



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique



Université Akli Mohand Oulhadj – Bouira  
Faculté des Sciences Appliquées  
Département de Génie Mécanique

## Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master en :

**Filière : Génie Mécanique**

**Option : Energétique**

Présenté par :

**Rahal islam**

**Belazouzi Mohamed Akram**

**Titre :**

Analyse des Performances des Centrales Solaires Cylindro-  
Paraboliques :  
Étude de cas de la Centrale Hybride de Hassi R'mel

Soutenu le 25/06/2025

Devant le jury composé de :

Mr. Lekhal Rachid

Université de Bouira – Encadreur

Mr. Merzak Dahmane

Université de Bouira – Co-encadreur

Mr. Merzouk

Université de Bouira – Président du jury

Mr. Laouari

Université de Bouira –Examineur

Année Universitaire 2024/2025

بسم الله الرحمن الرحيم وصلاة وسلام على رسول الله اما بعد نحمد الله تعالى على نعمة العلم وعلى

منحنا الصبر والإرادة لإتمام هذا العمل

## *Remerciements*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à nos parents et à nos proches pour leurs sacrifices inestimables, leur aide constante, leur soutien moral et leurs encouragements indéfectibles tout au long de notre parcours.*

*Nos sincères remerciements s'adressent également à notre encadreur :*

*-Mr. Lekhal.Rachid;*

*-Mr. Marzak Dahmane;*

*Pour leur disponibilité, leur accompagnement précieux, leurs conseils éclairés et la qualité de leurs orientations qui ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.*

*Nous remercions chaleureusement les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce mémoire et pour l'attention portée à notre travail.*

*Nos remerciements vont aussi à l'ensemble de nos enseignants du département de 'Génie Mécanique', qui nous ont transmis leur savoir et accompagné durant notre formation.*

*Nous adressons également notre reconnaissance à tout le personnel du Centre des Énergies Hybrides de Hassi R'mel, pour leur accueil, leur collaboration et leur soutien technique. Nous exprimons particulièrement notre gratitude aux ingénieurs :*

*-Lemnounour Massoud ;*

*- Sebagh Zinedine ;*

*- Djamel Tandjaoui ;*

*Pour leur assistance précieuse, leur disponibilité et leur professionnalisme, qui ont été d'un grand apport dans la concrétisation de ce projet.*

*Enfin, nous remercions vivement toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.*

## DÉDICACES

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers mes parents pour leur soutien indéfectible et je prie pour leur longue vie. J'adresse un salut à mon frère Adam et à ma sœur, la source de ma joie, ainsi qu'à ma grand-mère, notre précieux cadeau dans ce monde, mais aussi à tous mes oncles, tantes et à chaque membre de notre vaste famille.*

*Son dévouement apporte bonheur et joie à tous mes amis, chacun à sa manière.*

*Un salut à mon binôme, Rahal Islam*

*Belazouzi Mohamad Akram*

# DÉDICACES

Je dédie ce travail :

*À ma chère mère,  
À mon cher père,*

Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.

*À ma chère grand-mère  
À mon cher grand-père  
À mes frères  
À mes sœurs  
À mes oncles  
À mes cousins*

*Pour leurs soutiens moraux et  
Leurs conseils précieux tout au long de mes études.*

*À mon cher binôme,  
Belazouzi Mohamed Akram*

Pour leurs aides et supports dans les *moments* difficiles.

*À tout ma famille*

*À tous mes chers amis*

*Pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.  
À tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.*

***Rahal Islam***

تتناول هذه الدراسة تحليل آلية عمل محطات الطاقة الشمسية الأسطوانية-القطع المكافئ، مع التركيز على حالة محطة حاسي الرمل الهجينة كنموذج لإنتاج الطاقة الحرارية-الشمسية. يهدف البحث إلى تقييم أداء أنظمة التركيز الشمسي عند دمجها مع مصادر الطاقة التقليدية، بالإضافة إلى تحليل الكفاءات الحرارية والمكاسب الطاقة. تشمل الجوانب الرئيسية تحسين معاملات التشغيل تحت أنماط تشغيلية متنوعة، وإدماج إنتاج الطاقة الشمسية في الشبكات الهجينة. كما تسعى هذه الدراسة إلى اقتراح سبل لتحسين الكفاءة الطاقة للمنشآت.

الكلمات المفتاحية: أنظمة التركيز الشمسي، محطات الطاقة الهجينة، الكفاءة الحرارية، سائل نقل الحرارة، تحسين الطاقة.

## Résumé

Ce travail présente une étude théorique et numérique du comportement thermique d'un capteur cylindro-parabolique en régime transitoire, appliquée à la centrale hybride de Hassi R'mel. Une modélisation détaillée des échanges thermiques internes et externes a été développée et résolue par la méthode de Newton-Raphson.

Les résultats ont été validés par comparaison avec les mesures expérimentales du site, en tenant compte de diverses conditions opératoires. Deux stratégies d'optimisation ont été proposées : la réduction de la température de maintien nocturne du fluide à 12 °C, et l'adoption d'une recirculation en boucle fermée au démarrage. Enfin, l'intégration d'un stockage thermique à sels fondus est suggérée pour améliorer la flexibilité du système.

**Mots-clés :** systèmes de concentration solaire, centrales hybrides, régime transitoire, recirculation, stockage thermique.

## Abstract

This study presents a theoretical and numerical investigation of the thermal behavior of a parabolic trough collector under transient conditions, applied to the Hassi R'mel hybrid power plant. A detailed heat transfer model was solved using the Newton-Raphson method.

The model was validated against experimental data under various operating conditions. Two improvement strategies are proposed: lowering the fluid's nocturnal maintenance temperature to 12 °C and implementing closed-loop recirculation at startup. The addition of molten salt thermal storage is also recommended to enhance system flexibility.

**Keywords:** solar concentration systems, hybrid power plants, transient regime, recirculation, thermal storage.

# SOMMAIRE

Page de garde .....	1
Remerciements .....	2
DÉDICACES .....	3
ملخص.....	5
Introduction Générale.....	14

## **Chapitre I: Généralités sur L'énergie solaire**

I.1 Introduction.....	16
I.2 Soleil .....	16
I.2.1 L'énergie solaire .....	17
I.3 Constante solaire.....	18
I.4 Rayonnement solaire.....	18
I.4.1 Différents types de radiations solaires .....	19
I.5 Éléments géométriques .....	20
I.5.1 Déplacement de la terre.....	20
I.5.1.1 Terre effectue une orbite autour du Soleil.....	20
I.5.1.2 Terre effectue une rotation sur son propre axe.....	20
I.6 Paramètres de position du soleil .....	21
I.6.1 Coordonnées équatoriales .....	21
I.6.2 Coordonnées géographiques .....	24
I.6.3 Coordonnées horizontales .....	26
I.6.3.1 Hauteur (h) .....	26
I.6.3.2 Azimut ( $\alpha$ ) .....	26
I.7 Temps Solaire Vrai (TSV).....	27
I.8 Durée et Taux d'ensoleillement .....	29
I.8.1 Durée d'ensoleillement .....	29
I.8.2 Taux d'ensoleillement .....	29
I.9 Gisement solaire en Algérie .....	29
I.10 Modèles d'évaluation d'irradiation totale.....	30

I.11 Conclusion .....	33
-----------------------	----

## **Chapitre II Centrales solaires à concentration**

II.1 Introduction .....	35
II.2 Définition.....	35
II.3 Systèmes de concentration solaire.....	35
II.3.1 Classification des technologies de concentration.....	35
II.4 Types de centrales à concentration solaire.....	38
II.4.1 Centrales solaires à miroirs cylindro-paraboliques .....	38
II.4.2 Centrales solaires à miroirs de Fresnel .....	39
II.4.3 Centrale solaire à tour .....	41
II.4.4 Les centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling).....	43
II.5 Les centrales hybrides solaire/combustible .....	46
II.6 Éléments essentiels d'un système hybride solaire/combustible.....	47
II.7 Conversion thermo-solaire .....	48
II.8 Fluides Caloporteurs.....	49
II.9 Conclusion.....	50

## **Chapitre III: Les Centrales solaires cylindro-paraboliques**

III.1 Présentation de C.S.H.H.R et la Bilan thermiques.....	52
III.2 Collecteur cylindro-paraboliques .....	60
III.3 Cycle de turbine à gaz .....	65
III.4 Turbine à vapeur.....	67
III.5 Centrale à cycle combiné .....	69
III.6 Transfert Chaleur.....	70
III.6.1 Conduction .....	70
III.6.2 Convection .....	70
III.6.3 Rayonnement .....	71
III.7 Champ solaire.....	72
III.8 Bilan thermique.....	72
III.9 Pertes thermiques .....	79

## SOMMAIRE

III.10 Puissance utile $q_{\text{utile}}$ .....	80
III.11 Rendement du concentrateur ccp solaire .....	80
III.11.1 Rendement optique .....	80
III.11.2 Rendement thermique .....	80
 <b>Chapitre IV: Résolution mathématique et présentation des résultats</b>	
IV.1 Introduction .....	83
IV.2 Résolution mathématique du système d'équations.....	83
IV.2.1 Résolution optique .....	83
IV.2.2 Résolution Thermique .....	83
IV.3 Présentation du modèle mathématique issu des bilans thermiques :.....	86
IV.3.1 Fluide caloporteur .....	86
IV.3.2 Pour l'absorbeur .....	87
IV.3.3 Pour la vitre .....	88
IV.3.4 Systèmes sous la forme matricielle : .....	89
IV.1 Organigramme de calcul pour la partie thermique .....	90
IV.2 Comparatif le modal de Capdéron vs Mesures réelle de Hassi R'mel.....	91
IV.3 Présentation des résultats de simulation du champ solaire.....	93
IV.3.1 Validations de modèle .....	93
IV.3.1 Erreur relative .....	94
IV.3.2 Profils des températures .....	96
IV.3.4 Les Puissance de champ solaire .....	98
IV.3.5 Rendement thermique en (%) .....	101
IV.4 Analyse du fonctionnement global du champ solaire de Hassi R'mell .....	103
IV.4.1.1 Introduction.....	103
IV.4.1.2 Stratégie de fonctionnement actuelle : maintien nocturne .....	103
IV.4.1.3 Optimisation proposée : température minimale et recirculation .....	104
IV.4.1.4 Intégration d'un système de stockage thermique .....	104
IV.4.1.5 Tableau récapitulatif.....	105
Conclusion Générale .....	108



# Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
$I_0$	Constante solaire	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_d$	Rayonnement direct normal	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_s$	Rayonnement diffus	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_g$	Rayonnement global	[W/m <sup>2</sup> ]
$\delta$	Angle de déclinaison solaire	[Degrés]
$\omega$	Angle horaire	[Degrés]
$\varphi$	Latitude	[Degrés]
$L$	Longitude	[Degrés]
$Z$	Altitude	[m]
$h$	Hauteur du soleil	[Degrés]
$a$	Azimuth	[Degrés]
TSV	Temps solaire vrai	[Heure]
TSM	Temps solaire moyen	[Heure]
TU	Temps universel	[Heure]
TL	Temps local	[Heure]
ET	L'équation du temps	[Heure]
$T_e$	Durée de l'ensoleillement	/
$C_s$	Rayonnement terrestre sur une surface horizontale	[W/m <sup>2</sup> ]
$\tau_D$	Facteur de transmission du miroir	/
$T_L^*$	Facteur de trouble atmosphérique de Link	/
$T_0$	Trouble dû à l'absorption gazeuse	/
$T_1$	Trouble correspond à l'absorption par les gaz de l'atmosphère	/
$T_2$	Terme relatif à la diffusion par les aérosols couplée	/
$A_{he}$	L'alternance hiver-été et n le numéro du jour.	/
$I_r$	Rayonnement réfléchi	[W/m <sup>2</sup> ]
$\dot{W}_c$	Puissance échangée du compresseur	[W]
$\dot{Q}_{cc}$	Puissance échange du la chambre de combustion	[W]
$\dot{W}_t$	Puissance échangée dans la turbine	[W]
$\dot{W}_p$	Puissance échangée dans la pompe	[W]

## Nomenclature

$\eta_{tg}$	Rendement d'une turbine à gaz	[%]
$\eta_{tv}$	Rendement d'une turbine à vapeur	[%]
$\theta$	L'angle d'incidence	[Degrés]
$\dot{Q}_{cond}$	Chaleur échangée dans le condenseur	[W]
$\dot{Q}_{cd}$	Flux de chaleur transmis par conduction	[W]
$\dot{Q}_{cv}$	Flux de chaleur transmis par convection	[W]
$\dot{Q}_r$	Flux de chaleur transmis par rayonnement	[W]
$P_c$	Puissance de champ solaire	[W]
$Nu$	Nombre de Nusselt	/
$Re$	Nombre de Reynolds	/
$Pr$	Nombre de Prandel	/
$Ra$	Nombre de Rayleigh	/
$\dot{Q}_p$	Pertes thermique	[W]
$T_a$	Température ambiante	[K]
$T_c$	Température ciel	[K]
$\dot{Q}_u$	Puissance utile transmise au fluide caloporteur.	[W]
$\dot{Q}_a$	Puissance solaire absorbée par le récepteur	[W]
$PCI$	Pouvoir Calorifique Inférieur	[KJ/kg]
$F$	Facteur de forme radiatif	/
$\eta_{op}$	Le rendement optique	[%]
$\eta_{th}$	Le rendement thermique	[%]
$n$	Nombre de jours	/
$\omega_L$	L'angle horaire de lève du soleil	[Degrés/Heure]
$\sigma$	Constant de Stefan-Boltzmann	[W/m <sup>2</sup> K <sup>-4</sup> ]
$h$	Coefficient de transfert de chaleur par convection	[W/m <sup>2</sup> K]
$\lambda$	Conductivité thermique	[W/m K]
$\varepsilon$	L'émissivité	/
$\varphi_{sv}$	La densité de flux solaire concentrée de la vitre	W
$\varphi_{sr}$	La densité de flux solaire concentrée de l'absorbeur	W
$\beta$	Coefficient de la dilatation thermique	K <sup>-1</sup>

## Nomenclature

CCP	Concentrateur cylindre parabolique
DNI	Direct Normal Irradiance
PV	Panneaux photovoltaïques
EMS	Energy Management System
CSHHR	Centrale solaire hybride Hessi R'mel
GVS	Générateur de vapeur solaire
HTF	Heat Transfer Fluide
HRSG	Heat Recovery Steam Generators
CTMCP	Centrale Thermique à Miroirs Cylindro-Paraboliques
CSP	Concentrated Solar Power
DECO	Économiseur basse pression (Drum Economizer)
ECO	Économiseur haute pression (Economizer)
DEVA	Évaporateur basse pression (Drum EVAPorator)
EVA	Évaporateur haute pression (Evaporator)
SHE	Surchauffeur
ACC	Air-Cooled Condenser

## 1. Les figures

Figure I-1: Les types rayonnement solaire .....	19
Figure I-2: Longitude & Latitude.....	25
Figure II-1:Centrales solaires à miroirs de Fresnel [23] .....	40
Figure II-2: Centrale solaire à tour [26] .....	42
Figure II-3: Les centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling) [29] .....	43
Figure III-1: Hassi R'Mel C.S.H.H.R.....	52
Figure III-2: Champ solaire Nord & Chaudières 'HRSG' .....	54
Figure III-3: champ Sud .....	54
Figure III-4: Image réelle de la TAG SGT-800. ....	55
Figure III-5: Image réelle de la turbine à vapeur SST-900.....	56
Figure III-6: Générateur de vapeur solaire (GVS) .....	58
Figure III-7 : collecteur cylindro-parabolique.....	60
Figure III-8: boucle .....	60
Figure III-9:principe d'une turbine à gaz.....	65
Figure III-10: principe d'une Conduction.....	70
Figure IV-1: principe de méthode Newton Raphson.....	84
Figure IV-2: discrétisation géométrique monodimensionnel .....	85
Figure IV-3: principe de schéma explicite [5].....	86
Figure IV-4: Comparati de " Capdéron vs Mesures HR" .....	91
Figure IV-5: Sumilation & mesures .....	94
Figure IV-7: Erreur relative pour les qui rassemble quatre jours .....	95
Figure IV-8: Illustre l'évolution temporelle .....	96
Figure IV-9: les Puissances de champ solaire .....	99
Figure IV-10: l'évolution du rendement.....	101

## 2. Les tableaux

Tableau I-1: composants du soleil	16
Tableau I-2: les caractéristique de solaire	17
Tableau I-3:Potentiel solaire en Algérie	30
Tableau I-4 : Coefficients de Rayonnement selon les conditions climatiques	31
Tableau III-1: Paramètres de la turbine à gaz	55
Tableau III-2: Paramètres de la turbine à vapeur.	56
Tableau III-3: Paramètres du Chaudières HRSG.	57
Tableau III-4: Caractéristiques de " HTF"	64
Tableau III-5: Propriétés optiques du collecteur LS2	78
Tableau IV-1:récapitulatif	106

## 3. Les schémas

schéma I-1: mouvement la terre sur le soleil [7] .....	20
schéma I-2: Variation de la déclinaison Solaire( $\delta$ ) [8] .....	21
schéma I-3: Coordonnées équatoriales.....	22
schéma I-4: Angle d'incidence .....	22
schéma I-5: Poursuite " E-O H " & " N-S H " [9].....	24
schéma I-6: Latitude " $\phi$ " (coordonnées Géographiques) .....	25
schéma I-7: coordonnées horizontales .....	27
schéma II-1: classification des technologies de concentration .....	36
schéma II-2: concentrateurs cylindro-paraboliques .....	38
schéma II-3: Section vertical de miroirs de Fresnel.....	40
schéma II-4: Centrale solaire à tour [27].....	42
schéma II-5: capteurs paraboliques (Dish-Stirling) [30].....	44
schéma II-6: global de la conversion thermo-solaire [31] .....	45
schéma II-7: Comparaison des technologies solaires à concentration [35] .....	46
schéma II-8: CSP fonctioné par Cycle combiné de vapeur [27] .....	47
schéma III-1: Conception du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel .....	53
schéma III-2: bloc de puissance .....	53
schéma III-3: principe d'un fonctionnement pour central hybride solaire de Hassi R'Mel.....	58
schéma III-4: Champ solaire .....	59
schéma III-5: Les composants de champ solaire.....	59
schéma III-6: Disposition du tube récepteur et des pertes .....	61
schéma III-7: Géométrie du miroir cylindro-parabolique .....	61
schéma III-8: Tube récepteur .....	63
schéma III-9: cycle de Turbine à gaz .....	65
schéma III-10: cycle Turbine à vapeur.....	67
schéma III-11: principe d'un cycle combiné.....	69
schéma III-12: Transfert par convection .....	71
schéma III-13: bilan énergétique d'un élément x du collecteur CP (coupe axiale et radiale).....	73
schéma IV-1: l'organigramme de calcul .....	90

# Introduction Générale

L'énergie solaire, issue de la fusion nucléaire qui s'opère au cœur du Soleil, représente la source d'énergie la plus abondante et la moins polluante à l'échelle planétaire. Chaque heure, l'astre fournit à la Terre une énergie équivalente à la consommation mondiale annuelle, dont seulement une fraction minime est captée aujourd'hui. Les technologies de conversion de cette ressource se sont diversifiées : photovoltaïque, chauffage solaire à capteurs plats, et surtout concentration solaire thermodynamique (CSP), aptitude à générer de la vapeur à haute température pour la production d'électricité ou divers procédés industriels. (Duffie & Beckman, 2013).

Les systèmes CSP exploitent des miroirs ou lentilles pour concentrer le rayonnement direct sur un fluide caloporteur, atteignant des températures de 200 à 400 °C. Parmi les configurations linéaires, le capteur cylindro-parabolique est le plus mature techniquement et économiquement, tandis que les systèmes à point focal (tours à héliostats, paraboles Stirling) offrent des niveaux de concentration plus élevés (Kalogirou, 2004). Cependant, la variabilité diurne et météorologique du rayonnement solaire exige souvent des solutions hybrides qui associent CSP et combustibles fossiles, afin de garantir une production électrique continue et une meilleure flexibilité de gestion de réseau (Amer, Vega, & Behnia, 2007).

La centrale hybride de Hassi R'Mel, qui combine l'énergie solaire et le gaz naturel, a été opérationnelle depuis avril 2011. Une première mondiale en Algérie et l'une des rares installations de ce type au Maghreb. D'une puissance installée de 150 MW dont 25 MW fournis par le champ solaire cylindro-parabolique, elle illustre les défis et opportunités de l'intégration CSP dans un contexte de mix énergétique dominé par le gaz naturel. Ce mémoire s'articule sur les chapitres suivants :

Le premier chapitre s'attache à présenter les principes fondamentaux du rayonnement solaire ainsi que les principales géométries de concentration utilisées dans les systèmes solaires à concentration. Le deuxième chapitre explore les différentes technologies de la filière CSP, en mettant en lumière le fonctionnement particulier de la centrale hybride de Hassi R'Mel. Le troisième chapitre est dédié au dimensionnement et à la modélisation thermique du collecteur cylindro-parabolique, tandis que le quatrième chapitre porte sur la résolution numérique du bilan thermique et l'interprétation des résultats obtenus. Ce travail cherche à apporter une contribution utile à la compréhension et à l'analyse du fonctionnement des centrales solaires à collecteurs cylindro-paraboliques, avec une application particulière à la centrale solaire hybride de Hassi R'Mel.

# Chapitre I : Généralités sur L'énergie solaire

## I.1 Introduction

L'énergie solaire est la forme d'énergie renouvelable la plus utilisée. Disponible, proposant une utilisation directe et simple, sans besoin d'intermédiaires. Pour optimiser son utilisation, il est crucial de comprendre la position solaire dans le ciel selon l'endroit et le moment. Il est nécessaire de déterminer les horaires de lever et de coucher du soleil, ainsi que sa trajectoire quotidienne, pour comprendre des paramètres cruciaux tels que la durée maximale d'ensoleillement et l'irradiation totale reçue. Ce chapitre présente les quantités astronomiques et géographiques ainsi que le rayonnement direct, diffus et global pour mieux appréhender ces éléments essentiels.

## I.2 Soleil

Le Soleil est une étoile naine jaune âgée d'environ 4,5 milliards d'années, constituée principalement d'hydrogène et d'hélium. Situé au centre de notre système solaire, il se trouve à environ 150 millions de kilomètres (93 millions de miles) de notre planète, et il est l'unique étoile de notre système. Son énergie est essentielle à la vie sur Terre, rendant possible l'existence des écosystèmes tels que nous les connaissons. Avec un diamètre d'environ 1,4 million de kilomètres (865 000 miles), le Soleil ne possède pas de surface solide comme les planètes rocheuses et leurs lunes. La couche visible du Soleil est appelée photosphère, un terme signifiant "sphère lumineuse". C'est la région qui émet la majorité de la lumière visible et que nous percevons depuis la Terre.

[1]

**Tableau I-1: composants du soleil [2]**

Component	Percentage
Hydrogène	73%
Hélium	25%
Oxygène	0.80%
Carbon	0.36%
Iron.	0.16%
Néon	0.12%
Nitrogène	0.09%
Silicon	0.07%
Magnésium	0.05%
Sulphur	0.04%
Others combined	0.31%



Tableau I-2: les caractéristique de solaire [3]

Diamètre (km)	$14 \times 10^5$
Masse (kg)	$2 \times 10^{30}$
Surface ( $\text{km}^2$ )	$6,09 \times 10^{12}$
Volume ( $\text{km}^3$ )	$1,41 \times 10^{18}$
Masse volumique moyenne ( $\text{kg/m}^3$ )	1408
Vitesse (km/s)	217

### I.2.1 L'énergie solaire

L'énergie solaire est une forme d'énergie générée par le Soleil, découlant de la fusion nucléaire qui se déroule en son cœur. Ce phénomène se produit lorsque les protons des atomes d'hydrogène entrent en collision à très haute température et fusionnent pour former un atome d'hélium. Ce processus, appelé réaction en chaîne PP (Proton-Proton), libère une immense quantité d'énergie. Chaque seconde, le Soleil convertit environ 620 millions de tonnes d'hydrogène en hélium, maintenant ainsi une production constante de chaleur et d'énergie. Ce mécanisme est commun aux étoiles de taille similaire, qui possèdent une température interne avoisinant 4 millions de degrés Kelvin (soit environ 4 millions de degrés Celsius ou 7 millions de degrés Fahrenheit). La fusion nucléaire, via la réaction en chaîne PP ou le cycle CNO (Carbone-Nitrogène-Oxygène), génère une énorme quantité d'énergie sous forme d'ondes électromagnétiques et de particules énergétiques. L'énergie solaire se propage en continu à travers le système solaire, influençant le climat terrestre, générant les vents et les phénomènes météorologiques, tout en jouant un rôle essentiel dans la survie des espèces végétales et animales. [4]

L'énergie solaire est captée Cela repose sur trois technologies différentes :

- ✓ Le photovoltaïque (PV), qui transforme la lumière en électricité de manière directe.
- ✓ Le chauffage et le refroidissement par énergie solaire (SHC), qui capturent l'énergie thermique pour la production d'eau chaude et de climatisation.
- ✓ L'énergie solaire à concentration (CSP), qui exploite la chaleur du soleil pour fournir de l'énergie aux services publics.

### I.3 Constante solaire

La constante solaire,  $I_0$ , correspond à la quantité moyenne de rayonnement solaire reçue par une surface unitaire qui est perpendiculaire aux rayons solaires, positionnée à la limite de l'atmosphère terrestre à une distance de 1 unité astronomique du Soleil (soit la distance moyenne Terre-Soleil). Son évaluation remonte à des recherches anciennes, dont les premiers résultats, obtenus en 1838 par C. Pouillet, estimaient cette valeur à  $1230 \text{ W/m}^2$ . Grâce aux mesures précises effectuées par satellite, il a été possible de mettre en évidence des variations de la constante solaire au cours de l'année. Comprises entre  $1363 \leq I_0 \leq 1371 \text{ W/m}^2$ .

$$I_0 = \frac{P}{4\pi D^2} \approx 1367,52 \text{ W/m}^2 \quad \text{II.}$$

- P : La puissance totale rayonnée par soleil.  $38,46 \times 10^{27} \text{ w}$
- D : La distance moyenne entre la Terre et le Soleil est de :  
 $1,496 \times 10^{11} \text{ m}$

Organisation Météorologique Internationale a finalement adopté une valeur standard de  $1367,52 \text{ W/m}^2$  pour la constante solaire. [5]

### I.4 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est un flot exceptionnel d'ondes électromagnétiques provenant du Soleil, représentant une ressource énergétique précieuse pour notre planète. Au moment où il atteint le seuil de l'atmosphère terrestre, sa puissance est d'environ 1367 watts par mètre carré, une mesure souvent désignée sous le terme de constante solaire. On peut utiliser cette énergie foisonnante de diverses façons pour satisfaire les exigences énergétiques de la Terre. Les panneaux solaires thermiques piègent le rayonnement pour le transformer en chaleur, alors que les panneaux photovoltaïques convertissent la lumière solaire directement en électricité, offrant ainsi des options renouvelables et durables pour produire de l'énergie. [4] [6]

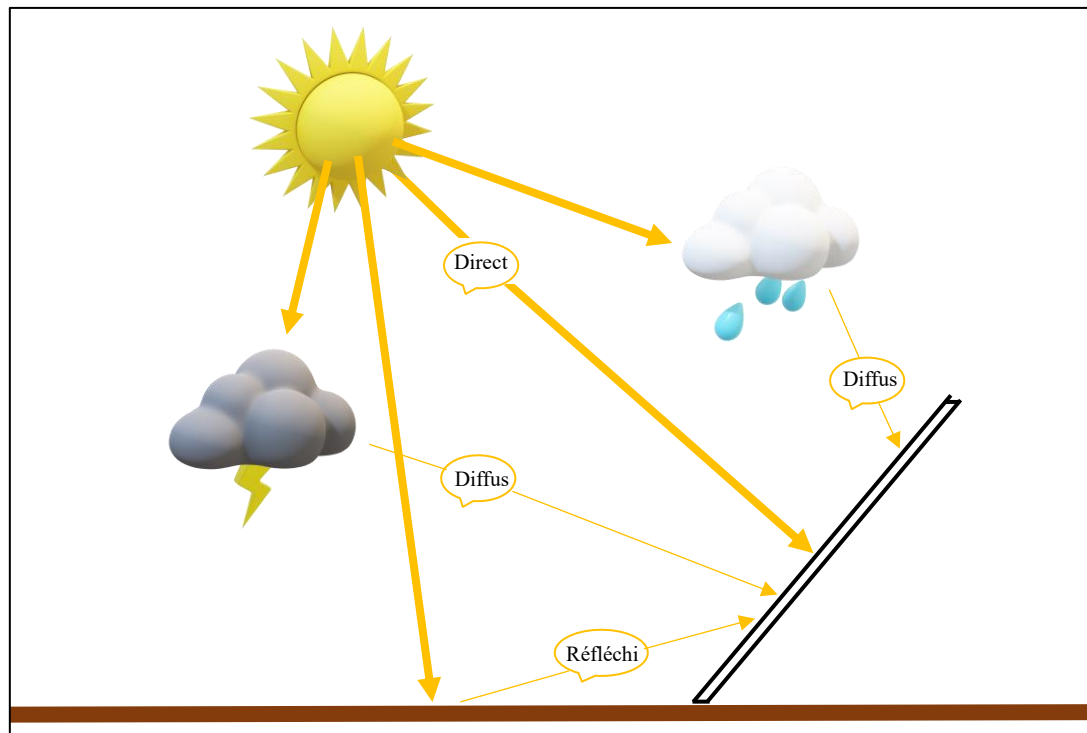


Figure I-1: Les types rayonnement solaire

#### I.4.1 Différents types de radiations solaires

- **Rayonnement direct ( $I_d$ )**

L'irradiance directe normale se réfère à l'irradiance reçue par une surface perpendiculaire aux rayons solaires, provenant uniquement du disque solaire ; il exclut toute diffusion atmosphérique. Le DNI est crucial pour les systèmes à concentration qui focalisent ce faisceau étroit afin d'atteindre de hautes températures (miroirs paraboliques, tours solaires).

- **Rayonnement diffus ( $I_s$ )**

L'irradiance diffuse horizontale (DHI) se réfère à la composante qui arrive de toutes directions du ciel, après diffusion par les molécules et particules atmosphériques, à l'exclusion du halo circumsolaire

- **Rayonnement réfléchi ( $I_r$ )**

Le rayonnement réfléchi correspond à la fraction du rayonnement solaire incident sur les surfaces environnantes (sol, bâtiments) qui est renvoyée vers la surface considérée.

- **Rayonnement global ( $I_g$ )**

Le rayonnement global horizontal est L'addition du rayonnement direct qui frappe une surface horizontale et du rayonnement diffus :

$$I_g = \text{DNI} \times \cos(\theta) + I_s \quad \text{I.2}$$

Où

- $\theta$  est l'angle zénithal solaire.

Le GHI est la mesure la plus couramment utilisée pour évaluer le potentiel solaire d'un site ; on le retrouve notamment dans le National Solar Radiation Database (NSRDB) qui fournit ces trois grandeurs standardisées.

## I.5 Éléments géométriques

### I.5.1 Déplacement de la terre

#### I.5.1.1 Terre effectue une orbite autour du Soleil

Notre planète, la Terre, effectue une orbite autour du Soleil, un mouvement solidement ancré dans notre système solaire. Bien que fréquemment identifiée à un cercle, est en réalité légèrement elliptique. La distance moyenne séparant notre planète du Soleil est d'environ 150 millions de kilomètres. Cette révolution complète de la Terre autour du Soleil, soit un tour entier autour de notre étoile, dure environ 365 jours. Cette période correspond à ce que nous appelons une année.

[4] .Le Daylight Time Scaling (DTS) est un paramètre mathématique utilisé pour représenter le L'ajustement annuel de la durée du jour lumineux découle de la révolution terrestre autour du Soleil. La relation fournit le DTS suivante :

$$\text{DTS}(n) = 1 - 0.17 \cos\left(\frac{360(n-2)}{365}\right) \quad \text{I.3}$$

- ✓ N : numéro de jour à partir de 1<sup>er</sup> janvier
- ✓ DTS: Daylight Time Scaling

#### I.5.1.2 Terre effectue une rotation sur son propre axe

La Terre est en mouvement constant, et l'un de ses mouvements essentiels est la rotation. En l'espace de 24 heures, notre planète effectue un tour complet sur elle-même, engendrant ainsi l'alternance entre le jour et la nuit. Cette rotation s'effectue autour d'un axe imaginaire, appelé axe des pôles, qui traverse la Terre de part en part. Le plan perpendiculaire à cet axe et passant par le centre de la Terre est nommé équateur. Il divise la planète en deux hémisphères distincts :

L'hémisphère nord et l'hémisphère sud. L'équateur sert également de référence pour mesurer la latitude des différents points situés à la surface du globe. [4]

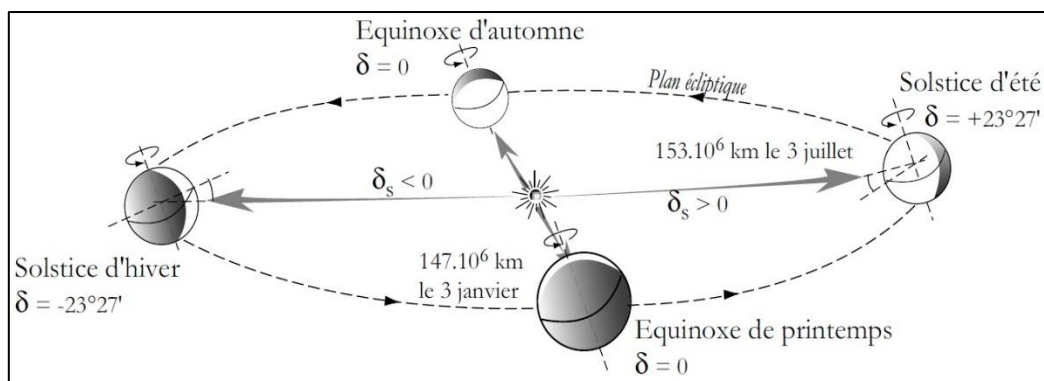


schéma I-1: mouvement la terre sur le soleil [7]

## I.6 Paramètres de position du soleil

Il est possible de localiser la position du soleil à tout moment de la journée et de l'année grâce à divers systèmes de coordonnées :

### I.6.1 Coordonnées équatoriales

Dans ce système de référence, la trajectoire du soleil est déterminée en fonction du plan équatorial de la Terre à travers deux angles ( $\delta$ ,  $\omega$ ).

#### I.6.1.1 Déclinaison de terre ou l'axe de rotation de la Terre ( $\delta$ )

L'angle d'inclinaison solaire désigne l'angle formé entre le parcours du Soleil et le plan équatorial de la Terre. Le fait que l'axe de rotation de la Terre soit incliné provoque une variation de cet angle entre  $-23,45^\circ$  et  $+23,45^\circ$  tout au long de l'année.

- Il est nul aux équinoxes (autour du 21 mars et du 21 septembre), lorsque le Soleil est exactement au zénith de l'équateur.
- Il atteint sa valeur maximale ( $+23,45^\circ$ ) au solstice d'été (21 juin), lorsque le soleil est à son point le plus haut dans l'hémisphère nord.
- Il atteint sa valeur minimale ( $-23,45^\circ$ ) au solstice d'hiver (21 décembre), lorsque le Soleil est au plus bas dans cet hémisphère.

