

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et
De la Recherche Scientifique
Université A.MIRA de
BEJAIA



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Mémoire de Fin de Cycle

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

En Electrotechnique

Spécialité: Energies renouvelables

Thème

*Influence d'ombrage sur un système
de pompage photovoltaïque*

Réalisé par

M^{lle} : Naima BAICHE

M^{lle} : Sarah GHOUL

Encadré par

M^{me}: D.REKIOUA

M^{me}: K.RAHRAH

Promotion 2016/2017

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé au sein du laboratoire L.T.II de l'Université Abderrahmane Mira de Bejaia.

Tout d'abord, nous aimerions remercier dieu le tout puissant, de nous avoir donné la force et la patience de pouvoir mener ce travail à terme.

Nous adressons nos plus sincères remerciements à madame D.REKIOUA, Professeur à l'université de Bejaia d'avoir accepté et pris le temps d'être rapporteur de ce travail.

Nous sommes très sensible à l'ambiance conviviale, à la disponibilité et au soutien que nous avons pu avoir au prés de M^{me} K.RAHRAH et nous tenons à remercier aussi N.MEBARKI ainsi que toute l'équipe du laboratoire L.T.II de l'Université Abderrahmane Mira de Bejaïa.

Nos vifs remerciements aux membres de jury qui ont accepté de juger notre travail, nous sommes très honorées.

Nos sincères gratitude s'adressent à nos deux chères familles ; sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral nous n'arriverons pas là où nous sommes. Qu'ils trouvent dans ce manuscrit toutes nos reconnaissances.

Dédicaces

Au nom de Dieu le Miséricordieux

Je dédie ce travail à :

A mes parents :

Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études.

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux.

Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A la mémoire de mes grands parents, à mes sœurs et mes frères Kahina, Chafia .Yousef, Rachid et Mahmoud.

A mes très chers neveux et nièces Adhane, Hilal, Rabah, Nadia et Cérina.

A toute la famille BAICHE.

Ils vont trouver ici l'expression de mes sentiments de respect et de reconnaissance pour le soutien qu'ils n'ont cessé de me porter.

A ma sœur binôme Sarah qui a partagé ce travail avec moi.

A tous mes amis et mes collègues : Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.

A toute la promotion génie électrique 2016/2017.

Dédicaces

Au nom de Dieu le Miséricordieux

Je dédie ce travail à :

*Mes très chers et précieux parents qui m'ont toujours soutenu, et à l'intérêt
qu'ils ont*

Porté pour mes études, je ne les remercierai jamais

Assez, pour tous ce qu'ils m'ont fait.

Que dieu les protège.

A mes très chers frères et sœurs

A mes très chers neveux et nièces

A mes cousins et cousines

A toute ma famille

A mes chers amis(es) de prés ou de loin

A tout le personnel du laboratoire de recherche L.T.II

Génie électrique de Bejaia

A ma sœur binôme Naima et toute sa famille

A toute la promotion génie électrique 2016/2017

Sarah

Liste des symboles et abréviations

Liste des symboles et abréviations

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

PV : Photovoltaïque.

E_{ph} : Energie de photon (W/m²)

λ: Représente la longueur d'onde.

h : La constante de Planck.

c : La vitesse de la lumière.

A : Facteur de qualité de la diode.

E_s : Ensoleillement (W/m²).

PN : Représentant la jonction de la cellule.

HMT : Hauteur manométrique totale (m).

DC/DC : Convertisseur continu-continu.

DC/AC : Convertisseur continu-alternatif.

P_{pv} : Puissance photovoltaïque (W).

R_s : Résistance série (Ω).

R_{sh}: Résistance shunt (Ω).

I_{ph}: photo courant (A).

I₀: Courant de saturation de la diode (A).

K: Constante de Boltzmann ($k= 1.38.10^{-23}$ J/K).

q : Charge de l'électron ($q=1.602.10^{-19}$ C).

T : Température de la cellule (°K).

I_D : Le courant de la diode (A).

I_{0d} : courant inverse de saturation de la diode.

V_{co} : Tension en circuit ouvert (V).

I_{cc} : Courant de court-circuit (A).

Liste des symboles et abréviations

ΔT_c : Représente la variation de la température.

ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.

ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température.

STC : Les conditions standards.

P&O : Méthode de perturbation et d'observation.

P : Puissance disponible aux bornes d'une cellule photovoltaïque (W).

I : Courant continu fourni par une cellule photovoltaïque (A).

V : Tension continue donnée par une cellule photovoltaïque (V).

P_{max} : Puissance au point maximum (W).

V_{ppm}: Tension au point de puissance maximale (V).

I_{ppm}: Courant au point de puissance maximale (A).

P_{in} : La puissance du flux lumineux incident.

P_c : Puissance crête (W_c).

P_n : Puissance nominale du panneau (W).

P_{pv} : Puissance photovoltaïque (W).

N_s : Nombre de module en série.

N_p : Nombre de module en parallèle.

E_{ref}: Ensoleillement de référence (W/m²).

T_j : Température de jonction (°C).

T_{ref} : Température de référence (°C).

T_a : Température ambiante (°C).

Noct : Température de fonctionnement nominal des cellules (Nominal operating cell temperature).

P₁, P₂, P₃, P₄: Paramètres constants.

I_{sat} : Courant inverse de saturation de la diode (A).

A : Coefficient d'idéalité de la cellule.

Liste des symboles et abréviations

E_g : Energie de gap (eV).

I_{Rsh} : Courant passe par la résistance shunt (A).

I_m : Courant maximal (A).

$I_{pv.nouv}$: Nouvelle valeur de courant après la correction (A).

$I_{SC,STC}$: Courant photovoltaïque dans les conditions standard (A).

$V_{pv.nouv}$: Nouvelle valeur de tension après la correction (V).

V_m : Tension maximal (V).

α_{cc} : Coefficient d'incrémentement du courant I_{cc} (mA/°C).

β_{oc} : Coefficient d'incrémentement de la tension (mV/°C).

ΔI : La variation du courant (A).

ΔV : La variation de la tension (V).

ΔT : La variation de la température (°C).

FF : Facteur de forme.

S : Surface du panneau utilisée (m²).

α : Rapport cyclique.

V_e : Tension aux bornes de la source (V).

V_s : Tension aux bornes de la charge (V).

R_a : Résistance de l'induit (Ω)

L_a : Inductance de l'induit (H)

E : La force électromotrice (V).

J : Le moment d'inertie de la machine (Kg.m²).

Γ : Le couple électromagnétique (N.m).

Γ_r : Couple résistant (N.m).

F_r : Coefficient de frottement.

C_{ch} : Couple de charge (N.m).

Liste des symboles et abréviations

Q : Le débit d'eau pompée (l/h).

H_g : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation.

P_c : Pertes de charge produites par le frottement d'eau sur les parois des conduites.

N_s : Niveau statique.

N_d : Niveau dynamique.

R_m : Rabattement.

P : La puissance électrique (W).

V : Le volume d'eau (l).

t : Le temps (s) ou (h).

g : Accélération de la pesanteur (9.81 m/s²).

ρ : La masse volumique de l'eau (1000 Kg/m³).

η_{PV} : Rendement du générateur photovoltaïque.

η_{comp} : Rendement du groupe motopompe.

η_{tot} : Rendement total.

m : Le débit massique.

H : La hauteur manométrique totale (m).

Δt : La différence de temps de pompage (min).

ε : L'erreur du débit (entre la pratique et la simulation).

Sommaire

Introduction générale	01
 Chapitre I : L'énergie photovoltaïque et les systèmes de pompage photovoltaïque	
Introduction.....	03
I.1. L'énergie solaire photovoltaïque	03
I.1.1. Généralités	03
I.1.2. Irradiation solaire	03
I.1.2.1. Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère	05
I.1.2.2. Gisement solaire en Algérie	05
I.1.3. La cellule photovoltaïque (PV).....	06
I.1.3.1. Historique	06
I.1.3.2. Définition	07
I.1.3.3. L'effet photovoltaïque	07
I.1.3.4. Le principe de la conversion	08
I.1.3.5. Les différents types des cellules PV	08
I.1.3.5.1. Les cellules de première génération	09
I.1.3.5.2. Les cellules de deuxième génération	10
I.1.3.5.3. Les cellules de troisième génération	10
I.1.3.6. Schéma équivalent d'une cellule PV	11

Sommaire

I.1.3.7. Les différents modèles d'une cellule PV	11
I.1.3.7.1. Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale	11
I.1.3.7.2. Modèle d'une cellule photovoltaïque réelle	12
I.1.3.8. Caractéristique électrique d'une cellule PV	17
I.1.3.9. Association des cellules	17
I.1.3.9.1. Association série.....	17
I.1.3.9.2. Association Parallèle	18
I.1.3.9.3. Association mixte (Série + Parallèle)	18
I.1.4. Caractéristique courant-tension d'un module PV	19
I.1.5. Caractéristique puissance-tension d'un module PV	20
I.1.6. Les systèmes photovoltaïques	20
I.1.6.1. Les systèmes autonomes.....	21
I.1.6.2. Les systèmes raccordés au réseau	22
I.1.6.3. Les systèmes hybrides	22
I.1.7. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	23
I.2. Les systèmes de pompage PV	24
I.2.1. Introduction	24
I.2.2. Les différents types de pompage	24
I.2.2.1. Pompage au fil de soleil	24
I.2.2.2. Le pompage avec stockage électrochimique (batteries)	25
I.2.3. Les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque	26

Sommaire

I.2.3.1. Panneaux solaires (générateur PV).....	26
I.2.3.1.1. Implantation du champ de modules.....	27
I.2.3.1.2. Caractéristiques du module photovoltaïque	28
I.2.3.1.3. Zones de fonctionnement du module solaire.....	28
I.2.3.1.4. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le module PV.....	29
I.2.3.2. Le groupe motopompe.....	31
I.2.3.2.1. Moteur électrique	31
I.2.3.2.2. Les pompes	34
I.2.3.3. Les convertisseur	35
I.2.3.3.1. Convertisseur DC/DC (hacheur)	36
I.2.3.3.2. Convertisseur DC/AC (Les onduleurs).....	37
I.2.3.4. Le stockage	37
I.2.3.4.1. Le stockage électrochimique	37
I.2.3.4.2. Le stockage de l'eau	37
I.2.3.5. Le système de régulation	38
I.2.3.6. Le câblage électrique	38
I.2.4. La maintenance des systèmes de pompages.....	39
I.3. Les différents défauts d'un panneau PV	40
I.3.1. Défaut de mismatch et d'ombrage.....	40
I.3.2. Défaut de diodes de by-pass	40
I.3.3. Défaut de module	40

Chapitre III: Expérimentation et simulation du système de pompage PV sans ombrage

Introduction	66
III.1. Données de base	66
III.1.1. Le débit	66
III.1.2. Hauteur manométrique totale (HMT)	66
III.1.3. Niveau statique	66
III.1.4. Niveau dynamique	67
III.2. Expressions utilisées dans le calcul	67
III.3. Etude d'un système de pompage photovoltaïque.....	68
III.3.1. Implantation du générateur photovoltaïque	69
III.3.2. Installation des réservoirs d'eau et de la canalisation	70
III.3.3. Mise en place du groupe motopompe	70
III.3.4. Partie électrique	71
III.4. Etude expérimentale du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil	72
III.4.1. Les résultats obtenue pour différents volumes et hauteurs	72
III.4.2. Commentaires des résultats.....	88
III.5. La simulation du système de pompage	89
III.5.1. Fonctionnement sous les conditions constantes (température et ensoleillement)	89

Sommaire

III.5.2. Fonctionnement sous un profil journalier d'ensoleillement et de température	91
III.5.3. Interprétation des résultats	92
Conclusion	92

Chapitre IV: Expérimentation et simulation du système de pompage PV avec ombrage

Introduction	93
IV.1. Déroulement des journées des tests	93
IV.1.1. Ombrage de 8,33%	94
IV.1.2. Ombrage à 14,58%	110
IV.2. La simulation du système de pompage avec ombrage	126
IV.3. Interprétation des résultats	128
IV.4. Calcul d'erreurs	129
IV.5. Différence de temps de pompage	130
Conclusion	131
Conclusion générale	132

Références bibliographiques

Annexes

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I : L'énergie et les systèmes de pompage photovoltaïques.

Figure I.1 : Exemples de spectre solaire	4
Figure I.2 : Les composantes du rayonnement incident sur une surface inclinée	5
Figure I.3 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu PV	6
Figure I.4 : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque	8
Figure I.5 : Cellule en silicium monocristallin	9
Figure I.6 : Cellule en silicium poly-cristallin	9
Figure I.7 : Cellule en silicium amorphe	10
Figure I.8 : Les cellules de troisième génération	11
Figure I.9 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	11
Figure I.10 : Schéma idéale d'une cellule photovoltaïque	12
Figure I.11 : Caractéristique Schéma équivalent d'une cellule solaire	12
Figure I.12 : Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt	13
Figure I.13 : Schéma équivalent à deux diodes	14
Figure I.14 : Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt	14
Figure I.15 : Caractéristique I (V) sous obscurité et sous éclairnement	17
Figure I.16 : Association en série	18
Figure I.17 : Association en parallèle	18
Figure I.18 : Association mixte (Série + Parallèle).....	19
Figure I.19 : Caractéristique courant-tension.....	19
Figure I.20 : Caractéristique puissance-tension	20
Figure I.21 : Système photovoltaïque autonome avec stockage	21
Figure I.22 : Système photovoltaïque relié au réseau	22
Figure I.23 : Système hybrides	23
Figure I.24 : La caractéristique du pompage au fil du soleil	25
Figure I.25 : Caractéristique du pompage avec batteries	25
Figure I.26 : Un système de pompage photovoltaïque	26
Figure I.27 : Cellule, module, panneau et champ photovoltaïque	27
Figure I.28 : La courbe caractéristique $I = f(V)$ d'un panneau PV	28

Liste des figures

Figure I.29 : Les différentes zones de la caractéristique I (V), ($T=25^{\circ}\text{C}$, $E_s=1000\text{W}/\text{m}^2$)....	29
Figure I.30 : La caractéristique tension – courant pour une variation de l’ensoleillement.....	30
Figure I.31 : La caractéristique tension – puissance pour une variation de l’ensoleillement .	30
Figure I.32 : La caractéristique tension – courant pour une variation de température	31
Figure I.33 : La caractéristique tension – puissance pour une variation de température.....	31
Figure I.34 : Moteur à courant continu avec balais	32
Figure I.35 : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d’un moteur shunt et d’un moteur série	33
Figure I.36 : Schéma électrique équivalent d’un hacheur série	36
Figure I.37 : Schéma électrique équivalent d’un hacheur parallèle.....	36
Figure I.38 : Schéma bloc d’un groupe de cellules PV avec la diode de by-pass défaillante.	40
Figure I.39 : Schéma bloc d’un module PV défaillant.....	41
Figure I.40 : Schéma bloc d’un string PV avec la résistance de connectique non nulle.....	41
Figure I.41 : Schéma bloc d’un champ PV avec la diode anti-retour défaillante	42

Chapitre II : Modélisation des systèmes de pompage photovoltaïque.

Figure II.1 : Schéma équivalent d’une cellule solaire	45
Figure II.2 : Schéma bloc du module SIEMENS SM 110-24V	47
Figure II.3 : Caractéristique courant-tension	48
Figure II.4 : Caractéristique puissance-tension	48
Figure II.5 : Influence la température sur la caractéristique $I=f(V)$	49
Figure II.6 : Influence la température sur la caractéristique $P=f(V)$	49
Figure II.7 : Influence ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$	49
Figure II.8 : Influence ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$	50
Figure II.9 : Influence de température et d’ensoleillement sur la caractéristique V-I	50
Figure II.10 : Influence de température et d’ensoleillement sur la caractéristique $P=f(V)$	50
Figure II.11 : Montage volt-ampérométrique	51
Figure II.12 : Caractéristique I-V d’un module «défaillant » et « sain ».....	53
Figure II.13 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l’état (0% ombré).	54
Figure II.14 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l’état (25% ombré)	54
Figure II.15 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l’état (50% ombré)	54
Figure II.16 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l’état (75% ombré).	55
Figure II.17 : Circuit électrique du convertisseur DC-DC	56

Liste des figures

Figure II.18 : Schéma d'un Hacheur survolteur à $t \in [0, \alpha T]$	56
Figure II.19 : Schéma d'un Hacheur survolteur à $t \in [\alpha T, T]$	57
Figure II.20 : Schéma d'un Hacheur dévolteur	58
Figure II.21 : Principe de la P&O	59
Figure II.22 : Organigramme de la méthode perturbation et observation	60
Figure II.23 : Représentation du Moteur à courant continu et à aimant permanent	61
Figure II.24 : Schéma bloc du moteur à courant continu	63
Figure II.25 : Caractéristique du couple électromagnétique en fonction de temps	63
Figure II.26 : Caractéristique de la vitesse en fonction de temps	64
Figure II.27 : Schéma du bloc de la pompe	65
Figure II.28 : Caractéristique de couple résistant de la pompe en fonction de temps	65

Chapitre III : Expérimentation et simulation du système de pompage PV sans ombrage.

Figure III.1 : Données de base d'une pompe	67
Figure III.2 : Schéma complet de l'installation de pompage PV à étudier	69
Figure III.3 : Générateur photovoltaïque avec support.....	69
Figure III.4 : Réservoirs d'eau et canalisation.....	70
Figure III.5 : Groupe motopompe immergée	71
Figure III.6 : Différents composants électriques	71
Figure III.7 : Schéma du système de pompage au fil du soleil	72
Figure III.8 : L'ensoleillement et la température durant la journée du 01 juin 2017 pour HMT=5m	73
Figure III.9 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 01 juin 2017 pour HMT=5m	73
Figure III.10 : Evolution des différents rendements durant la journée du 01 juin 2017 pour HMT=5m	74
Figure III.11 : L'ensoleillement et la température durant la journée 3 Juin 2017 pour HMT=9m	74
Figure III.12 : L'ensoleillement et le débit durant la journée 3 Juin 2017 pour HMT=9m .	75
Figure III.13 : Evolution des différents rendements durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m	75
Figure III.14 : Le débit en fonction du l'ensoleillement pour différentes hauteurs	76

Liste des figures

Figure III.15 : Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs	76
Figure III.16 : Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs	77
Figure III.17 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs	77
Figure III.18 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs	78
Figure III.19 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs	78
Figure III.20 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m	79
Figure III.21 : Evolution des différents rendements durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m	80
Figure III.22 : L'ensoleillement et la température durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m	80
Figure III.23 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9	80
Figure III.24 : Evolution des différents rendements durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m	81
Figure III.25 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteur	81
Figure III.26 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteurs	82
Figure III.27 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs.....	82
Figure III.28 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs	83
Figure III.29 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs	83
Figure III.30 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs	84
Figure III.31 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m.....	84
Figure III.32 : Evolution des différents rendements durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m.....	85
Figure III.33 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m	85
Figure III.34 : Evolution des différents rendements durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m.	86
Figure III.35 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs	86
Figure III. 36 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs	87
Figure III 37 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs	87
Figure III.38 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs	88
Figure III.39 : Schéma bloc du système complet sous Matlab/Simulink	89
Figure III.40 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit pour HMT=5m .	90

Liste des figures

Figure III.41: Influence de l'éclairement et de la température sur le débit pour HMT=9m...	90
Figure III.42 : Schéma général du système de pompage PV avec la cloche	91
Figure III.43 : Comparaison entre la pratique et la simulation de débit et l'ensoleillement durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT =5m.....	91
Figure III.44 : Comparaison entre la pratique et la simulation de débit et l'ensoleillement durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT =9m.....	92

Chapitre IV: Expérimentation et simulation du système de pompage PV avec ombrage.

Figure IV.1 : Schéma du système de pompage PV avec ombrage.	93
Figure IV.2 : L'ensoleillement et la température durant la journée du 07 juin 2017 HMT=5m et un ombrage de 8,33%.....	94
Figure IV.3: L'ensoleillement et le débit la journée du 07 juin 2017 HMT=5m et un ombrage de 8,33%.....	95
Figure IV.4 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 HMT=5m et un ombrage de 8,33%.....	95
Figure IV.5 : L'ensoleillement et la température la journée du 8 Juin 2017 HMT=9m et un ombrage de 8,33%.	96
Figure IV.6 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 =9m et un ombrage de 8,33%	96
Figure IV.7 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%.	97
Figure IV.8 : Le débit en fonction du l'ensoleillement pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.	97
Figure IV.9 : Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.....	98
Figure IV.10 : Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.....	98
Figure IV.11 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%.....	99
Figure IV.12 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%.....	99

Liste des figures

Figure IV.13 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur et un ombrage de 8,33%.....	100
Figure IV.14 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%	100
Figure IV.15 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%.....	101
Figure IV.16 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 HMT=9m et un ombrage de 8,33%.....	101
Figure IV.17 : Evolution des différents rendements durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%.	102
Figure IV.18 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteur pour un ombrage de 8,33%.....	102
Figure IV.19 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteur pour un ombrage de 8,33%.....	103
Figure IV.20 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%	103
Figure IV.21 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%.....	104
Figure IV.22 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%.	104
Figure IV.23 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur pour un ombrage de 8,33%	105
Figure IV.24 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%.	105
Figure IV.25 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%	106
Figure IV.26 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%.....	106
Figure IV.27 : Evolution des différents rendements durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%.....	107
Figure IV.28 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteur pour un ombrage de 8,33%	107
Figure IV.29 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteur pour un ombrage de 8,33%.	108

Liste des figures

Figure IV.30 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%.	108
Figure IV.31 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%.....	109
Figure IV.32 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%.....	109
Figure IV.33 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur pour un ombrage de 8,33%.....	110
Figure IV.34 : L'enseillement et la température durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%	110
Figure IV.35 : L'enseillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.	111
Figure IV.36 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%	111
Figure IV.37 : L'enseillement et la température durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%	112
Figure IV.38 : L'enseillement et le débit durant la journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.	112
Figure IV.39 : Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%	113
Figure IV.40 : Le débit en fonction du l'enseillement pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.....	113
Figure IV.41 : Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%	114
Figure IV.42 : Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.....	114
Figure IV.43 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.	115
Figure IV.44 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%	115
Figure IV.45 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur et pour ombrage de 14,58%	116
Figure IV.46 : L'enseillement et le débit du durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.....	116

Liste des figures

Figure IV.47 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.....	.117
Figure IV.48 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.....	.117
Figure IV.49 : Evolution des différents rendements durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.....	.118
Figure IV.50 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteur pour un ombrage de 14,58%.118
Figure IV.51 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteur pour un ombrage de 14,58%.....	.119
Figure IV.52 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%119
Figure IV.53 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 14,58%.120
Figure IV.54 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.120
Figure IV.55 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur pour un ombrage de 14,58%.121
Figure IV.56 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%121
Figure IV.57 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.122
Figure IV.58 : L'ensoleillement et le débit durant la journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.122
Figure IV.59 : Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.....	.123
Figure IV.60 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteur et ombrage de 14,58%.....	.123
Figure IV.61 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteur pour un ombrage de 14,58%.124
Figure IV.62 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.124
Figure IV.63 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.125

Liste des figures

Figure IV.64 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.125
Figure IV.65 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur pour un ombrage de 14,58%.126
Figure IV.66 : Schéma général du système de pompage photovoltaïque avec ombrage126
Figure IV.67 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=5m127
Figure IV.68 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=9m127
Figure IV.69 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=5m128
Figure IV.70 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=9m.128
Figure IV.71 : Les erreurs calculées.130
Figure IV.72 : Variation de temps de pompage pour différente temps d'ombrage.131

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : L'énergie photovoltaïque et les systèmes de pompage photovoltaïques.

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie..... 6

Tableau I.2 : Les actions de maintenance pour un système de pompage PV 39

Chapitre II : La modélisation d'un système de pompage photovoltaïque.

Tableau II.1 : Paramètres obtenus du modèle à une diode du panneau PV SM110-24V..... 46

Tableau II.2 : Paramètres électriques du panneau SIEMENS SM 110-24V. 47

Chapitre IV : Expérimentation et simulation du système de Pompage PV avec ombrage.

Tableau VI.1 : Les valeurs erreurs calculées. 129

Tableau VI.2 : Variation de temps de pompage pour différent ombrage par rapport à l'état sain. 130



Introduction

Générale

Introduction générale

Au cours des dernières années, le monde a connu une croissance importante de la demande en énergie dans tous les domaines de la vie, en particulier l'électricité qui provient en grande partie des sources d'énergie fossiles, les quelles ont un impact très nocif sur l'environnement.

La solution repose sur le recours aux énergies renouvelables. Dans cette optique, plusieurs pays ont engagés des investissements immenses et semblent de ce fait sur la bonne voie pour réussir le challenge d'allier production et consommation d'énergie d'un coté et le maintien de l'équilibre environnemental de la planète de l'autre. Le soleil reste dans ce cas, que ce soit de manière directe ou indirecte, la source d'énergie la plus prometteuse. Le pompage d'eau est l'une des applications les plus répondues de l'énergie solaire.

Comme tous les autres processus industriels, un système de pompage photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de ces performances et voire même à l'indisponibilité totale du système. Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal.

C'est dans ce contexte que s'écoule notre travail. En effet, l'objectif est d'investiguer l'effet d'ombrage sur les performances d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil. Pour un meilleur examen de ces effets, la voie expérimentale et la simulation sous le logiciel Matlab /Simulink ont été adoptées.

Pour cela, le mémoire est structuré en quatre chapitres détaillés comme suit :

Le premier chapitre présente une description des généralités sur l'énergie et les systèmes de pompage photovoltaïques.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation des différents éléments du système de pompage photovoltaïque fonctionnant au fil du soleil. La modélisation du générateur photovoltaïque est faite tant en fonctionnement sain qu'en fonctionnement défaillant. Pour valider la démarche de modélisation proposée, le défaut d'ombrage considéré a été physiquement réalisé dans un module PV réel et les caractéristiques mesurées ont été enregistrées pour ensuite les comparer avec celles issues de la modélisation.

Dans le troisième chapitre, une étude expérimentale et par simulation a été effectuée pour le système de pompage modélisé précédemment à l'état sain, c'est-à-dire, sans ombrage, et cela pour différentes hauteurs manométriques, différents volumes et différentes conditions météorologiques d'ensoleillement et de température.

Le quatrième chapitre est consacré à l'étude de l'effet de l'ombrage sur les performances du même système de pompage.

Enfin, nous dressons à la fin du manuscrit une conclusion sur ces travaux et présentons quelques pistes de perspectives mises à jour

Chapitre I

*Généralités sur l'énergie et
les systèmes de pompage
photovoltaïque*

Introduction

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante car la quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque. Ce mode de production ne nécessite pas de réseau de distribution. En effet on peut produire de l'énergie électrique là où on la consomme. L'énergie solaire photovoltaïque est de plus en plus utilisée pour opérer diverses applications terrestres comme l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage qui fera l'objet de notre étude.

Ce chapitre fera l'objet d'une approche générale sur l'énergie photovoltaïque et les systèmes de pompage photovoltaïque, ainsi et qu'une présentation de leurs différents constituants. Un aperçu sur les différents défauts dans un générateur PV sera aussi présenté.

I.1. L'énergie solaire photovoltaïque

I.1.1. Généralités

Le terme « photovoltaïque » est un mot latin, « photon » signifie lumière et « VOLTA » nom de famille du physicien italien (Alessandro VOLTA) qui donne son nom à l'unité de mesure de la tension électrique. L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par ALEXANDRE EDMOND BECQUEREL qui a démontré qu'il s'agissait d'une conversion directe de la lumière en énergie électrique. Cependant, à cette époque, il n'y avait pas d'utilisation pratique de cette découverte. En 1905, Albert EINSTEIN a écrit que la lumière pouvait entrer à l'intérieur des atomes et que la collision entre les photons et les atomes peuvent faire sortir des électrons de leurs orbites et permettre la création d'un courant électrique [1]. Cette conversion se fait en présence de cellules solaires qui nécessitent étude et compréhension.

I.1.2. Irradiation solaire [2]

Le Soleil est l'étoile la plus proche de notre planète, Terre. Ces radiations énergétiques sont pratiquement la seule source d'énergie qui influe sur l'atmosphère et le climat sur terre. Le rayonnement solaire est électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm . La figure (I.1) représente la variation de la répartition spectrale

énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire est approximativement décomposée comme suit :

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 μm),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 μm).

L'atmosphère terrestre reçoit un rayonnement solaire d'une puissance moyenne 1367W/m². Mais, l'atmosphère absorbe une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m². Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison.

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} , qui répond elle-même à la relation suivante :

$$E_{\text{ph}} = h \frac{c}{\lambda} \quad (\text{I.1})$$

Dans laquelle ' λ ' représente la longueur d'onde, 'h' la constante de Planck et 'c' la vitesse de la lumière. D'après la figure (I.1) l'énergie transportée par un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde.

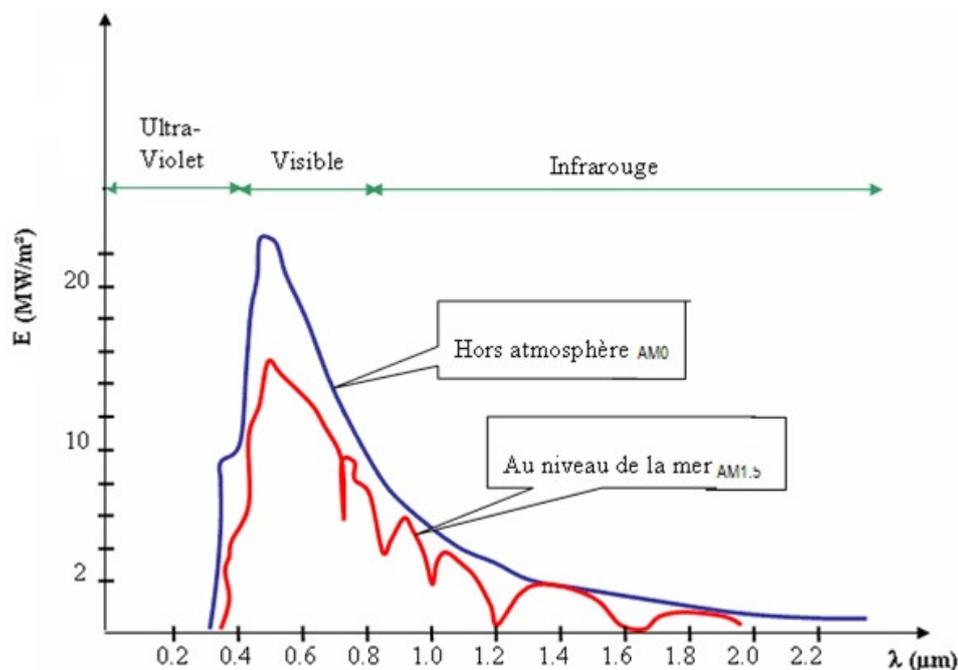


Figure I.1 : Exemples de spectre solaire

AM0 : Conditions d'éclairage hors atmosphère ou en haute altitude.

AM1.5 : Conditions d'atmosphère terrestre, le soleil étant à 30° sur l'horizon.

I.1.2.1. Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère

Les phénomènes atmosphériques influent sur le rayonnement solaire reçu sur la surface de la terre. Ces phénomènes sont la nébulosité, les poussières, l'humidité, la couverture du sol,...etc. L'éclairement solaire sur un plan d'une inclinaison donnée est composé de grandeurs suivantes (Figure I.2) :

- **Eclairement direct** : C'est le rayonnement solaire reçu directement du Soleil.
- **Eclairement diffus** : C'est le rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.
- **Eclairement réfléchi** : C'est le rayonnement solaire qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (neige, eau, etc.).

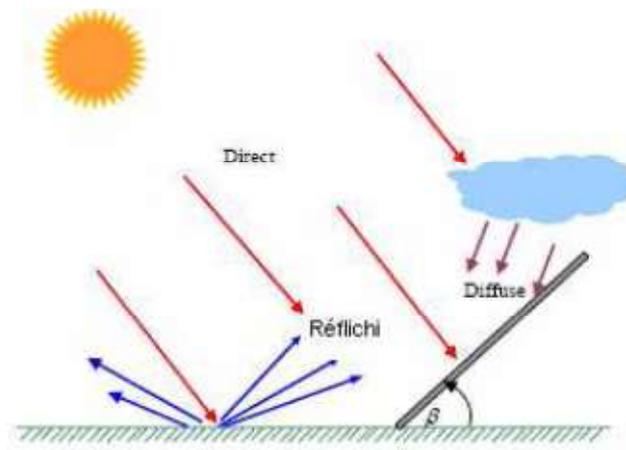


Figure I.2 : Les composantes du rayonnement incident sur une surface inclinée

I.1.2.2. Gisement solaire en Algérie [3]

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde.

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700 \text{ KWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263 \text{ KWh/m}^2/\text{an}$ au sud du pays.

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.1: Potentiel solaire en Algérie.

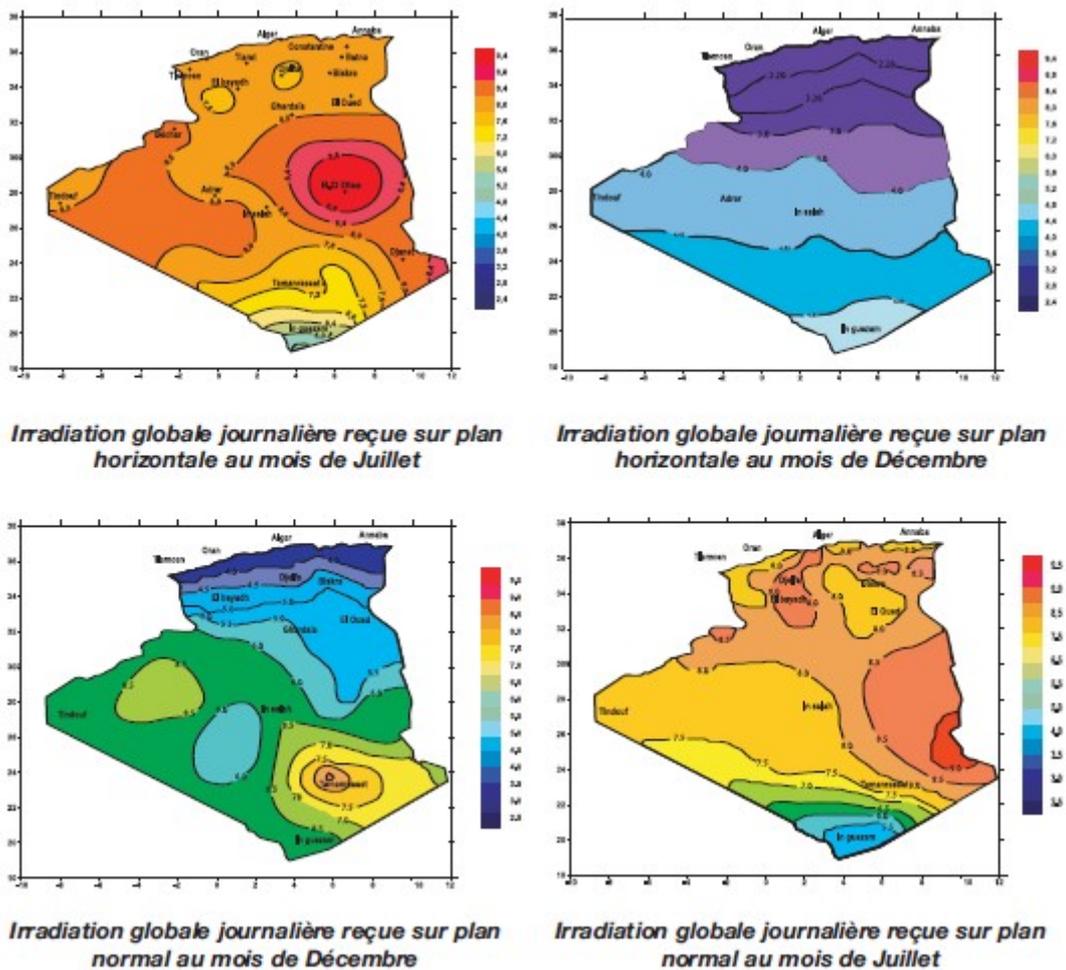


Figure I.3 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu

I.1.3. La cellule photovoltaïque (PV)

I.1.3.1. Historique [4]

Quelques dates de l'histoire du photovoltaïque :

- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la seconde guerre mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- **1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- **1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

I.1.3.2. Définition

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur (un composant électronique) qui transforme l'énergie lumineuse absorbée en électricité par le processus « effet photovoltaïque ».

I.1.3.3.L'effet photovoltaïque [5]

Il s'agit de transformer l'énergie contenu dans la lumière du soleil en énergie électrique, à travers d'un capteur constitué de matériaux sensible à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule PV. L'effet photovoltaïque fut observé la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell, aux Etats-Unis parvinrent à fabriquer la première photopile ; l'élément primaire ou de base de la conversion photovoltaïque.

I.1.3.4. Le principe de la conversion [6]

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron - trou. 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 (Figure I.4):

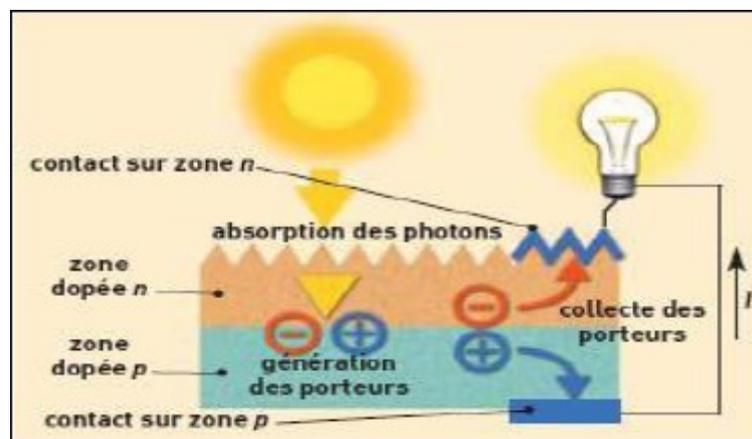


Figure I.4 : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque

I.1.3.5. Les différents types des cellules PV [7]

La plupart des cellules solaires disponibles sur le marché mondial, sont à base de silicium, soit du type mono, poly cristallin ou amorphe. On distingue trois générations selon leur technologie de fabrication.

I.1.3.5.1. Les cellules de première génération

Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction P utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. On différencie les cellules en silicium monocristallin et poly-cristallin.

- **Cellule en silicium monocristallin**

Le rendement de ce matériau photovoltaïque estimé entre 15 % à 17 % est légèrement supérieur au silicium poly-cristallin, en revanche sa fabrication est plus délicate donc plus coûteuse.



Figure I.5 : Cellule en silicium monocristallin

- **Avantages et inconvénients**

- + Très bon rendement
- + Sensibilité accrue aux rayonnements directs.
- Coût élevé

- **Cellule en silicium poly-cristallin**

Il s'agit du matériau photovoltaïque le plus utilisé (à lui seul plus de 50% du marché mondial). Il offre un bon rendement (de 12% à 14 %) pour des coûts de fabrication maîtrisés.



Figure I.6 : Cellule en silicium poly-cristallin

▪ Avantages et inconvénient

- + Bon rendement (moins bon que les cellules monocristallines).
- + Coût moins élevé que pour les cellules.
- + Sensibilité accrue aux rayonnements directs.
- Forte sensibilité à la température.

I.1.3.5.2. Les cellules de deuxième génération**• Cellule en silicium amorphe**

Le rendement de ce matériau photovoltaïque est bien inférieur à ceux du silicium cristallin (6%), et son coût est proportionnellement inférieur.



Figure I.7 : Cellule en silicium amorphe

Ce semi-conducteur présente en effet, différents avantages :

- + Il est abondant à la surface du globe car il est extrait à partir du sable.
- + Il n'est pas toxique comme certains semi-conducteurs.
- + Il possède un oxyde naturel (SiO_2) présentant d'excellentes propriétés électriques.

I.1.3.5.3. Les cellules de troisième génération

La troisième génération vise à passer la limite maximale du rendement des cellules actuelles, plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif :

- +Superposition de multiples cellules (utilisant des bandes d'énergie différentes).
- +Cellule à concentration.
- +Utilisation de photons à basse énergie qui ne sont habituellement pas abordé par des cellules.
- +Conversion des photons pour ajuster le spectre de la lumière solaire aux caractéristiques du semi-conducteur.

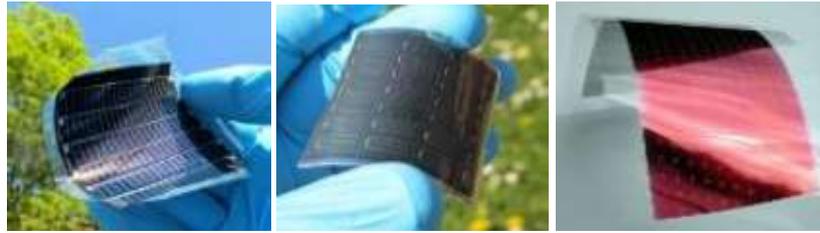


Figure I.8 : Les cellules de troisième génération

I.1.3.6. Schéma équivalent d'une cellule PV [8]

La cellule photovoltaïque est généralement représentée par un schéma équivalent constitué par :

- Un générateur de courant représentant la conversion du flux lumineux en énergie électrique.
- Une résistance série R_s représentant les contacts et les connexions.
- Une diode en parallèle représentant la jonction PN de la cellule.
- Une résistance parallèle R_p représentant les pertes actives dans la diode.

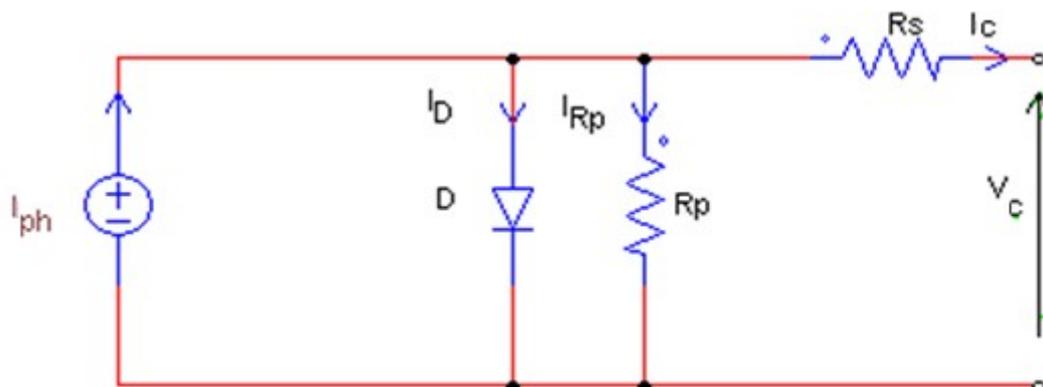


Figure I.9 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

I.1.3.7. Les différents modèles d'une cellule PV [9]

I.1.3.7.1. Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale

La photopile est un composant semi-conducteur qui délivre un courant en excitant ce dernier par des photons, donc en première approximation on a une source de courant qui est court-circuitée par une diode (car la photopile est une jonction p-n).

