

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID  
FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

**MEMOIRE PRESENTE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE  
MASTER**

**En génie énergétiques et environnement**

**Option Génie Thermique et Energie Renouvelable**

**Thème :**

**ETUDE D'UNE CENTRALE THERMODYNAMIQUE SOLAIRE**

**Présenté par :**

**MALKI MOHSSINE  
BENLAZAR MOHAMMED**

**Soutenu le 26/06/2013 devant les jurys composé par:**

**Mr : H.BOUSBAA**

**Président**

**Université de Tlemcen**

**Mme : L.BENSEDDIK**

**Examineur**

**Université de Tlemcen**

**Mr : M.BENRAMDANE**

**Examineur**

**Université de Tlemcen**

**MR : A.ALIAN**

**Encadreur**

**Université de Tlemcen**

**ANNEE UNIVERSITAIRE : 2012/2013**

# Remerciement

*On remercie Dieu tout puissant de nous avoir accordé la volonté et le courage pour réaliser notre mémoire.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à Mr A. ALIANE enseignant à l'université de Tlemcen, qui nous a dirigés le long de ce travail.*

*On remercie très chaleureusement Mr H. BOUSBAA enseignant à l'université de Tlemcen pour nous avoir fait l'honneur de présider ce jury.*

*Mes remerciements les plus élogieux à Mr M. BENRAMDAN enseignant à l'université de Tlemcen, à Mme L. BENSEDDIK enseignante de nous avoir honoré par leur présence au jury autant qu'examineurs.*

*On tient à remercier tous (tes) mes amis (es) qui m'ont aidé de loin ou de près dans la réalisation de ce travail.*

*MALKI & BENLAZAR*

# Dédicaces

*A mes chers parents qui m'ont toujours éclairé le chemin de la vie en me tendant la main tout au long de mes années d'études « que dieu me les garde ».*

*A mes chers frères **Reda, Mohammed, Salah Eddin** et ma petite sœur la lune **ghazia***

*A toute ma famille.*

*A tous mes chers amis(es).*

*A tous mes collègues de l'université je dédie ce modeste travail.*

*Mohssine MALKI*

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*A ma chers mère Dieu lui accorde une longue vie*

*A mes frères et sœurs.*

*A tous ma famille.*

*A tous mes amis : Abdelhak, Hichem, Arabi, Nabil, Ismail, Abdel Ilah, Ibrahim.....*

*A tous ceux qui me sont chères.*

## **Abstract:**

because of the large growing of electric power and the continuous rise in its prices, in addition to the problems and the inconvenients of the production results as the warming ,natural pollution; the climate changments in the earth. Besides the lowing of the power stocks of the petroleum and gas which are the afraid's source for man, which had led scientists to think and research of other renouwlables and durables resources.

We had studied in this memo about a thermal power plant with 10 mega watt of ability.it produces electricity from the sunrays in Adrar , in order to supply the site and disposal all the problems wich we previosly mentioned...

## **Résumé :**

En raison de la grande; croissante demande de l'énergie électrique et l'incroyable augmentation de ces prix ;en addition des problèmes provoqués par sa production, tel: le réchauffement , la pollution , les changements climatique sur terre .En plus de la diminution du réserve d'énergie, de pétrole et de gaz et qui représente la source d'inquiétude par rapport à l'homme, ce qui a poussé les chercheurs à réfléchir et chercher d'autres ressources renouvelables et durables.

On a étudié dans ce mémoire une centrale thermique avec 10 méga watt de puissance .Il produise d'électricité à base solaire dans la région d'Adrar. Pour qu'on alimente le site et on débarrasse les problèmes dont on parlait avant...

## ملخص:

نظرا للطلب الكبير و المتزايد على الطاقة الكهربائية و الارتفاع المستمر لأسعارها, زيادة إلى المشاكل و السلبيات المترتبة عن إنتاجها و التي تتمثل في الاحتباس الحراري, التلوث البيئي و التغير المناخي على سطح الكرة الأرضية, إضافة إلى انخفاض مخزون الطاقة من البترول و الغاز و التي أصبحت تمثل مصدر قلق كبير للإنسان, هذا ما دفع الباحثين إلى التفكير و البحث في مصادر بديلة و مستدامة.

قمنا في هذه المذكرة, بدراسة لمنشأة حرارية قدرتها 10 ميغا واط تعتمد على إنتاج الكهرباء بأشعة الشمس في منطقة أدرار, و ذلك بغرض تغذية الموقع و التخلص من المشاكل المذكورة سابقا.

# SOMMAIRE

<b>Remerciement :</b> .....	
<b>Dédicace :</b> .....	
<b>Résumé :</b> .....	
<b>Introduction générale :</b> .....	
<b>Nomenclature :</b> .....	
<b>Introduction générale :</b> .....	<b>1</b>

## CHAPITRE I : Généralités sur les centrales solaires

<b>I.1 Introduction :</b> .....	<b>4</b>
<b>I.2 Etats de l'art :</b> .....	<b>5</b>
I.2.1 Les principales réalisations :.....	6
I.2.2 Projets de centrales solaires dans le monde (capacité solaire) :.....	7
<b>I.3 Les centrales solaires cylindro-paraboliques :</b> .....	<b>7</b>
I.3.1 Description d'une Centrale :.....	9
I.3.1.1 Le champ solaire :.....	9
I.3.1.2 système de stockage de l'énergie thermique :.....	10
I.3.1.3 La turbine à vapeur : .....	10



I.3.2 Principe général de fonctionnement :.....	11
<b>I.4 Les centrales solaires de linéaire de Fresnel :.....</b>	<b>11</b>
I.4.1 Éléments d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel :.....	12
I.4.2 Les capteurs linéaires de Fresnel :.....	13
I.4.3 Principe de fonctionnement :.....	13
<b>I.5 Centrales solaires parabolique :.....</b>	<b>14</b>
<b>I.6 Centrale solaire a tour (la tour solaire ou le four solaire) :.....</b>	<b>15</b>
I.6.1 Les composantes de base :.....	16
I.6.1.1 Les héliostats et le champ de captage :.....	16
I.6.1.2 Le récepteur :.....	17
<b>I.7 Les centrales solaires photovoltaïques :.....</b>	<b>18</b>
I.7.1 Physique de la cellule photovoltaïque :.....	19
I.7.2 Le semi-conducteur :.....	19
I.7.3 Description de la cellule solaire :.....	20
I.7.4 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque :.....	21
I.7.5 Les différentes technologies des cellules :.....	21
<b>I.8 Les centrales hybrides :.....</b>	<b>23</b>
I.8.1 Principe de fonctionnement d'une centrale solaire hybride (solaire/fossile) :...24	24
<b>I.9 Le stockage thermique pour les centrales solaires à concentration :.....</b>	<b>26</b>
I.9.1 Système à un seul réservoir :.....	26
I.9.2 Système à deux réservoirs :.....	27

I.9.3 Les sels fondus : .....	28
<b>I.12 Conclusion : .....</b>	<b>29</b>
<b>CHAPITRE II : Enjeux de la concentration solaire.</b>	
<b>II.1 Introduction : .....</b>	<b>32</b>
<b>II.2 Transport et le stockage d'énergie : .....</b>	<b>34</b>
<b>II.3 Cycles de puissance des Systèmes solaires à concentration (CSP) : .....</b>	<b>35</b>
II.3.1 Les turbine à vapeur : .....	35
II.3.2 Cycle de Rankine : .....	37
II.3.3 Le cycle de Brayton : .....	38
II.3.4 Le cycle de Stirling : .....	39
II.3.5 Hybridation : .....	40
<b>II.4 Evaluation des systèmes CSP : .....</b>	<b>40</b>
II.4.1 Evaluation des externalités environnementales des systèmes CSP: .....	40
II.4.2 Impacts socio-économiques des systèmes de concentration d'énergie solaire (CSP): .....	43
II.4.3 Evaluation des coûts : .....	44
II.4.4 Coût environnemental : .....	46
<b>II.5 Problèmes observés et solutions techniques : .....</b>	<b>47</b>
II.5.1 Intensité et intermittence : .....	47

II.5.2	Température maximale du fluide caloporteur :.....	47
II.5.3	Puissance du champ solaire par unité de surface :.....	48
<b>II.6</b>	<b>Perspectives de développement :.....</b>	<b>49</b>
<b>II.7</b>	<b>Le concept DESERTEC :.....</b>	<b>51</b>
II.7.1	Description :.....	51
II.7.2	Résultats techniques et financiers :.....	52
II.7.3	Coûts et données techniques :.....	53
<b>II.8</b>	<b>Conclusion :.....</b>	<b>54</b>

## CHAPITRE III : L'étude thermodynamique de la centrale.

<b>III.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>56</b>
<b>III.2</b>	<b>Description du cycle thermodynamique :.....</b>	<b>56</b>
III.2.1	Cycle de Rankine :.....	57
III.2.2	Cycle de Rankine avec surchauffe.....	57
III.2.3	Cycle de Rankine avec réchauffeurs:.....	58
III.2.4	Cycle de Rankine utilisant régénérateurs:.....	59
<b>III.3</b>	<b>Modélisation du capteur cylindro-parabolique :.....</b>	<b>60</b>
III.3.1	Le capteur :.....	61
III.3.2	Le tube collecteur :.....	61
<b>III.4</b>	<b>Les bilans énergétique des différent éléments de l'installation :.....</b>	<b>61</b>
III.4.1	La turbine :.....	62
III.4.2	Le condenseur :.....	63

III.4.3 La pompe : .....	63
III.4.4 Le champ solaire :.....	64
III.4.5 Rendement de l'installation :.....	64
III.4.6 La puissance nécessaire pour avoir l'électricité :.....	65
<b>III.5 L'étude théorique de l'installation :.....</b>	<b>65</b>
III.5.1 Les différentes caractéristiques du block de puissance sont résumées dans le tableau (3.2 ).....	72
<b>III.6 Calcule des émissions de CO<sub>2</sub> dans une centrale fossile du même capacité:.....</b>	<b>72</b>
<b>II.7 Influence de la nature de l'huile HFT sur les performances de la centrale : .....</b>	<b>74</b>
<b>III.8 Conclusion : .....</b>	<b>76</b>
<b>Conclusion générale : .....</b>	<b>78</b>
<b>Références bibliographiques : .....</b>	<b>79</b>

## *Liste des tables :*

### **CHAPITRE I : Généralités sur les centrales solaires**

**Tableau 1.1 :** Les principales réalisations..... 6

**Tableau 1.2 :** Projets de centrales solaires dans le monde.....7

**Tableau 1.3:** Corps purs et eutectiques utilisés pour le stockage.....29

### **CHAPITRE II : Enjeux de la concentration solaire.**

**Tableau 2.1 :** les principales pistes d'amélioration investiguées et leur influence sur le coût final de production de l'électricité.....50

**Tableau 2.2 :** Capacité, coûts et surface requis pour le développement de la connexion EU-MENA .....53

**Tableau 2.3 :** Comparaison entre les centrales à charbon et le CSP avec stockage de chaleur.....54

### **CHAPITRE III : L'étude thermodynamique de la centrale.**

**Tableau 3.1 :** Les efficacités des différents composants de l'installation.....66

**Tableau 3.2 :** paramètres des points figuratifs du cycle .....72

**Tableau 3.3 :** la masse molaire des constituants de gaz naturel .....73

**Tableau 3.4** capacité calorifique des huiles synthétiques à 320 C° .....74

# Liste des figures :

## CHAPITRE I :

<b>Fig. 1 :</b> Capacité installée prévue en 2011 .....	2
<b>Fig. 1.1 :</b> Capteur cylindro-parabolique .....	8
<b>Fig.1.2 :</b> Configuration typique d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques.....	9
<b>Fig.1.3 :</b> Différentes configurations de champs de capteurs .....	10
<b>Fig.1.4 :</b> Schéma de principe d'un capteur linéaire de Fresnel .....	12
<b>Fig.1.5 :</b> Le récepteur secondaire du capteur (LFR) .....	13
<b>Fig.1.6 :</b> Capteurs solaires paraboliques .....	15
<b>Fig.1.7 :</b> Tour solaire de Barstow, Californie .....	16
<b>Fig.1.8 :</b> variabilité des angles d'élévation .....	17
<b>Fig.1.9 :</b> Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.....	18
<b>Fig.1.10 :</b> Prototype de panneau solaire tri-jonctions à concentration .....	19
<b>Fig.1.11 :</b> Schéma explicatif du phénomène .....	20
<b>Fig.1.12 :</b> Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire .....	21
<b>Fig.1.13 :</b> Schéma électrique d'une cellule solaire idéale.....	21
<b>Fig.1.14 :</b> Les différentes technologies des cellules .....	22
<b>Fig.1.15 :</b> Configuration hybride solaire/fossile (cycle combiné).....	25
<b>fig.1.16 :</b> Système à un seul réservoir .....	27
<b>fig.1.17 :</b> Système à deux réservoirs.....	27

## CHAPITRE II :

<b>Fig.2.1</b> Représentation schématique des composantes d'un système d'énergie solaire thermique.....	32
<b>Fig.2.2</b> configuration indicatif pour une centrale électrique à turbine à vapeur à grande échelle.....	35
<b>Fig.2.3</b> Cycle de Rankine T-S.....	37
<b>Fig.2.4:</b> Système de capteurs paraboliques avec un cycle de Brayton.....	37
<b>Fig.2.5</b> Cycle de Brayton T-S .....	38
<b>Fig.2.6:</b> Cycle de Stirling idéal.....	38
<b>Fig.2.7.</b> L'évaluation des coûts externes des centrales CSP du projet NEEDS .....	40
<b>Fig.2.8</b> l'évaluation des couts pour les différents générateurs d'électricité.....	41
<b>Fig.2.9 :</b> LEC en \$ cts/kWh calculé pour différentes technologies de production d'électricité en Californie .....	44
<b>Fig.2.10 :</b> LEC en\$cts/kWh en fonction de la puissance.....	45
<b>Fig.2.11 :</b> Emissions de CO <sub>2</sub> pour 6 technologies de production d'électricité.....	45
<b>Fig. 2.12</b> Influence de la température de l'absorbeur sur le rendement du collecteur.....	47
<b>Fig.2.13 :</b> Schéma EU-MENA-Supergrid .....	51

## CHAPITRE III :

<b>Fig. 3.1</b> : Schéma d'un cycle de Rankine simples T-S. ....	57
<b>Fig.3.2</b> : Diagramme TS, cycle de Rankine avec surchauffe.....	58
<b>Fig.3.3</b> : Diagramme TS, cycle de Rankine avec réchauffeurs.....	58
<b>Fig.3.4</b> : Diagramme T-S, cycle de Rankine avec régénérateurs.....	59
<b>Fig.3.5</b> Schéma de principe général de la centrale .....	60
<b>Fig.3.6</b> : dimensionnement d'un capteur cylindro-parabolique .....	60
<b>Fig.3.7</b> : Le bilan dans la turbine.....	62
<b>Fig 3.8</b> : Bilan du condenseur.....	63
<b>Fig.3.9</b> : Le bilan dans la pompe.....	64
<b>Fig.3.10</b> : la configuration de l'installation .....	66
<b>Fig.3.11</b> : Représentation du cycle de l'installation sur le diagramme de T-S .....	69
<b>Fig.3.12</b> : l'influence de la capacité calorifique sur le rendement.....	75
<b>Fig.3.13</b> : l'influence de la capacité calorifique sur la surface de captation.....	75



# Introduction générale

La consommation d'énergie primaire mondiale reste dominée par les énergies fossiles, avec des conséquences économiques et environnementales de plus en plus évoquées : coûts croissants liés à la hausse des prix des ressources fossiles et fissiles, niveau limité de sécurité énergétique, contribution à la pollution locale et aux changements climatiques, dont les impacts pourraient être dramatiques.

Dans ce contexte, l'exploitation des énergies renouvelables est de plus en plus cruciale, et parmi ces énergies, une idée ancienne (les Grecs utilisaient un ancêtre du miroir parabolique pour produire la flamme olympique) et très prometteuse est celle de la concentration du rayonnement solaire (la source renouvelable la plus abondante) pour produire de la chaleur à haut niveau de température.

La capacité installée des centrales solaires thermiques de concentration (notées CSP selon la terminologie anglaise, Concentrating Solar Power) est de l'ordre de 500 MW. Les premières centrales furent installées en Californie à la fin des années 80 et au début des années 90 (354 MW, miroirs cylindro-paraboliques, avec gaz naturel comme source secondaire).

Plusieurs projets sont actuellement en cours d'implantation ou de développement (Espagne, Grèce, États-Unis, Égypte, Maroc, Algérie, etc.) cumulant une capacité de plus de 3 000 MW au total dans le monde une fois ces projets achevés, dont plus de 2 000 MW en Espagne (figures 1).

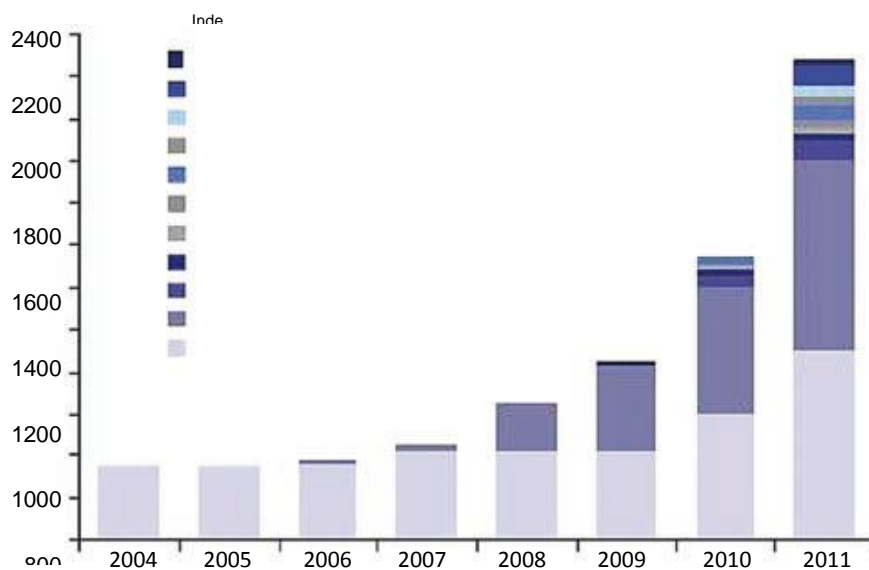


Fig.1 : Capacité installée prévue en 2011

Nous avons articulé l'exposé de nos travaux autour de trois parties :

Le premier chapitre comprend une généralité sur les centrales solaires à concentration qu'on a présentée les différents types des concentrateurs solaire et les systèmes de stockage.

Dans le deuxième chapitres on a approfondi dans le principe de fonctionnement des centrales thermodynamiques solaire avec l'évaluation économique des couts de production d'électricité ainsi que les impactes environnementale.

Le troisième chapitre est une étude théorique thermodynamique d'une centrale solaire à concentration.

---

# CHAPITRE I

---

## *Généralités sur les centrales solaires*

<b>I.1 Introduction :</b> .....	<b>4</b>
<b>I.2 Etats de l'art :</b> .....	<b>5</b>
I.2.1 Les principales réalisations :.....	6
I.2.2 Projets de centrales solaires dans le monde (capacité solaire) :.....	7
<b>I.3 Les centrales solaires cylindro-paraboliques :</b> .....	<b>7</b>
I.3.1 Description d'une Centrale :.....	9
I.3.1.1 Le champ solaire :.....	9
I.3.1.2 système de stockage de l'énergie thermique :.....	10
I.3.1.3 La turbine à vapeur :.....	10
I.3.2 Principe général de fonctionnement :.....	11
<b>I.4 Les centrales solaires de linéaire de Fresnel :</b> .....	<b>11</b>
I.4.1 Éléments d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel :.....	12
I.4.2 Les capteurs linéaires de Fresnel :.....	13
I.4.3 Principe de fonctionnement :.....	13
<b>I.5 Centrales solaires parabolique :</b> .....	<b>14</b>
<b>I.6 Centrale solaire a tour (la tour solaire ou le four solaire) :</b> .....	<b>15</b>
I.6.1 Les composantes de base :.....	16
I.6.1.1 Les héliostats et le champ de captage :.....	16
I.6.1.2 Le récepteur :.....	17
<b>I.7 Les centrales solaires photovoltaïques :</b> .....	<b>18</b>
I.7.1 Physique de la cellule photovoltaïque :.....	19
I.7.2 Le semi-conducteur :.....	19
I.7.3 Description de la cellule solaire :.....	20
I.7.4 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque :.....	21
I.7.5 Les différentes technologies des cellules :.....	21
<b>I.8 Les centrales hybrides :</b> .....	<b>23</b>
I.8.1 Principe de fonctionnement d'une centrale solaire hybride (solaire/fossile) :..	24
<b>I.9 Le stockage thermique pour les centrales solaires à concentration :</b> .....	<b>26</b>
I.9.1 Système à un seul réservoir :.....	26
I.9.2 Système à deux réservoirs :.....	27
I.9.3 Les sels fondus :.....	28
<b>I.12 Conclusion :</b> .....	<b>29</b>

## **I.1 Introduction :**

Depuis plus d'un siècle, le monde connaît sans cesse un important développement économique. Le développement industriel, et l'avènement de la société de consommation ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique. Malheureusement, cette croissance de la demande motivée par des considérations économiques a été majoritairement couverte par l'utilisation d'énergies fossiles. D'autres facteurs comme les émissions de CO<sub>2</sub>.

Face à ces préoccupations, le développement et l'implémentation d'énergies renouvelables s'avère incontournable. Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et doivent être exploitées. Certaines, comme l'énergie éolienne ou hydraulique connaissent déjà un développement technique et commercial important et sont économiquement compétitives. D'autres, comme l'énergie solaire et thermoélectrique, sont techniquement disponibles, mais leur compétitivité nécessite une plus grande confiance de la part des entreprises privées et des institutions publiques afin de favoriser l'implémentation de ce type de systèmes et de favoriser une diminution des coûts par les économies d'échelle.

L'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Ces technologies se basent sur des collecteurs qui concentrent la radiation solaire et réchauffent à haute température un fluide caloporteur. Ce fluide peut ensuite être utilisé pour la génération d'électricité, par exemple au moyen d'un cycle de Rankine.

Les énergies renouvelables possèdent généralement une limitation due à leur caractère intermittent à leur difficulté de stockage. Si la limitation due au stockage est importante pour des énergies comme l'énergie éolienne ou photovoltaïque, elle l'est moins pour la concentration solaire, qui utilise généralement des systèmes de stockage de chaud ou qui peut être hybridée avec d'autres sources énergétiques (gaz naturel, biomasse, etc.) Le potentiel solaire de la Belgique est limité. La nébulosité et le faible niveau de radiation dû à la latitude sont des facteurs limitant l'implantation de systèmes à concentration solaire. Cependant, les problèmes environnementaux sont des problèmes globaux, faisant fi des frontières nationales. Les pays du sud de l'Europe sont par exemple des candidats particulièrement adaptés à l'introduction de ce genre de technologies.

