

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou

Faculté de génie de la construction



Département de génie mécanique

Domaine : Science et Technologie

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Énergétique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master Académique

Étude et optimisation des centrales solaires thermiques à tour : Application au gisement solaire en Algérie

Dirigé et encadré par :

Mr BELTAGY Hani

Présenté par :

Mlle OUBABAS Meriem

Mlle ARAB Karima

Promotion 2020/2021

ملخص

تهدف هذه المذكرة إلى خصخصة لمحطة شمسية حرارية من نوع مستقبل ذات البرج المركزي قدرتها تساوي 50 مقواط كهربائي، وذلك في مختلف مناطق جزائرية صحراوية. من أجل هذا قمنا بنمذجة لمختلف أجزاء المحطة وهي على النحو التالي: الإشعاع الشمسي، الحقل الشمسي، المستقبل الحراري. في هذه النمذجة قمنا بالبحث عن الاختيار الأمثل لمختلف عناصر وأجزاء المحطة وهذا حساب تكلفة الوحدة بدلالة مساحة الحقل الشمسي، مسخنة الدعم وسعة التخزين، بمقارنة وتأويل مختلف النتائج المتحصل عليها يمكن اتخاذ القرار المناسب بشأن إنجاز هذا النوع من المشاريع.

الكلمات المفتاحية: طاقة شمسية، تركيز شمسي، محطة حرارية من نوع مستقبل ذات برج مركزي، أداء حراري، أداء ديناميكي حراري.

Résumé

Le présent travail consiste à caractériser une centrale solaire thermique à tour d'une puissance de 50 MWe sur différents sites Algériens (Sahara). Les performances de ce type de centrales seront évaluées à travers une optimisation des différents paramètres de la centrale à savoir : la variation du coût nominal (LEC) en fonction du solaire multiple (SM), la fraction de combustible de remplissage (FFF), et heures de pleine charge (FLH). La configuration optimale obtenue sera étudiée à l'échelle horaire, elle concernera l'ensoleillement, le système 'champ', et le système 'récepteur'. En comparant et interprétant les résultats, on doit simplifier la prise de décision pour la réalisation de tel projet.

Mots clés : énergie solaire, concentration solaire, centrale solaire à tour, performances optiques, performances thermiques, performances thermodynamiques

Abstract

The present work consists in characterizing a power station with a Solar Tower Power plant of a 50MWe power on various Algerian sites (the Sahara). In this context, a modeling of the different parts of the power plant will be carried out; it will concern the sunshine, the 'field' system, and the 'receiver' system. This characterization will be carried out through an optimization of the various parameters of the plant, namely: the variation of the nominal cost (LEC) according to the solar multiple (SM), the Fossil Fuel Fraction (FFF), and full load hours (FLH). By comparing and interpreting the results we should simplify the decision for the realization of such a project.

Key words: Solar energy, Concentrating solar power, Solar Tower Power plants, Optical performance, Thermal performance, Thermodynamic performance

Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant de nous avoir accordé la force, le courage et les moyens afin de pouvoir accomplir ce travail.

Nos remerciements les plus sincères et respectueux s'adressent aussi à monsieur H.BELTAGY qui a veillé à l'élaboration de ce travail de recherche et qui a déployé tous ses efforts pour notre réussite, il n'a cessé de nous faire profiter de sa très haute compétence, de ses conseils faisant preuve de qualité noble peu commune, nous tenons à lui témoigner notre gratitude et notre profonde reconnaissance, et nous le remercions pour l'enseignement plein, et sagesse qui nous a toujours dispensé.

A monsieur le président de jury, qui nous a fait l'honneur de présider le jury, nous tenons à lui exprimer notre profonde reconnaissance.

A monsieur l'examineur le membre de jury pour le grand honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger notre travail et assurer notre soutenance, nous les prions d'accepter tous nos remerciements et l'expression de notre haute considération.

Meriem/Karima.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à toute ma famille

Ma mère

Mon père

Mes frères

Mes sœurs : Nadia, Khadîdja, Aicha et Zineb

Ma chère binôme Karima

À tous mes proches

Meriem

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

*A mes chers parents, leurs amour et sacrifices
ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui et je
ne les remercierai jamais assez pour tout ce
qu'il a fait pour moi. Que dieu me les
préservent*

*Mes frères Abdellah, Abdenour, Mohammed et
Nouredine et a toute ma famille*

A tous mes amis et Mon cher binôme Meriem.

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de
loin pour que ce travail soit possible, je vous
dis merci.*

Je vous dis à tous merci du fond du cœur.

Karima.

Sommaire

Résumé

Remerciements

Dédicaces

Liste des symboles et des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale	1
Chapitre I : Gisement solaire	
Introduction	3
I.1 Les énergies renouvelables	3
I.2 Énergie solaire	6
I.2.1 Gisement solaire	6
I.2.2 Le soleil	6
I.2.3 Mouvement de la terre	7
I.3 Les coordonnées géographiques	8
I.4 Repérage du soleil	10
I.4.1 Coordonnés horizontales	10
I.4.2 Coordonnées équatoriales	12
I.5 Paramètres du temps	13
I.6 Rayonnement solaire	15
I.7 Applications de l'énergie solaire	16
I.7.1 Système solaire photovoltaïque	16
I.7.2 Système solaire thermique	17

I.7.2.1 Système basse température	18
I.7.2.2 Systèmes à concentration du rayonnement solaire (CSP)	21
I.8 Conclusion	21
Chapitre II : Les centrales solaires à concentration (CSP)	
Introduction.....	22
II.1 Classification des systèmes à concentration.....	22
II.2 Technologie des centrales solaire à concentration (CSP)	23
II.3 Les types des centrales solaires à concentration	24
II.3.1 Centrales à miroirs cylindro-paraboliques	24
II.3.2 Centrales solaires à miroirs de Fresnel	26
II.3.3 Les centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling)	29
II.3.4 Centrale solaire à tour.....	31
II.4 Les centrales hybrides solaire/combustible.....	32
II.4.1 Le cycle hybride de vapeur.....	33
II.4.2 Hybridation du cycle thermodynamique (cycle combiné)	33
II.5 Génération de vapeur	34
II.5.1 La génération directe de la vapeur	34
II.5.2 Génération indirecte de la vapeur (ISG)	34
II.6 Fluides caloporteurs	35
II.7 Le stockage thermique dans les centrales CSP.....	37
II.7.1 Introduction	37
II.7.2 Les différentes techniques de stockage de l'énergie thermique	37
II.7.3 Stockage indirect et direct	38
II.8 Conclusion	39
Chapitre III : État de l'art des centrales solaires à tour	
Partie I : Description de la technologie des centrales solaires à tour	
Introduction.....	41

III.1 Le champ d'héliostats	42
III.2 Les composants d'un héliostat	43
III.4 Les différents modèles d'héliostats	45
III.5 Le coût d'héliostat	47
III.6 Les fluides caloporteurs et le récepteur	47
III.6.1 Les modèles des récepteurs solaires	47
III.6.2 Fluide de transfert	49
III.6.3 Les récepteurs en fonction du fluide caloporteur utilisé	49
III.7 Les fluides caloporteurs et le stockage de la chaleur	52
Partie II : État de l'art des centrales solaires à tours	
Introduction.....	53
III.8 Les centrales solaires à tour dans le monde	53
III.8.1 La centrale PS10	53
III.8.2 La centrale PS20	54
III.8.3 La centrale SOLAR ONE	55
III.8.4 La centrale SOLAR TWO.....	56
III.8.5 Centrale de Julich	57
III.8.6 Le projet des centrales IVANPAH	57
III.8.7 La centrale CESA -I	58
III.8.8 La centrale PEGASE	59
III.9 Conclusion	60
CHAPITRE IV : Simulation et analyse des résultats	
Introduction	61
IV.1 Modélisation de la centrale.....	61
IV.2 Description des sites	65
IV.3 Pourquoi nous avons choisi ces sites.....	67
IV.4 Outil de modélisation	67
IV.5 Les paramètres de conception	68

IV.6 Optimisation de la centrale (configurations, technologies, modèles et scénarios)	69
IV.7 Méthodologie d'optimisation	71
IV.8 Étude de cas (calcul des performances).....	90
IV.9 Conclusion	98
Conclusion générale	99
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste Des Symboles Et Des Abréviations

φ : La latitude du lieu (°)

L : La longitude du lieu (°)

Z : L'altitude du lieu (m)

A : L'azimut du soleil (°)

h : La hauteur du soleil (°)

θ_z : L'angle zénithale (°)

i : Angle d'incidence (°)

ω : L'angle horaire (°)

δ : La déclinaison du soleil (°)

n : numéro du jour dans l'année à partir du 1^{er} Janvier

C : Concentrations

T : Températures (°C)

CR : Facteur de concentration optique

A_r : Surface de l'ouverture

A_a : Surface du récepteur

TSV : Temps Solaire Vrai

TSM : Temps Solaire Moyen

TU : Temps Universel

ET : L'Équation du Temps

TL : Temps Légal

ΔH : le décalage Horaire

CSP : Concentrateur Solaire de Puissance

$\dot{q}$: La quantité de rayonnement solaire reçu par unité de la surface

A_h : Superficie totale de l'héliostat

$\dot{Q}$: rayonnement solaire incident

$\dot{Q}_{rec}$: Rayonnement réfléchi par le champ d'héliostat et reçu par le récepteur

$\dot{Q}_0$: rayonnement perdu par différents mécanismes ces mécanismes à l'effet cosinus

$\dot{Q}_{rec}$: Le flux réfléchi

$\dot{m}_f$: Débit du fluide (kg/s)

$h_{f,b}$: L'enthalpie au point b

$h_{f,a}$: L'enthalpie au point a

$\dot{Q}_{rec,perdues}$: L'Energie perdue l'efficacité du récepteur (W)

$\dot{Q}_V$: débit de vapeur (W)

$h_{V,5}$: débit de vapeur au point 5

$h_{V,4}$: débit de vapeur au point 4

η_{GV} : L'efficacité du générateur de vapeur (%)

$\dot{W}_{net}$: Travail net

W_{P1} : travail de pompe 1

W_{P2} : travail de pompe 2

$\eta_{S,P}$: L'efficacité du cycle de puissance (%)

$\dot{Q}_{rec,ray}$: Énergie perdue par rayonnement (W)

ξ_{moy} : Émissivité moyenne de la surface du récepteur

σ : Constante de Stefan Boltzmann

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ (W/m}^2 \cdot \text{K}^4\text{)}$

$T_{rec,sur}$: Température de la surface du récepteur (K)

T_0 : Température de référence (K)

A_{champ} : Surface du champ solaire (m^2)

C : taux de concentration

$\dot{Q}_{rec,ref}$: Énergie perdue par réflexion (W)

F_r : Facteur de forme

ρ : Densité (kg/m^3)

$Q_{rec,conv}$: Énergie Perdue par convection (W)

$h_{air,CF,int}$: Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par la convection forcée ($\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$)

$T_{rec,sur}$: Température de la surface du récepteur (K)

$h_{air,CN,int}$: Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par convection naturelle ($W/m^2 \cdot K$)

ISCC : Integrated Solar Combined Cycle

DSG : La génération directe de la vapeur

DNI : irradiation directe normal ($KWh/m^2.an$)

NREL : Laboratoire National des Énergies Renouvelables

SAM : System Advisor Model

DOE : Département d'Énergie des États Unies

SETP : Programmes et Technologies de l'Énergie Solaire

HTF : fluide du transfert thermique

CSP : Concentrateur Solaire de Puissance

TES : les systèmes de stockage thermique d'énergie

SM : Multiple solaire

FLH : Heures de pleine charge

FFF : Fraction de combustible de remplissage

CF : Facteur de capacité

LEC : Le coût actualisé de l'électricité (Cents/kWh)

H: height (hauteur) m

W: width (largeur) m

P : le poids KG

A : Surface m^2

R : rayon m

D : diamètre (m)

LCOE: Levitized Cost of Energy

PS10 : La Planta solaire 10

P20 : La Planta solaire 20

DOE : Département d'Énergie des États Unies

SCE: Southern California Edison

LADWP: Los Angeles Département of Water and Power

KAM: Kraftanlagen Munchen

SWJ: Städtische Werke Jülich

PSA : La Plataforma Solar de Almería

CEMAT : Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales Tecnológicas'

PEGASE: Production of Electricity from Gas and Solar Energy

CNRS-PROMES : Centre National de la Recherche Scientifique PROMES

CG 66 : Conseil Général des Pyrénées Orientales

Liste Des Figures

CHAPITRE I

Figure I.1 : Les énergies renouvelables	3
Figure I.2 : Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	4
Figure I.3 : Cycle neutre du carbone (via le CO ₂) lors de la valorisation énergétique de la biomasse.....	4
Figure I.4 : Schéma d'un système géothermique idéal	5
Figure I.5 : Les centrales hydrauliques.....	5
Figure I.6 : Le plan de l'écliptique plane montrant les variations de la distance terre-soleil et les équinoxes et les solstices	8
Figure I.7 : Longitudes (L) et latitudes (φ) sur le globe	9
Figure I.8 : Coordonnées géographiques [longitude et latitude]	9
Figure I.9 : L'azimut (A) et la hauteur du soleil (H)	11
Figure I.10 : L'azimut (A) la hauteur du soleil (H) et la distance zénithale (θ_z)	11
Figure I.11 : Angle d'incidence	12
Figure I.12 : Angle horaire ω et la déclinaison δ	13
Figure I.13 : Composantes du rayonnement solaire au niveau du sol	16
Figure I.14 : Installation photovoltaïque	17
Figure I.15 : Schéma de principe d'une installation solaire thermique	17
Figure I.16 : Applications de l'énergie solaire	18
Figure I.17 : Les différents échanges thermiques dans un capteur solaire plan.	19
Figure I.18 : Tube sous vide	20
Figure I.19 : Capteur solaire a air	20

CHAPITRE II

Figure II.1 : Organigramme représentant les classifications des systèmes à concentration	21
Figure II.2 : Principe de fonctionnement des centrales solaires à concentrations.....	22

Figure II.3 : Centrale solaire à miroirs cylindro-parabolique.....	23
Figure II.4 : Composantes des centrales cylindro-parabolique	24
Figure II.5 : Schéma de principe d'une centrale cylindro-parabolique	25
Figure II.6 : centrale solaire a miroirs de Fresnel.....	26
Figure II.7 : Les composantes des centrales solaires de Fresnel	27
Figure II.8 : Schéma du concentrateur parabolique à moteur Stirling	28
Figure II.9 : centrale solaire à tour (Californie)	30
Figure II.10 : hybridation d'une centrale CSP à base d'un combustible fossile	32
Figure II.11 : schéma de principe d'une centrale CSP fonctionnant en mode DSG	33
Figure II.12 : schéma de principe d'une centrale CSP fonctionnant en mode ISG.....	34
Figure II.13 : Stockage deux-cuves indirect vs stockage deux-cuves direct.....	38

CHAPITRE III

Figure III.1 : Les composants d'une centrale solaire à tour	41
Figure III.2 : Différents types et formes d'héliostats	43
Figure III.3 : Composants d'un héliostat	43
Figure III.4 : Monture altazimutal avec ces deux axes de poursuites	44
Figure III.5 : Les 3 types de récepteur solaire.....	48
Figure III.6 : La figure à droite représente une photo réelle de la PS10, celle de la gauche représente son principe de fonctionnement.	53
Figure III.7 : La figure à droite représente une photo réelle de la PS20, celle à gauche représente son principe de fonctionnement.....	54
Figure III.8 : une photo réelle de la centrale SOLAR ONE.....	55
Figure III.9 : la figure à droite représente la photo réelle de la centrale SOLAR TWO, celle à gauche représente son principe de fonctionnement	56
Figure III.10 : La figure à gauche représente une photo réelle de la centrale de Julich, celle à gauche son principe de fonctionnement.	57
Figure III.11 : Représente une image informatisée sur l'allure de la centrale IVANPAH.	58
Figure III.12 : La figure à droite représente la CESA ONE en image réelle, la figure à gauche décrit son mode de fonctionnement.	59

Figure III.13 : Représente la centrale PEGASE en photo réelle, la figure à gauche présente son mode de fonctionnement.....	60
---	----

CHAPITRES VI

Figure IV.1 : schéma synoptique de notre centrale	61
Figure IV.2 : Diagramme TS du cycle thermodynamique	62
Figure IV.3 : Les profils des DNI pour les 4 sites	66
Figure IV.4 : Page de démarrage du logiciel.	68
Figure IV.5 : organigramme de calcul des performances optimale de la centrale	70
Figure IV.6 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Hassi-R'mel	73
Figure IV.7 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Tamanrasset	74
Figure IV.8 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Djanet	75
Figure IV.9 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Alger	77
Figure IV.10 : La variation du LEC en fonction de multiple solaire avec différentes technologies et scénarios.....	79
Figure IV.11 : Optimisation des performances de la centrale avec le modèle M1 pour les 4 sites (Mode 100 % solaire).....	80
Figure IV.12 : Optimisation des performances de la centrale avec le modèle M2 pour les 4 sites (intégration d'un système hybride).....	81
Figure IV.13: Optimisation des performances de la centrale avec le M3(intégration d'un système de stockage sans système hybride).....	85
Figure IV.14 : Optimisation des performances de la centrale avec le M4 (intégration d'un système hybride avec un système de stockage).....	88
Figure IV.15 : Variation du coût actualisé de l'énergie en fonction de solaire multiple en variant le TES.....	90
Figure IV.16 : Variation de l'énergie électrique produite en fonction de solaire multiple en variant le TES	91
Figure IV.17 : Variation du CF et LEC en fonction de FLH.....	91
Figure IV.18 : Variation de l'énergie annuelle en fonction de FLH	92
Figure IV.19 : Évolution de facteur de capacité pour les 4 sites	92
Figure IV.20 : Évolution de LCOE pour les 4 sites.....	93

Figure IV.21 : Évolution de l'Energie annuelle pour les 4 sites	93
Figure IV.22 : Évolution de coût de la production pour les 4 sites	94
Figure IV.23 : La puissance électrique produite pour M1 et M3 dans les sites Hassi- R'mel et Tamanrasset	95
Figures IV.24 : Évolution des énergies incidentes et absorbée à travers tous les éléments de la centrale : partie optique, partie thermique, et bloc de puissances pour les 4 sites	96
Figure IV.25 : Différentes énergies incidentes et absorbées dans les différents éléments de la Centrale pour les quatre sites choisis	96
Figure IV.26 : Différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la Centrale pour les quatre sites choisis	97

Liste Des Tableaux

CHAPITRE I

Tableau I.1: Quelques paramètres solaires essentiels.....	6
--	---

CHAPITRE II

Tableau II.1: les différents HTF avec leurs gammes de température	35
Tableau II.2 : Ordres de grandeur des systèmes de stockage de chaleur	38

CHAPITRE III

Tableau III.1 : Les types d'héliostats existants	46
Tableau III.2 : Le coup en pourcentage des constituants principaux d'un héliostat par rapport au coût total du champ d'héliostats	47

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 : Paramètres métrologiques des sites.....	66
Tableau IV.2 : Technologies, configurations et scénarios de modèles proposés	70
Tableau IV.3 : Les dimensions optimales de l'héliostat	78
Tableau IV.4 : Configurations optimales de Modèle 1	79
Tableau IV.5 : Les performances optimales de la centrale en optimisant le 2 modèle (intégration d'un système hybride)	82
Tableau IV.6 : Les performances optimales de la centrale en optimisant le 3 modèle intégration d'un système de stockage sans système hybride.	86
Tableau IV.7 : Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales.....	89
Tableau IV.8 : paramètres optimaux du champ solaire.....	94
Tableau IV.9 : paramètres optimaux du bloc de puissance.....	95

Introduction Générale

Introduction générale

Les besoins énergétiques sont de plus en plus en augmentation et cela est dû au développement industriel que le monde connaît et à l'avènement de la société de consommation. Pour combler les besoins énergétiques, les énergies fossiles (pétrole, charbon et le gaz) sont majoritairement utilisées

Mais malheureusement ces énergies ont des effets néfastes sur l'environnement, on trouve que le taux de CO₂ dans l'atmosphère est très élevé.

En plus le monde a connu plusieurs crises pétrolières en (1973, 1979 et 2008) cela a poussé les pays et les grandes entreprises industrielles à chercher d'autres alternatives Afin de réaliser l'équilibre entre le besoin d'énergie et la protection de l'environnement

Dans ce contexte, l'exploitation des énergies renouvelables est de plus en plus cruciale, et parmi ces énergies l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale

Parmi les centrales solaires à concentration qu'on peut trouver les centrales solaires à tour, les centrales solaires de Fresnel et les centrales cylindro parabolique, et le Dish Stirling

Notre objectif dans ce travail est de faire une étude et une optimisation d'une centrale solaire thermique à tour.

A ce propos, ce manuscrit est constitué de quatre chapitres :

- Chapitre 1: présente quelques généralités de gisement et potentiel solaire, le rayonnement solaire et les paramètres qui influent sur ce dernier, ainsi que les diverses applications de l'énergie solaire.
- Chapitre 2: est consacré aux centrales solaires thermodynamiques, où sont décrites les technologies existantes dans la filière du solaire à concentration.
- Chapitre 3: est consacré à l'étude bibliographique et l'état de l'art des centrales solaires à tour ou on a présenté sur les différentes composantes de la centrale solaire à tour
- Chapitre 4: ce chapitre a pour but de déterminer la configuration et les performances optimales de notre centrale solaire thermodynamique sur les

différents sites Algériens d'une puissance de 50 MW. Les résultats d'optimisation obtenus sont donnés sous forme de courbes et les différents paramètres optimaux sous forme de tableaux.

Pour finir ce travail nous présenterons une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

CHAPITRE I

Gisement solaire

Introduction

Il existe deux types d'énergies, les énergies fossiles, et les énergies renouvelables : Les énergies fossiles désignent l'énergie que l'on produit par fossilisation des êtres vivants : pétrole, gaz naturel, charbon.....

Les énergies renouvelables, sont issues de phénomènes naturels.

I.1 Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables dites énergies propres qui sont inépuisables. Il existe plusieurs sortes telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, et l'énergie géothermique.

Toute ces énergies sont durables et viennent pour alimenter les énergies fossiles : le pétrole, le charbon et le gaz naturel (non renouvelables) et surtout pour protéger notre planète.

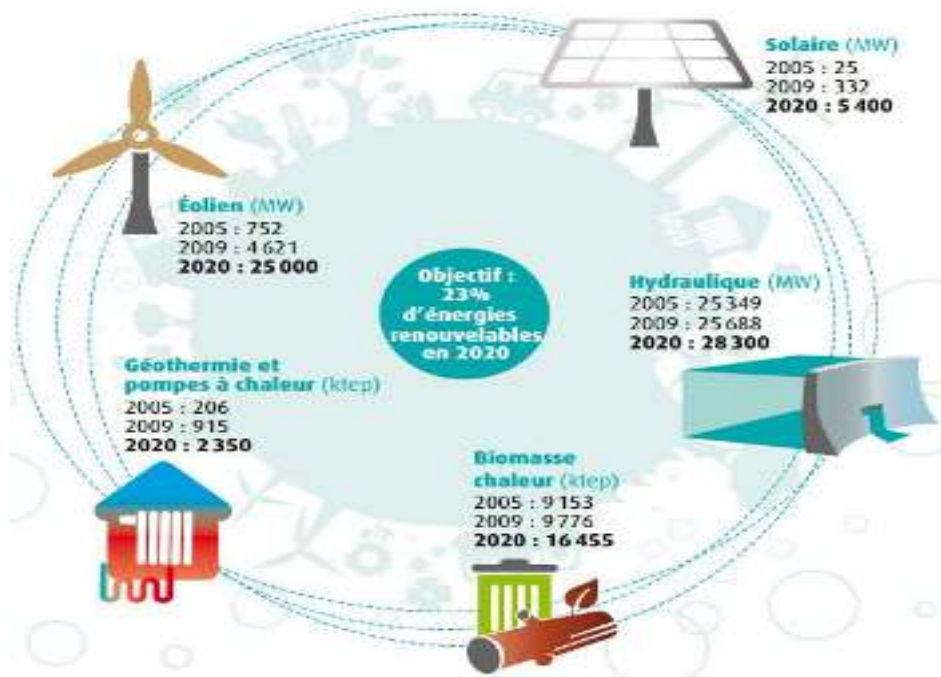


Figure I.1 : Les énergies renouvelables [1]

a) Energie éolienne :

Une éolienne est un dispositif qui permet de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette énergie est transformée en électricité.

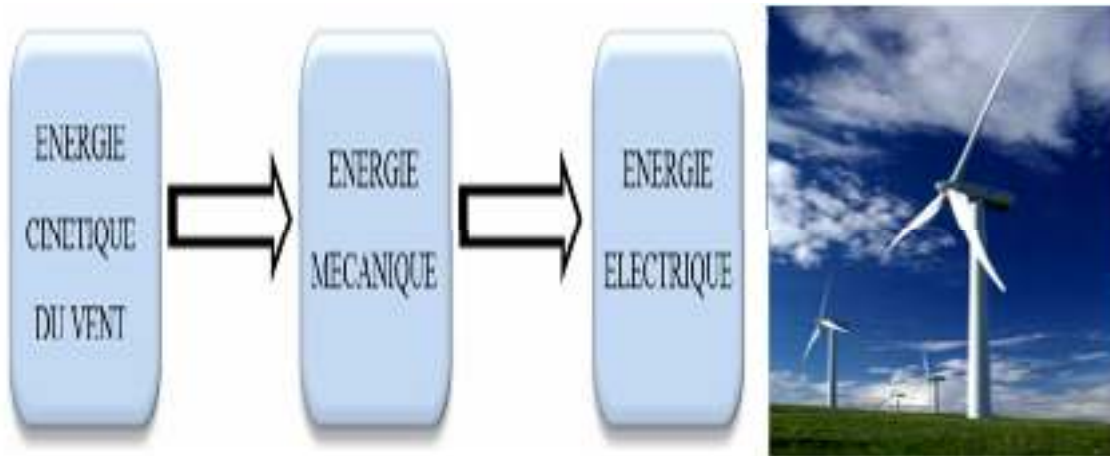


Figure I.2: Principe de fonctionnement d'une éolienne [2]

b) La biomasse :

La biomasse est une source d'énergie qui dépend du cycle de la matière vivante végétale et animale. Cette énergie permet de produire de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces matières (bois, végétaux, déchets agricoles, ordures ménagères organiques) ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières, dans des centrales biomasses.

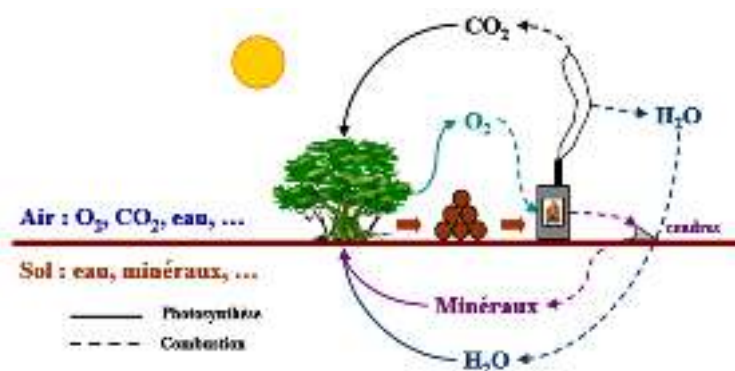


Figure I.3 : Cycle neutre du carbone (via le CO_2) lors de la valorisation énergétique de la biomasse [3]

c) L'énergie géothermique :

Cette énergie utilise la chaleur du sous-sol. Avec une température moyenne ou faible, on chauffe des locaux, alors qu'une température élevée permet de produire de l'électricité par l'intermédiaire des centrales géothermiques.

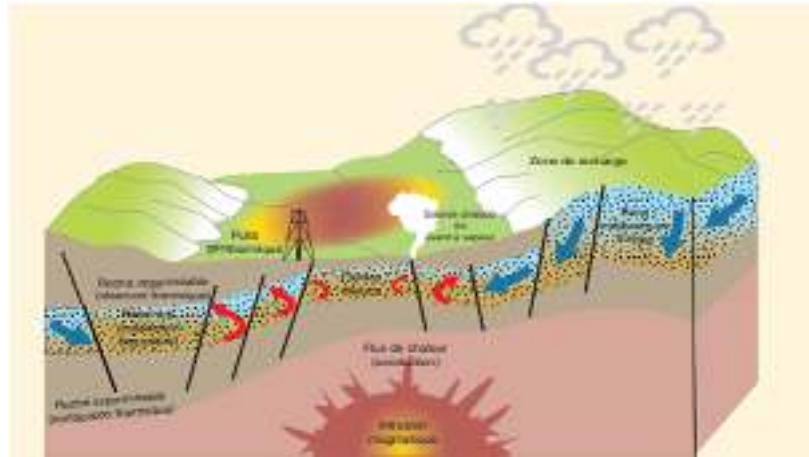


Figure I.4 : Schéma d'un système géothermique idéal [4]

d) L'énergie hydraulique :

Cette énergie utilise la force motrice des cours d'eau, des chutes, et des marées, afin de produire de l'électricité.



Figure I.5 : Les centrales hydrauliques [5]

I.2 Énergie solaire

Le soleil est la première et la principale source d'énergie renouvelable. Ces rayons sont retenus par des capteurs thermiques vitrés afin de produire de la chaleur ou des concentrateurs pour produire de l'électricité.

I.2.1 Gisement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire.

I.2.2 Le soleil

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre moyen atteint 1 392 684 km. Il est situé à une distance moyenne de $149,597 \cdot 10^6$ km de la terre. Composé de matières gazeuses, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, le soleil est le siège des réactions thermonucléaires permanentes. Sa température de cœur atteint $1.4 \cdot 10^7$ °C. [6]

Tableau I.1: Quelques paramètres solaires essentiels

Masse solaire	$M_s = 2 \cdot 10^{30}$ kg
Rayon solaire	$R_s = 696000$ km
Accélération de la pesanteur à la surface solaire	$G_s = 275$ m/s ²
Luminosité solaire	$L_s = 3.86 \cdot 10^{26}$ W
Distance moyenne Terre/Soleil	1 UA = 149600000 km
Vitesse de libération	$V_l = 620$ km/s
Température effective	$T_e = 5800$ K
Composition	H 92.1% et He 7.8%, autres éléments (O, C, N, Fe, Mg, Ca...) en trace (0.1%)

I.2.3 Mouvement de la terre

La terre tourne autour d'elle-même créant la nuit et le jour, et autour du soleil ce qui permet d'avoir les quatre saisons.

Le solstice d'hiver est un événement astronomique qui se produit lorsque le soleil est dans le ciel à la plus grande distance angulaire à la pointe du plan de l'équateur. Selon le calendrier et la région du globe, le solstice d'hiver peut avoir lieu entre le 20 décembre et le 23 décembre de chaque année dans l'hémisphère nord, et entre le 20 juin et le 23 juin de chaque année dans l'hémisphère sud, et le jour du solstice d'hiver, caractérisé par le jour le plus court et la nuit la plus longue en générale.

Le solstice d'été est le 21 juin de chaque année. Notre date est du début de l'été. Lorsque la terre tourne sur une orbite elliptique autour du soleil et termine son cycle en un an, la position de la terre varie, parfois l'une de ses moitiés est exposée au soleil plus que l'autre moitié, et le solstice d'été se produit et parfois les deux moitiés sont également exposées au soleil, de sorte que les équinoxes de printemps et d'automne se produisent. Au solstice d'été, le soleil est au-dessus du tropique du cancer à 23.45° Nord, de sorte que l'hémisphère nord reçoit plus de chaleur que l'hémisphère sud.

L'équinoxe est le moment où le jour et la nuit sont égaux dans toutes les parties du monde. Les équinoxes de printemps et d'automne se produisent deux jours de l'année, lorsque le soleil est perpendiculaire directement au-dessus de l'équateur. A cette époque, la durée du jour et de la nuit est approximativement égale dans toutes les parties de la terre. L'équinoxe de printemps a lieu le 20 ou 21 mars et le 22 ou 23 septembre. Dans l'hémisphère nord, l'équinoxe de printemps a lieu en mars, marquant le début du printemps. Quant à l'équinoxe de septembre, il marque le début du mois d'automne et est appelé équinoxe d'automne. La situation dans l'hémisphère sud est l'opposé.

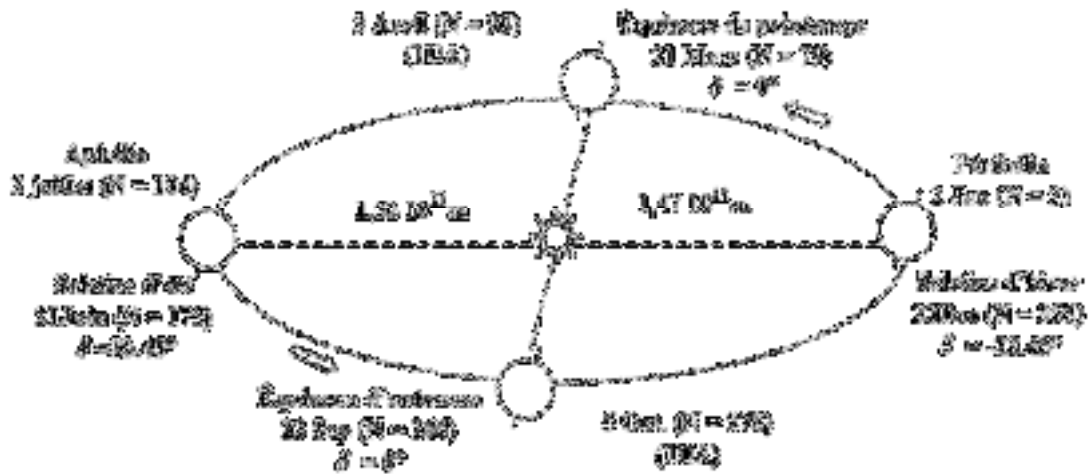


Figure I.6 : Le plan de l'écliptique montrant les variations de la distance Terre-soleil et les équinoxes et les solstices [7]

I.3 Les coordonnées géographiques

Repérage d'un site à la surface terrestre

Les coordonnées géographiques utilisées pour déterminer la localisation d'un point sur la surface terrestre sont :

La latitude et la longitude sont des mesures angulaires et qui s'expriment en degrés.

- **La latitude φ :** C'est l'angle φ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial.

