



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

Republique Algerienne Democratique Et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

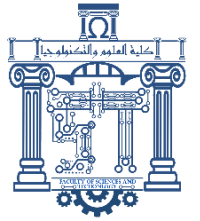
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة العربي التبسي - تبسة

Université Larbi Tébessi- Tébessa –

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie électrique



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de Master Académique**

En : **Electronique**

Spécialité : **Instrumentation**

Par : - BEDDIAR Saloua

- DJEDDI Samia

Sujet

### **Modélisation et simulation d'un système hybride photovoltaïque/thermique**

Déposé et évaluation, le 22 / 06 / 2021, devant le jury composé de :

Mr. AOUCHE Abdelaziz

MCA

Président

Mr. GUIZA Dhaouadi

MCB

Rapporteur

Mr. GATTAL Azzedine

MCB

Examineur

Promotion : 2020/2021

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ قُلْ إِنْ صَلَاتِي وَنَسْكَي  
وَمَحْيَايَ وَمَمَاتِي اللَّهُ رَبُّ الْعَالَمِينَ لَا شَرِيكَ لَهُ  
وَبِذَلِكَ أُمِرْتُ وَأَنَا أَوَّلُ الْمُسْلِمِينَ صَدَقَ اللَّهُ  
الْعَظِيمُ

# Remerciements

Tout d'abord, merci Allah Soubhanaho wataalla qui nous a donné la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Au cours de ce travail, nous avons été encadrées par Monsieur **Guiza Dhaouadi**. Nous tenons à le remercier pour ses nombreux conseils tout au long du développement de notre mémoire, ainsi que pour sa dureté et sa grande disponibilité, malgré ses nombreux engagements.

Que quiconque ait contribué de près ou de loin à l'issue de ce travail ici témoigne de notre profonde gratitude.

Nous adressons également nos sincères remerciements aux enseignants qui ont contribué à la réalisation de notre mémoire, en particulier Monsieur **Bouden Abdelmalek**, qui nous avons aidé et guidé.

Nous remercions tous nos amis qui nous ont soutenus.  
Nous tenons à exprimer notre gratitude éternelle à nos pères et mères, la famille et leur présence dans les moments difficiles.

[Merci tout le monde](#)

## *Dédicace*

Au nom du dieu,

C'est avec gratitude et développement total que je tiens à dédier ce mémoire. A mon honorable père « **Boujma et Abd.Elaziz**», Ma respectueuse mère qui n'ont jamais cessé de me faire des sacrifices de toutes nature pour me permettre de suivre mes études dans de meilleurs conditions.

Merci à mes chères sœurs « **Hanan** », « **Habiba** », « **Aziza** » et son mari « **Rasheed**» qui m'ont soutenu.

Pour tous les bons moments que nous avons passés ensemble  
"Je vous souhaite une vie heureuse pleine de succès dans tous les domaines."

A tous **mes Amies**

Pour avoir rempli ces années d'études de souvenirs en tous genres Pour avoir toujours été là, dans les bons comme dans les mauvais moments  
« Je n'oublierais jamais les moments que nous avons passés ensemble »  
et Tous mes collègues de l'étude sans exception.

A tous les bourgeons de la famille, en particulier « **Bara'a, Bahaa El Din, Renad,Ikhlal** ».

A mes **Professeurs** qui ont déployés tous leurs efforts pour me préparer à affronter la vie professionnelle.

A toute ma grande famille « **Beddiar** » et « **Hamaad** »

Aussi, à tous ceux qui m'ont soutenu par leurs orientations, leurs conseils durant la réalisation de mémoire de fin d'étude, qu'ils trouvent ici l'expression de ma grande reconnaissance et l'assurance de mes profonds respects.

**Bed.Saloua**

## *Dédicace*

Avant tous,

je remercie mon Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser Ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.

Je dédie ce travail à mes très chères parents, comme simple témoignage de ma reconnaissance pour l'immense effort qu'ils ont fournis le long de mes études.

A mes chers frères et sœur,

Pour leurs soutiens moral et leur conseil précieux tout au long de mes études.

À tous mes professeurs du Département de génie électrique. Merci pour votre soutien et vos conseils.

A tous mes amis proches, mes collègues d'études surtout ceux d'électronique.

Pour leurs indéfectibles soutiens et leurs patiences infinies.

A mon chère binôme, pour sa entente et sa sympathie.

A tout les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom DJEDDI, je dédie ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite.

**D.Samia**

## SOMMAIRE

### Liste des figures

### Nomenclature

### Introduction générale.....1

## CHAPITRE I

### MODELISATION DE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

#### 1.1. Introduction.....3

#### 1.2. Énergies renouvelables.....3

##### 1.2.1. Énergie solaire.....3

###### a) Energie solaire thermique.....4

###### b) Energie solaire photovoltaïque .....4

##### 1.2.2. Énergie éolienne.....5

##### 1.2.3. Énergie biomasse.....6

##### 1.2.4. Énergie hydroélectrique.....6

#### 1.3. Conversion photovoltaïque.....7

##### 1.3.1. Distribution spectrale.....8

##### 1.3.2. Différents types de rayonnements.....9

###### a) Rayonnement direct .....9

###### b) Rayonnement diffus .....9

###### c) Albédo (réfléchi) .....10

###### d) Rayonnement globale .....10

##### 1.3.3. Effet photovoltaïque .....10

#### 1.4. Structure physique et principe de fonctionnement d'une cellule PV.....12

##### 1.4.1. Structure physique .....12

##### 1.4.2. Principe de fonctionnement .....13

#### 1.5. Générateur photovoltaïque.....14

#### 1.6. Modélisation du générateur photovoltaïque.....14

1.6.1. Modèle idéal.....	14
1.6.2. Modèle à double diode .....	15
1.6.3. Modèle à simple diode.....	16
1.6.4. Modèle à deux diodes sans résistance shunt.....	18
1.7. Caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV.....	18
1.8. Zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.....	19
1.9. Paramètres qui influent sur les caractéristiques .....	20
1.9.1. Influence de l'éclairement .....	20
1.9.2. Influence de la température.....	21
1.9.3. Influence de la résistance série.....	23
1.9.4. Influence de la résistance shunt.....	24
1.10. Conclusion .....	25

## **CHAPITRE II**

### **MODELISATION DE SYSTEME HYBRIDE PVT**

2.1. Introduction.....	26
2.2. Système hybride photovoltaïque thermique.....	26
2.3. Capteur photovoltaïque-thermique.....	27
2.4. Classification des capteurs hybrides PVT.....	28
2.4.1. Les capteurs solaires hybrides PVT a air.....	28
2.4.2. Les capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide.....	29
2.5. Eléments de construction de capteur PVT étudié.....	30
2.6. Etude thermique du capteur hybride (PV/T).....	31
2.7. Bilan thermique des différentes couches du capteur PVT.....	32
2.8. Performance électrique et thermique du capteur hybride PVT .....	37
2.9. Résolution numérique du système.....	38
2.9. 1. Méthode de Range-Kutta.....	39
2.9. 2. Traitement informatique.....	40

2.9. 3. Organigramme.....	41
2.10. Résultat de simulation.....	42
2.10.1. Variation de l'éclairement globale.....	42
2.10.2. Variation de la température ambiante et du ciel.....	43
2.10.3. Variation des températures des différents éléments du capteur PVT.....	43
2.10.4. Rendement électrique et thermique.....	44
2.11. Caractéristiques I(V) de PV et PVT.....	45
2.12. Avantages et inconvénients de capteur PVT.....	47
2.12.1. Avantage.....	47
2.12.2. Inconvénients.....	47
2.13. Conclusion.....	48

### **CHAPITRE III**

#### **MODELISATION DE SYSTEME DE POMPAGE HYBRIDE PVT**

3.1. Introduction.....	49
3.2. Hacheur Boost.....	49
3.3. Simulation du convertisseur DC-DC BOOST.....	51
3.4. Moteur.....	53
3.4.1. Moteur à aimant permanent sans balais.....	53
3.4.2. Simulation de fonctionnement du moteur à aimant permanent sans balais.....	54
3.5. Pompes.....	56
3.5.1. Différents types des pompes.....	57
3.5.1.1. Selon l'emplacement de la pompe par rapport à l'eau pompée.....	57
a) Pompe à aspiration .....	57
b) Pompe à refoulement .....	57
3.5.1.2. Selon leur principe de fonctionnement.....	57
3.5.1.2.1. Pompe volumétrique.....	57
a) Pompes volumétriques rotatives.....	58



b) Pompes volumétriques alternatives.....	59
3.5.1.2.2. Turbopompe.....	59
a) Pompe centrifuge.....	59
b) Pompes à hélice .....	60
c) Pompes hélico-centrifuges .....	60
3.5.2. Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge.....	60
3.5.3. Constitution d'une pompe centrifuge.....	60
a) Un distributeur fixe.....	60
b) Une roue ou impulseur .....	61
c) Un diffuseur fixe.....	61
3.5.4. Modélisation de la pompe centrifuge .....	61
3.5.4.1. Pertes de charges linéaires.....	62
3.6. Caractéristiques de la pompe centrifuge.....	63
3.6.1 Caractéristique Débit –vitesse.....	63
3.6.2 Caractéristiques couple-vitesse.....	63
3.6.3. Caractéristiques débit–hauteur.....	64
3.6.4 Caractéristique de la puissance.....	66
3.6.5. Caractéristique du rendement.....	66
3.7. Conclusion.....	67

## **CHAPITER IV**

### **SIMULATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE POMPAGE PVT**

4.1. Introduction.....	68
4.2. Dimensionnement du système photovoltaïque.....	68
4.2.1. Dimensionnement de la Motopompe.....	68
4.2.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque .....	70
4.3. Couplage direct.....	71
4.4. Rendement et la quantité d'eau du système en couplage direct .....	73

4.5. Optimisation du système de pompage photovoltaïque.....	74
4.5.1. Adaptation d'impédance par un convertisseur DC-DC.....	75
4.5.2. Technique de recherche de point de puissance maximale MPPT.....	76
4.5.2.1. Philosophie du MPPT.....	76
4.5.2.2. Méthode de perturbation et d'observation (P&O).....	76
4.5.3. Caractéristique de charge et de puissance du système hybride PV/T .....	78
4.5.4. Caractéristique du rendement et du débit du système de pompage.....	79
4.6. Comparaison entre les deux systèmes PV et PV/T.....	80
4.6.1. Caractéristiques électriques des systèmes PV et PVT optimisé et non optimisé.....	80
4.6.2. Rendement de système PV et PVT optimisé et non optimisé.....	82
4.6.3. Quantité d'eau de système PV et PVT avant et après l'optimisation:.....	82
4.7. Conclusion.....	83
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>84</b>

Référence bibliographique

Résumé

Abstract

ملخص

## LIST DE FIGURES

<b>Fig.1.1.</b> Energie solaire thermique.....	4
<b>Fig.1.2.</b> Energie solaire photovoltaïque.....	5
<b>Fig.1.3.</b> Site énergie éolienne.....	5
<b>Fig.1.4.</b> Cycle du bois d'énergie biomasse.....	6
<b>Fig.1.5.</b> Centrale hydraulique.....	7
<b>Fig.1.6.</b> Principe de la conversion photovoltaïque.....	7
<b>Fig.1.7.</b> Analyse spectrale du rayonnement solaire.....	9
<b>Fig.1.8.</b> Composante du rayonnement global sur un plan horizontal.....	10
<b>Fig.1.9.</b> Panneau photovoltaïque.....	12
<b>Fig.1.10.</b> Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....	13
<b>Fig.1.11.</b> Schéma bloc d'une cellule PV.....	14
<b>Fig.1.12.</b> Schéma équivalent d'une cellule idéale.....	15
<b>Fig.1.13.</b> Schéma équivalent à deux diodes.....	16
<b>Fig.1.14.</b> Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	17
<b>Fig.1.15.</b> Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt.....	18
<b>Fig.1.16.</b> Caractéristiques I(V) et P(V) d'un module solaire.....	19
<b>Fig.1.17.</b> Différentes zones de Caractéristique I(V) entre générateur et module Photovoltaïque...20	20
<b>Fig.1.18.</b> Caractéristique I=f(V) en fonction de l'éclairement.....	21
<b>Fig.1.19.</b> Caractéristique P=f(V) en fonction de l'éclairement.....	21
<b>Fig.1.20.</b> Caractéristique I=f(V) en fonction de température (E=1000W/m <sup>2</sup> ).....	22

<b>Fig.1.21.</b> Caractéristique $P= f(V)$ en fonction de température( $E=1000W/m^2$ ).....	22
<b>Fig.1.22.</b> Influence de $R_s$ sur la caractéristique $I(V)$ à ( $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$ ).....	23
<b>Fig.1.23.</b> Influence de $R_s$ sur la caractéristique $P(V)$ à ( $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$ ).....	23
<b>Fig.1.24.</b> Influence de $R_{sh}$ sur la caractéristique $I(V)$ à ( $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$ ).....	24
<b>Fig.1.25.</b> Influence de $R_{sh}$ sur la caractéristique $P(V)$ à ( $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$ ) .....	24
<b>Fig.2.1.</b> Section du prototype bi-fluide initial et localisation des phénomènes interdépendants.....	27
<b>Fig.2.2.</b> Diagramme représentant le système solaire (HPV/T).....	27
<b>Fig.2.3.</b> Prototype de capteur solaire PVT avec l'air.....	28
<b>Fig.2.4.</b> Photo de la configuration du capteur PV/T à air.....	29
<b>Fig.2.5.</b> Prototype de capteur solaire PVT avec un liquide .....	29
<b>Fig.2.6.</b> Élément de construction de capteur PVT.....	30
<b>Fig. 2.7.</b> Coupe représentant les températures des différents nœuds.....	31
<b>Fig. 2.8.</b> Coupe du capteur au niveau de la plaque absorbante.....	34
<b>Fig. 2.9.</b> Schéma servant à écrire le bilan thermique d'un volume élémentaire de fluide dans un tube.....	36
<b>Fig. 2.10.</b> Organigramme simplifié pour la simulation des capteurs.....	41
<b>Fig.2.11.</b> Variation temporelle du rayonnement.....	42
<b>Fig.2.12.</b> Variation temporelle du rayonnement.....	43
<b>Fig. 2.13.</b> Variations temporelles des températures de différentes couches du capteur PVT.....	44
<b>Fig. 2.14.</b> Variations temporelles du rendement électrique .....	44
<b>Fig. 2.15.</b> Variations temporelles du rendement thermique.....	45
<b>Fig. 2.16.</b> Courbe $I(V)$ et $P(V)$ pour PV et PVT.....	45

<b>Fig. 2.17.</b> Courbe $I(V)$ pour PV et PVT.....	46
<b>Fig. 2.18.</b> Courbe $P(V)$ pour PV et PVT.....	46
<b>Fig.3.1.</b> Schéma de principe d'un convertisseur Boost.....	50
<b>Fig.3.2.</b> Schémas équivalents d'hacheur survolteur,.....	50
<b>Fig.3.3.</b> Modèle Simulink d'un convertisseur DC-DC Boost.....	51
<b>Fig.3.4.</b> Signal de commande du convertisseur DC-DC.....	52
<b>Fig.3.5.</b> Tension de sortie $V_s$ et Tension d'entrée $V_e$ du convertisseur DC-DC.....	52
<b>Fig.3.6.</b> Machine à courant continu a aimant permanent.....	54
<b>Fig.3.7.1.</b> Variation de courant du moteur.....	56
<b>Fig.3.7.2.</b> Variation de vitesse du moteur.....	56
<b>Fig.3.7.3.</b> Variation de couple électromagnétique.....	56
<b>Fig.3.7.4.</b> Variation de couple résistant.....	56
<b>Fig. 3.8.</b> Constitution d'une pompe centrifuge.....	61
<b>Fig.3.9.</b> Caractéristiques débit-vitesse d'une pompe centrifuge .....	63
<b>Fig.3.10.</b> Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge.....	64
<b>Fig.3.11.</b> Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et de la canalisation.....	65
<b>Fig. 3.12.</b> Caractéristiques puissance hidrolique - vitesse d'une pompe centrifuge.....	66
<b>Fig.3.13.</b> Caractéristiques de rendement de la pompe centrifuge.....	67
<b>Fig. 4.1.</b> Caractéristiques électriques $I-V$ et $P-V$ du GPV.....	70
<b>Fig.4.2.</b> Couplage direct d'un système de pompage PV.....	71
<b>Fig.4.3.</b> Caractéristiques électriques $I-V$ et $P-V$ d'un couplage directe pour différents éclairnements et une température constante $T=25^{\circ}C$ .....	72

<b>Fig.4.4.</b> Rendement en couplage direct.....	73
<b>Fig.4.5.</b> Quantité d'eau en couplage direct.....	74
<b>Fig.4.6.</b> Schéma de converge vers le PPM par P&O.....	77
<b>Fig.4.7.</b> Algorithme de MPPT à base de la méthode P&O.....	77
<b>Fig.4.8.</b> Modèle Simulink d'un couplage indirect.....	78
<b>Fig.4.9.</b> Courbe de charge et de puissance de système de PPV, $T=25^{\circ}\text{C}$ .....	79
<b>Fig.4.10.</b> Rendements de système de PPV.....	80
<b>Fig.4.11.</b> Quantités d'eau système de PPV.....	80
<b>Fig.4.12.</b> Caractéristique I(V) et de charge avec et sans MPPT par P&O.....	81
<b>Fig.4.13.</b> Caractéristique P(V) et de charge avec et sans MPPT par P&O.....	81
<b>Fig.4.14.</b> Rendement de système optimisé et non optimisé par P&O.....	82
<b>Fig.4.15.</b> Quantité d'eau pompée avant et après l'optimisation par l'utilisation de l'algorithme P&O.....	83

## Nomenclature

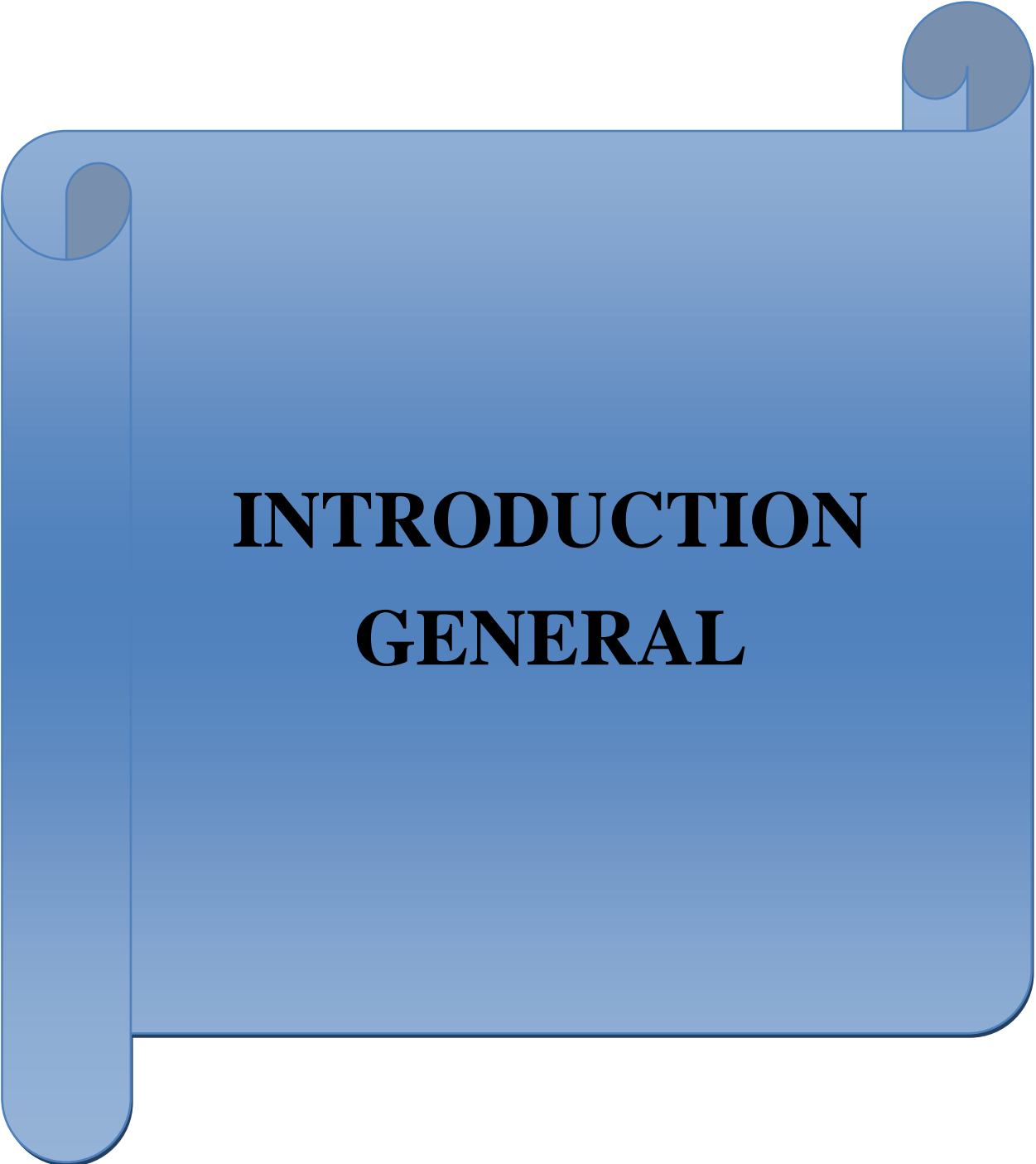
Symbole	Unité	Définition
$I_{ph}$	A	photo- courant.
$I_d$		courant traversant la diode
$E_g$	eV	Energie de la bande interdite
$q$	$1.6.10^{-19}$ coul	charge de l'électron
$k$	J/k	la constante de Boltzmann.
$I_s$	A	courant de saturation.
$I$		Courant de la cellule
$U_T$	V	tension thermique.
$V$		tension à la borne de la cellule.
$T$		température absolue.
$T_a$		Température ambiante
$T_{ref}$	K	température ambiante de référence
$T_{d,ref}$		température ambiante de référence
$T_c$		Température de la cellule
<b>NOCT</b>		Température de fonctionnement normal de la cellule
$R_s$	$\Omega$	résistance série
$R_{sh}$		résistance shunt
$I_{CC}$	A	Courant de court-circuit
$V_{co}$	V	Tension à circuit ouvert
$A$	-	Facteur de qualité
$I_{op}$	A	Courant optimale
$P_{op}$	V	Tension optimale
$P_{op}$	W	Puissance optimale
$I_{max}$	A	Courant de la puissance maximale
$V_{max}$	V	Tension de la puissance maximale
$P_{max}$	W	puissance maximale
$ff$	%	Facteur de forme
$P_{incident}$	W	puissance du rayonnement solaire incident
$\eta_c$	%	Rendement d'une cellule solaire
$E$	W/m <sup>2</sup>	Eclairement
$E_r$		Eclairement de référence
$N_s$	-	Nombre des modules solaires en série
$N_p$	-	Nombre des modules solaires en parallèle.
$m_i$	Kg	Masse du nœud i

$C_i$	m	La chaleur spécifique du nœud i
$A_v$	m <sup>2</sup>	Surface du verre
$\alpha_{cel}$	-	Coefficient d'absorption de la cellule solaire.
$\Sigma$	W/m <sup>2</sup> .k <sup>4</sup>	Constante de Stefan-Boltzmann
$\epsilon_v$	-	Emissivité du verre
$T_v$	K	Température de la vitre du capteur
$T_a$	K	Température ambiante
$h_{c-a^2}$	W/m <sup>2</sup> . K	Coefficient de transfert convectif
$\lambda_v$	W/m. K	conductivité thermique de la vitre
$\delta_v$	m	l'épaisseur de la vitre
$\lambda_{cel}$	m	conductivité thermique de la cellule
$\delta_{cel}$	m	l'épaisseur de la cellule
$A_{iso-t}$	m <sup>2</sup>	surface de contact entre l'isolant est le tube
$A_f$	m <sup>2</sup>	surface de contact entre le tube et le fluide caloporteur
$\lambda_f$	W/m. k	conductivité thermique du fluide
$D_{h^2}$	m	diamètre hydraulique
$U_{p-a}$	-	coefficient de perte thermique globale du capteur
$F_R$	-	facteur d'extraction de la chaleur
$\epsilon$	-	transitivité de la couche supérieure du panneau;
$\alpha$	-	facteur d'absorption de la couche supérieure du panneau
$\rho$	-	facteur de réflexion sur toute la géométrie du panneau
$T_e, T_s$	K	Température d'entrée et de sortie du fluide caloporteur
<b>D</b>	-	Rapport cyclique
<b>MCC</b>		
$R_a$	$\Omega$	La résistance de l'induit
$L_a$	-	L'inductance de l'induit
$K_e$	-	Constantes de tension
$V_a$	V	Tension de moteur
$I_a$	A	courant d'armature de moteur
$K_e$	-	constantes de tension
$K_t$	N.m/A	couple de moteur
$R_a$	$\Omega$	résistance de circuit d'armature de moteur
$C_e$	N.m	couple électromagnétique de moteur
$C_r$	N.m	couple résistant de moteur
$\omega$	rad/sec	vitesse d'axe de moteur
$L_a$	h	Inductance de l'inducteur



MSAP

$V_d, V_q$	V	Tension de moteur des axes d et q
$I_d, I_q$	A	Tension de moteur des axes d et q
$L_d$	h	Inductance d'axe d
$L_q$	h	Inductance d'axe q
$C_e$	N.m	couple électromagnétique
$\Omega$	Rad/sec	vitesse d'axe de moteur
$J_m$	N.m	Inertie totale entraîné.
$f$	N.(m/rad).s <sup>-1</sup>	Coefficient de frottement.
		Pompe centrifuge
$H$	m	Hauteur totale du pompage.
$H_s$	m	Hauteur statique.
$H_d$	m	somme de pertes linéaires et singulières.
$\Delta H1$	-	Pertes de charges linéaires.
$\Delta H2$	-	Pertes de charges singulières.
$\Lambda$	-	Coefficient de pertes de charges linéaires.
$D$	m	Diamètre de la tuyauterie.
$L$	m	Longueur de la tuyauterie.
$g$	m/s <sup>2</sup>	Accélération de la pesanteur.
$K_{fr}$	-	Constante de la canalisation.
$a_0, a_1, a_2$	-	constantes de la pompe.
$J_m$	N.m	moment d'inertie du groupe.
$C_r$	N.m	couple résistant de la pompe centrifuge.
$K_r$	(Nm/rad.s <sup>-1</sup> ) <sup>2</sup>	coefficients de proportionnalité.
$C_s$	N.m	couple statique de la pompe centrifuge.
$\omega$	Rad/sec	Vitesse de la pompe centrifuge.
$K_h$	-	constant de la canalisation.
$P_h$	W	puissance hydraulique.
$P_m$		Puissance mécanique du moteur.
$g$	m <sup>2</sup> /s	Accélération de la pesanteur.
$\rho$	Kg/m <sup>3</sup>	Masse volumique de l'eau.
$P_{ab}$	W	puissance absorbée de la pompe centrifuge.
$\eta_g$		Le rendement de générateur photovoltaïque.
$\eta_h$	%	rendement hydraulique de groupe motopompe



**INTRODUCTION  
GENERAL**

### Introduction générale :

L'énergie solaire, gratuite et abondante dans la plupart des régions du monde, s'est avérée efficace être une source d'énergie économique dans de nombreuses applications. L'énergie que la Terre reçoit du Soleil est si énorme et si durable que l'énergie totale consommée annuellement par le monde entier est fourni en aussi peu de temps qu'une demi-heure.

Le prix de la puissance crête du watt a considérablement baissé depuis les années soixante-dix. Ce conduit à une application à grande échelle des systèmes photovoltaïques dans plusieurs domaines. Par rapport aux sources d'énergie fossiles conventionnelles, à petite échelle les systèmes photovoltaïques (PV) sont la meilleure option pour de nombreuses applications à distance autour le monde. Les systèmes photovoltaïques autonomes (PV) à petite échelle fournissent désormais de l'électricité pour des centaines de milliers d'installations à travers le monde. Ils ont le potentiel d'être utilisé dans des millions de plus, en particulier dans les pays en développement où deux milliards de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité [1].

Le plan de capteurs hybrides thermo-photovoltaïques PVT explore ces deux directions en créant un capteur dit hybride qui permet de combiner la production d'électricité (photovoltaïque) avec des systèmes de production d'énergie thermique. Par conséquent, ce collecteur hybride est capable de cogénération. Elle vise également à réduire la température de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en utilisant le transfert thermique de cette énergie pour le chauffage extérieur, améliorant ainsi les performances électriques de la cellule photovoltaïque [2].

La MPPT (Maximum Power Point Tracker) reste une bonne approche dans la résolution des problèmes de la conversion de l'énergie solaire, elle consiste à faire fonctionner les systèmes photovoltaïques dans leur zone de puissance maximale [3].

Le but de cette recherche est de développer des modèles prédictifs pour comprendre et améliorer les performances énergétiques des capteurs hybrides (PVT) en proposant une nouvelle configuration d'absorbeur. Cette nouvelle configuration a été modélisée et un prototype expérimental a été réalisé. Cette nouvelle configuration de capteur hybride est une amélioration énergétique par rapport aux capteurs hybrides existants.

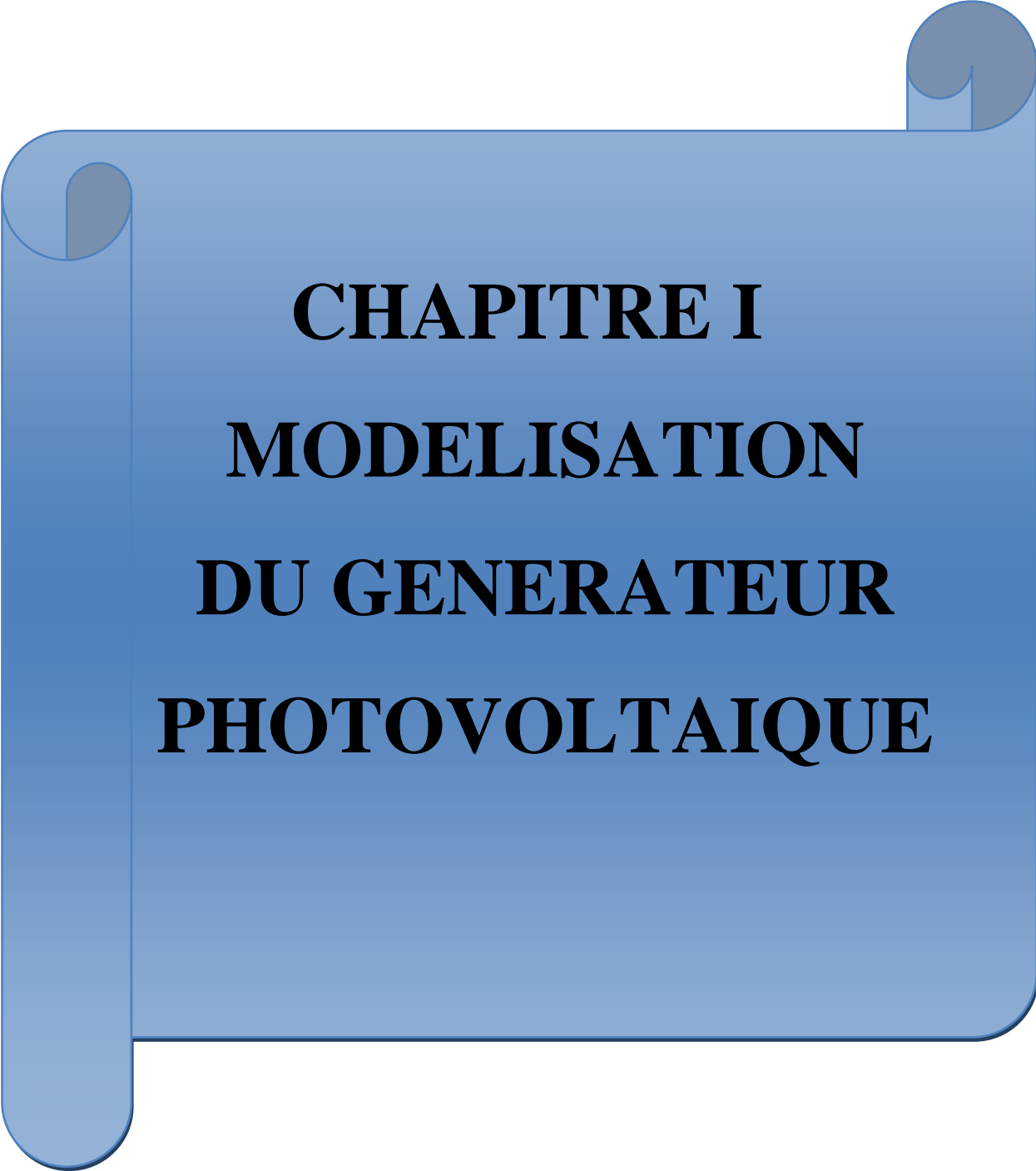
Dans le premier chapitre, nous discutons des généralités sur la technologie photovoltaïque. En commençant par des notions sur le rayonnement solaire, Dans deuxième temps nous montrons les différents types de systèmes photovoltaïques, et on terminera avec les Avantages et Inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Dans le second chapitre nous allons étudier le système hybride PVT, les différents types du collecteur photovoltaïque thermique, le principe de fonctionnement et la caractéristique  $I=f(V)$  du générateur, en fin connaître le bilan thermique des différentes couches du capteur

Le troisième chapitre est consacré à l'étude des éléments du système de pompage photovoltaïque (champ photovoltaïque, convertisseur et groupe motos-pompe). Dans une première étape, en exposant d'une manière détaillée la modélisation mathématique Dans une seconde étape, un aperçu théorique sur le moteur à aimant permanent et les pompes qui peuvent être utilisés dans le pompage PV. Il présente aussi le modèle mathématique de chacun de ces composants.

Dans le dernier chapitre, on va s'intéresser à l'optimisation du système de pompage de collecteur hybride PVT, On présente ensuite le couplage direct et le couplage à l'aide d'un étage de poursuite de point de puissance maximale MPPT basé sur la méthode P&O. Les résultats de simulation obtenus du système PVT par deux techniques de couplage seront ensuite présentés et discutés.

Ce travail se termine par une conclusion générale qui résume les différents résultats obtenus tout au long de ce travail et on donne les éventuelles perspectives envisagées.



