



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

**UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCEM**

# THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

**Doctorat en Sciences**

Spécialité: *Energies Renouvelables*

Par :

**Mr Mihoub Sofiane**

Sur le thème

---

## **Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires**

---

Soutenue publiquement le 19 septembre 2017 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr BIBI TRIKI Nasreddine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
M <sup>f</sup> CHERMITI Ali	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
M <sup>me</sup> BENSOUALA Amaria	Professeur	Université de Tlemcen	Examinatrice
Mr HAMIDAT A/rrahmane	Directeur de recherche	CDER Alger	Examineur
Mr BEKKOUCHE Amine	Directeur de recherche	URAER Ghardaïa	Examineur

*Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER)  
BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie*

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à :*

*La lumière de ma vie, mes très chers parents.*

*Ma femme.*

*Le diamant de mon cœur, mes enfants : Abderezek et Nabil.*

*Mes chers sœurs et frères.*

*Mes chers amis : Hani.B et Kaci. K de l'université de  
Blida.*

*Mihoub Sofiane*

## REMERCIEMENTS

La réalisation de ce travail de thèse a bénéficié de la contribution de nombreuses personnes que je souhaite remercier ici.

Je tiens tout d'abord à remercier **ALLAH** le tout puissant qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

L'étude à été menée sous la direction de Monsieur **CHERMITI Ali** Professeur à l'université de Tlemcen, qu'il en soit vivement remercié pour son aide, ses nombreux conseils, et surtout sa patience et son soutien inconditionnel tout au long de mon mémoire. Ce fut un enchantement de travailler avec lui, et je le souhaite une bonne retraite.

Je tiens à faire part de ma reconnaissance à Monsieur **BIBI TRIKI .N** Professeur à l'université de Tlemcen, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.

Je remercie Monsieur **HAMIDET. A**, Directeur de recherche au centre de développement des énergies renouvelables (CDER), Monsieur **BEKKOUCHE.S.A** Directeur de recherche URAER (Ghardaïa), Madame **BENSAOULA. A** Professeur à l'université de Tlemcen, d'avoir bien voulu participer au jury du mémoire.

Comme je remercie aussi Monsieur **N.SAID**, chargé d'étude au centre de développement des énergies renouvelables (CDER), qui m'a accompagné tout au long de ce travail avec beaucoup de patience et de pédagogie.

*Enfin, je remercie tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.*

## Sommaire

<b>Dédicace</b> .....	i
<b>Remerciements</b> .....	ii
<b>Sommaire</b> .....	iii
<b>Liste des tableaux</b> .....	vii
<b>Liste des figures</b> .....	viii
<b>Nomenclature</b> .....	xi
<b>Résumé</b> .....	xiv

### **Introduction générale**

1.La technologie CSP.....	2
2.Les centrales solaires thermiques à concentration (CSP).....	4
2.1. La centrale solaire à concentration cylindroparabolique.....	4
2.2. La centrale solaire à Tour.....	4
2.3.La centrale solaire linéaire de Fresnel.....	4
3.Le développement du CSP.....	5
4.État du lieu des technologies CSP.....	6
5.Objectifs et organisation de la thèse .....	7
Références.....	9

### **Chapitre I : Les ressources pour les centrales CSP**

Introduction.....	11
1.1. Les critères de choix du site pour CSP.....	11
1.1.1. Le rayonnement solaire.....	12
1.1.2. Les ressources terrestres.....	14
1.1.2.1. Les conditions terrestres naturelles et l'utilisation des terres.....	15
1.1.3. Le potentielle des risques naturels.....	17
1.1.3.1. Les aires protégées.....	17
1.1.3.2. Les coûts des terrains et la propriété foncière.....	18
1.2. Le potentiel solaire en Algérie.....	18
1.3. Le cadre politique international pour CSP.....	19
1.3.1 .Les mesures spécifiques de politique.....	19
1.3.1.1. Tarifs de rachat.....	19
1.3.1.2. Garanties de prêt.....	19
1.3.1.3. Soutenir le développement de nouvelles technologies.....	20
1.4. La politique algérienne sur les énergies renouvelables.....	20
1.4.1. Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique.....	20
1.4.2. Développement de la capacité industrielle.....	22
1.4.3. Le cadre réglementaire actuel régissant les énergies renouvelables.....	22
1.4.4. Les incitations et les mesures fiscales.....	23
1.4.5. Les mesures réglementaires.....	23
1.4.6. Le tarif d'achat garanti et contrat d'achat.....	24
1.4.7. Le nouveau programme des EnR en 2015.....	24
1.4.8. Les nouveaux Incitations et mesures fiscales.....	25
Conclusion .....	26

Références.....	27
-----------------	----

## Chapitre II : Modélisation des performances des concentrateurs solaires

Introduction.....	29
2.1. La concentration théorique maximale du rayonnement solaire.....	29
2.2. La concentration géométrique.....	31
2.3. La concentration optique (Energétique).....	31
2.4. Modélisation des concentrateurs cylindroparaboliques.....	31
2.4.1. Dimensionnement de la courbe cylindroparabolique .....	32
2.4.1.1. La taille d'une parabole.....	32
2.4.1.2. La surface d'ouverture .....	32
2.4.1.3. La largeur du réflecteur.....	33
2.4.1.4. La longueur du réflecteur.....	33
2.4.1.5. La distance focale.....	33
2.4.2. L'angle horaire .....	34
2.4.3. La déclinaison ( $\delta$ ).....	34
2.4.4. La hauteur du soleil (h).....	34
2.4.5. L'azimut du soleil ( $\alpha_{sol}$ ).....	35
2.4.6. Les pertes optiques.....	35
2.4.6.1. Les pertes optiques variables.....	36
2.4.6.2. L'angle d'incidence modifié (IAM).....	38
2.4.6.3. Les pertes optiques constantes.....	38
2.4.7. Le récepteur .....	39
2.4.7.1. Modélisation du récepteur.....	39
2.4.8. Le système de poursuite solaire.....	42
2.4.9. Le fluide caloporteur (de transfert de chaleur).....	43
2.4.9.1. Comparaison entre les fluides.....	44
2.5. Le concentrateur linéaire de Fresnel.....	45
2.5.1. L'angle d'incidence modifié transversale.....	47
2.5.2. L'angle d'incidence modifié longitudinale .....	47
2.5.3. La surface d'ouverture réfléchissante.....	47
2.5.4. Le système de poursuite solaire.....	47
2.5.5. Le Concentrateur Compact Linéaire de Fresnel (CLFC).....	48
2.5.6. Le récepteur.....	51
2.5.7. La génération directe de vapeur.....	52
2.6. Les héliostats.....	52
2.6.1. Les performances optiques.....	53
2.6.2. Le système de poursuite solaire.....	54
2.6.3. Le récepteur.....	54
2.6.4. Le bilan énergétique du récepteur.....	56
2.6.5. La Tour .....	57
Conclusion.....	57
Références.....	58

## Chapitre III : Application des concentrateurs aux centrales solaires thermiques

Introduction.....	61
3.1. Les composants d'une centrale solaire à concentration (CSP).....	61
3.2. La centrale solaire thermique cylindroparabolique.....	61
3.2.1. Le champ solaire.....	62
3.2.1.1. Bilan énergétique.....	63

3.2.2. Bilan énergétique du bloc de puissance.....	66
3.2.3. Le système de refroidissement des centrales cylindro-paraboliques.....	70
3.2.4. Hybridation des centrales cylindro-paraboliques.....	74
3.2.5. Le système de stockage thermique des centrales cylindro-paraboliques.....	76
3.2.5.1. 1. Les catégories de stockage d'énergie thermique appliquée au CSP .....	76
3.2.5. 2. Les techniques de stockage.....	77
3.3. La centrale solaire thermique linéaire de Fresnel.....	79
3.3.1. Le champ solaire .....	79
3.3.2. Les configurations de la boucle.....	79
3.3.3. Le modèle optique.....	80
3.3.4. Le bilan énergétique.....	81
3.3.5. Le bloc de puissance.....	81
3.3.7. La génération directe de vapeur.....	82
3.3.8. Hybridation des centrales LF.....	82
3.3.9. Le stockage thermique pour les centrales LF.....	83
3.4. La centrale solaire thermique à Tour.....	83
3.4.1. Le champ solaire.....	83
3.4.2. Le modèle optique.....	85
3.4.3. Le bilan énergétique.....	87
3.4.4. Les configurations possibles de la centrale à Tour.....	88
Conclusion.....	89
Références.....	90

## **Chapitre VI : Méthodologie d'optimisation des centrales thermiques CSP**

Introduction.....	94
4.1. Méthodologie.....	94
4.1. 1. Description du logiciel (SAM).....	94
4.1.2. Les paramètres de conception.....	96
4.1.3. Descriptions des sites.....	96
4.1.4. Optimisation des centrales.....	97
4.1.5. Les paramètres financiers.....	98
4.1.5.1. Cas de base.....	98
4.2. Le modèle mathématique.....	98
4.3. Résultats et discussions .....	100
4.3.1. Analyse de la sensibilité de la géométrie du collecteur et du récepteur.....	100
4.3.2. Optimisation des performances du modèle 1.....	114
4.3.3. Optimisation des performances du modèle 2.....	117
4.3.4. Optimisation des performances du modèle 3.....	119
4.3.5. Optimisation des performances du modèle 4.....	124
4.4. Analyse économique.....	128
4.4.1. Calcul de la période de récupération du coût d'investissement.....	130
4.5. Comparaison de LEC des centrales.....	131
Conclusion.....	131
Références.....	133

## **Chapitre V : Etude d'un cas : la centrale thermique cylindro-parabolique**

Introduction.....	134
5.1. Le bilan énergétique de la centrale cylindro-parabolique avec le modèle optimale.....	134

5.2. Etude de sensibilité.....	136
5.2.1. Etude de l'influence de la capacité de la centrale.....	136
5.2.2. Etude de l'influence de l'orientation (azimut et inclinaison) du collecteur .....	140
5.2.3. Etude de l'influence de l'irradiation solaire de design.....	142
5.2.4. Etude de l'influence des paramètres financiers.....	143
5.3. La centrale hybride solaire- gaz de l'Algérie (SPP1).....	143
5.4. Le bilan énergétique de notre centrale avec différents capacités.....	145
5.5. La validation des résultats avec la centrale SPP1.....	148
Conclusion.....	150
Références.....	151
Conclusion générale.....	152
Annexe	

## Liste des tableaux

1.1 .Le potentiel solaire en Algérie.....	18
2.1. Les différentes pertes du champ d'héliostats avec leurs valeurs typiques.....	53
4.1. Les paramètre des sites.....	97
4.2. Technologies, configurations et scénarios de modèles proposés.....	97
4.3. Les paramètres financiers.....	98
4.4. Les valeurs géométriques optimales du collecteur du LFSTPP .....	109
4.5. Les dimensions optimales de l'héliostat du CTRSTPP.....	114
4.6. Configurations optimales du M1.....	116
4.7. Stockage et dispache de FFF pour différentes périodes du jour et de l'année.....	120
4.8. Les paramètres optimaux de la centrale PTCSTPP.....	127
4.9. Les paramètres optimaux de la centrale LFSTPP.....	127
4.10. Les paramètres optimaux de la centrale CTRSTPP.....	127
5.1. Les paramètres financiers du scénario incitatif.....	143
5.2. Les résultats financiers .....	143
5.3. Les résultats de comparaison.....	149

## Liste des figures

1. Les principaux composants d'une centrale CSP avec stockage.....	2
2. Les quatre types de capteur à concentration.....	3
3. Le schéma global de la technologie CSP.....	3
4. Les centrales CSP opérationnelle dans le monde.....	6
5. Le pourcentage des centrales CSP opérationnelle dans le monde.....	6
1.1. Les critères de choix du site pour CSP .....	11
1.2. Les utilisations de l'énergie solaire et les composants de rayonnement correspondants.....	12
1.3. Irradiation annuelle directe normale en kWh / m <sup>2</sup> /an.....	14
2.1 .Divergence de rayon du soleil.....	30
2.2. Etendue dans le système optique.....	30
2.3. Le concentrateur cylindroparabolique.....	32
2.4. Dimensionnement d'un concentrateur.....	33
2.5. L'effet cosinus de la géométrie du collecteur.....	37
2.6. Système de poursuite du collecteur au cours du matin, montrant la digression de l'ombre du collecteur que la journée progresse.....	38
2.7. Structure d'un absorbeur.....	39
2.8. Le bilan thermique pour le récepteur modélisé.....	39
2.9. Système de poursuite solaire à axe vertical.....	42
2.10. Système de poursuite solaire à axe horizontal.....	42
2.11. Le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel.....	46
2.12. Plans cruciaux dans le collecteur linéaire de Fresnel.....	46
2.13. L'astigmatisme dans les collecteurs linéaires de Fresnel.....	48
2.14 .Le concentrateur linéaire compact complet de Fresnel.....	49
2.15. Le concentrateur compact central linéaire de Fresnel.....	49
2.16. Les pertes optiques des collecteurs de Fresnel.....	50
2.17. Le récepteur multitube avec un simple concentrateur secondaire trapézoïdal de la société AUSRA.....	51
2.18.Le récepteur à tube unique avec un concentrateur secondaire de type Collecteur Parabolique Compound de la société Novatec Solar.....	52
2.19. Les composants d'un héliostat.....	53
2.20. Le récepteur externe.....	55
2.21. Le récepteur à cavité.....	56
3.1. Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermique CSP.....	62

3.2. Arrangement du champ solaire : Chaque boucle contient 8 SCA individuels.....	63
3.3. Quelques dispositions possibles du champ solaire.....	63
3.4. Les diagrammes pression- volume ( $p-v$ ) et température – entropie ( $T-s$ ) du cycle de Carnot..	66
3.5 .Les composants associés au processus du cycle Rankine à vapeur.....	67
3.6. Les températures qui influent sur la pression d'un condenseur pour un système de refroidissement humide.....	71
3.7. Les températures qui influent sur la pression d'un condenseur pour un système de refroidissement sec.....	72
3.8. Echangeur de chaleur à air sec.....	73
3.9. Schéma de principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique hybride (type SEGS).....	75
3.10. Centrale solaire CSP à cycle hybride ISCC.....	75
3.11. Catégorie de stockage d'énergie thermique dans le CSP.....	77
3.12. Centrale thermique CSP avec hybridation et stockage thermique.....	79
3.13. Les configurations du champ.....	80
3.14. Les angles d'incidence modifiée transversale et longitudinale de la technologie Novatec.....	81
3.15. Le bloc de puissance de la centrale PE1 avec un stockage de vapeur.....	82
3.16. Les différentes configurations du champ solaire.....	84
3.17. La disposition du champ radiale d'héliostat.....	85
3.18. Les pertes énergétiques d'un champ d'héliostats.....	86
3.19 .Le bilan énergétique dans le tube absorbeur.....	87
3.20. Une centrale solaire thermique à Tour avec stockage à un seul réservoir (Thermocline).....	88
3.21. Une centrale solaire thermique à Tour avec stockage à deux réservoirs.....	89
3.22. Une centrale solaire thermique à Tour hybride (le cycle hybride ISCC).....	89
4 .1. Page de démarrage du logiciel.....	95
4.2 .L'organigramme de simulation.....	99
4.3. Optimisation de la longueur du collecteur d'une LFSTPP.....	102
4.4. Optimisation de la surface d'ouverture réfléchissante du module d'une LFSTPP.....	103
4.5. Optimisation de la longueur du collecteur d'une LFSTPP.....	104
4.6. Optimisation de la surface d'ouverture réfléchissante du module d'une LFSTPP.....	106
4.7. Optimisation de la longueur du collecteur d'une LFSTPP.....	107
4.8. Optimisation de la surface d'ouverture réfléchissante du module d'une LFSTPP.....	108
4.9. Optimisation des dimensions de l'héliostat à Insalah.....	110
4.10. Optimisation des dimensions de l'héliostat à Tamanrasset.....	112
4.11. Optimisation des dimensions de l'héliostat à Hassi r'mel.....	113
4.12. Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M1.....	114

4.13. Optimisation des performances de la centrale LFSTPP avec M1.....	115
4.14. Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M1.....	116
4.15. Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M2.....	118
4.16. Optimisation des performances de la centrale LFSTPP avec M2.....	118
4.17. Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M2.....	119
4.18. Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M3.....	122
4.19. Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M3.....	124
4.20. Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M4.....	125
4.21. Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M4.....	126
4.22. La période de récupération de la centrale optimale CTRSTPP à Tamanrasset.....	130
5.1. Le bilan énergétique de la centrale optimale pour le 21 Juin.....	135
5.2. Le bilan énergétique de la centrale optimale pour le 21 Décembre.....	135
5.3. L'efficacité optique du collecteur et l'efficacité du block de puissance de la centrale optimale pour les deux journées.....	136
5.4. L'influence de l'heure de charge de stockage sur les performances de la centrale optimale de 25 MW de puissance.....	137
5.5. L'influence de la capacité de la centrale optimale sur les performances.....	138
5.6. L'influence de la capacité de la centrale optimale sur l'efficacité totale.....	140
5.7. L'influence de l'orientation du collecteur sur l'énergie thermique à la sortie du champ solaire.....	141
5.8. L'énergie thermique optimale à la sortie du champ solaire suivant l'orientation optimale.....	141
5.9. L'influence de l'irradiation solaire de design sur les performances.....	142
5.10. Les composants de la centrale hybride SPP1 à Hassi r'mel.....	144
5.11. Les bilans énergétiques de la centrale optimale pour différentes puissances pour la journée de 21 Juin.....	146
5.12. L'efficacité optique du collecteur et l'efficacité du bloc de puissance de la centrale optimale pour différentes puissances pour la journée de 21 Juin.....	147
5.13. Les bilans énergétiques de la centrale optimale pour deux puissances (25 et 50 MW) pour la journée de 21 Décembre.....	147
5.14. L'efficacité optique du collecteur et l'efficacité du bloc de puissance de la centrale optimale pour deux puissances (25 et 50 MW) pour la journée de 21 Décembre.....	148
5.15. La production nette totale avec le champ pour la journée de 21 Juin : la puissance de notre modèle est 150 MW.....	148
5.16. La production nette du champ solaire pour la journée de 21 Juin.....	149

## Nomenclature

### *Abbreviations techniques et scientifiques*

	<b>Abbreviations en Français</b>	<b>Abbreviations en Anglais</b>
<b>CSP</b>	Concentrateur solaire de puissance	Concentrating Solar Power
<b>SEGS</b>	Système solaire de la génération d'électricité	Solar Electric Generating System
<b>PTCSTPP</b>	La centrale solaire thermique cylindro-parabolique	Parabolic Trough Concentrating Solar Thermal Power Plant
<b>PTC</b>	collecteur cylindro-parabolique	Parabolic Trough Collector
<b>CTRSTPP</b>	La centrale solaire thermique à Tour	Central Tower Receiver Solar Thermal Power Plant
<b>DSG</b>	La production directe de vapeur	Direct Steam Generation
<b>HTF</b>	Fluide de transfert thermique	Heat Transfer Fluid
<b>LFSTPP</b>	La centrale solaire thermique linéaire de Fresnel	Linear Fresnel Solar Thermal Power Plant
<b>SAM</b>	/	System Advisor Model
<b>LEC</b>	Le cout moyen actualisé de l'électricité	Levelized Cost of Electricity
<b>CLFR</b>	Réflecteur compact linéaire de Fresnel	Compact Linear Fresnel Reflector
<b>LFC</b>	Collecteur Linéaire de Fresnel	Linear Fresnel Collector
<b>IMM</b>	Initiative sur le marché mondial	Global Market Initiative
<b>PSM</b>	Plan Solaire méditerranéen	Mediterranean Solar Plan
<b>FNER</b>	Fond National des Energies Renouvelables	National Renewable Energies Fund
<b>FNEE</b>	Fonds national pour l'efficacité énergétique	National Energy Efficiency Fund
<b>FNERC</b>	Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération	National Fund for Renewable Energies and Cogeneration
<b>SF</b>	Champ solaire	Solar Field
<b>PB</b>	Bloc d'alimentation	Power Block
<b>TES</b>	Stockage d'énergie thermique	Thermal Energy Storage
<b>SCA</b>	Assemblage de collecteur solaire	Solar Collector Assembly
<b>HCE</b>	Elément de collection de chaleur	Heat Collector Element
<b>CC</b>	Cycle combiné	Combined Cycle
<b>HSGT</b>	Turbine hybride solaire-gaz	Hybrid Solar Gas Turbine
<b>TAV</b>	Turbine à Vapeur	Steam Turbine
<b>TAG</b>	Turbine à Gaz	Gas Turbine
<b>HRSRG</b>	Génératrices de vapeur à récupération	Heat Recovery Steam Generators
<b>ISCC</b>	système solaire intégré à cycle combiné	Integrated Solar Combined Cycle
<b>SMT</b>	Thermocline à un seul medium	Single Medium Thermocline

<b>ORC</b>	cycle organique de Rankine	Organic Rankine Cycle
<b>TRNSYS</b>	programme Transient Systems Simulation	Transient Systems Simulation
<b>FFF</b>	Fraction de remplissage de combustible	Fossil Fuel Fraction
<b>FLH</b>	Heures de pleine charge	Full Load Hours
<b>SM</b>	Multiple solaire	Solar Multiple
<b>CF</b>	Facteur de capacité (efficacité)	Capacity Factor
<b>DNI</b>	Irradiation normal directe	Direct Normal Irradiation
<b>TIC</b>	Cout total installé	Total Installed cost
<b>Mio</b>	Millions	Millions

### *Institutions, laboratoires, entreprises et autres*

<b>NASA</b>	National Aeronautics and Space Administration
<b>OECD</b>	Organisation for Economic Co-operation and Development
<b>CNIM</b>	Entreprise de Construction Navale et Industrielle de la Méditerranée
<b>NEAL</b>	Société New Energy Algeria
<b>SPP1</b>	Entreprise Solar Power Plant One
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie
<b>DLR</b>	Centre aérospatial allemand
<b>UE</b>	Union européenne
<b>MENA</b>	Middle East and North Africa (Région Moyen-Orient et Afrique du Nord)
<b>CIEMAT</b>	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
<b>PSA</b>	Plataforma Solar de Almería
<b>CREG</b>	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
<b>ABENER</b>	Entreprise tête du Groupe d'Ingénierie et Construction Industrielle d'Abengoa

### *Symboles*

A	Diamètre de l'ouverture de la parabole	[m]
A'	Surface d'ouverture du récepteur	[m <sup>2</sup> ]
C	Concentration	[-]
C <sub>g</sub>	Concentration géométrique	[-]
C <sub>0</sub>	Concentration optique	[-]
C'	Décalage horaire	[heure]
D	Diamètre d'absorbeur.	[m]

$D_{T-S}$	Distance moyenne entre soleil-terre.	[Km]
$E_T$	Equation de temps	[heure]
$f$	Distance focale.	[m]
$FF$	Facteur de remplissage	[-]
$h'$	Taille de la parabole.	[m]
$I_b$	Radiation directe	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_{abs}$	Energie reçue à l'ouverture du récepteur.	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$I_0$	Energie reçue à l'ouverture de la parabole.	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$L$	Longueur du réflecteur	[m]
$L'$	Longitude du milieu	[°]
$L_{ref}$	Longitude de référence (Greenwich)	[°]
$R_s$	Rayon du soleil	[Km]
$R_{cond}$	Résistance à la conduction thermique de la paroi du tube	[ ]
$R_{conv}$	Résistance à la convection de la surface intérieure de la cavité au flux de fluide	[ ]
DNI	Irradiation normal directe	[KWh/m <sup>2</sup> ]
IAM	Angle d'incidence modifié	[°]
TSV	Temps solaire vrai	[heure]
$T_L$	Temps local	[heure]

### Symboles grecs

$\Gamma_D$	Angle d'acceptation	[°]
$\Gamma$	Angle entre le rayonnement incident et le plan de l'émetteur	[°]
$\Gamma'$	Angle entre le rayonnement incident et le plan du récepteur	[°]
	Angle horaire	[°]
$\delta$	Déclinaison	[°]
$W$	Latitude du lieu	[°]
$\omega_{sol}$	Azimut du soleil	[°]
$\omega_{col}$	Azimut du collecteur	[°]
$\checkmark_{col}$	Angle de poursuite du collecteur	[°]
$\theta$	Angle d'incidence	[°]
$\epsilon_{gl}$	Emittance de la surface du verre.	[-]
$\sigma$	Constant de stefan-Boltzman.	[-]

:

يستند الهدف من عملنا هذا أساسية : وضع نماذج للمركبات الشمسية بمحركات ( ثانيا اقترح منهجية لتحسين الحرارية تركيز الطاقة الشمسية، وذلك باستخدام التقنيات الحديثة وهي نظام التعبئة ونظام تخزين الطاقة الحرارية، تحقيق الاستفادة المثلى من الإمكانيات ال نية والاقتصادية لمختلف محطات الحرارية الشمسية توليد الطاقة الحرارية في مختلف الظروف المناخية الجزائرية وتقييم دور خفض الضرائب في تقليل تكلفة الكهرباء وزيادة كفاءة المصنع. لهذا الغرض، تم إجراء .SAM

النتائج التي تم الحصول عليها والتحقق من صحتها مع الحرارية الهجين CSP SPP1 رئيسيا في إنتاج الكهرباء المتجددة في البلدان التي مورد كبير للطاقة الشمسية المتاحة، مثل المناطق الصحراوية والاستوائية،

مركبات الطاقة الشمسية، التحسين، الأداء ، محطات توليد الكهرباء والمحاكاة.

## Résumé

L'objectif de notre travail est basé sur 3 axes principaux : premièrement, la modélisation des concentrateurs solaires motorisés (le collecteur, le récepteur et le système de poursuite solaire), deuxièmement, la proposition d'une méthodologie d'optimisation des centrales solaires thermiques à concentration, en utilisant les nouvelles technologies à savoir le système de remplissage et le système de stockage d'énergie thermique, et troisièmement, l'optimisation du potentiel technico-économique des différentes centrales solaires thermiques CSP sous différents climats Algériens et l'évaluation du rôle de la réduction des taxes dans la minimisation du cout d'électricité et l'augmentation de l'efficacité de la centrale. A cet effet, une simulation a été faite à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model).

Les résultats obtenus et validés avec celle de la centrale hybride solaire-gaz SPP1 de Hassi r'mel sont encourageux, et prouvent que CSP est prêt à devenir un acteur important de la production d'électricité renouvelable dans les pays où une importante ressource énergétique solaire est disponible, tels que les régions désertiques et équatoriales, la région MENA et spécialement l'Algérie.

**Mots clés :** Concentrateurs solaires, Optimisation, Performance, Centrales thermiques, Simulation.

## Abstract

The objective of our work is based on 3 principles axes: firstly; the modeling of motorized solar concentrators (collector, receiver and solar tracking system), secondly, proposal of a methodology for optimization of concentrated solar thermal power plants, using new technologies Namely the filling system and the thermal energy storage system, and finally, the optimization of the technical and economic potential of the various CSP solar thermal power plants in different Algerian climates and the assessment of the role of tax reduction in minimizing the cost of electricity. For this purpose, a simulation was carried out using the System Advisor Model (SAM).

The results obtained and validated with the Hassi r'mel SPP1 solar-gas hybrid plant are encouraging and prove that CSP is ready to become a major player in renewable electricity production in countries where a large solar energy resource is available, such as the desert and equatorial regions, the MENA region and especially Algeria.

**Keywords:** Solar concentrators, Optimization, Performance, Thermal power plants, Simulation.

# Introduction Générale

## Introduction Générale

Aujourd'hui, environ 50% de la production mondiale d'électricité est fournie par des combustibles fossiles et nucléaires selon les rapports annuels de production d'énergie ([Annual Energy Outlook 2015](#)). Avec l'épuisement annoncé des réserves de combustibles fossiles, leurs effets marqués sur l'environnement et l'augmentation de la consommation d'énergie des pays en voie de développement, surtout après la mondialisation du commerce et des échanges entre les états, il est nécessaire de trouver des substituts adéquats et de planifier une transition vers d'autres sources d'énergie qui fournissent un minimum d'impact environnemental et sont disponibles en quantité suffisante pour satisfaire cette demande. L'utilisation des sources d'énergie renouvelable est une bonne solution à cette problématique ; il devient urgent d'accélérer leur implantation pour atteindre des puissances significatives tout en les dotant de systèmes adéquats pour assurer la fiabilité des approvisionnements en quantité et en qualité. Les énergies renouvelables ont connu une première phase de développement à l'occasion des chocs pétroliers de 1973 et 1978, puis une période de repli après le contre-choc de 1986, avant de retrouver un second souffle en 1998 à la suite de la signature du protocole de Kyoto, protocole qui prévoit notamment une baisse de 5.2% des émissions de gaz à effet de serre des pays riches sur la période 2002-2012 par rapport à 1990 ([Regue, 2013](#)).

Les systèmes de production d'électricité à partir des énergies renouvelables affichent une tendance croissante en termes d'utilisation en raison de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des stratégies de diversification des sources d'énergie des pays. Les systèmes Solaires à Concentration (CSP), tels que les centrales à tour, les systèmes cylindro-paraboliques, les concentrateurs de Fresnel, ont été utilisés pour produire de l'électricité solaire thermique un peu partout dans le monde.

Les centrales solaires thermiques fournirent l'Europe à hauteur de 2,31 GW en 2014. Actuellement, en Espagne, il y a une nette tendance vers le développement des centrales thermiques solaires, où 50 centrales thermiques CSP d'une capacité totale de 2,3 GW sont en service dans l'année 2016. Ces centrales sont réparties en 45 centrales électriques cylindro-paraboliques avec 2.222 GW, 3 centrales solaires à tours avec une capacité totale de 50 MW et 2 centrales à réflecteurs linéaires de Fresnel avec puissance totale de 31,4 MW. Par ailleurs, il y a 201 MW en construction et 930 MW en cours de développement ([Wisam et al, 2016](#)).

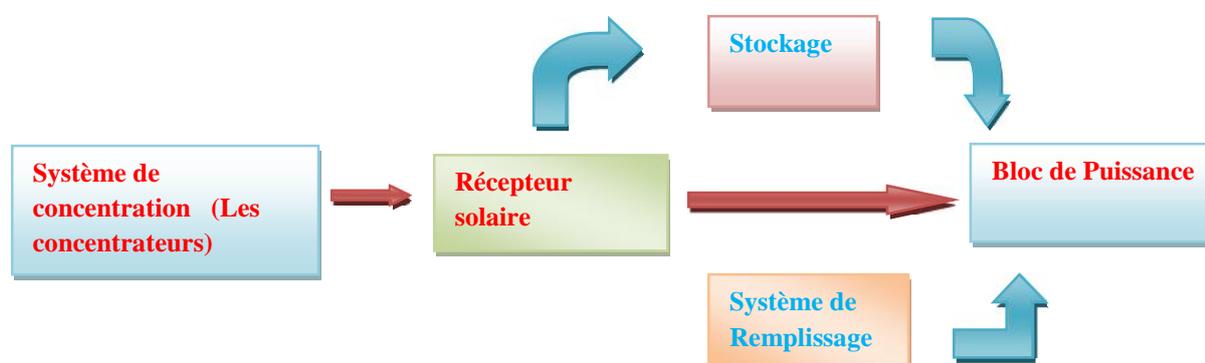
La région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA) possède des gisements solaires parmi les meilleures au monde. Par rapport au reste du monde, la région MENA présente un énorme potentiel pour le type énergie solaire thermique à concentration car cette technologie utilise à la fois la lumière et la chaleur du soleil. La chaleur du soleil, très abondante dans ces contrées, augmente

beaucoup plus le rendement des systèmes de conversions comparativement à ceux fonctionnant avec seulement de la lumière ([helioscsp.com](http://helioscsp.com), 2017).

L'Algérie est située entre les latitudes 18 ° N et 36 ° N, avec 2 381 741 km<sup>2</sup> de superficie terrestre dont plus de 70% est constituée de déserts, soit 1 787 000 km<sup>2</sup> selon les données du Centre aérospatial allemand (DLR). L'irradiation directe totale annuelle varie de 2 100 kWh / m<sup>2</sup> à plus de 2 700 kWh/m<sup>2</sup> et par an pour le meilleur site dans le Sud Algérien ([Zeroual et al, 2012](#)). La zone où se situe ce site est considérée parmi les zones les plus isolées du monde. L'Algérie se trouve dans les zones dite *Sun Belt*, avec une durée d'ensoleillement de plus de 3500 heures par an.

## 1. La technologie CSP

Le système CSP produit de l'électricité en convertissant l'énergie solaire en chaleur à haute température avec des réflecteurs et des récepteurs. La chaleur est ensuite utilisée pour produire de l'électricité à travers un système classique turbine-générateur. Les grandes centrales CSP peuvent être équipées d'un système de stockage de chaleur pour permettre l'approvisionnement en chaleur ou pour la production d'électricité la nuit ou lorsque le ciel est nuageux ([International Energy Agency, 2013](#)).

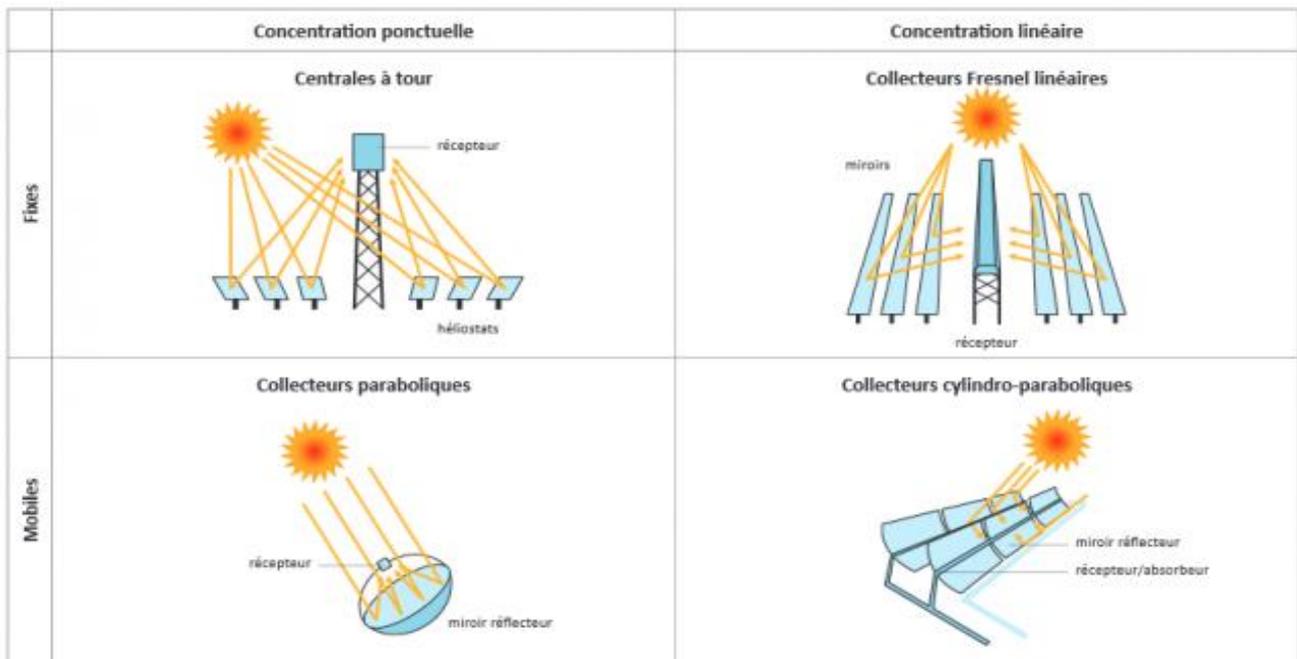


**Figure 1** : Les principaux composants d'une centrale CSP avec stockage

Il existe deux types de concentration :

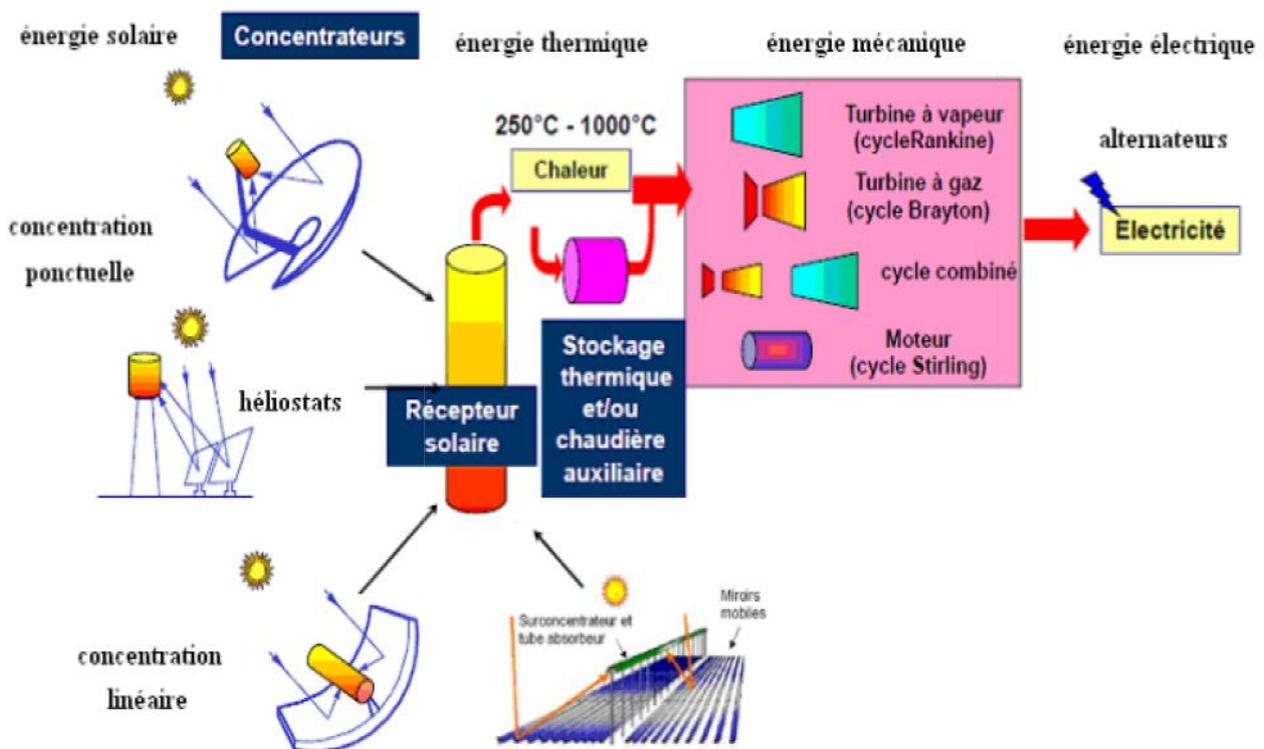
**La concentration linéaire** : la réception du rayonnement solaire est faite le long d'un tube disposé sur la ligne focal des concentrateurs cylindro-paraboliques et des concentrateurs linéaires de Fresnel.

**La concentration ponctuelle** : le récepteur dans ce cas se situe au point focal des concentrateurs paraboliques et des centrales à Tour (les héliostats). La figure 2 illustre ces quatre technologies de concentrateurs solaires (CSP).



**Figure 2 :** Les quatre types de capteurs à concentration.

Les centrales solaires cylindro-paraboliques, les centrales à concentration linéaire de Fresnel et les centrales à Tour peuvent être couplées à des cycles de vapeur de 5 à 200 MW<sub>e</sub>, avec un rendement thermique de 30 à 40%. Les systèmes paraboliques peuvent être utilisés pour la production décentralisée dans la gamme de 10 kW.



**Figure 3 :** Le schéma global de la technologie CSP.

## **2. Les centrales solaires thermiques à concentration (CSP)**

### **2.1. La centrale solaire à concentration cylindro-parabolique (PTCSTPP)**

Les centrales solaires cylindro-paraboliques utilisent des collecteurs cylindro-paraboliques pour concentrer le rayonnement solaire direct sur un récepteur tubulaire. De grands champs de collecteurs sont utilisés pour entraîner une turbine à vapeur qui, de son côté, entraîne le générateur électrique. Des systèmes à structures légères et une technologie à faible coût pour des applications de chaleur jusqu'à 400 ° C pourraient être obtenus avec des collecteurs cylindro-paraboliques (PTC). Les PTC peuvent produire efficacement de la chaleur à des températures comprises entre 50 et 400 ° C ([Soteris et al, 2004](#)).

### **2.2. La centrale solaire à Tour (CTRSTPP)**

Les centrales solaires à tours, également connues sous le nom de tour solaire à héliostats, se composent de quelques centaines à des milliers de petits réflecteurs appelés héliostats placés au sol. Les héliostats peuvent se mouvoir, sur leurs supports fixes, indépendamment les uns des autres, ils poursuivent le mouvement du soleil sur deux axes, afin de réfléchir et de concentrer en permanence le rayonnement solaire sur le récepteur central placé au sommet d'une tour fixe ([U.S. Department of Energy, 2013](#)). L'objectif est de générer une température très élevée pour la production directe de vapeur (DSG) grâce à la circulation de sels fondus utilisés comme fluide caloporteur (fluide de transfert de chaleur HTF) ([International Energy Agency, 2010](#)). Si le cycle thermodynamique est direct, le fluide de travail est l'eau, pour les cycles indirects on utilise un fluide caloporteur, le plus souvent des sels fondus. La vapeur est renvoyée vers le bas de la tour, pour activer les premiers blocs du système thermodynamique de la centrale électrique ou d'un procédé industriel nécessitant de la chaleur ([Berrah.F, 2013](#)).

### **2.3. La centrale solaire linéaire de Fresnel (LFSTPP)**

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

Un fluide caloporteur circulant dans ce tube horizontal est chauffé, puis cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne un ensemble turbine-alternateur qui produit de l'électricité.

### 3. Le développement du CSP

Le développement des systèmes CSP peut être classé en trois périodes. A la fin des années 1970 et 1980 un grand espoir naissait avec l'avènement des systèmes CSP comme technologie possible pour faire face à la dépendance énergétique, principalement en raison des crises de pétrole entre 1973 et 1979. Cette période a conduit à un vaste travail scientifique sur les différentes façons de produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire (Duffie et al, 1991). Pendant la première partie de cette période, la recherche est centrée autour de la centrale à tour (Coskunoglu O, 1983), cylindro-paraboliques (Barra et al, 1982), et concentrateur parabolique Dish (Ramakumar et al, 1981). Cela a abouti à la construction de Solar One - axée sur la technologie de la centrale à tour - qui a fonctionné avec succès de 1982 à 1988 (Poole, 2001). L'inauguration de la Plateforme Solaire d'Almeria en 1981 visait à étudier de multiples technologies CSP, mais était axée, au début, sur la centrale à Tour (psa.es, 2012). La réalisation de l'efficacité de conversion du solaire à l'électricité enregistré via le module Vanguard Dish Stirling en 1984 (Washom, 1984) et la construction du système de Génération d'énergie solaire (SEGS) au cours des années 1980, qui a pris fin par l'installation de 354MW avec la technologie cylindro-parabolique, sont pour la plupart d'entre eux encore utilisés de nos jours (N.R.E. Laboratory, 2012).

Les réflecteurs linéaires de Fresnel ont un développement tardif par rapport aux autres technologies, même si quelques papiers et des brevets sur la lentille de Fresnel, l'amélioration des capteurs plats et les systèmes composés ont été publiés dans le milieu des années 1970 (Seitel, 1974), il n'y a pas eu de travaux bien connus publiés jusqu'à la seconde moitié des années 1980 (Mathur, 1991), lorsque les prix du pétrole ont atteint des valeurs minimales. Après les crises énergétiques, l'intérêt pour les technologies CSP a été dilué, et donc, ni prototypes LFR ni centrales commerciales n'ont été construites au cours de cette période, les chercheurs étant moins actifs dans ce domaine (Sootha, 1994).

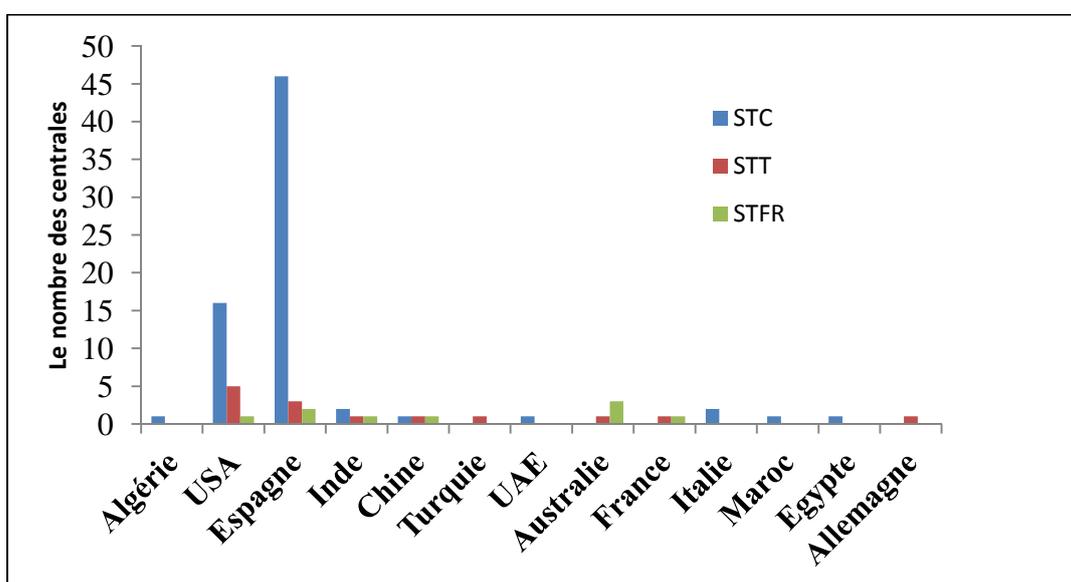
Le réchauffement de la planète, appelé plus tard le changement climatique, est devenu un problème majeur à la fin des années 1990, le Protocole de Kyoto (1997) étant le paradigme de son importance. En conséquence, l'Espagne a joué un rôle majeur dans le développement du CSP grâce au Décrets Royal RD 436/2004 et RD 661/2007 (boe.es, 2012), qui a établi des tarifs de rachat très élevé pour promouvoir ces technologies. Ces tarifs étaient assez élevés pour rendre la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques avec des huiles synthétiques comme fluide de transfert de chaleur (technologie SEGS) assez rentables et, aucune limite n'a été fixée sur la puissance totale installée. Des nombreuses centrales solaires identiques ont été projetées et installées au cours de la seconde moitié des années 2000. La recherche, le développement et l'innovation ne sont pas des

questions aussi importantes que les capacités de construction, l'objectif fixé par les entreprises étant la réduction des coûts des matériels.

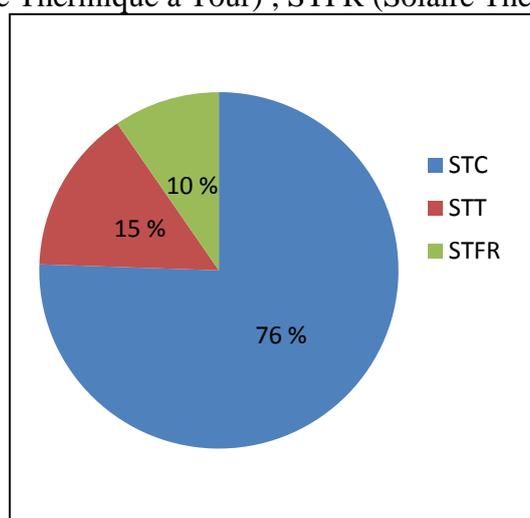
#### 4. État des lieux des technologies CSP

Parmi les technologies CSP, les centrales PTCSTPP, en utilisant de l'huile synthétique ou organique comme HTF, se sont révélées être plus attractives commercialement (Purohit, 2013). La CTRSTPP est la deuxième technologie des centrales CSP les plus installées après la PTCSTPP, et gagne progressivement des points.

Les figures suivantes donnent l'état des lieux des différentes centrales CSP opérationnelles dans le monde :



**Figure 4 :** Les centrales CSP opérationnelles dans le monde: STC (Solaire Thermique Cylindro-parabolique) ;STT (Solaire Thermique à Tour) ; STFR (Solaire Thermique à miroir de Fresnel)



**Figure 5:** Le pourcentage des centrales CSP opérationnelle dans le monde : STC :Solaire Thermique Cylindro-parabolique ;STT : Solaire Thermique à Tour ; STFR : Solaire Thermique à miroir de Fresnel

## 5 . Objectifs et organisation de la thèse

L'énergie solaire gagne de plus en plus d'attention en tant que source propre, libre et inépuisable. Cependant, l'application de l'énergie solaire à des fins de production directe d'électricité est coûteuse par rapport aux systèmes de production conventionnels, de sorte qu'une nouvelle approche est nécessaire pour surmonter ce défi.

La technologie de stockage de la chaleur s'améliore avec chaque projet et les coûts baissent, ce qui signifie que bientôt la technologie CSP peut être en mesure de fournir de l'énergie solaire toute la journée, tous les jours tout au long de l'année.

L'objectif de notre travail est basé sur :

- 1- La modélisation des concentrateurs solaires motorisés (le collecteur, le récepteur et le système de poursuite solaire).
- 2- La proposition d'une méthodologie d'optimisation des centrales solaires thermiques à concentration, en utilisant les nouvelles technologies à savoir le système de remplissage et le système de stockage d'énergie thermique.
- 3- L'évaluation du rôle de ces nouvelles technologies dans la rentabilité de ces centrales.
- 4- L'optimisation du potentiel technico-économique des différentes centrales solaires thermiques à base de CSP sous différents climats Algériens.
- 5- L'évaluation du rôle de la réduction des taxes dans la minimisation du coût d'électricité et l'augmentation de l'efficacité de la centrale.

Le manuscrit se compose de cinq chapitres. Le premier chapitre présente les ressources et les critères technico-économiques nécessaires pour implanter une centrale à base CSP, que nous pouvons diviser en quatre groupes:

- Les exigences de rayonnement solaire,
- La disponibilité des espaces d'implantation (terrain),
- Les besoins en infrastructures,
- Le cadre politique et économique dans le pays concerné.

La deuxième partie de ce chapitre illustre la politique algérienne en faveur de la diversification des sources de production d'énergie et le cadre réglementaire vis-à-vis des énergies renouvelables. Deux programmes existent dans ce sens, l'un est en cours depuis 2011, et une nouvelle version a été adoptée par le gouvernement en 2015.

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation des concentrateurs solaires motorisés, pour optimiser la conception d'un point de vue technico-économique ou pour prédire les performances. Les pertes optiques au niveau des collecteurs et les pertes thermiques des récepteurs seront

détaillées pour déterminer les quantités d'énergie échangées entre ces composants afin d'évaluer les rendements optiques et thermiques.

Les applications des concentrateurs solaires sont basées généralement sur la production d'électricité par des centrales solaires thermiques de grandes puissances à haute et très haute températures.

Dans le troisième chapitre, des modèles de détermination des différents échanges thermiques entre les composants des trois technologies de centrales solaires thermiques- cylindro-parabolique, linéaire de Fresnel et à tour- seront présentés pour optimiser les performances globales de chaque centrale en tenant compte de l'influence du système de stockage et de remplissage.

Une méthodologie d'optimisation des centrales solaires thermiques à concentration sera proposée dans le quatrième chapitre. Les performances optimales de chaque centrale avec une puissance de 50 MW seront simulées et déterminées à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model) dans trois sites en Algérie (Tamanrasset, Hassi r'mel et Insalah). Quatre modèles de centrales seront proposés et simulés. La comparaison et le choix de la meilleure technologie, modèle et performances est basé sur plusieurs paramètres tels que l'efficacité de la centrale, la durée de récupération du coût d'investissement, etc. Pour notre étude, la nouvelle méthode du coût moyen actualisé de l'électricité (LEC) sera utilisée.

Dans le cinquième et dernier chapitre, une étude d'influence des différents paramètres (la capacité de la centrale, l'orientation des concentrateurs, les paramètres financiers) sur les performances de la centrale optimale cylindro-parabolique à Hassi r'mel sera présentée, pour la valider avec celle de la centrale hybride solaire-gaz (SPP1) existante dans ce site du Sud Algérien.

Pour conclure ce manuscrit nous faisons une synthèse de l'ensemble des résultats obtenus en présentant quelques perspectives quant aux suites à donner aux travaux présentés dans ce mémoire.

## Références

- Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040, 2015. US Energy Information Administration. April 2015: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo>
- Barra O, Franceschi L, 1982; *The parabolic trough plants using black body receivers: experimental and theoretical analyses*. Solar Energy 28(2):163–71. ISSN 0038-092X.
- Berrah Fayçal, 2013; *Conception et simulation d'une centrale solaire à tour sur sites algériens*; Mémoire de Master; Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Algérie; 12 Juin 2013.
- Coskunoglu O, 1983; *Mathematical programming procedures to optimize the collector field subsystem of a power tower system*. Solar Energy 31(5):503–10. ISSN 0038-092X.
- Duffie J, Beckman W, 1991; *Solar engineering of thermal processes*. 2<sup>ème</sup> édition. John Wiley And Sons. ISBN 0-471-51056-4.
- International Energy Agency (IEA), 2013; *Concentrating solar power: Technology brief*; IEA/OECD, Paris, France, pp. 1–32.
- International Energy Agency, 2010. Technology roadmap concentrating solar power: [www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf).
- Mathur S, Kandpal T, Negi B, 1991; *Optical design and concentration characteristics of linear Fresnel reflector solar concentrators–II. Mirror elements of equal width*. Energy Conversion and Management 31(3):221–32. ISSN 0196-8904.
- N.R.E. Laboratory, *Concentrating solar power projects*; 2012; [www.nrel.gov/csp/solarpaces/](http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/).
- Poole L, 2001; *Concentrating solar power: energy from mirrors*. Rapport technique, National Renewable Energy Laboratory., Golden, CO (US).
- Purohit, I. Purohit, P. Shekhar, S, 2013. *Evaluating the potential of concentrating solar power generation in Northwestern India*. Energy Policy 62: 157–175.
- Ramakumar R, Bahrami K, 1981; *Dispersed solar thermal generation employing parabolic dish-electric transport with field modulated generator systems*. Solar Energy 27(1):7–11. ISSN 0038-092X.
- Regue Hanane Maria, 2013 ; *Etude expérimentale d'un capteur cylindro parabolique à double réflexion* ; Thèse de Magister ; Université de Laghouat-Algérie- ; 12 Juin 2013.
- Seitel SC, 1975; *Collector performance enhancement with flat reflectors*. Solar Energy 17(5):291–5. ISSN 0038-092X.
- Sootha G, Negi B, 1994; *A comparative study of optical designs and solar flux concentrating characteristics of a linear Fresnel reflector solar concentrator with tubular absorber*. Solar Energy Material Solar Cells 32(2):169–86. ISSN 0927-0248.

Soteris .A. K, 2004; *Solar thermal collectors and applications*; Progress in Energy and Combustion Science 30: 231–295.

U.S. Department of Energy, 2013. *Energy efficiency and renewable energy*: [http://www1.eere.energy.gov/solar/linear\\_concentrators.html](http://www1.eere.energy.gov/solar/linear_concentrators.html).

Washom B; Vanguard I, 1984b; *Solar parabolic dish-stirling engine module*. Rapport technique final, 28 Mai 1982- 30 Septembre 1984, Advanco Corp., El Segundo, CA (USA).

Wisam Abed Kattea A.M, Falah. A, Vitali .K, Bernd. E; 2016, *Modelling and dynamic simulation of a parabolic trough power plant*; Journal of Process Control 39: 123–138.

Zeroual. B, A. Moumami, 2012; *Design of Parabolic Trough Collectors Solar Field For Future Solar Thermal Power Plants in Algeria*; 2<sup>nd</sup> International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA), Northumbria University.

<http://helioscsp.com>, (2017).

De la Presidencia M. Boletfn Oficial del Estado; 2012. <http://www.boe.es/>.

PSA, Plateforme Solaire d'Almeria; 2012. <http://www.psa.es>.

## Chapitre

1

---

### Les ressources pour les centrales CSP

## Introduction

L'utilisation des énergies renouvelables peut aider beaucoup de pays à atteindre leurs objectifs en matière d'énergie sûre, fiable et abordable afin d'accroître l'accès à l'électricité et de promouvoir le développement. Parmi les technologies les mieux adaptées à la transformation de ces énergies en courant électrique, on peut citer les systèmes à concentration solaires (CSP) utilisés dans la réalisation des centrales thermo-solaires. Dans ce chapitre, nous allons étudier les critères technico-économiques d'installation des centrales solaires thermiques à base de CSP dans le monde, puis nous présenterons un aperçu sur la politique Algérienne vis-à-vis des énergies renouvelables.

### 1.1. Les critères de choix du site pour les centrales CSP

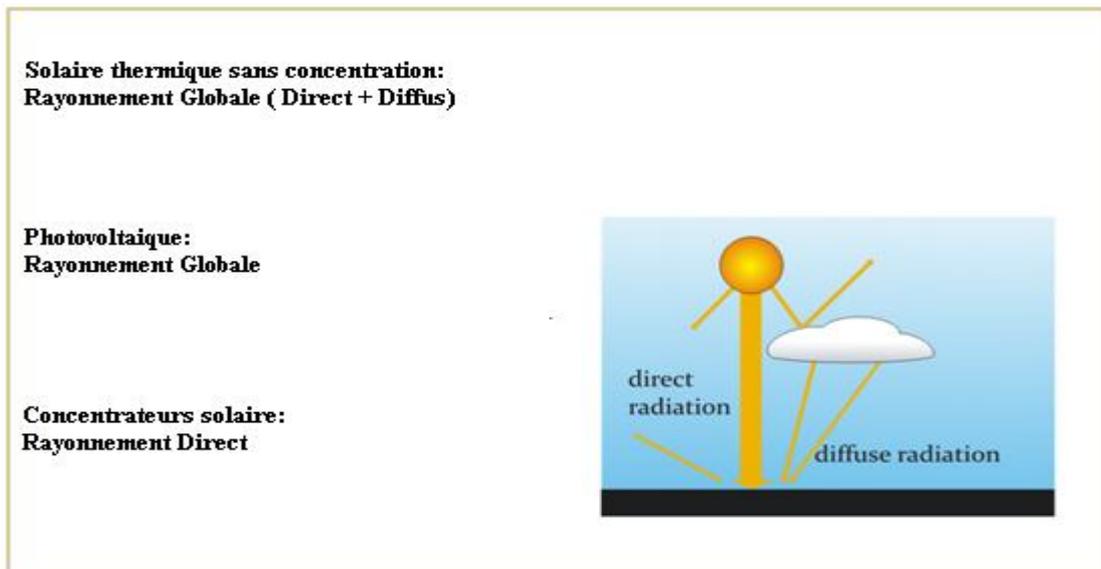
Les sites des centrales CSP doivent se conformer à certaines exigences. Nous pouvons les diviser en quatre groupes: les exigences de rayonnement solaire, la disponibilité de grands espaces d'implantation, les besoins en infrastructures, le cadre politique et économique dans le pays concerné (Brösamle et al, 2011).



**Figure 1.1** : Les critères de choix du site pour CSP (Günther et al, 2012)

### 1.1.1. Le rayonnement solaire

Un critère fondamental pour la construction d'une centrale CSP en un site donné est une disponibilité suffisante du rayonnement solaire. Il est particulièrement important que la fraction directe du rayonnement solaire soit élevée. Contrairement à d'autres types d'utilisation de l'énergie solaire (en particulier photovoltaïques), les systèmes CSP utilisent uniquement la composante directe du rayonnement solaire; cette composante est la seule qui peut être concentrée.



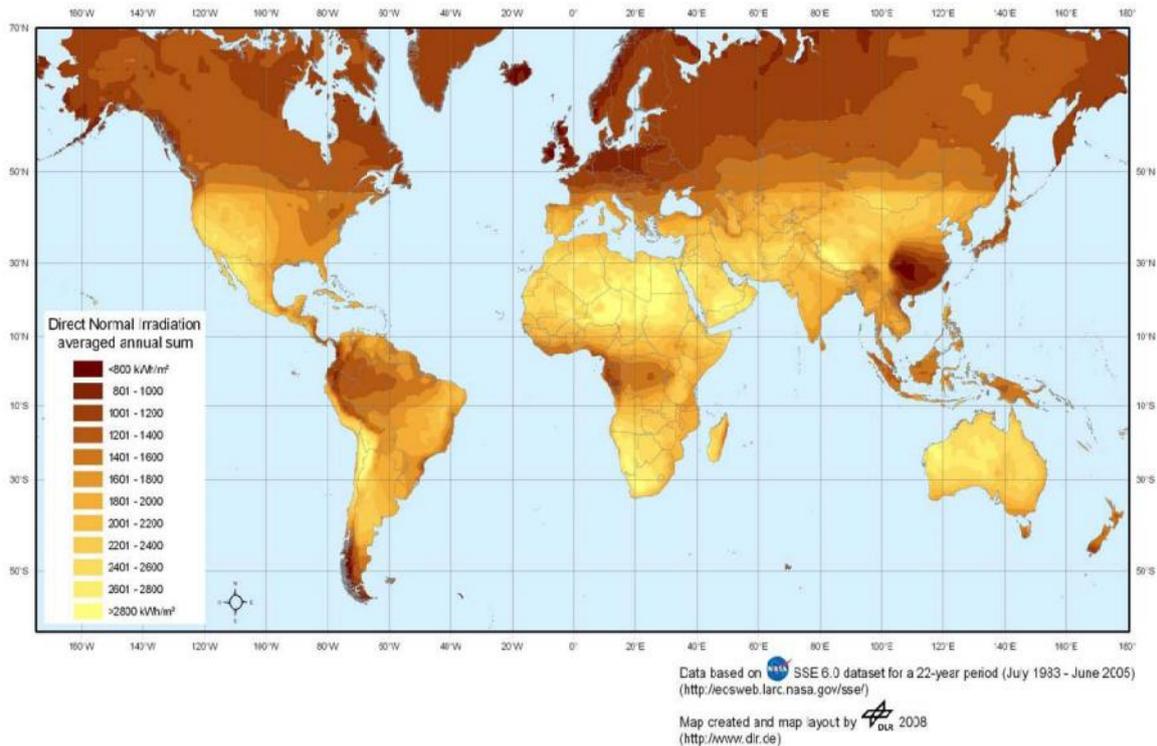
**Figure 1.2 :** Les utilisations de l'énergie solaire et les composantes du rayonnement correspondant (Günther et al, 2012)

Le paramètre le plus pertinent à considérer est le DNI (Irradiance Direct Normal) qui est défini comme la densité du flux de rayonnement dans le spectre solaire ( $0,3 \mu\text{m}$  à  $3 \mu\text{m}$ ) incident à la surface de la terre perpendiculaire à la direction du soleil intégré sur un petit cône traçant du soleil. Le DNI est affecté par l'absorption et la diffusion du rayonnement solaire sur les molécules d'air, l'ozone, la vapeur d'eau et les aérosols. L'unité du DNI est le Watt par mètre carré ( $\text{W} / \text{m}^2$ ). Toutefois, ce sont les sommes annuelles cumulées qui sont prises en tant que paramètre pour l'évaluation de la disponibilité du rayonnement direct sur un site donné. Dans ce cas, l'unité est une énergie par mètre carré et par an ( $\text{kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$ ). Il est courant dans la littérature des CSP d'utiliser le terme "DNI" dans ce dernier sens.