φ varie de -90° à $+90^\circ$

Tel que :

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi > 90^\circ \text{ vers le nord} \\ \varphi < 90^\circ \text{ vers le sud [8]} \end{array} \right.$$

- **Longitude L** : C'est l'angle L formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. L varie de -180° à $+180^\circ$

Tel que :

$$\begin{cases} L > 0 & \text{à l'est du méridien de Greenwich} \\ L < 0 & \text{à l'ouest du méridien de Greenwich [9]} \end{cases}$$

- **L'altitude Z** : C'est la distance verticale exprimée en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence. {Altitude de base au niveau de la mer = 0 mètre

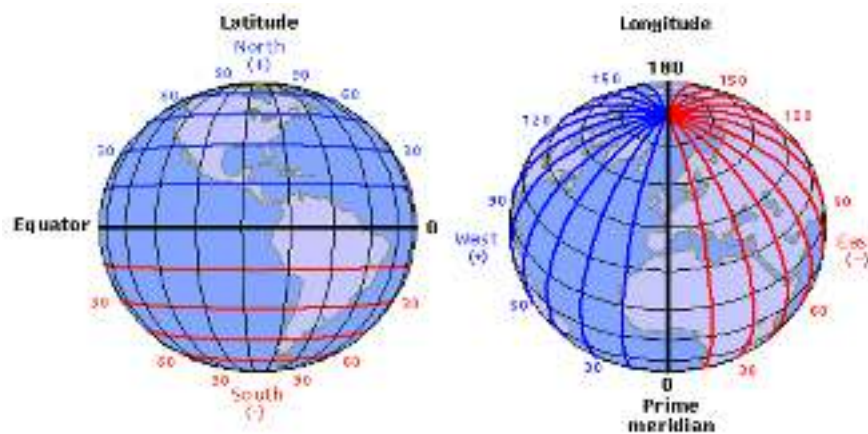


Figure I.7 : Longitudes (L) et latitudes (φ) sur le globe [10]

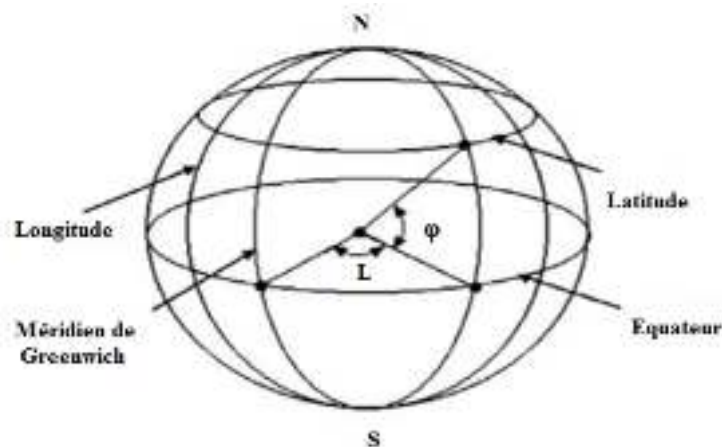


Figure I.8 : Coordonnées géographiques [longitude et latitude] [11]

I.4 Repérage du soleil

I.4.1 Coordonnées horizontales

Pour le repérage du soleil on utilise deux angles : l'azimut solaire et la hauteur du soleil.

- **L'azimut du soleil (A):** Est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud.

La relation qui donne l'azimut est :

$$\sin(a) = \frac{\sin(\omega) \cdot \cos(\delta)}{\cos(h)} \quad \text{I.1}$$

$$a = \arcsin \left(\frac{\sin(\omega) \cdot \cos(\delta)}{\cos(h)} \right) \quad \text{I.2}$$

Avec δ : déclinaison du soleil, ω : l'angle horaire, h : la hauteur du soleil.

- **La hauteur du soleil (h):** C'est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante: Varie entre 90 et -90.

Tel que :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Zénith} : h = +90 \\ \text{Nadir} : h = -90 \quad h > 0 \text{ correspond au jour} \\ h < 0 \text{ correspond à la nuit} \\ h = 0 \text{ correspond au lever et au coucher du soleil} \end{array} \right.$$

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad \text{I.3}$$

$$h = \arcsin [\sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega)] \quad \text{I.4}$$

φ : la latitude du lieu, δ : la déclinaison du soleil et ω : l'angle horaire.

- **L'angle zénithale θ_z** : C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du zénith.

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad \text{I.5}$$

Avec : φ : la latitude du lieu, δ : la déclinaison du soleil et ω : l'angle horaire.

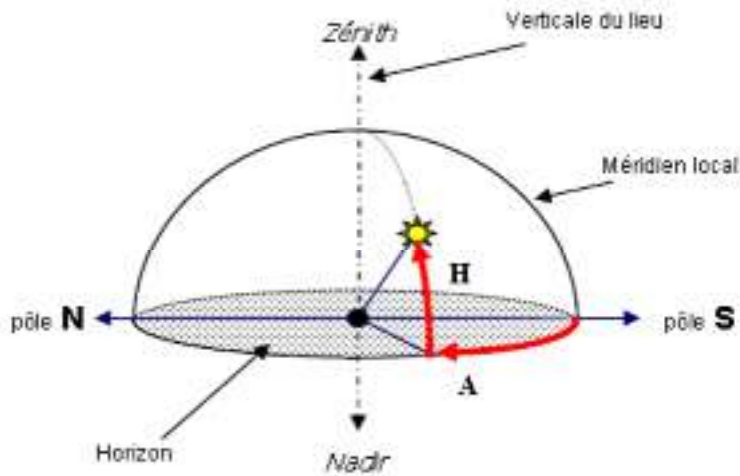


Figure I.9 : L'azimut (A) et la hauteur du soleil (H) [13]

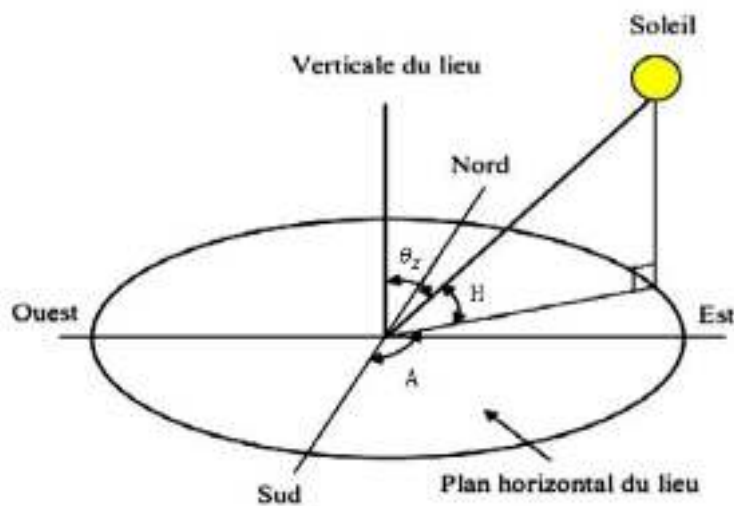


Figure I.10 : L'azimut (A) la hauteur du soleil (H) et la distance zénithale (θ_z) [13]

- **Angle d'incidence i :** C'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan.

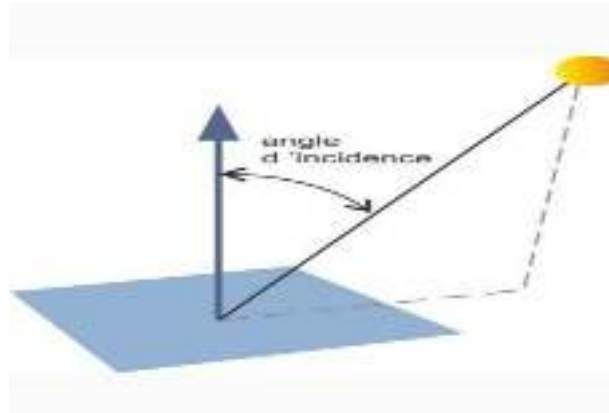


Figure I.11 : Angle d'incidence

I.4.2 Coordonnées équatoriales

- **L'angle horaire ω :** C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich. $0^\circ \leq \omega \leq 360^\circ$

1 heure de temps = 15° d'angle horaire.

$\omega < 0$ le matin

$\omega > 0$ après midi

$\omega = 0$ à midi

$$\omega = (\text{TSV} - 12) * 15^\circ \quad [14]$$

Avec TSV : temps solaire vrai

- **La déclinaison du soleil δ :** La déclinaison solaire " δ " est un angle formé entre la direction du soleil et le plan équatorial terrestre.

$$-\delta_o \leq \delta \leq \delta_o \quad \text{Avec } \delta_o = 23.45^\circ$$

- Équinoxe de printemps : 21 Mars $\delta = 0^\circ$

- Solstice d'été : 21 Juin $\delta = +23,45^\circ$
- Équinoxe d'automne : 21 Septembre $\delta = 0^\circ$
- Solstice d'hiver : 21 Décembre $\delta = -23,45^\circ$

$$\delta = 23.45 * \left[\frac{360}{365} * (n - 81) \right] \quad \text{I.6}$$

Avec : n: numéro du jour dans l'année à partir du 1^{er} Janvier [15]

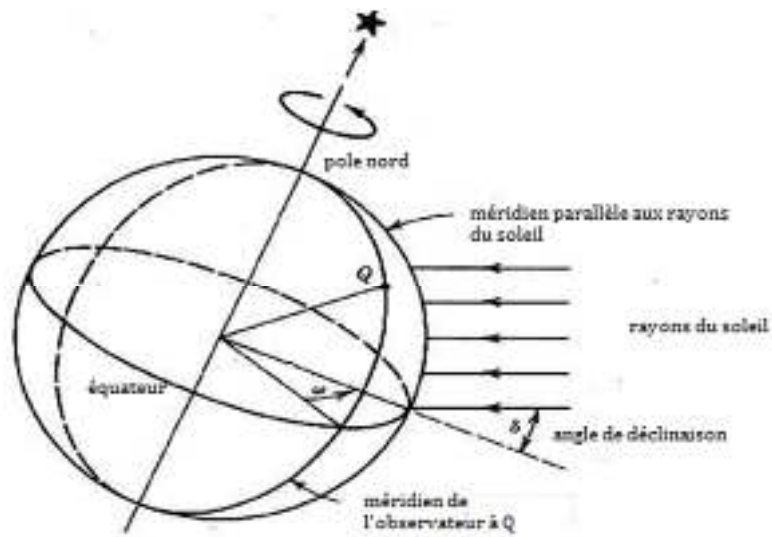


Figure I.12 : Angle horaire ω et la déclinaison δ [16]

I.5 Paramètres du temps [17]

- Temps universel (TU) :

C'est le temps de passage du soleil au méridien d'origine (Greenwich).

$$TU = TSM - \frac{L}{15} \quad \text{I.7}$$

Avec L : la longitude du lieu

- **Temps Solaire Moyen (TSM) :**

C'est la différence entre le temps universel et la correction de la longitude. La rotation de la terre autour des pôles, introduit la notion de « Temps Solaire Moyen (TSM) »

$$\text{TSM} = \text{TU} + \frac{L}{15} \quad \text{I.8}$$

Ou bien : $\text{TSV} - \text{TSM} = \text{ET} \quad \text{I.9}$

ET : est l'équation du temps

Avec : $\text{ET} = 9.87 * \sin(2 * N') - 7.53 * \cos(N') - 1.5 * \sin(N')$

$$N' = (n - 81) * \frac{360}{365} \quad \text{I.10}$$

- **Temps Solaire Vrai (TSV)**

C'est le temps solaire moyen (TSM) corrigé de l'équation du temps

$$\text{TSV} = \text{TSM} + \frac{\text{ET}}{60} \quad \text{I.11}$$

Ou bien : $\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{12} \quad \text{I.12}$

- **Temps légal (TL) :**

$$\text{TL} = \text{TU} + \Delta H \quad \text{I.13}$$

Avec ΔH : le décalage horaire

I.6 Rayonnement solaire [18] :

Au niveau du sol l'ensoleillement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

 Le rayonnement direct :

C'est l'éclairement énergétique provenant directement du disque solaire (ciel clair), il est reçu par une surface réceptrice normale aux rayons solaires. Les pyrhéliomètres mesurent le rayonnement direct.

 Le rayonnement diffus :

C'est l'éclairement énergétique provenant de toute la voûte céleste à part du disque solaire et il n'a pas d'orientation privilégié.

 Le rayonnement réfléchi :

C'est le rayonnement émis par la surface terrestre sous forme réfléchi ou diffuse. Il dépend directement de la nature du sol. Il est donc négligeable pour les systèmes photo thermiques sauf pour le fort albédo du sol (neige) et au facteur de trouble atmosphérique élevé (vent de sable).

 Le rayonnement global G :

C'est l'éclairement énergétique d'une surface inclinée. Cet éclairement peut être influencé par la nébulosité du ciel (fraction de la voûte céleste occultée par les nuages), l'indice de sérénité de l'atmosphère et par les effets de masque. Les pyranomètres mesurent le rayonnement global.

Le rayonnement global peut être calculé comme suit :

Rayonnement global = Rayonnement direct + Rayonnement diffus + Rayonnement réfléchi

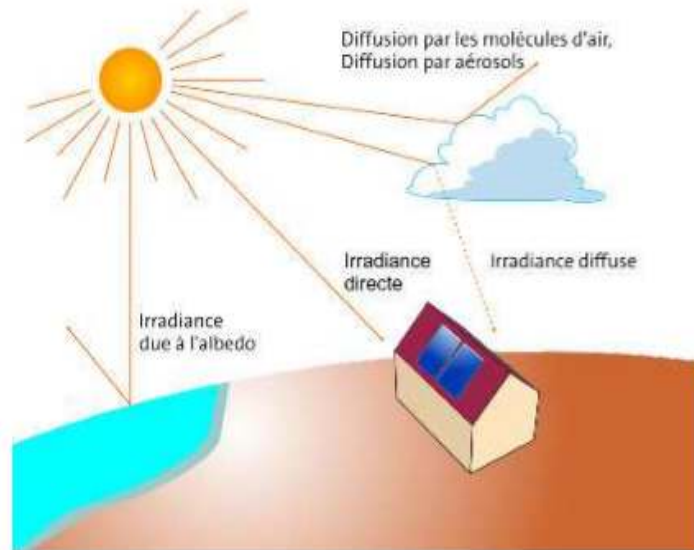


Figure I.13 : Composantes du rayonnement solaire au niveau du sol [19]

I.7 Applications de l'énergie solaire

Les applications de l'énergie solaire se divisent en deux grandes parties : l'énergie solaire thermique et l'énergie solaire photovoltaïque.

Pour pouvoir exploiter l'énergie solaire, on peut se servir soit des panneaux solaires photovoltaïques, ou des panneaux solaires thermiques.

I.7.1 Système solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires photovoltaïques sont placés sur les toits des bâtiments ou à tout autre endroit où ils pourraient être en contact direct avec les rayons solaires. Ils sont composés de capteurs qui retiennent la lumière du soleil grâce au silicium présent dans chacune des cellules des panneaux et qui relâche des électrons pour produire de l'électricité.

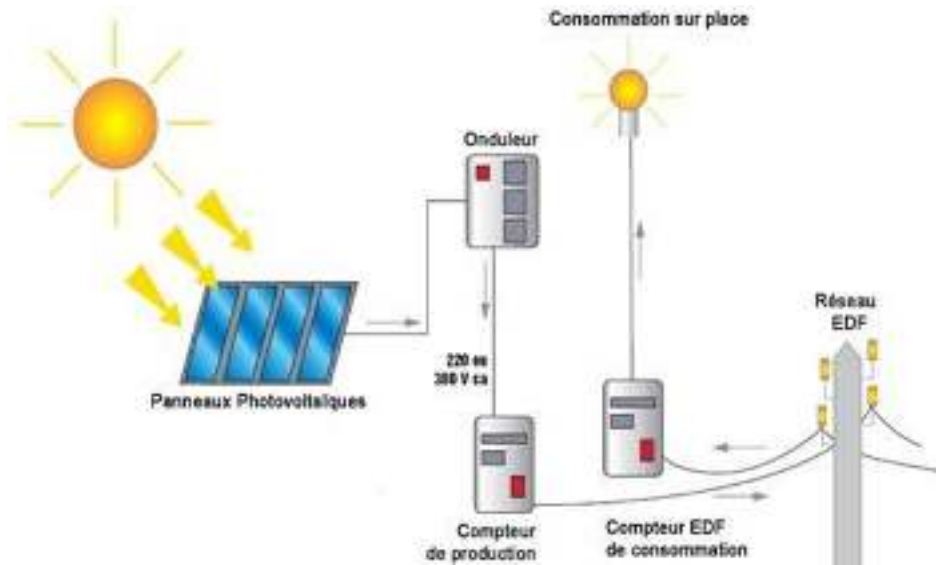


Figure I.14 : Installation photovoltaïque

I.7.2 Système solaire thermique

Les panneaux solaires thermiques ne captent pas les rayons du soleil, mais emmagasinent plutôt la chaleur qui en est issue et la transmettent au ballon d'eau chaude pour réchauffer l'eau à travers un circuit fermé. Il existe deux systèmes : basse température et haute température (CSP).

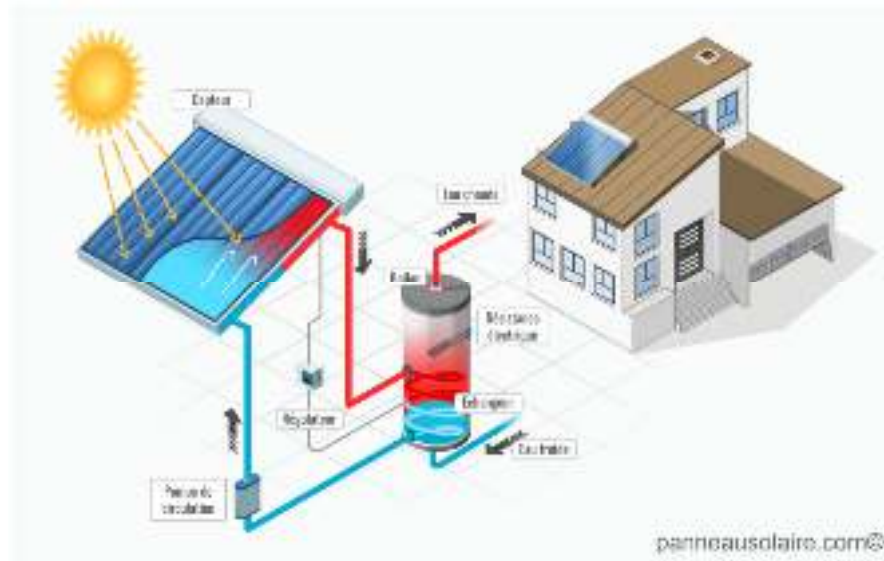


Figure I.15 : Schéma de principe d'une installation solaire thermique

La figure ci-dessous illustre les différentes applications de l'énergie solaire :

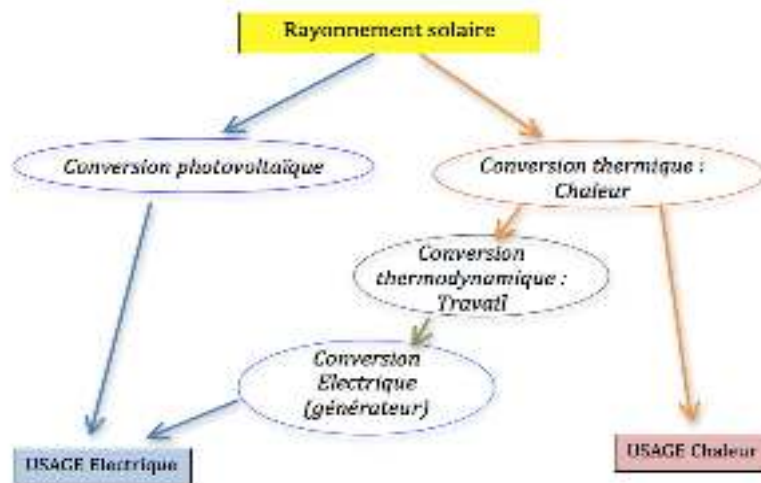


Figure I.16 : Applications de l'énergie solaire

I.7.2.1 Système basse température

Des capteurs solaires absorbent les rayons du soleil qui transmettent leur énergie à un fluide (eau ou air), afin d'être utilisée pour un besoin spécifique comme le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire, et la climatisation solaire utilisée pour la production du froid.

Une installation solaire thermique est dimensionnée pour répondre à un besoin précis de production de la chaleur. Dans le bâtiment par exemple, cette technologie présente un grand intérêt pour la production d'eau chaude sanitaire

- **Les équipements**
 - **Capteur solaire plan**

Ce type de capteur est utilisé pour la production de l'eau chaude sanitaire, l'absorbeur métallique (en cuivre ou en aluminium), transforme le rayonnement solaire en chaleur, transmet cette chaleur à un liquide caloporteur généralement l'eau. L'absorbeur comporte une couche noire qui favorise l'absorption du rayonnement solaire et réduit les pertes par rayonnement. Il existe plusieurs types de capteur solaire plan :

- Capteurs plans vitrés.
- Capteurs plans non vitrés.
- Capteurs plans à haute performance.

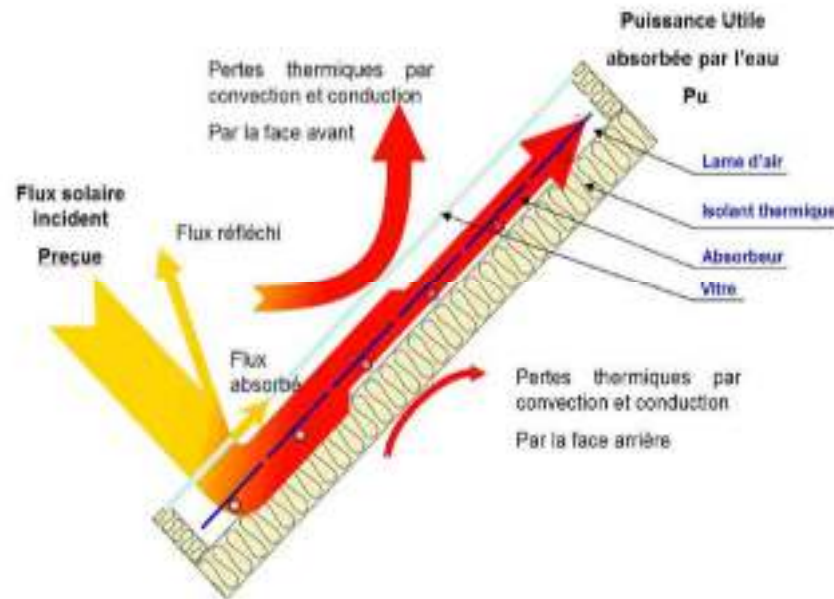


Figure I.17 : Les différents échanges thermiques dans un capteur solaire plan.

➤ Capteur solaire à tube sous vide

Un capteur solaire "sous vide" est composé d'une série de tubes transparents en verre. Dans chaque tube il y a un absorbeur pour capter le rayonnement solaire et à l'intérieur de ces tubes un fluide caloporteur circule (l'eau) qui est chauffé par le rayonnement absorbé.

Les tubes sont mis sous vide pour éviter les pertes thermiques convectives de l'absorbeur, ce dernier reçoit un traitement sélectif pour empêcher le rayonnement.

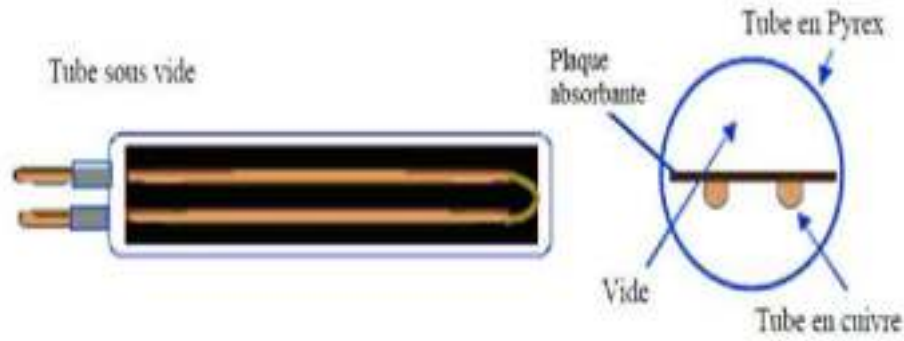


Figure I.18 : Tube sous vide

➤ **Capteur solaire à air**

Les capteurs solaires à air transforment l'énergie radiante du soleil en énergie thermique extraite par l'air en écoulement dans le capteur.

Les capteurs à air peuvent être utilisés dans beaucoup d'applications nécessitant des températures basses et modérées, telles que le chauffage des locaux, le séchage des produits agricoles, le séchage du (bois, des briques) etc.

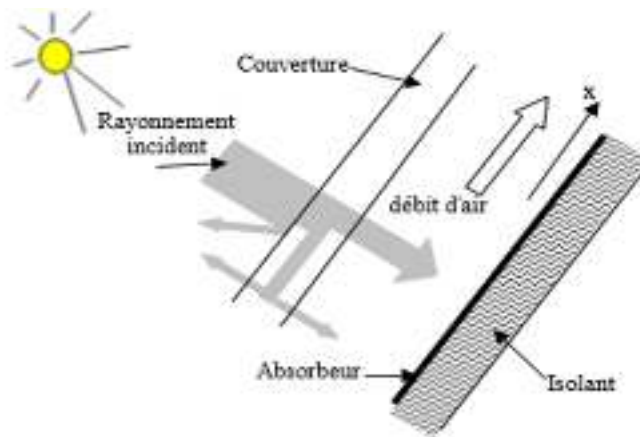


Figure I.19 : Capteur solaire a air

I.7.2.2 Systèmes à concentration du rayonnement solaire (CSP)

Les conceptions solaires à haute température nécessitent des systèmes de concentration, tels que des systèmes paraboliques réflecteurs. Les centrales thermiques solaires dotées de technologies de concentration sont importants candidats pour fournir l'énergie-électrique en quantité nécessaire au cours des prochaines décennies.

Il existe deux types de systèmes à concentration :

- Les systèmes de concentration linéaire : les concentrateurs cylindro-parabolique, les concentrateurs linéaires de Fresnel.
- Les systèmes de concentration ponctuels : les centrales solaires à tour et le parabole-Stirling.

I.8 Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'introduire les notions de base nécessaires pour l'étude du gisement solaire. Nous y avons abordé les différents paramètres astronomiques et géographiques ainsi que les caractéristiques du rayonnement solaire. Il nous a permis aussi de définir les diverses applications de l'énergie solaire à savoir : basses températures et CSP. Dans le deuxième chapitre nous allons détailler les centrales solaires thermodynamiques (CSP).

CHAPITRE II

*Les centrales solaires à
concentration (CSP)*

Introduction

Le solaire à concentration est une technologie majoritairement utilisée pour produire de l'électricité particulièrement dans les zones à fort ensoleillement.

Concentrer le soleil permet de produire suffisamment de chaleur pour faire fonctionner une centrale thermique en utilisant le soleil comme source d'énergie. Un aspect très important des systèmes à concentration est que seule la radiation directe peut être mise à profit car la radiation diffuse ne pouvant pas être concentré par le concentrateur.

II.1 Classification des systèmes à concentration

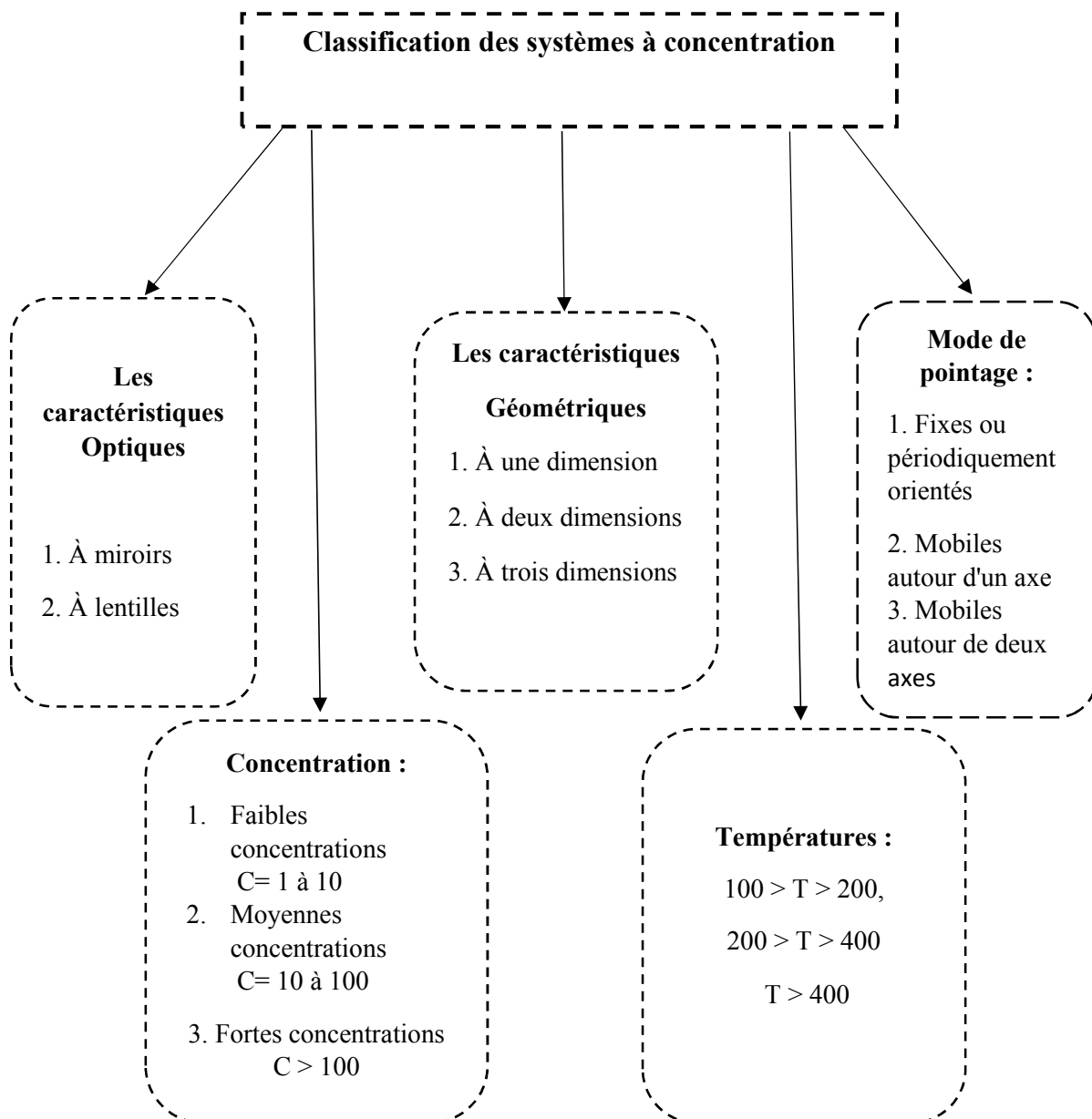


Figure II.1 : Organigramme représentant les classifications des systèmes à concentration

II.2 Technologie des centrales solaire à concentration (CSP)

Le rayonnement solaire peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le miroir et la transfère au fluide caloporteur. Ce fluide étant à hautes température et pression fait tourner une turbine pour l'obtention de l'énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique qui sera à la suite utilisée pour des besoins industriels.

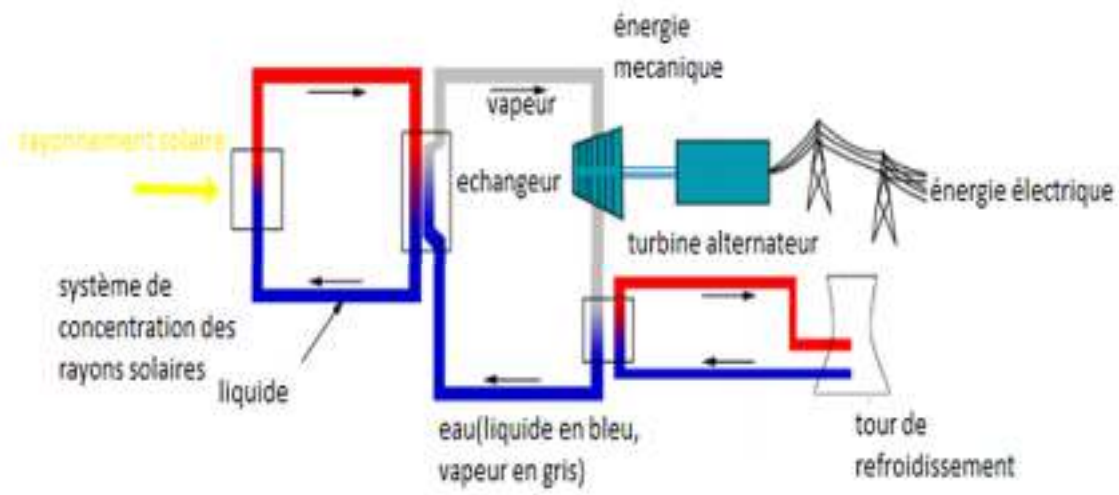


Figure II.2 : Principe de fonctionnement des centrales solaires à concentrations

Dans une centrale solaire à concentration, nous avons deux modes de concentrations à savoir : la concentration linéaire et ponctuelle.

- **Les concentrateurs linéaires**

Dans ce type des concentrateurs (cylindro parabolique et Fresnel) le rayonnement solaire est concentré sur des tubes de grandes longueurs dans lesquels circule un fluide caloporteur porteur de l'ordre de 250 à 500°C. ces tubes sont installés le long de la ligne focale des miroirs. On trouve que dans cette technologie les miroirs suivent le soleil sur un axe de rotation.

- **Les concentrateurs ponctuels**

La concentration s'effectue sur un point focal (récepteur central ou un moteur Stirling). Le dispositif concentrateur suit le soleil sur deux axes : en azimut et en élévation. Ce principe est utilisé par les concentrateurs paraboliques et les centrales à tour.

Les systèmes à concentration ponctuels ont généralement un facteur de concentration élevé à celui des concentrateurs linéaires.

❖ La relation de l'équation de facteur de concentration

Facteur de concentration : Les capteurs solaires à concentration sont caractérisés par un facteur de concentration optique (CR). Ce coefficient permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire, plus ce facteur est élevé plus la température sera importante.

Facteur de concentration = surface de l'ouverture / surface du récepteur

$$CR = \frac{A_r}{A_a} \quad \text{II.1}$$

II.3 Les types des centrales solaires à concentration

II.3.1 Centrales à miroirs cylindro-paraboliques

La centrale solaire à miroirs cylindro-paraboliques sont constituées des rangées parallèles de longs miroirs creux rectangulaires, les rangées sont généralement orientées Nord-Sud avec une poursuite Est-Ouest. Les miroirs tournent selon un axe de rotation afin de suivre la course du soleil tout au long de la journée. Leur courbure permet de concentrer au maximum jusqu'à 100 fois les rayons du soleil sur un tube longitudinal disposé tout le long de l'installation, à l'intérieur de ce tube circule un fluide caloporteur qui capte et transporte la chaleur, la température de fluide augmente progressivement jusqu'à atteindre environ 400° C.



Figure II.3 : Centrale solaire à miroirs cylindro-parabolique [20]

❖ Les composantes des centrales solaires cylindro-parabolique [21]

Le collecteur est la composante de base du champ solaire. Il est composé d'un :

➤ Réflecteur (miroirs)

Ils Sont composés de verre pauvre en fer, Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 95% du rayonnement incident.

➤ Le tube absorbeur

Le tube absorbeur doit avoir un coefficient d'absorption élevé, afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident (Bonne absorption du rayonnement solaire), on doit aussi limitée les pertes thermiques, et pour cette raison le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide.

