



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de L'enseignement Supérieur et de La Recherche Scientifique



UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID –TLEMEN

Faculté Des Sciences  
Département De physique

Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables  
Ecole Doctorale « Energies Renouvelables »

**MEMOIRE**

Présenté par :

**Mr. Kadraoui Hicham**

En vue de l'obtention du diplôme de

**MAGISTER**

**Spécialité : Matériaux et Energies Renouvelables**

**Option : Photothermique**

***ETUDE COMPARATIVE ET RENDEMENT ENERGETIQUE  
DES DIFFERENTS DEGRES DE CONCENTRATION DES  
CONVERTISSEURS THERMODYNAMIQUE DE L'ENERGIE SOLAIRE***

Soutenu à Tlemcen le 2011, devant la commission d'examen :

Mr. B. BENYOUCEF	Professeur à l'Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen	Président
Mr.N.E. CHABANE SARI	Professeur à l'Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen	Examineur
Mr. A. KHEROUS	M.C à l'Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen	Examineur
Mr. S.MERZOUK	M.C à l'Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen	Rapporteur

Année Universitaire : 2010 - 2011

## REMERCIEMENTS

*Je remercie en premier lieu Dieu le tout puissant de nous avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.*

*Ce travail a été réalisé à «l'Unité de Recherche de Matériaux et des Energies Renouvelables» (URMER) de l'université Abou-bakr Belkaid Tlemcen.*

*Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Monsieur Mr S.MERZOUK M.C à l'université de Tlemcen, pour avoir dirigé ce mémoire, pour son suivi permanent, ses lectures attentives, ses conseils judicieux et le soutien constant qu'il m'a prodigué au cours de l'élaboration de ce travail.*

*Je remercie très chaleureusement Mr B. BENYOUCEF Professeur à l'université de Tlemcen pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.*

*Je remercie vivement Mr N. E. CHABANE SARI Professeur à l'université de Tlemcen, Mr. A. KHEROUS Maître de conférences à l'université de Tlemcen, d'avoir bien voulu accepter de juger ce travail et qui m'honorent en participant à ce jury.*

*J'exprime toute ma sincère et profonde reconnaissance à Madame AMINA OUADFEL (Responsable à la bibliothèque centrale Imama); Je ne sais comment le remercier pour son aide, son encouragement, et de ses grandes qualités humaines.*

*Il m'est agréable de remercier toute l'équipe de l'Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelable.*

*En fin je tiens à remercier tous ceux qui de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.*

## *Dédicace*

Avec l'aide de dieu tout puissant, j'ai pu achever ce modeste travail que je dédie :

*À mes parents, mes frères et mes sœurs, et*

*A tous ceux qui me sont chers.*

---

---

# Sommaire

---

---

---

## Sommaire

### Nomenclature

**Introduction générale** .....1

### **Chapitre.1 La Ressource Energétique Solaire**

1.1 Introduction ..... 4

1.2 Le rayonnement solaire ..... 4

1.3 Conclusion ..... 10

### **Chapitre.2 Technologies du Solaire Thermodynamique à Concentration**

2.1 Introduction .....11

2.2 Principe du solaire thermodynamique.....11

2.3 Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs ..... 14

2.3.1 Les cycles thermodynamiques ..... 14

2.3.2 Les fluides caloporteurs..... 15

2.4 Les différentes technologies des centrales solaires thermodynamiques ..... 16

2.4.1 Technologie à capteur cylindro-parabolique..... 16

2.4.2 Technologie à tour (héliostat) ..... 18

2.4.3 Le four solaire ..... 19

2.4.4 Cycles combinés..... 20

2.4.5 Technologie à concentrateurs paraboliques..... 21

2.5 Le stockage de l'énergie solaire..... 24

2.6 Centrale solaire hybride ..... 27

2.7 Analyse économique et financière ..... 29

2.7.1 Evaluation des couts ..... 29

2.7.2 Evaluation des couts et des performances ..... 31

**2.7.3 Interprétation**..... 32

2.8 Conclusion..... 33

### **Chapitre.3 Les centrales solaires thermodynamiques**

3.1 Introduction .....	35
3.2 L'électricité solaire thermodynamique.....	35
3.3 Les différents types des centrales solaires thermodynamiques .....	36
3.3.1 CENTRALES SOLAIRES CYLINDRO-PARABOLIQUES.....	36
3.3.2 LES CENTRALES A TOUR (HELIOSTAT) .....	40
3.3.2.1 Centrale four solaire .....	41
3.3.2.2 Des centrales industrielles ont été mises en service ces dernières années .....	42
3.3.3 CENTRALES SOLAIRES PARABOLIQUES .....	45
3.4 Les principales réalisations.....	47
3.5 Projets de centrales solaires dans le monde (capacité solaire) .....	48
3.6 Conclusion.....	50

### **Chapitre.4 Bilan Énergétique Des Convertisseurs De L'énergie Solaire**

4.1 Introduction .....	51
4.2 Conversion thermodynamique de l'énergie solaire .....	51
4.2.1 La collecte .....	52
4.2.2 La production de chaleur (bilan thermique).....	53
4.2.2.1 Pertes par convection .....	53
4.2.2.2 Pertes par rayonnement .....	54
4.2.2.3 Pertes par conduction .....	54
4.2.3 La conversion de chaleur (rendement) .....	55
4.2.3.1 Cas du Concentrateur cylindro-parabolique .....	55
4.2.3.2 Cas de la centrale à tour .....	59
4.2.3.3 Cas du concentrateur solaire parabolique (avec comme convertisseur le moteur Stirling) .....	62
4.3 Conclusion.....	66
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>68</b>
<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>71</b>

## NOMENCLATURE

NOTATION		UNITES
$C$	Concentration géométrique	
$h_{cv}$	Coefficient d'échange de chaleur par convection	$[W/m^2.K]$
$h_r$	Coefficient d'échange de chaleur par rayonnement	$[W/m^2.K]$
$I$	Eclairement solaire direct	$[W/m^2]$
$P_a$	Puissance solaire absorbée par le récepteur	$[W]$
$P_c$	Puissance solaire captée par le réflecteur	$[W]$
$P_t$	Puissance utile transmise par la surface réceptrice	$[W]$
$P_p$	Puissance correspondant aux pertes thermiques	$[W]$
$P_{pcv}$	Pertes par convection	$[W]$
$P_{pr}$	Pertes par rayonnement	$[W]$
$P_{pc}$	Pertes par conduction	$[W]$
$S_{ref}$	Surface d'ouverture du concentrateur (réflecteur)	$[m^2]$
$S_r$	Surface de l'absorbeur (récepteur)	$[m^2]$
$T_r$	Température de la surface du récepteur	$[K]$
$T_a$	Température ambiante	$[K]$
$U$	Coefficient global des pertes	$[W/m^2.K]$
LEC	Coût moyen annuel actualisé	$[Euro/kWh]$

**Indices & Exposant**

a	Absorbé
p	Pertes
c	Conduction
cv	Convection
r	Récepteur
ref	Réflecteur
t	Thermique

**Institutions privé**

AIE : L'Agence Internationale de l'Energie.
NEAL : Société (New Energy Algeria).
ASA : L'Agence spatiale allemande.

**Symbole grec**

$\sigma$	Constante de Stefan -Boltzmann.
$\lambda$	Conductivité de l'absorbeur.
$\varepsilon$	Facteur d'émissivité de l'absorbeur.
$\tau$	Facteur de transmission de l'absorbeur.
$\rho$	Facteur Réflexion de surface de réflecteur (miroir).
$\alpha$	Facteur d'absorption de la surface de l'absorbeur.
$\eta_{opt}$	Rendement optique.
$\eta_e$	Rendement énergétique globale.
$\eta_c$	Rendement de Carnot.
$\eta_{ch}$	Rendement de la chaudière.
$\eta$	Rendement théorique de la centrale solaire.
$\eta_{glob}$	Rendement global de conversion de la puissance solaire.

---

# **INTRODUCTION GENERALE**

---

## Introduction générale

Le gisement solaire est une source d'énergie renouvelable disponible en grande quantité, en tout point de la surface terrestre et gratuite.

Actuellement deux solutions de conversion de l'énergie solaire sont en compétition :

- L'utilisation de cellules photovoltaïques pour la transformation directe du rayonnement solaire en électricité. La technologie de fabrication de ces cellules reste le monopôle de grandes firmes avec des prix assez chers et un rendement limité (le silicium permet des rendements de 10 à 20%). Une génération de cellules se précise : celle des cellules nanostructurées qui devraient permettre de dépasser des rendements de 25%. Mais quelque soit les progrès en cours, le solaire photovoltaïque ne peut être intéressant que s'il devient économiquement compétitif [1]. Cette conversion reste utilisée pour les productions électriques locales de petites puissances.

- L'utilisation de capteurs plans thermiques pour transformer en énergie calorifique les photons solaires. De manière pratique le rayonnement traverse une vitre qui laisse pénétrer la lumière et retient la chaleur (effet de serre) et est capté par une surface absorbante. La chaleur ainsi absorbée est ensuite récupérée grâce à un fluide caloporteur circulant sous la surface absorbante. La température du fluide obtenue ne dépasse pas beaucoup les 100°C au meilleur des cas.

Et puis il y a aussi l'encombrement des capteurs solaires plans.

En effet, une température peu élevée constitue d'une part une limite au rendement solaire/thermique et d'autre par nécessite environ  $7 \text{ m}^2$  par kW (on devine alors la surface nécessaire pour produire quelques kW [2]), donc pas adaptés à la production de fortes puissances. Cette chaleur est utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire ou pour le chauffage de maison (plancher solaire).

L'énergie thermique du soleil permet aussi de produire de l'électricité par voie thermodynamique. C'est ce que l'on appelle « **électricité solaire thermodynamique** », dont il est question dans ce mémoire, et qui est l'ensemble des techniques qui transforment l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée puis grâce aux propriétés des fluides caloporteurs en énergie mécanique puis électrique. Cette technique ne devient intéressante que lorsque le fluide caloporteur est chauffé à haute température. En effet la température de la source chaude est le paramètre déterminant du rendement thermodynamique des procédés de conversion [3]. Les rendements (annuels, 15 à 25 %) et les coûts des kWh produit (de 0,15 à 0,25 €) sont largement plus intéressants que ceux du photovoltaïque.

Le principe du solaire thermodynamique est l'obtention de haute température grâce à la **concentration optique** du rayonnement solaire. L'énergie solaire reçue (incidente) par la surface de capteur (le plus souvent formée de miroirs) est concentrée (réfléchi) en un récepteur de surface beaucoup plus petite (foyer). Le rapport des surfaces capteurs sur récepteur est le taux ou degré de concentration. L'intensité de la concentration est définie par ce facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

Ce dispositif permet de minimiser les pertes thermiques et d'atteindre des températures qui dépassent largement les 200°C au niveau du récepteur avec un rendement thermique supérieur à 70% (rapport chaleur utile/énergie incidente) [4]

Nous proposons une étude comparative théorique et bibliographique des différentes géométries de concentrateurs existantes, afin d'estimer l'influence et les limites du taux de concentration (donc de la température) sur le rendement de conversion global des centrales solaires thermodynamiques.

Pour cela, nous pensons qu'il est nécessaire de présenter d'abord quelques connaissances et ordre de grandeur du potentiel énergétique solaire. Puis de voir, à travers une étude de l'existence effective des centrales électrique solaire, l'importance donnée actuellement à ce choix de production énergétique propre et économique. Ensuite, nous nous intéresserons aux technologies de concentration les plus viables de conversion solaire chaleur.

C'est dans la dernière partie que nous ferons une étude analytique comparative du bilan thermique ainsi que l'évolution du rendement énergétique des principales filières.

---

---

**CHAPITRE 1**

**LA RESSOURCE ENERGETIQUE**

**SOLAIRE**

---

---

## 1.1 Introduction

Les énergies renouvelables sont des formes d'énergies inépuisables c'est à dire leur consommation ne diminue pas leur ressource à l'échelle humaine. L'énergie solaire est la ressource énergétique renouvelable la plus abondante. C'est l'énergie produite dans toutes les directions par le soleil grâce au rayonnement solaire.

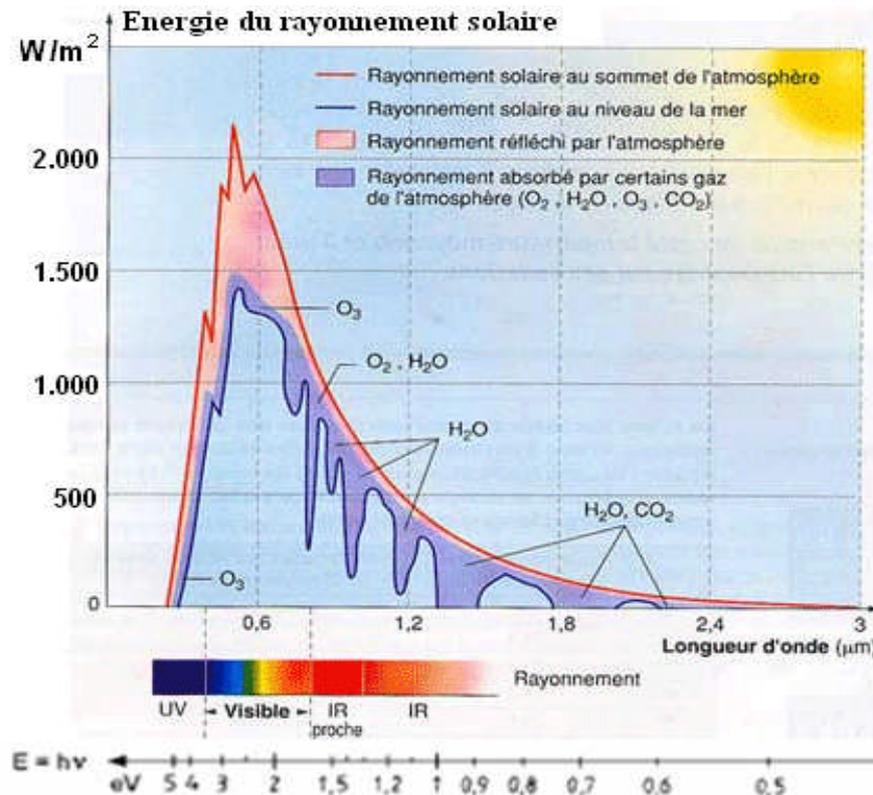
Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique pour tout projet ou étude des installations solaires, il est nécessaire de présenter dans ce chapitre quelque notion sur le rayonnement solaire.

## 1.2 Le rayonnement solaire

Les réactions thermonucléaires qui se produisent au sein du soleil, provoquent l'émission d'onde électromagnétique de très forte puissance ou rayonnement thermique solaire.

Le rayonnement ou spectre solaire se présente sensiblement comme celui d'un corps noir à 5 800°K.

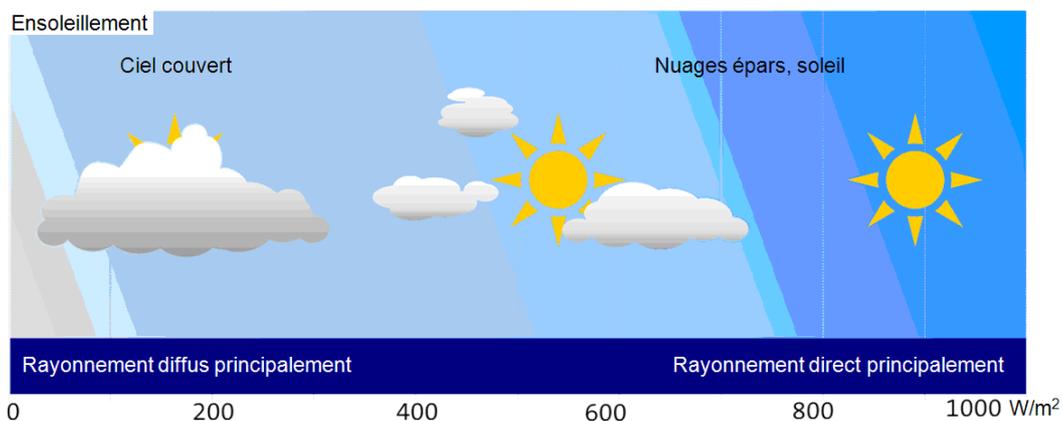
L'énergie solaire reçue par la terre en dehors de l'atmosphère est environ 1 370 W/m<sup>2</sup>. Cette grandeur est appelée constante solaire. [5]



### Répartition spectrale du rayonnement solaire

Le domaine de longueur d'onde utile pour les applications solaires est situé entre  $0.25\mu m$  et  $2.5\mu m$ , l'énergie émise dans cette bande (contenant les zones UV, Visible et IR) représente 95% environ du total [6].

Mais en traversant l'atmosphère l'énergie radiative solaire est atténuée par absorption et diffusion, et l'énergie enregistrée au niveau de la mer est l'ordre de  $1000 W/m^2$  [7].



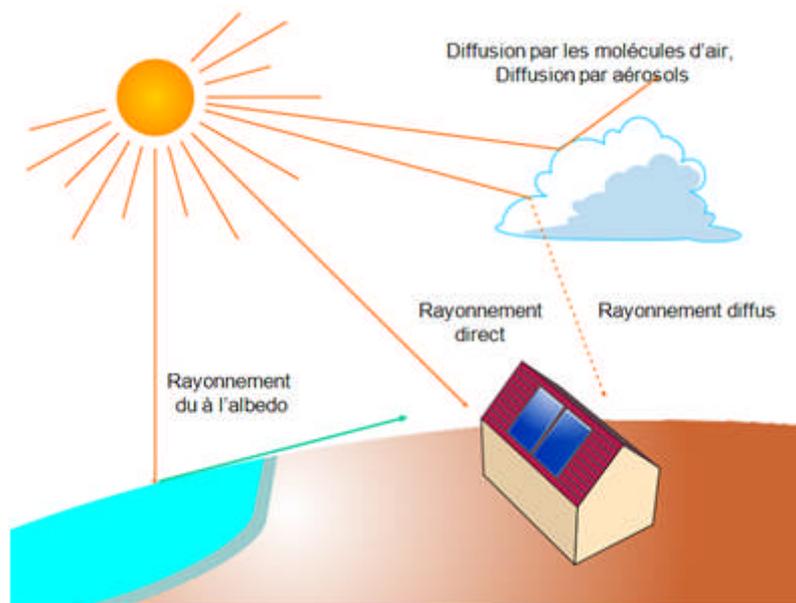
Variation du rayonnement solaire

Ce chiffre variera ensuite en fonction de l'angle d'incidence sur le récepteur, de l'intensité et de la durée d'ensoleillement.