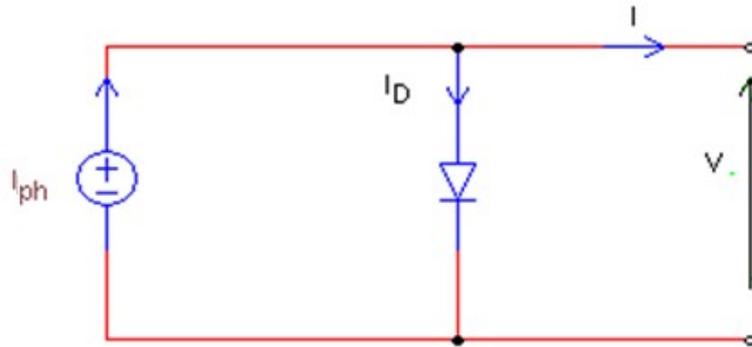


Figure I.10 : Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque

$$I = I_{ph} - I_D \quad (I.2)$$

$$I_D = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{eqV}{AKT}} - 1 \right] \quad (I.3)$$

I_{ph} : Photo courant.

I_D : Courant de diode.

I_0 : Courant de saturation de la diode.

q : Charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}$ coulomb).

T : Température de la cellule (Kelvin).

K : Constante de Boltzmann ($K=1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K).

A : Facteur de qualité de la diode.

I.1.3.7.2. Modèle d'une cellule photovoltaïque réelle

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles de cellule photovoltaïque qui diffèrent entre eux par le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et de l'intensité de courant de sortie.

★ Modèle à une diode (à une seule exponentielle)

Le circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque est représenté par le schéma de la figure (I.11).

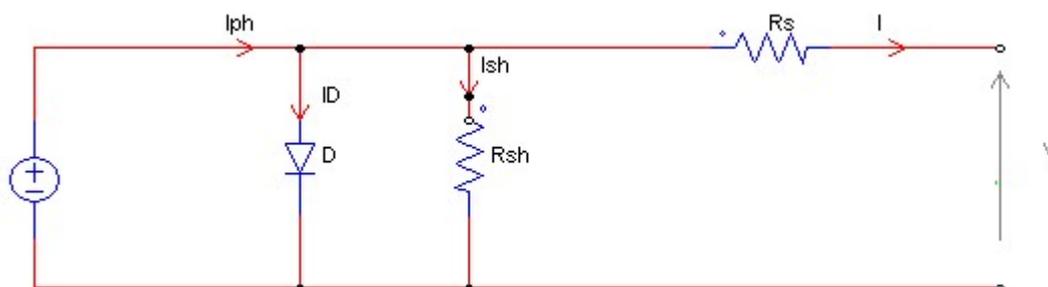


Figure I.11 : Schéma équivalent d'une cellule solaire

C'est le modèle le plus classique dans la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances (série et shunt).

Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile :

✓ La résistance série est la résistance interne de la cellule, elle est principalement la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles,

✓ La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

Le courant de la diode est donné par :

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (I.4)$$

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

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (I.5)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \left(\frac{V+R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (I.6)$$

★ Modèle à une diode sans résistance shunt

Un modèle électrique empirique simple, le plus proche du générateur photovoltaïque, est actuellement le plus utilisé en raison de la qualité des résultats obtenus, c'est le modèle à une diode. La figure (I.12) illustre le circuit électrique équivalent au modèle à une diode.

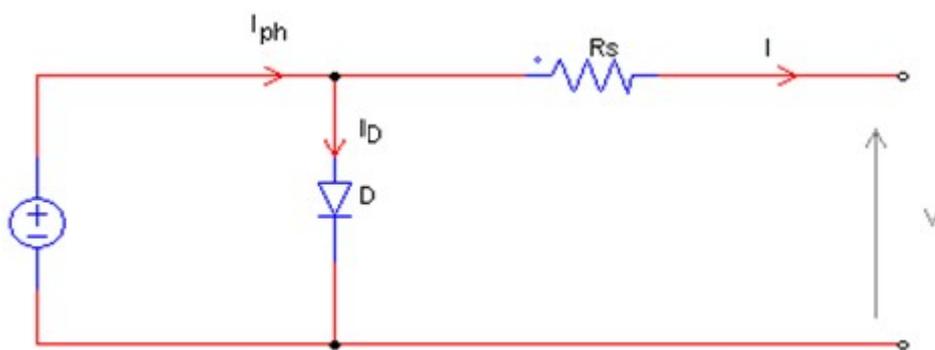


Figure I.12 : Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt

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

$$I = I_{ph} - I_D \quad (I.7)$$

$$I_D = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (I.8)$$

★ **Modèle à deux diodes (à deux exponentielles)**

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant (Figure I.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.

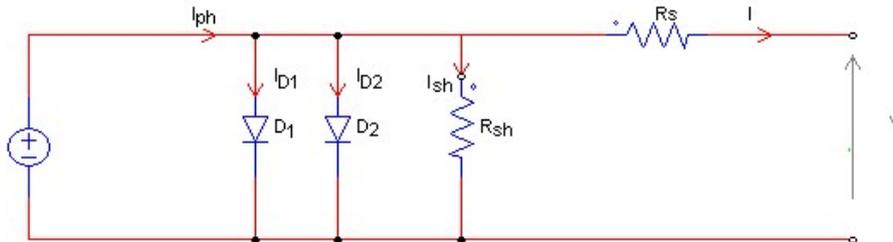


Figure I.13 : Schéma équivalent à deux diodes

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

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh} \tag{I.9}$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{D1} = I_{01} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \tag{I.10}$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \tag{I.11}$$

Avec : I_{01} , I_{02} courant de saturation des diodes.

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \left(\frac{V+R_s I}{R_{sh}} \right) \tag{I.12}$$

★ **Modèle à deux diodes sans résistance shunt**

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (Figure I.14) 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.

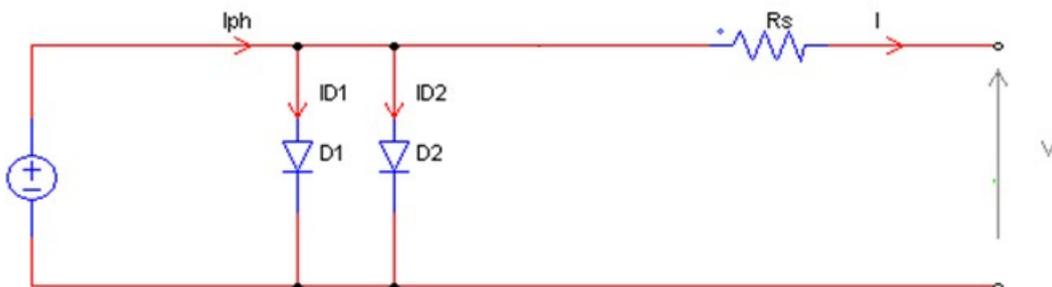


Figure I.14: Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt

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

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) \quad (I.13)$$

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (I.14)$$

★ Modèle simplifié du modèle à une diode

Ce modèle est plus simplifié exigeant peu de paramètres à estimer, c'est un modèle uniquement avec une diode. L'expression du courant photovoltaïque est donné par :

$$I_{pv} = I_{cc} [1 - K_1 e^{(K_2 V_{pv}^m - 1)}] \quad (I.15)$$

Où les coefficients K_1 , K_2 , K_3 , K_4 et m des constantes calculées indépendamment à partir des conditions standard météorologique (STC).

Ils sont donnés par les formules suivantes :

$$K_1 = 0.01175 \quad (I.16)$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m} \quad (I.17)$$

$$K_3 = \ln \left(\frac{(I_{cc}(1+K_1) - I_m)}{K_1 I_{cc}} \right) \quad (I.18)$$

$$K_4 = \ln \left(\frac{1+K_1}{K_1} \right) \quad (I.19)$$

$$m = \frac{\ln \left(\frac{K_3}{K_4} \right)}{\ln \left(\frac{V_m}{V_{oc}} \right)} \quad (I.20)$$

Où :

I_m : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum (I_{opt}).

V_m : Tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimale (V_{opt}).

I_{cc} : Courant en court-circuit.

V_{co} : Tension en circuit ouvert.

Il est noté que l'équation (I.23) est applicable que pour un niveau d'insolation E_s et de température particulier, relatif aux conditions standard de fonctionnement. Quand l'insolation et la température varient, le courant I_{pv} et la tension V_{pv} changent suivant les équations suivantes :

$$\Delta T_c = T_c - T_{ref} \quad (I.21)$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha_{cc} \left(\frac{E_s}{E_{ref}} \right) \Delta T_c + \left(\frac{E_s}{E_{ref}} - 1 \right) I_{cc,ref} \quad (I.22)$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta_{oc}\Delta T_c - R_s\Delta I_{pv} \quad (I.23)$$

ΔT_c : Représente la variation de la température.

ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.

ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température.

α_{cc} : Représente un coefficient de température, d'incrément de courant I_{cc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A/^\circ C$) (sous les conditions standard de fonctionnement).

β_{oc} : Représente un coefficient de température, d'incrément de la tension V_{oc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($V/^\circ C$) (sous les conditions standard de fonctionnement).

α_{cc} et β_{oc} sont appelés coefficient de température.

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant photovoltaïque sont données par :

$$V_{pv,nouv} = V_{pv} + \Delta V_{pv} \quad (I.24)$$

$$I_{pv,nouv} = I_{pv} + \Delta I_{pv} \quad (I.25)$$

★ Modèle explicite

Le modèle suivant est développé par Borowy et Salameh en (1996). Ce modèle explicite se caractérise par sa résolution très simple. Il nécessite seulement quatre paramètres (I_{cc} , V_{co} , I_m , V_m).

$$I = I' + \Delta I \quad (I.26)$$

$$I = I_{cc} \left[1 - C_1 e^{\left(\frac{n_s V}{C_2 V_{oc}}\right)^{-1}} \right] - \Delta I \quad (I.27)$$

Avec :

$$C_1 = \left[1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right] e^{\left(\frac{V_m}{C_2 V_{oc}}\right)} \quad (I.28)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{oc}} - 1}{\ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} \quad (I.29)$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha_{ref} \left(\frac{E_s}{E_{ref}} \right) (T_c - T_{c,ref}) + \left(\frac{E_s}{E_{ref}} - 1 \right) I_{cc} \quad (I.30)$$

$$V = V' + \Delta V \quad (I.31)$$

Avec

$$\Delta V = \beta_{ref}(T_c - T_{c,ref}) - R_s\Delta I_{pv} \quad (I.32)$$

I.1.3.8. Caractéristique électrique d'une cellule PV

A partir de la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque (Figure I.15), on déduit les paramètres électriques propre a la cellule et notamment :

- I_{cc} : courant de court-circuit (obtenue pour $V=0$) ;
- V_{co} : tension en circuit ouvert (obtenue pour $I=0$) ;
- I_m : courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque ;
- V_m : tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque
- η : Rendement de conversion ;
- FF : facteur de forme.

η : (Puissance électrique maximale fournie) / (Puissance solaire incidente).

$$\eta = \frac{V_m I_m}{P_i S} = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{P_i S} \quad (I.33)$$

Avec :

P_i : puissance d'éclairement reçue par unité de surface ;

S : surface de la cellule photovoltaïque ;

FF : (Puissance maximale délivrée sur la charge) / ($V_{co} * I_{cc}$) :

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (I.34)$$

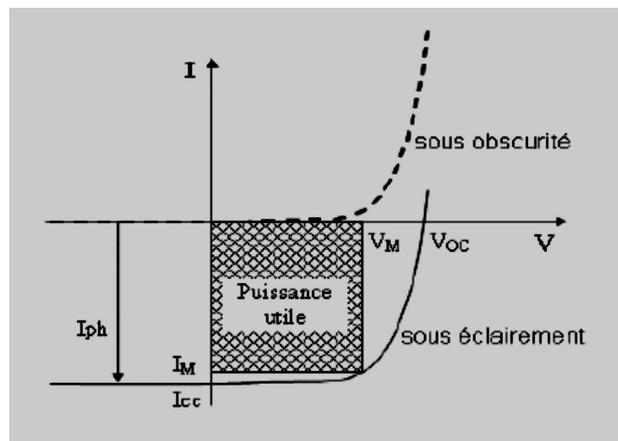


Figure I.15 : Caractéristique $I(V)$ sous obscurité et sous éclairement

I.1.3.9. Association des cellules [10]

I.1.3.9.1. Association série:

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule [10].

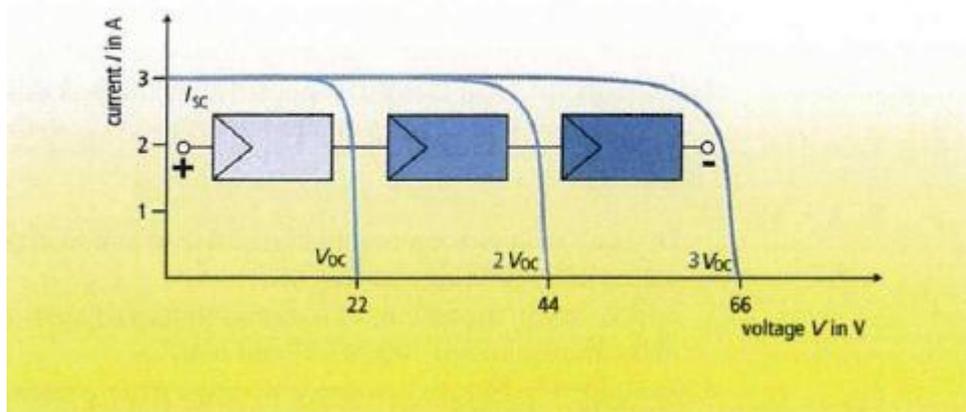


Figure I.16 : Association en série [11].

I.1.3.9.2. Association Parallèle:

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule [10].

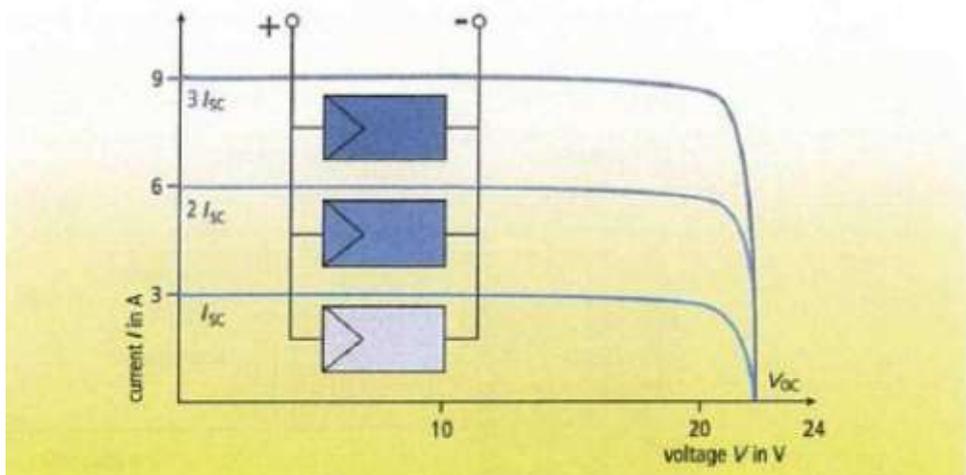


Figure I.17 : Association en parallèle [11].

I.1.3.9.3. Association mixte (Série + Parallèle) :

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle. [10]

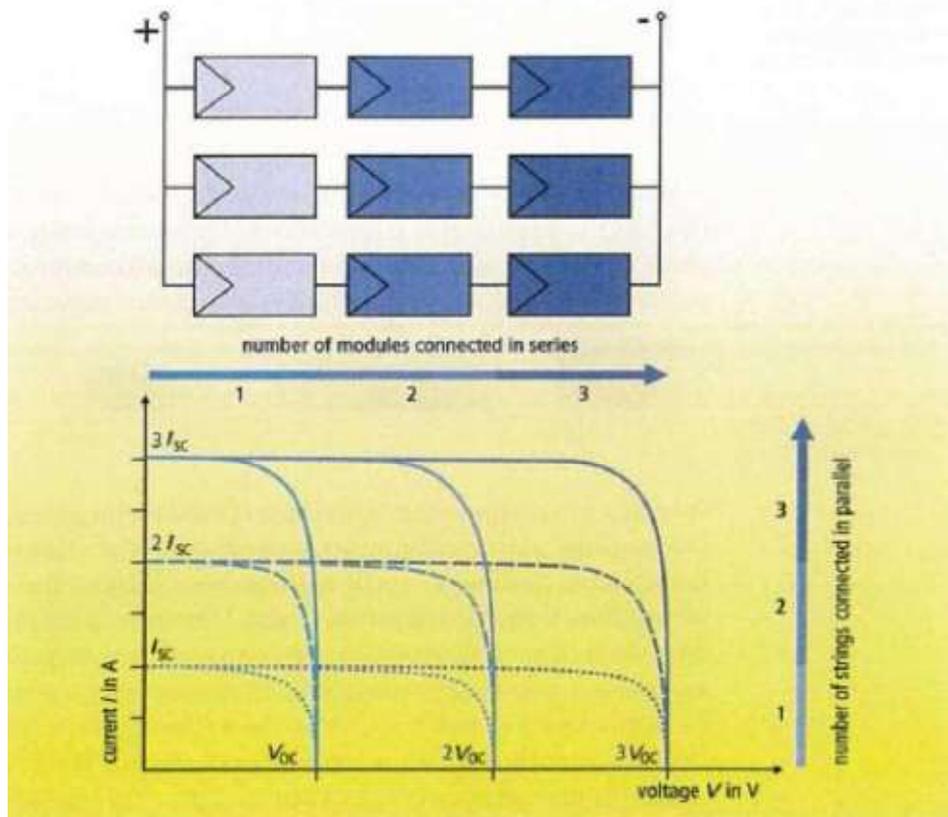


Figure I.18 : Association mixte (Série + Parallèle). [11]

I.1.4. Caractéristique courant-tension d'un module PV

Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante dans les conditions standards STC (Figure I.19).

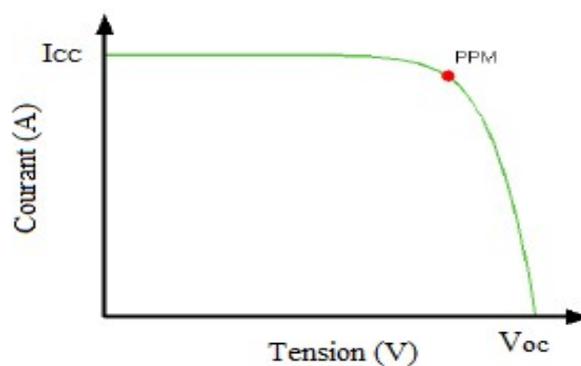


Figure I.19 : Caractéristique courant-tension

I.1.5. Caractéristique puissance-tension d'un module PV

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses borne (Figure I.20)

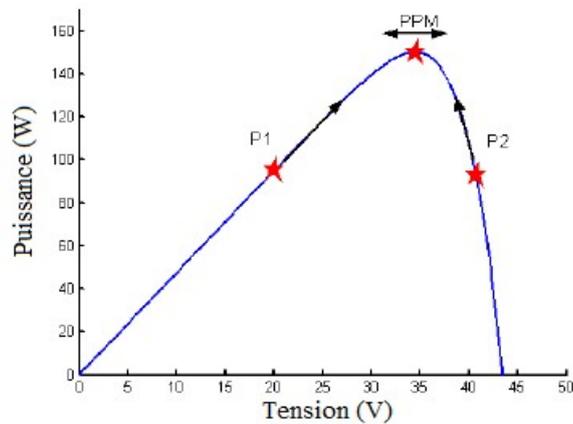


Figure I.20 : Caractéristique puissance-tension

I.1.6. Les systèmes photovoltaïques [12]

Tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la terre. L'humanité peut utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité. Les modules ou panneaux photovoltaïques sont composés de semi-conducteurs qui permettent de transformer directement la lumière du soleil en électricité. Ces modules peuvent s'avérer une source d'énergie qui est sûre, fiable, sans entretien et non polluante pendant très longtemps. La majorité des modules sur le marché, aujourd'hui, sont pourvus d'une garantie de 20 ans.

Des millions des systèmes ont été installés dans le monde entier, de puissances différentes allant d'une fraction d'un Watt à plusieurs Mégawatts. Pour de nombreuses applications, les systèmes solaires électriques sont non seulement rentables, mais ils peuvent aussi représenter l'option la moins coûteuse.

❖ Les différents systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV sont classés en fonction de trois types : autonomes, hybrides et reliés au réseau. Le type choisit dépendra des besoins, de l'emplacement et de budget.

I.1.6.1. Les systèmes autonomes

Les systèmes autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau.

Selon l'utilisation ou non du stockage électrochimique, les systèmes photovoltaïques autonomes sont classés comme suit :

- Des systèmes photovoltaïques autonomes avec stockage.
- Des systèmes photovoltaïques sans stockage (au fil du soleil).

➤ Les systèmes autonomes avec stockage

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes, elle comporte des batteries qui emmagasinent l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque au cours de la journée figure (I.21). Donc, le stockage électrochimique dans les batteries est indispensable pour assurer le fonctionnement nocturne, ou durant un nombre de jours prédéfinis dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques.

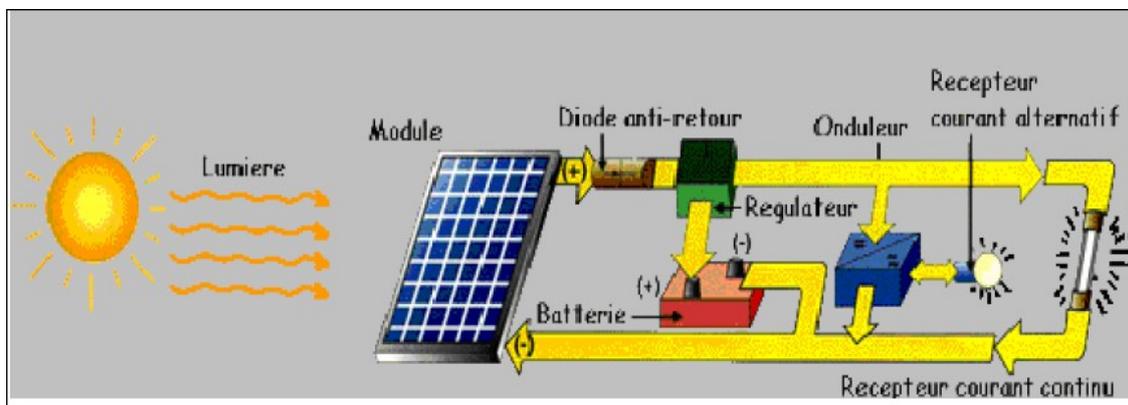


Figure I.21 : Système photovoltaïque autonome avec stockage.

➤ Les systèmes autonomes sans stockage

Dans ce cas, l'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un éclairage solaire suffisant pour son démarrage. C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairage solaire. Mais il faut bien dimensionner le générateur photovoltaïque de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairage le plus faible.

Le pompage photovoltaïque est un exemple de cette catégorie de systèmes autonomes où le stockage de l'eau dans un réservoir est généralement le plus adopté par rapport au stockage électrochimique.

La pompe solaire est branchée directement sur le générateur photovoltaïque par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC ou DC/AC selon que nous utilisons respectivement un moteur à courant continu ou un moteur à courant alternatif. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est donc variable et fonction du rayonnement solaire.

I.1.6.2. Les systèmes raccordés au réseau

Les systèmes raccordés au réseau (Figure I.22) permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public, et dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Dans certains cas, le service public pourrait vous créditer l'énergie retournée au réseau. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité. Ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les chalets déjà reliés au réseau électrique.

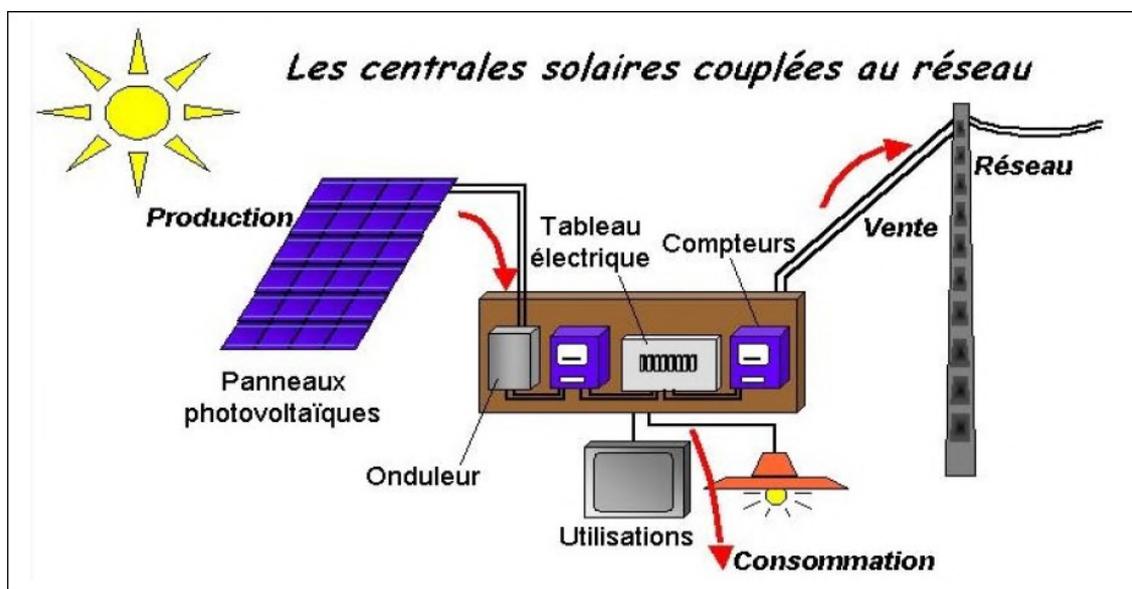


Figure I.22 : Système photovoltaïque relié au réseau.

I.1.6.3. Les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible (Figure I.23). De tels systèmes ont habituellement

des accumulateurs de stockage d'énergie. Ils conviennent mieux lorsque la demande d'énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout au long de l'année), lorsque l'énergie doit être fournie sur demande ou si le budget est limité.

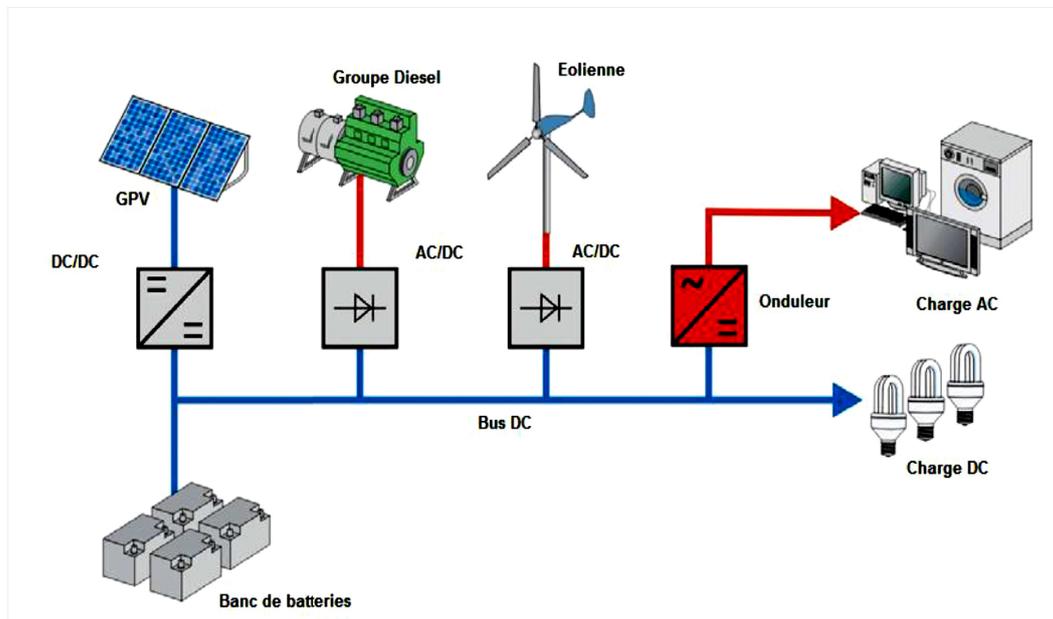


Figure I.23 : Système hybrides. [13]

I.1.7. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque [14]

Les avantages de l'énergie photovoltaïque les plus importants sont :

➤ **Avantages :**

- Source d'énergie gratuite (le soleil)
- Pas de gaz polluant, ni de bruit
- Entretien minimal pour un bon fonctionnement
- Pas de parties mobiles, peu d'usure dans le temps
- Systèmes modulaires fonction du besoin, faciles à monter
- Autonomie

➤ **Inconvénients**

- Technologie à ces débuts, encore peu diffusée, donc chère
- Energivore à la fabrication
- Production non continue d'énergie (jour/nuit, été/hiver), énergie intermittente
- Intégration au bâti (forme, couleur)

I.2. Les systèmes de pompage PV [15]

I.2.1. Introduction

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications les plus courantes de l'énergie solaire dans le monde. Des centaines d'unités de pompage photovoltaïques sont installées ou en voie de l'être en Afrique, plus spécialement dans la zone sahélienne, pour l'alimentation en eau potable des populations rurales, le cheptel, l'irrigation, etc. Le pompage photovoltaïque est devenu de nos jours un enjeu majeur pour l'amélioration des conditions de vie et le développement socio-économique des communautés rurales.

I.2.2. Les différents types de pompage [16]

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles :

Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).

La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau.

I.2.2.1. Pompage au fil de soleil [17]

Pour éviter un coût supplémentaire de l'installation, la plus part des systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent au 'fil du soleil' où le moteur d'entraînement est directement couplé au générateur sans stockage d'énergie (la puissance électrique fournie au récepteur est fonction de la puissance d'éclairement). Cet arrangement est bien adapté aux charges non critiques telles que les pompes, qui ne nécessitent pas une opération continue durant toute la journée, aussi, les horaires de cette production ne sont pas compatibles avec les horaires de la majorité des activités agricoles. (Elles commencent généralement à débiter vers 8h et fonctionnent à leur maximum de 11h à 13h et s'arrêtent vers 17h, soit environ 8 heures de fonctionnement par jour).

- Le pompage au fil du soleil est suffisant, la pompe est mise en route.
- La nuit ou quand le rayonnement devient trop faible, la pompe s'arrête.

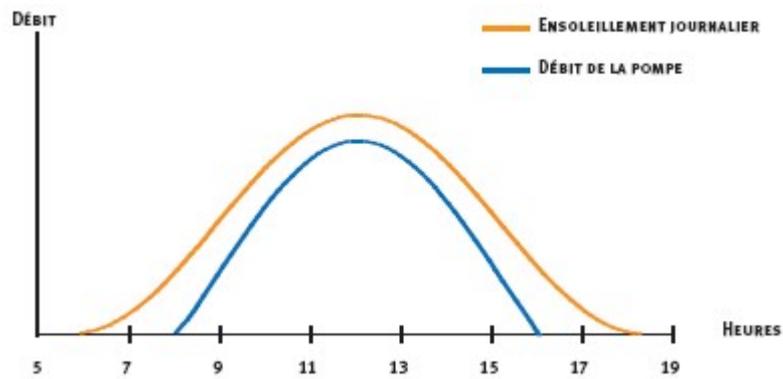


Figure I.24 : La caractéristique du pompage au fil du soleil.

I.2.2.2. Le pompage avec stockage électrochimique (batteries) [17]

Très souvent, le pompage photovoltaïque ne correspond pas aux heures d'ensoleillement ou nécessite une intensité régulière, pour remédier à ces limitations, une batterie est ajoutée au système.

- Le champ de modules PV charge la batterie en période d'ensoleillement.
- La batterie alimente la charge et assure un stockage de l'énergie électrique.

Le stockage d'énergie électrique rend les systèmes de pompage photovoltaïque fiables, la journée et la nuit, en beau et mauvais temps.

La figure (II.25) montre l'exploitation de la pompe à des instants voulus avec l'intermédiaire de la batterie.

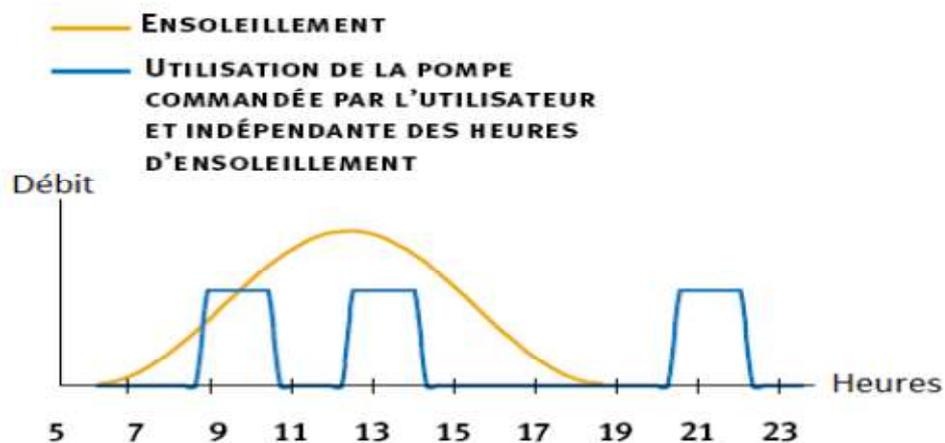


Figure I.25 : Caractéristique du pompage avec batteries.

I.2.3. Les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque [18]

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué de (Figure I.26) :

- Un générateur, constitué de modules photovoltaïques; eux-mêmes constitués de cellules au Silicium mono ou polycristalin.
- Un groupe électro- pompe, qui se décompose en deux parties : un moteur et une pompe généralement centrifuge multicellulaire.
- Une tuyauterie amont et aval.
- Autres éléments peuvent être associés à ce système, et qui dépendent de sa technique de conception ; tels que :
 - Un équipement électronique (système de commutation, onduleur, hacheur,etc.)
 - Un équipement de stockage (accumulateurs, réservoirs, batteries,etc.)

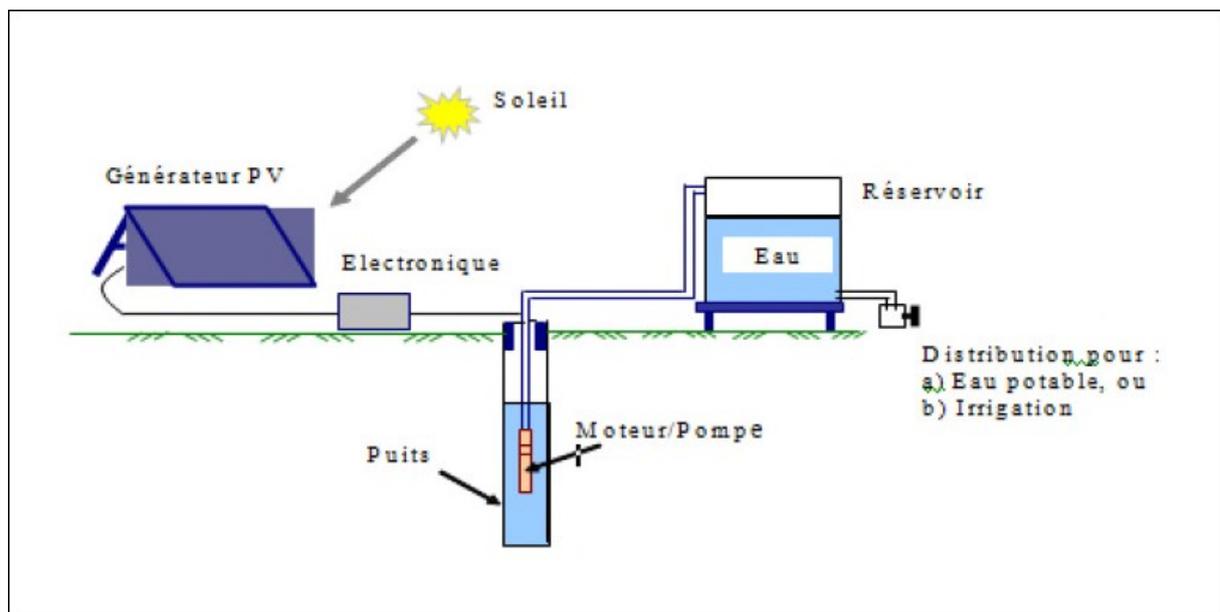


Figure I.26 : Un système de pompage photovoltaïque.

I.2.3.1. Panneaux solaires (générateur PV)

Le module solaire est à l'origine des systèmes solaires. Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit cellules en série et en parallèle, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique [17].

Les modules captent l'énergie solaire sous forme de lumière (ou d'ensoleillement) et la convertissent en énergie électrique à courant continu (C.C). Plus ils captent la lumière du

soleil, plus ils produisent d'électricité. Les modules solaires sont le cœur du système ; ils sont des générateurs d'énergie. Ils peuvent également être connectés en série et en parallèle (champs photovoltaïque) afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation.

Les utilisations communes des générateurs photovoltaïques sont classiquement subdivisées en courant continu (12, 24 ou 48 Volts DC) et en courant alternatif produit par un convertisseur (230 Volts AC monophasé ou 380 Volts AC triphasé).

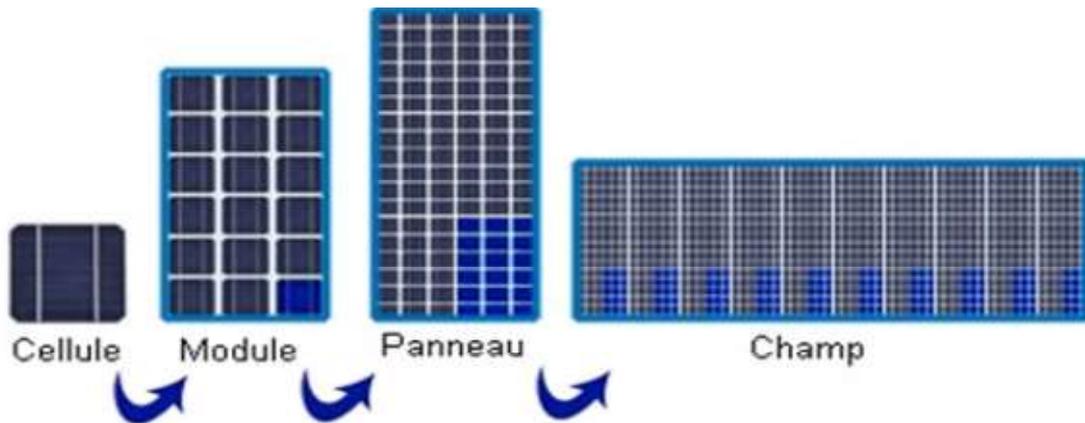


Figure I.27 : Cellule, module, panneau et champ photovoltaïque.

I.2.3.1.1. Implantation du champ de modules

Pour choisir l'implantation du panneau solaire, quatre éléments sont à considérer :

- **L'orientation du champ de modules** : favoriser au maximum une orientation sud dans l'hémisphère Nord.

- **L'inclinaison des modules** : en fonction de la période de fonctionnement de l'installation, il faudra favoriser soit le fonctionnement été (inclinaison de 30° sur l'horizontale) soit le fonctionnement hiver (inclinaison de 60°) soit faire un compromis (inclinaison de 45°).

- **L'ombre portée sur le champ de modules** : un relevé de profils d'ombre sur le site est primordial au démarrage du projet afin de contrôler la qualité de l'ensoleillement.

- **La distance module – batteries** : En courant continu basse tension, les chutes de tension peuvent être importantes. Une distance importante entre les modules et la batterie peut rendre nécessaire la pose de câble de sections importantes (10 ou 16 mm² voire plus). Il faut donc limiter au maximum la distance entre le champ de modules et les usages en courant continu.

I.2.3.1.2. Caractéristiques du module photovoltaïque

La caractéristique électrique d'un module ou générateur photovoltaïque est similaire à celle d'une cellule mais dans notre projet et pour des raisons de simplicité, le courant I sera dessiné en sens inverse afin de respecter la convention générateur.

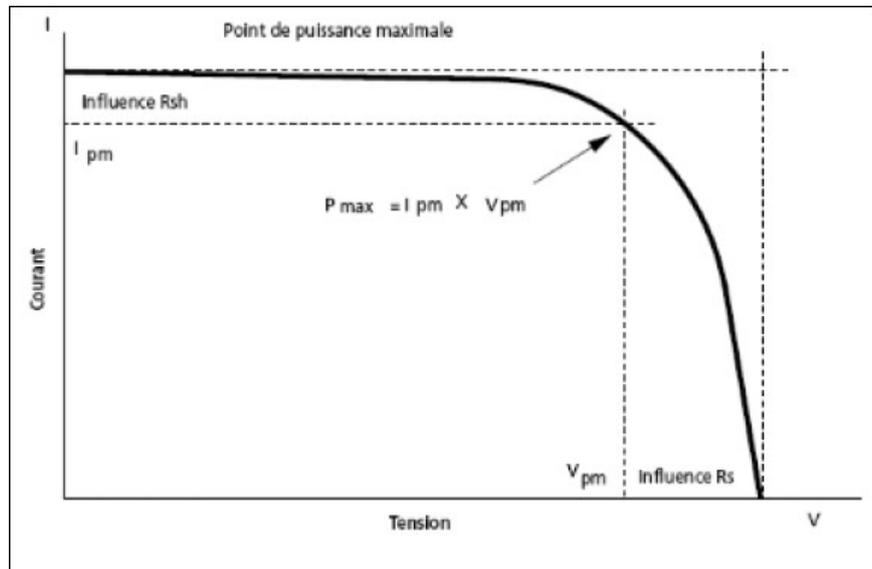


Figure I.28 : La courbe caractéristique $I = f(V)$ d'un panneau PV.

- **La puissance crête P_c :** Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2).
- **Tension à vide V_{co} :** Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- **Courant de court-circuit I_{cc} :** Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimal (V_{mp} , I_{mp}) :** Lorsque la puissance de crête est maximum en " plein soleil ".
- **Rendement maximal :** Rapport de la 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 : $V_{co} \cdot I_{cc}$. [17].

I.2.3.1.3. Zones de fonctionnement du module solaire

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 $I_{pv}(V_{pv})$ 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.29) représente trois zones essentielles :

- **La zone (1-2) :** ou le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2-3) :** correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, ou le point optimal (caractéristique par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (3-4) :** 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 [18].

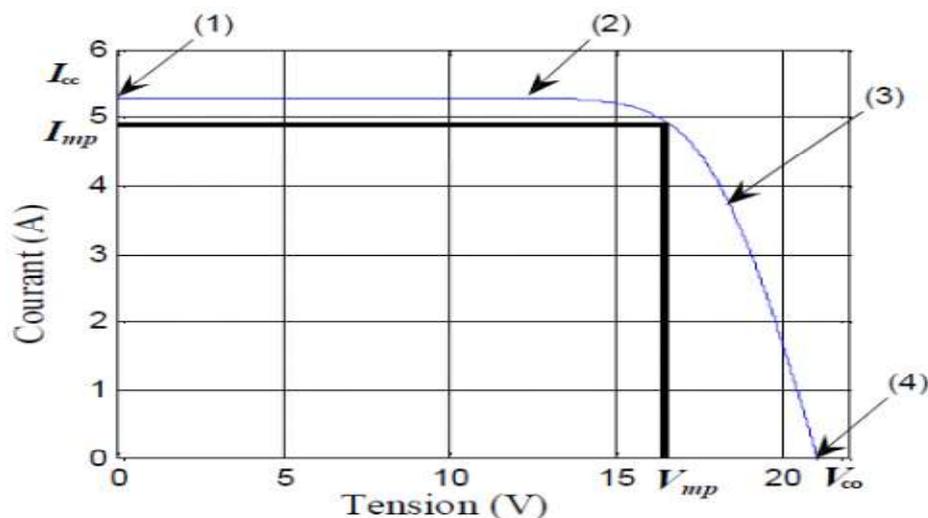


Figure I.29 : Les différentes zones de la caractéristique $I(V)$, ($T=25^{\circ}\text{C}$, $E_s=1000\text{W}/\text{m}^2$).