En général, les promoteurs de projets considèrent les valeurs 1900 - 2100 kWh /m<sup>2</sup> /an comme seuil à partir duquel un projet de centrale CSP est économiquement possible. Des valeurs supérieures à ce seuil sont atteintes dans la ceinture solaire terrestre que l'on appelle *Sun Belt*, à savoir entre les latitudes 15 ° et 40° sur les deux hémisphères. Cela comprend, en particulier, le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord, la Namibie et l'Afrique du Sud, l'Iran, l'Afghanistan, le Pakistan, les régions désertiques de l'Inde, certaines régions du sud de l'ancienne Union soviétique et la Chine occidentale, de grandes parties de l'Australie, le sud-ouest des États-Unis et le nord du Mexique, le nord du Chili et des parties contiguës de la Bolivie et de l'Argentine.

Les régions tropicales entre les régions *Sun Belt* sont normalement exclues en raison de l'humidité de l'air élevée et les troubles fréquents. Les latitudes supérieures à 40 ° ne sont pas considérées. Les conditions DNI sont défavorables en raison de trois aspects: d'abord, en général, les hautes latitudes sont caractérisées par la nébulosité fréquente, ce qui réduit le nombre d'heures de rayonnement directs annuels considérablement. Deuxièmement, les hautes latitudes sont caractérisées par des écarts de rayonnement saisonniers élevés, ce qui impliquerait de grandes variations saisonnières dans le rendement énergétique. Troisièmement, les angles d'incidence du rayonnement (sur le plan horizontal) sont élevés, ce qui peut entraîner des pertes plus cosinus (en fonction de la géométrie de la concentration) et d'autre part la masse d'air traversée est élevée, ce qui réduit le rayonnement direct disponible.

La figure suivante montre une carte globale des sommes DNI annuelles, qui a été conçue par le DLR sur la base des données de rayonnement NASA à long terme.



**Figure 1.3** : Irradiation annuelle directe normale en kWh / m<sup>2</sup>/an ([meteostest.ch](http://meteostest.ch)).

Afin d'évaluer les sites CSP possibles, il est fondamental de compter avec les données exactes de l'irradiation solaire directe locale. Ces données peuvent être obtenues par mesure de masse ou de programmes de mesure du satellite. La combinaison des deux sources - mesure de masse et de programmes de mesure satellites - donne l'avantage de l'information du rayonnement solaire locale très fiable : la durée limitée pour mesure de masse (un an) rend possible l'adaptation du modèle par satellite à des conditions spécifiques au site. Les données satellitaires rendent l'information de rayonnement accessible à long terme.

### 1.1.2. Les ressources terrestres

Les centrales CSP ont besoin d'une zone de haute terre par rapport aux centrales électriques conventionnelles. La surface spécifique pour une centrale cylindro-parabolique est d'environ 0.015 km<sup>2</sup> à 0,02 km<sup>2</sup> par MW ([Brösamle et al, 2000](#)). La disponibilité de terrains pour construire de grands champs de capteurs CSP est donc un critère de site important. La terre doit se conformer à certaines conditions naturelles afin d'être aptes à la construction d'une centrale. En outre, les options possibles concurrentes d'utilisation des terres doivent être prises en compte. Rappelons que l'idée de l'installation des centrales CSP dans les régions arides est non seulement attrayante en raison de la possibilité de produire de l'électricité propre avec une très grande efficacité, mais aussi que les zones peuvent être utilisées car elles sont non-productives de façon générale. En outre, les zones protégées doivent être évitées et le potentiel de danger naturel local doit être considéré.

### 1.1.2.1. Les conditions terrestres naturelles et l'utilisation des terres

Les conditions terrestres naturelles sur un site donné et la possibilité d'utilisation des terres définissent en grande partie la pertinence d'une zone pour la construction de centrales CSP.

#### ➤ La couverture terrestre et l'utilisation des terres

La couverture terrestre est la matière physique et biologique sur la surface de la terre. Les types de couverture terrestre sont des prairies, eau, forêt, désert, etc. Il y a des implications techniques de la couverture terrestre qui font qu'une zone est favorable ou moins favorable pour les centrales CSP. En outre, la couverture du sol est un paramètre important concernant l'utilisation des terres alternatives.

Les plans d'eau et les glaciers doivent être exclus pour des raisons techniques. Aussi des marais et des zones humides ne sont pas appropriés. Les déserts de sable sont également problématiques en tant que sites de centrales solaires possibles en raison de sables mouvants et dunes et en raison de l'absence de terre de construction solide. Il doit également être pris en considération que les sables mouvants sont des structures dynamiques qui se propagent à d'autres endroits. Cela nécessite qu'une zone de sécurité autour des dunes de sable doit être respectée. La vitesse de propagation des dunes de sable peut atteindre jusqu'à 200 m /an. À ce rythme et avec une durée de vie présumée des centrales CSP de 50 ans environ, les zones de sécurité doivent être d'une largeur allant jusqu'à 10 km (Kronshage, 2002).

Les zones de sel sont exclues en raison de leurs propriétés corrosives lourdes. Des mesures anticorrosives pour les centrales CSP entraîneraient des coûts très importants.

En outre, aucune des centrales électriques ne devraient être construites sur les zones forestières, les terres de pâturage et les terres cultivées dans le but d'éviter les conflits d'utilisation des terres et des conséquences négatives sur l'environnement.

Il est évident qu'il n'y a pas de centrales solaires qui peuvent être construites sur des zones de peuplement existantes. En outre, il doit être pris en compte qu'en général une certaine distance minimale entre les zones de peuplement doit être respectée. Un développement urbain supplémentaire doit être considéré aussi bien que la visibilité des zones installées.

Des zones appropriées pour les centrales solaires sont particulièrement semi-désertique de broussailles et de déserts (sauf pour les déserts de sable), ainsi que les prairies, garrigues et Savanes (en tenant compte de possibles usages alternatifs).

### ➤ **La disponibilité de l'eau pour refroidissement**

La disponibilité de l'eau est importante, surtout si les centrales CSP devraient être équipés de systèmes de refroidissement par voie humide. Le refroidissement humide est favorable à l'exploitation des centrales CSP en raison de l'efficacité des centrales électriques plus élevées possibles et en raison des coûts inférieurs d'investissement par rapport au refroidissement sec. Ce pourquoi il est un grand avantage si l'eau est suffisante pour le système de refroidissement de la centrale. Malheureusement, la forte irradiation nécessaire au fonctionnement d'une centrale CSP n'est pas facile à combiner avec l'apparition abondante de l'eau. Une source importante d'eau, les précipitations, échouent normalement, parce que les zones avec une irradiation solaire élevée habituellement comptent avec des quantités moins élevées de précipitations. Une autre source est l'eau de mer qui est plus susceptible d'être disponible dans certaines régions. Cependant, l'irradiation est normalement légèrement inférieure près de la côte qu'en haute zone en raison de plus fortes teneurs en vapeur d'eau dans l'atmosphère.

Pour les premières centrales cylindro-paraboliques en Europe, le complexe Andasol en Andalousie, le site a été choisi parce que le climat aride combiné à la disponibilité de l'eau est élevée grâce à la proximité de la haute montagne Sierra Nevada. Les taux de précipitations dans la Sierra Nevada sont plus élevés tels que l'eau souterraine coule dans la zone inférieure où la centrale est située et peut être utilisée. Chacune des centrales Andasol (50MW) a besoin d'environ 5 l / kWh ou 870000 m<sup>3</sup> /an pour le refroidissement ([wikipedia.org/wiki/Andasol](http://wikipedia.org/wiki/Andasol)).

En outre, l'eau est également utilisée pour le nettoyage du réflecteur et pour d'alimentation du cycle de vapeur. Toutefois, dans le cas des centrales SEGS en Californie, 80% de l'eau consommée est utilisée pour le refroidissement et 5% seulement pour le nettoyage du réflecteur et 15% pour d'autres besoins de la centrale électrique ([International Renewable Energy Agency, 2012](#)).

### ➤ **La pente du terrain**

En fonction de la technologie CSP, la pente affecte la faisabilité d'une centrale CSP et aussi ses coûts. Les systèmes (cylindro-paraboliques et centrales de miroir de Fresnel) surtout focalisation linéaire ont besoin de grandes surfaces suffisamment plates. Les capteurs cylindro-paraboliques ont

jusqu'à 150 mètres de long (la nouvelle Heliotrough même jusqu'à 191 m) et les collecteurs de Fresnel linéaires peuvent être beaucoup plus longs, jusqu'à 1 km (Günther et al, 128). Les systèmes de focalisation ponctuelle - les centrales à tour et les systèmes paraboliques - peuvent être érigés aussi sur des zones avec une pente plus grande, par exemple sur une colline plein sud. Les raisons en sont que les miroirs ont des fondations et des supports qui sont indépendants les uns des autres et qu'il n'y a pas de circuit de fluide caloporteur qui les relie.

Pour une analyse du site, un certain seuil de pente peut être défini pour exclure les zones avec une pente plus élevée. Un seuil de 2,1% est souvent toléré dans des études de DLR. Toutes les zones ayant une pente supérieure à 2,1% sont alors exclues.

### **1.1.3. Le potentielle des risques naturels**

Les risques naturels comprennent des phénomènes tels que les tremblements de terre, les tempêtes, et d'autres. Ces risques peuvent affecter la sécurité de fonctionnement d'une centrale CSP. Afin de résister à l'impact de ces phénomènes, la conception du champ solaire et du bloc d'alimentation doit être adaptée, ce qui peut impliquer des coûts de construction plus élevés (Altmann, 1996). En outre, les coûts d'assurance peuvent augmenter pour des sites avec des risques plus élevés de dommages.

#### **1.1.3.1. Les aires protégées**

Aucune centrale CSP ne peut être érigée sur des aires protégées. La définition générale d'une aire protégée, adoptée par l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN), est la suivante: «Une zone de terre et / ou de mer vouée spécialement à la protection et au maintien de la diversité biologique et des ressources naturelles, associée à des ressources culturelles, gérées par des moyens efficaces, juridiques ou autres ». L'UICN a défini six catégories de gestion des aires protégées sur la base d'objectifs de gestion principale.

#### **1.1.3.2. Les coûts des terrains et la propriété foncière**

Comme mentionné ci-dessus, les centrales CSP ont besoin de zones terrestres relativement élevées. Les coûts fonciers peuvent être un élément essentiel du coût d'investissement et deviennent par conséquent un critère de site important. L'exigence des coûts des terrains abordables peut être en conflit avec d'autres critères de site comme, par exemple, l'eau et la disponibilité des

infrastructures. Cependant, la tâche est de rechercher un compromis équilibré optimal pour toutes ces exigences.

En général, les coûts fonciers dépendent de la gamme d'utilisations alternatives possibles, la structure du propriétaire et l'existence d'un marché de l'immobilier gratuit.

## 1.2. Le potentiel solaire en Algérie

L'Algérie dispose du potentiel solaire le plus élevé de la région MENA et l'un des plus important au Monde; de par son climat, la puissance solaire maximale en tout point du pays est d'environ 1 Kw/m<sup>2</sup>. L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6 Kwh/m<sup>2</sup> et l'énergie annuelle maximale en Algérie est de l'ordre de 2500 Kwh/m<sup>2</sup> (Bouguetaia, 2013). La durée d'insolation sur le quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). Le potentiel technique et économique de production de l'énergie électrique par les centrales solaires thermodynamiques en Algérie est d'environ 170000 TWh (Trieb, 2005).

L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique est donné dans le Tableau ci dessous :

**Tableau 1.1** : Le potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts-plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Il est important de connaître ce gisement afin d'assurer le bon dimensionnement des systèmes solaires. Ainsi, un bon dimensionnement n'est possible que si les mesures sont disponibles d'une manière continue dans l'espace et dans le temps.

## 1.3. Le cadre politique international pour les CSP

Les scénarios de concentration d'énergie solaire montrent qu'avec un développement industriel avancé et des niveaux élevés d'efficacité énergétique, les centrales CSP pourraient répondre jusqu'à 7% des besoins énergétiques mondiaux d'ici 2030 et 25% d'ici 2050 (SolarPaces, 2009).

Il existe actuellement deux grands instruments de politique internationale pertinents pour les CSP: l'Initiative sur le marché mondial (IMM) et le Plan solaire méditerranéen (PSM).

L'Initiative sur le marché mondial a été signée par un certain nombre de pays qui ont accepté de mettre en place des objectifs, des tarifs fixes, le financement et la réglementation, mais ce plan reste toujours pertinent pour stimuler le marché, et l'objectif global de 5 000 MW peut être dépassé en Espagne uniquement par les projets en cours de construction et en développement.

Le plan solaire méditerranéen a été annoncé à la mi-2008 avec un objectif de 10 à 12 gigawatts de centrales solaires thermiques d'ici à 2020 pour fournir à la fois la puissance locale et d'exportation (SolarPaces, 2009). Le succès du plan dépendra des connexions à haute tension entre la Tunisie et l'Italie et la Turquie et la Grèce ; mais un obstacle majeur à la mise en œuvre de ce plan est l'instabilité politique de ces régions. Par contre un signe positif pour le développement du marché a été signalé suite à la déclaration initiale des chefs d'état méditerranéens.

### **1.3.1 Les mesures spécifiques de politique**

#### ***1.3.1.1. Tarifs de rachat***

Les tarifs de rachat doivent également:

- 1- Fournir la confiance des investisseurs que les primes ne changeront pas, de sorte que le rendement du projet sur l'investissement peut être satisfait.
- 2- Disposer de délais précis et publiés pour l'admissibilité des projets.
- 3- Considérer une période après laquelle le tarif est abaissé, après que les projets ont été payés, de manière à ne pas avoir d'effet inutile sur le prix à la consommation de l'électricité.

#### ***1.3.1.2. Garanties de prêt***

Afin de garantir un meilleur accès aux fonds d'investissement, il faut de nouveaux programmes de garantie de prêts via les guichets existants dans les banques multilatérales, des programmes de prêts nationaux existants et des programmes environnementaux mondiaux tels que le GEF, l'UNEP et l'UNDR pour le CSP pour les économies en développement de l'Afrique du Nord (International Energy Agency, 2011).

### ***1.3.1.3. Soutenir le développement de nouvelles technologies***

Comme pour toute industrie en développement, les technologies de la prochaine génération réduiront considérablement les coûts. Pour tenir compte de cette situation, il faut (BMW, 2011):

- 1- Le financement pour les centrales de démonstration en pré-commercialisation afin que les technologies de la prochaine génération entrent sur le marché.
- 2- Les centrales de démonstration ont besoin de garanties de prêts de l'UE pour couvrir le risque d'innovation technologique.
- 3- Le financement de la recherche et du développement pour le développement de matériaux, de composants et de systèmes (par exemple : revêtements, stockage, systèmes à vapeur directe / sel fondu, générateurs de vapeur adaptés)

## **1.4. La politique algérienne sur les énergies renouvelables**

### **1.4.1. Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique**

L'Algérie connaît une augmentation continue de la population - de plus de 250% au cours des 50 dernières années, avec 37,9 millions d'habitants (jusqu'en janvier 2013) (Bureau Référence de Population, 2011). Compte tenu la consommation d'énergie, les émissions de gaz et les changements majeurs des tendances économiques des dernières décennies, pour respecter le Protocole de Kyoto, le gouvernement algérien a lancé le programme d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. Ce programme a été lancé en 2011, avec un coût total de 120 milliards USD (Sonegaz, 2011). Ce programme s'appuie sur une stratégie axée sur le développement et l'expansion de l'utilisation de ressources inépuisables telles que l'énergie solaire, la biomasse, la géothermie, l'éolien et l'énergie hydroélectrique, afin de diversifier les sources d'énergie pour se préparer à toute baisse imprévue du prix du pétrole.

L'Algérie cherche à devenir un acteur majeur dans la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire thermique, qui seront des moteurs du développement économique durable pour promouvoir un nouveau modèle de croissance. Pour cela les énergies renouvelables sont au cœur des politiques énergétiques et économiques de l'Algérie avec des prévisions qu'environ 40% de l'électricité qui sera produite pour la consommation domestique proviendra des énergies renouvelables d'ici 2030.

Le programme consiste à installer entre 2011 et 2030 jusqu'à 22 000 MW de puissance électrique d'origine renouvelable, dont 12 000 MW destinés à répondre à la demande intérieure d'électricité et 10 000 MW destinés à l'exportation.

Les projets de production intérieure d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables seront réalisés en trois phases (Sonelgaz, 2011):

- 1- La première phase, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles.
- 2- La deuxième phase (2014-2015) marquera le début du déploiement du programme.
- 3- La dernière phase, entre 2016 et 2020, sera consacrée au déploiement à grande échelle du programme.

Le programme se définit par différentes phases:

- 1- Installation d'une puissance totale de 110 MW d'ici 2013;
- 2- Installation d'une puissance totale de 650 MW d'ici 2015;
- 3- Installation d'une puissance totale de 2600 MW d'ici 2020 et possibilité de consacrer 2000 MW à l'exportation
- 4- Une capacité supplémentaire d'environ 12 000 MW devrait être installée d'ici 2030 et une possibilité d'exporter jusqu'à 10 000 MW.
- 5- Des projets pilotes pour la construction de deux centrales solaires avec un stockage d'une capacité totale d'environ 150 MW chacune seront lancés au cours de la période 2011-2013. Ceux-ci s'ajouteront au projet de centrale hybride de Hassi R'mel avec une puissance totale de 150 MW, dont 25 MW en énergie solaire.
- 6- Quatre (4) centrales solaires thermiques d'une capacité totale d'environ 1 200 MW seront construites sur la période 2016-2020. Le programme 2021-2030 prévoit l'installation d'une capacité annuelle de 500 MW jusqu'en 2023, puis de 600 MW par an jusqu'en 2030.

De plus, ce programme générera plusieurs milliers d'emplois directs et indirects, et créera une nouvelle vision pour développer une véritable industrie solaire avec un programme de formation et de capitalisation qui permettra en fin de compte d'utiliser l'ingénierie locale et d'établir un savoir-faire efficace, y compris dans les domaines de l'ingénierie et de la gestion des projets.

#### **1.4.2. Développement de la capacité industrielle**

Afin de suivre et de garantir le succès du programme d'énergies renouvelables, L'Algérie est déterminée à investir dans tous les segments créatifs de l'industrie et à les développer localement.

##### ***Energie solaire thermique***

La période 2011-2013 verra le lancement d'études pour la fabrication locale d'équipements pour le secteur solaire thermique.

La période 2014-2020, le taux d'intégration industrielle devrait atteindre 50% grâce à la mise en œuvre de trois grands projets parallèlement à des actions de renforcement des capacités d'ingénierie:

- 1- Construction d'une usine de fabrication de miroirs;
- 2- Construction des usines de fluides caloporteurs et d'équipements de stockage d'énergie;
- 3- Construction d'une usine pour la fabrication d'équipements de blocs de puissance;
- 4- Développement d'activités d'ingénierie et de conception, d'approvisionnement et de capacités de production pour atteindre un taux de capacité d'intégration industrielle d'au moins 50%.

La période 2021-2030, le taux d'intégration devrait dépasser 80% grâce à la mise en œuvre des projets suivants:

Expansion de la capacité de production du miroir; de fluide caloporteur et de stockage d'énergie; de la capacité de production de blocs de puissance; et conception, approvisionnement et construction de centrales électriques par des moyens propres.

#### **1.4.3. Le cadre réglementaire actuel régissant les énergies renouvelables**

L'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique en adoptant un cadre juridique favorable à leur promotion et au développement des infrastructures concernées.

Plusieurs textes régissent le domaine des énergies renouvelables en Algérie ([joradp.dz](http://joradp.dz)) :

La loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations et ses textes d'application ;

Loi n° 04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable;

Ordonnance n° 01-03 du 20 août 2001 relative au développement de l'investissement,

La loi n° 09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010 (création du FNER : Fond National des Energies Renouvelables).

Arrêté interministériel du 22 décembre 2016 déterminant la nomenclature des recettes et des dépenses imputables sur le compte d'affectation spéciale n° 302-131 intitulé « Fonds national pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et de la cogénération ». Les dotations destinées au financement des actions et projets, autres que les surcoûts induits par la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et/ou de cogénération.

#### 1.4.4. Les incitations et les mesures fiscales

L'objectif de ces mesures est d'encourager les produits locaux et de fournir de bonnes conditions, notamment sur le plan fiscal, aux investisseurs désireux de s'impliquer dans différents secteurs des énergies renouvelables. Des modifications au cadre juridique seront apportées afin de s'assurer que les utilisateurs, les parties prenantes et les investisseurs individuels bénéficient d'un cadre législatif et réglementaire pour répondre efficacement aux défis liés aux énergies renouvelables.

Les mesures incitatives et les encouragements sont mentionnés dans la loi relative au contrôle énergétique (avantages financiers, fiscaux et droits de douane) pour les actions et les projets qui contribuent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies renouvelables.

Afin d'encourager et de soutenir les entreprises industrielles dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA dans l'importation des composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication d'équipements en Algérie, dans les domaines des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Un Fonds national pour l'efficacité énergétique (FNEE) a également été créé pour financer ces projets et accorder des prêts non payés et des garanties pour les prêts consentis aux banques et aux institutions financières pour les investissements en efficacité énergétique (Said, 2013).

#### 1.4.5. Les mesures réglementaires

La politique volontaire de l'Algérie dans la réalisation du programme de développement des énergies renouvelables se fera par l'octroi de subventions pour couvrir les surcoûts sur le réseau électrique national et sur le coût de l'eau potable, notamment pour le programme de dessalement de l'eau saumâtre. Les surcoûts subis par le distributeur sont calculés sur la base d'un prix moyen de l'électricité conventionnelle (décision CREG)

En outre, les contributions de l'état seront précisées par des mesures juridiques qui définiront également les conditions et les mécanismes de contrôle adéquats pour permettre une utilisation optimale du fonds public qui est affecté à ce programme.

#### 1.4.6. Le tarif d'achat garanti et contrat d'achat

Le niveau du tarif d'achat est déterminé en fonction de la technologie de l'installation, de sa puissance (MW) et du potentiel du site d'implantation (Stambouli, 2011).

Le tarif d'achat garanti est fixe sur toute la durée du contrat avec une révision éventuelle au bout de la cinquième année en fonction du potentiel réel mesuré.

Les ressources pour le financement des incitations sont la compensation des distributeurs par le Fonds National pour les EnR en partie ou en totalité, et/ou imputation aux tarifs aux clients finals.

Les filières concernées par ces dispositions sont :

Solaire photovoltaïque et thermique, éolien, géothermie, petite hydraulique, biomasse, les installations de cogénération dont la puissance 50MW (Said, 2013).

#### 1.4.7. Le nouveau programme des EnR en 2015

Suite au programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adopté par le gouvernement en février 2011, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie, dont une capacité de 22000 MW sera implantée entre 2011 et 2030.

Le programme national de développement des énergies renouvelables dans sa version actualisée par les services du ministère de l'énergie et adopté par le gouvernement, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

La première phase de ce programme qui a été consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme.

Parmi ces nouveaux éléments, il convient de citer (Sonelgaz, 2015) :

- Une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables, notamment pour le solaire et l'éolien, suite aux études engagées;
- La baisse des coûts des filières photovoltaïque et éolienne qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer ;
- Les coûts encore élevés de la filière CSP (solaire thermique) induisant une croissance très lente du développement de ce marché à travers le monde ;

- Le parachèvement d'une réglementation nationale cohérente et attractive en direction des investisseurs.

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020, ce qui est équivalent à 27 % dans le bilan national de production d'électricité.

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit ([Sonelgaz, 2015](#)) :

**Solaire Photovoltaïque : 13 575 MW**

**Eolien : 5010 MW**

**Solaire thermique (CSP) : 2000 MW**

**Biomasse : 1 000 MW**

**Cogénération : 400 MW**

**Géothermie : 15 MW**

#### **1.4.8. Les nouvelles Incitations et mesures fiscales**

La mise en œuvre de ce programme bénéficie de l'apport substantiel et multiforme de l'état qui intervient notamment à travers le Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération (FNERC), alimenté par un prélèvement de 1% de la redevance pétrolière.

Un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis est mis en place par la réglementation. Ainsi, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de 20 ans pour les installations en Photovoltaïque et en éolien.

Les filières ne bénéficiant pas des tarifs d'achat garantis seront financées par le FNERC à hauteur de 50% à 90% du coût d'investissement selon la technologie et la filière retenues ([Sonelgaz, 2015](#)).

## Conclusion

D'après ce chapitre, la technologie des centrales solaire thermiques CSP ne peut être installée partout dans les différentes régions du monde mais seulement dans des régions spéciales appelées *Sun belt*, où le DNI est supérieur à 1900 kWh /m<sup>2</sup> /an, situées entre les latitudes +ou-15 ° et +ou - 40 °.

L'Algérie possède des critères très favorables pour l'implantation de ce type de centrales. Il reste à assurer le financement et les études économiques afin d'assurer la rentabilité de ces projet.

Des incitations et mesures fiscales ont été mises en place pour encourager les entreprises locales et étrangères à s'impliquer dans ce programme en privilégiant l'utilisation du produit local.

Malgré tout, ces efforts sont insuffisants car le coût de l'électricité thermique est toujours élevé par rapport aux autres sources. L'étude de nouvelles innovations, telles que le stockage de l'énergie thermique et l'hybridation avec d'autres sources, est importante pour la réduction des coûts. Cette problématique est l'objet du troisième chapitre.

## Références

- Altmann, M, 1996; *Environmental Impacts of Solar Thermal Power Plants – A Moroccan Case Study*. Communication, Proceedings of the 10<sup>th</sup> EuroSun, Freiburg.
- BMW AG et al, 2011; *A Portfolio of Power Trains for Europe: A Fact-Based Analysis*, 12 Septembre: [www.zeroemissionvehicles.eu](http://www.zeroemissionvehicles.eu)
- Bouguetaia. N, 2013 ; *Contribution à l'étude et a la simulation d'un concentrateur cylindro-Parabolique* ; Thèse de Magister ; Université Constantine 1, Algérie.
- Brösamle, H. et al, 2011; *Assessment of Solar Electricity potentials in North Africa based on Satellite Data and a Geographic Information System*". Solar Energy 70 (1), a-12.
- Brösamle,H, 2000; *Solarthermische Kraftwerke – Standortlokalisierung und Potentialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS*. University of Applied Sciences Vechta.
- Bureau Référence de Population (PRB), 2011: *World population data sheet*. Rapport technique ; <http://www.prb.org>,
- Kronshage, S, 2002; *Standortanalyse für solarthermische Kraftwerke am Beispiel des Königreichs Marokko*. Thèse de doctorat. University of Osnabrück.
- Concentrating solar power global outlook 2009.SolarPaces.
- Groupe Sonelgaz, 2011 ; *Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique*. Rapport technique ; Ministère de l'énergie et des mines Algérie. <http://www.mem-algeria.org>, Mars 2011
- Groupe Sonelgaz, 2015 ; *Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique* ; Rapport technique ; Ministère de l'énergie et des mines Algérie. <http://www.mem-algeria.org>.
- Günther. M ; M. Joemann, 2012 ; *Site Assessment* ; Advanced CSP Teaching Materials ; Chapitre 14;enerMENA;DLR;Germany.
- International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012; *Renewable Energy Technologies: cost analysis series*, Rapport technique; volume1: power sector, issue 2/5.
- International Energy Agency (IEA), 2011; *Solar energy perspectives*; France; [www.iea.org/about/copyright.asp](http://www.iea.org/about/copyright.asp)
- Said.N, 2013; *Potentiel EnR de l'Algérie* ; centre de développement des énergies renouvelables CDER.

Stambouli, AB, 2011; *Promotion of renewable energies in Algeria: strategies and perspectives*.  
Article, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15:1169–1181.

Trieb. F, 2005; *Concentrating solar power for the Mediterranean region*, German Aerospace  
Center (DLR), Stuttgart.

<http://www.meteostest.ch>

<http://de.wikipedia.org/wiki/Andasol>.

Journal officielle d'Algérie ; [www.joradp.dz](http://www.joradp.dz)

## Chapitre

2

---

### **Modélisation de performances des concentrateurs solaires**

## Introduction

La simulation numérique est une part importante de l'étude des concentrateurs solaires que ce soit pour optimiser la conception d'un point de vue technico-économique ou pour prédire les performances. Nous présenterons dans ce chapitre les principes fondamentaux de la théorie et de la technologie des concentrateurs solaires. Pour ce faire, les performances optiques et thermiques de chaque concentrateur sont formalisées.

### 2.1. La concentration théorique maximale du rayonnement solaire

Le rapport de concentration  $C$  est défini comme étant le rapport entre le flux rayonnant après la concentration et le flux radiant avant la concentration (Rahmani, 2012). Dans de nombreux cas, ce rapport peut être approximé par le rapport de la surface d'ouverture du système optique, c'est-à-dire la zone par laquelle le rayonnement pénètre, à la surface minimale à travers laquelle le rayonnement réfléchi passe:

$$c = \frac{\text{surface d'ouverture}}{\text{surface de l'image de la source du rayonnement}} \quad (2.1)$$

Compte tenu du fait que les systèmes qui concentrent le rayonnement solaire incident sur la surface d'ouverture sur un absorbeur et que la surface de l'absorbeur ne recouvre que l'image du soleil, nous pouvons convertir (2.1) également sous la forme suivante:

$$c = \frac{\text{surface d'ouverture}}{\text{surface de l'absorbeur}} \quad (2.2)$$

Le rayonnement solaire n'arrive pas avec des rayons exactement parallèles et, par conséquent, l'image du soleil n'est pas concentrée dans le point focal mais occupe une certaine zone autour du point focal dans le plan focal. La distance Soleil-Terre est finie de sorte qu'il existe une propagation angulaire du rayonnement solaire direct. L'angle d'étalement est appelé l'angle d'acceptation et il s'élève à:

$$\alpha_D = 2 \cdot \tan \frac{\alpha_D}{2} = \frac{2R_s}{D_{T-S}} = 32.01' \quad (2.3)$$

$R_s=0,695 \cdot 10^6$  Km : le rayon du soleil ;  $\alpha_D$  est l'angle d'acceptation.

$D_{T-S}= 1,5 \cdot 10^8$  Km : la distance moyenne entre soleil-terre.

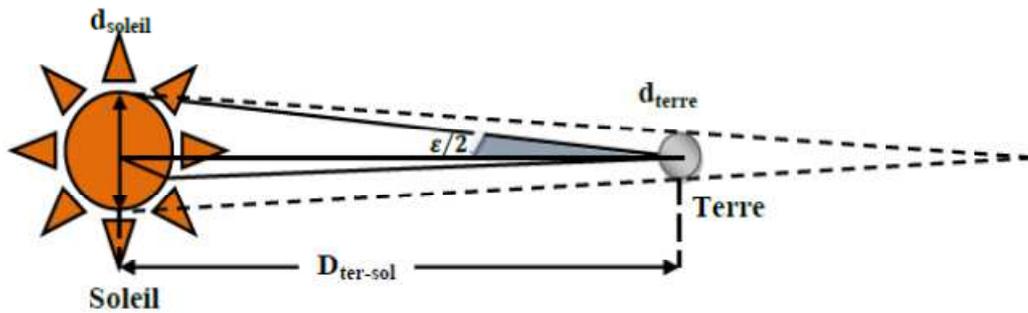


Figure 2.1 : Divergence de rayon du soleil.

En tenant compte de la définition du système optique idéal qui est un système dans lequel il n'y a pas de pertes d'énergie par les processus d'extinction (absorption), les coefficients de réflexion des miroirs inclus sont 1 et le coefficient de transmission du support optique inclus est également 1. Dans un tel système, et sous la condition supplémentaire que dans le trajet optique il n'y a pas de changement entre différents supports optiques avec des indices de réfraction différents, le produit de la zone de l'ouverture de l'émetteur A et du récepteur A' et l'angle solide dans lequel le rayonnement se propage est constant (Lüpfert, 2007) :

$$A \sin^2 \frac{\alpha}{2} = A' \sin^2 \frac{\alpha'}{2} \tag{2.4}$$

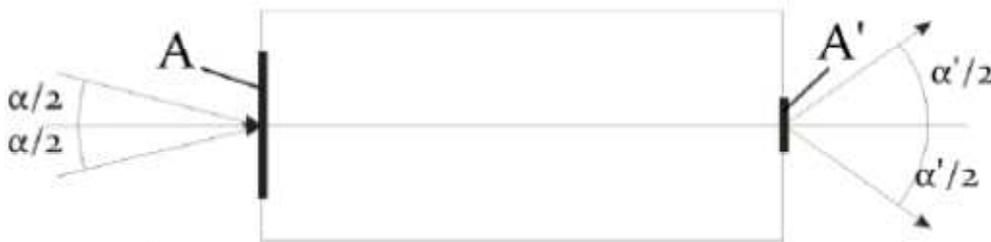


Figure 2.2 : Etendue dans le système optique.

Alors la concentration maximale théorique pour un système idéal de concentration tridimensionnelle qui concentre le rayonnement incident en un seul point est donnée par la formule suivante :

$$C_{\max} = \left(\frac{A}{A'}\right)_{\max} = \left(\frac{\sin^2 \frac{\alpha'}{2}}{\sin^2 \frac{\alpha_D}{2}}\right)_{\max} = 46200 \tag{2.5}$$

Dans un système de concentration bidimensionnel qui concentre le rayonnement incident dans une ligne, le produit de la surface et le sinus de la moitié de l'angle d'acceptation est constant. Par conséquent, le rapport de concentration maximale s'élève à :

$$C_{\max} = \left(\frac{A}{A'}\right)_{\max} = \left(\frac{\sin \frac{\alpha'}{2}}{\sin \frac{\alpha_D}{2}}\right)_{\max} = 215 \quad (2.6)$$

## 2.2. La concentration géométrique

La définition la plus commune du taux de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture  $A_0$  à la surface de l'absorbeur  $A_{\text{abs}}$ , elle est donnée par la formule suivante (Duffie et al, 1991):

$$C_g = \frac{A_0}{A_{\text{abs}}} \quad (2.7)$$

## 2.3. La concentration optique (Energétique)

C'est le rapport de l'éclairement solaire moyen sur la surface de l'absorbeur sur l'éclairement solaire direct de l'ouverture du réflecteur, elle est exprimée par la formule (Kayouche, 1996):

$$C_0 = \frac{I_{\text{abs}}}{I_0} \quad (2.8)$$

Avec :

$$I_{\text{abs}} = \frac{1}{A_{\text{abs}}} \int I_{\text{abs}} \cdot dA_{\text{abs}} \quad (2.9)$$

$I_{\text{abs}}$  : l'énergie reçue à l'ouverture du récepteur.

$I_0$  : l'énergie reçue à l'ouverture de la parabole.

On appelle ici 'Concentrateur' le système complet : (i) l'optique qui collecte l'énergie solaire, (ii) le récepteur qui transmet l'énergie thermique à un fluide caloporteur, et (iii) le système de poursuite solaire.

## 2.4. Modélisation des concentrateurs cylindro-paraboliques

Le concentrateur cylindro-parabolique (PTC) présente la technologie solaire la plus mature actuellement, il est considéré comme un module ayant un réflecteur de forme similaire à une parabole disposé cylindriquement, doté d'un système de suivi du soleil pour concentrer le rayonnement solaire direct le long d'un foyer linéaire où est placé un tube absorbeur dans lequel

circule un fluide caloporteur (HTF). Le fluide caloporteur (eau, huile thermique, sel fondu) peut être porté à environ 400 à 600 °C.

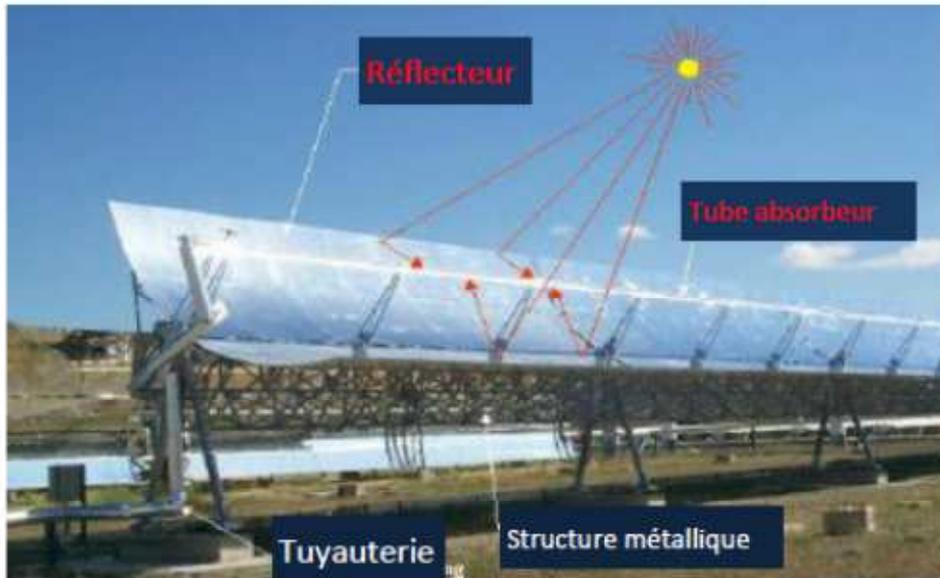


Figure 2.3 : Le concentrateur cylindro-parabolique

#### 2.4.1. Dimensionnement de la courbe cylindro-parabolique

Un miroir parabolique a la propriété d'être stigmatique pour un point situé à l'infini sur son axe, qui est le foyer.

L'équation du miroir est (Gama, 2008) :

$$y = \frac{h'}{(0.5 * a)^2} * x^2 \quad (2.10)$$

a: diamètre de l'ouverture de la parabole ; h' : Taille de la parabole.

##### 2.4.1.1. La taille d'une parabole

Elle est définie par (Balbir et al, 2003) :

$$h' = \frac{a^2}{16f} \quad (2.11)$$

f est la distance focale.

##### 2.4.1.2. La surface d'ouverture (Balbir et al, 2003)

$$A_0 = (a - D)L \quad (2.12)$$

L : La longueur ; D: Diamètre d'absorbeur.

**2.4.1.3. La largeur du réflecteur**

C'est la distance entre deux points de rive du réflecteur, elle est donnée par l'expression (Duffie et al, 1991):

$$a = 4\sqrt{h'f} \tag{2.13}$$

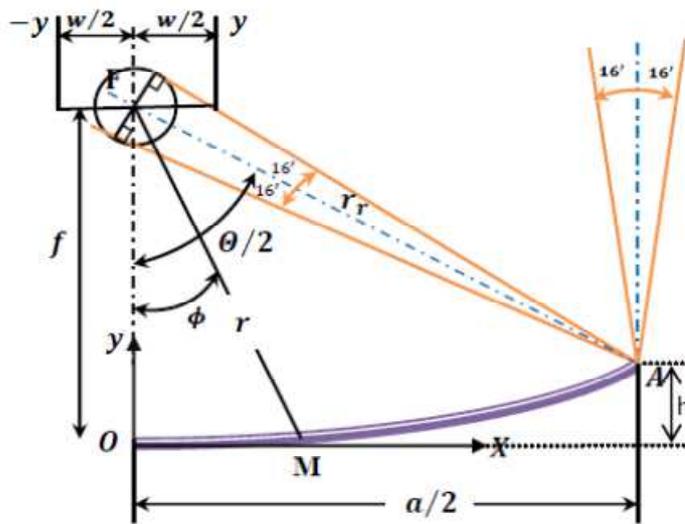
**2.4.1.4. La longueur du réflecteur**

Pour construire un concentrateur puissant, il suffit d'augmenter cette longueur, dont la limite maximum sera fixée par les contraintes mécaniques de la poutre tubulaire du capteur (O'Gallagher, 2008):

$$L = \frac{A_0}{2r_r \sin\left(\frac{\theta}{2}\right)} \tag{2.14}$$

**2.4.1.5. La distance focale (Balbir et al, 2003)**

$$f = \frac{a^2}{16h'} \tag{2.15}$$



**Figure 2.4 :** Dimensionnement d'un concentrateur

Pour déterminer le flux incident au niveau du récepteur, il faut considérer deux paramètres, et qui sont les pertes optiques constantes et les pertes optiques variables qui changent avec la position du soleil. Lorsque l'irradiation solaire n'est pas normale au plan de l'ouverture du collecteur, les pertes sont encourues qui s'accroissent avec l'acuité de l'angle d'incidence.

### 2.4.2. L'angle horaire ( $\omega$ )

C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil, correspond au déplacement angulaire du soleil vers l'est ou vers l'ouest du plan méridien local, il définit le vrai temps solaire:

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (2.16)$$

TSV est le temps solaire vrai

$$TSV = T_L - C' + E_T + \frac{L_{ref} - L'}{15} \quad (2.17)$$

Avec :  $T_L$  : le temps local

$C'$  : le décalage horaire

$L'$  : la longitude du milieu

$E_T$  : l'équation de temps

$L_{ref}$  : longitude de référence (Greenwich)

### 2.4.3. La déclinaison ( $\delta$ )

C'est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre **-23.450** et **+23.450**. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation suivante ([Rahmani, 2012](#)) :

$$\delta = 23.45 \sin((0.98(284 + j))) \quad (2.18)$$

$j$  : le numéro du jour dans l'année, à partir du premier janvier.

### 2.4.4. La hauteur du soleil

L'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal, varie entre 0 et  $90^0$ . Au lever et au coucher du soleil la hauteur vaut  $0^0$ .

$$\theta_e = \sin^{-1}(\sin(\phi) \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega)) \quad (2.19)$$

$$\theta_z = 90^\circ - \theta_e \quad (2.20)$$

### 2.4.5. L'azimut du soleil ( $\gamma_{sol}$ )

C'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil et la direction sud (Michael et al, 2011) :

$$\gamma_{sol} = \text{sign}(\omega) \left[ \cos^{-1} \left( \frac{\cos(\theta_z) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cos(\phi)} \right) \right] \quad (2.21)$$

Le concentrateur cylindro-parabolique est capable de suivre le soleil suivant un seul axe, qui peut être orienté suivant chaque direction, mais pratiquement, deux orientations sont possibles : soit Nord-Sud ou Est-Ouest. Le concentrateur suit le soleil suivant cet axe de tel sorte que l'angle entre le plan normal de la surface et le rayon solaire est minimale.

L'angle de poursuite est calculé par la formule suivante :

$$\omega_{col} = \tan^{-1} \left( \frac{\cos(\theta_e) \sin(\gamma_{sol} - \gamma_{col})}{\sin(\theta_e - \theta_{col}) + \sin(\theta_{col}) \cos(\theta_e) (1 - \cos(\gamma_{sol} - \gamma_{col}))} \right) \quad (2.22)$$

Alors , nous pouvons déterminer l'angle d'incidence (l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure de la surface du plan), par :

$$\theta = \cos^{-1} \sqrt{1 - [\cos(\theta_e - \theta_{col}) - \cos(\theta_{col}) \cos(\theta_e) (1 - \cos(\gamma_{sol} - \gamma_{col}))]^2} \quad (2.23)$$

**2.4.6. Les pertes optiques :** Les pertes optiques sont associées à quatre paramètres, qui sont:

- **Réfectivité,  $\rho$ , de la surface réfléchissante du collecteur:** la réfectivité du concentrateur cylindro-parabolique est inférieure à 1, seule une fraction du rayonnement incident est réfléchi vers le récepteur. Les valeurs typiques de réfectivité des miroirs en verre argenté sont d'environ 0,93. Après le lavage des miroirs, leur réfectivité diminue continuellement à mesure que la saleté s'accumule jusqu'au lavage suivant. Des miroirs cylindro-paraboliques commerciaux sont lavés lorsque leur réfectivité est d'environ 0,9.
- **Le facteur d'interception  $\gamma$  :** Il traduit le fait que certains rayons solaires peuvent être renvoyés vers l'extérieur du concentrateur ou bien passer à coté de l'absorbeur lorsque les surfaces optiques présentent des défauts ou des irrégularités et lorsque l'absorbeur est mal positionné dans le plan focal. Donc il dépend des propriétés optiques des matériaux utilisés. Il est typiquement de 0,95 pour un collecteur correctement assemblé.
- **Transmissivité du tube de verre,  $\tau$  :** le tube d'absorption en métal est placé à l'intérieur d'un tube de verre extérieur afin d'augmenter la quantité d'énergie absorbée et de réduire les

pertes thermiques. Une fraction du rayonnement solaire direct réfléchi par les miroirs et atteignant le couvercle en verre du tuyau d'absorbeur ne peut pas le traverser. Le rapport entre le rayonnement traversant le tube de verre et le rayonnement incident total sur celui-ci, donne la transmissivité  $\tau$ , qui est typiquement égale à 0.93.

- **Absorption du revêtement sélectif de l'absorbeur,  $\alpha$** : ce paramètre quantifie la quantité d'énergie absorbée par le tuyau d'absorbeur d'acier, comparé au rayonnement total atteignant la paroi extérieure du tuyau d'acier. Ce paramètre est typiquement de 0,95 pour les tubes récepteurs avec un revêtement en cermet.

**2.4.6.1. Les pertes optiques variables** : ce sont des pertes qui varient avec la position du soleil :

**Les pertes géométriques** : l'efficacité (rendement) géométrique combine la perte cosinus du au rayons du soleil non parallèles (normal) et faible perte d'extrémité (Suresh et al, 2014) :

$$\eta_{geom} = \eta_{cos} \cdot \eta_{end} \cdot \eta_{omb} \quad (2.24)$$

$\eta_{cos}$  est le rendement de la perte cosinus ;  $\eta_{end}$  est le rendement des pertes d'extrémité ;  $\eta_{r2r}$  est le rendement des pertes d'ombrage entre les rangés.

La principale perte géométrique est la perte cosinus due à l'angle d'incidence ( $\theta$ ) du rayon sur le collecteur. De plus, et en raison du système de poursuite solaire à un seul axe de rangées orientées du nord vers le sud, les rayons ne sont pas perpendiculaire au collecteur. Cette déviation est l'angle d'incidence.

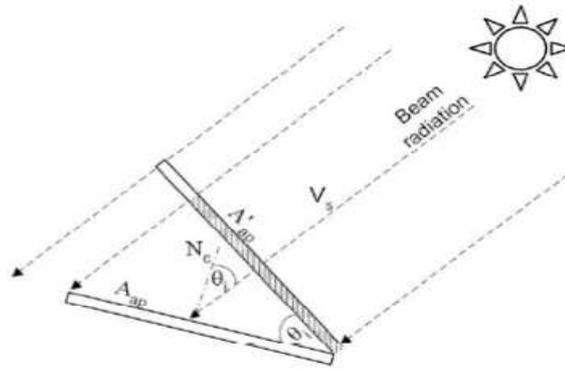
Le collecteur est mis à une position dans laquelle l'ouverture normale du collecteur et du vecteur de rayon direct sont coplanaires. En raison de cette déviation du soleil de la position normale, la surface effective du collecteur est plus petite que dans le cas normal.

La surface d'ouverture du collecteur  $A_{col}$  est réduite à la zone de réflexion effective  $A'_{col}$ .

$$A'_{col} = A_{col} \cdot \cos \theta \quad (2.25)$$

Alors, l'efficacité due à la zone d'ouverture effective réduite du collecteur s'exprime par la formule suivante :

$$\eta_{cos} = \frac{A'_{col}}{A_{col}} = \frac{A_{col} \cdot \cos \theta}{A_{col}} = \cos \theta \quad (2.26)$$



**Figure 2.5 :** L’effet cosinus de la géométrie du collecteur

Le second mécanisme des pertes géométriques est la perte d’extrémité. Il provient de rayons de soleil réfléchis qui n’atteignent pas le tube d’absorption (Martin et al, 2010) :

$$\eta_{end} = 1 - \frac{d_{end}}{l_{col}} = 1 - \frac{f \cdot \tan \theta \cdot \sin |\gamma_{sol} - \gamma_{col}|}{l_{col}} \tag{2.27}$$

$d_{end}$  est la partie non absorbante du l’absorbeur ;  $l_{col}$  est la longueur du collecteur ;

Si l’on utilise des collecteurs pratiquement sans contact, cet effet ne se produira qu’une fois par rangée. L’effet de perte d’extrémité peut être réduit en installant de longues rangées, car plus une ligne est longue, plus l’influence est négative.

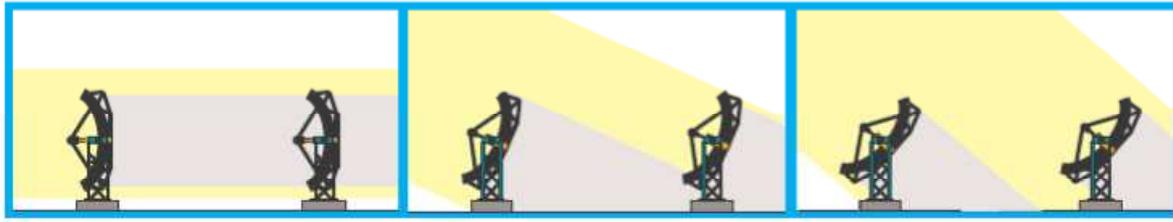
La sortie du champ solaire est encore réduite par l’ombrage d’une ligne à l’autre ligne. Il se produit lorsque les rangées de collecteurs dans un champ solaire sont alignées les uns à côté des autres. Il faut souligner que les pertes d’ombrage se produisent normalement lorsque l’élévation du soleil est faible, c’est-à-dire un peu de temps après le lever du soleil et avant le coucher du soleil.

L’efficacité de l’ombre totale est limitée à la plage de valeurs comprise entre 0,5 et 1,0. Si l’efficacité de l’ombre est inférieure à 0,5, il est peu probable que le champ solaire fonctionne efficacement, de sorte que l’efficacité optique totale est mise à zéro et la simulation progresse Prochaine étape.

L’efficacité d’ombrage peut être calculée par la formule suivante :

$$\eta_{omb} = |\cos(\omega_{col})| \frac{L_{spacing}}{w} \tag{2.28}$$

Avec :  $w$  est la largeur d’ouverture ;  $L_{spacing}$  est l’espace entre les collecteurs.



**Figure 2.6 :** Système de poursuite du collecteur au cours du matin, montrant la digression de l'ombre du collecteur quand la journée progresse (Stuetzle, 2002)

#### 2.4.6.2. L'angle d'incidence modifié (IAM)

L'angle d'incidence affecte également les paramètres optiques de PTC (c'est-à-dire la réflectivité des miroirs, l'absorption de la surface sélective, le facteur d'interception et la transmissivité du verre) car ces paramètres ne sont pas isotropes. L'effet de l'angle d'incidence sur le rendement optique et l'aire d'ouverture utile d'un PTC est quantifié par l'angle d'incidence modifié  $K(\Phi)$ , parce que ce paramètre inclut toutes les pertes optiques et géométriques dues à un angle d'incidence supérieur à  $0^\circ$ .

La formule approximative de l'efficacité de l'angle d'incidence modifié est donnée par l'expression suivante (Martin et al, 2010) :

$$\eta_{iam} = a_0 + a_1 \frac{\theta}{\cos \theta} + a_2 \frac{\theta^2}{\cos \theta} \quad (2.29)$$

Les coefficients  $a_0$ ,  $a_1$  et  $a_2$  sont déterminés expérimentalement du champ de test du collecteur SEGS LS2.

#### 2.4.6.3. Les pertes optiques constantes

Le modèle du collecteur cylindro-parabolique capte l'efficacité optique avec des pertes qui sont fonctions de la position solaire et avec des pertes fixes qui sont appliquées en tant que multiplicateurs constants. Les pertes séparées incluent l'erreur de suivi ( $\eta_{track}$ ), les défauts de géométrie ( $\eta_{geo}$ ), la réflectivité des miroirs ( $\rho_m$ ), la saleté des miroirs ( $\eta_{soil}$ ) et l'erreur générale non capturée ( $\eta_{gen}$ ).

Le rendement optique totale est défini par la formule suivante (Martin et al, 2010) :

$$\eta_{opt} = \eta_{\cos} \cdot \eta_{end} \cdot \eta_{omb} \cdot \eta_{iam} \cdot \eta_{track} \cdot \eta_{geo} \cdot \eta_{soil} \cdot \eta_{gen} \cdot \rho_m \quad (2.30)$$

2.4.7. Le récepteur

Le tube absorbeur (dit Heat Collector Element : HCE) est l'élément important dans le concentrateur cylindro-parabolique, il est constitué d'un tube d'acier inoxydable. Afin de limiter les pertes par convection et rayonnement à l'extérieur, une enveloppe en verre recouvre l'absorbeur et permet de faire le vide dans l'espace annulaire. L'utilisation des surfaces sélectives (généralement couche de cermet) de couleur foncée afin d'absorber le maximum de rayonnement solaire en émettant très peu d'infrarouges peut réduire les pertes de chaleur.



Figure 2.7: Structure d'un absorbeur

2.4.7.1. Modélisation du récepteur

Forristall (2003) a représenté un modèle du tube HCE d'un concentrateur PTC validé par des données expérimentales. Il est unidimensionnel, à l'état stationnaire il néglige la nature non uniforme du flux incident sur le tube absorbeur et s'appuie sur des caractéristiques optiques d'entrées (Efficacité optique, d'angle d'incidence modifié) au lieu de la méthode de ray-tracing pour déterminer les rayons incidents sur l'absorbeur HCE.

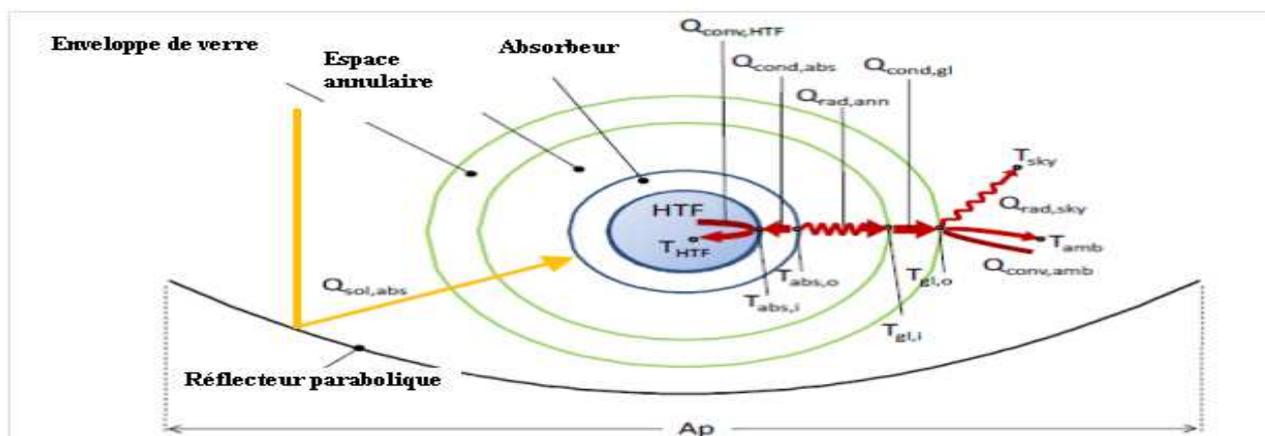


Figure 2.8 : Le bilan thermique pour le récepteur modélisé.

Le rayonnement solaire absorbé par le tube HCE est donné par :

$$Q_{sol,abs} = I_b \cdot \cos \theta \cdot A_p \cdot \eta_{opt} \cdot \eta_{IAM} ; \quad \text{en } (W / m) \quad (2.31)$$

$I_b$  est la radiation directe ( $W/m^2$ ) ;  $A_p$  est l'ouverture du réflecteur (m).

La chaleur transférée par convection au HTF depuis la surface interne de l'absorbeur est :

$$Q_{conv,HTF} = h_{abs,HTF} \cdot 2\pi \cdot r_{abs,i} \cdot (T_{abs,i} - T_{HTF}) \quad (2.32)$$

En cas de rayonnement solaire suffisant,  $Q_{conv, HTF}$  est positif (la chaleur est transférée sur le HTF), sinon  $Q_{conv, HTF}$  est négatif.

La chaleur transférée par conduction à travers l'absorbeur de la surface extérieure de l'absorbeur vers la surface absorbante interne est :

$$Q_{cond,abs} = \frac{2\pi \cdot k_{abs} \cdot (T_{abs,0} - T_{abs,i})}{\ln\left(\frac{r_{abs,0}}{r_{abs,i}}\right)} \quad (2.33)$$

$K_{abs}$  est la conductivité thermique de l'absorbeur en acier inoxydable ( $W/m \cdot ^\circ C$ ).

La chaleur transférée à travers l'espace annulaire évacué de la surface extérieure de l'absorbeur vers la surface de verre interne par rayonnement est :

$$Q_{rad,ann} = \frac{\sigma \cdot 2\pi \cdot r_{abs,0} \cdot (T_{abs,0,Kelvin}^4 - T_{gl,i,Kelvin}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{1 - \varepsilon_{gel}}{\varepsilon_{gel}} \left(\frac{r_{abs,0}}{r_{gl,i}}\right)} \quad (2.34)$$

$T_{abs,0,Kelvin}$  est la température de la surface extérieure de l'absorbeur en Kelvin.

$T_{gl,i,Kelvin}$  est la température de la surface intérieure du verre en Kelvin.

$\varepsilon_{abs}$  est l'émissivité de la surface extérieure de l'absorbeur. Cette valeur est déterminée par le test de perte de chaleur.

$\varepsilon_{gl}$  est l'émissivité de la surface du verre.

$\sigma$  est le constant de stefan-Boltzman.

La chaleur transférée à travers l'enveloppe de verre de la surface intérieure de verre à la surface externe de verre par conduction est :

$$Q_{cond,gl} = \frac{2\pi \cdot k_{gl} \cdot (T_{gl,0} - T_{gl,i})}{\ln\left(\frac{r_{gl,0}}{r_{gl,i}}\right)} \quad (2.35)$$

$K_{gl}$  est la conductivité thermique du verre (1,1 W/m·°C).

La chaleur transférée de l'enveloppe de verre à l'environnement par rayonnement est :

$$Q_{rad,sky} = \sigma \cdot 2\pi \cdot \varepsilon_{gel} \cdot r_{gl,0} \cdot (T_{gl,0,Kelvin}^4 - T_{sky,Kelvin}^4) \quad (2.36)$$

$T_{gl,0,Kelvin}$  est la température de la surface extérieure de l'enveloppe en verre en Kelvin.

$T_{sky,Kelvin}$  est la température du ciel en Kelvin. La température de l'environnement est trouvée à partir de la température ambiante par la formule (Forristall, 2003) :

$$T_{sky} = T_{amb} - 8 \quad (2.37)$$

La chaleur transférée à l'environnement de la surface externe de verre par convection est :

$$Q_{conv,amb} = h_{amb} \cdot 2\pi \cdot r_{gl,0} \cdot (T_{gl,0} - T_{amb}) \quad (2.38)$$

Une entrée thermique supplémentaire non représentée sur la figure 2.8 est l'absorption d'une petite quantité d'insolation par l'enveloppe de verre. Cela augmente la température de l'enveloppe en verre :

$$Q_{sol,abs-verre} = I_b \cdot \cos \theta \cdot A_p \cdot \frac{\eta_{opt}}{\tau_{gl} \cdot \alpha_{verre}} \cdot \eta_{IAM} \cdot \alpha_{verre} \quad (2.39)$$

Le gain de chaleur net du fluide sur la section de 1 m est  $Q_{conv,HTF}$ , et l'élévation de température du fluide est calculée en utilisant la formule suivante :

$$T_{HTF} = \frac{T_{HTF,in} + T_{HTF,out}}{2} \quad (2.40)$$

$$T_{HTF,out} = T_{HTF,in} + \frac{Q_{conv,HTF} \cdot L}{\dot{m} c_{HTF}} \quad (2.41)$$

$L$  est la longueur de HCE (1m) ;  $c_{HTF}$  est la capacité thermique du HTF (J/(kg·°C)).

Enfin, le rendement thermique du concentrateur est :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{conv,HTF}}{q_{i,0inc}} \quad (2.42)$$

$q_{i,0inc}$  est l'insolation sur l'ouverture cylindro-parabolique à angle d'incidence nul (W/m).

### 2.4.8. Le système de poursuite solaire

Le rôle de suivi du soleil assure le positionnement d'une surface face au soleil de manière à ce que l'angle d'incidence du rayonnement solaire soit nul. Certains types de collecteurs à concentration fonctionnent avec la rotation autour d'un seul axe.

#### 1. Axe vertical et inclinaison fixe de la surface

Ce modèle utilise une surface orientable avec une pente extérieure fixe et l'angle extérieur d'azimut variable  $\gamma_{col}$ , tournant autour d'un axe vertical. Pour ce cas, le rayonnement solaire est maximum quand  $\gamma_{col}=\gamma_{sol}$  (Zidani et al, 2003).

