

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE M'HAMED BOUGERA BOUMERDES
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT ÉNERGÉTIQUE**

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

En vue de l'obtention du diplôme Master en Génie Mécanique

Spécialité : Énergétique et Environnement

Thème

Influence des conditions ambiantes sur les performances de la centrale hybride solaire-gaz de hassi R'Mel

Réalisé par :

M^{elle} KHELASSI Ahlam

Mr. KHELASSI Mohamed Hicham

Promoteur :

Mr. HIMRANE Nabil

Encadreur :

Mr. LAKEHAL Laïd

Promotion : 2015/2016

DEDICACES

On dédie ce modeste travail

A nos très chers **parents**, les prunelles de nos yeux, les ailes de nos vie, et le sens de nos demain, qu'on honore aujourd'hui.

A nos frère, et sœurs,

Hayat, Azzedine, Lotfi

A tous nos amis pour leurs appuis, inestimables encouragements, amitié et leur soutien moral.

A toute notre famille sans exception

Mohamed Hicham

Ahlam

REMERCIEMENTS

Pour son amour et sa protection, pour la chance et le bonheur qu'il nous offre, pour le bien vers lequel il nous guide, pour sa présence lorsque tout le monde est absent, pour le courage, la patience et la foi qu'il nous donne pour mener à bien ce modeste projet malgré les obstacles. Merci au plus puissant **Allah**.

Au terme de notre projet, nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à sa réalisation, particulièrement :

- A Mr. **N.Himrane** : notre promoteur, pour sa disponibilité, ses précieux conseils, ses orientations et remarques fructueuses, ses efforts déployés, qu'il trouve ici notre profonde gratitude.

- A Mr. **L.Lakehal** : notre encadreur, pour avoir accepté de nous prendre en charge pendant toute la période de stage au sein de l'entreprise ABENER.

- Au président et aux membres de jury : pour avoir accepté de juger ce modeste travail, merci à vous également

- Nous tenons également à remercier, l'ensemble des enseignants du département Génie énergétique.

Mohamed Hicham

Ahlam

NOMENCLATURE

INDICES

1,2,3,4 : les points du cycle de la turbine à gaz

a1 : air à l'entrée du compresseur

a2 : air à la sortie du compresseur

ab : Absorbé

c : condenseur

cc : chambre de combustion

cm : cycle combiné

com : compresseur

fe : fluide caloporteur à l'entrée

fs : fluide caloporteur à la sortie

HTF : Heat Transfer Fluid

isc : isentropie de compression

ist : isentropie de détente

op : optique

p : pompe

TG : turbine à gaz

TV : turbine à vapeur

t : Turbine

Abréviations

HRM : Hassi R'Mel

CSP : Concentrating Solar Power

CES : chauffe eau-solaire

CCP : Concentrateur Cylindro-Parabolique

DCS : Distributed Control System

ENR : énergie renouvelable

GVS : Générateur de Vapeur Solaire

HRSG : Heat Recovery Steam Generator

HTF : Heat Transfer Fluid

ISCC : Centrale à cycles combiné

ISCCS : Centrale à cycles combiné avec solaire intégré

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I

Fig.1.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire.....	4
Fig.1.2 Variation du rayonnement solaire.....	5
Fig.1.3. Composantes du rayonnement solaire.....	6
Fig.1.4. Variations ed la durée du jour et de la hauteur du soleil.....	7
Fig.1.5. Rayonnement globale annuelle kWh/m ² /an.....	8

CHAPITRE II

Fig.2.1. Schéma Global du solaire thermodynamique.....	11
Fig.2.2. Les quatre filières technologiques du solaire thermodynamique.....	12
Fig.2.3. Comparaison des technologies solaires à concentration.....	14
Fig.2.4. Principe de fonctionnement d'un cycle de Rankine.....	14
Fig.2.5. Schéma T-s du cycle de Rankine.....	15
Fig.2.6 Un Dish-Stirling.....	17
Fig. 2.7. Le Puerto Errado - centrale thermique à collecteur de Fresnel.....	18
Fig.2.8. Principe de fonctionnement d'un concentrateur à miroirs de Fresnel.....	19
Fig.2.9. Central solaire autonome (miroir de fresnel).....	19
Fig.2.10. Central LFR pour augmentation de puissance de centrales conventionnelles.....	20
Fig.2.11. Central LFR pour la production de vapeur industrielle.....	20
Fig.2.12. Schéma d'une centrale à tour.....	21
Fig.2.13. Schéma d'un cycle combiné (Central à tour).....	22
Fig.2.14. Schéma d'une centrale cylindro-parabolique.....	23
Fig.2.15. Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage.....	25
Fig.2.16. Schéma principe d'une centrale hybride.....	27
Fig.2.17. Solaire concentré avec stockage et hybridation.....	27

CHAPITRE III

Fig.3.1. Schéma de fonctionnement de la centrale ISCC de Hassi R'Mel.....	30
Fig.3.2. Localisation géographique de la centrale.....	31
Fig.3.3. Schéma du processus du traitement d'eau.....	32
Fig.3.4. Image de la turbine à gaz STG800 de SIEMENS.....	33
Fig.3.5. Schéma descriptif de la chaudière de récupération.....	34
Fig.3.6. Photo de la turbine à vapeur SST-900 de SIEMENS.....	36
Fig.3.7. Photo des aérocondenseurs.....	37
Fig.3.8. Photo d'un capteur cylindro-parabolique.....	38
Fig.3.9. Prototypé du capteur cylindro-parabolique à 4 modules.....	38
Fig.3.10. Schéma d'une boucle complète.....	39
Fig.3.11. Schéma d'un tube absorbant d'un capteur cylindro-parabolique.....	39
Fig.3.12. Circuit d'huile HTF.....	41
Fig.3.13. Photos de la station météorologique principale.....	43
Fig.3.14. Principe de fonctionnement de la centrale en mode jour.....	46
Fig.3.15. Schéma descriptif du By-pass.....	47

CHAPITRE IV

Fig.4.1. Diagramme enthalpie, entropie du cycle à gaz.....	50
Fig.4.2. Cycle de Hirn sur un diagramme (T,S).....	51
Fig.4.3. Le cycle de puissance (cycle combiné).....	52
Fig.4.4. Production d'un champ solaire en fonction de l'ensoleillement sans le by-pass..	54
Fig.4.5. Le gain en gaz sans le by-pass.....	54
Fig.4.6. La consommation du gaz en fonction de la production du champ solaire sans le by-pass.....	55
Fig.4.7. Production du champ solaire en fonction de la consommation du gaz avec le by-pass.....	57
Fig.4.8. Le gain en gaz avec le by-pass.....	57
Fig.4.9. Production du champ solaire en fonction de la consommation du gaz avec le By-pass.....	58
Fig.4.10. Variations de la température de sortie de HTF du champ solaire.....	66

Fig.4.11 Variations de la température de sortie de HTF du champ solaire.....	67
---	----

CHAPITRE V

Fig.5.1. Editeur de schéma de THERMOPTIM.....	71
Fig.5.2. La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel en mode nuit (cycle combiné)..	72
Fig.5.3. Le descriptif du schéma.....	73
Fig.5.4. Interface Schéma/Simulateur.....	74
Fig.5.5. Le simulateur du mode nuit (cycle combiné).....	74
Fig.5.6. Le simulateur du cycle combiné après paramétrage.....	76
Fig.5.7. Le bilan du cycle combiné.....	76
Fig.5.8. La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel en mode nuit (cycle combiné)..	77
Fig.5.9. La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel en mode jour (cycle hybride)...	79
Fig.5.10. Le simulateur du cycle hybride (mode jour).....	80
Fig.5.11. Le simulateur du mode jour après paramétrage.....	81
Fig.5.12. Le bilan de la centrale en mode jour.....	81
Fig.5.13. Le bilan de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel en mode jour.....	82
Fig.5.14. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale.....	83
Fig.5.15. Variations de l'énergie utile en fonction de la température ambiante.....	84
Fig.5.16. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale.....	85

LISTE DES TABLES

CHAPITRE I

Tab.1.1. Potentiel d'Energie Solaire En Algérie.....	8
---	---

CHAPITRE IV

Tab.4.1. Le bilan de production de la journée du 30-08-2012.....	53
Tab.4.2. Le bilan de production de la journée du 08-03-2016.....	56
Tab.4.3. résultats des calculs de la compression.....	61
Tab.4.4. résultats des calculs de la détente.....	62
Tab.4.5. paramètres du cycle à gaz.....	62
Tab.4.6. récapitulatif des résultats du cycle à gaz.....	62
Tab.4.7. Les paramètres thermodynamiques du cycle à vapeur.....	63
Tab.4.8. Récapitulatif des résultats du cycle à vapeur.....	63
Tab.4.9. Rendements des cycles.....	63
Tab.4.10. Résultat des calculs du champ solaire.....	65
Tab.4.11. Variations de T_{fe} en fonction de T_a	67

CHAPITRE V

Tab.5.1. Les paramètres des points du cycle combiné.....	75
Tab.5.2. Les paramètres des points en mode jour.....	80
Tab.5.3. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale.....	83
Tab.5.4. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale.....	84

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
-----------------------------	---

CHAPITRE I : *Historique & notions sur le solaire*

I.1. INTRODUCTION	3
I.2 Historique.....	3
I.3 Notions sur le solaire	3
I.3.1 Le soleil.....	4
I.3.2 Le rayonnement solaire	4
CONCLUSION	9

CHAPITRE II : *Le solaire thermodynamique à concentration*

II.1 INTRODUCTION	10
II.2 Principe du solaire thermodynamique	Erreur ! Signet non défini.
II.3 Types de systèmes de concentration.....	Erreur ! Signet non défini.
II.4 Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs	Erreur ! Signet non défini.
II.4.1 Les cycles thermodynamiques	Erreur ! Signet non défini.
II.4.2 Les fluides caloporteurs	Erreur ! Signet non défini.
II.5 Les différentes technologies des centrales solaires thermodynamiques.....	Erreur ! Signet non défini.
	non défini.
II.5.1 Technologie à concentrateurs paraboliques	Erreur ! Signet non défini.
II.5.2 Technologie de Réflecteurs linéaires de Fresnel (LFR)	Erreur ! Signet non défini.
II.5.3 Technologie à tour (héliostat)	Erreur ! Signet non défini.
II.5.3.1 Le four solaire	Erreur ! Signet non défini.
II.5.3.2 Cycles combinés	Erreur ! Signet non défini.
II.5.4 Technologie à capteur cylindro-parabolique	Erreur ! Signet non défini.
II.6 Le stockage de l'énergie solaire	Erreur ! Signet non défini.

II.6.1 Système à un seul réservoir.....	Erreur ! Signet non défini.
II.6.2 Système à deux réservoirs.....	Erreur ! Signet non défini.
II.7 Centrale solaire hybride.....	Erreur ! Signet non défini.
CONCLUSION.....	Erreur ! Signet non défini.

CHAPITRE III : *Description de la centrale hybride de Hassi R'Mel*

III.1 INTRODUCTION.....	Erreur ! Signet non défini.
III.2 La description du projet	30
III.3 Motifs du choix de site de Hassi R'Mel	Erreur ! Signet non défini.
III.4 Description des principaux composants de la centrale.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1 Station de traitement d'eau.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.2 La turbine à gaz	Erreur ! Signet non défini.
III.4.3 Les chaudières de récupération.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.4 La turbine à vapeur	Erreur ! Signet non défini.
III.4.5 Les aérocondenseurs.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.6 Le champ solaire.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.7 Générateur de vapeur solaire (GVS)	40
III.4.8 Système HTF	Erreur ! Signet non défini.
III.4.9 Station météorologique.....	Erreur ! Signet non défini.
III.5 Principe de fonctionnement de la centrale	Erreur ! Signet non défini.
III.5.1 Principe de fonctionnement de la centrale en cycle combiné (mode nuit).....	Erreur ! Signet non défini.
III.5.2 Principe de fonctionnement de la centrale en cycle hybride (mode jour)	Erreur ! Signet non défini.
III.6 Définition & principe de fonctionnement du "By-pass" au niveau du GVS.....	Erreur ! Signet non défini.
III.6.1 Définition du By-pass.....	Erreur ! Signet non défini.
III.6.2 Principe de fonctionnement du By-pass	Erreur ! Signet non défini.
CONCLUSION.....	Erreur ! Signet non défini.

CHAPITRE IV : *Bilan énergétique*

IV.1 INTRODUCTION	Erreur ! Signet non défini.
IV.2 Les cycles thermodynamiques	Erreur ! Signet non défini.
IV.2.1 Cycle de Brayton	50
IV.2.2 Cycle à eau-vapeur (cycle de Rankine-Hirn)	50
IV.2.3 Le cycle de puissance (cycle combiné)	Erreur ! Signet non défini.
IV.3 Comportement de la centrale en fonction de la production solaire.....	Erreur ! Signet non défini.
IV.4 Bilan énergétique en régime permanent	Erreur ! Signet non défini.
IV.4.1 Cycle à gaz	Erreur ! Signet non défini.
IV.4.2 Cycle à vapeur	Erreur ! Signet non défini.
IV.5 Analyse énergétique du champ solaire	Erreur ! Signet non défini.
IV.6 Etude de sensibilité	Erreur ! Signet non défini.
CONCLUSION	Erreur ! Signet non défini.

CHAPITRE V : *Simulation*

V.1 INTRODUCTION.....	Erreur ! Signet non défini.
V.2 Présentation du logiciel THERMOPTIM.....	Erreur ! Signet non défini.
V.2.1 Principales fonctionnalités du simulateur	Erreur ! Signet non défini.
V.2.2 Principe de construction des modèles.....	70
V.3 Simulation	Erreur ! Signet non défini.
V.3.1 Premier mode : le cycle combiné (mode nuit).....	Erreur ! Signet non défini.
V.3.2 Deuxième mode : le cycle hybride (mode jour)	Erreur ! Signet non défini.
V.4 Etude de sensibilité.....	Erreur ! Signet non défini.
V.4.1 Cycle combiné (mode nuit)	Erreur ! Signet non défini.
V.4.2 Cycle hybride (mode jour).....	Erreur ! Signet non défini.
CONCLUSION	Erreur ! Signet non défini.
CONCLUSION GENERALE	88
BIBLIOGRAPHIE	

ANNEXES

INTRODUCTION GENERALE

La production de l'énergie électrique est un facteur essentiel de développement et de l'évolution des sociétés humaines, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles. L'électricité est communément présentée comme une "énergie propre". En effet les équipements l'utilisant n'émettent aucun gaz polluant ni gaz à effet de serre directement du fait de l'utilisation de l'énergie électrique, sa production se fait depuis la fin du XIX^e siècle à partir de différentes sources d'énergies primaires. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir des énergies fossiles (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydroélectrique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse.

L'utilisation des énergies fossiles demeure l'un des moyens de production de puissance électrique le plus répandu. Ce moyen, a permis d'atteindre des niveaux de puissance jamais égalés grâce à des moteurs à combustion & des moteurs thermiques conventionnels (Turbine à gaz, turbine à vapeur...etc). Mais, non seulement l'énergie fossile (non-renouvelable) est très coûteuse à extraire, mais aussi c'est une énergie très polluante surtout à cause de ses impuretés qui se dispersent dans l'atmosphère lors de sa combustion, de plus c'est une énergie qui libère beaucoup de dioxydes de carbone. Ce phénomène est à l'origine de l'accroissement de l'effet de serre, qui devient un problème grandissant pour la Terre et les êtres vivants.

Face à cette problématique, d'autres sources d'énergies non-polluantes, ou renouvelables, ont été développées (énergie solaire, éolienne, biomasse...etc). La production d'électricité d'origine solaire, se fait par effet photovoltaïque (très faible rendement), ou par effet thermodynamique, appelée aussi « **Le solaire thermodynamique** ». Le solaire thermodynamique est un système non polluant, qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur permettant de produire une vapeur, et ainsi produire de l'électricité grâce à une turbine à vapeur, qui actionne un générateur d'électricité.

Le contexte de notre étude, est de désigner par le solaire thermodynamique la technologie des « **Capteurs cylindro-parabolique** », qui convertit la puissance rayonnée en puissance thermique avec des rendements supérieurs à 70%. Cette puissance thermique est ensuite transformée en électricité à l'aide d'un cycle conventionnel de production d'électricité

« **Hybridation** », augmentant ainsi le rendement des cycles thermodynamiques conventionnels (jusqu'à 10%).

L'objectif de cette étude, consiste à une analyse des performances de la centrale hybride à capteur cylindro-parabolique de Hassi R'Mel. Notre travail est divisé en cinq chapitres; Le premier chapitre est consacré aux notions générales sur le solaire. Le deuxième chapitre traite les différents types des centrales hybrides ainsi que leurs principes de fonctionnement. Le chapitre III est consacré à la description de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel. Le bilan énergétique de la centrale hybride est présenté dans le chapitre IV. Enfin, on termine par une simulation des performances de la centrale, dans le chapitre V.

I.1 INTRODUCTION

La concentration solaire est une des voies les plus prometteuses pour la production d'électricité par énergies renouvelables. A l'horizon 2020, il se construira plus de 12 GW de centrales solaires thermodynamiques par an.

I.2 Historique

L'utilisation de l'énergie solaire est un fait très ancien. L'énergie solaire est à l'origine de la vie sur Terre. Le but de cette partie est de montrer que l'évolution des techniques d'exploitation de l'énergie solaire s'est faite en plusieurs phases.

Une légende veut qu'Archimède a utilisé un "verre" ardent pour concentrer la lumière solaire sur la flotte d'invasion romaine et les repousser (Syracuse). En 1973 un savant Grec, M. Ioannis Sakkas, curieux de savoir si Archimède pourrait vraiment avoir détruit la flotte romaine en 212 avant JC, alignés près de 60 marins grecs, chacun tenant un miroir oblong pressenti pour attraper les rayons du soleil et les diriger à un goudron recouvert de contreplaqué silhouette 160 pieds. Le bateau a pris feu après quelques minutes, cependant, les historiens continuent de douter de l'histoire d'Archimède. [1][2]

En 1866, Auguste Mouchout a utilisé un miroir cylindro-parabolique pour produire de la vapeur pour la machine à vapeur solaire d'abord. Le premier brevet pour un capteur solaire à été obtenu par l'Italien Alessandro Battaglia à Gênes, en Italie, en 1886. La première centrale solaire utilisant un miroir plat a été construit par le Dr. RH Goddard en 1929. [3][4]

Le professeur Giovanni Francia (1911-1980), a conçu et construit la première centrale solaire concentrée en 1968. qui est entré en service en Sant'Ilario, près de Gênes, en Italie. Cette centrale est capable de produire 1 MW avec de la vapeur surchauffée à 100 bar et 500 °C. [5]

III.3 Notions sur le solaire

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

III.3.1 Le soleil

Le Soleil est une étoile naine âgée de 4,6 milliards d'années composée de 74% d'hydrogène et de 25% d'hélium. Le soleil est une boule de gaz (masse $1,989 \times 10^{30}$ kg) dont la période moyenne de rotation est 27-28 jours. La plus profonde couche visible est la photosphère (épaisseur 300 km, rayon 696 000 km, température moyenne 5 770 °K).

La puissance rayonnée par le Soleil ($3,83 \times 10^{25}$ W) provient de la réaction thermonucléaire de fusion de 4 atomes d'hydrogène qui forment un atome d'hélium (élément dont le noyau comporte 2 protons et 2 neutrons).

Le Soleil peut fournir de l'énergie propre intarissable. De grands panneaux solaires captent les rayons solaires. Ils sont dotés de tubes contenant un fluide caloporteur qui sera chauffé par le Soleil.

III.3.2 Le rayonnement solaire

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

Le rayonnement ou spectre solaire se présente sensiblement comme celui d'un corps noir à 5800°K. L'énergie solaire reçue par la terre en dehors de l'atmosphère est environ 1370 W/m^2 . Cette grandeur est appelée constante solaire, [6].

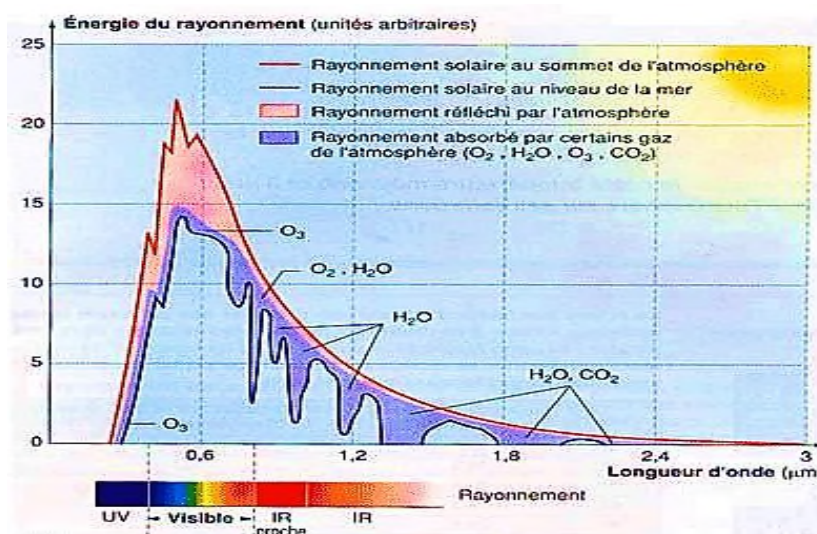


Fig.1.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire

Le domaine de longueur d'onde utile pour les applications solaires est situé entre $0.25\mu\text{m}$ et $2.5\mu\text{m}$, l'énergie émise dans cette bande (contenant les zones UV, Visible et IR) représente 95% environ du total, [7].

Mais en traversant l'atmosphère l'énergie radiative solaire est atténuée par absorption et diffusion, et l'énergie enregistrée au niveau de la mer est l'ordre de 1000 W/m^2 , [8].

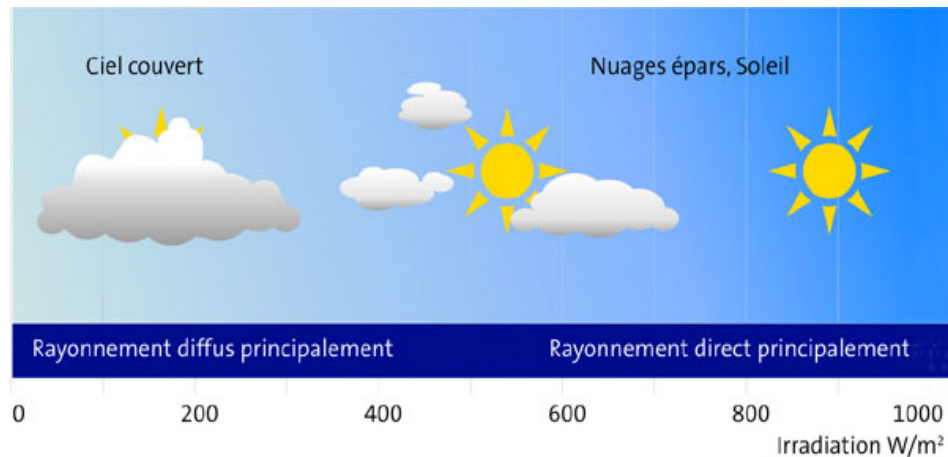


Fig.1.2. Variation du rayonnement solaire

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

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

- le rayonnement solaire direct définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire, Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.

- et le rayonnement solaire diffus correspondant au rayonnement dispersé dans l'atmosphère par la brume, le ciel lui-même, et les nuages. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit. Le rayonnement solaire global est alors la somme des deux types de rayonnements direct et diffus et dont l'intensité est variable d'un endroit à un autre et d'une heure à l'autre, [9].

$$\text{Rayonnement Global} = \text{Rayonnement direct} + \text{Rayonnement diffus} + \text{Rayonnement réfléchi} *$$

*(albédo x rayonnement total horizontal)

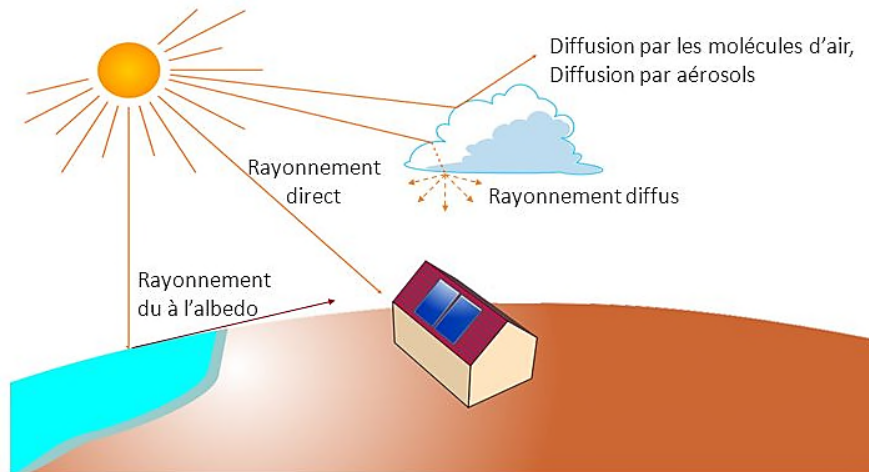


Fig.1.3. Composantes du rayonnement solaire.

Mais la concentration optique, dont il est question dans notre mémoire, ne concerne que le rayonnement direct, provenant du soleil par temps clair. Les concentrateurs sont alors dotés de dispositifs de suivi de la course du soleil, en hauteur ou en hauteur et en azimut.

En effet, le trajet parcouru par le rayonnement solaire au cours d'une même journée est à son maximum aux premières heures de la matinée et en fin d'après-midi. Par contre, il est à son minimum lorsque le soleil est au zénith. Pour cette même raison, l'intensité du rayonnement est variable au cours des saisons et avec la latitude. Ainsi, le rayonnement solaire global reçu au cours d'une journée peut varier de $0,5 \text{ kWh/m}^2$ pour une journée d'hiver ensoleillée dans les régions nordiques, à plus de $6,0 \text{ kWh/m}^2$ pour une journée ensoleillée dans les régions tropicales. Evidemment, par temps couvert le rayonnement solaire au sol peut tomber pratiquement à zéro. En revanche, pour une journée ensoleillée et un ciel parfaitement dégagé, le rayonnement solaire diffus tombant au sol peut atteindre 15 à 20% du rayonnement global, mais avec un ciel couvert, le rayonnement parvenant au sol est en totalité un rayonnement diffus, [10].

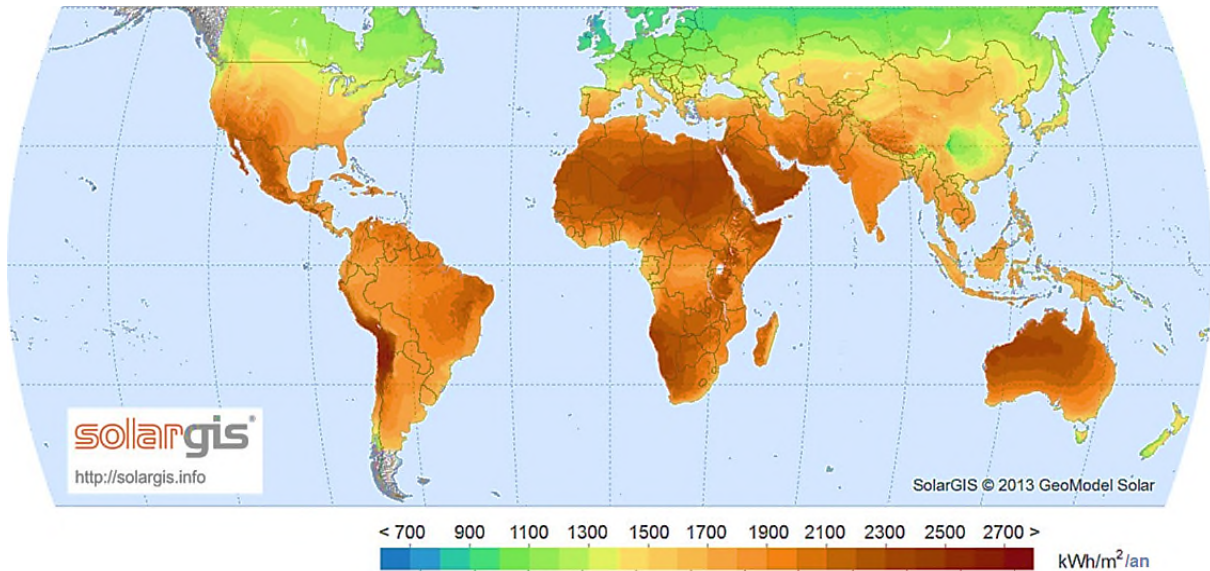


Figure.1.5. Rayonnement globale annuelle kWh/m²/an.

Par exemple le gisement solaire moyen en France est d'environ 1500 kWh/m²/an, alors que dans les zones arides de notre Sahara algérien il est de l'ordre de 2700 kWh/m²/an, [12]. Les régions désertiques du globe (grand Sahara, sud-ouest des Etats-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 kWh/m²/an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies à concentration, [13].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, [14][15]. La puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ 1kW/m². L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6kW/m² et l'énergie annuelle maximale est de l'ordre de 2500 kW/m², [16]. L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique est donné dans le tableau suivant :

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie	4 %	10 %	86 %
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tab.1.1. Potentiel d'Énergie Solaire En Algérie

CONCLUSION

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

Les puissances électriques produites par les centrales solaires se situent actuellement entre 10 et 300MWe sont plus faibles comparées à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MWe. Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une énergie propre et durable.

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

II.1 INTRODUCTION

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

Le solaire thermodynamique, ou solaire concentré (CSP: « Solar Concentrated Power »), est une technologie qui consiste à produire de l'électricité en concentrant l'énergie solaire en un point focal à l'aide des systèmes optiques concentrateurs couplés à des systèmes récepteurs. Cet ensemble s'appelle le capteur solaire, et permet de convertir la puissance rayonnée en puissance thermique avec des rendements supérieurs à 70%.

Suivant le niveau de concentration moyenne atteint (rapport de la surface collectrice des miroirs sur la surface absorbante), différentes applications correspondantes à différentes gammes de température sont envisagées :

- Production de chaleur industrielle pour des basses températures (de 200°C à 400°C),
- Production d'électricité à l'aide d'un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique pour des moyennes et hautes températures (250°C à 1000°C).
- Production de vecteurs énergétiques, comme l'hydrogène ou le gaz de synthèse, par voie thermochimique pour des hautes et très hautes températures (850°C à 1000°C).

