

THESE

Présentée à la

FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

Pour l'Obtention du Diplôme de

Doctorat en Sciences

Option : Instrumentation

Par

Mr. BALLOUTI ADEL

Thème

Modélisation et Simulation Comportementale des Systèmes à
Energie Renouvelable par VHDL-AMS.

Soutenue le :

devant la commission d'examen composée de

Bouzit Nacereddine	Président	Prof. Université de Sétif1
Djahli Farid	Directeur de thèse	Prof. Université de Sétif1
Bouloufa Abdeslam	Examineur	Prof. Université de Sétif1
Mayouf Abdelhalim	Examineur	Prof. Université de Djelfa
Ait kaki Abdelaziz	Examineur	MC. Université d'Oum-el-Bouaghi
Lashab Mohamed	Examineur	M.C. Université de Skikda

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre des activités de recherche du Laboratoire d'Instrumentation Scientifique (LIS) du département d'électronique de l'université de Sétif 1.

A l'issue de ce travail, je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de cette thèse.

Tout d'abord, Je tiens à remercier très chaleureusement mon directeur de thèse, Monsieur **Djahli Farid**, Professeur à l'Université de Sétif 1, pour son encadrement, son suivi permanent et ses précieux conseils.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail et cette thèse :

Monsieur **Bouzit Nacereddine**, Professeur à l'Université de Setif1, d'avoir accepté de juger mon travail et de présider le jury de soutenance de cette thèse.

Messieurs **Bouloufa Abdeslam**, Professeur à l'Université de Sétif1, **Mayouf Abdelhalim**, Professeur à l'Université de Djelfa, **Ait kaki Abdelaziz** Maître de conférences à l'Université d'Oum-el-Bouaghi, **Lashab Mohamed** Maître de conférences à l'Université de Skikda.

Pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Un grand remerciement à Monsieur **belhouchet Nouri**, Maître Assistant à l'Université setif1, pour son aide, ses conseils et ses orientations.

Je remercie aussi Madame **Laouamri Asma**, Maître Assistante à l'Université BBA, Monsieur **Ben Hamadouche Abdelwahab**, Maître Assistant à l'Université M'sila, pour son aide ses conseils et ses orientations.

RÉSUMÉ

La recherche présentée dans cette thèse a pour objectif de développer des modèles permettant d'améliorer les performances des systèmes à énergies renouvelables. Nous avons commencé par présenter deux algorithmes de contrôle MPPT d'un système photovoltaïque, pouvant faire travailler le panneau à son point de puissance maximale. Nous avons ensuite développé un modèle de la pile à combustible PEM qui permet de montrer l'effet de l'environnement (température et pression) sur les caractéristiques de la pile. Nous avons également mis au point un modèle du tube absorbeur, qui permet de prédire son efficacité et qui prend en compte : la période et le lieu géométrique de l'installation, le rayonnement solaire moyen, l'angle d'incidence, le débit du fluide de transfert de chaleur et la vitesse du vent. Nous avons enfin proposé un prototype d'un système de production d'électricité composé d'un tube absorbeur, d'un moteur Stirling de type Alpha, d'une machine synchrone et d'une charge résistive.

Les techniques de commande et les modèles développés, dans le cadre de ce travail, sont vérifiés par voie de simulation, à l'aide du logiciel Simplorer et du langage VHDL-AMS.

Mots-clés : *Systèmes à Énergies Renouvelables, VHDL-AMS, Photovoltaïque, MPPT, Piles à Combustibles, PEMFC, Concentrateur Solaire, Tube Absorbeur, Moteur Stirling.*

Liste des symboles et abréviations

PV	Photovoltaïque
I_{ph}	Courant photo- généré [A]
V_D	Tension aux bornes de la diode PV [V]
I_S	Courant inverse de saturation [A]
q	Charge de l'électron [C]
K	Constante de Boltzmann [ev]
n	Facteur d'idéalité
T_c	Température de la Cellule [K]
R_S	Résistance série de la cellule [Ω]
R_P	Résistance parallèle de la cellule [Ω]
MPPT	Maximum power point
P_{MPP}	Puissance au point de puissance maximum [W]
V_{cell}	Tension de la cellule PV [V]
I_{cell}	Courant de la cellule PV [A]
T	Temps [s]
V_{PV}	Tension du panneau PV [V]
I_{PV}	Courant du panneau PV [A]
P_{PV}	Puissance du panneau PV [W]
I_{SC}	Courant de court-circuit [A]
V_{OC}	Tension de circuit ouvert [V]
R_d	Résistance de diffusion [Ω]
F_C	Consommation de l'acide près des électrodes de la batterie [F]
S_C	Consommation de l'acide loin des électrodes de la batterie [F]
R_i	La résistance électrique des électrodes [Ω]
DC-DC	Continu-continu
P_1 et P_2	Points de fonctionnement de la cellule PV
V_{IN1} et V_{IN2}	Tensions d'entrée du convertisseur BOOST [V]
D_1 , D_2 et D_p	Rapports cycliques
V_B	Tension de la batterie [V]

α	Constante positive
τ	Temps de retard [s]
T_g	Signal de commande du PWM
B	Angle d'inclinaison [deg]
I_r	Irradiation incidente directe [W/m^2]
A	Angle d'azimut solaire [deg]
σ	Angle de site solaire [deg]
β	Angle d'inclinaison [deg]
γ	Angle d'azimut de surface [deg]
θ	Angle d'incidence [deg]
ΔV	Variation de la tension [V]
ΔI	Variation du courant [A]
ΔP	Variation de la puissance
FPGA	Field programmable gate arrays
HPVFC	Hybrids photovoltaic fuel cell
PAFC	Pile à Acide Phosphorique
MCFC	Pile à Carbonate Fondu
SOFC	Pile à Oxyde Solide
PEM	Polymère électrolyte membrane
V_{Pile}	Tension de la pile PEM [V]
U_{th}	La tension théorique d'une cellule PEM [V]
V_{act}	Pertes d'activation [V]
V_{ohm}	Pertes ohmiques [V]
V_{conc}	Pertes de concentration [V]
G	Energie libre de Gibbs d'une réaction chimique
ΔG	Variation dans l'énergie libre de Gibbs d'une réaction chimique
n	Nombre d'électrons entrant dans la réaction chimique
F	Constante de Faraday
ΔS	Variation de l'entropie
ΔH	Variation de l'enthalpie

T	Température
T.ΔS	Quantité de chaleur produite par la pile à combustible
Ln	Logarithme népérien
EC	Constante d'équilibre pour une réaction chimique
R	Constante universelle des gaz (R=8.31451)
n	Nombre d'électrons par mole (n = 2)
a_{H_2O}	Activité de H ₂ O ($a_{H_2O} \approx 1$)
a_{H_2}	Activité de H ₂ [atm]
a_{O_2}	Activité de O ₂ [atm]
P_{H_2}	Pression partielle de H ₂ initiale [atm]
P_{O_2}	Pression partielle de O ₂ [atm]
P_0	Pression initiale [atm]
α	Coefficient de transfert de charge
i_0	Densité du courant d'échange
J	Densité de courant [A/ cm ²]
R_i	Résistance totale de la cellule PEM [k ω .cm ²]
P_1	Pression lorsque le courant est nul [atm]
J_L	Densité de courant limite [A/cm ²]
η_{fc}	Rendement d'une cellule PEM
η_{pile}	Rendement de la pile PEM
η_F	Rendement de Faraday
P_{fc}	Energie électrique produite [W]
F_{in}	Carburant entrant
\dot{m}	Flux d'hydrogène
N_s	Nombre de cellules série
η_F	Rendement de faraday
ζ_1	Paramètre de Faraday
I	Courant de la cellule PEM [A]
A_C	Surface des électrodes de la cellule PEM [m ²]
Atm	Atmosphère = 1.01325 Bar

CSP	Concentrated Solar Power
HCE	Elément collecteur de chaleur (Heat Collector Element)
HTF	Fluide de transfert de chaleur (Heat Transfer Fluid)
A_p	Ouverture du réflecteur [m]
$T_{abs,i}$; $T_{abs,o}$	Température moyenne interne et externe respectivement de la surface de l'absorbeur [°C]
$T_{gl,i}$; $T_{gl,o}$	Température moyenne, interne et externe respectivement, de la surface du verre [°C]
T_{HTF}	Température du fluide colporteur (HTF) [°C]
T_{amb}	Température Ambiante [°C]
T_{sky}	Température du ciel [°C]
$r_{abs,i}$; $r_{abs,o}$	Diamètres interne et externe de l'absorbeur respectivement [m]
$r_{gl,i}$; $r_{gl,o}$	Diamètre interne et externe de l'enveloppe du verre [m]
Q	Chaleur [W/m]
I_b	Radiation normale directe [W/m ²]
θ	Angle d'incidence [Deg]
η_{opt}	Rendement optique à l'incidence normale
IAM	Modificateur de l'angle d'incidence
$h_{abs,HTF}$	Coefficient de transfert de chaleur par convection [W/m ² .C°]
\dot{m}	Débit massique du fluide [kg/s]
K_{abs}	Conductivité thermique de l'absorbeur [W/(m. C°)]
T_{abs}	Température moyenne entre la surface intérieure et extérieure [C°]
$T_{abs,okelvin}$	Température de la surface extérieure de l'absorbeur [k]
$T_{gl,ikelvin}$	Température de la surface intérieure du verre [k]
ε_{abs}	Emittance de la surface extérieure de l'absorbeur [W/m ²]
ε_{gl}	Emittance de la surface du verre [W/m ²]
K_{gl}	Conductivité thermique du verre [W/(m.C°)]
$T_{gl,okelvin}$	Température de surface de l'enveloppe extérieure du verre [k]
$T_{sky,kelvin}$	Température du ciel [k]
h_{amb}	Coefficient de transfert de chaleur par convection à la température ambiante [W/ (m ² .C°)]

v_w	Vitesse du vent [m/s]
τ_{gl}	Facteur de transmission de l'enveloppe de verre [W/m ² .K]
α_{abs}	Coefficient d'absorption de l'absorbeur
α_{gl}	Coefficient d'absorption du verre
η_{th}	Rendement thermique du collecteur et du HCE
$Q_{i,0inc}$	Insolation sur l'ouverture de l'auge à l'angle d'incidence zéro [W/ m]
m	Masse du gaz [Kg]
V	Volume du compartiment [m ³]
R	Constante des gaz parfaits = 8.314 [J.mol ⁻¹ .K ⁻¹]
M	Masse molaire du gaz
m_c	Masse du gaz dans l'espace de compression [Kg]
m_{ref}	Masse du gaz dans l'espace de refroidisseur [Kg]
m_r	Masse du gaz dans le régénérateur [Kg]
m_{rech}	Masse du gaz dans le réchauffeur [Kg]
m_e	Masse du gaz dans l'espace d'expansion [Kg]
V_c	Volume du gaz dans l'espace de compression [m ³]
V_e	Volume du gaz dans l'espace d'expansion [m ³]
V_r	Volume du gaz dans l'espace régénérateur [m ³]
V_{rech}	Volume du gaz dans l'espace réchauffeur [m ³]
V_{ref}	Volume du gaz dans l'espace refroidisseur [m ³]
T_c	Température du gaz dans l'espace compression [C°]
T_{rech}	Température du gaz dans l'espace réchauffeur [C°]
T_e	Température du gaz dans l'espace de compression [C°]
W_c	Travail produit par le moteur dans l'espace de compression [J]
W_e	Travail produit par le moteur dans l'espace d'expansion [J]
W	Travail total produit par le moteur Stirling [J]
Q_c	Chaleur rejetée vers l'environnement extérieur [J]
Q_e	Chaleur apportée de la source extérieure [J]
θ	Angle de rotation de l'arbre excentrique du moteur Stirling [Deg]
V_{mrech}	Volume mort chaud (réchauffeur liaisons cylindre) [m ³]

V_{mref}	Volume mort froid (refroidisseur liaisons cylindre) [m ³]
V_{mr}	Volume mort du régénérateur [m ³]
τ	Efficacité thermique d'un moteur Stirling

Sommaire

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1	
Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelables	
I.1 Introduction	3
I.2 Les énergies renouvelables	4
I.2.1 L'énergie hydraulique (L'hydroélectricité)	5
I.2.2 L'énergie des océans (marines)	5
I.2.3 L'énergie éolienne	6
I.2.4 L'énergie de la biomasse	7
I.2.5 L'énergie géothermique	7
I.2.6 L'énergie solaire	8
I.2.6.1 L'énergie solaire thermique	8
I.2.6.2 L'énergie solaire photovoltaïque	9
I.3 Evaluation de l'énergie renouvelable en Algérie	9
I.3.1 Potentiel national des énergies renouvelables	11
I.3.1.1 Energie Solaire	11
I.3.1.2 Potentiel Eolien	12
I.3.1.3 Potentiel de l'Energie Géothermique	12
I.3.1.4 Potentiel de l'hydroélectricité	13
I.3.1.5 Le Potentiel de la biomasse	13
I.3.1.5.1 Potentiel de la forêt	13
I.3.1.5.2 Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles	13
I.4 Conclusion	13
CHAPITRE II	
Les générateurs photovoltaïques	
II.1 Introduction	14
II.2 Caractéristique et modèle d'une cellule PV	15
II.2.1 Influence de l'irradiance sur la caractéristique de la cellule	16
II.2.2 Influence de la résistance série et parallèle sur la caractéristique de la cellule	17

II.2.3 Influence de la température sur la caractéristique de la cellule	18
II.3 Couplage direct d'un générateur PV avec une charge ohmique	18
II.3.1 Maximum Power Point Tracker (MPPT)	19
II.4 Modèle VHDL-AMS	20
II.4.1 Modèle VHDL-AMS de la cellule Photovoltaïque	20
II.4.2 Modèle de batterie	20
II.4.3 Modèle VHDL-AMS du convertisseur DC-DC	21
II.5 Architecture générateur PV –Batterie	22
II.5.1 Générateur PV connecté directement à un batterie sans contrôleur MPPT	22
II.5.2 Panneau PV connecté à un Batterie via un contrôleur MPPT	23
II.5.3 Architectures du système PV- batterie proposée	26
II.5.3.1 Simulation	27
II.5.3.1.1 Régime permanent	27
II.5.3.1.2 Régime dynamique	28
a. Mode 1 : Changement rapide des niveaux d'ensoleillement	28
b. Mode 2 : Variation de l'angle d'inclinaison	29
II.6 Modèle PV- charge résistive	32
II.6.1 Modèle VHDL-AMS de la machine d'état et réponse du système	33
II.7 Conclusion	35

CHAPITRE III

Piles à Combustibles

III.1 Introduction	36
III.2 Les piles à combustibles	37
III.3 Classification et Technologie des piles à combustible	37
III.3.1 Pile Alcaline (AFC)	37
III.3.2. Pile à membrane à électrolyte polymère (PEMFC)	37
III.3. 3 Pile à Méthanol Direct (DMFC)	38
III.3. 4 Pile à Acide Phosphorique (PAFC)	38
III.3. 5 Pile à Carbonate Fondu (MCFC)	38
III.3. 6 Pile à Oxyde Solide (SOFC)	39
III.4 Principe de fonctionnement	40
III.5 Modèle de la pile (Réversible PEM Fuel Cell model)	41

III.6 Caractéristiques courant-tension d'une pile PEM	44
III.6.1. Polarisation d'activation	45
III.6.2. Polarisation ohmique	45
III.6.3 Polarisation de concentration	46
III.7 Rendement d'une pile à combustible	46
III.8 Consommation d'hydrogène	47
III.9. Simulation	48
III.9.1 Modèle VHDL-AMS d'une cellule PEM	48
III.9.2 Effet de la température sur la caractéristique de la cellule	51
III.9.3 Effet de la pression sur la caractéristique de la cellule	52
III.10 Conclusion	53

CHAPITRE IV

Les concentrateurs solaires

IV.1 Introduction	54
IV.2 Les capteurs à concentration	55
a. Concentrateur cylindro-parabolique	56
b. Système à miroir parabolique	56
c. Centrale à tour	57
IV.3 Modélisation de l'absorbeur d'un capteur Cylindro-Parabolique	58
IV.3.1 Radiation solaire absorbé par le tube absorbeur	59
IV.3.2 Chaleur transférée de la surface interne de l'absorbeur au fluide HTF par convection	60
IV.3.3 Chaleur transférée à travers l'absorbeur à partir de la surface extérieure à la surface intérieure de l'absorbeur par conduction.	60
IV.3.4 Chaleur transférée à travers l'espace annulaire vide de la surface extérieure de l'absorbeur à la surface intérieure de la vitre par rayonnement.	60
IV.3.5 Chaleur transférée à travers l'enveloppe de verre à partir de la surface intérieure à la surface extérieure de la vitre par conduction	61
IV.3.6 Chaleur transférée à partir de l'enveloppe de verre au ciel par rayonnement.	61
IV.3.7 Chaleur transférée à l'environnant à partir de la surface extérieure du verre par convection	61
IV.3.8 Rayonnement solaire absorbée par l'enveloppe de verre.	62

IV.3.9 Efficacité thermique du collecteur et du HCE	62
IV.4 Moteur Stirling	63
IV.4.1 Définition.	64
a. Le régénérateur.	64
b. Le volume mort.	64
IV.4.2 Principe de fonctionnement.	64
IV.4.3 Le diagramme (P, V).	65
IV.4.3.1 Chauffage isochore (à volume constant 1 à 2).	65
IV.4.3.2 Détente isotherme (à température constante 2 à 3).	66
IV.4.3.3 Refroidissement isochore 3 à 4.	66
IV.4.3.4 Compression isotherme 4 à 1.	67
IV.4.4 Types de moteur Stirling.	67
IV.4.4.1 Le moteur Stirling type Alpha	67
IV.4.4.2 Le moteur de type beta.	68
IV.4.4.3 Le moteur Stirling type Gamma.	68
IV.4.5 Modélisation d'un moteur Stirling.	69
IV.5 Simulation du tube absorbeur.	71
IV.5.1 Effet de l'éclairement et du débit sur les chaleurs et les températures de l'absorbeur.	71
IV.5.2 Effet de la variation de l'angle d'incidence sur le rendement du tube absorbeur.	72
IV.5.3 Effet de la vitesse du vent sur le rendement du tube absorbeur.	73
IV.5.4 Effet du débit du fluide caloporteur sur la température du tube absorbeur.	73
IV.5.5 Simulation du tube absorbeur sur le site de Sétif.	74
IV.5.6 Simulation du tube absorbeur durant une année sur le site de Sétif.	76
IV.6 Simulation moteur Stirling.	77
IV.6.1 Effet de la température chaude.	77
IV.6.2 Distance parcourue par le piston déplaceur.	77
IV.6.3 Les volumes d'expansion et de compression.	78
IV.7 Simulation moteur Stirling-absorbeur-machine synchrone.	78
IV.8 Conclusion.	81

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

La demande énergétique mondiale est tendanciellement en forte croissance sous l'effet de la croissance démographique et économique, des marchés de l'énergie et des prix qui deviendront de plus en plus exogènes, par rapport aux politiques actuelles, basées sur les énergies fossiles dans lequel le pétrole assure aujourd'hui plus de 80 % de l'offre. Cette situation marque la dépendance mondiale des énergies carbonées et pose la question de sa soutenabilité, que ce soit sur le plan environnemental et climatique (dégagement massif de gaz polluant et de gaz à effet de serre), ou celui des réserves de la matière primaire (la sécurité énergétique).

Cette demande devrait continuer de croître dans les années à venir. C'est pourquoi, dans le but de limiter les émissions de CO₂ et garantir la sécurité énergétique mondiale, une transition énergétique vers des énergies renouvelables (à ressource illimitée) non polluantes issues des sources naturelles (du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse) est une solution efficace qui répond aux besoins énergétiques. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon, la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue (photovoltaïque, solaire, géothermique, biomasse, hydraulique...). Cependant, pour que ces sources arrivent progressivement à prendre des parts importantes en terme de production, il faut résoudre les problèmes liés à leur exploitation (problème de gestion des sources de types différents, de tailles différentes, problème de transport et de stockage d'énergies...).

L'Algérie comporte un potentiel des plus élevés de la planète en termes d'énergies renouvelables, qui nécessite une grande attention pour en faire le cœur de l'économie nationale. De ce fait, la politique actuelle vise à rendre notre pays l'un des producteurs principaux de l'électricité, à partir des énergies renouvelables.

Dans le cadre de cette politique, le travail présenté dans cette thèse vise à développer des modèles de systèmes d'énergies renouvelables, en langage VHDL-AMS (Very High Speed Integrated Circuit Hardware Description Language - Analog and Mixed-Signal), sous le logiciel Simplorer qui permet la description des modèles à plusieurs niveaux d'abstraction et à technologie mixte (électrique, physique, mécanique, chimique,...).

Le travail de cette thèse est divisé en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, nous présentons un état de l'art sur les différentes filières d'énergies renouvelables ainsi que la production mondiale d'électricité issue de ces types d'énergies, tout en abordant le potentiel algérien des énergies renouvelables.

Dans le second chapitre on propose deux algorithmes de poursuites de la puissance maximale (Maximum Power Point Tracker MPPT) d'un panneau photovoltaïque raccordé via un convertisseur DC-DC de type boost, l'un à une batterie et l'autre à une charge résistive.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation des piles à combustibles et leurs caractéristiques électriques et chimiques ainsi que les différentes technologies utilisées. Nous y présentons également une modélisation d'une pile de type Polymère Electrolyte Membrane (PEM) qui prend en compte l'effet de la température et de la pression de travail sur le rendement de la pile.

Le dernier chapitre est consacré à l'étude des concentrateurs solaires et des différents types de moteurs Stirling. Dans ce contexte on propose un modèle pour la production de l'électricité via le couplage d'un tube absorbeur d'un moteur Stirling de type Alpha et d'une machine synchrone et une charge résistive.

Chapitre I
Etat de l'art des systèmes à énergies
renouvelables

CHAPITRE I

Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelables

I.1 Introduction

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir car les besoins énergétiques des sociétés et des pays, ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir des sources fossiles et fissiles (nucléaire). La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock des ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. L'appel à des énergies renouvelables non polluantes issues des sources naturelles est une solution efficace qui répond au besoin énergétique par :

- L'amélioration de la sécurité énergétique et de la sécurité économique des pays.
- La libération des ressources hydrocarbures précieuses pour des utilisations plus nobles notamment dans l'industrie et pour un placement sur des marchés plus rémunérateurs.
- La création de nouvelles opportunités économiques en termes de diversification industrielle et de génération d'emplois.
- L'opportunité d'exportation d'électricité verte dans les pays qui n'ont pas des ressources naturelles.

Bien que notre pays soit excédentaire en production électrique, aujourd'hui l'avenir n'est pas prometteur sur les ressources en énergies fossiles dont les réserves ne cessent de diminuer et dont les prix fluctuent énormément en fonction de la conjoncture. La préparation de l'avenir dans les domaines de production énergétique doit se prévoir dès aujourd'hui, pour pouvoir faire face progressivement aux changements énergétiques inévitables. Chaque innovation et chaque avancée en matière de recherche n'aura de retombées que dans une dizaine d'année au mieux, le temps d'effectuer les tests nécessaires et d'envisager la mise en production sans risque pour l'utilisateur autant pour sa propre santé que pour ses installations électriques.

I.2 Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables, sont des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici vingt à trente ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les mettre en œuvre sur les lieux de consommation en les transformant directement, soit en chaleur, soit en électricité, selon les besoins. La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

La production d'électricité renouvelable a atteint 4447.5 TWh en 2011 dans le monde [1], dépassant les 20% de la production totale (20.2% en 2011). Les combustibles fossiles demeurent le socle de la production d'électricité mondiale avec plus des deux tiers du total (67.9 % en 2011). La figure 1.a présente la production mondiale d'électricité en 2011 et la figure 1.b fait un zoom sur la production d'électricité mondiale d'origines renouvelables.

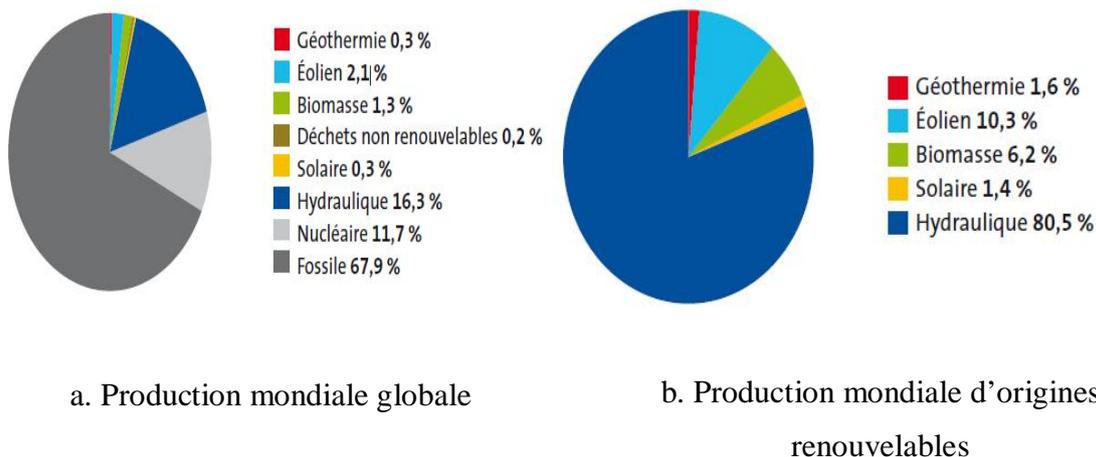


Figure 1 : Production mondiale d'électricité en 2011.

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes [1]. L'hydroélectricité est la principale d'entre elles, avec une contribution de 80.5%.

L'énergie éolienne qui, depuis 2009, est devenue la deuxième source d'énergie renouvelable représente 10.3% du total renouvelable. Elle devance aujourd'hui la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (6.2%). Ensuite vient la géothermie (1.6%), puis le solaire (1.4%), qui rassemble les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques (héliothermodynamiques) et enfin les énergies marines (0.01%).

I.2.1 L'énergie hydraulique (L'hydroélectricité)

L'énergie hydroélectrique est actuellement la première source renouvelable d'électricité. Les projets de production d'énergie hydroélectrique englobent des projets de barrages-réservoirs, de centrales d'éclusées...

L'énergie hydroélectrique issue des barrages-réservoirs met à profit l'énergie de l'eau qui se déplace d'un point haut vers un point bas, essentiellement pour produire de l'électricité. D'autre part, les barrages-réservoirs peuvent être utilisés pour l'irrigation ou l'eau potable (Fig. 2).



Figure 2 : Les barrages-réservoirs source d'énergie hydraulique.

En général, un mégawatheure d'hydro-électricité évite la production d'environ une tonne de CO₂ [2].

I.2.2 L'énergie des océans (marines)

L'énergie marine provient de l'énergie potentielle, cinétique, thermique et chimique de l'eau de mer, qui peut servir à produire de l'électricité, de l'énergie thermique ou de l'eau potable. Des technologies très diverses peuvent être employées, comme les centrales marémotrices (Fig.3), les turbines sous-marines exploitant les marées (Fig.4) et les courants océaniques, les échangeurs de chaleur fondés sur la transformation de l'énergie thermique des

océans et divers systèmes qui tirent profit de l'énergie des vagues et des gradients de salinité [1, 2].

L'énergie marine est une technologie relativement nouvelle et la plupart des projets sont en phase de prototype ou de test.

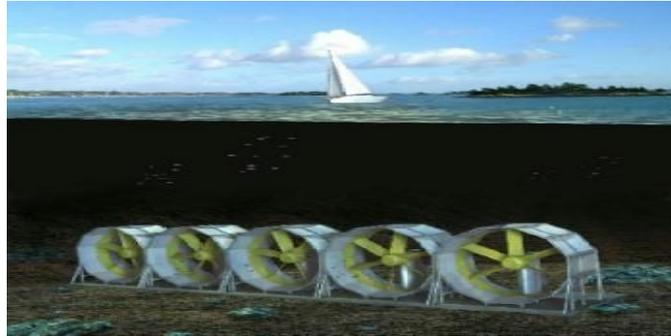


Figure 3 : Centrales marémotrices.

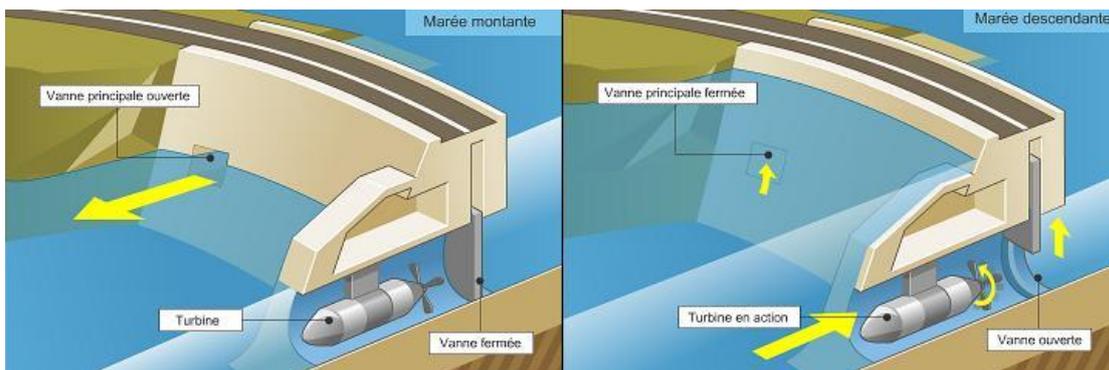


Figure 4 : Turbines sous-marines.

I.2.3 L'énergie éolienne

Une éolienne (Fig.5) est un dispositif qui permet de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette énergie est ensuite transformée dans la plupart des cas en électricité. Les éoliennes fonctionnent pour des vitesses de vent généralement comprises entre 14 et 90 km / h, par l'intermédiaire d'un multiplicateur de vitesses. Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique, directement injectée dans le réseau électrique.

La quantité d'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la vitesse du vent mais aussi de la surface balayée par les pales et de la densité de l'air.

Selon Global Wind Energie Council (GWEC), la capacité mondiale installée à la fin de l'année 2011 est d'environ 238 gigawatts [3].



Figure 5 : Eoliennes

I.2.4 L'énergie de la biomasse

La biomasse peut être produite à partir de la biomasse sèche (bois, déchets agricoles...), le biogaz, les déchets municipaux renouvelables solides et la biomasse humide (bioéthanol, biodiesel, huile végétale ...)

En 2011, la biomasse était la troisième source d'électricité renouvelable mondiale avec 1.3 % de la production d'électricité mondiale [1].

I.2.5 L'énergie géothermique

L'énergie géothermique consiste à exploiter le flux de chaleur naturelle des sous-sols de la terre dont la température augmente avec la profondeur, pour le transformer en chauffage ou en électricité (Fig.6). Ce type d'énergie est renouvelable et ne dépend pas des conditions atmosphériques (contrairement à l'énergie éolienne ou solaire par exemple), ce qui permet de l'utiliser d'une manière continue.

On distingue trois types de géothermie selon le niveau de température disponible à l'exploitation :

- La géothermie à haute énergie qui exploite des sources hydrothermales très chaudes, ou des forages très profonds. Cette géothermie est surtout utilisée pour produire de l'électricité [4].
- La géothermie de basse énergie : géothermie des nappes profondes (entre quelques centaines et plusieurs milliers de mètres). Elle est généralement utilisée pour les réseaux de chauffage urbain.
- La géothermie de très basse énergie : géothermie des faibles profondeurs aux niveaux de température compris entre 10 et 30 °C. Sa principale utilisation est le chauffage et la climatisation individuelle.

La production d'électricité géothermique consiste à convertir la chaleur des nappes aquifères à des hautes températures (de 150 à 350°C), à l'aide de turboalternateurs.