A l'heure de la prise de conscience massive des effets du réchauffement climatique, il est primordial de considérer l'énergie solaire thermique comme l'une des alternatives possibles aux combustibles fossiles.

## I.2 Etats de l'art :[1]

Le développement des technologies qui prennent profit du soleil, AOS énergie n'a cessé de croître depuis la fin des années 1990, AOS. Cependant, l'utilisation commerciale de concentration de centrales solaires (CSP) n'a pas commencé à surgir jusqu'en 1980. Le PS10, installé en Andalousie, en Espagne, qui a été achevé en 2005, fut la première centrale CSP de travailler en Europe, fournissant 11 MW d'électricité.

Il est dit que l'utilisation de concentration des centrales solaires à moins d'un pour cent du monde, AOS surface des déserts pourrait générer suffisamment d'énergie électrique pour satisfaire le monde, AOS demande de electricity<sup>12</sup>.

Quant à aujourd'hui, l'industrie de l'énergie solaire thermique se développe à un rythme rapide. En 2009, il y avait 1,2 GW d'énergie solaire concentrée en construction et 13,9 GW annoncé pour commencer à travailler en 2014. En 2010, l'Espagne est le pays où la plupart des projets de DSP, avec 22 projets construits pour l'équivalent de 1,037 MW. Aujourd'hui, il ya plus de 30 projets opérationnels, qui donnent une puissance électrique totale de 1282,65 MW. Le plus grand projet de construction est situé dans le désert de Mojave en Californie, Etats-Unis, il compte avec neuf unités et donne un total de 354 MW<sup>13</sup>.

D'autres grands projets de 150, 100 et 50 MW sont situés en Espagne, principalement dans le sud où le soleil, l'irradiation AOS est plus élevé. D'autres projets importants de l'ordre de 20 MW et 17 MW de puissance sont construits respectivement au Maroc et Iran<sup>13</sup>.

Trois projets de la Banque mondiale pour les pays en développement ont déjà été approuvés, ils sont centrales solaires thermiques / cycle combiné turbine à gaz qui devraient être situés en Egypte, au Mexique et Morocco<sup>13</sup>.

En Italie, la centrale solaire Archimede, situé en Sicile, a été terminé en Juillet 2010, avec une puissance opérationnelle de 5 MW.

Aujourd'hui, il ya plus de 2.200 MW de la concentration de centrales solaires en construction, situés principalement en Espagne et aux Etats-Unis.

La carte ci-dessous a été publiée par le trek-UK. Organisation et qu'il représente le monde, AOS domaines potentiels pour l'installation de l'usine CSP.

### I.2.1 Les principales réalisations :[2]

<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,	50	2010
Alvarado	Espagne, Badajoz	50	2010
ISCC	Algerie, Hassi	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, Targasonne	2,5	1983
SES 5	Ukraine, Crimée	5	1985
Solar 2	USA, Californie	10	1997
PS10	Espagne, Seville	11	2007
Solarturm Jülich	Allemagne	15	2008
PS20	Espagne, Seville	20	2008
<b>TYPE : Parabolique</b>			
Solar Plant	USA, Californie	5	1984

**Tableau 1.1 : Les principales réalisations**

## I.2.2 Projets de centrales solaires dans le monde (capacité solaire) :[3]

Localisation	Capacité solaire (MWe)	Technologie
USA	1000	cylindro-parabolique + huile
Espagne	515 15 30	cylindro-parabolique + huile tour + sels fondus tour + vapeur saturée
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

**Tableau 1.2 :** Projets de centrales solaires dans le monde

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).

### I.3 Les centrales solaires cylindro-paraboliques :

Un collecteur cylindro-parabolique est un capteur solaire à foyer linéaire, fondamentalement composé d'un concentrateur en forme de cuvette parabolique qui reflète le rayonnement solaire direct sur un tube récepteur situé dans la ligne focale de la parabole (voir la fig. 1,1). L'ouverture du capteur reflète le rayonnement solaire sur une surface plus petite du tube du récepteur, chauffant le fluide qui y circule.

Le rayonnement solaire est ainsi transformé en énergie thermique sous forme de chaleur qui peut atteindre la chaleur latente du fluide. Cette énergie thermique peut alors être employée pour alimenter des processus industriels en énergie thermique indispensable (par exemple, l'industrie alimentaire, industrie pétrochimique, etc.) ou par des cycles de Rankine pour produire l'électricité avec une turbine à vapeur dans une centrale thermique solaire.

Les capteurs cylindro-paraboliques peuvent fournir aujourd'hui l'énergie thermique utile jusqu'à 398°C[4]. La limitation principale de la température maximale est imposée par l'huile

thermique actuellement utilisée comme fluide de fonctionnement, parce qu'elle se dégrade rapidement au-dessus de  $398^{\circ}\text{C}$ . Cependant, la recherche en nouveaux fluides promet les températures plus élevées près de  $500^{\circ}\text{C}$  au moyen terme.



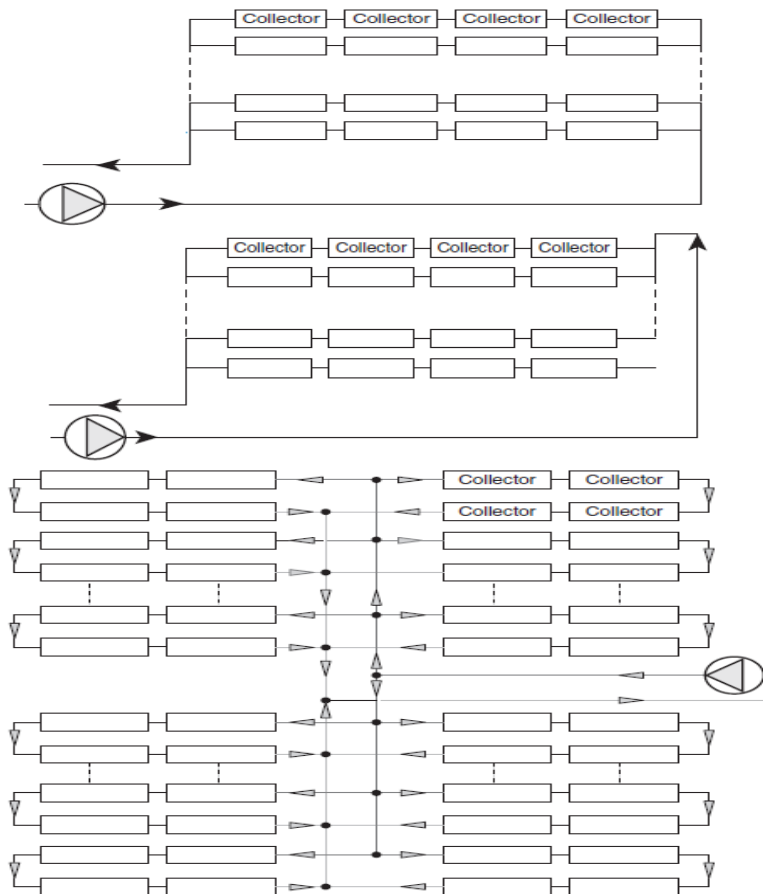
**Fig. 1.1** : Capteur cylindro-parabolique.





### I.3.1.2 système de stockage de l'énergie thermique :

Qui augmente non seulement des heures de fonctionnement annuelles, et de ce fait, la quantité de l'électricité produite, mais également étend la plage de fonctionnement du système pendant les coupures. Cette stratégie évite d'endommager la turbine à vapeur à cause des paramètres instables de vapeur en agissant en tant qu'amortisseur thermique entre le champ solaire et la partie motrice.



**Fig 1.3 :** Différentes configurations de champs de capteurs

### I.3.1.3 La turbine à vapeur :

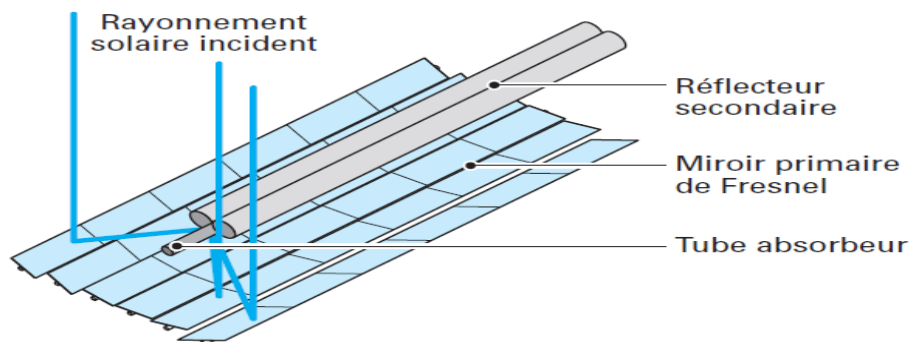
Où l'énergie thermique fournie par le champ solaire ou le système de stockage est convertie en électricité au moyen d'un cycle de puissance à vapeur. Puisque la turbine pour un système parabolique est semblable aux centrales conventionnelles (par exemple, pompes à eau, systèmes de refroidissement humides, turbine à vapeur, générateur de l'électricité, désaérateur et eau/échangeurs de chaleur de vapeur), les travaux d'entretien exigés sont également les mêmes ou très semblable.

### I.3.2 Principe général de fonctionnement :

En temps clair typique, la génération de puissance solaire commence quand le rayonnement solaire direct est dans la gamme  $100\text{-}300\text{ W/m}^2$ . L'énergie thermique reçue du capteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide caloporteur qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ  $400^\circ\text{C}$ . Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine à vapeur /générateur électrique. Pendant des heures de la journée en été, le champ solaire des usines avec un système thermique de stockage fournit assez d'énergie pour continuer la turbine courir au chargement complet et en même temps pour charger le système de stockage. Puisque les capteurs solaires sont habituellement installés selon une orientation nord-sud, la production thermique du champ solaire pendant les jours clairs d'hiver est beaucoup moins qu'en été [5]

### I.4 Les centrales solaires de linéaire de Fresnel : [6]

Historiquement, la plupart des systèmes thermiques solaires ont employé des capteurs cylindro-paraboliques de grande courbure. Géométriquement, les réflecteurs idéaux à employer avec les récepteurs simples d'énergie solaire sont les réflecteurs de forme parabolique ou paraboloidale. Cependant, à large échelle, ceux-ci deviennent difficiles à manier et peuvent exiger des structures étendues pour résister aux vents. Le fonctionnement et l'entretien des grands miroirs peuvent également devenir un problème, puisque de telles structures peuvent être importantes et exigent un personnel d'entretien, qui alors peut exiger des véhicules ou des grues pour des nettoyages et des entretiens courants. Les grands réflecteurs peuvent être remplacés par de petits éléments réflecteurs répartis sur une certaine surface appropriée (par terre ou sur le toit).(fig.1.4).



**Fig1.4 :** Schéma de principe d'un capteur linéaire de Fresnel

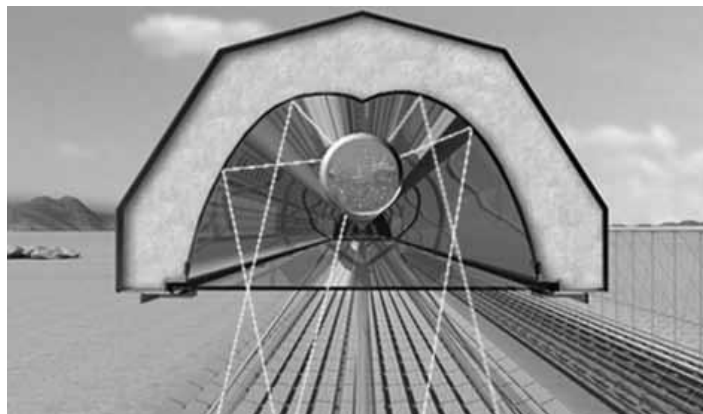
Le réflecteur linéaire de Fresnel (*Linear Fresnel Reflector, LFR*) diffère d'un capteur cylindro-parabolique du fait qu'il se compose de beaucoup de longs segments disposés en rangées qui se concentrent collectivement et parallèlement sur le récepteur. À la différence des capteurs cylindro-paraboliques, le LFR est fixé dans l'espace, et les réflecteurs tournent pour maintenir le foyer sur le récepteur fixe.

La technologie LFR pour concentrer l'énergie solaire (CSP) est peu développée commercialement que des systèmes cylindro-paraboliques.[7]

#### **I.4.1 Éléments d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel :**

Le concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel (concentrateur LFR) est généralement composé:

- du réflecteur ou miroir de Fresnel : plusieurs bandes de miroirs réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur.
- du récepteur : positionné au-dessus du miroir de Fresnel pour intercepter le rayonnement concentré. La conception du récepteur peut varier. Il est souvent composé d'un réflecteur secondaire, qui concentre encore avec un facteur de 1 à 3 le rayonnement. Il permet de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui limite les pertes, par rapport aux performances à concentration avec miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité du flux de puissance collecté sur l'élément absorbeur.
- d'un élément absorbeur souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'échangeur : le fluide caloporteur collecte l'énergie du rayonnement sous forme d'énergie thermique.



**Fig. 1.5 :** Le récepteur secondaire du capteur (LFR)

#### **I.4.2 Les capteurs linéaires de Fresnel :**

Leur concept est simple et facile par rapport aux autres capteurs solaires à concentration de la même famille, sont formée à effet de concentration. Ce système met en œuvre des miroirs plans, des fois ils sont très légèrement incurvés, disposés en lamelles parallèles qui s'inclinent par rotation de manière à éclairer un récepteur fixe. Avec une performance optique diminuée de 30 ou 40% [8] par rapport aux capteurs solaires cylindro-paraboliques.

#### **I.4.3 Principe de fonctionnement :**

Le principe de fonctionnement de ce type de capteur à concentration repose sur un système de miroir plan RLC (Réflecteur Linéaire Composé), dont l'orientation de chacun de ses miroirs autour d'un pivot pour rediriger et concentrer en permanence les rayonnements solaire direct vers un ou deux tubes absorbeurs généralement fixes (fig1.6).

L'énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal ou la température de travail peut atteindre  $500^{\circ}\text{C}$  [9], ensuite grâce à un cycle de Rankine nous pouvons produire de l'électricité ou l'utiliser directement dans divers procédés tels que le chauffage ou bien le séchage.

#### **I.5 Centrales solaires parabolique :[2]**

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 paraboliques "Euro-dish" développés 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 prototypes 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 d'années de recherche et développement, modèle commercialisé en 2004.

En 2005, SES a 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 américaine Stirling Energy Systems (SES) a battu le record mondial d'efficacité en conversion solaire électrique le 31 janvier 2008, atteignant 31,25% (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 fonctionnelles aux Etats-Unis (Californie, réalisation Stirling Energy System). Cette puissance est comparable à celles des centrales nucléaires.



**Fig. 1.6 :** Capteurs solaires paraboliques

## **I.6 Centrale solaire a tour (la tour solaire ou le four solaire)**

Un système central à tour se compose d'héliostats, qui sont espacés dans un domaine pour éviter l'interférence mécanique ou optique entre eux pendant qu'ils pivotent pour refléter la lumière du soleil directe sur un récepteur élevé ou un réflecteur secondaire. Le récepteur est conçu pour arrêter effectivement la lumière du soleil entrante concentrée et l'absorber comme chaleur à une température élevée. Cette énergie est reçue par un fluide caloporteur et stockée en tant qu'énergie thermique, employée pour conduire un générateur électrique, ou utilisée en tant que chaleur de processus. La collection à forte concentration et la haute température qui résulte de la chaleur accumulée sont d'intérêt pour beaucoup d'applications. [10]

La tour solaire a l'avantage que toute la conversion de l'énergie solaire a lieu dans une région fixe simple, c.-à-d., le récepteur (le four). Ceci permet au récepteur d'être fixé, en grande partie évitant le besoin de réseaux de transport d'énergie, et permet un investissement plus rentable conçu pour améliorer l'efficacité et la sophistication du processus de conversion d'énergie. Elles ont été construites le plus souvent comme de grands systèmes simples pour actionner un cycle à vapeur. Un inconvénient universel est que la position fixe du récepteur signifie que les héliostats ne se dirigent pas généralement directement au soleil, de sorte que la quantité de rayonnement solaire rassemblée par unité de superficie de miroir soit réduite en comparaison avec un concentrateur plat (l'effet de cosinus). [10]



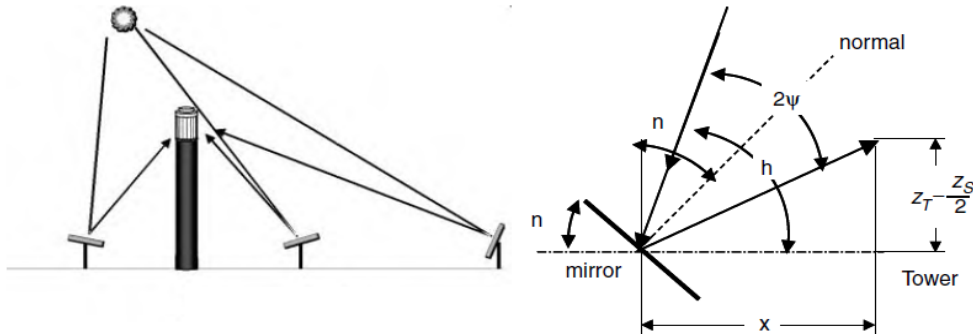
**Fig 1.7 :** Tour solaire de Barstow, Californie

### **I.6.1 Les composantes de base :**

#### **I.6.1.1 Les héliostats et le champ de captage :**

Le champ de capteurs se compose d'un grand nombre de miroirs de suivi, appelés héliostats, et un système de commande de suivi en continu pour concentrer le rayonnement solaire direct sur la zone de l'ouverture de récepteur. Les champs d'héliostats sont caractérisés

par leur optique hors axe. Depuis le récepteur solaire se trouve dans une position fixe, le champ de capteurs entier doit suivre le soleil dans une telle façon que chaque héliostat place individuellement sa surface normale à la bissectrice de l'angle formé par le soleil et le récepteur solaire. La Figure 1.8 montre la variabilité des angles d'élévation dans un champ d'héliostats. La définition géométrique de l'angle d'inclinaison d'un seul héliostat est une fonction de la hauteur de la tour, de sa distance de la tour, et l'angle d'incidence du soleil.[11] Les héliostats sont des miroirs à ajustement automatique pour une transmission précise de la lumière.

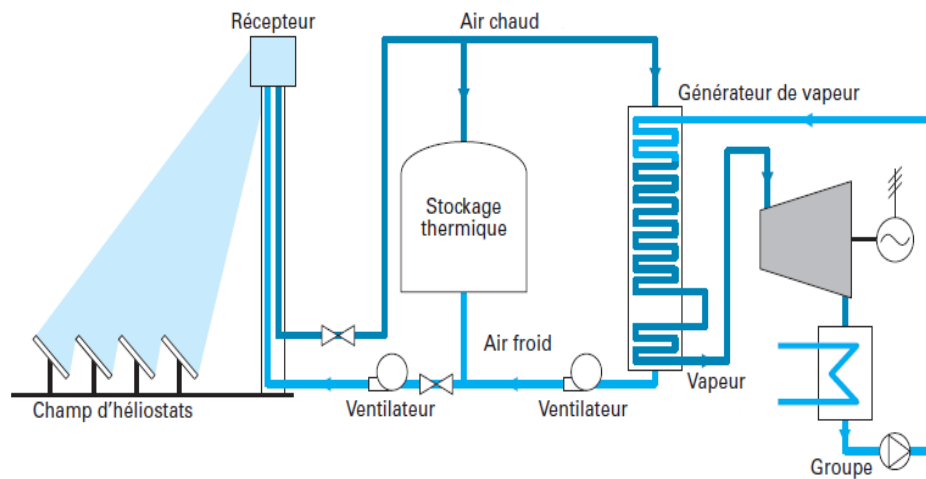


**Fig. 1.8 :** variabilité des angles d'élévation

### I.6.1.2 Le récepteur :

Dans une installation à tour, le récepteur se trouve en contact avec l'échangeur de chaleur où la lumière solaire concentrée est interceptée et transformée en énergie thermique utile dans des cycles thermodynamiques. Les flux de rayonnement et de température sont sensiblement plus élevés que dans les capteurs cylindro-paraboliques, et par conséquent, une haute technologie est impliquée dans la conception et des matériaux de haute performance devraient être choisis. Le récepteur solaire devrait imiter un corps noir en minimisant les pertes par rayonnement. De ce fait cavités, des panneaux de tubes absorbeurs peints en noir et poreux capable de piéger les photons incidents sont utilisés. Dans la plupart des modèles, le récepteur solaire est un appareil unique qui centralise toute l'énergie recueillie par le champ des grands miroirs. La réduction des coûts est une priorité pour le développement dans le domaine de capteurs, dans les récepteurs solaires, les priorités sont l'efficacité thermique et la durabilité. Les températures de fonctionnement récepteur-absorbants typiques sont entre  $500\text{ C}^0$  et  $1200\text{ C}^0$  et flux incident couvre une large gamme entre 300 et plus de  $1000\text{ kW/m}^2$  [12]. Les pertes thermiques et optiques sont les paramètres clés permettant de quantifier l'efficacité d'un récepteur solaire.





**Fig1.9** : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique

### **I.7 Les centrales solaires photovoltaïques :**

Ces centrales solaires photovoltaïques fonctionnent à l'aide d'un ensemble de miroirs pour concentrer la lumière sur une cellule photovoltaïque. En d'autres termes, ils entraînent une vaste zone d'énergie solaire sur une petite cellule qui fonctionne à un niveau d'irradiation plus grand que celui de la lumière du soleil directe et non concentrée. L'efficacité de conversion des cellules s'améliore réellement avec l'augmentation des niveaux d'irradiation, et fournira beaucoup plus de puissance une fois utilisée. Dans la pratique, le taux de concentration a plusieurs définitions. Largement utilisé, le rapport de l'irradiation sur la cellule à l'irradiation à l'ouverture d'entrée du concentrateur généralement exprimés en *soleils*.

Les dispositifs photovoltaïques de basse concentration fonctionnent entre les 1,25 et approximativement 40 *soleils*, et des dispositifs photovoltaïques de forte concentration ont été établis entre les 250 et 1700 *soleils*. [13]

Le CPV peut être appliqué avec concentrateurs CSP discutés ci-dessus (cylindro-paraboliques, tour, LFR,). Les concentrateurs, cependant, sont conçus spécifiquement pour l'application CPV.