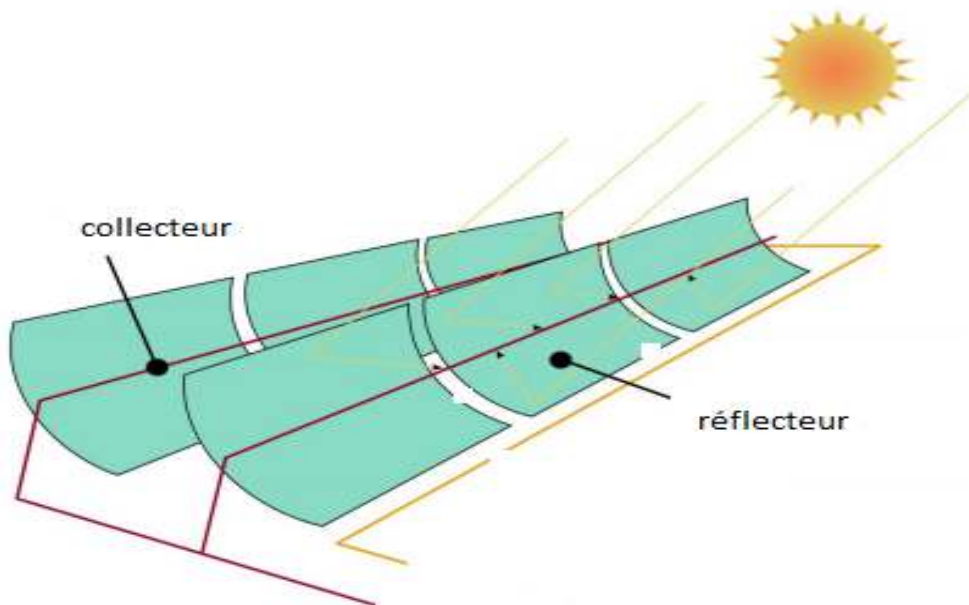


Figure II.4 : Composantes des centrales cylindro-parabolique

• Avantages

- ✓ Ils utilisent une source d'énergie inépuisable et gratuite (énergie solaire).
- ✓ Grâce à un système de stockage de chaleur ils peuvent fonctionner 24h/24.
- ✓ Il n'y a pas de mission polluante.

- **Inconvénients**

- ✓ Il faut un fort ensoleillement et une zone chaude.
- ✓ Il faut disposer d'une surface importante au sol.

- ❖ **Principe de fonctionnement :**

Dans ces types de centrale, les miroirs et l'absorbeur suivent ensemble le mouvement du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur l'axe focal où sont placés les tubes absorbeurs contenant le fluide caloporteur, qui est le plus souvent de l'huile synthétique qui se chauffe ainsi à une température d'environ 400 °C. IL cède par la suite sa chaleur à un circuit d'eau, la vapeur qui en découle permet d'actionner une turbine à vapeur produisant ainsi de l'électricité. Un système de stockage thermique utilisant généralement des réservoirs de sels fondus permet la continuité de fonctionnement pendant les périodes non ensoleillées.

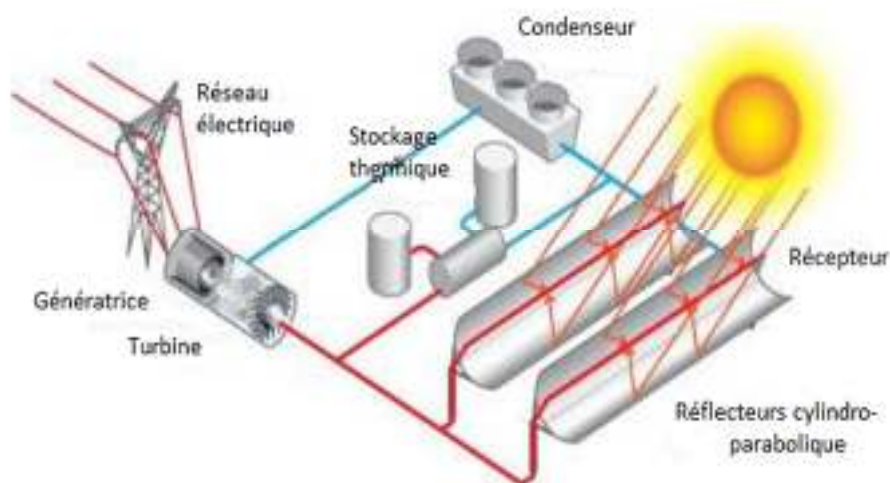


Figure II.5 : Schéma de principe d'une centrale cylindro-parabolique

II.3.2 Centrales solaires à miroirs de Fresnel

Cette technologie a le même principe que les centrales cylindro-parabolique sauf que dans ce cas les miroirs peuvent être plats ou légèrement incurvés. Un capteur linéaire de Fresnel est constitué de plusieurs miroirs placés à un même niveau horizontal montés sur des axes de rotation parallèle. De les disposer sur des axes leur permet de pivoter afin de suivre le mouvement du soleil et de concentrer le rayonnement sur un tube absorbeur qui se trouve au-

dessus du champ de miroirs. À l'intérieur de ce tube circule un fluide caloporteur qui peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500°C.



Figure II.6 : centrale solaire a miroirs de Fresnel [22]

❖ **Les composantes des centrales solaires de Fresnel [23]**

Le concentrateur à réflecteur Linéaire de Fresnel est généralement composé :

➤ **Réflecteur (miroir de Fresnel)**

Plusieurs bandes de miroirs réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur.

➤ **Récepteur**

Positionné au-dessus du miroir de Fresnel pour intercepter le rayonnement concentré. La conception du récepteur peut varier. Il est souvent composé d'un réflecteur secondaire, qui concentre encore avec un facteur de 1 à 3 le rayonnement. Il permet de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui limite les pertes optiques, par rapport aux performances à concentration avec miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité du flux collecté sur l'élément absorbeur.

➤ **Élément absorbteur**

Souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'échangeur : le fluide caloporteur collecte l'énergie du rayonnement sous forme d'énergie thermique.

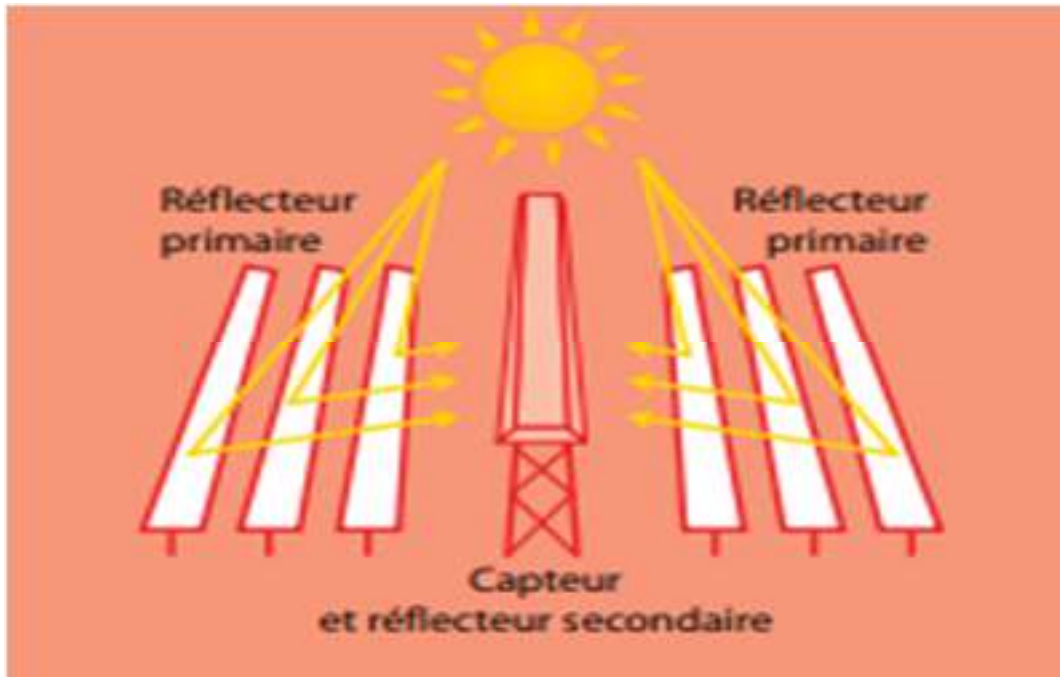


Figure II.7 : Les composantes des centrales solaires de Fresnel [24]

- **Avantages**

- ✓ Coût inférieur des miroirs par rapport aux concentrateurs cylindro parabolique.
- ✓ 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.

- **Inconvénients**

- ✓ Performances optiques inférieures d'environ 30% par rapport aux réflecteurs paraboliques et cylindro-paraboliques.

- ❖ **Principe de fonctionnement :**

Un champ de capteurs à concentration linéaire est constitué d'un grand nombre de capteurs en rangées parallèles. Ceux-ci sont généralement alignés selon une orientation nord-sud afin de maximiser la collecte d'énergie annuelle. Les miroirs sont posés à plat sur le sol et réfléchissent la lumière du soleil vers le tube situé au-dessus. Les systèmes de Fresnel peuvent

également incorporer un système de stockage thermique, ou générer de la vapeur pour une utilisation directe. Le principe du concentrateur de Fresnel, chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes. En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide caloporteur peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

II.3.3 Les centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling)

Ce type de centrale utilise des capteurs paraboliques, on trouve que ces capteurs suivent le soleil sur deux axes afin de concentrer et de réfléchir les rayons du soleil sur un foyer en son point focal afin d'actionner un moteur dit « moteur Stirling ». Une fois chauffé dans un circuit fermé, le gaz qu'il contient actionne un piston qui récupère l'énergie mécanique produite.

Le rapport de concentration de ce système est souvent supérieur à 2000 ce qui permet d'atteindre des températures très élevée sur le récepteur (environ 1000 °C).

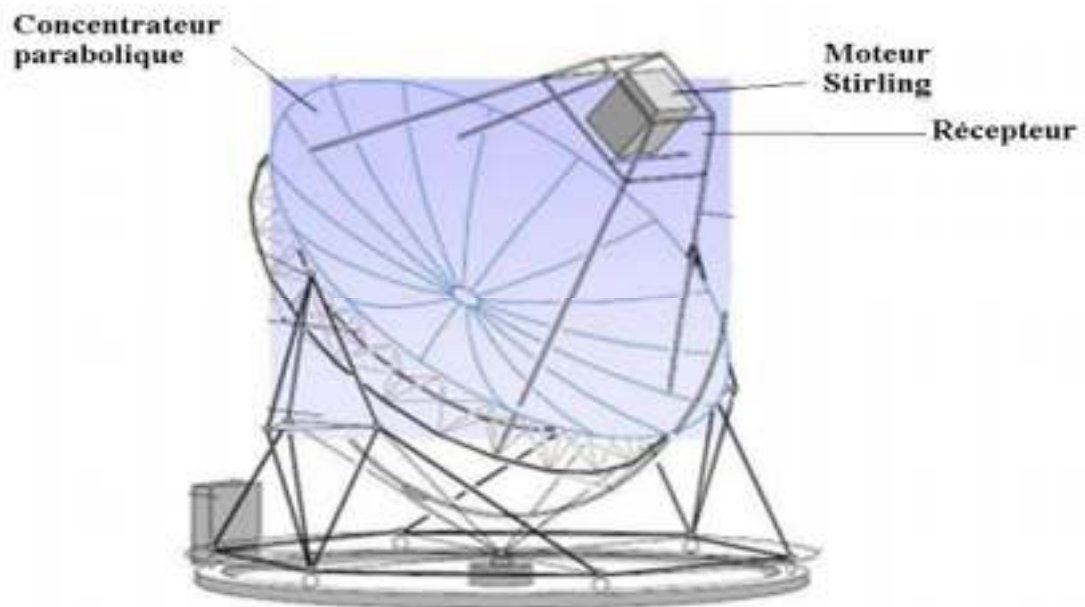


Figure II.8 : Schéma du concentrateur parabolique à moteur Stirling [25]

❖ Les composantes des centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling)

➤ 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 est déterminée par la puissance nécessaire pour faire fonctionner le moteur Stirling à sa puissance nominale (la puissance

solaire requise). La plupart des concentrateurs paraboliques se situe dans une gamme entre 50 et 100 m². 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. La contrainte majeure est d'orienter en permanence l'axe de la parabole dans la direction du soleil. La nécessité de mobiliser la parabole selon deux axes pour suivre la course du soleil est la limite principale de la puissance de ce type de système.

➤ Récepteur

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du moteur Stirling. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur. Dans le cas du moteur Stirling, le flux de chaleur transmis est intermittent, ce qui pose des problèmes de fatigue par dilatation thermique. Pour répondre à ce problème, un fluide intermédiaire (le plus souvent du sodium) est parfois utilisé entre le récepteur et le moteur Stirling. L'efficacité du transfert de chaleur atteint 90%. Il est préférable que le récepteur soit métallique car seuls les métaux ont de bons coefficients de conduction de la chaleur. Plus le coefficient de conduction est faible et plus l'absorbeur doit être épais.

Les récepteurs sont généralement classés en deux familles :

a) Surface interne ou cavité

Ce type de récepteur est bien adapté pour le cas où l'intensité du flux et la température de travail sont élevées.

b) Surface externe

Ce genre de récepteur s'applique généralement dans la gamme température de l'ordre 300 à 400°C maximum.

• Avantages

- ✓ Il ne produit aucunes émissions polluantes.
- ✓ Cette technologie n'utilise pas de l'eau dans le processus de conversion énergétique, donc elle est très convenable pour les régions désertiques.
- ✓ Cette technologie n'exige pas de terrain plat.
- ✓ Ils peuvent être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique.
- ✓ C'est la seule technologie thermodynamique qui puisse être mise en œuvre dans des sites isolés de petite taille.

- **Inconvénients**

- ✓ On ne peut pas stocker la chaleur dans ce type de centrale.
- ✓ Fonctionnement par intermittence.

II.3.4 Centrale solaire à tour

Les centrales solaires de type tour solaire sont constituée d'une tour et d'un champ de miroirs légèrement concave appelés héliostats, ces miroirs pivotent individuellement sur 2 axes afin de suivre la course du soleil et ainsi réfléchir les rayons solaires sur une zone située en haut de la tour. La concentration n'est donc pas linéaire comme dans le cas des centrales à miroirs cylindro- parabolique mais ponctuel elle est également beaucoup plus importante. Un fluide caloporteur est amené au sommet de la tour où il circule et capte la chaleur, il est ainsi chauffé jusqu'à une température d'environ 600°C puis redescend vers un échangeur. Le procédé et ensuite le même que pour d'autres type de centrales, la chaleur de fluide caloporteur est transmise à l'eau qui se vaporise, fait tourner une turbine, entraînent un alternateur qui va produire de l'électricité.



Figure II.9 : centrale solaire à tour (Californie) [26]

❖ Composantes des centrales solaires à tour [23]

➤ Les héliostats

Ce sont des miroirs à ajustement automatique pour une transmission précise de la lumière, sont disposés autour de la tour de manière à réfléchir à tout moment le rayonnement solaire vers le récepteur. De surface variant entre 10 m² et 150 m², chaque héliostat est en général composé de modules inclinés, lors de son utilisation, vers un point du récepteur. Dans une centrale à tour, le nombre de ces héliostats peut atteindre des milliers et la surface totale couverte par les héliostats peut atteindre des dizaines d'hectares. Dépendant entre autres de la puissance désirée et de la nature du récepteur, la disposition des héliostats autour de la tour Peut prendre différentes configurations. Les héliostats peuvent par exemple entourer la tour complètement ou être placés sur son côté nord.

➤ Le récepteur

Dans une centrale solaire à tour, le récepteur se trouve en contact avec l'échangeur de chaleur où le rayonnement solaire concentrée est intercepté et transformé en énergie thermique utile dans des cycles thermodynamiques.

Le récepteur solaire devrait avoir une bonne absorption du rayonnement solaire réfléchi par les héliostats dans la bande du visible tout en minimisant les pertes thermiques par dans l'infrarouge.

Dans les récepteurs solaires, les priorités sont l'efficacité thermique et la durabilité. Les températures de fonctionnement récepteur-absorbants typiques sont entre 500 °C et 1200 °C et flux incident couvre une large gamme entre 300 et plus de 1000 kW/m². Les pertes thermiques et optiques sont les paramètres clés permettant de quantifier l'efficacité d'un récepteur solaire.

II.4 Les centrales hybrides solaire/combustible [27]

On peut considérer que deux concepts existent en matière d'hybridation :

La configuration solaire/ combustible fossile :

II.4.1 Le cycle hybride de vapeur

Il sert à intégrer une chaudière à gaz pour compenser l'énergie nécessaire de fonctionnement de la turbine. La quantité maximale d'hybridation autorisée est choisie en tant que fraction de la puissance thermique projetée qui doit être fournie au HTF pour générer la puissance brute nominale. Cette technologie permet d'assurer une continuité de fonctionnement des centrales CSP et de réduire la surface de champ solaire.

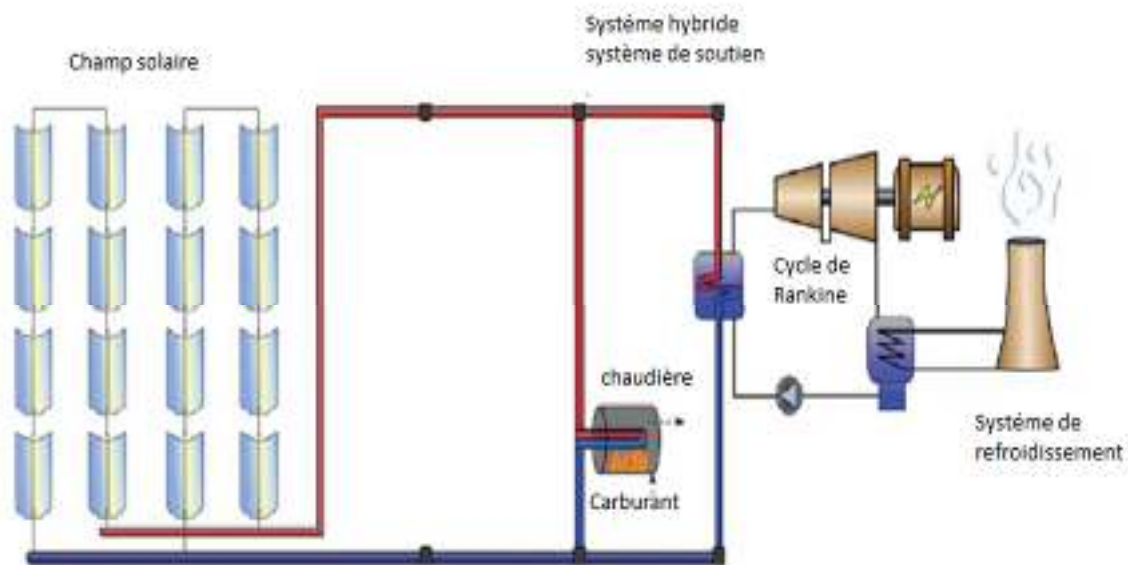


Figure II.10 : hybridation d'une centrale CSP à base d'un combustible fossile

Il s'agit donc d'assurer le fonctionnement du cycle thermodynamique en continuant à produire de la vapeur la nuit où lors de passages nuageux importants, et ce lorsque la centrale CSP ne dispose pas de stockage. Pour les centrales cylindro-paraboliques par exemple, il s'agit d'intégrer au circuit un brûleur à combustible fossile pour remplacer le champ solaire en chauffant le HTF. L'appoint fossile peut également être utilisé sur le fluide de travail, en surchauffant la vapeur pour atteindre une meilleure efficacité du cycle.

II.4.2 Hybridation du cycle thermodynamique (cycle combiné) [27]

Le deuxième concept d'hybridation permet aux centrales thermiques de réduire leur consommation de combustible fossile. Le champ solaire est utilisé pour préchauffer l'eau des centrales à cycle combiné, on parle alors de système ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), ou bien pour produire directement de la vapeur qui sera ajoutée à celle produite par les brûleurs fossiles. La centrale à charbon australienne de Kogan Creek, actuellement en construction, utilisera cette technologie d'hybridation. Les récepteurs linéaires de Fresnel

généreront de la vapeur surchauffée qui sera détendue dans les étages intermédiaires de la turbine, tandis que les brûleurs à charbon généreront de la vapeur à l'état supercritique utilisant les étages haute pression de la turbine.

Un autre concept aussi qui s'agit de coupler le cycle thermodynamique (la turbine à vapeur) avec une turbine à gaz, cette dernière va fonctionner dans les conditions défavorables (passage nuageux ou la nuit), ces cycles sont généralement utilisés dans les sites où il y a suffisamment de gaz naturel. (Exemple : centrale solaire hybride de Hassi-R'mel).

II.5 Génération de vapeur

II.5.1 La génération directe de la vapeur

La génération directe de la vapeur (DSG) consiste à utiliser le fluide de travail du cycle thermodynamique également comme fluide caloporteur : la vapeur d'eau est générée directement dans le champ solaire de la centrale, ce qui supprime le circuit huile et les échangeurs eau/huile coûteux. La difficulté de cette technologie réside dans les conditions de haute pression et haute température nécessaires au turbinage du fluide, ainsi qu'à la présence d'un écoulement diphasique dans les tubes absorbeurs.

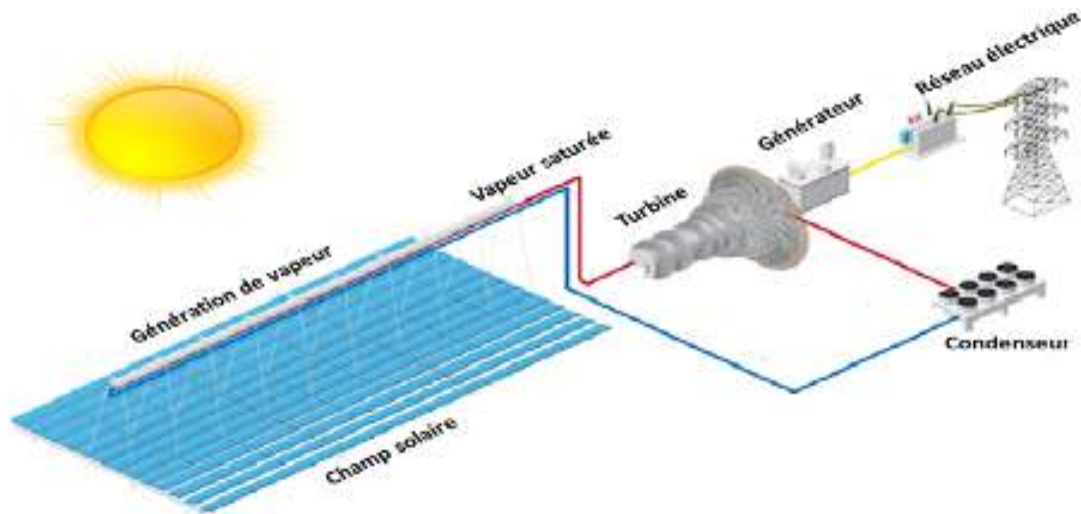


Figure II.11 : schéma de principe d'une centrale CSP fonctionnant en mode DSG

II.5.2 Génération indirecte de la vapeur (ISG)

Dans ce type de centrale, un fluide caloporteur est chauffé à travers un champ solaire, puis il passe à une série d'échangeurs de chaleur, où il cède sa chaleur à l'eau qui se transforme en vapeur surchauffée à haute pression. Cette vapeur est ensuite dirigée vers une

turbine /génératrice pour produire de l'électricité ou l'utilisée dans divers procédés tel que le froid et le chauffage.

La vapeur issue de la turbine est condensée dans un condenseur (tour de refroidissement), et retourne vers l'échangeur de chaleur grâce à des pompes pour reprendre le cycle à nouveau.

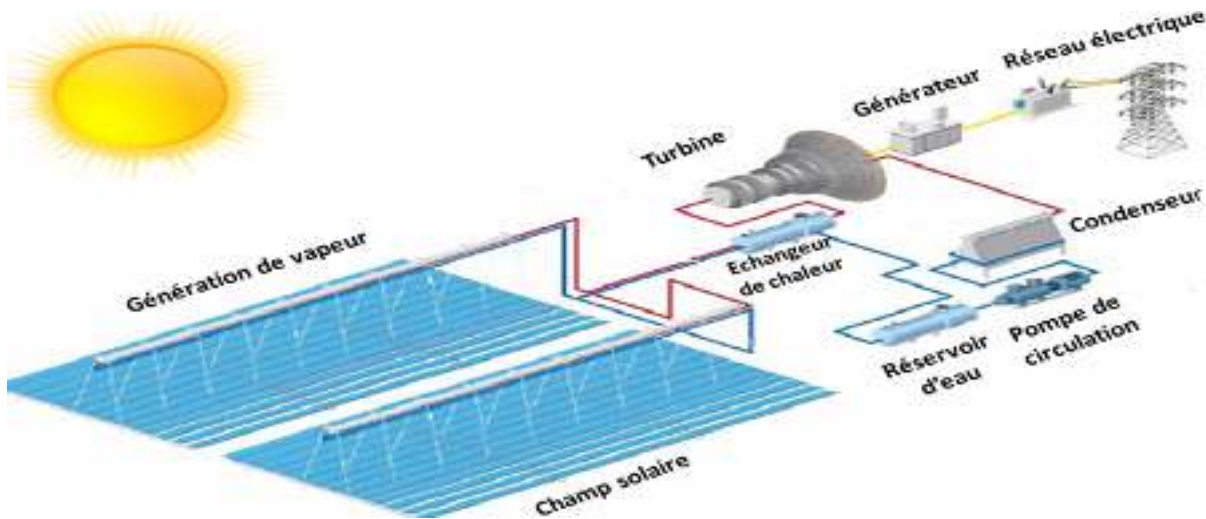


Figure II.12 : schéma de principe d'une centrale CSP fonctionnant en mode ISG

II.6 Fluides caloporteurs [28]

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

- **L'eau liquide**

Est, a priori, un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.

- **Les huiles**

Sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °c. c'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.

- **Les sels fondus**

À base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °c. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

- **Les gaz**

Tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.

- **L'air**

Peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

Tableau II.1: Les fluides caloporteurs utilisés en fonction de la température de la source

Chaude

Température de la source chaude	De 150 à 500	De 250 à 550	De 500 à 1000 et plus	De 500 à 1000 et plus
Capteur	Fresnel	Cylindro-parabolique	Parabolique	À tour
Fluide caloporteur utilisé	Les huiles de synthèses, sels fondus, vapeur d'eau	Les huiles de synthèses, sels fondus, vapeur d'eau, air	Air, vapeur d'eau, sels fondus	Air, vapeur d'eau, sels fondus

Dans le cas des fluides caloporteurs non vaporisables, comme les huiles ou les sels fondus, on recourt à un circuit secondaire avec un fluide vaporisable (vapeur d'eau, fluide organique) pour la conversion thermodynamique et un échangeur.

II.7 Le stockage thermique dans les centrales CSP

II.7.1 Introduction

La nature de l'énergie solaire impose certaines limitations aux procédés solaires concentrés : l'intermittence (nuit, soleil occulté par les nuages) et le décalage offre/demande demeurent des contraintes importantes. L'alternance jour/nuit implique la mise en place de systèmes relais qui compense la faiblesse ou l'absence d'ensoleillement. Donc, pour atteindre l'objectif de production à 100% énergie issue du solaire, nous sommes contraints à avoir recours au stockage de chaleur. Dans les centrales CSP le stockage de l'énergie se fait sous forme de chaleur. Cette chaleur peut être stockée pendant plusieurs heures ou plusieurs jours, et être transformée en électricité quand le temps est nuageux ou lors des pics de consommation, soit en général à la tombée de la nuit

Il existe actuellement trois grandes familles de stockage d'énergie : le stockage sensible, le stockage latent et le stockage thermochimique, elles-mêmes divisibles en plusieurs catégories.

II.7.2 Les différentes techniques de stockage de l'énergie thermique

➤ Le stockage de l'énergie par voie sensible

Ce type de stockage consiste à chauffer un milieu liquide ou un solide sans changement de phase (accumuler l'énergie sous la forme d'une élévation de température d'un ou de plusieurs liquides ou solides). Ce milieu est choisi en fonction du niveau de température requis par l'application. Le stockage et la restitution de la chaleur ne se fait pas à température constante. Pour des températures inférieures à 100 °C, l'eau liquide est le composé le plus largement utilisé. Pour des températures supérieures à 100 °C, le stockage de chaleur se réalise dans d'autres milieux liquides comme les sels fondus ou les huiles organiques. Ces composés permettent d'atteindre des températures élevées (jusqu'à environ 350 °C pour les huiles et 800 °C pour les sels fondus). Ils nécessitent cependant l'utilisation d'un fluide intermédiaire et le coût des matériaux et échangeurs peut être élevés.

➤ **Le stockage par chaleur latente :**

Ce type de stockage exploite la chaleur latente d'un Matériau à Changement de Phase (MCP), autrement dit sa capacité à passer de l'état solide à l'état liquide (fusion) sous l'effet de la chaleur. L'énergie de changement de phase est absorbée lors de la fusion du MCP et est restituée lors de sa solidification. Cette solution nécessite l'utilisation d'un fluide caloporteur pour transférer la chaleur de la source à l'unité de stockage.

Le MCP subissant des cycles de fusion/solidification, il ne peut être utilisé directement comme fluide de transfert. Il existe différents types de MCP :

- Les MCP organiques, comme les paraffines, les acides gras et les mélanges organiques,
- Les MCP inorganiques, les sels hydratés et mélanges de sels hydratés.

Actuellement, toutes les centrales solaires à concentration commerciales utilisent la technologie de stockage de l'énergie par chaleur sensible, car c'est la technologie la plus maîtrisée et la moins onéreuse.

II.7.3 Stockage indirect et direct

Deux configurations générales existent pour un système de stockage par chaleur sensible. Pour une meilleure compréhension, la description de ces configurations sera appliquée au stockage dit « à deux cuves », qui est généralement utilisé dans les CSP.

Le principe de fonctionnement du stockage deux-cuves est relativement simple [29] :

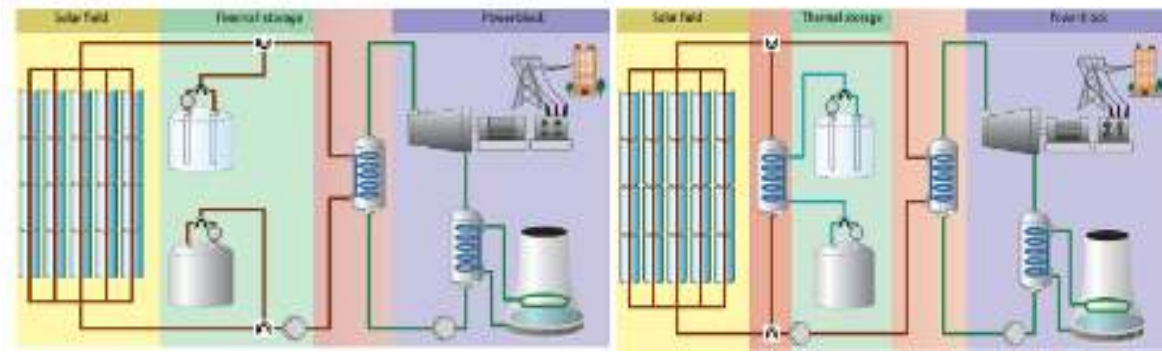
- ✓ Pour stocker l'énergie thermique disponible, le fluide à la température basse du système est pompé de la première cuve, appelée « cuve froide », pour être envoyé dans le champ solaire ou vers un échangeur, chauffé jusqu'à la température haute, puis injecté (ou stocké) dans la seconde cuve, nommée « cuve chaude »
- ✓ Pour déstocker l'énergie initialement chargée, le fluide chaud est pompé de la cuve chaude, envoyé vers un échangeur (du groupe de puissance ou du procédé nécessitant de la chaleur), l'énergie emmagasinée est utilisée, puis le fluide revenu à sa température basse est réinjecté dans la cuve froide.

Le stockage à deux cuves peut donc se présenter sous deux configurations [29] :

- ✓ Si le fluide est identique pour le champ solaire et le stockage, la configuration est appelée « stockage direct » (Figure a). Le stockage direct possède les avantages de

réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité de la centrale, car on supprime alors l'échangeur thermique.

- ✓ Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est différent du fluide de stockage, on nomme cette technologie « stockage indirect » (Figure b). Le stockage indirect permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application (stockage ou caloporteur).



(a) Stockage deux-cuves direct

(b) Stockage deux-cuves indirect

Figure II.13 : Stockage deux-cuves indirect vs stockage deux-cuves direct [29]

Tableau II.2 : Ordres de grandeur des systèmes de stockage de chaleur [30]

	Système de stockage		
	Sensible	Latent	Thermochimique
Densité d'énergie stockable [kWh/tonne]	10-50	50-150	120-250
Rendement [%]	50-90	75-90	75-100

II.8 Conclusion

Ce chapitre a présenté les principes fondamentaux des systèmes CSP en retraçant le flux d'énergie solaire depuis la collecte initiale jusqu'à la conversion finale en électricité, et a examiné les limitations qui apparaissent dans chacun des sous-systèmes : concentrateur, récepteur, transport, stockage et conversion.

Les principes physiques de base sont dérivés des principes de l'optique, du transfert de chaleur et de la thermodynamique.

L'analyse exégétique constitue une source précieuse d'informations et un outil permettant d'optimiser davantage les performances lors de la conception.

La conception mécanique, les matériaux, les charges de vent, les systèmes de contrôle, etc. sont tous rencontrés.

CHAPITRE III

Etat de l'art des centrales solaires

À tour

Partie I : Description de la technologie des centrales solaires à tour

Introduction

Dans cette partie nous allons présenter la technologie de la concentration solaire en un point fixe par biais d'une centrale solaire à tour. Pour cela, nous allons présenter en détail les différents sous-systèmes de la centrale, commençant par le champ, arrivant au bloc de puissance. D'une façon générale une centrale solaire à tour est définie par deux blocs ; le bloc solaire et le bloc de puissance, les deux blocs regroupes des mécanismes spécifiques appelés sous-systèmes, en générale on les trouve classé comme suivant :

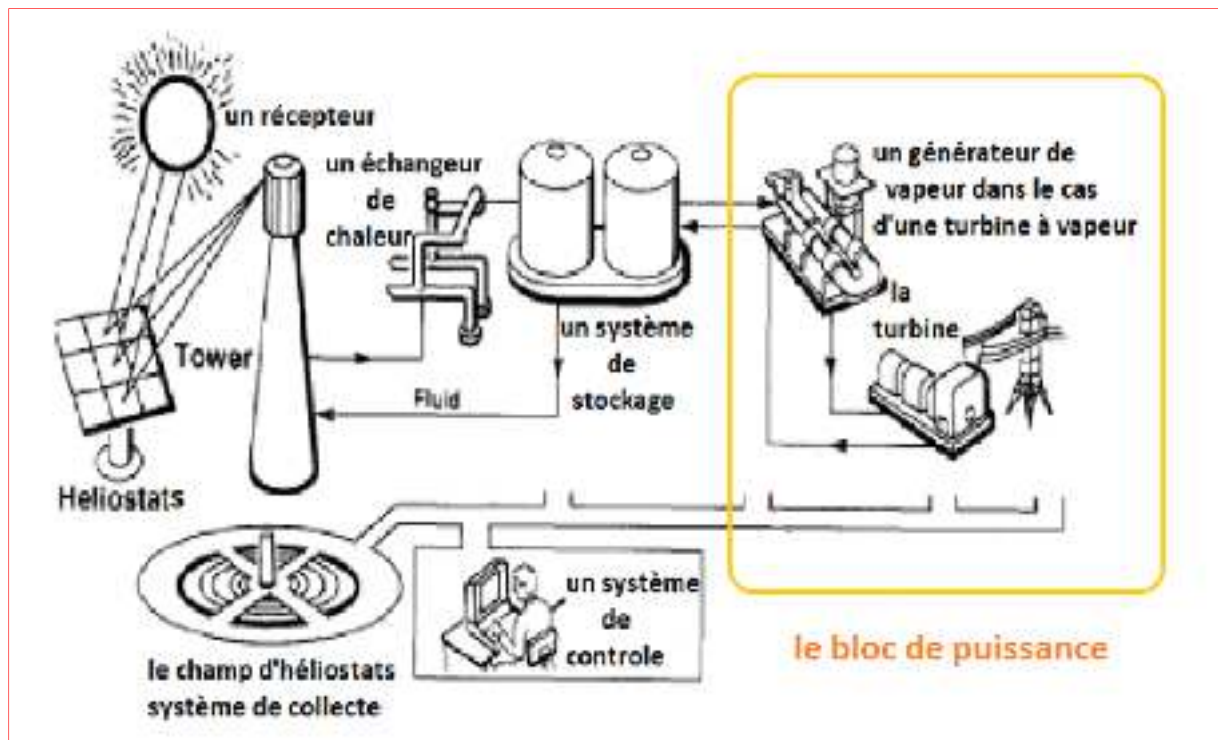


Figure III.1 : Les composants d'une centrale solaire à tour

- **Un système de collecte :** ou champ d'héliostats, créé avec un grand nombre de miroirs répartis en rangées. Les miroirs sont orientables suivant deux axes et pilotés par un système centralisé.
- **Le récepteur solaire :** Il est l'élément clé de la tour, il assure l'absorption du flux concentré, ce dernier est transmis sous forme de chaleur à un fluide actionnant ainsi un bloc de puissance conventionnel.
- **Un échangeur de chaleur :** Considéré comme un générateur de vapeur où on aura un échange d'énergie entre le fluide caloporteur chauffé dans le champ solaire et un

circuit d'eau circulant à l'intérieur de cet échangeur afin de produire de la vapeur qui va être injectée dans la turbine.

