

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

École Nationale Supérieure Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
Ecole Nationale Polytechnique

Département d'Électronique

## MEMOIRE DE MAGISTER

En École Doctorale Énergies Renouvelables  
Option : Thermodynamique

Présenté par

Mr. DIFI Benalia

Ingénieur d'État en Mécanique Pétrolière  
Université de Boumerdès

Thème

**Etude d'une centrale à tour solaire thermodynamique hybride  
à gaz installée en Algérie**

Soutenu devant le jury composé de

Mr S. LARBI	Professeur (E.N.P)	Président
Mr A.KHELLAF	Directeur de recherche (CDER)	Rapporteur
Mr C.LARBES	Professeur (E.N.P)	Examinateur
Mr M.BELHAMEL	Directeur de recherche (CDER)	Examinateur
Mme R.BOUDERIES	Maître de recherche A (CDER)	Examinatrice

ENP 2013

---

École Nationale Polytechnique  
Avenue 10, Hacén Badi, El Harrach. Alger.  
16200



## ملخص

عززت مكافحة تغير المناخ، إلى جانب الزيادات الأخيرة في أسعار النفط الجهود البحثية لإنتاج الكهرباء بواسطة الطاقات المتجددة تقليل انبعاثات غاز ثاني اوكسيد الكربون  $CO_2$  من خلال الاستخدام المكثف للتقنيات الطاقة الشمسية الحرارية والكهرباء الضوئية (حوالي 300 ميغاواط من مشاريع الطاقة الشمسية المركزة تجري في العالم) مع إمكانيات قوية للحد من التكاليف. وتطوير مزايا من التخزين الحراري، التهجين، وتحويل الطاقة الشمسية.

وفي هذا السياق ، نقتراح هذه المذكرة كإطار لدراسة محاكاة برج الطاقة الشمسية الحرارية الهجينة مع الغاز مشروع « PEGASE » في الجزائر مع الحفاظ مع مبدأ المشروع وتغيير (المعالم والهندسة والسطح، والسوائل .... الخ.) خاصة المعطيات الشمسية لغرداية كسبيل المثال .

لتقدير تأثير وحدود نسبة تركيز درجة الحرارة على كفاءة التحويل ومردود برج الطاقة الشمسية.

كلمات المفتاح: التركيز الحراري، الألواح الشمسية، التهجين، المستقبل، المحاكات، TRNSYS

## Résumé

La lutte contre le changement climatique, conjuguée aux récentes augmentations du prix des hydrocarbures, a relancé les efforts de recherche pour produire l'électricité et d'autres vecteurs énergétiques en minimisant les émissions de  $CO_2$ .

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

Dans ce contexte favorable, nous proposons comme cadre de travail une étude d'une centrale à tour solaire thermodynamique hybride à gaz avec simulation par TRNSYS de projet PEGASE en Algérie (Ghardaïa exemple) en gardant le concept et le principe et on change les (paramètres ,géométrie, surface ,fluide ....etc.) afin d'estimer l'influence et les limites du taux de concentration (donc température) sur le rendement de conversion global de centrale à tour solaires thermodynamiques.

**Mots clés** Champs Solaire, Héliostat, Concentration, Récepteur, Hybride, Simulation, TRNSYS

## Abstract

The fight against climate change, coupled with recent increases in oil prices has boosted research efforts to produce electricity and other energy carriers minimizing  $CO_2$  emissions.

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

In this favorable context, we propose as framework for a study of a power tower solar thermal gas hybrid simulation with TRNSYS project PEGASE in Algeria (Ghardaïa example) keeping the concept and the principle and exchange (parameters, geometry, surface, fluid .... etc..) to estimate the influence and the limits of the concentration ratio (temperature) on the overall conversion efficiency of thermodynamic solar power tower.

**Keywords** Champs Solar, Héliostat, Concentration, Receiver, Hybride, Simulation, TRNSYS.

## REMERCIEMENTS

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

*Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Monsieur Pr KHELLEF Abdellah Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelable Alger, pour avoir dirigé ce mémoire, pour son suivi permanent, ses lectures attentives, ses conseils judicieux et le soutien constant qu'il m'a prodigué au cours de l'élaboration de ce travail. Je remercie très chaleureusement Mr S. LARBI Professeur à L'école national polytechnique, Alger m'avoir fait l'honneur de présider ce jury. Je remercie vivement Mr Chérif LARBES Professeur à L'école national polytechnique Alger, Mr. Maïouf BELHAMEL, Directeur de CDER, Alger, Dr BOUDRIES Rafika Maître de Recherche A au CDER, Alger, d'avoir bien voulu accepter de juger ce travail et qui m'honorent en participant à ce jury.*

*Je remercie vivement Mr A.BENBRIK Professeur a ex-INH Boumerdes, pour ses conseils judicieux.*

*J'exprime toute ma sincère et profonde reconnaissance à Monsieur N.YAMMANI*

*Je ne sais comment le remercier pour son aide, son encouragement, et de ses grandes qualités humaines.*

*Il m'est agréable de remercier toute l'équipe CDER Bouzaréah Alger.*

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

*B.DIFI*

***A la mémoire de mon père***

## Sommaire

<b>Remerciement</b>	
<b>Nomenclature</b>	
<b>Liste des figures</b>	
<b>Liste des tableaux</b>	

### INTRODUCTION GÉNÉRALE

#### Chapitre 1: ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

1.1 Introduction.....	4
1.2 État de l'Art .....	5
1.2.1 Centrales à miroirs héliostatiques et tours thermiques.....	6
1.2.2 Centrales à concentrateurs cylindro-paraboliques.....	7
1.2.3 Système à parabole/Stirling.....	8
1.3 Perspectives.....	10
1.4 Conclusion .....	13

#### Chapitre 2 La théorie d'une centrale à tour solaire

2.1 La théorie d'une centrale à tour solaire .....	14
2.1.1 Les aspects techniques.....	14
2.1.1.1 La concentration.....	14
2.1.1.2 Les principes .....	15
2.1.1.3 La technologie .....	17
2.1.1.4 La réception du rayonnement.....	21
A. Le récepteur à eau-vapeur .....	22
B. Le récepteur à sel fondu.....	23
C. Le récepteur à métal fondu .....	24
D. Le récepteur à air .....	25
2.1.2 Le transport et le stockage de la chaleur .....	26
2.1.2.1 Cas de l'eau-vapeur.....	26
2.1.2.2 Cas du sel fondu .....	27
2.1.2.3 Cas du sodium.....	28
2.1.2.4 Cas de l'air .....	29
2.1.3 La transformation thermoélectrique de l'énergie récoltée .....	30
2.1.3.1 Turbine à vapeur et assimilés (cycle de Hirn).....	30
2.1.3.2 Turbine à vapeur et assimilés (cycle de Hirn).....	34

2.1.3.3Le cycle combiné .....	35
2.1.3.4Le cycle Stirling .....	38
2.2 Bilan énergétique.....	40
2.2.1 Conversion thermodynamique de l'énergie solaire.....	41
2.2.1.1La collecteur.....	41
2.2.1.2La production de chaleur.....	42
2.2.1.3La conversion de chaleur .....	43
2.2.2 Interprétation .....	46

### **Chapitre 3 : Gisements et impact environnemental**

3.1 Introduction .....	47
3.2 Présentation de site <i>Ghardaïa</i> .....	48
3.2.1 Data base de mesures .....	50
3.2.2 Valeurs mensuelles et annuelles du rayonnement global.....	53
3.2.3 Distribution du rayonnement global horaire .....	54
3.3 Conclusion.....	56
3.4 Impacts sur l'environnement.....	57
3.4.1 Impacts en période de travaux.....	57
3.4.1.1Les déchets domestiques solides .....	57
A. Métaux lourds.....	58
B. les résidus de produits chimiques .....	58
C. les emballages et autres déchets divers.....	58
D. Pièces métalliques .....	58
E. les boues de décantation.....	58
F. Rejets gazeux .....	59
3.4.2 Impacts en période d'exploitation .....	59
3.4.2.1Impacts sur la ressource en eau et la qualité de l'eau .....	59
3.4.2.2Les impacts sur l'équilibre global de l'aquifère .....	60
3.4.2. 3Impact sur les forages situés à proximité .....	60
3.5 Les normes à l'émission.....	60
3.6 Conclusion.....	61

## **Chapitre 4 : Type de centrale à tour solaire thermodynamique choisi**

4.1 Introduction .....	63
4.2 Description du projet.....	63
4.2.1 Description des principales composantes caractéristiques et étapes de réalisation du projet.....	64
4.3 Analyse économique et financière .....	65
4.3.1 Évaluation des couts.....	65
4.3.2 Évaluation des couts et des performances.....	68
4.4 Conclusion.....	68

## **Chapitre 5 : Modélisation et simulation**

5.1 Introduction .....	69
5.2 Étape de simulation .....	69
5.2.1 Présentation de TRNSYS .....	69
5.2.1.1 Les outils d'environnement TRNSYS .....	71
A. <i>SIMCAD</i> .....	71
B. <i>TRNFOW</i> .....	71
C. <i>FAVENT</i> .....	71
D. <i>TRNSED</i> .....	71
5.2.1.2 Exemple d'application .....	73
5.2.2 Application de projet de pégase sur le site de Ghardaïa comme exemple .....	74
5.2.2.1 Configuration de centrale 1.5 MWh.....	74
5.2.2.1.1 Configuration de champs solaires .....	74
A. Les données météo norme de site de Ghrdaia .....	74
B. Héliostat.....	74
C. Tour solaire.....	74
D. Le champ solaire.....	75
5.2.2.1.2 Configuration de cycle de puissance.....	76
5.3 Résultats de simulations et discussion .....	77
5.3.1 Résultats pour chaque jour concerné.....	78
5.3.2 Discussion et analyse des résultats obtenue .....	90

**Conclusion générale et perspective..... 102**

**Références bibliographiques**

## Liste de figures

Fig 1.1: Principe de fonctionnement de la tour solaire .....	7
Fig 1.2: Schéma d'une centrale cylindro-parabolique .....	8
Fig 1.3: Système à capteur solaire parabolique et moteur Stirling .....	9
Fig 1.4: Exemple de système parabole Stirling .....	10
Fig 1.5: Réparation des capacités par technologie .....	11
Fig 1.6: Projets en préparations de centrales solaires thermodynamiques par pays, 2009-2014.12	
Fig 1.7: Capacité installée annoncée par acteur pour 2010 en MW .....	12
Fig 2.1: irradiation solaire moyenne .....	14
Fig 2.2: principales technologies de concentration solaire .....	15
Fig 2.3: Système de poursuite de l'héliostat .....	16
Fig 2.5: Schéma d'un héliostat .....	18
Fig 2.6: principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel .....	19
Fig 2.7: Tour solaire PS10 près de Séville .....	21
Fig 2.8: Principe de reconversion d'une centrale à tour solaire .....	22
Fig 2.9: schéma d'un récepteur volumétrique .....	24
Fig 2.10: Schéma principe d'une centrale hybride .....	26
Fig 2.11: Schéma compares d'une centrale à sel fondu et d'une centrale a air .....	28
Fig 2.12: Les composants d'une Centrale Thermoélectrique Solaire en Tour et le principe de fonctionnement .....	29
Fig 2.13: Schéma de cycle de Rankine .....	31
Fig 2.14: La variation de rendement isentropique de TAV .....	33
Fig 2.15: Schéma d'une centrale cylindro-parabolique à cycle vapeur.....	33
Fig 2.16: Schéma d'une turbine à gaz .....	34
Fig 2.17: Variation de l'entropie en fonction de la température TAG .....	35
Fig 2.18: Schéma descriptif de cycle combiné .....	36
Fig 2.19: Effet de la pression de vapeur du procédé ( $P_v$ ) sur la puissance relative ( $P/P_0$ ) et sur le coefficient de puissance (PC) .....	36
Fig 2.20: Effet du coefficient de puissance sur le rendement électrique et sur le rendement global	37
Fig 2.21: Variations du coefficient de puissance en fonction de la température .....	37
Fig 2.22: Schéma d'un cycle combiné (centrale à tour) .....	38
Fig 2.23: cycle de Stirling idéal .....	38
Fig 2.24: Processus de transformation soleil/chaleur-électricité .....	41

Fig 2.25: Variation du rendement en fonction de la température pour différentes concentrations .....	45
Fig 3.1: Station radiométrique de L'URAER .....	49
Fig 3.2: irradiation globale, diffuse, direct normale et globale inclinée collecté par la station radiométrique .....	51
Fig 3.3: Eclairage estimé pour une surface horizontal,Ghardaia 21 Juin 2008.....	51
Fig 3.4: Eclairage estimé pour une surface de 32°,Ghardaia 21 Juin 2008.....	51
Fig 3.5: Éclairage estimé pour différentes orientations, Ghardaia 21 Juin 2008 .....	52
Fig 3.6: Température ambiante, Ghardaia 21 uni 2008.....	52
Fig 3.7: Eclairage estimé pour une surface horizontale, Ghardaia 11Juillet 2008 .....	52
Fig 3.8: Eclairage estimé pour une surface incliné 30°, Ghardaia 11Juillet .....	52
Fig 3.9: Eclairage estimé pour une surface horizontale, Ghardaia 08 Janvier 2008 .....	53
Fig 3.10: Température estimé pour une surface incliné 30° 08 Janvier 2008 .....	53
Fig 3.11: La distribution de moyenne annuelle du rayonnement global horaire (Wh/m <sup>2</sup> ) reçu sur un plan horizontal .....	54
Fig 4.1: Schéma de l'installation PEGASE à THEMIS .....	64
Fig 4.2: Cumulative power plant capacity installed (MWe) .....	67
Fig 5.1: composantes de simulation héliostat .....	70
Fig 5.2: Principe d'un sous-programme de composant de TRNSYS .....	71
Fig 5.3: étape de simulation .....	72
Fig 5.4: présentation de la bibliothèque STEC .....	72
Fig 5.5: Exemple d'application TRNSYS .....	73
Fig 5.6: schéma théorique .....	77
Fig 5.7: schéma de simulation sur TRNSYS .....	78
Fig 5.8: Graph de la variation de température en degré C a la sortie de récepteur de 21 Mars ..78	
Fig 5.9: Le graphe de la variation de puissance thermique en kJ/h.....	79
Fig 5.10: La variation de pression de l'air à la chambre de combustion en bar .....	79
Fig 5.11: La variation de température de l'air à la chambre de combustion en degré °C.....	80
Fig 5.12: La variation de puissance à la sortie de turbine en kJ/h .....	80
Fig 5.13: La variation de puissance électrique de générateur en kJ/h .....	81
Fig 5.14: Graph de la variation de température en degré °C a la sortie de récepteur de 21 Juin 81	
Fig 5.15: Graph de la variation de puissance en kJ/h a la sortie de récepteur de 21 Juin .....	82
Fig 5.16: Graph de la variation de pression en bar à la chambre de combustion de 21 Juin ...	82

Fig 5.17: Graph de la variation de température en °C à la sortie de chambre de combustion de 21 Juin .....	83
Fig 5.18: Graph de la variation de puissance de turbine en kJ/h de 21 Juin .....	83
Fig 5.19: Graph de la variation de puissance de générateur en kJ/h de 21 Juin .....	84
Fig 5.20: Graph de la variation de température en degré °C a la sortie de récepteur de 21 Sept 84	
Fig 5.21: Graph de la variation de puissance en kJ/h a la sortie de récepteur de 21 Sept .....	85
Fig 5.22: Graph de la variation de pression en bar à la chambre de combustion de 21 sept ...	85
Fig 5.23: Graph de la variation de température en °C à la sortie de chambre de combustion de 21 Sept .....	86
Fig 5.24: Graph de la variation de puissance de turbine en kJ/h de 21 sept .....	86
Fig 5.25: Graph de la variation de puissance de générateur en kJ/h de 21 Sept .....	87
Fig 5.26: Graph de la variation de température en degré °C a la sortie de récepteur de 21Décembre .....	87
Fig 5.27: Graph de la variation de puissance en kJ/h a la sortie de récepteur de 21 Décembre	88
Fig 5.28: Graph de la variation de pression en bar à la chambre de combustion de 21Décembre .....	88
Fig 5.29: Graph de la variation de température en °C à la sortie de chambre de combustion de 21Décembre .....	89
Fig 5.30: Graph de la variation de puissance de turbine en kJ/h de 21 Décembre .....	89
Fig 5.31: Graph de la variation de puissance de générateur en kJ/h de 21Décembre .....	90
Fig 5.32: Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21Mars dans la chambre de combustion .....	92
Fig 5.33: Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21Mars dans la chambre de combustion .....	93
Fig 5.34: Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21 Juin dans la chambre de combustion .....	95
Fig 5.35: Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21Mars dans la chambre de combustion .....	95
Fig 5.36: Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21 Septembre dans la chambre de combustion .....	97
Fig 5.37: Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21Septembre dans la chambre de combustion .....	97

Fig 5.38: Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21 Décembre dans la chambre de combustion .....	99
Fig 5.31: Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21 Décembre dans la chambre de combustion .....	99

## Liste des tableaux

Tableau 1.1: Les principales réalisations .....	11
Tableau 2.1: Comparaison des turbines à contre-pression et à condensation .....	32
Tableau 2.2: différentes filières thermique solaire .....	39
Tableau 2.3: Avantages et inconvénient de différentes filières 2005.....	40
Tableau 3.1: Valeur mensuelle et annuelle de rayonnement global kWh/m <sup>2</sup> sur un plan horizontal .....	53
Tableau 3.2: Pourcentage de fréquence de distribution du rayonnement global journalier .....	55
Tableau 3.3: Normes requises à l'émission .....	60
Tableau 4.1: Le cas des centrales de 50MWe, avec ensoleillement de Séville (2014kWh/m <sup>2</sup> /an) .....	67
Tableau 4.2: Etude comparatif de tour solaire .....	68
Tableau 5.1: Les paramètres d'héliostat .....	74
Tableau 5.2: Les paramètres de Récepteur .....	75
Tableau 5.3: Les paramètres de La chambre de combustion .....	76
Tableau 5.4: Les paramètres de Générateur .....	76
Tableau 5.5: Les paramètres de compresseur .....	77
Tableau 5.6: Les paramètres de La turbine à gaz .....	77
Tableau 5.7: variation de masse de gaz équivalent solaire .....	93
Tableau 5.8: variation de masse de gaz équivalent solaire .....	96
Tableau 5.9: Variation de masse de gaz équivalent solaire .....	98
Tableau 5.10: variation de masse de gaz équivalent solaire .....	100
Tableau 5.11: Résumé des différentes Fractions solaires .....	100

# Nomenclature

## NOMENCLATURE

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>	<b>Unité</b>
C	Concentration géométrique	-
$F_{\text{gaz}}/F_{\text{solaire}}$	les Fractions de solaire par rapport le gaz dans la chambre de combustion	-
$h_{\text{cv}}$	Coefficient d'échange de chaleur par convection	$\text{W/m}^2.\text{K}$
$h_{\text{r}}$	Coefficient d'échange de chaleur par rayonnement	$\text{W/m}^2.\text{K}$
I	Eclairement solaire direct	$\text{W/m}^2$
LEC	Coût moyen annuel actualisé	Euro/kWh
$Q_{\text{ut}}$	Chaleur utile	KJ
$P_{\text{a}}$	Puissance solaire absorbée par le récepteur	W
$P_{\text{c}}$	Puissance solaire captée par le réflecteur	W
$P_{\text{gaz}}$	Puissance thermique de gaz dans la chambre de combustion	W
$P_{\text{pc}}$	Pertes par conduction	W
$P_{\text{pcv}}$	Pertes par convection	W
$P_{\text{pr}}$	Pertes par rayonnement	W
$P_{\text{p}}$	Puissance correspondant aux pertes thermiques	W
$P_{\text{solaire}}$	Puissance thermique d'origine solaire dans la chambre de combustion	W
$P_{\text{t}}$	Puissance utile transmise par la surface réceptrice	W
$P_{\text{total}}$	Puissance thermique totale de l'installation fournie à la turbine	W
$S_{\text{r}}$	Surface de l'absorbeur (récepteur)	$\text{m}^2$
$S_{\text{ref}}$	Surface d'ouverture du concentrateur (réflecteur)	$\text{m}^2$
$T_{\text{a}}$	Température ambiante	K
$T_{\text{r}}$	Température de la surface du récepteur	K
$T_{\text{source}}$	Température à la source	K
U	Coefficient global des pertes	$\text{W/m}^2.\text{K}$
$W_{\text{t}}$	Travail utile	KJ

# Nomenclature

---

## *Indices & Exposant*

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

## *Symbole grec*

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

## *Institutions privées*

**AIE** : L'Agence Internationale de l'Energie.

**NEAL** : Société (New EnergyAlgeria)

**URAER** : Unité des Recherches Appliquées en Energies Renouvelables.

---

# **INTRODUCTION GENERALE**

## Introduction générale

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles [1] et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre, lors de l'exploitation de ces ressources (le Charbon industriel ; le forage pétrolier ; le Raffinage .....Etc.) , des ressources énergétiques alternatives ont été développées et doivent continuer à l'être.

Le développement et l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables et des systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable ont connu une forte croissance ces dernières années. La technologie de la solaire thermodynamique utilise une source renouvelable et possède un potentiel de ressources très important dans les régions à ensoleillement intense. L'Agence Internationale de Energie (AIE) prévoit une contribution de cette technologie à hauteur de 11,3% de la production d'électricité mondiale à l'horizon 2050. Il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins.

Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux.

Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et des développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et augmenter l'efficacité énergétique.

La production d'électricité au moyen d'un système de centrale à tour solaire thermodynamique hybride à gaz est d'un grand intérêt pour l'Algérie.

L'Algérie possède de nombreuses régions, isolées et éloignées des réseaux classiques de distribution d'électricité. Ainsi, l'extension de ces réseaux serait d'un coût financier exorbitant. Pour résoudre ce problème, l'exploitation du potentiel solaire dont dispose ce pays doit être une priorité. Ces sont les zones les plus favorables à l'utilisation de l'énergie solaire concentré ou l'ensoleillement direct est supérieur à  $1900\text{kWh/m}^2/\text{an}$  [2]

Le travail qui a été défini pour cette étude concerne une centrale thermique à tour solaire hybride à gaz.

L'objectif assigné est d'étudier les performances d'un système de tour solaire hybridé avec le gaz et d'évaluer les potentialités d'une installation de conversion d'énergies thermique à énergie

## Introduction générale

---

électrique par la voie thermodynamique utilisant le projet de PEGASE pour installer en Sahara algérienne comme (Ghardaïa, In-aminés, Béchar, Adrar etc.), et au nord il peut donner des bons résultats.

Par ailleurs, il fait état des récents développements concernant les systèmes de conversion de l'énergie solaire et les composants qui y sont associés

Ce travail présente aussi une modélisation et simulation d'une centrale à tour solaire hybride de pégase appliqué pour le site isolé de Ghardaïa en Algérie.

Afin d'accomplir au mieux cette étude, le présent mémoire est structuré en cinq principaux chapitres en plus de l'introduction générale et de la conclusion générale.

Dans le premier chapitre, une recherche bibliographique sur les systèmes des centrales à tour solaire hybrides à gaz pour des sites isolés a été faite. Nous nous intéressons à l'état de l'art, en particulier relatif aux sources d'énergie qui composent ces systèmes habituellement.

Nous décrivons les différentes solutions technologiques de tour solaire permettant d'exploiter l'énergie solaire existante en site isolé.

Le deuxième chapitre ; une présentation de la théorie d'une centrale à tour solaire thermodynamique hybride à gaz. Nous présentons les principaux composants intégrés dans l'installation, les profils de charge et d'irradiation solaire. Nous décrivons aussi les paramètres du système et les caractéristiques du site.

Le troisième chapitre est consacré à une étude de gisement de Ghardaïa comme exemple de Sahara algérienne. Nous abordons plus spécifiquement la question du rayonnement solaire pendant des années différentes en représentant les données météo nome de Ghardaïa

Dans Le quatrième chapitre, le type de centrale à tour solaire thermodynamique choisi et les principaux composants de système de PEGASE pour appliquer a Ghardaïa donc en changeant les données solaires de Thémis par les données solaires de Ghardaïa.

Dans le cinquième chapitre, nous exposons la simulation de système pégase sous le logiciel TRNSYS en injectant les données météo nome de site de Ghardaïa sous format matricielle TW nous obtenus les résultats graphiques que nous interprétons.

Enfin, les principaux résultats de ce travail de recherche et les perspectives qui en résultent sont donnés ainsi qu'une conclusion générale.

---

# **CHAPITRE 1**

## **Etude Bibliographique**

## 1.1 Introduction

L'énergie solaire constitue le plus grand potentiel énergétique dont nous disposons sur terre constant à très long terme (plusieurs millions d'années). Une légende de l'antiquité attribuée à Archimède, en 213 av.J.C. la destruction de la flotte Romaine et le sauvetage de Syracuse grâce à des miroirs concentrant la chaleur solaire [3].

Parmi de nombreux ingénieurs de la renaissance, Léonard de Vinci dessina le plan de principe du concentrateur linéaire, redécouvert bien plus tard avec les travaux d'Augustin Fresnel, ainsi que Salomon de Cause qui imagina vers 1615[4] une fontaine actionnée par l'énergie solaire dont le principe est parfaitement fiable et dont l'idée inspira de nombreux inventeurs par la suite.

Horace-Bénédict réalise vers 1784 différentes études expérimentales sur l'utilisation de l'énergie solaire. Il réalise notamment un capteur solaire permettant d'atteindre un peu plus de 100°C, utilisant le principe de l'effet de serre et de la sélectivité optique, tout comme les capteurs plan actuels. Remarquant l'indépendance entre le rayonnement et la température ambiante, il envisage la possibilité d'utilisation pratique de l'énergie solaire à des fins domestiques pour le chauffage et la cuisson alimentaire. [5]

En 1816, Robert Stirling eut une idée autrement intéressante, Son brevet décrit non seulement un moteur à gaz à cycle fermé, sans clapet ni soupapes, qui supprime le problème de l'encrassement de la chambre de détente, mais également l'idée révolutionnaire de l'économiseur, que nous appelons aujourd'hui régénérateur, dispositif permettant de stocker puis récupérer de la chaleur sensible lors des allers et retours du gaz de travail depuis la chambre de détente vers la chambre de compression, améliorant ainsi le rendement. Si les premières machines de Stirling étaient relativement peu puissantes et efficaces, simplicité et fiabilité leur valurent d'être les premiers moteurs à gaz à être fabriqués industriellement.

Comment ne pas citer Sadi Carnot ? La publication de ses réflexions en 1824[6] n'eut pas un effet immédiat, mais ses travaux, repris entre autres par Calpeyron en 1834 et Clausius en 1850, posèrent les fondations de la thermodynamique classique, dont l'émergence eut des conséquences notoires sur les performances des moteurs et tout le domaine de l'énergétique.

Un autre précurseur incontournable est John Ericsson entre 1868 et 1875 il se consacra à l'étude de l'alimentation solaire des machines et fabriqua sept prototypes. Il déclare au journal de Genève de samedi 24 Octobre 1868 «Archimède, ayant calculé la puissance du levier,

expliquait qu'à l'aide de ce levier on pouvait mouvoir la terre. J'affirme qu'en condensant les rayons du soleil, on peut créer une force capable d'arrêter la terre dans sa marche.

L'article présentant les projets de John Ericsson dans le journal de Genève du 24 Octobre 1868, laissait transparaître une pointe d'incrédulité. L'histoire et la littérature [7] reteindra néanmoins les précurseurs de la conversion thermodynamique de l'énergie solaire, qui ont posé les bases des techniques actuelles dans ce domaine renaissant.

## 1.2 État de l'Art

La première centrale expérimentale à usage pratique fut construite à Méadi (Egypte) en 1913 par Frank Schumann. Destinée au pompage d'irrigation, ce système utilisait une machine à vapeur alimentée directement par des capteurs cylindro-paraboliques.

Par la suite, la première guerre mondiale, puis la seconde, et surtout l'émergence des carburants pétroliers comme source d'énergie efficace, pratique et bon marché, a fait tomber l'énergie solaire dans l'oubli jusque dans les années 1970. La hausse brutale du prix du pétrole brute en 1974 avait lancé une course aux énergies alternatives dans les pays industrialisés. Dans cette effervescence plusieurs plates-formes d'expérimentations des technologies solaires ont vu le jour aux Etats Unis d'Amérique, en Espagne, en France, qui ont posé les bases de développement de la production de l'électricité par concentration solaire. Le retour de pétrole bon marché en 1986 et sa relative stabilité dans les années 90 ont eu pour conséquence des politiques énergétiques moins favorables au solaire qui tomba quasiment dans l'oubli.

Depuis le début des années 2000, la prise de conscience générale de la problématique environnementale et climatique, concrétisée par les accords de Kyoto en 1997, ainsi que le flou sur l'étendue des réserves d'énergies fossiles, ont relancé les efforts pour élargir la diversité énergétique avec un regain d'intérêt notable pour l'énergie solaire, selon une approche révisée et des objectifs ambitieux [8].

Il est aujourd'hui reconnu que « la plus grande ressource d'énergie techniquement accessible sur la planète est disponible dans les régions désertiques autour de l'équateur » [9], d'une manière générale que l'énergie solaire est la seule ressource énergétique (renouvelable et fossile comprise) capable de pourvoir à la totalité de la demande énergétique mondiale sur le très long terme [10]. Il est estimé que 1% de la surface des régions arides et semi-arides de la ceinture solaire terrestre, couverte de centrales solaires thermiques à concentration, en considérant 10 à 15 % de perte en ligne, serait théoriquement suffisant pour fournir la demande actuelle mondiale en électricité.

Le projet DESERTEC-EUMENA estime possible d'ici à 2050 la construction au Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA ; Middle East and North Africa) de centrales suffisantes outre à fournir la demande locale, pour exporter 200GWe, vers l'Europe via des lignes à courant continu sous haute tension (ou HDVC.High-Voltage –Direct-Current), soit une capacité de 700TWh/an [11], autrement dit l'équivalent de la production d'électricité d'origine nucléaire de toute l'Europe en 2012.

En conclusion, il apparaît que le solaire thermodynamique constitue un déficit majeur pour faire face aux enjeux énergétiques et économique de demain.

### 1.2.1 Centrales à miroirs héliostatiques et tours thermiques

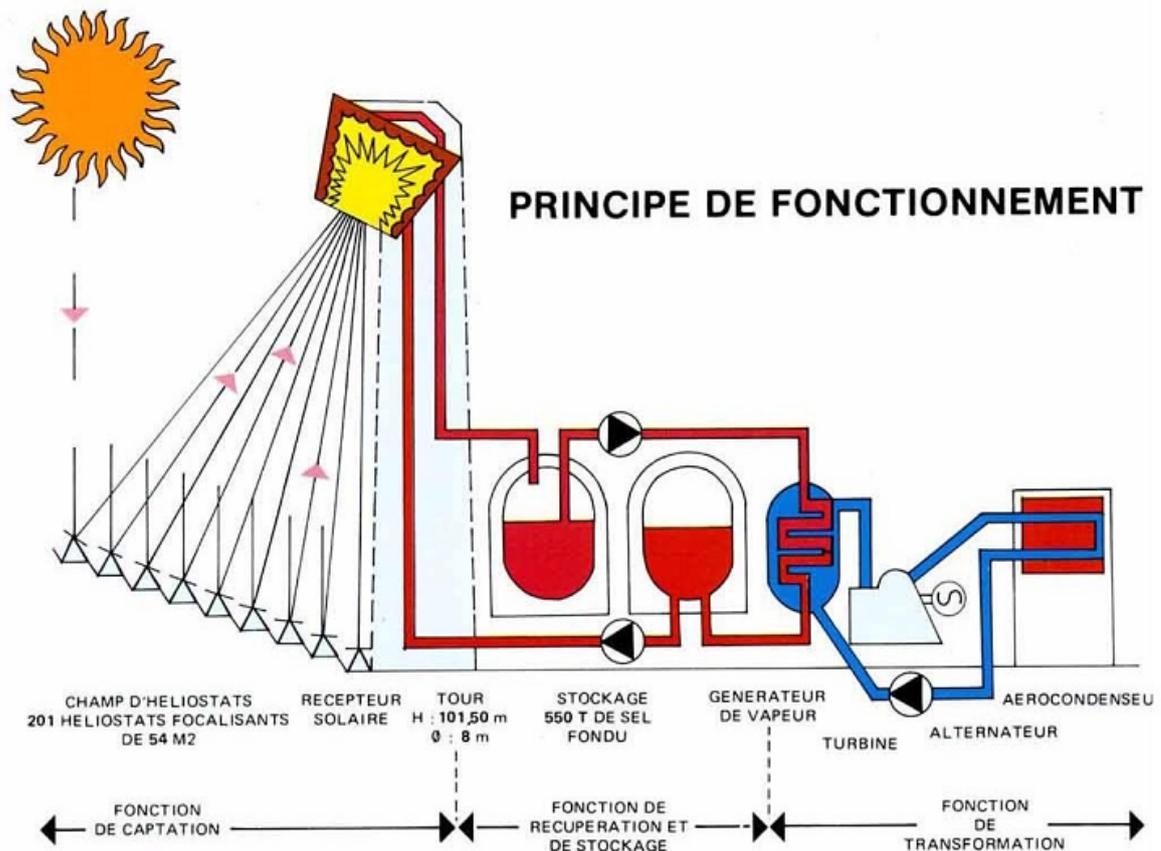
Les premiers prototypes modernes de centrale à tour ont été fabriqués à la fin des années 1970. Des centrales de petite échelle de l'ordre de 400kWth ont été conçues et réalisées [12]. Les premiers prototypes préindustriels de tour solaire furent Eurelios (1MWe) en Sicile et Solar1 (10MWe) en Californie (devenue Solar2 après sa restauration en 1995 avec ajout de stockage). Citons également la centrale Thémis à Targassonne en France. Ces centrales expérimentales commencent à déboucher sur le développement de centrales de taille modeste. Les performances de cette technologie, non négligeable dans l'absolu (« gratuité » de l'énergie solaire) est faible au regard du potentiel des tours solaires en terme de température (de 800°C à 1000°C). La centrale expérimentale Solar2, (génération de vapeur indirecte par sel fondu à 565°C, retour à 290°C et stockage à deux réservoirs), a affiché un rendement de conversion solaire/électrique de 23% crête [13].

Les prévisions annoncées par NREL en 2003 [14] d'augmentation de l'efficacité annuelle globale au-delà de 17% avec des efficacités de cycle vapeur supérieur à 45% à l'horizon 2020 semblent encore hors de portée aujourd'hui. Malgré des résultats encourageants, outre les performances énergétiques, la viabilité thermo-économique des technologies à tour reste encore à améliorer.

Dans le collimateur de cette problématique, une autre solution est envisagée, tout aussi ancienne mais plus atypique et ambitieuse, la génération d'air chaud pressurisé pouvant alimenter directement une turbine à gaz (TAG, cycle de baryton –joule). Cette technologie ne permet pas de stockage thermique et l'obtention de hautes températures d'air obtenue par la seule énergie solaire n'est pas maîtrisée aujourd'hui.

En revanche l'hybridation avec la combustion fossile est potentiellement très intéressante, le taux de conversion solaire/électricité pouvant atteindre 30%. Aussi le chauffage solaire direct

d'air à haute température connaît actuellement un renouveau d'étude notamment à la plateforme Solar de Almeria (PSA) et par le projet de PEGASE du CNRS/PROMES.



**Fig 1.1** Principe de fonctionnement de la tour solaire [14]

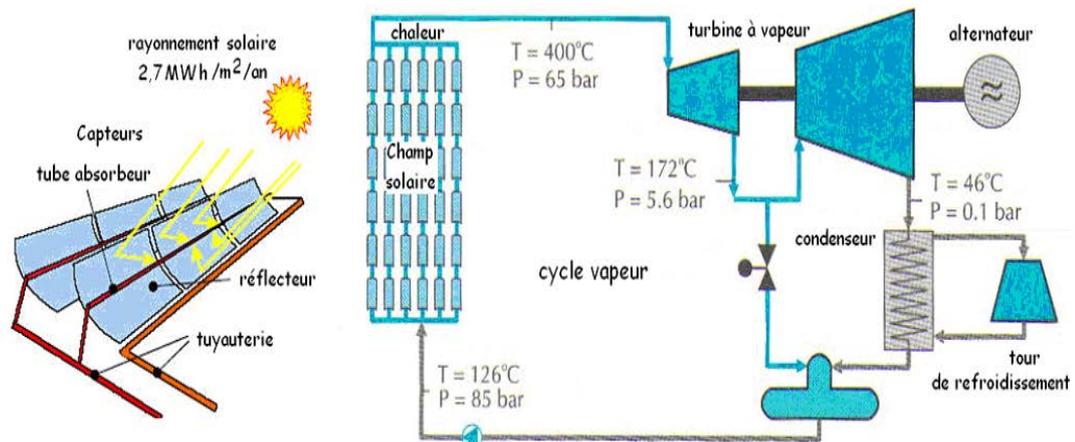
### 1.2.2 Centrales à concentrateurs cylindro-paraboliques

Les systèmes de type SEGS (Solar Energy Generation System) étaient initialement dotés d'un stockage thermique d'appoint (3 heures) pour pouvoir couvrir les pics de consommation, divers schémas ont été envisagés[14] et testés pour améliorer l'autonomie jusqu'au fonctionnement continu. A noter le cycle vapeur est réalisé en réalité par une turbine haute pression et une cascade de turbines à sous-tirage, ce qui permet d'extraire un maximum de puissance de la vapeur avec un rendement pouvant atteindre 40%.