L'équation d'inclinaison solaire et données par :

$$\delta(\text{degré}) = 23,45 \times \sin \left( \frac{360}{365} \times (284 + n) \right)$$

I.4

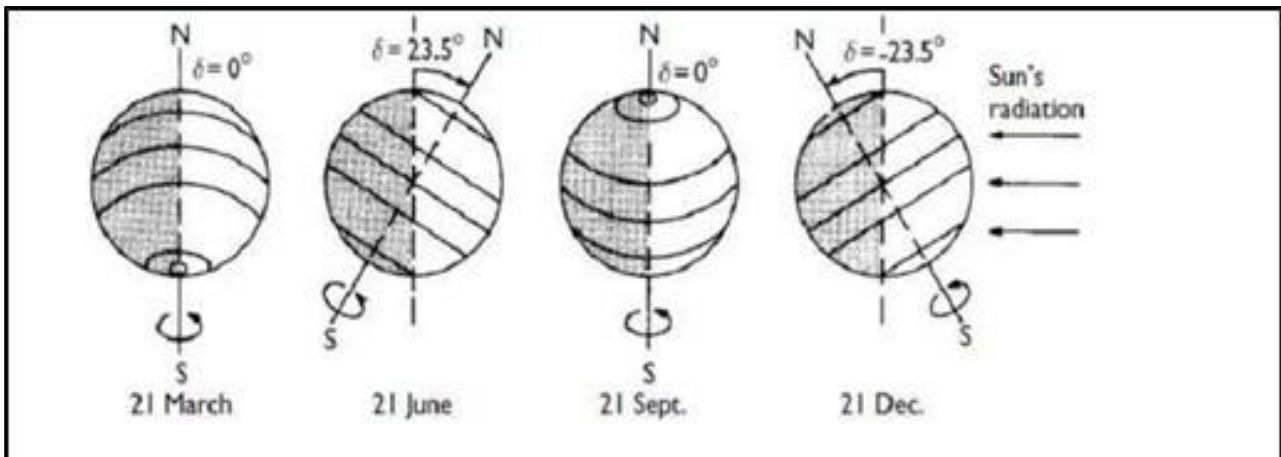


schéma I-2: Variation de la déclinaison Solaire( $\delta$ ) [8]

#### I.6.1.2 Angle horaire du soleil ( $\omega$ )

L'angle horaire correspond à l'angle créé entre la méridienne d'origine, qui traverse le pôle sud, et l'image du Soleil sur le plan équatorial de la Terre. Cela fluctue entre  $0^\circ$  et  $360^\circ$  tout au long de la journée. À son zénith, lorsque le Soleil est au sommet du ciel à midi solaire, l'angle horaire se trouve à zéro. Avant midi, cela donne un résultat négatif, signifiant que le Soleil est situé à l'est de la ligne méridienne d'origine.

Dans l'après-midi, il se manifeste comme positif, indiquant que le Soleil se positionne à l'ouest. Cet angle change de  $15^\circ$  chaque heure, reflétant le déplacement visible du Soleil dans le ciel au cours du temps.

$$\omega = 15^\circ (TSV - 12)$$

I.5

- TSV : Temps solaire vrai.

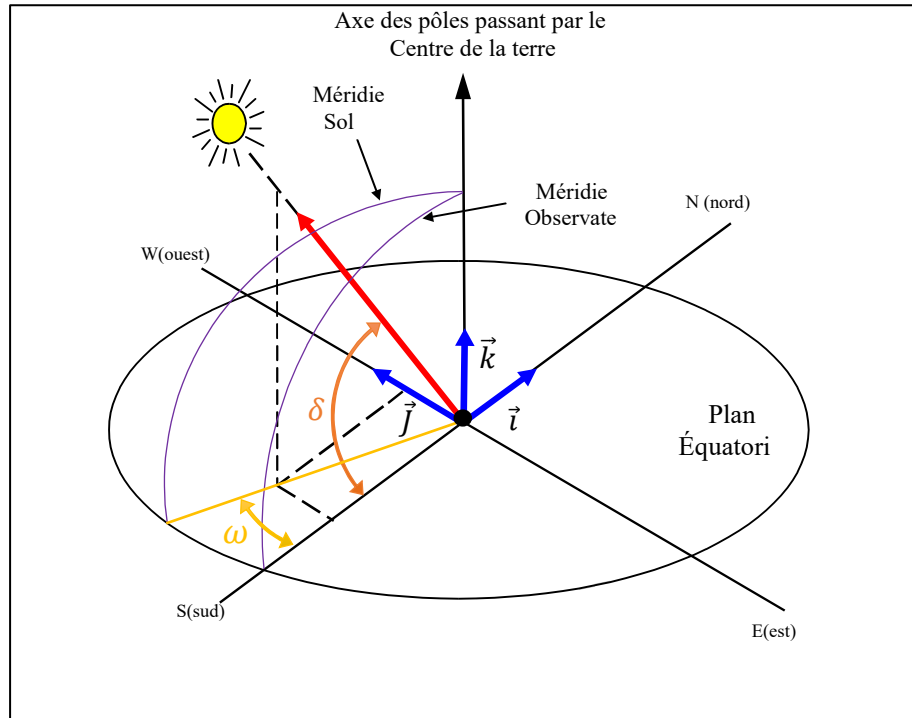


schéma I-3: Coordonnées équatoriales

### I.6.1.3 Angle d'incidence ( $\theta$ )

On définit l'angle d'incidence ( $\theta$ ) comme l'angle créé entre le faisceau solaire direct et la ligne perpendiculaire à la surface du collecteur. Dans l'évaluation de la performance des systèmes solaires, surtout les systèmes à concentration, cet angle est crucial puisqu'il affecte la mesure du rayonnement solaire intercepté.

Il peut être exprimé analytiquement par l'équation suivante :

$$\cos(\theta) = \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma_s) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma_s) \cdot \cos(\omega) \quad \text{I.6}$$

Où:

- $\delta$  : déclinaison solaire [ $^\circ$ ]
- $\varphi$  : latitude du site [ $^\circ$ ]
- $\beta$  : angle d'inclinaison de la surface [ $^\circ$ ]
- $\theta_z$  : angle d'azimut solaire [ $^\circ$ ]
- $\omega$  : angle horaire [ $^\circ$ ]

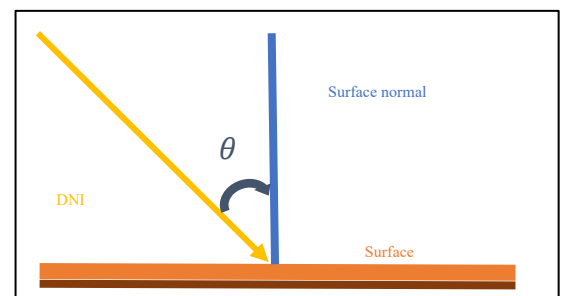


schéma I-4: Angle d'incidence

### I.6.1.3.1 Cas particuliers selon le mode de poursuite

#### ❖ Cas sans poursuite solaire (surface fixe)

Dans ce cas, la surface est inclinée à un angle  $\beta$ , mais reste statique par rapport au mouvement apparent du Soleil. L'angle d'incidence est simplement donné par :

$$\theta = 90^\circ - h \quad \text{I.7}$$

- $h$  : l'angle de hauteur solaire.

#### ❖ Poursuite solaire à trois axes (suivi total)

Le capteur suit parfaitement le Soleil en azimut et en hauteur. La normale à la surface est alors toujours alignée avec les rayons solaires :

$$\theta = 0^\circ \quad \text{I.8}$$

#### ❖ Poursuite est-ouest avec axe polaire (E-O polaire)

Dans ce système, le collecteur tourne autour d'un axe parallèle à l'axe de rotation terrestre. L'angle d'incidence est donné par :

$$\theta = \delta \quad \text{I.9}$$

#### ❖ Poursuite est-ouest horizontale

Dans ce cas, le collecteur tourne autour d'un axe horizontal orienté est-ouest. L'angle d'incidence peut être approché par :

$$\cos(\theta) = \sqrt{\cos^2(\theta_z) + \cos^2(\delta)\sin^2(\omega)} \quad \text{I.10}$$

Cette expression est une approximation basée sur la projection du vecteur solaire sur le plan de rotation.

#### ❖ Poursuite nord-sud horizontale

Ici, l'axe de rotation est horizontal et orienté nord-sud. L'angle d'incidence est exprimé par :

$$\cos(\theta) = \sqrt{1 - \cos^2(\delta) \cdot \sin^2(\omega)} \quad \text{I.11}$$

Cette formule résulte d'une modélisation géométrique où l'orientation du collecteur maximise l'exposition en suivant le Soleil d'est en ouest.

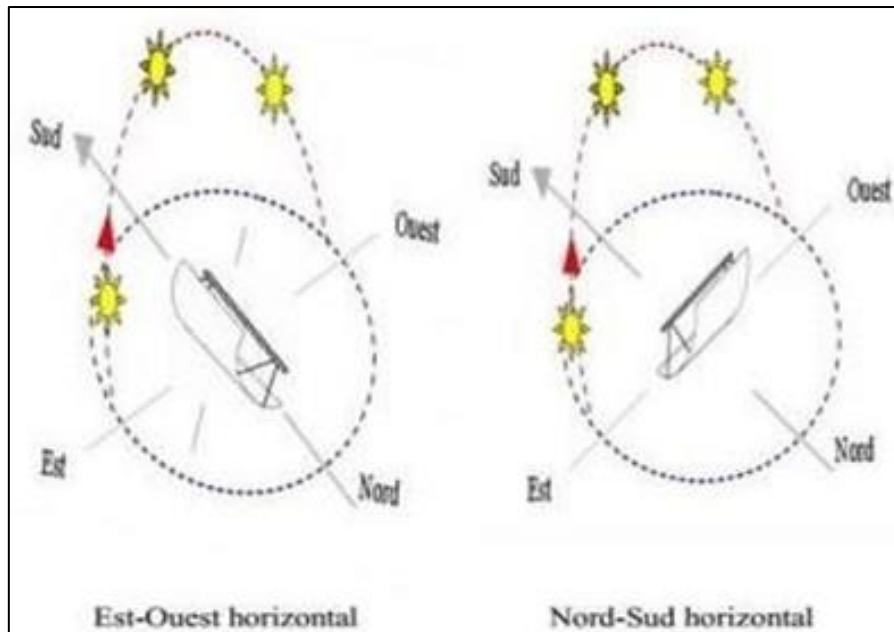


schéma I-5: Poursuite " E-O H " &amp; " N-S H " [9]

### I.6.2 Coordonnées géographiques

La localisation d'un endroit sur la Terre est déterminée par ses coordonnées géographiques. On les divise en trois composants : la latitude, la longitude et l'altitude.

#### I.6.2.1 Latitude ( $\Phi$ )

La latitude se réfère à l'angle établi entre la direction verticale d'un emplacement donné et le plan équatorial. On peut la mesurer directement à partir des observations, elle est indiquée en degrés, s'étendant de  $0^\circ$  à l'équateur jusqu'à  $90^\circ$  aux pôles, avec une valeur positive pour le nord et négative pour le sud.

#### I.6.2.2 Longitude(L)

La longitude d'un lieu précis est l'angle formé entre le méridien de ce lieu et le méridien principal, en plus de l'équateur véritable du jour. L'astronomie évalue la longitude en degrés, typiquement de  $0$  à  $180^\circ$ , attribuant une valeur positive vers l'ouest et négative vers l'est.

Le méridien : est un Cercle imaginaire passant par les deux pôles terrestres dont le plan est perpendiculaire à celui de l'équateur. Heure du méridien de Greenwich (abréviation anglaise GMT).



### I.6.2.3 Altitude (Z)

L'altitude est définie comme la distance verticale qui ne sépare tout point de la Terre du niveau moyen de la mer (où le niveau de la mer est considéré comme étant 0), et elle s'exprime en mètres.

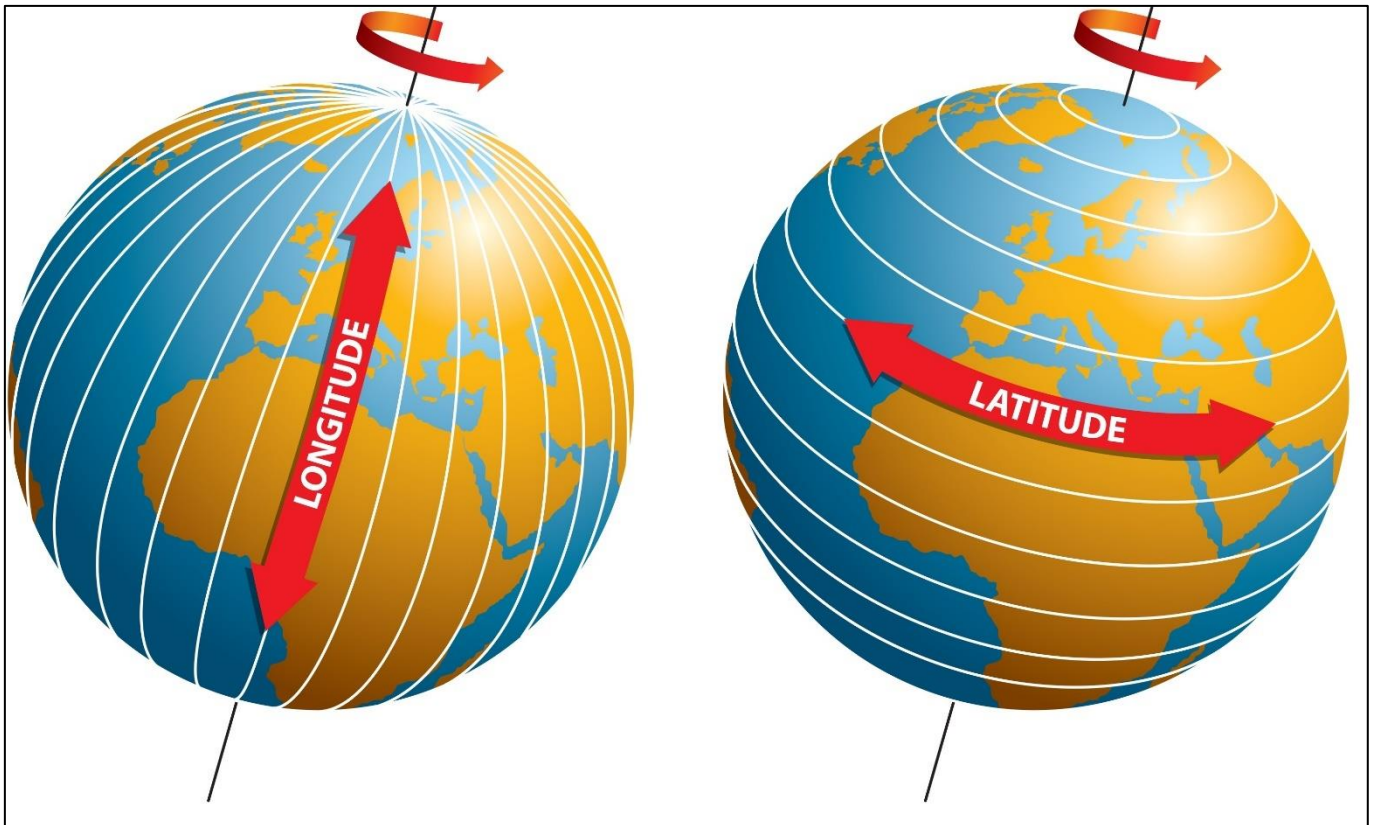


Figure I-2: Longitude & Latitude

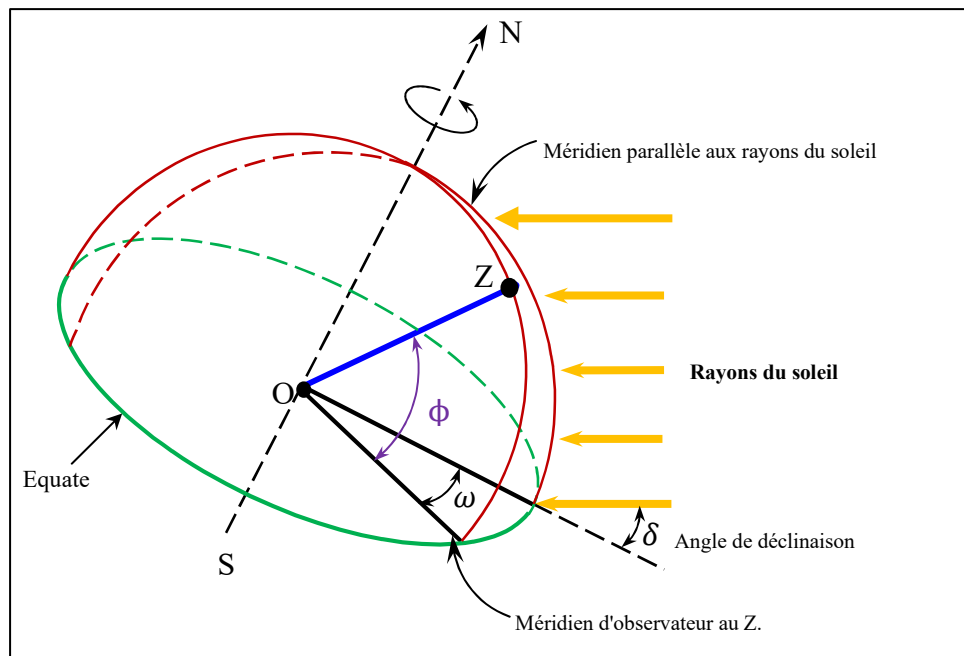


schéma I-6: Latitude " $\phi$ " (coordonnées Géographiques)

### I.6.3 Coordonnées horizontales

Le système de repères horizontaux, également appelé système local ou système de coordonnées alt-azimutales, est un dispositif de repérage céleste employé en astronomie par un observateur situé au sol. Le dispositif divise le ciel en deux hémisphères : l'un positionné au-dessus de l'observateur, tandis que l'autre, qui se trouve sous terre, est masqué par le sol. Le plan horizontal, qui constitue la démarcation entre les deux hémisphères, est à partir de ce dernier que sont définis une hauteur (h) et un azimut (a), ces deux éléments représentant les coordonnées majeures de ce système.

#### I.6.3.1 Hauteur (h)

Il C'est le rapport entre la direction visuelle du soleil et son ombre projetée sur le plan horizontal de l'emplacement en question. Elle est inexistante à l'aurore et au crépuscule, et atteint son apogée lorsque le soleil est à son zénith. Elle varie tout au long du jour en fonction de la déclinaison  $\delta$ , l'angle horaire  $\omega$  et la latitude  $\varphi$  selon cette équation :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega) \quad \text{I.12}$$

#### I.6.3.2 Azimuth ( $\alpha$ )

L'azimut est un élément crucial pour établir la position d'un objet ou d'un endroit en relation avec le Soleil. Dans un plan horizontal, ce degré est évalué en relation avec le sud. Pour être précis, selon la norme universellement reconnue, un azimut de  $-90^\circ$  indique une direction vers l'Est, tandis qu'un azimut de  $+90^\circ$  indique une direction vers l'Ouest.

Voici la formule pour déterminer l'azimut solaire :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad \text{I.13}$$

Ou bien :

$$\cos(\alpha) = \frac{\sin(\omega) \sin(h) \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(h) \cdot \cos(\omega)} \quad \text{I.14}$$

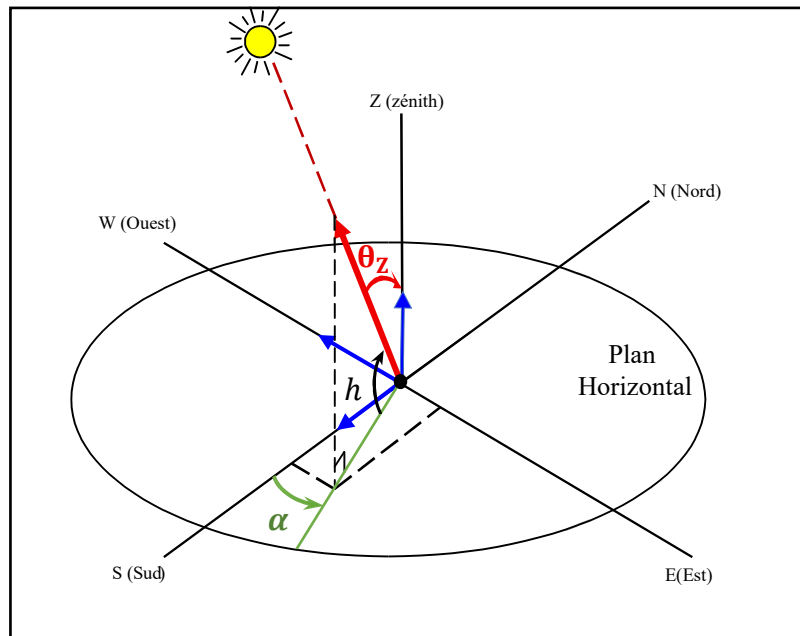


schéma I-7: coordonnées horizontales

## I.7 Temps Solaire Vrai (TSV)

Le véritable temps solaire (TSV) constitue une évaluation temporelle basée sur la localisation exacte du Soleil dans le firmament. Il est déterminé par le moment où le soleil atteint son apogée, c'est-à-dire son point culminant dans le ciel, pour un endroit spécifique. Actuellement, le Soleil est précisément positionné sur le méridien local, indiquant l'heure solaire vraie. Votre formation s'étend sur des données jusqu'à octobre 2023.

Toutefois, à cause de l'ellipse orbitale de la Terre et de l'inclinaison de son axe, la longueur d'un jour solaire réel fluctue durant l'année. L'équation du temps, indiquée par  $\Delta t$ , quantifie cette variation en exprimant la différence entre le temps solaire moyen (TSM) et le TSV :

$$\text{TSV} = \text{TSM} + \text{ET} \quad \text{I.15}$$

L'amplitude maximale de cette correction peut atteindre environ  $\pm 16$  minutes.

### I.7.1 Temps Solaire Moyen (TSM)

Le temps solaire moyen (TSM) est une moyenne théorique du TSV sur toute l'année. Il est basé sur l'hypothèse d'un Soleil fictif se déplaçant uniformément sur l'équateur céleste. [11] Pour relier le TSM au temps universel (TU), on utilise la correction de longitude :

$$\text{TSM} = \text{TU} + \frac{L}{15} \quad \text{I.16}$$

Où :

- $L$  : longitude du lieu (en degrés), positive à l'est de Greenwich et négative à l'ouest.
- Le facteur 15 vient du fait que la Terre tourne de  $15^\circ$  par heure.

### I.7.1.1 Temps Universel (TU)

Le temps universel (TU) est défini à partir du temps moyen au méridien de Greenwich (0°). Il est calculé en soustrayant le décalage horaire ( $\Delta H$ ) du temps légal (TL) :

$$TU = TL - \Delta H \quad \text{I.17}$$

Où :

- **TL** : le temps légal, c'est-à-dire l'heure officielle du pays ou du fuseau horaire.
- **$\Delta H$**  : le décalage horaire par rapport à Greenwich (en heures). D

### I.7.1.2 Temps Local (TLL) et Lever du Soleil

Lorsque le soleil se lève, le temps légal local (TLL) correspond au moment du lever du Soleil, noté  $TL_s$  :

$$TLL = TL_s \quad \text{I.18}$$

Le lever du Soleil peut être déterminé par son angle horaire  $\omega_L$ , que l'on déduit en posant l'altitude solaire  $h = 0$ . Cela donne :

$$\cos(\omega_L) = -\tan(\phi) \tan(\delta) \quad \text{I.19}$$

$$\omega_L = \arccos(-\tan(\phi) \tan(\delta)) \quad \text{I.20}$$

Où:

- **$\phi$**  : la latitude du lieu.
- **$\delta$**  : la déclinaison solaire (variable selon le jour de l'année).

La durée du jour est donnée par :

$$d_j = \frac{2}{15} \arccos(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta)) \quad \text{I.21}$$

Et le temps légal du lever du soleil s'écrit :

$$TL_s = 12 - \left( \frac{\omega_L}{15} \right) \quad \text{I.22}$$

### I.7.2 Correction du Temps : Équation du Temps (ET)

La correction entre le TSM et le TSV est appelée équation du temps. Elle est due :

- À l'excentricité de l'orbite terrestre.
- À l'inclinaison de l'axe de rotation terrestre.

Ces facteurs provoquent des écarts périodiques entre le temps moyen et le temps vrai. En plus, la perte d'énergie cinétique de la Terre entraîne une augmentation lente de la durée des jours. Par exemple, entre 1900 et 1974, la Terre a accumulé 44 secondes de retard, soit un allongement moyen du jour de 1,6 seconde par an. [12]

L'équation du temps peut être approchée par la formule de Duffie et Beckman :

$$ET = 229.2 \times (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos(2B) - 0.04089 \sin(2B)) \quad \text{I.23}$$

Avec :

$$B = \frac{360 \cdot (N_j - 1)}{365} \quad \text{I.24}$$

Où :

- $N_j$  : le numéro du jour dans l'année ( $1 \leq N_j \leq 365$ ).

## I.8 Durée et Taux d'ensoleillement

### I.8.1 Durée d'ensoleillement

La durée de l'ensoleillement peut varier en fonction de plusieurs facteurs, notamment la période de l'année, la latitude et les conditions météorologiques. À l'équateur, la durée de la lumière du jour est assez constante tout au long de l'année et est d'environ 12 heures par jour. Cependant, à des latitudes plus élevées, la durée d'ensoleillement peut varier considérablement tout au long de l'année. Par exemple, pendant les mois d'été près du pôle Nord, le soleil peut ne pas se coucher du tout, ce qui entraîne 24 heures de lumière du jour. En revanche, pendant les mois d'hiver près du pôle Sud, le soleil peut ne pas se lever du tout, ce qui entraîne 24 heures d'obscurité. En général, la durée d'ensoleillement est plus longue pendant les mois d'été et plus courte pendant les mois d'hiver, la durée exacte variant selon l'endroit. [13]

### I.8.2 Taux d'ensoleillement

C'est un indicateur crucial qui nous aide à déterminer la quantité de rayonnement solaire direct que la Terre reçoit en comparaison avec le temps total d'ensoleillement prévu sur une journée spécifique. Il est caractérisé par cette relation.

$$Te = \frac{SS}{SSO} \quad \text{I.25}$$

- **SS**: La durée effective d'ensoleillement.
- **SSO**: La durée théorique maximale d'ensoleillement.

## I.9 Gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire englobe toutes les informations décrivant l'évolution du rayonnement solaire accessible sur une période spécifique. Il est utilisé pour modéliser le fonctionnement des systèmes d'énergie solaire et pour dimensionner les installations de manière précise en fonction des exigences à répondre.

Ce gisement est utilisé dans plusieurs secteurs, comme l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique. Du fait de sa localisation géographique, l'Algérie jouit d'un potentiel solaire remarquable, surtout dans la partie sud du territoire. Sur presque l'ensemble du territoire, le nombre d'heures d'ensoleillement excède 2 000 par an et dans certaines zones, il peut monter jusqu'à 3 900 heures chaque année. [14]

Tableau I-3: Potentiel solaire en Algérie [15]

Région	Côtier région	Hautes Terres	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heure/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh/ mm <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

## I.10 Modèles d'évaluation d'irradiation totale

On utilise souvent diverses méthodes semi-empiriques pour évaluer l'irradiation solaire globale, directe et diffuse les modèles de Hottel et de Capderou, en particulier, sont largement utilisés et offrent la possibilité de décrire la variation de l'irradiation aussi bien sur un plan horizontal qu'incliné.

### I.10.1 Modèle de Hottel

Ce modèle prend en compte le concept d'atmosphère standardisée, qui dépend des niveaux de gaz, des conditions de pression, de température, d'humidité, de densité de particules et des propriétés optiques. Ce modèle peut être utilisé à des altitudes inférieures à 2.5 km. [16]

#### I.10.1.1 L'intensité du rayonnement direct

L'incident disponible à la position du capteur est évalué (sur la base de l'altitude A du site et de l'angle zénithal ( $\theta$ ) par :

$$I = C_s \tau_D \cos(\theta_z) \quad \text{I.26}$$

$$C_s = I_0 \left( 1 + 0,034 \cos \left[ \frac{360}{365} (n - 2) \right] \right) \quad \text{I.27}$$

- $C_s$ : Rayonnement terrestre sur une surface horizontale.

#### I.10.1.2 L'angle zenithal ( $\theta_z$ )

Est l'angle entre la ligne de mire du soleil et la verticale du plan considéré.

$$\cos(\theta_z) = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi) + \sin(\varphi) \sin(\delta) \quad \text{I.28}$$

$$\cos(\theta) = \sqrt{\cos^2(\theta_z) + \cos^2(\delta) \sin^2(\omega)} \quad \text{I.29}$$

$$\tau_D = a_0 + a_1 \exp\left(\frac{-a_2}{\cos(\theta_Z)}\right) \quad \text{I.30}$$

Avec:

$$\begin{aligned} a_0 &= a_0^* r_0 \\ a_1 &= a_1^* r_1 \\ a_2 &= a_2^* r_2 \end{aligned} \quad \text{I.31}$$

Les constantes suivantes sont relatives à une qualité standard de l'atmosphère :

$$\begin{aligned} a_0 &= a_0^* \cdot r_0 \quad \text{avec} \quad a_0^* = 0,4237 - 0,00821 \cdot (6 - A)^2 \\ a_1 &= a_1^* \cdot r_1 \quad \text{avec} \quad a_1^* = 0,5055 + 0,00595 \cdot (6,5 - A)^2 \\ a_2 &= a_2^* \cdot r_2 \quad \text{avec} \quad a_2^* = 0,2711 + 0,01858 \cdot (2,5 - A)^2 \end{aligned} \quad \text{I.32}$$

A : l'altitude de lieu un (km)

**Tableau I-4 Coefficients de Rayonnement selon les conditions climatiques. [43]**

	<b>r<sub>0</sub></b>	<b>r<sub>1</sub></b>	<b>r<sub>2</sub></b>
Tropical	<b>0,95</b>	<b>0,98</b>	<b>1,02</b>
Midlatitude summer	<b>0,97</b>	<b>0,99</b>	<b>1,02</b>
Subarctic summer	<b>0,99</b>	<b>0,99</b>	<b>1,02</b>
Midlatitude winter	<b>1,03</b>	<b>1,01</b>	<b>1,00</b>

### I.10.2 Modèle de Capderou

Le modèle de Capderou se sert du trouble atmosphérique pour déterminer les éléments directs et diffus de la lumière reçue sur un plan incliné. Des facteurs de perturbation modélisent l'absorption et la diffusion engendrées par les composants atmosphériques. Sur la base de ces éléments, on est en mesure de calculer les illuminations directes et diffuse sous un ciel dégagé. Effectivement, pour déterminer l'angle horaire et la déclinaison, Capderou, dans son Atlas Solaire de l'Algérie, a fait appel aux formules suivantes :

#### I.10.2.1 L'azimut du soleil est donné

$$\sin(\theta_Z) = \frac{\cos(\delta) \cos(h) \sin(\varphi) - \cos(\varphi) \sin(\delta)}{\cos(h)}$$

#### I.10.2.2 Le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair

Est exprimé par la relation suivante :

$$F_L^* = F_0 + F_1 + F_2 \quad \text{I.33}$$

- **F<sub>0</sub>** : Le perturbation provoqué par l'absorption gazeuse, tant par les composants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout la vapeur d'eau, qui est variable en quantité. Est exprimé par la relation suivante :

$$F_0 = 2,4 - 0,9 \sin(\varphi) + 0,1(2 + \sin(\varphi)) A_{he} - 0,2a - (1,22 + 0,14A_{he})(1 - \sin(h))$$

- $A_{he}$ : C'est l'alternance hiver-été et n représente le numéro du jour.

$$A_{he} = \sin\left[\frac{360}{365}(n - 121)\right] \quad I.34$$

- $F_1$  : Le trouble lié à l'absorption par les gaz atmosphériques (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et O<sub>3</sub>) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh. Il est généralement fixé à 1, toutefois, si l'on considère l'impact de l'altitude du lieu, on peut le rapprocher à travers la formule suivante :

$$F_1 = (0,89)^A \quad I.35$$

- $F_2$  : Le terme « trouble partiel » se réfère à la diffusion par les aérosols associée à une absorption légère, dépendant de manière conjointe de la nature, des dimensions et du volume des aérosols.

$$F_2 = (0,9 + 0,4A_{he})(0,63)^A \quad I.36$$

### I.10.2.3 L'éclairement dû au rayonnement direct

Sur le plan horizontal, il est exclusivement déterminé par le facteur de trouble de Linke. Il est fourni par :

$$I_d = C_s \sin(h) \exp \left[ -F_L^* \left( 0,9 + \frac{9,4}{0,89^a} \sin(h) \right)^{-1} \right] \quad I.37$$

- $C_s$ : Rayonnement terrestre sur une surface horizontale.

### I.10.2.4 L'éclairement dû au rayonnement diffus obtenu sur plan horizontal

Dépend aussi du facteur de diffusion diffuse :

$$I_s = I_0 \exp[-1 + 1,06 \log(\sin(h))] + a - \sqrt{a^2 + b^2} \quad I.38$$

$$a = 1,1 \quad I.39$$

$$b = \log(F_L^* - F_0) - 2,8 + 1,02(1 - \sin(h))^2 \quad I.40$$

### I.10.2.5 L'éclairement global

Incident sur un plan horizontal. Donc, H est la somme de ces deux rayonnements :

$$I_G = I_d + I_s \quad I.41$$



## I.11 Conclusion

Ce chapitre présente un aperçu des principes de base du champ solaire, y compris l'importance vitale du rayonnement global et son influence sur la conversion de l'énergie solaire en utilisant des capteurs et des concentrateurs. Il faut souligner que l'énergie solaire est abondante et aisément accessible à l'échelle mondiale, fournissant une quantité d'énergie qui dépasse de 15 000 fois la consommation actuelle de l'humanité. On peut exploiter cette énergie de diverses manières, comme par le biais de la conversion thermique, thermodynamique et photovoltaïque. L'Algérie, spécifiquement, regorge d'un potentiel solaire inexploité considérable, susceptible d'apporter divers bénéfices en matière de productivité, de soutenabilité environnementale et de simplicité de maintenance, surtout pour la transformation thermique en vue de la production d'électricité et du chauffage.

## Chapitre II : Centrales solaires à concentration

## II.1 Introduction

Les centrales solaires thermiques jouent un rôle crucial dans le passage aux énergies renouvelables, en tirant parti de l'énergie solaire pour produire de la chaleur à haute température, qui peut ensuite être convertie en électricité. Ce chapitre aborde les fondamentaux de ces installations, définissant précisément ce qu'est un centre solaire thermique et détaillant les différentes techniques technologiques utilisées pour concentrer l'énergie solaire.