II.2 Principe du solaire thermodynamique

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire n'est pas un processus direct. Le principe est de produire des températures exploitables pour les dispositifs thermodynamiques de conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique puis électrique. Pour cela, le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne (Figure 2.1).

Comme le montre la Figure.2.1, un stockage thermique ou un système de combustion d'énergie fossile ou biomasse (hybridation) peuvent être intégrés au niveau de la conversion thermodynamique. De ce fait la production d'électricité devient moins dépendante, voire indépendante, de la ressource solaire. Ceci offre une valeur ajoutée par rapport à l'électricité délivrée par d'autres sources renouvelables intermittentes, notamment pour les gestionnaires des réseaux électriques.

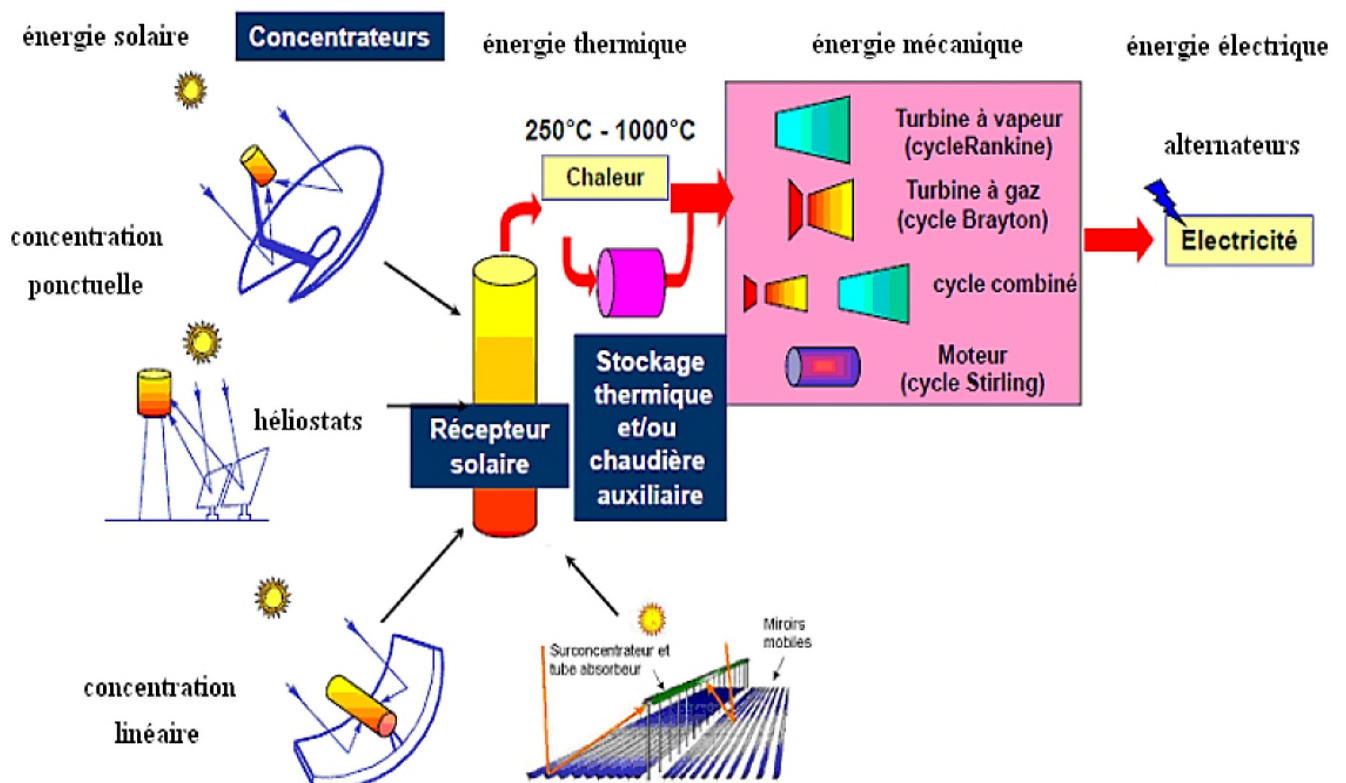


Fig.2.1. Schéma Global du solaire thermodynamique

II.3 Types de systèmes de concentration

Dans cette filière, il existe deux systèmes de concentration optique donnant naissance à quatre grandes familles de technologies thermo-solaires dont le schéma de principe est représenté sur la Figure 2.2 :

– Une concentration linéaire que l'on retrouve dans les miroirs cylindro-paraboliques ainsi que dans les collecteurs linéaires de Fresnel (LFC : « Linear Fresnel Collector »).

- Une concentration ponctuelle présente dans les concentrateurs paraboliques (DS : « Dish Stirling ») et les concentrateurs à tour (CRS : « Central Receiver Systems »).

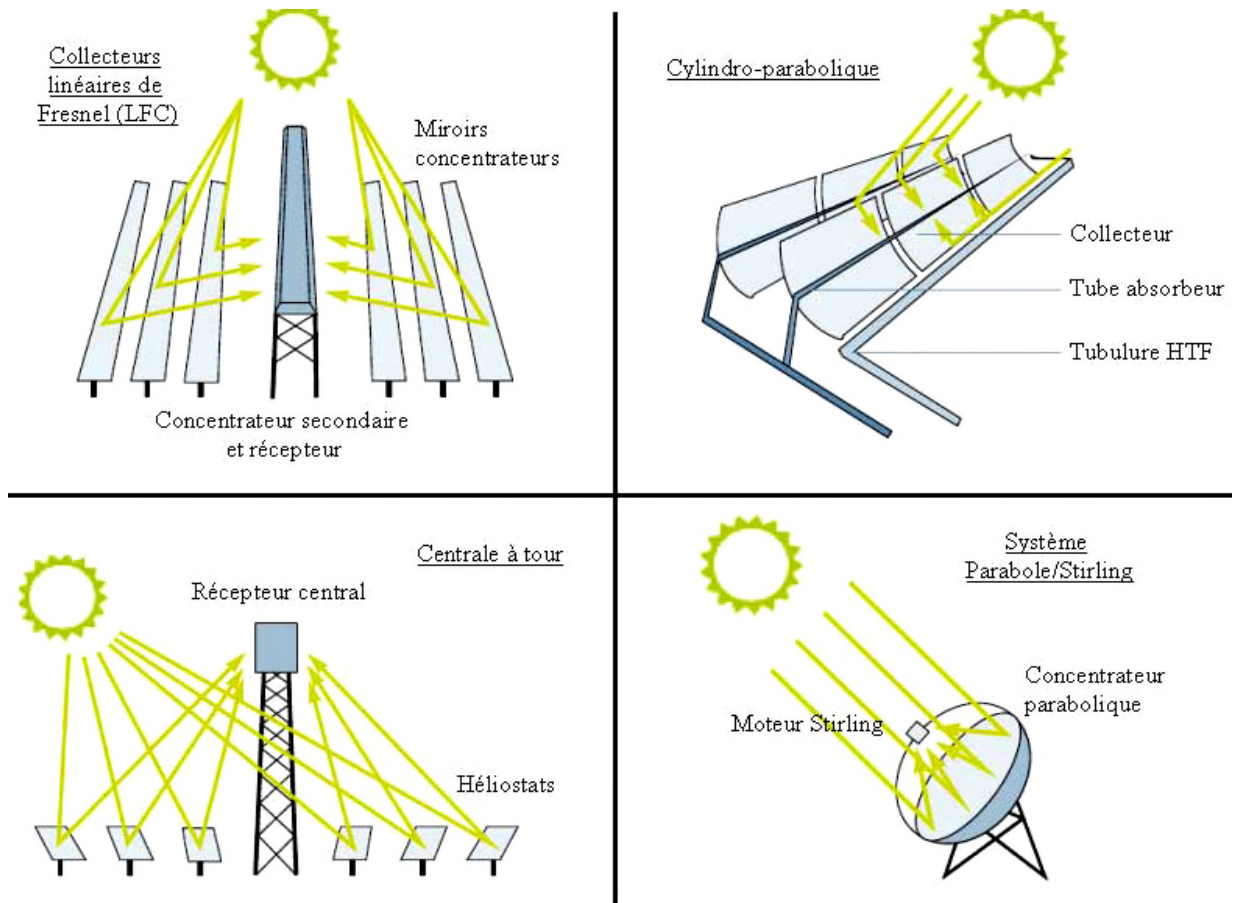


Fig.2.2. Les quatre filières technologiques du solaire thermodynamique

Mais quelque soit la solution technologique retenue pour la captation des flux solaires ou la transformation de chaleur en électricité, on distingue les blocs fonctionnels interagissant entre eux par le choix du ou des fluides thermodynamiques, [17] :

1- La collecte et la concentration par le capteur du flux solaire sur le récepteur pour chauffer le fluide caloporteur.

2- Absorption sur les parois du récepteur, transformation en chaleur (production de chaleur).

3- transport et éventuellement stockage de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide caloporteur selon la température de source chaude et le système utilisé).

4- La conversion de chaleur en électricité à partir d'un cycle thermodynamique.

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

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

Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident. La fonction du récepteur est d'absorber l'énergie solaire concentrée, de transférer la chaleur vers le fluide de transfert et de limiter les pertes thermiques (rayonnement et convection).

L'intensité de la concentration du collecteur est définie par le facteur (ou taux) de concentration (géométrique) « C ». Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte au récepteur (foyer) sera importante.

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

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

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

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

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

Ces caractéristiques principales sont indiquées dans la figure 2.3, [18]:

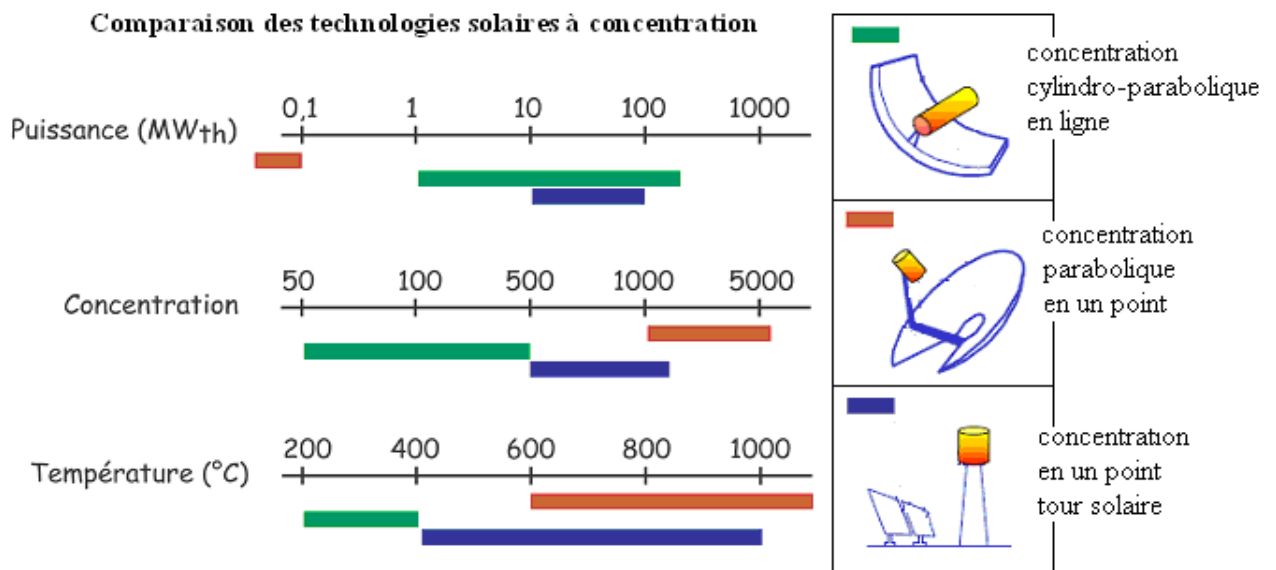


Fig.2.3. Comparaison des technologies solaires à concentration.

II.4 Les cycles thermodynamiques et fluides caloporteurs

II.4.1 Les cycles thermodynamiques

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

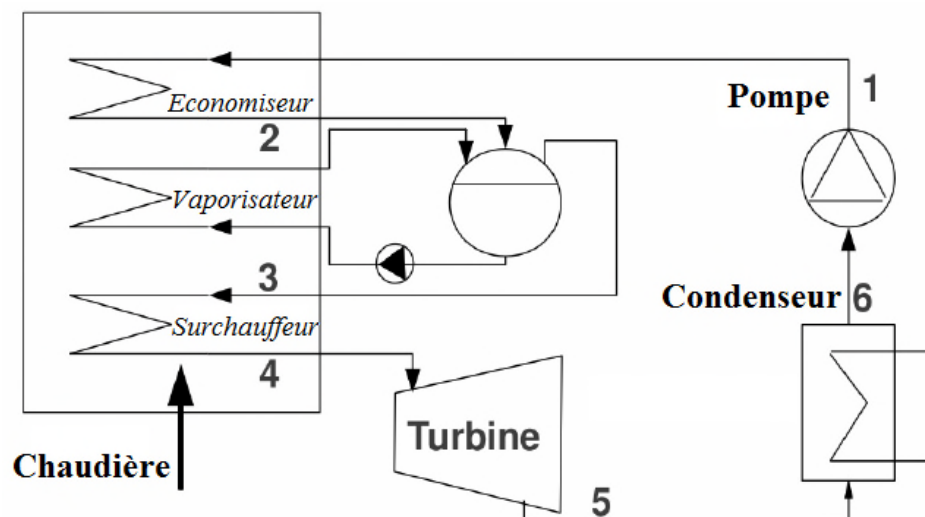


Fig.2.4. Principe de fonctionnement d'un cycle de Rankine

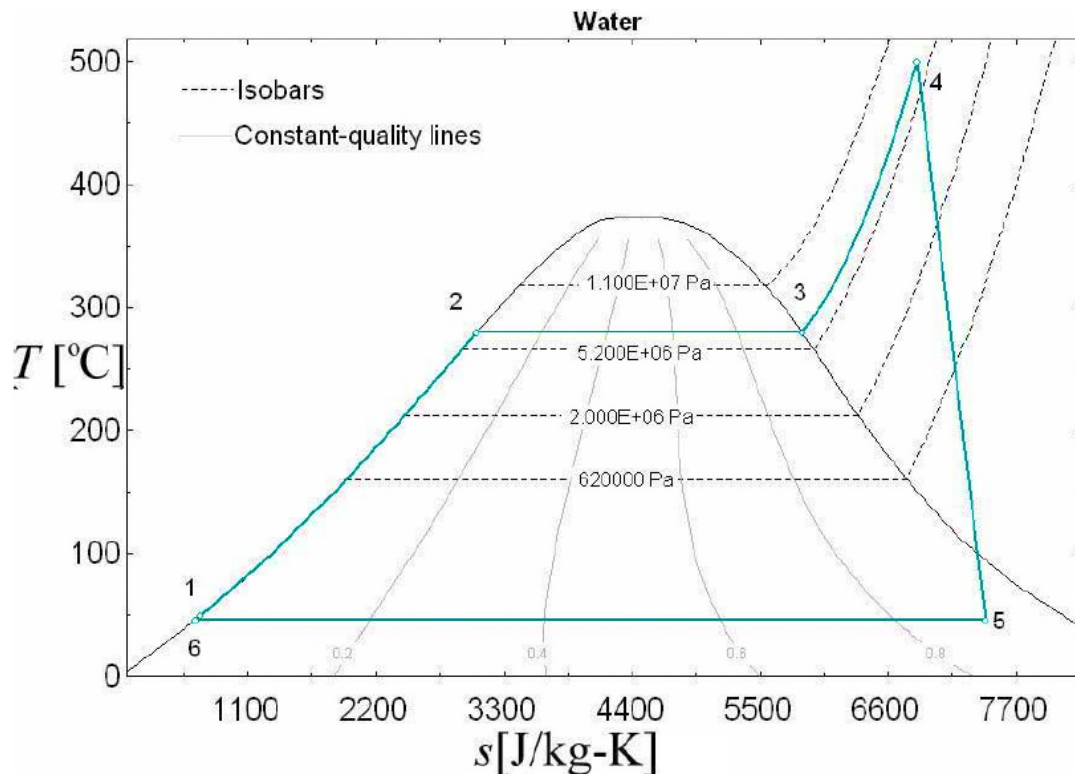


Fig.2.5. Schéma (T-s) du cycle de Rankine

II.4.2 Les fluides caloporteurs

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilité du stockage. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique (on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur), [19]. On distingue comme fluides:

- **Les huiles** qui présentent un bon coefficient d'échange, sont les fluides les plus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques.
- **Les sels fondus**, mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée sont de très bons fluides de stockage.
- **Les fluides organiques (butane, propane, etc.)** qui ont une température d'évaporation basse sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- **L'eau liquide fluide** de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique, est utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.

- **Les gaz (hydrogène ou l'hélium)** sont utilisés comme fluides thermodynamiques et pour entraîner les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.

- **L'air** est utilisé classiquement comme fluide de travail dans une turbine à gaz. L'air peut aussi être utilisé comme caloporteur seulement.

II.5 Les différentes technologies des centrales solaires thermodynamiques

II.5.1 Technologie à concentrateurs paraboliques

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%), [20].

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

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température supérieure à 1000°C. Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus. Les sels fondus ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique.

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

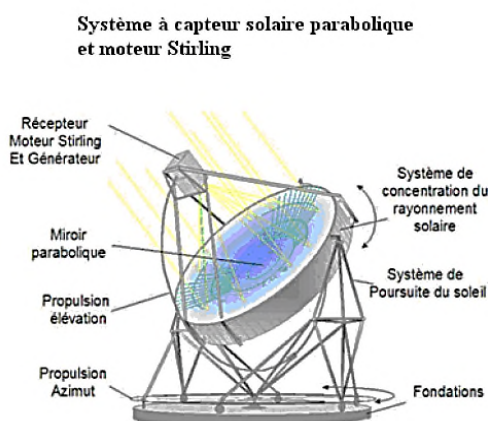
Son principal avantage est sa modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Deux types de cycles peuvent être utilisés en aval du récepteur : le cycle de Stirling ou le cycle de Brayton.

Le cycle Stirling est utilisé dans les « Dish Stirling ». C'est le capteur le plus courant des capteurs paraboliques. Le Dish Stirling suit le soleil et concentre le rayonnement sur un point (foyer) où est placé l'absorbeur de chaleur d'un moteur Stirling. La production d'électricité a lieu directement par le moteur Stirling (relié à une génératrice électrique).

C'est l'Hélium (ou l'hydrogène) qui est principalement utilisé comme fluide caloporteur. Ce gaz est la source chaude du moteur de Stirling. La source froide peut être soit un refroidisseur à eau, soit l'air ambiant.

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

Le rendement global de ce système est de 20 à 25%, pour 50 m² d'interception. (Record de production d'électricité solaire). C'est le concurrent direct des petits champs photovoltaïques de 3 à 30 kW (petites puissances). Dans le cas des cycles de Brayton, une technologie semblable à celle des tours solaires est utilisée : le rayonnement solaire est absorbé par une substance poreuse, qui réchauffe l'air d'alimentation du cycle. Cette méthode offre un rendement énergétique de 40 % [21].



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

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

Parabole
diamètre 8,5 m
surface collectrice 56,7 m²
puissance thermique 55 kW

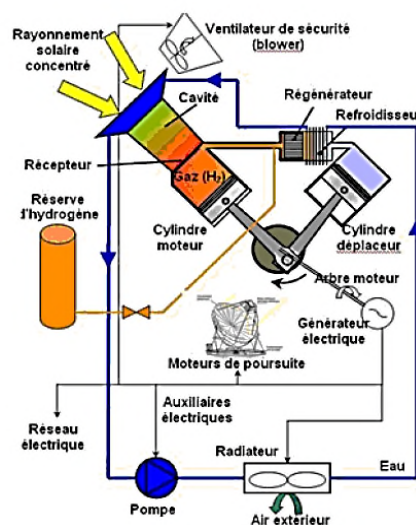
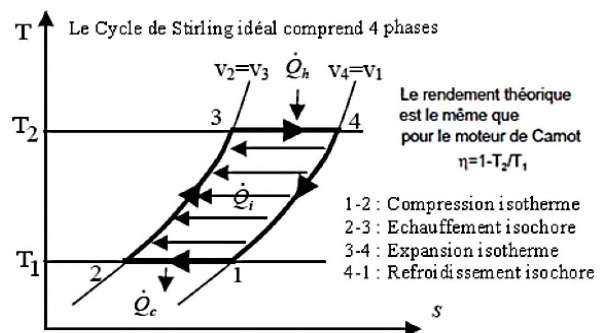


Fig.2.6. Un Dish-Stirling.

II.5.2 Technologie de Réflecteurs linéaires de Fresnel (LFR)

Les réflecteurs de Fresnel linéaires sont assez semblables à la technologie Cylindro-parabolique, car ils sont caractérisés par un récepteur linéaire dans lequel le rayonnement incident est concentré. LFR intègre cependant de longues rangées de miroirs plats qui concentrent la lumière sur un récepteur linéaire, qui est monté sur une tour suspendu au-dessus et le long de réseaux réflecteurs.

Un inconvénient de la technologie LFR est le fait d'être plus récente par rapport à l'enregistrement historique PTC. Mais l'analyse des études et des prototypes développés met en évidence qu'il existe de nombreux avantages par rapport à PTC. En fait, la conception d'un LFR est moins chère qu'un PTC en raison de la nature élastique plate et des miroirs utilisés.

Ne pas considérer ça comme un désavantage, mais un défi, le blocage de la lumière entre les réflecteurs adjacents a besoin d'une solution car elle nécessite plus d'espace entre les miroirs, qui occupe plus de terres, ainsi que la hauteur de la tour réceptrice doit être augmentée, entraînant des coûts supplémentaires.



**Fig. 2.7. Le Puerto Errado - centrale thermique à collecteur de Fresnel
(Murcie, sud de l'Espagne)**

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

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

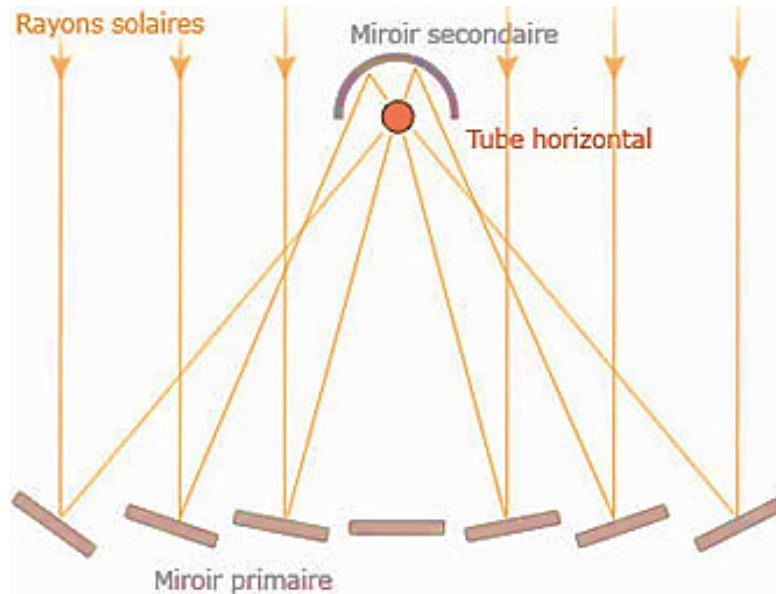


Fig.2.8. Principe de fonctionnement d'un concentrateur à miroirs de Fresnel

La technologie LFR s'adapte aux besoins des centrales électriques, de 50 à 500 MWe (production d'énergie) et de 10 à 50 MWe (stimulation de production et vapeur industrielle). Elle peut être utilisée de 3 différentes manières, [22] :

A. Centrale solaire thermodynamique autonome

La vapeur générée par l'énergie solaire concentrée entraîne les turbines à vapeur pour produire de l'électricité :

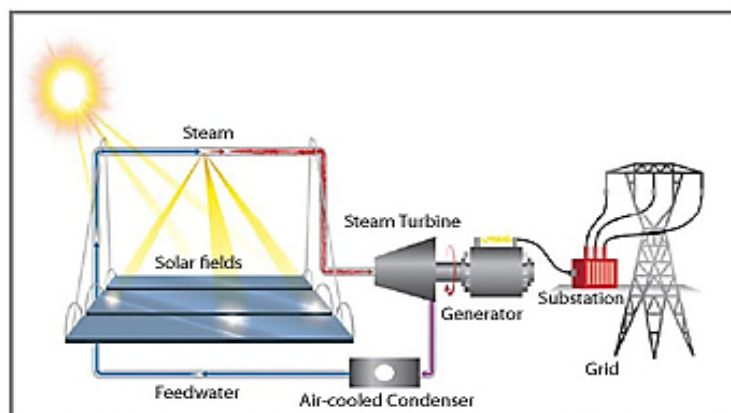


Fig.2.9. Centrale solaire autonome (miroir de fresnel)

B. Augmentation de puissance des centrales conventionnelles

Les générateurs de vapeur solaire augmentent la quantité de vapeur disponible dans les centrales fonctionnant au gaz ou au charbon. Cette vapeur solaire permet aux centrales d'accroître leur production d'électricité pendant les périodes de pointe et de réduire leurs émissions de CO₂. Ce procédé permet aussi d'allonger la durée de vie des centrales à biomasse et géothermiques, Figure 2.10.

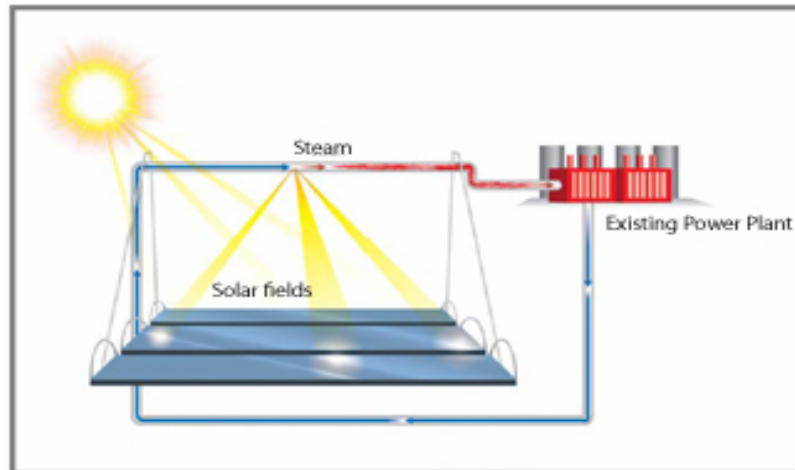


Fig.2.10. Central LFR pour augmentation de puissance de centrales conventionnelles

C. La vapeur industrielle

La vapeur produite peut être directement utilisée dans plusieurs procédés industriels, allant de l'amélioration des performances d'extraction et d'exploitation pétrolière, à la transformation des aliments, en passant par la désalinisation des eaux. Cette technologie s'intègre facilement au sein des systèmes vapeurs existants et des nouvelles centrales.

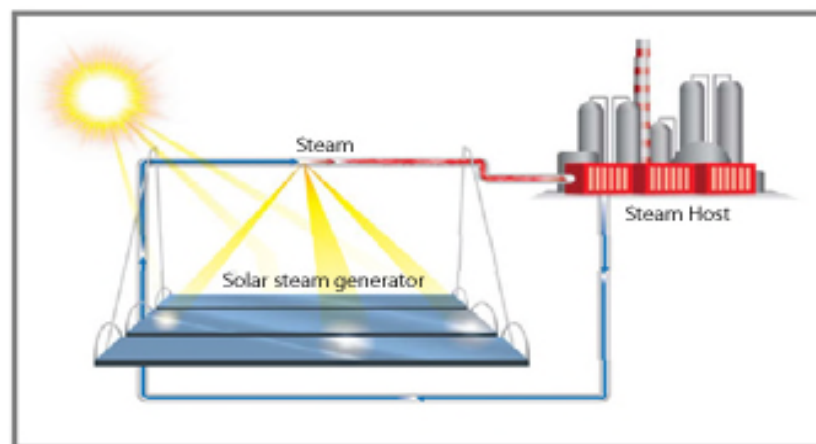


Fig.2.11. Central LFR pour la production de vapeur industrielle.

II.5.3 Technologie à tour (héliostat)

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs plats (plus de 100m²) concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour (de hauteur 80 à 100m). La tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs (la surface exposée est limitée), les pertes thermiques sont donc significativement réduites.

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement (motorisation sur 2 axes) et réfléchit le rayonnement solaire sur la chaudière (récepteur). Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C [23].

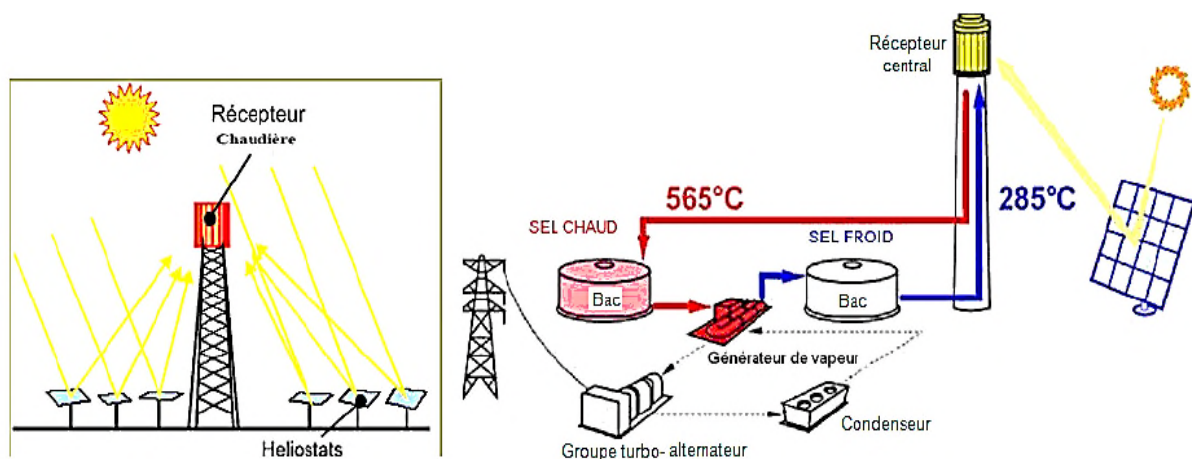


Fig.2.12. Schéma d'une centrale à tour

Caloporteur : sels fondus, eau ou air.

