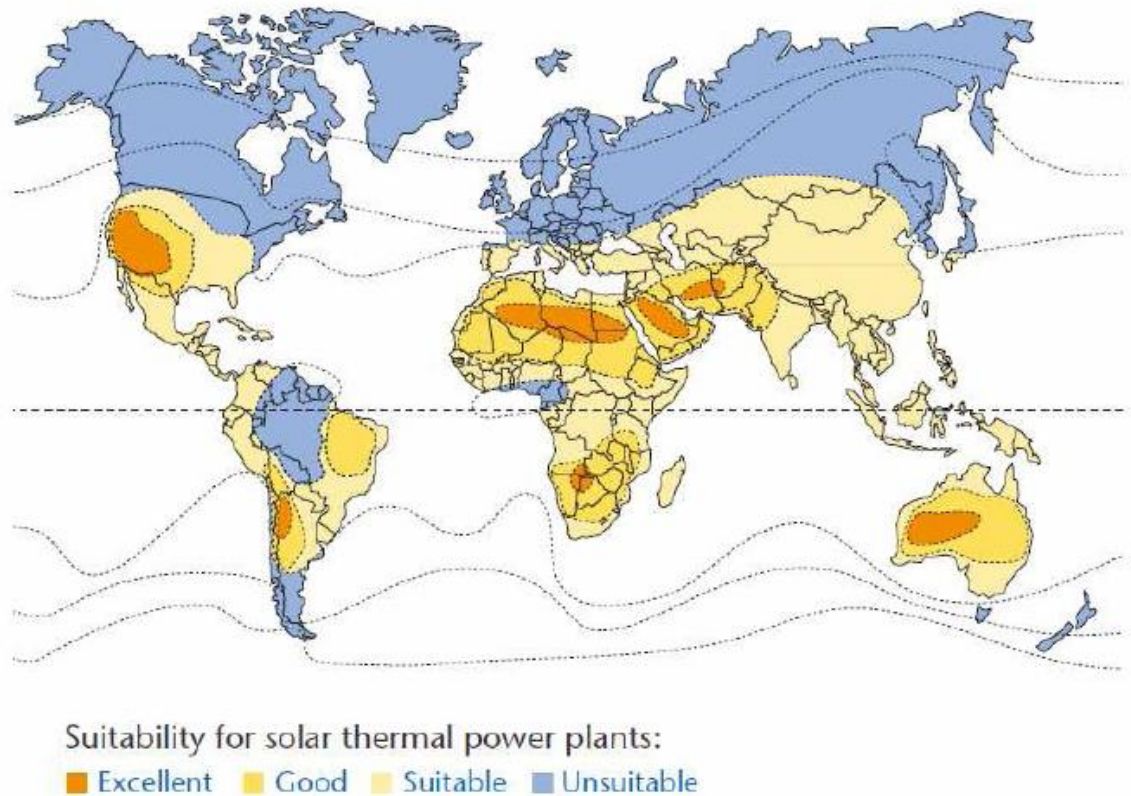


Figure 2.21 : Ceinture solaire, régions du globe dont lesquelles l'ensoleillement est favorable à l'implantation de centrales solaires thermodynamiques [10].

2. Dimension économique :

Cet inconvénient touche pratiquement toutes les filières des énergies renouvelables. Sous un ensoleillement annuel direct élevé et dans des conditions financières incitatives (primes et tarifs d'achat subventionnés). Aujourd'hui, le coût d'électricité produite par les centrales solaires (ce qu'on appelle le LEC (Levelized Electric Cost)) se situe entre 0,12 et 0,20 €/kWh. Ces coûts restent inférieur à ceux du photovoltaïque et supérieur à ceux de l'éolien, et ce due aux coûts d'investissement très élevés.

Pour pénétrer le marché de l'électricité sur réseau, un coût compétitif doit être atteint à l'horizon 2015. Dans l'hypothèse où le prix des hydrocarbures augmentera encore, et si on internalise les coûts induits comme par exemple celui des émissions de CO₂, le niveau de coût compétitif se situerait autour de 0,05 à 0,07 €/kWh [21].

Des études récentes ont montré que la moitié de la réduction de coût peut être obtenue par l'augmentation de la taille des centrales solaires et par leur industrialisation massive, l'autre moitié résultant des progrès de leurs performances obtenus par les efforts de recherche et de développement [28].

2.4 Les turbines à vapeur :

2.4.1 Introduction :

Les turbines à vapeur, comme toutes les turbomachines (et contrairement aux machines volumétriques), sont des appareils à écoulement continu, ce qui veut dire que, pour un régime de fonctionnement donné, l'état du fluide est invariable en tout point. Cette propriété leur permet de fonctionner avec des débits très importants et rend donc possible la réalisation de machines de grande puissance (pouvant dépasser un million de kilowatts), et cela avec un rendement élevé et avec toute la souplesse de réglage exigée par le fonctionnement des centrales électriques ou solaires modernes. De plus, les turbines à vapeur se prêtent, dans des conditions économiques, à la production simultanée d'énergie électrique et de chaleur. Pour toutes ces raisons, ces machines jouent un rôle de tout premier plan dans la production d'énergie électrique aux dépens de la chaleur fournie par les combustibles, qu'ils soient classiques, solaires, ou nucléaires.

Une turbine à vapeur comporte un ou plusieurs *étages*, composés chacun de deux aubages, ou grilles d'aubes, dont l'un est fixe et l'autre mobile. Le plus souvent, la direction générale de l'écoulement de la vapeur est parallèle à l'axe de la turbine ; celle-ci est alors du type axial. Dans certains cas, cette direction est perpendiculaire à l'axe (habituellement, dans le sens centripète) ; la turbine est alors du type radial.

2.4.2 Cycle de Rankine idéal :

Le cycle de puissance utilisé dans les centrales solaires est le cycle conventionnel de Rankine, ce dernier est un cycle thermodynamique utilisant traditionnellement l'eau comme fluide de travail dans des turbines à vapeur.

Le cycle de base comprend une pompe, une turbine, un évaporateur et un condenseur reliés ensemble par des canalisations. La vapeur circule donc à travers le circuit représenté sur la Figure 2.22. Une masse d'eau exécute un cycle complet à chaque fois qu'elle revient à un point donné du circuit.

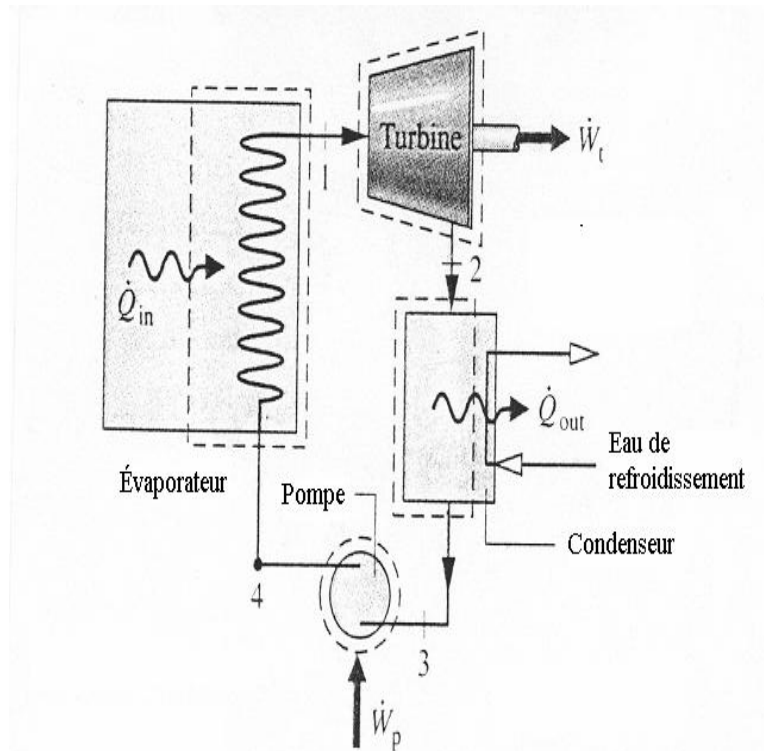


Figure 2.22 : Schéma du cycle de Rankine [30]

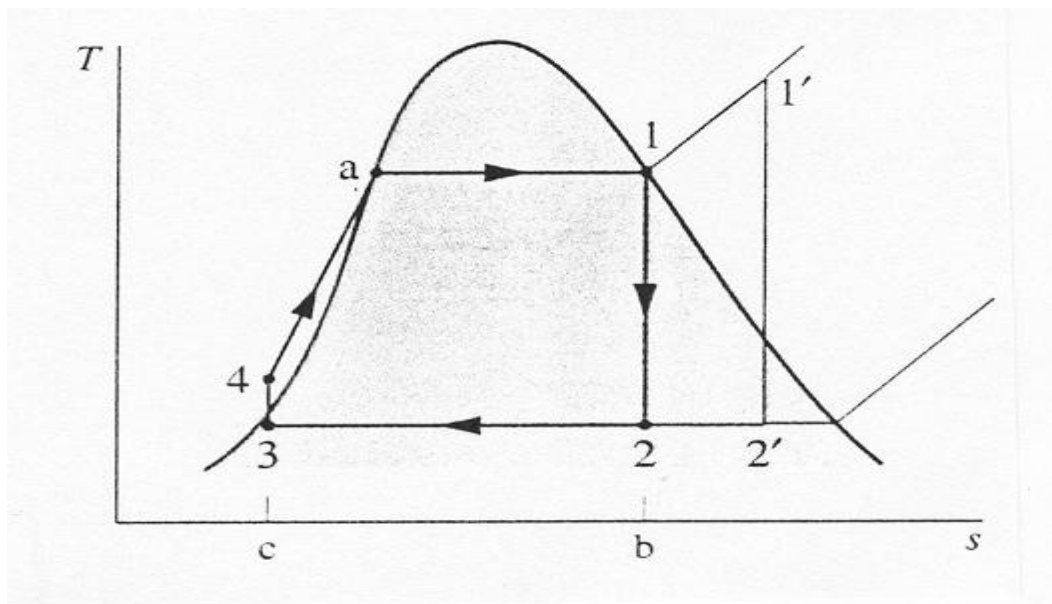


Figure 2.23 : Diagramme T-S du cycle de Rankine [30]

Le cycle de Rankine idéal est complètement réversible. Les rendements η_t de la turbine et η_p de la pompe sont égaux à l'unité. Comme ces composantes sont également adiabatiques, la détente et la pressurisation de la vapeur se produisent à entropie constante,

On se sert souvent de l'approximation incompressible :

$$\frac{w_p}{\dot{m}} = \int_3^4 v dp = v_3(P_4 - P_3) \quad (2.18)$$

Pour calculer la puissance requise qui est égale à la variation d'enthalpie de la vapeur à travers la pompe.

Pression d'évaporation/condensation : Dans un cycle à vapeur, l'évaporation et la condensation ont lieu à pression constante. Le rendement du cycle dépend justement de la valeur de ces pressions. Dans le cas idéal, on peut facilement établir cette relation. Étant donné qu'il s'agit d'un cycle réversible, pour lequel $dQ_R = TdS$, un simple examen de l'aire sous la courbe des différentes branches du cycle dans le plan (T, S) de la Figure 2.23 précédente permet de conclure que :

$$\frac{\dot{Q}_{in}}{\dot{m}} = \bar{T}_{in}(S_1 - S_4) \quad (2.19)$$

$$\frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{m}} = T_{out}(S_1 - S_4) \quad (2.20)$$

Le symbole \bar{T}_{in} représente ici la température moyenne à laquelle la chaleur est absorbée dans l'évaporateur. Le rendement du cycle peut donc s'exprimer sous la forme :

$$\eta_R = 1 - \frac{T_{out}}{\bar{T}_{in}} \quad (2.21)$$

Il s'ensuit qu'à pression constante dans le condenseur, η_R augmente avec la pression dans l'évaporateur, car \bar{T}_{in} augmente aussi. En fixant P dans l'évaporateur, η_R augmente également lorsque P diminue dans le condenseur, car T_{out} diminue.

On remarque qu'à températures minimales et maximales égales, le cycle de Rankine idéal est moins performant que le cycle de Carnot. Il offre par contre l'avantage d'absorber la chaleur fournie \dot{Q}_{in} à plus basse température, ce qui signifie qu'une plus grande proportion de l'énergie libérée par la combustion est convertie en puissance mécanique.

2.4.2.1 Le Cycle de Rankine réel : La plus grande source d'irréversibilité provient des turbines, dont le rendement η_t est toujours inférieur à l'unité. Vient ensuite le rendement η_p des pompes.

Il y a finalement les pertes de chaleur et les chutes de pression à travers les diverses composantes. En ce qui concerne l'influence des pressions sur le rendement, les tendances sont les mêmes que pour le cycle idéal. De façon générale, il est souhaitable de maintenir la pression dans le condenseur au-dessous de la pression atmosphérique, afin de faciliter le travail de la turbine, tout en gardant la température de condensation au-dessus de la température environnante pour favoriser le refroidissement.