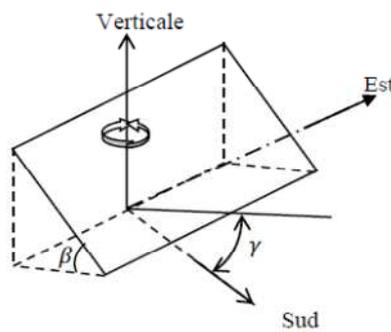


Figure 2.9 : Système de poursuite solaire à axe vertical

#### 2. Axe horizontal, surface parallèle à l'axe

Pour ce deuxième modèle, la surface tourne autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface (Zidani et al, 2003)

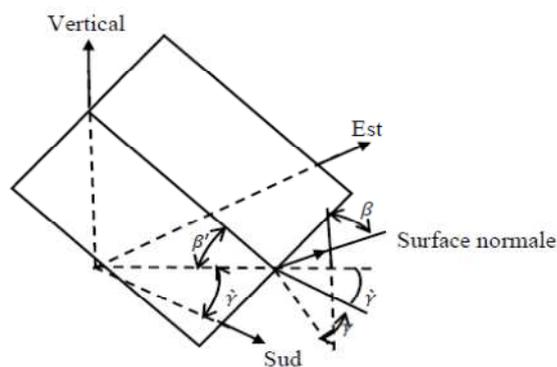


Figure 2.10 : Système de poursuite solaire à axe horizontal

Pour un axe horizontal, l'inclinaison extérieure de la surface instantanée est donnée par (Rahmani, 2012):

$$\beta = \tan^{-1}(\tan \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma_{col})) \quad (2.43)$$

Où l'azimut de la surface est donné en fonction de l'azimut de l'axe comme (Rahmani, 2012) :

$$\begin{aligned} \gamma &= \gamma' + 90^\circ \operatorname{si}(\gamma_s - \gamma') > 0 \\ \gamma &= \gamma' - 90^\circ \operatorname{si}(\gamma_s - \gamma') < 0 \end{aligned} \quad (2.44)$$

Si une surface tourne autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface, mais n'est pas vertical ou horizontal, l'azimut et l'inclinaison de la surface varient avec le temps. Dans ce cas on a

$$\gamma = \gamma' + \tan^{-1}\left(\frac{\tan \theta_z \sin(\gamma_s - \gamma')}{\sin \beta' \cos \theta'}\right) \quad (2.45)$$

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{\tan \beta'}{\cos(\gamma_s - \gamma')}\right) \quad (2.46)$$

### 2.4.9. Le fluide caloporteur HTF

Le fluide caloporteur (HTF) a pour tâche d'accumuler l'énergie thermique dans les capteurs et de la transporter au bloc d'alimentation. Il existe deux façons fondamentales de transférer la chaleur vers le bloc de puissance :

-On applique le HTF spécial, à partir duquel la chaleur est transférée au fluide de travail du cycle de Rankine (eau).

- la vapeur du cycle de Rankine est générée directement dans les tubes absorbants des concentrateurs cylindro-paraboliques et est transportée à la turbine. La première version est appelée génération indirecte de vapeur, la seconde est la génération directe de vapeur (DSG : Direct Steam Generation).

I- Les centrales électriques à génération indirecte de vapeur contiennent deux cycles de fluides, un cycle de fluide caloporteur et le cycle de Rankine. La liaison thermique entre eux se fait dans un train de générateurs de vapeur, qui se compose d'un économiseur (préchauffage de l'eau d'alimentation), d'un évaporateur et d'un surchauffeur.

Les systèmes de production indirecte de vapeur utilisent un fluide caloporteur liquide, qui doit remplir les conditions suivantes (Feldhoff et al, 2012) :

-Il doit être liquide. Cela signifie qu'il doit avoir une température d'évaporation suffisamment élevée (sous des pressions gérables) afin qu'il ne soit pas évaporé sous les températures élevées qui sont atteintes dans le champ solaire.

-Les basses températures de congélation sont un avantage pour qu'aucune mesure de protection contre le gel ne soit nécessaire si les températures dans le champ solaire sont faibles.

- La stabilité thermique doit être suffisante pour supporter les températures de fonctionnement élevées (pas de craquage thermique).
- La température d'évaporation et la stabilité thermique déterminent la température de fonctionnement maximale d'un HTF.
- Une capacité calorifique spécifique élevée est utile, pour stocker et transporter des quantités élevées d'énergie thermique
- Une conductivité thermique élevée est avantageuse pour des procédés de transfert de chaleur rapides.
- Une faible viscosité est importante pour réduire l'énergie de pompage.
- Les faibles coûts d'investissement et une disponibilité suffisante sont également des critères importants.
- Des matériaux respectueux de l'environnement sont préférables ainsi que des matériaux avec une faible inflammabilité et une faible explosivité.

Les fluides les plus utilisés dans les centrales thermiques cylindro-paraboliques sont : l'huile synthétique, l'huile minérale et les sels fondus.

II-La production directe de vapeur (DSG) : dans les systèmes de production directe de vapeur, il ne s'agit pas de systèmes de chaudières classiques, la vapeur est générée directement dans les tubes d'absorption dans le champ solaire. Au lieu d'huile thermique, l'eau (alternativement des milieux organiques) est pompée à travers les tubes récepteurs où elle est évaporée. Il n'y a qu'un seul cycle de fluide comme dans les systèmes indirects de production de vapeur ([Antonio et al ,2013](#)).

Le médium de transfert de chaleur dans les systèmes de production directe de vapeur est l'eau / vapeur du cycle de Rankine lui-même. La DSG fournit à la fois la possibilité de générer de la vapeur saturée et de générer de la vapeur surchauffée. La vapeur surchauffée nécessite une section de surchauffe derrière le séparateur de vapeur, tandis qu'une vapeur saturée est fournie au bloc de puissance à la température d'évaporation à la pression adéquate (par exemple 285 ° C à 70 bars).

#### **2.4.9.1. Comparaison entre les fluides**

L'eau et les huiles thermiques sont les fluides les plus utilisés actuellement. L'eau comme simple caloporteur montre ses limites: température peu élevée, échangeur-évaporateur pour produire la vapeur. Les huiles ont aussi leurs limites en température. Le risque de pollution conduit aussi à écarter les huiles thermiques. Les recherches se concentrent donc sur les alternatives les plus

sérieuses: la génération directe de vapeur, l'air sous pression (ou autre gaz), les sels fondus (Antonio et al ,2013).

## 2.5. Le concentrateur linéaire de Fresnel

Certaines des principales différences entre les centrales LF et les centrales cylindro-paraboliques sont basées sur la largeur de l'ouverture du miroir, la conception du système de poursuite solaire, la courbure spécifiques des miroirs - plan, circulaire ou parabolique-, le facteur de remplissage du champ solaire, la hauteur du récepteur au-dessus du champ du miroir primaire et la conception détaillée du récepteur: récepteur à tubes multiples ou à un seul tube.

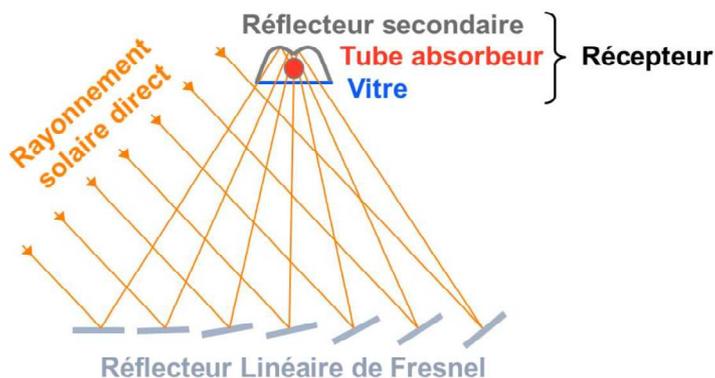
Les centrales solaires utilisant la technologie linéaire de Fresnel ont été testées et / ou déployées sur une échelle d'utilité dans le monde entier (Zhu et al, 2013). Un aspect important d'un collecteur linéaire de Fresnel est sa performance optique.

Le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel (LFC) est généralement composé de (Figure 2.11):

- **miroirs 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 :

- d'un **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.
- d'un **élément 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.
- d'une **vitre**, qui assure une limitation des pertes radiatives. Transparent à la lumière visible, le verre est opaque aux Infrarouge (IR). Le rayonnement solaire entre dans le récepteur, mais les émissions des surfaces chaudes sont en grande partie bloquées par la vitre.

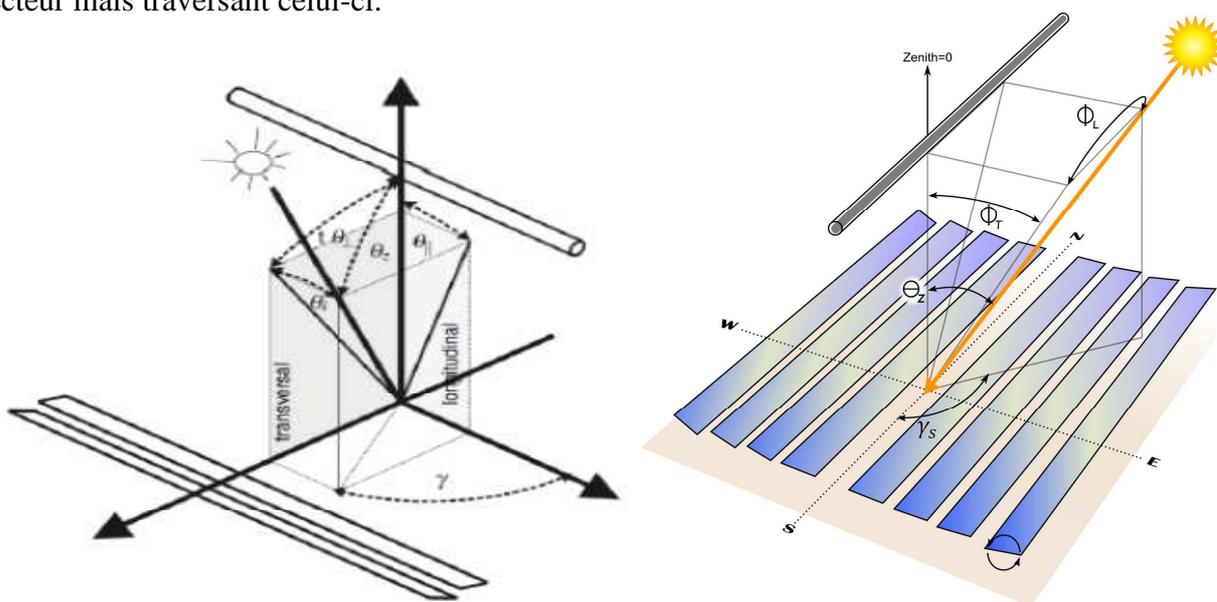


**Figure 2.11** : Le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel

La température de fonctionnement élevée, le chauffage de Multi-étape, la génération directe de vapeur sont les dispositifs principaux, qui soutiennent son déploiement de large spectre.

Les avantages économiques considérables des collecteurs de Fresnel sont principalement liés à leur simplicité constructive. De plus, les champs solaires de Fresnel permettent une utilisation plus efficace des terres que n'importe quel autre type de champs solaires. Si ces avantages sont suffisamment forts par rapport à l'efficacité solaire-électrique inférieure, les centrales de Fresnel représentent une alternative intéressante aux centrales cylindro-paraboliques.

Les LFC ont deux plans caractéristiques: le plan longitudinal debout verticalement sur le champ du collecteur et parallèle à l'absorbeur et le plan transversal se trouvant verticalement sur le champ du collecteur mais traversant celui-ci.



**Figure 2.12** : Plans cruciaux dans le collecteur linéaire de Fresnel (Martin ,2012).

$\theta_T$ : L'angle transversal entre l'axe z et la projection de la position du soleil dans le plan transversal.

$\theta_L$ : L'angle longitudinal entre l'axe z et la projection de la position du soleil dans le plan longitudinal.

$\theta_i$ : L'angle d'incidence.

### 2.5.1.L'angle d'incidence modifié transversale

Le polynôme pour calculer la réduction de l'efficacité optique associée à l'écart de l'angle d'incidence de l'irradiation dans le plan transversal est le suivant (Forristall, 2003):

$$IAM_T = c_0 + c_1 \cdot \theta_T + c_2 \cdot \theta_T^2 + c_3 \cdot \theta_T^3 + c_4 \cdot \theta_T^4 \quad (2.47)$$

### 2.5.2.L'angle d'incidence modifié longitudinale

Le même polynôme qu'IAM<sub>T</sub>, il suffit de remplacer  $\theta_T$  par  $\theta_L$ .

### 2.5.3. La surface d'ouverture réfléchissante (m<sup>2</sup>)

Cette valeur est multipliée par le rendement optique du collecteur et la valeur de l'irradiation solaire pour déterminer l'énergie thermique totale incidente sur le récepteur du module.

### 2.5.4. Le système de poursuite solaire

Comme l'absorbeur est fixé au-dessus du champ du collecteur, tous les réflecteurs ont une inclinaison différente vers le soleil. L'angle d'inclinaison  $\phi_{pr}$  des récepteurs primaires dépend de la distance horizontale ( $X_{pr}$ ) et verticale ( $H_{rc} + Z$ ) de l'absorbeur ainsi que de l'angle transversal  $\theta_T$ . Tous les miroirs tournent avec la même vitesse angulaire (15° / h) et peuvent être actionnés par un seul moteur. Cependant, ils sont généralement utilisés individuellement ou en petits groupes pour des raisons de contrôle et d'éviter une panne complète (Forristall, 2003).

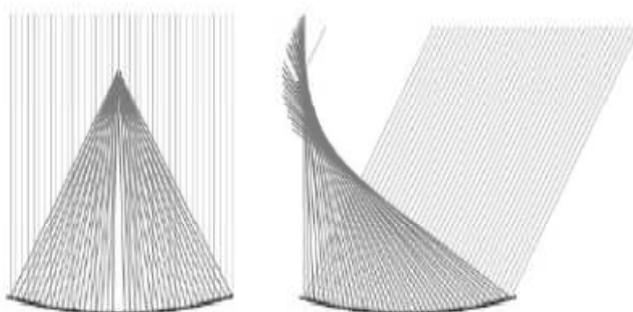
$$\phi_{pr} = \frac{\theta_T - \arctan\left(\frac{X_{pr}}{H_{rc} + z}\right)}{2} \quad (2.48)$$

## 1. Les effets optiques du concentrateur LFC

Dans les concentrateurs LFC, les réflecteurs primaires sont légèrement courbés afin de focaliser le rayonnement sur l'absorbeur. Ainsi, un rayonnement parallèle à l'axe principal des réflecteurs provoque une seule ligne focale. Cependant, comme les miroirs ne sont pas normaux à la radiation entrante, les LFC souffrent toujours d'un astigmatisme (Martin, 2012), ce qui réduit l'efficacité. De plus, d'autres effets réduisent l'efficacité optique ( $\eta_{opt}$ ).

- 1- Pertes de cosinus dues à de faibles positions du soleil.
- 2- Ombrage dû à l'absorbeur, à la structure ou au réflecteur secondaire.
- 3- Occultation du rayonnement réfléchi à l'arrière des autres miroirs.

- 4- Pertes d'extrémité de ligne lorsque la réflexion manque l'absorbeur dans l'axe longitudinal.
- 5- Erreurs optiques dues au matériel, à la construction ou à la poursuite.
- 6- Absorption de rayonnement dans le réflecteur primaire / secondaire ou la peau de l'absorbeur externe.



**Figure 2.13** : L'astigmatisme dans les collecteurs linéaires de Fresnel (Martin, 2012)

### *Les effets de l'orientation*

Le rendement des LFC dépend de leur orientation, tandis que les collecteurs orientés nord - sud ont des rendements plus élevés au cours de l'année (environ 5 à 8%) tandis que les collecteurs orientés est - ouest ont des heures de fonctionnement plus longues et donc des rendements plus élevés en hiver. Pour l'application dans l'industrie, les deux orientations présentent des avantages et l'orientation n'est donc pas un facteur décisif (Vinod et al, 2015).

### **3. Les effets thermiques**

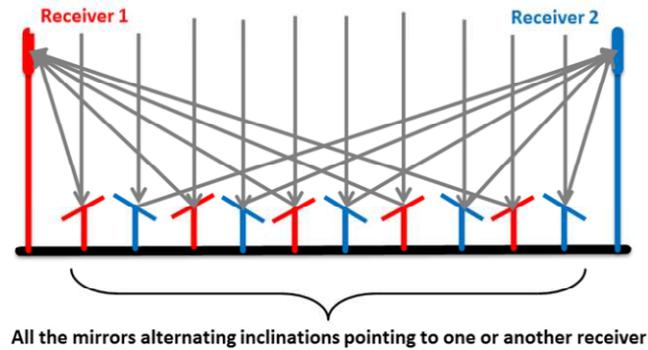
Typiquement, pour une taille de champ solaire assez grande, il est nécessaire d'avoir plusieurs unités en parallèle. Dans ces cas, le collecteur linéaire compact de Fresnel (CLFC) apparaît comme une option très attrayante (Mills et al, 2004). Il consiste à installer un absorbeur linéaire de chaque côté du réseau de miroirs, de sorte que les miroirs consécutifs pointent vers différents absorbeurs. Ceci est particulièrement avantageux dans le cas de miroirs situés loin du récepteur, où les pertes d'ombrage et de blocage deviennent importantes, car ces pertes sont minimisées lorsque des miroirs consécutifs sont presque perpendiculaires. Par conséquent, pour une largeur de champ donnée, un facteur de remplissage plus important peut être atteint sans augmenter ces pertes optiques

#### **2.5.5. Le Concentrateur Compact Linéaire de Fresnel (CLFC)**

##### **1. CLFC complet**

Tous les miroirs dans le champ solaire alternent leur inclinaison pointant vers un ou l'autre récepteur, de sorte qu'ils puissent être placés plus étroitement ensemble

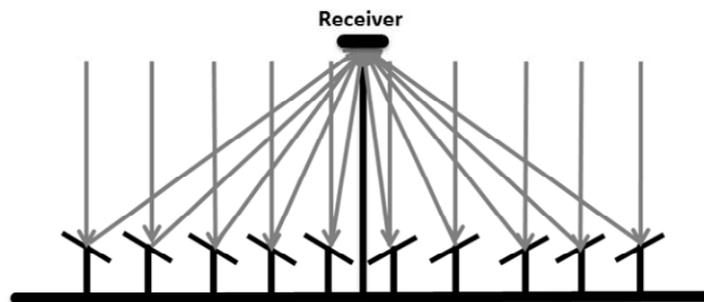
Les récepteurs peuvent être horizontaux ou verticaux.



**Figure 2.14:** Le concentrateur linéaire compact complet de Fresnel (Zheng et al, 2014).

## 2. CLFC central

Un seul absorbeur linéaire au centre du champ solaire (tous les miroirs du réseau visent vers un récepteur unique). Le récepteur doit être horizontal ou légèrement incliné pour les configurations Est-Ouest.



**Figure 2.15:** Le concentrateur compact central linéaire de Fresnel

Le rendement optique et le rendement énergétique utile sont définis comme suit:

$$\eta_{\text{utile}} (\%) = 100 \frac{E_{\text{inc-récep}} (\varphi \geq 10 \text{ kW} / \text{m}^2)}{DNI \cdot A_{\text{prim}}} \quad (2.49)$$

$\Phi$  est la densité de flux solaire.

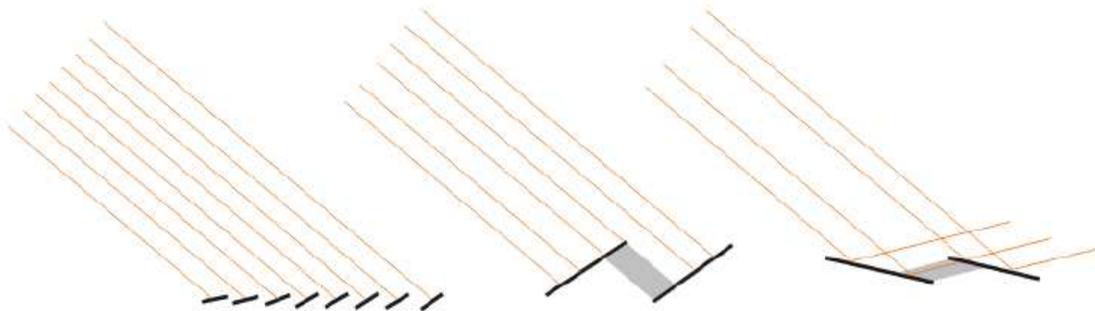
$$\eta_{\text{optique}} (\%) = 100 \cdot \rho_{\text{prim}} \frac{I_r}{I_{\text{total}}} \quad (2.50)$$

Le paramètre d'efficacité qui fournit le mieux l'information est l'efficacité énergétique utile, car elle ne tient compte que de l'énergie incidente avec une densité de flux lumineux supérieure à un seuil donné ( $10 \text{ kW} / \text{m}^2$ ) pour fournir un travail utile (Abbas et al, 2012).

Un changement de ce dernier est équivalent à changer le facteur de remplissage pour un nombre donné de miroirs primaires, où le facteur de remplissage est:

$$FF = \frac{A_{\text{primaire}}}{A_{\text{champ .sol}}} \quad (2.51)$$

Ainsi, la largeur optimale du champ solaire équivaut à un optimum facteur de remplissage. L'objectif du concept CLFC est de réduire les pertes par ombrage et blocage. Il convient de noter que le blocage et l'ombrage impliquent des pertes économiques, car on n'utilise pas toute la zone de miroir. Ceci est dû soit au fait qu'une partie de la surface réfléchissante est ombragée par d'autres miroirs (ombrage), soit au fait que le faisceau réfléchi d'un miroir ne frappe pas le récepteur lorsqu'il est intercepté sur son passage par un autre miroir (blocage).



**Figure 2.16:** Les pertes optiques des collecteurs de Fresnel: perte de cosinus transversale (à gauche), l'ombrage (centre) et de blocage (à droite)

Pour l'évaluation de ces deux pertes, les deux paramètres ont été calculés: rapport annuel d'ombrage et rapport annuel de blocage, définis comme suit:

$$R_{\text{ombrage}} = 100 \cdot \frac{A_{\text{Ombrage .primaire}}}{A_{\text{primaire}}} \quad (2.52)$$

$$R_{\text{blocage}} = 100 \cdot \frac{A_{\text{Blocage .primaire}}}{A_{\text{primaire}}} \quad (2.53)$$

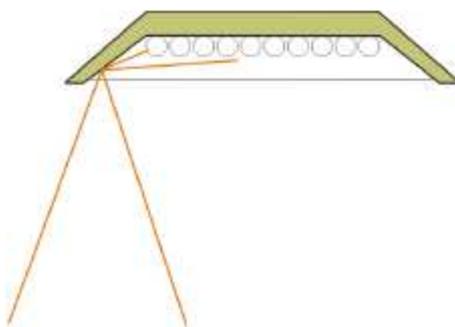
### 2.5.6. Le récepteur

Les récepteurs des systèmes de Fresnel réalisés ont une autre structure que les récepteurs de centrales cylindro-paraboliques. La caractéristique la plus attirante est l'existence d'un concentrateur secondaire. Mais aussi les tubes d'absorption sont différents. Le récepteur est placé sur des rouleaux pour compenser la dilatation thermique due aux températures élevées durant le fonctionnement.

Le concentrateur secondaire a donc principalement tâche d'augmenter le facteur d'interception. Mais, par conséquent, il a également l'effet que le taux de concentration est plus élevé.

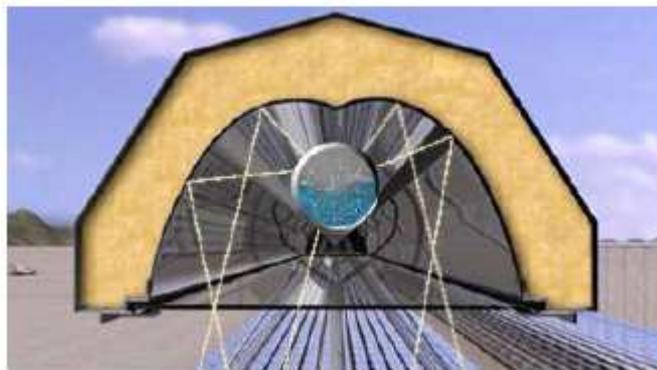
Actuellement, il existe deux types de récepteur :

**-Récepteur multitubes:** la conception multitubes la plus conventionnelle consiste en une série de tubes parallèles disposés horizontalement dans une cavité, généralement de section trapézoïdale et donc sans concentrateur secondaire. Un couvercle en verre peut être placé à l'ouverture de la cavité. La principale mission de cette couverture, et la décision d'inclure ou non dans la conception, est de protéger le revêtement sélectif qui réduit les pertes de re-radiation. Comme objectif secondaire, mais aussi important, la couverture de verre est responsable de quelque effet de serre qui profite au récepteur; Enfin, elle minimise également les pertes par convection, en raison du vide existant à l'intérieur.



**Figure 2.17:** Le récepteur multitube avec un simple concentrateur secondaire trapézoïdal de la société AUSRA

**-Récepteur à tube unique:** la conception à un tube est basée sur l'utilisation d'un seul tube (d'un diamètre habituellement compris entre 7,5 cm et 18 cm); en général, ce tube est situé dans une cavité munie d'un concentrateur secondaire formé comme une double parabole - Collecteur Parabolique Compound, CPC - et peut avoir un couvercle en verre au fond de la cavité (María et al, 2014).



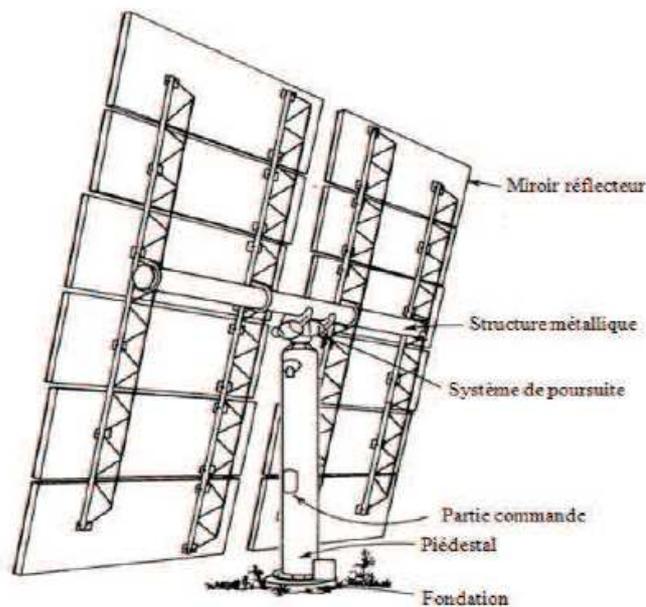
**Figure 2.18:** Le récepteur à tube unique avec un concentrateur secondaire de type Collecteur Parabolique Compound de la société Novatec Solar (Hani et al, 2017)

### 2.5.7. La génération directe de vapeur

Grâce aux tubes absorbeurs fixes, la génération directe de vapeur (DSG) est plus facilement applicable dans les centrales Fresnel que dans les centrales cylindro-paraboliques. La DSG pour les centrales cylindro-paraboliques est actuellement appliquée pour la première fois dans une centrale électrique commerciale en Thaïlande.

## 2.6. Les héliostats

Les héliostats sont des miroirs équipés d'un système de poursuite à deux axes commandé par une électronique appelée commande, afin de suivre le chemin du soleil. Ces héliostats sont supportés par une structure métallique de sorte à former une surface légèrement concave. Un héliostat est un suiveur solaire hors axe, ce qui signifie que la cible est fixe et que le vecteur normal de l'héliostat doit toujours bissecter l'angle entre le vecteur du soleil et le vecteur de la cible. En conséquence du suivi hors axe, la taille et la forme de l'image du soleil sur le récepteur dépend fortement de l'angle d'incidence sur l'héliostat (Germain, 2013). Il existe différents types d'héliostats, qui peuvent être différenciés, en fonction de la taille, de la forme, du concept de conception de base, de la composition du matériau du miroir ou même selon leurs systèmes de suivi. Chaque type d'héliostat a ses propres caractéristiques en termes de performance du vent (et de suivi pendant les conditions de vent), les coûts et la complexité du contrôle.



**Figure 2.19** : Les composants d'un héliostat

### 2.6.1. Les performances optiques

L'efficacité globale d'un seul héliostat est le produit des facteurs de perte optique individuels, selon l'équation suivante:

$$\eta_{SF,i} = \eta_{B,S} \eta_C \eta_F \eta_{W,T} \eta_R \eta_{erreurs} \quad (2.54)$$

**Tableau 2.1** : Les différentes pertes du champ d'héliostats avec leurs valeurs typiques

Les pertes du champ d'héliostat	Symbole	L'intervalle des valeurs typiques
Blocage et ombrage	$\eta_{B,S}$	<b>0.98-0.99</b>
Effet cosinus	$\eta_C$	<b>0.7-0.95</b>
Erreur de poursuite	$\eta_F$	<b>0.9-0.99</b>
La vitesse du vent et mouvement de la tour	$\eta_{W,T}$	<b>0.93-0.97</b>
Réflexion	$\eta_R$	<b>0.80-0.95</b>
Les autres erreurs	$\eta_{erreurs}$	<b>0.98-1</b>

Un héliostat situé plus près de la tour a généralement un rendement supérieur à celui d'un héliostat situé au bord du champ ou loin de la tour.

Le choix du fluide caloporteur dépend de la technologie utilisée et entre autre du récepteur et du système de stockage. Les fluides les plus utilisés sont l'eau, les sels fondus et l'air. Il y a la possibilité d'utiliser aussi les huiles synthétiques et des hydrocarbures avec des températures ne dépassant pas les 425 °C. La vapeur d'eau est un fluide caloporteur qui a fait ses preuves pour des températures maximales de 540 °C et de pression de 10 MPa. Le sodium liquide et les mélanges des

sels de nitrate peuvent être aussi utilisés aussi bien comme fluide caloporteur que comme moyen de stockage pour des températures maximales de 600°C et 565 °C respectivement. L'air comme fluide caloporteur permet d'atteindre des températures nettement plus élevées (Khellaf, 2013). L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

### 2.6.2. Le système de poursuite solaire

Les héliostats suivent le soleil suivant deux axes, dans ce cas l'ouverture du collecteur sera toujours normale au soleil, par conséquent l'angle d'incidence est zéro tout le long de la journée (Huifeng et al, 2010):

$$\cos(\theta)=1.$$

Ce qui signifie que :

$$\gamma_{\text{col}} = \gamma_{\text{sol}}$$

Une nouvelle stratégie de poursuite du soleil qui fournit une petite erreur de suivi a été développée. Elle se résume à un système de recherche hybride qui se compose d'une combinaison de stratégies de poursuite en boucle ouverte et en boucle fermée (Huifeng et al, 2010). Dans cette stratégie, les héliostats doivent être placés sur des montures tournant autour de deux axes (Huifeng et al, 2010). On trouve la monture azimutale, la monture altazimutale et la monture équatoriale.

### 2.6.3. Le récepteur

Il existe deux catégories de récepteurs utilisées pour les centrales solaires à tour, nous les distinguons, suivant l'écoulement du fluide caloporteur par rapport à la direction d'incidence du rayonnement solaire.

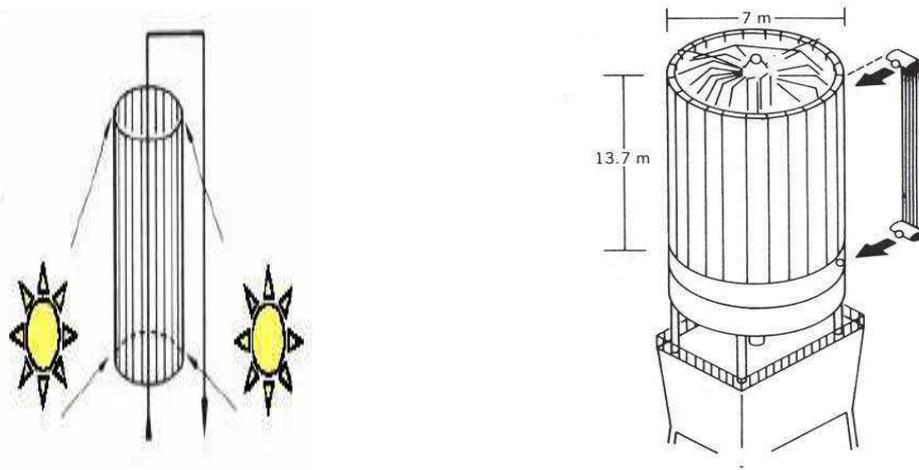
Il y a des récepteurs où l'écoulement du caloporteur est perpendiculaire à la direction d'incidence du rayonnement solaire. Ce sont en général des récepteurs externes constitués de tubes en acier formant un cylindre, ou des récepteurs à cavité avec des tubes en acier placés au fond d'une cavité. Dans ces cas-là, le grade de température entre les parois des tubes et le fluide caloporteur est relativement important et les pertes thermiques sont importantes. La configuration de la cavité permet de réduire les pertes (Schramek et al, 2009).

Il y a aussi les récepteurs volumétriques où l'écoulement du fluide caloporteur est parallèle à la direction d'incidence du rayonnement solaire. Ce sont des récepteurs volumétriques constitués de structures poreuses en céramique utilisés avec l'air comme caloporteur, ces récepteurs permettent d'atteindre de très hautes températures (Schramek et al, 2009).

#### **-Le récepteur externe :**

Ce type de récepteur appelé aussi récepteur ouvert est habituellement constitué de plusieurs tubes verticaux à travers lesquels le HTF est pompé vers le haut, leur diamètre varie entre 20 et 56mm. Les tubes sont soudés entre eux de manière à former un cylindre (Johannes et al, 2012).

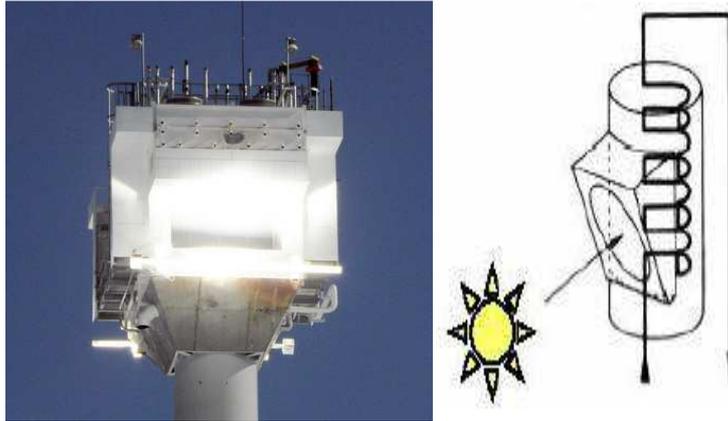
Les récepteurs externes ont généralement un rapport hauteur/diamètre de 1/1 à 2/1. La surface du récepteur est réduite au minimum afin d'atténuer les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température maximale de fonctionnement des tubes et donc par la capacité de dissipation de chaleur du fluide caloporteur (Johannes et al, 2012).



**Figure 2.20:** Le récepteur externe (Johannes et al, 2012)

#### **-Le récepteur à cavité :**

Afin de réduire les pertes de chaleur au sein du récepteur, certains modèles proposent de placer la surface absorbante à l'intérieur d'une cavité isolée, réduisant ainsi les pertes de chaleur par convection (Johannes et al, 2012). Les récepteurs de cavité peuvent avoir les mêmes fluides de travail que les récepteurs de tube externes, mais aussi travailler avec un gaz.



**Figure 2.21:** Le récepteur à cavité (Johannes et al, 2012).

Les récepteurs à cavité sont limités par un angle d'acceptation de 60 à 120 degrés. Par conséquent, il est nécessaire de placer des cavités multiples les unes à côté des autres, dans le cas contraire le champ d'héliostats serait limité à la vue de l'ouverture de la cavité.

#### 1.6.4. Le bilan énergétique du récepteur

En raison des gradients dans la répartition du flux solaire à travers les panneaux récepteurs et de la distribution du flux du fluide de refroidissement dans les tuyaux du panneau, les surfaces du récepteur ne seront pas à une température uniforme. Pour simplifier le problème complexe de transfert de chaleur par rayonnement, les surfaces réceptrices actives ont été subdivisées en nœuds discrets supposés fonctionner à une température uniforme comme approximation de la distribution de la température du panneau.

Le transfert de chaleur de la surface absorbante de la cavité / surface du tube est limité par la résistance à la conduction thermique de la paroi du tube et la résistance à la convection de la surface intérieure de la cavité au flux de fluide. Le taux de transfert de chaleur est donné par la formule suivante (Wagner, 2008) :

$$\dot{q}_{HTF,i} = \frac{1}{R_{cond} + R_{conv}} (T_{s,i} - T_{HTF,moy,i}) \quad (2.55)$$

Avec :  $T_{s,i}$  est la température de la surface du nœud (i) ;

$$R_{cond} = \frac{\ln\left(\frac{D_{tube,in}}{D_{tube,out}}\right)}{2\pi \cdot \Delta l_{tube} \cdot k_{tube,i} \cdot N_{tube}} \quad (2.56)$$

$$R_{conv} = \frac{1}{h_{tube,i} \cdot \Delta l_{tube} \cdot D_{tube,i} \cdot \frac{\pi}{2} N_{tube}} \quad (2.57)$$

$$\dot{q}_{HTF,i} = \dot{m}_{HTF} \cdot c_{HTF,i} \cdot (T_{HTF,i+1} - T_{HTF,i}) \quad (2.58)$$

### 2.6.5. La Tour

Le rôle principal de la tour centrale est évidemment de contenir le récepteur à son sommet et, si nécessaire, avoir suffisamment de place pour un petit réservoir de stockage tampon pour le fluide caloporteur (Germain, 2013). Néanmoins, la tour accomplit également quelques tâches auxiliaires mais essentielles et répond à des exigences spécifiques.

Tout d'abord, une cible supplémentaire doit être définie pour calibrer les héliostats l'un après l'autre, par exemple sous la forme d'un cadre peint en blanc en dessous de l'emplacement du récepteur. Deuxièmement, le fluide caloporteur, qu'il s'agisse d'eau, de sel fondu ou d'air, est conduit de haut en bas dans la tour. Par conséquent, d'une part, la tour doit assurer l'isolation de tuyauterie appropriée pour éviter les pertes de chaleur par convection dans l'atmosphère et par conduction à travers la structure. D'autre part, la tour doit présenter suffisamment de place pour les tuyauteries: elles peuvent être relativement grandes pour minimiser la chute de pression et donc la consommation de la pompe (ou ventilateur pour l'air atmosphérique, compresseur pour l'air pressurisé). Troisièmement, la tour doit être conçue en tenant compte des influences indirectes suivantes: la sensibilité au vent et son impact sur la précision de mise au point des héliostats, l'ombre projetée sur le terrain et l'impact sur le paysage à distance. La tour centrale est simplement caractérisée par sa hauteur et sa largeur.

## Conclusion

La modélisation mathématique nous a permis de connaître les différents paramètres qui influent sur l'énergie thermique absorbée au niveau du récepteur d'un concentrateur solaire, pour améliorer les performances et le rendement global de chaque application industrielle à grande échelle utilisant la technologie de la concentration. Pour cela, et dans ce chapitre, un aperçu sur les différents composants des concentrateurs a été fourni, puis des modèles mathématiques des composants de chaque concentrateur tels que : les rendements optiques, thermiques, ..., ont été développés, afin d'assurer le bon choix de la technologie avec des meilleures performances.

## Références

- Abbas R, Munoz J, Martínez-Val JM. 2012, *Steady-state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors*. Applied Energy 92:503-15.
- Antonio, Rovira, Montes, Maria Jose, Varela, Fernando, Gil, Monica, 2013. *Comparison of heat transfer fluid and direct steam generation technologies for integrated solar combined cycles*. Applied Thermal Engineering 52 (2): 264–274.
- Balbir Singh Mahinder Singh, Fauziah Sulaiman, 2003. *Designing a solar thermal cylindrical parabolic trough concentrator by simulation*, International Rio3 Congress, World Climate and Energy Event, Rio de Janeiro, 1-5 December 2003.
- Duffie. J.A., and J.W.Beckman, 1991, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2ed, Inc, John Wiley and Sons, New York.
- Feldhoff, J.F., Schmitz, K., Eck, M., Schnatbaum-Laumann, L., Laing, D., Ortiz-Vives, F., Schulte-Fischedick, J., 2012. *Comparative system analysis of direct steam generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage*. Solar Energy 86: 520–530.
- Forristall, R., 2003. *Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver*. Rapport technique. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Gama. A, 2008 *.Etude et Réalisation d' un Banc d'Essai Hybride Photovoltaïque Thermodynamique*, Mémoire de Magister, ENP, Algérie.
- Germain. A, 2013 ; *Thermo-economic optimisation of large solar tower power Plants*, Thèse de doctorat, École polytechnique fédérale de LAUSANNE.
- Guerraiche. D, A. Benderradji et H. Benmoussa, 2011, *Facteurs optiques et géométriques caractérisant un concentrateur cylindro-parabolique*, Revue des Energies Renouvelables 14 N°2 : 229 – 238.
- Hani Beltagy , Djaffar Semmar , Christophe Lehaut , Noureddine Said, 2017, *Theoretical and experimental performance analysis of a Fresnel type solar concentrator*, Renewable Energy 101:782-793.
- Huifeng, J., Jianzhong, F., Yuchun, L., Jintao, L., 2010. *Design of Automatic Two-axis Sun-tracking System*, IEEE.
- Johannes .S, Bryan .O, Daniel. N, 2012; *Advanced CSP Teaching Materials: Solar Tower Technology*; Chapter 8, DLR, Allemagne.
- Kayouche. M. 1996, *Système de poursuite du soleil, bilan énergétique et optimisation de réglage*. Thèse de Magister. Université de Constantine, Algérie.

- Khellaf Abdellah, 2013, *Les Centrales Solaires à Tour : Perspectives en Algérie*, Bulletin des énergies renouvelables CDER.
- Lüpfert, E, 2007: *Parabolic Trough Optical Performance Analysis Techniques*. *Journal of Solar Energy Engineering* 129: 147-152.
- María J. Montes , Carlo Rubbia , Ruben Abbas , Jose M. Martínez-Val, 2014 ; *A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power*; *Energy* 73: 192-203.
- Martin Haagen, 2012; *The Potential of Fresnel Reflectors for Process Heat Generation in the MENA Region*, mémoire de Master, Université de caire, Egypte.
- Martin. J. Atkins, Michael R.W. Walmsley, et al, 2010 .*Integration of solar thermal for improved energy efficiency in low-temperature-pinch industrial processes*. *Energy* 35:1867–1873.
- Michael J. Wagner and Paul Gilman,2011. *Technical Manual for the SAM Physical Trough Model*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5500-51825.
- Mills DR, Morrison GL, 2004; *Advances in solar thermal electricity technology*. *Solar Energy* 76:19-31.
- O’Gallagher .J.J., 2008. *Nonimaging Optics in Solar Energy*, The Morgan and Claypool Publishers series.
- Rahmani .D, 2012 ; *Analyse d’un système de concentration solaire pour la production d’hydrogène (cas de l’Algérie)* ; Thèse de magister, Université Hassiba Benbouali de CHLEF, Algérie.
- Schramek P., Mills, D. R., Le Lièvre, P., 2009, *Design of the Heliostat Field of the CSIRO Solar Tower*; *Journal of Solar Energy Engineering* 131.
- Stuetzle Thorston.A,2002 ; *An automatic control of the 30 MW<sub>e</sub> SEGS VI parabolic trough plant*. Thèse de master, Université de Wisconsin-Madison.
- Suresh. N.S. , N.C. Thirumalai , Badri S. Rao , M.A. Ramaswamy, 2014; *Methodology for sizing the solar field for parabolic trough technology with thermal storage and hybridization*; *Solar Energy* 110 : 247–259.
- Vinod Kumar a,n, R.L.Shrivastava a, S.P.Untawale, 2015; *Fresnel lens: A promising alternative of reflectors in concentrated solar power*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44: 376–390.
- Wagner.M.J, 2008. *Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants*; thèse de Master, University of WISCONSIN – MADISON
- Zheng Hongfei Feng Chaoqing, Yuehong Su,Jing Dai, Xinglong Ma., 2014; *Design and experimental analysis of a cylindrical compound Fresnel solar concentrator*. *Solar Energy* 107:26–37.

- Zhu G, 2013, *Development of an analytical optical method for linear Fresnel collectors*. Solar Energy 94:240–52.
- Zidani.C ,F.Benyearou, 2003. *Simulation de la position apparente du soleil et estimation des Energies Solaires incidentes sur un Capteur Plan pour la Ville de Tlemcen en Algérie*. Rev.Energ.Ren 6 : 69-76.

## Chapitre

3

---

## Application des concentrateurs aux centrales solaires thermiques

## Introduction

Les applications des concentrateurs solaires sont multiples mais ils sont généralement destinés à la production d'électricité à grande échelle. Nous présenterons dans ce chapitre les principes fondamentaux de la théorie et de la technologie des centrales solaires thermiques CSP pour la production d'électricité. Pour ce faire, de nombreux composants de centrales solaires thermiques seront décrits ainsi que les performances optiques et thermiques des composants fondamentaux seront formalisées. Par la suite, trois cycles de puissance bien connus qui sont disponibles pour la production d'électricité et /ou de chaleur seront introduits. De plus, des modèles de ces éléments seront élaborés, pour optimiser les performances globales de chaque centrale.

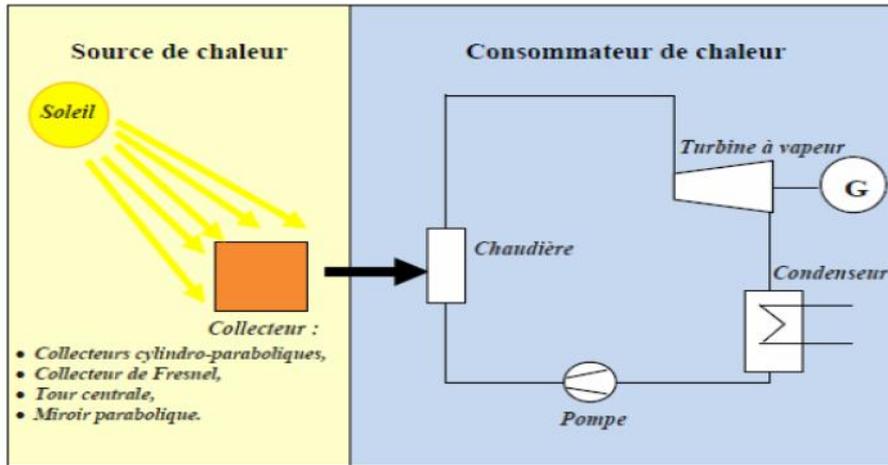
### 3.1. Les composants d'une centrale solaire à concentration (CSP)

Une centrale CSP est composée de deux parties fondamentales (Kalogirou, 2009): Champ solaire (SF) et le bloc d'alimentation (PB). Une bonne partie est facultative mais qui deviendra presque obligatoire avec le temps: le stockage d'énergie thermique (TES). C'est une caractéristique valable pour tous les types de centrales CSP dans le domaine des énergies renouvelables, car il est capable de stocker l'énergie thermique avant transformation (Gil et al, 2010), pour l'utiliser lorsque le rayonnement solaire est manquant.

Le bloc d'alimentation est, dans une certaine mesure un système conventionnel, bien que de nouvelles idées aient vu le jour et utilisent de nouveaux cycles, telles que les turbines de Brayton travaillant dans un cycle de régénération avec un petit taux de compression et un évier de refroidissement à proximité du point critique du fluide (Rovira et al, 2011). Cependant, les centrales CSP actuelles utilisent des cycles de Rankine à vapeur (qui ont été maîtrisées depuis plus d'un siècle) et la centrale peut être considérée comme une centrale thermique conventionnelle avec des moyens spéciaux pour produire de la vapeur, la quête principale étant de trouver le moyen le plus efficace et le moins cher pour la produire.

### 3.2. La centrale solaire thermique cylindro-parabolique

La technologie à miroirs cylindro-parabolique est la plus mature. Elle bénéficie en particulier de l'expérience acquise à travers les centrales californiennes SEGS. Ces centrales construites dans les années 1980 sont encore en fonctionnement. Preuve est donc faite de la validité et de la durabilité de cette technologie.

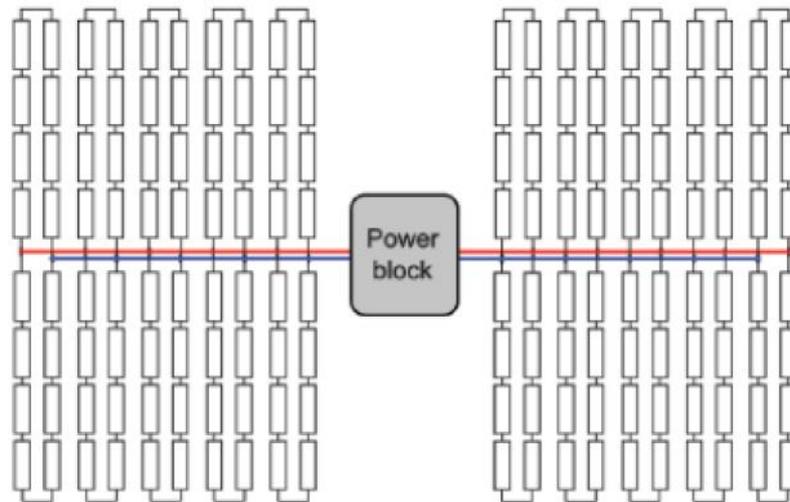


**Figure 3.1:** Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermique CSP (Besma, 2014).

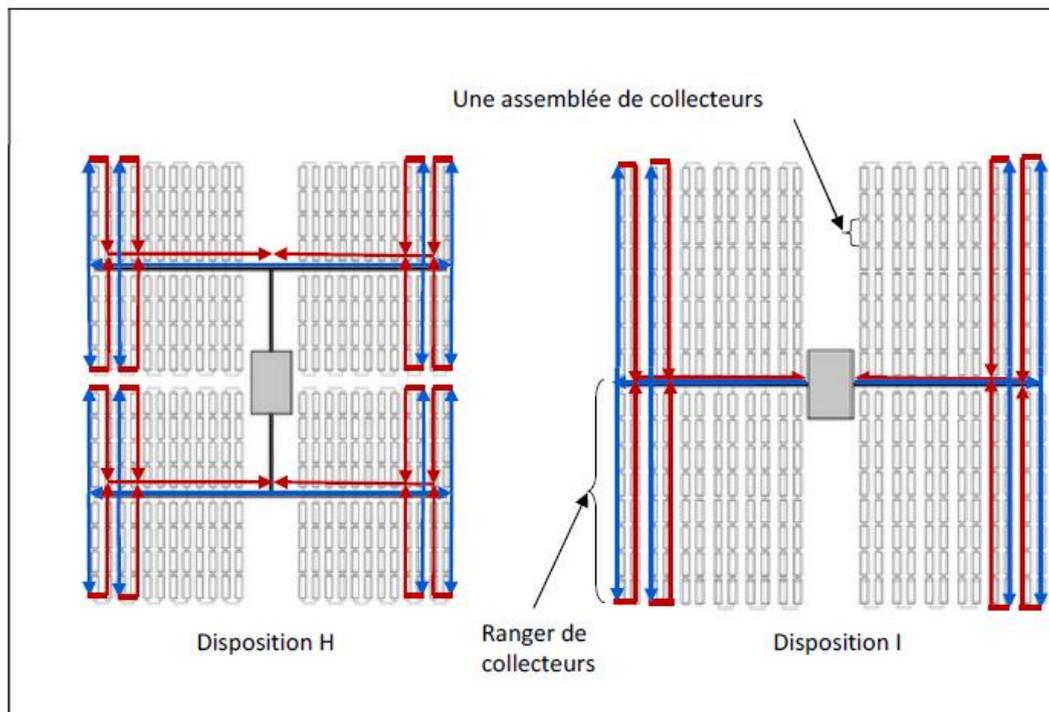
### 3.2.1. Le champ solaire

La composante de base du champ solaire est l'assemblage de collecteur solaire (SCA). Chaque SCA est un capteur solaire indépendant composé de réflecteurs cylindro-paraboliques (miroirs), de la structure du support métallique, des tubes récepteurs et d'un système de poursuite qui comprend le lecteur, les capteurs et les commandes. De plus, l'élément de collecte de chaleur (HCE) est constitué d'un absorbeur entouré d'une enveloppe en verre (Ghoneim et al, 2014).

L'assemblage SCA est construit en boucle, toutes les boucles sont disposées en parallèle. Un tube d'en-tête commun fournit à chaque boucle un débit équivalent de fluide HTF et un second collecteur recueille le HTF chaud pour le renvoyer soit directement au cycle de puissance pour la génération d'énergie, soit au système de stockage d'énergie thermique pour utilisation ultérieure. Pour minimiser les pertes de pression de pompage, le champ est généralement divisé en plusieurs sections, chaque section avec son propre ensemble - tube d'en-tête et bloc de puissance - est situé près du milieu du champ.



**Figure 3.2:** Arrangement du champ solaire : Chaque boucle contient 8 SCA individuels, et chaque partie du tube d'en-tête est connectée à deux boucles: une en haut et une en bas sur la figure (Erbes et al, 2008)



**Figure 3.3:** Quelques dispositions possibles du champ solaire (Erbes et al, 2008)

Sur le plan conceptuel, le champ solaire peut être disséqué en quatre modèles différents:

1. Le modèle du concentrateur.
2. Le modèle du récepteur.
3. Le modèle de la tuyauterie.

4. Le modèle du HTF.

### 3.2.1.1. Bilan énergétique

Dans ce modèle, le SCA sert comme un niveau de discrétisation le plus bas. Chaque SCA est traité comme un nœud de calcul indépendant dans la boucle, et les valeurs de performance sont calculées indépendamment pour chaque SCA.

Le modèle du concentrateur cylindro-parabolique est celui démontré dans le chapitre précédent

L'efficacité du champ solaire comprend les efficacités mentionnées (Dersch et al, 2004) :

$$y_{sf} = \sum_{i=1}^{N_{SCA}} y_{geo} y_{opt} y_{iam} y_{th} y_{field} \quad (3.1)$$

$N_{SCA}$  est le nombre du collecteur dans le champ ;  $y_{geo}$  est l'efficacité (rendement) géométrique ;  $y_{opt}$  est le rendement optique ;  $y_{iam}$  est l'angle d'incidence modifier (IAM) représentant un mélange d'effets géométriques et optiques ;  $y_{th}$  est le rendement thermique ;  $y_{field}$  est l'efficacité du champ

#### 3.2.1.1.1. Les pertes du champ :

Il y a d'autres pertes concernant le système solaire complet. L'efficacité moyenne de disponibilité  $y_{avail}$  est environ 0.995 ; Les pertes dans les interconnexions des tubes absorbants sont prises en compte par l'efficacité d'interconnexion  $y_{iconn}$  avec une valeur de 0.99 ; perte du au vent  $y_w$  (Une vitesse du vent inférieure à 15 Km/h n'affecte pas les performances du champ solaire. Pour une vitesse de vent supérieure à 45 Km/h, les collecteurs sont réglés sur un mode de protection et la centrale est arrêtée).

$$y_w = \begin{cases} 1 & v_w < 15 \text{ km/h} \\ -0.0083 \cdot v_w + 1.125 & \text{si } 15 \text{ km/h} \leq v_w \leq 45 \text{ km/h} \\ 0 & v_w \geq 45 \text{ km/h} \end{cases} \quad (3.2)$$

$v_w$  est la vitesse du vent.

Alors l'efficacité du champ est donnée par :

$$y_{field} = y_{avail} y_{iconn} y_w \quad (3.3)$$

Le taux de transfert d'énergie effective est exprimé par (Dersch et al, 2004) :

$$\dot{Q}_{sf} = \dot{Q}_{sun} \gamma_{sf} = I_{bn} \cdot A_{ap,tot} \gamma_{opt} \quad (3.4)$$

$I_{bn}$  est l'irradiation normal direct ;

### 3.2.1.1.2. La puissance auxiliaire du champ solaire

L'exploitation du champ solaire nécessite une énergie électrique pour la pompe du champ (pour le contrôle de transfert du fluide caloporteur dans les tubes du champ solaire) et le système de poursuite solaire du concentrateur.

La puissance auxiliaire (parasite) est donnée par (Beckman et al, 2006) :

$$P_{par,sf} = P_{pump,sf} + P_{track,sf} \quad (3.5)$$

$$P_{pump,sf} = f_{pump} \cdot A'_{col} \cdot \left( \frac{\dot{Q}_{sf}}{\dot{Q}_{sf, rated}} \right)^2 \quad \text{Avec} \quad f_{pump} = 8.3 \frac{W}{m^2} \quad (3.6)$$

$$P_{track,sf} = f_{track} \cdot A'_{col} \quad (3.7)$$

$P_{pump,sf}$  est la puissance de pompage de fluide caloporteur (HTF) ;  $P_{track,sf}$  est la puissance de poursuite du collecteur ;  $P_{par,sf}$  est la puissance des parasites du champ solaire ;  $f_{pump}$  et  $f_{track}$  sont les puissances spécifiques de pompage et poursuite respectivement ;  $A'_{col}$  est la surface réfléchive effective du collecteur

La charge auxiliaire complète du champ solaire est entre 2% et 5% suivant la puissance thermique du champ solaire et la puissance électrique totale du block de puissance.

### 3.2.1.1.3. Les pertes thermiques des tuyauteries du champ solaire

Les pertes thermiques des tuyauteries dans une boucle sont déterminées par l'équation empirique suivante (Price, 2003) :

$$P_{sf,pip} = 0.01693\Delta T - 0.0001683\Delta T^2 + 6.78 \cdot 10^{-7} \Delta T^3 \quad (3.8)$$

$$\Delta T = \frac{T_{sf,out} + T_{sf,in}}{2} - T_{amb} \quad (3.9)$$

Les pertes thermiques des tuyauteries dans un champ solaire sont faibles, de l'ordre de 10 W/m<sup>2</sup>.

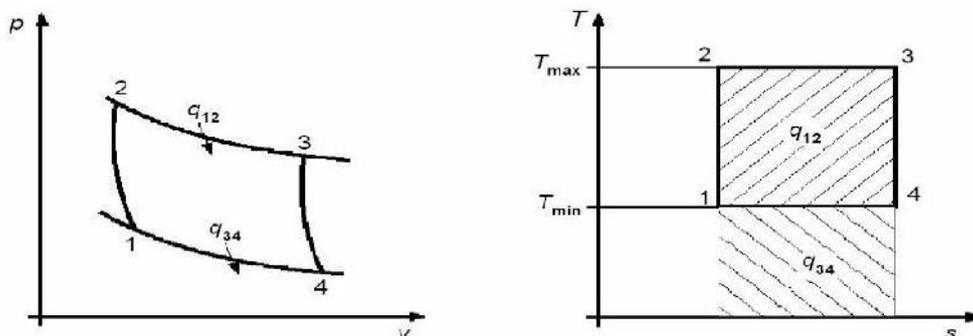
Alors, L'énergie nette collectée par HTF sur le champ, par unité de surface d'ouverture  $[\text{W}/\text{m}^2]$ , est la différence entre la chaleur absorbée dans le fluide par les tubes absorbants et la somme des pertes de chaleur des récepteurs et des pertes de chaleur de la tuyauterie vers et depuis le champ solaire :

$$\dot{Q}_{\text{collec}} = \dot{Q}_{\text{absorbée}} - (Q_{\text{récep}} + Q_{\text{tuy}}) \quad (3.10)$$

### 3.2.2. Bilan énergétique du bloc de puissance

Pour produire de l'électricité, l'énergie thermique collectée par le champ solaire doit être convertie avec un cycle de puissance approprié. Il existe plusieurs cycles de puissance disponibles pour cette application. Les cycles les plus connus sont le cycle de Rankine à vapeur, le cycle de Brayton et le cycle de Stirling. Le cycle de Rankine est nécessaire chaque fois qu'une centrale CSP est utilisée pour générer de la vapeur (Exemple : Tour solaire, technologie linéaire de Fresnel et cylindro-parabolique), un cycle de Brayton est nécessaire si un gaz est dilaté dans une turbine à gaz (par exemple, Application dans une centrale hybride cylindro-parabolique) et un cycle de Stirling décrit les processus thermodynamiques de la technologie parabolique Dish. Le cycle idéal est le cycle de Carnot qui est fondamental pour le cycle de vapeur.

**Cycle de Carnot** : ce cycle est composé par 4 secteurs dont deux sont isothermes et deux adiabatiques, dans lesquelles le fluide de travail change ses états au cours d'un seul cycle mais retourne à la fin à l'état de début. De plus, il ya un stand isolant ainsi qu'un réservoir chaud et un réservoir froid. La température du réservoir chaud est désignée par  $T_H$  et la température du réservoir froid est indiquée par  $T_C$ . Le cycle de Carnot peut être décrit en notation pression-volume (diagramme p-v) et notation température- entropie (diagramme T-s) :

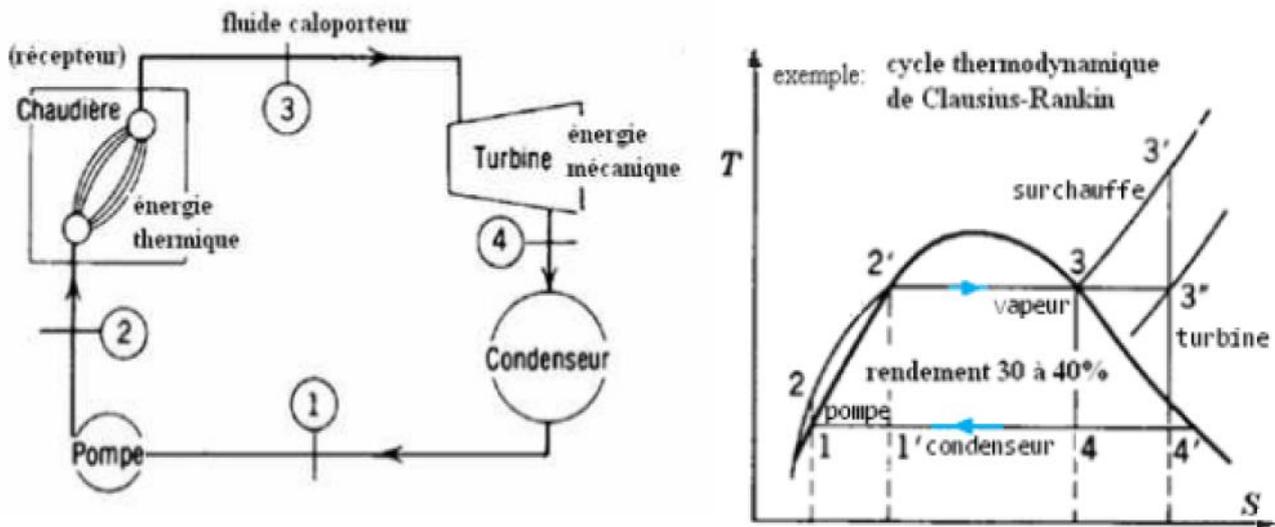


**Figure 3.4** : Les diagrammes pression- volume (p-v) et température – entropie (T-s) du cycle de Carnot

L'efficacité de Carnot est l'efficacité thermique d'un système soumis à un cycle de puissance réversible en fonctionnant entre des réservoirs thermiques aux températures  $T_H$  et  $T_C$  et peut être déterminée selon l'équation suivante (Montes et al, 2011):

$$y_{\max} = 1 - \frac{T_C}{T_H} \tag{3.11}$$

**Cycle de Rankine :** Les cycles de puissance de vapeur sont basés sur le cycle dit Rankine idéal, dans sa forme la plus simple (1-Expansion isentropique ; 2- Rejet de chaleur ; 3-compression isentropique ; 4- Addition de chaleur). Les éléments clés sont: pompe, générateur de vapeur, turbine à vapeur et condenseur.