Le rayonnement solaire est ainsi composé de deux types de rayonnement (la proportion du rayonnement dû à l'albédo étant très faible) :

- le rayonnement solaire **direct** définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire, Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.
- et le rayonnement solaire **diffus** correspondant au rayonnement dispersé dans l'atmosphère par la brume, le ciel lui même, et les nuages. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit.

Le rayonnement solaire global est alors la somme des deux types de rayonnements direct et diffus et dont l'intensité est variable d'un endroit à un autre et d'une heure à l'autre [8].

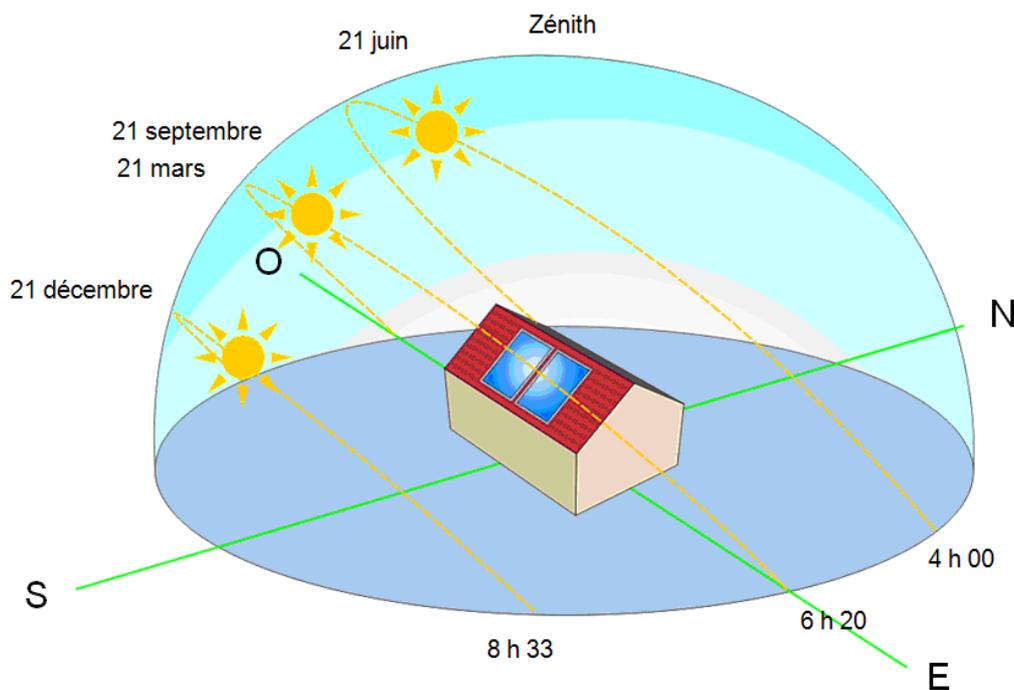


### Composantes du rayonnement solaire.

Mais la concentration optique, dont il est question dans notre mémoire, ne concerne que le rayonnement direct, provenant du soleil par temps clair.

Les concentrateurs sont alors dotés de **dispositifs de suivi de la course du soleil**, en hauteur ou en hauteur et en azimut.

En effet, le trajet parcouru par le rayonnement solaire au cours d'une même journée est à son maximum aux premières heures de la matinée et en fin d'après midi. Par contre, il est à son minimum lorsque le soleil est au zénith. Pour cette même raison, l'intensité du rayonnement est variable au cours des saisons et avec la latitude. Ainsi, le rayonnement solaire global reçu au cours d'une journée peut varier de  $0,5 \text{ kWh/m}^2$  pour une journée d'hiver ensoleillée dans les régions nordiques, à plus de  $6,0 \text{ kWh/m}^2$  pour une journée ensoleillée dans les régions tropicales.



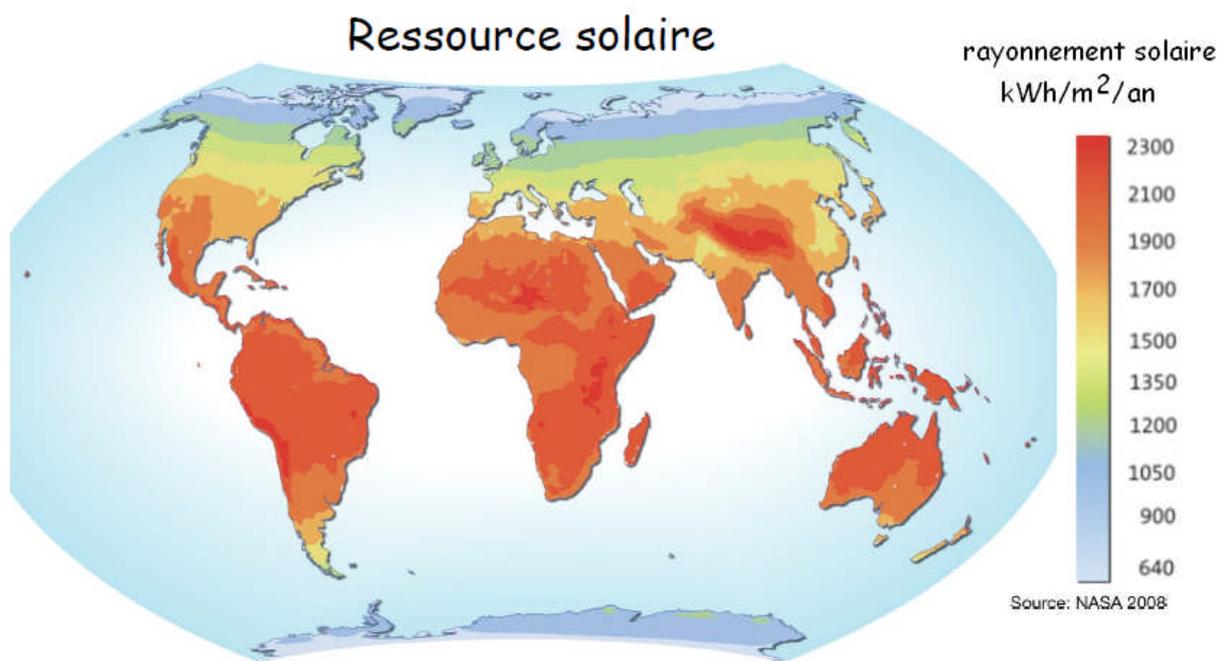
### Variations de la durée du jour et de la hauteur du soleil

Evidemment, par temps couvert le rayonnement solaire au sol peut tomber pratiquement à zéro. En revanche, pour une journée ensoleillée et un ciel parfaitement dégagé, le rayonnement solaire diffus tombant au sol peut atteindre 15 à 20% du rayonnement global, mais avec un ciel couvert, le rayonnement parvenant au sol est en totalité un rayonnement diffus [9].

Les centrales solaires à concentration ne sont donc productives que durant les heures de beau temps. Leur productibilité est proportionnelle au **nombre d'heures annuel de présence du soleil**. Ce paramètre est donc nécessaire pour une réflexion sur l'étendue du gisement pour un projet de centrale thermodynamique solaire (la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil).

Toute étude, application ou conversion de l'énergie solaire en un site donné nécessite une connaissance complète et détaillée du rayonnement solaire dans ce site. Ceci est généralement possible grâce aux stations de mesure météorologique. Cependant, dans la plupart des cas, il n'existe pas de mesures locales du rayonnement solaire et le recours à certaines méthodes appropriés, permettant de prédire les caractéristiques du rayonnement solaire et de l'estimer, est nécessaire [10].

L'énergie solaire effective reçue est alors mesuré sur **l'année** en énergie thermique pour un **emplacement donné**. Les pays du sud de la Méditerranée ont un grand potentiel tel que démontré dans la figure :



**Rayonnement solaire annuel en [kWh/m<sup>2</sup>/an]**

Par exemple le gisement solaire moyen en France est d'environ 1500 kWh/m<sup>2</sup>/an, alors que dans les zones arides de notre Sahara algérien il est de l'ordre de 2700 kWh/m<sup>2</sup>/an [11]

Les régions désertiques du globe (grand Sahara, sud-ouest des Etats-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 kWh/m<sup>2</sup>/an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies à concentration [12].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen [13][14]. La puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ 1KW/m<sup>2</sup>. L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6 KW/m<sup>2</sup> et l'énergie annuelle maximale est de l'ordre de 2500 KW/m<sup>2</sup> [15].

L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique est donné dans le tableau : (Ministère de l'énergie et des Mines)

Régions	Littoral	Hauts-Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energ, Moy reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

### 1.3 Conclusion

L'énergie solaire est une source d'énergie propre et **inépuisable**. Compte tenu de son potentiel énorme, le solaire à concentration se développe aujourd'hui dans plusieurs pays, en particulier dans le sud-ouest des Etats-Unis et en Espagne où de très nombreux projets sont en cours de réalisation.

Les puissances électrique produites par les centrales solaires se situent actuellement de 10 à 300MWe plus faible comparés à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MWe. Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une **énergie propre et durable**.

Les centrales solaires à concentration ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le « direct » et non le « diffus »), c'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement, ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire. Vis à vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers **2500 heures annuelles** de présence du soleil.

---

## **CHAPITRE 2**

# **TECHNOLOGIES DU SOLAIRE THERMODYNAMIQUE A CONCENTRATION**

---

## 2.1 Introduction

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 GWh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW [3].

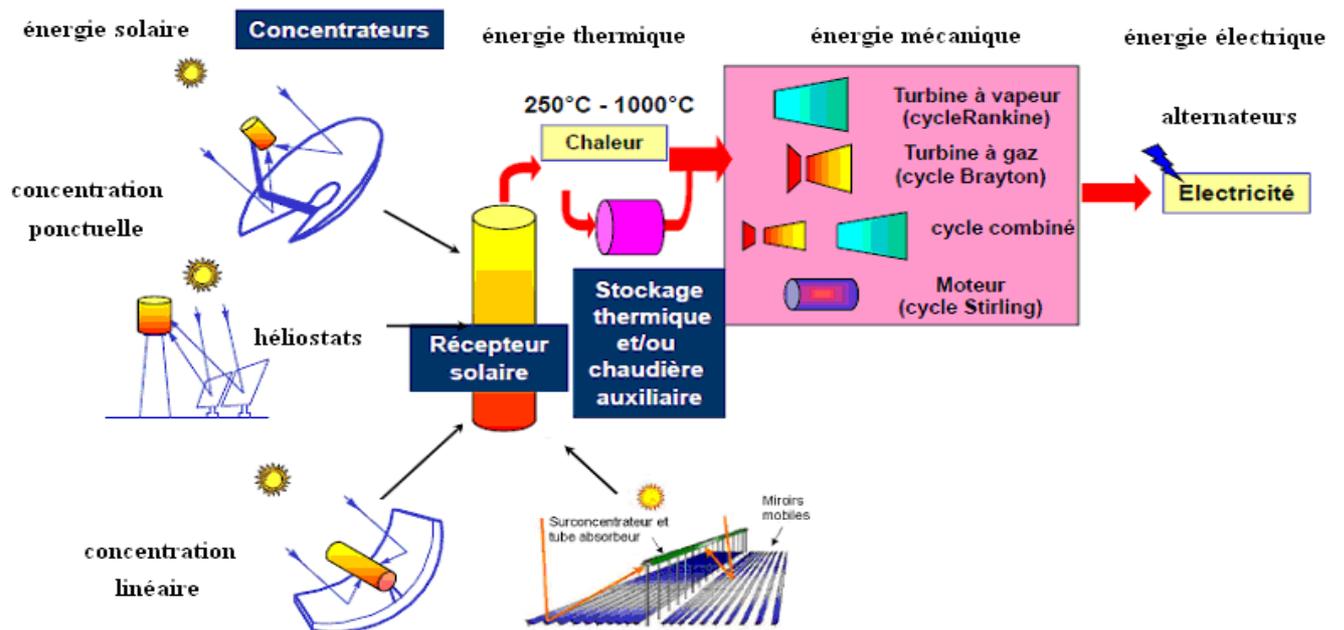
L'énergie solaire **thermodynamique** est une technologie permettant l'exploitation des rayons du soleil pour produire de la **chaleur**.

Le **solaire thermodynamique** fonctionne par le biais de cycles thermodynamiques (fluide) grâce à des chaudières à **gaz**, chaudières à vapeur ou chaudières à cycles combinés, pour transformer la chaleur en énergie mécanique (turbines) puis électrique (alternateurs).

Dans le cadre de ce travail nous nous intéresserons aux technologies du Solaire thermodynamique à Concentration.

## 2.2 Principe du solaire thermodynamique

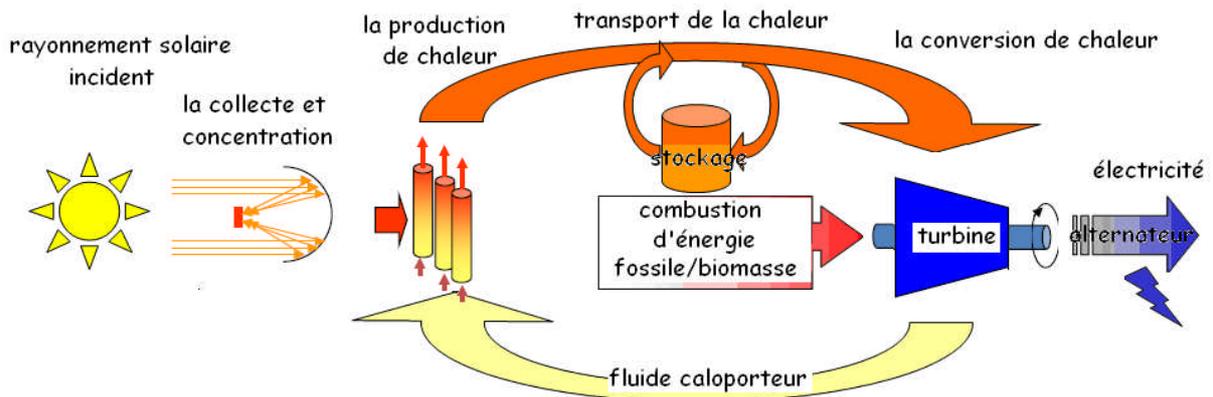
La production d'électricité à partir du rayonnement solaire n'est pas un processus direct. Le principe est de produire des températures exploitables pour les dispositifs thermodynamique de conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique puis électrique. Pour cela, le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne.



**Schéma global du solaire thermodynamique**

Mais quelle que soit la solution technologique retenue pour la captation des flux solaires ou la transformation de chaleur en électricité, on distingue les blocs fonctionnels interagissant entre eux par le choix du ou des fluides thermodynamiques [16] :

- 1- La collecte et la concentration par le capteur du flux solaire sur le récepteur pour chauffer le fluide caloporteur.
- 2- Absorption sur les parois du récepteur, transformation en chaleur (production de chaleur)
- 3- transport et éventuellement stockage de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide caloporteur selon la température de source chaude et le système utilisé).
- 4- La conversion de chaleur en électricité à partir d'un cycle thermodynamique.



### Principe d'une centrale solaire thermodynamique

Le capteur solaire ou collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur (miroir), d'une structure métallique, d'un récepteur et du système de poursuite solaire.

Un réflecteur (miroir) est composé de verre pauvre en fer. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection.

Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

La fonction du récepteur est d'absorber l'énergie solaire concentrée, de transférer la chaleur vers le fluide de transfert et de limiter les pertes thermiques (rayonnement et convection).

L'intensité de la concentration du collecteur est définie par le facteur (ou taux) de concentration (géométrique)  $C$ .

Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte au récepteur (foyer) sera importante.

$$C = \frac{\text{Surface du réflecteur}}{\text{Surface du récepteur}} = \frac{S_{\text{réf}}}{S_r} = \text{Concentration}$$

Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

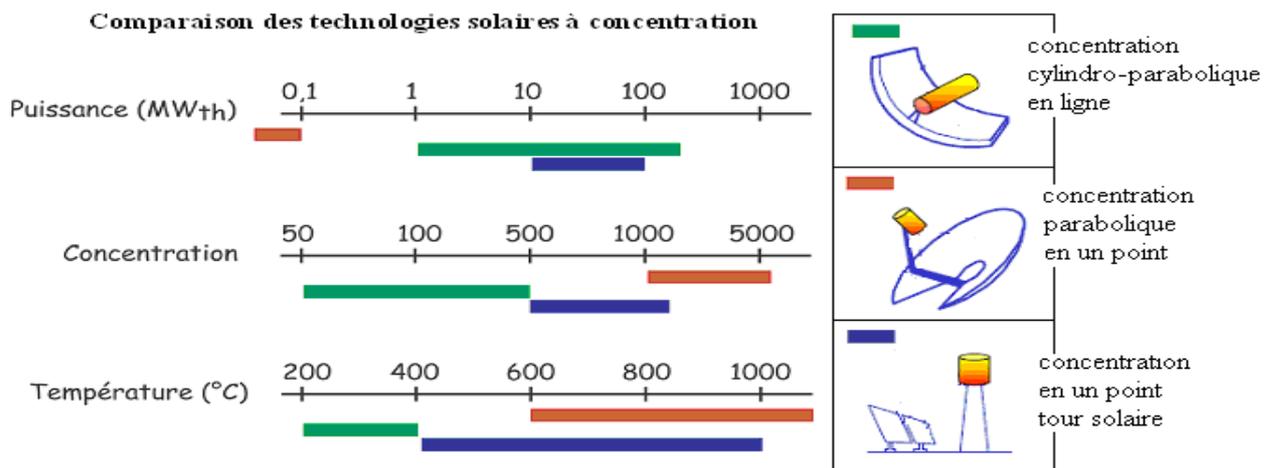
Ces dispositifs se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances optiques (concentration) et thermiques (température) :

Parmi les dispositifs optiques existant pour la concentration des rayons du soleil, nous ne considérons ici que ceux retenus à une mise en œuvre industrielle pour des puissances moyennes ou fortes et qui conduisent à la production de chaleur à une température supérieure à 250 °C.

Ainsi, c'est généralement des surfaces réfléchissantes constituées de miroirs qui sont utilisés. La nature géométrique des surfaces et la complexité des structures supportant les miroirs définissent les systèmes concentrateurs.

- Les trois systèmes à concentration les plus importants pour l'application à grande échelle de l'énergie solaire se distinguent par leurs dimensions élémentaires, (donc leur puissance), leurs performances optiques (concentration) et thermiques (température).