**Fig.1.10** : Prototype de panneau solaire tri-jonctions à concentration

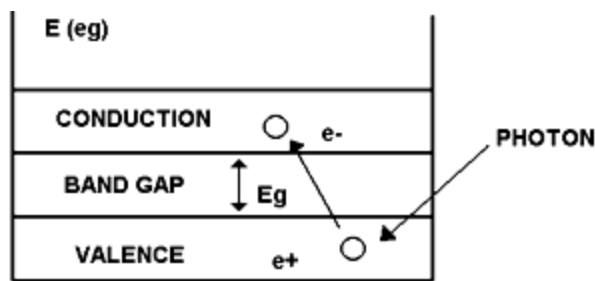
### **I.7.1 Physique de la cellule photovoltaïque :**

Les cellules photovoltaïques ou photopiles sont des composants électroniques à semi-conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat.[14]

### **I.7.2 Le semi-conducteur :**

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du "bande gap", en électronvolt (eV).

Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin (c-Si), et 1,7 eV pour le silicium amorphe (a-Si). [14]

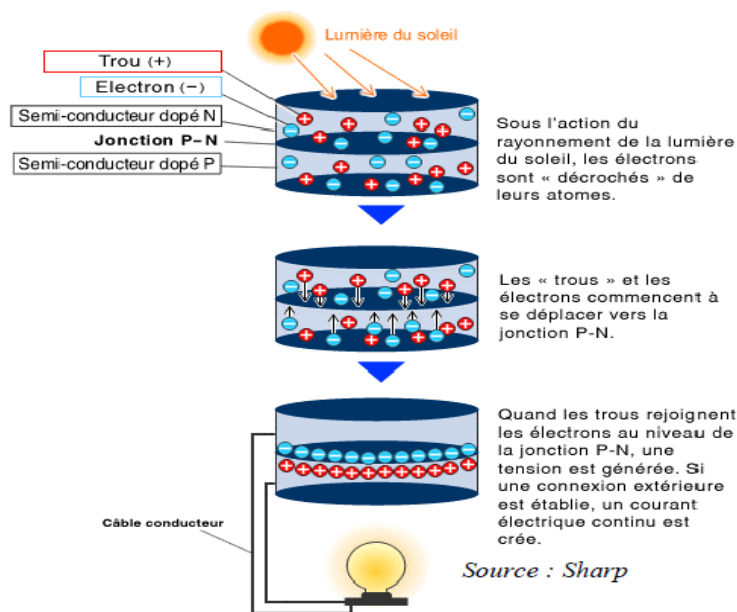


**Fig.1.11** : Schéma explicatif du phénomène

### **I.7.3 Description de la cellule solaire :**

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule [14]. La figure (1.11) représente le principe de fonctionnement.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium (La figure 1.9), une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (VOC). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (ICC) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

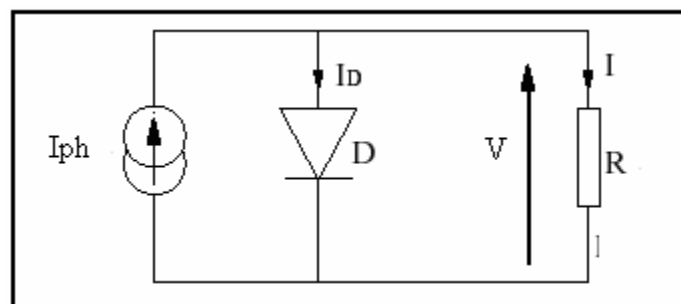


**Fig. 1.12** : Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire

#### I.7.4 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque :

Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électronique équivalent ci-dessous, nous pouvons considérer le cas d'une cellule idéale comprenant d'une source du courant et une diode en parallèle.

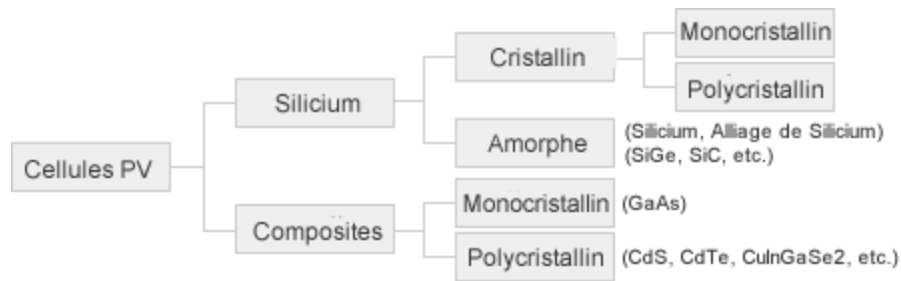
La source du courant  $I_{ph}$  représente le courant photo- courant (généralisé) et la branche de diode, un courant  $I_D$ . [14]



**Fig. 1.13** : Schéma électrique d'une cellule solaire idéale

#### I.7.5 Les différentes technologies des cellules :

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de recherche et développement. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium).



**Fig. 1.14 :** Les différentes technologies des cellules

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium polycristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Une plaquette (tranche de silicium) est alors découpée dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des capteurs), la plaquette devient une cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de leur production est laborieuse.

Les Cellules poly cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. La plaquette est sciée dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé crée une structure poly-cristalline. Durée de vie estimée : 30 ans. Un cristal est un solide avec des façades polygonales, plus ou moins brillant, à structure régulière et périodique, formée d'un empilement ordonné d'un grand nombre d'atomes, de molécules ou d'ions.

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies poly cristallines ou monocristallines.

Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première. [15]

## **I.8 Les centrales hybrides :**

Le fonctionnement des centrales thermiques solaires à concentration implique un certain nombre de technologies de pointe; cependant, les questions demeurent toujours concernant l'installation des systèmes d'une capacité de plus de 100 MW, et la capacité de réduire des coûts afin de répandre l'utilisation.

Un grand choix de différentes technologies sont considérées comme les méthodes pour améliorer l'efficacité solaire-à-électrique des systèmes d'alimentation thermique solaires et de réduire le coût, mais la plupart de ces technologies doivent faire face aux limitations théoriques et pratiques. Quand de l'énergie thermique solaire rassemblée est employée à température élevée, le cycle thermique a une efficacité de conversion élevée, mais les capteurs solaires correspondants sont chers. D'autre part, quand de l'énergie thermique solaire rassemblée est employée à plus basse température, les capteurs solaires sont bon marché, mais l'efficacité du cycle thermique est sensiblement réduite.

Une autre question clé pour les centrales thermiques réservées solaire est la nature intermittente de l'énergie solaire et qui peut être surmontée en employant une certaine forme de stockage d'énergie.

D'autres moyens viables pour pallier au problème d'intermittence est l'intégration de l'énergie thermique solaire concentrée (CSP) à une centrale fossile conventionnelle. L'hybridation offre un grand potentiel en permettant l'exploitation rentable de l'énergie solaire sur une échelle proportionnée aux besoins en énergie.

Des centrales hybrides peuvent être divisées en deux catégories : ceux utilisant l'intégration thermique et ceux utilisant l'intégration thermochimique. Dans des procédés d'intégration thermiques, l'hybridation emploie l'énergie solaire pour chauffer la vapeur de l'eau, saturée ou surchauffée en combinaison avec la combustion du combustible fossile. Dans l'hybridation thermochimique, des combustibles fossiles sont employés en tant que réactifs chimiques, alors que l'énergie solaire fournit de la chaleur pour améliorer ou décarboniser le combustible fossile pour produire un carburant plus propre. L'hybridation thermique est déjà employée pour des applications industrielles, alors que l'hybridation thermochimique est toujours à l'étape expérimentale et de démonstration.

Contrairement aux centrales thermiques solaires, une centrale hybride peut utiliser l'infrastructure existante d'une centrale conventionnelle, réduisant de ce fait l'investissement dans l'équipement abaissant le coût de production d'énergie.

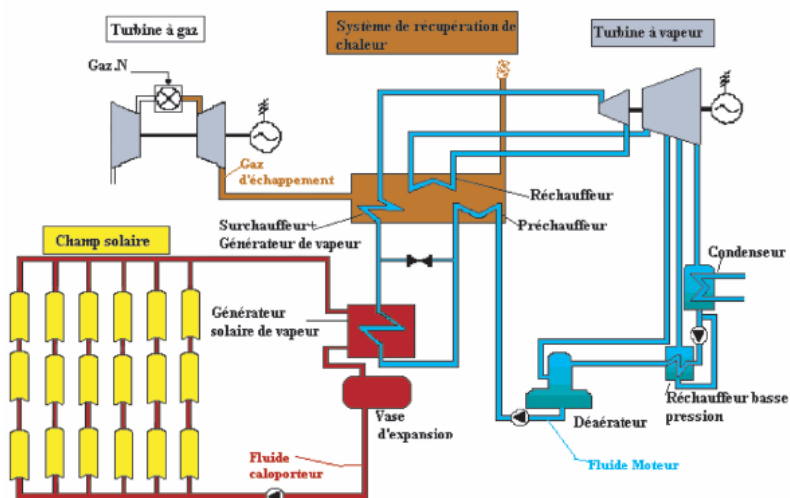
En même temps, elle permet au problème de la nature intermittente de l'énergie solaire d'être évité. En outre, utilisant l'énergie solaire aux usines fossiles existantes va certainement alléger la pénurie des combustibles fossiles et réduire ainsi les émissions de gaz à effet de serre particulièrement le CO<sub>2</sub>. Ainsi, à court et moyen termes, le développement des centrales hybrides fossile/solaire est des moyens pratiques d'accélérer l'adoption de la technologie solaire de puissance thermique à plus grande échelle. [16]

### I.8.1 Principe de fonctionnement d'une centrale solaire hybride (solaire/fossile) :[17]

Beaucoup de centrales thermiques solaires emploient des combustibles fossiles comme source d'énergie de secours faute de lumière du soleil ; c'est la forme la plus commune d'hybridation.

Les neuf systèmes solaires électriques commerciaux ont une capacité combinée et sont les plus réussis des cycles de Rankine. Ces systèmes emploient les capteurs solaires et le pétrole synthétique dans une boucle de capteur pour transférer l'énergie thermique aux turbines à cycle de Rankine par l'intermédiaire d'échangeurs de chaleur. Des chaudières à gaz de secours sont employées quand la température de la vapeur est en dessous de celle exigée par les turbines à vapeur.

Un système hybride peut être construit en ajoutant des capteurs solaires à une centrale conventionnelle à combustible fossile. La conception rentable du champ de concentrateurs solaires est un aspect clé et est étroitement liée à l'établissement d'une bonne correspondance entre la chaleur solaire, le taux de concentration du concentrateur et les conditions de la centrale.



**Fig. 1.15 :** Configuration hybride solaire/fossile (cycle combiné)

Le schéma de principe d'une centrale hybride est illustré sur la figure Fig 1.15. Le fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 393°C par un gisement de capteurset envoyé à une série d'échangeurs de chaleur, où le fluide est employé pour produire de la vapeur surchauffée à haute pression environ 100 bar et 371°C. La vapeur surchauffée alimente une turbine à vapeur conventionnelle pour produire l'électricité. La vapeur d'échappement de la turbine est condensée et retourne à l'aide de pompes aux échangeurs de chaleur.

Pour permettre à ces usines de réaliser un résultat conséquent au cours des périodes de bas rayonnement solaire, telles que des conditions nuageuses ou pendant la nuit, une capacité à gaz naturelle de secours peut être employée pour compléter la production solaire. Cette capacité de secours fossile permet aux centrales d'être entièrement opérationnelles. Toutes les centrales existantes sont des conceptions hybrides gaz/solaire/ qui peuvent épuiser 25% de leur énergie annuelle à la centrale à gaz naturel. De l'énergie fossile peut être employée pour surchauffer la vapeur générée par le soleil, de 307°C hors du champ solaire à 415°C, ayant pour résultat une meilleure efficacité du cycle de Rankine. Quand une énergie solaire insuffisante est disponible, de l'énergie fossile peut également être employée dans une chaudière fossile distincte mise à feu pour produire de la vapeur, ou être employée dans un appareil de chauffage d'huile parallèlement au champ solaire.

### **I.9 Le stockage thermique pour les centrales solaires à concentration :**

La nature intermittente de l'énergie solaire pose des problèmes de stockage. Il est nécessaire de développer des dispositifs de stockage permettant le transfert d'énergie des périodes excédentaires aux périodes déficitaires et adapté ainsi sa production à sa consommation.

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

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 joule /(<sup>0</sup>C cm<sup>3</sup>), 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 alimentant en chaleur même durant les périodes de coupures solaires. Le système de stockage à sel fondu peut être configuré de deux manières [18].

### I.9.1 Système 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) ou la température est stratifiée. On parle, dans ce cas, de stockage à stratification ou le sel chaud flotte sur le sel froid.

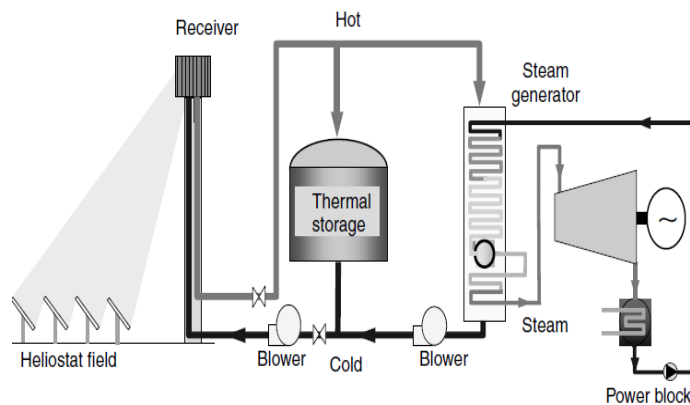
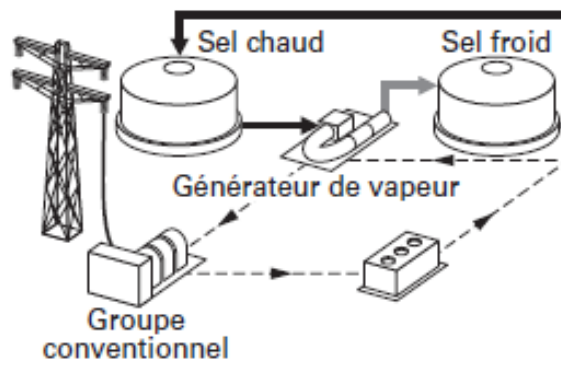


fig.1.16 : Système à un seul réservoir

### I.9.2 Système à deux réservoirs :

Ce type de stockage est classiquement le plus utilisé ; le système emploie deux bacs ayant chacun une pleine capacité de rétention en sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient du sel froid aux alentours tout de même de  $250^{\circ}\text{C}$  et l'autre le sel chaud.



**fig.1.17** : Système à deux réservoirs

L'échangeur solaire est toujours alimenté 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.

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 fonctionne 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.

Les avantages du stockage et de l'hybridation (appoint fossile) sont :

- L'accroissement de la disponibilité des centrales.
- La production d'électricité est garantie.

Cependant, la technologie de concentration solaire offre la possibilité d'atteindre une température très élevée (250°C à 1800°C) avec un rendement thermique supérieur à 70%, le rendement du système de production électrique par cette voie, reste relativement faible de (15% à 25%), dépend du site d'implantation du système.

Le principe de 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'accumulation installée sur la plateforme solaire d'Almeria en Espagne est un accumulateur à sel de nitrate constitué de 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 100KW avec des températures de vapeur d'eau dépassent les 200°C. Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à 90%. [19]

### I.9.3 Les sels fondus : [20]

Les sels fondus sont des milieux liquides, comprenant au moins un type d'anion et de cation, et ne comportant pas de solvants moléculaires. Ils sont utilisés dans de nombreux domaines tels les réacteurs nucléaires, l'électrochimie, la métallurgie, le stockage et le transfert d'énergie thermique. Les caractéristiques demandées pour le stockage et le transfert thermique sont :

- Capacité calorifique importante ;
- Conductivité thermique élevée ;
- Plages de température adéquates ;
- Stabilité des propriétés en température ;
- Faible viscosité, pour les transferts ;
- Abondance, coût faible ;
- Non toxique, non inflammable.

Ce qui peut être atteint, sauf la conductivité thermique qui est généralement considérée comme insuffisante. Les considérations économiques ont fait orienter les choix vers les mélanges de nitrate de sodium et de potassium dans les réalisations récentes. Les corps purs et eutectiques :

Le tableau suivant exprime des corps purs et eutectiques non hydratés à point de fusion élevé utilisables donc seulement dans le cas d'un stockage à haute température jumelés à un concentrateur.

Matériau	AlCl <sub>3</sub>	KCl+ Cu Cl	KNO <sub>3</sub> + NaNO <sub>3</sub>	KNO <sub>3</sub> + LiNO <sub>3</sub>	NaNO <sub>3</sub> + LiNO <sub>3</sub>	NaOH+ Li OH
Température de fusion °C	192	150	220	133	193	218

**Tableau 1.3:** Corps purs et eutectiques utilisés pour le stockage [21]

## **I.12 Conclusion :**

La hausse du prix des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) ne cessent de nourrir des soucis énergétiques majeurs et persistants. Il est primordial pour les pays producteurs de dresser des stratégies de développement d'énergies renouvelables. Le gisement solaire est pour l'Algérie un choix stratégique considérable vu l'ensoleillement intense dont elle est le siège.

La conversion thermique de l'énergie solaire est une branche inestimable de l'exploitation de ce gisement sous forme de travail mécanique en vue de produire de l'électricité, sous forme de chaleur pour la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage des locaux ou bien encore pour la climatisation et la production du froid.

L'utilisation de fluides caloporteurs secondaires ayant une température critique faible est une bonne alternative pour la conversion thermique du rayonnement solaire. Les études prouvent qu'une telle utilisation peut être très rentable.

Enfin, la poursuite et l'intensification des travaux de recherche ciblés sur les concentrateurs, les récepteurs et les dispositifs de stockage conduiront à un gain significatif de performance des installations. La combinaison du déploiement, de l'augmentation de la taille des unités et des progrès des performances fera chuter le coût de l'électricité solaire thermodynamique d'un facteur 3 à 5 à l'horizon 2015. Les centrales solaires, installées en premier lieu dans les régions du globe à fort ensoleillement direct annuel, seront alors concurrentielles avec les technologies conventionnelles qui utilisent les ressources fossiles. L'hybridation solaire fossile, techniquement possible et déjà à l'œuvre ou en projet dans quelques pays en développement, offre une stratégie de transition particulièrement séduisante.

---

# CHAPITRE II

---

## *Enjeux de la concentration solaire.*

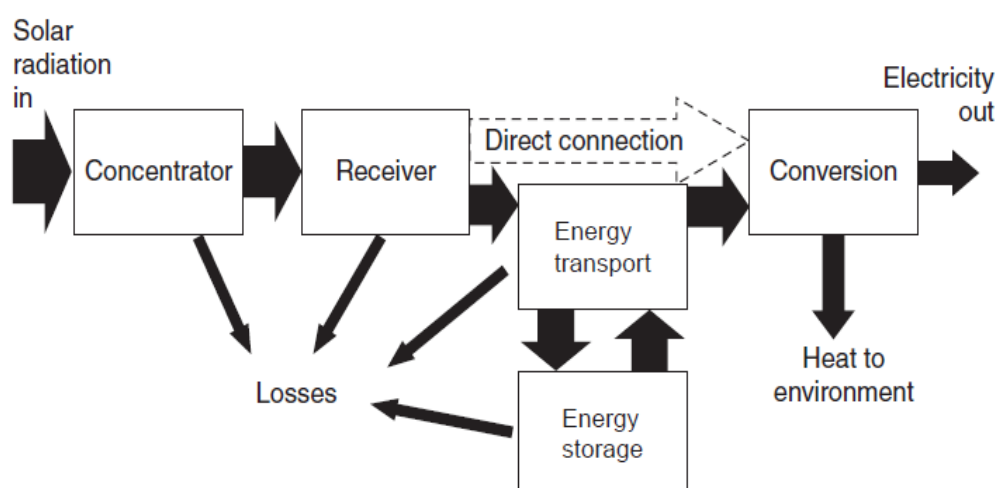
<b>II.1 Introduction :</b>	<b>32</b>
<b>II.2 Transport et le stockage d'énergie :</b>	<b>34</b>
<b>II.3 Cycles de puissance des Systèmes solaires à concentration (CSP) :</b>	<b>35</b>
II.3.1 Les turbine à vapeur :	35
II.3.2 Cycle de Rankine :	37
II.3.3 Le cycle de Brayton :	38
II.3.4 Le cycle de Stirling :	39
II.3.5 Hybridation :	40
<b>II.4 Evaluation des systèmes CSP :</b>	<b>40</b>
II.4.1 Evaluation des externalités environnementales des systèmes CSP:	40
II.4.2 Impacts socio-économiques des systèmes de concentration d'énergie solaire (CSP):	43
II.4.3 Evaluation des coûts :	44
II.4.4 Coût environnemental :	46
<b>II.5 Problèmes observés et solutions techniques :</b>	<b>47</b>
II.5.1 Intensité et intermittence :	47
II.5.2 Température maximale du fluide caloporteur :	47
II.5.3 Puissance du champ solaire par unité de surface :	48
<b>II.6 Perspectives de développement :</b>	<b>49</b>
<b>II.7 Le concept DESERTEC :</b>	<b>51</b>
II.7.1 Description :	51
II.7.2 Résultats techniques et financiers :	52
II.7.3 Coûts et données techniques :	53
<b>II.8 Conclusion :</b>	<b>54</b>

## II.1 Introduction :[22]

Un système d'énergie solaire à concentration (CSP) peut être présenté de façon schématique, comme indiqué à la Fig. 2.1. Tous les systèmes commencent par un concentrateur, les différentes configurations standard de creux, linéaires de Fresnel, plat et de la tour ont été introduites dans le chapitre 1. Il ya une distinction claire entre les systèmes line-centrés qui concentrent le rayonnement solaire par 50-100 fois, et les systèmes de point qui se concentrent par des facteurs de 500 à plusieurs milliers.

Le rayonnement concentré doit être intercepté par un récepteur qui le convertit en une autre forme, l'énergie thermique en général. Les systèmes de CSP utilisent des récepteurs qui sont des tubes en acier unique couverte par un tube de verre, avec l'espace annulaire vide afin de réduire les pertes de chaleur par convection. Une autre option couramment utilisée consiste à organiser plusieurs tubes pour former des formes de cavité (soit en ligne ou point de mise au point). En variante, "volumétrique" ou de récepteurs d'absorption directe est d'objective d'avoir le rayonnement absorbé par les surfaces directement immergées dans le fluide caloporteur. Cela peut être fait que par une fenêtre en face d'une cavité contenant une matrice absorbant le liquide qui passe au-dessus.