**CHAPITRE I**  
**MODELISATION**  
**DU GENERATEUR**  
**PHOTOVOLTAIQUE**

### **1.1. Introduction**

Les différentes sources d'énergie traditionnellement utilisées pour répondre aux besoins énergétiques domestiques ou industriels sont souvent coûteuses et polluantes. Sur la base de ces enjeux, il a été nécessaire de rechercher d'autres ressources énergétiques alternatives que sont les énergies renouvelables. Ces énergies, telles que l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, représentent une solution alternative par excellence et sont de plus en plus utilisées de nos jours.

L'énergie photovoltaïque est le résultat de la conversion directe de la lumière solaire en électricité grâce à des cellules généralement à base de silicium cristallin.

En effet le mot " photovoltaïque " vient de la grecque " photo " qui signifie lumière et de " voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien italien Alessandro Volta (1754 -1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement la « lumière électricité » [4].

Dans ce chapitre on présente les types d'énergies renouvelables. Ensuite, on donne la structure d'un générateur PV. Puis, on étudie la modélisation pour déterminer les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$ . Enfin, on présente les influences des paramètres de générateur PV.

### **1.2. Énergies renouvelables**

Les énergies renouvelables sont des énergies qui peuvent être renouvelées ou régénérées naturellement. Elles peuvent donc être utilisées sans limite dans le temps tandis que les énergies fossiles proviennent de réserves qui s'épuisent.

Nous utilisons le terme énergie renouvelable pour spécifier des énergies indéfinies et utilisables en grande quantité au moins à l'échelle humaine. Les systèmes utilisant les énergies renouvelables sont très divers, certains sont mis en œuvre par des particuliers, d'autres ne peuvent être réalisés que dans de grandes installations.

Il existe quatre principales familles d'énergies renouvelables, ce sont :

- Énergie solaire.
- Énergie éolienne.
- Énergie biomasse.
- Énergie hydraulique (hydroélectricité).

#### **1.2.1. Énergie solaire**

L'énergie solaire est l'une des énergies renouvelables les plus importantes. À long terme, le Soleil est une source d'énergie inépuisable, envoyant un rayonnement à la surface de la Terre

représentant environ 8 400 fois la consommation d'énergie chaque année, ce qui correspond à une énergie instantanée reçue de 1 kilowatt par mètre carré (KWp/m<sup>2</sup>).

Les déserts de notre planète reçoivent plus d'énergie du soleil en 6 heures que ce que l'humanité consomme en un an. Cela le rend important pour la production d'énergie solaire. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

- **Energie solaire thermique** : qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.

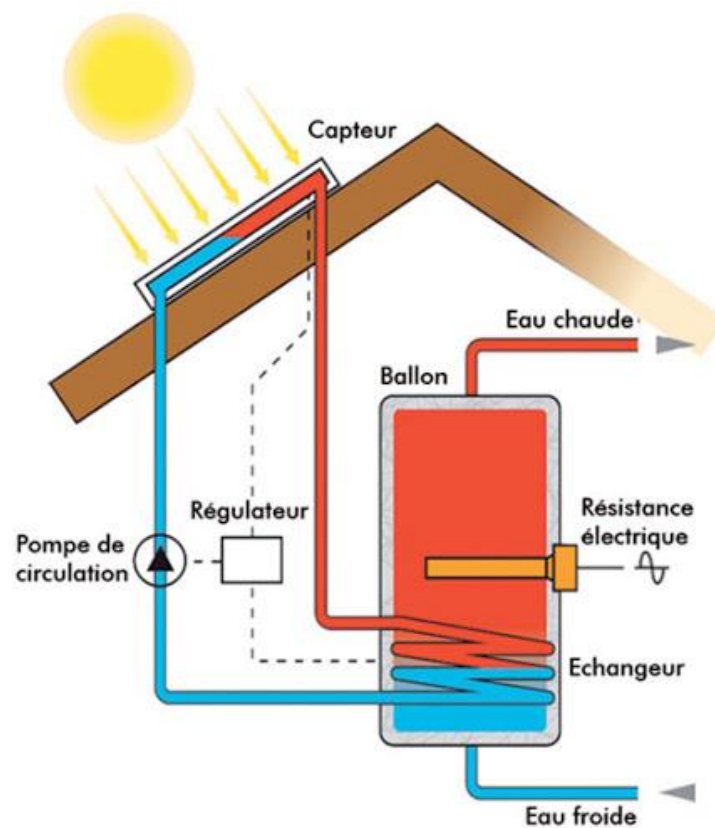


Fig.1.1. Energie solaire thermique.

- **Energie solaire photovoltaïque** : qui 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 dans les pays ou les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon [8].



**Fig.1.2.** Energie solaire photovoltaïque.

### 1.2.2. Énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'utilisation de l'énergie mécanique pour les mouvements de masse d'air dans l'atmosphère. La plus ancienne utilisation de l'énergie éolienne est la marine à voile. L'autre utilisation principale de cette énergie était le moulin à vent utilisé par le meunier pour transformer les céréales en farine. Aujourd'hui, cette énergie peut être utilisée pour produire de l'énergie électrique qui va être injectée sur l'installation électrique d'une habitation (consommation directe) ou dans un réseau de distribution (consommation indirecte). Mais c'est une source d'énergie intermittente. Disponible selon les conditions météorologiques. Elle nécessite donc le remplacement des installations de production ou de stockage pendant les périodes d'indisponibilité.



**Fig.1.3.** Site énergie éolienne.



### 1.2.3. Énergie biomasse

Dans le domaine de l'énergie, la biomasse est une matière organique d'origine végétale, animale, bactérienne ou fongique, exploitée par combustion ou métabolisme. Dans de nombreux endroits, il est utilisé comme source d'énergie pour la cuisson et le chauffage.

De plus, la biomasse solide a longtemps été utilisée comme énergie renouvelable. Mais pour être une réelle énergie renouvelable, les quantités brûlées ne doivent pas excéder les quantités produites. En fonction des besoins, elle permet une production de chaleur ou d'électricité en constance. De ce fait, sa participation à la production d'énergie mondiale est énorme par rapport aux autres énergies [6].

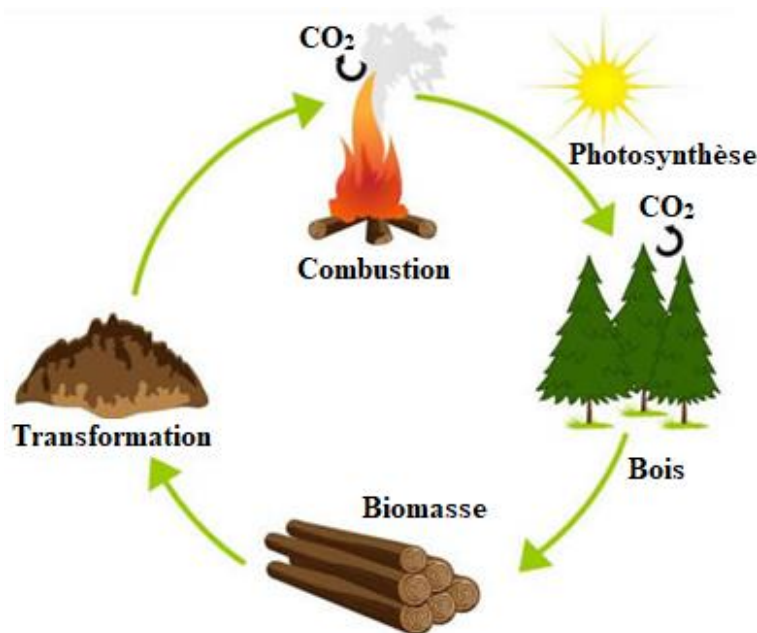


Fig.1.4. Cycle du bois d'énergie biomasse.

### 1.2.4. Énergie hydroélectrique

À l'instar de l'énergie éolienne, les énergies hydrauliques (à l'exception de l'énergie marémotrice) ont leur origine principale dans les phénomènes météorologiques et donc l'énergie solaire. Le soleil provoque l'évaporation de l'eau, principalement dans les océans et en libère une partie sur les continents à des altitudes variables. On parle du cycle de l'eau pour décrire ces mouvements. L'eau (en fait, la vapeur d'eau) possède, en altitude, une énergie potentielle de pesanteur ; cette énergie peut être captée et transformée dans des barrages hydroélectriques, lors du retour de l'eau vers les océans. Avant l'avènement de l'électricité, les moulins à eau permettaient de capter cette énergie mécanique pour entraîner des machines ou des outils (machines à tisser, moulins à moudre le blé, etc.). Depuis l'invention de l'électricité cette énergie

mécanique est transformée en énergie électrique ; l'hydroélectricité est après la biomasse, la deuxième énergie renouvelable : selon l'Agence internationale de l'énergie, elle fournit 2,4 % de l'énergie primaire produite dans le monde en 2014 (contre 1,8 % en 1973), sur un total de 14,1 % d'énergies renouvelables (12,4 % en 1973) [7].



Fig.1.5. Centrale hydraulique.

### 1.3. Conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule.

La Figure 1.1 illustre la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque.

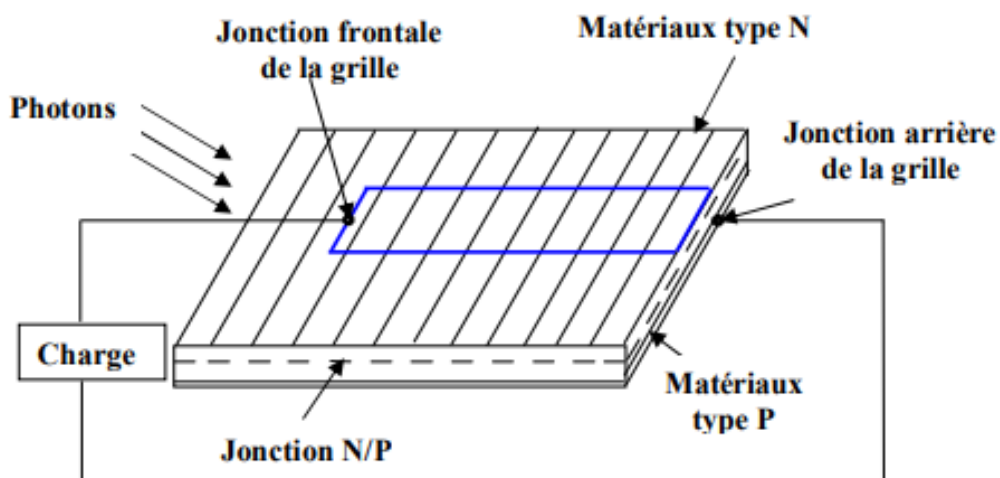


Fig.1.6. Principe de la conversion photovoltaïque. [9]

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connections des bornes positive et négative de la cellule.

La tension maximale de cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert  $V_{CO}$ . Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit  $I_{CC}$  et dépend fortement du niveau d'éclairement.

### 1.3.1. Distribution spectrale

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2 $\mu$ m) à l'infrarouge lointain (2.5 $\mu$ m). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. Pour tenir compte de la distance traversée par les rayons, il est nécessaire d'introduire une notion de masse d'air (AM) elle correspond à la longueur relative du parcours à travers l'atmosphère terrestre traversée par le rayonnement solaire direct.

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde  $\lambda$  elle est donnée par la formule suivante :

$$E = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (1.1)$$

Où

$h$ : Constante de Planck ( $h = 6,62 \times 10^{-34} \text{ Js}^{-1}$ ).

$C$ : Vitesse de propagation ( $3 \times 10^8 \text{ ms}^{-1}$ ).

$\nu$ : Fréquence ( $\text{s}^{-1}$ ).

La figure 1.7 représente la variation du rayonnement solaire.

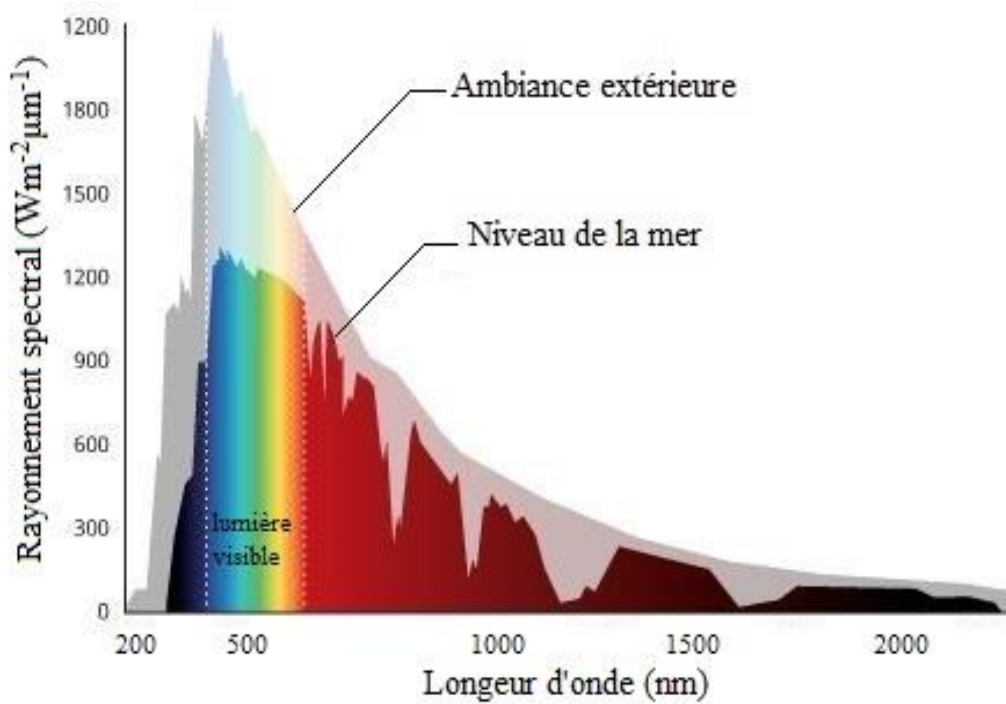


Fig.1.7. Analyse spectrale du rayonnement solaire.

À ce rayonnement solaire se décompose approximativement en [8]:

Tab.1.1. Rayonnement solaire se décompose approximativement.

Ultraviolet UV	$0.20 < l < 0.38 \text{ mm}$	6.4 %.
Visible	$0.38 < l < 0.78 \text{ mm}$	48.0 %.
Infrarouge IR	$0.78 < l < 10 \text{ mm}$	45.6 %.

### 1.3.2. Différents types de rayonnements

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d’inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales [8] :

#### a) Rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre [9].

#### b) Rayonnement diffus

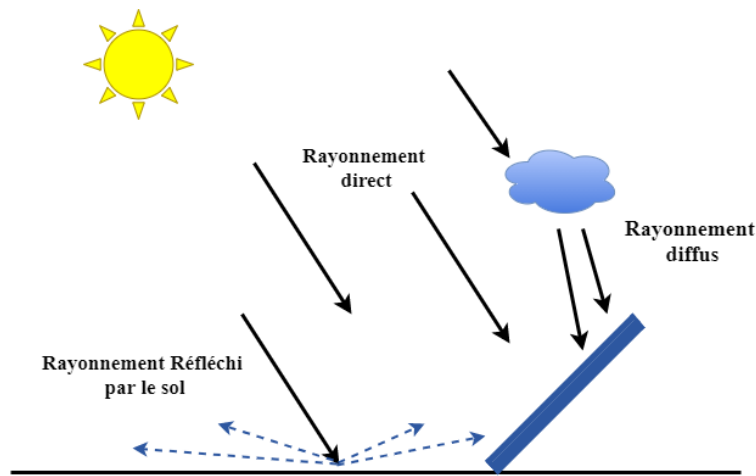
C’est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l’atmosphère [8].

### c) Albédo (réfléchi)

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo ( $\epsilon$ )  $0 \leq \epsilon \leq 1$  [8].

### d) Rayonnement globale

Le rayonnement global sur une surface quelconque au voisinage du sol est la somme vectorielle des deux composantes direct et diffus. A titre de référence, on choisit habituellement une surface horizontale et on désigne le rayonnement global selon la verticale du lieu.



**Fig.1.8.** Composante du rayonnement global sur un plan horizontal.

### 1.3.3. Effet photovoltaïque

Le terme photovoltaïque est formé à partir de deux mots :

- « Phots », qui signifie lumière.
- « Volta », du nom du physicien Alessandro Volta (1745-1827, inventeur de la pile électrique).

Appelé aussi « module photovoltaïque » ou PV, c'est un panneau solaire qui est destiné à récupérer les rayonnements du soleil pour les transformer en électricité (Courant continu DC). L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire [10].

L'ensemble de panneaux photovoltaïques interconnectés forme le générateur. Celui-ci est caractérisé par sa puissance crête exprimée en kilowatt crête (kWc) [11].

Le Tableau (1.2) résume les événements importants de l'histoire du photovoltaïque [8].

Tab.1.2. Evénements notables dans l’histoire du photovoltaïques.

1839	Le physicien français Edmond Becquerel découvre l’effet photovoltaïque
1883	Fritts réalise des cellules solaires de grande surface à base de Se
1954	Des rendements de 6% sont obtenus : Si (Bell Lab, USA) and Cu <sub>2</sub> S/CdS (Air Force, USA)
1955	Hoffman électroniques (USA) propose des cellules Si à 2 % de rendement à \$1500/W
1958	Kearns et Calvin ont démontré l’effet photovoltaïque d’une cellule à base de MgPh
1970	Première cellule solaire à hétéro structures GaAs élaborée par Alferov, Andrée et al en URSS
1973	Première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l’université Delaware, USA ; à base de Cu <sub>2</sub> S
1980	La première cellule à base de Cu <sub>2</sub> S/CdS délivrant un rendement > 10%
1982	Première unité de production de 1 MW (Californie, USA) avec des cellules Arco Si
1985	Les cellules à base de Si donnent un rendement > 20% sous le rayonnement solaire
1994	Des rendements > 30 % avec des cellules à concentration multi jonctions à base de GaInP/GaAs (NREL, USA)
1996	Les cellules solaires hybrides à colorants atteignent un rendement de 11% (EPFL, Switzerland)
1998	Cellules couches minces Cu(InGa) Se <sub>2</sub> atteignent un rendement de 19% (NREL, US)
2002	Le photovoltaïque installé mondial cumulatif atteint 2000 MW
2007	Cellules solaires organiques en structure tandem avec un rendement de 6,5 % (UCSB, USA)
2008	Un rendement homologué de 5,9% sur une surface active de 2 cm <sup>2</sup> obtenu par Heliatek, BASF et l’Institut de photovoltaïque appliquée (IAPP) de l’Université technique de Dresde (Allemagne)
2009	Cellule polymère simple jonction avec un rendement de 6,1 % à base de PCDTBT et PC70BM (UCSB, USA) Cellule polymère simple jonction avec un rendement de 7,4 % à base de PBDTTT-CF et PC70BM (Solarmer Energy Inc., University of California, University of Chicago, USA)

## 1.4. Structure physique et principe de fonctionnement d'une cellule PV

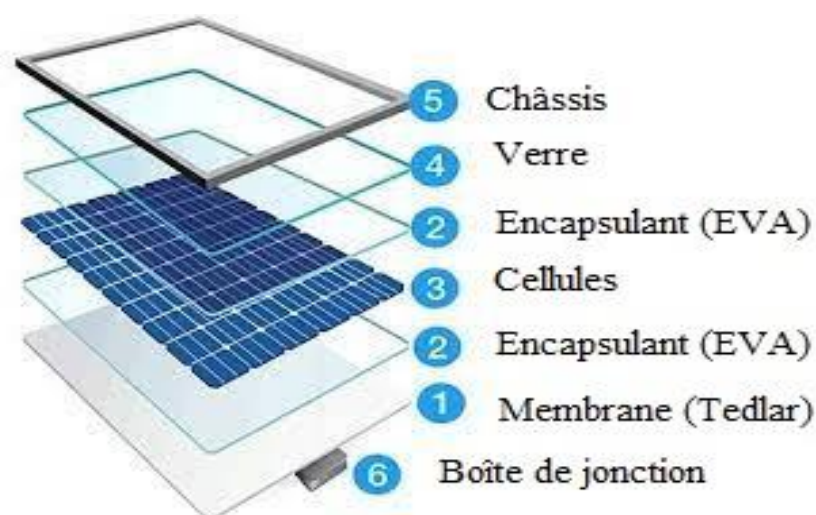
La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique.

### 1.4.1. Structure physique

Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche anti-reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule [12].



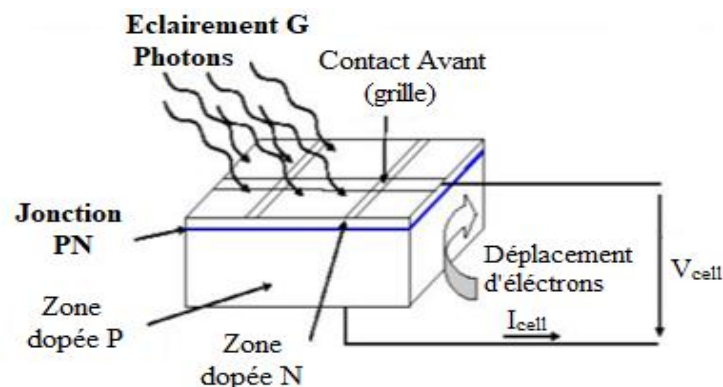
**Fig.1.9.** Panneau photovoltaïque.

### 1.4.2. Principe de fonctionnement

Il existe différentes techniques permettant la conversion directe de la lumière solaire en électricité, la plus connue est la conversion photovoltaïque effectuée à l'aide de matériaux semi-conducteurs tel que le silicium (Si), le germanium (Ge), le sélénium (Se) ou les composés semi-conducteurs tel que l'arséniure de gallium (GaAs), le tellure de cadmium (CdTe). Les cellules solaires de type GaAs sont très coûteuses dans leur fabrication, leur utilisation est aujourd'hui essentiellement limitée aux applications spatiales. La majorité des cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir du silicium cristallin, car il possède la caractéristique d'être non toxique contrairement au cadmium ou au sélénium, en plus, il permet d'atteindre des efficacités de conversion remarquables, il constitue environ 28% de l'écorce terrestre sous forme de composés (silicates, silice), ce qui en fait une source quasi inépuisable.

La cellule solaire à semi-conducteur est un dispositif permettant de débiter un courant électrique dans une charge externe lorsque celui-ci est exposé à la lumière. Son principe de fonctionnement se résume comme suit :

Lorsque la cellule est exposée au rayonnement solaire, les photons d'énergie ( $E_{ph} = h\nu$ ) pénétrant dans la cellule solaire transmettent leur énergie aux atomes de la jonction. Si cette énergie est suffisamment élevée, elle peut faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur et créer ainsi des paires « électron- trou ». Les électrons (charges N) et les trous (charges P), sont alors maintenus séparés par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et un courant électrique circule.



**Fig.1.10.** Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.

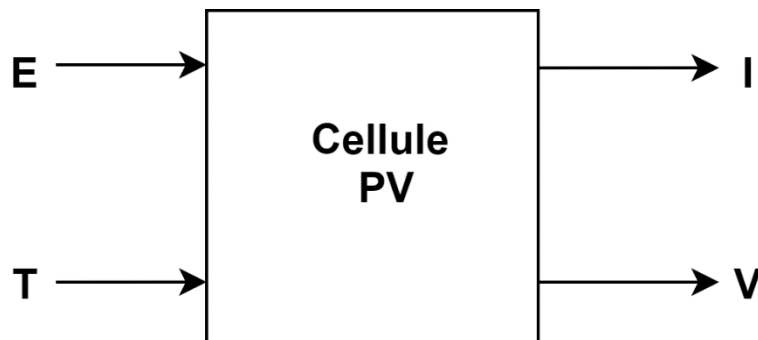
Les cellules les plus répandus actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0.6 V) [13].



### 1.5. Générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est un système complet assurant la production et la gestion de l'électricité fournie par les capteurs photovoltaïques. Il est composé d'un ensemble de panneaux. Le panneau est constitué de plusieurs modules (structurés en série ou en parallèle ou hybride). Le module contient des rangés de cellules (structurées en série ou en parallèle ou hybride) et généralement des cellules à base de silicium.

D'une façon générale on peut mettre le circuit électrique équivalent d'une cellule solaire en schéma bloc comportant quatre paramètres (Fig.1.11).



**Fig.1.11.** Schéma bloc d'une cellule PV.

Avec deux variables d'entrée :

E : Ensoleillement dans le plan de la cellule ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

T : Température de la cellule ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Et deux variables de sortie :

I : Intensité de courant fournie par la cellule (A).

V : Tension aux bornes de la cellule.

### 1.6. Modélisation du générateur photovoltaïque

On présente quelques modèles de cellule à savoir :

#### 1.6.1. Modèle idéal

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant  $I_{ph}$  en parallèle avec une diode délivrant un courant selon (Fig.1.12) qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [14].

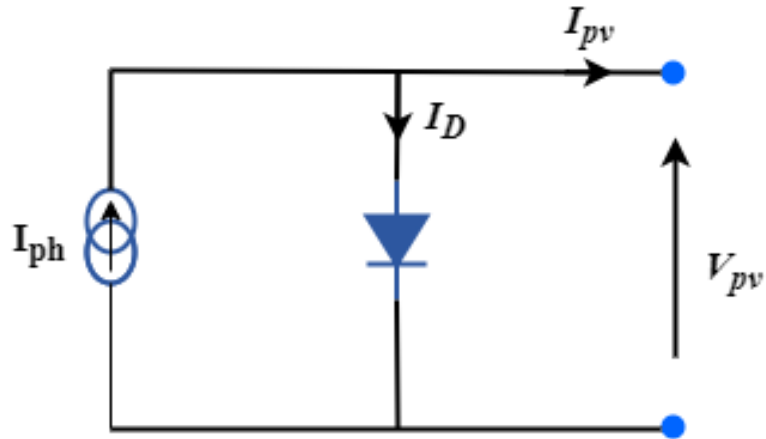


Fig.1.12. Schéma équivalent d'une cellule idéale.

➤ Les équations retenues de ce modèle sont :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D \tag{1.2}$$

➤ Le courant  $I_{ph}$  est assimilé au courant  $I_{cc}$  avec  $V_{PV} = 0$ , courant de court-circuit obtenu en court ci cuitant la charge.

$$I_{ph} = I_{cc} = \frac{E}{E_{ref}} \tag{1.3}$$

$E$  : Eclairage absorbé par la cellule.

$E_{ref}$ : Eclairage de référence (1000 W/m<sup>2</sup>)

$$I_D = I_0 \left( \exp\left(\frac{vd}{vt}\right) - 1 \right) \tag{1.4}$$

$I_0$  : Courant de saturation inverse de la diode [A]

$$V_t = \frac{NKT}{q} \tag{1.5}$$

$V_t$  : Tension thermique [V].

$N$  : Facteur d'idéalité de la photopile.

$K$  : Constant de Boltzmann (1.38.10<sup>-23</sup>J/K).

$q$ : Charge de l'électron (1.6.10<sup>-19</sup>C).

### 1.6.2. Modèle à double diode

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant : (Fig.1.13), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série [15].

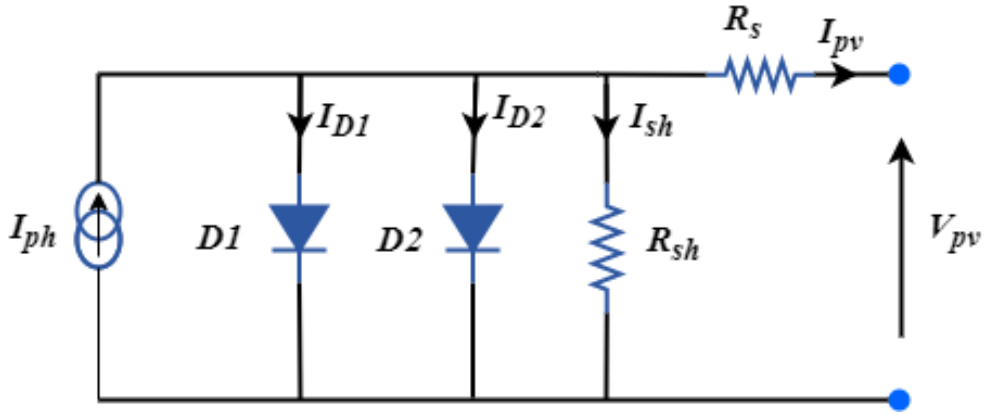


Fig.1.13. Schéma équivalent à deux diodes.

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh} \quad (1.6)$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{D1} = I_{01} \cdot \exp. \left[ \left( \frac{V+R_s I}{AU_T} \right) - 1 \right] \quad (1.7)$$

$$I_{D2} = I_{02} \cdot \exp. \left[ \left( \frac{V+R_s I}{2AU_T} \right) - 1 \right] \quad (1.8)$$

Avec :

$I_{01}$ ,  $I_{02}$  courant de saturation des diodes

$$I = I_{ph} - I_{01} \exp. \left[ \left( \frac{V+R_s I}{AU_T} \right) - 1 \right] \quad (1.9)$$

$$I = I_{ph} - I_{01} \cdot \exp. \left[ \left( \frac{V+R_s I}{AU_T} \right) - 1 \right] - I_{02} \cdot \exp. \left[ \left( \frac{V+R_s I}{2AU_T} \right) - 1 \right] - \left( \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (1.10)$$

$$I_{01} = C_1 \cdot T^{\frac{3}{A}} \cdot \exp. \left( \frac{-E_g}{AU_T} \right) \quad (1.11)$$

Et,

$$I_{02} = C_2 \cdot T^{\frac{5}{2A}} \cdot \exp. \left( \frac{-E_g}{AU_T} \right) \quad (1.12)$$

### 1.6.3. Modèle à simple diode

La performance d'une cellule solaire est limitée par l'influence de deux phénomènes physiques assimilables à deux résistances  $R_s$  et  $R_{sh}$  (Fig.1.14).

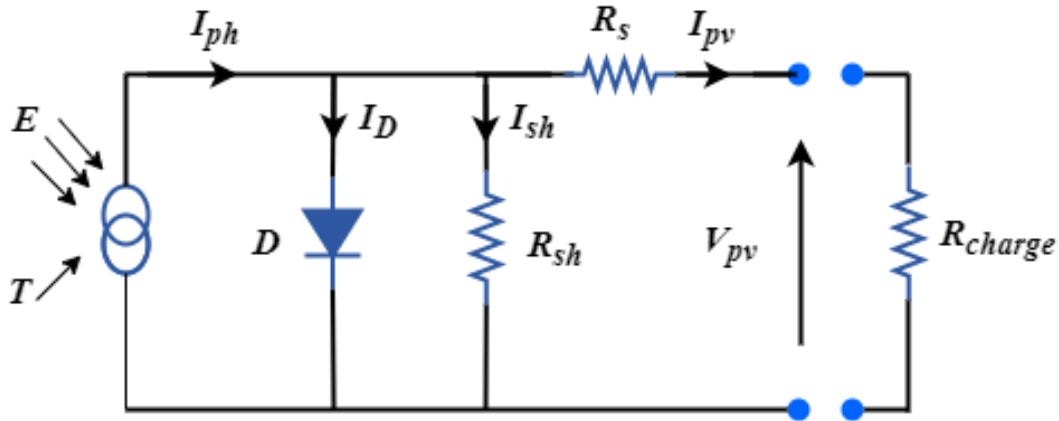


Fig.1.14. Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

$R_s$ : Résistance série, due essentiellement aux pertes par effets Joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi-conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (Semi-conducteur, électrodes).

$R_{sh}$ : Résistance parallèle, dite « Shunt », provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l'épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu'au non idéalité de la jonction PN [16].

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp\left(\frac{q(V+R_s I)}{AkT}\right) - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (1.13)$$

Où :

$I_{ph}$  : Courant photonique de la diode (A).

$I_s$ : Courant de saturation inverse de la diode (A).

$q$  : Charge de l'électron ( $1.603 \times 10^{-19}$ C).

$A$  : Facteur d'idéalité de la diode dépendant de sa technologie (matériau) est compris généralement entre 1 et 2.

$K$  : Constante de Boltzmann ( $1.38 \times 10^{-23}$ ).

Le courant  $I_{ph}$  varie avec la température suivant l'équation (2.6) :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left( I_{cc} + a_i(T - T_{ref}) \right) \quad (1.14)$$

Où,

$I_{cc}$  : Courant de court-circuit standard (aux conditions standards).

$T_{ref}$  : Température de référence (298,15 K).

$a_i$ : Coefficient de température du courant du court-circuit (A/K).

$G_{ref}$  : Ensoleillement de référence ( $1000W/m^2$ ).

$G$  : Ensoleillement (Watt).

Le courant de saturation  $I_s$  varie avec la température selon l'équation (2.7) :

$$I_s = \frac{I_{cc} + a_v(T - T_{ref})}{\exp\left[\left(\frac{V_{oc} + a_v(T - T_{ref})}{A.k.T}\right) - 1\right]} \quad (1.15)$$

$V_{co}$ : Tension en circuit ouvert de la cellule (V).

$a_v$  : Coefficient de température de la tension en circuit ouvert (V/K).

Le courant de sortie (A) d'un panneau PV constitué de N cellules montées en parallèle est donné par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp\left(\frac{q(v_m + R_s.I)}{A.k.T}\right) - 1 \right) - \frac{v_m + R_s.I}{R_{sh}} \quad (1.16)$$

La puissance P délivrée par le panneau est le produit  $v_m.I$  (W).

#### 1.6.4. Modèle à deux diodes sans résistance shunt

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (Fig.1.15), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux (éclairage), deux diodes Pour la polarisation de la cellule et une résistance série.

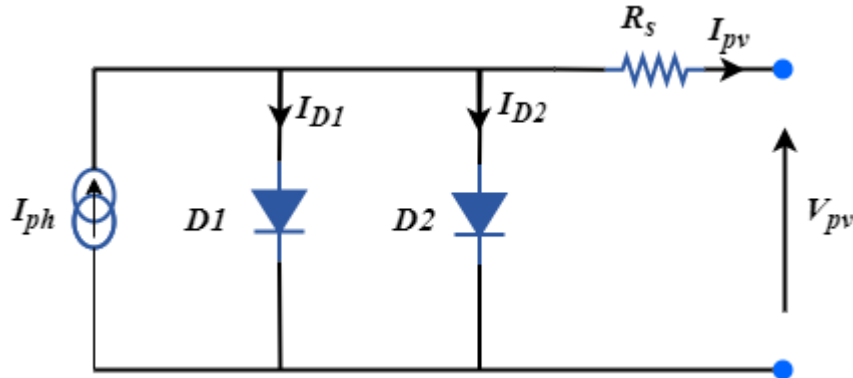


Fig.1.15. Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt.