Ces caractéristiques principales sont indiquées dans la figure [17]:



**Comparaison des technologies solaires à concentration**

## 2.3 Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs

### 2.3.1 Les cycles thermodynamiques

- Les systèmes thermodynamiques de génération d'énergie mécanique sont divers tel que les turbines à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling et Cycle de Rankine organique qui sont les options généralement choisies. Ils utilisent tous un fluide caloporteur de transfert de chaleur auquel est imposé un cycle thermodynamique classique selon le schéma de principe :

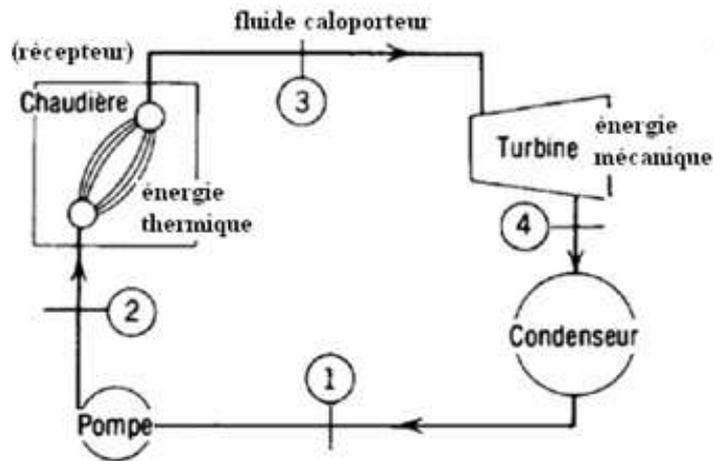
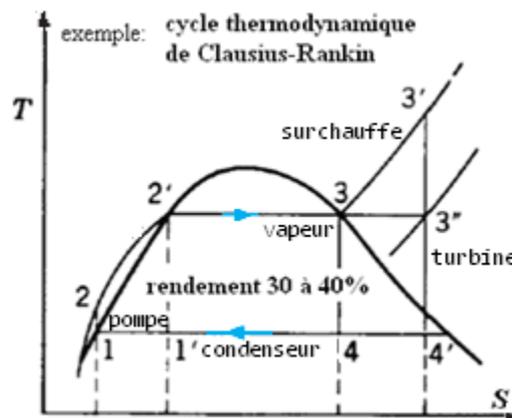


Schéma d'une machine motrice



Cycles de Clausius-Rankin à vapeur simple.

### 2.3.2 Les fluides caloporteurs

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilité du stockage. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement

comme fluide thermodynamique (on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur) [18].

On distingue comme fluides:

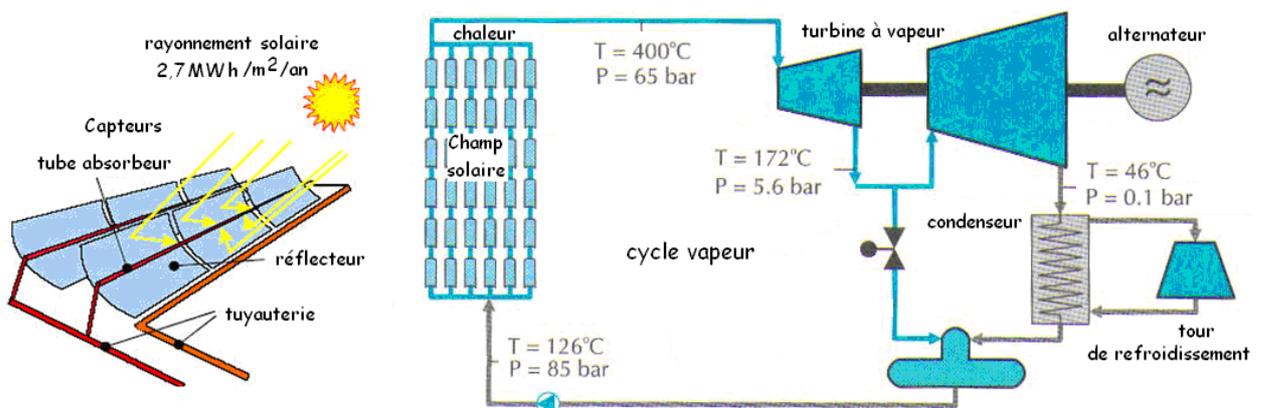
- Les **huiles** qui présentent un bon coefficient d'échange sont les fluides les plus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques.
- Les **sels fondus**, mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée sont de très bons fluides de stockage.
- Les **fluides organiques** (butane, propane, etc.) qui ont une température d'évaporation basse sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- **L'eau liquide** fluide de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique est utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- Les **gaz** (hydrogène ou l'hélium) sont utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.
- **L'air** est utilisé classiquement comme fluide de travail dans une turbine à gaz. L'air peut aussi être utilisé comme caloporteur seulement.

## **2.4 Les différentes technologies des centrales solaires thermodynamiques**

### **2.4.1 Technologie à capteur cylindro-parabolique**

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux :

le champ solaire, le système de transfert de la chaleur (génération de vapeur) et le système de génération électrique :



### Schéma d'une centrale cylindro-parabolique

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation: la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Le champ solaire est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est de l'ordre de 80.

Les collecteurs (capteurs) cylindro-paraboliques sont de longs miroirs (composés de verre pauvre en fer recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit spécial de protection) cylindriques qui concentrent les rayons sur une ligne (tube absorbant) et qui permet d'élever sa température jusqu'à 500°C.

La taille du champ solaire (ou champ de miroirs) dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de suivi du soleil (tracker) dans la direction est-ouest.

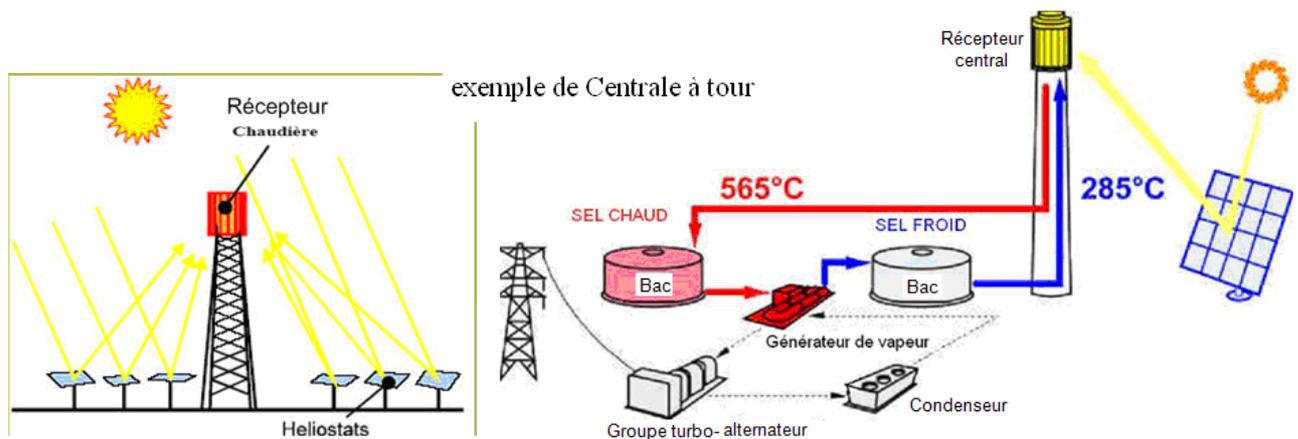
Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur.

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique par exemple) qui circule à l'intérieur du tuyau (tube), est chauffé à une température supérieure à 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur d'eau à hautes températures et pressions. La vapeur produite est ensuite intégrée dans un cycle thermodynamique générant de l'énergie électrique au moyen d'un (ou de plusieurs) alternateur couplé à une (ou à plusieurs) turbine à vapeur.

#### 2.4.2 Technologie à tour (héliostat)

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs plats (plus de 100m<sup>2</sup>) concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour (80 à 100m de haut). La tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs (la surface exposée est limitée), les pertes thermiques sont donc significativement réduites.

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement (motorisation sur 2 axes) et réfléchit le rayonnement solaire sur la chaudière (récepteur). Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C [21].



**Caloporteur** : sels fondus, ou eau, ou air

**Concentration** : élevée (200 à 1000); donc T (sup à 450°C) et rendement cycle élevé

**Puissance** : inférieure à 500 MWth ; **Rendement** : 80% sur récepteur, 50% sur turbine

### Schéma d'une centrale à tour

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné.

Ce système de centrale permet un rendement récepteur (énergétique solaire/chaaleur) de 80%, un rendement turbine de 50% et un rendement annuel solaire-électrique de 25% [22].

#### 2.4.3 Le four solaire

Ces concentrateurs à haute température (héliostats) peuvent servir de fours solaires. Le principe est la concentration du rayonnement mais avec un facteur multiplicateur beaucoup plus grand que celui des tours solaires. Ils concentrent l'énergie solaire sur un four placé en haut d'une tour, et permet d'atteindre 1 000 fois la puissance reçue au sol. On peut alors obtenir des températures allant jusqu'à 4 000 °C.

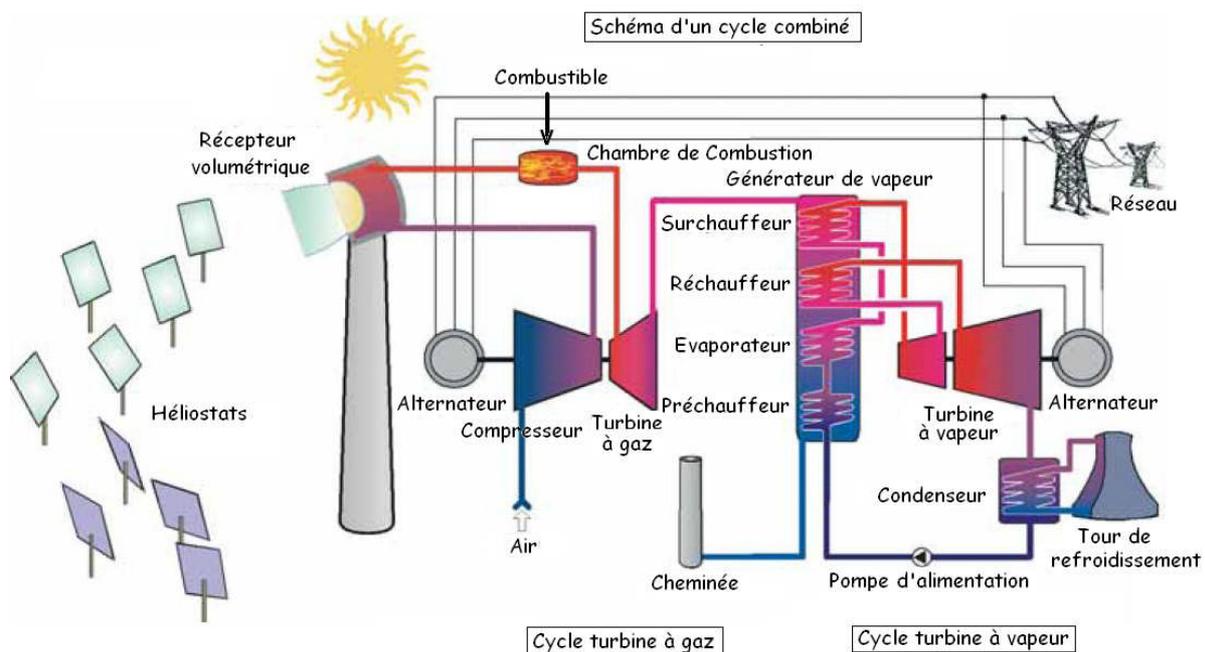
Grâce à de tels fours, il est possible de mener des recherches qui nécessitent des températures élevées (étude des propriétés mécaniques et électriques des

matériaux, la préparation d'oxydes réfractaires de grande pureté, reconstitution de l'entrée d'objets dans l'atmosphère, etc.). On mène des travaux de ce type au four solaire d'Odeillo, dans les Pyrénées-Orientales. À Mont-Louis, non loin de là, un ancien four expérimental sert aujourd'hui à des démonstrations pédagogiques et à la cuisson de céramiques.

#### 2.4.4 Cycles combinés

Les développements effectués dans les récepteurs volumétriques à air permettent de réchauffer directement l'air dans la tour solaire, à des températures dépassant 800 °C. Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné.

Le principe d'un cycle combiné consiste à faire fonctionner en cascade une ou plusieurs **turbines à gaz**, suivies d'une **centrale à vapeur** dont la source chaude est la source froide des turbines à gaz.



**Schéma d'un cycle combiné (centrale à tour)**

Dans ces conditions, les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont valorisés dans une chaudière de récupération et servent alors de source chaude à un cycle à vapeur classique où l'on produit de la vapeur qui est ensuite détendue dans une turbine à condensation.

Le cycle combiné ainsi obtenu permet une amélioration intéressante du rendement thermique : avec les matériels disponibles actuellement, les rendements atteints dépassent 55 % et sont donc supérieurs à ceux que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées. La seule contrainte est de disposer, sur le site où on installe le cycle combiné, d'une source froide pour assurer la condensation totale de la vapeur en sortie de turbine. Ce concept est actuellement développé dans le cadre du projet SOLGATE et semble être une très bonne solution d'avenir pour les centrales solaires à tours.

#### **2.4.5 Technologie à concentrateurs paraboliques**

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%) [19].

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante (la parabole est installée sur un support mobile muni de deux moteurs pas à pas).

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température supérieure à 1000°C.

Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus. Les sels fondus ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique.

Le système chargé de transformer la chaleur est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur.

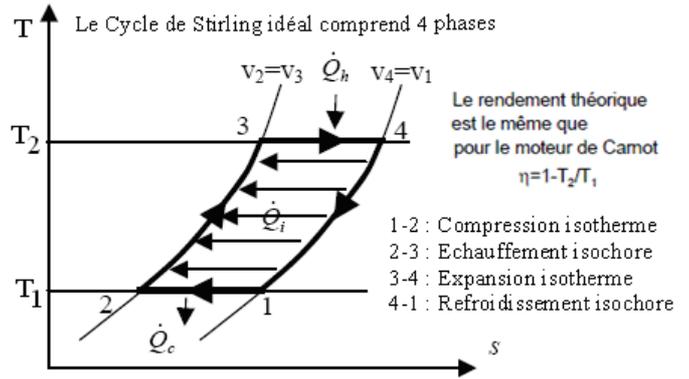
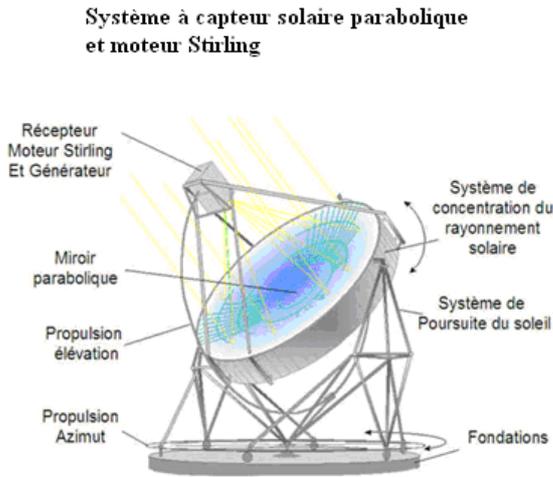
Son principal avantage est sa modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique.

Deux types de cycles peuvent être utilisés en aval du récepteur :

le cycle de Stirling ou le cycle de Brayton.

Le cycle Stirling est utilisé dans les « Dish Stirling ». C'est le capteur le plus courant des capteurs paraboliques. Le Dish Stirling suit le soleil et concentre le rayonnement sur un point (foyer) où est placé l'absorbeur de chaleur d'un moteur Stirling. La production d'électricité a lieu directement par le moteur Stirling (relié à une génératrice électrique). C'est l'hélium (ou l'hydrogène) qui sont principalement utilisés comme fluide caloporteur. Ce gaz est la source chaude du moteur de Stirling. La source froide peut être soit un refroidisseur à eau, soit l'air ambiant.

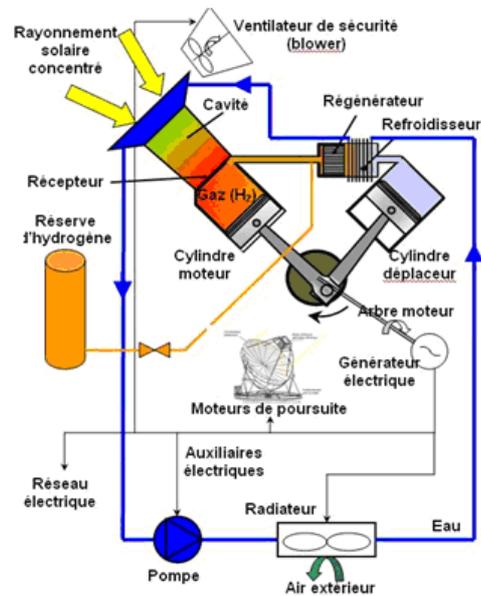
Les Dish Stirling sont des unités entièrement autonomes et automatiques (mini centrale) utilisées pour la production décentralisée d'électricité de 10 à 25 kW. C'est en associant plusieurs Dish Stirling que l'on constitue une centrale de haute puissance.



Exemple de système parabole Stirling produits par SBP/SOLO et SES

Moteur Stirling  
(moteur thermique avec apport de chaleur externe)  
10 et 25 kW  
rendement 20 à 25%  
source solaire = aucune combustion  
gaz de travail = hydrogène

Parabole  
diamètre 8,5 m  
surface collectrice 56,7 m<sup>2</sup>  
puissance thermique 55 kW



### Un Dish Stirling

Le rendement global de ce système est de 20 à 25 %, pour 50 m<sup>2</sup> d'interception.

(Record de production d'électricité solaire).

C'est le concurrent direct des petits champs photovoltaïque de 3 à 30 kW

(petites puissances).

Dans le cas des cycles de Brayton, une technologie semblable à celle des tours solaires est utilisée: le rayonnement solaire est absorbé par une substance poreuse, qui réchauffe l'air d'alimentation du cycle.

Cette méthode offre un rendement énergétique de 40% [20]

## 2.5 Le stockage de l'énergie solaire

Le stockage constitue un aspect important puisqu'il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

En effet, les installations électriques solaires sont confrontées au caractère intermittent et fluctuant de la disponibilité de l'énergie solaire. Le stockage de l'énergie thermique permet ainsi d'obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance.