Mentionnons qu'il est recommandé de maintenir un titre de vapeur x_2 d'au moins 0.9 à la sortie de la turbine afin de prévenir l'usure prématurée des ailettes. On préfère également recueillir un liquide saturé à la sortie du condenseur, plutôt qu'une vapeur humide, car cela facilite le travail de la pompe [30].

2.4.2.2 La Réchauffe : Cette variante du cycle de Rankine est concevable lorsqu'on emploie deux turbines pour générer la puissance, comme sur la Figure 2.24. La réchauffe de la vapeur à la sortie de la turbine à haute pression dans l'évaporateur vise essentiellement à accroître le titre x_4 à la sortie de la seconde turbine. La présence de la réchauffe a aussi pour effet d'augmenter légèrement le rendement du cycle.

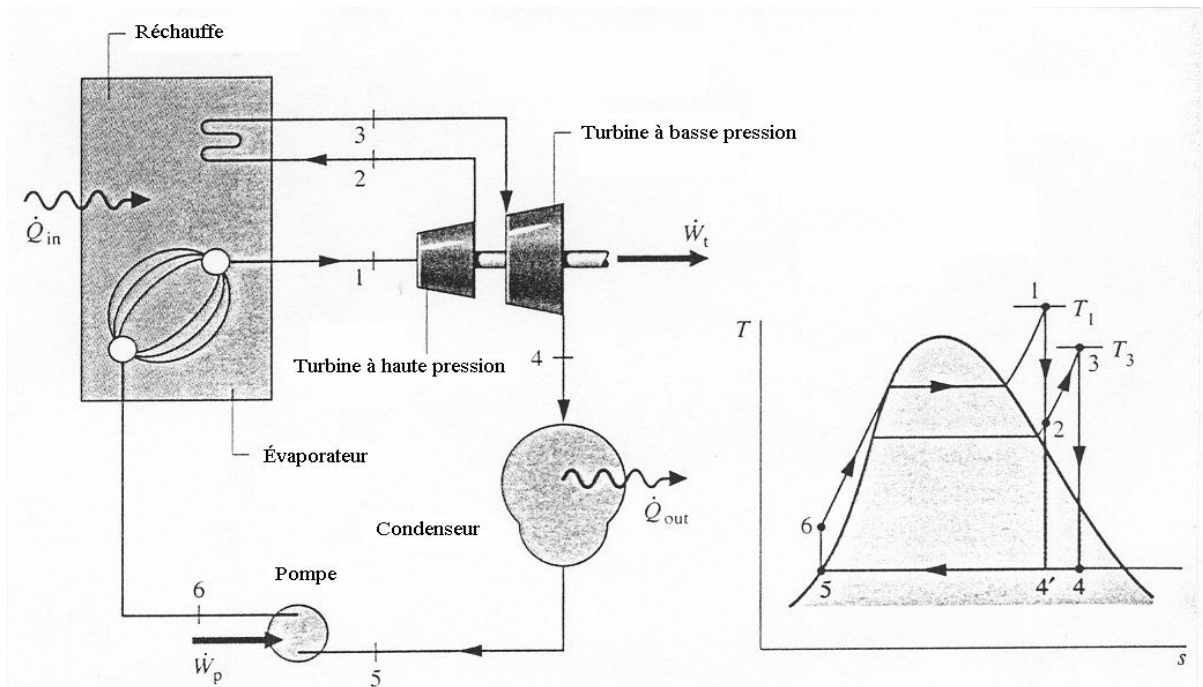


Figure 2.24: Schéma du cycle de Rankine avec Réchauffe et son diagramme T-S

2.4.2.3 La Régénération : On peut augmenter le rendement du cycle de base en utilisant la régénération. Cette opération nécessite le détournement d'une proportion y où $0 < y < 1$ du

débit de vapeur total à la sortie de la première turbine, soit vers un échangeur de chaleur, soit vers une chambre de mélange, comme sur la Figure 2.25.

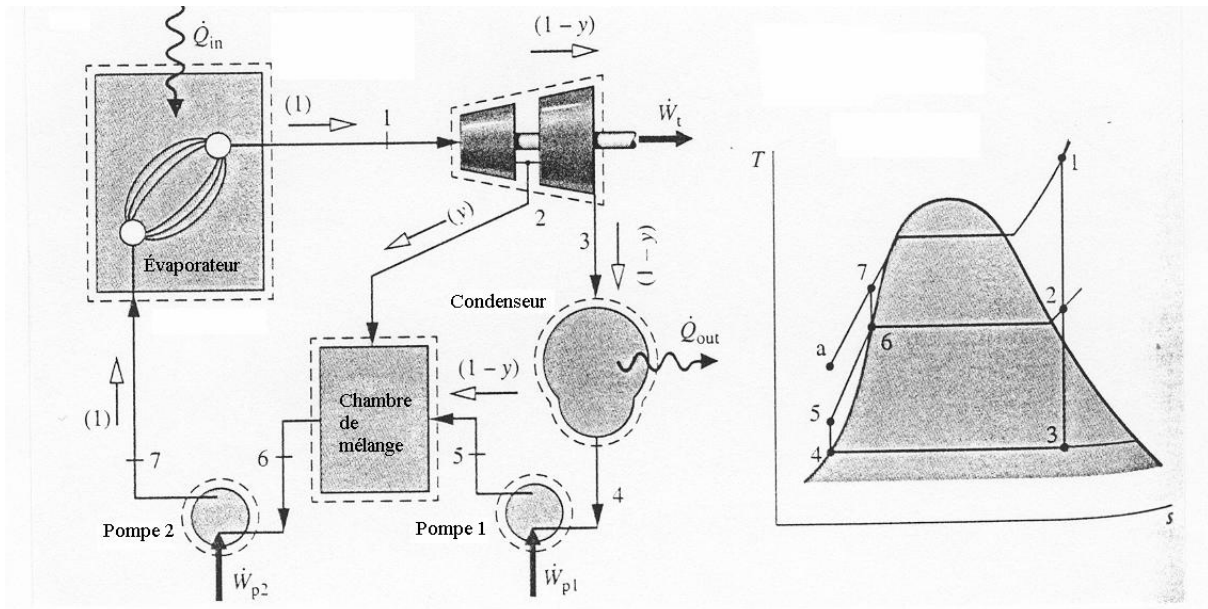


Figure 2.25 : Schéma du cycle de Rankine avec Régénération et son diagramme T-S [30]

Une application de la première loi pour système ouvert à la chambre de mélange permet de déterminer y . Il vient après simplification :

$$y = \frac{h_6 - h_5}{h_2 - h_5} \quad (2.22)$$

Il suffit d'appliquer ensuite la première loi à chaque composante du système pour évaluer les puissances développées par les turbines ou requises par les pompes, de même que le rendement du cycle. On établit ainsi que :

$$\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} = h_1 - h_2 + (1 - y)(h_2 - h_3) \quad (2.23)$$

$$\frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{m}} = (1 - y)(h_3 - h_4) \quad (2.24)$$

$$\frac{\dot{W}_p}{\dot{m}} = h_7 - h_6 + (1 - y)(h_5 - h_4) \quad (2.25)$$

$$\frac{\dot{Q}_{in}}{\dot{m}} = h_1 - h_7 \quad (2.26)$$

Il va sans dire qu'un cycle à vapeur peut comporter à la fois un ou plusieurs dispositifs de régénération et/ou de réchauffe. Dans certains cas, on peut employer deux substances actives, par exemple le mercure et l'eau, ce qui nécessite, bien entendu, des canalisations distinctes.

2.5 Les fluides caloporteurs : Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue.

2.5.1 Le récepteur à eau-vapeur : Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression

2.5.2 Le récepteur à sel fondu : On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes :

- ✓ Le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),
- ✓ Il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,
- ✓ Les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au dessous d'une valeur critique,
- ✓ Ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (au-dessus de 140°C à Thémis, et de 220°C à Solar Two).

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien a priori peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception généreuse. Il est donc facile à conduire.

Il doit être réchauffé avant remplissage. Il l'est par « traçage » électrique. Cette technique est bien adaptée et a donné de bons résultats quand elle était bien réalisée. A contrario des malfaçons dans la réalisation peuvent provoquer des surchauffes corrosives galopantes. Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale.

2.5.3 Le récepteur à métal fondu : L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire.

2.5.4 Le récepteur à air : Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements. La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept « GAST » devenu plus tard « PHOEBUS » étudié par les équipes allemandes de la DLR et ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Almería. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

Le récepteur doit ici réchauffer de l'air à une température très élevée (typiquement : 800°C). Des tentatives ont été menées à bien pour obtenir ce résultat à partir d'un absorbeur métallique à paroi (citons en particulier l'expérience « Sirocco » entreprise par le CNRS au grand four solaire d'Odeillo au début des années 80 et qui mettait en œuvre une paroi métallique gaufrée en « boîte à œufs » pour augmenter sa surface d'échange). C'était d'ailleurs l'option envisagée lors des premières esquisses de Gast. Mais de telles solutions, chères et fragiles, présentent en plus l'inconvénient d'offrir des surfaces de pertes à température plus élevée que celle de l'air chaud produit (du fait du gradient de température existant dans la paroi métallique).

3.1 Introduction : Pour établir un bilan énergétique du système, on considère que la tour solaire est subdivisée en quatre sous systèmes comme suit [42] :

- Le champ solaire c'est la partie optique,
- Le récepteur,
- Le générateur de vapeur,
- Le cycle de puissance.

Les hypothèses simplificatrices :

- a) Régime établi.
- b) La chute de pression et les pertes de chaleurs dans les tubes sont négligeables.
- c) Les énergies potentielles et cinétiques sont négligeables.
- d) L'efficacité du cycle de puissance est indépendante du rendement de la turbine.

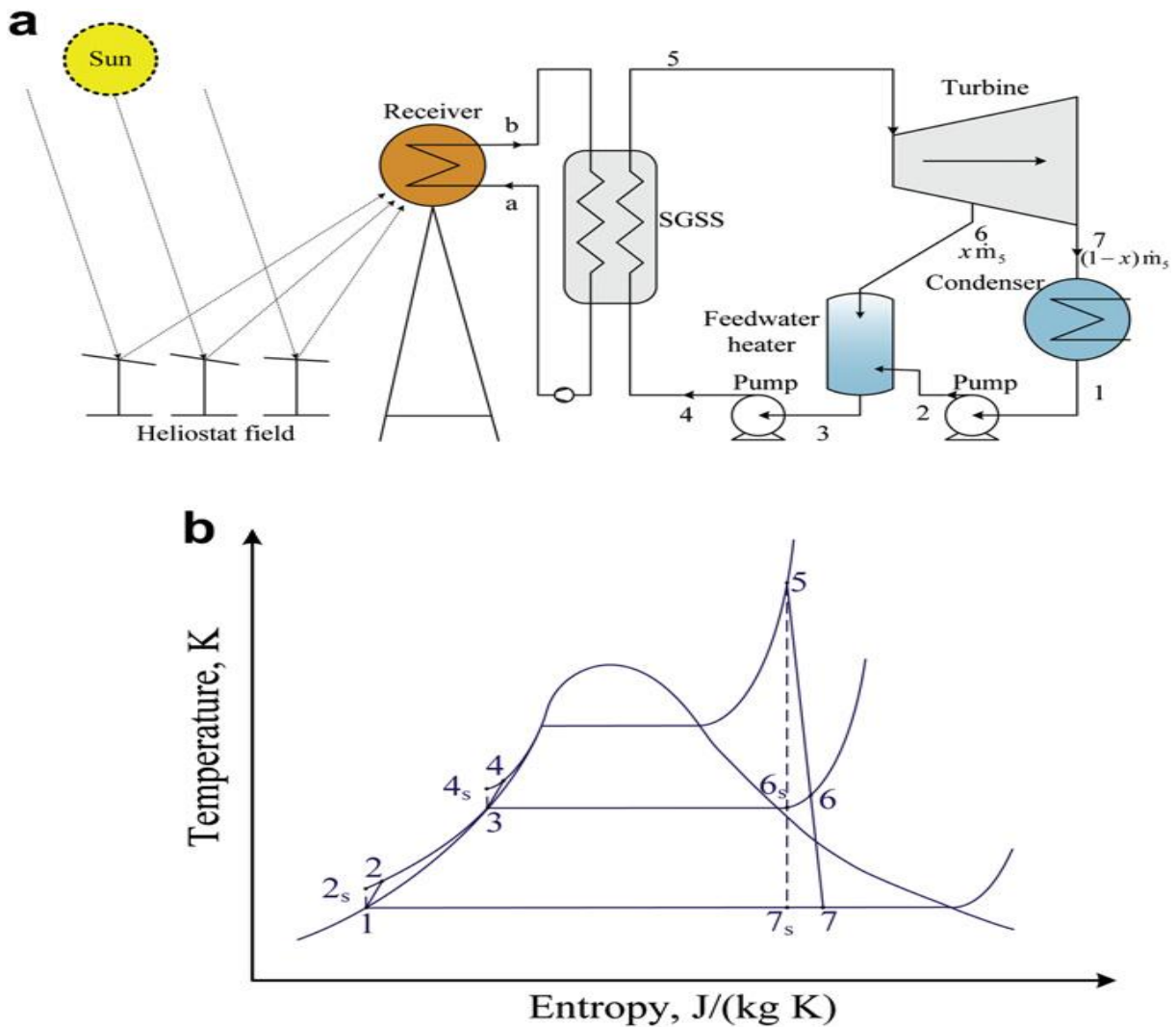


Figure 3.1 : Schéma de la tour solaire et son diagramme T-S.