Après le récepteur, il existe deux possibilités: soit l'énergie est en outre converti en la forme finale désirée (par exemple l'électricité), ou qu'elle est transportée à un autre endroit pour la conversion finale. Il est possible que le cycle d'alimentation soit construit intégralement dans l'unité de récepteur (moteurs Stirling, par exemple). (Matériau semi-conducteur) les dispositifs de conversion de l'état solide comme la concentration photovoltaïque et convertisseurs thermoélectriques conduisent également à des récepteurs construits par les appareils eux-mêmes.



**Fig. 2.1** Représentation schématique des composantes d'un système d'énergie solaire thermique.

Si la conversion de puissance est effectuée à distance à partir des récepteurs, l'énergie thermique collectée est emportée dans un fluide de transfert de chaleur HTF (le fluide de transfert de chaleur). Pour les collecteurs construits à ce jour, c'est surtout un type d'huile choisie pour ses propriétés de transport ainsi que la stabilité thermique. La génération directe de vapeur a été utilisée avec tous les types de concentrateurs et présente l'avantage que le cycle de HTF et la puissance du fluide de travail sont une seule et même chose, éliminant le besoin d'un échangeur de chaleur. Le Sel fondu a été pionnier dans les systèmes de tour et a également été introduite pour les auge. Il a l'avantage que le HTF est alors aussi un moyen de stockage d'énergie favorable. L'utilisation de l'air comme un HTF a également été démontrée, et les systèmes de réactions chimiques sont en cours de développement en tant que mécanismes de transfert de chaleur.

Le choix de la voie de transport offre la possibilité de stockage de l'énergie thermique (TES) en forme thermique intermédiaire avant de passer à la conversion finale d'électricité. L'approche dominante dans le commerce courant est d'utiliser du sel fondu dans des réservoirs isolés à haute température. Le chapitre 1 traite des options de stockage d'énergie thermique en détail. Il ya aussi la possibilité de concevoir un système de stockage d'énergie après la conversion à l'électricité, mais les approches de stockage de l'électricité ne sont pas partie intégrante du système CSP lui-même mais plutôt des systèmes indépendants qui pourraient être appliquées à toute forme de production d'électricité.

L'étape finale dans un système CSP est la production d'électricité. L'approche dominante ici est turbines à vapeur, avec des moteurs Stirling, les cycles de Rankine organiques, cycles de Brayton et photovoltaïque également prouvé avec succès. Le rendement de chaque sous-système peut être défini comme le rapport de l'énergie sortant sur l'énergie entrant. L'efficacité de conversion solaire-électrique globale du système CSP ( $\eta_{system}$ ) est le produit des différentes économies des sous-systèmes (concentrateur / optique, récepteur, le transport, de stockage et de conversion):

$$\eta_{system} = \eta_{optical} \cdot \eta_{receiver} \cdot \eta_{transport} \cdot \eta_{storage} \cdot \eta_{conversion} \quad [2.1]$$

Ceux-ci peuvent être considérés à un instant donné ou en moyenne sur une échelle de temps comme un jour ou un an. Dénomination alternative de ces économies sont fréquemment observés, et les

sous-systèmes peuvent être regroupés ou encore subdivisé en fonction de ce qui est en cours d'analyse.

Les principes moteurs du développement des systèmes CSP sont les suivants:

- la conversion finale d'énergie thermique collectée à l'électricité est plus efficace si l'énergie au sous-système de conversion est disponible à une température plus élevée;
- contre cela, les pertes d'énergie de récepteurs augmentent avec la température, mais peuvent être réduits en réduisant la taille du récepteur par concentration du rayonnement;
- Les facteurs de coûts et des limites matérielles déterminent parfois que les conditions optimales de fonctionnement doivent être abaissés.

## **II.2 Transport et le stockage d'énergie :**

Le transport de l'énergie est essentiellement basé sur le déplacement de HTF (fluide à haute température) à travers les réseaux de tuyauterie.

Les réseaux HTF peuvent être considérables pour les champs de capteurs distribués, tels que les systèmes de dépression, alors qu'ils sont beaucoup plus petits pour les systèmes tour. Les approches de base pour le calcul de la chute de pression et la puissance de pompage, ainsi que la perte de chaleur par les tuyaux isolés sont bien établies dans la pratique du génie. Le stockage d'énergie est examiné en détail au chapitre 1. [23]

## **II.3 Cycles de puissance des Systèmes solaires à concentration (CSP) :**

Une gamme de différents systèmes de conversion d'énergie électrique solaire à peut être appliqué à différents types de concentrateurs.

### **II.3.1 Les turbine à vapeur :**



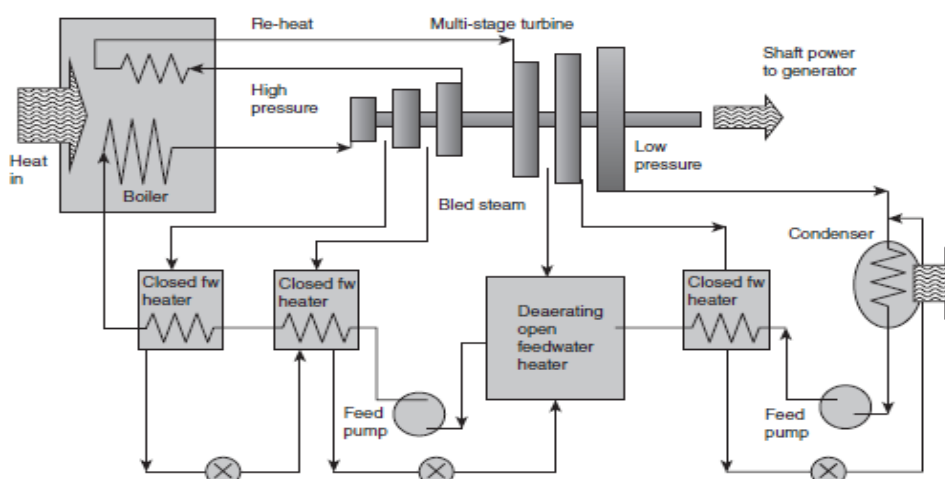
La majeure partie de l'électricité mondiale est produite par des turbines à vapeur, avec de la vapeur produite à partir des sources de chaleur fossile ou nucléaire. Un des avantages du CSP est la facilité avec laquelle une nouvelle source de chaleur peut être appliquée à la technologie de production d'énergie dominante. En conséquence, la grande majorité des systèmes CSP actuellement en exploitation utilisent des turbines à vapeur. Tous les types de concentrateurs ont été appliqués à la production de vapeur pour une utilisation dans la conversion d'énergie à turbine à vapeur.

Une centrale à cycle de Rankine à l'aide d'une turbine à vapeur fonctionne par: Pompage d'eau d'alimentation à une pression élevée (supérieure à 10 MPa, par exemple); ébullition et surchauffe de la vapeur dans une chaudière qui peut être sous le point de convergence, ou peut être chauffé à l'aide d'un échangeur de chaleur avec un autre fluide de transfert de chaleur; l'expansion de la vapeur à basse pression par l'intermédiaire d'une série de turbines qui entraînent un générateur, et à la fin du processus d'expansion, la condensation de la vapeur d'eau à basse pression à l'aide d'une tour de refroidissement et ensuite à nouveau l'utiliser dans le cycle.

Le cycle de Rankine a un rendement de conversion supérieur si la température et la pression de la vapeur est plus élevée à l'entrée de la turbine (en commun avec tous les cycles du moteur thermique). Une caractéristique clé qui améliore l'efficacité est notamment différentes phases de purge de vapeur des turbines qui peuvent ensuite être utilisés pour chauffer progressivement l'eau d'alimentation avant de l'utiliser dans les chaudières.

La fraction de condensation du liquide à l'intérieur de la turbine doit être maintenue à une valeur basse pour éviter l'érosion des lames. Ceci peut être réalisé en veillant à ce que la vapeur soit suffisamment surchauffée avant l'expansion. L'augmentation de la pression de la chaudière pour accroître l'efficacité peut signifier que les matériaux ne seront pas permettre à la vapeur surchauffée à être assez loin pour éviter la condensation dans la turbine.

Ce problème est résolu par réchauffage de la vapeur après détente partielle. Toutes ces caractéristiques sont généralement combinées dans une centrale électrique basée sur la turbine à vapeur à grande échelle et la configuration globale est typiquement une variante de celle de la figure. 2.2. [24]



**Fig. 2.2** configuration indicatif pour une centrale électrique à turbine à vapeur à grande échelle

Sur un plan plus pragmatique, la gestion de la composition chimique de l'eau de cycle est une partie importante du processus. Une fraction de l'eau est périodiquement soufflé vers le bas (expulsé du système) pour maintenir le niveau d'impuretés, tels que les sels dissous, dans des limites acceptables. Un chauffe-eau d'alimentation ouvert implique le mélange direct de la vapeur de soutirage et d'eau d'alimentation. Il fonctionne à la pression atmosphérique et le chauffage a également pour effet de chasser hors air dissous chaudière. Avant d'envoyer l'eau d'alimentation de la, les systèmes sont plus efficaces si elles sont construites comme des unités plus grandes et fonctionnent à pleine charge. La plupart, mais pas tous, de l'avantage de l'efficacité de la taille est réalisée à l'échelle de 50 à 100 MWe. Les gros systèmes sont moins coûteux par unité de capacité. Les turbines de production d'énergie à grande échelle utilisées dans les centrales électriques au charbon sont généralement autour de 500 MWe. Pour une application CSP, une plus grande turbine nécessite un grand champ, ce qui entraîne des pertes en ligne thermiques étendues, et il ya donc un compromis rapport à la taille de la turbine, avec une unité de 250 MWe étant suggérée par de nombreux observateurs comme offrant le plus bas coût de l'énergie. Au début de 2012, aucun des systèmes CSP ont été construites à cette taille, mais il ya plusieurs étapes dans la planification.

Les turbines à vapeur state-of-the-art les plus efficaces travaillé jusqu'à 700 ° C la température d'admission de vapeur. Les concentrateurs Cylindro-parabolique et linéaires de Fresnel sont toutefois limitées à environ 400 ° C si le fluide de transfert de chaleur d'huile thermique est utilisé, et jusqu'à 500 ° C si une HTF alternatives telles que la génération directe de vapeur (DSG) est utilisé. Les systèmes de tour et parabolique sont capables d'atteindre les températures et les pressions nécessaires et les plus élevées de vapeur à l'entrée de la turbine, la limitation dans ce cas devient la survie des matériaux, soit dans la turbine ou dans le récepteur solaire.

Un domaine majeur de différence entre activité solaire et fossile de turbines à vapeur est la nature intermittente et changeante des apports solaires. Cela a deux effets possibles:

- le souhait de faire varier la vitesse de la turbine monter et descendre plus fréquemment et plus

rapidement que dans les opérations de combustible fossile état stationnaire, et

- le souhait de fonctionner à charge partielle plus fréquemment.

### II.3.2 Cycle de Rankine :

Un cycle organique de Rankine (Organic Rankine Cycle, ORC), est fondamentalement le même que celle d'un cycle de Rankine à vapeur, mais il utilise un fluide organique de point d'ébullition inférieur pour mieux adapter son fonctionnement à des sources de chaleur à basse température. Les systèmes ORC peuvent obtenir de meilleurs rendements que les turbines à vapeur pour les petits systèmes (de quelques MWe). Toutefois, les coûts d'immobilisation et d'exploitation et de maintenance (O&M) sont plus élevés par MW installé que pour un système eau / vapeur. Les technologies ORC se poursuivent activement pour les applications géothermiques en raison de sa meilleure adéquation aux sources de températures plus basses. Elles ont été appliquées à quelques systèmes de CSP concentrateurs linéaires de taille modeste.

Une autre application potentielle pour les systèmes ORC en CSP est comme un «cycle de fond», par lequel un cycle de température élevée pour entraîner un système ORC pour la production d'énergie supplémentaire. [22]

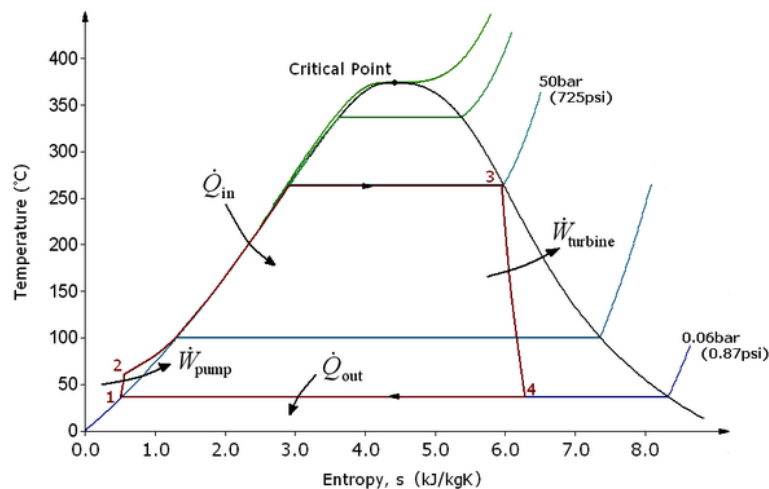


Fig.2.3 Cycle de Rankine T-S

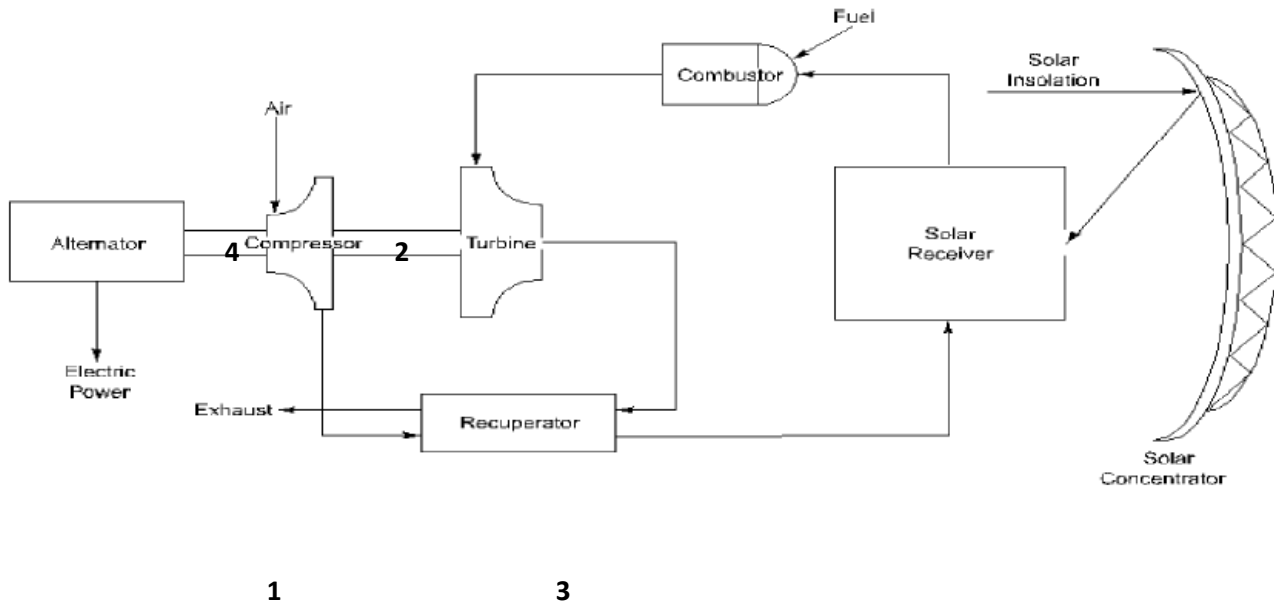
### II.3.3 Le cycle de Brayton :

La compacité des turbines à gaz, en fait également un candidat très adapté aux capteurs paraboliques. Il n'existe cependant actuellement aucun exemple de capteur parabolique utilisant

ce système, principalement à cause du design plus complexe et d'un rendement inférieur.

Les prédictions évaluent le rendement chaleur-électricité de la turbine à gaz pour le capteur parabolique à 30%.

Le schéma d'intégration du cycle de Brayton sur le concentrateur solaire être présenté à la figure 2.4: [25]



**Fig.2.4: Système** de capteurs paraboliques avec un cycle de Brayton

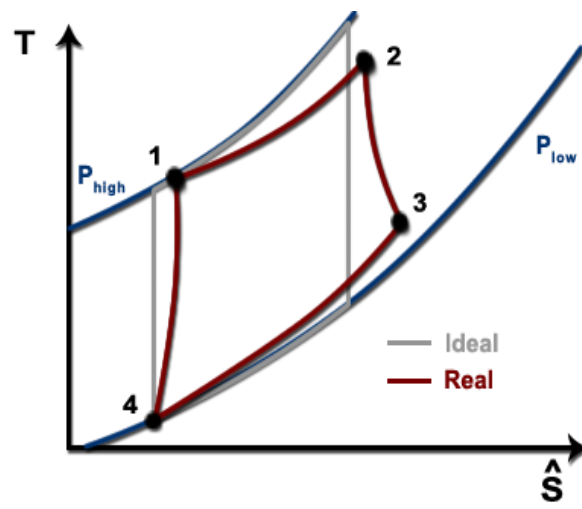
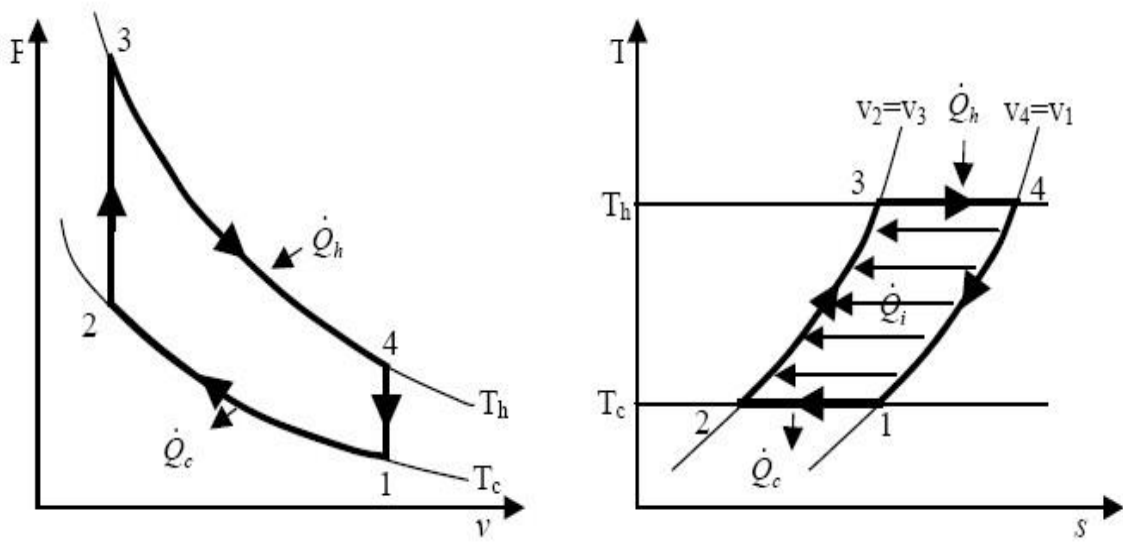


Fig.2.5 Cycle de Brayton T-S

### II.3.4 Le cycle de Stirling :

Le cycle de Stirling idéal est représenté sur la figure 2.6. Il comprend 4 transformations:

- 1-2 :Compression isotherme
- 2-3 : Echauffement isochore
- 3-4 : Expansion isotherme
- 4-1 :Refroidissement isochore



**Fig.2.6:** Cycle de Stirling idéal

Le rendement du cycle de Stirling idéal est égal au rendement de Carnot, puisque l'expansion et la compression sont isothermes. Cependant, de nombreuses irréversibilités existent dans le cycle et qui réduisent ce rendement, particulièrement dans le régénérateur.

Dans le cas des capteurs paraboliques, la source chaude se situe généralement à une température de 700°C et la source froide est assurée par l'air ambiant, brassé par un ventilateur à l'arrière du moteur (figure1.6). Le rendement chaleur-électricité du moteur Stirling à ces températures atteint 40%.

Le principal avantage du moteur Stirling est que son fluide de travail (hélium ou hydrogène à une pression de 200bars) est totalement isolé des on environnement.

Le transfert de chaleur s'effectue de façon externe, ce qui simplifie singulièrement la conception du système. [25]

### II.3.5 Hybridation :

Tout comme pour la tour solaire et le capteur cylindro-parabolique, il est souvent économiquement préférable d'hybrider le système avec un système de combustion traditionnel. Un brûleur à gaz ou à pétrole est alors intégré au capteur parabolique, à proximité du récepteur. [25]

## II.4 Evaluation des systèmes CSP :

### II.4.1 Evaluation des externalités environnementales des systèmes CSP:

La méthodologie des voies d'impact vise à modéliser les relations de causalité entre l'émission d'un polluant aux effets des produits sur différents récepteurs à travers le transport et la transformation chimique de ce polluant dans l'atmosphère. Les principaux récepteurs des impacts sont la santé humaine, les cultures, les écosystèmes et les matériaux. Perte de bien être produits par ces impacts sont évalués en utilisant les méthodes d'évaluation économique.

