



Université Batna 2



Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique

Thèse de Doctorat 3^{ème} cycle LMD

Spécialité : Commande des Systèmes Industrielles et Energies Renouvelables

**Option : Stratégies et gestion des ressources primaires
pour la production de l'énergie électrique**

Présenté par:

ACHOUR Lazhar

Master en Électrotechnique

Thème :

***Méthodes d'analyse de système de production : Application à la
stratégie de la production d'énergie dans les centrales hybrides
d'électricité***

Soutenue le 12/07/2018
Devant le Jury composé de :

Président : Prof. BENDAAS Mohamed Lokmane
Rapporteur : Prof. BOUHARKAT Malek
Examineur : Prof. DIB Djalel
Examineur : Prof. BAHY Tahar
Invité : Prof. RAHEM Djamel

Université Batna 2
Université Batna 2
Université de Tébessa
Université de Annaba
Université d'Oum el Bouagui

Remerciements

*Mes remerciements vont tout premièrement, à **DIEU** le tout puissant de m'avoir donné courage et patience de mener ce modeste travail à terme.*

*Mes remerciements et mon grand respect s'adressent à monsieur **Malek BOUHARKAT**, Professeur à l'Université de Batna 2, pour la confiance et l'intérêt qu'il m'a témoignés tout au long de la réalisation de ce travail. Je le remercie d'avoir accepté la direction de ce travail ainsi que pour sa disponibilité et pour ses conseils très éclairés.*

*Je tiens à remercier monsieur **Mohamed Lokmane BENDAAS**, Professeur à l'Université de Batna 2, pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury de thèse.*

*Je tiens à remercier aussi monsieur **Tahar BAH**I, Professeur à l'université Annaba, monsieur **Djamel RAHEM**, Professeur à l'université Oum El Bouaghi et monsieur **Djalel DIB**, Professeur à l'université de Tebessa, qu'ont bien voulu examiner ce travail, qu'ils soient ici remerciés pour d'avoir accepté de faire partie du jury.*

*Enfin, je ne saurais jamais suffisamment remercier **mon père et ma mère, mes frères et mes sœurs**, que je porte toujours avec moi dans ma pensée. Sans leurs confiances immenses en moi, sans leurs aides et leurs amours, je n'aurais pas pu aller au bout de mes projets.*

Achour Lazhar

Dédicaces

À ma chère mère, la personne qui a beaucoup sacrifié pour moi sans elle je n'aurais eu la volonté d'atteindre ce niveau ;

À qui j'ai appris le sens la persistance et l'ambition. À qui reste toujours la source du don infini. À qui m'ont éduqué l'amour du travail et la patience pour obtenir le vœux, à mon cher père que Dieu le tout-puissant prolonge son âge.

À tous mes frères et mes sœurs.

À tous mes amis.

...je dédie ce modeste travail

Achour Lazhar

SOMMAIRE

Remerciements -----	i
Dédicaces -----	ii
Sommaire -----	iii
Table des notations et symboles -----	viii
Listes des figures et tableaux -----	xiv
INTRODUCTION GENERALE -----	1
Références bibliographiques -----	4

CHAPITRE I

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LES TECHNOLOGIES DES CENTRALES SOLAIRES THERMODYNAMIQUES

I.1 Introduction -----	6
I.2 La ressource solaire pour la production d'électricité -----	6
I.3 Les centrales solaires à concentration CSP -----	7
I.4 Système à concentration linéaire contre des systèmes ponctuelles -----	11
I.5 Les centrales solaires à tour -----	12
I.5.1 Description de système -----	12
I.5.2 Principe de fonctionnement -----	12
I.6 Les configurations du système tour solaire -----	12
I.6.1 Champ d'héliostats -----	12
I.6.2 Différentes configurations de champ d'héliostats -----	13
I.6.3 Récepteur solaire -----	14
I.6.4 Système de conversion d'énergie -----	15
I.7 Les différentes technologies de centrales à tours -----	16
I.8 Les centrales solaires à réflecteur linéaire de Fresnel -----	18
I.8.1 Description du système (LFR) -----	18
I.8.2 Principe de fonctionnement -----	18
I.8.3 Les éléments constitutifs des réflecteurs de Fresnel -----	19
I.9 Les centrales solaires cylindro-paraboliques -----	20

I.9.1 Description du système cylindro-parabolique -----	21
I.9.2 Principe de fonctionnement -----	22
I.10 Les différentes technologies de cylindro-parabolique -----	22
I.10.1 Le système cylindro-parabolique à caloporteur huile -----	22
I.10.2 Les systèmes à génération directe de vapeur -----	23
I.11 Les centrales paraboliques (Parabole-Stirling) -----	25
I.11.1 Principe de fonctionnement -----	25
I.12 Les configurations du système Parabole-Stirling -----	26
1.12.1 Le réflecteur -----	26
1.12.2 Récepteur -----	27
I.13 Conclusion -----	29
I.14 Références bibliographiques -----	30

CHAPITRE II

ESTIMATION ET EVALUATION DE LA RESSOURCE SOLAIRE

II.1 Introduction -----	35
II.2 L'énergie solaire -----	35
II.3 La distance entre la terre et le soleil -----	36
II.4 Les angles solaires -----	37
II.4.1 Les coordonnées horizontales -----	37
II.4.2 Les coordonnées équatoriales -----	38
II.4.3 Déclinaison solaire -----	38
II.4.4 Angle horaire du soleil -----	39
II.4.5 L'angle zénithal -----	40
II.4.6 L'angle d'incidence -----	40
II.5 Le rayonnement solaire au niveau de la terre -----	41
II.6 L'albédo ρ -----	42
II.7 Prédiction du rayonnement solaire sur un plan horizontal -----	43
II.8 Description des données utilisées -----	44
II.8.1 Le site géographique -----	45
II.8.2 Bases de données utilisées -----	46

II.9	La méthodologie -----	47
II.9.1	Description des modèles -----	47
II.9.2	Validation et précision -----	48
II.10	Discussions et résultats expérimentaux -----	49
II.11	Modélisation du rayonnement solaire direct normal-----	57
II.12	Estimation du rayonnement solaire -----	60
II.12.1	Rayonnement extraterrestre quotidien-----	60
II.12.2	Rayonnement global horaire sur un plan horizontal-----	60
II.12.3	Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal -----	61
II.12.4	Rayonnement direct horaire sur un plan horizontal -----	61
II.12.5	Rayonnement direct horaire sur un plan inclinée et orientée-----	61
II.12.6	Le rayonnement solaire normal direct quotidien -----	61
II.13	Conclusion-----	62
II.14	Références bibliographiques -----	63

CHAPITRE III

CONCEPTION ET MODE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CENTRALE HYBRIDE

III.1	Introduction -----	66
III.2	Les concepts de centrales solaires hybrides -----	66
III.2.1	La centrale solaire combinée intégrée ISCCS -----	66
III.2.2	La centrale solaire à tour à cycle combinée hybride HSTS-----	68
III.3	Le concept d'Hybridation-----	68
III.4	Projet de Hassi R'Mel -----	68
III.5	Description de la centrale hybride de Hassi R'Mel -----	69
III.6	Un aperçu des utilisations d'ISCCS -----	70
III.7	Evaluation de performance de système de cycle combinée solaire intégrée (ISCCS)---	72
III.7.1	Description des composants de la centrale électrique -----	72
III.7.1.1	Le collecteur cylindro-parabolique -----	72
III.7.1.2	Le champ solaire -----	73

III.7.2 Les cycles thermodynamiques -----	74
III.7.2.1 Le Cycle combiné -----	74
III.7.2.2 Cycle de Brayton -----	75
III.7.2.3 Cycle de Rankine -----	76
III.8 Modélisation thermodynamique du (ISCCS)-----	77
III.8.1 Analyse de gisement de capteurs solaires-----	77
III.8.2 Facteur d'ombrage et perte d'extrémité-----	79
III.8.3 Analyse thermodynamique de la turbine à gaz -----	81
III.8.4 Calcul thermodynamique-----	81
III.8.4.1 Le compresseur axial-----	81
III.8.4.2 La chambre de combustion -----	83
III.8.4.3 La section de la turbine -----	84
III.8.4.4 Caractéristiques des gaz d'échappement-----	88
III.8.5 Analyse mathématique des échangeurs de chaleur -----	88
III.8.6 Analyse de la sortie de la turbine à vapeur-----	91
III.8.7 Modélisation du cycle combiné solaire intégré (ISCC)-----	91
III.8.8 Modélisation de la centrale de gazéification à cycle combinée IGCC -----	92
III.9 Conclusion -----	92
III.10 Références bibliographiques -----	93

CHAPITRE IV

METHODES D'ANALYSES ET INTERPRETATIONS DES RESULTATS

IV.1 Introduction -----	96
IV.2 Sous-programme de la turbine à gaz-----	96
IV.3 Sous-programme d'irradiation directe normale -----	96
IV.4 Sous-programme de champ solaire -----	102
IV.5 Discussion des résultats du champ solaire-----	105

IV.6 Programme principal de la centrale hybride ISCCS-----	110
IV.7 Discussion des résultats du programme d'ISCCS-----	112
IV.8 Effet de la température ambiante sur la performance d'ISCCS-----	115
IV.9 Validation des résultats de la centrale ISCCS-----	117
IV.10 L'enthalpie et l'entropie massique dans les points les plus importants-----	118
IV.11 Conclusion-----	119
CONCLUSION GENERALE -----	120

ANNEXES

Annexe I : Données métrologiques et propriétés thermo-physiques-----	124
Annexe II : Données des collecteurs cylindro-paraboliques-----	128
Annexe III : Paramètres d'évaluation statistique des erreurs-----	129
Annexe IV : Liste des publications scientifiques-----	130
Références bibliographiques-----	131

RÉSUMÉ

1. Nomenclature

Symboles	Définition
A_c	Surface du collecteur (m)
C_c	Taux de concentration
C_p	Chaleur spécifique (J/kg.K)
$C_{p_{HTF}}$	Chaleur spécifique du fluide de transfert de chaleur (kJ/kg.K)
$C_{p_{ma}}$	Chaleur spécifique à pression constante de l'air (J/kg.K)
$C_{p_{mg}}$	Chaleur spécifique à pression constante de gaz d'échappement (J/kg.K)
$C_{p_{g,PH}}$	Chaleur spécifique de gaz d'échappement dans le préchauffeur (J/kg.K)
$C_{p_{v,PH}}$	Chaleur spécifique de vapeur dans le préchauffeur (J/kg.K)
$C_{p_{g,RH}}$	Chaleur spécifique de gaz d'échappement dans le réchauffeur (J/kg.K)
$C_{p_{v,RH}}$	Chaleur spécifique de vapeur dans le réchauffeur (J/kg.K)
$C_{p_{g,SH}}$	Chaleur spécifique de gaz d'échappement dans le surchauffeur (J/kg.K)
$C_{p_{v,SH}}$	Chaleur spécifique de vapeur dans le surchauffeur (J/kg.K)
ET	Equation du temps
D	Diamètre de récepteur (m)
E_{Loss}	Perte d'extrémité
f	Distance focale du concentrateur (m)
f_{clean}	Facteur de propreté
G	rayonnement solaire global sur un plan horizontal (MJ/m ²)
G_o	rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal (MJ/m ²)
G_{sc}	Constante solaire (MJ/m ²)
G_t	Variation de la distance terre-soleil
ΔH	Décalage horaire
H_i	Rayonnement solaire direct interceptée par le concentrateur (kWh/m ²)
$I_{g,h}$	Moyenne mensuelle horaire du rayonnement global (kWh/m ²)
$I_{d,h}$	Moyenne mensuelle horaire du rayonnement diffus (kWh/m ²)
$I_{b,h}$	Moyenne mensuelle horaire du rayonnement direct (kWh/m ²)
I_i	Rayonnement solaire direct sur un plan incliné (W/m ²)
$K(i)$	Modificateur de l'angle d'incidence
L	Longitude du lieu (°)
L_c	Longueur du collecteur (m)
L_e	Longueur de l'élément de collecte de chaleur (m)

LHV	Pouvoir calorifique du gaz naturel (kJ/kg K)
$L_{spacing}$	Espacement entre les collecteurs parallèles dans le champ solaire (m)
\dot{m}_c	Débit massique relatif pour l'air de refroidissement (kg/s)
\dot{m}_{fuel}	Débit massique de carburant (kg/s)
M_{fuel}	Consommation de carburant de la turbine à gaz (kg/h)
\dot{m}_g	Débit massique de gaz d'échappement (kg/s)
\dot{m}_k	Débit massique d'air de compresseur (kg/s)
\dot{m}_{pertes}	Débit relative massique de pertes d'air (kg/s)
\dot{m}_{sf}	Débit massique du HTF (kg/s)
\dot{m}_{vap}	Débit massique de la vapeur de la turbine à vapeur (kg/s)
N	Puissance électrique (MW)
N_c	Nombre de collecteurs
$N_{GT,net}$	Puissance total de la turbine à gaz (MW)
N_{GT}^{net}	Production de la turbine à gaz -standard valeur- (MW)
N_{ISCC}	Puissance de la centrale hybride d'ISCCS (MW)
n_j	Nombre de jour
N_L	Nombre de lignes dans le champ solaire
$N_{sol,el}$	Puissance électrique de champ solaire (MW)
$N_{ST,net}$	Puissance électrique net de la turbine à vapeur (MW)
ΔP	Pertes de pression (Pa)
P_a	Pression atmosphérique (Pa)
P_{FP}	Pression de l'eau d'alimentation (Pa)
\dot{Q}_c	Energie utile du collecteur (MWth)
\dot{Q}_{ex}	Énergie de gaz d'échappement par unité de temps (MW)
$\dot{Q}_{HL,rec}$	Perte de chaleur du récepteur dans le champ solaire (W/m ²)
$\dot{Q}_{HL,pip}$	Perte de chaleur des tuyauteries dans le champ solaire (W/m ²)
Q_R	Chaleur d'extraction dans le système de refroidissement (MW)
$\dot{Q}_{sol,field}$	Energie thermique du champ solaire (MWth)
r	Rayon local de collecteur (m)
r_a	Constante de l'air (kJ/kg.K)
r_d	Rapport quotidien pour le rayonnement diffus
r_g	Constante de gaz (kJ/kg.K)
R_{shad}	Facteur d'ombrage
r_t	Rapport quotidien pour le rayonnement global
S	Durée d'ensoleillement (hr)
S_0	Durée d'ensoleillement maximale (hr)
S_{fc}	Consommation de carburant spécifique (MJ/kW.h)

T	Température (C)
t_s	Temps solaire vrai (hr)
t_L	Temps local (hr)
TS_{lever}	Temps solaire du lever du soleil (hr)
$TS_{coucher}$	Temps solaire du coucher du soleil (hr)
ΔT	Durée de la journée (hr)
$T_{f,in}$	Température de fluide d'entrée (C)
$T_{f,out}$	Température de fluide de sortie (C)
ΔT_f	Température moyenne du HTF de champ solaire (C)
T_{min}	Température minimale (C)
T_{max}	Température maximale (C)
T_{moy}	Température moyenne (C)
T_{bw}	Température des pales de la turbine (C)
$T_{PH,gout}$	Température de sortie des gaz d'échappement de HRSG (C)
$T_{PH,yin}$	Température de vapeur d'admission au HRSG (C)
ΔT_{min}	Température minimale autorisée à la SH (C)
$T_{HRSG,out}$	Température de sortie des gaz d'échappement de HRSG (C)
$T_{PH,gin}$	Température d'entrée de gaz d'échappement au PH (C)
$T_{PH,gout}$	Température de sortie de gaz d'échappement de PH (C)
$T_{PH,yin}$	Température d'entrée de la vapeur au PH (C)
$T_{PH,yout}$	Température de sortie de la vapeur de PH (C)
$T_{RH,gin}$	Température d'entrée de gaz d'échappement au RH (C)
$T_{RH,gout}$	Température de sortie de gaz d'échappement de RH (C)
$T_{RH,yin}$	Température d'entrée de la vapeur au RH (C)
$T_{RH,yout}$	Température de sortie de la vapeur de RH (C)
$T_{HSSG,yout}$	Température de sortie de la vapeur de HSSG (C)
$T_{SH,gin}$	Température d'entrée de gaz d'échappement au SH (C)
$T_{SH,gout}$	Température de sortie de gaz d'échappement de SH (C)
$T_{SH,yin}$	Température d'entrée de la vapeur au SH (C)
$T_{SH,yout}$	Température de sortie de la vapeur de SH (C)
$T_{R,air}$	Température de l'air de refroidissement (C)
W_{ST}	Travail net de turbine à vapeur (kJ/kg)
$W_{r,TS}$	Travail relatif pour des gaz sans système de refroidissement (kJ/kg)
$W_{R,ref}$	Travail relatif de l'expansion de l'air de refroidissement (kJ/kg)
$W_{r,TR}$	Travail des gaz d'étendu avec système de refroidissement (kJ/kg)
W_k	Travail spécifique du compresseur (kJ/kg)
W_T	Travail spécifique de la turbine à gaz (kJ/kg)

W_{GT}	Travail spécifique net de la turbine à gaz (kJ/kg)
W_{FP}	Travail de la pompe à eau d'alimentation (kJ/kg)
W	Largeur de l'ouverture du concentrateur (m)
Z	Longueur qui n'est pas illuminée du récepteur (m)

2. Symboles grecs

Symboles	Définition
φ	Latitude (°)
δ_s	Déclinaison solaire (°)
ω_s	Angle d'heure de coucher du soleil (°)
ω	Angle horaire(°)
γ_s	Angle d'azimut solaire(°)
γ	Azimut du plan incline (°)
γ_a	Rapport de chaleur spécifique pour l'air
γ_g	Rapport de chaleur spécifique le gaz naturel
β	Angle d'un plan incline (°)
h	Angle solaire d'altitude (°)
i	Angle d'incidence (°)
i_z	Angle de zénith (°)
ρ_{cl}	Réfectivité du collecteur
τ	Transmissivité du tube en verre
α	Absorptivité de l'absorbeur
γ	Facteur d'interception
ε_R	Efficacité du système de refroidissement (%)
ξ_{ref}	Coefficient d'expansion de l'air de refroidissement (%)
Φ	Coefficient de perte d'énergie dans la turbine à gaz due à employer le système de refroidissement
μ_0	Rapport air/carburant de chambre de combustion
μ_G	Coefficient d'excès d'air pour le gaz d'échappement
K_p	Rapport de compression
K_T	Rapport d'expansion des gaz
K_{ref}	Taux d'expansion pour l'air de refroidissement
η_p^T	Rendement polytropique de la turbine (%)
η_p^k	Rendement polytropique du compresseur (%)
η_{cc}	Rendement de combustion (%)
η_m	Rendement mécanique de la turbine à gaz (%)
η_G	Rendement du générateur électrique (%)

η_o	Rendement optique (%)
η_{nom}	Rendement nominale (%)
η_{ST}	Rendement thermique de la turbine à vapeur (%)
η_{mv}	Rendements isentropique de la turbine à vapeur (%)
η_p	Rendement isentropique de la pompe (%)
$\eta_{sol,field}$	Rendement de champ solaire (%)
$\eta_{GT,net}$	Rendement de la turbine à gaz (%)
$\eta_{ST,net}$	Rendement de la turbine à vapeur (%)
$\eta_{sol,el}$	Rendement solaire-électricité (%)
η_{ISCC}	Rendement de la centrale hybride d'ISCCS (%)

3. Indices

Symboles	Définition
a	air
abs	absorber
o	optique
f	fluide
in	entré
out	sortie
m	mesuré
c	calculé, collecteur
s	solaire
amb	ambiante
max	maximale
min	minimale
moy	moyenne
g	global
is	isentropique
k	compresseur
T	turbine

4. Abréviations

Symboles	Définition
<i>ANN</i>	Réseau de neurones artificiels
<i>BC</i>	Cycle de Brayton
<i>CC</i>	Cycle combiné
<i>CON</i>	Condenseur

<i>CP</i>	Pompe
<i>CPV</i>	Centrales solaires photovoltaïques
<i>CRS</i>	Récepteur à tour
<i>CSP</i>	Centrale solaire thermique à concentration
<i>DEA</i>	Dégazeur
<i>DNI</i>	Irradiation directe normale
<i>DS</i>	Récepteur parabolique de Stirling.
<i>DSR</i>	Rayonnement solaire diffus
<i>FP</i>	Pompe à eau d'alimentation
<i>GEN</i>	Générateur
<i>GSR</i>	Rayonnement solaire global
<i>GT</i>	Turbine à gaz
<i>HRGS</i>	Générateur de vapeur à récupération de chaleur
<i>HSSG</i>	Générateur de vapeur solaire
<i>HTF</i>	Fluide de transfert de chaleur.
<i>IGCC</i>	Centrale de gazéification à cycle combinée intégrée
<i>ISCCs</i>	Système de centrale solaire combinée intégrée
<i>LFC</i>	Collecteur linéaire de Fresnel.
<i>NOM</i>	Office National de la Météorologie
<i>PH</i>	Préchauffeur
<i>pMAE</i>	Pourcentage d'erreur absolue moyenne
<i>pRAE</i>	Pourcentage d'erreur absolue relative
<i>pRMSE</i>	Pourcentage de la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne
<i>PTC</i>	Collecteur cylindro-parabolique.
R^2	Coefficient de détermination
<i>RC</i>	Cycle de Rankine
<i>RH</i>	Réchauffeur
<i>SH</i>	Surchauffeur
<i>SHBM</i>	Système de modèle hybride
<i>ST</i>	Turbine à vapeur
<i>UA</i>	Unité astronomique
<i>WMO</i>	Organisation météorologique mondiale

1. Les figures

Figure I.1	La ceinture solaire, régions du globe pour lesquelles l'ensoleillement direct moyen annuel excède 2000 kWh/m ² /an.
Figure I.2	Organigramme pour une centrale typique de CSP.
Figure I.3	Les quatre familles de technologies CSP.
Figure I.4	Efficacité thermique du collecteur solaire pour : (a) collecteur cylindro-parabolique, (b) récepteur de la centrale à tour solaire.
Figure I.5	Schéma de principe du système récepteur à tour solaire (CRS).
Figure I.6	La conception d'héliostat.
Figure I.7	Configurations de champ d'héliostats.
Figure I.8	Le concentrateur solaire avec une seconde réflexion en haut de tour dans la ville de Masdar, Abu Dhabi.
Figure I.9	Les récepteurs solaires du CRS ; (a) récepteur volumétrique, (b) récepteur à cavité, (c) récepteur de particule.
Figure I.10	Les trois cycles thermodynamiques; (a) cycle de Brayton, (b) cycle de Rankine, (c) cycle combiné.
Figure I.11	Principe d'une centrale à tour à caloporteur sels fondus.
Figure I.12	Principe d'une centrale à tour à caloporteur eau-vapeur.
Figure I.13	Principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.
Figure I.14	Principe d'une centrale à tour à caloporteur air pressurisé couplé avec cycle à gaz ou CC.
Figure I.15	Schéma de principe du système réflecteur linéaire de Fresnel (LFR).
Figure I.16	Présentation schématique d'un récepteur à réflecteur linéaire de Fresnel.
Figure I.17	Schéma d'une installation de centrale solaire cylindro-parabolique (PTC).
Figure I.18	Description de système cylindro-parabolique.
Figure I.19	Une centrale cylindro-paraboliques à caloporteur huile.
Figure I.20	Une centrale à capteurs cylindro-paraboliques à génération directe de vapeur (DSG).
Figure I.21	Les trois modes de fonctionnement d'une centrale PTC à génération directe de vapeur.
Figure I.22	Schéma de principe du système récepteur parabolique (DS).
Figure I.23	Description de système parabole-Stirling.
Figure I.24	Récepteur à cavité d'éclairage direct et son intégration dans le moteur Stirling.
Figure I.25	Récepteur à éclairage indirect.
Figure I.26	Les trois types de dispositifs de moteur Stirling.
Figure II.1	Spectre du rayonnement solaire.
Figure II.2	Mouvement de la Terre autour du Soleil.

- Figure II.3** Variation de la distance solaire au cours de l'année.
- Figure II.4** Les angles solaires suivant les coordonnées horizontales.
- Figure II.5** Les angles solaires suivant les coordonnées équatoriales.
- Figure II.6** Variation de l'angle de déclinaison δ_s au cours de l'année.
- Figure II.7** Les angles fondamentales du soleil: l'angle horaire ω , latitude φ et la déclinaison solaire δ_s .
- Figure II.8** L'angle d'incidence et l'angle zénithal sur un plan incliné.
- Figure II.9** Distribution du rayonnement solaire dans l'atmosphère et sur la terre.
- Figure II.10** Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée.
- Figure II.11** Localisation de l'endroit étudié: a) Pays Algérie, b) Région de Tamanrasset, c) Élévation de la ville de Tamanrasset.
- Figure II.12** Le rayonnement solaire global et le rayonnement extraterrestre au cours de cinq ans (2000-2004).
- Figure II.13** Fréquence d'occurrence de la durée d'ensoleillement avec distribution de Weibull pour la ville de Tamanrasset.
- Figure II.14** La durée d'ensoleillement quotidien et mensuel tout au long de cinq ans (2000-2004).
- Figure II.15** Les valeurs mesurés et estimés des huit modèles des mois typiques de 2000 à 2004.
- Figure II.16** Les valeurs mesurés et estimés des six modèles adoptés des mois typiques de 2000 à 2004.
- Figure II.17** La comparaison des valeurs estimées du GSR avec les données mesurées.
- Figure II.18** Nuage de points des valeurs estimées du GSR avec les données mesurées.
- Figure II.19** Localisation des stations considérées sur la carte de l'Algérie.
- Figure III.1** Concept d'une centrale solaire combinée intégrée ISCCS.
- Figure III.2** Concept d'une centrale solaire hybride à tour à cycle combiné HSTS.
- Figure III.3** Localisation du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel.
- Figure III.4** Conception du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel.
- Figure III.5** Bloc de puissance de la station Hassi R'Mel.
- Figure III.6** Schéma de principe d'un système à cycle combiné solaire intégré (ISCCS).
- Figure III.7** Représentation schématique de collecteur cylindro-parabolique.
- Figure III.8** Élément de collection de la chaleur HCE.
- Figure III.9** Disposition du champ solaire cylindro-parabolique.
- Figure III.10** Centrale à cycle combiné.
- Figure III.11** Représentation schématique d'une turbine à gaz.
- Figure III.12** Cycle réel d'une turbine à gaz dans les diagrammes P - v et T - S .

- Figure III.13** Diagramme d'une centrale de cycle combiné.
- Figure III.14** $K(i)$ par rapport à l'angle d'incidence (i) et le facteur d'ombrage en fonction du temps.
- Figure III.15** Collecteur suivi à travers le matin, montrant la dégression d'ombrage du collecteur au cours de la journée.
- Figure III.16** Géométrie de la cylindro-parabolique avec pertes d'extrémité d'HCE.
- Figure III.17** Circulation d'air dans la chambre de combustion.
- Figure III.18** Bilan énergétique de la chambre de combustion.
- Figure III.19** Réseau d'échangeurs de chaleur.
- Figure III.20** Débit massique dans le réseau des échangeurs de chaleur.
- Figure IV.1** L'organigramme de la turbine à gaz.
- Figure IV.2** L'organigramme de l'estimation d'irradiation directe normale.
- Figure IV.3** Effet du mode de poursuite sur les quantités moyennes mensuelles du rayonnement quotidien intercepté à Alger, Ghardaïa, Ouargla et Tamanrasset.
- Figure IV.4** Rayonnement solaire direct normal intercepté à Tamanrasset pour différentes modes de poursuite.
- Figure IV.5** L'organigramme de champ solaire.
- Figure IV.6** Température ambiante en fonction du temps (21 juin 2015 et 21 décembre 2015).
- Figure IV.7** Humidité relative en fonction du temps (21 juin et 21 décembre 2015).
- Figure IV.8** Variation de l'irradiation directe normale au cours de l'année.
- Figure IV.9** Variation de débit massique de la fluide HTF au cours de l'année.
- Figure IV.10** Variation de la production énergétique de champ solaire.
- Figure IV.11** Variation de rendement de champ solaire au cours de l'année.
- Figure IV.12** Variation de l'efficacité optique de champ solaire au cours de l'année.
- Figure IV.13** Variation de rendement solaire-électricité au cours de l'année.
- Figure IV.14** L'organigramme du programme d'ISCCS.
- Figure IV.15** La puissance électrique instantanée de l'ISCCS pendant l'année.
- Figure IV.16** La puissance électrique instantanée de champ solaire pendant l'année.
- Figure IV.17** Le rendement instantané de l'ISCCS pendant l'année.
- Figure IV.18** Puissance électrique du GT et de l'ISCCS en fonction de la température ambiante.
- Figure IV.19** Rendement du GT et de l'ISCC en fonction de la température ambiante.
- Figure IV.20** L'énergie électrique et le rendement de la turbine à vapeur en fonction du temps (21 juin et 21 décembre).
- Figure IV.21** Puissance électrique et le rendement d'IGCC en fonction du temps (21 juin et 21 décembre).
- Figure IV.22** Représentation des points les plus importants de fonctionnement d'ISCCS dans le diagramme T - S .

2. Les tableaux

Tableau I.1	Comparaison des quatre familles de CSP.
Tableau II.1	Quelques valeurs de l'albédo selon de type de sol.
Tableau II.2	Informations générales sur le site d'étude.
Tableau II.3	Modèles de régression utilisés dans la littérature.
Tableau II.4	Les nouveaux modèles de régression proposés.
Tableau II.5	Les coefficients de corrélation et les performances statistiques des modèles de régression utilisés dans la littérature.
Tableau II.6	Coefficients de corrélation des dix modèles proposés de régression.
Tableau II.7	Performances statistiques des six nouveaux modèles proposés.
Tableau II.8	Classement des modèles selon chaque indicateur statistique pour les trois bases de données météorologiques.
Tableau II.9	Statistiques de performance pour la création de modèles hybrides par les 14 modèles.
Tableau II.10	Résultats statistiques des quatre modèles hybrides intelligents.
Tableau II.11	Liste des sites choisis pour l'évaluation du DNI en utilisant différents modes de systèmes de traque.
Tableau II.12	Les sept modes de poursuite solaire.
Tableau III.1	Les constantes spécifiques pour l'air; a , b , c et d .
Tableau III.2	Compositions des gaz d'échappement.
Tableau IV.1	Les données au sous-programme de la turbine à gaz.
Tableau IV.2	Les données au sous-programme de champ solaire.
Tableau IV.3	Les composantes principales de la centrale ISCCS.
Tableau IV.4	Les données du programme d'ISCCS.
Tableau IV.5	Valeur a a été mesurée pour le 21 juin 2015 et 21 décembre 2015, avec les conditions climatiques d'Hassi R'mel
Tableau IV.6	Valeur a a été calculée pour le 21 juin et 21 décembre, avec les conditions climatiques de Tamanrasset

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les changements climatiques auxquels le monde est confronté aujourd'hui constituent un défi important en raison des effets de l'émission de dioxyde de carbone (CO₂) dans différents domaines. D'ailleurs, le problème de la mauvaise utilisation des ressources naturelles et le déclin de l'environnement ont un impact important sur la faiblesse du développement économique [1].

De toute évidence, l'origine du changement climatique est le CO₂, et au moins 90 % de ses émissions proviennent des combustibles fossiles brûlés pour la production d'énergie et le secteur des transports. Des études récentes et des feuilles de route technologiques publiées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le Centre aérospatial allemand (DLR) et l'Union européenne (UE) prévoient que 80% des émissions de CO₂, proviendront de l'économie actuelle basée sur l'industrie; de sorte que les changements du climat intensifient si aucune action décisive n'est entreprise [2-5].

L'accumulation progressive de dioxyde de carbone (CO₂) dans l'atmosphère est la cause incontestable du réchauffement climatique, entraînant la fonte des calottes polaires et l'augmentation des phénomènes météorologiques extrêmes dans le monde entier [2, 5-7]. En conséquence, beaucoup de personnes à travers le monde font face à un risque croissant de pénurie d'eau, d'inondations, et de graves pollutions environnementales [4,8].

Ces accidents majeurs et ces calamités naturelles, peuvent également provoquer des interruptions d'approvisionnement en énergie, qui mène à des crises entre les pays. Ces défis ont poussé les pays du monde à chercher des solutions alternatives, et les énergies renouvelables ont été la meilleure solution qui peut fournir de l'énergie pour assurer la continuité de l'activité économique sans nuire à l'environnement [1].

Aujourd'hui, la technologie du solaire thermique à concentration (CSP) offre une solution intégrée aux problèmes mondiaux de la prochaine décennie, à savoir le changement climatique et la pénurie associée d'énergie. Par exemple, un mégawatt de CSP installé évite l'émission de 688 tonnes de CO₂ par rapport à une centrale à cycle combiné et 1360 tonnes de CO₂ par rapport à une centrale thermique au charbon. Un miroir carré dans le champ solaire produit 400 kWh d'électricité par an, évite 12 tonnes d'émissions de CO₂ et contribue à une économie de 2,5 tonnes de combustibles fossiles au cours sa durée de vie de 25 ans de fonctionnement [2, 6, 9, 10-15].

Bien que les technologies de CSP soient une solution aux problèmes environnementaux et soient la plus efficace sur le plan technique et économique. Les systèmes d'énergie hybrides qui combinent l'énergie solaire avec les cycles de combustible fossile font partie des systèmes prometteurs qui réduiront considérablement le coût de l'investissement et qui sont souvent utilisés dans des régions isolées ou éloignées [16, 17].

Concernant l'énergie solaire, l'Algérie bénéficie de quelque 3000 heures en moyenne d'ensoleillement par an, autant dire que la source est abondante. Pourtant, rares sont les stations de mesure du rayonnement solaire et seuls certains centres de recherche tels le centre de développement des énergies renouvelables et l'office national algérien de la météorologie (NOM) pour ce qui est du nord du pays, et certains sites isolés du sud algérien semblent l'utiliser [1].

Les données de rayonnement solaire jouent un rôle très important dans la conception des systèmes solaires thermiques et hybrides. Néanmoins, ces données ne sont pas toujours disponibles, en particulier dans les zones isolées. Par conséquent, la prédiction des valeurs de rayonnement solaire est souvent la seule manière pratique d'acquérir ces données. C'est parce que les séquences mesurées des valeurs de rayonnement sont disponibles seulement pour quelques endroits ou régions dans chaque pays. Ainsi, ce travail peut être une contribution utile pour concevoir et estimer la performance des systèmes d'énergie solaire thermiques et hybrides.

À ce propos, nous présentons ce travail en quatre chapitres à savoir:

✓ Le premier chapitre sera consacré à la présentation de l'état de l'art sur les technologies existantes des centrales solaires thermodynamiques pour définir et présenter les quatre principales technologies de collecte et de concentration du rayonnement solaire.

✓ Dans le deuxième chapitre, nous proposons des modèles analytiques et intelligentes basé sur la durée d'ensoleillement avec des coefficients de corrélation variés pour l'estimation de rayonnement solaire en Algérie, surtout pour le sud de l'Algérie.

✓ Dans le troisième chapitre, nous décrivons d'une manière assez exhaustive le fonctionnement d'une centrale solaire hybride avec la technologie cylindro-parabolique puis nous procédons à la simulation d'une telle centrale en développant un programme mathématique afin de prédire les performances de cette centrale sous les conditions météorologiques de la station de Tamanrasset (sud de l'Algérie).

✓ Le dernier chapitre est dédié à la présentation des programmes de calcul de différents processus de la centrale solaire hybride (ISCCs) dont des caractéristiques définies, on montre les résultats et les discussions relatifs à la simulation de cette centrale sous les conditions météorologique de Tamanrasset.

Références bibliographiques

- [1]. Bousbaine, T, “The Strategy of Renewable Energies in Algeria in order to address Climate Change and achieve the Sustainable Development the Realities and the Prospects”. Recherches économiques et managériales, Bouira University- Algeria. Vol:15, Juin 2014.
- [2]. World Energy Outlook. Executive summary; 2012, www.worldenergyoutlook.org/.
- [3]. World Energy Outlook. Executive summary; 2011, www.worldenergyoutlook.org/.
- [4]. An Overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East, CSP Today, October; 2008.
- [5]. Steffen, Erdle, “The Desertec Initiative-Powering the development perspectives of southern Mediterranean countries?”, Discussion paper, December; 2010.
- [6]. An overview of the desertec concept. Red paper, 3rd ed.
- [7]. IEA. “Technology road map concentrating solar power”; 2010. [/http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf).
- [8]. Greenpeace. “Energy revolution report”. EREC January; 2007. Online available at: www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/energy-revolution-a-sustainable.pdf.
- [9]. Himri YY, Malik S, Boudghene Stambouli A, Himri S, Draoui B. “Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009;13:1584–91.
- [10]. Tsikalakis Antonis, Tomtsia T, Hatziaargyriou ND, Poullikkas A, Malamate-nios Ch, Giakoumelos E, et al. “Review of best practices of solar electricity resources applications in selected Middle East and North Africa (MENA) countries”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011;15:2838–49.
- [11]. Kadir Mohd Zainal Abidin Ab, Rafeeu Yaaseen, Adam Nor Mariah, “Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010;14:3023–31.
- [12]. Romero-Alvarez Manuel, Zarza Eduardo. “Concentrating solar thermal power”. energy conversion (19). LLC: Taylor & Francis Group; 2007.
- [13]. El-Ghonemy AMK. “Future sustainable water desalination technologies for the Saudi Arabia: a review”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012;16:6566–97.
- [14]. Li Chennan, Goswami n Yogi, Stefanakos Elias. “Solar assisted sea water desalination: a review”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013;19:136–63.
- [15]. www.cspworld.com.
- [16]. The European Academies Science Advisory Council (EASAC). “Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future”. Policy report 16, November; 2011.
- [17]. [/http://www.renewableenergyworld.com](http://www.renewableenergyworld.com).

CHAPITRE I
ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE
SUR LES TECHNOLOGIES DU SOLAIRE THERMODYNAMIQUE
A CONCENTRATION

I.1 Introduction

Les technologies des solaires à concentration sont l'une des énergies renouvelables qui jouent un rôle important dans la résolution des problèmes actuels et futurs de l'électricité car elles utilisent la chaleur du soleil [1, 2], qui est illimitée et une source d'énergie disponible quotidiennement. De plus, il a la capacité de stocker la chaleur du soleil pendant la journée pour la réutiliser pendant la nuit, ce qui en fait les technologies les plus rentables parmi les technologies renouvelables et compétitives avec les centrales à combustibles fossiles [3, 4].

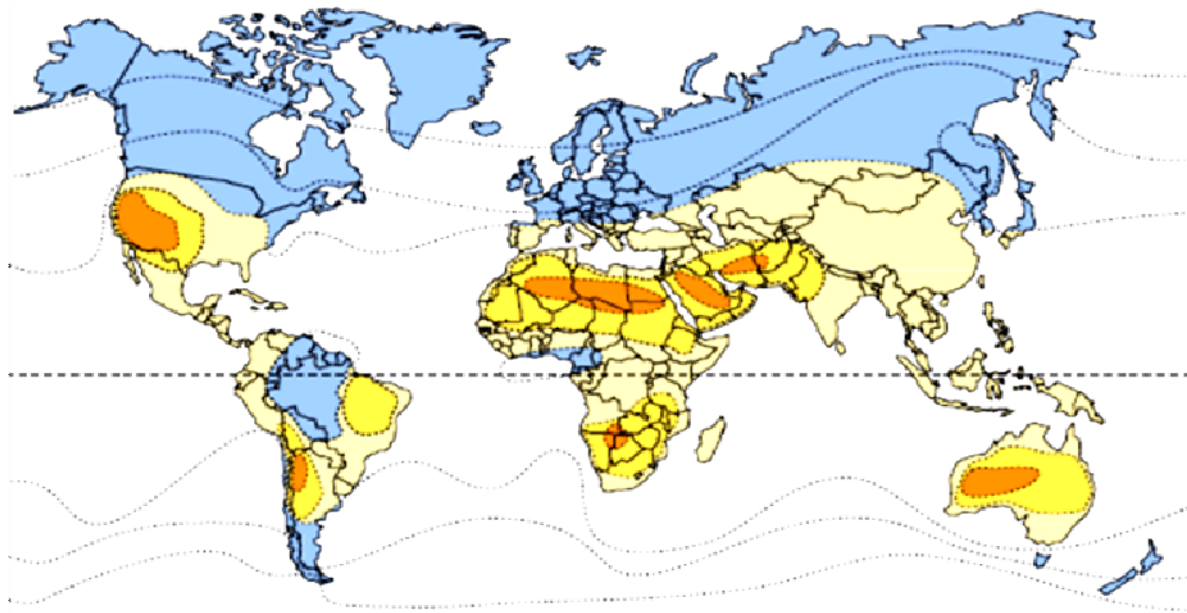
Dans ce chapitre, nous allons mettre en évidence les quatre technologies des solaires à concentration qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique, puis électrique à travers un cycle thermodynamique.

Ce chapitre présente des descriptions générales et un résumé des technologies CSP. Elles décrivent la façon d'utiliser la chaleur du soleil pour produire de la vapeur utilisée pour entraîner les générateurs conventionnels. Ce travail montre que la plupart des technologies CSP sont disponibles dans l'industrie et qu'ils peuvent être hybridées avec des centrales à combustibles fossiles.

I.2 La ressource solaire pour la production d'électricité

Aujourd'hui, l'énergie thermique solaire à concentration contribue intensivement pour la production de l'énergie électrique. Néanmoins, les systèmes solaires thermiques à concentration (CSP) utilisent uniquement le rayonnement solaire direct (DNI) et doivent donc suivre le soleil au cours de la journée pour être en mesure de capter le plus de lumière du soleil que possible. À mesure que le CSP nécessite un fort rayonnement solaire, il ne convient pas dans toutes les régions géographiques. La figure I.1 présente le potentiel d'installer CSP dans différentes régions du monde [5, 6].

À cette contexte, les meilleurs lieux d'implantation de technologie de CSP se trouvent dans la ceinture équatoriale appelée communément la ceinture solaire, c -à- d dans la zone la plus ensoleillée de la planète, pour investissement d'une grande part de rayonnement solaire direct. C'est là que la production d'électricité solaire est la plus favorable. La figure I.1 indique que les CSP systèmes sont particulièrement adaptés au pourtour méditerranéen, au Moyen-Orient, au sud-ouest américain et aux déserts d'Australie. Les centrales CSP doivent devenir compétitives avec les centrales thermiques conventionnelles dans les zones fortement ensoleillées et contribuer ainsi à la protection climatique au niveau mondial [7].



Implantation des centrales solaires thermodynamiques

■ Excellent
 ■ Très bon
 ■ Bon
 ■ Inapproprié

Figure I.1. La ceinture solaire, régions du globe pour lesquelles l'ensoleillement direct moyen annuel excède 2000 kWh/m²/an.

L'Algérie est un pays de la région de la ceinture solaire où une forte intensité de rayonnement solaire est reçue; plus de 2,000,000 km² reçoit un ensoleillement annuel équivalant à 2500 kWh/m² et la durée annuelle moyenne d'ensoleillement varie de 2650 heure sur la ligne côtière à 3500 heure dans le sud. Cette ressource disponible peut être utilisée au moyen de centrales thermiques pour répondre à la demande annuelle croissante [8].

I.3 Les centrales solaires à concentration CSP

Les technologies solaires à concentration (CSP) sont l'une des technologies qui jouent un rôle important pour résoudre les problèmes d'électricité présents et futurs parce qu'elles utilisent la chaleur du soleil, ce qui n'est soumise à aucune restriction et une source d'énergie disponible quotidiennement. En outre, il a la capacité de stocker la chaleur du soleil pendant la journée pour réutiliser lors de la nuit, ce qui les rend les technologies les plus rentables parmi les technologies des énergies renouvelables et concurrentiels avec les centrales électriques à combustibles fossiles [9].

Les technologies CSP utilisent uniquement l'irradiation normale directe du soleil, en la concentrant plusieurs fois pour atteindre des densités d'énergie plus élevées dans le domaine des systèmes de concentration thermique solaire, et donc des températures plus élevées lorsque l'énergie solaire est absorbée par la surface du matériau. La chaleur est ensuite utilisée pour faire fonctionner un cycle de puissance conventionnel, par exemple à travers une turbine à gaz ou à vapeur ou un moteur Stirling, qui entraîne un générateur [10].

Comme montrée dans la figure I.2, une centrale CSP typiquement, se compose de trois sous-systèmes principaux: un gisement de collecteur solaire, récepteur solaire, et un système de conversion de puissance [11-13]. Certains systèmes de secours (hybridation) et/ou de stockage d'énergie sont ajoutés pour améliorer les performances et augmenter le facteur de capacité et pour répondre aux besoins énergétiques pendant les heures non ensoleillées.

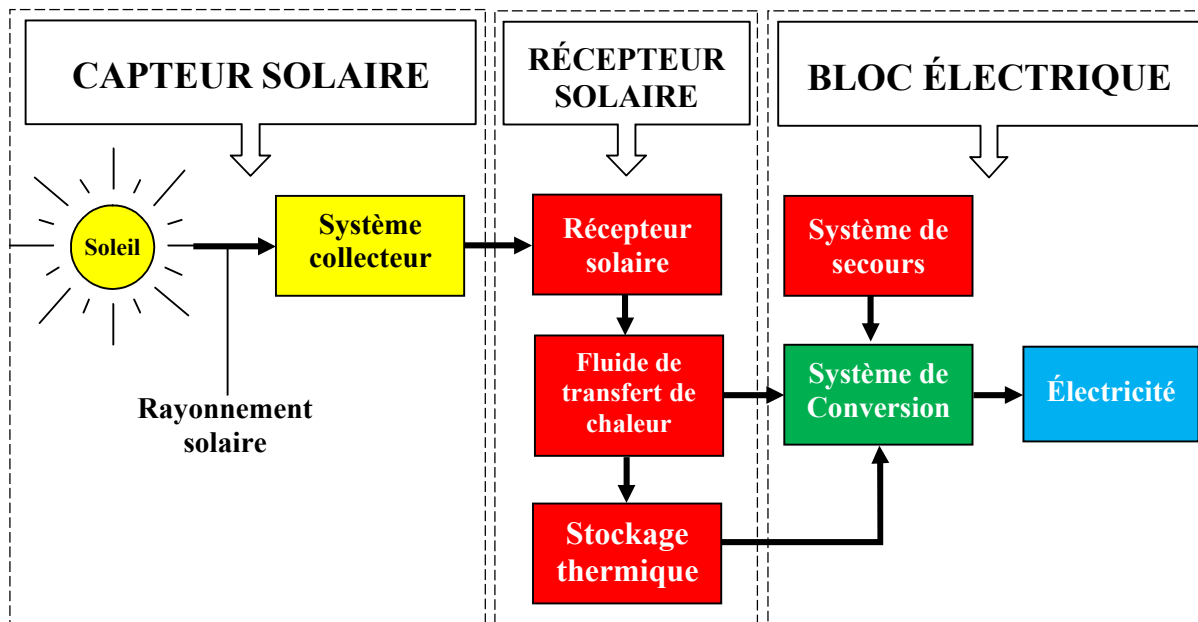


Figure I.2. Organigramme pour une centrale typique de CSP.

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP) utilisent différentes configurations de miroirs pour concentrer les rayons du soleil sur un récepteur et la convertir en chaleur. La chaleur peut ensuite être utilisée pour créer de la vapeur pour conduire une turbine afin de produire de l'énergie électrique ou être employée en tant que chaleur de processus industriel [14]. Aussi les systèmes CSP peuvent intégrer des systèmes de stockage d'énergie thermique pour générer de l'électricité pendant des périodes nuageuses ou même plusieurs heures après le coucher du soleil. Les systèmes CSP peuvent également être intégrés avec des centrales à cycle combiné générant des centrales électriques hybrides qui fournissent une puissance dispatchée de grande valeur. Ces attributs, font des systèmes CSP l'option d'énergie renouvelable la plus attrayante dans les régions de la ceinture solaire [15].

Pour l'instant, il existe quatre grands systèmes CSP qui peuvent être classés par la façon dont ils focalisent les rayons du soleil et la technologie utilisée pour recevoir l'énergie solaire, c'est-à-dire le collecteur et le récepteur. Ces systèmes de CSP sont classés par leur géométrie de focalisation en tant que concentrateurs de lignes concentriques; collecteurs cylindro-paraboliques (PTC) et collecteurs linéaires de Fresnel (LFC) ou en tant que concentrateurs ponctuels; récepteurs paraboliques (DS) et récepteurs à tour (CRS). Les quatre configurations de CSP sont représentées sur la figure I.3 [16-23].





Récepteur	Concentrateurs linéaires	Concentrateurs ponctuels
<p>Système fixe</p> <p>Récepteur fixe qui reste mécaniquement indépendant du système de concentration. La température de travail réalisable dépend du rapport de concentration.</p>	 <p>Concentrateur de Fresnel</p>	 <p>Centrale de tour solaire</p>
<p>Système mobile</p> <p>Le récepteur se déplace avec le système de concentration. Les récepteurs mobiles collectent plus d'énergie de rayonnement que les récepteurs fixes correspondants.</p>	 <p>Cylindro-parabolique</p>	 <p>Parabole Dish-Stirling</p>

Figure I.3. Les quatre familles de technologies CSP [24].

D'ailleurs, il convient de noter que les techniques des récepteurs linéaires est moins coûteuse et techniquement moins difficile, mais pas aussi efficace que les récepteurs ponctuelles [24]. Dans les systèmes à récepteurs linéaires (cylindro paraboliques et linéaires de Fresnel), les miroirs suivent le soleil sur un seul axe. Dans ceux avec une focalisation ponctuelle (tour et parabole Stirling), les miroirs suivent le soleil sur deux axes. Le récepteur peut être fixé, comme dans les systèmes linéaires de Fresnel et de tour solaire, ou mobile comme dans les systèmes cylindro-paraboliques et parabole Stirling [25].

Dans chaque famille CSP, une variété d'options est possible pour la disposition du champ solaire telle que le système de suivi, le type de récepteur, le fluide de transfert de chaleur (HTF), la technologie de stockage et de conversion d'énergie. Des orientations nord-sud et est-ouest équipées d'un mécanisme de cheminement simple sont habituellement appliquées dans le champ solaire cylindro-parabolique [26].

Différentes options existent pour le fluide de transfert de chaleur, la technologie de stockage et le cycle thermodynamique. L'huile synthétique et la vapeur saturée sont actuellement utilisées comme fluides de transfert de chaleur dans des installations commerciales, tandis que du sel fondu et de la vapeur surchauffée viennent au marché. L'utilisation d'air (à pression ambiante ou sous-pression) et d'autres gaz sous pression (par exemple, CO₂ et N₂) sont en cours de développement, cependant l'hélium ou l'hydrogène est utilisé dans les moteurs Stirling utilisés dans les systèmes de parabole. Le sel fondu est le seul choix commercial aujourd'hui pour le stockage pendant de longues périodes de temps

(de quelques heures), ce qui permet à la production d'électricité pour bien répondre à la demande [26].

Le facteur de concentration du système linéaire (LFC et PTC) ne dépassant pas les 100 soleils; néanmoins, des températures allant au maximum jusqu'à 500°C. En revanche, les capteurs ponctuels (DS et CRS) ont un facteur de concentration bien plus élevés (de 200 soleils à 1000 soleils) et permettent de chauffer jusqu'à 1000°C. Toutes les quatre technologies CSP ont été présentées en détail en table I.1 [11].

Tableau I.1: Comparaison des quatre familles de CSP [18, 24, 27].

Technologie de CSP	Système à concentration linéaire		Système à concentration ponctuelle	
	Cylindro-parabolique	Linéaire de Fresnel	Récepteur central (tour)	Parabole (Dish)
Etat de l'art	commercial	Pré-commercial	Pré-commercial	Prototypes opérationnels
Coût de champ solaire [€/m ²]	200-250	150-200	250-300	>350
Taille type d'une unité [MW]	5-200	1-200	10-100	0.01
Facteur de concentration	~ 80	~ 30	500-1000	> 1000
Température de fonctionnement [°C]	390-550	270-550	550-1000	700-900
Fluide caloporteur (HTF)	huile synthétique, sel fondu, eau/vapeur	huile synthétique, eau/vapeur	air, sels fondus, eau/vapeur	air
Cycle thermodynamique	Rankine	Rankine	Brayton, Rankine	Stirling, Brayton
Machine thermodynamique	Turbine à vapeur	Turbine à vapeur	Turbine à gaz, Turbine à vapeur	Moteur de Stirling, turbine à gaz
Stockage thermique	sels fondus, béton, PCM	sels fondus, béton, PCM	sels fondus, céramique, PCM	sels fondus, céramique, PCM
Emprise au sol	Elevée	Faible	Elevée	Modérée

I.4 Système à concentration linéaire contre des systèmes ponctuelles

Pour connaître l'efficacité de la performance pour tout système solaire, il faut évaluer son efficacité. Ce dernier est le paramètre clé pour apprécier l'efficacité d'un système solaire avec un facteur de concentration.

L'efficacité énergétique du collecteur dépend de nombreux paramètres tels que l'intensité du rayonnement solaire, les performances optiques du collecteur et les conditions ambiantes. La figure I.4 montre l'efficacité thermique du collecteur solaire pour deux grandes technologies de l'énergie solaire de concentration (CSP) en fonction de la température et du rapport de concentration du récepteur. Les ratios de 70 à 170 soleils sont représentatifs des systèmes de concentration linéaire (PTC ou LFC). Par contre de 10 à 2000 soleils sont représentatifs des systèmes ponctuels (DS et CRS) [28, 29].

À partir de la simulation présentée à la figure I.4, nous pouvons constater que la variation de la concentration et de la température est proportionnel ce qui rend l'efficacité thermique plus élevée.

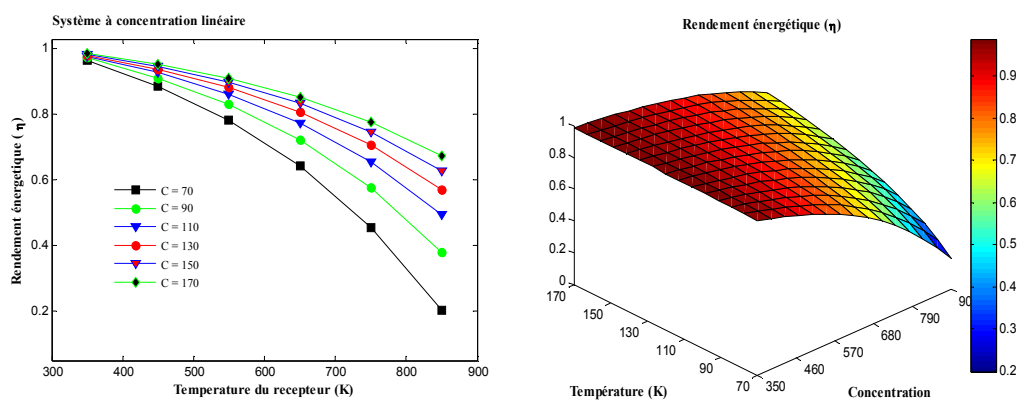


Figure (a)

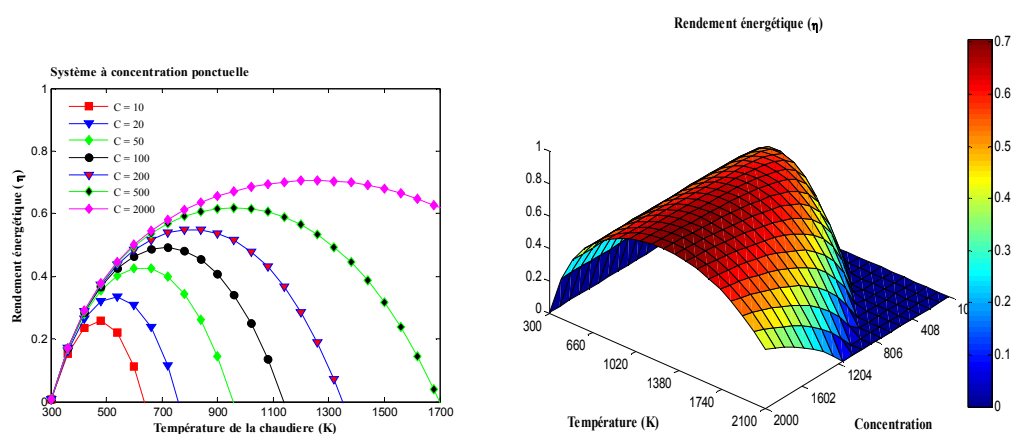


Figure (b)

Figure I.4. Efficacité thermique du collecteur solaire pour: (a) collecteur cylindro-parabolique, (b) récepteur de la centrale à tour solaire.