Pour le processus équilibré, le bilan énergétique pour un volume de contrôle peut être exprimé par l'équation suivante :

$$\dot{W}_{cv} = \sum_j \dot{Q}_j + \sum_{in} \dot{m}_{in} - \sum_{ex} \dot{m}_{ex} \quad (3.1)$$

3.1.1 Champ solaire :

Se compose des douzaines ou des centaines d'héliostats et a une superficie totale A_h , reflète et concentre les rayons du soleil au récepteur central. Il est donné par l'équation suivante :

$$\dot{Q}^* = A_h \dot{q}^* = A_h \cdot \text{DNI} \quad (3.2)$$

Ici \dot{q}^* signifie la quantité de rayonnement solaire reçu par unité de surface, qui est traitée comme irradiation normale directe (DNI). Il convient de noter que le DNI varie avec plusieurs facteurs tels que la position géographique de la terre, l'état météorologique, et l'heure.

Dans l'analyse actuelle, on suppose que le \dot{q}^* est une constante et que le régime est établi.

$$\dot{Q}^* = \dot{Q}^*_{rec} + \dot{Q}^*_o \quad (3.3)$$

\dot{Q}^* : Rayonnement solaire incident.

\dot{Q}^*_{rec} : Rayonnement livré par le champ d'héliostats et reçu par le récepteur.

\dot{Q}^*_o : Rayonnement perdu vers l'environnement par différents mécanismes.

Ces mécanismes incluent des pertes dues à l'effet cosinus, l'ombrage, réflectivité des miroirs, erreur de cheminement et l'erreur propre, etc.

L'efficacité du champ d'héliostats est donnée par la relation suivante :

$$\eta_h = \frac{\dot{Q}^*_{rec}}{\dot{Q}^*} \quad (3.4)$$

3.1.2 Le Récepteur :

Le récepteur central est typiquement installé au dessus de la tour solaire, développé avec diverses formes, des récepteurs de type cavité et de type cylindrique.

Notre étude est basé sur un récepteur cavité, il absorbe \dot{Q}_{rec}^* et le transporte au fluide caloporteur sel fondu par exemple, et le reste de l'énergie est perdue vers l'environnement par convection, émission, réflexion et conduction

Les divers échanges sont donnés par la formule suivante :

$$\dot{Q}_{rec}^* = \dot{Q}_{rec,abs} + \dot{Q}_{rec,perdues} = \dot{m}_{ms}(h_{ms,b} - h_{ms,a}) + \dot{Q}_{rec,perdues} \quad (3.5)$$

\dot{m}_{ms} : Débit du sel fondu

$h_{ms,b}$: L'enthalpie au point b

$h_{ms,a}$: L'enthalpie au point a

$\dot{Q}_{rec,perdues}$: L'énergie perdue

L'efficacité du récepteur est donnée par la relation suivante :

$$\eta_{recepteur} = \frac{\dot{Q}_{rec,abs}}{\dot{Q}_{rec}^*} \quad (3.6)$$

3.1.3 Le générateur de vapeur : Le générateur de vapeur se compose habituellement d'une série d'échangeurs de chaleur, par lesquels le sel fondu à hautes températures du récepteur chauffe l'eau du liquide à la vapeur surchauffée. Les échangeurs de chaleur sont bien isolés et la perte de chaleur à l'environnement est négligeable, le bilan énergétique donné comme suit :

$$\dot{Q}_{rec}^* = \dot{m}_{ms}(h_{ms,b} - h_{ms,a}) = \dot{Q}_{st,abs} = \dot{m}_{st}(h_{st,5} - h_{st,4}) \quad (3.7)$$

\dot{m}_{st} : Débit de vapeur.

$h_{st,5}$: L'enthalpie de la vapeur au point 5

$h_{st,4}$: L'enthalpie de la vapeur au point 4

L'efficacité du générateur de vapeur est la suivante :

$$\eta_{GV} = \frac{\dot{Q}_{st,abs}}{\dot{Q}_{rec,abs}} = 100\% \quad (3.8)$$

3.1.4 Le cycle de puissance :

Le cycle de puissance utilisé pour la centrale solaire à tour est généralement le cycle conventionnel de Rankine,

L'équation qui régit ce cycle est comme suit :

$$\dot{Q}_{st,abs} = \dot{W}_{net} + \dot{Q}_{ps,perdues} \quad (3.9)$$

Ou :

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_t - W_{p1} - W_{p2}$$

\dot{W}_{net} : Travail net

\dot{W}_t : Travail de la turbine.

W_{p1} : Travail de la pompe1

W_{p2} : Travail de la pompe2

L'efficacité du cycle de puissance est comme suit :

$$\eta_{ps} = \frac{W_{net}}{\dot{Q}_{st,abs}} \quad (3.10)$$

Le rendement global du système est formulé comme suit :

$$\eta = \frac{\dot{W}_{net} \cdot \eta_{para}}{\dot{Q}^*} \quad (3.11)$$

η_{para} : Rendement parasite

Les pertes thermiques au niveau du récepteur par différents mécanismes : convection, émission, réflexion et conduction sont données par la relation suivante :

$$\dot{Q}_{rec,perdues} = \dot{Q}_{rec,conv} + \dot{Q}_{rec,em} + \dot{Q}_{rec,ref} + \dot{Q}_{rec,con} \quad (3.12)$$

Ou :

$$\dot{Q}_{rec,em} = \varepsilon_{avg} \sigma (T_{rec,sur}^4 - T_0^4) A_{field} / C \quad (3.13)$$

$\dot{Q}_{rec,em}$: Energie perdue par émission (W)

ε_{avg} : Émissivité moyenne de la surface du récepteur.

σ : Constant Stefan Boltzmann de $5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W (m}^2 \text{ K}^4)^{-1}$

$T_{rec,sur}$: Température de la surface du récepteur (K)

T_0 : Température de référence (K)

A_{field} : Surface du champ (m^2)

C : Taux de concentration.

$$\dot{Q}_{rec,ref} = \dot{Q}_{rec}^* \cdot F_r \cdot \rho \quad (3.14)$$

$\dot{Q}_{rec,ref}$: Energie perdue par réflexion (W)

F_r : Facteur de forme

ρ : Densité (Kg /m^3)

$$\dot{Q}_{rec,conv} = (h_{air,fc,insi}(T_{rec,sur} - T_0) + h_{air,nc,insi}(T_{rec,sur} - T_0)/F_r) A_{field}/C \quad (3.15)$$

$\dot{Q}_{rec,conv}$: Energie perdue par conduction (W)

$h_{air,fc,insi}$: Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par la convection forcée ($\text{W/m}^2\text{K}$)

$T_{rec,sur}$: Température de la surface du récepteur (K)

$h_{air,nc,insi}$: Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par convection naturelle ($\text{W/m}^2\text{K}$)

$$\dot{Q}_{rec,con} = \frac{(T_{rec,sur} - T_0) A_{field}}{\left(e_{insi} / \lambda_{insi} + \frac{1}{h_{air,0}} \right) F_r \cdot C} \quad (3.16)$$

$$\frac{\dot{Q}_{rec}^*}{A_{field} / F_r / C} = \frac{(T_{rec,sur} - T_{ms})}{d_0 / d_i / h_{ms} + d_0 \ln(d_0 / d_i) / 2 / \lambda_{tube}} \quad (3.17)$$

- L'expression de la densité :

$$\rho(\text{kg/m}^3) = 2090 - 0,636T(^{\circ}\text{C})$$

- L'expression de capacité calorifique :

$$C_p = (\text{J/kg} \cdot \text{K}) = 1443 + 0,172T(^{\circ}\text{C})$$

- L'expression de la conductivité thermique:

$$\lambda(\text{W/m} \cdot \text{K}) = 0,443 + 1,9 \cdot 10^{-4} T(^{\circ}\text{C})$$

3.2 Présentation des outils de simulation :

Les technologies solaires sont en pleine expansion : de nombreuses solutions innovantes émergent afin d'exploiter au mieux l'énergie solaire. Un bon nombre d'outil de conception et simulation a été développé et mis à la disposition des utilisateurs. Cette variété de logiciel est capable de faire des approches empiriques, de simplifier les systèmes complexes et de prendre les décisions quant au choix des technologies.

Le choix du logiciel adéquat pour notre étude technico-économique nous laisse perplexe, pour cela, on n'a vu utile de passer en revue les quatre logiciels les plus utilisés et de les comparer entre eux.

3.2.1 GREENIUS :

Cet environnement de simulation permet de réaliser une analyse technico-économique détaillée de différentes technologies de production d'électricité renouvelable. Son but est de minimiser les risques des projets de producteurs autonomes d'électricité renouvelable en calculant leurs performances techniques, financières et environnementales à partir de données météorologiques horaires au format TMY2. Il utilise une interface conviviale: les données ne sont pas saisies dans des fichiers textes ni dans des feuilles Excel, mais dans des fenêtres classées en onglets [10].

3.2.2 ECOSTAR :

Ce logiciel développé par le programme ECOSTAR est basé sur un modèle de centrale extrapolé à l'échelle de 50 MWe. Une feuille de calcul a été élaborée sous Microsoft Excel afin d'évaluer étape par étape et heure par heure les puissances rayonnées, thermiques et électriques échangées dans le système, en prenant en compte l'ensoleillement, la courbe de charge, l'influence du stockage thermique ainsi que les consommations auxiliaires. Le climat de référence est celui d'une année-type de Séville [10].

3.2.3 SOLELE :

C'est un outil d'évaluation comparative basique de technologies de production d'électricité solaire, destiné à faciliter la décision de porteurs de projet envisageant l'installation de systèmes CRS, PT, DS,... en donnant une première estimation de leurs performances techniques, économiques, et environnementales. Ses principales caractéristiques sont donc la vitesse et la simplicité. Cependant SOLELE n'effectue pas de simulation horaire, comme le

font classiquement les autres logiciels, mais une mise à l'échelle des performances de centrales de références [10].

3.2.4 SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM) :

Le logiciel System Advisor Model, SAM, paru en 2007, analyse et compare les coûts et les performances d'une grande variété de systèmes solaires pour plusieurs et différentes applications. Le logiciel couple un modèle horaire de performances techniques (issu d'un modèle exécutable intégré de TRNSYS) à un modèle économique et financier détaillé, capable de prendre en compte l'effet des politiques publiques de l'énergie sur le flux de trésorerie annuels de l'installation. Il bénéficie d'une interface utilisateur conviviale permettant d'échanger des données avec des modèles externes sous forme de tableur Excel et d'effectuer des études paramétriques sur la plupart des paramètres d'entrée. En effet, le SAM dispose une bibliothèque très complète de modèle de composants de centrales thermodynamiques validés expérimentalement, qui peut être enrichie par l'utilisateur.

Nom du logiciel	GREENIUS	ECOSTAR	SOLELE	SAM
Développeurs	DLR, FTWH Berlin	Programme ECOSTAR	DLR	NREL, SANDIA
Filières CSP considérées	DS, PT	PT, DS, CRS	PT, DS, CRS	PT, DS, CRS
Indicateurs économiques	Analyse Complète	LEC	LEC	Analyse Complète
Données météo	Données horaires au format TMY	Données Horaires	Moyenne annuelle	Données horaires au format TMY
Langage de programmation		Excel	Lotus	Excel, exécutable TRNSYS (Fortran)

Tableau 3.1 : Comparatif des logiciels d'analyse des performances technico économiques des centrales solaires thermodynamiques [10]

D'après les informations regroupées dans le tableau ci-dessus, on a opté pour le logiciel SAM pour notre étude technico-économique.

3.3 Description du SAM :

Le SAM est un modèle de performances économiques et techniques, il est conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables, allant des gestionnaires de projet et des ingénieurs, jusqu'au concepteurs des programmes d'incitation, des développeurs de technologies, et des chercheurs.



Figure 3.2 Page de démarrage du SAM [29]

SAM a été développé dans le laboratoire Américain des énergies renouvelables (NREL) en collaboration avec le laboratoire Américain SANDIA et en partenariat avec le Programme des technologies énergétiques Solaire (SETP) du ministère de l'énergie Américaine (DOE). Le SETP a commencé à développer SAM en 2004 pour l'analyse et l'appui de la mise en œuvre des systèmes entraînés. Ensuite SAM a évolué pour modéliser une gamme de technologies d'énergie renouvelable et il est utilisé dans le monde entier pour la planification et l'évaluation des programmes de recherche et développement, l'élaboration d'estimations des coûts du projet et son performance.

