

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE ABOUBEKR BELKAID TLEMCEN
FACULTE DE TECHNOLOGIE**



DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

**PROJET DE FIN D'ETUDE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
DE MASTER EN GENIE MECANIQUE
OPTION : GENIE THERMIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES**

Optimisation d'une installation solaire

**Présenté par
Mr. CHEKKAF Omar**

Encadreur : Mr. ALIANE Khaled

Mr. GUENINECHE Nabil

Soutenu en Juin 2014 devant le Jury composé de :

Mr. M. BENRAMDANE

Président

Mme. L. Benseddik

Examineur

Mme.H. SAIB

Examineur

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2013-2014

Remerciements

On remercie ALLAH de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Nous exprimons nos gratitude, nos reconnaissances et nos sincères remerciements à Mr. ALIANE Khaled pour nous avoir encadré tout le long de nos projet.

Il y'a lieu de remercier également Mr. M. BENRAMDANE, pour avoir bien accepté de présider ce jury, et à Mme L. Benseddik et Mme H. SAIB pour examiner ce projet.

On ne peut terminer sans toutefois remercier tous ceux et celles qui de près ou de loin, m'ont apporté aide et encouragement.

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude.

CHEKKAF Omar & GUENINECHE Nabil

Dédicaces

*Je dédie ce travail à mes chers parents
A mes chers frères, A mes chères sœurs
Et toute la famille.*

Omar chekkaf

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire de master plus particulièrement :

- *A mes très chers parents, tout mon respect et affection en témoignage de leur soutien, sacrifice, patience, ainsi que pour leurs conseils et orientations dans ma vie.*
- *A mes très chers frères .*
- *A toute ma famille.*
- *A tout mes enseignants.*
- *A tout mes amis.*

Nabil Guenineche.

Résumé

Les énergies renouvelables sont devenues une source de préoccupation surtout que notre pays possède un grand potentiel étendu ensoleillé durant l'année. Nous pouvons utiliser l'énergie solaire pour produire de l'électricité (cellules photovoltaïques ou centrale thermo-solaire) ou pour la production de chaleur (capteurs thermiques).

Notre travail consiste à optimiser le fonctionnement d'une installation simple qui comprend un capteur solaire (bouilleur), une turbine à vapeur et un condenseur. Nous avons effectué des calculs pour différents débits de masse, à l'entrée du capteur solaire et différentes températures à l'entrée de la turbine. Nous avons trouvé que l'augmentation du débit massique et de la différence de température entre l'entrée et la sortie, conduit à une augmentation de la quantité de chaleur produite par le capteur solaire et la puissance de la turbine. En outre, nous avons étudié l'effet de la constante du capteur solaire K sur la température optimale.

Mots clés : Centrale thermo-solaire, optimisation, performances de l'installation.

Abstract

Renewable energies have become a source of concern especially when our country possesses a huge extended sunny potential. We can use solar energy to generate electricity (photovoltaic cells or solar plant) or for the production of heat (thermal collector). Solar power plants are hybrid stations that use thermal solar collectors to generate electricity. Our job is to optimize the operation of a simple installation which comprises a solar collector (boiler), a steam turbine and a condenser. We have made calculations for different mass flow rates, temperatures in the different solar input and temperatures at the inlet of the turbine. We found that increasing the mass flow and the temperature difference between the input and output, lead to an increase of the amount of heat generated by the solar collector and the power of the turbine. Furthermore, we found that the optimum temperature is obtained for a constant lowest collector.

Keywords : thermal solar plant, optimisation, performance of the installation.

ملخص

ينحصر عملنا أساسا على تحسين مردود محطة توليد الكهرباء عن طريق الطاقة الشمسية. يلعب اللاقط الشمسي دور المرجل إضافة إليه تحتوي المحطة أيضا على عنفة بخارية و مكثف بخاري. قمنا بحسابات دقيقة لمعدلات تدفق مختلفة و ذلك بدلالة درجة الحرارة عند مدخل كل من اللاقط الشمسي و العنفة البخارية. النتائج المتحصل عليها تثبت أن زيادة تدفق و الزيادة في فرق درجات الحرارة بين مدخل و مخرج اللاقط الشمسي يؤديان حتما على الزيادة في كمية الطاقة المنتجة و يؤدي ذلك إلى زيادة إستطاعة العنفة البخارية. زيادة على ذلك قمنا بدراسة ثابت اللاقط الشمسي على درجة الحرارة المثلى التي ينبغي الحصول عليها.

Sommaire

Introduction Générale

CHAPITRE I : Gisement Solaire

Introduction	5
I.1 Le soleil	5
I.2 Structure et composition de l'atmosphère	6
I.3 L'effet de l'atmosphère	7
I.3.1 Émissions solaire.....	8
I.3.2 Émissions terrestres.....	9
I.3.3 Deux autres termes existent.....	10
I.4 Le rayonnement solaire au sol.....	10
I.5 Géométrie Terre-Soleil	11
I.5.1 Les coordonnées horaires.....	11
I.5.1.1 La variation de la déclinaison du soleil.....	11
I.5.1.2 Angle horaire.....	12
I.5.2 Les coordonnées horizontales.....	13
I.5.2.1 Hauteur du soleil	13
I.5.2.2 Azimut du soleil	13
I.5.3 Les coordonnées géographiques.....	14
I.5.3.1 La latitude.....	14
I.5.3.2 La longitude.....	14
I.6 La constante solaire.....	15
I.7 Les temps solaires.....	16
I.8 Potentiel solaire en Algérie.....	17

CHAPITRE II : Les centrales solaires

Introduction :.....	20
II-1-Les centrales solaires:.....	21
II-2-Rendement:.....	21
II-3-Aperçu de technologie.....	22
II-3- Les différents types des centrales solaires	23
II-3-1- Les centrales à capteur cylindro-parabolique.....	23
II-3-2- La Tour Solaire.....	29
II-3-3- Les centrales à capteurs paraboliques	32
II-4- Le transport et le stockage de la chaleur.....	33
II-4-1- Cas de l'eau-vapeur.....	33
II-4-2- Cas du sel fondu	34
II-4-3- Cas du sodium.....	34
II-4-4- Cas de l'air.....	35
II-5-La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée.....	35
II-5-1- Le cycle à vapeur.....	35
II-5-2- Le cycle combiné.....	36
II-5-3-Le cycle Stirling.....	37

CHAPITRE III : cycles thermodynamiques

III.1 Le cycle de base de Rankine.....	38
III.2 Le cycle à vapeur surchauffée (cycle de Hirn).....	43
III.3 Le cycle à vapeur resurchauffée.....	45
III.4 Les cycles à vapeur à régénération (cycles à soutirage).....	46
III.5 La cogeneration.....	50

CHAPITRE IV : Résultats et interprétations

IV-1- Cycle thermodynamique solaire	52
IV-1 Bouilleur	52
IV-1-2 Turbine	54

IV-2 Optimisation de T_1	55
IV-3-Résultats et discussions.....	56
IV-3-1- L'énergie reçue sur le capteur solaire	56
IV-3-2- La quantité de chaleur donnée par le capteur solaire	64
IV-3-2-1- L'influence du débit massique	64
IV-3-2-2- L'influence de la température T_0	64
IV-3-2-3- L'influence de la température T_1	64
IV-3-3- La puissance de la turbine	66
IV-3-3-1- L'influence du débit massique	66
IV-3-3-2- L'influence de la température T_0	66
IV-3-3-3- L'influence de la température T_1	66
IV-3-4- Le rendement du capteur	67
IV-3-4-1- L'influence de la température T_0	67
IV-3-4-2- L'influence de la température T_1	68
IV-3-5- L'influence de k	69
Conclusion générale	71

Références bibliographiques

Liste des figures

Figure I-1: Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol.....	7
Figure I-2 : Diagramme représentatif de l'effet de l'atmosphère	8
Figure I-3 : Variation de l'irradiation arrivant sur terre en fonction de sa longueur d'onde.....	11
Figure I-4 : Variation de la déclinaison du soleil au cours du mouvement de la terre autour de soleil.....	12
Figure I-5 : Schéma descriptive pour les angles azimut et hauteur solaire.....	14
Figure I-6: Schéma descriptive pour les angles latitude et longitude de la terre.....	15
Figure I.7: Atlas solaire Algérien.....	18
Figure II.1 : les principaux systèmes de concentration.....	20
Figure II.2 : centrale solaire.....	21
Figure II.3 : Irradiation solaire moyenne.....	22
Figure II.4 : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.....	23
Figure II.5 : Champ de collecteurs en Californie.....	24
Figure II.6 : Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique.....	24
Figure II.7: Tube collecteur.....	25
Figure II.8: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel.....	27
Figure II.9: Prototype de 2500 m ² à Liège.....	28
Figure II.10: configuration typique d'un système de tour solaire à sels fondus.....	29
Figure II.11 : Solar II central receiver plant in Barstow, California.....	29

Figure II.12: Récepteur volumétrique.....	30
Figure II.13 : Capteur parabolique avec moteur stirling.....	31
Figure II.14 : schéma d'un cycle combiné.....	36
Figure III.1: Schéma d'une machine motrice à vapeur	39
Figure III.2: Cycles de Rankine [123451] et de Carnot [13'451] dans un diagramme (T,s).....	39
Figure III.3: Cycles de Rankine [123451] et de Carnot équivalent [13''4''51] dans un diagramme (T, s).....	39
Figure III.4: Schéma d'une machine motrice à vapeur surchauffée	43
Figure III.5: Cycles de Hirn humide [1234561] et sec [$1_a 2_a 3 4 5 6 1_a$] comparés au cycle de Carnot fonctionnant avec l'écart maximum de température [13'561] et au cycle de Carnot équivalent [13''5''61] dans un diagramme (T, s).....	44
Figure III.6: Schéma d'une machine motrice à vapeur resurchauffée	45
Figure III.7: Cycles à vapeur resurchauffée :cycle humide [123456781] et cycle sec [$1_a 2_a 3 4 5 6 7 8_a 1$]	45
Figure III.8: Cycle idéal à régénération dans un diagramme (T, s).....	46
Figure III.9: Schéma d'une machine motrice à vapeur à soutirage avec réchauffeur à contact indirect: il y a retour au condenseur de la vapeur soutirée	48
Figure III.10: Cycle idéal à soutirages avec régénérateur à contact indirect dans un diagramme (T, s).....	48
Figure III.11: Schéma d'une machine motrice à vapeur à soutirage avec réchauffeur à contact direct: il n'y a pas de retour au condenseur de la vapeur soutirée	49
Figure III.12: Cycle idéal à soutirages avec régénérateur à contact direct dans un diagramme (T, s).....	50
Figure IV-1 : Système étudié.....	52
Figure IV-2 : Représentation du cycle de l'installation sur le diagramme de T-S.....	53

Figure IV-3 : L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=500$ W/m ² (Hiver).....	57
Figure IV-4 : L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=600$ W/m ² (Hiver).....	57
Figure IV-5: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=700$ W/m ² (Hiver).....	58
Figure IV-6: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=800$ W/m ² (Hiver).....	58
Figure IV-7: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=900$ W/m ² (Hiver).....	59
Figure IV-8 : L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=1000$ W/m ² (Hiver).....	59
Figure IV-9 : L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps (Hiver).....	60
Figure IV-10: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=500$ W/m ²	60
Figure IV-11: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=600$ W/m ²	61
Figure IV-12: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=700$ W/m ²	61
Figure IV-13: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=800$ W/m ²	62
Figure IV-14: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=900$ W/m ²	62

Figure IV-15: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=1000 \text{ W/m}^2$	63
Figure IV-16: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps (12 heures).....	63
Figure IV-17: Variation de Q_1 en fonction de débit massique.....	64
Figure IV-18: Variation de Q_1 en fonction de T_0 pour $T_1=60^\circ\text{C}$	65
Figure IV-19: Variation de Q_1 en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$	65
Figure IV-20: Variation de la puissance de la turbine en fonction du débit massique.....	66
Figure IV-21: Variation de la puissance de la turbine en fonction de T_0 pour $T_1=100^\circ\text{C}$	67
Figure IV-22: Variation de la puissance de la turbine en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$	67
Figure IV-23: Variation du rendement du capteur en fonction de T_0 pour $T_1=60^\circ\text{C}$	68
Figure IV-24: Variation du rendement du capteur en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$	68
Figure IV-25: Variation de T_1 optimisée en fonction de k	69

NOMENCLATURE

h	la hauteur du soleil	(°)
ϕ	Latitude d'un lieu	(°)
δ	La déclinaison	(°)
ω	L'angle horaire (unités de temps)	
I_0	La constante solaire	$W.m^{-2}$
m	numéro du mois dans l'année.	
n	numéro du jour dans le mois.	
I_c	la valeur corrigée de la constante solaire	$W.m^{-2}$
a	azimut géographique	(°)
TSV	temps solaire vrai	heure
TL	temps légal	heure
DEL	la correction due au changement de l'heure légale	heure
ET	équation de temps	heure
TU	le temps moyen du méridien de Greenwich	heure
TSM	le temps solaire moyen	Heure
h	Enthalpie	kJ/kg
s	Entropie	kJ/(kg.K)
P	Pression	(Pa)
v	Volume massique	m^3/kg
W	Travail	kJ/kg
x	Titre en vapeur	
φ_0	Irradiation solaire	$W.m^{-2}$
Q_1	Quantité de chaleur donnée par le capteur solaire	kW

η	Rendement	
G	Débit massique	kg/s
H	Enthalpie	kJ/kg
L_v	Chaleur latente de vaporisation	kJ/kg
P	Puissance de la turbine	kW
k	Constante du capteur	K^{-1}

INTRODUCTION

Introduction générale

Depuis les années 1990, la question de la préservation de l'environnement a occupé une place grandissante dans les pays développés, et la conscience de la nécessité d'une politique volontariste en ce domaine s'est rapidement accrue. Dans ce contexte, le développement des énergies renouvelables est apparu comme une réponse à apporter et à soutenir. L'énergie solaire thermique et photovoltaïque (ESTP) offre une solution technologique très satisfaisante, car elle dépend d'une source inépuisable (la lumière et la chaleur du soleil), et semble relativement aisée à mettre en œuvre. En Algérie, le Gouvernement actuel entend mettre l'accent sur le développement de l'énergie solaire, par exemple avec la création d'une station hybride à Hassi R'mel.

Dans l'optique de la production d'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Ces technologies se basent sur des collecteurs qui concentrent la radiation solaire et réchauffent à haute température un fluide caloporteur. Ce fluide peut ensuite être utilisé pour la génération d'électricité (Turbine à vapeur).

Les énergies renouvelables possèdent généralement une limitation due à leur caractère intermittent à leur difficulté de stockage. Si la limitation due au stockage est importante pour des énergies comme l'énergie éolienne ou photovoltaïque, elle l'est moins pour la concentration solaire, qui utilise généralement des systèmes de stockage de chaud ou qui peut être hybridée avec d'autres sources énergétiques (gaz naturel, biomasse, etc.).

Notre travail comporte les quatre chapitres suivant :

- **Le premier chapitre** présente des généralités sur le rayonnement solaire sont présentés tels que l'angle horaire, latitude, l'azimut, la déclinaison...etc.
- **Le deuxième chapitre** présente les différents types des centrales solaires, leur rendement, les fluides caloporteurs utilisés, le stockage de l'énergie et la conversion de l'énergie thermique en électricité.

- Dans le **troisième chapitre**, on présente les cycles thermodynamiques les plus utilisés tels que le cycle de Rankine et le cycle de Hirn.
- Le **quatrième chapitre** comporte la présentation de l'installation étudié et la modélisation mathématique du cycle thermodynamique de cette dernière. Les résultats obtenus sont discutés par la suite.

Chapitre I

Généralités sur le rayonnement solaire

I.2 Structure et composition de l'atmosphère :

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont:

- ❖ La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- ❖ La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- ❖ L'ionosphère entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de:

- ❖ CO₂ (0,03%)
- ❖ Vapeur d'eau: en quantité variable caractérisée par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- ❖ Ozone O₃ située entre 10 et 30 km d'altitude.
- ❖ Aérosols: grains de sable, poussières, fumées...

On trouvera sur la figure II-1, la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon longueur d'onde [4].

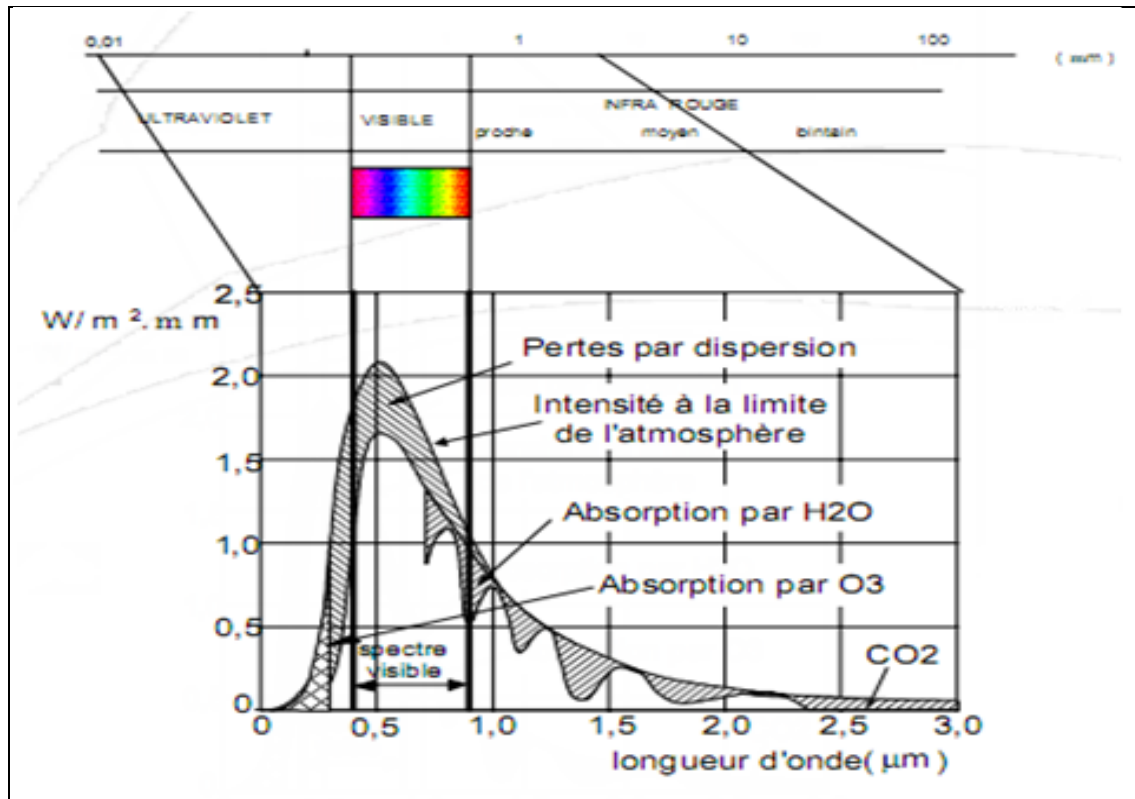


Figure I-1: Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol [4]

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO_2 , O_3 , H_2O) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- Vers $14,7 \mu\text{m}$ pour le CO_2 .
- Entre 5 et $7 \mu\text{m}$ et entre 14 et $20 \mu\text{m}$ pour la vapeur d'eau.
- Vers $9,6 \mu\text{m}$ pour O_3 [4].

I.3 L'effet de l'atmosphère :

Partons de l'énergie solaire émise et reçue au sommet de l'atmosphère et regardons comment elle se transforme :

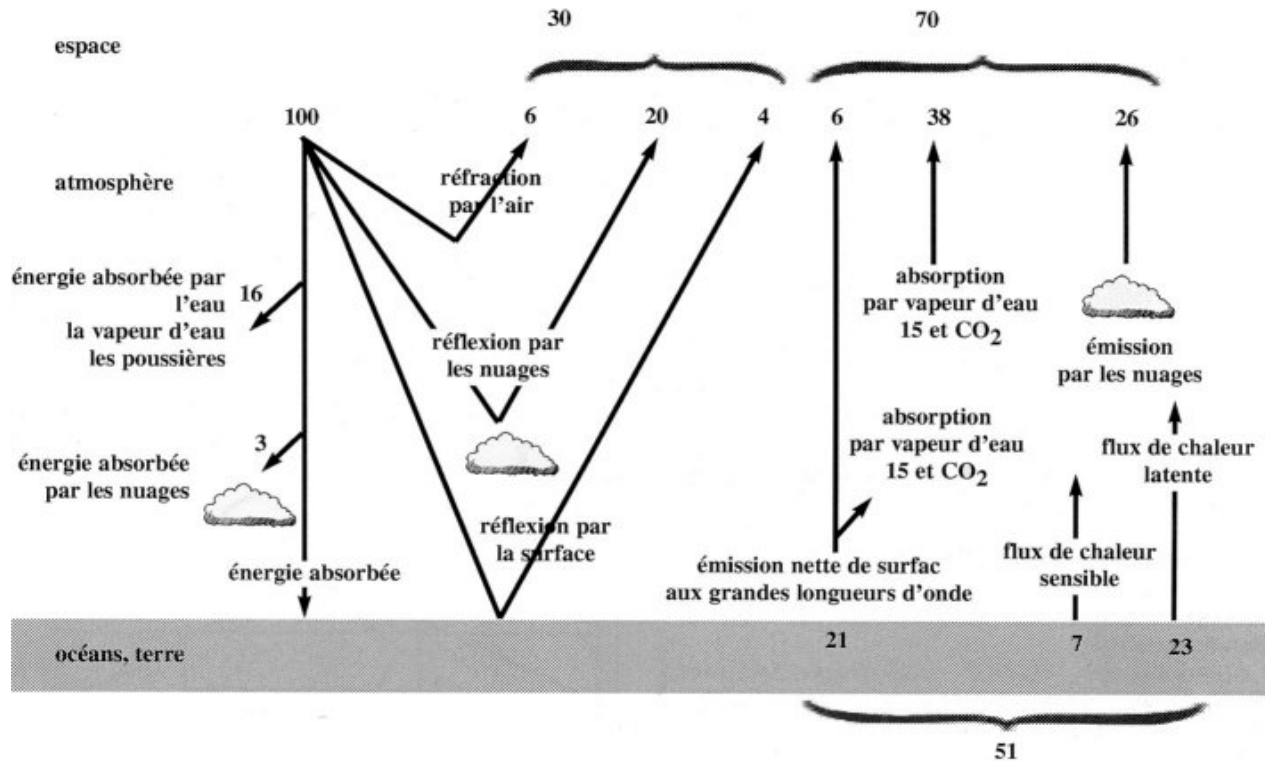


Figure I-2 : Diagramme représentatif de l'effet de l'atmosphère (Figure tirée du livre « océans et atmosphère »)

I.3.1 Émissions solaire :

Sur le diagramme, tout est dimensionné par rapport à la valeur 100 qui correspond au rayonnement solaire incident au sommet de l'atmosphère, soit environ 1360 W/m^2 . Ce rayonnement est absorbé dans l'atmosphère et au sol, ou réfléchi vers l'espace.