Évaluation globale des impacts du réchauffement est soumise à un degré élevé d'incertitude. Dans besoins, le modèle FUND 3.0 a été utilisé pour estimer les coûts externes marginaux des émissions de GES. Les résultats varient considérablement selon les hypothèses concernant certains paramètres très influents tels que l'actualisation et la pondération des actions. Deux ensembles de facteurs de coûts externes ont été utilisés dans les besoins, en essayant de tenir compte de ces incertitudes (Preiss et Friedrich, 2009). Les résultats de l'évaluation des coûts externes des centrales CSP du projet NEEDS sont présentés dans la figure. 2.7. [26]

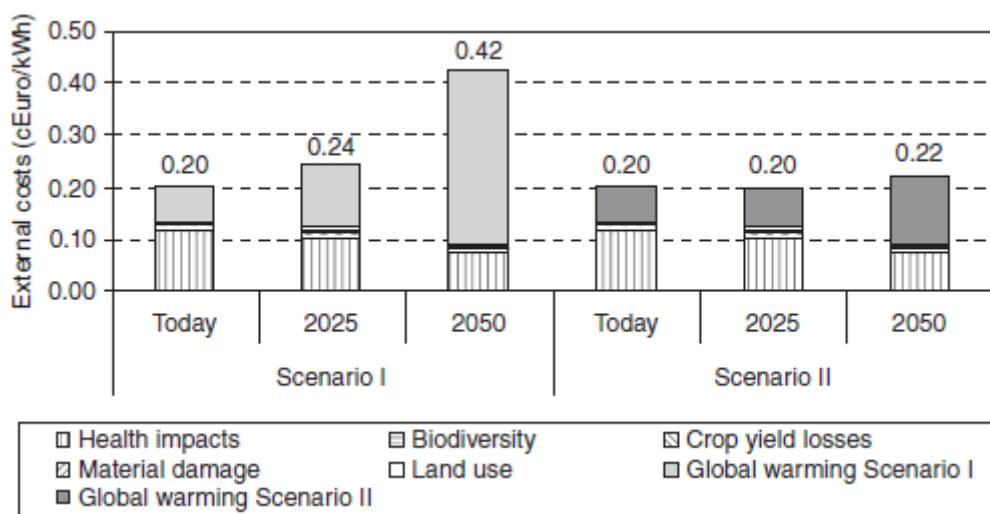
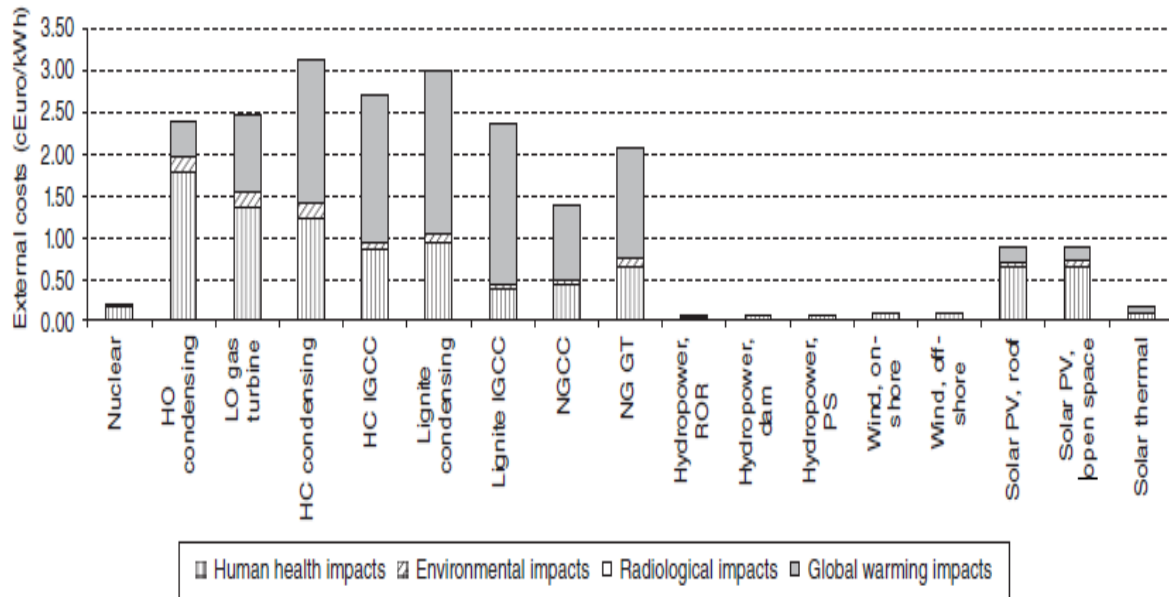


Fig 2.7. L'évaluation des coûts externes des centrales CSP du projet NEEDS

Les coûts externes autres que les coûts du réchauffement climatique diminuent avec le temps que la technologie évolue et les stocks de diminution des émissions polluantes. Cependant, les coûts

externes marginaux des émissions de GES augmentent avec le temps, et donc les coûts externes d'augmentation totaux des systèmes CSP. Les coûts externes calculés pour la technologie CSP sont assez faibles par rapport aux autres technologies de production d'électricité concurrente. [26]



**Fig.2.8** l'évaluation des couts pour les différents générateurs d'électricité

Les technologies des combustibles fossiles ont des coûts externes au-dessus de 1,4 centimes d'euro / kWh. Ces coûts sont dominés par les effets du réchauffement climatique dans le cas du charbon, lignite et le gaz naturel et par les effets sur la santé dans le cas du pétrole lourd et léger. Parmi les technologies fossiles, celles qui ont des rendements plus élevés ont des coûts externes d'autant moins par kWh. Les coûts externes de l'énergie nucléaire sont très faibles dans ces calculs, mais ne prennent pas en compte les effets d'un possible accident nucléaire ou les effets sur l'environnement futur et la société de la libération accidentelle possible des déchets nucléaires qui ont été éliminés (Le cointe et al., 2007). Les technologies solaires photovoltaïques ont des coûts externes sensiblement plus élevés que les CSP et ces coûts sont dominés par les effets résultant des émissions émis par les besoins en énergie des procédés en amont liés à la production de tranches de silicium et PV. L'amélioration de la consommation d'énergie et aussi les meilleurs rendements qui sont prévus pour cette technologie permettrait de réduire les coûts externes en conséquence. [26]



#### **II.4.2 Impacts socio-économiques des systèmes de concentration d'énergie solaire (CSP): [26].**

Les avantages associés au déploiement d'électricité solaire thermique sont différents en nature et doivent être pris en considération afin de concevoir des politiques de soutien visant à compenser ses coûts plus élevés de production d'électricité par rapport aux technologies alternatives aux combustibles fossiles. Comme il est décrit en détail dans la section précédente, entre autres impacts environnementaux associés à la substitution progressive des technologies des combustibles fossiles par des technologies CSP, les émissions de CO<sub>2</sub> ainsi que des réductions de consommation d'énergie sont quelques-uns des avantages les plus notables. Cependant, d'autres impacts socio-économiques devraient également être pris en considération.

Comme mentionné précédemment, par rapport aux technologies des énergies renouvelables fossiles et d'autres, l'un des plus pertinentes des impacts socio-économiques associés de CSP est sa capacité à stimuler l'économie et créer des emplois au niveau local. Une des principales raisons à cela est que les exigences des composants de haute technologie «CSP sont faibles et ses principales composantes sont l'acier, le béton, les miroirs et le travail. Ces effets locaux peuvent être réalisés grâce à une augmentation de la demande de biens et services, ainsi que par la création de nouveaux emplois. Ces impacts peuvent prendre la forme de:

Les effets directs - à payer en raison de l'augmentation de la demande pour les industries qui fournissent directement des biens et des services nécessaires pour construire, exploiter, entretenir et démanteler une centrale

Les effets indirects - sont originaires due à l'effet que les nouveaux investissements a sur de nouveaux flux d'achats et / ou des ventes parmi les autres secteurs productifs de l'économie, et les effets induits - liées à l'expansion des dépenses privées en biens et services (transport de la nourriture, la santé, les services, etc) des travailleurs - de manière directe ou indirecte par le projet.

En ce sens, Kulstic et al. (2007) mettent en évidence le fait que de nombreuses évaluations sous-estiment actuellement le total des effets socio-économiques car ils prennent uniquement en compte les effets directs et induits et ne tiennent pas compte des effets indirects les plus importants qui ont lieu pendant la construction, l'exploitation, L'entretien et le démontage de toute centrale. Afin de rendre pleinement compte de l'impact sur la demande de biens et de services ainsi que sur l'emploi, l'un des outils analytiques plus solides est la méthode d'entrée-sortie, qui sera présenté ci-dessous. Après avoir décrit la méthodologie ainsi que mettre en évidence ses principaux avantages et les

limites, la section suivante présentera un exemple de son application utilisée pour estimer les impacts socio-économiques associés au déploiement de l'énergie solaire thermique en Espagne.

### II.4.3 Evaluation des coûts : [25]

A fin 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 et le Levelized electricity cost (LEC). Il est calculé de la manière suivante:

$$LEC = \frac{crf \cdot K_{invest} + K_{OM} + K_{fuel}}{E_{net}} \quad [2.2]$$

Avec

$$crf = \frac{k_d(1 + k_d)^n}{(1 + k_d)^n - 1} + k_{as}$$

$k_{as}$ : le coût d'assurance annuelle

$k_{invest}$ : le coût d'investissement total

$k_{fuel}$ : coût de consommation annuelle de fuel

$k_d$ : coût de risque

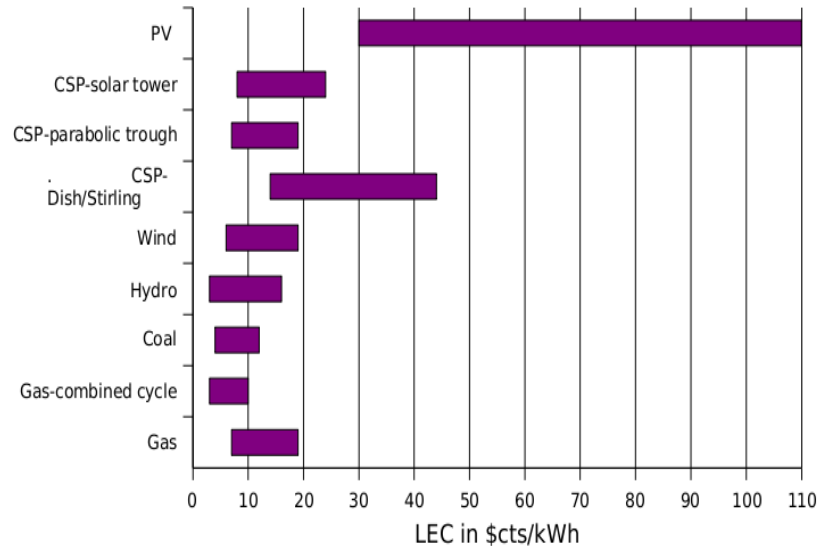
$n$ : nombre d'années d'amortissement

$K_{OM}$ : coût d'opération et de maintenance

$E_{net}$ : production annuelle d'électricité

Le taux d'intérêt utilisé prend en compte l'inflation. Les valeurs indiquées sont celle utilisées par la banque mondiale dans son rapport:

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



**Fig. 2.9** : 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.

## SEGS I-IX, 354 MWe of Trough Power Plants

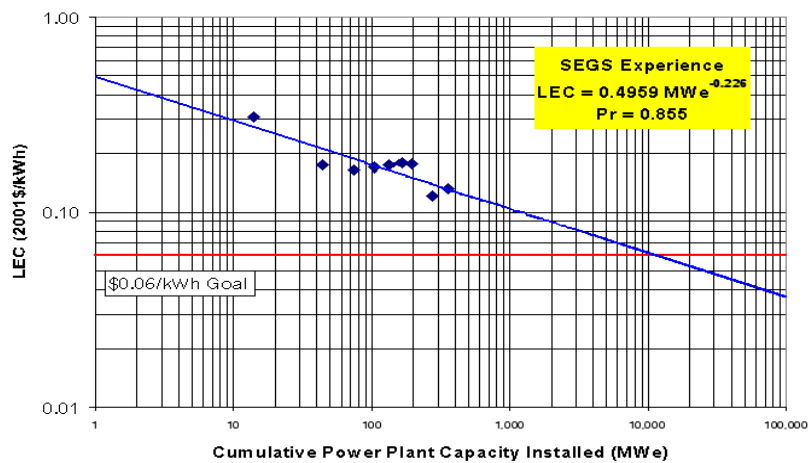
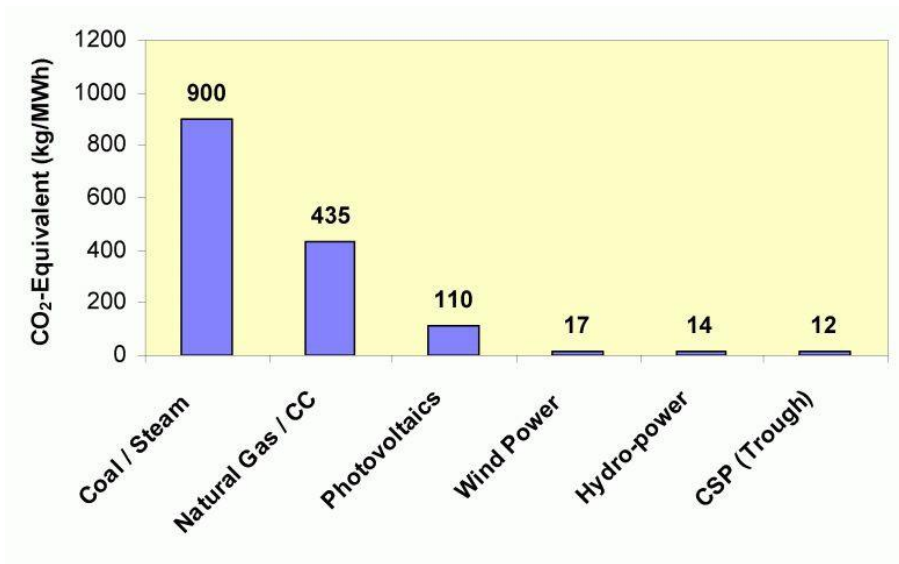


Fig. 2.10 : LEC en \$cts/kWh en fonction de la puissance

### II.4.4 Coût environnemental : [25]

La figure 2.11 montre une comparaison entre les émissions de CO<sub>2</sub> basée sur l'étude du cycle de vie pour plusieurs technologies des centrales.

On voit que les performances des centrales solaires cylindro- paraboliques sont excellentes, dépassant même celles des éoliennes et des centrales hydroélectriques.



**Fig.2.11** : Emissions de CO<sub>2</sub> pour 6 technologies de production d'électricité

## II.5 Problèmes observés et solutions techniques :

Nous nous limitons dans cette section aux centrales à miroirs cylindro-paraboliques, étant donné qu'elles constituent la technologie la plus avancée au niveau de l'utilisation industrielle des concepts CSP. Par ailleurs, en grande majorité, les « problèmes » identifiés ne sont pas des problèmes qui entravent le bon fonctionnement de la technologie, mais des caractéristiques présentant un grand potentiel d'amélioration (et valables en général pour l'ensemble des concepts CSP thermiques).

### II.5.1 Intensité et intermittence :

La puissance et le niveau de l'intermittence pour un site donné sont des caractéristiques naturelles du rayonnement solaire à la surface de la terre. Les systèmes CSP, recourant à la chaleur comme forme d'énergie intermédiaire, offrent des possibilités de stockage très importantes et, par conséquent, une réduction importante de l'impact des intermittences de la source.

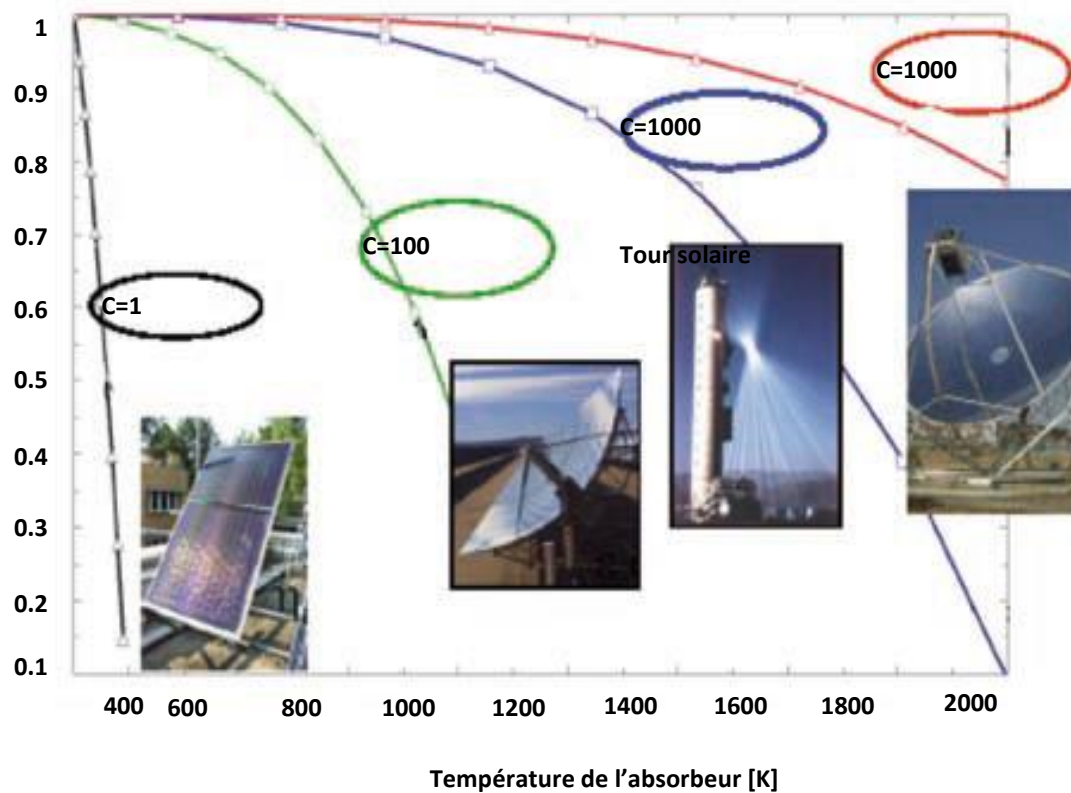
## II.5.2 Température maximale du fluide caloporteur :

La température qui peut être atteinte au niveau de l'absorbeur d'une centrale CSP dépend, en plus du niveau de perte de chaleur par convection, conduction et rayonnement, du facteur de concentration du rayonnement solaire et du débit du fluide caloporteur. Les pertes de chaleur augmentent considérablement avec l'augmentation de la température (figure 6). La température du fluide caloporteur à la sortie du champ solaire dépend essentiellement de deux paramètres : le débit et la stabilité thermique du fluide. L'huile synthétique utilisée actuellement dans les systèmes à miroirs cylindro-paraboliques a encore une bonne stabilité thermique à 400 °C. Un fluide caloporteur supportant une température plus élevée permettrait une augmentation du rendement du système de production d'électricité. Les activités R&D visent, d'une part, le développement d'huiles avec une stabilité thermique plus grande et, d'autre part, la production directe de la vapeur d'eau dans le champ solaire.

Les fluides utilisés dans les centrales à tour ou dans le système Stirling supportent des températures beaucoup plus élevées, mais ne s'adaptent pas aussi bien que l'huile synthétique utilisée aux conditions techniques des CSP cylindro-paraboliques.

## II.5.3 Puissance du champ solaire par unité de surface : [25]

La puissance installée par km<sup>2</sup> pour les centrales CSP avec champ de miroirs cylindro-paraboliques ou avec une tour est d'environ 50 MW. Pour les systèmes Stirling et les centrales PV avec suivi solaire biaxial, la puissance par km<sup>2</sup> est plus faible, résultant de l'ombrage biaxial mutuel des panneaux PV ou des réflecteurs.



**Fig 2.12** Influence de la température de l'absorbeur sur le rendement du collecteur :

La substitution des miroirs paraboliques dans la technologie CSP, par des miroirs Fresnel et des capteurs fixes, permettrait d'augmenter considérablement la puissance installée par unité de surface, grâce notamment à la réduction de l'ombrage mutuel des miroirs, car l'angle de rotation pour le suivi du soleil des miroirs Fresnel n'est que la moitié de l'angle de rotation des miroirs cylindro-paraboliques.

De plus, le capteur du système Fresnel étant fixe, il peut être plus lourd, plus volumineux et plus solide, pouvant ainsi supporter une plus grande pression de la vapeur haute pression dans le champ solaire. L'état fixe des conduites du fluide caloporteur réduit aussi les risques de fuite du fluide caloporteur et de l'usure mécanique par rapport au système cylindro-parabolique avec des parties flexibles. Le système Fresnel présente en plus des conditions favorables à une utilisation secondaire de l'espace sous les miroirs, par une production agricole par exemple, ce qui augmenterait la valeur ajoutée créée par unité de surface. Cette production agricole pourrait valoriser l'eau de nettoyage des miroirs et bénéficier de la réduction d'évaporation résultant de la réduction sensible du rayonnement solaire direct arrivant au sol.

## II.6 Perspectives de développement : [25]

La technologie des centrales solaires est relativement jeune. Elle présente donc un énorme potentiel de développement. Le tableau suivant présente les principales pistes d'amélioration investiguées en ce moment, ainsi que leur influence sur le coût final de production de l'électricité:

Technology	Priority A	ΔLEC	Priority B	ΔLEC	Priority C	ΔLEC
Trough using oil	concentrator structure and assembly	7-11%	Low cost storage system	3-6%	Increase HTF Temp	1 - 3 %
			advanced reflectors and absorber	2-6%	reduce parasitics	2 - 3 %
Trough DSG	scale increased to 50 MW system	14 %	Advanced Storage	3-6%	Increase HTF Temp	1 - 3 %
	Concentrator structure, and assembly	7-11%	advanced reflectors and absorber	2-6%	reduce parasitics	2 - 3 %
SCR Salt	scale increased to 50 MW	3 -11%	Advanced mirrors	2 -6%	advanced storage	0 -1 %
	heliostat size, structure,	7 -11%				
SCR Steam	scale increased to 50 MW	6-11%	superheated steam	6 -10%	advanced mirrors	2 -6%
	heliostat size, structure,	7 -11%	advanced storage	5-7%		
SCR Atmosph. Air	scale increased to 50 MW	8 -14%	advanced storage	4-9%	advanced mirrors	2 -6%
	heliostat size, structure	7 -11%	increased receiver	3-7%		



**Tableau 2.1** : les principales pistes d'amélioration investiguées et leur influence sur le coût final de production de l'électricité

On constate que le principal potentiel d'amélioration vient de l'augmentation de l'échelle de la

centrale solaire.

Viennent en suite l'amélioration de la structure et de l'assemblage, (réflectivité, résistance, etc.), l'introduction d'un système de stockage, etc.

Les nouveaux systèmes comme la génération directe de vapeur, les réflecteurs de Fresnel montrent aussi un gros potentiel de développement.

## **II.7 Le concept DESERTEC : [27]**

Le concept DESERTEC a été conçu dans le but de mettre les déserts et la technologie au service d'une sécurité renforcée dans le domaine de l'énergie, de l'eau et d'une protection plus forte du climat. Dans ce but, il est proposé que l'Europe, le Moyen-Orient (Middle East) et l'Afrique du Nord (ensemble de régions noté EU-MENA) coopèrent pour la production d'électricité et d'eau dessalée en utilisant l'énergie solaire thermique à concentration et des éoliennes dans les déserts du MENA. Ces technologies peuvent répondre de plus en plus à la demande d'électricité et de dessalement d'eau de mer dans la région du MENA, et produire de l'électricité propre qui peut être exportée par des lignes de transmission en Courant Continu Haute Tension (HVDC selon la terminologie anglaise) avec de faibles pertes vers l'Europe (10 à 15 %). Ce concept a été développé par La Coopération Trans-Méditerranéenne pour les Energies Renouvelables (TREC – fondée en 2003 par le Club de Rome, la Fondation Hambourgeoise pour la Protection du Climat et le National Energy Research Center de Jordanie), en coopération avec le Centre aérospatial allemand (DLR) et plusieurs chercheurs et experts des pays EU-MENA.