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

Puissance : inférieure à 500 MWth (où th = thermique)

Rendement : 80% sur récepteur, 50% sur turbine.

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

Ce système de centrale permet un rendement récepteur (énergétique solaire/chaleur) de 80%, un rendement turbine de 50% et un rendement annuel solaire-électrique de 25% [24].

II.5.3.1 Le four solaire

Ces concentrateurs à haute température (héliostats) peuvent servir de fours solaires. Le principe est la concentration du rayonnement mais avec un facteur multiplicateur beaucoup plus grand que celui des tours solaires. Ils concentrent l'énergie solaire sur un four placé en haut d'une tour, et permet d'atteindre 1000 fois la puissance reçue au sol. On peut alors obtenir des températures allant jusqu'à 4000 °C.

Grâce à de tels fours, il est possible de mener des recherches qui, nécessitant des températures élevées (étude des propriétés mécaniques et électriques des matériaux, la préparation d'oxydes réfractaires de grande pureté, reconstitution de l'entrée d'objets dans l'atmosphère, etc.). On mène des travaux de ce type au four solaire d'Odeillo, dans les Pyrénées-Orientales. À Mont-Louis, non loin de là, un ancien four expérimental sert aujourd'hui à des démonstrations pédagogiques et à la cuisson de céramiques.

II.5.3.2 Cycles combinés

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

Le principe d'un cycle combiné consiste à faire fonctionner en cascade une ou plusieurs turbines à gaz, suivies d'une centrale à vapeur.

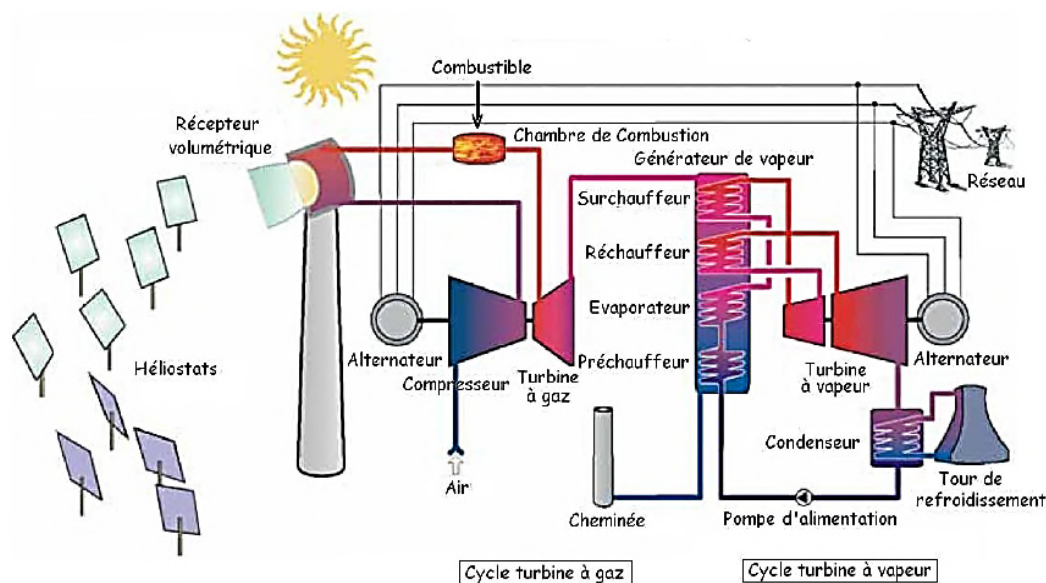


Fig.2.13. Schéma d'un cycle combiné (Central à tour)

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

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

II.5.4 Technologie à capteur cylindro-parabolique

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur (génération de vapeur) et le système de génération électrique :

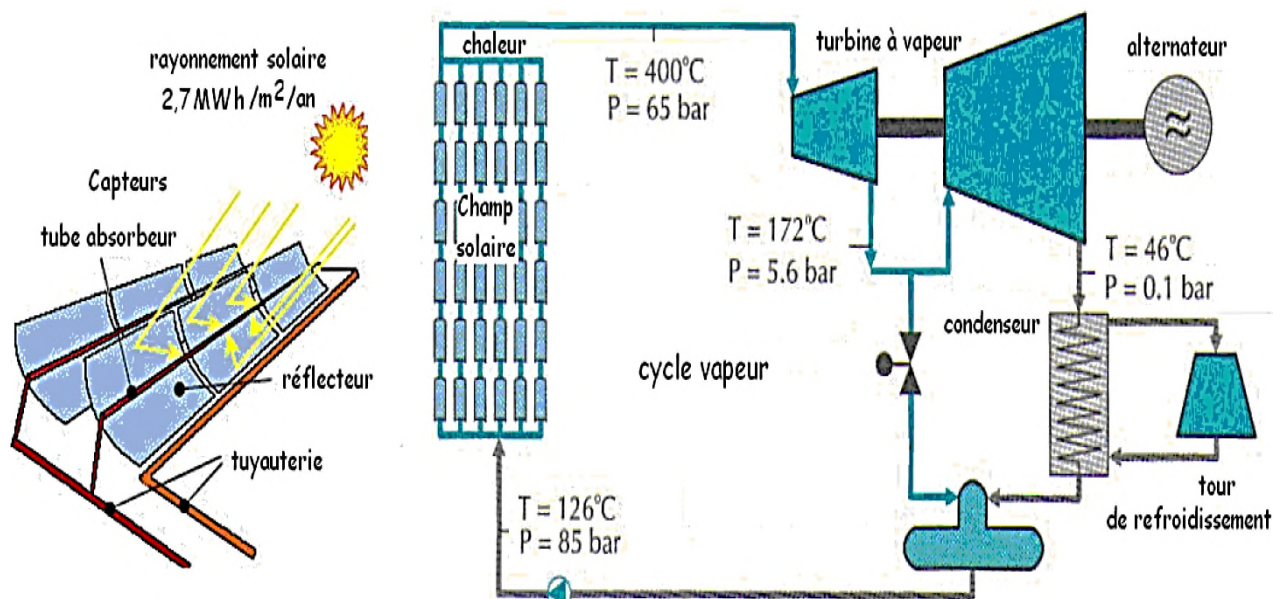


Fig.2.14. Schéma d'une centrale cylindro-parabolique

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

Les collecteurs (capteurs) cylindro-paraboliques sont de longs miroirs (composés de verre pauvre en fer recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit

spécial de protection) cylindriques qui concentrent les rayons sur une ligne (tube absorbant) et qui permet d'élever sa température jusqu'à 500°C.

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

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

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

II.6 Le stockage de l'énergie solaire

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

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

L'avantage avec le solaire à concentration thermodynamique est que la chaleur peut être stockée dans des sels fondus (il est plus facile de stocker de la chaleur que de l'électricité). Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique (2,4 joule/°C.cm³, à comparer aux 4,18 de l'eau).

D'où la nécessité d'intégrer dans le système de génération de puissance un dispositif lui permettant de fonctionner pendant la nuit et pendant les heures d'ensoleillement insuffisant. Dans le cas d'une centrale purement solaire, une production de l'énergie thermique par anticipation obtenue par un procédé de stockage thermique par sels fondus est susceptible

d'assurer une meilleure exploitation de la centrale et cela en l'alimentant en chaleur même durant les périodes de pannes solaires.

Le système de stockage à sel fendu peut être configuré de deux manières [23]:

II.6.1 Système à un seul réservoir

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

II.6.2 Système à deux réservoirs

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

La présence d'un système de stockage améliore ainsi les performances du champ solaire, pendant les périodes de faible ensoleillement, car il se comporte comme un amortisseur thermique et évite ainsi le retour des perturbations qui affectent la température à la sortie du champ, [24].

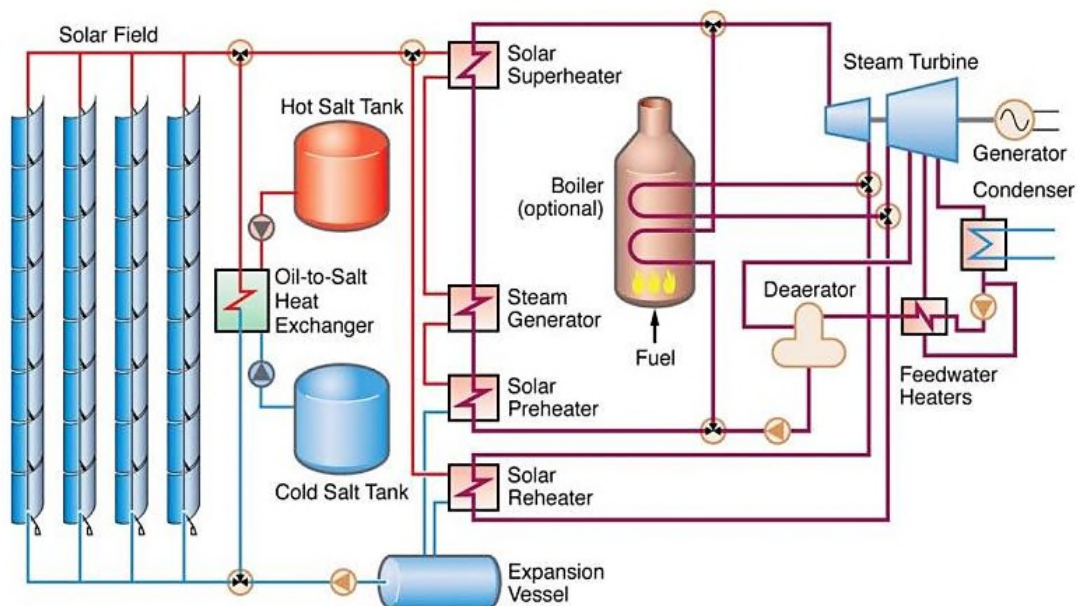


Fig.2.15. Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage

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

Par exemple l'accumulateur installé sur la plateforme solaire d'Almeria en Espagne est un accumulateur à sel de nitrate constitué de plusieurs couches de graphite et de matériaux caractérisés par un changement de phase qui permettent un stockage thermique par chaleur latente. Il délivre une puissance de 100 kW avec des températures de vapeur d'eau dépassant les 200 °C. Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à 90 %, [25].

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

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

II.7 Centrale solaire hybride

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

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

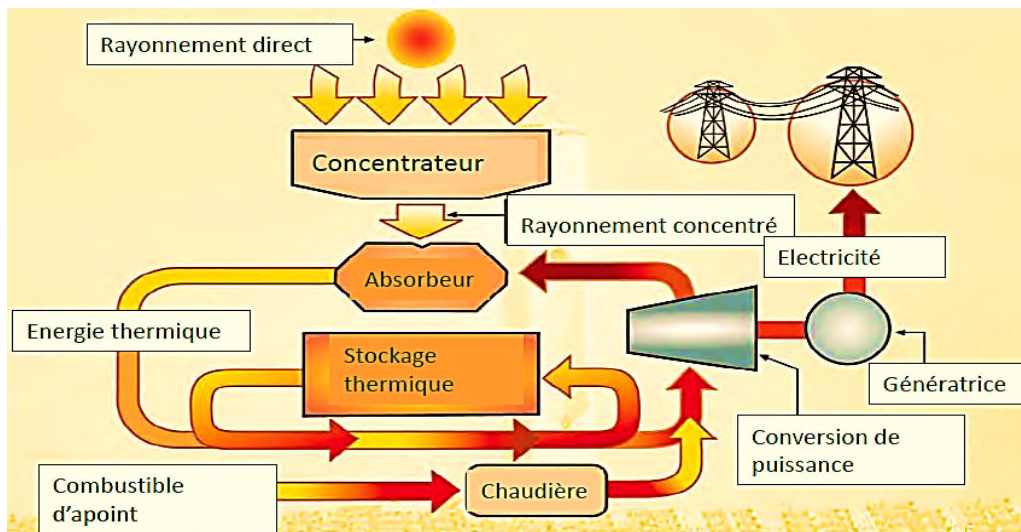


Fig.2.16. Schéma principe d'une centrale hybride, [25]

Un autre concept consiste à placer le brûleur en série sur le circuit primaire de façon à élever la température du fluide caloporteur par un apport complémentaire de chaleur à très haute température issu de la combustion, [26].

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

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

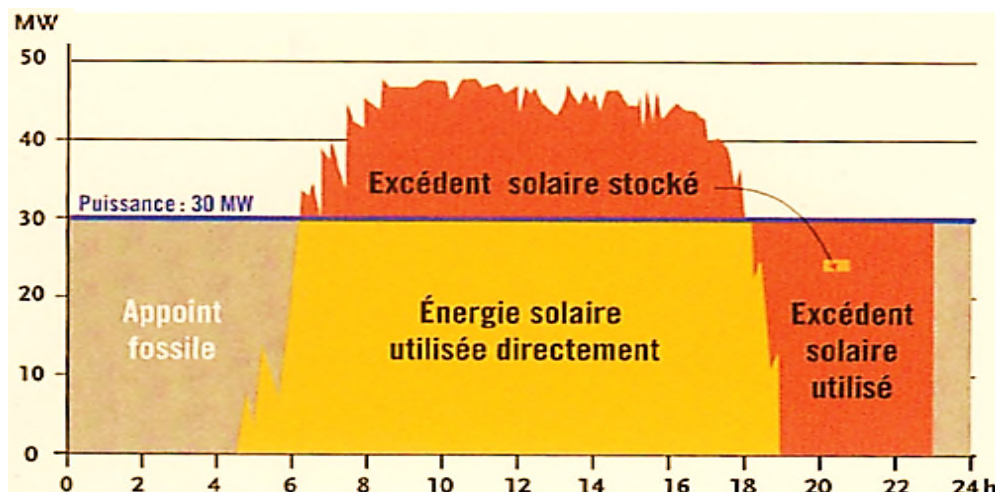


Fig.2.17. Solaire concentré avec stockage et hybridation, [24]

CONCLUSION

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

Les centrales solaires ont donc un faible rendement net, environ 15 %, en comparaison des autres centrales existantes : centrales thermiques, entre 38 et 55% et centrales nucléaires, environ 33%. Du fait de ce faible rendement, les centrales solaires sont installées dans des zones dites favorables, c'est à-dire des zones de climat sec avec un ensoleillement fort (supérieur à 2000 kWh/m²/an) et long (durée supérieure à 3000 heures par an).

La filière thermodynamique à concentration demeure toutefois réservée aux pays sans nuage et devrait être compétitive économiquement face aux énergies fossiles d'ici 10 à 15 ans. La durée de vie d'une installation est estimée entre 25 et 40 ans [27].

III.1 INTRODUCTION

La centrale hybride à intégration solaire « **ISCC** » d'une puissance de 150MW, intègre un cycle de génération de puissance solaire à un cycle combiné classique. Ce dernier comprend deux tranches, chacune intégrant une turbine à gaz de puissance nominale de 45MW fournie par SIEMENS et d'une chaudière de récupération à postcombustion construite par TBW (Thermax Babcock et Wilcox). Une seule turbine à vapeur, d'une puissance nominale de 80MW, fait partie du cycle fermé. Un aérocondenseur permet la condensation de la vapeur saturé issue de l'échappement de la turbine à vapeur.

La partie de génération de puissance solaire comporte deux champs solaires contenant chacun 224 concentrateurs cylindro-paraboliques organisés en boucle, le fluide caloporteur qui circule dans les tubes capteurs posés au point focale, est une huile dont la dénomination commerciale est « THERMINOL ». Le nom commun utilisé pour ce fluide est 'HTF' pour « Heat Transfert Fluide ». Ce fluide, circulant sous l'action d'une pompe, dont la vitesse est variable, est acheminé vers une série d'échangeurs à calandre qui font partie de ce qu'on appelle « **GVS** » (Générateur de Vapeur Solaire). Le gain de température à travers les champs solaires est de 100°C et la température maximale est de 390 °C et ce pour des considérations pratiques liées aux propriétés du fluide caloporteur.

Le cycle solaire est greffé sur chaque chaudière ce qui constitue l'intégration. L'alimentation en eau du GVS se fait par des pompes alimentaires de chaque chaudière, et la vapeur produite est injectée au niveau de l'entrée du surchauffeur primaire de chaque chaudière de récupération.

La postcombustion permet de compenser la perte de la puissance générée par la partie solaire durant la nuit ou les périodes d'indisponibilité de l'ensoleillement.

La figure (3.1) résume la totalité du cycle avec quelques données sur le processus.

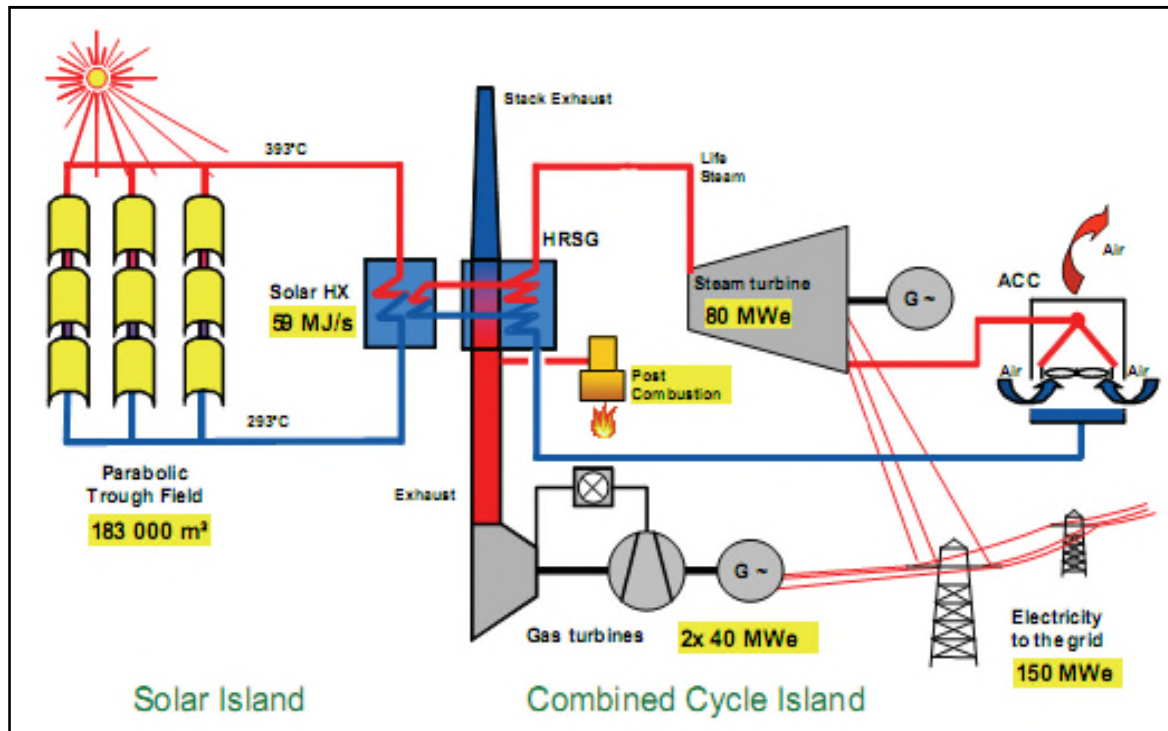


Fig.3.1. Schéma de fonctionnement de la centrale ISCC de Hassi R'Mel

III.2 La description du projet

La centrale est constituée d'un champ (ensemble) de miroirs solaires intégrés à un cycle combiné, utilisant le rayonnement solaire et le gaz naturel de Hassi R'Mel.

La production d'électricité prévue à la centrale électrique Hybride Solaire-gaz est d'une capacité de 200 MW soit 1769600 MWh/an.

- Cycle combiné : 19 460 MW/an.
- Cycle solaire : 57 500 MW/an.
- h/an = 3,25% du total produit.

La centrale hybride à cycle combiné utilisera les matières suivantes :

- Le rayonnement solaire comme énergie primaire.
- Les miroirs solaires de type cylindro-paraboliques en provenance d'Allemagne.
- Le gaz propre produit à Hassi R'Mel.
- L'eau issue de la station d'épuration de la ville de Hassi R'Mel.
- Le réseau électrique haute tension disponible à Hassi R'Mel.

III.3 Motifs du choix de site de Hassi R'Mel

Outre l'ensoleillement et le potentiel solaire de la région de Hassi R'Mel, le site choisi pour la réalisation du projet, répond à un ensemble de critères dont nous citons :

- Le site fait partie intégrante du périmètre de sécurité défini comme une limite juridico-administrative à l'approche d'unités industrielles qui pourraient être incompatibles avec le champ gazier de Hassi R'Mel.
- La morphologie du terrain choisi pratiquement plat bien adapté pour y installer un champ solaire convenable.
- La disponibilité d'un important gisement de gaz naturel propre
- La proximité du réseau électrique (accès à la 220 KV, à 6km environ).
- La disponibilité d'un débit d'eau suffisant pour la réfrigération grâce à l'accès à l'eau épurée issue de la station d'épuration des eaux usées de la ville de Hassi R'Mel (environ 3000 m³/j sont épurées).
- Infrastructures disponibles : routières et aérienne :
 - Routières : La Route Nationale N°1 menant au lieu de la wilaya de Laghouat.
 - Aérienne : l'Aéroport de Hassi R'Mel est à environ 5 km.
- La proximité des centres importants de consommation de l'électricité, le champ gazier de Hassi R'Mel constituant un pôle de distribution d'énergie d'importance nationale et internationale.

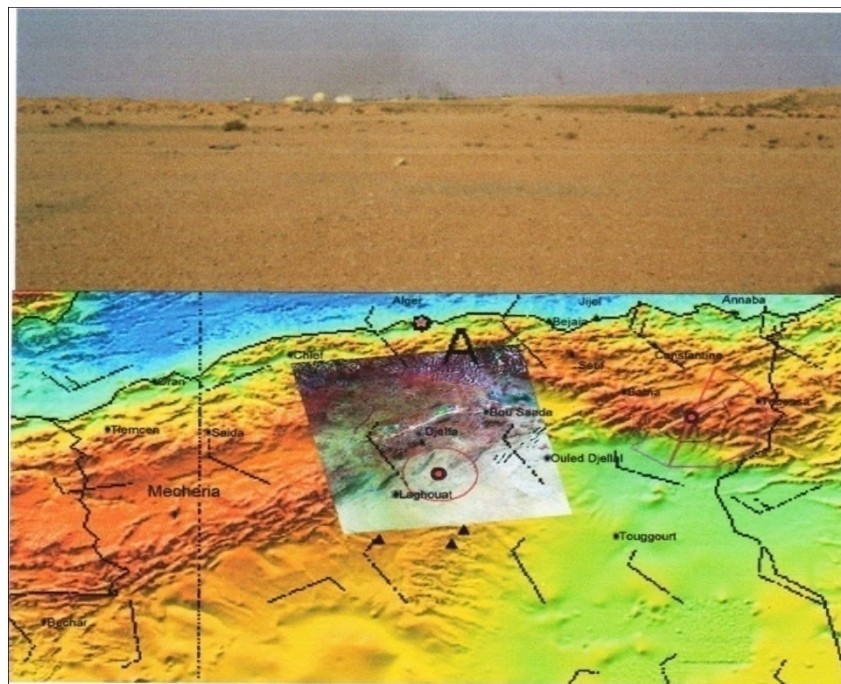


Fig.3.2. Localisation géographique de la centrale

III.4 Description des principaux composants de la centrale

La centrale hybride se compose des éléments principaux suivants :

III.4.1 Station de traitement d'eau

Il existe une station de traitement des eaux usées, issues de la STEP (60%) de SONATRACH composée de trois processus :

- **1^{er} processus : filtration** de l'eau. Eau destinée à alimenter un bac ,utilisé pour l'anti-incendie et l'eau de service.
- **2^{ème} processus : traitement basé sur le procédé osmose inverse**. Eau destinée au lavage des miroirs solaires.
- **3^{ème} processus : Déminéralisation** de l'eau. Eau destinée à l'alimentation du circuit eau-vapeur.

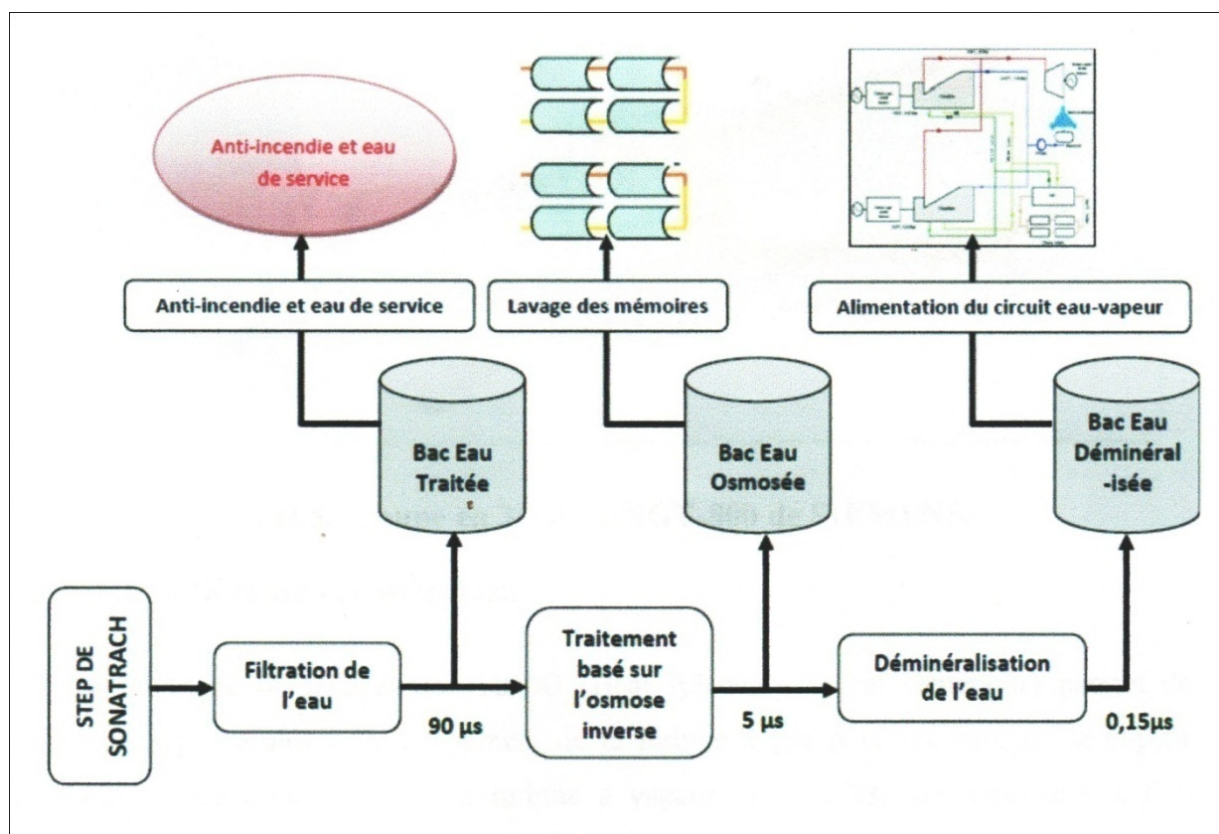


Fig.3.3. Schéma du processus du traitement d'eau

III.4.2 La turbine à gaz

C'est une turbine à gaz de construction **SIEMENS** de type **STG800**. La turbine est couplée à un alternateur d'une puissance nominale de 40 MW 11.5KV et refroidi à l'air .

L'air à l'admission du compresseur (composé de 19 étages), passe par un Chiller (échangeur à eau glacée) pour se rapprocher des conditions ISO à l'entrée du compresseur (15°C; 1,013 bar; humidité 60%) afin de maintenir le rendement de la turbine dans les conditions extrêmes.

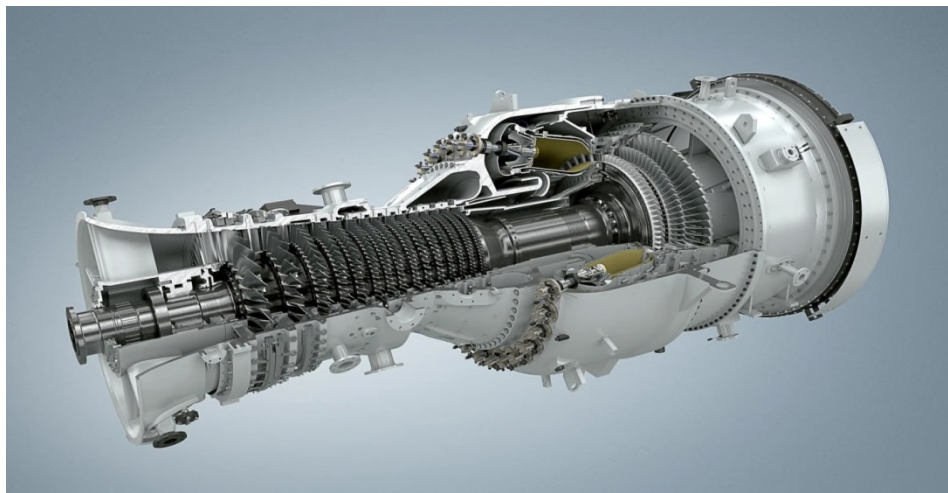


Fig.3.4. Image de la turbine à gaz STG800 de SIEMENS

III.4.3 Les chaudières de récupération [28]

Les deux chaudières de récupération de la centrale sont de type horizontal et permettent la production d'une vapeur surchauffée à une température de 560°C et 80 bar de pression.

Le type d'échange entre le chemin de fumées et le sens de circulation de l'eau s'apparente à un échange contrecourant, les deux circulant dans des sens opposés.

Tout au long du chemin, des fumées sont disposés d'une série d'échangeurs, qui permettent de porter l'eau au niveau d'enthalpie permis, selon l'énergie disponible au point d'installation de l'échangeur. Afin de permettre d'absorber les aléas de production, un réservoir assure l'alimentation de la chaudière, et un autre assure une réserve d'eau pour l'évaporation.