L'avantage avec le solaire à concentration thermodynamique est que la chaleur peut être **stockée dans des sels fondus** (il est plus facile de stocker de la chaleur que de l'électricité). Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique ( $2,4 \text{ joule}/^{\circ}\text{C cm}^3$ , à comparer aux  $4,18$  de l'eau).

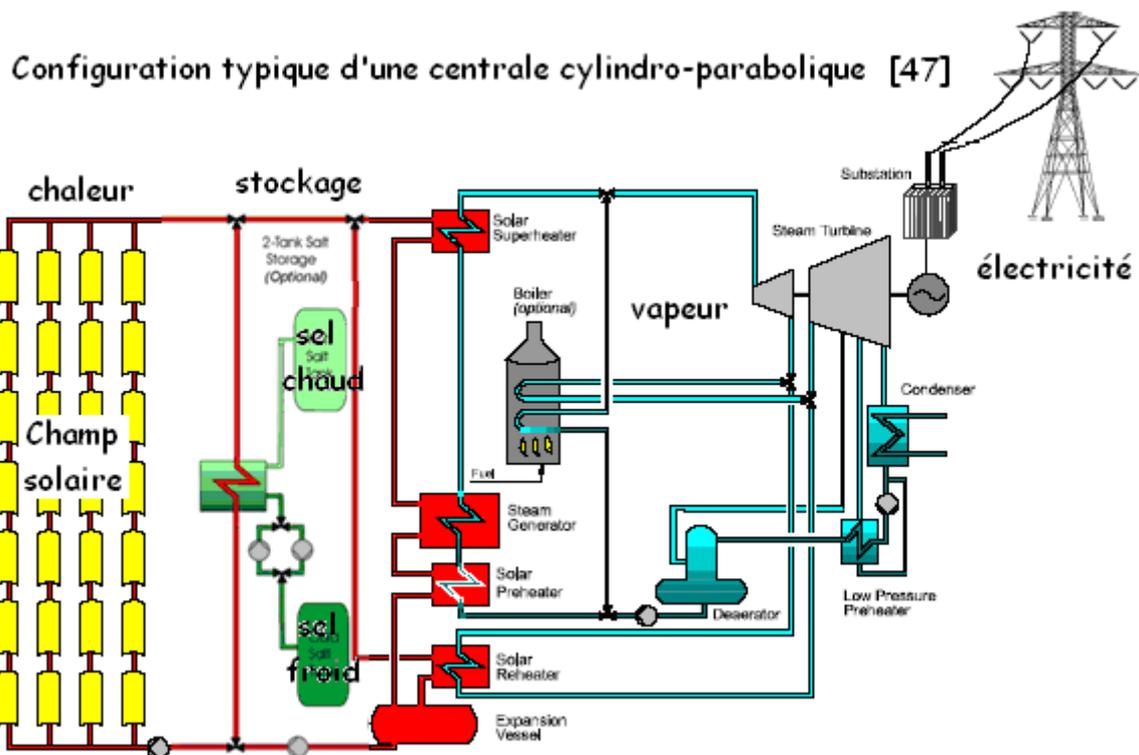
D'où la nécessité d'intégrer dans le système de génération de puissance un dispositif lui permettant de fonctionner pendant la nuit et pendant les heures d'ensoleillement insuffisant. Dans le cas d'une centrale purement solaire, une production de l'énergie thermique par anticipation obtenue par un procédé de stockage thermique par sels fondus est susceptible d'assurer une meilleure exploitation de la centrale et cela en l'alimentant en chaleur même durant les périodes de pannes solaires.

Le système de stockage à sel fondu peut être configuré de deux manières [21]:

- **Systeme à un seul réservoir** : le stockage thermique peut se faire par l'intermédiaire d'un seul bac vertical de grande hauteur dans lequel se trouve une huile thermique (liquide dense) où la température est stratifiée. On parle, dans ce cas, de stockage à stratification où le sel chaud flotte sur le sel froid.

- **Système à deux réservoirs** : ce type de stockage est le plus classiquement utilisé ; le système emploie deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de  $250^{\circ}\text{C}$ ) et l'autre le sel chaud. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud. Les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire.

La présence d'un système de stockage améliore ainsi les performances du champ solaire, pendant les périodes de faible ensoleillement, car il se comporte comme un amortisseur thermique et évite ainsi le retour des perturbations qui affectent la température à la sortie du champ.



Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage [23].

Le principe du stockage thermique est l'utilisation d'un accumulateur de chaleur. Il peut stocker, sous forme de chaleur latente, une partie de l'énergie solaire produite par la centrale.

Par exemple l'accumulateur installé sur la plateforme solaire d'Almeria en Espagne est un accumulateur à sel de nitrate constitué de plusieurs couches de graphite et de matériaux caractérisés par un changement de phase qui permettent un stockage thermique par chaleur latente. Il délivre une puissance de 100 kW avec des températures de vapeur d'eau dépassant les 200 °C. Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à 90 % [24].

Le champ solaire de la centrale doit donc non seulement alimenter le système de génération électrique (turbine) mais aussi le système de stockage thermique.

Par conséquent, une centrale fonctionnant exclusivement en mode solaire nécessite un champ solaire plus important qui va se traduire par un surcoût de production. Alors, une technique qui a fait ses preuves dans le secteur de la production électrique par voie solaire est celle consistant à intégrer dans une centrale solaire classique un système d'appoint en combustible fossile. On parle, dans ce cas, de système solaire hybride.

La première formule est préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux) mais présente l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps.

## 2.6 Centrale solaire hybride

Une autre solution pour obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance consiste à hybridée l'installation : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue.

Une centrale solaire hybride comprend donc une centrale solaire thermique convertissant en électricité la chaleur provenant soit de concentrateurs solaires soit d'un brûleur appoint à carburant fossile (gaz, pétrole...). L'appoint permet de satisfaire la demande électrique lorsque le rayonnement solaire est trop faible (passage nuageux, léger voile, etc.) ou inexistant (la nuit). Ce concept permet donc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météo ne sont pas optimales.

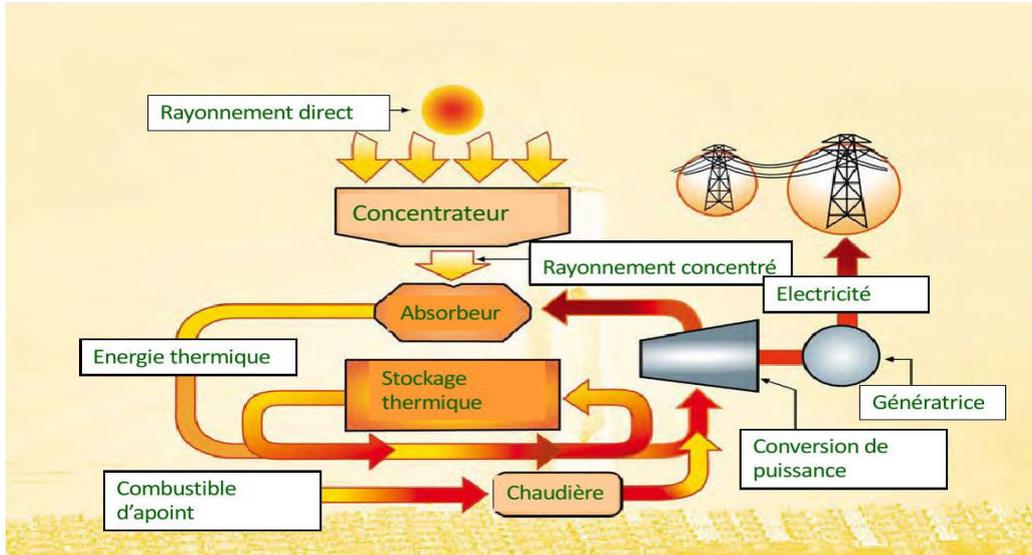
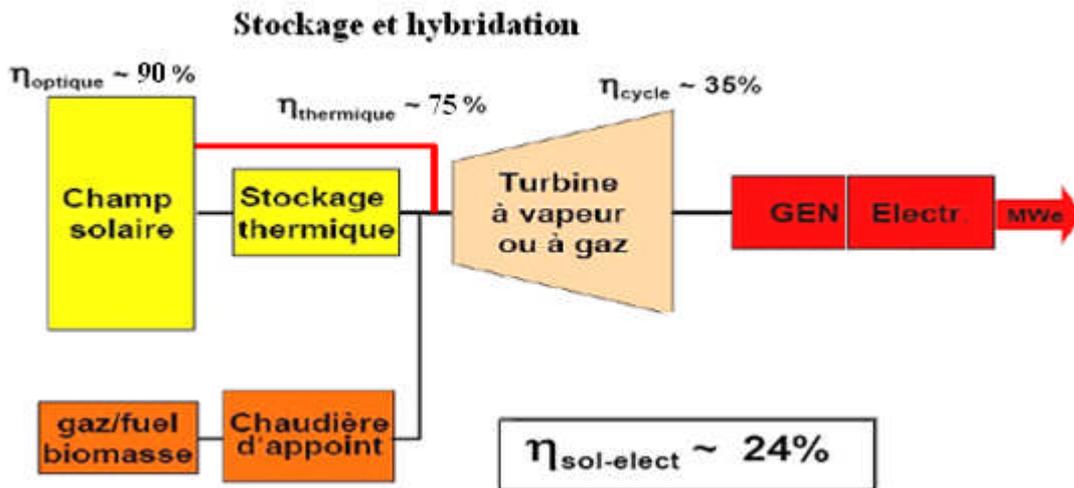


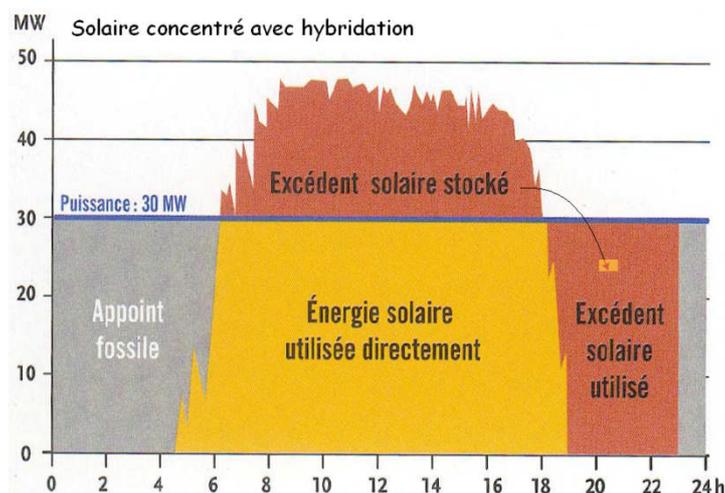
Schéma principe d'une centrale hybride [25].

Un autre concept consiste à placer le brûleur en série sur le circuit primaire de façon à élever la température du fluide caloporteur par un apport complémentaire de chaleur à très haute température issu de la combustion [23].



### Principe de centrale hybride solaire/fossile avec cycle à gaz à haute température et cycle combiné

L'hybridation garantit la production continue en évitant la construction d'une centrale à ressource fossile en parallèle avec une centrale 100 % solaire. Dans le concept ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*), la chaleur solaire délivrée à 350 - 400 °C par un champ cylindro-parabolique par exemple, est injectée dans le cycle aval (Rankine) d'un cycle combiné, en parallèle avec un brûleur conventionnel. On économise le stockage et l'énergie solaire est convertie avec un rendement élevé. Dans ce concept, la fraction solaire demeure faible (< 10 %).



**Les avantages du stockage et de l'hybridation (appoint fossile) sont  
l'accroissement de la disponibilité des centrales,  
la production d'électricité est garantie**

## 2.7 Analyse économique et financière

### 2.7.1 Evaluation des coûts

L'efficacité économique reste un critère capital dans l'évaluation de la crédibilité d'une filière de production électrique à grande échelle. Afin de comparer les coûts de génération de l'électricité entre eux et pour chaque technique de production, plusieurs facteurs doivent être pris en compte :

- Le coût d'investissement
- Le coût d'opération et de maintenance
- Les coûts liés à l'utilisation de l'énergie primaire

L'indicateur le plus utilisé pour les centrales solaires et dans beaucoup d'autres systèmes est le coût unitaire moyen ; communément appelée méthode LEC (de l'anglais « Levelized Electricity Cost. »)

Il est défini comme le rapport du coût moyen annuel actualisé des investissements sur la production d'énergie électrique annuelle nette [26].

Il est calculé de la manière suivante:

$$LEC = \frac{C \cdot K_i + K_m + K_c}{E_e} \quad \text{avec :} \quad C = \frac{k_t (1 + k_t)^n}{(1 + k_t)^n - 1} + k_a = 9,88\%$$

$K_i$  = Coût total de l'investissement (liés à l'achat des équipements de la centrale et à sa construction)

$K_m$  = Coût d'exploitation et d'entretien (maintenance)

$K_c$  = Coût des ressources de combustible (carburant)

$E_e$  = production d'énergie électrique annuelle nette

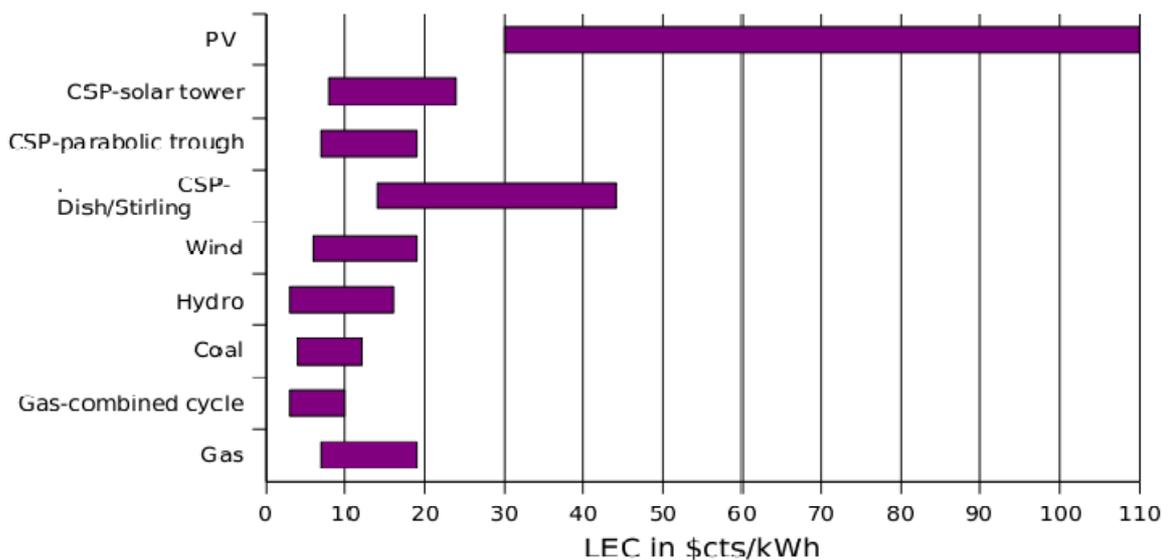
$k_a$  = assurance annuelle = 1%

$k_t$  = taux d'intérêt = 8%

$n$  = Période de remboursement en années = 30 ans

Les valeurs indiquées sont celle utilisées par la banque mondiale dans son rapport : *Strategy for the Market Development of Concentrating Solar Thermal Power*.

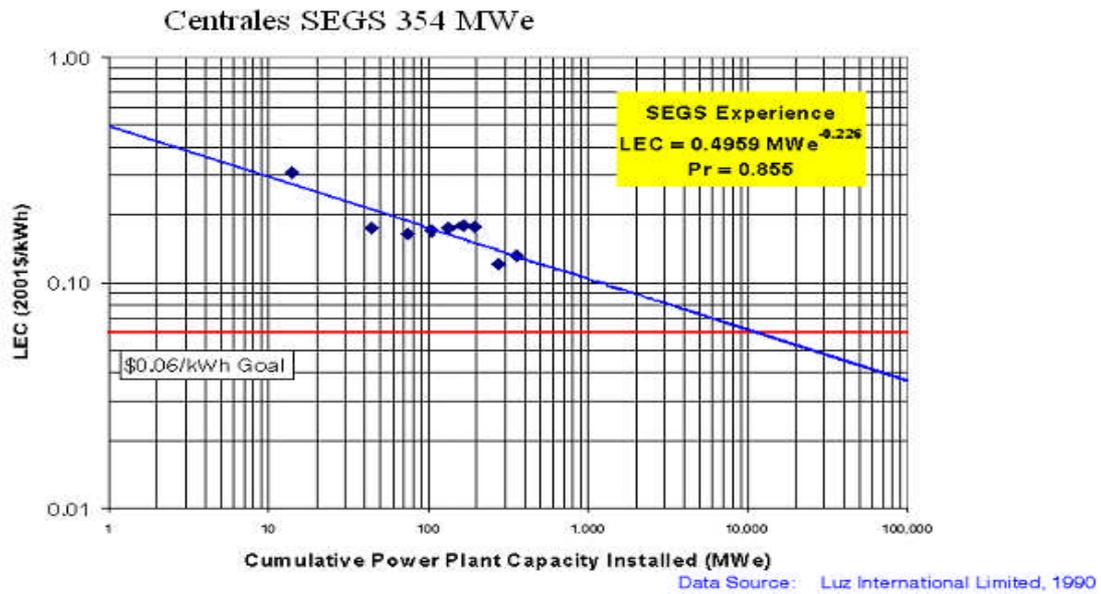
Le graphique suivant donne, à titre indicatif, le LEC en \$cts/kWh calculé pour différentes technologies de production d'électricité en Californie :



**LEC en \$cts/kWh calculé pour différentes technologies de production d'électricité en Californie.**

On constate que l'électricité provenant des centrales solaires est bien moins coûteuse que celle produite par panneaux photovoltaïques. Parmi les différentes technologies de concentration solaire, on remarque que les capteurs paraboliques produisent l'électricité à un coût supérieur par rapport aux deux autres techniques.

Les coûts peuvent être réduits drastiquement par la production à grande échelle. L'exemple des 9 centrales SEGS en Californie est représentatif : plus la puissance installée était importante, plus le LEC a diminué, comme le montre le graphique ci-dessous.



- Le cas des centrales de 50MWe, avec ensoleillement de Séville (2014kWh/m<sup>2</sup>/an) [27]

	1985	2005	2015
Puissance typique (MWe)	30	40-80	200
Rendement annuel moyen	8%	13-15%	16-17%
Coût de production (€/kWh)	0,25	0,16-0,19	0,06-0,07

Les coûts de production baissent.

### 2.7.2 Evaluation des couts et des performances

Les concentrateurs solaires se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances et leur coût.