Depuis le début des années 2000, les avancées réalisées en matière de stockage ont permis d'augmenter la fraction solaire jusqu'à 100% aujourd'hui[15]

A moyen terme, plusieurs projets de centrale hybrides à cycles combinés à préchauffage solaire d'envergure sont envisagés dans le monde. Ils permettront une transition technologique vers le 100% solaire avec de prix de revient énergétique très intéressant (7 à 9 c€/kWe) du fait de rendements accrus, permettant de rentabiliser au maximum les énergies

fossiles. Le brûleur (à gaz naturel en général) alimente une TAG dont le rejet thermique est utilisé pour la surchauffe d'un cycle vapeur, le champ de récepteurs solaires alimentant, le préchauffeur et le bouilleur avec assistance d'un stock thermique [16]. Deux centrales de ce type de moyenne envergure sont actuellement en service en Algérie et en Maroc [17].



**Fig 1.2** Schéma d'une centrale cylindro-parabolique [14]

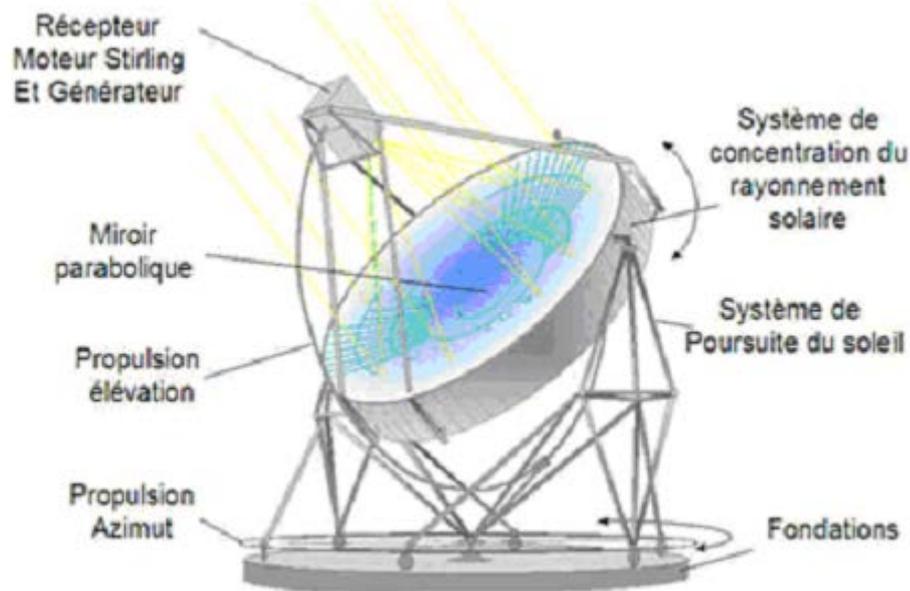
### 1.2.3 Système à parabole/Stirling

Dès le début des années 1980, après divers essais à petite échelle (quelques dizaines de Watts) et des études préliminaires, il était estimé que le concept à parabole Stirling pourrait atteindre un rendement de conversion solaire /électrique d'environ 30% [18]. Quelques années plus tard l'hypothèse était prouvée par le système Vanguard (parabole Advanco de 10.5 m de diamètre et moteur kockums /USAB 4-95 MKII) qui atteignait en 1984 une efficacité de 29.4% [19]. Ce record n'a été surpassé que très récemment, dans des conditions d'ensoleillement exceptionnelles (108% de la normale) ; le 31 janvier 2008, le système SEC (Stirling Energy System) de Sandia National Laboratories produisait 26.75 kWe net pour un rendement de 31.25% [20], ce système est équipé du même moteur USAB 4-95.

Les innovations les plus marquantes de cette première période de développement concernent d'une part la réalisation technique de concentrateurs paraboliques, d'autre part les récepteurs de rayons hautement concentrés adaptés aux moteurs.

Le composant central du récepteur est l'absorbeur, situé dans une cavité isolée thermiquement (au fond ou sur ses parois) à un niveau proche de plan focal du concentrateur.

L'enveloppe est destinée à limiter les pertes thermiques par réflexion, rayonnement propre, conduction et convection.



**Fig 1.3** Système à capteur solaire parabolique et moteur Stirling [17]

Les absorbeurs les plus courants, à réception direct, sont constitués de réseaux de tubes exposés directement au rayonnement concentré, tandis que les absorbeurs indirects utilisent un caloporteur à changement de phase (en général du sodium) permettant une meilleure stabilisation de la température de source du moteur. L'échangeur principal est alors, soit noyé dans un volume de caloporteur, soit alimenté par un réseau de tubes capillaires.

L'importance de rendement énergétique pour le développement de cette technologie connue depuis les premières heures [19] est toujours d'actualité [17]. Aussi la plupart des systèmes développés aujourd'hui utilisent des absorbeurs directs et des réflecteurs à hautes performances (réflectivité de 91 à 94%) et présentent un rendement de conversion solaire /électrique supérieur à 22% en pointe.

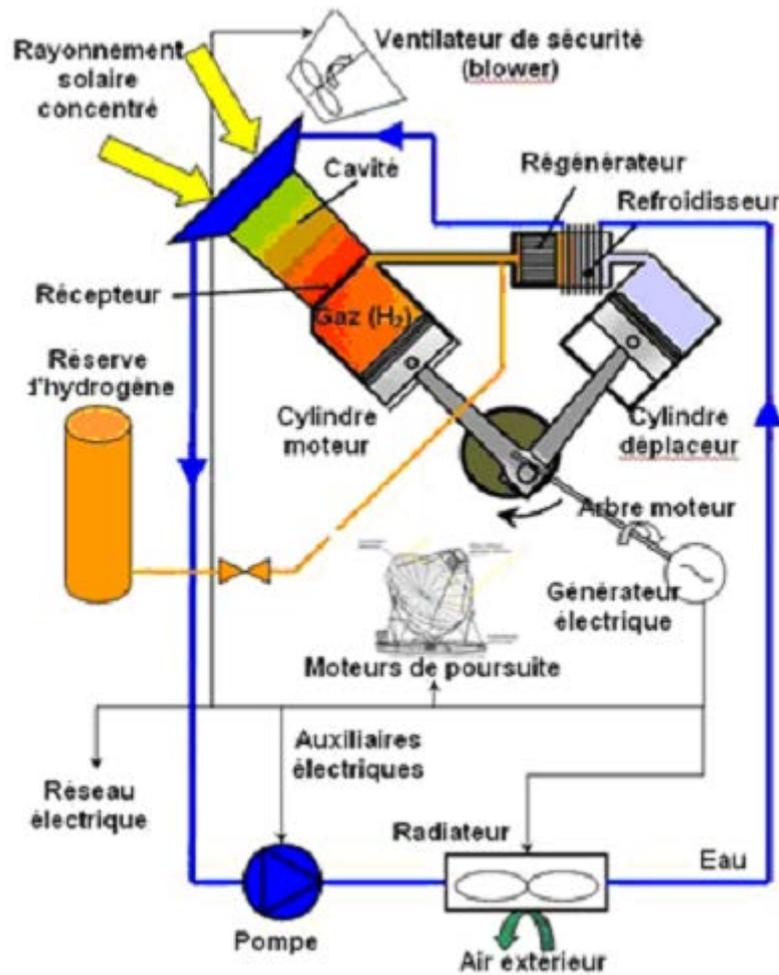


Fig 1.4 Exemple de système parabolique Stirling [17]

### 1.3 Perspectives

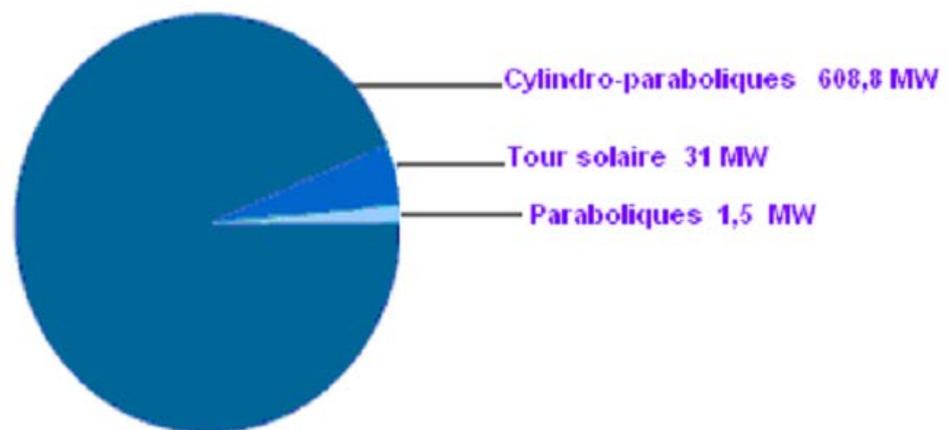
Près de 300 MW de projets sont en cours de réalisation à travers le monde.

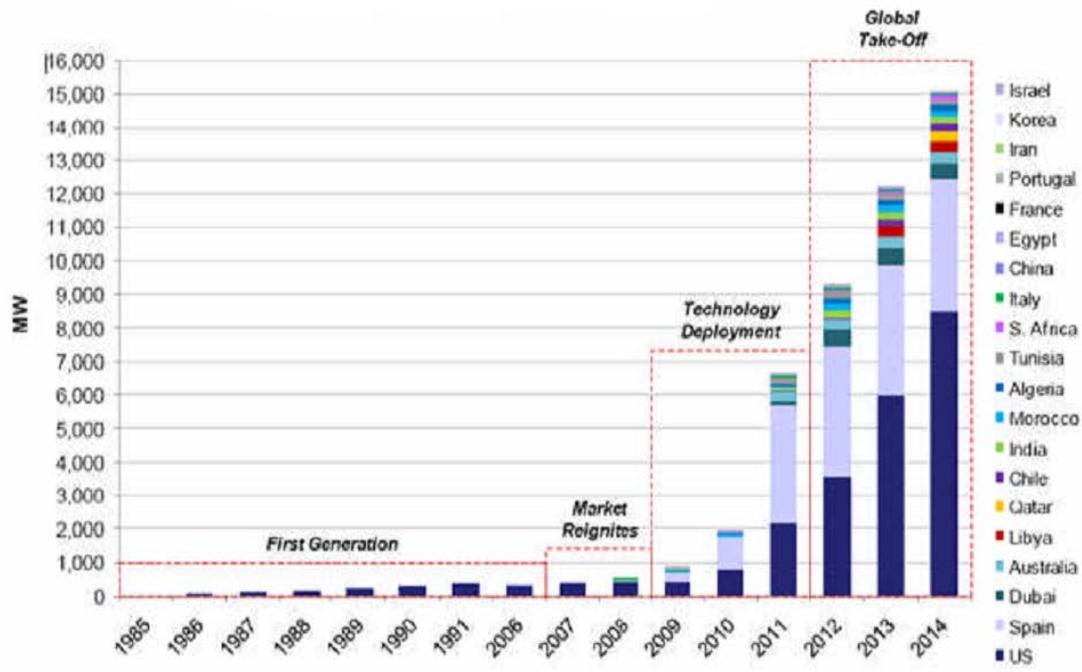
La principale application en développement est la centrale solaire associée à un cycle combiné gaz (Integrated Solar Combined Cycle). L'Espagne et la Californie envisagent des centrales de 500 MW mais leur réalisation dépendra des recherches en cours sur des projets de bien plus faible capacité.

Le scénario de développement proposé par les professionnels, le programme Solar Paces de l'AIE et Greenpeace international [20], estime que le solaire thermodynamique pourrait atteindre une capacité installée de près de 37 GW en 2025 (soit 95,8 TWh) et même 600 GW en 2040.

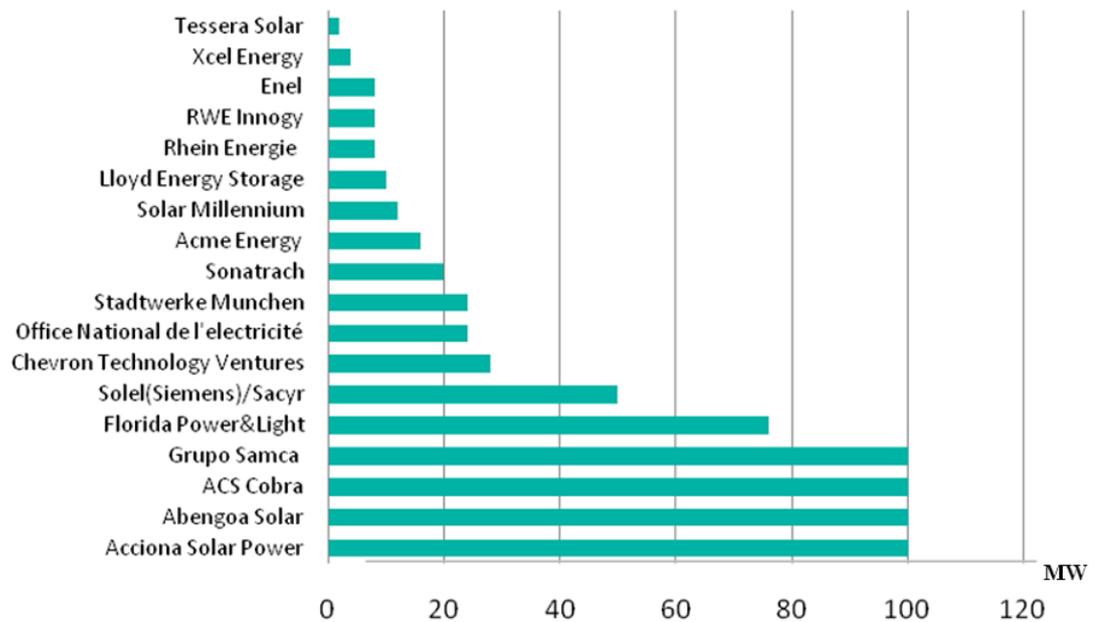
**Tableau 1.1** Les principales réalisations [21]

Nom	Site	Puissance MW	Mise en service
SSPS-CRS	Espagne –Almería	0.5	1981
NIO	Japon - Shikoku	1	1981
Eurelios	Italie - Sicile	1	1981
Solar1	USA- Californie	10	1982
CESA	Espagne- Almería	1	1983
Thémis	France-Targasone	2.5	1983
SES5	Ukraine- Crimée	5	1985
Solar2	USA- Californie	10	1997
PS10	Espagne- Sevilla	11	2007
Solarturm- Julich	Allemagne	1.5	2008
PS20	Espagne- Sevilla	20	2008

**Fig 1.5** Répartition des capacités par technologie [22]



**Fig 1.6** Projets en préparation de centrales solaires thermodynamiques par pays, 2009-2014 [23]



**Fig 1.7** Capacité installée annoncée par acteur pour 2010 en MW [21]

## 1.4 Conclusion

La conversion de l'énergie solaire en électricité par voie thermodynamique est une filière capable de contribuer de manière significative à un système énergétique durable à moyen et long terme. En plus des possibilités de stockage thermique et d'hybridation, des rendements élevés et de grandes perspectives d'améliorations technologiques placeront le solaire thermodynamique dans le groupe de tête des énergies renouvelables à l'horizon 2015.

Le fonctionnement du cycle à gaz sera en mode hybride solaire/hydrocarbure ou solaire seul. Les principaux avantages de la technologie hybride solaire-turbine à gaz sont : les rendements thermodynamiques de conversion élevés, l'hybridation qui permet la mise en place progressive de la filière, la modularité et la compacité des turbines à gaz, et le fort potentiel de réduction des coûts de production de l'électricité [22].

Ce travail de thèse porte sur la simulation des performances énergétiques et économiques des centrales solaires thermodynamiques en général, et dans un premier temps sur les systèmes hybrides solaire – turbine à gaz. Devant la nécessité de disposer de codes adaptés pour la modélisation de la concentration du flux solaire à travers un système champ solaire-tour, un tour d'horizon des logiciels utilisés dans le monde a été réalisé, détaillant leurs caractéristiques, forces et faiblesses, et la pertinence de leur emploi suivant les objectifs recherchés. Après cette étude, un code a été testé pour la simulation des performances optiques des héliostats WINDELSOL, adaptation du logiciel TRNSYS sous environnement Windows, qui permet la simulation complète d'un projet de centrale solaire mais se révèle peu adapté à la modélisation de centrales hybrides ou existantes.



## **CHAPITRE 2**

# **La théorie d'une centrale à tour solaire**

## 2.1 La théorie d'une centrale à tour solaire

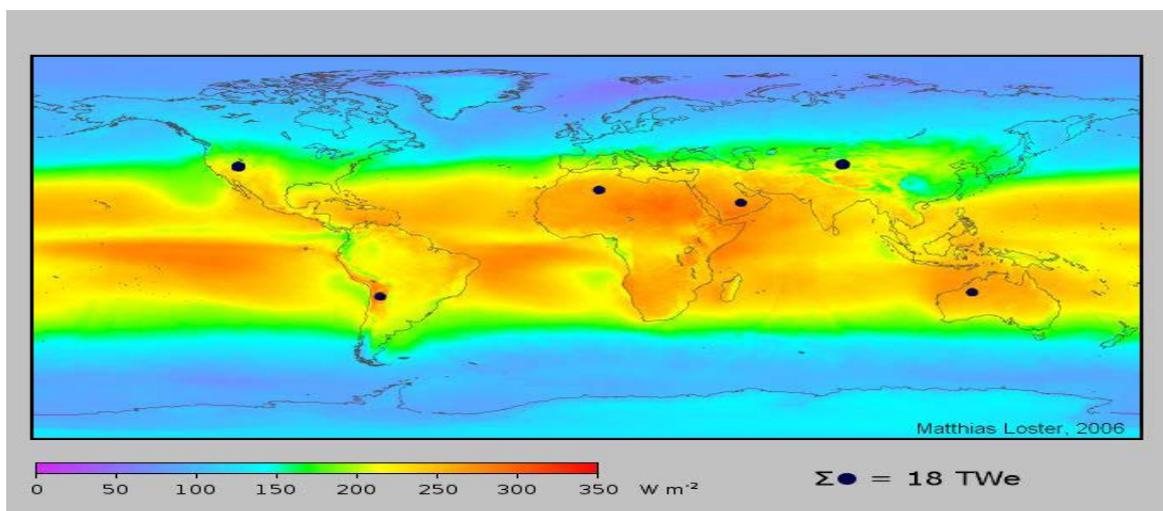
### 2.1.1 Les aspects techniques

Toute installation thermodynamique solaire doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible. On les examine ci-après dans l'ordre suivant

- ✓ La concentration du rayonnement sur l'entrée du récepteur,
- ✓ Son absorption sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur,
- ✓ Le transport et, éventuellement, le stockage de cette chaleur
- ✓ Sa délivrance à un cycle thermodynamique associé à un alternateur pour la production d'électricité.

#### 2.1.1.1 La concentration

Pour transformer le rayonnement solaire en chaleur, il suffit en principe de le réceptionner sur une plaque noire. Mais un tel capteur, même parfaitement absorbant, doit supporter les pertes que son propre échauffement provoque au bénéfice de l'air ambiant. Ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à cet échauffement et à la surface développée.



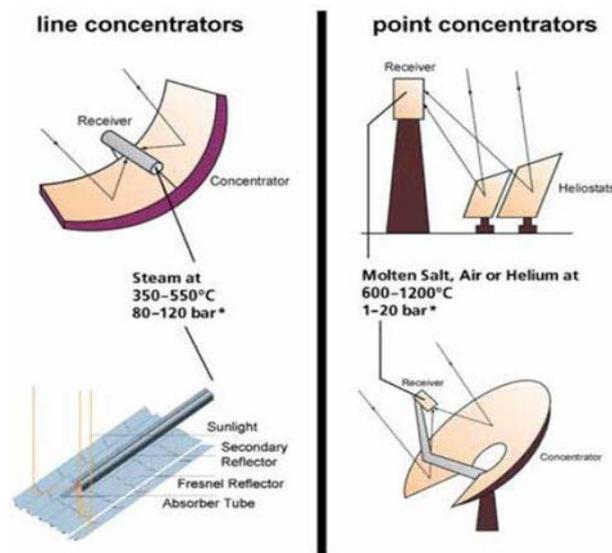
**Fig 2.1** irradiation solaire moyenne [24]

Pour travailler à température élevée, ce qui est nécessaire ici pour alimenter un cycle thermodynamique performant, il faut diminuer fortement la surface de réception pour

maintenir, en proportion, ces pertes à un niveau raisonnable. C'est ce que l'on fait en disposant devant le récepteur une optique qui concentre sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. On caractérise la performance du système par le chiffre de sa

« Concentration » qui est le rapport de la surface de collecte sur la surface du capteur.

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



**Fig 2.2** principales technologies de concentration solaire [25]

### 2.1.1.2 Les principes

Ici, on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables. On appelle ces miroirs « héliostats » (en grec : qui fixe le soleil). Leur ensemble constitue le « champ d'héliostats ». On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole. La surface réfléchissante de cette « parabole » étant fatalement déployée au sol, son « foyer » se trouve en altitude.

Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de grande hauteur qui donne son nom à la filière.

Pour faire fonctionner ce dispositif, il faut réaliser un « tir croisé » des héliostats et pour cela animer chaque miroir d'un mouvement de suivi du soleil particulier. Comme dans le cas précédent, ce mouvement peut être obtenu par la combinaison de deux rotations.



**Fig2.3** Système de poursuite de l'héliostat [26]

Il faut encore avoir optimisé la position des miroirs (ou plutôt la distribution de leur densité sur le terrain), la hauteur du foyer (qui conditionne la hauteur de tour et donc son coût) et la géométrie de l'ouverture du récepteur.

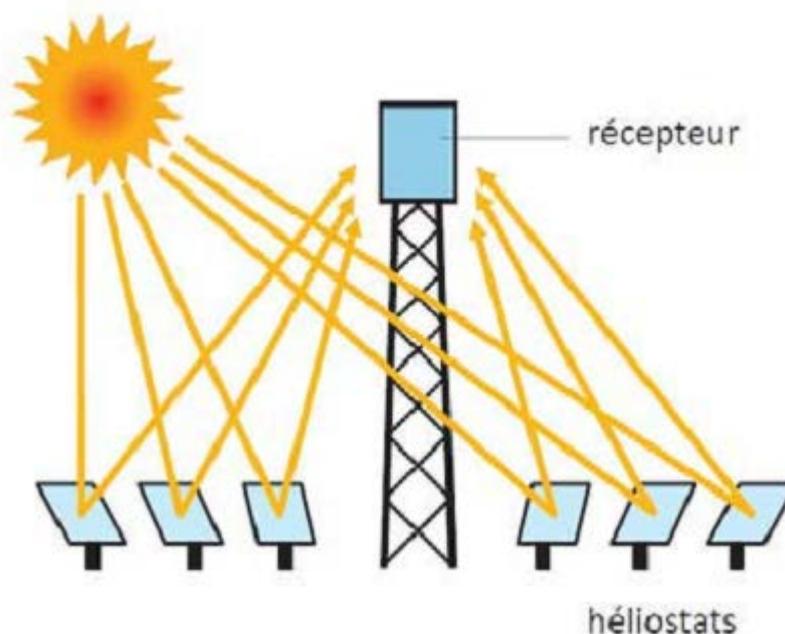
A travers une étude technico-économique, on minimise le rapport coût d'investissement/rendement thermo-optique de l'ensemble champ d'héliostats-récepteur. Les optima trouvés, en particulier en ce qui concerne l'altitude du foyer, se traduisent par des courbes très plates qui laissent pas mal de liberté au concepteur (autrement dit, il peut faire varier dans une large fourchette la hauteur de tour sans dégrader gravement le rendement).

Si ce travail a été bien mené, et si l'ouverture du récepteur est située dans le plan focal de l'optique, on peut obtenir par ce moyen des concentrations de l'ordre de  $700^{\circ}\text{C}$  (cas de Thémis par exemple à  $42,5^{\circ}$  de latitude). Cette dernière condition n'est pas facilement remplie dans le cas de champs circulaires (la tour est située au milieu du champ d'héliostats et non au sud comme à Thémis). Dans ce cas, les concentrations atteintes sont plus faibles ( $235^{\circ}\text{C}$  à Solar One par exemple), mais la formule a d'autres avantages (essentiellement, une

hauteur de tour diminuée pour une taille de champ donné) qui peuvent être déterminants aux basses latitudes. C'est la solution mise en œuvre à Barstow ou à Nio pour des latitudes proches de  $35^\circ$  mais également à Shchelkino implantée plus haut que Thémis en latitude (à  $45^\circ$ ) ce qui montre bien que les optima recherchés ne sont pas déterminés avec une rigueur mathématique.

### 2.1.1.3 La technologie

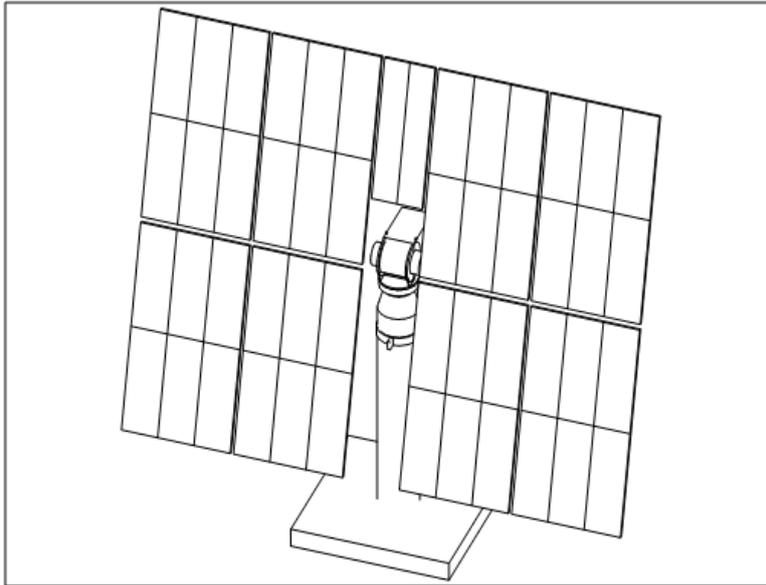
On va donc mettre en œuvre ici des héliostats qui sont des miroirs plans animés d'un mouvement continu obtenu à partir d'une double rotation.



**Fig2.4** Schéma d'une centrale à tour [27]

La première question qui se pose lors de leur conception est celle de leur taille. Sur le plan optique, on peut démontrer que les performances d'une pseudo-parabole s'améliorent avec la finesse de son découpage en miroirs élémentaires. On a donc de ce point de vue intérêt à construire des héliostats de petite taille. Du point de vue structurel, les petits héliostats sont également avantageux dans la mesure où les efforts qu'ils supportent (et qui sont essentiellement ceux dus au vent) sont proportionnels au cube des dimensions linéaires de l'appareil cela signifie qu'ils augmentent proportionnellement plus vite que la surface développée, et donc que la rigidité de la structure (pour une tolérance donnée sur sa déformation relative) doit augmenter avec la taille. Autrement dit, les petits héliostats peuvent être construits plus « souples » que les grands et mettre en œuvre moins de matériau au mètre carré. De ce point de vue, ils devraient être plus économiques.

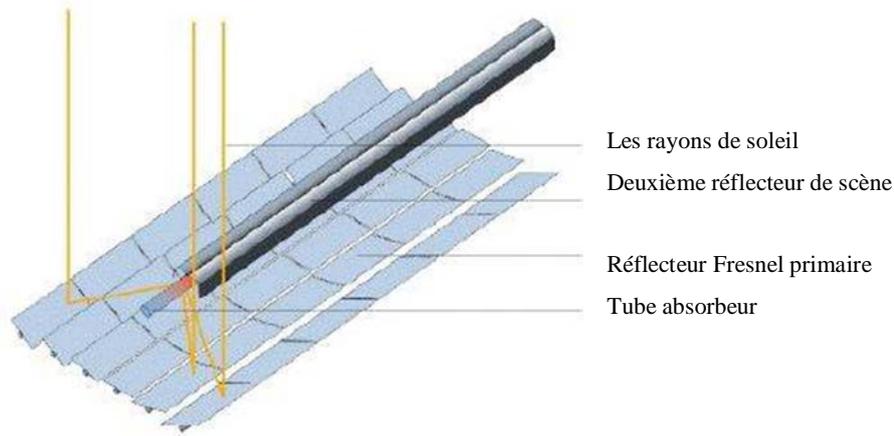
Comme souvent, ce point de vue ne peut guère s'exprimer dans la pratique car il est contrarié par deux séries de contraintes : le coût relatif (rapporté au mètre carré de miroir) de l'héliostat est au contraire bien plus favorable aux grandes tailles en ce qui concerne leur fondation et plus encore leur motorisation et leur commande. Dans la pratique, depuis vingt-cinq ans, c'est la recherche des grandes tailles d'héliostat qui a primé (on propose en général des tailles supérieures à 50m<sup>2</sup>),



**Fig2.5** Schéma d'un héliostat. [28]

Justifiée surtout par le fait qu'on n'a pas trouvé le moyen de mettre en œuvre des motorisations et des commandes bon marché. Des innovations sur ce plan pourraient amener à un renversement de tendance et à la conception de petits héliostats (c'est à dire de moins de 10m<sup>2</sup>) à manœuvre rapide et à commande simplifiée (c'est à dire sans les gestions de trajectoire qu'il est indispensable de prévoir pour gérer les transitoires des grands héliostats lents à la manœuvre).

Ce choix étant fait, on détermine le système d'axes de l'héliostat. Théoriquement toutes les configurations sont possibles. Dans la pratique seule la configuration « altazimutale » (un axe vertical et un axe horizontal) a été utilisée en raison de sa facilité de construction. La configuration « équatoriale » (un axe parallèle à l'axe du monde et un axe perpendiculaire) garde néanmoins des partisans dans la mesure où elle simplifie le mouvement (une rotation de vitesse uniforme de l'axe principal et une rotation très lente, qui peut à la rigueur rester manuelle, de l'autre)



**Fig 2.6** principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel [25]

On choisit ensuite le type de miroir à utiliser. Le choix est à peu près le même que dans le cas précédent. On veillera à ce que le coefficient de réflexion soit le plus élevé possible en choisissant d'utiliser du verre mince en face avant du miroir (quitte à rigidifier ce dernier en le contre-collant sur un verre arrière, constituant ainsi un miroir sandwich). On pourra aussi améliorer le coefficient de réflexion en utilisant, toujours en face avant, un verre sans fer, plus coûteux, mais plus transparent.

C'est qu'en effet le paramètre principal du coefficient de réflexion du miroir est ici la transparence du verre. Il peut le faire varier de 80% (verre ordinaire de 6mm d'épaisseur) à près de 95% (verre sans fer de 1mm d'épaisseur).

On conçoit alors les structures adaptées aux choix faits (soit celle du « pied » et celle du panneau mobile). Ces structures sont le plus couramment réalisées en construction mécano-soudée et sont plus ou moins rigides selon les constructeurs. C'est la conséquence du manque de maturité d'un domaine technique où l'on ne sait pas poser les termes d'un calcul d'optimisation technico-économique de la rigidité de l'héliostat.

On peut encore noter l'expérience unique faite à Thémis d'un héliostat réalisé en béton moulé (avec les méthodes de la préfabrication lourde en BTP). Cette technique très performante (rigidité exceptionnelle de l'héliostat et absence de jeu des articulations posées de l'appareil constitué de pièces lourdes posées les unes sur les autres) pourrait aussi se révéler particulièrement économique pour des niveaux de production industriels. Elle garde toute sa pertinence tant qu'il existe de grands industriels capables de la maîtriser (ce qui est tout particulièrement le cas en France) même si l'expérience n'a pas été reprise ailleurs.

Il reste maintenant à motoriser et à piloter les axes. En dépit de l'utilisation de vérins hydrauliques dans la première réalisation d'héliostats modernes (four solaire d'Odeillo, 1968) cette technique n'a pratiquement plus été utilisée par la suite. Les héliostats de toutes les centrales à tour ont en effet été équipés de mouvements électriques à réducteurs et à moteurs à courant continu ou pas à pas. C'est une solution sûre et performante, mais coûteuse.

Le pilotage de ces axes est aujourd'hui systématiquement effectué en « boucle ouverte » par coordonnées calculées. On entend par là que l'automate de pilotage calcule la position que doit avoir l'axe de l'héliostat sur la seule base de l'heure qui lui est donnée par son horloge interne et qu'il ne contrôle pas le résultat obtenu en vérifiant la direction du rayon réfléchi (d'où l'expression « boucle ouverte »). S'il commande des moteurs à courant continu, il se contente de vérifier l'exécution de ses ordres par l'intermédiaire d'un codeur de position angulaire de l'axe. S'il dialogue avec des moteurs pas à pas, le comptage de ses ordres suffit pour effectuer ce contrôle. L'axe est alors dépourvu de codeur de position.

Cela fonctionne bien mais coûte cher comme nous venons de le dire. C'est la raison principale pour laquelle on construit des héliostats de plus en plus grands.

Il reste à évoquer les problèmes, généraux et mal résolus, de la salissure des miroirs et de leur résistance aux agressions météorologiques en général (et des vents de sable en particulier). Ils ne se sont pas posés avec beaucoup d'acuité lors de la période expérimentale qui vient de s'écouler. Mais ils prendraient une réelle importance si des champs de miroirs de tous types devaient être installés sous tous les climats favorables, incluant en particulier les zones arides soumises à des vents de sables violents sinon fréquents. Pour les héliostats plans, il existe une solution radicale à ces problèmes elle consiste à concevoir des miroirs pliants comme un livre et dont la surface réfléchissante peut être mise à l'abri de toute agression si nécessaire (pluie ou vent poussiéreux). Une telle solution, à coup sûr efficace, poserait cependant de difficiles problèmes de complexité et donc de coût. Son existence constitue néanmoins un avantage important pour les miroirs plans, les seuls à pouvoir être perfectionnés de la sorte, et donc, pour la filière « centrale à tour ». Elle n'a jamais encore été expérimentée.



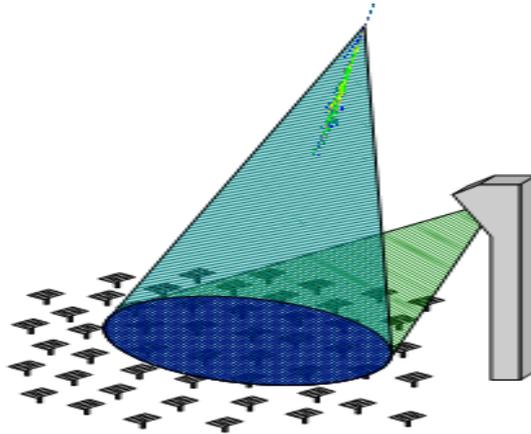
**Fig 2.7** Tour solaire PS10 près de Séville [27]

#### 2.1.1.4 La réception du rayonnement

Il faut maintenant absorber le rayonnement concentré sur une surface noire (ou dans un volume semi-transparent, noir dans son épaisseur), et de ce seul fait absorbante pour le spectre visible (et donc pour le spectre solaire qui en est énergétiquement très proche), et transférer la chaleur ainsi générée à un fluide caloporteur.

**Le champ solaire** Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un senseur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangée de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction. Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance.

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



**Fig2.8** Principe de reconversion d'une centrale à tour solaire [28]

#### *A- Le récepteur à eau-vapeur*

Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des chaudières à vapeur classiques leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant. De plus, les possibilités d'extraction des calories sont très différentes dans les parties des panneaux qui sont « en eau » et dans celles qui sont « en vapeur ». La conduite d'un tel récepteur est donc délicate car elle implique que la cartographie des flux solaires soit contrôlée en permanence, une mauvaise répartition de ceux-ci entraînant une surchauffe et une fusion du tube. Dans la pratique elle impose une conduite sophistiquée des héliostats impliquant le calcul et la mise en œuvre de dépointages fins en permanence. Voilà deux des raisons de l'abandon aujourd'hui avéré du recours à l'eau-vapeur.

Notons aussi la nécessité de disposer de tubes le plus « noir » possible pour assurer le niveau d'absorptivité le plus élevé. Ce problème est général et concerne tous les récepteurs surfaciques, mais il est plus aigu pour les chaudières « ouvertes » (celles qu'on met en œuvre le plus souvent dans le cas de la formule optique du champ circulaire). Il est au contraire moins important dans les cas d'utilisation de chaudières en cavité telles que celles qui viennent d'être étudiées au paragraphe précédent dans ce cas, l'« effet cavité » est efficace et a vite fait d'augmenter le coefficient d'absorption apparent du récepteur dès lors que la surface développée par ses panneaux est nettement plus grande que la surface de son ouverture. Dans tous les cas, on met en œuvre une peinture noire « haute température » qui

n'est en rien sélective et se dégrade assez facilement le problème de ce revêtement absorbant n'est donc que partiellement résolu aujourd'hui.