### **II.7.1 Description :**

Trois études, financées par le Ministère Fédéral Allemand de l'Environnement, de la Protection de la Nature et de la Sûreté Nucléaire (BMU) et dirigées par le DLR, ont permis d'évaluer le potentiel des énergies renouvelables dans le MENA, les besoins attendus pour 2050 en énergie et en eau de ces pays, et la faisabilité d'une construction d'un réseau de transport électrique entre l'EU et le

MENA (Connexion EU-MENA). Les études MED-CSP et TRANS-CSP concernent le potentiel d'énergie solaire de concentration et de transport vers l'Europe, et l'étude AQUA-CSP couvre les aspects relatifs au dessalement solaire de l'eau de mer.

### **II.7.2 Résultats techniques et financiers :**

Les études satellites réalisées par le DLR ont démontré qu'en utilisant moins de 0,3 % de la surface totale des déserts de la région MENA, on peut produire suffisamment d'électricité et d'eau douce pour répondre à l'augmentation des besoins de ces pays et de l'Europe ainsi que la substitution progressive des ressources énergétiques épuisables et polluantes. La production d'électricité à partir de l'énergie éolienne est particulièrement intéressante sur la côte atlantique et dans les régions autour de la mer Rouge, et à partir de l'énergie solaire dans la ceinture solaire de l'Atlantique au golfe Persique. L'électricité d'origine solaire et éolienne peut être échangée entre les pays EU-MENA (voir figure et tableau ci-après) au moyen de lignes à Courant Continu à Haute Tension, dont les pertes en ligne peuvent être limitées à environ 3 % pour 1 000 km, soit un total de 15 % de pertes de transmission entre le MENA et l'Europe. Ces pertes seraient compensées par le fait que les niveaux de radiation solaire dans les pays du MENA sont environ deux fois plus élevés que dans le centre de l'Europe. De plus, les variations saisonnières d'ensoleillement sont beaucoup plus faibles en MENA qu'en Europe. Les compagnies ABB et Siemens, ont confirmé la faisabilité technique d'une EU-MENA-Supergrid.

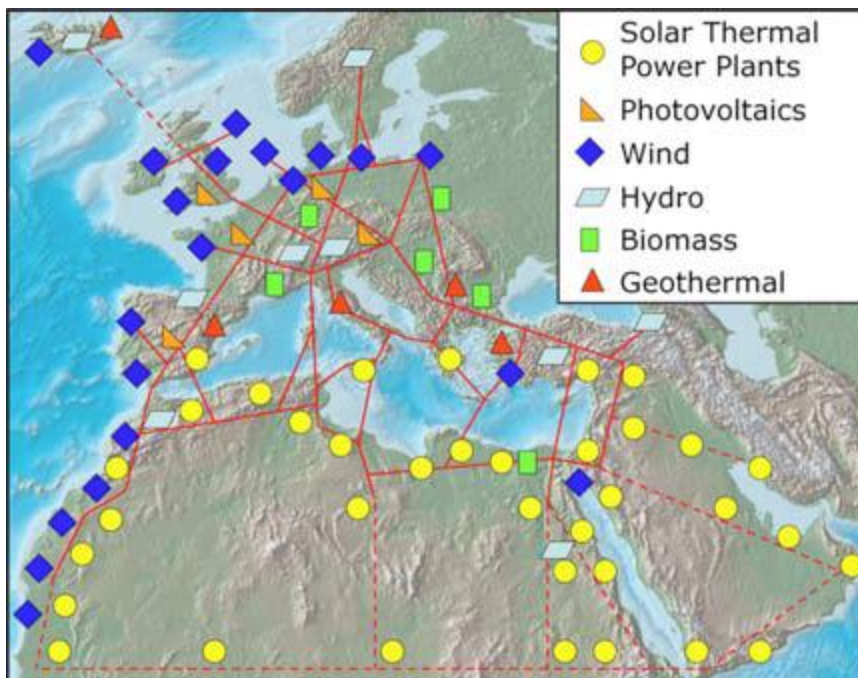


Fig.2.13 : Schéma EU-MENA-Supergrid

### II.7.3 Coûts et données techniques :

Le tableau 2.2 exprime la capacité, les coûts et la surface requise pour le développement de la connexion EU-MENA (notée HVDC) et des centrales solaires à concentration (notées CSP) entre 2020 et 2050, selon le scénario de TRANS-CSP

Année	2020	2030	2040	2050
Capacité de transfert GW	10	40	70	100
Transfert d'électricité TWh/y	60	230	470	700
Facteur de capacité	0.60	0.67	0.75	0.80
Chiffre d'affaires milliard €/y	3.8	12.5	24	35
Superficie CSP	225	900	1600	2500
Km x km HVDC	310	1440	2520	3600
Investissement CSP	42	143	245	350
milliard € HVDC	5	20	31	45
Coût électricité CSP	0.050	0.045	0.040	0.040
€/kWh HVDC	0.014	0.010	0.010	0.010

**Tableau 2.2 : Capacité, coûts et surface requis pour le développement de la connexion EU-MENA**

L'électricité en provenance des déserts est considérée pour l'Europe comme un complément aux ressources européennes en énergie renouvelable, ainsi qu'un moyen d'accélérer le processus de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et d'augmenter la sécurité et la stabilité d'approvisionnement énergétique. Pour les populations MENA, ce projet apporterait une fourniture d'énergie propre, des emplois, des sources de revenus, des infrastructures améliorées, des possibilités de dessalement d'eau de mer et de nombreux bénéfices potentiels (par exemple pour l'agriculture dans l'espace sous les miroirs Fresnel). Bien sûr, un tel déploiement exige une volonté claire de bon voisinage, de complémentarité et de respect mutuel, ainsi que le transfert progressif de la production des composantes des centrales vers le sud. Le tableau

		<b>Charbon</b>	<b>Solaire CSP avec ST FC* &gt;0,57</b>
<b>Ressource/Réserve</b>		Abondante mais épuisable	Abondante et illimitée dans le temps
<b>CO<sub>2</sub>/kWh</b>		Intensité la plus élevée parmi les ressources fossiles utilisées, mais CSC possible	Nul ou négligeable
<b>Coût actuel \$/MWh</b>	Sans CSC	50 à 80	160 à 250
	Avec CSC	120 à 160	
	IGCC	60 à 90	
	IGCC + CSC	130 à 170	
<b>Perspective du coût</b>		En augmentation	En diminution
<b>Impact CDM</b>		Augmentation du coût	Diminution du coût
<b>Transport entre site du gisement et consommateur pour des distances supérieures ou égales à 1 000 km</b>		Charbon : bateau et train Électricité : HVAC	Électricité : HVDC

**Tableau 2.3 : Comparaison entre les centrales à charbon et les CSP avec stockage de chaleur**

## II.8 Conclusion :

Les intérêts d'une mobilisation de plus en plus importante des énergies renouvelables, et de l'énergie solaire de concentration en particulier, sont immenses et toucheront, certainement d'une façon différenciée, tous les pays et auront un impact bénéfique sur l'ensemble de la biosphère. Pour les uns, il y aura les possibilités d'investissements, d'exportations de technologies et de savoir-faire,

ainsi que la garantie de couverture durable des besoins en énergies par des vecteurs propres à des prix stables. Pour les autres, il y aura les possibilités d'acquisition de nouvelles technologies, la mobilisation de ressources naturelles renouvelables et abondantes, augmentation considérable du PIB et par la suite, réduction de la pauvreté et du chômage. Mais ce développement nécessite une volonté de coopération globale ainsi que la mise en place des mesures adéquates avec la vitesse critique que nécessite l'état du développement et de la dégradation de l'environnement dans les différents pays. L'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA) nouvellement créée est une étape importante dans cette direction.

---

# CHAPITRE III

---

## *L'étude thermodynamique de la centrale.*

<b>III.1 Introduction.....</b>	<b>56</b>
<b>III.2 Description du cycle thermodynamique :.....</b>	<b>56</b>
III.2.1 Cycle de Rankine :.....	57
III.2.2 Cycle de Rankine avec surchauffe.....	57
III.2.3 Cycle de Rankine avec réchauffeurs:.....	58
III.2.4 Cycle de Rankine utilisant régénérateurs:.....	59
<b>III.3 Modélisation du capteur cylindro-parabolique :.....</b>	<b>60</b>
III.3.1 Le capteur :.....	61
III.3.2 Le tube collecteur :.....	61
<b>III.4 Les bilans énergétique des différent éléments de l'installation :.....</b>	<b>61</b>
III.4.1 La turbine :.....	62
III.4.2 Le condenseur :.....	63
III.4.3 La pompe : .....	63
III.4.4 Le champ solaire :.....	64
III.4.5 Rendement de l'installation :.....	64
III.4.6 La puissance nécessaire pour avoir l'électricité :.....	65
<b>III.5 L'étude théorique de l'installation :.....</b>	<b>65</b>
III.5.1 Les différentes caractéristiques du block de puissance sont résumées dans le tableau (3.2 ).....	72
<b>III.6 Calcule des émissions de CO<sub>2</sub> dans une centrale fossile du même capacité:.....</b>	<b>72</b>
<b>II.7 Influence de la nature de l'huile HFT sur les performances de la centrale..</b>	<b>74</b>
<b>III.8 Conclusion : .....</b>	<b>76</b>

### **III.1 Introduction**

La quantité des gaz à effet de serre et autres polluants sont en augmentation avec la demande croissante d'électricité. L'aspiration à une croissance économique rapide menant à une industrialisation rapide couplée à une urbanisation accélérée et la mécanisation de l'agriculture est responsable de cette augmentation de la demande d'électricité.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

Le but dans ce troisième chapitre est de calculer et étudier une centrale thermodynamique solaire basée sur le cycle Hirn. Une estimation des rejets en CO<sub>2</sub> est également faite pour finir par étudier l'influence de la nature des huiles synthétiques sur le rendement de l'installation et comment la performance de l'huile permet de gagner sur le coût d'investissement.

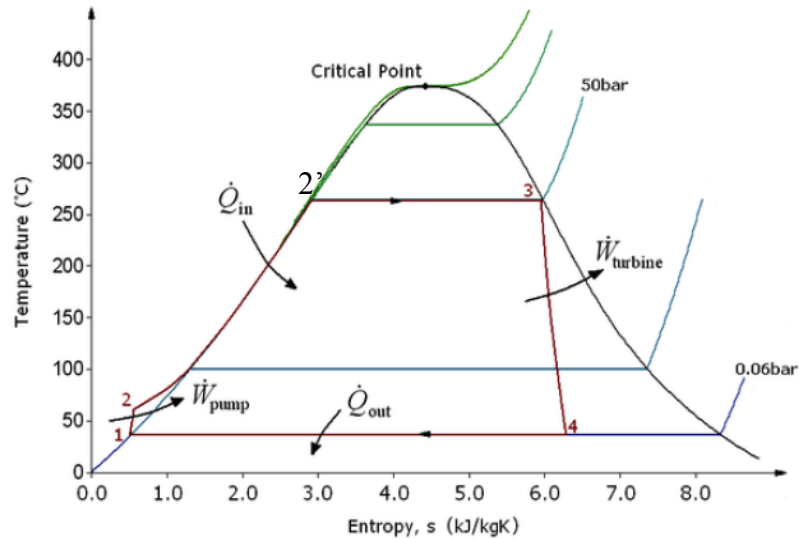
### **III.2 Description du cycle thermodynamique :[1]**

Procédé thermodynamique suivi par cette usine est nommé cycle de Hirn. Il convertit la chaleur en travail et est principalement utilisé dans les centrales électriques.

Ce cycle génère environ un 80% de l'énergie électrique utilisée dans le monde.

#### **III.2.1 Cycle de Rankine :**





**Fig. 3.1 : Schéma d'un cycle de Rankine simples T-S.**

Processus1-2:Au cours de cette transformation, l'eau est pompée à partir de la basse pression à la haute pression.

Processus2-3: Dans cette partie du cycle, le fluide de travail à haute pression pénètre dans la source chaude où il reçoit de l'énergie thermique et se transforme en vapeur saturée.

Processus3-4:La vapeur saturée se détend en effectuant un travail à travers une turbine, sa température et sa pression diminuent notablement.

Processus4-1:Le mélange résultant qui sort de la turbine traverse le condenseur où il est entièrement transformé en eau saturée à une température et pression constante. Il ya des variations qui peuvent être apportées au cycle Rankine afin d'augmenter son efficacité: l'ajout de régénérateurs, des économiseurs ou surchauffeurs.

### III.2.2 Cycle de Rankine avec surchauffe

Le rendement de la turbine à vapeur et par conséquent, le cycle est limité par la formation de gouttelettes d'eau dans la dilatation du fluide à la sortie de la turbine. Les gouttelettes d'eau pourraient éventuellement causer des piqûres et l'érosion des aubes de turbine. Une bonne solution pour remédier à ce problème consiste à surchauffer la vapeur et donc déplacer l'état 3 (le point 3) à droite, ce qui produit une vapeur saturée à la sortie de la turbine.

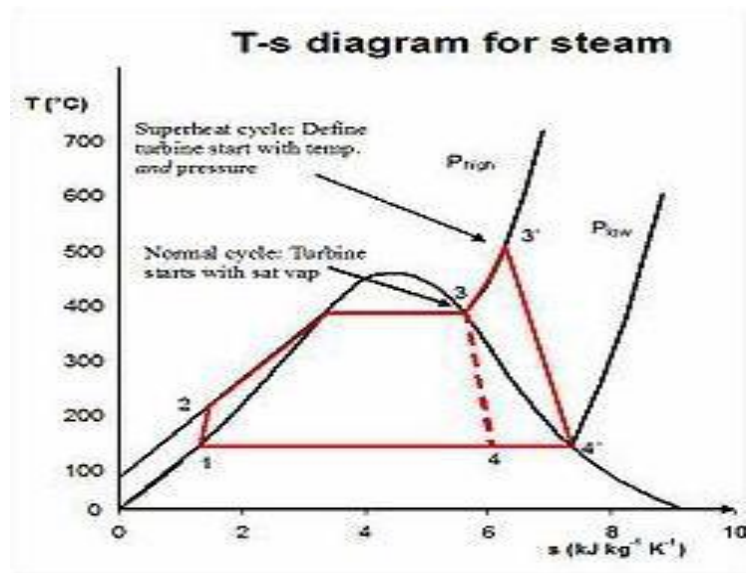


Fig 3.2 : Diagramme TS, cycle de Rankine avec surchauffe.

### III.2.3 Cycle de Rankine avec réchauffeurs:

Deux turbines en série sont utilisées lorsqu'un réchauffage est appliqué. La vapeur d'eau qui sort de la turbine passe à travers un autre échangeur de chaleur et est réchauffée pour passer à travers la deuxième turbine basse pression. Cela augmente l'efficacité du cycle parce que plus de vapeur passe à travers les turbines à une température plus élevée. En dehors de cela, condensation de vapeur est évitée à la sortie de la turbine.

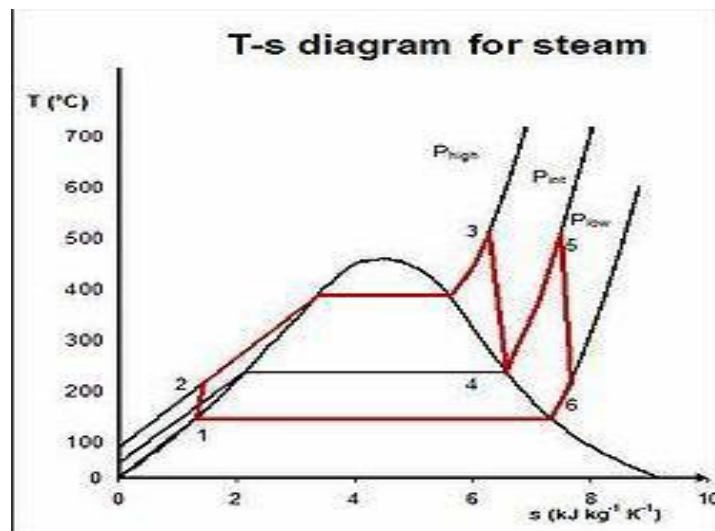
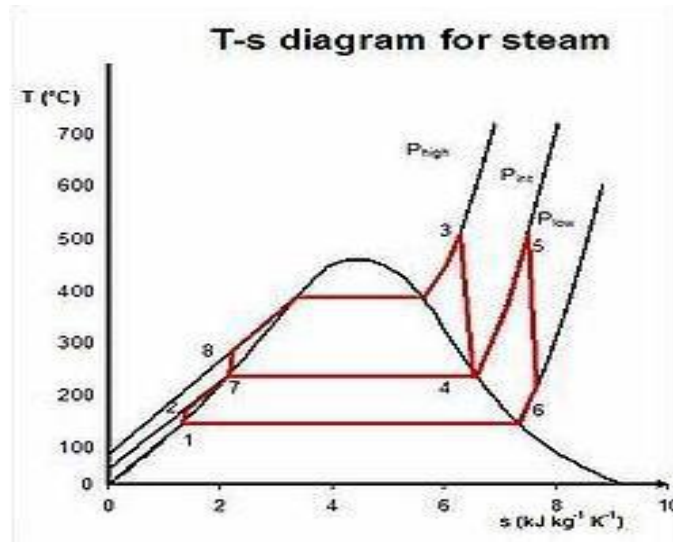


Fig.3.3 : Diagramme TS, cycle de Rankine avec réchauffeurs.

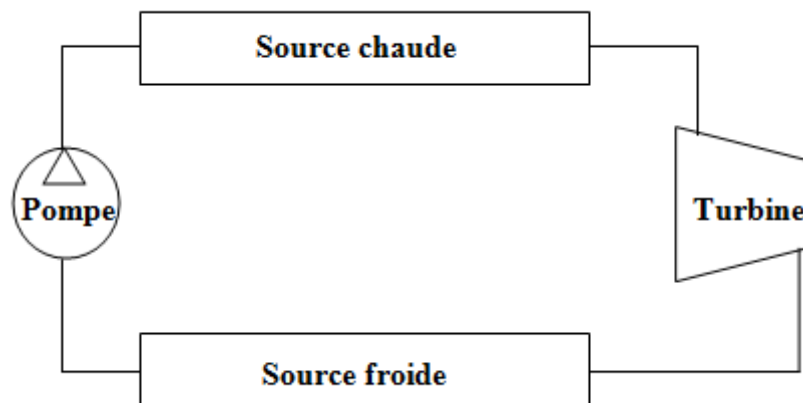
### III.2.4 Cycle de Rankine utilisant régénérateurs:

Deux turbines en série sont également utilisées lors de l'application de la régénération. Une partie de la vapeur qui sort de la première turbine est envoyée au régénérateur où il donne une partie de sa chaleur à l'eau refroidie à ce que des sorties provenant du condenseur. Ceci augmente la température à laquelle l'eau entre dans la chaudière. Par conséquent, avec la même énergie utilisée par la chaudière, il est possible de produire de la vapeur à une température élevée ce qui augmente la puissance produite par les turbines, et donc l'efficacité du cycle.



**Fig.3.4 : Diagramme T-S, cycle de Rankine avec régénérateurs.**

Dans la simulation de l'installation conçue, plusieurs paramètres sont étudiés pour étudier leur influence sur le rendement de l'usine. Etant donné que l'usine aura deux turbines de travail en série, le nombre de régénérateurs et donc extractions des turbines doivent être examinés et décidés. En plus de cela, l'influence de la pression de sortie de la pompe sera également étudiée pour décider de la pression optimale. L'influence de la température de l'environnement dans l'exécution de la plante, ainsi que la température de l'huile à l'entrée de l'installation sera également étudié et une fixation pour le point de conception.



**Fig 3.5 Schéma de principe générale de la centrale**

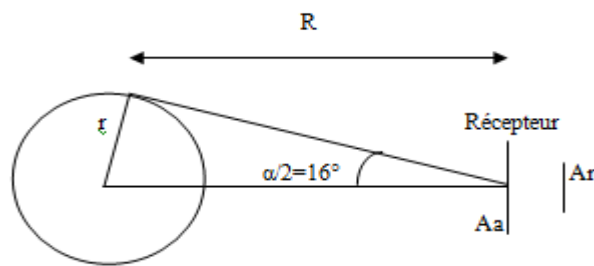
### III.3 Modélisation du capteur cylindro-parabolique :

#### III.3.1 Le capteur :

Le capteur se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique de disposition cylindrique selon l'équation suivant:

$$y^2 = 4. f. x \quad [3.1]$$

Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire ou est placé un tube absorbeur dans le quel circule un fluide caloporteur. L'énergie thermique reçue au point focal est absorbé par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide.



**Fig.3.6 : dimensionnement d'un capteur cylindro-parabolique**

Le coefficient de concentration est l'un des paramètres principaux de l'augmentation de température de sortie d'un capteur. Il représente la radiation concentrée sur l'absorbeur par rapport au rayonnement frappant la surface de l'absorbeur sans concentration. Cette valeur dépend directement de la géométrie du capteur. On peut la calculer par le rapport de la surface de réflecteur sur la surface de l'absorbeur :

$$C = \frac{A_r}{A_p} \quad [3.2]$$

#### III.3.2 Le tube collecteur :

La quantité de rayonnement incident reçue par le tube récepteur vaut :

$$Q_{tube} = (\alpha\tau). R. C. G \quad [3.3]$$

La flux de chaleur perdu à l'ambiance par convection/radiation s'écrit :

$$Q_{loss,amb} = UL. (T_m - T_a) \quad [3.4]$$

Le flux de chaleur transmis au fluide est égal à la différence entre  $Q_{tube}$  et  $Q_{loss, amb}$  multipliée par le facteur d'efficacité du collecteur :

$$Q_{fluide} = Q_{tube} - Q_{loss, amb} \quad [3.5]$$

Avec :

La température moyenne du fluide dans le récepteur ( $T_m$ ) : plus cette température est élevée, plus les pertes à l'ambiance sont élevées, et plus l'efficacité diminue.

La température ambiante ( $T_a$ ) : Plus elle est faible, plus les pertes à l'ambiance sont élevées

Le coefficient d'échange entre le récepteur et l'ambiance ( $UL$ ) : Il doit être aussi faible que possible afin de minimiser les pertes à l'ambiance.