Une étude comparative de ces caractéristiques a été faite [27], nous résumons dans le tableau suivant les caractéristiques qui nous paraissent les plus intéressants des principales filiales:

Technologie (filiales)	Cylindro- parabolique	Tour	Parabole -Stirling
Rendement thermique ( % )	70	73	75
Puissance ( MWth)	80 - 300	10 - 100	< 0,1
Concentration	80-500	700-1200	6000-10000
Température de travail (°C)	250-450	450-1000	600-1800
Rendement annuel de conversion solaire/électricité (%)	14	15	17
LEC solaire (€/kWhe)	0,17-0,19	0,15-0,18	> 0,2
Coût total d'investissement (€/We)	2,8-3,5	3-4	10-14

### 2.7.3 Interprétation

**Centrales Cylindro-paraboliques :** C'est la technologie la plus puissante

**Centrales à tour :** Par rapport à un système cylindro-parabolique, la tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs : les pertes thermiques sont donc significativement réduites. Par ailleurs, le niveau de concentration de l'irradiation peut être bien supérieur, et l'efficacité du cycle thermodynamique s'en trouve augmentée. Il reste que ces gains techniques doivent aussi se traduire par un gain technico-économique, limité par le coût de construction de la tour.

**Les centrales parabolique Dish-Stirling:** Cette technologie n'est pas adaptée à une production industrielle de masse du fait de son coût élevé, d'où le retard de son développement. Cependant, c'est la seule technologie thermodynamique qui puisse être mise en œuvre dans des sites isolés de petite taille.

## 2.8 Conclusion :

La chaleur solaire à haute température (250 °C à 1800 °C) est produite avec d'excellents rendements thermiques, supérieurs à 70%. La conversion en électricité au moyen de cycles thermodynamiques conventionnels fait diminuer le rendement maximum en puissance jusqu'à des valeurs comprises entre 20% et 30% selon la taille du groupe et le cycle utilisé, ce qui reste excellent. En moyenne annuelle, le rendement net de production d'énergie électrique se situe autour de 15% selon la technologie mise en œuvre.

Les centrales solaires ont donc un faible rendement net, environ 15 %, en comparaison des autres centrales existantes : centrales thermiques, entre 38 et 55% et centrales nucléaires, environ 33%.

Du fait de ce faible rendement, les centrales solaires sont installées dans des zones dites favorables, c'est à-dire des zones de climat sec avec un ensoleillement fort (supérieur à 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an) et long (durée supérieure à 3000 heures par an).

Ainsi, le coût de l'électricité produite dans les conditions favorables se situe dans la fourchette 0,16 à 0,20 €/kWh<sub>e</sub> pour une grosse centrale et de l'ordre de 0,30 €/kWh<sub>e</sub> pour une parabole-Stirling (on citera à titre comparatif ≈ 0,04 €/kW<sub>e</sub> pour les centrales nucléaires).

La filière thermodynamique à concentration demeure toutefois réservée aux pays sans nuage et devrait être compétitive économiquement face aux énergies fossiles d'ici 10 à 15 ans. La durée de vie d'une installation est estimée entre 25 et 40 ans [28].

Et puis il y a l'impact environnemental qui constitue un critère important dans la sélection de technologies concurrentes. Avec un taux d'émission estimé inférieur à  $20 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_e$ , l'électricité solaire thermodynamique se situe de ce point de vue au même niveau que l'électricité d'origine hydraulique ( $4 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_e$ ) ou nucléaire ( $6 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_e$ ), et sans commune mesure avec l'électricité photovoltaïque ( $100 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_e$ ) ou encore l'électricité issue de la combustion du charbon ( $900 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_e$ ) [29]. Les chiffres indiqués ici tiennent compte des émissions liées à la construction des centrales et le cas échéant à l'extraction des combustibles. Comparé aux technologies conventionnelles de production de chaleur (hors nucléaire), chaque mètre carré de collecteur installé sous un ensoleillement de  $2\,000 \text{ kWh}/(\text{m}^2.\text{an})$  évite l'émission de 250 à 400 kg de  $\text{CO}_2$  par an.

---

**CHAPITRE 3**

**LES CENTRALES SOLAIRES**

**THERMODYNAMIQUES**

---

### 3.1 Introduction

Au vu des recherches et réalisations dans le domaine des convertisseurs de l'énergie solaire, les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale.

Pour cela, nous nous intéresserons aux technologies de concentration les plus viables de conversion solaire chaleur.

### 3.2 L'électricité solaire thermodynamique

L'électricité solaire thermodynamique à concentration, également appelée CSP ("Concentrated Solar Power") a le plus grand potentiel et les meilleures caractéristiques pour convertir les rayons solaires en électricité.

En effet, Les CSP génèrent une énergie propre et fiable (jusqu'à 100 MW au km<sup>2</sup>) dans des unités de production comprises entre 10 kW et 300 MW [3] et permettent de dispatcher efficacement l'énergie, de répondre précisément aux courbes de demande en énergie et peuvent venir en appui à d'autres énergies renouvelables intermittentes [28].

Le « solaire thermodynamique » est l'ensemble des techniques qui permettent de transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à **température élevée**, puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique). Cette technologie, opérationnelle à l'échelle industrielle, fonctionne par le biais de cycles thermodynamiques classique (chaudières à gaz, chaudières à vapeur ou chaudières à cycles combinés). Ces centrales utilisent les technologies de **concentration des rayons solaires** pour l'obtention des hautes températures nécessaires.

Les recherches et réalisations menés depuis 1975 à nos jours ont aboutit à la viabilité de 3 types (filières) de concentrateurs de centrales solaires :

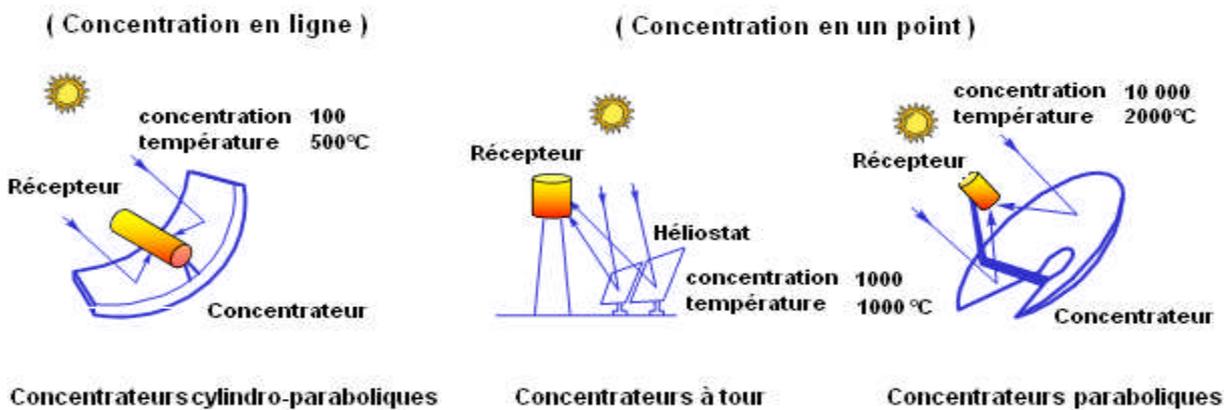


Schéma des principales filières solaires à concentration.

### 3.3 Les différents types des centrales solaires thermodynamiques

#### 3.3.1 CENTRALES SOLAIRES CYLINDRO-PARABOLIQUES

C'est le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et c'est la solution commerciale actuelle la plus sûre [29].

En effet, Les centrales solaires cylindro-paraboliques représentent 94 % des centrales actuellement en activité.

Leur utilisation et leur exploitation commerciale remonte aux années 1980 aux Etats-Unis où la compagnie américano israélienne Luz International a commencé à construire 9 centrales cylindro-parabolique en série dans le désert Californien. Mais c'est fin 2009 qu'environ 800 MWe de puissance électrique sont produite par ce groupe de centrales **SEGS** et raccordée au réseau californien.

Ce système SEGS utilise de nombreuses rangées de capteurs cylindro-paraboliques réfléchissants posés en rangées est-ouest, d'une centaine de

mètres de long, forment des champs de miroirs des plus importants (de 106000 à 480000m<sup>2</sup>) [3]. Chaque capteur (miroir face au sud) suit le mouvement apparent du soleil sur un seul axe en hauteur et concentrent le soleil, de 30 à 100 fois, au foyer. L'énergie thermique reçue au récepteur (point focal de la parabole) est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée à 371°C - 100 bars qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique (rendement nominal 37,5%).

Le cycle recommence quand le fluide refroidi dans les échangeurs retourne au circuit des capteurs. La centrale est conçue pour fonctionner avec l'énergie solaire uniquement. Cependant, un appoint gaz est utilisé pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production électrique continue de 0,8 TWh par an (80 % solaire, 20 % gaz).

Cette compagnie a construit en 2006 une centrale solaire du même type à Ashlim à 40 km au sud de Beer-Sheva en Israël d'une puissance électrique de 500 MW à terme, soit 2% de la puissance demandée en Israël avec une surface nécessaire à l'installation de 900 hectares.

Une autre entreprise allemande Solar Millennium entreprend en 2006 la construction de grandes centrales solaires telles que ANDASOL au pied de la Sierra en Espagne, et BOULDER CITY (Solar One) de 65 MW implantée dans le Nevada (19.300 capteurs cylindro-paraboliques, Inaugurée en 2007) raccordé au réseau électrique pour satisfaire les besoins d'environ 40.000 familles.

Mais c'est en 2008 que démarre la centrale cylindro-parabolique ANDASOL Guadix Espagne, capable de produire de l'électricité en continu (5 x 50 MWe) jour et nuit, grâce à un système de stockage de la chaleur (sels fondus, 60%  $\text{NaNO}_3$  40%  $\text{KNO}_3$ ). Cette centrale ANDASOL 1 a une autonomie de 7 heures mais des projets en cours ont comme objectif une autonomie de 20 heures. Le champ de capteurs solaires à concentration chauffe un fluide caloporteur à environ 400°C, la chaleur est stockée dans une masse de sel fondu contenu dans des réservoirs (en rouge brique). La chaleur est ensuite récupérée pour une production thermoélectrique conventionnelle, suivant les besoins.

En 2009 un projet de 30 centrales de ce type sont en construction pour une capacité totale s'élevant à plus de 1.500 MW,

Fin 2009, on comptait 710 MWe installés et en fonctionnement dans le monde.

Deux centrales, l'une en Algérie (Hassi R'mel, ISCC, 30MWe) et l'autre au Maroc, comportant un cycle intégré solaire de 20MW ont été attribuées à des sociétés européennes suite à appels d'offres.

C'est l'entreprise Allemande qui travail actuellement en **Algérie** pour la construction de la centrale électrique **hybride gaz/solaire**, dans la région de **Hassi R'mel** (Laghouat). Cette centrale électrique combinera des miroirs paraboliques concentrant la puissance solaire de 25 MW, sur une surface de 180 000 m<sup>2</sup>, en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 130 MW.

Une autre centrale de même type est en construction en Egypte et un appel d'offres pour une centrale de 100 MW à Abu Dhabi a été lancé.

Pour le stockage, c'est la technologie des sels fondus qui est généralement utilisée, dans un concept à 2 réservoirs, l'un dit chaud et l'autre froid.

On compte en 2010 environ 800 MW de capacités installées de solaire thermodynamique, et 1,2 GW de capacités en construction.

Début 2010, il existe plus de 60 projets en cours de développement pour une puissance installée supérieure à 15 GWe à l'horizon 2015.

L'année 2012, au vu des constructions en cours, ce sont environ 4 000 MW de centrales de cette filière qui devraient être opérationnelles, pour produire environ 10 TWh d'électricité.

Au-delà sont déjà annoncés des projets supplémentaires pour 18 000 MW (10 000 aux USA, 1 000 en Espagne et 7 000 pour le reste du monde) [30].

Un projet de quatre centrales solaires à Blythe en Californie devrait être raccordé au réseau en 2014 a été développé par l'entreprise Solar Millenium. La capacité électrique totale sera de 1000 MW avec une production annuelle de 2,2 TWh.

La capacité mondiale d'installation, à ce jour de 1 GWe/an, devrait avoisiner 20 GWe/an en 2020, permettant alors d'atteindre, selon l'AIE, une base installée pour la production d'électricité de 720 GWe en 2040 et 1100 GWe en 2050 [16].

Enfin le projet européen **DESERTEC** (Initiative issue des travaux du Club de Rome, projet TREC) vient d'être lancé par des industriels Allemands réunis le 13 Juillet 2009 utiliserait cette filière: Des dizaines de centrales solaires tout autour du Sahara enverraient une partie de leur électricité vers l'Europe.

La technologie sera classique: des séries de miroirs paraboliques capables de suivre la course du soleil concentrent la lumière vers une structure cylindrique échauffant un fluide jusqu'à 400°C. La chaleur est alors transmise à un circuit d'eau transformé en vapeur et faisant tourner des turbines.

L'électricité produite serait acheminée par des câbles enfouis dans le sol ou sous-marin pour traverser la Méditerranée. Ce projet ambitionne de produire 15 % de la consommation d'électricité d'Europe à long terme, par Energies renouvelables en MENA (400 Milliards d'€ d'investissements (dont 50 pour les réseaux).

### 3.3.2 LES CENTRALES A TOUR (HELIOSTAT)

C'est à partir des années 80 que plusieurs prototypes de centrales électro-solaires de type centrales à tours d'une puissance de quelques kW à une dizaine de mégawatts (MW) ont été lancés dans le monde tel que :

- CRS à Almeria en Espagne, centrale à sodium liquide construite par l'AIE (1981, 3700m<sup>2</sup> de miroirs [32].
- SUNSHINE à Nio Town, centrale à eau-vapeur, (Japon, 1981, 12900m<sup>2</sup> de miroirs),
- SOLAR ONE à Barstow, centrale à eau-vapeur, (Californie, USA, 1982, 71500m<sup>2</sup> de miroirs),
- THEMIS à Targasonne, centrale à sel fondu, (France, 1982, 11800m<sup>2</sup> de miroirs),
- CESA 1 à Almería, centrale à eau-vapeur, (Espagne, 1983, 11900m<sup>2</sup> de miroirs),
- SPP-5 à Shchelkino, centrale à eau-vapeur, (Crimée, Ukraine, URSS à l'époque, 1985, 40000m<sup>2</sup> de miroirs).

La centrale **THEMIS** unique essai français de production d'électricité au moyen d'une centrale solaire "à tour" a fonctionné au début des années 1980 en fournissant une puissance de 2,5MW, vapeur surchauffée à 430°C - 50 bars, rendement nominal 28%. La centrale a été livrée pour des essais d'exploitation en 1983 et abandonnée en septembre 1986.

Une nouvelle version de Thémis est conçue avec turbine à gaz (utilise donc directement l'air chauffé dans le récepteur pour faire tourner la turbine, sans utiliser de vapeur d'eau. Ce système a un bien meilleur rendement, mais pose des soucis de température de fonctionnement (1000°C à l'heure actuelle...).

La construction d'une centrale solaire à tour expérimentale a démarré (mai 2010) à Newcastle, dans les Nouvelles-Galles du Sud. La centrale sera constituée d'environ 450 héliostats qui dirigeront la chaleur solaire sur une tour de 30 mètres de haut afin de générer de l'air comprimé surchauffée à destination d'une turbine de 200 kW. L'air comprimé pourra également être chauffée avec du gaz naturel, afin de surmonter les variations de températures.

#### 3.3.2.1 Centrale four solaire :

Du même type que les centrales à tour, le plus grand d'entre eux, situé à Odeillo, près de Mont-Louis dans les Pyrénées-Orientales, est muni de 9 600 réflecteurs plans et orientables, appelés héliostats. Ces derniers couvrent une surface totale d'environ 1 860 m<sup>2</sup>. Ils concentrent l'énergie solaire sur un **four** placé en haut d'une tour. Le faisceau convergent ainsi obtenu permet d'atteindre une puissance de 1 MW, soit 1 000 fois la puissance reçue au sol.

C'est l'un des premiers fours solaires lancé par le CNRS destiné à exploiter le moteur Stirling pour produire de l'électricité solaire.

Résultats : 700 heures de fonctionnement pour un rendement allant jusqu'à 23%. On a estimé le rendement moyen de conversion sur une période donnée, janvier 2005 à juin 2005, à 19%, ce qui représente un meilleur résultat que celui produit par des capteurs photovoltaïques.

### 3.3.2.2 Des centrales industrielles ont été mises en service ces dernières années :

L'Espagne a démarré la production au plus grand complexe de centrales solaires d'Europe près de Séville avec **PS 10**. PS10 de 11 MW produit 23 GWh d'électricité par an et fournit de l'électricité à 5500 foyers a été construit par la société Abengoa pour un investissement de 35 millions d'euros et inauguré en 2007.

Elle se présente sous la forme d'un vaste champ de près de 70 hectares, planté de 624 héliostats (miroirs orientables), d'une surface de 121 mètres carrés chacun, fixés sur des piliers de métal et disposés au pied d'une tour de 115 mètres de haut. Ces miroirs permettent de concentrer les rayons du soleil sur une chaudière en haut de la tour, afin d'obtenir une température entre 600°C et 1 000°C pour chauffer un fluide et produire de la vapeur saturée à 250°C qui actionne un système de turbines générant de l'électricité.

PS10 puis **PS20** de 20 MW (rendement nominal 20%, rendement annuel 16%) sont conçues avec un champ d'héliostats orientés au Nord utilise des sels fondus comme fluide caloporteur dans le récepteur et comme moyen de stockage. Le système de stockage (4 heures) est conçu pour répondre à des phases transitoires. Mais d'ici 2013, il est prévu de construire huit autres centrales de ce type pour porter la capacité du complexe à 302 MW. A terme, cet ensemble

sera capable d'approvisionner en électricité 180 000 foyers, l'équivalent d'une ville comme Séville.

Une autre centrale de 17 MW, **Gemasolar**, est en construction. Située dans la province de Séville, elle dispose d'un champ circulaire équipé d'un récepteur à sels fondus et bénéficie d'une capacité de stockage de 15h. La taille de ces centrales peut être limitée par la distance maximale des dernières rangées d'héliostats par rapport à la tour.

- **SOLAR 1**, construit à Barstow en Californie, était opérationnel de 1982 à 1988.

- 1.800 héliostats et une puissance thermique de 10 MW - vapeur surchauffée à 515°C - 100 bars - L'eau dans la chaudière était transformée directement en vapeur et utilisée dans une turbine - rendement nominal 35%.