### *B- Le récepteur à sel fondu*

On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes.

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

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien à priori peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception généreuse (cas de Thémis). Il est donc facile à conduire [29].

Il doit être réchauffé avant remplissage. Il l'est par « traçage » électrique. Cette technique est bien adaptée et a donné de bons résultats quand elle était bien réalisée. A contrario des malfaçons dans la réalisation peuvent provoquer des surchauffes corrosives galopantes. Ainsi des pannes sont advenues tant à Thémis qu'à SolarTwo. Dans les deux cas, elles étaient dues à des sur longueurs anormales de traceurs électriques

Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale.

A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique intermédiaire : il serait alors inutile de provoquer ces coûteuses pertes de charge. Un prototype de récepteur à sel de ce

type a été essayé par les « SandiaLaboratories » sur leur site d'Albuquerque. Il s'agissait d'un récepteur dans lequel on créait une lame de sel épaisse quasi verticale par écoulement en cataracte sur une tôle légèrement inclinée par rapport à la verticale. Cette tentative n'a pas eu de suite sans doute du fait de la dégradation chimique du sel provoqué par son contact cyclique avec de l'air neuf lors de sa traversée du récepteur.

### *C- Le récepteur à métal fondu*

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. Si on y ajoute le fait que le développement en cavité de la chaudière, qui renchérit le coût de l'appareil, peut néanmoins présenter un avantage du point de vue de son absorptivité et que le sodium est un calostockeur très médiocre en comparaison du sel fondu, on peut conclure que cette solution aux atouts brillants n'est guère prometteuse.



**Fig 2.9** schéma d'un récepteur volumétrique [25]

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium.

Au-delà de toutes ces différences, la conception d'une telle chaudière répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions.

#### *D- Le récepteur à air*

Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept « GAST » devenu plus tard « PHOEBUS » étudié par les équipes allemandes de la DLR et ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Almeria. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

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

Les concepteurs de Phoebus ont été d'emblée plus ambitieux en prévoyant d'utiliser une chaudière volumétrique dont le principe a été précisé plus haut. Mais comme il est irréaliste de prétendre fermer une telle chaudière de grande taille par une fenêtre en quartz, ce choix les contraint à alimenter leur cycle thermodynamique par de l'air aspiré, à pression atmosphérique, depuis la face avant de l'absorbeur (on parle ici de récepteur volumétrique ouvert ou de chaudière « à aspiration »). Dans le projet Phoebus de 1994, ce récepteur est

tout simplement constitué d'un volume de laine métallique suffisamment lâche pour que le rayonnement solaire y pénètre profondément et y soit progressivement absorbé sur toute l'épaisseur. La température de l'air chaud produit est limitée à 750°C. Par la suite d'autres formules ont été testées mettant en œuvre par exemple des volumes en nid d'abeille de céramique, ces matériaux permettant de produire de l'air encore plus chaud puisque les 1000°C ont été atteints [17].

On verra plus loin que cette solution présente de graves inconvénients, mais elle est la seule qui permette d'abaisser significativement les pertes chaudière (qui risquent ici d'atteindre un niveau élevé à cause de la haute température de travail) en diminuant sensiblement la température apparente du récepteur.

### 2.1.2 Le transport et le stockage de la chaleur

Là encore il nous faudra distinguer les cas des différents fluides caloporteurs utilisés.

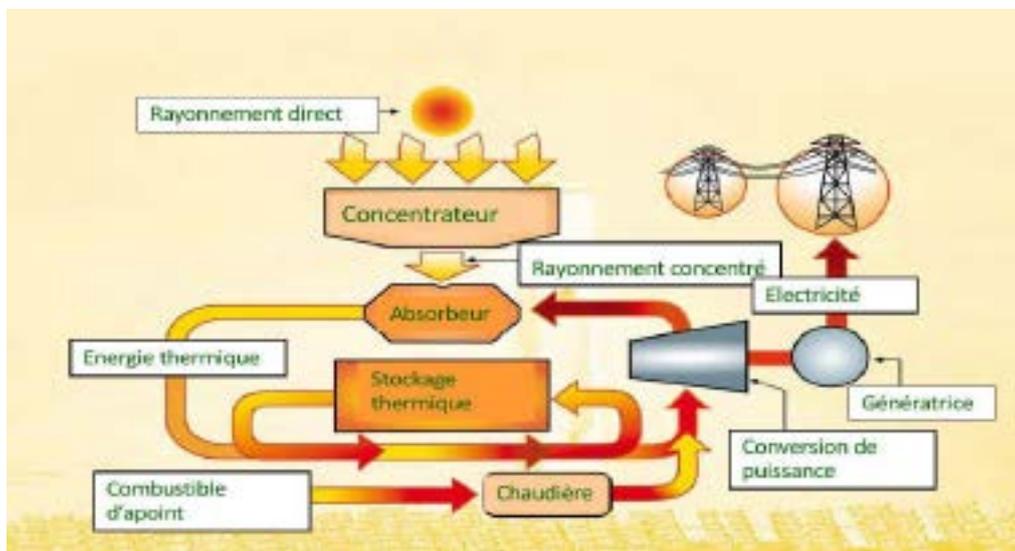


Fig 2.10 Schéma principe d'une centrale hybride [29]

#### 2.1.2.1 Cas de l'eau-vapeur

On est encore dans le cas où le fluide caloporteur et le fluide thermodynamique se confondent et il n'y a donc pas de commentaire particulier à faire à propos du transport de la chaleur. Mais, contrairement à ce qu'il vient d'être dit pour la filière parabolique, on ne peut ignorer ici la fonction de stockage qui doit être assurée avec un minimum d'autonomie pour permettre un fonctionnement correct de la turbine à vapeur (elle ne supporterait pas un régime

de fonctionnement trop haché). C'est là l'autre gros problème de la filière car le stockage de la vapeur vive est particulièrement malaisé. Son contenu énergétique volumique est dramatiquement faible, ce qui oblige à mettre en œuvre des réservoirs à pression de grande taille. On conçoit qu'on atteigne vite les limites raisonnables de capacité de ce stockage. On utilisera donc cette technique pour réaliser des stockages dits « nébulaires » qui sont dimensionnés au plus justes assurent uniquement les conditions de régularité à très court terme de la production de vapeur qui assurent un fonctionnement correct de la turbine.

Si l'on veut aller plus loin en autonomie, on est tenu de concevoir une boucle de stockage séparée réalisée avec un fluide plus approprié qui échangera ses calories soit avec la vapeur pour en épuiser le contenu énergétique, soit au contraire avec l'eau pour la vaporiser en cas d'absence de soleil. Un tel concept a été utilisé à Solar One. La boucle de stockage y a été réalisée avec une huile de synthèse comme fluide caloporteur et un lit de cailloux pour le stockage proprement dit. Cette installation, qui dégradait le rendement thermodynamique du cycle en cas de déstockage (à cause de la température relativement basse à laquelle était assuré le stockage, 304°C, au lieu de 515°C pour la vapeur produite en chaudière), a fonctionné pendant le temps d'expérimentation de Solar one. Mais celle-ci s'est précisément arrêtée le jour où le bac de stockage a pris feu, détruisant évidemment toute la boucle [23]. Cet événement a sans doute signé l'arrêt de mort de cette formule au niveau international car depuis cette date (1988), on n'a plus entendu parler de projet de centrale à tour à eau-vapeur.

#### 2.1.2.2 Cas du sel fondu

Cette filière résout particulièrement bien le problème du stockage de l'énergie. Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique (2,4 joule/°C cm<sup>3</sup> pour le Hitec de Thémis, à comparer aux 4,18 de l'eau) et ne présente pas de difficulté particulière de manipulation si l'on excepte la nécessaire mise en œuvre d'un réchauffage par traçage électrique lors du remplissage des tuyauteries. Il assure aussi le transport de la chaleur récoltée dans de bonnes conditions bien que sa haute densité puisse apparaître comme un inconvénient (elle rend en effet coûteux en énergie le transport du sel froid en haut de tour). Il faut cependant noter les différences qui séparent le sel à trois composants utilisé à Thémis (Hitec) du sel à deux composants de SolarTwo (Draw-salt) le Hitec fond à 140°C mais ne peut guère être chauffé à plus de 500°C tandis que le Draw-salt fond à 220°C et peut être utilisé jusqu'à 570°C. Deux formules de stockage sont envisageables, celle qui met en œuvre un seul bac vertical de grand allongement (c'est le stockage dit « à stratification » où le sel

chaud flotte sur le sel froid), et celle qui utilise deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de 200°C à Thémis, de 290°C à SolarTwo) et l'autre le sel chaud. La première formule est en tout point préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux). Elle présente pour certains l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide à leur interface, il se crée une couche tiède dont l'épaisseur augmente avec le temps. Cet inconvénient est toutefois plus apparent que réel car il n'entraîne pas en lui-même de perte thermique mais seulement une légère baisse de capacité de stockage par rapport à sa capacité géométrique. Elle n'a pourtant été choisie ni à Thémis ni à SolarTwo, essentiellement en raison de la difficulté de construire un bac vertical de grande hauteur pour contenir un liquide dense (la densité du Hitec utilisé à Thémis atteint presque 2) [19]. On peut probablement y ajouter la raison plus conjoncturelle que l'analyse de la situation énergétique de la machine est plus facile dans le cas d'un stockage en deux bacs et que, pour une centrale expérimentale, cela constitue un avantage.

### 2.1.2.3 Cas du sodium

On a dit plus haut que le sodium, excellent caloporteur, était un mauvais calo-stockeur. On peut en effet évaluer sa capacité calorifique dans les conditions de température adéquates aux environs de  $1,2 \text{ J/}^\circ\text{C cm}^3$ , soit à la moitié de celle du sel fondu.

A cette importante différence près, un stockage de sodium sera conçu selon les mêmes principes qu'un stockage de sel fondu.

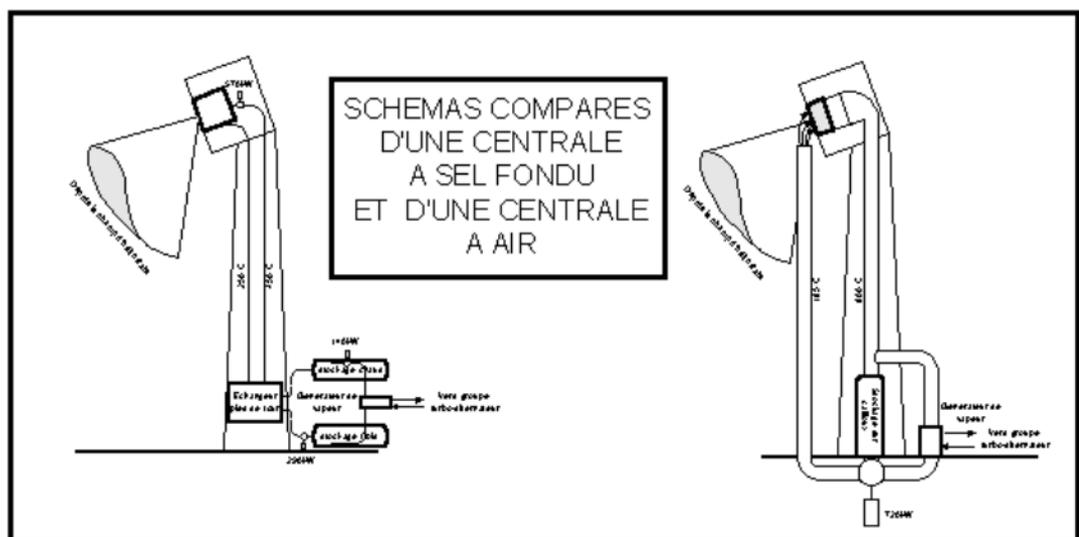
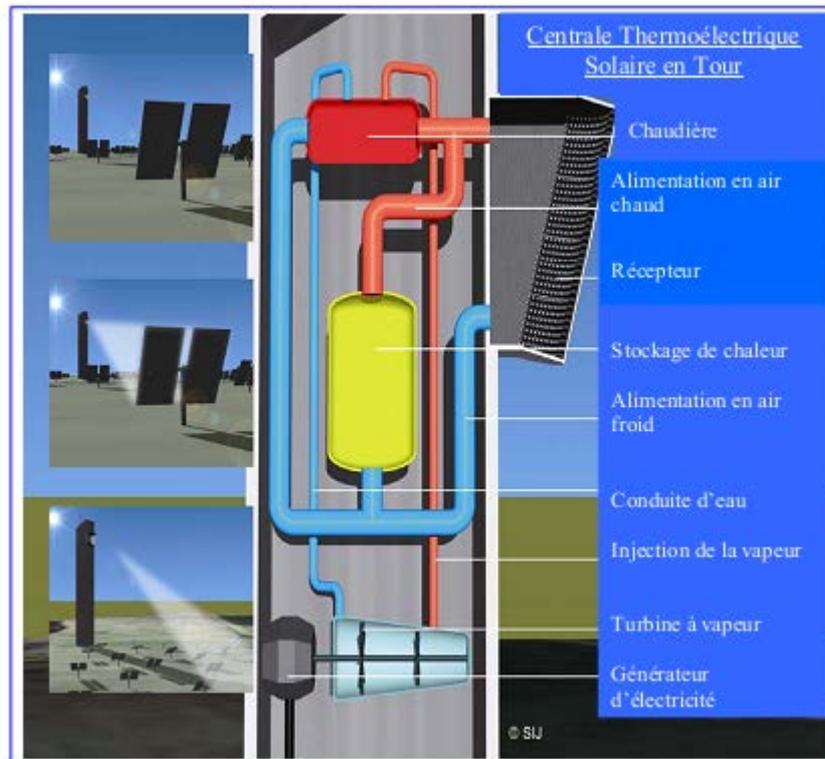


Fig 2.11 Schéma comparés d'une centrale à sel fondu et d'une centrale à air [25]

### 2.1.2.4 Cas de l'air

L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. On calcule par exemple que le débit volume d'air chaud (185-800°C) nécessaire pour transporter l'énergie thermique récoltée par un récepteur est environ 2000 fois plus grand que celui du sel fondu à 250-500°C qui assurerait la même fonction.



**Fig 2.12** Les composants d'une Centrale Thermoélectrique Solaire en Tour et le principe de fonctionnement [30]

On calcule également, dans le cas étudié, que les tuyauteries à sel de 32 cm de diamètre devraient être remplacées, pour véhiculer l'air, par des conduites de 4,60m de diamètre [2]. C'est là une très réelle faiblesse des filières à air qui entraîne coût et déperditions. Mais il en est une autre, plus subtile, qui affecte le circuit d'air non dans sa partie chaude, mais dans sa partie froide. On a vu plus haut qu'une grande chaudière volumétrique ne pouvait guère être fermée et qu'on était donc contraint de l'alimenter en air extérieur. Par ailleurs, dans la filière Phoebus comme dans toute autre filière à air, les calories dont se charge le caloporteur lors de son passage dans le récepteur ne peuvent pas être

épuisées par les besoins du cycle thermodynamique : il doit être renvoyé vers la chaudière à une température encore notable (par exemple ; 185°C et il contient encore à cette température 22% de l'enthalpie acquise en chaudière). Si cette chaudière est ouverte, et c'est la seule alternative envisagée aujourd'hui, il sera impossible de recycler complètement cet air tiède (bien que dans les projets en cause on s'efforce de le « cracher » dans l'ouverture de la chaudière), et on aura à subir là une nouvelle perte qu'on peut chiffrer au minimum à 4% de l'énergie rayonnée par le champ d'héliostats. En conséquence de ces deux remarques, il faut considérer que le transport des calories constitue le point faible des centrales à air.

Par contre, même si l'air à haute température ne se stocke pas facilement, il est facile et bon marché de le débarrasser de ses calories et de les stocker sur un lit de billes de céramiques ou même de cailloux. On tient là un solide avantage pour la même filière.

### 2.1.3 La transformation thermoélectrique de l'énergie récoltée

De nombreux cycle thermodynamiques sont adaptable pour la conversion thermomécanique de l'énergie solaire , en fait tous les cycles à apport de chaleur externe Cycle a vapeur de Rankine, de Hirn ,cycle a gaz de Joule, d'Ericsson ,de Stirling.

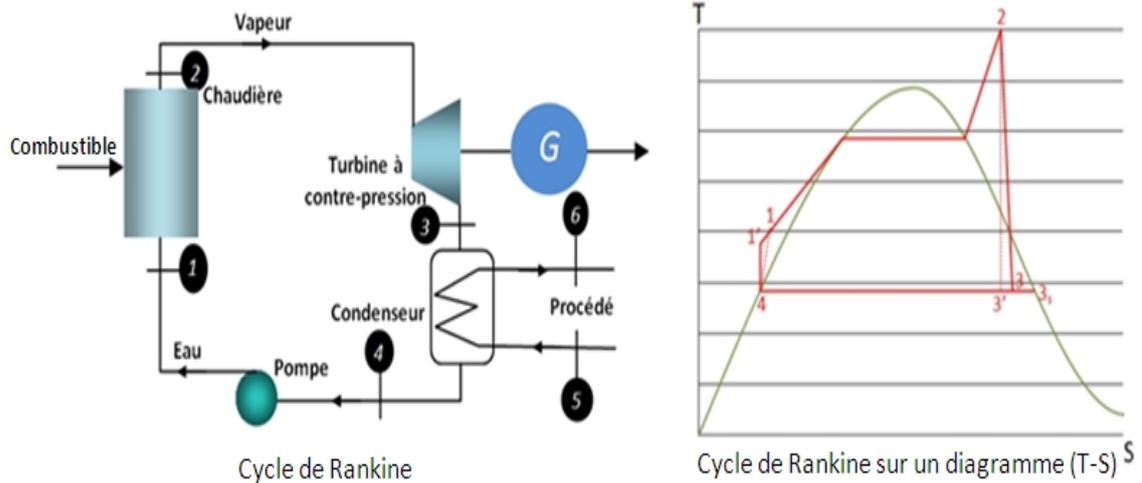
Toutefois, pour une raison évidente quant a la fiabilité de système on préférera les machines basées sur des circuits réellement fermés ; ainsi intérieur de la machine sera plus facilement protégé des agressions externes (intempéries, poussière...).

Tous les cycles thermodynamiques ont un rendement théorique inférieur ou égal au rendement de Carnot-Clausius ( $1 - T_{\text{amb}}/T_{\text{source}}$ ) [22]. Les performances des machines réelles sont bien entendu moindres, et ce d'autant plus que la température de source est basse.

Il convient donc de considérer les typologies des machines basées sur les différents cycles théoriques, et leur adaptation aux domaines de puissance et température de source qui nous intéresse.

#### 2.1.3.1 Turbine à vapeur et assimilés (cycle de Hirn)

Le cycle a vapeur de Rankine est souvent difficile à réaliser, cela supposerait que la machine de détente soit soumise à un mélange de vapeur de liquide, généralement mal supporté par les organes internes (problème d'érosion, contrainte thermomécanique) [10]. Le cycle généralement adopté en pratique est donc un cycle à surchauffe de vapeur (cycle de Hirn).



**Fig 2.13** Schéma de cycle de Rankine [31]

Bien que la technologie évolue à tel point que les moteurs alternatifs et la turbine à combustion trouvent aujourd'hui des applications dans le domaine de la production combinée de chaleur et d'électricité. La centrale à vapeur consiste en une chaudière adaptée à la production de vapeur surchauffée que l'on fait transiter par une turbine à vapeur qui peut être à contre pression, à condensation ou combinée (turbine à soutirage).

### Performances et caractéristiques

#### Rapport chaleur/force

Ce paramètre exprime le degré d'importance de la chaleur utile destinée au procédé relativement à l'électricité produite.

$$\text{Il est donné par } \lambda = Q_{ut} / W_t \quad [10] \quad (2.1)$$

**Tableau 2.1** Comparaison des turbines à contre-pression et à condensation [31]

Systeme	Avantages	Inconvénients
Turbine à vapeur à contre-pression	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Configuration simple avec un minimum de composants</li> <li>• L'installation des turbines basse pression onéreuses est évitée</li> <li>• Investissement relativement faible</li> <li>• Besoins en eau de refroidissement souvent moins importants</li> <li>• Un rendement global plus élevé, vu l'absence de rejets thermiques dans le condenseur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elle fonctionne sous de faibles chutes d'enthalpie (à puissance égale, il faut qu'elle soit de dimensions plus importantes)</li> <li>• La production d'électricité et de chaleur est dépendante (si on veut augmenter la quantité de chaleur, la puissance électrique diminuera)</li> </ul>
Turbine à vapeur à condensation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La génération d'électricité est indépendante de la chaleur récupérée</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût initial élevé</li> <li>• Faible rendement global</li> </ul>

Le rendement isentropique de la turbine diminue avec le débit de la vapeur, en d'autres termes, lorsque la puissance électrique générée est adaptée pour satisfaire la demande en chaleur, le rendement diminue.

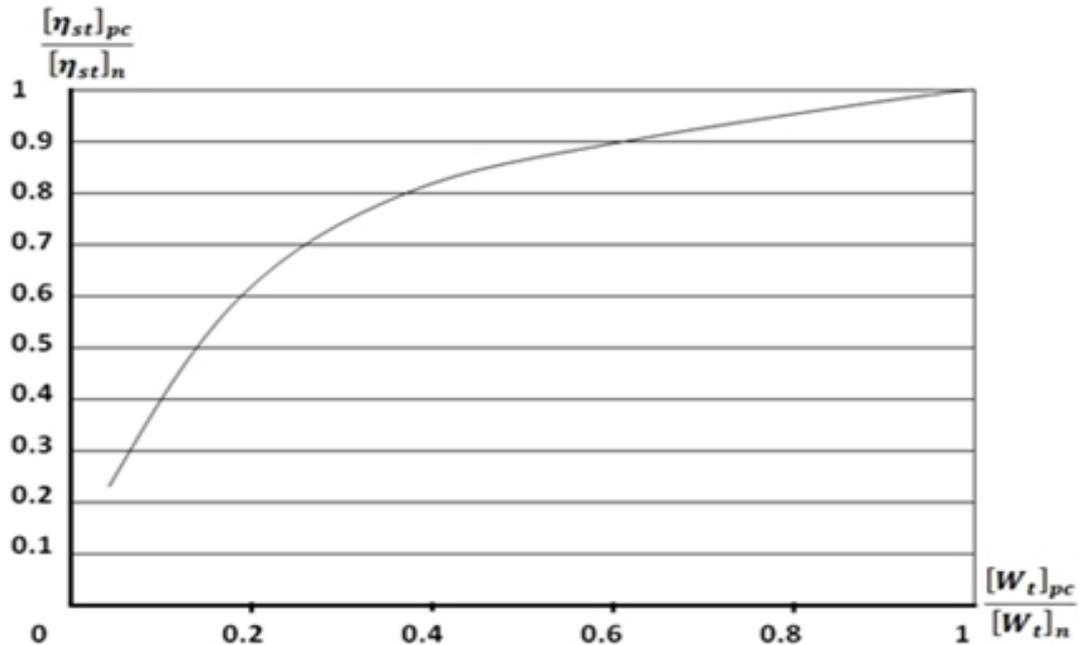


Fig 2.14 La variation de rendement isentropique de TAV [31]

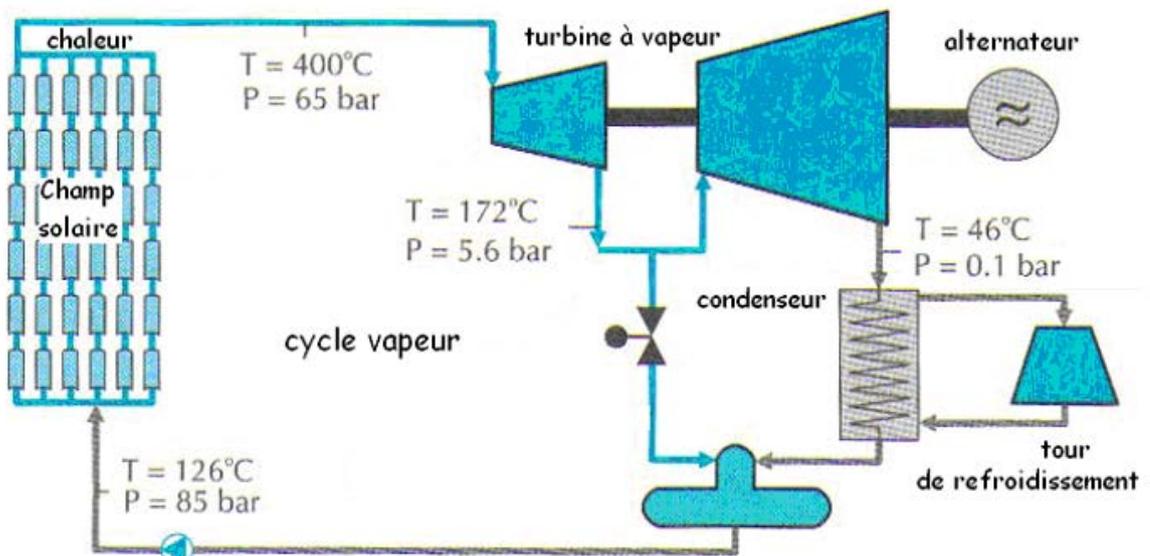


Fig 2.15 Schéma d'une centrale cylindro-parabolique à cycle vapeur [31]

### 2.1.3.2 Turbine à gaz

Comme la chaleur récupérée à partir des turbines à gaz se trouve presque totalement dans les gaz d'échappement, le dispositif de récupération se limite à un échangeur de chaleur unique. Malgré cette simplicité d'exploitation, l'échangeur doit être de grandes dimensions en raison du volume de gaz débité. Parce que la qualité thermique du flux des gaz d'échappement est très élevée, elle se prête bien à une très bonne régulation de chaleur. Même avec les contraintes dues aux limites des machines et celles des besoins de l'utilisateur.

Il existe deux types de turbines à gaz, à cycle fermé utilisant un échangeur de chaleur pour refroidir le fluide de cycle en aval de la turbine avant l'exécution d'un nouveau cycle, et à cycle ouvert utilisant dans ce cas comme fluide de cycle l'air atmosphérique qui sera renouvelé constamment à l'entrée du compresseur. La turbine à gaz est dite « turbine à combustion » dans le cas d'un cycle ouvert du fait que les gaz de combustion traversent directement la turbine, ce qui limite le domaine des combustibles à utiliser à celui des combustibles gazeux et de certains combustibles liquides [31].

Le cycle fermé, où la combustion est externe, offre la possibilité d'élargir le domaine des combustibles envisageables en incluant une large gamme de combustibles solides.

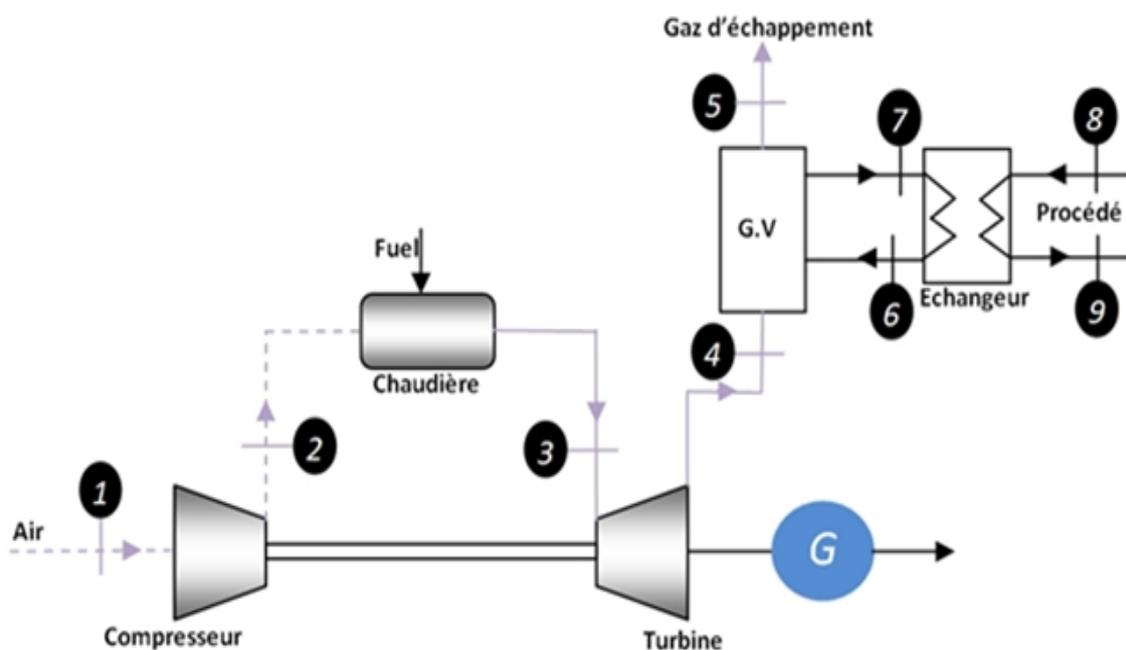
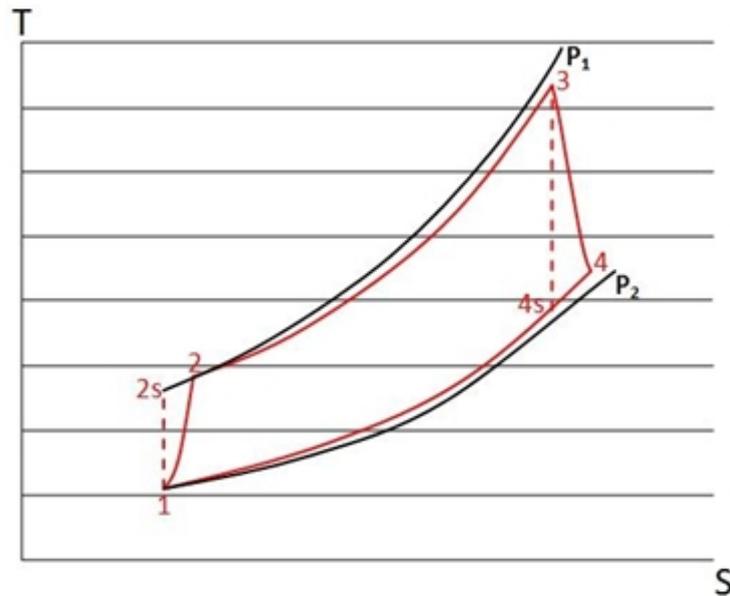


Fig 2.16 Schéma d'une turbine à gaz [31]



**Fig 2.17** Variation de l'entropie en fonction de la température TAG [10]

Turbopropulseur haut et Turbomoteur bas. la puissance extraite de la turbine dépasse celle consommée par le compresseur, et est utilisée pour alimenter une génératrice.

### Rapport chaleur/force

Ce paramètre exprime le degré d'importance de la chaleur utile destinée au procédé relativement à l'électricité produite.

Il est donné par

$$\lambda = Q_{ut} / W_t \quad (2.2)$$

### **2.1.3.3 Le Cycle combiné**

Les installations à cycles combinés configurent au moins deux types de systèmes, l'un après l'autre de telle sorte que la chaleur résiduelle du premier système soit exploitée par le second. En principe, toutes les combinaisons des cycles sont possibles, mais la plus courante est celle où un système à turbine à gaz est installé en amont d'un système à vapeur conventionnel. La majorité des cycles combinés utilisés comportent une turbine à gaz élémentaire (sans préchauffage d'air ou d'autres options d'amélioration du rendement qui engendrent beaucoup de contraintes économiques). En ce qui concerne la turbine à vapeur, son choix dépend essentiellement des besoins en chaleur et en électricité.

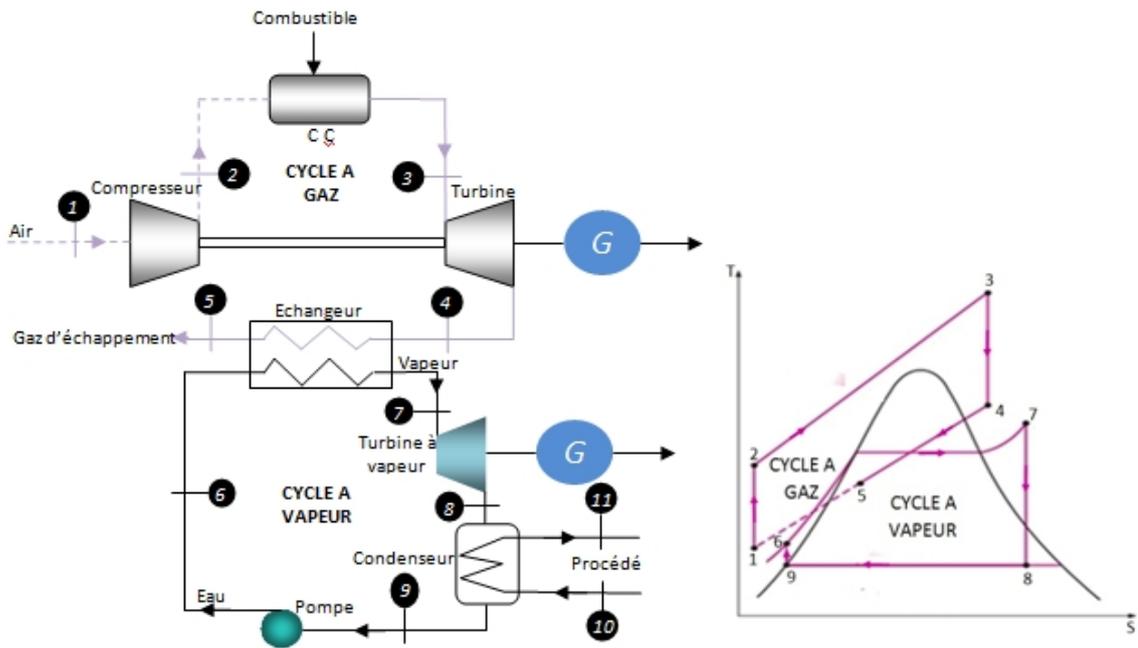


Fig 2.18 Schéma descriptif de cycle combiné [31]

Le cycle combiné se caractérise par une valeur minimale relativement élevée du coefficient de puissance et c'est la raison pour laquelle il est le plus adéquat lorsqu'il y a une forte demande en puissance.

$$PC = W_{\text{utile}} / Q_{\text{utile}} = (W_{\text{TAG}} + W_{\text{TAV}}) / Q_{\text{hp}} \quad [31] \quad (2.3)$$

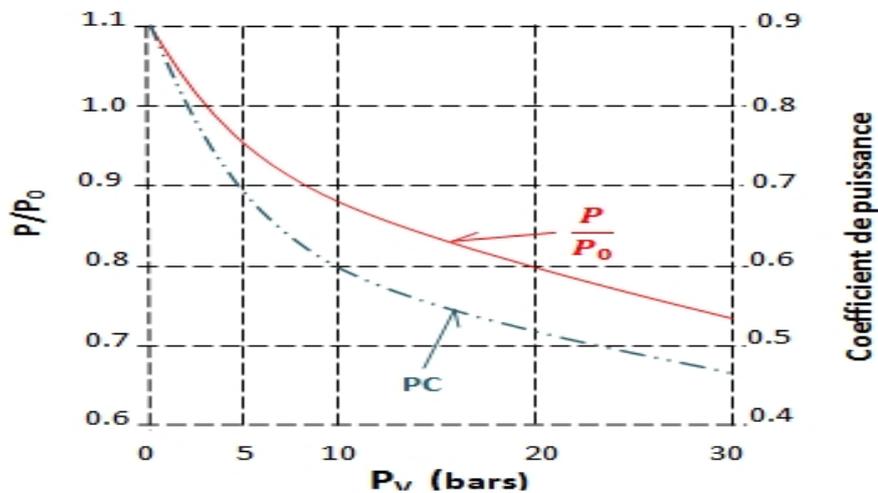
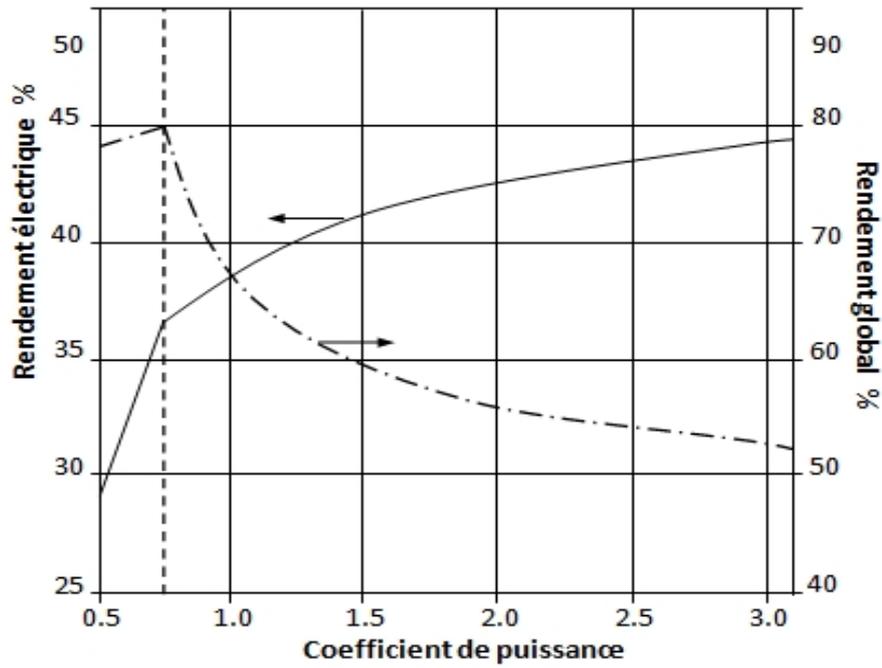
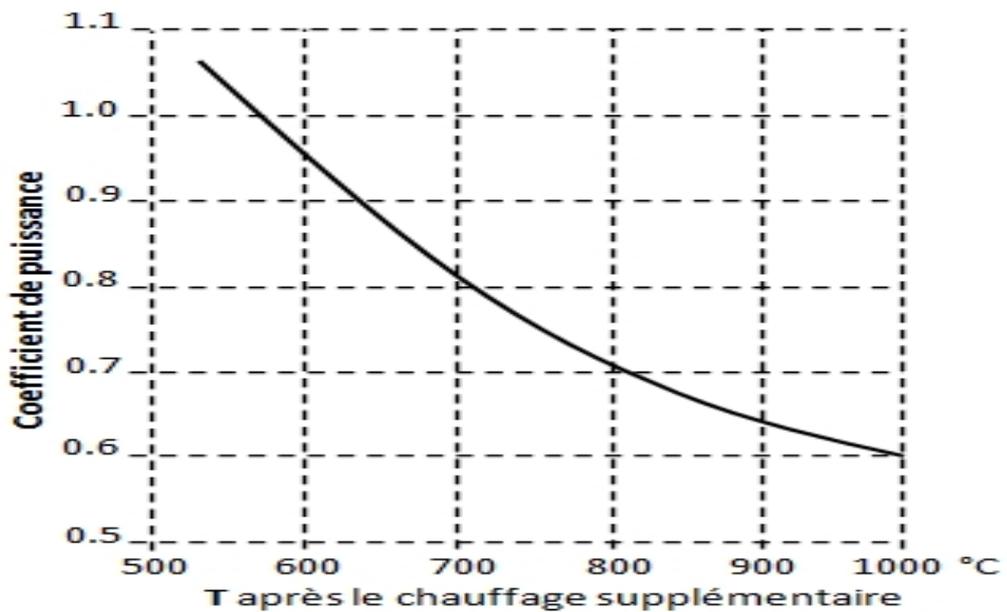


Fig 2.19 Effet de la pression de vapeur du procédé (P<sub>v</sub>) sur la puissance relative (P/P<sub>0</sub>) et sur le coefficient de puissance (PC) [31]



**Fig 2.20** Effet du coefficient de puissance sur le rendement électrique et sur le rendement global [31]



**Fig 2.21** Variations du coefficient de puissance en fonction de la température [31]

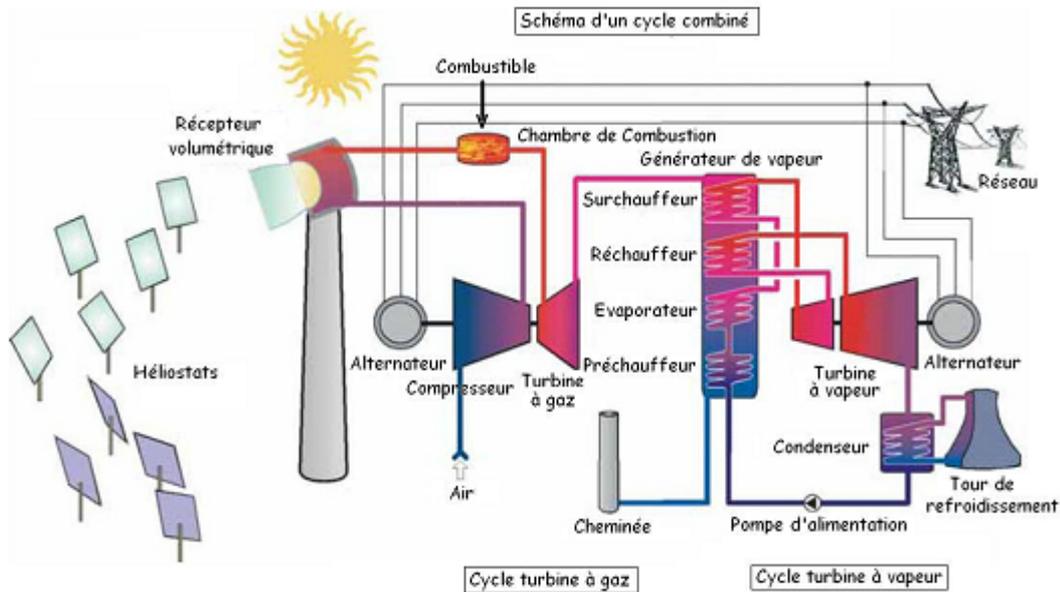


Fig 2.22 Schéma d'un cycle combiné (centrale à tour) [21]

### 2.1.3.4 Le cycle Stirling

Comme on le sait, ce transformateur thermomécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. C'est ainsi que la première tentative de construire une « parabole Stirling » date de 1887. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique.