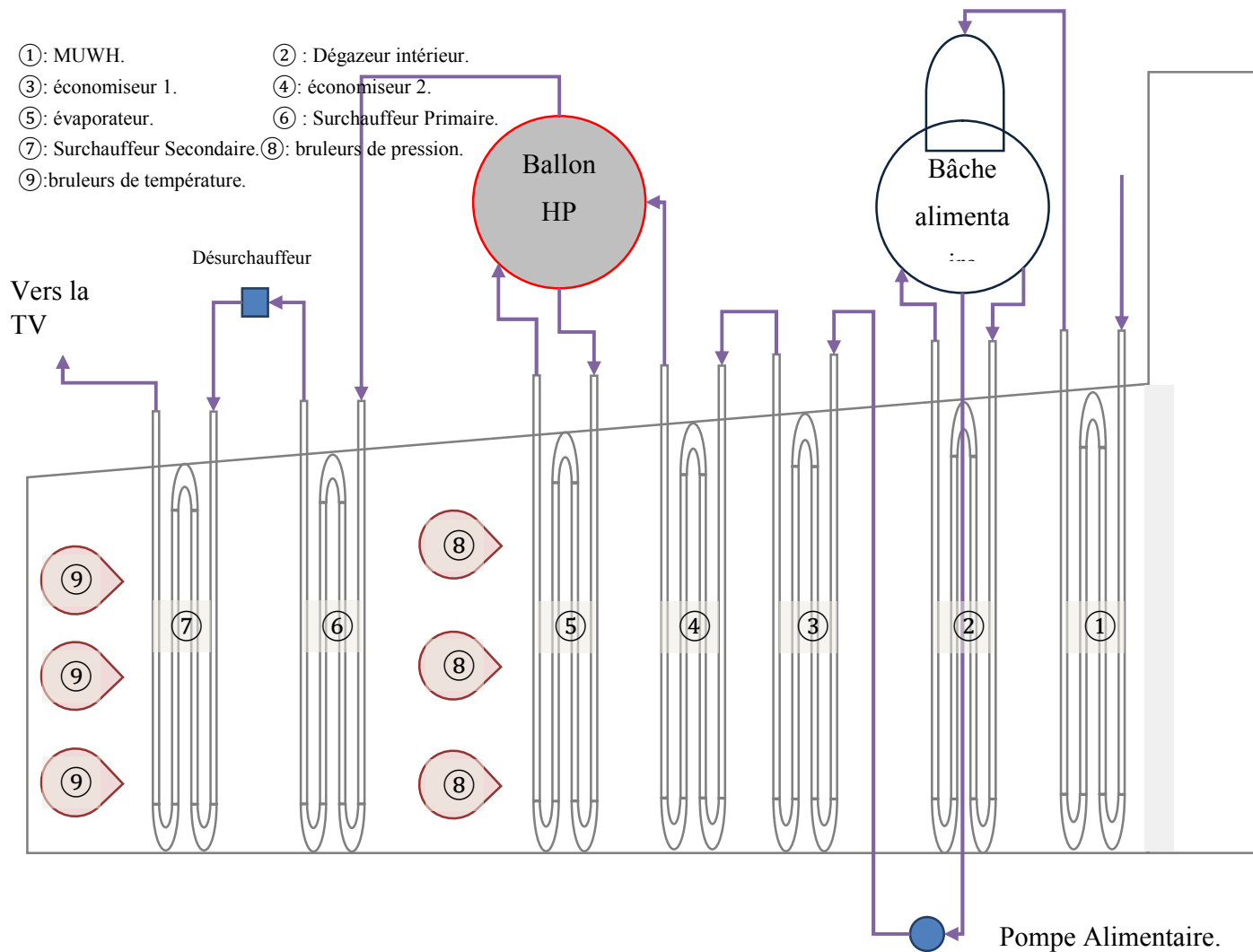


Fig.3.5. Schéma descriptif de la chaudière de récupération

La chaudière se divise en termes de pression en une partie basse, et une autre, haute pression, dont la description des éléments constitutants est la suivante :

A. PARTIE LP (basse pression de l'eau)

A.1 Préchauffeur d'eau alimentaire (MUWH)

Son rôle est complexe, d'une part la température des gaz d'échappement ne doit pas être inférieure à 100°C pour éviter la condensation des sulfure ou acide sulfurique sur les échangeurs, d'autre part moins la température des gaz d'échappement est élevée plus le rendement de la chaudière est grand.

Cet échangeur permet la récupération d'un maximum de chaleur pour prés-chauffer l'eau qui viens du système de condensation.

A.2 Bâche alimentaire ou ballon LP

Permet le dégazage de l'eau à travers un dégazeur mécanique dans lequel l'eau qui arrive par le haut en suivant sa course vers le bas se heurte à une vapeur qui est injecté vers le haut, le contact est violent et permet de réduire la tailles des gouttelettes d'eau préalablement pulvérisée à travers des chicanes provoquant ainsi la libération des gaz dissouts dans l'eau (principalement O_2 et N_2). Un échangeur thermique attaché au ballon permet la production de la vapeur nécessaire au processus de dégazage mécanique mais également permet un dégazage thermique en faisant évaporer l'eau. Ce ballon permet ainsi de constituer une réserve d'eau à une température adéquate et exempte de gaz afin qu'une pompe puisse augmenter la pression à un niveau qui permettrait sa circulation à travers les échangeurs vers le ballon HP.

B. PARTIE HP (haute pression de l'eau)

B.1 La pompe alimentaire

Elle aspire l'eau de la bâche alimentaire et la refoule à une pression suffisante pour vaincre les pertes de charge et la pression du ballon HP. L'eau ainsi traverse les parties qui suivent.

B.2 Les économiseurs (1 & 2)

Ils permettent, comme leurs noms l'inspire, d'extirper le maximum de l'énergie thermique des gaz d'échappement avant de les envoyer vers la cheminée. L'eau qui y circule est au-dessus du niveau de pression du ballon HP.

B.3 Ballon HP & l'évaporateur

Permet de constituer une réserve d'eau à une température proche de la saturation pour permettre une évaporation plus facile dans l'échangeur qui y est attaché, à savoir l'évaporateur. La vapeur produite par ce dernier traverse des filtres cyclones qui séparent la vapeur des gouttes d'eau qui redescendent vers le niveau d'eau par différence de densité. La vapeur sortante du ballon HP, est conduite à travers un collecteur vers l'échangeur suivant. Durant les phases de production de vapeur solaire, cette dernière est également conduite au même collecteur où elle se mélange à celle produite dans le Ballon HP.[29]

B.4 Les bruleurs de débit (ou bruleurs de pression)

Les bruleurs de débit ont essentiellement le rôle de compenser la perte de production de vapeur solaire pendant la nuit, et ce afin de garder la turbine à vapeur à une puissance stable & constante de 80MW.

Ces brûleurs au nombre de 6 disposés en paires sur 3 étages sont directement placés avant l'évaporateur du ballon HP dans le même sens des fumées

B.5 Les surchauffeurs (primaire & secondaire)

La partie surchauffeur se divise en deux parties : Primaire (HP PSH) est secondaire (HP SSH), qui assurent la même fonction, à savoir la surchauffe de la vapeur.

Les deux échangeurs sont séparés par une partie qui assure la désurchauffe de la vapeur en cas de besoins.

B.6 Les brûleurs de température

Ces brûleurs assurent le maintien de la température de la vapeur à une valeur stable malgré les variations de débit ou de température qui peuvent survenir lors de certaines situations transitoires (Exemple : démarrage ; perte au début ou arrêt de production de vapeur solaire, démarrage des machines... etc). Ils sont au nombre de trois disposés sur trois étages.

III.4.4 La turbine à vapeur

La turbine à vapeur de construction **Siemens** de type **SST-900**, a un seul corps HP. La condensation de la vapeur se fait par des aérocondenseurs. La turbine entraîne un alternateur de puissance nominale de 80MW, 11,5 KV et refroidi à l'air. (Fig.3.6)

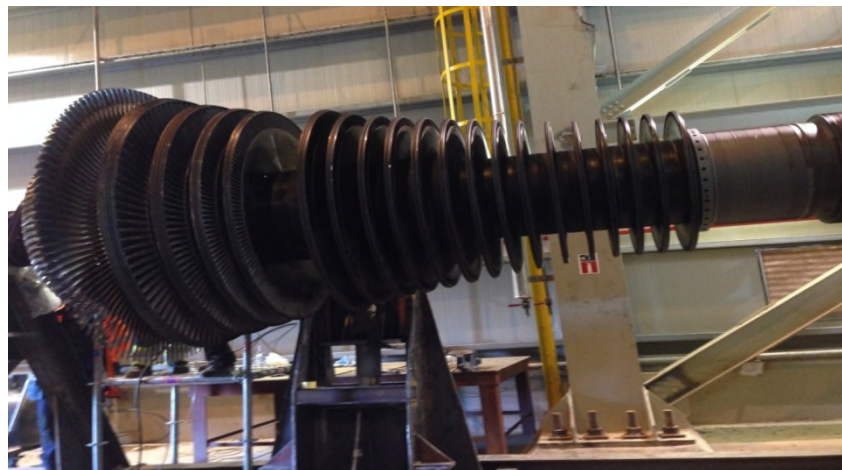


Fig.3.6. Photo de la turbine à vapeur SST-900 de SIEMENS

III.4.5 Les aérocondenseurs [30]

L'aérocondenseur est composé de six échangeurs à air (Fig.3.7), disposés en forme de V renversé, à travers lesquels l'air ambiant est soufflé par 15 ventilateurs. L'eau condensée

récupérée dans un réservoir de condensat. Ces condensats sont réinjectés dans les chaudières de récupération.



Fig.3.7. Photo des aérocondenseurs

III.4.6 Le champ solaire

La centrale est composée de deux champs solaires de type cylindro-parabolique, un au nord du site et l'autre au sud avec une surface d'ouverture des miroirs de 183120 m², et une prise au sol de plus de 600000 m², la surface totale de la centrale est de 150 Hectares. Les deux champs solaires (nord-sud) comportent :

- 56 boucles dans une disposition centralisée;
- Une boucle comporte 4 capteurs connectés en série;
- Un capteur comporte 12 modules disposés en série;
- 2688 modules où un module comporte 28 miroirs cintrés.

Le capteur cylindro-parabolique (CCP) est constitué d'un réflecteur, un miroir cylindro-parabolique avec suivi solaire qui reflète l'irradiation solaire directe en la concentrant sur un récepteur, un tube absorbant linéaire situé dans le foyer de la parabole. Grâce à la forme parabolique du récepteur, la concentration dans le foyer pour le capteur utilisé est de 30 à 100 fois l'intensité normale. L'irradiation solaire concentrée produit le réchauffement du fluide qui circule à l'intérieur du tube récepteur. De cette manière, l'irradiation solaire directe se transforme en énergie thermique sous forme de chaleur sensible du fluide qui circule dans le récepteur.

La concentration optique est telle que seule l'irradiation solaire directe est utilisable par le capteur et de plus, elle nécessite que le capteur suive en permanence le soleil tout au long de la journée.

Sur les Figures 3.8 & 3.9, il est possible de voir respectivement la photo d'un capteur cylindro-parabolique et le schéma d'un prototype de capteur cylindro-parabolique à 4 modules.

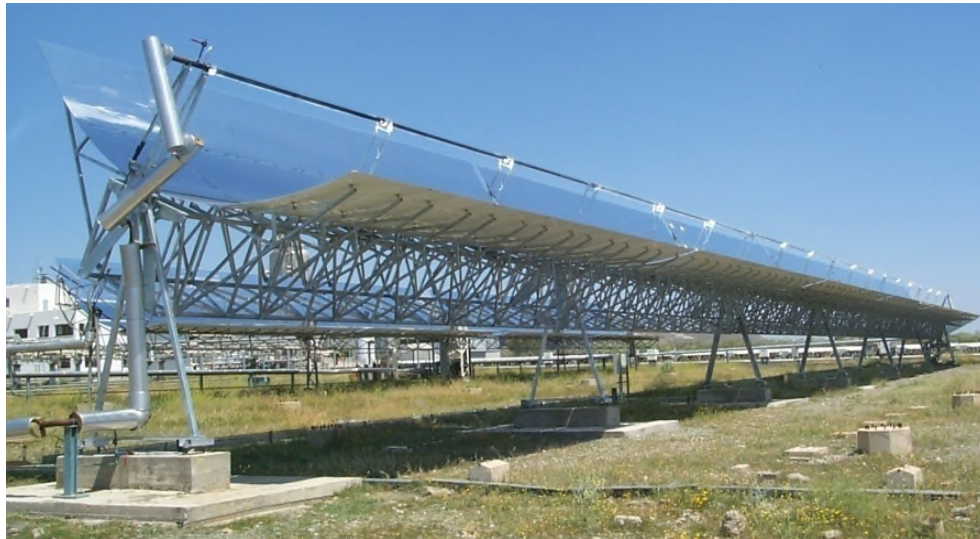


Fig.3.8. Photo d'un capteur cylindro-parabolique

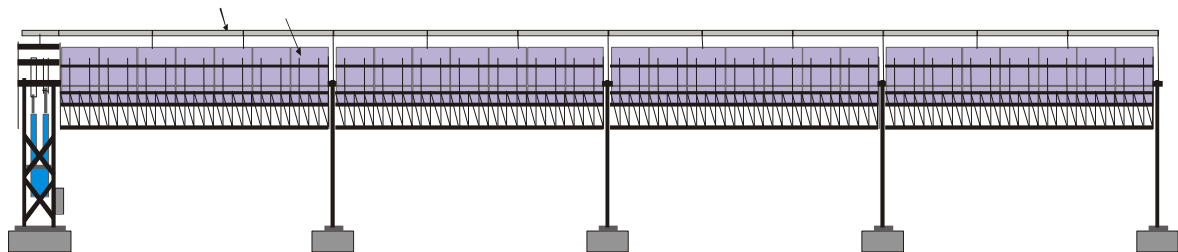


Fig.3.9. Prototype du capteur cylindro-parabolique à 4 modules

III.4.6.1 La configuration du champ de capteurs

Sur la figure 3.10, il est possible d'observer l'une des 56 boucles qui composent l'îlot solaire. Comme mentionné précédemment, la boucle est constituée de 4 capteurs reliés entre eux en série, formant un U, avec deux files de deux capteurs parallèles, mais connectés en série. Chaque boucle est connectée à la canalisation collectrice chaude et à la canalisation collectrice froide. L'huile thermique est introduite dans la boucle à travers la connexion de la

canalisation froide, puis elle circule dans chacun des capteurs jusqu'à la fin de la boucle, pour enfin sortir du dernier capteur par la canalisation collectrice chaude.

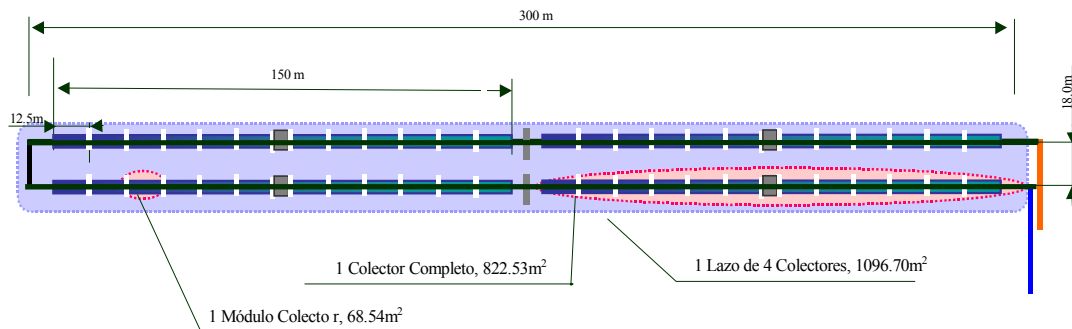


Fig.3.10. Schéma d'une boucle complète

L'îlot solaire est divisé en deux parties principales comme illustré sur la figure **Fig.3.10**. Dans chaque partie, la configuration choisie est celle d'une alimentation centrale qui permet d'équilibrer les chutes de pression et d'obtenir le même débit du fluide dans chaque file. De plus, cela réduit la longueur des canalisations et facilite les tâches de maintenance de l'îlot solaire (nettoyage, réparation, etc.), puisque tous les files sont accessibles en véhicule, sans avoir besoin d'enterrer aucune canalisation.

A. Tubes récepteurs solaires

Comme solution technologique, des tubes absorbeurs sensibles ont été proposés, car les températures de travail sont supérieures à 350°C. Avec le tube sous vide, les pertes thermiques par conduction et convection sont réduites.

Le tube absorbant en question, est installé, grâce à une partie de la structure, dans le foyer du CCP (Concentrateur Cylindro-Parabolique), et son rôle est de convertir la lumière solaire concentrée en énergie thermique dans le fluide caloporteur. C'est l'un des éléments fondamentaux de tout CCP, puisque c'est de lui que dépend en grande partie le rendement global du capteur. Le tube absorbant est constitué de deux tubes concentriques : un tube intérieur métallique, dans lequel circule le fluide à réchauffer, et un tube extérieur en verre. (Fig.3.11)

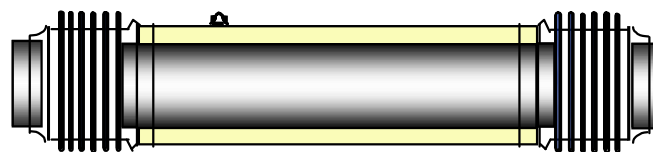


Fig.3.11. Schéma d'un tube absorbant typique d'un capteur cylindro-parabolique

Le tube métallique est en acier au carbone, et il est recouvert d'une peinture sélective d'une grande absorption, supérieure à 95% ,et d'un pouvoir émissif du spectre infrarouge inférieur à 12%, produisant ainsi un rendement thermique élevé.

Le tube en verre subira un traitement antireflet en surface, pour augmenter sa transmissivité et le rendement optique du capteur.

Les dimensions des tubes absorbeurs sont 4,06 m de long, 0,065 m de diamètre intérieur et 0,07 m de diamètre extérieur.

B. Fluide caloporteur

Quant à l'huile qui doit être utilisée comme fluide de transfert de chaleur sur l'îlot solaire, elle doit satisfaire les conditions suivantes :

- Pouvoir travailler à des températures proches des 400°C à la sortie de l'îlot solaire.
- Avoir une bonne stabilité thermique et un coût raisonable.

III.4.7 Générateur de vapeur solaire (GVS)

Le GVS, nommé aussi la chaudière solaire, est un train d'échangeurs de chaleur huile (HTF)-(eau/vapeur); composé de :

- Un économiseur
- Un ballon & un évaporateur
- Un surchauffeur

L'huile HTF (Heat Transfer Fluid), chauffée à une température de 393°C, grâce aux champs solaires, est acheminée vers le GVS où elle échange de la chaleur avec de l'eau déminéralisée provenant des deux premiers économiseurs des chaudières de récupération. Cet échange thermique permet de produire de la vapeur surchauffée par le passage de l'eau dans l'économiseur, l'évaporateur puis le surchauffeur. La vapeur ainsi produite par le GVS est injectée dans les surchauffeurs HP des deux chaudières de récupération. Dans le cas où le champ solaire est hors fonctionnement, l'huile HTF circule à travers une chaudière auxiliaire pour éviter le phénomène de cristallisation (maintenir sa température au dessus de 12°C).

Le volume de l'espace non occupé par l'huile à chaque instant doit être rempli par de l'azote inerte.

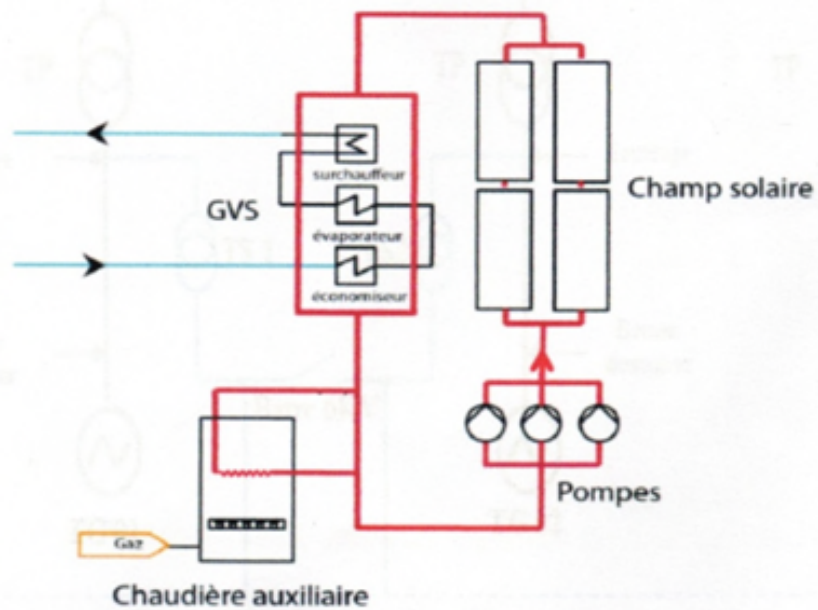


Fig.3.12. Circuit d'huile HTF

III.4.8 Système HTF

Le système HTF est composé d'une série d'éléments en charge de la distribution et de l'évacuation de l'huile thermique à travers le champ de capteurs cylindro-paraboliques. Il s'agit de la canalisation collectrice froide et de la canalisation collectrice chaude. D'un autre côté, les tubes qui relient les capteurs les uns aux autres, et les tubes qui les relient aux canalisations collectrices font aussi partie du système HTF. Cette partie du système HTF correspond à l'Îlot solaire.

De plus, à l'intérieur du système HTF se trouve un système de réservoirs pour l'huile thermique, un réservoir d'expansion et deux réservoirs de débordement, chargés d'absorber les dilatations produites par le fluide thermique à cause de l'augmentation de sa température. Cette partie du système HTF est appelée système de stockage de l'huile thermique.

A. Le fonctionnement basique de l'huile thermique à travers l'Îlot solaire :

- Lorsque l'irradiation solaire directe commence, et dès que celle-ci atteint une valeur minimale appelée niveau du seuil d'irradiation, les pompes à impulsion commencent à faire circuler l'huile à travers le champ avec un petit débit initial, mais suffisant pour qu'il existe des turbulences dans les tubes absorbeurs. De cette

manière, l'huile va parcourir l'îlot solaire et petit à petit monter en température à la sortie.

- Quand la température de l'huile à la sortie de l'îlot solaire atteint 393 °C avec le débit minimal défini, le transfert de l'énergie thermique de l'huile en provenance de l'îlot solaire commence dans l'échangeur HTF - eau.
- Ainsi, tout au long de la journée, le débit d'huile variera, entre une valeur minimale et une valeur maximale, en fonction de l'énergie thermique qui peut être captée sur l'îlot solaire à tout moment. En tenant compte que la température de sortie de l'huile de l'îlot solaire doit être à 393°C.
- Lorsque le crépuscule approche et que l'irradiation directe normale baissent, le débit d'huile diminue jusqu'à atteindre la valeur minimale.
- Une fois que l'énergie thermique se trouvant dans le champ des capteur ne permet plus d'obtenir une température de sortie d'huile à 393°C, la circulation est interrompue.

B. Le fonctionnement du système de stockage tout au long d'une journée solaire

- Au début de la journée solaire, les réservoirs sont remplis d'huile à 5% de leur capacité, avec les vannes d'entrée et de sortie des réservoirs et des réservoirs de débordement fermées.
- A mesure que l'irradiation augmente, la température de l'huile augmente jusqu'à 393°C. Ainsi, l'huile se répand dans le réservoir d'expansion.

Une fois atteint les 50% de la capacité du réservoir d'expansion, les vannes s'ouvrent en maintenant le niveau à 50%, et en remplissant les réservoirs.

Au fur et à mesure que l'azote est comprimé dans les dits réservoirs, il est libéré lorsque c'est nécessaire à travers les vannes correspondantes, maintenant ainsi la pression à l'intérieur des réservoirs en dessous de sa limite.

- Pendant la journée solaire, l'apport d'azote sera la quantité nécessaire pour que l'espace intérieur reste inerte.
- A la fin de la journée solaire, lorsque l'huile cesse d'être chaude, le processus s'inverse et revient à l'état initial de l'étape 1, conduisant au remplissage des réservoirs avec de l'azote.

III.4.9 Station météorologique

La centrale contient quatre stations météorologiques :

- Une station météo pour chaque champ solaire (mesure la température, l'humidité, la vitesse & la direction du vent).
- Une station principale installée au niveau du haut du bac anti-incendie et d'eau de service (mesure l'irradiation solaire DNI).
- Une station en face de l'aérocondenseur (mesure la température, l'humidité, la vitesse et la direction du vent).

Chaque station météorologique contient un ensemble de capteur qui lui permettent de mesurer et d'enregistrer les paramètres liés aux variations du climat, tels que, la température ambiante, l'irradiation solaire, la vitesse et la direction du vent et l'hygrométrie. Ces paramètres seront envoyés par un réseau de communication vers la salle de commande et de contrôle pour l'affichage et pour la surveillance continue.



Fig.3.13. Photos de la station météorologique principale

III.5 Principe de fonctionnement de la centrale

Le circuit eau-vapeur utilisé dans la centrale peut être divisé en deux sous circuit :

- Circuit eau-vapeur correspondant au fonctionnement avec un cycle combiné conventionnel (TG,TV) (mode nuit).
- Circuit eau-vapeur correspondant au fonctionnement avec un cycle hybride (TG,TV & champ solaire) (mode jour).

III.5.1 Principe de fonctionnement de la centrale en cycle combiné (mode nuit)

deux turbines à gaz couplées chacune à un générateur, produisent de l'électricité à partir de la combustion du gaz naturel. L'énergie contenue dans les gaz d'échappement des turbines à gaz (TG) est récupérée à une température de 670 °C et une pression de 0,95 bar, à travers deux chaudières de récupération HRSG (Heat Recovery Steam Generator) qui génèrent de la vapeur d'eau, en passant par une série d'échangeurs (à contre courant).

- Tout d'abord, l'eau condensée est pompée vers le préchauffeur, où elle récolte un maximum de chaleur avant de passer dans les étapes suivantes.
- Ensuite, l'eau préchauffée passe par le bâche aliment, ou elle subit un dégazage physique, pour obtenir une eau qui ne contient pas d'Oxygène.
- L'eau dégazée est envoyée grâce à des pompes alimentaires vers les économiseurs 1 & 2, ces échangeurs permettent d'augmenter la température de l'eau de 52,57 °C jusqu'à 297,5 °C.
- L'eau chauffée est injectée dans le ballon, où elle subit un changement de phase (eau → vapeur) grâce à l'échange qui se déroule dans l'évaporateur qui se trouve en dessous du ballon, et aussi à l'aide des brûleurs de pression.
- Après l'évaporation, le mélange (eau+vapeur) remonte vers le ballon pour se séparer, l'eau non évaporée repasse par l'évaporateur, tant dis que la vapeur continue son chemin vers les surchauffeurs.
- La vapeur humide entre dans les surchauffeurs, où elle subit un séchage et une grande augmentation de température (de 297,5 °C jusqu'à 410 °C).
- L'énergie thermique acquise par la vapeur au niveau des surchauffeurs ne suffit pas, il faut donc passer par les brûleurs de température pour assurer une température de 560 °C. (Température de fonctionnement de la turbine à vapeur).

La vapeur d'eau ainsi produite à une température de 560 °C et une pression de 83 bar, alimente une turbine à vapeur (TV).

Après la détente et le refroidissement de la vapeur au niveau du corps de la turbine, le dernier processus du cycle eau-vapeur est la condensation de la vapeur à la sortie de la turbine. Cette condensation se fait par passage à travers un aérocondenseur composé de 15 ventilateurs. L'eau condensée est récupérée dans un réservoir des condensats pour être réinjectée dans le circuit eau-vapeur à nouveau.

III.5.2 Principe de fonctionnement de la centrale en cycle hybride (mode jour)

Durant les périodes d'ensoleillement (paramètres de fonctionnement réunis : irradiation directe normale et vitesse du vent), le champ solaire (cylindro-parabolique) contribue dans le fonctionnement de la centrale en participant à la production de la vapeur au niveau du GVS.

Dans ce mode, une grande partie de l'eau sortant de l'économiseur 1 dans la chaudière de récupération est acheminée à une température de 165°C vers le GVS, dans lequel un échange thermique se fait avec l'huile HTF passant par 03 échangeurs (à contre courant) :

- Economiseur : augmentation de la température jusqu'à 297,5°C.
- Evaporateur : évaporation de l'eau.
- Surchauffeur : surchauffage et séchage de la vapeur (372°C).

Enfin, cette vapeur est réinjectée dans les chaudières de récupérations HRSG, plus précisément dans le surchauffeur primaire, et à l'aide des bruleurs de température, la vapeur atteint la température de 560°C et actionne la turbine.

Il faut noter, qu'en période de non ensoleillement (paramètres de fonctionnement non réunis), le champ solaire n'intervient pas dans le fonctionnement de la centrale. Dans ce cas la contribution du champ solaire est remplacée par un apport gaz au niveau des bruleurs de régulation (post combustion) des chaudières de récupérations HRSG.

Donc, quand le champ solaire entre en fonctionnement, il contribue à réduire l'apport en gaz (économie de combustible) pendant les périodes d'ensoleillement.