I.5 Les centrales solaires à tour

I.5.1 Description de système

Une centrale à tour est composée de quatre composants essentiels à son fonctionnement: un champ d'héliostats (permettant de collecter et concentrer les rayons solaires), une tour, un récepteur solaire et un bloc de conversion thermoélectrique.

I.5.2 Principe de fonctionnement

Un système de tour solaire utilise un champ de nombreux miroirs ou héliostats pour concentrer le rayonnement solaire incident vers un récepteur ou chaudière situé au sommet du tour qui est située dans le centre pour produire la vapeur pour la production d'électricité figure I.5. La température du fluide caloporteur atteint jusqu'à 1500°C suivant le facteur de concentration optique qui varie de 200 à 1000 soleils, selon le type de récepteur et de fluide caloporteur de transfert de chaleur, l'énergie thermique de fluide convertie en énergie mécanique puis électrique par le cycle de Rankine, ou un cycle à gaz (Brayton) ou même un cycle combiné (vapeur-gaz) où l'efficacité de la tour solaire, dans ce cas, peut atteindre 60%. Elle a une capacité de production entre 10 et 200 MW [30].

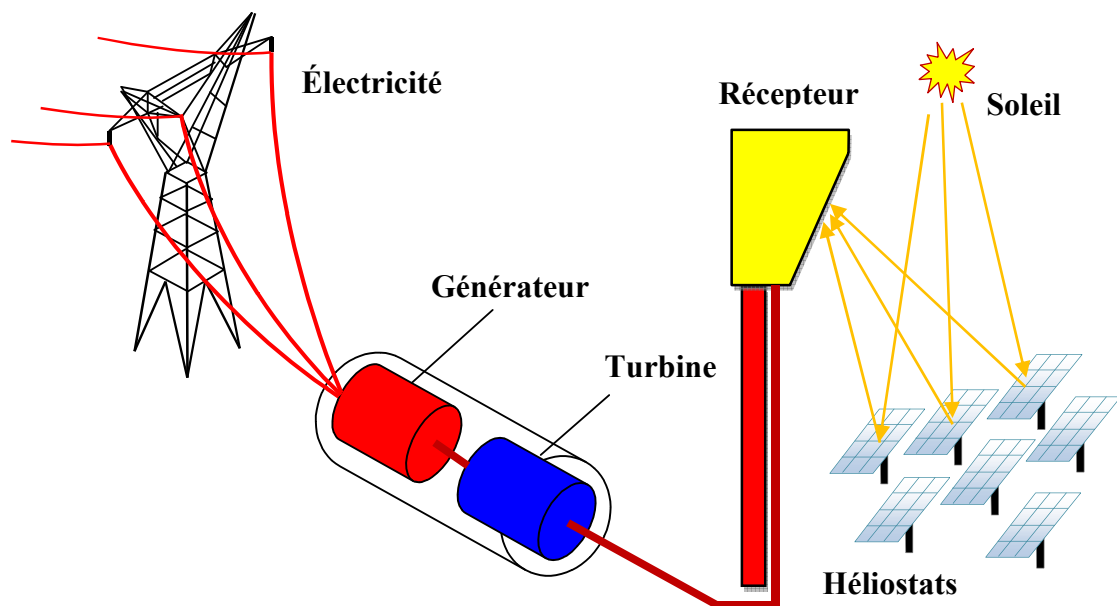


Figure I.5. Schéma de principe du système récepteur à tour solaire (CRS).

I.6 Les configurations du système tour solaire

I.6.1 Champ d'héliostats

L'efficacité du CRS dépend fortement de l'efficacité solaire de champ qui à son tour est liée à la conception d'héliostat, à la disposition de champ, au système de poursuite et au système de contrôle [9].

Le champ solaire se compose d'un grand nombre d'héliostats. Un héliostat simple inclut un ensemble de miroirs, d'un système de poursuite, d'une armature, et de fondations, et de système de contrôle qui suit le soleil pour en réfléchir en permanence les rayons sur un récepteur fixe. La conception de base de l'héliostat simple est illustrée dans la figure.6. L'efficacité de champ d'héliostat est une fonction de l'efficacité optique. L'effet de cosinus, l'effet d'ombrage, l'effet de blocage, la réflectivité de miroir, l'atténuation atmosphérique, et le débordement de récepteur sont les facteurs principaux affectant une efficacité optique d'héliostat [18, 31]. Il est bien connu que 40% de déperditions d'énergie totale soient attribués au champ d'héliostat. Il est alors essentiel d'optimiser sa conception pour réduire les frais financiers et pour améliorer l'efficacité globale de la centrale [32].

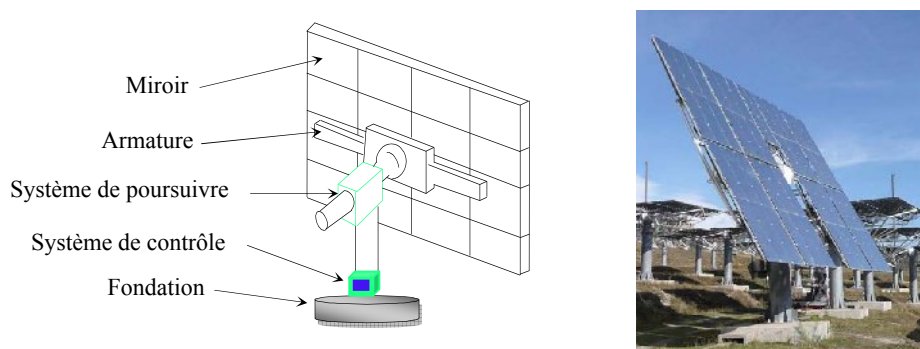


Figure I.6. La conception d'héliostat.

I.6.2 Différentes configurations de champ d'héliostats

Pour minimiser les pertes d'ombrage, de blocage, et de débordement, il est nécessaire d'optimiser la configuration de la conception d'un champ d'héliostat. Il est important pour cela de prendre en compte la nature du récepteur solaire, la latitude du site, la taille des héliostats, la concentration et le niveau de puissance incidente désirés. Il y a deux configurations possibles du champ d'héliostats: un champ hémisphérique et un champ circulaire, suivant la figure I.7 suivante [33].



Figure I.7. Configurations de champ d'héliostats:

(a) champ hémisphérique de la centrale « PS10/PS20 », (b) Champ circulaire de la centrale « Gemasolar ».

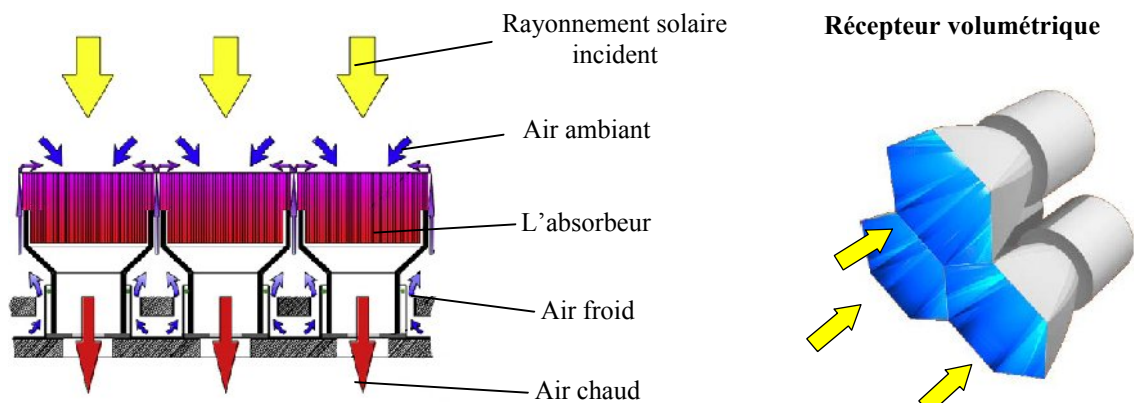
Autre configuration possible, c'est le champ d'héliostat avec une seconde réflexion en haut de tour, Cela fonctionne à refléter le rayonnement solaire des miroirs moulus à un autre ensemble de miroirs appelés les miroirs secondaires au-dessus de la tour. Ces miroirs dirigent le rayonnement vers un récepteur concave à la base de la tour qui chauffe un fluide pour produire de la vapeur. Les miroirs au sol tous ont le système de poursuite de double-axe. Dans de tels concentrateurs, le récepteur est mis au sol [34].



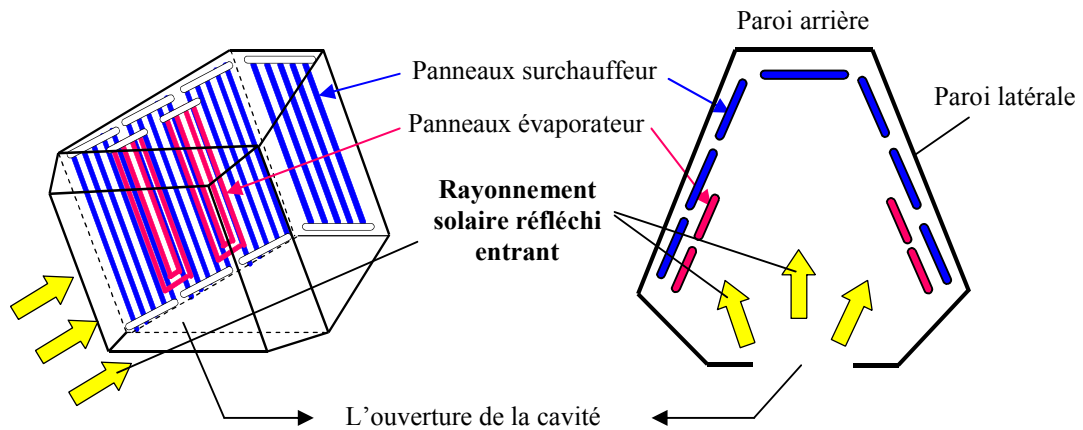
Figure I.8. Le concentrateur solaire avec une seconde réflexion en haut de tour dans la ville de Masdar, Abu Dhabi.

I.6.3 Récepteur solaire

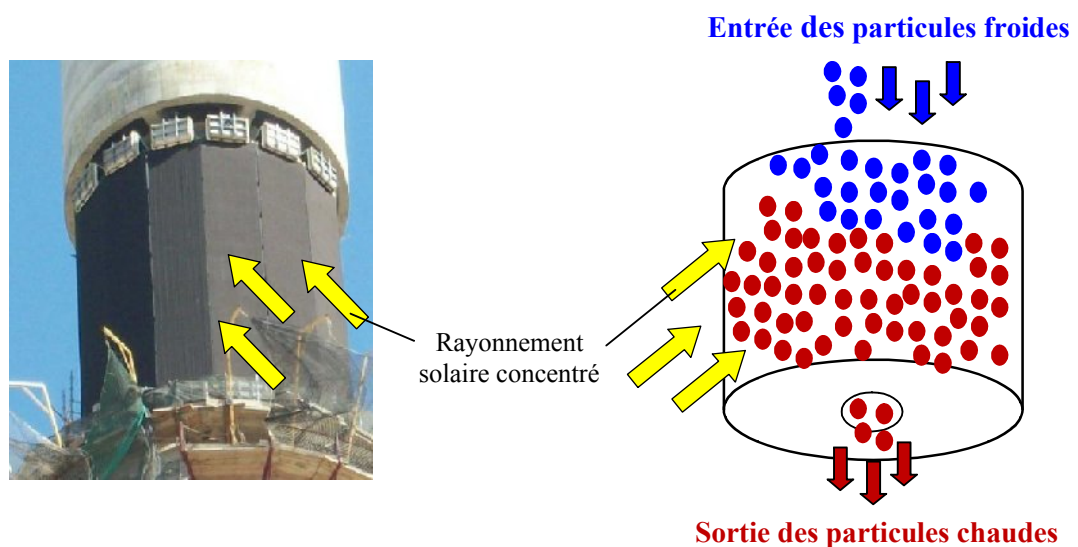
Dans une centrale à tour solaire CRS, le récepteur solaire est l'échangeur de chaleur où le rayonnement solaire est absorbé et transformé en énergie thermique utile dans des systèmes de conversion de puissance. Il existe différents critères de classification pour les récepteurs solaires, selon la configuration géométrique et les matériaux absorbants employés pour transférer l'énergie au fluide de transfert de chaleur [9]. Dans ce contexte, les récepteurs sont classifiés dans trois groupes largement appliqués dans le système central de récepteur, c'est-à-dire, les récepteurs volumétriques, les récepteurs à cavité, et les récepteurs de particules. Les trois récepteurs sont schématisés sur la figure I.9.



(a)



(b)



(c)

Figure I.9. Les récepteurs solaires du CRS ; (a) récepteur volumétrique, (b) récepteur à cavité, (c) récepteur de particule.

I.6.4 Système de conversion d'énergie

Dans le système de conversion d'énergie, l'énergie thermique produite au récepteur est convertie en électricité avec une efficacité qui dépend du cycle thermodynamique utilisé et de la performance des composants. Les trois cycles thermodynamiques les plus utilisés sont: le cycle de Brayton (BC), le cycle Rankine (RC) et le cycle combiné (CC). Cependant, il faut noter que les opérations hybrides sont utilisées pour améliorer les performances. Les trois cycles sont données en figure I.10.

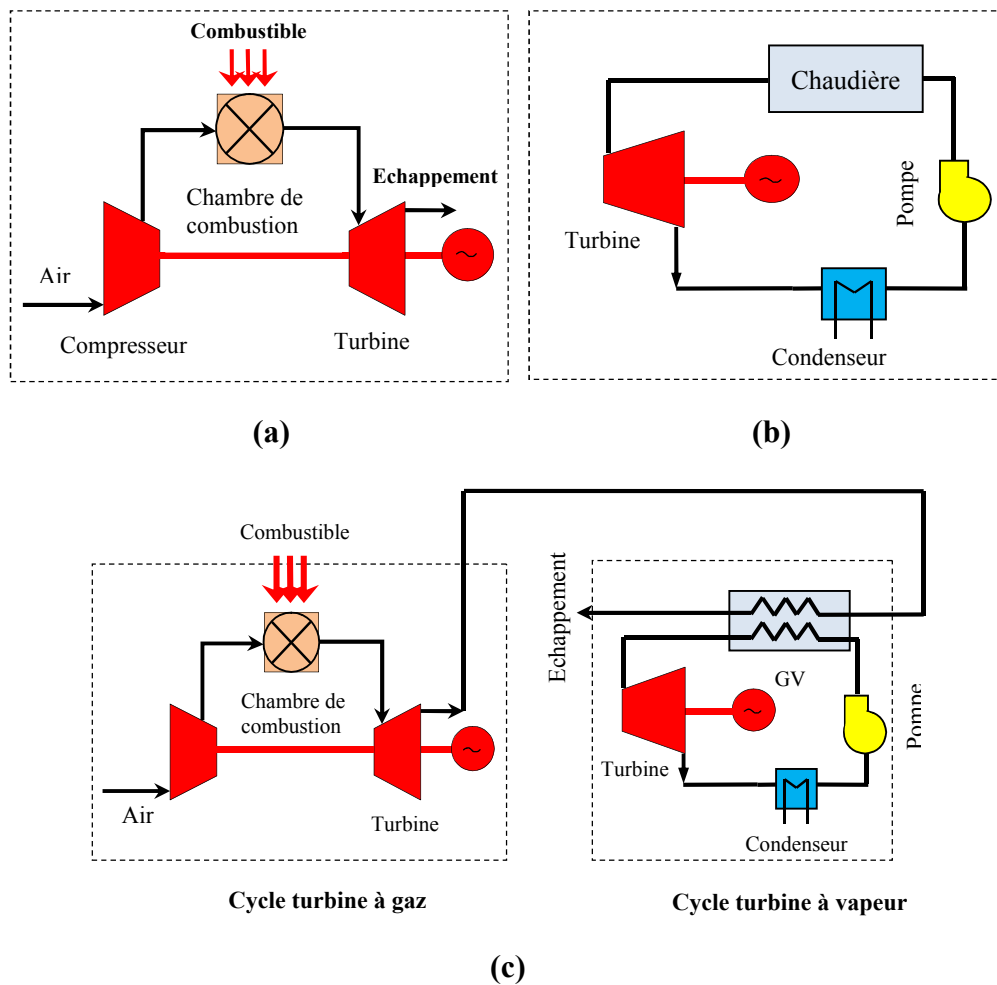


Figure I.10. Les trois cycles thermodynamiques; (a) cycle de Brayton, (b) cycle de Rankine, (c) cycle combiné

I.7 Les différentes technologies de centrales à tour

On distingue quatre principales technologies, qui se différencient principalement par la nature du fluide caloporteur :

- les systèmes à caloporteur sels fondus.
- les systèmes à caloporteur eau-vapeur.
- les systèmes à caloporteur air atmosphérique.
- les systèmes à caloporteur air pressurisé.

Dans chaque ces systèmes de technologie, il y a un stockage thermique de forte capacité pour évaluer les différentes technologies. Les deux systèmes à caloporteur sels fondus et air atmosphérique, possédant une technologie disponible de stockage thermique de forte capacité. En revanche les systèmes à caloporteur eau-vapeur et air pressurisé, est sans stockage thermique disponible [30, 35, 36].

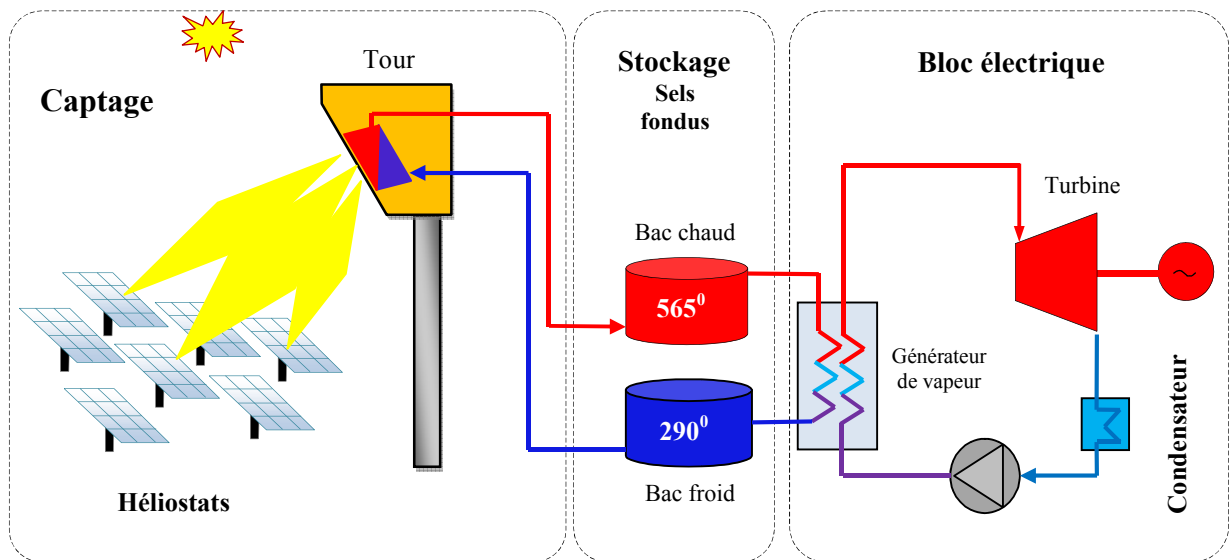


Figure I.11. Principe d'une centrale à tour à caloporteur sels fondus.

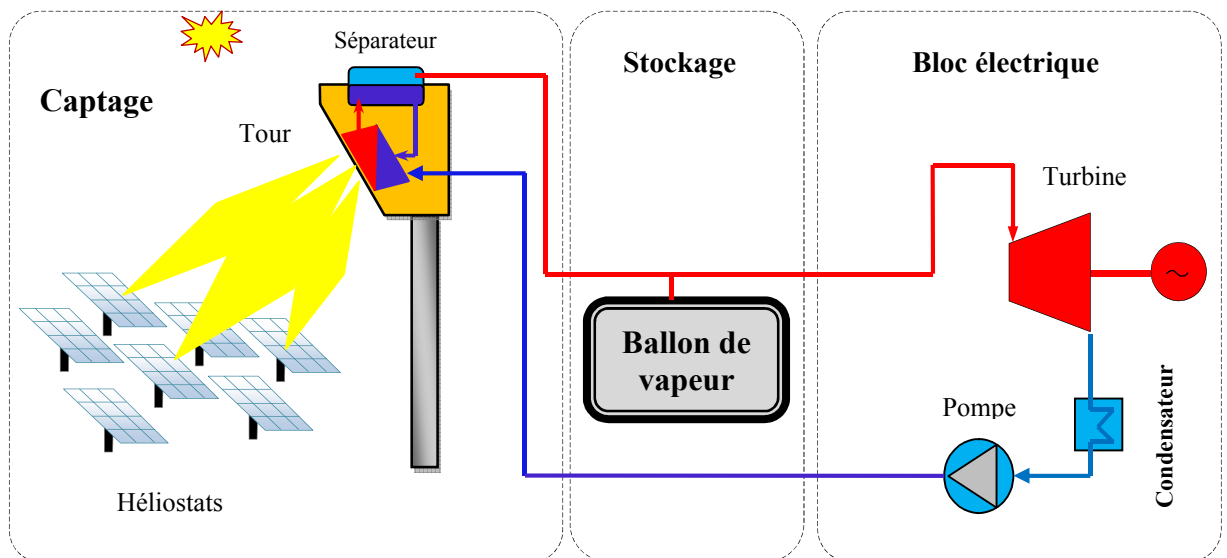


Figure I.12. Principe d'une centrale à tour à caloporteur eau-vapeur.

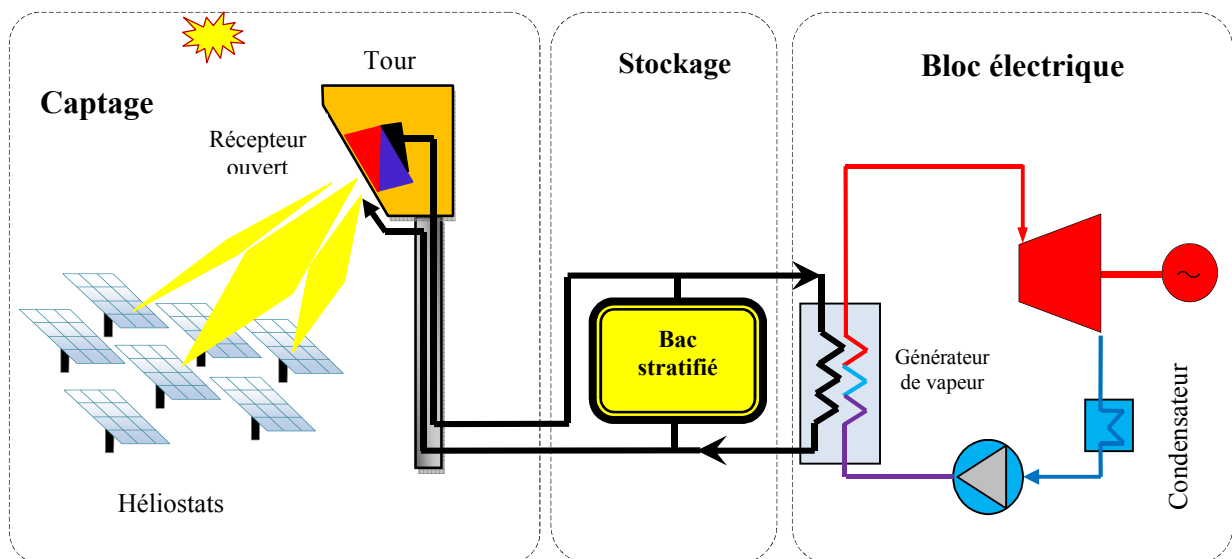


Figure I.13. Principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.

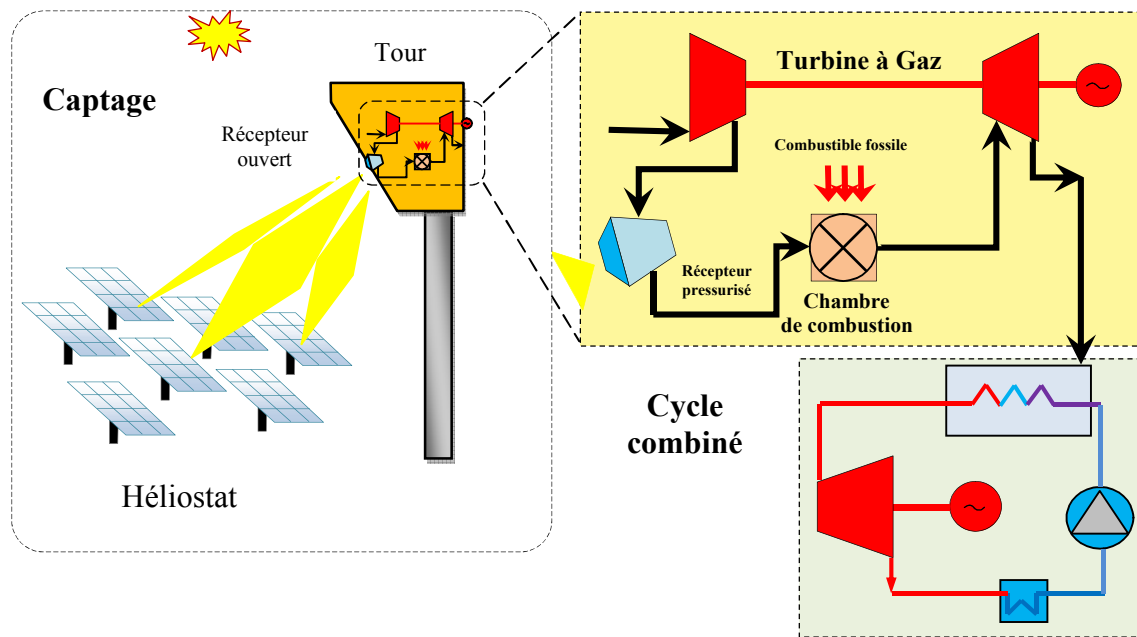


Figure I.14. Principe d'une centrale à tour à caloporteur air pressurisé couplé avec cycle à gaz ou CC.

I.8 Les centrales solaires à réflecteur linéaire de Fresnel

I.8.1 Description du système (LFR)

Une centrale à réflecteur linéaire de Fresnel (LFR) est une technologie de CSP avec le miroir de Fresnel comme concentrateur. Le miroir de Fresnel est basé sur le principe d'objectif de Fresnel, un type d'objectif inventé par le physicien français Augustin-Jean Fresnel en 1819 [37].

Un système (LFR) est constitué de champ de miroirs, des récepteurs, et turbogénérateur afin de produire de l'électricité. Le récepteur est composé par les éléments suivants [38]:

- Le tube absorbeur : il est défini par un cylindre.
- Le réflecteur secondaire : Il s'agit d'un demi-cylindre fixé au-dessus du tube, afin d'augmenter le facteur de concentration du système.
- La vitre : est une paroi en verre.

I.8.2 Principe de fonctionnement

Parmi les autres technologies CSP, le réflecteur de Fresnel (LFR) est considéré comme une solution très prometteuse, grâce à sa simplicité de conception et d'installation, à l'utilisation de matières premières, à l'attrait de coût et à l'exigence de terrain relativement petite, car plus de miroirs peuvent être serrés sur une petite parcelle de terre [21]. Néanmoins, les réflecteurs de LFR sont moins efficaces que les autres systèmes de CSP pour convertir l'énergie solaire en électricité, et il est plus difficile d'intégrer la capacité de stockage à leur conception [39].

Le système est constitué d'un champ d'héliostats linéaires qui reflète et concentre les rayonnements solaires sur un tube absorbeur (le récepteur) disposé horizontalement au-dessus des collecteurs. Les héliostats peuvent tourner le long d'un axe longitudinal pour suivre les rayons du soleil et pour maintenir constamment les rayonnements solaires réfléchis sur le récepteur figure I.15. Le tube absorbant est généralement réalisé en acier et recouvert de verre. La concentration transforme l'eau dans ce tube horizontal en vapeur saturée de 270°C et 55 bars qui sert à générer de l'électricité à l'aide d'une turbine à vapeur [40].

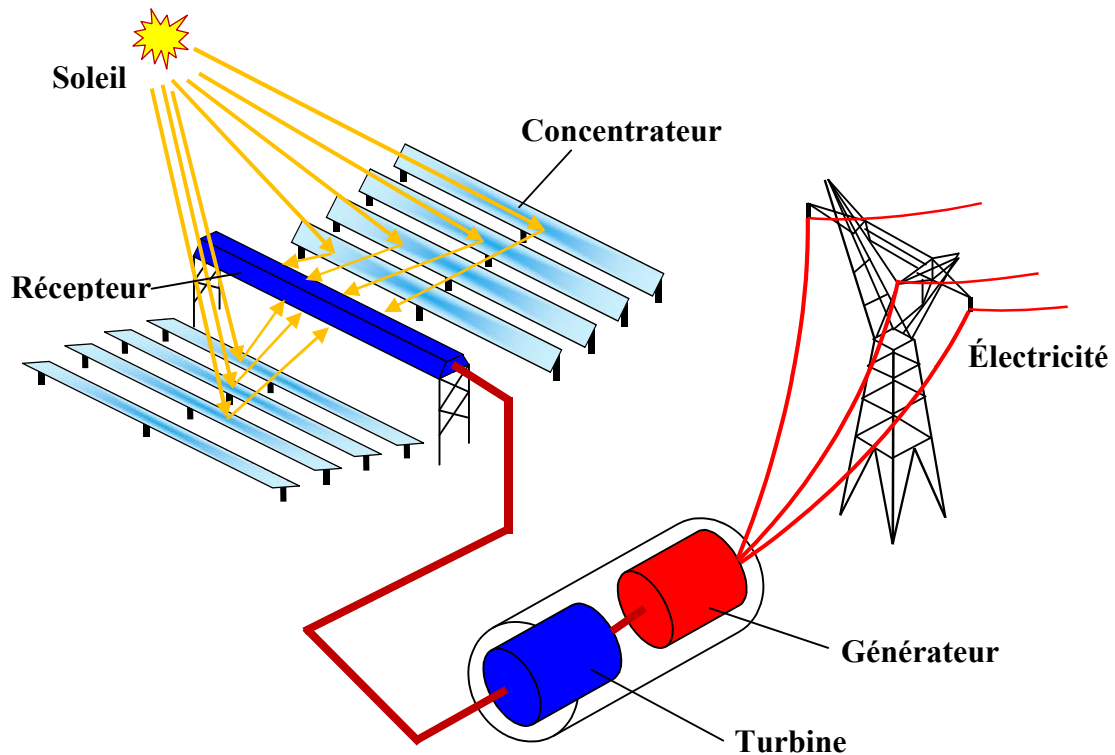


Figure I.15. Schéma de principe du système réflecteur linéaire de Fresnel (LFR).

L'avantage principal de ce type de système est qu'il utilise des réflecteurs plats ou élastiques incurvés qui sont meilleur marché comparés aux réflecteurs cylindro-parabolique. En outre, ces réflecteurs sont montés près du sol, de ce fait réduisant au minimum les exigences structurales. D'ailleurs, les miroirs n'ont pas besoin de supporter le récepteur, donc ils sont structurellement simples. Il convient d'observer que le système (LFR) est la pire technologie en termes d'efficacité (environ 50%) en raison d'une mauvaise performance (effet cosinus) le matin et le soir [21].

I.8.3 Les éléments constitutifs des réflecteurs de Fresnel

Le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel (LFR) est généralement constitué de [41]:

- **Réflecteur ou miroir de Fresnel:** plusieurs bandes de miroirs réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur.
- **Récepteur:** positionné au-dessus du miroir de Fresnel, il intercepte le rayonnement concentré. La conception du récepteur peut varier. Il est souvent composé de:

- ❖ Réflecteur secondaire, qui concentre encore d'un facteur 1 à 3 le rayonnement. Il permet de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui limite les pertes, par rapport aux performances de concentration du miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité du flux de puissance collecté sur l'élément absorbeur.
- ❖ Elément absorbeur : souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'échangeur : le fluide caloporteur collecte l'énergie du rayonnement sous forme d'énergie thermique.
- ❖ Une vitre: qui assure une limitation des pertes radiatives. Transparente à la lumière visible, le verre est opaque aux Infrarouge. Le rayonnement solaire entre dans le récepteur, mais les émissions des surfaces chaudes sont en grande partie bloquées par la vitre.

La Figure I.16 présente la constitution d'un récepteur à réflecteur linéaire de Fresnel (LFR).

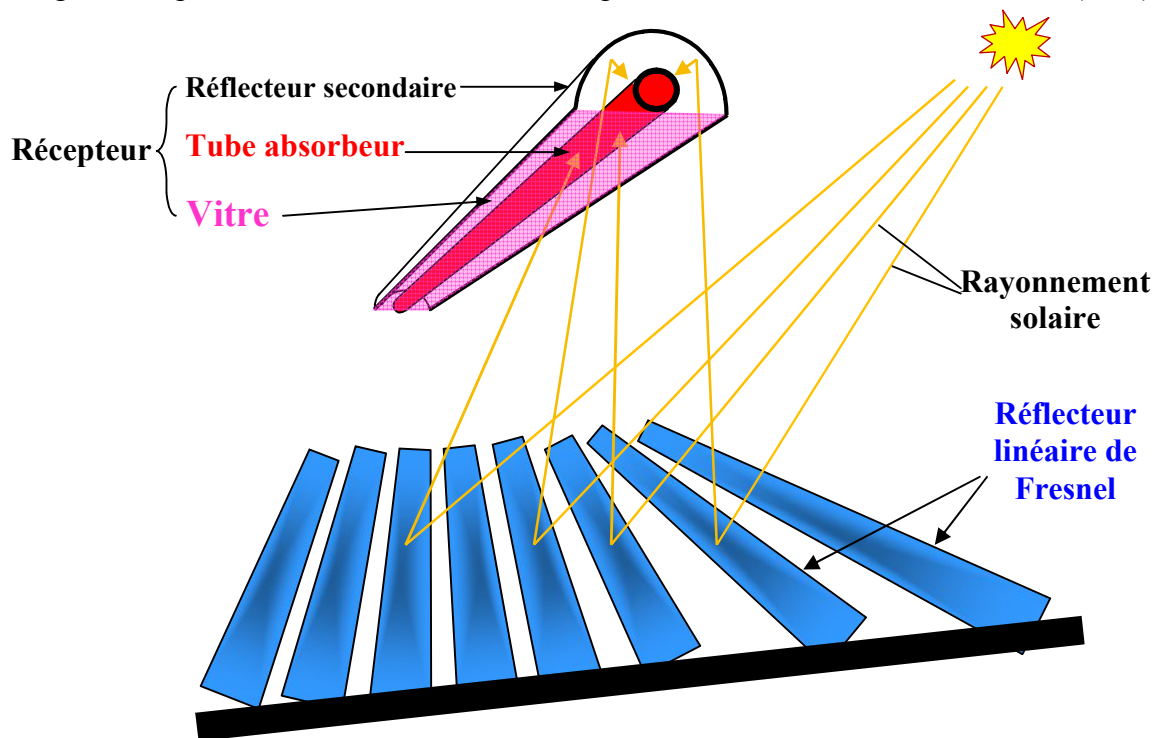


Figure I.16. Présentation schématique d'un récepteur à réflecteur linéaire de Fresnel.

I.9 Les centrales solaires cylindro-paraboliques

Au cours des 33 dernières années, La technologie des centrales solaires basées sur cylindro-parabolique a montré que L'exécution de cette technologie est une excellente alternative pour l'industrie énergétique commerciale [42]. La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire.

L'installation typique est formée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de stockage et le bloc de conversion thermoélectrique comme l'illustre la figure I.17.

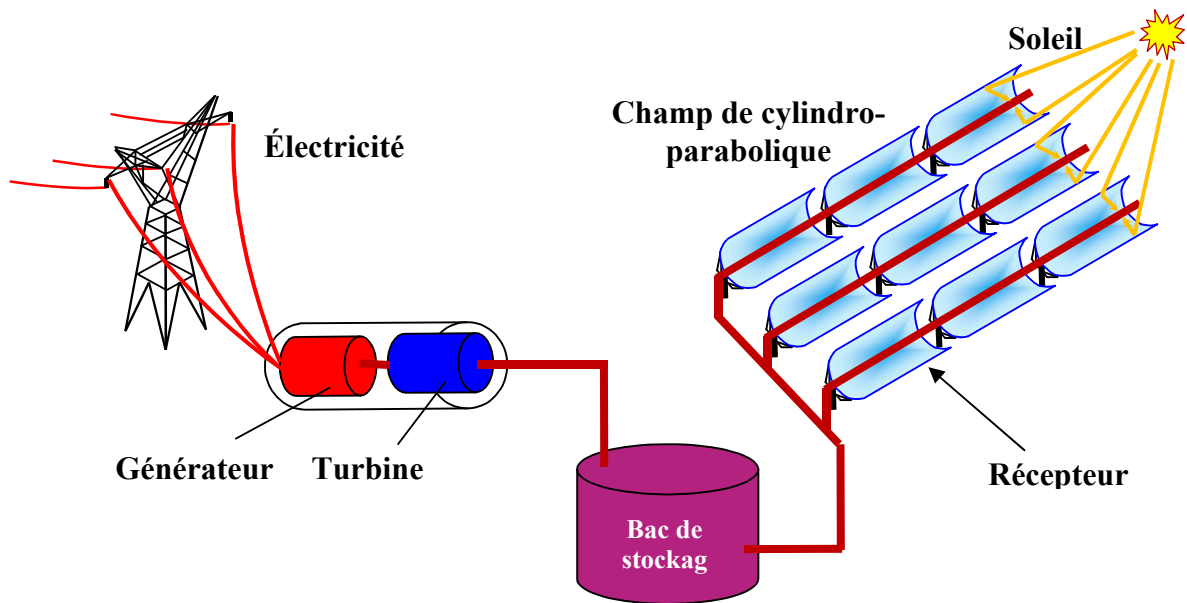


Figure I.17. Schéma d'une installation de centrale solaire cylindro-parabolique (PTC).

I.9.1 Description du système cylindro-parabolique

Un système cylindro-parabolique se compose de feuille de matériel réfléchissant, qui est plié dans une forme parabolique. Les feuilles sont remontées en série pour former des cylindro-paraboliques. Ces modules sont supportés sur la terre par les armatures simples aux deux extrémités (figure I.18). Le récepteur est un tube noir en métal, est placé sur la ligne focale du concentrateur, emballée dans un tube en verre pour limiter la perte de chaleur par la convection. L'axe de rotation des miroirs est habituellement orienté Nord-Sud. Il assure ainsi le suivi du soleil au cours de la journée de l'Est à l'Ouest. La figure I.18 ci-dessous montrer la description du système cylindro-parabolique [43].

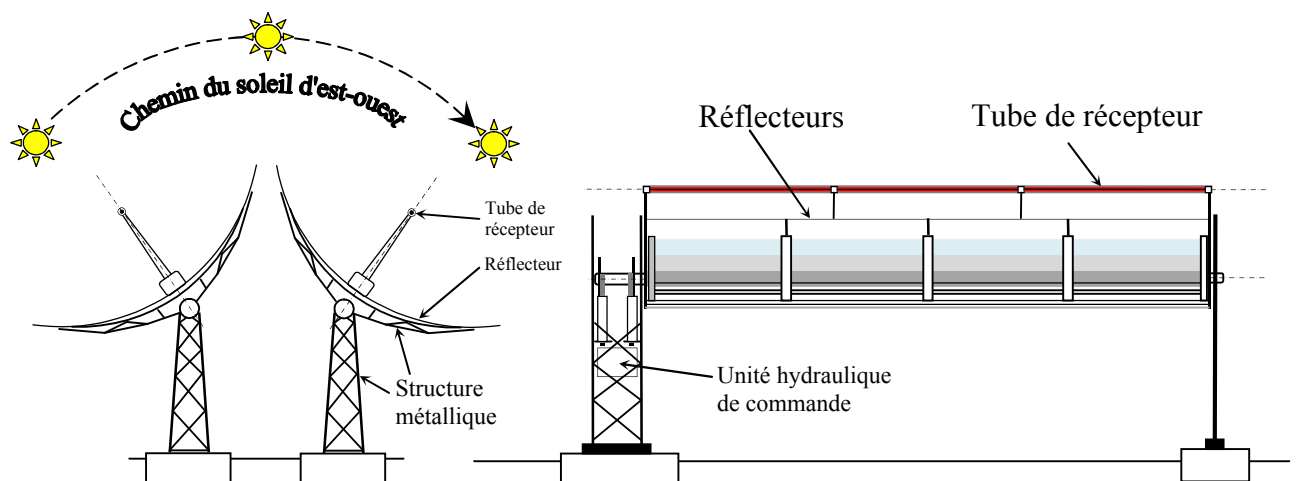


Figure I.18. Description de système cylindro-parabolique.

I.9.2 Principe de fonctionnement

La technologie du système cylindro-parabolique utilise des collecteurs incurvés autour d'un axe sous forme parabolique linéaire, les miroirs cylindro-paraboliques concentrent les rayonnements solaires vers un tube récepteur situé à la ligne focale de la cylindro-parabolique. Cette chaleur peut être employée pour produire la vapeur pour la production d'électricité immédiate. Un fluide caloporteur HTF (Heat Transfer Fluid) circule à l'intérieur du récepteur. Le fluide chauffé, dont la température peut atteindre 500°C, passe à travers une série d'échangeurs de chaleur pour céder sa chaleur à l'eau et produire ainsi de la vapeur d'eau (générateur de vapeur solaire) [44].

L'axe de rotation des miroirs est habituellement orienté Nord-Sud. Il assure ainsi le suivi du soleil au cours de la journée de l'Est à l'Ouest. Cette disposition permet un rendement quotidien assez stable et entraîne une production estivale plus importante en réduisant les pertes par effet cosinus [45].

La température de la chaleur concentrée atteint 400°C en cas d'huile synthétique, 550°C en cas de sels fondus ou 500°C en cas d'eau pressurisée. Cette chaleur transports soit par l'huile thermique synthétique ou le fluide de sel fondu pour former des échangeurs thermiques intermédiaires pour l'échanger avec le fluide de travail du cycle conventionnel de Rankine ou l'utilise directement pour générer de la vapeur modérée dans les bacs où l'eau pressurisée est le fluide de transfert de chaleur [3, 46].

I.10 Les différentes technologies de cylindro-parabolique

La technologie PTC est constitué de miroirs cylindro-paraboliques qui réfléchissent le rayonnement solaire vers un récepteur parcouru par un fluide caloporteur (huile synthétique, eau-vapeur...). Cette filière n'est installée que sur des terrains plats (pente inférieure à 3%) et se décline en deux principales technologies à savoir [30]:

I.10.1 le système cylindro-parabolique à caloporteur huile

Les systèmes cylindro-paraboliques à caloporteur huile sont actuellement la plus mûre et la plus éprouvée des technologies de concentration solaire. Ils ont un faible facteur de concentration optique (40-80) [47]. Le fluide caloporteur dans l'absorbeur permet de capter la chaleur sans changement de phase et de la stocker avec un fluide unique. L'huile dans l'absorbeur solaire passe dans plusieurs échangeurs pour produire la vapeur de la boucle secondaire, et la limite de stabilité du fluide caloporteur est de l'ordre de 400°C.

Sur la base de ce concept, neuf centrales fonctionnent selon ce principe et sont appelées systèmes électriques à génération solaire (SEGS), ils sont placés dans le désert de Mojave en Californie aux Etats-Unis, d'une capacité électrique de 354 MW installés entre les années 1981 et 1991. Et les projets ANDASOL 1 et 2 à puissance électrique de 50 MW en Andalousie en Espagne. Avec un stockage thermique par deux réservoirs de sels fondus suivant. La figure I.19 ci-dessous montre le schéma simplifié du concept des centrales SEGS.

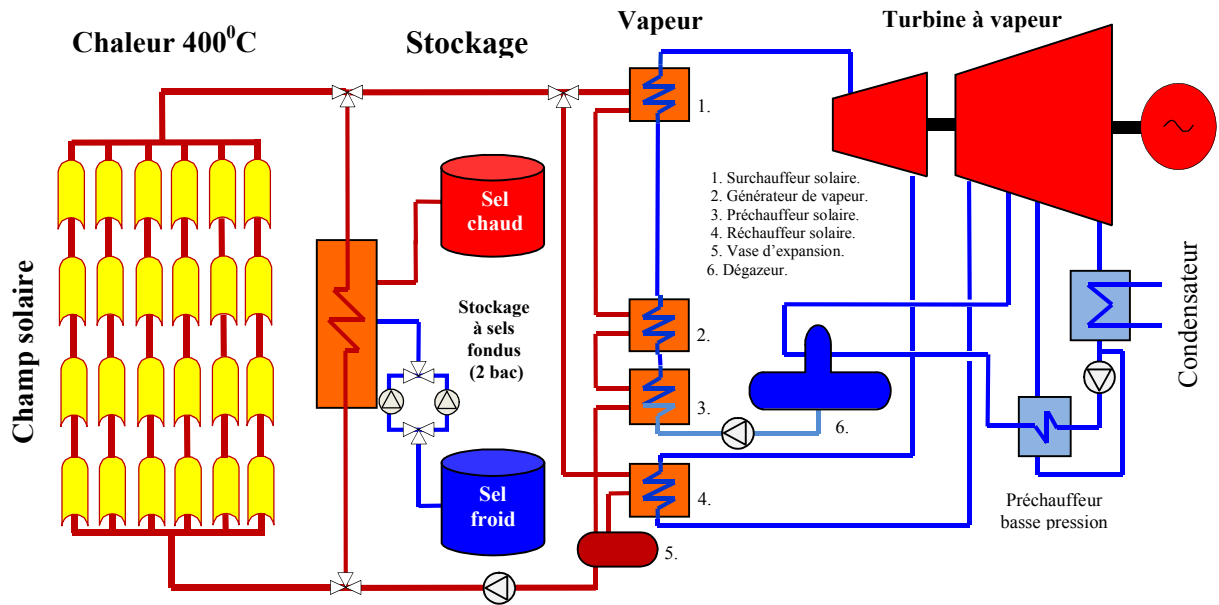


Figure I.19. Une centrale cylindro-parabolique à caloporteur huile.

I.10.2 Les systèmes à génération directe de vapeur :

Cette technologie est apparue plus tard, est appelée des installations à génération directe de vapeur (DSG), le fluide de caloporteur et de travail n'est plus de l'huile mais de l'eau. Le cycle est ainsi largement simplifié figure I.20.

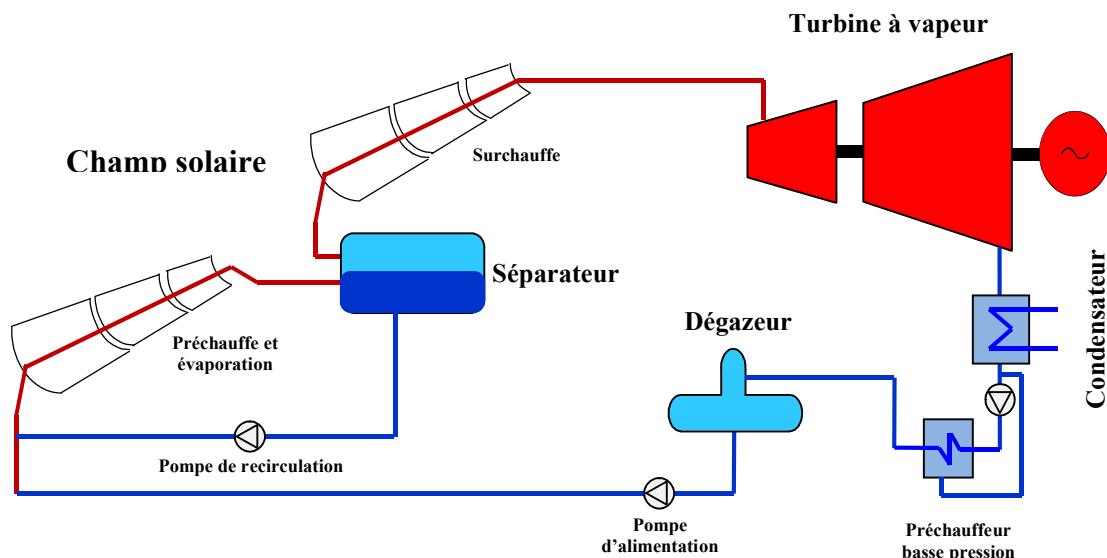


Figure I.20. Une centrale à capteurs cylindro-paraboliques à génération directe de vapeur (DSG)

Cette technologie est considérée comme une évolution de la catégorie PTC car les coûts d'investissements, d'exploitation et de maintenance d'une centrale commerciale utilisant cette technologie seraient fortement réduits [30]. La température dans le cas d'eau peut s'élever à 450°C. Et les avantages de l'eau qui peuvent être cités dans ce type de

centrale, c'est que l'eau moins chère, diminuant les risques environnementaux, réduisant les pertes thermiques et la puissance nécessaire pour le pompage, et repoussant la limite en température [48].

La difficulté de ce concept est qu'aux conditions de température et de pression nécessaires à la détente dans une turbine à vapeur (~ 100 bars et $\sim 400^\circ\text{C}$), l'écoulement diphasique stratifié de l'eau dans les tubes absorbeurs cause des effets d'asymétrie et d'instabilité, et donc de forts gradients de température difficilement acceptables pour les matériaux [49].

Il y a trois modes de fonctionnement d'une centrale cylindro-parabolique à génération directe de vapeur (DSG) ont pu être testés:

Le mode « cycle ouvert » où l'eau-vapeur n'effectue qu'un passage dans le champ solaire, le mode « recirculation » où les sections préchauffé-évaporation et surchauffé de la vapeur sont séparées par un ballon de détente, et le mode « injection » où le fluide peut être injecté ou prélevé du champ entre chaque capteur de manière à assurer une exploitation stable du système [50]. Il a été prouvé que le mode « recirculation » est la meilleure option car très facilement contrôlable et stable [51]. Ces différents modes de fonctionnement sont schématisés sur la figure I.21 suivante:

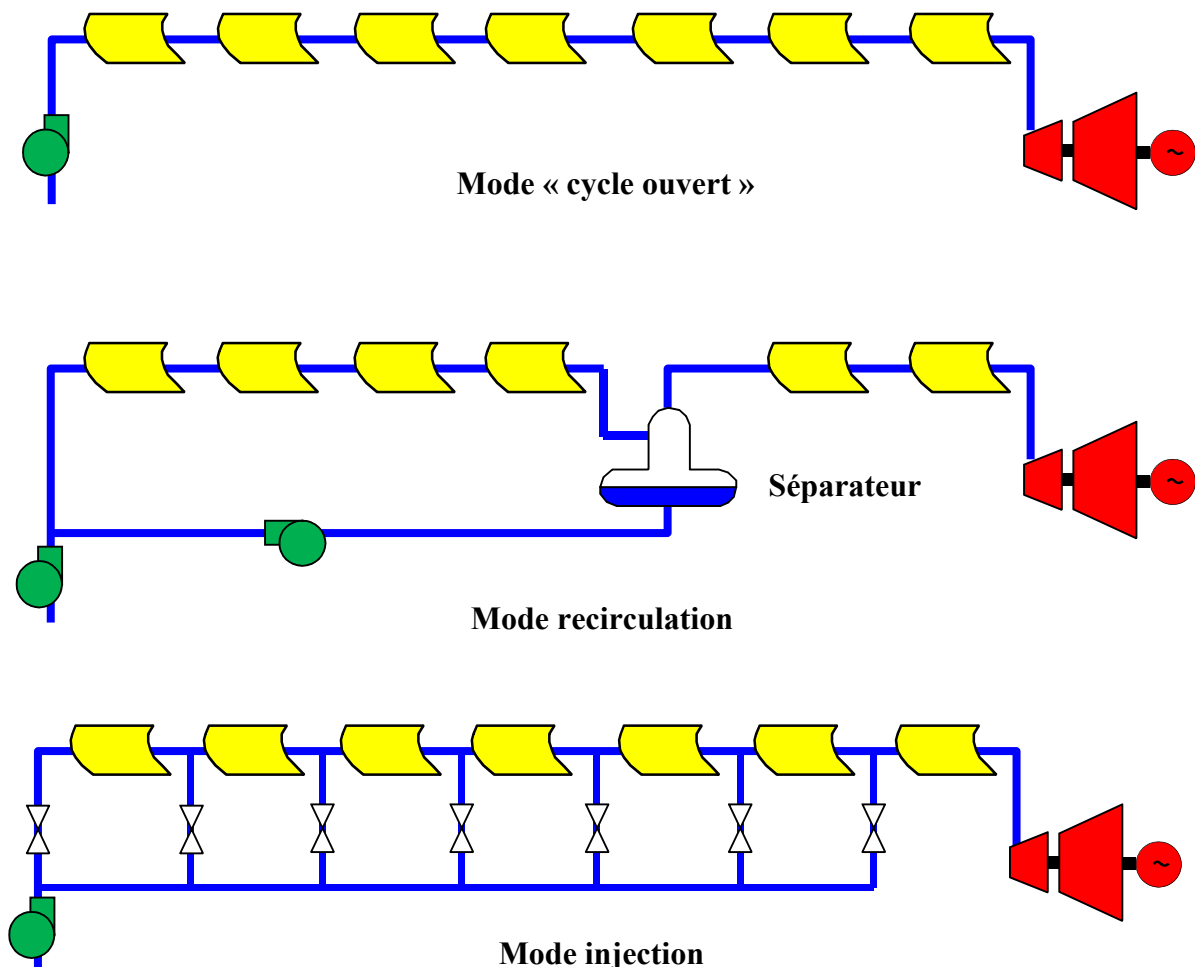


Figure I.21. Les trois modes de fonctionnement d'une centrale PTC à génération directe de vapeur.

I.11 Les centrales paraboliques (Parabole-Stirling)

Le système parabole-Stirling est l'une des plus anciennes technologies solaires [52]. Un système de parabole-Stirling produit des quantités relativement faibles d'électricités comparées à d'autres technologies de CSP, typiquement entre 3 et 25 kW [6].

Une centrale parabole-Stirling est constituée d'un concentrateur parabolique, d'un récepteur solaire et d'un moteur Stirling. La taille relative de la parabole est d'environ 100 m² pour un moteur de 20 kW d'électricité. Dans ce cas de parabole-Stirling, aucune option de stockage n'est encore disponible [30].

Les capteurs paraboliques suivent le soleil sur deux axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Grâce à son système de traque (toujours orienté vers le Soleil), le capteur parabole-Stirling atteint typiquement un rapport de concentration compris entre 1000 et 3000 soleils, ce qui peut en principe se produire à des températures de 1500°C et plus, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (plus de 30%) par rapport aux autres technologies CSP [52-56].

La figure I.22 montre le schéma de principe du concept de centrale parabolique (Parabole-Stirling).