Le facteur de transmissivité-absorptivité ( $\alpha\tau$ ). Il est égal à la quantité de rayonnement absorbée par le tube récepteur en acier par rapport à la quantité de rayonnement incidente sur le verre du récepteur.

### III.4 Les bilans énergétique des différents éléments de l'installation :

Le bilan énergétique de l'installation pour la production de l'énergie électrique et aussi la quantité de chaleur au niveau du condenseur s'établit comme suit :

$$Q_u + W_p = Q_{cond} \quad [3.6]$$

Avec d'autres termes, la somme des puissances thermiques représentant l'énergie totale absorbée (fournies pour faire fonctionner notre installation) est égale à la somme des puissances thermiques évacuées (gagnée par notre installation).

Avec :

$Q_u$  : La quantité de chaleur absorbée par le fluide caloporteur [W].

$W_p$  : La puissance consommée par la pompe [W].

$Q_{cond}$  : La quantité de chaleur rejetée par le condenseur [W].

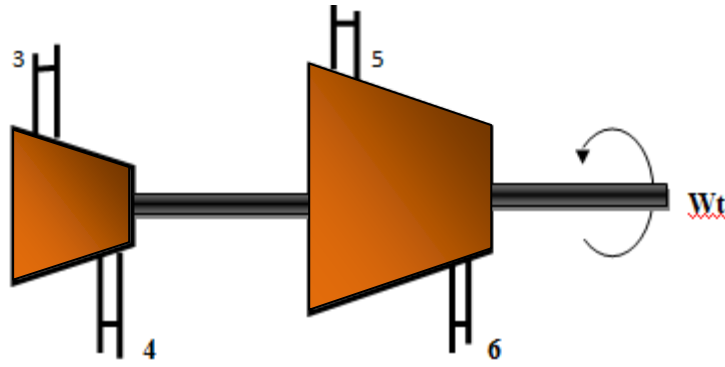
$Q_T$  : La puissance gagnée au niveau de la turbine [W].

Pour déterminer les paramètres de chaque point de l'installation, on la décompose ou étudie chaque élément séparément.

#### III.4.1 La turbine :

Le fluide caloporteur chauffé au niveau de capteur solaire, où il va changer sa phase de liquide vers vapeur jusqu'à la température de surchauffée  $T_3$ , pénètre dans la turbine à la

pression et la température  $P_3, T_3$  respectivement ou il va lui cédé une partie de son énergie thermique, provoquant par conséquent une certaine énergie mécanique.



**Fig.3.7 : Le bilan dans la turbine.**

La puissance récupérée au niveau de la turbine est égale à :

$$Q_T = \dot{m} [(h_3 - h_{i4}) + (h_5 - h_{i6})] \quad [3.7]$$

L'équation [3.7] est donnée dans le cas idéal, mais puisque nous avons des pertes (mécanique frottement, etc...) au sein de la turbine, alors en fait intégrée le rendement dans l'équation [3.7] pour obtenir l'équation ci- après :

$$Q_T = \dot{m} [\eta_{T.HP} (h_3 - h_{i4}) + \eta_{T.BP} (h_5 - h_{i6})] \quad [3.8]$$

### III.4.2 Le condenseur :

Composant analogue à celui des machines à compression de vapeur. Puisqu'en utilise un condenseur à eau, alors c'est la température de l'eau (refroidisseur) qui la température de condensation de fluide caloporteur circulant dans l'installation et donc la pression de condensation dans le condenseur. La condensation du fluide caloporteur nécessite un rejet de la chaleur de condensation  $Q_{cond}$  à la température  $T_c$ .

On néglige les pertes de pression dans le condenseur uniquement pour simplifier les calculs, ainsi nous avons  $P_1 = P_6 = P_{cond}$ .



**Fig 3.8 : Bilan du condenseur**

La chaleur rejetée dans le condenseur est la suivante :

$$Q_{cond} = \dot{m}(h_6 - h_1) = \dot{m} L_v \quad [3.9]$$

Avec :

$\dot{m}$  : Débit massique du fluide caloporteur circulant dans l'installation en (kg/s).

$h_i$  : L'enthalpie du fluide dans le point i, en (j/ kg).

### III.4.3 La pompe :

Le fluide caloporteur est pompé de la pression P1 qui est égale à la pression de condensation jusqu'à la pression de circulation dans le capteur solaire P2, dans notre cas nous avons la puissance absorbée par la pompe qui égale à :

$$W_p = \dot{m}(h_2 - h_1) \quad [3.10]$$



**Fig .3.9** : Le bilan dans la pompe.

D'autre part, la puissance de la pompe égale à :

$$w_p = \dot{v}(P_2 - p_1) \quad [3.11]$$

### III.4.4 Le champ solaire :

Le fluide caloporteur est pompé jusqu'au capteur solaire (le champ) à la pression P<sub>2</sub> ou il vas être chauffé jusqu'à la température T<sub>3</sub> grâce au rayonnement solaire, et par conséquent un changement de phase à pression constante.

$$Q_u = \dot{m}_{huile} C_p (T_e - T_s) \quad [3.12]$$

### III.4.5 Rendement de l'installation :

Pour notre installation le bilan énergétique global de cette dernière nous avons deux sources qui consomment l'énergie et deux autres gagnés par notre système, cela on cite deux rendements différents qui nous donnent un rendement global à la fin de l'installation par l'addition de ces deux derniers :

le premier c'est au niveau de la turbine qui égale à :

$$\eta_{elec} = \frac{Q_T}{Q_u} \quad [3.13]$$

Le deuxième c'est au niveau du condenseur qui égale à :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{cond}}{Q_u} \quad [3.14]$$

### III.4.6 La puissance nécessaire pour avoir l'électricité :

A partir des gammes des génératrices existes dans le marché pour la production de l'électricité, on peut connaitre la puissance de chacune à partir de la vitesse de rotation  $N$  (tr/s).

La valeur  $N$  nous permet de connaitre la puissance de la génératrice à travers laquelle on détermine la valeur de la puissance de la turbine  $Q_T$  donnée par la formule [3.9] ; car :

$$P_{généralrice} = \eta_{accouplement} \cdot Q_T \quad [3.15]$$

Avec :

$P_{généralrice}$  : Puissance de la génératrice [w].

$\eta_{accoupl}$  : Rendement due au accouplements qui relais la génératrice avec la turbine.

$Q_T$  : La puissance gagnée au niveau de la turbine [w].

### III.5 L'étude théorique de l'installation :

Notre installation est une centrale solaire thermodynamique de 10 MW à concentration basée sur le cycle de Hirn avec resurchauffé dans le site d'Adrar.

D'après notre recherche bibliographique, nous avons trouvé que les capteurs cylindro-parabolique sont les plus répandus dans le domaine des installations solaires pour la



production d'électricité, à partir de cette information on a choisi le type des capteurs de notre installation.

Après avoir vu les installations à concentrateurs cylindro-paraboliques qui existent dans le monde, on a choisi l'installation suivante qui fonctionne avec 370°C et 82.2 Bar comme conditions d'entrée dans la turbine haute pression, et 370°C et 14.5 Bar à l'entrée du turbine basse pression.

A partir des gammes des turbines à vapeur existant sur le marché, et pour notre problème de génération d'une puissance électrique de 10MW, on adapte la configuration suivante :

Admission de vapeur jusqu'à 86 Bar comme valeur maximale.

Température maximale à l'entrée 520°C.

Détente maximale jusqu'à 0.6 Bar.[29]

<b>L'efficacité isentropique de la turbine HP</b>	<b>85 %</b>
<b>L'efficacité isentropique de la turbine BP</b>	<b>88 %</b>
<b>Le rendement de la pompe</b>	<b>70 %</b>
<b>Le rendement du générateur électrique</b>	<b>97 %</b>
<b>Les pertes thermiques au niveau de l'échangeur</b>	<b>1.5 %</b>

**Tableau 3.1** : Les efficacités des différents composants de l'installation.[28]

L'installation fonctionne avec le cycle de Hirn avec une deuxième surchauffe, les paramètres thermodynamiques de chaque point du cycle sont déterminés à l'aide des tableaux thermodynamiques de la vapeur d'eau ainsi par le logiciel "WAPS" :

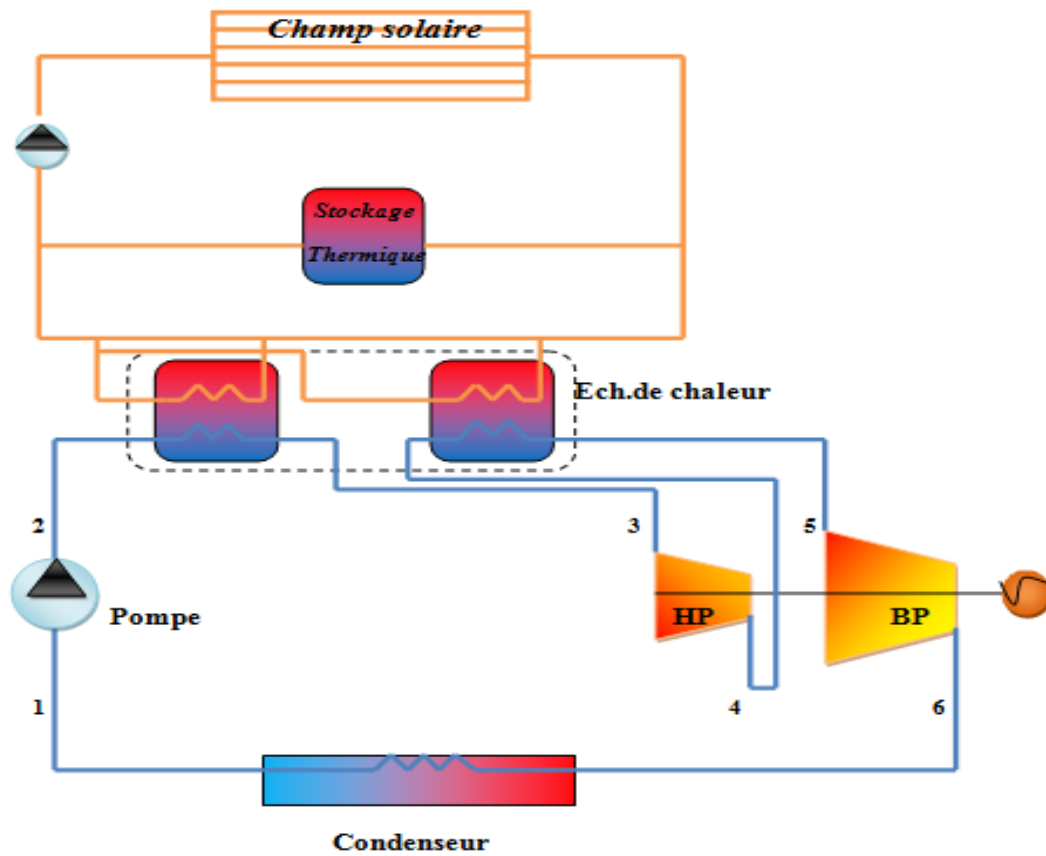


Fig.3.10 : la configuration de l'installation.

$$\text{Point (3)} \left\{ \begin{array}{l} T_3 = 370^\circ\text{c} , P_3 = 82,2 \text{ Bar.} \\ h_3 = 3045,5 \text{ kj/k.} \\ S_3 = 6,2144 \text{ kj/kg.k} \\ u_3 = 2729,4 \text{ kj/kg.} \\ V_3 = 0,03086 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg.} \end{array} \right.$$

$$\text{Point (4)} \left\{ \begin{array}{l} P_4 = 14.5 \text{ Bar}, T_4 = 196^\circ\text{c} . \\ S_4 = S_3 = 6,2144 \text{ kj/kg.k} \\ h_{i4} = 2675,88 \frac{\text{kj}}{\text{kg}} ; h_{4'} = \frac{834,51 \text{ kj}}{\text{kg}} ; h_{4''} = 2790,48 \frac{\text{kj}}{\text{kg}} \end{array} \right.$$

$$h_4 = 2731,32 \text{ kj/kg}$$

$$u_4 = 2490,00 \text{ kj/kg.}$$

$$v_4 = 0,1976 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg.}$$

Le titre  $x_{i4} = \frac{S_4 - S'_4}{S_4'' - S'_4} = 0,9412 \rightarrow h_{i4} = x_{i4} \times (h_4'' - h'_4) + h'_4$

$$h_{i4} = 2675,88 \text{ kj/kg} \rightarrow \eta_{T1} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{i4}} = 0,85 \rightarrow h_4 = 2731,32 \text{ kj/kg} \rightarrow x_4 = \frac{h_4 - h'_4}{h_4'' - h'_4}$$

$$x_4 = 0,97.$$

Point (5)  $\left\{ \begin{array}{l} P_5 = 14,5 \text{ Bar}, T_5 = 370^\circ\text{C.} \\ S_5 = 7,1864 \text{ kj/kg.k} \\ h_5 = 3192 \text{ kj/kg.} \\ u_5 = 2902,14 \text{ kj/kg.} \\ v_5 = 0,20045 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg.} \end{array} \right.$

Point (6)  $\left\{ \begin{array}{l} P_6 = 0,6 \text{ Bar}, T_6 = 85,94^\circ\text{C.} \\ S_6 = S_5 = 7,1864 \text{ kj/kg.k.} \\ h_{i6} = 2529,18 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}, h_{6'} = 359,86 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}, h_{6''} = 2653,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}, \\ h_6 = 2608,72 \text{ kj/kg.} \\ u_6 = 2374,35 \text{ kj/kg.} \\ v_6 = 2,6406 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg.} \end{array} \right.$

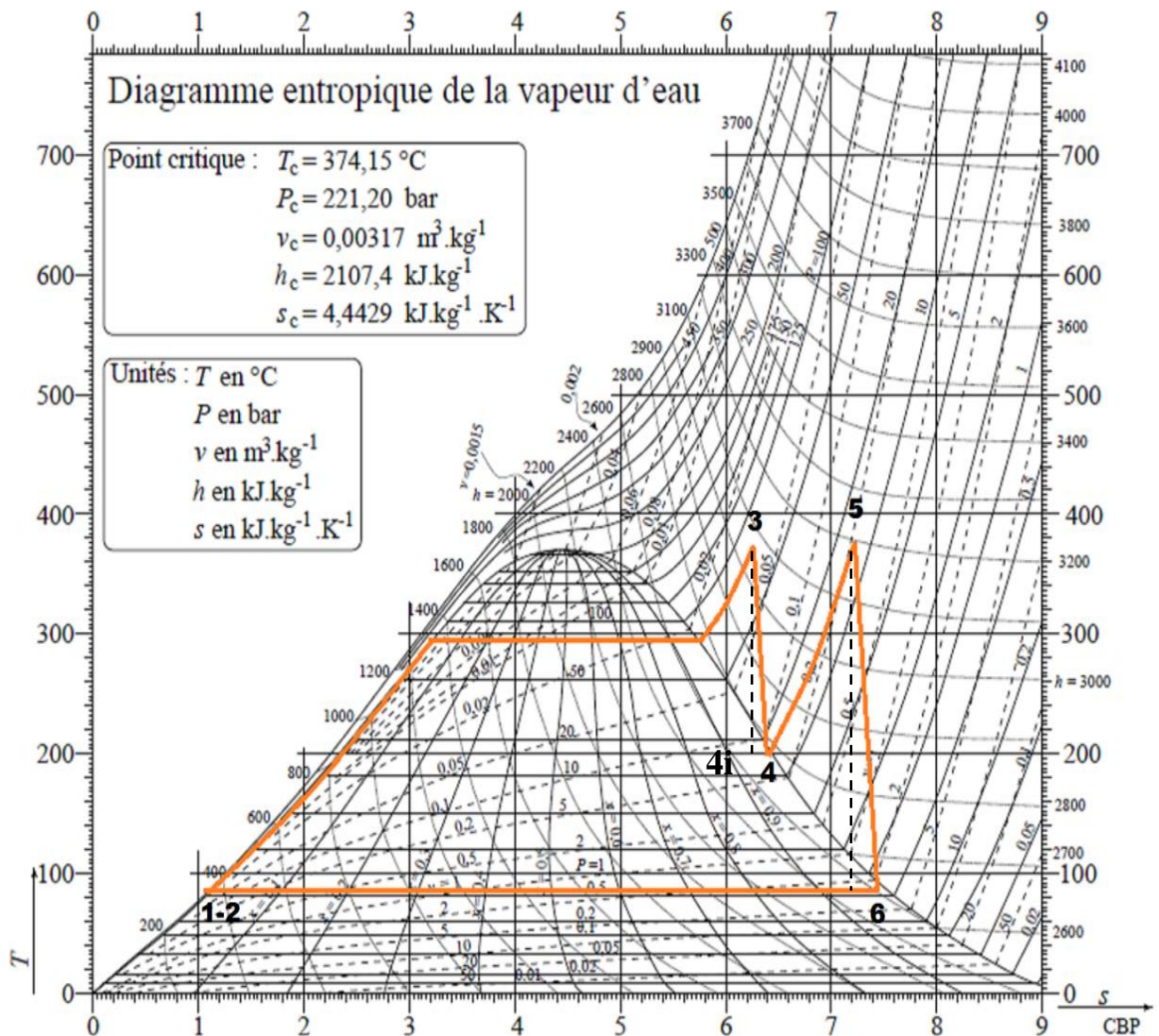
$$X_{i6} = \frac{S_{i6} - S'_6}{S_6'' - S'_6} = 0,94; X_{i6} = \frac{h_{i6} - h'_6}{h_6'' - h'_6} \rightarrow h_{i6} = 2529,18.$$

$$\eta_{T2} = \frac{h_5 - h_6}{h_5 - h_{i6}} = 0,98 \rightarrow h_6 = 2608,72 \text{ kj/kg.}$$

$$X_6 = \frac{h_6 - h'_6}{h''_6 - h'_6} = 0,98.$$

$$\text{Point (1)} \left\{ \begin{array}{l} P_1 = P_6 = 0,6 \text{ Bar}, T_6 = T_1 = 85,94^\circ\text{C}. \\ S_1 = S'_6 = 1,1453 \text{ kJ/kg.k} \\ h_1 = 359,86 \text{ kJ/kg}. \\ u_1 = 359,79 \text{ kJ/kg}. \\ v_1 = 1,0331 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}. \end{array} \right.$$

$$\text{Point (2)} \left\{ \begin{array}{l} p_2 = 82,2 \text{ bar} \\ h_2 = 37,9 \text{ kJ/kg} \\ S_2 = S_1 = 1,1453 \text{ kJ/kg.k} \\ u_2 = 362,65 \text{ kJ/kg} \\ v_2 = v_1 = 1,0331 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}. \end{array} \right.$$



**Fig.3.11 : Représentation du cycle de l'installation sur le diagramme de T-S**

Pour le point (2), on peut calculer la variation de température dans la pompe (entre le point 1 et 2) par la relation suivante :

$$\Delta T = \frac{T}{c_{pl}} \cdot \beta \cdot v' \cdot \Delta P \quad [3.16]$$

Pour l'eau liquide à 0,6 Bar et 85°C,  $\beta = 7 \cdot 10^{-4} \text{ k}^{-1}$ ;  $C_{pl} = 4198 \text{ j/kg.k}$ , et  $v' = v_1 = 1,0331 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ .

$$\text{AN : } \Delta T = \frac{(85,94 + 273,15)}{4198} \cdot 7 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0331 \cdot 10^{-3} \cdot (82,2 - 0,6) \cdot 10^5 ; \Delta T = 0,5 \text{ K.}$$

Donc :  $T_2 = 86,44^\circ\text{C}$ .

**Calcul du travail de la pompe :**

$$W_p = v \cdot \Delta P \quad [3.17]$$

$$W_p = 1,0331 \cdot 10^{-3} (82,2 - 0,6) 10^5 ; W_{p_{th}} = 8,43 \text{ kj/kg} ; W_{p_{reel}} = \frac{W_{p_{th}}}{\eta_p} = \frac{8,43}{0,7} ,$$

$$W_{p_{reel}} = 12,04 \text{ kj/kg.}$$

$$W_p = (h_2 - h_1) ,$$

$$h_2 = W_{p_{reel}} + h_1, h_2 = 371,9 \text{ kj/kg.}$$

**Calcul de la quantité de chaleur gagnée par la vapeur d'eau (fluide de travail) dans le générateur de vapeur :**

$$Q_{vap} = (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)$$

$$Q_{vap} = 3134,28 \text{ kj/kg}$$

$$Q_{pertes} = 1,5\% \cdot Q_{th} ; Q_{huile} = 1,5\% \cdot Q_{vap} + Q_{vap}$$

$$Q_{huile} = 3181,29 \text{ kj/kg.}$$

**Calcul de la puissance du générateur de vapeur :**

$$\dot{Q}_{huile} = (Q_{vap} \times \dot{m}) + (Q_{vap} \times \dot{m}) \times 1,5\%$$

$$\dot{Q}_{huile} = 28477,11 \text{ KW}$$

### Calcul du travail des turbines haute et basse pression :

$$W_{Tth} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6), W_{Tth} = 1372,66 \text{ kJ/kg}$$

$$W_{T\text{réel}} = (h_3 - h_{i4}) \times \eta_{T1} + (h_5 - h_{i6}) \times \eta_{T2}, W_{T\text{réel}} = 1149,73 \text{ kJ/kg}.$$

### Détermination de débit d'eau circulant dans l'installation :

$$\text{On a comme donnée } P_{\text{élec}} = 10 \text{ MW} = \dot{m} \cdot W_{T\text{réel}} \cdot \eta_{\text{élec}} ;$$

$$\dot{m} = 8,96 \text{ kg/s} = 32280,1 \text{ kg/heure}.$$

### Calcul de la puissance de condenseur :

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = (h_6 - h_1) \times \dot{m}$$

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = 20149,78 \text{ KW}$$

### Calcul du rendement thermique de l'installation :

$$\eta_{\text{réel}} = \frac{W_{T\text{réel}}}{Q_{\text{réel}}} = 0,3629 = 36,29\%.$$

### Calcul du rendement global :

$$\eta_g = \eta_{\text{réel}} \times \eta_o$$

$$\eta_g = 0,29$$

### Calcul de la surface de champ solaire nécessaire :

Pour calculer la surface de champ solaire, on néglige le travail de la pompe à huile, ainsi que les pertes thermiques à travers les canalisations. On peut utiliser donc la relation suivante :

$$Q_{\text{huile}} = A \cdot I \cdot \eta_o = 3181,29 \text{ kJ/kg} ;$$

Sachant que  $\eta_o$  : rendement optique de collecteur = 0,8 [30]

I : est le rayonnement moyen incident = 562,2 w/m<sup>2</sup>). [météo norme].