- **SOLAR 2**, est le résultat d'une rénovation complète de Solar 1 et l'introduction de la technologie de sel fondu comme caloporteur. Cette centrale expérimentale du Département d'Energie et de l'entreprise Edison de Californie du Sud, a démarré en 1996. Les recherches sur ce site ont démontré que le système de stockage de la chaleur avec du sel de nitrate fondu est opérationnel.

En effet, le système à deux réservoirs de sel de stockage de chaleur choisi permet une production électrique de pleine puissance pendant 3 heures sans soleil. Ainsi, une partie de l'énergie thermique peut servir pour produire de l'électricité pendant les périodes nuageuses ou pendant la nuit. C'était une étape essentielle pour la commercialisation de la technologie. La centrale SOLAR 2 avec 1926 héliostats autour de la tour de puissance thermique 35,5 MW a générée une puissance électrique de 10 MW.

- **SOLAR 3** est un projet espagnol qui sera réalisé en partenariat avec des industriels américains et allemands, suite aux expériences menées à Solar 2 et à Almeria. Il doit utiliser la technologie de sel fondu afin d'assurer 16 heures de stockage, et de permettre une turbine de 15 MW à fonctionner jusqu'à 24 heures par jour.

- La compagnie californienne BrightSource Energy vient de lancer (2010) la construction de 3 centrales thermiques solaires dans le désert du Mojave sous le nom de **Ivanpah**.

Ce projet avec une capacité solaire d'environ 400 MW sera réalisé sans terrassement en béton, car les héliostats seront montés sur des socles individuels qui seront enterrés directement dans le sol. De plus, afin de préserver au maximum l'eau précieuse du désert, le projet Ivanpah emploiera un système de refroidissement en circuit fermé permettant de transformer la vapeur en eau. En utilisant ce système de refroidissement à sec, le projet consommera 25 fois moins d'eau qu'un projet solaire thermique conventionnel.

- Le projet le plus ambitieux est celui d'une tour solaire dans le désert d'Australie de New South Wells : le soleil chauffe par effet de serre une plateforme de 7 km de diamètre au centre de laquelle s'élève une tour de 1000 m de haut ; l'air chauffé monte ainsi dans la tour où il active 32 turbines pour produire de l'électricité. On aurait ainsi une centrale pouvant produire 200 MW (soit de l'électricité pour 200.000 personnes) ; ce projet devrait aboutir en 2010. L'avantage de cette réalisation est son fonctionnement continu car la nuit il utilise la chaleur restituée par le sol.

### 3.3.3 CENTRALES SOLAIRES PARABOLIQUES

La filière parabolique est un peu la filière de référence car elle met en œuvre la meilleure surface de réflexion possible : une parabole de révolution (tous les rayons solaires incidents convergent après réflexion en un seul point (foyer).

Les Dish Stirling sont des systèmes paraboles Stirling. La production d'électricité a lieu directement au foyer de la parabole par un moteur Stirling.

Ce sont des concentrateurs en exploitation depuis plusieurs décennies (on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de  $1000 \text{ W/m}^2$ ).

En raison de leur caractère modulaire, ces paraboles peuvent répondre à des besoins isolés de production électrique, mais également à des projets de grande échelle pour la distribution d'électricité via le réseau lorsque des milliers de paraboles sont regroupées sur un même terrain.

Plusieurs installations de petite taille sont déjà opérationnelles. Ces systèmes sont flexibles en termes de capacité et de déploiement.

Depuis 30 ans de nombreux prototypes ont vu le jour, l'objet principal a été d'augmenter les performances et de diminuer les coûts.

Des capteurs parabolique "Euro-dish" développé sur la Plate-forme solaire d'Almeria en Espagne sont en cours d'essais sur plusieurs sites en Europe.

Un capteur parabolique "Dish-Stirling" est développé par Stirling Energy Systems (SES) à Phoenix, Arizona. Six protos Dish Stirling de SES sont testés

(25 000 heures) au SNLab d 'Albuquerque : 29,4 % d'efficacité nominale, 95 % de disponibilité.

Cette unité solaire avec une puissance de 25 kW est l'aboutissement d'une vingtaine années de recherche et développement, modèle commercialisé en 2004.

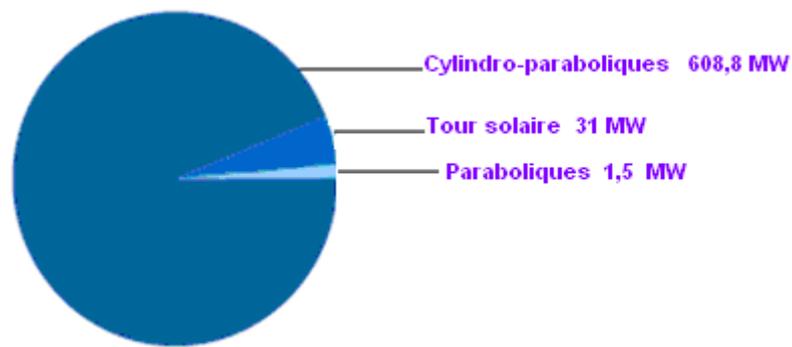
En 2005, SES signé un contrat avec l'entreprise "San Diego Gas & Electric (SDG&E)" dans le sud de la Californie pour la construction d'une centrale de 300 à 900 MW de puissance, soit de 12.000 à 36.000 capteurs paraboliques de ce type. Un autre contrat avec "Southern California Edison" prévoit la construction d'une centrale solaire de 500 MW (avec option d'augmentation à 850 MW) sur un terrain de 1850 hectares, à 110 km au nord-est de Los Angeles.

Il faut noter que du côté industriel, la société étatsunienne Stirling Energy Systems (SES) a battu le record mondial d'efficacité en conversion solaire-électricité le 31 janvier 2008, atteignant 31,25% [31] (rendement énergétique à partir d'un moteur Stirling alimenté à l'énergie solaire). Le précédent record, datant de 1984 était de 29,4%.

En 2010 60 capteurs paraboliques sont installés près de Phoenix Arizona forment une centrale solaire avec une puissance nominale de 1,5 MW. A l'échelle industrielle deux centrales solaires regroupant 32000 paraboles Stirling, pour un total de 1,4 GW sont actuellement fonctionnelle aux Etats-Unis (Californie, réalisation Stirling Energy System). Cette puissance est comparable à celles des centrales nucléaires.

## 3.4 Les principales réalisations

<b>TYPE : Cylindro-parabolique</b>	<b>site</b>	<b>Puissance (MW)</b>	<b>mise en service</b>
SSPS-DCS	Espagne, Almeria	0,5	1981
SEGS 1	USA, Californie	14	1984
SEGS 2	USA, Californie	30	1985
SEGS 3	USA, Californie	30	1986
SEGS 4	USA, Californie	30	1987
SEGS 5	USA, Californie	30	1987
SEGS 6	USA, Californie	30	1988
SEGS 7	USA, Californie	30	1988
SEGS 8	USA, Californie	80	1989
SEGS 9	USA, Californie	80	1990
TUCSON	USA, Arizona	1	2006
SOLAR One	USA, Nevada	64	2007
ANDASOL 1	Espagne, Grenade	50	2008
ANDASOL 2	Espagne, Grenade	50	2009
Puertollano	Espagne, CiudadReal	50	2010
Alvarado	Espagne, Badajoz	50	2010
ISCC	Algerie, Hassi R'mel	30	2011
<b>TYPE : centrale à tour</b>			
SSPS-CRS	Espagne, Almeria	0,5	1981
NIO	Japon, Shikoku	1	1981
Eurelios	Italie, Sicile	1	1981
Solar 1	USA, Californie	10	1982
CESA 1	Espagne, Almería	1	1983
Thémis	France, Targassonne	2,5	1983
SES 5	Ukraine, Crimée	5	1985
Solar 2	USA, Californie	10	1997
PS10	Espagne, Sevilla	11	2007
Solarturm Jülich	Allemagne	15	2008
PS20	Espagne, Sevilla	20	2008
<b>TYPE : Parabolique</b>			
Solar Plant	USA, Californie	5	1984

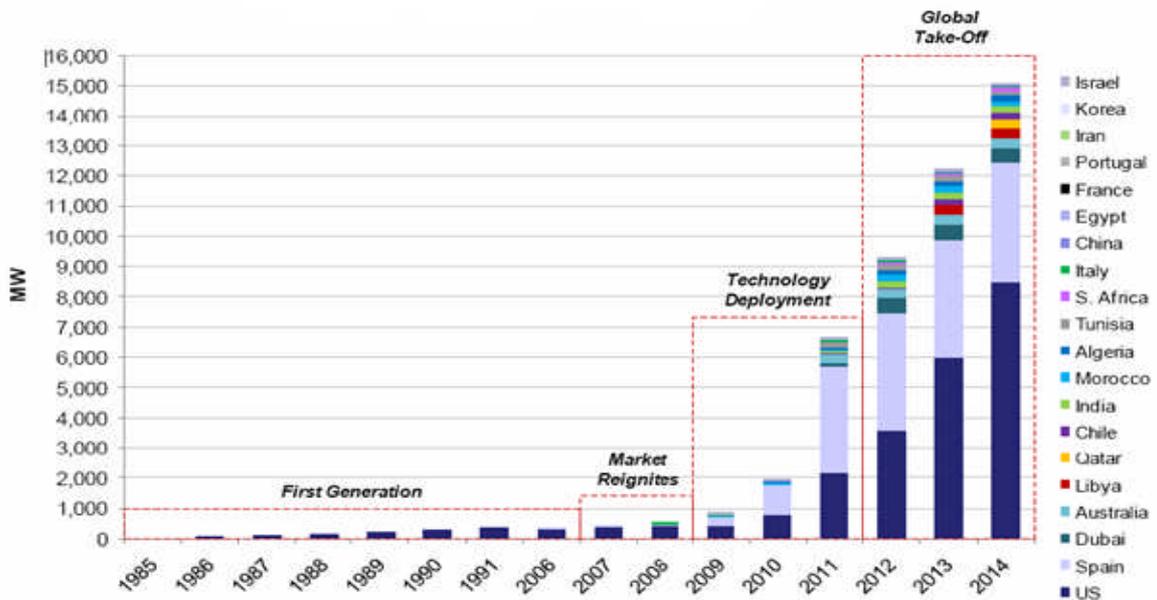


Répartition des capacités par technologie en 2009 [18].

### 3.5 Projets de centrales solaires dans le monde (capacité solaire) [23]

Localisation	Capacité solaire (MWe)	Technologie
USA	1000	cylindro-parabolique + huile
Espagne	515 15 30	cylindro-parabolique + huile tour + sels fondus tour + vapeur saturée
Israël	100	cylindro-parabolique + huile
Afrique du Sud	100	tour + sels fondus
Algérie	30	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Egypte	30	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Maroc	20	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Italie	20	cylindro-parabolique + sel fondus
Allemagne	1	tour + air 1 atm
USA	500	20 000 dish Stirling

Avec près de 15 GWe en projet dans le monde étalés sur la période 2010-2014, les concepts de centrales solaires thermodynamiques émergent aujourd'hui principalement grâce aux politiques tarifaires incitatives qui se mettent en place dans quelques uns des pays cibles (par exemple Espagne, Italie, Portugal et Grèce mais aussi aux USA).



**Projets en préparation de centrales solaires thermodynamiques par pays, 2009-2014 [17]**

Les annonces se multiplient : au total, près 20 GW sont annoncés d'ici 2020 (annonces de projets par les entreprises dans la presse ou plans gouvernementaux). Les Etats-Unis, l'Espagne, l'Afrique du Nord, la Chine et l'Australie constituent les prochaines zones probables de croissance.

La feuille de route de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), parue en mai 2010, propose une série d'efforts concertés à l'échelle mondiale pour que cette filière technologique nouvelle puisse fournir 11% de l'électricité mondiale en 2050, filière qui contribuera ainsi à réduire le contenu carbone de la production d'électricité, mais dont le développement massif n'intéressera que des régions à ensoleillement privilégié.

### 3.6 Conclusion

Des unités de production de l'ordre de quelques dizaines de kilowatts à une dizaine de mégawatts ont été construites à travers le monde au cours des trois décennies écoulées. Les centrales à miroirs cylindro-paraboliques restent la technologie la plus répandue aujourd'hui.

Une première période intensive de construction de centrales solaires se situe entre 1980 et 1990. Suivi d'une période de quinzaine année d'attente (de retour d'expérience) afin vérifier la pertinence des concepts CSP (performances énergétique et économique, fiabilité, efficacité....

Puis une reprise croissante des constructions à partir de 2007, évolution témoin de la relative maîtrise des technologies de cette filière.

Un potentiel d'amélioration de 20 à 30% reste envisageable, notamment via la production directe de vapeur dans les capteurs, et l'optimisation des miroirs. Les États-Unis, Israël et, pour l'Europe, l'Allemagne et l'Espagne (centrale solaire d'Almería) mènent conjointement des recherches sur ces thèmes. Des réalisations, combinant parfois turbine à gaz et solaire, sont annoncées dans plusieurs pays tels que l'**Algérie**, l'Égypte, le Maroc, l'Inde et le Brésil.



## **CHAPITRE 4**

# **BILAN ÉNERGETIQUE DES CONVERTISSEURS DE L'ÉNERGIE SOLAIRE**



### 4.1 Introduction

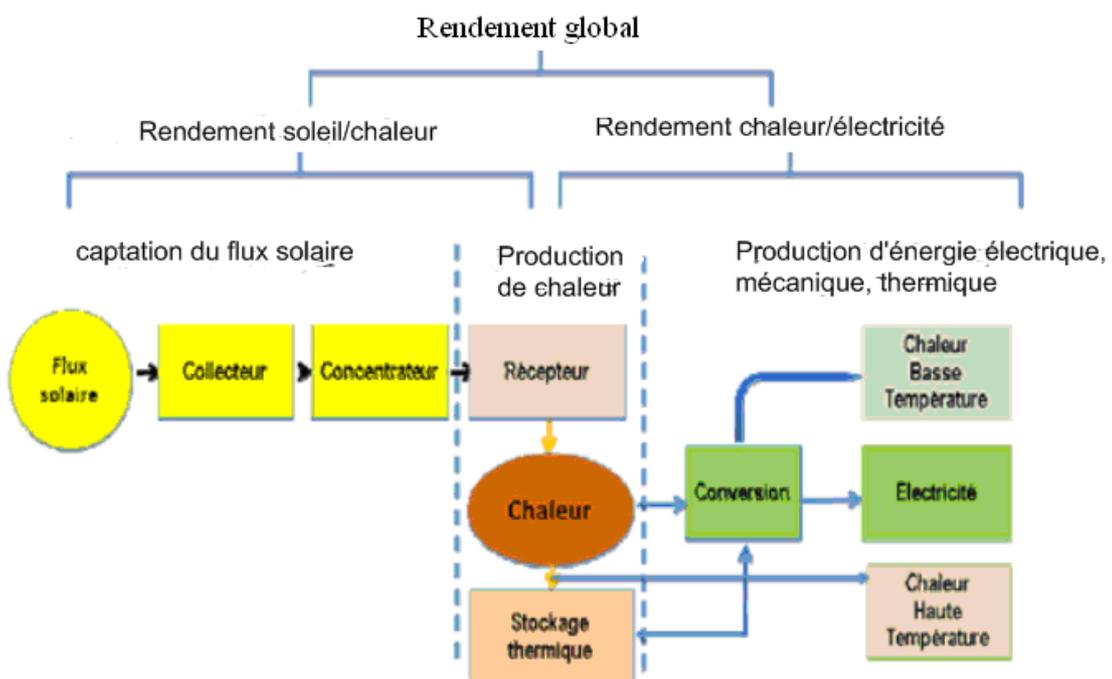
La conception d'un convertisseur thermodynamique de l'énergie solaire nécessite une analyse de son bilan énergétique compte tenu des conditions d'utilisation afin d'évaluer son **rendement**. Le rendement est le paramètre clé d'appréciation de l'efficacité et de la performance d'un système.

Une telle analyse ne peut être effectuée qu'à partir d'un modèle permettant d'évaluer l'influence des divers paramètres caractéristiques du dispositif.

C'est dans cet objectif que nous avons effectué une étude générale du bilan énergétique d'un convertisseur faisant, en particulier, intervenir la concentration du rayonnement solaire.

### 4.2 Conversion thermodynamique de l'énergie solaire

On distingue 3 éléments clés du processus de transformation soleil/chaleur-électricité par voie thermodynamique [16].



- 1- La collecte et la concentration du flux solaire pour chauffer le fluide caloporteur.
- 2- La production de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide selon la température de source chaude).
- 3- La conversion de chaleur en électricité qui rejette de la chaleur basse température.

#### 4.2.1 La collecte

Un concentrateur pointé vers le soleil reçoit un rayonnement incident d'intensité  $I$  (ensoleillement en  $W/m^2$ ) sur une **surface de captation du réflecteur**  $S_{ref}$  donc une puissance capté par le réflecteur :

$$I S_{ref} = P_c$$

Cette même puissance est réfléchi (concentrée) sur la **cavité réceptrice**  $S_r$  (foyer ou récepteur ou point focal du dispositif de concentration appelé aussi absorbeur) :

$$P_a = P_c \eta_{opt} = \eta_{opt} I S_{ref} \quad [33]$$

$P_a$  = puissance thermique de la cavité réceptrice

= Puissance absorbé par le récepteur

avec  $\eta_{opt}$  : rendement optique du concentrateur.

Le rendement optique [34] :

$$\eta_{opt} = \Gamma \tau \alpha \rho$$

avec  $\Gamma$  : Rapport de captation (fraction de l'énergie reflétée par le réflecteur) [35].

$$\Gamma = (S_{ref} - S_r) / S_{ref}$$

$\alpha$  : Facteur d'absorption de la surface de l'absorbeur.

$\tau$  : Facteur de transmission de l'absorbeur.

$\rho$  : Facteur de réflexion de surface de réflecteur (miroir du concentrateur).

- La différence de température importante entre celle de la cavité réceptrice source chaude  $T_r$  et l'ambiance  $T_a$  provoque un processus naturel de pertes de chaleur (thermiques) :

par **convection**, par **rayonnement** et par **conduction**.

#### 4.2.2 La production de chaleur (bilan thermique)

La puissance thermique  $P_t$  transmise par la cavité réceptrice à l'échangeur (fluide caloporteur) est alors la puissance utile [36] :

$$P_t = P_a - P_p$$

Avec  $P_p$  = Puissance correspondant aux pertes thermiques est donnée par [37] :

$$P_p = P_{pcv} + P_{pr} + P_{pc}$$

Avec  $P_{pcv}$  : Pertes par convection.