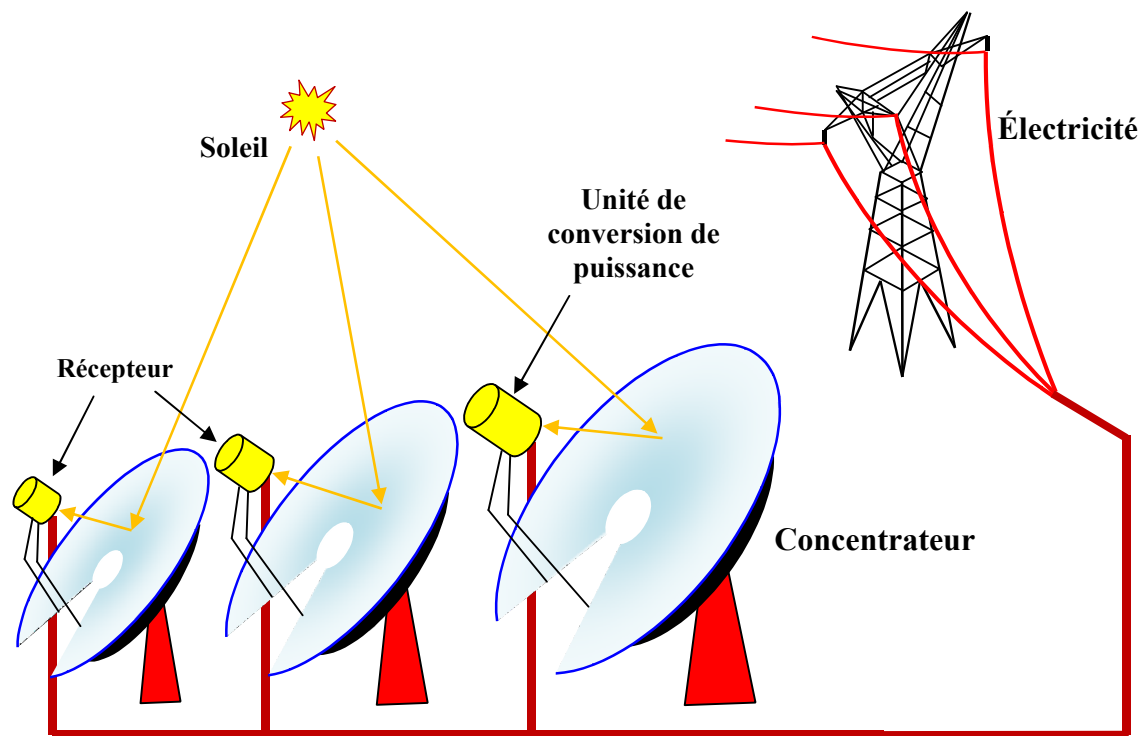


Figure I.22. Schéma de principe du système récepteur parabolique (DS).

I.11.1 Principe de fonctionnement

Le système parabole-Stirling est constitué de trois ensembles principaux: un système de suivi du soleil, un miroir de forme parabolique et un moteur Stirling comme illustré dans la figure I.23.

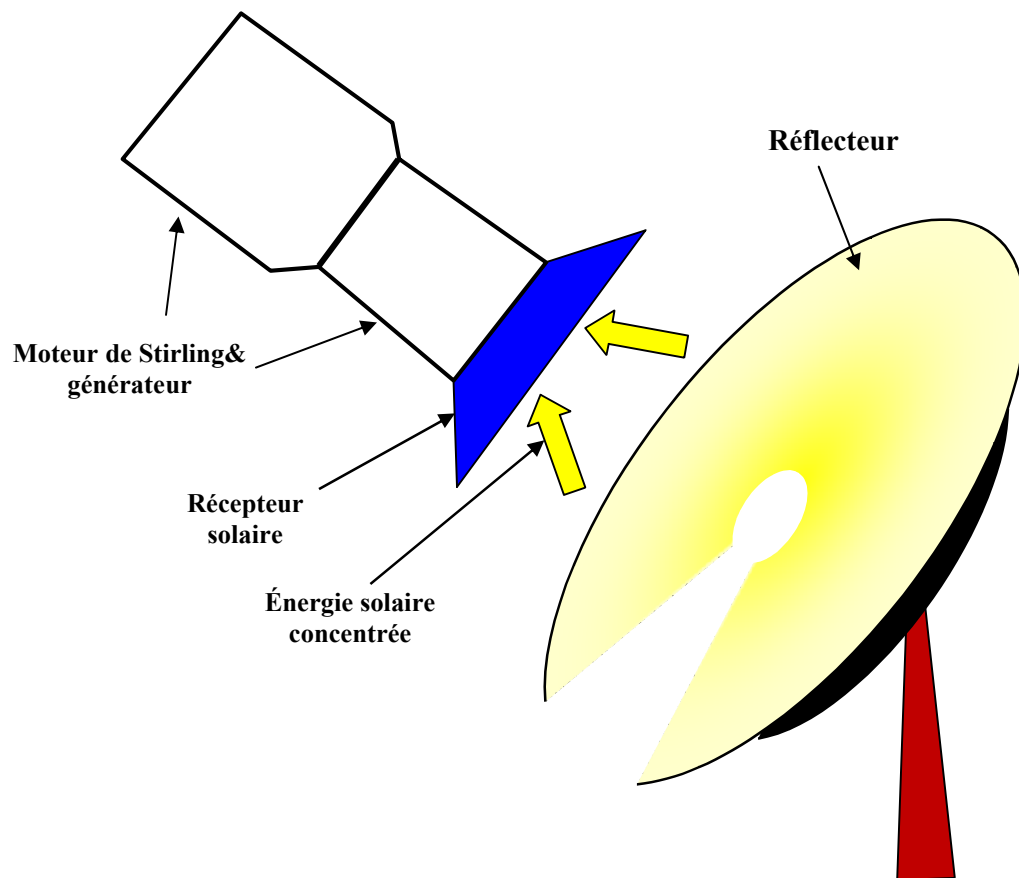


Figure I.23. Description de système parabole-Stirling.

Le système Parabole-Stirling utilise le principe de la concentration des rayonnements solaires par miroir réfléchissant. Le miroir parabolique concentre les rayonnements solaires sur le récepteur solaire du moteur Stirling placé sur le point focal. Le gaz du moteur est ainsi chauffé et entraîne le fonctionnement du moteur selon le cycle de Carnot. L'énergie mécanique est alors transformée en énergie électrique par le biais du générateur électrique [57].

I.12 Les configurations du système Parabole-Stirling

I.12.1 Le réflecteur

Le réflecteur est un miroir réfléchissant de verre ou de plastique qui réfléchit les rayonnements du soleil incidents à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m² [58].

Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Ce système de traque s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques [6, 59].

I.12.2 Récepteur

Les récepteurs pour des systèmes de parabole-Stirling sont des récepteurs de cavité avec une petite ouverture par laquelle a concentré la lumière du soleil entre.

L'ouverture du récepteur est optimisée pour être juste assez grande pour admettre la majeure partie de la lumière solaire concentrée mais suffisamment petite pour limiter la radiation et la perte de convection. Deux méthodes différentes de transfert de chaleur sont couramment utilisées dans les récepteurs paraboliques:

✓ Récepteurs à éclairage direct (DIR)

Adapter les tubes de chauffage du moteur Stirling pour absorber le flux solaire concentré. Il est capable d'absorber des niveaux élevés de flux solaire (figure I.24) [60].

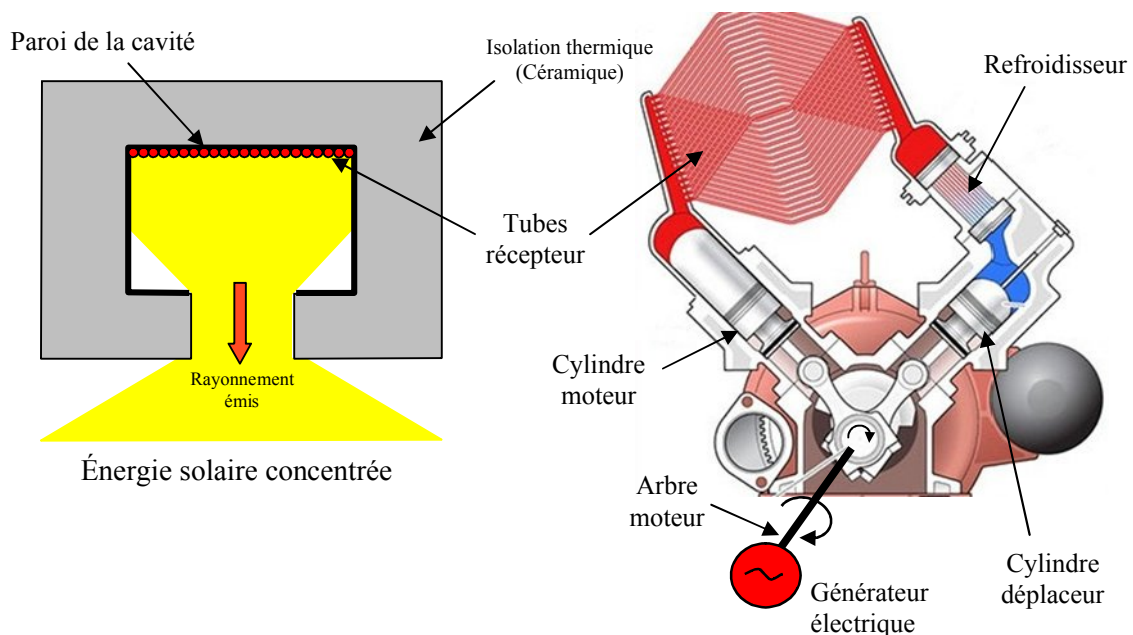


Figure I.24. Récepteur à cavité d'éclairage direct et son intégration dans le moteur Stirling.

✓ Récepteur indirect (Récepteurs solaires en métal liquide)

Il contient du sodium métallique liquide qui reçoit la chaleur du foyer et monte ensuite jusqu'aux tubes de chaleur du moteur. Ici, ils se condensent sur les tubes lorsque la température baisse. Cela aide à équilibrer les conditions de température. En raison de cette température uniforme obtenue sur les tubes, un rendement plus élevé est réalisé à partir du moteur (figure I.25) [61].

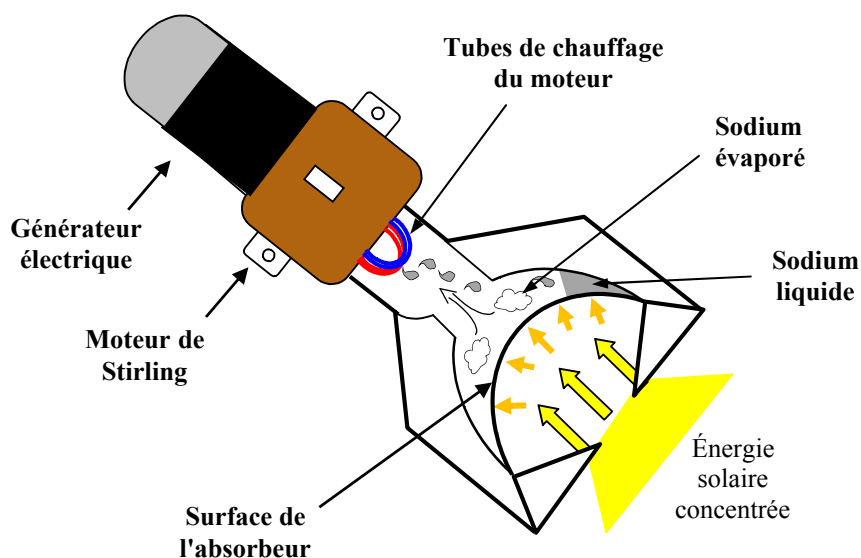


Figure I.25. Récepteur à éclairage indirect.

✓ Moteur Stirling

Le moteur Stirling est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique. Le système chargé de transformer la chaleur provenant de la radiation solaire en puissance mécanique est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer solaire. Dans le cas des capteurs paraboliques, la source chaude se situe généralement à une température de 700 °C et la source froide est assurée par l'air ambiant, brassé par un ventilateur à l'arrière du moteur. Le rendement chaleur-électricité du moteur Stirling à ces températures peut atteindre 40% [59].

Il ya trois différents types de moteurs de Stirling : moteur alpha, moteur bêta et moteur gamma. Ces trois types sont schématisés sur la figure I.26 [62].

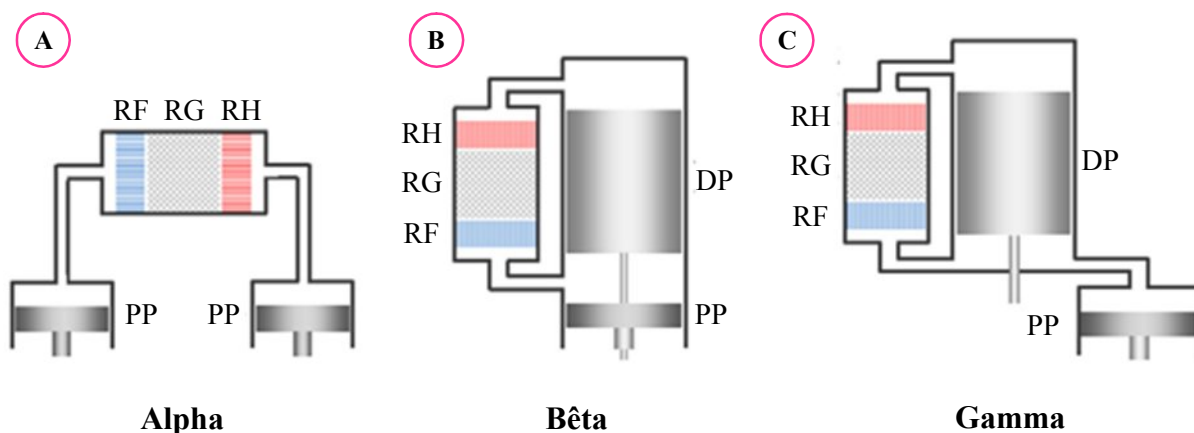


Figure I.26. Les trois types de dispositif de moteur Stirling (RF : refroidisseur, RG : régénérateur, RH : réchauffeur, DP: déplaceur, PP : piston de puissance).

I.13 Conclusion

En conclusion sur ce que nous avons présenté dans ce chapitre, la technologie CSP est la technologie la plus efficace sur le plan technique et commercial. Cette technologie est considérée comme mature et elle est en mesure de fournir l'énergie calorifique requise, que ce soit en tant que système autonome ou hybride, au moindre coût et à moindre risque économique. Par conséquent, les technologies CSP avec de faibles émissions de carbone prometteuses joueront un rôle important dans les futurs approvisionnements énergétiques mondiaux.

Ce chapitre fournit un aperçu sur les centrales solaires thermiques. Chaque filière se divise en plusieurs technologies en fonction du type de récepteur, de fluide caloporteur, de système de stockage et de bloc électrique. Il convient de noter que le coût d'investissement de ces technologies étant encore très élevés, ceux-ci ne sont pas encore accessibles à la plupart des pays mondiaux. Il est donc aujourd'hui impératif de réfléchir à de nouvelles technologies qui pourraient réduire considérablement le coût d'investissement et permettre ainsi une appropriation de ce type de technologie aussi bien dans tous les pays du monde.

Les technologies CSP offrent des opportunités intéressantes pour l'Algérie. L'Algérie possède non seulement l'une des plus grandes réserves de gaz au monde, mais elle dispose également d'énormes ressources énergétiques renouvelables, notamment l'énergie solaire. L'Algérie voit des opportunités idéales de combiner le gaz naturel algérien avec l'énergie solaire en intégrant l'énergie solaire concentrée dans les cycles combinés du gaz naturel, comme la centrale électrique Hassi R'Mel qui est la première centrale solaire hybride intégrée au monde [8,9]. Donc, ceci est parmi les solutions adoptées qui réduiront les coûts d'investissement.

Dans le chapitre suivant, nous étudierons une nouvelle stratégie basée sur la proposition de nouveaux modèles analytique pour estimer l'énergie solaire. Cette étude contribuera de manière significative à l'évaluation de la performance de la centrale solaire intégrée (ISCCS) proposée dans cette thèse

I.14 Références bibliographiques

- [1]. Gore, A., "The End of Fossil Fuels". Ecotricity, Available <http://www.ecotricity.co.uk/our-green-energy/energy-independence/the-end-offossil-fuels>, 2015.
- [2]. Chu, Y. and P. Meisen, "Review and comparison of different solar energy technologies". Global Energy Network Institute (GENI), San Diego, CA, 2011.
- [3]. European Academies Science Advisory, C., "Concentrating solar power : its potential contribution to a sustainable energy future". 2011, Halle (Saale): EASAC Secretariat.
- [4]. Energy, E., C. Renewable Energy, and L. "National Renewable Energy. Concentrating solar power: energy from mirrors". 2001; Available from: <http://www.nrel.gov/docs/fy01osti/28751.pdf>.
- [5]. Trieb, F. and T. Institut für Technische. "Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region: MED-CSP"; final report. 2005; Available from: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb06/510873545.pdf>.
- [6]. Abbas, M., et al., "Dish Stirling technology: A 100 MW solar power plant using hydrogen for Algeria". International Journal of Hydrogen Energy, 2011. 36(7): p. 4305-4314.
- [7]. United, S., et al., NREL. 2016.
- [8]. Boukelia, T.e. and M.-S. Mecibah, "Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. 21: p. 288-297.
- [9]. Behar, O., A. Khellaf, and K. Mohammedi, "A review of studies on central receiver solar thermal power plants". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. 23: p. 12-39.
- [10]. Kalogirou, S. "Solar energy engineering processes and systems". 2014; Available from: <http://www.books24x7.com/marc.asp?bookid=58836>.
- [11]. Li, J., "Scaling up concentrating solar thermal technology in China". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. 13(8): p. 2051-2060.
- [12]. Duffie, J.A. and W.A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes". 1991: J. Wiley.
- [13]. Jamel, M.S., A. Abd Rahman, and A.H. Shamsuddin, "Advances in the integration of solar thermal energy with conventional and non-conventional power plants". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. 20: p. 71-81.
- [14]. SolarPaces. "SolarPACES", annual report 2000. Germany: DLR.
- [15]. SolarPaces and SolarPaces. SolarPACES 2011: "concentrating solar power and chemical energy systems", 20-23 September 2011, Granada, Spain.
- [16]. Tsikalakis, A., et al., Review of best practices of solar electricity resources applications in selected Middle East and North Africa (MENA) countries. Renewable and Sustainable Energy Reviews Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011. 15(6): p. 2838-2849.
- [17]. Ab Kadir, M.Z.A., Y. Rafeeu, and N.M. Adam, "Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia". Renewable and Sustainable Energy Reviews Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. 14(9): p. 3023-3031.

- [18]. Zarza, E. and M. Romero-Alvarez, "Concentrating Solar Thermal Power", Energy Conversion. 2007, CRC Press. p. 19-1-19-98.
- [19]. El-Ghonemy, A.M.K., "Future sustainable water desalination technologies for the Saudi Arabia: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012. 16(9): p. 6566-6597.
- [20]. Li, C., Y. Goswami, and E. Stefanakos, "Solar assisted sea water desalination: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. 19: p. 136-163.
- [21]. Deutsche Akademie der Naturforscher, L., "Concentrating solar power : its potential contribution to a sustainable energy future". 2011, Halle (Saale).
- [22]. Himri, Y., et al., "Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development". RSER Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. 13(6): p. 1584-1591.
- [23]. IEA. "T.R Technology Roadmaps : Concentrating Solar Power". 2010; Available from: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264088139-en>.
- [24]. International Energy, A., et al., "Technology roadmap: concentrating solar power". 2010, Paris: OECD/IEA.
- [25]. Trieb, F., et al., "Technologies for large scale seawater desalination using concentrated solar radiation". Desalination, 2009. 235(1): p. 33-43.
- [26]. Ortiz-Rivera, E.I. and L.I. Feliciano-Cruz. "Performance evaluation and simulation of a solar thermal power plant". 2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. 2009.
- [27]. Goswami, D.Y. and F. Kreith, "Energy Conversion". 2008: CRC Press, Taylor & Francis Group.
- [28]. Gülen, S.C., "Second Law Analysis of Integrated Solar Combined Cycle Power Plants". Journal of engineering for gas turbines and power, 2015. 137(5): p. 051701-051701.
- [29]. Thomas, S. and J. Nick, "Concentrated solar power: Recent developments and future challenges". Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 2015. 229(7): p. 693-713.
- [30]. Garcia, P., "Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur". Université de Perpignan, 2007: p. 35.
- [31]. Collado, F.J. and J. Guallar, "A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. 20: p. 142-154.
- [32]. Goswami, D.Y., et al., "Principles of solar engineering". 2000, Philadelphia, PA: Taylor & Francis.
- [33]. Collado, F.J. and J. Guallar, "Design of solar tower plants heliostat by heliostat: the blocking factor". SolarPACES, Berlin, Germany, 2009. 1: p. 6-13.
- [34]. Mokri, A., M. Aal Ali, and M. Emziane, "Solar energy in the United Arab Emirates: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. 28: p. 340-375.
- [35]. Salomé, A., "Développement d'un outil de contrôle de la répartition du flux solaire concentré sur un récepteur de centrale à tour: application à la centrale de Thémis", 2012, Perpignan.

- [36]. Grange, B., "Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE", 2012, Thèse de doctorat. Université Perpignan, 2013.
- [37]. Mills, D.R. and G.L. Morrison, "Compact linear Fresnel reflector solar thermal power plants". *Solar energy*, 2000. 68(3): p. 263-283.
- [38]. Muñoz, J., J.M. Martinez-Val, and A. Ramos, "Thermal regimes in solar-thermal linear collectors". *Solar Energy*, 2011. 85(5): p. 857-870.
- [39]. Leonardi, E. and B. Daguanno, "Concentrating Solar Energy Technologies". 2014.
- [40]. Kearney, A., "Solar thermal electricity 2025". *Clean Electricity on Demand: Attractive STE Cost Stabilize Energy Production*, 2010.
- [41]. Veynandt, F., "Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel: modélisation de l'ensemble du procédé", 2011.
- [42]. Li, J., "Scaling up concentrating solar thermal technology in China". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009. 13(8): p. 2051-2060.
- [43]. Purohit, I. and P. Purohit, "Technical and economic potential of concentrating solar thermal power generation in India". *RSER Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017. 78: p. 648-667.
- [44]. Dunn, R.I., P.J. Hearps, and M.N. Wright, "Molten-Salt Power Towers: Newly Commercial Concentrating Solar Storage". *Proc. IEEE Proceedings of the IEEE*, 2012. 100(2): p. 504-515.
- [45]. De la Torre, J., et al. "Calculs de sensibilités par méthode de Monte-Carlo, pour la conception de procédés à énergie solaire concentrée". 2011.
- [46]. Baharoon, D.A., et al., "Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently - A review". *RSER Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015. 41: p. 996-1027.
- [47]. Kane, E.H.M., "Intégration et optimisation thermoéconomique & environomique de centrales thermiques solaires hybrides". 2002.
- [48]. Barlev, D. "Innovation in concentrated solar power". 2010; Available from: <http://proquest.umi.com/pqdweb?did=2294937411&sid=1&Fmt=2&clientId=48051&RQT=309&VName=PQD>.
- [49]. Pitz-Paal, R. and R. Deutsches Zentrum für Luftund. Ecostar : "European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping", roadmap document. 2005; Available from: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fn12/687951828.pdf>.
- [50]. Eck, M., et al., "Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs". *Solar Energy -Phoenix Arizona then New York-*, 2003. 74(4): p. 341-351.
- [51]. Sylvain, Q., "Les centrales solaires a concentration". *Faculté des sciences appliquées, Université de Liège*, 2007.
- [52]. Kongtragool, B. and S. Wongwises, "A review of solar-powered Stirling engines and low temperature differential Stirling engines". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2003. 7(2): p. 131-154.
- [53]. Breeze, P.A. "Renewable energy focus handbook". 2009; Available from: <http://www.mylibrary.com?id=238110>.
- [54]. West, C.D., "Principles and applications of Stirling engines". 1986, New York: Van Nostrand Reinhold.

- [55]. Walker, G., "Stirling engines". 1980, Oxford: Clarendon Press.
- [56]. Cao, G. and R. Orrùs, "Current environmental issues and challenges". 2016.
- [57]. Günther, M., M. Joemann, and S. Csambor. "Advanced CSP teaching materials. in Parabolic Trough Technology". In Deutsches Zentrum fuer Luft-und Raumfahrt Mena Teaching Materials Implementation Workshop. 2011.
- [58]. Poullikkas, A., G. Kourtis, and I. Hadjipaschalis, "Parametric analysis for the installation of solar dish technologies in Mediterranean regions". *Renewable and sustainable energy reviews*, 2010. 14(9): p. 2772-2783.
- [59]. Abbas, M., et al., "Techno Economic Evaluation of Solar Dish Stirling System for Stand Alone Electricity Generation in Algeria". *Journal of engineering and applied sciences*, 2009. 4(4): p. 258-267.
- [60]. Carrillo Caballero, G.E., et al., "Optimization of a Dish Stirling system working with DIR-type receiver using multi-objective techniques". *Applied Energy*, 2017. 204: p. 271-286.
- [61]. Diver, R.B., et al., "Trends In Dish-stirling Solar Receiver Designs". 1990. 5: p. 303-310.
- [62]. Wang, K., et al., "Stirling cycle engines for recovering low and moderate temperature heat: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016. 62: p. 89-108.

CHAPITRE II
ESTIMATION ET EVALUATION DE LA RESSOURCE
SOLAIRE

II.1 Introduction

Il n'y a aucun doute que nous faisons face à une demande croissante en énergie, et plus d'épuisement des combustibles fossiles à moyen ou long terme, et compte tenu des demandes énergétiques, suite aux crises pétrolières, pour subvenir aux besoins énergétiques de la société actuelle. Nous devons trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, parmi les sources d'énergie que nous devons exploiter aller à l'adoption de l'énergie solaire.

En ce qui concerne le rayonnement solaire et à partir la concentration du rayonnement solaire, ce dernier permet de produire la chaleur (températures élevées) nécessaire pour le fonctionnement des machines thermodynamiques classiques. Pour évaluer le rayonnement solaire dans un site particulier et au cours d'une période donnée, nous apportons un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire où ces données solaires sont disponibles.

Dans ce chapitre, nous étudions la manière de l'estimation du gisement solaire en Algérie, surtout pour la région sud, afin d'évaluation la performance des centrales solaires thermodynamiques à concentration, et nous allons aborder les différents angles solaires et la distribution solaire suivante (le rayonnement global, direct et diffus) et complétons notre chapitre par divers modes d'orientation des collecteurs pour de bons résultats.

II.2 L'énergie solaire

Les informations détaillées au sujet de la disponibilité de rayonnement solaire à n'importe quel endroit sont essentielles pour la conception et l'évaluation économique des centrales solaires CSP et surtout pour un système à concentrateur cylindro-parabolique. Les données mesurées à long terme du rayonnement solaire sont disponibles pour un grand nombre d'endroits dans le monde. Pour endroits où les données mesurées à long terme ne sont pas disponibles la physique différente et les modèles satellites peuvent être employés pour estimer la disponibilité à énergie solaire [1].

L'énergie solaire est sous forme de rayonnement électromagnétique avec les longueurs d'onde s'étendant environ de 300 nm à plus de 300 nm, qui correspondent à l'ultraviolet (moins que 400 nm), évident (400 nm et 700 nm), et infrarouge (au-dessus de 700 nm); la majeure partie de cette énergie est concentrée dans la gamme de longueur d'onde évidente. Le rayonnement solaire incident est mesuré comme énergie par unité de superficie (kW/m^2). La quantité moyenne de rayonnement solaire tombant sur une normale de surface aux rayons du soleil en dehors de l'atmosphère de la terre, de l'insolation extraterrestre, à la distance moyenne du (terre-soleil) s'appelle la constante solaire, les nouvelles mesures ont trouvé la valeur de la constante solaire pour être 1366.1 W/m^2 [1].

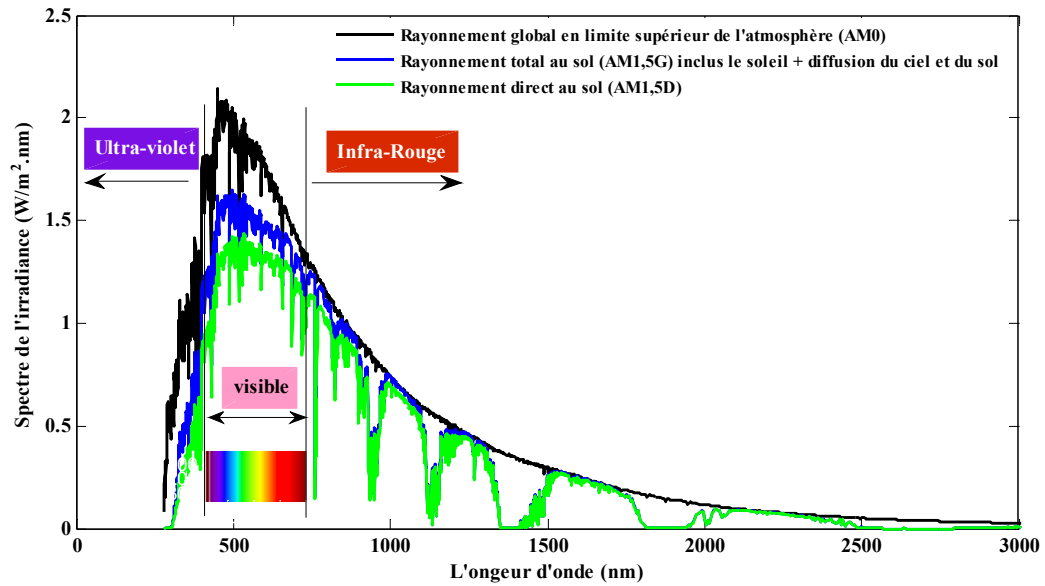


Figure II.1. Spectre du rayonnement solaire.

II.3 La distance entre la terre et le soleil

La variation de la disponibilité saisonnière de rayonnement solaire sur la surface de la terre peut être comprise de la géométrie du mouvement relatif de la terre autour du soleil. La distance entre la terre et le soleil change dans toute l'année. La distance Terre-soleil varie entre $1.471 \times 10^8 \text{ km}$ (le 21 Décembre) et $1.521 \times 10^8 \text{ km}$ (le 21 juin); sa valeur moyenne vaut $1.496 \times 10^8 \text{ km}$. La quantité de rayonnement solaire arrêtée par la terre, varie donc tout au long de l'année, le maximum étant le 21 décembre et le minimum le 21 juin (comme représenté sur la figure II.2) [1].

La distance moyenne entre la terre et le soleil est symbolisé par l'unité astronomique [UA], sachant que: $1 \text{ UA} = 149\,597\,890 \pm 500 \text{ km}$.

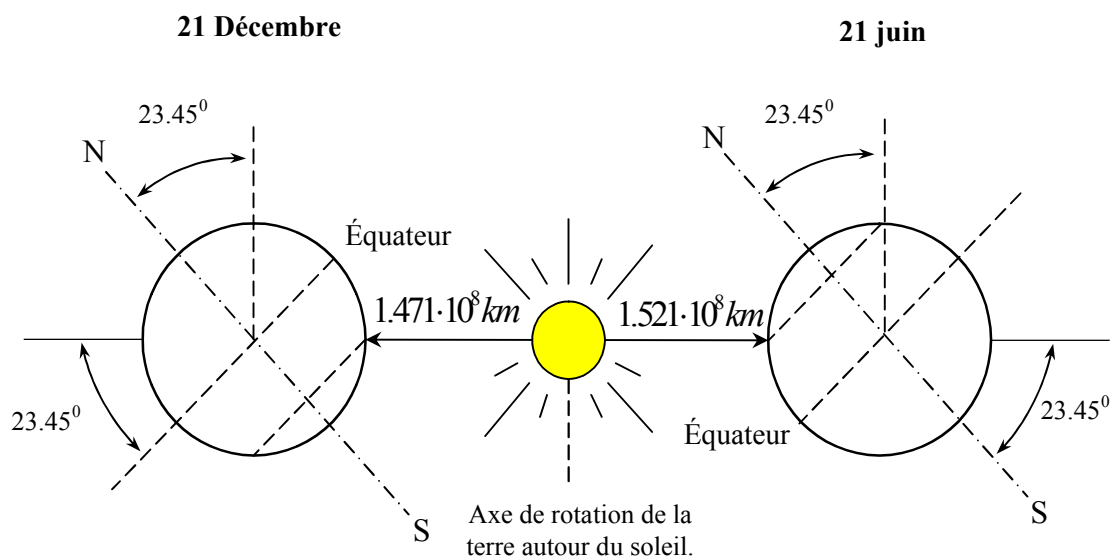


Figure II.2. Mouvement de la Terre autour du Soleil.

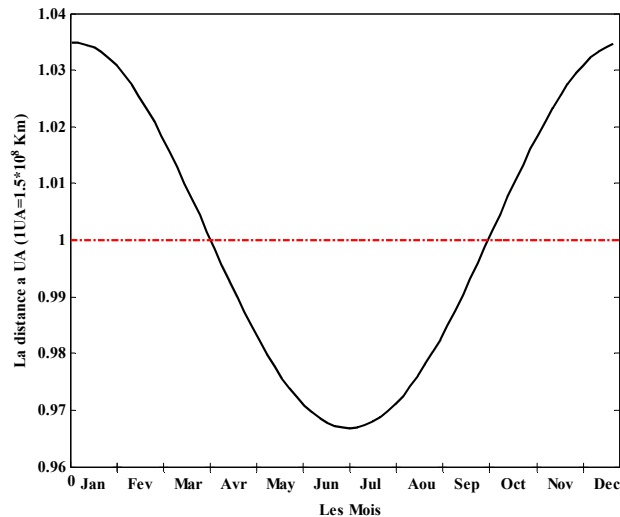


Figure II.3. Variation de la distance solaire au cours de l'année.

II.4 Les angles solaires

II.4.1 Les coordonnées horizontales

Dans les coordonnées horizontales, la position du soleil peut être exprimée au cours de l'année par les angles: l'altitude h , l'angle d'azimut γ_s et l'angle de zénith i_z (comme illustré dans la figure II.4). L'angle solaire d'altitude h est l'angle entre une ligne située sur la même droite avec les rayons du soleil et le plan horizontal. L'angle solaire d'azimut γ_s est l'angle compris entre la direction sud et la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal. La convention de signe utilisée pour l'angle d'azimut est positive à l'ouest des sud et du négatif à l'est des sud. L'angle solaire de zénith i_z est l'angle entre la ligne du soleil et la verticale sur l'endroit choisi.

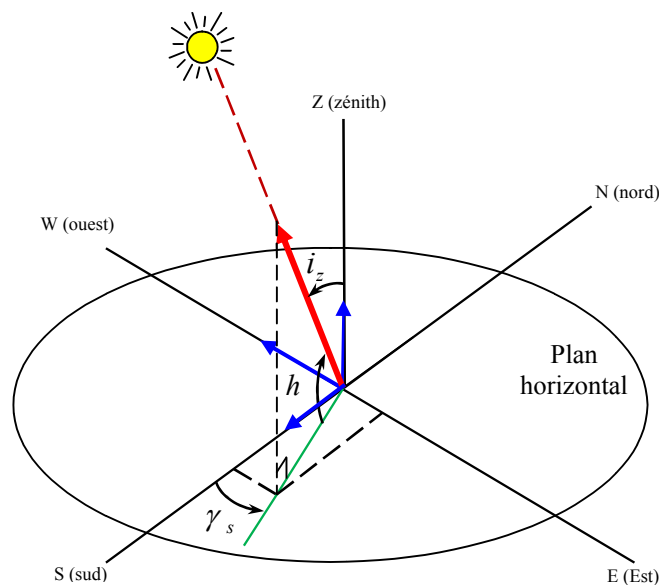


Figure II.4. Les angles solaires suivant les coordonnées horizontales.

II.4.2 Les coordonnées équatoriales

Dans les coordonnées équatoriales, la position du soleil peut être identifiée par les angles: la déclinaison solaire δ_s et l'angle horaire ω [1].

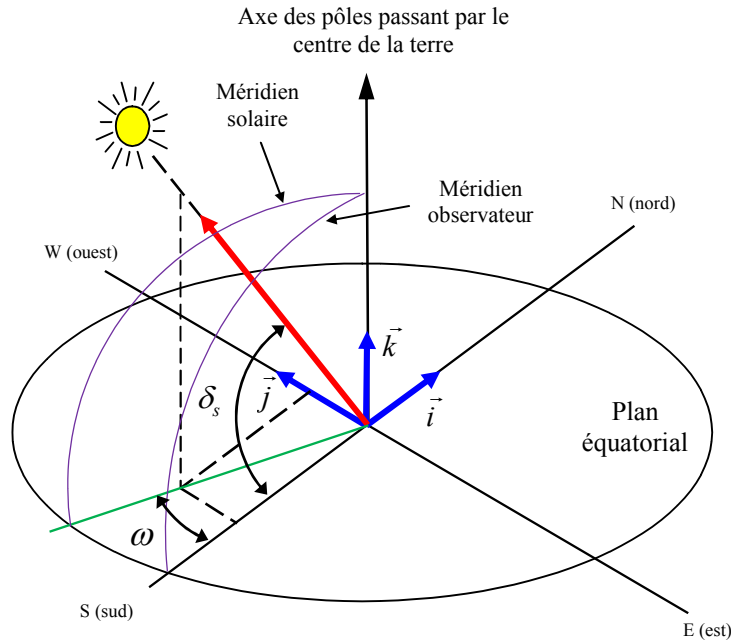


Figure II.5. Les angles solaires suivant les coordonnées équatoriales.

II.4.3 Déclinaison solaire

La déclinaison solaire est l'angle entre la ligne du terre-soleil et le plan équatorial δ_s (comme illustrée dans la figure II.5). Le minimum de l'angle de déclinaison est -23.45° le 21 décembre (solstice hiver) et le maximum $+23.45^\circ$ le 21 juin (solstice d'été), et 0° pour l'équinoxe d'automne/printemps [1].

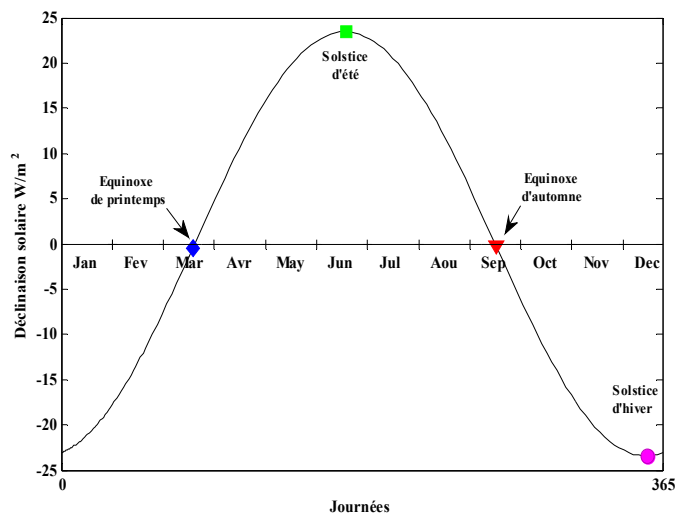


Figure II.6. Variation de l'angle de déclinaison δ_s au cours de l'année.

La déclinaison solaire, et l'angle horaire de coucher du soleil sont donnés par:

$$\delta_s = 23.45^\circ \sin\left(\frac{360(284 + nj)}{365}\right) \quad (\text{II.1})$$

Où nj est le nombre de jour avec le 1^{er} janvier étant $nj = 1$.

II.4.4 Angle horaire du soleil

Les deux angles solaires, l'altitude et l'azimut ne sont pas fondamentales; par conséquent, ils doivent être liés aux angles fondamentales (voir la figure II.7): l'angle horaire (ω_s), la latitude (φ) et la déclinaison (δ_s). L'angle d'heure solaire basé sur la période nominale de 24 heures exigées pour que le soleil déplace 360° autour de la terre ou 15° par heure, il est défini comme [1]:

$$\omega = 15^\circ (t_s - 12) \quad (\text{II.2})$$

Où t_s est le temps solaire vrai. Le temps solaire est calculé à partir de temps locale par l'expression suivante:

$$t_s = t_L - \Delta H + ET \pm (L/15) \quad (\text{II.3})$$

Où t_L est le temps local de l'état. L : longitude du lieu, (+) pour longitude Est, (-) pour longitude Ouest. ΔH étant le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'Etat considéré, ($\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie). ET est l'équation du temps :

$$ET = 9.87 \cdot \sin 2\beta - 7.53 \cdot \cos \beta - 1.5 \cdot \sin \beta \quad (\text{Minutes}) \quad (\text{II.4})$$

L'angle β est défini en fonction du numéro du jour de l'année :

$$\beta = \frac{360}{365}(nj - 81) \quad (\text{Degrés}) \quad (\text{II.5})$$

L'expression de la hauteur du soleil est donnée par :

$$\sin h = \cos \delta_s \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta_s \cdot \sin \varphi \quad (\text{II.6})$$

Au lever et au coucher du soleil, l'angle d'altitude de soleil est nul (c.-à-d.: $h = 0$), dans la journée; $h > 0$ et dans la nuit ; $h < 0$.

L'angle d'heure de coucher du soleil en degrés est donné a partir de l'équation (II.6):

$$\omega_s = \arccos(-\tan \varphi \cdot \tan \delta_s) \quad (\text{II.7})$$

Les temps solaire de lever et de coucher du soleil à pour n'importe quelle date peuvent être calculés, respectivement, à partir des équations suivantes:

Le temps solaire du lever du soleil est:

$$T_{S_{lever}} = 12 - \frac{\omega_s}{15} \quad (\text{II.8})$$

Et le temps solaire du coucher du soleil est:

$$T_{S_{coucher}} = 12 + \frac{\omega_s}{15} \quad (\text{II.9})$$

La durée de la journée :

$$\Delta T = T_{S_{coucher}} - T_{S_{lever}} \quad (\text{II.10})$$

L'angle d'azimut est positif dans la direction du sud-est et négatif dans le sud-ouest et nul à midi, l'angle d'azimut donné par la relation suivante:

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta_s \cdot \sin \omega}{\cos h} \quad (\text{II.11})$$

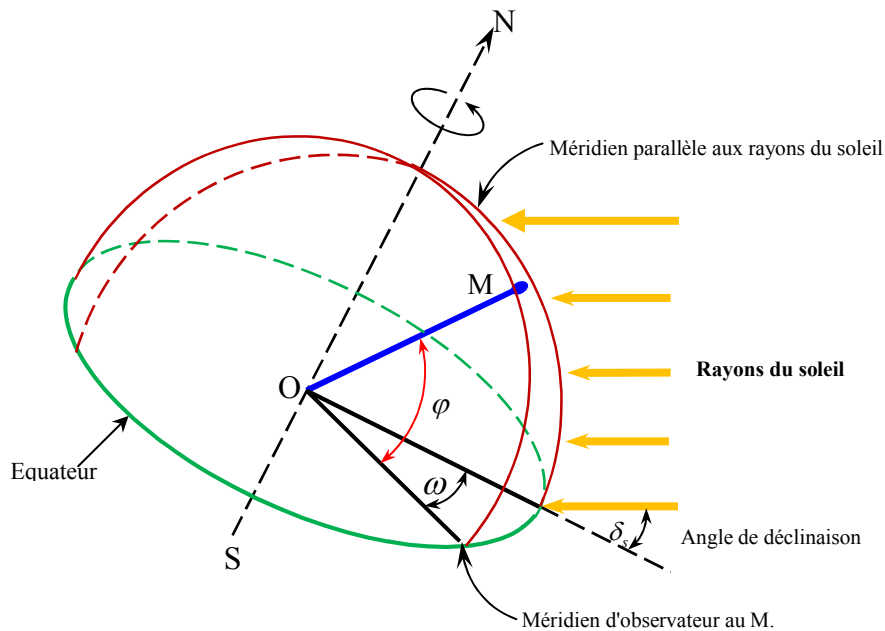


Figure II.7. Les angles fondamentales du soleil: l'angle horaire ω , latitude φ et la déclinaison solaire δ_s [1].

II.4.5 L'angle zénithal

L'angle entre la verticale (Zénith de la terre) et la ligne qui relié le centre de la terre avec le soleil i_z (voir la figure II.8) est calculé par :

$$\cos i_z = \cos \varphi \cdot \cos \delta_s \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta_s \quad (\text{II.12})$$

II.4.6 L'angle d'incidence

L'angle d'incidence (i), est l'angle formé entre la normale du plan et la ligne du faisceau de soleil (voir la figure II.8).

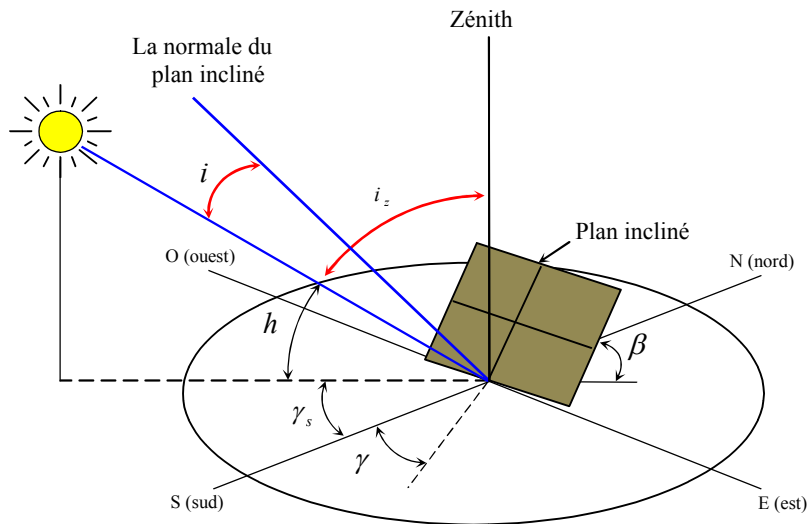


Figure II.8. L'angle d'incidence et l'angle zénithal sur un plan incliné.

Dans la sous-section II, nous étudierons comment calculer les différents angles d'incidence par divers modes d'orientation d'un plan incliné pour de bons résultats motifs.

II.5 Le rayonnement solaire au niveau de la terre

Le rayonnement solaire extraterrestre pénètre l'atmosphère de la Terre, où une partie de elle est reflétée dans l'espace hors de l'atmosphère, et comme une partie est absorbée par la vapeur d'air et d'eau. Une partie est dispersée dans l'atmosphère de la Terre, et l'autre partie est absorbée par les composants atmosphériques. Le rayonnement solaire distribué est schématisé dans la figure II.9.

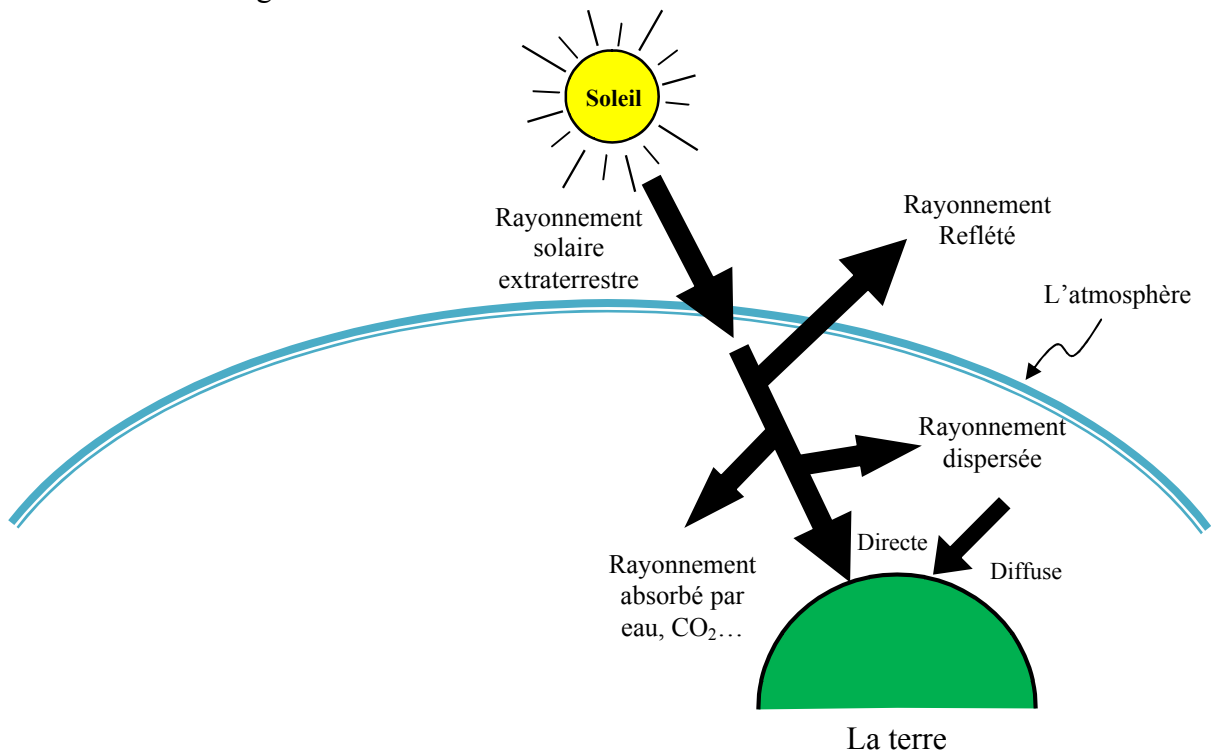


Figure II.9. Distribution du rayonnement solaire dans l'atmosphère et sur la terre.

Le rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre se compose de deux parts : Le premier est le rayonnement qui atteint la surface de la terre avec aucun changement de la direction s'appelle rayonnement direct, et le deuxième c'est le rayonnement diffus en raison d'une partie du rayonnement a dispersé par les composants atmosphériques. En conséquence, le rayonnement solaire global au point de la surface de la terre est la somme des deux flux de rayonnement direct et diffus.

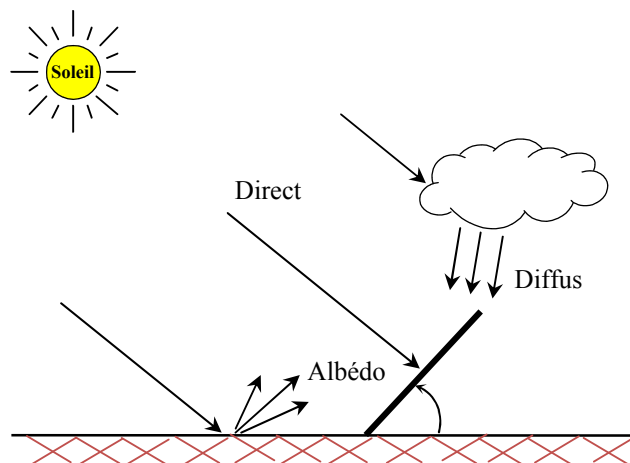


Figure II.10. Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée.

II.6 L'albédo ρ

L'albédo dépend de la nature de surface de la terre, et ainsi représente le rapport de le rayonnement réfléchi à la surface sur la terre par rapport au rayonnement global tombant [6,7,28].

Tableau II.1. Quelques valeurs de l'albédo selon de type de sol.

La surface	L'albédo
Corps noir	0
La mer en été	0.05
Vitres	0.10
La mer en hiver	0.12
Forêts	0.15
Gravier	0.22
Sol cimenté	0.25
Déserts et plages	0.30
Sol couvert de neige	0.80

II.7 Prédiction du rayonnement solaire sur un plan horizontal

L'estimation du rayonnement solaire a attiré l'attention croissante ces dernières années. Ceci est dû au manque de stations de mesure du rayonnement solaire. Malheureusement, dans l'Algérie et aussi la plupart des pays du monde, les données des rayonnements solaires ne sont pas disponibles en raison des coûts élevés liés à l'achat et à l'entretien des équipements de mesure solaire. Par conséquent, la prédiction précise de l'intensité du rayonnement solaire et de la connaissance de la ressource solaire disponible dans le pays est un problème important pour la conception, l'optimisation et l'évaluation des performances des systèmes solaires thermiques à concentration (CSP) pour une zone particulière.

En effet, il est nécessaire de développer des modèles pour estimer l'intensité du rayonnement solaire basée sur d'autres données climatiques disponibles. Un certain nombre de techniques de la prévision ont été développées jusqu'à présent sont largement utilisées par des chercheurs pour obtenir les informations précises [2].

L'utilisation de la corrélation empirique pour prédire le rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal remonte à 1924, il a été effectué par Angstrom [3]. Cette équation est la plus simple et la plus utilisée et liée au rayonnement solaire quotidien du ciel clair dans un endroit donné et la fraction d'insolation. Plus tard en 1940, le Prescott [4] a modifié la formule de corrélation empirique d'Angström et s'est concentré sur le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale, plutôt que sur l'ensoleillement de jour clair. Ensuite, beaucoup de modèles ont été développés grâce à ces deux modèles Angstrom-Prescott pour estimer le rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal utilisant des paramètres météorologiques, géographiques et climatologiques disponibles tels que la fraction d'insolation, la température ambiante, la latitude, l'humidité relative et la nébulosité. Cependant, le paramètre le plus couramment utilisé pour l'estimation du rayonnement solaire global est la durée d'insolation mesurée [5].

Chegaar et Chibani [6] ont proposé deux modèles pour estimer l'intensité du rayonnement solaire global (GSR) sur une surface horizontale à quatre endroits en Algérie (Alger, Oran, Beni Abbas, et Tamanrasset). Salmi et autres [7] ont également proposé trois modèles basés sur la durée d'insolation pour estimer le rayonnement solaire global sur un plan horizontal; ces modèles ont été appliqués pour quatre sites en Algérie. Koussa et autres [8] ont comparé 10 modèles statistiques pour estimer le rayonnement solaire mensuel dans trois grandes villes algériennes. Le logiciel Matlab/Simulink a été utilisé par les auteurs pour prédire la performance des modèles sélectionnés en fonction des principales données météorologiques. D'ailleurs, la relation (30) et la relation (41) dans la référence [8] sont respectivement, fournit les meilleures estimations pour les trois villes algériennes. Mecibah et autres [9] ont développé et testé deux modèles principaux pour n'importe quel site en Algérie. Pour ce faire, ils ont étudié la performance de 11 modèles empiriques pour prédire le rayonnement solaire global mensuel sur une surface horizontale pour six villes algériennes. Les résultats montrent que les deux modèles principaux (cubiques et quadratiques) ont donné une meilleure estimation avec le R^2 vaut 0,8092 et 0,7906 respectivement.

Le concept de (ANN) a attiré beaucoup plus d'intérêt au cours de la dernière décennie pour l'évaluation de (GSR) dans des endroits distincts à travers le monde. Mellit et autres [10] ont appliqué un modèle hybride basé sur le perceptron multicouche (MLP) et la matrice de transition Markov (MTM) pour l'estimation de l'indice de clarté mensuel et les données totales de rayonnement solaire dans les régions éloignées de l'Algérie. Les résultats indiquent que le modèle hybride proposé de MLP-MTM est beaucoup plus précis que l'autre architecture ANN, le pourcentage d'erreur absolue (MAP) étant inférieure à 2,2% et le RMSE varie entre 0,0215 et 0,0235. Yacef et autres [11] ont comparé six modèles combinés avec le modèle du réseau neuronal bayésien (BNN) pour estimer les données de GSR en utilisant des données mesurées de la température maximale et minimale pour la région de Ghardaïa en Algérie. Les résultats ont montré que ces nouveaux modèles combinés ont donné une meilleure estimation que le BNN.

Des modèles basés sur la machine à support de vecteurs (SVM) pour estimer le moyen mensuel de GSR ont été développés par Belaid et Mellit [12]. Des paramètres différents (T_{\min} , T_{\max} , T_{mean} , T_{diff} , H_0 and S_0) comme d'entrées ont été utilisées par les auteurs pour développer des modèles (SVM). Les résultats prouvent que les modèles basés sur la SVM offrent les meilleures prévisions que le modèle basé sur l'ANN et certains modèles qui ont été publiés dans la littérature.

Dans ce chapitre, quatorze modèles ont été classés en deux catégories ; la première a été nommée dans la littérature, et la deuxième était basée sur des modèles analytiques proposés. Enfin, en utilisant quatre indicateurs statistiques, nous avons conclu que chaque modèle des quatorze modèles était suffisant pour certains mois de l'année, et par conséquent, seul un modèle peut être utilisé pour l'estimation de GSR. C'est la raison principale qui nous a amené à proposer un modèle hybride intelligent qui avait été composé, selon les règles intelligentes, du modèle de prédiction le plus appropriée mentionné ici. Donc le but de cette section est de développer des modèles analytiques basés sur la durée d'ensoleillement avec des nouveaux coefficients de corrélation pour estimer la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal sous le climat tropical de Tamanrasset (sud de l'Algérie).