L'énergie absorbée directement par l'atmosphère et correspondante au chauffage direct de l'atmosphère par l'énergie solaire se situe sur la partie gauche du diagramme. Elle correspond à environ 20 % de l'énergie solaire incidente au sommet de l'atmosphère. Ce chauffage direct de l'atmosphère par les rayons solaires n'est pas la première source de chaleur dans le système atmosphérique. Nous verrons que le chauffage de l'atmosphère est essentiellement un chauffage indirect.

50% de l'énergie solaire est absorbée au sol (l'atmosphère est essentiellement transparente pour le rayonnement solaire).

Une certaine partie du rayonnement est perdue pour le système climatique, elle est réfléchié directement vers l'espace selon trois processus essentiels :

- Un processus de réflexion par l'air c'est la diffusion moléculaire, responsable du bleu du ciel. On estime ce phénomène à 6 % du rayonnement solaire incident. Cela constitue la seule contribution des gaz principaux (N_2 , O_2 , H_2O) à l'énergétique de la planète.
- 20 % de l'énergie solaire reçue est réfléchié par les nuages.
- La réflexion par les surfaces : 4% de l'énergie incidente est réfléchié par les surfaces.

Ces surfaces sont très différenciées, on trouve d'énormes oppositions entre des zones désertiques (albédo 30 %), des forêts ou l'albédo est égal à 10 % ou des océans dont les surfaces réfléchissent jusqu'à 80 % [2].

I.3.2 Émissions terrestres

Sur la partie droite de la figure précédente, on voit la manière dont ce chauffage est équilibré par les émissions terrestres.

La principale composante est l'émission de rayons infra-rouges vers l'espace.

Seule une toute petite partie de cette émission se fait directement vers l'espace (6 % sur le diagramme).

La plus grande partie du rayonnement infrarouge est en fait absorbée dans l'atmosphère par des gaz à effet de serre (molécules suffisamment compliquées pour être excitées et ayant au moins trois atomes, H_2O , CO_2 , CH_4 ou plus...). Ces molécules absorbent le rayonnement issu de la Terre et elles le réémettent en deux parties : une partie vers le sol et une partie vers l'espace, plus petite, que celle que l'on obtiendrait par une émission directe du sol.

C'est ce que l'on appelle « L'EFFET DE SERRE ».

Il est important de voir que ce ne sont pas les seuls termes d'échanges entre la surface terrestre et l'atmosphère.

I.3.3 Deux autres termes existent :

- Le flux de chaleur sensible qui est un flux de conduction thermique entre le sol et l'atmosphère. L'air se réchauffe près du sol et il monte dans l'atmosphère.
- Le flux de chaleur latente qui correspond à un processus plus compliqué de refroidissement au niveau des océans ou de la végétation continentale par évaporation de l'eau : cette chaleur est regagnée par l'atmosphère lors de la condensation de l'eau dans les nuages. Ce terme (23 %) est en fait le premier terme de chauffage direct de l'atmosphère.

L'atmosphère est donc chauffée en priorité par condensation de l'eau dans les nuages [2].

I.4 Le rayonnement solaire au sol :

Comme nous le savons, le soleil est une étoile en activité qui produit de l'hélium à partir de la fusion de l'hydrogène le constituant. L'énergie provenant du soleil sous forme de rayonnement d'onde de nature électromagnétique, ainsi libérée, est projetée sous forme de rayonnement de chaleur et de lumière dans toutes les directions. A notre échelle, du point de vue de la terre, perpendiculairement à sa surface, nous recevons un rayonnement de l'ordre de 1000 W/m^2 par ciel clair [3].

Ce rayonnement peut être distingué sous forme de 3 flux : **global, direct, diffus**,

- Le **rayonnement solaire global** : est le rayonnement émis par le soleil incident sur une surface donnée.
- Le **rayonnement direct** : est le rayonnement solaire incident sur un plan donné, et provenant d'un petit angle solide centré sur le disque solaire.
- Le **rayonnement diffus** est le rayonnement solaire global à l'exception du rayonnement direct. Il comprend la plus grande partie du rayonnement diffusé par

l'atmosphère ainsi qu'une partie du rayonnement réfléchi par le sol, suivant l'inclinaison de la surface réceptrice [4].

Les ondes arrivant sur terre couvrent un domaine spectral allant du rayon X (ultraviolet=200-400nm) aux infrarouges de basses longueurs d'onde (800-2400nm).

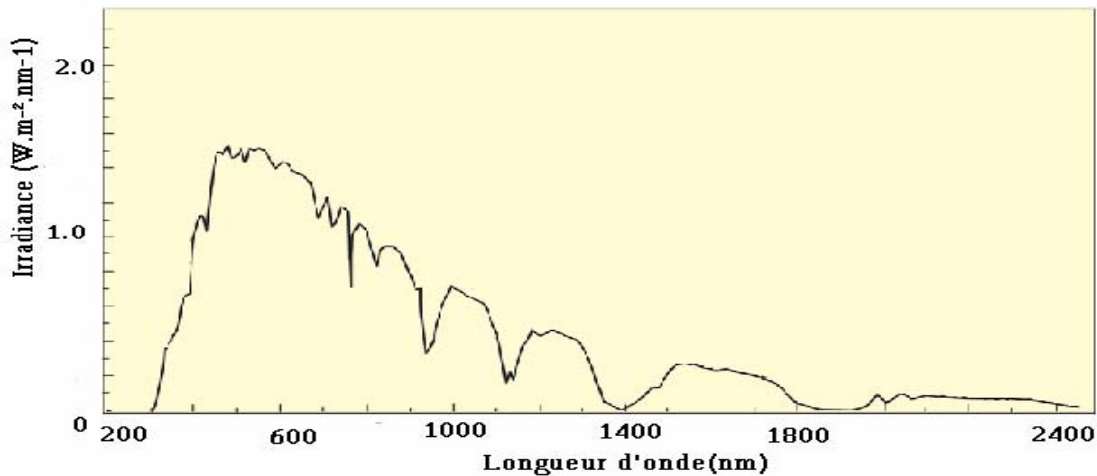


Figure I-3 : Variation de l'irradiation arrivant sur terre en fonction de sa longueur d'onde.

L'information à retirer de ce rayonnement se situe plus ou moins entre 300 et 2500nm. L'appareil de mesure du rayonnement doit donc être axé sur ce domaine spectral [3].

I.5 Géométrie Terre-Soleil :

I.5.1 Les coordonnées horaires :

I.5.1.1 La variation de la déclinaison du soleil :

La déclinaison δ c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^{\circ}27'$ à $-23^{\circ}27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours [7]. Elle s'obtient à partir de la formule suivante:

$$\delta = 23.45^{\circ} \times \sin [0.980^{\circ} \times (\text{jour} + 284)] \text{ [Degré]} \quad \text{[I-1]}$$

Pour « jour », c'est un jour de l'année à partir des données que l'on rentre en entrée de la fonction : le jour et le mois. On introduit une condition nous permettant de prendre en compte le mois de février [3].

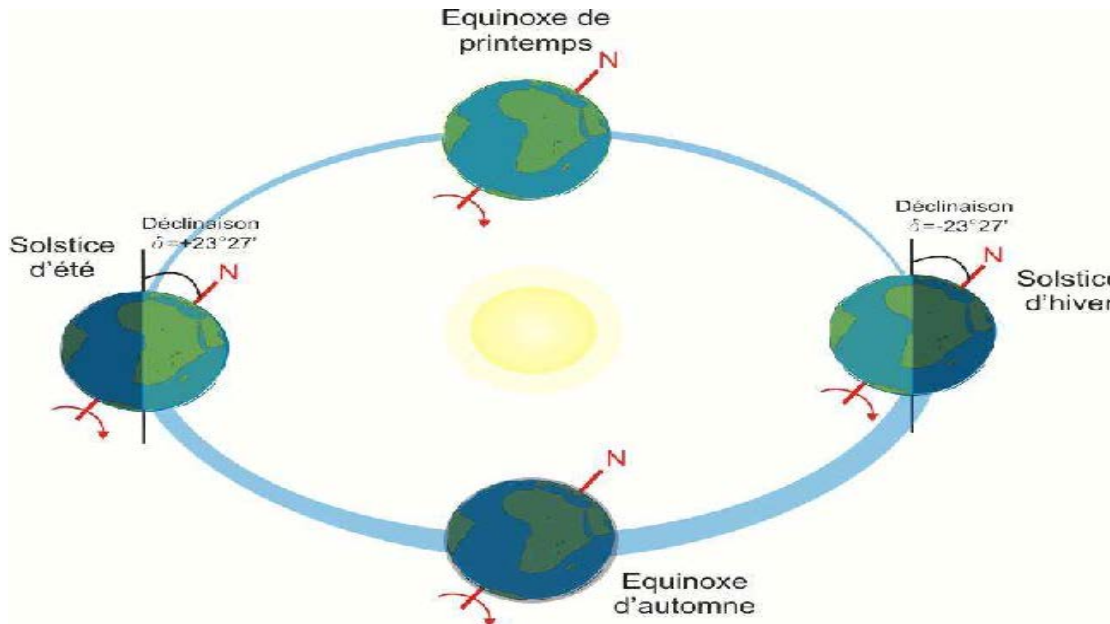


Figure I-4 : Variation de la déclinaison du soleil au cours du mouvement de la terre autour de soleil [8].

I.5.1.2 Angle horaire:

L'angle horaire ω étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai TSV [8]. L'angle horaire est donné par l'équation suivante:

$$\omega = 0.261799 \cdot (t - 12) \quad \text{[I-2]}$$

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

$$\omega = 15 \cdot (\text{TSV} - 12) \quad \text{[I-3]}$$

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

Si $\omega < 0$, la matinée.

Si $\omega > 0$, l'après-midi.

I.5.2 Les coordonnées horizontales:

I.5.2.1 Hauteur du soleil :

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

$$\sin (h) = \cos (\phi) \times \cos (\delta) \times \cos (\omega) + \sin (\phi) \times \sin (\delta) \quad \text{[I-4]}$$

avec :

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

I.5.2.2 Azimut du soleil :

L'azimut solaire (a) est l'angle mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère nord et dans le sens contraire dans l'hémisphère sud, en utilisant les projections sur le plan horizontal du point d'observation [9] c'est-à-dire la projection de la droite reliant la terre au soleil. Il est compris entre $-180 \leq a \leq 180^\circ$, tel qu'il est négatif le matin (direction Est), nul ou égal à 180° à midi et positif l'après-midi (direction Ouest), sur tout le globe. Il diffère de l'azimut géographique, lequel est toujours mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du Nord, indépendamment de l'hémisphère du point d'observation [4].

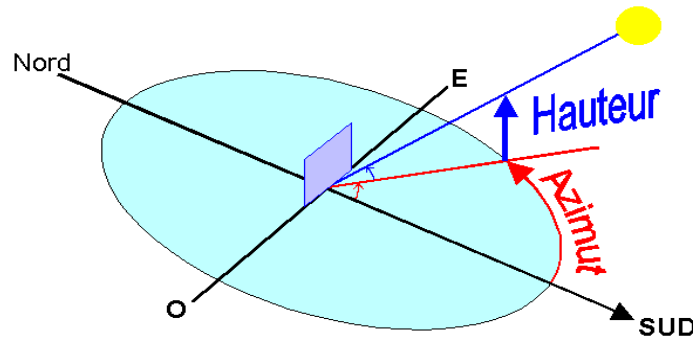


Figure I-5 : Schéma descriptive pour les angles azimut et hauteur solaire

L'équation de passage des coordonnées horizontales en coordonnées horaires est la suivante [1] :

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

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

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

1.5.3 Les coordonnées géographiques:

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

1.5.3.1 La latitude :

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Est une mesure angulaire, elle varie entre la valeur 0° à l'équateur et 90° aux pôles [6].

1.5.3.2 La longitude :

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

La longitude, généralement notée Λ , est donc une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de -180° (180°) Ouest à $+180^\circ$ (-180°) Est [6].

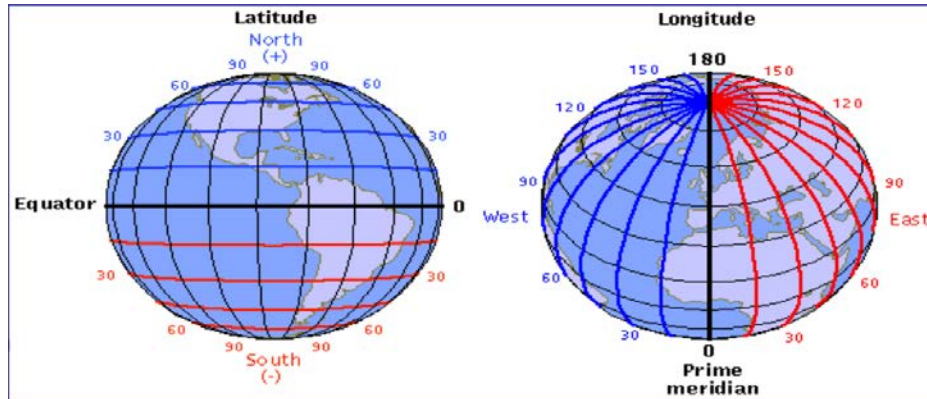


Figure I-6: Schéma descriptive pour les angles latitude et longitude de la terre [7]

I.6 La constante solaire :

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367 W.m^{-2} par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse) [9].

Cette valeur est la moyenne sur l'année du flux extraterrestre. En effet, la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6\%$ de la distance Terre Soleil et donc une variation de ce flux. La relation suivante donne la valeur corrigée de la constante solaire [1]:

$$I_c = I_0 \times [1 + 0.0034 \times \cos(30 \times (m - 1) + n)] \quad \text{[I-5]}$$

Où:

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

I.7 Les temps solaires :

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

$$TSV = TL - DEL + ET + \Lambda / 15 \text{ [heure]}. \quad \text{[I-6]}$$

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

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

$$TL = TU + DEL \quad \text{[I-7]}$$

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

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

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

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

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

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

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

$$ET = TSV - TSM \quad \text{[I-8]}$$

TSM : le temps solaire moyen

I.8 Potentiel solaire en Algérie [8] :

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

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2650\text{ kwh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Sud du pays. Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

Tableau I-1 : représentative du potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue ($\text{Kwh}/\text{m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

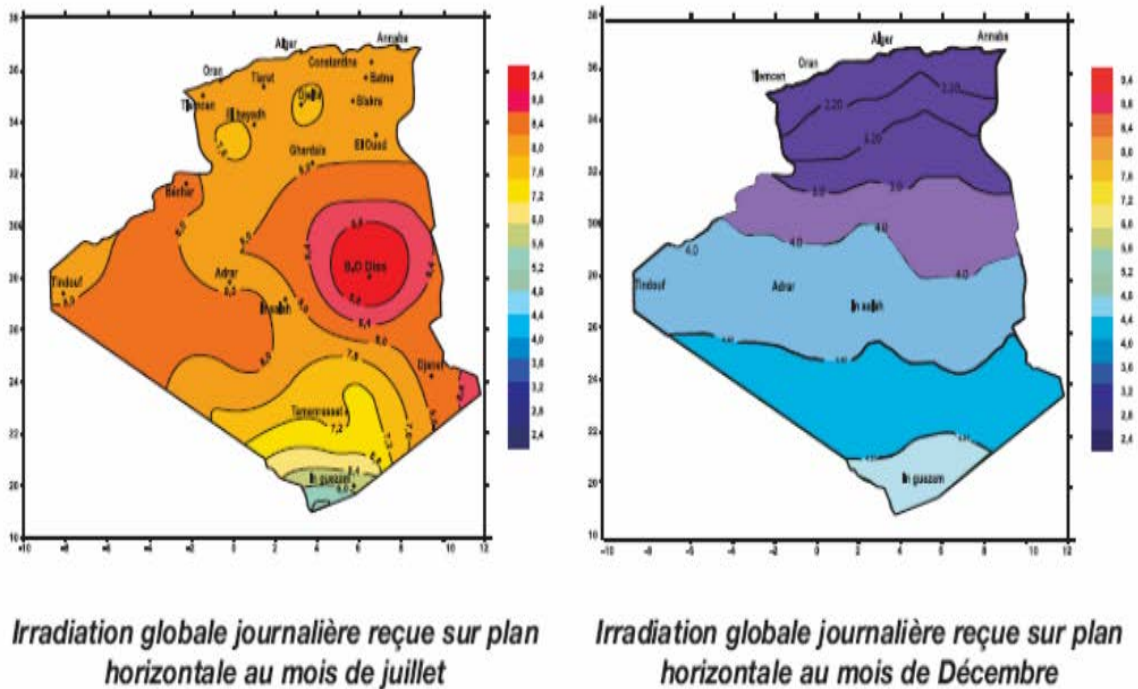


Figure I.7: Atlas solaire Algérien

I.9. Conclusion :

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale [7].

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel solaire de toute l'Algérie.

Chapitre II

Les centrales solaires

Introduction :

La production d'électricité dans les tours solaires suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires...). On transforme la chaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et haute pression qui fait tourner une turbine. Puis cette énergie mécanique est transformée en électricité : la turbine entraîne un alternateur. Pour que le système ait un bon rendement, il est indispensable d'obtenir des hautes températures pour chauffer le gaz. Les capteurs solaires, même sous vide, ne permettent pas d'atteindre les très hautes températures nécessaires. Le principe d'une centrale solaire va donc être de concentrer les rayons solaires vers un point, comme on le fait avec une loupe pour enflammer un bout de papier.

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

La figure II-1 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels. [9]

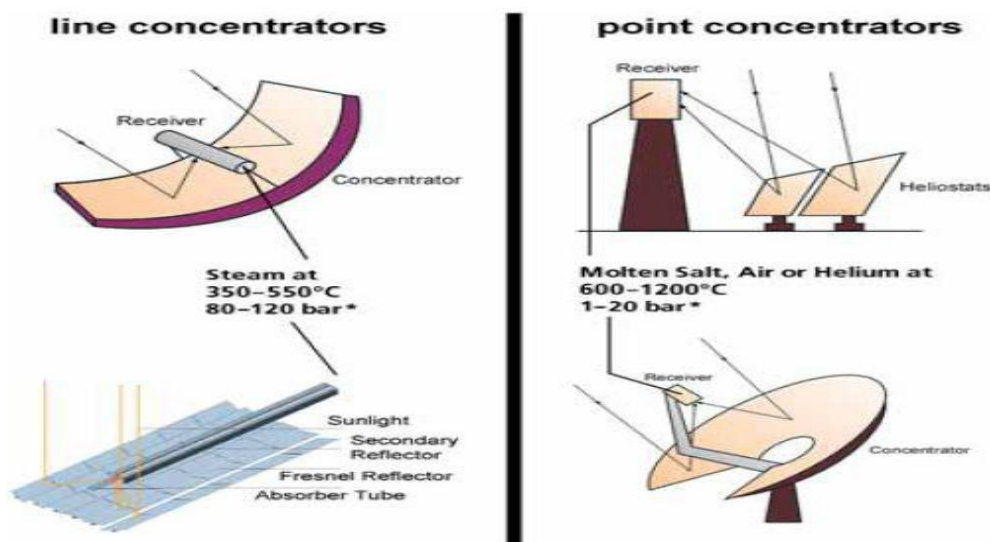


Figure II.1 : les principaux systèmes de concentration

II-1-Les centrales solaires:

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Il existe différents types de centrales solaires mais toutes sont basées sur le même principe.

Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retourne à l'état liquide) grâce à une tour de refroidissement.

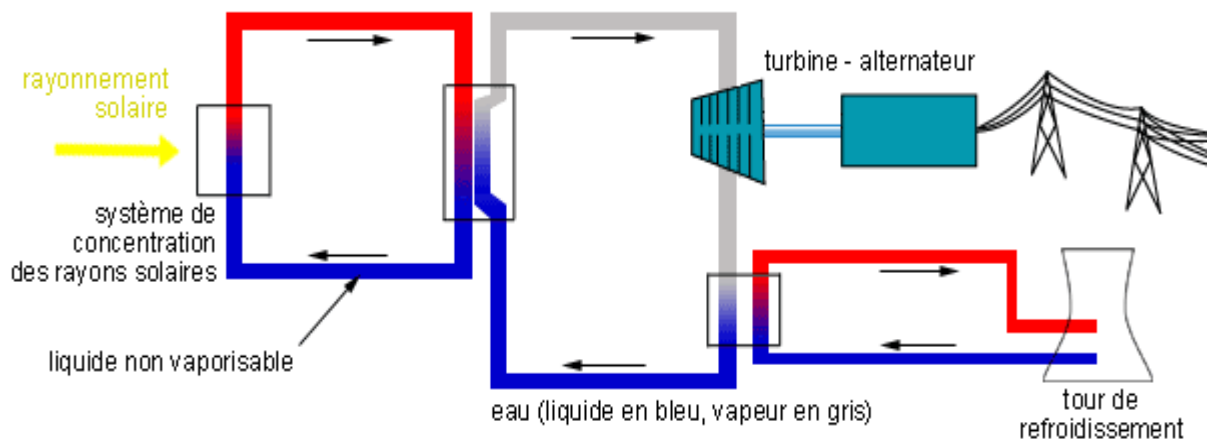


Figure II.2 : centrale solaire

L'inconvénient des centrales solaires est qu'elles ne peuvent pas produire d'électricité la nuit. Pour pallier à ce problème, on a deux solutions :

- soit on stocke durant le jour une partie de la chaleur apportée par le fluide non vaporisable dans un accumulateur (cette chaleur sera libérée durant la nuit et exploitée pour produire de l'électricité) ;
- soit on utilise des carburants fossiles comme le gaz par exemple pour chauffer le liquide non vaporisable. Pour cela, on installe dans la centrale une chaudière à gaz qui prend le relais des miroirs la nuit et qui s'arrête au matin.

II-2-Rendement:

Les centrales solaires ont un faible rendement, 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, on installe ces centrales dans des zones dites favorables, c'est-à-dire des zones de climat sec avec un ensoleillement fort (supérieur à 1800 kWh/m^2) et longue durée (supérieure à 3000 heures par an).