- **Un système de stockage thermique** : avec lequel on assure la continuité de la production lors des passages nuageux, ou durant la nuit, généralement quand la source solaire n'est pas ou peu disponible.
- Un système d'appoint, lorsqu'en couple une centrale solaire à une autre source d'énergie dans le cas présent à un système d'appoint utilisant des combustibles fossiles, on les appelle centrales hybrides, dans ces systèmes on peut éliminer le stockage thermique, la continuité de fonctionnement est assurée par les combustibles fossiles lors des passages nuageux et pour la production nocturne d'électricité.
- **Un bloc de puissance** : il regroupe le générateur de vapeur, la turbine et l'alternateur.
- Système de Control, et les systèmes de refroidissements. [31]

III.1 Le champ d'héliostats

Appelé aussi un système de collecte, ceci est formé de plusieurs héliostats, leur nombre peut même atteindre des milliers, guidés par des moteurs, les héliostats sont bien ajustés afin de poursuivre le parcours du soleil, leurs surfaces réfléchissantes permettent de réfléchir les rayons solaires directs en une cible bien fixe. Le nom héliostat est originaire de deux mots ` hélio' qui signifie soleil et de 'stat' de la statique le fait que le point focal sur lequel l'image du soleil est reflétée est maintenue fixe durant toute la journée quel que soit l'heure ou la position du soleil. Les miroirs ont une forme plane presque plate avec une petite courbure. Les héliostats sont des outils de captations, leur but est de capter puis réfléchir les rayons solaires afin de les concentrer au sommet d'une tour. La convergence de tous les rayons réfléchis se fait sur un récepteur. La distance entre cette dernière et chaque héliostat peut varier de 100 à 1000m, la forme et la surface des héliostats peuvent varier d'un héliostat à un autre, quelques formes sont représentées dans la figure qui suit. [32,33]

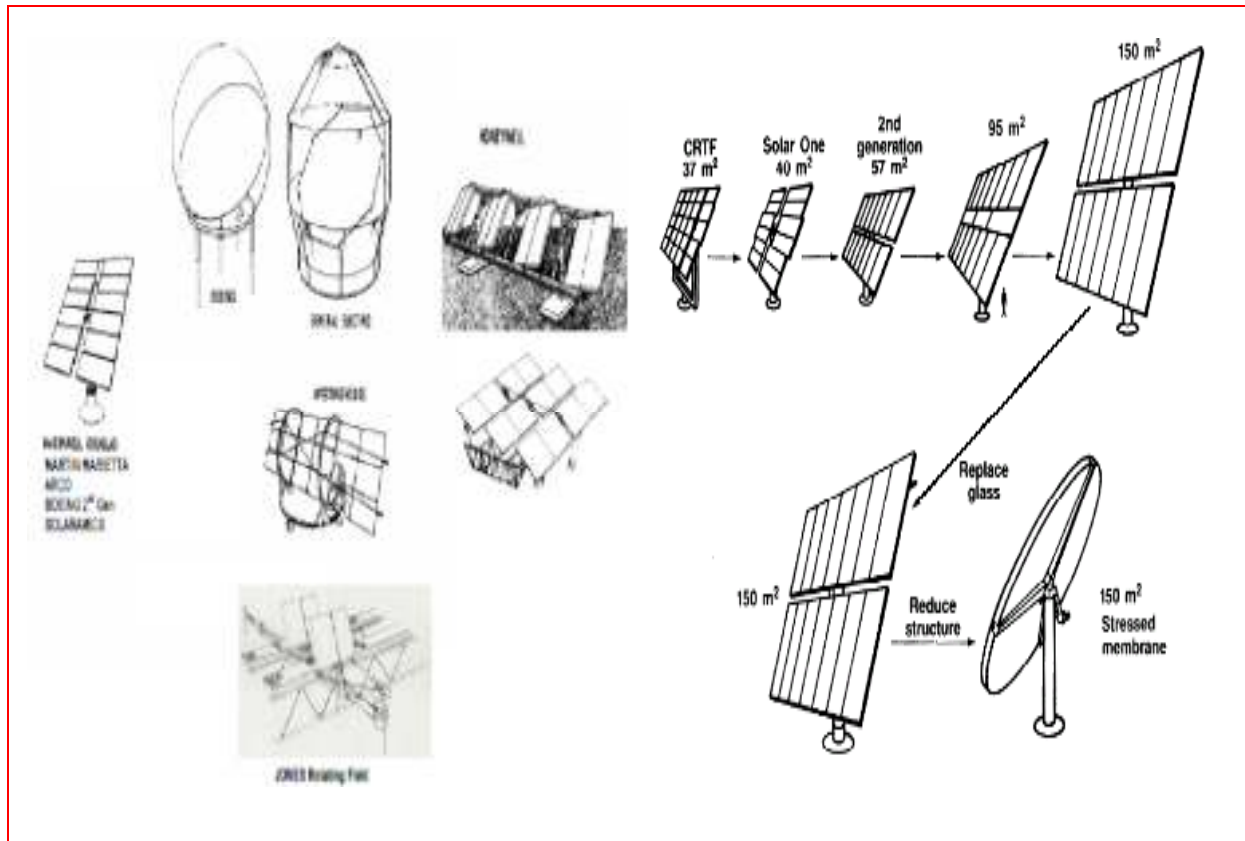


Figure III.2 : Différents types et formes d'héliostats [34].

III.2 Les composants d'un héliostat

En général un héliostat est composé des éléments suivants :

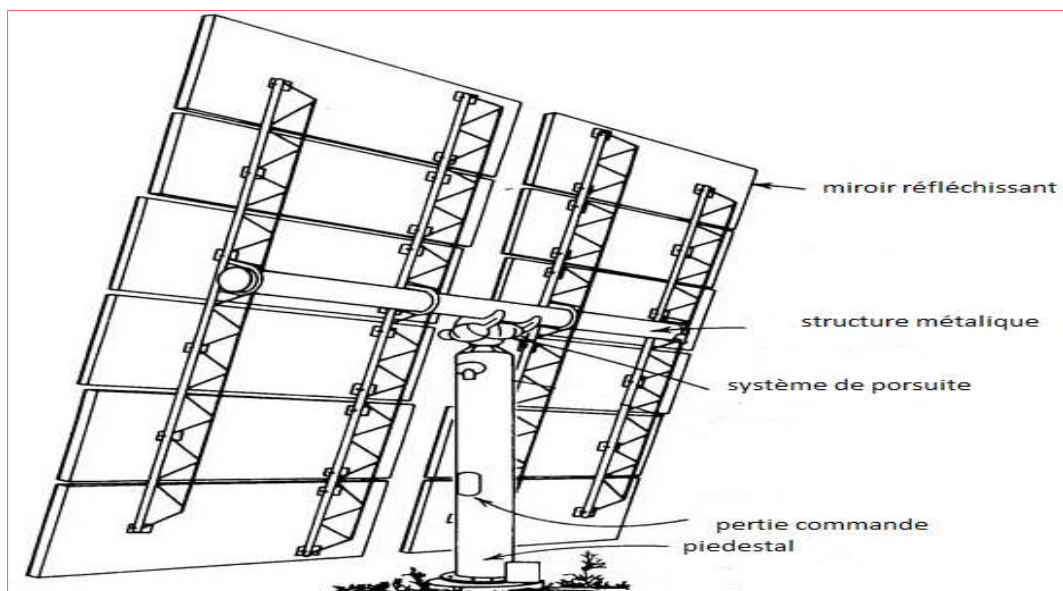


Figure III.3 : Composants d'un héliostat [35].

➤ **Les réflecteurs**

En une seule facette ou plusieurs, les réflecteurs sont généralement fabriqués d'une mince couche de verre argenté avec absence ou faible teneur en fer, de miroirs sandwich, ou d'une surface métallique légère à base d'aluminium, cette dernière est recouverte d'un vernis protecteur contre l'oxydation, ils existent plusieurs types de vernis chacun est caractérisé par une certaine teneur de cuivre ou d'argent. Le critère du choix des miroirs veilles à ce que le coefficient de réflexion, soit le plus élevé possible, la transparence du verre représente un paramètre principal dans l'évaluation du coefficient de réflexion du miroir, l'utilisation des miroirs à base de verre sans fer est préférable, il est plus coûteux, mais plus transparent et pourra améliorer le coefficient de réflexion. Il peut le faire varier de 80% pour un verre ordinaire de 6mm d'épaisseur, à près de 95% pour un verre sans fer de 1mm d'épaisseur. Les miroirs à base de verre et d'argenture ont une bonne performance optique, mais une durée de vie réduite, c'est le schéma inverse en ce qui concerne les surfaces métalliques légères à base d'aluminium. [32, 36]

➤ **La structure métallique**

Elle est conçue spécialement pour supporter le poids de l'ensemble et faire face aux forces causées par les vents. Ces structures sont le plus couramment réalisées en construction mécano-soudée et sont plus ou moins rigides selon les constructeurs. Pour un héliostat, il est important que les miroirs soient maintenus l'un près de l'autre en un bon alignement, de manière que chacune de leurs images soit focalisée en un seul point. [32].

➤ **Socle et fondation**

En ce qui concerne le piédestal sur lequel l'ensemble est maintenu, il a généralement une forme tubulaire bien que d'autres formes aient été utilisées, il peut être conçu en métal comme il peut être conçu en béton. [32]

➤ **Le système de poursuite**



Figure III.4 : Monture altazimutal avec ces deux axes de poursuites [37].

La monture est la partie mobile qui oriente l'ensemble des facettes vers le soleil.

Pour la poursuite du soleil, il existe principalement deux types de montures convenables :

- La monture équatoriale qui ne nécessite en principe qu'une seule rotation (d'environ 15° par heure). La complexité de sa mécanique fait qu'elle est rarement utilisée.
- La monture altazimutal, est le type le plus utilisé malgré sa régulation plus compliquée, elle possède une mécanique bien plus simple, elle possède deux mouvements : un premier en azimut et un second en hauteur. [37]

➤ **Les systèmes de commande**

Les systèmes de commande sont des éléments purement électroniques, ils utilisent des commandes algorithmiques afin de Contrôler le mouvement du moteur et la direction des héliostats, comme déjà expliquer l'orientation des héliostats se fait toujours suivant la position du soleil, mais avec plus de précision le vrai point poursuivi par l'héliostat ne se croise pas avec le disque solaire, mais il est bissecteur entre le récepteur et le soleil, ce qui permet la concentration et la focalisation des rayons solaires en un seul endroit. [32]

III.4 Les différents modèles d'héliostats

Dans le tableau ci-dessous on présente les différents modèles d'héliostats avec leurs caractéristiques

Tableau III.1 : Les types d'héliostats existants [32].

Type d'héliostats(nom)	Nom du fabricant	Dimensions de l'héliostat	Nombre Dimensions et réflectivité des facettes	Photos correspondantes à chaque type
Colon 70 1997	Inabensa, Instalaciones Abengoa, S.A.	H : 7.82 m W : 9.04 m P : 4000 Kg	21 HM : 1.1m WM : 3m Rf : 92~93	
Multi-Facet Stretched Membrane Heliostat 1998	SAIC Energy Products Division 1998	H : 19.3 m W : 13m P : 10000 Kg	22 D : 3.2 m Rf : 89.6	
PSI 120 1999	Inabensa, Instalacion, d'Abengoa, S.A.	H : 10.06 m W : 12.08 m P : 6500 Kg	37 HM : 1.1 m WM : 3 m Rf : 92 A 93	
Sanlucar 90	Inabensa, Instalaciones Abengoa, S.A. Espagne.	H : 9.5m W : 9.67m P : 3500 Kg	21 HM : 1.35m WM : 3.21m Rf : 92	
HELLAS 01 1999	MR. PEDRO GRIMALDI Espagne	W : 3,2 m H : 6 m P : 790 Kg	3 HM : 3.2 m WM : 6 m Rf : 94	
ATS H150 1984	Advanced Thermal Systems, Inc.	-- P : 5000 Kg	20 HM : 20 ft WM : 4 ft Rf : 94	
ASM-150 1995	Babcock Borsig Power Environment Allemagne	R : 7 m A : 150 m ² P < 22 Kg/ m ²	Rf : 94 --	
ATS H100 1983	Advanced Thermal Systems, Inc.	A : 95m ² P : 3500 Kg	64 HM : 16 ft WM : 4 ft Rf : 94	--

III.5 Le coût d'héliostat

Les études portées sur le coût des centrales solaire à tours ont montré que le cout des héliostats compte de 40 à 50% du cout total dès l'installations solaires, les recherches et les démarches qui reste à faire sont l'équilibre entre coût minimal et performances optiques maximales, donc le cout de l'installation est relative au cout du champs d'héliostats ce n'est qu'avec la baisse du coût d'héliostats que le coup d'électricité généré par une centrale solaire à tour peut concurrencer le kilowattheure généré par les énergies fossiles. [32]

Tableau III.2 : Le coup en pourcentage des constituants principaux d'un héliostat par rapport au coût total du champ d'héliostats [32].

Système de poursuite et de guidage	30 à 35%
L'ensemble des miroirs	25 à 30%
La structure métallique	15 à 20%
L'installation et l'assemblage	10 à 15%
Piédestal et Fondations	10 à 15%
Contrôles	5 à 10%

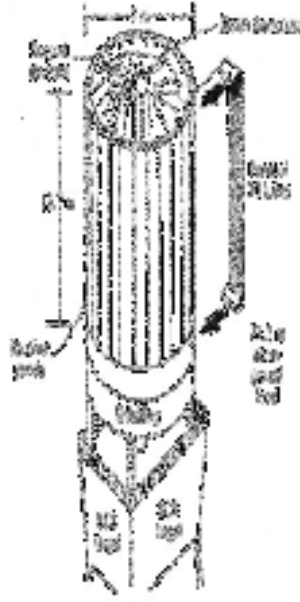
III.6 Les fluides caloporteurs et le récepteur :

III.6.1 Les modèles des récepteurs solaires :

Ils existent 3 types de récepteurs solaires qui sont :



Récepteurs à cavité [35].



Récepteurs externes [35].



Récepteurs volumétriques [38].

Figure III.5 : Les 3 types de récepteur solaire.**a. Le récepteur externe :**

Ce type de récepteur appelé aussi récepteur ouvert est normalement constitué de plusieurs tubes fins verticaux, avec un diamètre variant entre 20 à 56 mm, les tubes sont soudés entre eux de manière à avoir une forme cylindrique, et c'est à travers ces tubes que doit passer le fluide caloporteur pour qu'il soit chauffé puis récupéré en haut du cylindre (des tubes).[35].

La surface du récepteur est réduite au minimum afin de réduire et de minimiser les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température maximale de fonctionnement des tubes et donc la capacité de dissipation de la chaleur du fluide caloporteur. [35]

b. Le récepteur à cavité :

Afin de réduire les pertes de chaleur à partir du récepteur, certains modèles proposent de placer la surface absorbante du flux à l'intérieur d'une cavité isolée, réduisant ainsi les pertes

de chaleur par convection dans l'absorbeur. Le flux collecté par le champ d'héliostats est reflété par une ouverture sur des surfaces absorbantes formant les parois de la cavité.

c. Le récepteur volumétrique :

Les récepteurs volumétriques sont généralement fabriqués à base de céramique poreux ou d'une structure métallique absorbante appelé aussi absorbeur métallique à parois. [38]

III.6.2 Fluide de transfert

Le choix du fluide de transfert est primordial :

- Il détermine la température maximale admissible ;
- Il oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur ;
- Il conditionne largement la possibilité et la commodité du stockage.

Le fluide de transfert peut aussi avantageusement être le fluide de travail du cycle thermodynamique ; on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur.

Pour les centrales à tour, 4 fluides sont utilisés :

- Un mélange de sels fondus ;
- Le métal fondu 'le Sodium fondu' ;
- La vapeur d'eau ;
- L'air.

III.6.3 Les récepteurs en fonction du fluide caloporteur utilisé

a. Le récepteur sel fondu

Le récepteur à tubes fermé est le plus favorable des récepteurs solaires qui utilisent les sels fondus comme fluide caloporteurs. Dans le récepteur à tubes fermé, le sel fondu est pompé et chauffé à travers des tubes, ces derniers sont teints en noirs afin d'augmenté l'absorptivité du récepteur.

Un Sel fondu est composé généralement de nitrate de sodium ou de potassium (NaNO_3 , KNO_3). Contrairement à l'air, le sel fondu a une capacité thermique beaucoup plus élevé et peut être directement stocké. En conséquence, le coût de conception d'un système de stockage de la chaleur sera remarquablement réduit. Un autre avantage du sel fondu est que le fluide caloporteur est toujours dans la phase liquide. En revanche le sel doit être maintenu liquide, et ne doit en aucun cas se cristalliser, le garder en phase liquide représente un inconvénient, car toutes les parties où circule (réservoirs, canalisations et des vannes) doivent être chauffées pendant la nuit ou pendant les passages nuageux ou toutes pauses de fonctionnement (point de fusion de 120 à 140 ° C). Cette situation entraîne des pertes de charge sévères et nécessitent la

mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante et pénalise en conséquence le rendement de conversion de la centrale, et augmente le coût d'exploitation de la centrale. Un autre inconvénient des sels fondus est leur corrosivité élevée. L'utilisation des sels fondus comme fluide caloporteur dans les récepteurs solaires a été développée principalement par les instituts de recherche américains ainsi que des entreprises (Boeing, Bechtel pursued, et d'autre), son fonctionnement a été testé avec succès dans la centrale solaire Française Thémis, et la centrale solaire Californienne Solartwo. [39]

On général l'utilisation des sels fondus est caractérisée par :

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

b. Le récepteur à métal (Sodium) fondu

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient du fait qu'il est très bon conducteur de chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. [39]

c. Le récepteur à eau/vapeur d'eau

La conception du récepteur à vapeur d'eau est pratiquement compatible avec le récepteur à sel fondu. A la différence de ce dernier, en passant dans les tubes du récepteur l'eau s'évapore elle peut même être surchauffée puis directement refouler sous forme de vapeur saturée à une turbine à vapeur.

L'utilisation de l'eau ou de la vapeur d'eau comme fluide caloporteur dans les récepteurs solaires ont montré que la génération directe de vapeur dans le récepteur avait de nombreux problèmes. Les plus sérieux d'entre eux sont : le flux fournis en deux phases (eau / vapeur) et les difficultés liées au transfert de chaleur et la fatigue des matériaux, l'entreprise espagnole Abengoa a développé une technique utilisant la vapeur saturée comme fluide caloporteur dans les récepteurs, ce concept est appliqué dans les deux centrales solaires à tours PS10, et P20.

d. Le récepteur volumétrique ouvert à air

Dans le cas des récepteurs volumétriques à l'air, l'air ambiant est aspiré à travers l'absorbeur. L'air en contact avec le récepteur qui est chauffé par le rayonnement solaire concentrée atteints une température de l'ordre de 600 à 800 ° C. Le récepteur est généralement fabriqué en fils d'acier ou en céramique poreux. A cause de la structure poreuse, le récepteur volumétrique est principalement caractérisé par des faibles pertes thermiques, en raison que la surface externe de l'absorbeur est beaucoup plus petite devant la surface poreuse de contact où se passe les échanges thermiques.

Les avantages du récepteur volumétrique sont :

- Bonne maniabilité de l'air comme fluide caloporteur.
- La structure relativement simple,
- La température de sortie suffisamment élevée,
- La faible inertie thermique et un court temps de démarrage.

Un inconvénient évident lorsqu'on le compare à d'autres récepteurs est la faible capacité thermique de l'air, ce qui conduit à un débit élevé d'une part, et l'autre part, pas d'efficacité énergétique donc pas de stockage direct de l'air chaud. L'air n'est pas soumis à des restrictions de la température, en Principe, il garde une seule phase jusqu'à la plage requise de température. Par exemple on peut trouver ce type de concentrateur en Allemagne dans une installation à Julich. [31, 40]

III.7 Les fluides caloporteurs et le stockage de la chaleur

Là encore il nous faudra distinguer les cas des différents fluides caloporteurs utilisés. En générale deux types de stockage peuvent être utilisés : le stockage à une seule cuve, et le stockage à plusieurs réservoirs. Ce dernier type de stockage est le plus utilisé. On peut spécifier les procédés de stockage selon les fluides caloporteurs utilisés, on distingue alors :

➤ **Le stockage thermique**

Un atout majeur pour les centrales solaires à tours la capacité de stockage leurs permet un fonctionnement en continu. Lorsque l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine, la chaleur en surplus est dirigée vers un stockage thermique, qui se remplit au cours de la journée. La chaleur emmagasinée permet de continuer à produire en cas de passage nuageux ainsi qu'à la tombée de la nuit.

➤ **Les fluides caloporteurs et les cycles de puissances**

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. Pour le cycle de Rankine, le fluide chauffé dans le récepteur solaire est de la vapeur (détente directe de la vapeur dans la turbine), ou bien un sel fondu (avec échangeur sel/eau-vapeur en aval), ou encore de l'air à pression atmosphérique (échangeur air/eau-vapeur en aval). Pour un cycle de Brayton, le fluide est de l'air sous pression (7 – 15 bars) à haute température (1000°C – 1150°C). De tels systèmes pourraient atteindre un rendement peak de 35 % et un rendement annuel solaire-électrique de 25%. [41]

➤ **L'hybridation d'un système solaire à tour :**

Du fait de la nature intermittente de l'énergie solaire il n'est pas rentable d'investir dans un champ solaire seul avec sa turbine et son générateur électrique.

Afin de mettre à profit le système même quand l'énergie solaire n'est pas disponible, il est souvent économiquement préférable d'hybrider le système avec une unité auxiliaire, un système de combustion traditionnel. Un brûleur à gaz ou à pétrole est alors intégré à la centrale. Il n'est utilisée que pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue. [41, 38].

Partie II : Etat de l'art des centrales solaires à tours

Introduction

Dans la présente partie, nous allons présenter les différentes centrales solaires à tours qui ont existé dans le monde, seules les grandes centrales qui seront abordées en détail.

III.8 Les centrales solaires à tour dans le monde

III.8.1 La centrale PS10

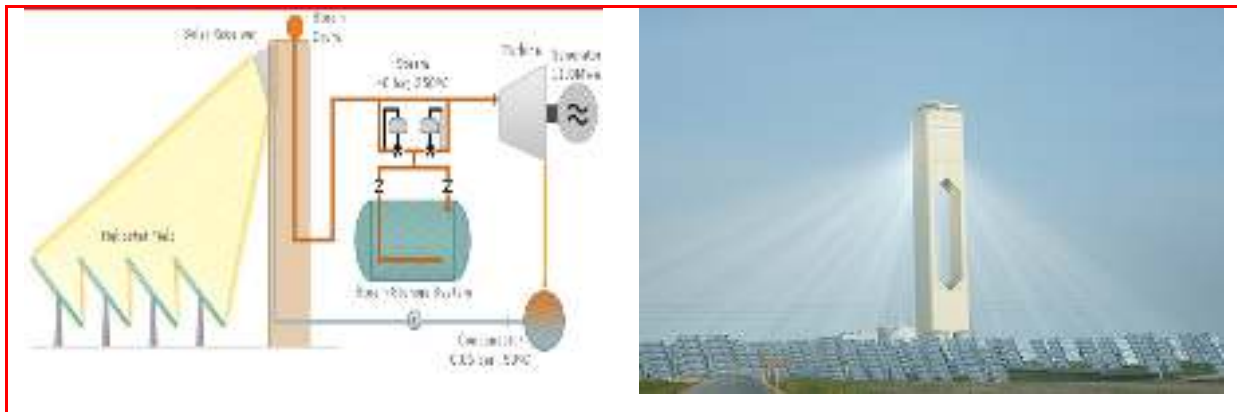


Figure III.6 : La figure à droite représente une photo réelle de la PS10, celle de la gauche représente son principe de fonctionnement.

L'Espagne a démarré la production au plus grand complexe des centrales solaires thermoélectriques par la construction de 'La Planta solaire 10' nommé aussi PS 10, cette centrale solaire à tour espagnole est la première centrale commercialisée dans l'Europe et dans le monde, construite en un site appelé Sanlúcar La Mayor, à une latitude de 37.5° , la centrale est située à 25 Km à l'ouest de séville en Andalousie. La PS 10 a été construite par la société Solucar, filiale Abengoa. La réalisation du projet a duré 54 mois, du 1^{er} juillet 2001 au 31 décembre 2005, elle a été inaugurée en octobre 2008, d'une capacité de 10 MW, la centrale produit plus de 23 GWh par an, le coût total de l'investissement est de 35 millions d'euro dont 5 millions étaient financés par le cinquième programme de l'union européenne dans le cadre de la recherche et le développement technologique.

La hauteur totale de la tour est 115 m, le récepteur reçoit les rayons solaires concentrés par 624 héliostats, ces derniers sont répartis en 35 rangés au Nord de la tour. Les héliostats ont une surface de 120 m^2 , chacun est mobile selon deux axes, il comporte 28 miroirs placés en 7 lignes et 4 colonnes, la surface totale de réflexion est de 75000 m^2 .

En haut de la tour l'eau est chauffée puis envoyée sous forme de vapeur à une turbine à vapeur, la vapeur d'eau saturée est produite à une température de 250°C et une pression de 45 bars grâce à des panneaux verticaux placés dans un semi cylindre d'un rayon de 7 m conçu pour produire plus de 100.000 kg / h de vapeur saturée.

Pendant les journées couvertes ou les journées les moins ensoleillées un système de stockage est mis en service grâce à 4 cuves de stockage chacune avec une capacité de stockage thermique égale à 20MWh. [42, 38, 31]

III.8.2 La centrale PS20

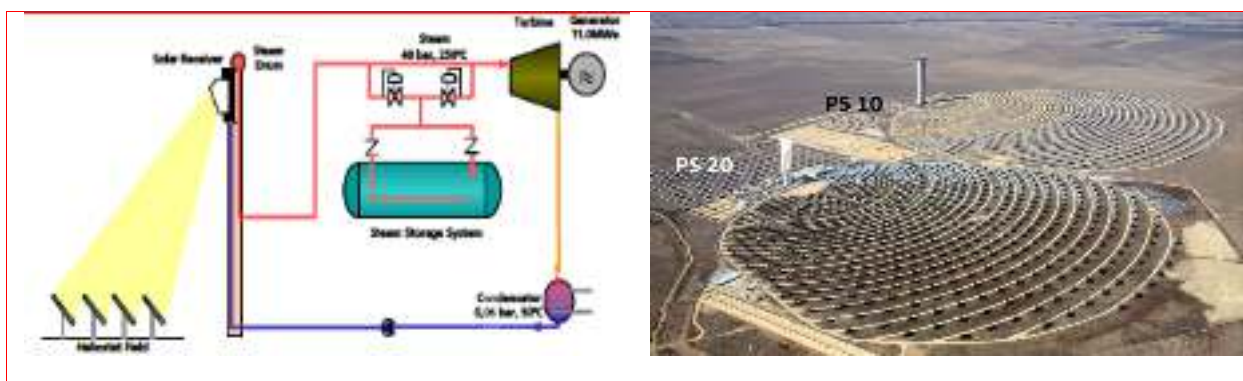


Figure III.7 : La figure à droite représente une photo réelle de la PS20, celle à gauche représente son principe de fonctionnement.

La Planta solaire 20 dénommé aussi PS20 est parmi les plus grande centrale solaire à concentration d'Europe, c'est une centrale solaire à concentration voisine à la centrale PS10 c.à.d. à Sanlúcar La Mayor près de Séville construite et exploitée par Abengoa Solar, elle a une capacité double de la PS10. La PS20 est la deuxième centrale commerciale de ce type, elle a un niveau de développement technologique supérieur à celui de la PS10.

Avec une capacité de 20 MW, l'énergie produite par la centrale PS20 est suffisante pour alimenter 10 000 foyers, elle a été inaugurée en septembre 2009.

Les améliorations apportées à la PS20 par rapport à PS10, se traduisent par une plus grande efficacité du récepteur, diverses améliorations dans le contrôle des systèmes opérationnels, et un meilleur système de stockage de l'énergie thermique.

La centrale PS20 est munie d'une tour de 160 m de hauteur, et d'un champ de **1 255 héliostats mobiles autour de deux axes**. Chaque Héliostat a une superficie de 120 m². Comme la PS10, la PS20 fait actionner une turbine à vapeur grâce à la vapeur d'eau.

III.8.3 La centrale SOLAR ONE

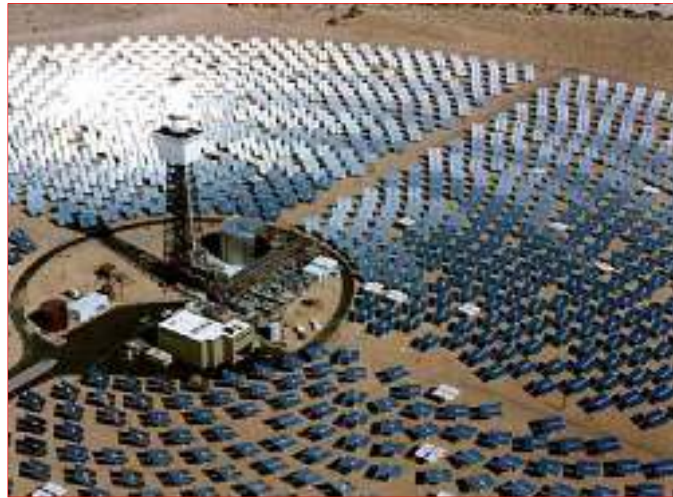


Figure III.8 : une photo réelle de la centrale SOLAR ONE.

SOLAR ONE est une centrale américaine, elle était parmi les premiers tests à grande échelle dans le domaine du solaire thermodynamique en utilisant une tour à concentration, SOLAR ONE était un projet pilote intégré dans le désert de Mojave, il était situé dans Daggett à environ 16 Km à l'est de Barstow en Californie aux états unies.

Le projet a été conçu par le ministère de l'Énergie (DOE), 'Southern California Edison', 'LA Dept of Water and Power', et la 'California Energy Commission', la construction de SOLAR ONE a été achevée en 1981 et a été opérationnelle de 1982 jusqu'à 1986. D'une capacité de 10MWh, et d'une hauteur de 100m la tour captait les rayons réfléchis par 1818 héliostats. Chaque héliostat avait une surface de 40m^2 , la surface totale de réflexion est de l'ordre de $71130 \sim 72650 \text{ m}^2$.

La centrale SOLAR ONE produisait de l'électricité par la génération directe de la vapeur dans le récepteur. Le fluide caloporteur utilisé était de l'eau convertie directement en vapeur, ce qui a provoqué un problème dans le stockage. Suite aux : dysfonctionnement pendant la nuit, l'interruption et le fonctionnement discontinu lors des passages nuageux, et d'autres raisons financières, il a été décidé d'arrêter la centrale. [32]

III.8.4 La centrale SOLAR TWO



Figure III.9 : la figure à droite représente la photo réelle de la centrale SOLAR TWO, celle à gauche représente son principe de fonctionnement

SOLAR TWO est une centrale solaire à tour nait de la rénovation de SOLAR ONE, la rénovation a été décidée en 1989 et étudiée pendant 2 ans par 3 participants primaires qui sont : Southern California Edison (SCE), le Los Angeles Département of Water and Power (LADWP), et le US Department of Energy (DOE), La construction était achevée en 1995, la centrale SOLAR TWO devenait opérationnelle en 1996 jusqu'à 1999 avec une capacité de 10 MWh, le champ d'héliostats a atteint les 1926 héliostats avec 108 nouveaux héliostats de 95 m² chacun, ajouté à l'ancien champ. La surface totale de captation atteint 82750 m².

Afin d'améliorer les performances du système, l'ancien fluide caloporteur utilisé dans Solar one était remplacé par un autre fluide caloporteur qui est les sels fondus qui sont connus par leur grand pouvoir calorifique, la température de la vapeur d'eau à l'entrée de la turbine était de l'ordre de 274 °C. L'installation est dotée d'une grande cuve de stockage thermique, de volume d'environ 4230m³. La cuve de stockage a assuré le fonctionnement continu de la turbine pendant les périodes nuageuses, la centrale avait même atteint 3 heures de marches après le coucher du soleil.

Le projet a été arrêté en 1999, puis converti en 2001 par l'Université Davis de Californie, en Novembre 2009, la centrale à tour SOLARE TWO a été démolie par Southern California Edison. Tous les héliostats et autres matériels ont été retirés. [33]

III.8.5 Centrale de Julich

Le central de Julich est la première centrale solaire dans son genre construite en Allemagne sa spécificité se résume par l'utilisation de l'air comme un fluide caloporteur. La centrale se situe à Julich au nord de l'Allemagne, sa construction et son fonctionnement ont été suivis par Kraftanlagen Munchen « KAM », et The Local Utility Stadwerke Julich « SWJ, elle a été inaugurée en 2008, la centrale n'était fonctionnelle qu'à la fin de l'année 2010, avec un ensoleillement direct moyen de 800 W/m^2 , la centrale génère 1500 kWe d'électricité. L'investissement dans ce projet a coûté 23 millions d'euros.