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[ \exp\left(\frac{(V + R_s.I)}{A.U_T}\right) \right] - I_{02} \left[ \exp\left(\frac{(V + R_s.I)}{A.U_T}\right) \right] \quad (1.17)$$

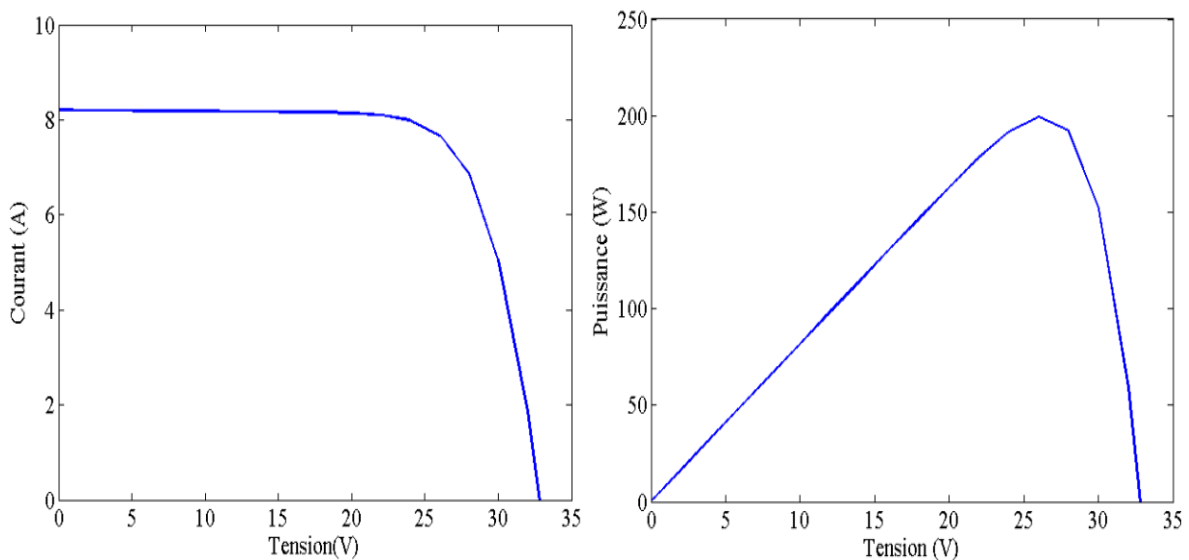
#### 1.7. Caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV

Les modules PV sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques sont :

➤ Puissance de crête (Pc) : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ( $25^{\circ}C$  et un éclairage de  $1000 W/m^2$ ).

- Caractéristique  $I=f(V)$  : Courbe représentant le courant  $I$  débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- Tension à vide,  $V_{co}$  : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant aux conditions standards de température et d'ensoleillement.
- Courant de court-circuit,  $I_{cc}$  : Courant débité par un module en court-circuit pour un ensoleillement et une température standard.
- Point de fonctionnement optimum,  $P_m (V_m, I_m)$  : point défini par son courant et sa tension où le panneau délivre sa puissance maximale.
- Rendement : rapport de puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{co}, I_{cc}$  [14].

La figure (1.16) représente les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un module pour un éclairement et une température donnée.



**Fig.1.16.** Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un module solaire.

### 1.8. Zones de Caractéristique $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque

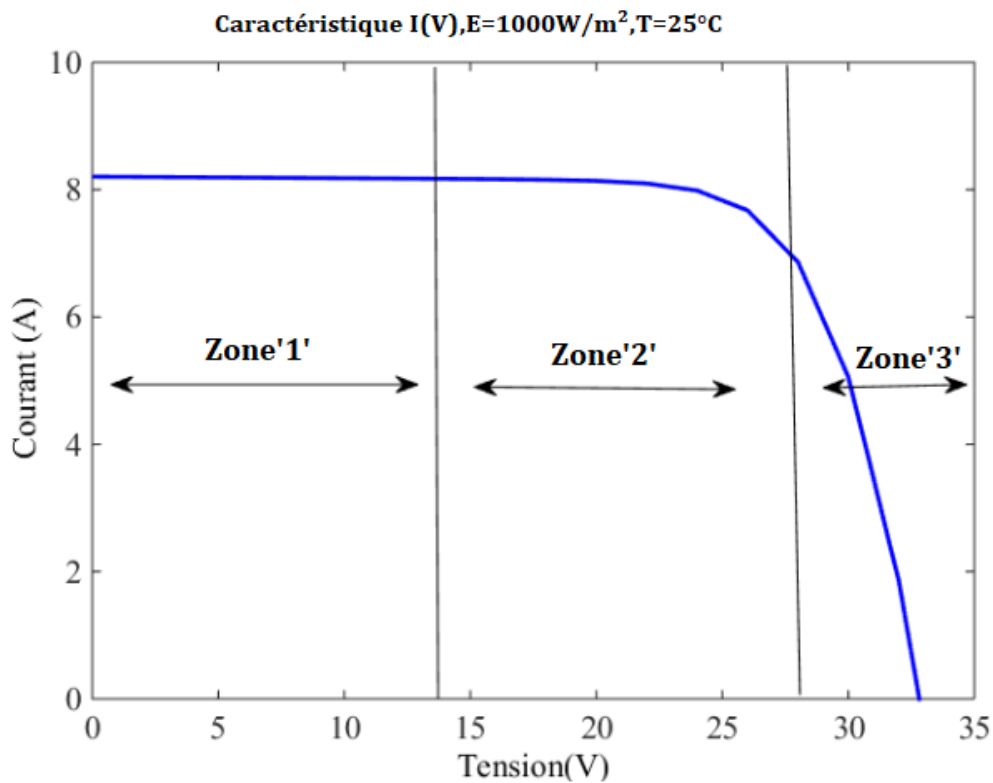
La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe  $I = f(V)$  est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque.

La figure (I.12) représente trois zones essentielles [13] :

a) **La zone (1)** : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région. Le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

b) **La zone (2)** : correspondant au code de la caractéristique, la région intermédiaire. Entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du Générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

c) **La zone (3)** : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une Tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.



**Fig.1.17.** Les différentes zones de Caractéristique I(V) entre générateur et module Photovoltaïque.

## 1.9. Paramètres qui influent sur les caractéristiques

### 1.9.1. Influence de l'éclairement

Les figures (1.18) et (1.19) présentent un exemple des courbes pour différents niveaux de rayonnement :

Nous avons fixé la température pour différents éclaircissements.

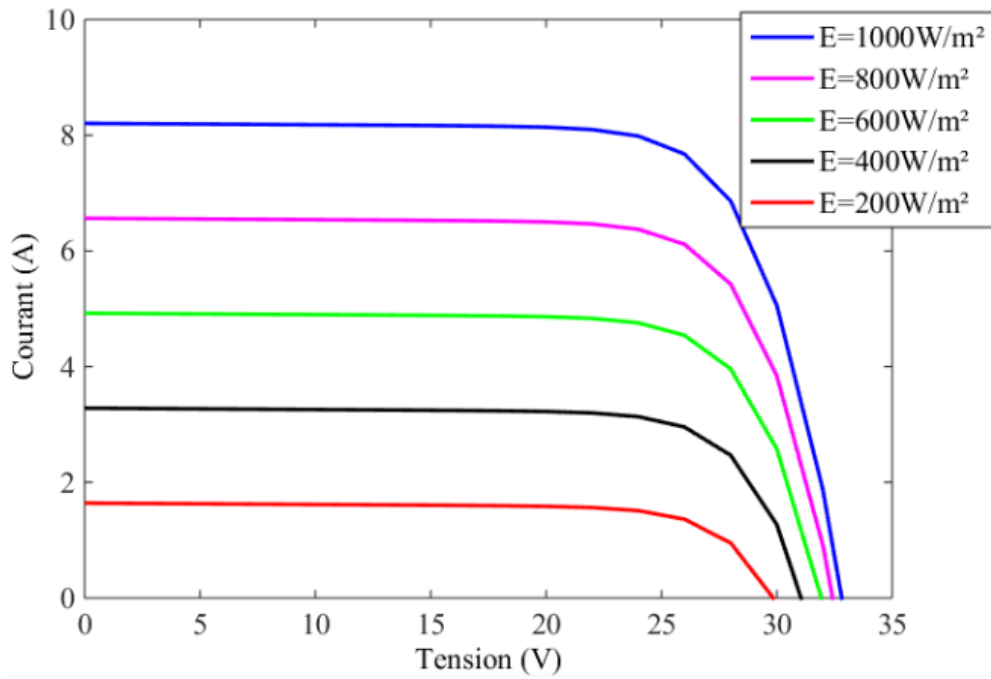


Fig.1.18. La caractéristique  $I=f(V)$  en fonction de l'éclairement.

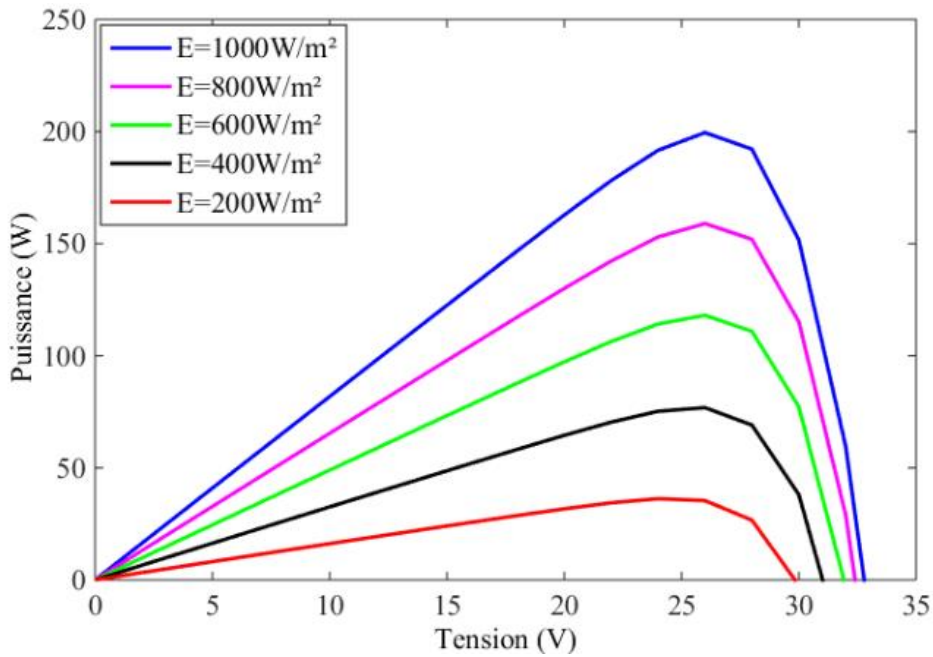


Fig.1.19. La caractéristique  $P=f(V)$  en fonction de l'éclairement.

### 1.9.2. Influence de la température

Nous présentons ci-dessous les caractéristiques I-V et P-V (Fig.1.20 et 1.21) d'un module photovoltaïque pour un niveau d'ensoleillement  $G$  donné et pour différentes températures :



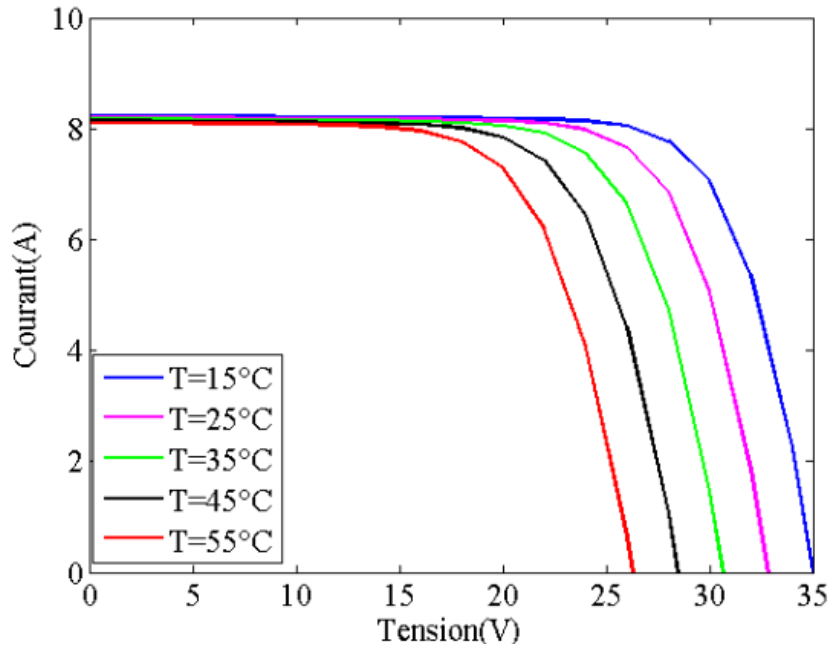


Fig.1.20.Caractéristique  $I=f(V)$  en fonction de température ( $E=1000W/m^2$ ).

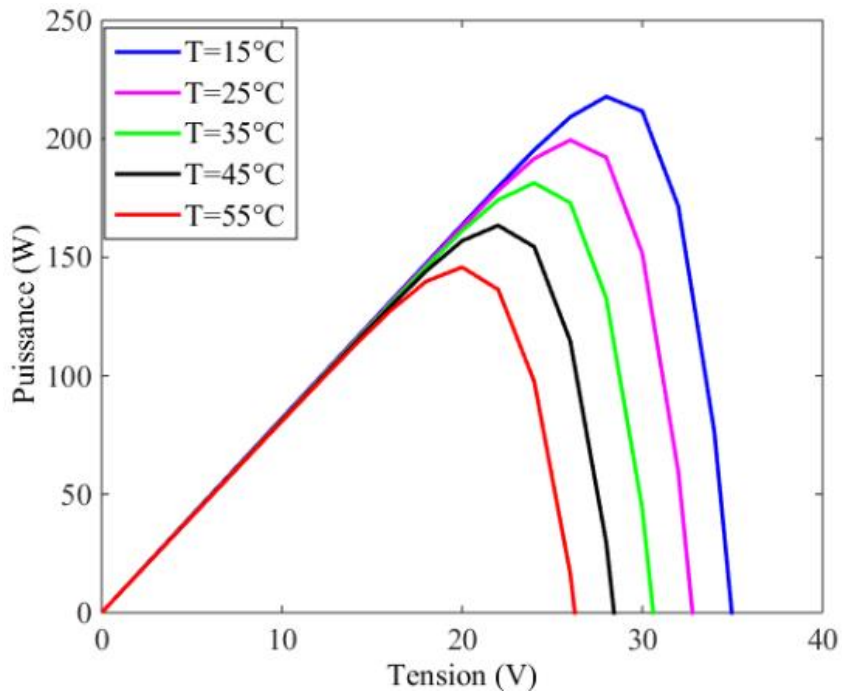
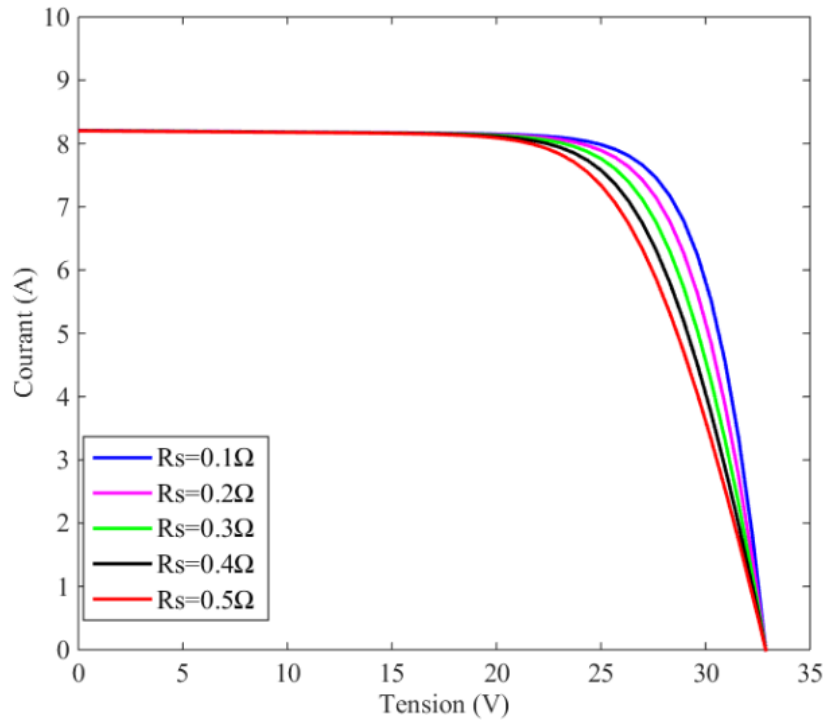


Fig.1.21.Caractéristique  $P= f(V)$  en fonction de température ( $E=1000W/m^2$ ).

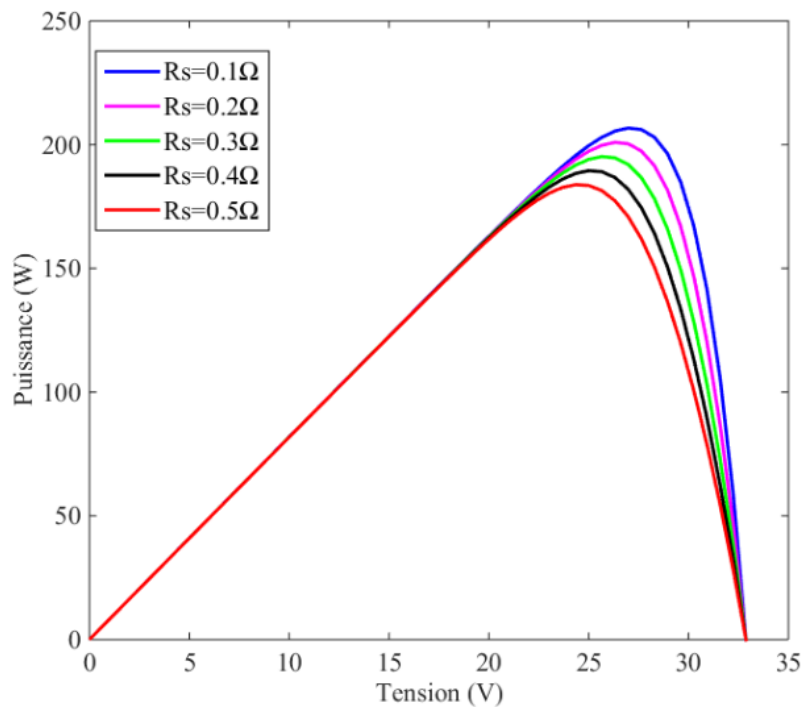
Pour la Fig.1.20 Nous remarquons que le courant dépend de la température puisque le Courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, on constate que la Température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Et par contre la puissance maximale du générateur subit une diminution lorsque la température augmente Fig.1.21.

### 1.9.3. Influence de la résistance série

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle augmente elle diminue la valeur de courant de court-circuit  $I_{CC}$  (Fig.1.22)



**Fig.1.22.** Influence de  $R_s$  sur la caractéristique  $I(V)$  à ( $T=25^\circ\text{C}$  et  $E=1000\text{W/m}^2$ )

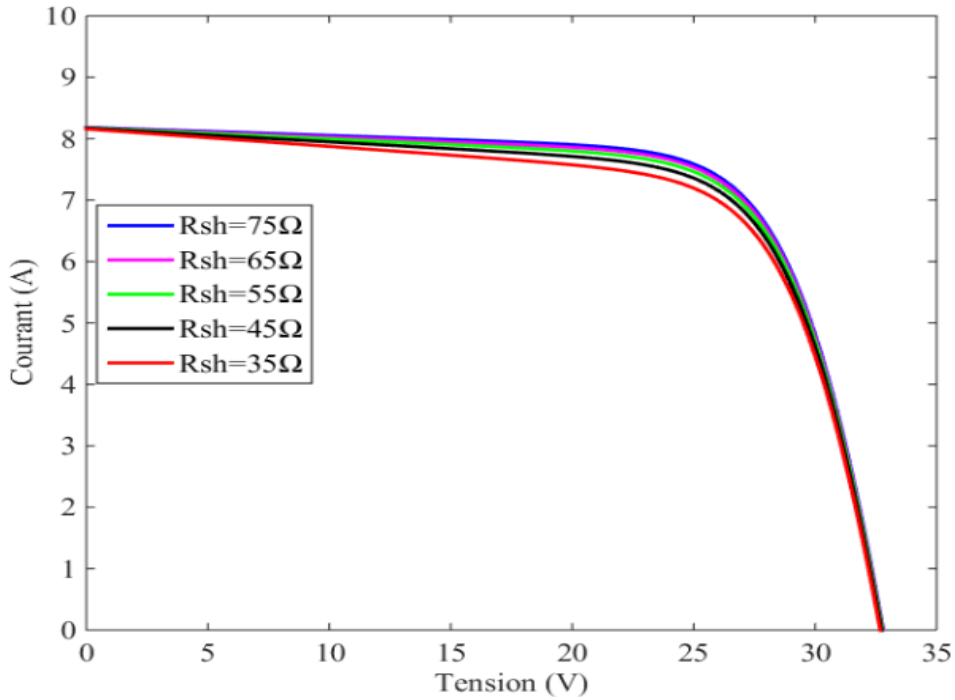


**Fig.1.23.** Influence de  $R_s$  sur la caractéristique  $P(V)$  à ( $T=25^\circ\text{C}$  et  $E=1000\text{W/m}^2$ )

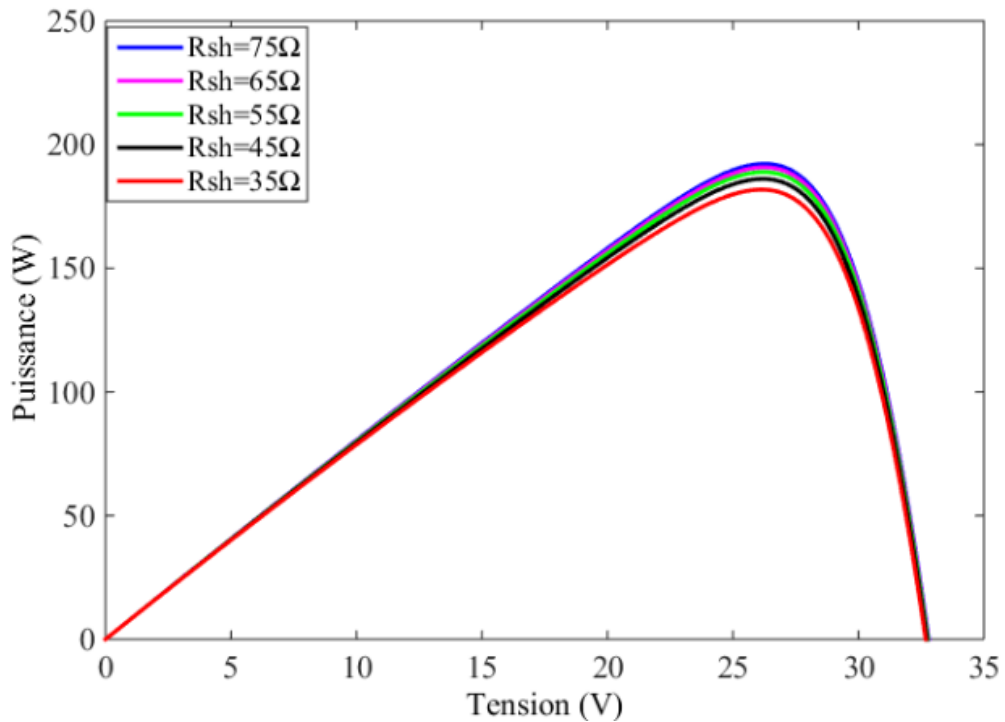
**1.9.4. Influence de la résistance shunt**

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile. [18]

En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant. [19]




**Fig.1.24.** Influence de  $R_{sh}$  sur la caractéristique I(V) à (T=25°C et E=1000W/m<sup>2</sup>).



**Fig.1.25.** Influence de  $R_{sh}$  sur la caractéristique P(V) à (T=25°C et E=1000W/m<sup>2</sup>).

**1.10. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté des différents modèles (à une seule exponentielle et celui en double exponentielle) caractérisant les cellules photovoltaïques, ce qui nous a permis de modéliser et simuler le modèle en une seule exponentielle (sans la résistance shunt) en fonction de l'éclairement et la température. Ceci va nous permettre d'estimer la puissance fournie par une installation photovoltaïque.



**CHAPITRE II**  
**MODELISATION**  
**DE SYSTEME**  
**HYBRIDE**  
**PVT**

## **2.1. Introduction**

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides.

Ces mêmes sources d'énergies peuvent être combinées avec d'autres sources telle que l'énergie thermique. Les méthodes d'évaluation des systèmes hybrides photovoltaïque / thermique autonomes et leurs avantages se sont beaucoup développées ces dernières années.

Les systèmes photovoltaïques sont actuellement économiques pour les installations de faibles puissances. Pour les systèmes d'énergie autonomes le coût du stockage représente la plus grande contrainte du coût global du système pour les installations de grandes puissances.

Un capteur photovoltaïque thermique (PV/T) est un capteur solaire hybride permettant de convertir une partie de l'énergie solaire captée en électricité et de valoriser l'énergie thermique habituellement perdue sous forme de chaleur. Le concept consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et Thermique.

Dans ce type de composant hybride, les cellules PV sont en contacts avec un échangeur de chaleur dans lequel circule un fluide caloporteur.

Il existe plusieurs configurations de capteur qui diffèrent selon la nature du fluide utilisé (air ou eau), le type d'absorbeur (concentrateur, plan..) et selon le type de systèmes auxquels il est raccordé (eau chaude sanitaire, chauffage domestique,...).

## **2.2. Système hybride photovoltaïque thermique**

Divers phénomènes thermiques, aérauliques et de conversions électriques interdépendantes interviennent dans le fonctionnement de ce système (figure 2.1).

Il englobe les trois modes de transferts thermiques, (conduction, convection et le rayonnement). En électricité, il concerne aussi bien les principes de base de l'électricité que les caractéristiques plus particulières des semi-conducteurs, des diodes et des panneaux photovoltaïques.

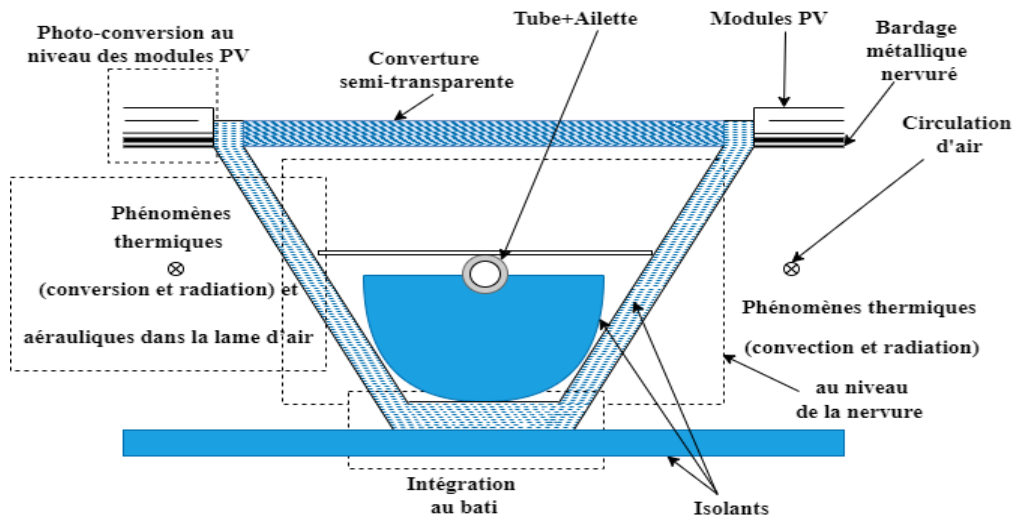


Fig.2.1. Section du prototype bi-fluide initial et localisation des phénomènes interdépendants.

### 2.3. Capteur photovoltaïque-thermique

Le couplage d'un capteur thermique et d'un capteur photovoltaïque produit un panneau hybride photovoltaïque / thermique. Ce système permet de récupérer de la chaleur dégagée par les cellules PV, ce qui améliore la production électrique du module PV et augmente le rendement du module PV grâce au refroidissement des cellules. Ainsi les systèmes hybrides permettent d'économiser de l'espace lors de l'emplacement.

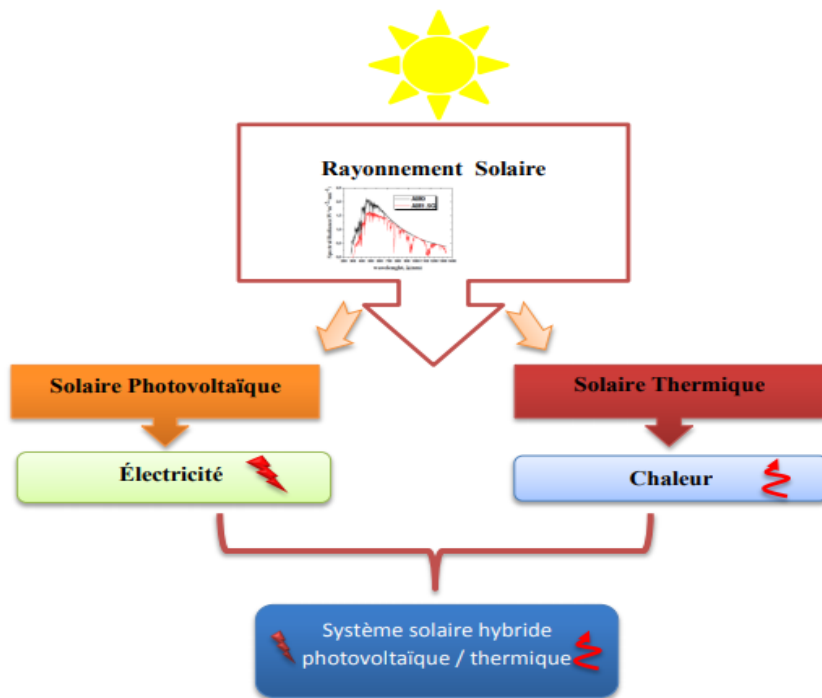


Fig.2.2. Diagramme représentant le système solaire (HPV/T).

Le concept de capteur hybride photovoltaïque / thermique consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique. Il est caractérisé par une combinaison sandwich séparant air et eau. Le fluide caloporteur est canalisé, ce qui permet une circulation forcée. La face inférieure est isolée et ne comporte pas d'absorbeur. La figure 1 présente une description d'un capteur PV/T utilisant l'eau comme fluide caloporteur.

#### 2.4. Classification des capteurs hybrides PVT

Les capteurs HPV/T peuvent être classés en deux groupes, à savoir :

##### 2.4.1. Capteurs solaires hybrides PVT a air

Un capteur hybride PV/T est un système combiné, associant le solaire photovoltaïque et le solaire thermique dans un seul cadre. Il permet de réaliser une production simultanée d'électricité et de chaleur.

Hegazy compare en 2000, les performances thermiques et électriques de quatre capteurs solaires PV/T hybrides à air qui sont différenciés par le mode de refroidissement (mécanique) des panneaux PV, à savoir au-dessus (prototype I), en dessous (prototype II), de part et d'autre (prototype III) de l'absorbeur, et par double circulation d'air (prototype IV) (Fig.2.3).

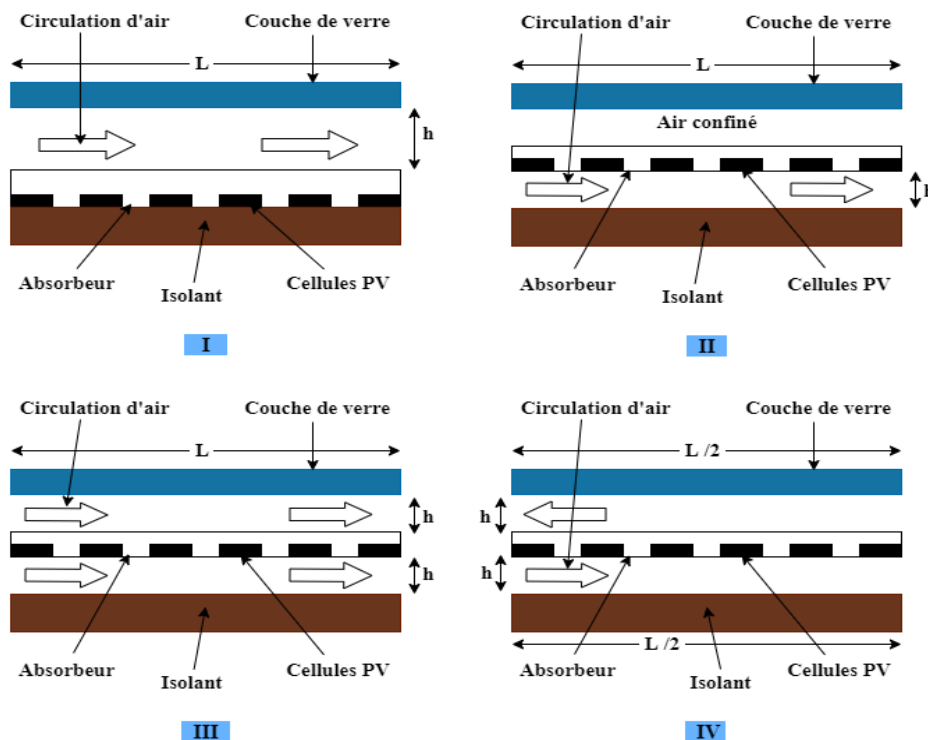


Fig.2.3. Prototype de capteur solaire PVT avec l'air.



C'est un système de circulation d'air qui est installé sous le module PV, tout en permettant le refroidissement du module, l'air se réchauffe et sera utilisé pour le préchauffage intérieur ou la ventilation.



Fig.2.4. Configuration du capteur PV/T à air [20].

2.4.2. Capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide

Afin d'améliorer la performance du système photovoltaïque, beaucoup d'effort a été consacré sur la recherche et le développement de la technologie du système hybride photovoltaïque thermique PVT. L'une des modifications de conception est d'augmenter la performance du module photovoltaïque par circulation de l'eau pour extraire la chaleur utilisant l'eau comme liquide réfrigérant. Ces collecteurs du liquide PVT sont semblables à un collecteur conventionnel avec un liquide ; un absorbeur avec un tube serpentin ou des séries de canalisations verticales parallèles est appliqué, sur lesquelles le module PV a été stratifié ou collé comme joint époxyde adhésif [21,22, 23].