II-3-Aperçu de la technologie

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.[10]

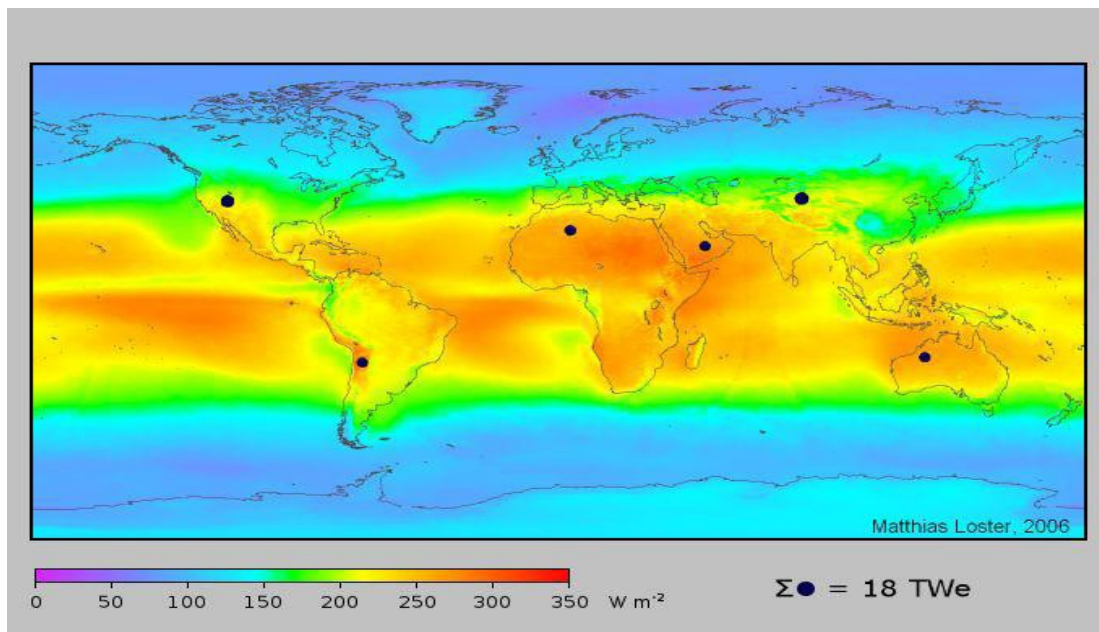


Figure II.3 : Irradiation solaire moyenne [11]

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

II-3- Les différents types des centrales solaires :

II-3-1- Les centrales à capteur cylindro-parabolique :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80.

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

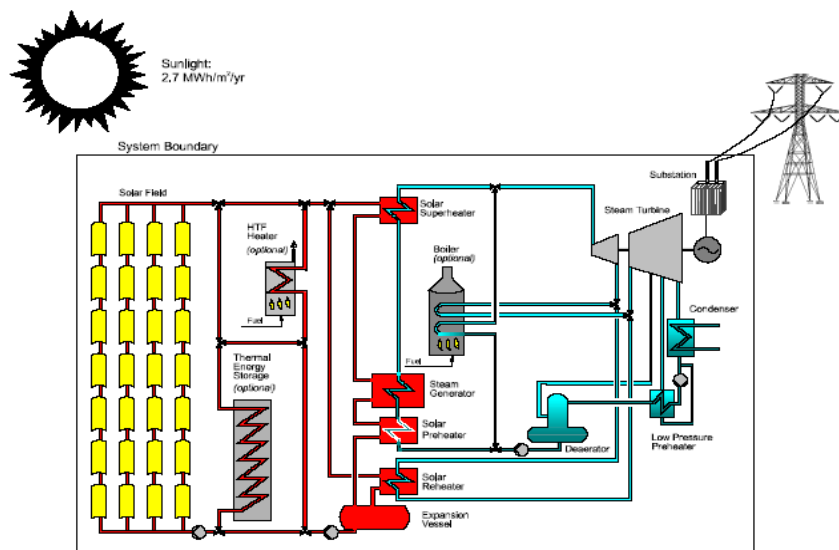


Figure II.4 : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques

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) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique.

Le collecteur :

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

Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. 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. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est d'approximativement 80.



Figure II.5 : Champ de collecteurs en Californie

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. De cette manière, la radiation est réfléchi au foyer de la parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

La structure métallique doit suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.

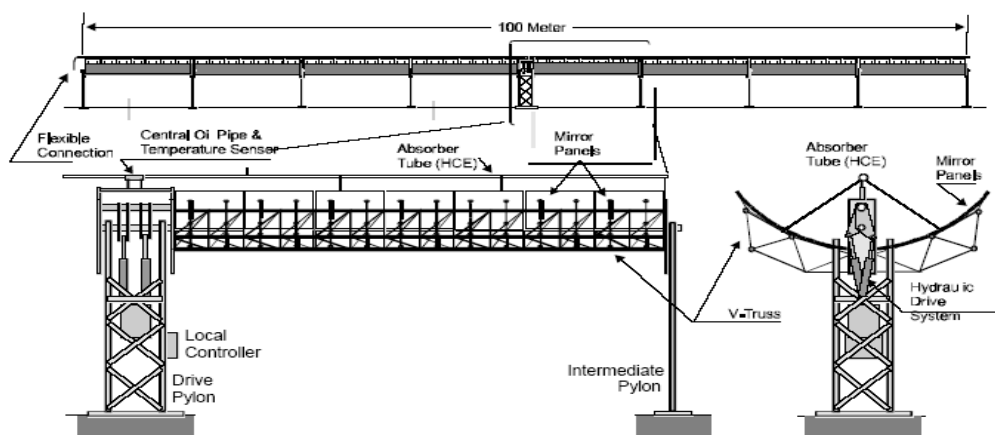


Figure II.6 : Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique

Le tube collecteur doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide.

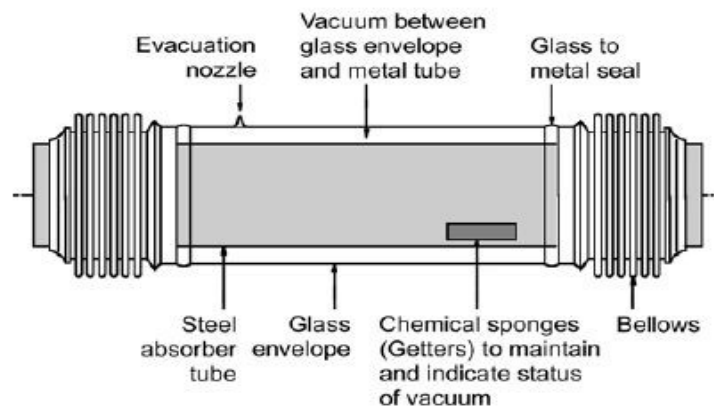


Figure II.7: Tube collecteur

Le champ solaire :

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie.

Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système monoaxial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un capteur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangées de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction.

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance.

Les différentes configurations sont :

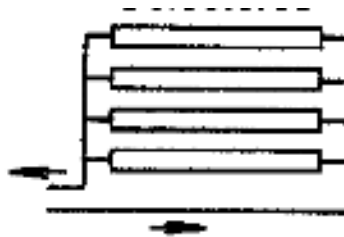
- *Installation à retour direct :*

C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée.

Son inconvénient principale est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant par dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée. (cfr figure ci-dessous).

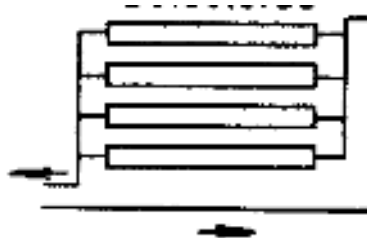
Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs.

Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs.



- *Installation à retour indirect :*

Les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une boucle à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.



- *Installation à alimentation centralisée :* Le but de ce type d'installation est de minimiser la longueur totale de tuyauterie. Comme pour l'installation à retour direct, des vannes d'ajustement de la perte de charge sont nécessaires sur chaque rangée de capteurs.



Miroirs de Fresnel:

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-paraboliques et la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise.

Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs planes, comme indiqué sur la figure II.7.

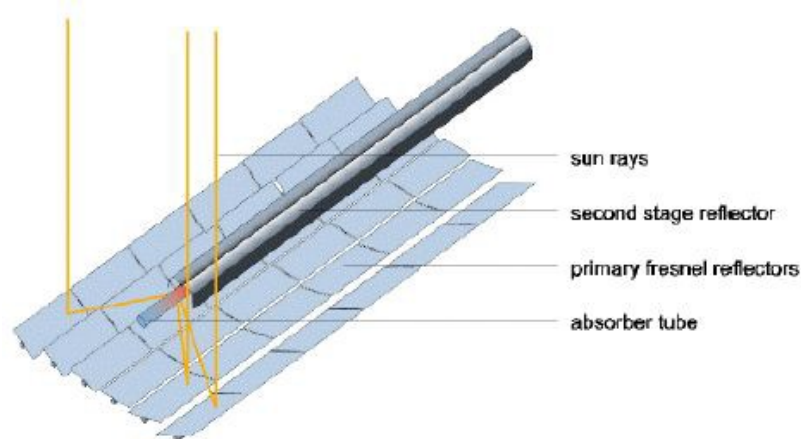


Figure II.8: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel

Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur.

Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. La partie inférieure est quant à elle isolée par une vitre.

Les principaux avantages de ces technologies par rapport aux concentrateurs

traditionnels sont :

- Coût inférieur des miroirs
- Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.
- Les contraintes mécaniques dus à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.

Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo.

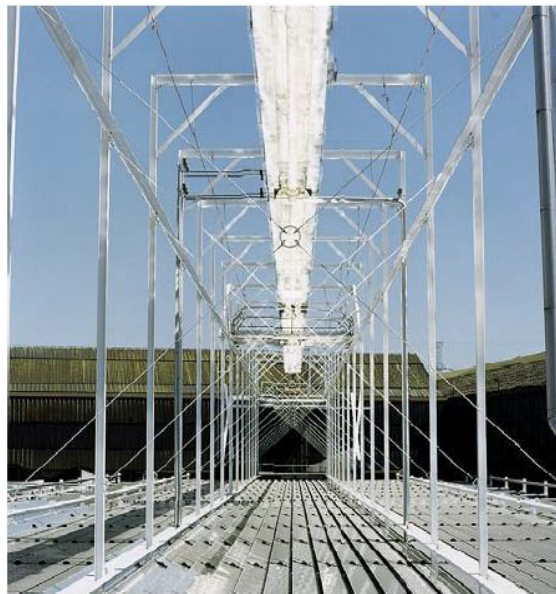


Figure II.9: Prototype de 2500 m² à Liège

Selon Solarmundo, cette technologie pourrait mener à une réduction des coûts de production de 50% par rapport à aux réflecteur traditionnels. Une étude a été réalisée en 2002 par plusieurs instituts de recherche allemands sur les avantages d'un tel type d'installation : Le projet étudié était l'implémentation d'un système à miroir de Fresnel sur le site d'Hurguada en Egypte. L'étude conclut que les performances thermiques des collecteurs de Fresnel sont inférieures de 30% aux systèmes classiques, mais qu'un coût de production au Kwh inférieur est obtenu : 0.075 €/kWh contre 0.0845€/kWh pour les collecteurs classiques.

II-3-2- La Tour Solaire :

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons

solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour . L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro- paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieure car la surface exposée est limitée.

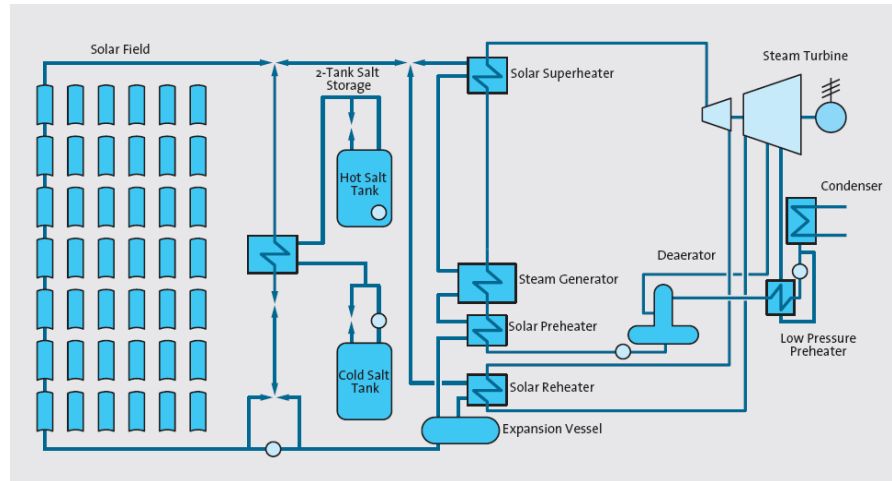


Figure II.10: configuration typique d'un système de tour solaire à sels fondus

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C.

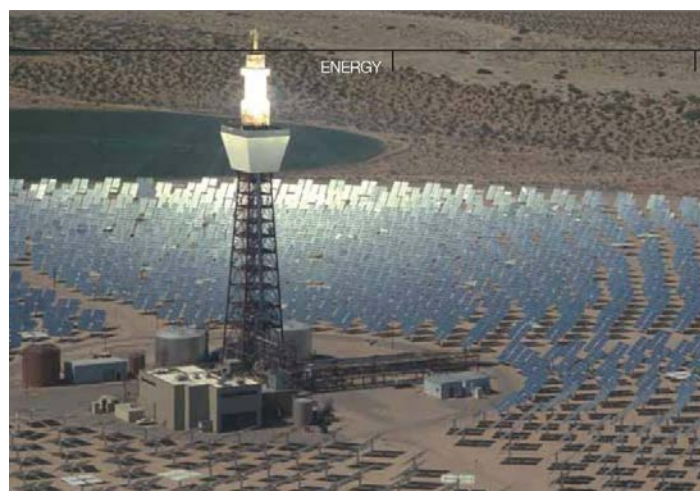


Figure II.11 : Solar II central receiver plant in Barstow, California

Fluide caloporteur et récepteur solaire :

Les trois fluides caloporteurs les plus utilisés sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus.

L'installation pilote de Barstow en Californie a utilisé de la vapeur d'eau comme fluide caloporteur de 1982 à 1988. La vapeur d'eau a ensuite été remplacée par des sels fondus, qui ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique.

Les premières approches utilisaient des faisceaux de tubes en acier au sommet de la tour pour absorber la radiation solaire. Ce concept a bien fonctionné sur l'installation de Barstow avec les sels fondus, mais a montré ses limites sur d'autres installations européennes lorsque l'air est utilisé comme fluide caloporteur. Des surchauffes locales des tubes en acier ont en effet été constatées ainsi que des transferts de chaleurs inadéquats.

Un nouveau concept de récepteur à air a alors été mis au point dans le cadre du projet allemand **PHOEBUS** : le récepteur volumétrique. Ce récepteur utilise un maillage de fils métalliques, directement exposé à la radiation solaire incidente. Le bon fonctionnement de ce système a été validé sur une installation pilote de 2.5 MW à Almeria mais n'est pas encore disponible commercialement. Les températures atteintes sont de 800°C, mais des températures supérieures pourraient être atteintes avec des structures poreuses de SiC ou de Al₂O₃ actuellement en développement.

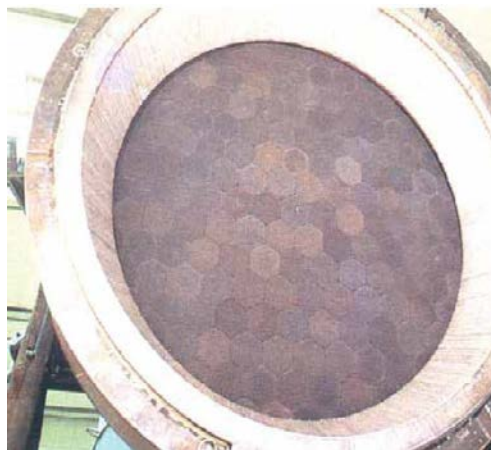


Figure II.12: Récepteur volumétrique

Stockage

Deux types de stockage peuvent être utilisés : le stockage à stratification (stockage à un réservoir) et le stockage à deux réservoirs. Ce dernier type de stockage est le plus

généralement utilisé : les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire. Ce système est décrit à la figure II.9.

II-3-3- Les centrales à capteurs paraboliques :

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.

Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C. De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).



Figure II.13 : Capteur parabolique avec moteur stirling

Un de leur principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Ils possèdent donc également un important potentiel de développement, particulièrement dans des régions peu peuplées de certains pays du sud.

Concentrateur

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchissante de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend

évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous un insolation de 1000 W/m².

Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Ce tracking s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques.

Récepteur

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur.

II-4- Le transport et le stockage de la chaleur :

II-4-1- Cas de l'eau-vapeur :

On est encore dans le cas où le fluide caloporteur et le fluide thermodynamique se confondent et il n'y a donc pas de commentaire particulier à faire à propos du transport de la chaleur. Mais, contrairement à ce qu'il vient d'être dit pour la filière parabolique, on ne peut ignorer ici la fonction de stockage qui doit être assurée avec un minimum d'autonomie pour permettre un fonctionnement correct de la turbine à vapeur (elle ne supporterait pas un régime de fonctionnement trop haché). C'est là l'autre gros problème de la filière car le stockage de la vapeur vive est particulièrement malaisé. Son contenu énergétique volumique est dramatiquement faible, ce qui oblige à mettre en œuvre des réservoirs à pression de grande taille. On conçoit qu'on atteigne vite les limites raisonnables de capacité de ce stockage. On utilisera donc cette technique pour réaliser des stockages dits « nébulaires » qui sont dimensionnés au plus juste : ils assurent uniquement les conditions de régularité à très court terme de la production de vapeur qui assurent un fonctionnement correct de la turbine.

Si l'on veut aller plus loin en autonomie, on est tenu de concevoir une boucle de stockage séparée réalisée avec un fluide plus approprié qui échangera ses calories soit avec la vapeur pour en épuiser le contenu énergétique, soit au contraire

avec l'eau pour la vaporiser en cas d'absence de soleil. Un tel concept a été utilisé à Solar One.

II-4-2- Cas du sel fondu :

Cette filière résout particulièrement bien le problème du stockage de l'énergie. Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique ($2,4 \text{ joule/}^\circ\text{C cm}^3$ pour le **Hitec** de **Thémis**, à comparer aux $4,18$ de l'eau) et ne présente pas de difficulté particulière de manipulation si l'on excepte la nécessaire mise en œuvre d'un réchauffage par traçage électrique lors du remplissage des tuyauteries. Il assure aussi le transport de la chaleur récoltée dans de bonnes conditions bien que sa haute densité puisse apparaître comme un inconvénient (elle rend en effet coûteux en énergie le transport du sel froid en haut de tour). Il faut cependant noter les différences qui séparent le sel à trois composants utilisé à **Thémis** « Hitec » du sel à deux composants de **Solar Two** (« **Draw-salt** ») : le **Hitec** fond à 140°C mais ne peut guère être chauffé à plus de 500°C tandis que le **Draw-salt** fond à 220°C et peut être utilisé jusqu'à 570°C .

Deux formules de stockage sont envisageables : celle qui met en œuvre un seul bac vertical de grand allongement (c'est le stockage dit « à stratification » où le sel chaud flotte sur le sel froid), et celle qui utilise deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de 200°C à **Thémis**, de 290°C à **Solar Two**) et l'autre le sel chaud. La première formule est en tout point préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux). Elle présente pour certains l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps. Cet inconvénient est toutefois plus apparent que réel car il n'entraîne pas en lui-même de perte thermique mais seulement une légère baisse de capacité de stockage par rapport à sa capacité géométrique.

II-4-3- Cas du sodium :

On a dit plus haut que le sodium, excellent caloporteur, était un mauvais calo-stockeur. On peut en effet évaluer sa capacité calorifique dans les conditions de

température adéquates aux environs de $1,2 \text{ J}/^\circ\text{C cm}^3$, soit à la moitié de celle du sel fondu.

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

II-4-4- Cas de l'air :

L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. On calcule par exemple que le débit volumique d'air chaud ($185\text{-}800^\circ\text{C}$) nécessaire pour transporter l'énergie thermique récoltée par un récepteur est environ 2000 fois plus grand que celui du sel fondu à $250\text{-}500^\circ\text{C}$ qui assurerait la même fonction. On calcule également, dans le cas étudié, que les tuyauteries à sel de 32 cm de diamètre devraient être remplacées, pour véhiculer l'air, par des conduites de 4,60m de diamètre. C'est là une très réelle faiblesse des filières à air qui entraîne coût et déperditions. Mais il en est une autre, plus subtile, qui affecte le circuit d'air non dans sa partie chaude, mais dans sa partie froide.

II-5- La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée :

Cette transformation se fait le plus souvent de manière tout à fait conventionnelle grâce à une turbine à vapeur d'eau couplée à un alternateur. Nous avons cependant signalé la voie originale du générateur Stirling, étudiée pour les petites unités autonomes, et fait allusion à l'utilisation possible d'un cycle combiné dans la filière « centrale à tour » à air.

II-5-1- Le cycle à vapeur :

Ce cycle qui, en eau, est limitée en température haute à 565°C (au-delà, des problèmes d'incompatibilité chimique apparaissent entre la vapeur et les aciers), est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermo-mécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne. Il a été utilisé exclusivement dans les réalisations dont il est question ici au chapitre des filières « centrale à tour » et cylindro-parabolique.

Les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En

effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffe de la vapeur ou non) et encore, et peut-être surtout, de la taille du groupe. Cela est en effet moins connu, mais les performances de ce genre de machine sont dégradées par les fuites de vapeur entre étages. Celles-ci sont elles-mêmes provoquées par les indispensables jeux mécaniques qu'il faut ménager entre rotor et stator pour autoriser les dilatations différentielles lors de la mise en température de la machine. Or ces jeux sont proportionnellement moins importants pour les grosses machines que pour les petites et entraînent la chute des performances de ces dernières. C'est ce type de dégradation qu'envisageait de combattre la société **Bertin** en proposant la mise en œuvre à **Vignola** d'une turbine à vapeur de toute petite puissance (500kW) où l'eau était remplacée par le fréon.

Pour illustrer ces propos, on peut passer en revue les caractéristiques et les performances de quelques-uns des groupes qui ont été utilisés dans les centrales solaires en cause ici :

- **Thémis** : 2,5 Mwe, vapeur surchauffée à 430°C – 50 bars, rendement nominal 28%,
- **Solar One** : 12,5 Mwe, vapeur surchauffée à 515°C – 100 bars, rendement nominal 35%,
- **SEGS VII de Luz** : 30MWe. vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal. 37,5%,
- **SEGS IX de Luz** : 80Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,6%.

On voit que la taille du groupe est un paramètre essentiel puisque celui de Solar one, alimenté en vapeur d'excellente qualité, est moins performant que ceux des centrales **Luz** alimentés en vapeur médiocre, mais beaucoup plus puissants (et, il est vrai, à resurchauffe).

On peut pronostiquer un rendement supérieur à 40% pour le groupe d'une centrale à tour à **Draw-salt**, produisant de la vapeur au meilleur niveau de performance (soit à 565°C), dotée d'un circuit de resurchauffe, si sa taille peut atteindre ou dépasser les 30MW.