I.2.3.1.4. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le module PV

➤ L'ensoleillement

Sur les panneaux photovoltaïques une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de paires électron-trou, il y'a donc une baisse du courant solaire (I_{cc}) proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une légère diminution de la tension (V_{co}) d'où un décalage de point de la puissance maximale du panneau vers des puissances inférieures. La figure (I.30) montre la variation de $I=f(V)$ en fonction de l'ensoleillement, la figure (I.31) montre la variation de $P=f(V)$ en fonction de l'ensoleillement.

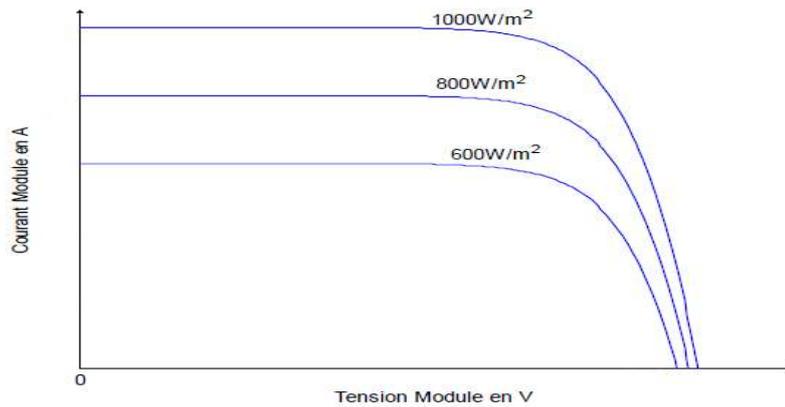


Figure I.30 : La caractéristique tension – courant pour une variation de l'insolation

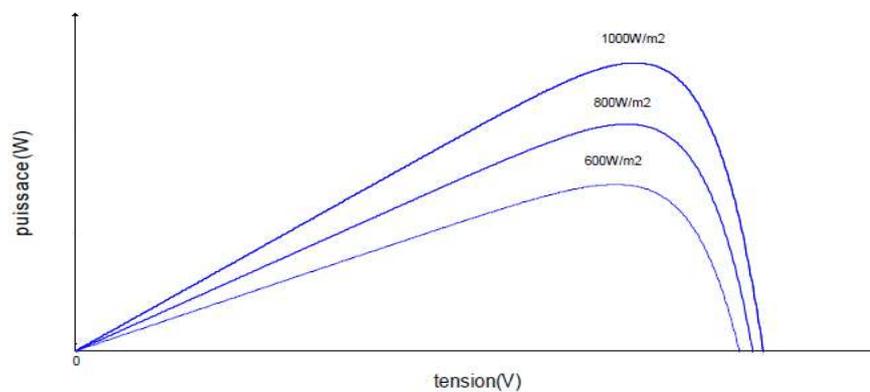


Figure I.31 : La caractéristique tension – puissance pour une variation de l'insolation

➤ La température

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV dépendent de la température de jonction au niveau de la surface exposée. La figure (I.32) donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de températures et un éclairement constant, la figure (I.33) montre la variation de $P=f(V)$ en fonction de la température.

On remarque, que lorsque la température augmente, le courant généré augmente très légèrement alors que la tension de circuit ouvert diminue considérablement.

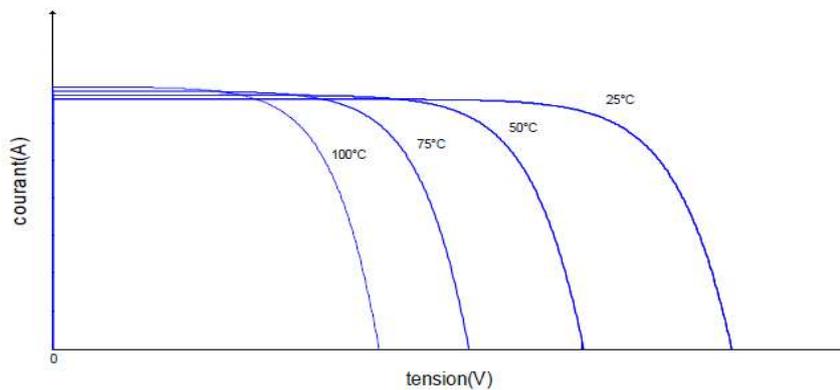


Figure I.32 : La caractéristique tension – courant pour une variation de température

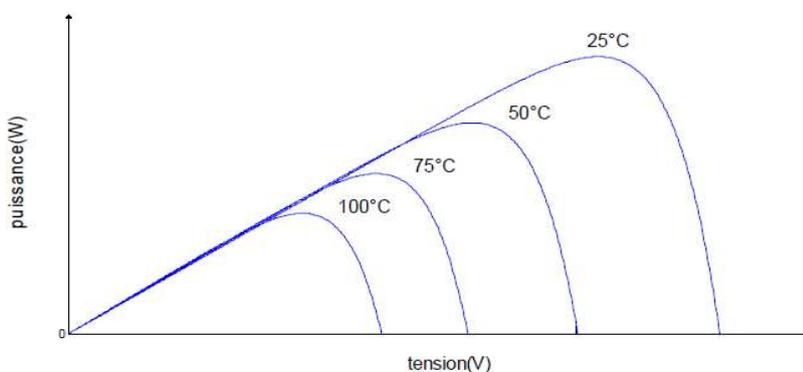


Figure I.33 : La caractéristique tension – puissance pour une variation de température

1.2.3.2. Le groupe motopompe

1.2.3.2.1. Moteur électrique [19]

Le moteur électrique d'une électropompe, que se soit en courant continu (CC) ou alternatif (CA), permet de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique. Pour une installation de pompage solaire photovoltaïque, le choix d'un moteur cc est en premier lieu une solution économique puisque le générateur photovoltaïque fournit une puissance cc et ainsi on peut éviter le recours à l'utilisation d'un convertisseur statique. L'évolution des convertisseurs statiques efficaces permet également de choisir des moteurs efficaces, disponibles, et surtout, moins coûteux.

Les convertisseurs statiques peuvent être à fréquence variable afin de contrôler le transfert de puissance entre la source et la pompe. Un système de pompage utilisant un moteur ca peut aussi nécessiter des batteries de stockage électrochimique et ces dernières requièrent un

entretien ce qui signifie un coût supplémentaire qui s'ajoutera au coût global et en même temps diminuera le rendement de l'installation.

➤ Moteur à courant continu

En variant le sens du courant circulant dans un rotor soumis à un champ magnétique produit par le stator, alors l'énergie électrique appliquée sera transformée en énergie mécanique. Les balais d'un moteur cc sont composés de charbon et de graphite assurent la commutation du courant dans le rotor (figure I.34). Ces balais doivent être changés périodiquement et ceci constitue un problème dans le cas des pompes à moteur immergé où l'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin de ne pas la fragiliser aux infiltrations d'eau, ce qui n'est pas évident sur le site. Certains constructeurs offrent des moteurs à balais de longue durée, réduisant cet entretien à toutes les 5000 heures de fonctionnement.

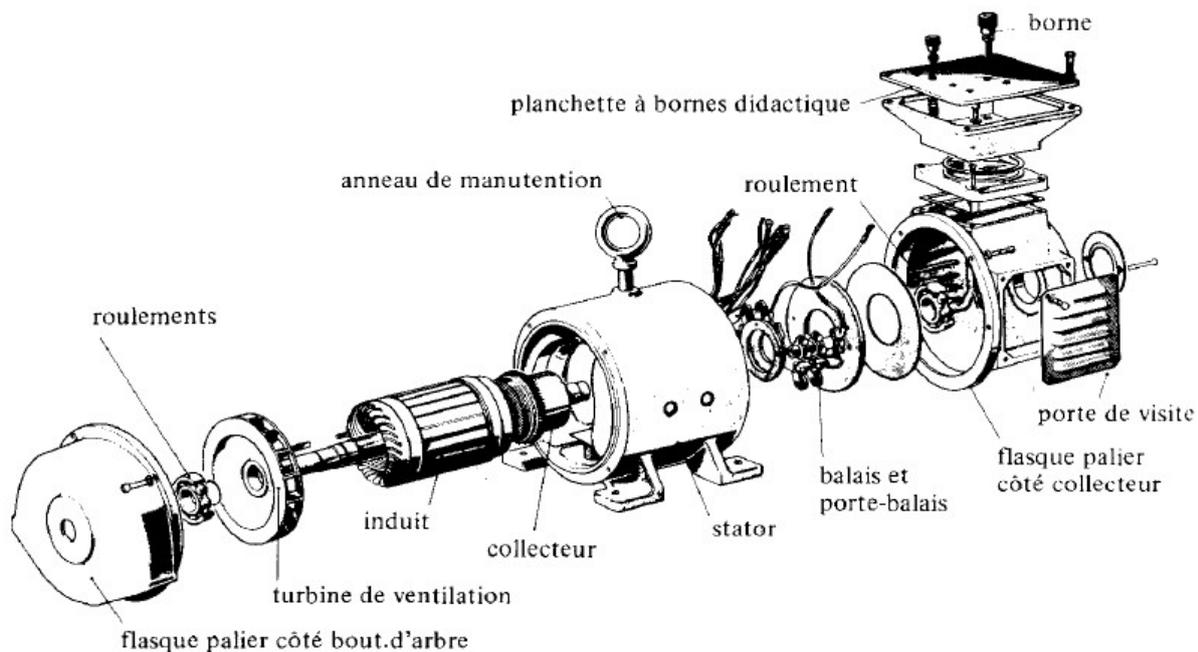


Figure I.34 : Moteur à courant continu avec balais

Les moteurs sans balais (Brushless DC motor) ne requièrent pas autant de maintenance, mais le circuit électronique peut être une cause de problèmes et doit être conçu pour un environnement difficile. Dans un moteur à courant continu, le champ magnétique de l'inducteur est produit soit par des aimants permanents, soit par un bobinage électromagnétique. Dans ce dernier cas, les moteurs peuvent être de type série, de type

parallèle (moteur shunt) ou de type à excitation composée (moteur compound) selon la manière dont l'induit et l'inducteur sont alimentés.

L'enroulement inducteur d'un moteur série à bobinage électromagnétique est en série avec l'induit et le couple moteur est relativement grand à faible vitesse et décroît à mesure que la vitesse augmente (Figure I.34). Lorsque le courant décroît rapidement, la vitesse augmente et peut prendre des valeurs dangereuses. En régime de démarrage, à faible vitesse, le couple moteur est important et permet de fournir l'énergie cinétique suffisante pour la mise en route d'un équipement présentant une grande inertie. À vitesse normale, le couple décroît, mais le moteur n'a plus qu'à vaincre les divers frottements. Ce type de moteur est donc bien adapté à un pompage variable au fil du soleil. Les enroulements induits et les inducteurs d'un moteur shunt sont alimentés en dérivation par la même source, sous tension constante. La vitesse d'un moteur shunt sera sensiblement constante, peu importe le couple résistant. Le moteur shunt est utilisé surtout dans les machines-outils pour lesquelles il est nécessaire que la vitesse varie peu, quelle que soit la charge. Ce type de moteur est peu adapté au pompage où le couple de démarrage est important. Pour des applications de pompage solaire photovoltaïque, seuls les moteurs DC à aimants permanents (3 HP et moins) et les moteurs série sont utilisés. Eux seuls arrivent à avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe.

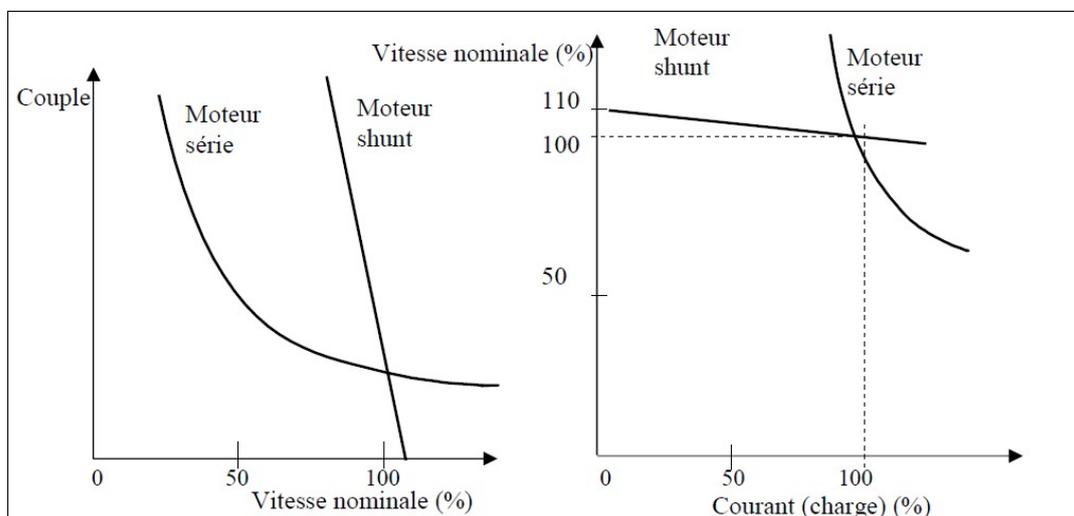


Figure I.35 : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série

➤ Moteur à courant alternatif

L'utilisation du moteur à courant alternatif pour les applications de pompage photovoltaïques est de plus en plus croissante puisque le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour ce type de système. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. De plus, l'utilisation d'onduleurs efficaces permet un contrôle de la vitesse du moteur et ce dernier point est recommandé pour des applications de pompage solaire. Le moteur alternatif pour le pompage solaire est habituellement de type asynchrone, triphasé et à rotor en court-circuit (rotor à cage d'écureuil). Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85%. À ceci il faut ajouter le rendement de l'onduleur qui est de 90%-95% sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement moyen du moteur/onduleur sera donc de 80% sur une plage de fonctionnement relativement importante. De plus, ces onduleurs sont équipés pour suivre le point de puissance maximale du champ photovoltaïque.

1.2.3.2.2. Les pompes [20]

➤ Les pompes centrifuges

Les pompes centrifuges utilisent les variations de vitesse du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie mécanique du moteur est transmise au fluide. La vitesse donnée au fluide va fournir une énergie cinétique à celui-ci. L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie de pression.

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont :

- Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage. (Particulièrement intéressant dans le cadre de l'utilisation des modules photovoltaïques car la pompe tourne même par très faible ensoleillement)
- Il n'y a pas ou presque pas d'aspiration. Elles doivent être amorcées pour fonctionner de manière à éviter tout risque de destruction si fonctionnement à sec. Certaines sont auto – amorçant.
- Peuvent être immergées ou de surface.
- Plusieurs étages (cage + roue à ailettes) peuvent être superposés pour obtenir de grandes pressions.

➤ Les pompes volumétriques

Les pompes volumétriques encore appelées pompes à cavité progressive utilisent les variations de volume du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. Le fluide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume puis refoulé par diminution de ce même volume. Les pompes volumétriques utilisées le plus couramment sont les pompes à pistons, à palettes et à engrenages.

Leurs principaux atouts sont les suivants :

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à $5 \text{ m}^3/\text{h}$) et aux grandes hauteurs ;
- Elles ont de bons rendements, et les pompes de surface sont auto-amorçai ;

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I = f(V)$ de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable. Pour pallier au problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système.

➤ Les pompes de surface et les pompes immergées

Le choix d'une pompe se fera en fonction des caractéristiques hydrauliques de l'installation envisagée (débit, hauteur manométrique totale, etc.) mais également en fonction des conditions particulières d'utilisation (puits, forage, pompage de rivière, etc.). Une pompe à pistons placée en surface ne pourra pas relever l'eau au-delà d'un maximum théorique de 10,33 mètres. Au-delà de cette hauteur, il faut s'orienter vers une solution de pompe immergée. Cependant, on peut utiliser des pompes centrifuges avec une pression absolue à l'aspiration inférieure à 1 MPa. Les pompes immergées peuvent extraire de l'eau à plusieurs centaines de mètres. Les pompes centrifuges qui ont une forme adaptée aux puits et qui peuvent débiter à forte pression sont souvent utilisées.

I.2.3.3. Les convertisseur [2]

Le conditionneur d'énergie a un rôle d'optimiser le transfert de l'énergie entre le générateur photovoltaïque et le groupe moteur-pompe. Il peut être un convertisseur DC/AC pour un moteur à courant alternatif ou un convertisseur DC/DC pour un moteur à courant continu.

I.2.3.3.1. Convertisseur DC/DC (hacheur) [2]

Les convertisseurs continus ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. La tension continue de départ peut être un réseau alternatif redressé et filtré, une batterie d'accumulateurs, une alimentation stabilisée.

➤ Hacheur dévolteur (ou série)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage et à blocage commandés (transistor bipolaire, Transistor, MOS ou IGBT...) et un interrupteur à blocage et amorçage spontanés (diode). Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T ($T=1/f$), comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à αT , avec α compris entre 0 et 1 . α est appelé rapport cyclique. Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de αT à T .

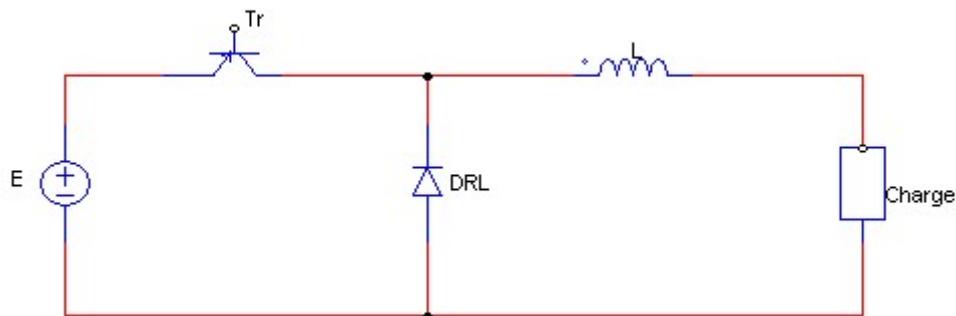


Figure I.36 : Schéma électrique équivalent d'un hacheur série.

➤ Hacheur survolteur (ou parallèle)

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée. Cette structure demande un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (Bipolaire, MOS, IGBT...) et une diode (amorçage et blocage spontanés).

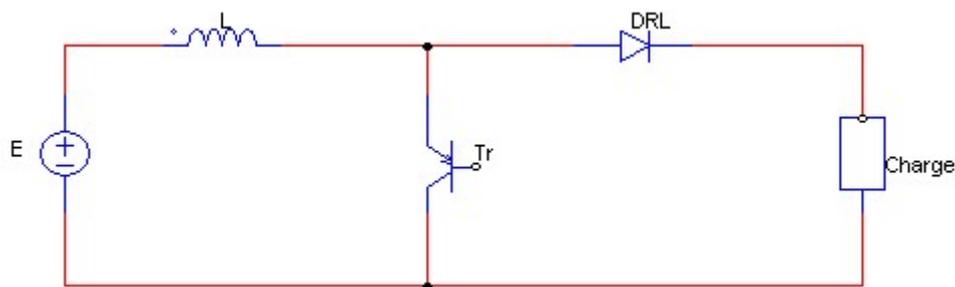


Figure I.37 : Schéma électrique équivalent d'un hacheur parallèle.

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à αT , l'interrupteur commandé est fermé (passant). Cette fois, la source et la charge ne sont pas en contact durant cette phase. La diode est alors bloquée. Lors de la seconde partie du cycle, de αT à T , on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées.

I.2.3.3.2. Convertisseur DC/AC (Les onduleurs)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Les onduleurs de pompage sont en général à fréquence (f) variable afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe. Dans ce cas, le rapport de la tension alternative (U) sur la fréquence « U/f » est constant. La fréquence du courant alternatif est directement proportionnelle à l'intensité de l'ensoleillement.

I.2.3.4. Le stockage [9]

L'énergie solaire est continuellement variable en fonction de l'ensoleillement au cours d'une journée, il faut un stockage tampon afin de pouvoir utiliser l'énergie délivrée par le générateur le moment souhaité, le stockage en pompage photovoltaïque peut être réalisé de deux façon : Stockage électrique dans les accumulateurs ou stockage d'eau dans des réservoirs.

I.2.3.4.1. Le stockage électrochimique

Dans un certains systèmes de pompage PV, l'utilisation des batteries de stockage électrochimique est indispensable pour leurs fonctionnement. Généralement, ces systèmes de pompage nécessitent des tensions de fonctionnement faibles (12VDC, 24VDC, etc.).Egalement, le stockage électrochimique est utilisé pour permettre au système de pompage de fournir de l'eau avec une certaine pression constante impossible de l'assurer avec la méthode gravitationnelle du réservoir.

I.2.3.4.2. Le stockage de l'eau

La tendance actuelle dans le monde est de stocker de l'eau dans des réservoirs Cette méthode est pratique et peu couteuse par rapport au stockage électrochimique dans la batterie .En effet, les batteries ont une vie limitée et elles nécessitent des entretiens périodiques et ainsi, le réservoir peut-être dimensionné en fonction de la durée d'autonomie souhaité.

I.2.3.5. Le système de régulation [21]

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit. Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préréglés : seuil haut et seuil bas.

I.2.3.6. Le câblage électrique [22]

Pour que le système puisse fonctionner normalement, le réseau de câblage doit satisfaire certaines conditions :

- Permettre un contrôle et un dépannage facile et rapide.
- Utiliser des sections de câbles adaptées aux courants débités.
- Utiliser des longueurs des câbles électriques équivalentes afin de limiter les déséquilibres.
- Utiliser des fils de section suffisante pour ne pas introduire de résistances série.
- Disposer les modules ou les panneaux de telle sorte que les longueurs des câbles de liaison soient à peu près équivalentes pour éviter les déséquilibres.
- L'étanchéité des boîtiers de connexion devra être soignée au maximum pour éviter une corrosion extérieure pouvant occasionner des résistances séries non négligeables.
- Utiliser des diodes entre les panneaux pour empêcher ceux qui sont à l'ombre de prendre du courant aux autres, ce qui peut les endommager.

- L'utilisation la plus courante des diodes anti-retour dans une installation PV a pour but de contrecarrer le courant de la batterie pendant les heures où les panneaux sont complètement à l'ombre et pendant la nuit.

I.2.4. La maintenance des systèmes de pompes

Le tableau ci-dessous représente les actions de maintenance pour un système de pompage PV

Composants	Actions de maintenance
Les modules solaires	<ul style="list-style-type: none"> • Nettoyage (à l'eau claire) de la face avant. • Elagage des buissons ou arbres pouvant faire de l'ombre sur les modules. • Resserrage éventuel des visseries. • Eventuellement, une mesure du courant de court-circuit par modules permet de contrôler l'homogénéité des performances des modules et de détecter d'éventuels modules défectueux.
Le câblage	<ul style="list-style-type: none"> • Vérification de l'étanchéité des boîtes de connexion et de jonction. • Nettoyage des contacts en cas d'oxydation des cosses au niveau de la boîte de connexion.
Le régulateur	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle des fusibles
La motopompe	<ul style="list-style-type: none"> • Nettoyage de la végétation éventuelle autour de la pompe. • Pompes immergées : la maintenance est quasiment nulle. Un contrôle de l'état de la pompe permet de détecter la nécessité de la démonter pour procéder à un nettoyage ou à une révision. • Pompe volumétrique : contrôle du niveau d'huile. • Vérification de fonctionnement : mesures de débit en fonction de l'ensoleillement et comparaison avec les mesures effectuées lors de la mise en route.

Tableau I.2: Les actions de maintenance pour un système de pompage PV.

I.3. Les différents défauts d'un panneau PV [23]

I.3.1. Défaut de mismatch et d'ombrage

Le défaut de mismatch est le défaut causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique. Tout changement dans l'un des paramètres de l'équation (I.6) conduira à la dissemblance de leur caractéristique. Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mismatch car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par des cellules.

I.3.2. Défaut de diodes de by-pass

Dans son bon état, la diode de by-pass est passante quand la somme de la tension des cellules qu'elle protège est négative et elle est bloquée dans le cas contraire. Dans son état défaillant, ce rôle de protection n'est plus assuré. Les défauts électriques associés à cette diode sont : diode court-circuitée, diode déconnectée et diode inversée. En plus de ces défauts électriques, cette diode pourrait être éventuellement claquée en cours de fonctionnement et se comporter comme une impédance d'une valeur quelconque. La Figure (I.38) montre un schéma d'un groupe de cellules dans lequel la diode de by-pass est remplacée par un élément qui peut, à chaque fois, prendre un des états défaillants de la diode : court-circuit, circuit ouvert, impédance quelconque et diode inversée.

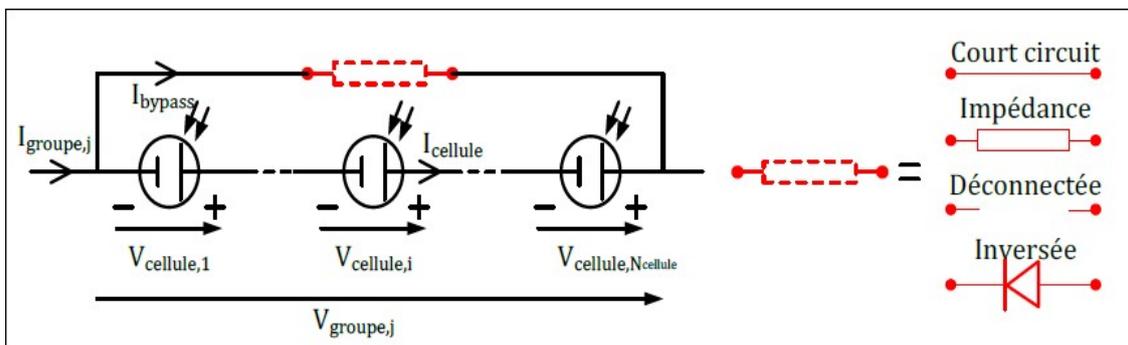


Figure I.38 : Schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec la diode de by-pass défaillante

I.3.3. Défaut de module

Le défaut de module se réfère à tous les défauts électriques associés à la connexion d'un module dans un string PV. Ces défauts électriques sont : module court-circuité, module connecté en parallèle avec une impédance et inversion de la polarité du module. La Figure (I.39) montre le schéma d'un module avec l'élément qui représente, à chaque fois, un des états défaillants de la connexion du module.

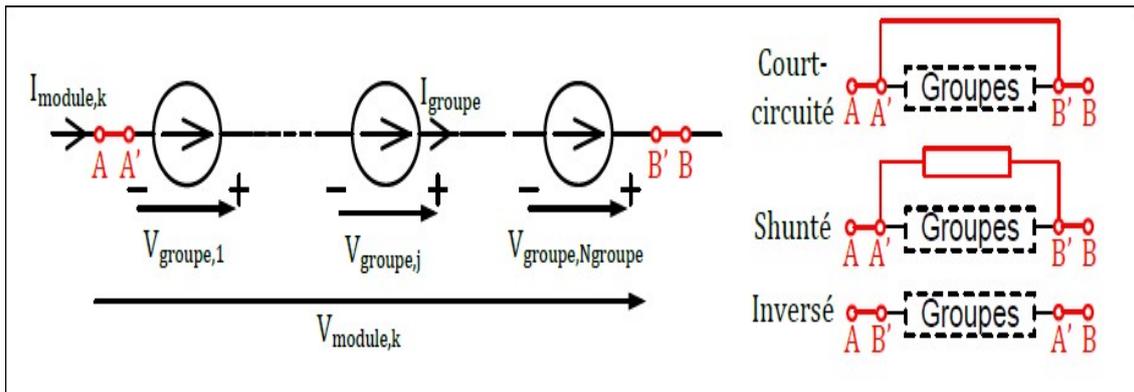


Figure I.39 : Schéma bloc d'un module PV défaillant

I.3.4. Défaut de connectique

Le défaut de connectique est lié au problème de l'augmentation de la résistance de connectique entre deux modules PV. En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux (corrosion de la connectique, vis mal serrée...). Dans le cas extrême, une résistance infinie peut être utilisée pour représenter un module qui est déconnecté du string PV.

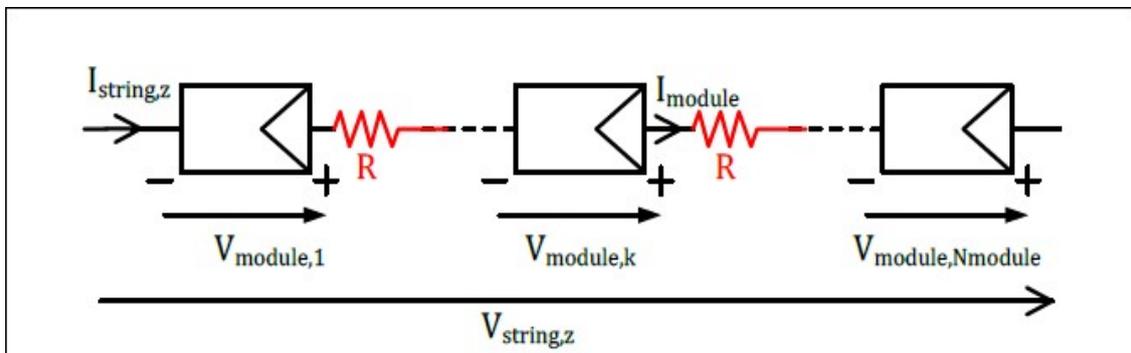


Figure I.40 : Schéma bloc d'un string PV avec la résistance de connectique non nulle

I.3.5. Défaut de diode anti-retour

De la même manière que pour la diode de by-pass, 4 types de défauts peuvent être envisagés pour la diode anti-retour : court-circuit, impédance quelconque, circuit ouvert et inversée. La figure (I.41) montre un schéma d'un champ PV dans lequel la diode anti-retour est remplacée par un élément qui peut, à chaque fois, représenter un des états défaillants de la diode.

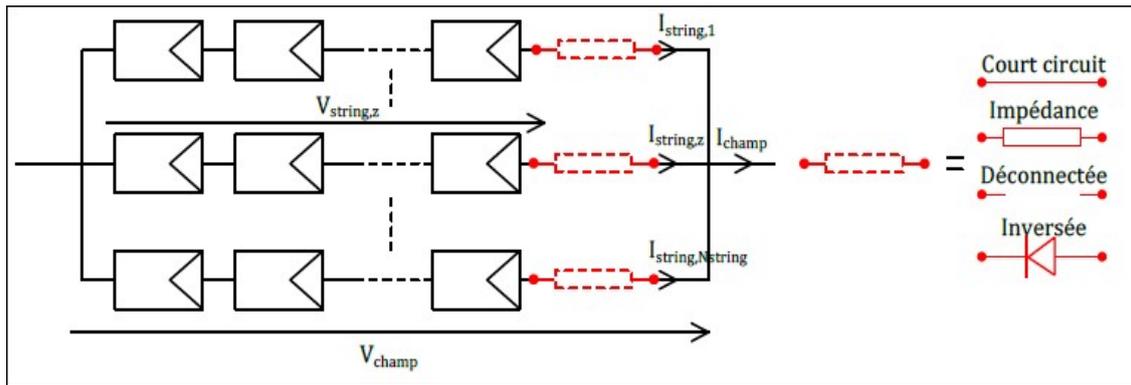
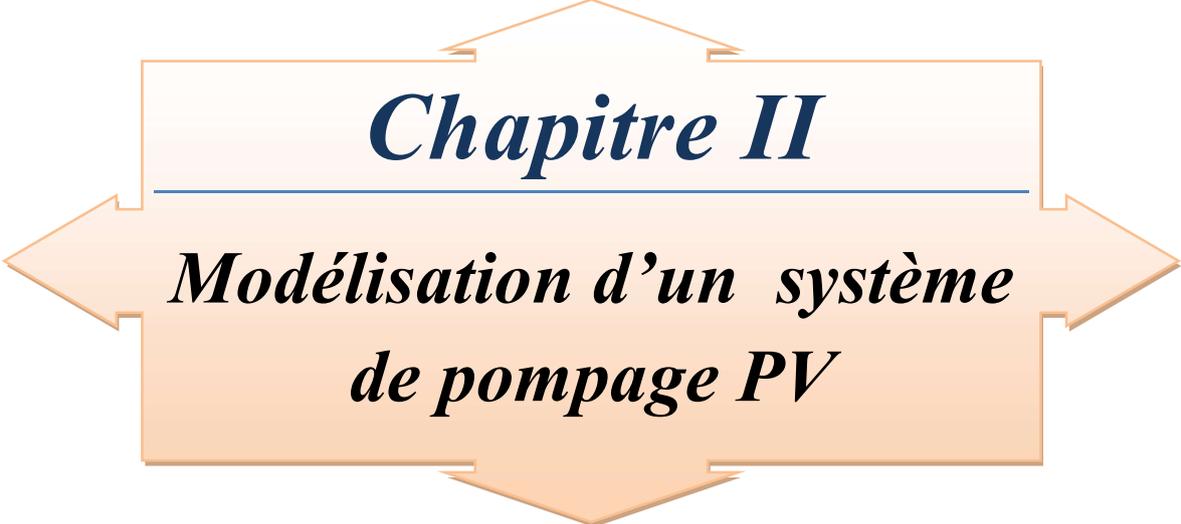


Figure I.41 : Schéma bloc d'un champ PV avec la diode anti-retour défaillante

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une approche générale sur le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque, ainsi que les différentes configurations des systèmes photovoltaïques. Ces systèmes permettent d'exploiter l'énergie du soleil à diverses fins, ils sont très fiables et constituent une source non polluante d'électricité qui peut convenir à toute une gamme d'applications. Parmi ces dernières nous nous sommes intéressés au pompage de l'eau. La description des différents composants d'un tel système sont aussi présentés. Enfin nous avons abordé les défauts les plus fréquents dans un panneau photovoltaïque.

Le prochain chapitre sera consacré à la modélisation des différents composants du système de pompage PV, tel que à savoir le générateur photovoltaïque, un convertisseur DC/DC et un groupe moteur pompe.



Chapitre II

Modélisation d'un système de pompage PV

Introduction

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un hacheur, et un groupe motopompe (moteur à courant continu et pompe volumétrique). Le système de pompage photovoltaïque étudié fonctionne au fil du soleil.

Dans ce chapitre la modélisation de chaque composant de ce système sera présentée. La modélisation du générateur photovoltaïque est faite tant en fonctionnement sain qu'en fonctionnement défaillant. Le défaut d'ombrage a été physiquement réalisé dans un générateur PV réel et les caractéristiques mesurées ont été enregistrées pour ensuite les comparer avec celles issues de la modélisation. Vu le rendement médiocre des cellules photovoltaïques donc du système de pompage, il est nécessaire d'optimiser le système, pour cela une méthode d'optimisation sera aussi présentée.

II.1. Modélisation du générateur PV

II.1.1. Modélisation du générateur PV à l'état sain

II.1.1.1. Modèle de la cellule solaire [24]

La cellule solaire est l'élément de base d'un générateur PV. La modélisation du comportement électrique du module PV peut être étendue au générateur PV selon sa configuration, nombre de modules série et en parallèle.

- **Le courant de court-circuit I_{cc}**

Il définit la quantité des paires électron-trou créé G et qui traverse la jonction sans recombinaison entre les longueurs de diffusion des électrons et trous (L_n et L_p) respectivement.

$$I_{ph} = qG(L_n + L_p) \quad (II.1)$$

- **La tension en circuit ouvert V_{co}**

C'est la tension pour laquelle la diode à l'obscurité ($I = 0$) fournit un courant égal au courant de court circuit I_{cc} . Elle est obtenue à partir de l'équation :

$$V_{co} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1\right) \quad (II.2)$$

I_0 courant de saturation de la diode.

- **Le facteur de forme FF**

Il définit l'efficacité de la cellule solaire, il est obtenu comme suit :

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (II.3)$$

- **Le rendement de conversion d'énergie (η)**

C'est le rapport de la puissance maximale générée et de la puissance du rayonnement solaire incident.

$$\eta = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{P_{in}} \quad (II.4)$$

$$\text{Ou, } \eta = \frac{V_{ppm} \cdot I_{ppm}}{E.S} \quad (II.5)$$

$$\text{Ou, } \eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} \quad (II.6)$$

- **Point de puissance maximale (P_{max})**

Est le point (V_{ppm} , I_{ppm}) où la puissance dissipée dans la charge est maximale.

$$P_{max} = V_{ppm} \cdot I_{ppm} \quad (II.7)$$

- **La puissance du flux lumineux incident (P_{in})**

$$P_{in} = E_s \cdot S \quad (II.8)$$

Avec :

E_s : L'ensoleillement qui représente la puissance d'éclairement reçue par unité de surface (W/m^2)

S : La surface effective de la cellule photovoltaïque

- **La température de jonction (T_j)**

$$T_j = T_a + E_s \frac{NOCT-20}{800} \quad (II.9)$$

Avec :

NOCT: La température nominale de fonctionnement de la cellule solaire.

T_a : La température ambiante.

II.1.1.2. Le modèle à une diode (à une seule exponentielle) [25]

C'est le modèle le plus classique dans la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances (série et shunt).

Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile :

- ✓ La résistance série est la résistance interne de la cellule, elle est principalement la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles,
- ✓ La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

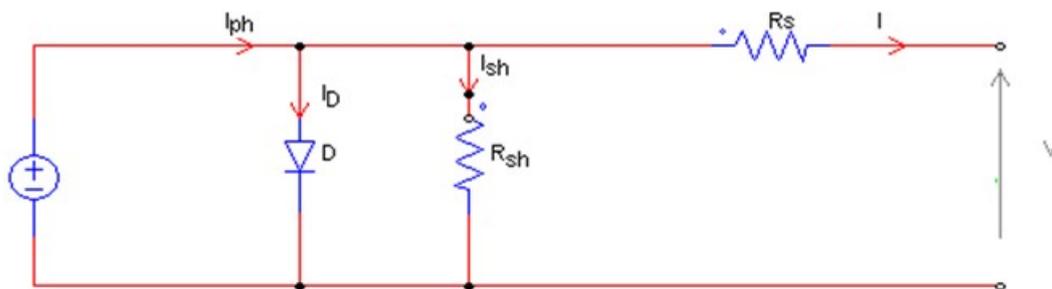


Figure II.1 : Schéma équivalent d'une cellule solaire

A partir du schéma (II.1) le courant généré par le générateur photovoltaïque est donné par la loi de KIRCHHOFF :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (\text{II.10})$$

$$I_{ph} = P_1 E_s (1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref})) \quad (\text{II.11})$$

- E_{sref} , T_{jref} : représentent l'éclairement et la température sous conditions STC.
- T_j : température de jonction.
- P_1 , P_2 , P_3 : paramètres constants.

$$I_D = I_{0d} \left[e^{\left(\frac{q(V + R_s I)}{K.A.N_s.T_j} \right)} - 1 \right] \quad (\text{II.12})$$

Avec :

- I_{0d} : courant inverse de saturation de la diode.
- q : charge élémentaire ($1.6.10^{-19}$ C).
- K : constante de Boltzmann ($1.38.10^{-23}$ j/k).
- A : coefficient d'idéalité de la cellule.
- N_s : nombre de cellules connectées en série.

$$I_{0d} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot e^{\left[\frac{E_g}{K \cdot T_j}\right]} \quad (\text{II.13})$$

- E_g : énergie de gap.
- P_4 : paramètre constant.

$$I_{sh} = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (\text{II.14})$$

Ainsi l'équation globale modélisant le générateur PV est la suivante :

$$I = P_1 E_s \left(1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) - P_4 \cdot T_j^3 \cdot e^{\left[\frac{E_g}{K \cdot T_j}\right]} \cdot \left[e^{\left(\frac{q(V + R_s \cdot I)}{K \cdot A \cdot N_s \cdot T_j}\right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (\text{II.15})$$

➤ Détermination des paramètres du modèle

L'identification des paramètres P_1 , P_2 , P_3 et P_4 se fait à partir des mesures expérimentales et des paramètres standards (STC) $E_s=1000\text{W/m}^2$, $T_a=25^\circ\text{C}$

P_1	P_2	P_3	P_4	R_s	R_p	A	N_s
0.00345	$0.58 \cdot 10^{-5}$	$-0.336 \cdot 10^{-4}$	31.2367	0.614	151.16	1	72

Tableau II.1 : Paramètres obtenus du modèle à une diode du panneau PV SM110.[2]

➤ Caractéristiques électriques

Dans notre travail nous avons utilisés le panneau SIEMENS SM 110-24 de 110 Wc.

Le tableau (II.2) donne les paramètres électriques de panneau utilisé :

Paramètres	Valeurs
Puissance max du panneau	110W
Puissance nominale	110W
Courant au point de puissance max I_{ppm}	3.15A
Tension au point de puissance max V_{ppm}	35V
Courant de court-circuit I_{cc}	3.45A
Tension en circuit ouvert V_{co}	43.5V
Coefficient d'incrémentation du courant ($A/^{\circ}K$) α_{sc}	1.4mA/ $^{\circ}C$
Coefficient d'incrémentation de la tension ($V/^{\circ}K$) β_{oc}	-152mV/ $^{\circ}C$

Tableau II.2 : Paramètres électriques du panneau SIEMENS SM 110-24

II.1.1.2.1. Caractérisation électrique du module PV sous Matlab/Simulink

Dans le paragraphe suivant, on va modéliser le module SIEMENS SM 110-24V sous Matlab Simulink. Le schéma bloc du générateur PV est représenté sur la figure (II.2).

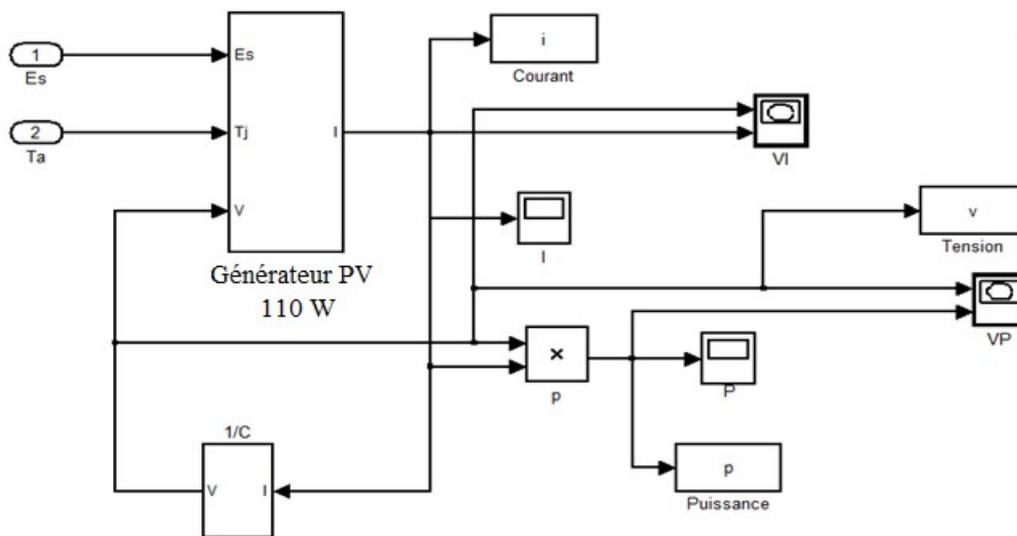


Figure II.2 : Schéma bloc du module SIEMENS SM 110-24V

➤ **Caractéristique courant – tension ($I = f(V)$), puissance– tension ($P = f(V)$)**

Les figures (II.3) et (II.4) représentent respectivement les courbe $I = f(V)$ et $P = f(V)$ obtenue par simulation du module photovoltaïque SIEMENS SM 110-24V dans des conditions constantes d'irradiation 1000 W/m^2 et de température 25°C .