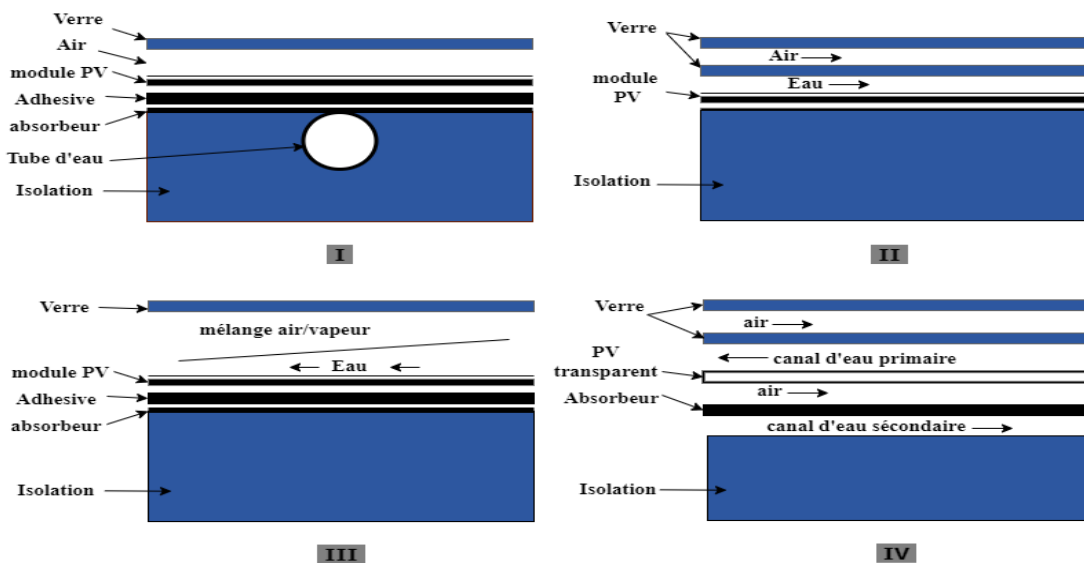


Fig.2.5. Prototype de capteur solaire PVT avec un liquide

Bien que les collecteurs liquides se soient avérés techniquement faisables, les possibilités économiques sont pourtant incertaines comparé au système du chauffage PVT à air, pas beaucoup de développements sont vus dans la littérature sur des systèmes de liquide-chauffage dus à leurs limitations inhérentes comme : le coût additionnel de l'unité thermique pour la circulation de l'eau, et le problème de congélation inhérent du fluide de fonctionnement une fois utilisé dans des régions de basse température, etc.

### 2.5. Eléments de construction de capteur PVT étudié

Le système étudié se compose de trois composants principaux, à savoir, (Fig.2.6):

- Un couvercle transparent laissant passer la lumière du soleil vers l'absorbant et créer un effet de serre. Il est composé d'un ou plusieurs volets.
- Une cellule photovoltaïque pour la production d'électricité.
- Une plaque absorbante pour les transferts de l'énergie collectée vers un liquide de refroidissement.
- Un coffret assurant la protection de l'ensemble de ces éléments.
- Un isolant thermique permettant de limiter les pertes par conduction à travers les murs arrière et latéraux.

Le couvercle supérieur est représenté par un sandwich en verre qui comprend les cellules photovoltaïques. La zone de la cellule peut couvrir tout le vitrage surface ou peut être distribué dans une grille où l'espacement entre les colonnes et les lignes adjacentes peuvent permettre un gain direct du rayonnement solaire vers la plaque absorbante arrière. Le verre sandwich ressemble à un échiquier composé de carrés avec ou sans cellules PV intégrées. Différentes configurations d'un collecteur PV/T peut être créé en modifiant la densité de la zone de cellule afin d'équilibrer la production d'électricité et d'énergie thermique le système [23].

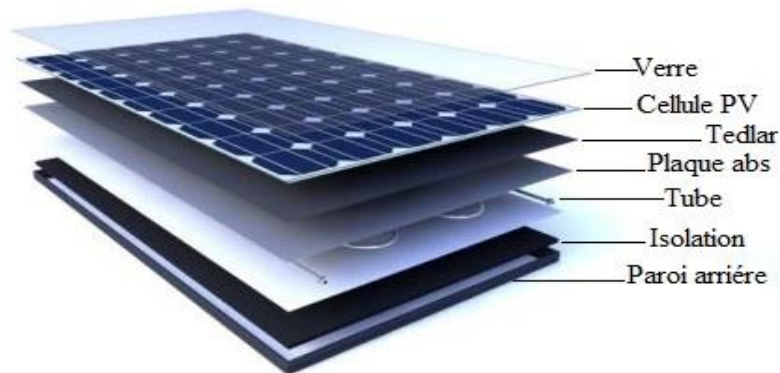


Fig.2.6. Élément de construction du capteur PVT.

**2.6. Etude thermique du capteur hybride (PV/T)**

Le but de cette recherche est de prédire la température de chaque couche du capteur, Pour cela, nous utilisons le principe de conservation de l'énergie Par conséquent, le système peut être représenté par l'équation suivante du bilan d'énergie suivante :

➤ La variation de l'énergie interne = l'énergie reçue - l'énergie perdue

Ou encore sous la forme mathématique, en considérant une section quelconque du système à l'instant t. le bilan au nœud« i » s'écrit :

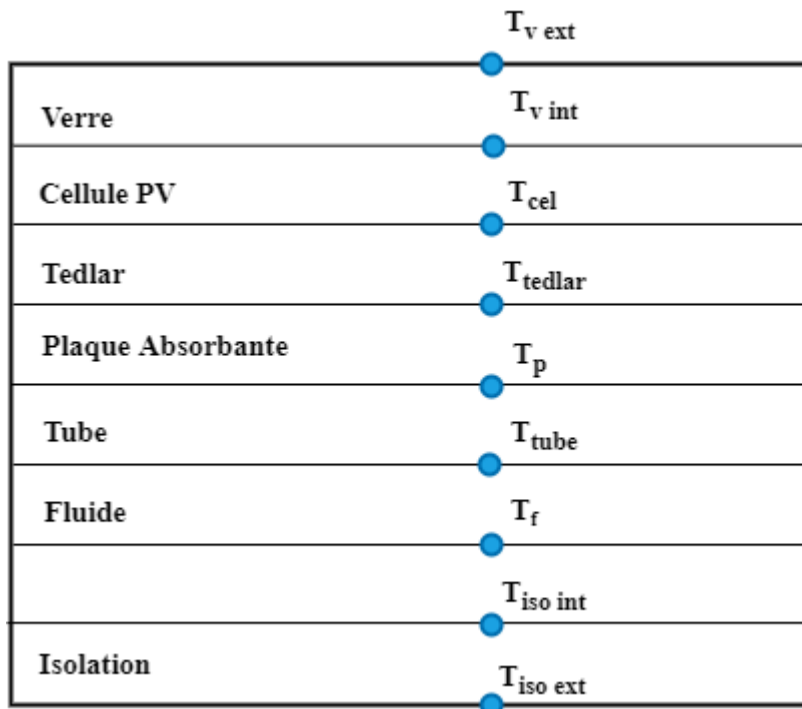
$$m_i C_i \frac{\partial T_i}{\partial t} = \sum_i Q_i - \sum_i Q_s \tag{2.1}$$

$m_i$  : Masse du nœud i.

$C_i$ : Chaleur spécifique du nœud i.

$dt$  : Pas de temps.

Le capteur étudié est un modèle de neuf nœuds schématisés dans la figure suivante :



**Fig. 2.7.** Coupe représentant les températures des différents nœuds.

L'énergie solaire thermique absorbée par le capteur est donné comme suit :

$$Q_{\text{sun}} = A_v \times G \times \tau_{\text{verre}} \times \alpha_{\text{cel}} \tag{2.2}$$

$A_v$ : Surface du verre ( $m^2$ ).

$G$  : Rayonnement totale absorbée par la cellule solaire ( $W/m^2$ ).

$\tau_{verre}$ : Coefficient de transmission de la vitre.

$\alpha_{cel}$ : Coefficient d'absorption de la cellule solaire.

Flux de chaleur échangé par rayonnement (perte) entre le vitrage et le ciel est donné par :

$$Q_{rv-c} = \sigma \cdot \varepsilon_v \cdot A_v (T_v^4 - T_{ciel}^4) \quad (2.3)$$

$\sigma$ : Constante de Stefan-Boltzmann en ( $W/m^2 K^4$ ).

$\varepsilon_v$ : Emissivité du verre.

La température du ciel est donnée par la relation suivante [104] :

$$T_{ciel} = 0.0552 \times (T_a)^{1.5} \quad (2.4)$$

Flux de chaleur échangé par convection (perte) entre le vitrage et l'air ambiant (milieu extérieur) est donné par :

$$Q_{cv-a} = h_{c-a} \times A_v \times (T_v - T_a) \quad (2.5)$$

$T_v$ : Temperature de la vitre du capteur (K).

$T_a$ : Température ambiante (K).

$h_{c-a}$ : Coefficient de transfert convectif ( $W/m^2.K$ ) donné par:

$$h_{c-a} = 5.7 + 3.8 \times V_{vent} \quad (2.6)$$

### 2.7. Bilan thermique des différentes couches du capteur PVT

Un modèle mathématique transitoire sous une convection forcée a été développé pour analyser les performances du capteur hybride PV/T. Afin de décrire l'équilibre énergétique entre les composants, il serait préférable d'utiliser l'analogie entre l'électricité et le transfert de chaleur.

#### ➤ Bilan thermique de la vitre (face extérieure)

$$m_v C_v \frac{\partial T_{vext}}{\partial t} = Q_{sun} - Q_{rv-ciel} - Q_{cv-a} - Q_{cd-v} \quad (2.7)$$

$$m_v C_v \frac{dT_{vext}}{dt} = AvG - \sigma \varepsilon_v A_v (T_{vext}^4 - T_{ciel}^4) - h_{c-a} A_v (T_{vext} - T_a) + h_{cdv} A_v (T_{vext} - T_{vint}) \quad (2.8)$$

Avec:

$$h_{cdv} = \frac{\lambda_v}{\delta_v} \quad (2.9)$$

$\lambda_v$ : Conductivité thermique de la vitre.

$\delta_v$ : Epaisseur de la vitre.

➤ **Bilan thermique de la vitre (face intérieure)**

$$m_v C_v \frac{\partial T_{vint}}{\partial t} = Q_{sun} - Q_{cd-v} - Q_{cd v ciel} \quad (2.10)$$

$$m_v C_v \frac{\partial T_{vint}}{\partial t} = AvG\tau_v - h_{cdv} A_v (T_{vext} - T_{vint}) - h_{cdvcel} A_v (T_{vint} - T_{cel}) \quad (2.11)$$

$$h_{cdvcel} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}} \quad (2.12)$$

$\lambda_{cel}$ : Conductivité thermique de la cellule.

$\delta_{cel}$ : Epaisseur de la cellule.

➤ **Bilan thermique de la cellule solaire**

$$m_{cel} C_{cel} \frac{\partial T_{cel}}{\partial t} = AvG\tau_v \alpha_{cel} + Q_{cd-v-cel} - Q_{cd cel-ted} - Q_{ele} \quad (2.13)$$

$$m_{cel} C_{cel} \frac{\partial T_{cel}}{\partial t} = AvG\tau_v \alpha_{cel} + h_{cdv-cel} A_v (T_{vint} - T_{cel}) - h_{cdvcel-cel} A_{cel} (T_{cel} - T_{ted}) - Q_{ele} \quad (2.14)$$

Avec:

$$h_{cd cel} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}} \quad (2.15)$$

$$h_{cdv-cel-ted} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}} \quad (2.16)$$

$$Q_{ele} = \frac{Q_{sun}}{\alpha_{cel}} \eta_{ref} \exp(\beta(T_{cel} - T_{ref})) \quad (2.17)$$

$\eta_{ref}$ : Rendement de référence mesuré à la condition standard (STD).

$T_{ref} = 25 \text{ °C}$ .

$\beta$ : Coefficient de température qui représente la relation entre le rendement de la cellule solaire et la température (environ 0.004 pour une cellule solaire au silicium).

➤ **Bilan thermique de Tedlar**

$$m_{ted} C_{ted} \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = Q_{cd-cel-ted} - Q_{cd ted-p} \quad (2.18)$$

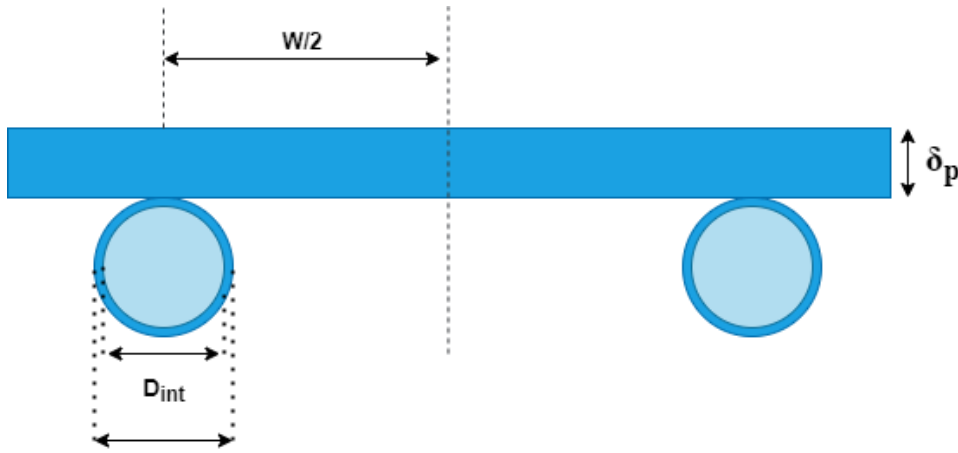
$$m_{ted} C_{ted} \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = h_{cd v-ted} A_{ted} (T_{cel v int} - T_{ted-cel}) - h_{cd ted-p} A_{ted} (T_{ted} - T_p) \quad (2.19)$$

Avec:

$$h_{cd ted} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}} \quad (2.20)$$

$$h_{cd v-ted-p} = 2 \frac{\lambda_p}{\delta_p} \quad (2.21)$$

➤ **Au niveau de la plaque absorbante :**



**Fig. 2.8.** Coupe du capteur au niveau de la plaque absorbante.

$$m_p C_p \frac{dT_p}{dt} = Q_{cd-ted-p} - Q_{cd-p-tub} - Q_{cd-p-iso} \quad (2.22)$$

$$m_p C_p \frac{dT_p}{dt} = h_{cd-ted-p} A_p (T_{ted} - T_p) - h_{cd p-tub} A_p (T_p - T_t) - h_{cd p-iso} A_p (T_p - T_{iso-int}) \quad (2.23)$$

Avec:

$$h_{ptub} = A_p \frac{W - D_{ext}}{W} \quad (2.24)$$

$$h_{piso} = A_p \left[ 1 - \frac{W - D_{ext}}{W} \right] \quad (2.25)$$

$h_{ptub}$ : Surface de contact entre le tube et la plaque absorbante.

$h_{piso}$ : Surface de contact entre la plaque absorbante et l'isolant (face intérieure).

$$h_{cd tub} = \frac{1}{2 \left[ \frac{D_{ext} - D_{int}}{\frac{\lambda_p}{\delta_p} + \frac{2}{\delta_p}} \right]} \quad (2.26)$$

$$h_{cd-p-iso} = 2 \cdot \frac{\lambda_p}{\delta_p} \quad (2.27)$$

$h_{cd-p-tube}$ : Coefficient de transfert par conduction entre la plaque et le tube.

$h_{cd-p-iso}$ : Coefficient de transfert par conduction entre la plaque et l'isolant (face intérieur).

➤ **Au niveau du tube**

$$m_t C_t \frac{dT_t}{dt} = Q_{cd-p-tube} - Q_{cv-tub-fluide} - Q_{cd-tube-iso} \quad (2.28)$$

$$m_t C_t \frac{dT_t}{dt} = h_{cdp-t} A_{p-t} (T_p - T_t) - h_{cvt-f} A_f (T_t - T_f) - h_{cdt-iso} A_{iso-t} (T_t - T_{iso-ext}) \quad (2.29)$$

Avec:

$$h_{iso-t} = \frac{D_{ext}}{2} \cdot \pi \cdot L \quad (2.30)$$

$$A_f = \left( \frac{D_{int}}{2} \right)^2 \pi \quad (2.31)$$

$A_{iso-t}$ : Surface de contact entre l'isolant est le tube.

$A_f$ : Surface de contact entre le tube et le fluide caloporteur.

$$h_{cv-t-f} = \frac{\lambda_f \cdot Nu}{D_h} \quad (2.32)$$

$\lambda_f$ : Conductivité thermique du fluide .

$D_h$ : Diamètre hydraulique.

Le Nombre de Nusselt(Nu) est calculé selon la corrélation de Gnielinski, qui a exploité un grand nombre de données expérimentales sur le transfert de chaleur dans les tubes et il a proposé une corrélation utilisable pour le régime de transition et pour le régime turbulent en tenant compte de la longueur d'établissement de l'écoulement.

Les propriétés physiques sont calculées à la température moyenne de l'eau.

$$Nu = \frac{\Omega}{8} \frac{(re \cdot 10^3) Pr}{1 + 12.7 \left( \frac{\Omega}{8} \right)^{0.5} (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)} \left[ 1 + \left( \frac{D_{int}^{\frac{2}{3}}}{L} \right) \right] \quad (2.33)$$

$\Omega$ : Coefficient de Darcy.

Cette relation est utilisable pour  $0.6 < Pr < 2000$  et  $2300 < Re < 10^6$

Si  $2300 < Re < 10^5$ , on applique la relation de Blasius :

$$\Omega: 0.3164 Re^{-0.25}$$

Si  $10^5 \leq Re \leq 10^6$ , on applique la relation d'Herman :

$$\Omega:0.0054+0.3964Re^{-0.3}$$

➤ **Pour le fluide caloporteur**

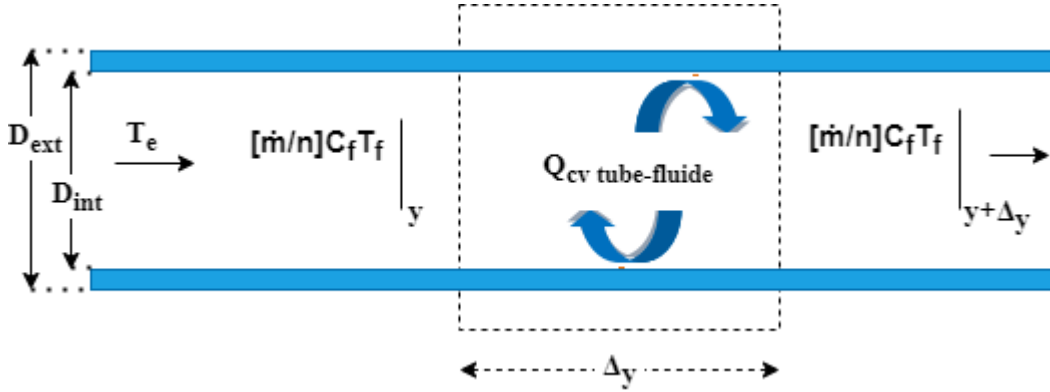
La distribution de la température dans le sens d'écoulement du fluide, si on considère que le fluide a une température d'entrée  $T_e$  et une température de sortie  $T_s$  pour un segment de conduite est donné par:

$$m_f C_f \frac{dT_f}{dt} = Q_{cv-tube-fluide} + Q_{th} \quad (2.34)$$

$$m_f C_f \frac{dT_f}{dt} = h_{cv-t-f} A_f (T_t - T_f) + nWF' [S - U_{pa} (T_f - T_a)] \quad (2.35)$$

Avec:

$$S = \tau_v \cdot \alpha_{cel} - \frac{\eta_{ref} \cdot A_{cel}}{A_{cop}} \quad (2.36)$$



**Fig. 2.9.** Schéma servant à écrire le bilan thermique d'un volume élémentaire de fluide dans un tube.

➤ **Pour la couche d'isolant**

• **Face intérieur:**

$$m_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso-int}}{dt} = Q_{cd-p-iso} + Q_{cd-iso} \quad (2.37)$$

$$m_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso-int}}{dt} = h_{cd-p-iso} A_{p-iso} (T_p - T_{iso-int}) - h_{cd-p-iso} A_{iso} (T_{iso-int} - T_{iso-ext}) \quad (2.38)$$

• **Face extérieur :**

$$m_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso-ext}}{dt} = Q_{cd-t-iso} + Q_{iso} + Q_{cd-iso-a} \quad (2.39)$$

$$m_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso-int}}{dt} = h_{cd-t-iso} A_{p-iso} (T_t - T_{iso-ext}) + h_{cd-iso} A_{iso} (T_{iso-int} - T_{iso-ext}) - h_{iso-a} A_{iso} (T_{iso-ext} - T_a) \quad (2.40)$$

$$Q_{util} = A_{cap} F_R [(\tau\alpha)_{pv} G - U_{p-a} (T_e - T_a)] \quad (2.41)$$



$U_{p-a}$ : Coefficient de perte thermique globale du capteur.

$F_R$ : Facteur d'extraction de la chaleur qui définit la proportion du gain réel de l'énergie utile du collecteur au maximum du gain utile possible si la surface du collecteur entière était à la température d'entrée du fluide, il peut être calculé comme suit :

$$F_R = \frac{\dot{m}C_f}{A_{cap}U_{p-a}} \left[ 1 - \exp\left(\frac{-A_{cap} \cdot U_{p-a} - aF'}{\dot{m}C_f}\right) \right] \quad (2.42)$$

L'efficacité corrigée de l'ailette F' peut être calculée comme suit :

$$\dot{F} = \frac{\frac{1}{U_{p-a}}}{W(U_{p-a}(D_{ext} + (W - D_{ext})) - \frac{1}{cb} + \frac{1}{\pi D_h \cdot h_{cv-p-f}})} \quad (2.43)$$

Avec:

$$F = \frac{\tanh\left(\left(\frac{W - D_{ext}}{2}\right)\sqrt{\frac{U_{p-a}}{\lambda_p \delta}}\right)}{\left(\frac{W - D_{ext}}{2}\right)\sqrt{\frac{U_{p-a}}{\lambda_p \delta}}} \quad (2.44)$$

### 2.8. Performance électrique et thermique du capteur hybride PVT

Le facteur de l'absorptivité – transmittivité, d'un panneau solaire hybride est défini par:

$$\tau \times \alpha = 1 - \rho \quad (2.45)$$

Où :

$\tau$ : Transmittivité de la couche supérieure du panneau.

$\alpha$ : Facteur d'absorption de la couche supérieure du panneau.

$\rho$ : Facteur de réflexion sur toute la géométrie du panneau.

Le rendement électrique, comme pour les panneaux photovoltaïques, est défini comme quotient entre le rendement de puissance du panneau et le rayonnement incident sur le panneau. Pendant que le rendement de puissance pour un état de travail est donné par le produit de la tension (V) et du courant correspondant (I), le rendement électrique s'exprime de la manière suivante:

$$\eta_e = \frac{I \cdot V}{A_c \cdot G} \quad (2.46)$$

$$\eta_e = \frac{P_e}{A_c \cdot G} \quad (2.47)$$

$\eta_e$  : Rendement nominal sous conditions standards [23].

$$P_e = \frac{\alpha_{cel} \times \tau_v \times A_c}{\alpha_{cel}} \times \eta_{ref} \times \exp[\beta(T_{cel} - T_{ref})] \quad (2.48)$$

$P_e$ : Puissance électrique produite par un capteur hybride PVT.

Le rendement thermique est le facteur déterminant de la performance thermique de ce dernier, qui est déterminé par la formule suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m} \cdot C_f (T_s - T_e)}{A \cdot G} \quad (2.49)$$

$T_s$ : Température de sortie du fluide caloporteur.

$T_e$ : Température d'entrée du fluide caloporteur.

Alors toute l'efficacité du panneau PVT sera la somme des précédentes.

### 2.9. Résolution numérique du système

Les méthodes de Runge-Kutta (ou RK), d'ordre 2 ou 4, sont très couramment utilisées pour la résolution des équations différentielles ordinaires. Ce sont des méthodes à pas unique, directement dérivées de la méthode d'Euler. Elles ont l'avantage d'être simples à programmer et d'être assez stables pour les fonctions courantes de la physique.

Pour obtenir plus de précision, mais en doublant le temps de calcul puisqu'on procède à 4 évaluations de  $f$ .

Résolution peut être envisagée par la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4. Pour cela il faut mettre le système d'équations précédent sous la forme suivante:

#### ➤ Pour le capteur hybride PV/T

$$f(T_{vext}) = \frac{\partial T_{vext}}{\partial t} = \frac{1}{m_v C_v} [A_v G - \sigma \varepsilon_v A_v (T_{vext} - T_{ciel}) - h_{c-a} A_v (T_{vext} - T_a) - h_{cdv} A_v (T_{vext} - T_{vint})] \quad (2.50)$$

$$f(T_{vint}) = \frac{\partial T_{vint}}{\partial t} = \frac{1}{m_v C_v} \left[ A_v G \tau_v - h_{cdv} A_v (T_{vext} - T_{vint}) - h_{cdvcel} A_v \left( \begin{matrix} T_{vext} \\ -T_{cel} \end{matrix} \right) \right] \quad (2.51)$$

$$f(T_{cel}) = \frac{\partial T_{cel}}{\partial t} = \frac{1}{m_{cel} C_{cel}} [A_v G \tau_v \alpha_{cel} + h_{cdv-cel} A_v (T_{vint} - T_{cel}) - h_{cdvcel-cel} A_{cel} (T_{cel} - T_{ted}) - Q_{ele}] \quad (2.52)$$

$$f(T_{ted}) = \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = \frac{1}{m_{ted}C_{ted}} [h_{cdv-ted}A_{ted}(T_{celvint} - T_{ted-cel}) - h_{cdted-p}A_{ted}(T_{ted} - T_p)] \quad (2.53)$$

$$f(T_p) = \frac{\partial T_p}{\partial t} = \frac{1}{m_p C_p} [h_{cdted-p}A_p (T_{ted} - T_p) - h_{cdp-tub}A_p (T_p - T_t) - h_{cdp-iso}A_p (T_p - T_{iso-int})] \quad (2.54)$$

$$f(T_t) = \frac{\partial T_t}{\partial t} = \frac{1}{m_t C_t} [h_{cdp-t}A_{p-t}(T_p - T_t) - h_{cvt-f}A_f(T_t - T_f) - h_{cdt-iso}A_{iso-t}(T_t - T_{iso-ext})] \quad (2.55)$$

$$f(T_f) = \frac{\partial T_f}{\partial t} = \frac{1}{m_f C_f} [h_{cvt-f}A_f(T_t - T_f) + nWF' (S - U_{pa}(T_t - T_f))] \quad (2.56)$$

$$f(T_{iso-int}) = \frac{\partial T_{iso-int}}{\partial t} = \frac{1}{m_{iso}C_{iso}} [h_{cdp-iso}A_{p-iso}(T_p - T_{iso-int}) - h_{cd-iso}A_{iso}(T_{iso-int} - T_{iso-ext})] \quad (2.57)$$

$$f(T_{iso-ext}) = \frac{\partial T_{iso-ext}}{\partial t} = \frac{1}{m_{iso}C_{iso}} [h_{cd-t-iso}A_{p-iso}(T_t - T_{iso-ext}) - h_{cd-iso}A_{iso}(T_{iso-int} - T_{iso-ext}) - h_{iso} - aA_{iso}(T_{iso-ext} - T_a)] \quad (2.58)$$

### 2.9. 1. Méthode de Range-Kutta

La méthode de range-kutta est une méthode d'analyse numérique d'approximation de solution d'équation différentielle cette méthode repose sur le principe de l'itération c'est-à-dire qu'une première estimation de la solution est utilisée pour calculer une seconde estimation, plus précise, et ainsi de suite.

Considérons le problème suivant :

$$T' = f(t, T), \quad f(t_0) = T_0$$

La méthode RK4 est donnée par l'équation :

$$T_{n+1} = T_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2.k_2 + 2.k_3 + k_4)$$

Où :

$$k_1 = f(t_n, T_n)$$

$$k_2 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, T_n + \frac{h}{2}.k_1\right)$$

$$k_3 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, T_n + \frac{h}{2}.k_2\right)$$

$$k_4 = f(t_n + h, T_n + h.k_3)$$

L'idée est que la valeur suivante ( $T_{n+1}$ ) est approchée par la somme de la valeur actuelle ( $T_n$ ) et du produit de la taille de l'intervalle ( $h$ ) par la pente estimée.

Nous supposons connues, les températures des différents nœuds à l'instant initial, et avec l'algorithme de calcul (organigramme).

Nous obtenons un système d'équations, dont la résolution permet de calculer nos inconnues.

### 2.9. 2. Traitement informatique

Les diverses étapes de résolution sont les suivantes :

- Entrée des données et calcul des constantes.
- La température ambiante.
- Calcul le rayonnement solaire globale.
- Calcul des différents échanges thermiques qui sont indépendants de la température à

savoir :

1) Les coefficients d'échange thermique par conduction à travers les composants du module PV, l'absorbeur, et l'isolant.

2) Les coefficients d'échange thermique du au vent.

➤ Nous supposons au départ que chaque composant du capteur est à la température ambiant  $T_a$ .

- Calcul de coefficient d'échange thermique par rayonnement entre :

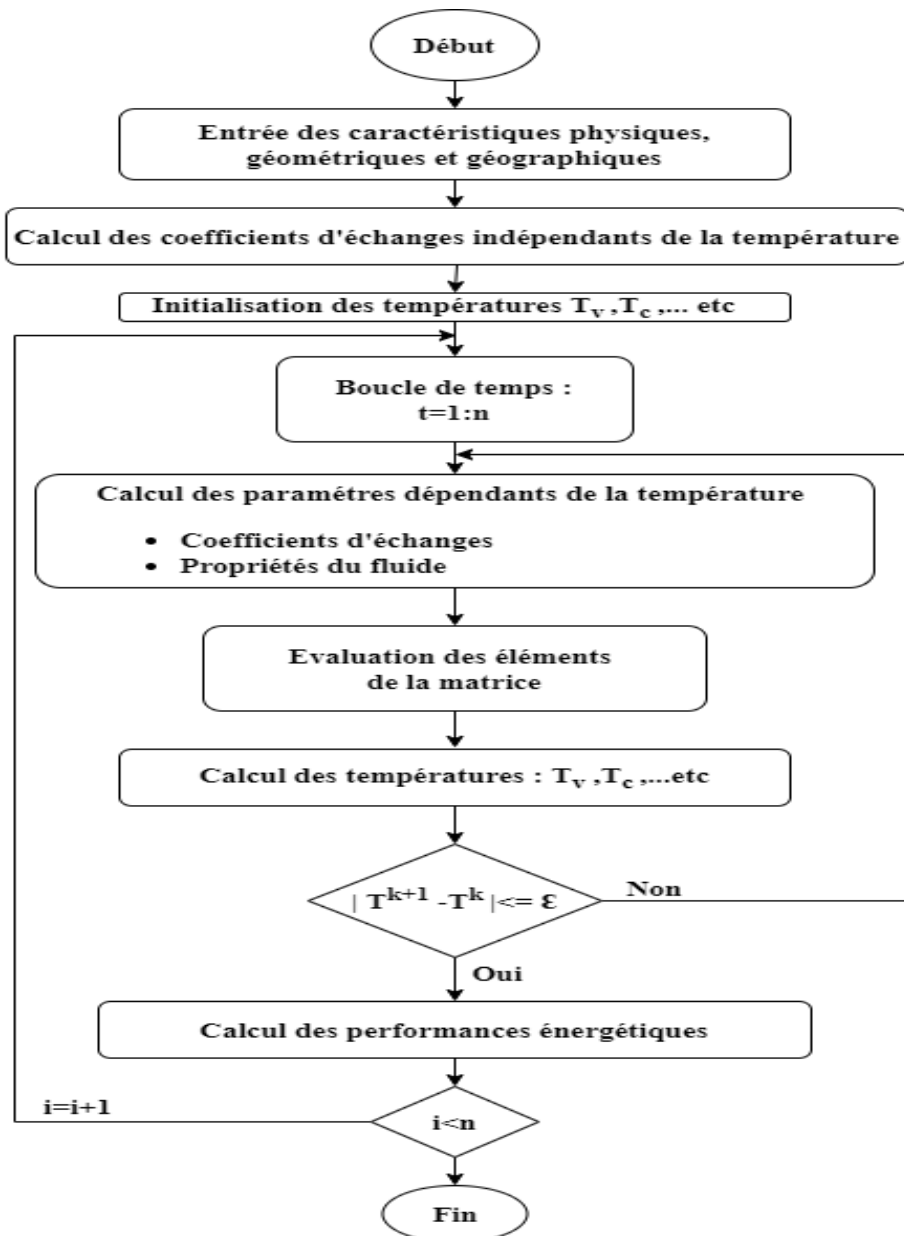
La vitre (coté extérieur) et l'ambiance.

- Calcul de coefficient d'échange thermique par rayonnement entre :

- a. La vitre (coté extérieur) et l’ambiance.
- b. Le tube et le fluide caloporteur.
- Calcul le coefficient d’échange thermique par conduction entre les différentes couches du PVT.
- L’exécution de l’algorithme de RK4 d’itération.

Toutes ces étapes sont représentées dans l’organigramme qui suit. Le programme principal a été développé en MATLAB.