II-5-2- Le cycle combiné :

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- un cycle à gaz (cycle de Brayton) qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle suivant,
- un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

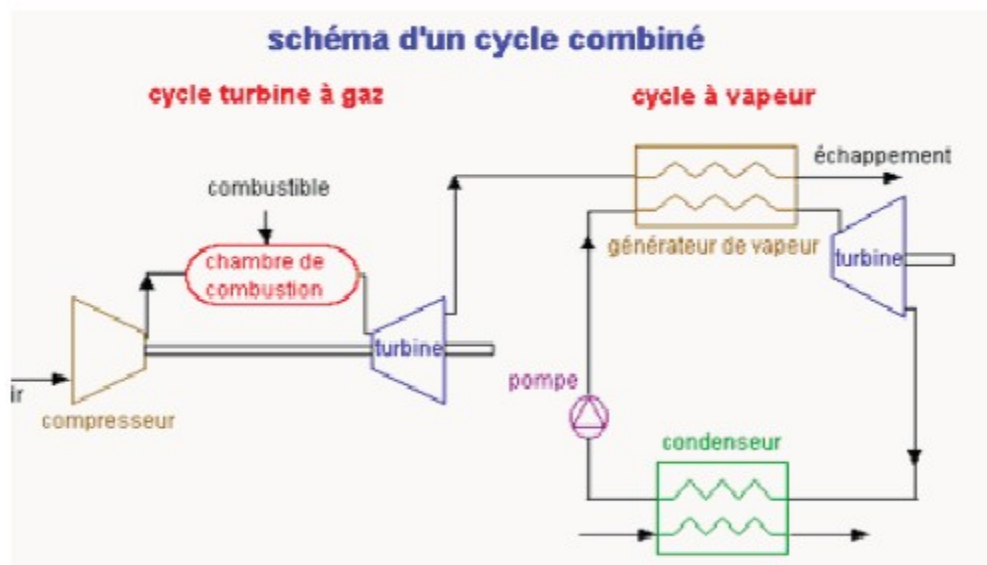


Figure II.14 : schéma d'un cycle combiné

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C. Le cycle combiné, à cause de son excellent rendement, est donc l'avenir de la filière « centrale à tour », mais on peut légitimement se demander si, comme dit l'humoriste, il n'est pas destiné à le rester.

II-5-3-Le cycle Stirling :

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

Chapitre III

Les cycles
thermodynamiques de
diagramme étudié

III.1 Le cycle de base de Rankine [13]

- **Cycle endoréversible**

Un moteur thermique fonctionnant avec une turbine à vapeur (ou une machine alternative à piston) pour produire de l'énergie mécanique ou électrique, comporte (figure III.1) un générateur de vapeur, une turbine, un condenseur et une pompe. Le fluide utilisé est généralement l'eau.

Le cycle de base d'une turbine à vapeur est un cycle de Rankine qui comprend deux isobares et deux adiabatique et peut être décrit dans un diagramme entropique à l'aide de cinq étapes (figure III.2):

- 1-2: compression adiabatique du liquide,
- 2-3: chauffage isobare du liquide
- 3-4: évaporation isobare et isotherme du liquide
- 4-5: détente adiabatique de la vapeur (accompagnée d'une condensation partielle)
- 5-1: condensation totale de la vapeur à température et pression constantes.

Le point 1 représente l'état du liquide en sortie de condenseur. Pour le positionner sur le diagramme, il suffit de connaître la température et de le placer sur la courbe du liquide saturant. Pour positionner, le point 2, on fait appel au second principe. En effet, la compression adiabatique réversible est une compression isentropique. Le point 2 se trouve donc sur l'isotrope passant par le point 1 et à la haute pression –HP- existant dans le générateur de vapeur. La valeur de cette HP est imposée par la température du générateur de vapeur. Le point 3 se trouve sur la courbe du liquide saturant à la température (ou la pression) du générateur de vapeur. Le point 4 se trouve à la même température (et la même pression) que le point 3 mais sur la courbe de la vapeur saturante. Enfin, pour positionner le point 5, on tient compte à nouveau du second principe. La détente adiabatique réversible est une détente isentropique. Le point 5 se trouve donc à l'intersection de l'isotherme (ou de l'isobare) passant par le point 1 et de l'isotrope passant par le point 4. Lorsque les isotropes ne sont pas représentées dans la zone de coexistence des deux phases, comme c'est le cas sur la Figure III.2, on utilise la règle des leviers pour positionner le point 5.

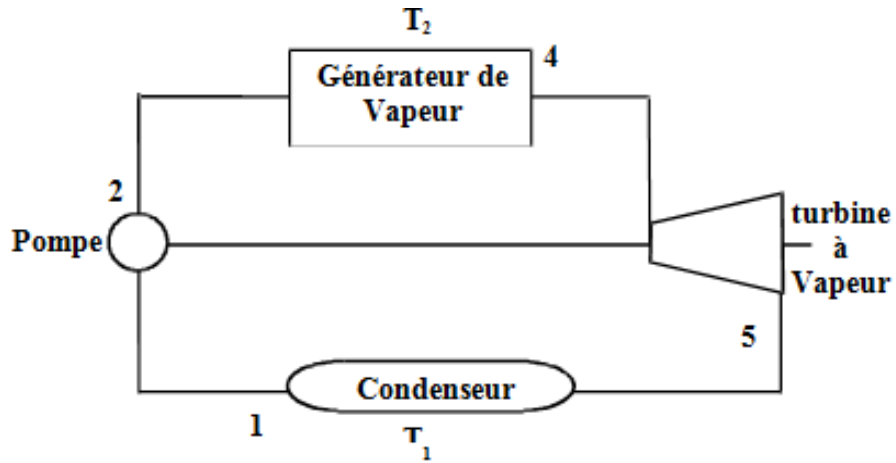


Figure III.1: Schéma d'une machine motrice à vapeur simple

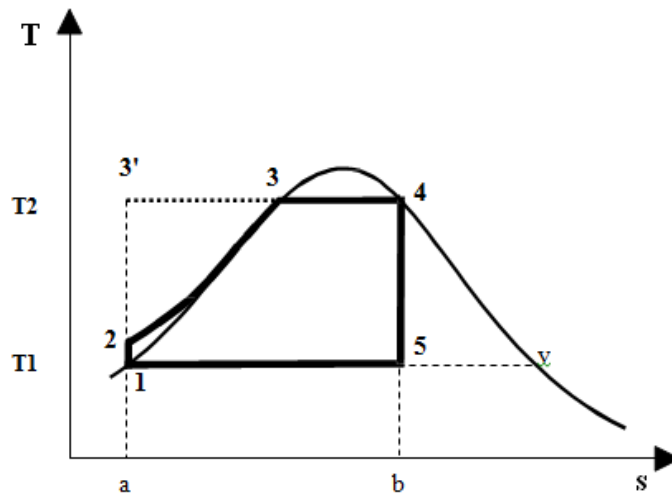


Figure III.2: Cycles de Rankine [123451] et de Carnot [13'451] dans un diagramme (T,s).

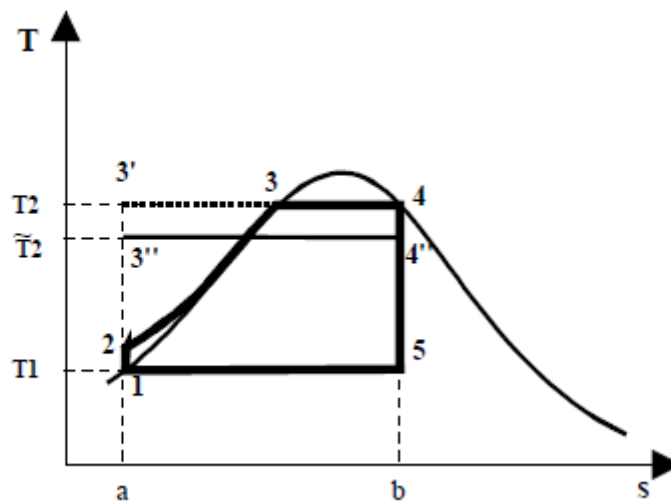


Figure III.3: Cycles de Rankine [123451] et de Carnot équivalent [13''4''51] dans un diagramme (T, s).

Les chaleurs échangées par le fluide de travail sont visualisées par les aires dans le diagramme entropique: la chaleur transférée au fluide de travail $Q_{s.c}$. au niveau du générateur de vapeur est représentée par l'aire a-2-3-4-b-a alors que la chaleur dégagée par le fluide de travail $-Q_{s.f}$. au niveau du condenseur est représentée par l'aire b-5-1-a-b. D'après la règle de signe présentée au chapitre I, $Q_{s.c}$. est positive car l'aire est décrite dans le sens des aiguilles d'une montre alors que $Q_{s.f}$. est négative car l'aire est décrite dans le sens inverse.

D'après le premier principe, le travail est donné par:

$$w_{ext} + Q_{s.c} + Q_{s.f} = 0 \quad \text{[III.1]}$$

Le travail produit est négatif et sa valeur absolue est égale à la différence entre les deux aires:

$$-w_{ext} + Q_{s.c} + Q_{s.f} = \text{aire [a234ba]} - \text{aire [a15ba]} = \text{aire [1-2-3-4-5-1]} \quad \text{[III.2]}$$

Notons que ce travail est la somme du travail produit à la turbine plus le travail utilisé pour actionner la pompe:

$$W_{ext} = w_{turb} + w_p \quad \text{[III.3]}$$

sans oublier que w_p est positif et w_{turb} est négatif.

Le rendement de conversion thermodynamique est défini par:

$$\eta = \frac{-W_{ext}}{Q_{s.c}} = \frac{\text{aire 1-2-3-4-5-1}}{\text{aire a-2-3-4-b-a}} \quad \text{[III.4]}$$

Ce rendement se calcule soit à partir des tables du fluide utilisé (la vapeur d'eau généralement) soit à partir de diagrammes. Les enthalpies du fluide aux différents points du cycle sont directement obtenus ou calculés comme indiqué plus haut. Ayant établi un tableau des valeurs des grandeurs nécessaires pour le calcul aux points importants du cycle, il est alors possible de calculer le rendement du cycle. Pour cela, on applique le premier principe en système ouvert pour les différents composants.

Pour les deux composants considérés adiabatiques, ici (la pompe et la turbine), le travail échangé avec l'extérieur est donné par l'équation [I.34.c] :

$$\dot{W} = \dot{m}(h_s - h_e) \quad \text{ou} \quad W = (h_s - h_e) \quad \text{[III.5]}$$

où W représente le travail échangé par unité de masse de fluide frigorigène.

Pour l'évaporateur et le condenseur, il n'y a aucun échange de travail avec l'extérieur si bien que l'on utilise l'équation [I.34.b] pour obtenir la quantité de chaleur échangée avec l'extérieur :

$$\dot{Q} = \dot{m}(h_s - h_e) \quad \text{ou} \quad Q = (h_s - h_e) \quad \text{[III.6]}$$

où q représente la quantité de chaleur massique.

Utilisant ces formules, on obtient la chaleur ($Q_{s.c.}$) fournie (par unité de masse) par le générateur de vapeur par la différence entre l'enthalpie de la vapeur sèche à la température du générateur de vapeur et l'enthalpie de l'eau liquide en entrée du générateur:

$$Q_{s.c.} = h_4 - h_2$$

[III.7]

La chaleur massique, négative, cédée au condenseur $Q_{s.f.}$ est la différence entre l'enthalpie de la vapeur humide à l'entrée du condenseur et l'enthalpie du liquide condensé en sortie du condenseur:

$$Q_{s.f.} = h_1 - h_5$$

[III.8]

Le travail s'obtient par l'équation [III.1] par la somme de $Q_{s.f.}$ et de $Q_{s.c.}$ (au signe près).

Dans ces conditions, le rendement s'écrit:

$$\eta = \frac{h_4 - h_2 - h_5 + h_1}{h_4 - h_2} \quad \text{[III.9]}$$

Dans le cas présenté ici, on obtient (compte tenu que $h_4 = 2748,62$):

Dans la plupart des installations de pression moyenne, le travail de compression de l'eau liquide est négligeable. En effet, au cours de la compression isentropique du liquide, $dh = Tds + vdP = vdP$, si bien que

$$w_p = h_2 - h_1 = v (P_2 - P_1)$$

[III.10]

où v est le volume spécifique du liquide, qui est très faible. Dans le cas discuté plus haut,

Dans le cas présenté plus haut, on obtient :

On constate que la différence entre les formules III.5 et III.6 n'est que de 1%.

Une autre façon de calculer le rendement est de calculer le travail mécanique produit au cours de la détente au travers de la turbine en utilisant directement l'équation [I.34 c] qui donne:

$$w_{\text{turb}} = h_5 - h_4$$

[III.11]

et permet d'obtenir directement [III.6] en négligeant l'énergie de compression mécanique du liquide.

La différence de rendement entre le cycle de Rankine de base étudié ici et un cycle de Carnot fonctionnant entre les mêmes niveaux extrêmes de températures est due à l'existence d'irrégularités thermiques externes dans le cas du cycle de Rankine. Prenons comme cycle de Carnot le cycle 13'451, dans ce cycle, toute la chaleur fournie par la source chaude l'est à la température maximum du cycle alors que dans le cycle de Rankine, le chauffage de l'eau pressurisée s'effectue à une température variable inférieure à la température maximum du générateur de vapeur.

Pour permettre de situer la qualité de ce cycle par rapport au cycle idéal, avec les températures des sources thermiques, on utilise le rendement exergetique introduit dans le chapitre I (l'équation [I.81.b]) :

$$\eta_{\text{ext}} = \frac{-\dot{W}}{1\left(\frac{T_a}{T_{s.c}}\right)Q_{s.c}} = \frac{-\dot{W}}{Q_{s.c}Q_{s.c}} = \frac{h_4 - h_2 - h_5 + h_1}{Q_{s.c}(h_4 - h_2)} \quad \text{[III.12]}$$

où $T_{s.c.}$ et T_a sont les températures respectivement des sources chaude et froide.

On remarque que dans l'équation [III.8], η_{ex} peut également s'écrire :

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\eta}{Q_{s.c}} = \frac{\eta}{\eta_c} \quad \text{[III.13]}$$

mais quand la température ambiante de référence est prise égale à la température de la source froide, le facteur de Carnot est tout simplement égal au rendement de Carnot du cycle de Carnot fonctionnant entre les températures de la source froide et de la source chaude. De ce fait, le rendement exergetique correspond également au rapport entre le rendement du cycle et le rendement de Carnot du cycle fonctionnant entre les mêmes niveaux de températures.

- **Cycle avec compression et détente irréversibles**

Si le cycle n'est plus endoréversible mais que l'on tient compte des irréversibilités au niveau de la pompe et de la turbine, la démarche est similaire. Néanmoins, maintenant, on a besoin d'une information supplémentaire pour placer les points 2 et 5 dans le diagramme. En effet, le point 1 est inchangé de même que les points 3 et 4 en revanche les points 2 et 5 n'ont plus aucune raison de se situer sur les isentropes dans la mesure où les transformations adiabatiques ne sont plus réversibles. Dans ce cas, on utilise les rendements isentropiques introduits précédemment dans le chapitre II. On a défini le rendement isentropique d'une détente adiabatique (équation [II.82]) par :

Détente :

$$\eta_{is} = \frac{\dot{w}_{irr}}{w_{rev}} = \frac{h_{s,irr} - h_e}{h_{s,rev}} \quad [\text{III.14}]$$

Pour la compression, on a :

Compression :

$$\eta_{is} = \frac{\dot{w}_{rev}}{w_{irr}} = \frac{h_{s,rev} - h_e}{h_{s,irr}} \quad [\text{III.15}]$$

Pour le point 2', la variation est insignifiante et ne peut pas être portée sur un diagramme, en revanche, pour le point 5', la différence est notable.

Au niveau du rendement du cycle, si l'on néglige la variation insignifiante pour le point 2, la différence provient de la diminution du travail moteur produit. Le nouveau travail représentant 85% du travail produit dans les conditions réversibles si bien que l'on a :

$$\eta_{irr} \approx \eta_{is} \eta_{rev} \quad [\text{III.16}]$$

III.2 Le cycle à vapeur surchauffée (cycle de Hirn):

Dans le cycle à surchauffe, on amène la vapeur à une température supérieure à la température de l'équilibre liquide vapeur. Ce cycle à vapeur surchauffée possède deux avantages essentiels par rapport au cycle de base de Rankine:

- la surchauffe augmente la température d'utilisation de la chaleur
- la surchauffe permet d'effectuer un cycle sec (il n'y a pas de vapeur humide dans la machine motrice) si la surchauffe a été choisie de telle sorte qu'en fin de détente on se trouve sur la courbe de vapeur saturante à la température du condenseur.

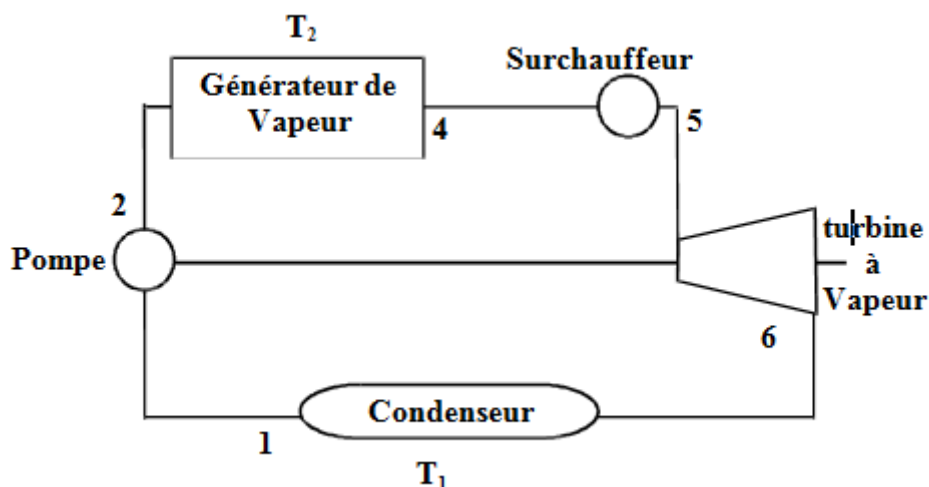


Figure III.4: Schéma d'une machine motrice à vapeur surchauffée (les numéros renvoient à la figure III.5)

La méthode pour obtenir la vapeur surchauffée est d'envoyer la vapeur sèche en sortie de générateur de vapeur dans un surchauffeur (figure III.4) où la vapeur est portée, à pression constante, à une température plus élevée.

La surchauffe consiste donc simplement à élever la température moyenne d'utilisation de la chaleur de la source chaude tout en conservant la même température de source froide. Le cycle [1234561] de la figure III.5 ne permet pas d'obtenir un cycle sec alors que le cycle [1a2a3456a1a] le permet mais avec une température de condensation plus élevée. Considérons le cycle à vapeur surchauffée [1234561] de la figure III.5, un cycle de Carnot fonctionnant avec l'écart maximum de température est le cycle [13'561] et un cycle de Carnot équivalent [13''5''61]. La méthode de calcul du cycle est la même que celle présentée précédemment.

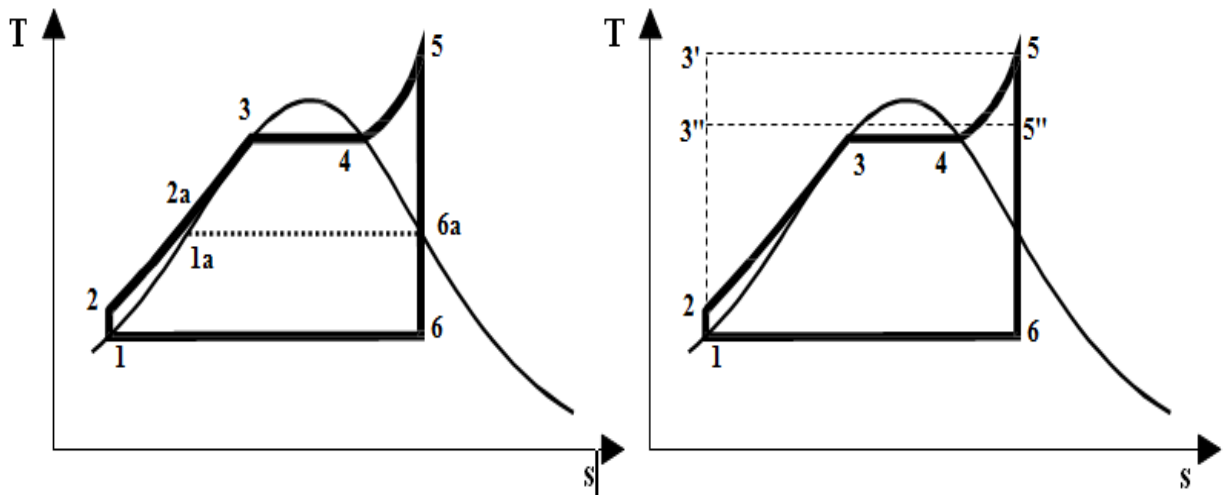


Figure III.5: Cycles de Hirn humide [1234561] et sec [1_a2_a3456_a1_a] comparés au cycle de Carnot fonctionnant avec l'écart maximum de température [13'561] et au cycle de Carnot équivalent [13''5''61] dans un diagramme (T, s).

Suivant la même démarche que pour le cycle de Rankine, le rendement du cycle de Hirn s'écrit:

$$\eta = \frac{h_5 - h_2 - h_6 + h_1}{h_5 - h_2} \quad \text{[III.17]}$$

Il faut noter que le gain est relativement modeste.

La même démarche que pour le cycle de Rankine donnera pour le rendement exergetique :

$$\eta_{ex} = \frac{\eta}{Q_{s.c}} = \frac{\eta}{\eta_c} \quad \text{[III.18]}$$

On observe que si le rendement a légèrement augmenté, en revanche, le rendement exergetique a fortement diminué. Cela est dû au fait que le chauffage pendant la surchauffe est beaucoup moins performant, d'un point de vue thermodynamique, que le changement de phase.

III.3 Le cycle à vapeur resurchauffée

La figure III.6 présente le schéma d'une installation motrice à vapeur à resurchauffe. La vapeur en sortie du surchauffeur est envoyée pour détente partielle dans une première turbine. En sortie de cette turbine, les vapeurs sont resurchauffées avant d'être envoyées dans la seconde turbine dans laquelle la détente totale a lieu. Une telle installation permet d'effectuer un cycle sec avec une température de surchauffe moins élevée qu'avec un cycle à simple surchauffe.

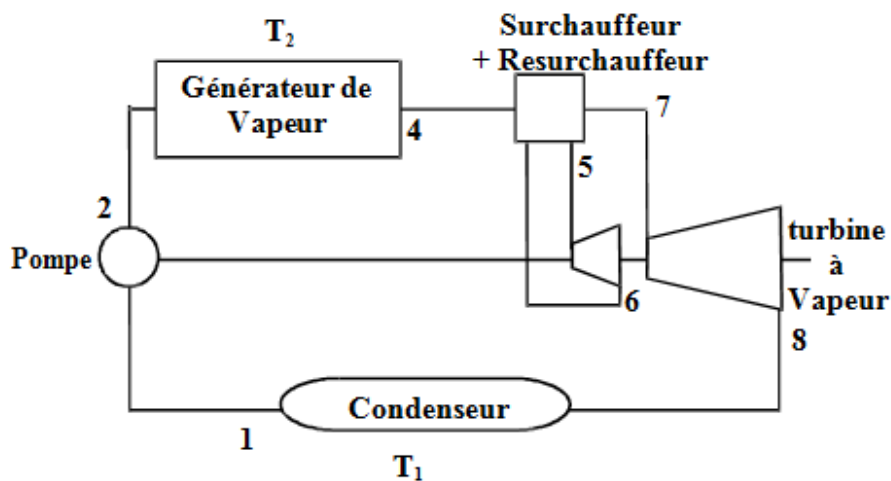


Figure III.6: Schéma d'une machine motrice à vapeur resurchauffée (les numéros renvoient à la figure III.7).