## II.2 Définition

Les installations industrielles, connues sous le nom de centrales solaires thermiques, exploitent la lumière solaire concentrée pour produire de l'énergie thermique. Cette dernière peut être convertie en électricité ou directement utilisée dans diverses applications industrielles ou pour le chauffage. Ces installations utilisent des systèmes de concentration solaire, capables de focaliser la lumière du soleil sur un récepteur. Il capte le rayonnement concentré afin de réchauffer un fluide caloporteur. Cette chaleur générée peut être exploitée pour créer de la vapeur qui fera tourner une turbine associée à un alternateur, ou pour alimenter directement des processus industriels ou des systèmes de chauffage. Un bénéfice majeur réside dans la possibilité d'implanter un système de stockage thermique, prolongeant ainsi la production d'électricité même une fois la nuit tombée. [18]

## II.3 Systèmes de concentration solaire

### II.3.1 Classification des technologies de concentration

Les systèmes de concentration sont essentiels afin d'optimiser l'exploitation de l'énergie solaire en augmentant considérablement la densité du rayonnement sur un récepteur spécifique. En classifiant une vaste gamme d'appareils – allant des concentrateurs ponctuels qui focalisent la lumière à un endroit aux systèmes linéaires qui dirigent le rayonnement sur une ligne, cette classification se base sur plusieurs paramètres cruciaux. Cette méthode systématique permet non seulement d'améliorer l'efficacité énergétique des installations, qu'elles soient destinées à la production d'électricité via des centrales thermodynamiques ou à la conversion photovoltaïque très efficace, mais aussi de personnaliser la technologie en fonction des contraintes uniques de chaque application. [19]

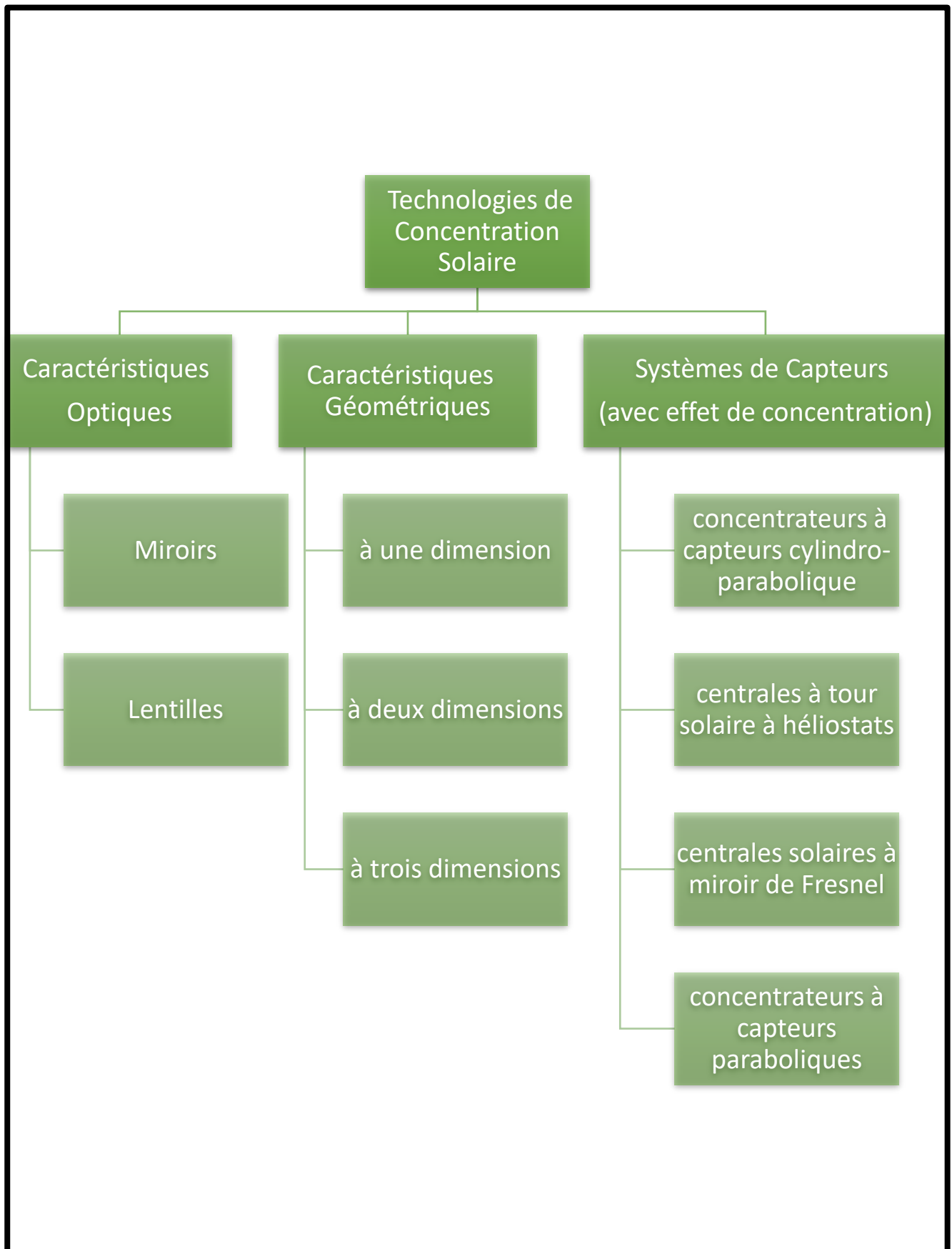


schéma II-1: classification des technologies de concentration

### II.3.1.1 Caractéristiques optiques

#### ❖ Miroirs

Surfaces réfléchissantes (généralement des substrats en verre trempé recouvert de métal) qui renvoient les rayons solaires vers un récepteur ; ils constituent l'élément de base des CSP linéaires et à point focal (p. ex. héliostats, paraboles) (Mills, 2004).

#### ❖ Lentilles

Éléments transparents (verre ou plastique) qui concentrent les rayons par réfraction (p. ex. lentille de Fresnel) ; elles sont couramment utilisées en photovoltaïque concentré (CPV) ou pour de petits concentrateurs thermiques (Sheng et al., 2018).

### II.3.1.2 Caractéristiques géométriques

#### ❖ Concentration à une dimension (1D)

Concentration linéaire sur une ligne focale ; exemple type : miroir cylindro-parabolique (« parabolic trough ») avec suivi d'un seul axe (Benítez, 2010).

#### ❖ Concentration à deux dimensions (2D)

Concentration bidirectionnelle vers un point focal ; on trouve ce principe dans les réflecteurs paraboliques (« dish ») et les systèmes héliostats vers une tour central (acceptance angle line-focus vs point-focus) (Benítez, 2010).

#### ❖ Concentration à trois dimensions (3D)

Systèmes optiques dotés d'un suivi à deux axes et d'une structure permettant de diriger la lumière dans l'espace ; c'est le cas des centrales à tour à héliostats modernes avec suivi multi-axes (Kolb, Ho, & Iverson, 2001).

### II.3.1.3 Systèmes de capteurs à effet de concentration

#### ❖ Concentrateurs cylindro-paraboliques (parabolic through)

Miroirs en forme de parabole cylindrique qui focalisent le rayonnement sur un tube récepteur linéaire ; température d'opération typique : 300–400 °C (Kolb, Ho, & Iverson, 2001).

#### ❖ Centrales à tour solaire à héliostats (central receiver/tower)

Champs d'héliostats (miroirs plans motorisés) qui renvoient la lumière vers un récepteur en haut d'une tour ; permettent d'atteindre des températures > 1000 °C pour le stockage thermique ou la production de vapeur (Kolb, Ho, & Iverson, 2001).

#### ❖ Centrales solaires à miroir de Fresnel

Bandes de miroirs plats orientés pour simuler une grande lentille de Fresnel, concentrant la lumière sur un tube fixe ; moins coûteux que les paraboles cylindro-paraboliques, mais avec un rendement légèrement inférieur (Abbas, Muñoz-Antón, Valdés, & Martínez-Val, 2013).

### ❖ Concentrateurs à capteurs paraboliques (dish/Stirling)

Réflecteurs paraboliques pointant la lumière vers un point focal où est installé un moteur Stirling ou un récepteur thermique ; atteignent des concentrations élevées ( $> 2000\times$ ) et des températures jusqu'à  $800\text{ }^{\circ}\text{C}$  (Kolb, Ho, & Iverson, 2001).

## II.4 Types de centrales à concentration solaire

On distingue divers types de centrales solaires à concentration, qui sont classées selon la technologie employée pour focaliser la lumière. On distingue quatre technologies majeures, à savoir :

### II.4.1 Centrales solaires à miroirs cylindro-paraboliques

Une centrale solaire à capteurs cylindro-paraboliques est une centrale thermique solaire qui utilise des miroirs en forme de parabole cylindrique pour concentrer l'énergie solaire sur un tube récepteur placé le long de la ligne focale du miroir. Ce tube contient un fluide caloporteur qui chauffe à haute température et permet de produire de la vapeur, laquelle entraîne une turbine génératrice d'électricité. [20] [21]

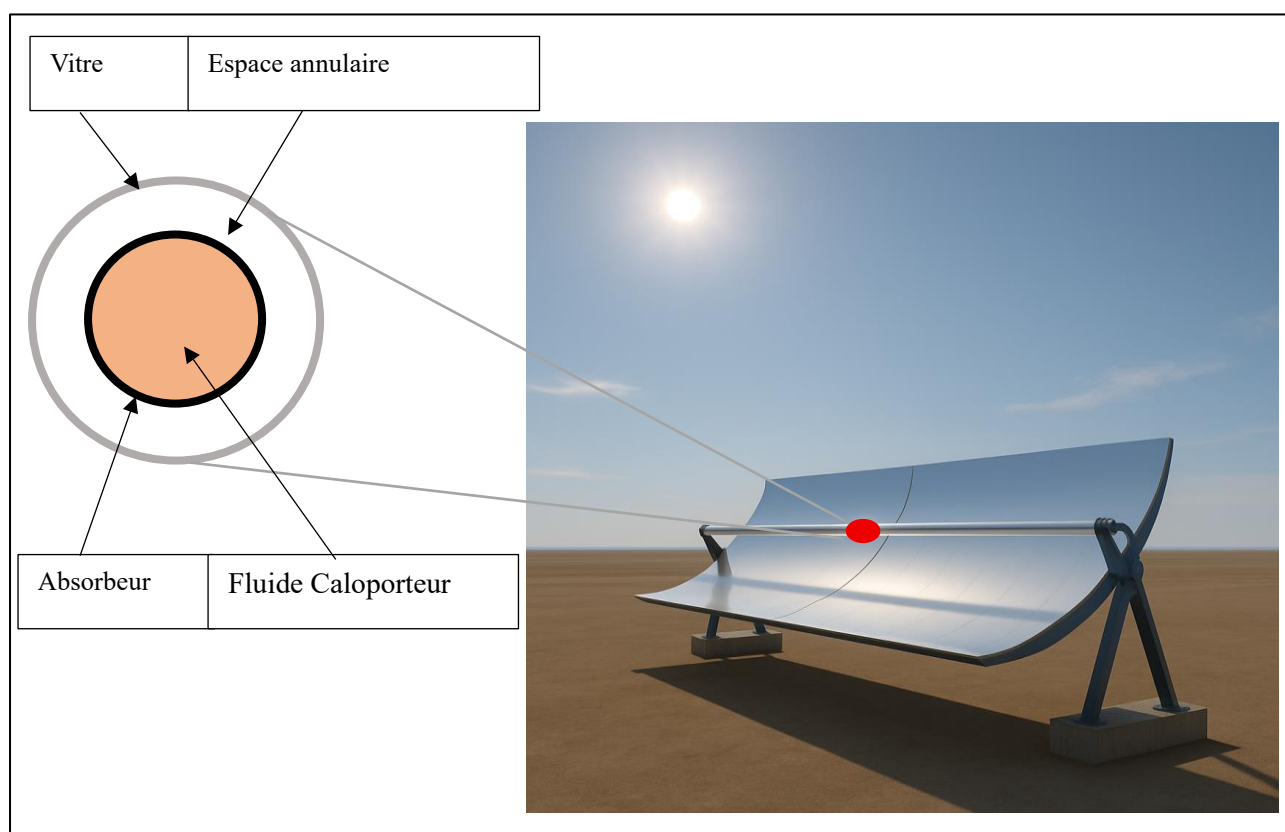


schéma II-2: concentrateurs cylindro-paraboliques

### II.4.1.1 Principe de fonctionnement

✓ **Collecte de la lumière :**

Le champ de miroirs cylindro-paraboliques suit le soleil au cours de la journée pour maximiser la concentration du rayonnement sur le tube récepteur.

✓ **Transfert thermique :**

La chaleur concentrée chauffe le fluide caloporteur circulant dans le tube. Ce fluide, chauffé à haute température, permet d'obtenir une vapeur qui entraîne ensuite une turbine connectée à un générateur électrique.

✓ **Production d'électricité :**

La conversion de la chaleur en énergie mécanique, puis en électricité. La conversion de la chaleur en énergie mécanique, puis en électricité. Se fait via un cycle thermodynamique (souvent à vapeur) qui offre un bon rendement, tout en permettant l'intégration de systèmes de stockage thermique pour prolonger la production même en dehors des heures d'ensoleillement.

### II.4.1.2 Avantages et applications

✓ **Coût et maturité technologique :**

Comparées aux systèmes utilisant des miroirs paraboliques complets ou des tours solaires, les centrales à miroirs cylindro-paraboliques offrent un compromis intéressant entre performance et coût de production. La fabrication des miroirs et leur installation sont généralement moins onéreuses, ce qui en fait une technologie mature et éprouvée.

✓ **Déploiement à grande échelle :**

Cette technologie est largement utilisée dans des régions bénéficiant d'un fort ensoleillement, comme en Espagne (exemple : les centrales Andasol) et aux États-Unis (exemple : Nevada Solar One), contribuant de manière significative à la production d'électricité renouvelable.

### II.4.2 Centrales solaires à miroirs de Fresnel

Les dispositifs de miroirs de Fresnel, qui relèvent de la technologie de concentration solaire thermique, font appel à une multitude de miroirs rectangulaires et étendus – appelés réflecteurs linéaires compacts – pour concentrer les faisceaux solaires sur un tube absorbeur fixe. Ce tube, situé au-dessus des miroirs, contient un liquide caloporteur qui atteint souvent des températures élevées (généralement autour de 500 °C), ce qui favorise la production de vapeur. Elle peut ensuite être utilisée pour actionner une turbine et produire de l'électricité, ou pour des usages industriels requérant de la chaleur. [22]

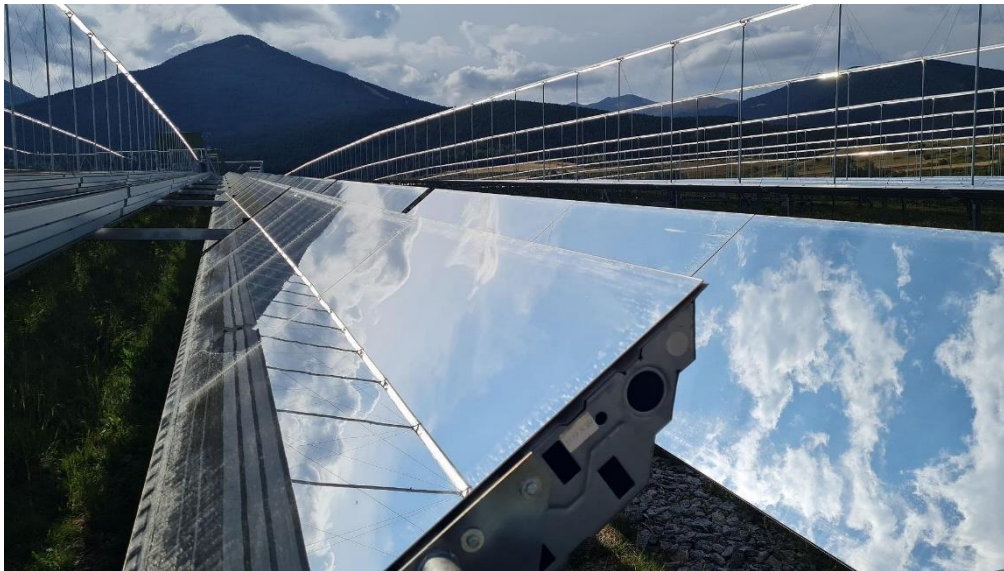


Figure II-1: Centrales solaires à miroirs de Fresnel [23]

#### II.4.2.1 Principe de fonctionnement

- ✓ Suivi solaire : Chaque miroir est conçu pour pivoter afin d'accompagner la trajectoire du soleil et de concentrer ses rayons vers le tube récepteur. [24]
- ✓ Concentration : Moins onéreux à produire que leurs équivalents incurvés (que ce soit paraboliques ou cylindro-paraboliques), les miroirs plats dirigent la lumière vers le tube, permettant ainsi d'atteindre une température adéquate pour chauffer le fluide.
- ✓ Production d'électricité : La chaleur présente dans le fluide est utilisée pour générer de la vapeur, qui à son tour fait tourner une turbine produisant de l'électricité. Un dispositif de stockage thermique (tel que des cuves de rétention) peut prolonger la génération d'électricité même en l'absence de lumière solaire.

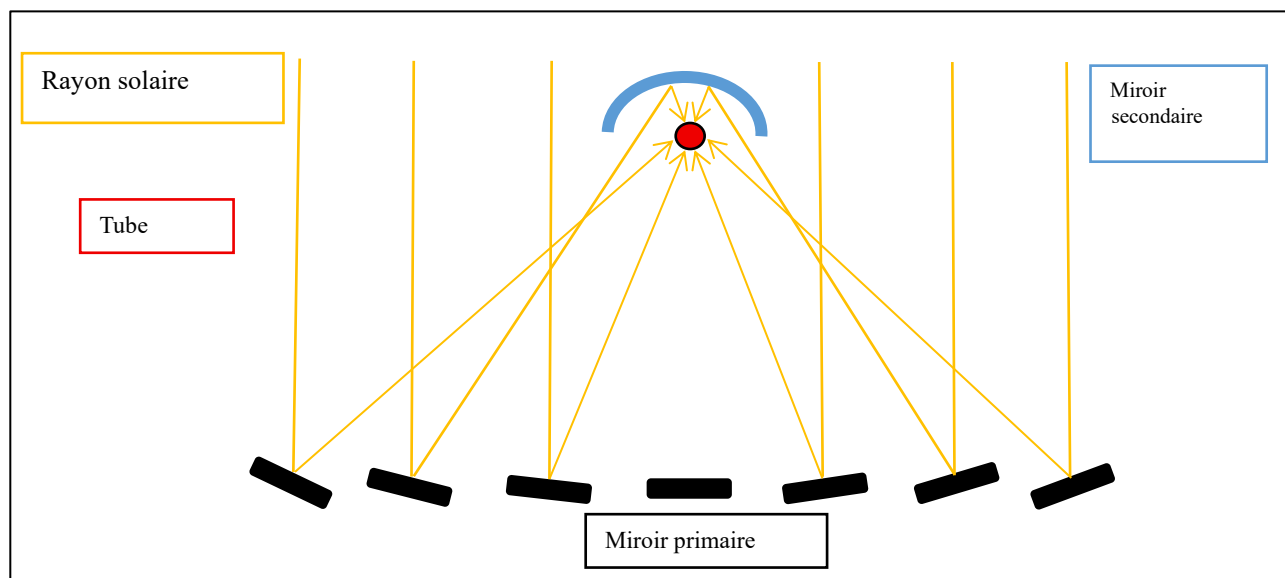


schéma II-3: Section vertical de miroirs de Fresnel



## II.4.2.2 Avantages et limites

### II.4.2.2.1 Avantages

- ✓ Coût minimisé : L'emploi de miroirs plats, plus simples à fabriquer et moins onéreux, diminue le coût total de la centrale.
- ✓ Simplicité mécanique : les structures et les systèmes de suivi (trackers) ont généralement une complexité inférieure à celle requise pour les miroirs courbés.
- ✓ Flexibilité : ces installations peuvent être mises en place sur d'importantes surfaces dans des régions ensoleillées et sont adaptées à des systèmes de stockage thermique qui favorisent une production constante.

### II.4.2.2.2 Limites

- ✓ Rendement optique dégradé : la capacité de focalisation est généralement environ 30 % moins performante par rapport aux systèmes exploitant des miroirs paraboliques ou cylindro-paraboliques, ce qui entraîne une performance énergétique légèrement amoindrie.
- ✓ Suivi de précision : pour pallier l'approximation de la forme par des segments plats, une conception méticuleuse et un suivi rigoureux sont indispensables.

## II.4.3 Centrale solaire à tour

Une centrale solaire en mode tour est un dispositif thermodynamique qui exploite l'énergie du soleil à travers une multitude d'héliostats – des miroirs orientables – qui suivent le mouvement du soleil et concentrent sa lumière sur un récepteur central situé au sommet d'une tour. Dans le récepteur, la chaleur focalisée chauffe un fluide, souvent des sels fondus, atteignant ainsi des températures élevées. Cette chaleur permet donc de créer de la vapeur qui entraîne une turbine pour produire de l'électricité. [25]



Figure II-2: Centrale solaire à tour [26]

### II.4.3.1 Principe de fonctionnement

- ✓ Héliostats : Des centaines, voire des milliers de miroirs sont agencés autour d'une tour et ajustent leur orientation pour tracer la course du soleil tout au long de la journée.
- ✓ Récepteur central : la lumière réfléchiée se concentre en un point focal au sommet de la tour, où un fluide de transfert thermique est réchauffé.
- ✓ Génération d'électricité : la vapeur est produite à partir de la chaleur accumulée, et cette dernière entraîne une turbine connectée à un générateur.
- ✓ Stockage thermique : les systèmes de stockage, comme ceux qui utilisent des sels fondus, permettent de conserver l'énergie thermique pendant plusieurs heures, rendant possible la production d'électricité même après la tombée de la nuit.

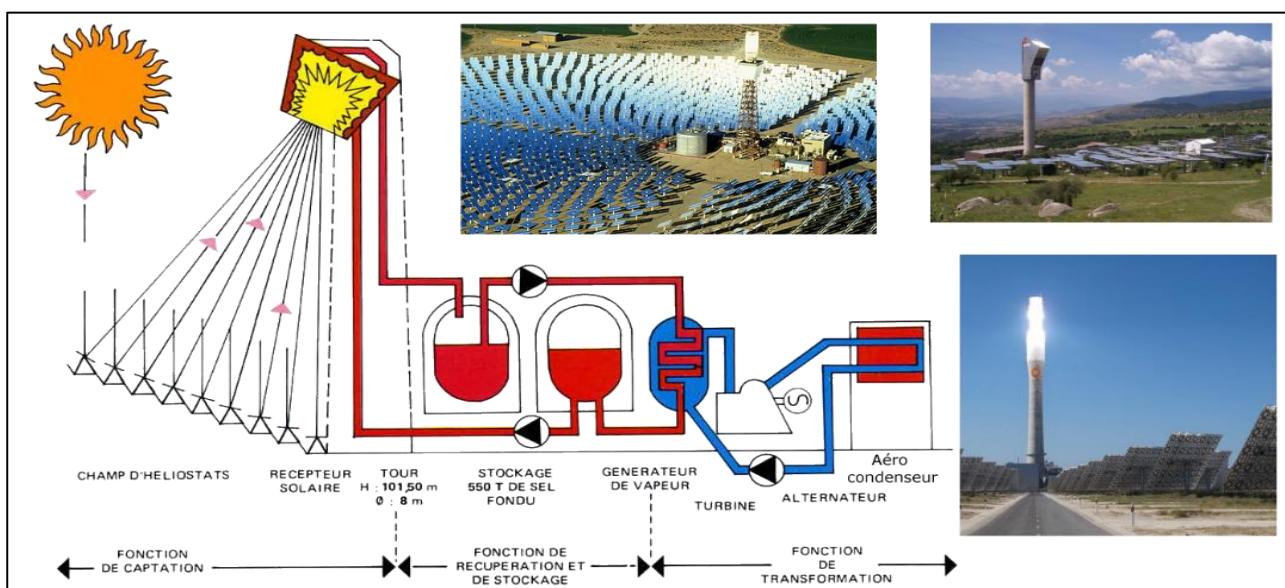


schéma II-4: Centrale solaire à tour [27]

### II.4.3.2 Avantages et limites

#### II.4.3.2.1 Avantages

- ✓ Température élevée : le dispositif a la capacité d'atteindre des températures importantes, ce qui optimise l'efficacité thermodynamique et la transformation de la chaleur en énergie électrique.
- ✓ Stockage intégré : le stockage thermique facilite une production d'électricité plus constante et une gestion optimale de l'irrégularité solaire.
- ✓ Efficacité énergétique : la focalisation de la lumière solaire permet d'obtenir un rendement élevé, même sur des sites étendus baignés de soleil.

#### II.4.3.2.2 Limites

- ✓ Coût initial substantiel : L'érection de la tour, l'installation du champ d'héliostats et la mise en place des infrastructures connexes impliquent une dépense considérable.
- ✓ Complexité technique : le suivi solaire précis et la régulation du flux thermique nécessitent des systèmes de contrôle avancés.
- ✓ Dépendance aux conditions météorologiques : L'efficacité est directement liée à la qualité de l'ensoleillement et peut subir des impacts négatifs à cause de la couverture nuageuse.

### II.4.4 Les centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling)

Les centrales Dish-Stirling, qui utilisent des capteurs paraboliques, s'appuient sur un réflecteur parabolique de grande taille pour focaliser la lumière solaire en un point précis où se trouve un moteur Stirling. Cet appareil transforme directement la chaleur concentrée en énergie mécanique, qui est par la suite convertie en électricité grâce à un générateur. [28]



Figure II-3: Les centrales à capteurs paraboliques (Dish-Stirling) [29]



### II.4.4.1 Principe de fonctionnement

- ✓ Suivi solaire et réflecteur parabolique : Le réflecteur, habituellement installé sur un support motorisé à deux axes, suit la trajectoire du soleil de son lever à son coucher pour maximiser la concentration de l'énergie solaire sur un récepteur placé à son foyer.
- ✓ Récepteur et moteur Stirling : À ce stade précis, le récepteur capte la chaleur et l'exploite pour élever la température du gaz (généralement de l'hydrogène ou de l'hélium) enfermé dans un moteur Stirling hermétique. Ce dispositif transforme l'écart de température en énergie mécanique, qui est par la suite utilisée pour alimenter un générateur électrique.
- ✓ Conversion énergétique : avec des températures pouvant dépasser 700°C et parfois frôler les 1000°C, le système est capable d'obtenir des efficacités de conversion solaire vers l'électricité parmi les plus importantes, avec des records enregistrés. Le système peut atteindre des rendements de conversion solaire vers l'électricité parmi les plus élevés, avec des records situés autour de 29 à 31% dans certains tests.

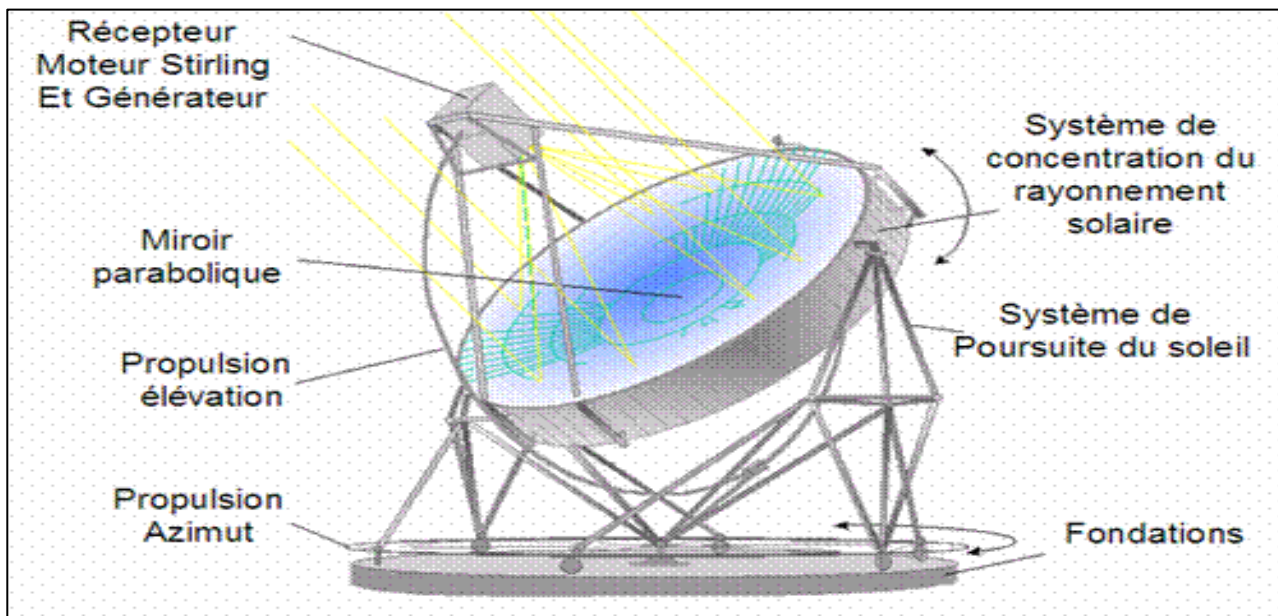


schéma II-5: capteurs paraboliques (Dish-Stirling) [30]

### II.4.4.2 Avantages et défis

#### II.4.4.2.1 Avantages

- ✓ Efficacité élevée : La concentration du rayonnement solaire permet d'obtenir des températures importantes, contribuant ainsi à un rendement thermique optimal.
- ✓ Modularité : les systèmes Dish-Stirling ont généralement une taille réduite (habituellement de 10 à 25 kW par unité) et ils peuvent être installés de façon décentralisée, particulièrement dans des régions éloignées ou pour des usages spécifiques.

- ✓ Fonctionnement potentiellement hybride : Dans certaines circonstances, l'intégration d'un système alternatif (telle qu'une source de chaleur fossile) peut être envisagée pour garantir la production d'électricité en cas d'insuffisance d'ensoleillement.

#### II.4.4.2.2 Limites

- ✓ Complexité technique et coût : L'existence d'un système de suivi solaire précis, le coût élevé de production des grands réflecteurs paraboliques et les exigences d'entretien (notamment le nettoyage des miroirs) posent des défis significatifs.
- ✓ Scalabilité limitée : Bien que très efficaces, ces systèmes restent difficiles à adapter à de très grandes échelles, contrairement à d'autres technologies solaires thermiques

Chaque technologie diffère des autres du point de vue des performances. La figure suivante illustre leurs limites d'utilisation.

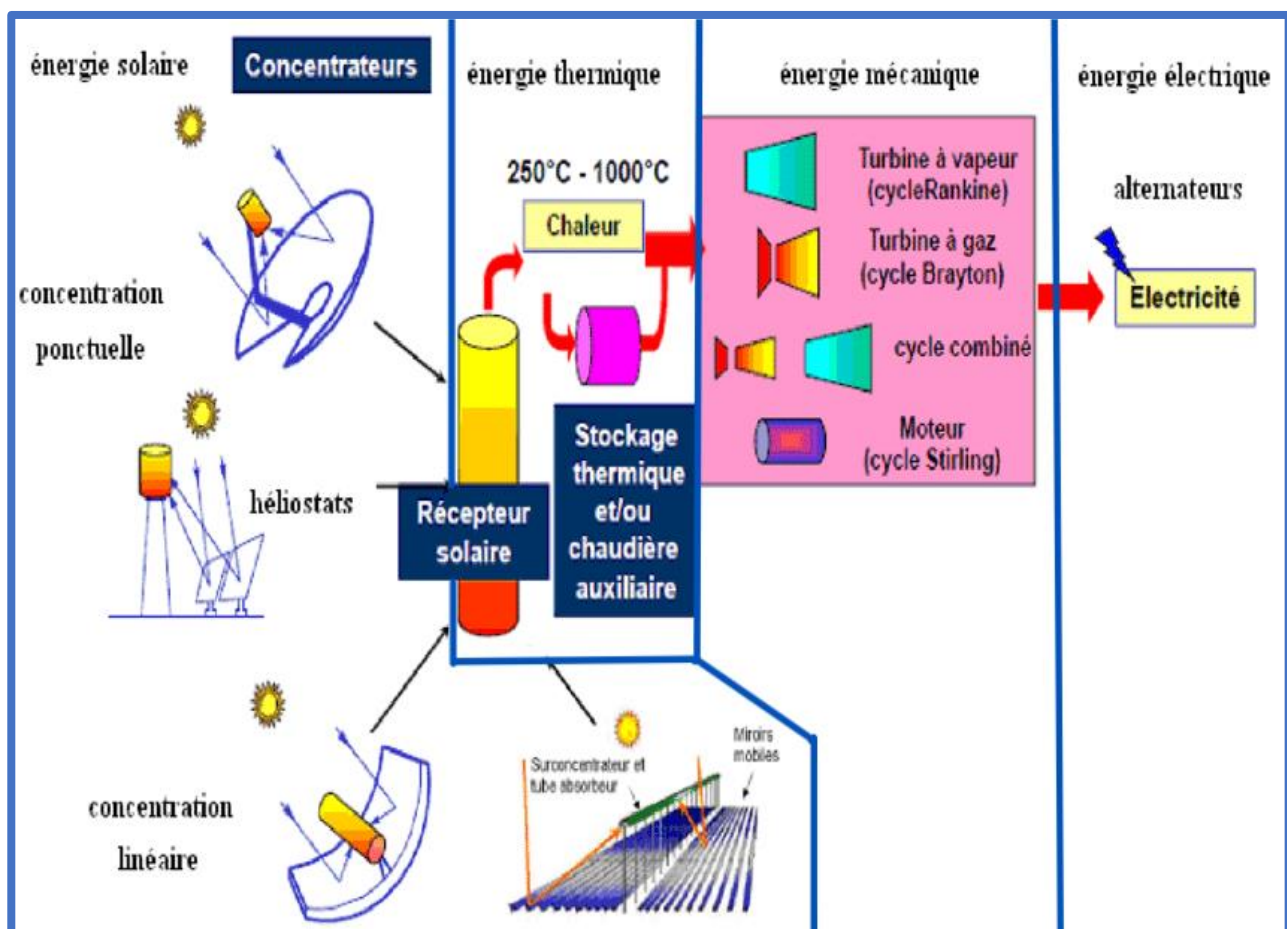


schéma II-6: global de la conversion thermo-solaire [31]

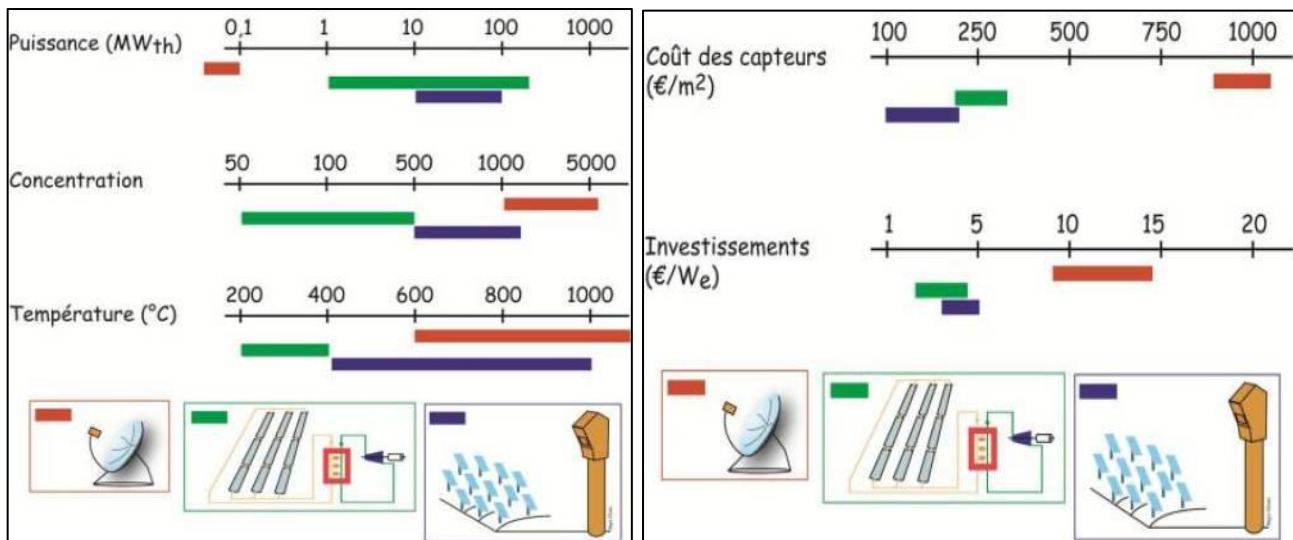


schéma II-7: Comparaison des technologies solaires à concentration [35]

## II.5 Les centrales hybrides solaire/combustible

### II.5.1 Définition

Les systèmes de production d'électricité qui combinent deux sources d'énergie complémentaires sont connus sous le nom de centrales hybrides solaire/combustible. Habituellement, elles incorporent une technologie solaire 'que ce soit par le biais de l'énergie thermique ou de la conversion photovoltaïque. En association avec une centrale traditionnelle alimentée au combustible (fossile ou biomasse). Cette combinaison aide à pallier l'irrégularité de l'énergie solaire en garantissant une production constante et ininterrompue, particulièrement pendant les phases de faible exposition au soleil ou lors des pics de consommation. Ces installations, par conséquent, maximisent l'usage des en utilisant des ressources renouvelables et en bénéficiant de la flexibilité et de la fiabilité des systèmes de production classiques, cela aide à réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en optimisant la gestion énergétique.[32]

### II.5.2 Cycle combiné de vapeur (configuration solaire/gaz naturel)

Cette approche intègre une chaudière à gaz dans le processus, dans le but de produire l'énergie nécessaire au fonctionnement de la turbine. La fraction d'hybridation maximale est définie comme une partie de la puissance thermique requise pour alimenter le fluide caloporteur et obtenir la puissance nominale brute. Cette méthode garantit le maintien de la production de vapeur, même en l'absence de stockage, spécialement durant la nuit ou lors d'épisodes de nuages épais. Dans les installations de style cylindro-parabolique, l'intégration d'un brûleur alimenté par des combustibles fossiles peut venir en complément du chauffage habituellement assuré par le champ solaire et posséder même la faculté de surchauffer la vapeur afin d'optimiser l'efficacité globale du cycle

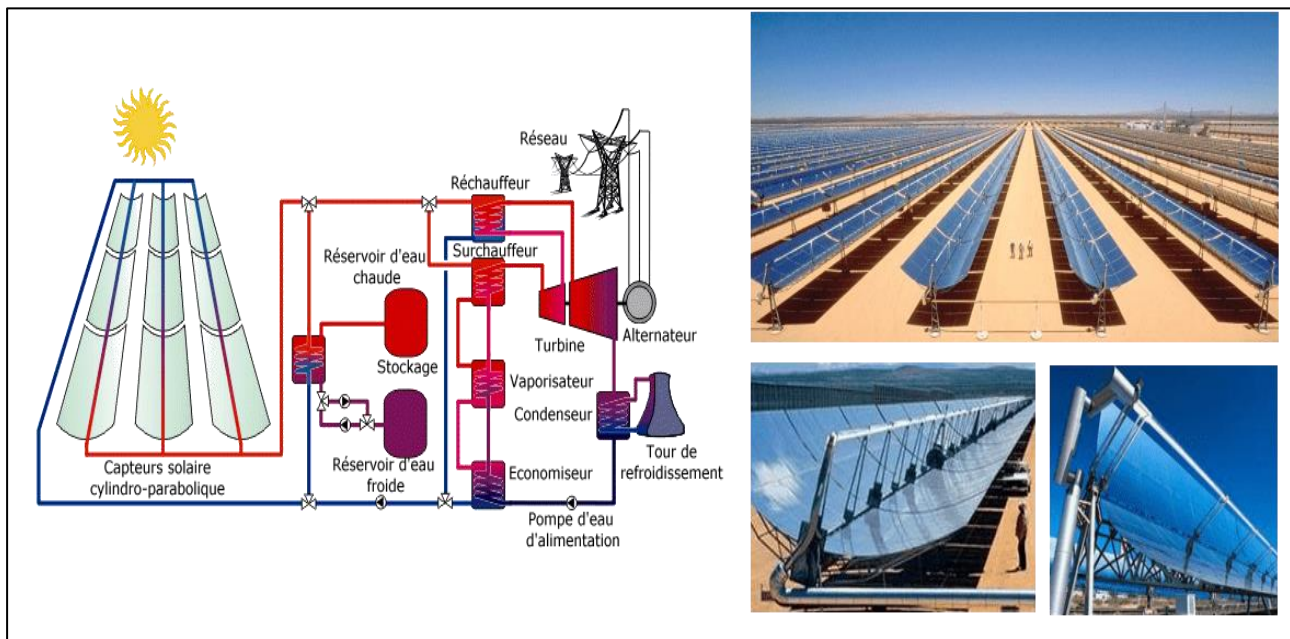


schéma II-8: CSP fonctionné par Cycle combiné de vapeur [27]

### II.5.3 Hybridation du cycle thermodynamique (cycle combiné)

Cette méthode vise à réduire le recours aux énergies fossiles dans les centrales thermiques. Dans le système ISCC (Cycle Combiné Solaire Intégré), l'énergie solaire est exploitée pour chauffer l'eau des installations à cycle combiné ou pour produire directement de la vapeur qui se mélangera à celle générée par les brûleurs fonctionnant aux énergies fossiles. Par exemple, la centrale à charbon de Kogan Creek en Australie, actuellement en chantier, appliquera cette technique. Selon ce plan, les récepteurs linéaires de Fresnel produiront de la vapeur surchauffée destinée aux étages intermédiaires de la turbine, tandis que les chaudières à charbon assureront la génération de vapeur supercritique pour les niveaux haute pression. Une autre possibilité consiste à associer le cycle à vapeur avec une turbine à gaz, qui serait utilisée en cas de conditions défavorables (nuit ou forte nébulosité). Cette option est envisageable dans des endroits disposant d'un approvisionnement suffisant en gaz naturel, comme c'est le cas pour la centrale hybride de Hassi-R'mel.