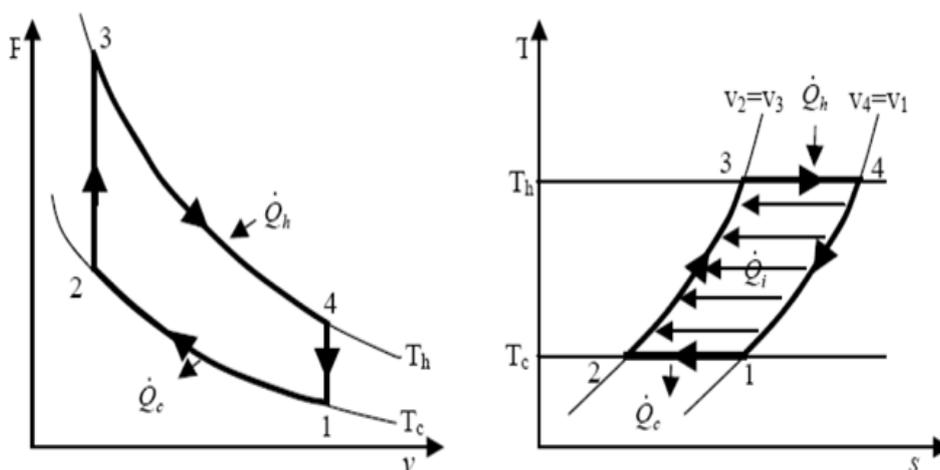


Fig 2.23 cycle de Stirling idéal [20]

Dans la pratique, ce générateur conserve bien des atouts dont celui de pouvoir être réalisé en petite taille sans perdre trop en rendement. C'est ce qui en fait le candidat idéal pour l'exploitation des calories récoltées avec une excellente efficacité mais à faible débit par les concentrateurs paraboliques (on met en œuvre aujourd'hui aux foyers de telles paraboles des générateurs Stirling qui se situent dans la gamme des 5-50 kWe et dont les rendements thermomécaniques varient de 30 à 45%). En conséquence, l'inertie thermique de l'appareil est faible et on peut envisager de soumettre son alimentation en calories aux caprices météorologiques. C'est une caractéristique importante de ces générateurs installés au droit de foyers mobiles qu'il n'est pas question d'équiper d'un stockage thermique. Le résultat est là puisque, dans un exemple récent (10kWe), on obtient un rendement instantané net (soleil-réseau électrique) de 22%, ce qui peut être considéré comme excellent. A plus grande puissance (25kWe), on friserait les 30% [17].

Malheureusement, le défaut congénital de ces machines réside dans l'improbable tenue des joints d'étanchéité de leurs pistons soumis à des conditions très dures. Ce problème peut probablement être surmonté mais a interdit jusqu'à aujourd'hui le développement industriel de la machine (c'est à dire son utilisation par l'industrie automobile). Sans doute faut-il voir là un des freins principaux au développement de cette filière solaire.

Le tableau récapitulatif ci-dessous donne un aperçu de quelques caractéristiques techniques principales des différents systèmes de concentration solaire

**Tableau 2.2** différentes filières thermiques solaire [18]

	Capacity Unit MW	Concentrati on	Peak solar efficiency	Annual solar efficiency	Thermal cycle efficiency	Capacity factor (solar)	Land use per Mwh/y
Trough	10-200	70-80	21% (d)	10-15% (d) 17-18% (p)	30-40% ST	24% (d) 25-70% (p)	6-8 m <sup>2</sup>
Fresnel	10-200	25-100	20% (p)	9-11% (p)	30-40% ST	25-70% (p)	4-6 m <sup>2</sup>
Power tower	10-150	300-1000	20% (d) 35% (p)	8-10% (d) 15-25% - (p)	30-40% ST 45-55% CC	25-70% (p)	8-12 m <sup>2</sup>
Dish- Stirling	0,01 – 0,4	1000-3000	29% (d)	16-18% (d) 18-23% (p)	30-40% Stirl. 20-30% GT	25% (p)	8-12 m <sup>2</sup>

(d): demonstrated; (p): projected; ST: steam turbine; GT: gas turbine; CC: combined cycle

Solar efficiency = net power generation/incident beam radiation

Capacity factor = solar operating hours per year/8760 hours per year

**Tableau 2.3** Avantages et inconvénient de différentes filières 2005 [18]

	Parabolic Trough	Central Receiver	Parabolic Dish
<b>Applications</b>	Grid-connected plants, mid- to high-process heat (Highest single unit solar capacity to date: 80 MWe.) Total capacity built: 354 MW	Grid-connected plants, high temperature process heat (Highest single unit solar capacity to date: 10 MWe, with another 10 MW currently under construction.)	Stand-alone, small off-grid power systems or clustered to larger grid-connected dish parks (Highest single unit solar capacity to date: 25 kW; recent designs have about 10 kW unit size.)
<b>Advantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Commercially available – over 12 billion kWh of operational experience; operating temperature potential up to 500°C (400°C commercially proven)</li> <li>• Commercially proven annual net plant efficiency of 14% (solar radiation to net electric output)</li> <li>• Commercially proven investment and operating costs</li> <li>• Modularity</li> <li>• Best land-use factor of all solar technologies</li> <li>• Lowest materials demand</li> <li>• Hybrid concept proven</li> <li>• Storage capability</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Good mid-term prospects for high conversion efficiencies, operating temperature potential beyond 1,000°C (565°C proven at 10 MW scale)</li> <li>• Storage at high temperatures</li> <li>• Hybrid operation possible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Very high conversion efficiencies – peak solar to net electric conversion over 30%</li> <li>• Modularity</li> <li>• Hybrid operation possible</li> <li>• Operational experience of first demonstration projects</li> </ul>
<b>Disadvantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The use of oil-based heat transfer media restricts operating temperatures today to 400°C, resulting in only moderate steam qualities</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Projected annual performance values, investment and operating costs still need to be proven in commercial operation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reliability needs to be improved</li> <li>• Projected cost goals of mass production still need to be achieved</li> </ul>

## 2.2 Bilan énergétique

La conception d'un convertisseur thermodynamique de l'énergie solaire nécessite une analyse de son bilan énergétique compte tenu des conditions d'utilisation afin d'évaluer son rendement. Le rendement est le paramètre clé d'appréciation de l'efficacité et de la performance d'un système. Une telle analyse ne peut être effectuée qu'à partir d'un modèle permettant d'évaluer l'influence des divers paramètres caractéristiques du dispositif. C'est dans cet objectif que nous avons effectué une étude générale du bilan énergétique d'un convertisseur faisant, en particulier, intervenir la concentration du rayonnement solaire.

### 2.2.1 Conversion thermodynamique de l'énergie solaire

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

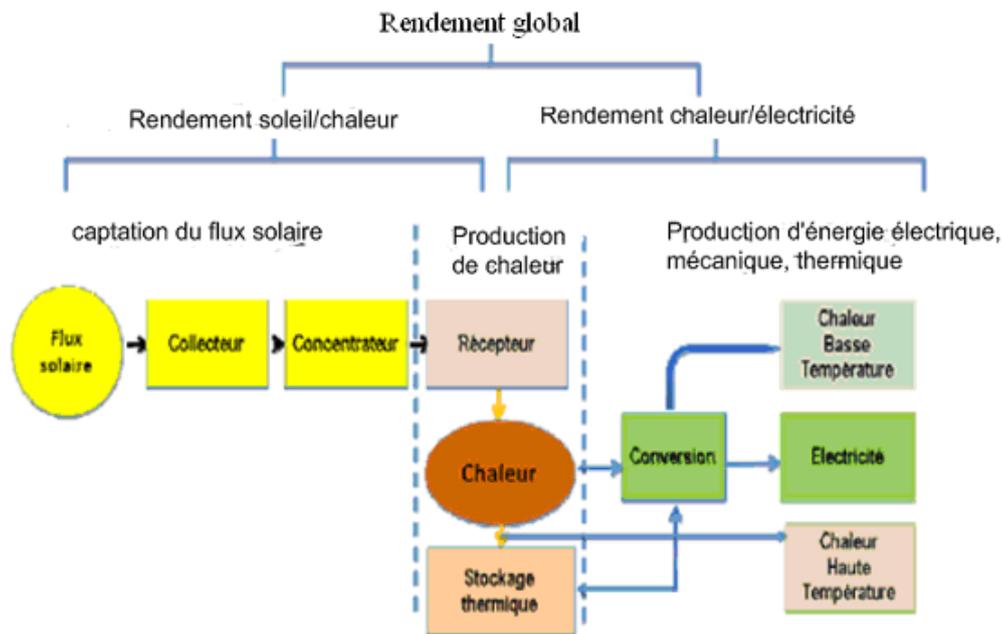


fig 2.24 Processus de transformation soleil/chaleur-électricité [32]

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

#### 2.2.1.1 Le collecteur

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

$$I S_{ref} = P_c \quad [34] \quad (2.4)$$

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

$$P_a = P_c \eta_{opt} = \eta_{opt} I S_{ref} \quad (2.5)$$

$P_a$  = puissance thermique de la cavité réceptrice

= Puissance absorbé par le récepteur avec  $\eta_{opt}$  : rendement optique du concentrateur.

A- *Le rendement optique*

$\eta_{opt} = \Gamma \tau \alpha$  avec  $\Gamma$ : Rapport de captation (fraction de l'énergie reflétée par le réflecteur)

$$\Gamma = (S_{ref} - S_r) / S_{ref} \quad [36] \quad (2.6)$$

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

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

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

La différence de température importante entre celle de la cavité réceptrice source chaude  $T_r$  et l'ambiance  $T_a$  a provoqué un processus naturel de pertes de chaleur (thermiques) par convection, par rayonnement et par conduction.

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

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

$$P_t = P_a - P_p \quad [37] \quad (2.7)$$

Avec  $P_p$  = Puissance correspondant aux pertes thermiques est donnée par

$$P_p = P_{pcv} + P_{pr} + P_{pc} \quad (2.8)$$

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

$P_{pr}$  : Pertes par rayonnement.

$P_{pc}$  : Pertes par conduction.

A- *Pertes par convection*

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

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

$$P_{pcv} = h_{cv} S_r (T_r - T_a) \quad [33] \quad (2.9)$$

$S_r$  : surface d'ouverture du récepteur

$T_r$  : température du récepteur

$T_a$  : température ambiante

hcv Coefficient de transfert thermique par convection

### B- Pertes par rayonnement

Ces pertes dépendent de la forme du récepteur mais plus particulièrement de la température du récepteur. Ils sont proportionnels à l'émissivité de l'absorbeur

$$P_{pr} = \varepsilon \sigma S_r (T_r^4 - T_a^4) = h_r S_r (T_r^4 - T_a^4) \quad [37] \quad (2.10)$$

$\varepsilon$ : Facteur émissivité de l'absorbeur

$\sigma$ : constante de Stefan – Boltzmann =  $5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$  [37]

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

### C- Pertes par conduction

Sont liées à la nature du matériel utilisé

$$P_{pc} = \lambda S_r (T_r - T_a) \Delta x \quad [33] \quad (2.11)$$

$\lambda$ : Conductivité de l'absorbeur.

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

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

$$P_p = S_r [h_{cv}(T_r - T_a) + h_r(T_r^4 - T_a^4)] \quad (2.12)$$

Ainsi

$$P_t = \eta_{opt} I_s S_{ref} - S_r [h_{cv}(T_r - T_a) + h_r(T_r^4 - T_a^4)] \quad (2.13)$$

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

$$P_p = S_r U (T_r - T_a) \quad (2.14)$$

Où U est le coefficient global des pertes thermiques donné par  $U = h_{cv} + h_r$ . (2.15)

#### 2.2.1.3 La conversion de chaleur (rendement)

Le rendement de la chaudière (absorbeur) s'écrit

$$\eta_{ch} = \frac{P_{ch}}{P_a} \quad [33] \quad (2.16)$$

Avec  $P_{ch}$  la puissance de la chaudière qui est égale à la puissance solaire absorbée

par le récepteur diminuée des pertes thermiques

$$P_{ch} = P_a a - P_p \quad (2.17)$$

$a$ : Facteur d'absorption solaire

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

$$P_{ch} = P_a a - h_r(T_c^4 - T_a^4) \quad (2.18)$$

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

$T_a$  : Température ambiante

D'où

$$\eta_{ch} = a - \frac{h_r(T_c^4 - T_a^4)}{P_a} \quad (2.19)$$

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

$C$  = concentration effective de l'installation

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

$$\eta_{ch} = 1 - \frac{T_a}{T_c} \quad (2.20)$$

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

et finalement le rendement théorique de la centrale solaire s'écrira

$$\eta = \left(1 - \frac{T_a}{T_c}\right) \left[1 - \frac{h_r(T_c^4 - T_a^4)}{aCI}\right] \quad (2.21)$$

$$h_r = \varepsilon\sigma \quad (2.22)$$

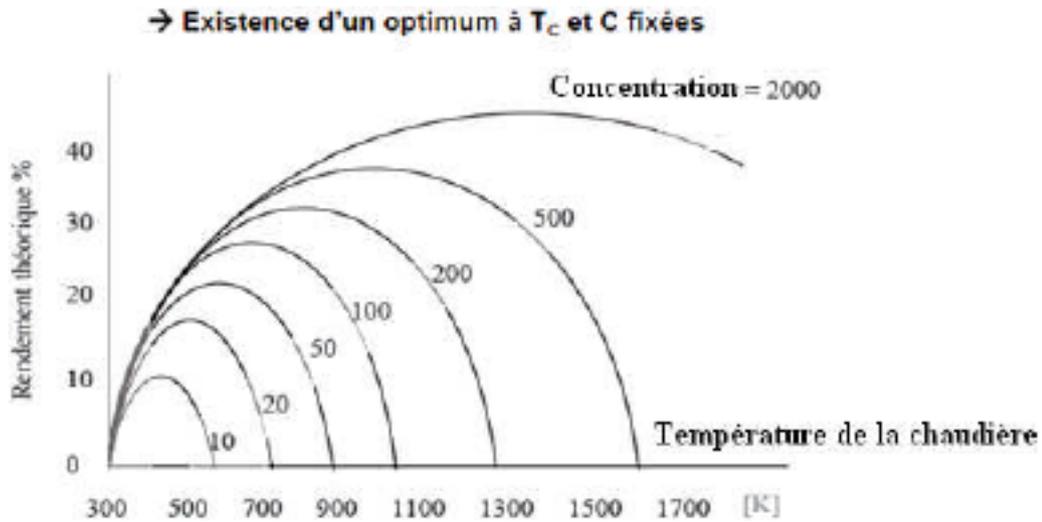
Pour les données suivantes

Coefficient de transfert thermique par rayonnement

$$a = 0,7 ; \varepsilon = 0,9 ; I = 1 \text{ kWm}^{-2} \quad T_a = 300^\circ \text{ K}$$

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

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



**Fig 2.25** Variation du rendement en fonction de la température pour différentes Concentrations [38]

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

$$\eta = a \left( 1 - \frac{T_a}{T_c} \right) \left[ 1 - \frac{U(T_c^4 - T_a^4)}{aCI} \right] \quad (2.23)$$

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

On obtient

$$T_{opt} = \left[ \left( \frac{aCI}{U} + T_a \right) T_a \right]^{1/2} \quad (2.24)$$

Température optimum en K

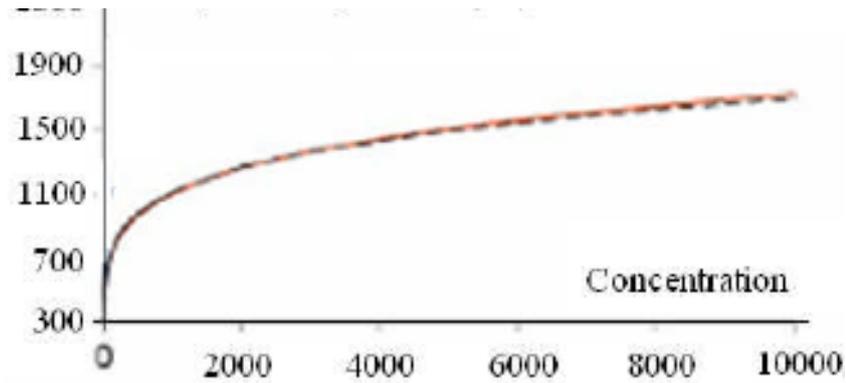


Fig 2.26 Variation de la concentration en fonction de la température [38]

### 2.2.2 Interprétation

- ✚ La température augmente évidemment avec la concentration,
- ✚ Par contre le rendement théorique est optimum autour de cette température

Il faudra alors tenir compte sérieusement de la température optimum dans la conception de la centrale car des températures de la chaudière plus élevée que  $T_{opt}$  ont un impact négatif sur le rendement.



## **CHAPITRE 3**

# **Gisement et impact environnemental**

### 3.1 Introduction

Toutes ces techniques devraient permettre d'accéder à un gisement solaire réputé immense et surtout inépuisable. La deuxième assertion est indiscutable. Que faut-il penser de la première ?

On peut calculer que la production d'électricité pourrait largement être assurée par l'équipement en centrales solaires de 5000 km<sup>2</sup> de zones arides. Cela ne représente guère qu'un carré de 70 km de côté mis à disposition en zone inhabitée. Si l'humanité entière devait être approvisionnée en électricité avec le même niveau de confort, il en faudrait 100 fois plus. Ces surfaces sont certes importantes, mais nullement démesurées par rapport aux terres arides et inhabitées disponibles sur la planète qui sont bien plus vastes. Il s'agit là d'une remarque particulièrement simpliste, mais qui a l'avantage de situer le problème [7].

En pratique, il n'y a pas de raison pour que seules les zones arides soient concernées. Elles reçoivent de l'ordre de 2700 kWh/m<sup>2</sup>/an de rayonnement solaire et sont à cet égard les meilleures de la planète. Mais les expérimentations dont nous parlons ici se sont aussi déroulées sous des climats moins favorables, et on considère généralement qu'un développement de la solaire thermodynamique concernerait des régions plus variées jusqu'à inclure le climat méditerranéen du sud de l'Algérie par exemple qui reçoit plus de 6000 kWh/m<sup>2</sup>/an [11].

On peut présenter autrement, et d'une manière plus opérationnelle, le problème. Les centrales solaires à concentration dont nous parlons ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le « direct » et non le « diffus »). C'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement, ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire. Vis à vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil [13].

Le gisement est donc pour le moins confortable. Qu'en est-il des conséquences environnementales qu'aurait sa mise en valeur ?

Par définition, les centrales à mettre en œuvre ne sont pas polluantes. Elles ne présentent pas non plus de danger particulier. La ponction qu'elles opèrent localement sur le rayonnement est transformée en chaleur (ce qui est le sort normal du rayonnement solaire) en partie localement (pertes du cycle) et en partie sur une zone plus vaste (qui pourrait être éloignée, c'est la zone de consommation de l'électricité produite). On ne voit pas très bien quel inconvénient présenterait ce transport d'énergie de régions très ensoleillées vers d'autres qui le sont moins. Par contre, on a déjà remarqué que cette ponction locale, en pays chaud, pouvait être mise à profit par l'agriculture : elle présente les mêmes avantages que ceux procurés par les palmeraies artificielles du Sahara qui ont précisément pour fonction, au moins en partie, de protéger les cultures d'un rayonnement solaire trop vigoureux. La culture sous héliostats est peut-être pour demain !

La véritable gêne environnementale ne vient donc pas des effets physiques de l'implantation des centrales. Elle peut par contre être provoquée, en zone peuplée, par ses effets esthétiques. Le problème ressemble à celui posé par l'implantation d'éoliennes, et c'est celui de la pollution visuelle dont on se rend bien compte qu'elle deviendrait problématique si elle était trop massive. Au stade où en est le développement des centrales solaires, on ne peut guère en dire plus sur le sujet.

### 3.2 Présentation de site *Ghardaïa*

Ghardaïa (en arabe غرداية) est une commune de la wilaya de Ghardaïa en Algérie, dont elle est le chef-lieu, située à 600 km au sud d'Alger, elle est la capitale de la Vallée du Mزاب. Ghardaïa fait partie du patrimoine mondial et elle est considérée comme site touristique d'importance majeure en Algérie, de par son architecture et son histoire, Le territoire de la commune de Ghardaïa est situé au Nord de la wilaya de Ghardaïa, à 600 km au sud d'Alger, à 190 km au sud de Laghouat et à 190 km à l'ouest d'Ouargla [39]. Ces régions connues par leur climat aride caractérisé par le manque des précipitations (160 mm/an) et la raréfaction des terres agricoles, des températures diurnes très élevées en été, et des températures basses en hiver (gelées durant les mois de décembre à mi-février). Les conditions climatiques font que Ghardaïa bénéficie d'un climat sec et aride, caractérisé par un ensoleillement exceptionnel, vu sa localisation géographique et son éloignement de la côte méditerranéenne. Le plus souvent, Ghardaïa a un taux d'insolation très important (75% en moyenne) et la moyenne annuelle de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal dépasse les 6000 Wh/m<sup>2</sup>. Sa couverture solaire est de plus de 3000 heures/an, ce qui favorise l'utilisation de

l'énergie solaire dans divers domaines tels que la bioclimatique, la production d'eau chaude sanitaire, la production d'électricité, le séchage agroalimentaire.

L'application de l'énergie solaire à un site donnée, nécessite la connaissance complète et détaillée de l'ensoleillement du site. Ceci est généralement facile lorsque le site est pourvu d'une station de mesure radiométrique fonctionnant régulièrement depuis plusieurs années. La connaissance du rayonnement solaire au niveau des soles un élément important pour les systèmes de conversion de l'énergie solaire. Cette information peut être recueillie par différentes méthodes à savoir mesure au sol par des pyromètres ou des cellules de références, ou par des mesures satellitaires.

La meilleure manière de connaître la quantité d'énergie solaire dans un site donné, est d'installer des pyromètres dans plusieurs endroits du site, de s'occuper de leurs entretiens et de leurs enregistrements quotidiens. Lorsque les mesures sont collectées, un contrôle de qualité rigoureux est obligatoire afin de crédibiliser la base de données enregistrée.

Afin de faire un bon dimensionnement des systèmes de conversion solaire, une base de données de rayonnement est indispensable. L'installation de la station radiométrique au site de l'URAER rentre dans ce contexte, elle nous permet de mieux caractériser le site d'un point de vue énergétique.



**Fig3.1** Station radiométrique de L'URAER [40].

Celle-ci utilise un système de poursuite tridimensionnel qui comporte deux parties

*Une partie fixe*, qui est constituée d'un pyranomètre type EKO, pour la mesure du rayonnement global reçu sur un plan horizontal, d'un thermo-hygromètre type TECNOEL pour la mesure de la température et de l'humidité, et d'un solarimètre.

*Une partie mobile*, qui est capable de suivre la trajectoire du soleil depuis le lever jusqu'au coucher grâce à un système robotique. Cette partie est pourvue d'un pyréliomètre qui est pointé vers le disque solaire pour la mesure du rayonnement solaire direct intégré sur toutes les longueurs d'ondes (entre 0.2 et 0.4 micromètre) reçues sur un plan normal. Elle est associée aussi d'un pyranomètre type EKO pour la mesure de l'éclairement diffus sur un plan horizontal muni d'une boule sphérique pour cacher le flux radiatif venant directement du disque solaire.

Il s'ensuit qu'on peut constituer des fonctions d'interpolation qui évaluent et estiment la température ambiante en fonction du temps à travers des mesures établies expérimentalement.

On dispose donc, d'une base de données des composantes du rayonnement solaire (global et diffus sur un plan horizontal, directe sur un plan normal et global sur un plan incliné à la latitude du lieu), ainsi que la température et l'humidité.

L'exploitation de cette base de données nous permet de tester plusieurs modèles qui serviront dans la caractérisation du gisement solaire du site.

On envisage de compléter la station par d'autres capteurs radiométriques pour différentes inclinaisons et orientations pour avoir le maximum d'informations sur le gisement local de Ghardaïa.

### **3.2.1 Data base de mesures**

Depuis août 2004, la station de mesure est fonctionnelle, l'enregistrement des composantes du rayonnement solaire se fait quotidiennement durant 24 heures avec un pas de cinq minutes pour chaque paramètre (diffus, direct et global).

Ensuite, un traitement de données est nécessaire pour les rendre exploitables.

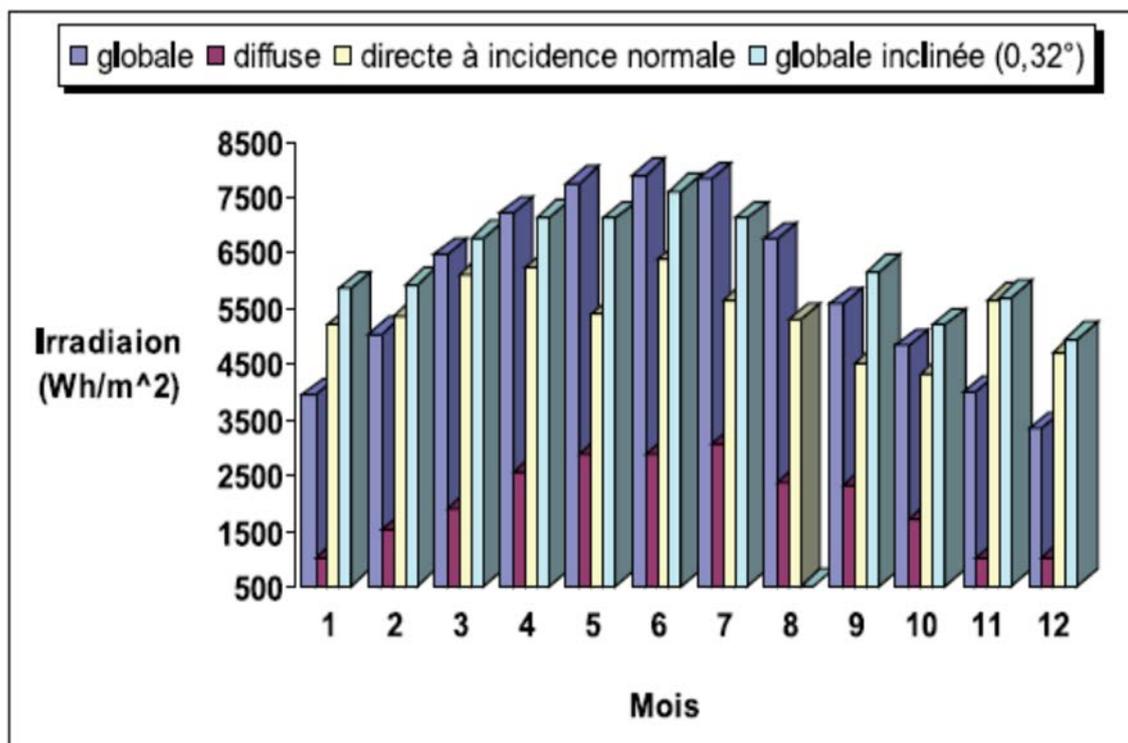


Fig3.2 irradiation globale, diffuse, direct normale et globale inclinée collecté par la station radiométrique [39].

Valeurs journalières du rayonnement global

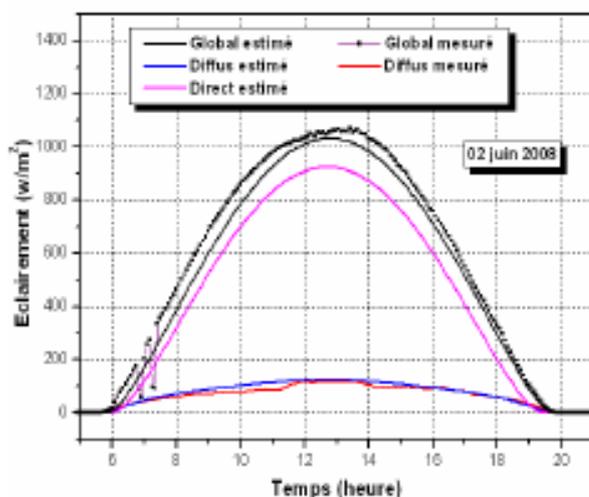


Fig3.3Eclaircissement estimé pour une surface horizontale,Ghardaia 21 Juin 2008[39]incliné

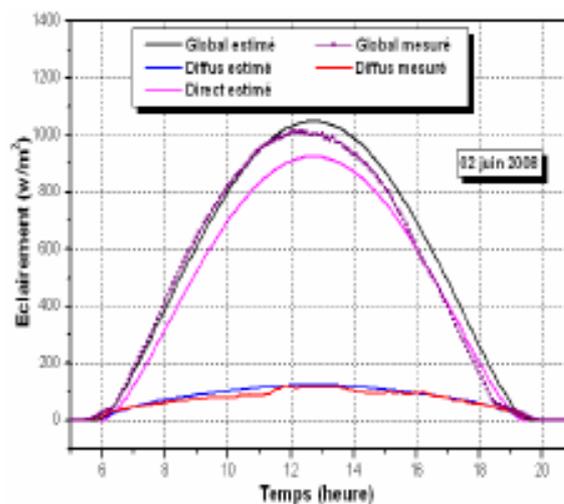
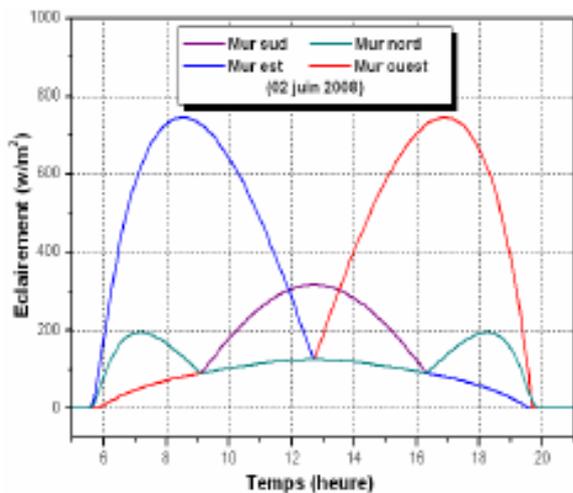
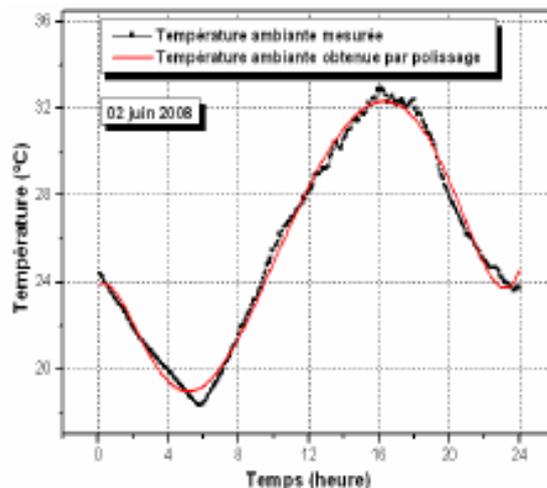


Fig3.4Eclaircissement estimé pour une surface de 32°,Ghardaia 21 Juin 2008[39]

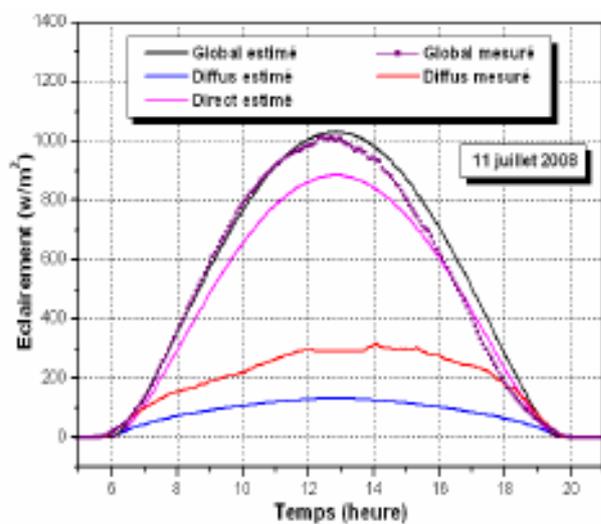
Une autre confrontation a été établie pour tester la fiabilité du modèle proposé pour une inclinaison qui vaut la latitude du lieu ( $32^\circ$ ). Les courbes tracées relatives aux journées du 21 Juin et le 11 Juillet montrent que la concordance est assez satisfaisante.