II.8 Description des données utilisées

Tamanrasset selon son climat désert aride, a été le site de terrain choisi qui a simulé les 14 modèles empiriques pour prévoir le rayonnement solaire global sur une surface horizontale. Les données utilisées dans notre travail correspondent à des mesures du rayonnement solaire global sur un plan horizontal (G) ainsi que la durée d'insolation (S), la durée du jour (S_0) et les données d'extraterrestre solaire (G_0) relatives à Tamanrasset. Ces données proviennent de l'office national algérien de la météorologie (NOM) et dérivées par deux satellites, et enregistrées sur une période de cinq ans (2000-2004). Les données sont utilisées pour déterminer les constantes de coefficients de corrélation des 14 modèles de régression. Successivement, l'explication de l'emplacement et la définition des données utilisées dans l'analyse ont été ci-dessus indiquées.

II.8.1 Le site géographique

Le programme ambitieux des énergies renouvelables de l'Algérie s'attendait à douzaines d'installations de CSP et CPV qui seront systématiquement implantées jusqu'en 2030. De nombreux sites en Algérie ont été considérés comme détenant des centrales thermiques solaires dans un proche avenir [13].

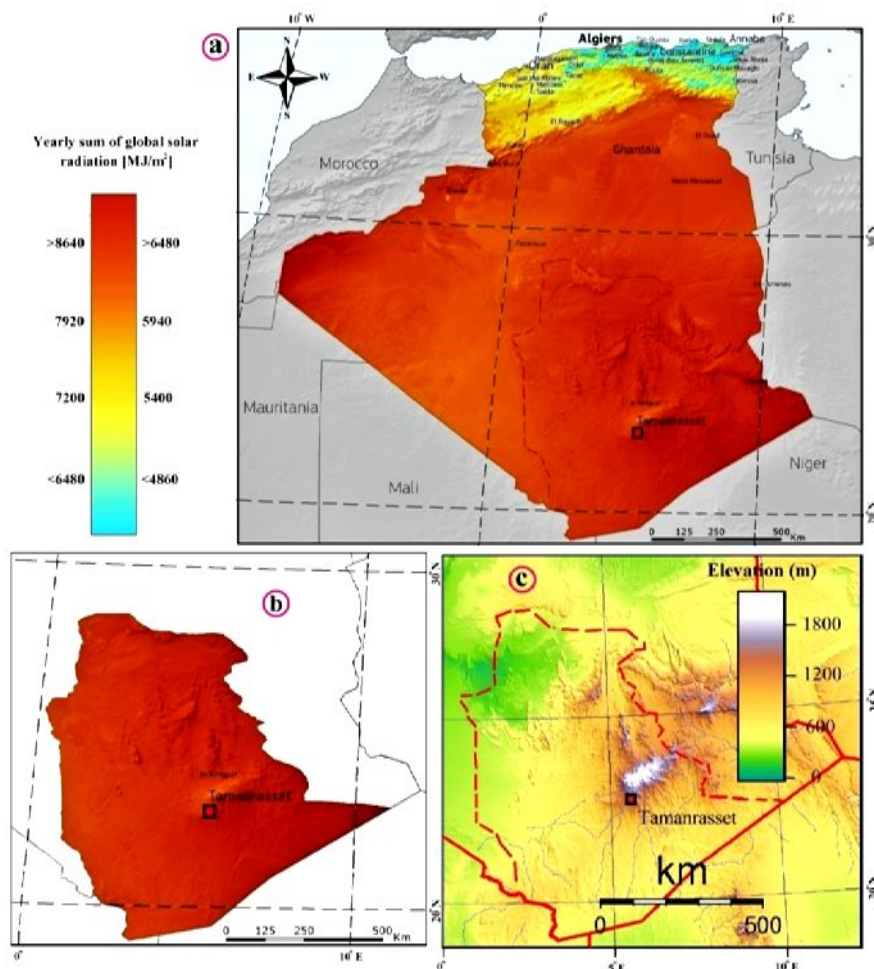


Figure II.11. Localisation de l'endroit étudié: a) Pays Algérie, b) Région de Tamanrasset, c) Élévation de la ville de Tamanrasset.

Tamanrasset est la plus grande ville d'Algérie, elle a une superficie d'environ 557,906 kilomètres carrés (23,42% de la surface totale de l'Algérie) avec latitude : $+22,783^{\circ}$, longitude : $+5,517^{\circ}$ et une altitude de 1377 m au-dessus du niveau de la mer (voir la figure II.11). Elle se caractérise par des rayonnements solaires plus élevés que les autres sites algériens. Son climat est un désert aride avec un rayonnement solaire global allant de $17,4 \text{ MJ/m}^2$ en hiver à $29,2 \text{ MJ/m}^2$ en été avec une moyenne annuelle approximativement de $23,5 \text{ MJ/m}^2$. Par conséquent, elle a offert une opportunité prometteuse d'installer des projets d'énergie solaire thermique qui avaient été annoncés dans le programme algérien d'énergie renouvelable (ER).

Les caractéristiques géographiques et climatiques de l'emplacement choisi ont été rapportées dans le tableau II.2.

Tableau II.2. Informations générales sur le site d'étude.

Pays		Algérie
Site		Tamanrasset
Zone climatique		désert aride (IV, 5)
Latitude (N)		22°47' N (22.78°)
Longitude (E)		5°31' E (5.517°)
Élévation (m)		1377
Température	T _{min} (°C)	12.9
	T _{max} (°C)	30.0
	T _{moy} (°C)	22.9

II.8.2 Bases de données utilisées

Les données expérimentales mesurées du GSR ($\text{MJ}/\text{m}^2.\text{day}$) et la durée quotidienne d'ensoleillement (S) sont employés dans ce chapitre, ont été obtenues à partir de trois stations météorologiques: tels que l'office national algérien de la météorologie (NOM) et les deux bases de données spatiales NASA-SSE [22] et HelioClim1 [23]. La figure II.12 montre l'évolution mensuelle du rayonnement solaire global (GSR) et le rayonnement extraterrestre pendant cinq ans (2000-2004), tandis que la fréquence de l'occurrence de la durée quotidienne d'ensoleillement et la durée d'ensoleillement quotidien et mensuel sont présentées respectivement aux figures II.13 et II.14 [22,23].

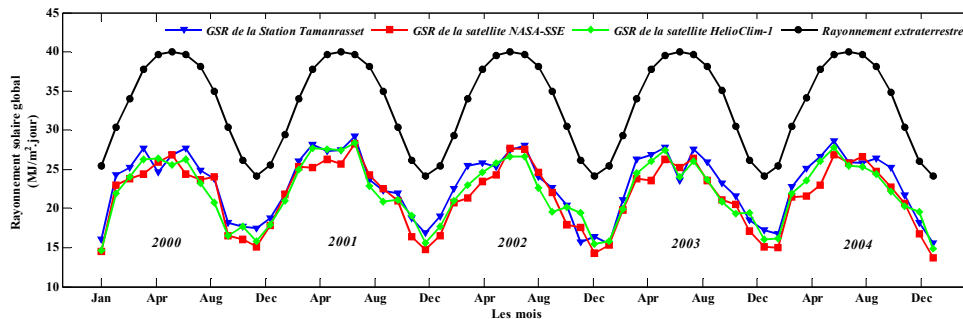


Figure II.12. Le rayonnement solaire global et le rayonnement extraterrestre au cours de cinq ans (2000-2004).

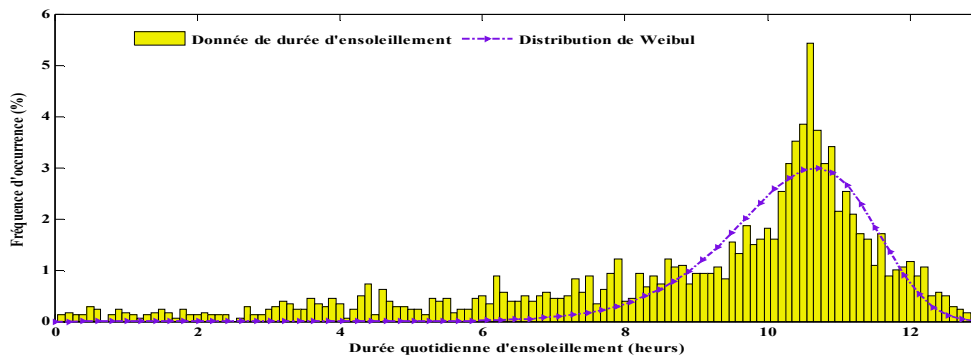


Figure II.13. Fréquence d'occurrence de la durée d'ensoleillement avec distribution de Weibull pour la ville de Tamanrasset.

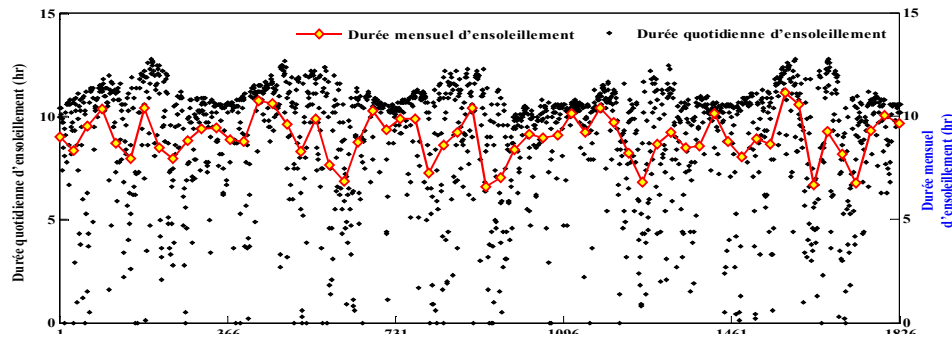


Figure II.14. La durée d'ensoleillement quotidien et mensuel tout au long de cinq ans (2000-2004).

II.9 La méthodologie

II.9.1 Description des modèles

Dans cette étude, les expressions mathématiques des modèles empiriques utilisés peuvent être divisées en deux catégories:

- **Catégorie 01:** contient huit modèles empiriques tels que linéaire, quadratique, cubique, logarithmique, exponentielle, exposant, latitude linéaire avec constantes relatives connues. Ces modèles empiriques ont été les plus utilisés pour l'estimation de rayonnement solaire global, qui a eu la forme d'équation d'Angstrom (voir tableau II.3). Ce type dépendait du rayonnement solaire global, le rayonnement extraterrestre et de la fraction d'insolation. En outre, les constantes (a, b, c et d) étaient les coefficients de régression qui avaient été utilisés dans ces modèles, qui ont déjà été testés dans [3-6, 14-19].

Tableau II.3. Modèles de régression utilisés dans la littérature.

Modèle N°	Type du modèle	L'équation de régression	Référence du modèle
Eq. (1)	Linéaire	$G_g/G_0 = a + b \cdot (S/S_0)$	[3-5]
Eq. (2)	Quadratique	$G_g/G_0 = a + b \cdot (S/S_0) + c \cdot (S/S_0)^2$	[15]
Eq. (3)	Cubique	$G_g/G_0 = a + b \cdot (S/S_0) + c \cdot (S/S_0)^2 + d \cdot (S/S_0)^3$	[16]
Eq. (4)	Logarithmique	$G_g/G_0 = a + b \cdot \log(S/S_0)$	[17]
Eq. (5)	Exponentielle	$G_g/G_0 = a \cdot e^{b \cdot (S/S_0)}$	[18]
Eq. (6)	Exposant	$G_g/G_0 = a \cdot (S/S_0)^b$	[19]
Eq. (7)	Latitude linéaire	$G_g/G_0 = 0.29 \cdot \cos \varphi + 0.52 \cdot (S/S_0)$	[14]
Eq. (8)	Constantes linéaires connues	$G_g/G_0 = 0.233 + 0.591 \cdot (S/S_0)$	[6]

- **Catégorie 02:** inclus six modèles adoptés basés sur: série de Fourier, équation de Weibull, équations de sinus, série de power, équation de rationnelle et série de gaussienne. Nonobstant, ces modèles ont eu les mêmes paramètres corrélés d'entrée (H_0 , S et S_0) que

dans la première catégorie avec des coefficients de régression différente ($a_0, a_1, \dots, a_7, b_1, \dots, b_7, c_1, \dots, c_7, w$). Les nouveaux modèles adoptés dans ce travail ont été donnés dans le tableau II.4 ci-dessous:

Tableau II.4. Les nouveaux modèles de régression adoptés [20].

Modèle N°	L'équation de régression	Terme
Eq. 9 (séries de Fourier)	$\begin{cases} G_g/G_0 = a_0 + \sum_{i=1}^j a_i \cdot \cos(i \cdot (S/S_0) \cdot w) + b_i \cdot \sin(i \cdot (S/S_0) \cdot w) \\ 1 \leq j \leq 8 \end{cases}$	$j = 7$
Eq. 10 (Modèle de Weibull)	$G_g/G_0 = a_1 \cdot b \cdot (S/S_0)^{(b_1-1)} \cdot \exp(-a_1 \cdot (S/S_0)^{b_1})$	-
Eq. 11 (équations de sinus)	$\begin{cases} G_g/G_0 = \sum_{i=1}^j a_i \cdot \sin(b_i \cdot (S/S_0) \cdot c_i) \\ 1 \leq j \leq 8 \end{cases}$	$j = 7$
Eq. 12 (séries de Power)	$\begin{cases} G_g/G_0 = \sum_{i=0}^j a_i \cdot (S/S_0)^i \\ 0 \leq j \leq 7 \end{cases}$	$j = 6$
Eq. 13 (modèle de Rationnelle)	$\begin{cases} G_g/G_0 = \frac{\sum_{i=1}^{j+1} a_i \cdot (S/S_0)^{j+1+i}}{(S/S_0)^k \cdot \sum_{i=1}^k b_i \cdot (S/S_0)^{k-i}} \\ 0 \leq j \leq 5, 1 \leq k \leq 5 \end{cases}$	$j = 3$ $k = 3$
Eq. 14 (série de gaussienne)	$\begin{cases} G_g/G_0 = \sum_{i=1}^j a_i \cdot \exp\left[-\left(\frac{(S/S_0) - b_i}{c_i}\right)^2\right] \\ 1 \leq j \leq 8 \end{cases}$	$j = 7$

II.9.2 Validation et précision

Quatre indicateurs statistiques ont été utilisés afin de comparer la proximité des données mesurées du GSR avec les valeurs calculées, à savoir : pourcentage de la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (pRMSE), pourcentage de l'erreur absolue relative (pRAE), pourcentage de l'erreur absolue moyenne (pMAE) et le coefficient de détermination (R^2).

Comme défini dans [20, 21], les quatre indicateurs statistiques ont été exprimés en (%). Pour un accord parfait, pRMSE, pRAE et pMAE ont les valeurs les plus proches à zéro et les valeurs positives ou négatives pour accomplir le désaccord, tandis que le R^2 est approximé à (1) pour un modèle optimal.

$$pRMSE = \frac{RMSE \text{ (en MJ/m}^2\text{)}}{\sum_{i=1}^k (H_m^i) / k} \times 100 \quad (\text{II.13})$$

$$pRAE = \frac{RAE \text{ (en MJ/m}^2\text{)}}{\sum_{i=1}^k (H_m^i) / k} \times 100 \quad (\text{II.14})$$

$$pMAE = \frac{MAE \text{ (en MJ/m}^2\text{)}}{\sum_{i=1}^k (H_m^i) / k} \times 100 \quad (\text{II.15})$$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^k (H_c^i - \bar{H}_c) \cdot (H_m^i - \bar{H}_m)}{\sqrt{\sum_{i=1}^k (H_c^i - \bar{H}_c)^2 \cdot \sum_{i=1}^k (H_m^i - \bar{H}_m)^2}} \quad (\text{II.16})$$

II.10 Discussions et résultats expérimentaux

Dans cette partie, nous avons pris les données mesurées de l'office national algérien de la météorologie (NOM) et des deux bases de données spatiales de la NASA-SSE [22] et HelioClim-1 [23] afin de déterminer l'efficacité des six modèles adoptés et les modèles hybrides intelligents en plus de comparer la précision des données délivrées par satellite avec des mesures au sol.

La moyenne mensuelle quotidienne du GSR a été analysée à l'aide de quatorze modèles empiriques pour la ville de Tamanrasset (sud de l'Algérie) où les valeurs modélisées et les valeurs mesurées ont été comparées en utilisant la seule entrée le paramètre principal qui était la durée d'ensoleillement. D'ailleurs, il était le paramètre le plus couramment utilisé dans la littérature car il fournissait les meilleurs résultats par rapport à d'autres paramètres.

L'analyse des régressions a été effectuée afin d'établir quatorze modèles pour la ville de Tamanrasset avec les données de test qui ont été mesurées et identifiées pour les années 2000-2004 (60 mois). Les coefficients de régression (a , b , c et d) des huit modèles de la première catégorie ont été présentés dans le tableau II.5. En revanche, les coefficients de régression ($\{a_0, \dots, a_7\}$, $\{b_1, \dots, b_7\}$, $\{c_1, \dots, c_7\}$ et w) qui ont été générés par six modèles adoptés dans la deuxième catégorie sont démontrée dans le tableau II.6.

Les indicateurs de la précision des quatorze modèles choisis ont été illustrés respectivement dans les tableaux II.5 et II.7. Les résultats modélisés de chaque modèle au cours des mois étudiés ont été visualisés dans les figures. II.15 et II.16.

Après la comparaison des résultats obtenus dans les tableaux II.7 et II.8, nous avons constaté que les six modèles proposés étaient plus précis que ceux utilisés dans la littérature. Par conséquent, le meilleur modèle parmi toutes les bases de données proposées correspond à la valeur "1" dans le tableau II.8. Par conséquent, nous avons classé les quatorze modèles dans le tableau mentionné ci-dessus par l'utilisation des mesures d'erreur: pRMSE, pRAE, pMAE et R^2 en raison de leurs résultats similaires.

Tableau II.5. Les coefficients de corrélation et les performances statistiques des modèles de régression utilisés dans la littérature.

Modèle #	Coefficients de régression				pRMSE (%)	pRAE (%)	pMAE (%)	R ²
	a	b	c	d				
Station #:								
Eq. (01)	0.596	0.127	-	-	6.4298	2.2168	5.0920	0.3205
Eq. (02)	0.396	0.69	0.385	-	6.3743	2.1871	5.0239	0.3436
Eq. (03)	1.29	-3.05	4.43	-1.98	7.9728	2.8418	6.5277	0.3198
Eq. (04)	0.72	0.0933	-	-	6.4087	2.2012	5.0562	0.3295
Eq. (05)	0.6027	0.1832	-	-	6.4329	2.2174	5.0933	0.3191
Eq. (06)	0.719	0.136	-	-	6.4136	2.2075	5.0707	0.3285
Eq. (07)	0.29	0.52	-	-	10.4768	3.7000	8.4989	0.3205
Eq. (08)	0.233	0.591	-	-	10.4123	3.4710	7.9729	0.3205
NASA-SSE #:								
Eq. (01)	0.668	-0.0248	-	-	6.6413	2.5771	5.3376	0.0678
Eq. (02)	0.537	0.346	0.254	-	6.6156	2.5417	5.2642	0.1117
Eq. (03)	1.48	-3.72	5.47	-2.64	6.5808	2.5428	5.2666	0.1552
Eq. (04)	0.645	-0.0158	-	-	6.6445	2.5803	5.3443	0.0608
Eq. (05)	0.6683	-0.0379	-	-	6.6414	2.5782	5.3398	0.0676
Eq. (06)	0.642	-0.029	-	-	6.6511	2.5717	5.3263	0.0605
Eq. (07)	0.29	0.52	-	-	12.0093	4.7284	9.7933	-0.0679
Eq. (08)	0.233	0.591	-	-	13.7140	5.3638	11.1094	-0.0679
HelioClim1 #:								
Eq. (01)	0.525	0.185	-	-	6.5398	2.1793	5.2270	0.4491
Eq. (02)	0.586	0.012	0.118	-	6.5350	2.1763	5.2198	0.4506
Eq. (03)	1.28	-3.11	4.96	-2.46	8.0223	2.6007	6.2375	0.4083
Eq. (04)	0.703	0.13	-	-	6.5598	2.1946	5.2637	0.4430
Eq. (05)	0.5375	0.2806	-	-	6.5377	2.1776	5.2228	0.4496
Eq. (06)	0.702	0.195	-	-	6.5619	2.1992	5.2747	0.4446
Eq. (07)	0.29	0.52	-	-	8.8933	2.8939	6.9409	0.4491
Eq. (08)	0.233	0.591	-	-	9.9517	3.2818	7.8713	0.4491

Le modèle de série de Fourier présente les valeurs les plus faibles pour les erreurs statistiques: pRMSE, pRAE, et pMAE pour tous les deux: les données de la station et les données satellitaires de NASA-SSE. Ainsi, nous pouvons le considérer comme meilleure modèle pour estimer le rayonnement solaire globale (GSR). Dans le cas des données satellitaires HelioClim-1, le modèle gaussienne (#14) a révélé la meilleure performance pour évaluer la GSR, qui a présenté les valeurs les plus basses du pRMSE, du pRAE et du pMAE.

Selon la simulation numérique, une analyse statistique a été effectuée en calculant quatre indicateurs de précision principaux (pRMSE, pRAE, pMAE et R²) pour chaque mois afin d'évaluer la performance mensuelle des quatorze modèles précédents. En conséquence, nous avons observé que chaque modèle était suffisant pour certains mois de l'année. L'utilisation d'un seul modèle pourrait être inutile pour la prédiction, et donc, nous avons proposé un système hybride intelligent basé sur les règles intelligentes pour choisir le modèle le plus adapté parmi les quatorze énumérés dans notre travail.

Tableau II.6. Coefficients de corrélation des dix modèles adoptés de régression.

Coeff Reg	Modèles des données de la station Tamanrasset						Modèles des données du satellite NASA-SSE						Modèles des données du satellite HelioClim-1					
	Mo. 9	Mo. 10	Mo. 11	Mo. 12	Mo. 13	Mo. 14	Mo. 9	Mo. 10	Mo. 11	Mo. 12	Mo. 13	Mo. 14	Mo. 9	Mo. 10	Mo. 11	Mo. 12	Mo. 13	Mo. 14
a ₀	0.6963	-	-	4402	-	-	0.6458	-	-	1294	-	-	0.6534	-	-	29.79	-	-
a ₁	-0.00074	0.7422	0.8563	-1172	11.58	0.1217	-0.0025	0.7535	7.548	-385.3	-22.23	0.3022	0.01131	0.686	1.438	-7.682	0.6701	0.4122
a ₂	0.02253	-	0.178	128.9	-96.05	0.6242	-0.02884	-	6.902	48.03	31.08	0.6405	0.01168	-	0.7934	1.751	-1.336	0.05613
a ₃	0.01606	-	0.09682	-7.475	228.1	0.6872	-0.00013	-	0.0122	-3.178	-39.61	0.2254	0.02589	-	0.02395	-0.1923	0.906	0.09885
a ₄	0.00315	-	-0.0087	0.2411	52.52	0.1285	0.00987	-	0.0165	0.1177	37.54	24.59	-0.0054	-	0.02291	0.01068	-0.2057	0.1153
a ₅	-0.0115	-	0.02008	-0.0041	-	8.04E+1	0.00115	-	-0.0044	-0.0023	-	0.2433	0.01102	-	0.03334	-0.00029	-	0.102
a ₆	0.01066	-	0.01588	0.00003	-	2925000	0.00311	-	0.0193	0.00002	-	0.3812	-0.01144	-	0.01143	2.96E-6	-	1.769
a ₇	0.02115	-	0.1068	-	-	0.06147	0.00835	-	0.0138	-	-	0.3109	-0.01135	-	0.01332	-	-	-0.1321
b ₁	0.00219	1.888	4.41	-	15.08	0.7144	0.00922	1.699	3.761	-	-20.19	0.717	-0.03141	1.899	6.209	-	-2.009	1.008
b ₂	-0.0092	-	11.32	-	86.32	0.9052	0.00238	-	3.969	-	-18.45	0.9054	-0.01288	-	8.912	-	1.373	0.8028
b ₃	-0.01583	-	35.8	-	176.6	0.6086	0.00242	-	39.71	-	49.14	0.7551	0.01185	-	32.61	-	-0.3138	0.7064
b ₄	0.00514	-	72.99	-	-	0.7598	0.00031	-	73.03	-	-	-0.4112	0.01217	-	59.46	-	-	0.761
b ₅	0.00462	-	78.42	-	-	4.135	0.00948	-	47.45	-	-	0.7825	0.00536	-	41.72	-	-	0.6211
b ₆	0.00673	-	52.33	-	-	-0.1472	0.00107	-	208.5	-	-	0.6594	0.00718	-	381.3	-	-	-1.037
b ₇	-0.0051	-	38.09	-	-	0.8107	0.02605	-	379	-	-	0.5835	0.00251	-	221.2	-	-	0.6939
c ₁	-	-	4.703	-	-	0.01086	-	-	5.624	-	-	0.02825	-	-	3.386	-	-	0.284
c ₂	-	-	3.03	-	-	0.1335	-	-	8.639	-	-	0.165	-	-	4.618	-	-	0.02634
c ₃	-	-	-4.667	-	-	0.1986	-	-	-10.68	-	-	0.00854	-	-	-2.899	-	-	0.04647
c ₄	-	-	-5.141	-	-	0.049	-	-	-13.74	-	-	0.4753	-	-	-3.996	-	-	0.0024
c ₅	-	-	2.029	-	-	0.5788	-	-	-5.234	-	-	0.04859	-	-	0.2423	-	-	0.02338
c ₆	-	-	1.573	-	-	0.1578	-	-	1.886	-	-	0.04607	-	-	-0.3453	-	-	1.501
c ₇	-	-	3.227	-	-	0.01254	-	-	1.007	-	-	0.05624	-	-	-9.633	-	-	0.00632
w	96.42	-	-	-	-	-	212	-	-	-	-	-	13.85	-	-	-	-	-

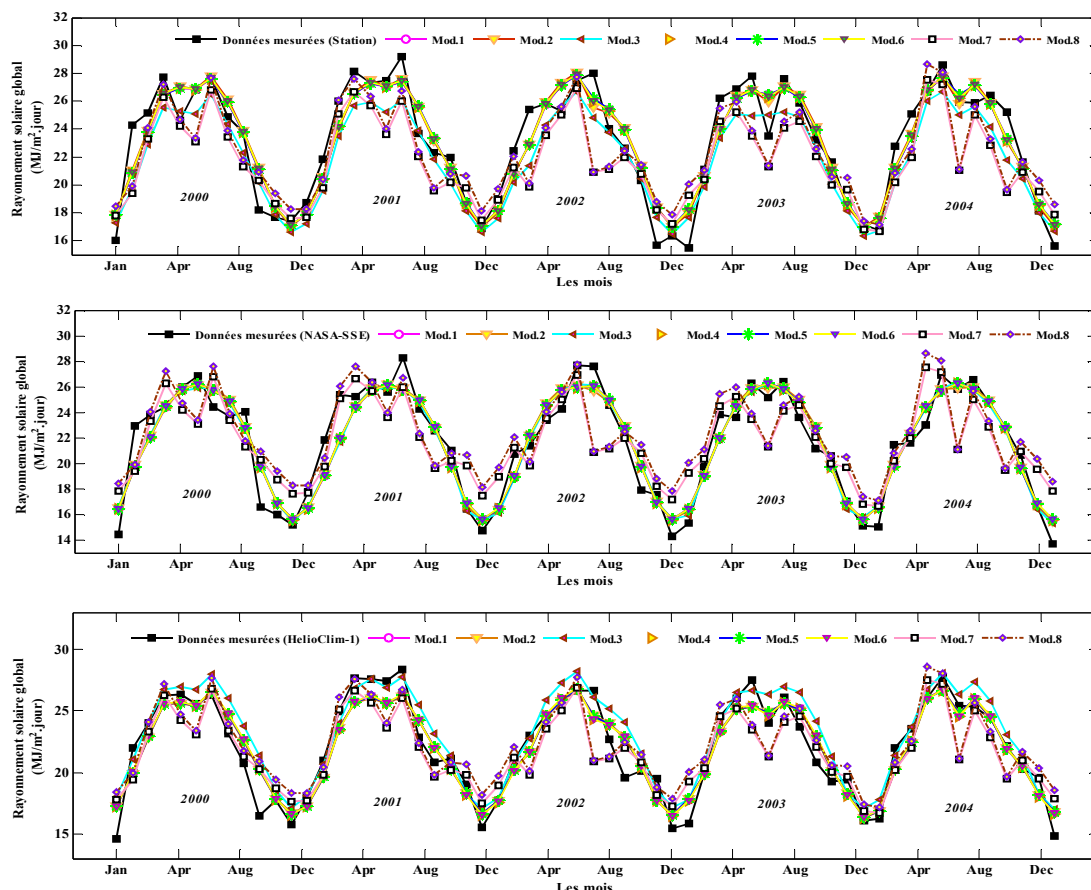


Figure II.15. Les valeurs mesurées et estimés des huit modèles des mois typiques de 2000 à 2004.

Tableau II.7. Performances statistiques des six nouveaux modèles adoptés.

Données météorologique	Indicateurs statistiques	Les modèles adoptés					
		Eq. (9)	Eq. (10)	Eq. (11)	Eq. (12)	Eq. (13)	Eq. (14)
Station	pRMSE (%)	5.4396	6.5378	5.8144	6.3920	6.3799	5.5487
	pRAE (%)	1.9267	2.2719	2.0863	2.1955	2.1911	1.9478
	pMAE (%)	4.4256	5.2186	4.7924	5.0431	5.0331	4.4741
	R ²	0.5981	0.3059	0.5160	0.3365	0.3414	0.5763
NASA-SSE	pRMSE (%)	5.2096	6.7392	5.8931	6.5913	6.5850	5.9587
	pRAE (%)	1.8770	2.5792	2.1888	2.5466	2.5242	2.2143
	pMAE (%)	3.8876	5.3420	4.5333	5.2744	5.2281	4.5863
	R ²	0.6225	0.0966	0.4675	0.1398	0.1467	0.4458
HelioClim-1	pRMSE (%)	5.8989	6.9768	5.9206	6.5341	14.7594	5.5160
	pRAE (%)	1.9658	2.3336	1.9868	2.1743	3.1849	1.7174
	pMAE (%)	4.7150	5.5969	4.7653	5.2150	7.6388	4.1190
	R ²	0.5920	0.3487	0.5882	0.4506	0.2961	0.6573

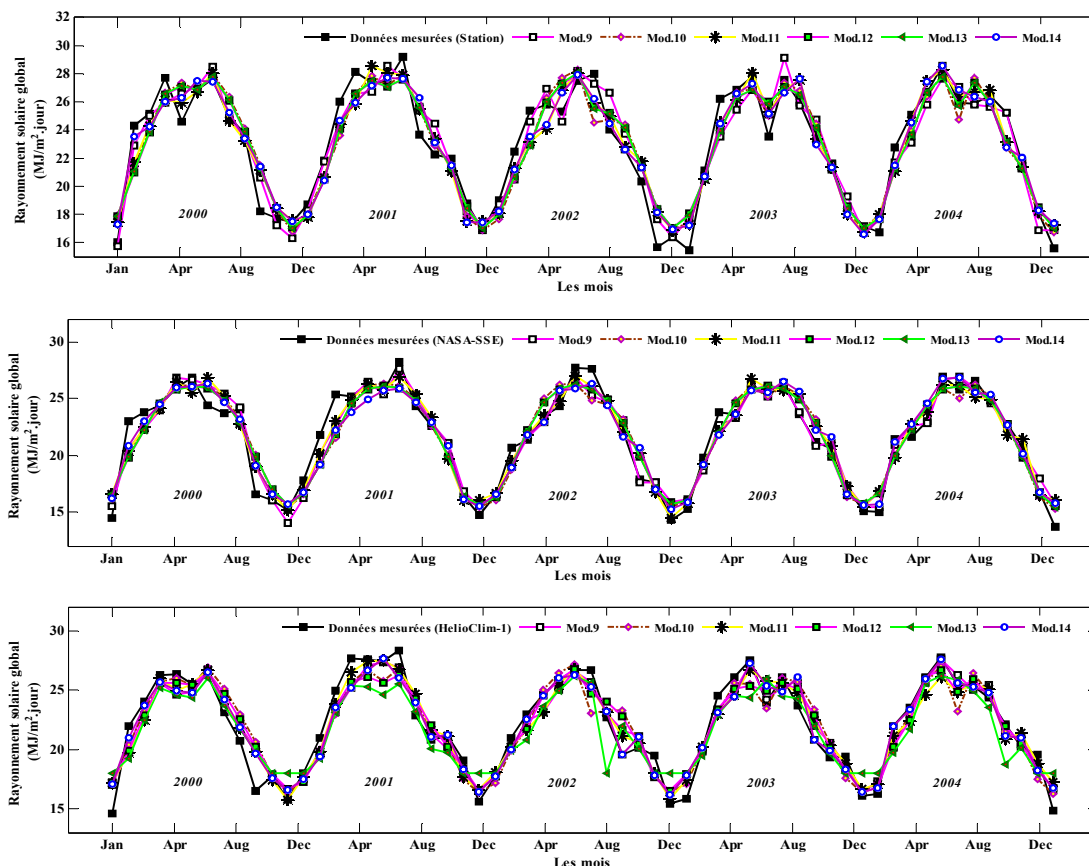


Figure II.16. Les valeurs mesurés et estimés des mois typiques de 2000 à 2004.

Tableau II.8. Classement des modèles selon chaque erreur statistique pour les trois bases de données météorologiques.

Model #	Classement des modèles de la Station				Classement des modèles du satellite NASA-SSE				Classement des modèles du satellite HelioClim-1			
	pRMSE	pRAE	pMAE	R ²	pRMSE	pRAE	pMAE	R ²	pRMSE	pRAE	pMAE	R ²
1	9	9	9	9	8	9	9	9	7	7	7	8
2	4	4	4	4	7	5	5	7	5	5	5	5
3	12	12	12	12	4	6	6	4	11	11	11	12
4	7	7	7	7	10	12	12	11	9	8	8	11
5	10	10	10	13	9	10	10	10	6	6	6	6
6	8	8	8	8	11	8	8	12	8	9	9	10
7	14	14	14	10	13	13	13	13	12	12	12	9
8	13	13	13	11	14	14	14	14	13	14	14	7
9	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
10	11	11	11	14	12	11	11	8	10	10	10	13
11	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3
12	6	6	6	6	6	7	7	6	4	4	4	4
13	5	5	5	5	5	4	4	5	14	13	13	14
14	2	2	2	2	3	3	3	3	1	1	1	1

D'ailleurs, il convient de noter que cette étude a été intentionnellement employée pour trouver le modèle la plus précise, qui pourrait être choisi pour créer le modèle hybride intelligent.

Pour l'élaboration des règles intelligentes, 48 mois avaient été choisis de 2000 à 2003 afin d'estimer les performances du système hybride intelligent. Par la suite, les données de l'année dernière (2004) ont été utilisées pour tester ce nouveau système hybride proposé qui était fondé sur ces règles. En fait, les résultats pour les meilleurs modèles de chaque mois ont été répertoriés dans le tableau II.9.

Tableau II.9. Statistiques de performance pour la création de modèles hybrides par les 14 modèles.

Données	Modèles #	pRMSE (%)	pRAE (%)	pMAE (%)	R ²
Station	Mo.01				
	Mo.02				
	Mo.03	0.1634	4.7532	0.0027	0.999997
	Mo.04	0.2019	4.8904	0.0034	0.999995
	Mo.05	0.0172	2.0042	0.0003	0.999999
	Mo.06	0.0190	10.4700	0.0003	0.999999
	Mo.07	0.4835	9.4986	0.0081	0.999979
	Mo.08	0.0691	3.1269	0.0012	0.999999
	Mo.09	0.0022	0.0981	0.0001	0.999999
	Mo.10	0.0215	3.1287	0.0004	0.999999
	Mo.11	0.3188	20.4174	0.0053	0.999972
	Mo.12	0.2464	5.3477	0.0041	0.999993
	Mo.13	0.0268	2.0260	0.0004	0.999999
	Mo.14	0.0412	1.3919	0.0007	0.999999
NASA-SSE	Mo.01				
	Mo.02				
	Mo.03				
	Mo.04				
	Mo.05				
	Mo.06	0.9067	113.8958	0.0151	0.999918
	Mo.07	0.6615	15.0048	0.0110	0.999962
	Mo.08	0.1511	5.7303	0.0025	0.999997
	Mo.09	0.0459	2.7144	0.0008	0.999999
	Mo.10	0.0734	3.4550	0.0012	0.999999
	Mo.11	0.0451	3.0587	0.0008	0.999999
	Mo.12	0.0604	19.7375	0.0010	0.999999
	Mo.13	0.0542	2.5502	0.0009	0.999999
	Mo.14	0.1144	19.1551	0.0019	0.999998
HelioClim-1	Mo.01				
	Mo.02	0.3659	16.5962	0.0061	0.999985
	Mo.03	0.0213	0.6589	0.0004	0.999999
	Mo.04	0.0223	1.8627	0.0004	0.999999
	Mo.05	0.0295	0.9637	0.0005	0.999999
	Mo.06				
	Mo.07	0.0133	0.2316	0.0002	0.999999
	Mo.08	0.0734	1.0903	0.0012	0.999999
	Mo.09	0.1733	11.6545	0.0029	0.999997
	Mo.10				
	Mo.11	0.0076	0.1693	0.0002	0.999999
	Mo.12	0.0475	4.4036	0.0008	0.999999
	Mo.13	0.1378	24.5880	0.0023	0.999998
	Mo.14	0.0012	0.1172	0.0001	0.999999

Le tableau II.9 présente les meilleurs modèles qui ont fourni des résultats précis pour calculer le rayonnement solaire global sur une surface horizontale. Ces modèles ont été considérés comme les meilleurs modèles pour créer le système hybride intelligent. Comme nous avons mentionné précédemment, un modèle préféré pour calculer le GSR a fourni une bonne performance si $pRMSE|_{t=1,\dots,12}$, $pRAE|_{t=1,\dots,12}$ et $pMAE|_{t=1,\dots,12}$ aurait les valeurs les plus faibles, et $R^2|_{t=1,\dots,12}$ aurait la valeur la plus élevée chaque mois. Alors, les modèles qui avaient été arrangés par les règles intelligentes dans le tableau II.9 pourraient être introduits comme les modèles les plus précis.

Dans ce chapitre, une base de règles intelligentes a été étudiée pour construire notre système hybride intelligent. Ce dernier a été adopté afin de concevoir et mettre en application les modèles suivants: SHBM1, SHBM2, SHBM3 et SHBM4. Pour les trois premiers modèles, chacun a été conçu pour chaque ensemble de bases de données: Station, NASA-SSE et HelioClim1, respectivement. Le dernier modèle a été adopté pour être employé pour chaque ensemble de bases de données météorologiques. D'ailleurs, les résultats de l'étude comparative pour évaluer la performance des quatre modèles SHBM ont été dépeints en détail dans le tableau II.10.

En outre, la figure II.17 a désigné la comparaison des valeurs estimées du GSR pour tous les modèles hybrides intelligents avec les données mesurées des trois bases de données météorologiques, pendant les phases d'apprentissage et de test.

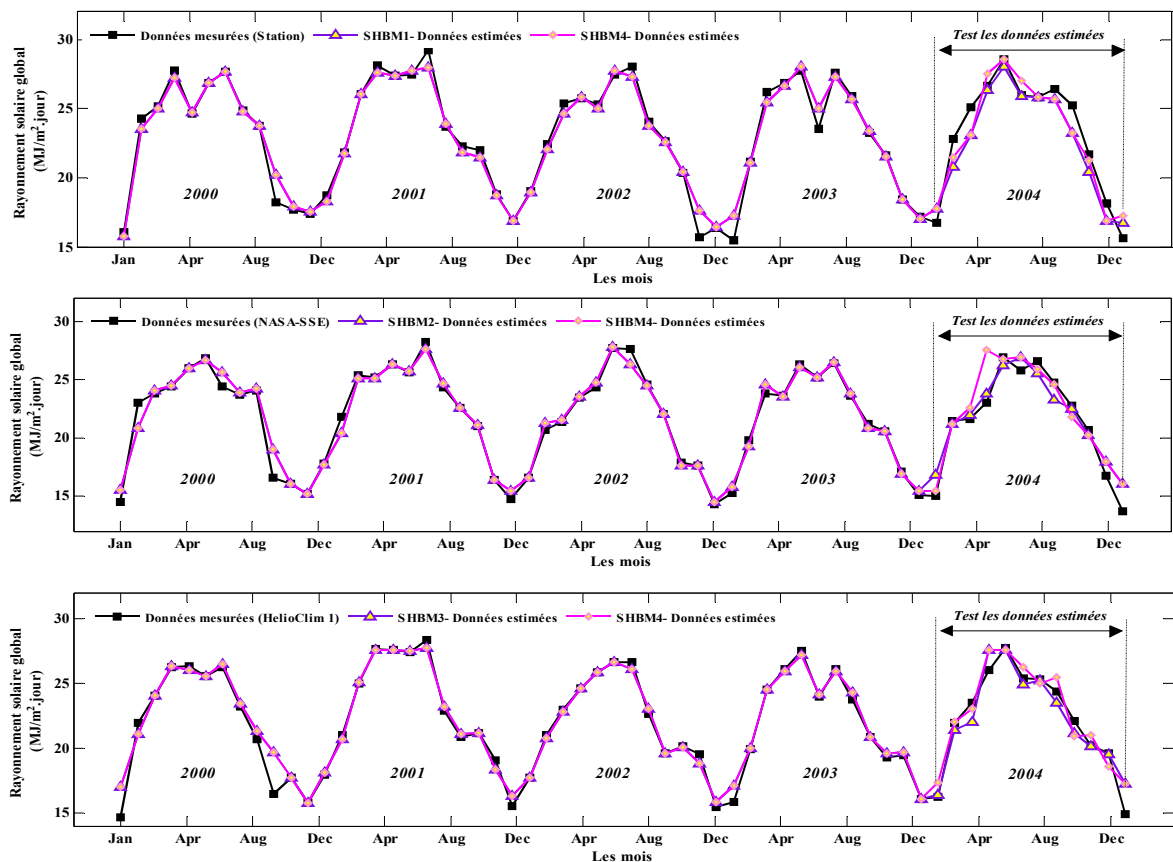


Figure II.17. La comparaison des valeurs estimées du GSR avec les données mesurées.

La figure II.18 montre le nuage de points des données mesurées comparées aux valeurs estimées de GSR pour les phases d'apprentissage et de test des données via les modèles développés: SHBM1, SHBM2, SHBM3 et SHBM4, respectivement.

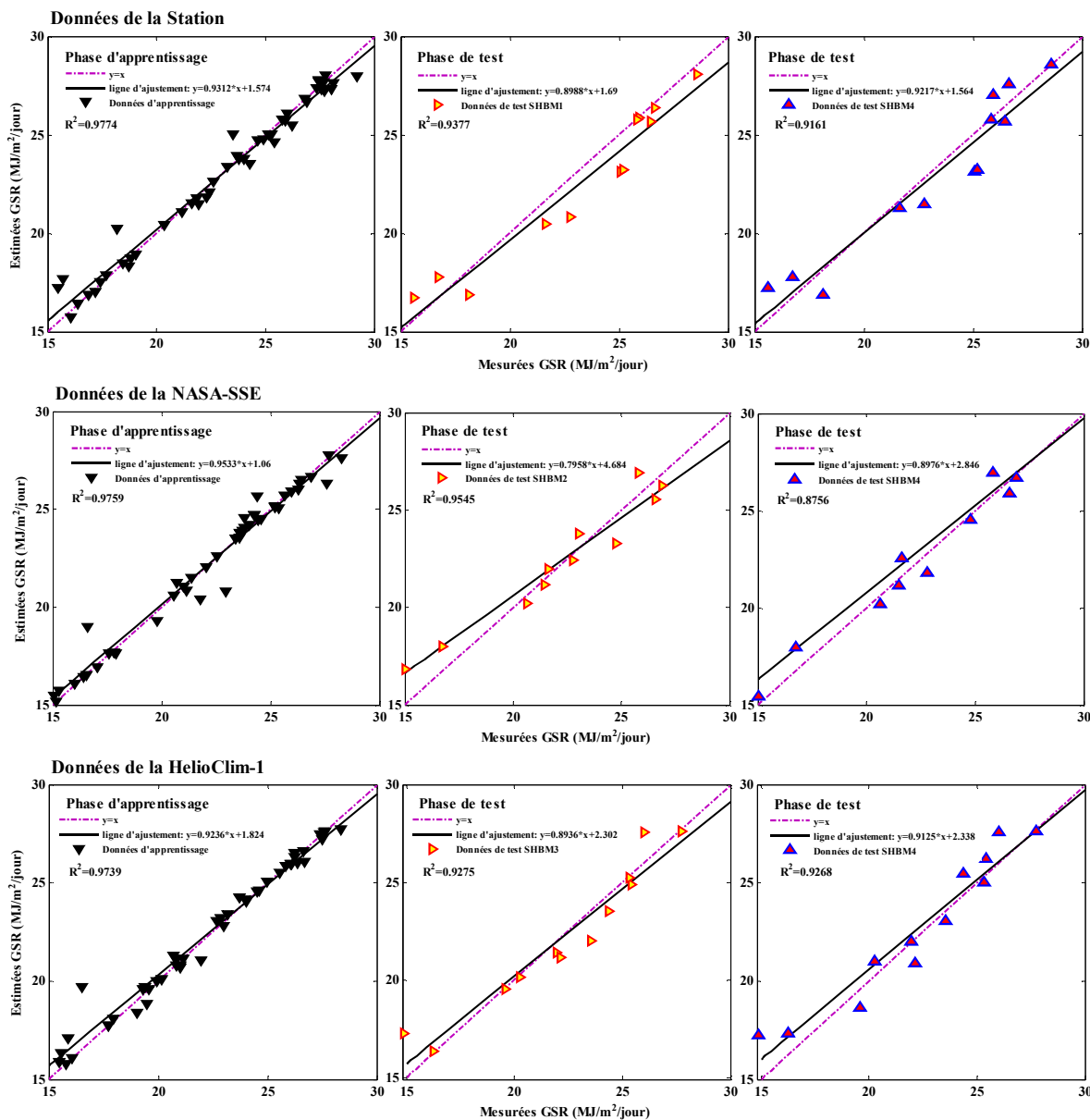


Figure II.18. Nuage de points des valeurs estimées du GSR avec les données mesurées.

Basé sur le tableau II.9, les règles intelligentes suivantes ont été dressées, pour prédire le GSR dans chaque mois de l'année afin de construire le système de modèle hybride SHBM:

- Rule 1: **IF** $t = 1$ **AND** $m = 9$ **THEN** $G_{HYBRID} = G_{Model09}$ with: $pRMSE=0.0022\%$, $pRAE=0.0981\%$, $pMAE=0.0001\%$ and $R^2=0.999999$
- Rule 2: **IF** $t = 2$ **AND** $m = 8$ **THEN** $G_{HYBRID} = G_{Model08}$ with: $pRMSE=0.0691\%$, $pRAE=3.1269\%$, $pMAE=0.0012\%$ and $R^2=0.999999$
- Rule 3: **IF** $t = 3$ **AND** $m = 10$ **THEN** $G_{HYBRID} = G_{Model10}$ with: $pRMSE=0.0215\%$, $pRAE=3.1287\%$, $pMAE=0.0004\%$ and $R^2=0.999999$
- Rule 4: **IF** $t = 4$ **AND** $m = 12$ **THEN** $G_{HYBRID} = G_{Model12}$ with: $pRMSE=0.2464\%$, $pRAE=5.3477\%$, $pMAE=0.0041\%$ and $R^2=0.999993$
- Rule 12: **IF** $t = 12$ **AND** $m = 3$ **THEN** $G_{HYBRID} = G_{Model12}$ with: $pRMSE=0.1634\%$, $pRAE=4.7532\%$, $pMAE=0.0027\%$ and $R^2=0.999997$

Dans le cas général, nous utilisons la base de règle intelligente suivante:

$$\begin{aligned} & \mathbf{IF} \ t = \text{number of month} \ \mathbf{AND} \ m = \text{number of model} \\ & \mathbf{THEN} \ G_{HYBRID} = G_{Model} \ \text{that has low : } pRMSE\%, \\ & \quad pRAE\%, pMAE \ \text{and high } R^2 \end{aligned} \quad (\text{II.17})$$

Les tests des erreurs statistiques de différentes bases de données météorologiques ont été présentés dans le tableau II.10. Pour tout les modèles hybrides intelligents SHBM: les valeurs $pRMSE$ allant de 4.6246% à 7.5242%, les valeurs de $pRAE$ allant de 0.0935% à 0.1320%, les valeurs de $pMAE$ allant de 3.3294% à 5.2070% et les coefficients de détermination de R^2 étaient meilleurs que 93%.

Tous ces résultats ont été prouvé l'efficacité des modèles hybrides de SHBM pour l'estimation du rayonnement solaire global à Tamanrasset (Algérie).

Tableau II.10. Résultats statistiques des quatre modèles hybrides intelligents.

Données météorologiques	Modèles	Critères pour tester les données			
		$pRMSE$ (%)	$pRAE$ (%)	$pMAE$ (%)	R^2
Station (WMO)	SHBM1	5.2864	0.1123	4.4051	0.9684
	SHBM4	5.2258	0.1113	4.4641	0.9571
NASA-SSE	SHBM2	5.4062	0.1320	4.6031	0.9770
	SHBM4	7.5242	0.1241	5.2070	0.9358
HelioClim-1	SHBM3	4.6246	0.0935	3.3294	0.9631
	SHBM4	4.9218	0.1073	4.0514	0.9627

II.11 Modélisation du rayonnement solaire direct normal

La prédiction précise de l'intensité du rayonnement solaire et de la connaissance de la ressource solaire disponible dans le pays est un problème important pour la conception du système de conversion de l'énergie solaire.

Lorsque les données de rayonnement solaire sont rarement disponibles, il est nécessaire de développer des modèles pour estimer l'intensité du rayonnement solaire en fonction des données climatiques disponibles. Grâce à des recherches précédentes, de nombreux chercheurs ont montré que le rayonnement solaire direct normal (DNI) est le seul

utilisé pour la nature des capteurs solaires à concentration qui sont intégrés dans les centrales solaires photovoltaïques (CPV) et thermiques (CSP) [24, 25].

Dans cette sous-section, un modèle simple a été suggéré d'estimer la composante de rayonnement solaire direct dans le climat algérien. Le rayonnement solaire horaire, journalier, et mensuel intercepté par sept concentrateurs solaires à des orientations différentes, en utilisant uniquement les données enregistrées de l'irradiation solaire globale et diffuse sur un plan horizontale quotidienne pour quatre sites algériens différents. Les données du GSR et du DSR ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{day}$) proviennent de l'office national algérien de la météorologie (NOM), et ont été enregistrées dans quatre endroits, à savoir, Alger, Ghardaia, Ouargla et Tamanrasset (voir figure II.19). Les caractéristiques géographiques et climatiques des emplacements sélectionnés sont présentées dans le tableau II.11.

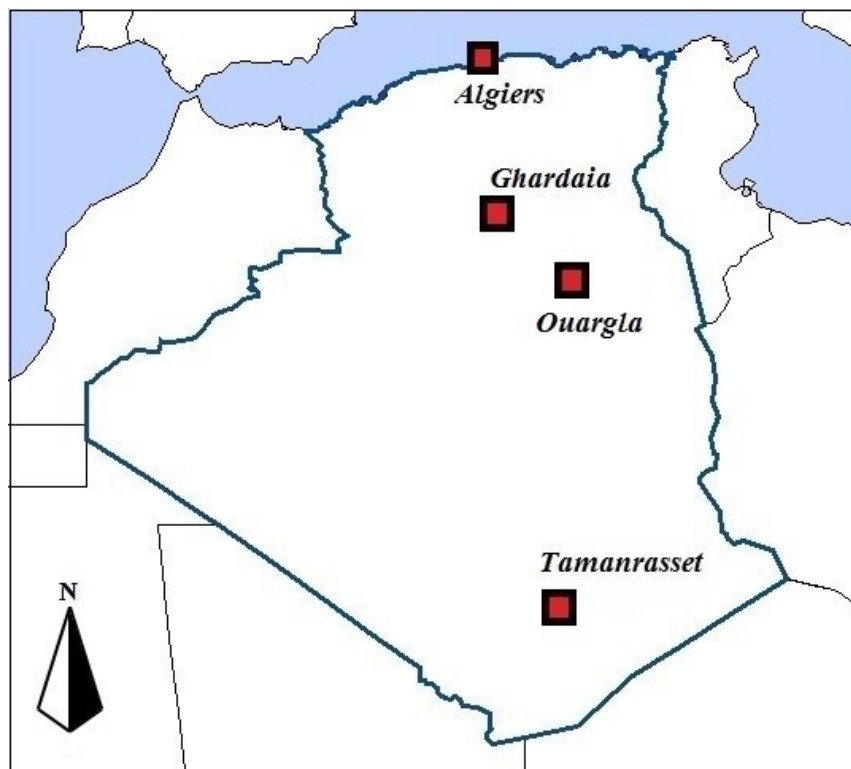


Figure II.19. Localisation des stations considérées sur la carte de l'Algérie.

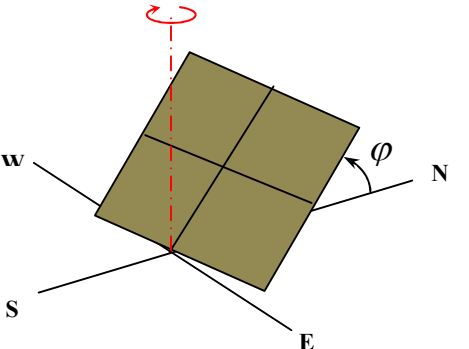
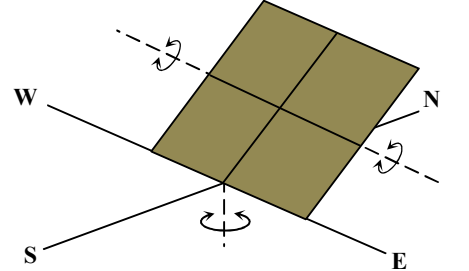
Tableau II.11. Liste des sites choisis pour l'évaluation du DNI en utilisant différents modes de systèmes de traque.

Site	Latitude (N)	Longitude (E)	Élévation (m)	T_{\min} (°C)	T_{\max} (°C)
Alger	36.75° N	3.00° E	116	11.9	26.3
Ghardaia	32.4° N	3.8° E	468	10.7	35.4
Ouargla	31.91° N	5.4° E	141	10.9	36.7
Tamanrasset	22.783° N	5.517° E	1377	12.9	30.0

Les sept modes de poursuite solaire utilisés dans l'étude sont présentés dans le tableau II.12 suivant:

Tableau II.12. Les sept modes de poursuite solaire.