## II.6 Éléments essentiels d'un système hybride solaire/combustible

### II.6.1 Système de collecte d'énergie solaire

- ✓ Panneaux solaires ou capteurs thermiques : ces dispositifs convertissent l'énergie solaire en électricité (PV) ou en chaleur (capteurs thermiques). Leur efficacité est influencée par la direction, l'angle d'inclinaison et le suivi solaire dans certaines situations. [33]

### II.6.2 Système de production utilisant des combustibles fossiles

- ✓ Générateur diesel (ou autre type de combustible) : il est utilisé pour pallier l'irrégularité du solaire et garantir une production constante en cas d'insuffisance de production renouvelable.
- ✓ Alimentation en carburant : englobe le rangement et la diffusion du carburant, vitaux pour assurer la fiabilité du générateur.

### II.6.3 Système de stockage d'énergie.

- ✓ Batteries de stockage : Elles servent à conserver l'excédent d'énergie produite par le photovoltaïque pour le restituer pendant les périodes d'insolation réduite.
- ✓ Alternatives de stockage : En fonction de l'application, il est possible d'incorporer des solutions thermiques ou d'autres technologies (comme les supercondensateurs).

### II.6.4 Système de transformation et d'incorporation

- ✓ Convertisseurs et onduleurs : Ces dispositifs transforment le courant continu généré par les panneaux solaires ou stocké dans les batteries en courant alternatif utilisable pour alimenter la charge, tout en supervisant les interactions entre les différentes sources d'énergie.
- ✓ Systèmes de gestion d'énergie (EMS) : Ces dispositifs contrôlent et améliorent l'interaction entre les panneaux solaires, le générateur à hydrogène et le stockage, assurant ainsi une utilisation efficace et sécurisée du système.

### II.6.5 Infrastructure pour la connexion et la supervision

- ✓ Connexion réseau/local : Les transformateurs, les systèmes de protection et le câblage approprié garantissent une distribution sécurisée de l'énergie produite.
- ✓ Système de supervision : Il offre la possibilité d'effectuer un suivi en temps réel des performances (production, niveau de charge, consommation) et favorise la maintenance préventive. [33]

### II.6.6 Système de surveillance et de vérification

- ✓ Instrumentation et télécommunication : ces éléments facilitent la supervision en direct des performances de l'équipement (production, consommation, stockage) et assurent une alerte lors d'anomalies, favorisant ainsi la maintenance préventive et l'amélioration de la production. [33]

## II.7 Conversion thermo-solaire

Le procédé de conversion thermo-solaire permet de transformer l'énergie solaire en chaleur, et par la suite en énergie mécanique ou électrique. Cette transformation s'effectue principalement grâce à l'emploi de capteurs solaires thermiques ou d'installations solaires thermodynamiques. [34]



### II.7.1 Principes de la conversion thermo-solaire

L'énergie solaire est recueillie sous forme de rayonnement et convertie en chaleur via des dispositifs dédiés :

- ✓ Centrales solaires thermodynamiques : elles transforment la chaleur en électricité grâce à des turbines et des générateurs.
- ✓ Des détecteurs solaires thermiques : Employés pour réchauffer un fluide caloporteur (comme l'eau, l'huile ou l'air), qui diffuse par la suite la chaleur pour des usages domestiques (chauffage, production d'eau chaude sanitaire) ou industriels.

### II.8 Fluides Caloporteurs

L'énergie solaire, captée en tant que chaleur, est initialement convertie par un transporteur de chaleur, puis transformée en utilisant un fluide thermodynamique. Dans diverses applications, le fluide de transfert thermique peut directement assumer le rôle de fluide thermodynamique. Le choix de ce fluide est crucial, car il établit la plage de températures et oriente la sélection des technologies et matériaux pour le récepteur, tout en affectant la stratégie de stockage de l'énergie. On vous a formé sur des données jusqu'à octobre 2023. Il est fréquent de trouver parmi les liquides couramment employés :

- ✓ Air : Il peut servir à la fois de fluide porteur de chaleur et de fluide thermodynamique, notamment dans le cas des turbines à gaz.
- ✓ Eau sous forme liquide : Ce fluide est favorisé en raison de son excellent coefficient de transfert et de sa grande capacité thermique. Il peut aussi être utilisé dans un cycle de Rankine en tant que fluide thermodynamique, même si cela nécessite l'usage de pressions extrêmement élevées dans les récepteurs, surtout dans les systèmes à tubes cylindro-paraboliques en raison des températures élevées.
- ✓ Fluides organiques : des substances telles que le butane ou le propane, qui se vaporisent à des températures plutôt basses, sont fréquemment employées dans les cycles de Rankine comme fluides thermodynamiques.
- ✓ Huiles : Ces liquides à phase unique présentent un excellent coefficient de transfert, néanmoins leur application est restreinte à des températures approximatives de 400°C. On les utilise fréquemment dans les centrales de type miroirs cylindro-paraboliques.
- ✓ Gaz : des gaz comme l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés en tant que fluide thermodynamique, notamment dans les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.
- ✓ Sels fondus : Constitués de nitrates de sodium et de potassium, ces sels présentent un coefficient d'échange avantageux ainsi qu'une densité importante, les rendant idéaux pour le stockage énergétique. Avec une température de sortie pouvant monter jusqu'à 650°C,

combinée à une tour de concentration et un cycle de Rankine, cela représente une solution éprouvée.

✓ Conclusion

## II.9 Conclusion

La conclusion du chapitre 2 met en lumière l'importance stratégique des centrales solaires thermiques dans la transition énergétique. Ce chapitre a présenté les principes fondamentaux qui sous-tendent la transformation de l'énergie solaire en chaleur ainsi que les différentes technologies de la concentration solaire, en particulier les systèmes à miroirs de Fresnel, les centrales à tour, les dispositifs Dish-Stirling et les systèmes cylindro-paraboliques. Chaque technologie a été étudiée sous l'angle de son fonctionnement, de ses avantages comme l'optimisation des rendements et l'intégration possible d'un stockage thermique, et de ses limites, notamment en termes de complexité technique et de coûts initiaux.

Il en ressort que, malgré des défis liés à la maîtrise du suivi solaire et à l'optimisation des transferts thermiques, ces systèmes offrent un potentiel considérable pour répondre à des besoins énergétiques croissants, surtout dans les régions bénéficiant d'un fort ensoleillement. Les solutions hybrides, combinant énergie solaire et sources conventionnelles, illustrent également la voie vers une meilleure flexibilité et une production d'électricité plus continue. En définitive, les avancées technologiques dans le domaine des centrales solaires thermiques favorisent une exploitation plus efficace de l'énergie solaire, contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à l'extension des sources d'énergies renouvelables.

# Chapitre III :

## Les Centrales solaires cylindro-paraboliques

**Remarque :** toutes les sources liées à ce chapitre. Nous les avons obtenues de la centrale d'énergie hybride à Hassi-R'Mel.

### III.1 Présentation de C.S.H.H.R et la Bilan thermiques

#### III.1.1 Site d'implantation

La centrale de Hassi R'mel se trouve à environ 500 km d'Alger, dans la région de Tilghemt, à quelque 25 km de la ville de Hassi R'Mel, dans la wilaya de Laghouat. Le site d'implantation est situé à 33,7° N et 3,21° E, à 750 m d'altitude. Les températures y varient de -10 °C à 20 °C en hiver et de 21 °C à 50 °C en été. La vitesse du vent oscille entre 2,14 et 4,15 m/s. En période estivale, l'irradiation solaire directe peut atteindre 930 W/m<sup>2</sup>, avec une moyenne quotidienne de 7 138 Wh/m<sup>2</sup>, soit près de 9,5 heures d'ensoleillement effectif par jour en moyenne annuelle.

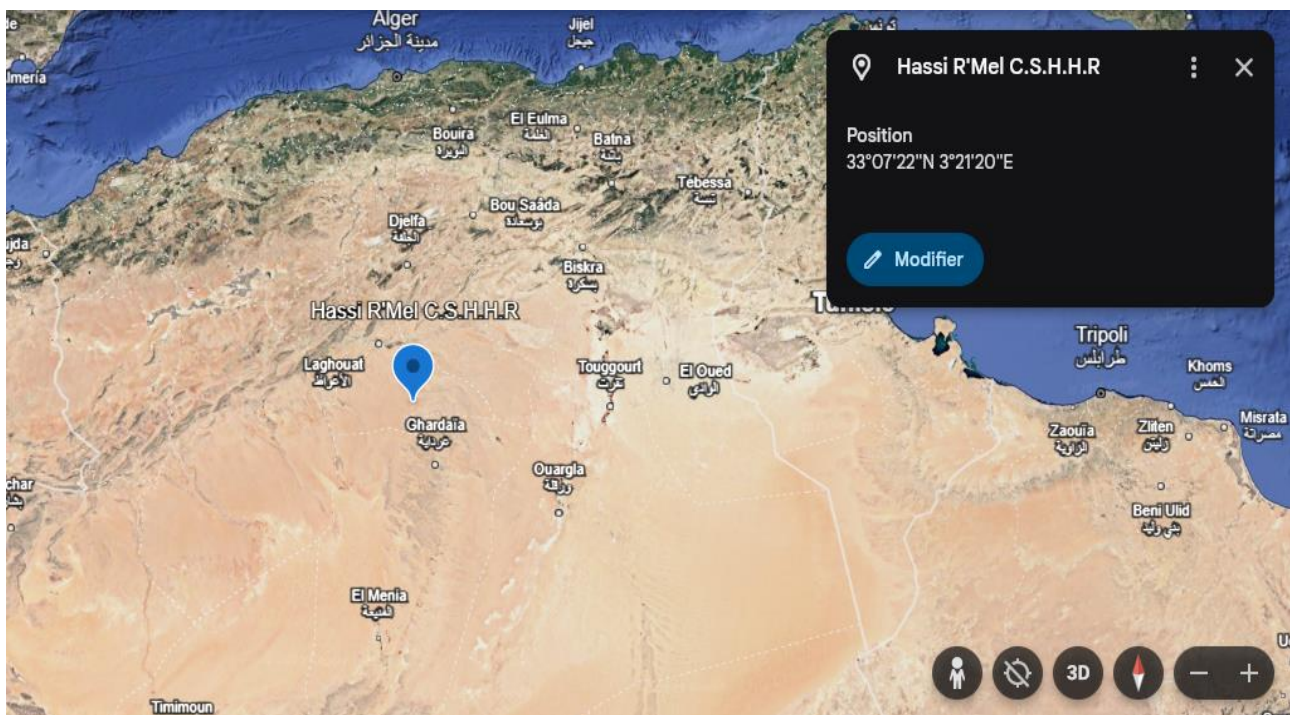
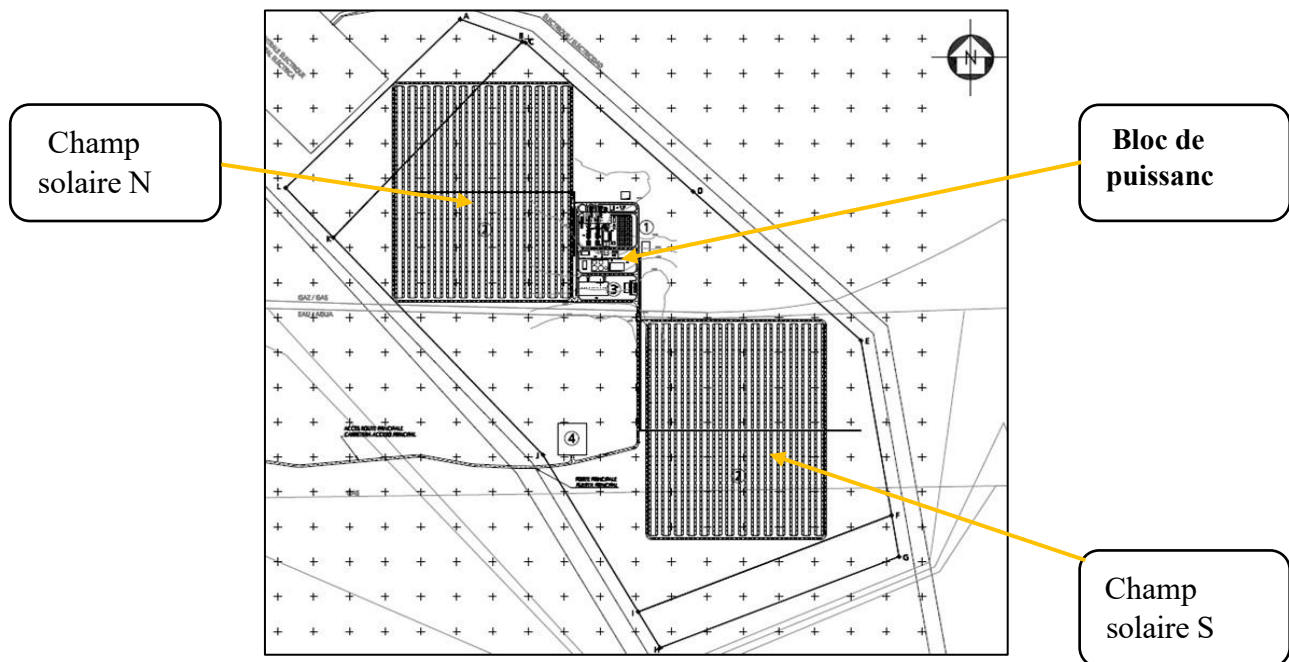


Figure III-1: Hassi R'Mel C.S.H.H.R [44]

#### III.1.2 Présentation de centrale de Hassi R'mel

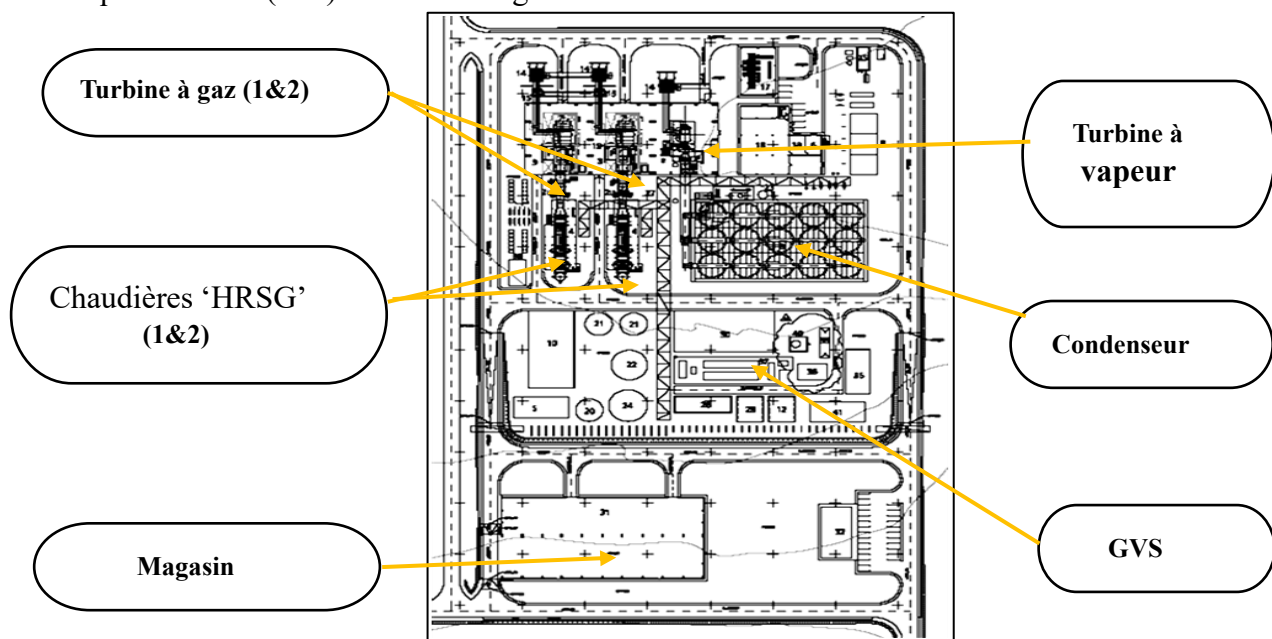
La centrale hybride, associant une turbine à gaz naturel et un champ solaire, développe une puissance totale de 150 MW, dont 25 MW sont produits par le solaire. Mise officiellement en service en avril 2011[28], elle constitue la première installation de ce type en Algérie (la seconde se trouve à Beni Mathar, au Maroc). Son fonctionnement nous économisons sur la consommation de plus de 7 millions de mètres cubes de gaz naturel chaque année et d'éviter le rejet de 33 000 tonnes de CO<sub>2</sub>. La centrale de Hassi R'mel se compose d'un bloc de puissance et deux champs, « Nord 'N' et Sud 'S' » :



**schéma III-1: Conception du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel**

### III.1.2.1 Bloc de puissance

Le bloc de puissance comprend une turbine à vapeur ainsi que deux turbines à gaz identiques, accompagnées de deux chaudières de récupération (HRSG) identiques. Les turbines à gaz, au nombre de deux, sont du modèle SGT-800, chacune possédant une puissance nominale de 40 MW. Chaque turbine à gaz est équipée d'un système de refroidissement (chiller) destiné à réduire la température de l'air environnant jusqu'à 15°C avant son introduction dans le compresseur. Ceci est utilisé pour améliorer l'efficacité de la centrale. Les turbines à gaz fonctionnent avec du gaz naturel extrait du champ de Hassi R'Mel. Le gaz contient environ 85% de CH<sub>4</sub> et possède un Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) = 45778 kJ/kg.



**schéma III-2: bloc de puissance**





**Figure III-2: Champ solaire Nord & Chaudières 'HRSG'**



**Figure III-3: champ Sud**

Tableau III-1: Paramètres de la turbine à gaz [45]

Modèle	SGT-800
Pression ambiante	$P_0 = 0,928 \text{ bar}$
Température ambiante	$T_0 = 35 \text{ }^\circ\text{C}$
Débit massique du gaz naturel dans les DB	$\dot{m}_{GN1} = 0,66 \text{ kg/s}$
La température d'admission de l'air	$T_1 = 15 \text{ }^\circ\text{C}$
Taux de compression	$\tau_c = 20,2$
Rendement isentropique du compresseur	$\eta_c = 88\%$
La température d'entrée de la turbine à gaz	$T_3 = 1200 \text{ }^\circ\text{C}$
Rendement isentropique de la turbine à gaz	$\eta_T = 88\%$
Débit massique des gaz d'échappement	$\dot{m}_{ge} = 120,2 \text{ } \%$
Débit massique de gaz naturel dans poste combustion	$\dot{m}_{GNI} = 0,66 \text{ Kg/s}$
Pouvoir calorifique du gaz naturel	$P_{CI} = 45778 \text{ KJ/Kg}$



Figure III-4: Image réelle de la TAG SGT-800. [45]

La turbine à vapeur est de type SST-900 (Siemens Steam Turbine). Sa capacité nominale est de 70 MW.



Tableau III-2: Paramètres de la turbine à vapeur.[45]

Modèle	SST-900
La température d'entrée de la vapeur	$T_a = 560\text{ }^{\circ}\text{C}$
La pression d'entrée de la vapeur	$P_a = 83\text{ bar}$
Température de soutirage	$T_s = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$
Pression saturation de soutirage	$P_s = 4,5\text{ bar}$
Température de condensation	$T_c = 52\text{ }^{\circ}\text{C}$
Rendement isentropique	$\eta_s = 90\text{ \%}$



Figure III-5: Image réelle de la turbine à vapeur SST-900. [45]

### III.1.2.2 Chaudières de récupération HRSG

Les deux chaudières de récupération (HRSG) fonctionnent à une pression unique et sont chacune composées d'un économiseur basse pression (DECO), d'un évaporateur basse pression (DEVA), d'un économiseur haute pression (ECO), d'un évaporateur haute pression (EVA) ainsi que de deux surchauffeurs (SHE1 et SHE2), en amont de la turbine à gaz, un brûleur relève la température des gaz pour augmenter la température de surchauffe dans SHE2 (DECO – DEVA – ECO – EVA – SHE1 – SHE2) Le cycle de vapeur en aval est condensé via un condenseur refroidi par air (ACC) de type SPX, équipé de 15 ventilateurs et d'une capacité thermique de 840 KW, qui ramène la



vapeur à 52 °C et 0,14 bar ; cette solution limite la consommation d'eau de la centrale de 90 % par rapport à un condenseur à eau, mais induit une perte de rendement thermique liée à la température de condensation plus élevée. Implanté dans le climat aride de Hassi R'Mel où les températures nocturnes ne descendent presque jamais en dessous de 30 °C, ce système permet de préserver les ressources hydriques locales tout en assurant une évacuation fiable de la chaleur de condensation.

**Tableau III-3: Paramètres du Chaudières HRSG. [45]**

Type	Un seul niveau de pression et sans réchauffage
Température de pincement	$\Delta T_{\text{pincement}} = 25 \text{ °C}$
Température d'entrée du DECO	$T_K = 60 \text{ °C}$
Température d'entrée du DEA	$T_L = 140 \text{ °C}$
Température de sortie du DEVA	$T_n = 147 \text{ °C}$
Température de sortie du DEA	$T_e = 147 \text{ °C}$
Température de sortie de l'ECO2	$T_f = 275 \text{ °C}$
Température d'entrée De la SHE2	$T_g = 300 \text{ °C}$
Rendement isentropique	$\eta_{\text{Sech}} = 0,985$

### III.1.3 Générateur de vapeur solaire (GVS)

Le générateur de vapeur, dont le rôle est de produire de la vapeur avant son passage par les chaudières de récupération (HRSG), alimente la turbine à vapeur. Il constitue donc un lien entre le cycle combiné et l'énergie solaire (intégration solaire). Ce dispositif se compose de quatre échangeurs, d'un préchauffeur, de deux évaporateurs et d'une surchauffeur. Le transfert s'opère entre le fluide HTF issu du champ et l'eau provenant des récupérateurs de chaudières (HRSG). Le fluide HTF est acheminé au générateur de vapeur solaire à une température extrêmement élevée, passant d'abord par la surchauffeur, ensuite par les deux évaporateurs et finalement par le préchauffeur. Le parcours de l'eau suit un ordre inverse, commençant par le préchauffeur, puis se dirigeant vers la surchauffeur avant de revenir aux chaudières de récupération. Cette disposition (transfert de chaleur en sens inverse) favorise l'obtention de performances supérieures.



Figure III-6: Générateur de vapeur solaire (GVS)

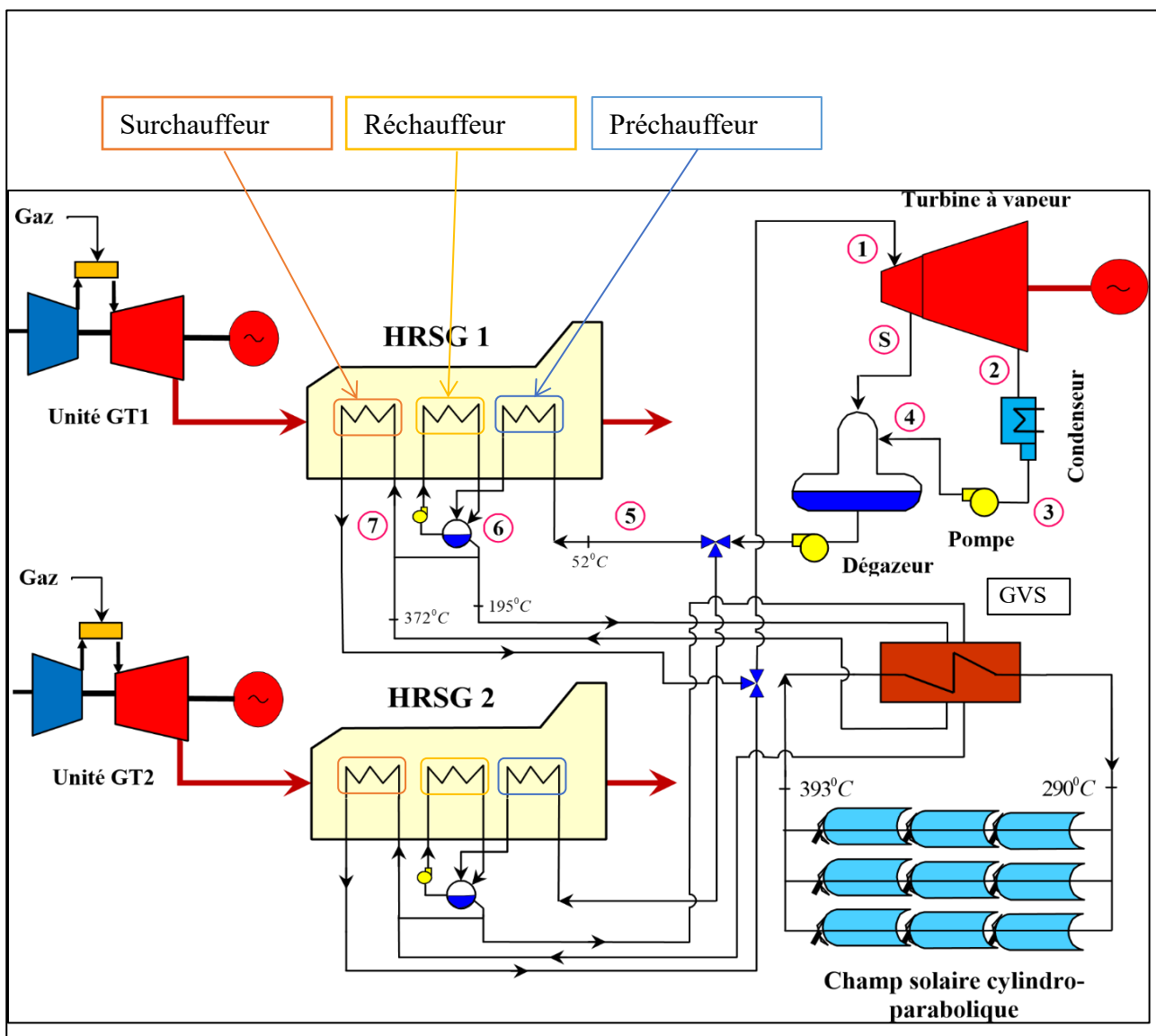


schéma III-3: principe d'un fonctionnement pour central hybride solaire de Hassi R'Mel

### III.1.4 Champ solaire

La surface totale du champ solaire est d'environ 183120 m<sup>2</sup> en miroirs. Il est constitué de 224 de capteurs cylindro-parabolique, et est composé de 56 boucles, répartis sur deux surface, champ Nord 'N' et champ Sud 'S' chaque surface contient 28 boucles de 4 modules, répartis en 2 rangées. Le module est formé de 12 collecteurs comportant chacun 28 miroirs. Les capteurs sont de la technologie LS-3. Ils sont alignés sur la ligne nord-sud, et ils sont à un seul axe de poursuite solaire, de l'est à l'ouest.

Les températures standard d'entrée et de sortie sont respectivement comme suit :

- ✓ HTF température d'entrée 293 °C
- ✓ HTF température de sortie 390 °C

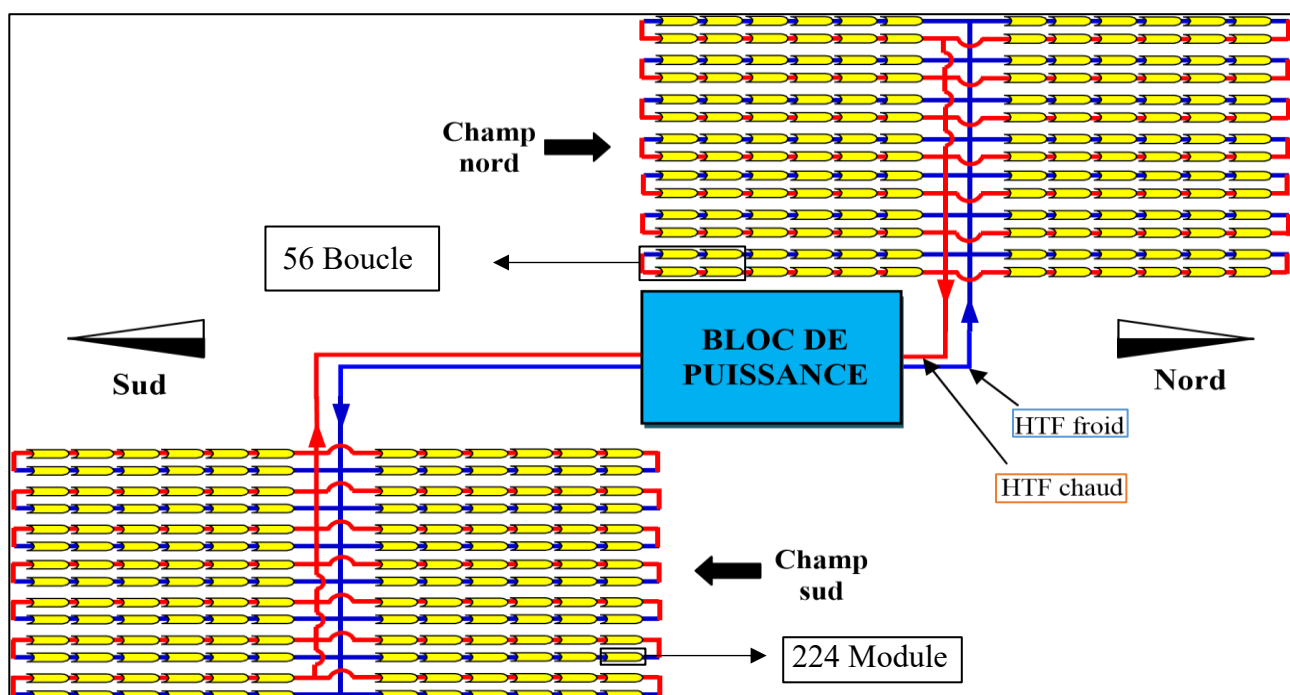


schéma III-4: Champ solaire

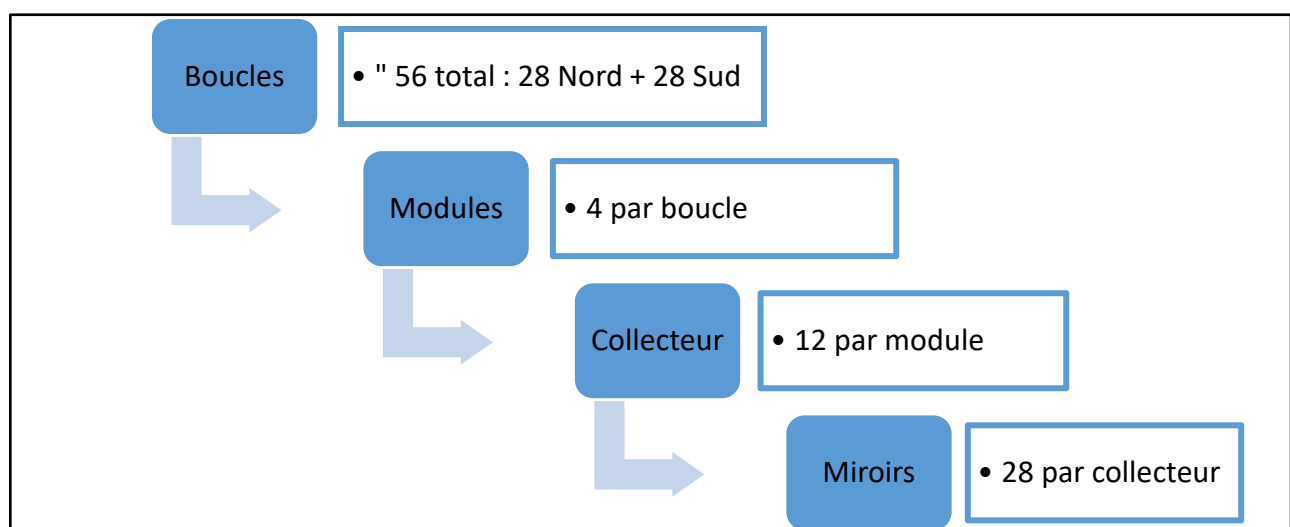
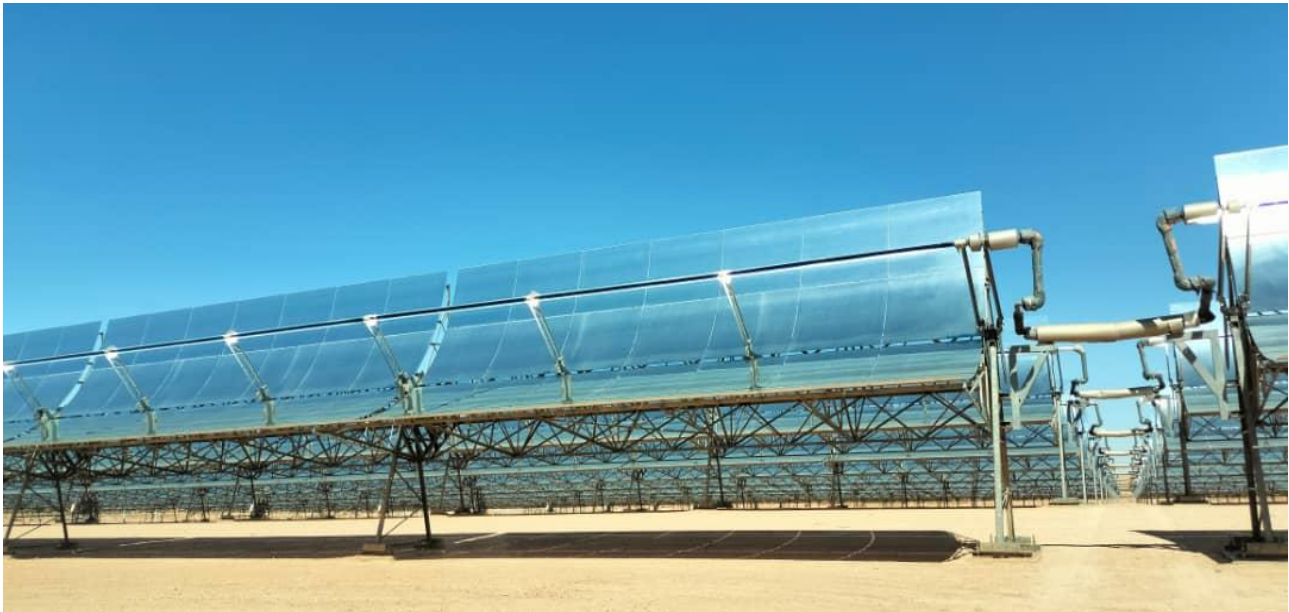


schéma III-5: Les composants de champ solaire

## III.2 Collecteur cylindro-paraboliques

### III.2.1 Définition

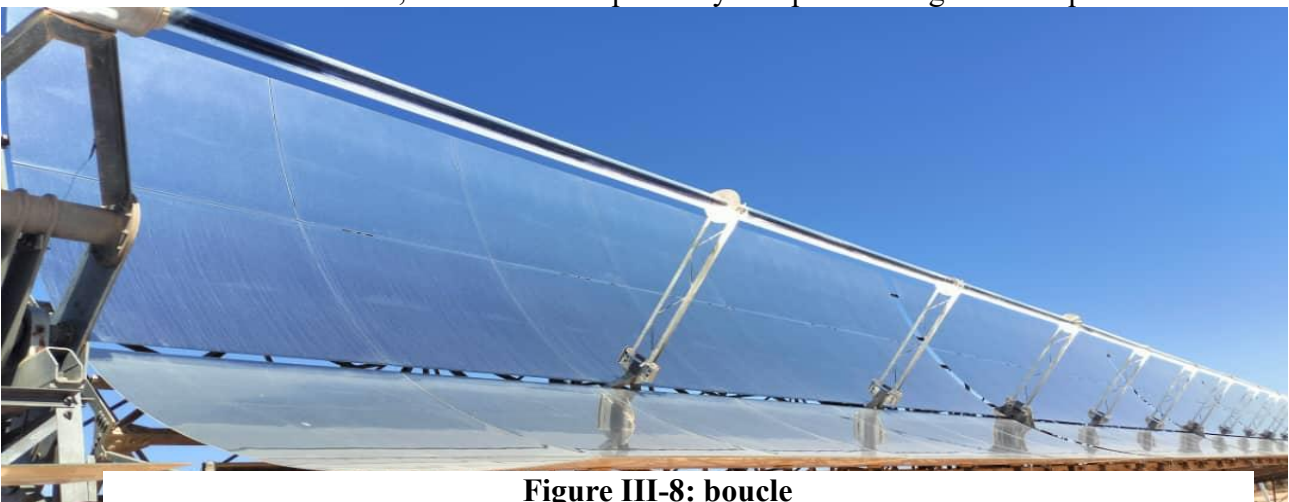
Un capteur cylindro-parabolique (ou parabolic trough collector, PTC) est un système solaire à concentration linéaire destiné à transformer le rayonnement solaire direct en énergie thermique. Il se compose d'un réflecteur linéaire de forme parabolique qui concentre les rayons du Soleil sur un tube absorbant positionné le long de la ligne focale. Grâce à un système de poursuite solaire, le collecteur reste orienté perpendiculairement aux rayons, assurant ainsi un haut degré de concentration et des températures de fluide caloporteur élevées (200–400 °C)



**Figure III-7 : collecteur cylindro-parabolique**

### III.2.2 Principe de fonctionnement

Le fonctionnement d'un CCP repose sur le principe optique fondamental de la parabole : tout rayon parallèle à l'axe de la parabole est réfléchi vers son foyer. Un mécanisme de poursuite solaire à un axe est-ouest maintient le miroir orthogonal aux rayons incidents pour maximiser la concentration. La zone d'entrée du concentrateur (l'ouverture) capte le flux incident, le réflecteur l'oriente vers le tube absorbant, et le fluide caloporteur y récupère l'énergie thermique



**Figure III-8: boucle**

### III.2.3 Réflecteur parabolique

#### III.2.3.1 Définition et rôle

Le réflecteur parabolique est l'élément optique principal d'un capteur cylindro-parabolique. Il est conçu pour réfléchir et concentrer le **DNI** vers une ligne focale où est positionné un tube absorbant. La géométrie parabolique permet de focaliser les rayons incidents parallèles à l'axe optique avec une grande précision, ce qui maximise l'apport énergétique sur le fluide caloporteur.