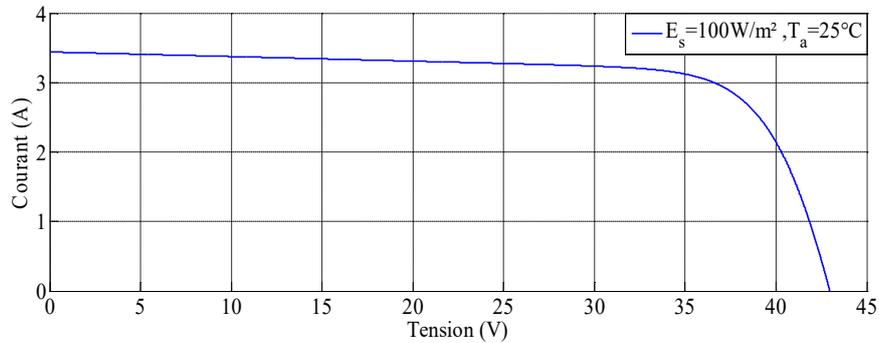


Figure II.3 : Caractéristique courant-tension

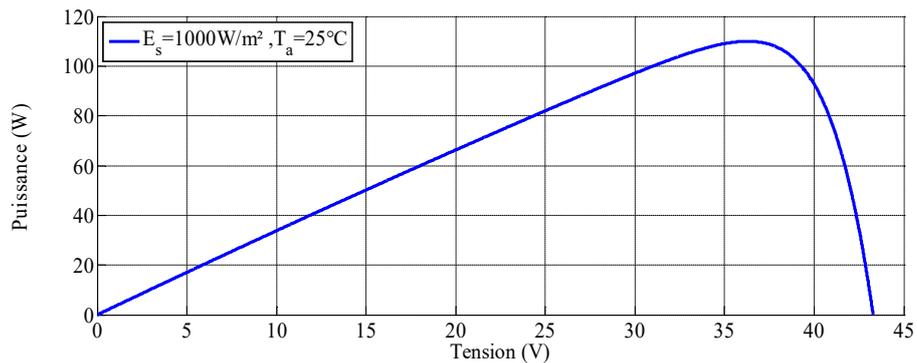


Figure II.4 : Caractéristique puissance-tension

Afin de voir le bon fonctionnement du modèle étudié, nous avons effectué des simulations suivant les effets des différents paramètres (la température et l'éclairement) sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$.

➤ **Influence de la température**

Nous avons effectué une simulation où nous avons maintenu un éclairement constant ($E_s=1000 \text{ W/m}^2$) pour différentes températures (25°C , 35°C , 45°C et 55°C). Les résultats sont montrés sur les figures (II.5) et (II.6).

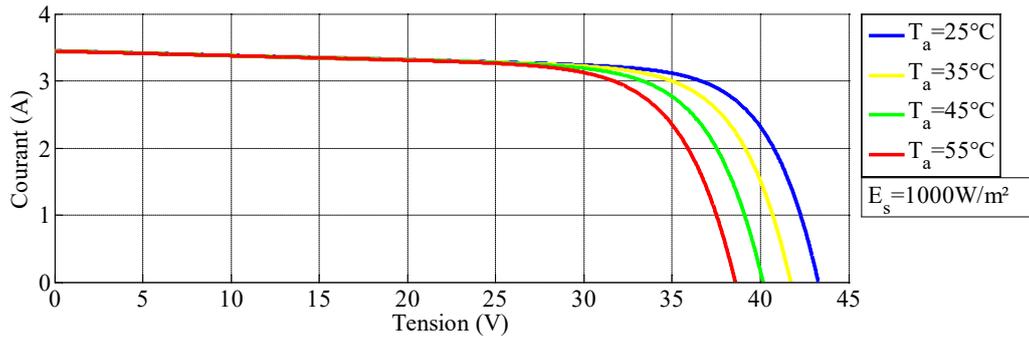


Figure II.5 : Influence la température sur la caractéristique $I=f(V)$

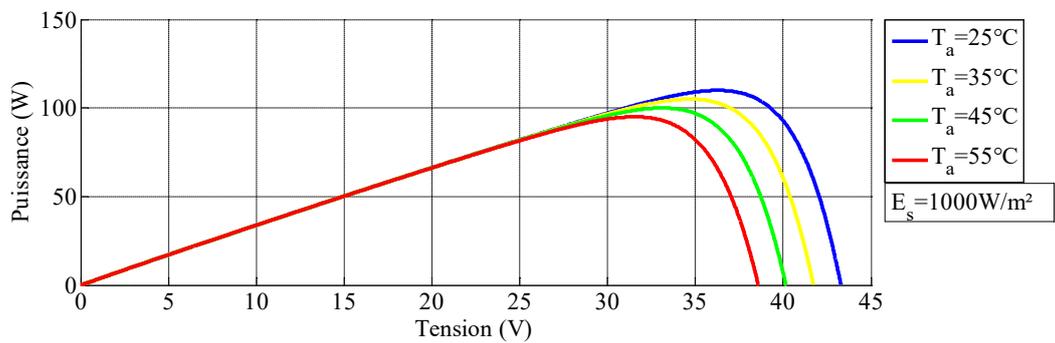


Figure II.6 : Influence la température sur la caractéristique $P=f(V)$

➤ **Influence de l'éclairement :**

Nous avons maintenu une température constante (25°C) à différents éclairements.

Les figures (II.7) et (II.8) montrent les résultats de simulations.

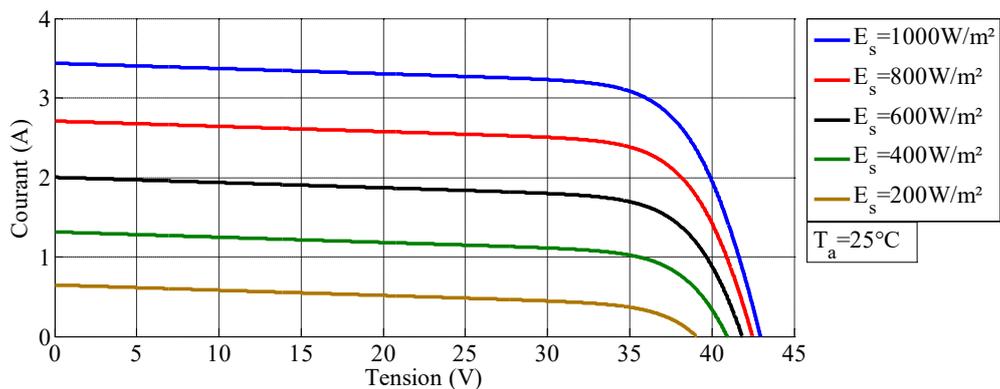


Figure II.7 : Influence ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$

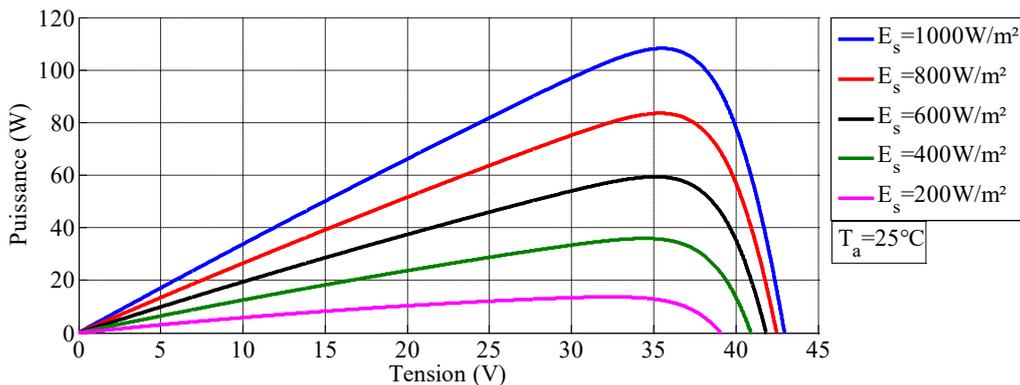


Figure II.8 : Influence ensoleillement sur la caractéristique $I=f(V)$

➤ **Influence de l'éclairement et la température**

Les figures (II.9) et (II.10) montrent la variation de la température et de l'éclairement en même temps.

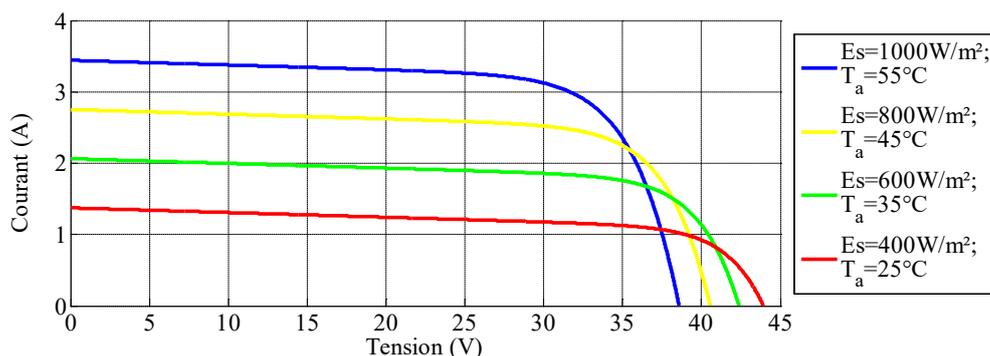


Figure II.9 : Influence de température et d'ensoleillement sur la caractéristique V-I

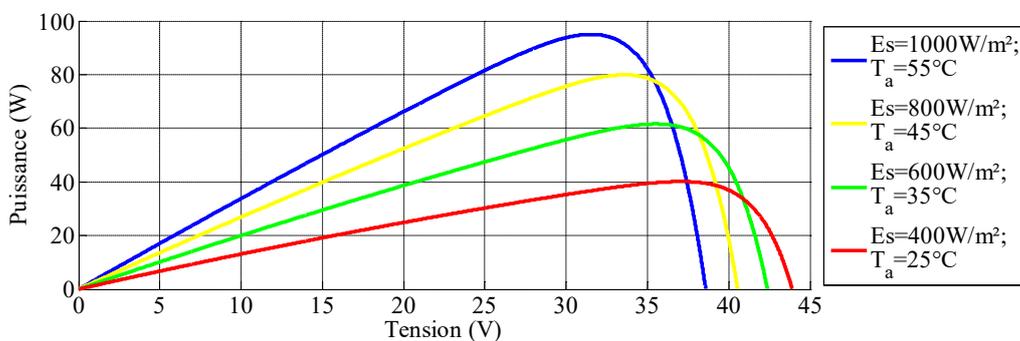


Figure II.10 : Influence de température et d'ensoleillement sur la caractéristique $P=f(V)$

II.1.1.2.2. Caractérisation électrique du module PV avec la méthode voltampère métrique

Cette méthode consiste à réaliser un circuit électrique constitué du module PV SIEMENS SM 110-24 de 110 Wc, un ampèremètre en série, une charge variable et un voltmètre en parallèle suivant la figure (II.11).

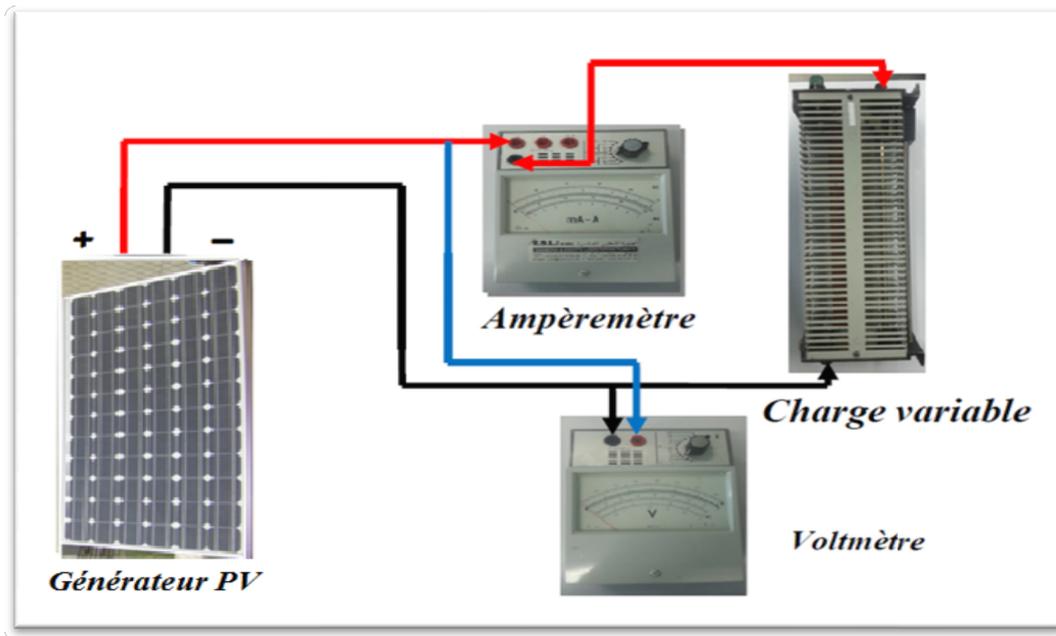


Figure II.11 : Montage volt-ampérométrique.

En faisant varier la charge, le courant généré par le générateur photovoltaïque et la tension à ses bornes varient, ce qui nous permet de tracer les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$, du module photovoltaïque étudié.

II.1.2. Modélisation du générateur PV en fonctionnement défaillant [9]

Nous avons vu dans la partie précédente la démarche de modélisation d'un module photovoltaïque en fonctionnement sain en partant de la caractéristique I-V de la cellule.

Cette démarche est un cas particulier de celle proposée pour modéliser un champ photovoltaïque en fonctionnement défaillant.

Le défaut de mismatch et d'ombrage peut être modélisé par la variation des différents paramètres de la cellule. Lors de la mise en série des composants, la tension produite par chaque composant n'est plus égale pour un même courant. Et lors de la mise en parallèle des

composants, le courant fourni par chaque composant n'est plus identique pour une même tension.

➤ **Etape 1 : Détermination de la caractéristique de la cellule :**

Pour déterminer la caractéristique I-V d'une cellule, on prend la procédure proposée ci-dessus I.

L'équation (II.17) donne la relation du courant et de la tension de la $i^{\text{ème}}$ cellule d'un groupe.

$$I_{\text{cellule}} = I_{\text{imposé}} \quad (\text{II.16})$$

$$I_{\text{cellule}} \xrightarrow{f(I_{\text{cellule}}, V_{\text{cellule}}) = 0} V_{\text{cellule}, i} \quad (\text{II.17})$$

Dans le cas du mismatch, pour un courant donné, la tension produite par les cellules n'est pas forcément identique car leurs paramètres ne sont pas les mêmes.

➤ **Etape 2 : Détermination de la caractéristique du groupe :**

Dans le cas d'un groupe de cellules, la somme des tensions de toutes les cellules dans le groupe peut être négative. Ceci provient du fait qu'une ou des cellules dans le groupe produisent une tension négative lorsqu'elles sont traversées par un courant supérieur à leur courant de court-circuit. C'est dans cette situation que la diode de by-pass joue son rôle devenant passante quand la somme totale de la tension des cellules devient négative et en dérivant ainsi le courant en excès pour la cellule ombrée. Les trois équations (II.18, II.19 et II.20) donnent les relations du courant et de la tension du $j^{\text{ème}}$ groupe de cellules d'un module.

$$I_{\text{groupe}} = I_{\text{cellule}} + I_{\text{by-pass}} \quad (\text{II.18})$$

$$V_{\text{groupe}, j} = \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule}, i}} V_{\text{cellule}, i} \quad \text{si} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule}, 1}} V_{\text{cellule}, i} \geq 0 \quad (\text{II.19})$$

$$V_{\text{cellule}, j} = 0 \quad \text{si} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule}, i}} V_{\text{cellule}, i} > 0 \quad (\text{II.20})$$

➤ **Etape 3 : Détermination de la caractéristique du module:**

L'équation (II.22) donne la relation du courant et de la tension du $k^{\text{ème}}$ module d'un string.

$$I_{\text{module}} = I_{\text{groupe}} \quad (\text{II.21})$$

$$V_{\text{module},k} = \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule},i}} V_{\text{cellule},i} \quad (\text{II.22})$$

La caractéristique d'un module qui contient un groupe de cellules « défaillant » est montrée dans la figure (II.12.a.) et l'allure du module « sain » est montrée dans la figure (II.12.b.).

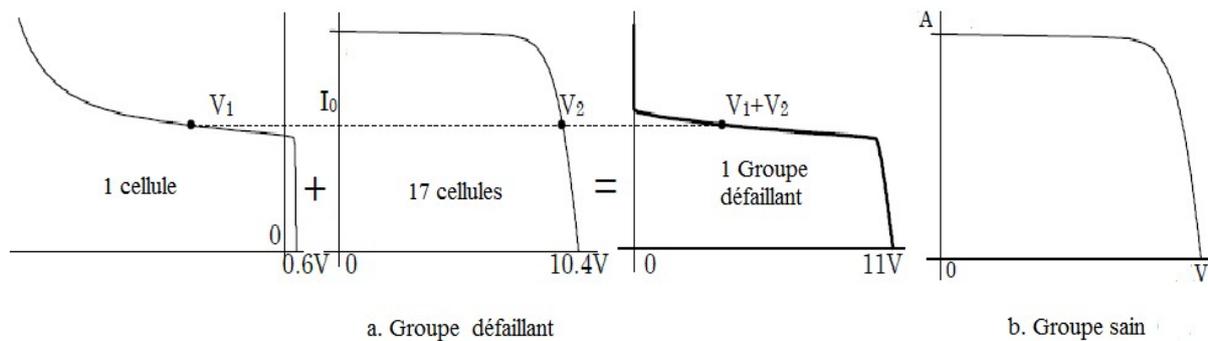


Figure II.12 : Caractéristique I-V d'un module « défaillant » et « sain »

II.1.2.1. Caractérisation électrique du module PV défaillant avec la méthode volt-ampérométrique et sous Matlab/Simulink

Dans notre travail on s'est intéressé qu'au défaut d'ombrage. Pour cela, nous avons effectué plusieurs essais sur un module photovoltaïque sain et ombré à (25%, 50% et 75%), avec la méthode volt-ampérométriques, et en simulant les différents niveaux d'ombrages sous Matlab/Simulink.

Les résultats obtenus pratiquement et avec simulation sont regroupés dans les figures suivantes afin d'effectuer une étude comparative entre eux.

➤ **Comparaison des résultats volt-ampérométrique et Matlab Simulink avec et sans ombrage sous différents ensoleillements et températures :**

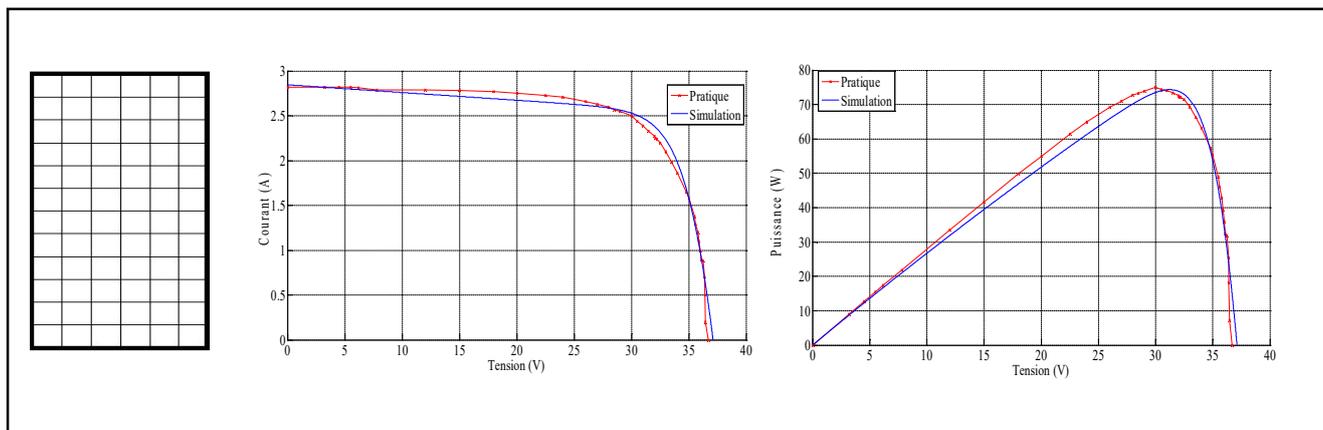


Figure II.13 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l'état (0% ombré)

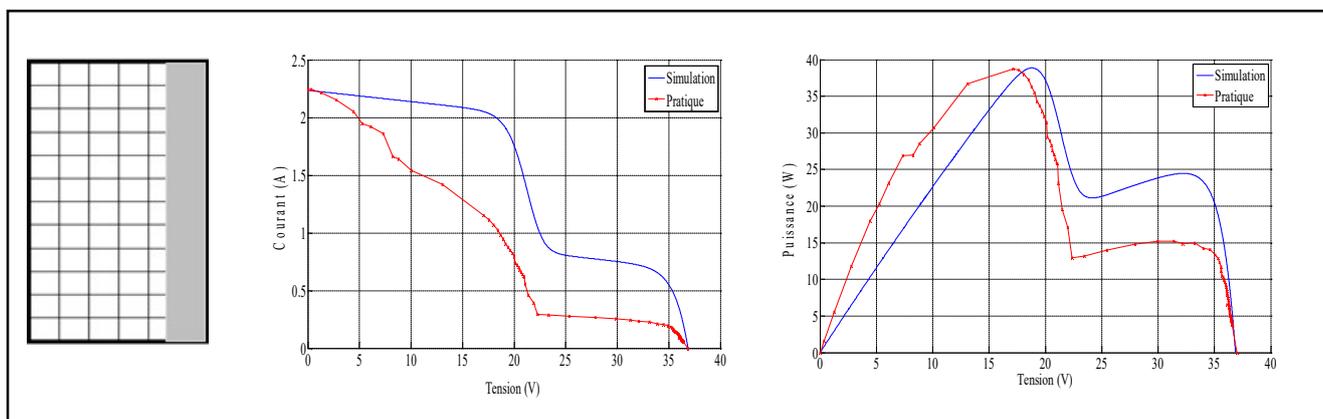


Figure II.14 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l'état (25% ombré)

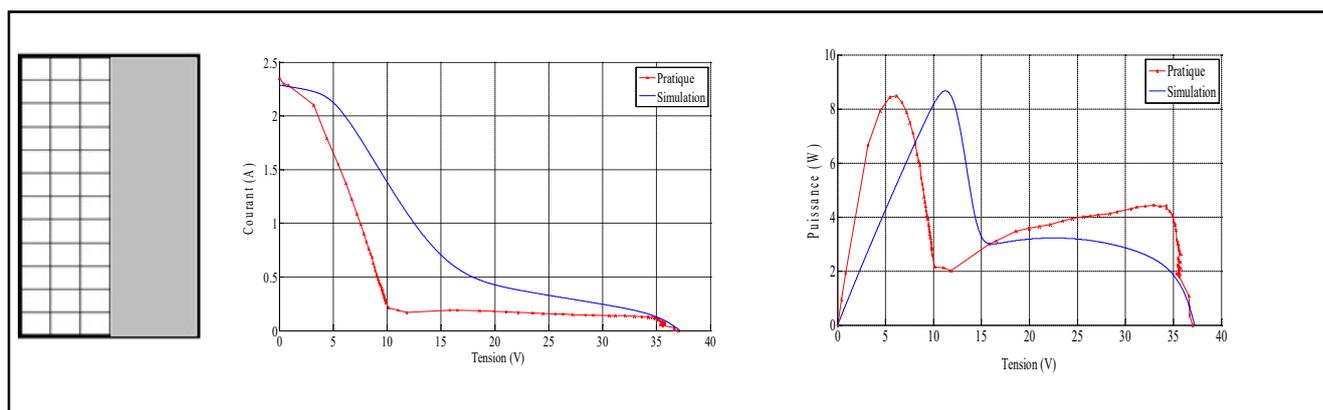


Figure II.15 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l'état (50% ombré)

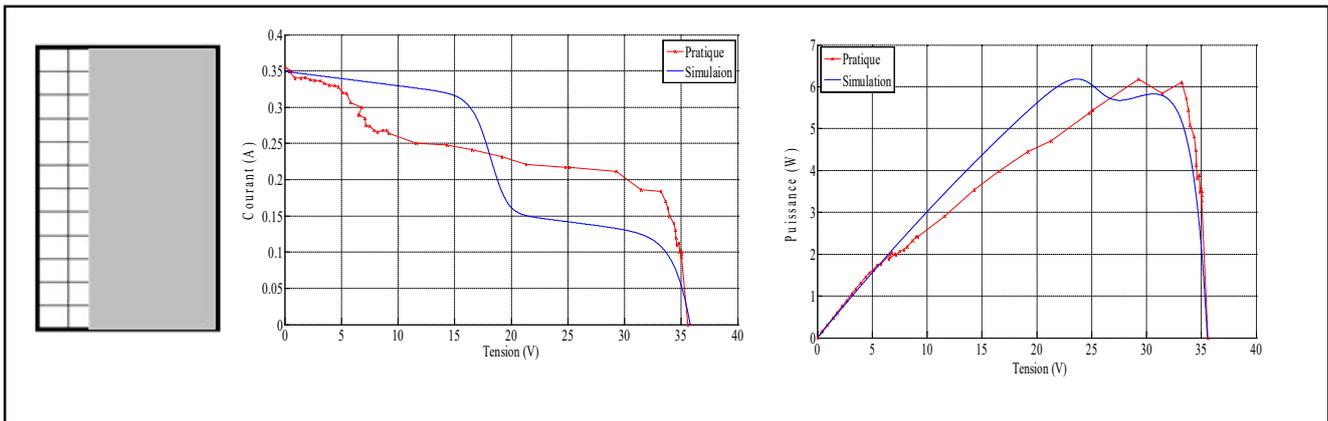


Figure II.16 : Caractéristique I-V et P-V du module PV à l'état (75% ombré)

A partir des résultats obtenus présentés sur les figures (II.14, II.15, II.16), on a remarqué que plus le pourcentage d'ombrage du panneau PV augmente, plus le courant de court circuit ainsi que la puissance récupérée par le panneau diminuent, mais la tension de circuit ouvert à de très légère perte.

Les bosses qu'on voit dans les caractéristiques électriques (I-V et P-V) sont dues aux nombres de diode by-pass qui se mettent en conduction, car ces dernières se mettent en conduction selon le pourcentage d'ombrages sur le panneau.

On remarque que les résultats trouvés pratiquement et ceux par simulations ne sont pas complètement identiques, cela est dû aux erreurs de mesures, ainsi que les fluctuations des conditions météo logiques (ensoleillement, températures et vent) lors des tests pratiques.

II.2. Les convertisseurs d'énergie [18]

II.2.1. Modélisation du hacheur élévateur de tension (Boost)

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la figure (II.17) représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps, le transistor S est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor S s'ouvre et l'inductance L s'opposant à la diminution du courant, génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge Z à travers la diode D.

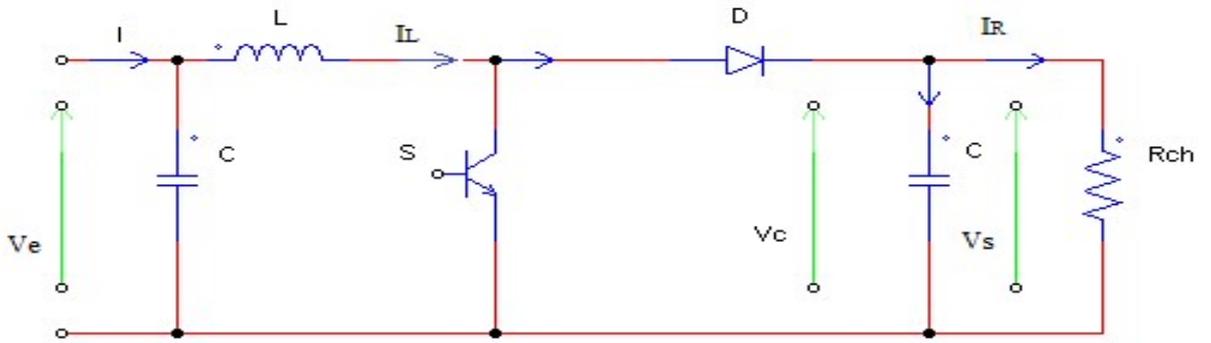


Figure II.17 : Circuit électrique du convertisseur DC-DC.

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T , comporte deux étapes. Lors de la première, on rend l'interrupteur passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à $\alpha \cdot T$ (α rapport cyclique, et compris entre 0 et 1).

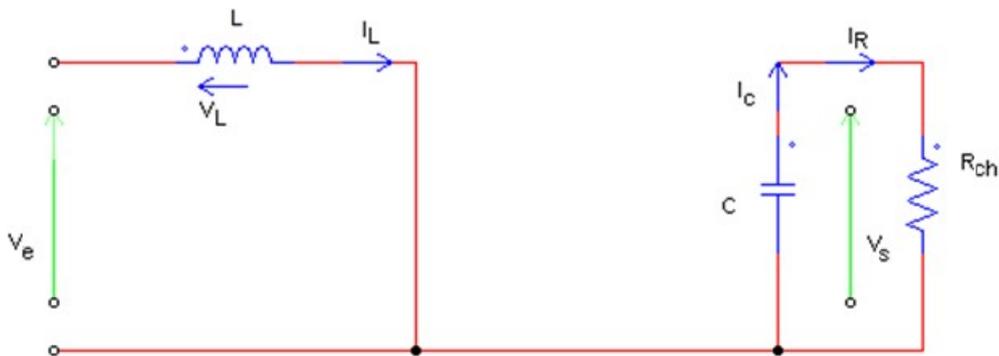


Figure II.18 : Schéma d'un Hacheur survolteur à $t \in [0, \alpha T]$.

Le condensateur C supposé initialement chargé, fournit à la charge l'énergie et un courant I_R circule dans cette dernière.

$$V_L = -V_e = L \frac{dI_L}{dt} \tag{II.23}$$

$$V_s = R \cdot I_R \tag{II.24}$$

Avec :

$$I_R = I_c \tag{II.25}$$

Lors de la seconde, on bloque l'interrupteur. La diode devient passante. Cette phase dure de αT à T .

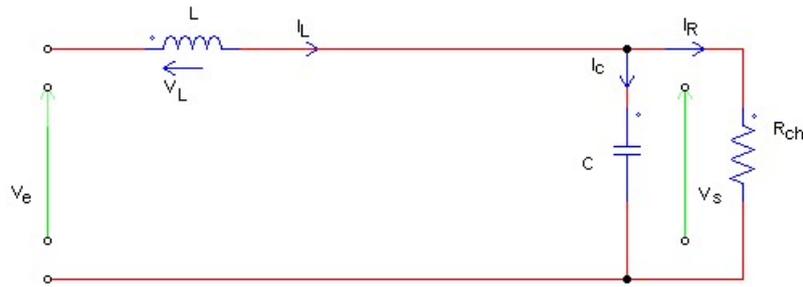


Figure II.19 : Schéma d'un Hacheur survolteur à $t \in [\alpha T, T]$.

$$V_L = V_e - V_s \quad (\text{II.26})$$

$$I_c = I_L - I_R \quad (\text{II.27})$$

On en déduit facilement la tension et l'intensité dans la charge par les équations suivantes:

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} \cdot V_e \quad (\text{II.28})$$

$$I_R = (1 - \alpha)I_L \quad (\text{II.29})$$

II.2.2. Modélisation du hacheur dévolteur de tension (Buck)

Le fonctionnement d'un convertisseur Buck peut être divisé en deux configurations suivant l'état de Mosfet figure (II.20). Dans l'état passant, le Mosfet est fermé, la tension aux bornes de l'inductance vaut, $V_L = E - V_o$. Le courant traversant l'inductance augmente linéairement. La tension aux bornes de la diode étant négative, aucun courant ne la traverse.

Dans l'état bloqué, le Mosfet est ouvert. La diode devient passante afin d'assurer la continuité du courant dans l'inductance. La tension aux bornes de l'inductance vaut $V_L = -V_o$. Le courant traversant l'inductance décroît.

En conduction continue, on démontre que :

$$\frac{V_D}{V_i} = \frac{I_i}{I_o} \quad (\text{II.30})$$

V_D et V_i Tension aux bornes de la charge et de la source.

I_o et I_i Courant traversant la bobine et le courant débité par la source.

Grâce à l'équation (II.30), on peut voir que la tension de sortie varie linéairement avec le rapport cyclique. Le rapport cyclique étant compris entre 0 et 1, la tension de sortie V_o est toujours inférieure à celle d'entrée. C'est pour cela que l'on parle parfois de dévolteur.

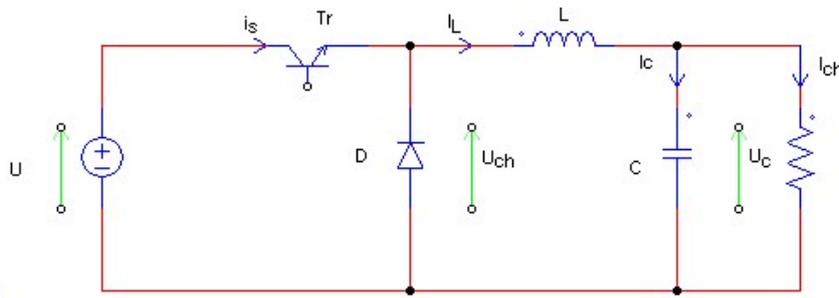


Figure II.20: Schéma d'un Hacheur dévolteur.

II.3. Adaptation de l'énergie photovoltaïque [26]

Le module photovoltaïque est un générateur de puissance finie pouvant fonctionner selon toute combinaison de courant et de tension, la meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale (PPM) qui donne une puissance maximale pour un éclairement et une température donnée. La tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale et courant optimum. Une connexion directe ne permet pas de faire fonctionner le module à sa tension optimale (puissance maximale). Il est possible d'insérer un convertisseur DC/DC d'adaptation, appelé extracteur du point de puissance maximale (maximum power point tracker (MPPT)), entre la source photovoltaïque et la charge, qui permet la recherche du (PPM).

- **La commande du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) :**

Par une commande MPPT (maximum power point tracking), associé à un convertisseur DC/DC d'adaptation permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance, quels que soit les conditions météorologiques (irradiation, température), cette commande ainsi place le système au point de fonctionnement maximum (V_{ppm} , I_{ppm}). Le premier système de puissance MPPT a été introduits en 1968 pour un système spatial. Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés pour déterminer le point de puissance maximum.

- **Méthode de perturbation et d'observation (P&O):**

C'est la méthode la plus utilisée vu sa simplicité. Une boucle de retour et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes des panneaux est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée) avec une constante (C) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant

perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes des panneaux est augmentée à cause de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans la même direction. Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé.

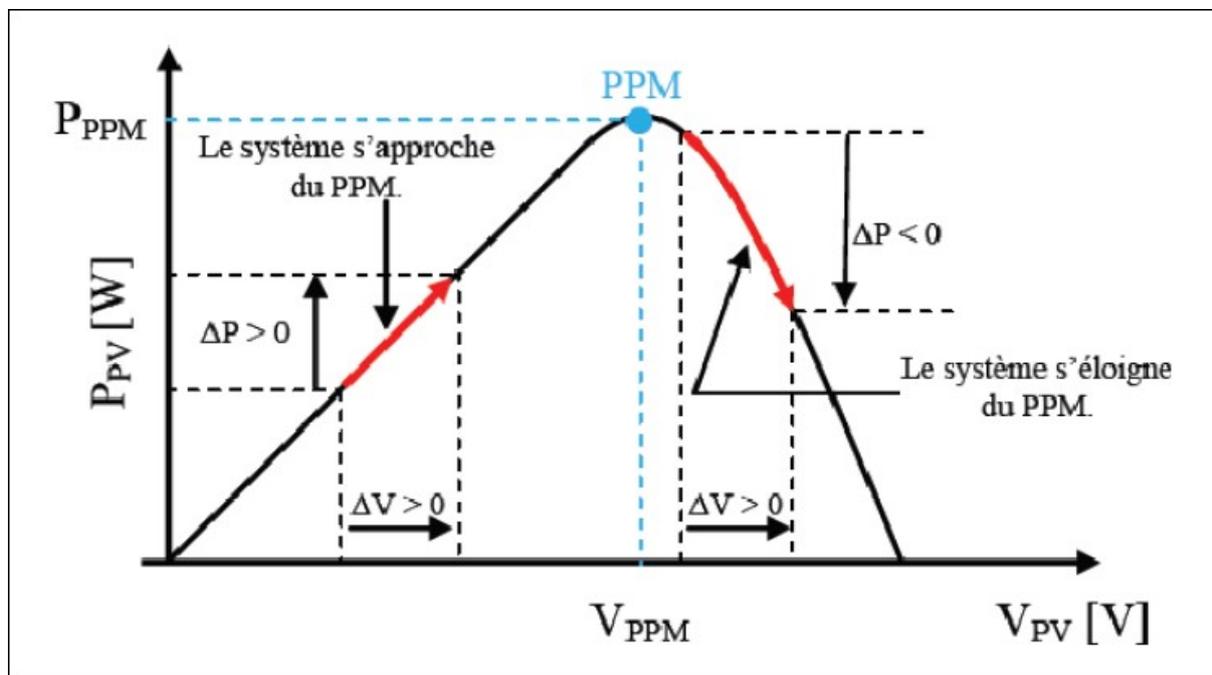


Figure II.21 : Principe de la P&O.

Un organigramme de fonctionnement de cette méthode est montré dans la figure (II.22). Les avantages de cette méthode peuvent être récapitulés comme suit: la connaissance des caractéristiques de générateur photovoltaïque n'est pas exigée, c'est une méthode relativement simple. Néanmoins, en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour du PPM, provoquant ainsi une perte d'énergie.

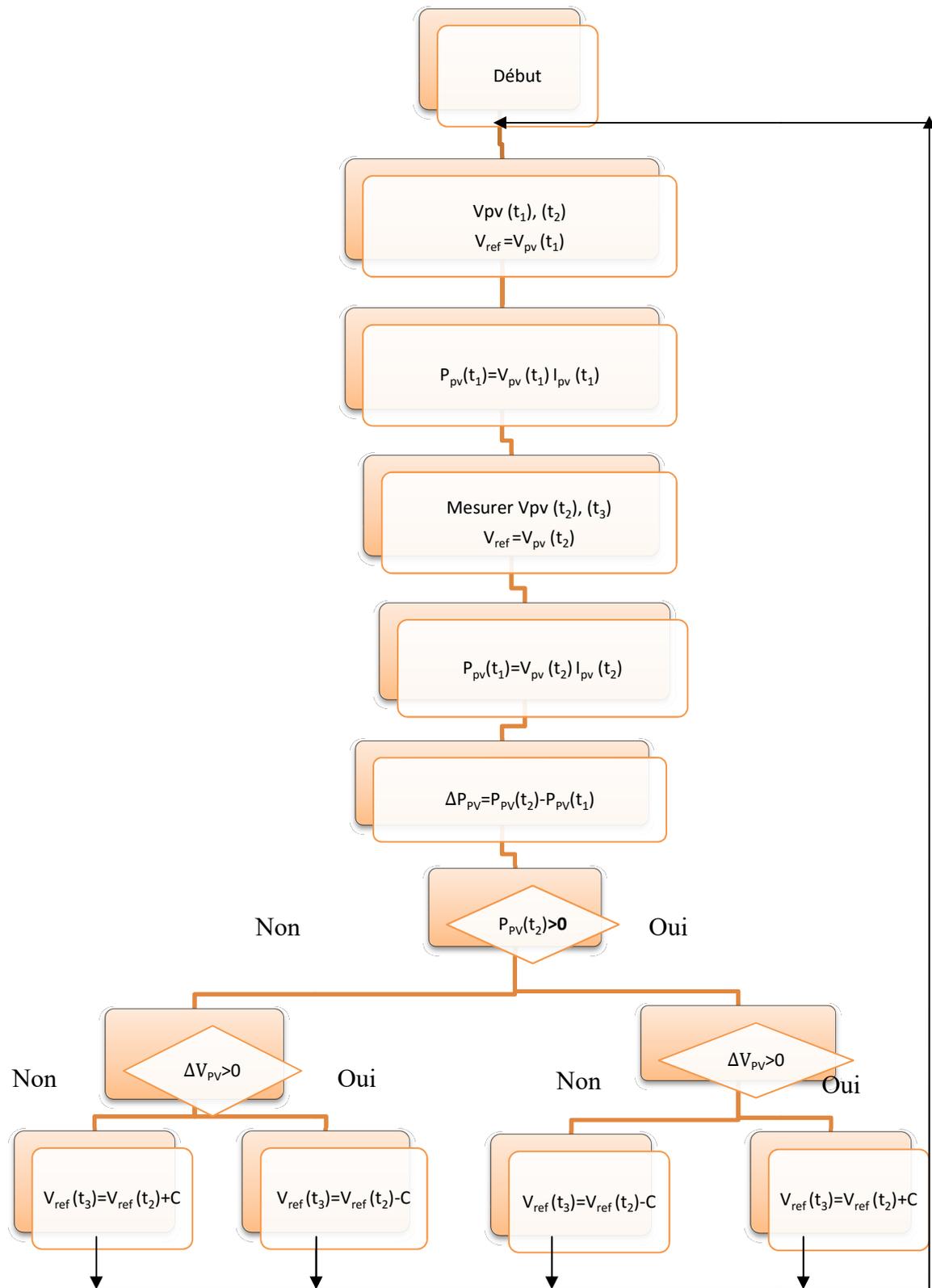


Figure II.22: Organigramme de la méthode perturbation et observation.

II.4. Modélisation et simulation du moteur à courant continu et à aimants permanents[27]

La figure (II.23) représente le schéma simplifié d'un moteur à courant continu et à aimant permanent.

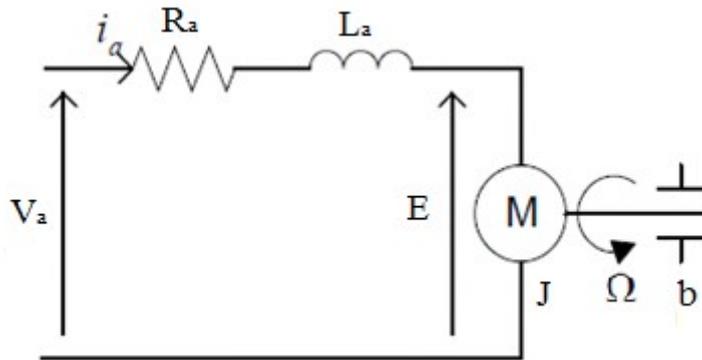


Figure II.23 : Représentation du Moteur à courant continu et à aimant permanent.

Avec :

E : La force contre électromotrice.

R_a, L_a : Résistance et inductance des enroulements d'induit.

J : Moment d'inertie de l'arbre.

b : Coefficient de frottement de l'arbre sur les paliers.