**Figure 3.5 :** Les composants associés au processus du cycle Rankine à vapeur.

Le diagramme (T-S) est un diagramme très courant qui est utilisé pour l'analyse des cycles du système de transfert d'énergie. Dans un diagramme (T-S), la chaleur Q transférée au cours d'un processus réversible interne est donnée par la surface sous la courbe de traitement respective, c'est-à-dire (Montes et al, 2011) :

$$Q_{\text{int,rev}} = \int_1^2 T.dS \tag{3.12}$$

Le rendement thermodynamique du cycle est donné par le rapport suivant (Beckman et al, 2006) :

$$y_{\text{cycle}} = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}} \tag{3.13}$$

$\dot{W}$  est le travail fournie par le cycle;  $\dot{Q}$  est l'énergie thermique requise.

**Cycle de Brayton** : Le cycle de Brayton est défini comme un cycle de turbine à gaz idéal et de cycle de référence, dont les pertes de dissipation et de frottement et les chutes de pression dans les échangeurs de chaleur ou la chambre de combustion sont négligées.

Le cycle de Brayton fermé se compose des quatre processus suivants :

- 1- Compression isentropique dans le compresseur.
- 2- Addition isobare de chaleur provenant du processus de combustion.
- 3- Expansion isentropique dans la turbine.
- 4- Élimination isobare de la chaleur.

**L'efficacité thermique du cycle de Brayton** : l'efficacité thermique du cycle est donnée par la formule suivante (Beckman et al, 2006) :

$$y_{th,brayton} = \frac{w_{net}}{q_{in}} = 1 - \frac{q_{out}}{q_{in}} = 1 - \frac{c_p (T_4 - T_1)}{c_p (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 (T_4/T_1 - 1)}{T_2 (T_3/T_2 - 1)} \quad (3.14)$$

$$D'où : w_{net} = w_{turb,out} - w_{comp,in} \quad (3.15)$$

$P_2=P_3$  et  $P_4=P_1$  alors :

$$\frac{T_2}{T_1} = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} = \left( \frac{P_3}{P_4} \right)^{(k-1)/k} = \frac{T_3}{T_4} \quad (3.16)$$

La substitution de ces équations à la relation d'efficacité thermique et la simplification donnent :

$$y_{th,brayton} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)k}} \quad (3.17)$$

$k$  est le rapport de chaleur spécifique du fluide de travail :

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad (3.18)$$

**L'efficacité du Bloc de puissance** : Les centrales solaires thermiques sont généralement mises en action grâce à un cycle à vapeur similaire au cycle de Brayton, utilisant l'eau comme fluide de travail.

La puissance thermique de la turbine à vapeur est définie par :

$$P_{th} = \dot{m}_D \cdot (h_3 - h_4) \quad (3.19)$$

$\dot{m}_D$  est le débit massique de la vapeur ;  $h_3$  et  $h_4$  sont les enthalpies spécifiques de la vapeur avant et après la turbine.

Le taux de transfert de chaleur qui est extraite par le condenseur est obtenu par (Erbes et al, 2008):

$$\dot{Q}_{condenseur} = \dot{m}_D \cdot (h_4 - h_1) \quad (3.20)$$

$h_4$  et  $h_1$  sont les enthalpies spécifiques de la vapeur avant et après le condenseur.

La pompe d'alimentation en eau est nécessaire pour la compression du fluide caloporteur avant d'entrer dans le générateur de vapeur. La puissance électrique de la pompe d'alimentation en eau est (Erbes et al, 2008):

$$P_{pump,pc,el} = \frac{\dot{m}_D \cdot (h_2 - h_1)}{\gamma_{pump,pc}} \quad (3.21)$$

$h_2$  et  $h_1$  sont les enthalpies spécifiques du fluide thermique avant et après la pompe d'alimentation en eau.

L'efficacité de la pompe du block de puissance ( $\gamma_{pump,pc}$ ) est environ 0.7.

La formule qui donne le débit massique de la vapeur est (Erbes et al, 2008) :

$$\dot{Q}_{sf} = \dot{m}_D \cdot (h_3 - h_2) \quad (3.22)$$

$h_3$  et  $h_2$  sont les enthalpies spécifiques du fluide thermique avant et après le générateur de vapeur.

$\dot{Q}_{sf}$  est le taux effective de transfert d'énergie du champ solaire.

Donc l'expression de l'efficacité thermique de cycle de puissance est (Erbes et al, 2008):

$$\gamma_{th,pc} = \frac{P_{th}}{\dot{Q}_{sf}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_2} \quad (3.24)$$

$P_{th}$  est la puissance thermique de la turbine à vapeur.

L'efficacité nette de la centrale est définie par :

$$y_{gross} = y_{th,pc} y_G = \frac{P_{th} y_G}{\dot{Q}_{sf}} = \frac{P_{gross}}{\dot{Q}_{sf}} \quad (3.25)$$

$$\text{Et } P_{gross} = P_{th} y_G \quad (3.26)$$

$P_{gross}$  est la puissance nette du bloc de puissance de la centrale.

La centrale thermique nécessite une puissance électrique pour alimenter des composants auxiliaires comme le système de poursuite solaire, la pompe du champ solaire, etc.

La puissance de tous ces parasites s'exprime par :

$$P_{parasites} = P_{par,sf} + P_{par,pc} + P_{par,cs} + P_{par,autres} \quad (3.27)$$

$P_{par,sf}$  est la puissance parasite du champ solaire,

$P_{par,pc}$  est la puissance parasite du block de puissance,

$P_{par,cs}$  est la puissance parasite du système de refroidissement,

$P_{par,autres}$  est la puissance parasite du autres systèmes,

L'efficacité nette (rendement) de la centrale devient :

$$y_{net} = \frac{P_{th} y_G - P_{parasites}}{\dot{Q}_{sf}} \quad (3.28)$$

$y_{net}$  est l'efficacité de la génératrice électrique.

### 3.2.3. Le système de refroidissement des centrales cylindro-paraboliques

Selon la deuxième loi de la thermodynamique, seule une partie de la chaleur dégagée par la combustion peut être convertie en un travail utile pour la production d'électricité. Cela signifie qu'il y a une chaleur résiduelle qui doit être rejetée dans un réservoir d'énergie, qui est à une température plus basse (Elliot et al, 1997).

L'impact du système de refroidissement sur le rendement net de la centrale solaire est principalement influencé par deux paramètres: la température de condensation et la puissance parasite demandée du système spécifique (Trieb ,2005).

Il existe différents systèmes de refroidissement utilisés dans les centrales solaires thermiques, qui sont :

**-Les Systèmes de refroidissement à passage unique :** ils peuvent être utilisés lorsqu'une centrale électrique est située à proximité de rivières, de lacs ou de la mer. Si, par exemple, l'eau est prélevée sur une rivière, l'eau de la rivière est pompée en eau de refroidissement à travers les tuyaux à l'intérieur du condenseur, ce qui élimine la chaleur des vapeurs résiduelles. L'eau de refroidissement chauffée est alors simplement retournée à la rivière ([matangi.in](http://matangi.in), 2008).

**-Les tours de refroidissement :** une tour de refroidissement est un échangeur de chaleur spécialisé qui utilise le principe du refroidissement par évaporation pour éliminer la chaleur résiduelle du liquide de refroidissement. Le refroidissement est réalisé avec les deux fluides air et eau, qui sont mis en contact direct entre eux ([engineeringtoolbox.com](http://engineeringtoolbox.com)).

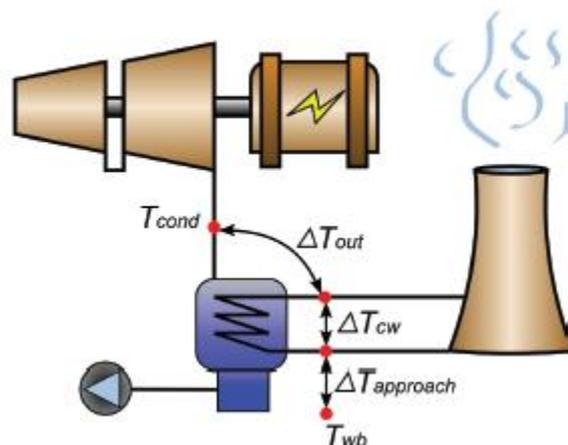
L'approvisionnement en eau est sécurisé par les rivières, les lacs ou la mer.

Deux technologies sont disponibles pour les tours de refroidissement: les tours de refroidissement secs et humides.

**- Refroidissement par voie humide :**

L'efficacité maximale de la tour de refroidissement est limitée par la température humide  $T_{wb}$  de l'air de refroidissement :

$$\sim = \frac{(T_{in} - T_{out}) \cdot 100}{T_{in} - T_{wb}} \quad (3.29)$$



**Figure 3.6 :** Les températures qui influent sur la pression d'un condenseur pour un système de refroidissement humide ([Martin et al](http://Martin et al), 2010)

Où  $\mu$  est l'efficacité de la tour, elle est entre 70-75%,  $T_{in}$  est la température d'entrée de l'eau [°C] à la tour,  $T_{out}$  est la température de sortie de l'eau [°C] de la tour. La différence de température entre l'eau d'entrée et de sortie ( $T_{in} - T_{out}$ ) se situe normalement entre 10 et 15 °C ([engineeringtoolbox.com](http://engineeringtoolbox.com)).

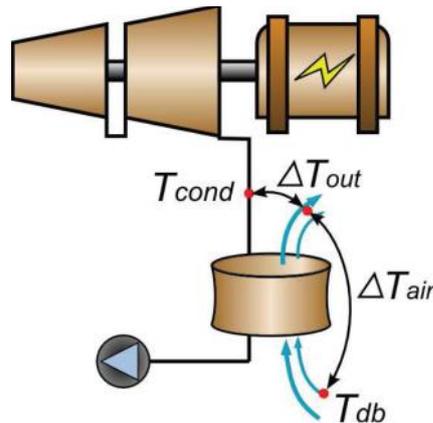
La température du condenseur est calculée par la formule suivante ([Michael et al, 2011](#)):

$$T_{cond} = T_{wb} + \Delta T_{out} + \Delta T_{cw} + \Delta T_{approach} \quad (3.30)$$

$T_{approach}$  est la température d'approche de l'eau de refroidissement.

$T_{cw}$  est La température de l'eau de refroidissement monte à travers le condenseur.

- **Refroidissement par voie sèche** : les condenseurs sont refroidis par air et transfèrent leur chaleur directement vers l'environnement. Le condenseur est construit par des tuyaux nervurés refroidis par une vapeur d'air à une vitesse de 100 m/s fournie par un ventilateur. Le concept de refroidissement par air sec peut être pertinent pour les centrales solaires thermiques de la deuxième ou de la troisième génération ([world-nuclear.org](http://world-nuclear.org), 2011).



**Figure 3.7** : Les températures qui influent sur la pression d'un condenseur pour un système de refroidissement sec ([Martin et al, 2010](#))

La température du condenseur est calculée par la formule suivante ([Michael et al, 2011](#)):

$$T_{cond} = T_{db} + T_{ITD} \quad (3.31)$$

$$\text{Avec : } T_{ITD} = \Delta T_{out} + \frac{\dot{q}_{rej}}{\dot{m}_{air} \cdot c_{p,air}} \quad (3.32)$$

$T_{db}$  est la température de l'air sec ;  $\dot{q}_{rej}$  est la charge de chauffage.

-**Le Condenseur à air conditionné** : les condenseurs à air existent en deux types fondamentaux: le refroidissement à sec et le refroidissement à surface humide.

Dans les condenseurs à refroidissement direct sec, la vapeur d'échappement de la turbine traverse des tubes équipés d'ailettes externes (les ailettes augmentent la zone de transfert de chaleur du tube). La chaleur est transférée à l'air qui est soufflé autour des tubes (Elliot et al, 1997). Le condenseur par voie humide, la vapeur d'échappement provenant de la turbine à vapeur circule dans les faisceaux de tubes. La vapeur est condensée par un mélange d'air et d'eau qui est en cascade sur les faisceaux de tubes. L'eau absorbe la chaleur de la vapeur. La chaleur de l'eau en cascade est transférée au flux d'air par vaporisation. Dans une étape suivante, l'eau contenue dans le courant d'air est éliminée autant que possible en forçant le courant d'air à tourner à 180 °C. Enfin, l'air est déchargé verticalement au moyen de l'assistance du ventilateur. Ceci est réalisé à une vitesse d'air élevée afin de minimiser la recirculation (niagarablower.com, 2005).

**-Les échangeurs de chaleur à refroidissement par air :** le fluide de refroidissement chaud circule du condenseur vers l'échangeur de chaleur refroidi par air dans une seule conduite. Le flux de fluide de refroidissement est ensuite divisé et passé à travers un grand nombre de petites conduites à ailettes afin d'augmenter la surface de transfert de chaleur. Les ventilateurs situés en haut de l'échangeur de chaleur induisent un flux d'air à tirage forcé. L'air passe autour des tuyaux de liquide de refroidissement en évacuant la chaleur par convection forcée.



**Figure 3.8 :** Echangeur de chaleur à air sec (arctrade.de, 2011)

– **Le refroidissement hybride (sec –humide):** dans les régions où l'eau est rare, une combinaison de refroidissement par voie humide et de refroidissement à sec dans un système de refroidissement hybride sec-humide peut être favorisée. Le refroidissement sec est réalisé avec un refroidisseur d'air. Le système de refroidissement sec est le système de rejet de chaleur primaire. La performance d'un système refroidi à sec à des températures élevées, contrairement aux performances du système de refroidissement par voie humide,

qui reste inchangé par les variations de température ambiante. Par conséquent, le système de refroidissement par voie humide doit être exécuté en mode parallèle pendant les mois chauds d'été pour compenser le faible coût du refroidisseur sec ([National Renewable Energy Laboratory, 2010](#)).

**-Le système d'Heller:** La vapeur d'échappement provenant de la turbine à vapeur est condensée dans un condenseur à jet refroidi par courant continu (DC). Le condenseur à jet injecte de l'eau refroidie (condensée) provenant de la tour de refroidissement par de nombreuses buses directement dans la vapeur d'échappement et la condense. Le condensat (chaud) est pompé vers la tour de refroidissement, où il est refroidi à l'air dans une tour de tirage naturelle ou mécanique. Une partie du condensat (chaud) est ramifiée avant d'atteindre la tour de refroidissement pour une utilisation dans le cycle eau-vapeur ([gea-heatexchangers.geagroup.com](#)).

#### 3.2.4. Hybridation des centrales cylindro-paraboliques

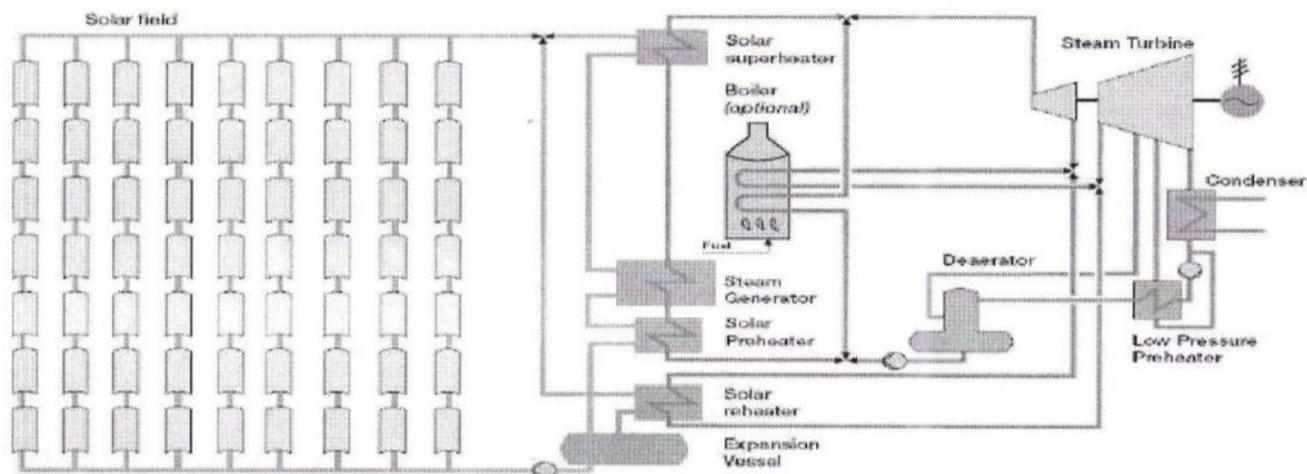
L'hybridation dans une centrale CSP est généralement utilisée pour prendre soin des transitoires, et nécessite donc une réponse rapide, afin d'assurer la continuité de la production dans les jours de faible ensoleillement ou pendant la nuit. Ainsi, le gaz naturel est un combustible préféré pour l'hybridation ([Najla et al, 2011](#)).

Deux configurations sont possibles et disponibles.

**-La configuration solaire/ combustible fossile :**

##### **Le cycle hybride de vapeur**

Il sert à intégrer une chaudière à gaz pour compenser l'énergie nécessaire de fonctionnement de la turbine. La quantité maximale d'hybridation autorisée est choisie en tant que fraction de la puissance thermique projetée qui doit être fournie au HTF pour générer la puissance brute nominale. Cette technologie est utilisée dans les centrales SEGS.

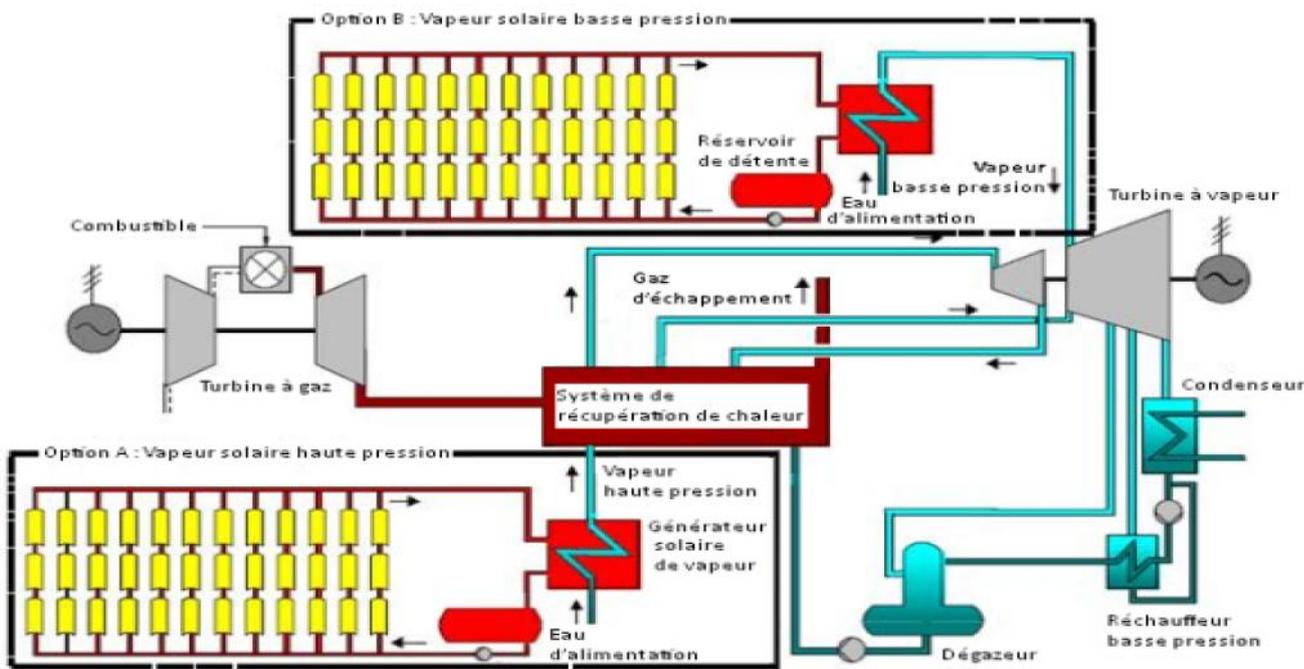


**Figure 3.9 :** Schéma de principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique hybride (type SEGS).

**- La configuration solaire/ cycle combiné**

**Le système solaire intégré à cycle combiné (ISCCS)**

Le système solaire intégré à cycle combiné est basé sur le cycle hybride de vapeur et le cycle combiné CC (Le principe d'un CC consiste à faire fonctionner en cascade une ou plusieurs turbines à gaz, suivies d'une centrale à vapeur dont la source chaude est la source froide des turbines à gaz). Dans le concept ISCC la chaleur solaire délivrée à 350 – 400 °C par un champ cylindro-parabolique par exemple, est injectée dans le cycle aval (Rankine) d'un cycle combiné, en parallèle avec un brûleur conventionnel. On économise le stockage et l'énergie solaire est convertie avec un rendement élevé. Dans ce concept, la fraction solaire demeure faible (< 10 %) (Derbal, 2013).



**Figure 3.10 :** Centrale solaire CSP à cycle hybride ISCC

### 3.2.5. Le système de stockage thermique des centrales cylindro-paraboliques

Les systèmes de stockage d'énergie thermique (STE) doivent être conçus pour répondre à certains critères qui dépendent du type, de la taille et de la conception d'une installation CSP. Ces critères peuvent être résumés comme suit (Hoffmann, 2015):

1. Température nominale et chute d'enthalpie spécifique de la charge (côté décharge et conversion)
2. Charge maximale.
3. Stratégie opérationnelle,
4. Intégration dans la centrale.

L'intégration d'un système de stockage dans une centrale à concentration a deux principaux avantages:

- Un système de stockage thermique permet de répondre à différentes utilisations, de la variation journalière du rayonnement solaire et du profil de la demande énergétique en électricité.
- La réduction supplémentaire des coûts de production de l'électricité utilisant un système de stockage thermique. Ce qui augmente la fiabilité des centrales CSP, en raison des gains de productivité et de la demande croissante

Un système de stockage d'énergie thermique se compose principalement de trois parties, le principe de stockage, le mécanisme de transfert de chaleur et le système de confinement.

Il existe différentes méthodes de stockage de l'énergie thermique comme le stockage par chaleur sensible, latente ou thermochimique.

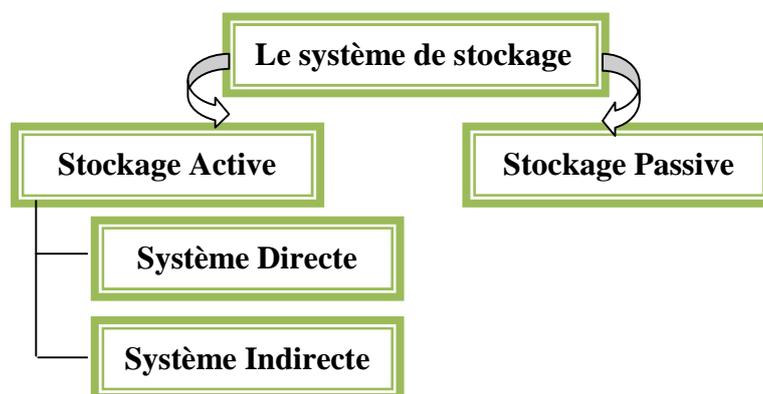
#### 3.2.5. 1. Les catégories de stockage d'énergie thermique appliquée au CSP

La figure 3.11 montre les deux catégories des systèmes de stockage pour CSP qui sont les stockages thermiques actifs et passifs.

Lorsque le médium de stockage est un fluide et qu'il est capable de circuler dans un échangeur de chaleur (échangeur de chaleur pouvant être un récepteur solaire ou générateur de vapeur) et dans les éléments constituant le stockage thermique, le système est défini comme un stockage actif. Si le médium de stockage est également utilisé comme fluide de transfert dans le reste de la centrale, le système est désigné comme un stockage actif-direct.

Lorsqu'un échangeur de chaleur est nécessaire pour différencier le fluide utilisé pour le stockage thermique et le fluide de transfert de la centrale, le système est défini comme un stockage actif-indirect (Kuravi et al, 2013).

Dans le cas où le médium de stockage est solide, le fluide de transfert circule au contact du matériau de stockage solide pour permettre la charge ou la décharge. Une telle configuration est appelée un stockage passif. Le HTF transporte l'énergie issue de la source solaire pour le stockage lors de la charge et reçoit l'énergie du système de stockage lors de la décharge. L'agencement du médium de stockage est un paramètre déterminant pour l'écoulement du fluide et cela détermine l'efficacité du transfert de chaleur. Lorsque le fluide de transfert de chaleur est un liquide, sa capacité de stockage n'étant plus négligeable comparée au médium solide, la configuration peut être qualifiée comme un système de stockage double (actif -passif) (Barnes et al, 2011).



**Figure 3.11** : Catégorie de stockage d'énergie thermique dans le CSP (Gil et al, 2010).

### 3.2.5. 2. Les techniques de stockage

**-Systèmes à deux réservoirs** : actuellement, le système de stockage à deux réservoirs est la technologie la plus commercialement mature et utilisé dans l'industrie. C'est un système qui comporte deux réservoirs de stockage, un pour le fluide chaud et l'autre pour le fluide froid. Les médium de stockages liquides qui sont utilisés pour les systèmes CSP à haute température sont habituellement des sels fondus ou des huiles synthétiques. Ils existent deux types de stockage à deux réservoirs : 1-Un système de stockage direct qu'est un système dans lequel le médium de stockage agit également comme fluide de transfert de chaleur. Contrairement un système de stockage indirect, les centrales utiliseront l'huile organique comme fluide caloporteur et le sel fondu comme médium de stockage.

Les réservoirs TES sont modélisés par des masses dynamiques et des bilans énergétiques pour des réservoirs mélangés. Le bilan de masse d'un réservoir est (Sarada et al, 2013) :

$$\dots \frac{dV}{dt} = \dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} \quad (3.33)$$

V est le volume total du HTF dans le réservoir.

Le bilan énergétique de chaque réservoir est :

$$\dots C \frac{d(VT)}{dt} = C (T_{in} \dot{m}_{in} - T_{out} \dot{m}_{out}) - UA_t (T - T_{air}) \quad (3.34)$$

Où U est le coefficient global de transfert de chaleur pour les parois du réservoir et  $A_t$  est la surface du réservoir soumis au transfert de chaleur. On suppose qu'aucun transfert de chaleur ne se produit du haut ou du bas de l'un ou l'autre des réservoirs.

**-Systèmes à un seul réservoir (Thermocline)** : la technologie de stockage thermique à deux réservoirs représente un investissement initial important, entre 15 et 20 % du coût de la centrale (Angelini et al, 2013). Cela signifie que l'élimination d'une cuve dans un système de stockage est possible et peut réduire fortement les coûts de l'unité de stockage.

Les liquides peuvent également être utilisés dans ce système dans lequel un fluide chaud tel qu'une huile synthétique est pompé dans le haut d'un réservoir pendant le mode de charge, en déplaçant progressivement un fluide plus froid. Un gradient thermique est créé dans le système et est idéalement stabilisé et préservé par des effets de flottabilité. Le fluide chaud reste au sommet et le fluide froid reste au fond. Cependant, dans ces systèmes, il est difficile de séparer le fluide chaud du fluide froid. Ce stockage est également appelé stockage SMT (Single Medium Thermocline), car il n'utilise qu'un medium de stockage liquide. Malgré une baisse des coûts dus au passage de deux réservoirs à un réservoir unique et à une bonne efficacité, le stockage SMT est vulnérable aux variations de conditions limites, à la diffusion thermique et aux entrées du fluide qui provoquent des phénomènes d'écoulement non uniformes, comme des turbulences et des mélanges mal maîtrisés, ces phénomènes peuvent diminuer les performances du stockage (Mira- ernández et al, 2014).

Dans les centrales récentes, les deux technologies sont intégrées pour assurer le fonctionnement de la turbine pendant toute la journée (cf. figure 3.12)

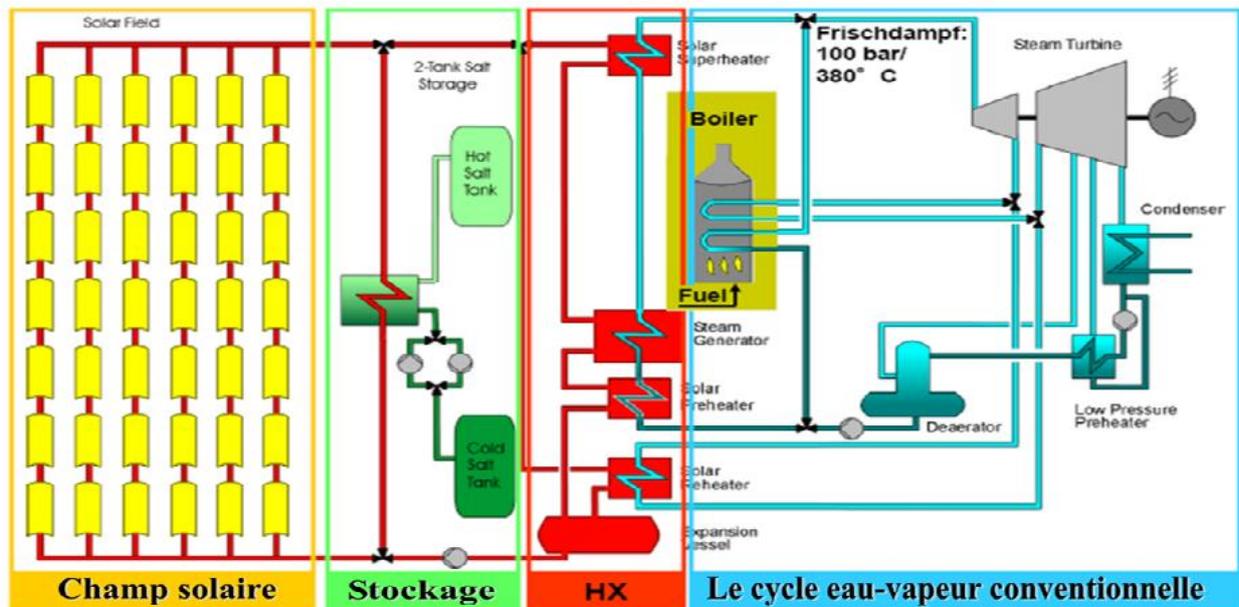


Figure 3.12 : Centrale thermique CSP avec hybridation et stockage thermique.

### 3.3. La centrale solaire thermique linéaire de Fresnel

Certaines des principales différences entre les centrales LF et les centrales cylindro-paraboliques sont basées sur la largeur de l'ouverture du miroir, la conception du système de poursuite solaire, la courbure spécifiques des miroirs, plan, circulaire ou parabolique, le facteur de remplissage du champ solaire, la hauteur du récepteur au-dessus du champ du miroir primaire et la conception détaillée du récepteur: récepteur à tubes multiples ou récepteur à un seul tube.

#### 3.3.1. Le champ solaire

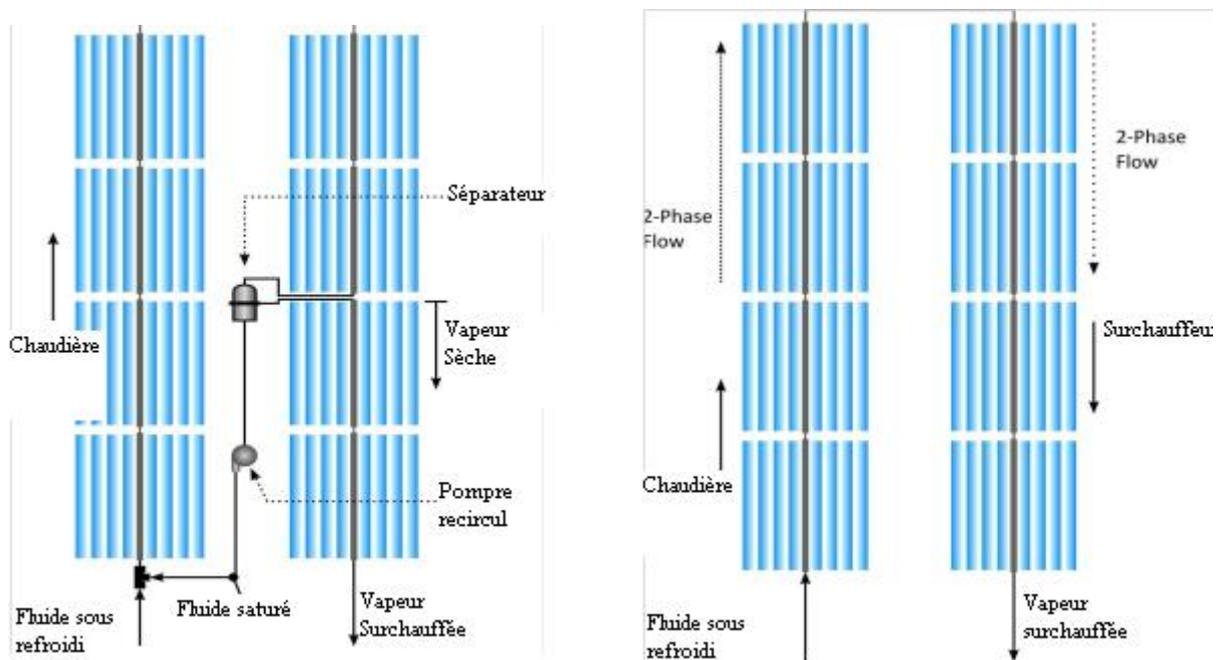
Le champ solaire est basé sur plusieurs lignes de collecteurs linéaires de Fresnel (LFC) connectés en parallèle pour obtenir le débit massique d'huile thermique requis et donc la puissance thermique requise. Chaque ligne de collecteur comprend plusieurs modules connectés en série et chaque module est composé de plusieurs rangées de miroirs plats dont la pente change continuellement pour suivre la position du soleil. Les miroirs sont montés sur une structure fixe en acier placée près du sol et concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur fixe installé plusieurs mètres au-dessus du plan du miroir. Le récepteur comprend un réflecteur secondaire qui redirige les rayons solaires entrants vers le tube récepteur évacué. Les lignes de collecteurs solaires sont alignées le long de la direction Nord-Sud et sont équipées d'un système de poursuite d'un axe pour suivre le chemin du soleil.

#### 3.3.2. Les configurations de la boucle

Deux configurations de boucles sont prises en compte. La première option utilise une chaudière recerclée (cf. figure 3.13). La chaudière est similaire à celle des chaudières traditionnelles à charbon pulvérisé. L'eau entre dans la section de la chaudière en tant que liquide sous-refroidi à

haute pression et absorbe l'énergie lorsqu'elle convertit du liquide à la vapeur. Le mélange partiellement évaporé sort de la section de la chaudière et passe à travers un dispositif séparateur qui élimine la phase liquide du mélange. Le liquide est recyclé à l'entrée de la chaudière et la vapeur saturée est envoyée à la section du surchauffeur pour un chauffage supplémentaire (Wagner, 2012).

La deuxième configuration de boucle est le système unique (cf. figure 3.13), où l'eau liquide est chauffée à la vapeur surchauffée en une seule passe sans recirculation. Cette option a été proposée pour les technologies LFR et PTC (Lippke, 1996). De plus, les avantages de la conception unique sont la réduction des parasites de pompage, la réduction de l'équipement et du coût de la tuyauterie (à partir du retrait du séparateur et de la tuyauterie de retour), et de la régulation améliorée de la température de sortie de la vapeur.

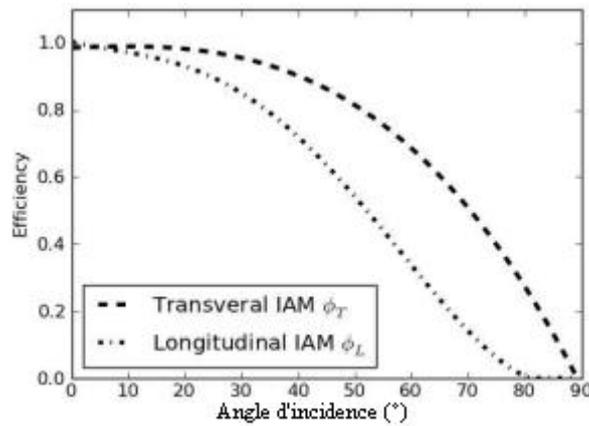


**Figure 3.13:** Les configurations du champ: (a) configuration avec plusieurs passages; (b): configuration avec un seul passage (Wagner, 2012).

### 3.3.3. Le modèle optique

La modélisation optique d'un système LFR peut être complexe, nécessitant des informations détaillées sur la géométrie du réflecteur, les distributions d'erreurs et les dimensions du récepteur. La méthode la plus pratique pour analyser les performances optiques d'une géométrie donnée est avec des méthodes de calcul telles que ray-tracing. Une option est de spécifier les performances angulaires dépendantes avec les équations d'angle d'Incidence Modifiée (IAM), qui sont des relations polynomiales simples. Le comportement IAM dépend fortement de la géométrie du

collecteur et du récepteur et des propriétés optiques; Cependant, les tendances générales sont affichées avec un système d'échantillonnage basé sur la conception Novatec Solar (cf. figure 3.14) (Wendelin, 2003).



**Figure 3.14 :** Les angles d'incidence modifiée transversale et longitudinale de la technologie Novatec (Wagner, 2012).

### 3.3.4. Le bilan énergétique

Le récepteur de tube du concentrateur cylindro-parabolique est symétrique en rotation et peut facilement être modélisé et validé en utilisant les premiers principes de transfert de chaleur. Les modèles de performance pour les récepteurs LFR ont tendance à utiliser des analyses CFD bidimensionnelles ou tridimensionnelles qui ne sont pas réalisables dans le cadre d'un outil de simulation annuel-horaire.

Le principal moyen de déterminer la performance thermique du récepteur LFR est un ensemble simplifié de courbes de polynômes qui expriment la perte de chaleur en fonction de la différence entre la température locale de la vapeur et la température ambiante (Forristall, 2003) :

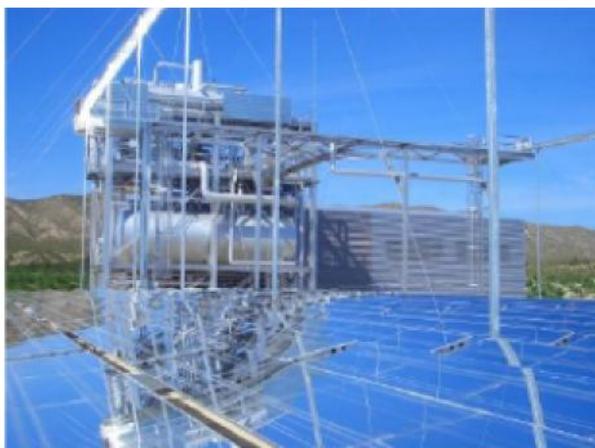
$$\dot{q}_{HTF} = c_0 + c_1 \cdot \Delta T + c_2 \cdot \Delta T^2 + c_3 \cdot \Delta T^3 + c_4 \cdot \Delta T^4 + \dots \quad (3.35)$$

$$\Delta T = T_{va,local} - T_{amb} \quad (3.36)$$

Typiquement, pour une taille de champ solaire assez grande, il est nécessaire d'avoir plusieurs unités en parallèle. Dans ces cas, le collecteur linéaire compact de Fresnel (CLFC) apparaît comme une option très attrayante (Mills et al, 2004). Pour cela, le modèle de récepteur d'un concentrateur cylindro-parabolique a été utilisé.

**3.3.5. Le bloc de puissance :** est basé sur une unité à cycle organique de Rankine (ORC), où l'énergie thermique est convertie en énergie électrique en utilisant un fluide organique (une huile

siliconique dans ce cas) qui suit un cycle Rankine régénéré. L'énergie thermique produite par le champ solaire est utilisée dans l'unité ORC pour chauffer et vaporiser le fluide organique. La vapeur organique produite se dilate dans la turbine, est refroidie dans le régénérateur et condensée. Après le condenseur, le fluide organique est comprimé par la pompe d'alimentation puis préchauffé dans le régénérateur. La chaleur de condensation est éliminée par une tour de refroidissement.



**Figure 3.15:** Le bloc de puissance de la centrale PE1 avec un stockage de vapeur ([Novatec Solar.com, 2014](#))

### 3.3.7. La génération directe de vapeur

Grâce aux tubes absorbeurs fixes, la génération directe de vapeur (DSG) est plus facilement applicable dans les centrales Fresnel que dans les centrales cylindro-parabolique. DSG pour les centrales cylindro-parabolique est actuellement appliquée pour la première fois dans une centrale électrique commerciale en Thaïlande.

### 3.3.8. Hybridation des centrales LF

La production d'électricité dans des centrales électriques de Fresnel (dans la mesure où elles sont exploitées en mode DSG) est donc tout à fait directement dépendante du rayonnement solaire disponible. Elle ne peut pas déplacer la production d'électricité à partir d'un temps avec une bonne disponibilité de rayonnement à la fois avec une faible disponibilité ou pas de rayonnement. Un avantage important général des technologies CSP par rapport au PV, à savoir générer de la puissance à la demande suite au stockage thermique, mais cet avantage est assez faible pour centrales linéaire de Fresnel. Une possibilité de le récupérer est l'hybridation. La possibilité assez simple d'hybridation est donnée pour toutes les technologies CSP parce que la puissance thermique à partir de la concentration de rayonnement peut être combinée avec l'énergie thermique provenant d'autres sources, en particulier de la combustion du carburant.

La première configuration du système hybride (solaire/ combustible fossile) a été approuvée pour ce type de centrale.

Théoriquement, il serait également possible d'intégrer un champ solaire de Fresnel dans une centrale à cycle combiné au gaz et à fournir de la vapeur supplémentaire pour le cycle de vapeur (système à cycle Solaire combiné Intégré, ISCCS). Mais, jusqu'à présent, cette configuration n'a pas été prise en compte. Tous les ISCCS qui sont construits actuellement et qui sont planifiés contiennent des champs solaires cylindro-paraboliques. Cependant, la technologie de Fresnel est encore très jeune et il peut être prévu que plusieurs configurations de centrales électriques avec champs solaires Fresnel seront proposées à l'avenir si les avantages économiques de la technologie Fresnel sur la technologie cylindro-parabolique se révèlent suffisante.

### **3.3.9. Le stockage thermique pour les centrales LF**

Les systèmes linéaires de Fresnel qui ont été construits jusqu'à présent sont des systèmes en mode DSG. Comme mentionné plus haut, il n'existe pas de grands systèmes de stockage jusqu'à présent pour les systèmes DSG. Il n'y a que des stockages de vapeur de courte durée pour les systèmes de vapeur saturée. Les technologies de stockage thermique sont encore au stade de recherche pour les centrales LFR. Peu d'applications industrielles existent. La difficulté vient notamment du fait qu'il n'y a pas une technologie de stockage universelle. Or les technologies de centrales LFR sont encore jeunes et il y a foisonnement de solutions en développement. Il est donc difficile pour un industriel de miser sur une technologie de stockage. La puissance maximale actuelle de stockage dans les centrales LFR est 1,5 h.

## **3.4. La centrale solaire thermique à Tour**

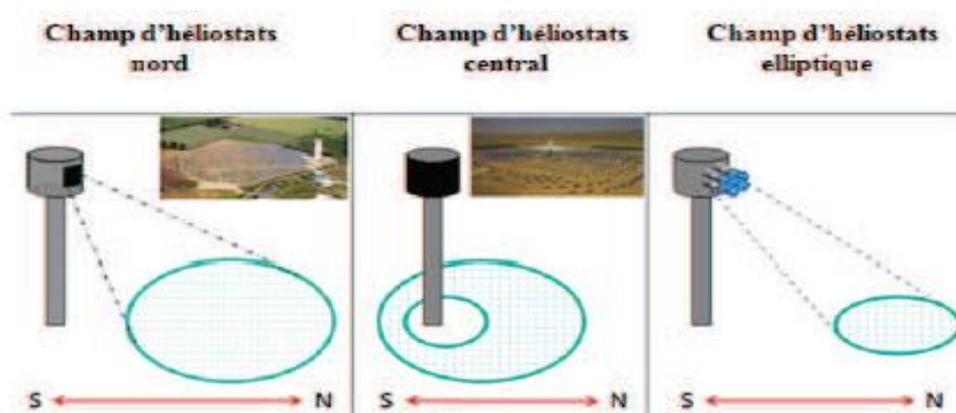
C'est une centrale à concentration ponctuelle, elle utilise des miroirs (Héliostats) pour réfléchir les rayons solaires vers un récepteur au sommet d'une tour. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C (Shuai et al, 2008).

### **3.4.1. Le champ solaire**

Le champ solaire d'une centrale à tour est constitué de milliers d'héliostats, qui sont équipés d'un système de poursuite à deux axes commandé par une électronique appelée commande, afin de suivre la trajectoire diurne du soleil. Ces héliostats sont supportés par une structure métallique de sorte à former une surface légèrement concave. Un héliostat est un suiveur solaire hors axe, ce qui signifie que la cible est fixe et que le vecteur normal de l'héliostat doit toujours bissecter l'angle

entre le vecteur du soleil et le vecteur de la cible. En conséquence du suivi hors axe, la taille et la forme de l'image du soleil sur le récepteur dépend fortement de l'angle d'incidence sur l'héliostat (Germain, 2013). Il existe différents types d'héliostats, qui peuvent être différenciés, en fonction de la taille, de la forme, du concept de conception de base, de la composition du matériau du miroir ou même selon leurs systèmes de suivi. Chaque type d'héliostat a ses propres caractéristiques en termes de performance au vent (et de suivi pendant les conditions de vent fort), de coût et de complexité du contrôle.

**3.4.1.1. La conception du champ solaire :** il existe trois types de configuration pour la forme du champ solaire, ces configurations dépendent du lieu où est implanté le champ ainsi que du type de récepteur utilisé. Le champ Nord est mieux adapté pour les latitudes qui se trouvent au Nord de l'équateur, au niveau de l'équateur il est préférable d'utiliser un champ circulaire avec un récepteur externe de 360°, le champ elliptique est utilisé avec les récepteurs qui incluent un concentrateur secondaire (Khellaf, 2013).



**Figure 3.16:** Les différentes configurations du champ solaire (Khellaf, 2013).

#### 3.4.1.2. L'optimisation de la disposition des champs solaires

La disposition du champ de l'héliostat pourrait être effectuée en déterminant les valeurs optimales de l'espacement radial  $DR$  et de l'espacement d'azimut  $DA_z$ . Il existe différentes procédures d'optimisation pour établir ces deux paramètres géométriques de position (Boudaoud et al, 2015).

Dans le cas de la configuration nord représentée dans la figure 2.23, la corrélation entre l'espacement radial ( $R$ ) et azimutal ( $A_z$ ) est donnée par l'équation (Boudaoud et al, 2013) :

$$\Delta R = \left[ \begin{array}{c} 63.0093 - 0.587313 \cdot \alpha_1 + 0.0184239 \cdot \alpha_1^2 + \\ \cos \{ (2.80873 - 0.14805 \cdot \alpha_1 + 0.0014892 \cdot \alpha_1^2) \} \end{array} \right] \cdot H_{\text{hélio}} \quad (3.37)$$

$$\Delta A_z = \left[ \begin{array}{c} 2.46812 - 0.040105 \cdot \alpha_1 + 9.2359 \cdot \alpha_1^2 + \\ \cos \{ (0.17345 - 0.009113 \cdot \alpha_1 + 0.276110 - 4 \cdot \alpha_1^2) \} \end{array} \right] \cdot W_{\text{hélio}} \quad (3.38)$$

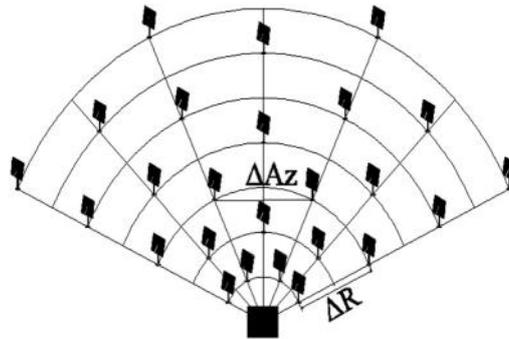
Ou :

$\alpha_1$  : L'angle d'azimut de l'héliostat ;  $0^\circ$  dans le sud.

$\alpha_2$  : l'angle entre le vecteur héliostat-tour et le vecteur vertical.

$H_{\text{hélio}}$  : La hauteur de l'héliostat.

$W_{\text{hélio}}$  : La largeur de l'héliostat.



**Figure 3.17:** La disposition du champ radiale d'héliostat

### 3.4.1.3. La pente de champ

Lorsque le terrain présente de douces collines, l'aménagement du champ de l'héliostat peut être envisagé avec une pente ascendante vers le nord (hémisphère nord). La pente varie d'abord de  $0^\circ$  à  $10^\circ$  pour identifier une amélioration possible de l'efficacité.

En effet, à mesure que la pente du terrain augmente, l'efficacité du champ subit également une légère augmentation, atteignant 46 % avec  $9^\circ$ , tandis que la puissance incidente du récepteur augmente de 1,8 [MW<sub>th</sub>] (Germain, 2013).

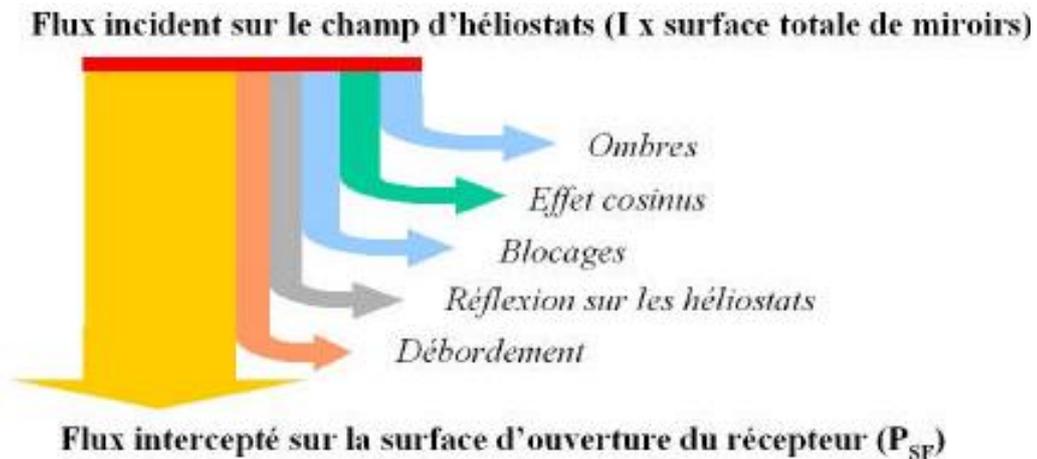
### 3.4.2. Le modèle optique

La performance du champ de l'héliostat est définie en termes de rendement optique  $\eta_{\text{opt}}$ , qui est égal au rapport de la puissance nette absorbée par le récepteur  $Q_{\text{rec}}$  à l'énergie solaire totale incidente sur le champ de l'héliostat (Boudaoud et al, 2015).

$$y_{opt} = \frac{Q_{rec}}{I_d * A_h * N_h} \tag{3.39}$$

Avec  $I_d$  : le rayonnement direct ;  $A_h$  : la surface de l'héliostat ;  $N_h$  : le nombre d'héliostats

L'efficacité du champ héliostat est calculée en tenant compte des différentes pertes liées aux effets suivants: la réflectivité des miroirs, l'effet cosinus dû à l'angle d'incidence du soleil sur les miroirs (le soleil ne voit pas la surface totale du miroir mais une projection de celle-ci, appelée surface efficace), les ombres (masques entre le soleil et l'héliostat) et blocages (masques entre l'héliostat et la tour), et le débordement de la tache focale hors de la surface d'ouverture du récepteur, focalisation et inclinaison.



**Figure 3.18:** Les pertes énergétiques d'un champ d'héliostats

Pour calculer l'efficacité globale du champ d'héliostat  $y_{SF}$ , l'équation pondérée suivante est valide:

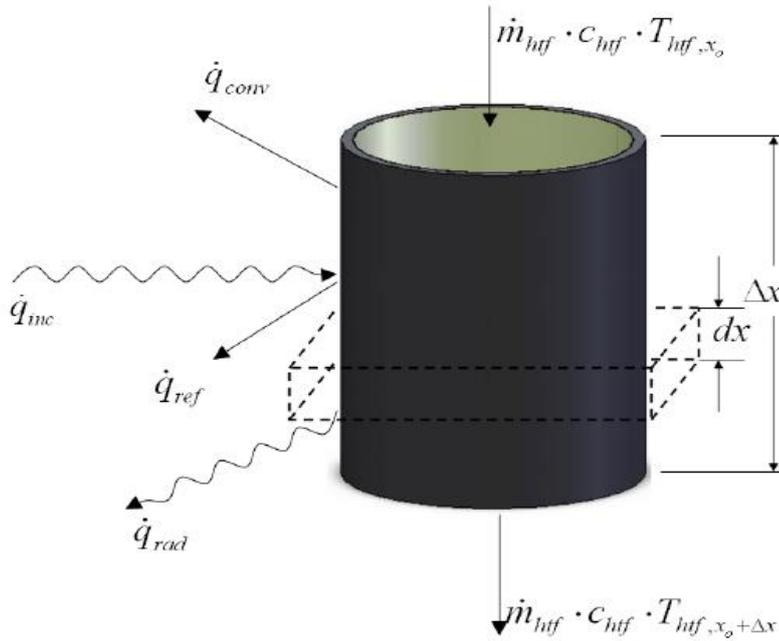
$$y_{SF} = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} y_{SF,i} A_{SF,i}}{A_{SF}} \tag{3.40}$$

Avec :  $A_{SF}$  est la surface d'un héliostat ( $m^2$ )

### 3.4.3. Le bilan énergétique

Le bloc de construction de base du modèle de récepteur est un seul tube de longueur  $X$ , où  $X$  est une partie finie de la longueur totale du panneau dans la direction verticale. Cet élément

est soumis à de multiples mécanismes de transfert de chaleur, le rayonnement qui se reflète simplement à partir de la surface du tube est une considération supplémentaire (Wagner, 2008) :



**Figure 3.19** : Le bilan énergétique dans le tube absorbeur

Le résultat d'un bilan énergétique appliqué à un seul tube à la position  $x$  sur le panneau  $N$  peut être mis à l'échelle par le nombre de tubes dans ce panneau. Puisque chaque tube est alors essentiellement un télécopieur de son voisin, la conduction tube-tube et l'échange de radiation sont négligés. La conduction axiale est également négligée car la convection interne beaucoup plus grande due à l'écoulement de sel dans les tubes domine la résistance relativement élevée à la conduction.

L'énergie thermique ajoutée au fluide caloporteur (Wagner, 2008) :

$$\dot{q}_{HTF} = \dot{q}_{inc} - (\dot{q}_{ref} + \dot{q}_{rad} + \dot{q}_{conv}) \tag{3.41}$$

Avec :  $\dot{q}_{inc,x} = \dot{p}_{champ} \cdot \Delta x \cdot D_{tube} \cdot n_t$  (3.42)

Ou :  $n_t$  est le nombre du tube dans chaque panneau.

$$\dot{q}_{ref,x} = (1 - r) \cdot \dot{p}_{champ} \cdot \Delta x \cdot D_{tube} \cdot n_t \tag{3.43}$$

$\dot{q}_{ref,x}$  est l'énergie rayonnée par la surface du tube.

$$\dot{q}_{rad, x} = \tau \nu f \cdot F_{t,s} \cdot \Delta x \cdot n_t \cdot \frac{D_{tube}}{2} (T_{s,x}^4 - T_{amb}^4) \tag{3.44}$$

$F_{t,s}$  est un facteur de vue de la tour vers l'environnement, il a été calculé par (Wagner, 2008) à l'aide de la corrélation EES pour un cylindre entouré des deux côtés par des cylindres parallèles de même diamètre, tous dans un seul plan.

$$\dot{q}_{conv, x} = h_m \cdot \Delta x \cdot n_t \cdot D_{tube} (T_{s,x} - T_{amb}) \tag{3.45}$$

Le reste de la centrale (bloc de puissance, stockage, hybridation, les auxiliaires) est le même que pour la centrale thermique cylindro-parabolique.

### 3.4.4. Les configurations possibles de la centrale à Tour

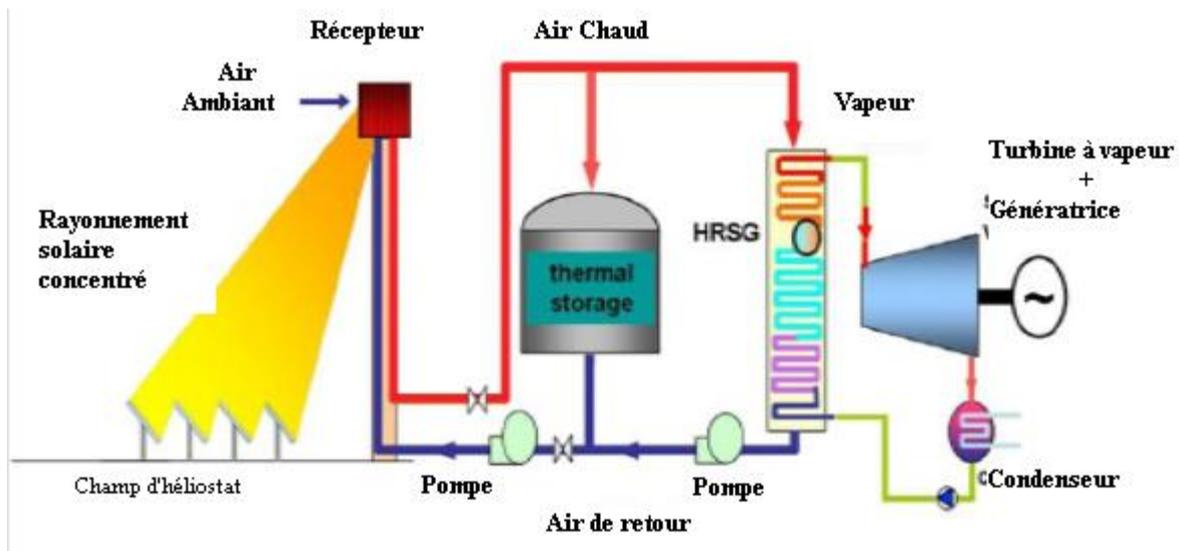


Figure 3.20: Une centrale solaire thermique à Tour avec stockage à un seul réservoir (Thermocline)

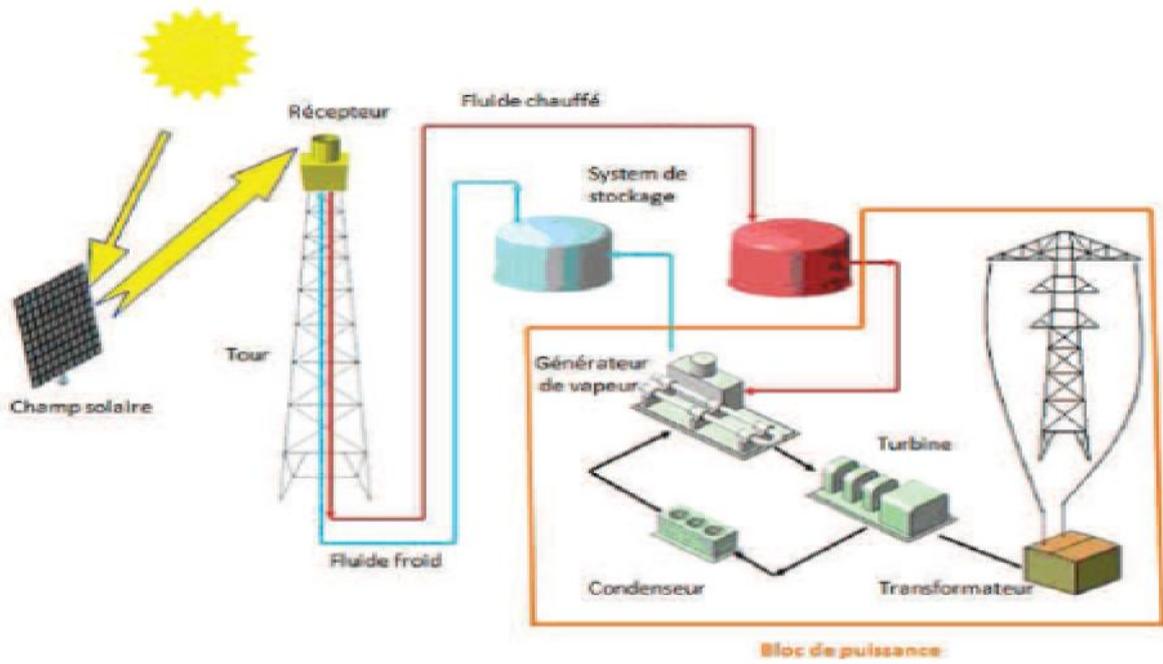


Figure 3.21: Une centrale solaire thermique à Tour avec stockage à deux réservoirs

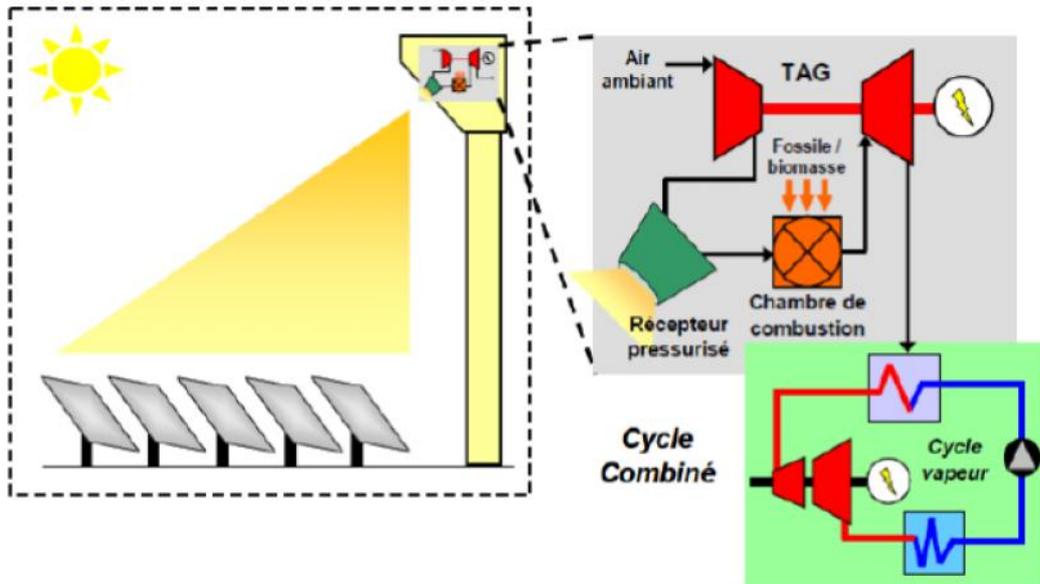


Figure 3.22: Une centrale solaire thermique à Tour hybride (le cycle hybride ISCC)

## Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des modèles pour le champ solaire et le bloc de puissance puis le modèle globale des trois types de centrales solaires thermiques CSP. Ces modèles peuvent être résolus en utilisant les différents logiciels tels que : SolTrace, EES, DELSOL.