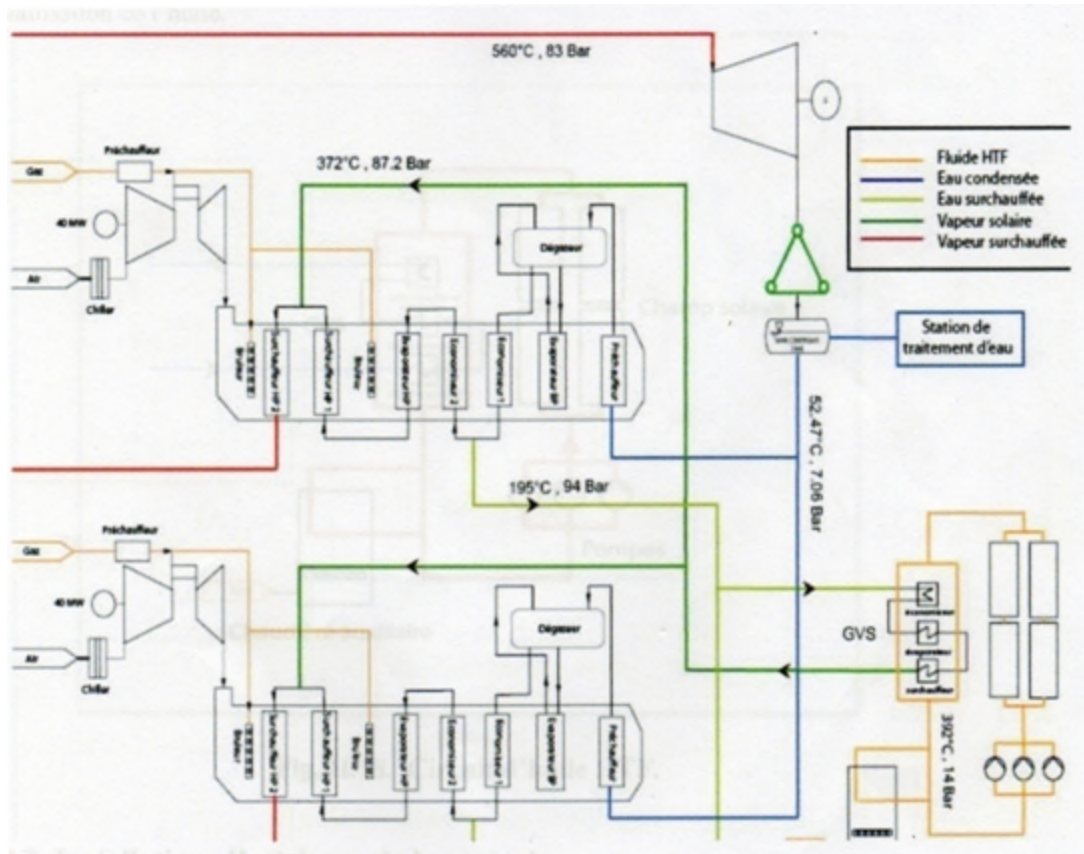


Fig.3.14. Principe de fonctionnement de la centrale en mode jour (cycle hybride)

III.6 Définition & principe de fonctionnement du "By-pass" au niveau du GVS :

III.6.1 Définition du By-pass

De l'anglais "by-pass", littéralement « passer au-delà », donc court-circuiter. Dans notre cas, le by-pass sert optimiser le temps d'intégration de la vapeur solaire par le maintien de la pression au niveau du GVS pendant la nuit (absence du taux d'ensoleillement), et donc optimiser le temps de contribution du champ solaire au fonctionnement de la centrale pour réduire encore plus la consommation du gaz.

III.6.2 Principe de fonctionnement du By-pass

Après l'arrêt du fonctionnement du champ solaire, et après la fermeture des vannes d'entrées et de sorties du GVS, une partie de la vapeur solaire produite dans la journée reste dans le GVS. Le by-pass, se trouvant juste avant la vanne de sortie (exactement, au même niveau du clapet anti-retour), permet à la vapeur venant de la chaudière de récupération d'entrer dans le GVS, et ainsi maintenir la haute pression de la vapeur solaire restante au GVS pendant la nuit.

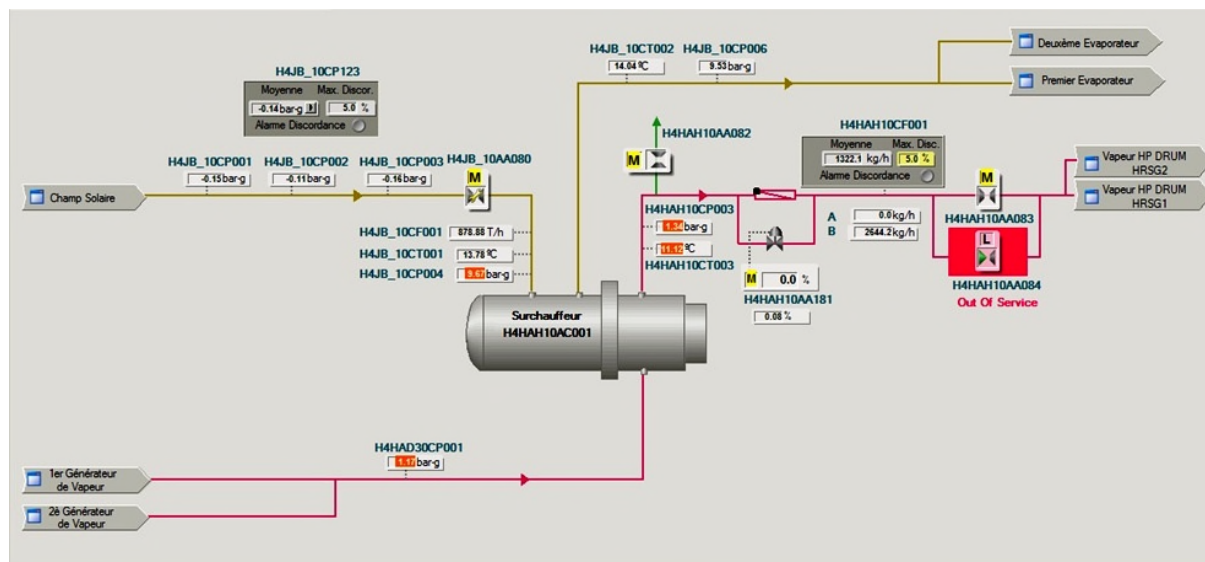


Fig.3.15. Schéma descriptif du By-pass

CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons exposé les différentes configurations de la centrale hybride de Hassi R'Mel, ainsi que le circuit HTF et le circuit eau-vapeur, puis on a détaillé de son principe de fonctionnement dans les deux modes : nuit (cycle combiné) & jour (cycle hybride).

Nous avons été confrontés à un problème d'intégration de la vapeur solaire : la contribution du champ solaire au fonctionnement de la centrale commence en retard par rapport à l'augmentation du taux d'ensoleillement (retard de plus 4 heures). Pour cela nous avons utilisé un by-pass au niveau du GVS afin de permettre au champ solaire de contribuer au maximum dans le fonctionnement de la centrale et économiser le maximum de combustible.

IV.1 INTRODUCTION

Les cycles mixtes vapeur/air (fluides de travail les plus communément utilisés) ont un rendement thermique important du fait que les deux cycles sont complémentaires du point de vue thermodynamique : la chaleur rejetée par la turbine à gaz (cycle de Brayton) se trouve à une température telle qu'elle peut constituer la source d'énergie principale ou une source d'énergie complémentaire de la turbine à vapeur (cycle de Rankine). Comme son nom l'indique, l'installation à cycle combiné réalise la combinaison de deux cycles thermodynamiques : elle associe le fonctionnement d'une turbine à combustion (cycle de Brayton ou de Joule) à celui d'une chaudière de récupération et d'une turbine à vapeur (cycle de Hirn). Il a été démontré que près de 70% de l'énergie thermique apportée dans des machines fonctionnant suivant le cycle de Brayton sont rejetés à l'échappement, d'où l'idée d'exploiter ce potentiel. Le cycle eau-vapeur qui récupère l'énergie peut avoir différentes utilisations :

- Production d'électricité uniquement.
- Production de vapeur pour un réseau de chauffage urbain ou à des fins industrielles.
- Production conjointe de vapeur et d'électricité (cogénération).

Les turbines à combustion communément appelées **turbines à gaz**, peuvent fonctionner avec un grand nombre de combustibles (fuel lourd, léger, gaz de cokerie, gaz naturel ou de synthèse, etc...). L'appellation **turbine à combustion** est de ce point de vue moins restrictive. Le qualificatif **gaz** (de combustion) s'applique à la turbine (partie de l'installation qui effectue la détente), comme le qualificatif **vapeur** s'applique à la turbine des installations motrices à vapeur.

IV.2 Les cycles thermodynamiques

IV.2.1 Cycle de Brayton

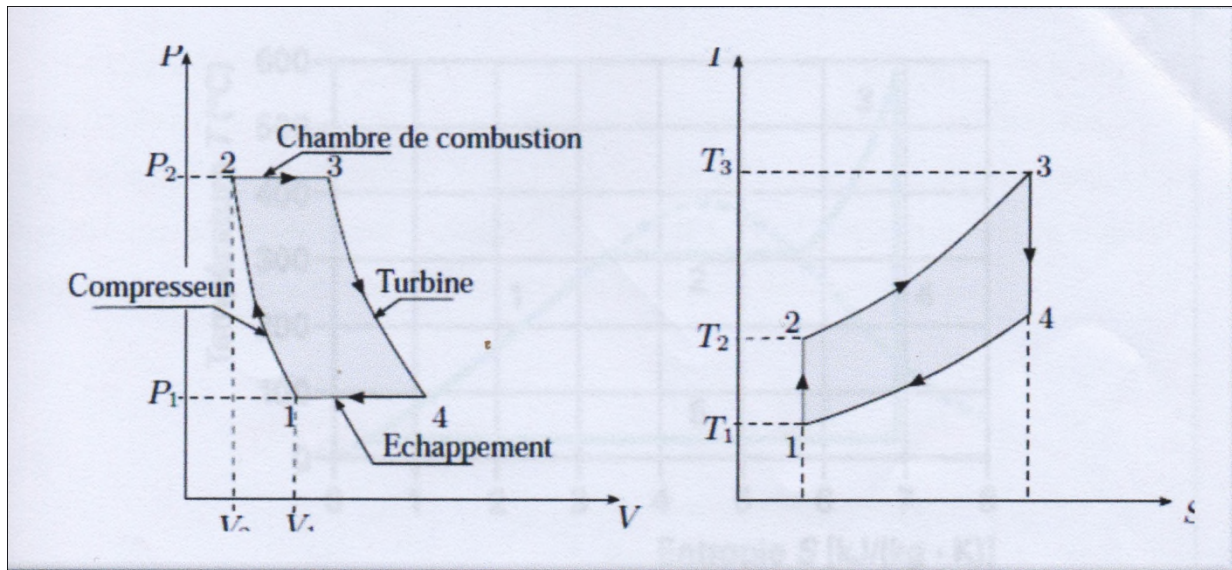


Fig.4.1. Diagramme enthalpie, entropie (h,s) du cycle à gaz

Dans les cycles à gaz, le fait qu'il y a un mélange du fluide actif avec le combustible dans la chambre de combustion, cela tend à compliquer les calculs, c'est pourquoi il est devenu standard de travailler avec un cycle à air, où la combustion est remplacée par un volume de contrôle à pression constante avec un apport de chaleur seulement, avec l'air comme fluide actif tout le long de l'évolution du cycle. Ce cycle est caractérisé par :

- Une compression isentropique (1→2)
- Un apport de chaleur isobare (2→3)
- Une détente isentropique jusqu'à la pression atmosphérique (3→4)
- L'air revient à son état initial à pression constante en rejetant la chaleur (4→1)

IV.2.2 Cycle à eau-vapeur (cycle de Rankine-Hirn) [31]

Le cycle de Hirn ou de Rankine caractérise les transformations thermodynamiques du cycle eau-vapeur d'une centrale thermique. Le cycle de Rankine ne considère que deux transformations isothermes et deux transformations isentropiques tandis que celui de Hirn intègre une phase de surchauffe de la vapeur à l'issue de la vaporisation. Ce dernier est le plus représentatif du fonctionnement d'un cycle eau-vapeur d'une centrale thermique. La figure **Fig.4.2** propose une représentation des différentes transformations du **Cycle de Hirn**.

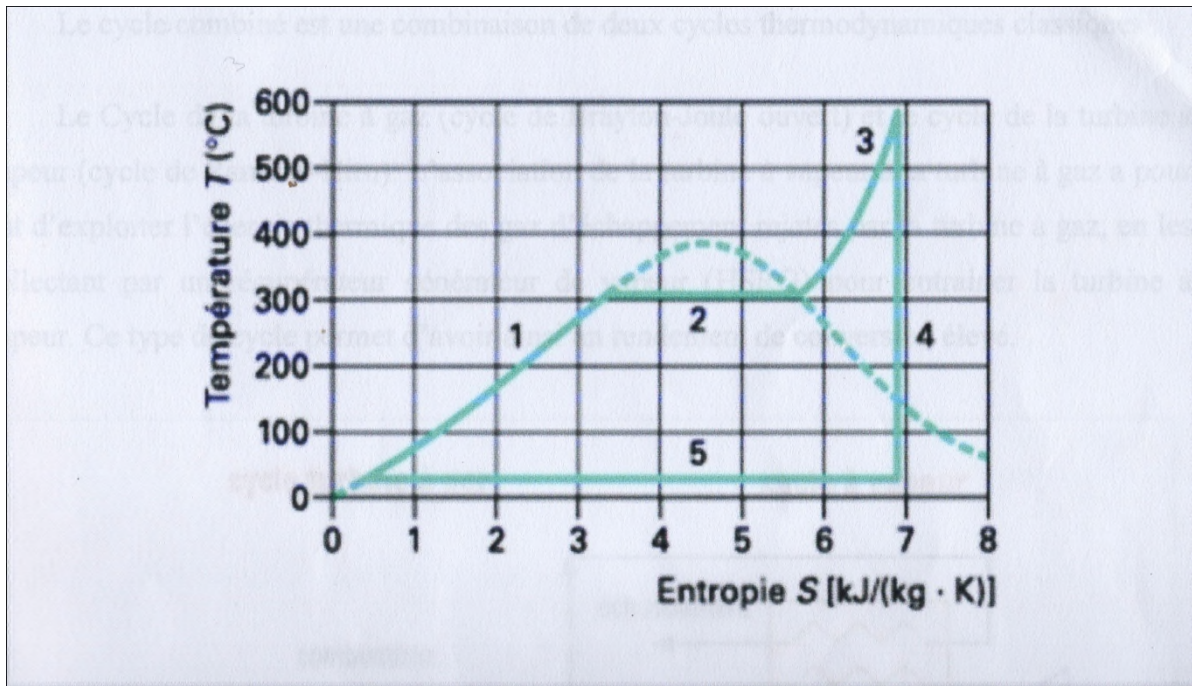


Fig.4.2. Cycle de Hirn sur un diagramme Température, entropie (T,S)

Les transformations 1,2 et 3 caractérisent l'échange avec la source chaude, tandis que la transformation 5 correspond à la condensation de la vapeur par la source froide.

Le travail du circuit de pompage alimentaire (mise en pression de l'eau) n'est pas mentionné sur le diagramme.

Les transformations thermodynamiques correspondent à :

étape 1 : *échauffement de l'eau dans le ou les économiseur(s).*

étape 2 : *évaporation dans l'évaporateur au niveau de pression considéré.*

étape 3 : *surchauffe de la vapeur dans le ou les surchauffeurs.*

étape 4 : *détente de la vapeur dans la turbine à vapeur.*

étape 5 : *condensation de la vapeur dans le condenseur.*

IV.2.3 Le cycle de puissance (cycle combiné)

Le cycle combiné est une combinaison de deux cycle thermodynamiques classiques :

Le cycle de la turbine à gaz (cycle de Brayton-Joule ouvert) et le cycle de la turbine à vapeur (cycle de Rankine-Hirn). L'association de la turbine à vapeur à la turbine à gaz a pour but d'exploiter l'énergie thermique des gaz d'échappement rejetés par la turbine à gaz, en les collectant par un récupérateur générateur de vapeur (HSRG) pour entrainer la turbine à vapeur. Ce type de cycle permet d'avoir ainsi un rendement de conversion élevé.

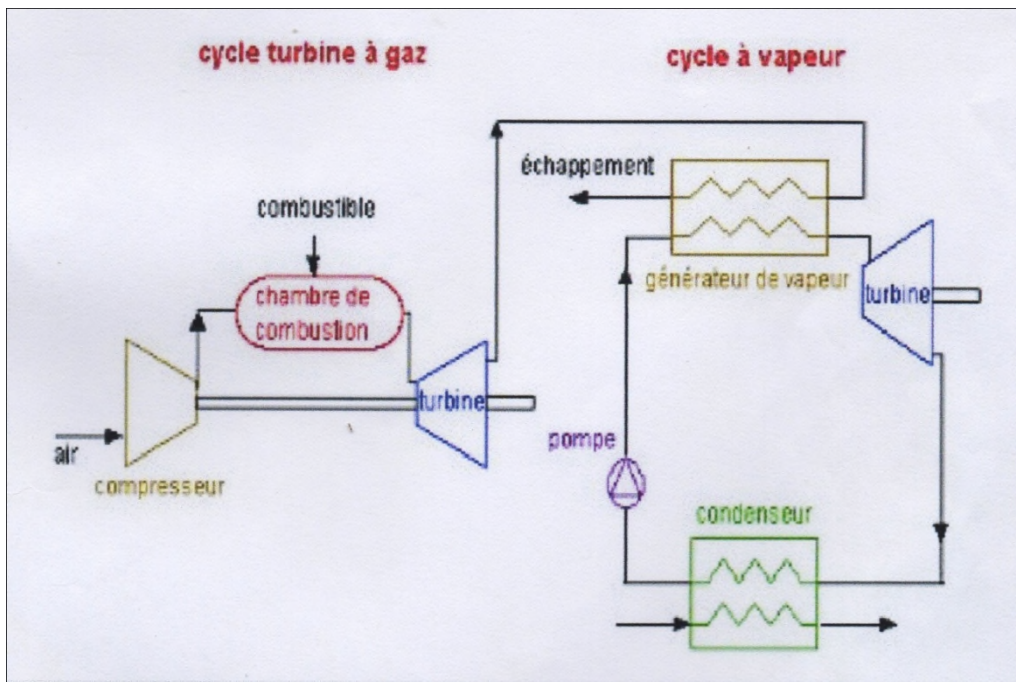


Fig.4.3. Le cycle de puissance (cycle combiné) [32]

IV.3 Comportement de la centrale en fonction de la production solaire avec & sans le by-pass

a) Sans le by-pass (la journée du 30-08-2012)

Heure	Consommation gaz (m ³ /h)	production solaire (MW)	Production totale (MW)	Gain en Gaz (%)	DNI (W/m ²)
00:00:00	34079,36	0	147,303	0	0
01:00:00	34295,63	0	148,292	0	0
02:00:00	34746,20	0	150,793	0	0
03:00:00	34959,95	0	151,614	0	0
04:00:00	35139,82	0	152,141	0	0
05:00:00	35217,61	0	152,521	0	93,766
06:00:00	35310,86	0	152,755	0	457,552
07:00:00	35174,40	0	152,307	0	695,144
08:00:00	35014,13	0	151,446	0	695,144
09:00:00	34697,49	0	150,166	0	792,796
10:00:00	34478,68	0	149,162	0	847,943
11:00:00	34296,41	0	147,298	0	879,453
12:00:00	30478,04	21.626	146,732	13,68	884,426
13:00:00	30796,13	16.065	139,488	12,78	878,845
14:00:00	27088,64	28.955	146,083	23,28	846,441
15:00:00	27264,85	27.695	146,044	21,35	798,138
16:00:00	27769,98	24.959	145,434	18,45	743,203
17:00:00	28793,43	21.423	145,369	8,76	641,031
18:00:00	32215,82	7.415	146,120	0	388,227
19:00:00	34302,26	0	147,929	0	31,486
20:00:00	34443,09	0	148,765	0	0
21:00:00	34614,99	0	149,495	0	0
22:00:00	34785,40	0	150,213	0	0
23:00:00	34898,21	0	150,837	0	0

Tab.4.1. Le bilan de production de la journée du 30-08-2012

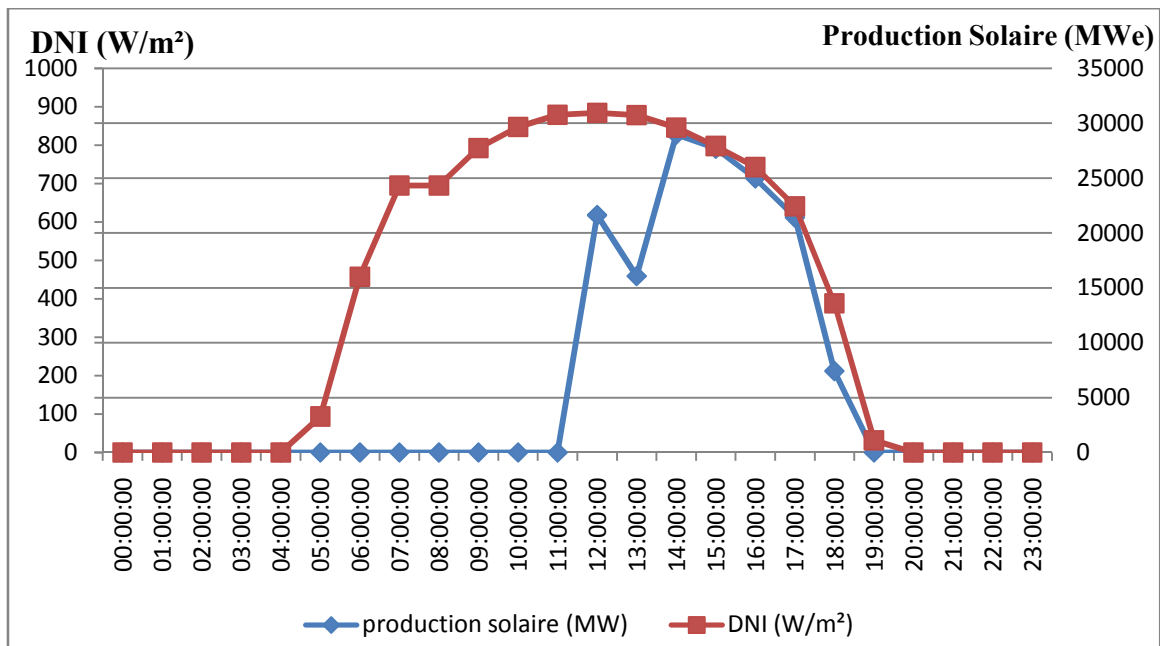


Fig.4.4. Production du champ solaire en fonction de l'ensoleillement sans le by-pass

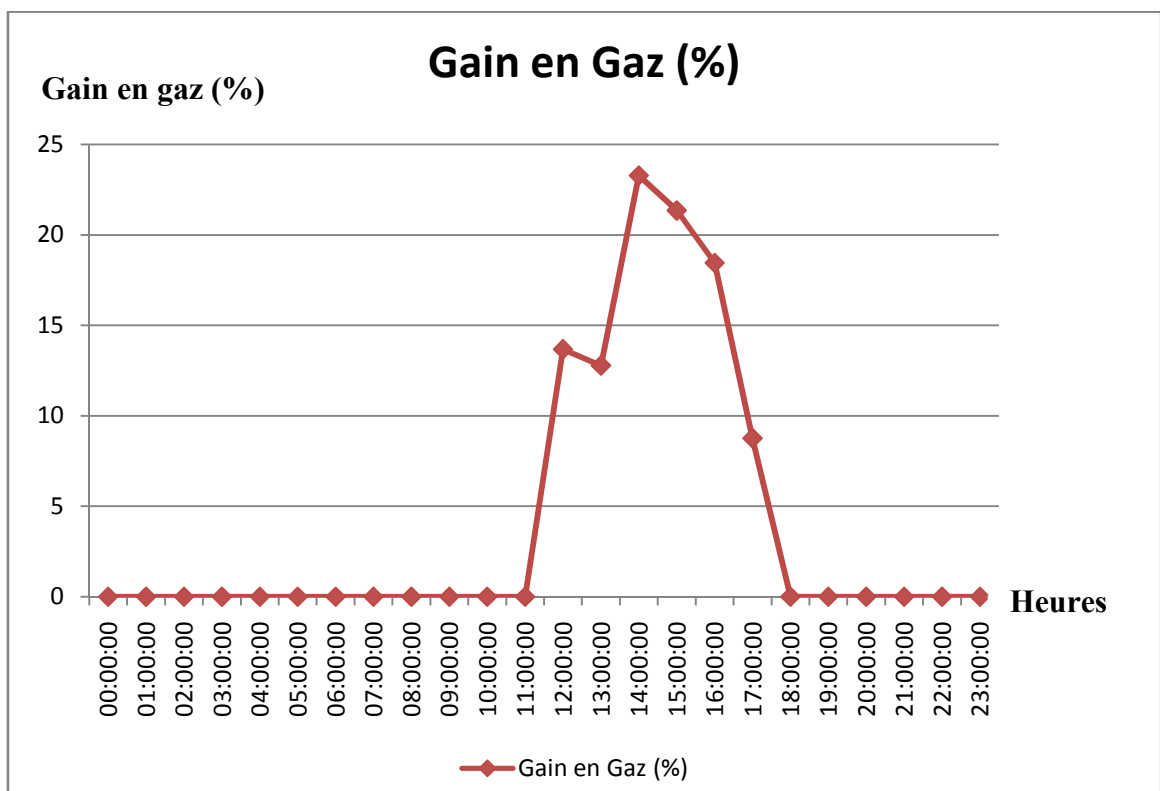


Fig.4.5. Le gain en gaz sans le by-pass

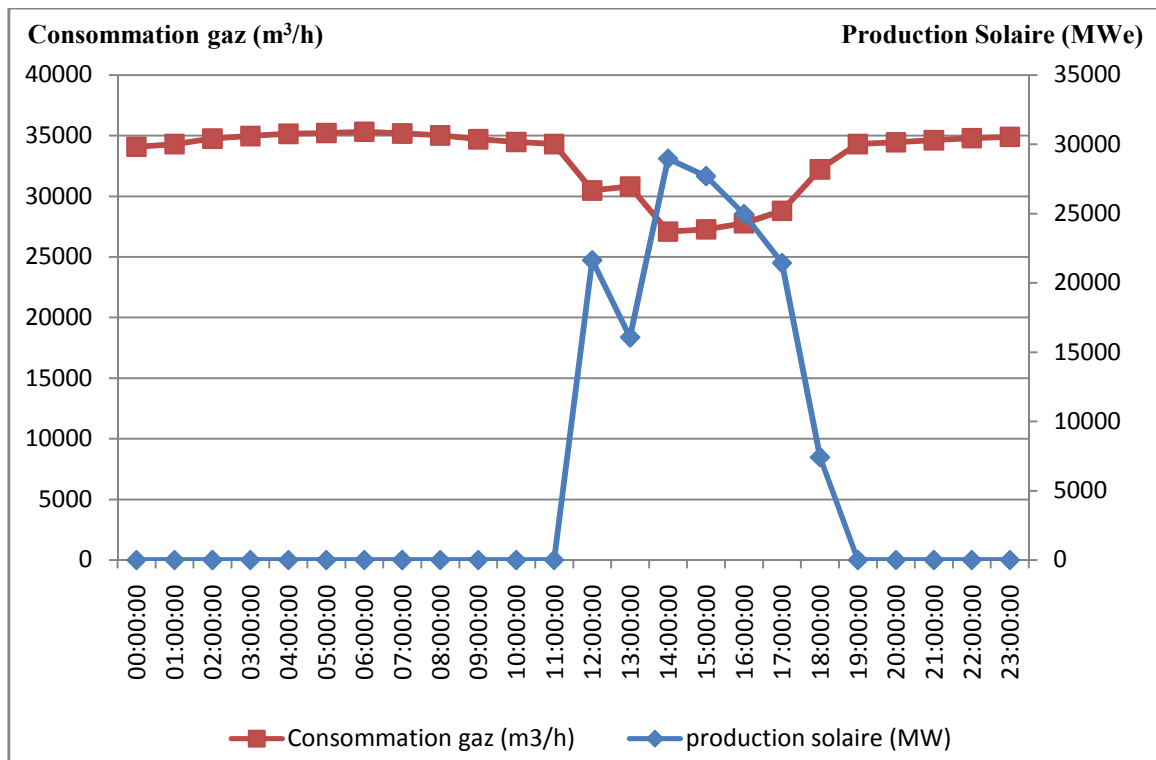


Fig.4.6. La consommation du gaz en fonction de la production du champ solaire sans le by-pass

D'après les figures ci-dessus, on constate que pendant la journée, la contribution du champ solaire dans le fonctionnement de la centrale commence après plus de 5 heures de sa mise en fonctionnement.

De 00h à 5h et de 19h à 00h, l'ensoleillement est nul, donc le champ solaire n'intervient pas dans le fonctionnement de la centrale et la consommation moyenne du gaz est de 34674,28 m³/h.

Entre [5h, 12h], l'ensoleillement est suffisant pour le fonctionnement du champ solaire, mais la vapeur solaire produite à ce moment ne satisfait pas les conditions nécessaires (haute pression et température) pour le fonctionnement de la turbine à vapeur.

Entre [12h, 19h], la vapeur solaire produite atteint le seuil acceptable pour actionner la turbine (haute pression et température), avec ces deux paramètres, le champ solaire intervient dans le fonctionnement de la centrale, et on constate une économie du combustible moyenne de 34884,23 m³/h à 29200,98 m³/h, soit un gain de 5683,24 m³/h. Durant cette période la contribution moyenne du champ solaire est de 21,163 MWe.