3.4 Les simulations de SAM :

SAM fait des prédictions de performance pour les réseaux électriques solaires domestiques, les éoliennes de faible puissance, et des systèmes d'énergie géothermique. SAM permet aussi

des prévisions économiques pour l'énergie distribuée et les projets des centrales thermiques de production.



Figure 3.3 : Interface de simulation du SAM [29]

3.5 Base de calcul de SAM :

SAM calcule le coût de production d'électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l'emplacement d'un projet, l'installation et les coûts d'exploitation, le type de financement, crédits d'impôt applicables et incitatifs, et les spécifications du système. SAM est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la production d'énergie, le coût d'énergie, et les flux de trésorerie. Le logiciel peut également prendre en compte l'effet des mesures d'incitation sur les flux de trésorerie du projet. L'interface tableur de SAM permet d'échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d'optimisation, et des analyses statistiques pour étudier les impacts des variations et l'incertitude de la performance, le coût, et les paramètres financiers sur les résultats du modèle.

Les performances des modèles de système SAM utilisent le logiciel TRNSYS qui est développé à l'Université du Wisconsin et combiné avec des composants personnalisés. TRNSYS est un outil validé, programme de simulation de séries chronologiques qui peut simuler les performances des systèmes photovoltaïques, énergie solaire à concentration, les systèmes de chauffage de l'eau, et d'autres systèmes d'énergie renouvelable à partir des données sur les ressources à chaque heure. TRNSYS est intégré dans SAM de sorte qu'il n'est pas nécessaire d'installer le logiciel TRNSYS ou se familiariser avec son utilisation, pour exécuter SAM. [31]

La méthodologie adoptée par le logiciel SAM pour simuler les performances énergétiques d'un système est comme suit :

1. Choix de la technologie à étudier.
2. Introduction des données techniques, géographiques et financières.
3. Simulation.
4. Prédiction sur les performances.
5. Cout de production.
6. Décision.

4.1 Introduction :

Lors de l'étude d'un projet de production d'électricité à partir de l'énergie solaire des considérations économiques sont importantes pour le choix de la technologie utilisée. De la sorte, si l'endroit est bien choisi, les centrales thermiques solaires seront économiquement viables pour la production de l'électricité. L'analyse économique de l'utilisation de l'énergie solaire concentrée pour la production de l'électricité se pose comme un aspect très important dans le but de choisir la technologie appropriée [32] qui peut satisfaire la demande énergétique avec un coût faible [33]. Certaines difficultés rencontrées lors de l'étude économique d'une centrale solaire sont causées, d'un côté, par la comparaison entre le coût de l'investissement initial et les futurs coûts de fonctionnement et d'autre côté par le rassemblement d'un nombre suffisant de données économiques du système étudié [34].

Le coût du kWh d'origine solaire est un paramètre important et décisif, un coût faible va permettre à cette technologie de se développer largement. Aujourd'hui, le coût de l'électricité produite par les centrales solaires se situe entre 0.15 et 0.20 €/kWh, il est élevé par rapport à celui de l'électricité produite par les centrales conventionnelles. Plusieurs études récentes ont montré clairement que la moitié de la réduction du coût peut être obtenue par l'augmentation de la taille des centrales solaires et par leur industrialisation massive, l'autre moitié résultant des progrès de leurs performances obtenus par les efforts de R&D.

Pour pénétrer le marché de l'électricité connecté au réseau, un coût compétitif doit être atteint à l'horizon 2015. Dans l'hypothèse où le prix des hydrocarbures augmentera encore (notamment pour les pays importateurs des hydrocarbures) et si on internalise des coûts induits comme par exemple celui des émissions de CO₂, le niveau du coût compétitif se situera autour de 0,05 à 0,07 €/kWh.

Dans le même contexte, et à travers ce chapitre, nous allons tenter d'analyser la faisabilité économique des systèmes solaires à tour destinés à la production centralisée et/ou décentralisée de l'électricité sous climat Algérien.

4.2 Présentation de la méthode utilisée :

Il existe plusieurs méthodes pour procéder de l'analyse économique des systèmes solaires, chaque méthode a ses propres avantages, inconvénients et limitations. A noter aussi que chaque méthode a ses conditions spécifiques qui doivent être satisfaites. Certaines méthodes peuvent donner des résultats différents pour des conditions différentes [35]

Dans notre étude, on s'est basé sur la méthode dite " Méthode d'Epargnes du cycle de vie" (Life Cycle Saving Method) ; bien expliquée à [36]. Cette méthode prend en compte la valeur de l'argent au cours du temps et permet de considérer de façon détaillée tous les flux de trésorerie (recette ou dépense) intervenant dans l'exploitation de la centrale. Cette méthode est utilisée essentiellement pour déterminer les économies réalisées durant la durée de vie de telle centrale.

4.2.1 Paramètres économiques principaux utilisés :

Les paramètres économiques nécessaires pour effectuer une étude technico-économique des centrales solaires thermodynamiques sont présentés d'une manière succincte dans ce qui suit:

4.2.1.1 Taux d'actualisation (Discount Rate, DR) :

L'actualisation, dans le milieu financier, est un mécanisme qui consiste à calculer la valeur actuelle d'une somme future à partir du taux d'actualisation. En d'autres mots, l'actualisation permet de comparer à l'instant présent des quantités de biens ou de services qui apparaissent dans le futur à des horizons temporels différents, ce qui est bien appréciable pour prendre des décisions dans le présent sur des investissements futurs.

Pour un investisseur, une disposition d'argent immédiate est préférée à une disponibilité future du même montant. Plus le taux d'actualisation est élevé, plus cela marque une préférence pour le présent. Il reflète les craintes d'un investisseur vis-à-vis du long terme et du risque d'un investisseur lié à son investissement. Ce paramètre est fixé à partir des parts moyennes respectives de financement par fonds propres et emprunts et de leurs taux d'intérêts moyens réels.

4.2.1.2 Taux d'inflation :

Le taux d'inflation ou le taux de dépréciation de la monnaie est l'augmentation de prix des produits et services d'un an à un autre.

4.2.1.3 Flux de trésorerie (Cash Flow) :

Il représente un flux annuel de trésorerie regroupant à la fois (la différence) les recettes et les dépenses annuelles liées à l'exploitation d'une centrale thermodynamique durant sa durée de

vie. Ce paramètre est considéré comme l'élément clé de toute évaluation économique des projets, équipements et investissement [37]. Un flux de trésorerie $C_t(N)$ survenant après N années après « aujourd'hui » peut être ramené à sa valeur actuelle $C_a(N)$ en fonction du Taux d'inflation τ_{act} , par l'équation suivante :

$$C_{a(N)} = \frac{C_{t(N)}}{(1+\tau_{act})^N} \quad (4.1)$$

4.2.1.4 Facteur de Recouvrement du Capital (Capital Recovery Factor, CRF) :

Ce paramètre représente le rapport d'une annuité constante sur la somme actualisée de toutes ces annuités sur la durée de vie de la centrale. Sa définition complète est la suivante :

$$CRF = \frac{\tau_{act} \cdot LEC (1 + \tau_{act, LEC})^N}{(1 + \tau_{act, LEC})^N - 1} \quad (4.2)$$

4.2.2 Indicateurs d'évaluation économiques des centrales solaires thermodynamiques :

Dans ce qui suit, nous allons tenter de proposer des définitions consistantes d'indicateurs économiques et financiers fréquemment employés dans l'étude des projets de centrales solaires thermodynamiques [38] :

4.2.2.1 Le Cout Normalisé de production de l'Electricité(LEC) :

Cet indicateur est considéré comme l'indicateur principal pour l'analyse économique des systèmes solaires thermodynamiques, qui représente la valeur actualisée des coûts convertis en un courant de paiements actuels égaux, divisé par la production électrique annuelle. Il peut inclure les coûts associés aux émissions de CO₂. Cette approche doit être réservée à la comparaison de cas où les hypothèses économiques sont équivalentes. Cette définition générale est simple, mais les valeurs actualisées des coûts annuels difficile à déterminer et sont interprétés à des niveaux de détails différents suivant les références. L'équation générale pour calculer le LEC est la suivante :

$$LEC = \frac{CRF(C_a \text{ Inv} + C_a \text{ M0} - C_a \text{ Envi})}{P_{el, Net}} \quad (4.3)$$

4.2.2.2 Analyse de la rentabilité :

Même si le processus de l'étude de faisabilité économique peut se limiter uniquement sur la base d'un simple critère de minimisation du LEC, la décision d'investissement prend également en compte les critères de rentabilité. L'installation ne se révélera rentable que si les économies réalisables (différence entre les revenus et les dépenses) permettent de rembourser le capital investi, y compris les intérêts, dans une durée limitée afin de générer rapidement des bénéfices. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour juger de la rentabilité d'un projet. Les principales utilisées dans ce travail sont le taux de rentabilité interne (IRR) et le temps de retour sur investissement (POT), tous les deux, déterminés à partir de l'expression fondamentale de la valeur actualisée nette (NPV).

A) Valeur Actualisée Nette (Net Present Value, NPV) :

C'est une valeur standardisée très répandue pour l'analyse financière de projets qui correspond à la somme actualisée de la variation de trésorerie disponible sur toute la période d'amortissement. Cet indicateur permet de juger très rapidement de la rentabilité d'un projet d'installation. En effet, s'il est positif, l'investissement sera attractif [39]. Il peut même servir à classer plusieurs projets entre eux, à condition qu'ils aient la même durée de vie. La NPV représente la somme des différents flux de trésorerie annuels actualisés (dépenses et recettes) depuis la mise en service de la centrale à l'année zéro (0) jusqu'à l'année d'exploitation N. quand celle-ci est supérieure à 0, le projet devient rentable:

$$NPV_{(N)} = \sum_{i=0}^N C_{a(i)} = \sum_{i=0}^N \frac{C_{t(i)}}{(1+\tau_{act})^i} \quad (4.4)$$

B) Taux de Rentabilité Interne (Internal Return Rate, IRR) :

Cet indicateur est défini comme étant la valeur du taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette. En effet, si le IRR est supérieur au taux d'actualisation choisi pour le projet et défini par l'investisseur, celui-ci sera rentable.

C) Temps de retour sur investissement (Pay Out Time, POT) :

Le POT est un indicateur très simple pour évaluer la faisabilité et la rentabilité d'un projet [40]. Il renseigne sur le nombre d'années d'exploitation de la centrale nécessaire avant de pouvoir rentabiliser l'investissement ou encore le nombre d'année nécessaires avant de

pouvoir espérer en tirer des bénéfices ($VAN > 0$). Il est défini comme un rapport entre le coût total (TC) et le flux de trésorerie annuel (ACF):

$$POT = \frac{TC}{ACF} \quad (4.5)$$

Remarque : Il est ici capital de comprendre que le LEC, la NPV, l'IRR et le POT ne sont pas des indicateurs économiques de même type. Le LEC est destiné à comparer entre eux différents systèmes de production d'électricité alors que la NPV est utilisée pour évaluer la faisabilité d'un projet. Dans le calcul du LEC, le taux d'actualisation est défini par les grands organismes du domaine de l'énergie tels que l'Agence Internationale de l'Energie (IEA). A l'opposé, dans le calcul de la NPV, c'est le fournisseur qui va définir le taux d'actualisation, principalement par rapport à son impression sur le risque de son investissement et des bénéfices qu'il veut en tirer. Le calcul du LEC est fait pour une année type d'exploitation de la centrale à partir du calcul du facteur de recouvrement du capital (CRF) qui représente le rapport d'une annuité constante sur la somme actualisée de toutes ces annuités sur la durée de vie de la centrale, et du coût total actualisé des flux de trésorerie. Dans l'équation (4.3), les coûts liés à l'assurance de la centrale sont négligés et les impôts sur les bénéfices de la centrale sont omis. A noter également que le LEC est réservé à la comparaison de cas où les hypothèses économiques sont équivalentes (emprunt, inflation, taux d'actualisation). Le meilleur choix est réservé au système ayant le LEC le plus bas. Finalement, il est à noter que le faible LEC ne signifie pas le meilleur rendement du système étudié [41].

4.2.2.3 Indicateur environnemental :

Les centrales solaires thermodynamiques constituent un potentiel technique de réduction des émissions de gaz rejetées dans l'atmosphère par les centrales thermiques à combustibles fossiles. Dans cette analyse, nous intégrons un indicateur environnemental qui consiste à valoriser la tonne de CO₂ évitée par an. Dans notre étude, nous avons introduit ce paramètre dans le calcul du LEC et la NPV. A noter que plusieurs pays attribuent des primes pour chaque tonne de CO₂ évitée lors de la production d'électricité et de chaleur d'origine renouvelables. L'équation utilisée pour déterminer la valeur de ce paramètre est la suivante :

$$C_{a\text{ Envi}} = P_{\text{él}} \cdot T_{\text{CO}_2} \quad (4.6)$$

4.3 Méthodologie adoptée :

La méthodologie choisie pour effectuer de l'étude technico-économique est d'examiner la faisabilité ainsi que la rentabilité économique de l'utilisation de ces systèmes (tour solaire).