La continuité de la production de l'électricité pendant la nuit et les jours de faible ensoleillement est assurée par le système de stockage et le système hybride. Pour cela les différentes configurations de centrales avec stockage et système hybride sont présentées.

Ces modèles seront utilisés pour déterminer les performances optimales de chaque centrale à l'aide du logiciel SAM. Cette thématique est l'objet du chapitre suivant.

## Références

- Abbas R, Munoz J, Martínez-Val JM. 2012, *Steady-state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors*. Applied Energy 92:503-15.
- Angelini. G., A. Lucchini, and G. Manzolini, 2013, *Comparison of thermocline molten salt storage performances to commercial two-tank configuration*, Energy Procedia 49:694–704 .
- Barnes. F. S., and J. G. Levine, 2011, *Large energy storage systems handbook*, CRC Press Taylor & Francis Group.
- Beckman. W, Duffie.J , 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, USA, 3<sup>rd</sup> edition.
- Besma Chekchek, 2014 ; *Analyse thermodynamique d'une centrale thermique hybride solaire /gaz* ; Thèse de magister, Université hadj lakhdar Batna, Algérie.
- Boudaoud.S , A. Khellaf b, K. Mohammedi a, O. Behar, 2015; *Thermal performance prediction and sensitivity analysis for future deployment of molten salt cavity receiver solar power plants in Algeria*, Energy Conversion and Management 89 : 655–664
- Boudaoud.S, A. Khellaf, K. Mohammedi, 2013, *Solar Tower Plant Implementation in Northern Algeria: Technico Economic Assessment*, 9<sup>eme</sup> journées scientifiques et technique de Sonatrach, Oran, Algérie.
- Derbal Halima.2013, *Contribution à l'étude des centrales de puissance à concentration solaire pour la production d'énergie. Etude des perspectives de production d'hydrogène pour les piles à combustible*. Thèse de Doctorat, Université USTHB, Algérie.

- Dersch, J., Michael Geyer, Ulf Herrmann, Scott A. Jones, Bruce Kelly et al, 2004. *Trough integration into power plants: A study on the performance and economy of integrated solar combined cycle systems*. Energy 29:947–959.
- Elliot .T. C., K. Chen, R. C. Swanekamp, 1997; *Standard Handbook of Power plant Engineering*, Second Edition Publisher: McGraw-Hill, ISBN: 0-07-019435-1
- Erbes, M., J. Rheinlander, and S. Bergmann, 2008. *Technical and economic performance of parabolic trough solar power plants—a computational tool for plant feasibility studies*. Las Vegas, Nevada, USA, March 2008. Proceedings of the SolarPACES International Symposium.
- Forristall, R., 2003. *Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver*. Rapport technique. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Germain. A, 2013 ; *Thermo-economic optimisation of large solar tower power Plants*, Thèse de doctorat, École polytechnique fédérale de LAUSANNE.
- Ghoneim A. et al, 2014, *Performance Analysis of Parabolic Trough Collector in Hot Climate*, British Journal of Applied Science & Technology 14: 2038–2058.
- Gil, Antoni, Medrano, Marc, Martorell, Ingrid, Lazaro, Ana, Dolado, Pablo, et al, 2010; *State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1— concepts, materials and modelization*. Article, Renewable and Sustainable Energy Review 14 (1), 31–55.
- Hoffmann. J.F, 2015 ; *Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclés*, Thèse de doctorat, Université de PERPIGNAN.
- Kalogirou, S, 2009; *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Academic Press, ISBN 0-123-74501-2.
- Khellaf Abdellah, 2013, *Les Centrales Solaires à Tour : Perspectives en Algérie*, Bulletin des énergies renouvelables CDER.
- Kuravi. S., J. Trahan, D. Y. Goswami, M. M. Rahman, and E. K. Stefanakos, 2013, *Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants*, Progress in Energy and Combustion Science 39: 285–319.
- Lippke, F., 1996. *Direct steam generation in parabolic trough solar power plants: Numerical investigation of the transients and the control of a once-through system*. Journal of Solar Energy Engineering, 118(1).
- Martin. J. Atkins, Michael R.W. Walmsley, et al, 2010. *Integration of solar thermal for improved energy efficiency in low-temperature-pinch industrial processes*. Energy 35:1867–1873.

- Michael J. Wagner and Paul Gilman, 2011. *Technical Manual for the SAM Physical Trough Model*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5500-51825.
- Mills DR, Morrison GL, 2004; *Advances in solar thermal electricity technology*. Solar Energy 76:19-31.
- Mira- ernández. C., S. M. Flueckiger, and S. V. Garimella, 2014, *Numerical Simulation of Single- and Dual-media Thermocline Tanks for Energy Storage in Concentrating Solar Power Plants*, Energy Procedia 49 : 916–926.
- Najla El, Gharbi, Derbal, Halima, Bouaichaoui, Sofiane, Said, Noureddine, 2011. *A comparative study between parabolic trough collect and linear fresnel reflector technologies*. Energy Procedia 6 :565–572.
- Price.H, *A parabolic trough solar power plant simulation model*, Communication: Inter-national Solar Energy Conference (ASME), Hawaii Island, Hawaii, 2003, pp.665–673.
- Rovira, A., Montes, M.J., Valdes, M., Martinez-Val, J.M. 2011, *Energy management in solar thermal power plants with double thermal storage system and subdivided solar field*. Article, Applied Energy 88, 4055–4112.
- Sarada Kuravi, Jamie Trahan, D. Yogi Goswami, Muhammad M. Rahman, Elias K. Stefanakos, 2013; *Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power Plants*, Progress in Energy and Combustion Science 39:285-319.
- Shuai. Y, X.L.Xia, H.P.Tan, 2008, *Radiation performance of dish solar concentrator/cavity receiver systems*, Solar Energy 82:13–21.
- Trieb. F, 2005; *Concentrating solar power for the Mediterranean region*, German Aerospace Center (DLR), Stuttgart.
- Wagner.M.J, 2012. *Results and Comparison from the SAM Linear Fresnel Technology Performance Model*; 2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado May 13–17, 2012.
- Wagner.M.J, 2008. *Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants*; thèse de Master, University of WISCONSIN – MADISON
- Wendelin, T., 2003. *SolTRACE: A New Optical Modeling Tool for Concentrating Solar Optics*. In ASME 2003 International Solar Energy Conference
- Evaporation principle in cooling towers 2008, <http://www.matangi.in/principle-operation.html>
- Efficiency of Cooling Towers;  
[http://www.engineeringtoolbox.com/cooling-tower-efficiency-d\\_699.html](http://www.engineeringtoolbox.com/cooling-tower-efficiency-d_699.html)
- Water consumption of Cooling Towers, 2011,

[http://www.worldnuclear.org/info/cooling\\_power\\_plants\\_inf121.html](http://www.worldnuclear.org/info/cooling_power_plants_inf121.html)

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010; *Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation*; Report to Congress U.S. Department of Energy, [http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pubs\\_power\\_plant.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pubs_power_plant.html)

Wet-surface Cooled Condenser, 2005, <http://www.niagarablower.com/wsac.htm>

Air-Cooled Heat Exchanger, 2011; <http://www.arctrade.de/produkte/refrion>

DC Jet Condenser of a Heller System;

<http://www.geaheatexchangers.geagroup.com/fileadmin/global/flash/HX/Heller-System-GEA.html>

Novatec Solar, 2014. [www.novatecsolar.com](http://www.novatecsolar.com)

## Chapitre

4

---

## Méthodologie d'optimisation des centrales thermiques CSP

## **Introduction :**

Des simulations d'optimisation technico-économiques ont été réalisées dans ce chapitre à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model) pour les trois types de centrales solaires thermiques à technologie CSP et pour trois sites différents en Algérie. Les résultats obtenus sont présentés et interprétés.

La technique utilisée dans la comparaison entre les résultats est celle du coût moyen actualisé d'électricité (LEC).

## **4.1. Méthodologie**

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

### **4.1. 1.Description du logiciel (SAM)**

SAM est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour aider à la prise de décision par les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL', les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d'énergie des Etats Unies le 'DOE' et peut être téléchargé gratuitement au site du NREL, 2011. SAM permet aux utilisateurs d'examiner et de comparer les technologies solaires et autres technologies renouvelables sur des bases économiques, technologiques et opérationnelles. SAM est basé sur le programme Transient Systems Simulation (TRNSYS), maintenu et distribué par (Klein, S.A. et al. 2007). Pour l'étude des performances d'un système, le logiciel SAM fait appel à chaque simulation numérique au TRNSYS. Ce dernier est un model semi empirique. TRNSYS fournit une plate-forme logicielle pour modéliser les systèmes thermodynamiques sur une base modulaire en fonction des données météorologiques horaires. Il est largement utilisé pour simuler les bâtiments et les systèmes des énergies renouvelables. TRNSYS propose une vaste bibliothèque de modules existants pour diverses applications; les modules peuvent également être développés par l'utilisateur, codés selon un modèle TRNSYS dans FORTRAN et respectés dans le TRNSYS.DLL (Dynamic Link Library).

SAM fournit des modules détaillés dans TRNSYS pour simuler des systèmes d'énergie complexes tels que l'énergie solaire concentrée (CSP), les systèmes photovoltaïques et les systèmes de chauffage solaire.



**Figure 4.1** : Page de démarrage du logiciel.

SAM fournit une interface graphique pour spécifier et exécuter une simulation TRNSYS prédéfinie et pour analyser les sorties. Il calcule le coût de production d'électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l'emplacement de l'installation et les coûts d'exploitation, le type de financement, le crédit d'impôt applicable, les incitatifs et les spécifications du système. Le logiciel, est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la production et le coût de l'énergie, ainsi que les flux de trésorerie. L'interface du tableur de SAM permet d'échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d'optimisation, et de simulation. Il peut déterminer les performances et faire l'analyse économique des centrales à concentration solaire telles que les centrales solaires à tours, les concentrateurs cylindro-paraboliques, les concentrateurs linéaires de Fresnel, les systèmes photovoltaïques, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications ([sam.nrel.gov](http://sam.nrel.gov), 2013).

#### 4.1.2. Les paramètre de conception

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

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

- **Multiple solaire (SM):** est le rapport entre la taille réelle du champ solaire à la taille du champ solaire nécessaire pour alimenter la turbine à capacité nominale avec irradiance solaire maximale.
- **Heures de pleine charge (FLH) :** c'est le nombre d'heures que le système de stockage peut fournir de l'énergie à la capacité d'entrée de turbine de conception de bloc de puissance.
- **Fraction de combustible de remplissage (FFF) :** c'est une fraction de la production brute de turbine de conception de bloc de puissance qui peut être atteint par la chaudière de sauvegarde. Il sert à calculer l'énergie de la chaudière de sauvegarde.
- **Facteur de capacité (CF) :** c'est le rapport de la valeur prédite électrique de sortie du système dans la première année de fonctionnement à la sortie de la plaque signalétique, ce qui équivaut à la quantité d'énergie que le système produirait s'il fonctionnait à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année.

#### 4.1.3. Descriptions des sites

Les sites choisis pour cette étude sont Hassi R'mel, Tamanrasset et In Salah dans le sud de l'Algérie. Les données météorologiques de ces endroits, comme le DNI et la température ambiante, sont tirées de la base de données NREL. Le tableau 4.1 représente les paramètres de nos sites.

**Tableau 4.1.** Les paramètres des sites ([nrel.gov](http://nrel.gov))

	<b>Tamanrasset</b>	<b>In-Salah</b>	<b>Hassi r'mel</b>
<b>Longitude (°)</b>	5,52°E	2,48° E	3,26° E
<b>latitude (°)</b>	22 ,78°N	27,19° N	32,93° N
<b>Altitude (m)</b>	1375	292	777
<b>DNI (KWh/m<sup>2</sup>)</b>	2759,4	1947,0	2008,4

#### 4.1.4. Optimisation des centrales (configurations, technologies, modèles et scénarios)

La méthode d'optimisation utilisée dans la stimulation est celle intégrée dans le logiciel SAM. Différentes configurations ont été choisies pour toutes les centrales en fonction du type de HTF (huile synthétique, sels fondus), type du condenseur (refroidissement par voie humide: évaporation, refroidissement à sec: refroidi par air), le type de récepteur (externe, cavité), type de configuration de boucle (un seul passage, plusieurs passages), afin de déterminer la configuration optimale, pour les différents modèles proposés:

**Modèle1 (M1):** champ solaire uniquement (sans stockage et sans système hybride).

**Modèle2 (M2):** intégration du système de remplissage (sans stockage).

**Modèle3 (M3):** intégration de stockage thermique solaire (sans système hybride).

**Modèle4 (M4):** intégration du système hybride et stockage.

Le tableau 4.2 représente ces configurations et les scénarios:

**Tableau 4.2 :** Technologies, configurations et scénarios de modèles proposés

Les centrales CSP	Technologies et configurations	scenarios
<b>Cylindroparabolique (PTCSTPP)</b>	<b>T1:</b> Therminol VP-1 comme HTF <b>T2:</b> Sel fondu comme HTF	<b>S1:</b> Refroidissement par évaporation <b>S2:</b> Refroidissement par air sec
<b>Linéaire de Fresnel (LFSTPP)</b>	<b>T1:</b> Vapeur surchauffé comme HTF <b>T2:</b> Vapeur saturé comme HTF (Chaudière)	<b>S1:</b> Refroidissement par évaporation et configuration avec un plusieurs passages <b>S2:</b> Refroidissement par air sec et configuration avec un seul passage <b>S3:</b> Refroidissement par évaporation et configuration avec un plusieurs passages <b>S4:</b> Refroidissement par air sec et configuration avec un seul passage
<b>Tour (CTRSTPP)</b>	<b>T1:</b> Sel fondu comme HTF et récepteur de type externe <b>T2:</b> Sel fondu comme HTF et récepteur à cavité.	<b>S1:</b> Refroidissement par évaporation <b>S2:</b> Refroidissement par air sec

#### 4.1.5. Les paramètres financiers

##### 4.1.5.1. Cas de base

Le scénario de référence (de base) représente les conditions financières prévues pour l'investissement dans des conditions normales, sans incitations fournies par le gouvernement. Dans tous les modèles, les centrales ont été simulées par les paramètres de financement fixés pour le scénario de base utilisé qui sont donnés dans le tableau 4.3.

**Tableau 4.3.** Les paramètres financiers (OECD, 2013)

Données financières	valeur	unité
<b>Cas de Base</b>		
Période d'analyse	30	<i>an</i>
Durée du prêt	20	<i>an</i>
Taux de prêt	8	<i>%/an</i>
Taux d'inflation	8.9	<i>%/an dans 2013</i>
Taux d'actualisation réel	4	<i>%/an dans 2013</i>
Taux d'actualisation nominal	13.26	<i>%/an</i>
Taux de rendement interne minimum requis	12	<i>%</i>
Taux d'assurance	0.30	<i>% du coût d'installation</i>
Taxe de vente	5	<i>% du coût d'installation</i>
Taux d'imposition national	15	<i>%/an</i>

## 4.2. Le modèle mathématique

La méthode de coût moyen actualisé de l'électricité (LEC) permet de comparer les puissances de différentes structures de production et de coûts entre elles. La pensée de base est que l'on forme la somme de tous les coûts accumulés pour la construction et l'exploitation d'une centrale et en comparant ce chiffre à la somme de la génération de la population annuelle. Le calcul du LEC s'effectue sur la base de la méthode de la valeur actualisée nette, dans laquelle les dépenses d'investissement et les flux de paiement provenant des bénéficiaires et des dépenses au cours de la durée de vie de la centrale sont calculés sur la base d'une date de référence partagée (Christoph, 2013). Pour calculer LEC, SAM utilise le modèle de Short W et al, 1995 suivant :

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^N \frac{C_{jt}}{(1+d)^{jt}}}{\sum_{j=1}^N \frac{Q_{jt}}{(1+d)^{jt}}} \quad (4.1)$$

Avec :

$Q_n$ (kWh) Électricité générée par le système dans l'année n

N Période d'analyse en années

$C_n$  est le produit de LEC et la quantité d'électricité générée par le système dans cette année, Actualisé au taux  $d$

$$C_n = Q_n * LEC$$

La figure 4.2 représente la procédure proposée pour la détermination des performances optimales d'une centrale :

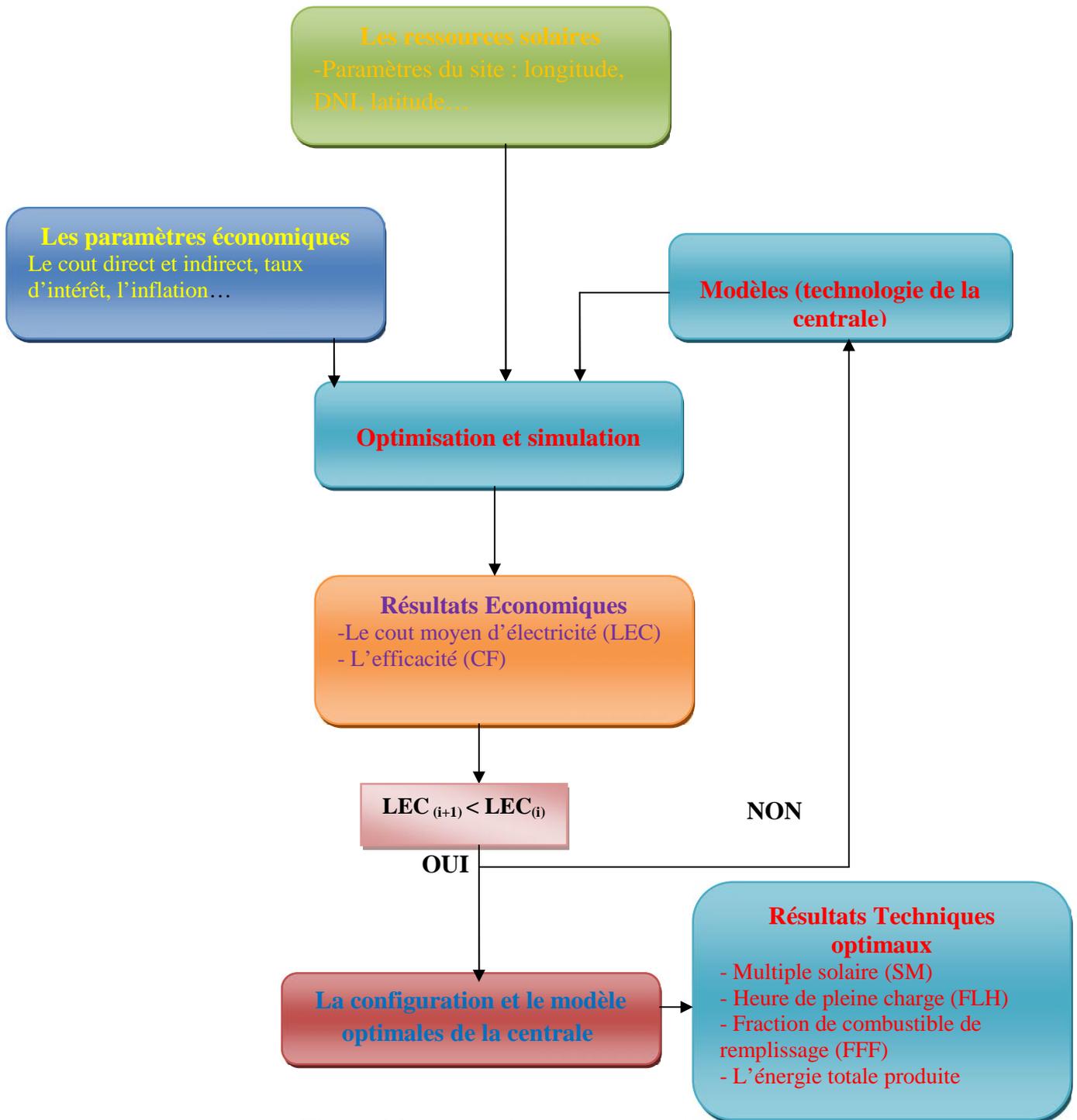


Figure 4.2 : L'organigramme de simulation

### 4.3. Résultats et discussions

Dans ces sections et en utilisant les paramètres d'entrée du tableau 4.3, des analyses de sensibilité de l'efficacité (CF), LEC, énergie annuelle fournie par les centrales avec et sans stockage et système de récupération (BS) pour une capacité de 50 MW avec différentes configurations et scénarios du tableau 5.2 ont été optimisés en changeant SM, FFF de BS et FLH de STE. La simulation a été faite avec une durée de vie du projet de 30 ans, comme l'ont estimé de nombreuses études (Nezammahalleh et al, 2010 ; Caldes, 2009). De plus, un taux d'inflation de 8,9% par an a été utilisé dans les calculs économiques et sans incitations fournies par le gouvernement (cas de base).

La simulation a été faite par les composants suivants :

- Pour la centrale PTCSTPP, la géométrie du nouveau collecteur de la société Abengoa (Eurotrough ET150) et la géométrie du récepteur Schott PTR70 sont utilisés.
- Pour la centrale LFSTPP, le concentrateur de la société Novatec.
- Quant à la centrale CTRSTPP, l'héliostat de Type 394 construit par R. Pitz-Paal, et les deux récepteur : externe de type 395 de laboratoire de Sandia et le récepteur à cavité de type 495 de Ciemat.

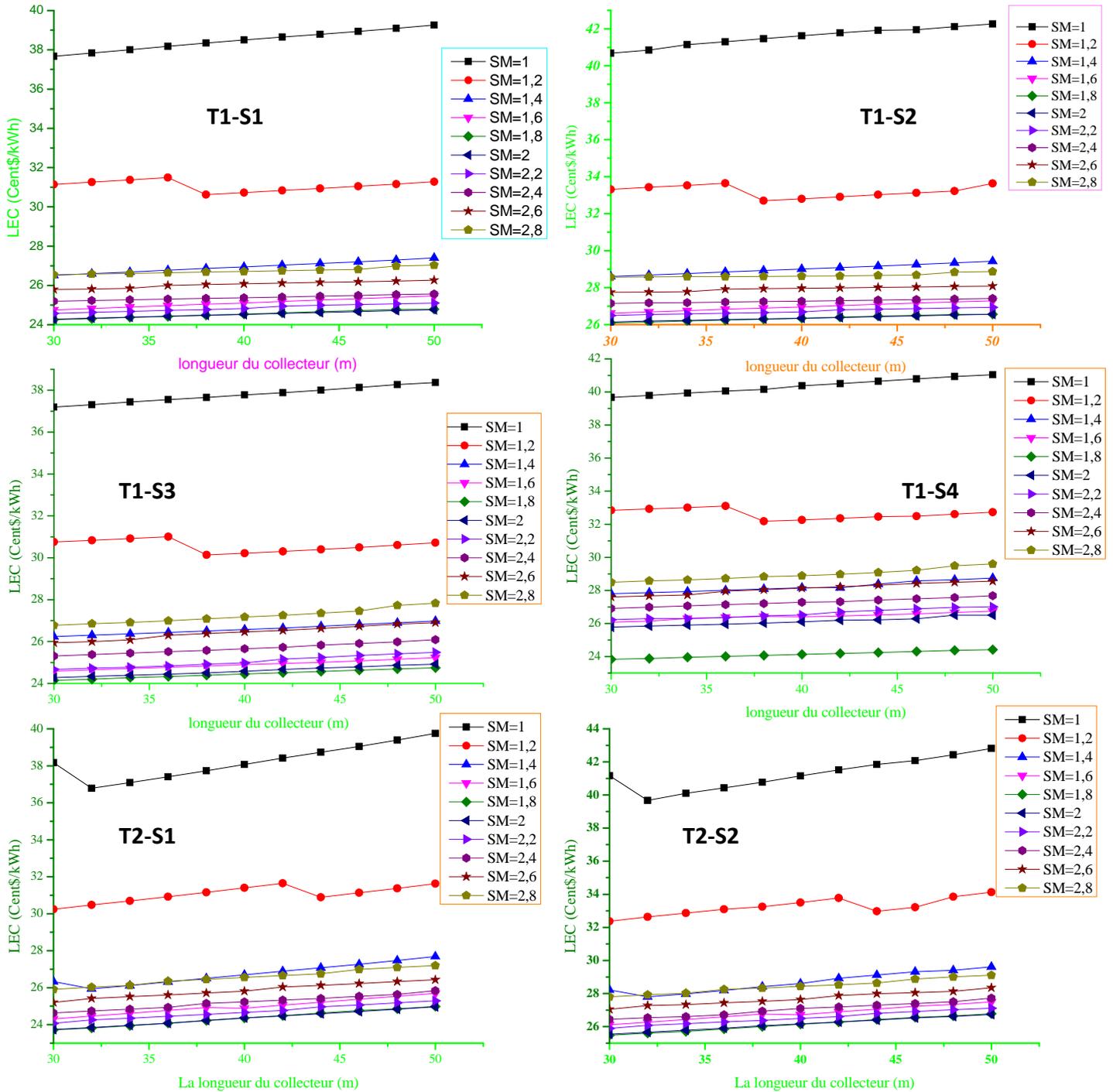
#### 4.3.1. Analyse de la sensibilité de la géométrie du collecteur et du récepteur

Contrairement aux conceptions de systèmes paraboliques, qui sont basées sur des conceptions modulaires de composants individuels, les conceptions du système à tour centrale nécessitent une optimisation de la hauteur de la tour, du récepteur et de la géométrie de l'héliostat. De même, les conceptions de systèmes linéaires de Fresnel nécessitent une optimisation de la surface d'ouverture totale et de la longueur du collecteur. Le champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour représente environ 50% des coûts d'investissement. Par conséquent, il est important de réduire les coûts des héliostats dans la mesure du possible afin d'améliorer et de renforcer la viabilité économique de la technologie des tours solaires (Greg, 2007). En outre, les coûts d'entretien sont plus élevés pour un champ héliostat avec de petits héliostats, en raison du nombre de systèmes de contrôle requis beaucoup plus grand par rapport à un champ héliostat de même taille avec de grands héliostats (aachen.de). Il est donc nécessaire d'optimiser la taille de l'héliostat, afin de réduire les investissements et les coûts de maintenance pour rendre CTRSTPP plus compétitif. Sur cette base, les géométries optimales du collecteur et du récepteur ont été déterminées pour CTRSTPP et LFSTPP, mais pour PTCSTPP, la simulation a été faite avec les données qui sont illustrées précédemment.

a. Optimisation des géométries de la centrale LFSTPP :

1. Insalah

1.1. La longueur du collecteur



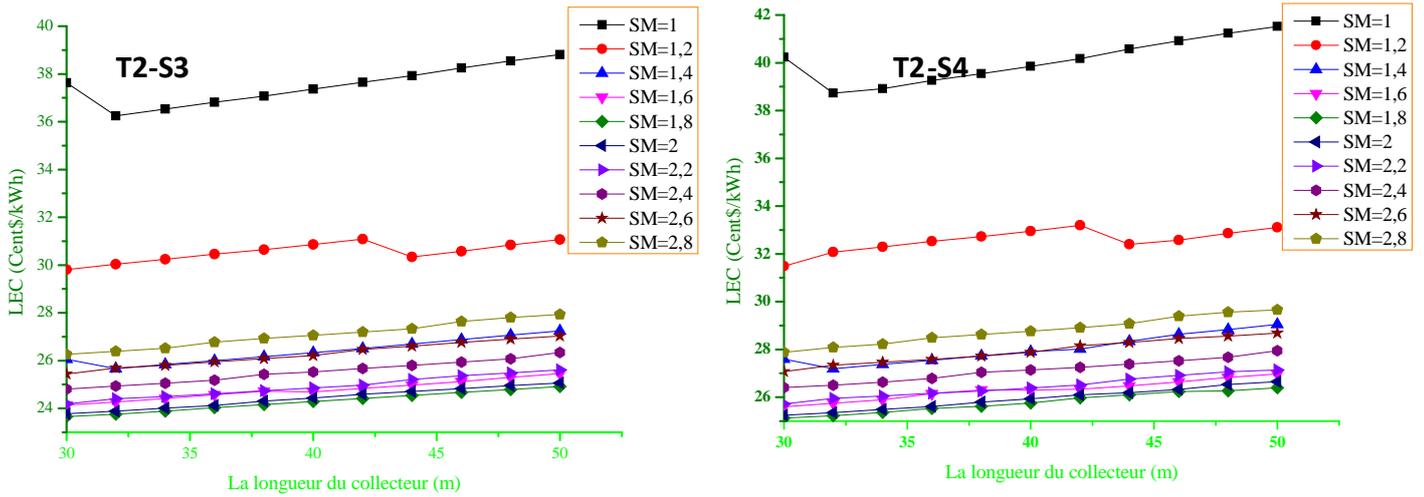
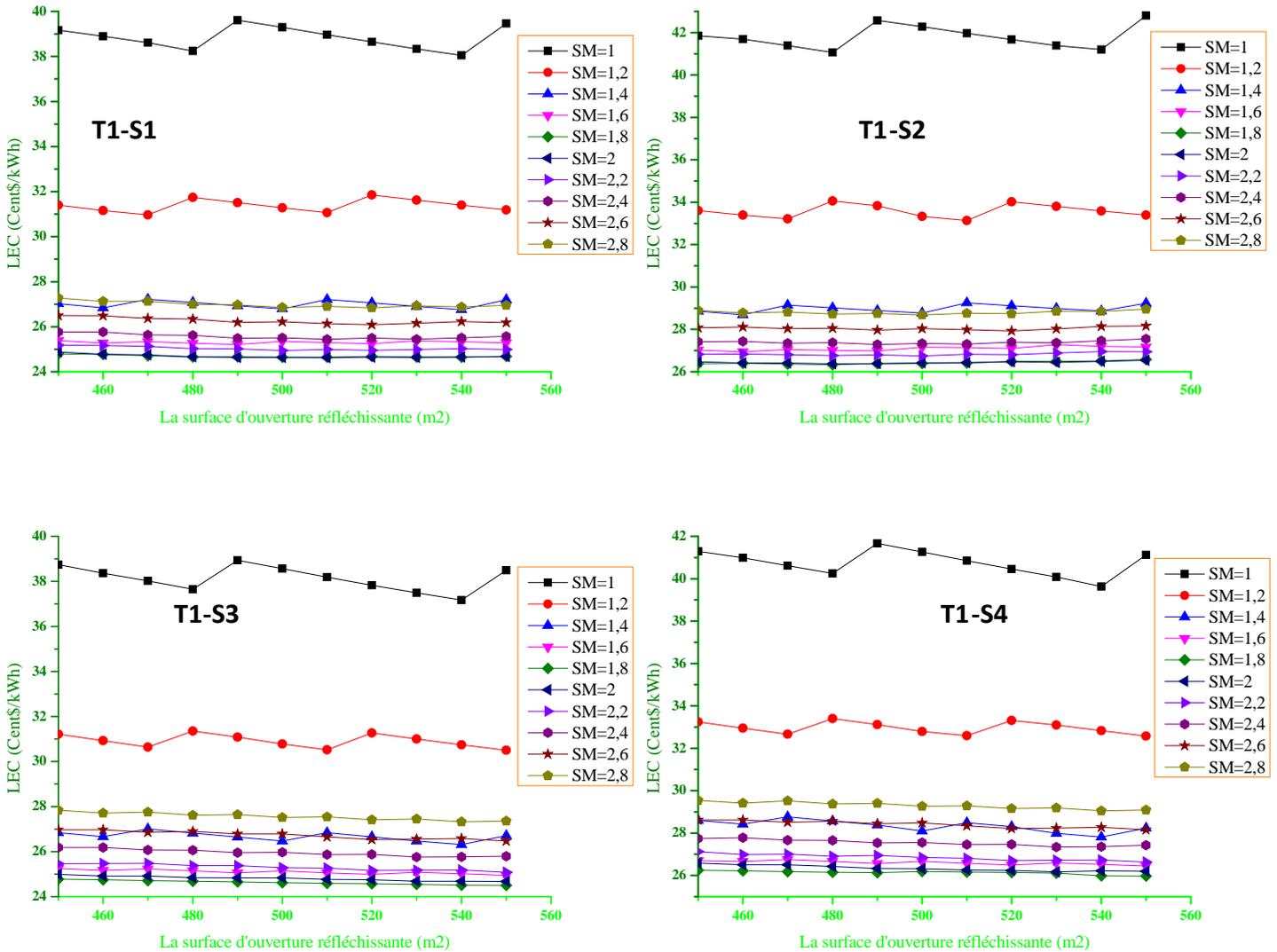


Figure 4.3 : Optimisation de la longueur du collecteur d'une LFSTPP

1.2. La surface d'ouverture réfléchissante du collecteur



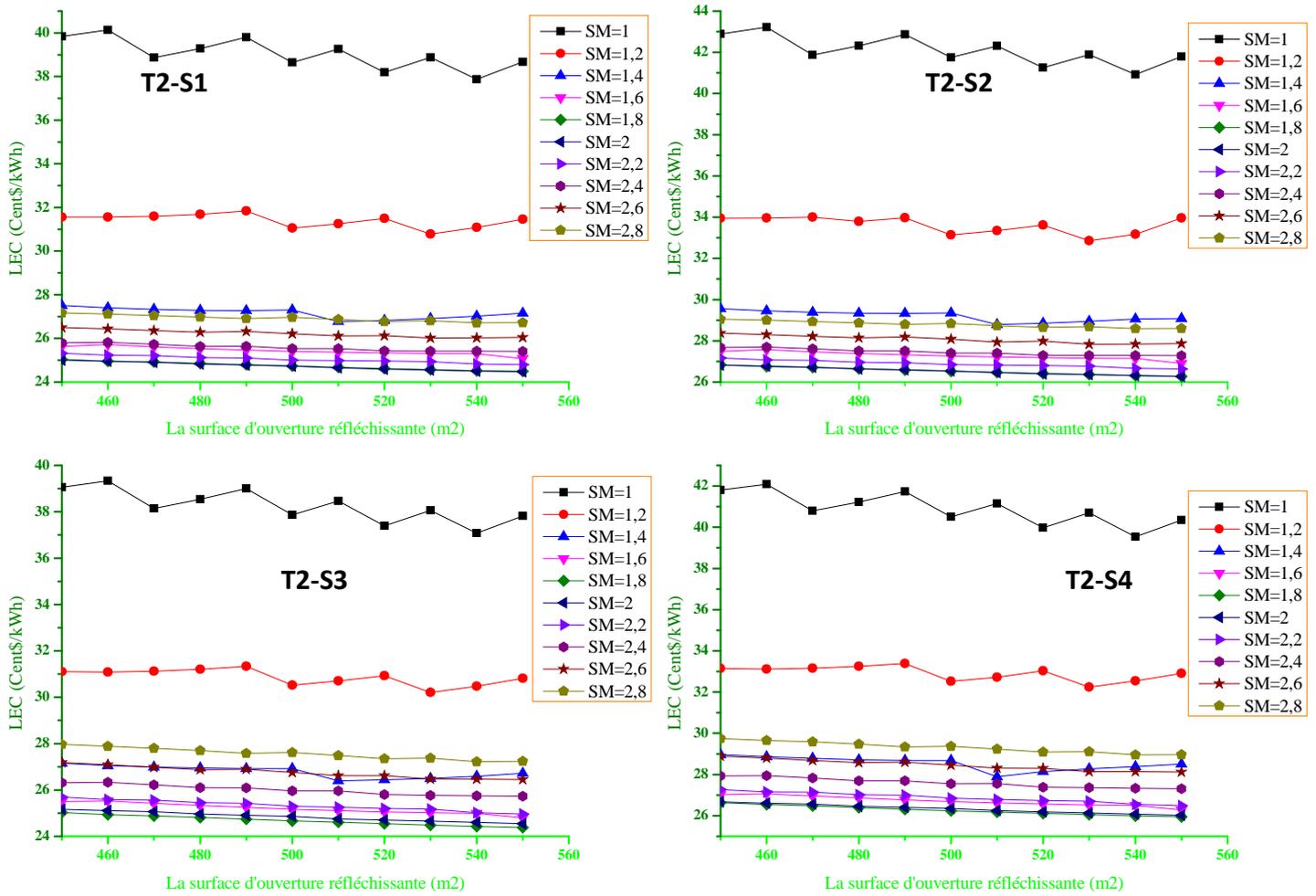
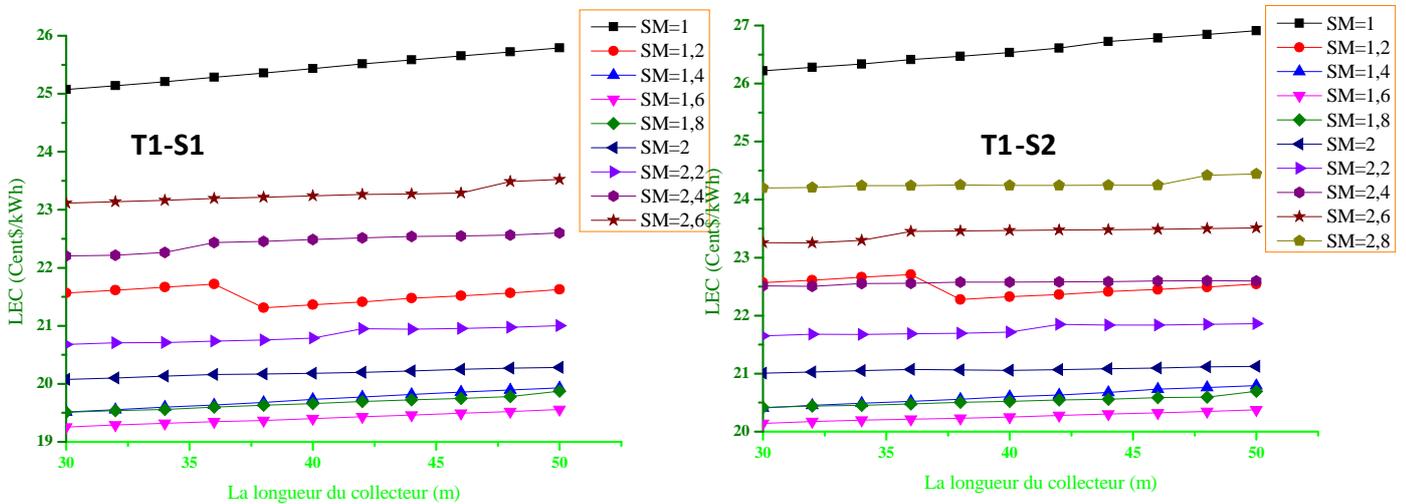


Figure 4.4 : optimisation de la surface d'ouverture réfléchissante du module d'une LFSTPP

2. **Tamanrasset**

2.1. La longueur du collecteur



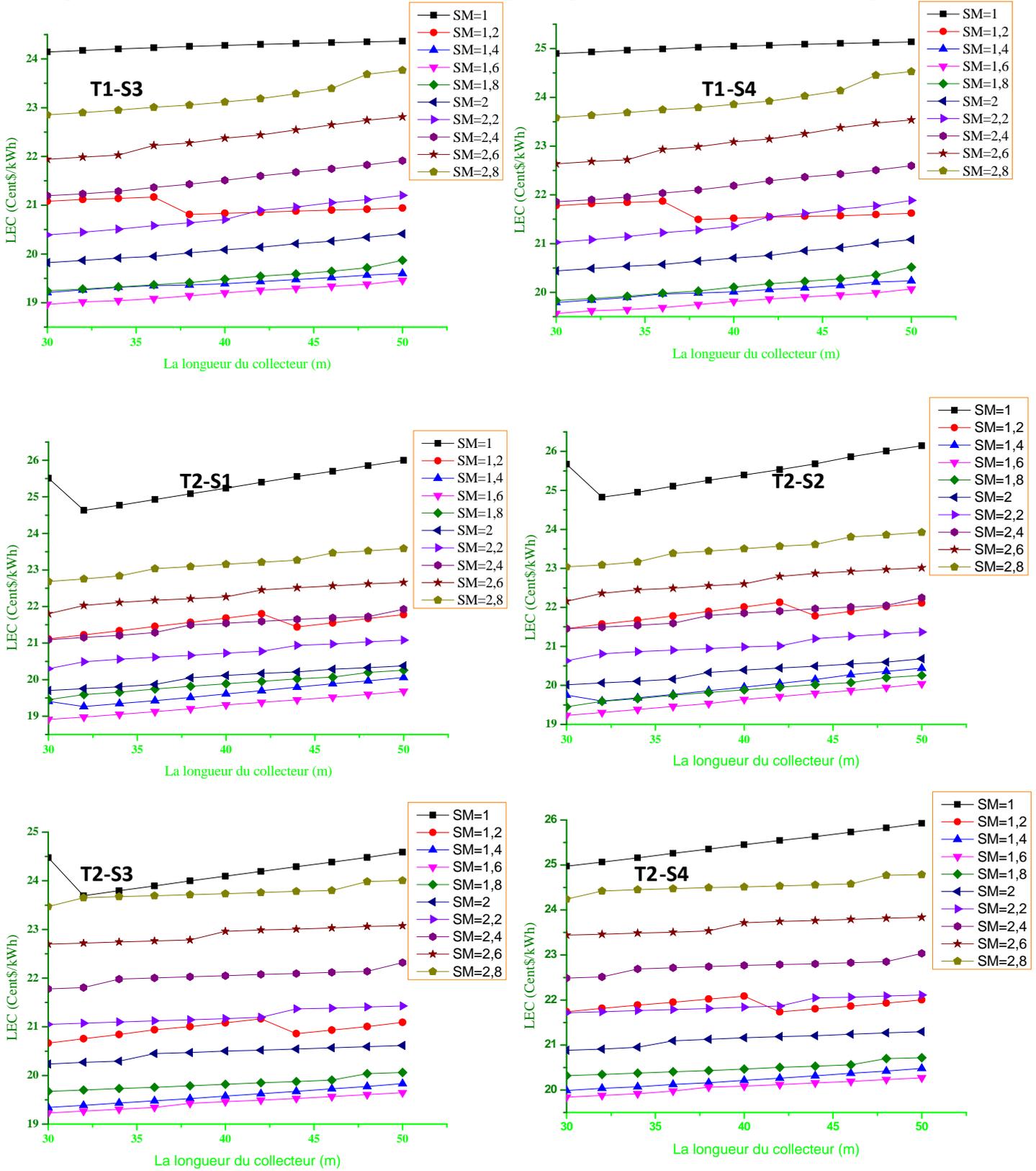
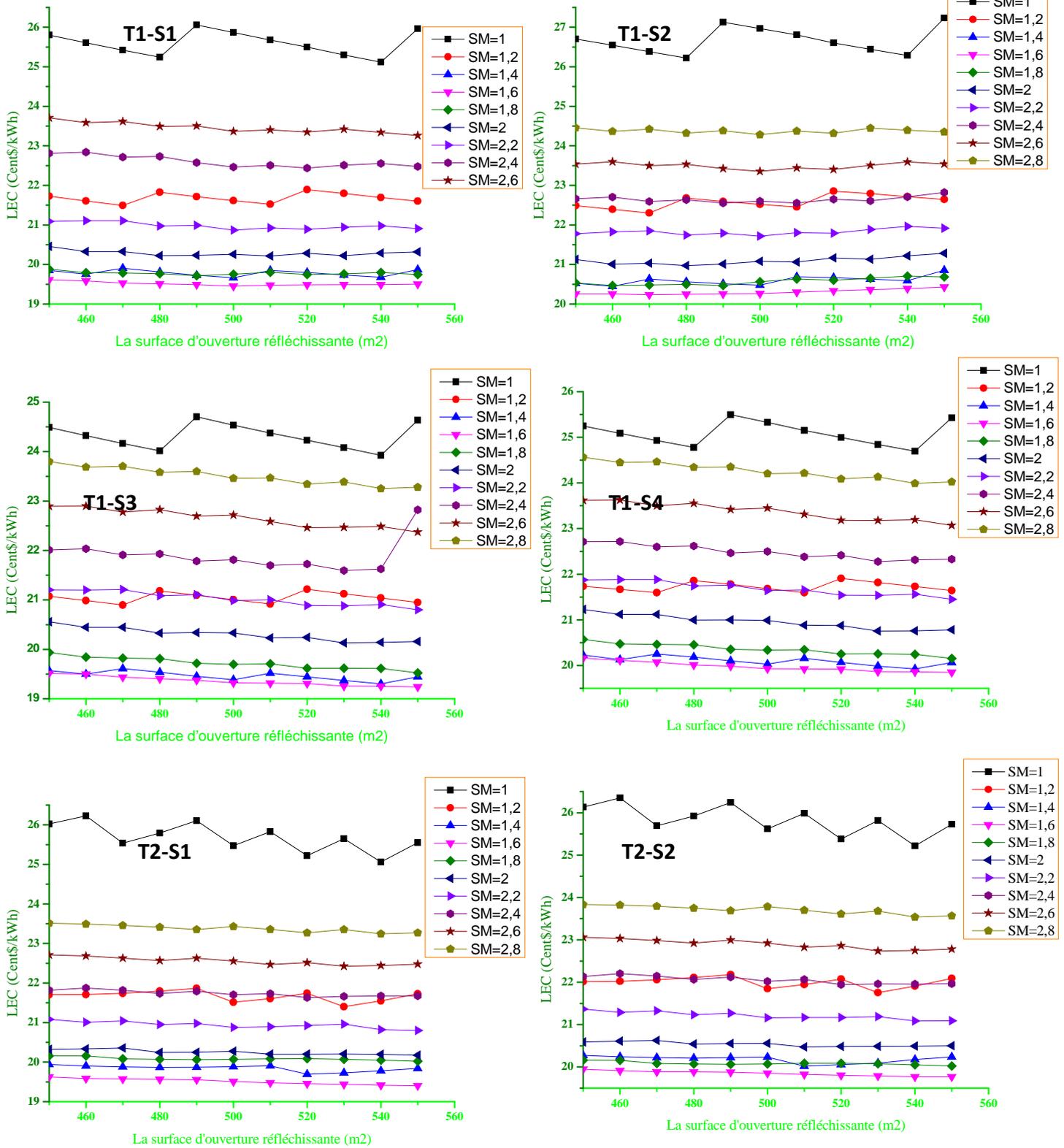


Figure 4.5 : Optimisation de la longueur du collecteur d'une LFSTPP

2.2. La surface d'ouverture réfléchissante du collecteur



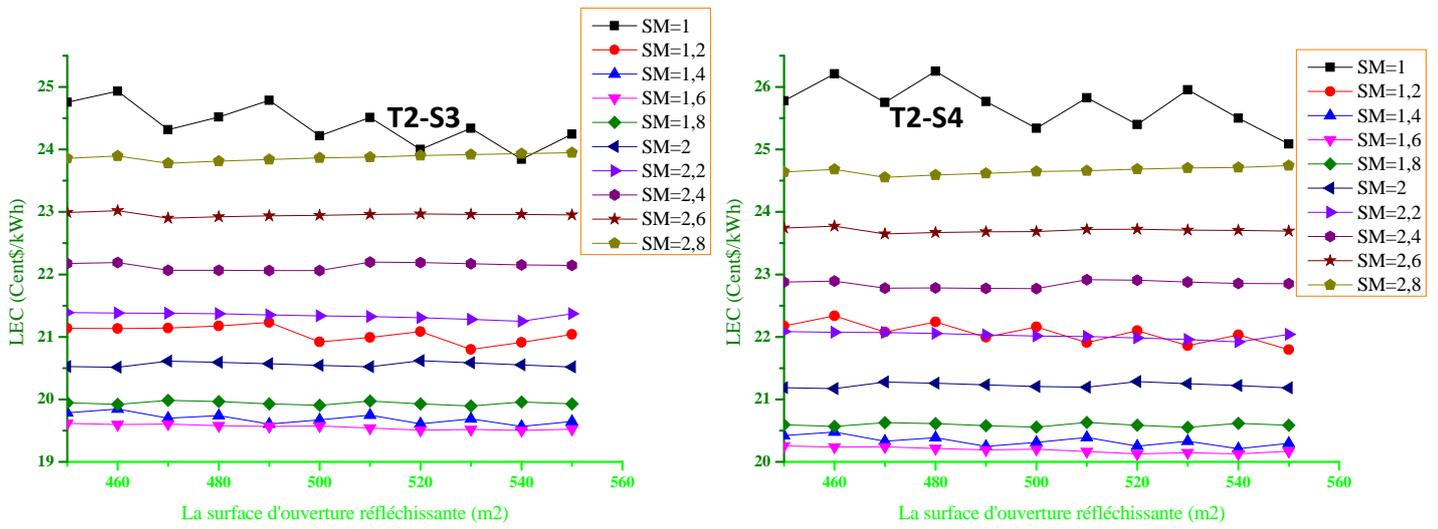
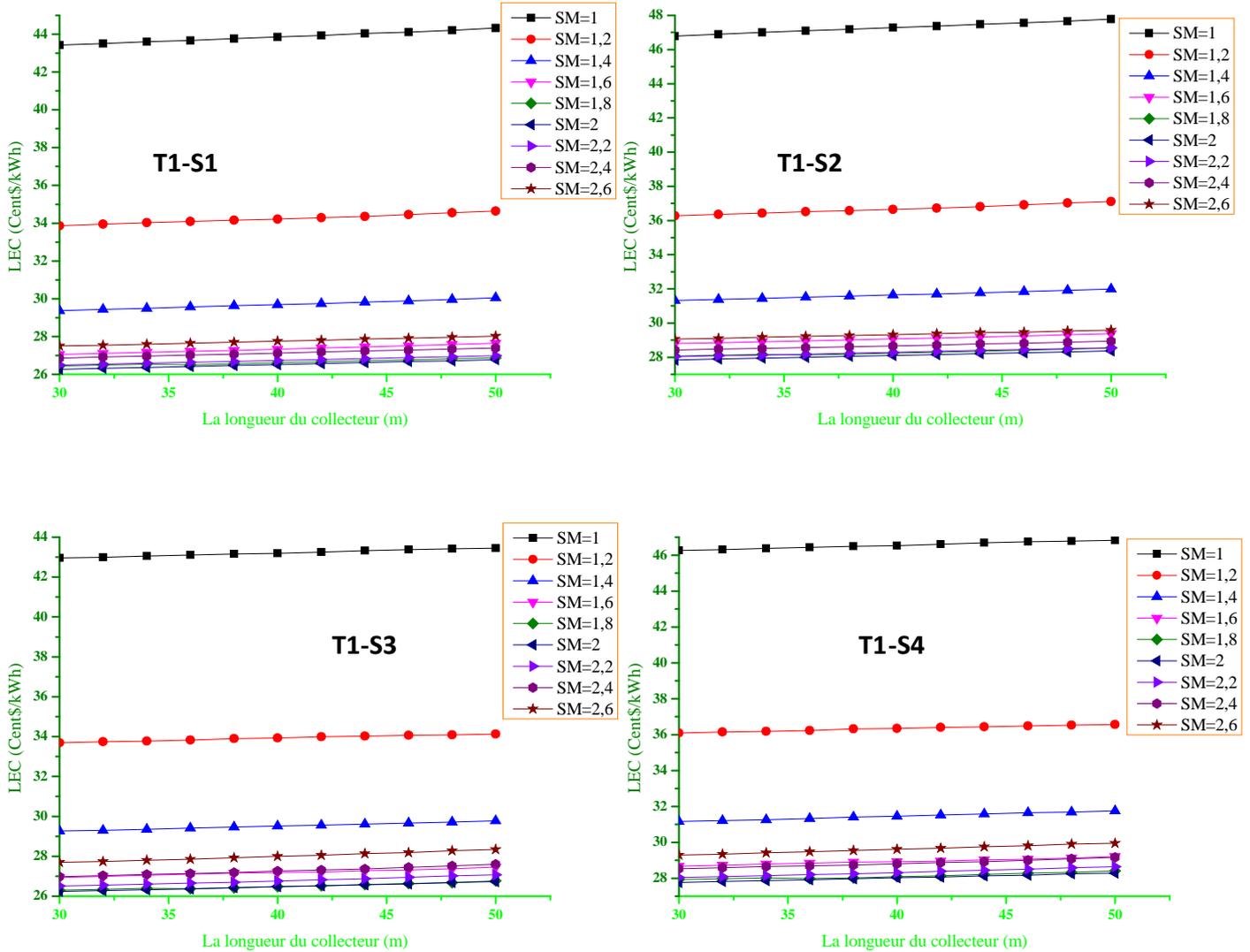


Figure 4.6 : Optimisation de la surface d'ouverture réfléchissante du module d'une LFSTPP

3. Hassi r'mel

3.1. La longueur du collecteur



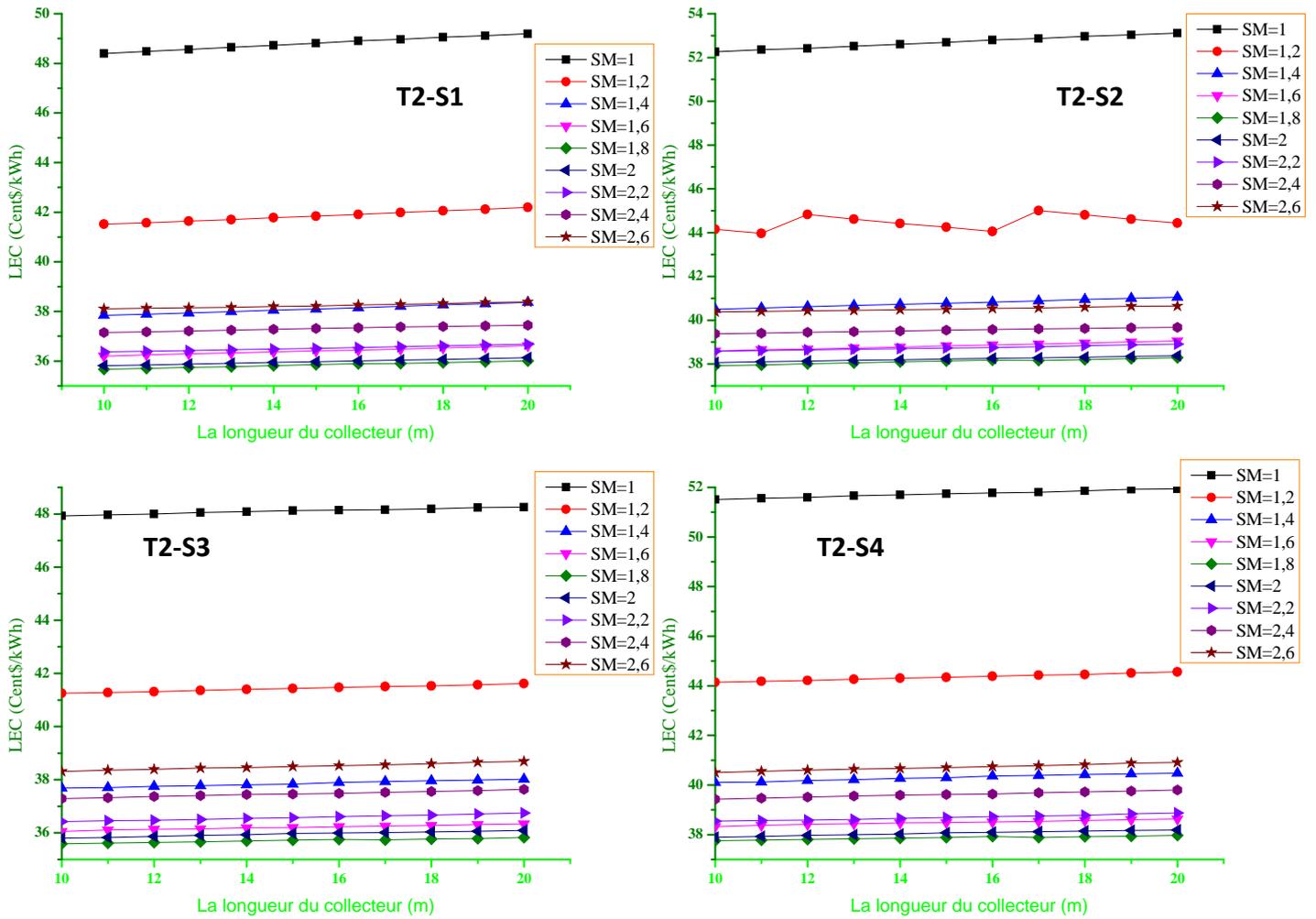
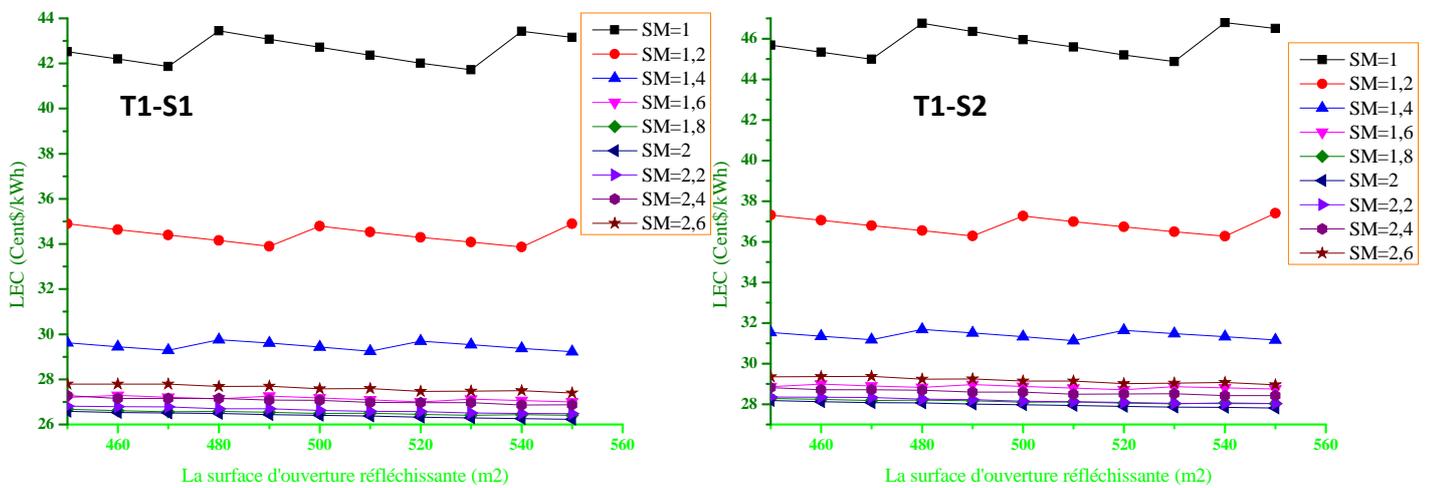


Figure 4.7 : Optimisation de la longueur du collecteur d'une LFSTPP

3.2. La surface d'ouverture réfléchissante du collecteur



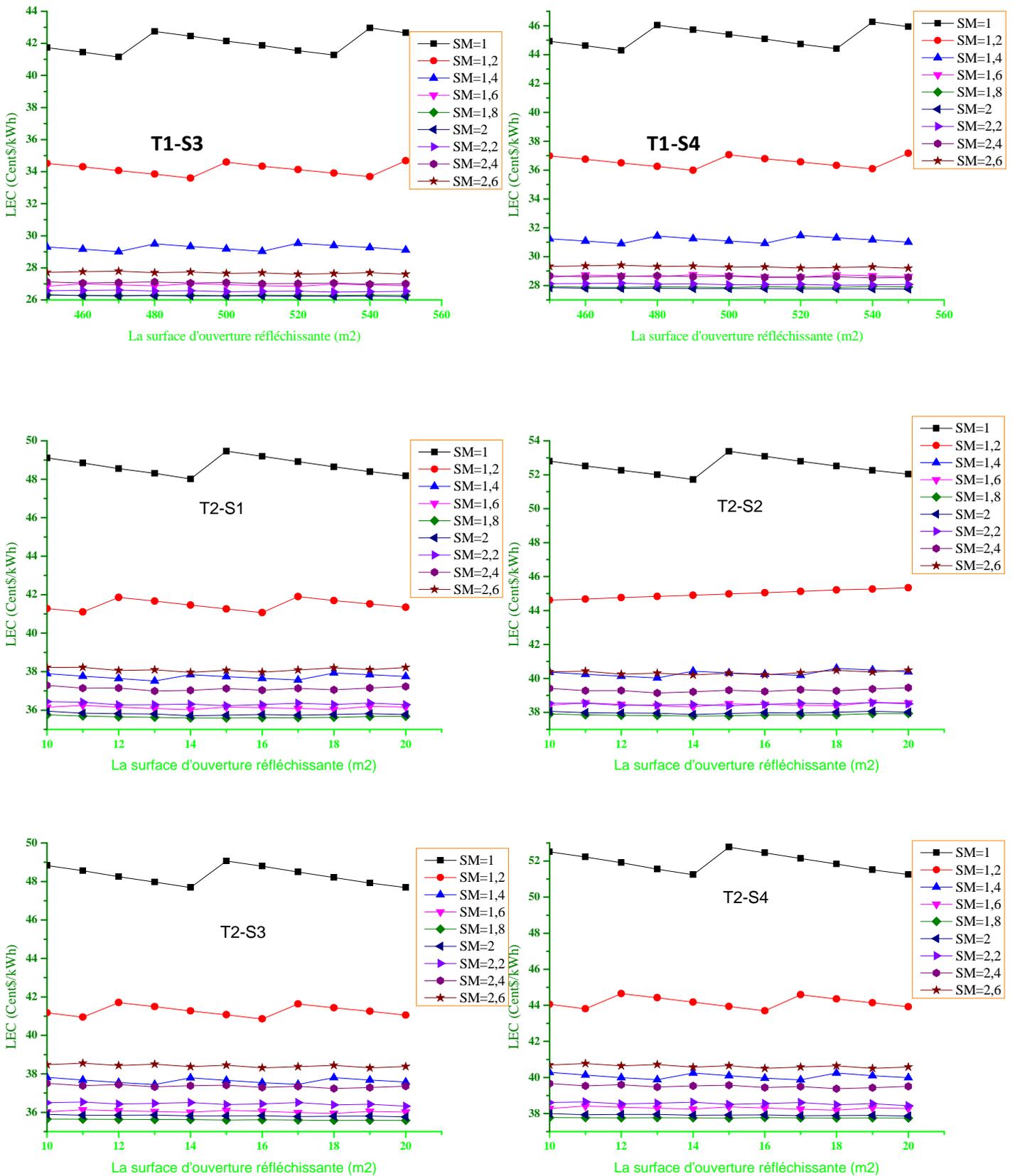


Figure 4.8 : Optimisation de la surface d'ouverture réfléchissante du module d'une LFSTPP

A partir des figures précédentes qui correspondent à la centrale LFSTPP, on a constaté que le LEC diminue avec la longueur du collecteur et la surface d'ouverture réfléchissante jusqu'à une valeur optimale du SM qui varie suivant le site, et au-delà de cette valeur, le LEC augmente, et il atteint de grandes valeurs lorsqu'on utilise le refroidissement à air sec. Ensuite, la longueur du collecteur optimale est la même (30 m) pour toutes les technologies et pour tous les sites, alors on dit que la longueur du collecteur ne dépend pas du coordonnées de site et de la technologie utilisée. Quant à la surface d'ouverture réfléchissante elle est variable suivant les technologies et dans les sites. Elle a une valeur minimale dans le site de Tamanrasset (cas le plus favorable) et une valeur maximale dans le site d'Insalah (cas le plus défavorable). Ce qui signifie que la surface d'ouverture réfléchissante dépend et varie inversement avec le DNI du site. C'est-à-dire que plus le DNI est faible, plus la surface d'ouverture réfléchissante requise est grande, donc pour capter le maximum d'énergie au niveau du récepteur dans un site à faible DNI, il faut augmenter la surface d'ouverture réfléchissante du module.