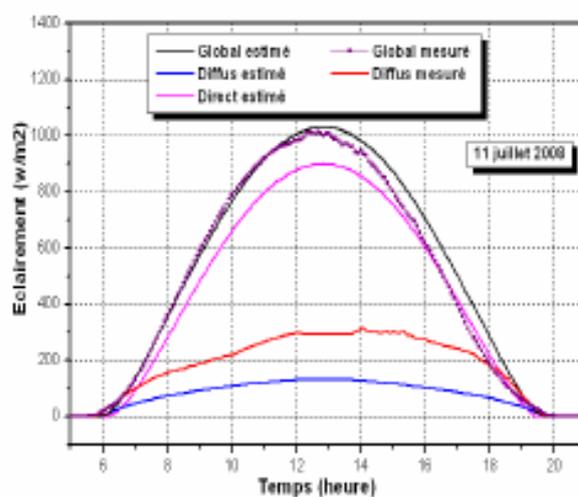
**Fig3.5**Éclairément estimé pour différentes orientations, Ghardaïa 21Juin 2008[39]



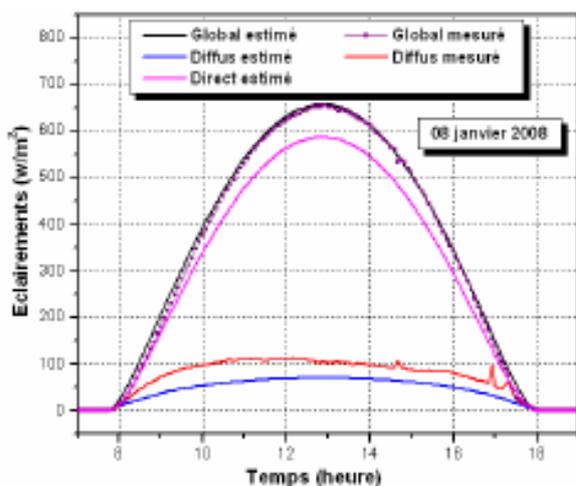
**Fig3.6**Température ambiante, Ghardaïa 21Juin2008



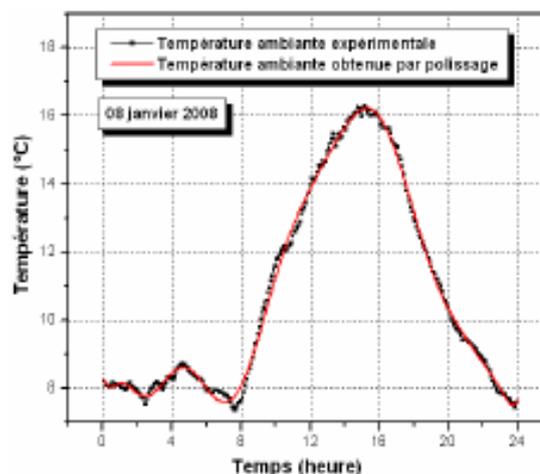
**Fig3.7**Éclairément estimé pour une surface horizontale, Ghardaïa 11Juillet 2008 [39] 2008.



**Fig3.8** Éclairément estimé pour une surface incliné  $30^\circ$ , Ghardaïa 11Juillet



**Fig3.9** Eclairage estimé pour une surface horizontale, Ghardaïa 08 Janvier 2008[39]



**Fig3.10** Température estimée pour une surface inclinée 30° 08 Janvier 2008

### 3.2.2 Valeurs mensuelles et annuelles du rayonnement global

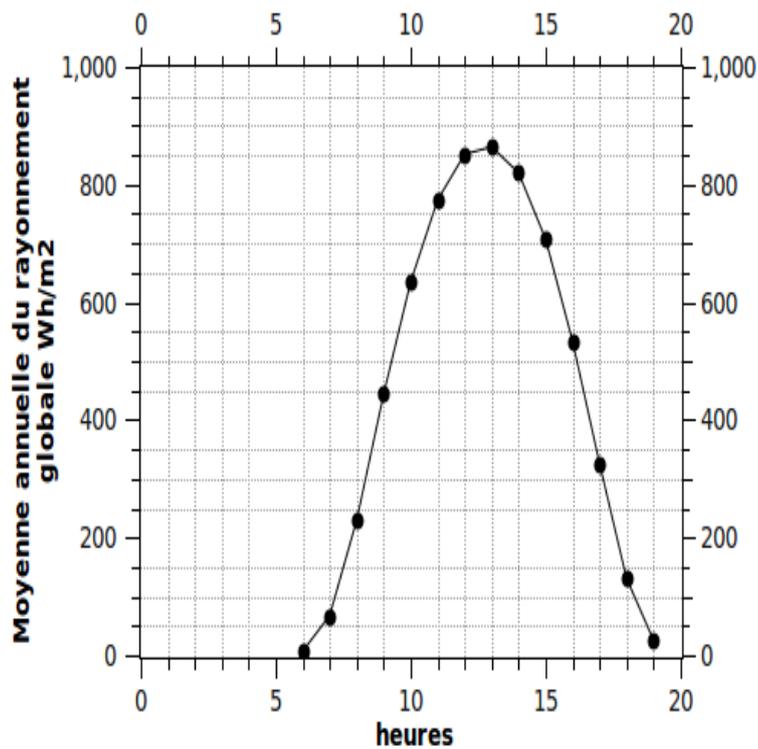
**Tableau 3.1** Valeur mensuelle et annuelle de rayonnement global kWh/m<sup>2</sup> sur un plan horizontal [39]

Mois/Années	2005	2006	2007	2008	Moyenne
<b>Janvier</b>	120	102	86	126	<b>109</b>
<b>Février</b>	140	132	127	136	<b>134</b>
<b>Mars</b>	181	205	194	187	<b>192</b>
<b>Avril</b>	220	214	203	212	<b>212</b>
<b>Mai</b>	240	216	243	236	<b>234</b>
<b>Juin</b>	234	240	244	251	<b>242</b>
<b>Juillet</b>	233	242	252	151	<b>200</b>
<b>Aout</b>	163	111	215	205	<b>174</b>
<b>Septembre</b>	181	178	178	134	<b>168</b>
<b>Octobre</b>	150	165	153	135	<b>151</b>
<b>Novembre</b>	121	127	130	123	<b>125</b>
<b>Décembre</b>	107	95	101	104	<b>111</b>
<b>Total</b>	<b>2090</b>	<b>2027</b>	<b>2126</b>	<b>2000</b>	<b>2061</b>

D'après le tableau 3.1, on constate que la valeur annuelle du rayonnement global varie entre 2000 et 2126 kWh/m<sup>2</sup>, tandis que la moyenne annuelle est de l'ordre de 2061 kWh/m<sup>2</sup>.

Considérant les valeurs mensuelles, le maximum absolu est de l'ordre de 251 kWh/m<sup>2</sup> et le minimum absolu est de 86 kWh/m<sup>2</sup>.

### 3.2.3 Distribution du rayonnement global horaire



**Fig3.11** La distribution de moyenne annuelle du rayonnement global horaire (Wh/m<sup>2</sup>) reçu sur un plan horizontal [39]

Le fig 3.8 montre la distribution typique du rayonnement global sur un plan horizontal par tranche horaire au cours de l'année au site de Ghardaïa.

Pour le pourcentage de fréquence de distribution du rayonnement global, Les intervalles sont répartis sur huit rangs de rayonnement, espacés de 1165 (Wh/m<sup>2</sup>). Le nombre de jours en un mois donné de l'année où le rayonnement global fait partie du rang indiqué est comptabilisé et présenté en pourcentage.

**Tableau 3.2** Pourcentage de fréquence de distribution du rayonnement global journalier [39]

Mois	Rang du Rayonnement						
	1165 2330	2330 3495	3495 4660	4660 5825	5825 6990	6990 8155	8155 9320
Janvier		25.80	74.19				
Février			48.27	51.72			
Mars				19.35	61.29	16.12	
Avril					40.00	60.00	
Mai					19.35	61.29	19.35
Juin						46.66	53.33
Juillet						96.77	3.22
Aout		3.22		3.22	22.58	70.96	
Septembre				40.00	60.00		
Octobre			41..93	51.61	6.45		
Novembre		6.66	83.33	10.10			
Décembre	3.22	58.06	38.70				

Durant la saison hivernale, 21.5 % de l'ensemble des journées ont des valeurs entre 2330 et 3495 (Wh/m<sup>2</sup>), 40.5 % des journées ayant 3495 et 4660 (Wh/m<sup>2</sup>) et seulement 12 % atteignent 5825 (Wh/m<sup>2</sup>).

Pendant le printemps et l'automne, 20 % de l'ensemble des journées ayant un rang de 5825 (Wh/m<sup>2</sup>), 23% ayant des valeurs entre 6990 et 8155 (Wh/m<sup>2</sup>) et seulement 3 % ont un rang entre 8155 et 9320 (Wh/m<sup>2</sup>).

Dans la saison estivale, 72 % des jours ayant un rang entre 6990 et 8155 (Wh/m<sup>2</sup>) tandis que 18 % dépasse les 9320 (Wh/ m<sup>2</sup>) [39] [40].

### 3.3 Conclusion

Ghardaïa bénéficie d'un rayonnement solaire prometteur pour les applications renouvelables. Les valeurs journalières moyennes mensuelles du rayonnement global atteignent 7762 (Wh/m<sup>2</sup>) en été, 6944 (Wh/m<sup>2</sup>) au printemps ; 4986 (Wh/m<sup>2</sup>) en automne et 3915 (Wh/m<sup>2</sup>) dans la saison hivernale.

Le but de cette analyse est de fournir des informations fiables pour les concepteurs et les utilisateurs des systèmes solaires, tout en évaluant le potentiel énergétique du site de Ghardaïa.

### 3.4 Impacts sur l'environnement

La pollution thermique est une modification de la température du milieu, le plus souvent à la hausse. En général, ce type de pollution est causé par les mécanismes de refroidissement des industries et centrales énergétiques qui se traduisent par des rejets d'eau chaude dans l'environnement.

Cette forme de pollution physique peut paraître anodine au regard des pollutions chimiques, compte tenu de la toxicité et des effets à long terme de certaines molécules. Pourtant, cette pollution thermique diffuse peut avoir des effets locaux importants, en particulier sur les écosystèmes aquatiques.

L'élévation de température d'un milieu a deux effets notables

- Réduction de la quantité d'oxygène dissous dans les milieux aquatiques.
- Augmentation de l'activité métabolique des organismes (jusqu'à un certain seuil) et donc leur consommation en oxygène.

#### 3.4.1 Impacts en période de travaux

L'augmentation de la puissance de la centrale ne modifie pas le type de déchets produits. Il peut éventuellement modifier les quantités.

##### 3.4.1.1 Les déchets domestiques solides

Les déchets de la centrale liés au processus de fabrication seront les mêmes qualitativement. Leur quantité peut augmenter avec le doublement de la capacité de centrale. Exception faite pour le gasoil qui ne sera plus le combustible de secours. Cette option a été écartée dans le nouveau projet et le gaz naturel sera le combustible unique. L'unique utilisation du gasoil serait l'alimentation du groupe électrogène de secours. Ainsi, les éventuelles fuites d'hydrocarbures, provenant de la zone d'alimentation en fuel ou des chaudières, abordées dans le rapport initial de l'EIE sont sans objet dans le nouveau projet.

La diminution de la quantité d'eau utilisée réduira également la quantité de dépôt des métaux lourds contenus dans l'eau dans les installations. Ces dépôts sont souvent constatés dans les systèmes de refroidissement. La quantité des rejets issus de ces dépôts vont donc diminuer. Nous rappelons ci-après les autres déchets.

**A- Métaux lourds**

Selon les informations dont nous disposons, la centrale en régime de fonctionnement normal ne rejettera pas de métaux lourds dans ses effluents liquides.

Cependant d'éventuels métaux lourds peuvent provenir des phénomènes d'usure des pièces métalliques (joints spéciaux, aubes de la turbine vapeur, ils pourraient être rejetés lors des opérations de purge des « Boilers »)

**B- Les résidus de produits chimiques**

Ils proviennent des traitements chimiques, nettoyage de pièces de la centrale ainsi que du laboratoire prévu sur le site pour les contrôles de qualité. Ces produits essentiellement des réactifs chimiques seront rassemblés dans de petits conteneurs plastiques répertoriés qui seront collectés pour neutralisation et élimination à l'extérieur de la centrale.

**C- Les emballages et autres déchets divers**

Ils sont produits lors des différentes activités liées à l'exploitation de la centrale. Ce sont entre autres les différents emballages (plastiques, papier, verre), les chiffons, etc. Ces déchets seront collectés séparément, stockés en un endroit prévu et transportés à l'extérieur de l'usine pour élimination soit par incinération, recyclage ou à défaut par enfouissement.

**D- Pièces métalliques**

Il s'agit de pièces défectueuses ou usées qui doivent être remplacées notamment lors des services prévus pour la centrale.

**E- Les boues de décantation**

Elles proviennent

- des bassins d'homogénéisation et d'évaporation,

La quantité de déchets solides de la centrale n'est pas très élevée. La principale source de ces déchets est le bassin d'évaporation. Ils seront transportés hors site pour une mise en décharge ou envoyés en cimenterie pour incinération. Mais aussi,

Du bassin prévu pour le traitement de surface du système eau-vapeur avant mise en service (traitement à la chaux et charbon actif). Il s'agit là d'une opération spéciale qui se produit une seule fois. Les boues résultantes seront mises en décharge contrôlée ou incinérée (cimenterie).

#### **F- Rejets gazeux**

Les rejets gazeux proviendront de la combustion du gaz (CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> ...) et en vapeur d'eau.

L'augmentation de puissance va augmenter le flux des effluents gazeux.

### **3.4.2 Impacts en période d'exploitation**

Les impacts positifs restent inchangés et pour rappel sont les suivants

- i) La clientèle de **Sonelgaz** qui pourra bénéficier d'une plus grande disponibilité d'énergie électrique pour satisfaire ses besoins.
- ii) **Sonelgaz** qui pourra faire face à la demande croissante d'énergie électrique du Royaume en renforçant ses moyens de production par l'utilisation du gaz naturel et de l'énergie solaire travers une technologie efficiente.
- iii) L'Etat algérien qui pourra réduire sa facture pétrolière suite à la réduction de la consommation de combustible fossile pour la production d'électricité et ainsi améliorer sa balance de paiement
- iv) L'environnement suite à la réduction d'émissions des gaz à effet de serre.
- v) Les entreprises nationales et internationales qui bénéficieront des contrats de fourniture et des travaux pour la réalisation des ouvrages de différentes composantes du projet.
- vi) Les populations de la zone du projet par la création d'emplois lors des travaux de construction des ouvrages du projet.
- vii) **Sonelgaz** les universités et instituts de recherche nationaux et internationaux qui pourront développer des programmes de recherche sur l'utilisation à plus grande échelle de l'énergie solaire.

#### **3.4.2.1 Impacts sur la ressource en eau et la qualité de l'eau**

La consommation d'eau pour le nouveau projet est de 1,5 million m<sup>3</sup>, c'est-à-dire un prélèvement régulier de 50l/s. Par conséquent les impacts sur la ressource seront atténués par rapport au projet d'une capacité de 250 MW où nous avons considéré un prélèvement régulier de 100l/s.

### 3.4.2.2 Les impacts sur l'équilibre global de l'aquifère

Le débit de prélèvement envisagé par la centrale est donc 50l/s et ne constituera donc que 1/40 du débit global de l'aquifère au lieu de 1/20 initialement prévu. Ce prélèvement n'est pas considéré comme un indice de surexploitation. En effet, Les caractéristiques hydrodynamiques de l'aquifère étant excellentes, l'impact des pompages se répercutent sur très grande partie de l'aquifère de sorte que le rabattement dû à ces pompages apparaît, là où il est mesurable, très faible. En plus, avec un aquifère de cette taille, avec des eaux qui ont des temps de transit très longs, on ne peut pas savoir si le débit de sortie actuel est en équilibre avec la capacité de recharge actuelle [41].

### 3.4.2.3 Impact sur les forages situés à proximité

L'incidence du prélèvement de 50 l/s sur les forages existants ne pourra être déterminée que lorsque les ouvrages de captage seront réalisés. Néanmoins, on peut les estimer à partir d'un calcul théorique.

## 3.5 Les normes à l'émission

Les normes ou recommandations requises pour une centrale thermo-solaire de 450 MW au gaz naturel sont les suivantes :

**Tableau 3.3** Normes requises à l'émission [41]

Polluants	Projet de législation	Banque Mondiale
NO <sub>2</sub>	100 mg/Nm <sup>3</sup>	125 mg/Nm <sup>3</sup>
Poussières	25 mg/Nm <sup>3</sup>	50 mg/Nm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	100 mg/Nm <sup>3</sup>	1021 mg/Nm <sup>3</sup>

Les concentrations maximales données ci-dessus se rapportent à une concentration en oxygène de 15%.

### 3.6 Conclusion

D'après cette étude, on peut conclure que pour une centrale à tour solaire

Pour le dioxyde d'azote, la pollution de fond a pu être mesurée et montre que même en la prenant en compte, les concentrations dans l'environnement restent inférieures aux objectifs de qualité de l'air.

Le projet permettra de réduire les dégagements de gaz à effet de serre d'environ 1500 tonnes de CO<sub>2</sub> /an par rapport à une centrale entièrement au gaz naturel.

L'intégration de l'énergie solaire au projet permettra de réduire l'émission de gaz à effet de serre et l'incidence des maladies respiratoires sur la santé des populations.

[Sonelgaz](#) pourra directement réaliser des économies de combustible fossile et réduire les émissions de gaz à effet de serre. La centrale thermique à cycle combiné au gaz émettant au moins 2 fois moins de CO<sub>2</sub> par kWh ne produit qu'une centrale à charbon.

De plus la combustion du gaz ne produit pas d'émission de SO<sub>2</sub> et génère une émission très faible de NO<sub>x</sub> comparé aux autres sources d'énergie fossile. Mais l'augmentation du trafic dans la zone provoquera une émission plus importante de poussière.

Les installations, si leur conception est bien isolée par rapport à l'acoustique, ne devrait pas émettre des ondes sonores préjudiciables à l'environnement naturel et aux habitants de la zone. Cependant, il faut noter que même les animaux s'adaptent relativement facilement à une modification de l'environnement sonore dans une zone délimitée et qu'elles ne perçoivent pas alors ce changement d'environnement acoustique comme une menace ou un danger. Nous pouvons ainsi considérer que la centrale n'aura pas d'impact négatif sur l'environnement sonore. Les principales sources sonores sont les salles de machines et notamment les turbines de combustion.

Le constructeur garantit que le niveau acoustique du champ rapproché ne dépasserait pas 90dB(A) à 1m de la surface des équipements ou de leur système d'insonorisation. Le constructeur garantit également un niveau de pression acoustique maximum de 70 dB(A) juste

après la clôture de la centrale. Cette valeur est conforme à la Norme de la banque mondiale (Thermal Power Guidelines for New Plants).

Aussi l'impact sonore hors des limites de la zone de la centrale est faible.



## **CHAPITRE 4**

# **Type de centrale à tour solaire choisi**

#### 4.1 Introduction

Le projet vise à diversifier les sources d'énergie et à sécuriser l'approvisionnement en énergie électrique du pays de façon à satisfaire la demande croissante d'énergie électrique, d'environ 6% annuellement jusqu'à 2020. Il permettra d'augmenter la capacité de production de [Sonelgaz](#).

Le projet présente un intérêt économique certain car il permet à [Sonelgaz](#). De réaliser des économies sur le coût du combustible pour la production d'électricité.

Le projet présente ainsi un intérêt direct sur le plan environnemental car il contribue à l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique du pays, et à la réduction relative du taux d'émission de gaz à effet de serre par kWh produit.

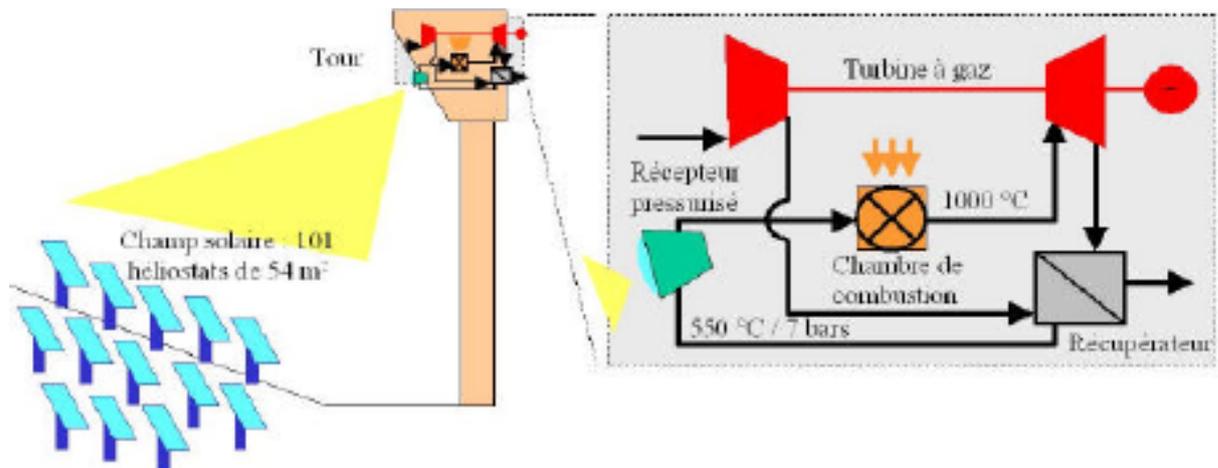
L'énergie produite par la centrale ne sera pas utilisée spécifiquement pour l'alimentation en énergie électrique de la zone du projet, mais sera injectée dans le système interconnecté de [Sonelgaz](#).

Dans le cas de 3538 GWh/an d'électricité seraient produits par d'autres centrales (au charbon par exemple), il y aurait au moins 2 millions tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> de plus pendant la durée de vie de 20 ans [20].

#### 4.2 Description du projet

Le Projet PEGASE est piloté par le CNRS, via le laboratoire PROMES (PROcédés Matériaux et Energies Solaires) qui développe sur le site des programmes de recherche sur l'énergie solaire concentrée. Ce programme dénommé PEGASE (Production d'Électricité par turbine à Gaz et Énergie Solaire), vise à remettre en place sur le site de Ghardaïa une boucle thermodynamique mais en l'améliorant. Il s'agit plus précisément de réaliser et tester un système hybride solaire/gaz d'une puissance électrique de l'ordre de 1,4 Mégawatt, utilisant la chaleur solaire pour surchauffer l'air entrant dans une turbine à gaz.

Le dispositif a pour but d'ouvrir la voie vers des centrales solaires présentant un meilleur rendement (30% et plus) utilisant des cycles combinés solaire/gaz.



**Fig4.1** Schéma de l'installation PEGASE à THEMIS [42]

#### 4.2.1 Description des principales composantes caractéristiques et étapes de réalisation du projet

La centrale consistera en différentes sections

##### A- Système de collection d'énergie thermique solaire

Un champ d'héliostats, structures mobiles équipées de miroirs, qui suivent automatiquement la course du soleil pour réfléchir et concentrer en permanence le rayonnement solaire sur une cible en haut d'une tour. Initialement au nombre de 201, 195 héliostats sont encore aujourd'hui pleinement utilisables (les 6 héliostats restants ayant été démantelés pour les besoins des expériences d'astrophysique).

B- Système du fluide caloporteur L'installation est composée de 201 héliostats (miroirs géants orientés vers le soleil) qui concentrent les rayons du soleil vers une tour où circule un fluide caloporteur (des sels fondus). Chauffé par les rayons, celui-ci transfère son énergie à un circuit d'eau. La vapeur alors produite actionne une turbine, comme dans une centrale thermique.

C- La tour de 105 mètres de haut, au sommet de laquelle se concentre le rayonnement solaire provenant des héliostats.

D- Réservoir thermique.

E- bloc usine.

La description du projet précise que l'îlot à cycle simple est composé de

- Tour solaire.
- 200 héliostats.
- 1 turbine à gaz.
- 1 compresseur.
- 1 chambre de combustion.
- Générateur électriques.
- Système d'échappement.
- Secteur traitement des eaux usées.
- Secteur pompage de l'eau de refroidissement.
- Secteur compresseur à air et générateur diesel.
- Secteur traitement des effluents.
- Secteur station de gaz.
- Poste d'évacuation d'énergie.
- Secteur de déminéralisation d'eau.

Autres bâtiments : Administration, Cafétéria, Récréation, Sécurité, Ateliers.

· Équipements auxiliaires.

### **4.3 Analyse économique et financière**

#### **4.3.1 Evaluation des couts**

L'efficacité économique reste un critère capital dans l'évaluation de la crédibilité d'une centrale électrique.

Afin d'étudier les coûts de génération de l'électricité, plusieurs facteurs doivent être pris en compte

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

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

Il est défini comme le rapport du coût moyen annuel actualisé des investissements sur la production d'énergie électrique annuelle nette. Il est calculé de la manière suivante.

$$LEC = (C \cdot K_i + K_m + K_c) / E_e \quad \text{avec } C = K_t(1 + K_t)^n / (1 + K_t)^n - 1 + K_a = 9.88\%$$

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

- ✓  $K_m$  = Coût d'exploitation et d'entretien (maintenance)
- ✓  $K_c$  = Coût des ressources de combustible (carburant)
- ✓  $E_e$  = production d'énergie électrique annuelle nette
- ✓  $k_a$  = assurance annuelle = 1%
- ✓  $k_t$  = taux d'intérêt = 8%
- ✓  $n$  = Période de remboursement en années = 30 ans

Les valeurs indiquées sont celle utilisées par la banque mondiale dans son rapport du Stratégie pour le développement du marché de l'énergie solaire thermodynamique.

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.

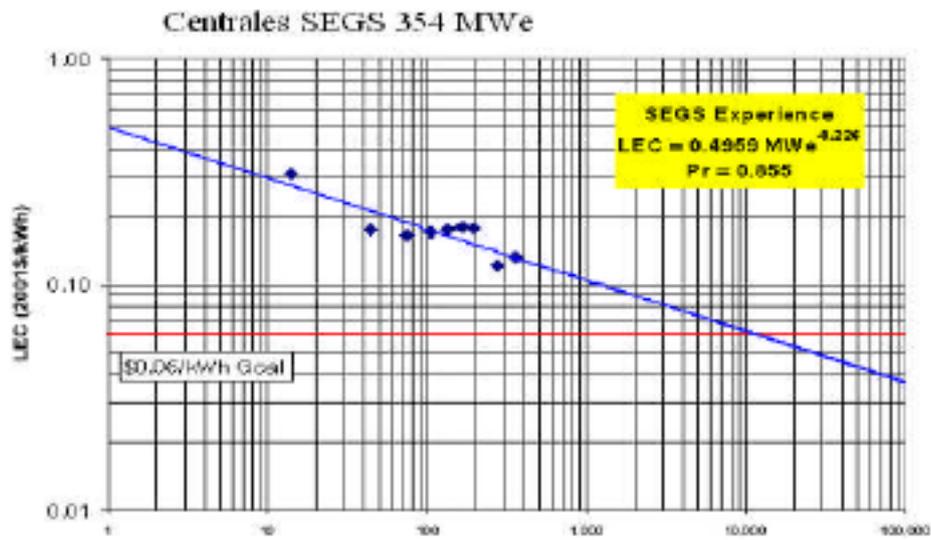


Fig 4.2 Cumulative power plant capacity installed (MWe) [33]

Tableau 4.1 Le cas des centrales de 50MWe, avec ensoleillement de Séville (2014kWh/m<sup>2</sup>/an) [33]

	1985	2005	2015
<b>Puissance typique(MWe)</b>	30	40-80	200
<b>Rendement annuel moyen</b>	8	13-15	16-17
<b>Coût de production (€/kWh)</b>	0.25	0.16-0.19	0.06-0.07

### 4.3.2 Evaluation des couts et des performances

Les centrales solaires se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances et leur coût. Une étude comparative de ces caractéristiques a été faite nous résumons dans le tableau suivant les caractéristiques

**Tableau 4.2** Etude comparatif de tour solaire [33]

<b>Caractéristique</b>	<b>Tour solaire</b>
<b>Rendement thermique (%)</b>	<b>73</b>
<b>Rendement thermique (%)</b>	<b>10-100</b>
<b>Concentration</b>	<b>700-1200</b>
<b>Température de travail (°C)</b>	<b>450-1000</b>
<b>Rendement annuel de conversion solaire/électricité (%)</b>	<b>15</b>
<b>LEC solaire (€/kWh)</b>	<b>0.15-0.18</b>
<b>Coût total d'investissement (€We)</b>	<b>3-4</b>

### 4.4 Conclusion

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

---

# **CHAPITRE 5**

## **Modélisation et simulation**

## 5.1 Introduction

Le projet PEGASE [1] a pour but la mise en place et l'expérimentation d'un prototype de Centrale Solaire à haut rendement basé sur un cycle hybride à gaz haute température constitué d'un récepteur solaire à air pressurisé et d'une turbine à gaz sur le site de Ghardaïa par exemple. Dans le présent travail, on a mené une étude pour l'installation d'une centrale similaire à celle de PEGASE.

Un appoint de chaleur par combustion permet de maintenir les conditions nominales de fonctionnement de la turbine quel que soit l'ensoleillement, Le cycle à gaz fonctionne toujours à pleine charge, avec une injection de combustible dans la chambre de combustion régulée.

## 5.2 Etape de simulation

### 5.2.1 Présentation de TRNSYS

TRNSYS est un outil de référence au niveau mondial dans le domaine de la simulation dynamique de bâtiments et de systèmes particulièrement solaires.

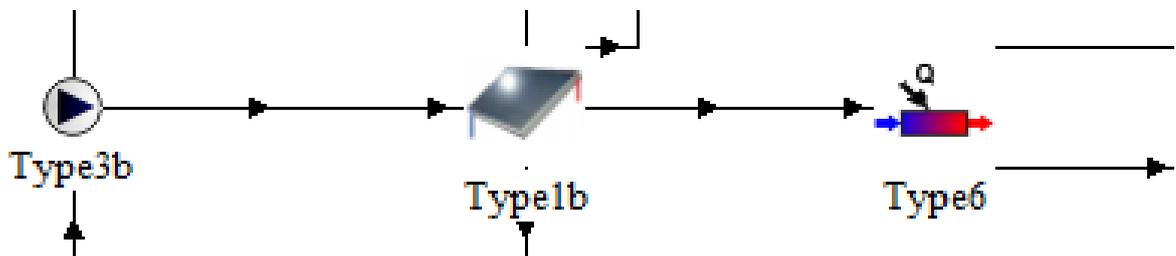
L'atelier de simulation « Trnsys Simulation Studio » est un exemple réussi d'une structure d'accueil permettant à la fois le développement de nouveaux modèles numériques et l'exécution d'études de simulations dynamiques. Les modèles numériques issus des travaux de recherche peuvent ainsi facilement être échangés et appliqués, notamment dans les bureaux d'études.

Le logiciel de simulation TRNSYS « TRAnNsientSYstem Simulation » est un environnement complet et extensible, dédié à la simulation dynamique des systèmes.

TRNSYS permettant de simuler de manière très fine le comportement d'un système complexe, il est disponible depuis 1975, il est déjà été présenté à de nombreuses occasions. TRNSYS a inspiré de très nombreux développements d'autres logiciels de simulation, qui utilisent soit son solveur générique, soit certains de ses modèles, soit les deux

TRNSYS est basé sur une approche par schéma-bloc. Cette approche modulaire permet à la fois de décomposer des problèmes complexes en plusieurs problèmes moins complexes et de travailler dans un environnement « ouvert », permettant de rajouter de nouveaux composants et concepts.

Un projet de simulation TRNSYS consiste donc à choisir un ensemble de modèles mathématiques de composants physiques (en s'appuyant soit sur des modèles existants dans les bibliothèques de modèles de TRNSYS, soit en les créant) décrire les interactions entre ces modèles.



**Fig 5.1** composantes de simulation héliostat

Plusieurs centaines de composants TRNSYS sont disponibles, couvrant un large spectre d'applications:

- ✓ Energie « solaire, Eoliennes, Hydraulique ».
- ✓ Microcontrôleurs et les systèmes Photovoltaïque.
- ✓ Piles à combustibles, Stockage d'énergie intersaison.
- ✓ Piscines, Chaudière bois, Cogénération, comportement des usagés, analyse et optimisation tarifaire.
- ✓ Plafond et Plancher rayonnant.
- ✓ Pompes à chaleur, Turbines à gaz.
- ✓ Régulation, Systèmes de climatisation.
- ✓ Thermique du bâtiment, Tours de refroidissements.
- ✓ Matériaux à changement de phase analyse économique.

Ces bibliothèques peuvent être connectées pour effectuer des études pluridisciplinaires techniques et économiques.

Pour les chercheurs, son intérêt principal est sa modularité et son ouverture. Il est en effet possible dans cet environnement de développer ses propres modèles (Type) en langage Fortran ou C depuis sa version commercialisée en 1975, TRNSYS a bénéficié de nombreuses améliorations grâce à ses utilisateurs, à ses participations à de nombreuses publications et à ses séminaires. D'utiliser les nombreux modèles existants dans la bibliothèque standard, auprès de développeur ou mis à disposition par la communauté scientifique.

Chaque icône d'une fenêtre de projet représente en effet un sous-programme. Chacune de ces boîtes noires possède un jeu de variables d'entrées et un jeu de variables de sortie. Connecter les icônes revient à créer des connexions entre ces variables.



**Fig. 5.2** Principe d'un sous-programme de composant de TRNSYS

L'utilisateur a la possibilité de rajouter des « boîtes », i.e. définir de nouveaux algorithmes, pour simuler le comportement de nouveaux types d'objets qui n'existent pas dans la version standard de TRNSYS. Ceci est possible en créant des modèles entièrement nouveaux, en utilisant un langage de programmation tel que FORTRAN, C ou C++.

### 5.2.1.1 Les outils d'environnement TRNSYS

#### A- SIMCAD

Est un logiciel orienté objet, conçu pour la description de bâtiments à partir d'un plan papier ou la transcription d'un fichier informatique dxf. La représentation 3D des bâtiments permet de vérifier la cohérence des données saisies. SIMCAD assure le transfert des données vers TRNSYS automatiquement.

#### B- TRNFWO

Est un logiciel qui permet de définir et calculer les circulations d'air dans un bâtiment multizones en fonction des conditions extérieures, des conditions intérieures et des équipements aérauliques de chaque zone.

#### C- FAVENT

Couplé à TRNSYS, calcule la distribution des températures et des flux d'air dans les pièces d'un bâtiment en utilisant un code de calcul CFD.

D- TRNSED L'utilitaire TRNSED permet de passer des simulations TRNSYS, sans achat de licence TRNSYS, à un tiers et de créer des applications WINDOWS complètes.

L'utilisateur renseigne et paramètre la simulation qu'il souhaite réaliser par un questionnaire à menu déroulant.

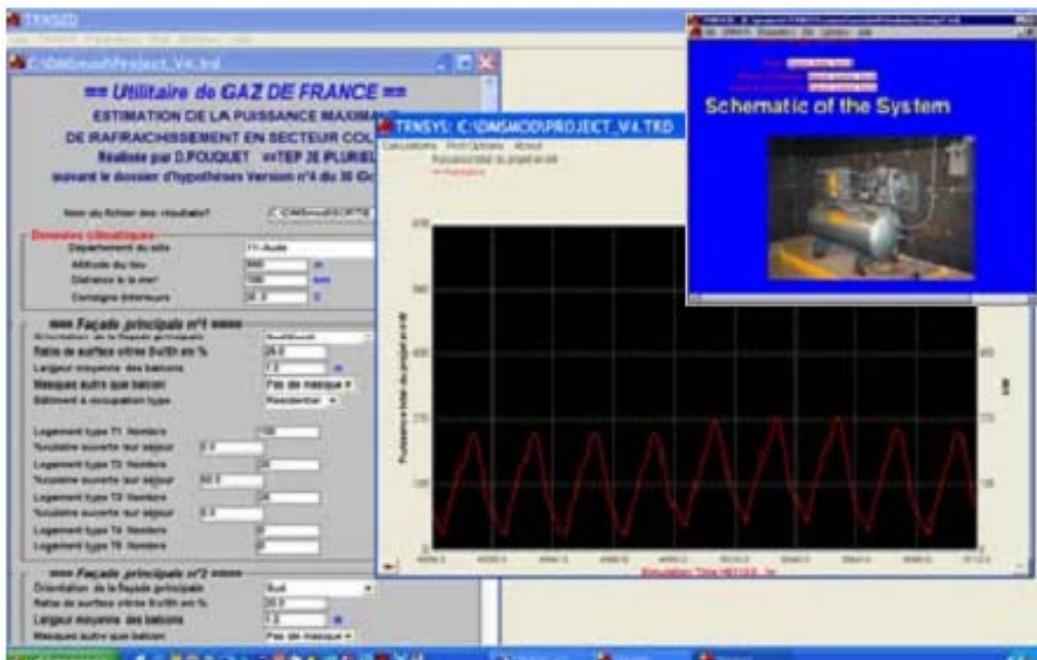


Fig. 5.3 étape de simulation

La bibliothèque STEC « Solar Thermal Electric Components » est une collection de modèles TRNSYS spécialement développée pour simuler la production d'électricité solaire thermique.