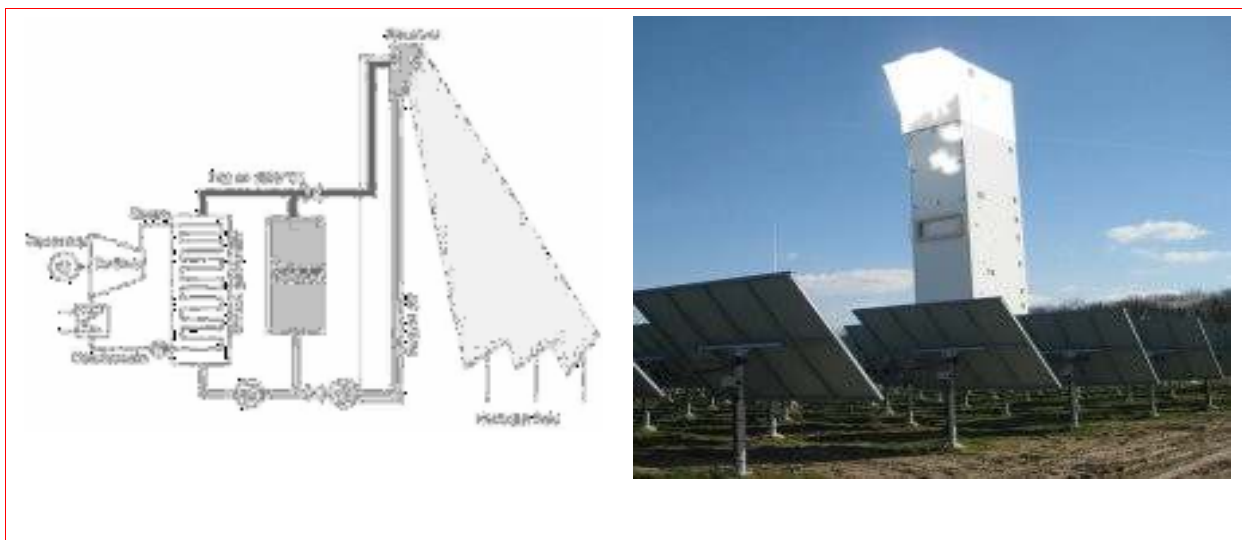


Figure III.10 : La figure à gauche représente une photo réelle de la centrale de Julich, celle à gauche son principe de fonctionnement.

D'une hauteur de 60 m, la tour est composée de 7 étages, dans ce dernier se positionne un récepteur volumétrique qui fait chauffer de l'air, la température de l'air peut aller de 500°C jusqu'à 1000°C . Un champ de 2150 héliostats est disposé sur un terrain de 8 hectares. Chaque héliostat a une surface réfléchissante de 8 m^2 , et est mobile selon deux axes permettant une bonne poursuite du soleil. [34]

III.8.6 Le projet des centrales IVANPAH

IVANPAH est un gigantesque projet de centrale solaire thermique, situé dans le désert de Mojave, au nord du Comté de San Bernardino, en Californie à 60 km au sud de Las Vegas. Le projet a été développé par la société Bright Source et Bechtel, il comporte 3 centrales à tours d'une puissance électrique globale de 400 MWe , les deux Ivanpah 1 et Ivanpah 2 ont une puissance de 100 MW , avec un champ réparti chacun dans 344 hectares et une autre Ivanpah 3

de 200 MWh, avec un champ d'héliostats répartie sur 645 hectares, lancé en début 2009, le coût total de ce projet est estimé à 2180 millions de dollars.

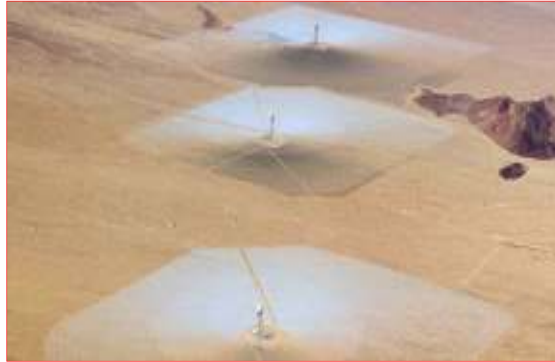


Figure III.11 : Représente une image informatisée sur l'allure de la centrale IVANPAH.

La centrale utilise une turbine à vapeur, le fluide utilisé est de l'eau avec un cycle thermodynamique de Rankine, l'eau est directement transformée en vapeur afin de faire tourner une turbine, le système est connecté au réseau afin de compenser l'arrêt de fonctionnement durant la nuit et les passages nuageux. Le refroidissement utilisé est un refroidissement à sec, c.à.d. à l'air libre à cause du caractère désertique de la région, des puits sont creusés afin de satisfaire et d'assurer les besoins en eau pour le nettoyage des héliostats.

III.8.7 La centrale CESA -I

La CESA- ONE est une centrale solaire à tour située sur le site PSA, 'La Plataforma Solar de Almería', cette dernière est dirigée par le 'CEMAT' 'Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales Tecnológicas' en Espagne, Le projet CESA-I, a été promu par le Ministère espagnol de l'Industrie et de l'énergie , inauguré en mai 1983, le projet avait pour but de démontrer la faisabilité des centrales solaires à tours et de permettre le développement des technologies nécessaires à ce type d'installation. A l'heure actuelle, la CESA-1 ne produit pas d'électricité, mais c'est une installation très flexible pour l'exploitation et les tests sur les sous-systèmes et les composants des centrales solaires à tours, tels que les héliostats, les récepteurs solaires, le stockage thermique, les turbines à gaz, les systèmes de contrôle, les instruments de mesure du rayonnement solaire et du flux thermique à haute concentration.



Figure III.12 : La figure à droite représente la CESA ONE en image réelle, la figure à gauche décrit son mode de fonctionnement.

La centrale est dotée d'un champ de 300 héliostats (de 39,6 m² de surface), les héliostats sont répartis en 16 rangs, avec une réflectivité nominale de 92% pour chaque héliostat, une erreur de poursuite de 1,2 mrad pour chaque axe. La qualité de l'image des rayons solaires réfléchis est de 3 mrad. Au nord du champ d'héliostat, il y a deux zones supplémentaires pour effectuer des tests sur de nouveaux héliostats, un se situe à 380 m de la tour et l'autre à 500 mètres. Le maximum de la puissance thermique fournie par le champ dans l'ouverture du récepteur est de 7 MW pour un éclairement normal direct de 950 W/m². Les 99% d'énergie rayonnée est concentrée sur un cercle de 4m de diamètre, et 90% en un cercle de 2,8 m, d'une hauteur de 80 m, la tour de la centrale est fabriquée en béton, elle pèse 100 tonnes, elle est dotée d'une grue de 5 tonnes, et d'un monte-charge qui peut lever jusqu'à 1000 kg. Pour des tests qui nécessitent la production de l'électricité, la turbine fonctionne selon un cycle de Rankine avec une puissance de 1,2 MW, la turbine travaille avec de la vapeur saturée à une température de 520°C et une pression équivalente de 100 Bars.

Un système de stockage thermique existant sur la plateforme d'Almería, se compose de deux réservoirs (chaud et froid) rempli d'un mélange eutectique de NaNO₃, NaNO₂ et KNO₃. Les pertes de chaleur et le bilan énergétique du système de stockage thermique ont été analysés à différents débits du sel et à différentes températures d'entrée et de sortie. [35]

III.8.8 La centrale PEGASE

La centrale PEGASE (Production of Electricity from Gas and Solar Energy) est un projet dirigé par le Centre National de la Recherche Scientifique CNRS-PROMES en partenariat avec le Conseil Général des Pyrénées Orientales (CG 66). La réalisation de la

centrale a pour but la mise en place et l'expérimentation d'un prototype de centrale solaire à haut rendement basée sur un cycle hybride à gaz haute température, elle est constituée d'un récepteur solaire à air pressurisé et d'une turbine à gaz de 2 MW sur le site de l'ancienne centrale à tour THEMIS.

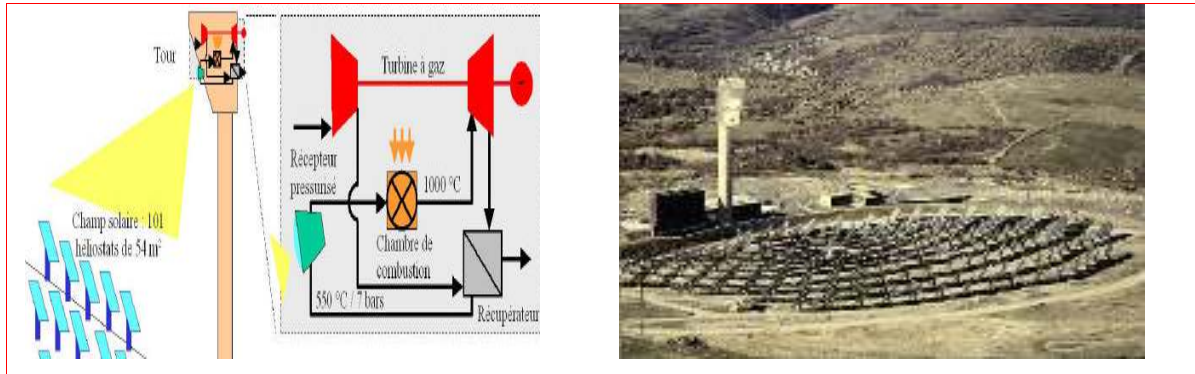


Figure III.13 : Représente la centrale PEGASE en photo réelle, la figure à gauche présente son mode de fonctionnement.

La centrale est dotée d'un appoint de chaleur par combustion permettant de maintenir les conditions nominales de fonctionnement de la turbine quel que soit l'ensoleillement, ce concept a été retenu pour l'expérimentation à l'échelle pilote sur le site de THEMIS. Le champ solaire de la centrale est constitué de 107 héliostats dont 101 sont rénovés, ces derniers appartenaient à l'ancienne centrale THEMIS et les 6 nouveaux du type ASGAT sont équipés de miroirs AGC flat glass et Saint-Gobain. Le champ d'héliostats couvre une surface totale de miroirs de 5778 m². La puissance solaire collectée sous ensoleillement standard de 1 kW/m² est proche de 5,8 MW. La puissance disponible en haut de la tour varie selon la position du soleil (heure et saison), la rénovation du site THEMIS a commencé en 2006 avec un coût total de 8 millions d'euros. [36]

III.9 Conclusion

Dans cette partie nous avons défini une branche de la concentration solaire par la technologie des centrales à tour, et nous avons défini les différents sous-système de la centrale. On conclut de ce qu'on a présenté, la centrale solaire à tour est définie par :

- Son champ de captation (celui-là dépend du type d'héliostat, la surface effective, la réflectivité, le système de poursuite, et les erreurs de pointage).
- Le choix du récepteur qui est fortement lié au type du fluide caloporteur utilisé et au modèle de récepteur utilisé : cavité, externe, ou volumétrique.

- La filière ou le fluide caloporteur utilisé : vapeur d'eau, sels fondus, l'air.
- La turbine : à gaz, à vapeur, ou combinée.
- Le stockage thermique : qui joue un rôle important dans le domaine du solaire vu la nature intermittente de cette énergie.
- Hybridation : l'hybridation s'avère pratique grâce à elle, on économise le stockage.

Le bon choix et la bonne combinaison entre ces éléments nous permis un bon fonctionnement et une bonne rentabilité de la centrale.

Dans la deuxième partie nous avons passé en revue l'état de l'art de la technologie des centrales solaires à tour, cette dernière qui a connu une évolution depuis le premier essai américain en 1974 jusqu'aux récentes centrales à tour qui sont en cours de construction, la technologie a beaucoup évoluée et donne de meilleures performances ainsi qu'elle représente une excellente alternative aux centrales conventionnelles.

CHAPITRE IV

*Simulation et analyse des
Résultats*

Introduction :

L'objectif de ce chapitre est de déterminer la configuration et les performances optimales de notre centrale solaire thermique à tour sur différents sites Algériens d'une puissance de 50 MWe, en utilisant le principe de minimisation du LEC et du maximum d'énergie produite, tout en tenant compte de l'influence des différents paramètres tels que : paramètres de site, système de stockage (heure de pleine charge), système de remplissage fossile (fraction de combustible de remplissage) et les paramètres financiers (taxes, ...) . Pour ce faire, le logiciel SAM a été utilisé.

IV.1 Modélisation de la centrale**➤ Bilan énergétique**

Pour établir un énergétique de notre centrale, on considère que la tour solaire est subdivisée en quatre sous-systèmes à savoir :

- Le champ solaire : c'est la partie optique
- Le récepteur
- Le générateur de vapeur
- Le cycle de puissance

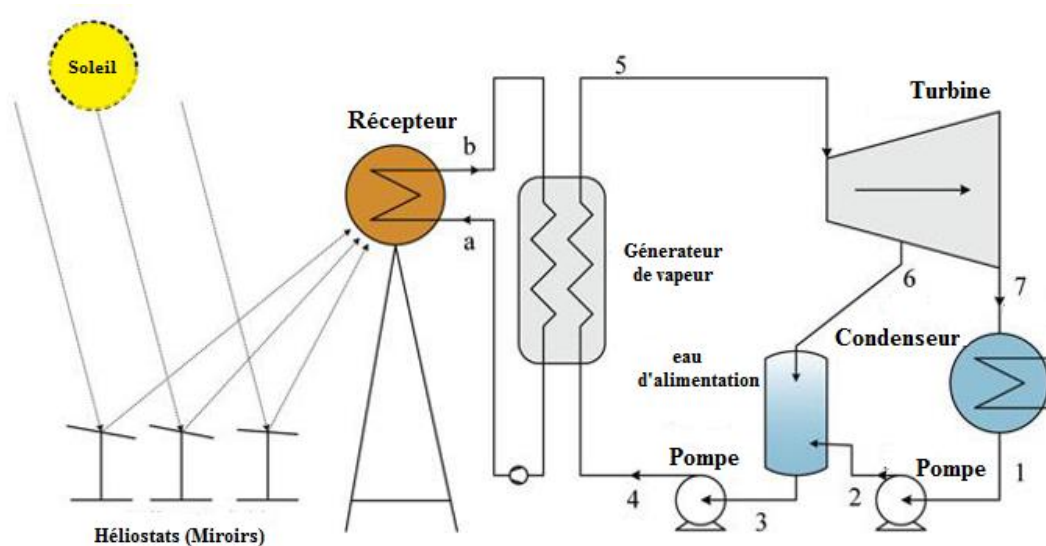


Figure IV.1 : schéma synoptique de notre centrale

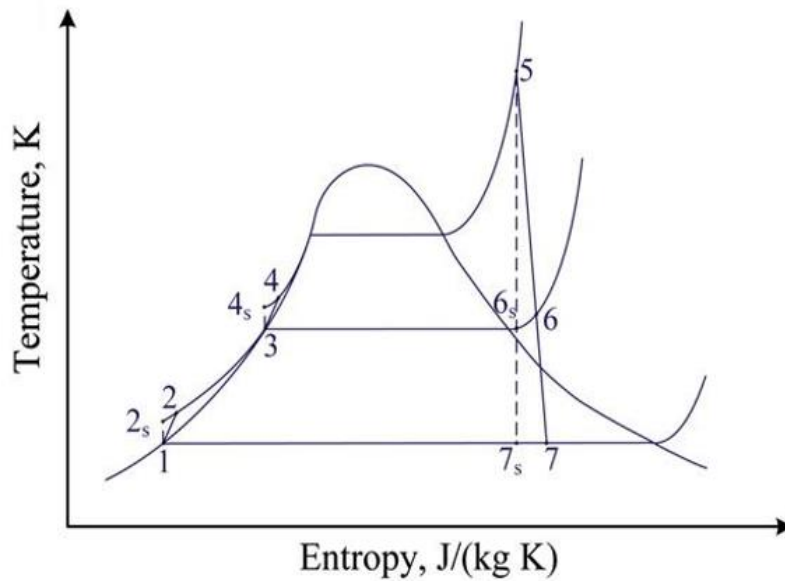


Figure IV.2 : Diagramme TS du cycle thermodynamique

❖ **Les hypothèses simplificatrices :**

- a) Régime établi.
- b) Les énergies potentielles et cinétiques sont négligeables.
- c) La chute de pression et les pertes de chaleurs dans les tubes sont négligeables.

➤ **Champ solaire :**

Se compose d'un ensemble d'héliostats et a une superficie total A_h , reflète et concentre les rayons du soleil sur le récepteur central, il est donné par l'équation suivante :

$$\dot{Q} = A_h \cdot \dot{q} = A_h \cdot DNI \quad \text{IV.1}$$

$\dot{q}$: représente la quantité de rayonnement solaire reçu par unité de la surface, qui est traitée comme irradiation normal directe (DNI). Il est à noter que le DNI varie avec plusieurs facteurs tels que : la position géographique de la terre, les conditions métrologiques, l'heure de la journée dans notre analyse, on suppose que le $\dot{q}$ est une constante et que le régime est établi :

$$\dot{Q} = \dot{Q}_{rec} + \dot{Q}_0 \quad \text{IV.2}$$

$\dot{Q}$: rayonnement solaire incident

$\dot{Q}_{rec}$: rayonnement réfléchi par le champ d'héliostat et reçu par le récepteur

$\dot{Q}_0$: rayonnement perdu par différents mécanismes ces mécanismes à l'effet cosinus, ombrage, blocage, débordement défaut de réflexion....

Enfin :

$$\eta_h = \frac{\dot{Q}_{rec}}{\dot{Q}} \quad \text{IV.3}$$

➤ **Le récepteur :**

Le récepteur central est installé au dessus de la tour solaire, développé avec diverses formes, des récepteurs de type cavité et de type cylindrique.

Dans notre cas, le récepteur absorbe le flux réfléchi $\dot{Q}_{rec}$ et le transporte au HTF (sel fondu), et le reste de l'Energie est perdue vers l'environnement par : convection, rayonnement, réflexion et conduction. Les divers échanges sont donnés par la formule suivante :

$$\dot{Q}_{rec} = \dot{Q}_{rec.abs} + \dot{Q}_{rec.perdues} = \dot{m}_f (h_{f.b} - h_{f.a}) + \dot{Q}_{rec.perdues} \quad \text{IV.4}$$

$\dot{m}_f$: Débit du fluide

$h_{f.b}$: L'enthalpie au point b

$h_{f.a}$: L'enthalpie au point a

$\dot{Q}_{rec.perdues}$: L'Energie perdue l'efficacité du récepteur est donnée par la relation suivante :

$$\eta_{recept} = \frac{\dot{Q}_{recept.abs}}{\dot{Q}_{rec}} \quad \text{IV.5}$$

➤ **Le générateur de vapeur :**

Le générateur de vapeur se compose généralement d'une série d'échangeurs de chaleur par lesquels le sel fondu à haute température du récepteur chauffe l'eau de liquide à la vapeur surchauffée. Les échangeurs de chaleur sont bien isolés et la perte de chaleur vers l'environnement est négligeable. Le bilan énergétique est donné comme suit :

$$\dot{Q}_{rec} = \dot{m}_f (h_{f.b} - h_{f.a}) = \dot{Q}_V (h_{V.5} - h_{V.4}) \quad \text{IV.6}$$

$\dot{Q}_V$: débit de vapeur

$h_{V,5}$: débit de vapeur au point 5

$h_{V,4}$: débit de vapeur au point 4

L'efficacité du générateur de vapeur est :

$$\eta_{GV} = \frac{\dot{Q}_{V,abs}}{\dot{Q}_{rec,abs}} = 100\% \quad \text{IV.7}$$

➤ **Le cycle de puissance :**

Le cycle de puissance utilisé pour la centrale solaire à tour est généralement le cycle conventionnel de Rankine.

L'équation qui régit ce cycle est comme suit :

$$\dot{Q}_{V,abs} = \dot{W}_{net} + \dot{Q}_{S.P.perdues} \quad \text{IV.8}$$

Où :

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_t - W_{P1} - W_{P2} \quad \text{IV.9}$$

$\dot{W}_{net}$: Travail net

W_{P1} : travail de pompe 1

W_{P2} : travail de pompe 2

L'efficacité du cycle de puissance est comme suit :

$$\eta_{S.P} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{V,abs}} \quad \text{IV.10}$$

Le rendement global du système est donné par :

$$\eta = \frac{\dot{W}_{net} \cdot \eta_{para}}{\dot{Q}} \quad \text{IV.11}$$

Les pertes thermiques au niveau du récepteur par les différents mécanismes : convection, rayonnement, conduction, réflexion, sont données par :

$$\dot{Q}_{rec,perdues} = \dot{Q}_{rec,conv} + \dot{Q}_{rec,ray} + \dot{Q}_{rec,ref} + \dot{Q}_{rec,cond} \quad \text{IV.12}$$

$$\text{Avec : } \dot{Q}_{rec,ray} = \xi_{moy} \cdot \sigma (T_{rec,sur}^4 - T_0^4) A_{champ} / C \quad \text{IV.13}$$

$\dot{Q}_{rec,ray}$: Énergie perdue par rayonnement (W)

ξ_{moy} : Émissivité moyenne de la surface du récepteur

σ : Constante de Stefan Boltzmann :

$$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ (W/m}^2 \cdot \text{K}^4\text{)}$$

$T_{rec,sur}$: Température de la surface du récepteur (K)

T_0 : Température de référence (K)

A_{champ} : Surface du champ solaire (m^2)

C : taux de concentration

$$\dot{Q}_{rec,ref} = \dot{Q}_{rec} \cdot F_r \cdot \rho \quad \text{IV.14}$$

$\dot{Q}_{rec,ref}$: Énergie perdue par réflexion (W)

F_r : Facteur de forme

ρ : Densité (kg/m^3)

$$\dot{Q}_{rec,con} = [h_{air,CF,int} (T_{rec,sur} - T_0) + h_{air,CN,int} + (T_{rec,sur} - T_0) / F_r] \cdot A_{champ} / C \quad \text{IV.15}$$

$Q_{rec,conv}$: Énergie Perdue par convection (W)

$h_{air,CF,int}$: Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par la convection forcée ($W/m^2 \cdot K$)

$T_{rec,sur}$: Température de la surface du récepteur (K)

$h_{air,CN,int}$: Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par convection naturelle ($W/m^2 \cdot K$)

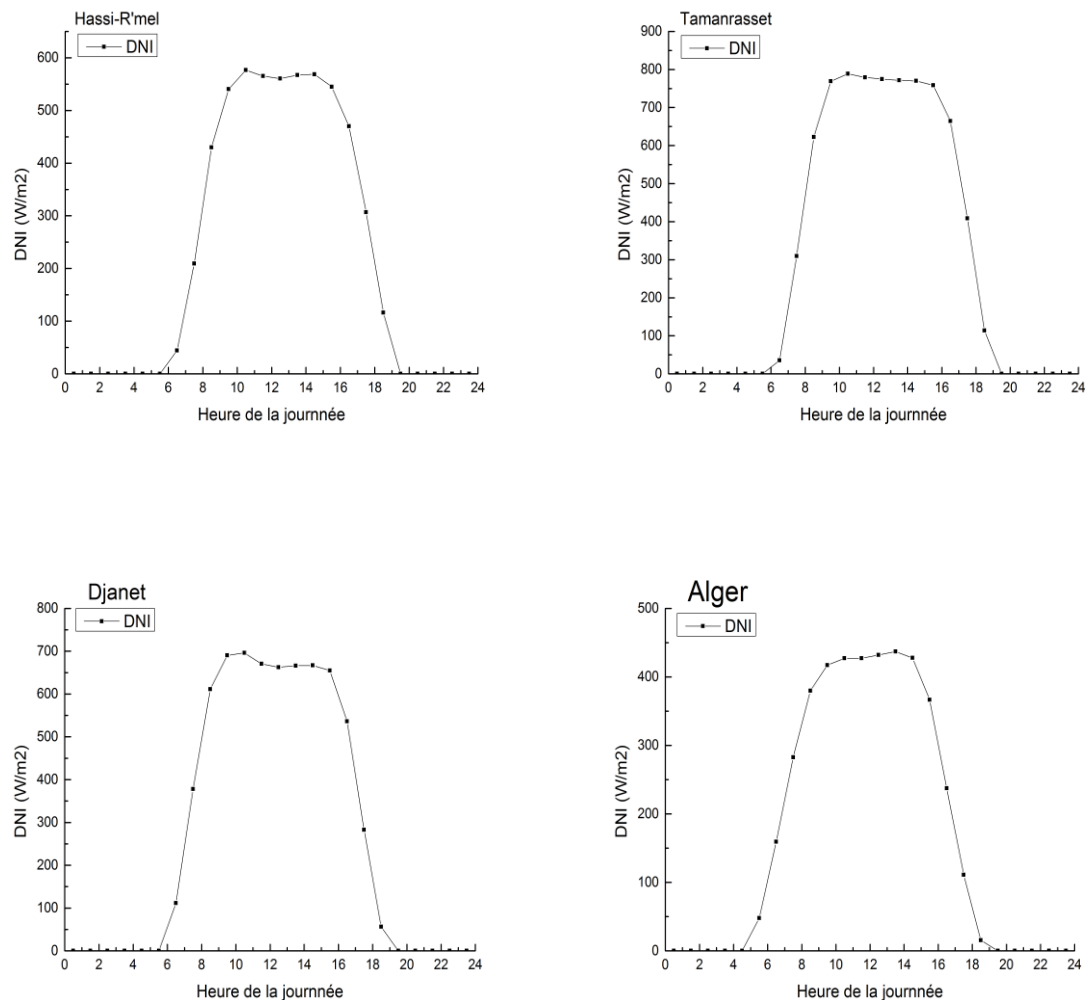
IV.2 Description des sites :

Les sites choisis pour cette étude sont : Tamanrasset, Hassi-R'mel, Alger et Djanet dans le sud de l'Algérie. Les données métrologiques de ces sites comme le DNI et la température ambiante sont tirées de la base de données NREL (données satellitaires), le tableau ci-dessus représente les paramètres de ces sites.

Tableau IV.1 : Paramètres métrologiques des sites.

Paramètres	Tamanrasset	Djanet	Hassi-R'mel	Alger
Latitude (°)	22.78	24.55	33.7	36.75
Longitude (°)	5.517	9.467	3.21	3
Altitude (m)	1377	1054	762	5
Température ambiante (°C)	22.7	23.5	16.7	17.8
Vitesse du vent (m/s)	3.6	3.2	4.6	2.5
DNI (KWh/m ² .an)	2759.4	2440.3	2008.4	1523.5

Les profils des DNI pour les 4 sites sont présentés ci-dessous :

**Figure IV.3** : Les profils des DNI pour les 4 sites

IV.3 Pourquoi nous avons choisi ces sites ?

- Longue durée de mesure de l'ensoleillement direct.
- L'irradiation normale directe supérieure ou égale à 1800KWh/m².an
- Topographie du site : plate, de pente inférieure à 5%
- Prix du terrain
- Nature du terrain
- Climat : chaud et sec
- Proximité du réseau électrique et gazier
- Proximité du réseau de gaz (pour l'appoint)
- Proximité aux infrastructures
- Prix de KWh électrique du conventionnelle élevé
- Disponibilité de sources d'eau
- Site éloigné des sources de poussière et des zones industrielles
- L'inexistence ou faible fréquence de vent de sable
- Site pas trop venté (-30 jours /an)
- Pas d'obstacle vers l'hémisphère sud
- Eloignement de résidences publiques

IV.4 Outil de modélisation :

System Advistor Model', '**SAM** ', est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL', les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d'énergie des Etats Unies le 'DOE', et du programmes et technologies de l'énergie solaire le 'SETP'. Le logiciel 'SAM' calcule le coût de production d'électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l'emplacement de l'installation et les coûts d'exploitation, le type de financement, le crédit d'impôt applicable, les incitatifs, et les spécifications du système. Le logiciel est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la

production et le coût de l'énergie. L'interface du tableur de SAM permet d'échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d'optimisation, et de simulation. Il peut déterminer les performances et faire l'analyse économique des centrales à concentration solaire tels que les centrales solaires à tours, et les concentrateurs cylindro-paraboliques, les concentrateurs linéaires de Fresnel, systèmes photo voltaïques, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications. [43] <https://sam.nrel.gov/>



Figure IV.4 : Page de démarrage du logiciel.

IV.5 Les paramètres de conception :

Les composants des centrales CSP devrait avoir une conception optimisée pour un meilleur ajustement avec les HTF, les systèmes de stockage thermique d'énergie (TES), les paramètres du champ solaire et le bloc de puissance.

Le champ solaire (miroirs et collecteurs de chaleur) d'une centrale CSP doit être surdimensionné par rapport à la capacité électrique nominale (MW) de la centrale. Ainsi, à partir d'un point de vue technique, les exigences de conception sont le facteur multiple solaire (SM), la fraction de combustible de remplissage (FFF) de l'hybridation, le facteur de capacité (efficacité CF) et la capacité du système de stockage (Heures de pleine charge FLH).

- **Multiple solaire (SM)** : est la surface d'ouverture du champ exprimée comme un multiple de la surface d'ouverture nécessaire pour faire fonctionner le cycle de puissance à sa capacité nominale.

- **Heures de pleine charge (FLH) :** c'est le nombre d'heures que le système de stockage peut fournir de l'énergie à la capacité d'entrée de turbine de conception de bloc de puissance.
- **Fraction de combustible de remplissage (FFF) :** c'est une fraction de la production brute de la turbine de conception de bloc de puissance qui peut être atteint par la chaudière de sauvegarde. Il sert à calculer l'énergie de la chaudière de sauvegarde.
- **Facteur de capacité (CF) :** C'est le rapport entre la valeur prévue de la production électrique du système au cours de la première année de fonctionnement et la production indiquée sur la plaque signalétique, qui est équivalente à la quantité d'énergie que le système produirait s'il fonctionnait à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année
- **Le coût actualisé de l'électricité (LEC) :** C'est la valeur nette du coût unitaire de l'électricité sur la durée de vie d'un actif de production. L'optimisation des centrales électriques (configurations, technologies, modèles et scénarios) est faite généralement sur la base de ce paramètre, il est calculé par :

$$LEC = \frac{\text{somme des coûts}}{\text{somme de l'énergie électrique produite}}$$

IV.6 Optimisation de la centrale (configurations, technologies, modèles et scénarios)

La méthode d'optimisation utilisée dans la stimulation est celle intégrée dans le logiciel

SAM. Différentes configurations ont été choisies pour la centrale en fonction du type de HTF, type du condenseur (refroidissement par voie humide: évaporation, refroidissement à sec: refroidi par air), le type de récepteur (externe, cavité), type de configuration de boucle (un seul passage, plusieurs passages), afin de déterminer la configuration optimale, pour les différents modèles proposés: Tous les paramètres cités ci-dessus et d'autres paramètres sont utilisés pour déterminer la configuration optimale de notre centrale.

Les modèles proposés sont :

- ✚ **Modèle 1 (M1) :** Champ solaire uniquement (sans stockage et sans système hybride).
- ✚ **Modèle 2 (M2) :** Intégration du système de remplissage (sans stockage).
- ✚ **Modèle 3(M3) :** Intégration de stockage thermique (sans système hybride).
- ✚ **Modèle 4 (M4) :** Intégration du système hybride et stockage.

Le tableau ci-dessus représente les différentes configurations et scénarios :

Tableau IV.2 : Technologies, configurations et scénarios de modèles proposés

Technologies	Scenarios
T1 : Sel fondu comme HTF et récepteur de type externe T2 : Sel fondu comme HTF et récepteur à cavité	S1 : Refroidissement par évaporation S2 : Refroidissement par air sec

La figure suivante représente les étapes à suivre pour déterminer les performances optimales de notre centrale :

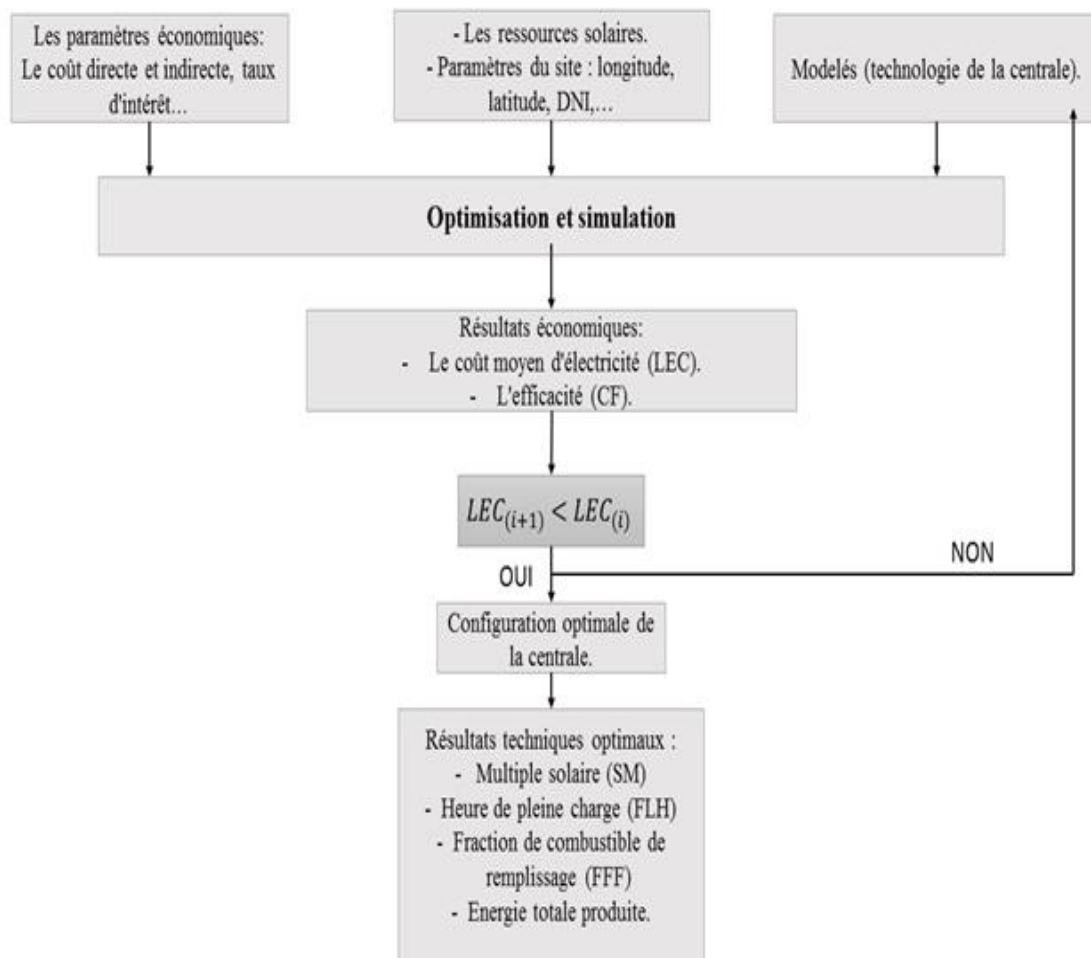


Figure IV.5 : organigramme de calcul des performances optimale de la centrale

IV.7 Méthodologie d'optimisation

Dans cette section et en utilisant les paramètres d'entrées (données techniques et économiques) du tableau IV.1, des analyses de sensibilité à la base des différents paramètres ont été effectuées à savoir : l'efficacité (CF), LEC, énergie annuelle fournie par la centrale avec et sans stockage, et le système de récupération (BS) et cela pour une capacité de 50 MW, ces derniers ont été simulés pour différentes configurations et scénarios du tableau IV.2.

La simulation a été réalisée en changeant les paramètres d'entrées suivants : SM, FFF de BS et FLH de STE. La simulation a été faite avec une durée de vie du projet de 30 ans,

Pour la modélisation de notre centrale solaire à tour, les paramètres utilisés sont les suivants : L'héliostat de Type 394 construit par R. Pitz-Paal, et les deux récepteurs : externe de type 395 de laboratoire Sandia et le récepteur à cavité de type 495 de Ciemat.