Type	Angle d'incidence	Orientation de collecteur
1	Fixe au sud [26]: $\sin \varphi \cdot \sin \delta_s + \cos \delta_s \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega$	
2	Axe du collecteur E-O. Poursuite N-S (axe horizontal) [24]: $\sqrt{1 - \cos^2 \delta_s \cdot \sin^2 \omega}$	
3	Axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe horizontal) [24]: $(\cos^2 i_z + \cos^2 \delta_s \cdot \sin^2 \omega)^{1/2}$	
4	Plan incliné à un angle 45° [27]: $\sin \beta \cdot \cos(\gamma_s - \gamma) \cdot \cos h + \sin h \cdot \cos \beta$	
5	Axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe polaire) [26]: $\cos \delta_s$	

6	Plan incliné à l'angle de latitude. Poursuite avec l'azimut [24]: $\cos h + \varphi - 90^\circ $	
7	Une poursuite complète –deux axes [24]: 1	

Afin d'estimer le rayonnement solaire direct normal et pour comparer les différents modes de traque, nous prenons les données mesurées de la GSR et du DSR (kWh/m².day) de l'office national algérien de la météorologie (NOM). Le rayonnement solaire direct normal intercepté par le concentrateur, a été calculé à partir des relations suivantes:

II.12 Estimation du rayonnement solaire

II.12.1 Rayonnement extraterrestre quotidien

Le rayonnement extraterrestre quotidien mensuel (G_o) a été calculé à partir de la relation suivante [28]:

$$G_o = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{sc}}{\pi} \cdot G_t \cdot [\cos \varphi \cdot \cos \delta_s \cdot \sin \omega_s + \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta_s] \quad (\text{II.18})$$

La durée d'ensoleillement maximale peut être calculée par la formule suivante:

$$S_o = 2/15 \cdot \omega_s \quad (\text{II.19})$$

II.12.2 Rayonnement global horaire sur un plan horizontal

L'estimation de la moyenne mensuelle horaire du (GSR) sur une surface horizontale à partir les données du rayonnement solaire quotidien a été trouvée par [29]:

$$I_{g,h} = r_t \cdot G_g \quad (\text{II.20})$$

$$r_t = \pi/24 \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cdot \cos \omega_s} \right) \quad (\text{II.21})$$

Où

$$a = 0.409 - 0.5016 \cdot \sin(\omega_s - 60) \quad (\text{II.22})$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \cdot \sin(\omega_s - 60) \quad (\text{II.23})$$

II.12.3 Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal

En tenant compte de la formule de Liu et Jordan [30], le rayonnement solaire diffus horaire est:

$$I_{d,h} = r_d \cdot G_d \quad (\text{II.24})$$

$$r_d = \pi/24 \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cdot \cos \omega_s} \right) \quad (\text{II.25})$$

II.12.4 Rayonnement direct horaire sur un plan horizontal

$$I_{b,h} = I_{g,h} - I_{d,h} \quad (\text{II.26})$$

II.12.5 Rayonnement direct horaire sur un plan inclinée et orientée

La moyenne mensuelle de l'irradiation solaire directe horaire sur une surface inclinée et orientée, elle peut être calculée par la formule suivante [31]:

$$I_i = I_{b,h} \cdot R_b \quad (\text{II.27})$$

Où

$$R_b = \frac{\cos i}{\cos i_z} \quad (\text{II.28})$$

$$\cos i_z = \cos \varphi \cdot \cos \delta_s \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta_s \quad (\text{II.29})$$

II.12.6 Rayonnement solaire normal direct quotidien

Le rayonnement solaire normal direct quotidien à heure quelconque (j) de la journée, a été développé selon la référence [32]:

$$H_i = \sum_{j=1}^{24} I_i(j) \cdot \Delta t \quad (\text{II.30})$$

Où: $\Delta t = 1hr$.

Il convient de noter que les résultats de la modélisation et de la simulation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire direct normal horaire, journalière, mensuelle seront présentés dans le chapitre IV.

II.13 Conclusion

Selon le programme d'énergie renouvelable qui est annoncée en 2011, le gouvernement algérien visé à développer l'énergie solaire pour produire environ 37% de l'électricité domestique à partir de l'énergie photovoltaïque et l'énergie solaire à concentration (CSP). Ceci est dû à l'énorme potentiel de l'énergie solaire et à la durée d'ensoleillement plus longue en Algérie [5,13].

Malheureusement, les données sur le rayonnement solaire ne sont pas disponibles en raison des coûts élevés associés à l'achat et à la maintenance de l'équipement de mesure solaire. Il convient de noter que, les données de rayonnement solaire jouent un rôle très important dans la conception, le dimensionnement et la performance des systèmes d'énergie renouvelable. Néanmoins, ces données ne sont pas toujours disponibles, en particulier dans les zones isolées. Par conséquent, la prédiction précise de l'intensité du rayonnement solaire et de la connaissance de la ressource solaire disponible dans le pays est un enjeu important pour la conception, l'optimisation et l'évaluation des performances des systèmes d'énergie solaire pour une zone particulière.

En effet, ce chapitre fournit une analyse complète des ressources d'énergie solaire des trois leurs parties: l'irradiation solaire global, diffus et direct. Dans la première étape, nous avons adopté quatorze modèles empiriques et quatre modèles hybrides intelligents (SHBM1, SHBM2, SHBM3 et SHBM4) basées sur la durée d'ensoleillement pour l'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal sous le climat désert aride de Tamanrasset (sud de l'Algérie). Les modèles proposés sont validés à l'aide de quatre erreurs statistiques; pRMSE, pRAE, pMAE et R^2 .

À la fin, nous avons utilisé une méthodologie basée sur des équations simples, le rayonnement solaire horaire, journalier et mensuel intercepté par sept concentrateurs solaires à des orientations différentes (tableau II.12), ont été calculés pour quatre sites algériens différents (Algiers, Ghardaïa, Ouargla et Tamanrasset), afin de choisir le meilleur mode de poursuite pour les applications sur des concentrateurs solaires photovoltaïques et thermiques.

II.14 Références bibliographiques

- [1]. Vasquez Padilla, R. "Simplified Methodology for Designing Parabolic Trough Solar Power Plants". 2011; Available from: <http://scholarcommons.usf.edu/etd/3390>.
- [2]. Assas, O., et al. "Use of the artificial neural network and meteorological data for predicting daily global solar radiation in Djelfa, Algeria". in 2014 International Conference on Composite Materials & Renewable Energy Applications (ICCMREA). 2014.
- [3]. Angstrom, A., "Solar and terrestrial radiation. Report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation". Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 1924. 50(210): p. 121-126.
- [4]. Prescott, J., "Evaporation from a water surface in relation to solar radiation". Transactions of the Royal Society of South Australia, 1940. 64(1): p. 114-118.
- [5]. Boukelia, T.E., M.S. Mecibah, and I.E. Meriche, "General models for estimation of the monthly mean daily diffuse solar radiation (Case study: Algeria)". ECM Energy Conversion and Management, 2014. 81: p. 211-219.
- [6]. Chegaar, M. and A. Chibani, "Global solar radiation estimation in Algeria". Energy conversion and management, 2001. 42(8): p. 967-973.
- [7]. Salmi, M., M. Chegaar, and P. Mialhe, "A collection of models for the estimation of global solar radiation in Algeria". Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 2011. 6(2): p. 187-191.
- [8]. Koussa, M., A. Malek, and M. Haddadi, "Statistical comparison of monthly mean hourly and daily diffuse and global solar irradiation models and a Simulink program development for various Algerian climates". Energy Conversion and Management, 2009. 50(5): p. 1227-1235.
- [9]. Mecibah, M.S., et al., "Introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on a horizontal surface (Case study: Algeria)". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. 36: p. 194-202.
- [10]. Mellit, A., et al., "Methodology for predicting sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas: Application for sizing a stand-alone PV system". Renewable Energy, 2008. 33(7): p. 1570-1590.
- [11]. Yacef, R., et al., "New combined models for estimating daily global solar radiation from measured air temperature in semi-arid climates: application in Ghardaïa, Algeria". Energy Conversion and Management, 2014. 79: p. 606-615.
- [12]. Belaid, S. and A. Mellit, "Prediction of daily and mean monthly global solar radiation using support vector machine in an arid climate". Energy Conversion and Management, 2016. 118: p. 105-118.
- [13]. Achour, L., et al., "hybrid solar-gas thermal power plants under Algerian climate: case study in the southern of Algeria". 9th International Conference on Electrical Engineering and First Workshop on Robotics and Controls, 2016.
- [14]. Glover, J. and J.S.G. McCulloch, "The empirical relation between solar radiation and hours of sunshine". QJ Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 1958. 84(360): p. 172-175.
- [15]. Akinoglu, B.G. and A. Ecevit, "A further comparison and discussion of sunshine-based models to estimate global solar radiation". Energy Energy, 1990. 15(10): p. 865-872.

- [16]. Bahel, V., H. Bakhsh, and R. Srinivasan, "A correlation for estimation of global solar radiation". *Energy*, 1987. 12(2): p. 131-135.
- [17]. Ampratwum, D.B. and A.S.S. Dorvlo, "Estimation of solar radiation from the number of sunshine hours". *AE Applied Energy*, 1999. 63(3): p. 161-167.
- [18]. Elagib, N.A. and M.G. Mansell, "New approaches for estimating global solar radiation across Sudan". *Energy Conversion and Management*, 2000. 41(5): p. 419-434.
- [19]. Bakirci, K., "Correlations for estimation of daily global solar radiation with hours of bright sunshine in Turkey". *EGY Energy*, 2009. 34(4): p. 485-501.
- [20]. Badescu, V., "Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface Recent Advances". 2014, Berlin: Springer Berlin.
- [21]. Bennett, N.D., et al., "Characterising performance of environmental models". *Environmental Modelling & Software*, 2013. 40: p. 1-20.
- [22]. Atmospheric Science Datacenter. "NASA Surface meteorology and Solar Energy-Location". <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. 2015.
- [23]. Mines ParisTech. SoDa: "Solar radiation data". in <http://www.soda-is.com/eng/index.html>. 2015.
- [24]. Goswami, D.Y., et al., "Principles of solar engineering". 2000, Philadelphia, PA :Taylor & Francis.
- [25]. Mecibah, M.S., T.E. Boukelia, and N.E. Benyahia, "Management and exploitation of direct normal irradiance resources for concentrating solar collectors: Algeria as a case study". *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 2015. 6(1): p. 65-73.
- [26]. Besarati, S.M., et al., "The potential of harnessing solar radiation in Iran: Generating solar maps and viability study of PV power plants". *Renewable energy*, 2013. 53: p. 193-199.
- [27]. El Mghouchi, Y., et al., "New model to estimate and evaluate the solar radiation". *IJSBE International Journal of Sustainable Built Environment*, 2014. 3(2): p. 225-234.
- [28]. Duffie, J.A. and W.A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes". 1991: J. Wiley.
- [29]. Collares-Pereira, M. and A. Rabl, "The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". *Solar energy*, 1979. 22(2): p. 155-164.
- [30]. Liu, B.Y.H. and R.C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation". *Solar Energy*, 1960. 4(3): p. 1-19.
- [31]. Maia, C.B., A.G. Ferreira, and S.M. Hanriot, "Evaluation of a tracking flat-plate solar collector in Brazil". *ATE Applied Thermal Engineering*, 2014. 73(1): p.962-953 .
- [32]. Pérez-Higueras, P.J., et al., "A simplified method for estimating direct normal solar irradiation from global horizontal irradiation useful for CPV applications". *RSER Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012. 16(8): p. 5529-5534.

CHAPITRE III
CONCEPTION ET MODE DE FONCTIONNEMENT
D'UNE CENTRALE HYBRIDE

III.1 Introduction

L'énergie solaire a le potentiel de fournir toutes les exigences et les besoins énergétiques mondiales en raison de la grande quantité de rayonnement solaire disponible à partir du soleil; malheureusement, une petite quantité de la demande mondiale d'énergie provient directement de l'énergie solaire. Parmi les raisons du manque d'utilisation de l'énergie solaire est que, même dans les meilleurs endroits, de vastes zones de collecte de rayonnement solaire sont nécessaires, ce qui entraîne des coûts plus élevés par rapport à d'autres technologies renouvelables/fossiles [1].

Une autre raison est que l'énergie solaire est variable tout au long du jour, ce qui signifie que sans certaine mode de stockage d'énergie, la production d'énergie à partir du solaire est intermittente et non distribuable. D'autre part, le stockage entraîne une augmentation des coûts en capital (même si le coût nivelé peut être inférieur avec un stockage approprié) [2].

Une solution potentielle pour surmonter ces problèmes d'intermittence et de coût, est la production d'électricité à partir l'hybridation d'énergie solaire à concentration avec l'énergie de combustible fossile. D'autres concepts hybrides tels que l'énergie solaire avec biomasse ou l'énergie solaire avec combustibles fossiles et l'énergie d'éolien sont également prometteurs, mais cette étude se concentrera sur l'énergie hybride solaire-fossile. La génération d'énergie hybride solaire/fossile est définie ici comme un cycle de puissance, lorsqu'il utilise l'énergie solaire, utilise également du carburant.

Dans ce chapitre, nous passons d'abord en revue des concepts de centrales hybrides, de leurs critères de performances et le mode de fonctionnement, puis nous présentons une description complète sur une centrale solaire ISCCS avec la technologie cylindro-parabolique, identifiant ses différentes configurations. Enfin, nous fournissons une analyse de performance thermique détaillée d'une centrale solaire hybride (ISCCS) sous le climat tropical de Tamanrasset (sud de l'Algérie). Nous utilisons un programme mathématique qui comprend la modélisation du champ solaire, l'analyse thermodynamique de la turbine à gaz, la performance du transfert de chaleur à partir l'échangeur de chaleur et la modélisation de turbine à vapeur.

III.2 Les concepts de centrales solaires hybrides

Selon Kane [3], les cycles de centrales hybrides sont basés sur le fait que l'énergie fossile doit être disponible. Pour les centrales de grandes puissances l'intégration est donc réalisée avec un cycle combiné. Dans ce cadre on peut, notamment distinguer deux concepts de centrales hybrides dits; centrale solaire combinée intégrée ISCCS: "Integrated Solar Combined Cycle System" et les concepts hybrides de centrales à tour à hautes performances, dits HSTS : "Hybrid Solar Tower System" [4-8].

III.2.1 La centrale solaire combinée intégrée ISCCS

La conception d'une centrales hybrides ISCCS consiste à intégrer un champ de collecteurs cylindro-paraboliques à un cycle combiné qui combine un ou plusieurs turbine à gaz à cycle ouvert avec un cycle de turbine à vapeur, en optimisant autant que possible l'efficacité de la centrale en mode fossile simple, tout en réduisant le coût de production. La

figure III.1 donne un exemple sur la conception de la centrale hybride d'ISCCS.

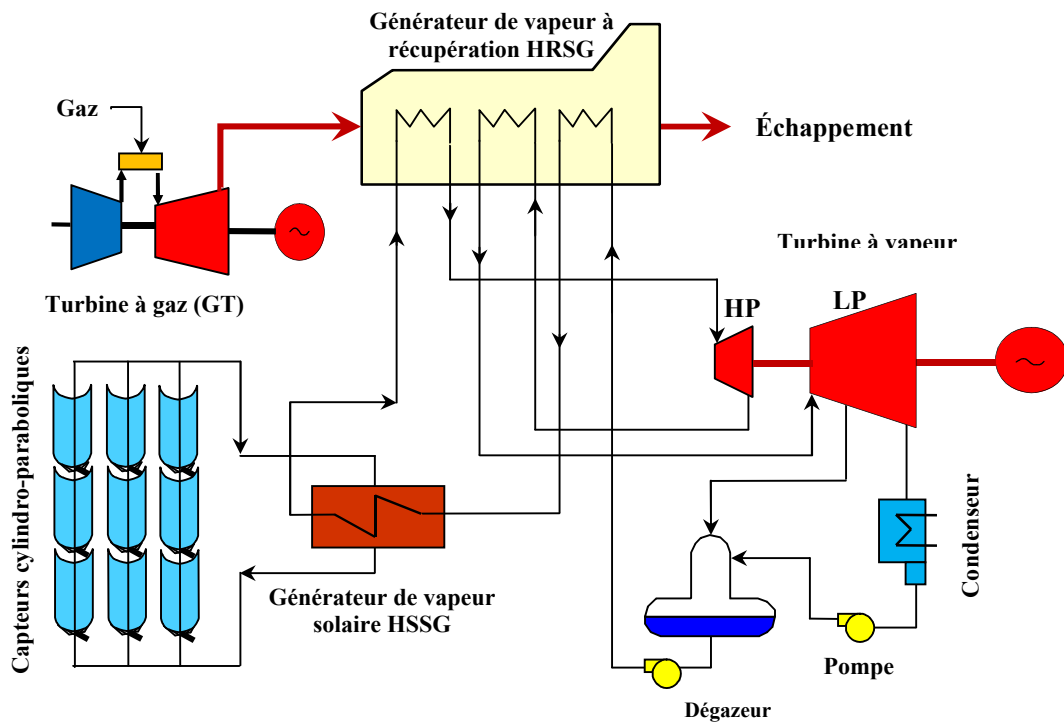


Figure III.1. Concept d'une centrale solaire combinée intégrée ISCCS.

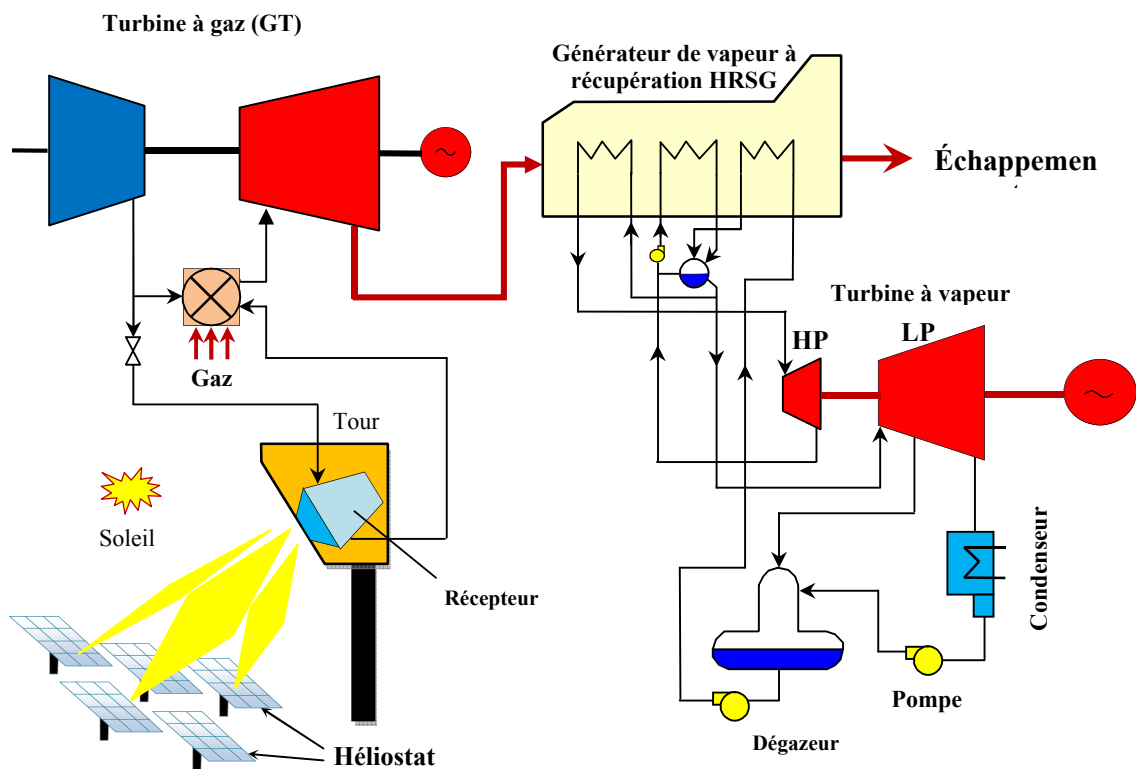


Figure III.2. Concept d'une centrale solaire hybride à tour à cycle combiné HSTS.

III.2.2 La centrale solaire à tour à cycle combinée hybride HSTS

La centrale solaire hybride d'HSTS utilise des capteurs héliostats à haut rendement de conversion, qui permettent d'intégration du solaire à un niveau d'exergie plus élevé pour le préchauffage, voire le chauffage complet en pointe de l'air de combustion des turbines à gaz. La figure III.2 montre un système d'une centrale solaire hybride à tour HSTS.

III.3 Le concept d'Hybridation

La production d'énergie à partir des systèmes hybrides, d'une manière générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse, dans ce travail, regroupe trois parties, à savoir le système solaire et en particulier le cylindro-parabolique, la turbine a gaz, et comme un cycle combiné en utilise la turbine a vapeur.

III.4 Projet de Hassi R'Mel

La centrale hybride d'énergie solaire-gaz a été inaugurée en 2011. Dans le désert situé à Tilghemt, Hassi R'mel (Algérie), la centrale est située à 494,5 km au sud de la capitale d'Algérie, la frontière sud de la wilaya de Laghouat. Elle est située sur un terrain qui s'étend sur une superficie de 130 hectares (Figure III.3). Cette centrale est dénommée SPP1 (Solar Power Plant One). Les actionnaires de SPP1 sont [9]:

- ❖ ABENER à hauteur de 51%
- ❖ NEAL (New Energy Algeria): 20%
- ❖ COFIDES (une compagnie espagnole de financement de projet dans les pays en voie de développement) : 15%
- ❖ SONATRACH à 14%

Actuellement, pour répondre à ses besoins, SONATRACH acquiert toute la puissance électrique générée par la centrale hybride au coût de 0,04 \$/kW.hr [10].

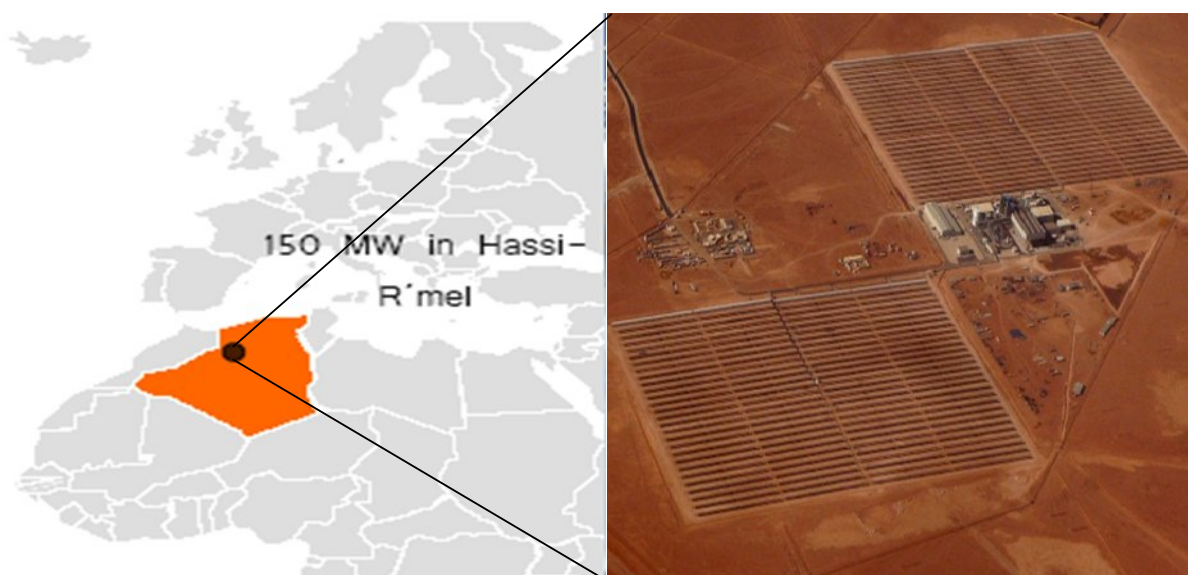


Figure III.3. Localisation de la centrale hybride solaire de Hassi R'Mel.

III.5 Description de la centrale hybride de Hassi R'Mel

La centrale solaire combinée intégrée (ISCCS) dans le désert de Hassi R'Mel se compose de deux turbines à gaz de 47 MW, une turbine à vapeur d'une capacité maximale de 80 MW et d'un champ solaire de 183,120 m². Sa capacité était estimée à environ 150 MW.

Comme représenté sur la figure III.4 la centrale hybride de Hassi R'Mel se compose essentiellement de:

- Deux champs solaires (nord et sud), chaque champ solaire contient 28 boucles de quatre modules, répartis en deux rangées. Chacun boucle comporte 6 collecteurs du type de LS-3 qui sont traqué à un axe et alignés sur une ligne nord-sud, ce qui permet de suivre le soleil d'est en ouest.
- Deux unités de turbine à gaz pour assurer une flexibilité nécessaire dans l'opération lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible.
- Une unité de turbine à vapeur et deux générateurs de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) en parallèle avec un générateur de vapeur solaire (HSSG).

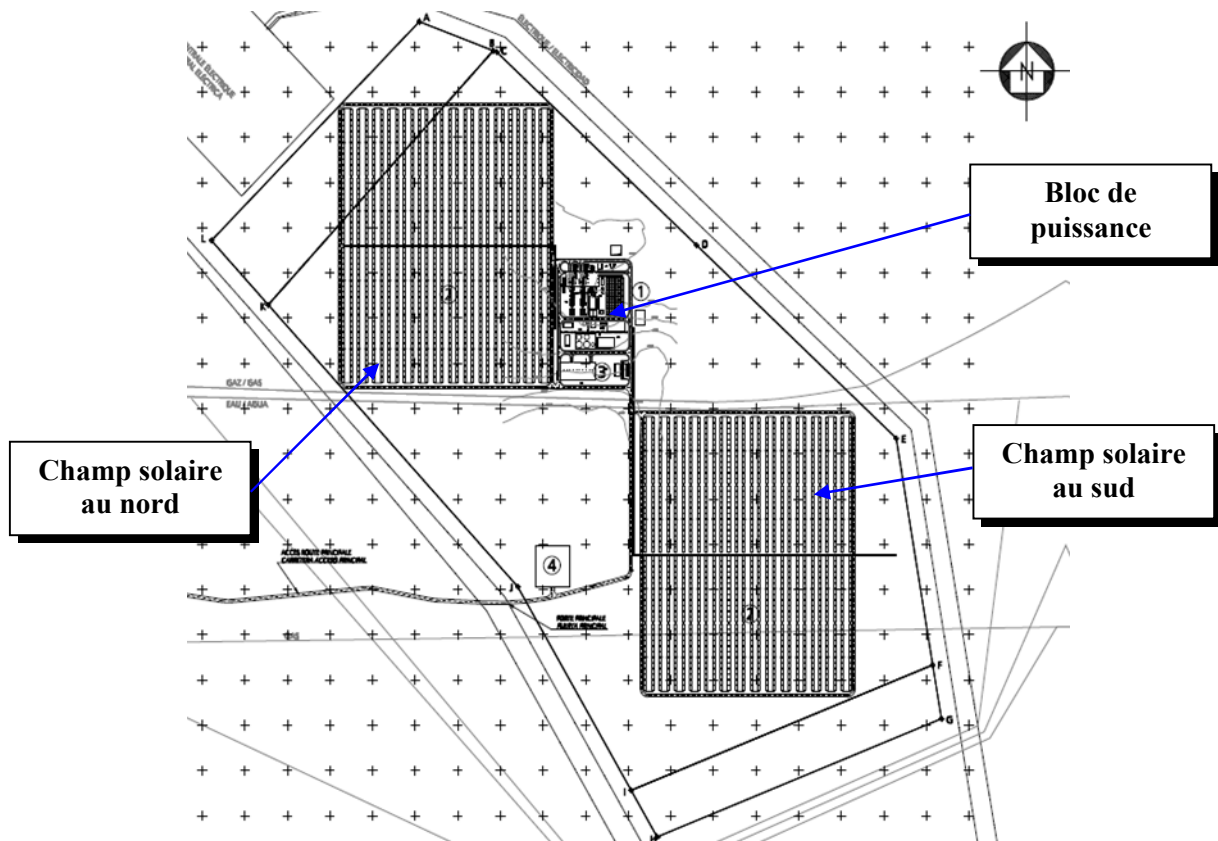


Figure III.4. Conception du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel.

Comme montré dans la figure suivante, le bloc de puissance se compose de plusieurs éléments opérationnels tels que l'aérocondenseur, deux turbines à gaz, turbine à vapeur, un système de transfert de chaleur et un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG).

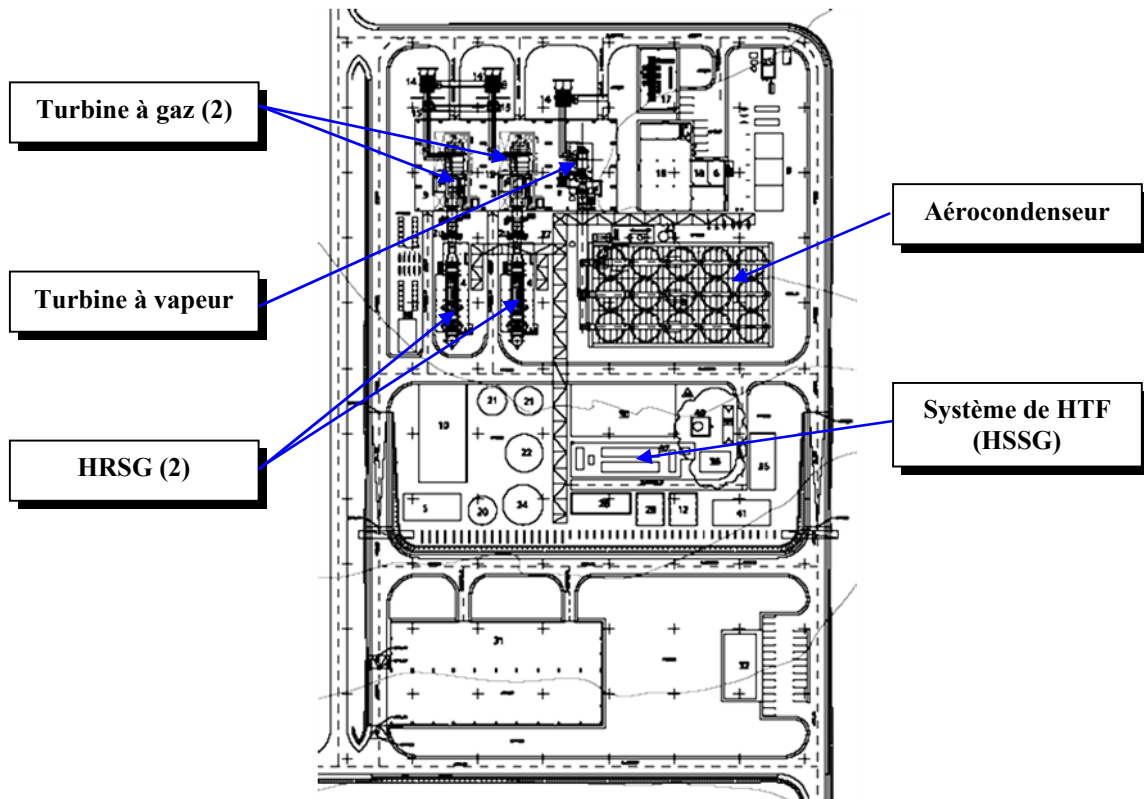


Figure III.5. Bloc de puissance de la station Hassi R'Mel.

III.6 Un aperçu des utilisations d'ISCCS

L'utilisation de la technologie cylindro-parabolique pour la production d'électricité et leurs applications d'entraînement mécanique remonte à 1913. À cette année, la première centrale solaire a été construite à Al Maadi, en Égypte pour l'irrigation de pompage de l'eau [11, 12]. Plus tard, au cours des années 1980, neuf systèmes solaires de production d'énergie (SEGS) ont été installés dans le désert de Californie. Puis des années après, l'intégration de la technologie cylindro-parabolique dans le cycle combiné de combustible fossile a été introduite pour améliorer la conversion de l'énergie solaire.

La combinaison du champ solaire avec un cycle combiné a comme conséquence le soi-disant cycle combiné solaire intégré (ISCC). Ce concept a attiré beaucoup plus d'intérêt au cours de la dernière décennie. Le concept typique d'ISCC qui a été étudié dans cette thèse est illustré à la figure III.6. Il se compose principalement de deux turbines à gaz, d'une turbine à vapeur surdimensionnée et d'un grand champ solaire cylindro-parabolique.

De nombreuses études ont été publiées pour évaluer la performance de la centrale hybride d'ISCC, pour les différentes régions du monde, malgré le nombre de ces travaux effectués, juste quelques travaux ont été trouvés pour l'Algérie dans la littérature. Khaldi [13] a proposé un programme dans le Cycle-Tempo pour l'analyse d'énergie et d'exergie de l'ISCC qui a été construit en Algérie. L'auteur a constaté que l'efficacité énergétique et exergétique de la centrale électrique peut atteindre 56% et 53% respectivement. Derbal Mokrane [14] a utilisé le logiciel TRNSYS (TRAnSient SYStems Simulation) pour simuler la performance annuelle de la centrale hybride de Hassi R'Mel, en Algérie. L'auteur montre que la centrale électrique d'ISCC peut produire 150 MW avec une efficacité de 52%. La fraction solaire a été trouvée à

environ 30 MW de la production totale de la centrale électrique. Behar [15] s'intéresse aussi à l'analyse de performance d'ISCC de Hassi R'Mel. L'auteur a été développé un programme mathématique utilisant FORTRAN visuel. Il a proposé la méthode la plus préférée pour convertir l'énergie solaire en électricité. Le résultat prouve que la production d'électricité et l'efficacité de l'ISCCS ont été meilleures que celles de la centrale à cycle combiné.

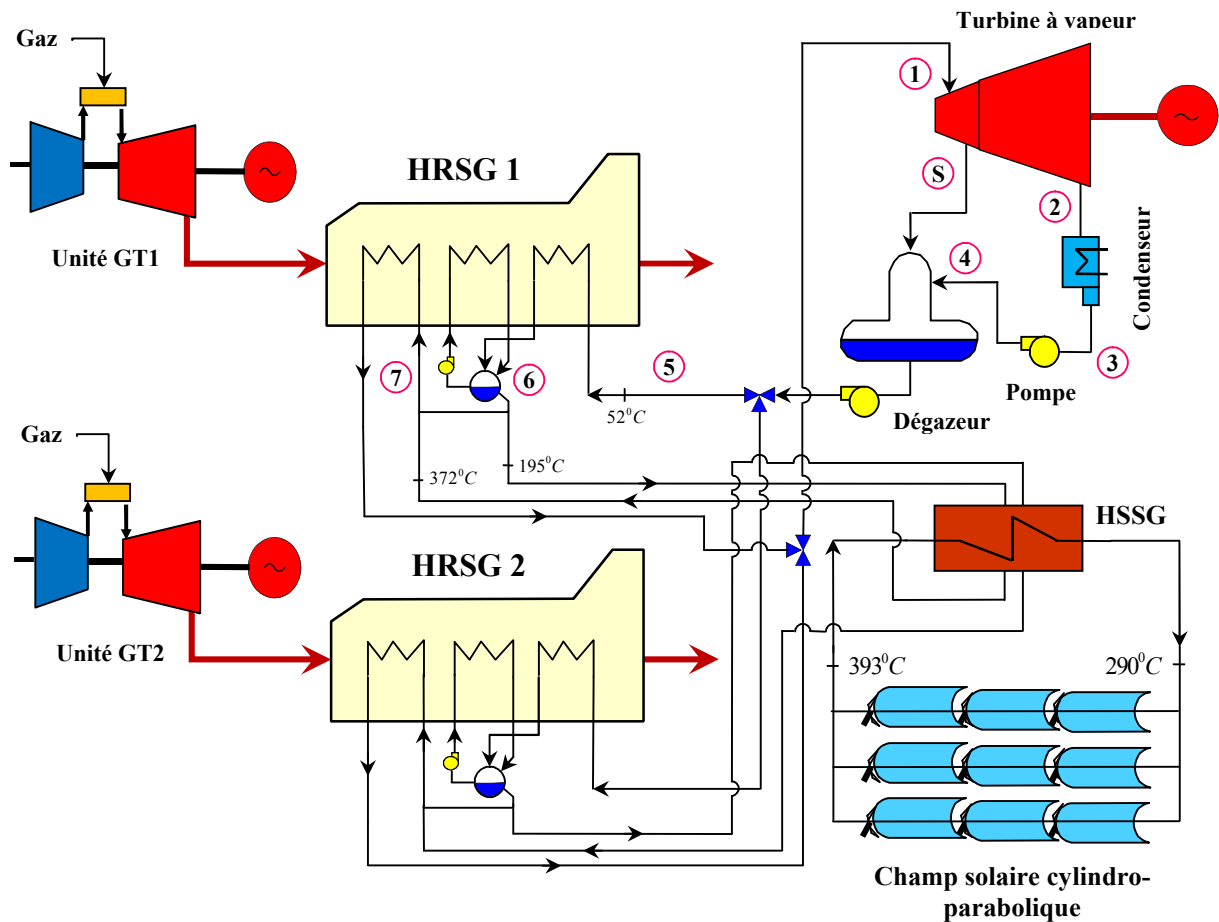
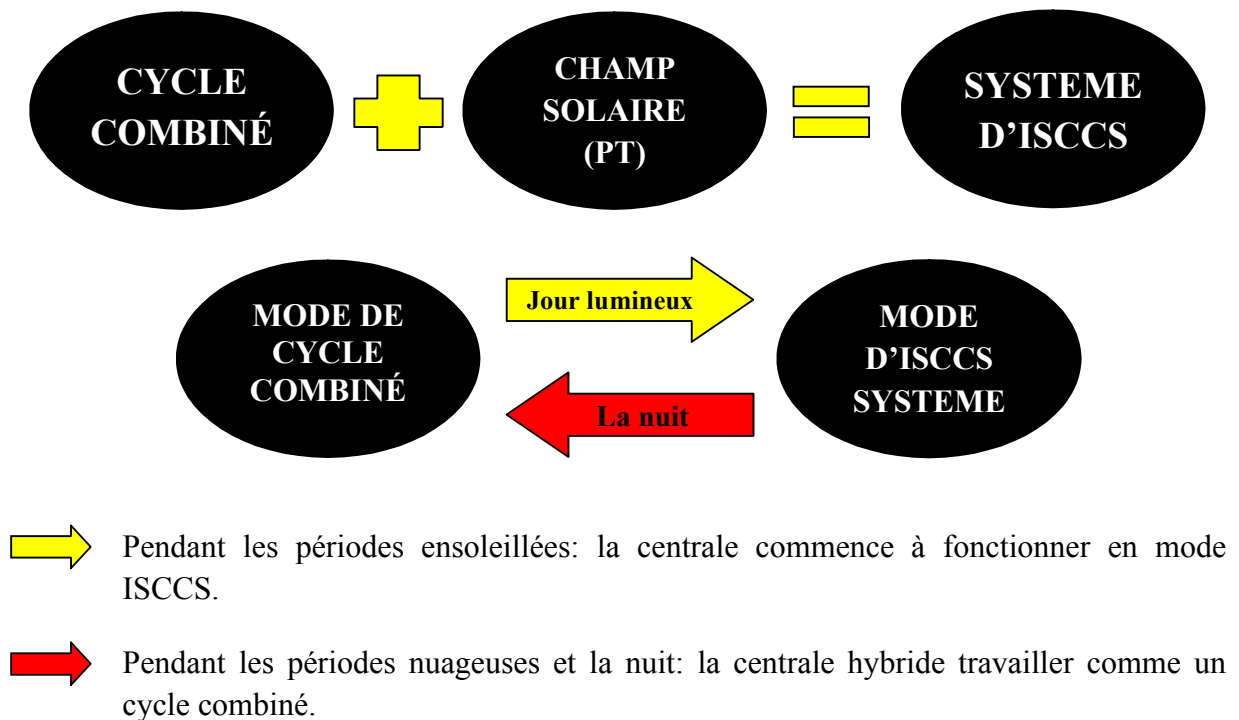


Figure III.6. Schéma de principe d'un système à cycle combiné solaire intégré (ISCCS).

Le système de cycle combiné solaire intégré (ISCCS) est une nouvelle conception qui intègre un champ solaire de cylindro-parabolique avec une centrale à cycle combiné moderne. Cette intégration offre une grande flexibilité de gestion et de contrôle qui étaient difficiles à réaliser dans les centrales solaires traditionnelles [16]. Le réglage de la centrale solaire peut se faire par la flexibilité des turbines à gaz ou par les concentrateurs solaires. La centrale d'ISCCS a généré beaucoup d'intérêt parce qu'il offre une manière innovatrice de réduire les coûts et d'améliorer l'efficacité totale de l'énergie solaire à l'électricité.

Cette centrale électrique fonctionnant au mode de cycle combiné pendant les périodes non solaires, puis la production augmentent lorsque l'énergie solaire est disponible comme présenté dans l'organigramme suivant:



La première conception était simplement d'augmenter la taille de production la turbine à vapeur et d'employer l'énergie solaire pour générer de la vapeur, et d'utiliser la chaleur perdue de la turbine à gaz pour préchauffer et surchauffer la vapeur.

III.7 Evaluation de performance de système de cycle combinée solaire intégrée (ISCCS)

III.7.1 Description des composants de la centrale électrique

D'ailleurs, le programme ambitieux d'énergie renouvelable de l'Algérie prévoit des douzaines de centrales d'ISCCS qui seront systématiquement implantés jusqu'en 2030. A côté de la centrale hybride de Hassi R'Mel, de nombreux endroits en Algérie sont considérés comme des sites privilégiés pour les centrales thermiques solaires dans le futur proche.

III.7.1.1 Le collecteur cylindro-parabolique

Le collecteur cylindro-parabolique typique se compose un réflecteur, un récepteur, un système de traque et une structure métallique. Le réflecteur est constitué de miroirs de haute réflectivité. Comme illustré à la figure III.7, le récepteur est un tube en métal noir, placé sur la ligne focale du concentrateur, emballé dans un tube en verre pour limiter la perte de chaleur par convection. L'axe de rotation du collecteur cylindro-parabolique dans cette étude est orienté nord-sud afin de maximiser la collecte de l'énergie solaire. L'illustration suivante montre la description de collecteur cylindro-parabolique typique [17]. Les principales caractéristiques techniques du collecteur sélectionné de ce travail sont résumées dans l'annexe II (Tableau A.II.1).

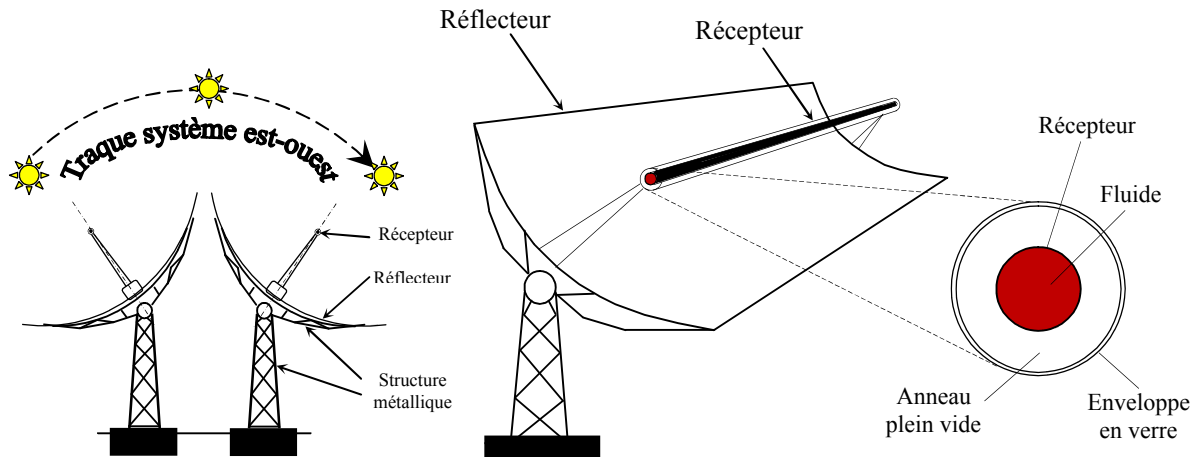


Figure III.7. Représentation schématique de collecteur cylindro-parabolique.

Le fluide de transfert de chaleur absorbe le rayonnement solaire concentré en passant à travers des éléments de collection de la chaleur (HCE), situés dans la ligne focale de chaque cylindro-parabolique. La figure III.8 montre un élément d'un HCE typique.

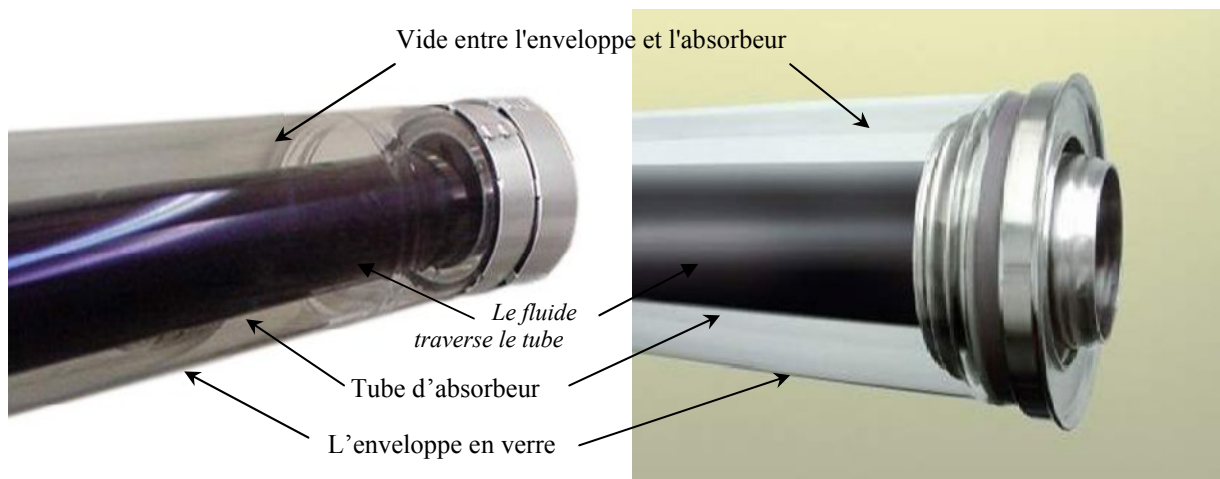


Figure III.8. Élément de collection de la chaleur HCE.

III.7.1.2 Le champ solaire

Le champ solaire est divisé en deux parties (champ nord et champ sud); Les deux se composent d'un collecteur à cylindro-parabolique (PT), voir figure III.9. Les collecteurs se traquent le soleil de l'est à l'ouest pendant la journée pour s'assurer que le soleil se concentre continuellement les rayonnements sur le récepteur linéaire. Un fluide de transfert de chaleur (HTF) est chauffé car il circule à travers le récepteur et retourne à l'échangeur de chaleur solaire pour générer de la vapeur saturée.

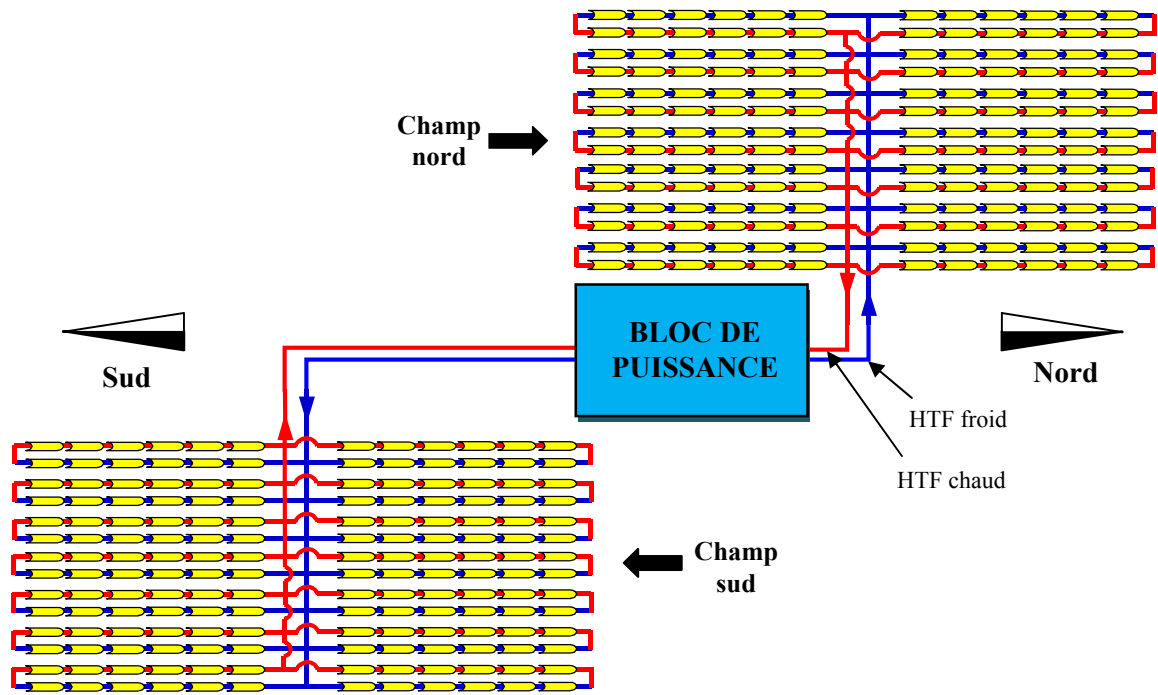


Figure III.9. Disposition du champ solaire cylindro-parabolique.

III.7.2 Les cycles thermodynamiques

III.7.2.1 Le Cycle combiné

Le cycle combiné, comme celui représenté à la figure III.10, se compose de deux turbines à gaz (cycle Brayton), d'une turbine à vapeur (cycle Rankine) et d'un générateur de vapeur à récupération de chaleur.

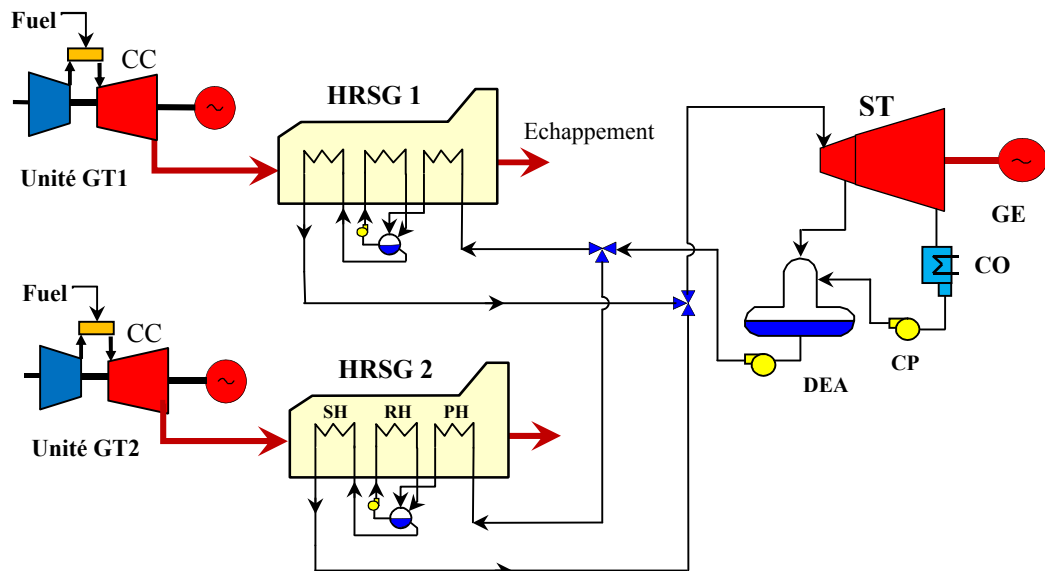


Figure III.10. Centrale à cycle combiné qui contient: GEN: générateur, CON: condenseur, CP: pompe, DEA: dégazeur, HRSG: générateur de vapeur à récupération de chaleur, GT: turbine à gaz, ST: turbine à vapeur, CC: chambre de combustion, SH: surchauffeur, RH: Réchauffeur et PH: Préchauffeur.

Les gaz d'échappement de l'unité de turbine à gaz traversent le générateur de vapeur de récupération de chaleur (HRSG) pour générer et surchauffer de la vapeur qui est amenée à être développée dans une turbine à vapeur.

III.7.2.2 Cycle de Brayton

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue la turbine à gaz est constituée de trois parties principales qui sont un compresseur, une chambre de combustion et une turbine. Tout d'abord, l'air passe à travers l'admission du compresseur axial, où il est comprimé. Ensuite, une partie de ceci est extraite pour le système de refroidissement interne des pales de la turbine. L'autre partie circule à travers la chambre de combustion où elle est chauffée. Dans la chambre de combustion, le carburant est brûlé avec de l'air à une pression constante. Enfin, les gaz chauds sont étendus de la pression d'entrée de la turbine à gaz à la pression de l'air ambiant [18].

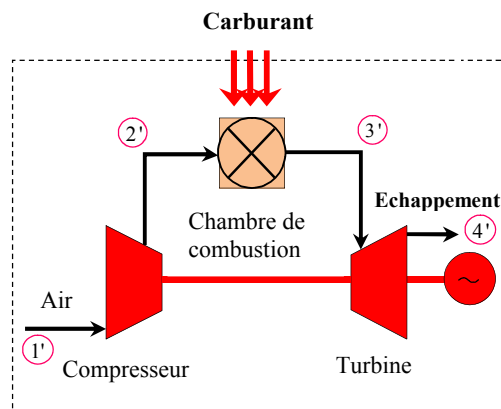


Figure III.11. Représentation schématique d'une turbine à gaz.

Le cycle thermodynamique avec lequel fonctionne une turbine à gaz est dit : "cycle de Brayton". C'est un cycle fermé du fait que les gaz d'échappement sont évacués au générateur de vapeur de cycle combiné. Il se compose de 4 transformations qui sont par ordre [19]:

- 1-2:** Compression isentropique dans le compresseur;
- 2-3:** Apport de chaleur à pression constante dans la chambre de combustion;
- 3-4:** Détente isentropique dans la turbine;
- 4-1:** Echappement au générateur de vapeur.

Le cycle thermodynamique représenté dans les diagrammes ($P-V$) et ($T-S$), est montré dans la figure III.12.

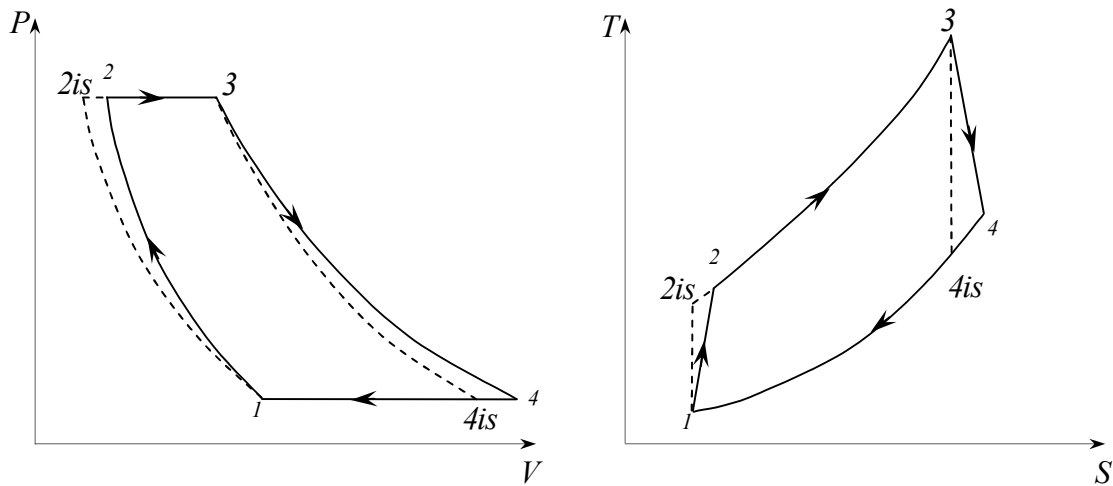


Figure III.12. Cycle réel d'une turbine à gaz dans les diagrammes $P-v$ et $T-S$.

III.7.2.3 Cycle de Rankine

Le générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) du cycle Rankine est une série d'échangeurs de chaleur utilisés pour récupérer une certaine chaleur des gaz d'échappement des turbines à gaz. Il se compose de trois sections principales, à savoir un surchauffeur (SH), un réchauffeur (RH) et un préchauffeur (PH).

La fonction HRSG dans le cycle combiné est divisée en trois processus principaux: le chauffage de l'eau d'alimentation pour augmenter la température de l'eau jusqu'à la température saturée, le processus de réchauffement qui comprend la conversion de l'eau en vapeur et la section de préchauffé qui augmente la température de la vapeur à l'état souhaité.