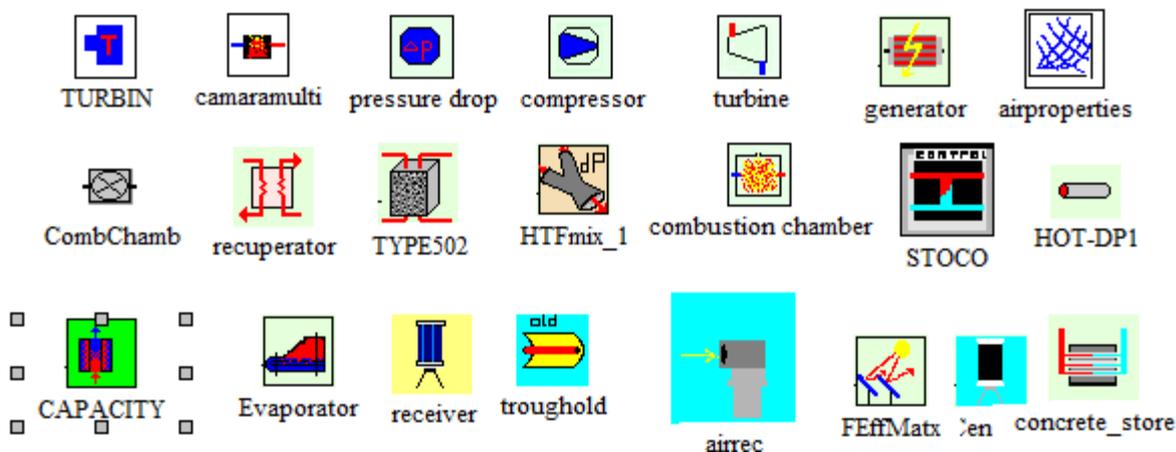
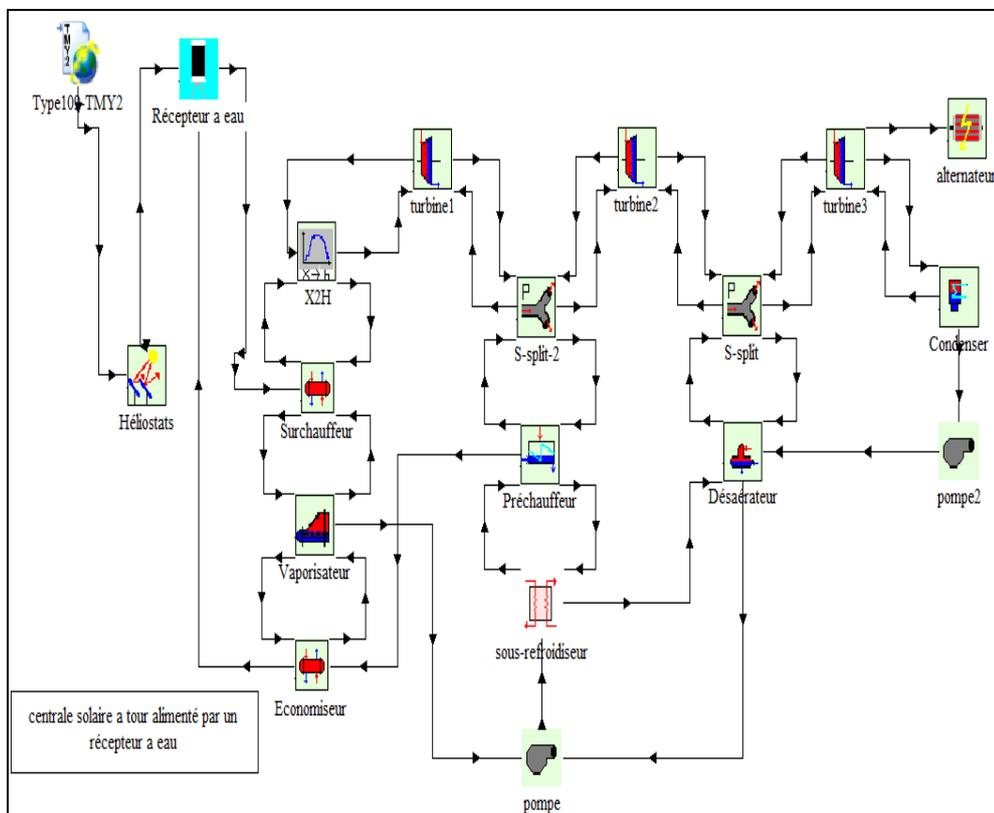


Fig5.4 présentation de la bibliothèque STEC

### 5.2.1.2 Exemple d'application

Le modèle de notre exemple se compose

- ✓ Récepteur.
- ✓ Lecteur.
- ✓ Cycle vapeur.
- ✓ Héliostat.
- ✓ Générateur de vapeur HRSG.
  - ✓ Turbine à vapeur.
  - ✓ Alternateur.
  - ✓ Condenseur.
  - ✓ Sous-refroidisseur.
  - ✓ Dégazeur.



**Fig 5.5** exemple d'application TRNSYS

## 5.2.2 Application de projet de pégase sur le site de Ghardaïa comme exemple

### 5.2.2.1 Configuration de centrale 1.5 MWh

#### 5.2.2.1.1 Configuration de champs solaires

##### A Les données radiométriques de Site de Ghardaïa

Les données radiométriques et métrologiques horaires issues de la station actinométrique d'Unité de Recherche Appliquée en Energie Renouvelable de Ghardaïa sont étudiées et analysés. Elles sont mises sous une forme de manière à être lues par TRNSYS.

Les données sont mises sous format météonome TM (forme matricielle), l'étude a été menée en choisissant les jours suivants

- ✓ Le 21 Mars équinoxe de Printemps.
- ✓ Le 21 Juin.
- ✓ Le 21 September équinoxe d'Automne.
- ✓ Le 21 Décembre.

TRNSYS permet-nous d'obtenir tous les graphes de variation en fonction de temps, pour chaque composant de cycle de puissance et les composants de configuration solaire de notre installation.

Le but de choisir différents jours est de suivre l'évolution de puissance transitant dans le système ainsi la variation de la température de sortie de récepteur.

**B Héliostats** Les paramètres d'héliostats qui sont injectés dans TRNSYS.

**Tableau 5.1** Les paramètres d'héliostat

Nombre d'héliostats	200
Surface	54m <sup>2</sup>
Réfectivité	0.9
Max vitesse de vent	999.9m/s

**C Tour solaire** une tour en béton de 101 mètres de haut qui se détache sur le ciel d'un bleu très pur.

### Récepteur a air pressurisé

Étant données ces paramètres dans le tableau suivants, Le modèle de récepteur prend en compte les pertes par réflexion et rayonnement infrarouge du récepteur, l'ouverture de la cavité réceptrice étant représentée par un corps gris diffusant d'émissivité  $e$ .

**Tableau 5.2** Les paramètres de Récepteur.

L'efficacité Optical	0.95
L'émissivité de l'absorbeur	1
Surface d'ouverture du récepteur	12.5m <sup>2</sup>
Fraction de l'absorbeur	1
Min flux limite	100W/m <sup>2</sup>
Max flux limite	1000000W/m <sup>2</sup>
Surface de tuyauterie (piping)	0.5m <sup>2</sup>
Pression d'entrée	15bar
Température d'entrée	400°C
Température de sortie	800°C
Flux de masse	75000kg/h

### D Le champ solaire

On a pris en considération dans TRNSYS le rayonnement directe de soleil vers l'héliostat avec un angle azimut de 0° et angle zénith de 90°, donc le flux solaire est la concentration optique de rayonnement directe de soleil vers la surface d'ouverture de récepteur par les héliostats.

Le rendement optique du couple champ solaire -surface d'ouverture de récepteur en fonction de la position de soleil est simulé dans TRNSYS par une matrice d'efficacité à l'aide de logiciel SOLTRACE, la matrice comprend

- Le flux intercepté sur la surface du récepteur (La réflectivité des héliostats)
- Perte énergétique (ombres, effet cosinus, blocage réflexion sur les héliostats, débordement)

### 5.2.2.1.2 Configuration de cycle de puissance

Le cycle de puissance est constitué de

- Chambre de combustion.
- Compresseur.
- Turbine à gaz.
- Générateur de puissance.
- L'air comme fluide caloporteur.

Les paramètres de chaque composant sont donnés sur les tableaux ci-dessous

**Tableau 5.3** Les paramètres de La chambre de combustion

Température de l'air à l'entrée	600°C
Flux d'air	1980000kg/h
Pression a l'entrée	12bar
Min value calorifique	47600Kj/kg
La masse de C	0.7318
La masse de H <sub>2</sub>	0.2341
La masse de N <sub>2</sub>	0.0159
La masse de O <sub>2</sub>	0.0182

**Tableau 5.4** Les paramètres de Générateur

L'efficacité	0.99
Puissance total de la turbine	1kJ/h
Flux de la chaleur	1kJ/h
Travail	1kJ/h

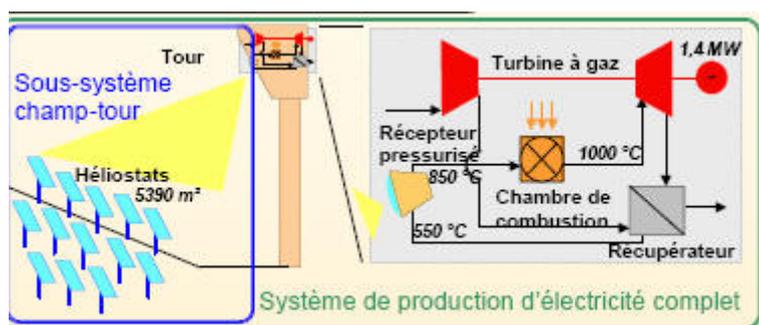
**Tableau 5.5** Les paramètres de compresseur

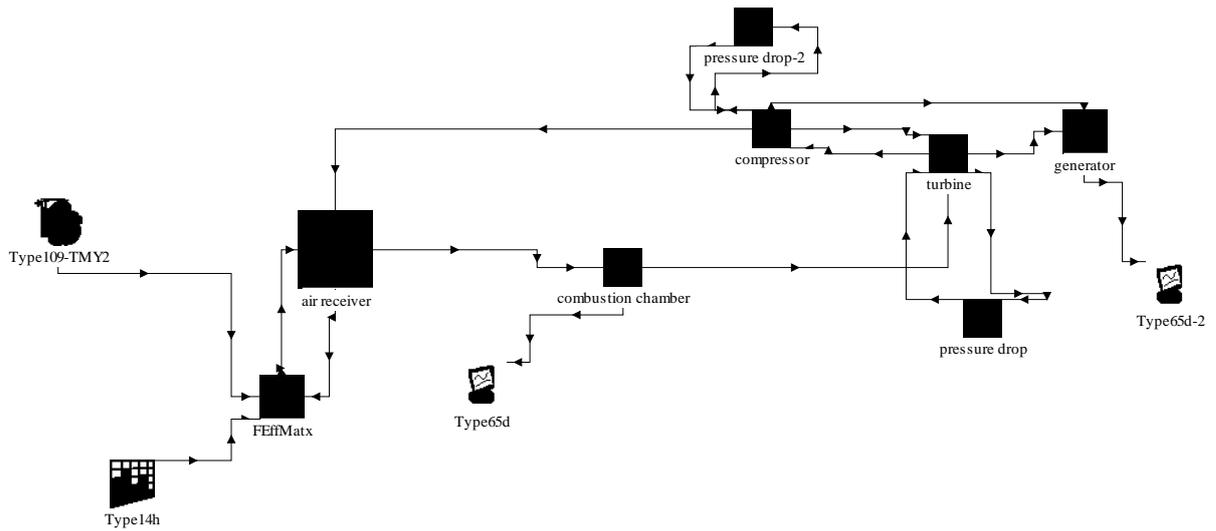
L'efficacité mécanique	0.99
Fraction de compression	15
Flux de masse à l'entrée	75000kg/h
Température d'entrée	25C
Pression a l'entrée	1bar
La masse à l'entrée	1kg/h
Rendement isentropique	0.88

**Tableau 5.6** Les paramètres de La turbine à gaz

L'efficacité mécanique	0.99
Max température à l'entrée sans refroidissement	900°C
Pression ambiante	1.013bar
Max température à l'entrée avec refroidissement	1200°C
Température de refroidissement air	350°C
Rendement isentropique	0.9

### 5.3 Résultats de simulations et discussion

**Fig5.6** schéma théorique [41]

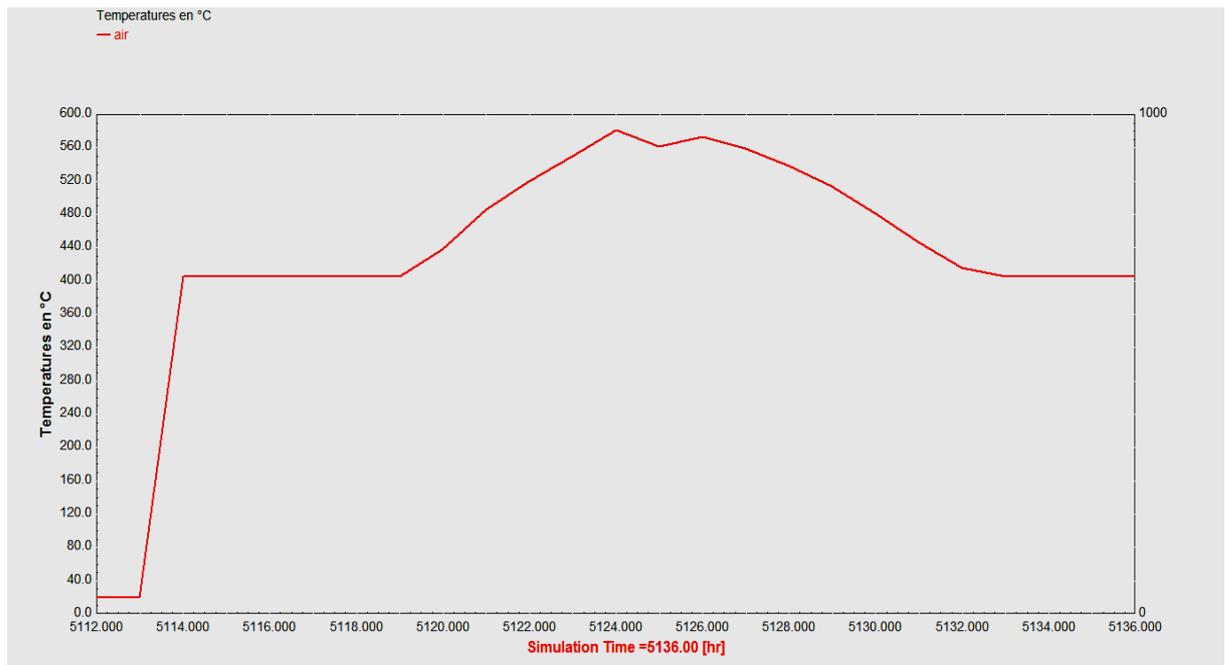


**Fig5.7** schéma de simulation sur TRNSYS

**5.3.1 Résultats pour chaque jour concerné**

**Le 21 Mars équinoxe de printemps**

La variation de la température a la sortie de récepteur (outlet temperature of receiver)



**Fig5.8** Graph de la variation de température en degré C a la sortie de récepteur de 21 Mars

La variation de puissance thermique de récepteur

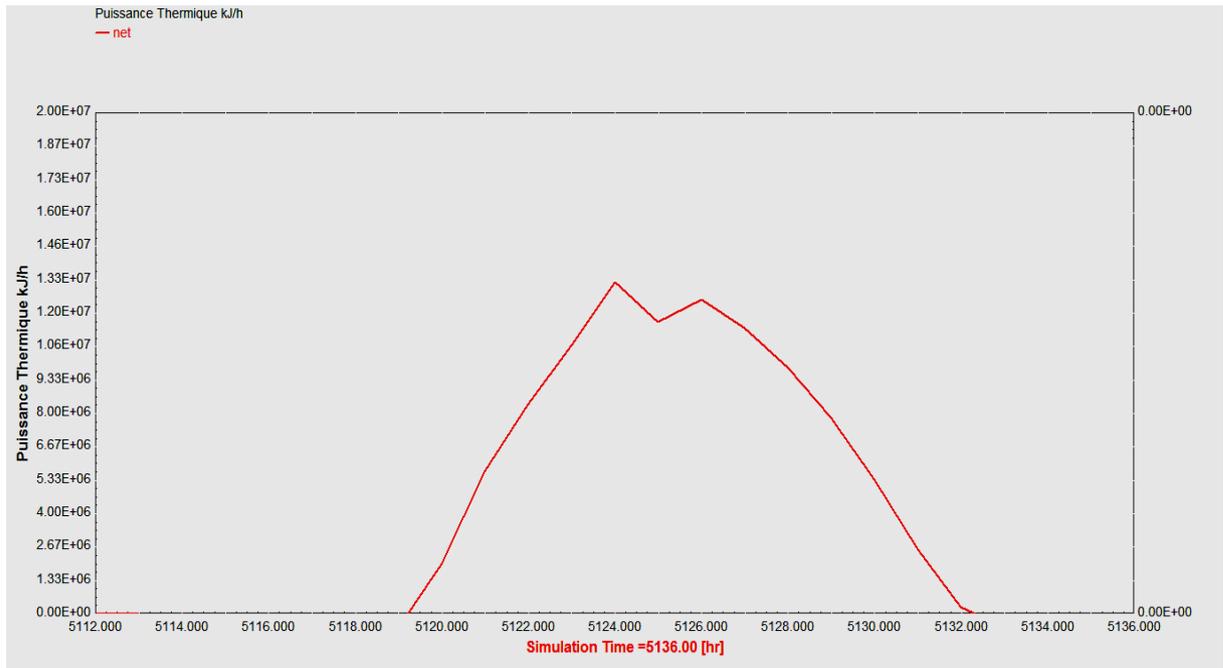


Fig5.9Le graphe de la variation de puissance thermique en kJ/h

La variation de Pression a la chomber de combustion



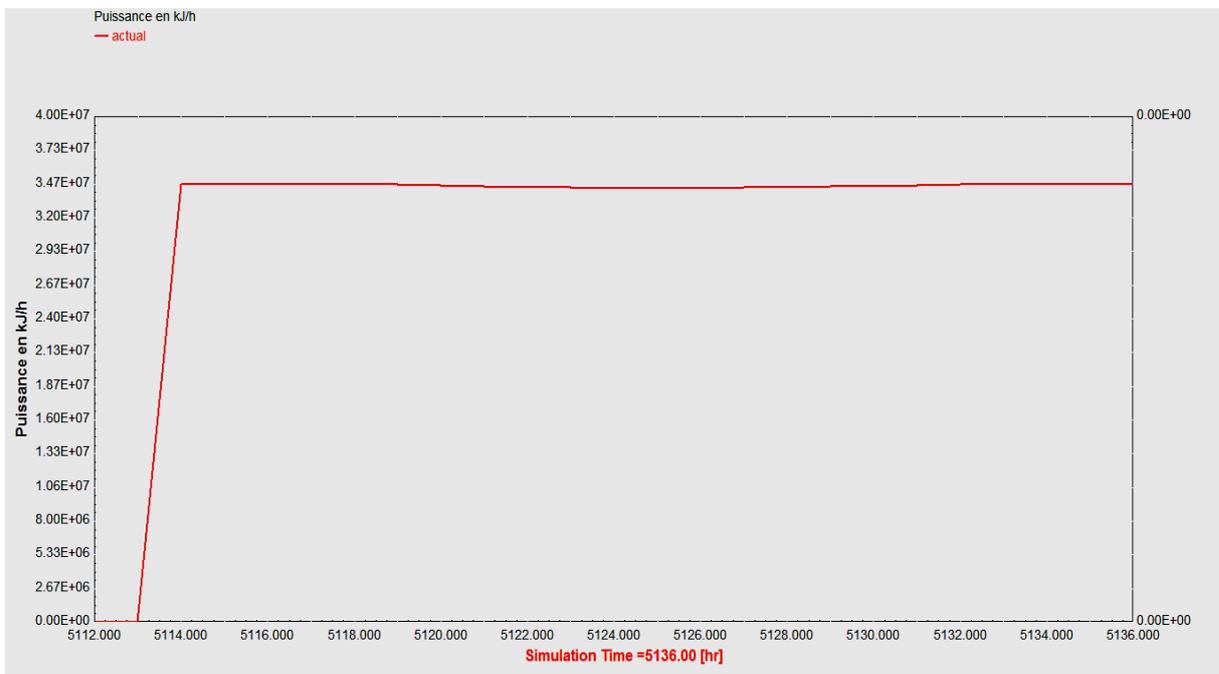
Fig 5.10La variation de pression de l'air à la chambre de combustion en bar

La variation de température dans la chambre de combustion



**Fig 5.11** La variation de température de l'air à la chambre de combustion en degré °C

La variation de puissance a la sortie de turbine



**Fig 5.12** La variation de puissance à la sortie de turbine en kJ/h

La variation de puissance électrique de générateur

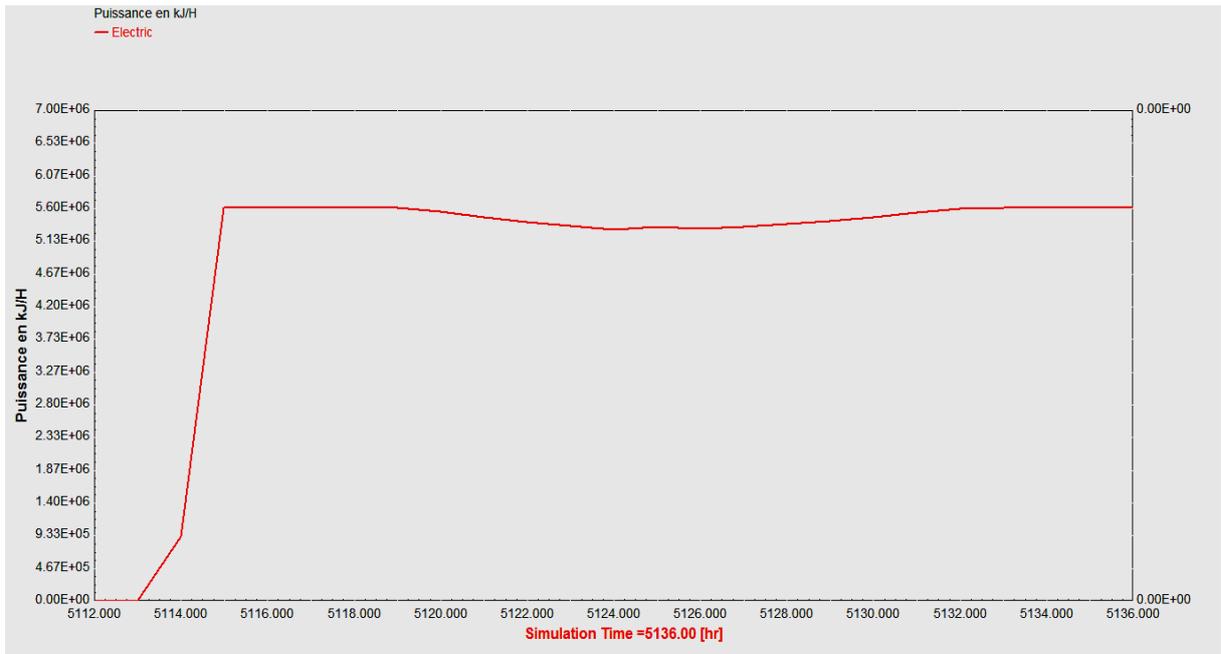


Fig 5.13 La variation de puissance électrique de générateur en kJ/h

Le 21 Juin

La variation de la température a la sortie de récepteur (outlet temperatur of receiver)

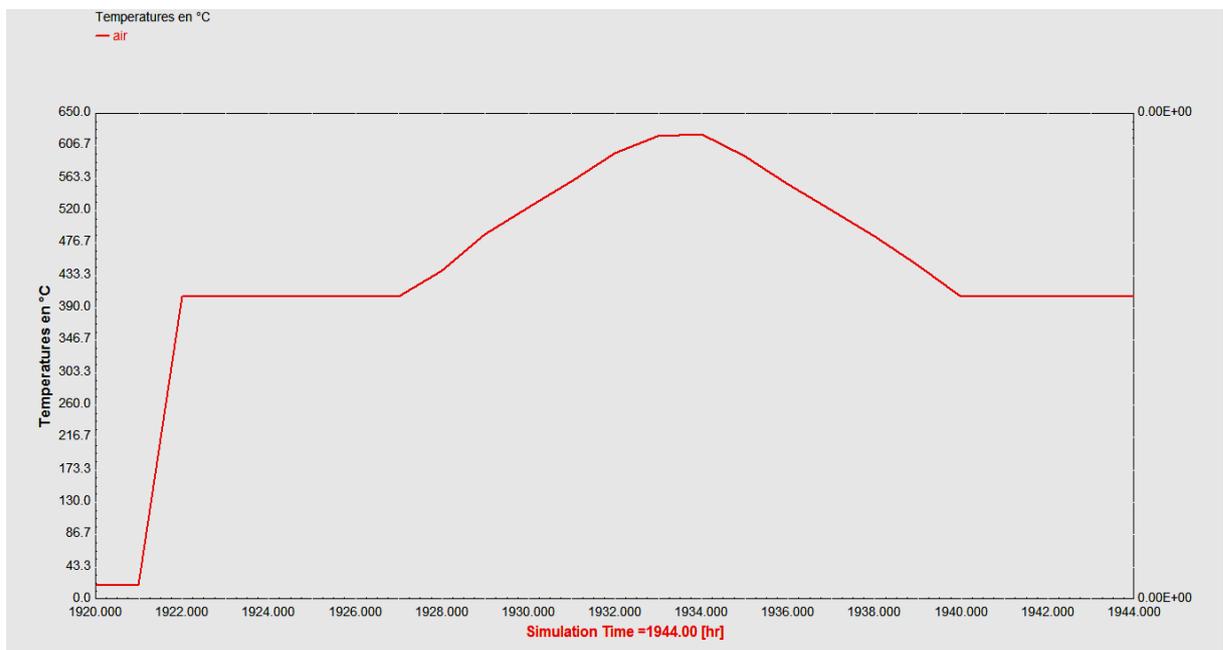
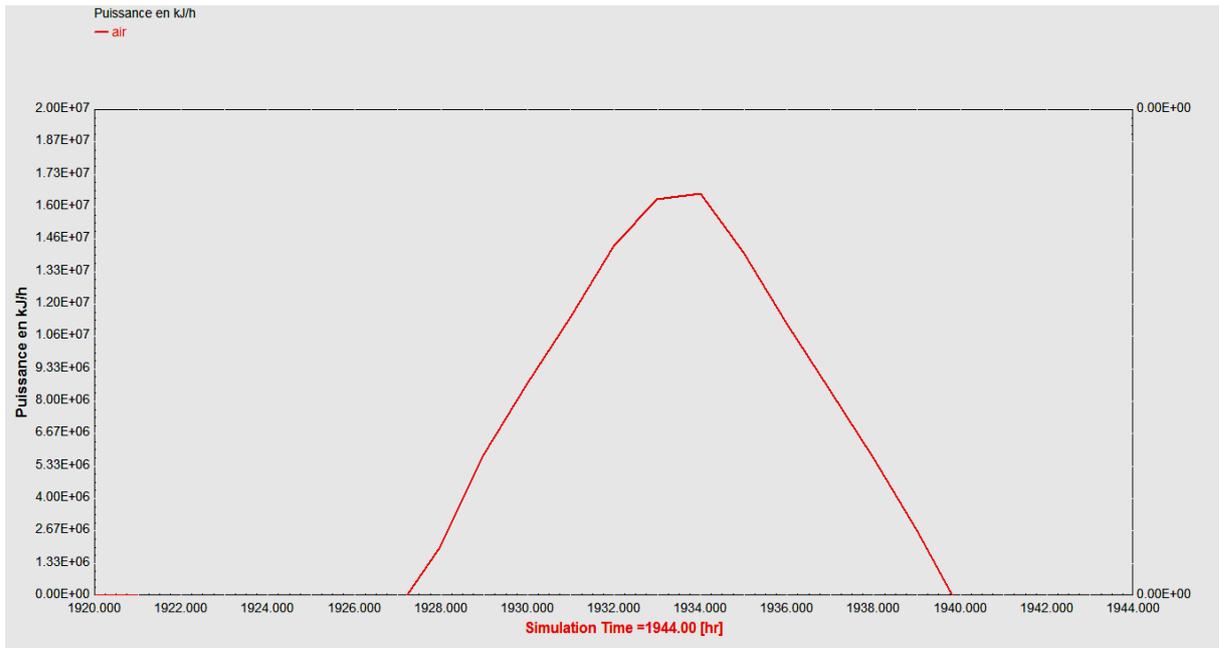


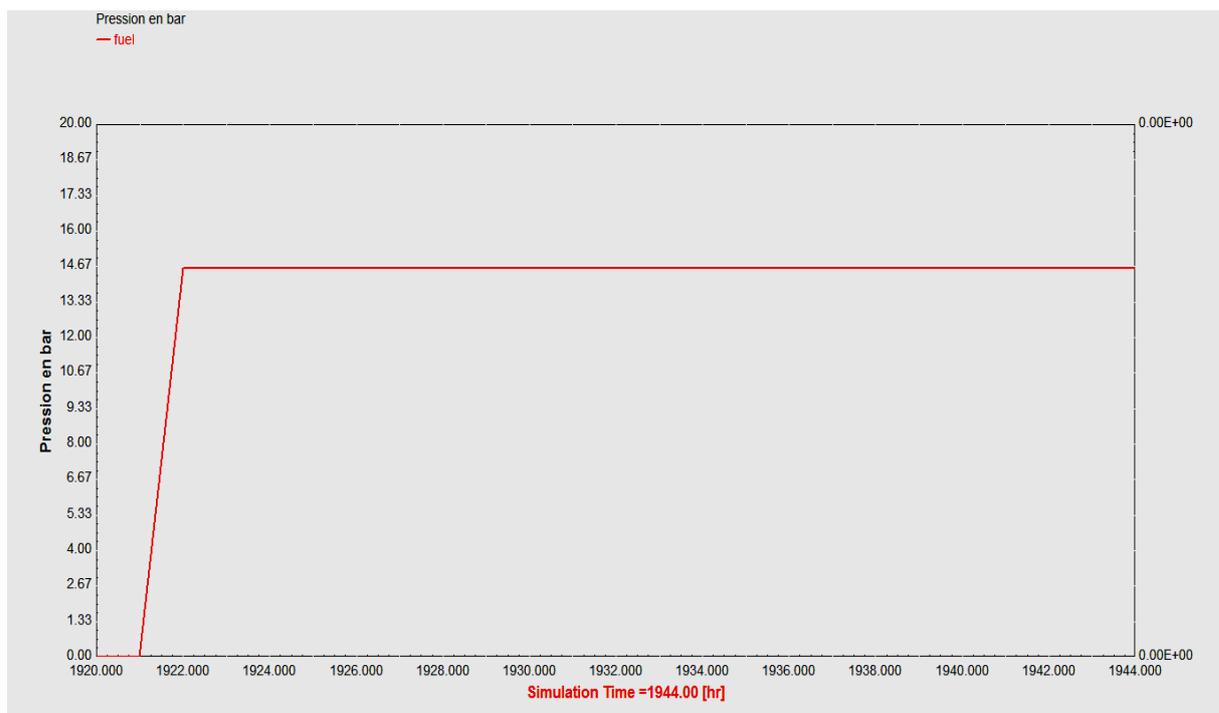
Fig5.14 Graph de la variation de température en degré °C a la sortie de récepteur de 21 Juin

La variation de la puissance thermique a la sortie du récepteur (outlet temperatur of receiver)



**Fig5.15** Graph de la variation de puissance en kW/h a la sortie de récepteur de 21 Juin

La variation de Pression a la chamber de combustion



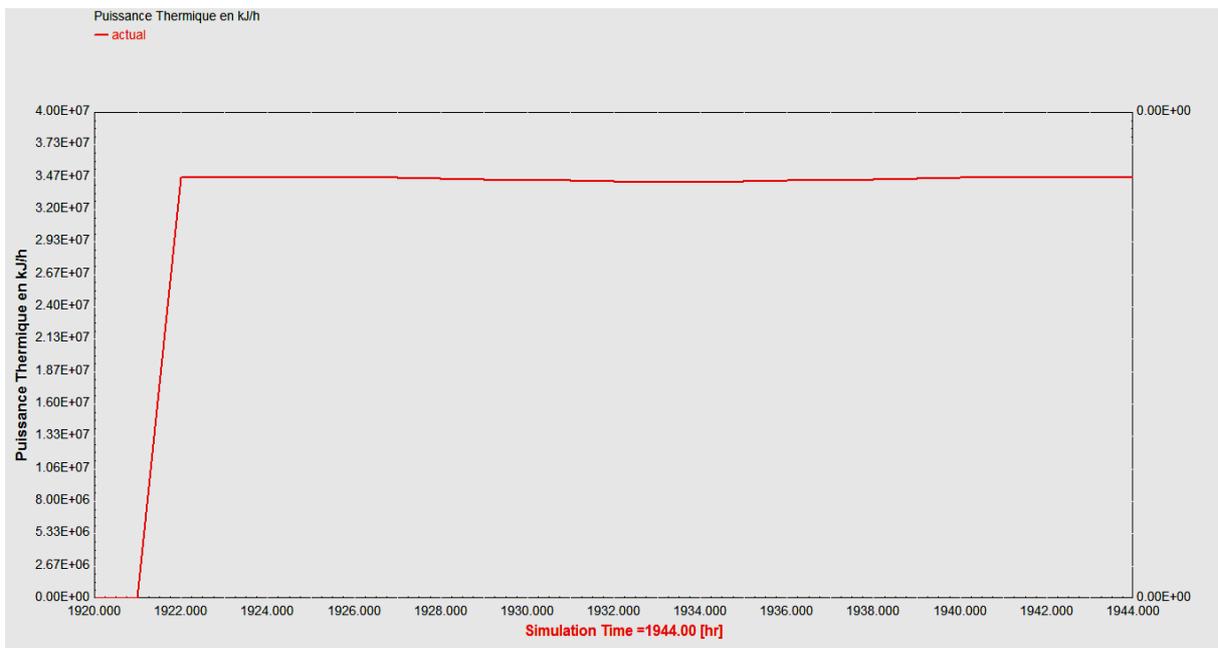
**Fig5.16** Graph de la variation de pression en bar à la chambre de combustion de 21 Juin

La variation de Température a la sortie de chambre de combustion



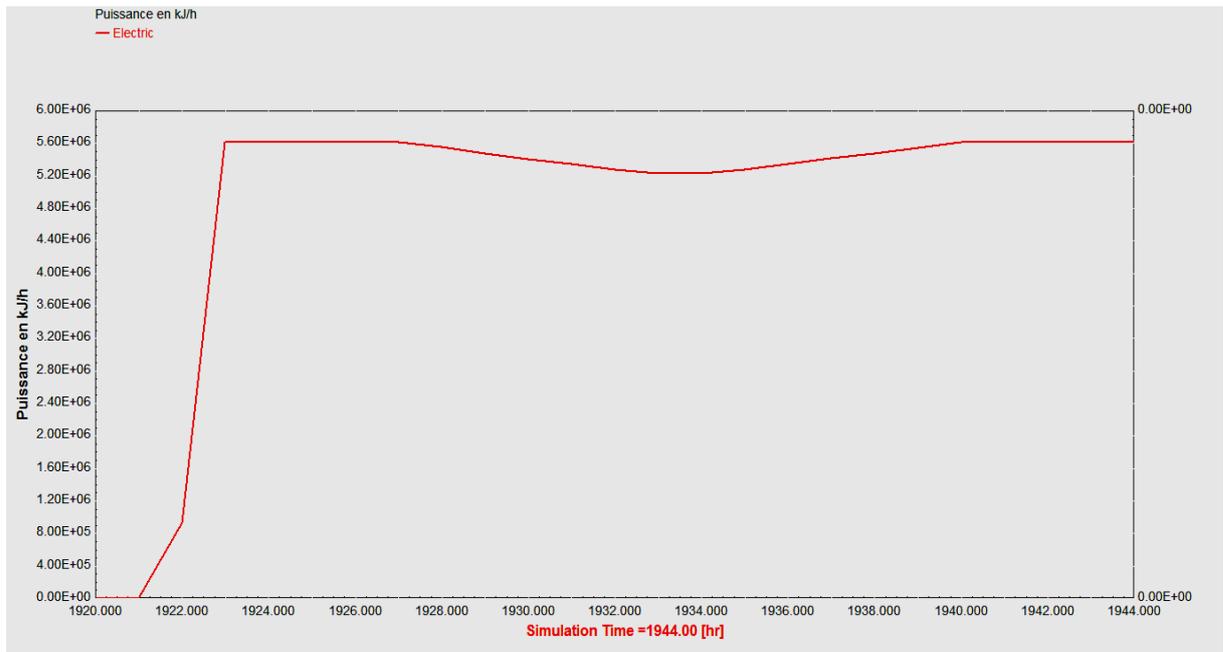
**Fig5.17** Graph de la variation de température en °C à la sortie de chambre de combustion de 21 Juin