Pour un site à faible DNI, la technologie de la chaudière est la meilleure, afin d'augmenter l'énergie thermique totale incidente sur le récepteur du module.

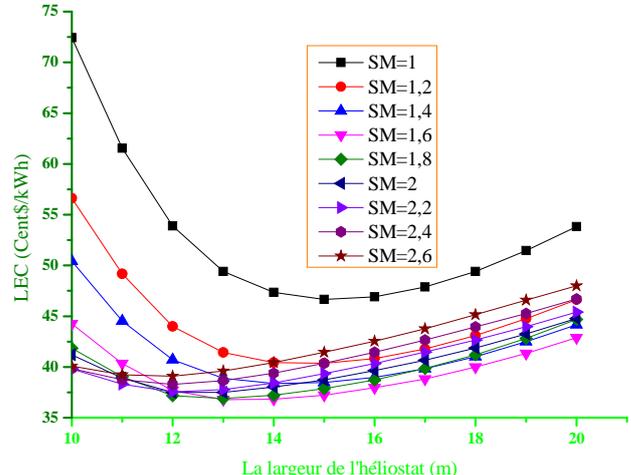
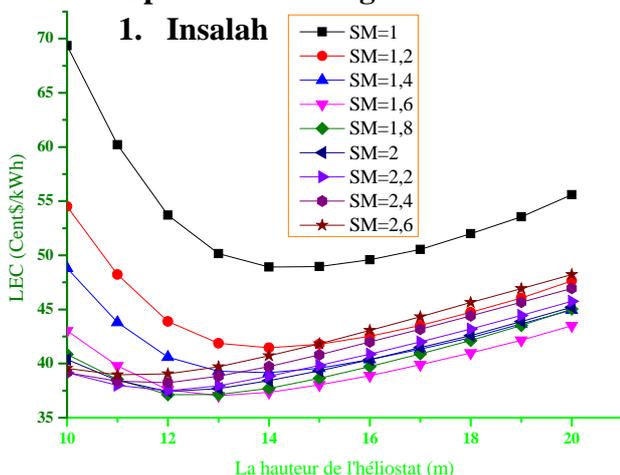
Les valeurs optimales de la longueur et la surface d'ouverture sont résumées dans le tableau suivant :

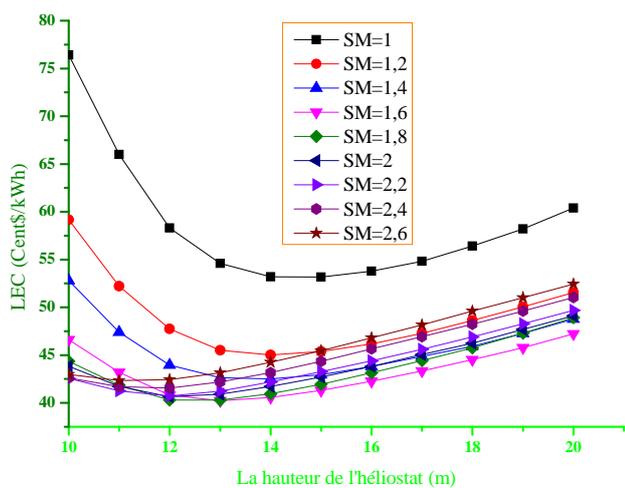
**Tableau 4.4.** Les valeurs géométriques optimales du collecteur du LFSTPP

Sites	La longueur optimale (m)	La surface d'ouverture optimale (m <sup>2</sup> )
Tamanrasset	30	520
Insalah	30	550
Hassi r'mel	30	530

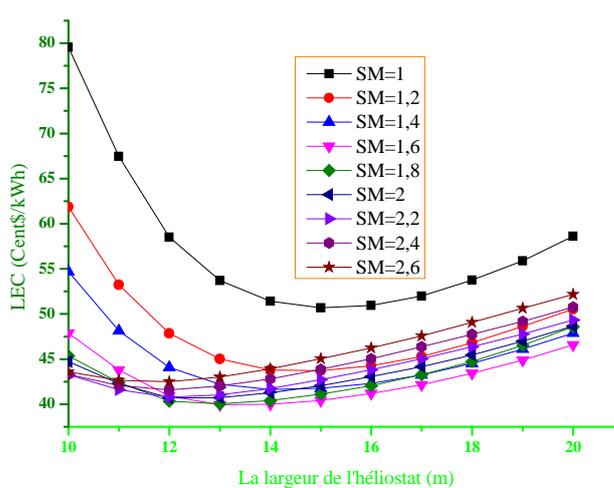
**b. Optimisation des géométries de la centrale CTRSTPP**

**1. Insalah**

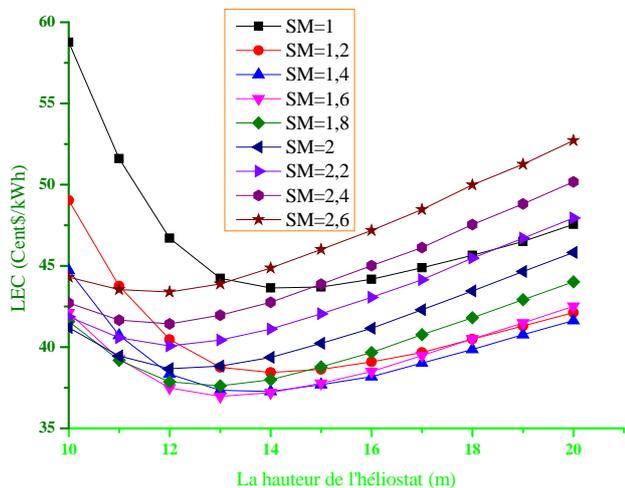




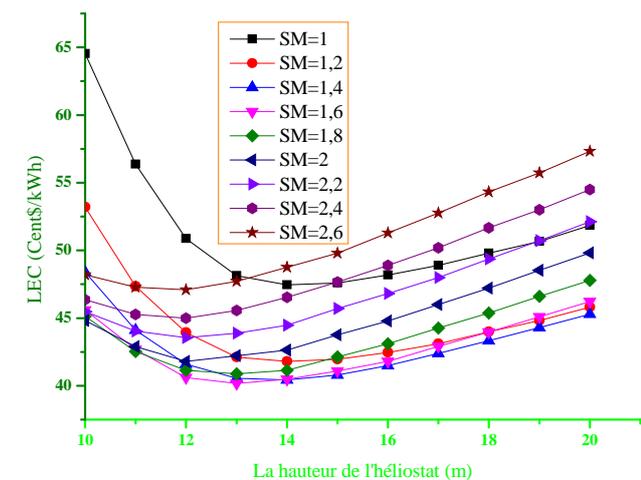
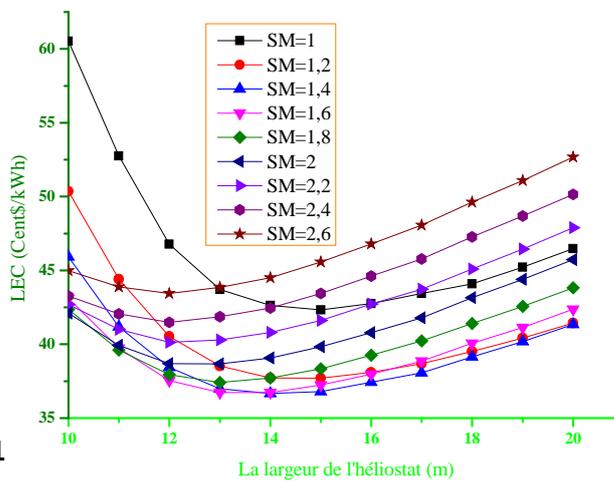
T1-S1



T1-S2



T2-S1



T2-S2

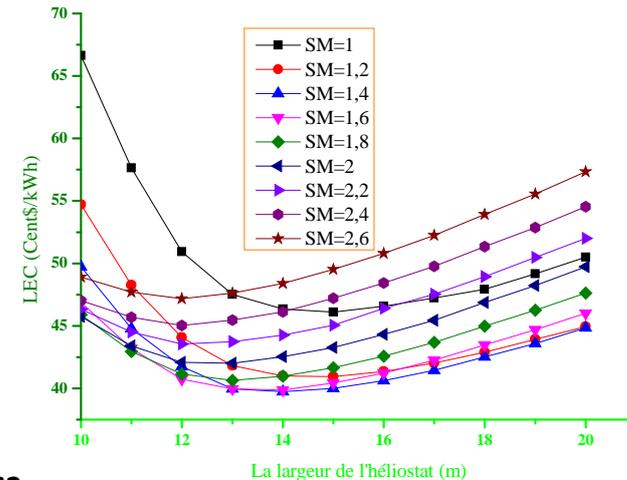
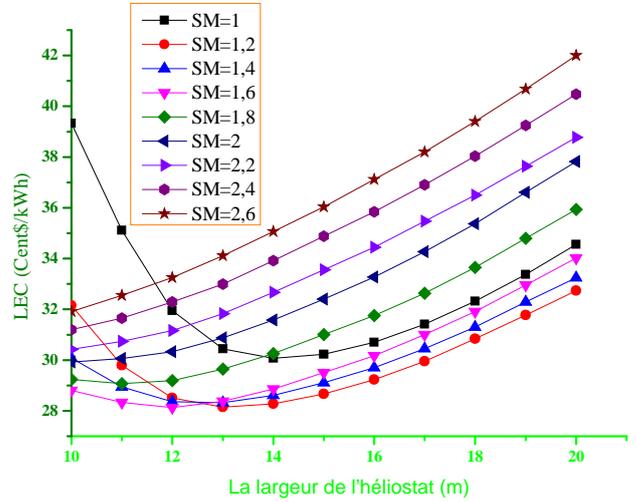
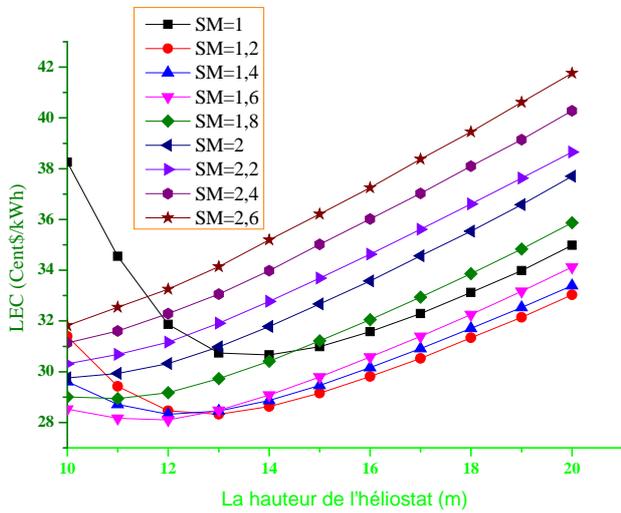
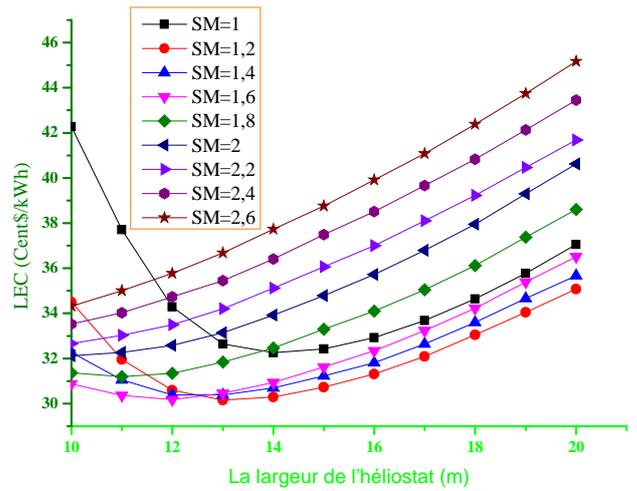
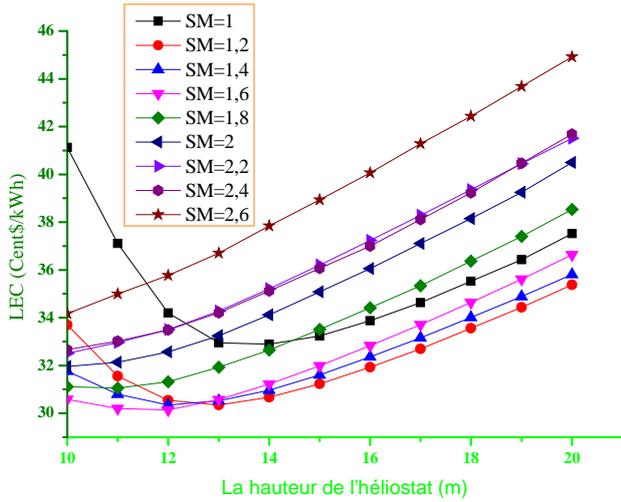


Figure 4.9 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Insalah

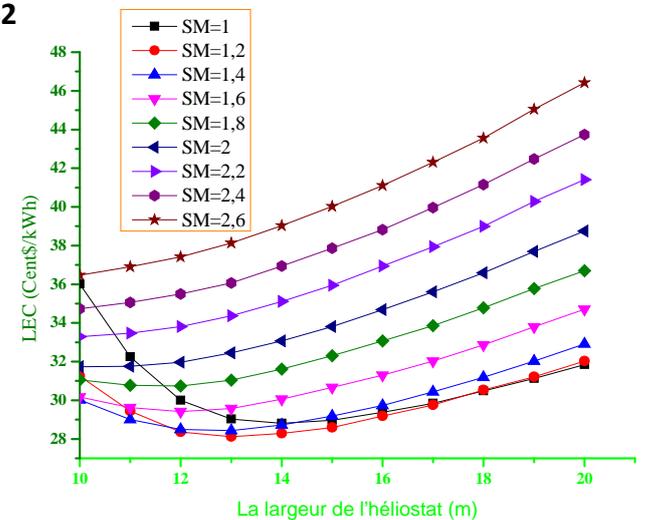
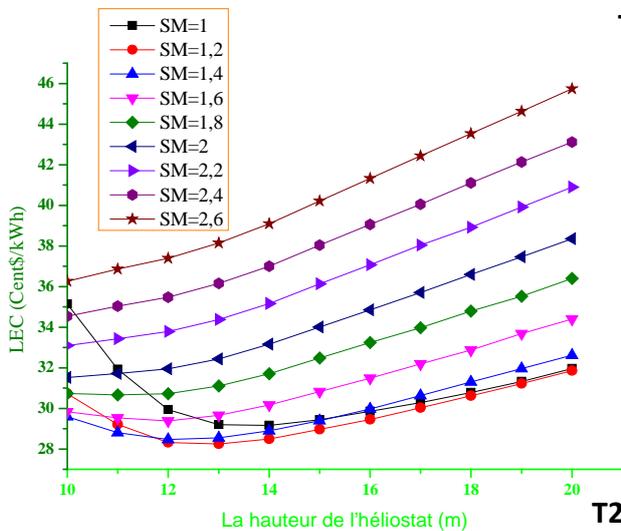
2. Tamanrasset



T1-S1



T1-S2



T2-S1

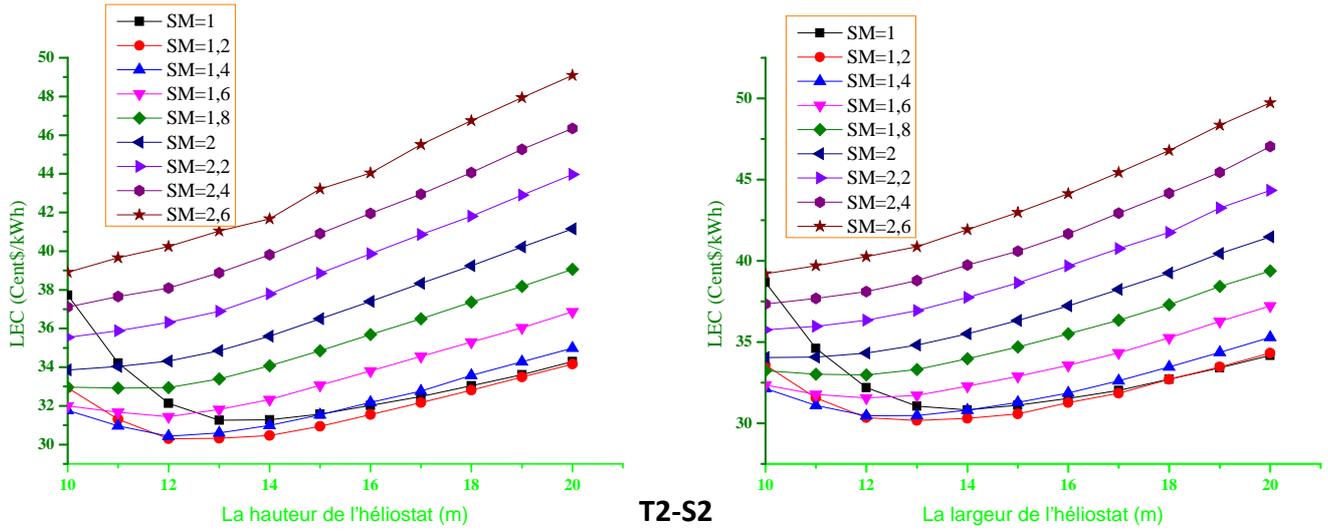
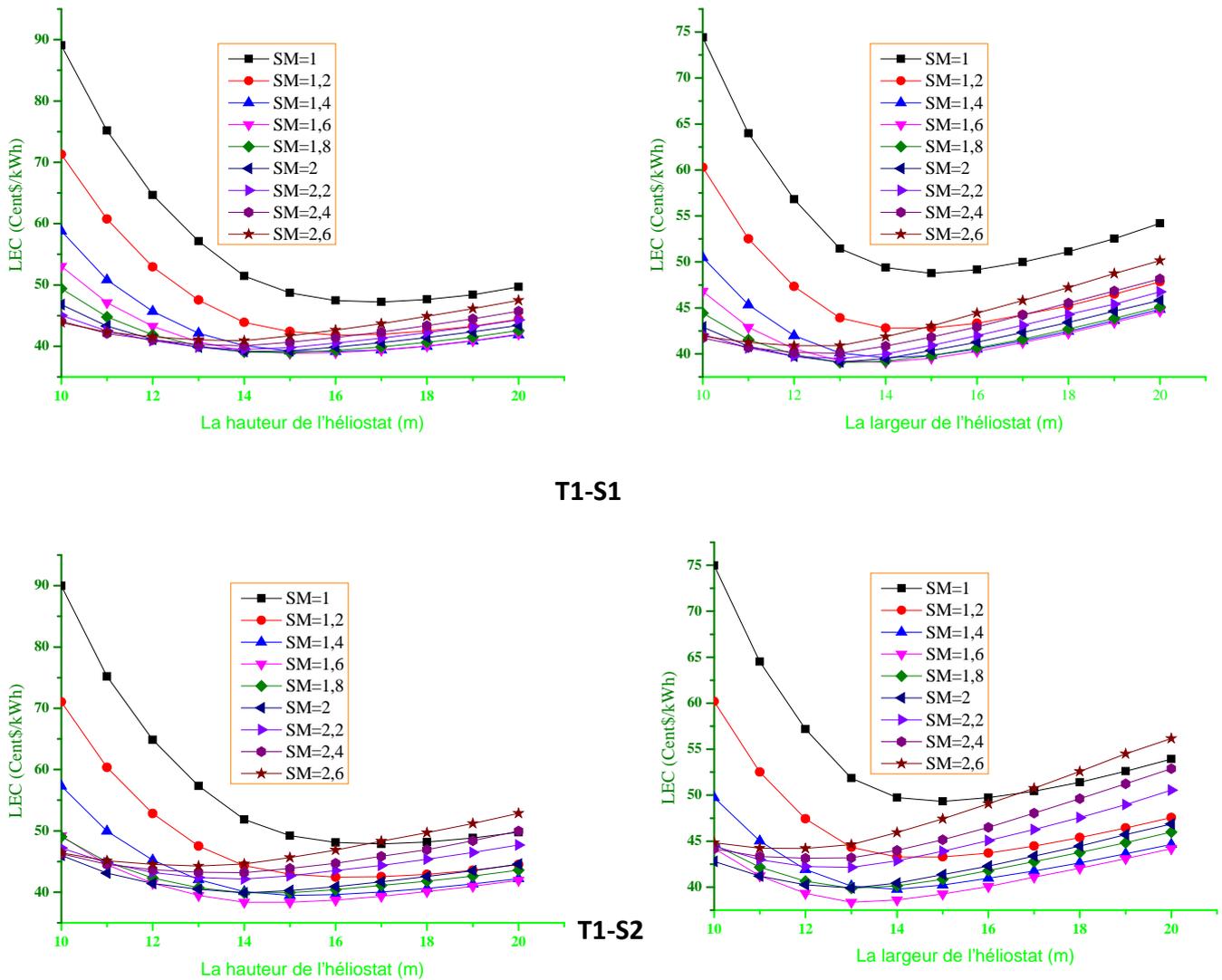
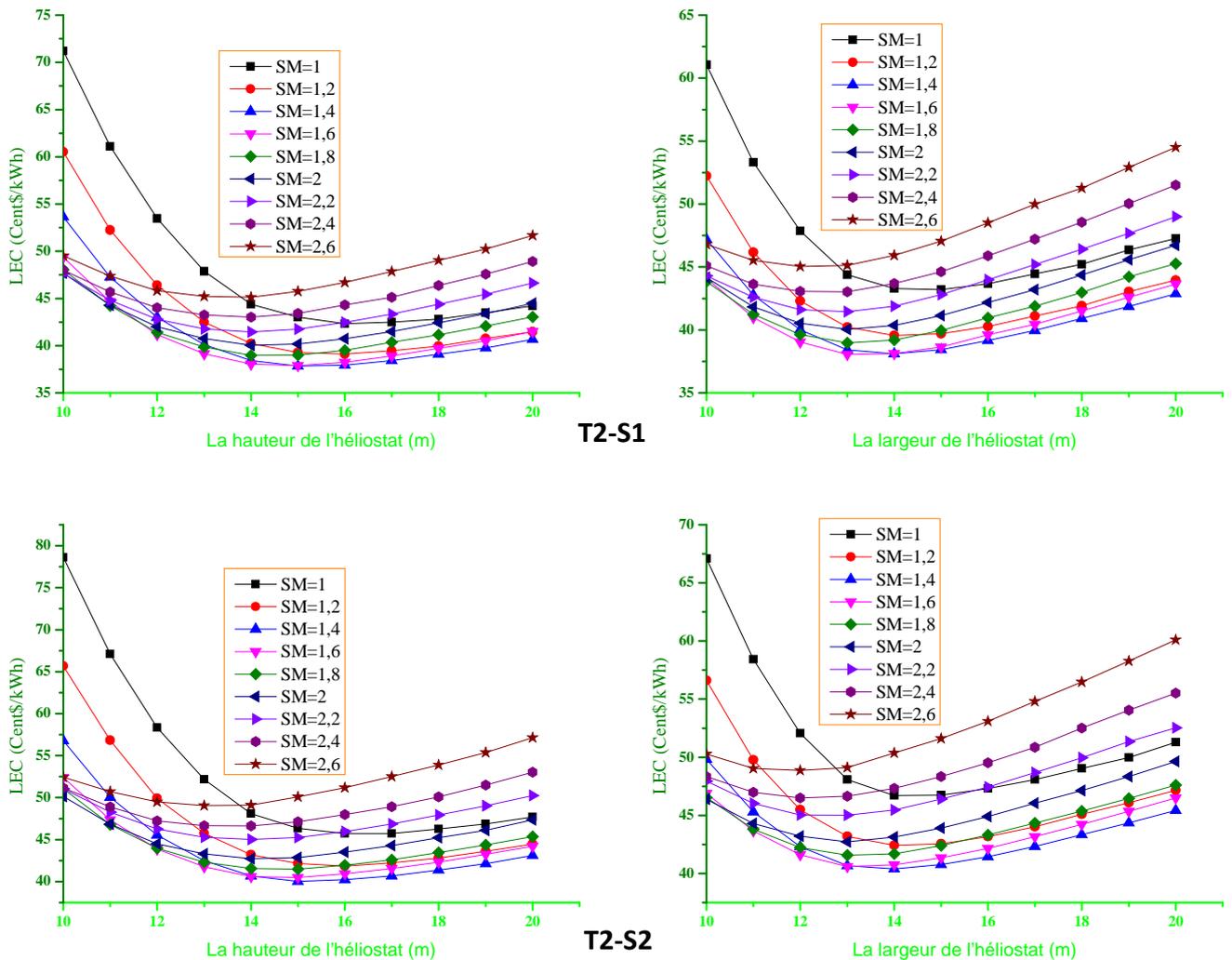


Figure 4.10 : Optimisation des dimensions de l'héliostat à Tamanrasset

3. Hassi r'mel





**Figure 4.11 :** Optimisation des dimensions de l'héliostat à Hassi r'mel

Les figures montrent l'effet de dimensions de l'héliostat sur le LEC avec différentes valeurs de SM pour différentes technologies et scénarios. La forme de l'héliostat choisi est rectangulaire en raison de sa couverture maximale au sol de 58% par rapport aux autres formes. Ensuite, un angle de portée égal à 120° est choisi pour le récepteur de cavité et 360 ° pour le récepteur externe. De plus, la distribution optimale des héliostats se fait grâce à une technologie optimale (assistant d'optimisation est basé sur le code DELSOL3 de Sandia National Laboratories) utilisée dans le logiciel SAM et la largeur et la hauteur de l'héliostat sont simulées pour une plage de 10 à 20 m. Les résultats montrent que le LEC varie d'une façon exponentielle, il diminue lorsque le champ d'héliostat (SM) augmente pour une seule valeur de la longueur et la largeur, et les dimensions de l'héliostat augmentent jusqu'à SM optimale parce que l'énergie produite augmente en raison de la grande quantité de flux réfléchi sur le récepteur et il est clair que l'augmentation de SM au-delà de la valeur optimale est seulement marginalement bénéfique.

Le tableau suivant représente les largeurs et les hauteurs optimales :

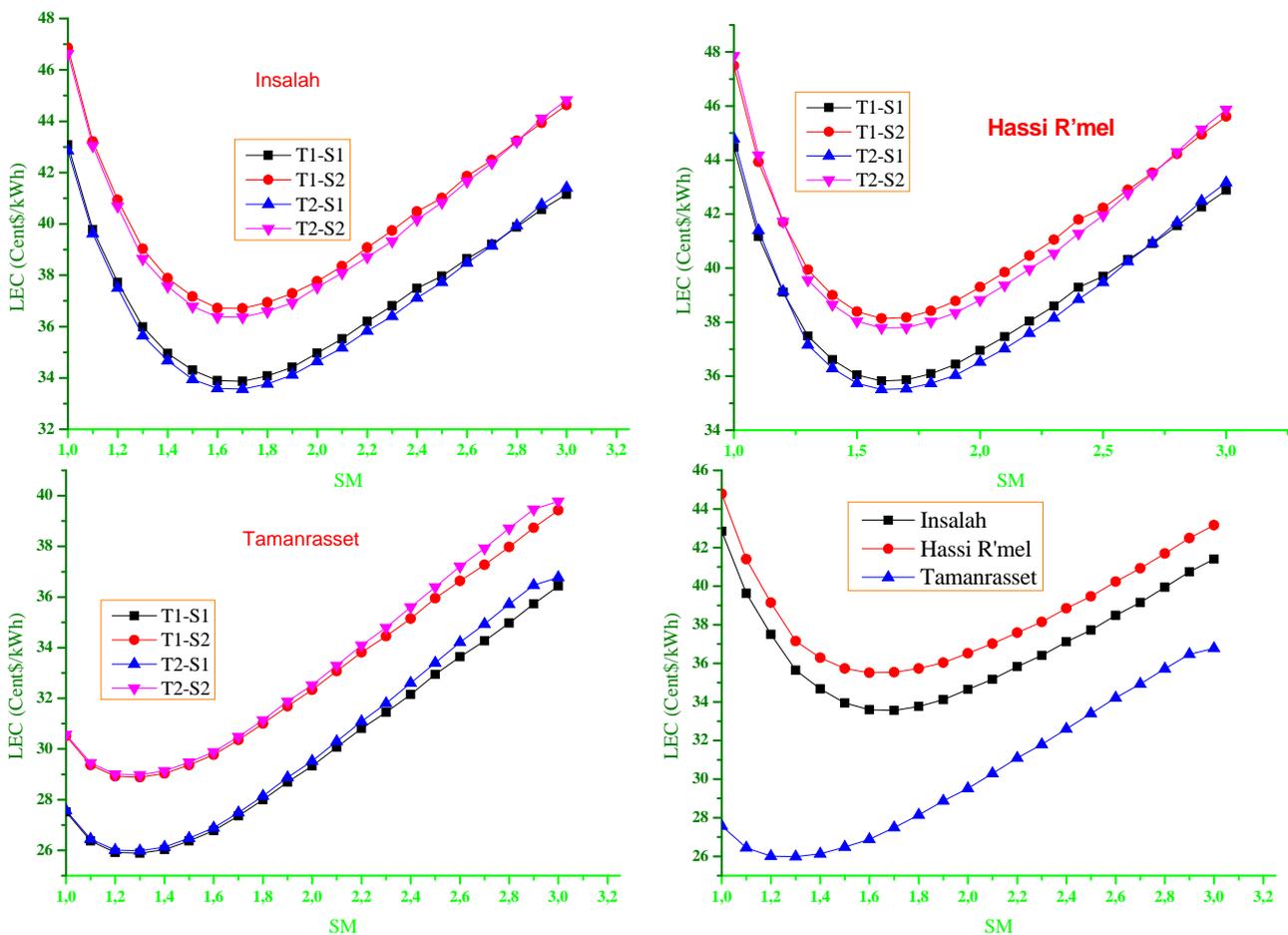
**Tableau 4.5.** Les dimensions optimales de l'héliostat du CTRSTPP

Sites	Les dimensions de l'héliostat	
	$L_{opt}$ (m)	$H_{opt}$ (m)
Insalah	13	14
Tamanrasset	12	12
Hassi r'mel	15	13

### 4.3.2. Optimisation des performances du modèle 1

En utilisant les paramètres optimaux de la section 4.3.1 pour différentes centrales, l'effet du champ solaire (SM) sur le LEC a été simulé pour le champ solaire uniquement sans stockage et sans système de remplissage (BS), pour différentes technologies et scénarios. Ensuite, les configurations optimales ont été obtenues et données dans le tableau 4.6, pour chaque centrale à faible LEC et SM optimale.

#### 1. La centrale PTCSTPP :



**Figure 4.12 :** Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M1

2. La centrale LFSTPP :

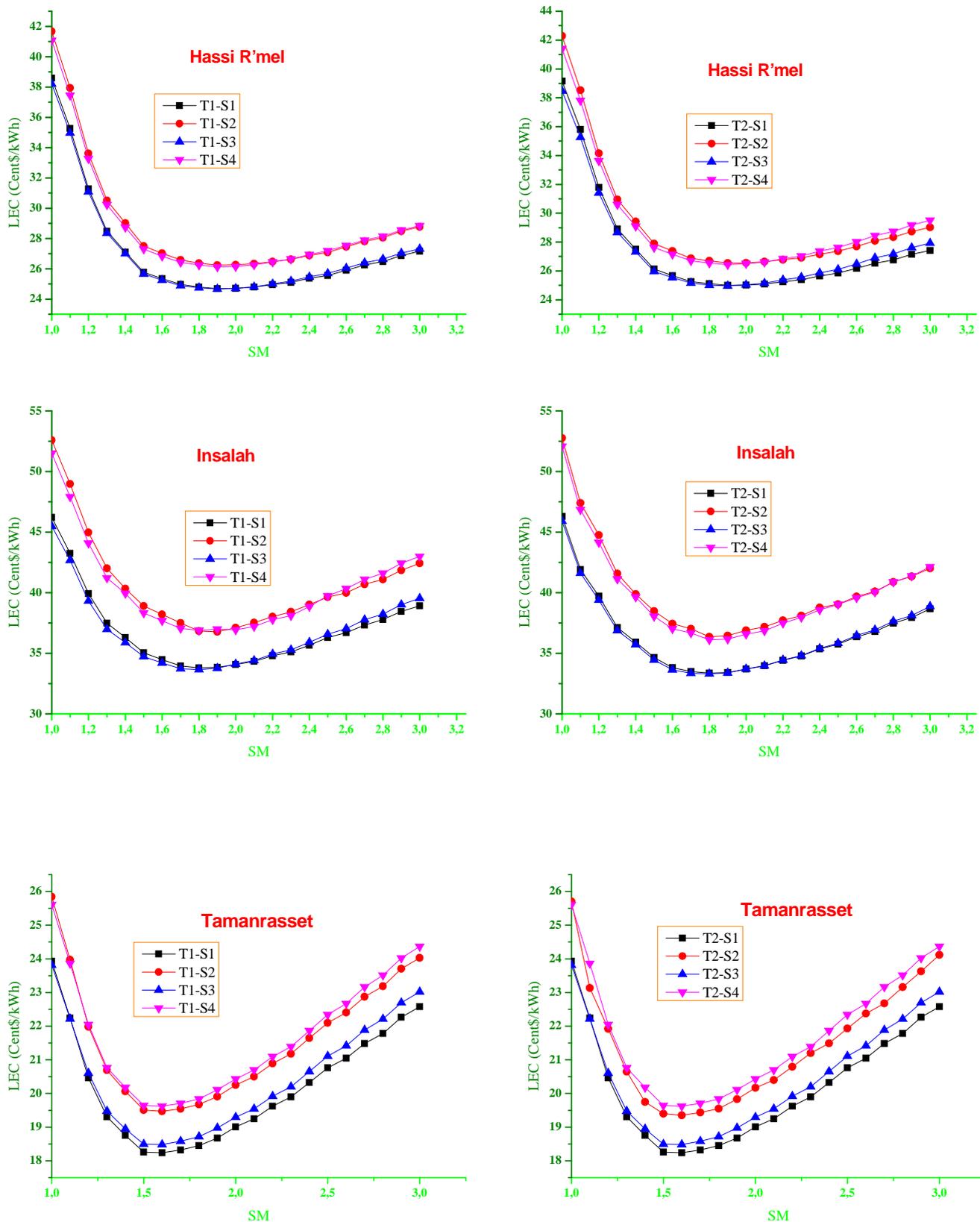
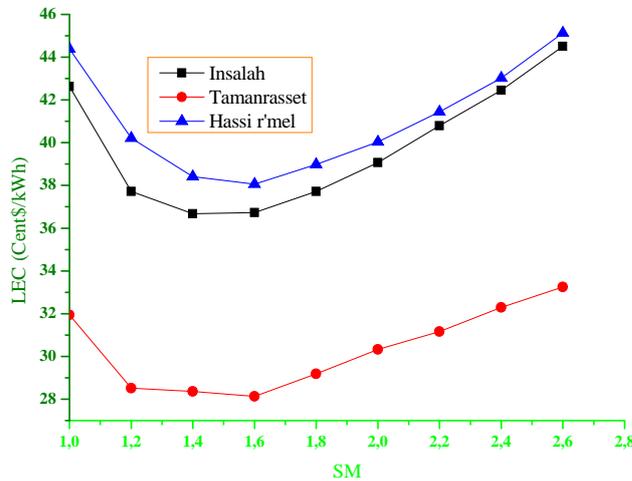


Figure 4.13 : Optimisation des performances de la centrale LFSTPP avec M1.

**3. La centrale CTRSTPP :**

A partir des résultats obtenus dans la section 4.3.1.b, les performances optimales avec le modèle 1 sont représentées dans la figure suivante :



**Figure 4.14 :** Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M1.

À partir de ces figures, il est clair que LEC diminue avec l'augmentation de SM jusqu'à la valeur optimale ou l'électricité nette générée est supérieure au coût du cycle de vie, au-delà de cette valeur, le LEC augmente en raison des coûts élevés d'investissement et de maintenance du grand champ solaire de la centrale.

**Tableau 4.6:** Configurations optimales du M1

Centrales	Insalah		Tamanrasset		Hassi r'mel	
	Technologies et scenarios	SM <sub>Opt</sub>	Technologies et scenarios	SM <sub>Opt</sub>	Technologies et scenarios	SM <sub>Opt</sub>
<b>PTCSTPP</b>	T2-S1	1.7	T1-S1	1.6	T2-S1	1.6
<b>LFSTPP</b>	T2-S3	1.8	T1-S1	1.6	T1-S3	1.8
<b>CTRSTPP</b>	T2-S1	1.6	T1-S1	1.6	T2-S1	1.6

Le tableau 4.6 montre les configurations optimales et on constate que :

- Le refroidissement par voie humide est la meilleure solution pour toutes les installations que le refroidissement à sec.
- La centrale LFSTPP nécessite un grand champ solaire qui est supérieur avec 22% par rapport à CTRSTPP et 28% à PTCSTPP, car les pertes optiques des concentrateurs sont grande, ce qui rendre la puissance thermique au niveau de récepteur plus faibles.

Dans les prochaines étapes, toutes les simulations ont été effectuées avec des configurations optimales obtenues dans le modèle 1.

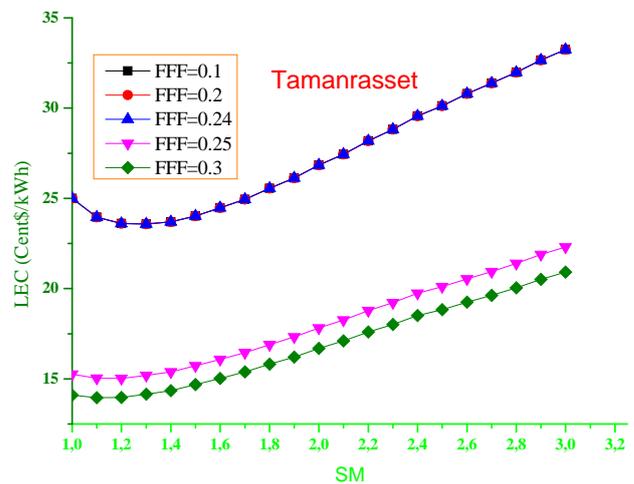
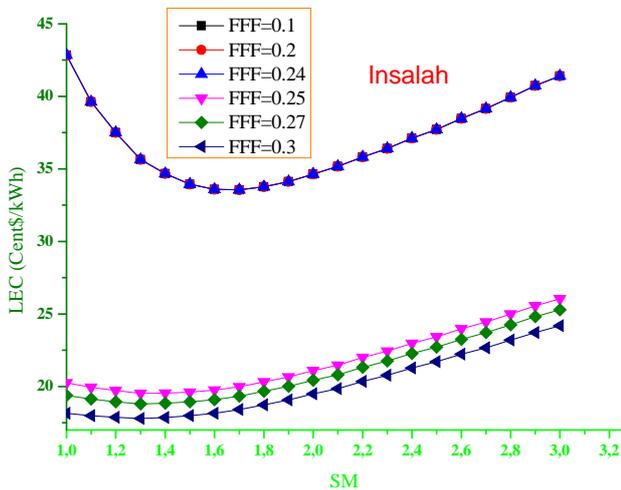
### 4.3.3. Optimisation des performances du modèle 2

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

Si FFF est supérieure à zéro pour toute période, le système est considéré comme incluant un brûleur fossile qui réchauffe le HTF avant qu'il ne soit transmis au cycle de puissance, c.-à-d. lorsque l'énergie solaire livrée au cycle de puissance est inférieure à celle nécessaire pour fonctionner à la sortie brute de conception du cycle d'alimentation, le réchauffeur de secours fournirait suffisamment d'énergie pour remplir la chaleur manquante, et le cycle de puissance fonctionnerait à la sortie brute de conception.

La fraction de remplissage fossile FFF définit la sauvegarde fossile en fonction de l'énergie thermique du champ solaire dans une heure donnée et la puissance brute de la turbine de conception.

#### 1. La centrale PTCSTPP :



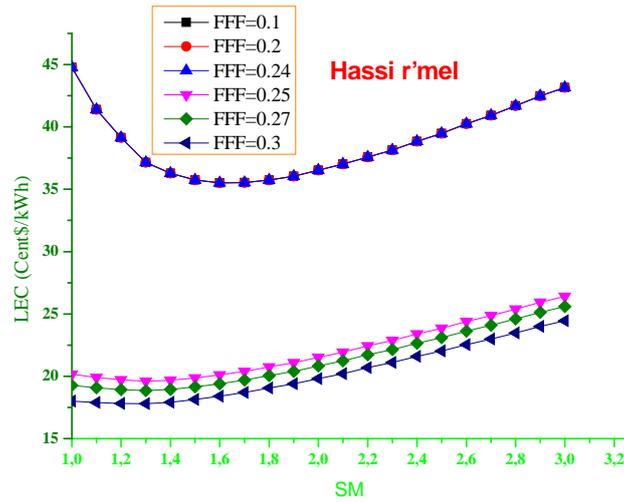


Figure 4.15 : Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M2

2. La centrale LFSTPP :

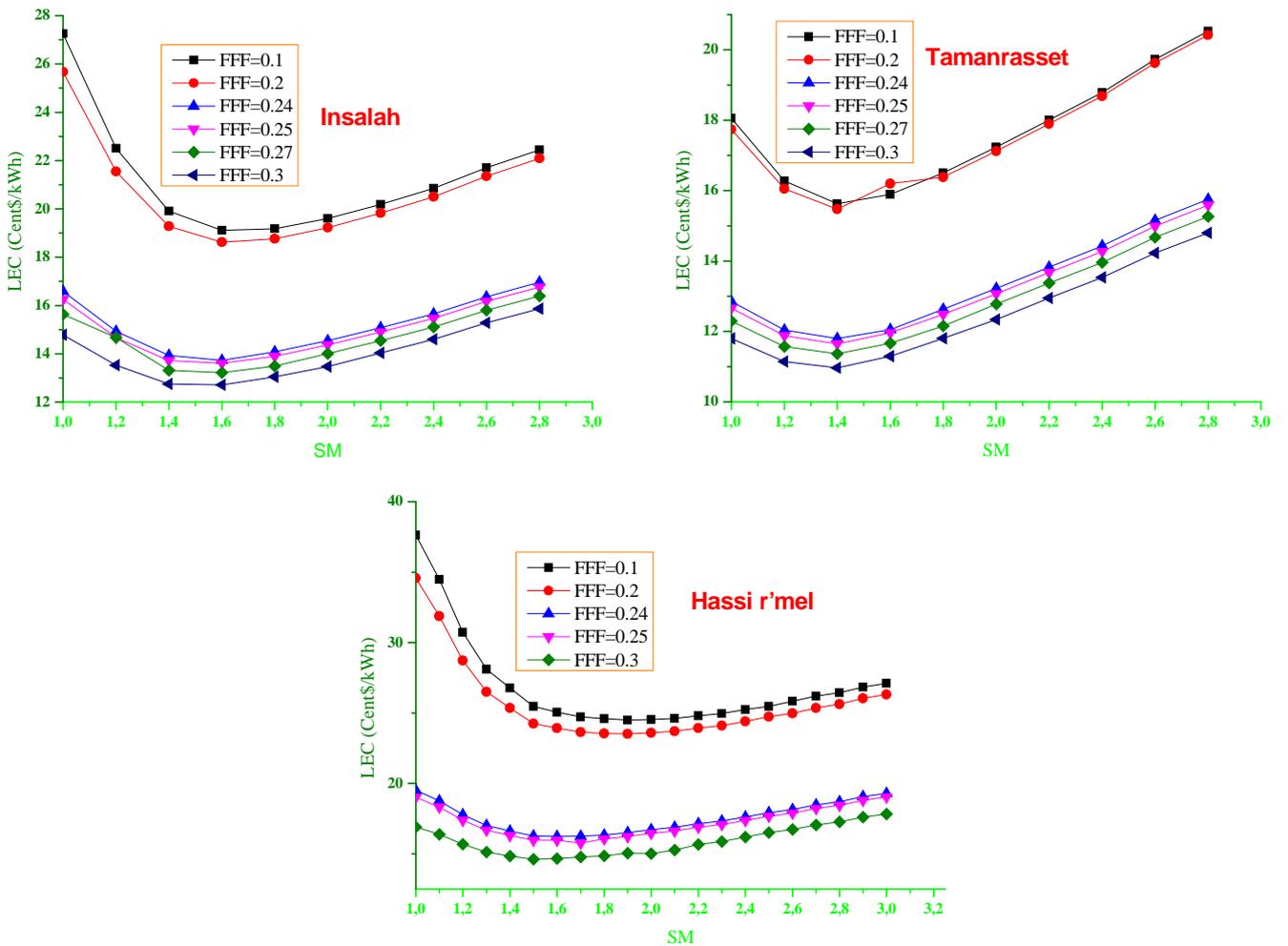


Figure 4.16: Optimisation des performances de la centrale LFSTPP avec M2.

3. La centrale CTRSTPP :

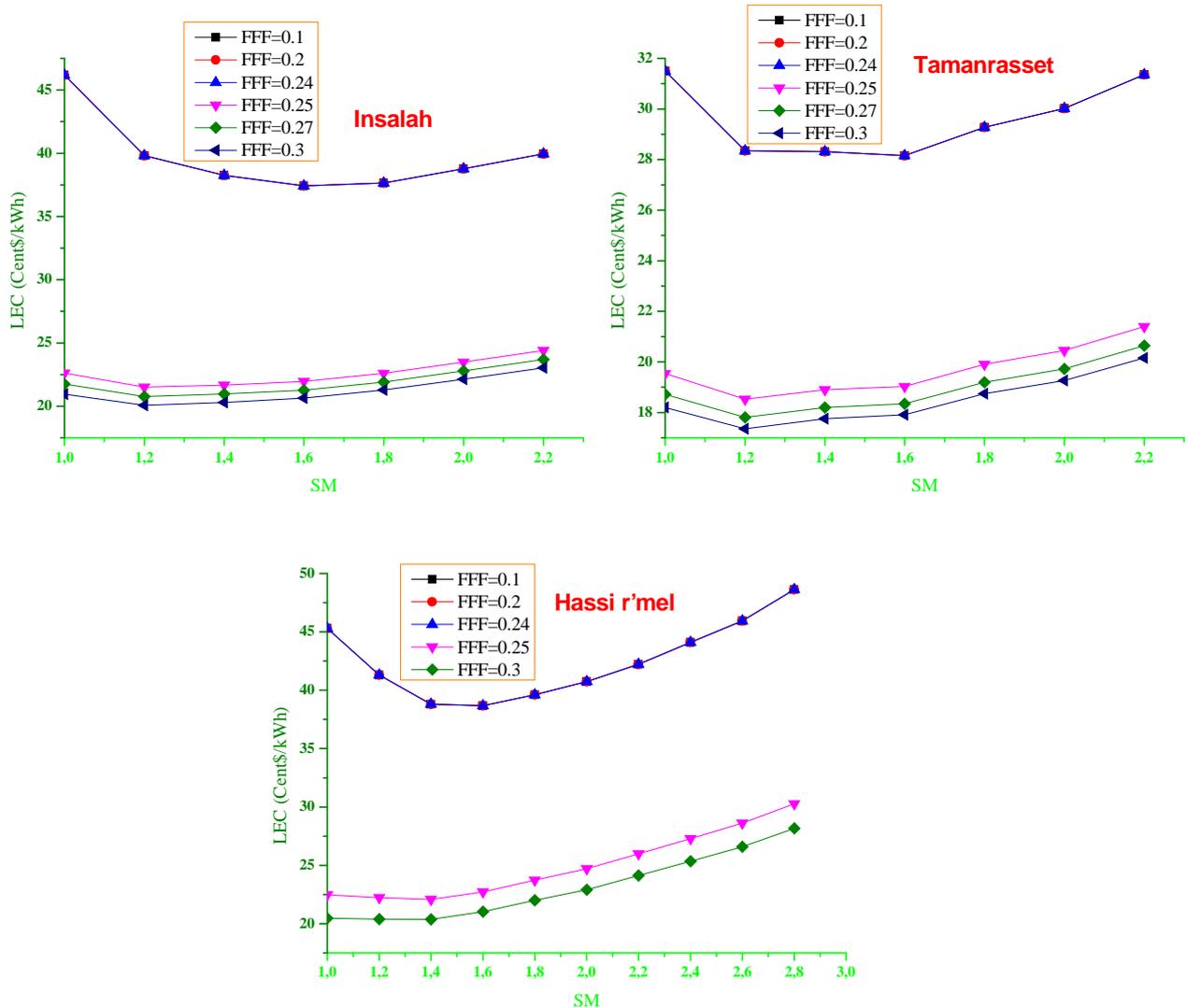


Figure 4.17 : Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M2.

4.3.4. Optimisation des performances du modèle 3

Les systèmes thermiques solaires sont confrontés à de nombreux obstacles économiques et techniques, qui doivent être largement compatibles avec l'énergie des combustibles fossiles. Le stockage d'énergie thermique permet à ces systèmes de surmonter de nombreux problèmes liés à l'intermittence de l'énergie solaire. Des techniques de contrôle et d'optimisation avancées sont encore nécessaires pour aider ces centrales à fonctionner plus efficacement, ce qui les rend plus techniquement et économiquement viables (Kody et al, 2012).

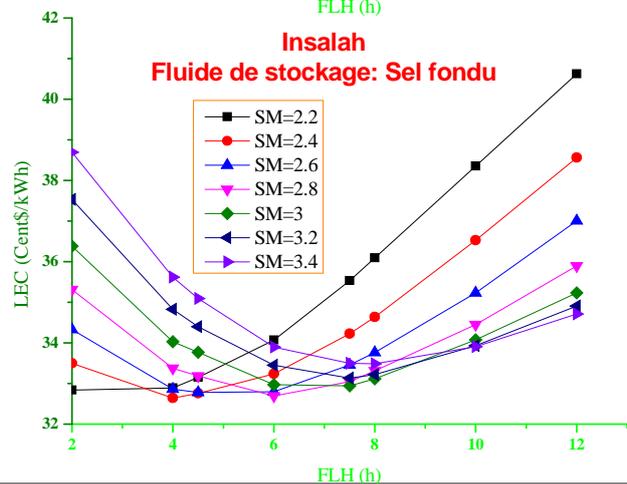
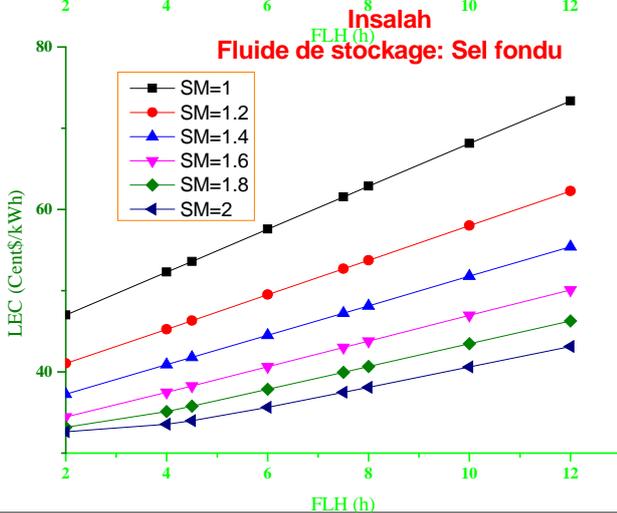
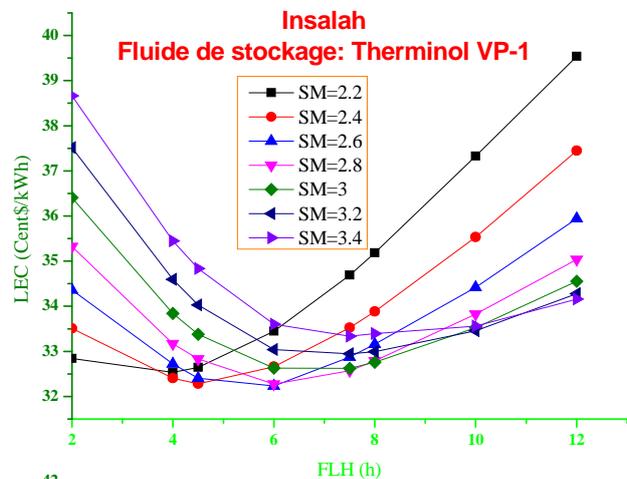
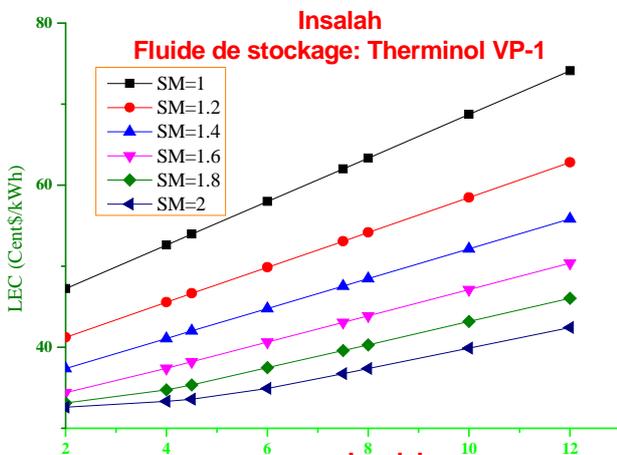
En utilisant les centrales optimales du modèle 1, cette section est une analyse de sensibilité de SM et de FLH sur LEC. Pour PTCSTPP, nous avons utilisé deux fluides de stockage, nommément sel fondu (Hitec Solar Salt (HSS)) et l'huile synthétique (Therminol VP-1). En ce qui concerne CTRSTPP, deux types de stockage qui sont deux réservoirs et thermocline (un seul réservoir) ont

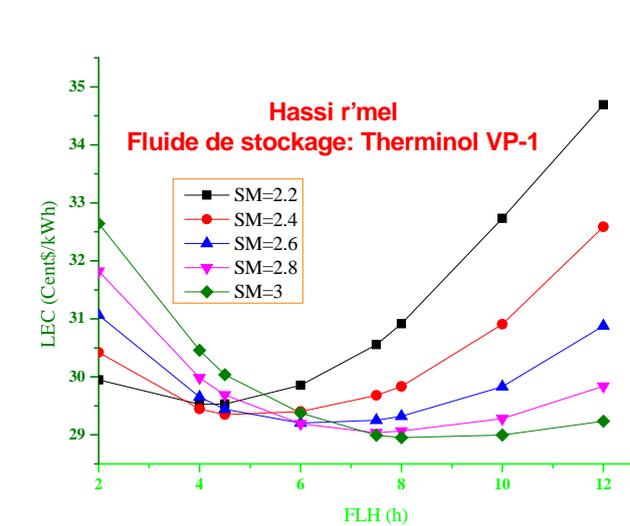
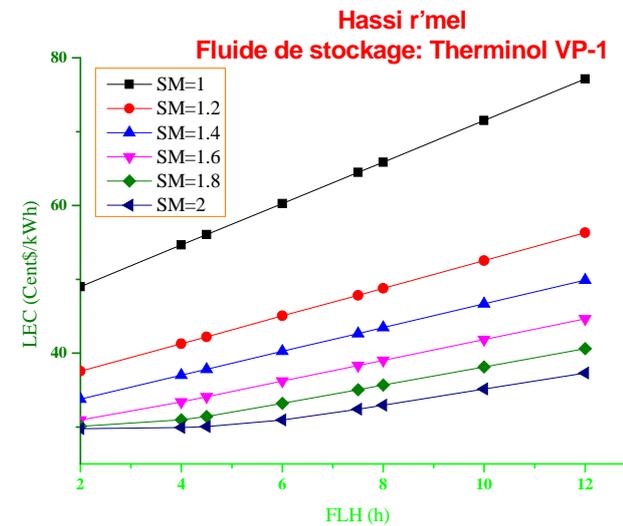
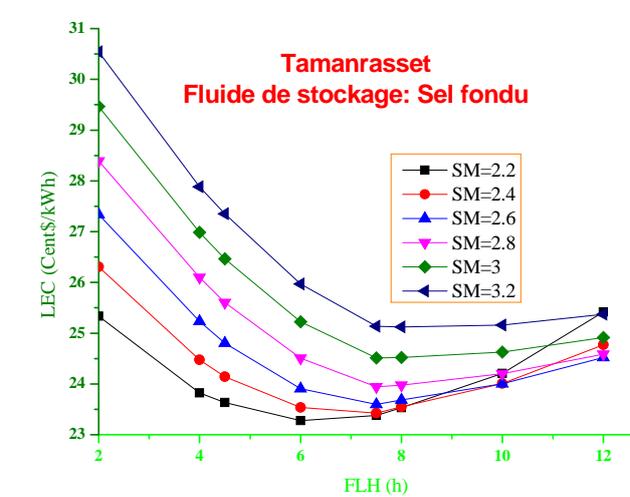
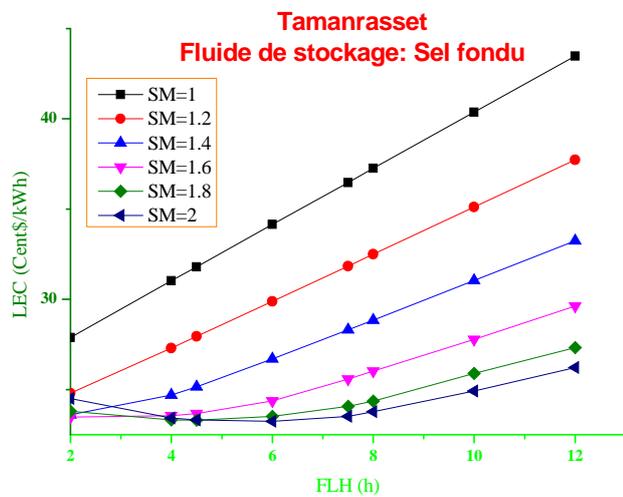
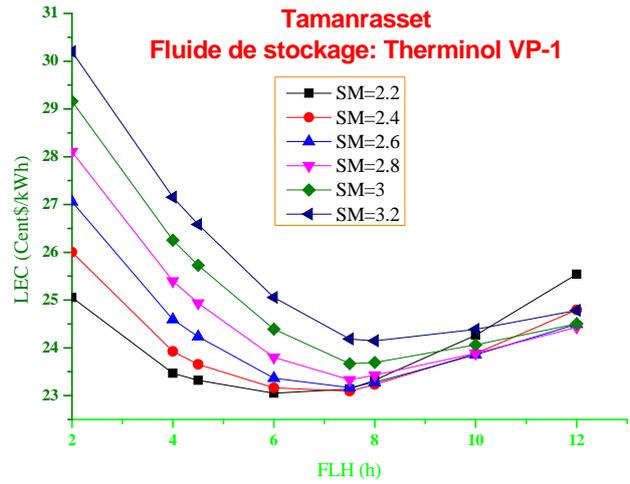
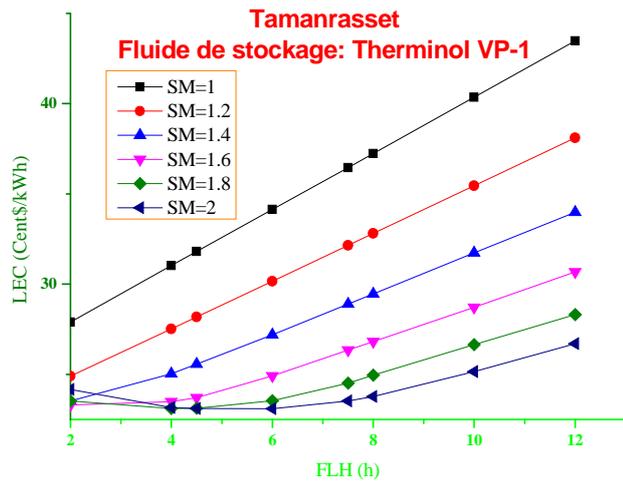
été utilisés et toutes les centrales ont été simulées avec le dispatche générique de stockage thermique de pointe d'été, et le dispatche de stockage et FFF pour différentes périodes du jour et l'année ont été introduits selon le tableau 4.7.