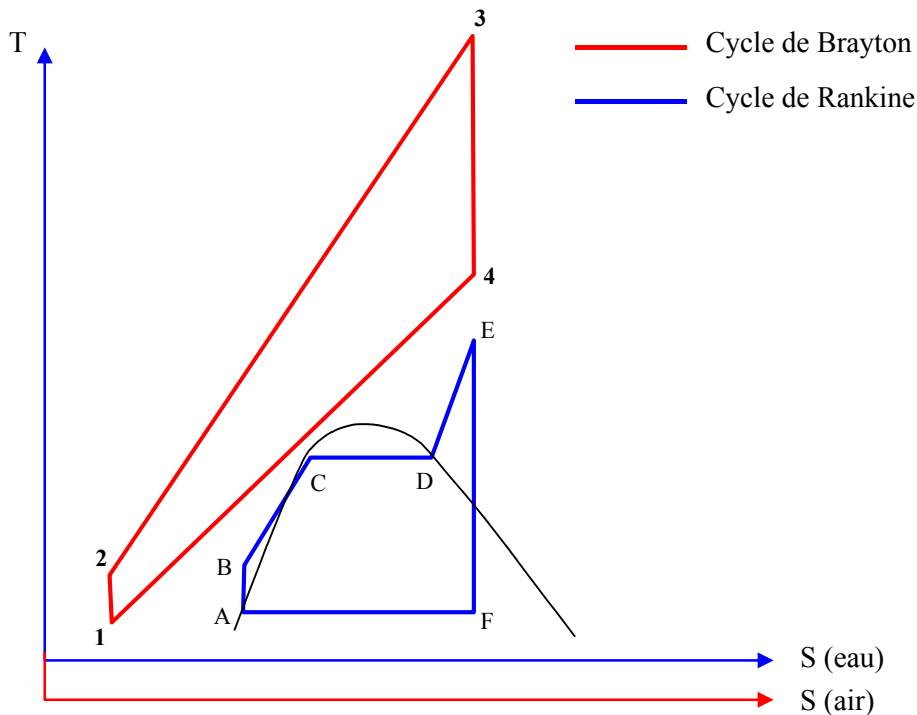


Figure III.13. Diagramme d'une centrale de cycle combiné.

III.8 Modélisation thermodynamique du (ISCCS)

III.8.1 Analyse de gisement de capteurs solaires

Un modèle a été adopté pour dimensionner le champ solaire. L'endroit choisi est la ville de "Tamanrasset". Les caractéristiques géographiques de cet emplacement sont: 22.78° latitude, 2.52° longitude et 1377 Altitude.

Les données d'entrée au modèle sont divisées dans cinq catégories :

- a) **le temps:** la date (jour de l'année, heure)
- b) **le lieu:** latitude et longitude.
- c) **La géométrie:** (dimensions de champ solaire)
- d) **L'optique:** (les coefficients de l'absorption et de l'émissivité des surfaces de récepteur).
- e) **le soleil:** connaissant la position du soleil suivant la date, l'heure et le lieu considéré.

L'énergie solaire collectée dépend de la performance optique du collecteur et de l'angle d'incidence entre le faisceau solaire et la surface du réflecteur du soleil [20], d'autre part, la puissance thermique d'un collecteur cylindro-parabolique est affectée par les pertes de chaleur du collecteur. Par conséquent, l'énergie utile gagnée par le collecteur (\dot{Q}_c) peut être exprimée comme suit [21,22]:

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{HeatLoss} \quad (III.1)$$

Où

$$\dot{Q}_{abs} = A_c \cdot DNI \cdot \eta_o(i) \quad (III.2)$$

$\dot{Q}_{HeatLoss}$ est la somme des pertes de chaleur des récepteurs ($\dot{Q}_{HL,rec}$) et des pertes de chaleur des tuyauteries du champ solaire ($\dot{Q}_{HL,pip}$) :

$$\dot{Q}_{HeatLoss} = \dot{Q}_{HL,rec} + \dot{Q}_{HL,pip} \quad (III.3)$$

Selon Price [21], $\dot{Q}_{HL,rec}$ et $\dot{Q}_{HL,pip}$ sont exprimés par les corrélations empiriques suivantes:

$$\dot{Q}_{HL,rec} = A + B \cdot \Delta T_f + C \cdot T_f^2 + D \cdot T_f^3 + E \cdot DNI \cdot K(i) \cdot \cos i \cdot T_f^2 + \sqrt{V_w} \cdot (F + G \cdot \Delta T_f) \quad (III.4)$$

$$\dot{Q}_{HL,pip} = 1.693 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta T - 1.683 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta T^2 + 6.78 \cdot 10^{-7} \cdot \Delta T^3 \quad (III.5)$$

A, B, C, F et G décrivent les pertes de chaleur de l'élément de collection de la chaleur (HCE), ΔT_f est la différence de température entre le HTF et la température ambiante T_{amb} . La différence entre la température moyenne du champ et la température de l'air ambiant ΔT (°C) est donnée par Burkholder [22]:

$$\Delta T = \frac{T_{f,out} + T_{f,in}}{2} - T_{amb} \tag{III.6}$$

Les coefficients de corrélation des pertes de chaleur pour les éléments de collecte de chaleur (type 2008 PTR70) pour le type de collecteur LS-3 sont donnés dans l'annexe II, tableau A.II.2.

Lorsque le rendement optique (η_o) est calculée par la relation suivante [17]:

$$\eta_o(i) = K(i) \cdot E_{Loss} \cdot R_{shad} \cdot \eta_{nom} \cdot f_{clean} \tag{III.7}$$

Pour un collecteur de concentration, le rendement optique est défini tant que le rayonnement direct solaire incident est normal à la surface d'ouverture de collecteur. Quand le rayonnement direct solaire incident n'est pas normal, un facteur a appelé le modificateur d'angle d'incident, $K(i)$ est inclus pour tenir compte de toutes les pertes optiques et géométriques dues à un angle d'incidence supérieur à 0° [23]. Le modificateur d'angle d'incident, dépend de la géométrie et des caractéristiques optiques du capteur solaire [24].

Le modificateur d'angle d'incidence peut être calculé par l'équation suivante [17]:

$$K(i) = 1 - 2.2307 \cdot 10^{-4} \cdot i - 1.1 \cdot 10^{-4} \cdot i^2 + 3.18596 \cdot 10^{-6} \cdot i^3 - 4.85509 \cdot 10^{-8} \cdot i^4 \tag{III.8}$$

Le tableau A.II.3 qui est présenté dans l'annexe II montre la fonction de modificateur de l'angle d'incidence pour différents capteurs solaires. Ces fonctions ont été tracées et sont montrées sur la figure III.14.

Le rendement nominale (η_{nom}) peut être exprimée comme :

$$\eta_{nom} = \rho_{cl} \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma \tag{III.9}$$

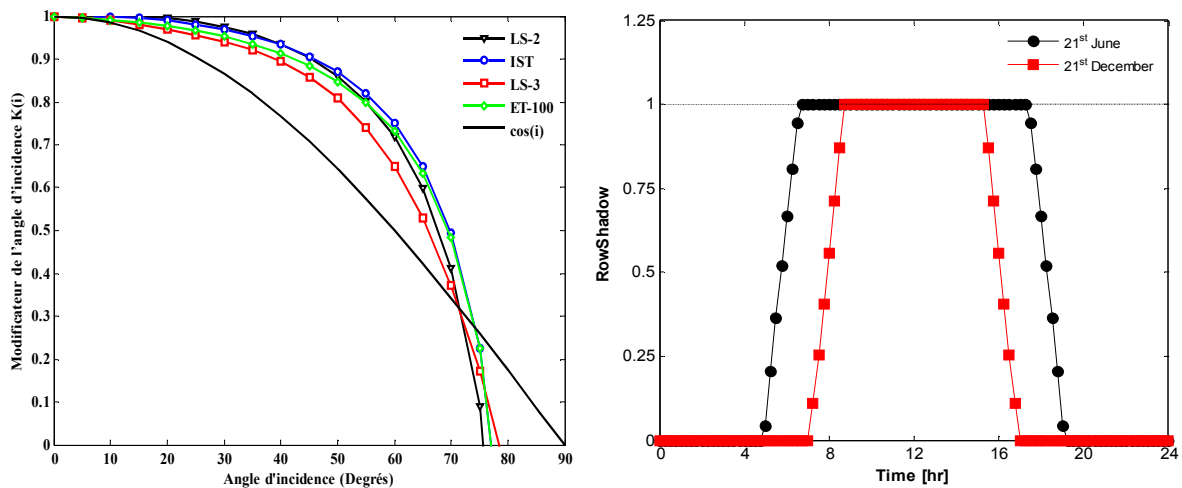


Figure III.14. $K(i)$ par rapport à l'angle d'incidence (i) et le facteur d'ombrage en fonction du temps.

Pour le cas de notre travail, et pour les collecteurs qui tournent autour d'un axe horizontal nord-sud avec un ajustement continu afin de minimiser l'angle d'incidence, l'angle

d'incidence est calculé comme suit [25]:

$$\cos i = \left[\cos i_z^2 + \cos \delta_s^2 \cdot \sin \omega^2 \right]^{1/2} \quad (\text{III.10})$$

III.8.2 Facteur d'ombrage et perte d'extrémité

Le positionnement et la géométrie des collecteurs cylindro-parabolique et des éléments de collection de la chaleur HCE peuvent entraîner d'autres pertes. Ces pertes sont dues à l'ombrage de lignes parallèles au lever et au coucher du soleil en plus des pertes de fin de la HCE. Les collecteurs sont disposés en rangées parallèles, et ils suivent le soleil pendant la journée. En raison du lever et du coucher du soleil, l'ombrage des rangées se produit. Par exemple, en raison du faible angle d'altitude solaire le matin, la rangée de collecteurs les plus à l'est peut recevoir plein rayonnement solaire, mais cette rangée ombragera toutes les rangées ultérieures à l'ouest (Voir la figure III.15) [26, 27].

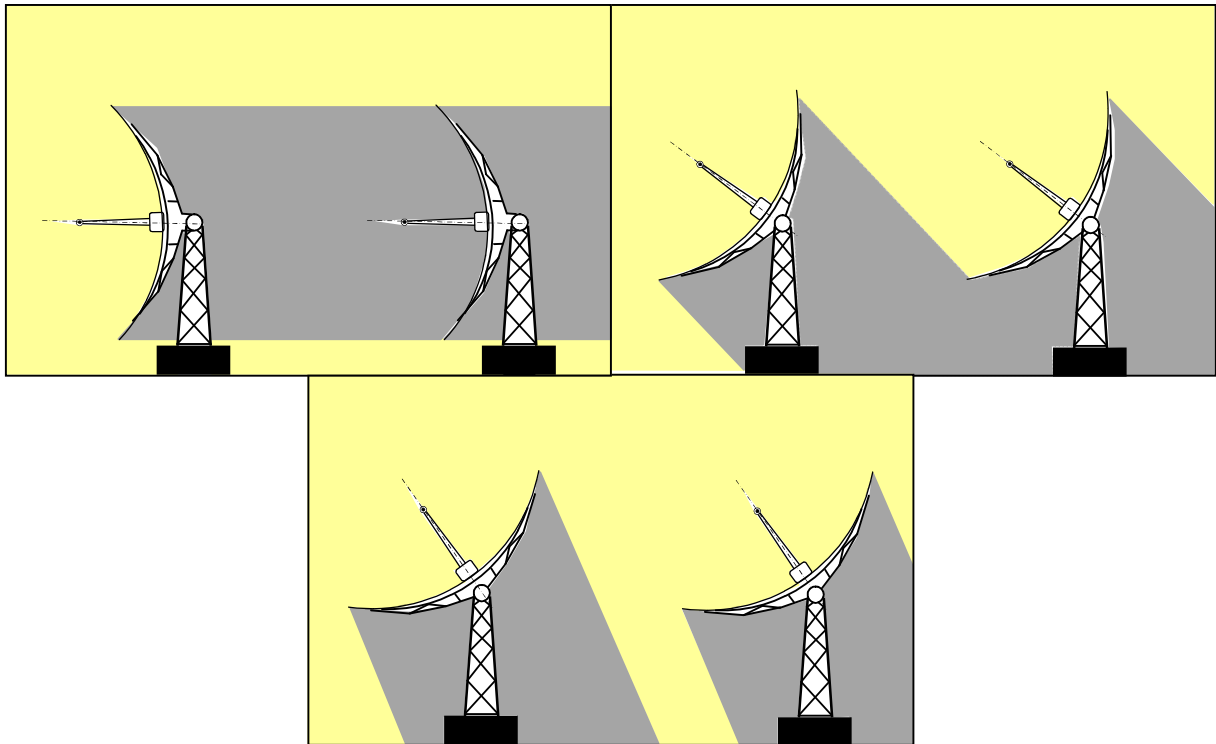


Figure III.15. Collecteur suivi à travers le matin, montrant la dégression d'ombrage du collecteur au cours de la journée.

Pendant que le soleil se lève et que les collecteurs traquent le soleil, cet effet mutuel d'ombrage est diminué, jusqu'à ce qu'un angle de zénith critique soit atteint à l'endroit où il n'y a pas d'ombrage de rangée. Les rangées de collecteurs restent sans ombre au milieu de la journée. En raison de la traque des collecteurs au soleil à différentes positions le matin, l'ombrage de la rangée varie pendant que la position du soleil change. Le facteur d'ombrage est défini comme suit:

$$R_{shad} = \frac{L_{spacing}}{W} \cdot \frac{\cos i_z}{\cos i} \quad (III.11)$$

Dans un champ de collecteur solaire, les deux extrémités du tube absorbeur de chaque collecteur ne sont pas illuminées par les rayonnements solaires réfléchis par les miroirs. En d'autres termes, les pertes à la fin se produisent aux extrémités des éléments de collecte de chaleur, où il n'y a pas de rayonnement focalisé sur ces parties, comme le montre la figure III.16 [24, 28].

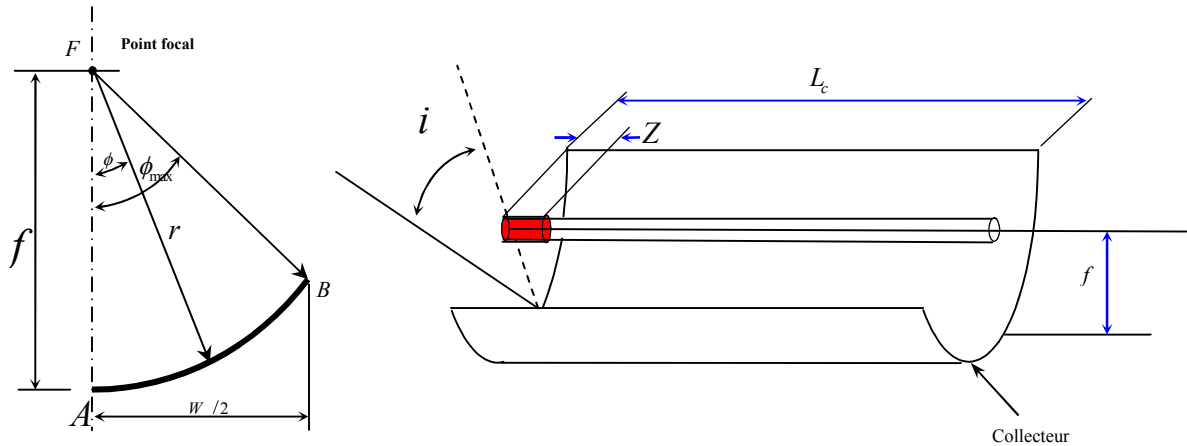


Figure III.16. Géométrie de la cylindro-parabolique avec pertes d'extrémité d'HCE.

Les pertes d'extrémité dépendent de la distance focale moyenne du collecteur (f), de l'angle d'incidence (i) et longueur du collecteur (L_c). Comme représenté sur la figure III.16, la partie du récepteur qui n'est pas illuminée (Z) est la suivante [17]:

$$Z = r \cdot \tan(i) \quad (III.12)$$

La perte d'extrémité est donnée par :

$$E_{Loss} = 1 - \frac{f \tan(i)}{L_c} \quad (III.13)$$

L'énergie thermique totale ($\dot{Q}_{sol,field}$) délivrée par le champ solaire est:

$$\dot{Q}_{sol,field} = \dot{Q}_c \cdot N_c \quad (III.14)$$

La performance du champ solaire peut être estimée en utilisant l'efficacité thermique du champ solaire [14]:

$$\eta_{sol,field} = \frac{\dot{Q}_c}{DNI \cdot A_c} \quad (III.15)$$

Il convient de noter que les pertes de chaleur sont proportionnelles à la surface de l'absorbeur, selon Burkholder [22], les mesures ont montré que la perte de chaleur égale à 145 W/m^2 entraînerait une réduction de l'efficacité du système et la taille de la production

d'énergie du champ solaire. Néanmoins, le rendement de conversion (solaire-électricité) des systèmes ISCCS est fortement affecté par l'effet du cosinus.

Le débit massique peut être donné par:

$$\dot{m}_{sf} = \frac{\dot{Q}_{sol,field}}{C_{p_{HTF}} \cdot \Delta T_f} \quad (\text{III.16})$$

Le fluide de transfert de chaleur qui est proposé est appelé **Therminol VP-1**. Certaines formules de propriétés physiques de cette huile synthétique sont obtenues dans l'annexe I.

III.8.3 Analyse thermodynamique de la turbine à gaz

L'objectif principal de l'analyse de l'unité de turbine à gaz dans les centrales électriques ISCCS est d'évaluer l'énergie résiduelle dans les gaz d'échappement et aussi d'estimer du débit massique des gaz d'échappement et sa température. La procédure pour atteindre cet objectif est d'évaluer les performances du compresseur, la chambre de combustion et de la turbine.

Le cycle thermodynamique de la turbine à gaz idéale est connu sous le nom de cycle Brayton (où cycle de Joule). Comme représenté sur la figure III.11, les indices 1, 2, 3 et 4 se rapportent aux états de l'air et du gaz à différentes étapes du cycle réel de la turbine à gaz; Cependant, les indices 1, 2is, 3 et 4is se réfèrent au cycle idéal.

III.8.4 Calcul thermodynamique

Dans ce qui suit, nous présentons un calcul thermodynamique des différentes caractéristiques de la turbine à gaz de la centrale ISCCS.

III.8.4.1 Le compresseur axial

Lorsque l'air passe à travers l'admission du compresseur, des pertes de pression se produisent. La pression à la première étape est donc inférieure à la pression à l'entrée d'admission du compresseur. Ces pertes peuvent être évaluées comme suit [29]:

$$\Delta P_{1'} = P_a - P_{1'} \quad (\text{III.17})$$

$\Delta P_{1'}$: Les pertes hydrauliques dues à l'écoulement de l'air à travers du compresseur ($\Delta P_{1'} = 0.005 \text{ bars}$).

$$P_{1'} = P_a - \Delta P_{1'} \quad (\text{III.18})$$

Le rapport de compression est donné par l'expression:

$$\kappa_p = \frac{P_{2'}}{P_{1'}} \quad (\text{III.19})$$

La relation suivante fournit la température de l'air de sortie du compresseur pour le procédé isentropique:

$$T_{2'is} = T_{1'} \cdot \left(1 + \frac{\kappa_p^{\frac{\gamma_a - 1}{\gamma_a}} - 1}{\eta_c} \right) \tag{III.20}$$

Le rendement isentropique du compresseur est égale à:

$$\eta_{is,k} = \frac{\kappa_p^{\frac{\gamma_a - 1}{\gamma_a}} - 1}{\kappa_p^{\frac{\gamma_a - 1}{\gamma_a \cdot \eta_p^k}} - 1} \tag{III.21}$$

η_p^k est le rendement polytrophique du compresseur (pour les applications de turbines à gaz $\eta_p^k = 0.9 : 0.91$) [29].

Ainsi, l'état actuel de l'air après le processus de compression est évalué par:

$$h_{2'} = h_{1'} + \frac{h_{2'is} - h_{1'}}{\eta_{is,k}} \tag{III.22}$$

Le taux thermique spécifique est déterminé par l'équation suivante :

$$\gamma_a^* = \frac{1}{(1 - r_a / Cp_{ma})} \tag{III.23}$$

Cp_{ma} est la chaleur spécifique à pression constante dans le compresseur et r_a est la constante de l'air.

La corrélation expérimentale ci-dessous est utilisée pour estimer la chaleur spécifique à pression constante.

$$Cp = a + b \cdot T + c \cdot T^2 + d \cdot T^3 \tag{III.24}$$

Tableau III.1. Les constantes spécifiques pour l'air; a , b , c et d .

Constantes spécifiques pour l'air	a	b ($/10^{-2}$)	c ($/10^{-5}$)	d ($/10^{-9}$)
Valeurs	28.11	0.19	0.48	1.97

III.8.4.2 La chambre de combustion

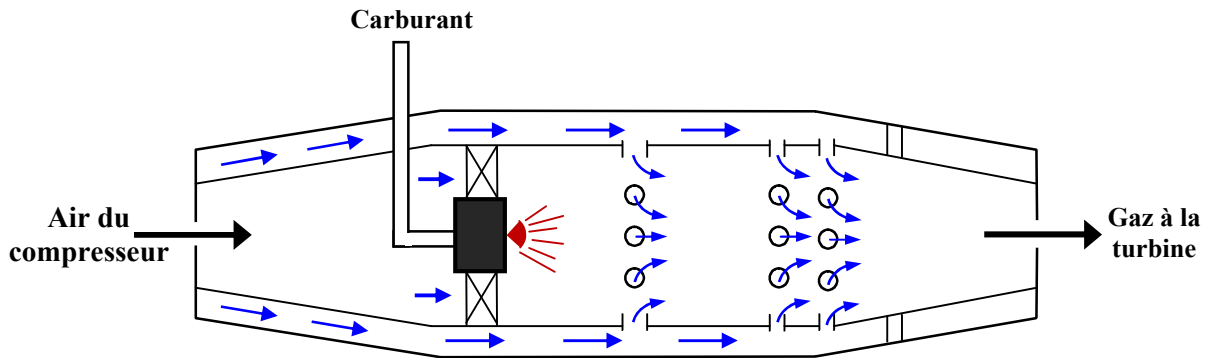


Figure III.17. Circulation d'air dans la chambre de combustion.

Après la compression, un peu d'air est extrait pour refroidir le système. L'air extrait est utilisé pour le système de refroidissement interne des pales de la turbine. Une corrélation expérimentale est utilisée pour estimer le débit massique relatif de l'air de refroidissement à l'ensemble du flux massique d'air dans la turbine à gaz [29].

$$\dot{m}_c = 0.02 + 0.00032 \cdot (T_3 - T_{bw}) \tag{III.25}$$

\dot{m}_c : C'est le débit massique relatif d'air pour le refroidissement des pales de la turbine.

T_{bw} : Température moyenne des pales de turbine, sa valeur typique varie de 750°C à 850°C [29].

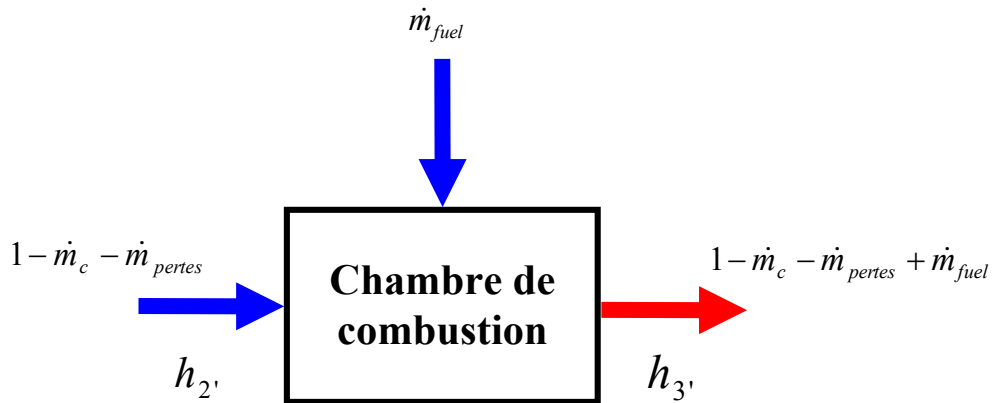


Figure III.18. Bilan énergétique de la chambre de combustion.

$$P_3 = P_2 \cdot (1 - \Delta P_2) \tag{III.26}$$

ΔP_2 : Les pertes hydrauliques dans la chambre de combustion, sa valeur typique est de 0.015 à 0.025 bars.

Comme représentée dans figure III.18. Le bilan énergétique de la chambre de combustion peut être donné par l'équation suivante :

$$(1 - \dot{m}_c - \dot{m}_{peres})h_{2'} + \dot{m}_{fuel} \cdot LHV \cdot \eta_{cc} = (1 - \dot{m}_c - \dot{m}_{peres} + \dot{m}_{fuel})h_{3'} \quad (III.27)$$

\dot{m}_{fuel} est le débit massique de carburant, \dot{m}_{peres} est le débit relative massique de pertes d'air ($\dot{m}_{peres} = 0.005 \text{ kg air / kg air}$), η_{cc} est le rendement de chambre de combustion, sa valeur typique est de 0.9 à 0.98, LHV est le pouvoir calorifique du carburant et $T_{2'}, T_{3'}$ sont respectivement, la température dans la sortie de compresseur et la sortie de chambre de combustion.

D'après l'équation précédente, le débit massique de carburant peut être donné par :

$$\dot{m}_{fuel} = (1 - \dot{m}_c - \dot{m}_{peres})(h_{3'} - h_{2'}) / [(LHV \cdot \eta_{cc}) - h_{3'}] \quad (III.28)$$

En supposant que le rapport air/carburant pour la combustion est: $\mu_0 = 15 \frac{\text{kg} \cdot \text{air}}{\text{kg} \cdot \text{fuel}}$. Le coefficient d'excès d'air est donné par:

$$\mu_G^* = \frac{1 - \dot{m}_c - \dot{m}_{peres}}{\dot{m}_{fuel} \cdot \mu_0} \quad (III.29)$$

III.8.4.3 La section de la turbine

Outre le refroidissement des pales de la turbine à partir de l'air de refroidissement, l'air étendu dans la turbine et se mélange avec les gaz résultant du processus de combustion. Le travail global de la turbine est la somme des travaux effectués par l'expansion des gaz et l'expansion de l'air. Le coefficient d'excès d'air est augmenté à la sortie de la turbine en raison du mélange de l'air de refroidissement avec les gaz d'échappement.

Les gaz sont étendus à partir de la pression d'entrée de turbine à la pression de l'air ambiant. Certaines pertes hydrauliques sont prises en considération en raison du générateur de vapeur à récupération de chaleur HRSG [16,18,29].

$$P_{4'} = P_a - \Delta P_{4'} \quad (III.30)$$

$P_{4'}$ est la pression à la sortie de la turbine à gaz et $\Delta P_{4'}$ est une résistance hydraulique après la sortie de la turbine à gaz, sa valeur typique de 0,02 à 0,03 si la turbine est connectée avec HRSG.

Le rapport d'expansion des gaz est défini comme suit:

$$\kappa_T = \frac{P_{3'}}{P_{4'}} \quad (III.31)$$

La relation suivante permet de déterminer la température des gaz d'échappement pour le procédé isentropique:

$$T_{4'is} = T_3 \cdot \left(1 - \eta_{is,T} \cdot \left(1 - \kappa_T \left(\frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right) \right) \right) \quad (\text{III.32})$$

γ_g est obtenu de manière similaire au processus de compression [18]:

$$\gamma_g^* = \frac{1}{(1 - r_g / Cp_{mg})} \quad (\text{III.33})$$

La chaleur spécifique à pression constante et la constante des gaz d'échappement sont calculées comme suit:

$$Cp = \sum_{k=1}^4 C_k \cdot Cp_k \quad (\text{III.34})$$

$$r_g = \sum_{k=1}^4 C_k \cdot r_k \quad (\text{III.35})$$

Avec:

$$Cp_k = a_k + b_k \cdot T + c_k \cdot T^2 + d_k \cdot T^3 \quad (\text{III.36})$$

Le tableau III.2 suivant présente les compositions des gaz d'échappement et leurs paramètres.

Tableau III.2. Compositions des gaz d'échappement [18].

Gaz d'échappement	Fraction massique (C_k)	M [kg/kmol]	r [kJ/kg.K]	a	b ($/10^2$)	c ($/10^5$)	d ($/10^9$)
O_2	13.16	31.999	0.2598	25.48	1.520	-0.7155	1.312
N_2	74.514	28.013	0.2968	28.90	-0.1571	0.8081	-2.873
H_2O	7.893	18.15	0.4615	32.24	0.1923	1.055	-0.3593
CO_2	3.537	44.010	0.1889	22.26	5.981	-3.501	7.469
Autres	0.896	-	-	-	-	-	-

Le rendement isentropique de la turbine peut être donné par [18]:

$$\eta_{is,T} = \frac{\kappa_T \left(\frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right) \eta_p^T - 1}{\kappa_T \left(\frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g} \right)} \quad (\text{III.37})$$

η_p^T : C'est le rendement polytropique de la turbine, sa valeur typique de 0,84 à 0,9.

L'enthalpie de gaz d'échappement est:

$$h_{4'} = h_{3'} + \eta_{is,T} \cdot (h_{3'} - h_{4'is}) \quad (\text{III.38})$$

Le travail relatif fourni par les gaz produits à la turbine, sans tenir compte du système de refroidissement par air est calculé par [29]:

$$W_{r,TS} = (1 - \dot{m}_c - \dot{m}_{pertes} + \dot{m}_{fuel}) (h_{3'} - h_{4'}) \quad (\text{III.39})$$

Le travail relatif du processus d'étendue des gaz produits dans la turbine à gaz en considérant l'effet du système de refroidissement d'air est:

$$W_{r,TR} = W_{r,TS} - \Phi \cdot Q_R \quad (\text{III.40})$$

La quantité relative de la chaleur d'extraction dans le système de refroidissement est:

$$Q_R = \dot{m}_c \cdot (h_{R,air} - h_{2'}) \quad (\text{III.41})$$

$$\Phi = 1 - \frac{T_{4'}}{T_{3'}} \quad (\text{III.42})$$

La température de l'air de refroidissement après le processus de refroidissement est donnée par:

$$T_{R,air} = T_{2'} + (T_{bw} - T_{2'}) \cdot \varepsilon_R \quad (\text{III.43})$$

Où (ε_R) est l'efficacité du système de refroidissement. Sa valeur typique est 0,42.

Le taux d'expansion pour l'air de refroidissement dans la turbine est évalué par [18,29]:

$$\kappa_{ref} = (1 - \xi_{ref}) \cdot \kappa_T \quad (\text{III.44})$$

ξ_{ref} est le coefficient d'étendu de l'air de refroidissement ($\xi_{ref} = 0.35$).

La température de l'air de refroidissement à la fin du processus d'expansion $T_{4',ref}$ est donnée par la formule suivante:

$$T_{4',ref} = T_{R,air} \cdot (\kappa_{ref})^{\frac{1-\gamma_g}{\gamma_g}} \quad (\text{III.45})$$

Donc:

$$h_{4'R} = h_{R,air} \cdot \eta_{is,T} (h_{R,air} - h_{4',ref}) \quad (III.46)$$

Le travail relatif de l'expansion de l'air de refroidissement dans la turbine à gaz est calculé par:

$$W_{R,ref} = \dot{m}_c \cdot (h_{R,air} - h_{4'R}) \quad (III.47)$$

Où: $(h_{R,air})$ et $(h_{4'R})$ sont respectivement les enthalpies d'air de refroidissement avant et après le processus d'expansion [29].

Le travail relatif global de la turbine à gaz est:

$$W_T = W_{R,ref} + W_{r,TR} \quad (III.48)$$

Le travail spécifique du compresseur est donné par:

$$W_k = \dot{m}_k \cdot C_p (T_2' - T_1') \quad (III.49)$$

Le travail spécifique net de la turbine à gaz est égal à la différence entre le travail spécifique de la turbine et le travail spécifique du compresseur [18,29]:

$$W_{GT} = W_T - W_k \quad (III.50)$$

Pour une capacité nette donnée d'une turbine à gaz (N_{GT}^{net}), le débit massique d'air requis est estimé par:

$$\dot{m}_k = \frac{N_{GT}^{net}}{W_{GT} \cdot \eta_m \cdot \eta_G} \quad (III.51)$$

Où: η_m et η_G sont respectivement: le rendement mécanique et le rendement du générateur d'électricité.

La consommation de carburant de la turbine à gaz est calculée par:

$$M_{fuel} = \dot{m}_{fuel} \cdot \dot{m}_k \quad (III.52)$$

La consommation spécifique de carburant de l'unité de turbine à gaz est égal à:

$$S_{fc} = \frac{M_{fuel}}{N_{GT}^{net}} \quad (III.53)$$

La puissance nette ($N_{GT,net}$) du cycle de turbine à gaz est exprimée dans l'équation suivante:

$$N_{GT,net} = \dot{m}_k \cdot W_{GT} \quad (III.54)$$

Le rendement global de l'unité de turbine à gaz est égal à la capacité nette divisée par l'entrée de l'énergie au cycle thermique:

$$\eta_{GT,net} = \frac{N_{GT,net}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV} \quad (III.55)$$

III.8.4.4 Caractéristiques des gaz d'échappement

Le débit massique des gaz d'échappement de l'unité de turbine à gaz est donné par l'équation suivante [29]:

$$\dot{m}_g = \dot{m}_k \cdot (1 + \dot{m}_{fuel}) \quad (III.56)$$

Comme l'air de refroidissement est mélangé avec les gaz produits de la chambre de combustion dans le processus d'expansion, les paramètres des gaz d'échappements finals doivent être évalués comme suit:

$$\dot{Q}_{ex} = \frac{(1 - \dot{m}_c - \dot{m}_{pertes} + \dot{m}_{fuel}) \cdot h_{4'} + \dot{m}_c \cdot h_{4'R}}{(1 + \dot{m}_{fuel})} \quad (III.57)$$

Le coefficient d'excès d'air est donné par:

$$\mu_G = \frac{1}{\dot{m}_{fuel}} \mu_0 \quad (III.58)$$

III.8.5 Analyse mathématique des échangeurs de chaleur

Au cours des périodes ensoleillées, une partie de l'eau d'alimentation est retirée du générateur de vapeur de récupération de chaleur (HRSG), et convertie en vapeur saturée dans le générateur de vapeur solaire (HSSG). Cette vapeur saturée est retournée au (HRSG) où il est mélangé et surchauffé. L'augmentation de l'énergie solaire thermique augmente le débit massique de vapeur du cycle de Rankine. Pendant les périodes nuageuses et la nuit, la centrale (ISCC) fonctionne comme un cycle combinée conventionnelle [13].

Suivant la figure III.19, le générateur de vapeur de récupération de chaleur est composé de trois échangeurs de chaleur (un surchauffeur, un réchauffeur et un préchauffeur). Afin de récupérer de la chaleur à partir du champ solaire, on utilise un générateur de vapeur solaire (HSSG). Au cours de la journée, une partie de l'eau d'alimentation est retirée de la surchauffeur à la (HSSG) [15].

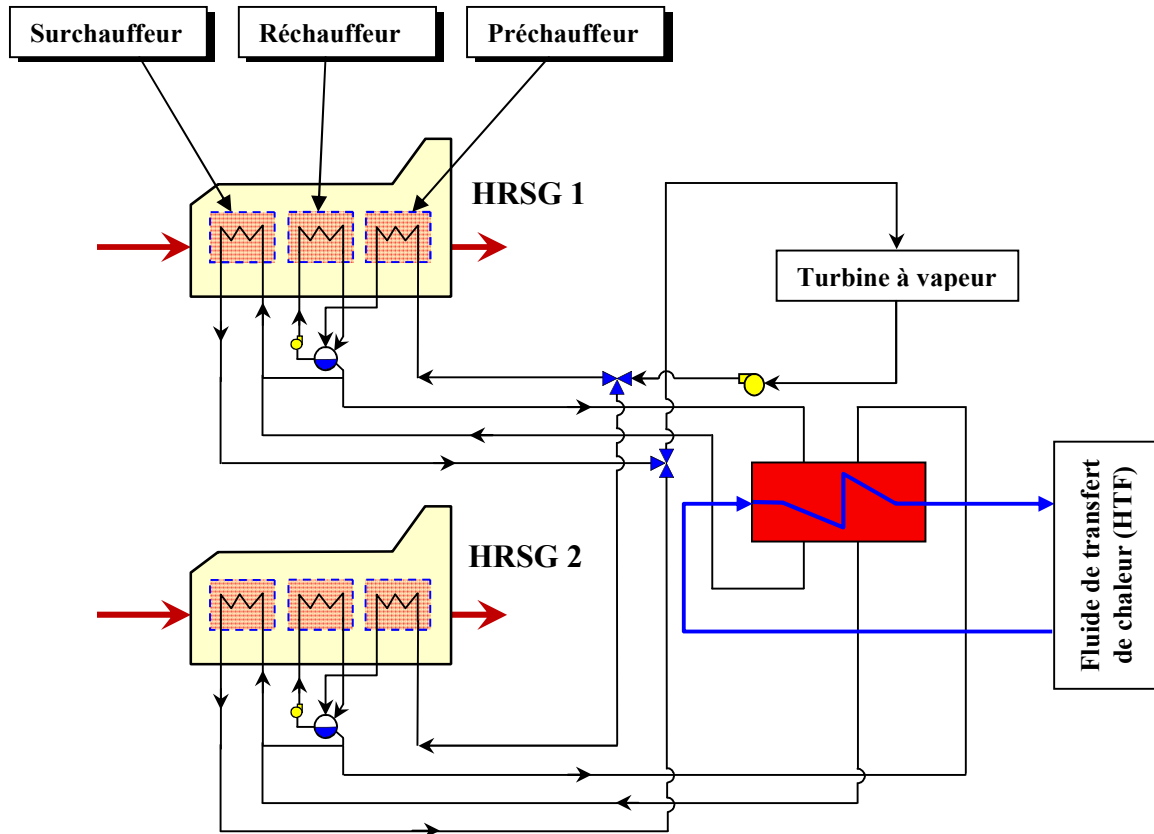


Figure III.19. Réseau d'échangeurs de chaleur.

Le but principal d'analyser la performance des échangeurs de chaleur est de déterminer les paramètres d'entrée et de sortie de chaque échangeur. L'estimation de la température d'entrée de la turbine à vapeur, le débit massique du générateur de vapeur solaire et sa température sont les paramètres les plus importants de cette analyse [13,15].

La première section de l'analyse de série des échangeurs de chaleur est le préchauffeur (où l'économiseur). L'eau laisse cette section comme une vapeur saturée. L'eau entre dans le préchauffeur après avoir augmenté sa pression par une pompe d'eau d'alimentation. La pompe d'eau d'alimentation a transféré la pression de l'eau d'alimentation de la pression du dégazeur à la pression HRSG. On suppose que la pression de sortie de la pompe à eau d'alimentation est égale à $P_{FP} = 93$ bars. Pour simplifier, les pertes de pression sur les échangeurs de chaleur sont négligées [13,15].

On assume que la température de vapeur d'admission au préchauffeur est constante (égale à $T_{PH,yin} = 20^\circ C$) et la température de sortie des gaz d'échappement de HRSG est constante (égale à $T_{HRSG,out} = T_{PH,gout} = 100^\circ C$). En utilisant le bilan énergétique du préchauffeur, on obtient la température de sortie:

$$T_{PH,yout} = \left(\frac{\dot{m}_g \cdot C_{p,g,PH} (T_{PH,gin} - T_{PH,gout})}{\dot{m}_{vap} \cdot C_{p_v,PH}} \right) + T_{PH,yin} \quad (III.59)$$

Où: $Cp_{g,PH}$ et $Cp_{v,PH}$ sont respectivement: la chaleur spécifique moyenne des gaz d'échappement et la vapeur dans le préchauffeur.

D'un point de vue thermodynamique, l'entrée de chaleur solaire doit être utilisée pour le remplacement de la chaleur latente et au niveau de température la plus élevée possible [30]. La température du fluide de transfert de chaleur HTF est limitée à $393^{\circ}C$ pour éviter la décomposition; par conséquent, on choisit des températures maximales de vapeur solaires d'environ $T_{HSSG\,Yout} = 372^{\circ}C$. Du lever au coucher du soleil, la vapeur qui laisse le préchauffeur divisé en deux parties. Une partie dépasse le réchauffeur (RH) du HRSG et l'autre partie passe par le HSSG. Leurs quantités dépendent des paramètres initiaux de la vapeur et de l'énergie solaire fournie au HSSG. Le débit massique qui traverse ce dernier est calculé en fonction de la sortie du champ solaire [15].

$$\dot{m}_{v,HSSG} = \frac{\dot{Q}_{sol,field}}{(h_{sol,in} - h_{sol,out})} \quad (III.60)$$

$$\dot{m}_{v,RH} = \dot{m}_{vap} - \dot{m}_{v,HSSG} \quad (III.61)$$

$$T_{RH\,Yout} = \left(\frac{\dot{m}_g \cdot Cp_{g,RH} (T_{RH,gin} - T_{RH,gout})}{\dot{m}_{v,RH} \cdot Cp_{v,RH}} \right) + T_{RH\,Yin} \quad (III.62)$$

Où: $Cp_{g,RH}$ et $Cp_{v,RH}$ sont respectivement: la chaleur spécifique moyenne des gaz d'échappement et la vapeur dans le réchauffeur.

La première valeur du débit massique de la vapeur du turbine à vapeur (\dot{m}_{vap}) est supposée, puis on détermine les solutions pour les équations (III.59) à (III.62), ensuite un processus d'itération est effectué jusqu'à ce qu'une précision souhaitée soit atteinte ($|T_{RH\,Yout} - T_{HSSG\,Yout}| < 10^{-3}$). Par conséquent, les conditions réelles à l'entrée du surchauffeur sont atteintes [15].

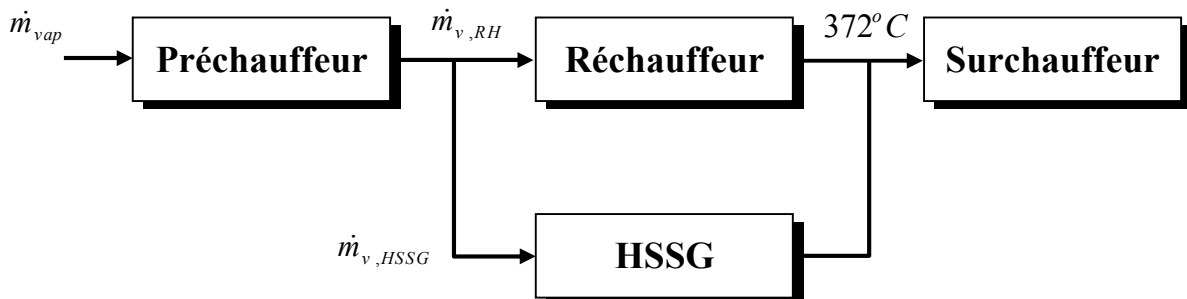


Figure III.20. Débit massique dans le réseau des échangeurs de chaleur.

$$T_{SH, gout} = T_{RH, Yout} + \Delta T_{min} \quad (III.63)$$

$$T_{SH, Yout} = \left(\frac{\dot{m}_g \cdot Cp_{g,SH} (T_{SH, gin} - T_{SH, gout})}{\dot{m}_{vap} \cdot Cp_{v,SH}} \right) + T_{SH, Yin} \quad (III.64)$$

Où: $Cp_{g,SH}$ et $Cp_{v,SH}$ sont respectivement: la chaleur spécifique moyenne des gaz d'échappement et la vapeur dans la surchauffeur.

III.8.6 Analyse de la sortie de la turbine à vapeur

La performance de la turbine à vapeur basé sur les équations de masse et de conservation d'énergie a été effectuée selon le modèle mathématique mentionné ci-dessous [31]. Tout d'abord, nous utilisons l'équilibre thermique autour du dégazeur (figure III.6) Pour trouver:

$$Y = \frac{h_5 - h_4}{h_s - h_4} \quad (III.65)$$

Lorsque le travail net de turbine à vapeur est:

$$W_{ST} = \dot{m}_{vap} \cdot [Y \cdot (h_1 - h_s) + (1-Y)(h_1 - h_2)] \quad (III.66)$$

Le travail de la pompe à eau d'alimentation est:

$$W_{FP} = \dot{m}_{vap} \cdot (h_4 - h_3) \quad (III.67)$$

La puissance nette ($N_{ST, net}$) et le rendement ($\eta_{ST, net}$) du cycle de vapeur sont exprimés dans les équations suivantes [32]:

$$N_{ST, net} = W_{ST} \cdot \eta_{mv} - \frac{W_{FP}}{\eta_p} \quad (III.68)$$

$$\eta_{ST, net} = \frac{N_{ST, net}}{\dot{Q}_{solar, field} + \dot{Q}_{ex}} \quad (III.69)$$

Où les rendements isentropiques de la turbine à vapeur (η_{mv}) et la pompe (η_p) sont 85% et 88%, respectivement.

III.8.7 Modélisation du cycle combiné solaire intégré (ISCC)

La puissance et le rendement sont les facteurs les plus importants pour évaluer le système hybride solaire-gaz. La puissance électrique de la centrale d'ISCC est mieux déterminée en calculant la sortie instantanée des turbines à gaz et de la turbine à vapeur, et en additionnant les résultats [28].

$$N_{ISCC} = 2 \cdot N_{GT, net} + N_{ST, net} \quad (III.70)$$

Le rendement thermique d'ISCC est calculé en tenant compte de la contribution de l'énergie solaire [28].

$$\eta_{ISCC} = \frac{N_{ISCC}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV + \dot{Q}_{sol,field}} \quad (III.71)$$

La puissance d'énergie solaire ($N_{sol,el}$) et le rendement de conversion solaire à électrique ($\eta_{sol,el}$) sont définis comme suit [33].

$$N_{sol,el} = N_{ISCC} - \eta_{CC} \cdot \dot{Q}_{fuel} \quad (III.72)$$

$$\eta_{sol,el} = \frac{N_{sol,el}}{DNI \cdot A_{ap}} \quad (III.73)$$

III.8.8 Modélisation de la centrale de gazéification à cycle combinée IGCC

Dans ce travail, la performance de la centrale d'ISCCS a été validée en comparant les résultats de la simulation de la centrale de gazéification à cycle combinée intégrée IGCC. Par conséquent, la performance d'IGCC peut être calculée en supprimant tous les autres auxiliaires qui sont la somme de toutes les consommations de puissance des composants supplémentaires, y compris le compresseur d'air auxiliaire et les différents compresseurs et les pompes comme indiqué dans les équations III.74 et III.75. La puissance nette et le rendement d'IGCC ont été définis comme suit [34]:

$$N_{IGCC} = 2 \cdot N_{GT,net} + N_{ST,net} - N_{AUX} \quad (III.74)$$

$$\eta_{IGCC} = \frac{N_{IGCC}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV} \quad (III.75)$$

III.9 Conclusion

L'une des solutions potentielles pour surmonter les problèmes d'intermittence et de coût associés à la technologie de l'énergie solaire à concentration (CSP) est la combinaison de ce dernier avec une autre source d'énergie à base de combustibles fossiles.

Dans ce chapitre, nous avons proposé des modèles mathématiques afin de simuler les performances de la centrale solaire combinée intégrée (ISCCS) sous le climat tropical de Tamanrasset en Algérie. L'installation de la centrale solaire hybride proposée est avec une seule pression dans le cas de fonctionnement de la turbine à gaz. La conversion d'énergie des gaz d'échappement dans la turbine à vapeur est améliorée en utilisant l'évaporateur solaire du générateur de vapeur HSSG en parallèle avec le générateur de vapeur à récupération de chaleur HRSG. Les modèles mathématiques ont considéré l'effet de la température ambiante et de la fluctuation de l'énergie solaire sur les performances instantanées de l'ISCCS dans les conditions climatiques de Tamanrasset au cours de l'année.

Dans le chapitre prochain, nous étudierons les organigrammes de calcul basé sur les nouveaux modèles analytiques pour estimer les performances d'ISCCS. Aussi les résultats et l'interprétation de la simulation ont été présentés.

III.10 Références bibliographiques

- [1]. Sukhatme, K. and S.P. Sukhatme, "Solar energy: principles of thermal collection and storage". 1996: Tata McGraw-Hill Education.
- [2]. Sheu, E.J., "Hybrid solar-fossil fuel power generation", 2012, Massachusetts Institute of Technology.
- [3]. Kane, E.H.M., "Intégration et optimisation thermoéconomique & environnometique de centrales thermiques solaires hybrides". 2002.
- [4]. Allani, Y. and D. Favrat, "Concept Global d'une nouvelle centrale solaire à cycle combiné Dual-Fuel", 1991.
- [5]. Kane, M. and D. Favrat, "Approche de conception et d'optimisation de centrale solaire intégrée à cycle combiné inspirée de la méthode du pincement (partie I: paliers de récupération)". IJTS International Journal of Thermal Sciences, 1999. 38(6): p. 501-511.
- [6]. Kane, M. and D. Favrat, "Approche de conception et d'optimisation de centrale solaire intégrée à cycle combiné inspirée de la méthode du pincement (partie II: réseau d'échangeurs de chaleur)". International Journal of Thermal Sciences, 1999. 38(6): p. 512-524.
- [7]. Price, H.W., D.D. Whitney, and H.B. Beebe, "SMUD Kokhala power tower study", 1996, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY (United States).
- [8]. Wörner, A., et al. "Solar Reforming-Open and Closed Loop Application". in Proc. Workshop on the Use of Solar Energy 1995. 1995.
- [9]. EL GHARBI, N., "la centrale hybride de Hassi R'mel", 2011, CDER.
- [10]. Behar, O., et al., "A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. 39: p. 223-250.
- [11]. Raafat, S.W., "Maadi 1904-1962 : society and history in a Cairo suburb". 1995, Zamalek, Cairo, Egypt: Palm Press.
- [12]. Duffie, J.A. and W.A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes". 2013: John Wiley & Sons.
- [13]. Khaldi, F., "Energy and exergy analysis of the first hybrid solar-gas power plant in Algeria". ECOS, 2012: p. 26-29.
- [14]. Derbal-Mokrane, H., et al., "Modeling and numerical simulation of an integrated solar combined cycle system in Algeria". Procedia Engineering, 2012. 33: p. 199-208.
- [15]. Behar, O., et al., "Instantaneous performance of the first integrated solar combined cycle system in Algeria". Energy Procedia, 2011. 6: p. 185-193.
- [16]. Achour, L., et al., "hybrid solar-gas thermal power plants under Algerian climate: case study in the southern of Algeria". 9th International Conference on Electrical Engineering and First Workshop on Robotics and Controls, 2016.
- [17]. Mokheimer, E.M., et al., "Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran, Saudi Arabia". Energy conversion and management., 2014. 86: p. 622-633.
- [18]. Çengel, Y.A. and M.A. Boles, "Thermodynamics : an engineering approach". 2015, New York: McGraw-Hill Education.
- [19]. Meunier, F., "Thermodynamique de l'ingénieur : énergétique - environnement". 2005,

Paris: Dunod.

- [20]. Badescu, V., "3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces". *Renewable energy*, 2002. 26(2): p. 221-233.
- [21]. Price, H., et al., "Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology". *Transactions-american society of mechanical engineers journal of solar energy engineering*, 2002. 124: p. 109-125.
- [22]. Burkholder, F., C.F. Kutscher, and L. "National Renewable Energy, Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 parabolic trough receiver". 2009, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [23]. Goswami, D.Y. and F. Kreith, "Energy conversion". 2007: CRC press.
- [24]. Gaul, H. and A. Rabl, "Incidence-Angle Modifier and Average Optical Efficiency of Parabolic Trough Collectors". *Journal of Solar Energy Engineering*, 1980. 102(1): p. 16-21.
- [25]. Montes, M.J., et al., "Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors". *APEN Applied Energy*, 2011. 88(9): p. 3228-3238.
- [26]. Stuetzle, T., "Automatic Control of the 30MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant". *Université de Wisconsin-Madison, États Unis*; 2002, Thèse de Master.
- [27]. Patnode, A.M., "Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants", 2006, University of Wisconsin--Madison.
- [28]. Vasquez Padilla, R. "Simplified Methodology for Designing Parabolic Trough Solar Power Plants". 2011; Available from: <http://scholarcommons.usf.edu/etd/3390>.
- [29]. Alrobaei, H., "Thermodynamic parametric study for combined cogeneration power plants". *Journal of Engineering*, 1998. 38: p. 80-91.
- [30]. Dersch, J., et al., "Trough integration into power plants—a study on the performance and economy of integrated solar combined cycle systems". *Energy*, 2004. 29(5): p. 947-959.
- [31]. Safarian, S. and F. Aramoun, "Energy and exergy assessments of modified Organic Rankine Cycles (ORCs)". *Energy Reports*, 2015. 1: p. 1-7.
- [32]. Bartlett, R.L. "Steam turbine performance and economics". 1958; Available from: <http://books.google.com/books?id=6NZSAAAAMAAJ>.
- [33]. Franchini, G., et al., "A comparative study between parabolic trough and solar tower technologies in Solar Rankine Cycle and Integrated Solar Combined Cycle plants". *Solar Energy*, 2013. 98(1217011): p. 302-314.
- [34]. Emun, F., et al., "Integrated gasification combined cycle (IGCC) process simulation and optimization". *Computers & Chemical Engineering*, 2010. 34(3): p. 331-338.

CHAPITRE IV
METHODES D'ANALYSES
ET INTERPRETATIONS DES RESULTATS

IV.1 Introduction

Dans cette partie, nous avons établi un programme de calcul des différents processus d'une centrale solaire combiné intégré (ISCCS) dont les caractéristiques sont définies dans ce chapitre.

Le programme d'ISCCS est compilé à partir des différents sous-programmes; turbine à gaz, estimation du rayonnement solaire et champ solaire intégré à cycle combiné. La solution de cycle combiné est incluse dans le programme principal d'ISCCS. L'analyse des résultats obtenus par notre programme est représentée après chaque sous-programme mentionné dans ce travail.

IV.2 Sous-programme de la turbine à gaz

Le sous-programme de la turbine à gaz, qui est représenté sur la figure IV.1, utilise les données indiquées dans le tableau IV.1 et commence par calculer les pressions à travers la turbine à gaz. Cela permet d'obtenir la pression au premier étage du compresseur. Une valeur estimée pour un rapport de chaleur spécifique (γ_a) pour l'air suppose d'obtenir les conditions de fin du processus de compression. Une corrélation pour une chaleur spécifique à pression constante est utilisée pour trouver une nouvelle valeur de (γ_a). Ensuite, un processus d'itération est utilisé pour calculer la température et la chaleur spécifique à la sortie du compresseur.

Ensuite, une corrélation expérimentale est utilisée pour estimer le débit massique du système de refroidissement. Après celui, le débit massique du carburant est obtenu en utilisant le bilan énergétique de la chambre de combustion. On suppose que la température de la turbine d'entrée est définie invariable.

De la même manière que la section du compresseur, les paramètres finaux du processus d'expansion sont à la recherche. En analysant le système de refroidissement, la sortie de la turbine est déterminée. Ensuite, on obtient l'efficacité de la turbine à gaz, les masses de gaz d'échappement et sa température. Notez que tous les paramètres précédents sont obtenus dans des conditions standard. Ensuite, on utilise une itération pour afficher les performances de la turbine à gaz en fonction de la température ambiante

Le but de l'évaluation de la turbine à gaz est d'identifier la chaleur des gaz d'échappement qui sera utilisée dans le générateur de vapeur à récupération de chaleur. C'est pourquoi, les paramètres des gaz d'échappement sont exportés vers le programme principal d'ISCCS.

IV.3 Sous-programme d'irradiation directe normale

Comme nous avons mentionné précédemment, la prévision précise de l'intensité de rayonnement solaire et de la connaissance de la ressource solaire disponible dans le pays est une question importante pour la conception et l'évaluation des performances des systèmes solaires thermiques à concentration (CSP). Là où les données de rayonnement solaire sont rarement disponibles, il est nécessaire de développer des modèles pour estimer l'intensité du rayonnement solaire basée sur les données climatiques disponibles. Grâce à des recherches

précédentes, de nombreux chercheurs ont montré que le rayonnement solaire direct normal (DNI) est le seul utilisé pour le type du collecteur cylindro-parabolique.