**2.9. 3. Organigramme**



**Fig. 2.10.** Organigramme simplifié pour la simulation des capteurs

## 2.10. Résultat de simulation

### 2.10.1. Variation de l'éclairement globale

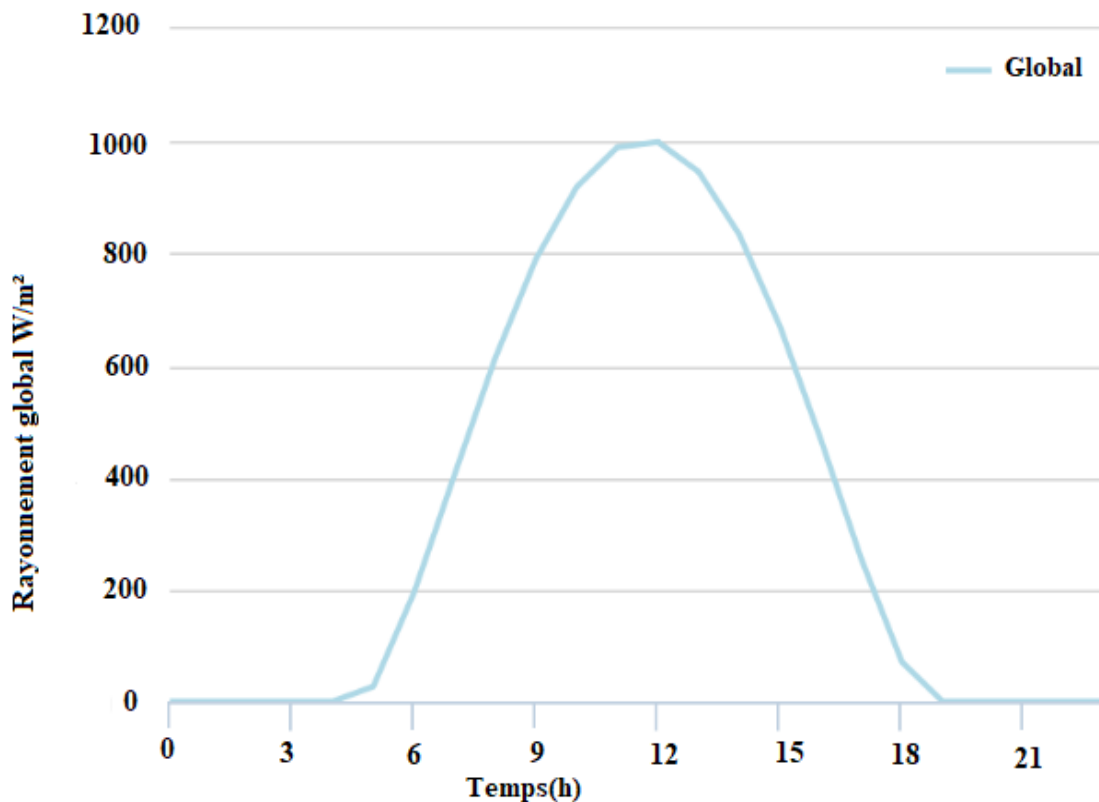
Le rayonnement global, étant le paramètre le plus influant sur le fonctionnement du système, il est donné pour la ville de Tébessa.

Les coordonnées géographiques de Tébessa, (Algérie) sont données comme suit :

Latitude: 35°24'20.7" Nord

Longitude: 8°07'14.4" Est

L'altitude par rapport au niveau de la mer: 813 m



**Fig.2.11.** Variation temporelle du rayonnement.

Dans la figure, on constate que la puissance d'insolation est au maximum entre 11h et 13h puisque le flux de chaleur est important.

Le flux solaire reçu sur une surface dépend de:

- La nature des couches nuageuses.
- L'instant considéré dans la journée.

- L'orientation et de l'inclinaison de la surface.
- La latitude du lieu.
- La période de l'année.

### 2.10.2. Variation de la température ambiante et du ciel

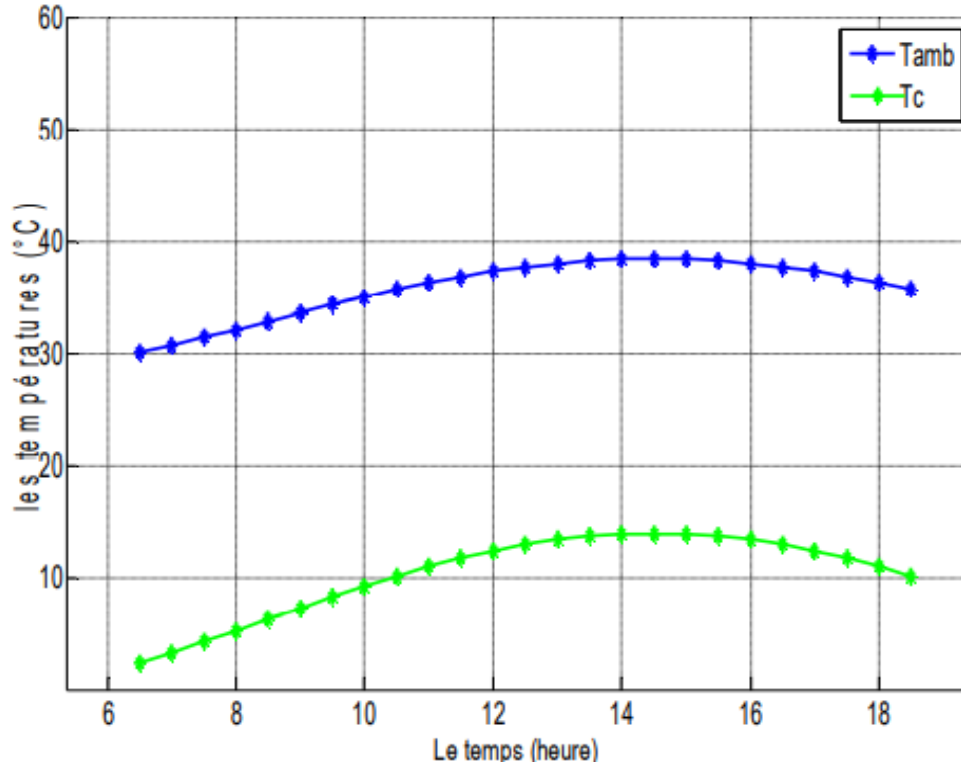


Fig.2.12. Variation temporelle du rayonnement

La figure (2.12) permet d'observer la variation journalière des deux températures, ainsi que leur allure qui est presque identique, vue que la température du ciel ( $T_c$ ) dépend directement de la température ambiante ( $T_{amb}$  ou  $T_a$ ). On rappelle que:

$$T_{ciel} = 0.0552 \times (T_a)^{1.5} \quad (2.59)$$

### 2.10.3. Variation des températures des différents éléments du capteur PVT

La figure en évidence l'influence de la vitesse du vent sur les températures des différentes couches du capteur. On remarque que l'augmentation de la vitesse du vent fait diminuer les températures des différentes couches, donc elle refroidit le capteur vu qu'elle fait accroître l'échange par convection entre capteur et l'ambiance.

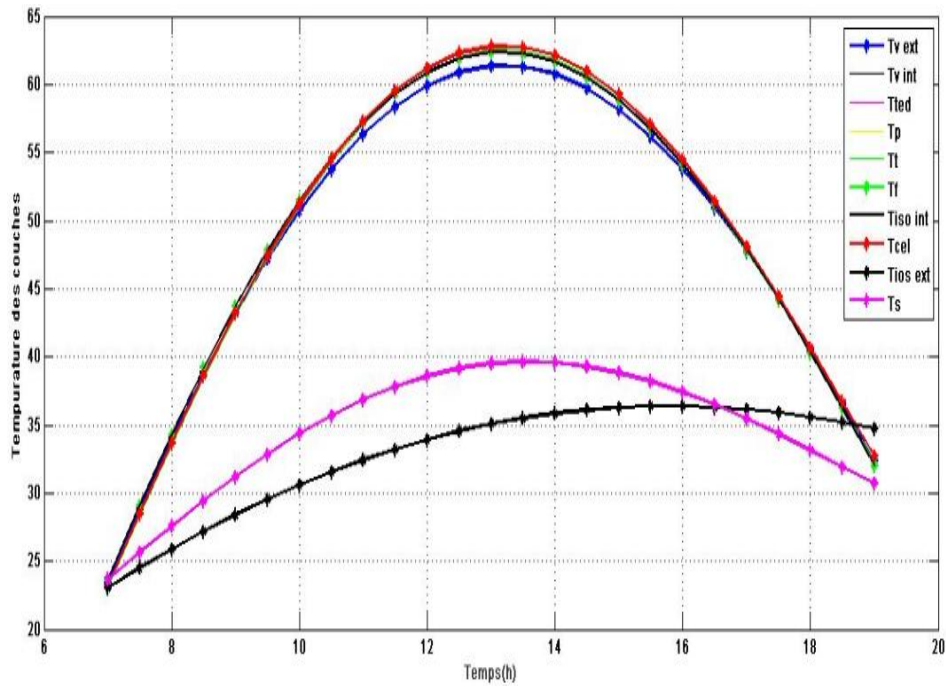


Fig. 2.13. Variations temporelles des températures de différentes couches du capteur PVT.

### 2.10.4. Rendement électrique et thermique

La variation temporelle du rendement électrique et thermique (figure 2.14 et figure 2.15) est similaire à celle de l'irradiation globale. Dans le premier temps une augmentation du rendement jusqu'à une valeur maximale à 13h puis une décroissance jusqu'à la fin de la journée. Le rendement électrique du capteur hybride PVT est de l'ordre de 10%, alors que le rendement thermique atteindre une valeur de 50%

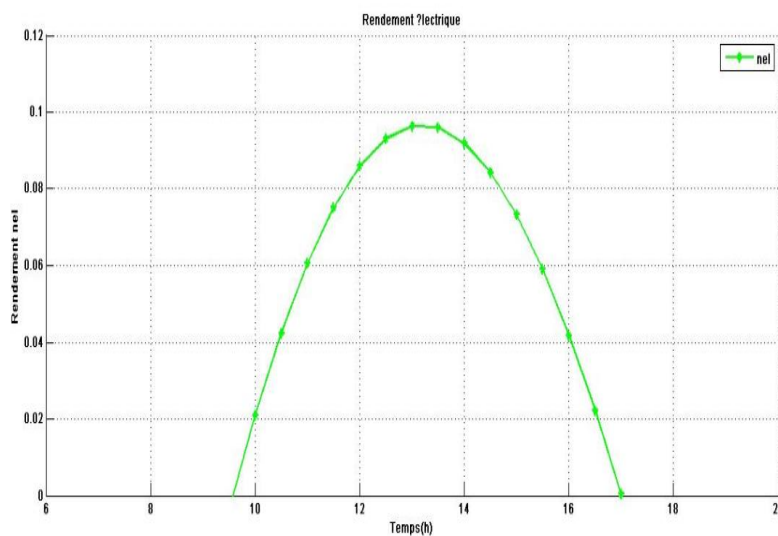


Fig. 2.14. Variations temporelles du rendement électrique.



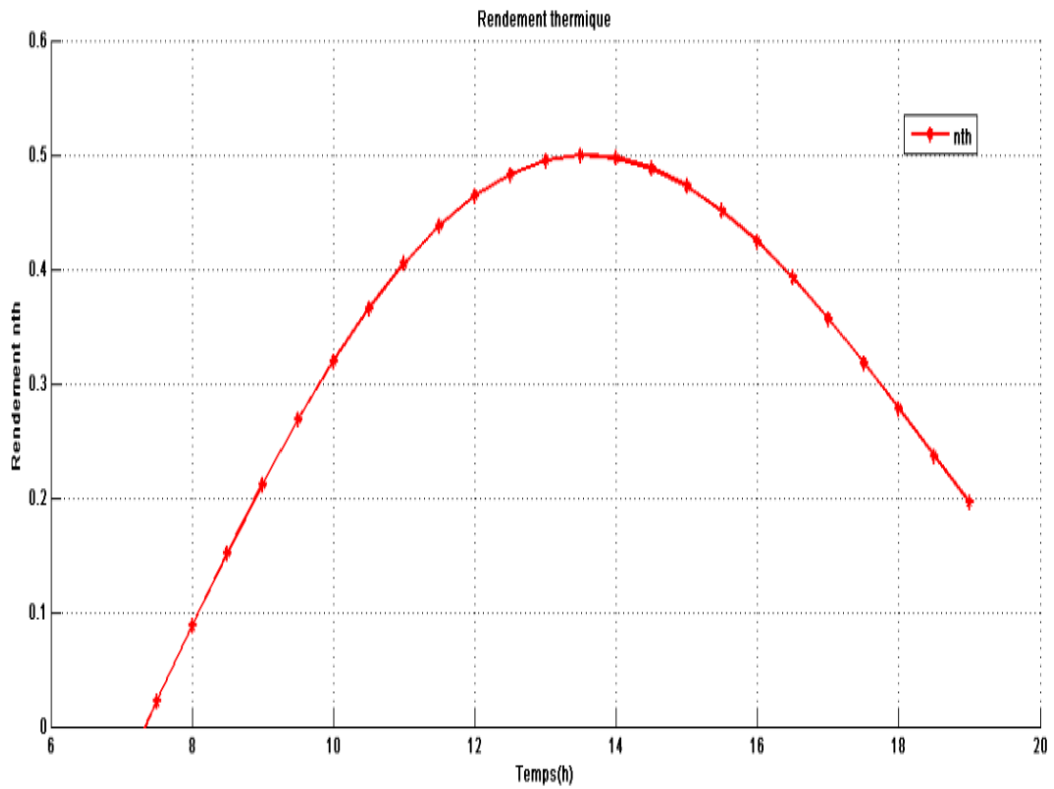


Fig. 2.15. Variations temporelles du rendement thermique.

2.11. Caractéristiques I(V) de PV et PVT

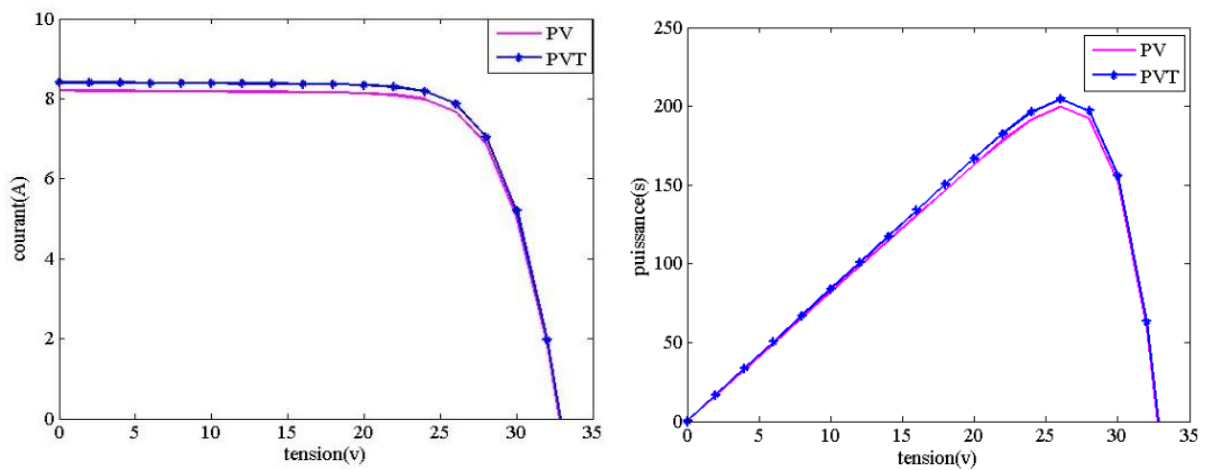


Fig. 2.16. Caractéristique I-V et P-V pour PV et PVT

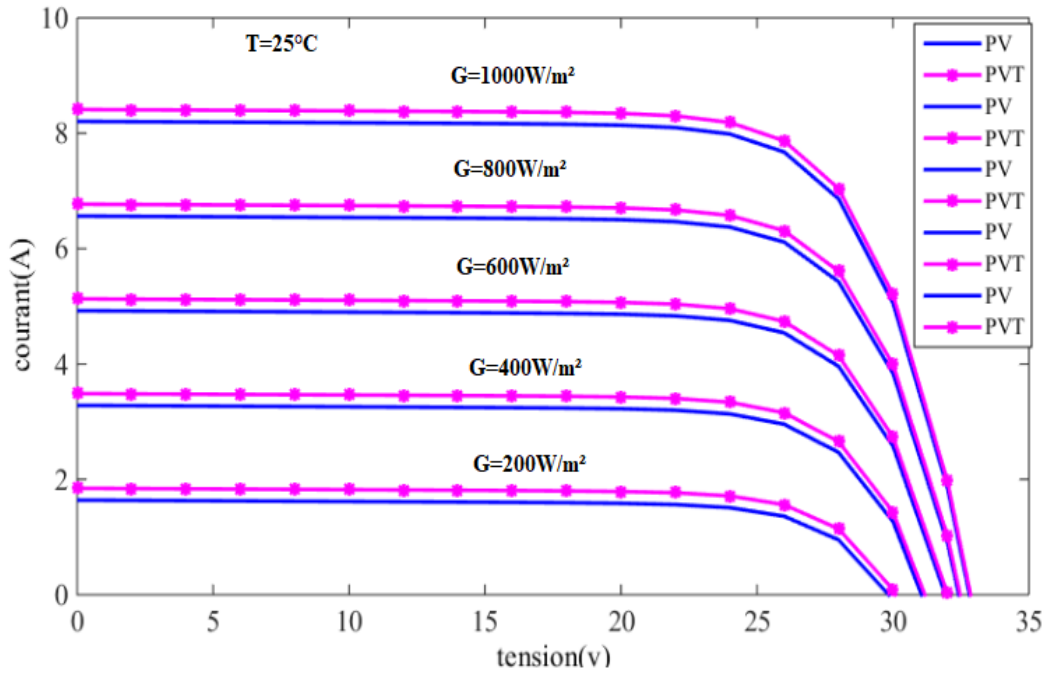


Fig. 2.17. Caractéristique I-V pour PV et PVT

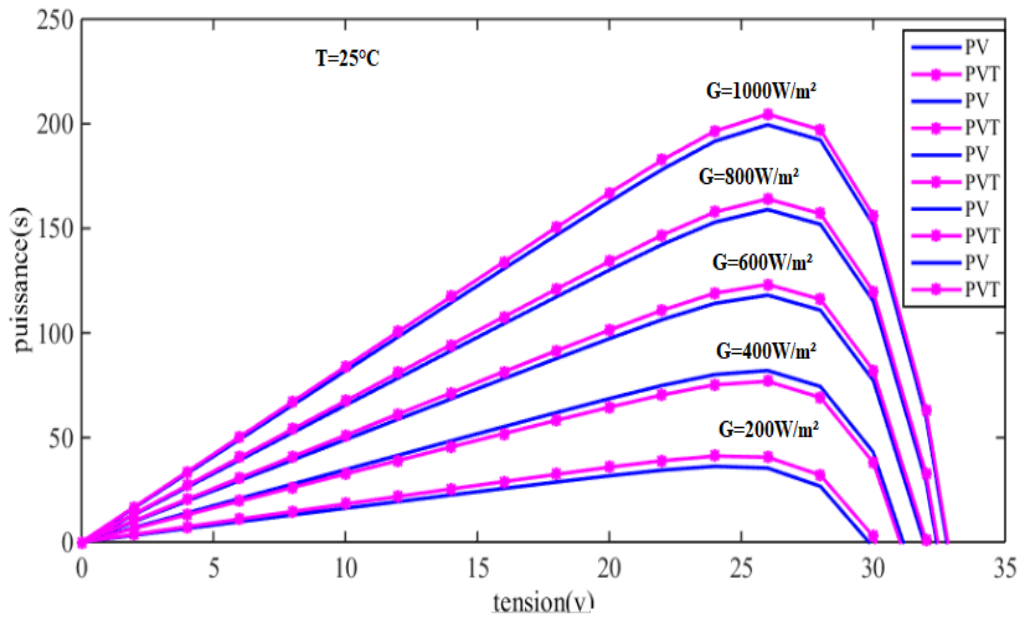


Fig. 2.18. Caractéristique I-P pour PV et PVT

Dans les figures ci-dessus, il convient de noter que la courbe I (V) et la courbe P(V) du générateur PVT est légèrement supérieure à la courbe I (V) et la courbe P(V) du collecteur PV, ce qui se traduit par une légère amélioration de l'efficacité du collecteur PVT en ajoutant le générateur correspond à Photovoltaïque.

## 2.12. Avantages et inconvénients de capteur PVT

### 2.12.1. Avantage

Les capteurs PV/T produisent plus d'énergie par unité de surface que les modules PV côte à côte et les capteurs solaires thermiques. Par conséquent, les systèmes PV/T sont particulièrement appropriés pour les applications où la surface disponible est limitée.

- Les systèmes PV/T peuvent répondre complètement à la demande d'électricité et de chaleur des bâtiments en réduisant considérablement les émissions de CO<sub>2</sub>.
- Les systèmes PV/T sont fiables et fonctionnent dans un environnement silencieux. La durée de vie de ces systèmes est d'environ 20 à 30 ans et les frais de maintenance sont négligeables.
- L'efficacité thermique des capteurs PV/T à eau est supérieure à celle des capteurs PV/T à air. La feuille et le tube est la conception la plus prometteuse car c'est la configuration la plus facile à fabriquer.
- Les rendements thermiques et électriques des systèmes PV/T peuvent être considérablement améliorés en utilisant des surfaces réfléchissantes à faible coût.
- Les systèmes PV/T vitrés sont toujours adaptés pour maximiser la thermique ou la production d'énergie globale.
- Les systèmes PV/T non vitrés offrent de meilleures performances électriques par rapport aux systèmes PV/T vitrés.
- Les paramètres de la plaque absorbante ont une influence significative sur le rendement thermique des systèmes PV/T.
- Afin de minimiser la résistance thermique entre la surface de l'absorbeur et le fluide caloporteur, les couches entre les cellules PV et la plaque absorbante doivent être maintenues aussi fines que possible.
- Une évaluation exégétique doit être utilisée afin de faire une évaluation réaliste des systèmes PV/T.
- Des recherches supplémentaires devraient être menées pour optimiser la géométrie des canaux d'air des systèmes PV/T.

### 2.12.2. Inconvénients


L'inconvénient majeur des modules photovoltaïques classiques réside dans le fait que le rendement baisse lorsque la température augmente.

Ce phénomène n'empêche pas une forte production d'électricité en plein été, mais la capacité de production des cellules plafonne lorsque la température est élevée.

### **2.13. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons pu donner un aperçu du système d'énergie solaire hybride PVT, Dans la première partie nous avons rappelé les concepts du système d'énergie solaire hybride PVT. Ensuite, nous avons présenté les différents types de ce système avec les avantages ainsi que des explications sur les éléments constitutifs du collecteur PVT examiné. La deuxième partie du chapitre est consacrée à l'énergie thermique étude du collecteur PVT hybride, équilibrage de la chaleur des différentes couches du collecteur, donnant des équations différentielles pour chaque couche. Puis la résolution numérique de ce système avec les performances électriques et thermiques du capteur hybride PVT et enfin les avantages et inconvénients du système de capteur PVT en installant deux systèmes séparément.

Dans le prochain chapitre, nous allons procéder a la mise en application du système hybride PVT sur le pompage PV.



**CHAPITRE III**  
**MODELISATION**  
**DU SYSTEME DE**  
**POMPAGE**  
**HYBRIDE PV**

### **3.1. Introduction**

Le pompage d'eau est un facteur important dans le développement des zones rurales et isolées. L'utilisation du photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'un des domaines les plus prometteurs pour l'application de l'énergie solaire. L'amélioration de système de pompage photovoltaïque par l'insertion d'un capteur photovoltaïque thermique (PVT) qui diminue la température et ensuite augmenter le rendement de ce système. Le pompage photovoltaïque qui permet d'obtenir des débits nettement plus importants, apparaît comme une solution raisonnable du point de vue technique et économique.

Principalement on rencontre deux familles des moteurs qui sont actuellement les plus utilisés pour l'application de pompage photovoltaïque.

- Les moteurs à courant continu.
- Les moteurs asynchrones à cage d'écurieux.

Comme les panneaux solaires génèrent un courant électrique continu, on doit utiliser une pompe à énergie solaire équipée d'un moteur à courant continu, à moins d'y ajouter des composants électriques supplémentaires. Si la pompe possède un moteur à courant alternatif, il faut lui ajouter un convertisseur pour transformer le courant continu produit par le panneau solaire en courant alternatif.

En raison de la complexité de cette solution, des coûts supplémentaires qu'elle exige et de l'efficacité réduite des systèmes à courant alternatif, la plupart des pompes à énergie solaire sont équipées d'un moteur à courant continu. [25]

Dans ce chapitre, nous allons étudier les machines à courant continu, le principe de fonctionnement et les équations de base de la machine à courant continu à aimant permanent. La deuxième partie est consacrée à la pompe (principe de fonctionnement, les différents types de pompe et la caractéristique de la pompe centrifuge).

### **3.2. Hacheur Boost**

Ce dernier est un convertisseur survolteur, connu aussi sous le nom de « Boost » ou hacheur parallèle, c'est un convertisseur direct DC-DC.

La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive).

L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [26]. Son schéma de principe de base est celui de la figure (3.1). Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure :

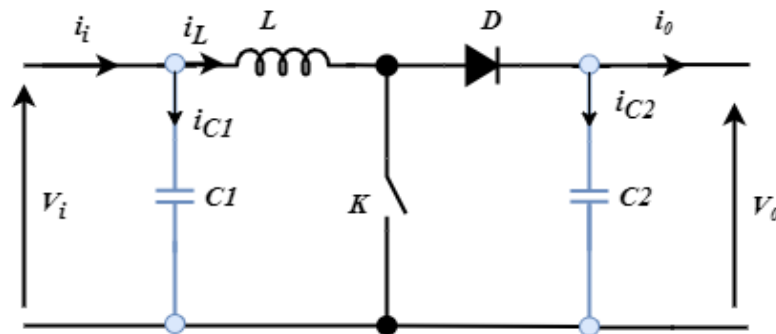


Fig.3.1. Schéma de principe d'un convertisseur Boost.

Comme pour le convertisseur dévolteur, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents du convertisseur survolteur (voir figure 3.2) des deux phases de fonctionnement donne :

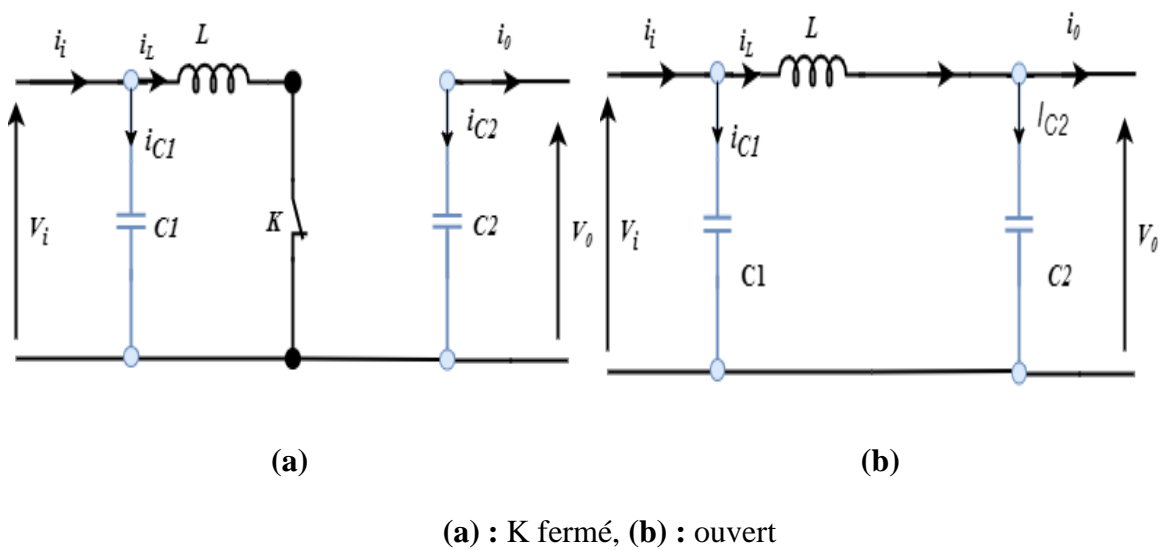


Fig.3.2. Schémas équivalents d'hacheur survolteur,

L'application des lois de Kirchoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donnent les calculs suivantes :

Pour la première période d. Ts :

$$\begin{cases} I_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_l(t) \\ I_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_i(t)}{dt} = -I_0(t) \\ V_l(t) = L \frac{di_l}{dt} = -V_i(t) \end{cases} \quad (3.1)$$

Pour la deuxième période (1-d) T

$$\begin{cases} I_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_l(t) \\ I_{C_2}(t) = L \frac{dV_i(t)}{dt} = I_l(t) - I_0(t) \\ V_l(t) = L \frac{di_l}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \end{cases} \quad (3.2)$$

Et donc, on trouve le modèle approximé du convertisseur survolteur :

$$\begin{cases} I_L = I_i - C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ I_0 = (1 - d)I_L - C_2 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ V_l(t) = L \frac{di_L}{dt} + (1 - d)V_0 \end{cases} \quad (3.3)$$

### 3.3. Simulation du convertisseur DC-DC BOOST

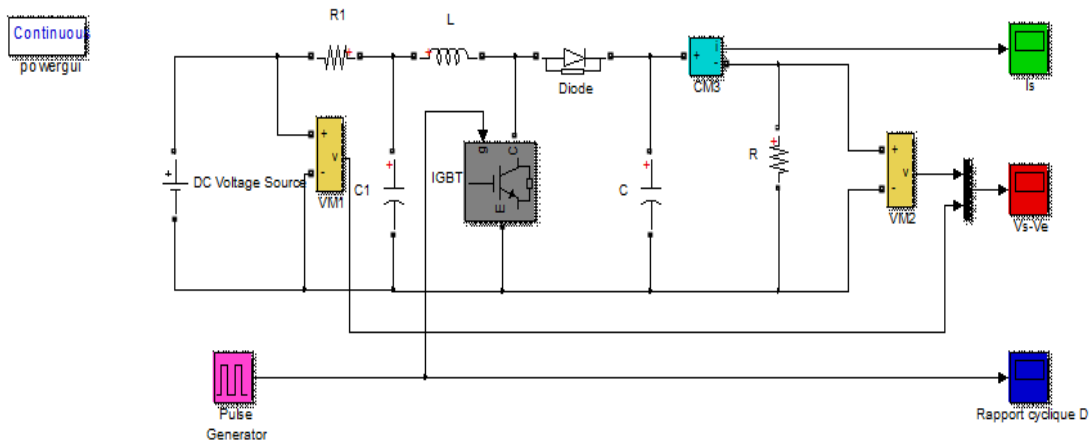


Fig.3.3. Modèle Simulink d'un convertisseur DC-DC Boost.



Pour la simulation du convertisseur nous utilisons :

- Une source de tension de 230 V continu comme tension d'entrée du convertisseur DC-DC.
- Un signal de commande de rapport cyclique de 0.5.

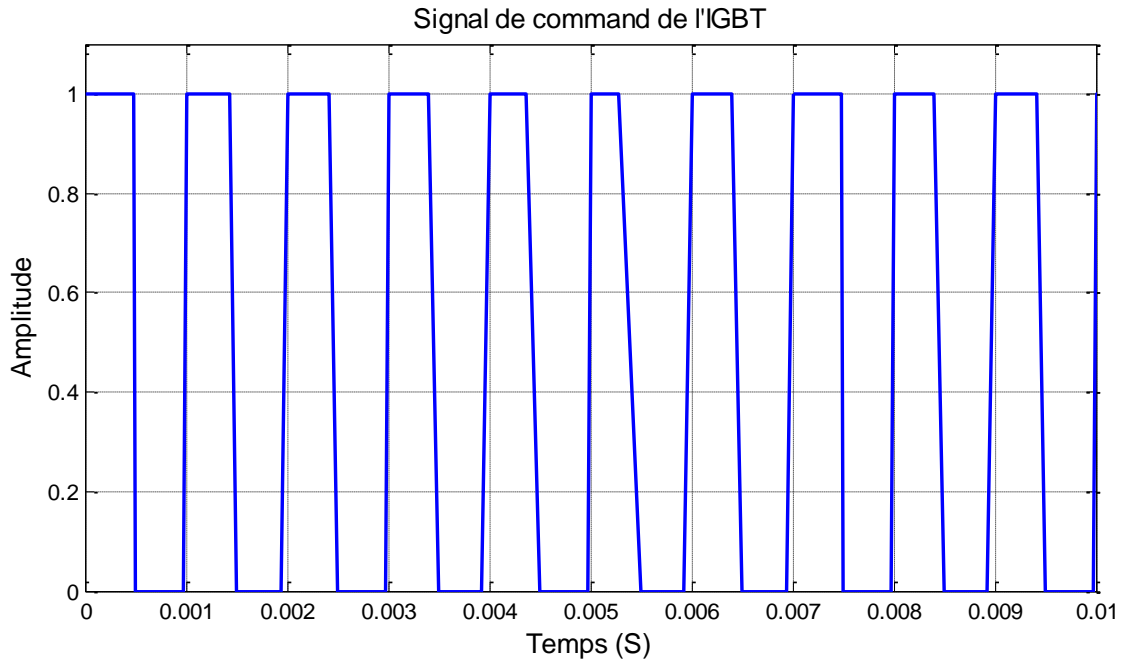


Fig.3.4. Signal de commande du convertisseur DC-DC.

Après simulation nous avons obtenu les résultats suivants figure (3.4).

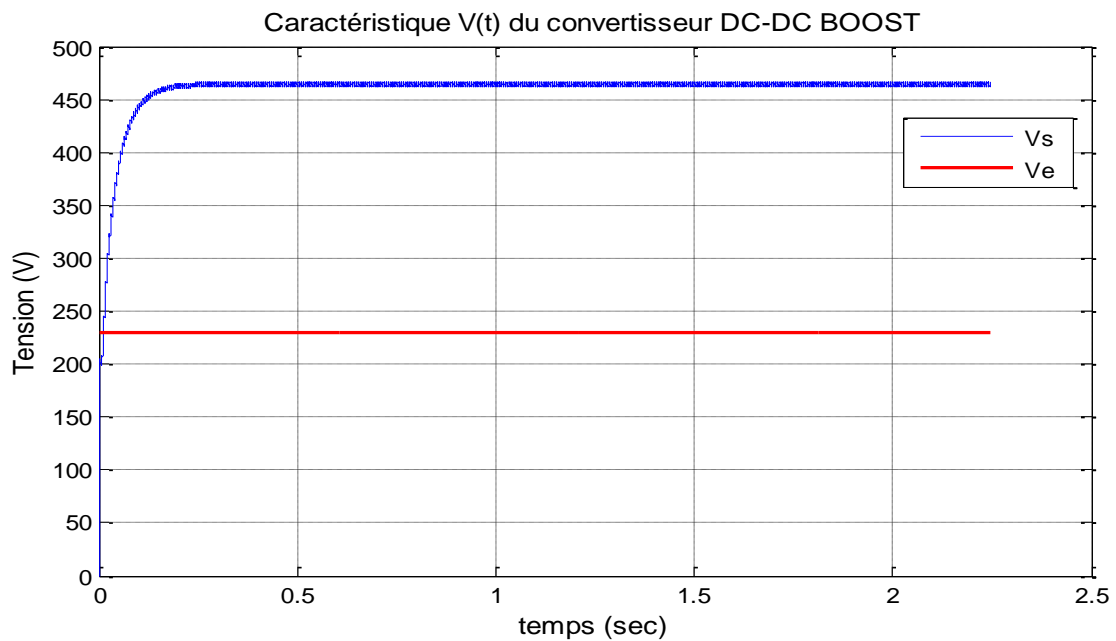


Fig.3.5. Tension de sortie  $V_s$  et Tension d'entrée  $V_e$  du convertisseur DC-DC.