La variation de puissance à la sortie de Turbine



**Fig5.18** Graph de la variation de puissance de turbine en kJ/h de 21 Juin

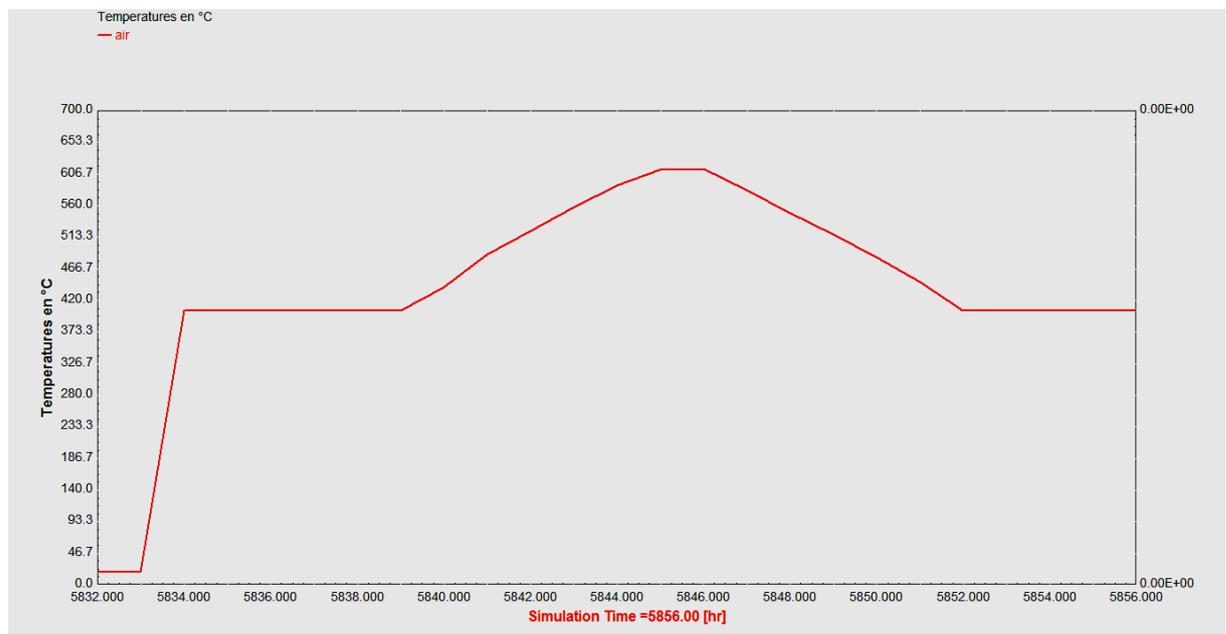
La variation de puissance électrique de générateur



**Fig5.19** Graph de la variation de puissance de générateur en kJ/h de 21 Juin

Le 21 Septembre équinoxe d'automne

La variation de la température a la sortie de récepture (outlet temperatur of receiver)



**Fig5.20** Graph de la variation de température en degré °C a la sortie de récepteur de 21 Sept

La variation de la puissance thermique a la sortie de récepture (outlet temperatur of receiver)

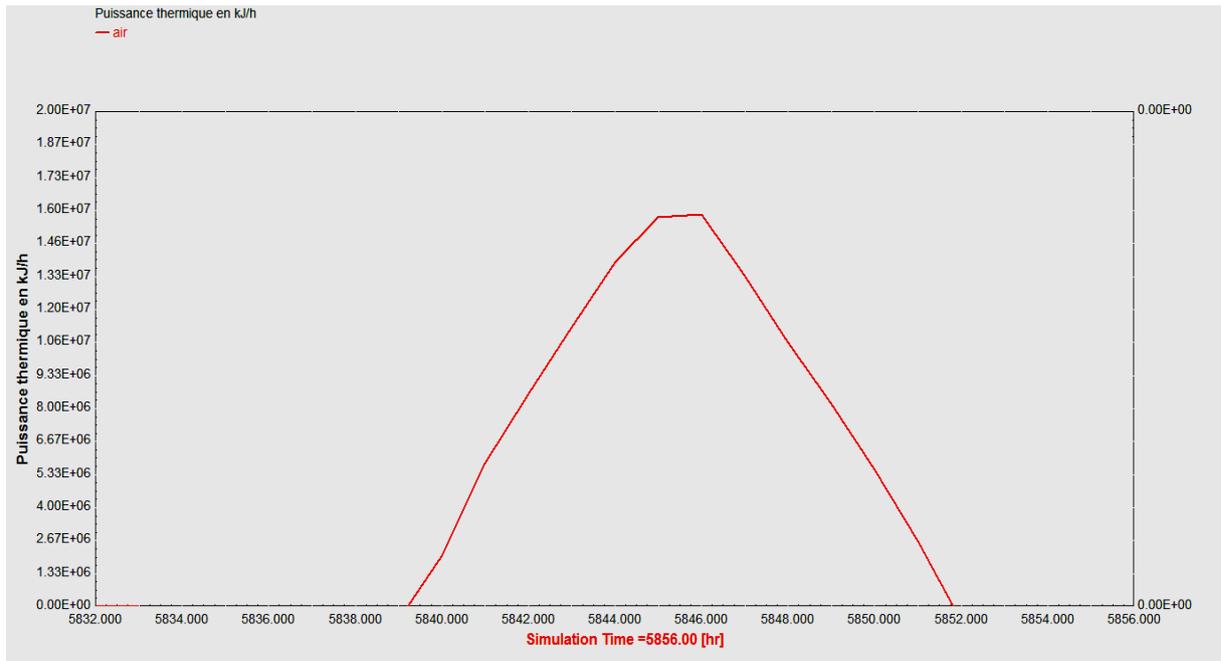


Fig5.21 Graph de la variation de puissance en kJ/h a la sortie de récepteur de 21 Sept

La variation de Pression a la chomber de combustion

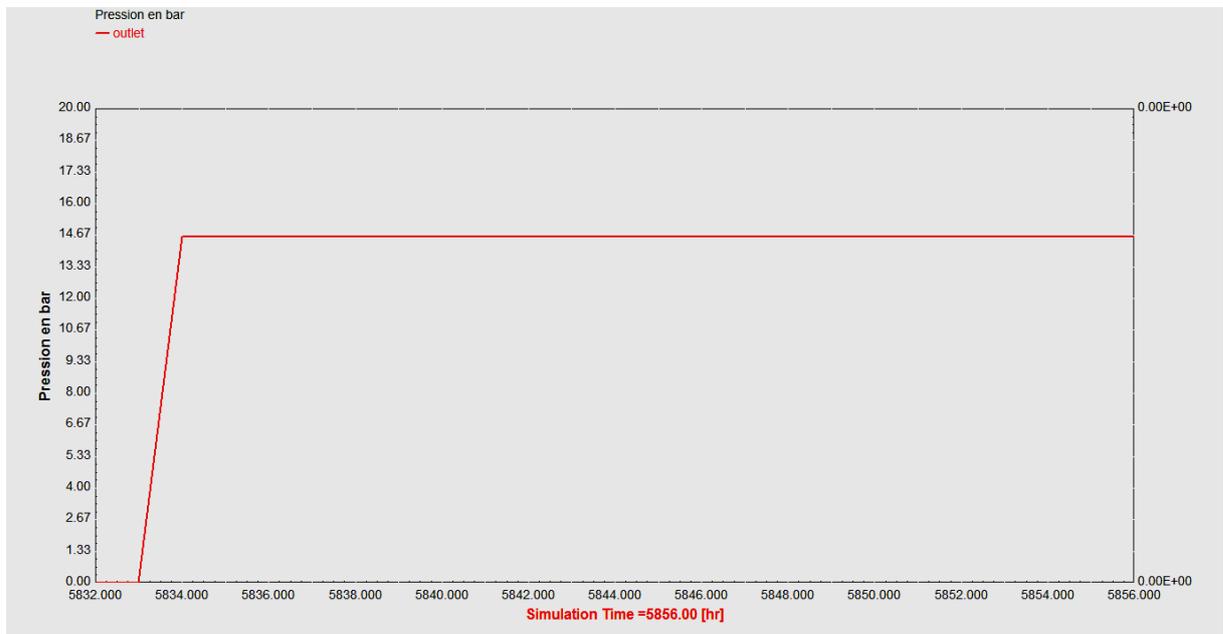
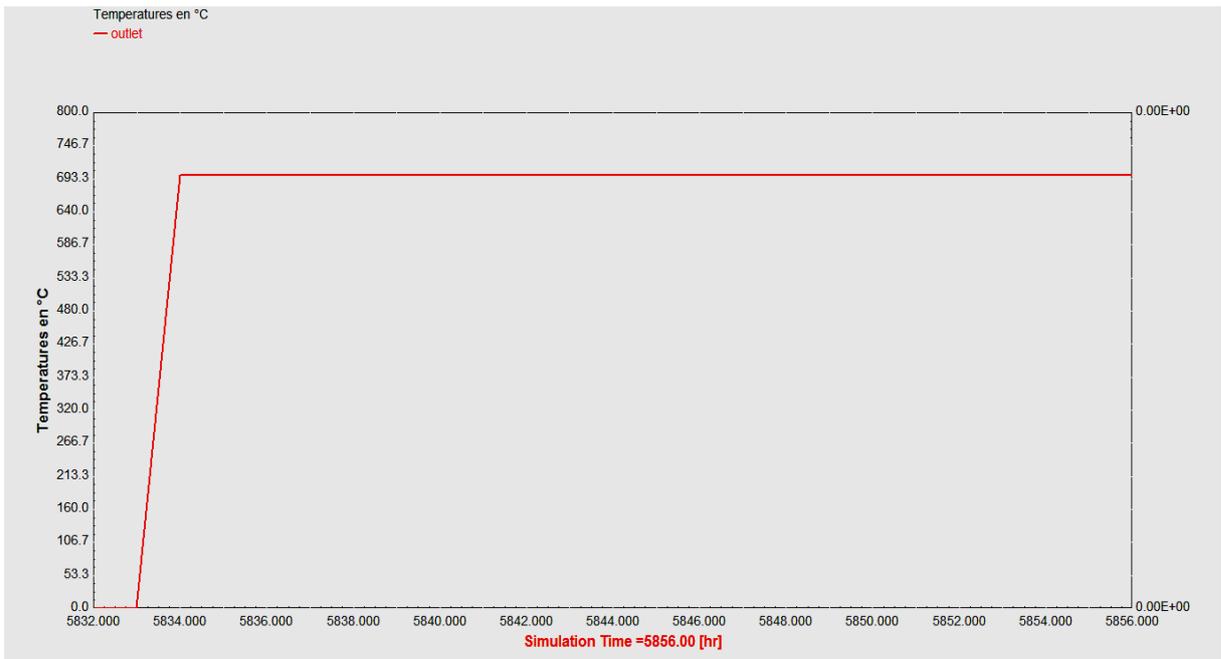


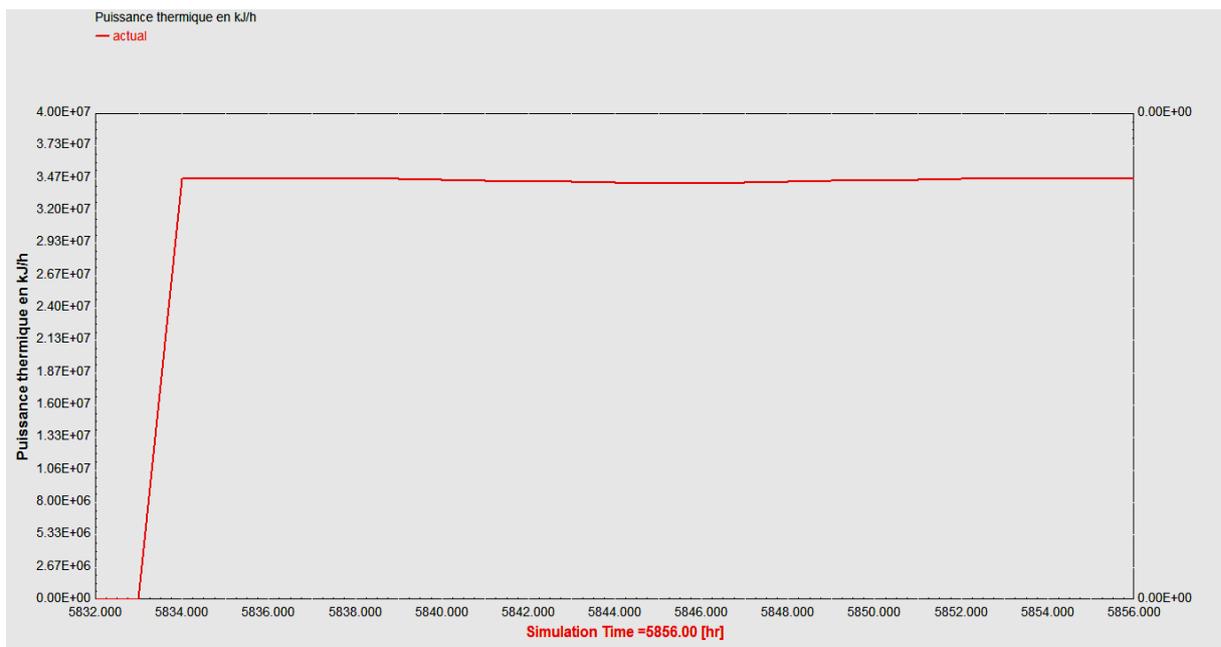
Fig5.22 Graph de la variation de pression en bar à la chambre de combustion de 21 sept

La variation de Température a la sortie de chomber de combustion



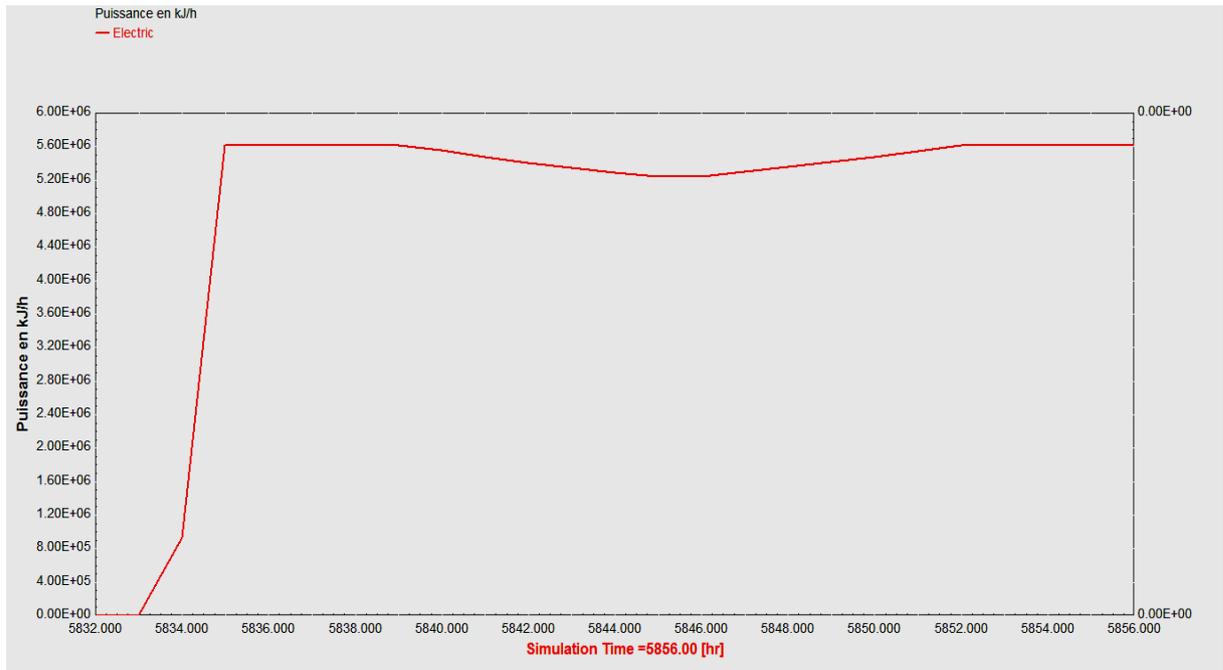
**Fig5.23** Graph de la variation de température en °C à la sortie de chambre de combustion de 21 Sept

La variation de puissance à la sortie de Turbine



**Fig5.24** Graph de la variation de puissance de turbine en kJ/h de 21 sept

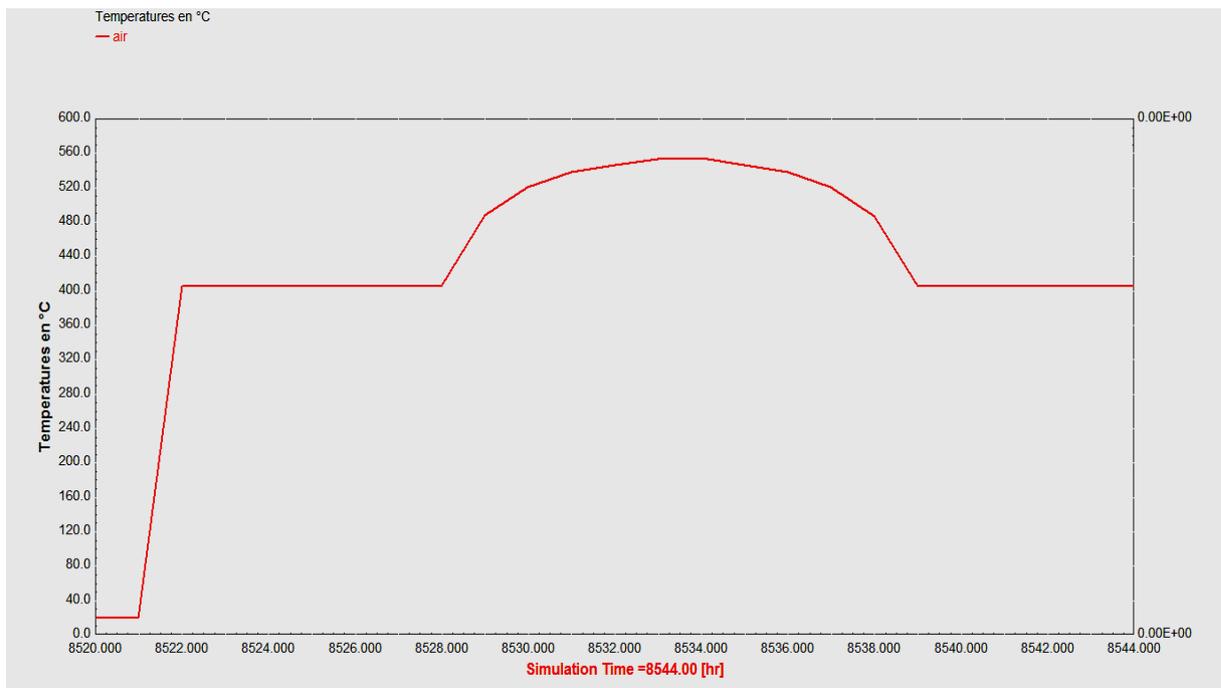
La variation de puissance électrique de générateur



**Fig5.25** Graph de la variation de puissance de générateur en kJ/h de 21 Sept

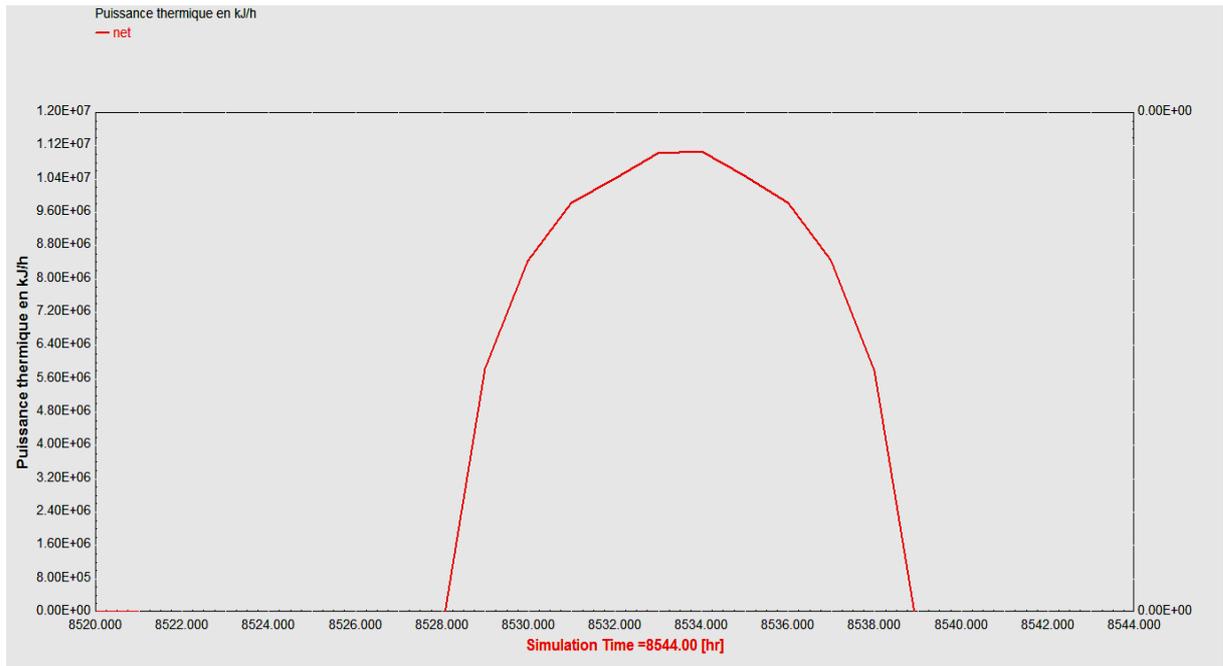
**Le 21 Décembre**

La variation de la température a la sortie du récepteur (outlet temperature of receiver)



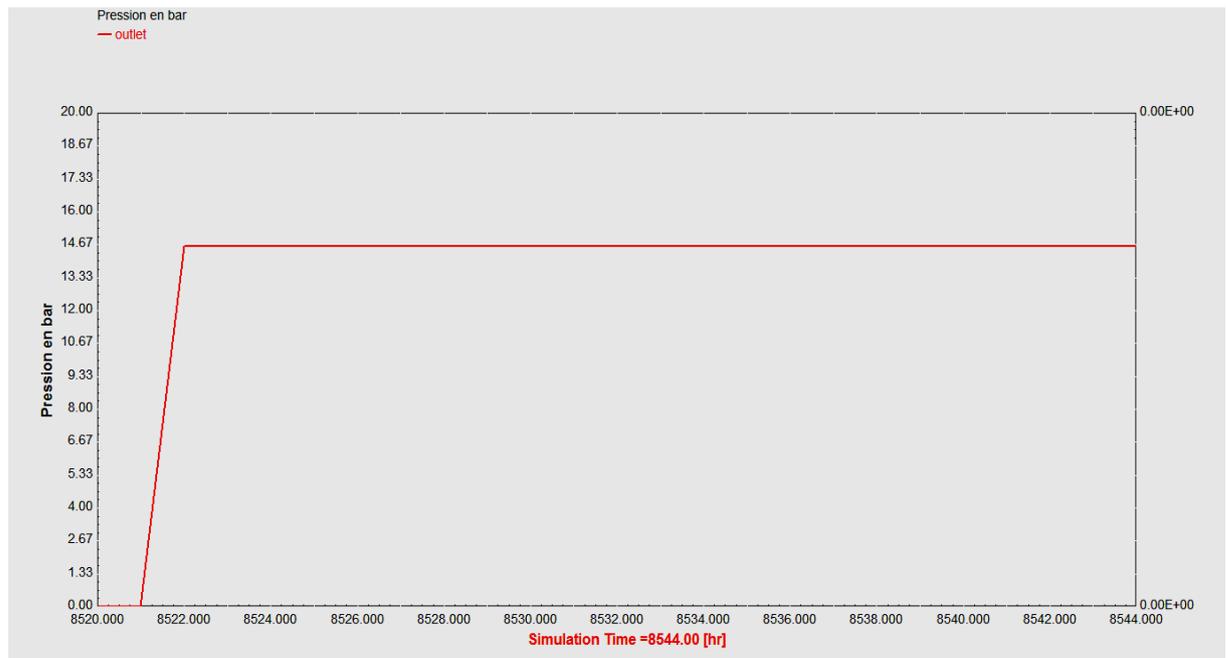
**Fig5.26** Graph de la variation de température en degré °C a la sortie de récepteur de 21 Décembre

La variation de la puissance thermique a la sortie de récepture (outlet temperatur of receiver)



**Fig5.27** Graph de la variation de puissance en kJ/h a la sortie de récepteur de 21 Décembre

La variation de Pression a la chomber de combustion



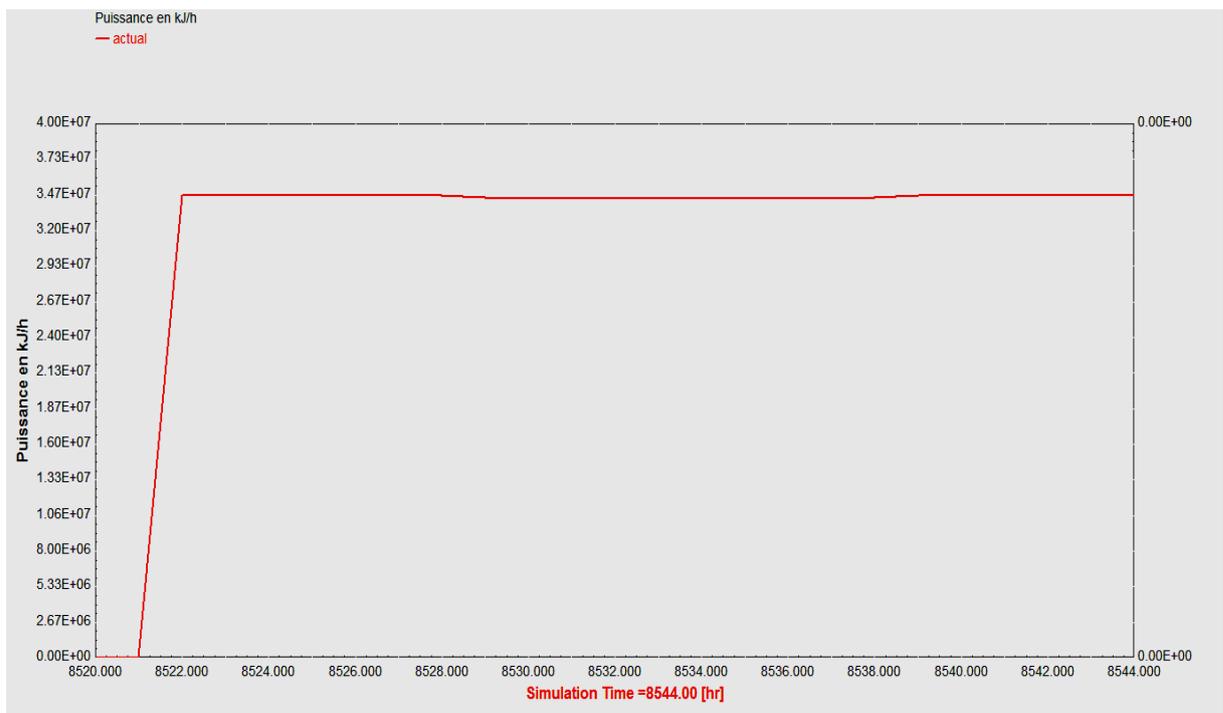
**Fig5.28** Graph de la variation de pression en bar à la chambre de combustion de 21 Décembre

La variation de Température a la sortie de chomber de combustion



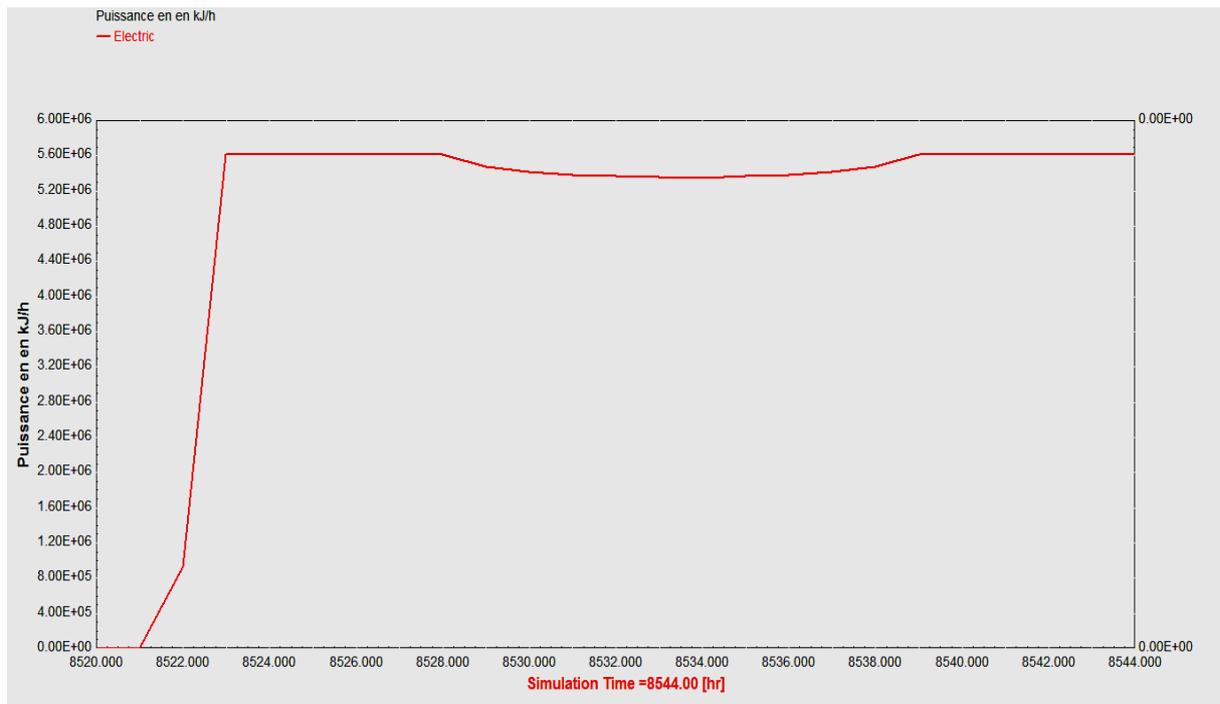
**Fig5.29**Graph de la variation de température en °C à la sortie de chambre de combustion de 21 Décembre

La variation de puissance à la sortie de Turbine



**Fig5.30**Graph de la variation de puissance de turbine en kJ/h de 21 Décembre

## La variation de puissance électrique de générateur



**Fig5.31** Graph de la variation de puissance de générateur en kJ/h de 21 Décembre

### 5.3.2 Discussion et analyse des résultats obtenues

Dans le cadre d'une étude visant à évaluer l'intérêt de l'implantation d'un système de centrale à tour solaire thermodynamique hybride à gaz au lieu donné, l'exemple de simulation de projet de PEGASE (production d'électricité par turbine à gaz et énergie solaire) a été appliqué à un site algérien (Ghardaïa).

Les données météorologiques et radiométrique du site sont nécessaires pour réaliser une configuration de champ solaire (centrale solaire), et les paramètres des composants de cycle de puissance pour réaliser une configuration de puissance hybridé.

La comparaison des potentiels solaires entre un site de Sahara algérienne comme (Adrar, Béchar, Ghardaïa Djelfa, Tamanrasset...etc.) et le site de Targasonne (les Pyrénées orientales) ou le projet de prototype s'installe à encouragé nous d'étudier et montrer par simulation que ce prototype de PEGASE est plus favorable, efficace, rentable et durable en Algérie par rapport la France, ainsi les vastes surfaces plates existent en Algérie comme S'tah a IN-Amines.

Le dispositif a pour but la mise en place et l'exploitation d'un prototype de centrale solaire thermodynamique basé sur un cycle hybride à gaz à haute température présentant un meilleur rendement et d'assurer

- ❖ Production d'énergie renouvelable
- ❖ Recherche et développement R&D
- ❖ Développement économique
- ❖ Tourisme scientifique

Tout un travail de groupe de recherche.

Pour cela on a étudié et simulé par TRNSYS ce prototype, le principe est utilisant la chaleur solaire pour surchauffer l'air entrant dans un turbine à gaz, le système fonctionne a hybridation par le gaz afin d'assurer la production permanente de puissance électrique, fonctionnement en alternance

- ❖ **Le jour** avec du gaz avec un appui solaire.
- ❖ **La nuit** gaz.

Nous avons fixé la puissance électrique de notre installation à  $6 \cdot 10^6$  kJ/h c'est l'équivalent de 1.5MW.

Dans notre étude on a choisi quatre jours différents durant le fonctionnement de l'installation, le cycle à gaz fonctionné toujours à plein régime avec une injection de combustible (gaz) dans la chambre de combustion régulée.

- ❖ Le 21Mars représente l'équinoxe de Printemps.
- ❖ Le 21Juinr représente le solstice d'été.
- ❖ Le 21September représente l'équinoxe d'Automne.
- ❖ Le 21Décembre représente le solstice d'hiver.

On représente en figure 5.13, la variation de la puissance générée en fonction du temps pour l'équinoxe du printemps. Les figures 5.19, 5.25 et 5.31 représentent les puissances pour les autres journées. On a, bien sûr, la même puissance durant les quatre jours jour et nuit car le système fonctionne a hybridation, assurance de production par gaz si le soleil est absent.

Mais dans les graphes qui représentent le profil de température d'air à la sortie du récepteur, ainsi les graphes de puissance solaire pour chaque jour ;

En remarquant

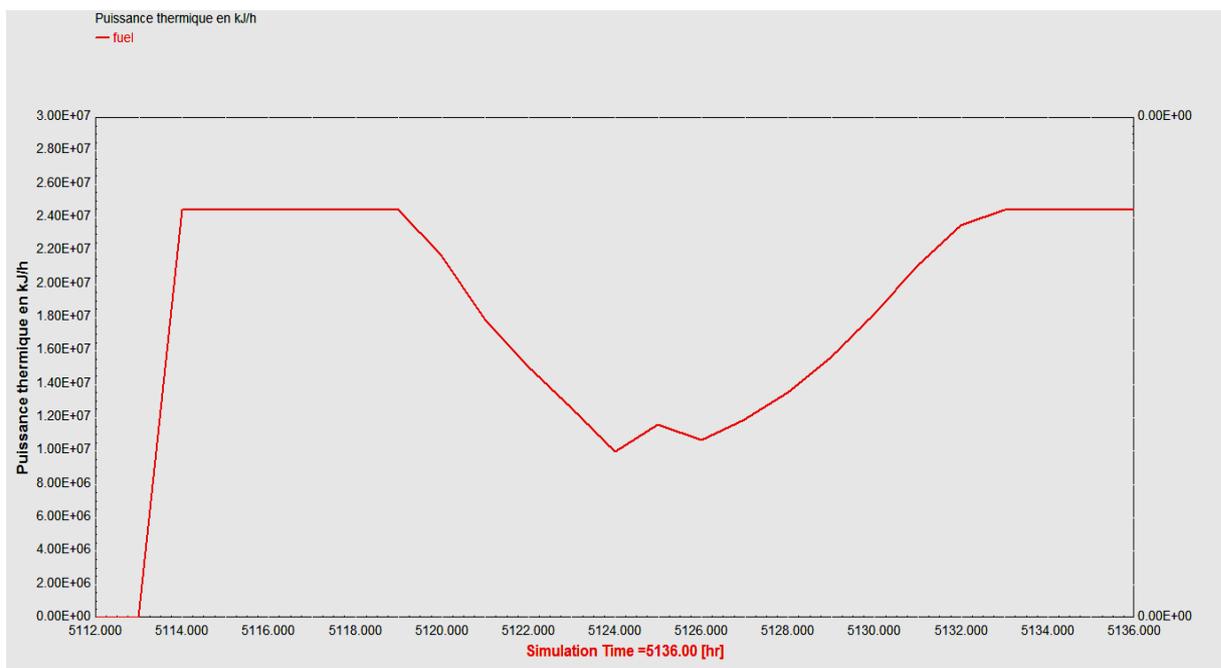
*Pour Le 21 Mars*

La température maximal d'air à la sortie de récepteur est égal à  $T_{\max}=570\text{C}$  (**Fig.5.8**).

Avec une puissance solaire maximal la sortie de récepteur de  $P_s=13 \cdot 10^6 \text{ kJ/h}$ (**Fig.5.9**).