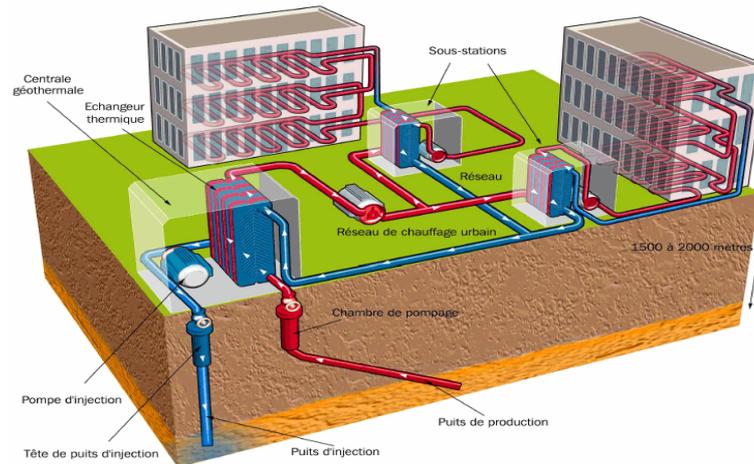


Figure 6 : Station de chauffage

I.2.6 L'énergie solaire

Le soleil est une source d'énergie (quasiment inépuisable) qui envoie, chaque année, à la surface de la terre, un rayonnement qui représente environ 8400 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête, par mètre carré (kWc/m^2), répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent, en 6 heures, plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année [5]. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés dont on cite :

I.2.6.1 L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique exploite la puissance du soleil pour produire de l'électricité en utilisant des lentilles et des réflecteurs, afin de concentrer les rayons solaires. La concentration d'énergie est alors utilisée pour chauffer un liquide tel que l'eau ou l'huile, et utilise la vapeur dégagée, pour entraîner une turbine. Cette technologie est en cours de déploiement à une grande échelle pour fournir de l'électricité. Actuellement, la capacité mondiale installée est de près de 900 MW [1].

D'après European Renewable Energy Council (EREC) [8], onze usines en Europe seulement, d'une capacité de plus de 430 MW, sont actuellement installées et raccordées au réseau.

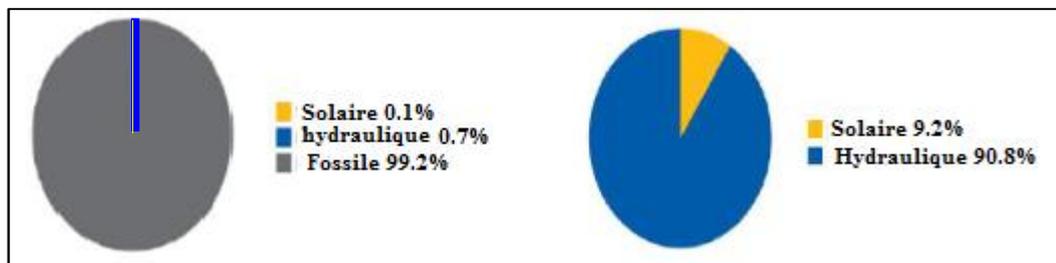
Il existe quatre technologies de production de l'électricité à partir de l'énergie solaire thermique qui sont : Cylindro-parabolique, Tour, Dish Stirling et Fresnel.

I.2.6.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Elle consiste à produire directement de l'électricité, à partir de la lumière, à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout ceux ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles comme les hydrocarbures ou le charbon.

I.3 Evaluation de l'énergie renouvelable en Algérie [1, 4-7]

En 2011, les combustibles fossiles représentaient 99.2% de la production d'électricité totale du pays. Les sources renouvelables n'en représentent que 0.8% et 98% de cette production renouvelable est d'origine hydraulique, d'une capacité de 245 MW (Fig. 7).



a. Production totale

b. Production d'origine renouvelable

Figure 7 : Production d'électricité en Algérie en 2011.

Le potentiel de l'énergie renouvelable en Algérie est le plus élevé de la planète. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics (Fig.8 et 9), le marché local doit atteindre près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale de l'électricité. Ceci veut dire que près de 40 % de la production d'électricité, destinée à la consommation nationale, sera d'origine renouvelable dont 10000 MW sera destinée à l'exportation.

En effet, l'Algérie compte devenir un acteur principal dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance [1, 4]. D'après [4], la puissance d'origines renouvelables installée est utilisée principalement comme suit : 67% pour l'électrification, 21% pour les télécommunications et 12% pour le pompage d'eau.

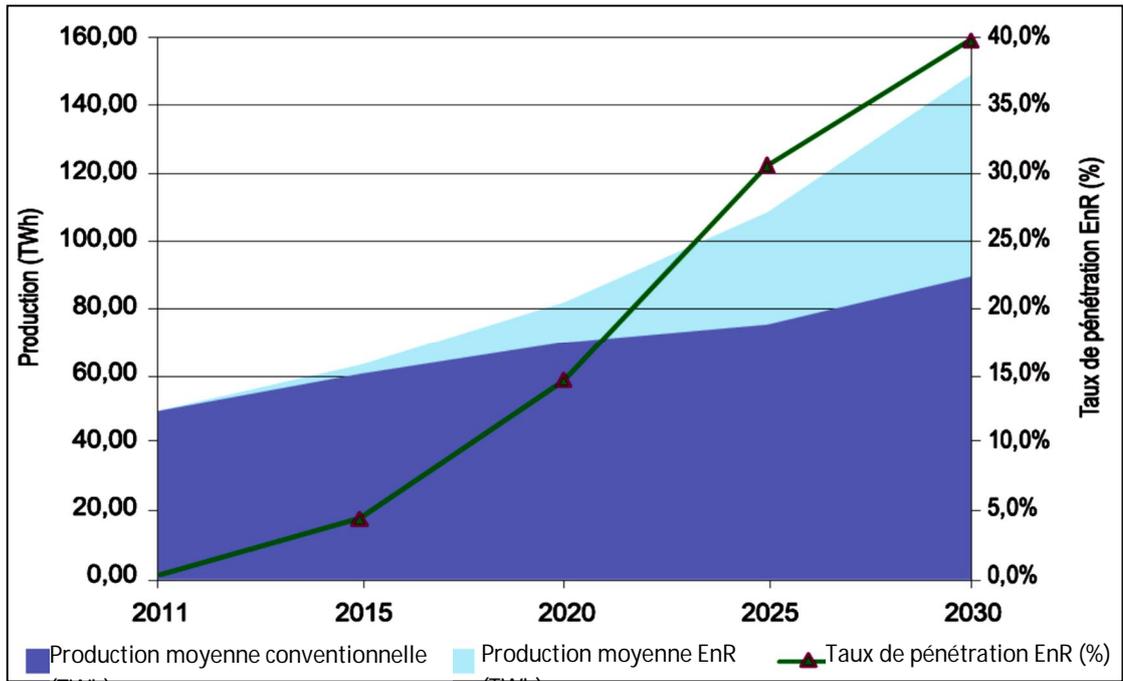


Figure 8 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production

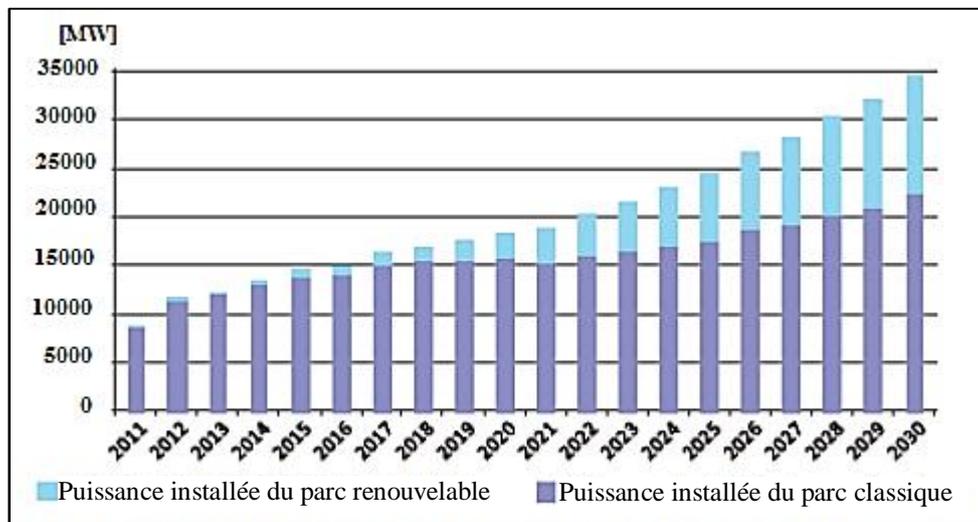


Figure 9 : Histogramme du parc de la production nationale

I.3.1 Potentiel national des énergies renouvelables [4, 6]

I.3.1.1 Energie solaire

L'Algérie dispose d'un gisement solaire des plus élevés au monde (Fig.10); la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays (tableau 1).

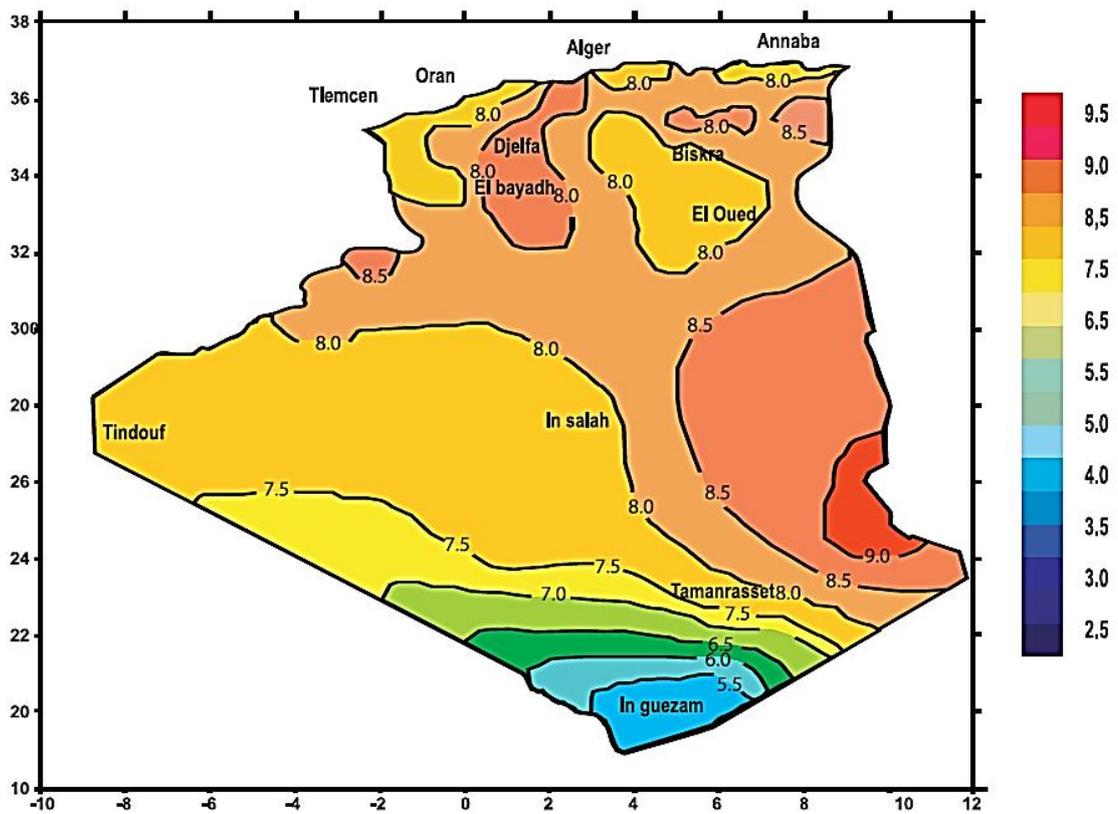


Figure 10 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale (1992-2002).

Tableau 1 : Potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

I.3.1.2 Potentiel éolien

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s) qui varie selon la situation géographique (Fig.11) [4, 9]. Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau, particulièrement sur les hauts plateaux.

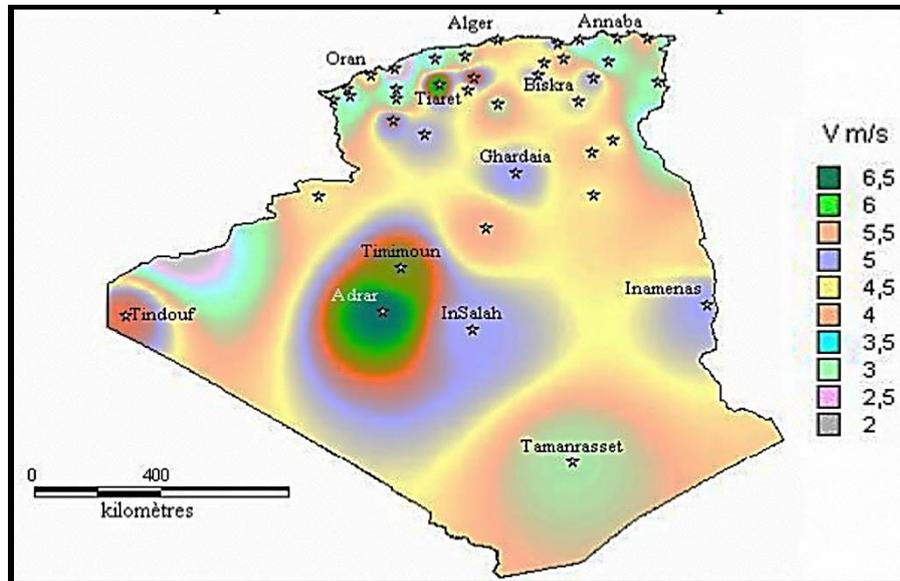


Figure 11 : Carte de vent de l'Algérie.

I.3.1.3 Potentiel de l'énergie géothermique

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysiques a permis de tracer une carte géothermique préliminaire représentée par la figure 12. Plus de deux cents (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie nord du pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C.

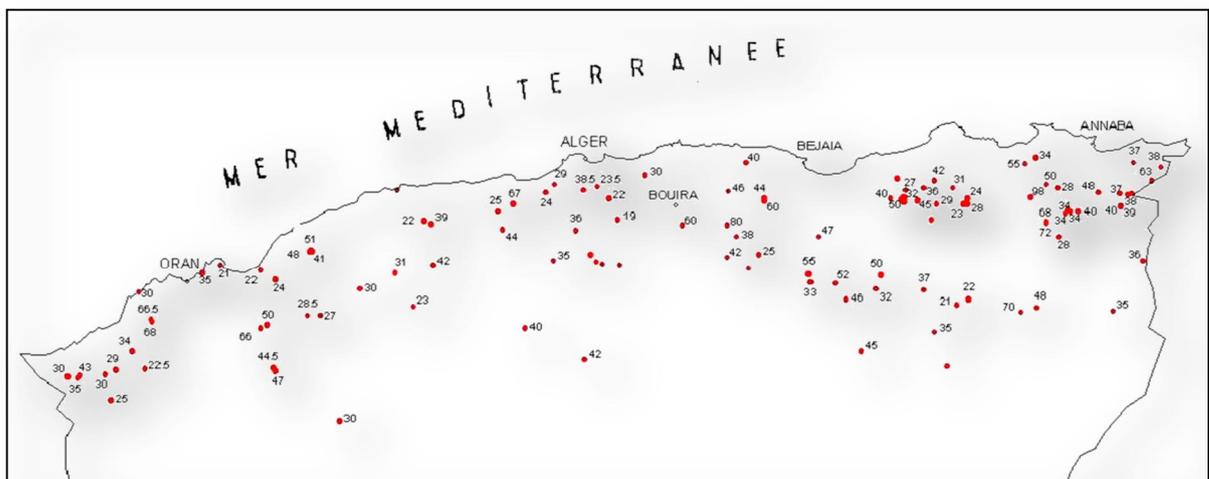


Figure 12 : Carte géothermique du nord algérien.

I.3.1.4 Potentiel de l'hydroélectricité

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais elles profitent peu au pays à cause du nombre réduit de jours de précipitation, de la concentration sur des espaces limités, de la forte évaporation et de l'évacuation rapide vers la mer. Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables à 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. Cent trois sites de barrages ont été recensés, et plus de cinquante barrages sont actuellement en exploitation.

I.3.1.5 Le Potentiel de la biomasse

I.3.1.5.1 Potentiel de la forêt

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP, d'où le taux de récupération actuel avoisine les 10%.

I.3.1.5.2 Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles

Environ 05 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de TEP/an.

I.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types d'énergies renouvelables en donnant un aperçu sur la production mondiale et la production nationale d'électricité d'origine renouvelable. Nous y avons également donné une évaluation du potentiel national algérien ainsi que les projets futurs que l'Algérie compte réaliser dans le domaine de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables.

Chapitre II

Les générateurs photovoltaïques

CHAPITRE II

Les générateurs photovoltaïques

II.1 Introduction

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé "effet photovoltaïque". Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, souvent à partir de deux couches de silicium, l'une dopée P (au Bore) et l'autre dopée N (au Phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel, entre les deux couches, mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule. On peut alors, à travers une charge continue, récolter ces porteurs de charges (Fig.13) [10].

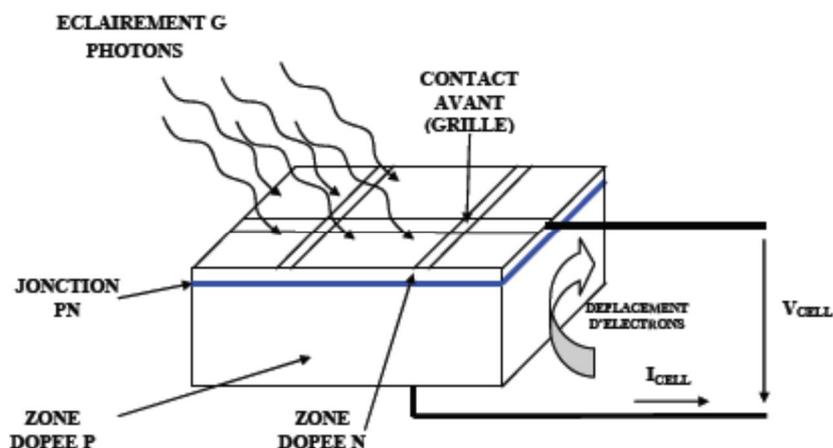


Figure 13 : Cellule photovoltaïque.

La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est appelée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, le courant est maximal et est appelé courant de court-circuit (I_{CC}) ; il dépend fortement du niveau d'éclairement. Une cellule PV a une caractéristique $I(V)$ non linéaire.

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible, typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt. La connexion, en série, de plusieurs cellules augmente la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle

accroît le courant en conservant la tension. En général, on distingue deux types d'installations de générateurs photovoltaïques [11]:

a - Non autonomes ou "Grid-Connected" : Elles sont rattachées au réseau de distribution électrique. Dans ce cas, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC), parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté dans le réseau public et les demandes de puissance sont attachées sur le réseau.

b - Autonomes ou "Stand-Alone" : Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en permanence. L'autonomie du système est assurée par un dispositif de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments :

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.

II.2 Caractéristiques et modèle d'une cellule PV [10-11]

Un générateur photovoltaïque est un ensemble de cellules photovoltaïques, reliées entre-elles en série, en parallèle ou en combinant les deux. Une cellule solaire réelle comporte deux résistances parasites, une résistance série R_S et une résistance parallèle R_P (Fig.14). La résistance série résulte de la résistance de volume de la tranche de silicium, de la résistance des contacts métalliques des surfaces avant et arrière et des résistances de connexion des circuits et des bornes. La résistance parallèle est principalement causée par les courants de fuite dus à la non-idéalité de la jonction PN et des impuretés près de la jonction, qui provoquent un court-circuit partiel de la jonction.

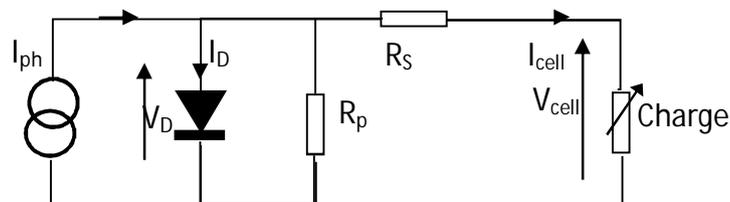


Figure 14 : Circuit équivalent d'une cellule PV.

A partir de la figure 14, on déduit l'équation (1) qui décrit les caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque en fonction du courant photo-généré [10-11].

$$I_{\text{cell}} = I_{\text{ph}} - I_S \left(\exp\left(\frac{q V_D}{n K T_c}\right) - 1 \right) - \frac{V_{\text{cell}} + I_{\text{cell}} R_S}{R_P} \quad (1)$$

Où : I_{ph} est le courant photo- généré, V_D la tension aux bornes de la diode, I_S le courant inverse de saturation, q la charge de l'électron, K la constante de Boltzmann, n le facteur d'idéalité, T_c la température de la cellule, R_S la résistance série de la cellule et R_P la résistance parallèle de la cellule.

D'après la caractéristique électrique P-V d'une cellule photovoltaïque (Fig. 15), on remarque que le point de puissance maximum est 2.5 watt (PMPP = 2.5watt).

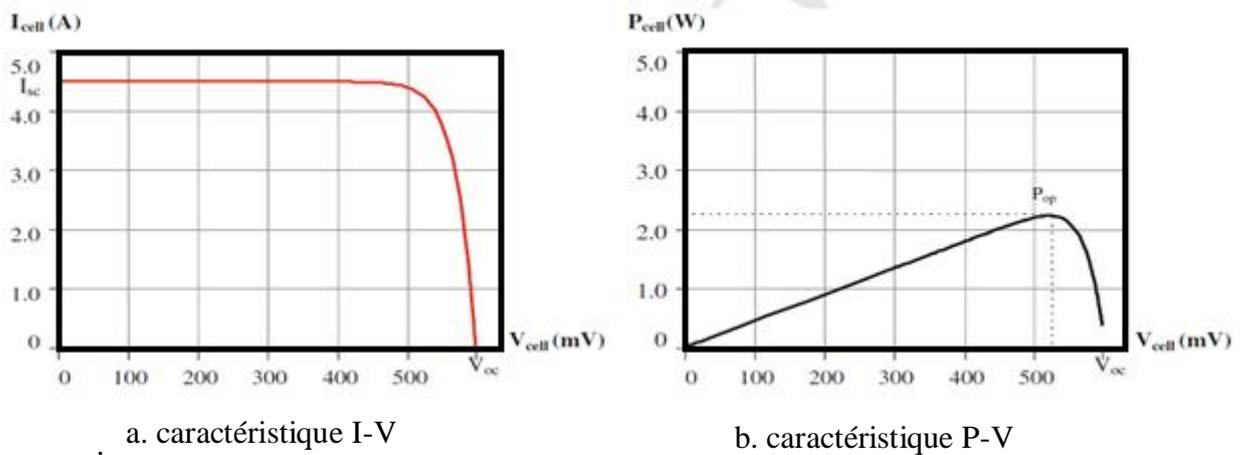


Figure 15 : Caractéristiques électriques d'une cellule PV.

II.2.1 Influence de l'irradiance sur la caractéristique de la cellule

Comme le montre la figure 16, le courant de court-circuit de la cellule PV est directement proportionnel à l'éclairement.

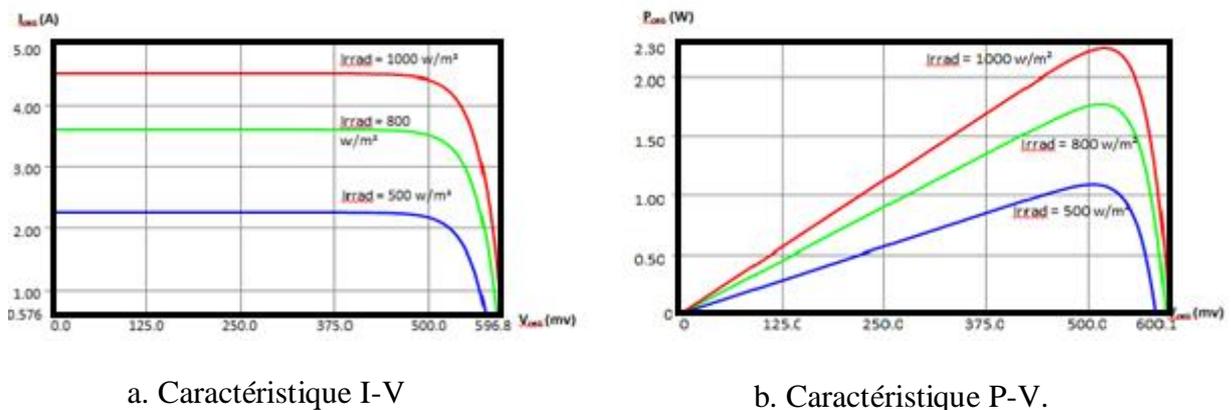


Figure 16 : Effet de l'irradiation sur les caractéristiques de la cellule PV.

II.2.2 Influence des résistances série et parallèle sur la caractéristique de la cellule

D’après les figures 17 et 18, on remarque que l’augmentation de la résistance série a pour effet, de diminuer le courant de court-circuit de la cellule et l’augmentation de la résistance parallèle a pour effet, de diminuer la tension de circuit-ouvert de la cellule.

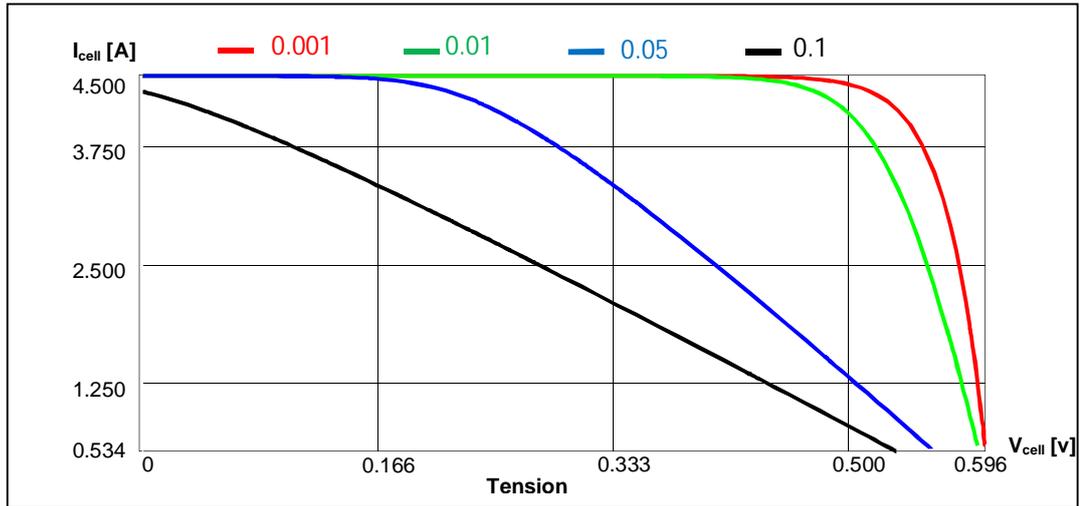


Figure 17 : Influence de la résistance série sur la caractéristique de la cellule.

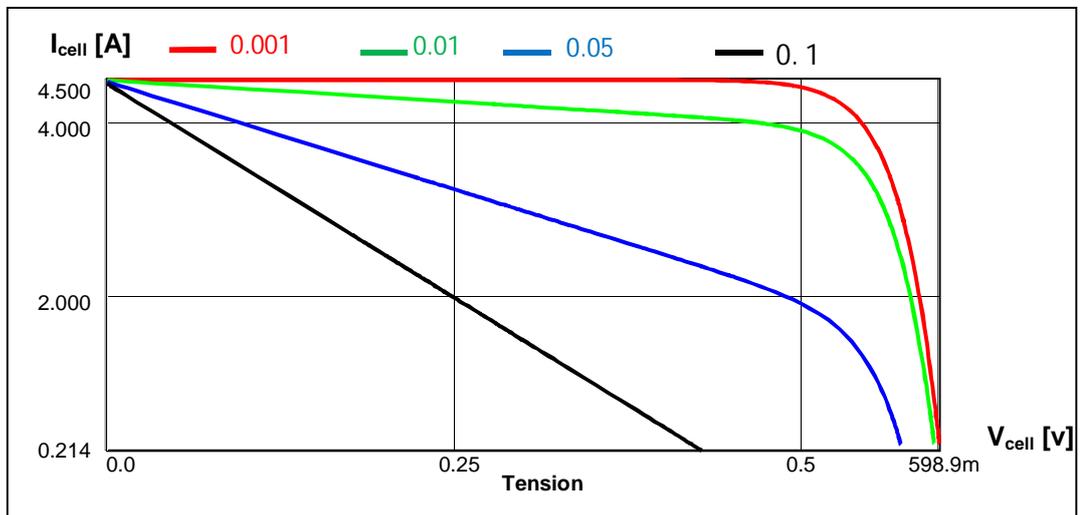


Figure 18. Influence de la résistance parallèle sur la caractéristique de la cellule.

II.2.3 Influence de la température sur la caractéristique de la cellule

La figure 19 montre que l'augmentation de la température a pour effet de diminuer la tension de circuit-ouvert.

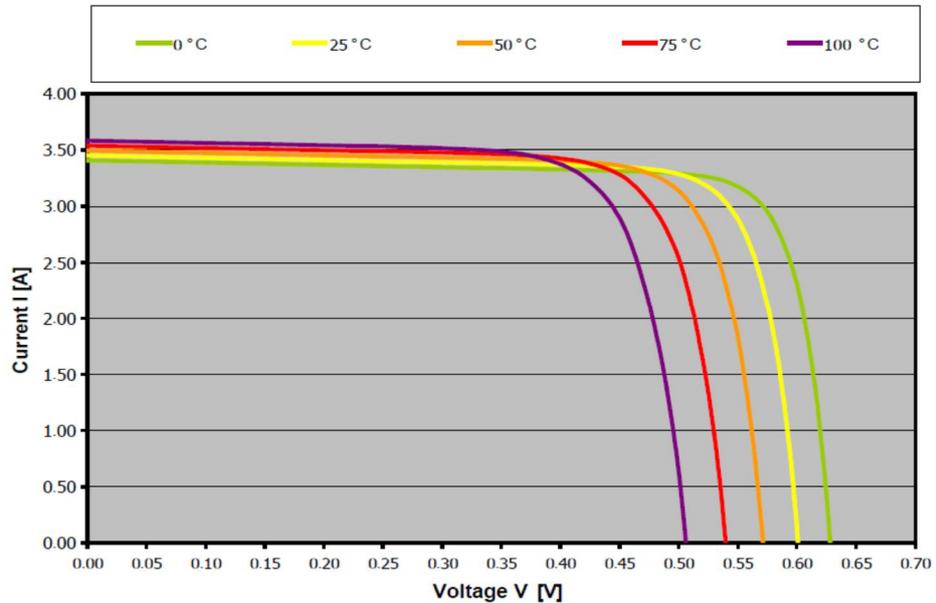


Figure 19 : Influence de la température sur la caractéristique de la cellule.

II.3 Couplage direct d'un générateur PV avec une charge ohmique [10-11]

Dans le cas du couplage direct d'une charge ohmique avec une source électrique linéaire, la tension et le courant du point de fonctionnement peuvent être facilement calculés en utilisant la loi d'ohm. Mais, dans le cas d'un générateur photovoltaïque (ayant une caractéristique non linéaire) connecté directement à une charge ohmique, l'utilisation de la méthode graphique pour connaître le point de fonctionnement, est nécessaire (Fig.20).

La courbe de la charge 2, passe par le point de fonctionnement du générateur pour une irradiance de 1000W/m^2 ; mais pour les faibles éclaircissements, il existe une perte de puissance du fait qu'on est loin du point de fonctionnement maximal. Quant à la courbe de la charge 1; on voit qu'elle n'est bien adaptée que pour les faibles éclaircissements. Ainsi, l'appel à un étage d'adaptation ou "Maximum Power Point Tracker" (MPPT) est nécessaire.