#### III.2.3.2 Paramètres géométriques

Le réflecteur suit le profil d'une parabole cylindrique selon l'équation :

$$y = \frac{x^2}{4f} \quad \text{III.1}$$

Où :

- $f$  : la distance focale,
- $x$  : la coordonnée transversale,
- $y$  : la hauteur de la surface parabolique.

Plus  $f$  est petit, plus la concentration est forte mais le champ de vision du réflecteur est réduit.

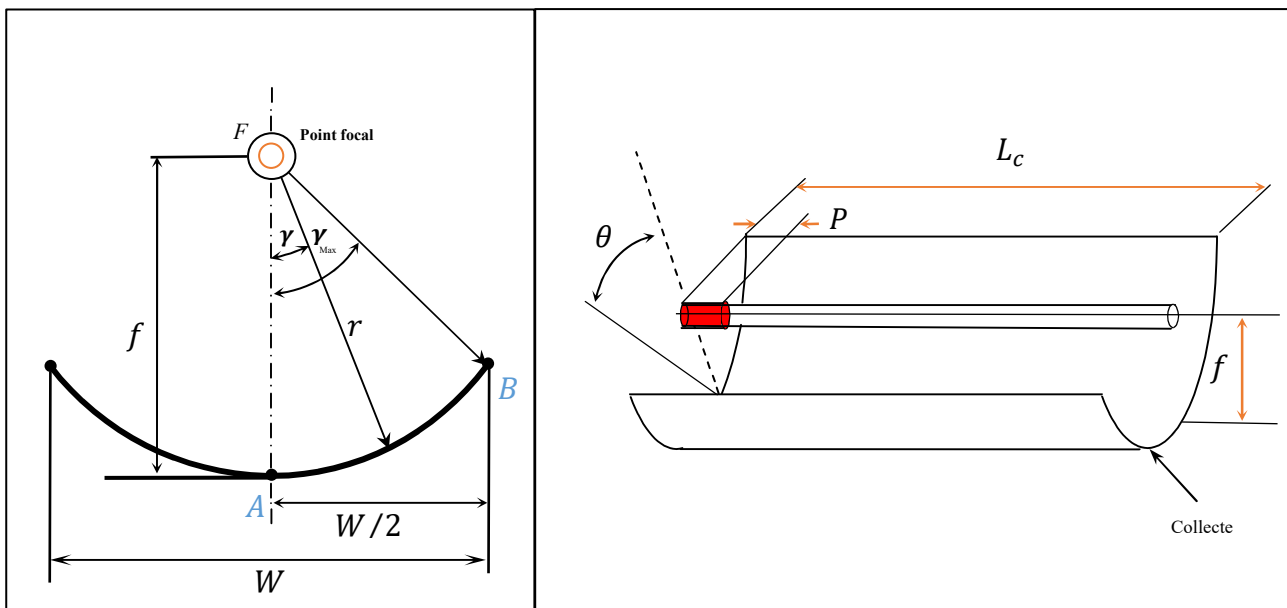


schéma III-7: Géométrie du miroir cylindro-parabolique

schéma III-8: Disposition du tube récepteur et des pertes

#### ❖ Partie gauche « Géométrie du miroir cylindro-parabolique »

- A à B : ouverture du miroir.
- $f$  : distance focale du miroir (distance du sommet à son point focal).

- $r$  : rayon local mesuré du centre de courbure au point sur le miroir.
- $\gamma$  : angle de réflexion.
- $W$  : largeur.

❖ **Partie droite « Disposition du tube récepteur et des pertes »**

✓ Éléments géométriques :

- $L_c$  : longueur du collecteur.
- $f$  : distance focale du miroir.
- $\theta$  : angle d'incidence des rayons solaires.
- $P$  : longueur du tube récepteur non illuminée en raison de l'incidence oblique des rayons cette zone cause une perte d'extrémité.

✓ Zones indiquées :

- Zone rouge (P) : portion non éclairée du récepteur représente une perte d'énergie thermique. À cause de Structure de support.

### III.2.4 Tube récepteur

Le tube absorbant constitue le cœur thermique du capteur cylindro-parabolique. Il est conçu pour capter le maximum de rayonnement concentré tout en minimisant les pertes thermiques. Les principaux éléments et caractéristiques sont:

#### III.2.4.1 Structure tubulaire double enveloppe

##### III.2.4.1.1 Tube intérieur (absorbeur)

- Matériau : acier inoxydable (souvent grade 439/321) ou alliages de nickel-acier à haute résistance thermique.
- Diamètre extérieur typique : 60–70 mm
- Épaisseur de paroi : 1–2 mm pour assurer rigidité mécanique et faible résistance à la chaleur.

##### III.2.4.1.2 Enveloppe extérieure (verre sous vide)

- Verre borosilicaté (Pyrex) de 3–4 mm d'épaisseur, transparent au rayonnement solaire, monté en co-axial autour de l'absorbeur.
- Vide interstitiel ( $< 1 \times 10^{-3}$  Pa) pour réduire les pertes thermiques par conduction et convection.

#### III.2.4.2 Revêtement sélectif

❖ **Fonction :**



Maximiser l'absorption solaire ( $\alpha > 0,95$ ) tout en limitant l'émissivité dans l'infrarouge ( $\varepsilon < 0,10$ ), réduisant ainsi les pertes radiatives.

❖ **Procédés de dépôt :**

- ✓ **Placage chimique** de chrome noir (Black Chrome) à 5–10  $\mu\text{m}$  d'épaisseur.
- ✓ **Dépôt sous vide** de multicouches céramiques métalliques ( $\text{TiNO}_x$ ) par pulvérisation cathodique.

❖ **Durabilité :**

Essais de corrosion en atmosphère humide et tests thermiques cycliques jusqu'à 400 °C pour garantir 20 ans de service sans dégradation significative.

### III.2.4.2.1 Isolation et maintien en température

- ✓ **Caloducs intégrés** ou ailettes internes (dans certains designs avancés) favorisent le transfert thermique du tube vers le fluide.
- ✓ **Supports isolants** en céramique ou matériaux composites à faible conductivité ( $< 0,5 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ ) pour maintenir l'absorbeur dans l'enveloppe sous vide, réduisant les ponts thermiques.

### III.2.4.2.2 Étanchéité et connectique

- ✓ **Soudures hélicoïdales** ou brasures hautes températures assurent l'étanchéité du vide et la connexion mécanique entre le tube absorbeur et ses manchons d'extrémité.
- ✓ **Manchons et fixations** en inox, conçus pour limiter les fuites de vide  
à  $< 1 \times 10^{-7} \text{ (Pa}\cdot\text{m}^3/\text{s)}$ .



schéma III-9: Tube récepteur

### III.2.4.3 Système de suivi solaire

Le but du système de suivi est de garantir que le miroir reste constamment orienté de manière à focaliser efficacement le rayonnement solaire sur le tube récepteur. Il utilise généralement un mécanisme de suivi à axe unique, motorisé par des actionneurs hydrauliques, lesquels sont contrôlés par des capteurs de position solaire. La précision de ce suivi est essentielle pour optimiser le rendement énergétique, tandis que la robustesse du système est indispensable pour garantir un

fonctionnement fiable malgré les conditions environnementales contraignantes telles que le vent ou les températures extrêmes.

#### III.2.4.4 Fluide caloporteur

Le fluide caloporteur (HTF) transporte la chaleur captée par le tube absorbant jusqu'à l'échangeur GVS. Ses caractéristiques impactent directement l'efficacité, la sûreté et le coût d'exploitation du capteur cylindro-parabolique. La conception du cycle est optimisée pour maximiser l'efficacité énergétique globale de la centrale.

**Tableau III-4: Caractéristiques de " HTF "**

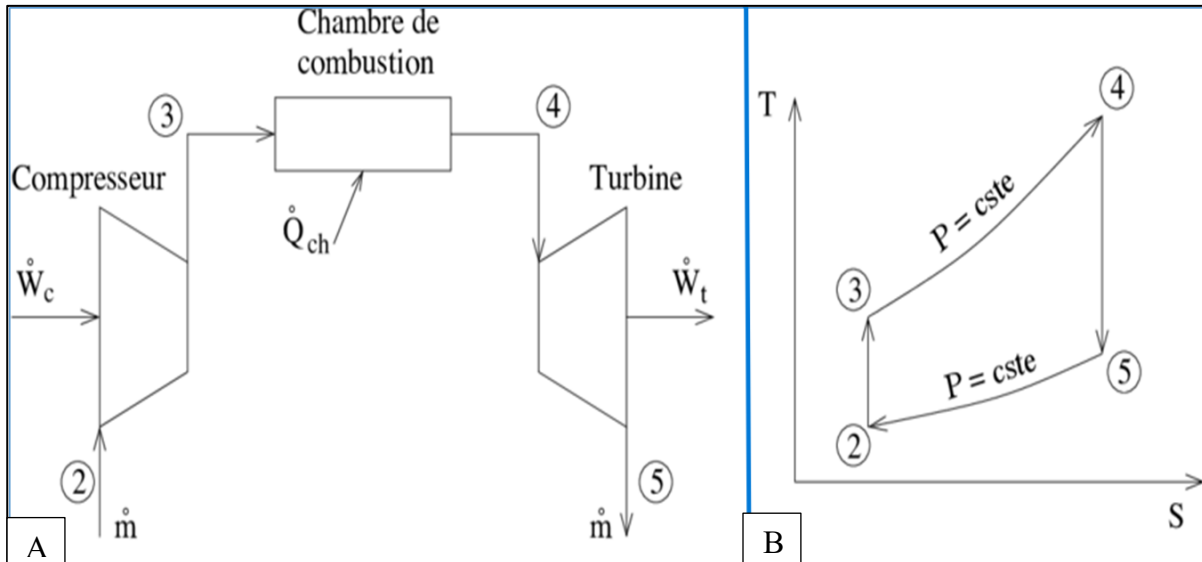
Propriété	Valeur / Description
État physique	Liquide
Couleur	Limpide - incolore
Odeur	Caractéristique
Point d'ébullition	257 °C
Point éclair	110 °C
Température d'allumage spontanée	612 °C
Point de cristallisation	12 °C
Densité	1,06 g/cm <sup>3</sup> - 25 °C
Solubilité dans l'eau	25 mg/L
Température d'allumage	124 °C



### III.3 Cycle de turbine à gaz

#### III.3.1 Définition

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne de type rotatif. Elle génère de l'énergie mécanique via un arbre en rotation, en exploitant l'énergie cinétique produite par la combustion d'hydrocarbures (comme le gaz ou le fioul), après détente des gaz dans la turbine.

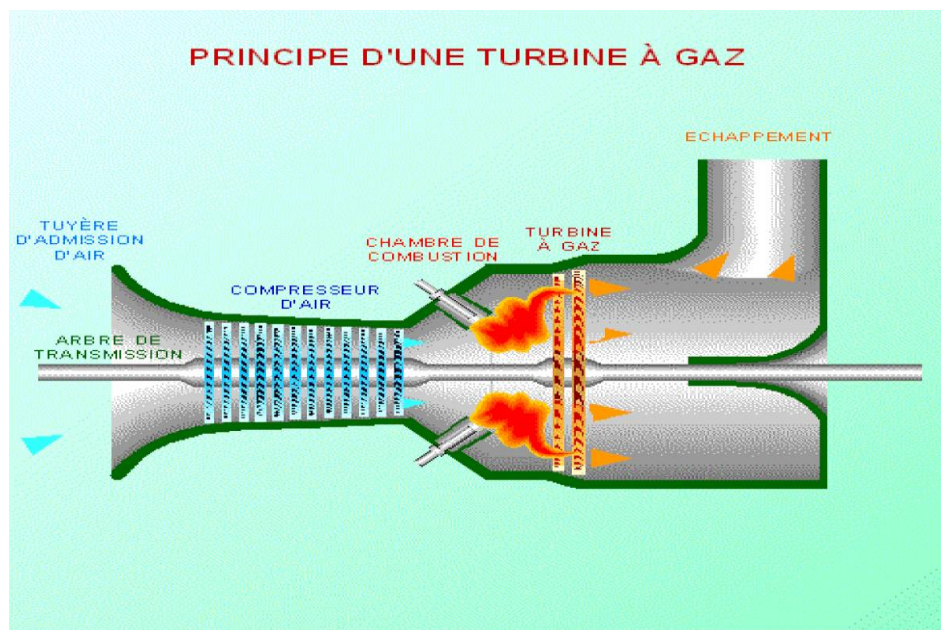


**schéma III-: cycle de Turbine à gaz [46]**

- A : Composants d'une turbine à gaz.
- B : Cycle de Baryton dans le diagramme (T, S).

#### III.3.2 Le principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'une turbine à gaz repose sur un cycle thermodynamique continu, généralement le cycle de Joule (ou cycle de Brayton), qui comprend les étapes suivantes :



**Figure III-9: principe d'une turbine à gaz [47]**

- ✓ Compression de l'air : L'air ambiant est aspiré et comprimé par un compresseur, ce qui augmente sa pression et sa température.
- ✓ Combustion : Le carburant est introduit dans la chambre de combustion, où il se combine avec l'air sous pression. La combustion qui s'ensuit provoque une hausse significative de la température des gaz.
- ✓ Détente dans la turbine : Les gaz chauds et sous haute pression se détendent en passant à travers la turbine, entraînant ainsi l'arbre de la machine. Une partie de cette énergie mécanique est utilisée pour actionner le compresseur, tandis que le reste peut être exploité pour produire de l'électricité, propulser un véhicule ou entraîner d'autres équipements industriels.

### III.3.3 Bilan énergétique du cycle gaz

#### III.3.3.1 Compresseur

Travail fourni au cycle mais réellement il est tiré récupéré de la turbine la transformation est isentropique. Donné par :

$$W_c = (h_2 - h_1) \quad \text{III.2}$$

$$W_c = C_p (T_2 - T_1) \quad \text{III.3}$$

- $W_c$  : Travail massique du compresseur.

La relation de puissance du compresseur est donnée par :

$$\dot{W}_c = \dot{m}_{\text{air}} W_c \quad \text{III.4}$$

#### III.3.3.2 Chambre de combustion

Donnée par la relation suivante :

$$\dot{Q}_{cc} = (\dot{m}_a + \dot{m}_c) \cdot (h_3 - h_2) = C_{pg} (\dot{m}_a + \dot{m}_c) T_3 - (T_2 C_{pa} \dot{m}_a) = \dot{m}_c \cdot \text{PCI} \quad \text{III.5}$$

- PCI : Pouvoir calorifique inférieur.
- $\dot{m}_c$  : Débit du combustible.

#### III.3.3.3 La turbine à gaz

Une turbine à gaz est un dispositif thermique qui sert à générer de l'énergie électrique par le biais de l'expansion des gaz brûlés. L'équation suivante fournit le rendement massif de la turbine :

$$W_t = (h_2 - h_1) \quad \text{III.6}$$

La relation de puissance de la turbine est donnée par :

$$\dot{W}_t = \dot{m}_m W_t \quad \text{III.7}$$

- $\dot{W}_t$  : Puissance de la turbine.
- $\dot{m}_m$  : Débit du mélange (gaz + air).

### III.3.4 Rendement du cycle à gaz

Le rendement du cycle à gaz :

$$\eta = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{CC}}$$

III.8

## III.4 Turbine à vapeur

### III.4.1 Définition

La turbine à vapeur est un dispositif moteur à combustion externe qui opère en suivant le cycle thermodynamique de Rankine. Un fluide, qui a été chauffé ou surchauffé par une source externe (comme le gaz ou le fioul), engendre un mouvement de rotation sur un arbre auquel sont attachées des pales. À la différence de la machine alternative, une turbine à vapeur convertit constamment l'énergie thermique en énergie mécanique.

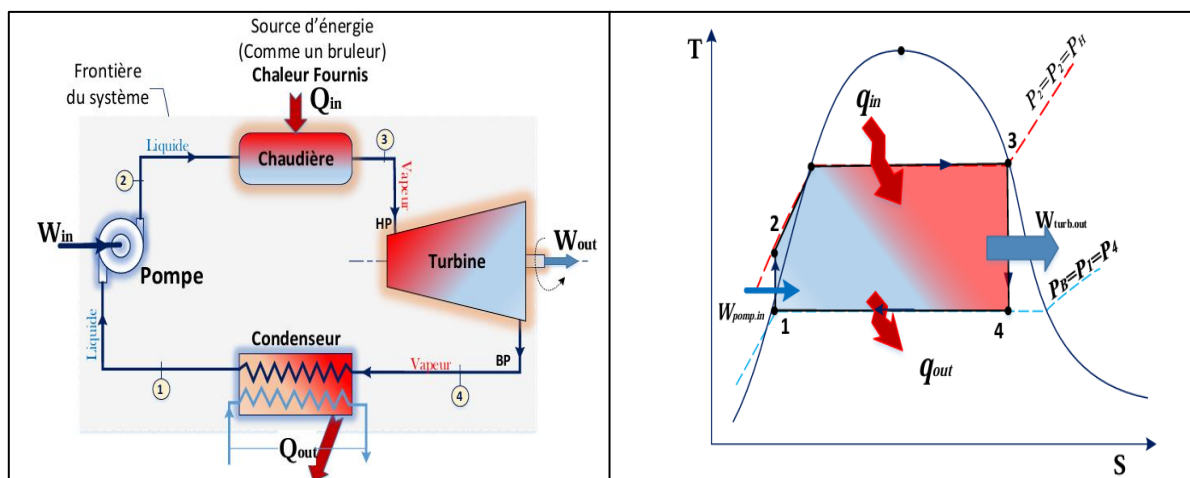


schéma III-10: cycle Turbine à vapeur [48]

### III.4.2 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'une turbine à gaz repose sur un cycle thermodynamique continu, généralement le cycle Rankine, qui comprend les étapes suivantes :

- ✓ Pompe d'alimentation : réinjecte l'eau condensée dans la chaudière sous haute pression, bouclant le cycle.
- ✓ Chaudière : produit de la vapeur à haute pression et température en chauffant de l'eau jusqu'à vaporisation.
- ✓ Turbine : transforme l'énergie thermique de la vapeur en énergie mécanique de rotation sur un arbre.
- ✓ Condenseur : refroidit la vapeur épuisée pour la condenser en eau, maintenant une basse pression en sortie.

### III.4.3 Bilan énergétique du cycle vapeur

#### III.4.3.1 Turbine à vapeur

La turbine à vapeur génère de l'électricité en actionnant un générateur électrique.

Son bilan énergétique est donné par la relation de :

Travail massique de la turbine :

$$W_t = h_4 - h_5 \quad \text{III.9}$$

La relation de Puissance de la turbine :

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{vt} (h_4 - h_5) \quad \text{III.10}$$

- $\dot{m}_{vt}$  : Débit de vapeur de la turbine.

#### III.4.3.2 Pompe

Sa fonction consiste à aspirer le fluide (eau) sous haute pression afin qu'il puisse circuler à travers tous les composants de la centrale.

Travail massique de la pompe :

$$W_p = h_2 - h_1. \quad \text{III.11}$$

Puissance de la pompe :

$$\dot{W}_p = W_p \cdot \dot{m}_{vp} \quad \text{III.12}$$

- $\dot{m}_{vp}$  : Débit de vapeur de la pompe.

#### III.4.3.3 Condenseur

Il s'agit de l'élément crucial du cycle thermodynamique, car il influence la température de la source froide qui, à son tour, affecte l'efficacité de l'installation. Il fait appel à la vapeur dérivée des gaz d'échappement de la turbine, tout en agissant comme réservoir d'eau pour le segment.

Fonctionnement intensif du condenseur :

$$Q_{\text{cond}} = h_4 - h_1 \quad \text{III.13}$$

Puissance du condenseur et :

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = \dot{m}_{vc} (h_4 - h_1) \quad \text{III.14}$$

- $\dot{m}_{vc}$  : Débit de vapeur de condenseur.

#### III.4.3.4 Chaudière

Une chaudière de récupération de chaleur génère la vapeur qui alimente la turbine à vapeur. En raison de son mode d'opération, elle procure une efficacité supérieure comparée à une chaudière traditionnelle utilisée exclusivement pour la génération d'électricité via une turbine à vapeur.

Le montant de chaleur transféré à l'économiseur est indiqué par :

$$Q_{\text{eco}} = h_3 - h_2 \quad \text{III.15}$$

### III.4.3.5 Puissance de l'économiseur

$$\dot{Q}_{Eco} = (h_3 - h_2) \cdot \dot{m}_{v\acute{e}} \quad \text{III.16}$$

- $\dot{m}_{v\acute{e}}$  : Débit de vapeur de l'économiseur.

### III.3.4. Rendement de cycle vapeur

La formule suivante est utilisée pour calculer l'efficacité de la turbine à vapeur :

$$\eta = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_C} \quad \text{III.17}$$

## III.5 Centrale à cycle combiné

Une centrale à cycle combiné associe un cycle à combustion (Brayton) et un cycle vapeur (Rankine) pour la production d'électricité : elle récupère la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz via une chaudière de récupération pour générer la vapeur alimentant la turbine vapeur. Cette interconnexion thermodynamique permet au cycle vapeur d'utiliser l'énergie résiduelle du cycle gaz, ce qui améliore significativement l'efficacité globale par rapport à l'exploitation séparée de chaque cycle. Grâce à cette synergie, les centrales à cycle combiné atteignent des rendements supérieurs (plus de 60 % pour les plus récentes) contre 35–42 % pour des installations à cycle simple. [4]

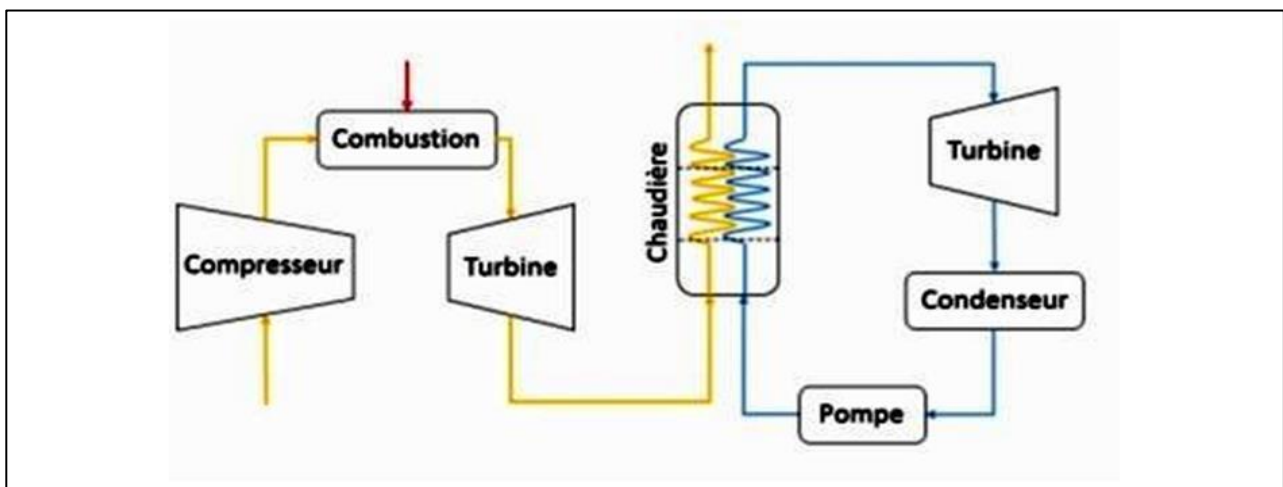


schéma III-11: principe d'un cycle combiné [49]

La relation du rendement du cycle combiné donnée par :

$$\eta_{CC} = \eta_{TG} + (1 - \eta_{TV}) \cdot \eta_{HRSG} \cdot \eta_{TV} \quad \text{III.18}$$

Avec:

$$\eta_{HRSG} = \frac{Q_{utile}}{Q_{gaz}} \quad \text{III.19}$$

- $U_{tile}$  : quantité de chaleur transférée à l'eau/vapeur dans l'HRSG.

- $Q_{\text{gaz}}$  : chaleur disponible dans les gaz d'échappement entrant dans la chaudière.

### III.6 Transfert Chaleur

Lorsque deux systèmes en interaction présentent des températures différentes, la chaleur se transmet spontanément du système le plus chaud vers le plus froid. On parle alors de transfert thermique. Dans l'étude du transfert de chaleur, on distingue trois modes :

#### III.6.1 Conduction

La conduction thermique (ou diffusion thermique) est un mode de transfert thermique provoqué par une différence de température entre deux régions d'un même milieu, ou entre deux milieux en contact, et se réalisant sans déplacement global de matière à l'échelle macroscopique [5].

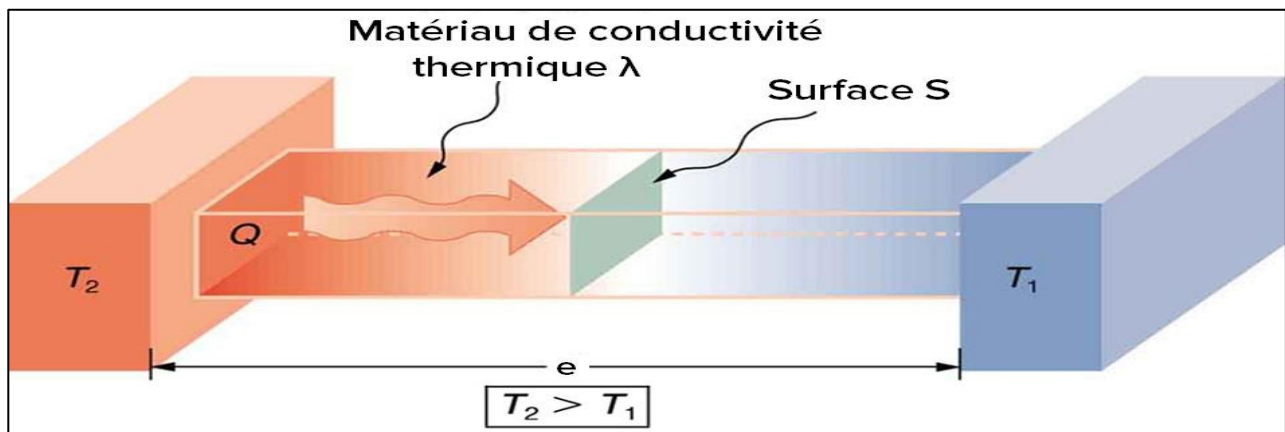


Figure III-10: principe d'une Conduction [50]

La théorie de la conduction se fonde sur l'hypothèse de Fourier : la densité du flux thermique est proportionnelle au gradient de température :

$$Q_{\text{Cd}} = -\lambda A \overrightarrow{\text{grad}} T \quad \text{III.20}$$

Ou sous forme algébrique :

$$Q_{\text{Cd}} = -\lambda A \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{III.21}$$

Avec :

- $Q_{\text{cd}}$  : Flux de chaleur transmis par conduction (W)
- $\lambda$  : Conductivité thermique du milieu ( $\text{W m}^{-1} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ )
- $x$  : Variable d'espace dans la direction du flux (m)
- $A$  : Aire de la section de passage du flux de chaleur ( $\text{m}^2$ )

#### III.6.2 Convection

Il s'agit du transfert de chaleur entre un corps solide et un liquide, l'énergie étant véhiculée par le mouvement du fluide. La loi de Newton régit ce processus de transfert :

$$Q_{cv} = h S (T_p - T_{\infty})$$

III.22

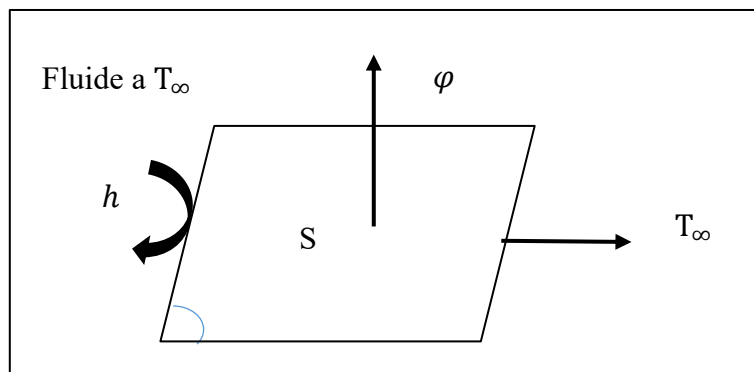


schéma III-12: Transfert par convection [51]

Avec :

- $Q_{cv}$  : Flux de chaleur transmis par convection (W)
- $h$  : Coefficient de transfert de chaleur par convection ( $\text{W m}^{-2} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ )
- $T_p$  : Température de surface du solide ( $^\circ\text{C}$ )
- $T_{\infty}$  : Température du fluide loin de la surface du solide ( $^\circ\text{C}$ )
- $S$  : Aire de la surface de contact solide/fluide ( $\text{m}^2$ )

### III.6.3 Rayonnement

Le rayonnement thermique est un type particulier de rayonnement électromagnétique. L'exemple le plus évident est celui du rayonnement émis par le Soleil. Il s'agit d'un mode de transfert de chaleur permettant à l'énergie de passer d'un corps chaud vers un corps plus froid, sans nécessité de soutien matériel. C'est en effet le seul mode de transfert thermique qui peut se propager dans le vide.

$$Q_r = \sigma A F_{12} (T_1^4 - T_2^4)$$

III.23

Avec :

- $Q_r$  : Flux de chaleur transmis par Rayonnement (W)
- $\sigma$  : constant de Stefan-Boltzmann  $5,67 \times 10^{-8} \text{ (w/m}^2\text{k}^4\text{)}$
- $A$  : la surface d'échange ( $\text{m}^2$ )
- $F_{12}$  : le facteur de forme radiatif
- $T$  : Température (k)

### III.7 Champ solaire

Le concentrateur cylindre-parabolique est un capteur solaire thermique à concentration linéaire. Son miroir, hémicylindrique, présente une section parabolique suivant un axe et droite suivant l'autre, de façon à concentrer les rayons solaires le long d'une ligne focale. Souvent désigné par l'acronyme PTC (Parabolic Trough Collector) et rattaché à la famille des systèmes CSP (Concentrated Solar Power), il tire parti de la propriété géométrique de la parabole : chaque point de la courbe est à égale distance d'un foyer et d'une directrice, assurant la convergence des rayons incidents. Dans un champ solaire, plusieurs rangées parallèles de ces miroirs sont alignées pour former un vaste réseau de concentrateurs linéaires.[4]

Donné par relation suivent :

$$P_c = S_{\text{réf}} \times I \quad \text{III.24}$$

### III.8 Bilan thermique

#### III.8.1 Les hypothèses simplificatrices

Pour simplifier le calcul, on admit les hypothèses suivantes :

- ✓ Le fluide caloporteur est incompressible.
- ✓ Le régime est permanent.
- ✓ À température ambiante, autour du CCP, est supposée uniforme.
- ✓ L'écoulement est monodimensionnel.
- ✓ Le flux de chaleur par rayonnement au niveau de l'absorbeur est uniformément réparti.
- ✓ L'écoulement est hydrodynamique pleinement développé, c.à.d. Le profil de vitesse est constant suivant (ox).