Pour le rapport cyclique de 0.5 nous avons le double de la tension en sortie par rapport à la tension injectée à l'entrée du convertisseur.

Nous avons injecté une tension de 230V en entrée, la tension obtenue en sortie est de 460V, ce qui confirme que le convertisseur DC -DC fonctionne correctement.

### **3.4. Moteur**

Les pompes sont alimentées par un moteur électrique qui convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Ils fonctionnent soit en alternatif, soit en continu. Parmi les moteurs sont utilisés dans les systèmes de pompage PV, il y a trois types :

- Moteur à courant continu.
- Les moteurs à courant continu, sans balais, à commutation électronique (Brushless permanent magnetic DC Motors).
- Moteur à courant alternatif.

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants :

- Bon rendement.
- Souplesse de fonctionnement.
- Robustesse du matériel afin de limiter au maximum l'entretien et les risques de pannes.
- Fiabilité et autonomie de l'installation.
- Faible puissance au démarrage.

#### **3.4.1. Moteur à aimant permanent sans balais**

Le moteur à courant continu sans balais diffère du moteur à courant continu conventionnel en ce sens qu'il est composé d'un aimant permanent au rotor. Cette configuration ne permet plus d'effectuer la commutation avec l'ensemble collecteur/balais puisque le champ magnétique est fixe même sans alimentation. De plus, l'alimentation des bobines situées au stator est faite, comme son nom l'indique en tension continu. [27]

Les performances de plus en plus élevées et les avantages que présentent les aimants permanents font que ces derniers sont des éléments de base dans l'industrie moderne. Leurs utilisations dans les machines électriques sont de plus en plus fréquentes. Cependant, les performances des machines utilisant des aimants permanents dépendent des propriétés magnétiques de ceux-ci. Les critères de l'aimant sont à la fois techniques et économiques. [28]

Au cours de ces dernières années, l'utilisation du moteur à courant continu à aimant permanent, comme moteur d'entraînement pour les systèmes de pompage photovoltaïques a connu une évolution rapide.

Le schéma technologique d'une MCC est représenté sur la figure suivante :

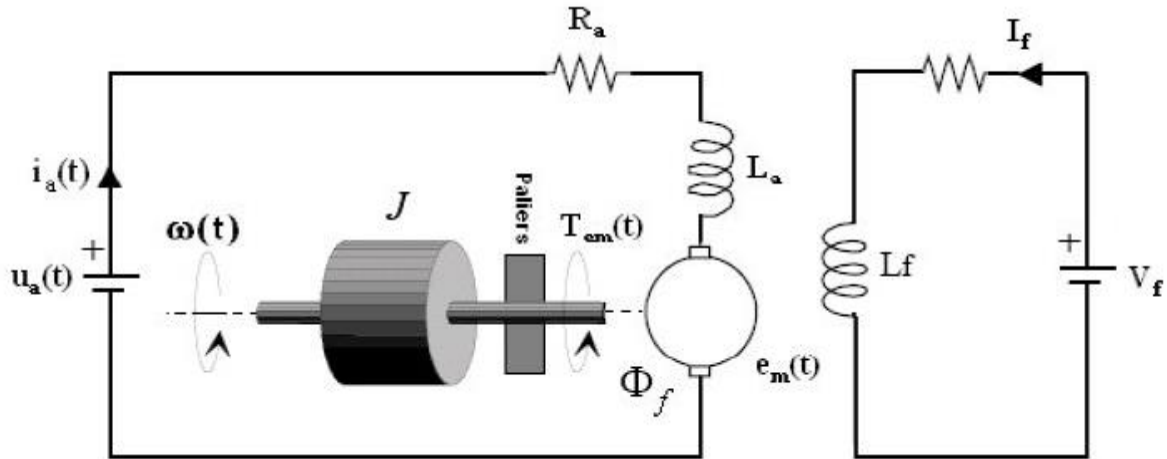


Fig.3.6. Machine à courant continu a aimant permanent.

### 3.4.2. Simulation de fonctionnement du moteur à aimant permanent sans balais

La modélisation du moteur est réalisable à partir des équations de base de la machine à courant continu.

Les signaux y intervenant sont les suivants:

La tension aux bornes de l'induit  $u_a(t)$  l'indice "a" correspond à Anker, c'est à dire induit en langue Allemande.

Le circuit électrique de l'induit, faisant apparaître :

- La résistance de l'induit  $R_a$ .
- L'inductance de l'induit  $L_a$ .
- Une tension  $e_m(t)$  appelée f.é.m. (force électromotrice), proportionnelle à la vitesse angulaire  $\omega(t)$ .
- Le courant traversant le circuit d'induit  $I_a t$ .
- Le couple électromagnétique instantané  $T_{em} t$  produit.
- L'inducteur, fixé au stator, créant un flux magnétique d'excitation  $\varphi f$ .
- La charge mécanique, dépendante de l'application (inertie  $J$ , frottement visqueux, élasticité de la transmission, etc.).

**a) Équations électriques :**

L'équation de tension induite s'écrit :

$$u_a(t) = R_a \cdot i_a(t) + L_a \frac{di_a(t)}{dt} + e_m(t) \quad (3.4)$$

**b) Équations électromagnétiques :**

La tension induite  $e_m$  est donnée par :

$$e_m(t) = K_e \cdot w(t) \quad (3.5)$$

$K_e$ : Constantes de tension Le couple électromagnétique  $T_{em}$  développé a pour expression :

$$T_{em}(t) = K_t \cdot I_a \quad (3.6)$$

$K_t$ : Constantes de couple de moteur.

**c) Équations mécanique :**

Le moteur en rotation est décrit par l'équation (de la dynamique) d'équilibre suivante :

$$J_t \frac{dw}{dt} = T_{em}(t) - B_m \cdot w(t) - T_r - T_f \quad (3.7)$$

Où :

$J_t$ : Inertie totale entraînée (moteur  $J_m$  et charge  $J_c$ ).

$B_m$ : Coefficient de frottement visqueux.

$T_r$  : Couple résistant.

$T_f$ : Couple de frottement de coulomb.

La résolution du modèle mathématique de moteur est écrite en variable d'état sous la forme matricielle suivant :

$$[X] = [A] \cdot [X] + [B] \cdot [U] \quad (3.8)$$

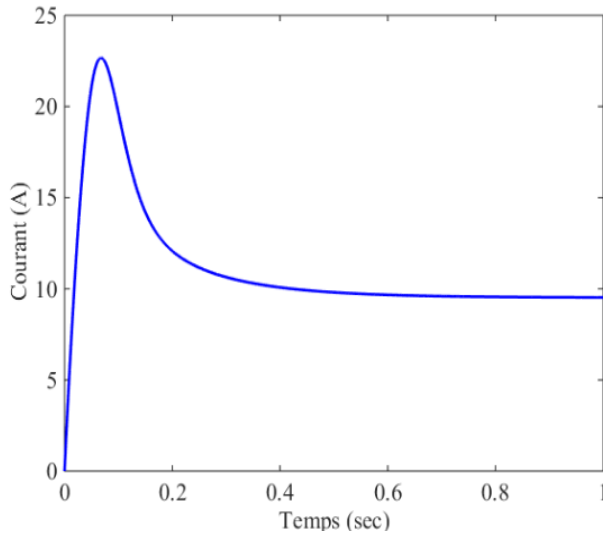


Fig.3.7.1. Variation de courant du moteur

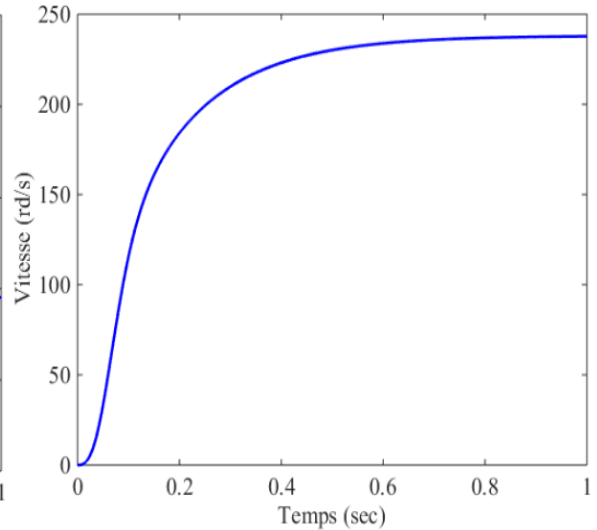


Fig.3.7.2. Variation de vitesse du moteur

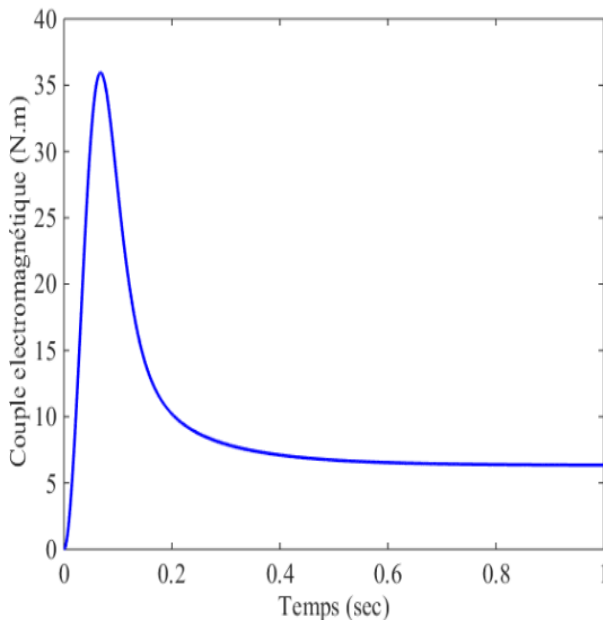


Fig.3.7.3. Variation de couple électromagnétique.

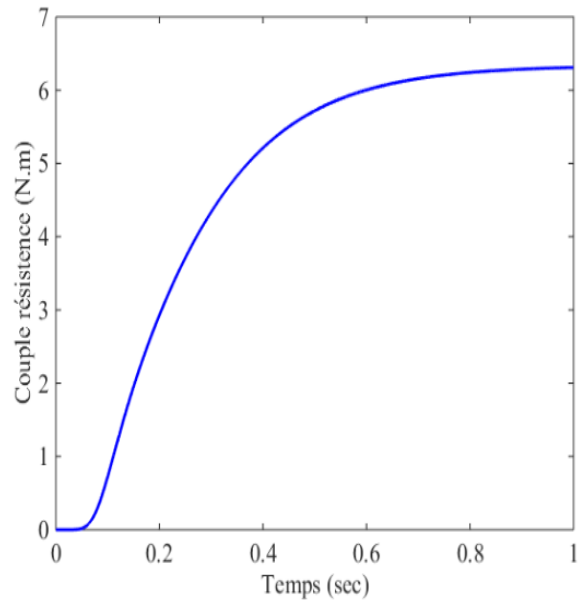


Fig.3.7.4. Variation de couple résistant.

### 3.5. Pompes

Une pompe est une machine pour convertir la puissance d'entrée mécanique en puissance liquide de rendement. Elle est couplée directement au moteur et elle est caractérisée par un couple, vitesse, débit. Une bonne adaptation entre la pompe et le moteur mène à de bons résultats.

On appelle pompe tout appareil qui aspire un fluide d'une région à basse pression pour le refouler vers une région à plus grande pression. Ainsi, d'après cette définition on peut dire que le rôle de la pompe consiste à augmenter la pression du fluide. L'augmentation de la pression du liquide véhiculé par la pompe a eu lieu suite à la transformation de l'énergie mécanique fournie par

un moteur entraînant cette pompe en une augmentation de l'énergie hydraulique qui est acquise par le liquide entre l'entrée et la sortie de la pompe. [29]

Les critères qui guident le choix d'une pompe sont les suivants :

- La nature du liquide pompé, viscosité, température, présence de corps solides.
- Le débit et la pression souhaités.
- L'énergie consommée.

### **3.5.1. Différents types des pompes**

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, et selon l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée.

#### **3.5.1.1. Selon l'emplacement de la pompe par rapport à l'eau pompée**

On a deux types de pompes en fonction de la pompe à aspiration et la pompe à refoulement. La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8m (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7m. [26]

##### **a) Pompe à aspiration**

Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau. [25]

##### **b) Pompe à refoulement**

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface, la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur.

Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur. [25]

#### **3.5.1.2. Selon leur principe de fonctionnement**

##### **3.5.1.2.1. Pompe volumétrique**

La pompe volumétrique transforme l'énergie cinétique du moteur en mouvement devant permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT.

La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes. [30]

Les pompes volumétriques sont deux sortes, les pompes volumétriques alternatives et les pompes rotatives.

#### **a) Pompes volumétriques rotatives**

Ces pompes sont constituées par une pièce mobile animée d'un mouvement de rotation autour d'un axe, qui tourne dans le corps de pompe et crée le mouvement du liquide pompé par déplacement d'un volume depuis l'aspiration jusqu'au refoulement.

##### **➤ Pompes à engrenages**

Les pompes hydrauliques volumétriques à engrenage sont de constitution simple parce qu'elles ne possèdent que peu de pièces mobiles internes. Ce type de pompe présente l'avantage d'être celui le moins coûteux.

Cependant, ces pompes offrent un rendement volumétrique  $\eta_v$  peu élevé. De plus, notez que les pompes à engrenage sont à cylindrée fixe.

Comme le nom l'indique, les pompes à engrenage renferment deux roues dentées qui s'engrènent (s'engagent) l'une dans l'autre. Il existe deux catégories de pompe à engrenage:

- Les pompes à engrenage extérieur.
- Les pompes à engrenage intérieur. [31]

##### **➤ Pompes à palettes**

Dans ce type de pompe, un rotor, excentré par rapport au corps, est muni sur sa périphérie de volets ou de palettes, qui projetés par la force centrifuge contre le corps, assurent l'étanchéité entre corps et rotor.

Le liquide, bloqué entre deux volets successifs, est entraîné et forcé vers l'extérieur au refoulement.

➤ **Pompes à vis**

Dans les pompes à vis le rotor a la forme d'un cylindre sur le pourtour duquel se trouve une hélice. Le liquide est enfermé entre les hélices du corps et celle du rotor. Il progresse parallèlement à l'axe du cylindre. [25]

**b) Pompes volumétriques alternatives**

La pièce mobile est animée d'un mouvement alternatif.

➤ **Pompes à piston**

Son principe est d'utiliser les variations de volume occasionné par le déplacement (Mouvement de va-et-vient) d'un piston dans un cylindre.

Ces déplacements alternativement dans un sens ou dans l'autre produisent des phases d'aspiration et de refoulement.

Quand le piston se déplace dans un sens le liquide est comprimé: il y a fermeture du clapet d'admission et ouverture du clapet de refoulement. Le fonctionnement est inverse lors de l'aspiration du liquide dans la pompe. [25]

➤ **Pompes à membrane :**

Dans la pompe à membrane, le mouvement alternatif est transmis à une membrane qui comprime un liquide contenu entre la membrane et le corps, muni lui aussi de clapets d'aspiration et de refoulement. L'intérêt de ce type de pompe est de permettre l'isolement total du liquide à pomper. [25]

**3.5.1.2.2 Turbopompe**

Une turbopompe est un appareil dans lequel l'énergie transmise au liquide est une énergie principalement cinétique, qui lui est communiquée par l'intermédiaire d'un rotor, mais n'est pas en relation invariable avec le déplacement du rotor ; d'autre part, elle n'est pas distribuée uniformément dans tout le liquide. [30]

Les différents types des turbopompes sont :

**a) Pompe centrifuge**

Est conçue pour une hauteur manométrique totale (HMT) relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très



rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur.

La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à  $Q \cdot HMT$ , variera donc dans le rapport du cube de la vitesse.

On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres) [32].

#### **b) Pompes à hélice**

Dans ce type de pompe, le fluide est animé d'un mouvement parallèle à l'axe de la pompe, qui lui est communiqué par un impulseur en forme d'hélice ; la conversion partielle de l'énergie en pression se fait par l'intermédiaire d'un diffuseur à aubes ou par une augmentation de la section de passage.

#### **c) Pompes hélico-centrifuges**

Ce type de pompe a un impulseur qui est intermédiaire entre les deux types extrêmes, centrifuge et à hélice, le mouvement imprimé au liquide est donc à la fois centrifuge et axial. [33]

### **3.5.2. Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge**

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur le principe suivant :

Lorsque la pompe est pleine d'eau, sous l'effet de la rotation de la turbine entraînée par le moteur, l'eau qui arrive dans la région axiale est projetée à la périphérie et de ce fait, engendre une dépression. Cela provoque un appel des tranches suivantes et par suite, un écoulement continu de la veine liquide. Cette dernière est recueillie par la volute ou par le diffuseur et dirigée dans la conduite de refoulement. [34]

### **3.5.3. Constitution d'une pompe centrifuge**

La pompe centrifuge se compose essentiellement de :

**a) Un distributeur fixe :** Le plus souvent réduit à une simple tubulaire profilée, qui donne au fluide une vitesse et une direction convenables, et conduisant ce dernier depuis la section d'entrée de la machine jusqu'à l'entrée de la roue .

Le distributeur est généralement constitué par un cône convergent qui permet de réaliser une meilleure disposition des filets liquides en améliorant le parallélisme et l'égalité des vitesses. Il est précédé par la canalisation d'aspiration. [35]

**b) Une roue ou impulseur :** Placée sur l'arbre de la pompe appelée aussi rotor (mobile) qui est l'élément actif de la pompe, son rôle est de transformer l'énergie mécanique appliquée à l'arbre en énergie hydrodynamique (énergie de pression et énergie cinétique).

**c) Un diffuseur fixe :** Qui transforme l'énergie cinétique du fluide à la sortie de la roue en énergie de pression (énergie potentielle).

Pour pomper l'eau dans un forage ou alimenter un système d'irrigation, il faut disposer d'une forte pression de refoulement qui pourrait être provoquée par une pompe monocellulaire équipée d'une roue à grand diamètre. [33]

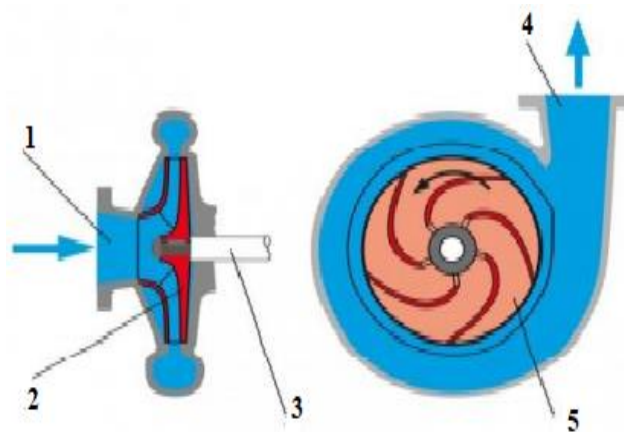
Ce même mouvement peut être décomposé à chaque instant en deux mouvements distincts :

- Un mouvement d'entraînement caractérisé par la vitesse  $u$ .
- Un mouvement relatif (déplacement du liquide par rapport aux aubes), caractérisé par la vitesse  $w$ .

Ainsi la vitesse absolue  $v$  d'une particule liquide qui glisse entre deux aubes est égale à la somme vectorielle des deux vitesses précédentes :

$$V=U+W \tag{3.9}$$

- 01. L'entrée.
- 02. Le rotor (la roue).
- 03. L'arbre de rotor.
- 04. La sortie.
- 05. La volute



**Fig. 3.8.** Constitution d'une pompe centrifuge

### 3.5.4. Modélisation de la pompe centrifuge

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu 3 paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ayant pour équation :

$$f(H, Q, W) \tag{3.10}$$

Pour résoudre ce système d'équation, on considère l'un des 3 paramètres constant, en générale c'est la vitesse qui est constante.

La hauteur totale du pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique.

$$H = H_s + H_d \quad (3.11)$$

$H$  : Hauteur totale du pompage.

$H_s$  : Hauteur statique qui est la distance entre les niveaux statique de l'eau dans le puits jusqu'au le point le plus élevées auquel on doit pomper l'eau.

$H_d$  : Est la somme des pertes linéaires et singuliers, ces pertes sont :

#### 3.5.4.1. Pertes de charges linéaires

Se sont des pertes d'eau dans la tuyauterie est donnée par la formule suivante:

$$\Delta H_1 = \gamma \frac{L}{D} \frac{v^2}{2.g} \quad (3.12)$$

$\lambda$  : Coefficient de pertes de charges linéaires.

$D$  : Diamètre de la tuyauterie (m).

$L$  : Longueur de la tuyauterie (m).

$g$  : Accélération de la pesanteur ( $m/s^2$ ).

$V$  : Vitesse moyenne du fluide (m/s) qui est donnée par :

$$v = \frac{4.Q}{\pi.D^2} \quad (3.13)$$

$Q$ : Débit ( $m^3/s$ )

On remarque que les pertes de charges linéaires sont proportionnelles à la longueur de canalisation, ces pertes diminuent quand on augmente le diamètre de la canalisation.

Représentent les pertes de pression dues aux différents obstacles s'opposant au déplacement du fluide pompé.

On distingue Les pertes de charge singulières Produites par tout phénomène local tel que changement de section ou de direction dans la conduite, vanne,...etc. Elles sont données par la formule suivante :

$$\Delta H_2 = \varepsilon. \frac{v^2}{2.g} = \varepsilon. \frac{8.Q^2}{\pi^2.D^4.g} \quad (3.14)$$

$\varepsilon$  : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (3.15)$$

$$H_d = \left( \gamma \cdot \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^4 \cdot g} = k_{fr} \cdot Q^2 \quad (3.16)$$

$k_{fr}$ : Constante de la canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$H_d = H_s + k_{fr} \cdot Q^2 \quad (3.17)$$

### 3.6. Caractéristiques de la pompe centrifuge

#### 3.6.1 Caractéristique Débit -vitesse

La pompe centrifuge est conçue pour une hauteur manométrique (HMT) relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est en fonction du carré de la vitesse du moteur.



**Fig.3.9.**Caractéristiques débit-vitesse d'une pompe centrifuge.

#### 3.6.2 Caractéristiques couple-vitesse

Le couple du moteur augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur.

La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit.

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une Hm donnée pour obtenir un débit de départ non nul.

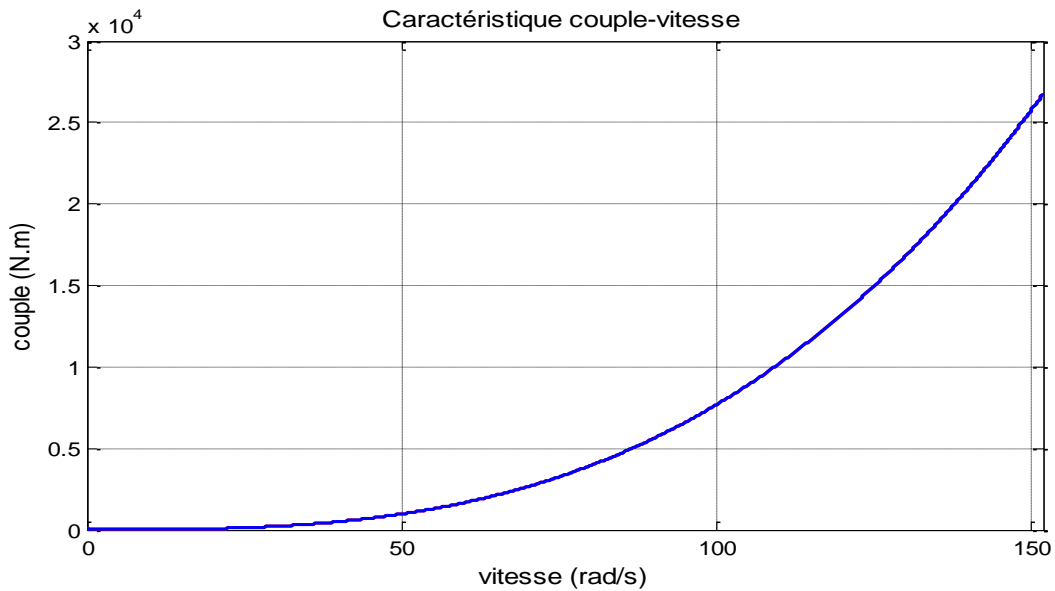
Donc la pompe centrifuge oppose un couple résistant  $C_r$  :

$$C_r = K_r \cdot \omega^2 + C_s \quad (3.18)$$

Avec :

$K_r$ : Coefficients de proportionnalité  $[(Nm/rad \cdot s^{-1})^2]$ .

$C_s$  : Couple statique, très petite.



**Fig.3.10.**Caractéristiques couple -vitesse d'une pompe centrifuge.

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante :

$$P_{méc} = K_r \cdot \omega \quad (3.19)$$

### 3.6.3. Caractéristiques débit–hauteur

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit.

La charge du moteur est une pompe immergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale HMT en fonction du débit Q.

En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l’expression de “PELEIDER-PETERMAN ”.

$$HMT = k_0 \cdot \omega^2 - k_1 \cdot \omega \cdot Q - k_2 \cdot Q^2 \tag{3.20}$$

Avec :

$k_0, k_1$  et  $k_2$  : Constants propre de la pompe donnée par le constructeur.

$\omega$  : Vitesse (m/s).

HMT: Hauteur (mètre).

Q : débit (l/min).

La courbe HMT(Q) est une parabole. Le point de rencontre de la courbe HMT(Q) avec l’axe des ordonnées est le point à débit nul. C’est le point à vanne fermée ou encore point de barbotage. Le point de fonctionnement de la pompe est le point d’intersection des deux courbes :

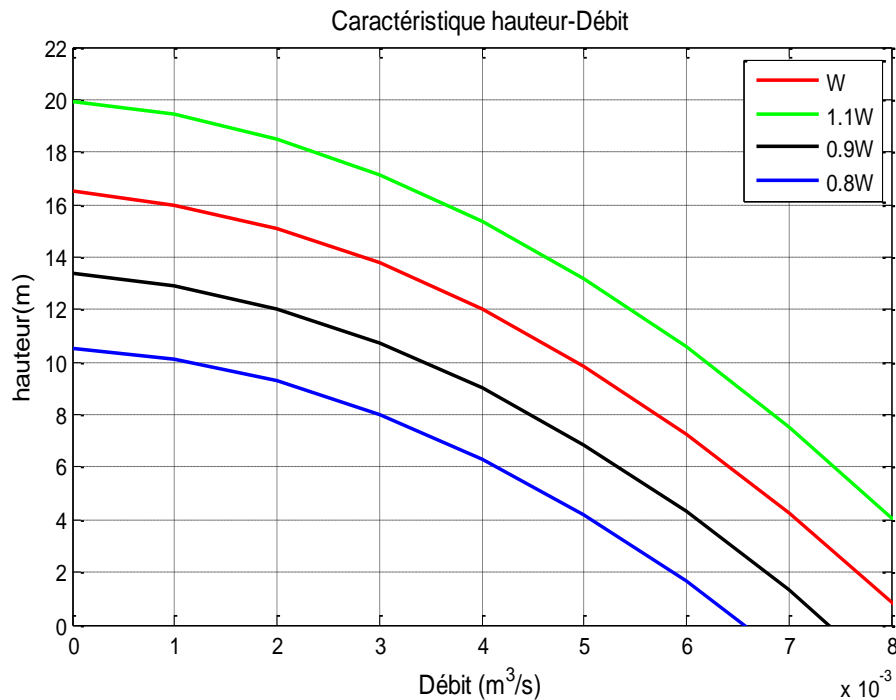


Fig.3.11. Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et de la canalisation.

### 3.6.4. Caractéristique de la puissance

L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_m \quad (3.20)$$

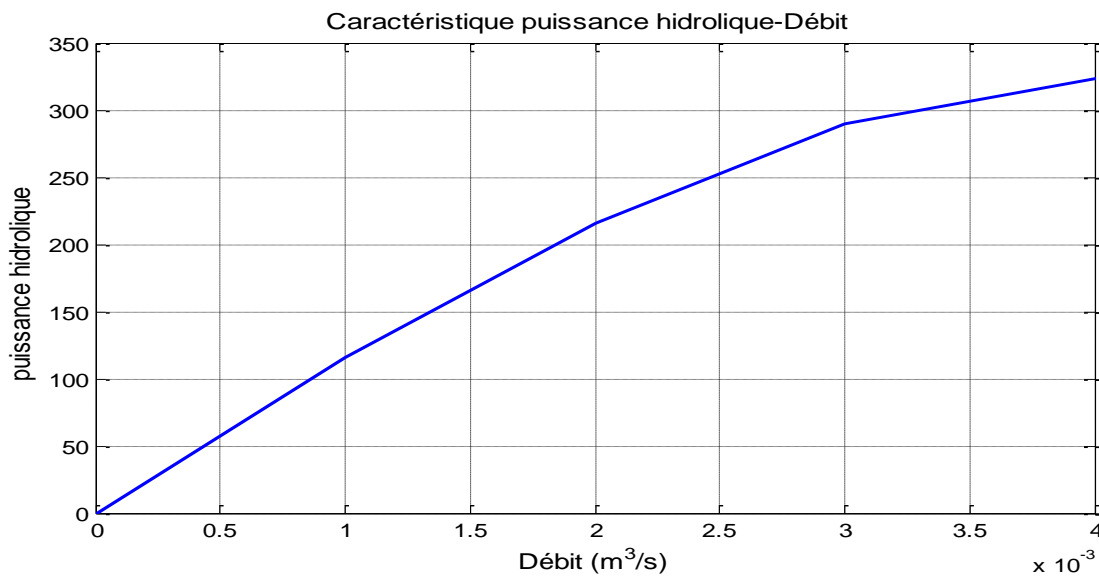
$\rho$  : La masse volumique de l'eau étant de 1000kg/m<sup>3</sup>.

$g$  : Accélération de la pesanteur (9,81m<sup>2</sup> /s).

$Q$  : Débit d'eau.

$H_m$  : Hauteur manométrique totale.

La courbe de la figure (3.12), des puissances absorbées pour les différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable.



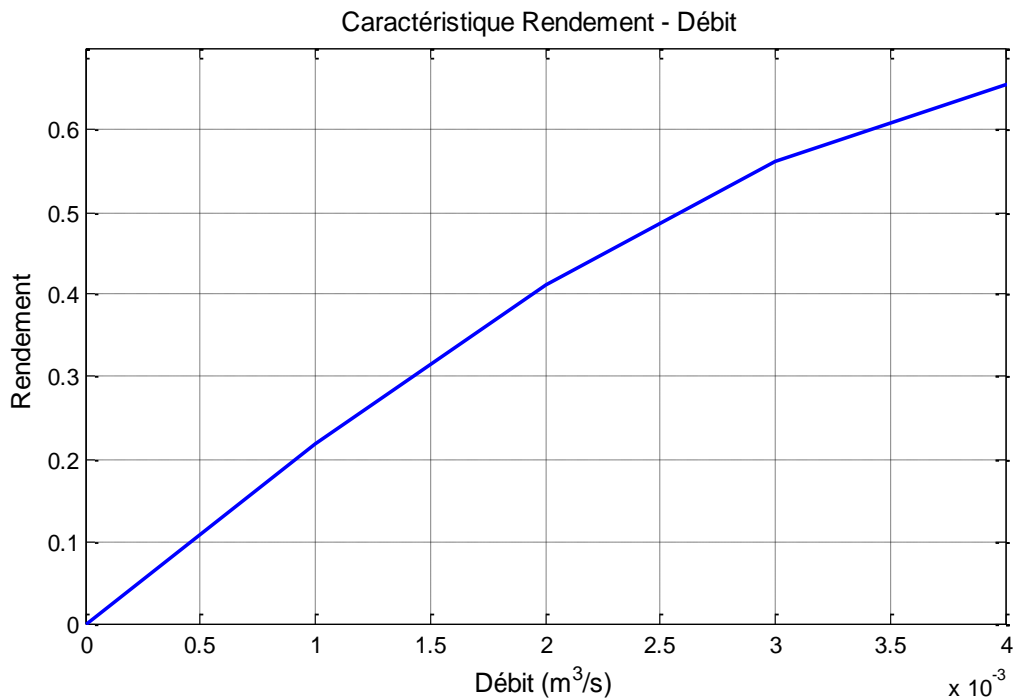
**Fig. 3.12.** Caractéristiques puissance hydrolique - vitesse d'une pompe centrifuge.

### 3.6.5. Caractéristique du rendement

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement. Comme on peut tracer la courbe de rendement hydraulique en utilisant :

$$n_h = \frac{P_h}{P_{ab}} \quad (3.21)$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 65%. Le schéma de la figure (3.13) présente les valeurs de rendement d'une pompe.