Modèle 1 : mode 100 % solaire

Introduction

Contrairement aux conceptions de systèmes paraboliques, qui sont basées sur des conceptions modulaires de composants individuels, les conceptions des centrales solaires à tour nécessitent une optimisation de la hauteur de la tour du récepteur et de la géométrie de l'héliostat. De même, les conceptions de systèmes linéaires de Fresnel nécessitent une optimisation de la surface d'ouverture totale et de la longueur du collecteur.

Le champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour représente environ 50% des coûts d'investissement. Par conséquent, il est important de réduire les coûts des héliostats dans la mesure du possible afin d'améliorer et de renforcer la viabilité économique de la technologie des tours solaires. En outre, les coûts d'entretien sont plus élevés pour un champ solaire avec de petits héliostats, en raison du nombre de systèmes de contrôle requis beaucoup plus grand par rapport à un champ héliostat de même taille avec de grands héliostats. Il est donc nécessaire d'optimiser la taille de l'héliostat, afin de réduire les investissements et les coûts de maintenance pour rendre notre centrale à tour plus compétitif.

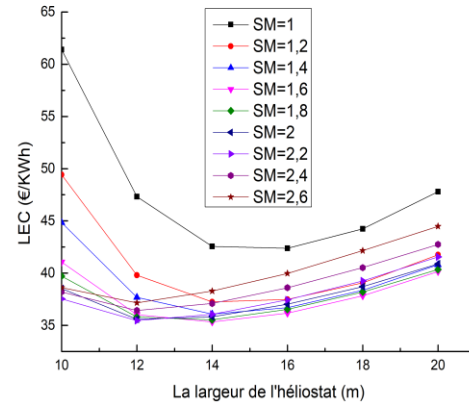
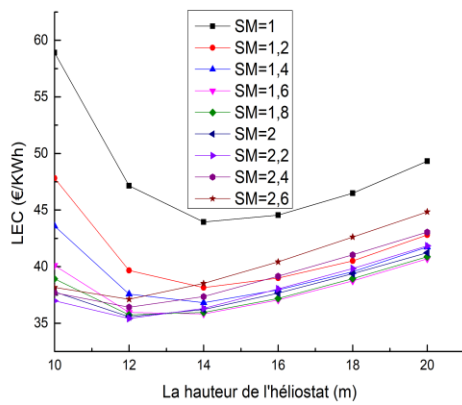
Sur cette base, il est nécessaire de déterminer les géométries optimales du collecteur et du récepteur pour les centrales à tour (le champ d'héliostat et le récepteur).

Dans cette première partie, nous proposons d'effectuer un calcul d'optimisation des dimensions de notre champ solaire à savoir : la hauteur et la largeur de l'héliostat. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :

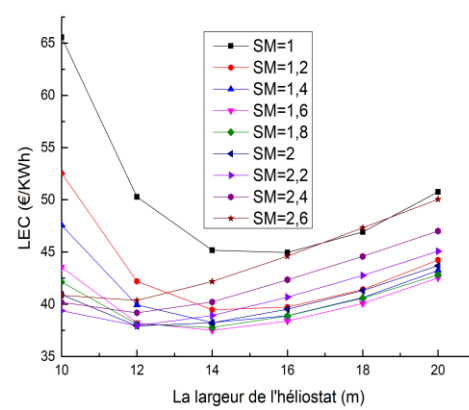
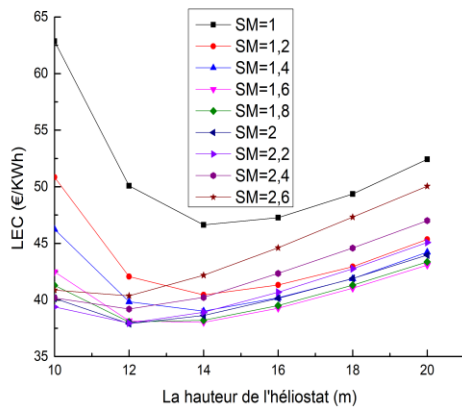
❖ Optimisation des géométries de la centrale

➤ Site de Hassi-R'mel

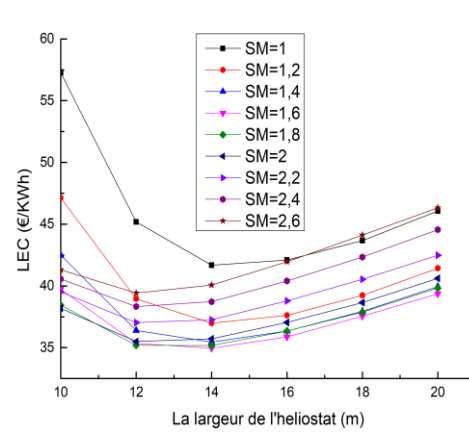
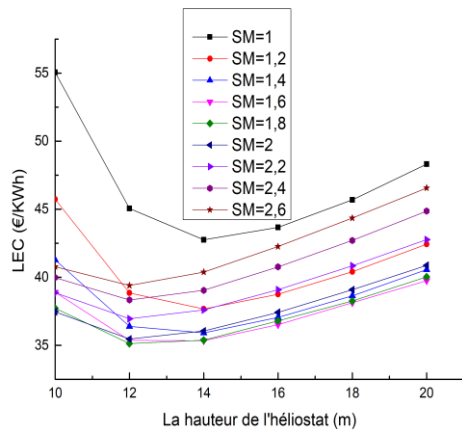
T1-S1



T1-S2



T2-S1



T2-S2

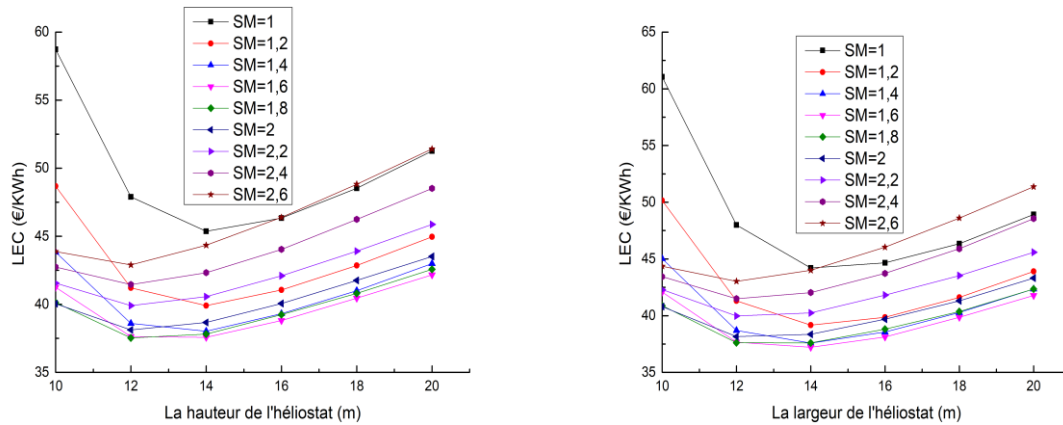
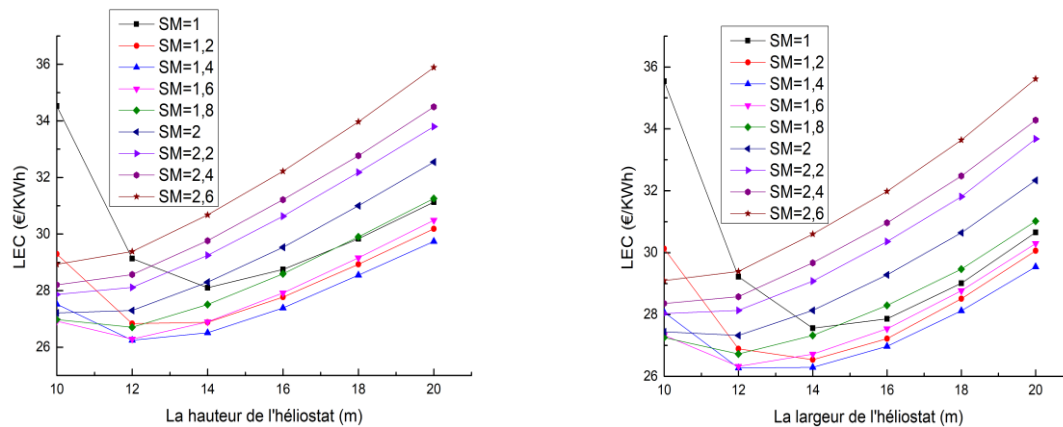


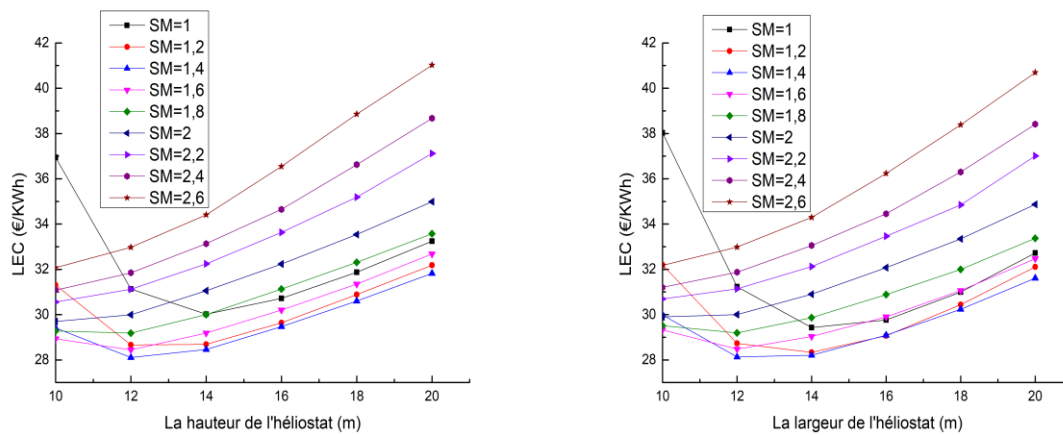
Figure IV.6 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Hassi-R'mel

➤ Site de Tamanrasset

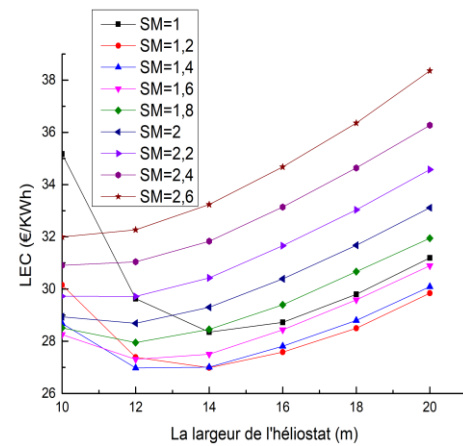
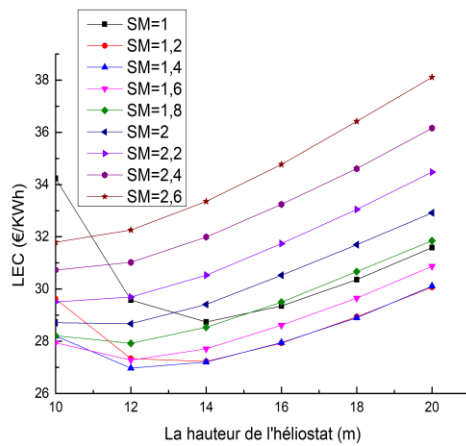
T1-S1



T1-S2



T2-S1



T2-S2

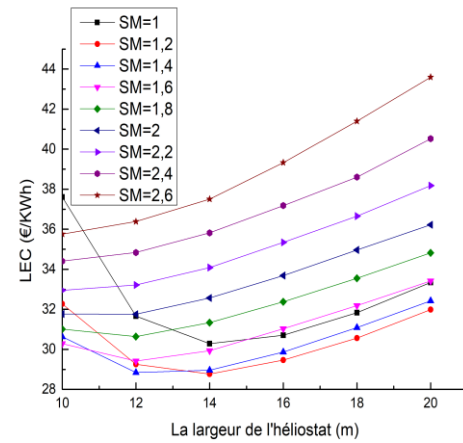
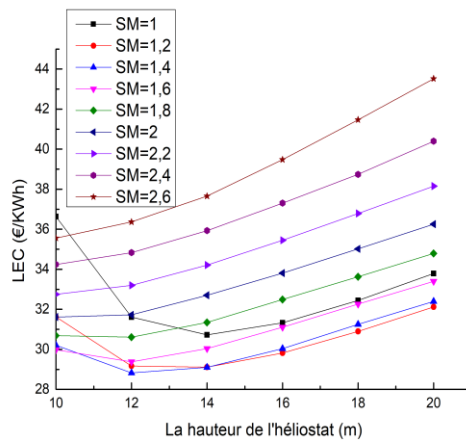
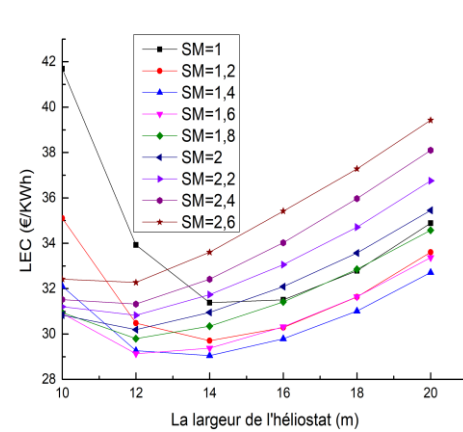
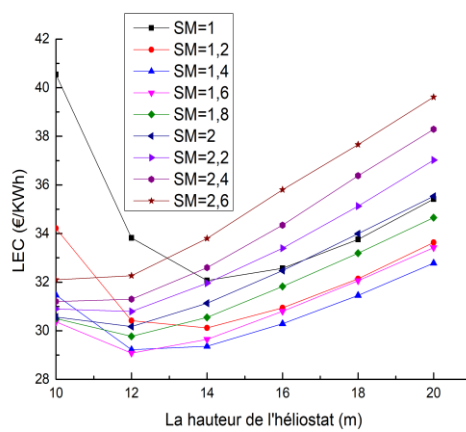


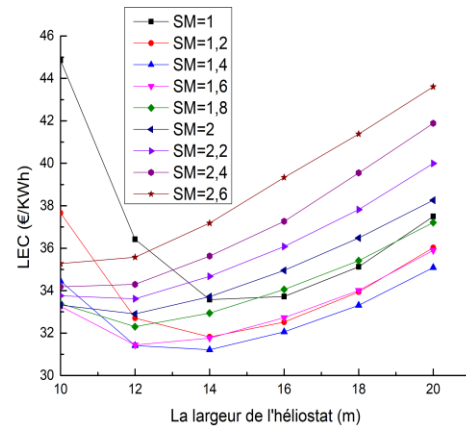
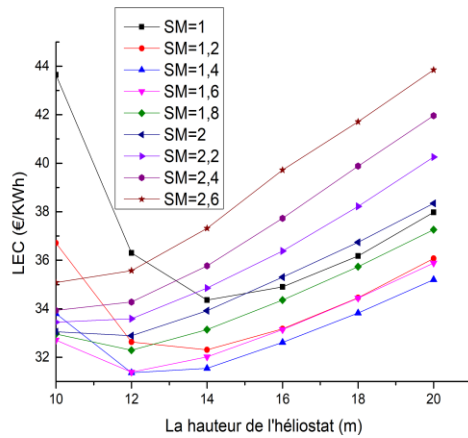
Figure IV.7 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Tamanrasset

➤ Site de Djanet

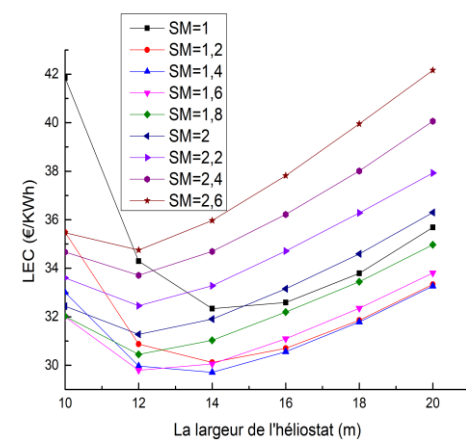
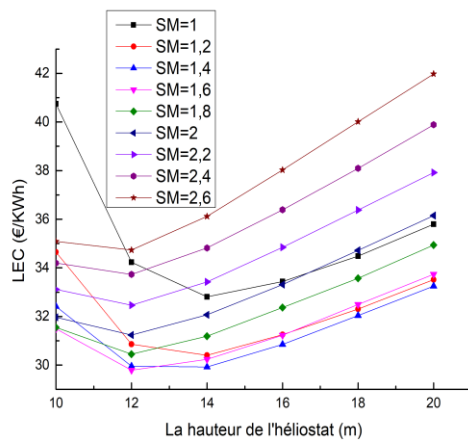
T1-S1



T1-S2



T2-S1



T2-S2

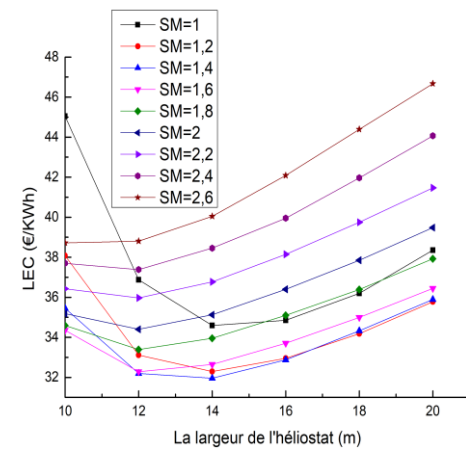
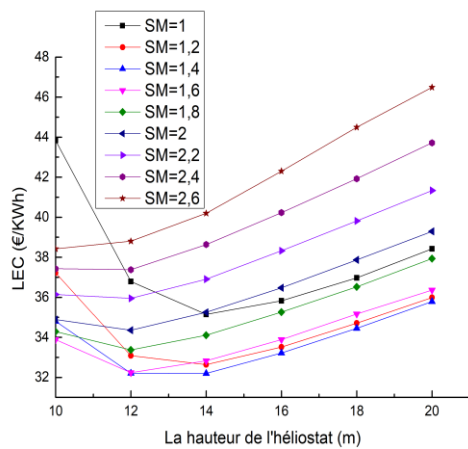
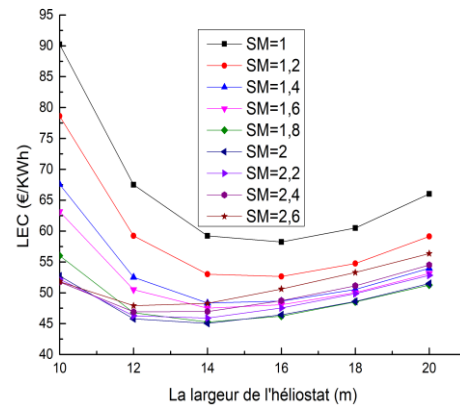
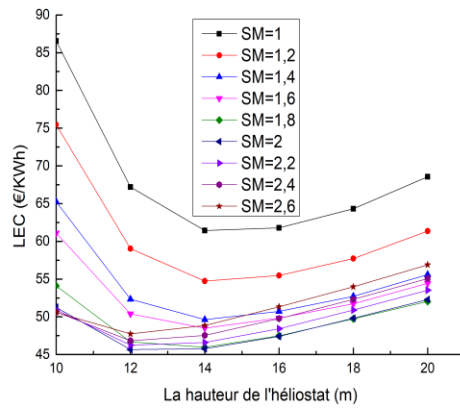


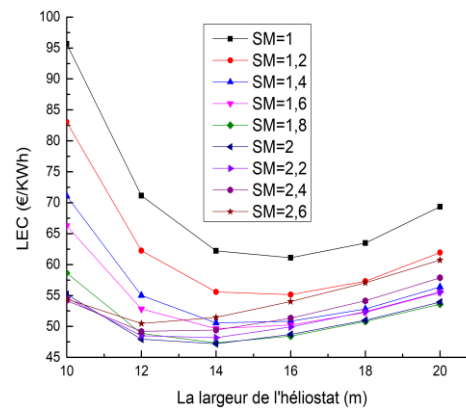
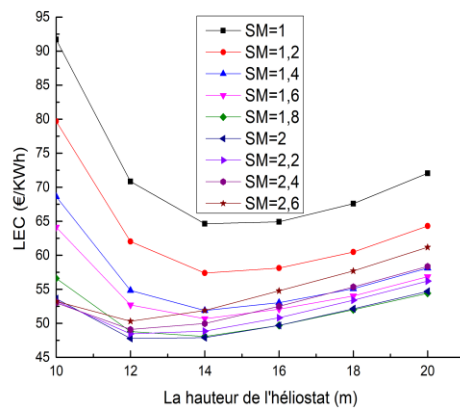
Figure IV.8 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Djanet

➤ Site d'Alger

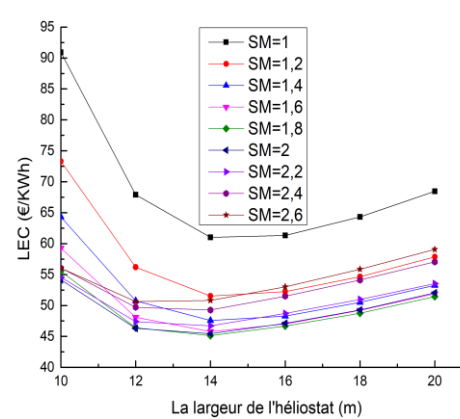
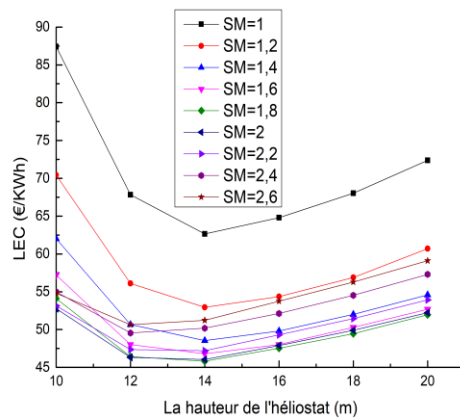
T1-S1



T1-S2



T2-S1



T2-S2

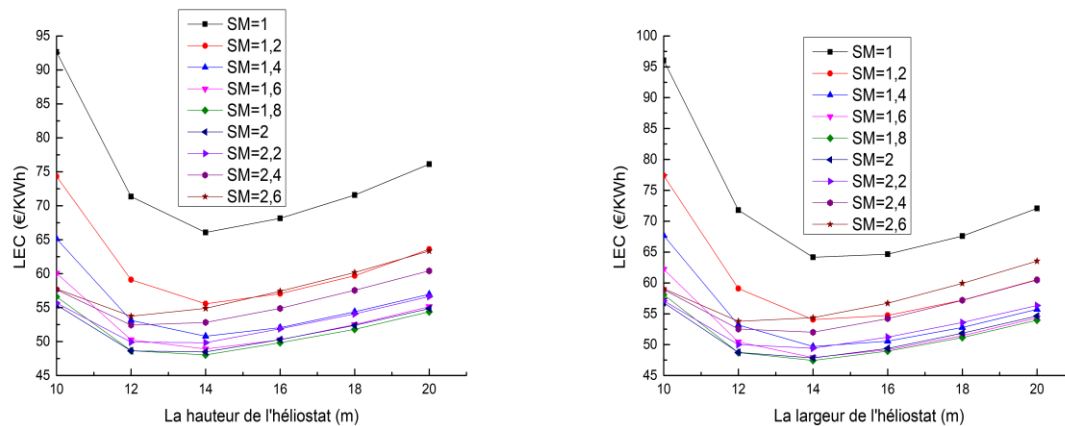


Figure IV.9 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Alger

Les figures montrent l'effet de dimensions de l'héliostat sur le LEC avec différentes valeurs de SM pour différentes technologies et scénarios. La forme de l'héliostat choisi est rectangulaire en raison de sa couverture maximale au sol de 58% par rapport aux autres formes. Ensuite, un angle de portée égal à 120° est choisi pour le récepteur de cavité et 360° pour le récepteur externe. De plus, la distribution optimale des héliostats se fait grâce à une technologie optimale (assistant d'optimisation est basé sur le code DELSOL3 de Sandia National Laboratories) modélisé dans le logiciel SAM et la largeur et la hauteur de l'héliostat sont simulées pour une plage de 10 à 20 m.

Les résultats montrent que le LEC varie d'une façon exponentielle, il diminue lorsque le champ d'héliostat (SM) augmente pour une seule valeur de la longueur et la largeur, et les dimensions de l'héliostat augmentent jusqu'à SM optimale parce que l'énergie produite augmente en raison de la grande quantité de flux réfléchi sur le récepteur et il est clair que l'augmentation de SM au-delà de la valeur optimale sera inutile.

On peut constater aussi que le coût diminue avec l'augmentation de la surface de champ solaire jusqu'à la valeur optimale ou l'électricité nette générée est supérieure au coût du cycle de vie, au-delà de cette valeur, le LEC augmente en raison des coûts élevés d'investissement et de maintenance de la grande surface du champ solaire de la centrale.

A partir des résultats obtenus, on peut constater que :

- Le refroidissement par voie humide est meilleur par rapport au refroidissement sec, il suffit juste de choisir un site où les ressources en eau sont disponibles et gratuites

- À partir d'une certaine valeur de SM (surface du champ solaire), il sera inutile d'augmenter la surface car les réflecteurs ne vont pas contribuer dans la concentration du rayonnement, et cela est bien apparent dans les résultats obtenus où la production annuelle diminue malgré l'augmentation du champ solaire

L'utilisation des sels fondus comme HTF donne de meilleures performances pour tous les sites, cela est dû aux valeurs des irradiances normales directes élevées pour les quatre sites sélectionnés qui dépassent les 1800 kWh/m².an, et comme les températures de fonctionnement des sels fondus sont élevées (238°C- 593°C), Ce qui rend l'utilisation de ces derniers est plus rentable par rapport aux autres HTF.

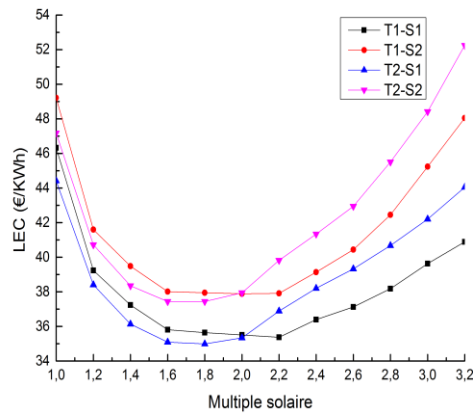
Le tableau suivant représente les largeurs et les hauteurs optimales :

Tableau IV.3 : Les dimensions optimales de l'héliostat

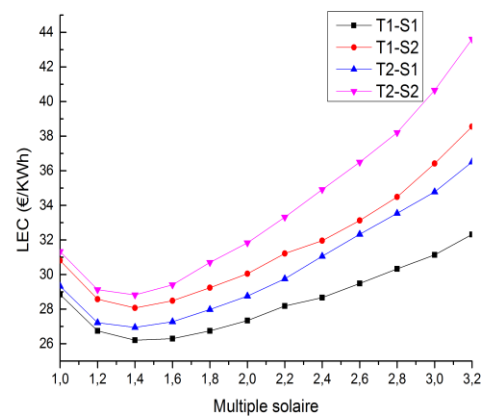
Sites	Les dimensionne de l'héliostat	
	H _{opt}	L _{opt}
Hassi-R'mel	12.2	12.2
Tamanrasset	12.2	12.2
Djanet	12.2	14
Alger	14	14

❖ Optimisation des performances du modèle 1

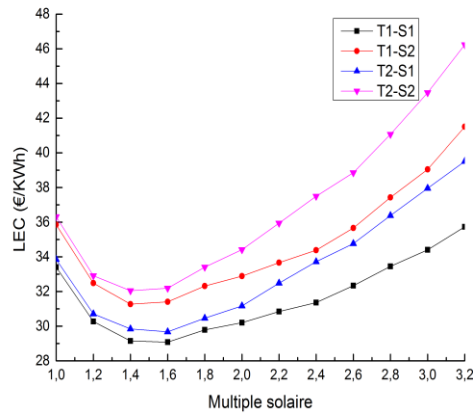
En utilisant les paramètres optimaux de la section précédente, l'effet du champ solaire (SM) sur le LEC a été simulé pour le champ solaire uniquement sans stockage et sans système de remplissage (BS), pour différentes technologies et scénarios. Ensuite, les configurations optimales ont été obtenues et données dans le tableau IV.3, pour notre centrale à faible LEC et SM optimale.



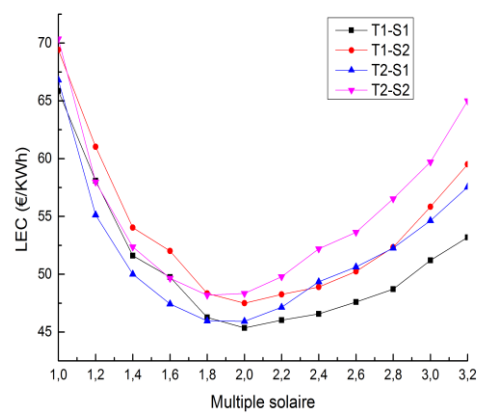
Hassi-R'mel



Tamanrasset



Djanet



Alger

Figure IV.10 : La variation du LEC en fonction de multiple solaire avec différentes technologies et scénarios

Tableau IV.4 : Configurations optimales de Modèle 1

Tamanrasset		Hassi-R'mel		Djanet		Alger	
Technologies et Scenarios	SM _{Opt}	Technologies et Scenarios	SM _{Opt}	Technologies et Scenarios	SM _{Opt}	Technologies et Scenarios	SM _{Opt}
T1-S1	1.4	T1-S1	1.6	T1-S1	1.6	T1-S1	2

À partir des résultats obtenus dans la section précédente les performances optimales avec le modèle 1 sont représentés dans la figure ci-dessus :

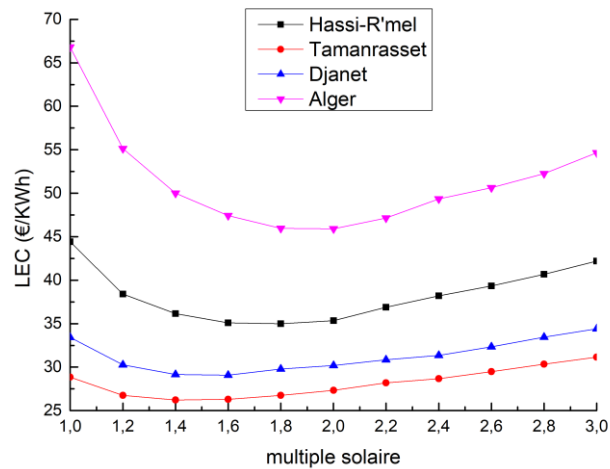


Figure IV.11 : Optimisation des performances de la centrale avec le modèle M1 pour les 4 sites (Mode 100 % solaire)

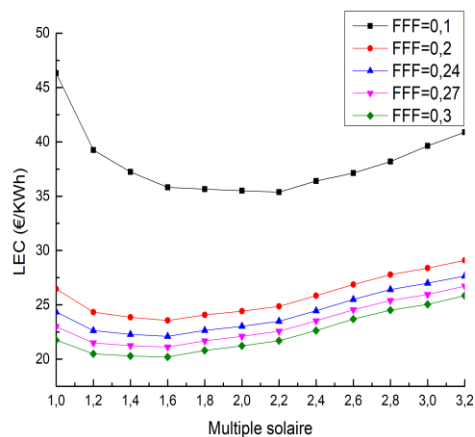
Modèle 2 : Intégration d'un système hybride

❖ Optimisation des performances du modèle 2

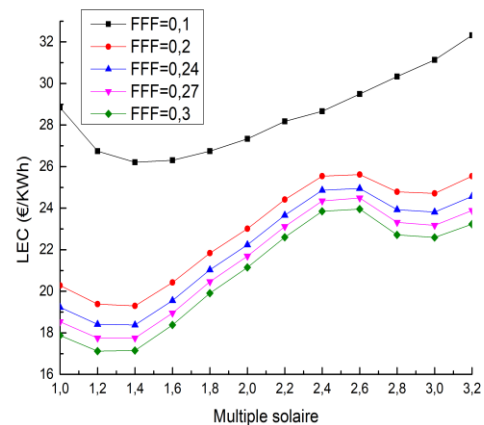
Dans cette section, nous avons déterminé l'effet du système de remplissage fossile sur les performances optimales de notre centrale du modèle 1 pour différentes valeurs de FFF.

Si FFF est supérieure à zéro pour toute période, le système est considéré comme incluant un brûleur fossile qui réchauffe le HTF avant qu'il ne soit transmis au cycle de puissance, c.-à-d. lorsque l'énergie solaire livrée au cycle de puissance est inférieure à celle nécessaire pour fonctionner le bloc de puissance à sa capacité nominale, le réchauffeur de secours fournirait suffisamment d'énergie pour compenser l'énergie thermique manquante.

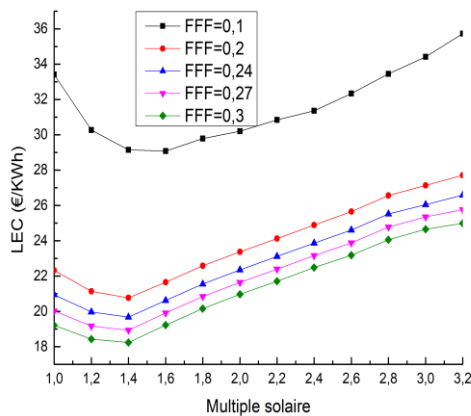
Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :



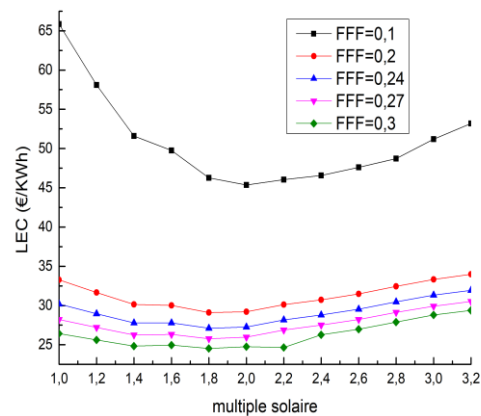
Hassi-R'mel



Tamanrasset



Djanet



Alger

Figure IV.12 : Optimisation des performances de la centrale avec le modèle M2 pour les 4 sites (intégration d'un système hybride)

Dans cette partie, nous avons déterminé l'effet de l'hybridation sur les performances optimales de la centrale pour différentes valeurs de FFF qui varient de 0,1 à 0,3.

En analysant les résultats obtenus dans le deuxième modèle, on remarque que le LEC diminue en fonction de l'augmentation de la fraction du combustible de remplissage, jusqu'à sa valeur optimale avec un SM de 1,6 pour Hassi-R'mel, 1,4 pour Tamanrasset, 1,4 pour Djanet, et 1,8 pour Alger, au-delà de cette valeur le LEC augmente. Les résultats obtenus montrent que le LEC diminue lorsque la fraction de combustible augmente, cette diminution du coût s'explique par une diminution importante de la surface de champ solaire et par une augmentation de l'énergie thermique produite, cette dernière est dû à une production suffisante de l'énergie thermique assurée par la chaudière de sauvegarde qui fournit une énergie supplémentaire lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible, ce qui confirme l'avantage de l'hybridation par rapport au modèle précédent, l'intégration d'un système hybride mène alors à une réduction de la surface de champ solaire et à une réduction de coût.