➤ Equations électriques et mécaniques

Un moteur électrique à courant continu est régi par les équations physiques découlant de ses caractéristiques électriques, mécaniques et magnétiques. En utilisant le théorème du moment cinétique et des équations d'électromagnétiques, on recherche les équations d'un moteur à excitation indépendante et à flux constant. En tenant compte de la résistance de l'induit et de son inductance propre on a :

Equation électrique

$$V_a = E + R_a i_a + L \frac{di_a}{dt} \quad (\text{II.28})$$

Avec :

$$E = \Phi_0 \omega \quad (\text{II.29})$$

$$V_a = \emptyset_0 \omega + R_a i_a + L \frac{di_a}{dt} \quad (\text{II.30})$$

$$\frac{di_a(t)}{dt} = \frac{(V_a - R_a i_a - \emptyset_0 \omega)}{L} \quad (\text{II.31})$$

$$i_a(t) = \frac{1}{L} \int (V_a - R_a i_a - \emptyset_0 \omega) \cdot dt \quad (\text{II.32})$$

➤ **Equation mécanique**

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

$$J \frac{d\omega}{dt} = \sum \Gamma = \Gamma + \Gamma_r \quad (\text{II.33})$$

Avec :

$$\Gamma = \emptyset_0 i_a(t) \quad (\text{II.34})$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (\emptyset_0 i_a(t) + \Gamma_r) \quad (\text{II.35})$$

$$\Gamma_r = -F_r \omega + C_{ch} \quad (\text{II.36})$$

$$\omega = \frac{1}{J} \int (\emptyset_0 i_a(t) - F_r \cdot \omega + C_{ch}) dt \quad (\text{II.37})$$

Où :

J : Le moment d'inertie totale entraînée (moteur J_m charge J_{ch}).

Γ_r : Couple résistant.

F_r : Coefficient de frottement .

Γ : Le couple électromagnétique

C_{ch} : Couple de charge (le couple résistant de la pompe).

Le schéma bloc du moteur est représenté dans la figure (II.24) suivante:

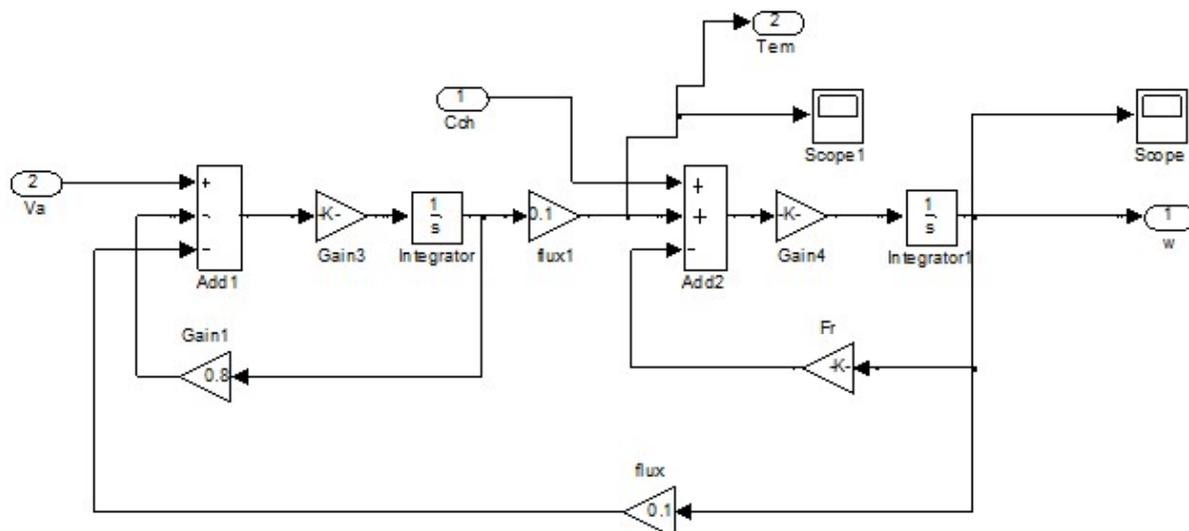


Figure II.24 : Schéma bloc du moteur à courant continu.

➤ **Simulation du moteur à courant continu**

Les figures (II.25 et II.26) nous montrent la variation du couple et de la vitesse du moteur en fonction du temps :

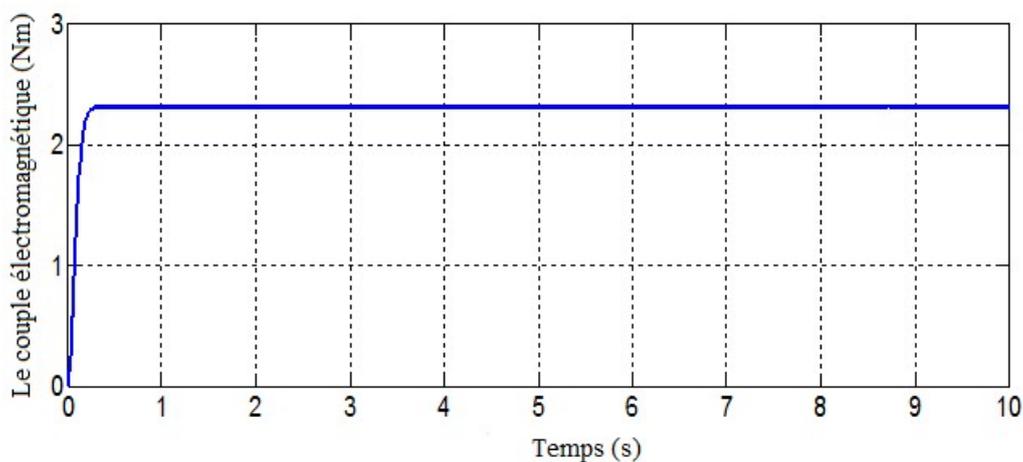


Figure II.25 : Caractéristique du couple électromagnétique en fonction de temps.

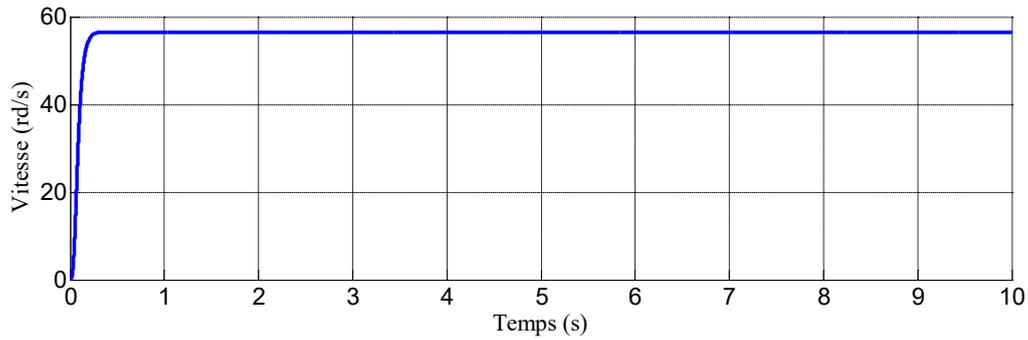


Figure II.26 : Caractéristique de la vitesse en fonction de temps.

II.5. Modèle mathématique de la pompe [28]

La pompe à membrane permet d'éliminer le problème de l'étanchéité, offrant ainsi un avantage sur le système à piston et garniture. On distingue le système à simple membrane et le système à double membrane et fluide intermédiaire.

Nous présentons un modèle mathématique qui relie directement le débit d'eau (Q) à la puissance (P_h) consommé par le sous-système de pompage. Pour une hauteur manométrique donnée H . L'équation mathématique du modèle est donnée comme suit :

$$P_h = m \cdot g \cdot H = \eta_t \cdot P_{\text{mot}} = \eta_t \cdot \omega \cdot C_{\text{ch}} \quad (\text{II.38})$$

Où:

m : est le débit massique.

H : est la hauteur manométrique totale.

η_t : est le rendement global de la pompe.

Le couple résistant de la pompe est donné par :

$$C_{\text{ch}} = \frac{m \cdot g \cdot H}{\eta_t \cdot \omega} = \frac{D \cdot g \cdot H}{\eta_t} \quad (\text{II.39})$$

Où:

D est le déplacement volumétrique effectif de la pompe.

Le bloc de la pompe est présenté dans la figure (II.27).

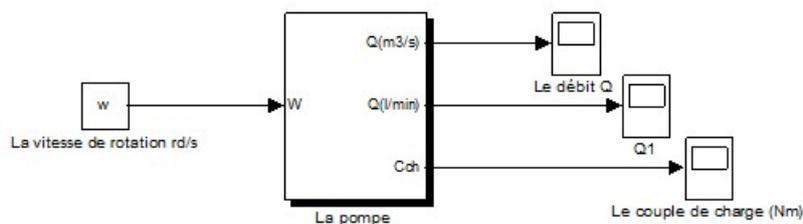


Figure II.27 : Schéma du bloc de la pompe.

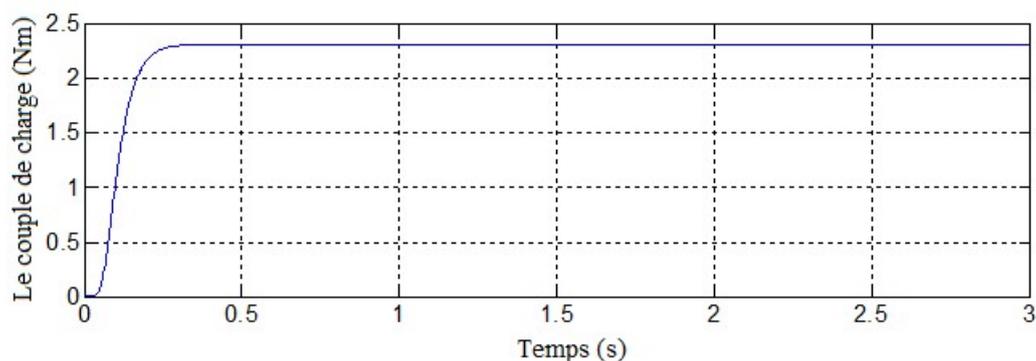
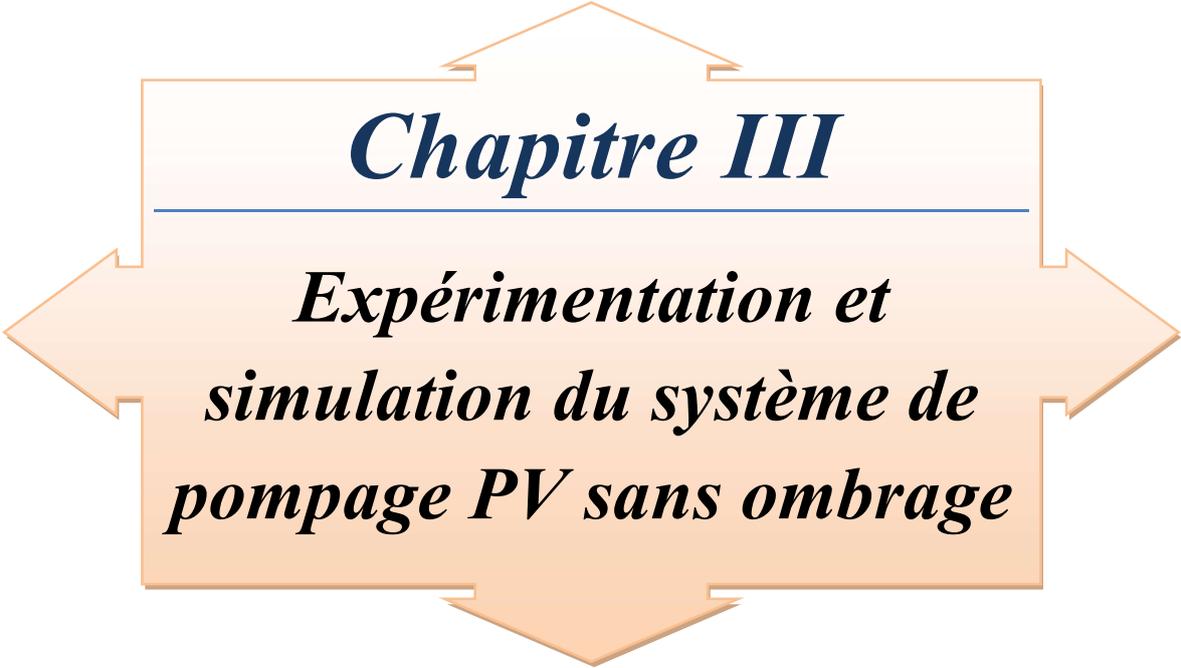


Figure II.28 : Caractéristique de couple résistant de la pompe en fonction de temps.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation des différents composants du système de pompage photovoltaïque, afin de faciliter l'accès à leurs simulations.

La caractérisation du module photovoltaïque à l'état sain et ombré avec les deux méthodes citées précédemment, ainsi qu'une étude comparative entre les résultats obtenus ont été aussi présentés.



Chapitre III

*Expérimentation et
simulation du système de
pompage PV sans ombrage*

Introduction

Dans ce chapitre, une étude pratique et par simulation d'un système de pompage photovoltaïque installé sur le site de Bejaia, au niveau du laboratoire LTII, du département de Génie Electrique, à l'université Abderrahmane Mira de Bejaia sera présenté. La description des étapes de réalisation a été décrite. L'étude sera faite pour un fonctionnement au fil du soleil sans ombrage, pour différentes hauteurs manométriques totales (5 et 9 mètres), et pour des volumes d'eau pompée de 50, 100 et 150 litres durant plusieurs jours, avec différents ensoleillements. Les différents résultats obtenues seront présentés et commentés.

III.1. Données de base

Le débit d'eau de la pompe et la hauteur manométrique du pompage sont des données nécessaires pour le dimensionnement de la pompe solaire et de ses composants [29].

III.1.1. Le débit

Le débit d'eau est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. Le débit est donné en litre par heure (l/h) ou en mètre cube par jour (m^3/j).

III.1.2. Hauteur manométrique totale (HMT)

La HMT est la différence de pression en mètre de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Elle peut être calculée comme suit :

$$HMT = H_g + P_c \quad (III.1)$$

Avec :

H_g : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation.

P_c : pertes de charge produites par le frottement d'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (L), de leur diamètre (d_c) et du débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètre de colonne d'eau. Le diamètre des conduites (d_c) doit être calculé afin que les pertes de charge P_c correspondent au plus à 10% de la HMT.

III.1.3. Niveau statique

Le niveau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage [30].

III.1.4. Niveau dynamique

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement.

R_m : rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

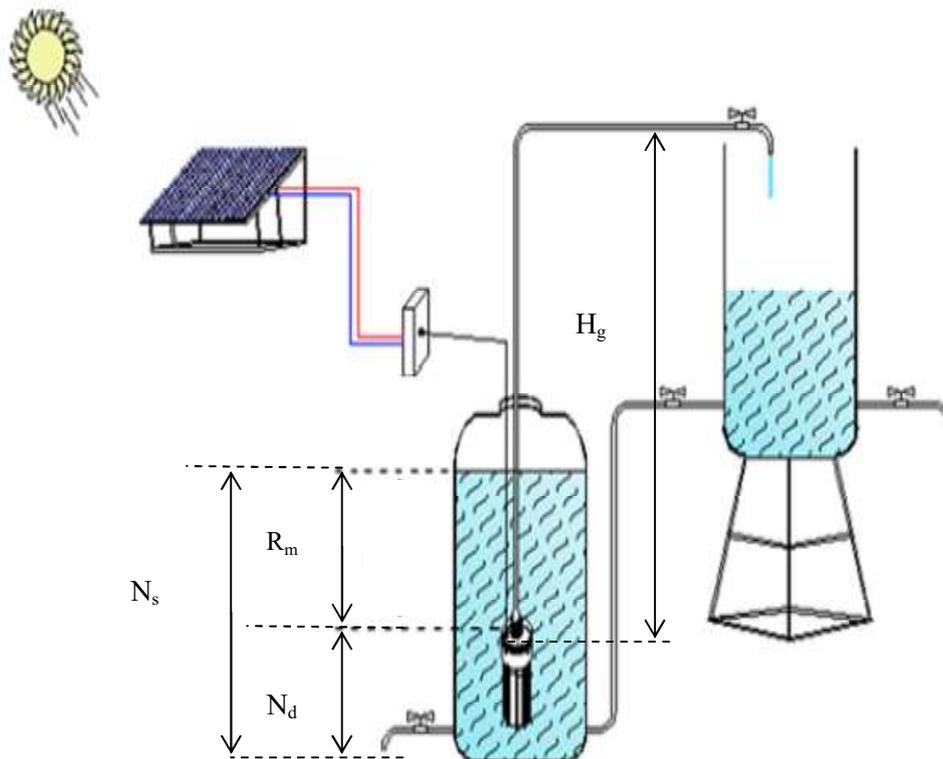


Figure III.1 : Données de base d'une pompe.

III.2. Expressions utilisées dans le calcul

Les différentes expressions utilisées sont :

➤ **Calcul du débit**

$$Q = \frac{V}{t} \quad (III.2)$$

Avec :

v : le volume d'eau

t : le temps en seconde(s) ou en heure (h).

➤ **Calcul du rendement du générateur photovoltaïque**

$$\eta_{pv} = \frac{P}{E_s \cdot S \cdot N_s \cdot N_p} \quad (III.3)$$

Avec :

P : la puissance électrique ($P=U \cdot I$) (W),

E_s : l'ensoleillement mesuré (W/m^2),

S : la surface du panneau utilisée (m^2),

N_s : le nombre de panneaux en série,

N_p : le nombre de panneaux en parallèle.

➤ **Rendement du groupe motopompe**

$$\eta_{pompe} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{3600 \cdot P} \quad (III.4)$$

Avec:

ρ : La masse volumique de l'eau, g la gravité

3600 : le nombre de secondes par heure,

Q : le débit de l'eau pompé en (l/h) ou (m^3/h),

H : la hauteur manométrique totale (m).

➤ **Le rendement total**

$$\eta_{tot} = \eta_{pv} \eta_{pompe} \quad (III.5)$$

III.3. Etude d'un système de pompage photovoltaïque

Dans le cadre de notre travail, une installation de pompage photovoltaïque s'est avérée nécessaire, nous proposons le schéma du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil a étudié :

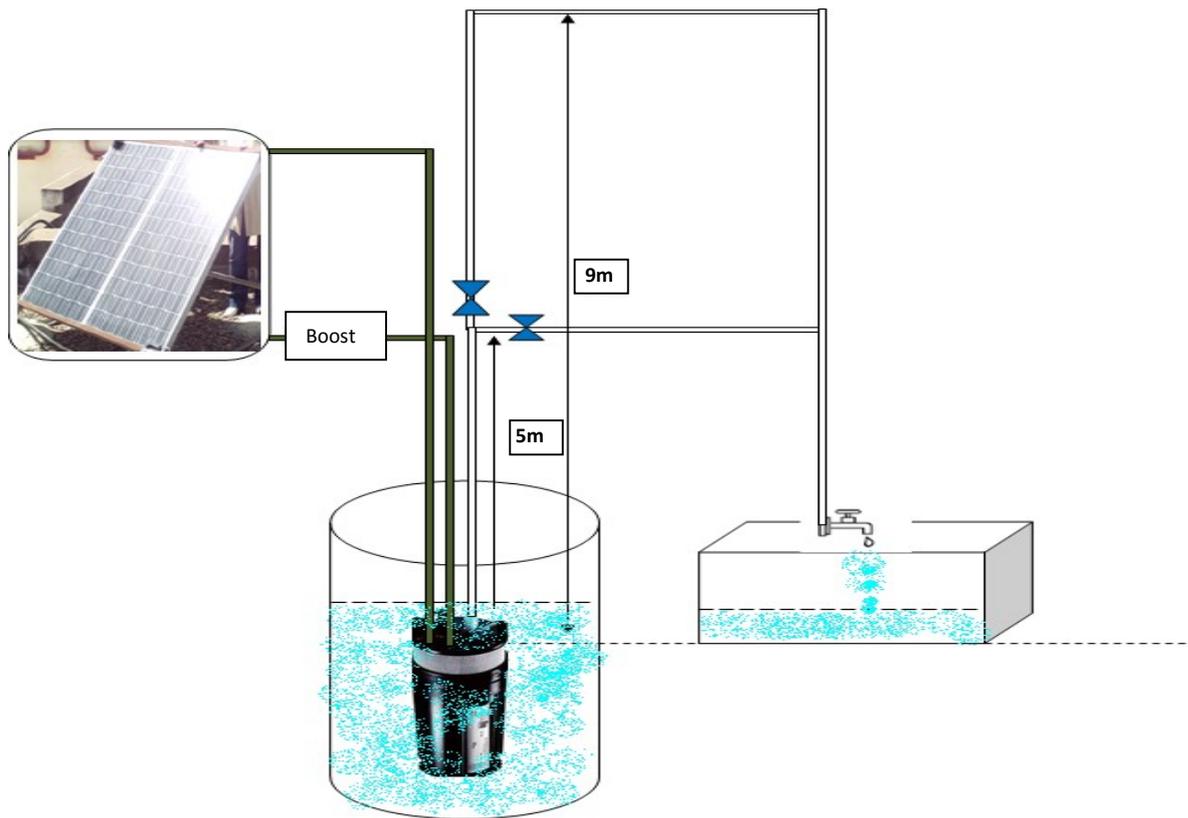


Figure III.2 : Schéma complet de l'installation de pompage PV à étudier.

III.3.1. Implantation du générateur photovoltaïque

Un panneau de 110 W crêtes de type SIEMENS (110-24) a été installé sur le toit de laboratoire LT.I.I. Ce dernier est installé sur un support métallique incliné de 45° , et dirigé vers le sud afin de capter le maximum de flux solaire durant toute la journée et durant l'année



Figure III.3 : Générateur photovoltaïque avec support.

III.3.2. Installation des réservoirs d'eau et de la canalisation

Cette partie consiste à l'étude d'un circuit fermé pour le pompage d'eau. Deux réservoirs d'eau, un remplace le puits (source d'eau) où est immergée la pompe, l'autre utilisé pour le stockage de l'eau pompé à partir du premier réservoir.

Le circuit hydraulique fermé est équipé de vannes d'arrêts afin d'assurer la variation de la hauteur manométrique totale de pompage.

Un robinet d'arrêt au niveau du deuxième réservoir pour la récupération de l'eau stockée par voie gravitaire.



Figure III.4 : Réservoirs d'eau et canalisation.

III.3.3. Mise en place du groupe motopompe

Cette étape a fait l'objet de l'immersion du mono bloc motopompe dans un réservoir qui a une fonction d'un puits accroché a un support métallique afin d'assuré une teneur en eau continue.

La pompe immergée Shurflo 9325 est conçu pour des trous de forage de 100 mm de diamètre et une installation de 70 mètres maximum de hauteur manométrique total, elle peut fonctionner au fil du soleil ou sur batteries, son débit varie entre 130 à 430 litres/heure suivant la puissance des panneaux et la hauteur manométrique.

Des mesures ont été prises sur le banc expérimental pour différentes HMT (05 et 09 mètres) et un volume de 50,100 et 150 litres pour différentes journées (profils).



Figure III.5 : Groupe motopompe immergée.

III.3.4. Partie électrique

Le panneau est connecté à un interrupteur pour commander le fonctionnement de l'installation. Il est ensuite directement raccordés aux bornes du régulateur de charge solaire de type STECA, auquel est raccordé aussi un accumulateur de type SUNLIGHT 100 et la pompe comme une charge à alimenter, un booster de courant est branché en amont du groupe motopompe.



Figure III.6 : Différents composants électriques.

La principale fonction de ce système (Booster) est de maximiser le débit journalier tout en protégeant la pompe. Lors d'une utilisation avec panneaux solaires pour pompage au fil du soleil, ce système protège la pompe contre les surtensions et des conditions de suralimentation. Egalement, le booster fonctionnera comme survolteur lors de conditions

d'ensoleillement médiocres. Il maintient une tension constante aux alentours de la puissance maximale du panneau pour atteindre les conditions électriques optimales de la pompe.

III.4. Etude expérimentale du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil



Figure III.7 : Schéma du système de pompage au fil du soleil.

III.4.1. Les résultats obtenus pour différents volumes et hauteurs

➤ Résultats pour un volume de 50 L

- Pour une hauteur de 5 m

Parmi les journées de testes effectuées, on a choisis de prendre une journée bien ensoleillée, le 01 Juin 2017. Les résultats obtenus sont les suivants :

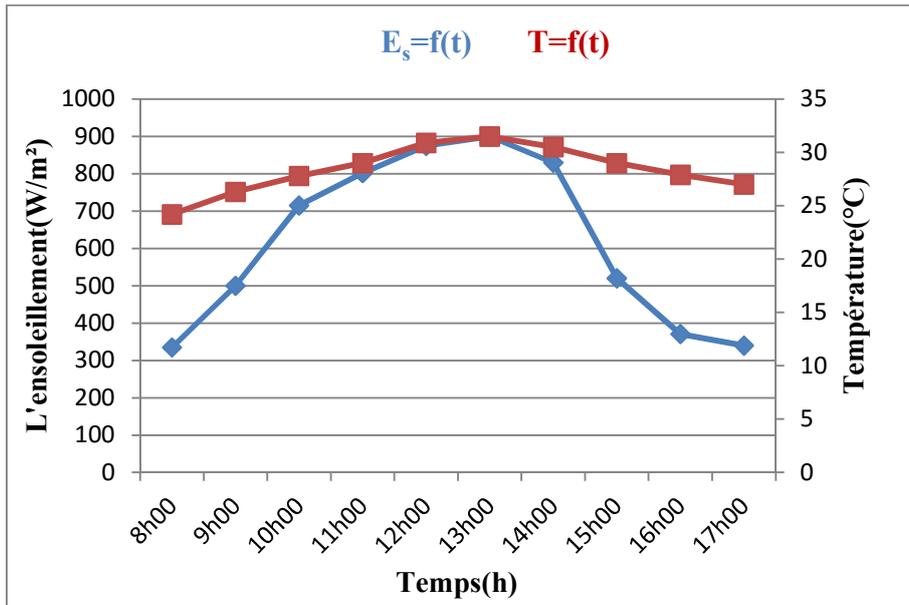


Figure III.8 : L'ensoleillement et la température durant la journée du 01 juin 2017 pour HMT=5m

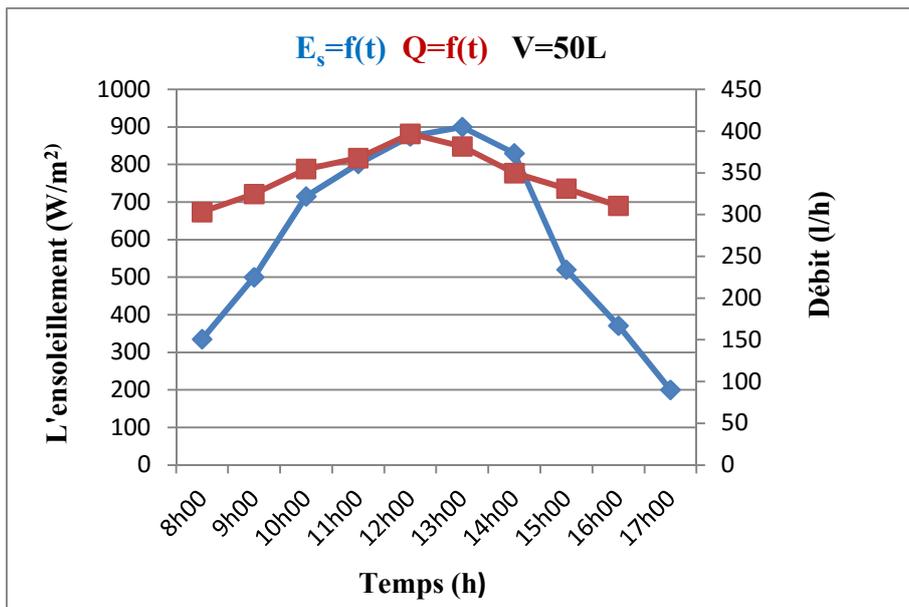


Figure III.9 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 01 juin 2017 pour HMT=5m

D'après les équations (III.3, III.4, III.5), nous avons calculé les différents rendements qui sont présentés sur les figures (III.10, III.13, III.21, III.24, III.32, III.34).

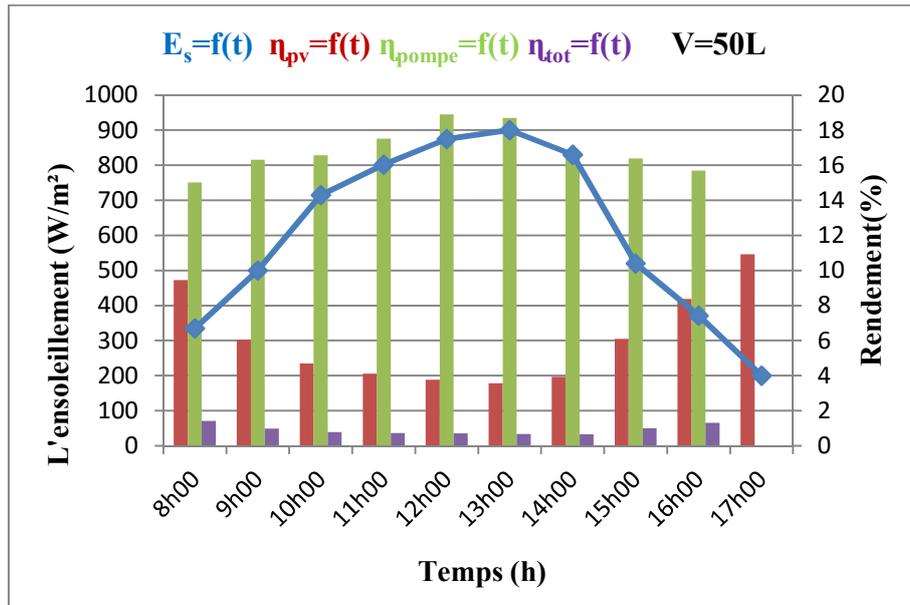


Figure III.10 : Evolution des différents rendements durant la journée du 01 juin 2017 pour HMT=5m

- **Pour une hauteur de 9 m**

Les essais ont été effectués durant la journée du 3 Juin 2017, qui été bien ensoleillé. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures suivantes:

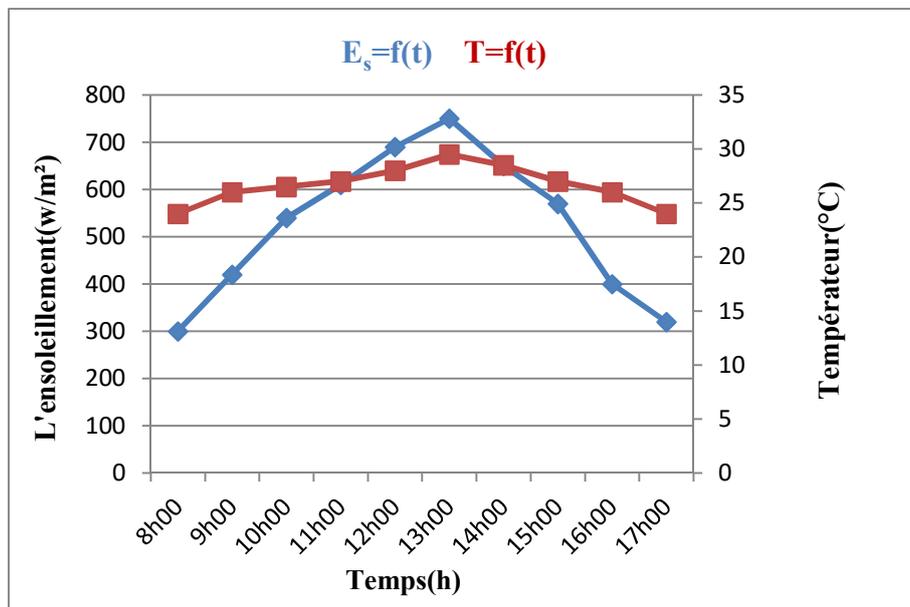


Figure III.11 : L'ensoleillement et la température durant la journée 3 Juin 2017 pour HMT=9m

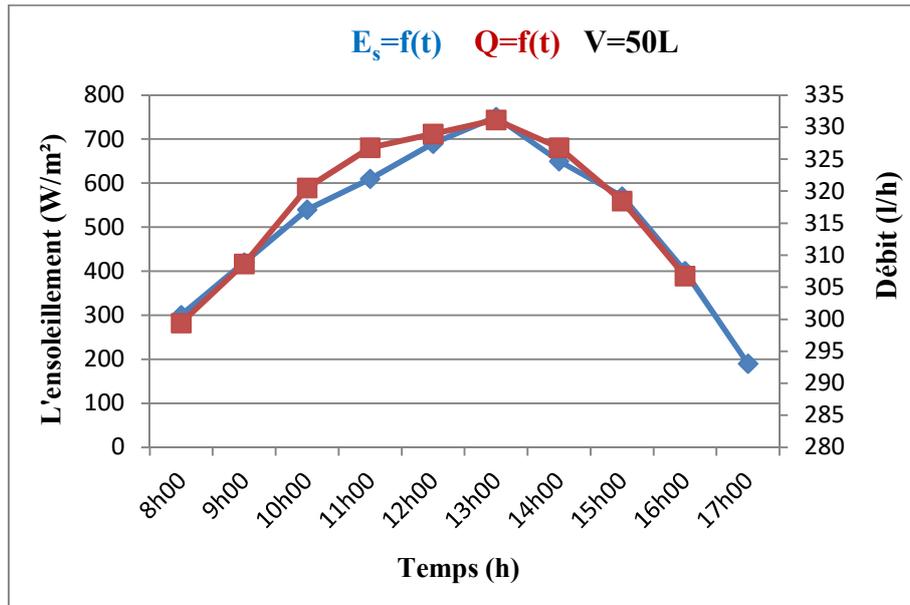


Figure III.12 : L'ensoleillement et le débit durant la journée 3 Juin 2017 pour HMT=9m

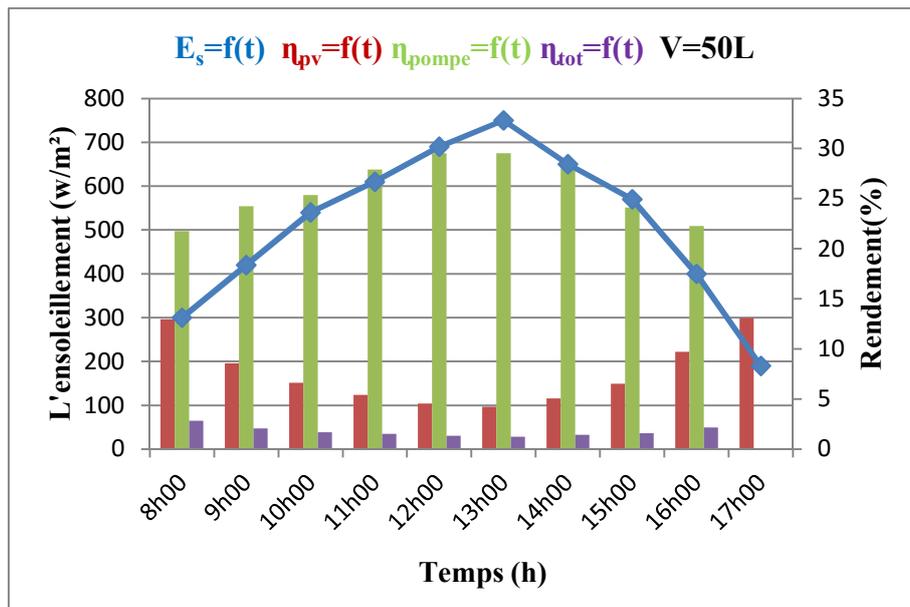


Figure III.13 : Evolution des différents rendements durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m.

- **Comparaison entre les hauteurs**

Les performances du système entre les hauteurs (5m et 9m) sont représentées sur les figures suivantes :