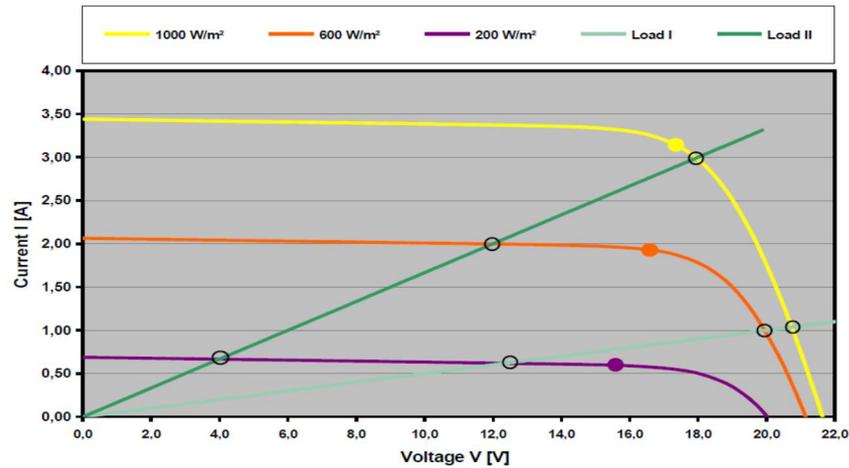


Figure 20 : Point de fonctionnement pour différentes irradiations.

II.3.1 Maximum Power Point Tracker (MPPT) [12-24]

La puissance de sortie des générateurs photovoltaïques varie considérablement avec les conditions météorologiques telles que l'ensoleillement, la température et les nuages. Le fonctionnement du générateur photovoltaïque à sa puissance maximale (Maximum Power Point ou MPP), dans toutes les conditions météorologiques, consiste à adapter l'impédance de la charge à celle du générateur. A cet effet, un étage d'adaptation, capable de remplir la fonction d'un MPPT, doit être connecté entre le générateur PV et la charge. La détermination du MPP du générateur photovoltaïque nécessite des mesures de la tension du générateur et du courant. L'étage d'adaptation est alors utilisé pour ajuster la tension de fonctionnement effective et le courant du générateur photovoltaïque de telle sorte que la puissance réelle se rapproche le plus possible de la valeur optimale.

De nombreuses techniques ont été développées pour fournir un suivi de la puissance maximum du générateur PV. Ces techniques sont classées comme des méthodes directes ou indirectes. Les méthodes directes sont fondées sur un algorithme de recherche permettant de déterminer le maximum de la courbe de puissance, sans interruption du fonctionnement normal du générateur photovoltaïque. Pour un point de travail donné la tension correspondante est modifiée autour d'un certain minimum. Si la puissance de sortie devient supérieure à la dernière valeur calculée, le sens de déplacement est maintenu pendant l'étape suivante, sinon, il sera déplacé dans le sens opposé.

Les méthodes indirectes utilisent un signal extérieur pour estimer le MPP. De tels signaux extérieurs peuvent être administrés par la mesure du rayonnement solaire, la température du module, le courant de court-circuit ou la tension en circuit ouvert d'une cellule

photovoltaïque de référence. Un ensemble de paramètres physiques doit être donné, et le point de consigne MPP est dérivé du signal surveillé.

II.4 Modèle VHDL-AMS [25-28]

Différents modèles peuvent être conçus avec divers niveaux d'abstraction (degrés de détail). Les modèles conçus comprennent la bibliothèque qui rend les modèles utiles, les génériques utilisés pour caractériser chaque modèle et les ports d'entrées sorties (ou broches) via lesquels chaque modèle peut être connecté à d'autres composants ou modèles.

II.4.1 Modèle VHDL-AMS de la cellule Photovoltaïque

La figure 21, donne une description comportementale de la cellule PV en langage VHDL-AMS, basée sur l'équation caractéristique (1) de la cellule PV.

```

library ieee;
use ieee.math_real.all;
use ieee.electrical_systems.all;
entity pv_cell is
  generic(
    Rs : real := 1.0e-5;
    Rp : real := 1.0e+5;
    Isc : real := 4.5;
    Is : real := 1.0e-15;
    Vt : real := 25.0e-3;
  );
  port(
    terminal p,m : electrical;
    quantity pw_inst : out real;
  );
end entity pv_cell;
architecture arch_pv_module of pv_module is
  quantity Vcell across Icell through m to p;
begin
  Icell == Iph - Is * (exp((Vcell+Icell*Rs)/vt) - 1.0)
          -((Vcell+Icell*Rs)/Rp);
  pw_inst == -Icell*Vcell;
end architecture arch_pv_cell;

```

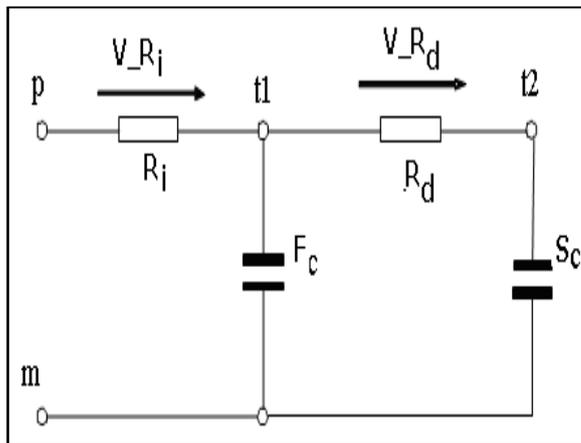
Figure 21 : Modèle VHDL-AMS de la cellule PV.

II.4.2 Modèle de batterie [29-30]

Dans une batterie lead-acide, l'énergie chimique est transformée en énergie électrique dans les électrodes de la batterie par réaction chimique des molécules d'acide avec les matériaux de l'électrode. La réaction chimique, au niveau des électrodes de batterie, se traduit par une baisse des concentrations de l'acide de plomb à proximité des électrodes, au cours de la décharge. La diffusion des molécules d'acide entre les régions de forte et de faible

concentration est modélisée par trois modèles : une résistance de diffusion R_d , un lent et un rapide condensateur (F_c , S_c).

L'acide étant consommé rapidement près des électrodes de la batterie, sa concentration est plus faible. Elle est modélisée par un condensateur rapide F_c qui se décharge rapidement et qui permet de reproduire la plus faible concentration de l'acide. La concentration d'acide, loin des électrodes, est consommée moins vite. Elle est alors modélisée par un condensateur lent S_c qui se décharge lentement. La diffusion effective des molécules d'acide entre les régions de faible et de forte concentration est modélisée par une résistance de diffusion R_d . La résistance électrique des électrodes est modélisée comme une résistance interne R_i de la batterie. Les figures 22 a et 22 b représentent le circuit électronique équivalent de la batterie et l'entité VHDL-AMS correspondante.



a. Circuit équivalent

```

library ieee;
use ieee.math_real.all;
use ieee.electrical_systems.all;

entity bat_soc is
generic (factor : real :=1.0;
        Ri      : real := 1.0e-2;
        Fc      : real :=0.001;
        Rd      : real := 4.0e-2;
        Sc      : real := 0.100;
        v_init  : real := 6.0;
        v_max   : real := 14.0
        );
port( terminal p, m : electrical;
      quantity soc_out : out real :=0.0;
      quantity v_out   : out real :=0.0
      );
end entity bat_soc;

```

b. Entité VHDL-AMS équivalente

Figure 22 : Circuit et entité VHDL-AMS équivalents d'une batterie Lead-Acide.

II.4.3 Modèle VHDL-AMS du convertisseur DC-DC

Le convertisseur élévateur DC-DC est choisi pour effectuer la conversion de puissance du générateur photovoltaïque à la batterie. Il se compose d'un interrupteur commandé S , d'une diode D , d'une inductance L et d'un condensateur C (Fig.23). La résistance, le condensateur, l'inductance et la diode sont des composants électriques élémentaires qui peuvent être facilement modélisés en utilisant la relation courant-tension. Les modèles écrits

en VHDL-AMS peuvent être aussi détaillés que souhaité, cependant, nous incluons seulement autant de détails que cela est nécessaire pour l'analyse en cours d'exécution.

Le composant de commutation sera typiquement un transistor bipolaire de puissance ou un transistor MOSFET de puissance. Dans les premières étapes de conception, nous pouvons ne pas avoir déterminé le dispositif particulier à utiliser. Cependant, puisque nous utilisons le dispositif comme un commutateur, il sera ON ou OFF, de sorte que ses caractéristiques détaillées ne sont pas pertinentes. Nous pouvons procéder à des simulations du système en utilisant un modèle idéalisé de l'appareil. Le modèle comportemental de l'interrupteur, présenté en figure 24, décrit un commutateur idéal avec effet de transition ; il peut facilement remplacer le commutateur de semi-conducteur dans plusieurs applications.

```

library ieee;
use ieee.math_real.all;
use ieee.electrical_systems.all;
entity tb_BoostConverter is
    port ( ctrl : std_logic
          );
end tb_BoostConverter;
architecture BoostConverter of tb_BoostConverter is
    terminal p1 : electrical;
    terminal p2 : electrical;
    terminal p3 : electrical;
begin
    L1 : entity work.inductor(ideal)
        port map ( p1 => p1, p2 => p2 );
    sw1 : entity work.switch(ideal)
        port map ( sw_state => ctrl, p1 => p2, p2
                  => electrical_ref );
    D1 : entity work.diode(ideal)
        port map ( A => p2, K => p3 );
    C1 : entity work.capacitor(ideal)
        port map ( p1 => p3, p2
                  => electrical_ref );
end architecture BoostConverter;

```

Figure 23 : Modèle VHDL-AMS du convertisseur DC-DC de type BOOST.

```

entity Switch is
    generic ( ron : real := 1.0e-3;
             roff : real := 1.0e6;
             ton : real := 1.0e-9;
             toff : real := 1.0e-9
             );
    port ( terminal p, m : electrical;
          signal sw_state : out bit
          );
end entity Switch;

```

Figure 24 : Modèle VHDL-AMS de l'entité Switch.

II.5 Architecture générateur PV–Batterie [22]

II.5.1 Générateur PV connecté directement à une batterie sans contrôleur MPPT

Nous pouvons observer, sur la figure 25, que sans contrôleur MPPT, le panneau photovoltaïque ne peut pas travailler parce que la puissance fournie n'est pas stable

autour de son point de puissance maximale et diminue rapidement à zéro. L'étape d'adaptation de puissance est donc nécessaire, pour extraire le maximum d'énergie du générateur photovoltaïque.

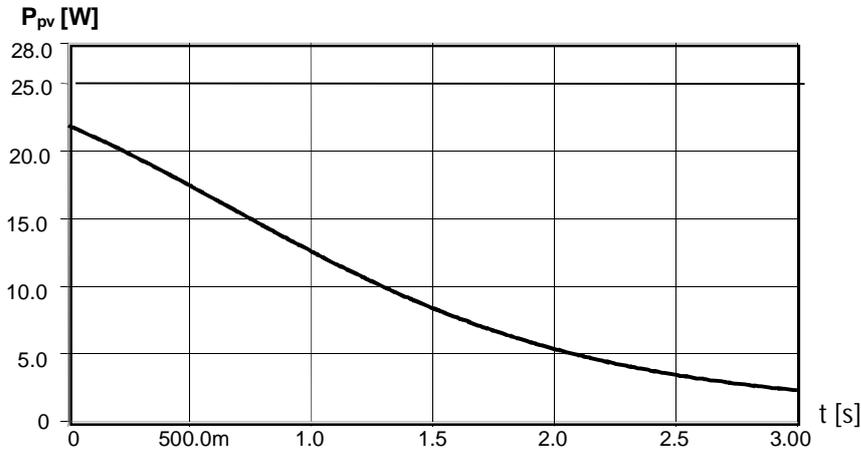


Figure 25 : Réponse du système PV- batterie sans contrôleur.

II.5.2 Panneau PV connecté à une Batterie via un contrôleur MPPT

Dans ce travail, nous avons développé un modèle décrivant le comportement d'un système d'énergie solaire photovoltaïque et un algorithme MPPT de contrôle de la puissance maximale de ce système raccordé à une batterie (Fig.26), en utilisant le langage de description VHDL-AMS et le logiciel Simplorer [31-33]. Le convertisseur électronique est un convertisseur DC-DC, de type Boost, inséré entre le générateur photovoltaïque et la batterie. Il est contrôlé par l'algorithme de commande MPPT qui fournit un signal PWM de la partie active du convertisseur. En faisant varier le rapport cyclique du signal PWM, nous pouvons faire varier la tension d'entrée V_{in} du convertisseur et le point de fonctionnement des panneaux photovoltaïques. Elévateur

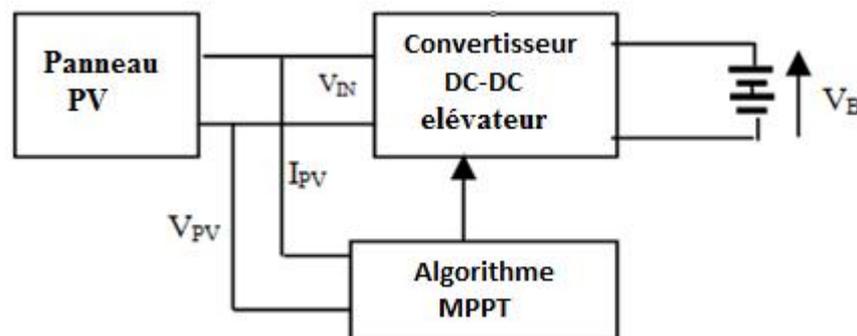


Figure 26. Système PV batterie avec contrôleur.

Dans la figure 27, les points de fonctionnement P_1 et P_2 correspondent respectivement aux tensions d'entrée V_{IN1} et V_{IN2} ou, de façon équivalente, aux rapports cycliques équivalents D_1 et D_2 . Dans ce cas, l'expression de V_{IN} est donnée par :

$$V_{IN} = V_B (1 - D) \tag{2}$$

Où V_B est la tension de la batterie.

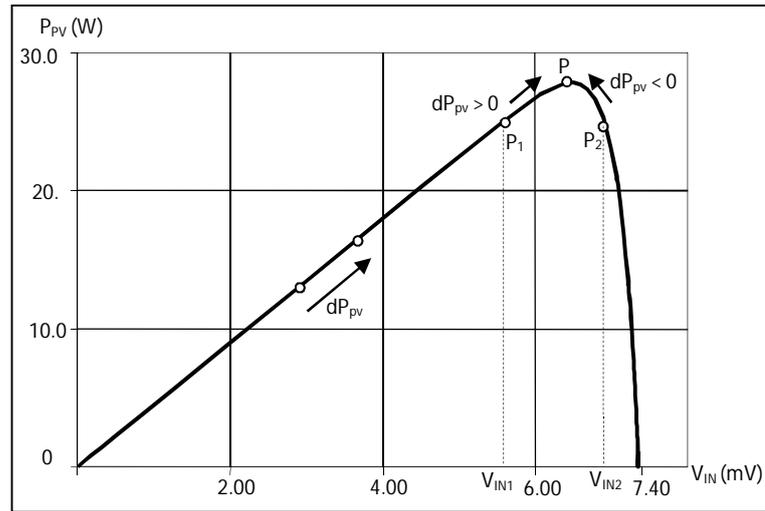


Figure 27 : Différents points de fonctionnement du panneau photovoltaïque pour différentes valeurs de la tension du convertisseur.

Supposons que le passage d'un point P_1 à un point générique P est effectué en augmentant le rapport cyclique comme suit :

$$D_P(t) = D_1 + \alpha \cdot t \tag{3}$$

Où α est une constant positive, t le temps et D_P le rapport cyclique correspondant au point P .

Dans ce cas, l'expression de $V_P(t)$ est donnée par :

$$\begin{aligned} V_P &= V_B (1 - D_P) \\ &= V_B (1 - D_1 - \alpha \cdot t) \end{aligned} \tag{4}$$

D'autre part, on peut aussi écrire :

$$V_{IN1} = V_B (1 - D_1) \tag{5}$$

En tenant compte de (4) et (5), on obtient :

$$V_P = V_{IN1} - V_B \cdot \alpha \cdot t \tag{6}$$

Notons qu'une transition impliquant une diminution du rapport cyclique, (exemple : une pente négative dans (3)) impliquerait un changement de signe de α dans l'équation (6). Par conséquent, (6) décrit la diminution linéaire avec le temps de la tension du panneau solaire. De même, une diminution du rapport cycle se traduirait par une augmentation de $V_P(t)$ donnée par :

$$V_P = V_{IN} + V_B \cdot \alpha \cdot t \quad (7)$$

D'autre part, la dérivée de la puissance P , fournie par le générateur solaire par rapport au rapport cyclique, est donnée par :

$$\frac{dP}{dD} = \frac{dP}{dV_{IN}} \frac{dV_{IN}}{dD} \quad (8)$$

En tenant compte de l'équation (2), l'équation (8) devient :

$$\frac{dP}{dD} = -V_B \frac{dP}{V_{IN}} \quad (9)$$

Par conséquent,

$$\frac{d^2P}{dD^2} = -V_B \frac{d^2P}{dV_{IN}^2} \frac{dV_{IN}}{dD} = V_B^2 \frac{d^2P}{dV_{IN}^2} \quad (10)$$

Au point de puissance maximum $\frac{dP}{dV_{IN}} = 0$

Cela implique :

$$\frac{dP}{dD} = 0 \quad (11)$$

Aussi au point de puissance maximum :

$$\frac{d^2P}{dD^2} < 0 \quad (12)$$

Ce qui se traduit par :

$$\frac{d^2P}{dV_{IN}^2} < 0 \quad (13)$$

De (11) et (13), nous concluons que la puissance des panneaux solaires est une fonction concave du rapport cyclique.

II.5.3 Architecture du système PV- batterie proposée

Toutes les parties du système solaire conçu sont assemblées dans l'architecture représentée sur la figure 28. La puissance P du module PV est calculée en mesurant la tension et le courant du générateur photovoltaïque à l'aide des modèles de capteurs de tension et de courant. Deux blocs de retard ($\tau_1 = 0,1$ ms et $\tau_2 = 0,3$ ms) sont utilisés pour détecter la variation de la puissance générée. Ensuite, la sortie du comparateur fournit un signal numérique qui indique si la dérivée temporelle de la puissance est positive ou négative. Le signal numérique est multiplié par une constante α afin d'être intégré pour former un signal triangulaire T_g qui sera la référence pour le bloc PWM.

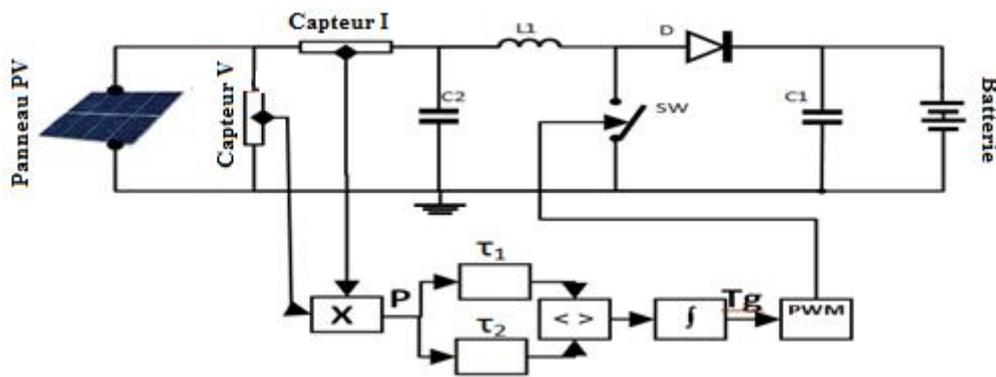


Figure 28. Architecture du système PV-batterie proposée.

L'organigramme de la figure 29 montre comment le signal PWM, de l'algorithme MPPT, est produit.

Après le calcul de la puissance générée, le rapport cyclique est estimé en comparant la puissance à l'instant t à la puissance à l'instant $(t - \tau)$. Le résultat de comparaison est alors dérivé ; si la dérivé est positive, le rapport cyclique sera augmenté, sinon il sera diminué.

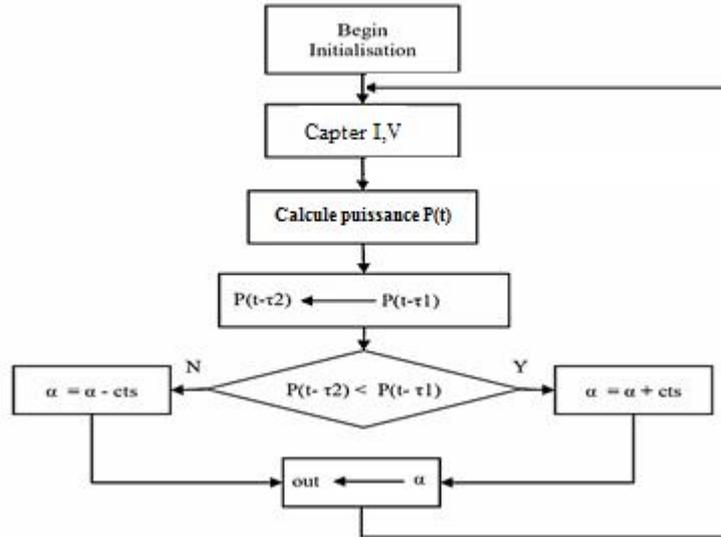
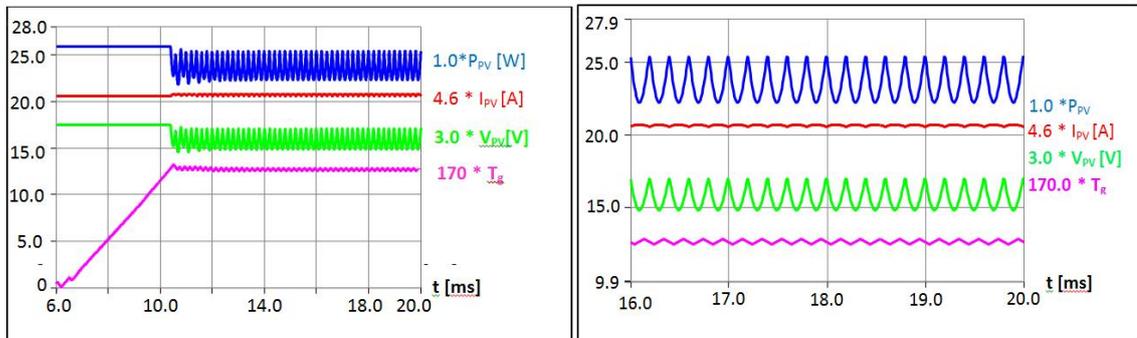


Figure 29 : Organigramme utilisé pour l’algorithme MPPT.

II.5.3.1 Simulation capter

II.5.3.1.1 Régime permanent

Les figures 30 a et 30 b montrent les résultats de simulation du système solaire en utilisant l'algorithme MPPT dans des conditions de test standard.



b. Régime permanent

b. Zoom sur le régime permanent

Figure 30 : Simulation du régime permanent du système MPPT.

Les réponses montrent que le contrôleur est capable de ramener le point de fonctionnement de la puissance rapidement à un niveau stable d'environ 24 W à 1000W/m², qui est obtenu en maintenant la tension du panneau à une valeur stable de 5,48 volts.

II.5.3.1.2 Régime dynamique

Dans cette phase on simule dynamiquement le système par deux modes de tests :

- **Le premier mode** : Changements successifs et brusques de l'irradiance solaire.
- **Le deuxième mode** : Changement de l'angle d'inclinaison.

a. Mode 1 : Changement rapide des niveaux d'ensoleillement

La réponse du système PV à un changement brusque des niveaux d'éclairement de 1000W/m^2 à 500W/m^2 est illustrée sur la figure 31. On remarque que le dispositif de commande amène rapidement le système dans le point de puissance maximale (état d'équilibre) après quelques oscillations. Dans l'état d'équilibre, il est montré que le courant et la puissance du panneau sont très proches de leurs valeurs optimales de 4.5A , 24W , respectivement. A l'instant $t = 30\text{ms}$, le niveau d'ensoleillement est réduit à 500W/m^2 . Pour ce niveau d'insolation, on remarque que, après une courte transition, le courant et la puissance du panneau sont adaptés aux nouvelles valeurs optimales, qui sont 2.24A et 13W .

La figure 32 a, montre un zoom sur le courant. La variation de tension de la cellule photovoltaïque est représentée sur la figure 32 b. De manière analogue à l'intensité, la tension varie également au cours de la mise au point du dispositif de commande, ce qui démontre la capacité de poursuite de puissance maximale efficace du procédé.

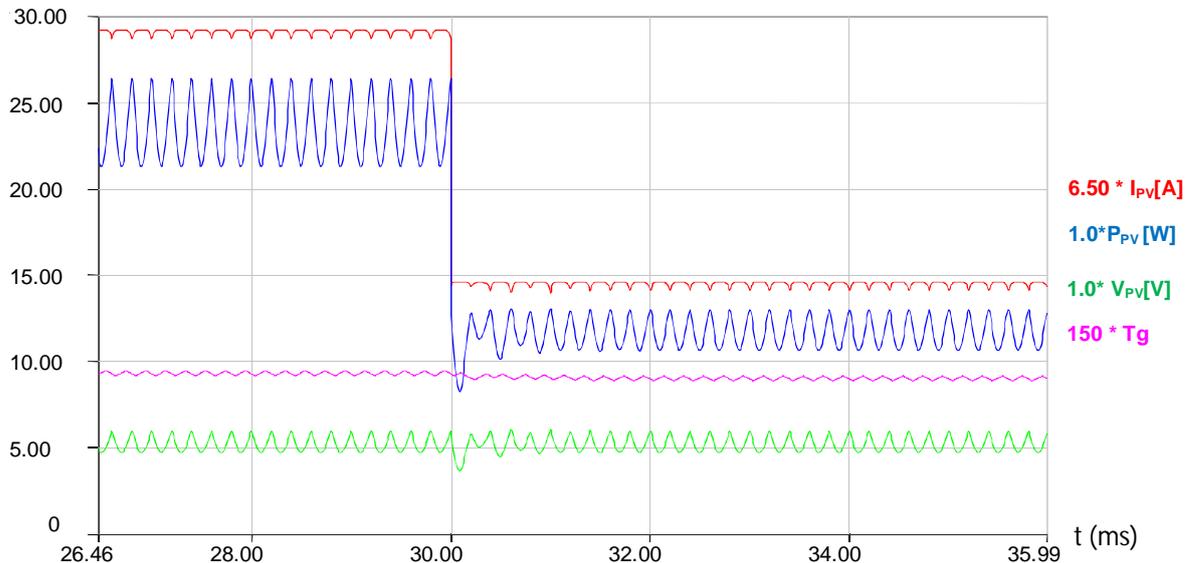
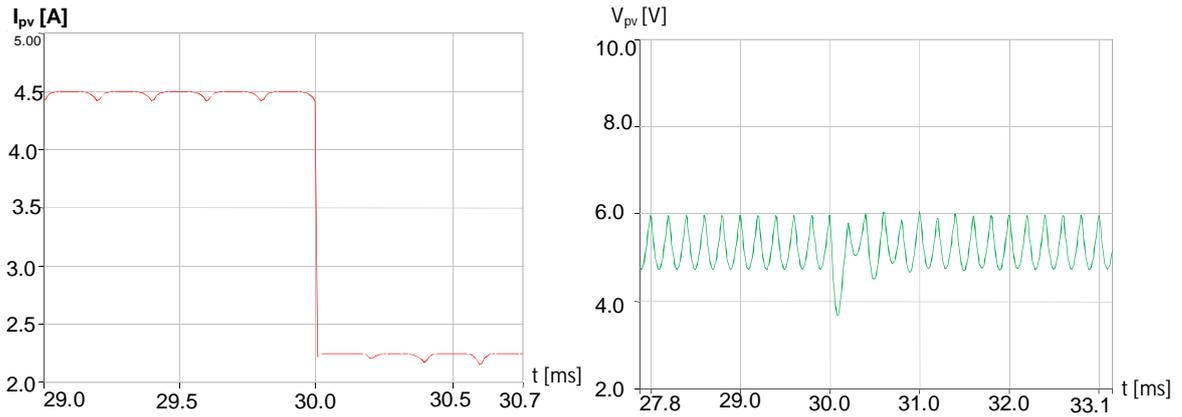


Figure 31 : Changement brusque de l'irradiance.

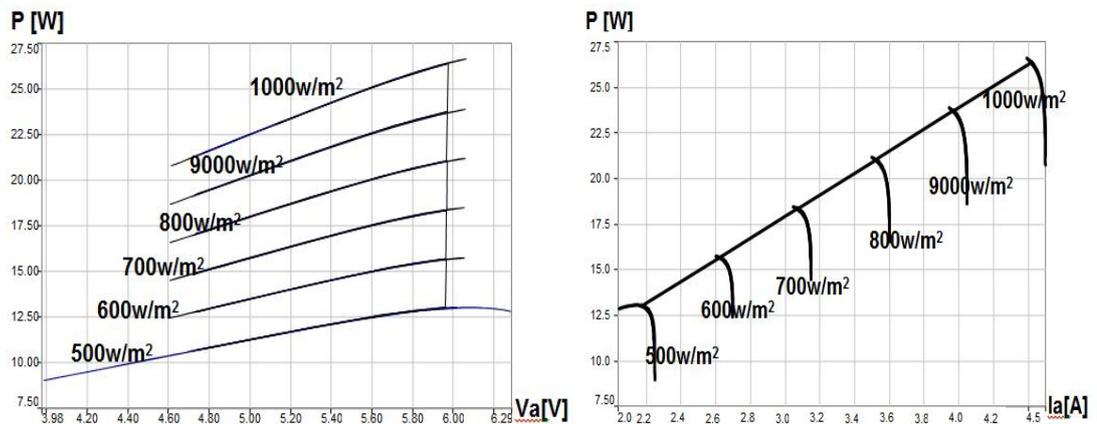


a. Variation du courant

b. Variation de la tension

Figure 32 : Variation de la tension et du courant suite à un changement brusque de l'ensoleillement.

La figure 33, représente la variation de la puissance-courant et la puissance-tension du PV suite à un changement brusque de l'ensoleillement.



a. Variation puissance-tension

b. Variation puissance-courant.

Figure 33 : Variation puissance-courant puissance-tension du PV suite à un changement brusque de l'ensoleillement.

b. Mode 2 : Variation de l'angle d'inclinaison [34]

Afin de démontrer l'efficacité de l'algorithme, nous faisons varier l'angle d'inclinaisons β par rapport à l'horizon. Le système est alors simulé en tournant le panneau photovoltaïque de l'est à l'ouest (Fig. 34).

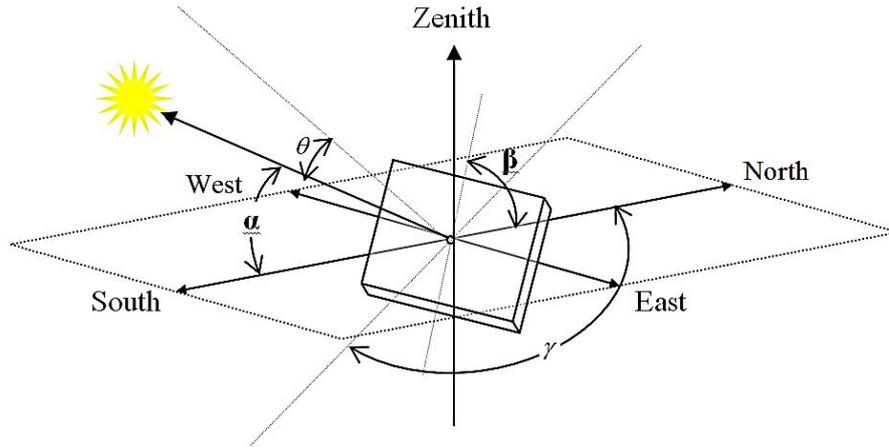


Figure 34 : Angles et positionnement du panneau PV.

La variation de l'angle d'inclinaison implique un changement de l'irradiation incidente reçue par le panneau solaire. L'irradiation incidente directe est donnée par :

$$I_r = I_{\text{rad}} \cos(\theta) \quad (14)$$

D'autre part :

$$\cos(\theta) = (\sin(\sigma) \cdot \cos(\beta)) + (\cos(\sigma) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma - A)) \quad (15)$$

Où A est l'angle d'azimut Solaire, σ l'angle d'altitude solaire, β l'angle d'inclinaison, γ l'angle d'azimut de surface et θ l'angle d'incidence.