4.3.1 Sélection et choix de sites :

Pour notre étude, sept sites typiques et représentatifs ont été choisis pour analyser le potentiel technico-économique de la tour solaire et la production de l'électricité, il s'agit de :

- **Alger**: Se situe à la zone côtière (latitude $36^{\circ}.75'$ N, longitude $3^{\circ}.00'$ E, altitude 5 m). Le rayonnement direct normal est de $1523.5 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est de l'ordre de 17.8°C et la vitesse moyenne annuelle du vent vaut 2.5 m/s ,
- **Batna** : Se situe à l'est du pays (latitude $35^{\circ} 55'$ N, longitude $6^{\circ}.18'$ E, altitude 1052 m). Le rayonnement direct normal est de $1907.3 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est de l'ordre de 14.0°C et la vitesse moyenne annuelle du vent vaut 4.5 m/s ,
- **Béchar** : Se situe au nord du Sahara (Sud Ouest de l'Algérie) (latitude $31^{\circ}.62'$ N, longitude $2^{\circ}.23'$ W, altitude 722 m). Avec un rayonnement direct normal annuel de l'ordre de $2568.9 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est 21.8°C . La vitesse moyenne annuelle du vent 4.4 m/s ,
- **In Salah** : Se situe à l'extrême Sud de L'Algérie (latitude $27^{\circ}.2'$ N, longitude $2^{\circ}.46'$ E, altitude 268 m). Le rayonnement direct normal est $1947.0 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est 26.6°C . La vitesse moyenne annuelle du vent vaut 4.8 m/s .
- **Djelfa** : Se situe au nord du pays (latitude $34^{\circ}.68'$ N, longitude $3^{\circ}.25'$ E, altitude 1144 m). Le rayonnement direct normal est $1969.9 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est 26.6°C . La vitesse moyenne annuelle du vent vaut 4.7 m/s .
- **Oran** : Se situe sur la cote (latitude $35^{\circ}.63'$ N, longitude $-0^{\circ}.6'$ W, altitude 90 m). Le rayonnement direct normal est $1742.8 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est 17.6°C . La vitesse moyenne annuelle du vent vaut 4.1 m/s .
- **Tamanrasset** : Elle se situe à l'extrême Sud de L'Algérie (latitude $22^{\circ}.78'$ N, longitude $5^{\circ}.51'$ E, altitude 1377 m). La somme du rayonnement direct normal est $2759.4 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La température ambiante moyenne annuelle est 22.7°C . La vitesse moyenne annuelle du vent vaut 3.6 m/s .

5.1 Introduction :

Dans le présent chapitre on doit rechercher pour différent site algérien les meilleures configurations de fonctionnement pour une centrale solaire à tour.

Le but principal de cette simulation n'est pas juste de trouver les propriétés physiques les plus fiables pour la conception de notre projet mais aussi lier les informations du marché de l'industrie solaire à la performance globale de l'installation pour avoir des résultats plus pratiques et qui confondent avec les ressources disponibles.

Afin de prévoir la rentabilité du projet nous devons faire aussi une étude financière en se basant sur les données commerciales en Algérie.

Les données climatiques des sites Algériens ont été obtenues par METEONORM.

La simulation est autorisée par le laboratoire américain des énergies renouvelables (NREL)

5.2 Etude paramétrique pour les différents sites :

Les tours solaires constituent une solution prometteuse de conversion d'énergie solaire en électricité tout en garantissant une disponibilité minimale. Leurs performances sont cependant fortement dépendantes de la fluctuation du rayonnement normal direct.

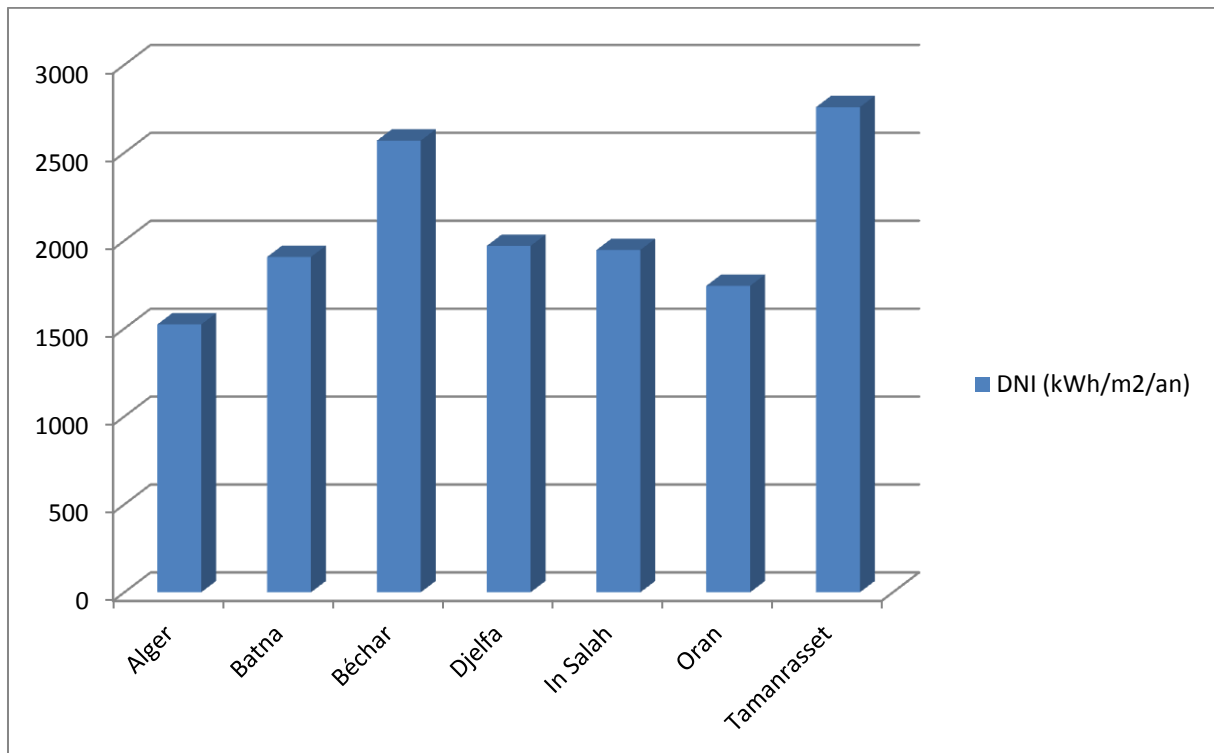


Figure 5.1 : Le rayonnement normal direct pour les différents sites Algérien.

La figure 5.1 illustre la variation du DNI d'un site à un autre, cette variation est très significative si on va vers le sud du pays, elle varie de 1523.5 kWh/m²/an pour le site d'Alger pour atteindre 2759.4 kWh/m²/an pour le site de Tamanrasset.

a) **Entrée dans SAM :**

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	Externe
Fluide caloporteur	Sel fondu (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Stockage	0 heure
Type de refroidissement	Air

b) **Résultats de la simulation :** le tableau 5.1 : Les résultats de la simulation de la centrale à tour pour les différents sites

Site	Energie annuelle 10÷million kWh	Radiation annuelle 10÷million kWh	Rendement global %
Alger	13.9014	155	8.96
Batna	14.5321	194	7.49
Béchar	22.4677	261	8.6
Djelfa	15.7953	200	7.89
In Salah	18.9169	198	9.55
Oran	14.9376	177	8.43
Tamanrasset	21.5566	280	7.69

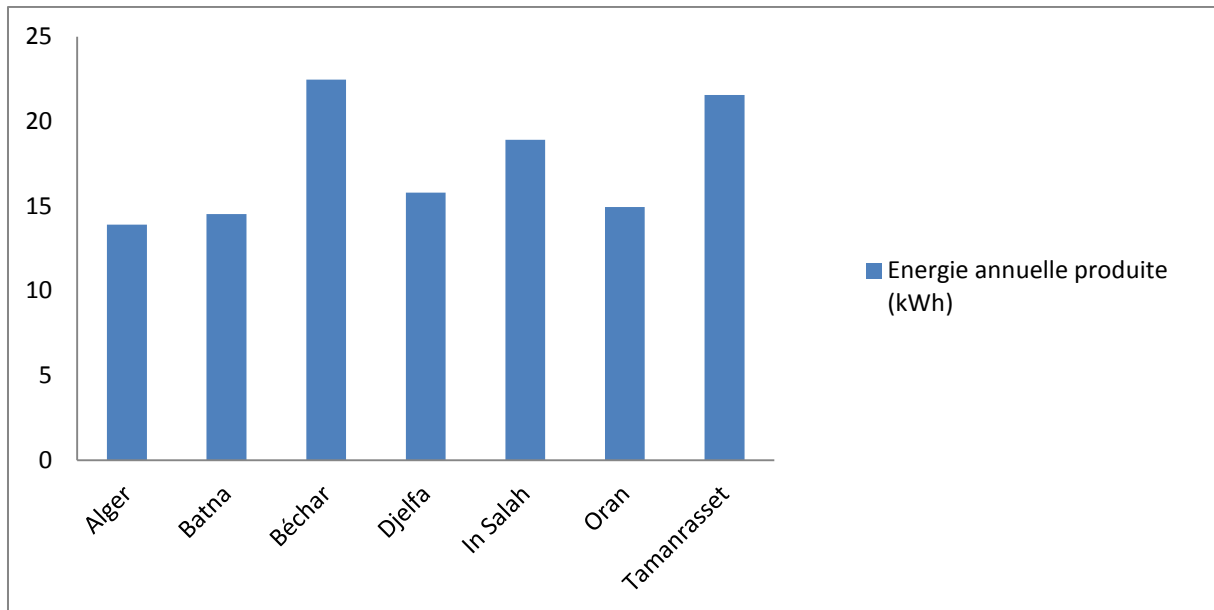


Figure 5.2 : Energie annuelle produite (10÷ million kWh) pour les différents sites.

c) Interprétation des résultats :

La comparaison des résultats obtenues pour 07 sites algérien montre une forte variation de la production de l'électricité (jusqu'à 22,467 millions KWh par an.

En générale les sites du sud algérien sont les plus appropriés pour la réalisation des centrales solaires thermiques comme le site de Tamanrasset qui peut fournir jusqu'à 21.556 millions de KWh par an, sans oublier la possibilité de l'hybridation pour les sites ou il existe du gaz.

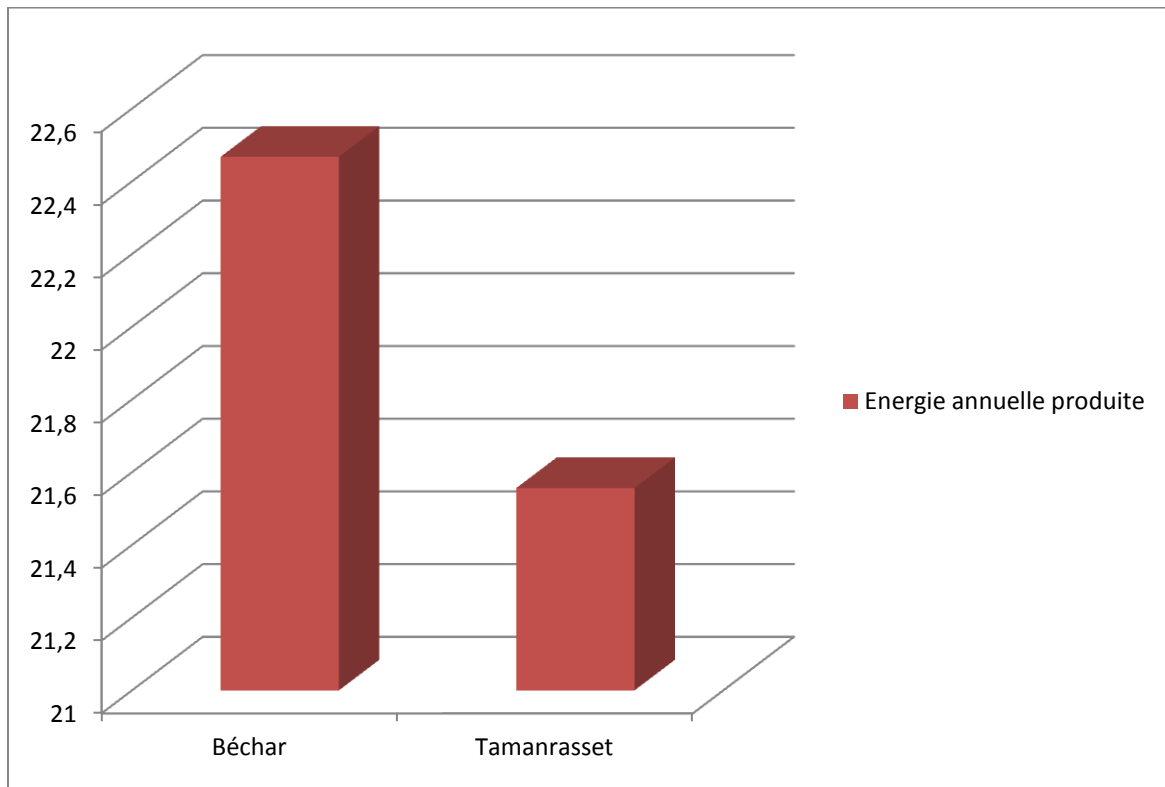
5.3 Comparaison entre les sites de Béchar et de Tamanrasset :

a) Entrée sur SAM :

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	Externe
Fluide caloporteur	Sel fondu (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Stockage	0 heure
Type de refroidissement	Air

b) Résultats de la simulation :**Le Tableau 5.2 : Energie annuelle pour les sites de Béchar et Tamanrasset.**

Site	Energie annuelle 10÷ million kWh
Béchar	22.4677
Tamanrasset	21.5566

**Figure 5.3 : Comparaison de l'énergie annuelle produite 10÷million kWh des deux sites****C) Interprétation des résultats :**

- La comparaison d'une centrale solaire thermique installée dans le site de Béchar par une autre identique installée au site de Tamanrasset montre une différence 0.9111 de millions de KWh.
- La centrale au site de Béchar peut fournir plus d'énergie électrique comparée au site de Tamanrasset.
- Le site de Béchar est le meilleur site pour une centrale thermique toute solaire.