Donc : la surface de champ solaire est :  $A = 7073,31 \text{ m}^2$

Le type de capteur choisi dans notre installation a une surface unitaire standard de 50m<sup>2</sup> (largeur 5m ; longueur 10m).

On peut déduire le nombre des capteurs  $N = \frac{7073.31}{50} = 141,46$  capteurs.

On prend 142 capteurs.

**III.5.1 Les différentes caractéristiques du block de puissance sont résumées dans le tableau (3.2 )**

Les éléments Les paramètres	Turbine		Condenseur	Pompe	Echangeur de chaleur		Champ
	HP	BP			Vap	huile	
<b>Pression en amont [bar]</b>	82.2	14.5	0.6	0.6	-		-
<b>Pression en aval [bar]</b>	14.5	0.6	0.6	82.2	-		-
<b>Température en amont [c°]</b>	370	370	85.94	85.94		<b>400</b>	-
<b>Température en aval [c°]</b>	196	85.94	85.94	86.44	-		<b>400</b>
<b>Enthalpie en amont [kJ/kg]</b>	3045. 5	3192	2608.72	359.86	-		-
<b>Enthalpie en aval [kJ/kg]</b>	2731. 32	2608. 72	359.86	371,9	-		-
<b>Entropie en amont [kJ/kg]</b>	6.214	7.186	5.444	1.1453	-		-
<b>Entropie en aval [kJ/kg]</b>	6.334	5.444	1.1453	1.1453	-		-
<b>Quantité de chaleur [kJ/kg]</b>	-		2248.829	-	313 4.28	318 1.29	3181,29
<b>Puissance nécessaire [KW]</b>	10301.58		20149.78	107.78	28477,11		-
<b>Débit massique [kg/s]</b>	8.96		8.96	8.96	10		-
<b>Travail [kJ/kg]</b>	1149,73			12.04	-		-
<b>Section [m<sup>2</sup>]</b>	-		-	-	-		7073,31
<b>Rendement thermique de l'installation [%]</b>	36.29						
<b>Le rendement global [%]</b>	29,03						

**Tableau 3.2 : paramètres des points figuratifs du cycle**

### III.6 Calcule des émissions de CO<sub>2</sub> dans une centrale fossile du même capacité:

Si cette installation fonctionne uniquement avec le gaz naturel, on déduisant la quantité de CO<sub>2</sub> rejetée à l'atmosphère par la méthode suivante:

Sachant que la composition chimique de gaz naturel sont :

Méthane CH<sub>4</sub> = 90,0% , Ethane C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>= 5% , Propane C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> = 1% , Butane C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>= 0,2% ,

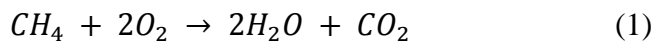
Dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>=1,4% ,et L'Azote N<sub>2</sub>= 2,2%

Remarque : on considère que tous les réactions chimiques sont complètes.

composant	Masse molaire(g/mol)
CH <sub>4</sub>	16
O <sub>2</sub>	32
H <sub>2</sub> O	18
CO <sub>2</sub>	44
N <sub>2</sub>	14

Tableau 3.2 : la masse molaire des constituants de gaz naturelle.

Pour la réaction de CH<sub>4</sub> avec l'oxygène :

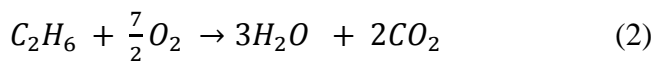


$$16 + 64 \rightarrow 36 + 44$$

$$1g \rightarrow m_{CO_2}$$

$$m_{CO_2} = \frac{1 \times 44}{16} = 2,75g .$$

Pour le C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> :

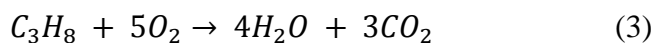


$$30g + \frac{7}{2} 32 \rightarrow 3 \times 18 + 2 \times 44$$

$$1g \rightarrow m_{CO_2}$$

$$m_{CO_2} = \frac{1 \times 2 \times 44}{30} = 2,93g .$$

Pour le C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>:



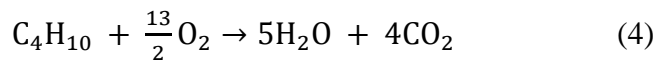
$$44 + 165 \rightarrow 72 + 132$$

$$1g \rightarrow m_{CO_2}$$

$$m_{CO_2} = \frac{1 \times 132}{44} = 3g .$$

Pour le C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> :





$$58 + 208 \rightarrow 90 + 172$$

$$1g \rightarrow m CO_2$$

$$mCO_2 = \frac{1 \times 172}{58} = 3,03g$$

Pour 1g de gaz naturel :

$$0,9 g \rightarrow 2,475g \text{ de } CO_2$$

$$0,05g \rightarrow 0,1465 g \text{ de } CO_2$$

$$0,01g \rightarrow 0,03 g \text{ de } CO_2$$

$$0,002g \rightarrow 0,00606 g \text{ de } CO_2$$

$$1g \text{ GN} \rightarrow 2,6575 + 0,014 = 2,6715 g \text{ de } CO_2$$

La quantité de chaleur gagnée par la vapeur d'eau :  $Q_{vap} = 3134,28 \text{ kJ/kg} = m_c \cdot IP$ ,

$$\text{Donc } m_c = \frac{Q_{vap}}{IP} = 0.87 \text{ kg/s}$$

Donc la masse de  $CO_2$  par cette installation dans l'atmosphère.

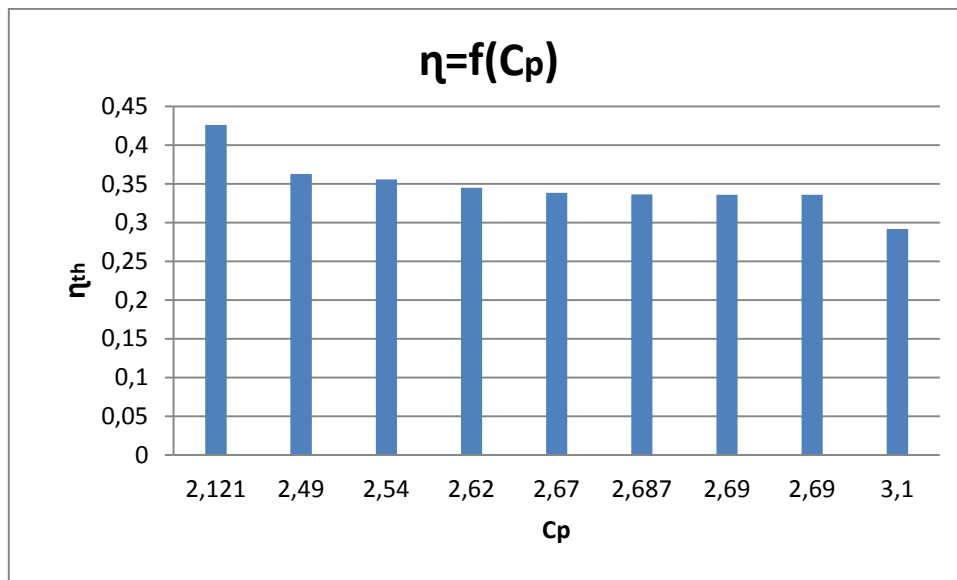
$$mCO_2 = 2.324kg/s = 73296.12 \text{ tonne/ans}$$

## II.7 Influence de la nature de l'huile HFT sur les performances de la centrale :

Une étude de l'influence des propriétés thermophysiques des différentes huiles (HFT) circulant au niveau des capteurs solaires cylindro-paraboliques a été effectuée. Le tableau 3.3 illustre les propriétés de quelques huiles largement utilisées dans le cadre de la génération de puissance solaire.

Huiles	Cp [kJ/kg.k]
JARYTHERM AX320	2.69
JARYTHERM BT06	2.49
JARYTHERM DBT	2.54
MARLOTHERM LH	2.62
MARLOTHERM SH	2.67
SANTOTHERM 59	2.69
SANTOTHERM LT	3.1
SYLTHERM 800	2.121
THERMINOL 66	2.648

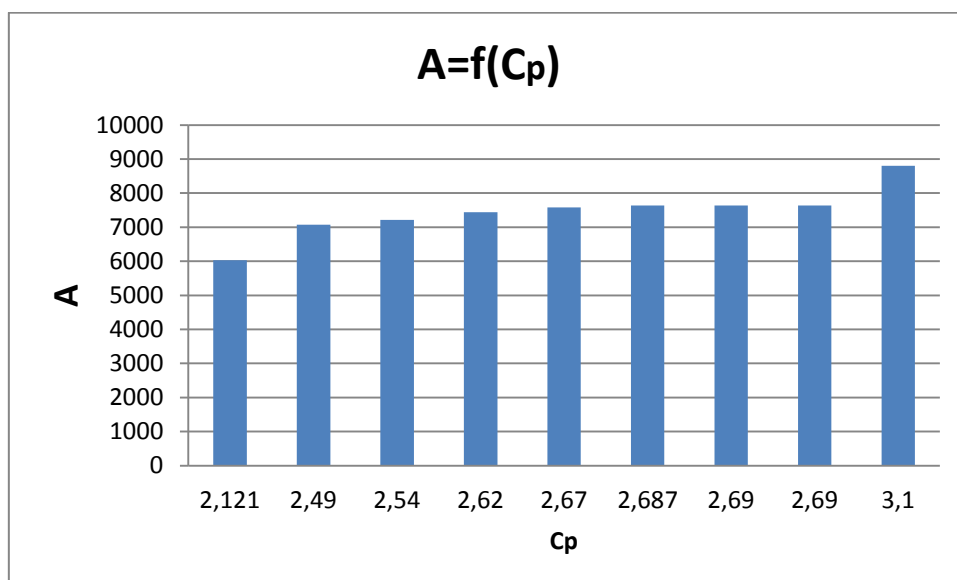
**Tableau 3.4** : capacité calorifique des huiles synthétiques à 320 C°: [31]



**Fig 3.12** : l'influence de la capacité calorifique des huiles sur le rendement.

La figure 3. Illustre l'évolution du rendement thermique de la centrale en fonction de la capacité calorifique de l'huile utilisée. Pour ce faire, les paramètres des températures et le débit de fonctionnement ont été fixés.

Le rendement thermique de l'installation est inversement proportionnel à la capacité calorifique de l'huile. Plus la capacité calorifique du HFT est importante, plus le fluide transfert de chaleur exige de la chaleur excédentaire pour favoriser le changement de phase de la vapeur d'eau et ce pour une puissance et des températures de fonctionnement déterminées.



**Fig 3.13** : l'influence de la capacité calorifique des huiles sur la surface de captation.

La figure 3. Illustre l'influence de la nature du HFT sur la surface de captation. Plus la capacité calorifique de l'huile est importante, plus la surface de captation nécessaire à la réalisation des paramètres de fonctionnement de la centrale est importante.

Dans ce cadre, la R&D aspire à la mise au point des huiles performantes et ce dans le but d'améliorer le rendement. Cette voie est l'une des principales pistes d'amélioration investiguées sur le coût final de production de l'électricité. On observe que la surface du champ (A) augmente avec l'augmentation de chaleur massique, cette influence résulte du fait que ce dernier prend une quantité de chaleur très importante pour réaliser les conditions de fonctionnement du cycle .

### **III.8 Conclusion :**

Un calcul thermodynamique d'une centrale solaire a été effectué. Le rendement thermique de l'installation est tributaire de la chaleur émanant de la concentration solaire et surtout de la qualité du transfert de chaleur entre les différents agents mis en jeu.

Une étude concernant l'influence de la capacité calorifique sur le rendement thermique et sur la surface de captation est également faite.

Les expériences dans la mise en œuvre de l'énergie solaire pour la génération de puissance ont montré que l'utilisation de l'eau comme agent dans la partie de captation est déconseillée à cause de sa capacité calorifique importante relativement à certaines huiles spécialement mises au point. La contribution de l'énergie solaire à réduire les quantités faramineuses de CO<sub>2</sub> dégagées par les combustibles fossiles est tributaire du degré de performance des capteurs utilisés et des propriétés thermophysiques des agents synthétiques de transfert de chaleur mis en jeu.

## Conclusion générale

La technologie des centrales solaires est relativement jeune. Elle présente donc un énorme potentiel de développement. Les principales pistes d'amélioration investiguées, ainsi que leur influence sur le coût final de production de l'électricité concernent la mise au point de capteurs solaires performants et peu coûteux, la mise au point des huiles de transfert de chaleur. L'utilisation de fluides caloporteurs secondaires ayant une température critique faible est une bonne alternative pour la conversion thermique du rayonnement solaire. Les études prouvent qu'une telle utilisation peut être très rentable.

La conversion thermique de l'énergie solaire est une branche inestimable de l'exploitation de ce gisement sous forme de travail mécanique en vue de produire de l'électricité, sous forme de chaleur pour la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage des locaux ou bien encore pour la climatisation et la production du froid.

Le rendement thermique de l'installation est tributaire de la chaleur émanant de la concentration solaire et surtout de la qualité du transfert de chaleur entre les différents agents mis en jeu.

La contribution de l'énergie solaire à réduire les quantités considérables de CO<sub>2</sub> dégagées par les combustibles fossiles est tributaire du degré de performance des capteurs utilisés et des propriétés thermophysiques des agents synthétiques de transfert de chaleur mis en jeu.

## Nomenclature :

$Q_u$ :	La quantité de chaleur absorbée par le fluide caloporteur	[kj/kg]
$W_p$ :	Le travail de la pompe	[kj/kg]
$Q_{cond}$ :	La quantité de chaleur rejetée par le condenseur	[kj/kg]
$Q_T$ :	Le travail de la turbine	[kj/kg]
$A_r$ :	Surface de collecteur	[m <sup>2</sup> ]
$A_a$ :	Surface de l'absorbeur	[m <sup>2</sup> ]
$C$ :	Facteur de concentration	[adimensionnel]
$Q_{tube}$ :	La quantité de rayonnement incident reçue par le tube récepteur	[W/m <sup>2</sup> ]
$\alpha\tau$ :	Facteur absorptivité-transmissivité.	[adimensionnel]
$R$ :	Le coefficient de réflexion de miroirs.	[adimensionnel]
$G$ :	La quantité de radiation directe incidente sur le collecteur	[W/m <sup>2</sup> ]
$I$ :	Irradiation solaire directe	[W/m <sup>2</sup> ]
$T_m$ :	La température moyenne du fluide dans le récepteur	[°C]
.		
$T_a$ :	La température ambiante	[°C].
.		
$Q_{loss,amb}$ :	Le flux de chaleur perdu à l'ambiance par convection	[W/m <sup>2</sup> ]
$UL$ :	Le coefficient d'échange entre le récepteur et l'ambiance.	[W/m <sup>2</sup> k]
$Q_u$ :	La quantité de chaleur absorbée par le fluide caloporteur	[W].
$W_p$ :	La puissance consommée par la pompe	[W].
$Q_{cond}$ :	La quantité de chaleur rejetée par le condenseur	[W].
$Q_T$ :	La puissance gagnée au niveau de la turbine	[W].

$\eta_T$ :	Rendement de la turbine, sans dimension.	[adimensionnel]
$\eta_g$ :	Rendement global.	[adimensionnel]
$h$ :	L'enthalpie massique du fluide, en	[kj/ kg]
$h_i$ :	L'enthalpie massique du fluide au points isentropiques, en	[kj/ kg]
$S$ :	entropie massique de l'eau ( S'liquide/S''vapeur)	[kj/kg.k]
$v$ :	volume massique de l'eau	[m <sup>3</sup> /kg]
$u$ :	l'énergie interne de l'eau	[kj/kg]
$x$ :	titre de la vapeur d'eau.	[kg <sub>vap</sub> /kg <sub>eau</sub> ]
$x_i$ :	titre de la vapeur d'eau au point isentropique de cycle.	[kg <sub>vap</sub> /kg <sub>eau</sub> ]
$P$ :	pression de l'eau (liquide/vapeur)	[bar].
$L_v$ :	chaleur latente de l'eau	[kj/kg].
$\dot{m}$ :	Débit massique du fluide caloporteur circulant dans l'installation en	[kg/s].
$Q_u$ :	Puissance développée au niveau de champ solaire	[W].
$C_p$ :	capacité thermique	[kj/kg. °C].
$\dot{m}_{huile}$ :	Débit massique d'huile synthétique	[kg/s].
$\dot{m}_{eau}$ :	Débit massique de l'eau de refroidissement	[kg/s].
$\eta_{elec}$ :	Rendement électrique.	
$\eta_{th}$ :	Rendement thermique de l'installation.	
$P_{génératrice}$ :	Puissance de la génératrice	[W].
$\eta_{accopl}$ :	Rendement due au accouplements qui relais la génératrice avec la turbine.	
$\beta$ :	Coefficient de dilatation thermique de l'eau [1/k].	
$Q_{vap}$ :	Puissance gagnée au niveau de générateur de vapeur	[W].
$S_{cond}$ :	Surface de condenseur	[m <sup>2</sup> ].
$K$ :	Coefficient d'échange global	[W/m <sup>2</sup> .k].

$\eta_0$ :	Rendement optique.	
DTLM :	Différence de température logarithmique moyenne	[°C].
$N_c$ :	Nombre de capteur solaire.	
$M$ :	Masse molaire de composant chimique	[g/mol].
$n$ :	nombre de mole.	
$m_c$ :	masse de combustible	[kg].
IP :	Pouvoir calorifique supérieur de combustible	[kJ/kg].
$\dot{m}_c$ :	Debit de combustible	[kg/s].
$e$ :	entrée.	
$s$ :	sortie.	

# References:

- [1] **JUANY M. VALENZUELA**, “Performance Of A 50 Mw Concentrating Solar Power Plant, “ Mechanical Engineering Final Thesis”, Engineering Faculty Department Of Mechanical Engineering 2010-2011
- [2] **Kadraoui Hicham**, “ Etude Comparative Et Rendement Energetique Des Differents Degres De Concentration Des Convertisseurs Thermodynamique De L’energie Solaire ‘. Memoire De Magister « Ecole Doctorale « Energies Renouvelables » 2010-2011
- [3] **Alain. Ferrière**, Centrales solaires thermodynamiques, Techniques de l’ingénieur BE 8 903.
- [4] **Fernandez-García A., Zarza E., Valenzuela L. and Pérez M. (2010)** ‘Parabolic-trough solar collectors and their applications’. *Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4(7), 1695–1721.
- [5] **Harats Y. and Kearney D. (1989)** ‘Advances in Parabolic-Trough Technology at the SEGS Plants’. Proceedings of the 1989 ASME International Solar Energy Conference, San Diego, April, 471–476.
- [6] **Bernhard R, Lalaing J, Kistner R, Eck M, Eickhoff M, Feldhoff JF, Heimsath A, Hülsey H, Morin G (2009)**, ‘Linear Fresnel collector demonstration at the PSA – Operation and investigation’, Proc. 15th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, 14–18 Sept., Berlin.
- [7] **Areva (2012)**, CLFR performance and specifications, at <http://www.areva.com/EN/operations-3641/compact-linear-fresnel-reflector-technology.html> (accessed 6 January 2012).
- [8] <http://www.psa.es/webeng/index.php> Plataforma Solar de Almeria. [En ligne]
- [9] **Pierre GARCIA**. Thèse : Outil d’évaluation technico-économique et d’aide à la conception des centrale solaire thermodynamique du futur. Perpignan : France, 2007
- [10] **Hildebrand A F and L L Vant-Hull (1977)**, ‘Power with heliostats’, *Science*, 198, 1139–1146.
- [11] **Alpert, D. J. and Houser, R. M. 1990**. Performance evaluation of large-area glass-mirror heliostats. Libro: Research, Development and Applications of Solar Thermal Technology, B. P. Gupta and W. H. Traugott, eds., pp. 91–100. Hemisphere, New York.



- [12] **Aringhoff, R., Brakmann, G., Geyer, M., and Teske, S. 2005.** Concentrated Solar Thermal Power-Now!. Greenpeace, ESTIA and IEA/SolarPACES.
- [13] **Bett A, Dimroth F, Siefer G (2007),** ‘Multi-junction concentrator solar cells’, in Luque A, Hegedus S, Handbook of photovoltaic science and engineering, John Wiley & Sons.
- [14] **S. M. Sze,** “Physics of Semiconductor Devices”, Wiley (1981), 51.
- [15] **B. Flèche - D. Delagnes / juin 07’** Energie solaire photovoltaïque.doc. Production de l’énergie photovoltaïque’
- [16] **Groenendaal B.,** ‘Solar Thermal Power Technologies’. Monograph in the framework of the VLEEM Project, 2002.
- [17] **Eck M., Eickhoff M., Feldhoff J., et al.,** ‘Direct steam generation in parabolic troughs at 500°C – First results of the Real-Diss project’. Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems. SolarPaces, 2011, Granada, Spain.
- [18] **Sylvain Quoilin,** les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007)
- [19] Centrales Solaires Thermiques. [www.outilssolaires.com](http://www.outilssolaires.com)
- [20] **Odru, Pierre,** “Le stockage de l’énergie: conservation, stockage” Paris Dunod 2010
- [21] **Bernard Roger,** “ Le rayonnement solaire: conversion thermique et applications”, Paris Tec et Doc 1980
- [22] **Moran M J and H N Shapiro (2011)** *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*, John Wiley and Sons, New York.
- [23] **Bergman T L, A S Lavine, F P Incropera and D P DeWitt (2011)** *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 7th edn., Wiley, New York.
- [24] **Çengel Y and M Boles (2010)** *Thermodynamics: An engineering approach*, McGraw-Hill, New York.
- [25] **Quoilin Sylvain,** ‘ les centrales solaires à concentration’ Université de Liège Faculté des sciences appliquées, Mai 2007.
- [26] **Short W, D J Packey and T Holt (1995)** A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, NREL/TP-462-5173, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.
- [27] <http://www.desertec.org>
- [28] **Andrea Giostri, Marco Binotti, Marco Astolfi, Paolo Silva Ennio Macchi, Giampaolo Manzolili,** “Comparison of different plants based on parabolic trough

technology” politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, Via Lambruschini 4, 20156  
Milano, 12 février 2012

[29] [www.siemens.com/energy/steamturbines](http://www.siemens.com/energy/steamturbines) , Turbines à vapeur pré étudiées, toute la  
gamme jusqu'à 12 MW

[30] **H.Derbal, R.Miri, A.Mraoui.** (2005).Etude, conception et simulation  
numérique d'un Système de production d'hydrogène solaire par électrolyse de la  
vapeur d'eau à haute température, CDER, Rev. Energ. Ren, Vol. 8 137 – 156.

[31] [www.cesium-process.com](http://www.cesium-process.com)