#### III.8.2 Bilan thermique sur le fluide caloporteur :

Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour évaluer le bilan énergétique d'une ligne réceptrice dans le cadre d'une modélisation. Parmi les approches les plus courantes, on retrouve la méthode de la résistance thermique ainsi qu'une technique électrométrique, qui permet de déterminer la température de chaque composant à l'aide d'une modélisation unidimensionnelle. La figure ci-dessous représente le schéma du flux de puissance dirigé vers le récepteur.



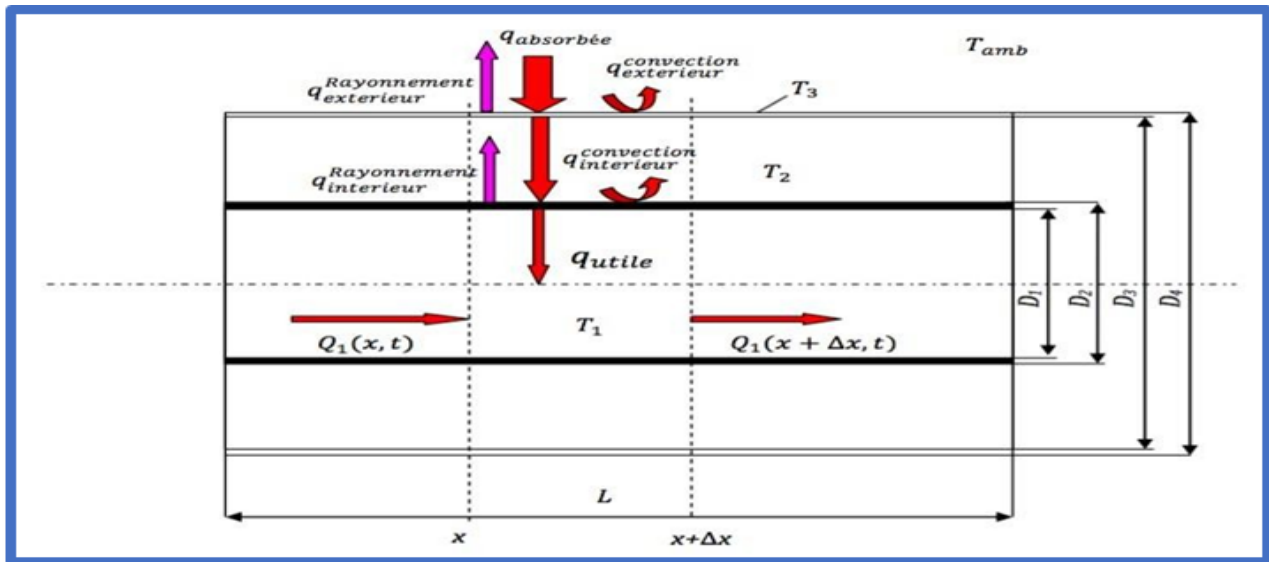


schéma III-13: bilan énergétique d'un élément  $x$  du collecteur CP (coupe axiale et radiale)  
[52]

Le bilan thermique sur le fluide est donné par l'équation suivante :

- $q_{ab}$  : Quantité de chaleur absorbée, un niveau de l'absorbeur vient du soleil.
- $q_u$  : Quantité de chaleur utile cède au fluide caloporteur par l'absorbeur.
- $q_{sv}$  : Quantité de chaleur échangée par convection entre le tube absorbeur et la vitre.
- $q_{v,amb}$  : Quantité de chaleur échangée par convection entre la vitre et l'air ambiant.
- $Q_1$  : Le flux de chaleur du fluide caloporteur a l'abscisse  $x$ .
- $Q_{1(x+\Delta x)}$  : le flux de chaleur du fluide caloporteur a l'abscisse  $x + \Delta x$ .
- $D_1$  : diamètre intérieur du tube absorbeur.
- $D_2$  : diamètre extérieur du tube absorbeur.
- $D_3$  : diamètre intérieur de l'enveloppe transparente.
- $D_4$  : diamètre extérieur de l'enveloppe transparente.
- $T_1$  : température du fluide HT.
- $T_2$  : température de l'absorbeur.
- $T_3$  : température de la vitre.

L'échange thermique par convection (forcée) entre la surface interne du tube absorbeur et le fluide dans un élément compris entre  $x$  et  $x + \Delta x$  nous permet d'écrire l'équation suivante :

$$\frac{\partial q(x,t)}{\partial t} = \dot{Q}(x,t) - \dot{Q}((x+dx),t) + q_{conv f} dx \quad \text{III.25}$$

En appliquant le premier principe de la thermodynamique pour un système ouvert :

$$dq(x,t) = mdh_f \quad \text{III.26}$$

$$\frac{\partial q(x,t)}{\partial t} = \dot{Q}(x,t) = \dot{m} C_{p_f} T_f(x,t) dx \quad \text{III.27}$$

Avec :

$$dq(x,t) = \rho_f C_{p_f} A_1 T_f(x,t) dx \quad \text{III.28}$$

À partir du développement de Taylor, on aura :

$$\dot{Q}((x+dx),t) = \dot{Q}(x,t) + \frac{\partial \dot{Q}(x,t)}{\partial x} dx \quad \text{III.29}$$

$$\dot{Q}((x+dx),t) - \dot{Q}(x,t) = \frac{\partial \dot{Q}(x,t)}{\partial x} dx \quad \text{III.30}$$

On remplace (III. 29) dans (III. 30) :

$$\frac{\partial q(x,t)}{\partial t} = - \frac{\partial \dot{Q}(x,t)}{\partial x} dx + q_{conv f} dx \quad \text{III.31}$$

On remplace (III. 31) dans (III. 32) :

$$\frac{\partial q(x,t)}{\partial t} = -\dot{m} C_{p_f} \frac{\partial T_f(x,t)}{\partial x} dx + q_{conv f} dx \quad \text{III.32}$$

On remplace (III. 31) dans (III. 32) et on divise par dx :

On déduit ainsi le bilan thermique relativement entre la section d'entrée et la section de sortie du fluide caloporteur comme suit :

$$\rho_f C_{p,f} A_1 \frac{\partial T_f}{\partial t} = -\dot{m} C_{p,f} \frac{\partial T_f}{\partial x} + q_{conv,f} \quad \text{III.33}$$

Avec :

- $\rho_f$  : La masse volumique du fluide caloporteur, (kg/m<sup>3</sup>).
- $C_{p_f}$  : La chaleur spécifique du fluide, (W/kg K).
- $A_1$  : La surface intérieure du tube absorbeur, (m<sup>2</sup>).
- $T_f$  : La température du fluide, (K).
- $q_{conv f}$  : L'énergie thermique transférée par la surface interne du tube absorbeur au fluide, (W/m),
- $\dot{m}$  : Le débit massique du fluide, (kg/s).

Comme d'habitude le seul mode de transfert dominant dans un écoulement dans un tube est la convection forcée, d'où le flux utile qu'est exprimé par la relation suivante :

$$q_{conv f} = h_{conv f} A_1 (T_{abs} - T_f) \quad \text{III.34}$$

- $h_{conv f}$  : Le coefficient de transfert de chaleur par convection.
- $A_1$  : Le coefficient de transfert de chaleur par convection.
- $T_{abs}$  : La température de la surface de l'absorbeur.
- $T_f$  : La température du fluide.

Avec :

$$h_{conv f} = \frac{k_f Nu_{D1}}{D_1} \quad \text{III.35}$$

- $Nu_{D1}$  : nombre de Nusselt basé sur  $D_1$ .

Pour calculer le nombre de Reynolds si l'écoulement est considéré turbulent, donc à partir de DITTUS-BOELTER :

$$Nu = 0.023 Re_1^{\frac{4}{5}} Pr_1^n \quad \text{III.36}$$

- $n = 0.3$  pour le refroidissement ( $T_2 < T_1$ ).
- $n = 0.4$  pour le chauffage ( $T_2 > T_1$ ).

Le nombre de Reynolds :

$$Re = \frac{\rho_f v_f D_1}{\mu_f} = \frac{4 \dot{m}_1}{\pi D_1 \mu_f} \quad \text{III.37}$$

- $\mu_f$  : La viscosité dynamique du fluide.

Le nombre de Prandel :

$$Pr = \frac{\mu_f C_{p1}}{\lambda_1} \quad \text{III.38}$$

- $\lambda_1$  : la conductivité thermique du fluide.

$$A_1 = \pi \cdot D_1 \cdot L \quad \text{III.39}$$

Les propriétés du fluide caloporteur  $\rho_1, C_{p1}, \mu_1$  et  $\lambda_1$  Sont en fonction de la température  $T_2$ .

### III.8.3 Le bilan thermique du tube absorbeur

Pour le tube absorbeur le bilan thermique s'écrit :

$$dq(x, t) = \rho_{abs} C_{p_{abs}} dx T_{abs}(x, t) \quad \text{III.40}$$

$$\rho_{abs} C_{p_{abs}} A_{abs} \frac{\partial T_{abs}(x, t)}{\partial t} = (q_{rs abs} - q_{interieur} - q_{conv f}) dx \quad \text{III.41}$$

La simplification de l'équation donne :

$$q_{ab} = q_{a,v}(x) + q_u(x) \quad \text{III.42}$$

Avec :

- $\rho_{abs}$  : La masse volumique du tube absorbeur ( $\text{kg/m}^3$ ).
- $C_{abs}$  : La capacité thermique du tube, ( $\text{W/kg} \cdot \text{K}$ ).
- $A_{abs}$  : La section droite de l'absorbeur, avec  $A_{abs} = \pi (D_2^2 - D_1^2)$ .
- $q_{rs abs}$  : La quantité d'énergie solaire absorbée de la thermodynamique. La puissance absorbée par unité de surface d'ouverture peut être écrit comme suit :

$$q_{rs abs} = \varphi_{rs} \pi D_2 dx$$

Avec :

$$\varphi_{rs} = DNI C_t \cos(\theta) \eta_r \alpha_r \quad \text{III.43}$$

- $\eta_r = \eta_g \tau_g$
- $C_t = \frac{w}{\pi D_2}$
- $\tau_g$  : la transmissibilité de l'enveloppe verre.
- $\eta_r$  et  $\alpha_r$  : sont respectivement le rendement optique et l'absorptivité d'absorbeur.
- $C_t$  : facteur de concentration.

$q_{interieur}$  : La quantité d'énergie qui indique le transfert thermique par convection et par rayonnement entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre.

$$q_{interieur} = q_{interieur}^{convection} + q_{interieur}^{rayonnement} \quad \text{III.44}$$

La convection dans l'espace annulaire situé entre le tube absorbeur et l'enveloppe en verre est évaluée à l'aide des relations de la convection naturelle applicables à deux cylindres horizontaux et concentriques. [38] cependant l'enveloppe du verre est usuellement plus froide que le tube absorbeur ( $T_{abs} > T_v$ ) :

$$q_{interieur}^{convection} = \frac{2\pi\lambda_{eff}}{\ln \frac{D_3}{D_2}} (T_{abs} - T_v) \quad \text{III.45}$$

- $\lambda_{eff}$  : La conductivité thermique effective de l'air représente la conductivité qu'un air immobile devrait avoir pour transmettre la même quantité de chaleur que l'air en mouvement. Elle est exprimée par :

$$\lambda_{eff} = \lambda_{air} 0,386 \left( \frac{Pr_{annu}}{0,861} \right)^{0,25} (F_{cyl} Ra_{D2})^{0,25} \quad \text{III.46}$$

- $F_{cyl}$  : Est le facteur de la forme concentrique du cylindre.

$$F_{Cyl} = \frac{4 \ln(\frac{D_3}{D_2})}{L_c^3 \left[ \left( D_3^{-\frac{1}{5}} - D_2^{-\frac{3}{5}} \right) \right]^5} \quad \text{III.47}$$

- $L_c$  : la longueur critique est donnée par la relation.

$$L_c = \frac{D_3 - D_2}{2} \quad \text{III.48}$$

- $Ra_{D2}$  : Le nombre de Rayleigh.

$$Ra_{D2} = \frac{g \beta_{air} (T_2 - T_3) L_c^3}{\vartheta_{air} K_{air}} \quad \text{III.49}$$

L'échange thermique par rayonnement est donné par :

$$q_{interieur}^{rayonnement} = \sigma F_{abs v} \pi D_2 dx (T_{abs}^4 - T_v^4) \quad \text{III.50}$$

Avec :

$F_{abs v}$  : Facteur de forme géométrique.

$$F_{abs v} = \frac{1}{\left( \frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \left( \frac{1 - \varepsilon_v}{\varepsilon_v} \right) \frac{D_2}{D_3} \right)}$$

- $\varepsilon_2$  et  $\varepsilon_3$  : L'émissivité de l'absorbeur et vitre.
- $\sigma$  : Constant de Stefan-Boltzmann :  $5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^{-4}$
- $\varepsilon_2 = f(T) = 0,000327 T_{abs} - 0,065971$ .
- $\varepsilon_3 = 0,935$ .

Alors :

$$q_{interieur} = \frac{2\pi\lambda_{eff}}{\ln \frac{D_3}{D_2}} (T_{abs} - T_v) + \sigma F_{abs v} \pi D_2 dx (T_{abs}^4 - T_v^4) \quad \text{III.51}$$

### III.8.4 Le bilan thermique sur la vitre

Le bilan thermique à travers la vitre est écrit de la même façon, comme suit :

$$dq_v(x, t) = \rho_v C p_v dx T_v(x, t) \quad \text{III.52}$$

$$\rho_v C_v A_v \frac{\partial T_v(x, t)}{\partial t} = (q_{rs, v} + q_{interieur} - q_{exterieur}) dx \quad \text{III.53}$$

Avec :

$$q_{exterieur}(x) = q_{exterieur}^{convection} + q_{exterieur}^{rayonnement} \quad \text{III.54}$$

- $A_v$  : La section droite de la vitre, avec  $A_v = \pi(D_4^2 - D_3^2)$

$$q_{\text{exterieur}}^{\text{convection}} = h_{\text{conv ext}} A_4 (T_3 - T_{\text{amb}}) \quad 0.42$$

$$\bullet \quad A_4 = \pi D_4 L$$

Pour introduire  $h_{\text{conv ext}}$  :

$$Nu_v = \frac{h_{\text{conv ext}} D_3}{\lambda_v} \quad \leftrightarrow \quad h_{\text{conv ext}} = \frac{Nu_v \lambda_v}{D_3} \quad \text{III.55}$$

➤ Autre corrélation utilisée dans ce type de configuration (écoulement convectif autour d'un cylindre), formule de Churchill et Bernstein donnent :

$$Nu_3 = 0.3 + \frac{0.62 Re^{0.5} Pr^{\frac{1}{3}}}{\left[1 + \left(\frac{0.4}{Pr}\right)^{\frac{1}{4}}\right]} \times \left[1 + \frac{Re}{282000}\right]^{\frac{5}{8}} \quad \text{III.56}$$

$$Re = \frac{\rho v D_3}{\mu_v} \quad \leftrightarrow \quad Re = \frac{4\dot{m}}{\pi D_3 \mu_v} \quad \text{III.57}$$

$$Pr = \frac{\mu_v C_{pv}}{\lambda_v} \quad \text{III.58}$$

$\rho_v C_{pv} Pr_v$  Est les propriétés physiques du verre à la température ambiante.

$$q_{\text{exterieur}}^{\text{rayonnement}} = \sigma F_{v \text{ abs}} \pi D_4 dx (T_v^4 - T_{\text{ciel}}^4) \quad \text{III.59}$$

Avec :

$$F_{v \text{ abs}} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\varepsilon_v - 1} + \left(\frac{1}{\varepsilon_{\text{abs}}}\right)^{\frac{D_2}{D_3}}\right)} \quad \text{III.60}$$

$$\bullet \quad q_{rs,v} = \varphi_{sv} \pi D_4 dx$$

La densité de flux solaire concentrée qui atteint la vitre est déterminé par la corrélation suivante :

$$\varphi_{sr} = DNIC_t \cos(\theta) \eta_v a_v \quad \text{III.61}$$

$$\eta_v = \varepsilon_1 \varepsilon_2 \varepsilon_3 \varepsilon_4 \varepsilon_5 \varepsilon_6 \rho_{Cl} K(\theta) \quad \text{III.62}$$

**Tableau III-5: Propriétés optiques du collecteur LS2 [42]**

Coefficients	Désignation	Valeurs
$\varepsilon_1$	Effet de l'ombrage sur le CCP	0,974
$\varepsilon_2$	Erreur poursuite	0,994
$\varepsilon_3$	Erreur géométrie	0,98
$\varepsilon_4$	Saleté sur le miroir	$\frac{\rho_m}{\rho_{cl}}$

$\varepsilon_5$	Saleté sur le tube absorbeur	$\frac{1 + \varepsilon_4}{2}$
$\varepsilon_6$	Divers	0,96
$\rho_{cl}$	Réfectivité du miroir sans salissures	0,935
$\rho_m$	Réfectivité du miroir	[0, 88; 0, 93]

Angle d'incidence modifié  $K(\theta)^\circ$ .

$$k(\theta) = 1 + 0,000884 \frac{\theta}{\cos(\theta)} - 0,0005369 \frac{\theta^2}{\cos(\theta)} \quad \text{III.63}$$

### III.9 Pertes thermiques

Lorsque les rayons du soleil frappent les capteurs, la température ambiante provoque une perte de chaleur de ces derniers. Ces pertes par convection, rayonnement et conduction dépendent à la fois de l'écart de température entre le capteur et son environnement et de la géométrie du capteur.

$$\dot{Q}_P = \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{ray} + \dot{Q}_{cond} \quad \text{III.64}$$

#### ❖ Perte par conduction

$$\dot{Q}_{cond} = \frac{K_{abs} A_{abs}}{L} (T_{abs} - T_{amb}) \quad \text{III.65}$$

#### ❖ Perte par convection

$$\dot{Q}_{conv} = h_{conv} A_{abs} (T_{abs} - T_{amb}) \quad \text{III.66}$$

Avec :

Le coefficient de transfert de chaleur par convection est donné par la formule suivante :

$$h_{conv} = \frac{K_{air} Nu}{d} \quad \text{III.67}$$

- $d$  : diamètre de récepteur.
- $k_{air}$  : Conductivité thermique de l'air.

#### ❖ Le nombre de Nusselt $Nu$ est donné par

$$Nu = 0.664 Re^{0.5} Pr^{\frac{1}{3}} \quad \text{III.68}$$

#### ❖ Le calcul de nombre de Reynolds $Re$ se fait par la formule suivante

$$Re = \frac{vd}{\vartheta_{air}} \quad \text{III.69}$$

#### ❖ Perte par Rayonnement

$$\dot{Q}_{ray} = \varepsilon_{abs} \sigma A_{abs} (T_{abs}^4 - T_{ciel}^4) \quad \text{III.70}$$

- $T_{ciel}$ : La température radiante équivalente du ciel est fortement influencée par la densité de l'air et son taux d'humidité.

Lorsque l'humidité relative est élevée, notamment au niveau de la mer, on peut considérer que la température du ciel est proche de celle de l'air ambiant.

En revanche, en cas de faible humidité ou en altitude, cette température peut être inférieure, allant jusqu'à 6 °C de moins que la température ambiante. [35] Cela est exprimé par la formule de Willier (1967) :

$$T_{ciel} = T_{amb} - \sigma \quad \text{III.71}$$

❖ Et par la formule de Swinbank :

$$T_{ciel} = 0.0552 T_{amb}^{1.5} \quad \text{III.72}$$

### III.10 Puissance utile $q_{utile}$

L'énergie utile correspond à l'énergie que le système recueille au niveau du ménage, et son calcul peut être effectué à l'aide de l'expression suivante [36] :

$$q_{util} = q_{abs} + q_{perte} \quad \text{III.73}$$

### III.11 Rendement du concentrateur ccp solaire

#### III.11.1 Rendement optique

Le rendement optique d'un concentrateur cylindre-parabolique (CCP) quantifie la proportion de l'énergie solaire incidente effectivement captée par le récepteur. Son calcul repose sur plusieurs paramètres optiques et géométriques du système.

$$\eta_{optique} = \rho \tau \alpha \cos(\theta) \gamma \quad \text{III.74}$$

- $\rho$  : Réflectivité du miroir,
- $\tau$  : Transmissivité du vitrage
- $\alpha$  : absorptivité du tube récepteur,
- $\cos(\theta)$  : Angle d'incidence des rayons solaires,
- $\gamma$  : Facteur géométrique.

#### III.11.2 Rendement thermique

Le rendement thermique du CCP est défini par :

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{Q_a} \quad \text{III.75}$$

❖  $Q_u$ : La puissance utile transmise au fluide caloporteur.



$$Q_u = \dot{m} C_p (T_s - T_e) \quad \text{III.76}$$

- $\dot{m}$  : Le débit massique du fluide caloporteur.
- $C_p$  : La capacité calorifique spécifique du fluide.
- $T_s$  et  $T_e$  : Sont respectivement les températures de sortie et d'entrée du fluide.
- ❖  $Q_a$  : La puissance solaire absorbée par le récepteur.

$$Q_a = \eta_{optique} G A \quad \text{III.77}$$

- $G$  : L'irradiance solaire incidente.
- $A$  : La surface d'ouverture du collecteur.

# Chapitre IV :

## Résolution mathématique et présentation des résultats

## IV.1 Introduction

Ce chapitre présente le calcul optique et thermique d'un groupe de capteurs solaires cylindro-paraboliques, réunis pour constituer une boucle de transformation de l'énergie solaire en énergie thermique. La première section se focalise sur l'estimation de l'énergie solaire accessible à la surface d'ouverture du capteur, en considérant le mode de suivi solaire. La deuxième partie se focalise sur l'établissement des profils de température du fluide caloporteur, du tube absorbeur et de la vitre selon la longueur de la boucle solaire. On évalue alors l'efficacité thermique de la boucle en tenant compte des caractéristiques optiques et thermiques du dispositif. Les résultats de ces deux sections sont illustrés en utilisant le logiciel MATLAB.

## IV.2 Résolution mathématique du système d'équations

### IV.2.1 Résolution optique

Le volet optique de cette recherche expose les phases de calcul et les données nécessaires pour modéliser la collecte solaire. Elle commence par l'établissement des paramètres fondamentaux, y compris l'emplacement du site de recherche à Hassi R'Mel, qui se trouve dans la wilaya de Laghouat, en Algérie. Dans cette section, on fait appel aux modèles de Capderou et de pour évaluer l'ensoleillement disponible sur le lieu d'étude. On procède ensuite à la comparaison entre les résultats issus de ces modèles et les données réelles collectées à la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'Mel. Cette analyse comparative sert à juger la précision des modèles théoriques et leur pertinence par rapport aux conditions climatiques propres au lieu.

### IV.2.2 Résolution Thermique

L'évaluation thermique du capteur solaire a été effectuée dans un contexte transitoire. Un modèle mathématique du système a été construit en se basant sur les bilans thermiques établis pour le fluide caloporteur, l'absorbeur (ou récepteur) et la vitre. Ce problème est résolu grâce à l'approche itérative de Newton-Raphson, une méthode numérique solide qui permet d'établir avec exactitude les profils de température et les puissances thermiques pour chaque élément. Cette méthode facilite une meilleure compréhension et prévision de la variation temporelle des températures dans le fluide caloporteur, l'absorbeur et la vitre pendant toute la durée d'opération du capteur. Elle offre aussi des précisions sur les transferts thermiques, particulièrement concernant la puissance thermique récupérée à partir du rayonnement solaire.

#### IV.2.2.1 Méthode de Newton-Raphson

C'est la méthode la plus efficace et la plus utilisée, elle repose sur le développement de Taylor. Si  $f(x)$  est continue et continument dérivable dans le voisinage de  $\bar{x}$  solution de  $f(x)=0$ , alors le développement en série de Taylor autour d'un estimé  $x_n$  proche de  $\bar{x}$  s'écrit :

$$f(\bar{x}) = f(x_n) + \frac{\bar{x}-x_n}{1!} f'(x_n) + \frac{(\bar{x}-x_n)^2}{2!} f''(x_n) + \dots \quad \text{IV.1}$$

Si  $x_n$  est un estimé proche de  $\bar{x}$ , alors le carré de l'erreur  $\varepsilon_n = \bar{x} - x_n$  et les termes de degrés supérieurs sont négligeable. Sachant que  $f(\bar{x}) = 0$  on obtient la relation approximative :

$$f(x_n) + (\bar{x} - x_n)f'(x_n) \approx 0 \quad \text{IV.2}$$

**Donc :**  $\bar{x} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}$

On peut écrire la  $(n + 1)^{eme}$  itération approximant  $\bar{x}$  est :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad \text{IV.3}$$

Cette suite, si elle converge, doit converger vers la solution  $\bar{x}$  de  $f(x)=0$ . On remarque que  $f'(x)$  doit être non nulle.

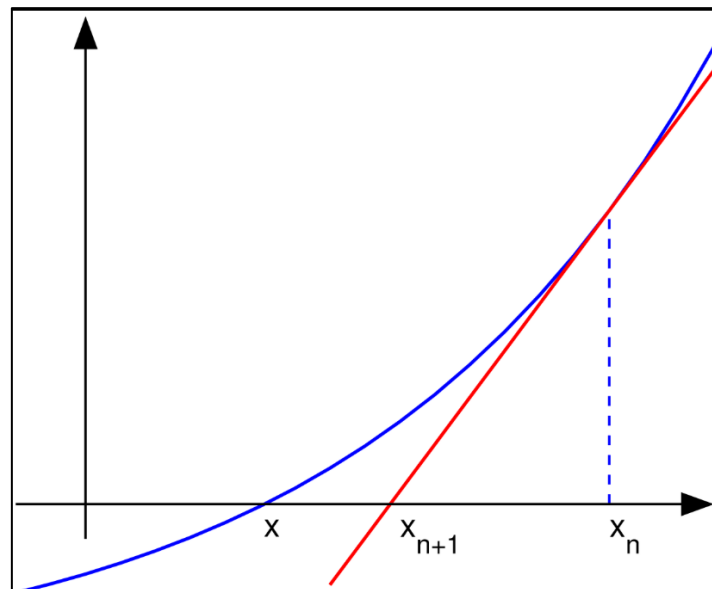
#### ❖ Critère d'arrêt de calcul pour la méthode de Newton-Raphson

Si la condition de convergence est remplie, le processus itératif devrait mener à une convergence. Cela implique que chaque version ultérieure surpasse la précédente. Ainsi, nous pouvons affirmer que si nous avons une précision  $\varepsilon$ , nous arrêtons le calcul lorsque la différence L'écart absolu entre deux estimations consécutives est inférieur à la précision indiquée.

En d'autres termes :

$$|x_{n+1} - x_n| \leq \varepsilon \quad \text{IV.4}$$

Si cette condition est vérifiée on prend  $x_{n+1}$  comme solution de  $f(x)=0$ .



**Figure IV-1: principe de méthode Newton Raphson [53]**

### IV.2.2.2 Méthode des différences finies

La technique des différences finies est une approche numérique employée pour résoudre des équations différentielles, y compris les équations à dérivées partielles et ordinaires. Elle implique l'estimation des dérivées à l'aide d'expressions algébriques fondées sur les valeurs de la fonction à un nombre limité de points dans une grille spatiale et/ou temporelle.

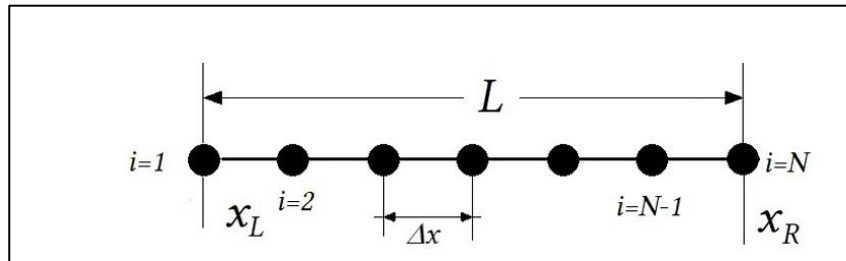


Figure IV-2: discrétisation géométrique monodimensionnel [54]

L'idée principale est de remplacer une dérivée comme :

$$\frac{dy}{dx} \text{ Ou } \frac{d^2y}{d^2x}$$

Par une formule approchée, par exemple :

➤ Première dérivée :

$$\frac{dy}{dx} \approx \frac{y(x+\Delta x) - y(x)}{\Delta x} \quad \text{IV.5}$$

➤ Deuxième dérivée :

$$\frac{d^2y}{d^2x} \approx \frac{y(x+\Delta x) - 2y(x) + y(x-\Delta x)}{\Delta x^2} \quad \text{IV.6}$$

### IV.2.2.3 Schéma explicite

Une méthode explicite est une technique numérique où la valeur non déterminée d'une fonction à un instant futur (ou à l'étape suivante) est formulée directement en termes des valeurs connues à l'étape de temps actuelle. En d'autres termes, il ne requiert pas la résolution d'un système d'équations : le calcul de la solution à l'instant  $t+\Delta t$  est obtenu directement à partir des données à l'instant  $t$ .

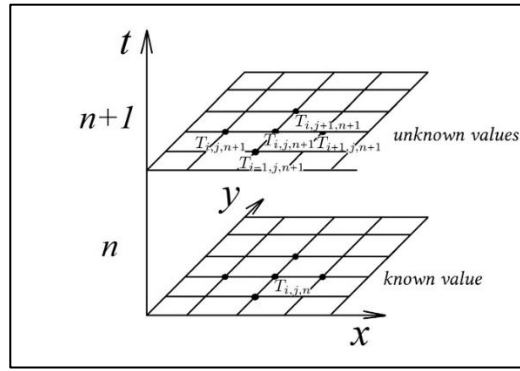


Figure IV-3: principe de schéma explicite [5]

Par une formule approchée, première dérivée :

$$\frac{\partial \phi_{i,j}}{\partial t} \approx \frac{\phi_{i,j,n+1} - \phi_{i,j,n}}{\Delta t} \quad \text{IV.7}$$

### IV.3 Présentation du modèle mathématique issu des bilans thermiques

Les équations relatives aux bilans thermiques établis en régime permanent sont présentées ci-après respectivement pour fluide caloporteur, l'absorbeur et la vitre.

#### IV.3.1 Fluide caloporteur

Les conditions limites :

$$\begin{aligned} t = 0 & \rightarrow \forall x \\ T_f(t=0; x) &= T_{fe} \\ x = 0 & \rightarrow \forall t \\ T_f(x=0; t) &= T_{fe} \end{aligned}$$

$$\rho_f C p_f S_1 dx \frac{\partial T_f(x,t)}{\partial t} = -\dot{m} C p_f \frac{\partial T_f(x,t)}{\partial x} dx + h_{conv f} \pi D_1 (T_{abs} - T_f) dx \quad \text{IV.8}$$

$$\frac{\partial T_f(x,t)}{\partial t} = \frac{-\dot{m}}{\rho_f S_1} \frac{\partial T_f(x,t)}{\partial x} + \frac{h_{conv f} \pi D_1}{\rho_f C p_f S_1} (T_{abs} - T_f) \quad \text{IV.9}$$

On suppose:

$$K_{f1} = \frac{-\dot{m}}{\rho_f S_1} \quad \text{IV.10}$$

$$K_{f2} = \frac{h_{conv f} \pi D_1}{\rho_f C p_f S_1} \quad \text{IV.11}$$

Donc :

$$\frac{\partial T_f(x,t)}{\partial t} = -K_{f1} \frac{\partial T_f(x,t)}{\partial x} + K_{f2} (T_{abs} - T_f) \quad \text{IV.12}$$

On applique la méthode des différences finies :

$$\frac{T_{f(i+1,j)} - T_{f(i,j)}}{\Delta t} = -K_{f1} \frac{T_{f(i,j+1)} - T_{f(i,j)}}{\Delta x} + K_{f2}(T_{abs(i,j)} - T_{abs(i,j)}) \quad \text{IV.13}$$

On suppose:

$$F_f = \frac{T_{f(i+1,j)} - T_{f(i,j)}}{\Delta t} + K_{f1} \frac{T_{f(i,j+1)} - T_{f(i,j)}}{\Delta x} - K_{f2}(T_{abs(i,j)} - T_{abs(i,j)}) \quad \text{IV.14}$$

❖ Pour applique la méthode de Newton-Raphson on dérive par pour les températures de point

(i j) donc

$$\frac{\partial F_f}{\partial T_{f(i,j)}} = -\frac{1}{\Delta t} + \frac{K_{f1}}{\Delta x} - K_f \quad \text{IV.15}$$

$$\frac{\partial F_f}{\partial T_{abs(i,j)}} = -K_{f2} \quad \text{IV.16}$$

$$\frac{\partial F_f}{\partial T_{v(i,j)}} = 0 \quad \text{IV.17}$$

### IV.3.2 Pour l'absorbeur

$$t = 0 \rightarrow \forall x$$

$$t = 0 \rightarrow T_{abs}(t=0; x) = T_a$$

La même méthode de résolution utilisée pour le fluide caloporteur est appliquée à l'absorbeur.

$$\rho_{abs} C_{abs} S_{abs} dx \frac{\partial T_{abs}(x,t)}{\partial t} = (q_{rs abs} - q_{ray int} - q_{cv int} - q_{conv f}) dx \quad \text{IV.18}$$

$$q_{conv f} = h_{conv f} \pi D_1 (T_{abs} - T_f) \quad \text{IV.19}$$

$$q_{cv int} = h_{cv int} \pi D_2 (T_{abs} - T_v) \quad \text{IV.20}$$

$$q_{ray int} = \sigma F_{abs v} \pi D_2 (T_{abs}^4 - T_v^4) \quad \text{IV.21}$$

$$q_{r abs} = \varphi_{sr} \pi D_2 \quad \text{IV.22}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_{abs}(x,t)}{\partial t} &= \frac{\varphi_{sr} \pi D_2}{\rho_{abs} C_{abs} S_{abs}} - \frac{\sigma F_{abs v} \pi D_2}{\rho_{abs} C_{abs} S_{abs}} (T_{abs}^4 - T_v^4) - \frac{h_{cv int} \pi D_2}{\rho_{abs} C_{abs} S_{abs}} (T_{abs} - T_v) - \\ &\frac{h_{conv f} \pi D_1}{\rho_{abs} C_{abs} S_{abs}} (T_{abs} - T_f) \end{aligned} \quad \text{IV.23}$$

On suppose:

$$K_{abs 1} = \frac{\varphi_{sr} \pi D_2}{\rho_{abs} C_{abs} S_{abs}} \quad \text{IV.24}$$

$$K_{abs 2} = \frac{\sigma F_{abs v} \pi D_2}{\rho_{abs} C_{abs} S_{abs}} \quad \text{IV.25}$$

$$K_{abs\ 3} = \frac{h_{cv\ int}\pi D_2}{\rho_{abs}C_{abs}S_{abs}} \quad \text{IV.26}$$

$$K_{abs\ 4} = \frac{h_{conv\ f}\pi D_1}{\rho_{abs}C_{abs}S_{abs}} \quad \text{IV.27}$$

Donc :

$$\frac{\partial T_{abs}(x,t)}{\partial t} = K_{abs\ 1} - K_{abs\ 2}(T_{abs}^4 - T_v^4) - K_{abs\ 3}(T_{abs} - T_v) - K_{abs\ 4}(T_{abs} - T_f) \quad \text{IV.28}$$

$$\frac{T_{abs(i+1,j)} - T_{abs(i,j)}}{\Delta t} = K_{abs\ 1} - K_{abs\ 2}(T_{abs(i,j)}^4 - T_{v(i,j)}^4) - K_{abs\ 3}(T_{abs(i,j)} - T_{v(i,j)}) - K_{abs\ 4}(T_{abs(i,j)} - T_{f(i,j)}) \quad \text{IV.29}$$

On suppose:

$$F_{abs} = \frac{T_{abs(i+1,j)} - T_{abs(i,j)}}{\Delta t} - K_{abs\ 1} + K_{abs\ 2}(T_{abs(i,j)}^4 - T_{v(i,j)}^4) + K_{abs\ 3}(T_{abs(i,j)} - T_{v(i,j)}) + K_{abs\ 4}(T_{abs(i,j)} - T_{f(i,j)}) \quad \text{IV.30}$$

$$\frac{\partial F_{abs}}{\partial T_{f(i,j)}} = -K_{abs\ 3} \quad \text{IV.31}$$

$$\frac{\partial F_{abs}}{\partial T_{abs(i,j)}} = -\frac{1}{\Delta t} + 4K_{abs\ 2}T_{abs(i,j)}^3 + K_{abs\ 3} + K_{abs\ 4} \quad \text{IV.32}$$

$$\frac{\partial F_{abs}}{\partial T_{v(i,j)}} = -4K_{abs\ 2}T_{v(i,j)}^3 - K_{abs\ 3} \quad \text{IV.33}$$