$P_{pr}$  : Pertes par rayonnement.

$P_{pc}$  : Pertes par conduction.

##### 4.2.2.1 Pertes par convection

La convection est un phénomène encore peu connu pour la plaque plane. Elle est de plus liée à la vitesse et la direction du vent sur le site.

Ces pertes sont proportionnelles à la surface du récepteur et la différence entre la température de surface d'absorbeur et l'air ambiant [33].

$$P_{pcv} = h_{cv} S_r (T_r - T_a)$$

$S_r$  : surface d'ouverture du récepteur

$T_r$  : température du récepteur

$T_a$  : température ambiante

$h_{cv}$  : Coefficient de transfert thermique par convection [38].

#### 4.2.2.2 Pertes par rayonnement

Ces pertes dépendent de la forme du récepteur mais plus particulièrement de la température du récepteur.

Ils sont proportionnels à l'émissivité de l'absorbeur [37].

$$P_{pr} = \varepsilon \sigma S_r (T_r^4 - T_a^4) = h_r S_r (T_r^4 - T_a^4)$$

$\varepsilon$  : facteur émissivité de l'absorbeur

$\sigma$  : constante de Stefan -Boltzmann =  $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$

$h_r = \varepsilon \sigma$  Coefficient de transfert thermique par rayonnement

#### 4.2.2.3 Pertes par conduction

Sont liées à la nature du matériel utilisé :

$$P_{pc} = \lambda S_r (T_r - T_a) \Delta x$$

$\lambda$  : Conductivité de l'absorbeur.

$\Delta x$  : épaisseur de l'absorbeur.

Mais les pertes par conduction sont petites comparées aux pertes par convection ou par rayonnement, et sont généralement combinées avec les pertes par convection dans la plupart des cas.

$$P_p = S_r [ h_{cv} ( T_r - T_a ) + h_r (T_r^4 - T_a^4)]$$

Ainsi :

$$P_{\uparrow} = \eta_{opt} I_s S_{ref} - S_r [ h_{cv} ( T_r - T_a ) + h_r (T_r^4 - T_a^4)]$$

On montre par ailleurs que les pertes thermiques peuvent s'écrire sous une forme plus simple :

$$P_p = S_r U ( T_r - T_a )$$

Où U est le coefficient global des pertes thermiques donné par  $U = h_{cv} + h_r$ .

### 4.2.3 La conversion de chaleur (rendement)

#### 4.2.3.1 Cas du Concentrateur cylindro-parabolique

Dans le cas idéal le rendement optique égal à 1, le rendement énergétique (soleil/chaleur) s'écrira :

$$\eta_e = \frac{P_{\uparrow}}{P_c} = \frac{\eta_{opt} I_s S_{ref} - S_r [ h_{cv} ( T_r - T_a ) + h_r (T_r^4 - T_a^4)]}{I S_{ref}}$$

$$\eta_e = 1 - \frac{[ h_{cv} ( T_r - T_a ) + h_r (T_r^4 - T_a^4)]}{C I}$$

$$\text{Avec } C = \frac{\text{Surface du réflecteur}}{\text{Surface du récepteur}} = \frac{S_{\text{réf}}}{S_r} = \text{Concentration}$$

Le rendement du concentrateur dépend de l'intensité du rayonnement et de la différence de température entre l'absorbeur et l'air ambiant.

D'autre part :

$$\eta_e = 1 - \frac{[h_{cv} (T_r - T_a) + h_r (T_r^4 - T_a^4)]}{C I} \rightarrow C = \frac{h_{cv} (T_r - T_a) + h_r (T_r^4 - T_a^4)}{I [1 - \eta_e]}$$

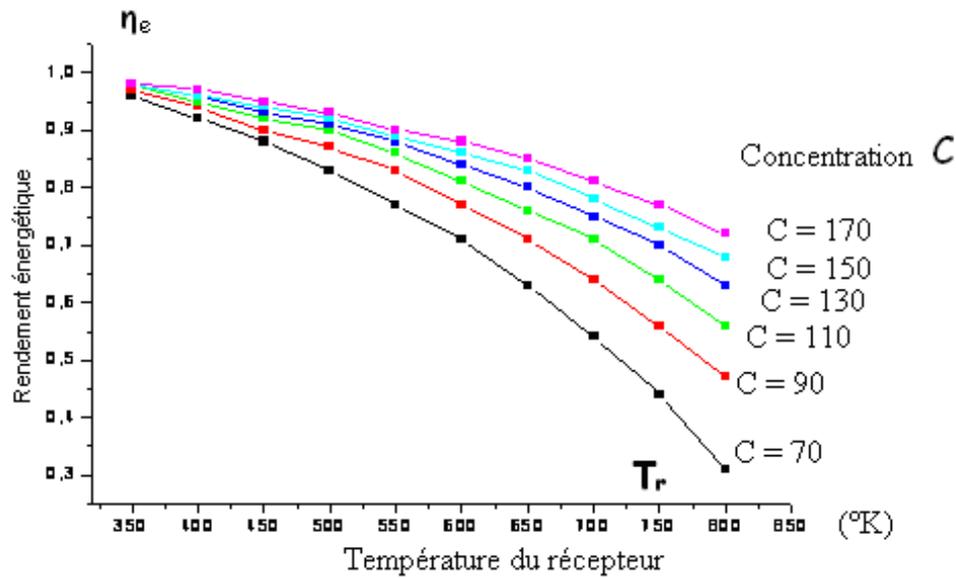
Afin de pouvoir visualiser la variation du rendement et de la concentration en fonction de la température de l'absorbeur, il est nécessaire de ce donner un exemple de conditions extérieures dans lesquelles le concentrateur est placé :

- Le rayonnement direct incident est constant et vaut :  $I = 800 \text{ W m}^{-2}$ .
- La température ambiante  $T_a = 298^\circ\text{K}$ .
- Le coefficient d'échange convectif :  $h_{cv} = 7.3 V^{0.8}$  , pour  $4 \leq V \leq 40 \text{ m/s}$ .  
avec  $V$  la vitesse du vent (6 m/s) [39].
- Le coefficient d'échange radiatif :  $h_r = \epsilon \sigma$

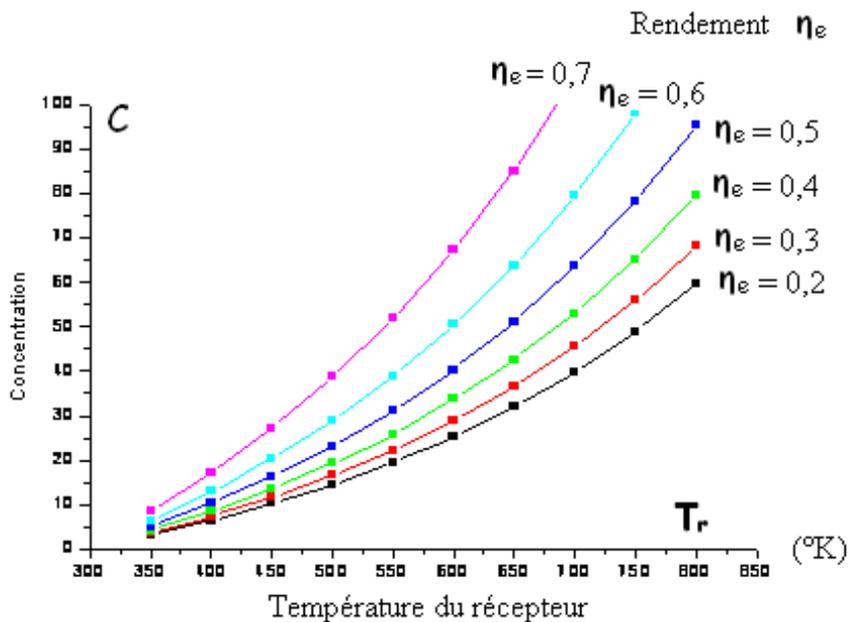
Pour différentes températures  $T_r$  de la source chaude et pour différentes concentrations  $C$ , les résultats des calculs des rendements correspondant sont donnés dans le tableau :

		Concentration					
Rendement	Tr(K)	C = 70	C = 90	C = 110	C = 130	C = 150	C = 170
$\eta_e$	350	0.96	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98
	400	0.92	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97
	450	0.88	0.90	0.92	0.93	0.94	0.95
	500	0.83	0.87	0.90	0.91	0.92	0.93
	550	0.77	0.83	0.86	0.88	0.89	0.90
	600	0.71	0.77	0.81	0.84	0.86	0.88
	650	0.63	0.71	0.76	0.80	0.83	0.85
	700	0.54	0.64	0.71	0.75	0.78	0.81
	750	0.44	0.56	0.64	0.70	0.73	0.77
	800	0.31	0.47	0.56	0.63	0.68	0.72

Ainsi, nous pouvons tracer les courbes représentant respectivement la variation de  $\eta_e$  en fonction de la température  $T_r$  (du récepteur ou absorbeur) pour différentes valeur de  $C$  et la variation de  $C$  en fonction de la température  $T_r$  pour différentes valeurs du rendement de  $\eta_e$ .



Variation du rendement énergétique en fonction de la température pour différentes valeurs de la concentration.



Variation de la concentration en fonction de la température pour différentes valeurs du rendement énergétique.

**Interprétation :**

- la température du tube augmente sérieusement avec la concentration du système, ce qui est tout à fait compréhensible physiquement.
- mais par contre, on constate que le rendement d'un concentrateur cylindro-parabolique est d'autant plus faible que la température du tube absorbeur est élevée. Cela est prévisible à partir du moment que l'énergie perdue est en rapport de proportionnalité direct avec la température  $T_r$  du tube (récepteur).

Par conséquent, afin d'améliorer le rendement du système, pour la même concentration, il faut réduire l'énergie des pertes thermiques plutôt que de réduire le niveau de température de l'absorbeur.

**4.2.3.2 Cas de la centrale à tour**

Le rendement de la chaudière (absorbeur) s'écrit :

$$\eta_{ch} = \frac{P_{ch}}{P_a}$$

Avec  $P_{ch}$  la puissance de la chaudière qui est égale à la puissance solaire absorbée par le récepteur diminuée des pertes thermiques :

$$P_{ch} = P_a \alpha - P_p$$

$\alpha$  : Facteur d'absorption solaire

Si on ne considère que les pertes par rayonnement (les parois extérieures de la chaudière étant bien isolées) on peut écrire :

$$P_{ch} = P_a \alpha - h_r (T_c^4 - T_a^4)$$

$T_c$  : Température moyenne des parois intérieures de la chaudière (=  $T_r$ )

$T_a$  : Température ambiante

D'où:

$$\eta_{ch} = \alpha - \frac{h_r (T_c^4 - T_a^4)}{P_a}$$

Avec les grandeurs relatives à la chaudière :  $P_a = C I$

$C$  = concentration effective de l'installation

En considérant que la température au condenseur est la même que la température ambiante  $T_a$  on peut écrire le rendement de Carnot sous la forme :

$$\eta_c = 1 - \frac{T_a}{T_c}$$

le rendement énergétique solaire/chauffage  $\eta_e = \eta_{opt} \eta_{ch} = \eta_{ch}$  (cas idéal  $\eta_{opt} = 1$ )

et finalement le rendement théorique de la centrale solaire s'écrira :  $\eta = \eta_e \eta_c$

$$\eta = \alpha \left( 1 - \frac{T_a}{T_c} \right) \left[ 1 - \frac{h_r (T_c^4 - T_a^4)}{\alpha C I} \right]$$

$$h_r = \epsilon \sigma$$

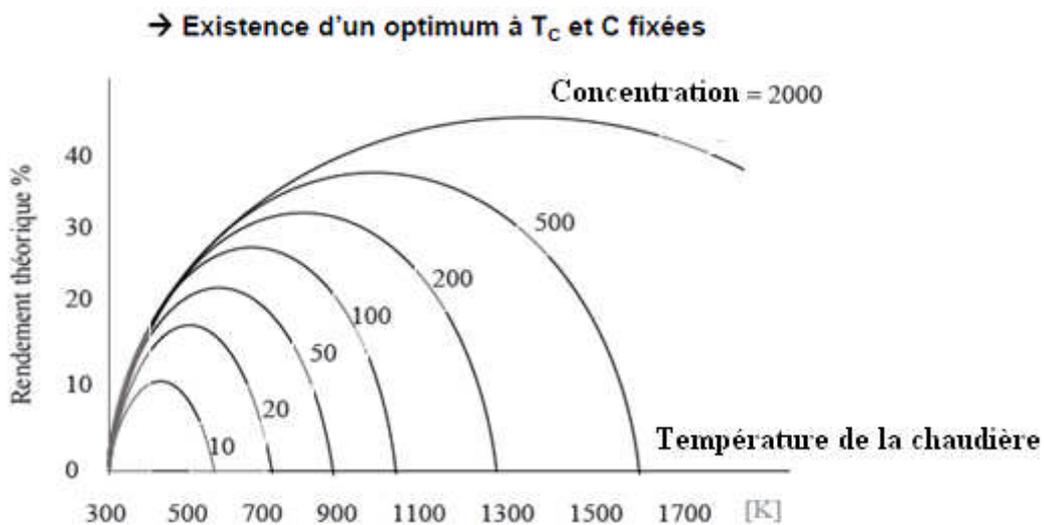
Pour les données suivantes :

Coefficient de transfert thermique par rayonnement

$$\alpha = 0,7 ; \quad \epsilon = 0,9 ; \quad \sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4} ; \quad I = 1 \text{ kW m}^{-2} ; \quad T_a = 300^\circ \text{ K}$$

La figure montre l'évolution du rendement  $\eta$  en fonction de la température de chaudière  $T_c$  (absorbeur) et ceci pour différentes valeurs de la concentration effective  $C$ .

On voit donc que la température de la chaudière doit être adaptée à la concentration effective pour espérer atteindre le rendement maximal [4].



**Variation du rendement en fonction de la température  
pour différentes concentrations [4].**

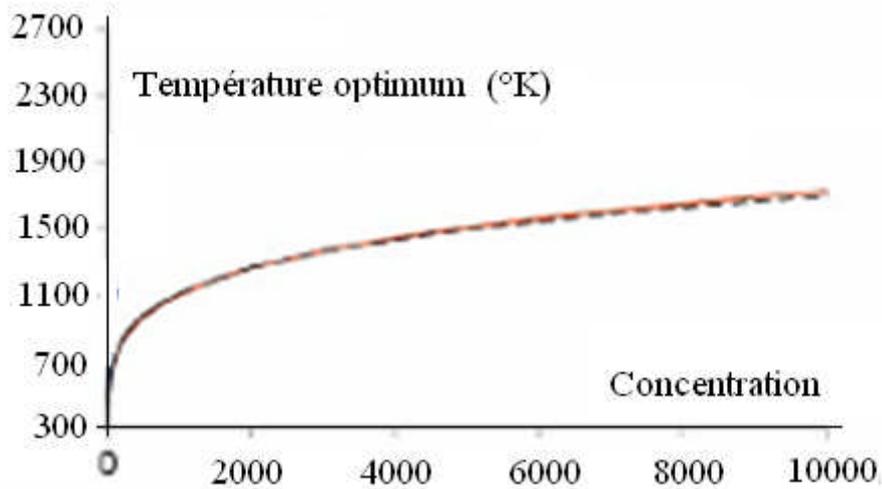
Pour chaque courbe on observe l'existence d'une température optimale  $T_{opt}$  qui peut être déterminé en faisant  $d\eta / dT_c = 0$  dans l'expression suivante plus simple du rendement donné en tenant compte de toutes les pertes thermiques par :

$$\eta = \alpha \left( 1 - \frac{T_a}{T_c} \right) \left[ 1 - \frac{U(T_c^4 - T_a^4)}{\alpha C I} \right]$$

Avec  $U$  = coefficient global des pertes thermiques de la chaudière.

On obtient :

$$T_{opt} = \left[ \left( \frac{\alpha C I}{U} + T_a \right) T_a \right]^{1/2}$$



### Variation de la concentration en fonction de la température

#### Interprétation :

- La température augmente évidemment avec la concentration,
  - par contre le rendement théorique est optimum autour de cette température
- Il faudra alors tenir compte sérieusement de la température optimum dans la conception de la centrale car des températures de la chaudière plus élevée que  $T_{opt}$  ont un impact négatif sur le rendement.

#### 4.2.3.3 Cas du concentrateur solaire parabolique (avec comme convertisseur le moteur Stirling) [33]

C'est le calcul du rendement énergétique  $\eta_e$  d'un capteur qui permet d'apprécier sa performance ou efficacité. Le rendement est le rapport de l'énergie thermique transmis par le récepteur au fluide caloporteur du dispositif de conversion à l'énergie reçue par le concentrateur [40,41].

$$\eta_e = \frac{P_t}{P_c} = \eta_{opt} - \frac{S_r [ h_{cv} ( T_r - T_a ) + h_r ( T_r^4 - T_a^4 ) ]}{I S_{ref}}$$

Puisque  $P_t = \eta_{opt} I S_{ref} - S_r [ h_{cv} ( T_r - T_a ) - \epsilon \sigma ( T_r^4 - T_a^4 )]$

et  $P_c = I S_{ref} ; \epsilon \sigma = h_r$

Ou encore :

$$\eta_e = \eta_{opt} - \frac{K_{cv}}{C} (\theta_r - 1) - \frac{K_r}{C} (\theta_r^4 - 1)$$

Avec :

$C =$  degré de concentration géométrique du concentrateur  $= S_{ref} / S_r$

$K_{cv} =$  coefficient de perte par convection de la cavité réceptrice  $= h_{cv} T_a / I$

$K_r =$  coefficient de perte par rayonnement de la cavité réceptrice  $= h_r T_a^4 / I$

Et  $\theta_r = T_r / T_a$

Cette étude porte sur l'utilisation des moteurs Stirling pour la conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique puis électrique.

La puissance utile transmise par la cavité réceptrice au fluide de travail du moteur (grâce à l'échangeur de chaleur) est :

$$P_t = K_x S_x ( T_r - T_x ) \quad \longrightarrow \quad T_x = T_r - \frac{P_t}{K_x S_x} = T_r - \frac{\eta_e I S_{ref}}{K_x S_x}$$

Avec:

$S_x =$  surface d'échange

$K_x =$  coefficient de transfert thermique

$T_x =$  température du fluide de travail dans l'échangeur

Qu'on peut écrire sous la forme sans dimension :

$$\theta_x = \theta_r - \frac{\eta_\varepsilon C}{k a_x} \quad \longrightarrow \quad \eta_\varepsilon = (\theta_r - \theta_x) \frac{k a_x}{C}$$

Avec :  $a_x = S_x / S_r$  = rapport de la surface d'échange du réchauffeur à la surface de la de la cavité réceptrice.