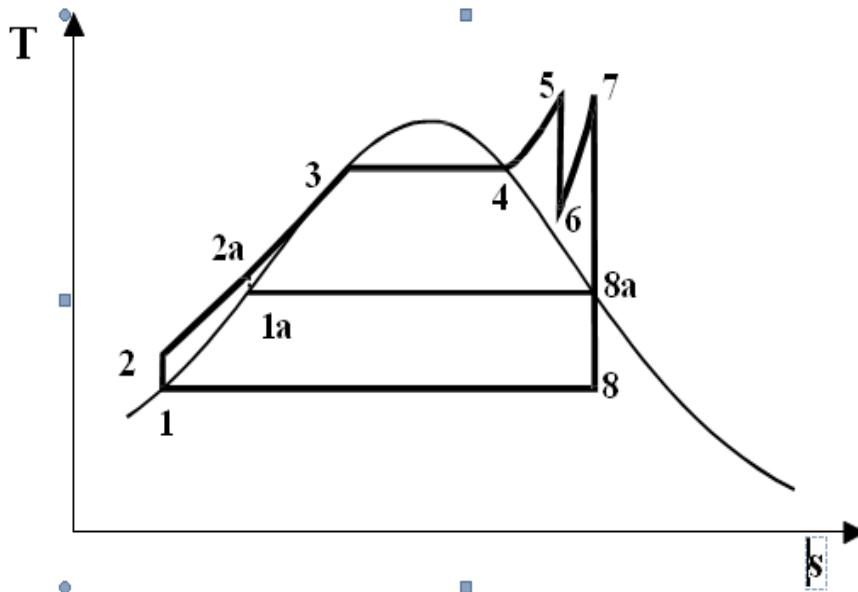


Figure III.7: Cycles à vapeur resurchauffée : cycle humide [123456781] et cycle sec [1_a2_a345678_a1_a]

Sur la figure III.7, le cycle [123456781] est un cycle humide à resurchauffe avec une température basse de condensation alors que le cycle [1_a2_a345678_a1_a] est un cycle sec mais avec une température de condensation plus élevée.

III.4 Les cycles à vapeur à régénération (cycles à soutirage)

Le principe des cycles à régénération consiste à prélever de la chaleur au fluide de travail lors de sa détente et à utiliser cette chaleur pour le préchauffage du liquide à sa sortie du condenseur. Sur la figure III.8 est représenté un cycle idéal à régénération où sont portés:

- le cycle de Rankine de base (sans surchauffe) [12345'1]
- un cycle de Carnot [1'345'1'] correspondant à l'écart maximum de température du cycle de Rankine,

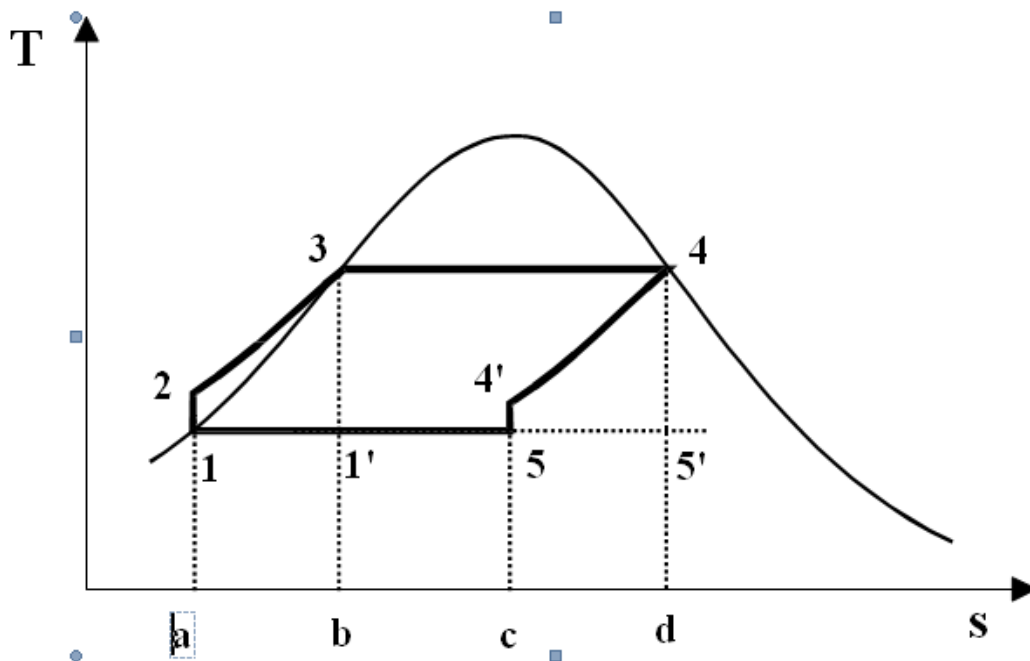


Figure III.8: Cycle idéal à régénération dans un diagramme (T, s) .

L'idée du cycle à régénération est simple, elle vient de l'observation que la chaleur nécessaire au préchauffage du liquide entre les points 2 et 4 (Figure III.8) est égale (comme nous allons le voir) à la quantité de chaleur cédée par le fluide en se refroidissant entre les points 1 et 5. De ce fait, si ces deux quantités de chaleur pouvaient être échangées à l'intérieur du cycle sans faire appel à des sources extérieures de chaleur, alors les seuls échanges avec les sources extérieures de chaleur seraient des échanges isothermes et l'on reviendrait à un cycle de Carnot à deux températures.

Ce cycle à régénération a donc été construit en supposant que le liquide sortant de la pompe en 2 était préchauffé par les vapeurs se détendant dans la turbine. De plus cet échange de chaleur doit s'effectuer de façon tout à fait réversible, c'est à dire en supposant, notamment, qu'il n'y a pas de différence de température entre la vapeur qui se détend et le liquide qui évolue depuis la sortie du condenseur vers l'entrée du générateur de vapeur: inutile de dire que la conception d'un tel échangeur parfait est techniquement impossible. Néanmoins, dans un tel cycle idéal, la ligne 45 étant rigoureusement parallèle à la ligne 31, les aires [13ba1] et [54dc5] sont égales ce qui démontre bien que la chaleur cédée au liquide en préchauffage est bien égale à celle prélevée sur la vapeur qui se détend: le point important est que cette chaleur, qui est échangée à température variable, est interne au cycle et n'est pas échangée avec les sources extérieures de chaleur. Grâce à cet artifice, les quantités de chaleur échangées par le cycle avec les sources extérieures de chaleur le sont aux températures constantes des sources chaude et froide: la chaleur cédée au niveau du condenseur (aire[15ca1]) l'est à la température de condensation et la chaleur prélevée au niveau du générateur de

vapeur (aire[34db3]) l'est à la température maximum du générateur de vapeur. L'aire [15ca1] étant égale à l'aire [1'5'db1'] (car la ligne 45 est parallèle à la ligne 31), on constate que les chaleurs échangées avec les sources de chaleur par le cycle à régénération sont rigoureusement égales à celles du cycle de Carnot [1'345'1'], de plus les niveaux de température pour les deux cycles étant les mêmes, on en conclut que ce cycle à régénération a le même rendement que le cycle de Carnot [1'345'1'] qui n'est autre que son cycle de Carnot équivalent.

Dans la pratique, pour s'approcher de ce cycle idéal, on effectue des soutirages de vapeur: chaque soutirage prélève de la vapeur chaude que l'on dirige vers un réchauffeur dans lequel rentre également l'eau liquide qui vient du condenseur et se dirige vers le générateur de vapeur; la vapeur se condense et cède sa chaleur de condensation à l'eau qui s'échauffe. Avec plusieurs réchauffeurs en cascade, on peut ainsi s'approcher d'un cycle idéal à régénération.

Il existe plusieurs façons d'effectuer la régénération, nous allons en citer deux:

- **Régénération par échange à contact indirect:**

Cette solution (figure III.9) consiste à prélever au cours de la détente dans la turbine, et à différents niveaux de températures judicieusement choisis, des débits convenables de vapeur et à les faire se condenser sur des tubes parcourus successivement d'étage en étage par le liquide à réchauffer (ce liquide ayant été préalablement mis sous pression).

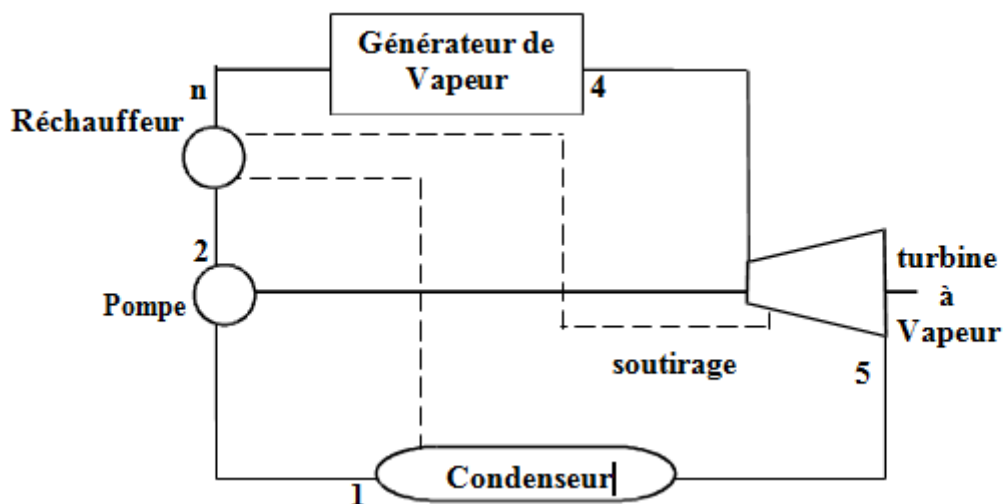


Figure III.9: Schéma d'une machine motrice à vapeur à soutirage avec réchauffeur à contact indirect: il y a retour au condenseur de la vapeur soutirée (les numéros renvoient à la figure III.10)

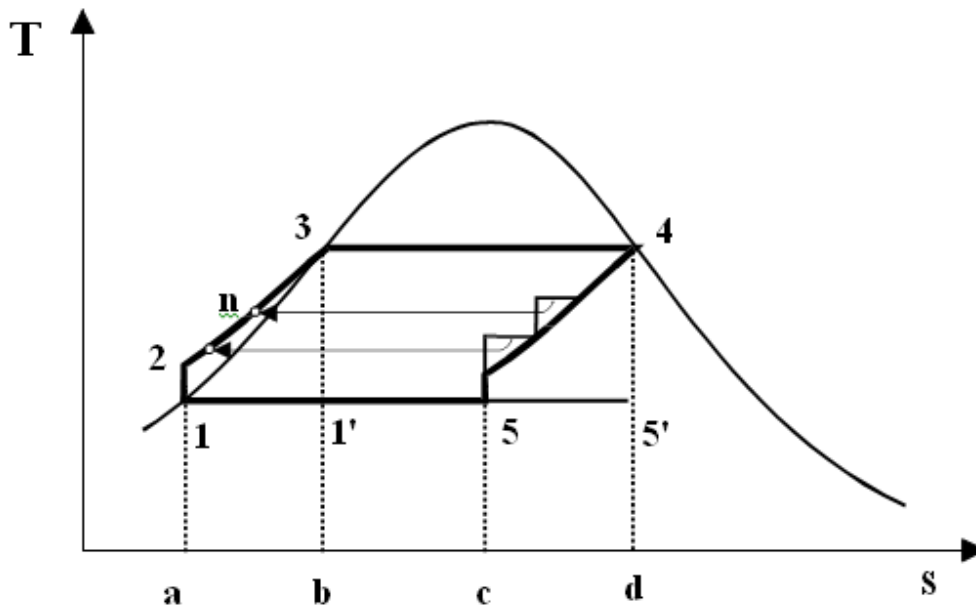


Figure III.10: Cycle idéal à soutirages avec régénérateur à contact indirect dans un diagramme (T, s).

Avec cette solution, tout le fluide de travail circule dans le condenseur et dans le générateur de vapeur.

- **Régénération par échange à contact direct:**

Cette solution consiste à condenser la vapeur en cours de détente directement sur le fluide thermodynamique à l'état liquide en cours de chauffage. A chaque étage on a donc une partie de la vapeur qui sort de la turbine pour aller en un point du circuit au-delà du condenseur sans passer par le condenseur.

Le bilan de masse est totalement modifié par rapport au cas précédent puisque maintenant le débit massique dans le générateur n'est plus égal au débit massique dans le condenseur. D'autre part, le bilan enthalpique est également excessivement différent de celui de l'échange à contact indirect. L'échange de chaleur provient non pas d'un prélèvement d'enthalpie sur la vapeur en cours de détente mais d'un prélèvement de vapeur. Contrairement au cas précédent, un soutirage ne se traduit plus par une variation d'entropie: la chaleur n'est plus extraite sur le fluide mais c'est du fluide qui est extrait.

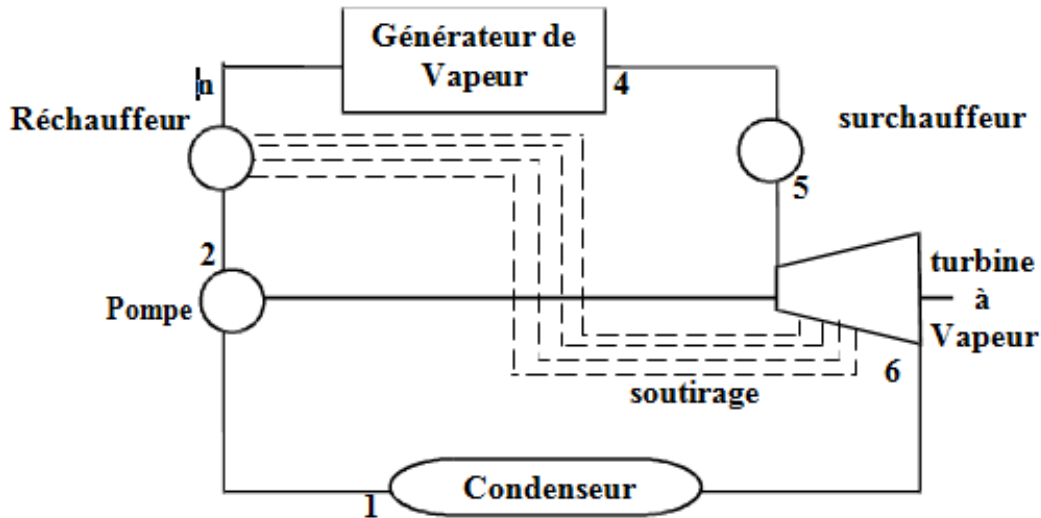


Figure III.11: Schéma d'une machine motrice à vapeur à soutirage avec réchauffeur à contact direct: il n'y a pas de retour au condenseur de la vapeur soutirée (les numéros renvoient à la figure III.12)

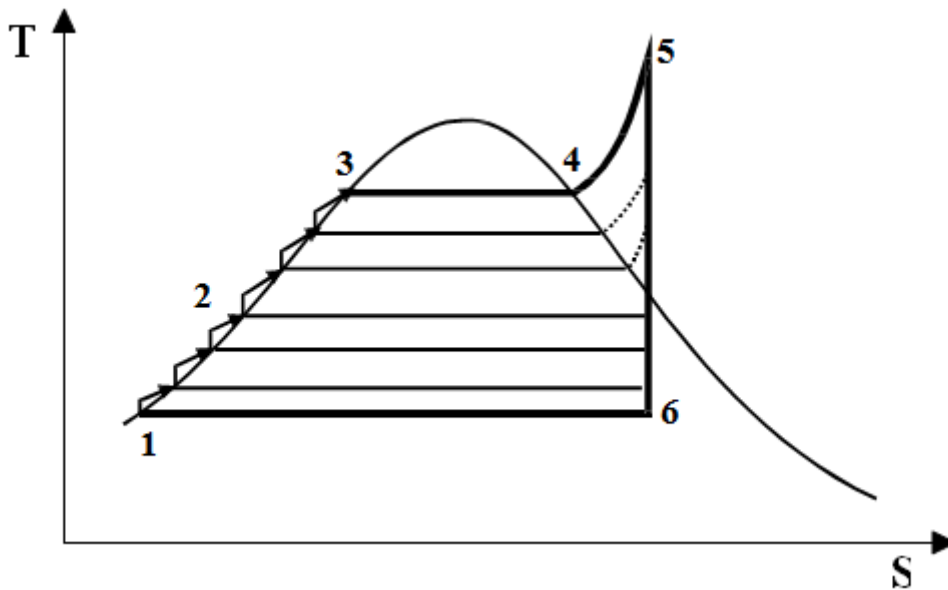


Figure III.12: Cycle idéal à soutirages avec régénérateur à contact direct dans un diagramme (T, s).

III.5 La cogénération [14]

Dans les cycles moteurs considérés plus haut, on constate qu'il y a une quantité de chaleur importante rejetée à la source froide. Avec la cogénération, on modifie le cycle de telle sorte que la température de la source froide soit compatible avec une utilisation de la chaleur. C'est ainsi que dans le cas d'une turbine à vapeur, on utilisera une turbine à contre-pression, c'est à dire que la pression de condensation sera élevée. De

la sorte, il sera possible de récupérer de l'eau chaude utilisable (éventuellement de la vapeur). Dans de tels cycles, on définit plusieurs grandeurs pour les caractériser :

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_m = \frac{|w|}{Q_{s.c}} \\ r_g = \frac{|w|+|Q_{ut}|}{Q_{s.c}} \\ \alpha = \frac{|w|}{|Q_{ut}|} \end{array} \right. \quad \text{[III.19]}$$

η_m est le rendement mécanique ou électrique, r_g est le rendement global (généralement élevé : de l'ordre de 75% ou plus, et α est le rapport entre l'énergie noble et la chaleur utile). Le rendement exergetique est à nouveau défini comme le rapport entre l'exergie utile et l'exergie à payer et on obtient :

$$\eta_{ex} = \frac{|w|+\theta_{ut}|Q_{ut}|}{\theta_{s.c}Q_{s.c}} \quad \text{[III.20]}$$

Chapitre IV

Résultats et
interprétations

IV-1- Cycle thermodynamique solaire :

La particularité de ce cycle est qu'il ne comporte pas de pompe de circulation et que le bouilleur est constitué directement par des capteurs solaires.

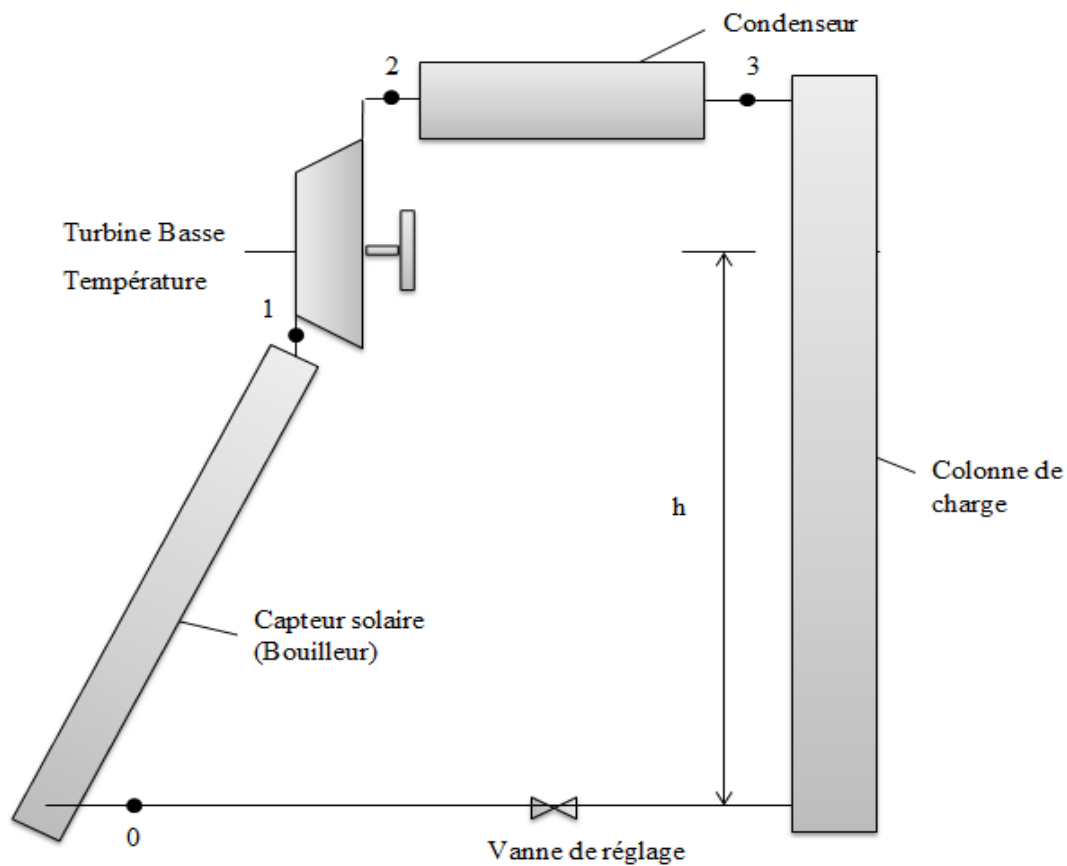


Figure IV-1 : Système étudié

IV-1-1 Bouilleur

L'énergie solaire unitaire (par mètre carré) reçue sur un capteur solaire est donnée par (pour un capteur fixe) :

$$\varphi(t) = \varphi_0 \sin \frac{\pi t}{12} \quad [\text{IV.1}]$$

Avec φ_0 de l'ordre 900 W/m² (sans nuages)

T en heures (t = 0h au lever du soleil

(t = 12h au coucher du soleil

Pour une journée solaire de 8h (hiver), l'énergie solaire est alors définie par :

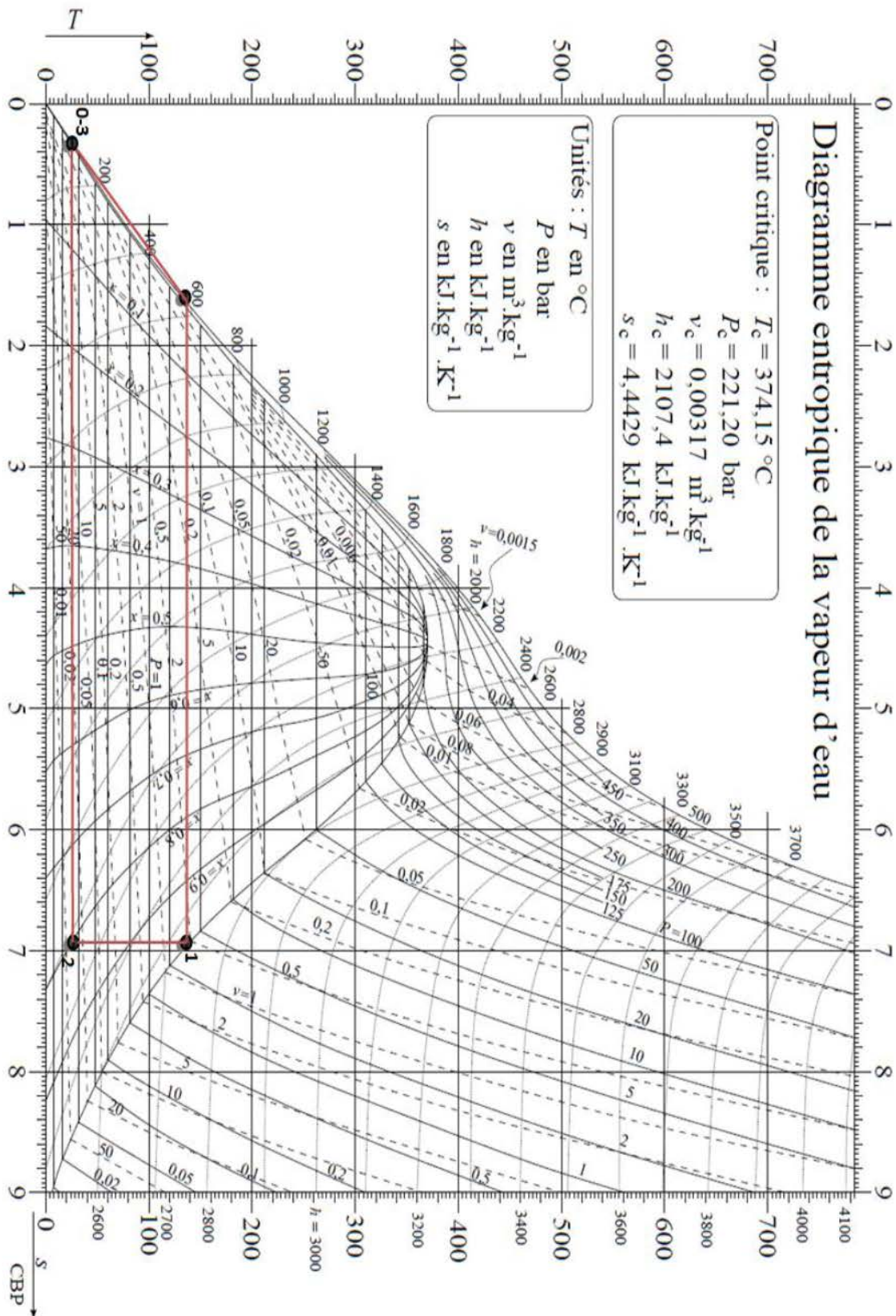


Figure IV-2 : Représentation du cycle de l'installation sur le diagramme de T-S

$$\varphi(t) = \varphi_0 \sin \frac{\pi t}{8} \quad [\text{IV.2}]$$

Si l'on définit le rendement global du capteur par η_{capteur}

La puissance reçue au bouilleur Q_1 sera donnée par :

$$Q_1 = \eta_{\text{capteur}} \varphi_s \quad [\text{IV.3}]$$

S= surface du capteur en m^2

En désignant par G le débit massique du cycle, l'équilibre du bouilleur s'écrira :

$$Q_1 = G[\Delta H_{liq} \frac{T_1}{T_0} + L_V(T_1)] \quad [\text{IV.4}]$$

Avec $\Delta H_{liq} \frac{T_1}{T_0}$: enthalpie du liquide (variation) de T_0 à T_1 .