### IV.3.3 Pour la vitre

$$t = 0 \rightarrow \forall x$$

$$T_v(t=0; x) = T_{fe}$$

La même méthode de résolution utilisée pour le fluide caloporteur et l'absorbeur est appliquée à la vitre.

$$\rho_v C_v S_v dx \frac{\partial T_v(x,t)}{\partial t} = (q_{rs,v} + q_{cv\ int} + q_{ray\ int} - q_{ray\ ext} - q_{cv\ ext}) dx \quad \text{IV.34}$$

$$q_{rs,v} = \varphi_{sv}\pi D_4 \quad \text{IV.35}$$

$$q_{cv\ int} = h_{cv\ int}\pi D_3(T_{abs} - T_v) \quad \text{IV.36}$$

$$q_{ray\ int} = \sigma F_{v\ abs} \pi D_3(T_{abs}^4 - T_v^4) \quad \text{IV.37}$$

$$q_{ray\ ext} = \pi D_4 \varepsilon_v \sigma (T_v^4 - T_{ciel}^4) \quad \text{IV.38}$$

$$q_{cv\ ext} = h_{cv\ ext}\pi D_4(T_v - T_{amb}) \quad \text{IV.39}$$



$$\begin{aligned} \frac{\partial T_v(x,t)}{\partial t} = & \frac{\varphi_{sv}\pi D_4}{\rho_v C_v S_v} + \frac{h_{cv\ int}\pi D_3}{\rho_v C_v S_v} (T_{abs} - T_v) + \frac{\sigma F_{v\ abs}\pi D_3}{\rho_v C_v S_v} (T_{abs}^4 - T_v^4) - \frac{\pi D_4 \varepsilon_v \sigma}{\rho_v C_v S_v} (T_v^4 - T_{ciel}^4) - \\ & \frac{h_{cv\ ext}\pi D_4}{\rho_v C_v S_v} (T_v - T_{amb}) \end{aligned} \quad \text{IV.40}$$

On suppose:

$$K_{v1} = \frac{\varphi_{sv}\pi D_4}{\rho_v C_v S_v} \quad \text{IV.41}$$

$$K_{v2} = \frac{h_{cv\ int}\pi D_3}{\rho_v C_v S_v} \quad \text{IV.42}$$

$$K_{v3} = \frac{\sigma F_{v\ abs}\pi D_3}{\rho_v C_v S_v} \quad \text{IV.43}$$

$$K_{v4} = \frac{\pi D_4 \varepsilon_v \sigma}{\rho_v C_v S_v} \quad \text{IV.44}$$

$$K_{v5} = \frac{h_{cv\ ext}\pi D_4}{\rho_v C_v S_v} \quad \text{IV.45}$$

$$\begin{aligned} \frac{T_{v(i+1,j)} - T_{v(i,j)}}{\Delta t} = & K_{v1} + K_{v2}(T_{abs(i,j)} - T_{v(i,j)}) + K_{v3}(T_{abs(i,j)}^4 - T_{v(i,j)}^4) - K_{v4}(T_{v(i,j)}^4 - \\ & T_{ciel}^4) - K_{v5}(T_{v(i,j)} - T_{amb}) \end{aligned} \quad \text{IV.46}$$

On suppose:

$$\begin{aligned} F_v = & \frac{T_{v(i+1,j)} - T_{v(i,j)}}{\Delta t} - K_{v1} - K_{v2}(T_{abs(i,j)} - T_{v(i,j)}) - K_{v3}(T_{abs(i,j)}^4 - T_{v(i,j)}^4) + \\ & K_{v4}(T_{v(i,j)}^4 - T_{ciel}^4) + K_{v5}(T_{v(i,j)} - T_{amb}) \end{aligned} \quad \text{IV.47}$$

$$\frac{\partial F_v}{\partial T_{f(i,j)}} = 0 \quad \text{IV.48}$$

$$\frac{\partial F_v}{\partial T_{abs(i,j)}} = -K_{v2} - 4K_{v3}T_{abs}^3 \quad \text{IV.49}$$

$$\frac{\partial F_v}{\partial T_{v(i,j)}} = -\frac{1}{\Delta t} + K_{v2} + K_{v3}T_v^3 + K_{v4}T_v^3 + K_{v5} \quad \text{IV.50}$$

#### IV.3.4 Systèmes sous la forme matricielle

Le système de trois équations linéarisées pour la détermination des trois températures

$T_f$   $T_{abs}$   $T_v$  est résolu analytiquement pour chaque pas de longueur.

$$[A] \cdot [T] = [D] \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \frac{\partial F_f}{\partial T_{f(i,j)}} & \frac{\partial F_f}{\partial T_{abs(i,j)}} & \frac{\partial F_f}{\partial T_{v(i,j)}} \\ \frac{\partial F_{abs}}{\partial T_{f(i,j)}} & \frac{\partial F_{abs}}{\partial T_{abs(i,j)}} & \frac{\partial F_{abs}}{\partial T_{v(i,j)}} \\ \frac{\partial F_v}{\partial T_{f(i,j)}} & \frac{\partial F_v}{\partial T_{abs(i,j)}} & \frac{\partial F_v}{\partial T_{v(i,j)}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} T_f \\ T_{abs} \\ T_v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_f \\ F_{abs} \\ F_v \end{bmatrix} \quad \text{IV.51}$$

## IV.4 Organigramme de calcul pour la perte thermique

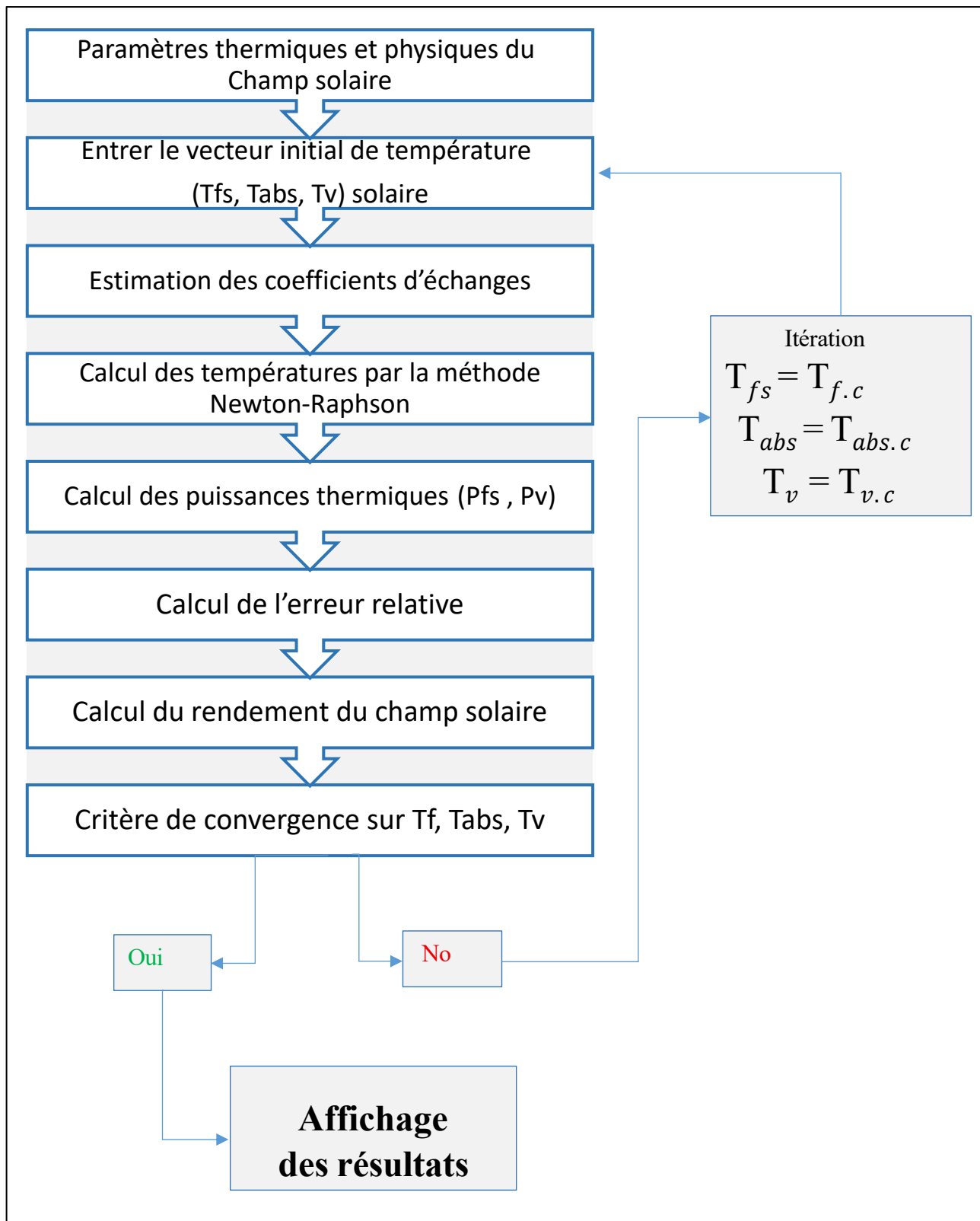


schéma IV-1: l'organigramme de calcul

### IV.5 Comparaison le modal de Capderou vs Mesures réelle de Hassi R'mel

Dans cette figure « IV-4 » on a utilisé le logiciel de " Matlab " pour calculer la variation de DNI par rapport à l'heure avec le modèle de Capderou et on a tracé les graphes de résultat de ce module et les Mesures réelle de Hassi R'mel.

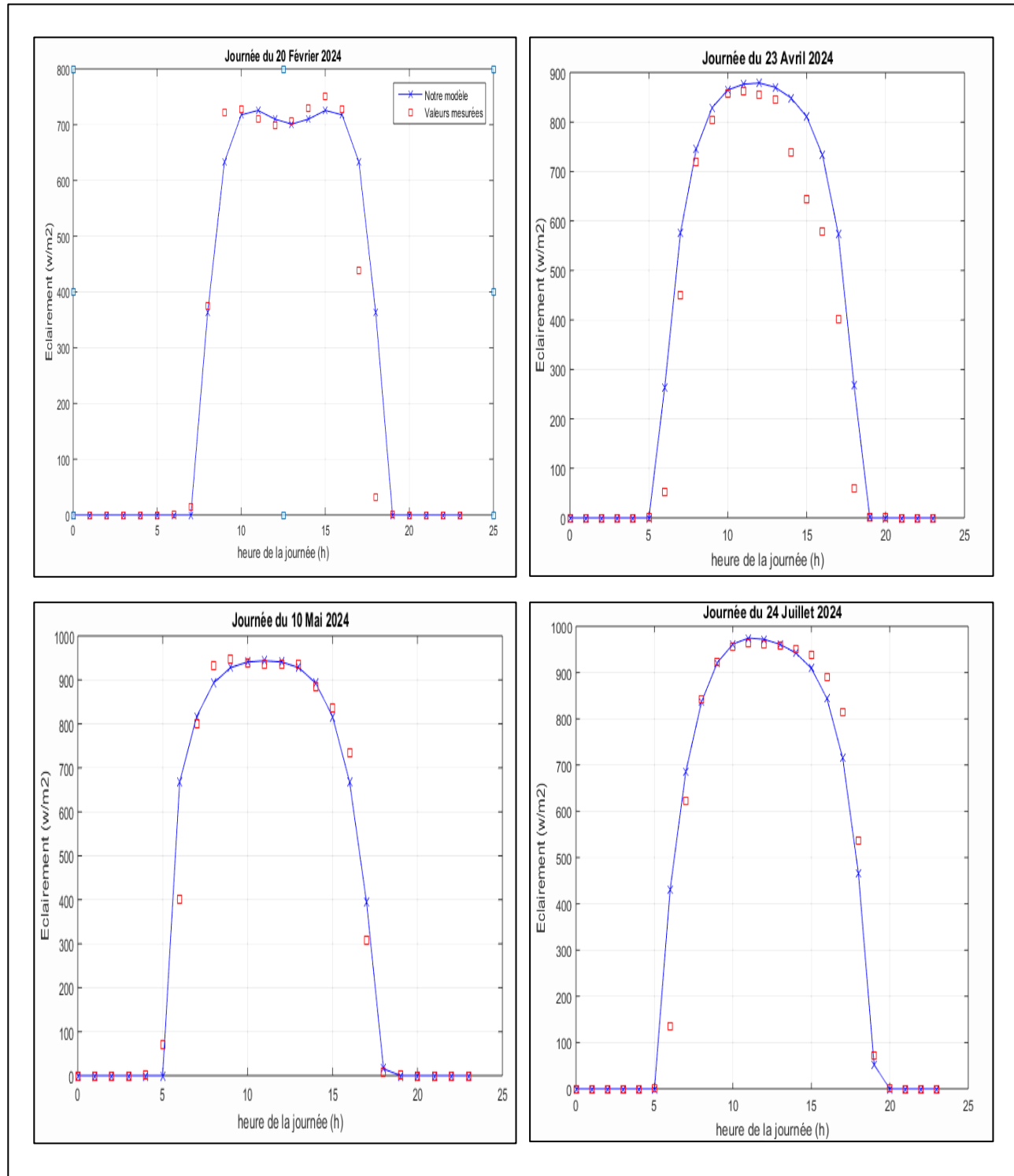


Figure IV-4: Comparaison " Capdéron vs Mesures HR"

Le modèle semi-empirique de Capderou, fondé sur la position solaire, la turbidité atmosphérique et le facteur angulaire, s'avère un outil robuste pour estimer l'irradiance directe normale (DNI) dans des conditions de ciel clair. L'analyse comparative réalisée sur quatre journées représentatives de l'année 2024 à Hassi R'mel (17 mars, 10 mai, 24 juillet et 17 septembre) met en évidence :

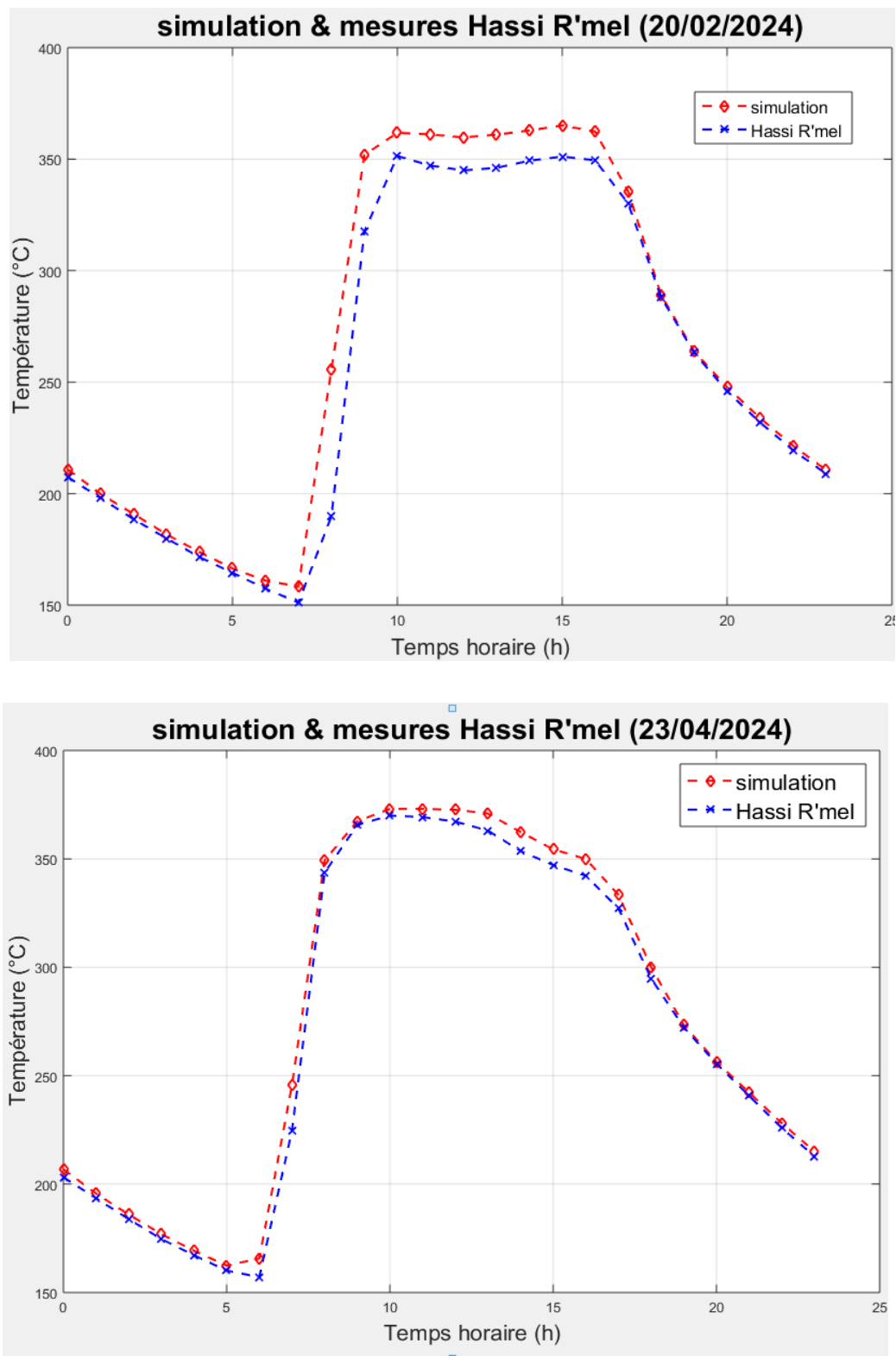
Une fiabilité élevée entre 9 h et 16 h, dans cette plage horaire, les courbes modélisées suivent de près les mesures terrain, car les phénomènes atmosphériques (aérosols, humidité résiduelle) sont moins variables et l'angle d'incidence reste modéré. Des écarts en début et fin de journée. Le modèle surestime systématiquement le rayonnement matinal (6 h–9 h) lorsque l'épaisseur optique est sous-estimée (humidité, brumes matinales) et sous-estime en fin de journée ( $> 16$  h) en raison d'angles d'incidence très obliques, de masques topographiques et d'une couche atmosphérique plus dense.

La valeur diagnostique du graphique comparatif, plus qu'une simple validation, ce graphe sert de « fenêtre de diagnostic énergétique » pour détecter les phénomènes non inclus dans les hypothèses du modèle (brumes, poussières sahariennes, masques locaux). Évaluer visuellement et quantitativement la précision au fil de la journée solaire, Orienter d'éventuelles retouches des paramètres de transmittance ( $C_{te}$ ) pour chaque saison. Le choix des quatre jours les plus clairs En se concentrant sur les journées de ciel le plus stable, on limite les biais liés aux nuages ou à la variabilité atmosphérique, permettant une comparaison « théorie vs pratique » plus propre et la vérification de la robustesse intrinsèque du modèle.

## IV.6 Présentation des résultats de simulation du champ solaire

### IV.6.1 Validations de modèle

Cette figure « IV-5 » exprimer la comparaison a été effectuée entre les résultats de simulation et les données expérimentales de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel, quatre jours typiques de l'année précédente ont été sélectionnés pour cette analyse.



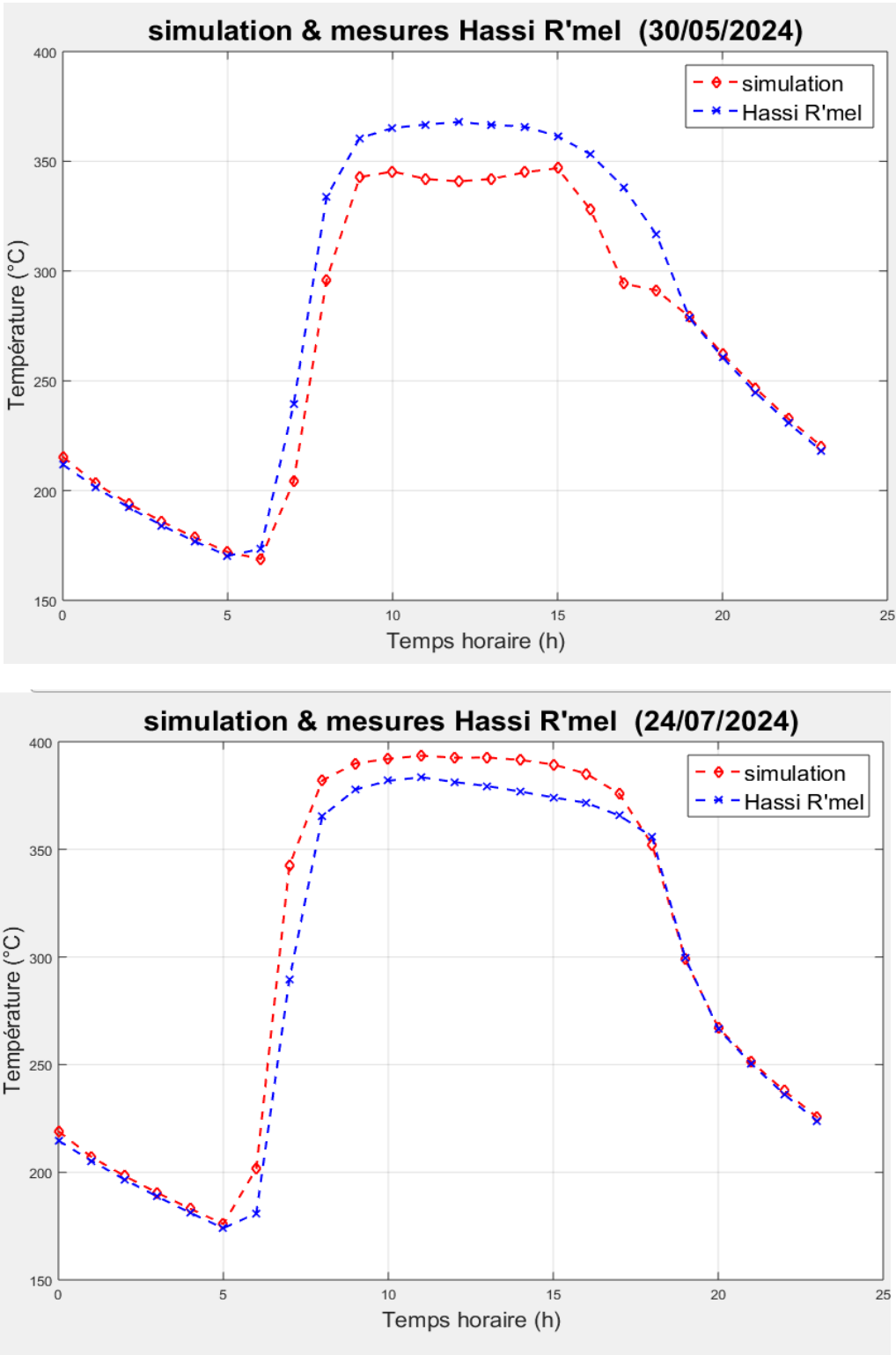


Figure IV-5: Sumilation & mesures

Les résultats de simulation, confrontés aux données expérimentales sur quatre journées représentatives (hiver, printemps, été et automne), révèlent une concordance globale satisfaisante, attestant de la validité du modèle. Comme l'illustre la figure « IV-5 » qui trace l'erreur relative pour les quatre journées simulées, celle-ci demeure globalement inférieure à 10 %, à l'exception de quelques points singuliers où elle peut dépasser 15 %. Ces écarts ponctuels sont probablement liés à des incertitudes sur le débit du fluide caloporteur mesuré au niveau du capteur, en raison d'erreurs instrumentales. En outre, sur un total de 96 points de comparaison, seuls 8 présentent une erreur supérieure à 10 %. Ces résultats confirment la capacité du modèle à reproduire avec précision la dynamique journalière du champ solaire.

Le modèle de simulation du champ solaire présente une bonne validité au vu de la comparaison avec les données expérimentales sur quatre jours représentatifs. Il peut donc être utilisé de manière fiable pour des études prévisionnelles, des analyses de performance ou des optimisations de fonctionnement de la centrale solaire.

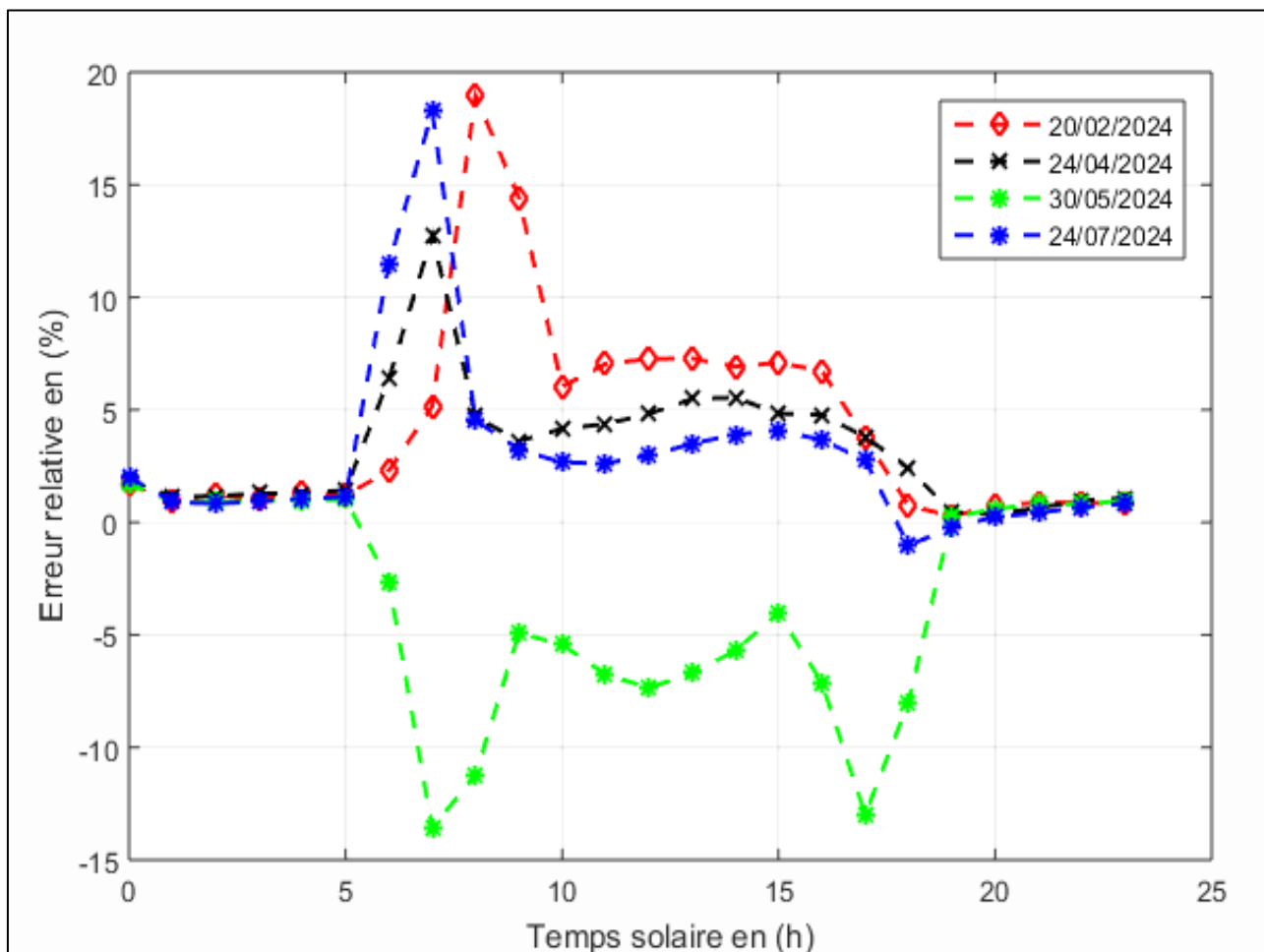


Figure IV-6: Erreur relative pour les quatre jours représentatifs

### IV.6.2 Profils des températures

La figure « IV-8 » illustre l'évolution temporelle des températures caractéristiques du capteur cylindro-parabolique, à savoir : la température de l'absorbeur, du fluide caloporteur (à l'entrée et à la sortie de la boucle), de la vitre et de l'air ambiant.

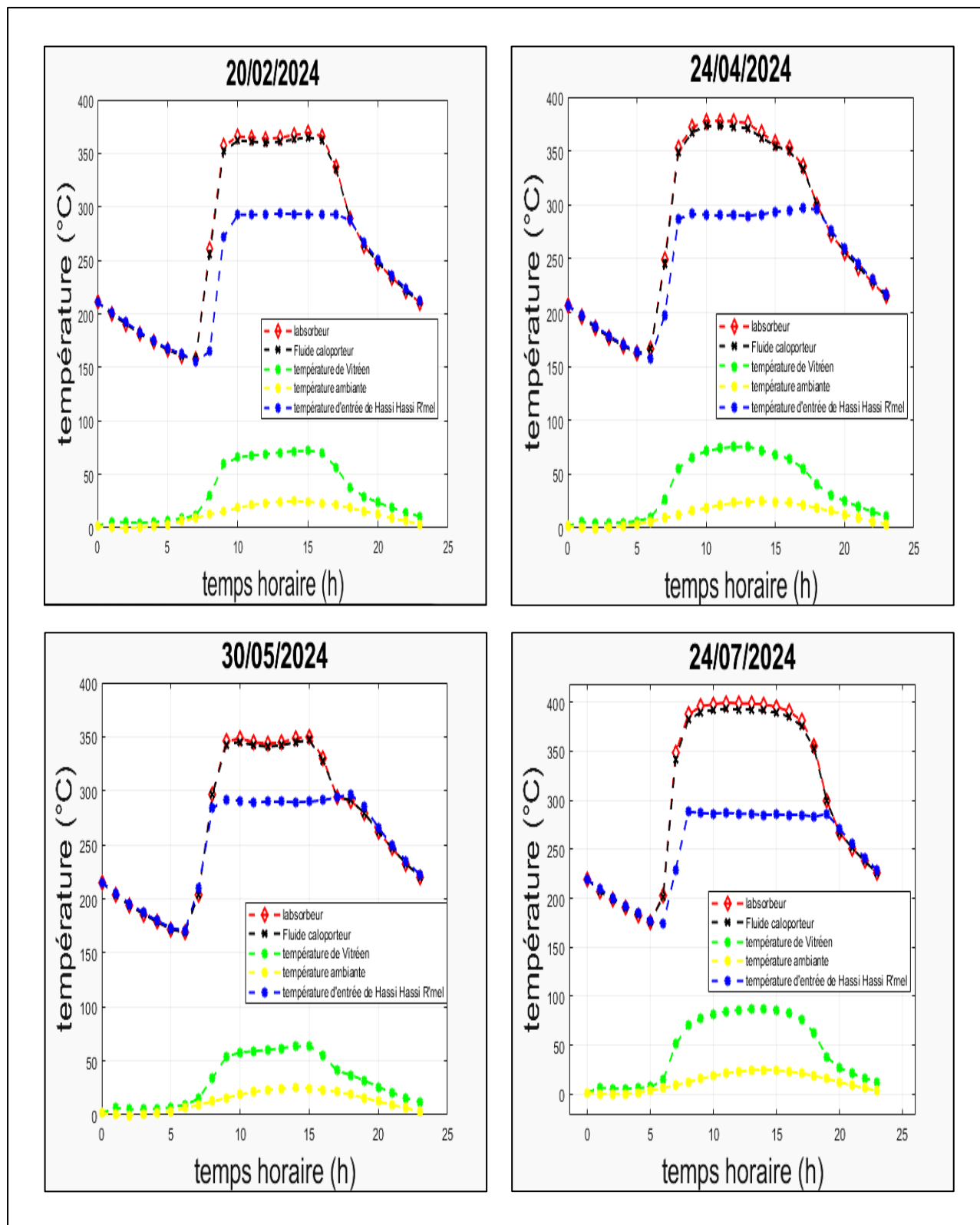


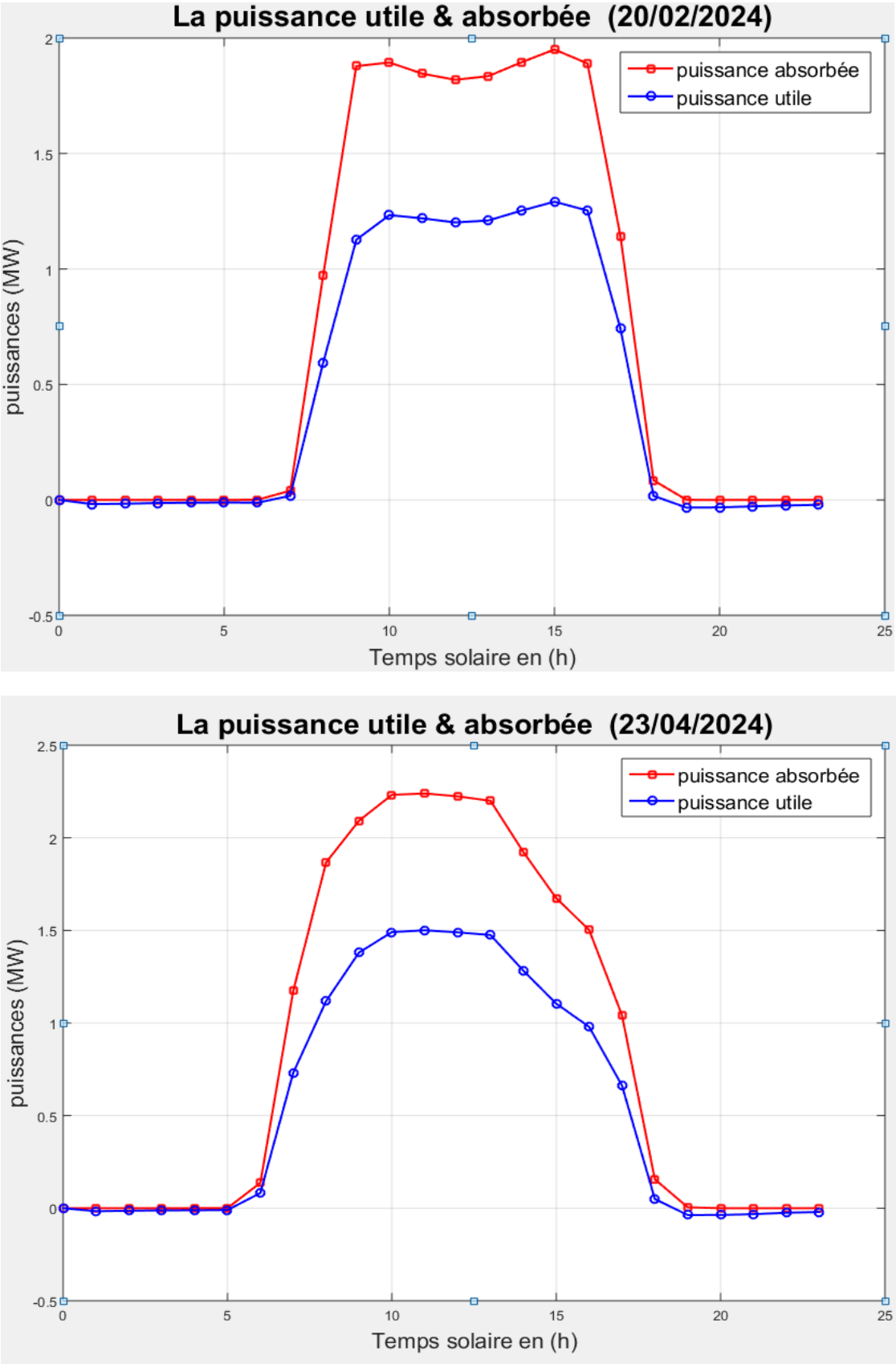
Figure IV-7: Illustre l'évolution temporelle



On constate une nette augmentation des températures du fluide et de l'absorbeur à partir de 9 h, atteignant un plateau thermique d'environ 360 °C entre 10 h et 17 h, ce qui coïncide avec la période de rayonnement solaire maximal. En période nocturne, l'absence d'irradiation conduit à une situation inverse : la température du fluide à l'entrée dépasse légèrement celle de la sortie, phénomène attribué aux pertes thermiques vers l'environnement tout au long de la boucle. Par ailleurs, la température de la vitre reste relativement basse, aux alentours de 75 °C, traduisant un échange thermique limité avec les autres composants. Enfin, la température d'entrée du fluide demeure stable autour de 290 °C, traduisant une régulation thermique efficace du système d'appoint.