En comparant ces résultats avec ceux du premier modèle, on constate que la surface d'ouverture du champ solaire et le LEC optimal diminue et la production d'électricité annuelle augmente. (On prend à titre d'exemple le site de Tamanrasset, la production d'électricité annuelle dans le 1^{er} modèle est faible par rapport au 2^{ème} modèle, cette plus-value revient à l'intégration d'un système hybride (chaudière de sauvegarde).

Ces résultats nous confirment l'avantage d'intégrer un système hybride dans la centrale par rapport à un mode 100% solaire

Les performances optimales de l'installation en utilisant le deuxième modèle sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.5 : Les performances optimales de la centrale en optimisant le 2 modèle (intégration d'un système hybride)

FFF	Djanet			Hassi-R'mel			Alger			Tamanrasset		
	SM _{OP}	LEC _{opt} (Cents/KW)	Energie annuelle (GWh)	SM _{OP}	LEC _{opt} (Cents/KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM _{OP}	LEC _{opt} (Cents/KW)	Energie annuelle (GWh)	SM _{OP}	LEC _{opt} (Cents/KW)	Energie annuelle (GWh)
0.1	1.6	29,08	131.776	2.2	35,37	120.812	2.0	45.36	90.4116	1.4	26,21	140.908
0.2	1.4	20,77	180.609	1.6	23,57	166.265	1.8	29.11	138.438	1.4	19,30	195.531
0.24	1.4	19,68	191.409	1.6	22,10	178.116	1.8	27.11	149.230	1.4	18,38	206.134
0.27	1.4	18,94	199.551	1.6	21,12	186.973	1.8	25.77	157.468	1.4	17,75	214.124
0.3	1.4	18,24	207.869	1.6	20,21	195.991	1.8	24.53	165.962	1.4	17,15	222.283

Modèle 3 : Intégration d'un système de stockage et sans système hybride

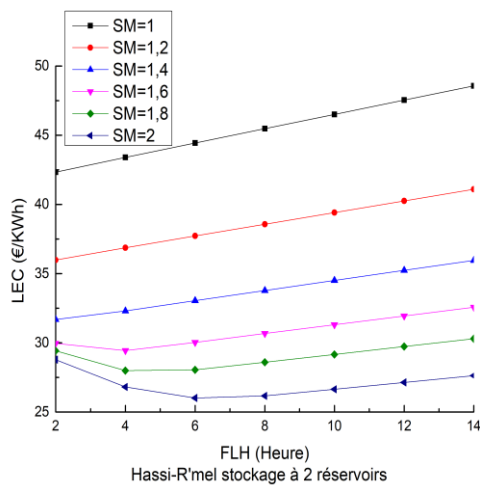
❖ Optimisation des performances du modèle 3 :

Les centrales solaires thermodynamiques sont confrontées à de nombreux obstacles économiques et techniques, qui doivent être largement compatibles avec l'énergie des combustibles fossiles. Le stockage d'énergie thermique permet à ces systèmes de surmonter de nombreux problèmes liés à l'intermittence de l'énergie solaire. Des techniques de contrôle et d'optimisation avancées sont encore nécessaires pour aider ces centrales à fonctionner plus efficacement, ce qui les rend plus techniquement et économiquement viables.

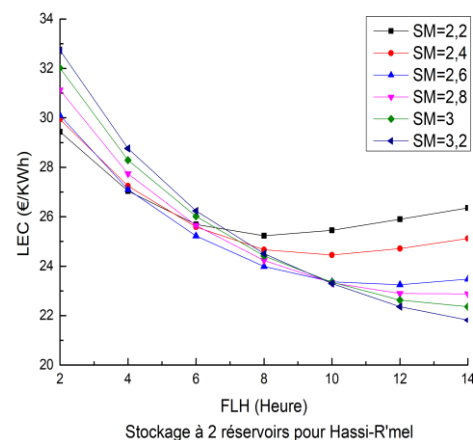
Dans les centrales solaires à tour, le stockage thermique est fortement recommandé à cause des niveaux de températures très élevées atteints, ce qui mène à un surplus d'énergie thermique produite par ce dernier, pour cette raison nous proposons dans cette section une étude détaillée de stockage thermique de notre centrale solaire à tour. Deux types de stockage sont étudiés à savoir : deux réservoirs et thermocline (un seul réservoir).

Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :

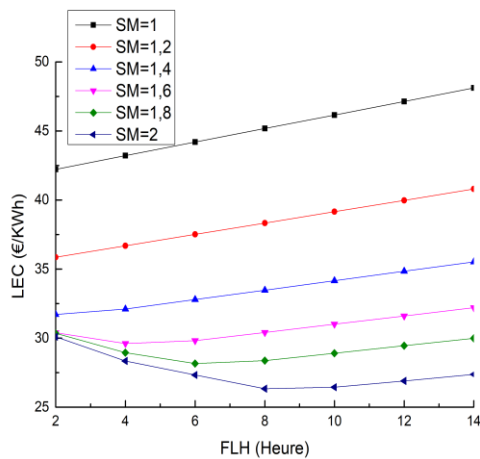
➤ Site de Hassi-R'mel



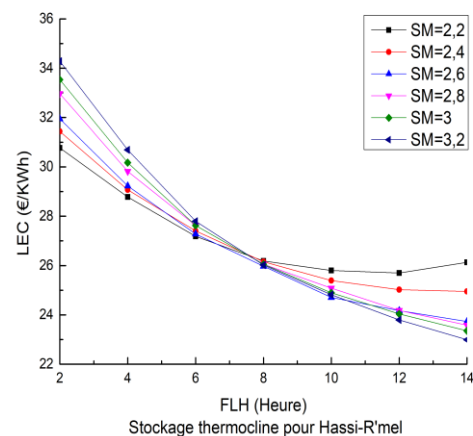
Hassi-R'mel stockage à 2 réservoirs



Stockage à 2 réservoirs pour Hassi-R'mel

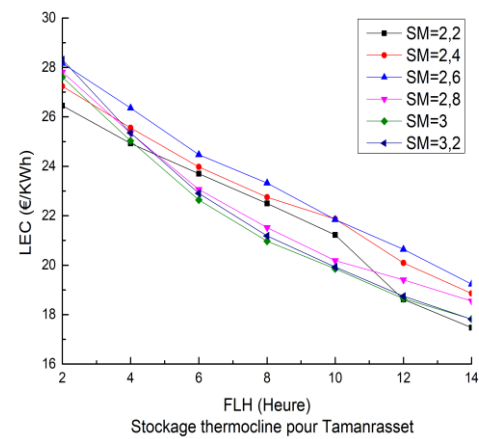
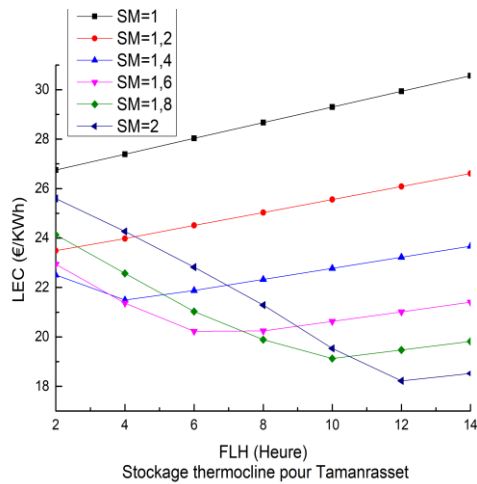
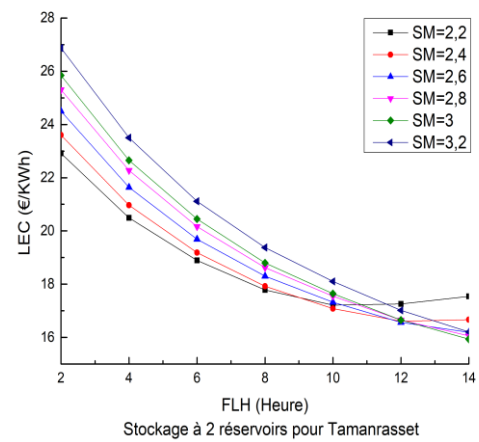
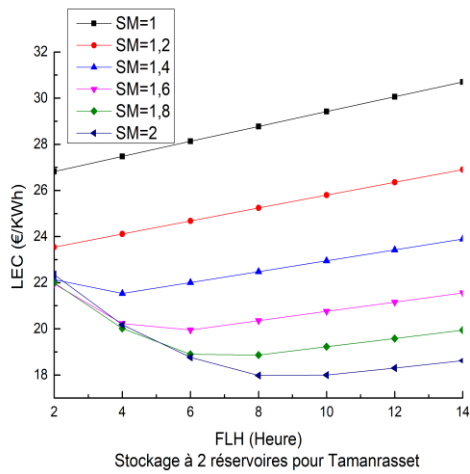


Stockage thermocline pour Hassi-R'mel

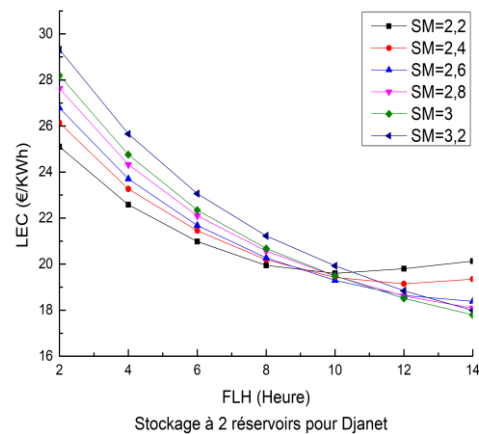
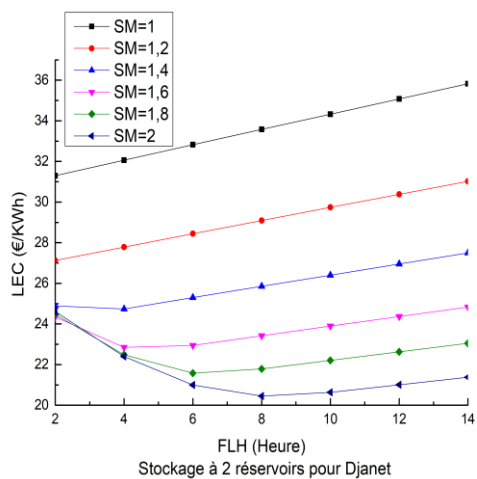


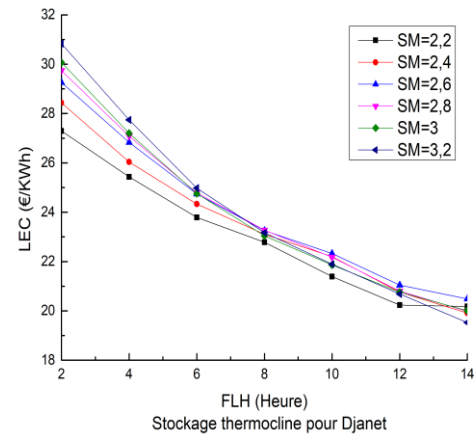
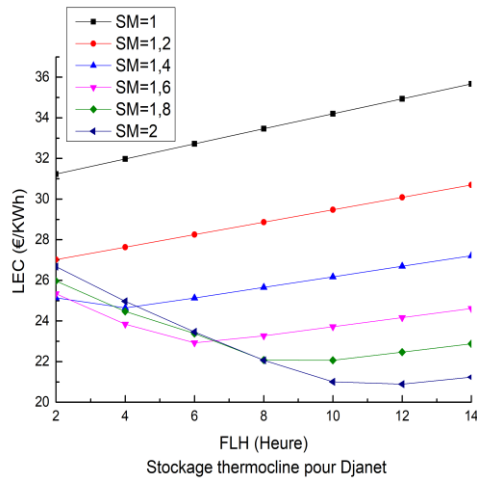
Stockage thermocline pour Hassi-R'mel

➤ Site de Tamanrasset



➤ Site de Djanet





➤ Site de Alger

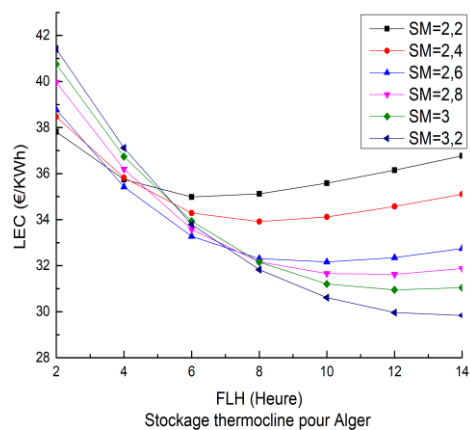
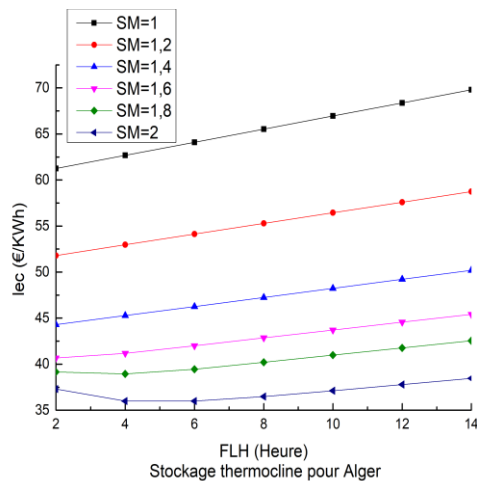
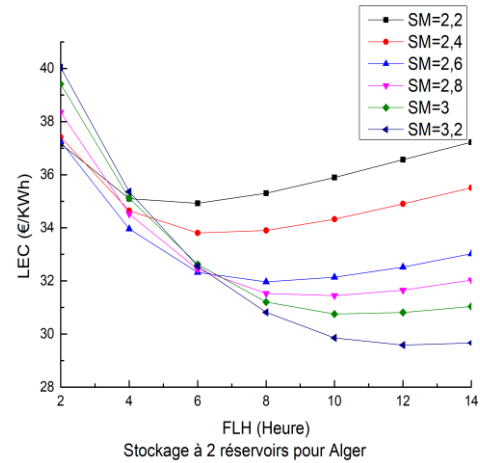
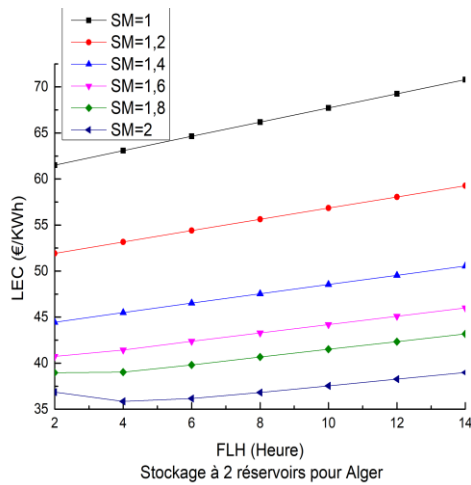


Figure IV.13: Optimisation des performances de la centrale avec le M3(intégration d'un système de stockage sans système hybride)

Les figures montrent que le LEC augmente linéairement avec FLH pour les faibles valeurs de SM jusqu'à la valeur de 1.8, au-delà de cette valeur, il commence à diminuer jusqu'à la valeur optimale de SM qui est grande par rapport aux autres modèles, puis revient à augmenter, ce qui signifie que la zone du champ solaire a augmenté avec une capacité de stockage suffisante afin de collecter suffisamment d'énergie pour le système TES. Alors le système de stockage nécessite un large champ solaire. Dans tous les sites, les sels fondus sont meilleurs par rapport aux autres fluides, et le système de stockage à deux réservoirs est le meilleur par rapport à la technique thermocline.

Les valeurs des SM optimales avec ceux de FLH optimales sont représentées dans le tableau ci-dessous :

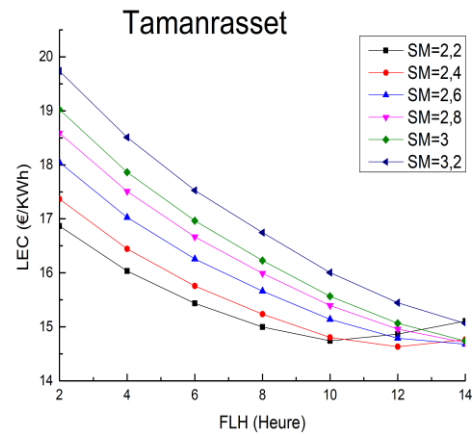
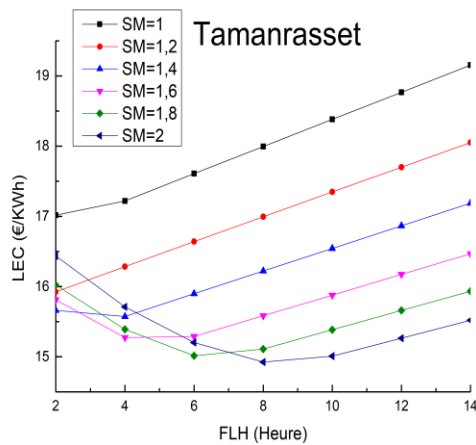
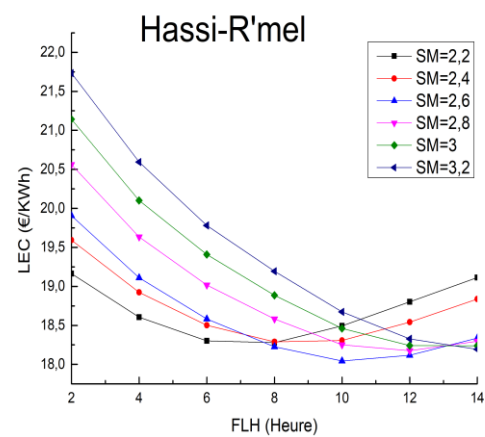
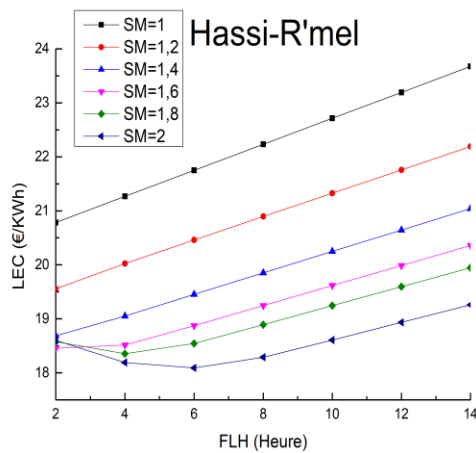
Tableau IV.6 : Les performances optimales de la centrale en optimisant le 3 modèle intégration d'un système de stockage sans système hybride.

	Hassi-R'mel				Tamanrasset				Djanet				Alger			
	SM _{op}	FLH _{op} (Heure)	LEC _{op} (€/KWh)	EN.an _{op} (KWh)	SM _{op}	FLH _{op} (Heure)	LEC _{op} (€/KWh)	EN.an _{op} (KWh)	SM _{op}	FLH _{op} (Heure)	LEC _{op} (€/KWh)	EN.an _{op} (KWh)	SM _{op}	FLH _{op} (Heure)	LEC _{op} (€/KWh)	EN.an _{op} (KWh)
Deux Réservoirs	2	8	26,1665	1,73.10 ⁸	1.6	6	19,9515	2,09.10 ⁸	2	8	20,4524	2,25.10 ⁸	3	10	30,7576	1,75.10 ⁸
Thermocline	2.2	12	25,6978	1,90.10 ⁸	1.8	10	19,1252	2,36.10 ⁸	2.2	12	20,2351	2,43.10 ⁸	2.6	10	32,1634	2,08.10 ⁸

Modèle 4 : Intégration d'un système hybride avec un système de stockage

❖ Optimisation des performances du modèle 4

Dans la dernière étape, nous allons déterminer l'intérêt de STE et BS sur les performances optimales de notre centrale (LCOC, l'énergie produite, et le facteur de capacité). Les configurations optimales du modèle 3 ont été utilisées pour le stockage, et FFF de BS a été utilisé pour la partie hybride, ces derniers vont être étudiés pour différentes valeurs de SM et de FLH. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :



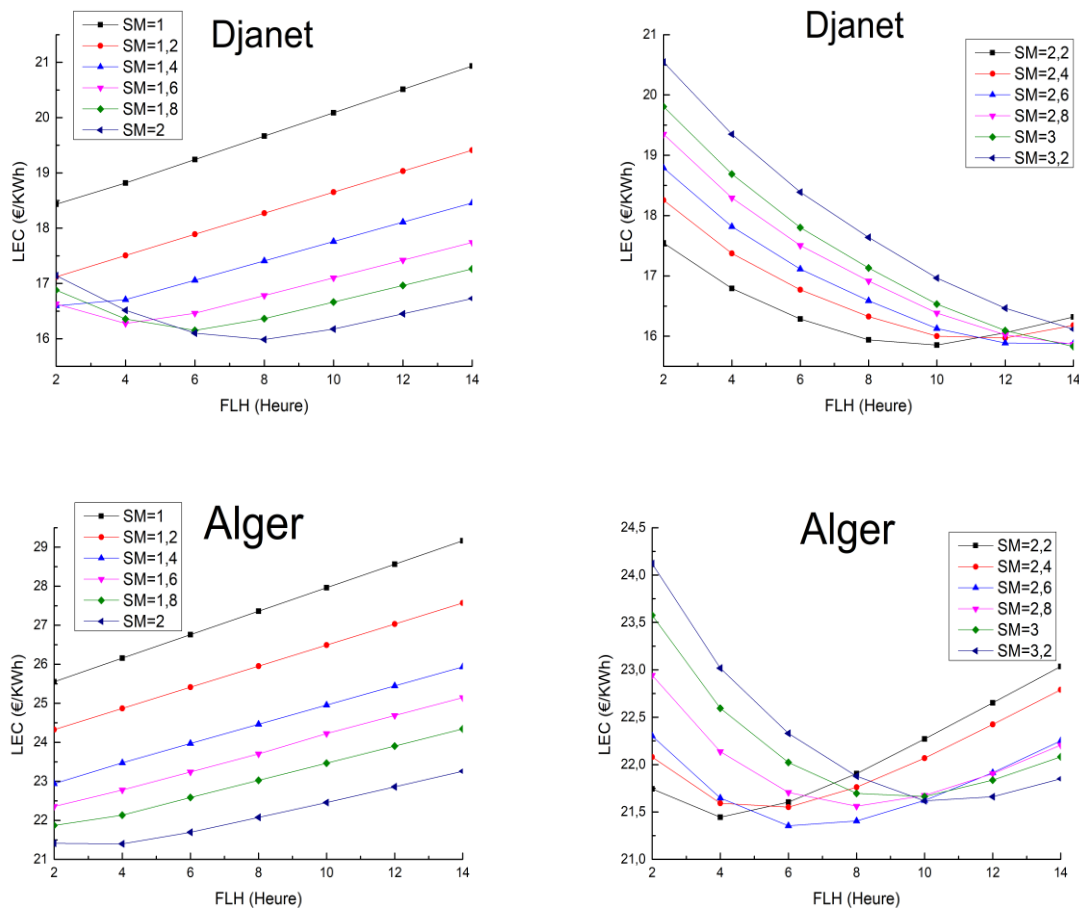


Figure IV.14 : Optimisation des performances de la centrale avec le M4 (intégration d'un système hybride avec un système de stockage)

D'après les figures, il est clair que FLH optimale est le même que le modèle 3, la seule différence est que le champ solaire diminue à cause du système de remplissage, ce qui montre l'importance de ce système qui permet de réduire la surface de champ solaire, ce qui va mener à une réduction importante du LCOE.

Ce modèle est le meilleur par rapport aux autres, car l'énergie annuelle produite est supérieure par rapport aux autres modèles, et le LEC est faible, mais dans les centrales solaires à tour le modèle solaire avec un système de stockage reste la meilleure configuration à choisir à cause des niveaux des températures très élevée atteint par le récepteur, cela va mener à un surplus d'énergie thermique produite, alors un système de stockage d'énergie est très recommandé dans ce type de centrale, d'une part assurer une continuité de production et d'autre part exploiter le surplus d'énergie thermique produite en éliminant la chaudière de sauvegarde.

Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales sont donnés dans le tableau :

Tableau IV.7 : Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales

	Hassi-R'mel				Tamanrasset				Djanet				Alger			
	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4
SM_{Op}	1.6	1.6	2	2	1.4	1.4	1.6	1.6	1.6	1.4	2	2	2	1.8	2.4	2.4
FFFO_P(%)		0.3		0.3		0.3		0.3		0.3		0.3		0.3		0.3
FLH_{Op} (Heure)			8	8			6	6			8	8			10	10
LEC (€/KWh)	35,81	20,21	26,1665	18,2904	26,21	17,15	19,9515	15,2887	29,08	18,24	20,4524	15,9859	45,36	24,53	30,7576	22,0675
CF(%)	24.7	45.2	39,4088	58,5845	32.5	51.3	48,2352	64,4933	30.4	47.9	51,7971	67,718	20.8	38.3	40,4357	52,3766
EN.an (KWh/an)	$1,07.10^8$	$1,95.10^8$	$1,73.10^8$	$2,54.10^8$	$1,40.10^8$	$2,22.10^8$	$2,09.10^8$	$2,80.10^8$	$1,31.10^8$	$2,07.10^8$	$2,25.10^8$	$2,94.10^8$	$0,90.10^8$	$1,65.10^8$	$1,75.10^8$	$2,27.10^8$

IV.8 Etude de cas (calcul des performances)

Après avoir étudié et tester les configurations de notre centrale, nous avons enfin opté pour une configuration optimale : Un champ solaire avec un système de stockage à deux réservoirs (un stockage direct), cette configuration représente un avantage pour les centrales solaires à tour car on atteint des températures très élevées au niveau du récepteur, donc on aura un surplus d'énergie thermique produite par le champ, une partie sera injectée vers le bloc de puissance et l'autre va être stockée, elle est utilisée en cas de besoin (passage nuageux, la nuit). Dans ce qui suit on va étudier les performances énergétiques de la centrale :

Les figures suivantes représentent les performances de la centrale avec les paramètres optimaux trouvés dans la section précédente :

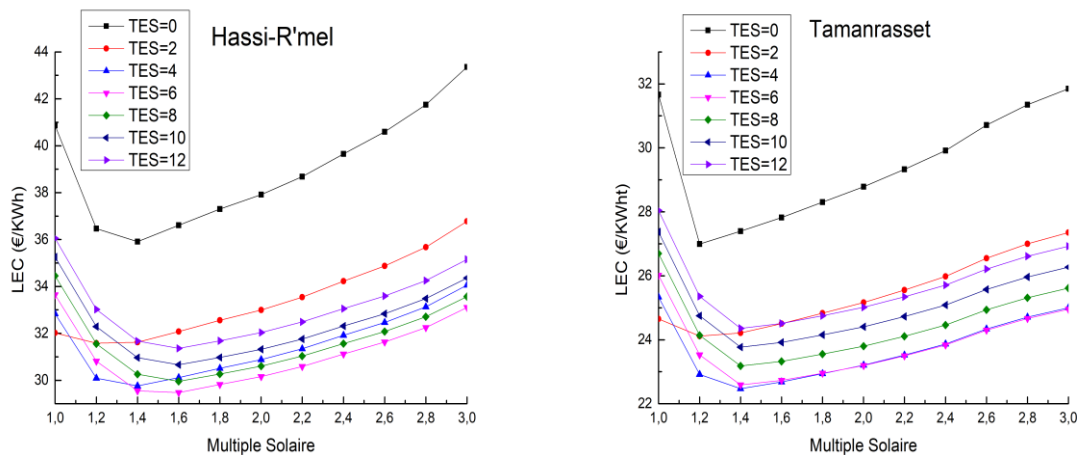


Figure IV.15 : Variation du coût actualisé de l'énergie en fonction de solaire multiple en variant le TES

Ces figures montrent les valeurs du coût actualisé de l'énergie pour différentes valeurs de stockage d'énergie thermique (TES), à une certaine valeur de SM optimal le coût augmente parce que l'énergie produite augmente en raison de la grande quantité de flux réfléchi sur le récepteur et il est clair que l'augmentation de SM au-delà de la valeur optimale sera inutile.

Pour le stockage thermique, il est bien apparent que le coût augmente avec l'augmentation du nombre d'heure de stockage, donc il faut trouver un compromis entre la surface de champ solaire et le stockage thermique, et cela pour faire fonctionner la centrale à sa capacité nominale (pas à pleine charge pas à charge partielle, et pas à surcharge).

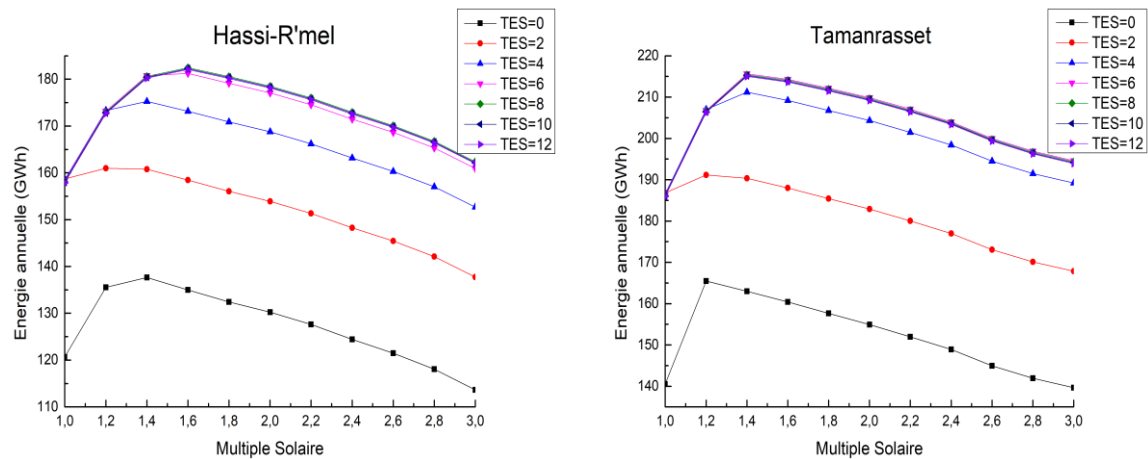


Figure IV.16 : Variation de l'énergie électrique produite en fonction de solaire multiple en variant le TES

Ces figures montrent la variation de la production d'électricité en fonction des différentes valeurs de stockage d'énergie thermique pour une taille donnée du champ d'héliostats spécifiée par le facteur du solaire multiple SM, le même comportement est enregistré avec les figures précédentes : à une certaine valeur de SM l'énergie produite diminue, donc il sera inutile de surdimensionner la surface de champ solaire.

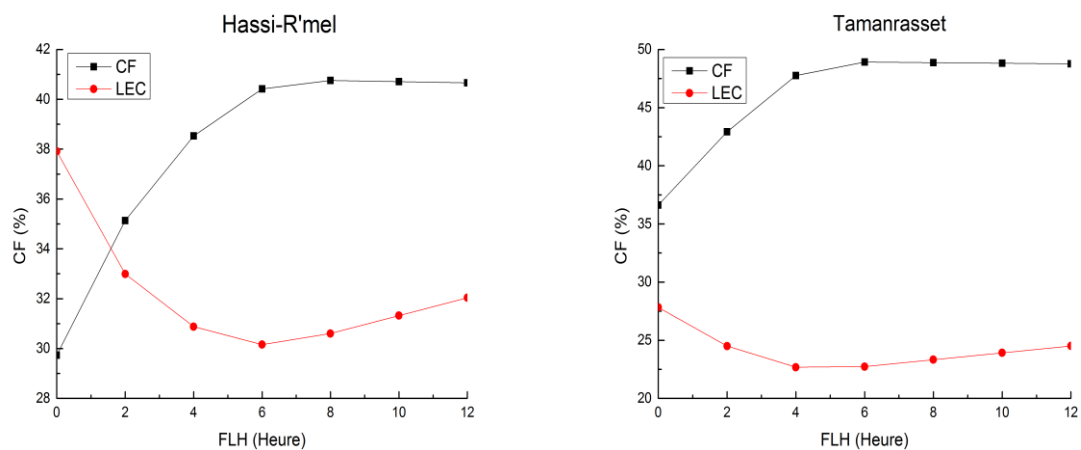


Figure IV.17 : Variation du CF et LEC en fonction de FLH

Ces figures donnent la variation du CF et du LEC en fonction de stockage thermique pour la valeur optimale du SM, les résultats nous donnent la valeur optimale du stockage d'énergie thermique correspondant à la valeur minimale de LEC et à la valeur maximale du facteur de capacité.

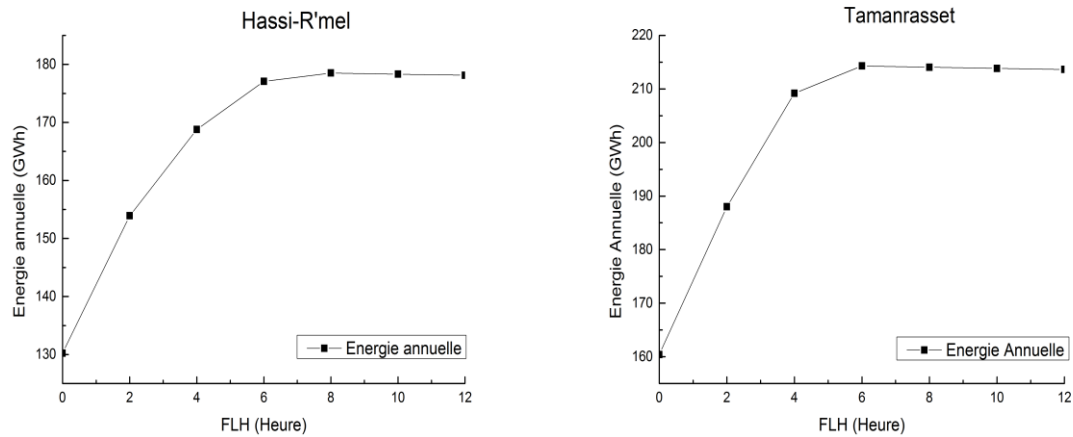


Figure IV.18 : Variation du l'énergie annuelle en fonction de FLH

Ces graphiques donnent la valeur maximale de la production d'électricité solaire par m^2 du champ d'héliostats par rapport à la valeur du stockage de l'énergie thermique. Nous pouvons en déduire que la valeur de 8 heures est optimale pour Hassi-R'mel et 6 heures pour Tamanrasset.

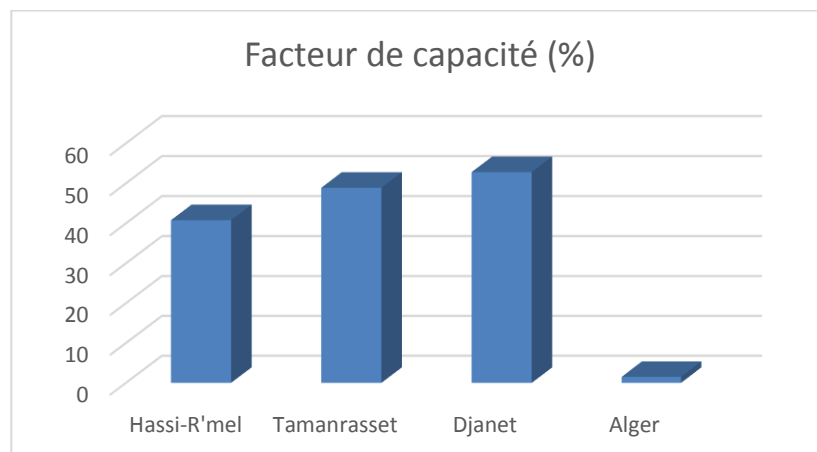


Figure IV.19 : Evolution de facteur de capacité pour les 4 sites

La figure montre l'évolution du facteur de capacité par région. On note que plus la valeur du facteur de capacité est élevée, plus l'installation considérée s'approche de sa capacité de production maximale. On remarque que Djanet possède le meilleur facteur de capacité suivi par Tamanrasset, et Hassi-R'mel, le site de Alger a un facteur de capacité relativement faible, ce qui rend ce dernier défavorable pour implantation de ce type de centrale.