Lors de cette journée, la production d'énergie électrique totale de la centrale est de 3568,8 MWe, la production solaire représente 4,15% de la production totale, soit 148,14 MWe.

b) Avec le by-pass (la journée du 08-03-2016)

Heure	Consommation gaz (m ³ /h)	production solaire (MWe)	Production totale (MWe)	Gain en Gaz (%)	DNI (W/m ²)
00:00:00	35197,21	0	135,35	0	0
01:00:00	35169,48	0	158,80	0	0
02:00:00	35051,82	0	158,75	0	0
03:00:00	35070,57	0	158,76	0	0
04:00:00	35180,6	0	158,74	0	0
05:00:00	35118,48	0	158,85	0	0
06:00:00	35193,63	0	158,84	0	0
07:00:00	35069,21	0	158,67	0	23,90
08:00:00	33915,95	6,69	157,85	9,1	487,59
09:00:00	35141,75	1,38	158,50	4,57	587,93
10:00:00	35216,12	9,77	157,87	10,77	503,37
11:00:00	34838,79	15,87	156,83	16,87	537,35
12:00:00	34683,21	21,56	155,88	18,56	677,47
13:00:00	34689,16	20,11	155,74	17,11	753,53
14:00:00	34470,43	17,65	155,31	17	711,39
15:00:00	34507,77	11,19	155,19	13,19	750,09
16:00:00	29763,33	9,82	155,08	9,997	780,21
17:00:00	30226,12	9,12	156,94	9,95	605,06
18:00:00	33524,88	2,16	158,05	5,16	213,97
19:00:00	34976,02	0	158,25	0	0
20:00:00	34994,03	0	158,27	0	0
21:00:00	35070,58	0	158,7	0	0
22:00:00	34981,87	0	158,41	0	0
23:00:00	35038,33	0	158,3	0	0

Tab.4.2. Le bilan de production de la journée du 08-03-2016

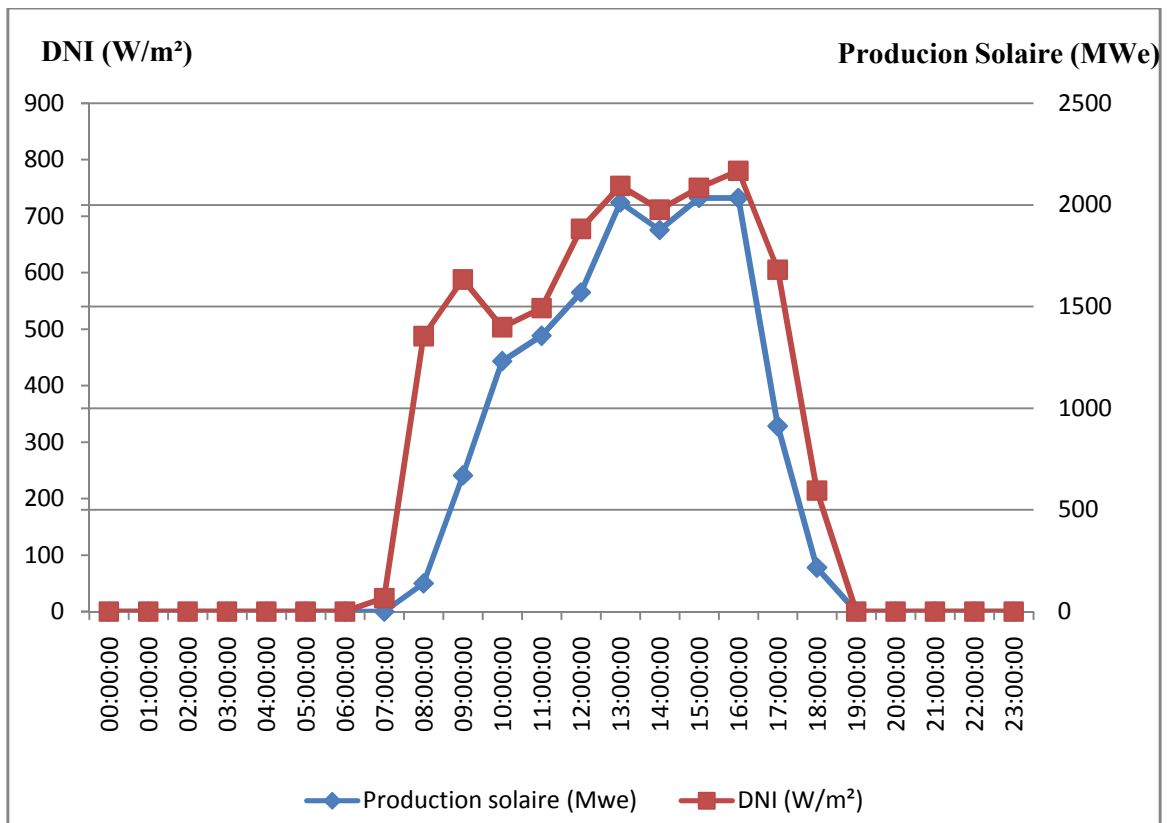


Fig.4.7. Production du champ solaire en fonction de d'enseillement avec le by-pass

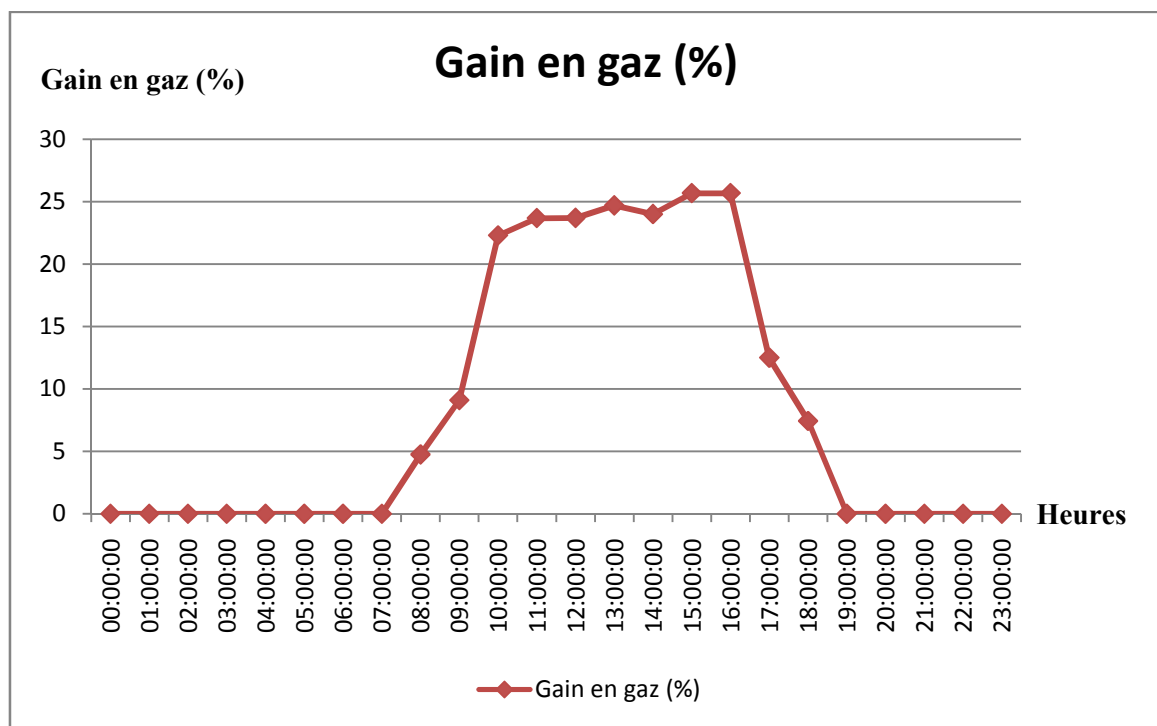


Fig.4.8. Le gain en gaz avec le by-pass

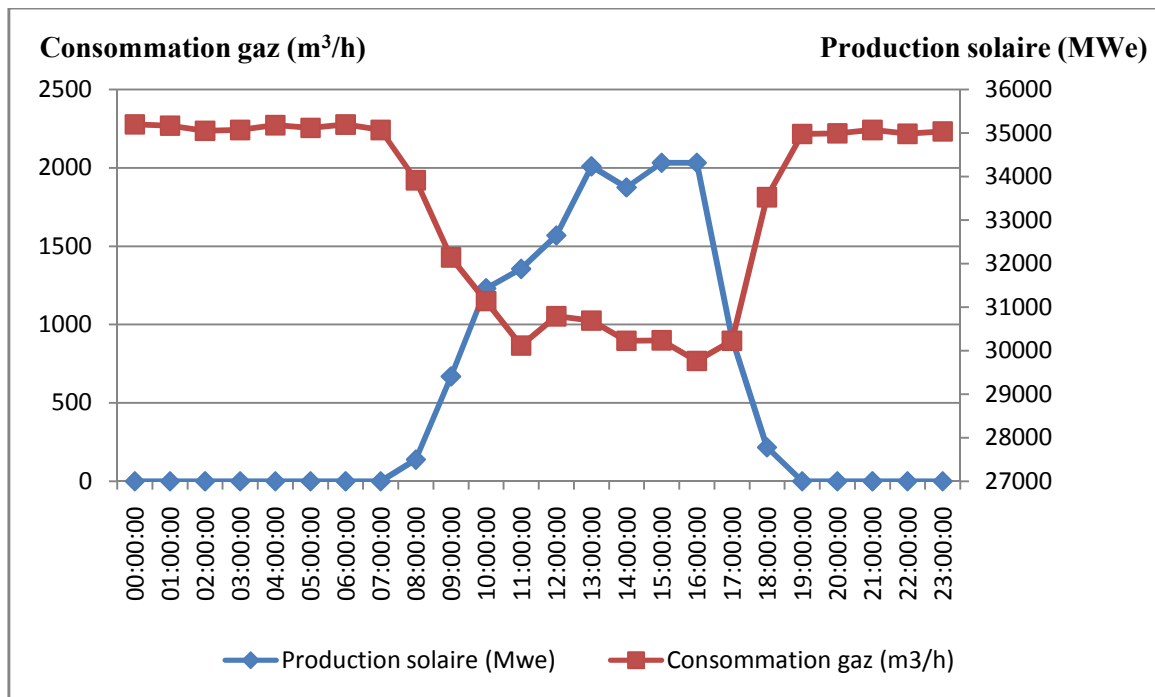


Fig.4.9. Production du champ solaire en fonction de la consommation du gaz avec le by-pass

D'après les figures précédentes, on remarque que la contribution de la production solaire dans le fonctionnement de la centrale commence au même temps que l'augmentation du taux d'ensoleillement ou presque, ceci est dû au maintien de la pression de la vapeur solaire pendant la nuit, grâce au by-pass.

De 00h à 7h et de 19h à 00h, l'ensoleillement étant nul, le champ solaire n'intervient pas dans le fonctionnement de la centrale, et la consommation moyenne du gaz est de 35000 m³/h.

Entre [8h, 18h], le champ solaire contribue au fonctionnement de la centrale, et on constate une moyenne d'économie du combustible de 35000 m³/h. Durant cette période, on remarque d'après la courbe (Fig.4.9) une contribution moyenne du champ solaire de 32 MWe.

Lors de cette journée, la production électrique totale de la centrale est de 3618,29 MWe, la production du champ solaire représente 8,61% de la production totale, soit 311,42 MWe.

IV.4 Bilan énergétique en régime permanent

En appliquant le premier principe de la thermodynamique à chaque point des cycles, on obtient :

$$(\dot{Q} + \dot{W}) = \sum_s \dot{m}_s h_s - \sum_e \dot{m}_e h_e$$

Avec : \dot{Q} : Le flux de chaleur (W)

\dot{W} : Puissance (W)

\dot{m}_s : Débit massique de l'air à la sortie (kg/s)

h_s : Enthalpie de l'air à la sortie (kJ/kg)

\dot{m}_e : Débit massique de l'air à l'entrée (kg/s)

h_e : Enthalpie de l'air à l'entrée (kJ/kg)

IV.4.1 Cycle à gaz

a) Compression d'air

Le bilan énergétique du compresseur est le suivant : [33]

$$W_{comp} = H_2 - H_1 = C_{P_{air}}(T_2) \times T_2 - C_{P_{air}}(T_1) \times T_1$$

Avec : W_{comp} : Travail du compresseur (J)

$C_{P_{air}}$: Chaleur spécifique de l'air (kJ/kg.°K)

1, 2, 3, 4 : Les quatre points du cycle à gaz.

T_1, T_2, T_3, T_4 : Les températures au niveau des quatre point du cycle à gaz (°C)

On a :

$$\eta_{isc} = \frac{vdP}{dh}$$

Avec : η_{isc} : Rendement isentropique (%)

v : Volume spécifique (m³/kg)

dP : dérivée de pression (bar)

dh : dérivée de l'enthalpie (kJ/kg)

Sachant que :

$$dh = C_p dT$$

Avec : dT : dérivée de température (°K)

Et que :

$$C_p = \frac{\gamma R}{\gamma - 1}$$

Avec : γ : Coefficient adiabatique

R : Constante des gaz parfaits (J/kg.°K)

L'équation devient :

$$\left(\frac{\gamma R}{\gamma - 1} \right) dT = \frac{RT}{P} \frac{dP}{\eta_{isc}}$$

Par suite :

$$\frac{dP}{P} = \left(\frac{\gamma R}{\gamma - 1} \right) \eta_{isc} \frac{dT}{T}$$

En intégrant l'équation différentielle entre l'état 1 et l'état 2, on obtient l'équation du rendement isentropique du compresseur :

$$\eta_{isc} = \left(\frac{\gamma R}{\gamma - 1} \right) \frac{\ln \pi_c}{\ln \frac{T_2}{T_1}}$$

Le taux de compression π_c , représente le rapport de la pression de sortie sur la pression d'entrée : $\left(\frac{P_1}{P_2} \right)$.

γ_{am} est l'indice adiabatique moyen de l'air donné par l'expression suivante :

$$\gamma_{am} = \frac{C_{Pam}}{C_{Pam} - R_a}$$

Avec C_{Pam} (kJ/kg.K) est la chaleur spécifique de l'air donnée par l'expression suivante: $C_{Pam} = \%O_2 \times C_{PmO_2} + \%N_n \times C_{PmN_2}$

Sachant que l'air est composé de 21% d'Oxygène et près de 79% d'Azote, et que les chaleurs spécifiques en fonction de la température sont :

$$C_{PN_2} = 39,06 - 512,79 \times \theta^{-1,5} + 1072,7 \times \theta^{-2} - 820,4 \times \theta^{-3}$$

$$C_{PO_2} = 37,4321 - 0,030203 \times \theta^{1,5} + 178,75 \times \theta^{-1,5} - 236,88 \times \theta^{-2}$$

$$\text{Et : } \theta = \frac{T}{100}$$

On a :

$$C_{Pam} = \frac{1}{T_2 - T_1} \int_{T_1}^{T_2} C_{Pi} dT$$

On intègre C_{PN_2} et C_{PO_2} et on obtient :

$$\int_{T_1}^{T_2} C_{PN_2} dT = \left[39,06 T - \frac{512,79}{100^{-1,5}} \times \frac{T^{-2,5}}{-2,5} + \frac{1072,7}{100^{-2}} \times \frac{T^{-3}}{-3} - \frac{820,4}{100^{-3}} \times \frac{T^{-4}}{-4} \right]_{T_1}^{T_2}$$

$$\int_{T_1}^{T_2} C_{PO_2} dT = \left[37,432 T - \frac{0,020102}{100^{1,5}} \times \frac{T^{2,5}}{2,5} + \frac{178,57}{100^{-1,5}} \times \frac{T^{-2,5}}{-2,5} - \frac{236,88}{100^{-2}} \times \frac{T^{-3}}{-3} \right]_{T_1}^{T_2}$$

Le tableau suivant représente les différents résultats obtenus :

γ_{am}	1,4
C_{Pam}	1026,6
C_{Pa1}	1005,7
C_{Pa2}	1080,7
T_2	743,89

Tab.4.3. résultats des calculs de la compression

b) Turbine à gaz

Le bilan énergétique de la turbine est le suivant : [20]

$$W_{turb} = H_3 - H_4 = C_{Pg}(T_3) \times T_3 - C_{Pg}(T_4) \times T_4 \text{ [kJ/kg]}$$

On a :

$$\eta_{isc} = \frac{dh}{vdP}$$

Sachant que $dh = C_p dT$ et que l'équation d'état des gaz parfaits est applicable pour les raisons évoquées précédemment, l'équation devient :

$$\frac{dP}{p} = \frac{C_p}{R\eta_{isc}} \frac{dT}{T}$$

En introduisant l'expression de C_p en fonction de γ , l'équation devient :

$$\frac{dP}{p} = \left(\frac{\gamma}{1 - \gamma \eta_{isc}} \right) \frac{dT}{T}$$

En intégrant l'équation différentielle entre l'état 3 et l'état 4, on obtient l'équation de rendement isentropique de la turbine :

$$\eta_{isc} = \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_g - 1} \right) \frac{\ln \frac{T_3}{T_4}}{\ln \pi_t}$$

Le taux de détente π_t , représente le rapport de la pression de sortie à la pression d'entrée : $\left(\frac{P_4}{P_3} \right)$.

γ_{gm} est l'indice adiabatique moyen de l'air, donné par l'expression suivante :

$$\gamma_{gm} = \frac{C_{Pgm}}{C_{Pgm} - R_g}$$

Avec C_{Pgm} (kJ/kg K) est la chaleur spécifique de gaz donnée par l'expression suivante:

$$C_{Pgm} = \frac{1}{T_3 - T_4} \int_{T_4}^{T_3} C_{Pmi} dT$$

Et : $C_{Pgm} = \%CO_2 \cdot C_{PmCO_2} + \%H_2O \cdot C_{PmH_2O} + \%N_2 \cdot C_{PmN_2}$

On intègre C_{PN_2} , C_{PCO_2} et C_{PH_2O} , on obtient :

$$\int_{T_4}^{T_3} C_{PN_2} dT = \left[39,06 T - \frac{512,79}{100^{-1,5}} \times \frac{T^{-2,5}}{-2,5} + \frac{1072,7}{100^{-2}} \times \frac{T^{-3}}{-3} - \frac{820,4}{100^{-3}} \times \frac{T^{-4}}{-4} \right]_{T_4}^{T_3}$$

$$\int_{T_4}^{T_3} C_{PCO_2} dT = \left[-3,7357 T - \frac{30,529}{100^{0,5}} \times \frac{T^{1,5}}{1,5} + \frac{4,1034}{100} \times \frac{T^2}{2} - \frac{0,024198}{100^2} \times \frac{T^3}{3} \right]_{T_4}^{T_3}$$

$$\int_{T_4}^{T_3} C_{PH_2O} dT = \left[143,05 T - \frac{183,54}{100^{0,25}} \times \frac{T^{1,25}}{1,25} + \frac{82,751}{100^{0,5}} \times \frac{T^{1,5}}{1,5} - 3,689 \times \frac{T^2}{2} \right]_{T_4}^{T_3}$$

Le tableau représente les différents résultats obtenus :

γ_g	1,25
C_{Pgm}	96285
$C_{P g3}$	1223
$C_{P g4}$	1104
T_4	944,96

Tab.4.4. résultats des calculs de la détente

Les états thermodynamiques du cycle à gaz sont récapitulés dans le tableau ci-dessous:

	T (K)	P (bar)	Q (kg/s)	h (kJ/kg)
1	288	0,95	116	15,105
2	743,92	18,05	116	508,59
3	1437,23	18,05	118,22	1423,85
4	849,67	0,95	1182,2	636,64

Tab.4.5. paramètres du cycle à gaz

c) Calcul du travail et de la puissance pour chaque élément du cycle :

Les calculs énergétiques du cycle à gaz sont mentionnée dans le tableau récapitulatif suivant :

Composant	Travail (kJ/kg)		Puissance (MW)	
Compresseur	$W_c = h_2 - h_1$	493,48	$\dot{W}_{com} = \dot{m}_a \cdot W_c$	57,24
Chambre de combustion	$Q_{cc} = (h_3 - h_2)(f + 1)$	951,26	$\dot{W}_{com} = \dot{m}_m \cdot Q_{cc}$	108,20

Turbine à gaz	$W_{TG} = h_3 - h_4$	787,32	$\dot{W}_T = \dot{m}_m \cdot W_T$	93,07
---------------	----------------------	--------	-----------------------------------	-------

Tab.4.6. récapitulatif des résultats du cycle à gaz

IV.4.2 Cycle à vapeur

Les paramètres thermodynamiques du cycle à vapeur sont représentés dans le tableau suivants : [34] [35]

	T (K)	P (bar)	H (kJ/kg)
1 : Sortie condenseur	325,57	0,14	219,39
2 : Sortie pompe	325,64	7,05	220,081
3 : Sortie surchauffeur	833	83	3543,147
4 : Sortie de TAV	325,57	0,14	2212,223

Tab.4.7. Les paramètres thermodynamiques du cycle à vapeur

a) Calcul du travail et de la puissance pour chaque éléments du cycle

Les résultats des calculs des performances énergétiques du cycle à vapeur sont donnés dans le tableau récapitulatif suivant :

Le débit massique de la vapeur est de : $\dot{m}_v = 50 \text{ kg/s}$.

Composant	Travail (kJ/kg)		Puissance (MW)	
	Turbine à vapeur	$W_{TV} = h_3 - h_4$	1330,9	$\dot{W}_{TV} = \dot{m}_v \cdot W_{TV}$
Aérocondenseur	$Q_c = h_4 - h_1$	1992,8	$\dot{Q}_c = \dot{m}_v \cdot Q_c$	99,64
Pompe	$W_P = h_2 - h_1$	0,691	$\dot{W}_P = \dot{m}_v \cdot W_P$	0,047
Générateur de vapeur	$Q_{GV} = h_3 - h_2$	3323	$\dot{Q}_T = \dot{m}_v \cdot Q_g$	166,18

Tab.4.8. Récapitulatif des résultats du cycle à vapeur

b) Calcul des rendements

Cycle	Expression	Rendements (%)
Cycle à gaz	$\eta_{TG} = \frac{\dot{W}_{TG} - \dot{W}_{com}}{\dot{Q}_{cc}}$	32,48
Cycle à vapeur	$\eta_{TV} = \frac{\dot{W}_{TV} - \dot{W}_P}{\dot{Q}_G}$	40,01
Cycle combiné	$\eta_{glcm} = \frac{(2 \times \dot{W}_{TG}) + \dot{W}_{TV} - \dot{W}_P - (2 \times \dot{W}_C)}{2 \times \dot{Q}_{cc}}$	62,63

Tab.4.9. Rendements des cycles

IV.5 Analyse énergétique du champ solaire

Le champs solaire est constitué des capteurs cylindro-parabolique comportant :

- 56 boucles dans une disposition centralisée
- Une boucle comporte 4 capteurs connectés en série
- Un capteur compte 12 modules disposés en série
- 2688 modules où un module comporte 28 miroirs cintrés

Et dont les caractéristiques sont les suivants :

- Diamètre du concentrateur : $D = 5,76$ m
- Longueur du concentrateur : $L = 150$ m
- L'irradiation directe normale sur l'ouverture du capteur : $I = 1000$ W/m²
- Réflectivité solaire : $\rho = 0,94$
- Coefficient d'absorption du récepteur : $\alpha = 0,95$
- Diamètre du récepteur : $d = 0,06$ m
- Coefficient de transmittivité du verre : $\delta = 0,77$
- Débit du fluide caloporteur : $\dot{m}_{HTF} = 1$ kg/s
- Coefficient d'échange global thermique : $K = 7$ W/m².K
- Chaleur spécifique du fluide caloporteur à pression constante :

$$C_{pfs} = 2,588 \text{ kJ/kg.K}$$

$$C_{pfe} = 2,287 \text{ kJ/kg.K}$$

- Température d'entrée et de sortie du fluide caloporteur :

$$T_{fs} = 393 \text{ °C}$$

$$T_{fe} = 293 \text{ °C}$$

a) Calcul du flux solaire absorbé par le fluide

L'expression du flux solaire absorbé par le fluide donnée par :

$$\dot{\Phi}_{\text{absorbé}} = I \times D \times L \times \rho \times \delta \times \alpha$$

b) Pertes thermiques du fluide

L'expression des pertes thermiques est donnée par :

$$\dot{\Phi}_{\text{perdue}} = K \times (T_m - T_a) \times \pi \times d \times L$$

avec : $T_m = \frac{T_{fe} + T_{fs}}{2}$ et $T_a = 35 \text{ °C}$

c) Puissance utile fournie au fluide

L'expression de la puissance utile et donnée par :

$$\dot{\Phi}_{\text{utile}} = \dot{m}_{HTF} \times [(C_{pfs} \times T_{fs}) - (C_{pfe} \times T_{fe})]$$

d) Rendement interne et rendement global :

$$\eta_i = \frac{\dot{\Phi}_{\text{utile}}}{\dot{\Phi}_{\text{absorbé}}}$$

$$\eta_{op} = \frac{\dot{\Phi}_{\text{absorbé}}}{\pi \times I \times D \times L}$$

$$\eta_g = \frac{\dot{\Phi}_{\text{utile}}}{\pi \times I \times D \times L}$$

Les résultats des calculs sont représentés dans le tableau suivant :

	Les résultats
$\dot{\Phi}_{\text{absorbé}}$ (kW)	594,095
$\dot{\Phi}_{\text{perdue}}$ (kW)	60,959
$\dot{\Phi}_{\text{utile}}$ (kW)	347
η_i (%)	58,40
η_{op} (%)	21,78
η_g (%)	12,78

Tab.4.10. Résultat des calculs du champ solaire

IV.6 Etude de sensibilité

Influence de la température ambiante sur la température de sortie du fluide caloporteur (T_{fs}) :

Déterminons d'abord la température (T_{fs}) de sortie du fluide caloporteur :

Soit dQ^* le flux solaire absorbé par le fluide situé à l'intérieur d'un élément de tube de longueur dx , On a :

$$dQ^* = I \times D \times dx \times \rho \times \delta \times \alpha = 3960,63 \, dx$$

La puissance dQ_p perdue par cet élément de fluide avec l'environnement est :

$$dQ_p = K(T_{fs} - T_a)\pi \times d \times dx = 1,32 (T_{fs} - T_a)dx$$

Avec : T_a : Température ambiante

L'équation de bilan, en régime permanent, pour un élément de longueur dx de fluide s'écrit :

$$\dot{m}_{HTF} \cdot Cp \cdot dT_f(x) = dQ^* - dQ_p$$

$$255 \times 2437. dT_f = [3960 - 0,1884 \times K(T_{fs} - T_a)]dx$$

$$\frac{dT_f}{0,35475 - 7,87 \times 10^{-6}K(T_{fs} - T_a)} = dx$$

Donc en intégrant, on a :

$$\int \frac{dT_f}{0,35475 - 7,87 \times 10^{-6}K(T_{fs} - T_a)} = \int dx$$

Equation différentielle du premier ordre, qui accepte pour solution :

$$\frac{1}{7,87 \times 10^{-6}K} \ln[0,35475 - 7,87 \times 10^{-6}K(T_{fs} - T_a)] = A - x$$

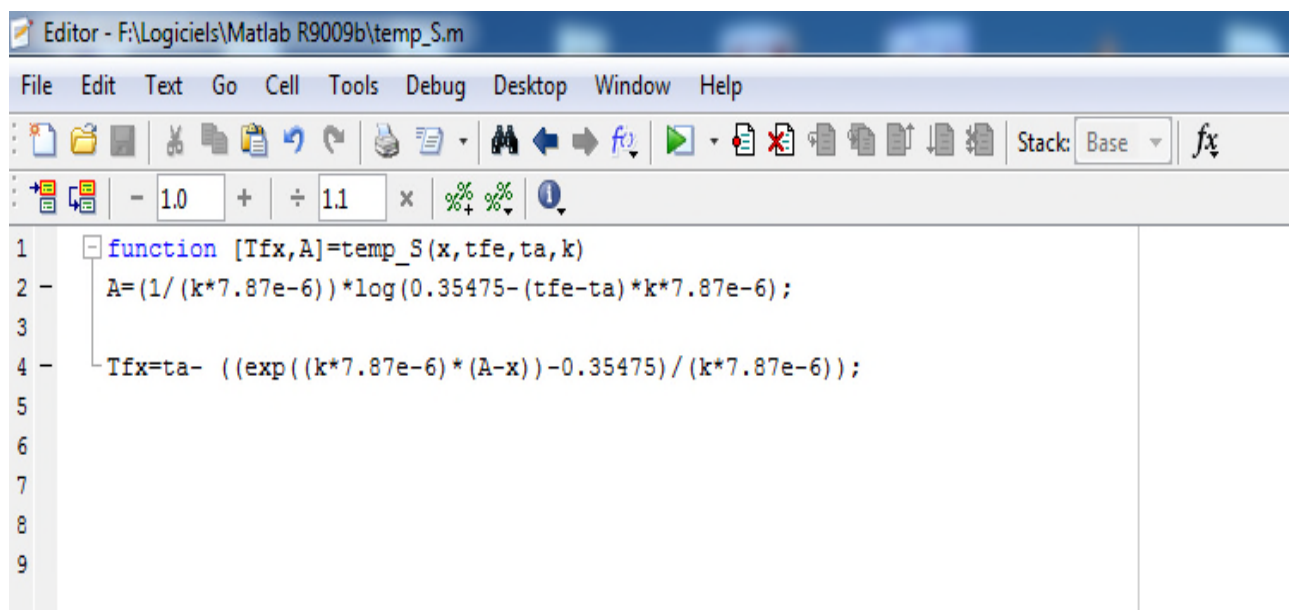
Avec : A constante d'intégration déterminée avec l'équation :

$$A = \frac{1}{7,87 \times 10^{-6}K} \ln[0,35475 - 7,87 \times 10^{-6}K(T_{fs} - T_a)]$$

Finalement l'évolution de la température du fluide caloporteur est donnée par l'expression suivante :

$$T_f(x) = T_a - \frac{e^{[7,87 \times 10^{-6} \times K \times (A-x)]} - 0,35475}{7,87 \times 10^{-6} \times K}$$

Pour calculer la température de sortie du fluide caloporteur du champ solaire en fonction des différentes températures ambiantes (T_a), on a utilisé le programme MATLAB suivant :



```

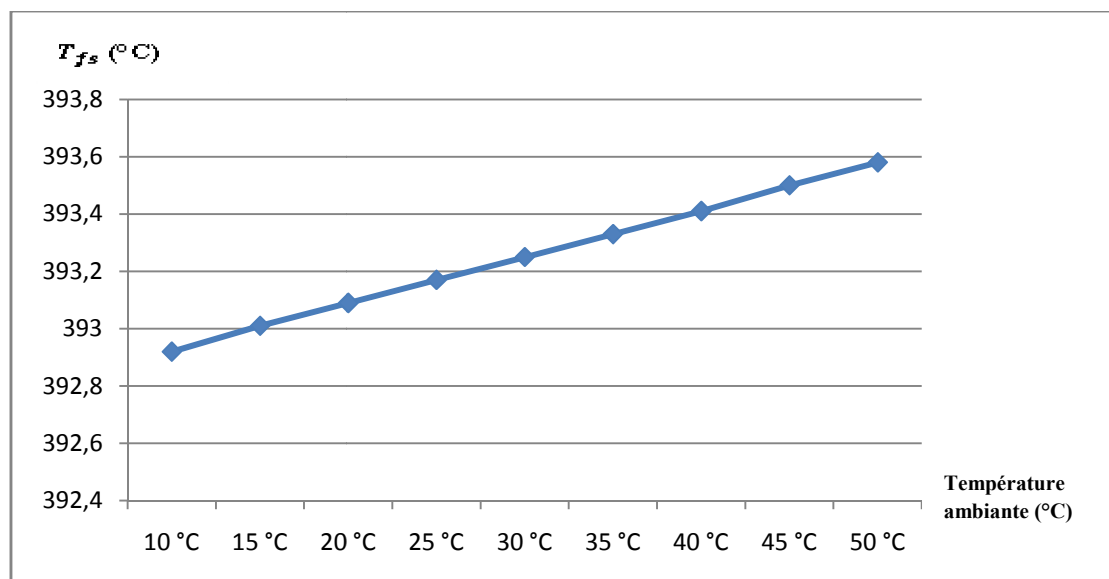
Editor - F:\Logiciels\Matlab R9009b\temp_S.m
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
Stack: Base fx
- 1.0 + 1.1 x % %
1 function [Tfx,A]=temp_S(x,tfe,ta,k)
2 A=(1/(k*7.87e-6))*log(0.35475-(tfe-ta)*k*7.87e-6);
3
4 Tfx=ta- ((exp((k*7.87e-6)*(A-x))-0.35475)/(k*7.87e-6));
5
6
7
8
9

```

Fig.4.10. Programme MATLAB utilisé pour calculer la température T_{fs}

Les résultats obtenus après avoir exécuter ce dernier, sont présentés dans le tableau suivant :

T_a	T_{fs}	A
10 °C	392,92	-1.9625×10^4
15 °C	393,01	-1.9610×10^4
20 °C	393,09	-1.9595×10^4
25 °C	393,17	-1.9580×10^4
30 °C	393,25	-1.9566×10^4
35 °C	393,33	-1.9551×10^4
40 °C	393,41	-1.9536×10^4
45 °C	393,5	-1.9522×10^4
50 °C	393,58	-1.9507×10^4

Tab.4.11. Variations de T_{fs} en fonction de T_a **Fig.4.11. Variations de la température de sortie de HTF du champ solaire**

Cette figure illustre l'influence de la température ambiante sur la température de sortie du fluide caloporteur HTF du champ solaire, on constate que la température de sortie de ce dernier augmente très légèrement en augmentant la température ambiante (augmentation négligeable $\Delta T < 1$). cette légère augmentation est due à la diminution de flux perdu (Q_a) suite à la diminution du gradient de température.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a établi un bilan énergétique du cycle à gaz et du cycle à vapeur en régime permanent (calcul des puissances de chaque point du cycle, et calcul des rendements), on a aussi élaboré une analyse énergétique du système solaire, afin de pouvoir faire une étude de sensibilité, et de voir l'impact de la température ambiante sur la température de sortie du fluide caloporteur du champ solaire, ainsi voir l'influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale.