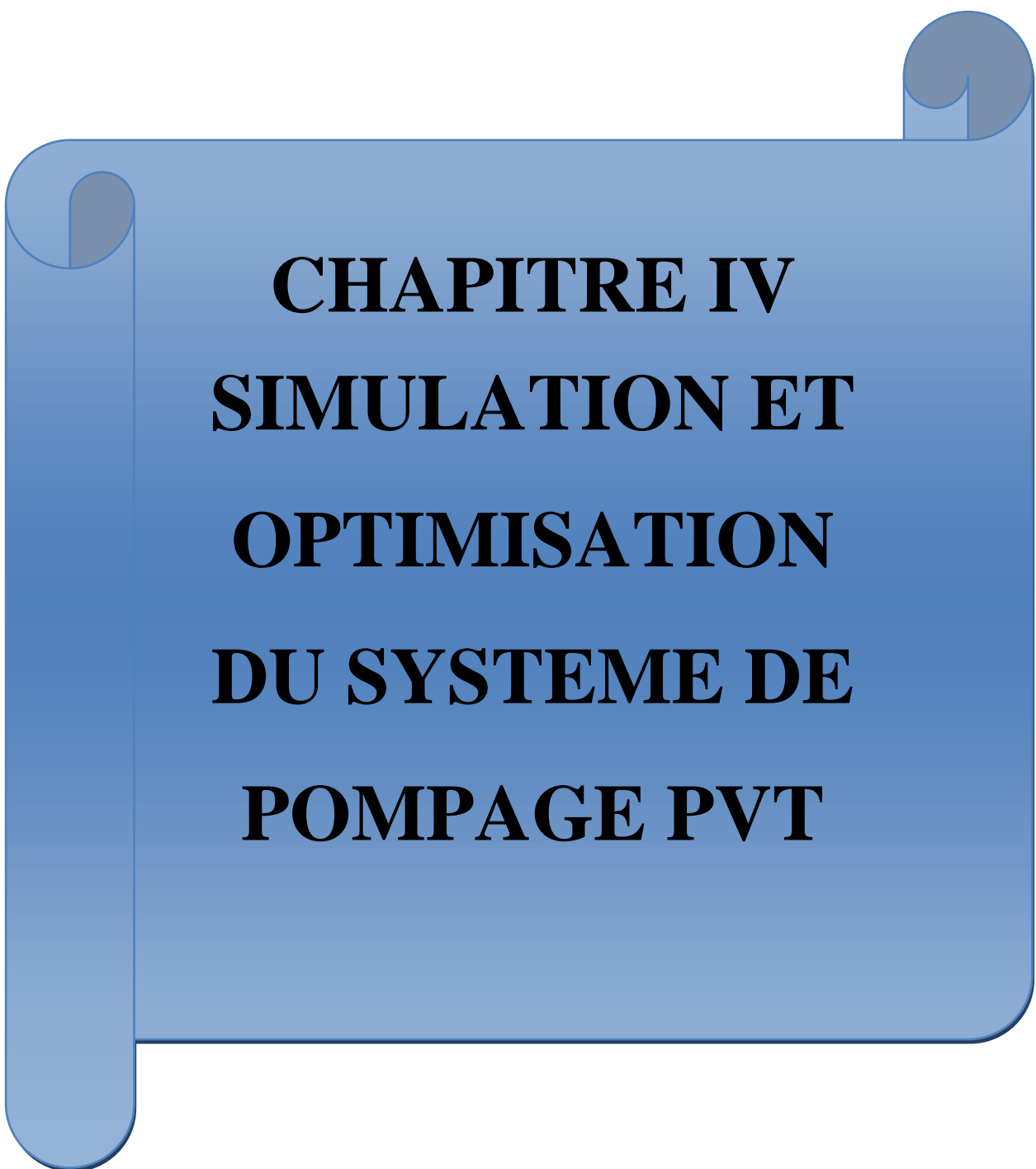


**Fig.3.13.**Caractéristiques de rendement de la pompe centrifuge.

### 3.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié les machines à courant continu, le principe de fonctionnement et les équations de base de la machine à courant continu à aimant permanent. La deuxième partie est consacrée à la pompe (principe de fonctionnement, les différents types de pompe et la caractéristique de la pompe centrifuge).





**CHAPITRE IV**  
**SIMULATION ET**  
**OPTIMISATION**  
**DU SYSTEME DE**  
**POMPAGE PVT**

#### 4.1. Introduction

Dans un système photovoltaïque, il est nécessaire de le faire fonctionner à sa puissance maximale. Pour cela il est nécessaire d'insérer un étage d'adaptation qui doit fournir un contrôle MPPT afin d'agir sur le rapport cyclique du convertisseur statique pour atteindre de PPM quel que soit les variations des conditions météorologiques ou de la charge.

Les moteurs à courant continu présentent un choix attirant a cause de leurs simplicité, les modules photovoltaïques produisent directement du courant continu donc on a pas besoin d'un onduleur [36].

Le but de ce chapitre est l'optimisation de fonctionnement de système de pompage hybride PV/T, à cet effet, l'alimentation du groupe motopompe par un générateur photovoltaïque via un convertisseur est complétée par l'intégration d'un dispositif de suivie de la puissance maximale. Pour les systèmes de pompage photovoltaïque, on a deux choix de couplage : soit le coulage directe (sans optimisation) dans lequel le MSAP est couplée directement au générateur photovoltaïque, ce système est simple et moins coûteux, soit le couplage avec optimisation. Qui nécessite une adaptation entre le générateur et la charge.

#### 4.2 Dimensionnement du système photovoltaïque :

Selon le choix de la puissance de la pompe et pour avoir la quantité eau pompée pour un éclaircissement et une température donnée, on peut dimensionner le générateur photovoltaïque par le choix de la meilleure combinaison entre les types et les nombres des modules. [36]

On commence tous d'abord par le dimensionnement de la charge (le groupe moto pompe) ; en suite le générateur photovoltaïque.

##### 4.2.1. Dimensionnement de la Motopompe :

Le moteur qui entraîne la pompe peut être dimensionné selon la quantité d'eau demandée.

Le débit d'eau lié à la puissance mécanique absorbée par la pompe est donné par la relation suivante :

$$Q = \frac{P_p \cdot n_p}{\rho \cdot g \cdot H} \quad (4.1)$$

Où,

$\rho$  : Masse volumique de l'eau étant de  $1000 \text{ kg/m}^3$  .

$g$  : Accélération de la pesanteur ( $9,81 \text{ m}^2/\text{s}$ ).

$H_m$  : Hauteur manométrique totale.

$n_p$  : Rendement de la pompe.

$P_p$  : Puissance mécanique du moteur.

$Q$  : Quantité d'eau demandée.

Si on suppose que le rendement de l'accouplement est égal à 1, alors la puissance mécanique du moteur (utile) est égale à la puissance absorbée par la pompe.

Connaissant le rendement du moteur, la puissance électrique absorbée par le moteur est :

$$P_a = \frac{P_u}{n_m} \quad (4.2)$$

$P_a$  : Puissance électrique absorbée par la pompe.

$P_u$  : Puissance électrique utile délivrée par le moteur.

$\eta_m$  : Rendement du moteur.

Pour prévoir certains imprévus d'exploitation, il serait prudent de majorer la puissance absorbée par la pompe des quantités suivantes [37] :

- 30 % pour une puissance absorbée inférieure à 4 kW.
- 20 % pour une puissance absorbée comprise entre 4 et 20 kW.
- 10 % pour une puissance absorbée supérieure à 20 kW.

Dans notre étude la puissance mécanique de la pompe est 521.W, on applique alors une marge de sécurité de 30 %. Ce qui veut dire que la puissance mécanique du moteur doit être supérieure ou égale à 677 W.

Le rendement du moteur est estimé à 0.94.

$$P_a = \frac{P_u}{n_m} = 720,21 \text{ w} \quad (4.3)$$

Le rendement du convertisseur est de l'ordre de 0.95 :

$$P_a = \frac{P_u}{n_c} = \frac{720,21}{0,95} = 758,11 \text{ w} \quad (4.4)$$

#### 4.2.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque :

La puissance que doit fournir le générateur photovoltaïque sera déterminée par la puissance nominale demandée par l'ensemble motopompe.

La puissance nominale demandée par le moteur est de 783.87W On doit dimensionner le générateur PV, c'est-à-dire déterminer le nombre de modules qui le constituent pour alimenter le moteur.

$$P_{op} = U_{op} \times I_{op} \quad (4.5)$$

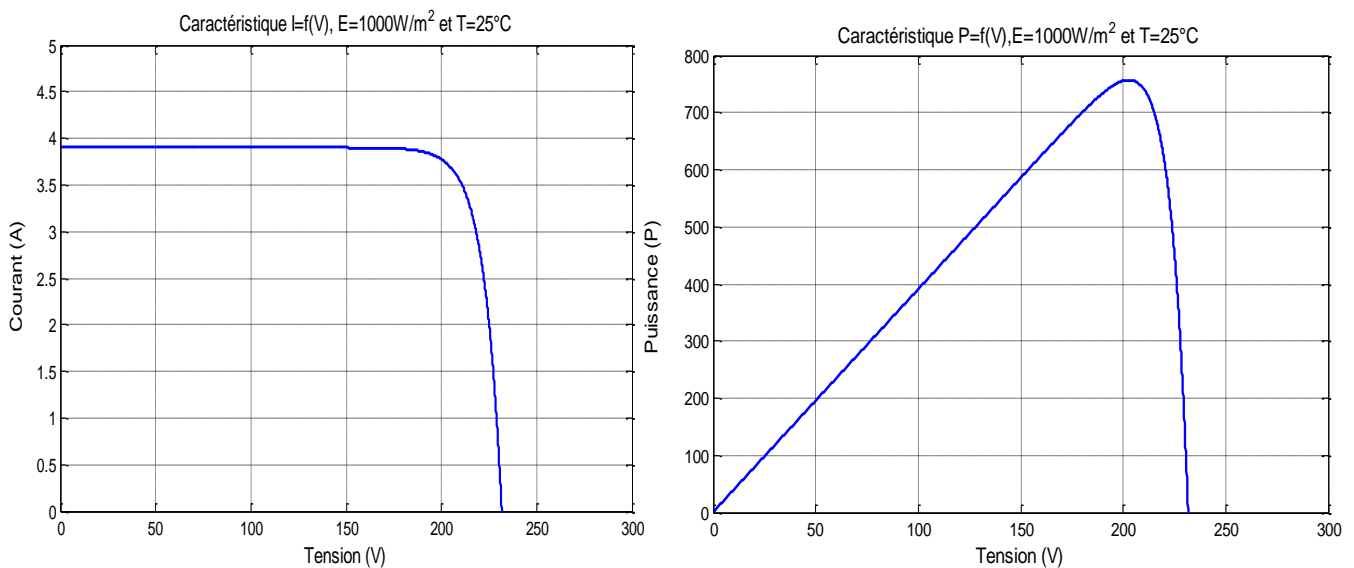
$$P_{op} = 17.1 \times 3.5 = 59.85 \quad (4.6)$$

$$P_{GPV} = 59.85 \times 11 = 658.35 \text{ W} \quad (4.7)$$

Donc le nombre de module en série est  $N_s=11$  et le nombre de modules en parallèle est  $N_p = 1$ .

Donc la puissance maximale est  $231 \times 3.81 = 877.8W$ .

Les caractéristique électriques  $P = f(V)$  et  $I = f(V)$  avec température et éclairement constants et particulièrement aux conditions standards sont représenté sur les figures suivantes:



**Fig. 4.1.** Caractéristiques électriques  $I-V$  et  $P-V$  du GPV

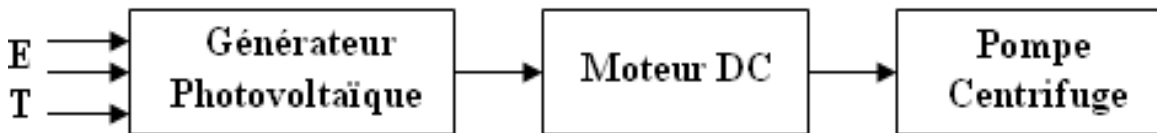
### 4.3. Couplage direct

Ce couplage est illustré dans la figure (4.2). Toute charge alimentée en liaison directe devra, pour chaque valeur de l'énergie reçue, travailler dans la zone 2, comme a été montré sur la figure (4.5).

L'éclairement est variable de la valeur minimale jusqu'à la valeur maximale ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ). Il est montré ultérieurement que quelques points de fonctionnement ne correspondent pas aux puissances optimales admissibles. Dans le but de maximiser la quantité d'énergie débitée par le générateur, il faut forcer le système à fonctionner au maximum de la caractéristique P-V du générateur. Cette condition se traduit mathématiquement par le terme  $dV/dI$  soit le plus faible que possible.

Comme dans cette étude, le moteur à courant continu à aimant permanent est alimenté par un générateur PV, ce type de moteur lui aussi est caractérisé par des courbes, couple-courant.

Le couple résistant  $C_r$  est déterminé par la pompe centrifuge et étant égal à couple moteur à l'état d'équilibre. Ainsi le moteur tourne avec une vitesse donnée pour chaque valeur d'éclairement en adaptation avec le générateur photovoltaïque. Autrement dit, le point de fonctionnement du système sera obtenu par l'intersection de la caractéristique du générateur  $I = f(V)$  et celle du groupe moteur-pompe. [25]



**Fig.4.2.** Couplage direct d'un système de pompage PV.

Les conditions de couplage seront  $V_m \leq V_{CO}$  et  $I_m \leq I_{CC}$ .

Où

$V_m$  : Tension du moteur en régime nominal.

$I_m$  : Courant du moteur en régime nominal.

$V_{CO}$  : Tension de circuit ouvert.

$I_{CC}$  : Courant de court circuit.

Si le courant et la tension du générateur sont égaux à l'intensité et la tension du moteur,

$$V_m = V_g \tag{4.8}$$

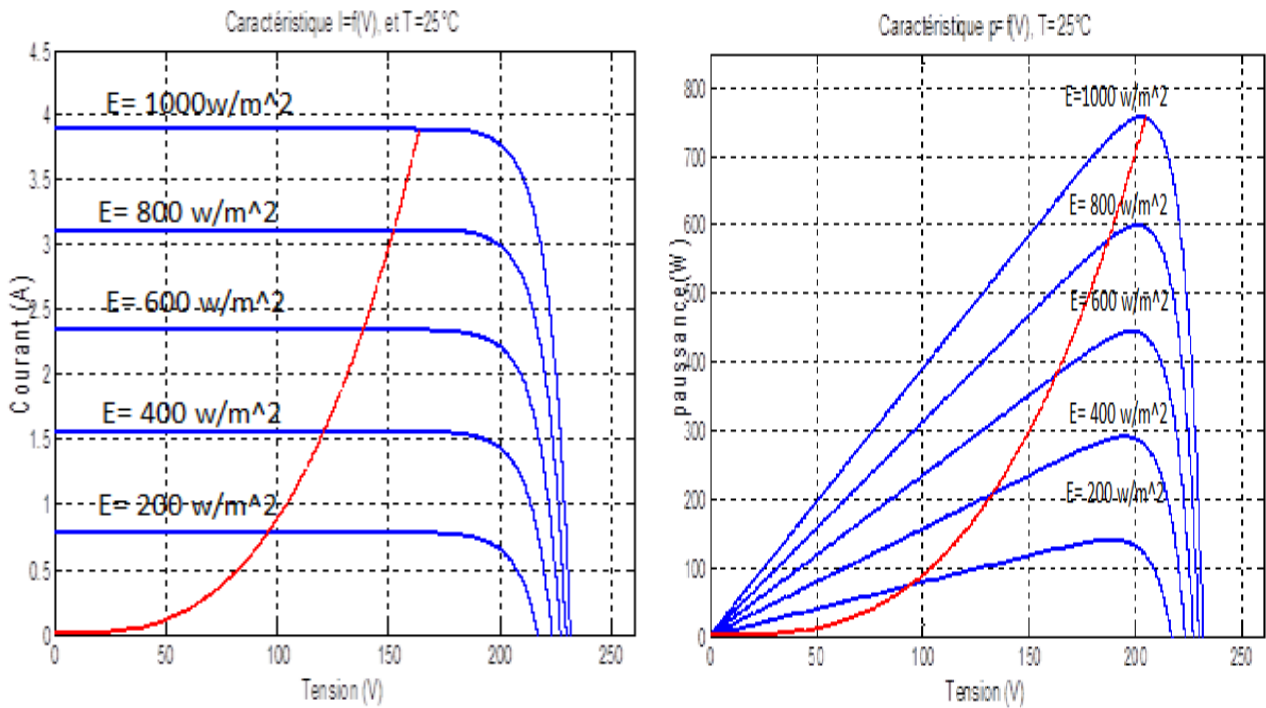
$$I_m = I_g \tag{4.9}$$

$$C_m = C_r \tag{4.10}$$

Le système d'équation (4.8), (4.9) et (4.10) permet de tracer les caractéristique I(V), Ich(V) du générateur pour différent éclairement, la résolution de ces équations non linéaires du générateur photovoltaïque,[25] le moteur et la pompe sont réalisées par la méthode de Newton Raphson sous logiciel MATLAB. Les résultats suivants ont été obtenus.

Le programme est exécuté pour des différentes valeurs de l'éclairement reflétant ainsi les variations naturelles, l'éclairement maximal étant 1000W/m<sup>2</sup>.

Les figures (4.3) montrent les allures des tensions et des puissances lors de fonctionnement du système en couplage direct. Il est évident que l'ensemble Moteur-pompe centrifuge est bien adapté au système PV car il permet un démarrage pour des très faibles valeurs d'ensoleillement.



**Fig.4.3.** Caractéristiques électriques I-V et P-V d'un couplage directe pour différents éclairements et une température constante T=25°C.

4.4. Rendement et la quantité d'eau du système en couplage direct

La qualité de l'adaptation en couplage direct est définie par le rendement du système.

$$\eta_h = \frac{P_h}{P_e} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_m}{E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S} \tag{4.11}$$

Avec

Q : Quantité d'eau et est donnée selon [36] par la relation suivant :

$$Q = \begin{cases} 0 & \text{si } E < E_t \\ \frac{-b + \sqrt{b^2 + 4a(E - c)}}{2a} & \text{si } E > E_t \end{cases} \tag{4.12}$$

$$E = 100W/m^2.$$

a, b et c sont des constants.

La figure (4.4) présente les variations du rendement en fonction de l'éclairement. D'après ces résultats, le système fonctionne dans la zone 3 seulement pour les valeurs d'éclairement élevé où la quantité d'eau est maximale et peut atteindre environ 10.5 (m<sup>3</sup>/s), [25].

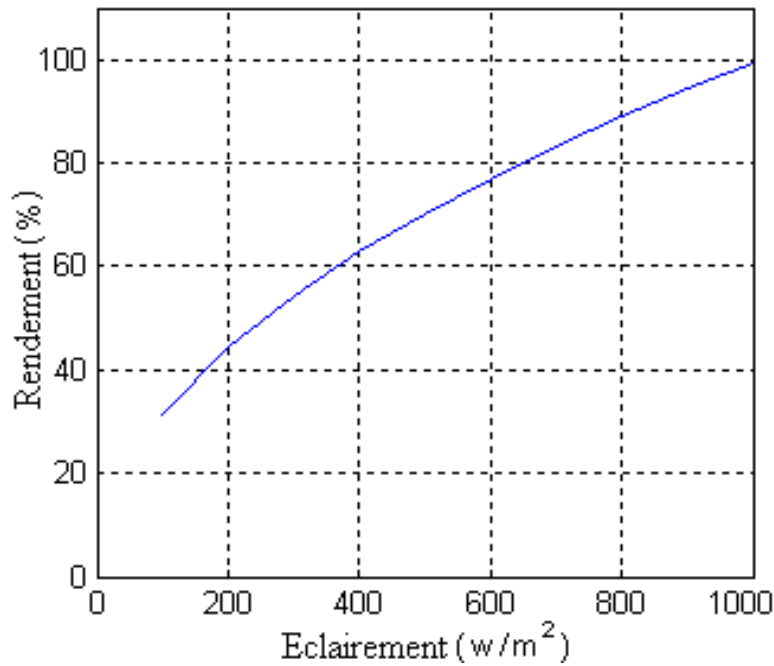
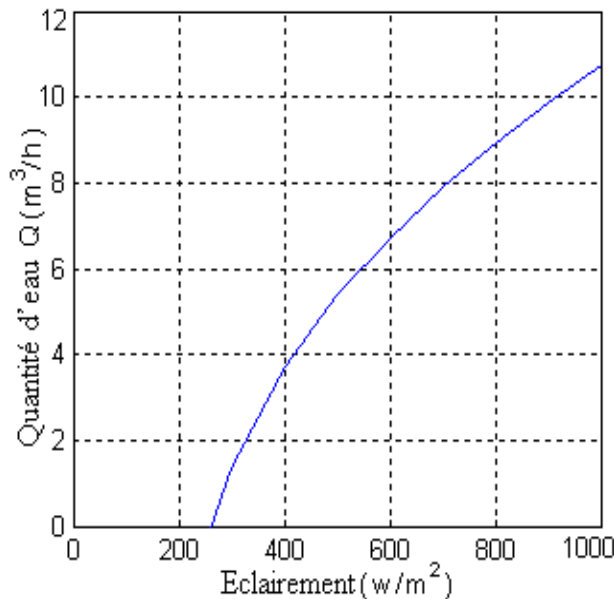


Fig.4.4. Le rendement en couplage direct.

Sur la figure (4.5), nous remarquons que pour des faibles valeurs d'éclairement, les points de fonctionnement s'éloignent de la puissance optimale. Le système fonctionne alors sur la zone1, où le rendement faible, de l'ordre de 32 %. Pour le couplage direct, le système moteur pompe ne fonctionne qu'à partir de  $300\text{W/m}^2$ . Au rayonnement solaire de  $700\text{W/m}^2$ , nous atteignons une performance qui nous permet un débit optimal d'eau pour un rendement maximal. Le moteur fonctionne en mode nominal.



**Fig.4.5.** Quantité d'eau en couplage direct.

Malgré les avantages du couplage direct, la simplicité, le coût faible, et possibilité de bonnes performances, malheureusement, un tel couplage n'est possible que dans des conditions spécifiques (température, éclairement, type et paramètres de la charge). Alors, il faut faire appel à des techniques plus sophistiquées dans la majorité des applications.

#### 4.5 Optimisation du système de pompage photovoltaïque :

Des résultats précédents ; on peut voir que le point de fonctionnement du système, situé à l'intersection des caractéristiques  $I-V$  du générateur et l'ensemble moteur-pompe, se déplace selon la valeur de l'ensoleillement. Pour des fortes valeurs de l'ensoleillement, les caractéristiques se coupent dans la zone 2 où la puissance débitée par le générateur est optimale.

Par contre, pour les faibles valeurs de l'ensoleillement, le point de fonctionnement s'éloigne de cette zone. Autrement dit, pendant la matinée et le soir ; les performances du système sont médiocres et le générateur est sous utilisé.



Une question se pose, est-il possible de forcer le système à fonctionner dans la zone 2, plus précisément ; peut-on forcer le générateur à débiter sa puissance maximale quelles que soient les conditions climatiques ?

Cela est possible si le générateur est en permanence fermé sur son impédance optimale pendant toute la journée. Autrement dit, si la charge est une résistance d'une valeur  $R$ , pour le générateur, cette valeur doit varier continuellement au fur et à mesure des variations des conditions de fonctionnement (ensoleillement, température). Évidemment la solution apparente est d'intercaler un convertisseur DC/DC pour alimenter le MCC par une tension et un courant différent de ceux du circuit d'entrée.

Certainement la puissance continue possède un maximum dépendant des conditions climatiques, pour convertir l'énergie disponible avec le meilleur rendement, il est donc indispensable de travailler avec un point de fonctionnement optimal qui correspond à la puissance maximale fournie par le générateur. Cela est possible en adaptant en permanence le générateur à sa charge grâce au convertisseur qui joue le rôle d'une impédance adaptative. Cette procédure est dite technique de poursuite du point de puissance maximal ou (MPPT).

#### 4.5.1. Adaptation d'impédance par un convertisseur DC-DC

Le MPPT est comparable à un transformateur, il converti les grandeurs d'entrées courant et tension ( $I, V$ ) en grandeurs de sortie de même nature ( $I_{ch}, V_{ch}$ ) [25]. Telles que :

$$V_{ch} = GV \quad (4.13)$$

$$I_{ch} = \frac{1}{G} \cdot I \quad (4.14)$$

$$G = \frac{V_{ch}}{V} \quad (4.15)$$

$G$  : Gain d'amplification du convertisseur DC/DC.

Nous concéderons un moteur DC à flux constant, en négligeant la réaction d'induit et le phénomène de commutation, la tension du moteur sera égale à :

$$V_{ch} = R_a \cdot I_{ch} + L_a \frac{dI_{ch}}{dt} + k_e \cdot \omega \quad (4.16)$$

Et,

Le couple du moteur :

$$C_e = k_t I_{ch} \quad (4.17)$$

La pompe centrifuge oppose un couple résistant :

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (4.18)$$

$K_e$ (V/rad.s<sup>-1</sup>),  $k_m$ (Nm/Ampère) et  $k_r$ (Nm/rad. s<sup>-1</sup>) sont des coefficients de proportionnalité.

D'autre part nous avons l'équation mécanique :

$$J_m \frac{dw}{dt} = C_e - C_r \quad (4.19)$$

$J_m$ : Moment d'inertie du groupe.

Si on suppose que le convertisseur est idéal, en fonctionnement optimal, la puissance maximale délivrée par le générateur sous un courant  $I_{op}$  et une tension  $V_{op}$  est :

$$P_{op} = V_{op}I_{op} = V_{ch}V_{ch} \quad (4.20)$$

La valeur optimale de gain  $G_{op}$  doit être déterminée en fonction de la charge et des conditions climatiques (éclairage, température). [25]

#### 4.5.2. Technique de recherche de point de puissance maximale MPPT

##### 4.5.2.1. Philosophie du MPPT

En général le point de fonctionnement n'est pas au MPP du panneau photovoltaïque.

Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent surdimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, le Tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Pour ce là on utilise des méthodes de recherche du MPPT, parmi des méthodes on s'intéresse dans ce travail la méthode P&O:

##### 4.5.2.2. Méthode de perturbation et d'observation (P&O) :

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension VPV d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance PPV qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure (4.6), on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension VPV engendre un accroissement de la puissance PPV, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.

Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique PPV(VPV), il est

alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande

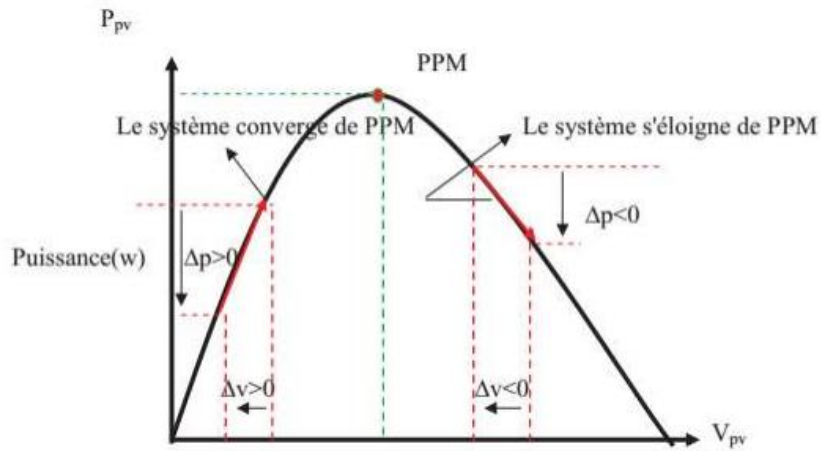


Fig.4.6. Schéma de convergence vers le PPM par P&O.

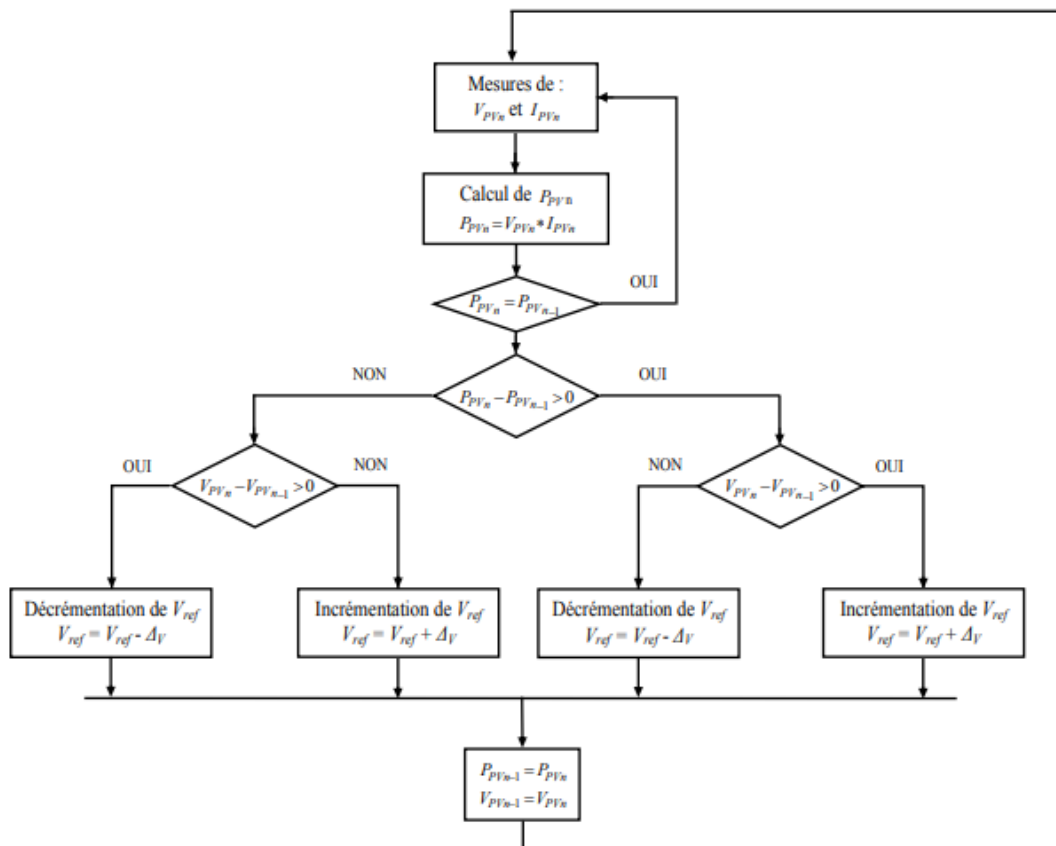


Fig.4.7. Algorithme de MPPT à base de la méthode P&O.

La nouvelle puissance :  $P_{PVn}$

Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant [24].

$P_{PV_{n-1}}$ : Enceint puissance dans le temps (t-1)

$$\Delta V = V_{PV_n} - V_{PV_{n-1}} \tag{4.7}$$

$$\Delta P = PV_{PV_n} - P_{PV_{n-1}} \tag{4.8}$$

La méthode P&O est aujourd’hui largement utilisée de part sa facilité d’implémentation cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu’elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d’incrément ralenti la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre la précision et la rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser [38].

#### 4.5.3. Caractéristique de charge et de puissance du système hybride PV/T

Quelle que soit la nature du couplage du groupe motopompe au générateur photovoltaïque, avec ou sans critère d’optimisation, la caractéristique de charge, la puissance, le rendement et la quantité d’eau fournie par le système de pompage sont les principaux paramètres, permettent l’évaluation et la validation de l’exploitation du système de photovoltaïque [39].

Le couplage indirect a travers de convertisseur est modélisé sous Matlab/Simulink et montré par la figure (4.8) ci dessous:

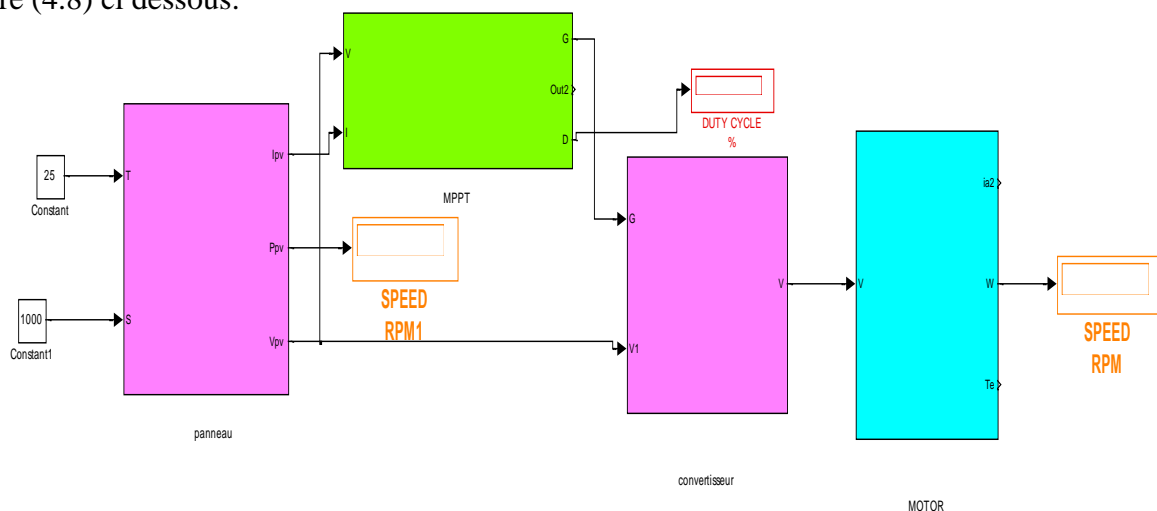
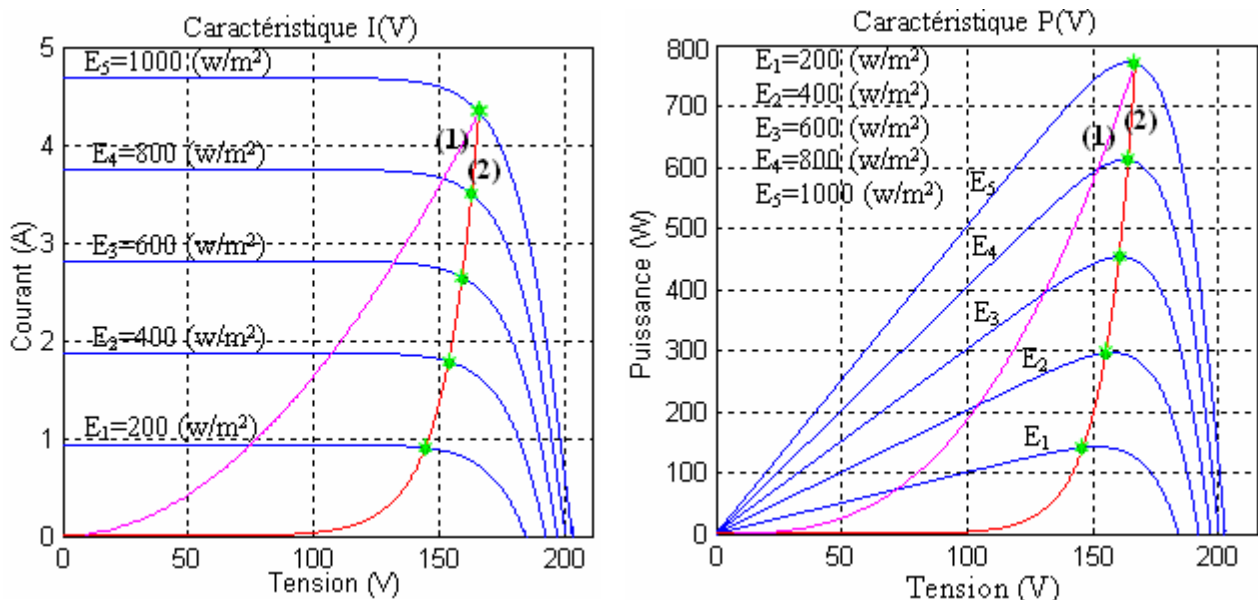


Fig.4.8. Modèle Simulink d'un couplage indirect.