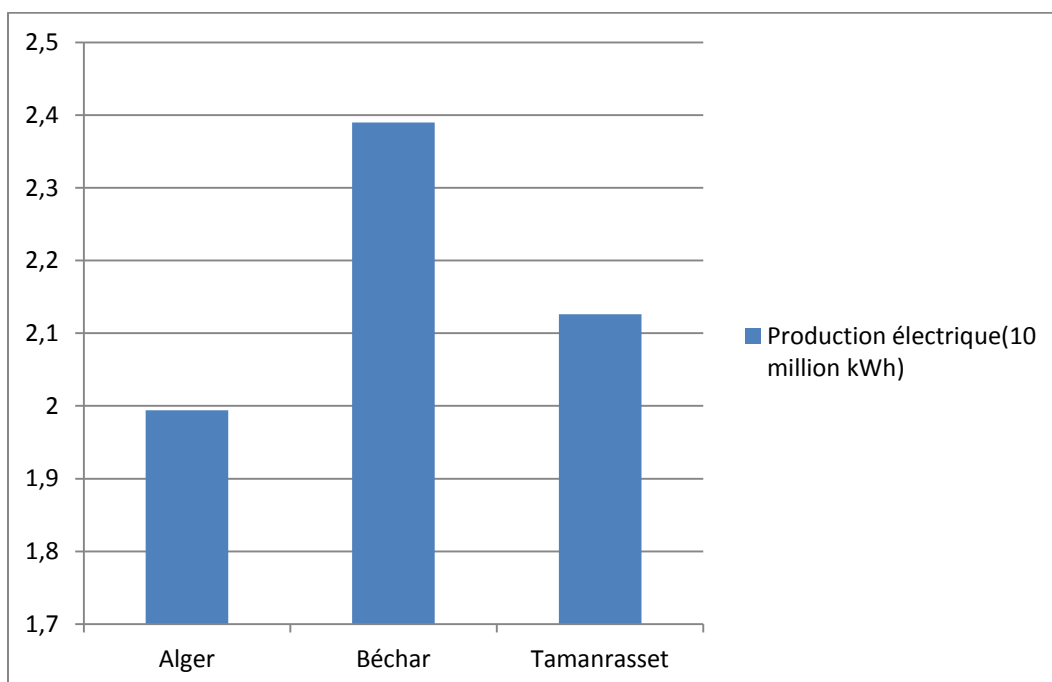
a) Entrée sur SAM :

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	externe
Fluide caloporteur	Sel fondu (60%NaNO ₃ 40%KNO ₃)
Stockage	0 heure
Type de refroidissement	Air

b) **Résultats de la simulation : le Tableau 5.3 : Production électrique du mois d'Aout pour les trois sites.**

Site	Production mensuelle 10 ³ million kWh
Alger	19.940
Béchar	23.897
Tamanrasset	21.260

Figure 5.4 : Production électrique du mois d'Aout pour les trois sites.



C) Interprétation des résultats :

- La production électrique pour le site de Béchar s'élève à 23.897 millions kWh comparativement à celle d'Alger qui est de 19.940 millions kWh, soit un écart de 3.957 millions kWh.
- Le site de Béchar est donc favorable à l'implantation de telle centrale.

a) Entrée de SAM :

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	Externe
Fluide caloporteur	Sel fondu (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Stockage	6 heures
Type de refroidissement	Air

b) Résultats de la simulation : le Tableau 5.4 : Energie annuelle produite pour un stockage de 06 heures.

Site	Energie annuelle million kWh
Alger	17.1753
Béchar	33.9489
Tamanrasset	35.8976

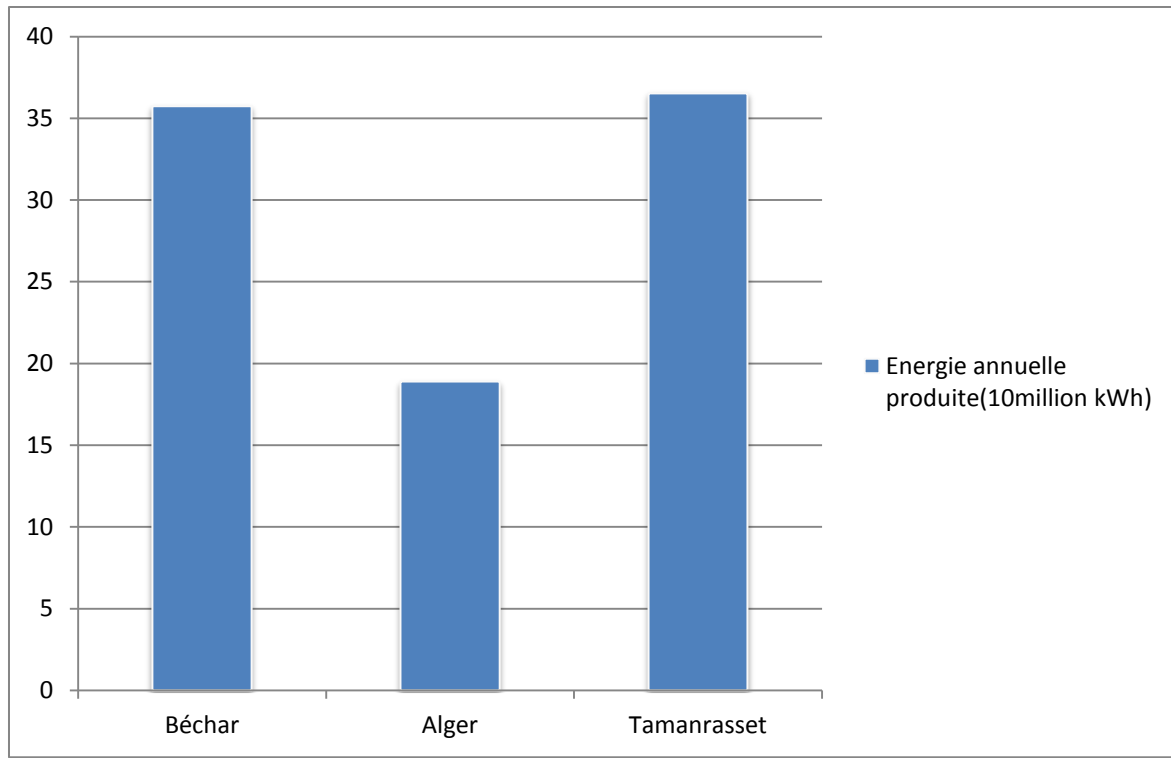


Figure 5.5 : Energie annuelle produite pour les trois sites.

c) Interprétation des résultats :

- De ces résultats, on remarque que le stockage permet de gagner en production pour les trois sites, par exemple on peut avoir un gain en énergie de 32.739 millions kWh pour le site d'Alger.

a) Entrée de SAM :

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	311.11 m
Récepteur	Cavité
Fluide caloporteur	Sel fondu (60%NaNO ₃ 40%KNO ₃)
Stockage	6 heures
Type de refroidissement	Air

b) **Résultats de la simulation : le Tableau 5.5 : Energie annuelle produite pour les trois sites**

Site	Energie annuelle 10÷ million kWh
Alger	18.895
Béchar	35.747
Tamanrasset	36.529

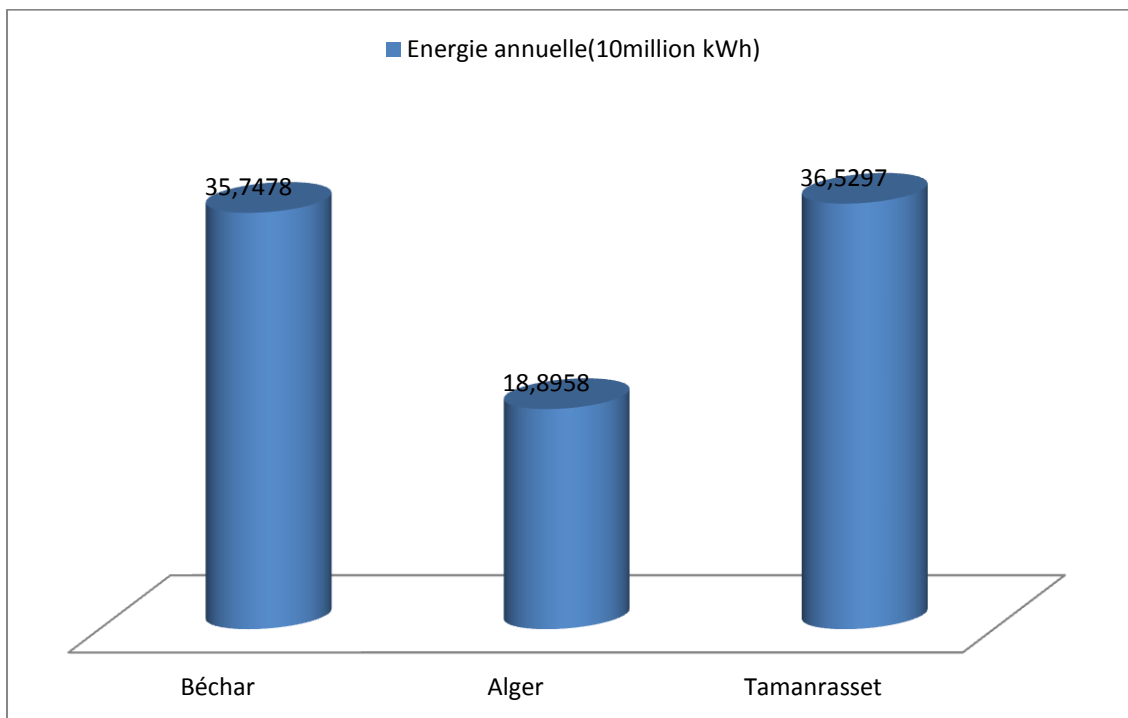


Figure 5.6 : Energie annuelle produite pour les trois sites avec un récepteur cavité

c) **Interprétation des résultats :**

- Les résultats ainsi obtenus montrent le type de récepteur a un effet positif sur la production.
- Le site de Tamanrasset peut gagner 6.321 millions kWh pour un récepteur cavité.

a) **Entrée du SAM :**

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	Cavité
Fluide caloporteur	Sel fondu (60%NaNO ₃ 40%KNO ₃)
Stockage	6 heures
Type de refroidissement	Air

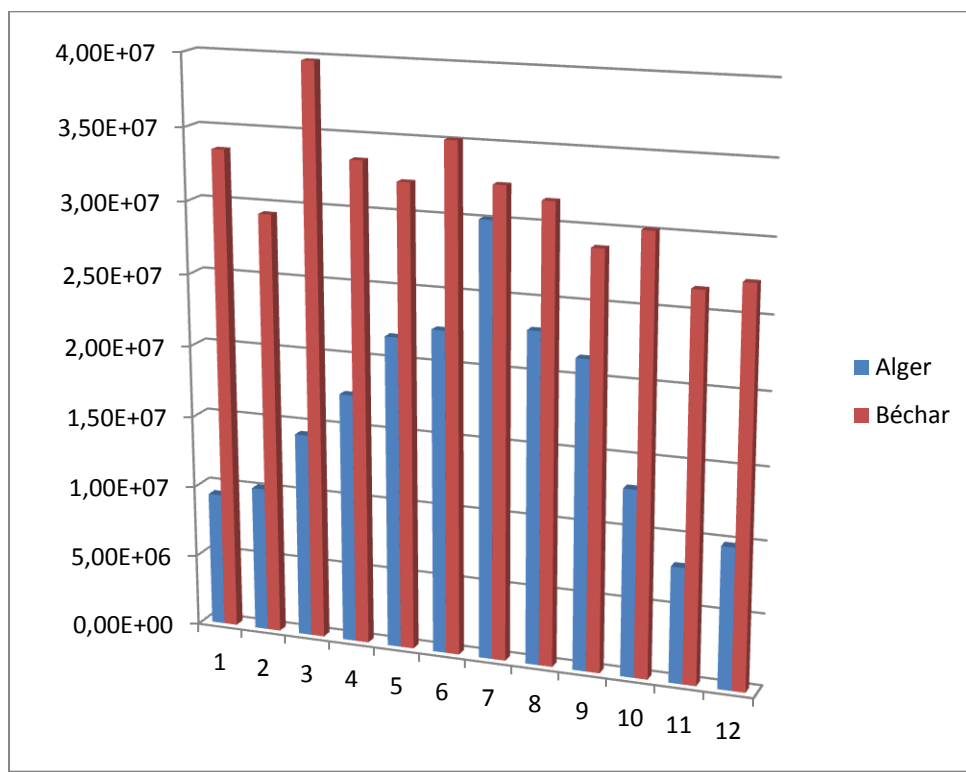


Figure 5.7 : Electricité produite mensuellement pour les deux sites (kWh).