V.1 INTRODUCTION

La simulation numérique permet de reproduire sur un ordinateur un phénomène physique complexe dont on souhaite étudier l'évolution. Elle repose sur la programmation de modèles théoriques ou mathématiques (intégration des équations du mouvement, des équations différentielles, etc...) qui sont adaptés aux moyens numériques. Ces simulations informatiques sont devenues incontrôlables pour la modélisation des systèmes naturels (physique, chimie et biologie...) et même des systèmes humains (économie et en science sociale...) pour lesquels les expériences sont difficiles, coûteuses voire impossibles.

V.2 Présentation du logiciel THERMOPTIM

Le logiciel Thermoptim est un environnement de modélisation systémique des technologies énergétiques très original et sans équivalent, qui rend possible l'adoption de nouvelles méthodes en matière de pédagogie, de modélisation et d'optimisation.

V.2.1 Principales fonctionnalités du simulateur

THERMOPTIM permet de faire :

- Représentation par simple assemblage graphique de systèmes énergétiques très variés de complexités diverses.
- Modélisation phénoménologique ou/et technologique des composants.
- Double démarche analytique/système.
- Bibliothèque des propriétés des corps couramment utilisés.
- Extension du noyau du progiciel permettant l'ajout de composants externes et le pilotage personnalisé des calculs.
- Un outil utilisable aussi bien pour l'initiation que pour la résolution des problèmes industriels.

Ensuite, THERMOPTIM permet de calculer automatiquement l'état complet (température, pression, volume massique, enthalpie, énergie interne, entropie, exergie, titre) des différents fluides, qui peuvent être des gaz idéaux ou des vapeurs condensables. Ces fluides peuvent subir diverses transformations :

- Des compressions et des détente (système ouvert ou fermé; adiabatiques ou polytropiques; rendement isentropique ou polytropique).
- Des combustions, elles aussi en système ouvert ou fermé; à pression imposée, volume imposé ou température constante.
- Des laminages isenthalpiques

- Des échanges de chaleur avec d'autres fluides, le progiciel pouvant calculer le produit UA du coefficient d'échange thermique par la surface de l'échangeur, pour des configurations à contre-courant, co-courant, à courants croisés.

De plus, le progiciel possède une base de données des propriétés thermodynamiques des corps les plus couramment rencontrés en pratique. La précision sur l'eau et les gaz idéaux est excellente, celle sur les autres vapeurs condensables légèrement moins bonne.

V.2.2 Principe de construction des modèles

Construire avec THERMOPTIM le modèle d'un système thermodynamique est très simple et se fait en deux étapes :

- On commence par en faire une description qualitative en le représentant graphiquement comme un ensemble de composants (plus généralement de fonctionnalités) connectés entre eux par des liens vectoriels représentant les canalisations de fluide ou les échangeurs de chaleur.
- On quantifie ensuite le modèle ainsi défini en paramétrant les différents types primitifs qu'il met en jeu, pour pouvoir en calculer les performances.

V.3 Simulation

Après une étude théorique qui a fourni quelques résultats qualitatifs, une modélisation thermodynamique grâce au logiciel THERMOPTIM offre la possibilité de dégager quelques résultats quantitatifs quant à l'utilisation d'un tel procédé de production d'énergie.

D'après la configuration de la centrale hybride et selon la présence ou l'absence de la source solaire nous avons partagé la simulation en deux modes, le mode nuit et le mode jour.

V.3.1 Premier mode : le cycle combiné (mode nuit)

V.3.1.1 Description du schéma

Dans ce mode nous avons un cycle combiné entre deux turbines à gaz et une turbine à vapeur, ou les gaz d'échappements entrants dans la chaudière de récupération vont servir de générateur de vapeur pour l'eau arrivée de l'aérocondenseur.

V.3.1.2 Création du schéma

Ouvrir THERMOPTIM. L'écran de l'éditeur de schémas est présenté par :

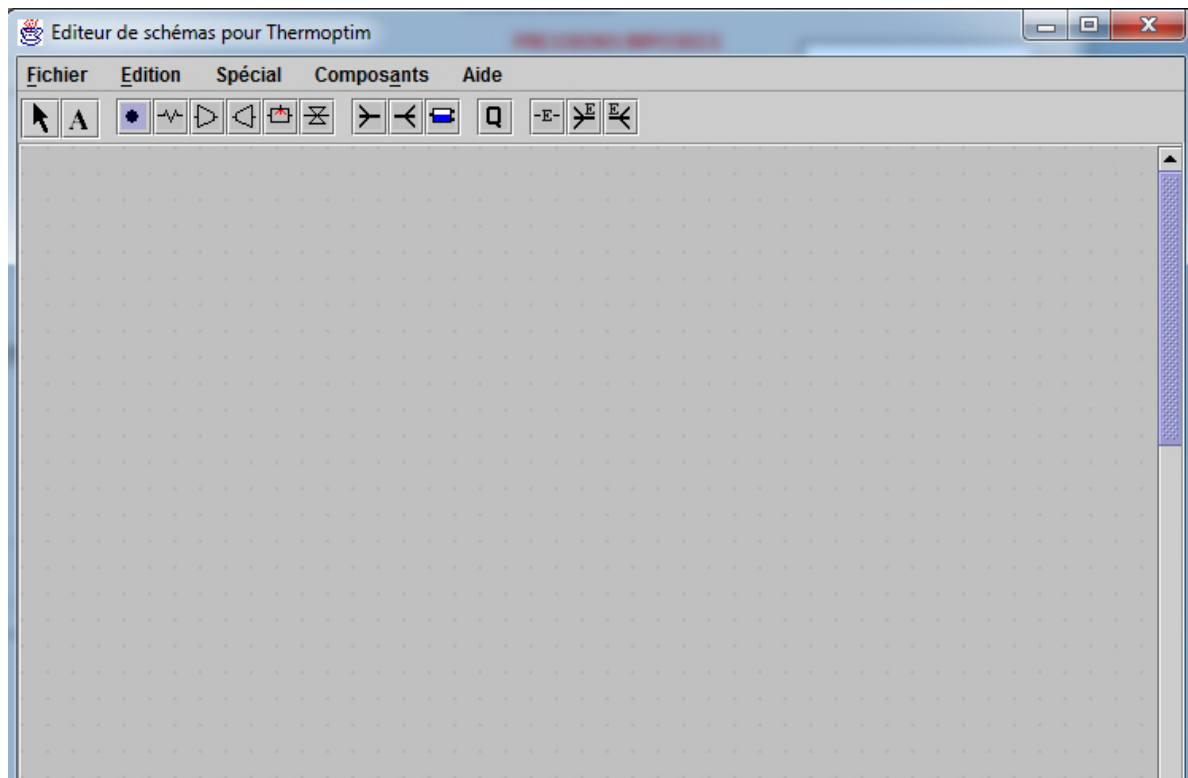


Fig.5.1. Editeur de schéma de THERMOPTIM

Il comporte une palette présentant les différents composants représentables (échanges de chaleur, compresseurs, organes et détente, chambre de combustion, mélangeur, diviseur...), et un panneau de travail où l'on place ces composants et où on les interconnecte par des liens vectoriels.

Le schéma du mode nuit (cycle combiné) contient :

- Turbine à gaz.
- Chaudière de récupération.
- Turbine à vapeur.

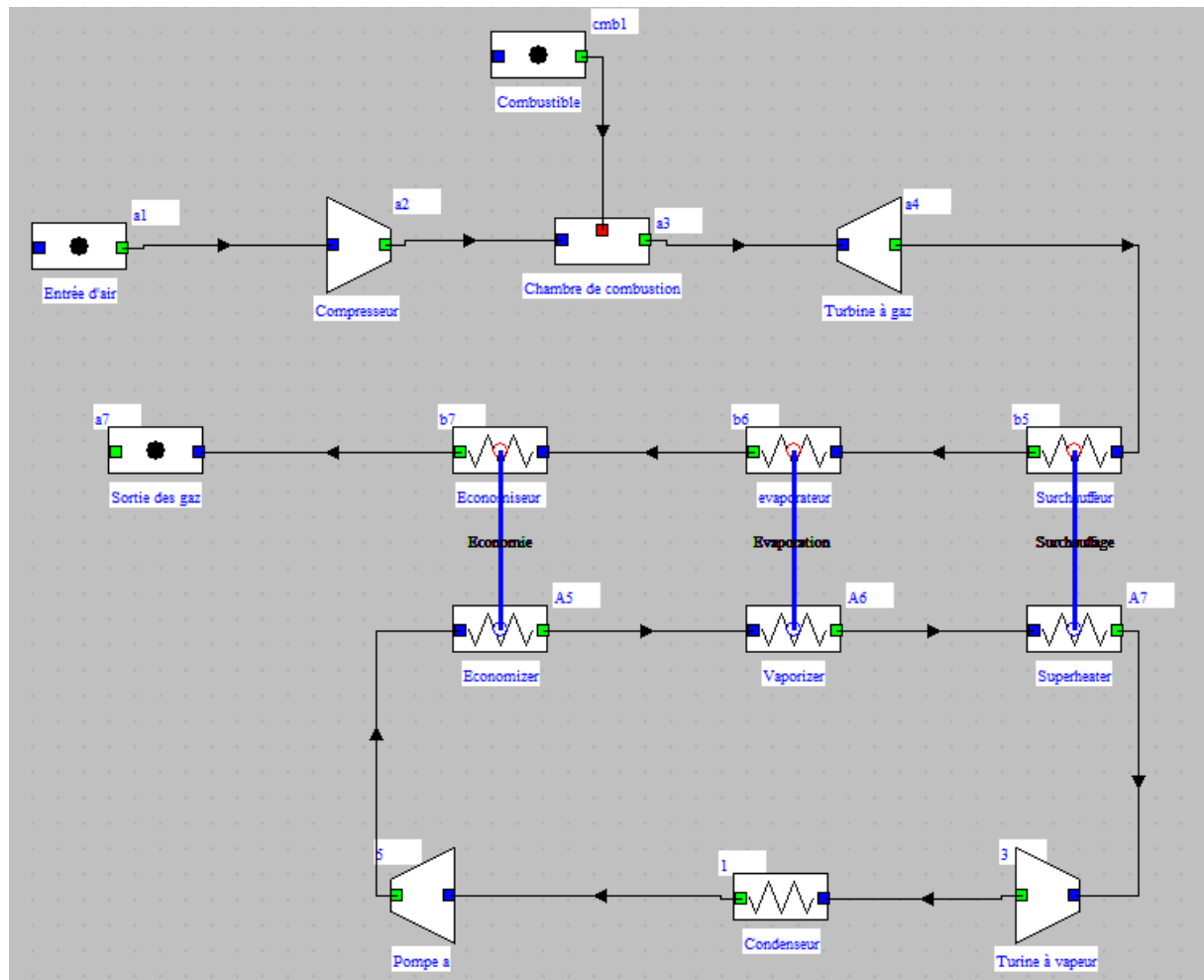
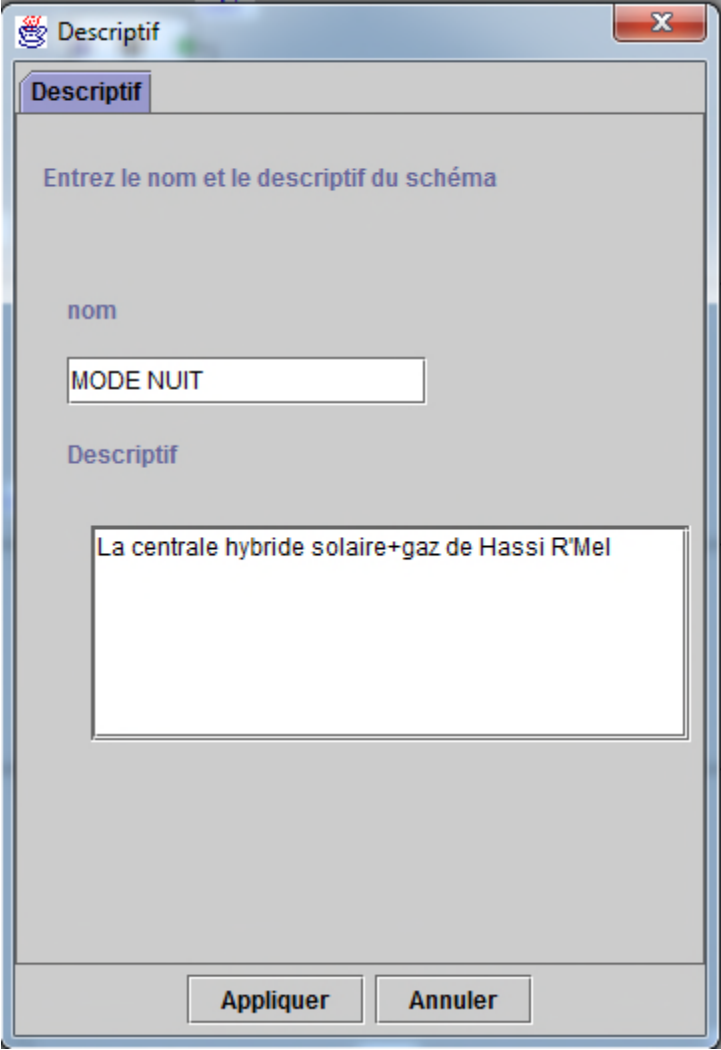


Fig.5.2. La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel en mode nuit (cycle combiné)

A ce stade, la description qualitative du schéma est terminée. Pour faciliter l'archivage de ce schéma, on lui associe un nom et un descriptif, en sélectionnant la ligne **Descriptif** dans le menu **Fichier**.



The image shows a software dialog box titled "Descriptif". It has a tab labeled "Descriptif" and a close button (X) in the top right corner. The main area contains the text "Entrez le nom et le descriptif du schéma". Below this, there are two input fields. The first is labeled "nom" and contains the text "MODE NUIT". The second is labeled "Descriptif" and contains the text "La centrale hybride solaire+gaz de Hassi R'Mel". At the bottom of the dialog, there are two buttons: "Appliquer" and "Annuler".

Fig.5.3. Le descriptif du schéma

En suite on sauvegarde le schéma en lui donnant un nom avec l'extension « .dia ». Dans notre cas « MODE NUIT.dia ».

V.3.1.3 Création des éléments du simulateur

Pour créer les éléments du simulateur, il est recommandé d'utiliser l'interface qui le relie à l'éditeur de schémas, et qui peut être ouvert à partir du menu **Spécial** de l'éditeur de schémas. On clique sur le bouton **Mettre à jour la table des éléments**, l'écran suivant est affiché :

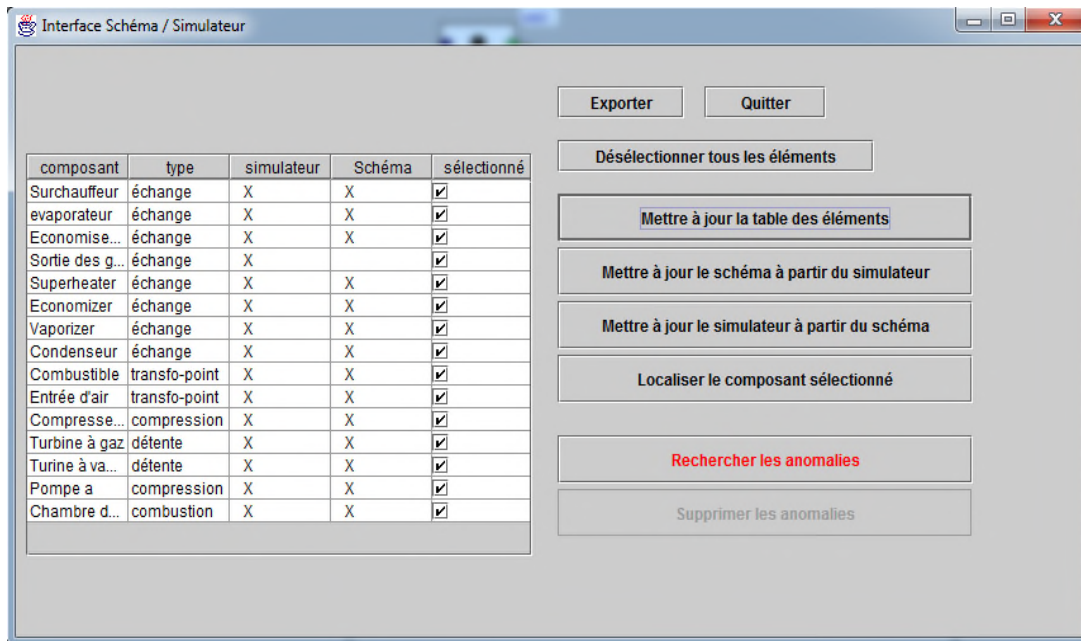


Fig.5.4. Interface Schéma/Simulateur

Pour transférer dans le simulateur l'ensemble des composants, on clique sur le bouton **Mettre a jour le simulateur à partir du schéma**, un nom est demandé pour le projet, on lui donne le nom « MODE NUIT ». Une fois le transfert réalisé, l'écran de projet apparaît comme suit :

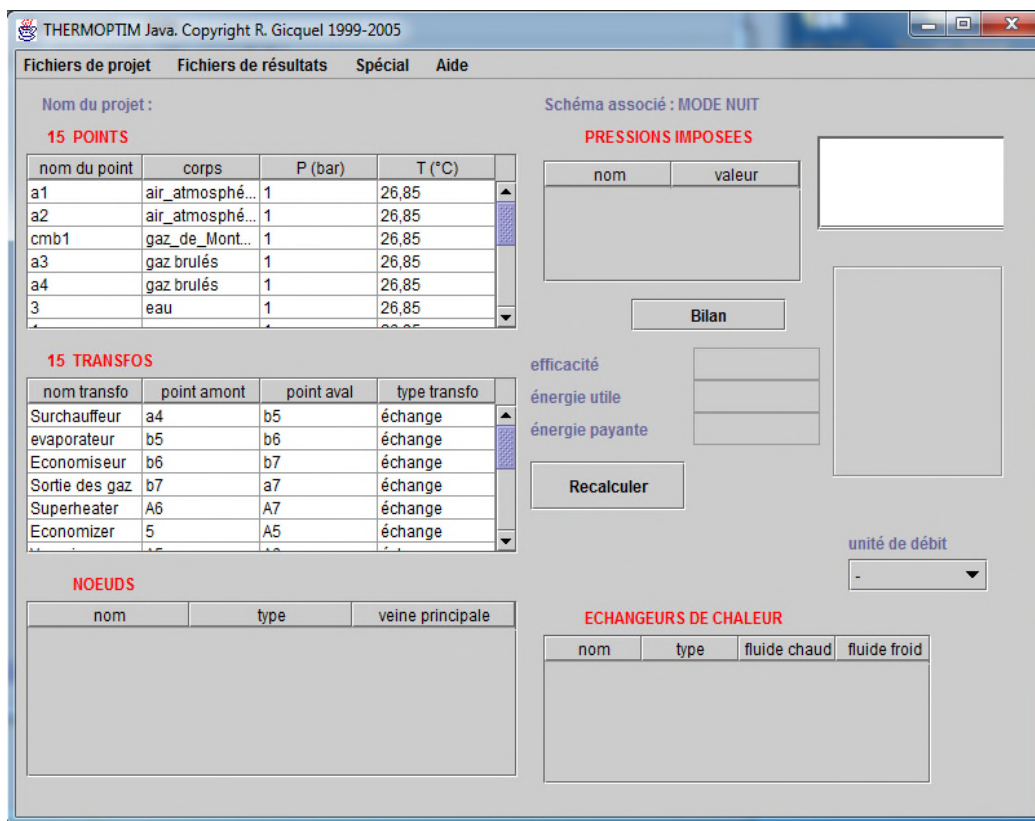


Fig.5.5. Le simulateur du mode nuit (cycle combiné)

Pour terminer la création du modèle , on va maintenant ouvrir chacun des écrans des points et transfos créés , et les paramétrer pour qu'ils correspondent bien au cas désiré . On peut le faire soit à partir de l'écran (**Fig.5.5**), soit à partir de l'éditeur de schémas , en double-cliquant sur les composants pour accéder aux transfos , et sur les liens pour accéder aux points

V.3.1.4 Paramétrage des éléments

Les composants	Les points	Les paramètres		
		Pression (bar)	Température (°c)	Débit (kg/s)
Turbine à gaz	a1	0,95	15	232
	a2	18,05	470,92	232
	Cmb1	20	15	4,44
	a3	18,05	1164	236,44
	a4	0,95	671,96	236,44
	b5	0,95	302,9	236,44
	b6	0,95	219	236,44
	b7	0,95	100	236,44
	a7	0,95	100	236,44
Turbine à vapeur	1	52,57	0,14	50
	5	52,88	0,14	50
	A5	107,62	83	50
	A6	146,61	83	50
	A7	560	83	50
	3	52,57	83	50

Tab.5.1. Les paramètres des points du cycle combiné

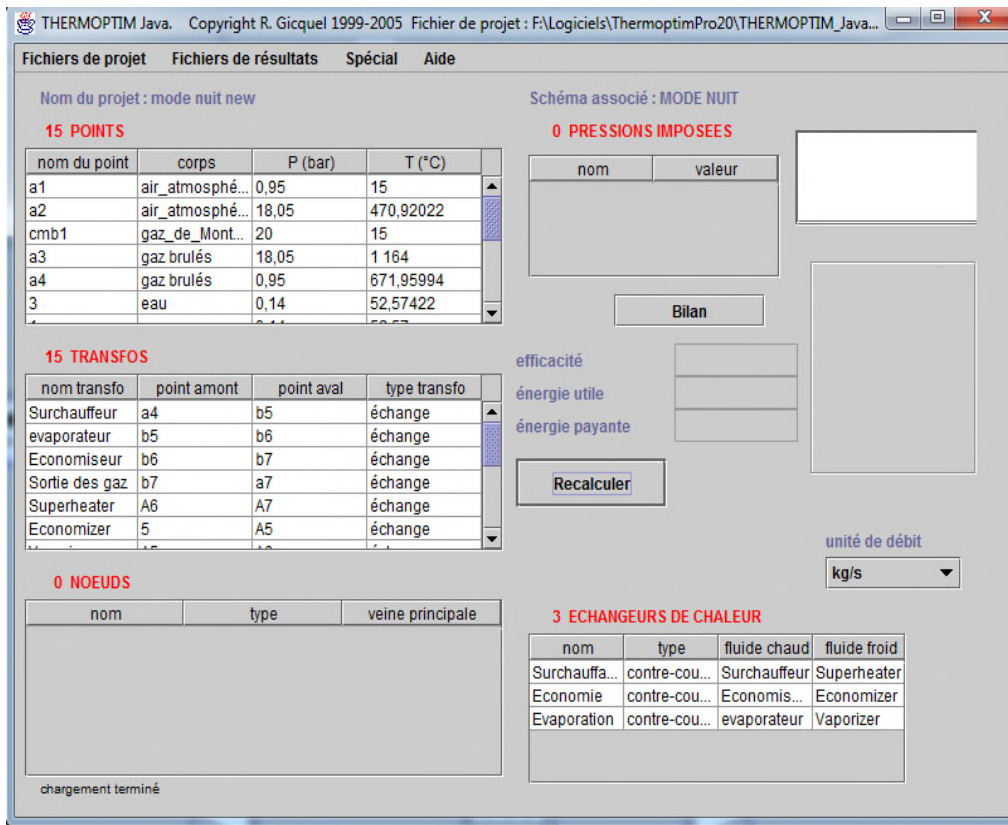


Fig.5.6. Le simulateur du cycle combiné après paramétrage

V.3.1.5 Le bilan

Le schéma est alors complètement quantifié. Son rendement peut être obtenu en cliquant sur la bouton « Bilan » dans l'écran principal du projet.

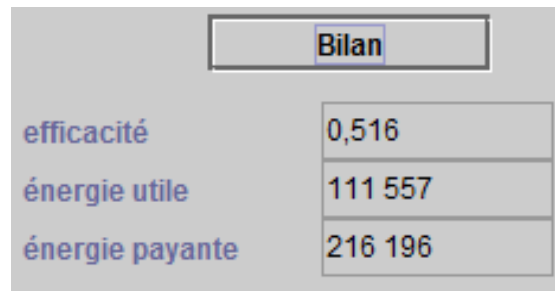


Fig.5.7. Le bilan du cycle combiné

Les différents point du cycle peuvent aussi être visualisés sur le schéma ci-dessous.

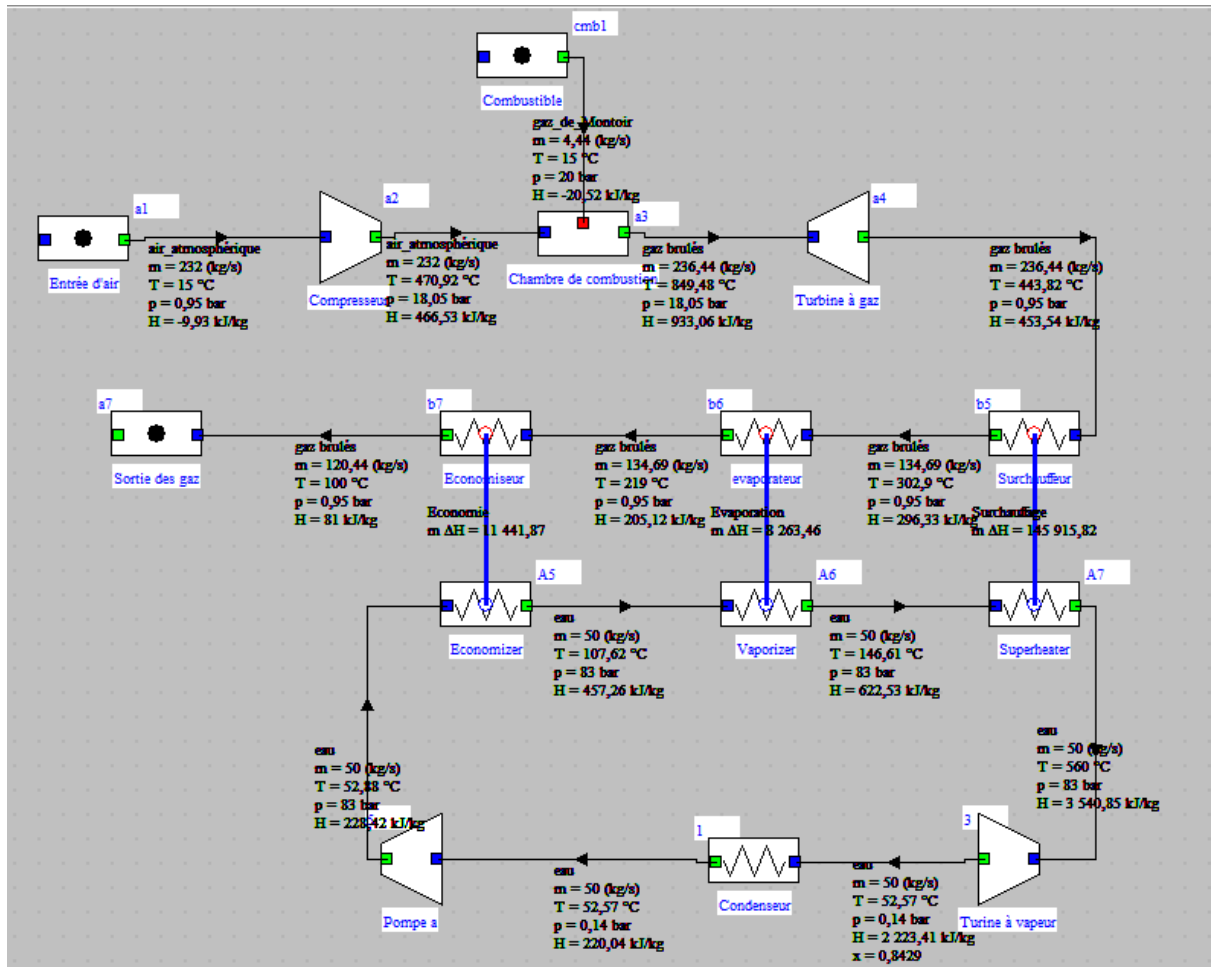


Fig.5.8. La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel en mode nuit (cycle combiné)

V.3.2 Deuxième mode : le cycle hybride (mode jour)

V.3.2.1 Description du schéma

On a une centrale thermo-solaire à cycle combiné. L'énergie thermique du champ solaire est utilisée pour produire de la vapeur additionnelle, donc la capacité de la turbine à vapeur est augmentée par rapport à celle de la centrale à cycle combiné.