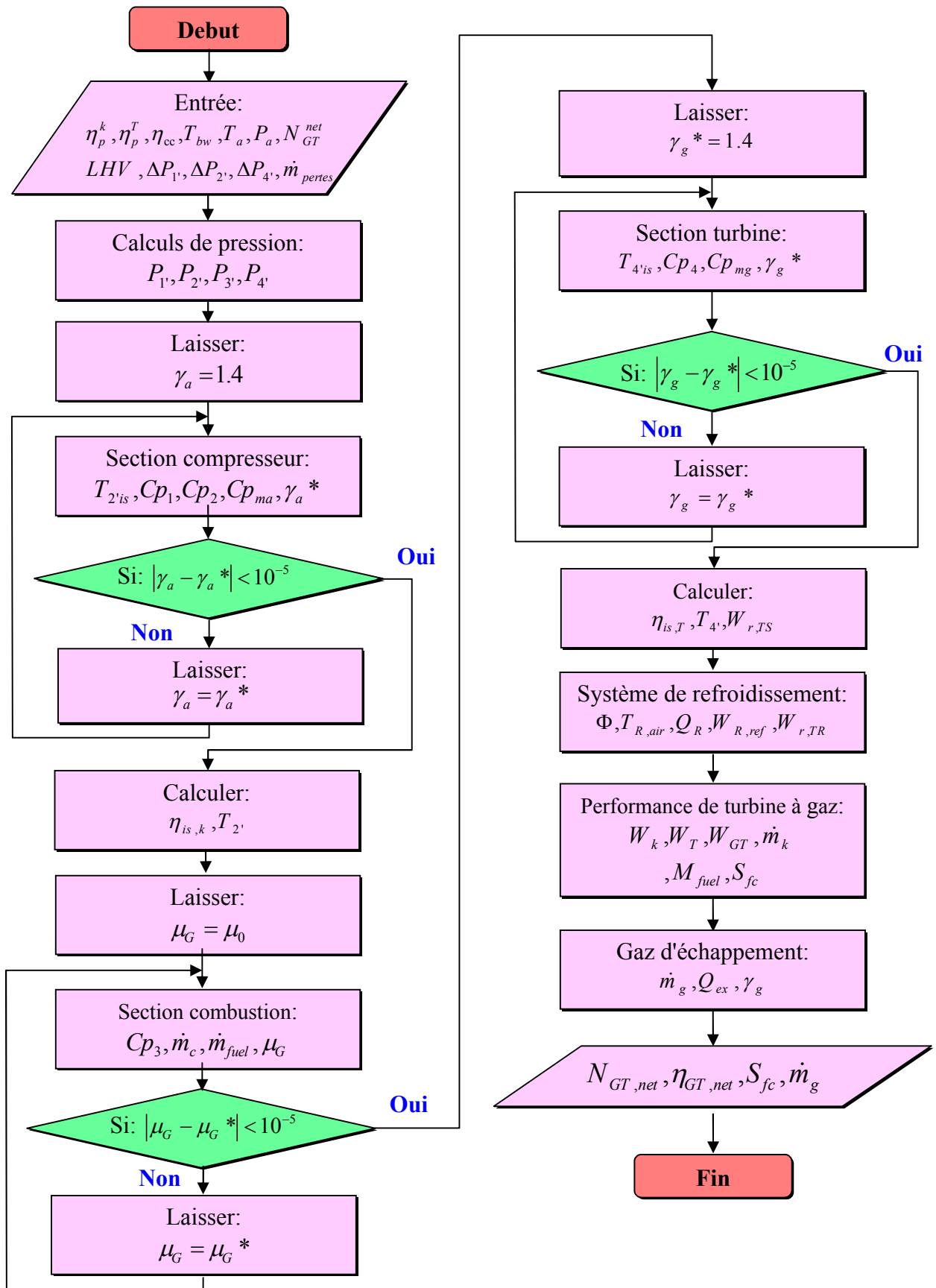


Figure IV.1. L'organigramme de la turbine à gaz.

Tableau IV.1. Les données du centrale hybride de Hassi R'Mel au sous-programme de la turbine à gaz. (Turbine à gaz est de type SGT-800)

Paramètres	Symboles	valeurs	Unités
Température ambiante	T_a	15	$^{\circ}\text{C}$
La température d'entrée à la turbine	$T_{3'}$	1200	$^{\circ}\text{C}$
La température des pales de la turbine	T_{bw}	850	$^{\circ}\text{C}$
L'efficacité du système de refroidissement	ε_R	42	%
Coefficient d'expansion d'air de refroidissement	ξ_{ref}	35	%
Rendement polytropique de la turbine	η_P^T	90	%
Rendement polytropique du compresseur	η_P^k	91	%
Rendement de combustion	η_{cc}	98	%
Rendement mécanique	η_m	98	%
Rendement du générateur électrique	η_G	98.5	%
Pression atmosphérique	P_a	1.013	<i>bar</i>
les pertes de pression à l'entrée du compresseur	$\Delta P_{1'}$	0.005	<i>bar</i>
les pertes de pression d'HRSG	$\Delta P_{4'}$	0.025	<i>bar</i>
Pertes de pression de combustion	$\Delta P_{2'}$	0.020	<i>bar</i>
Pouvoir calorifique du gaz naturel	LHV	45.806	MJ/kg
Production de la turbine à gaz (standard valeur)	N_{GT}^{net}	47	MW
Rapport air/carburant	μ_0	15	-
Rapport de compression	κ_P	19.9	-

La procédure qui calcule les valeurs de DNI en présence ou l'absence des données mesurées de l'irradiation solaire globale et diffuse sur un plan horizontal est présentée à la figure IV.2.

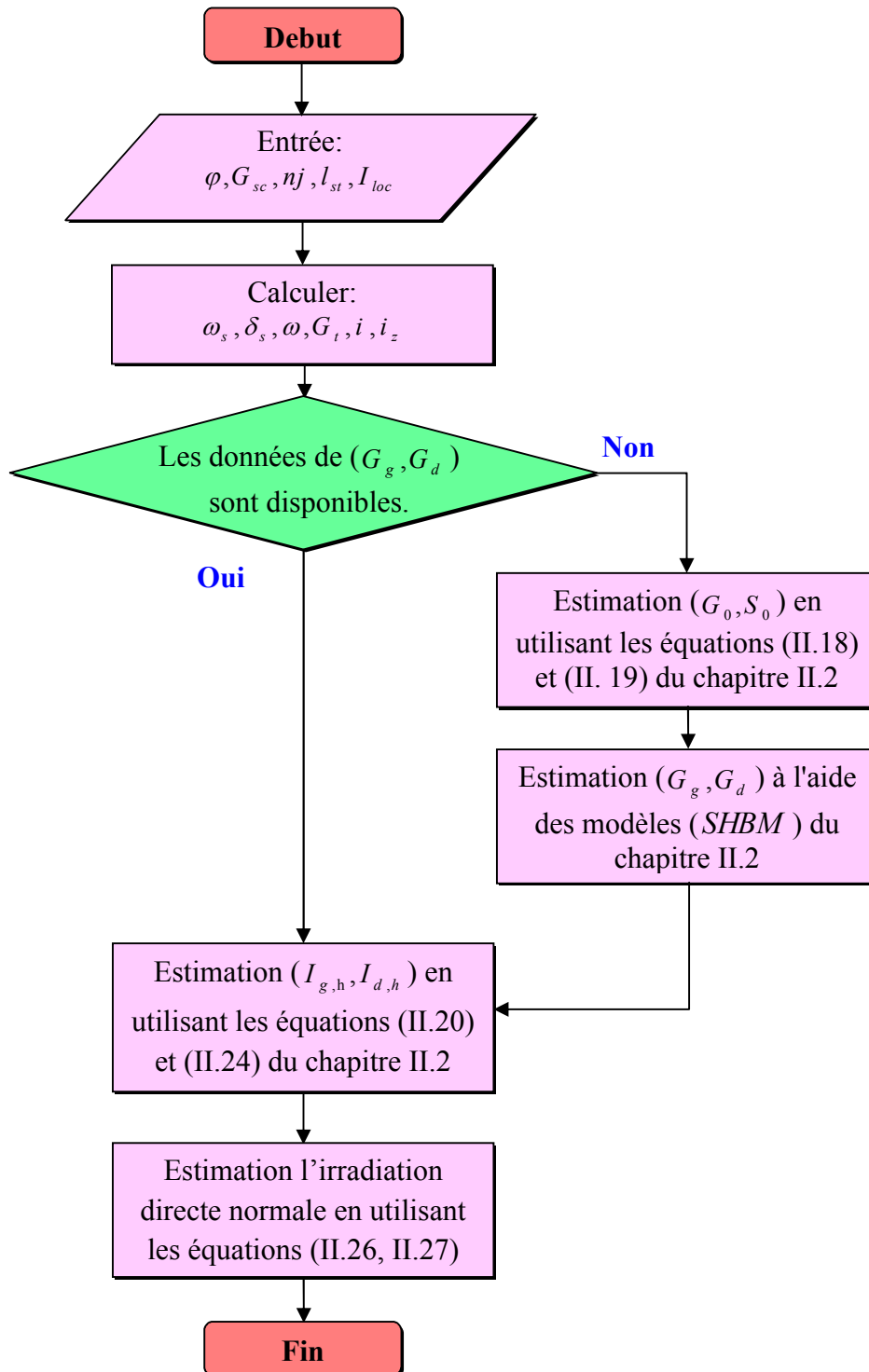
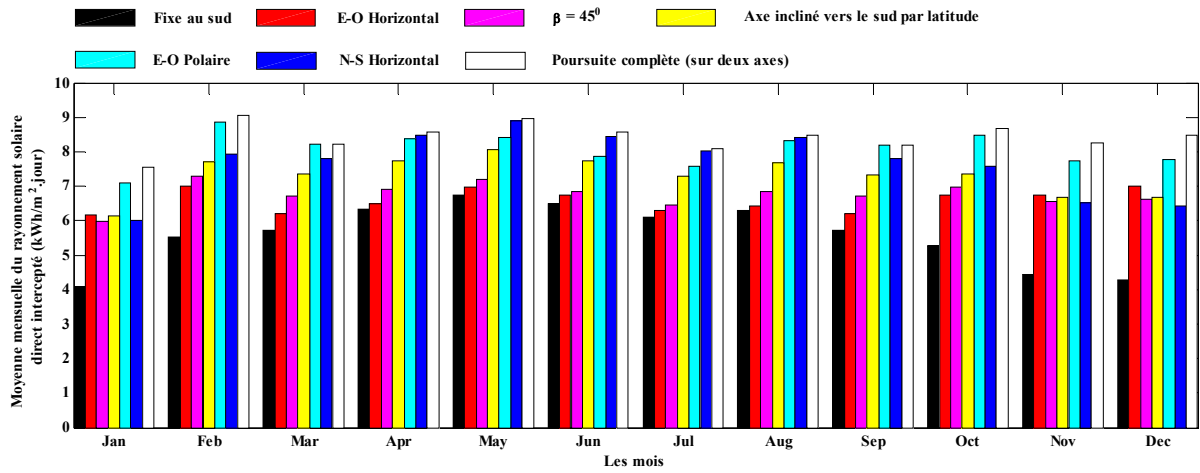


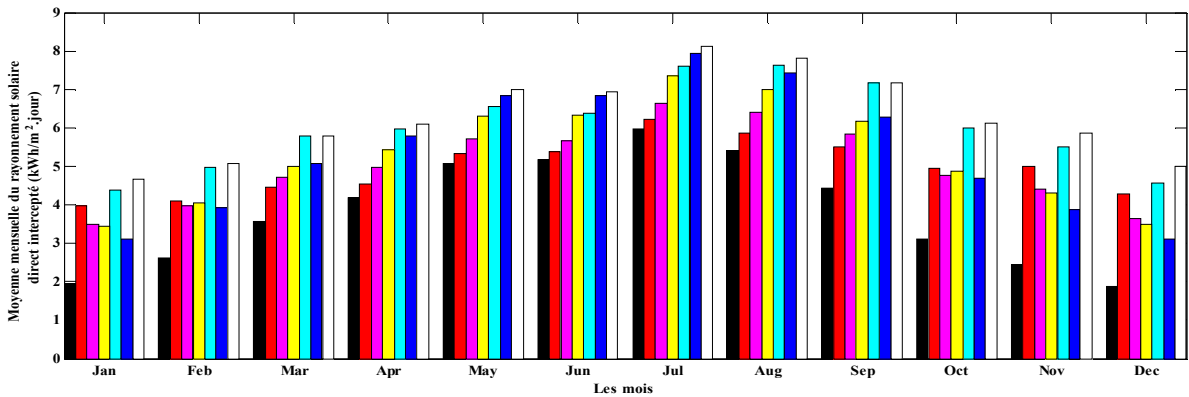
Figure IV.2. L'organigramme de l'estimation d'irradiation directe normale.

Le rayonnement solaire direct normal intercepté par l'ouverture du concentrateur solaire dans sept modes de traque et d'orientation des collecteurs pour les quatre principaux sites algériens est illustré dans la figure IV.3.

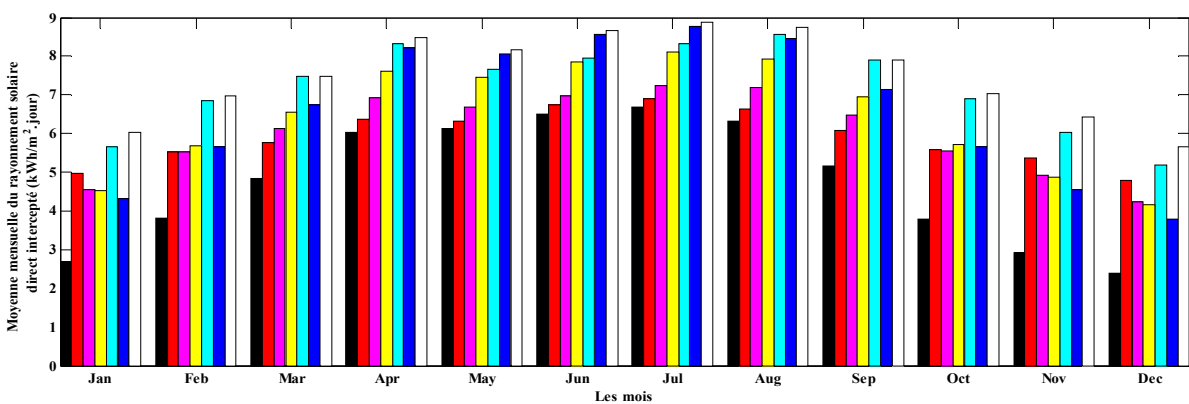
Tamanrasset



Alger



Ouargla



Ghardaïa

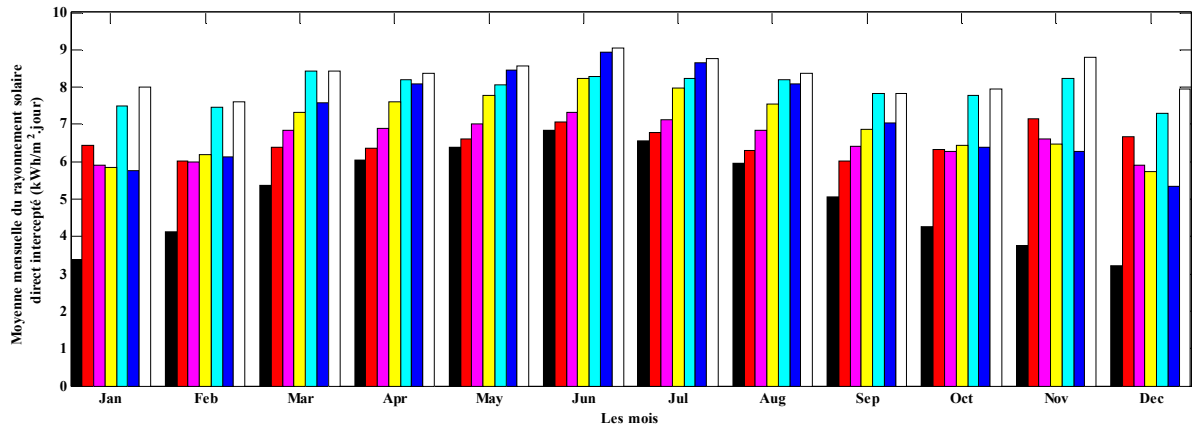


Figure IV.3. Effet du mode de poursuite sur les quantités moyennes mensuelles du rayonnement quotidien intercepté à Alger, Ghardaïa, Ouargla et Tamanrasset.

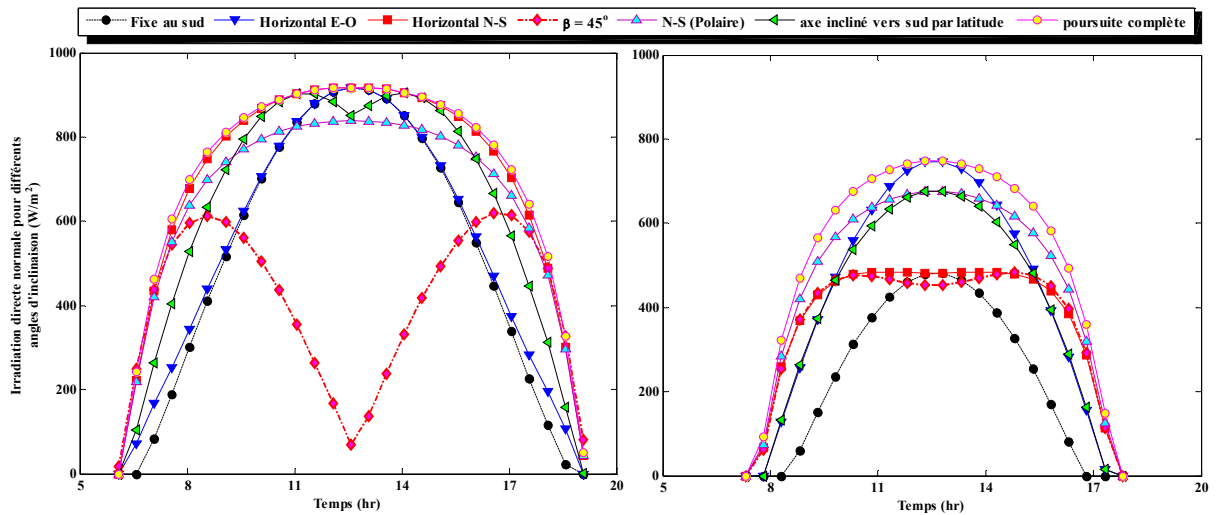


Figure IV.4. Rayonnement solaire direct normal intercepté à Tamanrasset pour différents modes de poursuite.

L'irradiation solaire directe normale interceptée par le récepteur du concentrateur solaire avec les sept différents modes de poursuite solaire à Tamanrasset est représentée sur la figure IV.3. Les résultats montrent que le rayonnement solaire normal direct en été est plus important qu'en hiver. Là où il apparaît dans la figure IV.4 que le mode de poursuite complète (cas 7), rassemble la quantité maximum de rayonnement solaire.

Pendant toute l'année, les résultats de la figure IV.4 montrent que l'énergie gagnée par le collecteur avec deux axes de poursuite (cas 7) sont supérieures aux autres cas des systèmes de poursuite des collecteurs. Comme on peut le voir en été, l'irradiation solaire directe normale fournie par l'axe horizontal du collecteur N-S (cas 3) est supérieure à la poursuite horizontale d'axe E-W (cas 2), et en hiver, la poursuite horizontale d'axe E-W a la valeur la plus élevée. Tandis que l'ouverture fixe vers le sud est le moins efficace parmi de tous les systèmes.

La figure IV.3 montre l'irradiation solaire directe normale estimée en (kWh/m².jour) dans les endroits considérés. Le potentiel d'irradiation solaire DNI dans les zones situées dans

le sud de l'Algérie (Tamanrasset) est meilleur que celui obtenu dans le nord (Algérie). Par exemple, l'irradiation solaire directe normale mensuelle pour (cas 7) varie entre 7 kWh/m².jour et 9 kWh/m².jour à Tamanrasset et Ghardaïa; Il est d'environ 6 kWh/m².jour et 8 kWh/m².jour à Ouargla et entre 4 et 8 kWh/m².jour à Alger.

La présente étude a prouvé que Tamanrasset est caractérisé par un rayonnement solaire plus élevé que les autres sites choisis; il offre donc une opportunité prometteuse d'installer des projets d'énergie solaire thermique à concentration qui a été annoncés dans le programme d'énergie renouvelable algérien.

IV.4 Sous-programme de champ solaire

L'organigramme du sous-programme qui est représenté sur la figure IV.5 est utilisé pour simuler le champ solaire de l'ISCCS dans les conditions climatiques de Tamanrasset. La température ambiante est supposée constante et égale 30 °C. Le programme calcule la chaleur et les bilans massiques instantanés sur le champ solaire. Les sorties thermiques du champ solaire est estimé en calculant ce qui suit:

- Les temps solaires, heure du lever et du coucher du soleil.
- Les angles solaires: déclinaison solaire, élévation du soleil, azimuth solaire, l'angle d'incidence et le modificateur d'angle d'incidence du collecteur.
- L'irradiation normale directe (DNI) instantanée est estimée du lever au coucher du soleil à l'aide de l'organigramme de l'estimation d'irradiation directe normale (voir figure IV.2).
- La température de fluide de transfert de chaleur, les pertes de chaleur des récepteurs et des tuyauteries des éléments de collection (HCE), le facteur d'ombrage et les pertes d'extrémité.
- Après avoir utilisé le bilan énergétique entre le sous-programme de DNI et les pertes thermiques, on obtient l'énergie thermique à travers le collecteur cylindro-parabolique.
- L'énergie thermique totale délivrée par le champ solaire, en multipliant l'énergie utile gagnée par le collecteur et le nombre de collecteurs.

Le point de conception dans lequel l'énergie solaire thermique la plus élevée est obtenue en utilisant l'itération en fonction de la période de l'année. Enfin, la production d'énergie thermique solaire est exportée vers le programme principal d'ISCCS.

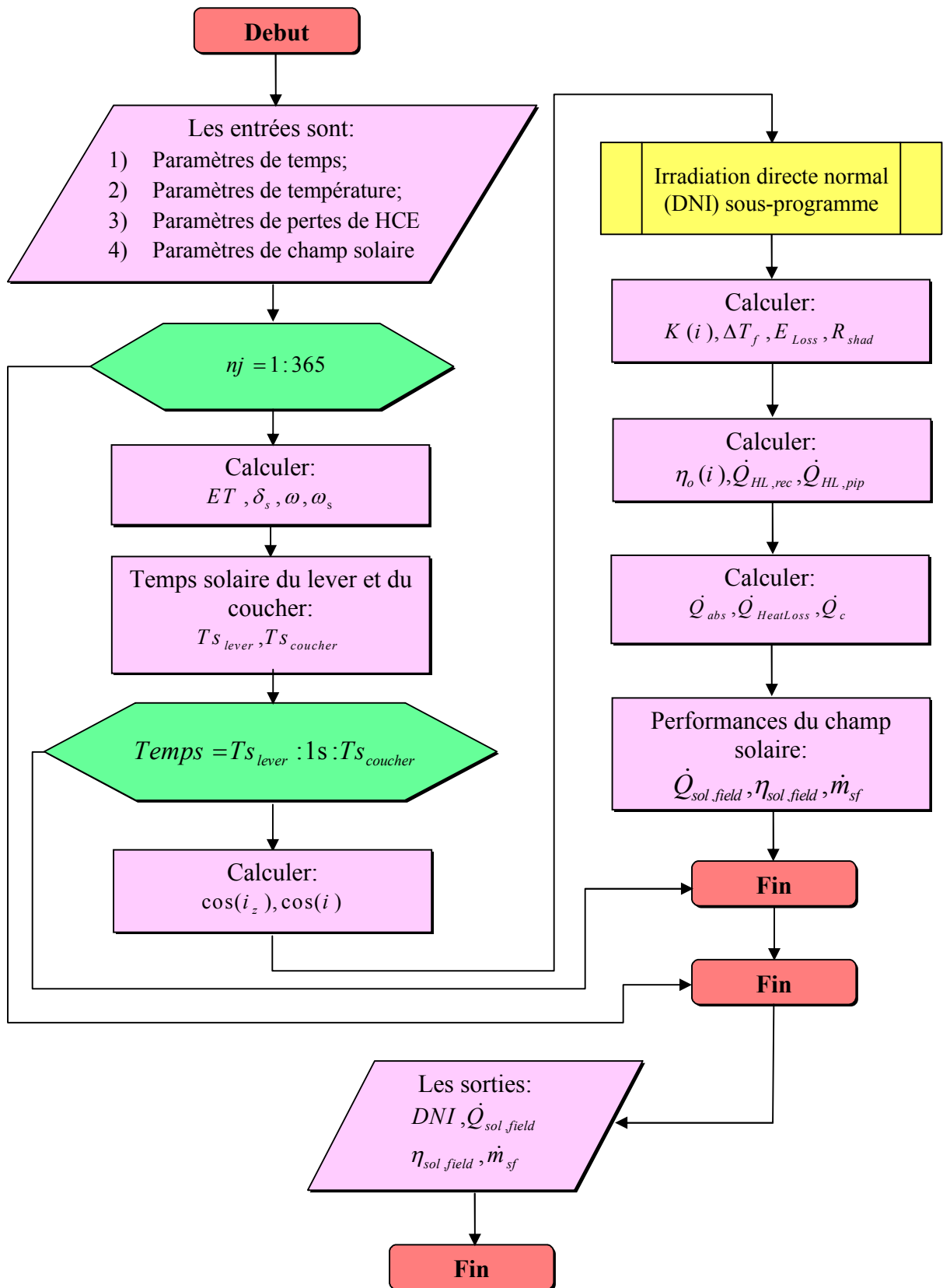


Figure IV.5. L'organigramme de champ solaire.

Tableau IV.2. Les données du centrale hybride de Hassi R'Mel au sous-programme de champ solaire.

Paramètres	Symboles	valeurs	Unités
Constante solaire	G_{sc}	1367	W / m^2
Température ambiante	T_a	30	$^{\circ}C$
Champ solaire			
HTF température d'entrée	$T_{f, in}$	290	$^{\circ}C$
HTF température de sortie	$T_{f, out}$	393	$^{\circ}C$
Nombre de collecteurs dans chaque rangée	N_c	6	--
Nombre de lignes	N_L	56	--
Surface d'ouverture de collecteur solaire	A_c	545	m^2
Surface du champ solaire	$A_c \cdot N_c \cdot N_L$	183120	m^2
Performances optiques du collecteur			
Facteur d'interception	γ	96	%
Absorptivité	α	95	%
Réflectivité	ρ_{cl}	98	%
Transmittance	τ	97	%
Rendement optique	η_o	80	%
Taux de concentration	C_c	82	--
Tamanrasset location			
Altitude	Z	1377	m
Longitude	L	5.517°	
Latitude	φ	22.78°	Degrée
Type climatique	-	désert aride	-

IV.5 Discussion des résultats du champ solaire

Afin d'évaluer les performances instantanées du champ solaire, il est nécessaire d'estimer l'intensité du rayonnement solaire du lever au coucher du soleil. Bien sûr, l'irradiation normale directe dépend des conditions météorologiques locales sur le site où la centrale est construite.

Les figures IV.6 et IV.7 montrent la température ambiante et l'humidité relative dans l'endroit choisi pendant 21 juin 2015 et 21 décembre 2015. La figure IV.8 illustre l'intensité estimée du rayonnement solaire normal direct au cours de l'année, c'est-à-dire le 21 mars, le 21 juin, le 21 septembre et le 21 décembre. Cette figure montre que le DNI est plus élevé à midi pour chaque jour et atteint son point le plus haut en été. Sa valeur peut atteindre 947 W/m^2 au point de conception dans la ville de Tamanrasset.

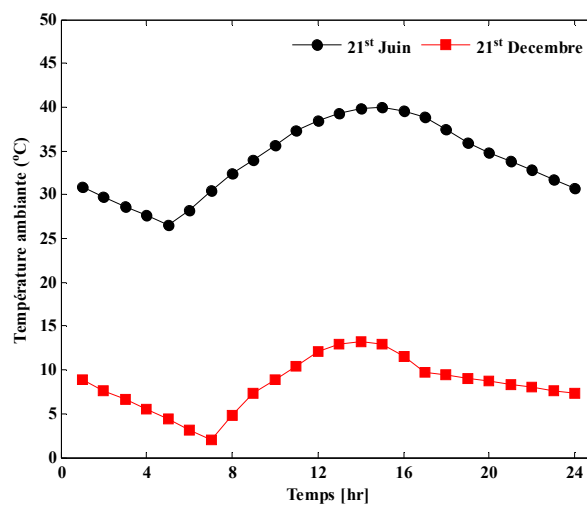


Figure IV.6. Température ambiante en fonction du temps (21 juin 2015 et 21 décembre 2015).

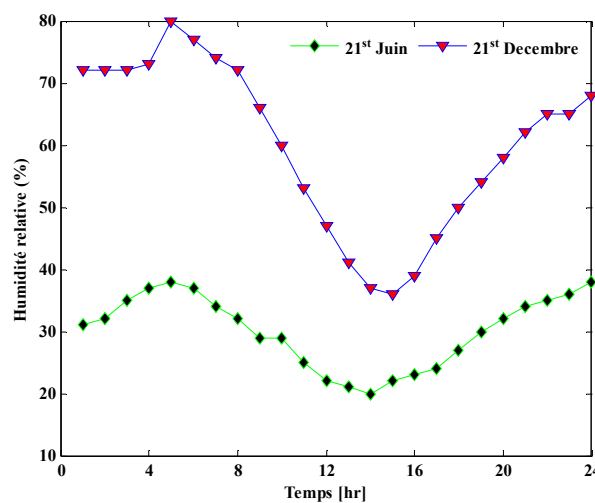


Figure IV.7. Humidité relative en fonction du temps (21 juin 2015 et 21 décembre 2015).

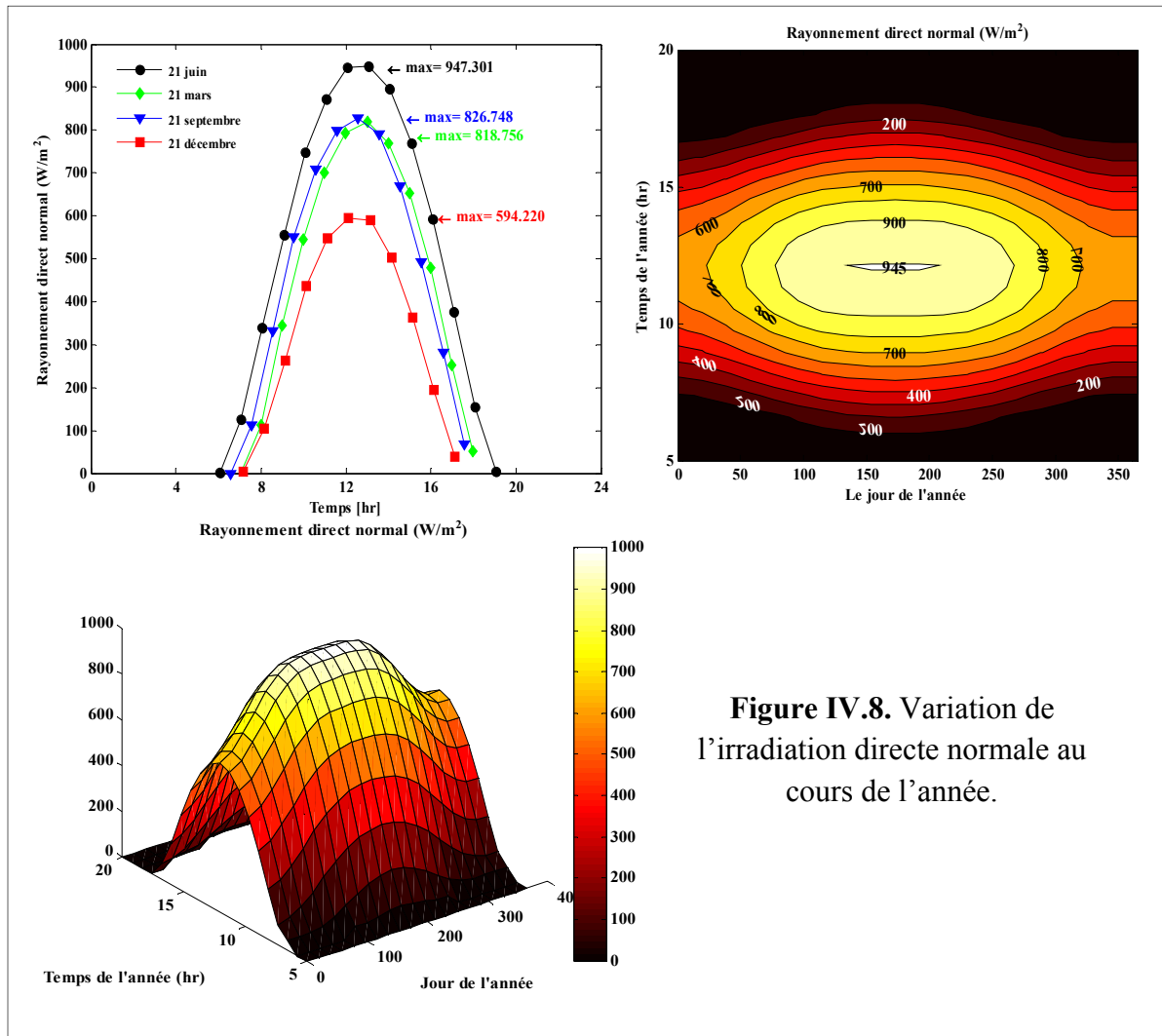


Figure IV.8. Variation de l'irradiation directe normale au cours de l'année.

Dans la stratégie de fonctionnement, les températures d'entrée et de sortie du fluide caloporteur (HTF) sont restées constantes et égales respectivement à 290, 393°C. La variation du débit massique du HTF est représentée sur la figure IV.9. Il est évident que plus le rayonnement solaire est élevé, plus le débit massique du HTF est élevé.

La figure IV.10 représente la production d'énergie thermique du champ solaire au cours de l'année. Il augmente tous en fonction de l'augmentation de l'irradiation solaire normale directe du lever au coucher du soleil de chaque jour, où la durée de l'opération varie pour chaque jour.

La période de production maximale du champ solaire se produit généralement de 10h00 à 16h00 à partir de mars jusqu'à septembre. En été, l'énergie thermique solaire est atteinte 143 MW à midi. A ce moment, le débit massique du HTF est de l'ordre de 548 kg/s.

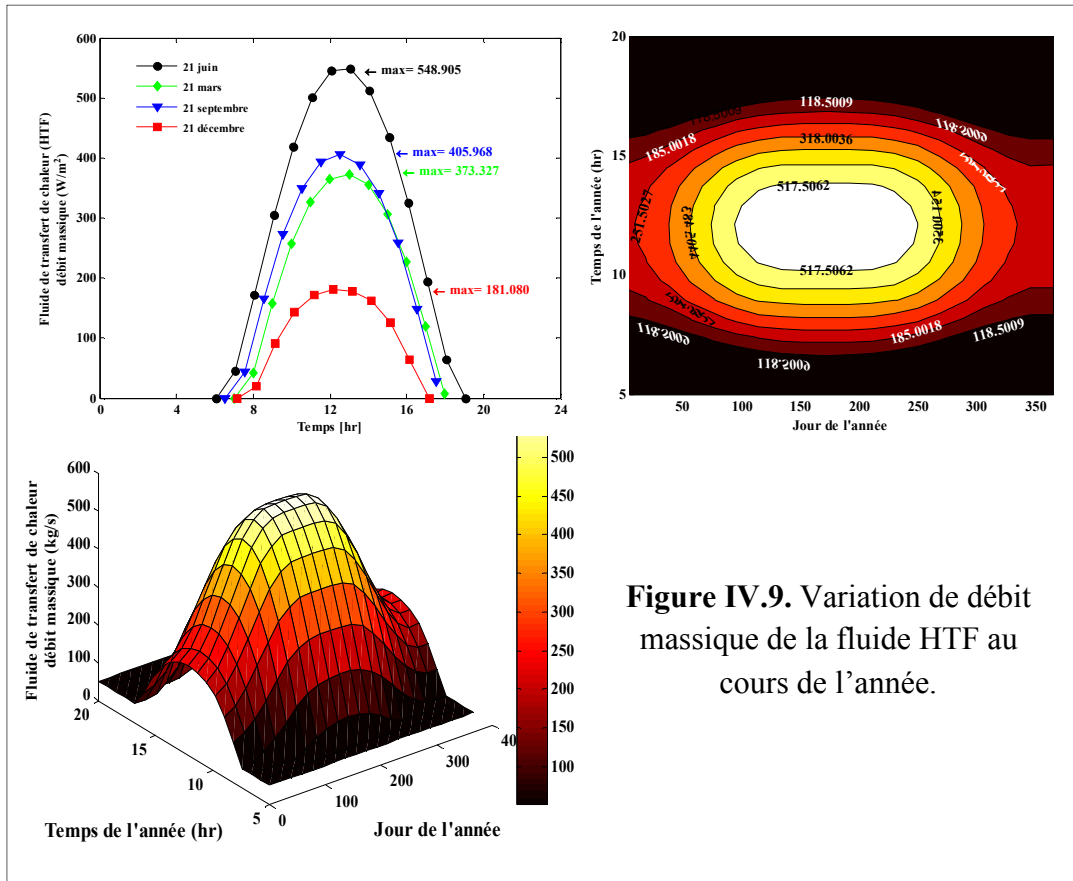


Figure IV.9. Variation de débit massique de la fluide HTF au cours de l'année.

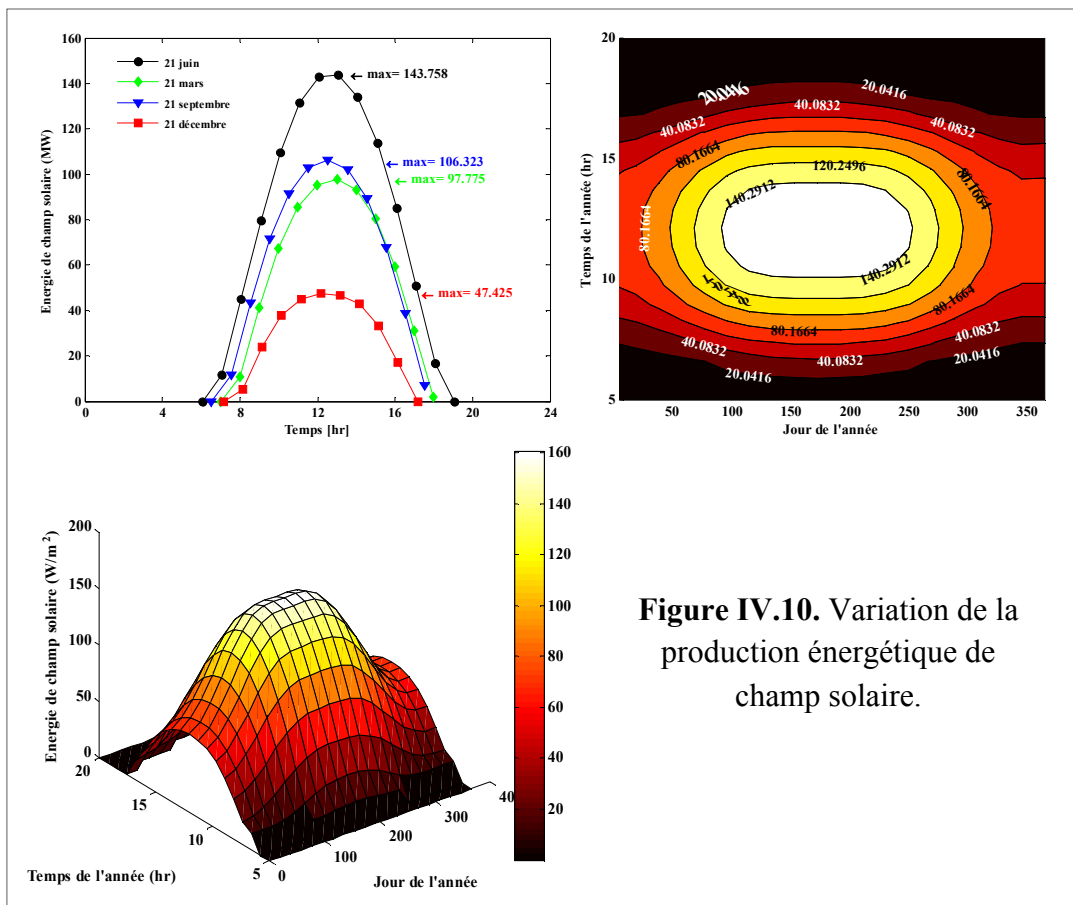


Figure IV.10. Variation de la production énergétique de champ solaire.

Comme la performance du champ solaire a un fort impact sur les performances de l'ISCC, il est important d'analyser son efficacité. Selon la figure IV.11 nous pouvons conclure que l'efficacité du champ solaire pourrait atteindre jusqu'à 82% en été. Cependant, il peut être inférieur à 48% en hiver. Au printemps et en automne, l'efficacité du champ solaire peut atteindre respectivement 73% et 69%.

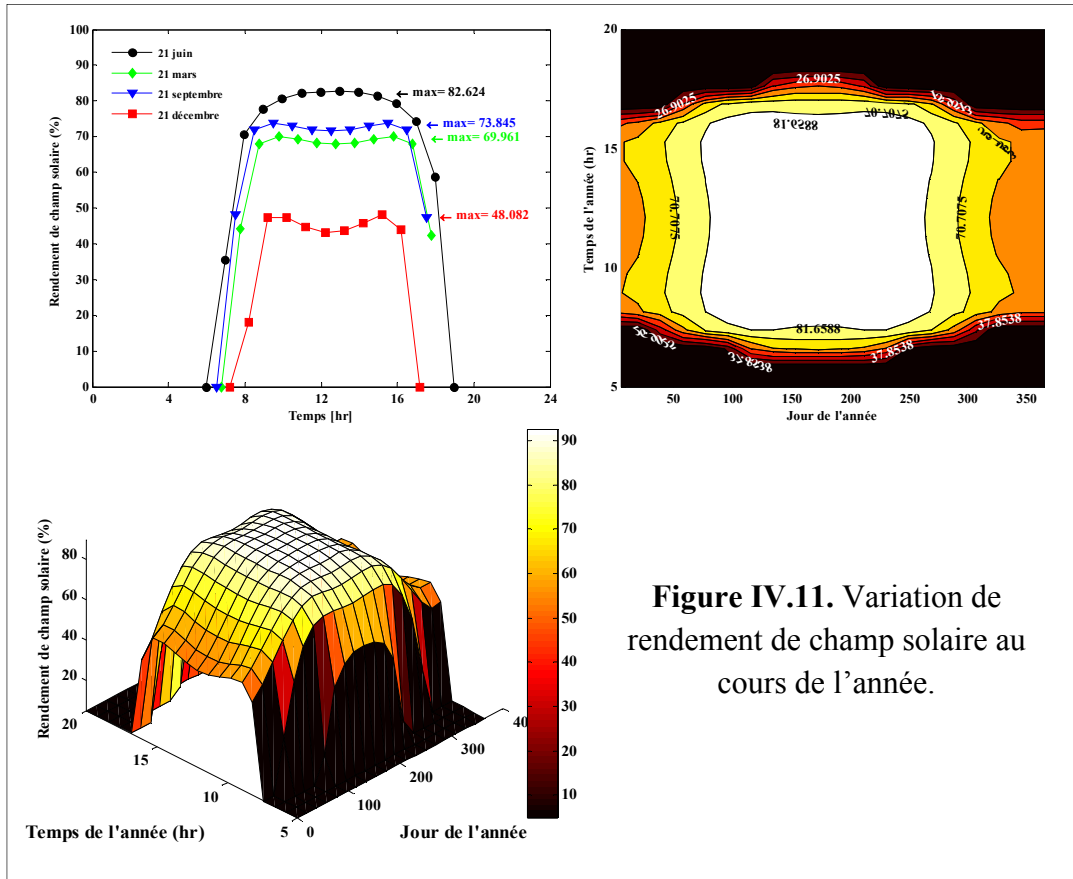
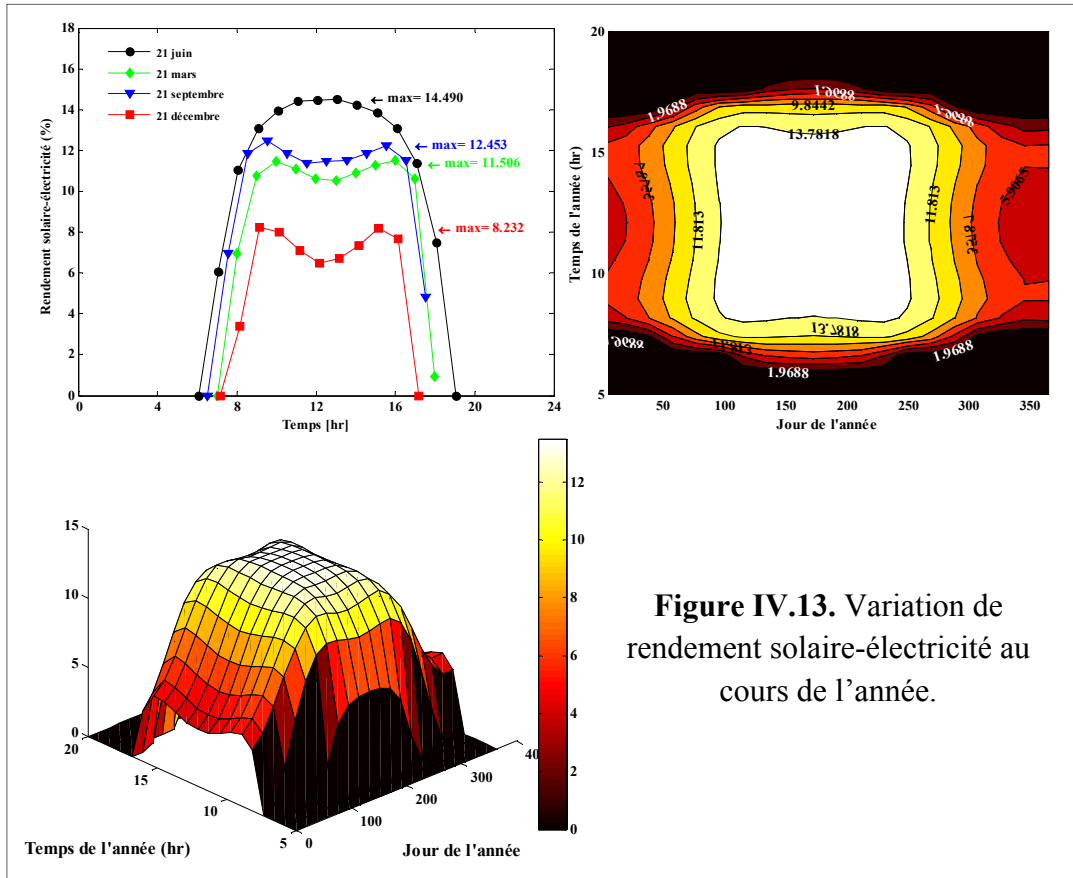
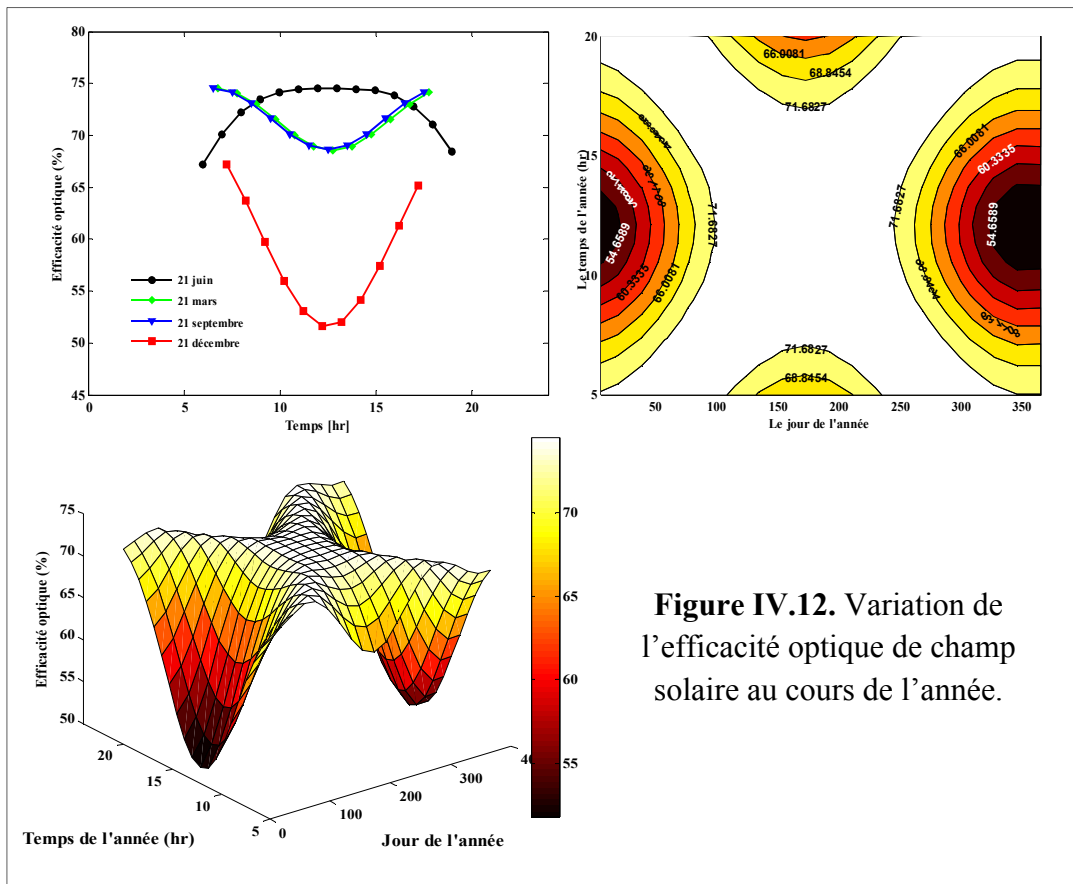


Figure IV.11. Variation de rendement de champ solaire au cours de l'année.

La figure IV.12 représente la variation de l'efficacité optique au cours de l'année. L'efficacité optique en été est évidemment plus élevée que les trois autres saisons, qui pourraient atteindre environ à 75%. L'efficacité optique en hiver est le plus petit en ces quatre saisons, qui est inférieur à 55%.

L'efficacité optique est principalement due à la différence dans la hauteur angulaire du soleil (altitude solaire), l'angle de zénith et l'effet de cosinus qui prennent des valeurs élevées en été, et faibles en hiver, comme l'augmentation dans ces trois angles, entraîne une augmentation de l'efficacité optique.

Pour mettre en évidence l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire, l'efficacité solaire-électricité au cours des quatre saisons est simulé. En hiver, l'efficacité solaire à électricité décroît à midi même le DNI atteint son maximum. Ceci est dû à l'angle d'incidence solaire. Ce n'est pas le cas en été, l'efficacité solaire-électricité peut atteindre 14,490% (figure IV.13).



IV.6 Programme principal de la centrale hybride ISCCS

L'organigramme du programme principal utilisé pour prédire la performance de l'ISCCS est présenté à la figure IV.14. Ce programme est basé sur l'analyse thermodynamique présentée au chapitre III. La température ambiante est supposée constante et égale 30 °C.

Le tableau ci-dessous montre les différentes configurations de la centrale ISCCS ont étudié.

Tableau IV.3. Les composantes principales de la centrale ISCCS.

Les composants	Nombre
Turbine à gaz	2
Générateurs de vapeur à récupération de chaleur (HRSG)	2
Générateur de vapeur solaire (HSSG)	1
Turbine à vapeur	1

Le programme commence par calculer les heures de lever et de coucher du soleil pour chaque jour afin de simuler la performance d'ISCCS pendant la journée. Dans la nuit, la centrale solaire combinée intégrée (ISCCS) fonctionnent comme un cycle combiné (CC). La solution de cycle combiné est incluse dans ce programme. Le sous-programme de la turbine à gaz est ensuite exécuté pour fournir les conditions des gaz d'échappement.

La résolution du préchauffeur du HRSG est la deuxième étape. Du lever au coucher du soleil, la centrale fonctionne comme ISCCS. Le sous-programme de champ solaire est ensuite appliqué pour fournir l'énergie thermique solaire à HSSG. En analysant ce dernier, le débit massique de vapeur solaire généré est obtenu.

La vapeur exportée vers le réchauffeur du HRSG est égale à la vapeur générée dans le préchauffeur moins la vapeur extraite pour le HSSG. La centrale proposée est exploitée en cycle combiné du coucher jusqu'à lever du soleil, de sorte que les caractéristiques du HRSG pour ce système d'opération sont calculées.

Dans la stratégie d'opération proposée, la température d'admission de vapeur à la surchauffeur est maintenue constante par la variation du débit massique de la turbine à vapeur. La première valeur du débit massique de la turbine à vapeur est supposée, puis la masse optimale est effectuée, Après cela un processus d'itération est utilisé jusqu'à obtention d'une précision désirée $|T_{RH\ y_{out}} - T_{HSSG\ y_{out}}| < 10^{-3}$. Par conséquent, les conditions réelles à l'admission de surchauffeur sont réalisées. À ce niveau, la température des gaz d'échappement est donnée en supposant qu'elle est au-dessus de l'entrée de la température de la vapeur par 70

°C. Après l'utilisation du bilan énergétique de la surchauffeur (SH), la température d'entrée de la turbine à vapeur est déterminée. Alors, ses performances sont évaluées.

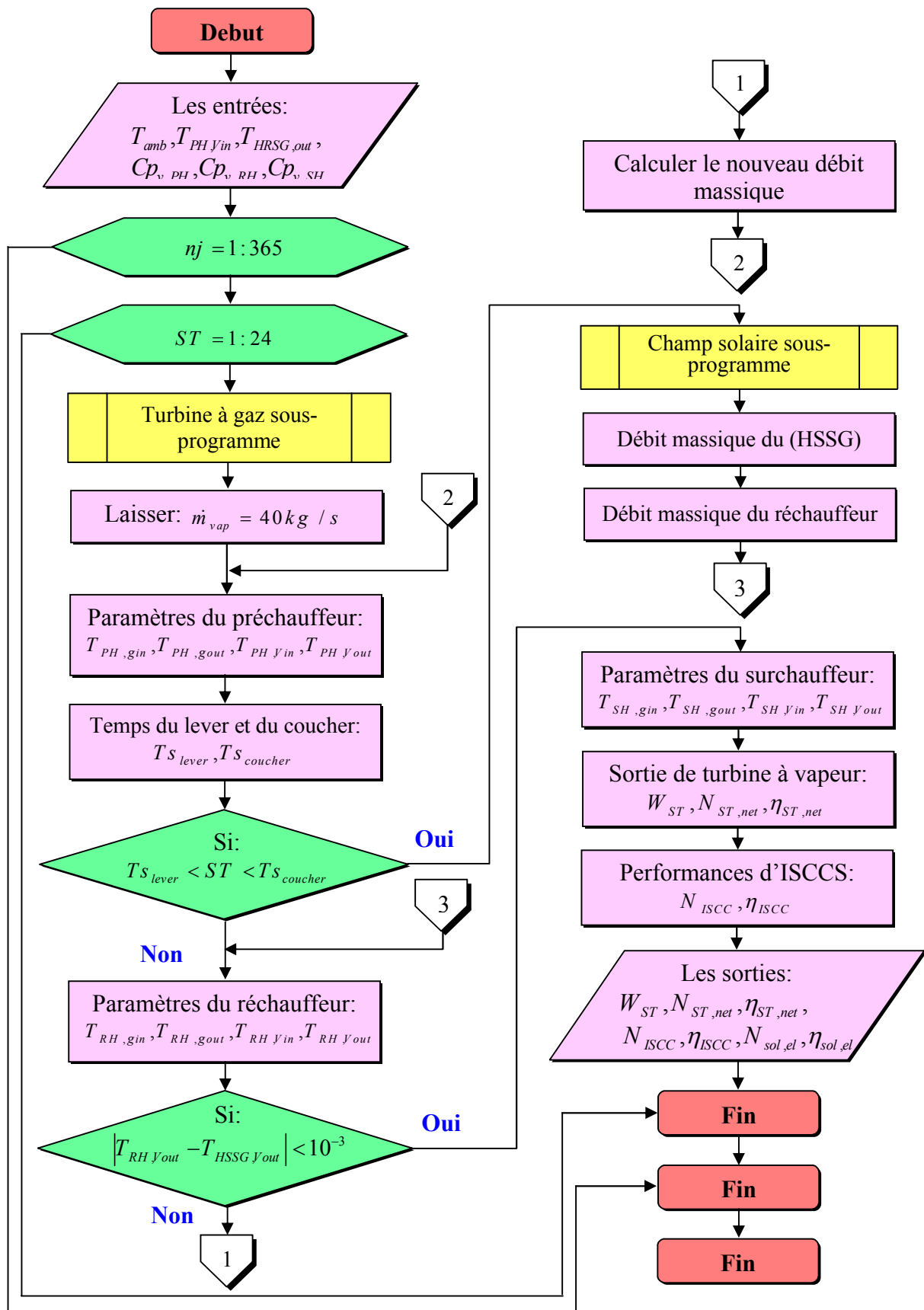


Figure IV.14. L'organigramme du programme d'ISCCS.