$L_V(T_1)$: Chaleur latente de vaporisation à la température T_1

Les valeurs de $\Delta H_{liq} \frac{T_1}{T_0}$ et de $L_V(T_1)$ sont disponibles dans les tables thermodynamiques du fluide choisi (en l'occurrence le forane 11) on pourra voir page suivante le cycle décrit dans l'installation.

IV-1-2 Turbine :

En supposant la détente isentropique dans la turbine, de 1 à 2, la puissance récupérable sur le cycle P est donc :

$$P = \eta_{\text{Turb}} \Delta H_{vap} \frac{T_1}{T_0} G \quad [\text{IV.5}]$$

Avec η_{Turb} : rendement global de la turbine

$\Delta H_{vap} \frac{T_1}{T_0}$: Variation de la vapeur de T_1 à T_0

Utilisant le principe de Carnot, on sait que cette puissance P peut s'écrire aussi

$$P = \eta_{\text{Turbo}} \eta_{\text{carnot}} Q_1$$

Avec $\eta_{carnot} = \frac{T_1 - T_0}{T_1}$ (exprimés en degrés Kelvin)

Soit

$$P = \eta_{Turbo} \eta_{Carnot} \eta_{Capteur} \varphi S \quad [\text{IV.6}]$$

Pour T_0 donné voisin de la température ambiante ; on se trouve en présence d'une expression (6) dans laquelle η_{Turbo} , φ et S sont constants en fonction de T_1 ; par contre les deux rendements η_{carnot} et $\eta_{Capteur}$ dépendent fortement de T_1 .

En effet, le rendement de Carnot croît avec T_1 tandis que $\eta_{Capteur}$ décroît.

Il est donc nécessaire de trouver un compromis sur T_1 tendant à rendre le produit $\eta_{Carnot} \cdot \eta_{Capteur}$ maximal.

Le rendement du capteur a une allure décroissante avec T_1 ; cela se comprend puisque plus T_1 est élevé. Plus la température moyenne du capteur est élevée et plus les pertes thermiques sont importantes.

On peut par exemple retenir comme expression du rendement d'un capteur solaire :

$$\eta_{Capteur} = 1 - k(T_1 - T_0) \quad [\text{IV.7}]$$

Où k est une constante dépendant du capteur.

Pour chaque capteur classique, on pourra retenir :

$$k = 0.01(^{\circ}\text{C})^{-1}$$

IV-2 Optimisation de T_1

Pour rendre P maximale, il suffit de trouver la valeur de T_1 annulant $\frac{dP}{dT_1}$

$$\text{Soit } \frac{dP}{dT_1} = 0$$

$$\frac{d\eta_{Carnot}}{dT_1} \eta_{Capteur} + \eta_{Carnot} \frac{d\eta_{Capteur}}{dT_1} = 0$$

$$\frac{T_1}{T_1^2} [1 - k(T_1 - T_0)] + (1 - \frac{T_0}{T_1})(-k) = 0 \quad [\text{IV.8}]$$

Soit finalement la valeur cherchée (valeur en Kelvin)

$$T_{1Opt} \sqrt{\frac{T_0 (1+KT_0)}{K}} \quad \text{[IV.9]}$$

Pour $T_0 = 25 \text{ °C}$ soit $273+25=298 \text{ K}$

Et $K = 0.01 \text{ K}^{-1}$

IV-3-Résultats et discussions

IV-3-1- L'énergie reçue sur le capteur solaire :

Les figures (3 à 9) représentent les variations du flux de chaleur en fonction du temps pour différents irradiances solaires (500, 600, 700, 800, 900 et 1000 W/m²) pour une journée d'hiver. D'après ces figures on remarque que le flux de chaleur augmente jusqu'à atteindre sa valeur maximale pour $t = 4$ heures. Après 4 heures, le flux de chaleur va être diminué tend vers 0.

D'après la figure (9), on remarque que si l'irradiation solaire augmente, le flux de chaleur augmente.

Les figures (10 à 16) représentent les variations du flux de chaleur en fonction du temps pour différents irradiances solaires (500, 600, 700, 800, 900 et 1000 W/m²) pour une journée de 12 heures. D'après ces figures on remarque que le flux de chaleur augmente jusqu'à atteindre sa valeur maximale pour $t = 6$ heures. Après 6 heures, le flux de chaleur va être diminué jusqu'à sa valeur nulle.

D'après la figure (16), on remarque que si l'irradiation solaire augmente, le flux de chaleur augmente.

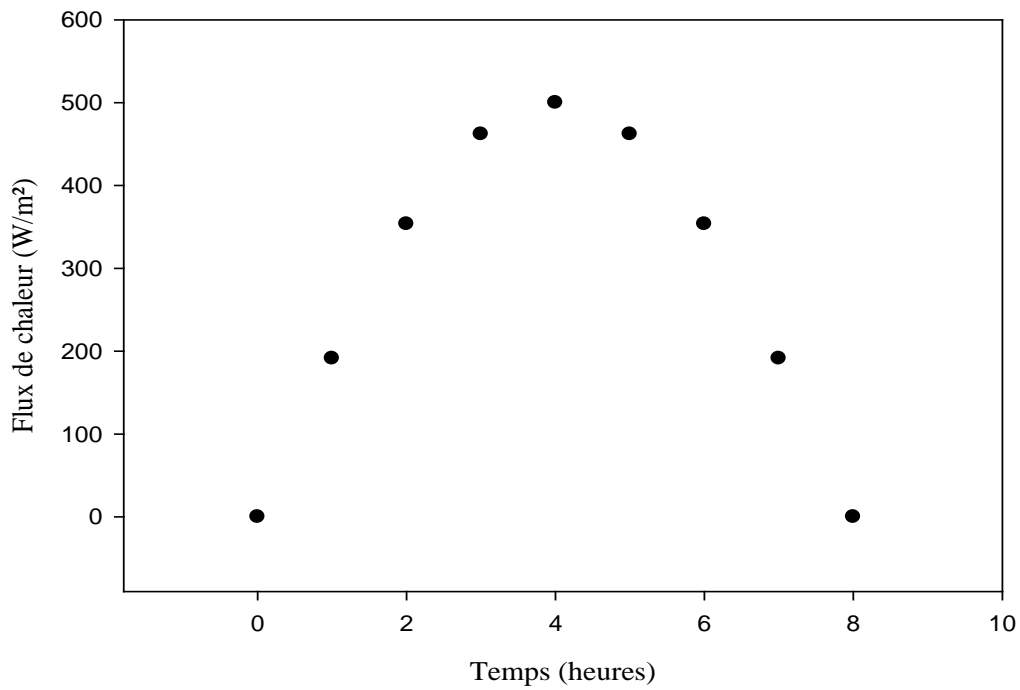


Figure IV-3 : L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=500 W/m^2$ (Hiver)

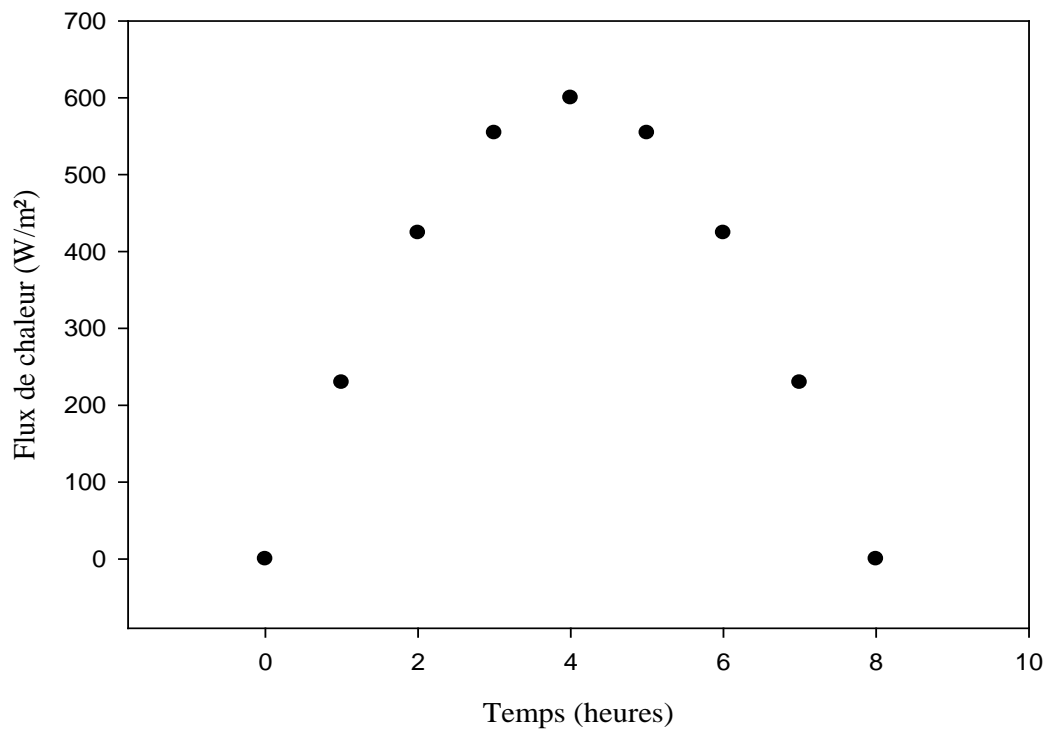


Figure IV-4 : L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=600 W/m^2$ (Hiver)

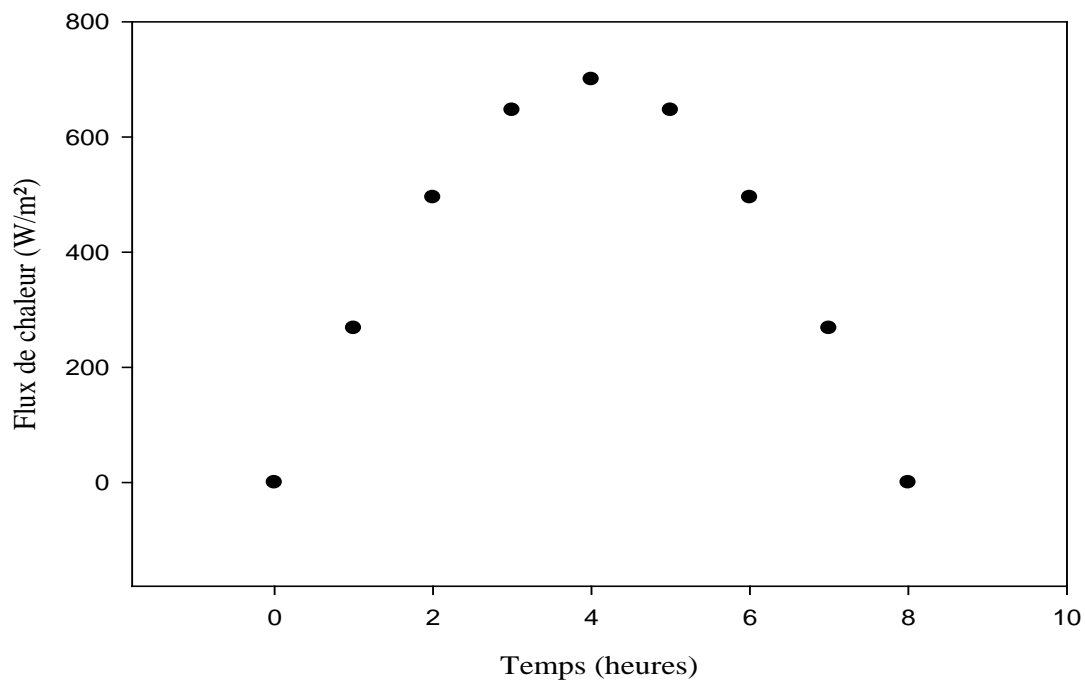


Figure IV-5: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=700 \text{ W/m}^2$ (Hiver)

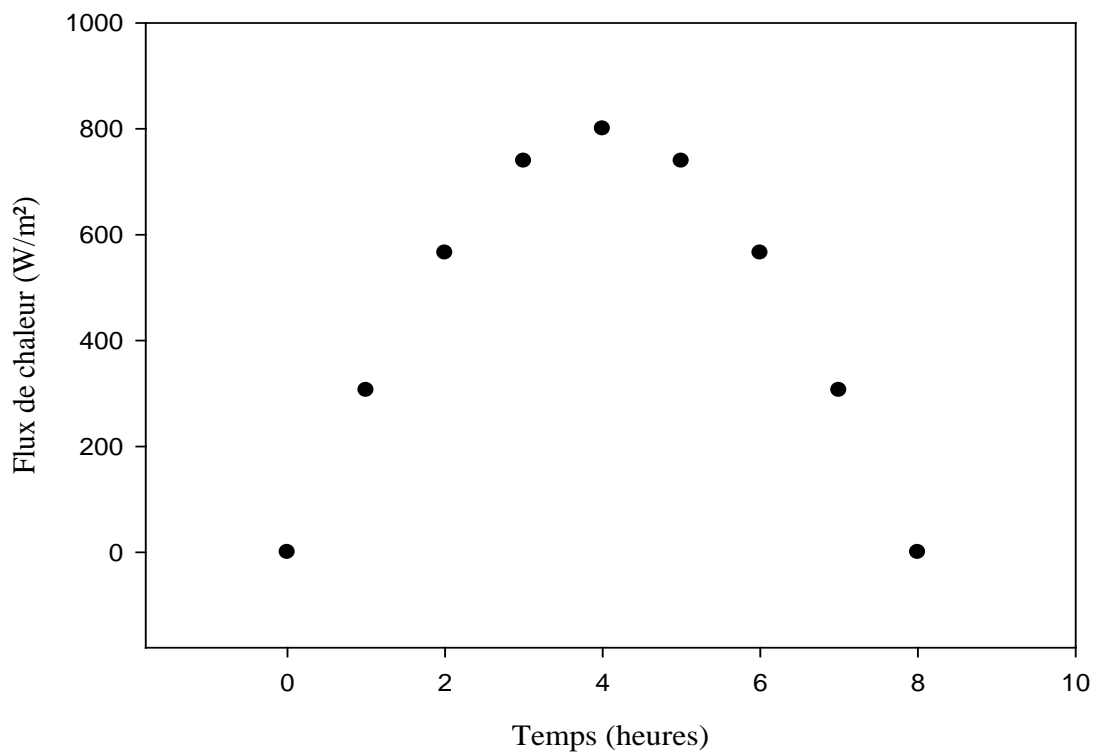


Figure IV-6 : L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=800 \text{ W/m}^2$ (Hiver)

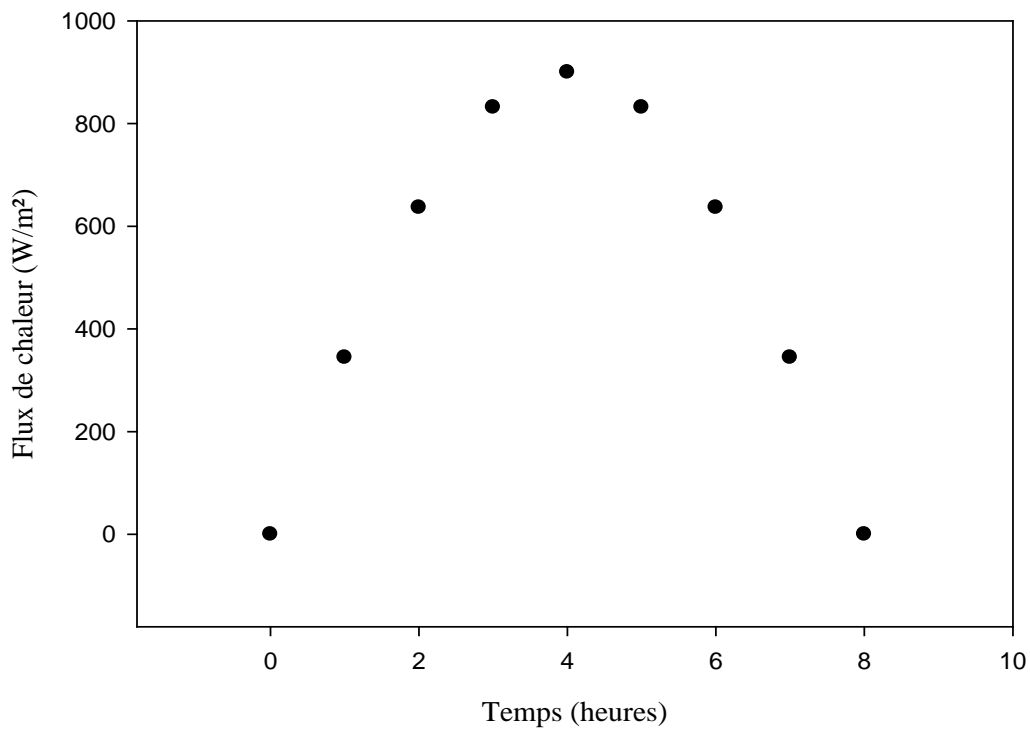


Figure IV-7: L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=900 W/m^2$ (Hiver)

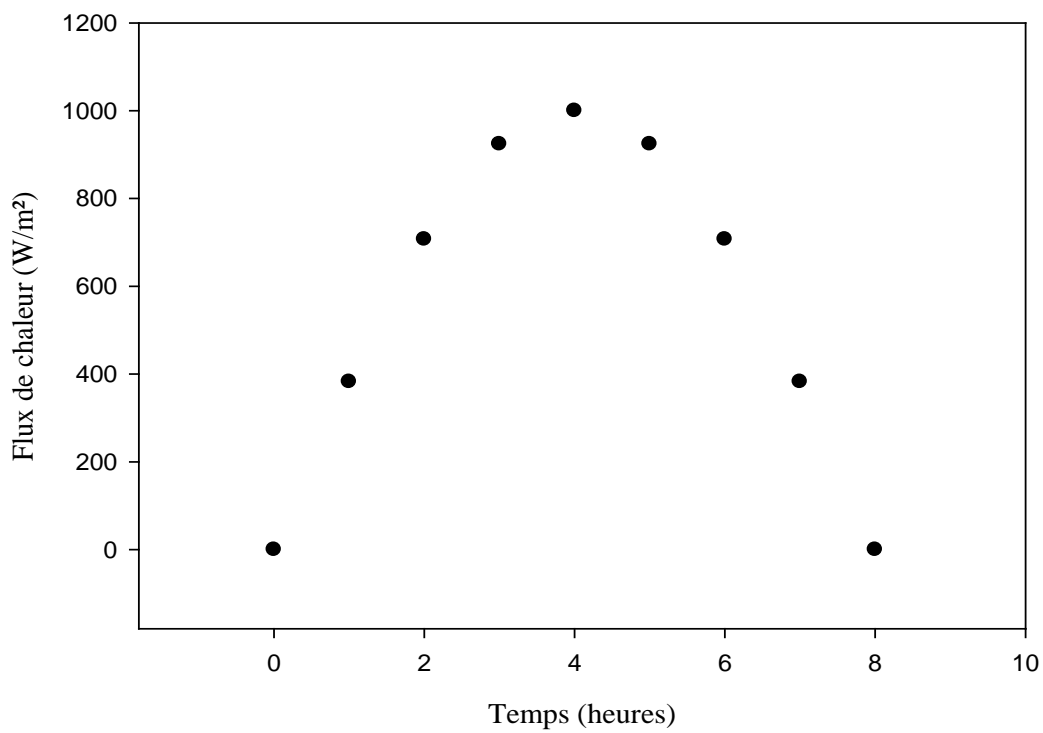


Figure IV-8 : L'énergie solaire unitaire reçu sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=1000 W/m^2$ (Hiver)