**Tableau 4.7 :** Stockage et dispatche de FFF pour différentes périodes du jour et de l'année (X représente la valeur optimale de FFF; Une valeur de zéro expédiera toujours les TES en une heure assignée à la période de dispatche donnée; la valeur de 1 n'émettra jamais les TES)

Période de Dispatche	STE			BS		STE+BS		
	Avec solaire	Sans solaire	FFF	FLH	FFF	Avec solaire	Sans solaire	FFF
1	0	1	0	0	0	0	1	0
2	0	0	0	0	X	0	1	X
3	0	0	0	0	X	0	0	X
4	0	0	0	0	X	0	1	X
5	0	0	0	0	X	0	0	X
6	1	0	0	0	X	1	0	0

**La centrale PTCSTPP :**





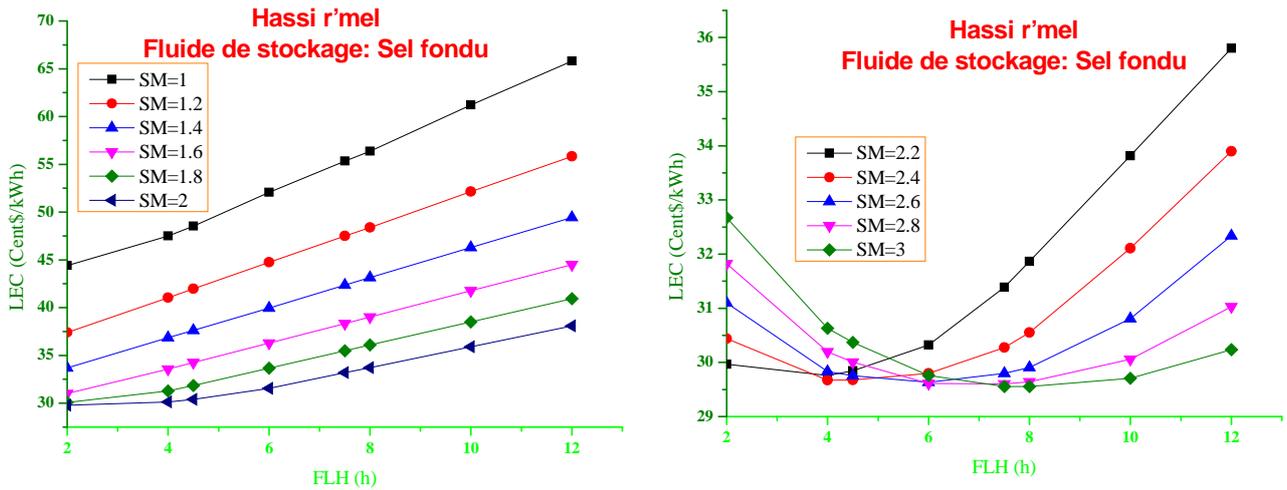
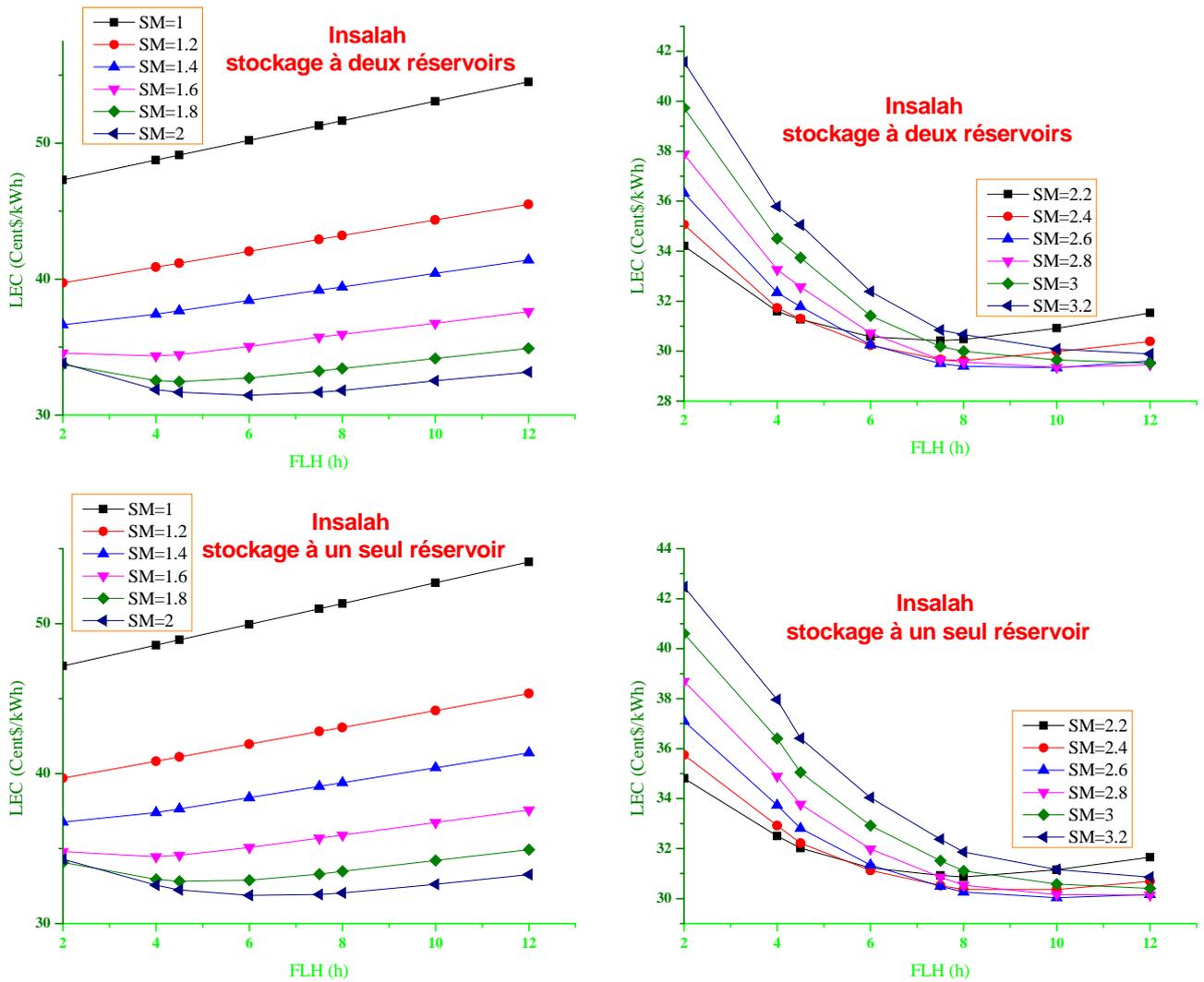
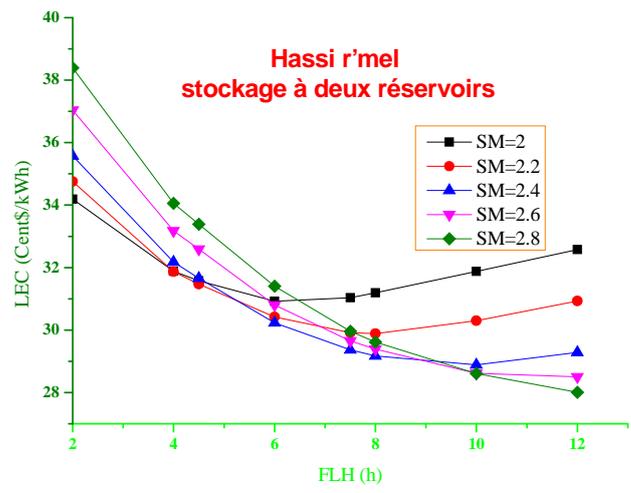
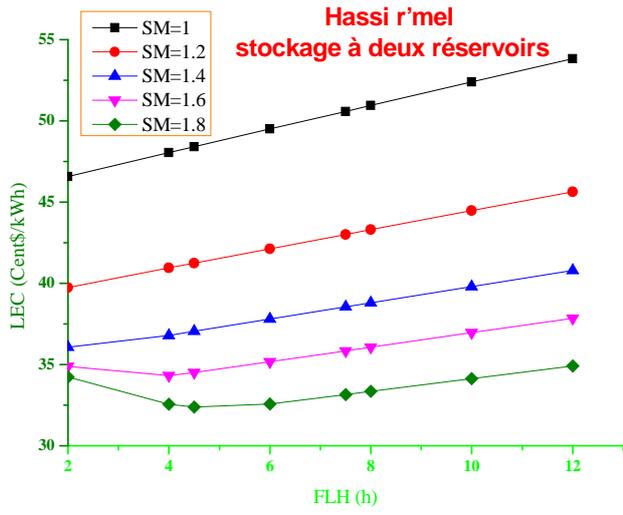
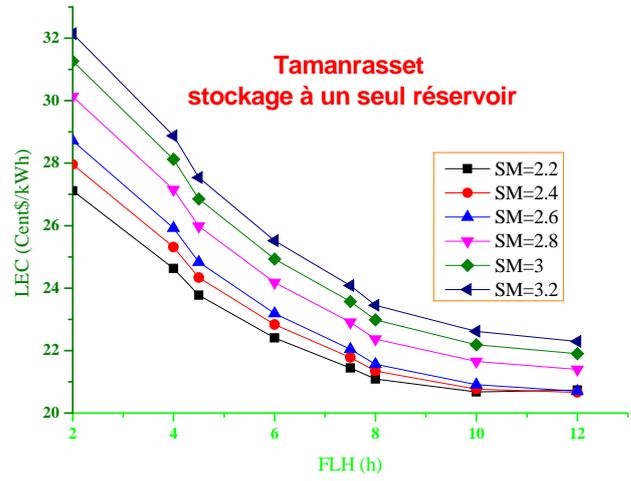
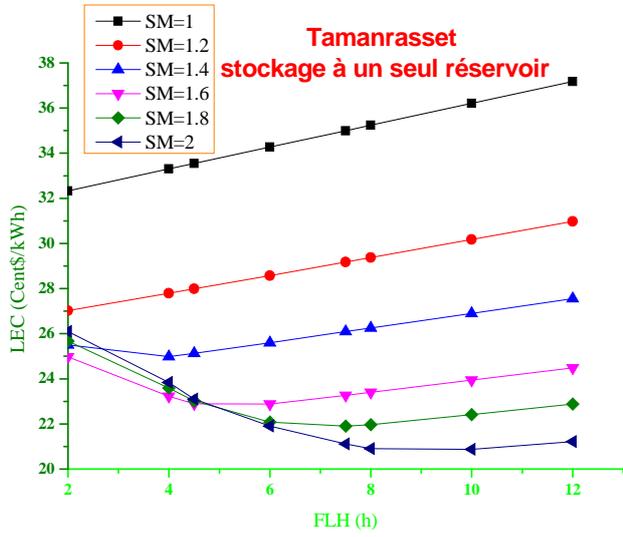
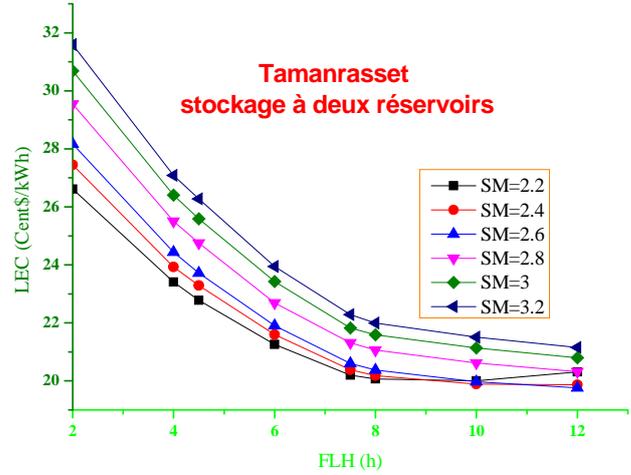
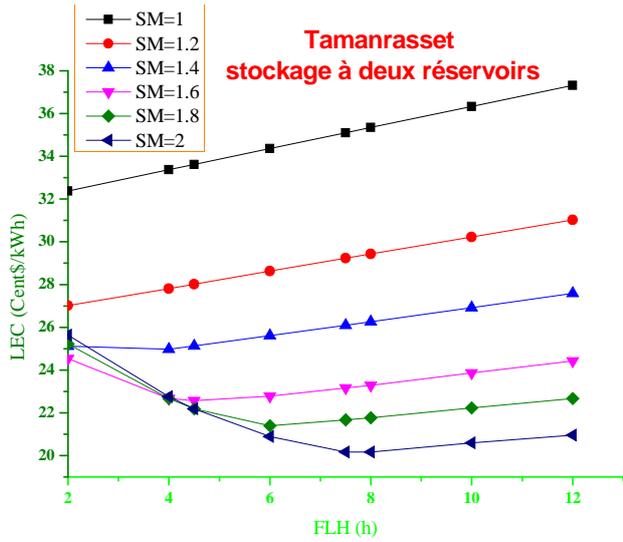


Figure 4.18 : Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M3.

1. La centrale CTRSTPP :





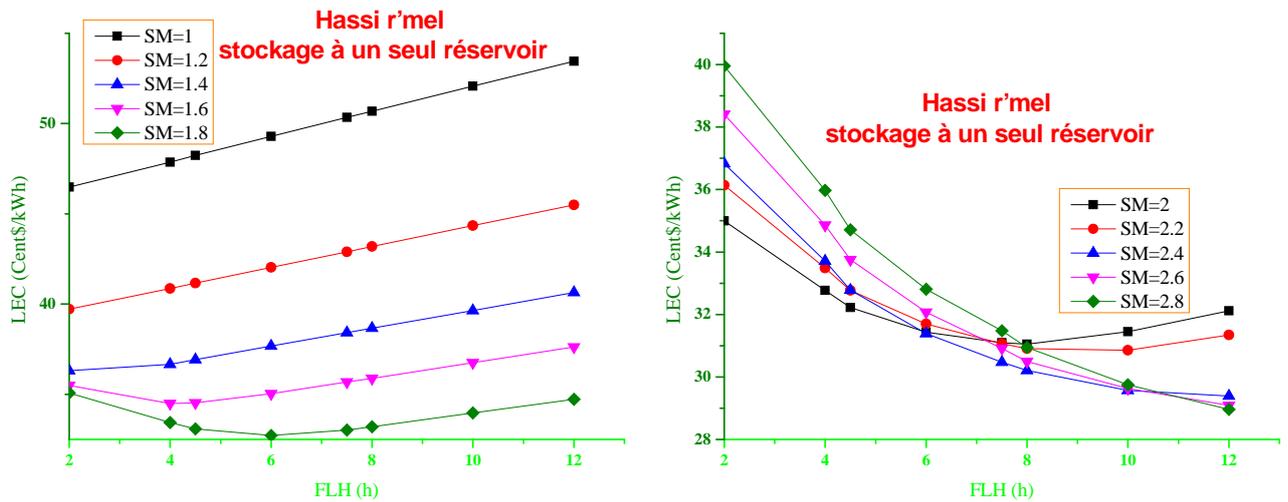
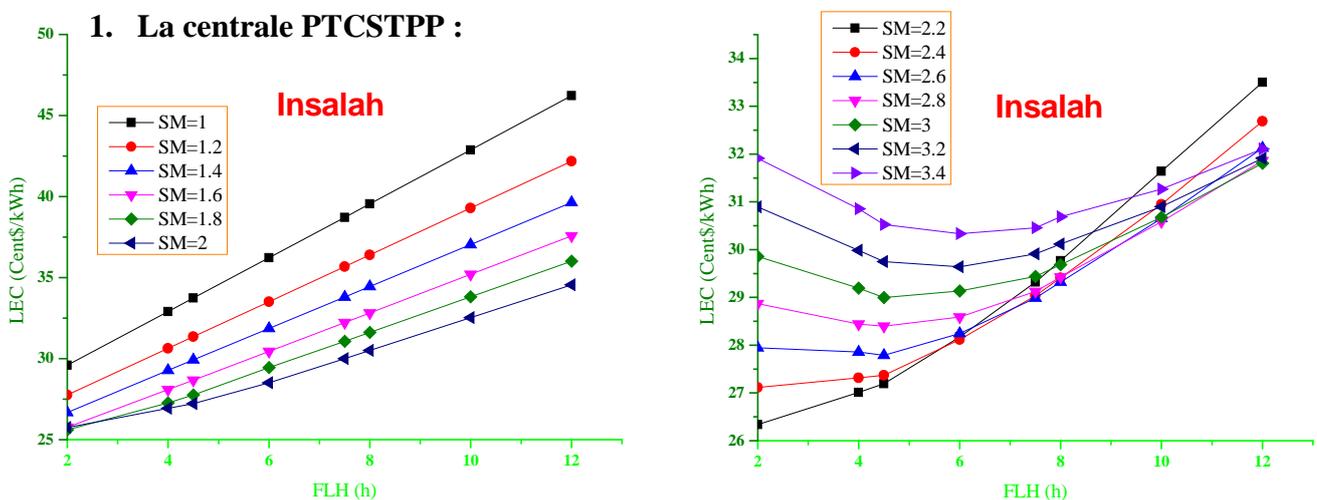


Figure 4.19 : Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M3.

Les figures montrent que le LEC augmente linéairement avec FLH pour les faibles valeurs de SM jusqu'à la valeur de 1.8, au delà de cette valeur, il commence à diminuer jusqu'à la valeur optimale de SM qui est grande par rapport aux autres modèles, puis revient à augmenter, ce qui signifie que la zone du champ solaire a augmenté avec une capacité de stockage croissante afin de capturer suffisamment d'énergie pour le système TES. Alors le système de stockage nécessite un large champ solaire. Dans tous les sites, pour PTCSTPP, l'huile synthétique est le meilleur par rapport au sel fondu, et le système de stockage à deux réservoirs est le meilleur pour CTRSTPP

### 4.3.5. Optimisation des performances du modèle 4

Dans la dernière étape, nous avons déterminé l'intérêt de STE et BS pour CTRSTPP et PTCSTPP sur LEC. Les configurations optimales du modèle 3 ont été utilisées pour le stockage, et FFF de BS a été optimisé pour différentes valeurs de SM et de FLH. De plus, le dispatche de stockage et le FFF optimal pour différentes périodes du jour et de l'année ont été introduits selon le tableau 4.7.



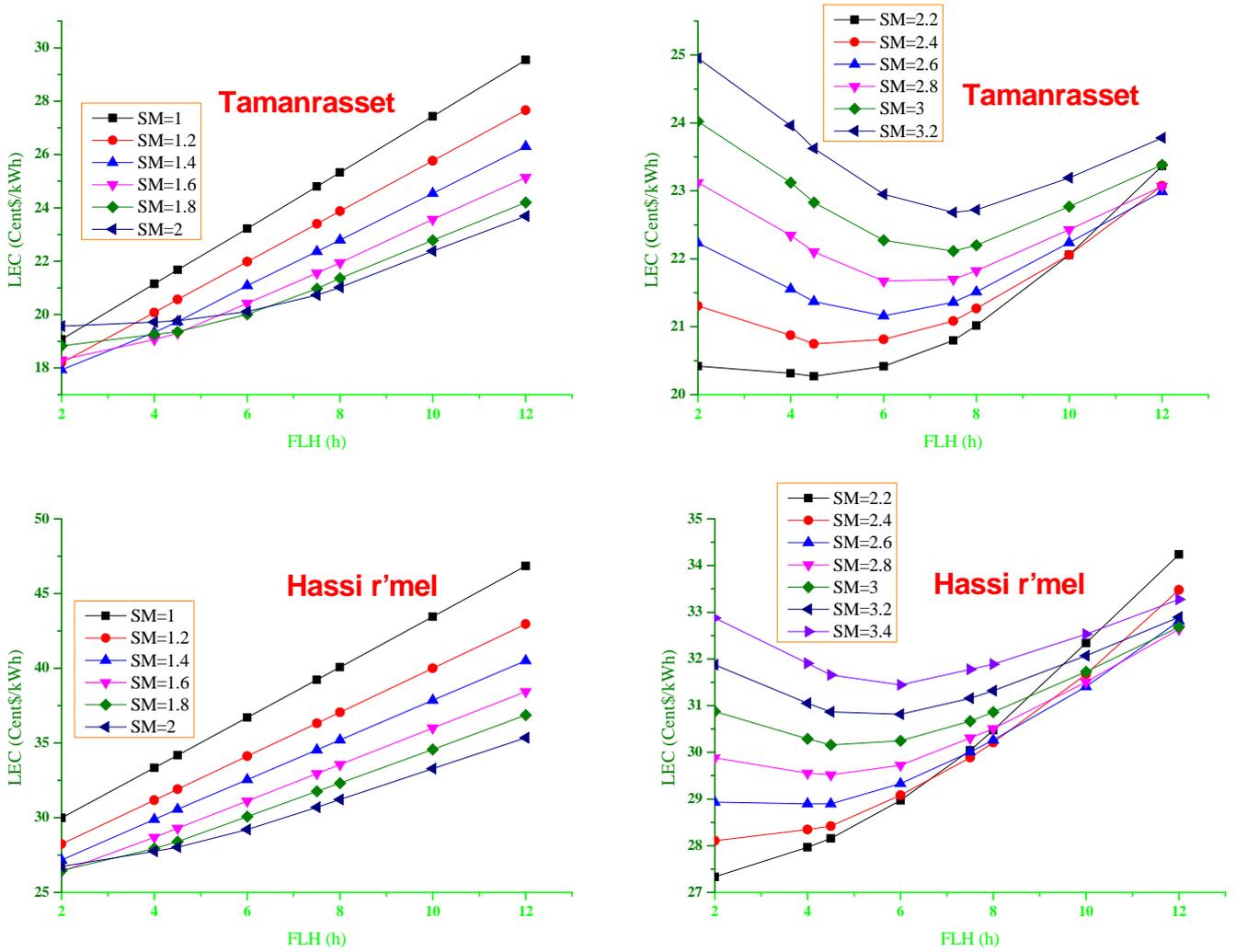
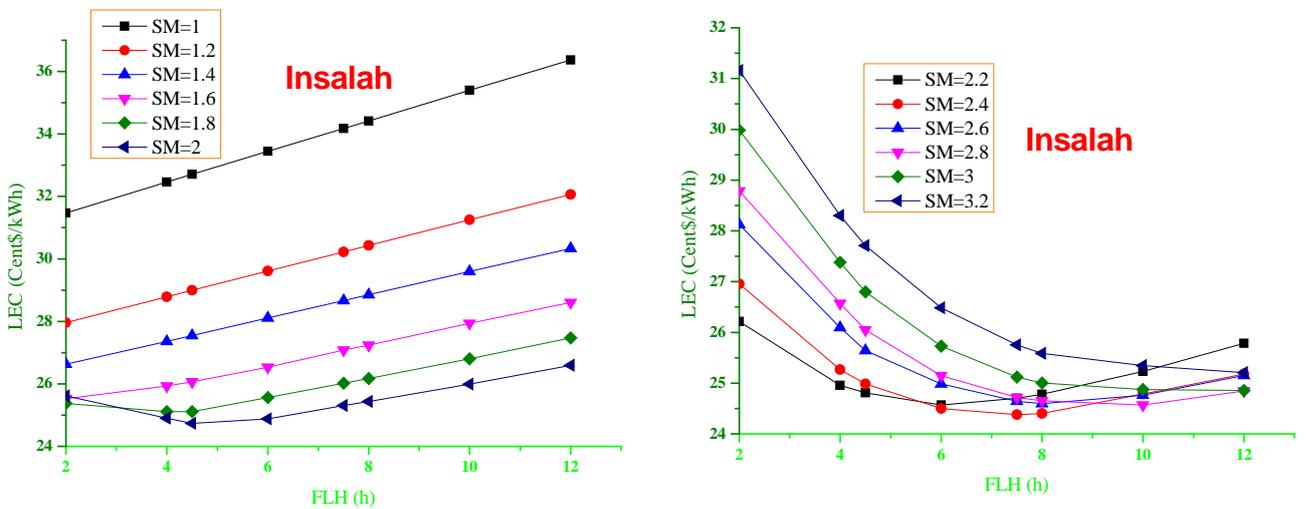
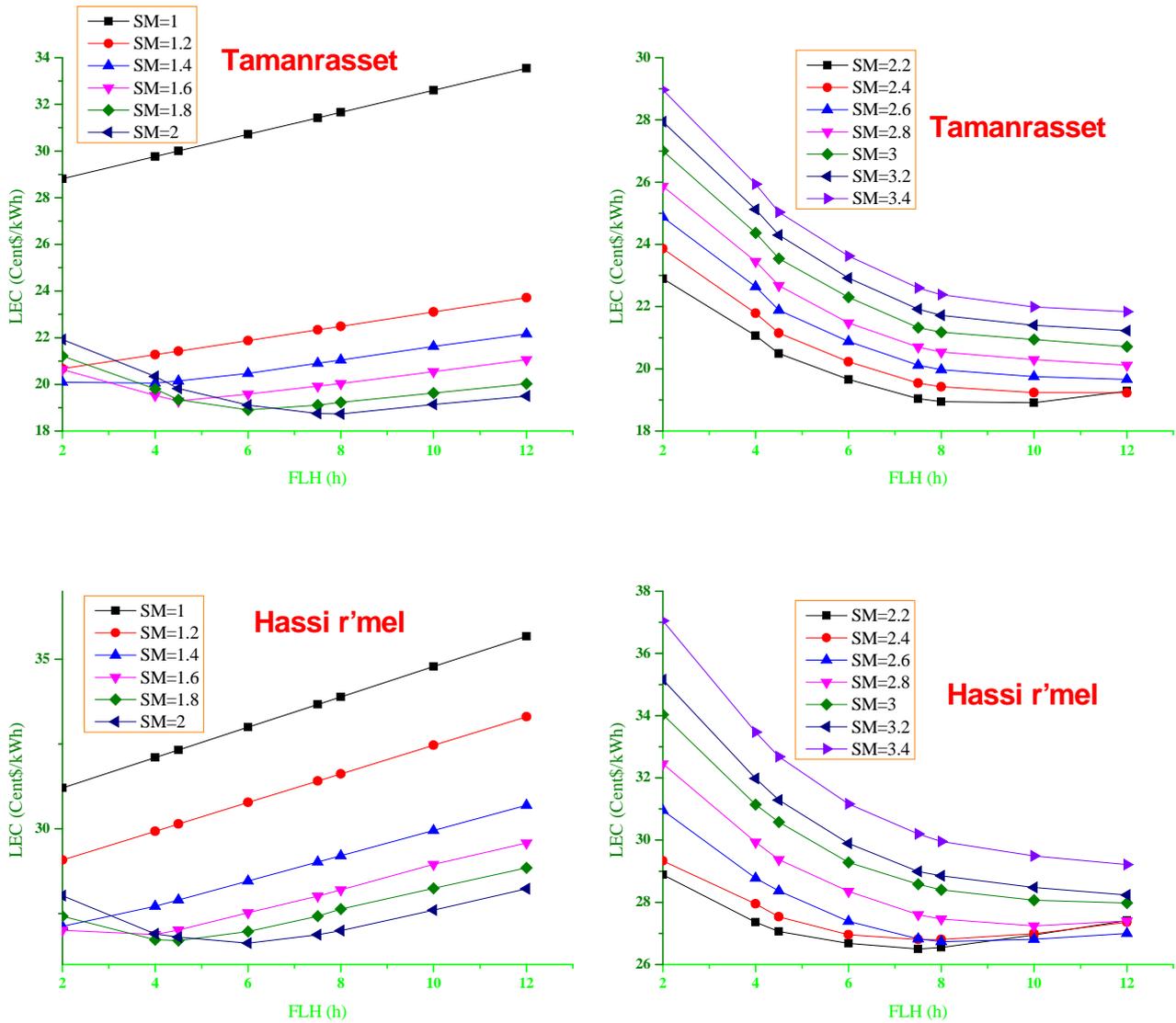


Figure 4.20 : Optimisation des performances de la centrale PTCSTPP avec M4.

2. La centrale CTRSTPP :





**Figure 4.21 :** Optimisation des performances de la centrale CTRSTPP avec M4

D'après les figures, il est clair que FLH optimale est le même que le modèle 3, la seule différence est que le champ solaire diminue à cause du système de remplissage, ce qui démontre l'importance de ce système.

Ce modèle est le meilleur par rapport aux autres, car l'énergie annuelle produite est supérieure par rapport aux autres modèles, et le LEC est faible.

Les paramètres optimaux des centrales avec les configurations optimales sont donnés dans les tableaux 4.8, 4.9 et 4.10 :

**Tableau 4.8:** Les paramètres optimaux de la centrale PTCSTPP

	Insalah				Tamanrasset				Hassi r'mel			
	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4
$SM_{opt}$	1.6	1.4	2.8	2.2	1.6	1.2	2.4	1.8	1.6	1.3	3	2.4
$FLH_{opt}$ (h)	-	-	7.5	7.5	-	-	7.5	7.5	-	-	8	8
$FFF_{opt}$ (%)	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25
LEC (cent\$/kWh)	33.5	19.5	32.5	29	26.8	15	23	21	36	19.6	29	27
CF (%)	24	36	42	42	29	45	56	54	22	36	41	44
Energie Annuelle (GWh/an)	106	158	182	185	128	197	244	236	97	158	190	192

**Tableau 4.9 :** Les paramètres optimaux de la centrale LFSTPP

	Insalah		Tamanrasset		Hassi r'mel	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2
$SM_{opt}$	1.8	1.6	1.6	1.4	1.8	1.5
$FFF_{opt}$ (%)	-	0.24	-	0.24	-	0.24
LEC (cent\$/kWh)	33.3	13.72	18.24	11.79	24.67	13.27
CF (%)	27	43	32	47	28	44
Energie Annuelle (GWh/an)	118	185	145	214	119	188

**Tableau 4.10 :** Les paramètres optimaux de la centrale CTRSTPP

	Insalah				Tamanrasset				Hassi r'mel			
	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4
$SM_{opt}$	1.6	1.4	2.6	2	1.6	1.2	2.2	1.8	1.6	1.4	2.4	1.8
$FLH_{opt}$ (h)	-	-	8	8	-	-	8	8	-	-	8	8
$FFF_{opt}$ (%)	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25
LEC (cent\$/kWh)	37	21.5	29.3	25	28	18.5	20	19	37.8	22	29	24.12
CF (%)	26	39	46	45	32	44	58	56	26	41	44	44
Energie Annuelle (GWh/an)	118	177	205	193	145	200	260	242	113	178	193	189

D'après les tableaux, on peut voir que:

1-Le système de stockage nécessite un grand champ solaire (M3)

2-Les avantages de BS peuvent être observés dans un petit champ solaire, avec une réduction du LEC et une augmentation du FC.

3-L'intégration du STE et BS (M4) augmente les FC et l'énergie annuelle produite avec un petit champ solaire par rapport à M3.

#### **4.4. Analyse économique**

Le coût moyen actualisé de l'électricité constitue une base de comparaison pour les coûts moyens pondérés des différentes technologies de production d'énergie. En outre, ce concept permet une comparaison précise des différentes technologies.

Sur la base de ces résultats de simulation présentés ci-dessus, et suivant les valeurs de LEC le site de Tamanrasset est le plus favorable et trois centrales optimales devraient être sélectionnées qui ont des LEC à peu près égaux :

LFSTPP: champ solaire avec hybridation (M2)

PTCSTPP: champ solaire avec stockage et hybridation (M4).

CTRSTPP: champ solaire avec stockage et hybridation (M4).

Parfois, le LEC est devenu insuffisant pour faire la meilleure comparaison entre deux technologies dans le même site (surtout entre PTCSTPP et CTRSTPP), Il faut donc utiliser d'autres facteurs. Pour notre étude, nous avons utilisé l'efficacité (CF), l'énergie annuelle et le coût total installé (TIC) comme autres facteurs, afin de comparer ces centrales optimales et de déterminer le meilleur choix pour l'Algérie.

**Tableau 4.11** : Les paramètres économiques des centrales à Tamanrasset

	LFSTPP		CTRSTPP				PTCSTPP			
	M1	M2	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4
<b>Améliorations du site (%)</b>	5.5	5.3	2.4	2	2.5	2.2	4.8	4.4	3.9	3
<b>Champ solaire (%)</b>	50	48.8	47.8	43	47.5	44	43	39.4	35	29.5
<b>Le système HTF (%)</b>	9.6	9.3	-	-	-	-	13	11.6	10.4	8.7
<b>L'énergie de la centrale (%)</b>	18	20	26	30	19.6	22	21	26	11.6	12.9
<b>Balance de la centrale (%)</b>	1.8	1.9	7.5	8.8	5.7	6.3	3	3.4	1.5	1.6
<b>Stockage (%)</b>	-	-	-	-	8.6	9.6	-	-	22	24.7
<b>Le coût indirect (%)</b>	14.6	14.7	16	15.8	16	15.8	15	14.9	14.8	13.9
<b>Le coût total installé (Mio\$)</b>	145	132	262	227	348	312.7	214.5	174.8	392.5	353

Du tableau 4.11, il est clair que:

1 - Pour toutes les centrales, le champ solaire est le composant le plus coûteux, contribuant entre 28% et 52% des TIC. Il diminue en M2 et M4, et diminue également les TIC des centrales, qui prouvent l'avantage de BS dans les centrales CSP.

2- Le coût suivant, le plus important, est le coût de stockage pour les centrales PTCSTPP et le coût du bloc d'alimentation pour les centrales CTRSTPP.

3- Le stockage d'énergie thermique augmente les coûts (le sel et les réservoirs étant les plus importants contributeurs à ce coût), mais permet des facteurs de capacité plus élevés. Les coûts augmentent, en raison de l'investissement dans le stockage de l'énergie thermique, mais aussi si la taille du champ solaire est augmentée pour permettre l'exploitation de l'installation et le stockage de la chaleur solaire pour augmenter le facteur de capacité.

4- La centrale LFSTPP est la meilleure par rapport aux autres avec un faible LEC et un bon TIC mais seulement pour les jours à fort ensoleillement. Aux autres jours, quand l'ensoleillement est faible, ou la nuit, il faut augmenter le facteur FFF pour assurer la demande. Alors ce type de centrale n'est pas rentable et nécessite une technologie avancée pour assurer l'intégration du système de stockage.

A cet effet, la centrale thermique solaire à Tour est la meilleure sous les climats Algériens avec un LEC et un TIC minimums, une efficacité maximum et une bonne énergie annuelle produite. Le site de Tamanrasset est le plus favorable pour implanter une centrale solaire thermique à base CSP.

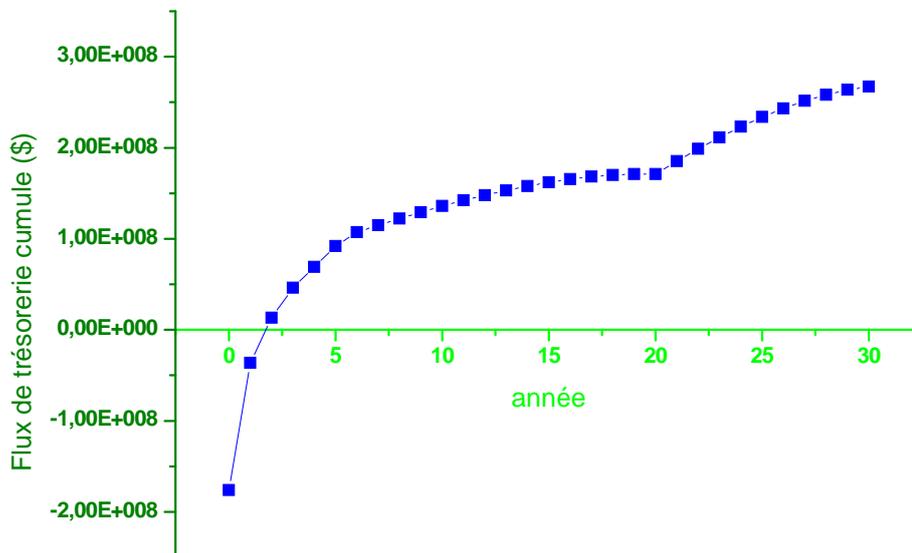
#### 4.4.1. Calcul de la période de récupération du coût d'investissement

La période de récupération détermine le temps nécessaire pour que l'investisseur récupère son investissement.

Pour déterminer cette période nous avons utilisé la méthode suivante (Crundwell, 2008):

En premier lieu, on détermine le flux de trésorerie pour chaque année, puis le flux de trésorerie cumulé (année  $n$  + année  $(n+1)$ ) et on trace le flux de trésorerie cumulé en fonction de l'année. Le point d'intersection du graphe avec l'axe x des années donne la valeur en années pour que le projet soit amorti.

Pour notre cas, on a calculé la période de récupération pour la centrale optimale CTRSTPP dans le site de Tamanrasset, on suppose que cette dernière fonctionne sans interruption pendant sa durée de vie et que toute l'énergie produite est vendue.



**Figure 4.22 :** La période de récupération de la centrale optimale CTRSTPP à Tamanrasset

La figure montre que la centrale récupère l'investissement après la première année de fonctionnement et la période de récupération est inférieure à de 2 ans. Ceci confirme la rentabilité des centrales solaire CTRSTPP en Algérie, car le projet qui bénéficie de la récupération la plus

courte est favorisé. C'est elle qui présente la période de récupération la plus courte. De nombreux gestionnaires, pensent que si le projet amorti son investissement dans une courte période, sa contribution est très positive à long terme pour l'entreprise.

#### 4.5. Comparaison de LEC des centrales

Sur la base des résultats de simulation présentés ci-dessus, nous avons comparé nos modèles aux centrales existantes en considérant le stockage thermique et le système de remplissage avec la même capacité.

**Tableau 4.12** : Comparaison de LEC pour les modèles optimaux des centrales existantes.

	LEC (¢/kWh)	FLH (h)	CF (%)
<b>PTCSTPP</b>			
<b>Notre modèle</b>	21	7.5	54
<b>Hernandez (Hernandez et al, 2013)</b>	25	7.5	-
<b>Nishith (Nishith et al, 2015)</b>	19.9	-	-
<b>Ming Liu (Ming Liu et al, 2016)</b>	22-34	-	40-53
<b>CTRSTPP</b>			
<b>Notre modèle</b>	19	8	56
<b>Ming Liu (Ming Liu et al, 2016)</b>	20-29	6-7.5	40-45

#### Conclusion

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

- 1- Le site de Tamanrasset est le plus favorable pour les centrales CSP.
- 2- la centrale thermique solaire à Tour avec une fraction de 25 % du BS et 8 heures de STE dans le site de Tamanrasset est la solution optimale (LEC= 19 cent\$/kWh; TIC= 312.7 Mio\$; CF= 56 % et Energie= 242 GWh /an) en Algérie.
- 3- La centrale solaire cylindro-parabolique avec 7.5 heures de stockage et 25 % du BS est la deuxième solution optimale et a tendance à fonctionner légèrement moins que la centrale thermique solaire à Tour dans le même site.
- 4- Le système de stockage d'énergie thermique nécessite un large champ solaire, ce qui augmente le coût d'investissement de la centrale.

- 5- Un aspect important de l'ajout de stockage à une centrale CSP dans le contexte de la rentabilité du projet est la valeur accrue anticipée de l'énergie produite, génération répartie lorsque le soleil ne brille pas et / ou la maximisation de la génération aux temps de pointe.
- 6- Les tours solaires utilisant du sel fondu comme fluide de transfert de chaleur à haute température et un milieu de stockage semblent être la technologie CSP la plus prometteuse pour l'avenir. Ceci est basé sur leurs faibles coûts de stockage d'énergie et un facteur de capacité élevé réalisable.
- 7- La courte période de récupération d'investissement (moins de deux ans) de la centrale optimale CTRSTPP en Algérie est confirmée et favorise l'importance de cette technologie en particulier par rapport aux deux autres ; mais les trois types cités, à base de CSP, peuvent contribuer positivement à diversifier les sources d'énergie et donc coexister ensemble sur les sites sahariens.

## Références

- Caldes N, Varela M, Santamaria M, and Saez R, 2009. *Economic impact of solar thermal electricity deployment in Spain*; Energy Policy 37: 1628-1636.
- Christoph Kost, 2013. *Levelized Cost of Electricity, Renewable Energy Technologies*. Rapport technique, Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems ISE.
- Crundwell. F.K, 2008. *Finance for Engineers: Evaluation and Funding of Capital Projects*. Springer, DOI 10.1007/978-1-84800-033-9
- Greg Kolb, 2007. Heliostat Cost Reduction Study, <http://prod.sandia.gov/techlib/accesscontrol.cgi/2007/073293.pdf>
- Hernandez-Moro. J, and J.M. Martinez-Duart, 2013. *Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution* ; Renewable and Sustainable Energy Reviews 20: 119-132.2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>
- Kody M.Powell, ThomasF.Edgar, 2012. *Modeling and control of a solar thermal power plant with thermal energy storage*. Chemical Engineering Science 71:138-145.
- OECD Development centre, 2013. *African Economic Outlook 2013, structural transformation and natural resources*; Doi: 10.1787/aeo-2013-9-en.
- Ming Liu, N.H.StevenTay, StuartBell, MartinBelusko, RhysJacob, GeoffreyWill, WasimSaman, FrankBruno, 2016. *Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies*; Renewable and Sustainable Energy Reviews 53: 1411-1432.2016: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.026>
- Nezammahalleh H, Farhadi F, and Tanhaemami M, 2010. *Conceptual design and techno-economic assessment of integrated solar combined cycle system with DSG technology*. Solar Energy 84: 1696-1705.
- Nishith B. Desai, Santanu Bandyopadhyay, 2015. *Optimization of concentrating solar thermal power plant based on parabolic trough collector*; Journal of Cleaner Production 89: 262-271.2015: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.10.097>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL); <http://www.nrel.gov>
- Solar-Institut Jülich, D-52428, [www.sij.fh-aachen.de](http://www.sij.fh-aachen.de)
- System Advisor Model (SAM) version 2013.1.15. <https://sam.nrel.gov>

## Chapitre

5

---

**Etude d'un cas : la centrale thermique cylindro-parabolique**

## Introduction

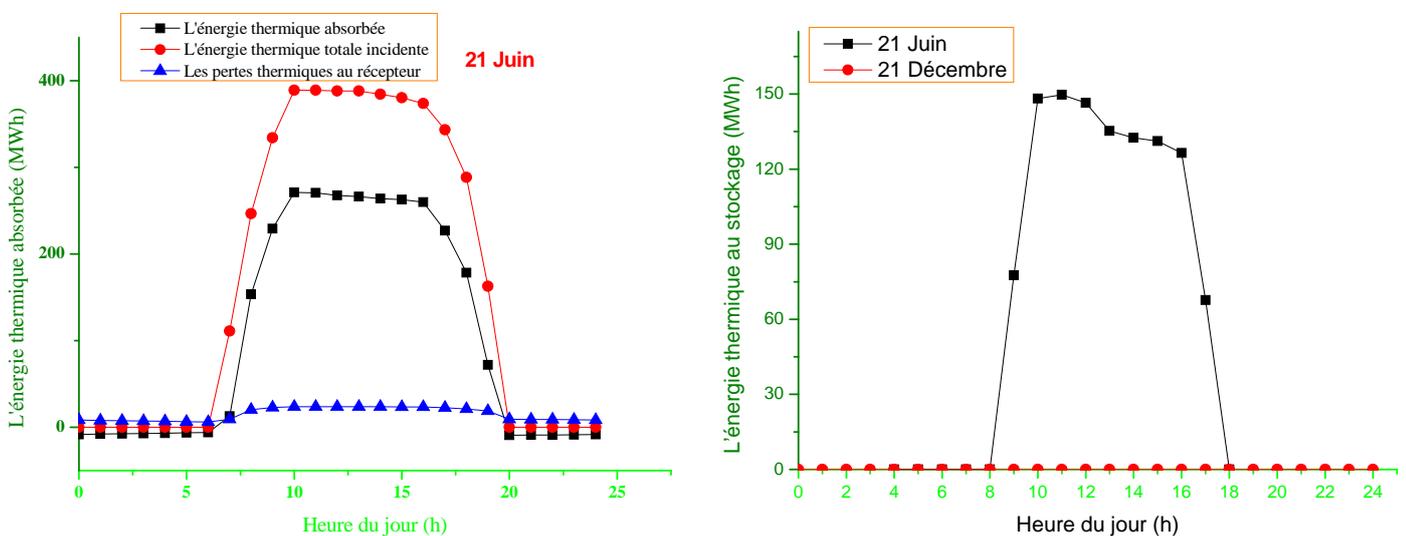
L'optimisation technico-économique des centrales thermiques CSP est très importante pour en prédire les performances, afin de décrire le fonctionnement de la centrale selon les conditions climatiques, techniques ou économiques.

L'objectif principal de cette partie est d'étudier l'influence de quelques paramètres sur les performances optimales de la centrale thermique cylindro-parabolique pour qu'elle devienne économiquement viable et rentable. Les paramètres visés sont: la puissance (la capacité) de la centrale, l'angle d'inclinaison et d'azimut du collecteur (l'orientation du collecteur) et enfin les taxes sur le revenu.

La deuxième partie de ce chapitre sera consacrée à la validation des résultats obtenus par la simulation avec la centrale solaire thermique hybride solaire-gaz SPP1 de Hassi r'mel. Une brève démonstration sur cette centrale sera présentée.

### 5.1. Le bilan énergétique de la centrale cylindro-parabolique avec le modèle optimale

Après que le modèle optimale de la centrale cylindro-parabolique a été déterminé avec une capacité de 50 MW et avant d'étudier l'influence des différents paramètres sur les performances, il est nécessaire de simuler le bilan énergétique et de présenter les différents échanges de l'énergie solaire collectée par le champ solaire. Pour ce faire, le logiciel SAM a été toujours utilisé pour la simulation et deux journées de l'année ont été choisis, qui sont le 21 Juin et 21 décembre. L'inclinaison et l'azimut du collecteur sont à la valeur  $0^\circ$  chacune, i.e. les collecteurs sont inclinés horizontalement et vers l'équateur.



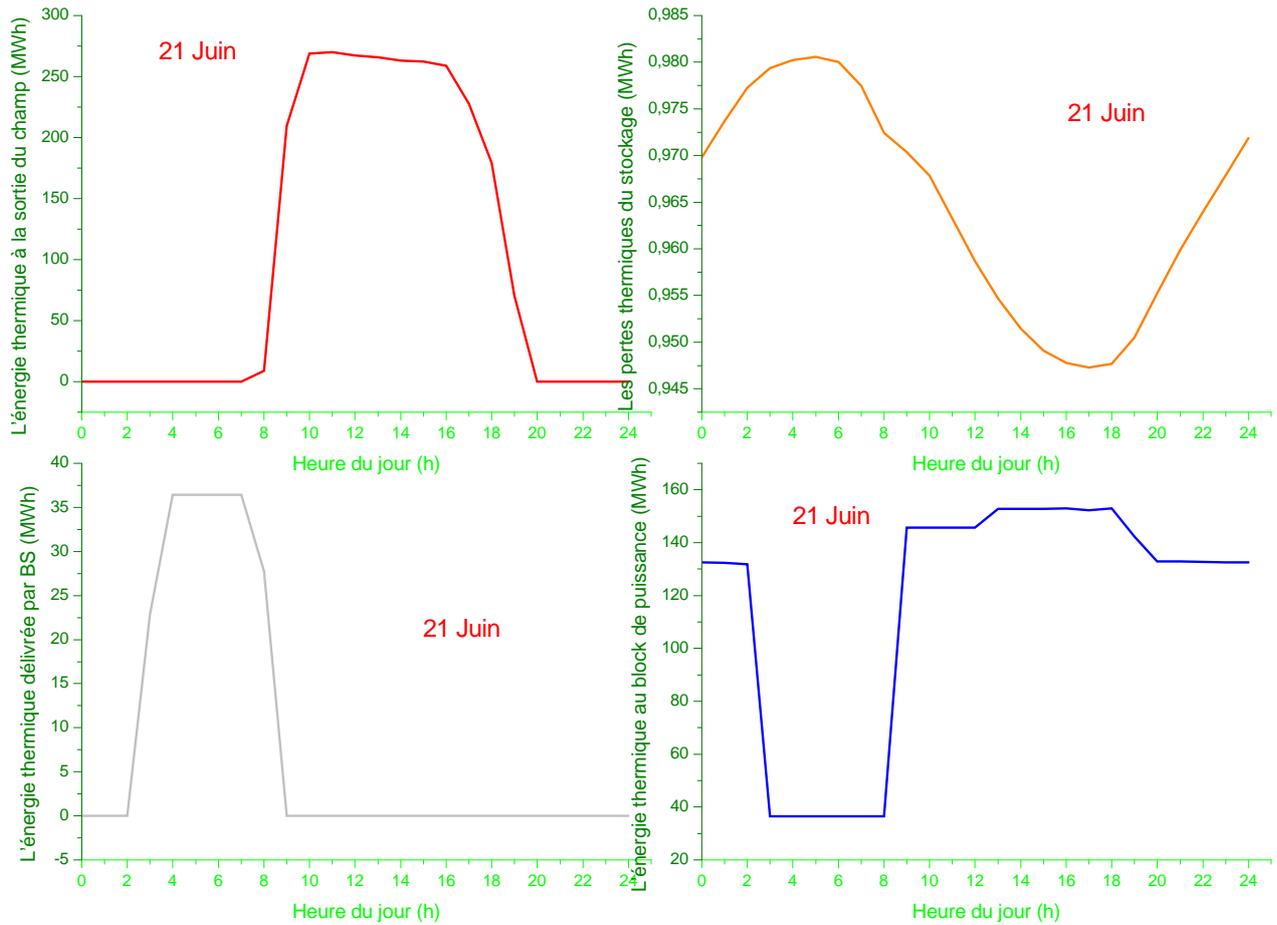


Figure 5.1 : Le bilan énergétique de la centrale optimale pour le 21 Juin

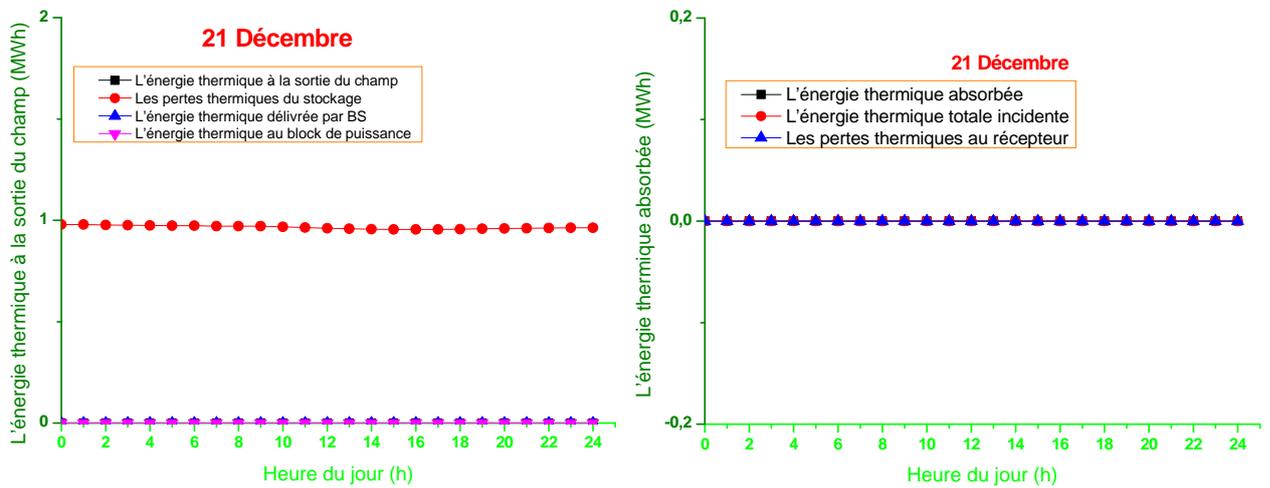
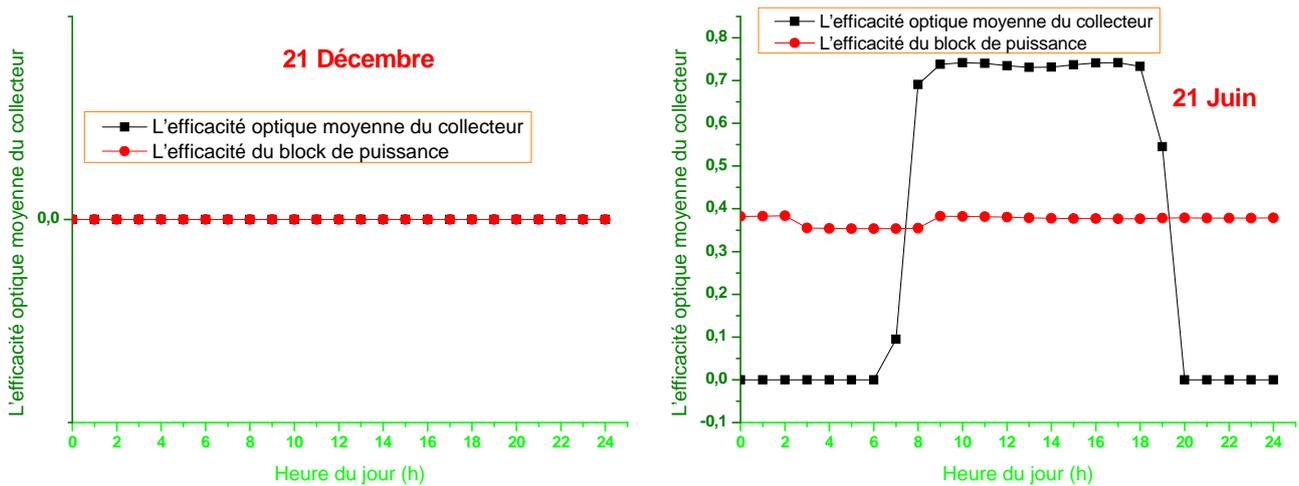


Figure 5.2 : Le bilan énergétique de la centrale optimale pour le 21 Décembre



**Figure 5.3 :** L'efficacité optique du collecteur et l'efficacité du block de puissance de la centrale optimale pour les deux journées.

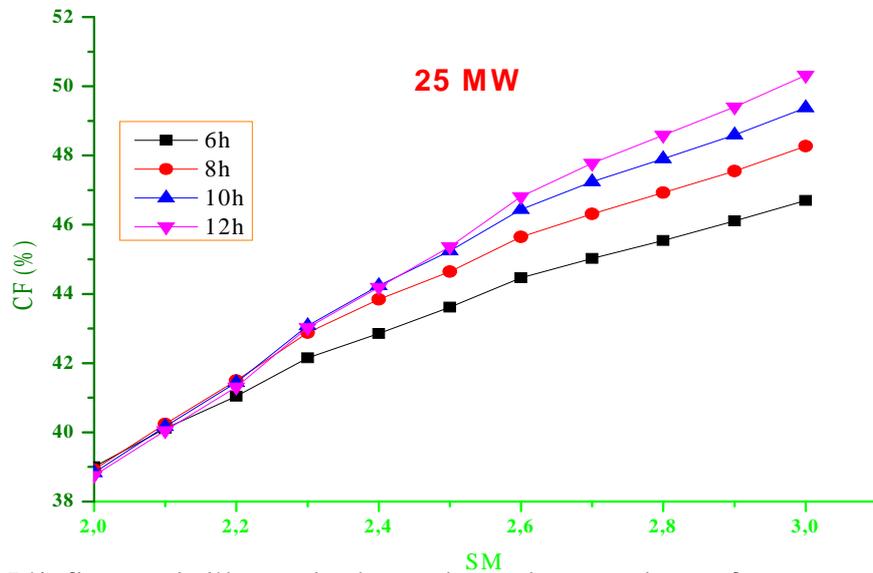
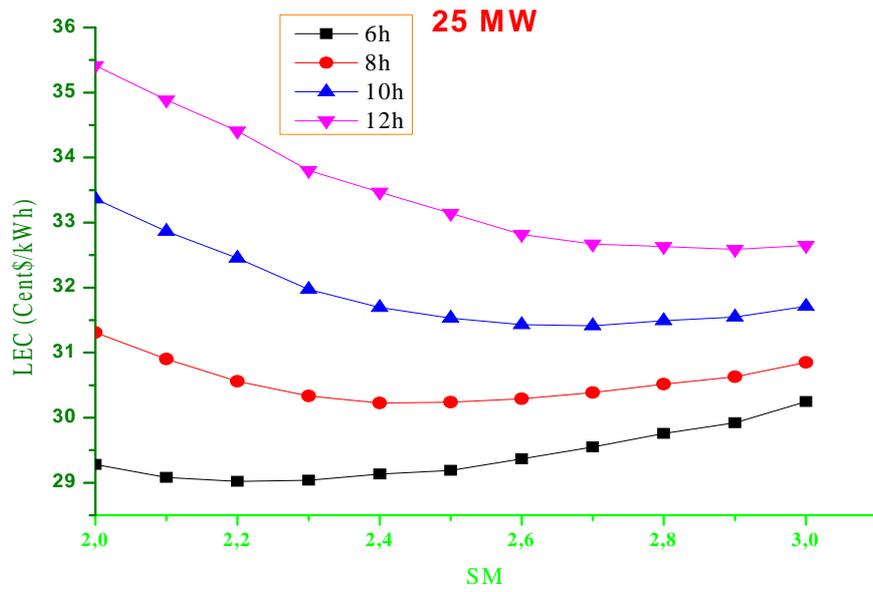
D'après ces résultats, il est clair que toutes les énergies thermiques à partir du champ solaire sont nulles (la part solaire est nul) pour la journée du 21 Décembre, ce qui signifie que l'orientation des collecteurs n'est pas juste, et il est important de déterminer l'orientation optimale du collecteur durant toute l'année, donc c'est un facteur important qui influe sur les performances de la centrale et il est obligatoire de l'optimiser. Le deuxième facteur est l'efficacité optique du collecteur, l'augmentation de sa valeur augmente à son tour l'énergie thermique absorbée par le récepteur et augmente par la suite le rendement de la centrale. Les pertes thermiques au niveau du récepteur sont faibles pour notre modèle, ce qui explique le choix du récepteur Schott 70.

Le dernier facteur influant sur les performances c'est l'efficacité du bloc de puissance (facteur de conversion thermique- électrique). Pour notre cas, il est fixé à 39%, et il est nécessaire de choisir une turbine avec un bon rendement de conversion pour minimiser les pertes thermiques au niveau de bloc de puissance.