Interprétation des résultats :

- La production d’électricité atteint son maximum au mois de Mars pour le site de Béchar par contre à Alger ce maximum est obtenu au mois de Juin.
- Quelque soit le mois choisi, la production électrique pour le site de Béchar est meilleure.

5.3 Etude financière des installations :

Dans cette partie on s'intéresse à trouver le coût normalisé de l'électricité LEC du système ainsi que le devis du prix de la centrale.

Le modèle financier de SAM a été développé dans le laboratoire Américain des énergies renouvelables (NREL) à l'aide de Worley Parsons Groupe Inc.

a) Entrée de SAM :**Technique :**

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	Externe
Fluide caloporteur	Sel fondu (60%NaNO ₃ 40%KNO ₃)
Stockage	0 heure
Type de refroidissement	Air

Financière :

Période de l'analyse	30ans	Taux d'inflation	2.5%
Taux d'actualisation	8%	Assurance	0.5%
Taxe de vente TVA	7.75%	Réduction de taxe d'encouragement	50%
Prix de construction	14%	Taxe de construction	25%

b) Résultats de la simulation : le Tableau 5.5 : LEC Nominal et Réel des différents sites.

Site	LEC Nominal(c\$/kWh)	LEC Réel(c\$/kWh)
Alger	41.63	33.35
Batna	39.84	31.92
Béchar	25.92	20.76
Djelfa	36.69	29.39
In Salah	30.70	24.60
Oran	38.77	31.06
Tamanrasset	26.99	21.63

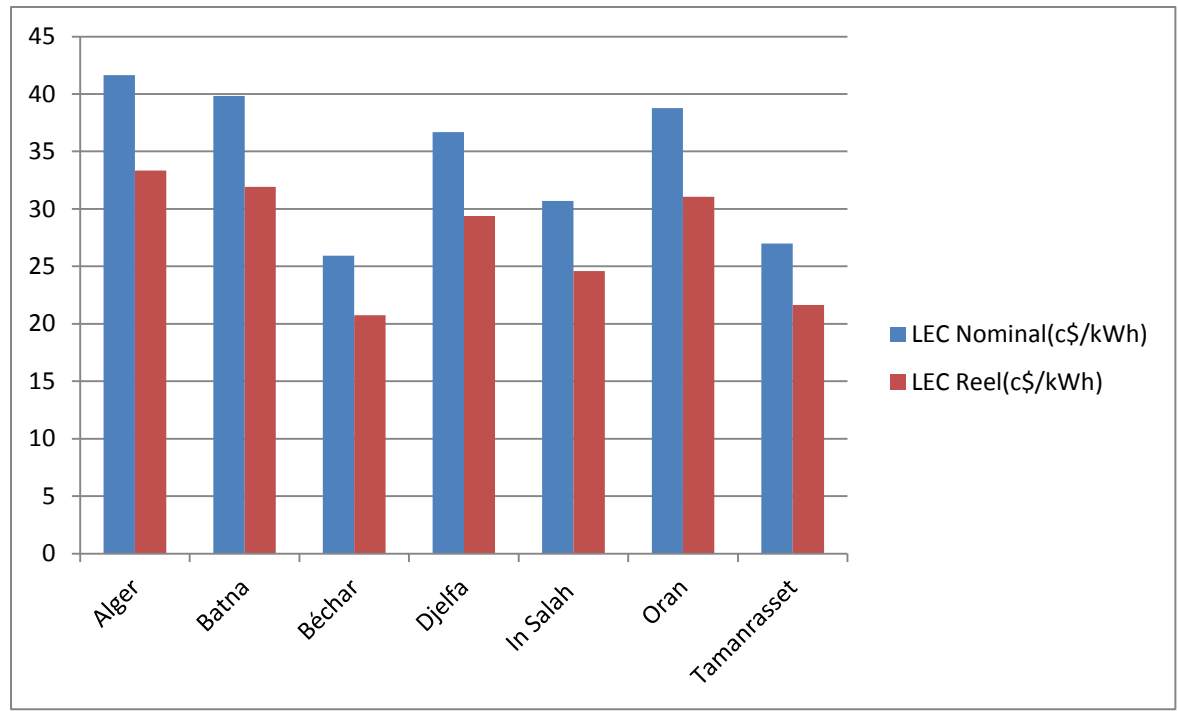


Figure 5.8 : Le LEC Nominal et Réel des différents sites.

c) Interprétation des résultats :

- Le LEC dépend du DNI, lorsque ce dernier augmente le LEC diminue.
- Le site de Béchar est le site le plus favorable à l'implantation de cette technologie avec un LEC de 20.72 c\$/kWh.

a) Entrée du SAM :

Technique :

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	311.11 m
Récepteur	Cavité
Fluide caloporteur	Sel fondu (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Stockage	06 heures
Type de refroidissement	Air

Financière :

Période de l'analyse	30ans	Taux d'inflation	2.5%
Taux d'actualisation	8%	Assurance	0.5%
Taxe de vente TVA	7.75%	Réduction de taxe d'encouragement	50%
Prix de construction	14%	Taxe de construction	25%

b) Résultats de la simulation :

Le Tableau 5.6 : Coût normalisé de l'électricité LEC du système avec un récepteur cavité.

Site	LEC (c\$/kWh)
Alger	24.99
Béchar	13.34
Tamanrasset	13.06

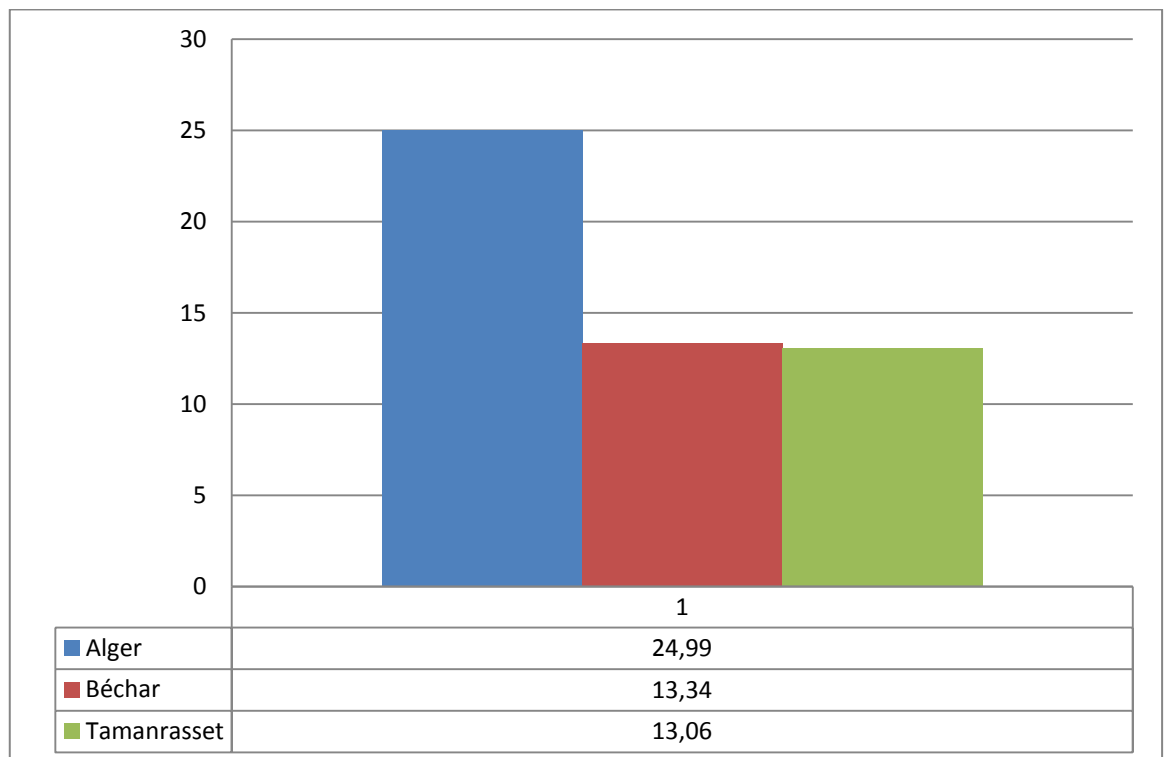


Figure 5.9 : Coût normalisé de l'électricité LEC du système avec un récepteur cavité.

c) **Interprétation des résultats :**

- Le type de récepteur influe sur le cout normalisé de l'électricité, on peut avoir un gain de 7c\$/kWh pour le site de Béchar.
- Le site de Tamanrasset est le plus avantageux, pour cette configuration.

Pour l'étude de rentabilité du système proposé, on se propose d'étudier l'IRR.

a) **Entrée de SAM :**

Puissance brut de conception	100 MWe
Surface des héliostats	144375 m ²
Hauteur de la tour	205.56 m
Récepteur	Externe
Fluide caloporteur	Sel fondu (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Stockage	0 heure
Type de refroidissement	Air

b) **Résultats de la simulation :**

Le tableau 5.7 : Evolution du paramètre économique IRR de la centrale pour les trois sites.

Site	IRR %
Alger	16.31
Béchar	16.34
Tamanrasset	16.34

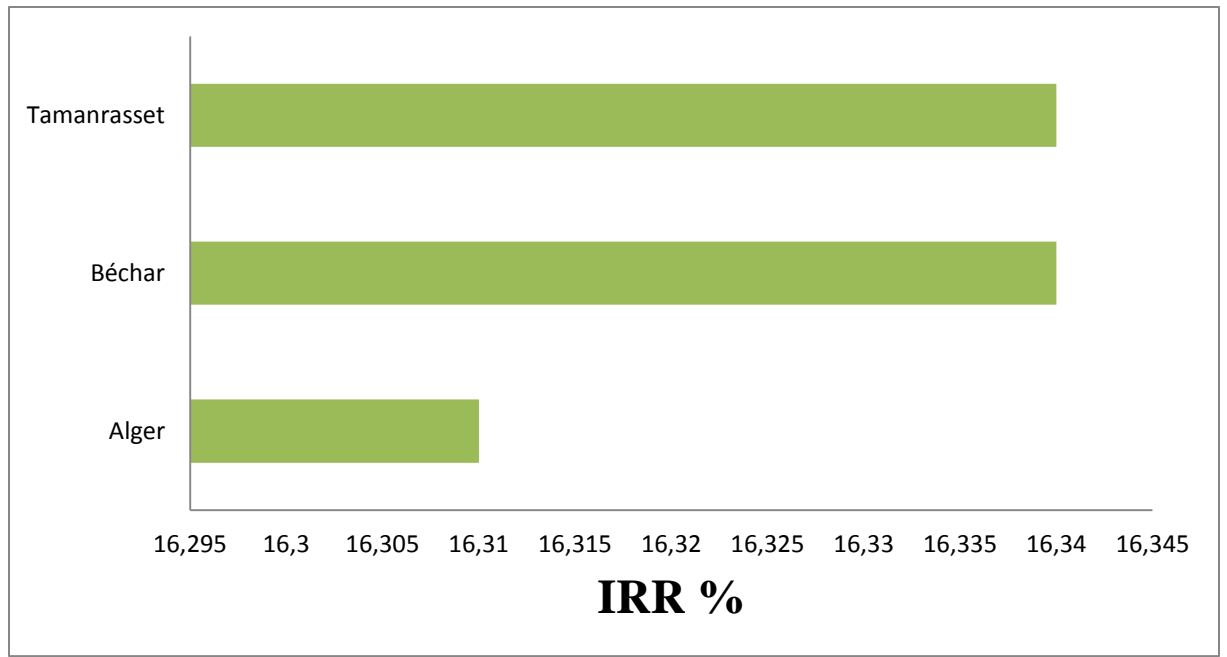


Figure 5.10 : Evolution du paramètre économique IRR de la centrale des trois sites.