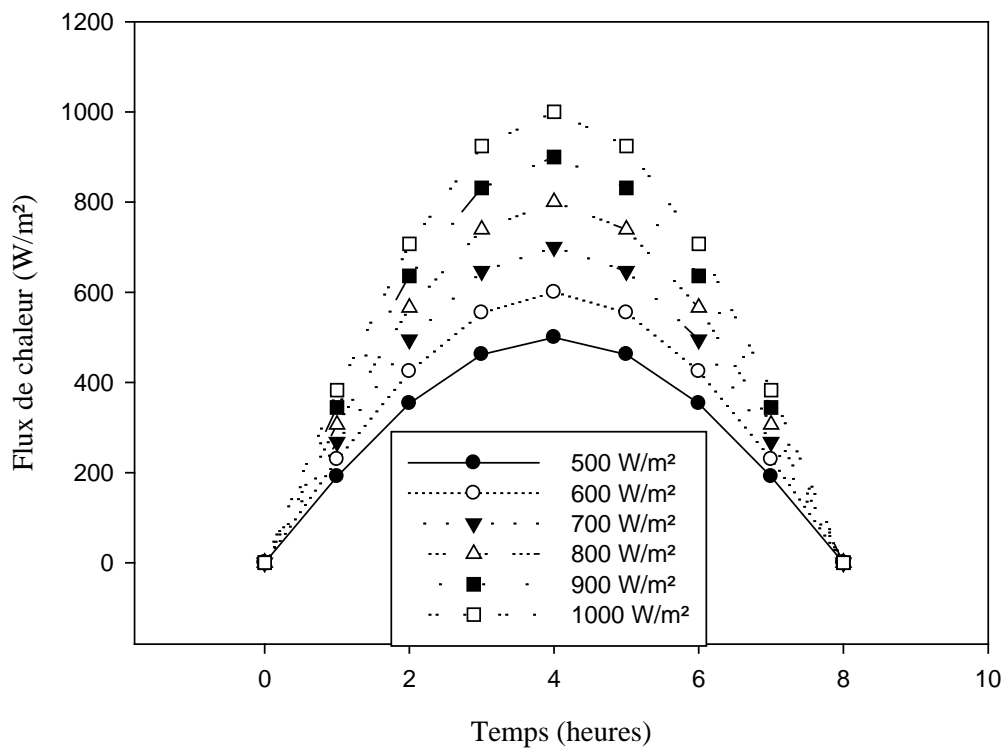


Figure IV-9 : L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps (Hiver)

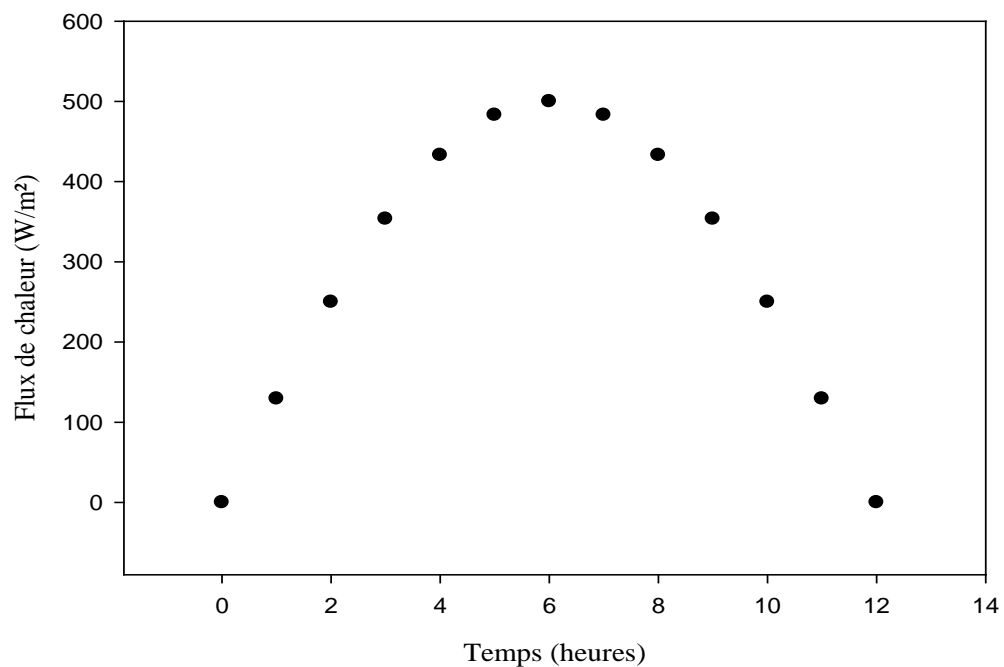


Figure IV-10: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=500 \text{ W/m}^2$

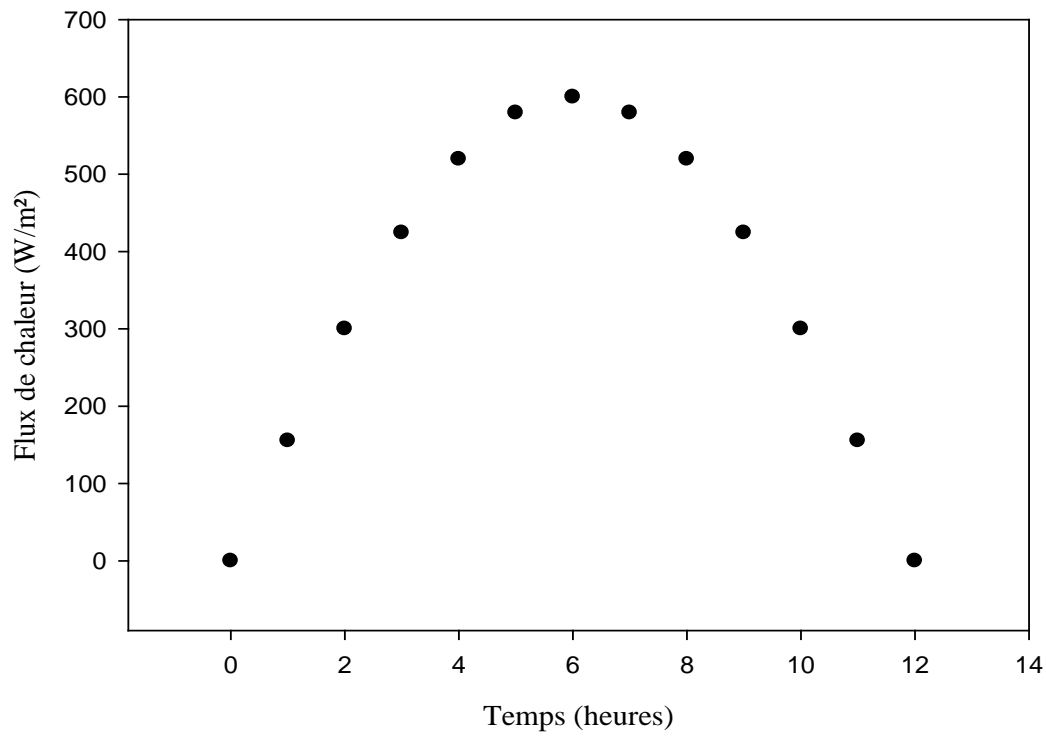


Figure IV-11: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=600 \text{ W/m}^2$

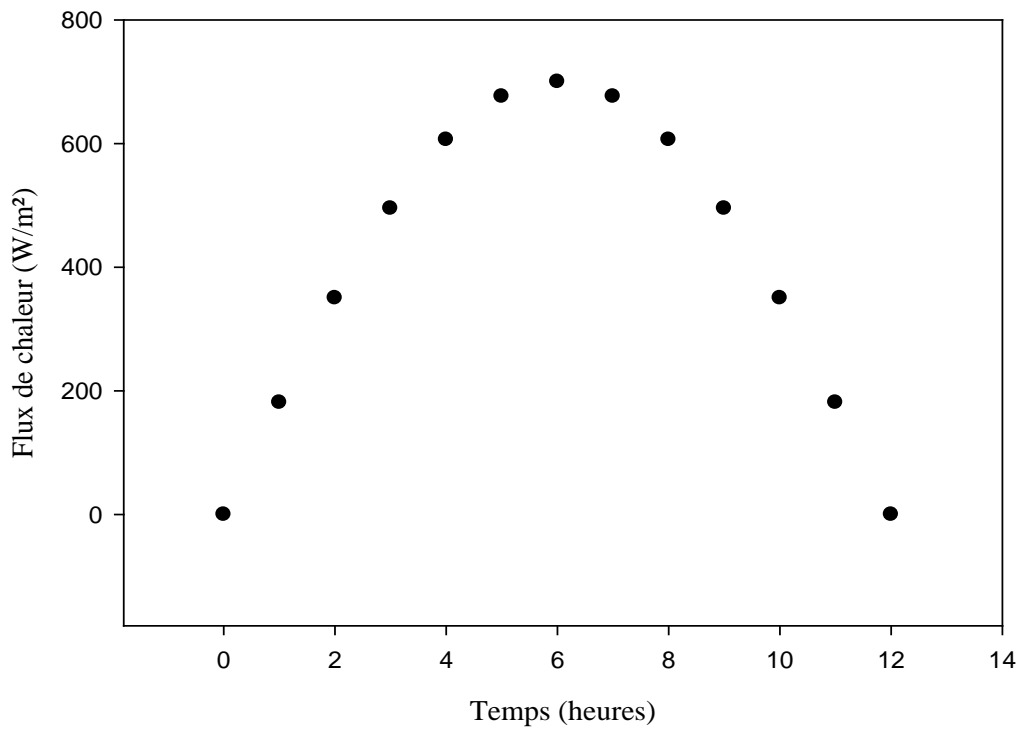


Figure IV-12: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=700 \text{ W/m}^2$

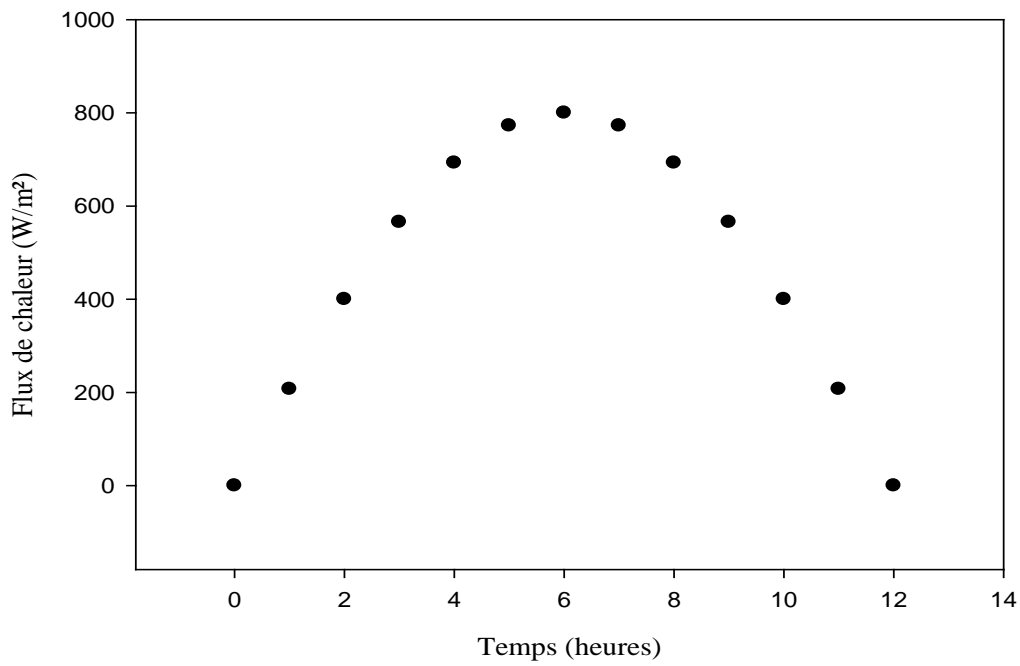


Figure IV-13: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=800 W/m^2$

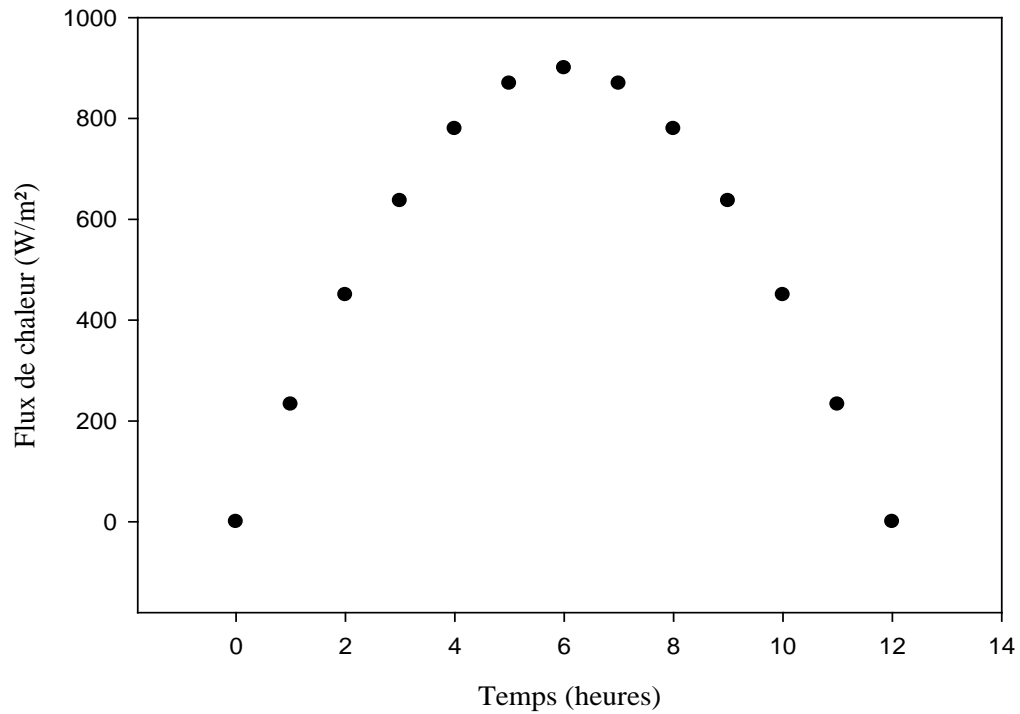


Figure IV-14: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=900 W/m^2$

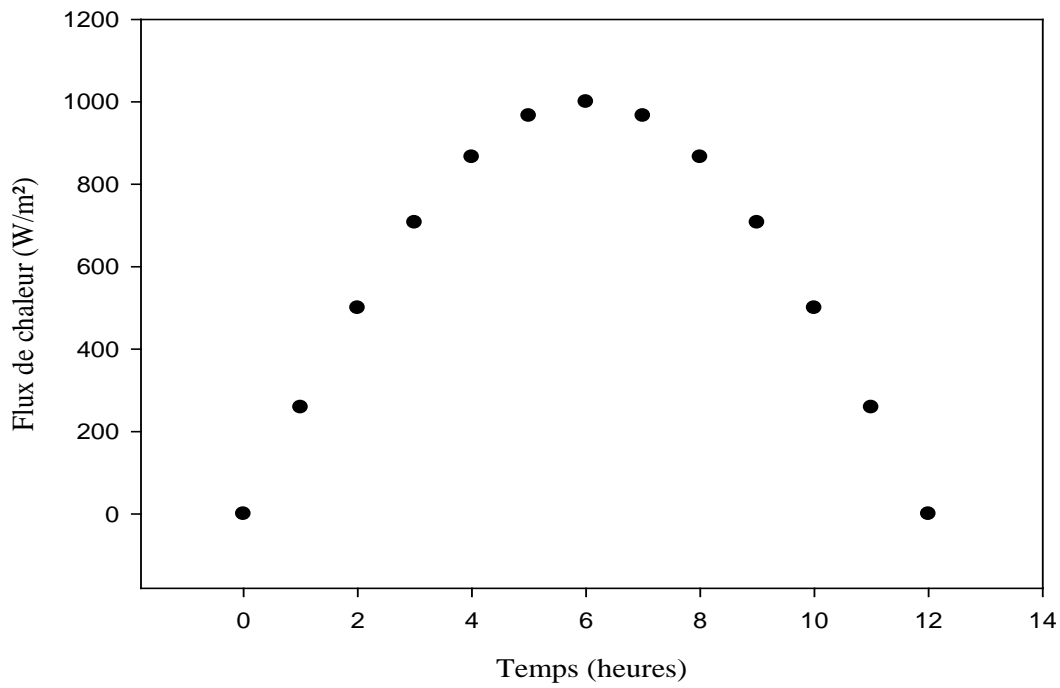


Figure IV-15: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps pour $\varphi_0=1000 \text{ W/m}^2$

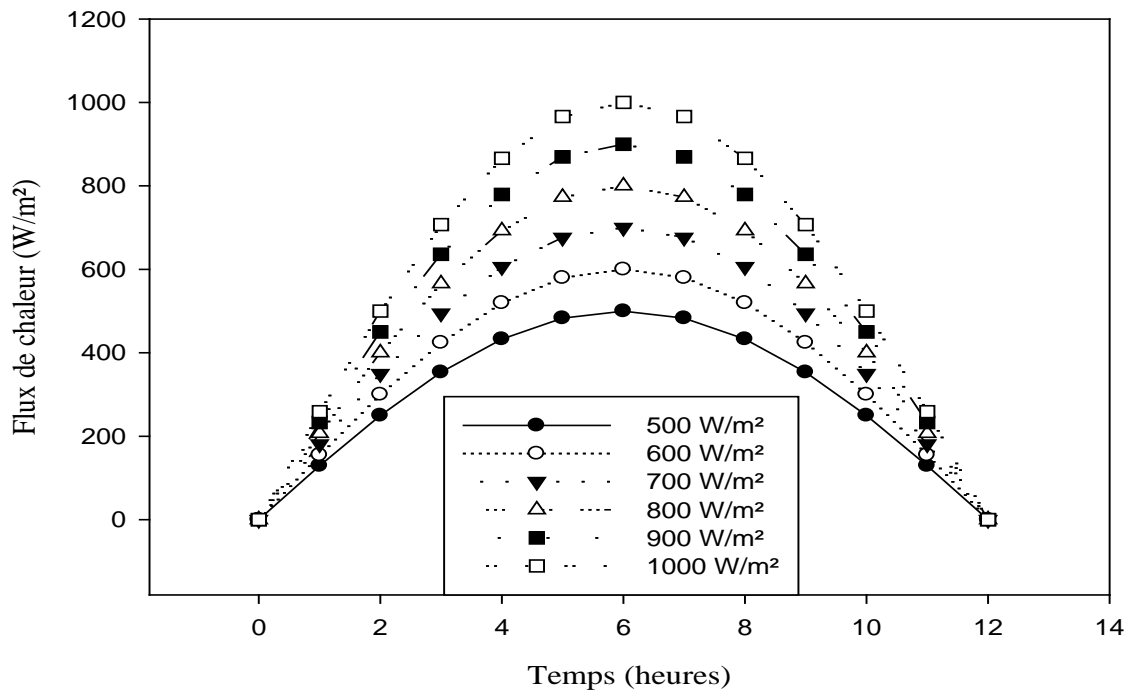


Figure IV-16: L'énergie solaire unitaire reçue sur le capteur solaire en fonction du temps (12 heures)

IV-3-2- La quantité de chaleur donnée par le capteur solaire :

IV-3-2-1- L'influence du débit massique :

La figure (17) montre la variation de la quantité de chaleur donnée par le capteur solaire en fonction du débit massique de l'eau. On remarque que si le débit massique augmente, la quantité de chaleur augmente.

IV-3-2-2- L'influence de la température T_0 :

La figure (18) montre la variation de la quantité de chaleur en fonction de T_0 pour $T_1=60^\circ\text{C}$. Nous avons remarqué que si la température T_0 augmente et T_1 reste fixe, la quantité de chaleur donnée par le capteur va être diminuée.

IV-3-2-3- L'influence de la température T_1 :

La figure (19) montre la variation de la quantité de chaleur en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$.

On remarque que si la température T_1 augmente, la quantité de chaleur donnée par le capteur solaire augmente.