La figure 35 montre les réponses du système après variation de l'angle d'inclinaison. Cela se fait en changeant cet angle, dans le modèle, à plusieurs reprises au cours de la simulation et en fixant la position du soleil au zénith ($A = 180^\circ$ et $\alpha = 90^\circ$) tout en gardant un éclaircissement constant de 1000 w/m^2 . On remarque que pour toute position du panneau (variation de l'angle d'inclinaison), la tension PV reste inchangée. On voit que le système répond rapidement et une nouvelle puissance maximale est atteinte instantanément. Nous pouvons conclure que notre algorithme MPPT peut suivre tout changement dans les paramètres du système.

Les figures 36 a et 36 b représentent les réponses "zoomées" du système pour une transition d'angles d'inclinaisons de $\beta=45^\circ$ jusqu'à $\beta=30^\circ$ et de $\beta=30^\circ$ jusqu'à $\beta=20^\circ$ respectivement.

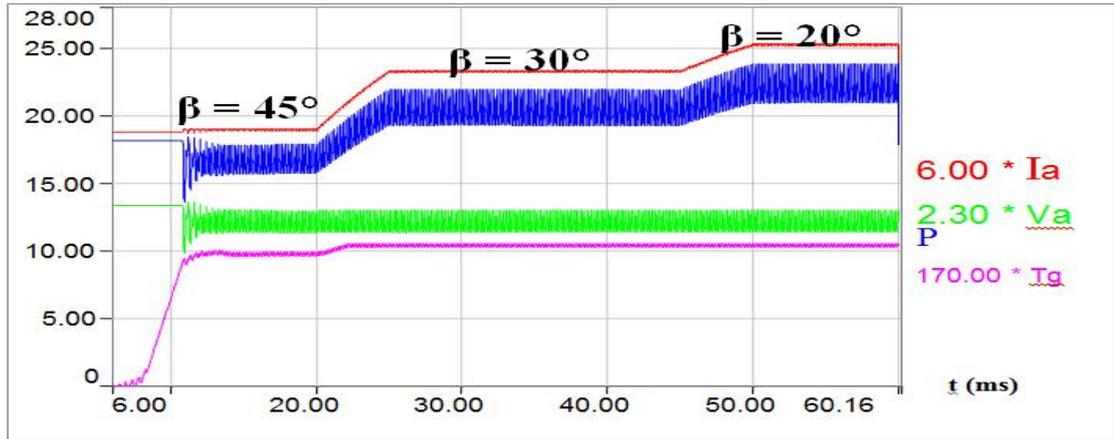
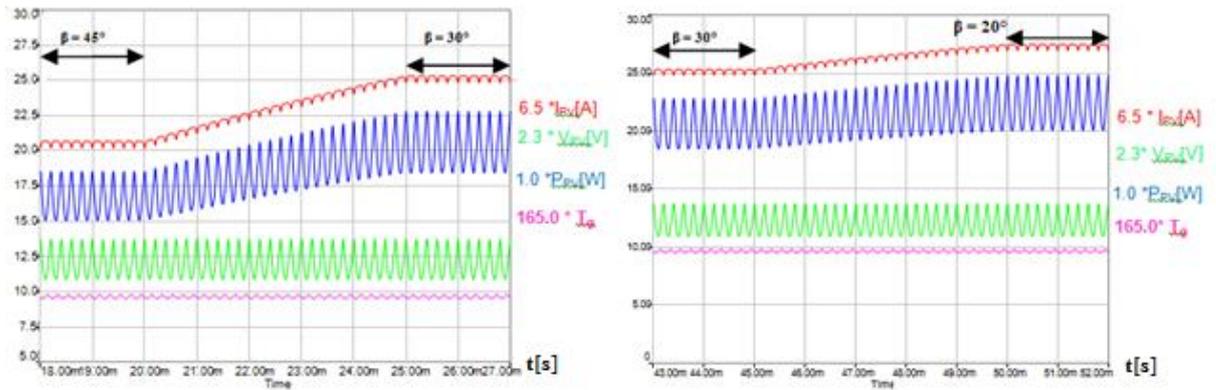


Figure 35 : Réponse du système en fonction des différents angles d'inclinaison.



a. Angle $\beta=45^\circ$ jusqu'à $\beta=30^\circ$.

b. Angle $\beta=30^\circ$ jusqu'à $\beta=20^\circ$.

Figure 36 : Zoom sur les réponses du système pour différents angles d'inclinaison.

II.6 Modèle PV- charge résistive

Dans cette partie on simule le panneau solaire (80 watt) connecté à une charge résistive, via un étage d'adaptation de type boost (Fig. 37), en utilisant l'algorithme de contrôle avec machine d'état (Fig. 39). L'architecture proposée est la suivante :

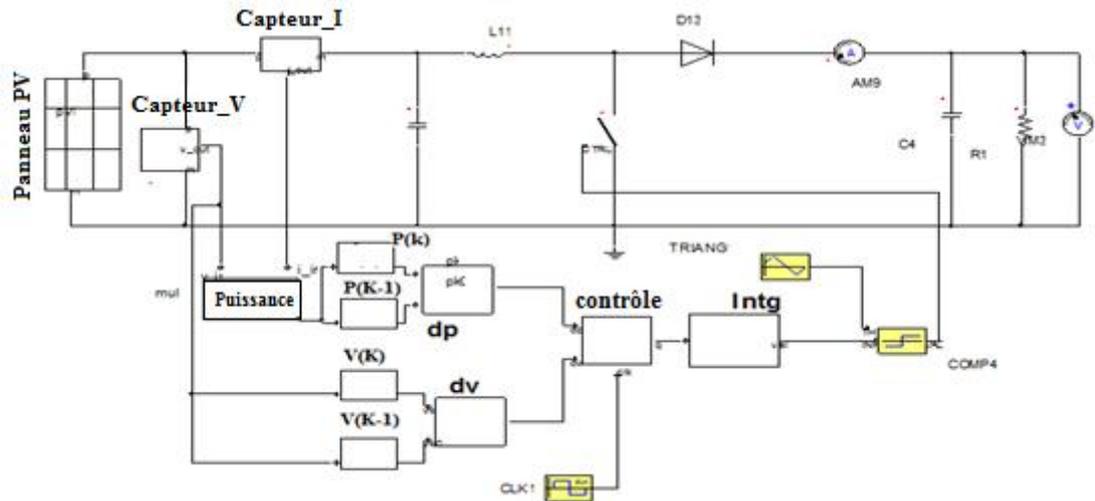


Figure 37 : Système PV- charge résistive avec contrôleur.

La puissance en fonction de la tension et du courant du PV est donnée par :

$$P = V \cdot I \tag{16}$$

D'après l'équation (16), une petite variation de la tension ΔV , du courant ΔI , ou des deux, implique une variation dans la puissance ΔP . Cette petite variation influe sur le sens de recherche du MPP, qu'elle soit négative ou positive (Fig. 38).

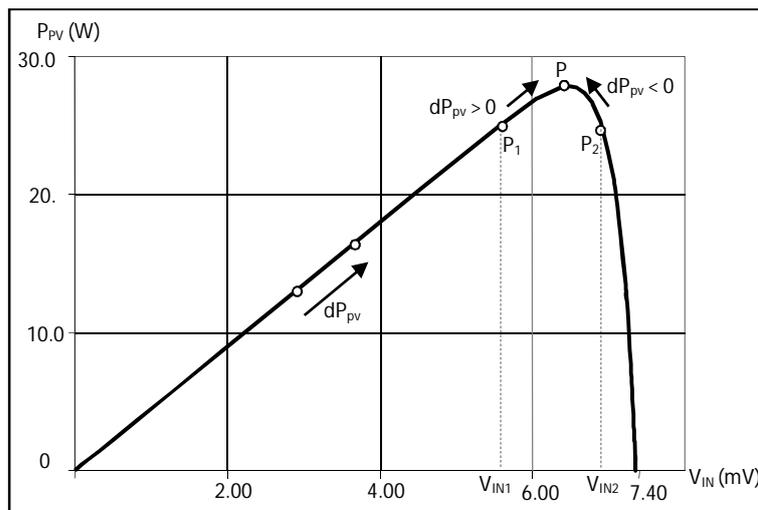


Figure 38 : Caractéristique P-V et sens de recherche du MPP.

Sachant que :

$$\Delta P = \Delta V \cdot \Delta I \quad (17)$$

Après discrétisation :

$$P(K) - P(K - 1) = [(V(K) - V(K - 1)) * (I(K) - I(K - 1))] \quad (18)$$

On définit alors la table des états (tableau 2) pour commander le système.

Tableau 2 : Les états de commande du système PV.

dP & dv	Sens de recherche précédent		Sens de recherche prochaine	
	1-positif	0-Negatif	1-Positif	0-Negatif
00	0		1	
00	1		1	
01	0		1	
01	1		0	
10	0		1	
10	1		0	
11	0		1	
11	1		1	

La machine d'état fournit un signal numérique qui indique si le sens de recherche du PPM est positif ou négatif. Ce signal numérique est multiplié par une constante α afin d'être intégré pour former un signal triangulaire T_g qui sera la référence pour le bloc PWM.

II.6.1 Modèle VHDL-AMS de la machine d'état et réponse du système

Le modèle VHDL-AMS de la machine d'état est représenté sur la figure 39. Ce modèle utilise un process synchronisé par une horloge externe. On note que l'utilisation de la machine d'état dans ce modèle peut être utile dans le cas d'intégration du programme dans une FPGA (Field Programmable Gate Array).

Les réponses de la figure 40 montrent que le contrôleur est capable de faire fonctionner le panneau à son point de puissance maximale, autour de 85 watt à 1000W/m^2 , avec une tension stable de 21 volts et un courant de 4.5 A.

```
library ieee;
use ieee.electrical_systems.all;
use ieee.math_real.all;

entity FSM is
  GENERIC (T_PROP : REAL := 0.0);
  PORT (CLK      : IN BIT := '0';
        dp ,dv   : IN BIT := '0';
        signal   Q: out bit
        );
end entity FSM ;

Architecture behav of FSM is
  CONSTANT del : TIME := T_PROP * 1 sec;
  SIGNAL p_v_Q : BIT_VECTOR(2 DOWNTO 0);
  SIGNAL state : BIT:= '0';
  BEGIN
  p_v_Q <= dP & dV & state;
  PROCESS (CLK)
  BEGIN
  IF (CLK = '1') AND (CLK'EVENT) THEN
  END PROCESS;
  CASE J_K_Q IS
  WHEN "111" =>
    state <= '1';
  WHEN "110" =>
    state <= '1';
  WHEN "011" =>
    state <= '0';
  WHEN "010" =>
    state <= '1';
  WHEN "101" =>
    state <= '0';
  WHEN "100" =>
    state <= '1';
  WHEN "001" =>
    state <= '1';
  WHEN "000" =>
    state <= '1';
  WHEN OTHERS =>
    NULL;
  END CASE;
  END IF;
  END PROCESS;
  Q <= state AFTER del;
  END behav;
```

Figure 39 : Modèle de la machine d'état.

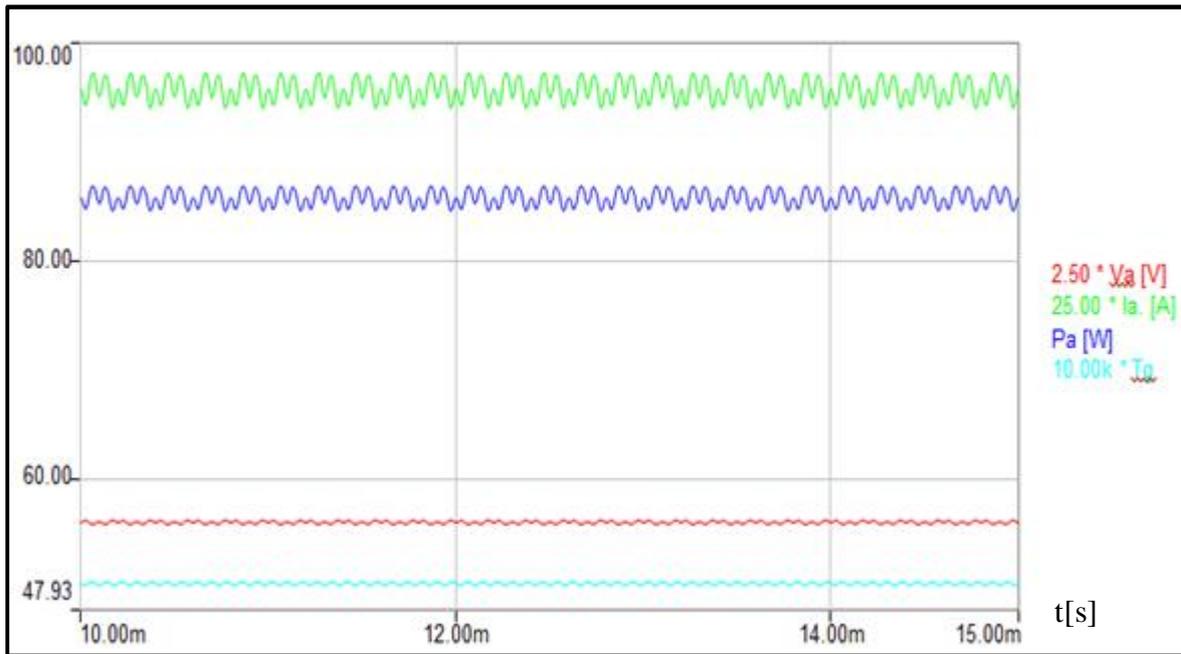


Figure 40 : Régime permanent du système.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté deux nouveaux algorithmes MPPT utilisés pour contrôler, en continu et sans interruption, la puissance de sortie du générateur photovoltaïque. Le système d'alimentation PV est modélisé en utilisant le nouveau concept de "prototypage fonctionnel", basé sur le langage VHDL-AMS et simulé sur le logiciel Simplorer. Les résultats de simulation obtenus ont montré que les algorithmes MPPT proposés, sont capables de suivre, avec précision, les points de puissance maximale.

Nous avons aussi montré comment un langage de haut niveau peut être utilisé pour modéliser un système complexe multi-technologique regroupant plusieurs disciplines à la fois (électricité, chimie).

Chapitre III
Piles à combustibles

CHAPITRE III

Piles à combustibles

III.1 Introduction

La nécessité de réduire les émissions de polluants, l'utilisation des ressources énergétiques disponibles de façon plus efficace et le besoin en énergies, a conduit à une attention accrue vers des solutions énergétiques alternatives auxiliaires ou autonomes (exemple : les piles à combustibles). La mise en œuvre de ces nouveaux systèmes dans des dispositifs électriques hybrides (par exemple : HPVFC) peut être une solution efficace pour répondre à la demande d'électricité, surtout dans les périodes de faible ensoleillement ou de forte demande de la charge.

Dans un système d'énergie HPVFC, l'électricité est produite par un générateur photovoltaïque pour répondre aux exigences d'une charge, Quand il y a un rayonnement solaire suffisant, la charge externe peut être alimentée entièrement par l'électricité photovoltaïque. Pendant les périodes de faible ensoleillement, l'électricité auxiliaire est nécessaire, un système d'énergie d'hydrogène formé par un électrolyseur, un système de stockage d'hydrogène, et une pile à combustible fonctionnent comme un générateur auxiliaire. Dans ces systèmes hybrides, l'hydrogène est produit par un électrolyseur, alimenté par le surplus d'énergie disponible à partir des sources primaires. La conception de ces systèmes s'appuie sur les batteries pour le stockage de l'énergie à court terme, tandis que l'hydrogène est utilisé pour le stockage de l'énergie à long terme pour une utilisation en temps par les piles à combustible. Ceci nécessite souvent le stockage et la conversion de l'énergie même complémentaires. Le stockage de l'hydrogène peut être une solution.

Dans ce chapitre on s'intéresse aux piles à combustibles et leurs caractéristiques électriques ainsi qu'aux différentes technologies utilisées. Nous y présentons également une modélisation d'une pile de type PEM.

III.2 Les piles à combustibles [35-41]

Ce type de pile consiste en un générateur qui convertit directement l'énergie d'un combustible (hydrogène pur ou hydrocarbure) en énergie électrique, en utilisant un procédé électrochimique inverse de l'électrolyse sans aucun processus thermique ou mécanique (Fig.41).

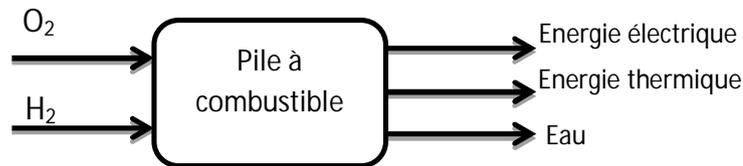


Figure 41 : Entrées sorties d'une pile à combustible

III.3 Classification et technologie des piles à combustible

En règle générale, les piles à combustibles sont classifiées selon :

- Le type d'électrolyte employé.
- La température de fonctionnement : basse ou haute température.

III.3.1 Pile Alcaline (AFC)

Elle utilise un électrolyte liquide, en général de l'hydroxyde de potassium (KOH) qui a l'avantage d'accélérer la réduction de l'oxygène. Lors de l'utilisation d'air ou d'hydrogène réformé, le dioxyde de carbone contenu dans ces derniers réagit avec l'électrolyte KOH et forme du carbonate de potassium, ce qui réduit la mobilité des ions. A cet effet on utilise de l'hydrogène et de l'oxygène purs.

L'utilisation des catalyseurs dans cette pile permet d'obtenir le meilleur rendement de toutes les piles à combustibles. Les catalyseurs sont habituellement une combinaison de Nickel et d'un métal inactif comme l'Aluminium, permettant de réduire le coût global de fabrication de cette technologie. Pour les plaques bipolaires, on utilise le Magnésium métallique ou des composés de graphite.

III.3.2 Pile à membrane à électrolyte polymère (PEMFC)

Elle fonctionne à des températures basses (80 C°) de façon à maintenir l'eau à l'état liquide dans la membrane. Un catalyseur à base de platine est utilisé aux électrodes, où le monoxyde de carbone peut être absorbé, diminuant ainsi l'efficacité de la pile. Quant aux

plaques bipolaires, elles peuvent être conçues de trois manières différentes à savoir en composite, en métal ou en graphite.

III.3.3 Pile à Méthanol Direct (DMFC)

C'est une PEMFC utilisant du méthanol comme carburant qui est directement en contact avec l'anode, le méthanol est utilisé comme source d'hydrogène par un reformage externe. Elle utilise un électrolyte polymérique échangeur d'ions qui se présente sous forme de membrane. Le catalyseur à l'anode est composé d'un mélange de Ruthénium et de Platine qui empêche l'empoisonnement par le monoxyde de carbone. Les plaques bipolaires sont faites de graphite, de métal ou de composite.

III.3.4 Pile à Acide Phosphorique (PAFC)

Dans ce type de pile, l'électrolyte est de l'acide phosphorique sous forme liquide. L'acide est généralement stabilisé dans une matrice à base de SiC. La forte concentration en acide augmente la conductivité de l'électrolyte et réduit la corrosion du support des électrodes en carbone. Le catalyseur est à base de platine. Les deux plaques bipolaires poreuses sont séparées par une mince feuille de graphite pour former un substrat dans lequel l'électrolyte est stocké.

III.3.5 Pile à Carbonate Fondu (MCFC)

Ces piles fonctionnent à des températures élevées, ce qui améliore la cinétique de la réaction de réduction de l'oxygène et rend inutile l'utilisation de métaux nobles comme catalyseurs. Les systèmes à base de piles MCFC peuvent atteindre des rendements électriques supérieurs à 50%. De plus, elles peuvent utiliser une large gamme de carburant, grâce au reformage interne et ne sont pas sensibles à la contamination par CO ou CO₂ comme c'est le cas pour les piles à basses températures.

L'électrolyte est constitué d'un mélange de carbonates de métaux alcalins (carbonates de Lithium, de Potassium et de Sodium) retenu par une matrice céramique d'oxyde d'Aluminium et de Lithium (LiAlO₂). Les plaques bipolaires sont faites d'acier inoxydable recouvert de Nickel. Le choix des matériaux est important, en raison de la température de fonctionnement élevée et de la nature hautement corrosive de l'électrolyte.

III.3.6 Pile à Oxyde Solide (SOFC)

Cette pile peut fonctionner à haute température par l'utilisation d'hydrocarbures facilement reformés, des catalyseurs à base de métaux nobles. L'électrolyte solide, habituellement du Zircone (Zr_2) dopé avec de l'Ytterbium (Y_3^+), joue le rôle de conducteur pour l'anion oxygène (O_2^-). Contrairement aux autres technologies, la pile à oxyde solide peut être de forme tubulaire ou planaire.

Le tableau 3 présente les différentes technologies de piles à combustibles et leurs principales caractéristiques.

Tableau 3 : Différentes technologies des piles à combustibles.

	PEMFC	DMFC	PAFC	AFC	SOFC	MCFC
	Basse température				Haute température	
Température c°	70 à 100	70 à 90	150 à 220	50 à 250	700 à 1050	600 à 800
Electrolyte	Membrane polymère solide	Membrane polymère solide	Acide Phosphorique liquide	Potasse (KOH) liquide	Céramique solide	/
Combustibles possibles	Hydrogène	Méthanol	Hydrogène gaz naturel (reforming)	Hydrogène	Hydrogène gaz naturel (méthanol)	Hydrogène gaz naturel (méthanol)
Gamme de puissance	1W à 10MW	1W à plusieurs KW	200 KW à 10 MW	1W à 10kW	1KW à 100 MW	500KW à 10MW
Rendement Electrique	30 - 45%	30 - 45%	35 - 45% 75% en cogénération	55- 60%	55- 60% 70% en cogénération	55- 60%
Applications	Spatial. Transport. Stationnaire Equipements portables	Transport Equipements portables	Stationnaire cogénération Transport.	Spatial. Défense. Equipements portables	Stationnaire cogénération	Stationnaire cogénération
Constructeur	Ballard Nuevera	Siemens Hitachi Sanyo	Siemens fuji	Siemens Fuji	Siemens Westinghouse	Hitachi Fuji

III.4 Principe de fonctionnement [35-42]

Le principe de base de fonctionnement de la pile à combustible repose sur celui de l'électrolyse inverse de l'eau. Les combustibles utilisés sont l'hydrogène pur ou les hydrocarbures. Pour pouvoir utiliser des combustibles de type méthane ou autres alcools, il faudrait des températures de fonctionnement élevées. Pour cette raison, on privilégie l'emploi de l'hydrogène pur pour les piles à combustible fonctionnant à basse température, les carburants traditionnels s'avérant trop peu réactifs à ces températures.

Une pile à combustible est constituée d'un empilement d'éléments anode-électrolyte cathode qu'on nomme communément cellule (Fig. 42). Cet empilement est contenu entre deux plaques bipolaires qui, par un système de rainure, assurent une arrivée de gaz combustible et comburant, de manière homogène, sur toute la surface des électrodes.

L'hydrogène entre dans la pile du côté de l'anode et l'oxygène du côté de la cathode. Les gaz sont amenés sur les électrodes par des couches de diffusion conductrices qui permettent d'une part l'alimentation en gaz sur toute la surface des électrodes, et d'autre part un contact électrique entre la couche réactive et la plaque bipolaire.

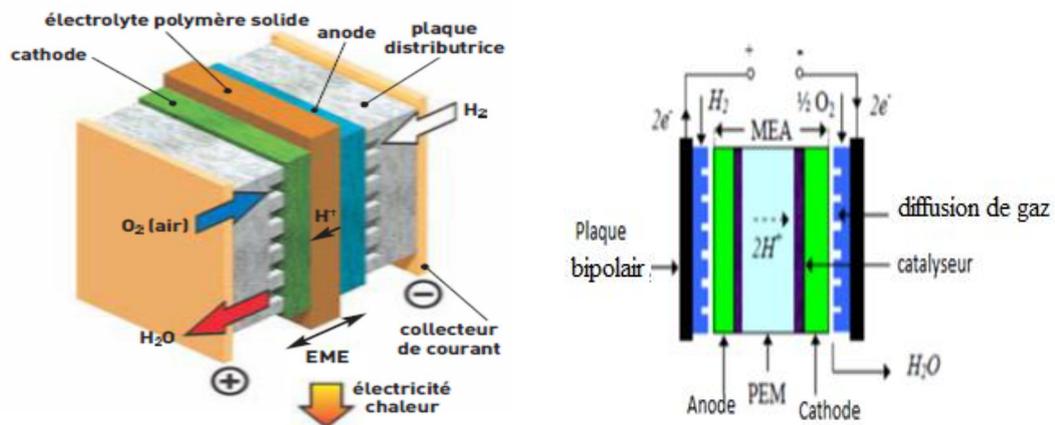


Figure 42 : Structure d'une pile à combustible.

La réaction chimique comprend deux demi-réactions séparées : une demi-réaction d'oxydation au niveau de l'anode et une demi-réaction de réduction au niveau de la cathode. L'inconvénient est que la réduction de l'oxygène est lente aux basses températures de fonctionnement, typiquement 80 C° au niveau du cœur de la pile. Pour cela, le platine est utilisé comme catalyseur, au niveau des électrodes, pour augmenter la vitesse de chaque demi-réaction. Dans le cas de H₂/O₂ (PEM fuel cell), H₂ et O₂ sont le carburant et l'oxydant respectivement. Le produit est l'eau pure H₂O et de l'électricité.

Lors de la demi-réaction d'oxydation, l'hydrogène gazeux produit des protons qui se déplacent à travers la membrane conductrice ionique vers la cathode et des électrons qui se déplacent à travers un circuit extérieur qui consomme l'énergie générée par la cellule :

Demi-réaction anodique :

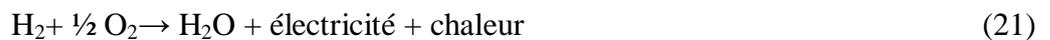


Lors de la demi-réaction de réduction, l'oxygène se combine avec les protons et les électrons pour donner de l'eau et de la chaleur :

Demi-réaction cathodique :



Le bilan de la réaction, avec une production de chaleur, est donc :



Le même processus, à savoir l'oxydation d'un combustible et la réduction de l'oxygène, régit toutes les technologies des piles à combustibles.

III.5 Modèle de la pile (Réversible PEM Fuel Cell model) [40, 43-44]

Ce modèle est basé sur le calcul de la tension théorique U_{th} de la cellule, et le calcul des principales pertes qui sont : les pertes d'activation U_{act} , les pertes ohmique U_{ohm} et les pertes de concentrations U_{conc} . La tension théorique U_{th} d'une cellule PEM est donnée par la variation dans l'énergie libre de Gibbs ΔG de la réaction chimique.

Généralement, un bilan d'énergie nécessite la connaissance de l'énergie apportée à un système et de celle qu'il fournit. Dans le cas des piles à combustible, l'énergie engendrée est électrique et thermique. L'énergie apportée représente l'énergie chimique contenue dans les gaz entrant dans la pile.

Pour une réaction électrochimique, on se base sur l'énergie libre de Gibbs qui représente l'énergie disponible pour un travail externe en négligeant celui effectué par des changements de pression ou de volume. En effet, ces derniers n'interviennent pas dans la conversion d'énergie dans la pile à combustible puisque la réaction électrochimique a lieu à pression et température constantes.

La variation de l'énergie de Gibbs ΔG de la réaction chimique s'exprime par :

$$\Delta G = G \text{ Produits} - G \text{ Réactifs} \quad (22)$$

Si l'on considère la réaction Hydrogène/Oxygène de la pile PEM, on a :



D'où :

$$\Delta G = G_{\text{H}_2\text{O}} - G_{\text{H}_2} - G_{\text{O}_2} \quad (24)$$

Cependant, l'utilisation de ΔG dépend de la température et de l'état liquide ou gazeux des produits (tableau 4).

Tableau 4 : Variation de l'énergie libre de Gibbs de la réaction H_2/O_2 pour différentes températures.

Température [C°]	ΔG [kJ /mole]
25 (eau liquide)	-237,2
80 (eau liquide)	-228,2
100 (eau gazeuse)	-225,2
200 (eau gazeuse)	-220,4
1000 (eau gazeuse)	-177,4

On donne :

$$U_{th} = \frac{\Delta G}{nF} \quad (25)$$

Où n est le nombre d'électrons entrant dans la réaction chimique, F la constante de Faraday et ΔG l'énergie libre de Gibbs.

Dans les conditions standard de fonctionnement ($T_0=298.15$ K, $P_0=100$ kPa) la tension théorique (réversible) U_0 est donnée par :

$$U_0 = \frac{\Delta G_0}{nF} \quad (26)$$

La réaction H_2/O_2 du PEM fuel cell, génère deux énergies électrique et thermique. La variation dans l'énergie libre de Gibbs dépend du changement de l'enthalpie, de l'entropie et de la température de la cellule.

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (27)$$

Où ΔG est la variation dans l'énergie de Gibbs, ΔS la variation de l'entropie, ΔH la variation de l'enthalpie, T la température de la cellule et $T.\Delta S$ la quantité de chaleur produite par la pile.

Les valeurs de ΔH et ΔS ne sont pas affectées par le changement de la température car l'enthalpie et l'entropie des réactifs et du produit augmentent avec une valeur identique,

proportionnelle à l'augmentation de la température. Les différences ΔH et ΔS , restent presque inchangées et peuvent donc être approximées à ΔH_0 et ΔS_0 ; ce qui donne :

$$\Delta G = \Delta H_0 - T\Delta S_0 \quad (28)$$

La tension électrique théorique U_{th} est donnée par :

$$U_{th} = -\frac{\Delta H_0 - T\Delta S_0}{nF} = 1.2297 \text{ Volt} \quad (29)$$

Où $\Delta H_0 = -286 \text{ kJ/mol}$, $\Delta S_0 = -0.1634 \text{ kJ/K/mol}$ et $T_0 = 298.15 \text{ K}$.

Le potentielle thermodynamique théorique est donnée par :

$$U_{th} = -\Delta H_0/nF = 1.482 \text{ V.} \quad (30)$$

L'augmentation dans l'énergie libre de Gibbs est proportionnelle à l'augmentation de U_{th} , proportionnellement avec la diminution de la température de la cellule. U_{th} peut être calculée pour n'importe quelle valeur de la température T en utilisant l'équation :

$$U_{th} = U_0 + \left(\frac{\partial U_{th}}{\partial T}\right)_p (T - 298.15K) \quad (31)$$

Avec :

$$\left(\frac{\partial U_{th}}{\partial T}\right)_p = \frac{\Delta S_0}{nF} \quad (32)$$

L'énergie libre de Gibbs peut être écrite :

$$\Delta G = \Delta G_0 + RT \ln \left(\frac{a_{H_2O}}{a_{H_2} \times a_{O_2}^{1/2}} \right) \quad (33)$$

La relation entre la tension théorique de la cellule U_{th} et la concentration est donné par l'équation de Nernst :

$$U_{th} = U_0 - \frac{RT}{nF} \ln [EC] \quad (34)$$

Où EC est la constante d'équilibre pour une réaction chimique.

Par substitution des équations 19 et 20 dans l'équation 34, on obtient la forme générale de l'équation de Nernst, donnée par l'équation 35 :

$$U_{th} = U_0 - \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{a_{H_2O}}{a_{H_2} \times a_{O_2}^{1/2}} \right) \quad (35)$$

Où U_{th} est la tension réversible de la cellule, U_0 la tension réversible de la cellule dans les conditions standard de fonctionnement, R la constante universelle de gaz ($R=8.31451$), T la température de la cellule, N le nombre d'électrons par mole ($n = 2$), F la constante de Faraday (96485.309), a_{H_2O} Activités de H_2O , ($a_{H_2O} \approx 1$), a_{H_2} l'Activité de H_2 , et a_{O_2} l'activité de O_2 .

Avec :

$$a_{H_2} = \frac{P_{H_2}}{P_0} \quad (36)$$

$$a_{O_2} = \frac{P_{O_2}}{P_0} \quad (37)$$

Où P_{H_2} est la pression partielle de H_2 , P_{O_2} la pression partielle de O_2 et P_0 la pression initiale.