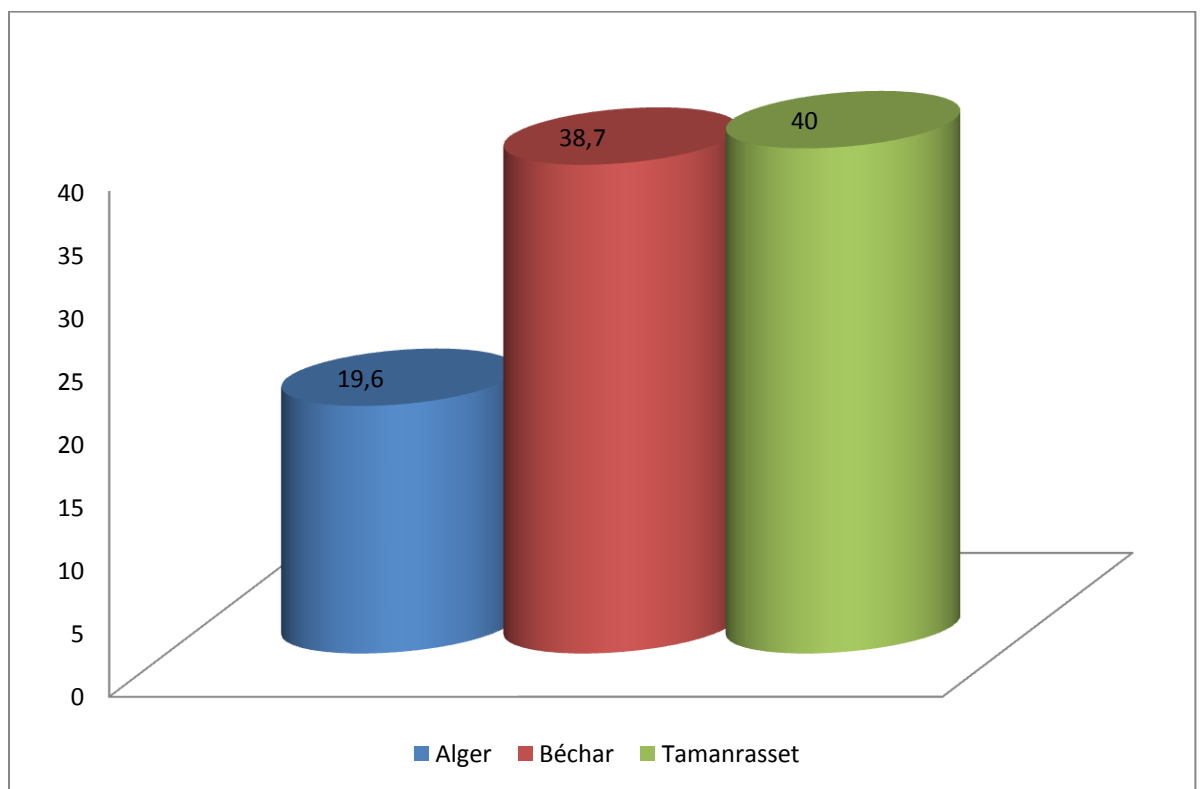


Figure 5.11 : Facteur de capacité des trois sites (%).

Au cours de cette étude, nous avons essayé de mettre en évidence l'intérêt de l'exploitation de l'énergie solaire et l'efficacité des centrales solaires thermiques en Algérie.

A l'heure actuelle, l'implantation des tours solaires est relativement chère comparativement aux centrales classiques.

Par exemple une centrale solaire de 100MWe avec stockage de 06 heures et un récepteur de type cavité vaut 673505766.32\$ pour le site d'Alger.

Conclusion générale

Notre travail a consisté à évaluer les performances technico-économiques d'une centrale solaire à tour et son implémentation sous le climat Algérien.

Après avoir fait connaissance de l'historique, du principe de fonctionnement, état de l'art et de lieu des différents systèmes solaires à concentration, les avantages et les inconvénients de ces technologies.

On s'est proposé l'implémentation d'une centrale solaire d'une puissance de conception de 100MWe, un champ d'héliostat de 7040 (12.2*12.2) m², un récepteur de type externe, une hauteur de la tour de 205.56 m, et ayant comme fluide de travail du sel fondu de composition 60%NaNO₃ 40% KNO₃ et sans stockage.

A cet effet, et pour l'évaluation des performances de la centrale en Algérie, le choix des sites d'implémentation que nous avons retenu prend en compte le rayonnement direct normal annuel et la disponibilité des données météorologiques.

Les données météorologiques des différents sites en Algérie sont générées par le logiciel METEONORM. Parmi les sites étudiés, nous avons retenu trois sites qui sont : Alger, Béchar, et Tamanrasset. Une simulation mensuelle et annuelle est établie pour les trois sites.

L'analyse économique que nous avons présentée est réalisée à partir de la simulation annuelle de la production d'électricité de la centrale au niveau des quatre sites sélectionnés.

Ce qui nous a permis de calculer le prix du kWh (LEC) qui est un facteur indispensable dans ce genre d'études. Le LEC le plus faible, décisif pour l'implémentation d'une telle centrale, a été obtenu pour le site de Tamanrasset.

L'Algérie dispose d'un ensoleillement très important, et la technologie de la tour solaire thermodynamique présente un moyen d'exploiter le rayonnement normal direct.

Les investissements de départ sont importants mais prévisibles, et ils permettent de produire une électricité propre et renouvelable. Pour amortir les coûts de construction de la centrale, des subventions de l'État sont nécessaires, pour vendre l'électricité à un prix compétitif. C'est une bonne alternative à d'autres formes d'énergies renouvelables, mais elle est limitée par les conditions climatiques nécessaires à son fonctionnement.

Conclusion et Recommandations

Ce travail n'est qu'une initiation à l'étude et à la simulation des centrales thermiques solaires de puissance. Il incite l'état algérien à recourir à ce type de technologie pour répondre à un besoin énergétique de plus en plus croissant et de parer à toute dégradation environnementale.

Recommandation et perspectives

Le rendement global de la tour que nous avons proposé et simulé sous le climat algérien, peut être amélioré en introduisant dans la simulation de la centrale :

- Un système de stockage,
- Un système combiné (solaire + Turbine à gaz).

Pour rendre ces technologies concurrentielles avec les technologies conventionnelles fossiles, une réduction du coût de production de 50% à 60% (soit aux environs de 0,05 à 0,07 \$/kWh) doit être recherchée dans les années à venir.

Cet objectif sera atteint d'une part, grâce aux innovations technologiques apportées par les travaux de recherche et de développement sur les filières solaires thermiques et leurs composants (miroirs, récepteurs, fluides et stockage) et d'autre part par la construction massive de ces centrales à travers le monde.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] L'électricité et le gaz de ville, les facteurs de la hausse de la demande et la gestion dans la daïra de Sénia Algérie.
- [2] Evaluation des impacts économiques, technologiques et environnementaux des réglementations et mesures d'encouragement nationales pour l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique.
- [3] WWW.APRUE.dz.
- [4] Bulletin des énergies renouvelables N°12 de décembre 2007.
- [5] La Maitrise de l'énergie : le contexte, les enjeux, les approches par Benoit LEBOT, Agence Internationale de l'énergie 1993.
- [6] A review of concentrating solar power plants in the world and their Potential use in Serbia. Tomislav M. Pavlovic, Irana S. Radoujic, Dragana D Milosavljevic, Lana S. Pantic.
- [7] Thèse de Magister: Evaluation des performances de la filière sels fondus – Etude de la productibilité d'une centrale solaire à tour de 15 MWe par Mr Tedjiza Bilal 1986.
- [8] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire, conversion thermique et application. Technique et documentation, Paris 1979.
- [9] Site web. [Http:// www.nrel.gov/ Analysis/SAM](http://www.nrel.gov/Analysis/SAM).
- [10] Thèse de doctorat M. Abbas Modélisation dynamique d'un système autonome de production d'électricité forme du couplage d'un capteur solaire à concentration ponctuelle et d'un moteur a cycle de Stirling Novembre 2011.
- [11] Mémoire de Magister : Performances technico-économiques des centrales cylindro-paraboliques par Mr Yousfi M^{ed} Lamine 2009.
- [12] Pierre Bessemoulin et Jean Olivieri, Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. La météorologie 8^{eme} série N° 31 Septembre 2000.
- [13] <http://www.outilssolaires.com/glossaire/>
- [14] Benjamin Dessus et François Pharabod, l'énergie solaire – presses universitaires de France.

- [15] Tabet Ismail –Etude d'un distillateur solaire à cascades. Thèse de magister en physique option Energies renouvelables 2010.
- [16] German aerospace Center, Concentrating solar power for the Mediterranean region, final report, available at <http://www.dlr.de/tt/med-csp>, 2005.
- [17] H.Broesamle, H. Mannstein, C. Schillings and F.Trieb, Assessment of solar electricity potential in North Africa based on satellite data and geographic information system. Solar energy vol70, N°01,pp 1-12,2001.
- [18] Le solaire thermodynamique, Bruno rivoire, groupe d'évaluation scientifique, themes de 1982 à 1987.
- [19] www.solarpaces.org
- [20] A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia. Tomislav M. Pavlovic, Ivana S Radonic, Dragana D. Milosavljeric, Lanas pantic, 28 Avril 2012
- [21] Alain. Ferrière, Les centrales solaires thermodynamiques, L'état de l'art et les perspectives mondiales. Communication au colloque de l'ENSAM de Corse, Bastia, 31 mars 2005.
- [22] R. Forristal, Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in engineering equation solver, Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado, 2003.
- [23] A.M. Patnode, Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants. Master of Science thesis, university of Wisconsin, 2006, USA.
- [24] G.M. Elsaket, Simulation of the integrated solar combined cycle for power plants application in Lybia, Master of Science thesis, university of Cranfield, 2007, Lybia.
- [25] Plata forma solar de Almeria (PSA), annual report 2001.
- [26] Concentrating Solar Power- State of the Art, cost analysis and pre-feasibility study for the implementation in China Wen Zhang 2009.
- [27] Concentrating solar power- Technology, potential and policy in India, Amita Ummadisingu, M.S.Soni, September 2011.

- [28] Alain. Ferrière, “Captation, transformation et conversion de l’énergie solaire par les technologies à concentration”, PROMES-CNRS, 2006.
- [29] Thèse de Master « Optimisation des centrales solaires à capteur cylindro-parabolique Application en Algérie ».A. Messai, M. Benzerga, 2011.
- [30] <http://www.cours.polymtl.ca/mec1210/Resumes/>.
- [31] Wagner, Paul Gilman, technical manual for the physical trough Model, March 2011.
- [32] Badran O., M. Eck., “The application of parabolic trough technology under Jordanian climate”, *Renewable energy* 2006; 31:791–802.
- [33] G.C. Bakos and N.F. Tsagas, “Technical feasibility and economic viability of a small-scale grid connected solar thermal installation for electrical-energy saving”, *Applied Energy*,
- [34] Adrien Gomez, “Optimisation technico-économique multi-objectif de systèmes de conversion d’énergie: cogénération électricité-hydrogène à partir d’un réacteur nucléaire de IVème génération”, Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2008.
- [35] Tripathy S. C., S.R., “Lakshmi and R. Balasubramanian, Production costing and economic analysis of power systems containing wind energy conversion systems”, *Energy Conversion Management* (1998); 39: 649-659.
- [36] W. Short et al., “A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies”, NREL/TP-462-5173, March 1995.
- [37] José A. et al., “Theory and problems of Engineering economics”, Schaum’s outline series, McGraw-Hill, 1984.
- [38] P.K. Falcone, “A handbook for solar central receiver design”, Sandia Report SAND86-8009, (1986).
- [39] B. Khiari and S. Ben Mabrouk, “Technical and economic survey of low enthalpy solar installations for heating sanitary water”, *Desalination*, 165 (2004) 259-268.
- [40] T.M.I Mahlia and P.L. Chan, “Life cycle cost analysis of fuel cell based cogeneration system for residential application in Malaysia”, *Renewable and Sustainable energy reviews* 15(2011) 416-426.
- [41] R. Hoseini, M. Soltani and G. Valizadeh, “Technical and economic assessment of the integrated solar combined cycle power plant in Iran”, *Renewable energy* 30 (2005), 1541-1555.
- [42] Chao Xu*, Zhifeng Wang, Xin Li, Feihu Sun, ”Energy and exergy analysis of solar power tower plants” 29 July 2011.