V.3.2.2 Création du schéma :

Le schéma du mode jour contient :

- Chaudière de récupération.
- Turbine à vapeur
- Champ solaire
- Générateur de vapeur solaire.

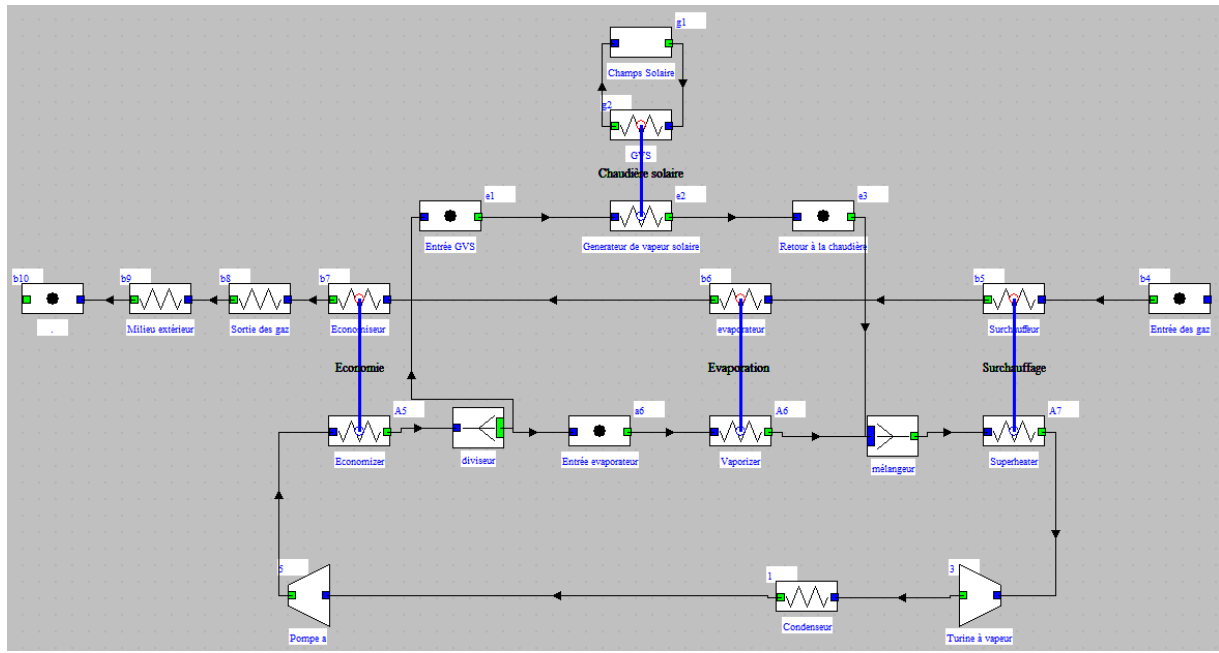


Fig.5.9. La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel en mode jour (cycle hybride)

V.3.2.3 Création des éléments du simulateur

En suivant les mêmes étapes, on obtient :

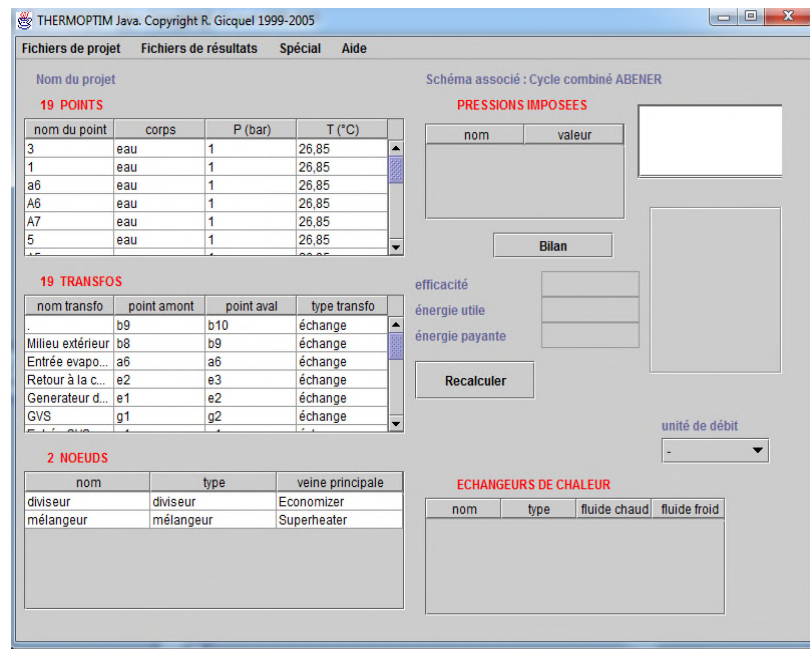


Fig.5.10. Le simulateur du cycle hybride (mode jour)

V.3.2.4 Paramétrage des de éléments

Les composants	Les points	Les paramètres		
		Pression (bar)	Température (°C)	Débit (kg/s)
Turbine à gaz	b4	0,95	15	232
	b5	18,05	470,92	232
	b6	20	15	4,44
	b7	18,05	1164	236,44
	b4	0,95	15	232
Turbines à vapeur	1	0,14	52,57	50
	5	0,14	52,88	50
	A5	83	165,24	50
	e1	83	165,24	25
	e2	83	375,49	25
	e3	83	375,49	25
	a6	83	372	25
	A6	83	342,56	25
	A7	83	560	50
Champ solaire	3	0,14	52,57	50
	G1	14	393	550
	g2	14	314,68	550

Tab.5.2. Les paramètres des points en mode jour

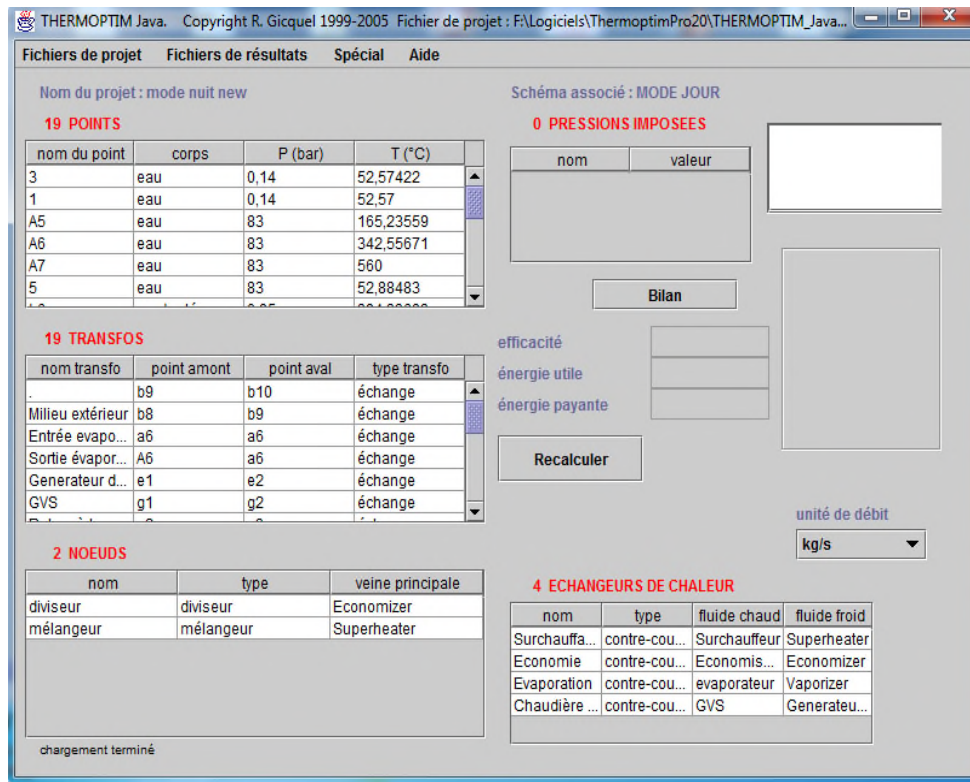


Fig.5.11. Le simulateur du mode jour après paramétrage

V.3.2.5 Le bilan

Le rendement de la centrale en mode jour est obtenu en cliquant sur le bouton « Bilan » dans l'écran principal du projet :

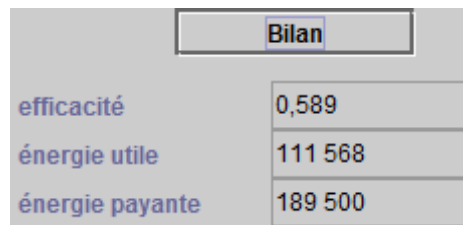


Fig.5.12. Le bilan de la centrale en mode jour

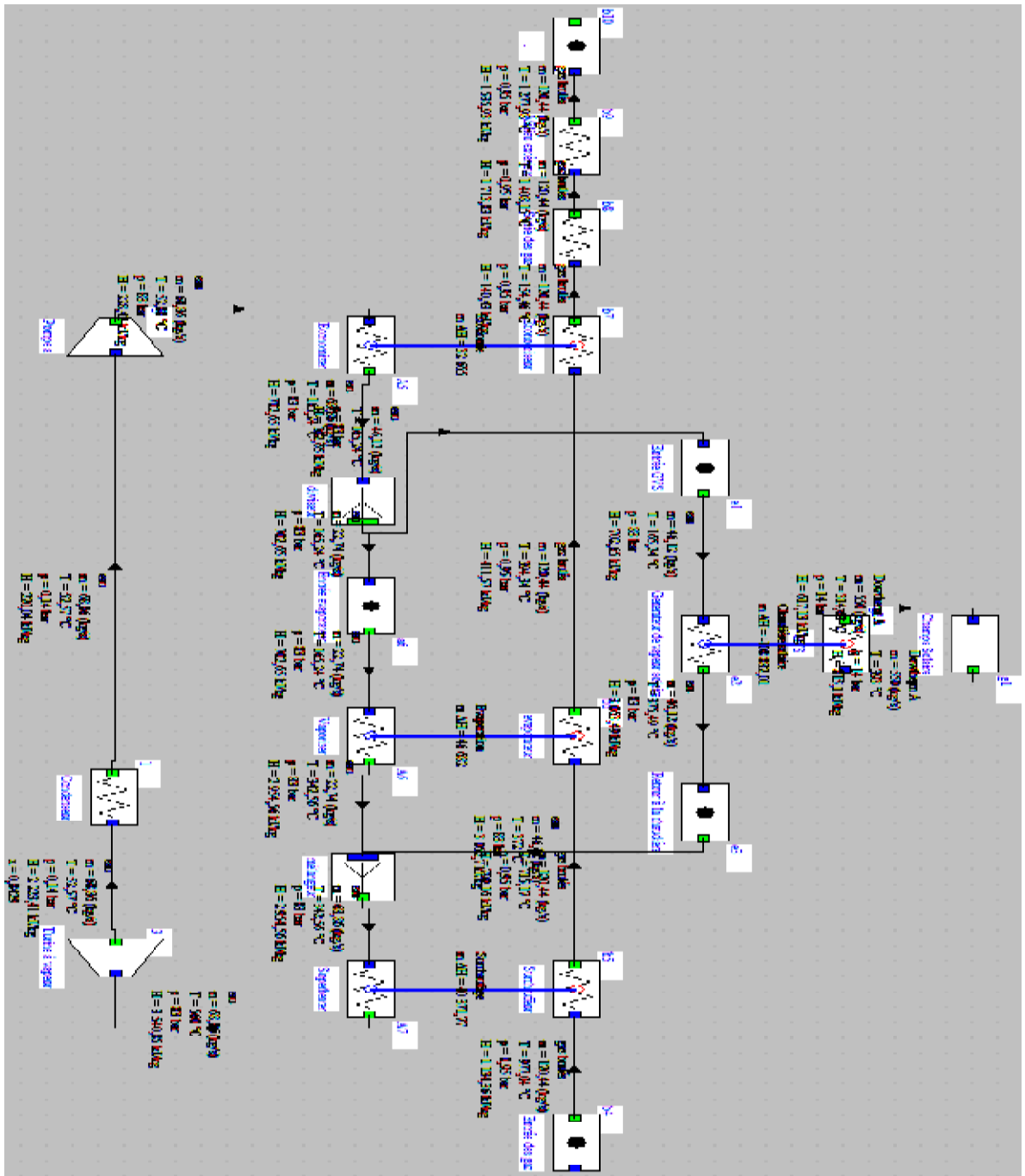


Fig.5.13. Le bilan de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel en mode jour

V.4 Etude de sensibilité

V.4.1 Cycle combiné (mode nuit)

Température	Energie utile	Energie payante	Rendement
10 °C	111970	216111	0,518
15 °C	111568	216111	0,516
20 °C	111165	216111	0,514
25 °C	110764	216111	0,513
30 °C	110361	216111	0,511
35 °C	109958	216111	0,509
40 °C	109559	216111	0,507
45 °C	109161	216111	0,505
50 °C	108762	216111	0,503

Tab.5.3. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale

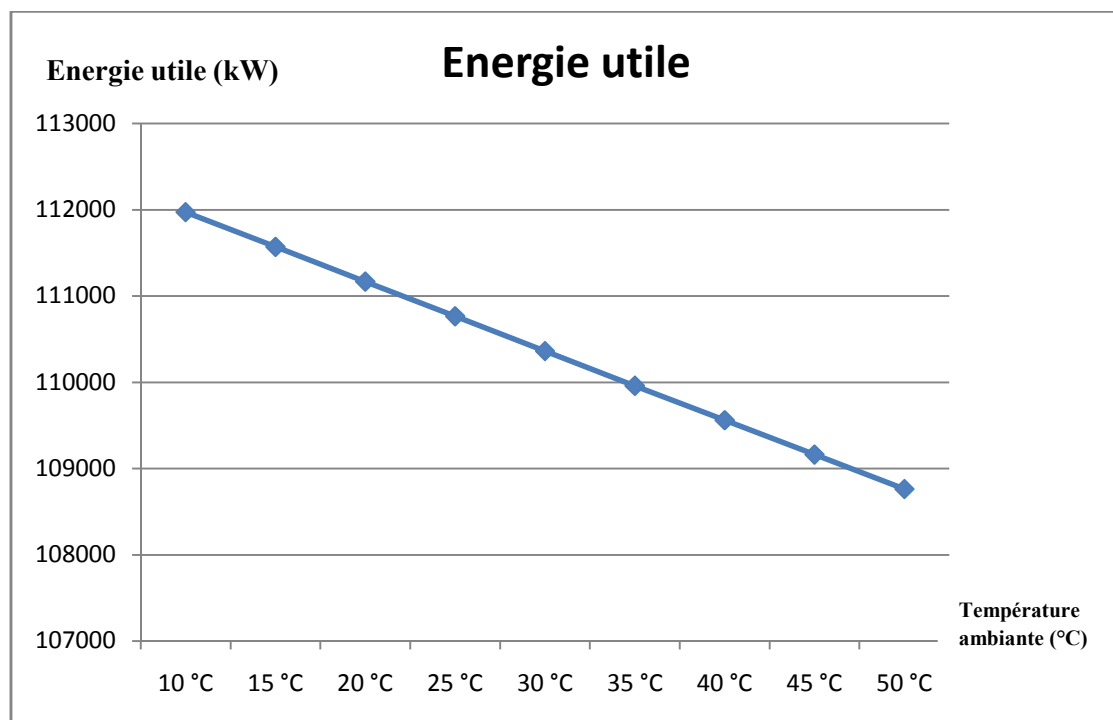


Fig.5.15. Variations de l'énergie utile en fonction de la température ambiante

Ce graphe représente la variation de l'énergie utile en fonction de la température ambiante, on constate que l'énergie utile diminue linéairement avec l'augmentation de la température ambiante.

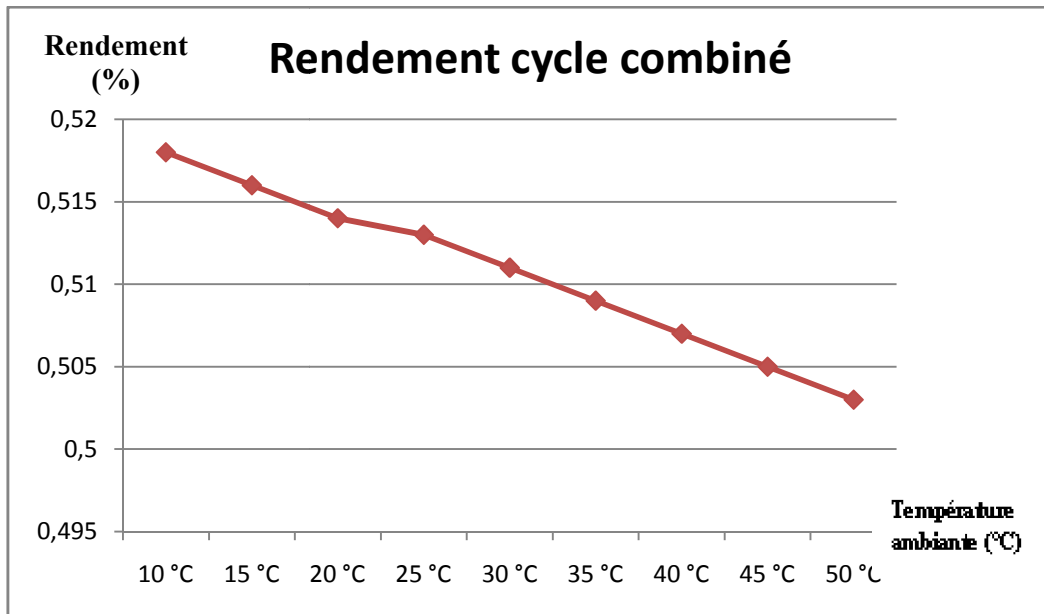


Fig.5.14. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale

Ce graphe montre la variation du rendement du cycle combiné (la centrale en mode nuit) en fonction de la température ambiante. Le rendement diminue avec l'augmentation de la température ambiante, cela est dû à la variation de l'énergie utile, plus la température ambiante augmente plus l'énergie utile diminue, donc le rapport $\left(\frac{\text{énergie utile}}{\text{énergie payante}}\right)$ diminue, ce qui justifie la diminution du rendement du cycle combiné.

V.4.2 Cycle hydride (mode jour)

Température	Energie utile	Energie payante	Rendement
10 °C	111970	189500	0,591
15 °C	111568	189500	0,589
20 °C	111165	189500	0,587
25 °C	110764	189500	0,585
30 °C	110361	189500	0,582
35 °C	109958	189500	0,58
40 °C	109559	189500	0,578
45 °C	109161	189500	0,576
50 °C	108762	189500	0,573

Tab.5.4. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale

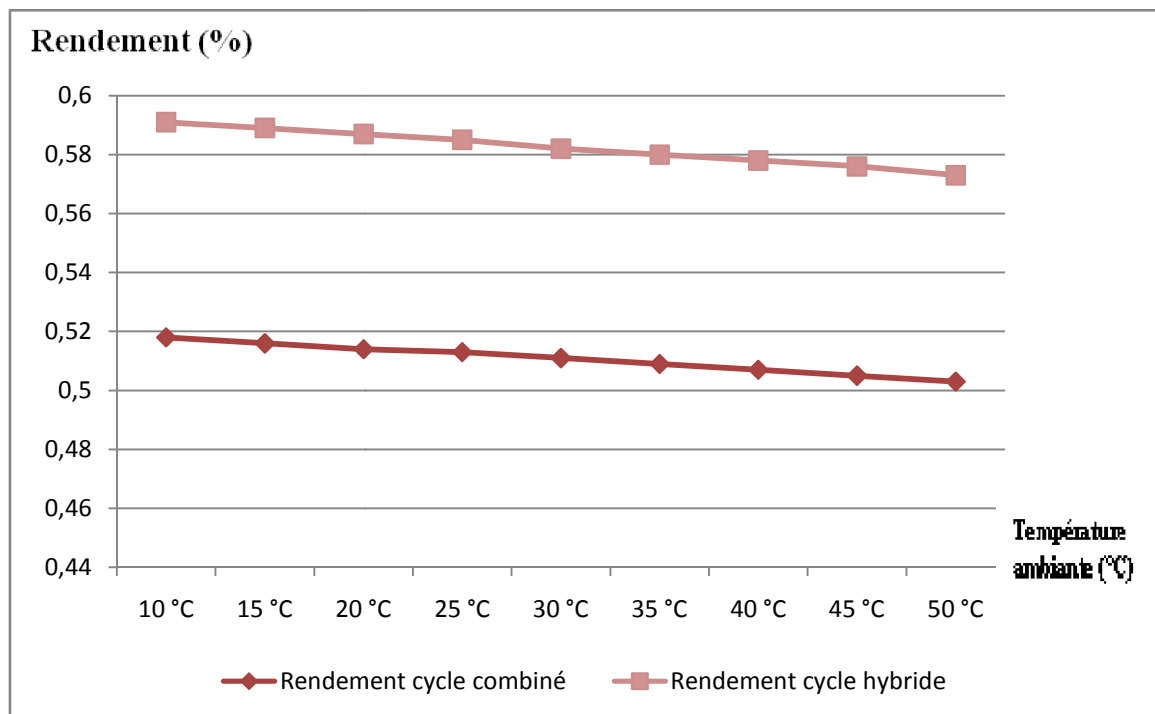


Fig.5.16. Influence de la température ambiante sur le rendement de la centrale

Ce graphe est une comparaison entre la variation du rendement du cycle combiné et le rendement du cycle hybride, en fonction de la température ambiante. On remarque que les deux rendements diminuent linéairement d'une manière équivalente avec l'augmentation de la température ambiante.

Le rendement du cycle hybride est plus important que celui du cycle combiné (différence de $\approx 7,3\%$), ceci est dû au gain du combustible (énergie payante) à niveau des brûleurs de pression qui se trouvent dans les deux chaudières de récupération.

CONCLUSION

Après avoir mené cette simulation avec le logiciel THERMOPTIM, nous avons pu calculer le rendement de la centrale hybride dans les deux modes, et nous avons fait une comparaison entre le mode jour (cycle hybride) et le mode nuit (cycle combiné) sur les paramètres qui déterminent l'efficacité de chaque mode (l'énergie payante, l'énergie utile).

Nous sommes arrivés à la conclusion suivante : Dans le mode jour, le champ solaire participe dans le fonctionnement de la centrale, ce qui contribue à réduire l'apport en gaz (économie de combustible), donc le rendement de la centrale augmente pendant les périodes d'ensoleillement.

CONCLUSION GENERALE

Le stage pratique que nous avons effectué à la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel a été très bénéfique, car il nous a permis de compléter nos connaissances théoriques par la cohésion avec la pratique professionnelle.

Ce modeste travail, a pour but de traiter un sujet d'actualité, dans le domaine des énergies renouvelables, il s'agit de l'utilisation du soleil thermodynamique pour produire de l'énergie électrique. Ce domaine est très important, attractif et prometteur.

Le choix de la technologie *ISCCS*, pour la première centrale Algérienne, est un choix très judicieux. L'hybridation est réalisée par l'intégration des miroirs cylindro-paraboliques dans une centrale thermique à cycle combiné. L'évaluation thermodynamique d'une centrale thermique est une étape essentielle pour tout effort à fournir dans le but d'améliorer ses performances.

Après avoir pris connaissance des différents éléments de la centrale, nous avons calculé la puissance et le rendement de la centrale pour différentes journées de l'année, avec et sans la contribution du champ solaire au fonctionnement de la centrale.

Le but de ce travail est d'étudier l'influence des conditions ambiantes sur les performances de la centrale solaire-gaz de Hassi R'Mel. Les résultats des calculs, et de la simulation montrent que le rendement global de la centrale est de l'ordre de 51% lorsqu'elle fonctionne en cycle combiné, et de l'ordre de 58,9% en mode hybride. Aussi, nous avons constaté que l'augmentation de la température ambiante engendre une diminution du rendement global de la centrale.

Au terme de cette étude, on relève plusieurs points positifs :

- *L'insertion dans un milieu industriel de la production d'énergie électrique à partir d'une énergie propre et renouvelable, qui répond à une demande croissante en énergie électrique tout en résolvant les problématiques environnementales liées aux changements climatiques.*
- *La centrale de Hassi R'Mel aura un impact positif sur l'environnement : moins de gaz brûlés, et moins d'émission de gaz à effet de serre (CO_2, SO_2).*

Références bibliographiques

- [1] ARCEA/GASN, Fiche N°37 Ind. : 3 du 15 Septembre 2009.
- [2] M. Haddadi, Elaboration d'une Commande pour Héliostat. Rapport Interne, ENP, 2003.
- [3] Bruno Rivoire, Le solaire thermodynamique. Groupe d'évaluation scientifique Thémis : de 1982 à 1987. Un laboratoire propre du CNRS, site d'Odeillo.
- [4] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications. Edition Tec-Doc, 1980.
- [5] L'énergie solaire concentrée, Wikipedia
- [6] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire, conversion thermique et application. Technique et Documentation, Paris, 1979.
- [7] Anne Labouret , Michel Villos , Energie solaire photovoltaïque .Edition Dunod Paris, 2005.
- [8] Retscreen, Photovoltaic Background, International Renewable energy decision support centre, Resources Canada 2001-2002.
- [9] 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.
- [10] Energie solaire, les machines élévatoires, archives document FAO, dpt du développement durable.
- [11] Y. Jannot, Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire, Octobre 2003.
- [12] A.A. Sfeir, G. Guarracino, Ingénierie des systèmes solaires, application à l'habitat. Technique et documentation 1981.
- [13] J.A. Duffie, and J.W. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 2ed, Inc, 1991.
- [14] Liaison Énergie-Francophonie. 'Énergie et développement durable en Méditerranée'. N°71-2e Trimestre 2006, Page 95.
- [15] A.N. Cherigui : 'Les énergies du futur en Algérie : l'hydrogène solaire'. Quotidien d'Oran, N°3581, 27 septembre 2006.
- [16] Brahim (MEM). 'Situation des énergies renouvelables en Algérie'. Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche, 22 et 23 mai 2001, Hôtel Sheraton, Alger, Algérie.
- [17] « 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.
- [18] Régis Olivés L'énergie solaire, Comparaison des technologies solaires à concentration page 49.

[19] Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique .Syndicat des énergies renouvelables 13-15, rue de la Baume 75008 Paris. Mai 2010.

[20] Paul De Neyer•Energie solaire thermique, Guide des Energies Renouvelables, mai 2003.

[21] Jean Jacques Bezian, Arezki Bounaceur, Alain De ryck, Mouna El hafi, Un nouveau concept de centrale solaire thermodynamique base sur un récepteur a lit fluidise. Energ. Ren : 13^{ème} journées internationales de thermique. Publié dans"JITH 2007.

[22] <http://www.solar.areva.com/>

[23] Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007).

[24] Les Centrales Solaires à Concentration, Quoilin Sylvain Ingénieur Civil Electromécanicien/Energéticien Université de Liège, Mai 2007.

[25] Centrales Solaires Thermiques. www.outilssolaires.com.

[26] Alain. Ferrière, Centrales solaires thermodynamiques, Techniques de l'ingénieur BE 8 903.

[27] ESTELA, Association Européenne de l'Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration : « Electricité solaire Thermodynamique Valoriser le potentiel méditerranéen », www.estelasolar.eu.

[28] Collado F. & Guallar J. (2009), Design of solar tower plants heliostat by heliostat: the blocking factor, Proceedings of 15th Solar PACES International Symposium, 15-18 September, Berlin, Germany.

[29] Wilcox, Thermax Babcock et. Manuel de la chaudière TBW. Hassi R'mel : s.n., 2010.

[30] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, SATINFO 2011.

[31] Gil A. et al. (2009), State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 – Concepts, materials and modelization, Renew Sustain Energy Rev, pp 25.

[32] Meziane Lila, Analyse des performances d'unités de production d'énergie -cas de turbine à gaz, soutenu le 30 Octobre 2011.

[33] Manuel de formation pour la conduite et l'entretien, AFFAIRE N.P : SONATRACH SRGA2, LOCALITE':ALGERIE.

[34] Mourice bailly, the thermodynamics technics, Bordas Paris 1971.

[35] Giraud. M., Silet. J., "Turbines à gaz aéronautiques et terrestres" Techniques de l'Ingénieur Article B 4 410.

Remarque : L'ensemble des données (les plans de circuits, les températures, les pressions, les débits, les puissance...etc) sont fournis par **ABENER**.

Annexe -1-

1- Turbine à gaz

- Nombre de turbines : **2**
- Fabricant : **Siemens**
- Modèle : **SGT-800**
- Vitesse : **6600 rpm**
- Survitesse : **110%**
- Puissance Nette par turbine avec le gaz naturel à 100% de charge dans les conditions ISO : **47,00 MW**
- Rendement Net par turbine avec le gaz naturel à 100% de charge dans les conditions ISO : **37,5%**

2- Turbine à vapeur

- Nombre de turbines : **1**
- Fabricant : **Siemens**
- Modèle : **SST900-C**
- Nombre de corps : **1**
- Vitesse : **300 rpm**
- Survitesse : **110%**
- Contournement de Vapeur (By-pass HP) : **Oui**
- Capacité Nette de 100% de charge dans les conditions de référence : **67,941 MW**
- Rendement Net à 100% de charge dans les conditions de références : **33,5%**
- Type de condenseur adapté au mode de refroidissement : **Aérocondenseur (SPX)**

Annexe -2-

1- Chaudière de récupération

- Nombre: **2**
- Fabricant : **THERMAX**
- Orientation : **Horizontale**
- Nombre de niveau de pression : **2**
- Circuit de resurchauffe : **Non**
- Type de circulation : **Naturelle**
- Débit maximum de vapeur à BMCR par HRSG: **125,28 tonnes/heure**
- Température de la vapeur HP : **560 °C**
- Pression de la vapeur HP : **83 bar**