La tension de la cellule, fonctionnant à n'importe qu'elle condition de fonctionnement, peut être écrite sous la forme :

$$U_{th} = 1.2297 + (T - 298.15) \frac{\Delta S_0}{nF} + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{P_{H_2} \times P_{O_2}^{1/2}}{P_0^{3/2}} \right) \quad (38)$$

III.6 Caractéristiques courant-tension d'une pile PEM [45-50]

Pour caractériser le fonctionnement des piles à combustibles, des modèles assez complexes sont utilisés, prenant en compte le moindre détail dans la conception des cellules (dimensions physique, matériaux, etc.) et les propriétés physiques qui interviennent (phénomènes de transport, électrochimie, etc.). On se limite, dans ce travail, à une approche plus simple où les différents phénomènes étudiés sont vus des bornes de la pile indépendamment les uns des autres (Fig.43).

Lorsqu'un courant circule dans le circuit extérieur, la tension de la pile PEM est plus faible que la tension théorique. Ceci est dû aux différentes chutes ou pertes de tension : Polarisation d'activation V_{act} , polarisation ohmique V_{ohm} et polarisation de concentration V_{conc}). La tension de la pile est donnée par :

$$V_{Pile} = U_{th} - V_{act} - V_{ohm} - V_{conc} \quad (39)$$

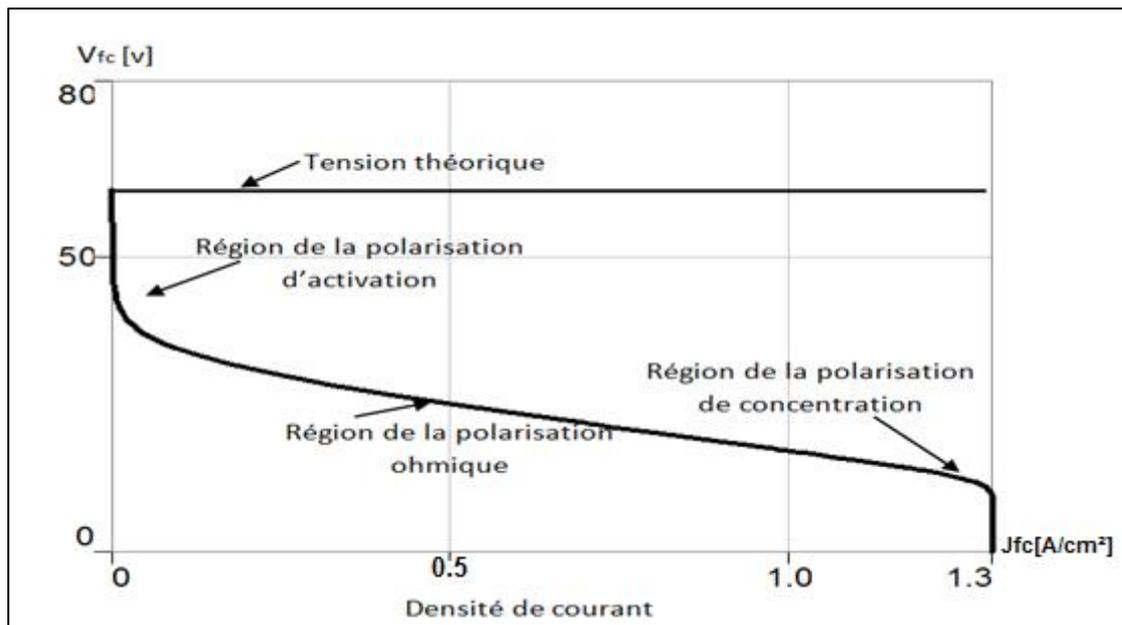


Figure 43 : Caractéristiques tension-courant d'une pile à combustible.

III.6.1 Polarisation d'activation

Elle est appelée perte d'activation car elle est relative à l'énergie d'activation requise dans la cathode et l'anode. Les pertes d'activation sont dues au démarrage des réactions chimiques à l'anode et à la cathode. Une partie de l'énergie disponible est utilisée pour briser et reformer les liaisons chimiques aux électrodes. Si ces pertes interviennent aux électrodes, la réaction d'oxydation de l'hydrogène à l'anode est beaucoup plus rapide que la réduction de l'oxygène à la cathode. La relation entre les pertes d'activation et la densité de courant est donnée par l'équation de Tafel :

$$V_{act} = \frac{RT}{\alpha \cdot n \cdot F} \ln\left(\frac{i}{i_0}\right) \quad (40)$$

Où α est le coefficient de transfert de charge qui dépend de la réaction et du matériau de l'électrode et i_0 la densité du courant d'échange.

III.6.2 Polarisation ohmique

Les pertes ohmiques sont dues à la résistance que rencontrent les électrons dans les électrodes et à la résistance que rencontre le flux d'ions en traversant la membrane électrolyte. Cependant, les pertes apparaissant au niveau de l'électrolyte sont les plus importantes et

peuvent être réduites en diminuant l'épaisseur de l'électrolyte et en améliorant sa conductivité ionique.

La résistance totale des pertes ohmique R_i est relative à la somme de toutes les pertes.

$$V_{ohm} = J \times R_i \quad (41)$$

Où J est la densité de courant et R_i la résistance totale de la cellule.

III.6.3 Polarisation de concentration

Lorsque la demande en courant augmente, le système devient incapable de maintenir la concentration nécessaire des réactifs. Ceci conduit à une chute rapide de la tension aux bornes de la pile. Plusieurs facteurs contribuent à la polarisation de concentration : la faible diffusion du gaz à travers les électrodes poreuses, la dissolution des réactifs ou produits dans l'électrolyte, la diffusion des réactifs ou des produits du site de la réaction vers l'électrolyte ou l'inverse. A des densités de courants élevées, la faible vitesse de transport des réactifs ou des produits vers le site de la réaction est la contribution majeure à la polarisation de concentration.

Dans une pile PEM alimentée en air, la concentration de l'oxygène va diminuer au fur et à mesure que l'on s'éloigne de l'arrivée de l'air, entraînant ainsi une diminution de la pression partielle d'oxygène. De la même manière, la pression d'hydrogène va diminuer. Pour exprimer cette chute de tension, on écrit que, pour le courant limite J_L , la pression partielle des réactifs s'annule :

$$P = P_1 \cdot \left(1 - \frac{j}{J_L}\right) \quad (42)$$

Où P_1 est la pression lorsque le courant est nul et J_L la densité de courant.

La polarisation de concentration peut être écrite comme :

$$V_{conc} = \frac{RT}{nF} \cdot \ln\left(1 - \frac{j}{J_L}\right) \quad (43)$$

III.7 Rendement d'une pile à combustible

Le rendement d'une cellule, est le rapport entre l'énergie électrique produite, et le carburant entrant.

$$\eta_{fc} = \frac{P_{fc}}{F_{in}} \quad (44)$$

P_{fc} étant l'énergie électrique produite et F_{in} le carburant entrant.

Le rendement d'une cellule peut être exprimé par :

$$\eta_{fc} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (45)$$

ΔG étant le changement dans l'énergie de Gibbs qui représente l'énergie électrique produite et ΔH le changement dans l'enthalpie qui représente l'énergie.

Dans les conditions standard de fonctionnement ($T_0=298.15$ K, $P_0=100$ kPa), l'énergie thermique ΔH dans une réaction H_2/O_2 vaut -286 kJ/mole et l'énergie libre de Gibbs vaut 237.3 kJ/mole. Ceci donne, pour le rendement maximum de la réaction, la valeur de 0.83 . Cependant, le rendement global de la pile est donné par le rapport entre la tension de la pile et la tension théorique, c'est à dire :

$$\eta_{pile} = 0.83 \frac{V_{pile}}{U_{th}} \quad (46)$$

III.8 Consommation d'hydrogène

Le flux de consommation de l'hydrogène dans une pile à combustible, formé par plusieurs cellules connectées en série, est donné par :

$$\dot{m} = \frac{N_s I}{nF} \times \frac{1}{\eta_F} \quad (47)$$

Où \dot{m} est le flux d'hydrogène, N_s le nombre de cellules série et η_F le rendement de Faraday.

Le rendement de Faraday est donné par :

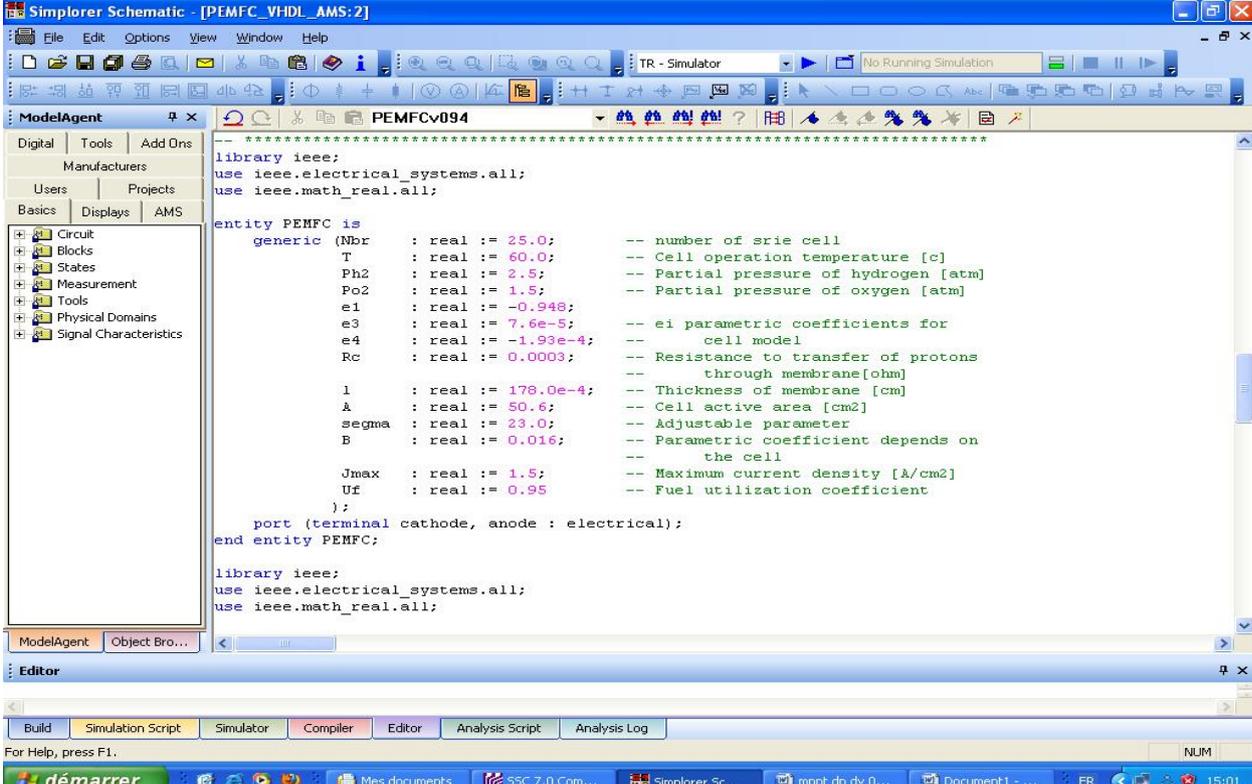
$$\eta_F = \zeta_1 \exp\left(\frac{\zeta_2 + \zeta_3 T}{\frac{I}{A_c}} + \frac{\zeta_4 + \zeta_5 T}{\left(\frac{I}{A_c}\right)^2}\right) \quad (48)$$

Où ζ_1 est le paramètre de Faraday (1,2...5), T la température de la cellule, I le courant de la cellule et A_c la surface des électrodes.

III.9 Simulation [43]

III.9.1 Modèle VHDL-AMS d'une cellule PEM

La figure 44, donne l'entité VHDL-AMS du modèle de la pile PEM sous l'environnement Simplorer [25-28, 31-33]. Ce modèle décrit le comportement d'une pile à combustible PEM en utilisant les équations caractéristiques de plusieurs cellules en série. Les paramètres électrochimiques tels que : la résistivité de la membrane, la concentration de l'hydrogène (oxygène) dans l'interface catalytique de l'anode (cathode) et la densité de courant sont pris en compte. Le modèle donne comme résultats la tension de sortie, l'efficacité et la puissance de sortie d'une cellule.



```

Simplorer Schematic - [PEMFC_VHDL_AMS:2]
File Edit Options View Window Help
TR - Simulator [No Running Simulation]
ModelAgent PEEMFCv094
Digital Tools Add Ons
Manufacturers
Users Projects
Basics Displays AMS
Circuit Blocks States Measurement Tools Physical Domains Signal Characteristics
ModelAgent Object Bro...
Editor
Build Simulation Script Simulator Compiler Editor Analysis Script Analysis Log
For Help, press F1.
démarrer Mes documents SSC 7.0 Com... Simplorer Sc... mppt dp dv 0... Document1 - ... FR 15:01

```

```

-- *****
library ieee;
use ieee.electrical_systems.all;
use ieee.math_real.all;

entity PEMFC is
  generic (
    Nbr      : real := 25.0;      -- number of serie cell
    T        : real := 60.0;      -- Cell operation temperature [c]
    Ph2      : real := 2.5;      -- Partial pressure of hydrogen [atm]
    Po2      : real := 1.5;      -- Partial pressure of oxygen [atm]
    e1       : real := -0.948;    -- ei parametric coefficients for
    e3       : real := 7.6e-5;    -- cell model
    e4       : real := -1.93e-4;  -- Resistance to transfer of protons
    Rc       : real := 0.0003;    -- through membrane[ohm]
    l        : real := 178.0e-4;  -- Thickness of membrane [cm]
    A        : real := 50.6;      -- Cell active area [cm2]
    segma    : real := 23.0;      -- Adjustable parameter
    B        : real := 0.016;     -- Parametric coefficient depends on
                                -- the cell
    Jmax     : real := 1.5;       -- Maximum current density [A/cm2]
    Uf       : real := 0.95;     -- Fuel utilization coefficient
  );
  port (terminal cathode, anode : electrical);
end entity PEMFC;

library ieee;
use ieee.electrical_systems.all;
use ieee.math_real.all;

```

Figure 44 : Entité du modèle PEMFC sous l'environnement Simplorer.

densité de courant. Dans la région de la tension d'activation et à des densités de courant non nulles, il y a ce qu'on appelle une "surtension d'activation" où une certaine énergie d'activation doit être dépassée pour assurer la dissociation de l'oxygène et conduire les molécules d'hydrogène à diffuser rapidement à travers les pores, dans le catalyseur métallique. Dans la région de concentration ohmique et selon la loi d'Ohm, la quantité de perte de tension varie linéairement jusqu'à ce que la densité de courant se rapproche de la densité de courant limite

(la concentration des réactifs à la surface du catalyseur atteint zéro). Dans ce cas, les pertes de concentrations deviennent dominantes (les réactifs sont consommés plus rapidement qu'ils sont fournis).

On voit aussi, à partir de ces courbes, qu'à des faibles densités de courant, la tension est maximum et la puissance est minimum, mais à des fortes densités de courant la tension est minimum et la puissance est maximum. D'après [39], le mode d'utilisation d'une pile à combustible peut être différent selon l'application. Pour des applications embarquées, on aura tendance, afin de limiter le poids et le volume du système, à travailler avec des densités de puissance importantes. La pile fonctionne alors près de sa limite et sa durée de vie s'en ressent. Par contre, pour des applications stationnaires, on privilégie la durée de vie ; on travaille donc à des densités de courant et de puissance plus réduites et à meilleur rendement.

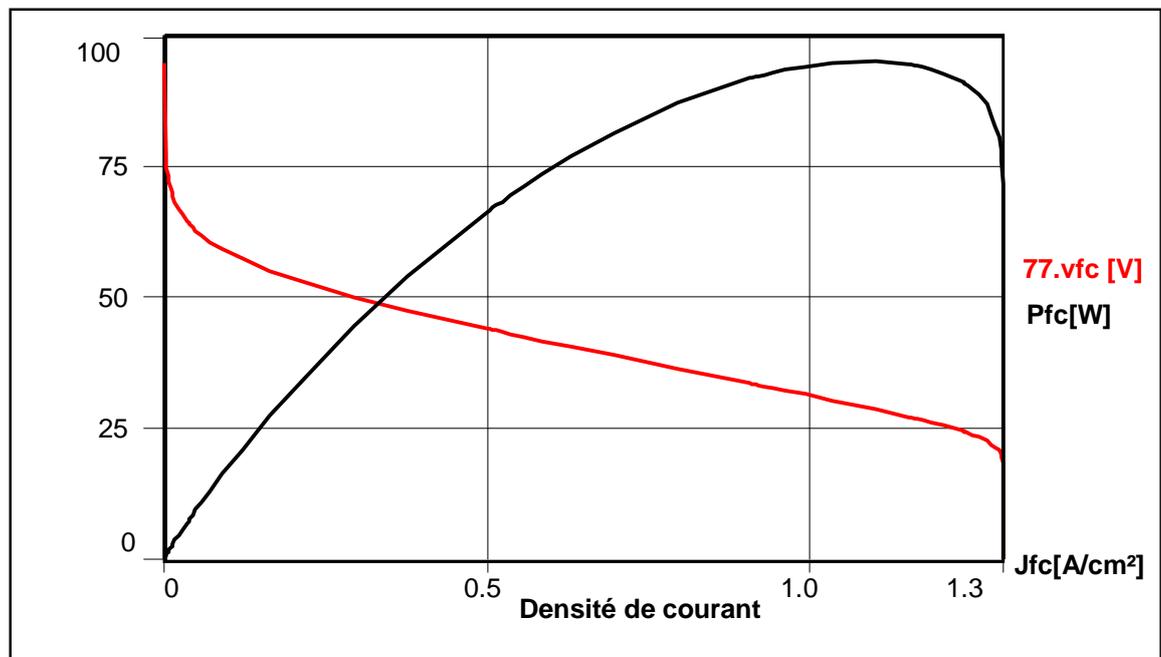


Figure 45 : Caractéristiques tension-densité de courant et puissance-densité de courant d'une cellule PEM.

Le rendement de la cellule est meilleur lorsqu'elle fonctionne dans la zone linéaire des pertes Ohmiques, comme le montre la figure 46, ce dernier varie entre 30% et 45%

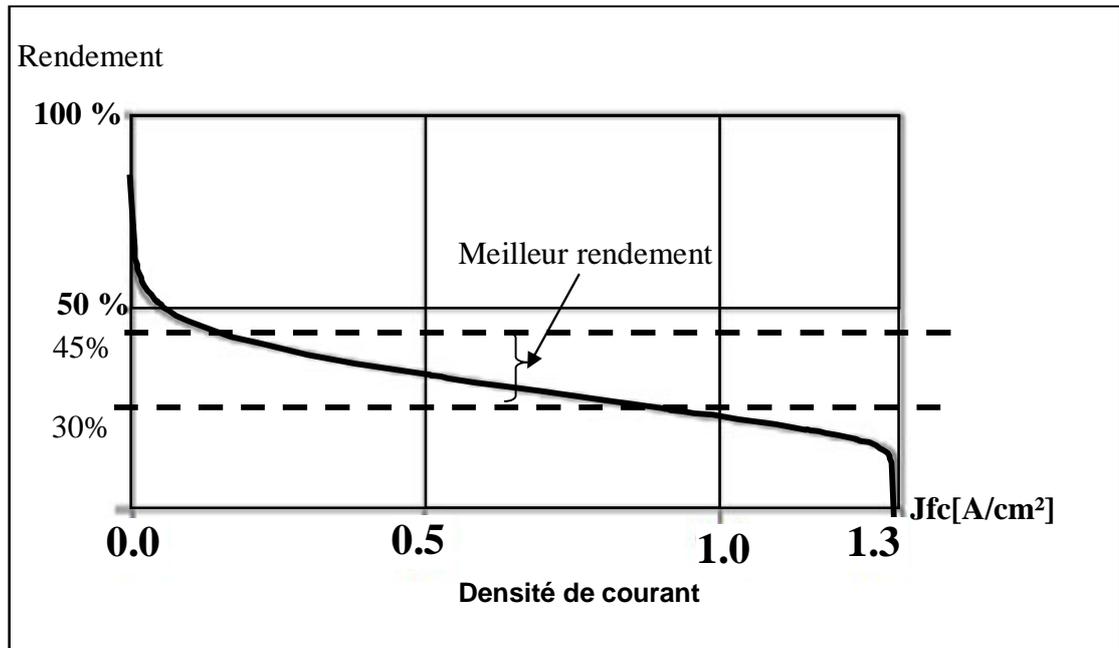


Figure 46 : Rendement d'une cellule PEM.

La tension de 25 cellules mises en série est représentée par la figure 47. La tension d'activation vaut presque 30.75 volts et la concentration de courant maximale vaut 1.3 [A/cm²] ; elle reste inchangée.

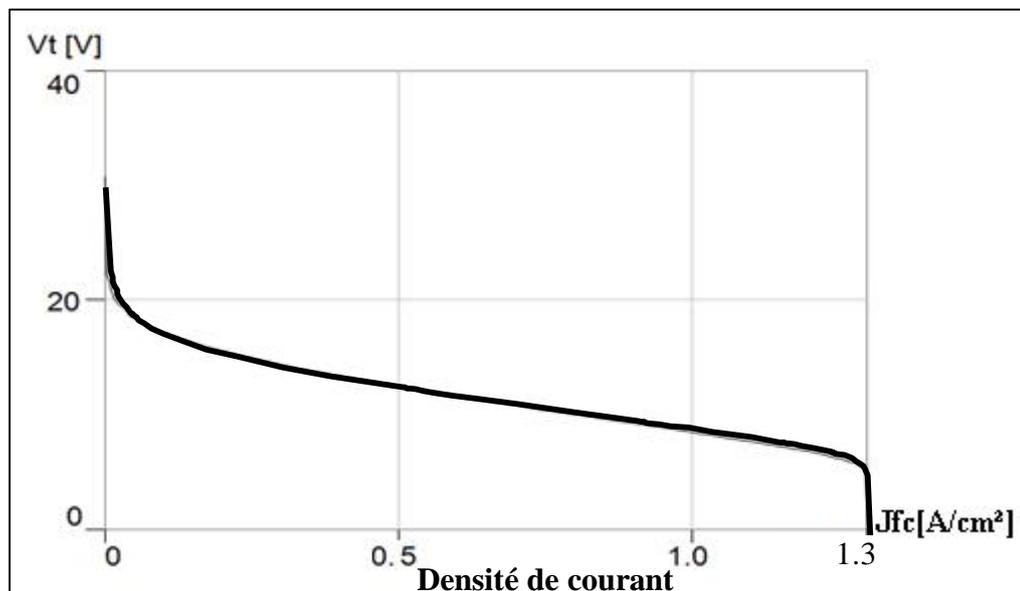


Figure 47 : Tension de 25 cellules PEM.

III.9.2 Effet de la température sur la caractéristique de la cellule

Les figures 48 et 49, illustrent les courbes de polarisation obtenues sous plusieurs températures de fonctionnement (de 55 à 95 C°). Les courbes de polarisation sont les mêmes que celles données dans [45-50], elles indiquent que la performance de la pile à combustible est améliorée avec l'augmentation de la température. Cette augmentation du rendement s'explique par une augmentation de la diffusivité du gaz et de la conductivité de la membrane, à des températures de fonctionnement élevées. La condensation de l'eau se produit donc facilement à des températures inférieures, provoquant des inondations et la détérioration de la diffusivité du gaz dans la couche du catalyseur et des couches de diffusion de gaz. Les performances de la cellule diminuent à des températures supérieures à 100 C° parce que la conductivité de la membrane diminue à des températures élevées ; il y a donc un plus grand taux d'évaporation d'eau. Lorsque la température atteint sa valeur critique, la quantité d'eau évaporée est supérieure à la quantité d'eau produite et la membrane commence à se dessécher (la vapeur d'eau réduit sévèrement la quantité d'oxygène). La résistance augmentera à mesure que les membranes sont desséchées ce qui diminue, à la fois, le courant et la production d'eau. Ceci résulte en un manque d'oxygène qui entraînera un dessèchement de la membrane encore plus rapide.

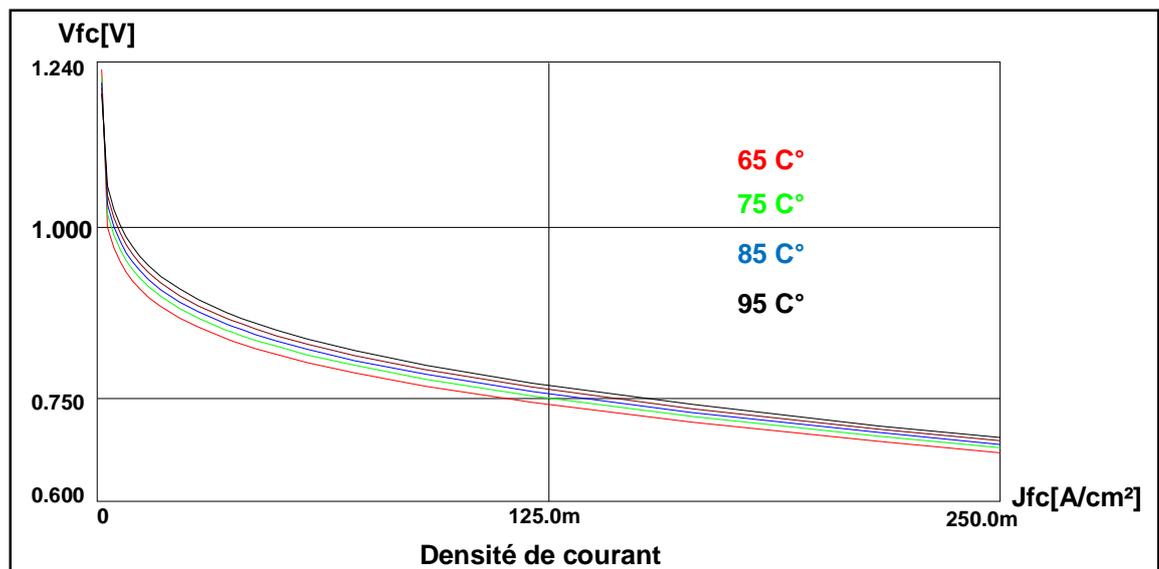


Figure 48 : Effet de la température sur la tension de la cellule avec $P_{H_2}=P_{O_2}= 3$ atm.

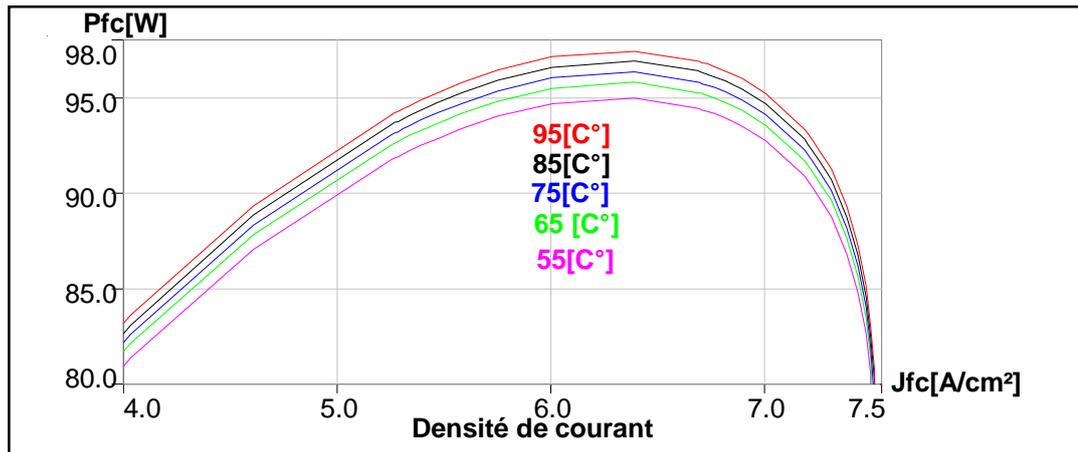


Figure 49 : Effet de la température sur la puissance de la cellule avec $P_{H_2}=P_{O_2}= 3 \text{ atm}$.

III.9.3 Effet de la pression sur la caractéristique de la cellule

Le rendement des piles à combustible est aussi largement influencé par la pression de fonctionnement. Dans cette étude, la pression de travail varie de 1 à 5 atm, à une température de fonctionnement constante de 70 C° .

Les courbes de polarisation pour une pression de fonctionnement différente, sont présentées dans la figure 50. Comme la pression d'exploitation a augmenté de 1 à 5 atm, le rendement des piles à combustible est également amélioré. Il y a eu une augmentation significative du rendement des piles à combustible à partir de 1 à 2 atm, mais après 2 atm, l'augmentation était minime. L'augmentation de pression permet d'améliorer l'interaction des réactifs avec l'électrolyte, d'où l'augmentation des performances de la pile à combustibles.

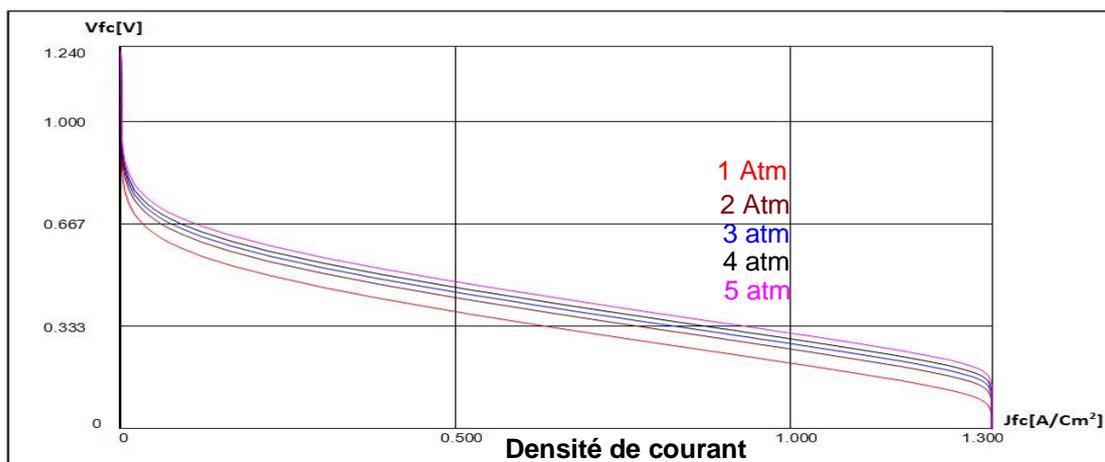


Figure 50 : Effet de la pression sur la pile à combustible.

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les piles à combustible, leurs différentes technologies, leurs caractéristiques électriques et chimiques et les différentes pertes. Un modèle de la pile PEM qui prend en considération l'effet de la température et de la pression sur les caractéristiques de la pile, écrit en VHDL-AMS, a été développé. La simulation sous l'environnement Simplorer a permis d'obtenir un rendement compris entre 30% et 45%. Le modèle sera utilisé pour des applications hybrides ultérieures.

Chapitre IV

Les concentrateurs solaires

CHAPITRE IV

Les concentrateurs solaires

IV.1 Introduction [51-54]

L'énergie solaire représente un gisement très important au niveau de la surface du globe terrestre. De nombreuses parties arides et semi-arides ont des caractéristiques physiques favorables au déploiement des centrales de production de l'énergie à partir de l'énergie solaire. La région du monde arabe présente des conditions exceptionnelles : ensoleillement intense (irradiation directe de l'ordre de 2200 à 2800 kWh/m²/an, radiation moyenne de 2500 kWh/m²/an, une superficie de 110 000 km² suffirait pour assurer une production de 20 GW.), faibles précipitations (20 à 40 mm de pluie par an) et vastes étendues de terres plates inutilisées et proches des routes et des réseaux électriques de transport (Fig.51). Ces facteurs physiques correspondent à un potentiel considérable en comparaison à la demande d'électricité de la région et à la demande mondiale.

L'énergie solaire peut être convertie en chaleur, à l'aide de modules solaires thermiques, ou en électricité, à l'aide de modules solaires photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques sont basés sur des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité, par un processus appelé "effet photovoltaïque".