La sortie pour le régime CC est constante et la sortie pour l'ISCCS varie avec la variation du rayonnement solaire. Enfin, un processus d'itération à la température ambiante pour évaluer les performances de l'ISCCS est utilisé.

Tableau IV.4. Les données du programme d'ISCCS.

Paramètres	Symboles	valeurs	Unités
Température ambiante	T_a	30	$^{\circ}C$
Pression atmosphérique	P_a	1.013	<i>bar</i>
Température de sortie des gaz d'échappement de HRSG	$T_{PH, \text{gout}}$	100	$^{\circ}C$
Température de vapeur d'admission au HRSG	$T_{PH, \text{vin}}$	20	$^{\circ}C$
La température minimale autorisée à la (SH)	ΔT_{min}	70	$^{\circ}C$
Rendement thermique de la turbine à vapeur	η_{ST}	37.5	%
Rendements isentropique de la turbine à vapeur	η_{mv}	85	%
Rendement isentropique de la pompe	η_p	88	%

IV.7 Discussion des résultats du programme d'ISCCS

Dans le présent travail, la performance d'une centrale à cycle combiné solaire intégré (ISCCS) sous le climat désert aride de Tamanrasset (sud de l'Algérie) a été étudiée. Pour ce faire, un programme dépend du modèle thermodynamique a été développé pour simuler la performance globale de la centrale d'ISCCS. Les données du programme principal sont présentées dans les tableaux IV.3 et IV.4. Les paramètres de fonctionnement du HRSG sont obtenus en utilisant l'analyse mathématique du chapitre III.

La figure IV.15 nous donne une idée de la production instantanée de la centrale au cours de l'année sous les conditions climatiques de Tamanrasset. La centrale ISCCS sans apport d'énergie solaire (dans la nuit et pendant les périodes nuageux) fonctionne en cycle combiné et produit environ 140 MW. Lorsque la première apparition du faisceau solaire, la centrale commence à fonctionner comme ISCCS et l'électricité nette est augmentée en fonction de l'énergie solaire.

En général, nous avons observé que le jour de l'année peut être divisé en trois périodes principales. La période de rayonnement de pointe de 11h00 à 13h00. La période de rayonnement modérée qui comprend 9h00-11h00 et 13h00-15h00. La basse période de rayonnement qui comprend 7h00-9h00 et 15h00-17h00. La production totale d'énergie,

comme montré dans la figure IV.15, pourrait atteindre la valeur maximale de 165 MW en première période et une valeur minimale de 140 MW en période de faible rayonnement.

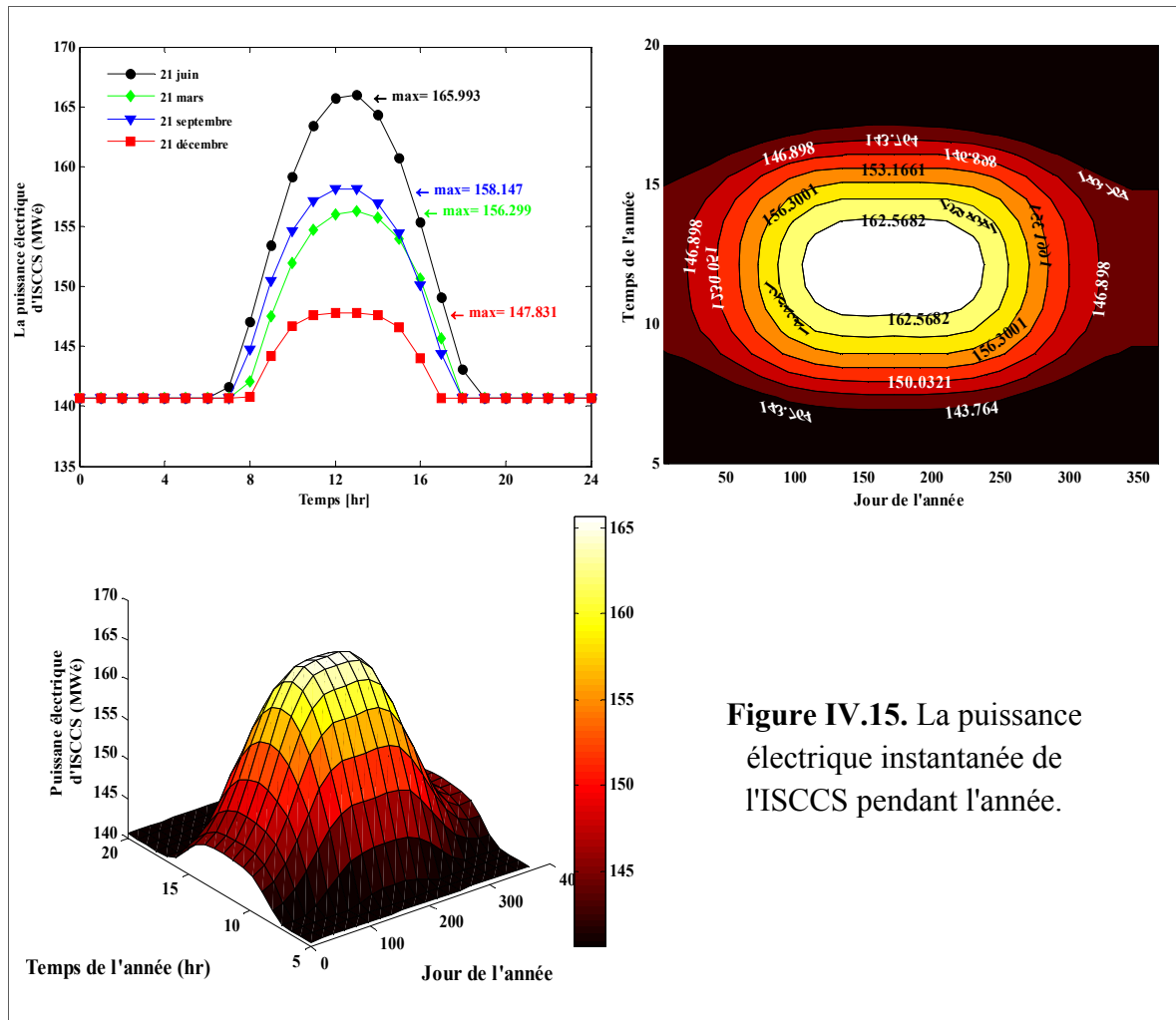


Figure IV.15. La puissance électrique instantanée de l'ISCCS pendant l'année.

Le rendement d'ISCCS est le paramètre le plus important pour vérifier la performance de son programme. Si l'on regarde exclusivement la figure IV.17, on peut observer que l'efficacité nocturne est égale à 60%. Ceci confirme l'optimisation du cycle combiné avec le niveau de pression proposé. Lorsque la centrale électrique d'ISCCS fonctionne dans l'entrée de l'énergie solaire, l'efficacité nette globale sera supérieure à l'efficacité de la nuit. La valeur la plus élevée atteint 67.9% en été lorsque l'irradiation solaire directe normale atteint son point le plus haut.

La puissance électrique de champ solaire et son rendement varient du lever au coucher du soleil en fonction de la fluctuation du rayonnement solaire (Figures IV.13 et IV.16). Le rendement solaire-électricité instantanée, comme le montre dans la figure IV.13, est plus élevée à midi et en été. Les valeurs de cette fraction sont basées sur la différence de puissance électrique du mode ISCCS et du mode CC. Comme représenté dans la figure IV.20, la puissance totale de la turbine à vapeur est égale à 69 MW au point de conception, ce qui signifie une augmentation de la production d'électricité d'environ 23 MW contre 47 MW la nuit.

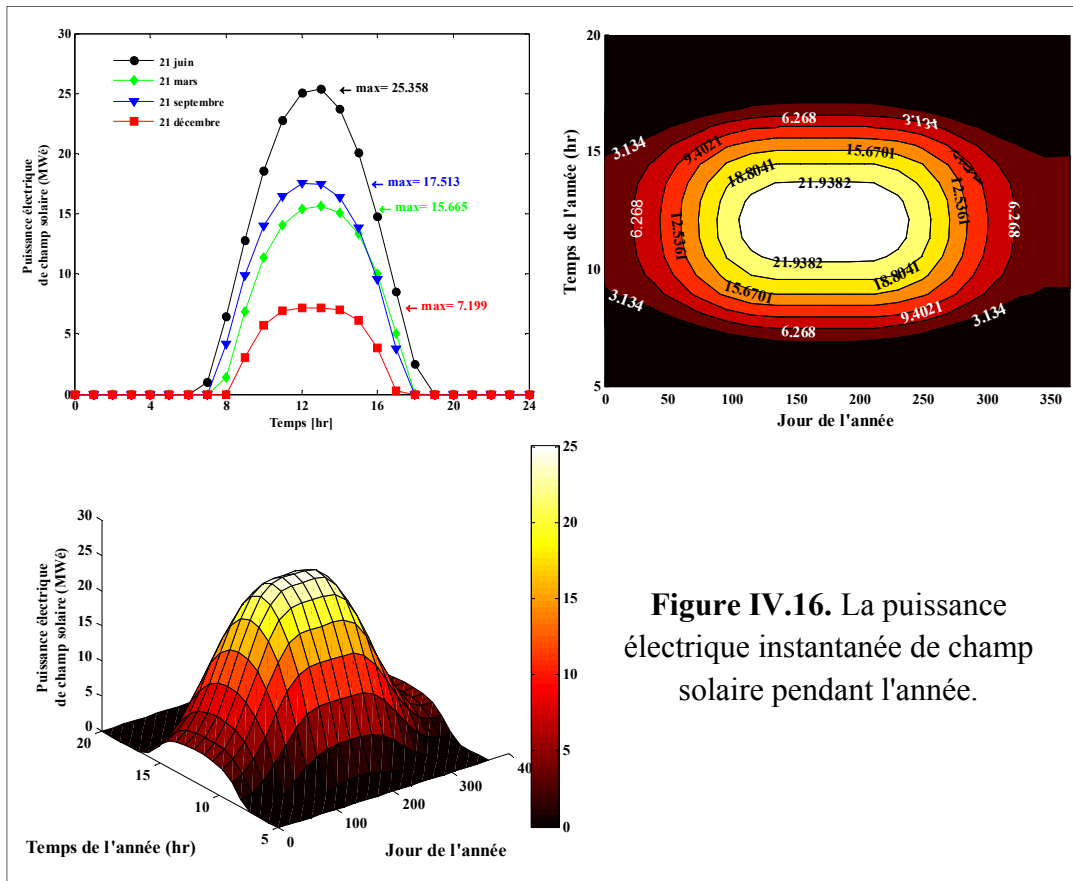


Figure IV.16. La puissance électrique instantanée de champ solaire pendant l'année.

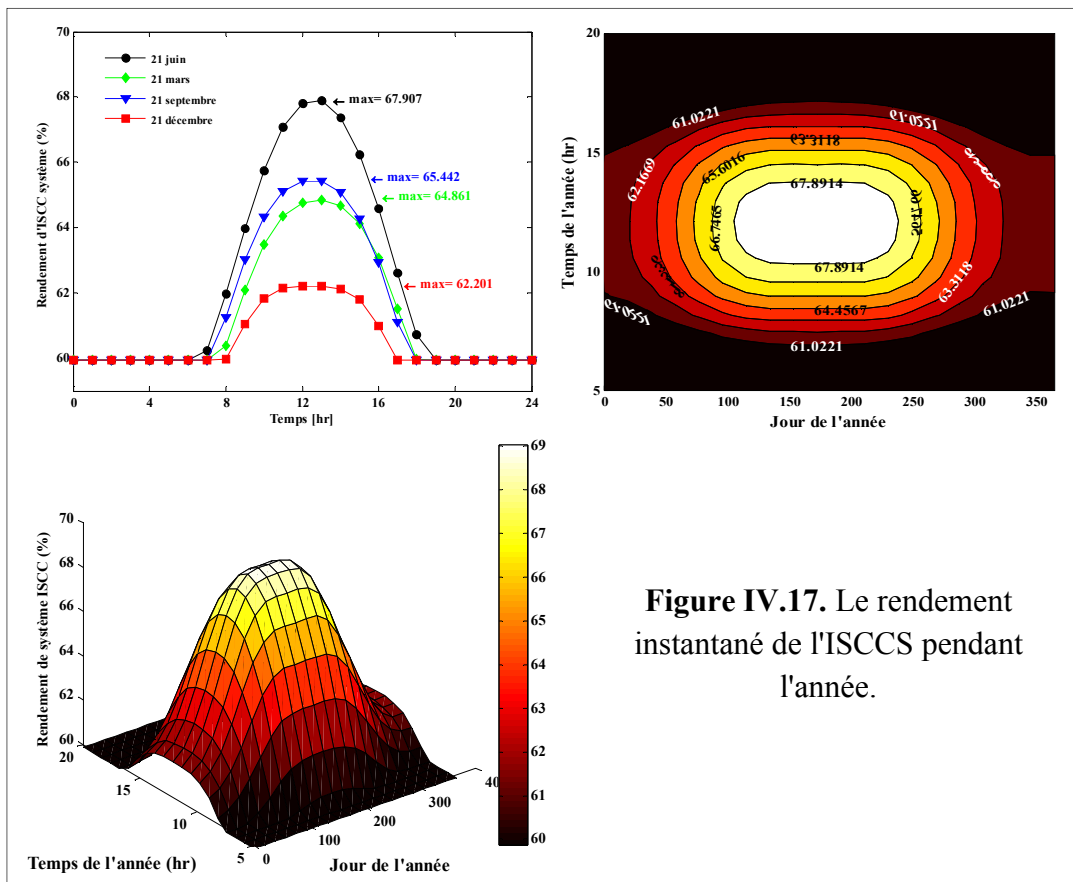


Figure IV.17. Le rendement instantané de l'ISCCS pendant l'année.

IV.8 Effet de la température ambiante sur la performance d'ISCCS

Les figures IV.18 et IV.19 illustrent la puissance électrique et le rendement de la turbine à gaz et la centrale d'ISCCS en fonction de la température ambiante. La puissance électrique de la turbine à gaz et son rendement sont fortement réduits avec la température ambiante. Une augmentation de ce dernier de 5°C signifie le gaspillage de 1 MW. En conclusion, la puissance et le rendement de la turbine à gaz sont corrélés avec la température ambiante.

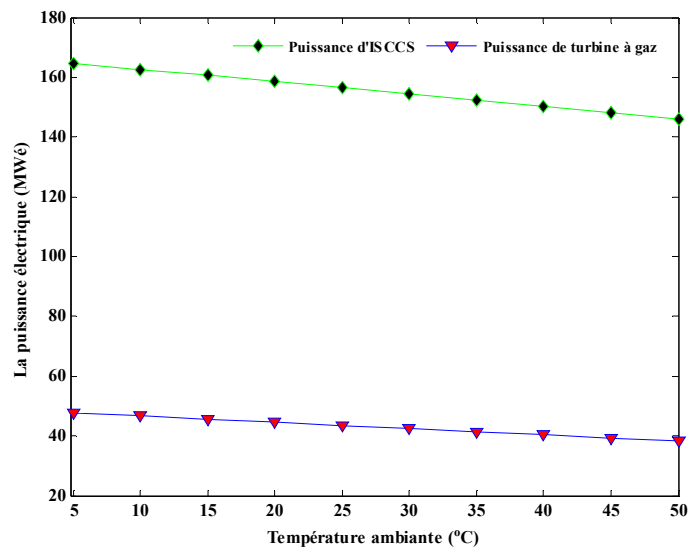


Figure IV.18. Puissance électrique du GT et de l'ISCCS en fonction de la température ambiante.

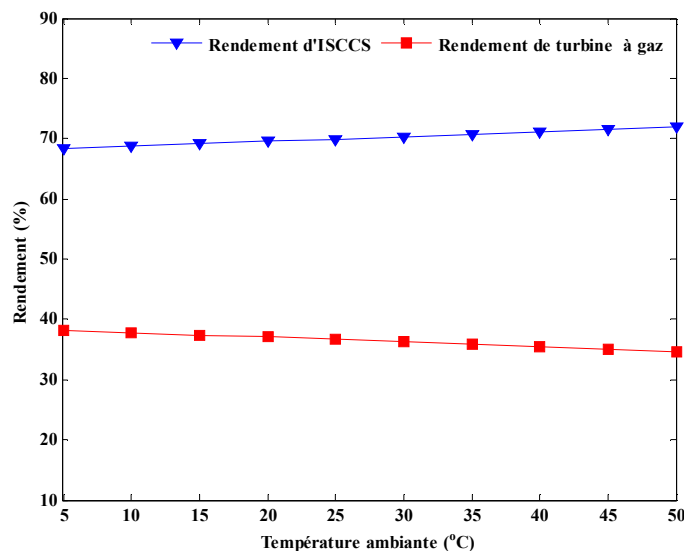


Figure IV.19. Rendement du GT et de l'ISCC en fonction de la température ambiante.

Comme le montre la figure IV.19, même si le rendement ISCCS est augmenté en fonction de la température ambiante, sa production énergétique diminue légèrement. Une autre exception principale est les performances de la turbine à vapeur, dont la puissance de sortie était faible en termes de température ambiante.

Ainsi, la performance de l'ISCCS est mieux déterminée en calculant les sorties de la turbine à vapeur de lever au coucher du soleil tandis que l'irradiation normale directe varie en fonction du temps.

Comme expliqué précédemment, le débit massique du HRSG varie en fonction de la fluctuation de l'énergie solaire. Afin de fournir plus d'explications pour les figures IV.18 et IV.19, deux itérations sont effectuées à des températures ambiantes de 5 °C à 50 °C; en même temps que les débits de vapeur d'eau solaire fluctuent de 0 à 100% du débit massique de vapeur HSSG au point de conception, pour estimer la production de la turbine à vapeur. Dans chaque calcul, la turbine à vapeur fonctionne avec des débits et des températures d'entrée qui sont souvent significativement différentes des conditions du point de conception.

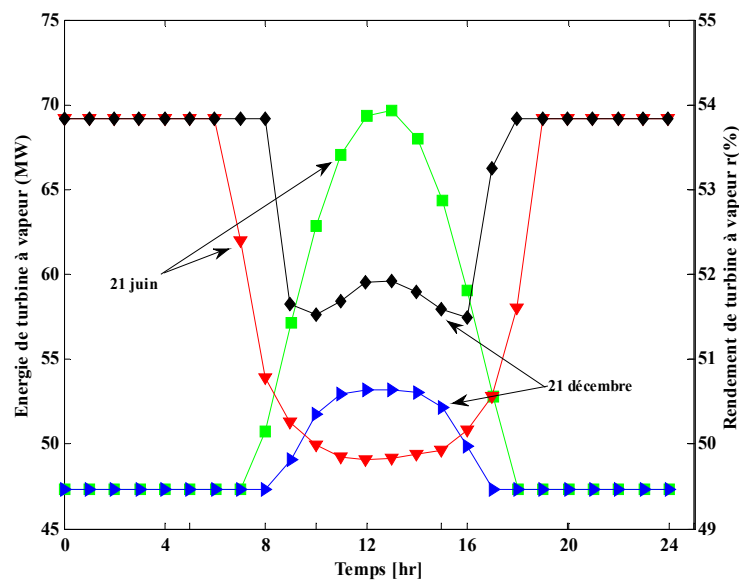


Figure IV.20. L'énergie électrique et le rendement de la turbine à vapeur en fonction du temps (21 juin et 21 décembre).

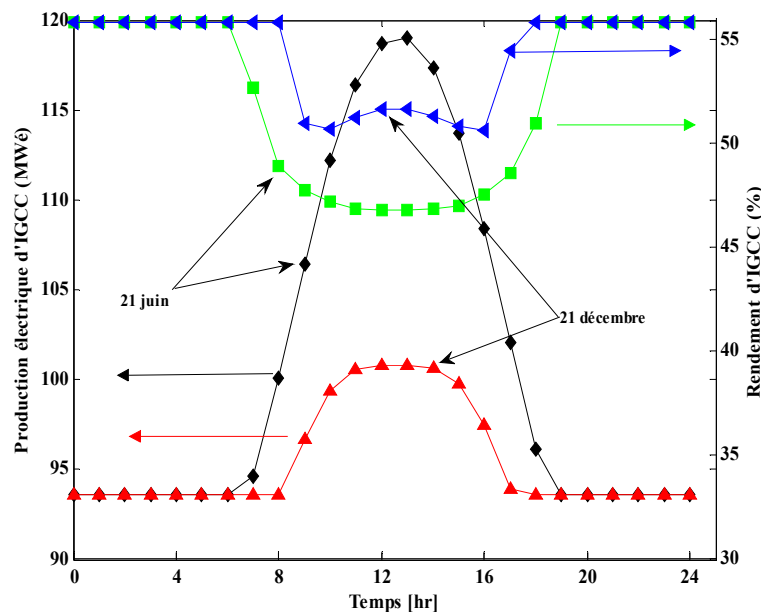


Figure IV.21. Puissance électrique et le rendement d'IGCC en fonction du temps (21 juin et 21 décembre).

Comme le montre dans la figure IV.20, la puissance totale de la turbine à vapeur est égale à 69 MW dans le maximum, ce qui signifie une augmentation de la production d'électricité d'environ 23 MW par rapport à 47 MW dans la nuit. Tandis que l'efficacité de la turbine à vapeur est de 53% en été et de 51% en hiver pendant la journée, et 50% dans la nuit. Ce qui signifie que l'augmentation de l'énergie thermique par le champ solaire conduit à une diminution de l'efficacité de la turbine à vapeur et vice-versa.

La séparation des effets auxiliaires dans la centrale d'IGCC est utile pour analyser les performances du système ISCCS. De toute évidence, il y a de grandes variations dans la performance de l'IGCC par rapport à la centrale ISCCS. Sur la figure IV.21, la puissance produite par l'IGCC pourrait atteindre la valeur maximale de 119 MW en été avec un rendement allant jusqu'à 46% et 100 MW en hiver avec un rendement d'environ 51%.

IV.9 Validation des résultats de la centrale ISCCS

Le tableau IV.5 illustre les données expérimentales de la journée de validation qui correspond au 21 juin 2015 pour le site de Hassi R'Mel.

Tableau IV.5. Valeur a été mesurée pour le 21 juin 2015 et 21 décembre 2015, avec les conditions climatiques d'Hassi R'Mel :

	Heures	Energie (MWéle) pour 21 juin	Energie (MWéle) pour 21 décembre	Heures	Energie (MWéle) pour 21 juin	Energie (MWéle) pour 21 décembre
	Données expérimentales de la centrale ISCCS d'Hassi R'Mel	1	151.361	128.577	13	151.691
2		151.711	129.869	14	151.462	129.338
3		152.033	131.100	15	151.612	129.367
4		152.354	132.336	16	152.027	130.392
5		152.500	133.578	17	151.102	130.908
6		152.500	131.141	18	151.195	126.250
7		152.500	137.230	19	151.317	122.395
8		152.500	135.619	20	151.409	123.928
9		152.500	134.615	21	151.500	125.103
10		152.500	133.489	22	151.619	126.287
11		152.431	131.540	23	151.707	127.593
12		151.932	130.834	24	151.797	128.776

Pour le modèle adopté du cycle complet d'ISCCS, la validation est faite pour les mêmes journées (21 juin et 21 décembre). Comme le montre dans le tableau IV.6. La production énergétique montre une bonne performance par rapport les données mesurées.

Tableau IV.6. Valeur a été calculée pour le 21 juin et 21 décembre, avec les conditions climatiques de Tamanrasset :

	Heures	Energie (MWéle) pour 21 juin	Energie (MWéle) pour 21 décembre	Heures	Energie (MWéle) pour 21 décembre	Energie (MWéle) pour 21 décembre
	Données calculées de la centrale ISCCS à Tamanrasset	1	140.6347	140.6347	13	165.9927
2		140.6347	140.6347	14	164.3344	147.6749
3		140.6347	140.6347	15	160.7026	146.8058
4		140.6347	140.6347	16	155.3924	144.4603
5		140.6347	140.6347	17	149.1075	140.9447
6		140.6347	140.6347	18	143.0955	140.6347
7		141.5955	140.6347	19	140.6347	140.6347
8		147.0784	140.6347	20	140.6347	140.6347
9		153.4448	143.6684	21	140.6347	140.6347
10		159.1656	146.4125	22	140.6347	140.6347
11		163.3818	147.5648	23	140.6347	140.6347
12		165.6842	147.8233	24	140.6347	140.6347

$$\begin{cases} h_3 = h_2(T_3 = 52^\circ \text{C}) \\ h_3 = 217.6 \text{ kJ/kg} \\ P_3 = 0.14 \text{ bar} \\ v_3 = 0.001013 \text{ m}^3/\text{kg} \end{cases}$$

Point (4): L'enthalpie à la pompe est évaluée utilisant la pression et l'enthalpie de sortie du condensateur :

$$\begin{cases} h_4 = v_3 \cdot (P_4 - P_3) + h_3 \\ h_4 = 224.55 \text{ kJ/kg} \\ P_4 = 7 \text{ bar} \end{cases}$$

Point (5): L'enthalpie de sortie du dégazeur est définie à partir la température et la pression de sortie de la vapeur:

$$\begin{cases} h_5 = h(P_5 = 4.5 \text{ bar}, T_5 = 140^\circ \text{C}) \\ h_5 = 619.83 \text{ kJ/kg} \end{cases}$$

IV.11 Conclusion

Une évaluation détaillée de la technologie du système solaire combinée intégrée (ISCC) sous climat tropical a été présentée dans notre travail. Ainsi, un modèle thermodynamique a été développée pour prédire leur performance thermique à Tamanrasset (sud de l'Algérie). Les données de rayonnement solaire n'étant pas disponibles dans la plupart des régions algériennes, nous avons d'abord proposé un modèle de régression empirique basé sur la durée d'ensoleillement pour évaluer l'intensité du rayonnement solaire direct sur le site choisi. Après cela, le champ solaire a été modélisé en tenant compte des propriétés optiques et thermiques du collecteur. Le modèle thermodynamique de l'ISCC ensuite a été développée en fonction du bilan de masse et d'énergie de chaque composant de la centrale solaire.

Ce modèle est utilisé pour simuler la performance thermique de la centrale ISCCS. Les performances du champ solaire à différentes saisons de l'année ont été analysées. La variation de divers paramètres de fonctionnement, y compris le débit du fluide caloporteur HTF et l'efficacité optique solaire ont été examinés. Les performances globales de l'ISCC sont également étudiées. Le rendement solaire-électricité pendant l'année a été discuté. Il a été constaté que le rendement solaire-électricité en été peut atteindre 14,4% alors qu'il est d'environ 8% en hiver, en raison de la faible intensité du rayonnement solaire qui est également affectée par l'angle d'incidence solaire. La simulation a montré que le rendement thermique global de l'ISCC pouvait atteindre plus de 60%. En d'autres termes, plus le rayonnement solaire est élevé, plus la production d'électricité est élevée et plus le rendement thermique global est élevé.

Par conséquent, les résultats obtenus dans la présente étude fournissent des suggestions pour le développement de la technologie du système solaire à cycle combiné intégré qui pourrait aider à se concentrer sur le programme algérien d'énergie renouvelable qui a été annoncé en 2011.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Aujourd'hui, les centrales solaires à concentration (CSP) font l'objet d'une considération de plus en plus croissante face à l'épineux problème de la raréfaction des ressources énergétiques fossiles et de la demande sans cesse croissante en énergie.

Les études qui a été menées depuis 1984 font ressortir quatre principales technologies pour la production d'électricité par voie solaire thermodynamiques à savoir: les centrales cylindro-paraboliques, les centrales à tour, les centrales paraboliques et les centrales de Fresnel.

L'hybridation des centrales solaires à concentration (CSP) a attiré une attention croissante ces dernières années, ceci est dû au fait que les coûts d'investissement de ces technologies sont encore très élevés et ne sont pas encore disponibles pour la plupart des pays du monde et en particulier les pays en développement. Par conséquent, il était nécessaire de penser aux centrales solaires hybrides qui réduiraient considérablement les coûts d'investissement, et qui permettraient ainsi aux pays du monde d'allouer ce type de technologie.

Parmi toutes les technologies les plus importantes pour la production de l'électricité à partir d'énergie solaire thermique, la centrale thermique solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques est la solution la plus prometteuse et la plus mature pour la production d'électricité, en raison de ses bonnes performances et de leurs rendements élevés. C'est dans cette optique que s'est inscrit notre thèse avec, pour objectif de simuler et modéliser les performances d'un champ solaire de concentrateurs cylindro-paraboliques intégré dans une centrale solaire thermique hybride à cycle combiné.

Dans le premier chapitre de cette thèse, nous avons donné un aperçu sur les technologies existantes des centrales solaires thermodynamiques (CSP), nous avons également défini les configurations de ces systèmes, leurs importances, leurs fonctionnements et leurs éléments constitutifs.

Dans le deuxième chapitre de cette thèse, nous avons développé une nouvelle stratégie pour estimer le rayonnement solaire global sur un plan horizontal, afin de prédire le rayonnement solaire direct normal, puisque les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques fonctionnent seulement avec ce dernier. Tout d'abord, nous avons utilisé 14 modèles empiriques afin de créer quatre modèles hybrides intelligents pour l'estimation du GSR à partir d'un algorithme plus approprié. À la fin de chapitre, nous avons appliqué une méthodologie simplifiée pour l'estimation de l'irradiation directe normale (DNI) horaire, journalière et mensuelle en présence des mesures du rayonnement global et diffus.

En appliquant la méthode proposée pour le calcul DNI pour les quatre sites algériens (Alger, Ghardaïa, Ouargla et Tamanrasset), nous avons trouvé que Tamanrasset se caractérisait par une forte irradiation que les autres endroits sélectionnés, c'est pourquoi elle offre une opportunité prometteuse d'installer la centrale qui a été étudiée dans cette thèse.

Le troisième chapitre de notre thèse a été consacré à la modélisation d'une centrale solaire hybride de deux cycles thermodynamiques (Brayton et Rankine) avec la technologie de cylindro-parabolique. Un programme mathématique pour simuler les performances de cette

centrale en Algérie a été développée dans les conditions climatiques de Tamanrasset, de sorte que les différentes parties d'ISCCS ont été évaluées.

Dans le quatrième chapitre nous avons interprété nos résultats de simulation telle que la puissance thermique totale de la centrale hybride, la puissance nette, le rendement de conversion (solaire-électricité) de notre système. Différents sous-programmes pour prévoir la performance de la centrale solaire hybride ont été présentés à savoir: turbine à gaz, estimation du rayonnement solaire et champ solaire intégré à cycle combiné.

Le sous-programme de turbine à gaz est utilisé pour calculer la chaleur rejetée par les deux turbines à gaz. Le sous-programme de champ solaire est utilisé pour estimer l'entrée de champ solaire dans le cycle de vapeur simultanément, du lever au coucher du soleil grâce au sous-programme de l'estimation de l'irradiation normale directe au cours de l'année.

Les résultats de simulation du système solaire d'ISCCS montrent que le programme est capable de prédire la performance de l'ISCCS dans les conditions climatiques de Tamanrasset. La centrale réagit sensiblement à l'augmentation du rayonnement solaire, où la production d'électricité augmente en fonction de l'augmentation du rayonnement solaire. Les résultats montrent que cette centrale peut fournir environ 140MW de puissance avec un rendement de 60% dans la nuit. Dans la journée, l'efficacité solaire-électricité peut être très intéressante et atteindre les 14.49%. En conséquence, l'électricité produite par la centrale et son rendement seront plus importants de 25MW et 17.4% respectivement qu'en mode combine, ce qui correspond à une puissance de 165MW et un rendement de 67.9%.

Comme perspectives, nous pouvons proposer la continuité des études suivantes :

- ✓ Des recherches futures discuteront comment appliquer les modèles hybrides proposés au reste des endroits Algériens, et également utiliser ces modèles hybrides pour la simulation des rayonnements solaires diffus et direct.
- ✓ L'analyse techno-économique pour calculer le prix de kWh (LEC) de la centrale hybride ISCCS sera une idée intéressante dans notre prochaine recherche
- ✓ En outre, il est nécessaire de comparer les performances de notre centrale hybride ISCCS avec une autre centrale hybride basée sur la technologie de la tour solaire, comme la centrale hybride HSTS.
- ✓ L'utilisation des systèmes de stockage thermiques et le développement des techniques d'intelligence artificielle pour prédire la performance des centrales solaires thermiques et hybrides seront l'une des priorités pour la recherche future.

ANNEXES

ANNEXE I

Données météorologiques et propriétés thermo-physiques [1,2].

A.I.1 Données météorologiques proviennent de l'office national algérien de la météorologie (NOM) de cinq ans (2000-2004) pour l'endroit étudié: Tamanrasset

Année 2000	$G_{\text{mesuré}}$ (MJ/m ² .jour)	G_0 (MJ/m ² .jour)	S (hr)	S_0 (hr)	T_{min} (C)	T_{max} (C)	T_{moy} (C)
Janvier	16,0397	25,4268	8,9741	10,7708	4,3709	18,9806	11,9129
Février	24,2882	30,3704	8,3392	11,6467	8,8642	22,8	15,9357
Mars	25,1613	34,0568	9,5290	11,8854	13,5935	26,7870	20,3225
Avril	27,7237	37,7681	10,3533	12,5572	17,57	32,3533	25,3166
Mai	24,6268	39,6042	8,6774	13,1107	21,3387	34,8225	28,5451
Juin	26,8353	40,0636	7,9433	13,3764	22,3933	34,7333	28,6233
Juillet	27,6781	39,6671	10,3838	13,2353	23,8967	36,4838	30,5419
Aout	24,9013	38,1479	8,4838	12,7452	23,0903	35,7322	29,6225
Septembre	23,7723	34,9726	7,9566	12,0934	21,4633	33,8933	27,5966
Octobre	18,1923	30,4130	8,8000	11,4233	17,7935	30,5451	24,4870
Novembre	17,705	26,1310	9,3733	10,8749	11,7066	25,6566	18,5833
Décembre	17,4119	24,1532	9,4322	10,6227	6,35161	21,5677	14,0870

Année 2001	$G_{\text{mesuré}}$ (MJ/m ² .jour)	G_0 (MJ/m ² .jour)	S (hr)	S_0 (hr)	T_{min} (C)	T_{max} (C)	T_{moy} (C)
Janvier	18,7452	25,5112	8,8354	10,7809	4,5677	20,0774	12,5161
Février	21,8539	29,3817	8,7785	11,2523	8,3035	23,7964	16,2892
Mars	26,0226	34,0403	10,7225	11,8829	11,3580	28,1193	20,1161
Avril	28,106	37,7580	10,5866	12,5549	16,7966	32,1633	24,7966
Mai	27,3665	39,6005	9,6	13,1091	20,4580	34,5677	27,8032
Juin	27,4627	40,0636	8,2866	13,3762	22,8133	35,6633	29,4266
Juillet	29,1926	39,6701	9,8806	13,2365	23,1387	35,9096	29,7064
Aout	23,6848	38,1562	7,6129	12,7474	23,4967	36,1806	29,8612
Septembre	22,2827	34,9874	6,83	12,0959	21,2	33,9466	27,19
Octobre	21,9532	30,4305	8,7193	11,4256	17,2161	30,2483	23,6290
Novembre	18,803	26,1435	10,25	10,8765	9,9733	23,5933	16,7333
Décembre	16,8816	24,1546	9,3161	10,6229	6,2709	21,0935	13,5741

Annexe I

Année 2002	$G_{\text{mesuré}}$ (MJ/m².jour)	G_0 (MJ/m².jour)	S (hr)	S_0 (hr)	T_{min} (C)	T_{max} (C)	T_{moy} (C)
<i>Janvier</i>	19,0261	25,5004	9,8548	10,7796	6,3387	22,9483	14,5580
<i>Février</i>	22,4507	29,3642	9,8678	11,2501	7,5357	23,6642	16,0107
<i>Mars</i>	25,3961	34,0238	7,21612	11,8804	11,7290	25,9290	18,9677
<i>Avril</i>	25,7873	37,7478	8,5966	12,5525	15,26	31,5666	23,9366
<i>Mai</i>	25,2768	39,5967	9,1935	13,1075	19,5612	34,2161	27,2354
<i>Juin</i>	27,4693	40,0636	10,4066	13,3759	22,8266	36,9466	30,5266
<i>Juillet</i>	28,03	39,6731	6,6032	13,2377	23,5129	35,7645	29,6935
<i>Aout</i>	24,0258	38,1645	7,0258	12,7496	22,5806	35,2935	28,9419
<i>Septembre</i>	22,6347	35,0021	8,37	12,0984	21,0433	33,5433	27,35
<i>Octobre</i>	20,3558	30,4480	9,1290	11,4279	15,1	30,9193	23,3387
<i>Novembre</i>	15,6807	26,15609	8,9533	10,8781	9,9	25,5166	17,87
<i>Décembre</i>	16,3684	24,1560	9,0903	10,6231	7,3129	21,1064	13,9548

Année 2003	$G_{\text{mesuré}}$ (MJ/m².jour)	G_0 (MJ/m².jour)	S (hr)	S_0 (hr)	T_{min} (C)	T_{max} (C)	T_{moy} (C)
<i>Janvier</i>	15,4645	25,4897	10,1161	10,7783	2,2806	18,0451	10,3354
<i>Février</i>	21,1479	29,3467	9,225	11,2479	7,25	22,6	14,9678
<i>Mars</i>	26,2148	34,0072	10,3709	11,8779	10,0451	26,9677	19,0419
<i>Avril</i>	26,9	37,7377	9,6666	12,5502	15,7633	31	23,82
<i>Mai</i>	27,7729	39,5929	8,2129	13,1059	19,9322	34,2387	27,4870
<i>Juin</i>	23,508	40,0636	6,7933	13,3757	23,42	36,8367	30,5033
<i>Juillet</i>	27,5755	39,6762	8,6516	13,2390	23,5741	36,3032	30,2709
<i>Aout</i>	25,9126	38,1728	9,2258	12,7518	22,3161	35,1677	28,9419
<i>Septembre</i>	23,2493	35,0169	8,4433	12,1009	22,4167	34,86	28,71
<i>Octobre</i>	21,6187	30,4654	8,5645	11,4303	17,7741	30,4483	24,1161
<i>Novembre</i>	18,4597	26,1686	10,14	10,8797	10,91	25,77	18,2133
<i>Décembre</i>	17,1823	24,1575	8,7645	10,6233	6,0806	21,8225	13,9451

Année 2004	$G_{\text{mesuré}}$ (MJ/m ² .jour)	G_0 (MJ/m ² .jour)	S (hr)	S_0 (hr)	T_{min} (C)	T_{max} (C)	T_{moy} (C)
Janvier	16,7235	25,4791	8,0161	10,7770	6,0290	20,3354	13,0967
Février	22,7871	30,4601	8,8892	11,6580	9,875	25,425	17,6642
Mars	25,0826	34,1386	8,6193	11,8978	13,1677	27,7161	20,6483
Avril	26,6573	37,8180	11,1466	12,5688	14,5433	30,4466	23
Mai	28,5755	39,6225	10,5580	13,1186	19,2096	33,7580	26,9483
Juin	25,9407	40,0635	6,65	13,3776	23,37	35,84	29,4466
Juillet	25,8516	39,6517	9,2612	13,2292	23,5967	36,2322	30,1225
Aout	26,4426	38,1063	8,1483	12,7344	23,0935	35,0258	28,9870
Septembre	25,206	34,8989	6,7466	12,0810	21,5866	33,89	27,6133
Octobre	21,6665	30,3264	9,2870	11,4118	17,6903	30,8806	24,3935
Novembre	18,137	26,0692	10,05	10,8672	10,25	25,2066	17,5033
Décembre	15,5968	24,1470	9,6419	10,6218	8,44193	24,4838	16,3032

A.I.2 Propriétés thermo-physiques de fluide de transfert de chaleur (Therminol VP-1) [1,2]:

La masse volumique ρ (kg / m^3) est définie par:

$$\rho = \sum_{i=0}^n a_i \cdot T^i \quad (\text{A.I.1})$$

Avec les constantes données ci-dessous [1,2]:

$$a_0 = 1083,22$$

$$a_1 = -0.902$$

$$a_2 = 7.369 \cdot 10^{-4}$$

$$a_3 = -2.287 \cdot 10^{-6}$$

Avec T en (°C).

La capacité thermique à pression constante ($kJ / kg.K$) est donnée par [1,2]:

$$C_p = \sum_{i=0}^n b_i \cdot T^i$$

(A.I.2)

Avec les constantes données ci-dessous :

$$b_0 = 1.471$$

$$b_1 = 3.497 \cdot 10^{-3}$$

$$b_2 = -4.817 \cdot 10^{-6} \quad \text{Avec } T \text{ en } (^\circ\text{C}).$$

$$b_3 = 8.400 \cdot 10^{-6}$$

$$b_4 = 0$$

L'enthalpie spécifique (kJ/kg) est donnée par [1,2]:

$$h = \sum_{i=0}^n c_i \cdot T^i \quad (\text{A.I.3})$$

Avec les constantes données ci-dessous [1,2]:

$$c_0 = -18.977$$

$$c_1 = 1.513$$

$$c_2 = 1.2908 \cdot 10^{-3} \quad \text{Avec } T \text{ en } (^\circ\text{C}).$$

$$c_3 = 1.201 \cdot 10^{-7}$$

$$c_4 = 0$$

$$c_5 = 0$$

La conductivité thermique ($W/m.K$) est présentée par [1,2]:

$$k = \sum_{i=0}^n d_i \cdot T^i \quad (\text{A.I.4})$$

Avec les constantes données ci-dessous [1,2]:

$$d_0 = 0.138$$

$$d_1 = -8.738 \cdot 10^{-5} \quad \text{Avec } T \text{ en } (^\circ\text{C}).$$

$$d_2 = -1.720 \cdot 10^{-7}$$

La viscosité dynamique ($mPa.s$) est présentée comme suit [1,2]:

$$\ln \mu = \sum_{i=0}^n e_i \cdot T^i \quad (\text{A.I.5})$$

$$e_0 = 2.008$$

$$e_1 = -2,989 \cdot 10^{-2}$$

$$e_2 = 1.207 \cdot 10^{-4} \quad \text{Avec } T \text{ en } (^\circ\text{C}).$$

$$e_3 = -2.714 \cdot 10^{-7}$$

$$e_4 = 2.370 \cdot 10^{-10}$$

ANNEXE II

Données des collecteurs cylindro-paraboliques [3,4].

Tableau A.II.1. Données géométriques et optiques pour les collecteurs cylindro-paraboliques

Collecteur	W (m)	f (m)	L_e (m)	L_c (m)	A_c (m ²)	D (m)	C_c	η_0 (%)
LS-2	5.00	1.49	8	49.0	235	0.07	71	76
LS-3	5.76	1.71	12	99.0	545	0.07	82	80
IST	2.30	0.76	6.1	49.0	424	0.04	50	78
Euro-Trough	5.76	1.71	12	150.0	817	0.07	82	80

Tableau A.II.2. Les pertes de chaleur pour les éléments de collecte de chaleur (type 2008 PTR70) pour le type de collecteur LS-3 [3,4].

Les coefficients	Les valeurs
A	4.05
B	0.247
C	-0.00146
D	5.65E-06
E	7.62E-08
F	-1.70
G	0.0125

Tableau A.II.3. L'angle d'incidence modifié pour différents capteurs solaires [3,4]:

Capteur solaire	Fonction de l'angle d'incidence modifier, $K(i)$
LS-2	$1 + 0.000884 \cdot \frac{i}{\cos i} - 0.00005369 \cdot \frac{i^2}{\cos i}$
LS-3	$1 - 2.2307 \cdot 10^{-4} \cdot i - 1.1 \cdot 10^{-4} \cdot i^2 + 3.18596 \cdot 10^{-6} \cdot i^3 - 4.85509 \cdot 10^{-8} \cdot i^4$
IST	$1 + 0.0003178 \cdot \frac{i}{\cos i} - 0.00003985 \cdot \frac{i^2}{\cos i}$
Euro Trough	$1 - 5.25097 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{i}{\cos i} - 2.859621 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{i^2}{\cos i}$

ANNEXE III

Paramètres d'évaluation statistique des erreurs [5-12].

Dans notre travail et aussi dans les articles qui ont été publiés à revues scientifiques; « Energy » et « Frontiers in Energy », beaucoup d'indicateurs statistiques ont été utilisés afin de comparer la proximité des données mesurées du GSR avec les valeurs calculées, à savoir: RPE, MPE, MAPE, MBE, MABE, RMSE, U_{95} , TT, GPI, pRMSE, pRAE, pMAE et R^2 .

$$RPE = \left(\frac{H_c^i - H_m^i}{H_m^i} \right) \times 100 \quad (\text{A.III.1})$$

$$MPE = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \left(\frac{H_c^i - H_m^i}{H_m^i} \right) \times 100 \quad (\text{A.III.2})$$

$$MAPE = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \left| \frac{H_c^i - H_m^i}{H_m^i} \right| \times 100 \quad (\text{A.III.3})$$

$$MBE = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (H_c^i - H_m^i) \quad (\text{A.III.4})$$

$$MABE = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k |H_c^i - H_m^i| \quad (\text{A.III.5})$$

$$RMSE = \left[\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (H_c^i - H_m^i)^2 \right]^{1/2} \quad (\text{A.III.6})$$

$$TT = \left[\frac{(N-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2} \right]^{1/2} \quad (\text{A.III.7})$$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^k (H_c^i - \bar{H}_c) \cdot (H_m^i - \bar{H}_m)}{\sqrt{\sum_{i=1}^k (H_c^i - \bar{H}_c)^2 \cdot \sum_{i=1}^k (H_m^i - \bar{H}_m)^2}} \quad (\text{A.III.8})$$

$$pRMSE = \frac{RMSE \text{ (en MJ/m}^2\text{)}}{\sum_{i=1}^k (H_m^i) / k} \times 100 \quad (\text{A.III.9})$$

$$pRAE = \frac{RAE \text{ (en MJ/m}^2\text{)}}{\sum_{i=1}^k (H_m^i) / k} \times 100 \quad (\text{A.III.10})$$

$$pMAE = \frac{MAE \text{ (en MJ/m}^2\text{)}}{\sum_{i=1}^k (H_m^i) / k} \times 100 \quad (\text{A.III.11})$$

$$U_{95} = 1.96(2 \cdot RMSE^2 - MBE^2)^{1/2} \quad (\text{A.III.12})$$

$$GPI = MBE \cdot RMSE \cdot U_{95} \cdot TT \cdot (1 - R^2) \quad (\text{A.III.13})$$

Avec H_m^i , H_c^i , \bar{H}_m et n les valeurs observées, calculées, la moyenne des valeurs observées et le nombre d'observation, respectivement.

ANNEXE IV

Liste des publications scientifiques

A.IV.1. Liste des publications internationales



Lazhar Achour, Malek Bouharkat, Ouarda Assas, Omar Behar. *"Hybrid model for estimating monthly global solar radiation for the Southern of Algeria: (Case study: Tamanrasset, Algeria)"*. Energy, 2017(135): pp. 526-539. Elsevier



Lazhar Achour, Malek Bouharkat, Ouarda Assas, Omar Behar. *"Smart model for accurate estimation of solar radiation"*. Frontiers in Energy, 2017. Springer



Lazhar Achour, Malek Bouharkat, Omar Behar, *"Performance assessment of an integrated solar combined cycle in the southern of algeria"*. Energy Reports, 2018(4): pp. 207-217. Elsevier

A.IV.2. Liste des communications internationales

✓ Lazhar Achour, Malek Bouharkat, Omar Behar, Zhour Abada. *"hybrid solar-gas thermal power plants under Algerian climate: case study in the southern of Algeria"*. 9th International Conference on Electrical Engineering and First Workshop on Robotics and Controls, CEE2016, Batna-Algérie.

✓ Zhour Abada, Malek Bouharkat, Djalel Dib, Lazhar Achour. *"Diagnostic et critique de la stratégie énergétique algérienne"*. 9th International Conference on Electrical Engineering and First Workshop on Robotics and Controls, CEE2016, Batna-Algérie.

✓ Lazhar Achour, Malek Bouharkat. *"New models to estimate and evaluate monthly mean global solar radiation"*. 4^{ème} conférence internationale des énergies renouvelables, CIER2016, Hammamet-Tunisie.

✓ Lazhar Achour, Malek Bouharkat, Zhour Abada. *"Design and performance study of integrated solar combined cycle power plants for algerian conditions"*, 3^{ème} conférence internationale de mécanique, ICM2017, Annaba-Algérie.

Références bibliographiques

- [1]. Boukelia T.E. “Simulation et optimisation d’un modèle de capteur cylindro-parabolique“. Université des frères mentouri-Constantine, Algérie; 2016. Thèse de Doctorat.
- [2]. Vasquez Padilla, R. “Simplified Methodology for Designing Parabolic Trough Solar Power Plants”. 2011; Available from: <http://scholarcommons.usf.edu/etd/3390>.
- [3]. Goswami, D.Y., “Principles of solar engineering”. 2000, Philadelphia, PA :Taylor & Francis.
- [4]. Patnode, A.M. “Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants”, 2006, University of Wisconsin--Madison.
- [5]. Achour, L., Bouharkat, M., Assas, O., Behar, O. “Hybrid model for estimating monthly global solar radiation for the Southern of Algeria: (Case study: Tamanrasset, Algeria)”. *Energy*, 2017(135): pp. 526-539.
- [6]. Achour, L., Bouharkat, M., Assas, O., Behar, O. “Smart model for accurate estimation of solar radiation”. *Frontiers in Energy*, 2017.
- [7]. Mecibah, M.S., T.E. Boukelia, and N.E. Benyahia. “Management and exploitation of direct normal irradiance resources for concentrating solar collectors: Algeria as a case study”. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 2015. 6(1): p. 65-73.
- [8]. Badescu, V. “Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface Recent Advances”. 2014, Berlin: Springer Berlin.
- [9]. Collares-Pereira, M., Rabl, A. “The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values”. *Solar energy*, 1979. 22(2): p. 155-164.
- [10]. Liu, B.Y.H. and Jordan. R.C. “The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation”. *Solar Energy*, 1960. 4(3): p. 1-19.
- [11]. Maia, C.B., A.G. Ferreira, and S.M. Hanriot. “Evaluation of a tracking flat-plate solar collector in Brazil”. *ATE Applied Thermal Engineering*, 2014. 73(1): p.962-953 .
- [12]. Pérez-Higueras, P.J. “A simplified method for estimating direct normal solar irradiation from global horizontal irradiation useful for CPV applications”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012. 16(8): p. 5529-5534.

المخلص

تغطي محطات الطاقة الشمسية الهجينة ذات الغاز الطبيعي جميع التقنيات التي تهدف إلى تحويل الطاقة الشمسية إلى حرارة عند درجة عالية، ثم تحويل هذه الحرارة إلى طاقة كهربائية. الخطوة الأولى، التقاط الأشعة الشمسية عن طريق الأنظمة البصرية. تجمع الأنظمة المركزة المكونات المباشرة للإشعاع الشمسي و تنتج الحرارة عند درجة أكبر من 250 درجة مئوية، لاستخدامها كحرارة صناعية في عمليات الطاقة الحرارية. في الخطوة الثانية، محطات الطاقة الهجينة تقوم بتوليد الكهرباء عن طريق تربيينات الغاز (الاحتراق). في هذه الأطروحة، قمنا بدراسة أداء محطة كهربائية هجينة (طاقة شمسية-غاز طبيعي). في البداية وضعنا إستراتيجية جديدة لتقييم إمكانات الجزائر من الطاقة الشمسية و خصوصا جنوب الجزائر، قمنا بمقارنة أربعة عشر نموذج تحليلي مع أربعة نماذج ذكية من أجل اختيار أحسن نموذج لاستعماله في حساب الأشعة الشمسية المباشرة، حيث إن المركبات الشمسية النصف اسطوانية تعمل فقط معها. نمذجة كل جزء من المحطة الهجينة كان بتأني كبير. تمت نمذجة الحقل الشمسي بدقة و بمراعاة كيفية انتقال الحرارة في المستقبل مع تجميع الأشعة و الحرارة الضائعة في الأنابيب. من أجل تطوير برنامج للمحطة الكهربائية الهجينة المذكورة أنفاً، التربيينات الغازية و البخارية تمت نمذجتهما مع تكنولوجيا الحوض المكافئ. الجدير بالذكر أن هذه المحاكاة تمت تحت الظروف المناخية لمدينة تمنراست (جنوب الجزائر) و نتائج جيدة تم الحصول عليها.

الكلمات المفتاحية: طاقة شمسية، محطة هجينة، نمذجة، كفاءة الطاقة، إستراتيجية الإنتاج.

Résumé

Les centrales hybrides solaire-gaz recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie électrique. La première étape, la captation du rayonnement solaire, fait appel à des systèmes optiques. Les systèmes à concentration captent les composantes direct du rayonnement et produisant la chaleur à un niveau de température supérieur à 250°C, pour une utilisation sous forme de chaleur industrielle pour alimenter les procédés thermiques. La deuxième combinaison des centrales hybrides consiste à produire l'électricité par le biais des turbines à gaz (combustion). Dans cette thèse, la performance énergétique de la centrale électrique hybride (solaire-gaz) a été analysée. D'abord, nous avons développé une nouvelle stratégie pour l'estimation du gisement solaire en Algérie, surtout pour le sud de l'Algérie. Nous avons comparé quatorze modèles empiriques avec quatre modèles intelligents afin de choisir le meilleur modèle pour l'estimation du rayonnement solaire direct, puisque les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques fonctionnent seulement avec ce dernier. La modélisation de chaque composante de la centrale hybride a été présentée. Ensuite, un model détaillé est développé pour le champ solaire en tenant compte des modes de transferts de chaleur, des performances optiques et des pertes de chaleur dans les tuyauteries. Afin de développer un modèle mathématique pour la configuration de la centrale hybride, la turbine à gaz ainsi que la turbine à vapeur ont été modélisées avec la technologie de cylindro-parabolique. Nos simulations ont été réalisées dans les conditions climatiques de la ville de Tamanrasset (sud de l'Algérie) et des résultats importants obtenus.

Mots clés: Energie solaire; Centrale hybride; Modélisation; Efficacité énergétique; stratégie de production.

Abstract

Hybrid (Solar-Gas) thermal power plants cover all the techniques that aim to transform the energy radiated by the sun into heat at high temperature, and then convert this heat into electrical energy. The first step consists of the collecting of the solar radiation using optical systems. The concentrated solar systems collect the direct components of solar radiation and produce the heat at a temperature greater than 250°C, for use as industrial heat to power thermal processes. The second combination of hybrid power plants consists of producing electricity through gas turbines (combustion). In this thesis, the thermal performance of hybrid solar-gas power plant has been investigated. Firstly, we developed a new strategy for the estimation of the potential of solar energy in Algeria, especially for the south of Algiers. Fourteen empirical models have been compared with four intelligent models to select the most suitable one for use in calculating the direct solar radiation, since the parabolic trough collectors operates only with it. The modeling of each part of the power plant has been described with awareness. For the solar field a detailed modeling that comprises the heat transfer in the receiver tube, optical performance of solar radiation collection and heat losses from the piping has been carried out. In order to develop a mathematical model for the hybrid power plant, the gas turbine and the steam turbine have been modeled with parabolic trough technology. It should be noted that this simulation was carried out under the climatic conditions of the city of Tamanrasset (southern of Algeria) and important findings have been obtained.

Keywords: Solar Energy; Hybrid Power Plant; Modeling; Energetic efficiency; Strategy of production.