IV.6.3 Les Puissance de champ solaire

La figure « IV-11 » montre l'évolution horaire de la puissance absorbée par le capteur et de la puissance utile effectivement transférée au fluide caloporteur.



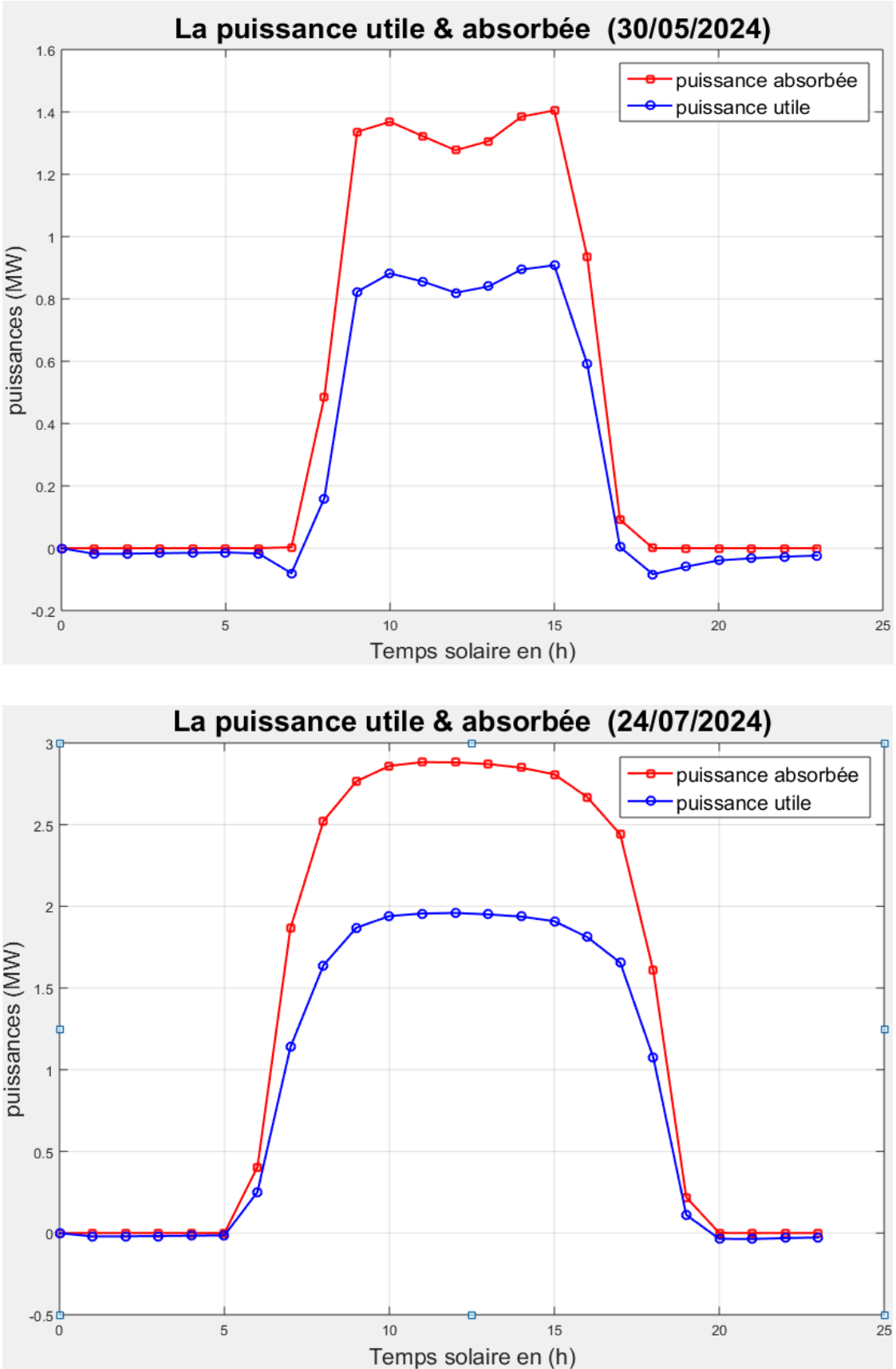


Figure IV-8: les Puissances de champ solaire

On observe que la puissance absorbée peut atteindre des niveaux élevés, en raison de la concentration du rayonnement solaire direct par le miroir cylindro-parabolique. Cette performance est renforcée par les bons coefficients de transmission et d'absorption des éléments optiques (miroir, vitre, absorbeur), qui assurent une conversion efficace du rayonnement en énergie thermique.

La puissance utile suit une dynamique similaire à celle de la puissance absorbée, avec une variation directement corrélée à l'intensité du rayonnement solaire incident. Cette corrélation traduit la dépendance forte du rendement thermique du capteur aux conditions d'ensoleillement. Cependant, la journée du 30/05/2024 se distingue par une puissance relativement plus faible, aussi bien absorbée qu'utilisée. Cette baisse s'explique probablement par des conditions climatiques défavorables, telles qu'un ennuagement partiel ou une atmosphère plus chargée en particules (aérosols), induisant une atténuation significative du rayonnement solaire direct. Cette diminution d'irradiation se répercute directement sur la quantité de chaleur collectée par le fluide caloporteur, limitant ainsi la performance thermique globale du capteur pour cette journée.

IV.6.4 Rendement thermique en (%)

La figure « IV-12 » montre l'évolution du rendement du champ solaire en fonction du temps solaire.

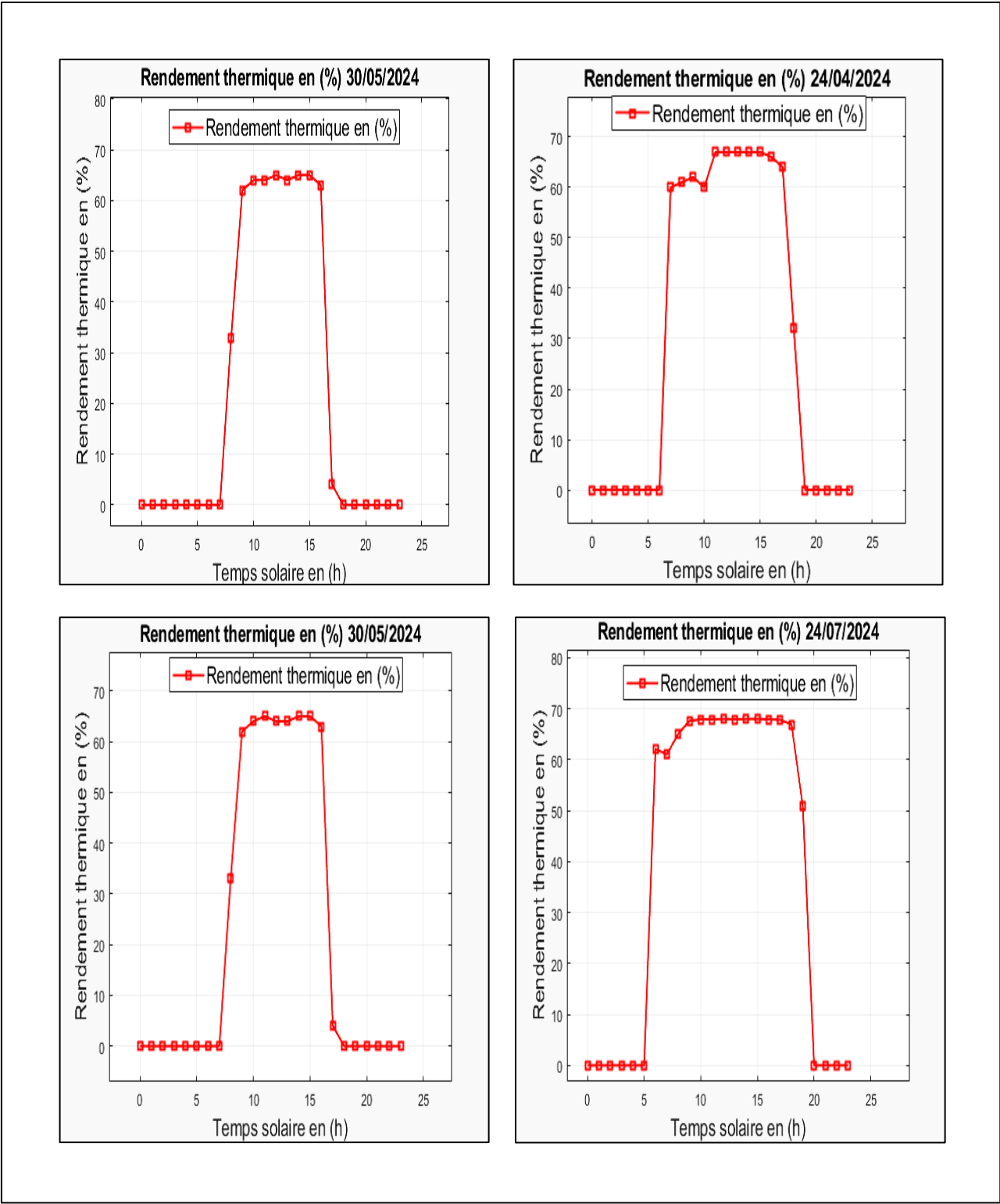


Figure IV-9: l'évolution du rendement

Le rendement atteint son maximum autour du midi solaire, avec des valeurs comprises entre 64 % et 72 % selon les journées. La performance la plus élevée est observée le 24 juillet, typique d'une journée estivale, tandis que le minimum apparaît en janvier, en lien avec un rayonnement solaire plus faible. Au-delà des pics de rendement, c'est surtout la durée pendant laquelle le système reste performant qui se révèle déterminante. En prenant un seuil de 60 %, on note que le rendement est maintenu plus de 13 heures en été (24 juillet), contre 8 heures seulement en hiver (20 février). Cette différence est due à la durée d'ensoleillement et à l'intensité du rayonnement direct disponible.

Par ailleurs, les courbes du 30 mars et du 20 février présentent un comportement très similaire, ce qui s'explique par leur proximité aux équinoxes, où l'irradiation solaire est répartie de façon quasi symétrique tout au long de la journée.

Enfin, le rendement du champ est directement lié à la capacité du système à chauffer efficacement le fluide caloporteur. Plus la température de sortie est élevée, meilleur est le transfert thermique, ce qui souligne la corrélation entre rendement solaire, élévation thermique du fluide et qualité de l'ensoleillement selon les saisons.

## IV.7 Analyse du fonctionnement global du champ solaire de Hassi R'mel

### IV.7.1 Introduction

La centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel représente une étape importante dans l'intégration industrielle des technologies de production d'énergie solaire à concentration. Son champ solaire, composé de 56 boucles de collecteurs cylindro-paraboliques.

L'objectif de cette analyse est d'évaluer le fonctionnement thermique global du champ solaire, en s'appuyant sur des simulations numériques validées par des données expérimentales. L'étude porte notamment sur les périodes nocturnes, les phases de démarrage, et sur les perspectives d'optimisation énergétique, notamment à travers des stratégies de recirculation interne et d'intégration de stockage thermique.

### IV.7.2 Stratégie de fonctionnement actuelle : maintien nocturne

Actuellement, le fluide caloporteur est maintenu à une température constante d'environ 200 °C pendant toute la nuit, même en l'absence de rayonnement solaire. Cette température est assurée via un appoint thermique au gaz naturel, consommant une quantité d'énergie non négligeable.

#### IV.7.2.1 Objectif du maintien thermique

- Éviter la cristallisation ou la dégradation chimique du fluide caloporteur.
- Limiter les contraintes thermomécaniques sur les composants du champ solaire (tuyauterie, capteurs, joints, etc.).
- Faciliter le redémarrage au lever du jour.

#### IV.7.2.2 Hypothèses utilisées pour l'évaluation énergétique

Paramètre	Valeur
Débit massique par boucle	5 kg/s
Nombre total de boucles	56
Capacité thermique moyenne du fluide ( $c_p$ )	2.0 kJ/kg·K
Température de maintien ( $T_1$ )	200 °C
Température ambiante moyenne nocturne	10 °C
Durée moyenne de maintien nocturne	10 h (36 000 s)
Rendement du système d'appoint	90

### **IV.7.2.3 Optimisation proposée : température minimale et recirculation**

#### **IV.7.2.3.1 Température minimale de maintien**

Les résultats issus de la modélisation thermo-hydraulique du champ solaire suggèrent qu'il est possible de réduire significativement la température de maintien nocturne du fluide caloporteur, jusqu'à 12 °C, sans risque de solidification ni d'altération chimique du fluide thermique. Cette condition reste valable à deux impératifs près : soit le fluide est maintenu en mouvement lent et contrôlé durant la nuit (recirculation à faible débit), soit le circuit est vidangé ou inerté correctement pour éviter toute stagnation susceptible de provoquer des cristallisations localisées. Une telle réduction permettrait de supprimer la consommation d'énergie d'appoint liée au maintien thermique, générant des économies importantes en combustible tout en garantissant l'intégrité du circuit solaire.

#### **IV.7.2.3.2 Recirculation en boucle fermée au démarrage**

Une stratégie de recirculation interne en boucle fermée, appliquée au champ solaire, permet de préparer thermiquement le système au lever du jour sans apport externe d'énergie. Cette méthode consiste à faire circuler le fluide caloporteur à travers les capteurs solaires dès l'apparition du rayonnement afin de profiter des premiers apports thermiques pour réchauffer progressivement le circuit. [42]

Ce fonctionnement permet :

- Une montée en température continue et homogène du fluide, depuis sa température initiale (souvent proche de l'ambiante) jusqu'à la valeur de consigne de fonctionnement nominale (290–293 °C),
- Une économie totale de gaz naturel durant la phase de démarrage,
- Une meilleure gestion de la phase transitoire, adaptée en temps réel aux conditions d'irradiation solaire matinales.

La durée estimée de cette phase de recirculation varie entre 1 heure et 1,5 heure, selon les conditions d'ensoleillement et l'inertie thermique du circuit.

#### **IV.7.2.4 Intégration d'un système de stockage thermique**

L'introduction d'un système de stockage thermique à sels fondus constitue une solution stratégique pour améliorer l'efficacité énergétique de la centrale solaire de Hassi R'mel. Ce système permettrait de lisser la production thermique, de réduire les appels au gaz naturel et de valoriser l'excès d'énergie, qu'il provienne du champ solaire ou des gaz d'échappement de la turbine à gaz.



**❖ Objectifs principaux :**

- Stocker l'énergie excédentaire en période ensoleillée.
- Couvrir les besoins thermiques la nuit ou en cas de faible irradiation.
- Stabiliser l'alimentation thermique des turbines (vapeur et gaz).
- Maximiser l'autonomie et la contribution renouvelable du système.

**❖ Intégration technique :**

Le fluide caloporteur transmet sa chaleur excédentaire vers un réservoir de sels fondus, permettant ainsi une restitution différée vers le générateur de vapeur. Ce procédé augmente la flexibilité du bloc vapeur et prolonge sa période de fonctionnement sans ensoleillement.

**❖ Valorisation des gaz d'échappement :**

Lorsque la turbine à vapeur est arrêtée, les gaz chauds issus de la turbine à gaz (450–600 °C) peuvent être détournés vers le système de stockage thermique. Cette récupération permet d'éviter des pertes énergétiques, d'alimenter ultérieurement le cycle vapeur ou même de préchauffer le fluide solaire.

**❖ Bénéfices de l'intégration :**

- Réduction des pertes thermiques.
- Augmentation de la part d'énergie renouvelable.
- Meilleure stabilité de la production électrique.
- Possibilité de décaler la production selon la demande.

**IV.7.2.5 Tableau récapitulatif**

Les éléments quantitatifs présentés ci-après permettent de synthétiser les résultats de l'analyse thermique du champ solaire et d'en évaluer l'impact énergétique global. Ce tableau met en évidence les différences notables entre la stratégie actuelle de fonctionnement et les scénarios optimisés proposés.

Tableau IV-1:récapitulatif

Paramètre	Valeur par boucle	Total pour 56 boucles	Remarques
Température de maintien nocturne (°C)	200	—	Stratégie actuelle
Température minimale requise (°C)	12	—	Pour éviter la cristallisation
Énergie consommée pour maintien (10h) (MWh)	19	1064	Avec 5 kg/s et $\Delta T = 190\text{ °C}$
Durée de maintien nocturne (h)	10	—	Hypothèse moyenne
Puissance moyenne de l'appoint (MW)	1,9	106,4	Estimée sur la période
Température de consigne de démarrage (°C)	290 – 293	—	Démarrage solaire pur
Durée de recirculation (sans appoint) (h)	1–1,5	—	Dépend des conditions
Capacité de stockage thermique estimée (MWh)	—	A définir	À base de sels fondus

#### IV.8 Conclusion

L'analyse du fonctionnement global du champ solaire de la centrale hybride de Hassi R'mel révèle que la stratégie actuelle de maintien thermique nocturne, bien qu'efficace sur le plan opérationnel, engendre une consommation énergétique excessive (1,9 MWh/boucle). En ajustant la température de maintien à une valeur minimale techniquement acceptable (12 °C) et en adoptant une stratégie de recirculation en boucle fermée au démarrage, des économies d'énergie très significatives peuvent être réalisées.

L'intégration d'un système de stockage thermique à sels fondus offrirait une régulation efficace de la production thermique tout en valorisant les pertes calorifiques de la turbine à gaz. L'ensemble de ces mesures permettrait de renforcer la performance énergétique de la centrale, tout en réduisant sa dépendance aux combustibles fossiles

# Conclusion Générale

# Conclusion Générale

Dans le cadre de ce travail, nous avons mené une étude théorique et numérique approfondie portant sur le comportement thermique d'un capteur solaire cylindro-parabolique en régime transitoire, représentatif du fonctionnement réel d'un champ solaire à concentration.

L'analyse s'est focalisée sur les échanges thermiques, notamment entre le fluide caloporteur, l'absorbeur, la vitre et l'environnement externe, afin d'établir les équations énergétiques gouvernant le fonctionnement dynamique du capteur. La résolution numérique de ces équations, assurée par la méthode de Newton-Raphson, a permis de simuler avec précision l'évolution temporelle des températures caractéristiques (fluide, absorbeur, vitre) sous diverses conditions de fonctionnement.

Les résultats obtenus ont été validés par comparaison avec les mesures expérimentales du site de Hassi R'mel, en particulier en ce qui concerne le rayonnement solaire direct et la température de sortie du fluide caloporteur. La validation a été réalisée sous différentes conditions opératoires, notamment en faisant varier la température d'entrée et le débit massique du fluide.

Par ailleurs, les développements récents ont permis de proposer deux améliorations stratégiques majeures au fonctionnement du champ solaire :

- La première concerne la possibilité de réduire la température de maintien nocturne du fluide caloporteur à environ 12 °C, sans risque de solidification, à condition de garantir un écoulement résiduel ou un vidage/inertage du circuit. Cette stratégie permettrait de supprimer les besoins en appoint gazier la nuit, et donc de réduire considérablement la consommation énergétique du système.
- La seconde proposition repose sur la mise en œuvre d'un fonctionnement en boucle fermée au démarrage, permettant au fluide d'être réchauffé progressivement par le champ solaire lui-même, dès les premières heures du jour, sans recours à une source thermique externe. Cette phase transitoire, d'une durée estimée entre 1 et 1,5 heure, offre une montée en température progressive jusqu'à la consigne (290–293 °C) et améliore la réactivité du système aux variations d'irradiation matinale.

Ces avancées viennent renforcer la pertinence de la modélisation établie dans ce travail, tout en ouvrant la voie à des optimisations énergétiques concrètes pour les centrales solaires thermiques à concentration de type CCP, notamment dans des configurations hybrides comme celle de Hassi R'mel, en Algérie. Le recours à un système de stockage thermique (à sels fondus), apparaît également comme une solution complémentaire pour valoriser les excès d'énergie (solaire ou gaz), lisser les fluctuations de production, et accroître la flexibilité et la stabilité opérationnelle de la centrale.

## Annexes

### Les données expérimentales de centrale hybride solaire gaz de Hassi R'mel

❖ Pour la journée 20/02/2024

Horaire	Rayonne ment Solaire (DNI) w/m <sup>2</sup>	Débit massique de fluide caloporteur Kg/s	Tempéra ture d'entre de fluide caloport eur (°C)	Tempéra ture sortie de fluide caloport eur (°C)
0	0	149.14	210.904	207.421
1	0	149.22	201.503	197.939
2	0	152.18	192.380	188.543
3	0	154.6	182.913	179.888
4	0	155.4	174.911	171.526
5	0	157.3	167.440	164.466
6	15.285	88	163.013	157.366
7	374.826	88	155.390	151.159
8	722.468	160	164.944	189.848
9	728.555	166.9	271.385	317.486
10	709.924	209	292.662	351.387
11	699.707	209	292.674	347.118
12	705.852	211	293.665	344.949
13	728.841	210	293.281	346.091
14	710.852	210.7	293.341	347.123
15	727.022	210.8	293.153	349.277
16	438.951	209.7	292.318	351.154
17	32.580	209.7	293.111	349.478
18	0.028	208.5	287.466	330.131
19	0	135.56	266.781	288.053
20	0	144	250.555	263.206
21	0	149	236.368	245.916
22	0	149.8	223.597	231.890
23	0	151	212.491	208.918

# Annexes

❖ Pour la journée 23/04/2024

Horaire	Rayonnement Solaire (DNI) w/m <sup>2</sup>	Débit massique de fluide caloporteur Kg/s	Température d'entre de fluide caloporteur (°C)	Température sortie de fluide caloporteur (°C)
0	0	141	206.902	207.421
1	0	142	197.244	197.939
2	0	142	187.384	188.543
3	0	142	178.103	179.888
4	0	142	170.444	171.526
5	0.258	142	163.421	164.466
6	52.681	142	157.411	157.366
7	451.167	142	197.477	151.159
8	718.194	202	286.839	189.848
9	804.676	212	291.362	317.486
10	858.432	212	290.602	351.387
11	861.230	210	289.873	347.118
12	855.404	210	291.232	344.949
13	846.086	211	293.126	346.091
14	810.345	212	294.938	347.123
15	739.730	211	296.512	349.277
16	643.889	212	295.563	351.154
17	577.935	210	276.784	349.478
18	400.854	214	259.831	330.131
19	60.015	132	245.303	288.053
20	1.764	134	286.839	263.206
21	0	135	217.131	245.916
22	0	137	230.460	231.890
23	0	138	212.491	208.918

# Annexes

❖ Pour la journée 30/05/2024

Horaire	Rayonn ement Solaire (DNI) w/m <sup>2</sup>	Débit massique de fluide caloporteur Kg/s	Température d'entre de fluide caloporteur (°C)	Température sortie de fluide caloporteur (°C)
0	0	152	215.440	211.803
1	0	154	204.879	201.438
2	0	157	195.631	192.290
3	0	158	187.298	184.125
4	0	160	179.906	176.868
5	0	158	173.175	170.244
6	0	159	170.378	173.450
7	0	174	210.464	239.331
8	1.208	160	283.787	333.838
9	186.295	192	291.900	360.554
10	513.946	192	290.858	365.184
11	526.378	192	288.915	366.753
12	508.445	192	290.013	367.908
13	491.121	192	289.923	366.581
14	502.481	191	289.350	365.835
15	532.557	189	289.914	361.479
16	540.417	192.8	291.097	353.145
17	360.107	192	294.073	338.227
18	35.147	186	296.707	316.514
19	0.079	125.6	285.082	278.568
20	0	142.6	265.801	260.772
21	0	145	249.613	244.693
22	0	145	235.114	230.802
23	0	147	222.308	218.068

# Annexes

❖ Pour la journée 24/07/2024

Horaire	Rayonnement Solaire (DNI) w/m <sup>2</sup>	Débit massique de fluide caloporteur Kg/s	Température d'entre de fluide caloporteur (°C)	Température sortie de fluide caloporteur (°C)
0	0	119.6	219.073	214.730
1	0	120	209.459	205.297
2	0	120	200.581	196.680
3	0	123	192.444	188.678
4	0	123.7	184.852	181.137
5	0.098	123.6	177.538	173.996
6	134.841	124	173.657	180.970
7	623.026	123	229.236	289.537
8	842.171	202	288.344	365.443
9	923.288	208	286.726	377.776
10	954.746	211	286.132	381.875
11	962.533	211	285.100	383.493
12	961.996	211	285.406	381.291
13	958.496	210	285.157	379.417
14	951.065	209	285.096	376.843
15	937.561	211	283.356	374.146
16	890.797	209	285.941	371.597
17	814.627	212	271.265	365.727
18	536.932	185	255.553	355.853
19	73.191	105	241.254	299.589
20	0.034	110.5	228.57	266.612
21	0	113	220.613	250.397
22	0	117	215.114	236.244
23	0	118	209.308	223.739



## Annexes

### ❖ Les propriétés thermiques de fluide caloporteur

Le fluide caloporteur utilisé est caractérisé par des propriétés thermiques qui sont évaluées par les relations suivantes :

#### ❖ La densité volumique (Kg/m<sup>3</sup>)

$$\rho = -9,079 \times 10^{-1} \times T + 7,8116 \times 10^{-4} \times T^2 - 2,367 \times 10^{-6} \times T^3 + 1083,25$$

#### ❖ La conductivité thermique (W/m. K)

$$K = 8,19477 \times 10^{-3} \times T + 1,9225 \times 10^{-7} \times T^2 - 2,5034 \times 10^{-11} T^3 + 7,2974 \times 10^{-15} \times T^3 + 0,137743$$

#### ❖ La capacité de transfert de chaleur (kJ/kg. K)

$$C_p = 2,414 \times 10^{-3} \times T + 5,9591 \times 10^{-6} \times T^2 - 2,9879 \times 10^{-8} \times T^3 + 4,4172 \times 10^{-11} T^4 + 1,498$$

#### ❖ La viscosité cinématique (mm<sup>2</sup>/s)

$$\vartheta = e^{\frac{544,149}{T+114,43}-2,59578}$$

### **Les références de chapitre 1**

- [1] Phil Davis, S. C. (2021, 15 octobre). Notre soleil. Extrait de solarsystem. Nasa
- [2] Lodders, K. (2003). *Solar System Abundances and Condensation Temperatures of the Elements*. The Astrophysical Journal, 591(2), 1220–1247.
- [3] Soteris K. (2004). Capteurs solaires thermiques et applications. Progrès de l'énergie et de la combustion, 231-295.
- [4] Belkacemi Boumediene, Amine Dehimi Samir, MEMOIRE DE FIN D'ETUDE, Etude et dimensionnement d'une centrale solaire cylindro-parabolique de 100 MW<sub>élec</sub>, université de Bouira, 2023.
- [5] D. YogiGoswami, Frank Kreith, Jan F. Kreider. "Principles of solar engineering". 2<sup>nd</sup> Edition Taylor & Francis. CRC Press. January, 2000.
- [6] Tadili, R., & Bargach, M. N. (2005, 1 août). Une méthode d'estimation du rayonnement solaire global reçu par une surface inclinée : Application aux sites marocains. *La Météorologie*, 50, 46–50.
- [7] GUIDEnR. (n.d.). *La position géométrique du soleil*. Dans Cible 10 – HQE. Récupéré le 9 juin 2025,
- [8] Al-Mustaqbal University College. (2017, octobre). *Lecture 3 : Solar Radiation Analysis* [PDF]. Département Techniques de Génie – Réfrigération et Climatisation. Récupéré le 9 juin 2025,
- [9] I. Ouarghi, H. Tria, « contribution et modélisation d'un capteur solaire cylindro- parabolique », Mémoire de Master en Génie Mécanique Option Énergétique, Université Larbi Tébessi de Tebessa, 2016
- [10] J.A. duffie and JW. Becam, solar engineering, edition: thermal process 2 .INC, 1991
- [11] Y. Jannot, cours de transfert thermique, thermique solaire, édition : Mac Graw Hill, octobre 2003
- [12] Liu BT, Jordon RC. Solar Energy 1960 ;4 :1
- [13] Knowledge, B. (n.d.), comment la durée de la lumière du soleil change de l'équateur aux pôles. Extrait de knowledge boat.
- [14] BOUZIANI, N. (2017, juillet). Potentiel et développement des énergies renouvelables en Algérie. Sciences et technologies de la communication, 19.
- [15] Capderou Michel Atlas solaire de l'Algérie Tome 2 : Aspect énergétique.
- [16] Hottel, H. C. (1976). A simplified angle-of-incidence modifier model for flat-plate solar collectors. *Solar Energy*, 18(2), 129–134.
- [17] Capderou, J. (2000). *Solar Radiation: Practical Modeling—Techniques and Applications* (pp. 85–110). Springer.

### Les références de chapitre 2

- [18] : Kalogirou, S. A. (2013). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2<sup>e</sup> éd., pp. 1–12). Elsevier.
- [19]: Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4<sup>e</sup> éd., Chap. 3, pp. 65–102). Wiley.
- [20]: Al-Marzouqi, A. H., et al. (2021). Parabolic trough solar collector: A review on geometrical interpretation, mathematical model, and thermal performance augmentation. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 283, Article 012009.
- [21]: Schoolou. (2023, 5 mars). *0185-3ACh1. Transferts thermiques dans un collecteur solaire cylindro-parabolique à concentration*. Schoolou.
- [22]: Ko, G. K., Gomna, A., Falcoz, Q., Coulibaly, Y., & Olivès, R. (2022). A review of linear Fresnel collector receivers used in solar thermal technology. *Physical Science International Journal*, 26(8), 21–40.
- [23] : Lara, H. (2022, 16 août). *Visite au cœur de l'unique centrale solaire thermodynamique de France*. Révolution Énergétique. Récupéré le 11 septembre 2023
- [24] : Berkowicz, M. (2011, 6 juillet). *La centrale à miroir de Fresnel*. Futura-Sciences. Récupéré le 9 juin 2025,
- [25] : Müller-Steinhagen, H., & Trieb, F. (2014). Concentrating solar power: A review of the technology. *Ingenia*, (55), 26–31.
- [26] : Levert.ma. (n.d.). *La centrale solaire Noor Ouarzazate III a réalisé sa première synchronisation*. Levert.ma. Récupéré le 9 juin 2025
- [27] : Formatis. (2014, 23 décembre). *CSP : Centrale solaire thermique à concentration*. Formatis. Récupéré le 9 juin 2025,
- [28] : Zayed, M. E., Zhao, J., Elsheikh, A. H., Li, W., Sadek, S., & Aboelmaaref, M. M. (2021). A comprehensive review on Dish/Stirling concentrated solar power systems: Design, optical and geometrical analyses, thermal performance assessment, and applications. *Journal of Cleaner Production*, 280, 124664.
- [29]: TPE Stirling 1S2. (n.d.). *Utilisations actuelles*. TPE Stirling 1S2. Récupéré le 9 juin 2025,
- [30] : FOAD UADB. (n.d.). *Module 2440, Chapitre 1514* [Page web]. FOAD UADB. Récupéré le 9 juin 2025,
- [31] : Bouassida, B. (2013). *Simulation d'une centrale solaire à concentrateur cylindro-parabolique sous TRNSYS* [Mémoire de fin d'études, École nationale d'ingénieur]. Mémoire Online

## Référence

- [32]: Moya-Bolívar, J., et al. (2019). A review of the application performances of concentrated solar power systems. *Applied Energy*, 255, Article 113893.
- [33]: Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4<sup>e</sup> éd., Chap. 7, pp. 371–402). Wiley.
- [34]: Kalogirou, S. A. (2013). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2<sup>e</sup> éd., Chap. 12, pp. 311–338). Elsevier.
- [35]: Singh, R., & Sharma, K. P. (2023). Heat transfer fluids in parabolic trough collector (PTC): A review study. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 202, 122392.
- [36]: Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4<sup>e</sup> éd., Chap. 8, pp. 403–430). Wiley.
- [39] : Lopez, R. (2021, 16 décembre). *Offre de stage : Génération directe de vapeur des lignes solaires de la centrale de Llo : Modélisation thermohydraulique des écoulements diphasiques dans le tube absorbeur*. PROMES. Récupéré le 9 juin 2025,
- [40] Maia, C. B., Neumann, L. R., Oliveira, G. A., Alves, Í. M., Walczak, M. M., & Brito, P. P. (2023). A comprehensive review of solar tower CSP systems using TES and molten salts. *International Journal of Ambient Energy*, 44(1), 1733–1747.
- [41] Djenane, M. S., Hadji, S., & Touhami, O. (2020). Geometrical analysis of parabolic trough solar collector. *ENP Engineering Science Journal*, 4(2), Article 258.
- [42] Lekhal, R., Ait-Ali, M. A., & Ahmed Zaid, T., "Thermal model of a parabolic trough solar field with a closed-loop operation during sunrise period", *Journal of Solar Energy Engineering*, 2023, 145(1), 011008.
- [43] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4th ed.). Wiley.
- [44][https://earth.google.com/web/search/Hassi+R%27Mel/@33.13968951,3.3062999,740.04195249a,124586.1318217d,35y,0h,0t,0r/data=CnoaTBJGCIUweDEyNjQ3MGJiOGNhYTUxNTc6MHhkZDA3ODg0M2I0OTdmNmI5GdtvSP67dkBAIQuATMaMKwpAKgtIYXNzaSBSJ01lbBgCIAEiJgokCbQ9hEhiIzVAEbI9hEhiIzXAGU1WI2NCkUIAIWP3wcJS-UnAQgIIAToDCgEwQgIIAEoNCP\\_\\_\\_\\_\\_wEQAA](https://earth.google.com/web/search/Hassi+R%27Mel/@33.13968951,3.3062999,740.04195249a,124586.1318217d,35y,0h,0t,0r/data=CnoaTBJGCIUweDEyNjQ3MGJiOGNhYTUxNTc6MHhkZDA3ODg0M2I0OTdmNmI5GdtvSP67dkBAIQuATMaMKwpAKgtIYXNzaSBSJ01lbBgCIAEiJgokCbQ9hEhiIzVAEbI9hEhiIzXAGU1WI2NCkUIAIWP3wcJS-UnAQgIIAToDCgEwQgIIAEoNCP_____wEQAA)
- [45] FREDJ AMAR, mémoire fin d'étude, Etude de la centrale hybride solaire- gaz à parabolique de HASSI R'MEL, BADJI MOKHTAR ANNABA-UNIVERSITY UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, 2016.
- [46] Schéma du cycle de Brayton (A : schéma fonctionnel – B : diagramme T-s). Source : adapté de Yunus A. Çengel et Michael A. Boles, "Thermodynamics: An Engineering Approach", McGraw-Hill.
- [47] <https://fr.scribd.com/document/145629857/turbine486f7-doc>

## Référence

- [48] BOURAGBI, L. (2018–2019). *Machine thermique – Chapitre 5 : Turbine à vapeur*. Université de Bouira, Master 1 Génie Mécanique – Energétique.
- [49] Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2013). *Thermodynamique – Une approche pragmatique* (3e éd.). De Boeck Supérieur.
- [50] <https://fr.khanacademy.org/science/physique-a-l-ecole/x6e8a541a302cdab5:physique-a-l-ecole-4e-annee-secontaire-1h/x6e8a541a302cdab5:physique-a-l-ecole-4e-1h-chaleur-et-energie-thermique/a/what-is-thermal-conductivity>
- [51] adapté de Incropera, F.P., DeWitt, D.P., "Fundamentals of Heat and Mass Transfer", Wiley.
- [52] Chabane Tassadit ,Sefah Assia , mémoire fin d'étude, Etude des capteurs solaires à concentration Application aux centrales cylindro-paraboliques, Université de Bouira, Université de Bouira.2014.
- [53] [https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thode\\_de\\_Newton](https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thode_de_Newton)
- [54] Numerical Methods for Engineers. 7th Edition, McGraw-Hill, 2015. (Chapitre sur les différences finies et la résolution d'équations différentielles)

*Ce travail a été préparé par :*

*Belazouzi Mohamed Akram*

*Rahal Islam*

*Mr. Lekhal.Rachid*

*Mr. Marzak Dahmane*