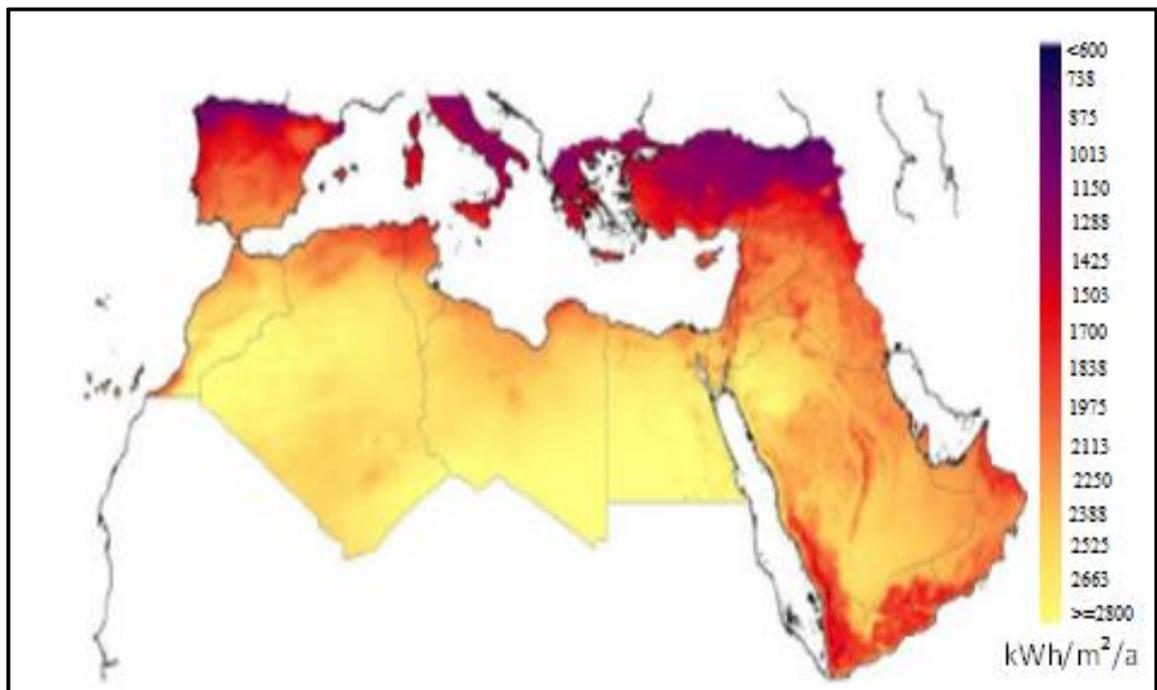


Figure 51 : Cartographie du gisement thermique du monde arabe.

L'énergie solaire thermique est obtenue par des systèmes de production héliothermiques ou à concentration, basée sur la mise en œuvre de cycles thermiques dans lesquels le soleil constitue la source chaude des concentrateurs. Les différents types de concentrateurs sont les capteurs cylindro-paraboliques, les capteurs paraboliques et les centrales à tours.

L'avantage de l'énergie solaire thermique c'est qu'elle n'a pas d'impact négatif sur l'environnement. Elle n'a ni des émissions polluantes, ni des problèmes de sécurité liés aux technologies de production classiques (nucléaire), ni du bruit pendant le fonctionnement.

Chaque mètre carré de surface de réflecteur, dans un champ solaire, est suffisant pour éviter la production annuelle de 150 à 250 kilogrammes de dioxyde de carbone. L'énergie solaire thermique peut donc apporter une contribution substantielle à des engagements internationaux de réduire l'augmentation régulière du niveau des émissions de gaz à effet de serre et de leur contribution au changement climatique. Le tableau 5 montre qu'à la fin de l'année 2008, la puissance installée de CSP en exploitation était de 482 MW, dont près de 419 MW aux USA, 63 MW en Espagne et 0,36 MW en Australie.

Tableau 5 : Centrales CSP en exploitation à la fin de l'année 2008.

Nom de projet	Puissance net [MWc]	Type	Constructeur	Pays	Année de la première opération
SEGS1	13.8	Parabolic trough	Luz	USA	1985
SEGS2	30	Parabolic trough	Luz	USA	1986
SEGS3	30	Parabolic trough	Luz	USA	1987
SEGS4	30	Parabolic trough	Luz	USA	1987
SEGS5	30	Parabolic trough	Luz	USA	1988
SEGS6	30	Parabolic trough	Luz	USA	1989
SEGS7	30	Parabolic trough	Luz	USA	1989
SEGS8	80	Parabolic trough	Luz	USA	1990
SEGS9	80	Parabolic trough	Luz	USA	1991
Arizona Public service Sauro	1	Parabolic trough	Solargenix Energy	USA	2006
Nevada solar one	64	Parabolic trough	Acciona/solargenix energy	USA	2007
PS10	11	Tower	Abengoa Solar	Espagne	2007
Liddell power station	0.36	Fresnel reflector		Australie	2007
Andasol 1	50	Parabolic trough	Solar millenium and ACS/Cobra	Espagne	2009
Puerto Errado	2	Fresnel reflector	Tubo sol Murcia, S.A	Espagne	2009

IV.2 Les capteurs à concentration [51-54]

Les trois types de capteurs à concentration sont les suivants :

a. Concentrateur cylindro-parabolique : C'est un capteur solaire linéaire, de forme parabolique. Les réflecteurs cylindriques concentrent les rayons du soleil sur un tube récepteur situé le long de la ligne focale du réflecteur. Parfois le tube collecteur est enchâssé dans du verre et on peut y faire le vide pour réduire les pertes de chaleur. Dans certains systèmes avancés, les modules de miroirs de base (en verre seulement ou constitué d'une ossature métallique recouverte d'un matériau réfléchissant) peuvent atteindre 2.4 mètres de largeur et 6 mètres de long (Fig.52).

Etant donné que les rayons sont concentrés sur une ligne plutôt qu'en un point, le facteur de concentration d'un capteur cylindro-parabolique prend typiquement des valeurs comprises entre 20 et 30, ce qui est beaucoup plus faible que ce que l'on peut atteindre avec des miroirs paraboliques ou des systèmes à récepteurs central (tour). De même, les capteurs cylindro-paraboliques opèrent à des températures (de l'ordre de 100 à 400 C°) nettement plus basses que pour les deux autres systèmes décrits ci-après.

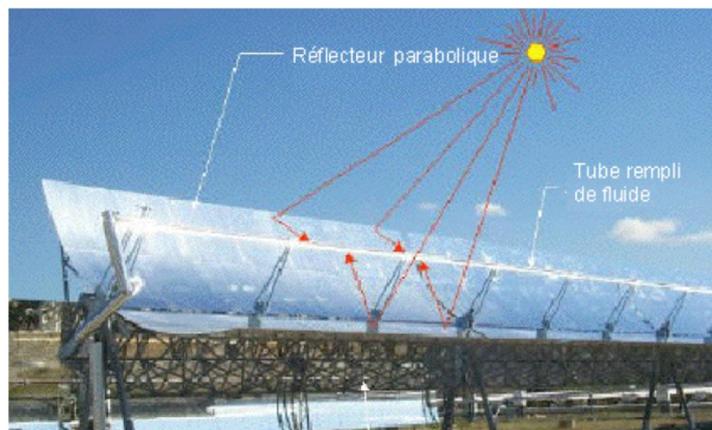


Figure 52 : Capteur cylindro-parabolique.

b. Système à miroir parabolique : C'est un dispositif qui focalise les rayons solaires en un point, en s'orientant par rapport au soleil selon deux axes. Un tel système utilise un contrôleur pour suivre les mouvements du soleil et concentre le rayonnement solaire en un point, les miroirs paraboliques sont les plus efficaces de ces systèmes. Leur facteur de concentration atteint des valeurs élevées, typiquement de l'ordre de 600 à 2000 et leur température peut monter jusqu'à 1700 C°, ce qui conduit à des efficacités optimales de conversion de l'énergie solaire en électricité. Les installations dites "Dish-stirling" (Fig.53), sont constituées de plusieurs miroirs d'un diamètre de quelques mètres, orientés de manière à suivre la course du soleil et concentrant le rayonnement solaire en un point (foyer), où se

trouve un moteur Stirling. Ce type de moteur transforme directement la chaleur en énergie mécanique, une telle installation est intéressante pour la fourniture décentralisée de petites quantités d'énergie comme elle peut remplacer de petits moteurs diesel.

Pour réaliser le réflecteur parabolique, la technologie actuelle fait appel à des miroirs en métal/verre ou à des couches minces de plastique aluminé. Le récepteur absorbe le rayonnement solaire concentré et le convertit en énergie thermique dans un fluide caloporteur. L'énergie thermique peut être transformée en électricité, en utilisant un système moteur thermique-groupe électrogène couplé directement au récepteur, ou elle peut être transportée par des canalisations jusqu'à un point central de conversion d'énergie comme dans le cas des capteurs cylindro-paraboliques. La première option est difficile à envisager pour une installation comprenant un grand nombre de capteurs ; la seconde pose des problèmes de conception et de disposition du réseau de canalisation, ainsi que de capacité de pompage, et de pertes thermiques.

Comme pour les systèmes à miroirs cylindro-paraboliques, on peut utiliser les capteurs paraboliques en configuration isolée, ou groupés dans un système plus important, en plusieurs modules. Le module de miroir parabolique de base étant de taille réduite, il permet de répondre, avec souplesse, aux besoins d'applications diverses.



Figure 53 : Capteur parabolique (Dish-Stirling).

c. Centrale à tour : Elle est composée d'un récepteur central, entouré par un champ d'héliostat comme le montre la figure 54. Les héliostats sont des miroirs mobiles, commandés par ordinateur, qui utilisent un ensemble de pointeurs solaires à double axes pour suivre la course du soleil en réfléchissant ses rayons sur le récepteur situé en haut d'une tour pouvant être très haute. Dans le récepteur, un liquide caloporteur : eau, sel fondu ou sodium liquide,

est chauffé à des températures dépassant les 1000 C°, ce liquide sert par la suite à produire de la vapeur à haute pression, qui elle-même actionnera une turbine à vapeur produisant de l'électricité. La surface réfléchissante d'un héliostat est de l'ordre de 20 à 100 m².



Figure 54 : Centrale à tour.

IV.3 Modélisation de l'absorbeur d'un capteur Cylindro-Parabolique [55- 61]

Ici on s'intéresse à l'étude du modèle de l'absorbeur 1D (Fig. 54). Ce modèle est utilisé pour étudier la sensibilité de l'absorbeur et la détermination de l'écart (ou pertes de chaleur) sur les différents points du tube jusqu'au fluide caloporteur. Le modèle permet aussi de déterminer le rendement et l'efficacité de l'absorbeur.

L'absorbeur est un tube fabriqué avec des matériaux à haut coefficient de conduction thermique et peint en noir pour améliorer le transfert de chaleur. Parcouru par un fluide caloporteur, l'absorbeur est enfermé dans un tube de verre (sous vide) qui permet la pénétration des rayons solaires et empêche les rayons infrarouges diffusés de sortir, réalisant ainsi l'effet de serre. Le verre, fragile, peut être remplacé par certains matériaux plastiques ayant la propriété de réaliser l'effet de serre (c'est le cas de matériaux comme le polycarbonate, le méthacrylate et le tedlar). L'inconvénient principal de ces matériaux plastiques est la dégradation de leurs propriétés avec le temps ou le prix élevé.

L'énergie reçue par l'absorbeur est cédée au fluide caloporteur puis, transférée vers un réservoir de stockage d'énergie.

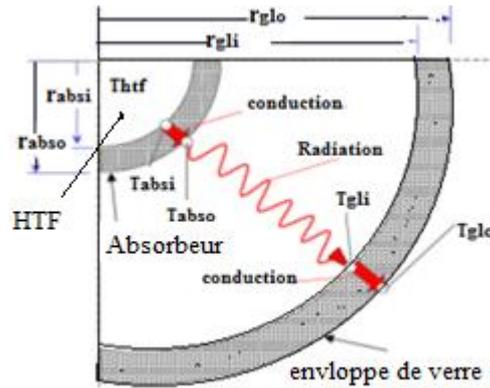


Figure 55 : Les différentes températures et chaleurs traversant le tube absorbeur avec son collecteur.

Dans la figure 55, HTF est le fluide de transfert de chaleur (Heat Transfer Fluid), $T_{abs,i}$ et $T_{abs,o}$ les températures moyennes interne et externe de surface de l'absorbeur, $T_{gl,i}$ et $T_{gl,o}$ les températures moyennes interne et externe de surface du verre, T_{HTF} la température du fluide caloporteur (HTF), $r_{abs,i}$ le diamètre interne de l'absorbeur, $r_{abs,o}$ le diamètre externe de l'absorbeur, $r_{gl,i}$ le diamètre interne de l'enveloppe du verre, $r_{gl,o}$ le diamètre externe de l'enveloppe du verre et.

IV.3.1 Radiation solaire absorbée par le tube absorbeur

La radiation solaire concentrée, absorbée par le tube absorbeur est donnée par :

$$Q_{sol,abs} = I_b \cdot \cos \theta \cdot A_p \cdot \eta_{opt} \cdot IAM \quad (49)$$

Où $Q_{sol,abs}$ est la radiation solaire concentrée et absorbée par le tube absorbeur, I_b la radiation normale directe, θ l'angle d'incidence, A_p l'ouverture du réflecteur, η_{opt} le rendement optique à l'incidence normale (inclut la réflexion du réflecteur, la transmittance de l'enveloppe de verre, l'absorptance de l'absorbeur, les effets de saleté, de géométrie et l'effet de l'ombre) et IAM le modificateur de l'angle d'incidence (affecté par l'angle d'incidence et la qualité optique du collecteur).

Le modificateur de l'angle d'incidence est donnée par :

$$IAM = \min \left(\frac{\cos \theta + 0.000884 \cdot \theta - 0.0000537 \theta^2}{\cos \theta} \right) \quad (50)$$

IV.3.2 Chaleur transférée de la surface interne de l'absorbeur au fluide HTF par convection

La chaleur transférée, par convection, de la surface interne du tube absorbeur au fluide est donnée par :

$$Q_{conv,HTF} = h_{abs,HTF} \cdot 2\pi \cdot r_{abs,i} \cdot (T_{abs,i} - T_{HTF}) \quad (51)$$

Où $h_{abs,HTF}$ est le coefficient de transfert de chaleur par convection. Il dépend des propriétés thermodynamiques du fluide HTF, du diamètre du tube, de la vitesse d'écoulement et de la température de l'HTF de la surface intérieure de l'absorbeur.

Le coefficient de convection peut être calculé à partir du débit de masse du fluide dans la plage 4 kg/s à 12 kg/s par :

$$h_{abs,HTF} = 522 + 478 \cdot \dot{m} \quad (52)$$

Où \dot{m} est le débit massique du fluide.

IV.3.3 Chaleur transférée à travers l'absorbeur à partir de la surface extérieure à la surface intérieure de l'absorbeur par conduction

La chaleur de conduction, transférée à travers la paroi du tube absorbeur de la surface extérieure à la surface intérieure est donnée par :

$$Q_{condabs} = 2\pi K_{abs} (T_{abs,o} - T_{abs,i}) / \ln\left(\frac{r_{abs,o}}{r_{abs,i}}\right) \quad (53)$$

Où K_{abs} , la conductivité thermique de l'absorbeur, est donnée par :

$$K_{abs} = 14.8 + 0.0153 \cdot T_{abs} \quad (54)$$

Où T_{abs} est la température moyenne entre la surface intérieure et extérieure [C°].

IV.3.4 Chaleur transférée à travers l'espace annulaire vide de la surface extérieure de l'absorbeur à la surface intérieure de la vitre par rayonnement

La Chaleur transférée de la surface extérieure de l'absorbeur à la surface intérieure de la vitre par rayonnement, à travers l'espace annulaire vide, est exprimée par :

$$Q_{rad,ann} = \frac{K \cdot 2\pi \cdot r_{abs,o} \cdot (T_{abs,o,okelvin}^4 - T_{gl,ikelvin}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{1 - \varepsilon_{gl}}{\varepsilon_{gl}} \left(\frac{r_{abs,o}}{r_{gli}}\right)} \quad (55)$$

Où $T_{abs,okelvin}$ est la température de la surface extérieure de l'absorbeur, $T_{gl,ikelvin}$ la température de la surface intérieure du verre et ε_{abs} l'émittance de la surface extérieure de l'absorbeur.

L'émittance peut être calculée par :

$$\varepsilon_{abs} = 0.062 + (2.00E - 7) \cdot T_{abs}^2 \quad (56)$$

Où ε_{gl} est l'émittance de la surface de verre et K la constante de Stefan-Boltzmann.

IV.3.5 Chaleur transférée à travers l'enveloppe de verre à partir de la surface intérieure à la surface extérieure de la vitre par conduction

Elle est donnée par :

$$Q_{cond,gl} = \frac{2\pi \cdot K_{gl} \cdot (T_{gl,i} - T_{gl,o})}{\ln\left(\frac{r_{gl,o}}{r_{gl,i}}\right)} \quad (57)$$

K_{gl} étant la conductivité thermique du verre.

IV.3.6 Chaleur transférée à partir de l'enveloppe de verre au ciel par rayonnement

Elle est donnée par :

$$Q_{rad,sky} = \sigma \cdot 2\pi \cdot \varepsilon_{gl} \cdot r_{gl,o} \cdot (T_{gl,okelvin}^4 - T_{sky,kelvin}^4) \quad (58)$$

Où $T_{gl,okelvin}$ est la température de surface de l'enveloppe extérieure de verre et $T_{sky,kelvin}$ la température du ciel, elle peut être calculé par :

$$T_{sky} = T_{amb} - 8 \quad (59)$$

Où T_{amb} est la température ambiante et T_{sky} la température du ciel,

IV.3.7 Chaleur transférée à l'environnant à partir de la surface extérieure du verre par convection

La chaleur transférée à l'environnant à partir de la surface extérieure du verre, par convection, peut être calculée par :

$$Q_{conv,amb} = h_{amb} \cdot 2\pi \cdot r_{gl,o} \cdot (T_{gl,o} - T_{amb}) \quad (60)$$

Où h_{amb} est le coefficient de transfert de chaleur par convection à la température ambiante. Il dépend de la vitesse du vent comme dans la formule 61.

$$h_{amb} = 4.9 + 4.9 \cdot v_w - 0.18v_w^2 \quad (61)$$

Où v_w est la vitesse du vent.

IV.3.8 Rayonnement solaire absorbé par l'enveloppe de verre

La petite quantité de rayonnement solaire absorbée par l'enveloppe de verre a pour effet d'augmenter sa température. Elle est donnée par :

$$Q_{sol,abs gl} = I_b \cdot \cos \theta \cdot Ap \cdot \frac{\eta_{opt}}{\tau_{gl} \alpha_{abs}} \cdot IAM \cdot \alpha_{gl} \quad (62)$$

Où τ_{gl} est le facteur de transmission de l'enveloppe de verre, α_{abs} le coefficient d'absorption de l'absorbeur et α_{gl} le coefficient d'absorption du verre.

IV.3.9 Efficacité thermique du collecteur et du HCE

L'efficacité thermique du collecteur est calculée par :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{con,HTF}}{Q_{i,0inc}} \quad (63)$$

Où η_{th} est le rendement thermique du collecteur et du HCE et $Q_{i,0inc}$ est l'insolation sur l'ouverture de l'auge, à l'angle d'incidence zéro, donnée par :

$$Q_{i,0inc} = I_b \cdot Ap \quad (64)$$

IV.4 Moteur Stirling [62-65]

Le moteur Stirling, à énergie externe, a été inventé par Robert Stirling et son frère James (1790-1878). Ce type de moteur, qui fonctionne en cycle fermé, ne rejette pas le gaz à l'extérieur; il ne constitue donc aucun danger pour l'environnement. Le fluide principal est un gaz (hélium, hydrogène, air...) soumis à un cycle comprenant quatre phases: chauffage isochore (à volume constant), détente isotherme (à température constante), refroidissement isochore puis compression isotherme.

Le moteur est constitué de deux pistons (piston moteur et piston déplaceur), un système vilebrequin est un régénérateur (Fig. 56).

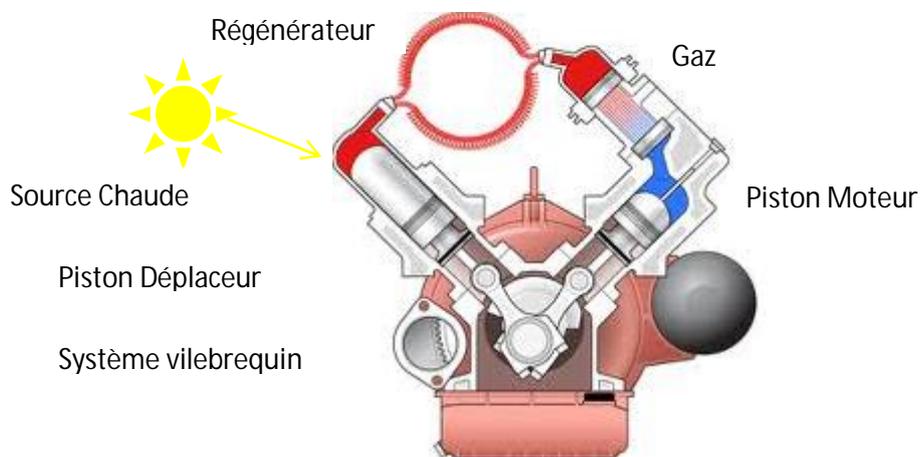


Figure 56 : Moteur Stirling.

Plusieurs sociétés, à travers le monde (Phillips : par exemple), essaient d'améliorer le rendement de ce type de moteur en fabriquant des versions plus sophistiquées, utilisant plusieurs pistons au lieu de deux pistons seulement.

Les moteurs Stirling, couplés à des paraboles solaires (dish-stirling) (Fig. 57), peuvent être utilisés pour produire de l'électricité. Ils peuvent aussi utiliser une source de chaleur géothermique ou n'importe quelle source de chaleur (la forge, four de céramique...), ce qui permet leur utilisation dans un champ d'application très vaste.



Figure 57 : Moteur Stirling couplé à des miroirs solaires.

IV.4.1 Définitions

a. Le régénérateur : L'énergie thermique est absorbée par le régénérateur lorsque le fluide de travail passe de l'espace d'expansion à l'espace de compression, le fluide de travail est donc refroidi avant son entrée à l'espace de compression. Mais lorsque le fluide passe de l'espace de compression à l'espace d'expansion, l'énergie thermique est transférée du régénérateur au fluide qui est alors réchauffé. Le régénérateur peut avoir un rendement égal à 98 %, ce qui donne au fluide de travail une température presque la même que celle de l'espace qu'il va occuper.

b. Le volume mort : Il correspond à la somme des volumes du fluide de travail contenus dans les échangeurs, dans le régénérateur et dans les raccordements entre ces différents éléments. Il est évident qu'un moteur Stirling contient des volumes morts irréductibles. En pratique, on trouve des moteurs avec un volume mort représentant 58% du volume total.

IV.4.2 Principe de fonctionnement

Dans la production de l'énergie mécanique à partir d'une énergie thermique externe, le fluide de travail (air, hélium ou l'hydrogène) peut fonctionner même à faible pression. Le fluide principal est soumis à un cycle comprenant quatre phases: chauffage isochore (à volume constant), détente isotherme (à température constante), refroidissement isochore puis compression isotherme.

Le piston déplaceur est excité par une source chaude externe quelconque : combustion externe de dérivés du pétrole, gaz naturel, charbon, ou des sources à énergies renouvelables comme le soleil, le bois ou la géothermie. Quant au piston moteur, il reste à l'état froid (refroidi par une source froide).

De ce fait, au début du cycle, le gaz à l'intérieur du moteur est déplacé vers le piston chaud ; sa température et sa pression augmentent. Ensuite, on permet au gaz, dans le piston, de se dilater. Le gaz transforme donc son énergie thermique en énergie mécanique (la dilatation du gaz à haute pression permet de fournir plus d'énergie mécanique).

Toutefois, le gaz ne peut pas se dilater infiniment : il faut compresser le gaz dans le piston jusqu'à son état initial (pour qu'il puisse se dilater de nouveau plus tard) en utilisant le moins d'énergie possible. Pour cela, il faut déplacer le gaz du côté chaud au côté froid du moteur, en diminuant ainsi la pression. En utilisant l'énergie mécanique précédemment fournie, on comprime le gaz. Comme la compression d'un gaz à basse pression demande moins d'énergie que la dilatation d'un gaz à haute pression, on peut récolter le surplus d'énergie mécanique à chaque fois qu'on répète le cycle de dilatation-compression.

IV.4.3 Le diagramme (P, V)

Le principe de fonctionnement, exposé ci-dessous, peut être représenté sur un schéma appelé "diagramme Pression-Volume" ou diagramme (P, V) (Fig.58). Sur ce diagramme, on voit clairement les quatre phases.

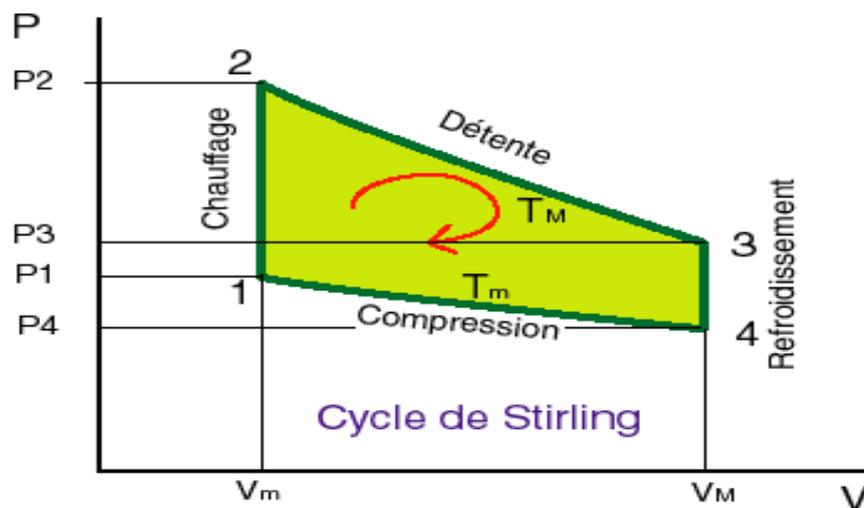


Figure 58 : Diagramme (P, V) d'un moteur Stirling.

IV.4.3.1 Chauffage isochore (à volume constant 1 à 2)

Dans la phase où la source chaude cède de l'énergie thermique, la pression et la température du gaz augmentent (Fig. 59).

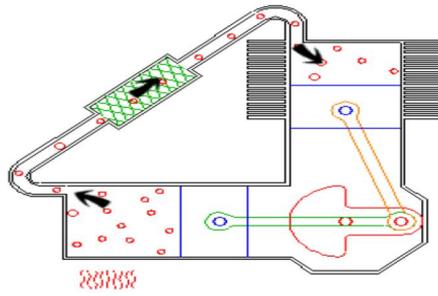


Figure 59 : Chauffage isochore.

IV.4.3.2 Détente isotherme (à température constante 2 à 3)

Dans cette phase, le volume s'accroît alors que la pression diminue. C'est pendant cette transformation que l'énergie motrice est produite (Fig.60). Les deux pistons étant à l'état bas, le volume total augmente : c'est la phase de détente.

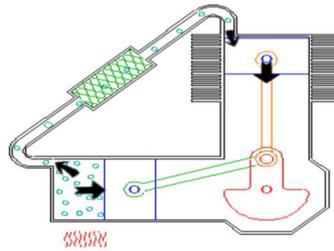


Figure 60 : Détente isotherme.

IV.4.3.3 Refroidissement isochore (3 à 4)

Pendant cette phase, la température et la pression diminuent et la source froide récupère de l'énergie thermique. Le gaz est refoulé du cylindre chaud vers le cylindre froid, il est donc refroidi (Fig. 61).

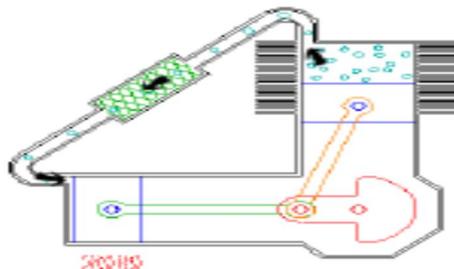


Figure 61 : Refroidissement isochore.

IV.4.3.4 Compression isotherme (4 à 1)

La figure 62 montre la compression isotherme où la pression du gaz augmente au fur et à mesure que son volume diminue ; on fournit ainsi de l'énergie mécanique au gaz pendant cette période. Comme les deux pistons remontent en même temps, le volume global diminue : c'est la phase de compression.

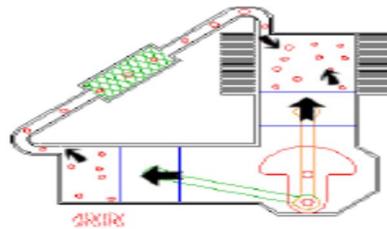


Figure 62 : Compression isotherme.

IV.4.4 Types de moteur Stirling

Il existe trois types de moteur Stirling : Alpha, Beta, Gamma.

IV.4.4.1 Le moteur Stirling type Alpha

Dans les moteurs Alpha (Fig. 63) on trouve deux pistons de puissance faisant entre eux, un angle de 90°, l'un "chaud" appelé piston déplaceur et l'autre "froid" appelé piston moteur. Ils sont connectés en série par un dispositif de chauffage, un régénérateur et un dispositif de refroidissement. Le gaz passe alors d'un piston à l'autre.

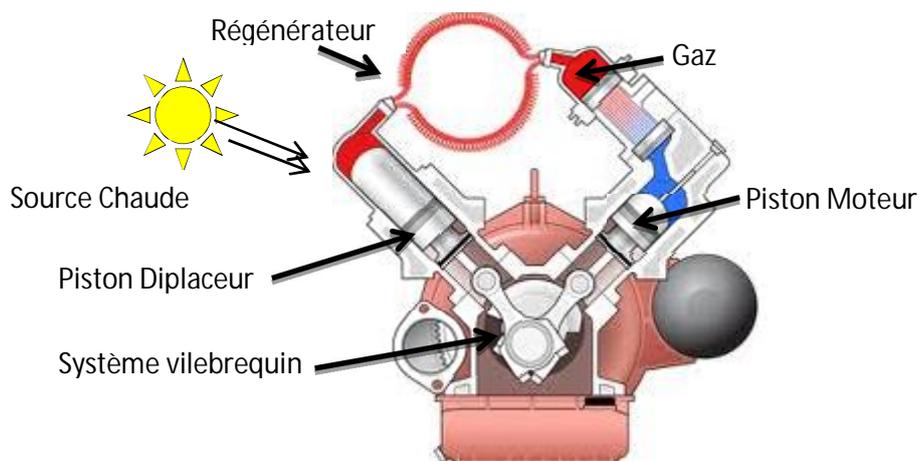


Figure 63 : Moteur Stirling type Alpha.

Le cylindre du piston chaud est situé à l'intérieur de l'échangeur de chaleur à haute température et le cylindre de piston froid est situé à l'intérieur de l'échangeur de chaleur à basse température.

IV.4.4.2 Le moteur de type beta

Dans ce moteur, le piston déplaceur et le piston moteur se trouvent dans un seul volume, ce qui rend le fonctionnement plus compliqué (Fig. 64).

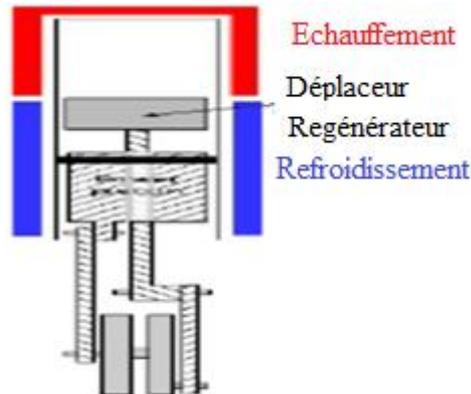


Figure 64 : Moteur Stirling type Beta.