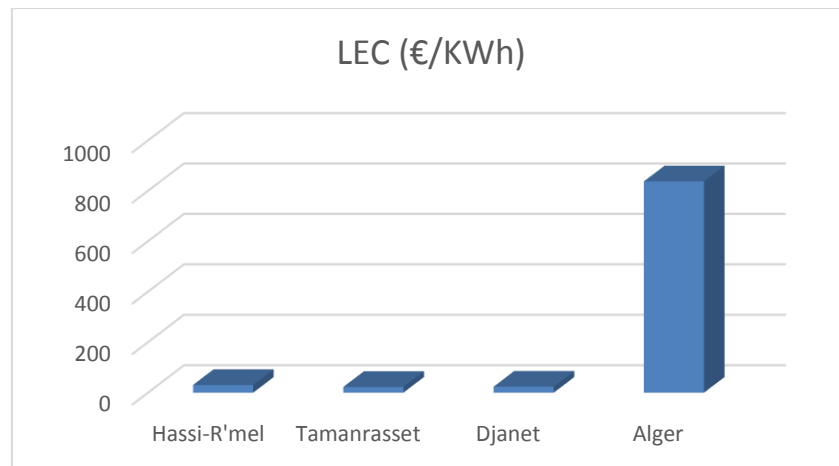


Figure IV.20 : Evolution de LCOE pour les 4 sites

Cette figure nous confirme fortement que tous les sites du Sud Algériens sont tous favorables pour implantation des centrales CSP particulièrement les tours solaires, par contre les sites du Nord sont défavorables, à part bien sûr à l'échelle des essais par exemple : des prototypes solaires et des mini centrales à l'échelle de kW comme le cas de plusieurs dispositifs expérimentaux dans des universités et des centres de recherches.

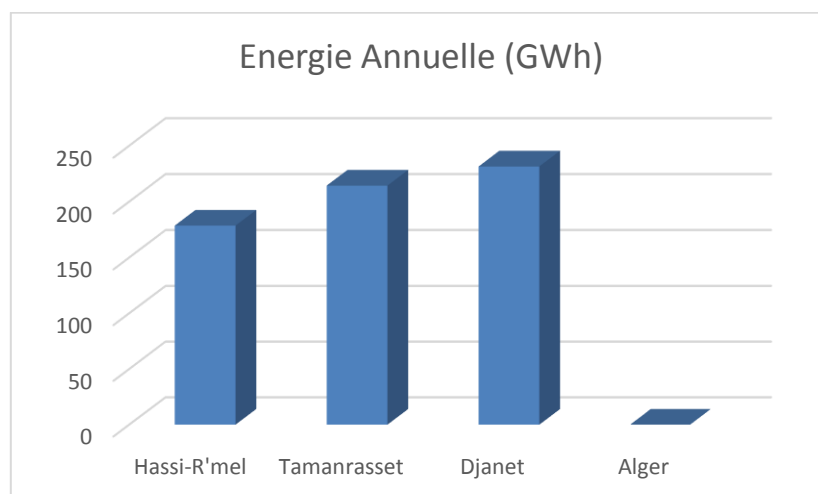


Figure IV.21 : Evolution de l'Energie annuelle pour les 4 sites

Également pour cette figure qui représente les valeurs des énergies nettes produite par la centrale pour les quatre sites, la même conclusion peut être tirée que la figure précédente c'est que tous les sites du Sud Algériens sont tous favorables pour implantation des centrales CSP particulièrement les tours solaires, par contre les sites du Nord sont défavorables.

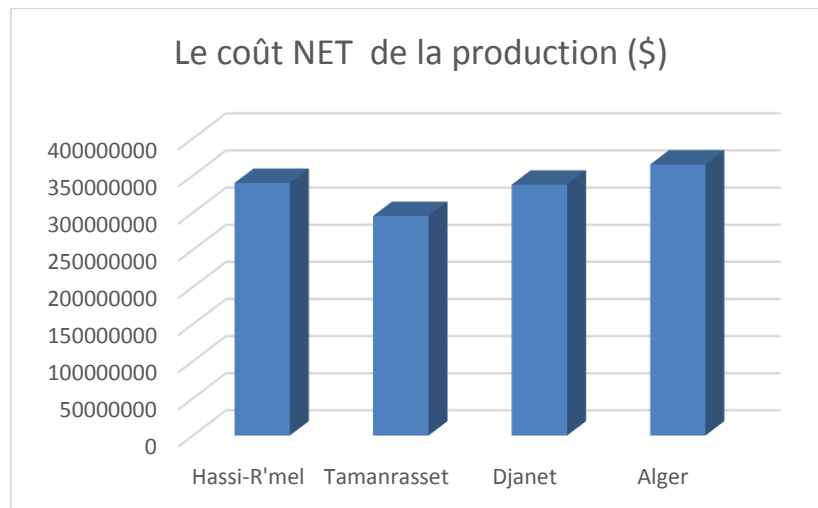


Figure IV.22 : Evolution de coût de la production pour les 4 sites

D'après ces résultats il est très clair que les sites les plus favorable ont un coût de production faible par rapport aux autre sites défavorable, d'où la nécessité de faire une étude de faisabilité et de bien vérifier les critères de choix de sites afin de réaliser un tel projet.

Nous proposons dans la suite une simulation du bilan énergétique de la centrale, et de présenter les différents échanges d'énergie collectée par le champ solaire, et essayer de quantifier les différentes pertes optiques et thermiques. Pour ce faire, le logiciel SAM a été toujours utilisé pour la simulation, les résultats obtenus sont présentés en moyennes annuelles de paramètre considéré. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures ci-dessous :

Ce travail propose une étude technique qui est basée sur les résultats optimaux obtenus pour le modèle 3 (M3) où on a fixé les paramètres optimaux qui sont représentés dans les tableaux IV.8 et IV.9

Tableau IV.8 : paramètres optimaux du champ solaire

	Hassi-R'mel	Tamanrasset	Djanet	Alger
Multiple solaire	2	1.6	2	2.4
FLH (Heure)	8	6	8	10
Nombre de l'héliostat	3436	2741	3418	4191
Hauteur du récepteur (m)	12	11	12	13.50
Type du récepteur	Externe de type 395			
Type du réflecteur	Type 394			
Type de HTF	Sel fondu			

Tableau IV.9 : paramètres optimaux du bloc de puissance

Capacité	Cycle	Température d'entrée	Température de sortie	Refroidissement
50 MWe	Rankine	574	290	Humide

Les résultats techniques trouvés avec les paramètres cités ci-dessous en comparent les deux modes de production (mode 100% solaire M1), et intégration d'un système de stockage thermique (M3) sont illustrés dans les figures suivantes :

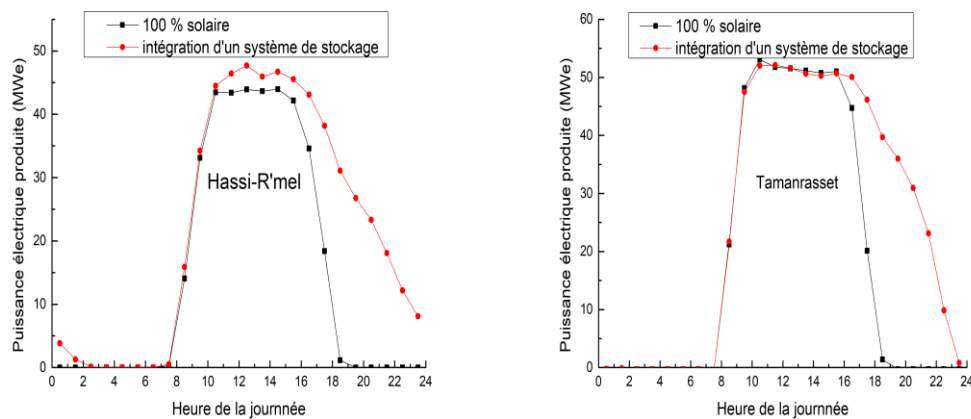
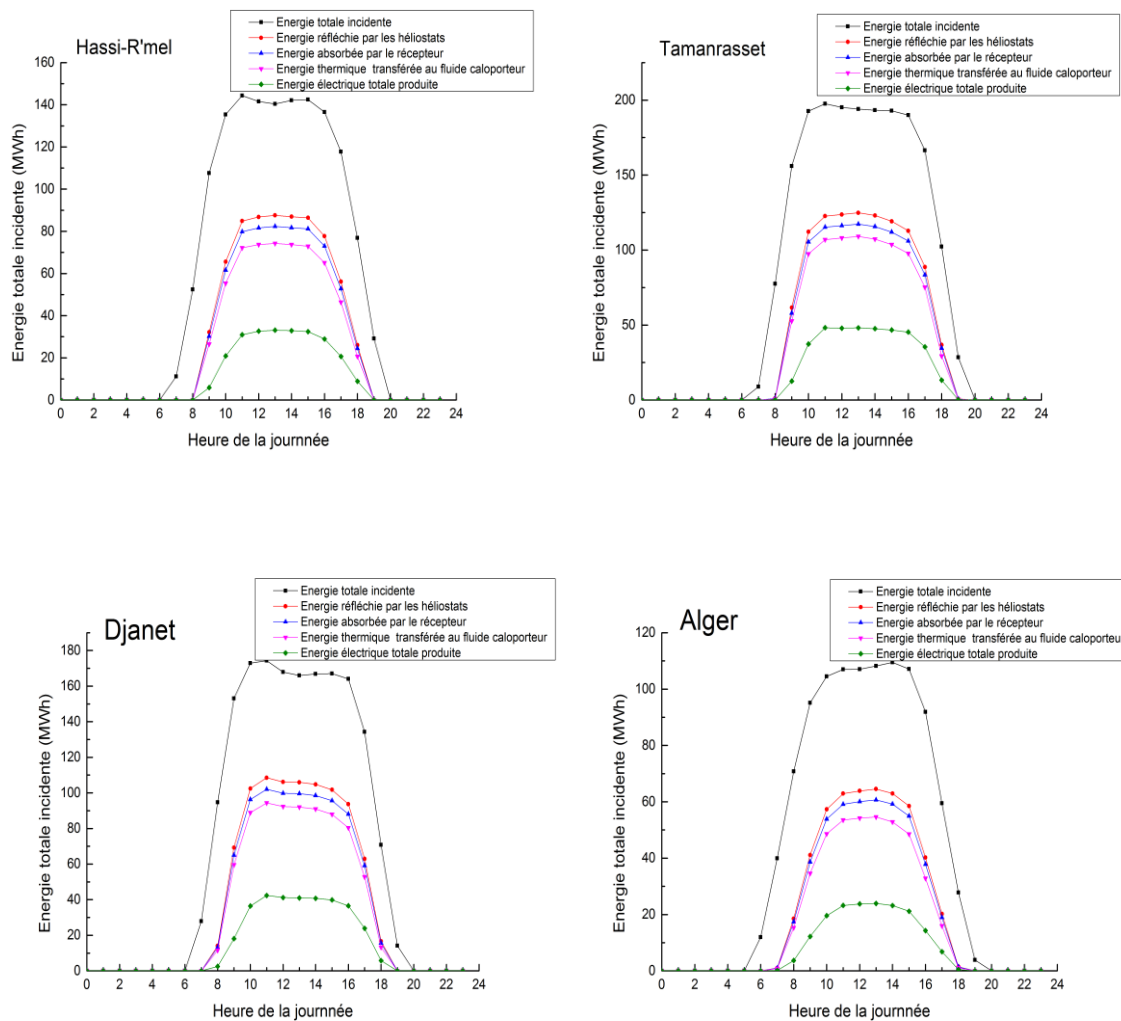


Figure IV.23 : La puissance électrique produite pour M1 et M3 dans les sites Hassi-R'mel et Tamanrasset

Les résultats présentés dans les figures ci-dessus qui représentent une comparaison effectuée entre les deux modes de production à savoir : mode solaire seul et mode avec intégration d'un système de stockage. Il est clair que la production électrique dans le mode solaire-stockage est meilleure que le mode 100% solaire ce qui rend ce modèle toujours favorable pour notre étude, ce dernier assure une production continue après le coucher de soleil jusqu'à minuit, où généralement la consommation électrique est importante du coucher du soleil jusqu'à 23h par contre l'autre il assure une production uniquement ans les périodes où il y a suffisamment d'énergie solaire, cela va rendre ce mode de production (Solaire-Stockage) est très recommandé dans une centrale CSP, et plus précisément une centrale à tour solaire où les niveaux des températures atteintes qui sont très élevée.

Les figures ci-dessous illustrent l'évolution des énergies incidentes et absorbée à travers tous les éléments de la centrale à savoir : partie optique, partie thermique, et bloc de puissances pour les 4 sites



Figures IV.24 : Evolution des énergies incidentes et absorbée à travers tous les éléments de la centrale : partie optique, partie thermique, et bloc de puissances pour les 4 sites

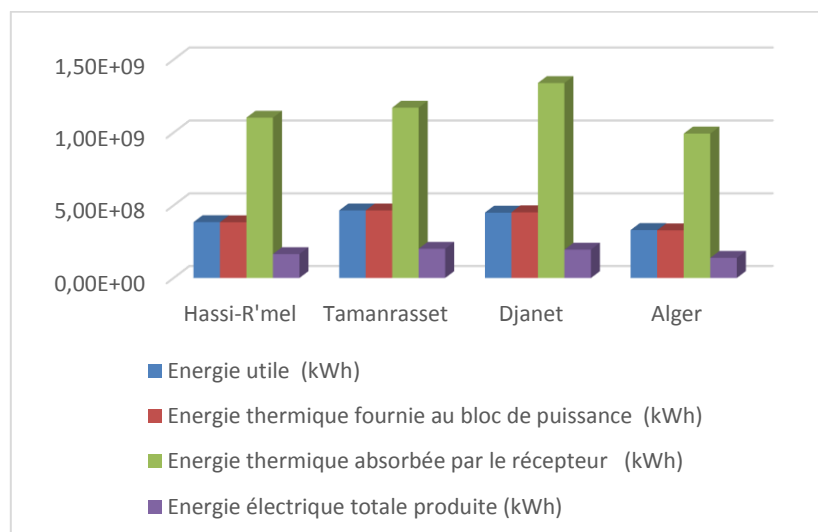


Figure IV.25 : Différentes énergies incidentes et absorbées dans les différents éléments de la Centrale pour les quatre sites choisis

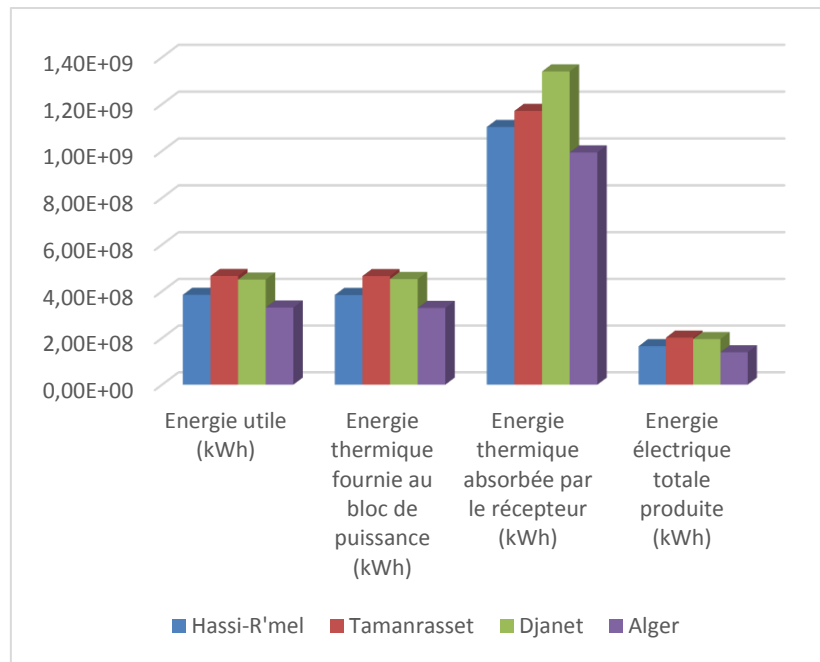


Figure IV.26 : Différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la Centrale pour les quatre sites choisis

D'après ces résultats (courbes et histogrammes) on remarque une différence de puissance entre l'incidente et celle fournit par le champ solaire, elle s'explique par les pertes optiques au niveau du champ solaire : pertes par ombrage, blocage, effet cosinus, atténuation atmosphérique et débordement.

Une légère différence apparait entre la puissance absorbée par le récepteur et celle fournie absorbée par le HTF, cela est dû aux pertes thermiques au niveau de cet élément, l'écart très faible entre ces deux dernières signifie que les pertes thermiques sont très maitrisables (un rendement thermique du récepteur qui peut atteindre 93%), cela justifie notre choix de cette technologie du récepteur dans la première section.

L'écart important entre l'énergie utile et la puissance électrique produite s'explique par les pertes au niveau du bloc de puissance à travers les composants de ce dernier, à partir de là l'efficacité du bloc de puissance est un facteur qui influe sur les performances (Facteur de conversion thermique- électrique). Pour notre cas, nous l'avons fixé à 41%, et donc il est nécessaire de choisir une turbine avec un bon rendement de conversion pour minimiser les pertes au niveau de bloc de puissance.

Les résultats montrent toujours que le meilleur site favorable est celui de Tamanrasset, par contre Alger reste toujours défavorable.

IV.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons déterminé la configuration optimale d'une centrale solaire thermique à tour, en utilisant la méthode de sensibilité du coût moyen actualisé de l'électricité (LEC) aux différents paramètres telles que : le champ solaire, la fraction de fossile de remplissage, l'heure de pleine charge, l'irradiation solaire du site, et sur la base des résultats obtenus, on peut conclure que :

- Les sites de Tamanrasset est le plus favorable pour implantation de ce type de centrale CSP.
- La taille du champ solaire de la centrale joue un rôle très important, et il est essentiel de l'optimiser afin d'augmenter la durabilité technique et économique de la centrale.
- La centrale thermique solaire à Tour avec une fraction de 27 % du BS et 6 heures de TES dans le site de Tamanrasset est la solution optimale (LEC=18.95 cent\$/kWh ; CF= 48 % et Energie= 207.995 GWh /an) en Algérie.
- Pour opter à un mode 100% solaire, il est nécessaire de développer des composants plus adaptés tel que les turbines et les échangeurs de chaleurs, afin d'augmenter la compétitivité du mode solaire seul.
- Le sel fondu est le meilleur HTF dans tous les sites, en raison de son taux élevé de la température et la capacité calorifique, ces derniers peuvent s'adapter pour un site à faible DNI, comme pour un site à DNI élevé.
- Le système de stockage nécessite un grand champ solaire afin de collecter un maximum d'énergie thermique
- L'intégration d'un système hybride et un système de stockage thermique mène à une augmentation importante de l'énergie annuelle produite avec un champ solaire réduit.
- Un système de stockage thermique est avantageux dans de nombreux endroits où la demande d'énergie de pointe se produit après le coucher du soleil. Pour une bonne maîtrise de cette technologie, des études approfondies sont nécessaires à savoir : trouver un compromis entre la consommation électrique et le stockage thermique, donc il faut bien contrôler les courbes de charges (la consommation en fonction du temps).
- Les tours solaires utilisant du sel fondu comme fluide de transfert de chaleur à haute température et un milieu de stockage semblent être la technologie CSP la plus prometteuse pour l'avenir. Ceci est basé sur leurs faibles coûts de stockage d'énergie et un facteur de capacité élevé réalisable.

Conclusion générale

Cette étude porte sur des centrales solaires à concentration, et plus précisément les centrales solaires à tour, où on a étudié les différents paramètres qui peuvent influencer positivement ou négativement sur son fonctionnement, le logiciel de simulation SAM a été utilisé.

Ce travail nous a permis d'étudier et d'optimiser 4 modes de fonctionnement d'une centrale solaire thermique à tours sur 4 sites Algérien

Nous avons aussi réussi à étudier les différents paramètres optiques et thermiques de notre centrale pour chaque site. D'après les résultats obtenus à travers ce travail, on peut conclure que :

- L'Algérie possède d'un important gisement solaire où on peut réaliser des centrales CSP en particulier les centrales à tour.
- Les centrales solaires à concentration nécessitent de très grandes surfaces de terrain
- Le développement de la production d'électricité à partir d'énergie solaire à concentration est une solution prometteuse.
- L'utilisation des centrales solaires à tour nécessite une irradiation directe normale (DNI) importante. Il est donc nécessaire de connaître les données météorologiques afin d'estimer l'énergie produite par le système.
- L'étude des performances d'une centrale solaire à tour nécessite la compréhension des éléments clés constituant une centrale solaire à l'échelle opérationnelle.
- Il est primordial d'étudier tous les paramètres qui influent sur les performances de la Centrale CSP en termes technique et économique.
- L'Algérie peut exploiter assez d'énergie solaire pour répondre aux besoins énergétiques notamment pour son développement durable, Le sud Algérien représente un excellent choix pour l'implantation de cette technologie.

Enfin, ce travail n'est qu'une initiation à l'étude et à la simulation des centrales solaires thermiques à tour, où il incite l'état Algérien à recourir à ce type de technologie pour répondre aux besoins énergétiques de plus en plus croissants et de parer à toute dégradation environnementale.

Références bibliographiques

- [1] <https://www.energie-online.fr/schemas/enr/objectif-grenelle-medd.jpg>
- [2] F. POITIERS « Étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau » Thèse de Doctorat Université de Nantes, 2003
- [3] PAGE 3 SUR 7 - ER_12_BIOMASSE_BIOENERGIE.DOC – FEVRIER 2009
- [4]https://www.esmap.org/sites/default/files/esmapfiles/ESMAP_Geothermal%20Handbook_FRENCH.pdf
- [5] « Les énergies en questions, l'énergie hydraulique » de Ian GRAHAM, édition GAMMA – Ecole active
- [6] M. Geyer, and, W.B. Stine, Power from the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [7]I, Zeghib. Étude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique, thèse de magistère, Université de Constantine. (2005)
- [8]P, H, Communay. Héliothermique, Le gisement solaire, méthodes et calculs. Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002)
- [9] Jean-Christophe PAYET, « Étude bibliographique sur le gisement solaire et éolien de la Réunion : analyses et méthodes de mesures », 8 juin 2007;
- [10] S.A. Kalogirou, 'Solar Energy Engineering Processes and Systems', 2nd Edition, Elsevier. Boston-Massachusetts (USA). 819 p. 2014
- [11]J, Bernard. Énergie solaire, calculs et optimisation. Ellipse Édition Marketing. Paris. (2004).
- [12] Jean-Christophe PAYET, « Étude bibliographique sur le gisement solaire et éolien de la Réunion : analyses et méthodes de mesures », 8 juin 2007
- [13] S.A. Kalogirou, 'Solar Energy Engineering Processes and Systems', 2nd Edition, Elsevier. Boston-Massachusetts (USA). 819 p. 2014.
- [14]P, H, Communay. Héliothermique, Le gisement solaire, méthodes et calculs. Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002).
- [15]R, Bernard; G, Menguy ; M, Schwartz. Le rayonnement solaire, conversion thermique et application. Technique et Documentation, Paris. (1979).
- [16] M. Geyer, and, W.B. Stine, Power From the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [17] Alain RICAUD, « Gisement solaire », Sept-2009, éditeur : Alain Ricaud, publiés par CYTHELIA Sarl.

[18] Mahdi Khaled, « Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique » Université Mentouri Constantine Faculté Des Sciences Exactes Département De Physique 2007/2008

[19] L'absorption de l'énergie solaire par l'atmosphère et le sol lamap.inrp.fr/?PageId=16&Element_Id=528&DomainScienceType_Id=5

[20] Maison de l'énergie- tour solaire

[21] Moussaoui Asma et Derbal Souad (REALISATION ET ETUDE D'UN CONCENTRATEUR SOLAIRE CYLINDRO-PARABOLIQUE. UTILISATION DE MATERIAUX RECUPERES) université LARBI BEN M'HIDI (OUM EL BOUAGHI) FACULTE DES SCIENCES EXACTES ET SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE DEPARTEMENT SCIENCES DE LA MATIERE 2015/2016

[22] https://www.maisondelenergie.fr/sites/maisondelenergie.fr/files/tour_solaire__0.pdf

[23] M. MALKI, M. BENLAZAR, « Etude d'une centrale thermodynamique solaire » université Abou Bekr Belkaid faculté de technologie département de génie mécanique 2012/2013

[24] <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/feuille-route-solaire-thermodynamique.pdf>

[25] <https://biblio.univ-annaba.dz/ingeniorat/wp-content/uploads/2018/03/DJEDDI-MAROUA.pdf>

[26] Quoilin Sylvain (Les Centrales Solaires à Concentration) Université de Liège Faculté des sciences appliquées Mai 2007

[27] Antoine Arousseau. Modélisation dynamique et régulation des centrales solaires thermodynamiques linéaires à génération directe de vapeur. Génie des procédés. Ecole des Mines d'Albi-Carmaux, 2016.

[28] Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique

[29] GIL, A. MEDRANO, M. MARTORELL, I. LÁZARO, A. DOLADO, P. ZALBA, B and CABEZA, L.F. State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1 – Concepts, Materials and Modellization. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010, vol. 14, p. 31-55.

[30] https://tel.archivesouvertes.fr/tel01174102/file/Manuscrit_Doctorat_Emeric_Tapach%C3%A8s_Avril2015.pdf

- [31] Manuel Romero-Alvarez and Eduardo Zarza, “19 Concentrating Solar Thermal Power” “Plataforma Solar de Almeria-CIEMAT”.
- [32] Thomas R. Mancini, “Catalog of Solar Heliostats”, technical report no. iii - 1/00, Juin 2000.
- [33] Khellaf Abdellah, Ph.D, “Les centrales solaires à tour : perspectives en Algérie”, 2011
- [34] Gregory J. Kolb, Scott A. Jones, Matthew W. Donnelly, David Gorman, Robert Thomas, Roger Davenport, and Ron Lumi, “Heliostat Cost Reduction Study”, SANDIA REPORT, Juillet 2007
- [35] William Stine, et Michael Geyer, “Power From The Sun”, Chapitre 10, 2001
- [36] Manuel Romero-Alvarez and Eduardo Zarza, “19 Concentrating Solar Thermal Power” “Plataforma Solar de Almeria-CIEMAT”.
- [37] M. Haddadi, “Élaboration d’une Commande pour Héliostat”, Laboratoire d’Énergie Solaire Département d’Électronique, École Nationale Polytechnique El Harrach Alger, 2003.
- [38] Quoilin Sylvain, “Les Centrales Solaires à Concentration” Université de Liège Faculté des sciences appliquées, mai 2007.
- [39] Alain FERRIERE, “Centrales solaires thermodynamiques”, techniques de l’ingénieur ‘ BE 8 903-1’, Avril 2008.
- [40] Wen Zhang, “Concentrating Solar Power - State of the Art, Cost Analysis and Pre-Feasibility Study for the Implementation in China”, Thèse dans le domaine de l’énergie et de l’environnement, Décembre 2009.
- [41] Alain Ferrière, “Les centrales solaires thermodynamiques : l’état de l’art et les perspectives mondiales”, Colloque de l’Institut ENSAM de Corse, Bastia, 31 mars 2005.
- [42] The European Community, “FINAL TECHNICAL PROGRESS REPORT 10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain”, under the 5th Framework Programme (1998-2002), November 2006.
- [43] <https://sam.nrel.gov/>

Annexes

Annexes

Hassi-R'mel

	Hassi-R'mel														
	FFF=0.1			FFF=0.2			FFF=0.24			FFF=0.27			FFF=0.3		
SM	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)
1.0	46.33	72.0906	16.6	26.46	129.364	29.8	24.35	141.267	32.6	23.00	150.157	34.6	21.76	159.283	36.7
1.2	39.24	89.1032	20.5	24.34	147.105	33.9	22.63	158.980	36.7	21.51	167.853	38.7	20.49	176.887	40.8
1.4	37.24	98.4285	22.7	23.86	157.192	36.2	22.29	169.075	39.0	21.25	177.954	41.0	20.29	186.995	43.1
1.6	35.81	107.011	24.7	23.57	166.265	38.3	22.10	178.116	41.1	21.12	186.973	43.1	20.21	195.991	45.2
1.8	35.64	112.041	25.8	24.07	169.332	39.0	22.65	180.725	41.7	21.69	189.247	43.6	20.80	197.929	45.6
2.0	35.51	116.605	26.9	24.43	172.802	39.8	23.04	183.957	42.4	22.10	192.303	44.3	21.23	200.813	46.3
2.2	35.37	120.812	27.9	24.86	175.105	40.4	23.49	185.932	42.9	22.57	194.042	44.7	21.71	202.303	46.7
2.4	36.39	121.769	28.1	25.85	174.379	40.2	24.46	184.900	42.6	23.52	192.785	44.5	22.64	200.823	46.3
2.6	37.13	123.769	28.5	26.87	173.789	40.1	25.50	183.623	42.3	24.55	191.208	44.1	23.69	198.565	45.8
2.8	38.18	124.232	28.6	27.78	173.329	40.0	26.41	182.784	42.2	25.40	190.486	43.9	24.52	197.776	45.6
3.0	39.63	124.653	28.7	28.39	176.671	40.7	26.99	186.313	43.0	25.95	194.275	44.8	25.05	201.674	46.5
3.2	40.89	124.837	28.8	29.09	178.156	41.1	27.66	187.853	43.3	26.73	194.758	44.9	25.84	201.863	46.6

Tamanrasset

	FFF=0.1			FFF=0.2			FFF=0.24			FFF=0.27			FFF=0.3		
SM	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)
1.0	28.84	117.028	27.0	20.28	170.208	39.3	19.23	180.862	41.7	18.53	188.869	43.6	17.87	197.152	45.5
1.2	26.74	132.554	30.6	19.38	187.046	43.1	18.41	197.714	45.6	17.75	205.741	47.4	17.12	213.946	49.3
1.4	26.21	140.908	32.5	19.30	195.531	45.1	18.38	206.134	47.5	17.75	214.124	49.4	17.15	222.283	51.3
1.6	26.30	146.474	33.8	20.42	191.917	44.3	19.55	201.081	46.4	18.95	207.995	48.0	18.38	215.057	49.6
1.8	26.74	149.871	34.6	21.84	185.869	42.9	21.03	193.557	44.6	20.46	199.372	46.0	19.91	205.303	47.3
2.0	27.34	151.184	34.9	23.01	181.509	41.9	22.24	188.289	43.4	21.69	193.413	44.6	21.15	198.643	45.8
2.2	28.18	152.611	35.2	24.41	177.724	41.0	23.66	183.726	42.4	23.12	188.266	43.4	2,6	192.891	44.5
2.4	28.66	155.091	35.8	25.54	175.207	40.4	24.86	180.265	41.6	24.35	184.276	42.5	23.85	188.359	43.4
2.6	29.49	156.268	36.0	25.62	181.317	41.8	24.95	186.511	43.0	24.49	190.193	43.9	23.96	194.714	44.9

Djanet

	FFF=0.1			FFF=0.2			FFF=0.24			FFF=0.27			FFF=0.3		
SM	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)
1.0	33.41	100.284	23.1	22.33	153.513	35.4	20.95	164.380	37.9	20.03	172.569	39.8	19.22	180.989	41.7
1.2	30.27	116.319	26.8	21.14	170.252	39.3	19.97	181.052	41.8	19.17	189.192	43.6	18.43	197.505	45.5
1.4	29.15	125.980	29.1	20.77	180.609	41.6	19.68	191.409	44.1	18.94	199.551	46.0	18.24	207.869	47.9
1.6	29.08	131.776	30.4	21.65	180.249	41.6	20.62	189.952	43.8	19.91	197.267	45.5	19.23	204.753	47.2
1.8	29.79	134.099	30.9	22.58	179.884	41.5	21.55	189.091	43.6	20.84	196.037	45.2	20.16	203.146	46.8
2.0	30.20	137.412	31.7	23.37	180.272	41.6	22.35	189.030	43.6	21.64	195.634	45.1	20.97	202.395	46.7
2.2	30.84	139.405	32.1	24.13	180.651	41.7	23.11	189.190	43.6	22.39	195.617	45.1	21.71	202.197	46.6
2.4	31.36	141.154	32.6	24.89	180.125	41.5	23.87	188.327	43.4	23.16	194.500	44.9	22.48	200.815	46.3
2.6	32.34	141.943	32.7	25.65	181.149	41.8	24.61	189.346	43.7	23.88	195.501	45.1	23.18	201.802	46.5
2.8	33.45	141.799	32.7	26.56	180.725	41.7	25.52	188.536	43.5	24.78	194.552	44.9	24.06	200.719	46.3
3.0	34.41	141.936	32.7	27.14	182.097	42.0	26.05	190.173	43.9	25.35	195.693	45.1	24.65	201.605	46.5
3.2	35.73	141.845	32.7	27.71	185.214	42.7	26.58	193.536	44.6	25.77	199.983	46.1	24.99	206.587	47.6

Alger

	FFF=0.1			FFF=0.2			FFF=0.24			FFF=0.27			FFF=0.3		
SM	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)	LEC (€/KWh)	EN.an (GWh)	F.C (%)
1.0	65.85	50.4777	11.6	33.28	102.131	23.6	30.20	113.082	26.1	28.22	121.439	28	26.43	130.146	30
1.2	58.09	59.6604	13.8	31.65	111.885	25.8	28.96	122.861	28.3	27.20	131.239	30.3	25.61	139.881	32.3
1.4	51.60	70.2580	16.2	30.14	122.789	28.3	27.80	133.717	30.8	26.25	142.060	32.8	24.84	150.664	34.7
1.6	49.75	76.9079	17.7	30.01	130.087	30	27.79	141.030	32.5	26.32	149.385	34.4	24.96	158.000	36.4
1.8	46.26	85.4624	19.7	29.11	138.438	31.9	27.11	149.230	34.4	25.77	157.468	36.3	24.53	165.962	38.3
2.0	45.36	90.4116	20.8	29.20	143.062	33	27.27	153.750	35.5	25.97	161.908	37.3	24.76	170.313	39.3
2.2	46.03	92.6696	21.4	30.11	144.162	33.2	28.18	154.590	35.6	26.87	162.548	37.5	24.65	170.750	39.4
2.4	46.57	94.7637	21.9	30.73	146.021	33.7	28.81	156.301	36	27.50	164.148	37.9	26.28	172.230	39.7
2.6	47.60	95.9253	22.1	31.49	147.377	34	29.54	157.611	36.3	28.21	165.423	38.1	26.97	173.467	40
2.8	48.71	97.0012	22.4	32.45	147.895	34.1	30.48	157.918	36.4	29.14	165.569	38.2	27.88	173.455	40
3.0	51.19	95.7664	22.1	33.33	149.417	34.5	31.32	159.463	36.8	21.91	167.368	38.6	28.81	174.132	40.2
3.2	53.19	95.3238	22	33.98	151.611	35	31.94	161.766	37.3	30.51	169.717	39.1	29.38	176.608	40.7