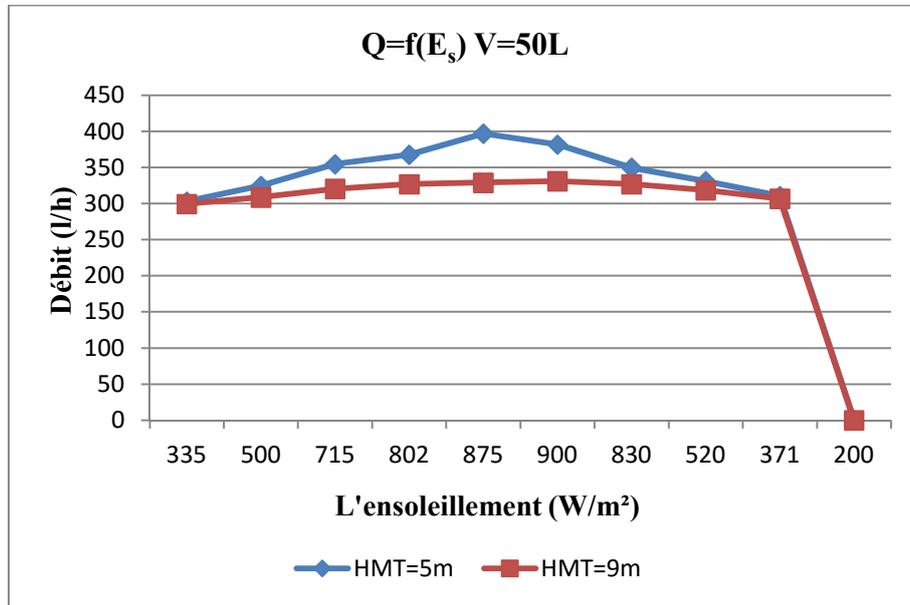


Figure III.14 : Le débit en fonction de l'insolation pour différentes hauteurs

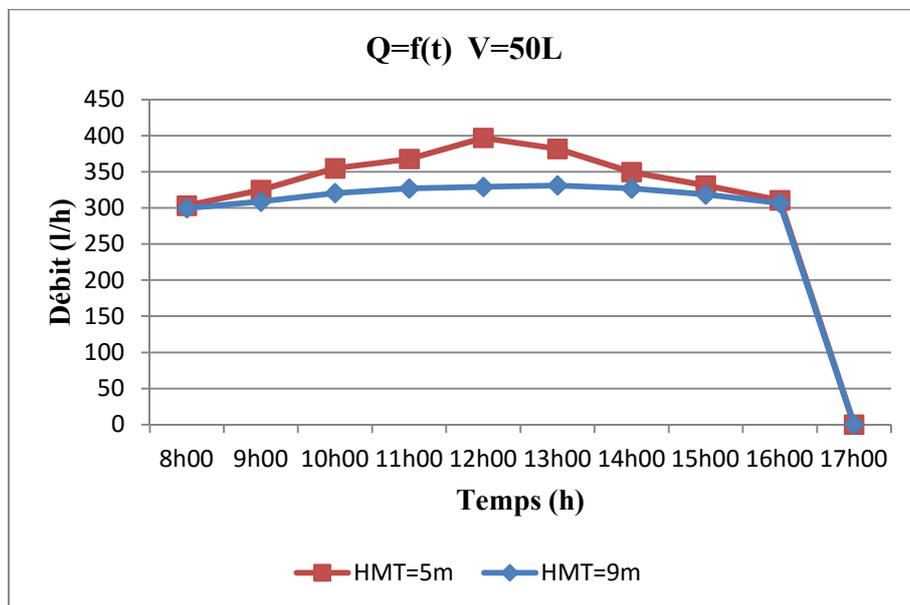


Figure III.15 : Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs

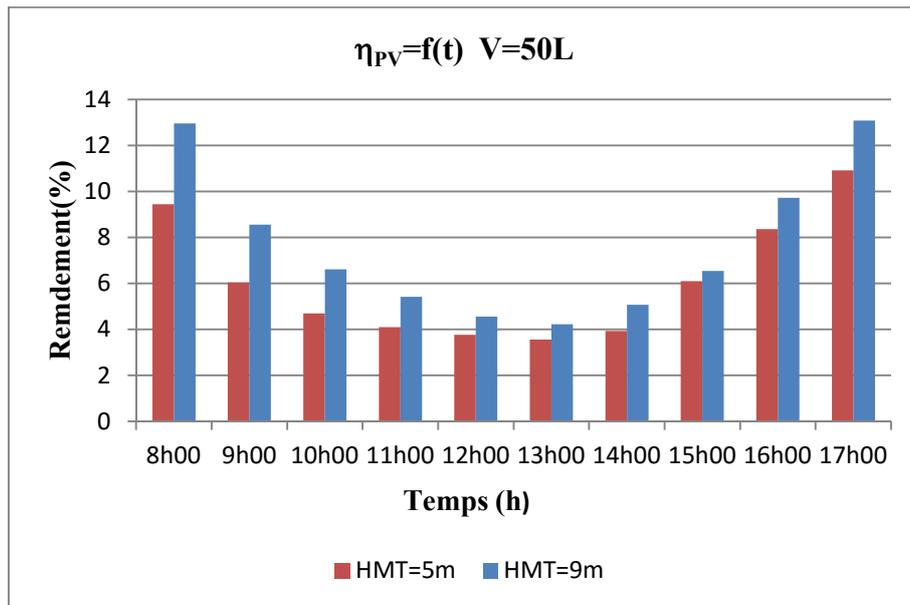


Figure III.16 : Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs

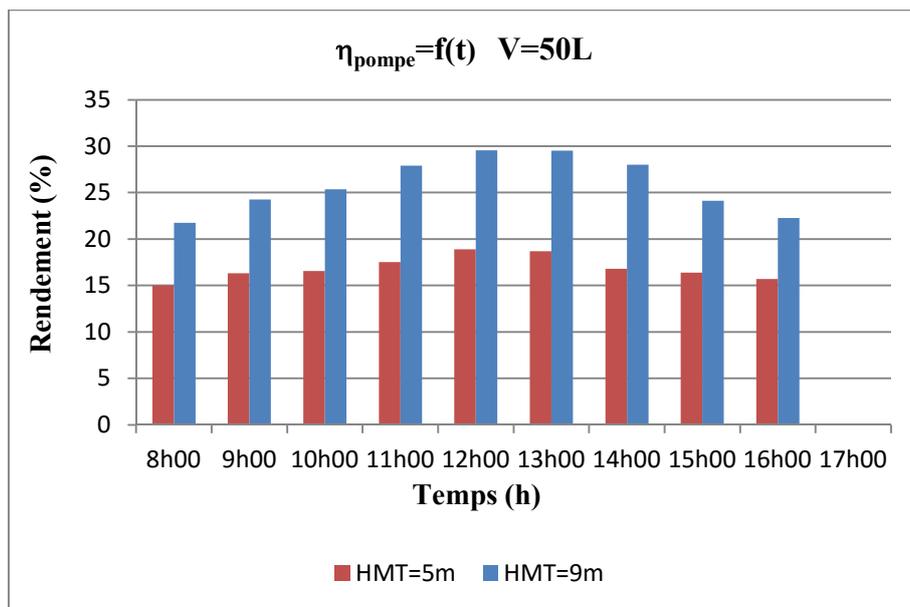


Figure III.17 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs

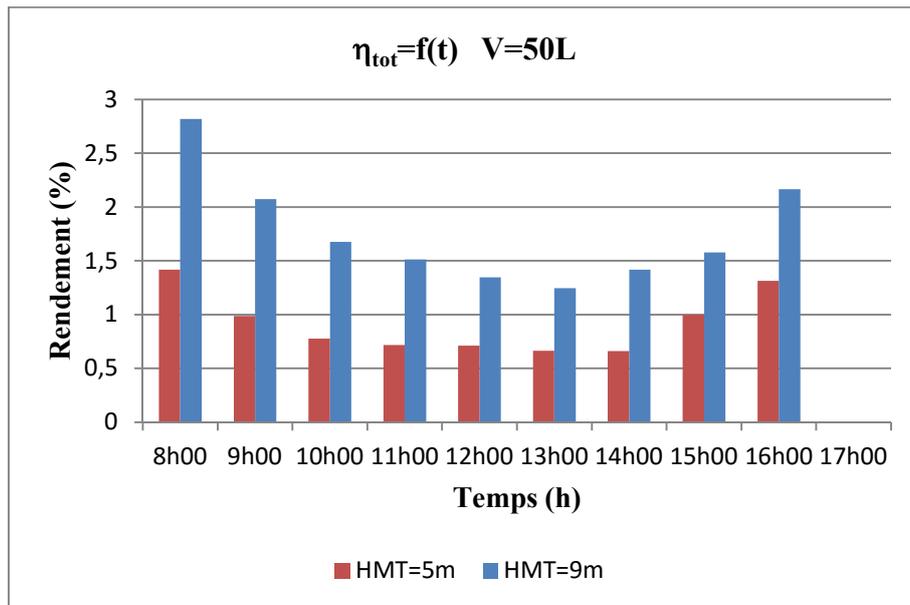


Figure III.18 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs

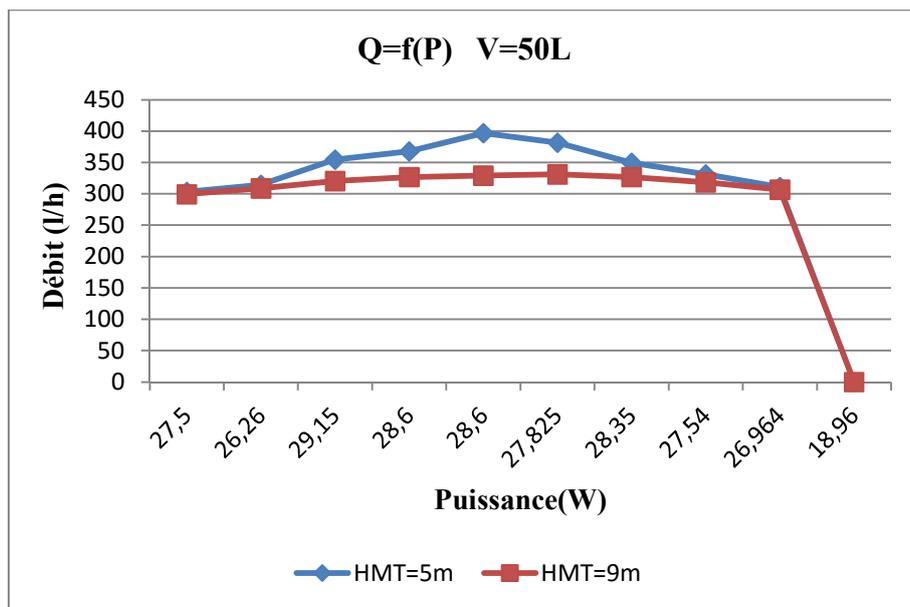


Figure III.19 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs

➤ Résultats obtenus pour un volume de 100 L

- Pour une hauteur de 5 m

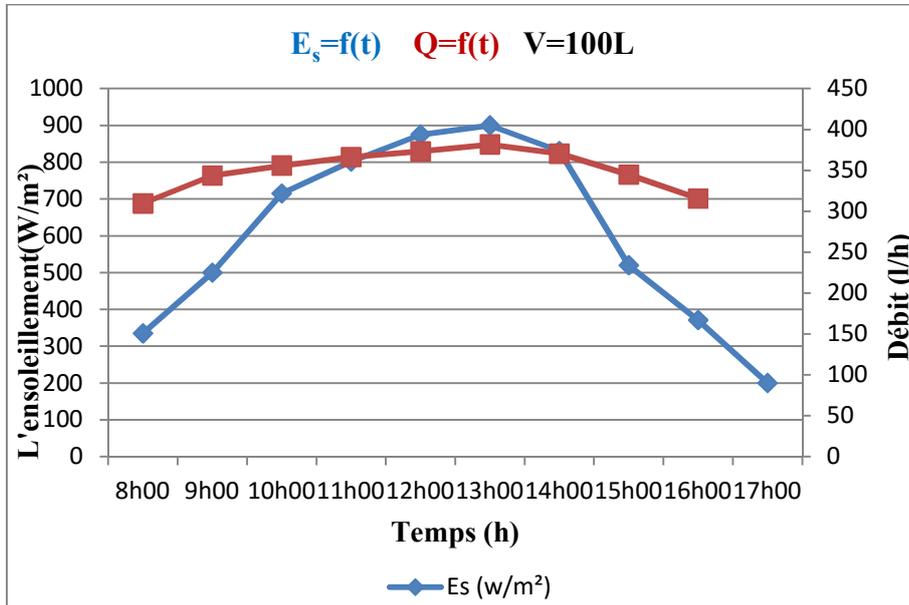


Figure III.20 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m

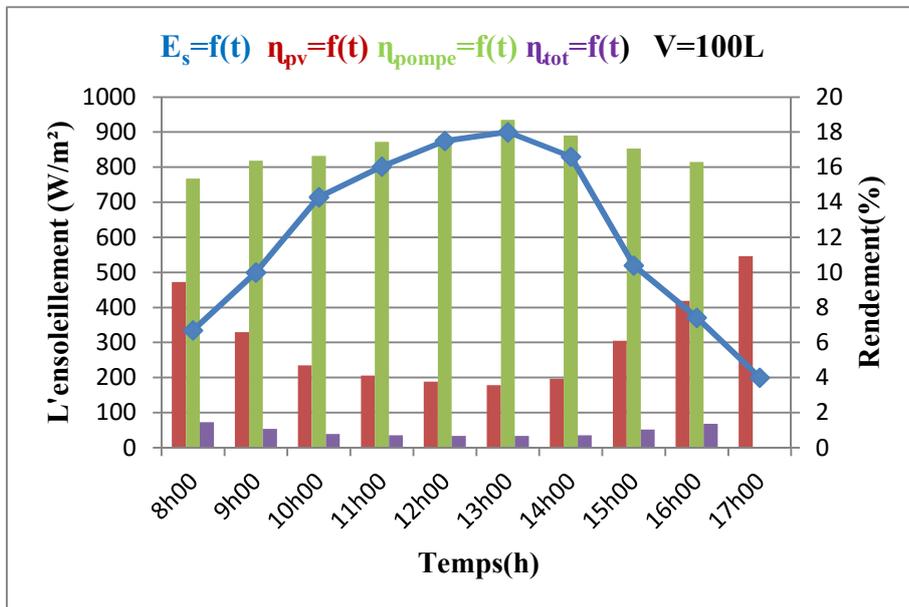


Figure III.21 : Evolution des différents rendements durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m

- Pour une hauteur de 9 m

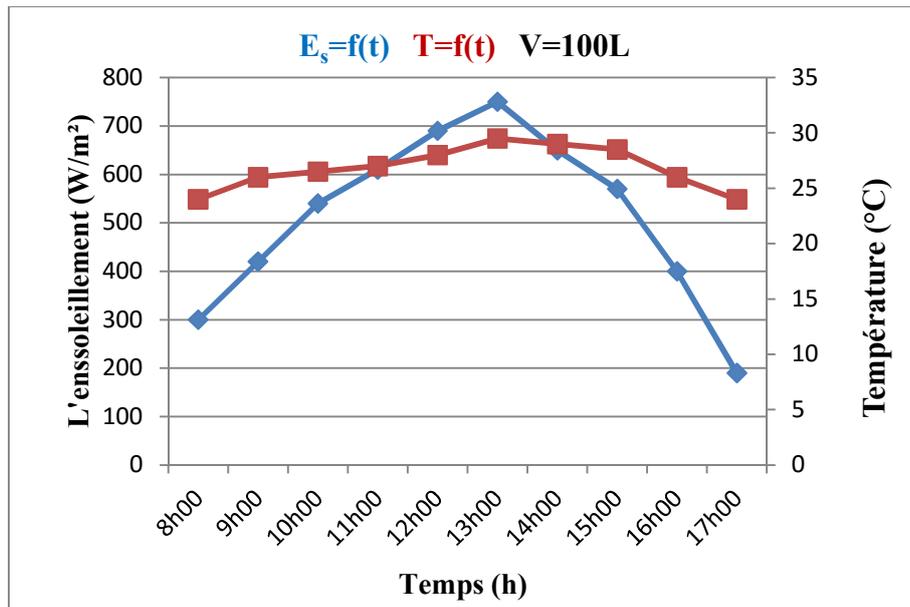


Figure III.22 : L'ensoleillement et la température durant

la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m

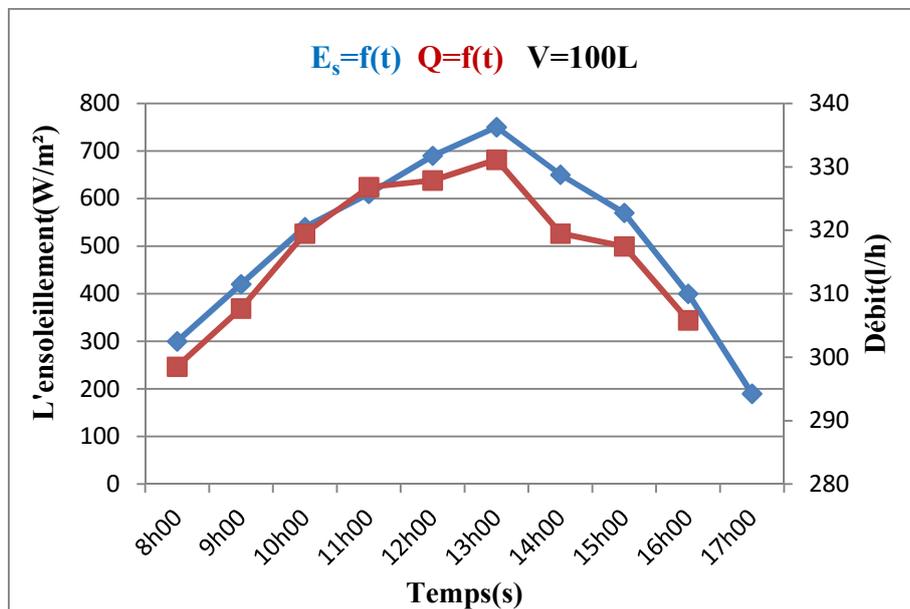


Figure III.23 : L'ensoleillement et le débit durant

la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m

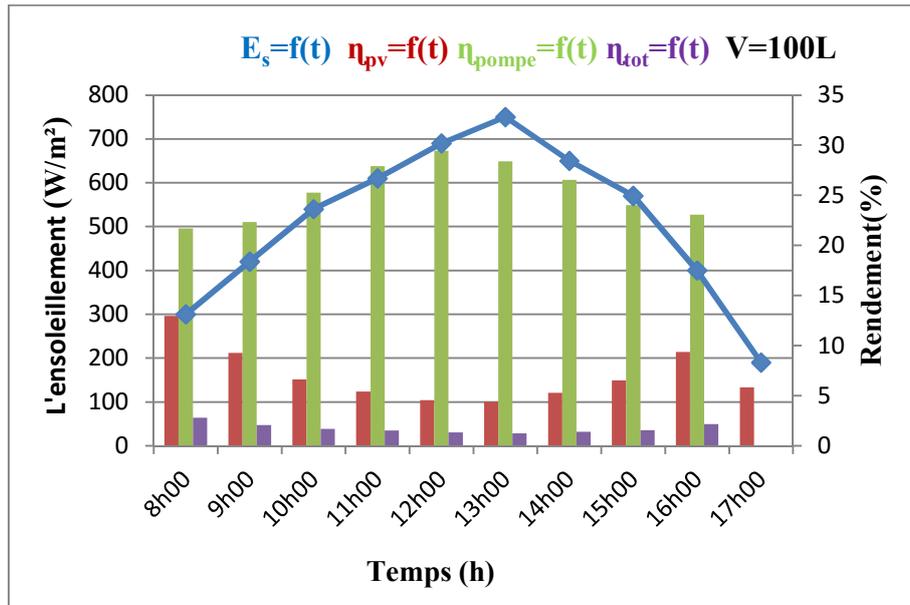


Figure III.24 : Evolution des différents rendements durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m

• Comparaison entre les hauteurs

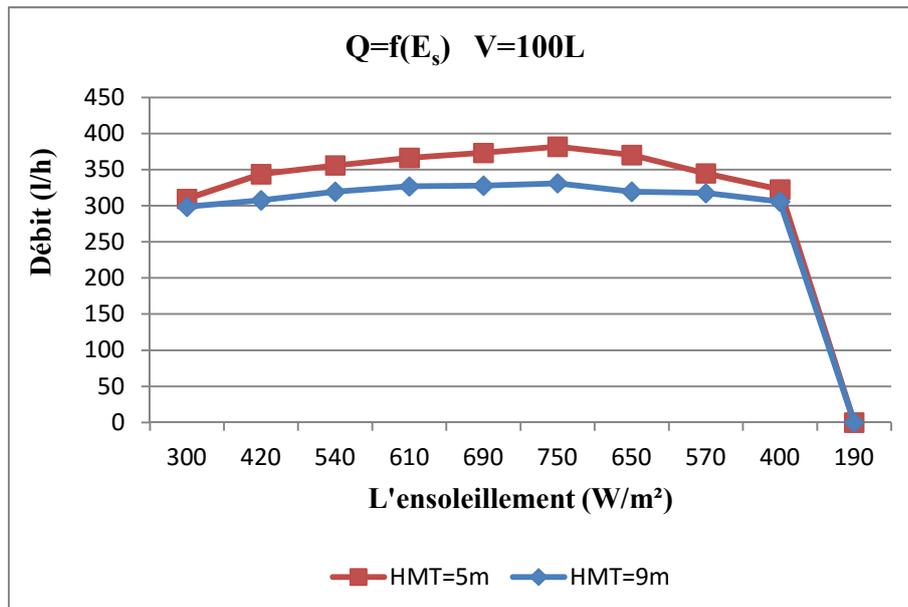


Figure III.25 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteur

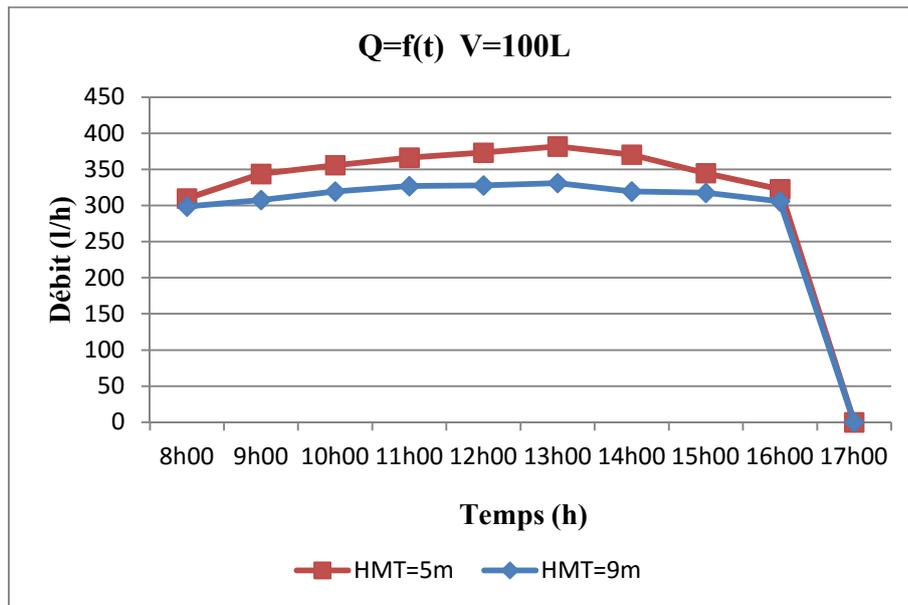


Figure III.26 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteurs

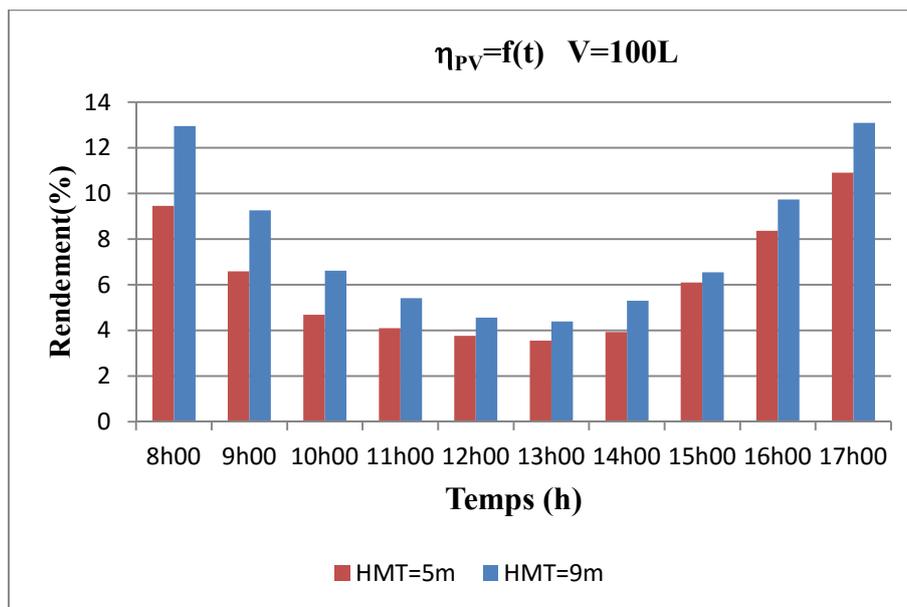


Figure III.27 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs

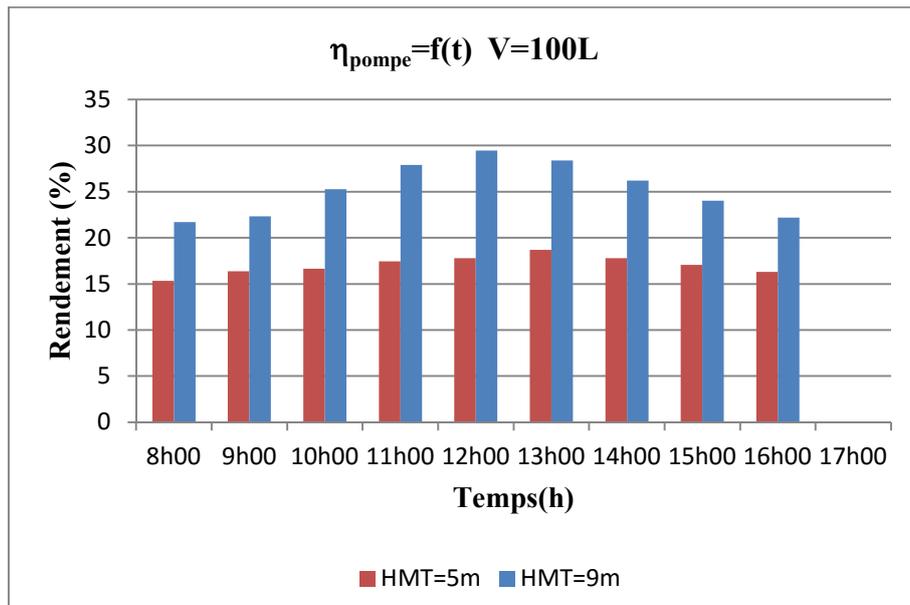


Figure III.28 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs

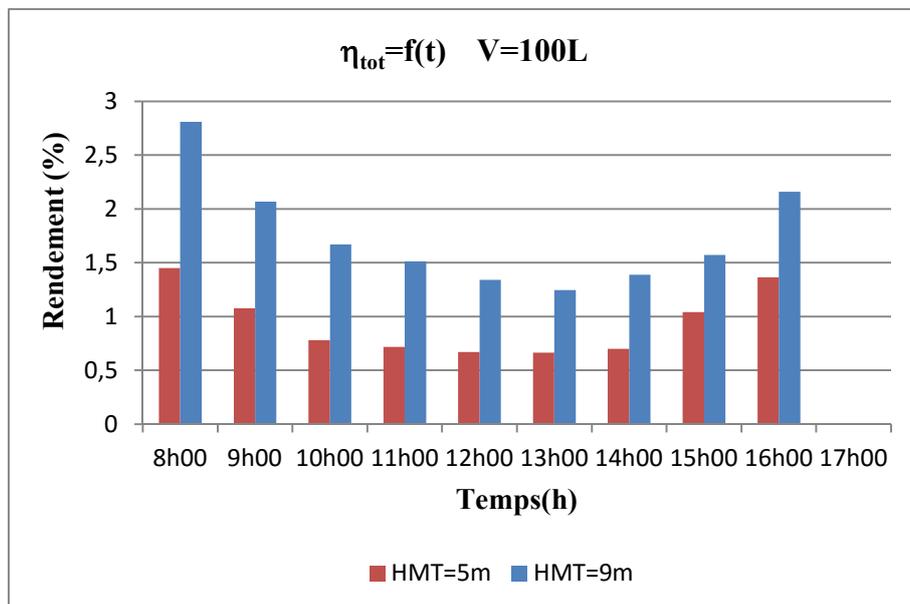


Figure III.29 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs

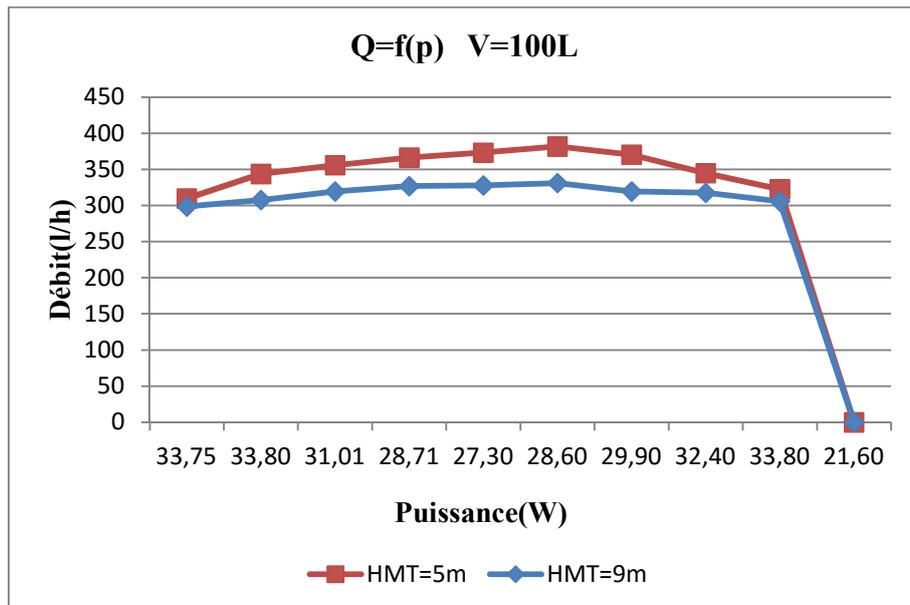


Figure III.30 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs

➤ Résultats obtenu Pour un volume de 150 L

- Pour une hauteur de 5 m

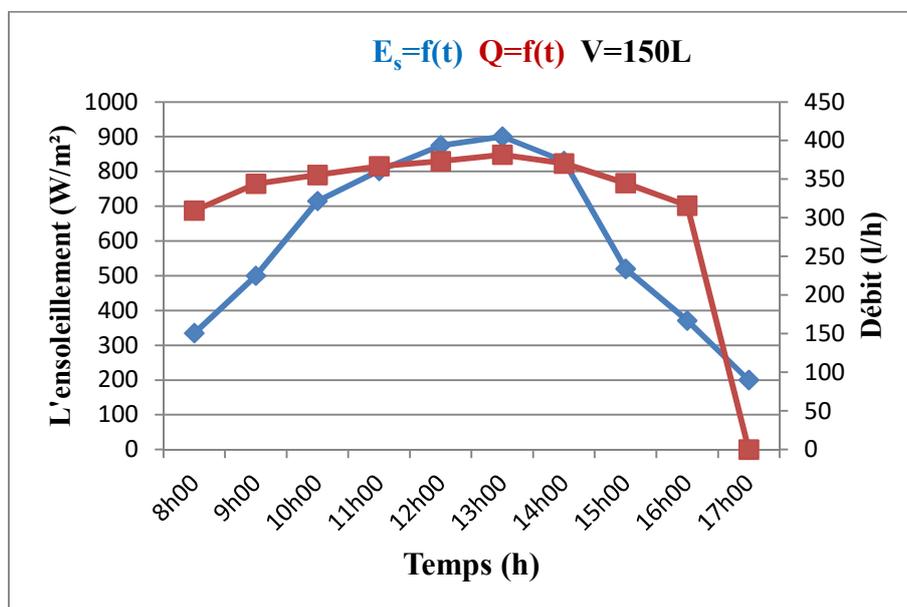


Figure III.31 : L'enseillement et le débit durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m

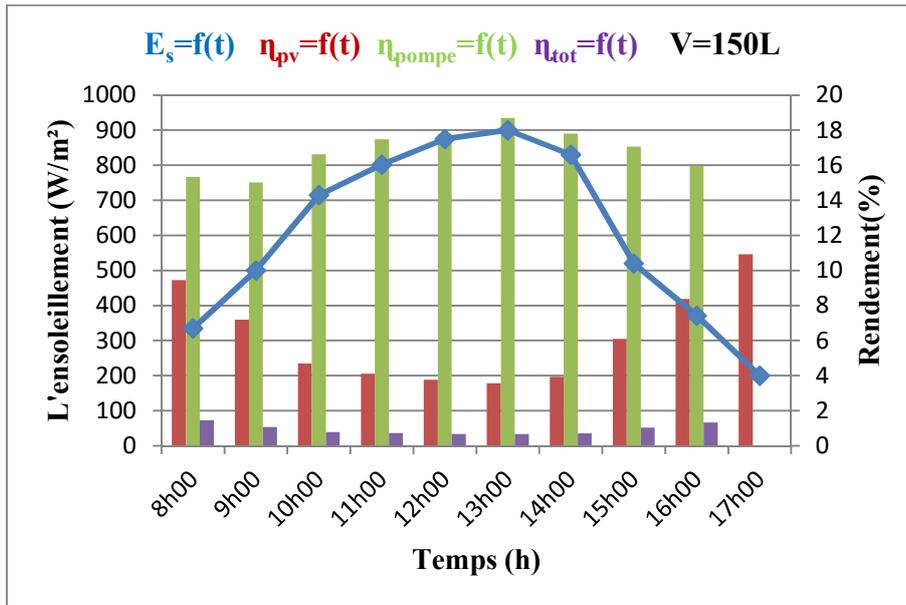


Figure III.32 : Evolution des différents rendements durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT=5m

- Pour une hauteur de 9m

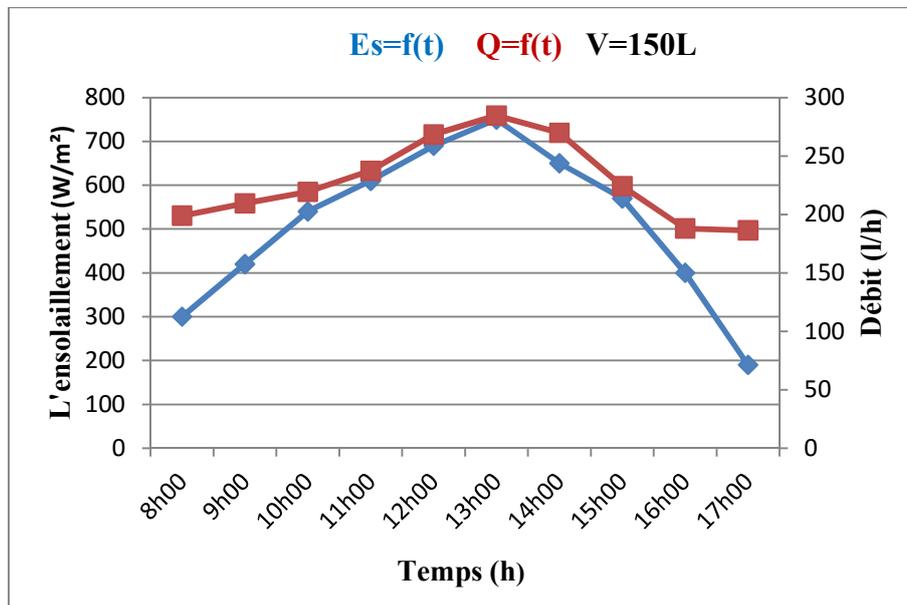


Figure III.33 : L'ensolaillage et le débit durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m

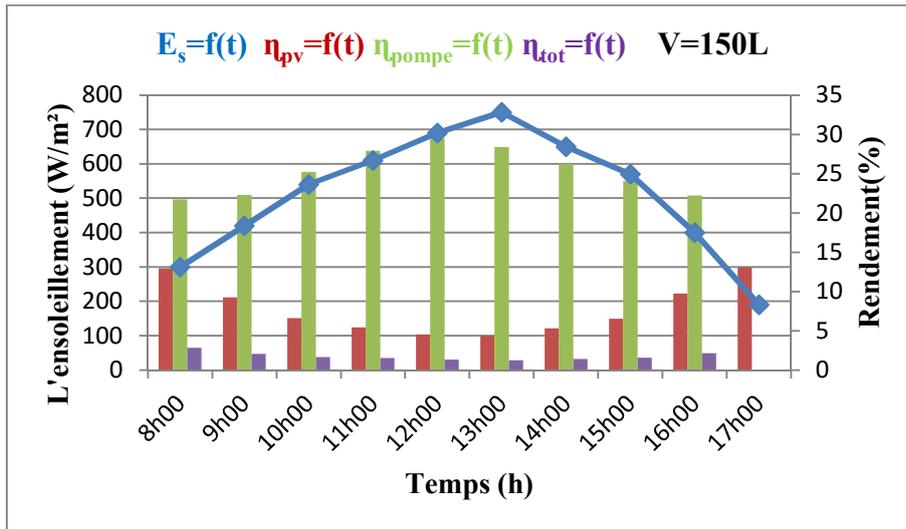


Figure III.34 : Evolution des différents rendements durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT=9m

• Comparaison entre les hauteurs

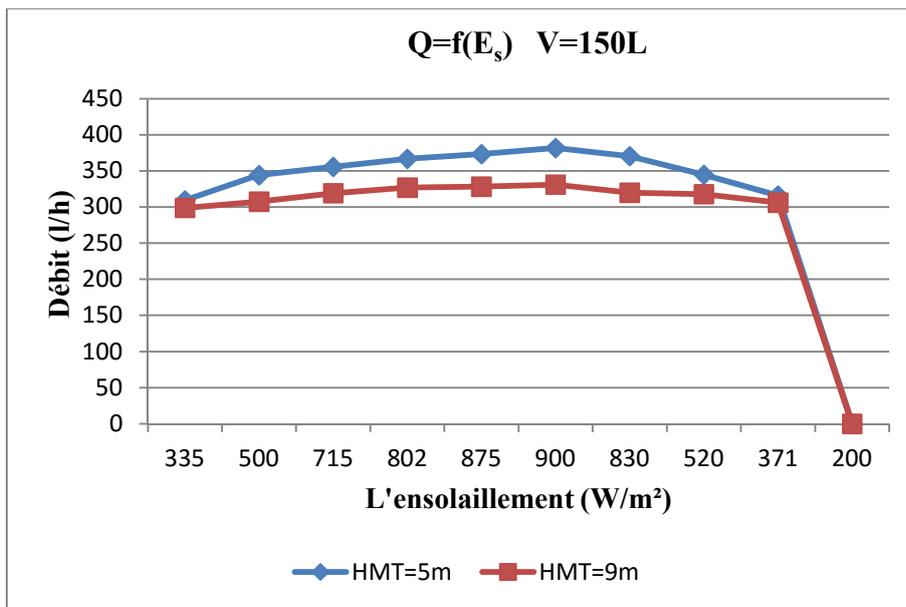


Figure III.35 : Le débit en fonction de l'ensolaillement pour différentes hauteur.

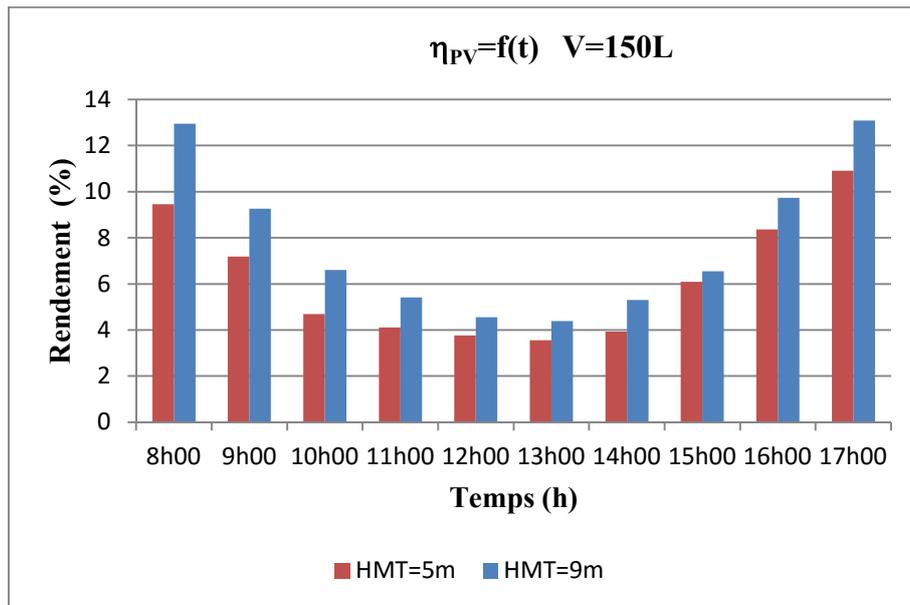


Figure III.36 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs

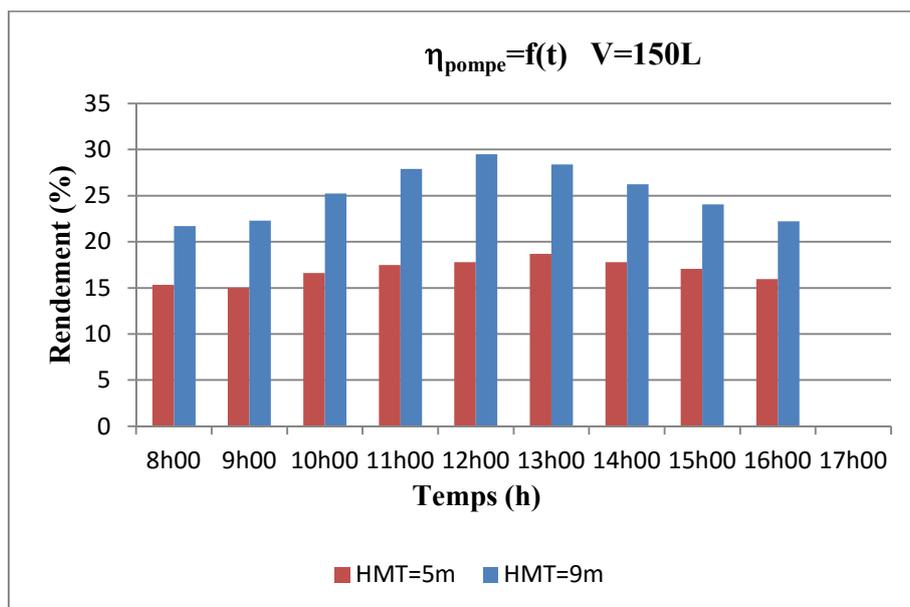


Figure III.37 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs

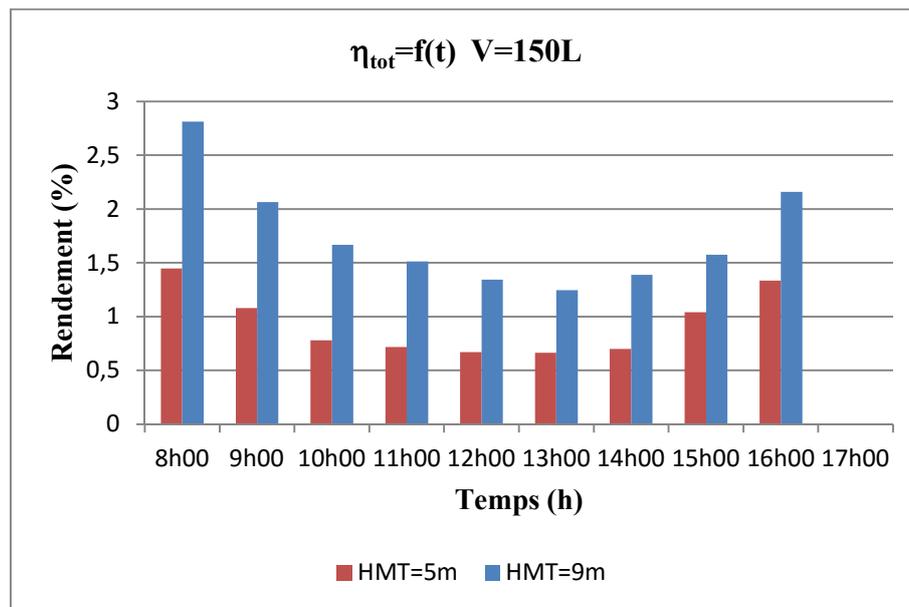


Figure III.38 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs

III.4.2. Commentaires des résultats

D'après les résultats obtenus, on peut conclure que :

- ✓ Lorsqu'on varie la hauteur manométrique, on constate que le débit est variable, c'est-à-dire plus que la hauteur est petite le débit de la pompe est élevée.
- ✓ Le débit est proportionnel à l'ensoleillement durant la journée quelque soit la hauteur manométrique ou le volume d'eau pompé et atteint son maximum entre 11h et 13h, et de point de vue rendement, on constate que lorsque la hauteur augmente les rendements du système augmentent (rendement du pompe et rendement total).
- ✓ Les performances du système suivent le profil de l'ensoleillement.
- ✓ La puissance du démarrage de la pompe change pour différente hauteurs, on remarque que pour une hauteur de 5m la pompe démarre à une puissance de 27,5 W (figure III.19), par contre pour une hauteur de 9m elle démarre à une puissance de 33,75W (figure III.30) c'est-à-dire la pompe nécessite des puissances élevées pour des grandes hauteurs, ce comportement due au couple de charge.
- ✓ Le débit de la pompe atteint une valeur plus élevée de 373,13(l/h) pour une hauteur de 5m et un volume de 150L, par contre pour une hauteur de 9m un débit de 331,12(l/h), donc lorsque la hauteur augmente le débit diminue car le couple de charge important donc le temps de pompage augmente).

- ✓ Les différents rendements sont plus importants à des grandes hauteurs durant la journée, le rendement de la pompe est proportionnel à l'ensoleillement, le rendement du panneau est inversement proportionnel à l'ensoleillement.

III.5. La simulation du système de pompage

Après avoir modélisé le système de pompage photovoltaïque étudié, il est indispensable de simuler le bloc complet du système. Le schéma bloc présenté dans la figure (III.39) représente le modèle sous Matlab /Simulink des différents composants constituant ce système à savoir le générateur photovoltaïque, le convertisseur MPPT et le bloc motopompe. Différentes simulations ont été effectuées sur le système étudié. Dans un premier temps, on simule le système pour un fonctionnement sous des conditions constantes (ensoleillement et température), ensuite une étude comparative sera présentée pour un fonctionnement sous un profil journalier (Cloche), d'ensoleillement et de température. Les résultats obtenus seront présentés.

III.5.1. Fonctionnement sous les conditions constantes (température et ensoleillement)

Dans ce test, on simule le système global à différentes hauteurs 5m et 9m et différents volumes 50,100 et 150 litres, la température et l'ensoleillement sont maintenus constants (extraites des mesures pratiques précédentes).

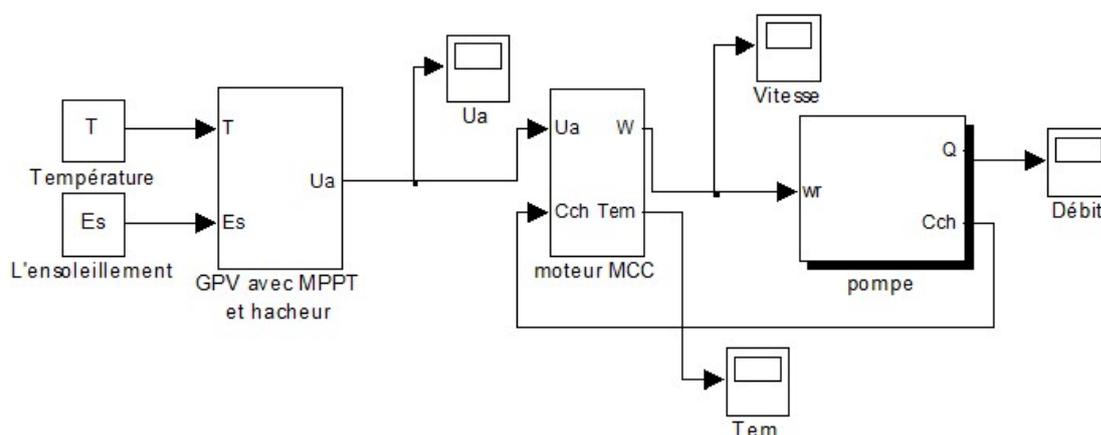


Figure III.39 : Schéma bloc du système complet sous Matlab/Simulink

➤ Résultats de la simulation

Les figures (III.40) et (III.41) nous montre l'influence de l'éclairement et de la température sur les performances du système de pompage photovoltaïque pour des (faibles, moyens et forts) ensoleillements et température, pour les HMT 5m et 9 m :

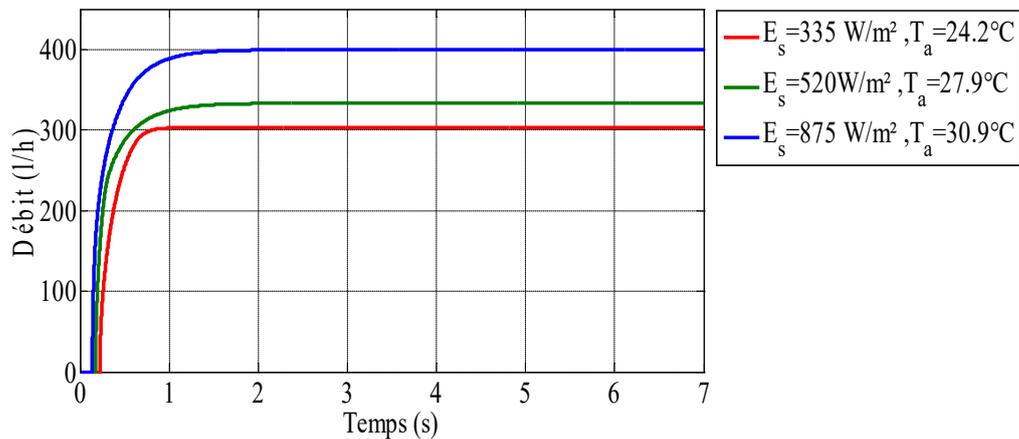


Figure III. 40: Influence de l'éclairement et de la température sur le débit pour HMT=5m.