IV.4.4.3 Le moteur Stirling type Gamma

Le moteur Stirling type Gamma est un compromis entre le moteur type alpha et le moteur type bêta. Dans un cylindre, le déplaceur joue son rôle et dans l'autre, le piston moteur fait varier le volume global et récupère l'énergie. Ce type de moteur est fréquemment utilisé pour mettre à profit de faibles écarts de température entre source froide et source chaude (Fig. 65).

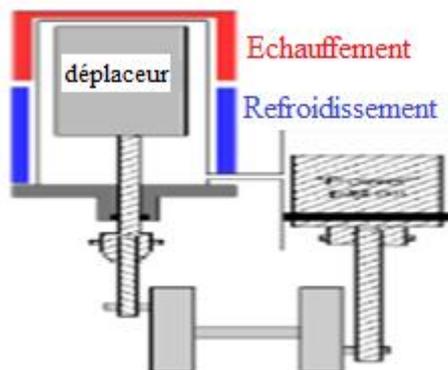


Figure 65 : Moteur Stirling type Gamma.

IV.4.5 Modélisation d'un moteur Stirling [66-82]

La principale hypothèse de cette analyse est que le réchauffeur et l'espace d'expansion sont à la même température t_{rech} , tant que le refroidisseur et l'espace de compression sont aussi à la même température t_{ref} (modèle isotherme). On suppose aussi que le gaz utilisé est un gaz parfait et que sa masse totale reste constante (système thermodynamiquement fermé).

Dans le cas d'une régénération idéale, la chaleur totale rejetée pendant la phase de refroidissement serait absorbée par un régénérateur parfait et rendue au fluide de travail pendant la phase d'échauffement. Mais dans le cas d'un régénérateur imparfait, il existe une différence de température du fluide de travail à l'entrée et à la sortie du régénérateur, ce qui influe sur le rendement du moteur. Echauffement

La figure 66 représente le moteur Stirling, où la distribution de la température dans les cinq compartiments du moteur est considéré homogène. Chaque compartiment du gaz est représenté par sa masse m , sa température T , son volume V et sa pression P .

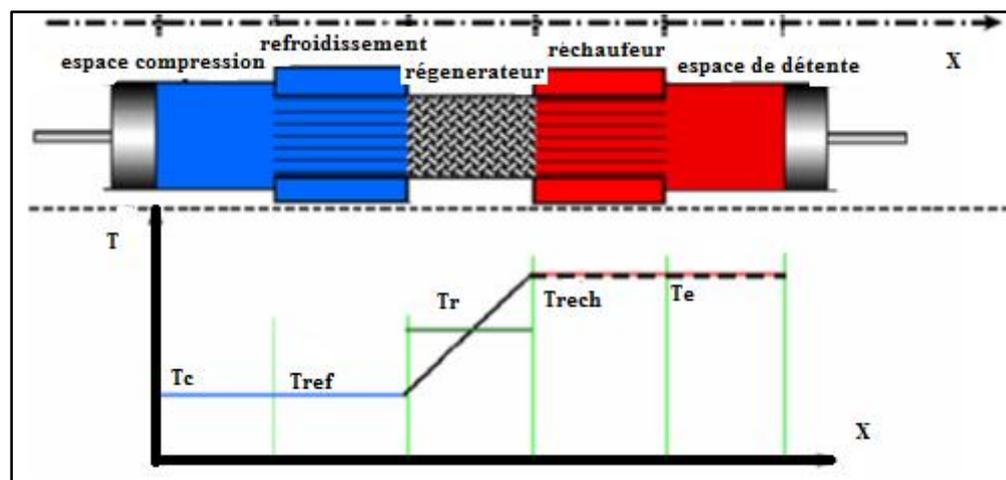


Figure 66 : Distribution de la température dans les différents compartiments du moteur Stirling.

D'après la loi des gaz parfaits :

$$P.V = m.R.T \quad (65)$$

Où R est la constante des gaz parfaits, M la masse molaire du gaz et m la masse totale des différentes quantités dans chaque compartiment qui est donnée par :

$$m = m_c + m_{ref} + m_r + m_{rech} + m_e \quad (66)$$

Où m_c est la masse du gaz dans l'espace de compression, m_{ref} la masse du gaz dans l'espace de refroidisseur, m_r la masse du gaz dans le régénérateur, m_{rech} la masse du gaz dans le réchauffeur et m_e la masse du gaz dans l'espace d'expansion.

La masse totale peut être écrite comme :

$$m = \frac{P}{R} \left(\frac{V_c}{T_c} + \frac{V_{ref}}{T_{ref}} + \frac{V_r}{T_r} + \frac{V_{rech}}{T_{rech}} + \frac{V_e}{T_e} \right) \quad (67)$$

Où $V_c, V_{ref}, V_r, V_{rech}, V_e, T_c, T_{rech},$ et T_e sont respectivement les volumes et les températures du gaz dans les espaces de compression, d'expansion et de refroidisseur, dans le régénérateur et dans le réchauffeur.

Les espaces de compression et de détente sont supposés globalement isothermes et leurs températures sont respectivement celles du refroidisseur et du réchauffeur. Dans ce cas, la masse m se réduit à :

$$m = \frac{P}{R} \left(\frac{V_c}{T_{ref}} + \frac{V_{ref}}{T_{ref}} + \frac{V_r}{T_r} + \frac{V_{rech}}{T_{rech}} + \frac{V_e}{T_{rech}} \right) \quad (68)$$

En considérant la température moyenne du régénérateur, la pression P du gaz moteur s'écrit en fonction des variations de volume V_c et V_e sous la forme :

$$P = m \cdot R \left(\frac{V_c}{T_{ref}} + \frac{V_{ref}}{T_{ref}} + \frac{V_r \cdot \ln \left(\frac{T_{rech}}{T_{ref}} \right)}{T_{rech} - T_{ref}} + \frac{V_{rech}}{T_{rech}} + \frac{V_e}{T_{rech}} \right)^{-1} \quad (69)$$

Le travail total produit par le moteur est la somme algébrique de celui de l'espace de compression et de celui de l'espace d'expansion.

Le travail produit par le moteur, dans l'espace de compression, est égal à la chaleur Q_c rejetée vers l'environnement extérieur, il est donnée par :

$$Q_c = W_c = \int P \frac{dV_c}{d\theta} d\theta \quad (70)$$

$$Q_c = W_c = mRT_{ref} \ln \left(\frac{V_e + KT_{ref}}{V_{ce} + V_c + K \cdot T_{ref}} \right) \quad (71)$$

Le travail produit par le moteur, dans l'espace d'expansion, est égal à la chaleur Q_e apportée de la source extérieur, il est exprimé par :

$$Q_e = W_e = \int P \frac{dV_e}{d\theta} d\theta \quad (72)$$

$$Q_e = W_e = mRT_{rech} \ln \left(\frac{V_C + V_e + K \cdot T_{rech}}{V_e + KT_{rech}} \right) \quad (73)$$

Avec :

$$K = \frac{V_{mrech}}{T_c} + \frac{V_{mr}}{T_r} + \frac{V_{mref}}{T_{ref}} \quad (74)$$

Où θ est l'angle de rotation de l'arbre excentrique du moteur, V_{mrech} le volume mort chaud (réchauffeur, liaisons, cylindre), V_{mref} le volume mort froid (refroidisseur, liaisons, cylindre) et V_{mr} le volume mort du régénérateur.

Il paraît maintenant évident que la chaleur totale introduite dans le moteur, dépend de la qualité du régénérateur et de la quantité des volumes morts présents. Le travail total est donc :

$$W = W_c + W_e = - \int P \left(\frac{dV_c}{d\theta} + \frac{dV_e}{d\theta} \right) d\theta \quad (75)$$

$$W = mRT_{ref} \ln \left(\frac{V_e + KT_{ref}}{V_e + V_c + K \cdot T_{ref}} \right) + mRT_{rech} \ln \left(\frac{V_C + V_e + K \cdot T_{rech}}{V_c + KT_{rech}} \right) \quad (76)$$

L'efficacité thermique d'un moteur Stirling est le rapport du travail total net à la chaleur transférée à l'espace d'expansion, elle est donnée par :

$$\tau = \frac{W_{net}}{Q_e} \quad (77)$$

IV.5 Simulation du tube absorbeur

IV.5.1 Effet de l'éclairement et du débit sur les chaleurs et les températures de l'absorbeur

Le tableau 6 montre l'effet de l'éclairement et du débit du fluide caloporteur sur les paramètres du tube. Les résultats montrent que, lorsque le débit volumique du fluide caloporteur diminue, les chaleurs et les températures de ce dernier augmentent.

Tableau 6 : Effet de l'éclairage et du débit sur les différentes chaleurs.

Entrées	Éclairage 1000 w/m ²	Éclairage 950 w/m ²	Éclairage 950 w/m ² Avec débit 3 kg/s
Ib	1000	950	950
Teta	20	20	20
M	7.6	7.6	3.0
T_{htf}	340	340	340
T_{amb}	30	30	30
V_w	2.5	2.5	2.5
Sorties			
Qsolabs	3597.4	3597.4	3597.0
Qconvhtf	3453.7	3453.7	3447.0
Qcondabs	3452.2	3452.7	3447.0
Qrad annl	144.7	143.7	149.0
Qcondgl	143.7	143.7	149.0
Qsolabsgl	78.0	78.1	78.0
Qrad,sky	74.0	74.4	77.7
Qcon_amb	147.0	147.5	154.5
Tab_{si}	344.0	344.1	349.1
Tab_{so}	346.0	345.7	350.8
Tg_{li}	55.0	55.5	56.6
Tg_{lo}	54.0	54.4	55.6
Th_{tfo}-th_{tfi}	0.2	0.2	0.5

IV.5.2 Effet de la variation de l'angle d'incidence sur le rendement du tube absorbeur

La figure 67 représente l'effet de la variation de l'angle d'incidence sur le rendement du tube. On remarque que l'efficacité de l'absorbeur diminue rapidement après 15° et elle devient nulle lorsqu'on atteint un angle de 70°.

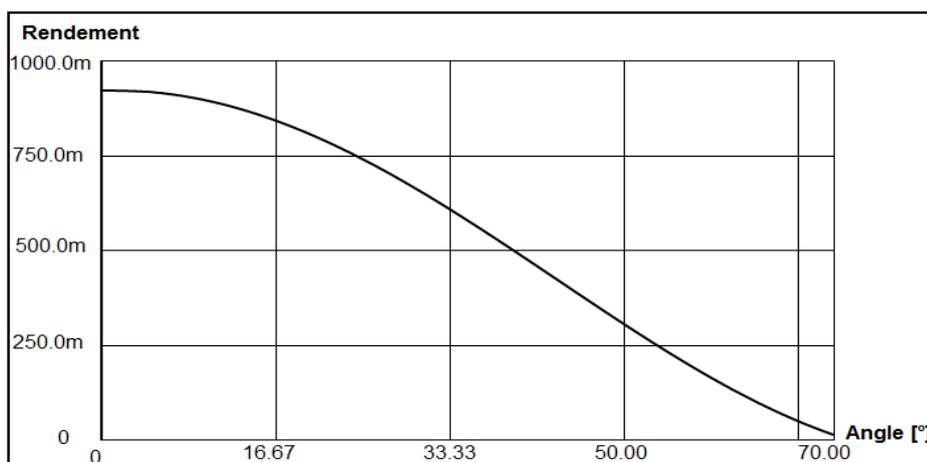


Figure 67 : Effet de l'angle d'inclinaison sur le rendement de l'absorbeur.

IV.5.3 Effet de la vitesse du vent sur le rendement du tube absorbeur

La figure 68 montre que le vent à un effet négligeable sur le rendement de l'absorbeur.

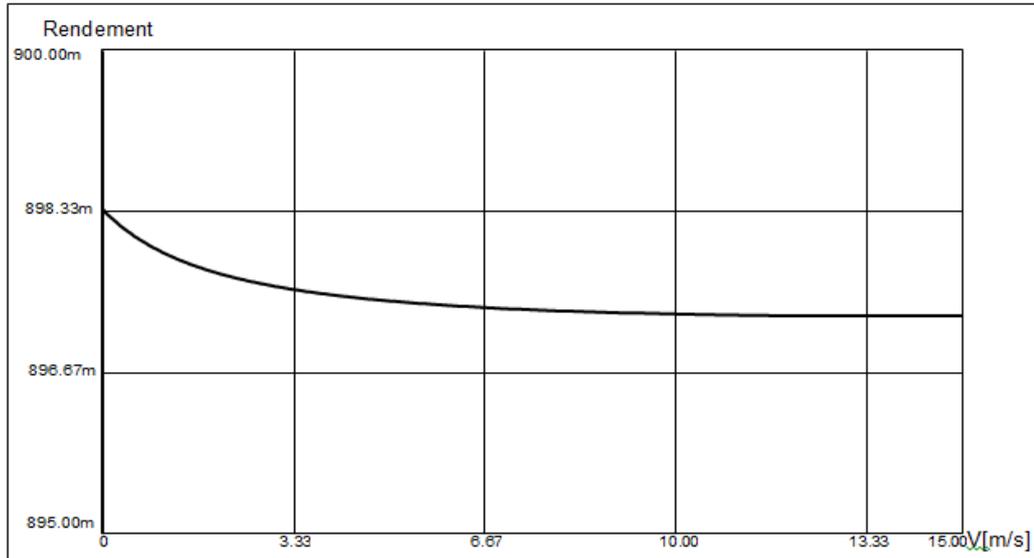


Figure 68 : Effet de de la vitesse du vent sur le rendement de l'absorbeur.

IV.5.4 Effet du débit du fluide caloporteur sur la température du tube absorbeur

La température du fluide caloporteur diminue avec l'augmentation du débit de ce dernier (Fig.69). Elle diminue de 1.5 C° entre 1 et 4 kg/s, puis elle subit une diminution lente à partir d'un débit 4 kg/s.

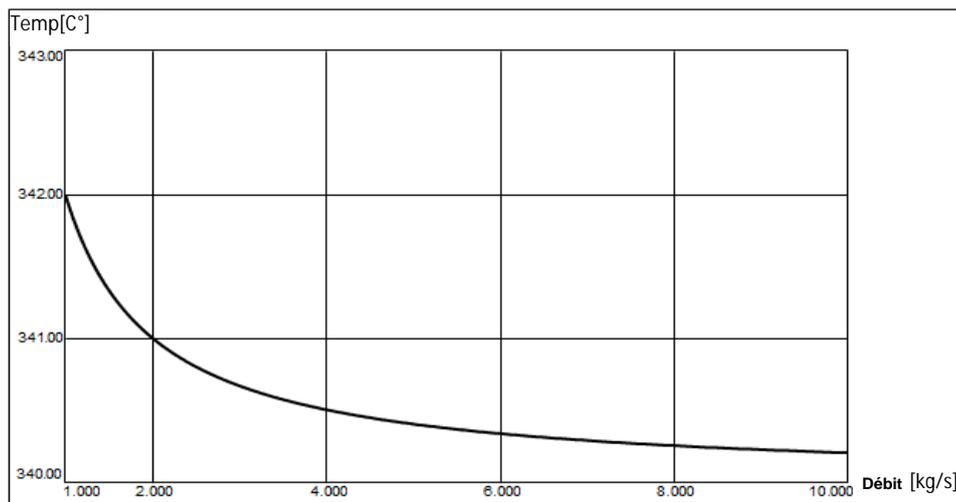


Figure 69 : Effet de débit du fluide caloporteur sur la température de l'absorbeur.

IV.5.5 Simulation du tube absorbeur sur le site de Sétif

Dans cette partie, qui concerne le système de poursuite solaire, nous avons développé un programme VHDL-AMS de poursuite qui prend en considération le lieu géographique, la période (une période ou une journée, ou une année), l'effet de l'atmosphère et l'effet du climat (Fig.70).

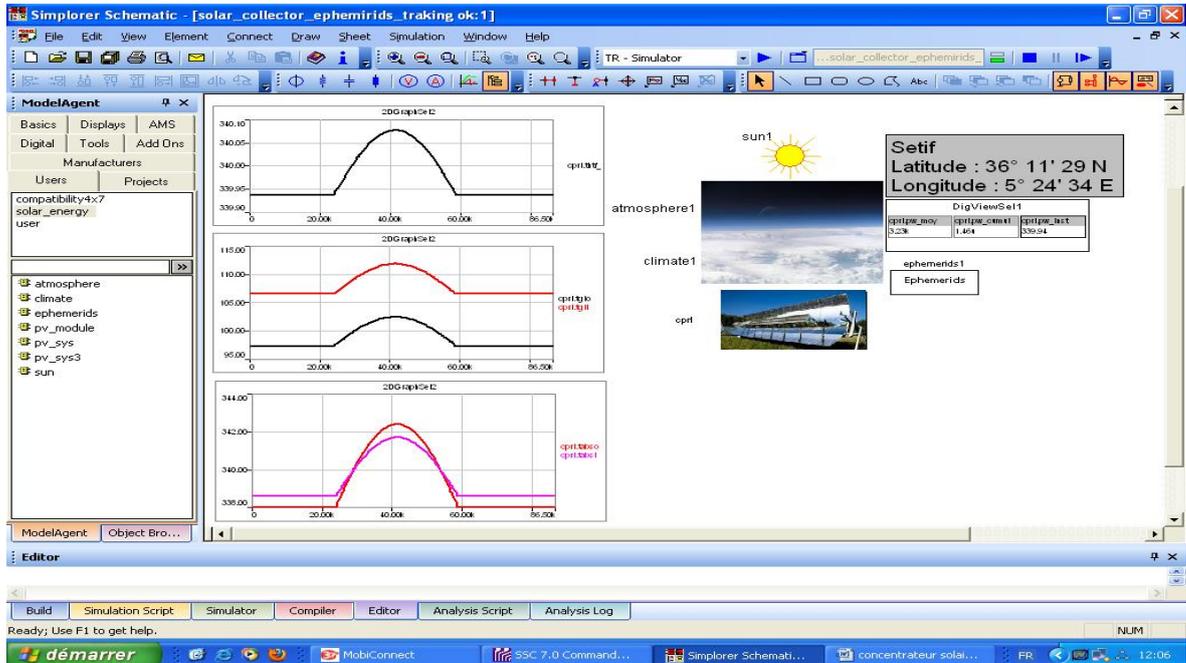


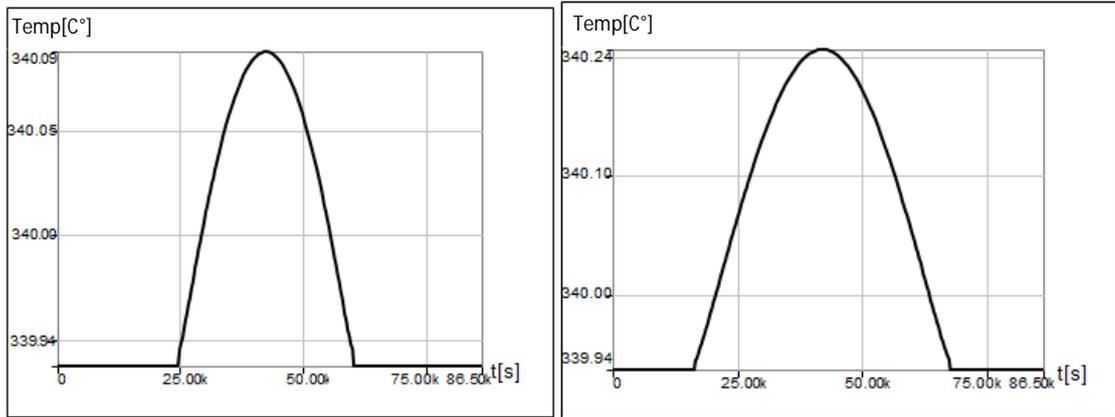
Figure 70 : Simulation, sous Simplorer, du tube absorbeur sur le site de Sétif.

La simulation du tube, sur le site de Sétif pour deux journées de l'année (le 15 janvier 2013 et le 15 juillet 2013), a donné les résultats des figures 71 et 73. Les figures 71 a et 71 b représentent la température du fluide caloporteur à la sortie du tube. On note une différence de 0.2 C° entre le 15 janvier et le 15 juillet. Cette petite différence de température est essentiellement due au grand débit du fluide caloporteur.

La figure 72 illustre l'évolution de la température de l'enveloppe du verre. On remarque que la température de la surface interne de l'enveloppe du verre est supérieure à celle de la surface externe. De même, les températures des deux surfaces interne et externe pour le 15 juillet sont supérieures à celles correspondant au 15 janvier.

La figure 73 présente la variation de la température des surfaces interne et externe de l'absorbeur. On peut voir que, pendant les nuits du 15 janvier et du 15 juillet, la température de la surface extérieure est inférieure à celle de la surface intérieure (le fluide caloporteur garde

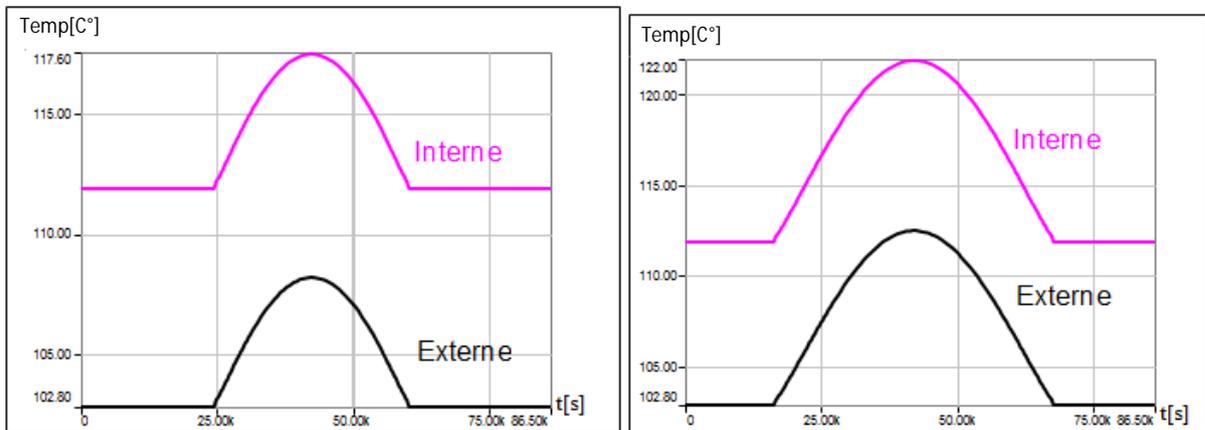
une certaine température), mais pendant la journée, le phénomène est inversé. On remarque aussi que les trois courbes ont la même allure et que la température du tube absorbeur est supérieure à celle du fluide caloporteur qui est, à son tour, supérieure à celle de l'enveloppe de verre. Les résultats sont satisfaisants, en comparaison avec les résultats obtenus dans la référence [58].



a. 15 janvier 2013

b. 15 juillet 2013

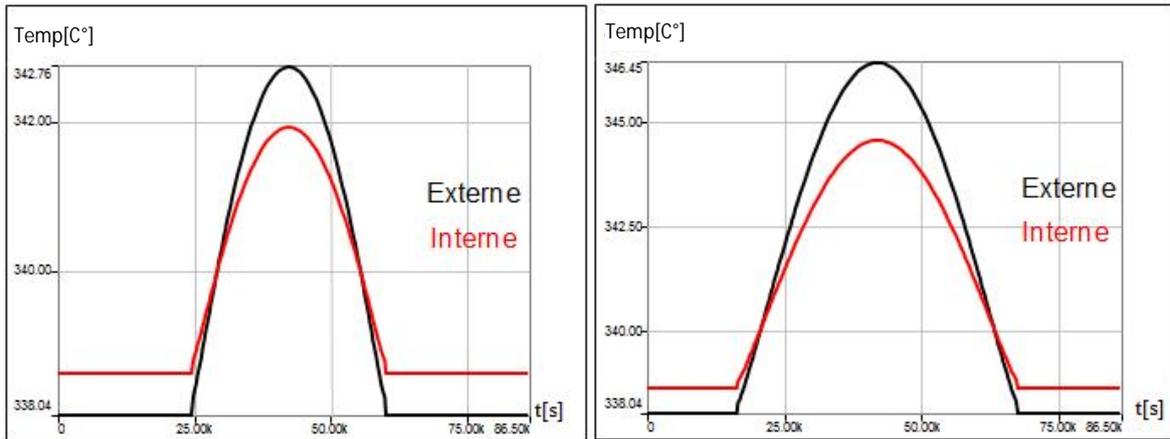
Figure 71 : La température du fluide caloporteur a la sortie du tube absorbeur.



a. 15 janvier 2013.

b. 15 juillet 2013.

Figure 72 : Température interne et externe de l'enveloppe de verre en fonction du temps.



b. 15 janvier 2013.

b. 15 juillet 2013.

Figure 73 : Températures de la surface interne et externe de l'absorbeur.

IV.5.6 Simulation du tube absorbeur durant une année sur le site de Sétif

La figure 74 montre l'évolution de la température du fluide caloporteur à la sortie de l'absorbeur durant une année sur le site de Sétif. On remarque que la température maximum (340.55 C°) est atteinte en été, tandis que la température minimum (339.83 C°) est atteinte en hiver.

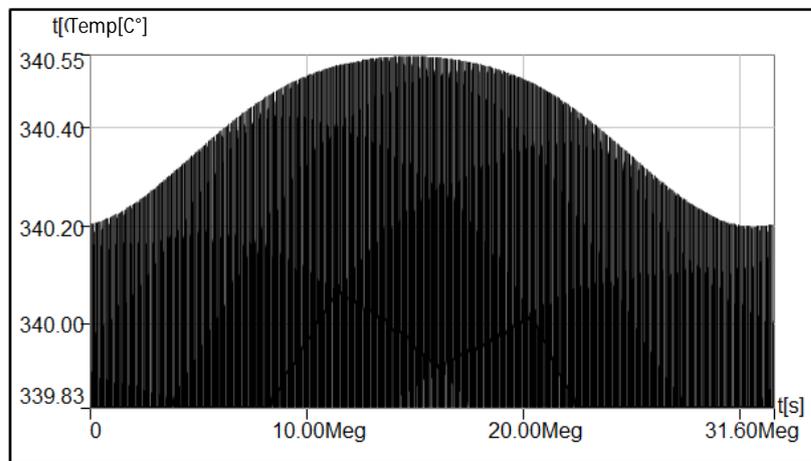


Figure 74 : Température du fluide pendant une année.

IV.6 Simulation du moteur Stirling

IV.6.1 Effet de la température chaude

L'augmentation de la température du piston déplaceur se traduit par une augmentation de la pression de travail et une augmentation de la vitesse du moteur (Fig. 75).

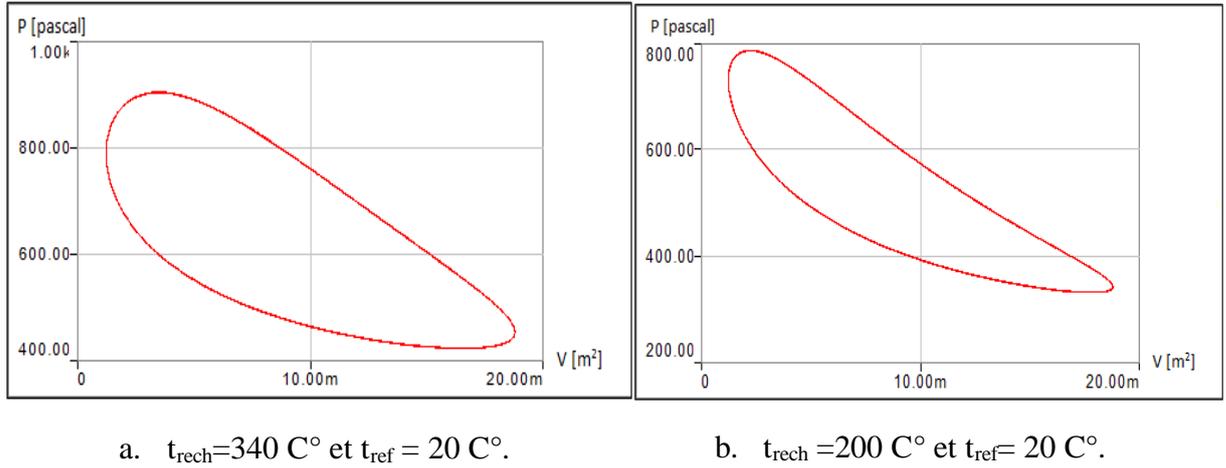


Figure 75 : Effet de la température chaude.

IV.6.2 Distance parcourue par le piston déplaceur

La distance parcourue par le piston déplaceur vaut 200 mm (Fig. 76 a et b), on remarque que le piston démarre avec une vitesse réduite puis accélère avec le temps.

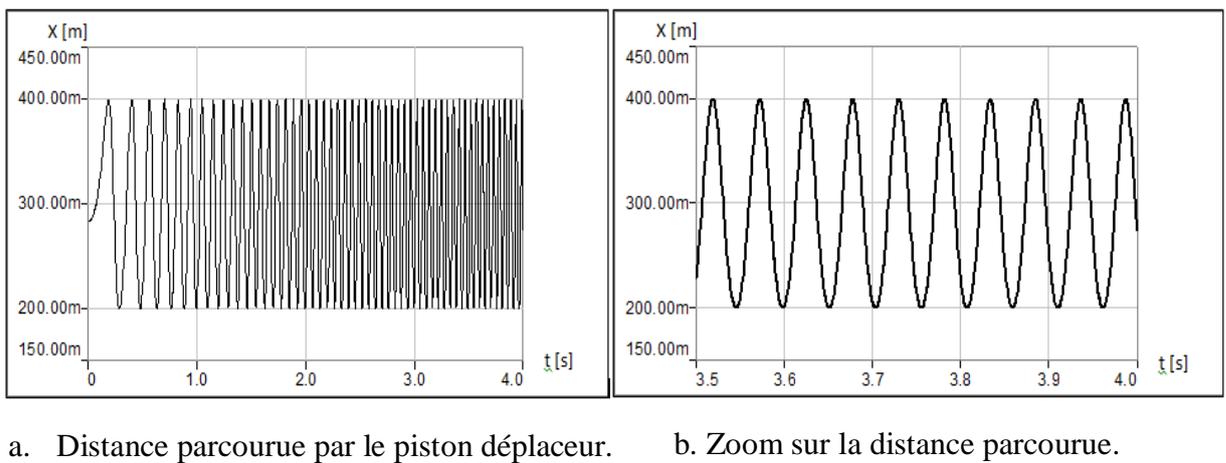


Figure 76 : Distance parcourue par le piston déplaceur.

IV.6.3 Les volumes d'expansion et de compression

Sur la figure 77, qui montre les volumes de compression V_C et d'expansion V_e , on remarque un déphasage de 90° entre les deux volumes. Ce déphasage est dû à l'angle entre le piston déplaceur et le piston de travail.

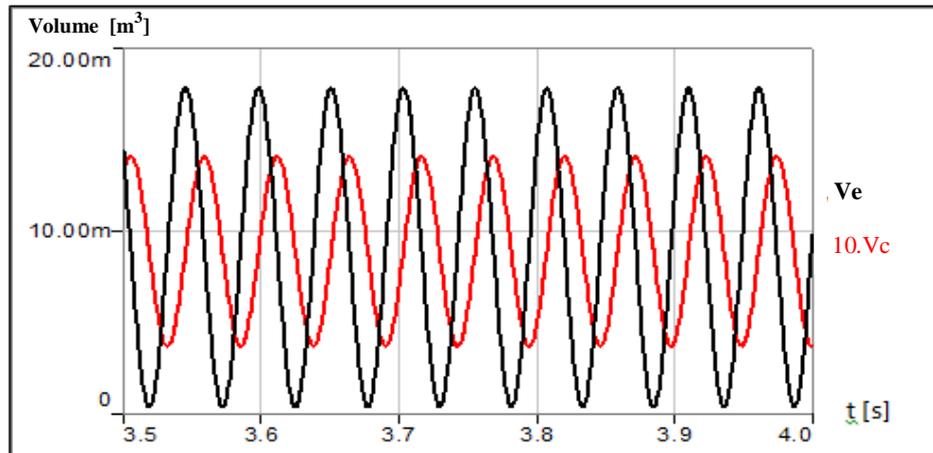


Figure 77 : Volumes d'expansion et de compression.