$k = K_x T_a / I$  = coefficient sans dimension de transfert thermique de l'échangeur réchauffeur,

$\theta_x = T_x / T_a$  = température sans dimension du fluide de travail dans l'échangeur réchauffeur.

D'autre part en tenant compte que le rendement théorique maximal que peut avoir le moteur thermique est le rendement de Carnot  $\eta_c$  :

$$\eta_c = 1 - \frac{1}{\theta_x}$$

et du rendement second principe fonction de la conception de la machine  $\eta_m$

La puissance mécanique produite par le moteur :  $P_m = \eta_{glob} I S_c$

Avec  $\eta_{glob}$  = Le rendement global de conversion de la puissance solaire reçue par le concentrateur en puissance produit par le moteur :

$$\eta_{glob} = \eta_\varepsilon \eta_c \eta_m = (\theta_r - \theta_x) \frac{k a_x}{C} \left(1 - \frac{1}{\theta_x}\right) \eta_m$$

Ces différentes expressions nous permettent de déterminer comment le rendement de conversion de l'énergie solaire évolue en fonction du degré de concentration (donc de la température) de l'énergie solaire.

Les courbes sont établies en considérant  $\theta_r = T_r / T_a$  comme variable indépendante.

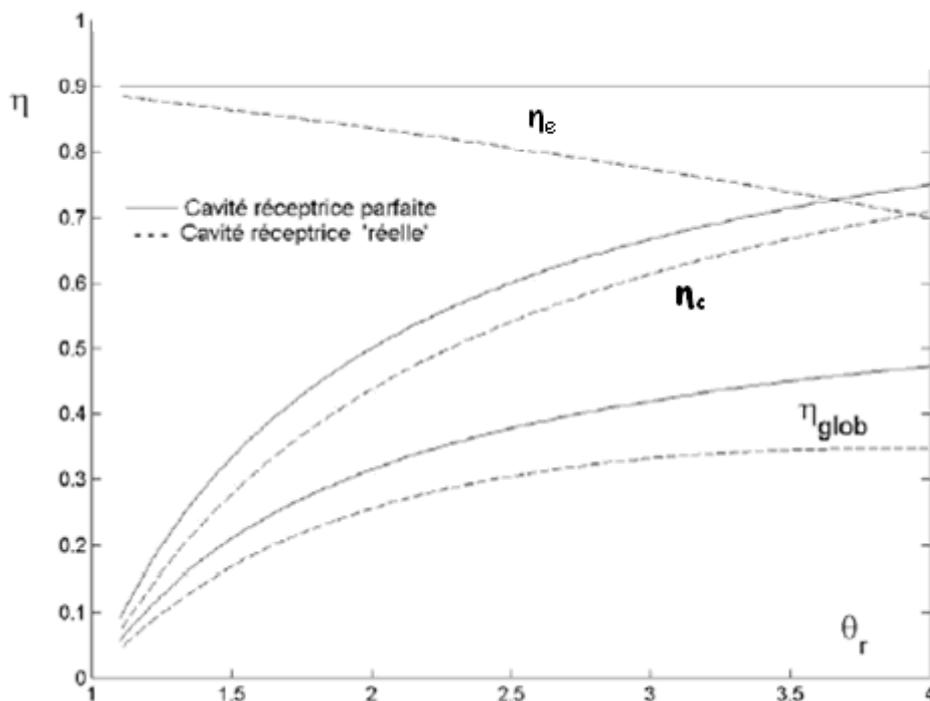
Les paramètres du modèle simplifié sont choisis par consultation et comparaison avec des valeurs représentatives d'installations réelles [3] :

$C = 1$  pour  $\theta_r = 1$  et  $C = 2000$  pour  $\theta_r = 4$

$\alpha_x = 1$  ;  $k = 5$  pour  $\theta_r = 1$  et  $k = 100$  pour  $\theta_r = 4$  ;  $K_r = 0,4$  ;  $k_x = 2500$  ;

$\eta_c = 0,9$  ;  $\eta_m = 0,7$ .

On obtient les courbes en traits interrompus présentent les résultats pour la cavité 'déperditive' comparés aux courbes en traits continus relatifs à une cavité réceptrice parfaite ( $K_r = 0$ ), et à un échangeur réchauffeur parfait ( $k_x = \infty$ ),



**Evolution des rendements en fonction de la température**

On constate que lorsqu'on tient compte des pertes du capteur solaire, l'accroissement du rendement global avec la température n'est pas significativement marqué par rapport au rendement de Carnot !

La chute du rendement de l'ensemble concentrateur + cavité réceptrice avec l'élévation de la température dans la cavité réceptrice conduit donc à relativiser l'intérêt de travailler à forte concentration.

### **Interprétation**

Les résultats qui précèdent sont relatifs aux valeurs choisies en fonction des données disponibles mais mènent à des résultats réalistes et compréhensibles. La décroissance inévitable du rendement du système de captation avec la température réduit considérablement l'intérêt de la très forte concentration. Les systèmes les plus pertinents seraient donc probablement les systèmes à moyenne concentration, conduisant à des niveaux de température de l'ordre de 250°C ... 450°C.

### **4.3 Conclusion**

L'augmentation considérable de la puissance du rayonnement solaire à travers la concentration solaire est bien sûr intéressante.

Chaque concentrateur est caractérisé par sa concentration géométrique ou optique (énergétique), son rendement optique au niveau du réflecteur et son rendement thermique au niveau de l'absorbeur (chaudière).

Mais le rendement énergétique atteint par le concentrateur dépend de la concentration du rayonnement et de la différence de température entre l'absorbeur et l'air ambiant. **C'est cette différence de température dont l'origine est les pertes inévitable thermiques qui affecte l'évolution du rendement en fonction de la concentration.**

Il serait nécessaire de procéder d'une part à des études plus poussées pour déterminer les niveaux de concentration qui conviennent le mieux pour un bon rendement en fonction des applications visées et d'autre part une recherche sur les moyens matériels qui permette la réduction des pertes thermiques.

---

---

# **CONCLUSION GENERALE**

---

---

## Conclusion Générale

Compte tenu du potentiel énergétique **solaire inépuisable**, le solaire à concentration se développe aujourd'hui dans plusieurs pays.

La **concentration** du rayonnement solaire permet de produire la **chaleur** (températures élevées) nécessaire pour le fonctionnement des machines thermodynamiques classiques.

L'électricité solaire thermodynamique permet de réduire la superficie de captage solaire pour une puissance donnée (jusqu'à 100 MW au km<sup>2</sup>) et d'améliorer le rendement des cycles thermodynamique d'un système de pompage solaire (selon les machines utilisées et les cycles mis en œuvre, les rendements de conversion solaire/ thermodynamique varient de 23 % à plus de 50 %)

Au final, couplé sur des alternateurs, le rendement de conversion solaire/électricité moyen net annuelle se situ autour de 15%).

Mais la concentration a un besoin impératif du **rayonnement "direct" du soleil** :

- Les centrales commerciales doivent se trouver dans les zones fortement ensoleillées et souvent désertiques (ensoleillement direct allant au-delà de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an).
- Les capteurs solaires doivent être munis d'un système de poursuite du soleil de sorte que les rayons solaires soient focalisés sur l'absorbeur de chaleur.

La chaleur produite par le solaire à concentration est ainsi fondée sur la **disponibilité du rayonnement solaire** :

- Le stockage thermique pendant les heures d'ensoleillement est nécessaire pour servir à générer d'électricité en fonction d'une courbe de charge. Le

stockage thermique est plus facile et économique (dans des sels fondus par exemple) que le stockage de l'électricité.

- La technologie des concentrateurs est aussi souvent "hybridée" avec des systèmes utilisant des combustibles fossiles (on peut intégrer une chaudière à gaz par exemple).

La plupart des projets actuels de centrales solaires se tournent vers les fortes puissances des installations pour baisser le coût de l'énergie produite.

Les recherches et application menés ont permis de vérifier la pertinence des concepts, pour 3 types de procédés :

- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, avec des températures de source chaude inférieure à 500°C, sont le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et reste la solution commerciale actuelle la plus sûre.

- les centrales à capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%). Leur principale application sont les paraboles autonomes ayant un moteur STIRLING (10 à 25 kW) au foyer, avec des températures de source chaude dépassant largement les 500 °C.

- Les centrales à tour avec un facteur de concentration de 600 à plusieurs milliers permettent d'atteindre des températures de 800 °C à 1000°C.

Ces températures importantes peuvent être utilisées pour alimenter en plus un cycle combiné de rendement thermique dépassant les 55 %, supérieurs à ceux que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées.

Quelque soit le procédé considéré, la température du récepteur (linéaire ou ponctuelle) augmente évidemment avec la concentration.

Ainsi, l'augmentation considérable de la puissance du rayonnement solaire à travers la concentration solaire est bien sûr intéressante.

Le rendement énergétique atteint par le concentrateur dépend de la concentration du rayonnement donc de la température.

**Mais les pertes inévitables d'énergie thermiques** dépendent directement de cette température et **affecte l'évolution du rendement en fonction de la concentration.**

La décroissance du rendement du système de captation avec la température (existence d'un optimum dans le cas des fours solaires) à cause des pertes réduit ainsi considérablement l'intérêt de la très forte concentration.

Par conséquent, afin d'améliorer le rendement du système, pour la même concentration, il faut orienter la recherche vers tout ce qui peut **réduire les pertes thermiques** plutôt que de réduire le niveau de température de l'absorbeur.

Actuellement, et c'est ce qui explique la préférence des concentrateurs cylindro-parabolique (en plus du capital expérimental cumulé), ce sont les technologies relative aux températures moyenne (autour de 400°C) que l'on maîtrise le mieux. L'utilisation des températures plus élevées pour une exploitation industrielle rentable reste tributaire des recherche sur les matériaux qui répondent le mieux aux exigeantes contraintes thermiques.

---

---

# **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

---

---



## Références Bibliographiques

- [1] ARCEA/GASN, Fiche N°37 Ind. : 3 du 15 Septembre 2009
- [2] M. Haddadi, Elaboration d'une Commande pour Héliostat. Rapport Interne, ENP, 2003
- [3] Bruno Rivoire, Le solaire thermodynamique. Groupe d'évaluation scientifique Thémis : de 1982 à 1987. Un laboratoire propre du CNRS, site d'Odeillo.
- [4] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et Applications. Edition Tec-Doc, 1980.
- [5] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire, conversion thermique et application. Technique et Documentation, Paris, 1979
- [6] Anne Labouret , Michel Viloz , Energie solaire photovoltaïque .Edition Dunod Paris, 2005.
- [7] Retscreen, Photovoltaic Background, International Renewable energy decision support centre, Resources Canada 2001-2002.
- [8] D.R. di Valdalbero : 'La recherche énergétique européenne : pont de coopération sur la Méditerranée'. Liaison Énergie-Francophonie, N°71 (Énergie et développement durable en Méditerranée), 2e Trimestre 2006, Pages 71-76.
- [9] Energie solaire, les machines élévatoires, archives document FAO, dpt du développement durable.
- [10] Y.Jannot, Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire, Octobre 2003.
- [11] A.A.Sfeir, G.Guarracino, Ingénierie des systèmes solaires, application à l'habitat. Technique et documentation 1981.

- [12] J.A. Duffie, and J.W.Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 2ed, Inc, 1991.
- [13] Liaison Énergie-Francophonie. 'Énergie et développement durable en Méditerranée'. N°71-2e Trimestre 2006, Page 95.
- [14] A.N. Cherigui : 'Les énergies du futur en Algérie : l'hydrogène solaire'. Quotidien d'Oran, N°3581, 27 septembre 2006.
- [15] Brahimi (MEM). 'Situation des énergies renouvelables en Algérie'. Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche, 22 et 23 mai 2001, Hôtel Sheraton, Alger, Algérie.
- [16] « Feuille de route Solaire Thermodynamique » guide de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (A D E M E) Version finale Juin 2010.
- [17] Régis Olivés L'énergie solaire, Comparaison des technologies solaires à concentration page 49.
- [18] Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique .Syndicat des énergies renouvelables 13-15, rue de la Baume 75008 Paris. Mai 2010
- [19] Paul De Neyer· Energie solaire thermique, Guide des Energies Renouvelables, mai 2003.
- [20] Jean Jacques Bezian, Arezki Bounaceur, Alain De ryck, Mouna El hafi, Un nouveau concept de centrale solaire thermodynamique base sur un récepteur a lit fluidise. Energ. Ren : 13<sup>ème</sup> journées internationales de thermique. Publié dans "JITH 2007
- [21] Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007)
- [22] Les Centrales Solaires à Concentration, Quoilin Sylvain Ingénieur Civil Electromécanicien/Energéticien Université de Liège, Mai 2007

- [23] Alain. Ferrière, Centrales solaires thermodynamiques, Techniques de l'ingénieur BE 8 903.
- [24] Centrales Solaires Thermiques. [www.outilssolaires.com](http://www.outilssolaires.com)
- [25] Jean-Bernard Michel, Centrales Solaires Thermique à concentration(CSTC) Etat de l'art, le 05.12.2010
- [26] El Hadj Malick KANE, Intégration et Optimisation Thermoéconomique & Environnementale de Centrales Thermiques Solaires Hybrides thèse de doctorat N° 2565 Lausanne, EPFL (2002).
- [27] A. FERRIERE, Séminaire IPN Orsay, 17 sep. 2007.
- [28] ESTELA, Association Européenne de l'Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration : « Electricité solaire Thermodynamique Valoriser le potentiel méditerranéen » [www.estelasolar.eu](http://www.estelasolar.eu)
- [29] Jean Jacques Bezian, Energie Solaire, Les procédés à concentration pour la production d'électricité, Ecole des mines d'Albi, Carmaux Armins 2010.
- [30] Claude Acket, le solaire thermodynamique pour « Sauvons le Climat »Septembre 2010.
- [31] F. Pharabod, C. Philibert, « Les centrales solaires LUZ » Comité d'action pour le solaire, 1991.
- [32] B. Bonduelle, B. Rivoire, 1987 « Centrale expérimentale Thémis. Résultats et projections »
- [33] S. Bonned et A. Alaphillipe, Conversion thermodynamique de l'énergie solaire dans des installations de faible et moyenne puissance. Energ. Ren : 11ème journées internationales de thermique. pp. 73-80. 2003.
- [34] M. B. Habeebullah, A. M. Khalifa, and I. Olw, The oven receiver an approach toward the revival of concentrating solar cookers, Solar Energy, Vol. 54, No. 4, pp. 227-237, 1995.

- [35] M.Geyer, and, W.B.Stine, Power From the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [36] Bernd Hafner, Christian Faber, Methods for the design and thermal characterisation of solar cookers. Solar cooker test procedure ECSCR, Version 2, 1993.
- [37] D.Kedwards, L.Marlot, Capteurs Solaires, Edition S C M, Paris 1979.
- [38] Ari.Rabl, Optical and Thermal Properties of Compound Parabolic concentrators, Solar Energy .Vol18, pp 497-511. Pergamon press 1976.
- [39] Paulin Gallet, François Papini, George Péri, physique des convertisseurs hélio-thermiques, EDI SUD (1980).
- [40] J.E .Braun et J.C .Mitchell, Solar geometry for fixed and tracking surface. Solar Energy, vol.31.N°.pp394-444, (1983).
- [41] S.J. Harrison, Q. Lin and L.C.S. Mesquita, Intégral stagnation température control for solar. SESCI 2004 Conférence University of Waterloo Waterloo, Ontario, Canada August 21st-25th, 2004.

### ملخص

مكافحة تغير المناخ، إلى جانب الزيادات الأخيرة في أسعار النفط عززت الجهود البحثية لإنتاج الكهرباء وغيرها من التوجهات الطاقوية للحد من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون.

الاستخدام المكثف للتكنولوجيات الطاقة الشمسية الحرارية (حوالي 300 ميغاواط من الطاقة الشمسية مشاريع جارية في جميع أنحاء العالم) راجع لمزاياها النوعية : إمكانية التخزين الحراري ، التهجين، مردود التحويل شمس- كهرباء أكبر من الطرق الكهروضوئية وإمكانات معتبرة لتخفيض التكاليف.

في هذا السياق نقترح كإطار للعمل دراسة مقارنة نظرية و تعريفية لمختلف البنات الهندسية لمركزات الطاقة الشمسية الموجودة، لتقدير تأثير ومحدودية نسبة التركيز (أي درجة الحرارة) على مردود التحويل الشامل لمحطات الطاقة الحرارية الشمسية.

**الكلمات المفتاحية :** الطاقة الشمسية الحرارية، التركيز، المردود الطاقوي

### Résumé

La lutte contre le changement climatique, conjuguée aux récentes augmentations du prix des hydrocarbures, a relancé les efforts de recherche pour produire l'électricité et d'autres vecteurs énergétiques en minimisant les émissions de CO<sub>2</sub>.

Le recours massif aux technologies solaires thermodynamiques (Près de 300 MW de projets CSP sont en cours de réalisation à travers le monde) est du à leurs nombreux avantages spécifiques : possibilité de stockage thermique, hybridation, rendements de conversion solaire-électricité supérieur aux procédés photovoltaïques, et forts potentiel de réduction des coûts.

Dans ce contexte favorable, nous proposons comme cadre de travail une étude comparative théorique et bibliographique des différentes géométries de concentrateurs existantes, afin d'estimer l'influence et les limites du taux de concentration (donc **température**) sur le **rendement de conversion global** des centrales solaires thermodynamiques.

**Mots clés :** solaire thermodynamique, concentration, rendement énergétique

### Abstract

The fight against climate change, combined with recent increases in oil prices, has boosted research efforts to produce electricity and other energy carriers with minimal CO<sub>2</sub> emissions.

The massive use of solar technologies thermodynamic (nearly 300 MW of CSP projects are underway around the world) is due to their specific advantages: the possibility of thermal storage, hybridization, conversion efficiencies solar-electric greater than the photovoltaic processes And strong potential for reducing costs.

In this favorable context, we propose as a framework for a comparative study of literature and theoretical geometries of existing concentrators, to estimate the influence and the limits of the concentration ratio (ie temperature) on the overall conversion efficiency of power plants thermodynamic solar.

**Key words:** solar thermal, concentration, energy efficiency.