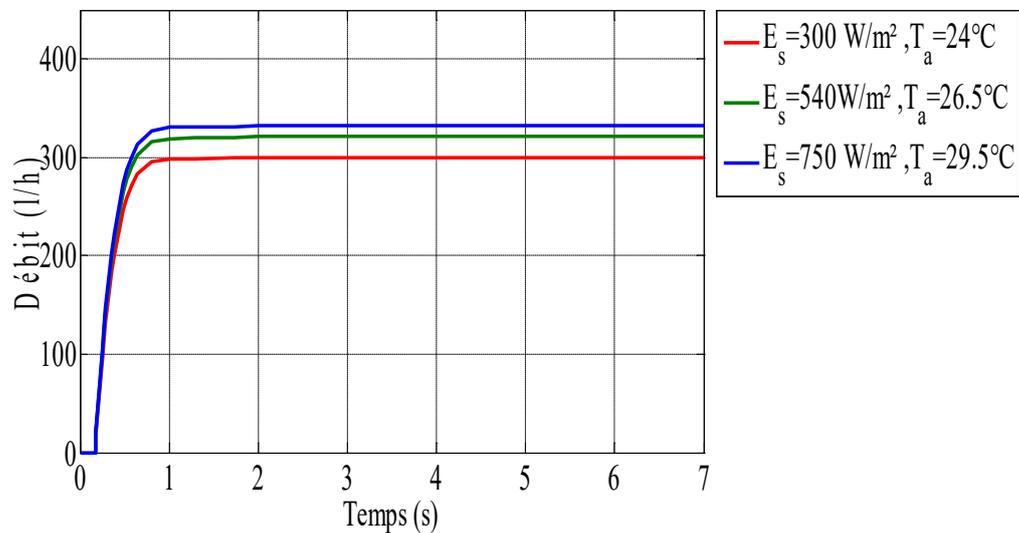


Figure III.41 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit pour HMT=9m.

III.5.2. Fonctionnement sous un profil journalier d'ensoleillement et de température

Dans cette partie on va faire une simulation pour un profil journalier d'ensoleillement et de température. On injecte une cloche d'ensoleillement et une autre pour la température dans le bloc complet du système de pompage pour voir son influence sur le débit de la pompe et cela pour deux HMT 5m et 9m. Le bloc est représenté sur la figure (III.42) suivante :

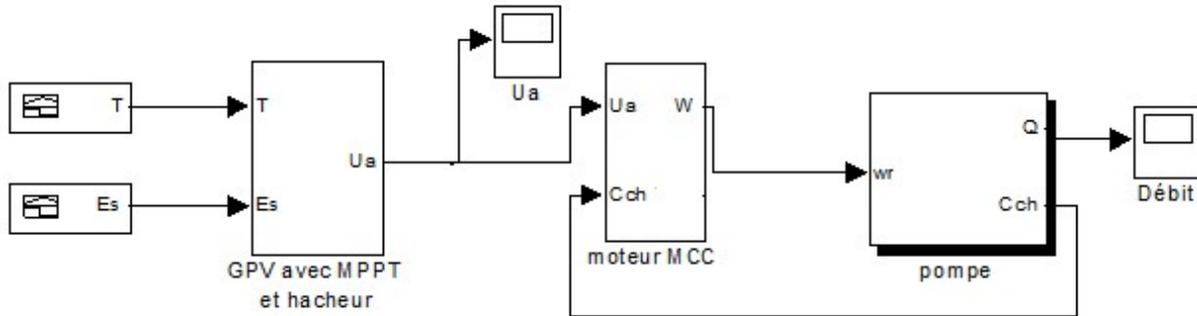


Figure III. 42 : Schéma général du système de pompage PV avec la cloche.

➤ Comparaison entre les résultats pratiques et simulations

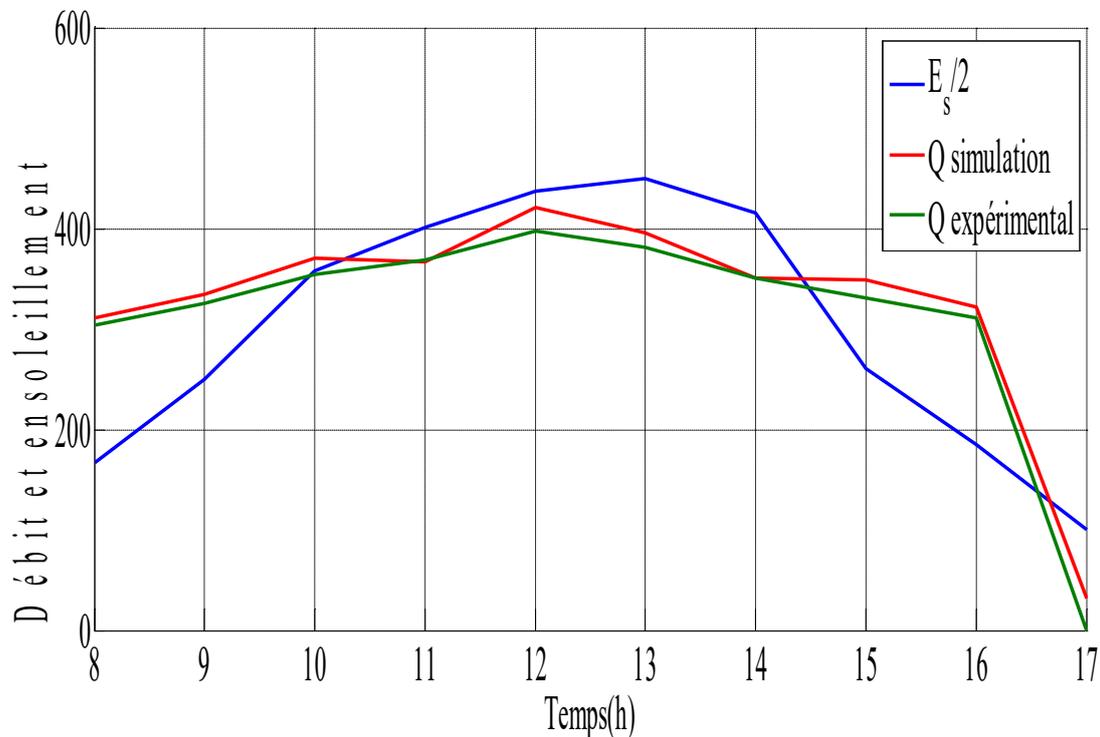


Figure III. 43 : Comparaison entre la pratique et la simulation de débit et l'ensoleillement durant la journée du 1 Juin 2017 pour HMT =5m.

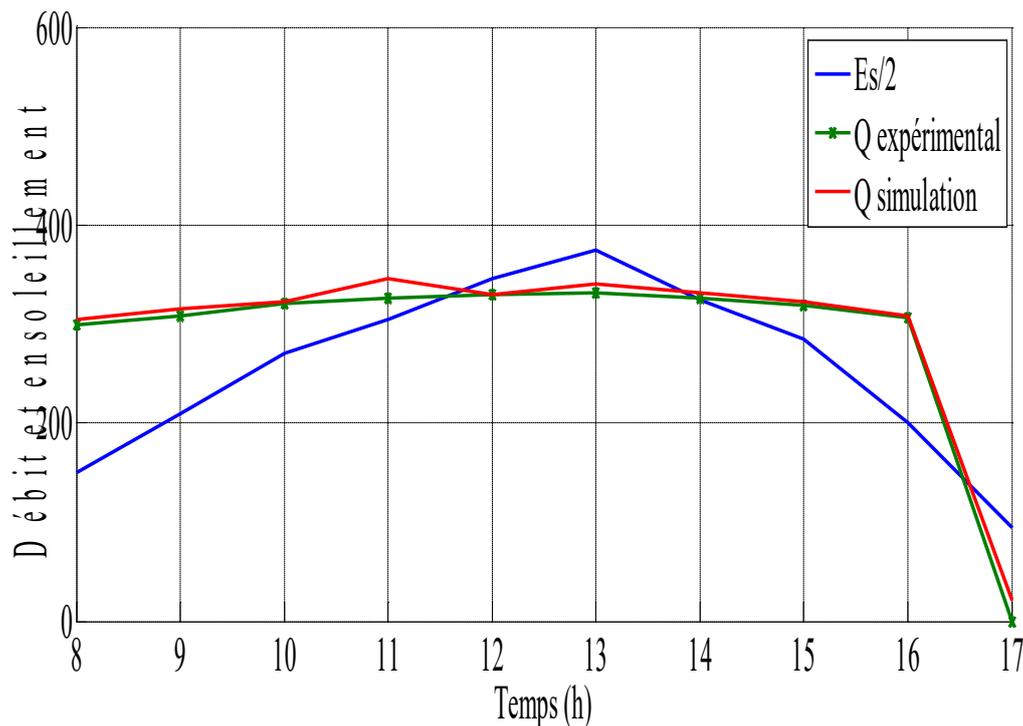


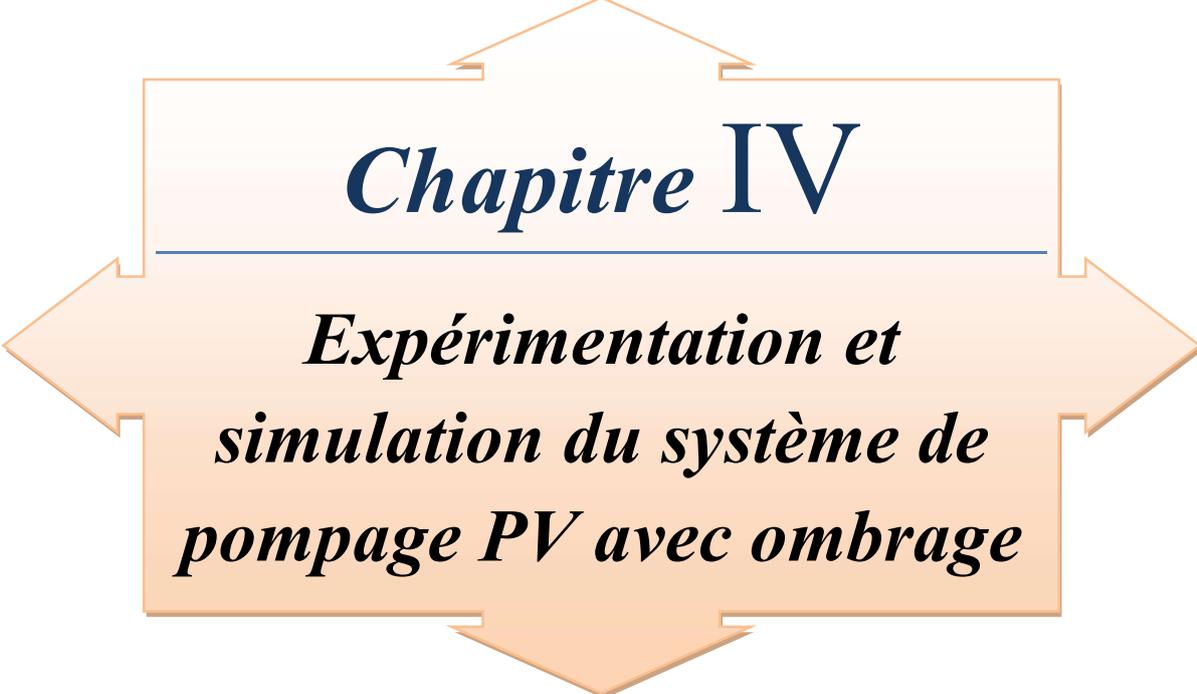
Figure III. 44 : Comparaison entre la pratique et la simulation de débit et l'enseillement durant la journée du 3 Juin 2017 pour HMT =9m.

III.5.3. Interprétation des résultats

- Le volume d'eau pompé augmente pour des valeurs d'éclairements élevés, cela veut dire que la vitesse du moteur dépend de l'enseillement, le moteur s'accélère pour des valeurs élevés, dans le cas contraire le moteur ralenti cela provoque une diminution du volume d'eau pompé.
- Le débit délivré par la pompe est en fonction de l'éclairement solaire, cela veut dire qu'une variation de l'éclairement engendre la variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque qui va être ressentie par le moteur.
- La remarque principale est le bon accord entre les résultats pratique et de simulation, ce qui valide les résultats obtenus précédemment.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés toutes les caractéristiques obtenus du système de pompage photovoltaïque, ainsi les résultats de la simulation du système complet sous Matlab /Simulink. Une étude comparative entre la simulation et la pratique à été faite, cela nous permet de conclure le bon fonctionnement du système de pompage photovoltaïque étudié.



Chapitre IV

*Expérimentation et
simulation du système de
pompage PV avec ombrage*

Introduction

Les problèmes d'ombres sont absolument cruciaux vu le caractère non linéaire de la relation entre l'ombre et la perte de production. Pour un même pourcentage d'ombrage sur un module, l'impact peut varier entre 0 et 100% selon l'endroit où l'ombre se matérialise et la topologie du circuit des cellules au sein du module.

Afin de tester les performances du système de pompage photovoltaïque proposé sous un ombrage partiel, nous allons présenter dans ce chapitre une analyse comparative des différents résultats obtenus pratiquement et par simulation de notre système sous l'étude, pour différents taux d'ombrages du générateur photovoltaïque.

IV.1. Déroulement des journées des tests

Durant la période des tests, le volume est fixé à 50, 100 et 150 litres. Pour la configuration du système, deux hauteurs sont étudiées (5m et 9m) et le sous système moteur pompe a été alimenté par le générateur photovoltaïque ombré à (8,33% et 14,58%). Des mesures de tension, courant, temps de pompage, ensoleillement et température ont été prises pendant toutes les journées des essais.

- **Présentation des différentes caractéristiques du système de pompage photovoltaïque avec ombrage**

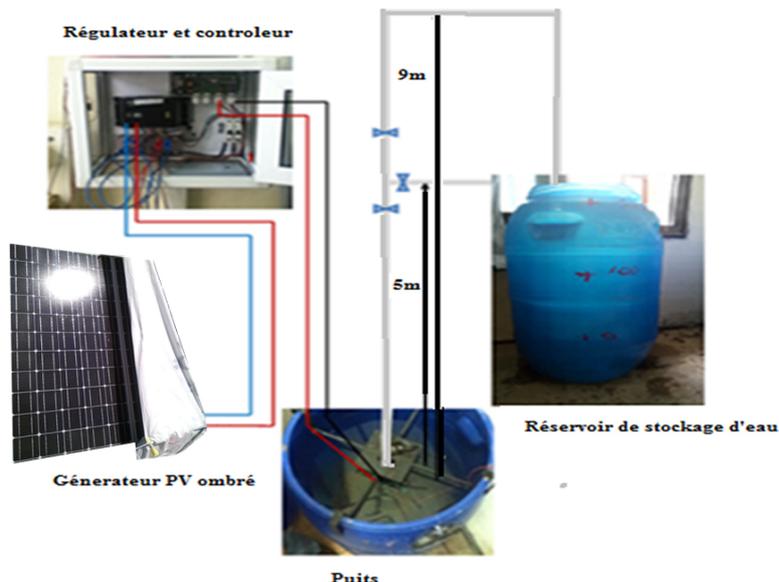


Figure IV.1: Schéma du système de pompage PV avec ombrage

Les différents rendements pour les hauteurs, volumes et taux d'ombrage cités précédemment sont présentés sur les figures (IV.4, IV.7, IV.15, IV.17, IV.25, IV.27, IV.36, IV.39, IV.47, IV.49, IV.57, IV.59).

IV.1.1. Ombrage de 8,33%

➤ Résultats obtenus pour un volume de 50L

• Pour une hauteur de 5m

Les tests ont été effectués durant la journée bien ensoleillée du 07 juin 2017, les résultats obtenus sont les suivants :

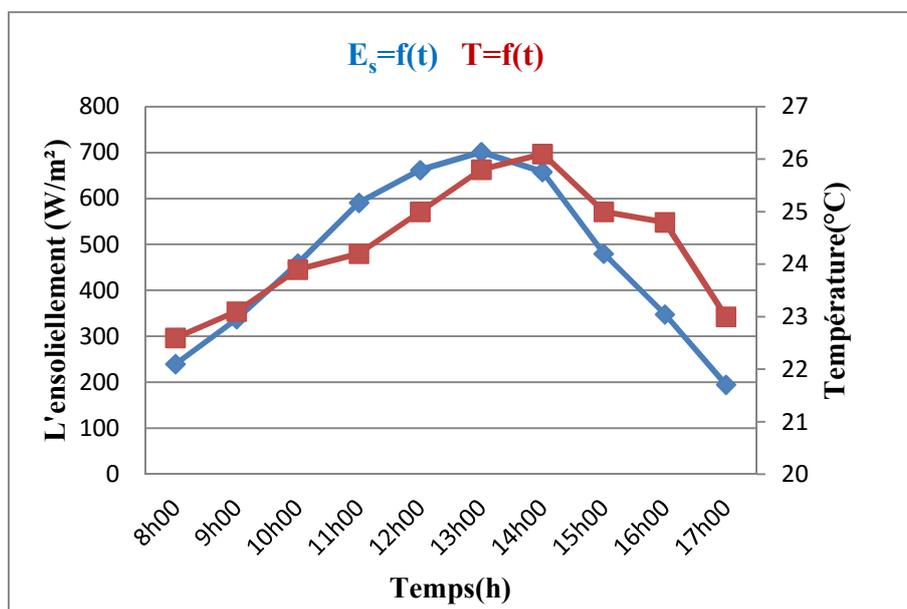


Figure IV.2 : L'ensolaillement et la température durant la journée du 07 juin 2017
HMT=5m et un ombrage de 8,33%.

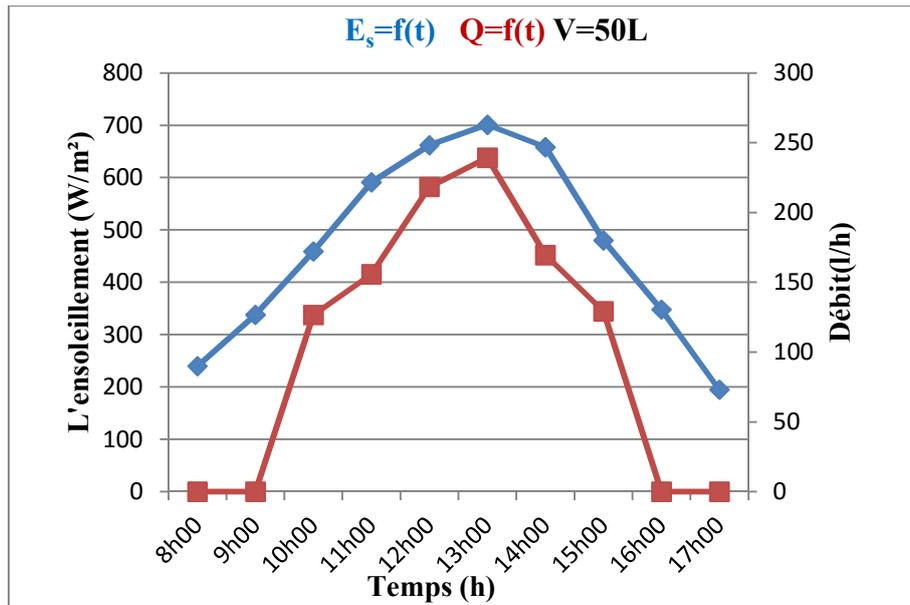


Figure IV.3 : L'enseiement et le débit la journée du 07 juin 2017 HMT=5m et un ombrage de 8,33%.

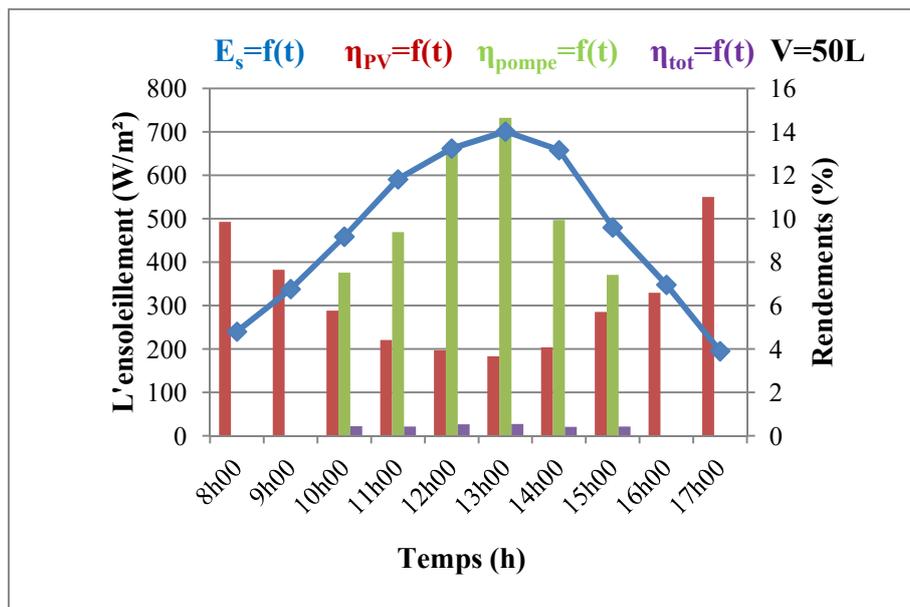


Figure IV.4 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 HMT=5m et un ombrage de 8,33%.

- **Pour une hauteur de 9m**

Les essais ont été faits le 8 Juin 2017 qui était une journée bien ensoleillée. Les résultats obtenus sont illustrés sur les figures suivantes :

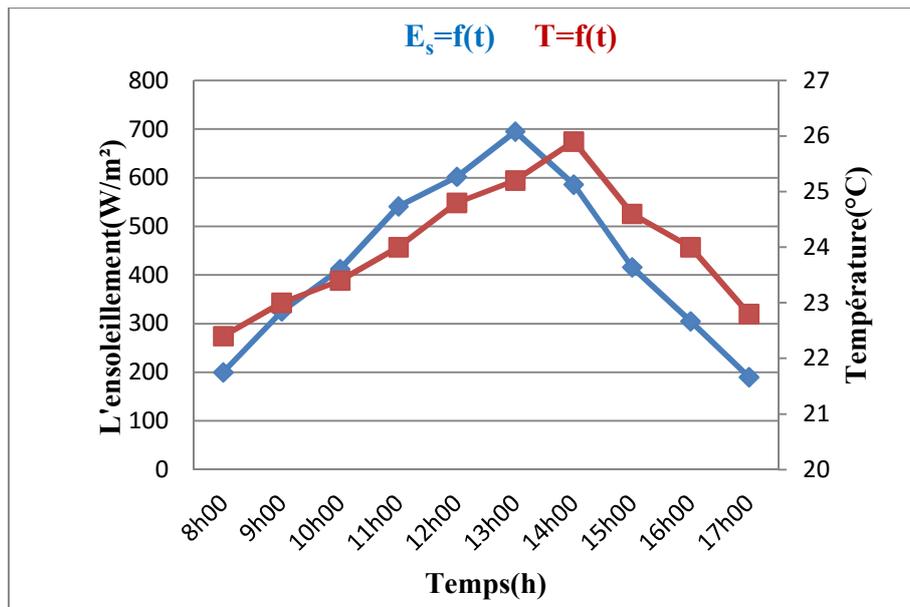


Figure IV.5 : L'ensoleillement et la température la journée du 8 Juin 2017 HMT=9m et un ombrage de 8,33%.

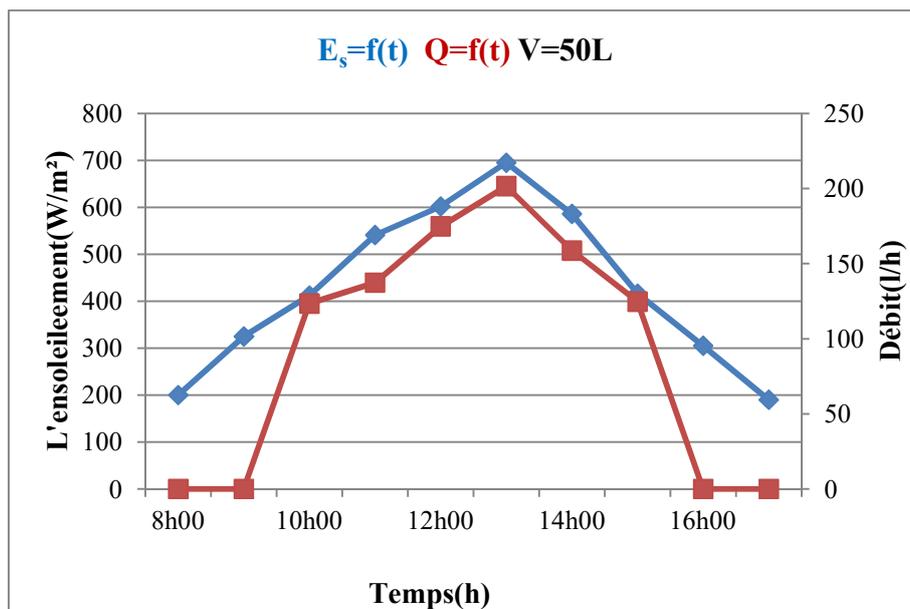


Figure IV.6 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 =9m et un ombrage de 8,33%.

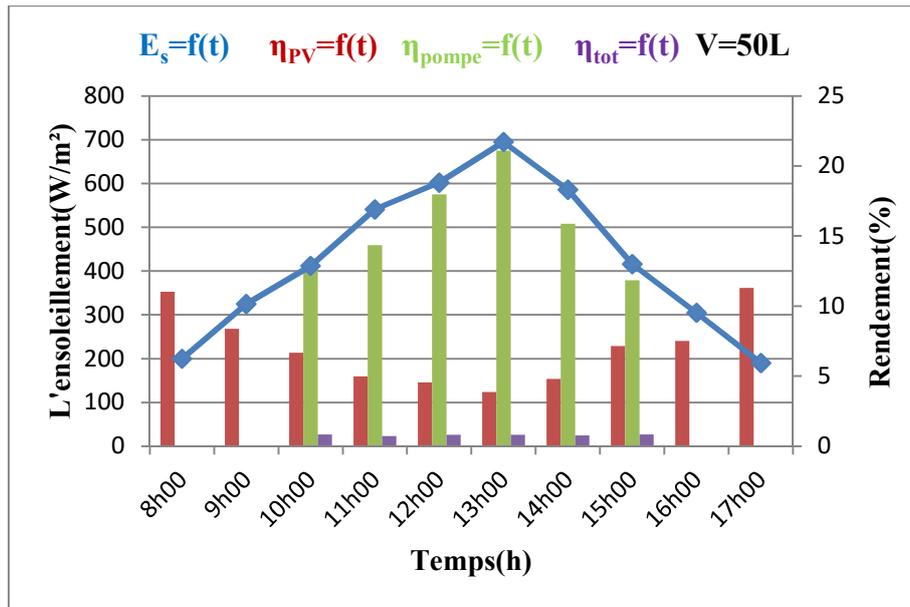


Figure IV.7 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%.

- **Comparaison pour les deux hauteurs**

Les performances du système entre les hauteurs (5m et 9m) sont représentées sur les figures suivantes :

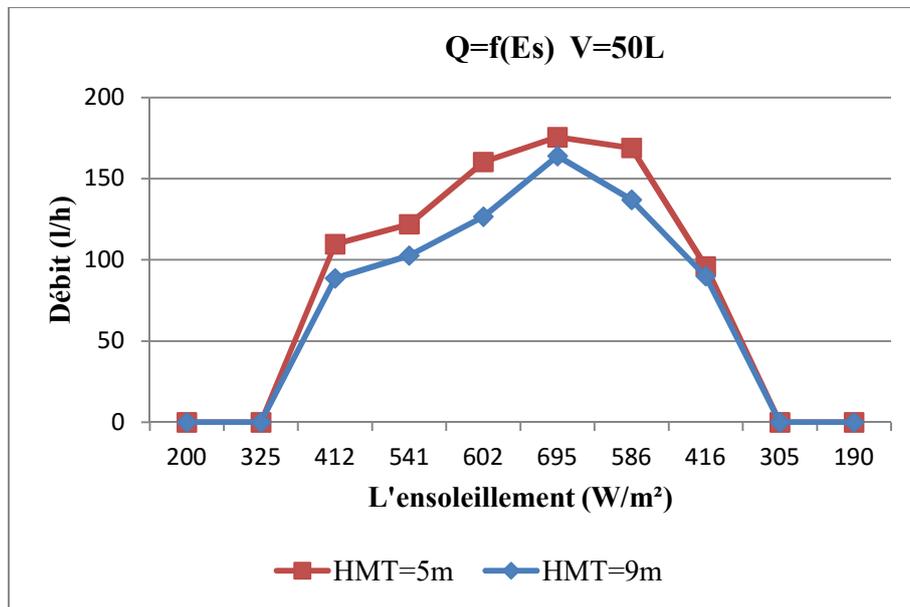


Figure IV.8 : Le débit en fonction de l'insolation pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.

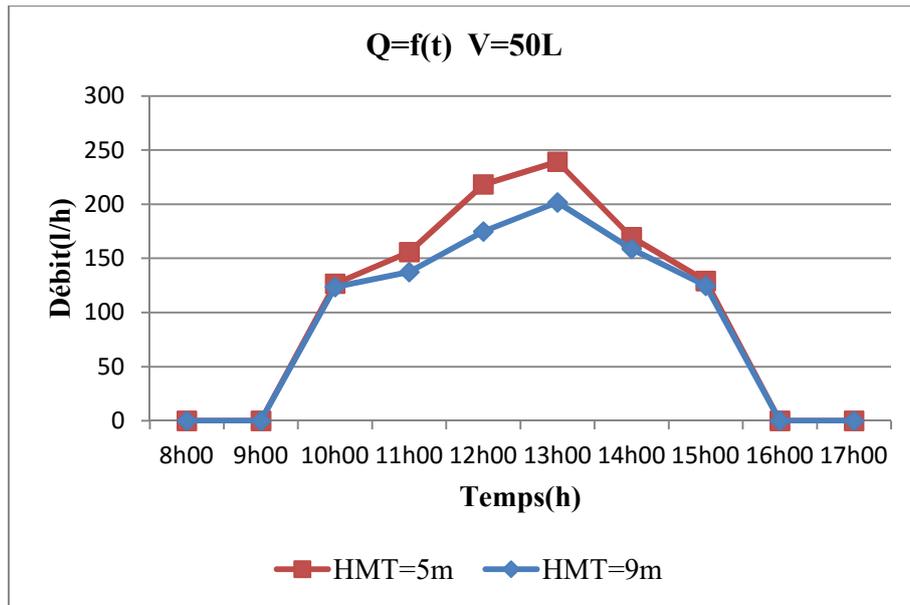


Figure IV.9 : Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.

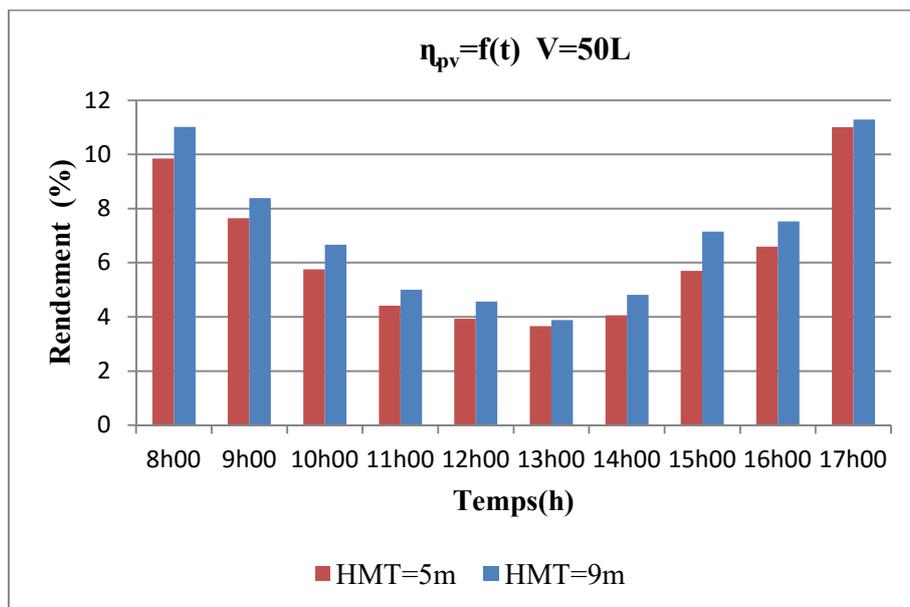


Figure IV.10 : Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.

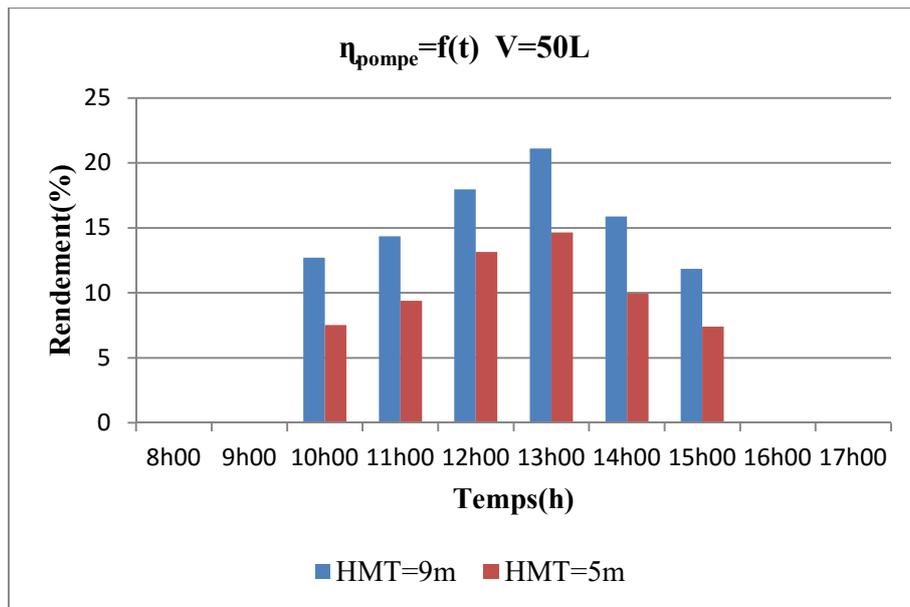


Figure IV.11 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%

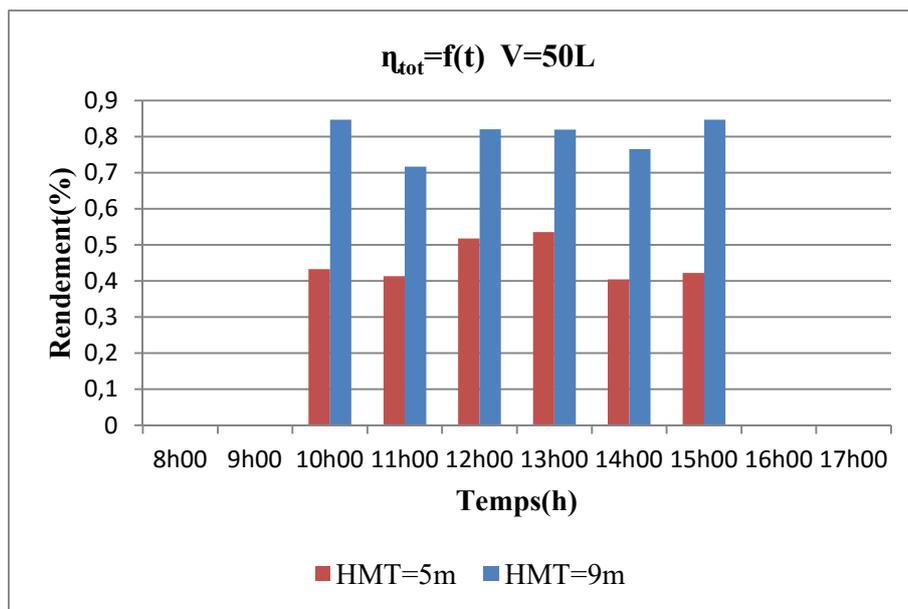


Figure IV.12 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%.

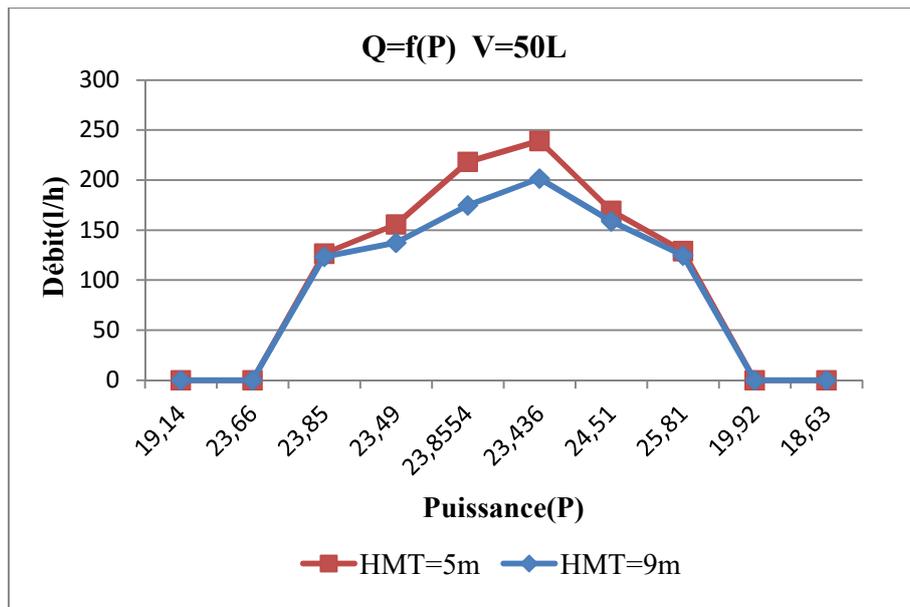


Figure IV.13 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.

➤ Résultats obtenu pour un volume de 100 L

- Pour une hauteur de 5m

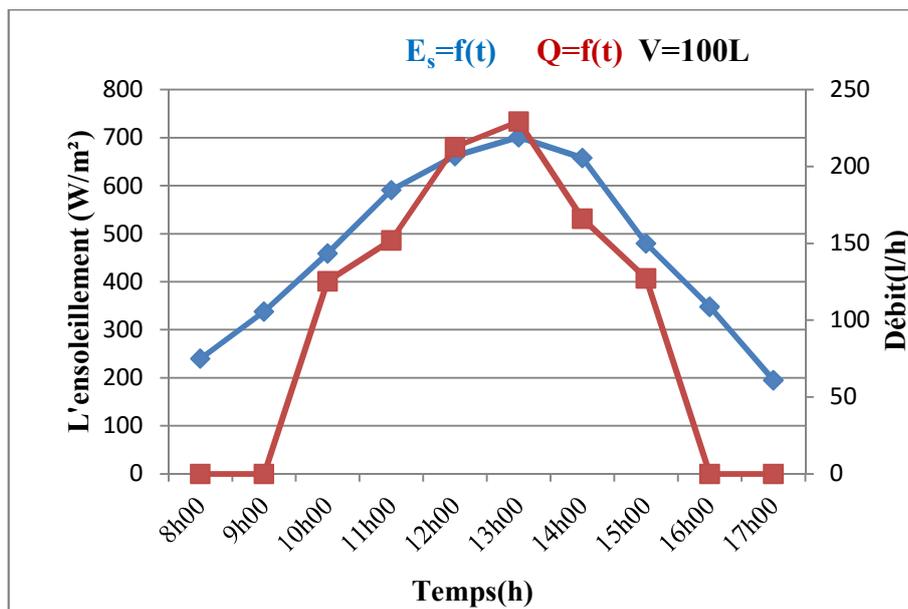


Figure IV.14: L'enseillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%

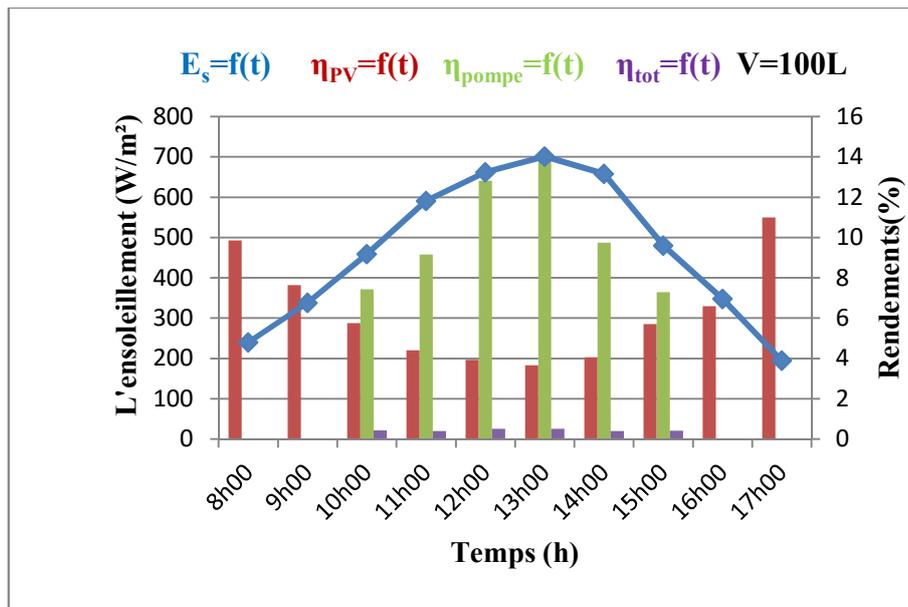


Figure IV.15 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%

- Pour une hauteur de 9m

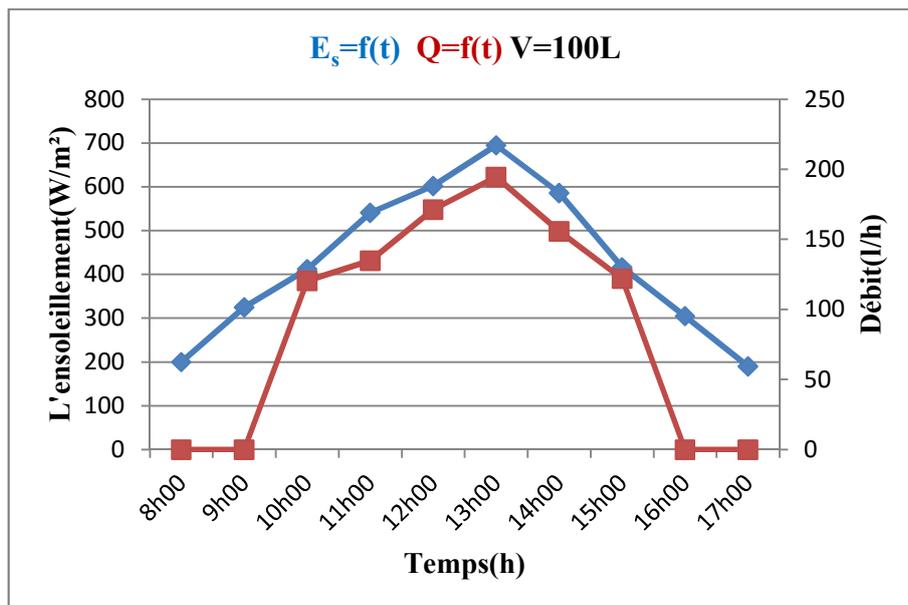


Figure IV.16 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 HMT=9m et un ombrage de 8,33%

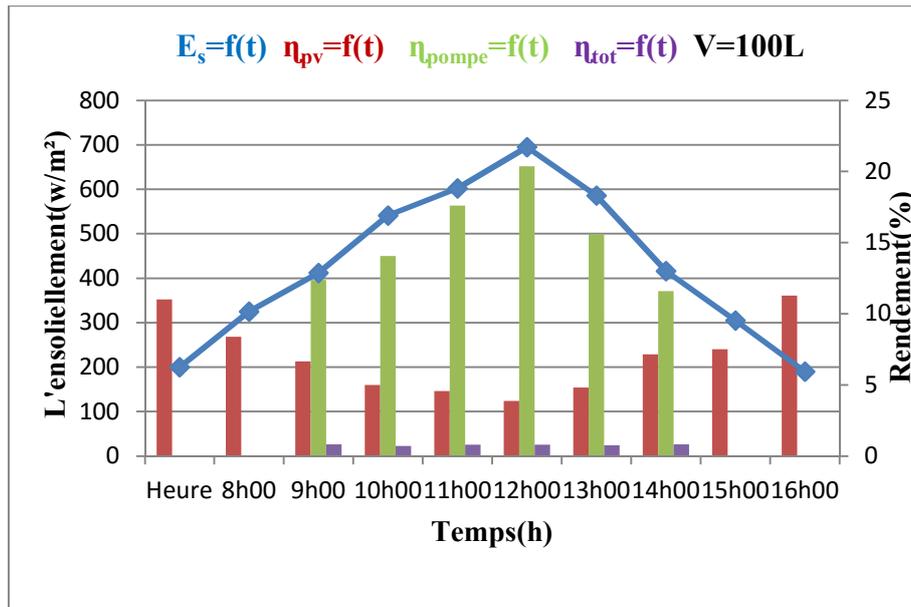


Figure IV.17 : Evolution des différents rendements durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%.