IV.7 Simulation moteur Stirling-absorbeur-machine synchrone

Dans le but de produire de l'électricité à partir des sources renouvelables, on propose l'architecture de la figure 78, qui illustre un système composé d'un absorbeur, un moteur Stirling, une machine synchrone et une charge résistive. L'absorbeur (concentrateur solaire réchauffé par le soleil), fournit la chaleur au moteur Stirling, ce dernier entraîne la machine synchrone qui alimente une charge résistive.

La figure 79 montre l'évolution des tensions triphasées générées par le système et la distance parcourue par le piston déplaceur. On remarque que l'allure des tensions suit le démarrage du moteur Stirling qui démarre avec une vitesse réduite puis accélère, ce qui pose le problème de contrôle de vitesse du système (cumul de température chaude qui ne cesse d'augmenter avec le temps).

Un zoom sur l'évolution des réponses du système est présenté dans la figure 80 où on remarque que les tensions sont de forme sinusoïdale, d'amplitude 250 volts et déphasées de 120° . La distance parcourue par le piston déplaceur est égale à 200 mm.

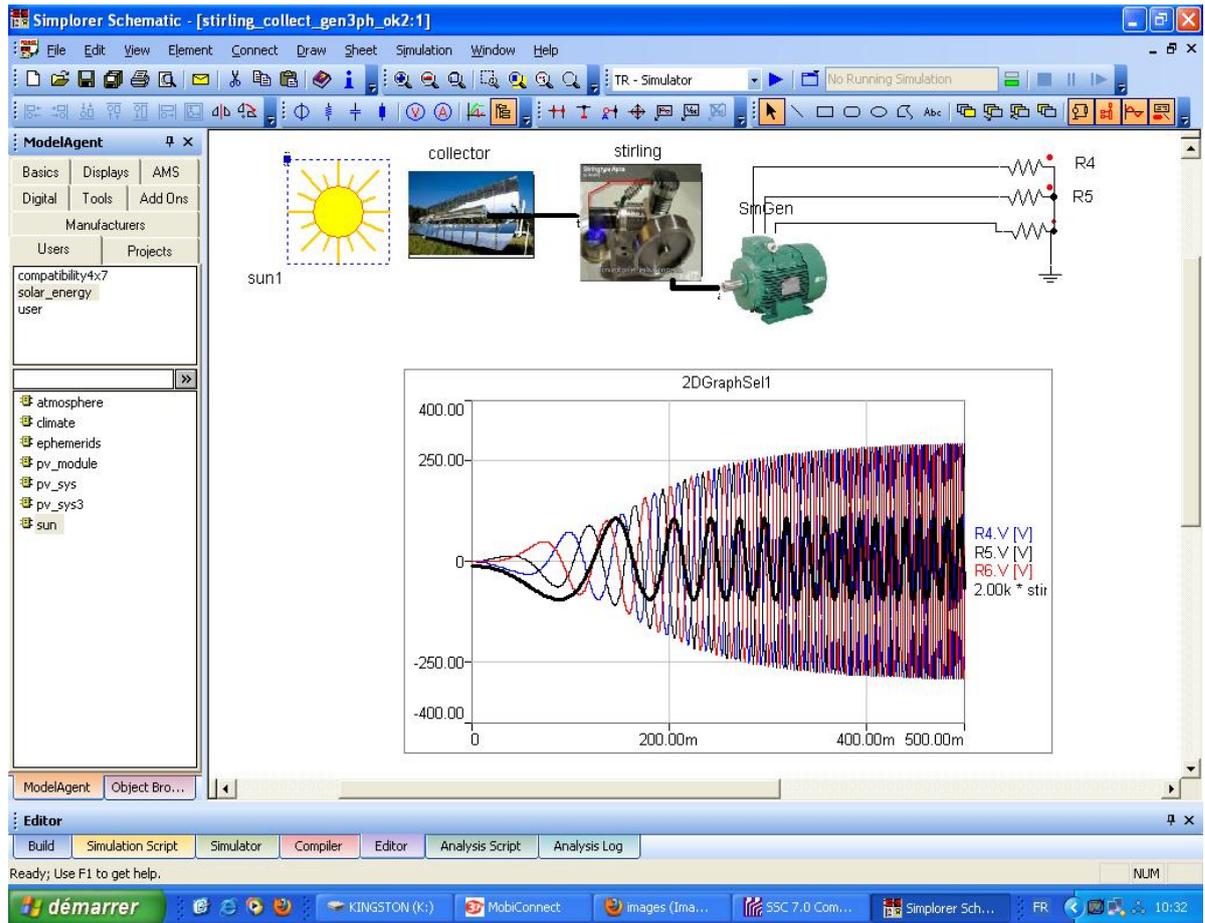


Figure 78 : Simulation du système proposé sous l’envion Simplerer.

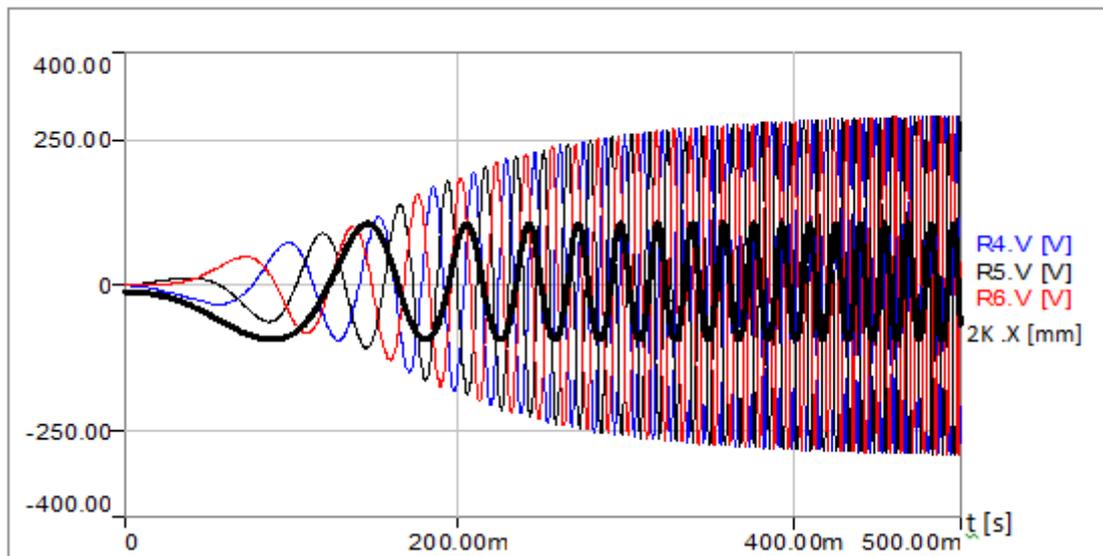


Figure 79 : Réponses du système.

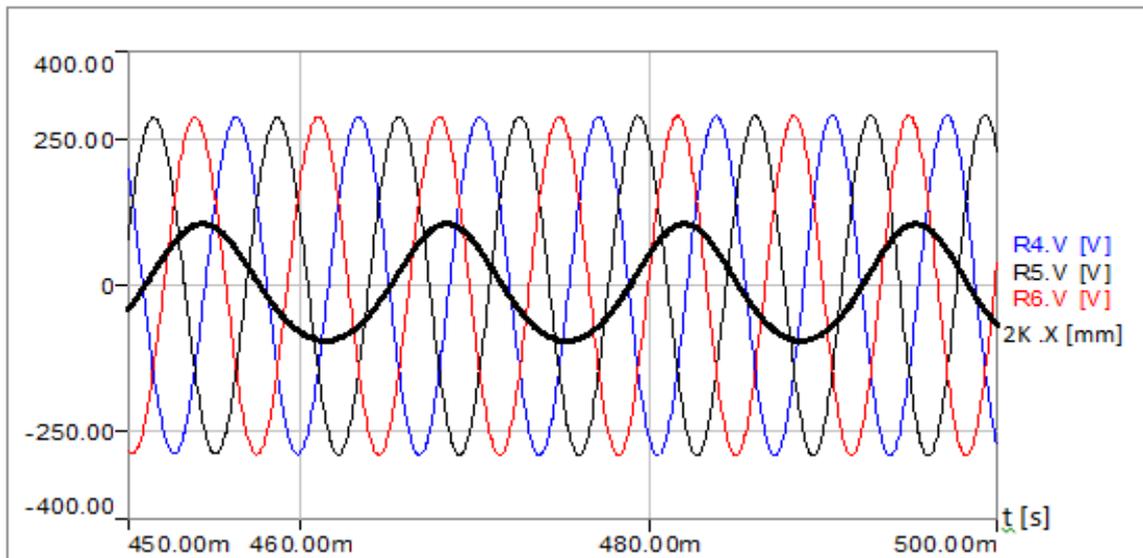


Figure 80 : Zoom sur les réponses du système.

La figure 81 montre l'évolution des réponses du système après diminution de la température du piston moteur de 5 C° . On remarque une diminution d'une demi-période de la vitesse du moteur Stirling et de la machine synchrone.

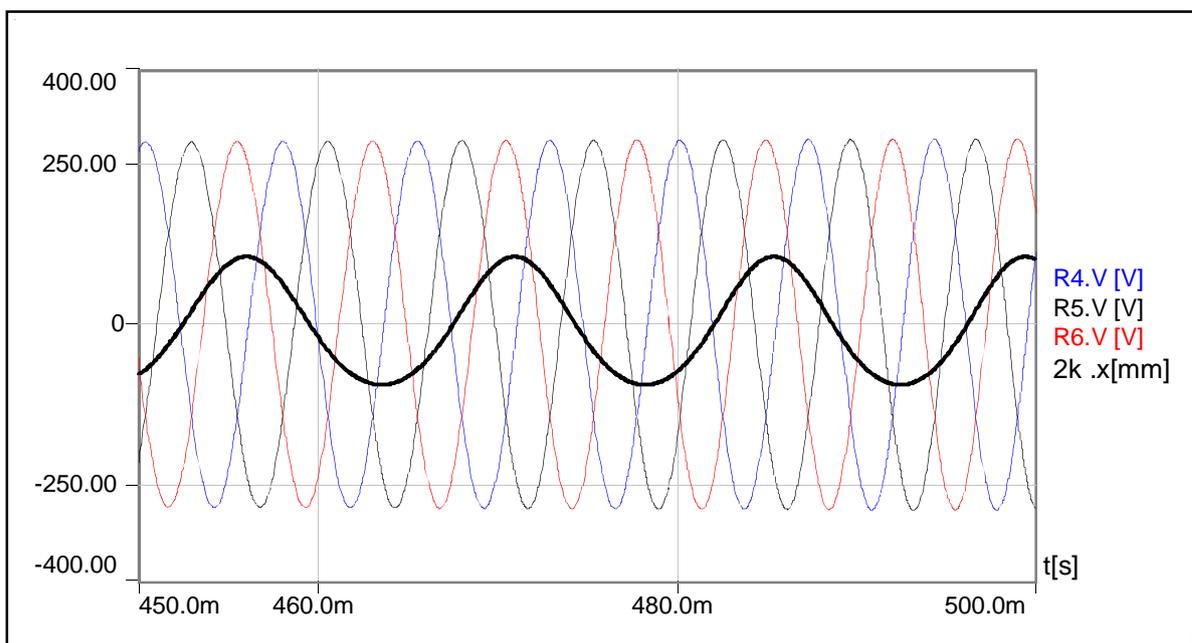


Figure 81 : Réponses du système après diminution de la température du piston moteur.

IV.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de concentrateurs solaires. Un modèle VHDL-AMS d'un tube absorbeur a été développé et simulé sous Simplorer. Les résultats obtenus montrent que le tube absorbeur est sensible au changement du débit du fluide caloporteur, de l'angle d'incidence et de l'irradiance, mais il est presque insensible au changement de la vitesse du vent. Nous avons également présenté les trois familles des moteurs Stirling (Alpha, Beta, Gamma) et nous avons simulé un modèle de type Alpha.

Nous avons proposé un prototype virtuel d'un modèle VHDL-AMS sous Simplorer, pour la production de l'électricité via le couplage d'un tube absorbeur avec le moteur Stirling de type Alpha. Ce dernier est couplé à une machine synchrone qui alimente une charge résistive. Les résultats montrent la possibilité de réalisation de ce prototype.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

L'ensemble des travaux présentés dans cette thèse a pour objectif de contribuer au développement des systèmes à énergie renouvelable pour la production d'électricité. Ceci permettra de mener à bien la sécurité énergétique de notre pays et minimiser la pollution de l'environnement engendré par les sources d'énergie fossile et fissile.

Dans ce travail nous avons proposé deux algorithmes de poursuite de la puissance maximale d'un panneau photovoltaïque raccordé via un convertisseur DC-DC de type boost, à une batterie et à une charge résistive. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité des algorithmes proposés qui sont capables de suivre tout changement dans les paramètres des systèmes.

Nous avons ensuite présenté un modèle d'une pile PEM qui tient compte de l'effet de la température et de la pression de travail sur le rendement. Les résultats obtenus ont montré que le rendement de la pile est amélioré avec l'augmentation de la pression et de la température, mais à une température de 100 C° le rendement de la pile diminue.

Nous avons également proposé un prototype d'un modèle à énergie renouvelable, pour la production de l'électricité via le couplage d'un tube absorbeur d'un moteur Stirling de type Alpha et d'une machine synchrone et une charge résistive. Les résultats de simulation de cet ensemble ont montré qu'il est possible d'admettre ce prototype mais à condition d'utiliser une chaîne de régulation de la température.

Les résultats de simulation ont montré que le tube absorbeur est sensible au changement du débit du fluide caloporteur, de l'angle d'incidence et de l'irradiance. Mais il est presque insensible au changement de la vitesse du vent.

D'après les résultats de simulation du moteur Stirling de type Alpha, les volumes de compression et d'expansion sont déphasés de 90 ° et la vitesse du moteur est influencée par le changement de la température, que ce soit celle du piston moteur ou celle du piston déplaceur.

Tous les résultats ont été vérifiés, par voie de simulation, en utilisant le langage VHDL-AMS et le logiciel Simplorer.

Références bibliographiques

Références

- [1] <http://www.energies-renouvelables.org>
- [2] <http://www.cleanenergycouncil.org.au>
- [3] www.gwec.net
- [4] www.neal.dz.
- [5] A. Attar, "Les énergies renouvelables", <http://www.petrochem2000.com>
- [6] <http://www.sonelgaz.dz>
- [7] www.cder.dz
- [8] <http://www.erec.org>
- [9] M. Kasbadji, "Wind energy potential of Algeria", *Renewable Energy*, Vol.21, Issues 3–4, 553–562, 2000.
- [10] A. Roger, J. Ventre, "Photovoltaic systems engineering", CRC press, 2004.
- [11] F. Kininger, "Photovoltaic systems technology", Université Kassel, 2003.
- [12] T. Esmam, L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques", *IEEE, Transactions on energy conversion*. Vol.22, N° 2, 2007.
- [13] A. Dolara, R. Faranda, S. Leva, "Energy comparison of seven MPPT techniques for PV systems", *Journal of electromagnetic analysis and applications*. Vol.3, 152-162, 2009.
- [14] L. Jancarle, et al, "A maximum power point tracker for PV systems using a high performance boost converter", *Elsevier, Solar energy*. Vol.80, Issue.7, 772-778, July 2006.
- [15] V. Salas, E. Olias, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", *Elsevier, Solar energy materials and solar cells*, Vol.90, N° 11, pp 1555-1578, 2006.
- [16] R.M. Chao, et al, "Evaluation of a photovoltaic energy mechatronics system with a built-in quadratic maximum power point tracking algorithm", *Elsevier, Solar energy*, Vol.83, pp 2177-2185, 2009.
- [17] S. Chowdhury, S. Hiranmay, "Maximum power point tracking of partially shaded solar photovoltaic arrays", *Elsevier, Solar energy materials and solar cells*, Vol.94, Issue.9, pp 1441-1447, 2010.
- [18] I.H. Altas, A.M. Sharaf, "A novel maximum power fuzzy logic controller for photovoltaic solar energy systems", *Elsevier, Renewable energy*, Vol.33, pp 388-399, 2008.

- [19] T. Tafticht, et al, "An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems", Elsevier, Renewable energy, Vol.33, Issue.7, pp 1508-1516, 2008.
- [20] C. Rodriguez, A. Gehan, J. Amaratunga, "Analytic solution to the photovoltaic maximum power point problem", IEEE, Transactions circuits and systems, Vol.54, No.9, 2007.
- [21] M.T. Benmessaoud, et al, "New approach modeling and a maximum power point tracker method for solar cells", Elsevier, Computers and mathematics with applications, Vol.60, pp 1124-1134, 2010.
- [22] A. Ballouti, F. Djahli, A. Bendjadou, N. Belhaouchet, A. Benhamadouche, "MPPT System for Photovoltaic Module Connected to Battery Adapted for Unstable Atmospheric conditions using VHDL-AMS", Springer, AJSE, DOI 10.1007/s13369-013-0767-y, Sept 2013.
- [23] Z. Shiqiong, et al, "Novel maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic system", International journal of control, automation, and systems, Vol.8, No.6, pp 1364-1371, 2010.
- [24] H. R. Muhamed, "Power electronics Handbook", Academic Press 2001.
- [25] Y. Hérve, "VHDL-AMS: applications et enjeux industriels ; cours et exercices corrigés", Dunod, 2002.
- [26] P.J. Ashenden, G.D. Peterson, D.A. Teegarden, "The system designer's guide to VHDL-AMS, analog mixed signal and mixed-technology modeling", Morgan kaufmann publishers, 2003.
- [27] IEEE, "1076.1.1 IEEE standard VHDL analog and mixed-signal extensions. Packages for multiple energy domains support", IEEE Computer society, June 2005.
- [28] Y. Hérve, P. Desgreys, "Functional virtual prototyping design flow and VHDL-AMS. In Forum on design languages", FDL'06, pp 69–76, 2006.
- [29] A. Jossen, et al, "Hybrid systems with lead–acid battery and proton-exchange membrane fuel cell", Elsevier, Journal of power sources, Vol.144, pp 395-401, 2005.
- [30] J. Mierlo, P. Bossche, G. Maggetto, "Models of energy sources for EV and HEV: fuel cells, batteries, ultracapacitors, flywheels and engine-generators", Elsevier, Journal of power sources, Vol.128, pp 76–89, 2004.
- [31] SIMPLORER® 7.0 VHDL-AMS Tutorial. www.fbeit.htwk-leipzig.de.
- [32] SIMPLORER® 7.0 Getting Started. 2006. www.ansoft.com.
- [33] Simulation System SIMPLORER® 6.0 Getting started, English edition, © 1996-2002, Ansoft Corporation.

- [34] S. Armstrong, W.G. Hurley, "Investigating the effectiveness of maximum power point tracking for a solar system", Power electronics specialist's conference, pp 204-209, 2005.
- [35] A. Metwally, "Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System", Université Kassel, Germany, 2005.
- [36] A. Payman, "Contribution à la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides multi-source multi-charges", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009.
- [37] C. Rayment, S. Sherwin, "Introduction to Fuel Cell Technology", Department of Aerospace and Mechanical Engineering, University of Notre Dame, 2003.
- [38] F. Barbir, "PEM Fuel Cells: Theory and Practice", Academic Press, 2012.
- [39] EG and G Technical Services, "Fuel Cell Handbook", Science Applications International Corporation, National Energy Technology Laboratory, Morgantown, West Virginia, Inc. 2002.
- [40] S. Grasman, "Hydrogen Energy and Vehicle Systems", CRC Press, 2012.
- [41] F. Amrouche, B. Mahmah, M. Belhamel, H. Benmoussa, "Modélisation d'une pile à combustible PEMFC alimentée directement en hydrogène-oxygène et validation expérimentale", Revue des Energies Renouvelables, Vol 8, pp 109 – 121, 2005.
- [42] O. Ulleberg, "Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach", International Journal of Hydrogen Energy 28, 21–33, 2003.
- [43] A. Laouamri, F. Djahli, A. Rabhi, A. Benhamadouche, A. Ballouti, A. Bendjadou, "A Virtual Prototype of PEM Fuel Cell using VHDL-AMS language", Journal of Fuel Cell Science and Technology, Vol 6, Issue 2, 2009.
- [44] J. Larminie, A. Dicks, "Fuel Cell Systems Explained", John Wiley, 2003.
- [45] Q. Yan, H. Toghiani, H. Causey, "Steady state and dynamic performance of proton exchange membrane fuel cells (PEMFCs) under various operating conditions and load changes", J. Power Sources. Vol 161, 492-502, 2006.
- [46] C. Marr, X. Li, "An engineering model of proton exchange membrane fuel cell performance", ARI 50, pp 190-200, 1998.
- [47] M. Belatel, Z. Aissous, F. Ferhat, "Contribution à l'étude d'une pile à combustible de type PEMFC utilisée pour la production d'énergie électrique verte", Revue des Energies Renouvelables. Vol.15 N°1, pp 13 – 28, 2012.

- [48] L. Wang, A. Husar, T. Zhou, H. Liu, "A parametric study of PEM fuel cell performances", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.28, Issue 11, pp 1263–1272, 2003.
- [49] D. Das, et al, "An Optimal Design of a Grid Connected Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell, System for Distributed Energy Production", *IECON*, 2005.
- [50] P. Thounthong, S. Rael, B. Davat, "Control Algorithm of Fuel Cell and Batteries for Distributed Generation System", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.23, Issue 1, pp 148 – 155, 2008.
- [51] A.F. Garcia, et al, "Parabolic-trough solar collectors and their applications", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, pp 1695–1721, 2010.
- [52] Q. Ming, H. D. Archer, V. Masson, "A Linear Parabolic Trough Solar Collector Performance Model", *Renewable Energy Resources and a Greener Future*, Vol.VIII-3-3, 2006.
- [53] A. Aliabadi, S. Wallace, "Cost-effective and reliable design of a solar, thermal power plant", *Trans. Can. Soc. Meeh. Eng.* Vol.33, N°1, 2009.
- [54] C. Ho, H. Yeh, T. Chen, "Collector efficiency of upward-type double-pass solar air heaters with fins attached", *International Communications in Heat and Mass Transfer* 38, pp 49–56, 2011.
- [55] W. Chekirou, N. Boukheit, T. Kerbache, "Différents modes de transfert de chaleur dans un absorbeur d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique", *Revue des Energies Renouvelables*, ICRES-07, pp 21–28, 2007.
- [56] Y.B. Tao, Y.L. He, "Numerical study on coupled fluid flow and heat transfer process in parabolic trough solar collector tube", *Solar Energy* 84, pp 1863–1872, 2010.
- [57] W. Xian, L. Ming, Z. Zheng, "A theoretical study on area compensation for non-directly-south-facing solar collectors", *Applied Thermal Engineering* 27, pp 442–449, 2007.
- [58] N. Hamani, A. Moumami, N. Moumami, A. Saadi, Z. Mokhtari, "Simulation de la température de sortie de l'eau dans un capteur solaire cylindro-parabolique dans le site de Biskra", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol.10, N° 2, pp 215 – 224, 2007.
- [59] A. Gama, F. Yettou, A. Malek, M. Haddadi, L. Serir, "Etude et conception d'un prototype pour un concentrateur cylindro-parabolique avec poursuite solaire", *Revue des Energies Renouvelables CER'07*, 229 – 232, 2007.

- [60] A. Gama, M. Haddadi, A. Malek, "Etude et réalisation d'un concentrateur cylindro-parabolique avec poursuite solaire aveugle", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol.11 N°3, pp 437 – 451, 2008.
- [61] R. Forristall, "Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver", Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-550-34169, 2003.
- [62] G. Walker, "Stirling Engines", Oxford University Press, New York, 1980.
- [63] T. Finkelstein, A. J. Organ, "Air Engines, the history, science, and reality of the perfect engine", ASME Press, 2001.
- [64] W.R. Martini, "Stirling Engine Design Manual", Martini Engineering U.S. Department of Energy Conservation and Renewable Energy Office of Vehicle and Engine R&D, January 1983.
- [65] R. Fraser, "Stirling dish system performance prediction model", University of Wisconsin-madison, 2008.
- [66] A. Sripakagorn, C. Srikam, "Design and performance of a moderate temperature difference Stirling engine", *Renewable Energy*. Vol 36, Issue 6, pp 1728–1733, 2011.
- [67] D. Sánchez, R. Chacartegui, M. Torres, T. Sánchez, "Stirling based fuel cell hybrid systems: An alternative for molten carbonate fuel cells", *Journal of Power Sources* 192, pp 84–93, 2009.
- [68] B. Kongtragool, S. Wongwises, "Optimum absorber temperature of a once-reflecting full conical concentrator of a low temperature differential Stirling engine", *Renewable Energy* 30, pp 1671–1687, 2005.
- [69] J. Boucher, F. Lanzetta, P. Nika, "Optimization of a dual free piston Stirling engine", *Applied Thermal Engineering* 27, pp 802–811, 2007.
- [70] H. Karabulut, H.S. Yucesu, C. Cinar, "Nodal analysis of a Stirling engine with concentric piston and displacer", *Renewable Energy* 31, pp 2188–2197, 2006.
- [71] B. Kongtragool, S. Wongwises, "A review of solar-powered Stirling engines and low temperature differential Stirling engines", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 7, pp 131–154, 2003.
- [72] H. Karabulut, C. Çinar, E. Ozturk, H.S. Yucesu, "Torque and power characteristics of a helium charged Stirling engine with a lever controlled displacer driving mechanism", *Renewable Energy* 35, pp 138–143, 2010.

- [73] E. Malroy, "Solution of the ideal adiabatic Stirling model with coupled first order differential equations by the pasic method", Ohio University, 1998.
- [74] M. Abbas, N. Said, B. Boumeddane, "Thermal analysis of Stirling engine solar driven", *Revue des Energies Renouvelables*. Vol 11 N°4, pp 50–514, 2008.
- [75] Y. Timoumi, I. Tlili, S. Nasrallah, "Performance optimization of Stirling engines", *Renewable Energy* 33, 2134–2144, 2008.
- [76] H. Karabulut, H.S.Yucesu, C. Cinar, F. Aksoy, "An experimental study on the development of a β -type Stirling engine for low and moderate temperature heat sources", *Applied Energy* 86, 68–73, 2009.
- [77] H. Karabulut, F. Aksoy, E. Ozturk, "Thermodynamic analysis of a beta type Stirling engine with a displacer driving mechanism by means of a lever", *Renewable Energy* 34, pp 202–208, 2009.
- [78] D.J. Shendage, S.B. Kedare, S.L. Bapat, "An analysis of beta type Stirling engine with rhombic drive mechanism", *Renewable Energy* 36, pp 289-297, 2011.
- [79] M. Abbas, N. Said, B. Boumeddane, "Optimisation d'un moteur Stirling de type gamma", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol 13 N°1, pp 1–12, 2010.
- [80] A. Tavakolpoura, A. Zomorodiana, A. Golnesh, "Simulation, construction and testing of a two-cylinder solar Stirling engine powered by a flat-plate solar collector without regenerator", *Renewable Energy* 33, pp 77–87, 2008.
- [81] M. Alaphilippe, J. Lasvgnottes, Y. Zeraouli, P. Stouffs, "Etude d'une machine à cycle de joule couplée à un concentrateur solaire muni d'un système de stockage par sels fondus", *Congrès Français de Thermique, SFT 2007*, 2007.
- [82] M. Sikora, R. Vlach, "Dynamic model of Stirling engine crank mechanism with connected electric generator", *Applied and Computational Mechanics* 3, pp 185–194, 2009.

RÉSUMÉ

La recherche présentée dans cette thèse a pour objectif de développer des modèles permettant d'améliorer les performances des systèmes à énergies renouvelables. Nous avons commencé par présenter deux algorithmes de contrôle MPPT d'un système photovoltaïque, pouvant faire travailler le panneau à son point de puissance maximale. Nous avons ensuite développé un modèle de la pile à combustible PEM qui permet de montrer l'effet de l'environnement (température et pression) sur les caractéristiques de la pile. Nous avons également mis au point un modèle du tube absorbeur, qui permet de prédire son efficacité et qui prend en compte : la période et le lieu géométrique de l'installation, le rayonnement solaire moyen, l'angle d'incidence, le débit du fluide de transfert de chaleur et la vitesse du vent. Nous avons enfin proposé un prototype d'un système de production d'électricité composé d'un tube absorbeur, d'un moteur Stirling de type Alpha, d'une machine synchrone et d'une charge résistive.

Les techniques de commande et les modèles développés, dans le cadre de ce travail, sont vérifiés par voie de simulation, à l'aide du logiciel Simplorer et du langage VHDL-AMS.

Mots-clés : *Systèmes à Énergies Renouvelables, VHDL-AMS, Photovoltaïque, MPPT, Piles à Combustibles, PEMFC, Concentrateur Solaire, Tube Absorbeur, Moteur Stirling.*

ملخص

إنّ البحث المقدم في هذه الأطروحة يهدف إلى تطوير نماذج تساعد علي تحسين مردود أنظمة الطاقات الجديدة والمتجددة. اولاً نبدأ بعرض خوارزميتين جديدتين لتتبع نقطة الاستطاعة العظمى (MPPT) لنظام فوتو فولتي شمسي واللذان تقومان بجعل النظام يعمل في نقطة استطاعته العظمى. ثم قمنا بتطوير نموذج يحاكي خلايا الطاقة (fuel cells) من نوع (PEM) والذي يبين تأثير العوامل المحيطة (الحرارة، الضغط) على خصائص الخلية. كما نقدم أيضاً نموذجاً يحاكي الانبوب الماص للحرارة والذي يسمح لنا بالتنبؤ بمردوده ويأخذ في الحسبان كل من احداثيات الموقع و الفترة الزمنية للاختبار وكمية الاشعة الشمسية وسرعة تدفق السائل الناقل للحرارة وسرعة الرياح. في الاخير اقترحنا نموذج نظام لتوليد الكهرباء مكون من انبوب ماص للحرارة، محرك هواء ساخن من نوع Alpha مولد كهربائي وحمولة مقاومة. إن النتائج المقدمة المنشورة في إطار هذا العمل قد تم تأكيدها عن طريق أداة المحاكاة باستعمال برنامج Simplorer، و لغة التوصيف السريعة للعتاد والدارات المتكاملة بأنظمة اشارات تماثلية-رقمية و مختلطة (VHDL-AMS).
الكلمات المفتاحية: أنظمة الطاقات الجديدة والمتجددة، لغة التوصيف السريعة للعتاد والدارات المتكاملة بأنظمة اشارات تماثلية-رقمية و مختلطة، الألواح الشمسية الفوتو فولتية، نقطة الاستطاعة العظمى، خلايا الطاقة، مراكز الطاقة الشمسية الحرارية، الانبوب الماص للحرارة، محركات الهواء الساخن

Abstract

The research presented in this thesis aims to develop models to improve the performance of renewable energy systems. We began by presenting two algorithms MPPT of a photovoltaic system, which can makes the panel works to its maximum power point. We then developed a model of the PEM fuel cell that can show the effect of the environment (temperature and pressure) on the characteristics of the fuel cell. We also developed a model of the absorber tube, which allows to predict its effectiveness and takes into account: the period and the locus of the installation, the average solar radiation, the angle of incidence, the rate of heat transfer fluid and the wind speed. Finally, we proposed a prototype system of electricity production composed of an absorber tube, an Alpha Stirling engine, synchronous machine and a resistive load.

Control techniques and models developed in the context of this work are verified by simulation using the Simplorer software and the VHDL-AMS language.

Keywords : *Renewable Energy Systems, VHDL-AMS, Photovoltaic MPPT, Fuel Cells, PEMFC, Solar Concentrator, absorber tube, Stirling engine.*