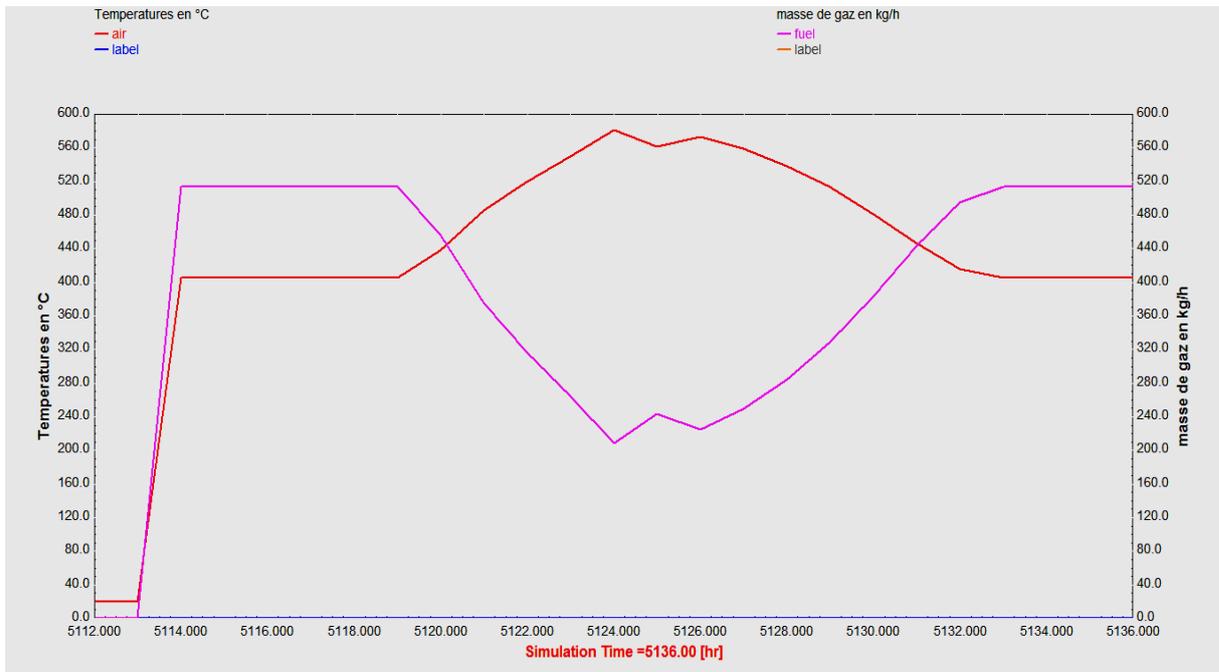
La principale incertitude réside dans le calcul de la quantité de l'appoint en chambre de combustion qui se répercute sur les fractions solaires.

Le graphe ci-dessous représente la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h en fonction de temps.



**Fig5.32** Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21Mars dans la chambre de combustion.

Le graphe ci-dessous représente la variation de la Masse de gaz en kg à l'intérieur de la chambre de combustion en fonction de temps.



**Fig5.33** Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21Mars dans la chambre de combustion.

Afin de déterminer la quantité de gaz économisée lors de l'utilisation de l'énergie solaire, on a reporté dans le tableau reporté ci-dessous, la masse de gaz consommée et l'équivalent en masse de gaz de l'énergie solaire utilisée.

On considère le solaire comme masse de gaz l'équivalent en gaz de soleil.

**Tableau 5.7** variation de masse de gaz équivalent solaire

	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h
Masse En kg/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
gaz	520	480	360	250	230	200	200	230	240	280	320	380	440	490
solaire	0	40	160	270	290	320	320	290	280	240	200	140	80	30

Durée de la journée 13h

Donc on a

- Jour masse de gaz +masse solaire= 520kg/h
- Nuit masse de gaz nette= 520kg/h
- Masse de gaz sans solaire = 24 h\*520=12480kg
- Masse de gaz sans solaire durant 13h ; 13h\*520=6760kg
- Masse équivalent solaire après la sommation ça donne 2660kg

La Fraction solaire pour 24h est

$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz} = 2660 / 12480 = 21.31\%$$

La Fraction pour 13h est

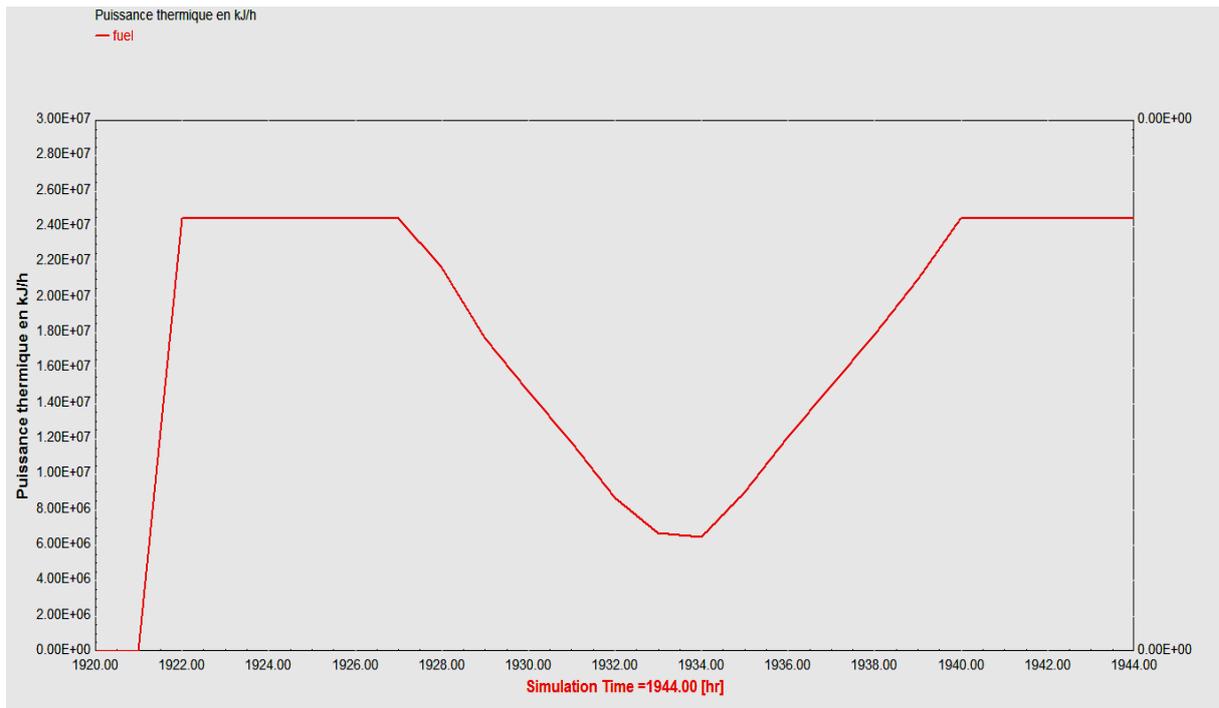
$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz durant 13h} = 2660 / 6760 = 39.34\% \text{ Pour le 21 juin}$$

La température maximal d'air à la sortie de récepteur est égal à  $T_{\max} = 610\text{C}$  (**Fig.5.14**).

Avec une puissance solaire maximal à la sortie de récepteur de  $P_s = 17 \cdot 10^6 \text{ kJ/h}$  (**Fig.5.15**).

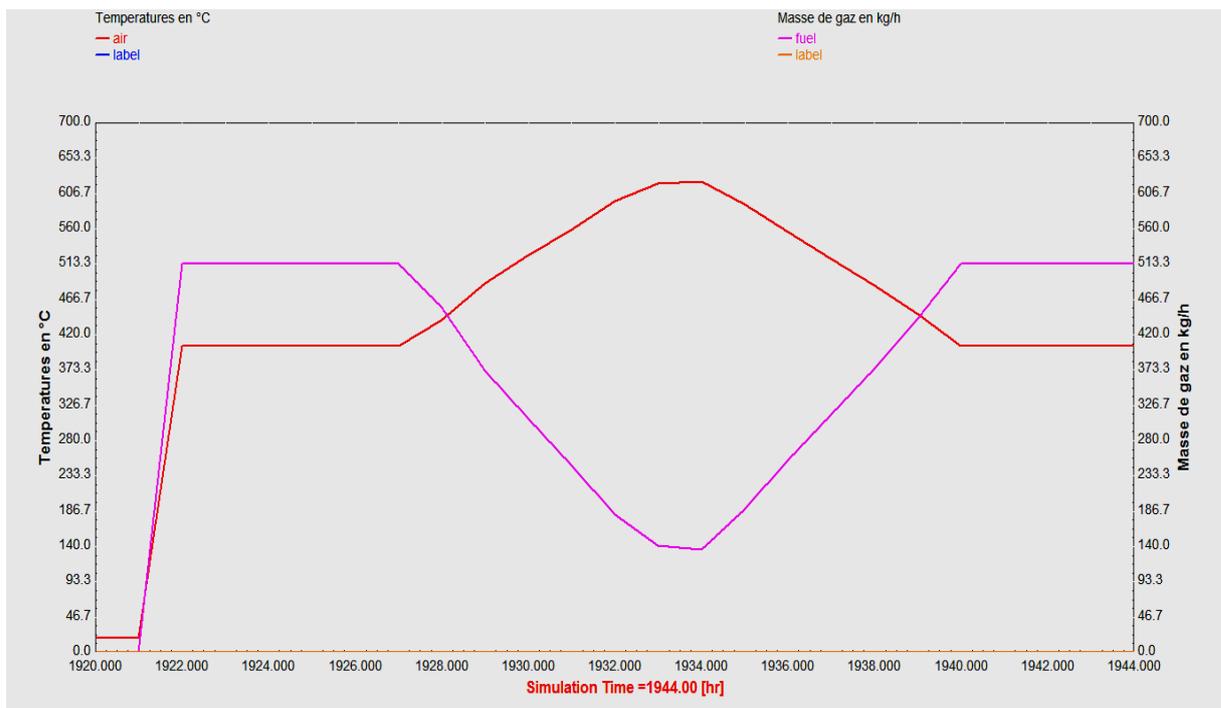
La principale incertitude réside dans le calcul de la quantité de l'appoint en chambre de combustion qui se répercute sur les fractions solaires.

Le graphe ci-dessous représente la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h en fonction de temps.



**Fig5.34** Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21 Juin dans la chambre de combustion.

Le graphe ci-dessous représente la variation de la Masse de gaz en kg à l'intérieur de la chambre de combustion en fonction de temps.



**Fig5.35** Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21 Mars dans la chambre de combustion.

En faisant les mêmes étapes comme le 21 mars alors le tableau ci-dessous représente la variation de masse de gaz en kg par rapport le temps en h.

**Tableau 5.8** variation de masse de gaz équivalent solaire

6h 7h 8h 9h 10h 11h 12h 13h 14h 15h 16h 17h 18h 19h

Masse En kg/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
gaz	520	460	360	310	240	180	140	140	250	320	380	440	520	520
solaire	0	50	150	210	280	340	380	380	270	200	140	80	0	0

- Durée de la journée 12h
- Masse de gaz durant 12h =  $520 \times 12 = 6240 \text{ kg}$

La Fraction pour 24h est

$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz} = 2840 / 12480 = 22.75\%$$

La Fraction pour 12h est

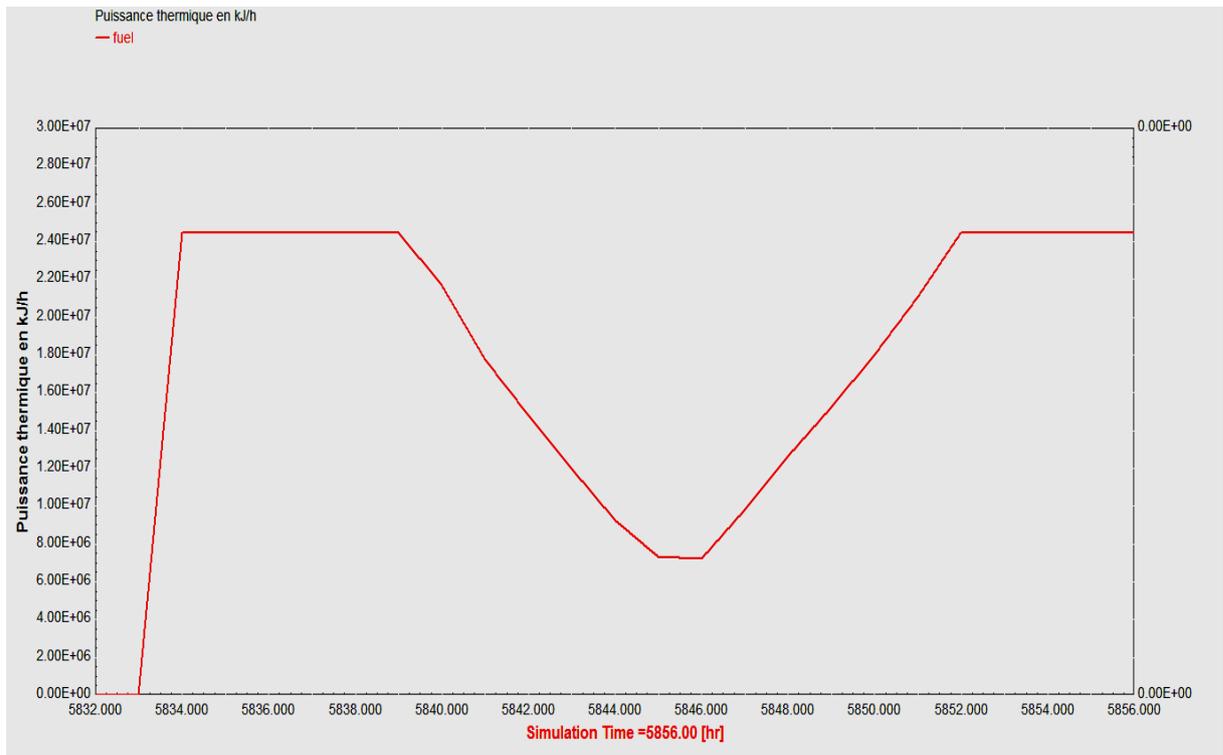
$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz durant 12h} = 2840 / 6240 = 45.51\%$$

*Pour Le 21 Septembre* (l'équinoxe d'Automne)

La température maximal d'air à la sortie de récepteur est égal à  $T_{\max} = 603\text{C}$  (**Fig.5.20**).

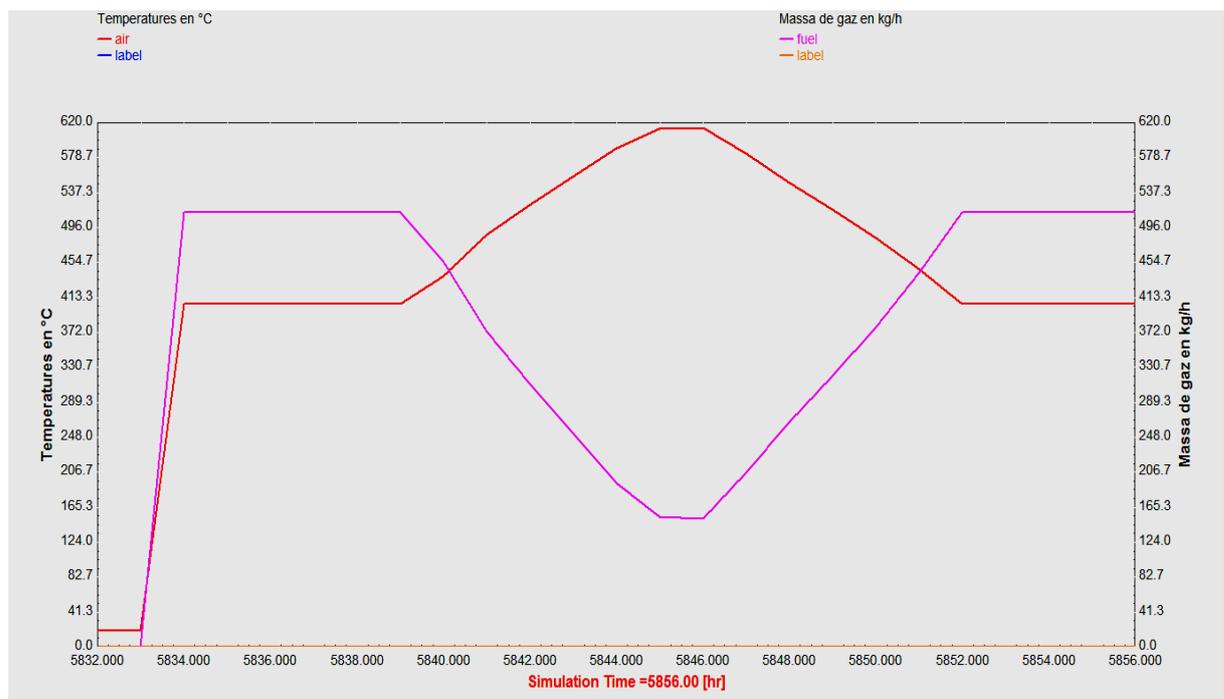
Avec une puissance solaire maximal à la sortie de récepteur de  $P_s = 16 \cdot 10^6 \text{ kJ/h}$  (**Fig.5.21**).

Le graphe ci-dessous représente la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h en fonction de temps.



**Fig5.36** Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21 Septembre dans la chambre de combustion.

Le graphe ci-dessous représente la variation de la Masse de gaz en kg à l'intérieur de la chambre de combustion en fonction de temps



**Fig5.37** Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21 Septembre dans la chambre de combustion.

Le tableau ci-dessous représente la variation de masse de gaz en kg par rapport le temps en h.

**Tableau 5.9** Variation de masse de gaz équivalent solaire.

	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h
Masse En kg/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
gaz	520	450	360	320	270	250	240	240	260	280	320	370	440	520
solaire	0	60	160	200	250	270	280	280	260	240	200	150	80	0

- Durée de journée 12h

La Fraction pour 24h est

$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz} = 2430 / 12480 = 19.47\%$$

La Fraction pour 12h est

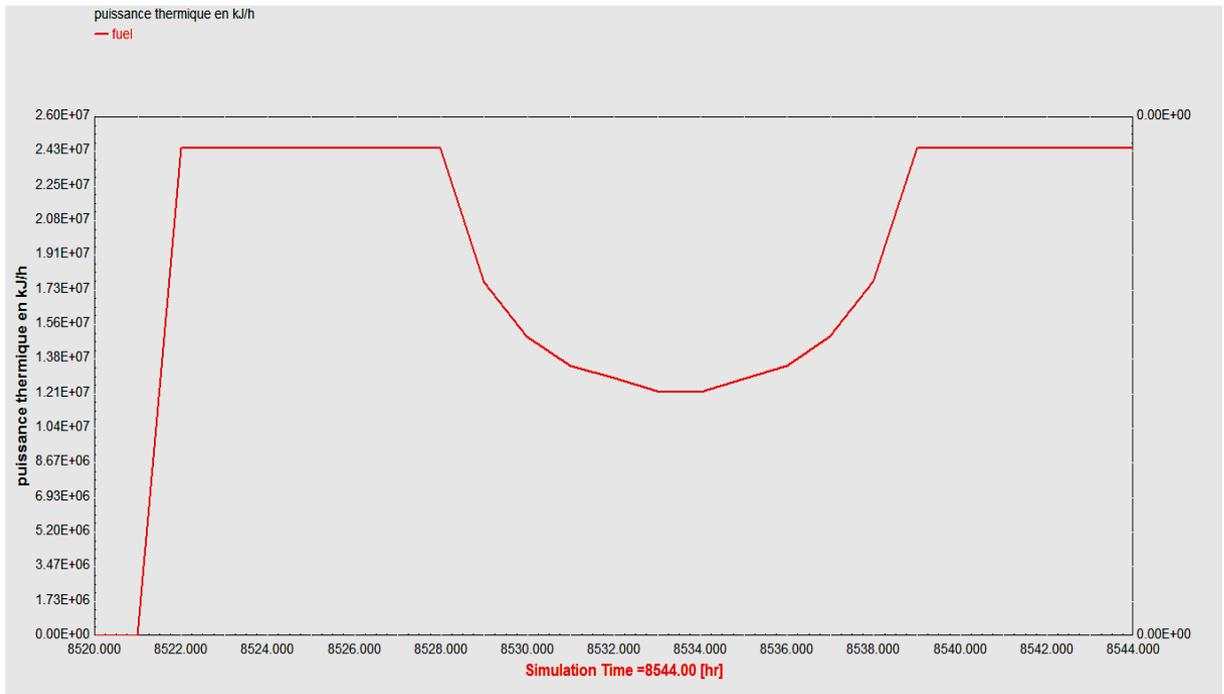
$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz durant 12h} = 2430 / 6240 = 38.94\%$$

*Pour Le 21 Décembre*

La température maximale d'air à la sortie de récepteur est égal à  $T_{\max} = 560\text{C}$  (**Fig.5.26**).

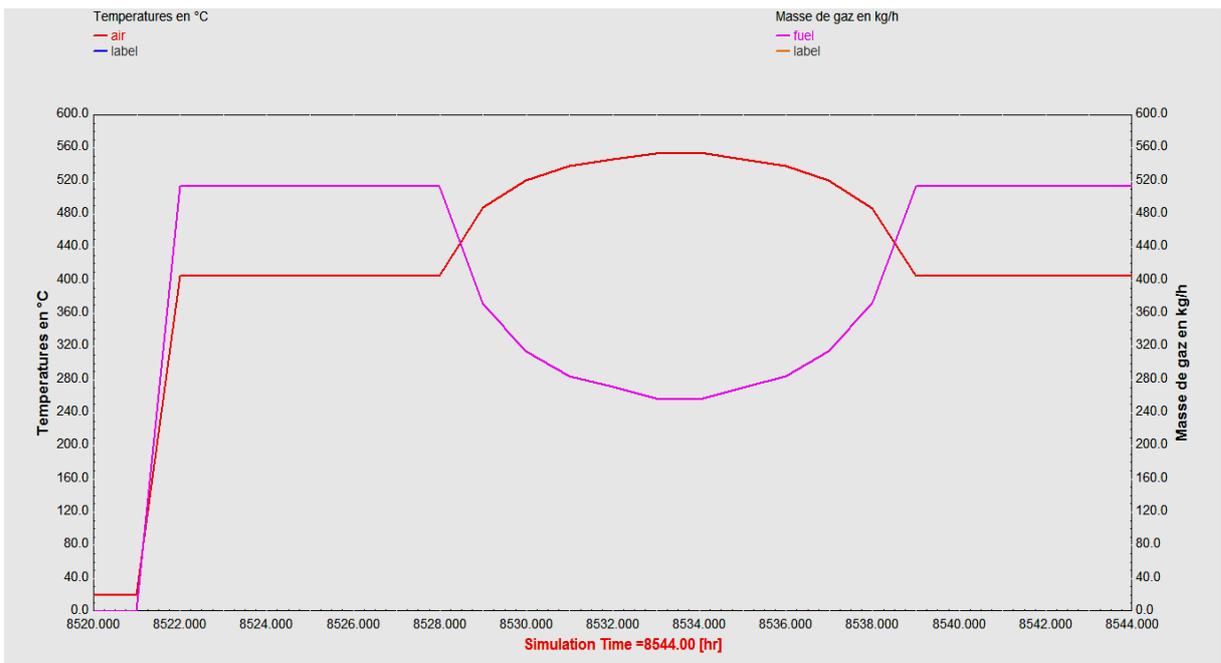
Avec une puissance solaire maximale à la sortie de récepteur de  $P_s = 11.10^6 \text{ kJ/h}$  (**Fig.5.27**).

Le graphe ci-dessous représente la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h en fonction de temps.



**Fig5.38** Graph de la variation de flux de chaleur de gaz en kJ/h de 21 Décembre dans la chambre de combustion.

Le graphe ci-dessous représente la variation de la Masse de gaz en kg à l'intérieur de la chambre de combustion en fonction de temps



**Fig5.39** Graph de la variation de la masse de gaz en kg/h de 21 Décembre dans la chambre de combustion

Le tableau ci-dessous représente la variation de masse de gaz en kg par rapport le temps en h.

**Tableau 5.10** variation de masse de gaz équivalent solaire

	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h
Masse En kg/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
gaz	520	520	370	320	280	270	260	260	270	280	320	370	520	520
solaire	0	0	150	200	240	250	260	260	250	240	200	150	0	0

- Durée de journée 10h
- Masse de gaz durant 10h est  $10h \times 520 = 5200kg$

La Fraction pour 24h est

$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz} = 2200 / 12480 = 17.62\%$$

La Fraction pour 10h est

$$F = \text{masse de solaire} / \text{masse de gaz durant 12h} = 2200 / 5200 = 42.3\%$$

On résume sur le tableau ci-dessous les résultats pour 04 jours

**Tableau 5.11** Résumé des différentes Fractions solaires

Le jour	Fraction durant 24h	Fraction durant la journée
21 Mars	21.31%	39.34%
21 Juin	22.75%	45.51%
21 Septembre	19.47%	38.94%
21 Décembre	17.62%	42.3%

Finalement on a atteint notre objectif de ce mémoire qu'est la démonstration par simulation que le prototype de PEGASE est applicable et efficace en Algérie.

D'après nos résultats de simulation par TRNSYS nous avons arrivé à une fraction solaire d'ordre de 20%entre [20 22] % d'origine solaire durant 24 h, et fraction solaire d'ordre 40% durant la journée de 10h à 14h.

On constat que la fraction est importante en Juin et Mars à l'ordre car l'éclairement est considérable pendant la saison d'été et printemps, moyen dans Décembre et Septembre car la saison d'hiver et automne contient de jours perturbés par le passage de nuages qui créé la difficulté de l'éclairement.

Donc ce pourcentage est déterminé par le rapport entre l'énergie solaire et l'énergie de gaz ;

On peut donc conclure Les principaux avantages de ce prototype

- ❖ Le rendement thermique de conversion élevé
- ❖ L'hybridation qui permet la mise en place progressive de système
- ❖ La modularité et la capacité de turbine à gaz

Et le défi est d'atteindre une température d'air d'ordre 1000C a la sortie de récepteur avec des grandes installations héliostats de surface supérieur à 100m<sup>2</sup> et de 1000 unité tour solaire de 400 à 900m haut mais reste les matériaux qui peuvent résister à 1000C pour les récepteurs ,ainsi les pertes pendant le fonctionnement de centrale perte optique sur le champ des héliostats, les pertes dans le récepteur ,les perte thermique dans la chambre de combustion et les pertes de conversion .

---

# **Conclusion Générale & Perspectives**

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire, concerne le système de génération d'énergie électrique par voie thermodynamique hybride solaire gaz spécifiquement le centrale a tour.

Ces dispositifs semblent être amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production, d'un meilleur respect d l'environnement.

Nous sommes arrivés à montrer l'intérêt que suscitent les centrales à tour solaire hybridé à gaz dans Algérie. Cette filière est au terme de ces études rentables, puisque la région en question (Ghardaïa) possède un potentiel solaire très important.

La concrétisation de la configuration choisie à travers une étude de cas pour un site en Algérie (Sahara algérienne Ghardaïa exemple) permet l'implémentation et la validation d'applications spécifiques tenant compte des spécificités du site.

L'utilisation de centrale à tour solaire thermodynamiques hybride par gaz comporte des avantages sur le plan financier et environnemental. Elles innovent la conception des systèmes diminuant ainsi les coûts qui y sont reliés.

L'architecture modulaire permet

- De contribuer à un programme de mesures d'action précoce en matière de technologie.
- De contribuer à la croissance du marché photovoltaïque.
- Une installation hybride qui représente une solution alternative efficace et qui permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre en réduisant l'utilisation de combustible fossile.
- D'atteindre un rendement maximal.
- Une efficacité sur le plan énergétique.

L'utilisation de source solaire par la centrale à tour solaire à une incidence profitable sur la production d'énergie, en termes de coût et de disponibilité, étant entendue que le bilan

« Écologique » est supposé à priori favorable.

## Conclusion générale

---

Les moyens de production tels que le tour solaire. Présentent des capacités de production incertaines et souvent fluctuantes, non corrélées à l'évolution de la charge. Le but premier d'une centrale solaire est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de rendre maximale dans le bilan, la part d'énergie provenant des sources d'énergie renouvelable.

Les performances de projet PEGASE fluctuent avec les conditions climatiques. Afin d'exploiter au maximum l'énergie solaire, l'adaptation de PEGASE est nécessaire pour les faire fonctionner dans les conditions optimales.

Le modèle de simulation TRNSYS peut être utilisé, non seulement pour analyser la performance d'un système hybride de tour solaire à gaz, mais aussi pour dimensionner le système le plus adaptable pour l'alimentation des différentes charges électriques pour n'importe quelle localité spécifiée, pourvu que les données météorologiques locales soient disponibles.

L'approche de modélisation sous TRNSYS a pour but de réduire les coûts de conception et les temps de mise sur le marché et de choisir la configuration optimale.

Les possibilités de modélisation offertes et ses avantages en termes de diversité d'outils d'analyse et de convivialité graphique. Nous pouvons ainsi vérifier, en comparaison avec les modèles relativement simples, le résultat du comportement des composants du système par simulation.

En résumé, on peut dire qu'avec une installation de centrale à tour solaire thermodynamique hybride à gaz concept de PEGASE installé à Ghardaïa on peut atteindre

1) Objectif principal: alimenter les charges électriques

Sans interruption

Avec une bonne qualité de tension

Au moindre coût

2) Objectif secondaire

Maximiser l'utilisation des énergies renouvelables.

Minimiser la consommation en combustible fossile.

## Conclusion générale

---

Enfin, les résultats d'analyses peuvent être utilisés pour répondre à des questions générales sur les options technologiques pour informer les décisions politiques et décision de pacification.

### Perspectives

Pour la continuité de ce travail, il nous vient à l'esprit de définir les axes de recherches qui sont à notre avis, prometteurs pour le développement de notre travail.

- ✚ Etude en détail le fonctionnement d'un système hybride avec stockage.

En effet en ajoutant une turbine à vapeur avec cycle de puissance combiné pour augmenter le rendement de système.

- ✚ Etude de système en régime transitoire (jour perturbé par le passage de nuages).
- ✚ Etre la simulation et l'implémentation sur une installation réelle pour adapter par exemple un modèle de récepteur.
- ✚ Réaliser une étude détail sur les poste des pertes de système et comment éviter et diminuer.

---

# Références Bibliographique

## Références bibliographiques

- [1] Le suivi des progrès de l'énergie propre 2013, Agence Internationale de l'Energie <http://www.iea.org/etp/tracking/>.
- [2] R.Bernard, G.Menguy, M.Schwartz. Le rayonnement solaire, conversion thermique et applications. Technique et Document. Paris 1983.
- [3] A.KIRCHER, Ars manga lucis et umbrae (1646)-fac-similé de l'ed 1671.Univ Santiago de Compostela-Servicio de publicaciones e Intercambio Cientifico, 2000.
- [4] S.De CAUS. Les raisons des forces mouvantes, avec diverses machines tant utiles que plaisantes, aux quelle sont adjoints plusieurs dessings de grotes & fontaines.J.Norton, Francfort, repord.CNAM F° Da 1, Paris, 1615.ISBN-
- [5] A.MOUCHOT. La chaleur solaire et ses applications industrielles. Gauthier-Villard 1°Ed, 1869.ISBN-
- [6] S.CARNOT. Réflexions sur la puissance motrice du feu. Gauthier-Villard, 1824, Reed. 1878. ISBN-
- [7] F.KRYZA. The Power of Light,The Epic Story of Man's Quest to Hamess the sun.Mc Graw-Hill Profossional,2003.
- [8] Services for Professionals in Solar Energie and Radiations (SoDa). <http://www.soda-is.com>
- [9] Fondation DESRTECH. [www.deserec.org](http://www.deserec.org)
- [10] M.FEIDT. Energétique Concepts et Applications. Dunod, 2006.
- [11] Desertec Foundation. Clean Power from Deserts. The DESERTEC Concept for Energy, Water and Climate Security WhiteBook-4th Edition. Protext Verlag / TREC, 2009.
- [12] C.SILVI. The Work of Italian Solar Energy Pioneer Giovanni Francia (1911-1980). Proc. Solar World Congress, ISES.6-12 aout 2005.
- [13] C.TYNER et al. Concentrating solar power. Solar Paces / IEA, 2001.  
U.HERRMANN et al. Overview on thermal storage systems. Workshop on
- [14] Thermal Storage for Trough Power Systems. Diaporama 2002, 23 pages. <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs>
- [15] NREL / Troughnet. Power plant data. [http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power\\_plant\\_data.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/power_plant_data.html)

- [16] Flagsol GmbH. Integrated Solar Combined cycle System. [http://www.flagsol.com/ISCCS\\_tech.htm](http://www.flagsol.com/ISCCS_tech.htm)
- [17] F.NEPVEU. Production décentralisée d'électricité et de chaleur par système parabole/Stirling ; Application au système EURODISH. Thèse de Doctorat, Université de Perpignan, le 28 Novembre 2008.
- [18] ALKER. Stirling engines. Oxford University Press,1980. ISBN 0198562098.
- [19] W. STINE, R. DIVER. A compendium of solar/dish Stirling technology. DOE, 1994.
- [20] Stirling Energy Systems set new world record for solar-to-grid conversion efficiency. Sandia National Laboratories News release,February 12, 2008. <http://www.sandia.gov/news/resources/releases/2008/solargrid.html>
- [21] Alain. Ferrière, Centrales solaires thermodynamiques, Techniques de l'ingénieur ENG, BE.8903.
- [22] Principe de fonctionnement de la solaire thermodynamique .Syndicat des énergies renouvelables,13-15, rue de la Baume 75008 Paris. Mai 2010.
- [23] Régis Olivés L'énergie solaire, Comparaison des technologies solaires à concentration page 49.
- [24] D.R. di Valdalbero : 'La recherche énergétique européenne ; pont de coopération sur la Méditerranée'. Liaison Énergie-Francophonie, N°71(Énergie et développement durable en Méditerranée), 2e Trimestre 2006, Pages 71-76.
- [25] Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007).
- [26] Centrale\_Solaire\_Thémis-Wikipédia.htm
- [27] ESTELA, Association Européenne de l'Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration ;« Electricité solaire Thermodynamique Valoriser le potentiel méditerranéen» ; <http://www.estelasolar.eu>  
de Naurois M., L'expérience CELESTE ; Reconversion d'une centrale solaire
- [28] pour l'astronomie  $\gamma$ . Première observation de la Nébuleuse du Crabe et du Blazar Markarian 421entre 30et300GeV, Thèse de doctorat de l'Université Pierre et Marie Curie, 2000.
- [29] Jean-Bernard Michel, Centrales Solaires Thermique à concentration(CSTC) Etat de l'art, le 05.12.2010.

- [30] Ahmed Khedim ; Bernhard Hoffschmidt ; Institut Solaire de l'Université des Sciences Appliquées de Aachen, Faculté de Jülich h. Heinrich-Mußmann-Str. 5. D-52428 Jülich / Allemagne. Tel ; 0049 2461/99-3521 Fax 0049 2461/99-3570 e-mail [khedim@sij.fh-aachen.de](mailto:khedim@sij.fh-aachen.de)
- [31] S. Bonned et A. Alaphillipe, Conversion thermodynamique de l'énergie solaire dans des installations de faible et moyenne puissance. Energ. Ren : 11<sup>ème</sup> journées internationales de thermique. pp. 73-80.2003.
- [32] El Hadj Malick KANE, Intégration et Optimisation Thermo-économique & Environnementale de Centrales Thermiques Solaires Hybrides thèse de Doctorat N° 2565Lausanne, EPFL(2002).
- [33] « Feuille de route Solaire Thermodynamique »guide de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (A D E M E) Version finale Juin 2010.
- [34] M. B. Habeebullah, A. M. Khalifa, and I. Olw, The oven receiver an approach toward the revival of concentrating solar cookers, Solar Energy, Vol. 54, No. 4, pp. 227-237, 1995.
- [35] M.Geyer, and, W.B.Stine, Power From the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [36] Bernd Hafner, Christian Faber, Methods for the design and thermal characterisation of solar cookers•Solar cooker test procedure ECSCR, Version 2, 1993.
- [37] Ari. Rabl, Optical and Thermal Properties of Compound Parabolic concentrators,Solar Energy Vol18, pp 497-511.Pergamon press 1976.
- [38] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et Applications. Edition Tec-Doc, 1980.
- [39] S. Benkaciali, Le gisement solaire à Ghardaïa, Bulletin des énergies renouvelables, Semestriel No11Juin 2007
- [40] Kacem GAIRAA unité de recherche appliquée en énergies renouvelables-Ghardaïa e-mail [gisol47@gmail.com](mailto:gisol47@gmail.com)
- [41] Actualisation de l'étude d'impact sur l'environnement de la centrale thermo-solaire BURGEAP 27, rue de Vannes-92772 Boulogne Billancourt Cedex - France- Mars 2007.

[42] Pierre GARCIA, Alain FERRIERE, Stéphane PLAYS, Jean-Jacques BEZIAN ; Modélisation de centrales solaires thermodynamiques Laboratoire PROMES, UPR CNRS 8521, 7 rue du Four Solaire, 66 120 Font-Romeu LGPSD, Ecole des Mines d'Albi, Campus Jarlard, 81 013 Albi cedex 09  
auteur correspondant ; [Pierre.Garcia@promes.cnrs.fr](mailto:Pierre.Garcia@promes.cnrs.fr)