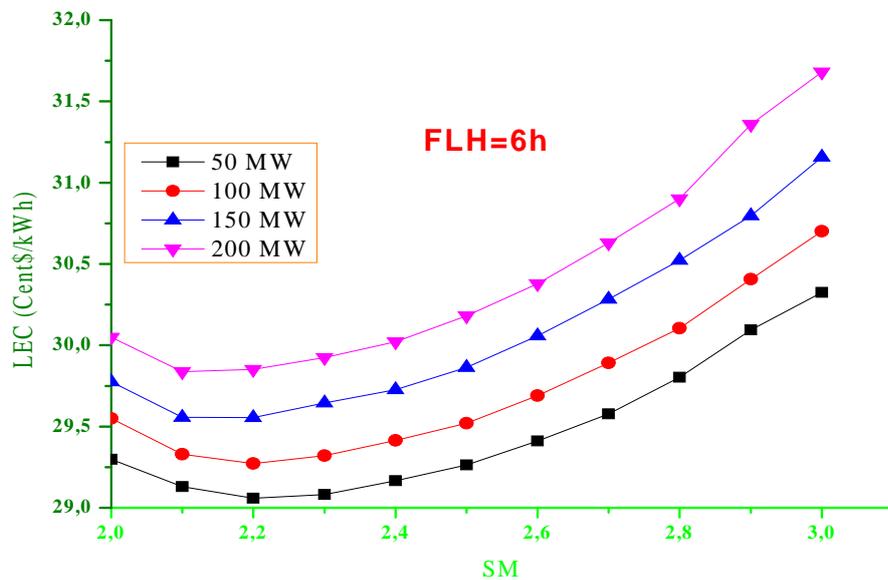
## 5.2. Etude de sensibilité

### 5.2.1. Etude de l'influence de la capacité de la centrale optimale

Dans cette section, nous avons varié la capacité de la centrale entre 25 MW et 200 MW avec un pas de 50 MW et les performances de chaque centrale sont illustrés dans les figures suivantes :



**Figure 5.4 :** L'influence de l'heure de charge de stockage sur les performances de la centrale optimale de 25 MW de puissance



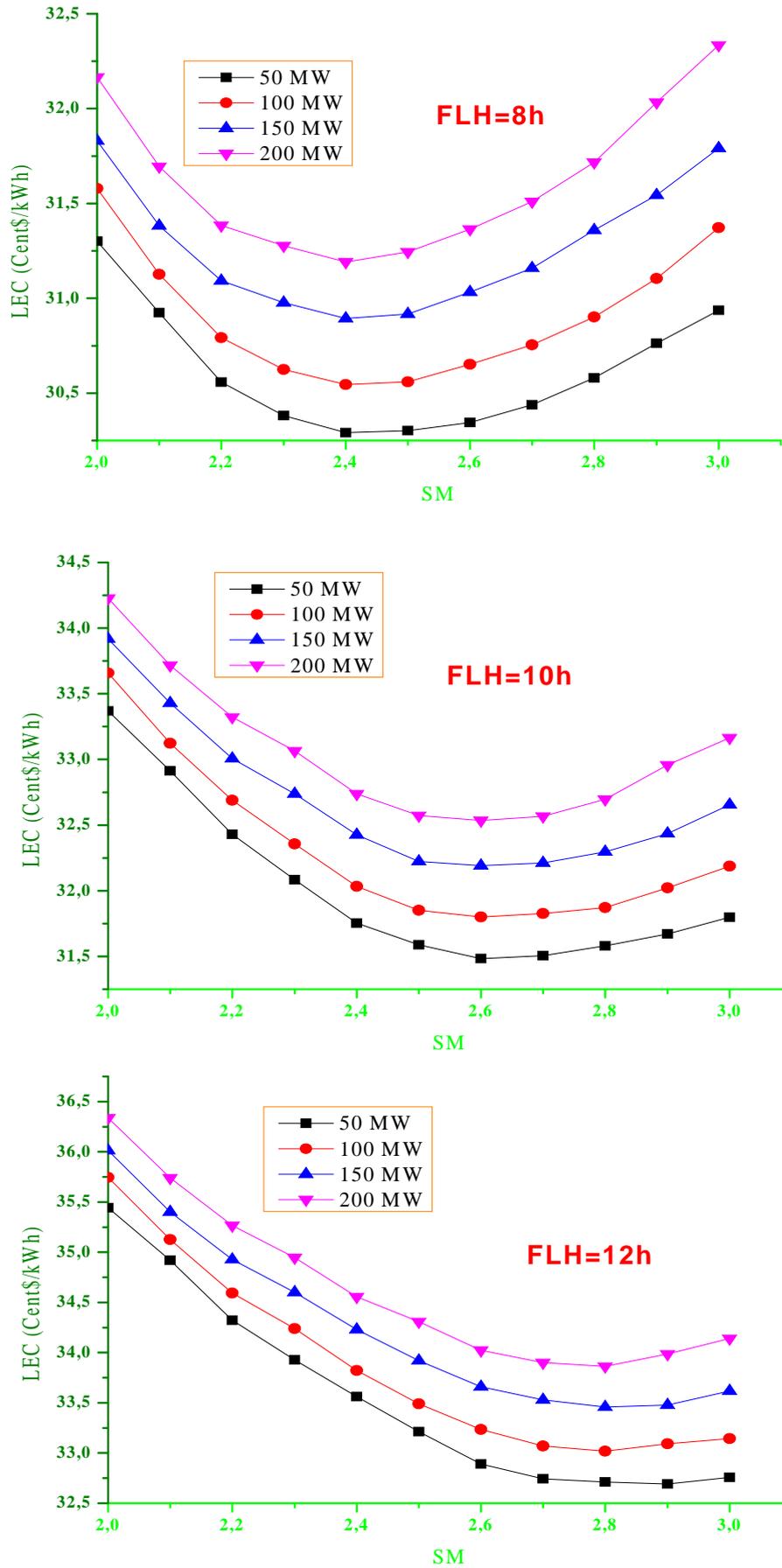
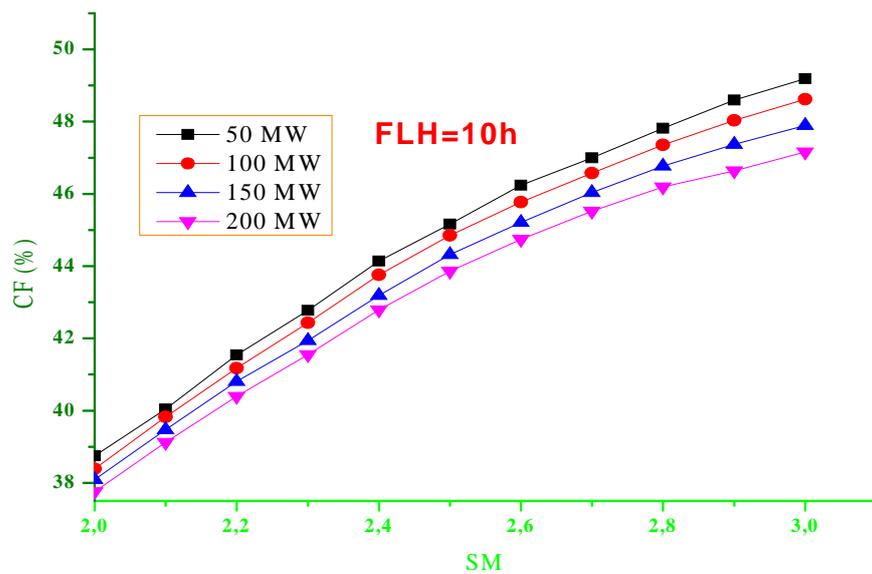
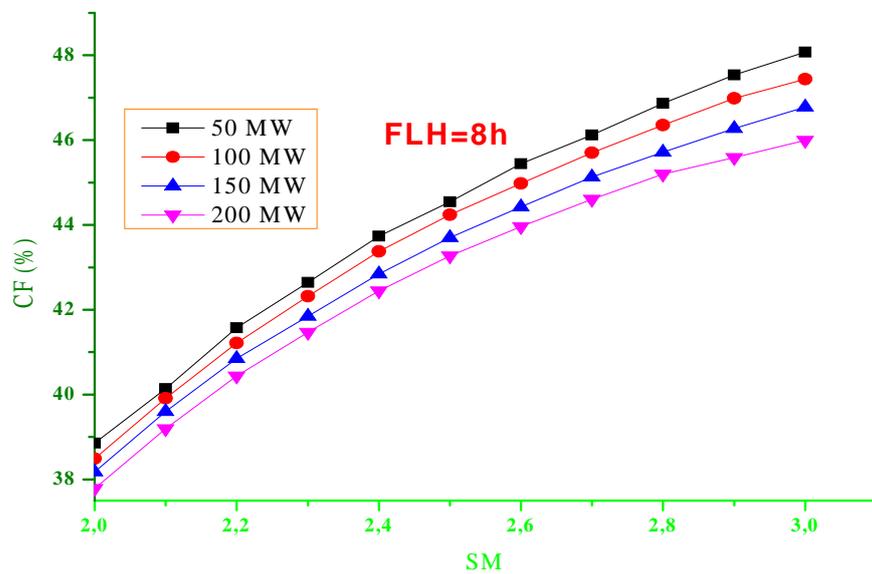
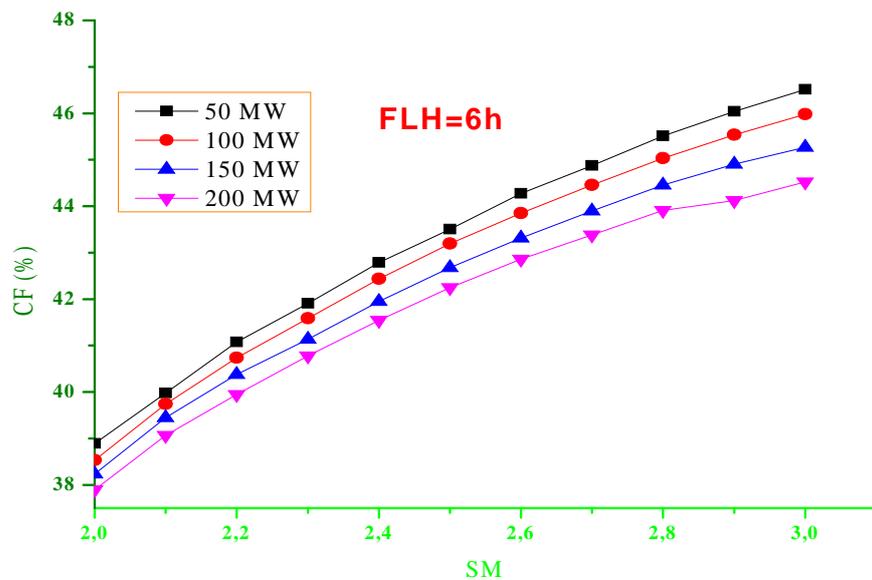
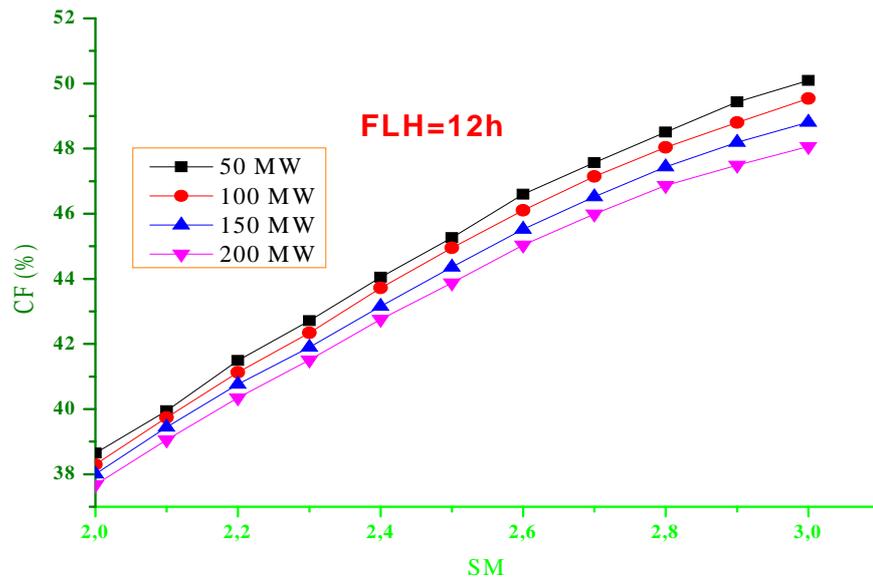


Figure 5.5 : L'influence de la capacité de la centrale optimale sur les performances.





**Figure 5.6** : L'influence de la capacité de la centrale optimale sur l'efficacité totale.

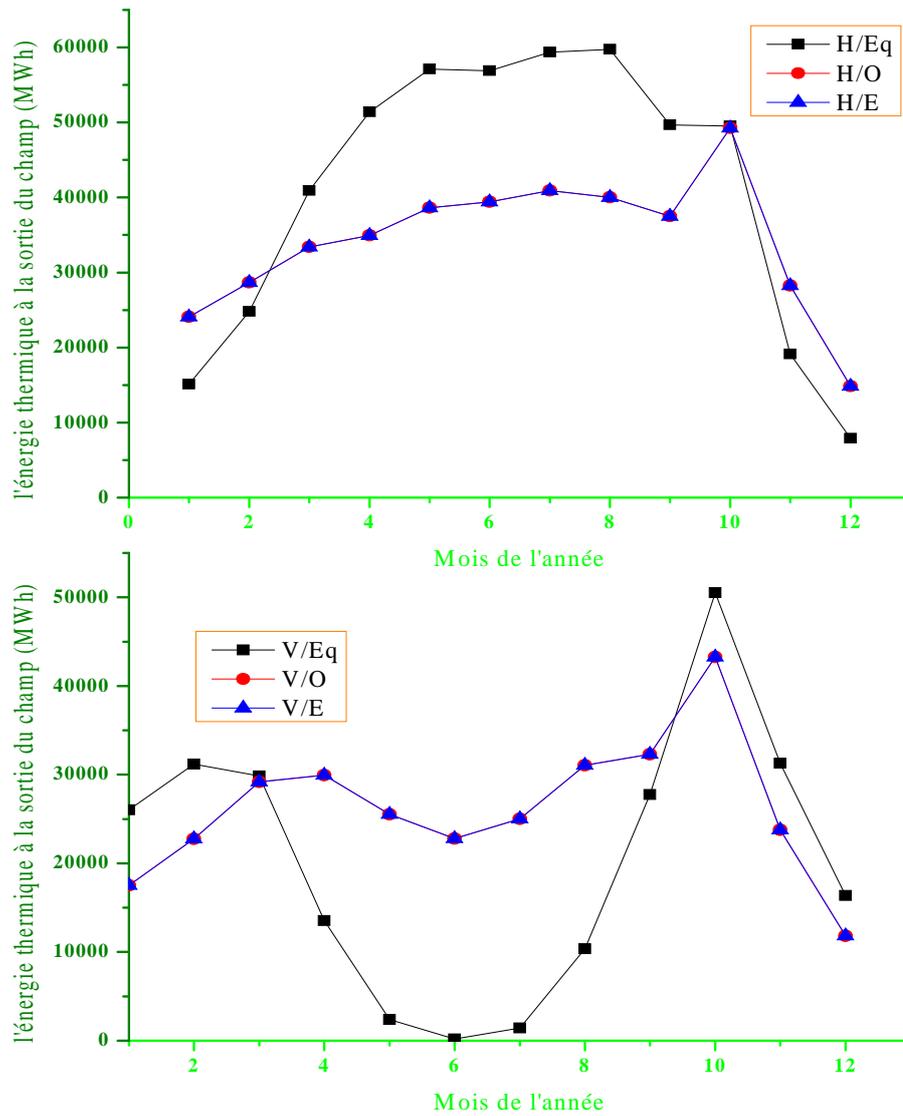
Les figures montrent que les variations du coût moyen actualisé de l'électricité et l'efficacité totale pour la même heure de charge sont faibles et varient à peu-près de 1 cent\$/kWh et 2 % respectivement. De plus, pour la même capacité de champ solaire (même SM), le coût moyen actualisé de l'électricité est inversement proportionnelle avec la puissance de la centrale et l'heure de charge, mais pour l'efficacité totale, elle est presque constante par rapport aux puissances et aux heures de charges.

La puissance optimale pour Hassi r'mel avec système de stockage et système de remplissage est 100 MW.

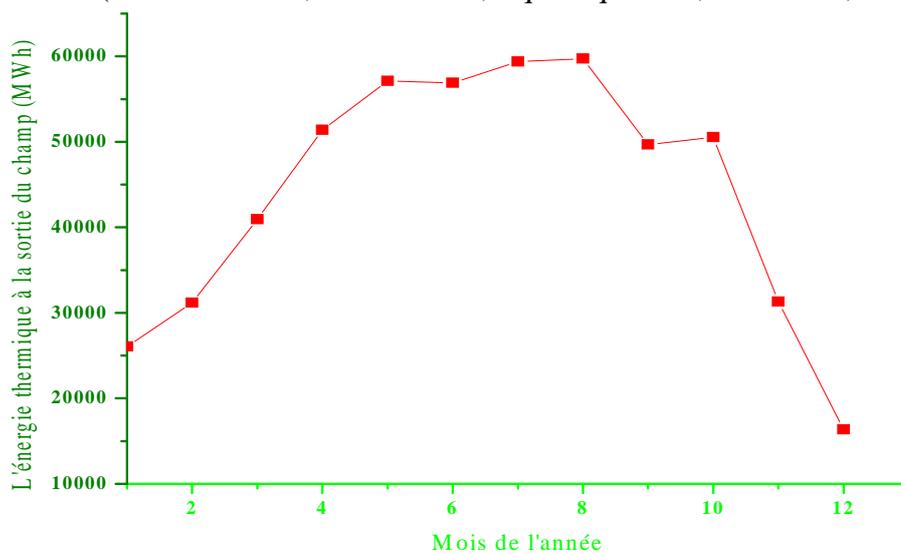
### 5.2.2. Etude de l'influence de l'orientation (azimut et inclinaison) du collecteur

Parmi les paramètres d'amélioration de l'efficacité de la centrale CSP, nous avons la quantité d'énergie solaire collectée. Pour l'optimiser, il faut que le plan d'ouverture des collecteurs soit toujours perpendiculaires aux rayons solaires incidents, c'est-à-dire l'orientation des collecteurs est déterminée et optimisée pendant l'année, les saisons, le mois et même pour la journée.

Pour notre étude, et d'après les résultats obtenus précédemment, nous avons simulé l'énergie thermique délivrée par le champ solaire pour différentes valeurs d'inclinaison du collecteur ( $0^\circ$  : horizontale et  $90^\circ$  : verticale) et différentes valeurs d'azimut ( $0^\circ$  : vers l'équateur ;  $90^\circ$  : vers l'ouest et  $-90^\circ$  : vers l'est).



**Figure 5.7 :** L'influence de l'orientation du collecteur sur l'énergie thermique à la sortie du champ solaire (H : Horizontal ; V : Vertical ; Eq : l'équateur ; O : Ouest ; E : Est)

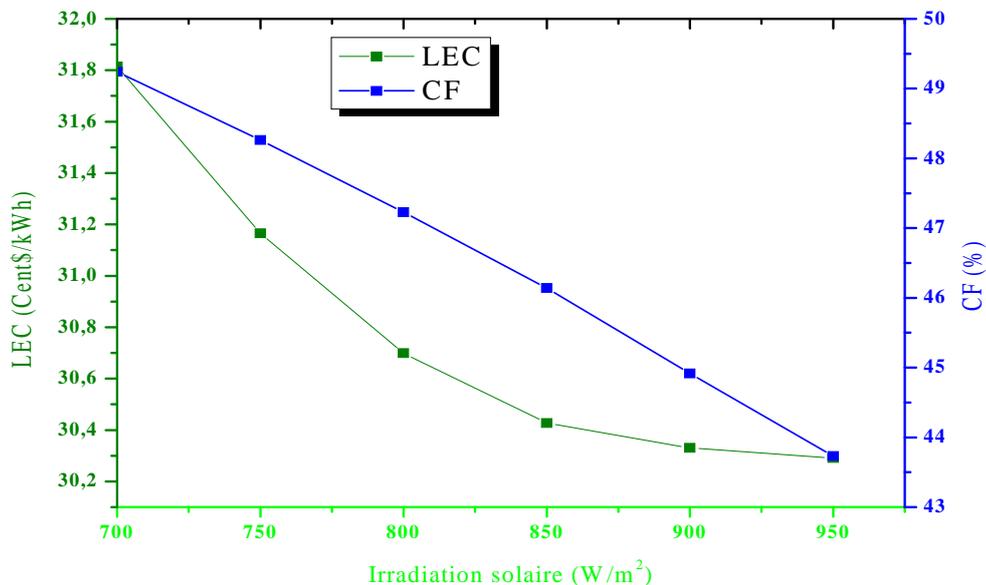


**Figure 5.8 :** L'énergie thermique optimale à la sortie du champ solaire suivant l'orientation optimale

Les figures montrent que l'azimut optimal est fixé à l'équateur ( $0^\circ$ ), tandis que l'inclinaison varie mensuellement et saisonnièrement. Pour les mois de faible ensoleillement (Janvier, Février, Octobre, Novembre et Décembre), les collecteurs doivent être inclinés verticalement ( $90^\circ$ ). Quant aux autres mois de l'année, l'inclinaison horizontale ( $0^\circ$ ) est l'optimale.

### 5.2.3. Etude de l'influence de l'irradiation solaire de design

Un autre paramètre d'amélioration de l'efficacité des centrales CSP est l'irradiation solaire de design. L'optimisation de la valeur de l'irradiation solaire de design est nécessaire pour calculer le débit massique de conception du fluide de transfert de chaleur pour le dimensionnement des tubes absorbeurs. Pour cette raison, nous avons étudié l'influence de ce paramètre sur les performances de la centrale.



**Figure 5.9** : L'influence de l'irradiation solaire de design sur les performances

D'après les résultats, le coût moyen actualisé est inversement proportionnelle à l'irradiation solaire jusqu'à une valeur optimale. Au delà de cette valeur, l'effet de l'irradiation solaire est inversé. L'efficacité totale de la centrale diminue linéairement avec l'augmentation de l'irradiation, alors, une faible valeur de l'irradiation minimise l'efficacité totale et le coût moyen actualisé, donc, il est nécessaire d'optimiser la valeur de l'irradiation solaire de design. Pour notre cas, la valeur optimale égale à  $950 W/m^2$ .

En conclusion : pour augmenter l'efficacité totale, il suffit de choisir une faible valeur de l'irradiation solaire de design, mais pour la minimisation du coût moyen actualisé de l'électricité, la démarche est s'inversée.

#### 5.2.4. Etude de l'influence des paramètres financiers

Le rôle de l'analyse financière et de l'incitation est de déterminer les différents coûts et impôts inhérents à la mise en œuvre de la centrale et d'évaluer l'effet de ces derniers sur le LEC de cette dernière. L'analyse financière est présentée ici pour inciter les éventuels investisseurs à utiliser les énergies renouvelables dans la production d'électricité. Le scénario proposé est la réduction de l'impôt sur le revenu, et les autres variables financières resteront les mêmes que dans le cas de base du chapitre précédent (tableau 4.3 du chapitre 4).

**Tableau 5.1:** Les paramètres financiers du scénario incitatif

Taux de prêt (%/an)	6
Taux d'imposition national (%/an)	7

**Tableau 5.2 :** Les résultats financiers

	<b>CTRSTPP</b>	
	Cas de base	Cas d'étude
<b>LEC (Cent\$/kWh)</b>	27	25

Le tableau 5.2 montre que:

- 1- LEC est très faible dans l'étude de cas pour la centrale, ce qui permet au gouvernement algérien de fournir de l'aide, réduit l'impôt sur le revenu pour toute la durée de vie de la centrale et encourage l'investissement dans les énergies renouvelables.
- 2- Pour notre scénario financier proposé, une réduction de 25% du taux de prêt et de 53% du taux d'imposition de l'état entraîne une réduction de 2 Cent\$/kWh dans LEC, ce qui confirme l'importance des impôts dans la détermination de LEC.

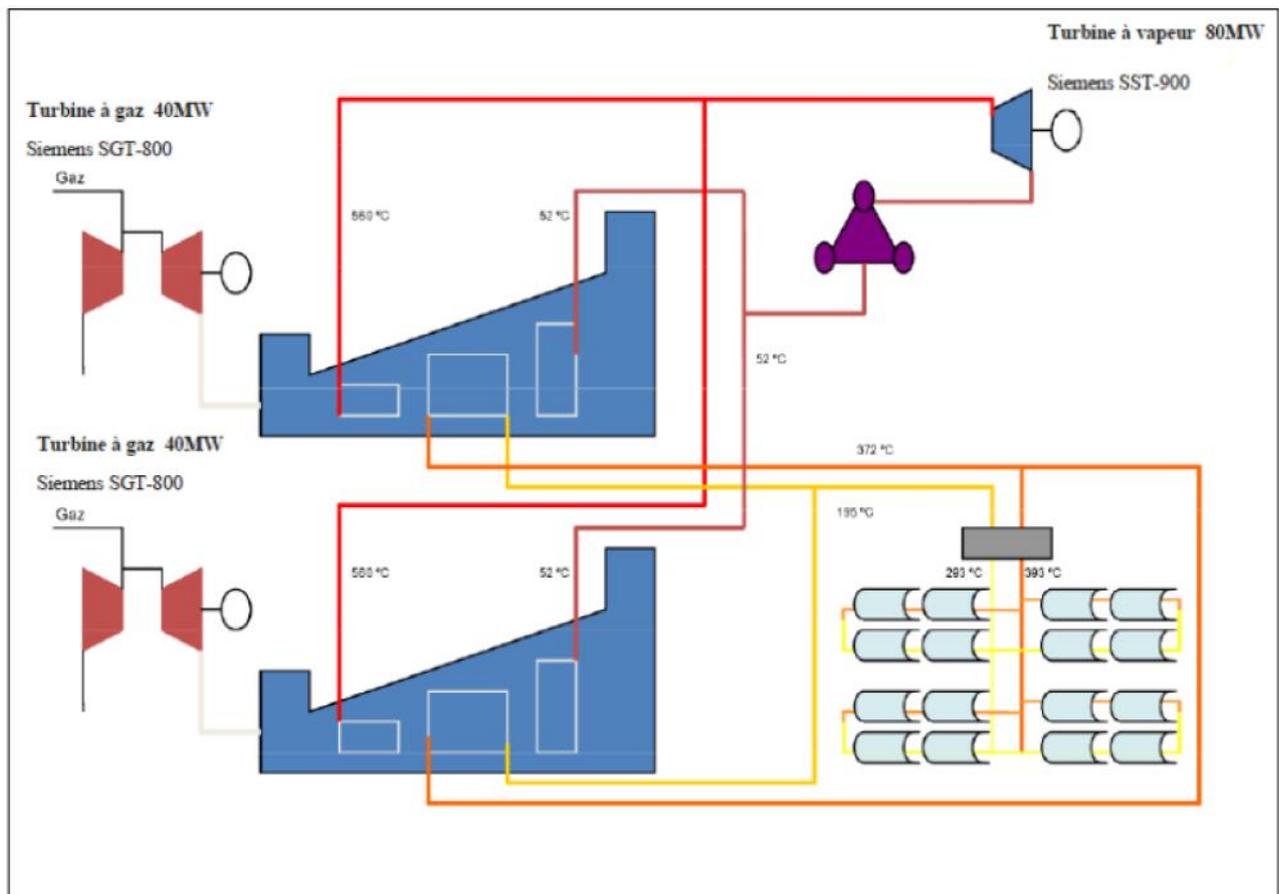
### 5.3. La centrale hybride solaire- gaz de l'Algérie (SPP1)

La première centrale solaire à concentration en Algérie est située à Hassi R'Mel, elle a commencé à produire de l'électricité au milieu de l'année 2011.

L'hybridation du gaz avec le solaire est réalisée par l'intégration de collecteurs cylindro-paraboliques dans une centrale à cycle combiné (ISCCS) composée de deux turbines à gaz identiques du modèle SGT-800, et une turbine à vapeur du modèle SST-900. Les deux chaudières de récupérations sont à un seul niveau de pression et sans réchauffage. Chaque chaudière est équipée d'un brûleur auxiliaire.

Le champ solaire comprend 224 collecteurs cylindro-paraboliques de 150 m chacun, assemblés en 56 boucles, avec 4 collecteurs par boucle, sur une surface totale d'environ 183 120 m<sup>2</sup>. Le collecteur est de technologie ET-150 ; aligné sur une ligne nord-sud, il suit le soleil suivant un seul axe de l'est à l'ouest. Le HTF circulant en boucle dans le champ solaire est l'huile synthétique; Therminol VP-1 (Besma, 2014; Derbal, 2014; Khaldi, 2012).

La puissance solaire de sortie est basée sur la valeur moyenne de DNI considérée comme 751 W / m<sup>2</sup>. Cette intensité d'irradiation solaire est destinée à produire environ 25 MW d'énergie thermique.

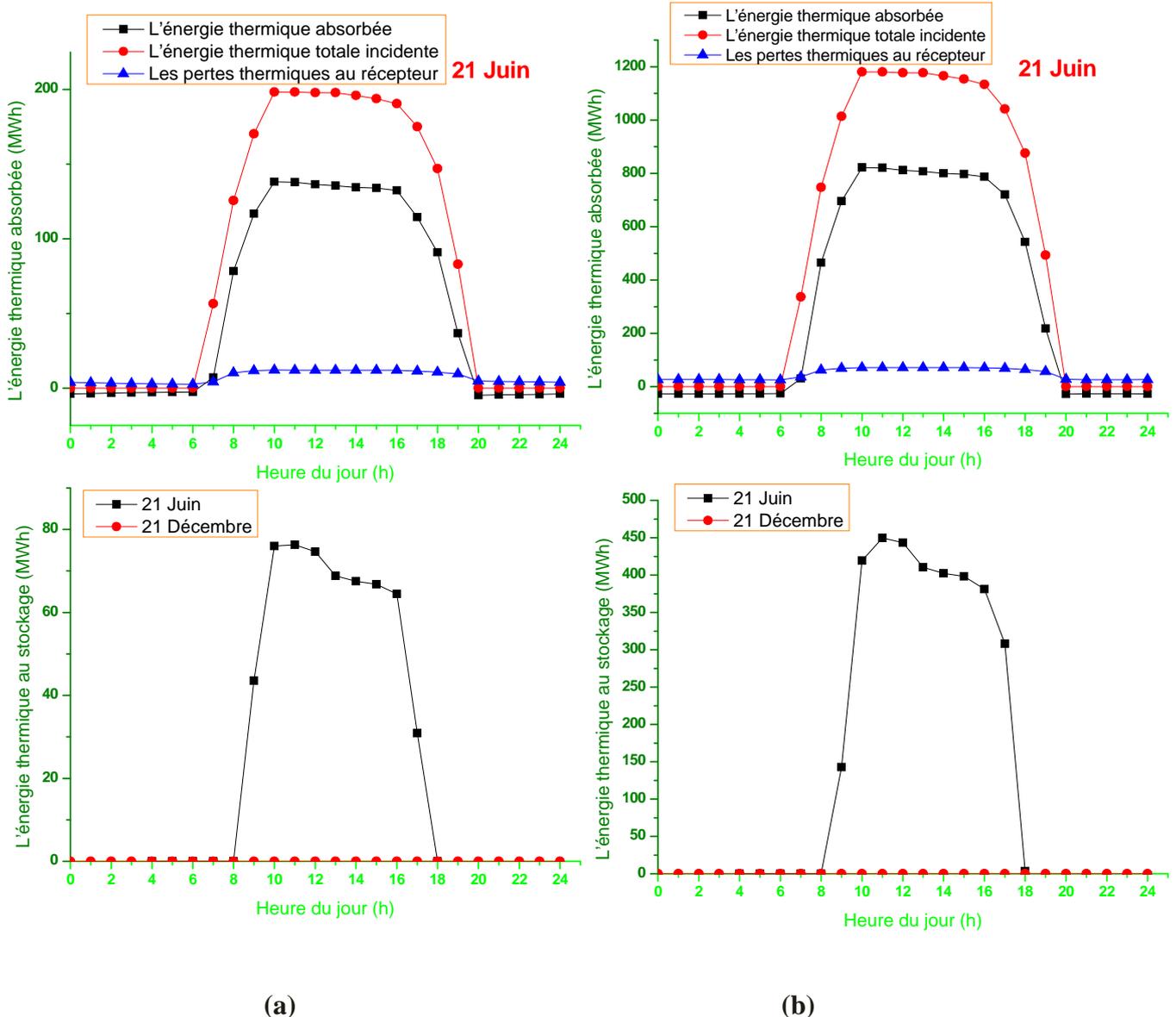


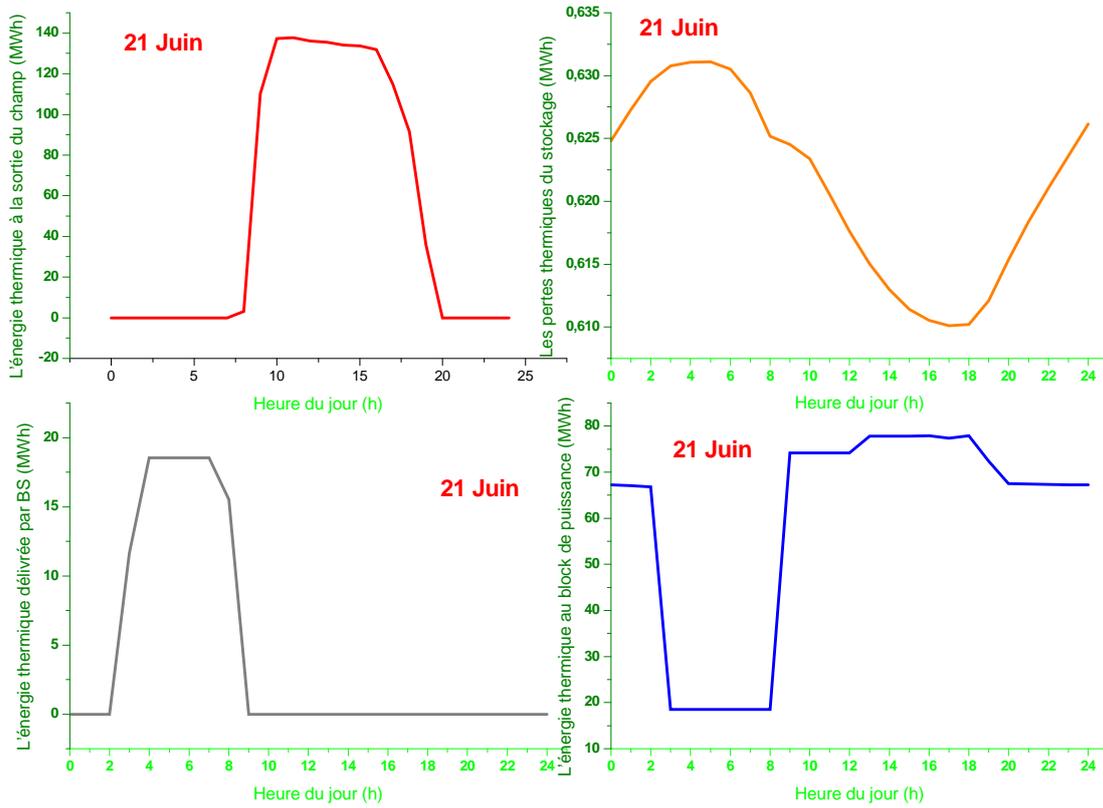
**Figure 5.10 :** Les composants de la centrale hybride SPP1 à Hassi r'mel

En charge de design, la centrale a la capacité nominale de délivrer 160 MW d'électricité, 80 MW des deux turbines à gaz et 80 MW de la turbine à vapeur. La part de l'énergie solaire est de 14% ; environ 22 MW de l'électricité est d'origine solaire. En effet, le générateur de vapeur solaire fournit 49 906 kW de puissance thermique, sous forme de vapeur surchauffée, à la turbine de vapeur, qui reçoit en total 179 758 kW (Besma, 2014; Derbal, 2014; Khaldi, 2012).

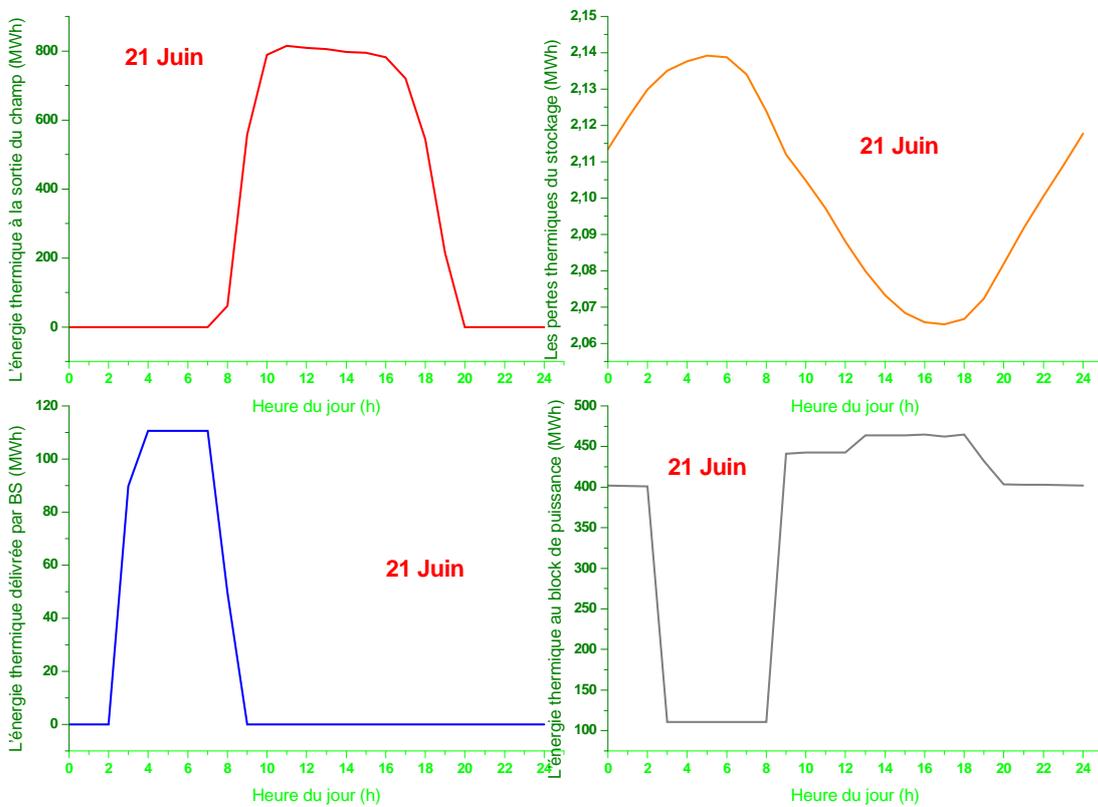
### 5.4. Le bilan énergétique de la centrale optimale avec différentes capacités

Avant de valider et comparer les résultats obtenus avec la centrale SPP1, nous avons déterminé les bilans énergétiques de la centrale cylindro-parabolique avec le modèle optimale proposé pour une même puissance que le champ solaire de SPP1( 25 MW), et même puissance totale de SPP1 (150 MW), pour les mêmes deux journées choisies précédemment..





(a)



(b)

Figure 5.11 : Les bilans énergétique de la centrale optimale pour différentes puissances pour la journée de 21 Juin : (a) 25 MW ; (b) : 150 MW.

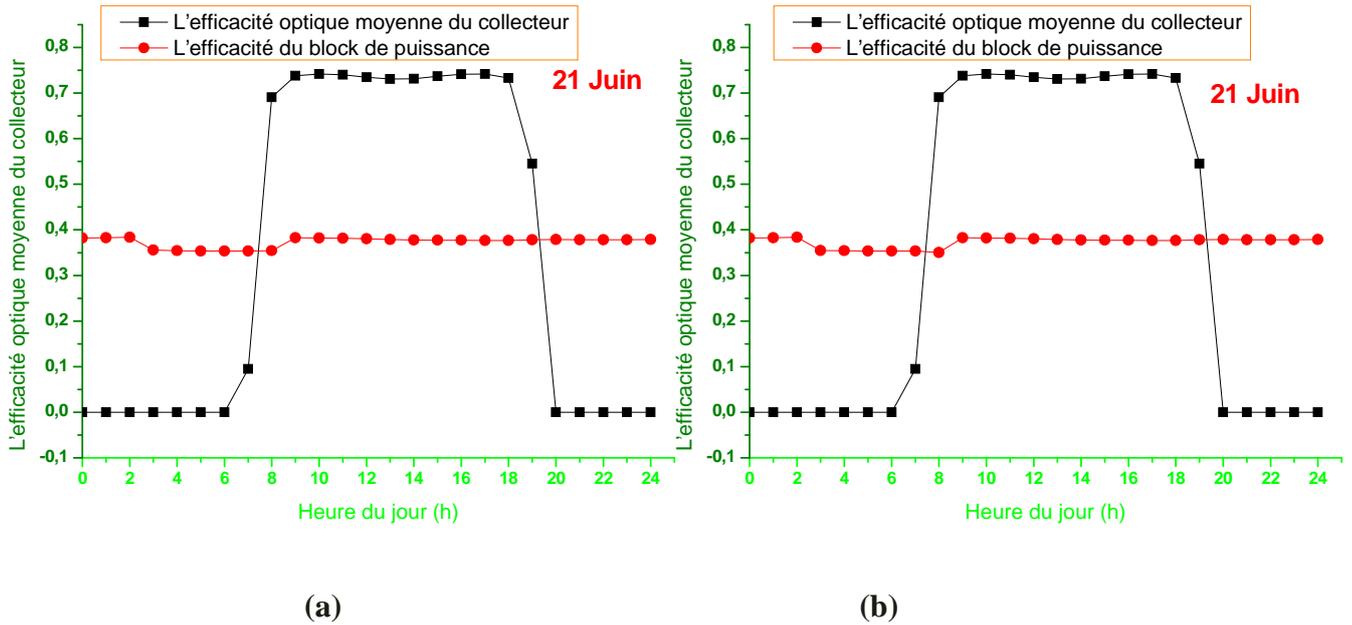


Figure 5.12 : L'efficacité optique du collecteur et l'efficacité du bloc de puissance de la centrale optimale pour différentes puissances pour la journée de 21 Juin : (a) 25 MW ; (b) : 150 MW.

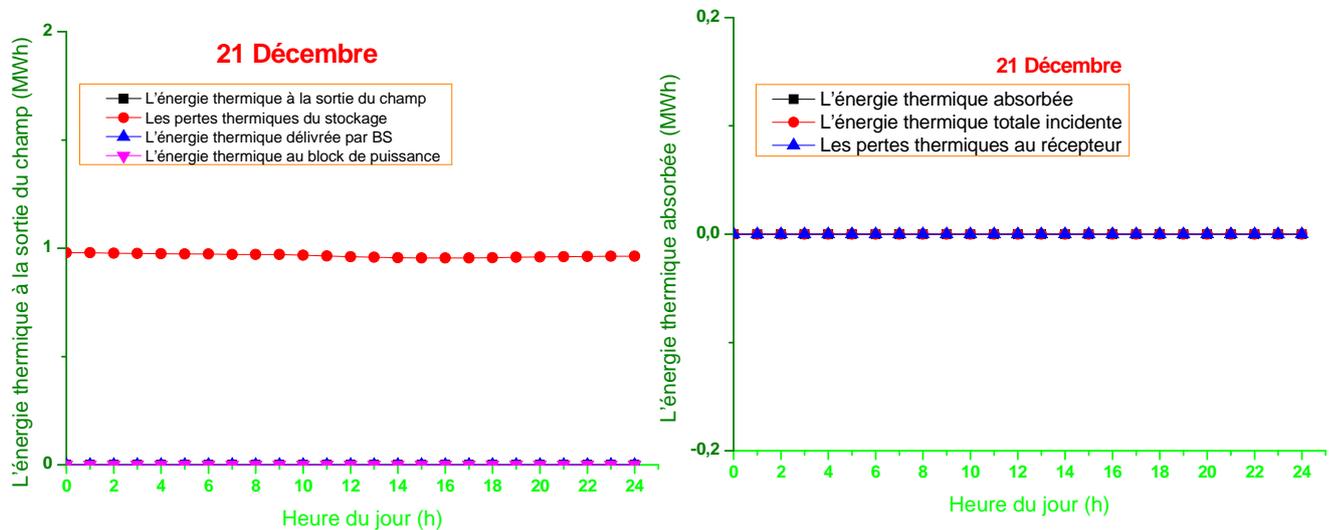
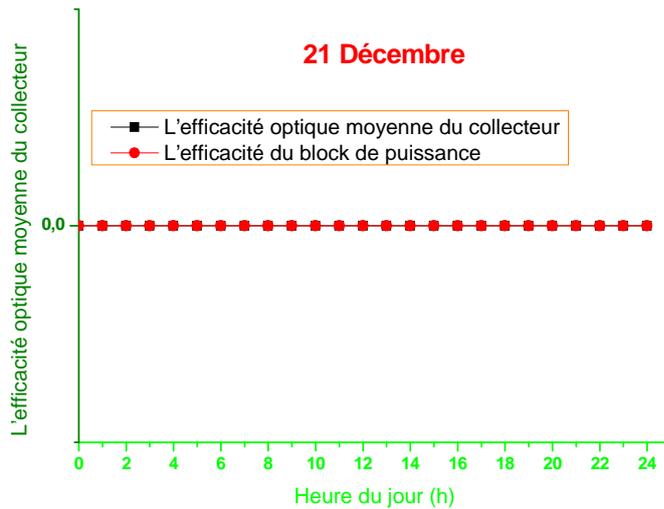


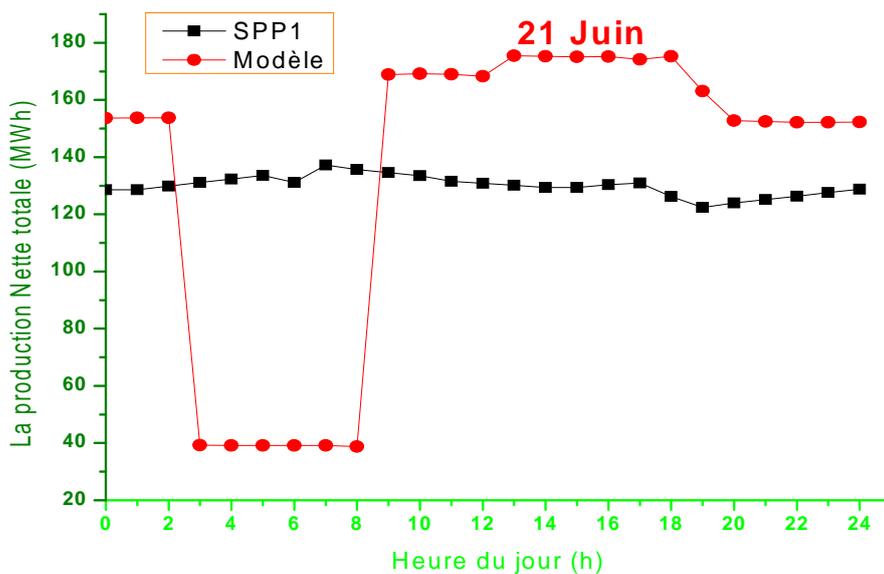
Figure 5.13 : Les bilans énergétique de la centrale optimale pour deux puissances (25 et 50 MW) pour la journée de 21 Décembre



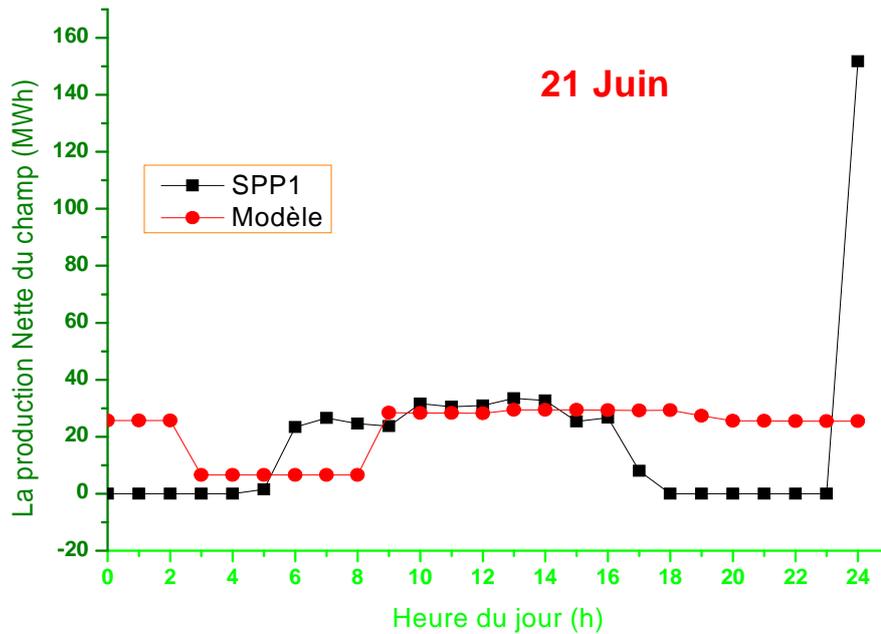
**Figure 5.14 :** L'efficacité optique du collecteur et l'efficacité du bloc de puissance de la centrale optimale pour deux puissances (25 et 50 MW) pour la journée de 21 Décembre

### 5.5. La validation des résultats avec la centrale SPP1

Le tableau ci-dessous représente les différents paramètres de comparaison, et on note que la simulation de la centrale cylindro-parabolique avec le modèle optimale est faite avec les mêmes puissances et les mêmes caractéristiques des composantes du champ solaire que la centrale SPP1. De plus, les résultats correspondant à la centrale SPP1 sont donnés dans l'offre commerciale de la société responsable pour l'implantation (ABENER) et sont considérés comme des performances minimales garanties pour le consommateur.



**Figure 5.15 :** La production nette totale avec le champ pour la journée de 21 Juin : la puissance du modèle optimale est 150 MW.



**Figure 5.16:** La production nette du champ solaire pour la journée de 21 Juin

**Tableau 5.3 :** Les résultats de comparaison

Les paramètres techniques	Le modèle optimale avec une capacité de 25 MW	Le modèle optimale avec une capacité de 150 MW	SPP1 (NEAL)
La surface du champ solaire (m <sup>2</sup> )	261600	1,55 *10 <sup>6</sup>	183 120
Le nombre de boucle	80	476	56
Le nombre du collecteur	320	1904	224
Le nombre du collecteur par boucle	4	4	4
Le fluide caloporteur HTF	Sel fondu Hitec solar salt	Sel fondu Hitec solar salt	Huile Therminol VP-1
Le type du collecteur	ET 150	ET 150	ET 150
L'énergie thermique à la sortie du champ (MWt)	178	1062	50
L'énergie thermique annuelle à la sortie du champ (MWt)	260*10 <sup>3</sup>	1301*10 <sup>3</sup>	180
L'efficacité de la centrale (CF %)	44	43	56
L'efficacité du champ solaire (%)	44	43	16
Heure de stockage (h)	8	8	-
La part de l'énergie solaire (%)	100	100	14
L'apport d'énergie électrique du champ solaire pendant une journée dans les conditions climatiques d'été (MWh)	560,69	3346,30	318,87
La production électrique nette totale pendant une journée dans les conditions climatiques d'été (MWh)	560,69	3346,30	3120,45

L'objectif de notre travail est de déterminer les performances optimales d'une centrale solaire CSP en Algérie, en utilisant le principe de minimisation du coût moyen actualisé d'électricité, avec une part de 100 % de l'énergie solaire. En effet, après que la décision du modèle optimale est prête, la validation de ces performances avec une centrale opérationnelle de même caractéristiques est obligatoire.

D'après les résultats de comparaison, on conclut que :

- 1- L'énergie thermique à la sortie du champ solaire de 25 MW produite par la circulation du sel fondu est trois fois plus grande que celle produite par l'huile synthétique.
- 2- Le rôle de l'utilisation des centrales solaire thermiques à concentration avec stockage est d'économiser le gaz naturel, qui pourra être utilisé dans l'augmentation du volume d'exportation surtout avec la chute des prix de pétrole. Le fonctionnement de la centrale SPP1 avec 14 % d'énergie solaire thermique permettrait d'économiser annuellement une quantité de 7 millions de mètres cubes de gaz naturel, et le fonctionnement de notre modèle proposé avec 100 % solaire permet d'économiser la totalité de la quantité de gaz utilisé par cette centrale.
- 3- Les productions électriques nettes journalières de notre modèle avec une puissance de 150 MW sont plus grandes que celle de la centrale SPP1, ce qui confirme que ces résultats sont encourageants.

## Conclusion

Les résultats de comparaison sont encourageants et confirment qu'une centrale CSP cylindro-parabolique de grande puissance avec les performances optimales de l'étude de sensibilité de notre modèle pourra remplacer les centrales existantes avec un faible coût moyen actualisé de l'électricité.

La réduction des taxes est très importante pour obtenir un faible coût moyen actualisé de l'électricité. Les gouvernements sont obligés de décider des politiques pour encourager les centrales solaires thermiques et surtout dans la région MENA.

## Références

Besma Chekchek, 2014 ; *Analyse thermodynamique d'une centrale thermique hybride solaire /gaz* ; Thèse de magister, Université hadj lakhdar Batna, Algérie.

Derbal Halima.2013, *Contribution à l'étude des centrales de puissance à concentration solaire pour la production d'énergie. Etude des perspectives de production d'hydrogène pour les piles à combustible*. Thèse de Doctorat, Université USTHB, Algérie.

Fouad Khaldi,2012, *Energy and exergy analysis of the first hybrid solar-gas power plant in Algeria*, The 25<sup>th</sup> international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems 26-29 Juin, 2012, perugia, Italy

New Energy Algeria (NEAL), *Spécifications Techniques et Valeurs Garanties*, offre commerciale n° 4D/6109. Chap.1.3, pp : 1-44. V. 10/10/2017

# Conclusion Générale

## Conclusions et Perspectives

La concentration de la puissance thermique solaire (CSP) est une technologie éprouvée, qui a un potentiel important pour un développement ultérieur et un faible coût. Les technologies avancées, la production de masse, les économies d'échelle et le fonctionnement amélioré permettront une réduction du coût de l'électricité solaire produite à un niveau compétitif.

Il existe diverses technologies CSP avec des avantages et des inconvénients différents ; les installations CSP doivent être conçues pour répondre de manière optimale aux conditions locales et régionales ; plusieurs articles traitant de ce sujet existent dans la littérature scientifique.

Dans cette étude, nous avons présenté une méthodologie pour la détermination de la conception et la configuration optimales des centrales CSP en Algérie, en fonction de différentes technologies et scénarios, en utilisant le concept de solaire multiple (SM), de stockage solaire thermique et de système de sauvegarde. Le logiciel SAM (System Advisor Model) est utilisé pour déterminer les paramètres de conception optimales (SM, efficacité CF, énergie annuelle et le coût totale installé) des centrales de puissances de 50 MW dans trois sites algériens, Tamanrasset, In Salah et Hassi r'mel, afin d'aider les investisseurs algériens à prendre des décisions et de s'assurer que l'Etat a accès à des informations actualisées et fiables sur les coûts et les performances des centrales CSP pour les intégrer dans le programme mix énergétique et diversifier les sources de production.

D'après les résultats présentés dans cette thèse, nous pouvons conclure que:

- (i) Le champ solaire de la centrale à tour (CTRSTPP) et la centrale linéaire de Fresnel (LFSTPP) dépendent de la géométrie et du coût de la maintenance du collecteur et du récepteur, ce qui est important de les optimiser afin d'améliorer et de renforcer la viabilité économique des centrales.
- (ii) La centrale thermique (LFSTPP) est en partie une solution beaucoup moins coûteuse par rapport aux autres centrales, en raison des innovations de la société NOVATEC (système de nettoyage et faible utilisation des sols en raison de l'utilisation de sa simple structure à profilés en acier standard). Il existe plusieurs paramètres de comparaison entre les technologies solaire, mais le concept du coût moyen actualisé de l'électricité (LEC) est le plus utilisé. Il varie considérablement en fonction de l'emplacement du site, de la propriété, des valeurs des termes clés de financement, des incitations financières disponibles et d'autres facteurs.

- (iii) Le refroidissement par voie humide est la meilleure technologie pour les centrales CSP sous les climats algériens.
- (iv) Le site de Tamanrasset est le plus favorable pour les centrales CSP.
- (v) Il convient de mentionner que l'incorporation d'un système de stockage d'énergie thermique (TES) dans une centrale solaire CSP nécessite un plus grand champ solaire, en raison de la chaleur nécessaire pour charger thermiquement le stockage; il est évident que plus le champ solaire est moins cher (par unité de puissance), mieux c'est pour la performance du TES.
- (vi) L'intégration du système de récupération (BS) conduit à une augmentation de l'efficacité des centrales CSP et l'énergie annuelle approximativement de 25% pour le type LFSTPP, 47% pour les centrales cylindroparaboliques (PTCSTPP) et 42% pour les centrales à tour (CTRSTPP). Le BS peut être utilisé dans d'autres applications comme la production d'hydrogène, le chauffage ... Il permet au bloc d'alimentation de fonctionner à de meilleures conditions de charge partielle.
- (vii) Parfois, le LEC devient insuffisant pour prendre une décision en comparant les technologies solaires surtout entre la PTCSTPP et la CTRSTPP ; il est alors nécessaire d'utiliser d'autres facteurs comme l'efficacité de la centrale, la production annuelle d'énergie et le coût total installé (TIC).
- (viii) Le rôle majeur du scénario financier est d'assurer la parité du coût du CSP avec les centrales fossiles. Les résultats du scénario financier proposé dans ce travail peuvent espérer aider le gouvernement algérien à décider des politiques à adopter liées à ces technologies. Il a été prouvé qu'une réduction des taxes diminue le LEC pour les technologies solaires CSP.
- (ix) Le LEC des centrales CSP est supérieur par rapport aux centrales conventionnelles fossiles et il peut être réduit en améliorant les performances (efficacité) ; l'hybridation de ces centrales avec d'autres sources d'énergie comme le gaz naturel et la biomasse en réduisant les coûts d'investissements.
- (x) La centrale thermique solaire à Tour est la meilleure sous les climats Algériens avec un LEC et un TIC minimums et un maximum d'efficacité et d'énergie annuelle produite. D'après les résultats obtenus, la centrale thermique solaire à Tour, avec une fraction de 25 % du BS et 8 heures de STE dans le site de Tamanrasset, est la solution optimale (LEC= 19 cent\$/kWh; Cout total installé= 312.7 Mio\$; l'efficacité totale= 56 % et l'énergie annuelle produite = 242 GWh /an) en Algérie.

- (xi) La centrale solaire cylindroparabolique avec 7.5 heures de stockage et 25 % du BS est la deuxième solution optimale et a tendance à fonctionner légèrement moins que la centrale thermique solaire à Tour dans le même site.

Les résultats obtenus, validés avec ceux de la centrale hybride solaire-gaz SPP1 de Hassi r'mel, sont encourageants et prouvent que les technologies CSP peuvent devenir un acteur important de la production d'électricité d'origine renouvelable dans les pays où une importante ressource énergétique solaire est disponible, telles que les régions désertiques équatoriales, la région MENA et spécialement l'Algérie.

Les technologies CSP offrent une excellente opportunité pour stimuler le développement économique local et créer des emplois. Les centrales solaires à tour, en particulier, peuvent accepter des températures très élevées avec des pertes gérables en utilisant des sels fondus comme fluide de transfert de chaleur et un medium de stockage. Cela permettra d'augmenter l'efficacité du cycle de vapeur et de réduire le coût du stockage d'énergie thermique en permettant un différentiel de température plus élevé.

## Perspectives

Pour continuer à abaisser le LEC et améliorer les performances des centrales solaires à concentration, afin de les rendre très compétitives, plusieurs axes sont à explorer dans les futures travaux, tels que :

- L'apport de l'hybridation avec d'autres sources comme le gaz et la biomasse.
- L'amélioration du système de refroidissement. En effet, l'implantation probable des centrales CSP dans les zones arides, pose le problème de leur grande consommation d'eau, en particulier pour le refroidissement, et soulève la nécessité d'améliorer les performances des systèmes de refroidissement par air ou, ce que nous proposons, l'utilisation d'une technologie de refroidissement hybride, refroidissement par voie humide et refroidissement à sec, car de cette manière les deux voies se partagent la charge du rejet de chaleur et diminue les besoins en eau.
- La nouvelle approche distribuée de la centrale solaire à Tour avec plusieurs tours semble gagner en importance en raison de leurs coûts d'installation inférieurs. Une étude de ce type de centrale sous les climats algériens est importante.
- La production directe de vapeur comme un fluide de transfert thermique est également une possibilité fréquente dans la réduction du coût d'investissement, donc de même, une étude avec cette technologie est nécessaire pour l'Algérie.

- Modélisation et optimisation de la centrale solaire linéaire de Fresnel avec des concentrateurs compacts à différents types de récepteurs et la centrale solaire à Tour avec un récepteur volumétrique puis application aux climats Algériens.
- Recherche de possibilités d'intégration du système de stockage d'énergie thermique avec une longue durée de pleine charge (jusqu'à 8 h ou plus) dans la centrale linéaire de Fresnel.

Annexe

**Tableau.1.** Les caractéristiques du collecteur ET-150

<b>Données techniques</b>	<b>valeur</b>
Surface d'ouverture réfléchissante (m <sup>2</sup> )	817.5
Largeur d'ouverture du collecteur (m)	5.75
Longueur du collecteur (m)	150
Nombre de modules par assemblage	12
Les effets géométriques	0.98
La réflectivité du miroir	0.935

**Tableau.2.** Les caractéristiques du récepteur schott PTR 70-2008

<b>Données techniques</b>	<b>valeur</b>
Diamètre intérieur de l'enveloppe de verre (m)	0.115
Diamètre extérieur de l'enveloppe de verre (m)	0.12
Type de matériau de l'absorbeur	304L
Diamètre intérieur du tube absorbant (m)	0.066
Diamètre extérieur du tube absorbant (m)	0.07

**Tableau.3.** Les caractéristiques du concentrateur de Novatec

<b>Données techniques</b>	<b>valeur</b>
Surface d'ouverture des réflecteurs primaires (m <sup>2</sup> )	513,6
Hauteur du réflecteur primaire (m)	0,75-1,05
Les erreurs de poursuite	1
La saleté des miroirs	0.97
Les effets géométriques	1
La réflexion du miroir	1

**Tableau.4.** Les caractéristiques de l'héliostat de Type 394(Sandia)

<b>Données techniques</b>	<b>valeur</b>
Les erreurs optiques générales	0 .67
Disponibilité de l'héliostat	0.99
Erreur d'image (rad)	0.00153
La saleté des miroirs	0.9
La réflexion du miroir	0.9

**Tableau.5.** Les caractéristiques du récepteur externe de Type 395 (Sandia)

<b>Données techniques</b>	<b>valeur</b>
Diamètre extérieur du tube (mm)	40
Nombre des panneaux	20
L'emittance de la surface sélective	0.88
Flux max (kWt/m <sup>2</sup> )	100
L'absorption de la surface sélective	0.94

**Tableau.6.** Les caractéristiques du récepteur à cavité de Type 495 (Ciemat)

<b>Données techniques</b>	<b>valeur</b>
Diamètre extérieur du tube (mm)	40
L'épaisseur du tube (mm)	1.25
Température max (°C)	350
Flux max (kWt/m <sup>2</sup> )	100
L'absorption de la surface sélective	0.94

## **Publications et Communications liés au sujet de la thèse**

### **a- Publications:**

1-« **Methodology of determining the optimum performances of future concentrating solar thermal power plants in Algeria**»; Energy 122 (2017) 801-810;  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.056>.

2-«**Sizing analysis of linear Fresnel solar thermal power plant in Algeria**»; Energy Procedia 93 (2016) 19 – 24; Doi: 10.1016/j.egypro.2016.07.144.

3- «**Two Axes Sun Tracking System for Heliostat in Algeria**»; Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEED); Vol. 4, No. 1, March 2016, pp. 54~64 ; ISSN: 2089-3272, DOI: 10.11591/ijeel.v4i1.187. (**Scopus**).

4-«**A Predictive Performance of Future Central Tower Receiver and Linear Fresnel Solar Thermal Power Plants in Algeria**»; 3ème Conférence Internationale des Energies Renouvelables CIER-2015; Proceedings of Engineering and Technology - PET

5- «**Economical analysis of Fresnel power plant model in Algeria** «; Pinnacle Advanced Physics; Volume 2014, Article ID pap\_109, 5 Pages, 2014.

### **b-Communications :**

1- **Modélisation d'un système de poursuite solaire à deux axes à base d'un PIC 16f876 ; JST9, 08-10 avril 2013, SONATRACH, Algérie.**

2- **A Comparative Analysis between Future Central Tower Receiver and Parabolic Trough Concentrating Solar Thermal Power Plants: Optimization and Economic Assessment for Algerian Climates; Africa-EU Symposium on Renewable Energy Research and Innovation (RERIS16); Tlemcen, Algeria 8-10 March 2016.**

3-«**Analyse technico-économique d'une centrale solaire à concentration de type Fresnel** » ; SIENR 2016, 24-25 octobre 2016, Ghardaïa, Algeria.

### **Certification:**

**Article Review:** Applied energy journal; October 2016.