Les figures (4.9) représentent la caractéristique de charge.

Le fonctionnement du système est amélioré par l'utilisation de la technique MPPT, où le MCC est alimenté par des tensions plus proches aux valeurs nominales, l'effet de la technique par rapport au couplage direct est très clair pour les faibles valeurs de l'éclairement, à  $200\text{W/m}^2$ , la tension d'alimentation est augmentée d'une valeur aussi faible que  $75\text{V}$  pendant le couplage direct, à une valeur de  $140\text{V}$  par suite.

Les puissances obtenues par la technique d'MPPT sont les valeurs les plus élevées que possible, d'où le fonctionnement du système est idéal. Ainsi, la puissance globale du générateur photovoltaïque est bien exploitée. [25]



**Fig.4.9.** Courbe de charge et de puissance de système de PPV,  $T=25^\circ\text{C}$

(1) Couplage direct, (2) Couplage avec MPPT.

#### 4.5.4. Caractéristique du rendement et du débit du système de pompage :

Le rendement calculé est défini par le rapport entre la puissance obtenue à la sortie de moteur et la puissance maximale disponible.

La figure (9.10) illustre l'allure du rendement, qui est 100% pour la technique MPPT idéalisée, par contre le couplage direct est caractérisé par un faible rendement, spécialement pour les faibles valeurs d'éclairement. Mais à partir de  $E=900\text{W/m}^2$  et plus, les valeurs du rendement

sera proches, ce rapprochement prouve la bonne adaptation entre le groupe moto-pompe et le générateur pour le couplage direct a des forts éclairements.

La figure (4.11) représente les allures des débits, au couplage direct et avec la technique de MPPT en fonction de l'éclairement.

Dans le cas du couplage direct le système ne commence à délivrer de l'eau qu'à un éclairément de  $280\text{W/m}^2$ , par conséquent la maximisation de puissance force la pompe a fournir de l'eau à partir de  $175\text{W/m}^2$ . [25]

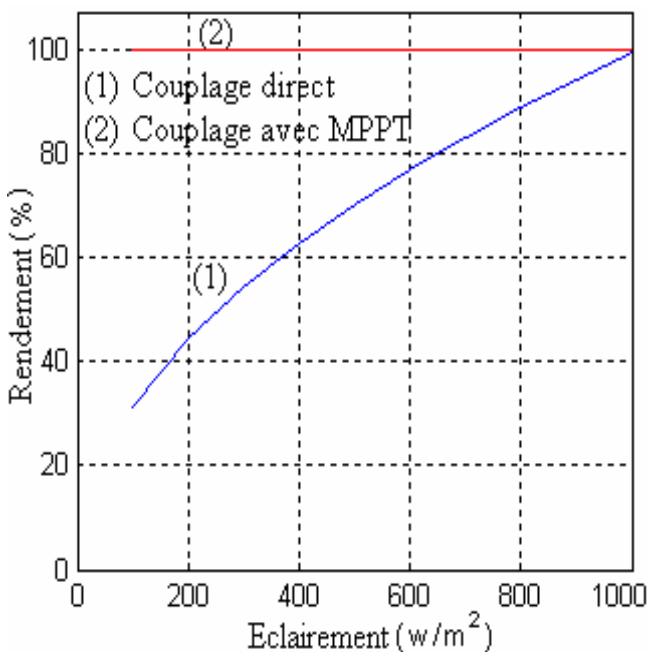


Fig.4.10. Rendements de système de PPV

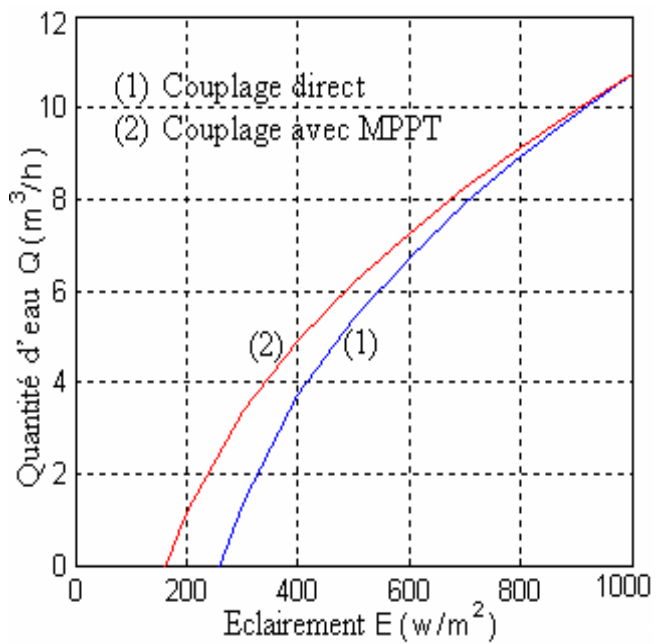
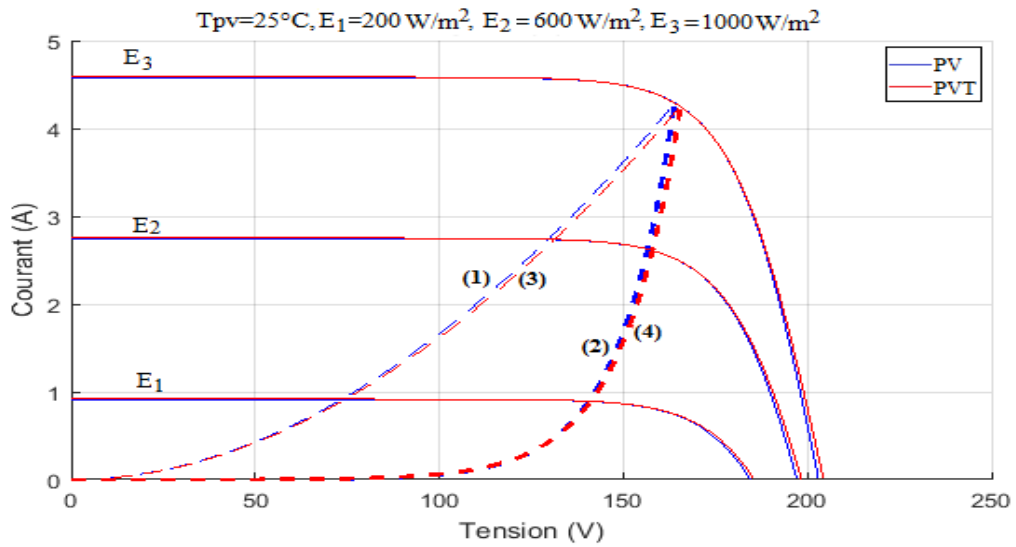


Fig.4.11. Quantités d'eau système de PPV

#### 4.6. Comparaison entre les deux systèmes PV et PV/T:

##### 4.6.1. Caractéristiques électriques des systèmes PV et PVT optimisé et non optimisé

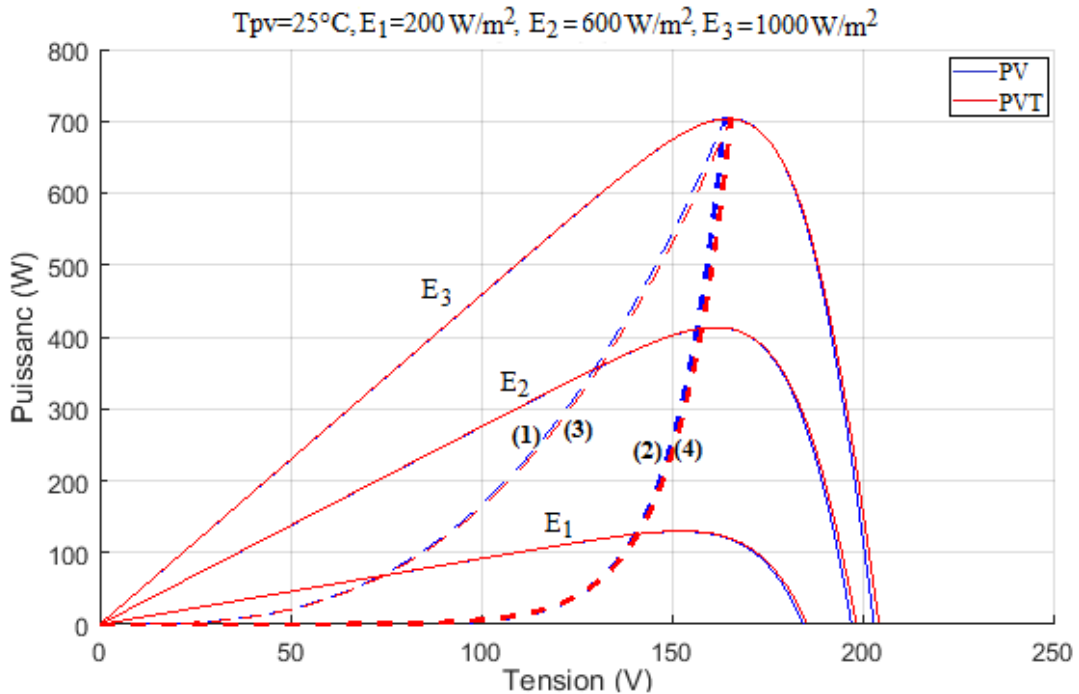
La figure (4.12) Représente les caractéristiques I(V) et de charge avec et sans MPPT par l'utilisation de l'algorithme P&O avant optimisation et après optimisation pour les deux systèmes PV et PV/T.



**Fig.4.12.** Caractéristique I(V) et de charge avec et sans MPPT par P&O.

(PV) (1) avant optimisation (2) après optimisation ; (PVT) (3) avant optimisation, (4) après optimisation

La figure (4.13) représente les caractéristiques P(V) et de charge avec et sans MPPT par l'utilisation de l'algorithme P&O avant optimisation et après optimisation pour les deux systèmes PV et PV/T.



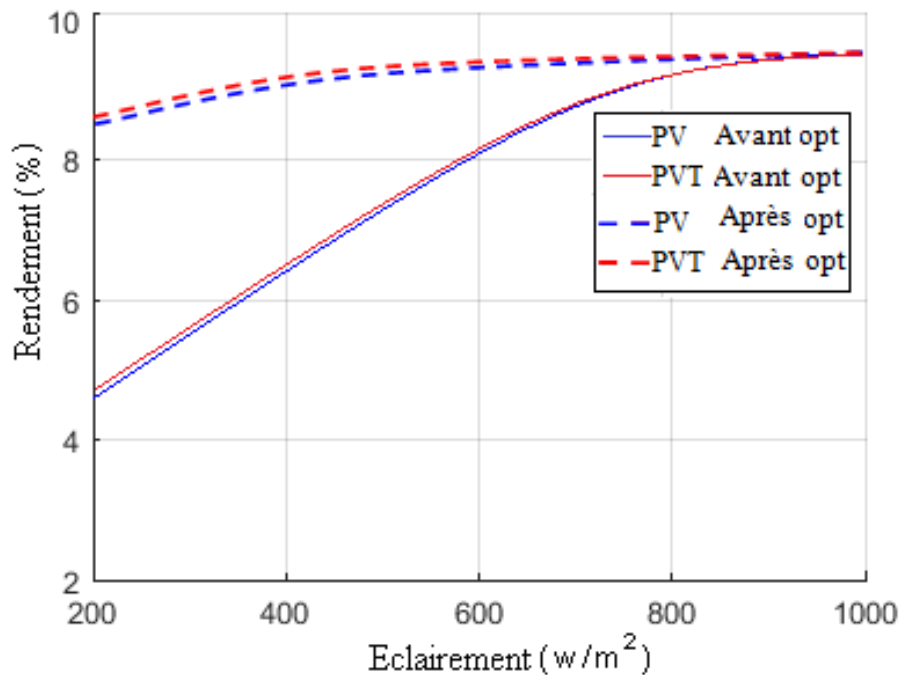
**Fig.4.13.** Caractéristique P(V) et de charge avec et sans MPPT par P&O.

(PV) (1) avant optimisation (2) après optimisation ; (PVT) (3) avant optimisation, (4) après optimisation

Le fonctionnement du système est amélioré par l'utilisation de la technique MPPT. L'effet de cette technique par rapport au couplage direct est très clair. Pour les faibles valeurs de l'éclairement, à  $200\text{W/m}^2$ , la tension d'alimentation est augmentée d'une valeur faible que (75-76)V (PV-PVT) pendant le couplage direct, à une valeur de (140-142)V, (143-145)V de (PV-PVT) pendant le couplage avec MPPT par la méthode P&O.

#### 4.6.2. Rendement de système PV et PVT optimisé et non optimisé

La figure (4.14) représente le rendement de système optimisé et non optimisé par l'utilisation de l'algorithme P&O pour les deux systèmes PV et PVT.



**Fig.4.14.** Rendement de système optimisé et non optimisé par P&O.

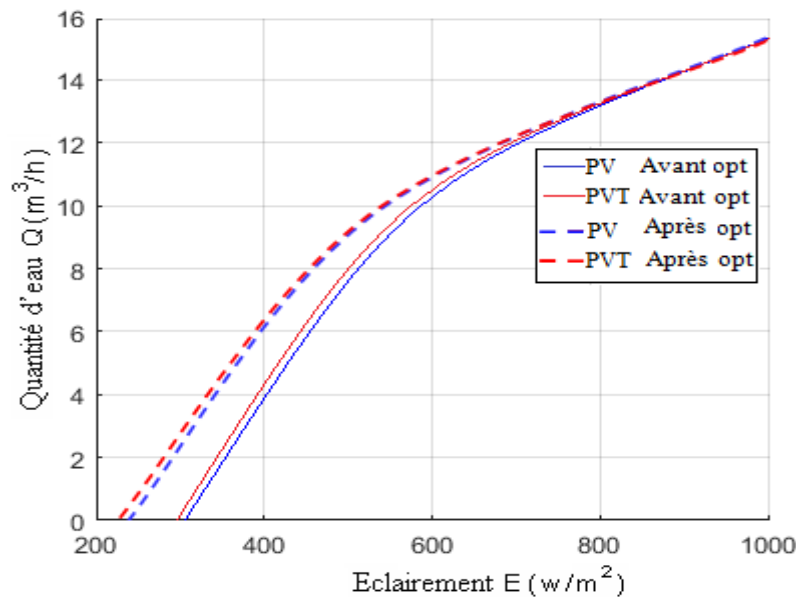
L'amélioration de rendement du système optimisé devient presque constante pour une plage d'éclairement entre (200-1000)  $\text{W/m}^2$ . Le rendement atteint d'une valeur maximum 8.9%. Par contre le couplage direct est caractérisé par un faible rendement de (4.7 - 4.9)% (PV - PVT). Ce faible rendement, à cause du faible taux de conversion de puissance de générateur.

#### 4.6.3. Quantité d'eau de système PV et PVT avant et après l'optimisation:

La figure (4.15) Représente la quantité d'eau pompée avant et après l'optimisation par l'utilisation



de l'algorithme P&O pour les deux systèmes PV et PV/T.



**Fig.4.15.** Quantité d'eau pompée avant et après l'optimisation par l'utilisation de l'algorithme P&O.

Dans le cas du couplage direct, le débit d'eau est commencée à partir de  $(230 - 240) \text{ W/m}^2$  (PV - PVT) et à partir de  $(300 - 310) \text{ W/m}^2$  (PV - PVT) par la technique de MPPT pour deux méthodes d'optimisation. Pour les fortes valeurs de l'éclairement, le débit d'eau atteint à  $15.5 \text{ m}^3/\text{h}$ .

#### 4.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté deux systèmes de pompage photovoltaïque hybride PV/T. Le premier est à couplage direct (Générateur PV/T – Moteur – Pompe) et le deuxième est à couplage indirect (Générateur PV/T – Boost avec MPPT – Moteur – Pompe). Ensuite on a fait une simulation du système complet en fonction de l'influence du Changement de l'éclairement sur les caractéristiques électriques. Et on a terminé par une étude comparative entre les résultats obtenus avant et après l'optimisation par l'utilisation de l'algorithme P&O pour les deux systèmes PV et PV/T.



**CONCLUSION  
GENERALE**

### Conclusion générale

L'utilisation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différentes applications tel que le pompage d'eau présente un intérêt très important, cependant les générateurs photovoltaïques possèdent deux inconvénients majeurs qui sont un rendement faible et un coût élevé, L'étude des générateurs photovoltaïques a permis la connaissance du comportement de ces derniers en fonction de l'éclairement et de la température et leurs effets sur les caractéristiques électriques, et par conséquent sur leur rendement.

Nous sommes intéressés à utiliser les deux formes d'énergie de la manière suivante pour créer un espace PV hybride permettant le couplage de modules thermoélectriques pour les capteurs PV et thermoélectriques. Ce couplage permettra également à la température de la batterie de panneaux solaire de diminuer, améliorant ainsi leur efficacité électrique.

On a abordé la problématique d'optimisation par la présentation de la modélisation de chaque élément constituant la chaîne photovoltaïque PV et PV/T, ainsi qu'un dimensionnement du générateur. Ceci nous a conduits à mettre en place les différents étages d'adaptations et par la suite nous a permis de comparer les résultats par rapport avec un système en couplage direct du générateur photovoltaïque avec le groupe motopompe.

Le couplage direct du générateur au groupe moto-pompe représente le type de connexion le plus simple et bien sûr le moins coûteux. Mais ce couplage n'est acceptable que dans des conditions très spécifiques où la charge est convenablement adaptée au générateur et offre un rendement acceptable.

Les résultats présentés dans le mémoire présent montrent que l'utilisation de l'optimisation du système hybride PV/T proposé à base de la méthode MPPT «Perturbations et Observation» permet d'améliorer le rendement de l'installation du pompage PV/T et augmenter la quantité d'eau pompée mais elle présente un inconvénient majeur lors d'un changement brusque d'ensoleillement.

Pour poursuivre ce travail nous proposons les perspectives suivantes :

- Le pompage solaire par l'utilisation de la machine à courant alternative comme la machine asynchrone MAS au lieu de MCC.
- L'optimisation de système de pompage photovoltaïque par des autres techniques d'intelligence artificielle comme la logique floue et les réseaux de neurones artificiels.



# **LES ANNEXES**

**Annexe 01 :**

**Paramètres du GPV poly cristallin 12V en puissance optimum (CS 200WAT)**

$$I_{CC} = 8.21 \text{ A} ; V_{CO} = 32.9V ; V_{max} = 35 \text{ V} ; I_{max} = 10 \text{ A} ; P_{max} = 250W ; N_s = 54$$

L	W	$\delta$	S	Rs	$R_{sh}$	E	T	V	A
1.08m	0.29m	0.54m	0.3132m <sup>2</sup>	0.221 $\Omega$	415.405 $\Omega$	1000W/m <sup>2</sup>	25°C	1.1eV	1.3

**Annexe 02 :**

**Paramètres du capteur PVT :**

$$I_{CC} = 3,27A ; V_{CO} = 21,6V ; V_{max} = 17.4 \text{ V} ; I_{max} = 2.87A ; P_{max} = 50 \pm 10\% \text{ W}$$

Paramètres de capteur solaire PV/T	Valeur
Longueur de collecteur, $L$	1.29m
Largeur de collecteur, $H$	0.33m
Température des cellules aux conditions de références, $T_{cell,ref}$	298K
Le rendement électrique aux conditions de références, $\eta_{cell,ref}$	0.15
L'épaisseur du verre, $\delta_g$	0.003 m
La conductivité thermique du verre, $\lambda_g$	1 W/m K
Le coefficient de transmission du verre, $\tau_g$	0.92
L'émissivité du verre, $\varepsilon_g$	0.88
L'émissivité des cellules, $\varepsilon_{cell}$	0.8
Le coefficient d'absorption des cellules, $\alpha_c$	0.75
L'épaisseur de la couche des cell, $\delta_{si}$	$35 \times 10^{-5}$ m
La conductivité thermique des cell, $\lambda_{si}$	131 W/m K
Le coefficient d'absorption de Tedlar, $\alpha_T$	0.26
L'épaisseur de Tedlar, $\delta_T$	0.0002 m
La conductivité thermique de Tedlar, $\lambda_T$	163 W/m K
L'émissivité de l'absorbeur, $\varepsilon_p$	0.4
L'épaisseur de l'absorbeur, $\delta_p$	0.003 m
La conductivité thermique de l'absorbeur, $\lambda_p$	65 W/m K
L'épaisseur de l'isolation, $\delta_i$	0.05 m
La conductivité thermique de l'isolation, $\lambda_i$	0.0035 W/m K
La vitesse du vent, $V_W$	1 m/s
L'angle d'inclinaison du capteur, $\phi$	36°

**Annexe 03 :**

➤ **Paramètres de moteur DC à aimant permanent**

V <sub>a</sub>	220V
P	700W
R <sub>a</sub>	0.24 Ω
L <sub>a</sub>	0.01h
C <sub>e</sub>	0.32N.m
ω	3000trn/min
J <sub>m</sub>	0.002 N.m
p	3 pôles
k <sub>t</sub>	0.0154N.m/A
k <sub>e</sub>	0.167V/rad.Sec
k <sub>r</sub>	1.16.10 <sup>5</sup>

➤ **Paramètres de moteur synchrone à aimant permanent (MSAP):**

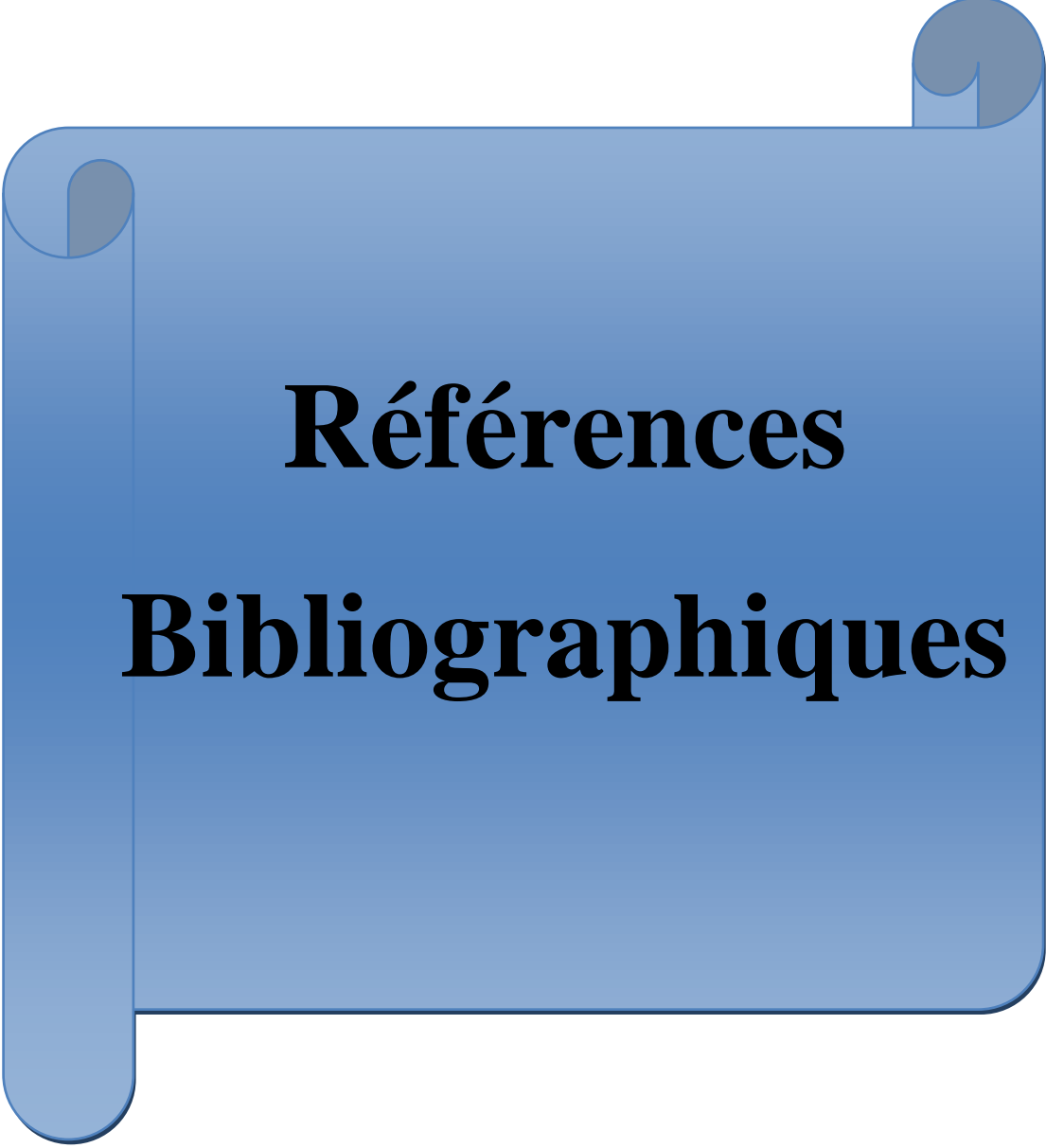
V	220V
P	1500W
R <sub>a</sub>	1.4Ω
L <sub>d</sub>	0.006h
L <sub>q</sub>	0.0058h
C <sub>e</sub>	0.32N.m
ω	3000trn/min
f	0.000389N.(m/rad).s <sup>-1</sup>
J <sub>m</sub>	0.00176 N.m
p	3 pôles

➤ **Paramètres de Pompe centrifuge**

ω <sub>n</sub>	3000trn/min
P	520W
Q <sub>n</sub>	2.71/s
H	15m
a <sub>0</sub>	7.1365*10 <sup>-4</sup> m/(rad/sec) <sup>2</sup>
a <sub>1</sub>	-1.84127 m/(rad/sec)(m <sup>3</sup> /h)
a <sub>2</sub>	209.5238*10 <sup>3</sup> m/(m <sup>3</sup> /sec) <sup>2</sup>

➤ **Caractéristique de canalisation**

H <sub>g</sub>	8 m
k <sub>h</sub>	71780
Q <sub>n</sub>	2.71/s
g	9.81m <sup>2</sup> /sec
ρ	1000kg/m <sup>3</sup>



**Références**  
**Bibliographiques**

**Références Bibliographiques**

- [1] **Djamila Rekioua. Ernest matagne**, (GOOD) Optimization of Photovoltaic Power Systems Modelisation Simulation and Control.
- [2] **BEN CHEIKH LE HOCINE HANENE**, thèse du diplôme de doctorat en sciences en électronique « Modélisation nano thermique des systèmes Thermo/Photovoltaïques Applications aux collecteurs hybrides PVT » Université Constantine 2017.
- [3] **DEBILI Narimene**, mémoire du magister en électronique « Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage Photovoltaïque » Université Constantine I.2015
- [4] - Encarta 2005.
- [5] Énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) [archive] Driee Ile-de- France, consulté en mars
- [6] Energie-Renouvelable.tv.htm
- [7] a, b, c et d (en) [PDF] Agence internationale de l'énergie (AIE - en anglais : International Energy Agency - IEA) Key World Energy Statistics 2016 [archive], 16 octobre 2016.
- [8] **M.N.Mchalikh et CH.Hmada**, mémoire de Master « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau », université Kasdi Merbah Ouargla, 2013.
- [9] **A. Moummi, N. Hamani, N. Moummi & Z. Mokhtari**, "estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de biskra", 8ème séminaire international sur la physique énergétique, centre universitaire de Bechar, 2006.
- [10] **K. Helali**, mémoire de Magister « Modélisation d'une cellule photovoltaïque Etude comparative », université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.
- [11] **M.L.Louazane**, mémoire de Magister « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », université El Hadj Lakhdar Batna, 2008.
- [12] **M.Blhadj**, mémoire de Magister « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome » Centre Universitaire de Bechar, 2008.
- [13] **I.Bendjamaa**, mémoire de Magister « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque », université Abou Baker Belkaid Tlemcen, 2012.
- [14] **M.Angel, Cid Pastor**. « Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques ». Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [15] **W.A.Beckman, J.Thorton**, 1991, "Control Problem in Solar Domestic Hot Water Systems", Solar Energy, Vol 27, No5, pp, 23- 28.



- [16] **Belhadj Mohammed**, mémoire de magister en microélectronique exactes, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », centre universitaire de Bechar, 2008.
- [17] **Touil Nacer Eddine, Ghenbazi Slimane**, mémoire de Master « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque », université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued, 2015.
- [18] **Y.Pankow**, Thèse de doctorat « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », école doctorale de L'ENSAM ED 432, 2004.
- [19] **L. Zareur**, thèse de Doctorat en sciences Spécialité électrotechnique, « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque éolien », université de Constantine, 2010.
- [20] **G. N. Tiwari, S. Dubey**, Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications, RSC Energy. Series N° 2. 2010.
- [21] **N.enteria, A.Akbarzadeh**, solar energy sciences and engineering applications, taylor& francis group, London, UK, 2014.
- N, Bellel. Etude des transferts thermiques le long d'un tube cylindrique appliquée à deux géométries ; thèse de doctorat, Université de Constantine, 2004.
- [22] **Saffa, B. riffat, and E.Cuce**, a review on hybrid photovoltaic/thermal collectors and systems, international journal of low-carbon technologies,(6)212 – 241 (2011).
- [23] **X.zhang, X.zhao, S.Smith, J.Xu, X.Yu**, review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies, renewable and sustainable energy reviews,(2011).
- [24] **K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek et W. Bendaikha-Touafek** "A dynamic model of hybrid photovoltaic/thermal panel "International Renewable Energy Congress, November 5-7, 2009 - Sousse Tunisia LARHYSS Journal, 2002.
- [25] **Bouden Abdelmalek**, mémoire du diplôme magister en électronique en instrumentation « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque » Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [26] **Zahi Housseem**, mémoire de master électrotechnique en électrotechnique industrielle « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque » université Badji Mokhtar de Annaba, 2019.
- [27] **Debili Narimene**, thèse de Magister en électronique en matériaux et nanoélectronique « Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage photovoltaïque » Université de Constantine I, 2015.

- [28] **Soltane Belakehal**, thèse doctorat en sciences en électrotechnique « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables », université de Constantine, 2010.
- [29] **Bilal Hamdaoui et Ismail Bourdji**, mémoire de master en électrotechnique en commande des machines électriques « Etude d'un système de pompage photovoltaïque au fil soleil » Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2016.
- [30] **Abdoul Karim Traoré**, mémoire présenté à l'université du Québec à Trois-Rivières comme Exigence partielle de la maîtrise en génie électrique « Gestion d'un système autonome hybride photovoltaïque éolien pour applications agricoles », 2016.
- [31] **Zemari Aicha**, mémoire de master en génie mécanique en productique mécanique « Conception et fabrication d'une pompe à engrenage », université de Badji Mokhtar Annaba, 2017.
- [32] **Ambouche Rabah**, mémoire de master en électrotechnique en énergies renouvelables « Contrôle d'un système de pompage photovoltaïque », université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2016.
- [33] **Meflah Aissa**, mémoire de Magister en physique en énergies renouvelables « Modélisation et commande d'une chaine de pompage photovoltaïque », université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2012.
- [34] **Rachid Chenni**, thèse doctorat en sciences en physique énergétique, « étude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire », Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [35] **Benlabiod Benaissa**, mémoire de master en hydraulique en système d'alimentation en eau potable « Etude comparative 'Equation d'Euler' dimensionnelle et expérimentale. Cas d'une pompe centrifuge radiale de POVAL », école nationale supérieure d'hydraulique Arbaoui Abdellah Blida, 2014.
- [36] **Boukhers Djamil**, mémoire de magister en électrotechnique en modélisation et commande des machines électriques « Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage », université Mentouri de Constantine, 2007.
- [37] **A. Dupont**, « Hydraulique urbaine », Tome 2 Edition Eyrolles 1988.
- [38] **Cédric Cabal**, thèse doctorat en génie électrique « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », université de Toulouse III-Paul Sabatier, 2008.

[39] **A.Bouden et M.Marir Benabbas**, « Modélisation de système de pompage photovoltaïque optimisé », conférence Internationale des énergies renouvelables (CIER'13) Sousse, Tunisie-2013.

### Résumé

L'énergie solaire est l'une des énergies renouvelables les plus importantes utilisées dans les zones reculées, isolées ou éloignées du réseau de distribution d'électricité, en raison de ses nombreux avantages. Parmi les cas dans lesquels il est utilisé, on retrouve le domaine du pompage d'eau, mais les générateurs photovoltaïques possèdent deux inconvénients majeurs qui sont un rendement faible et un coût élevé.

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation, la simulation, la commande et l'optimisation d'un système de pompage PVT.

Ce système est constitué d'un ensemble d'éléments se trouvant en interaction, à savoir les panneaux photovoltaïques, le convertisseur de tension, le moteur synchrone à aimant permanent, la pompe centrifuge et le circuit hydraulique.

### Mots clés:

Système hybride, photovoltaïque/thermique, MCC, pompe centrifuge, optimisation.

### Abstract:

Solar energy is one of the most important renewable energies used in remote areas, isolated or far from the electricity distribution grid, due to its many advantages. Among the cases in which it is used, we find the field of water pumping, but photovoltaic generators have two major drawbacks which are low efficiency and high cost.

The work presented in this thesis concerns the modeling, simulation, control and optimization of a PVT pumping system.

This system is made up of a set of interacting elements, namely the photovoltaic panels, the voltage converter, the permanent magnet synchronous motor, the centrifugal pump and the hydraulic circuit.

### Keywords:

Hybrid system, photovoltaic / thermal, MCC, centrifugal pump, optimization.

### ملخص

تعد الطاقة الشمسية من أهم الطاقات المتجددة المستخدمة في المناطق النائية ، المعزولة أو البعيدة عن شبكة توزيع الكهرباء ، لما تتمتع به من مزايا عديدة. من بين الحالات التي يتم استخدامه فيها ، نجد مجال ضخ المياه ، لكن المولدات الكهروضوئية لها عيبان رئيسيان وهما الكفاءة المنخفضة والتكلفة العالية.

يتعلق العمل المقدم في هذه الأطروحة بالتمنجة والمحاكاة والتحكم والتحسين لنظام ضخ PVT.

يتكون هذا النظام من مجموعة من العناصر المتفاعلة ، وهي الألواح الكهروضوئية ، ومحول الجهد ، ومحرك المغناطيس الدائم المتزامن ، ومضخة الطرد المركزي والدائرة الهيدروليكية.

### الكلمات الدالة:

النظام الهجين ، الكهروضوئية / الحرارية ، مركز التحكم في المحرك ، مضخة الطرد المركزي ،

التحسين.