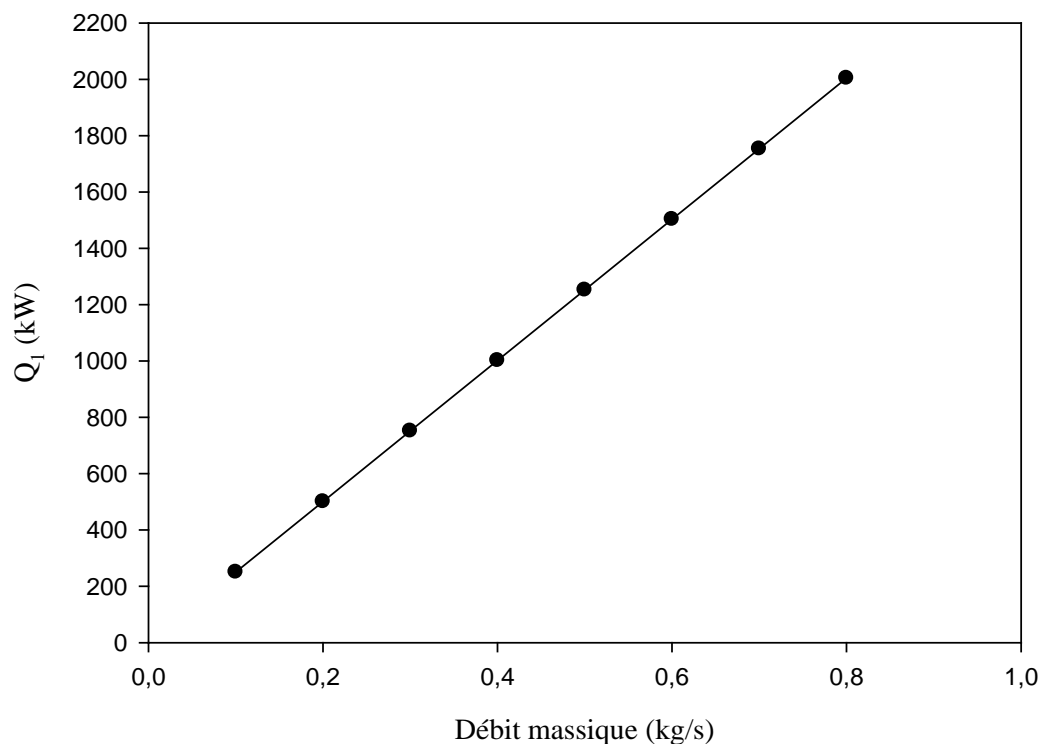


Figure IV-17: Variation de Q_1 en fonction de débit massique

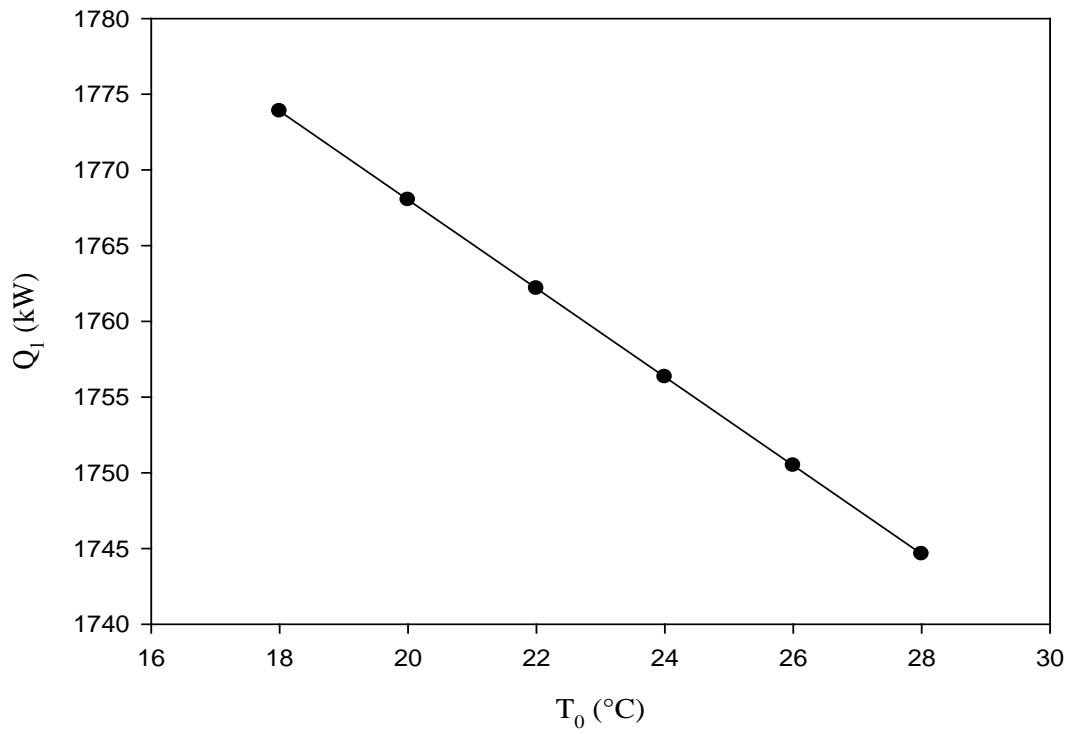


Figure IV-18: Variation de Q_1 en fonction de T_0 pour $T_1=60^\circ\text{C}$

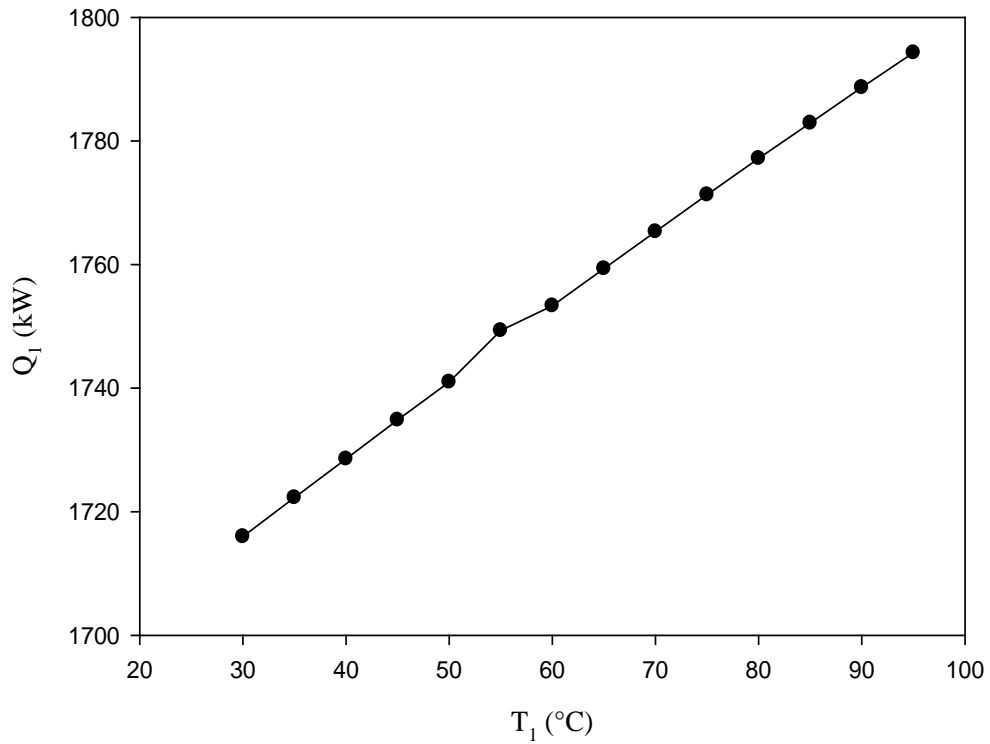


Figure IV-19: Variation de Q_1 en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$

IV-3-3- La puissance de la turbine :

IV-3-3-1- L'influence du débit massique :

La figure (20) représente la variation de la puissance de la turbine en fonction du débit massique. On remarque que si le débit massique augmente, la puissance de la turbine augmente.

IV-3-3-2- L'influence de la température T_0 :

La figure (21) représente la variation de la puissance de la turbine en fonction de la température T_0 pour $T_1=100^\circ\text{C}$. On remarque que si la température T_0 augmente, et la température T_1 reste fixe, la puissance de la turbine va être diminuée.

IV-3-3-3- L'influence de la température T_1 :

La figure (22) représente la variation de la puissance de la turbine en fonction de la température T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$. On remarque que si la température T_1 augmente, la puissance de la turbine augmente.

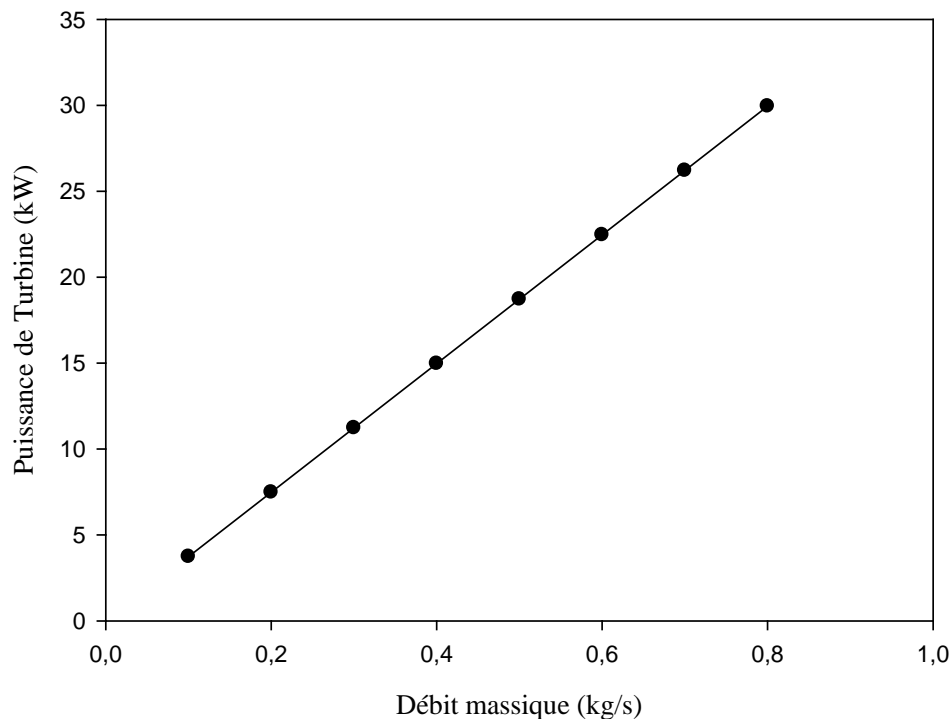


Figure IV-20: Variation de la puissance de la turbine en fonction du débit massique

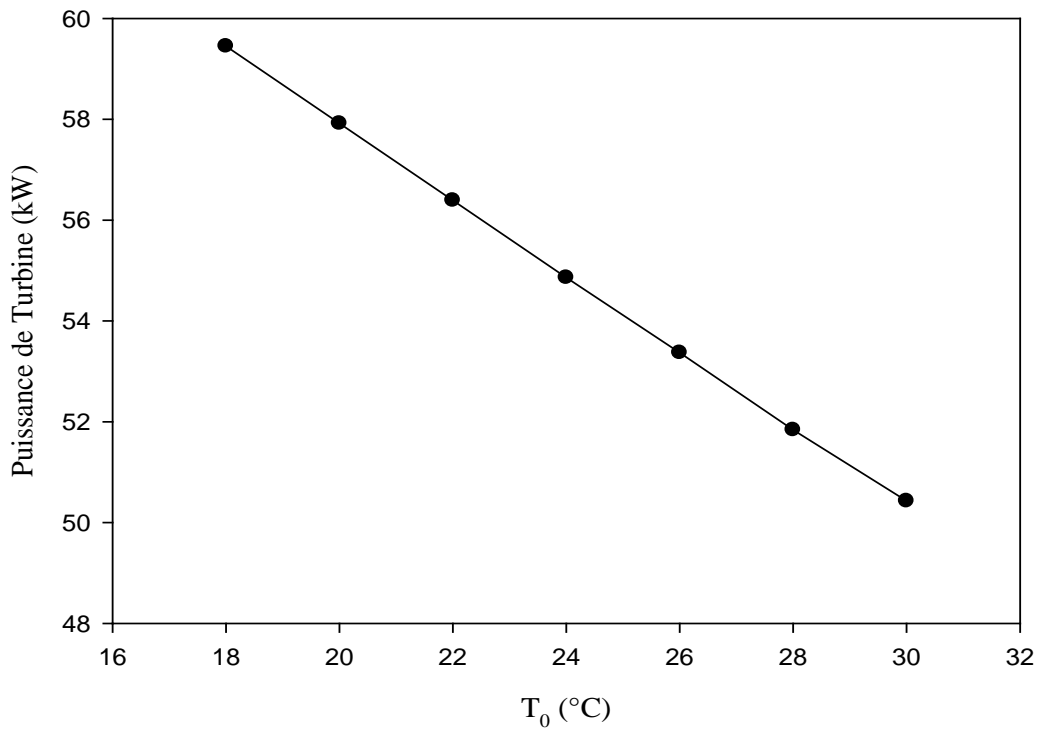


Figure IV-21: Variation de la puissance de la turbine en fonction de T_0 pour $T_1=100^\circ\text{C}$

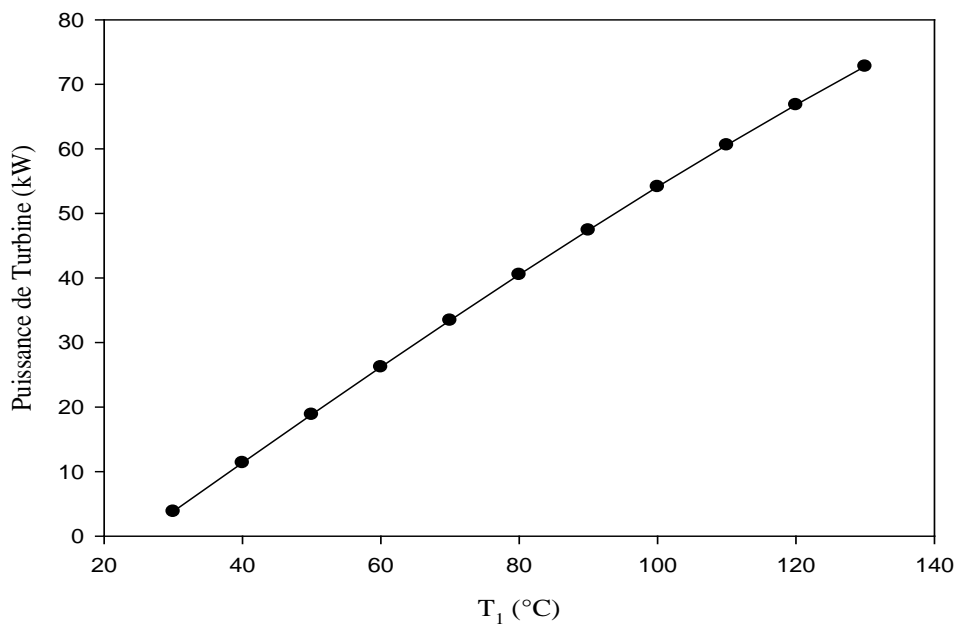


Figure IV-22: Variation de la puissance de la turbine en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$

IV-3-4- Le rendement du capteur :

IV-3-4-1- L'influence de la température T_0 :

La figure (23) montre la variation du rendement du capteur en fonction de T_0 pour $T_1=60^\circ\text{C}$. On constate que si la température T_0 augmente, le rendement du capteur augmente.

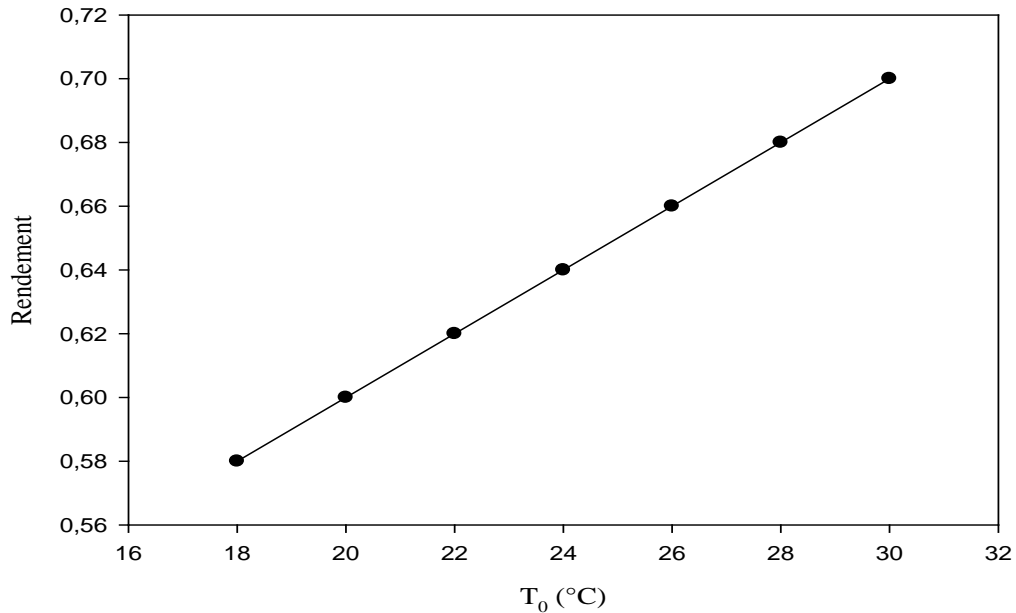


Figure IV-23: Variation du rendement du capteur en fonction de T_0 pour $T_1=60^\circ\text{C}$

IV-3-4-2- L'influence de la température T_1 :

La figure (24) montre la variation du rendement du capteur en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$. On remarque que si la température T_1 augmente, le rendement du capteur solaire va être diminué.

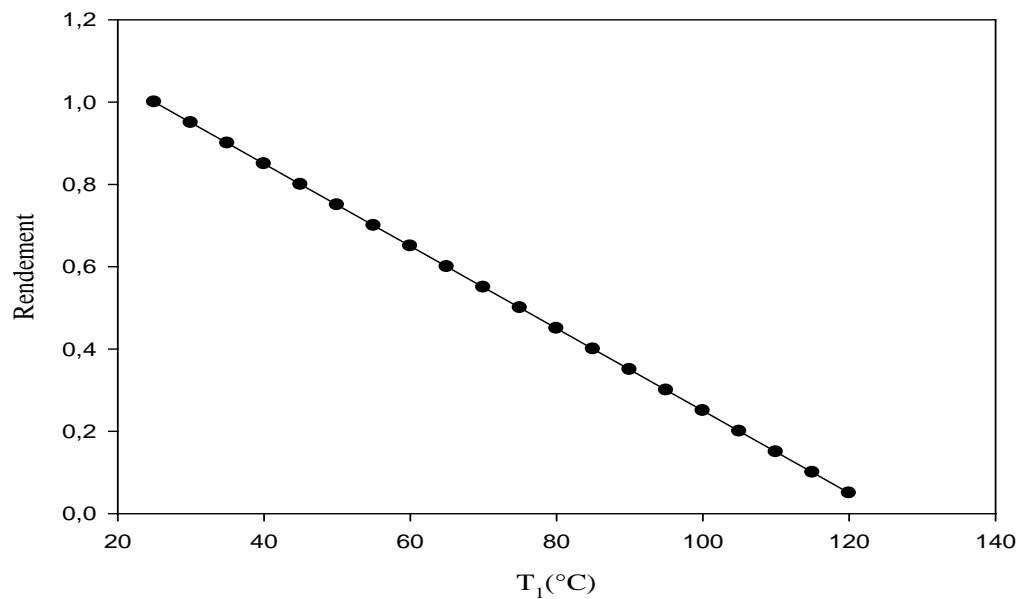


Figure IV-24: Variation du rendement du capteur en fonction de T_1 pour $T_0=25^\circ\text{C}$

IV-3-5- L'influence de k:

La figure (25) montre la variation de la température T_1 optimisée en fonction de k. On remarque que si la constante de capteur (k) augmente, la température T_1 optimale va être diminuée.

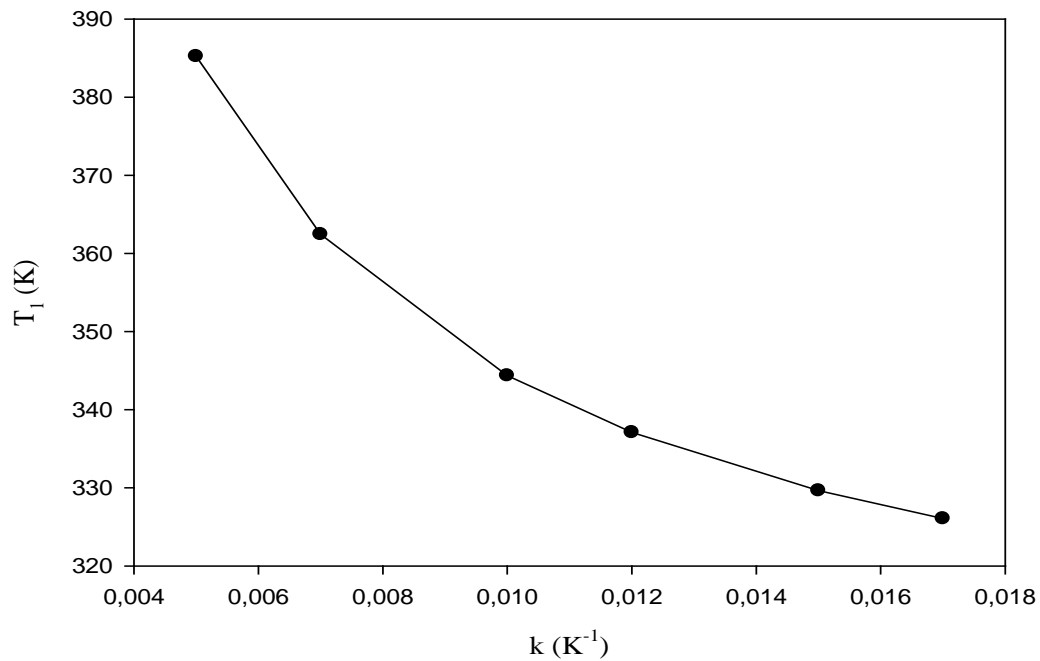


Figure IV-25: Variation de T_1 optimisée en fonction de k

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Dans notre travail, nous nous sommes intéressés à l'étude d'une centrale solaire thermodynamique, basée sur la concentration du rayonnement dans le but de la production de l'électricité. La technologie récente des centrales thermo-solaires est en pleine évolution. Les performances des systèmes existants s'améliorent et les premières centrales commerciales apparaissent. L'expérience et le savoir-faire dans cette technologie progressent donc rapidement, mais beaucoup reste à faire.

En se basant sur une approche thermodynamique, une analyse d'optimisation d'un cycle thermo-solaire est investigué. La particularité de ce cycle est qu'il ne comporte pas de pompe de circulation et que le bouilleur est constitué directement par des capteurs solaires.

A l'aide du diagramme Entropique de la vapeur d'eau, nous avons tracé les graphes pour la quantité de chaleur produite par le capteur solaire, la puissance de la turbine et le rendement du capteur.

On constate que si l'irradiation solaire augmente avec l'augmentation du flux de chaleur. On constate aussi que si l'irradiation solaire augmente, le flux de chaleur augmente.

Le débit massique contribue aussi à l'augmentation de la quantité de chaleur accumulé. Nous constatons aussi que si la température d'entrée T_0 augmente toute en gardant la température de sortie du capteur T_1 fixe, la quantité de chaleur produite par le capteur et la puissance de la turbine vont être diminuées.

En revanche, si la température de sortie du capteur T_1 augmente, la quantité de chaleur produite par le capteur solaire et la puissance de la turbine vont être augmentées.

On remarque que si le débit massique augmente, la puissance de la turbine augmente. On constate que si la température T_0 augmente, le rendement du capteur augmente, par contre si la température T_1 augmente, le rendement du capteur solaire diminue. En ce qui concerne la constante de capteur (k), si cette dernière augmente, la température T_1 optimale diminue.

Références bibliographiques

- [1] **Tabet Ismail**, « Etude d'un distillateur solaire a cascade thèse -magister en physique option : énergies renouvelables », 2010.
- [2] **Albert Fourny et Marianne Wojcik**, Texte de la conférence présentée le 10 mai 2000, au CRDP de Nancy : Conférence de Monsieur Hervé Le Treut, directeur de recherche au Laboratoire de Météorologie Dynamique (Unité mixte de recherche : CNRS, École Normale Supérieure, École polytechnique, Université Paris VI)
- [3] **BERRICHON Jean-Damien**, « Installation et mise en service d'un instrument de mesure du rayonnement solaire diffus », Stage réalisé au Laboratoire d'Energétique, d'Electronique et Procédés (LE2P), EA4079. Université de la Réunion.
- [4] <http://www.outilssolaires.com/glossaire/prin-1geometrie.html>
- [5] **Rapport** : le gisement solaire [Quali'PV]. Formation Générateur PV raccordé (élec), 2008.
- [6] **Benjamin Dessus et François Pharabod** – l'énergie solaire - presses universitaires de France
- [7] **Ch. Perrin de brichambaut, Ch.Vauge**, « Le gisement solaire évaluation de la ressource énergétique », Edit Technique et Documentation, Paris, France, 1981.
- [8] **Sonalgaz**, « Potentialités et perspectives pour les Energies renouvelables en Algérie », Séminaire Algéro-Allemandsur le partenariat dans le domaine de l'Energiesolaire Hôtel EL DJAZAIR le 25 janvier 2011
- [9] **Pierre Bessemoulin et Jean Oliviéri**, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La Météorologie 8esérie - n°31 - septembre 2000
- [10] **Q. Sylvain** : « Les centrales solaires à concentration » , université de LIEGE, Belgique, 2007.
- [11] **A. GAMA** : « Etude et réalisation d'un concentrateur cylindroparabolique avec poursuite »
- [12] **JUANY M. VALENZUELA**, "Performance Of A 50 Mw Concentrating Solar Power Plant, " Mechanical Engineering Final Thesis", Engineering Faculty Department Of Mechanical Engineering 2010-2011
- [13] **F. Meunier** Livre : Thermodynamique de l'ingénieur, Dunod éditeur.

Références bibliographiques

[14] **Christophe MARILLET** **Brice TREMEAC** Polycopié cours thermodynamiques et réfrigération, ICENER France.