- **Comparaison pour les deux hauteurs**

Les performances du système entre les hauteurs (5m et 9 m) sont représentées sur les figures suivantes :

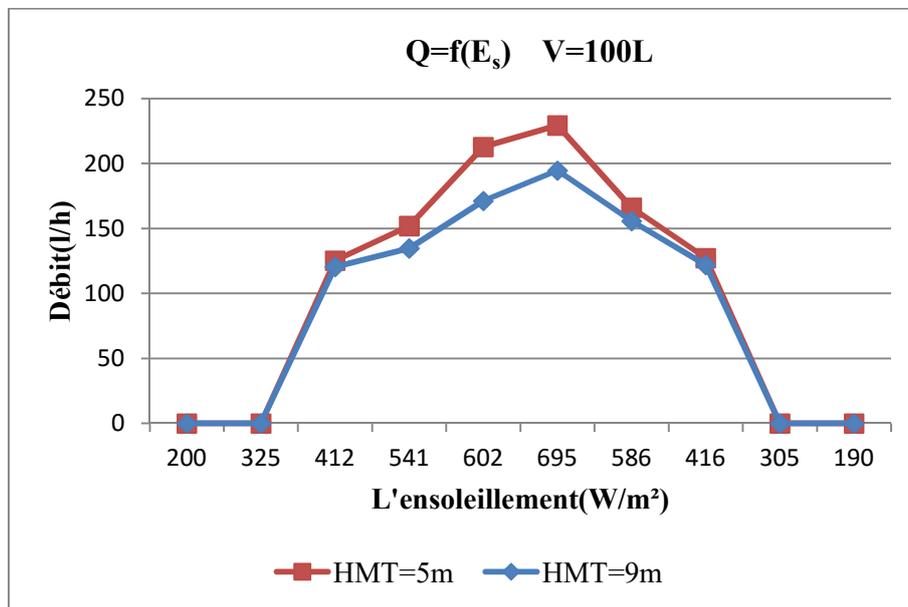


Figure IV.18 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs, et un ombrage de 8,33%

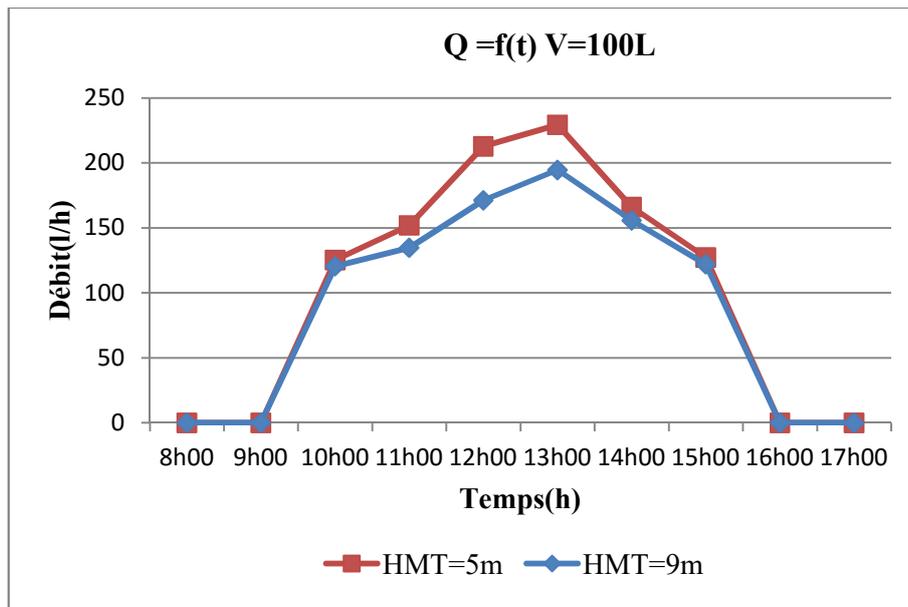


Figure IV.19 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%

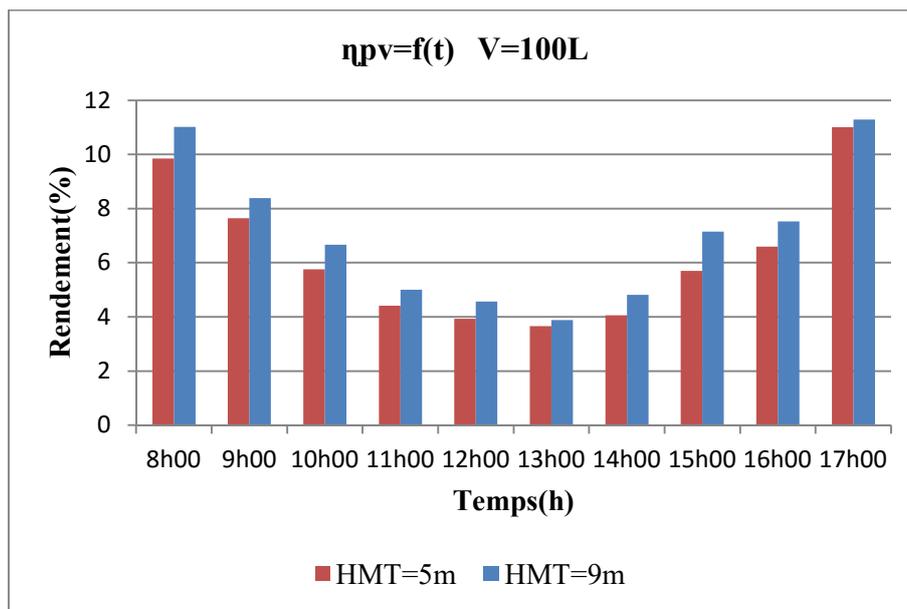


Figure IV.20 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%

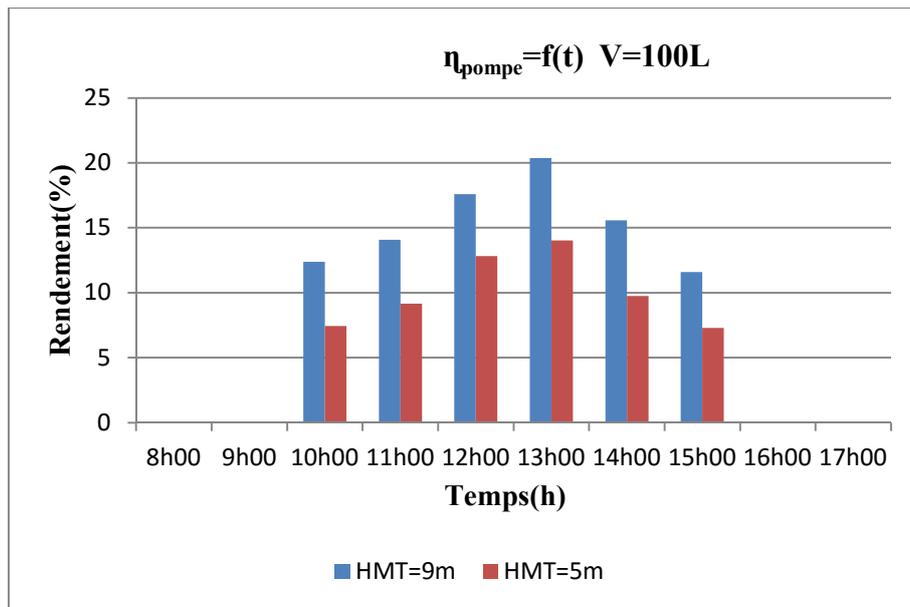


Figure IV.21 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%

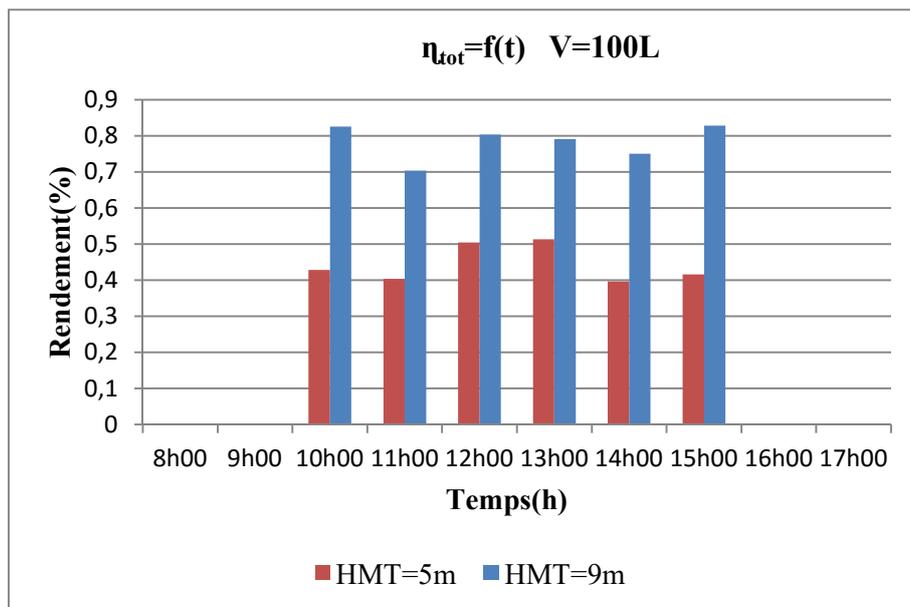


Figure IV.22 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%

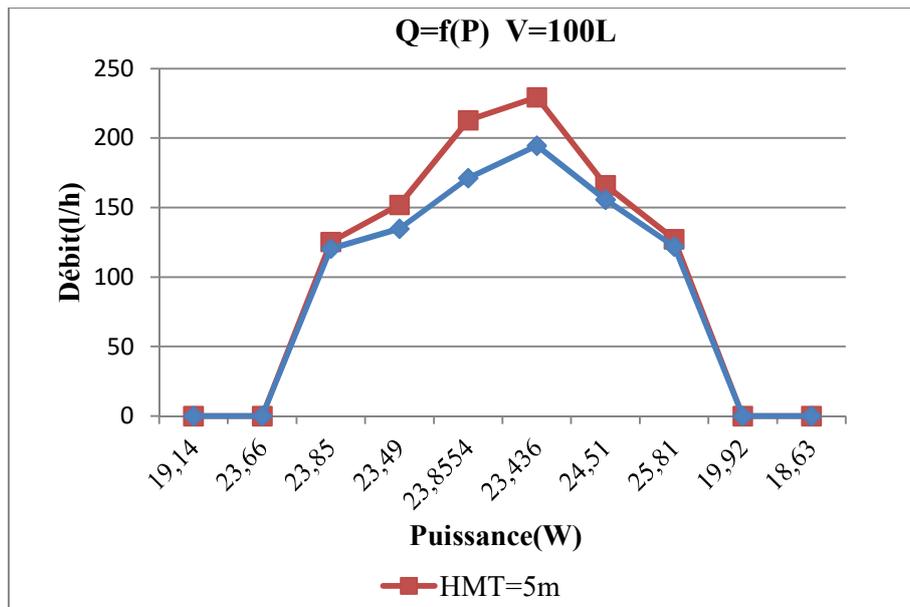


Figure IV.23 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs pour un ombrage de 8,33%.

➤ **Résultats obtenu Pour un volume de 150L**

- **Pour une hauteur de 5m**

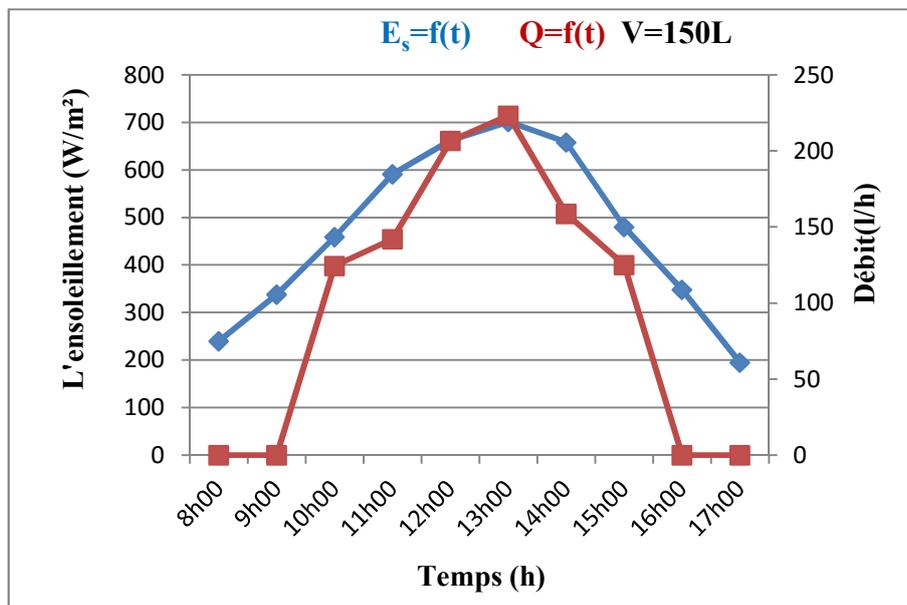


Figure IV.24 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%.

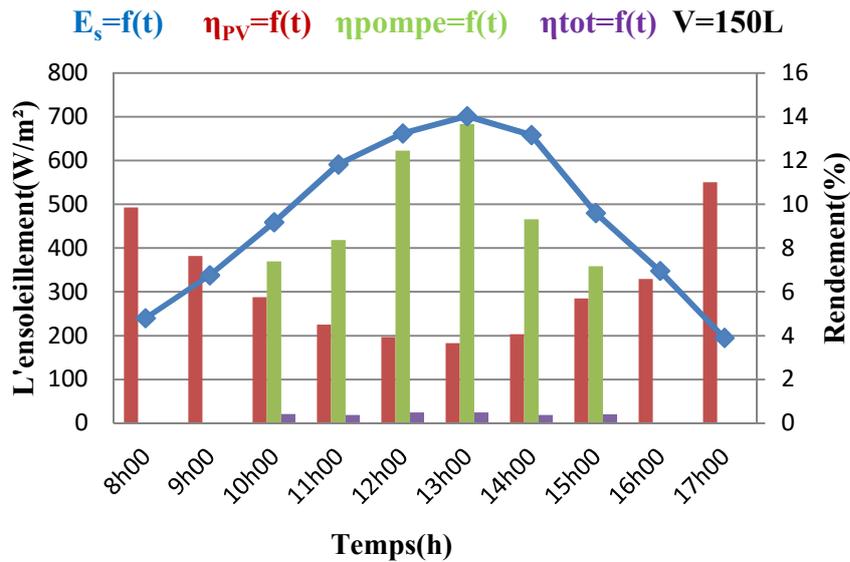


Figure IV.25 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 8,33%

- Pour une hauteur de 9m

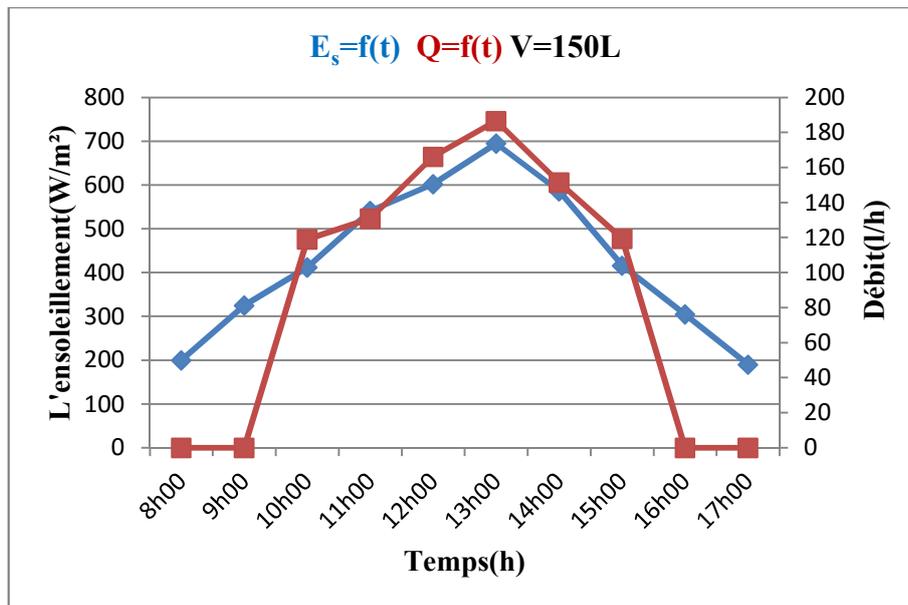


Figure IV.26 : L'ensoleillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%

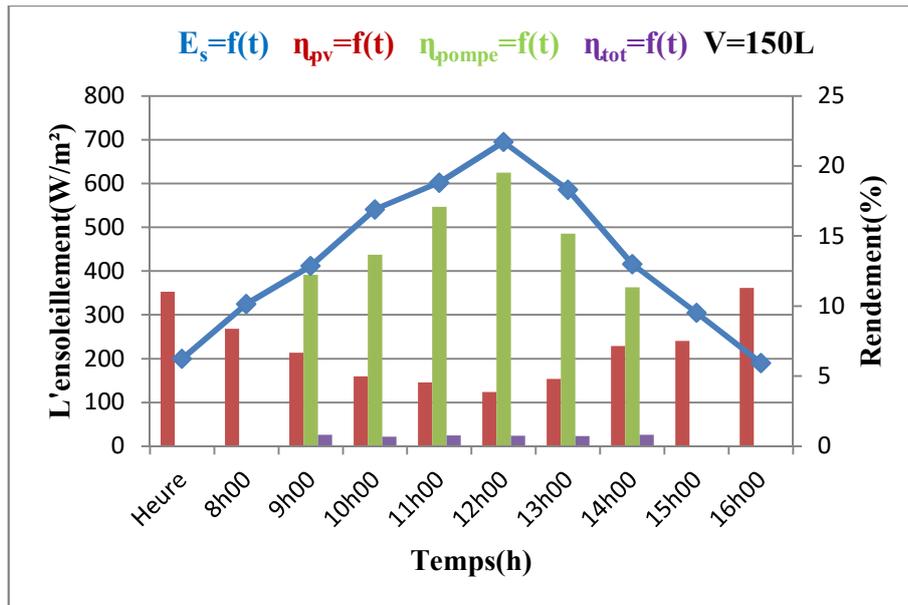


Figure IV.27 : Evolution des différents rendements durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 8,33%

- Comparaison pour les deux hauteurs

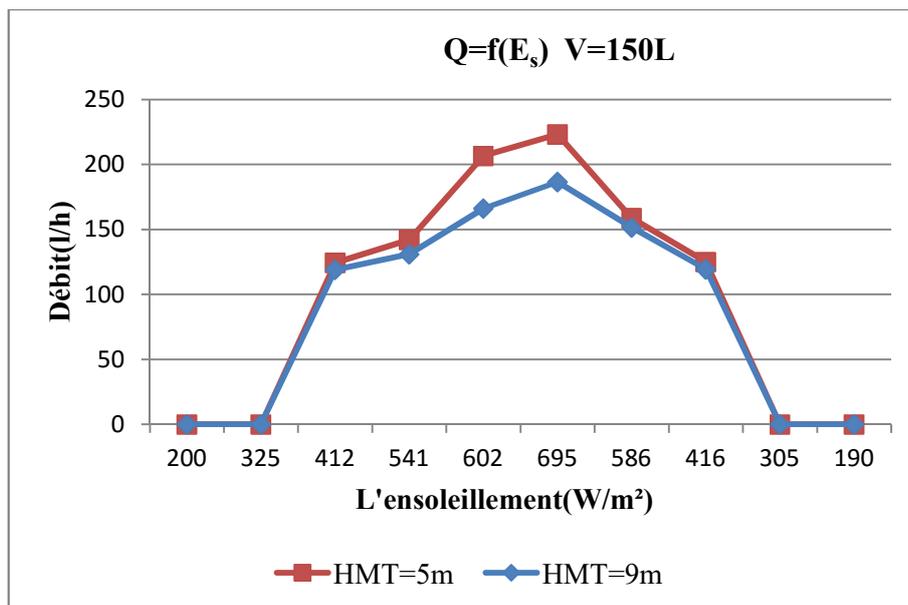


Figure IV.28 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%

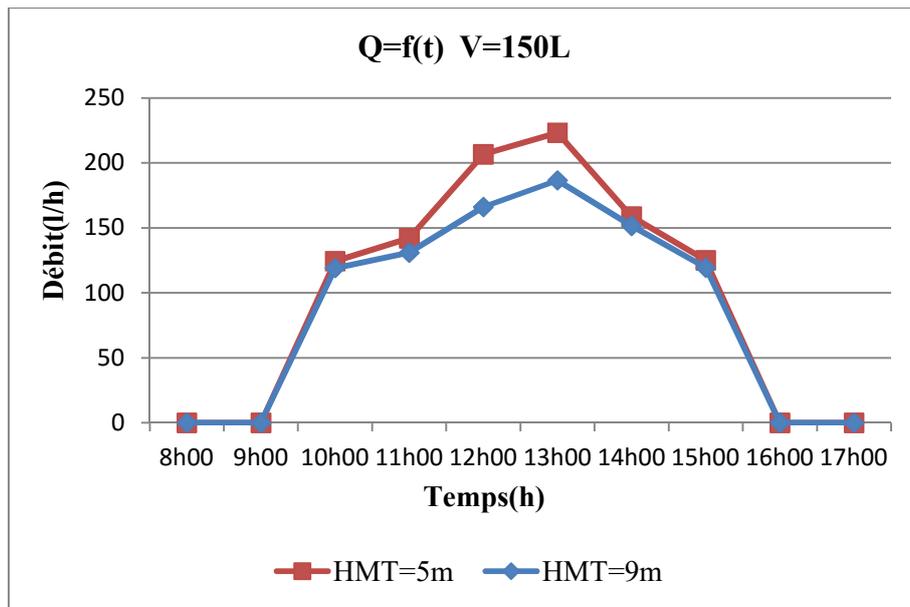


Figure IV.29 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteurs et un ombrage de 8,33%.

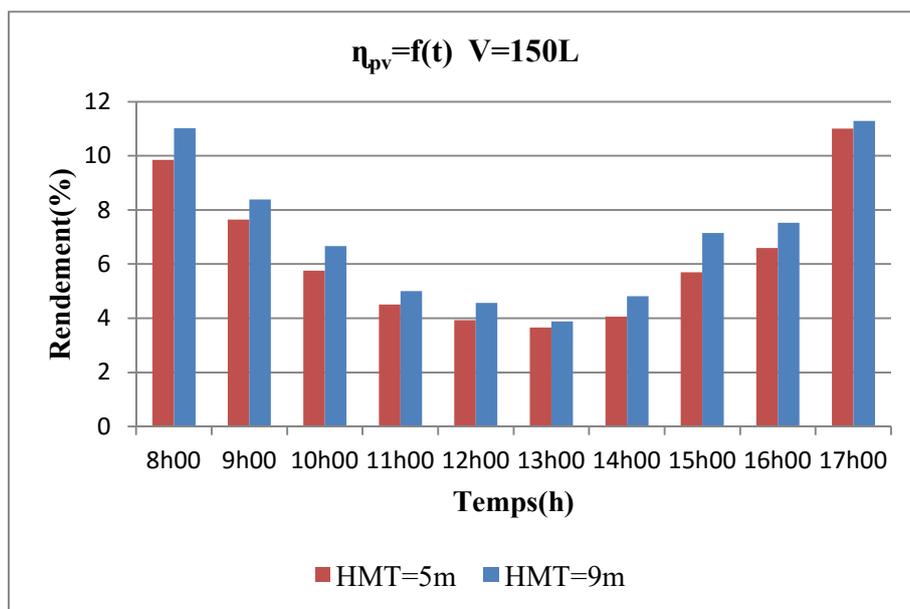


Figure IV.30 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%.

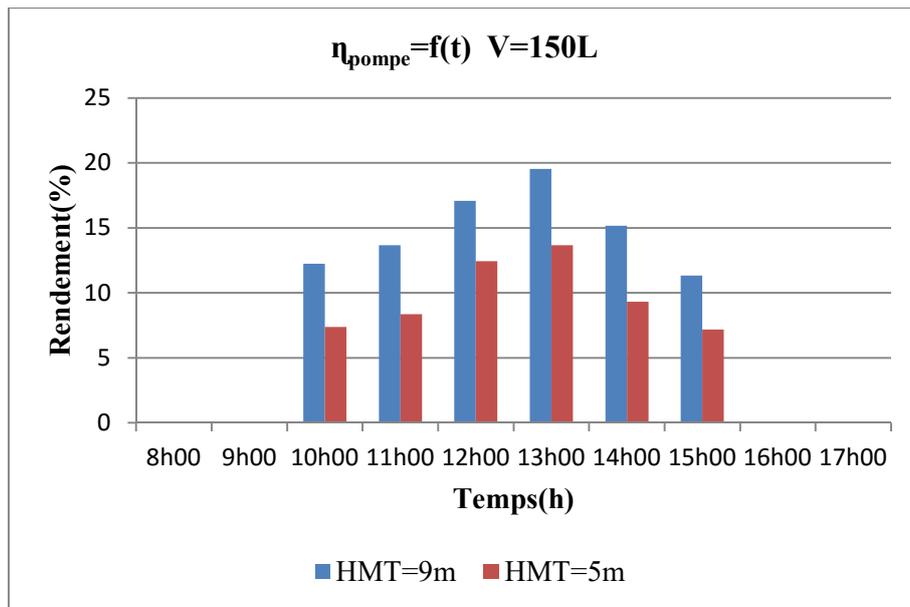


Figure IV.31 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 8,33%.

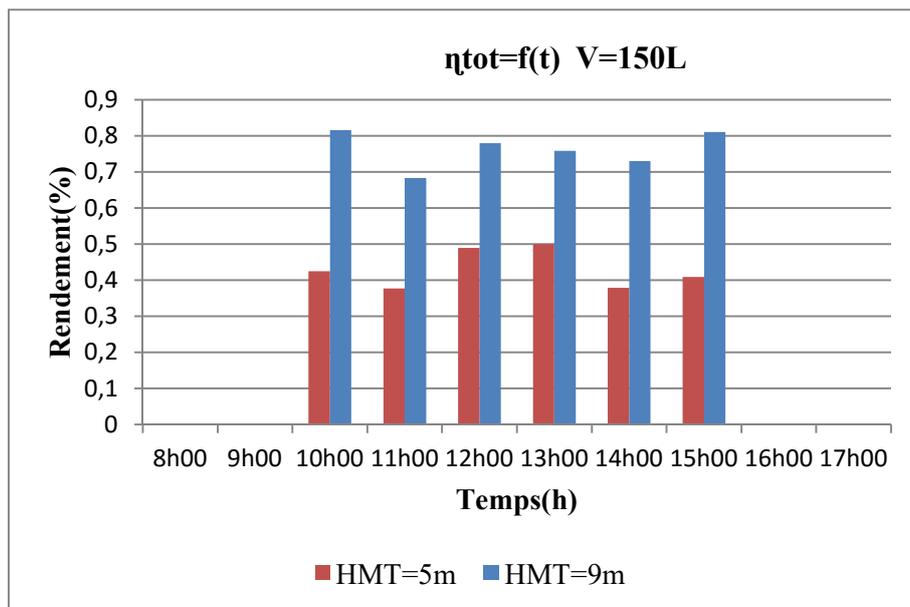


Figure IV.32 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 8,33%.

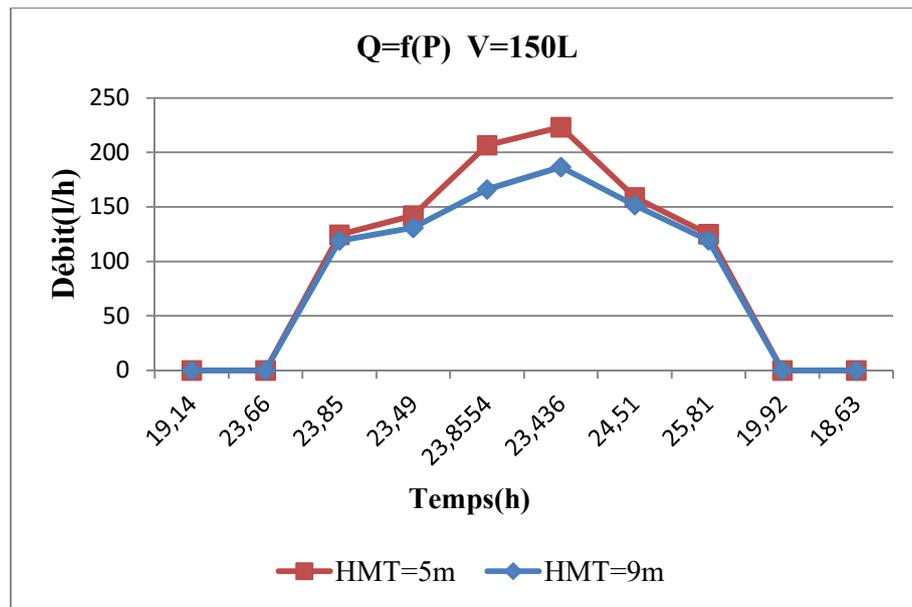


Figure IV.33 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs pour un ombrage de 8,33%.

IV.1.2. Ombrage à 14,58%

➤ Résultats obtenu pour un volume de 50L

• Pour une hauteur de 5m

Les résultats obtenus des tests effectués durant la journée bien ensoleillée du 07 juin 2017 sont les suivants :

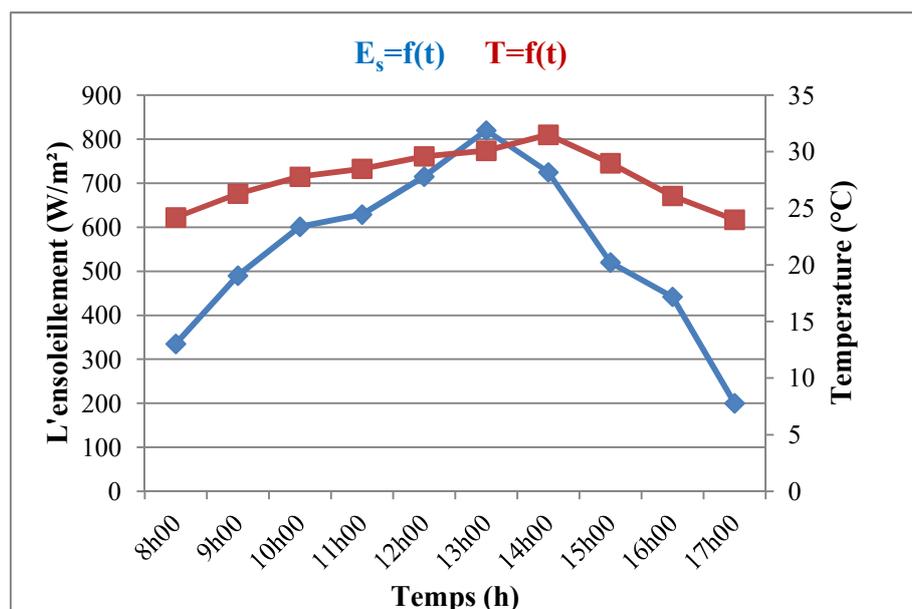


Figure IV.34 : L'ensoleillement et la température durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

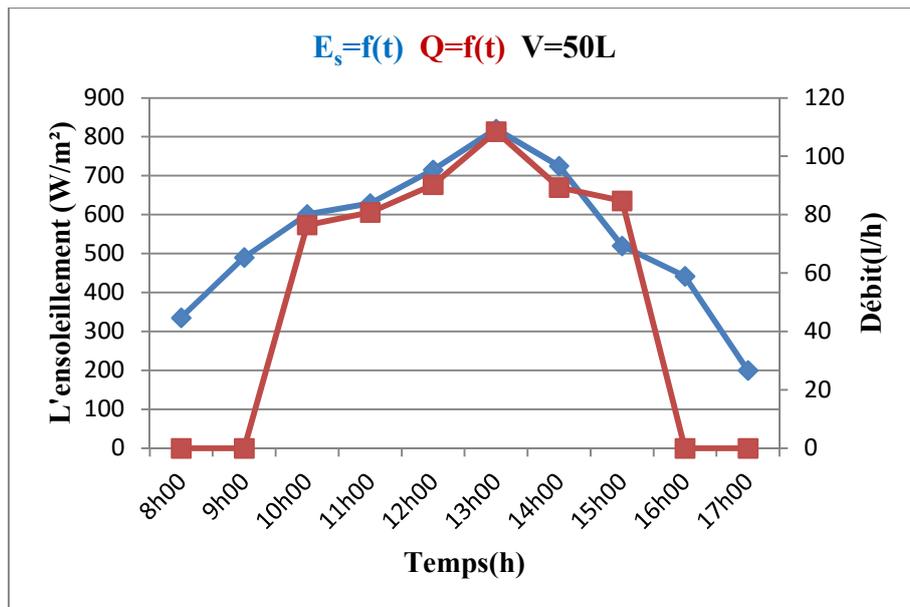


Figure IV.35 : L'enseillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

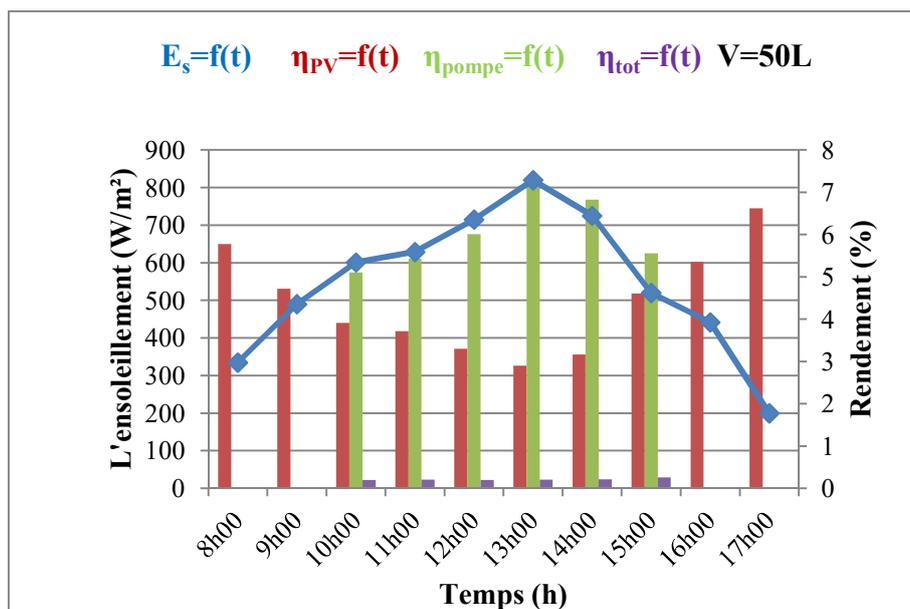


Figure IV.36: Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

- **Pour une hauteur de 9m**

Les testes sont effectuées durant la journée bien ensoleillée du 08 Juin 2017.

Les résultats obtenus sont les suivants :

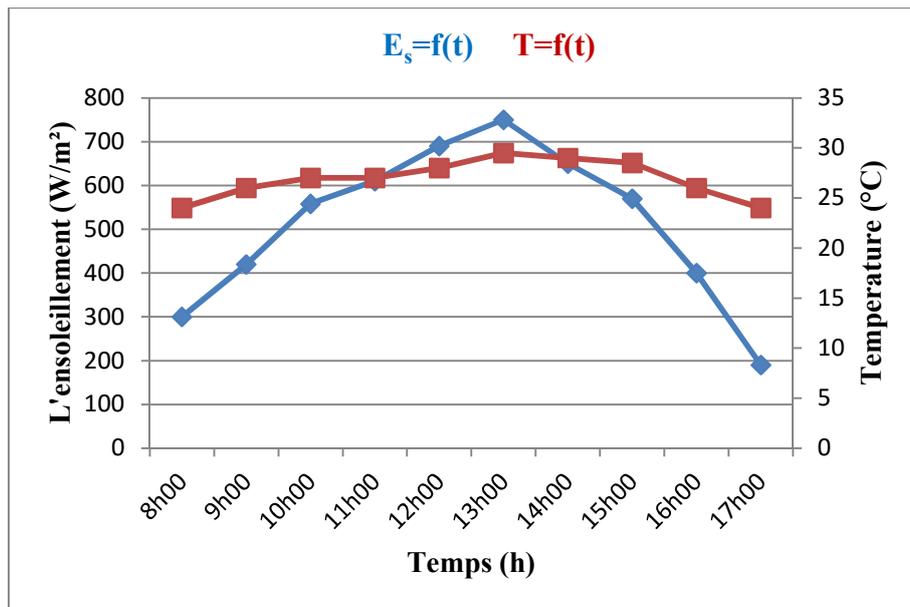


Figure IV.37 : L'enseiement et la température durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

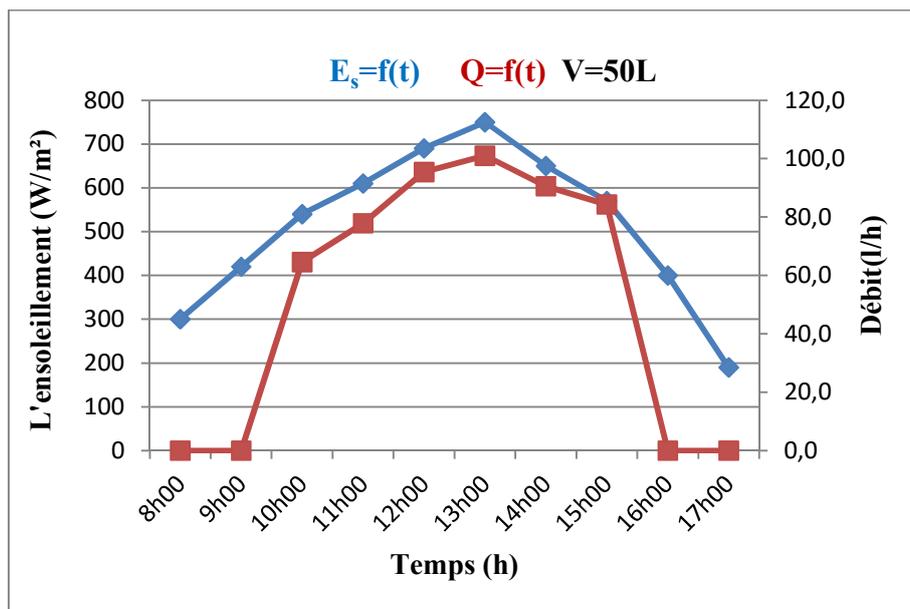


Figure IV.38 : L'enseiement et le débit durant la journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

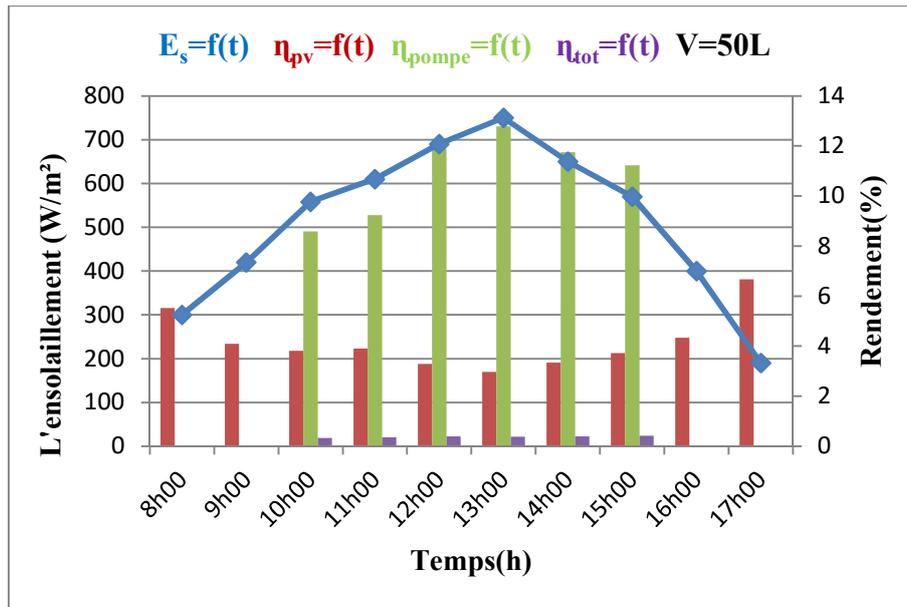


Figure IV.39 : Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

- Comparaison pour les deux hauteurs

Les performances du système entre les hauteurs (5m et 9m) sont représentées sur les figures suivantes :

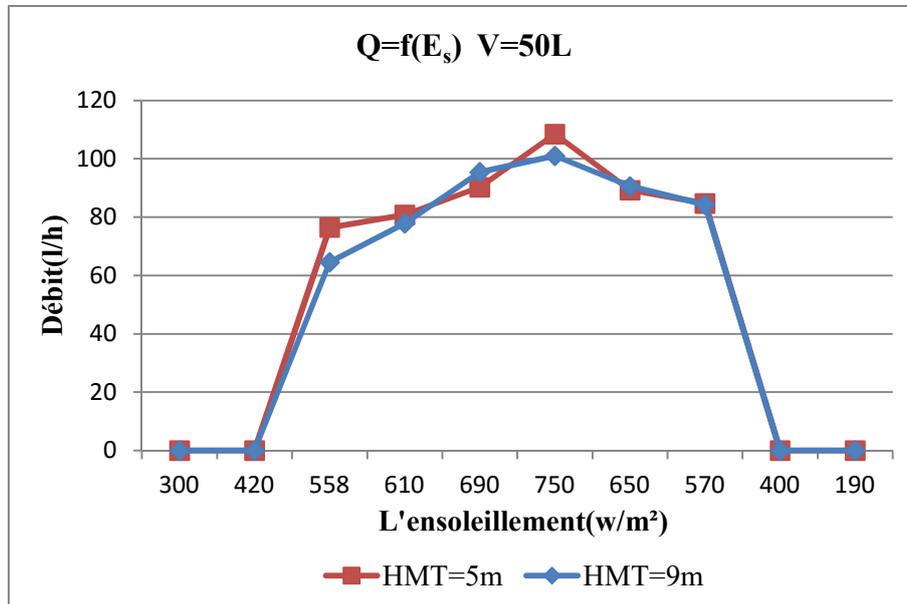


Figure IV.40 : Le débit en fonction de l'insolation pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

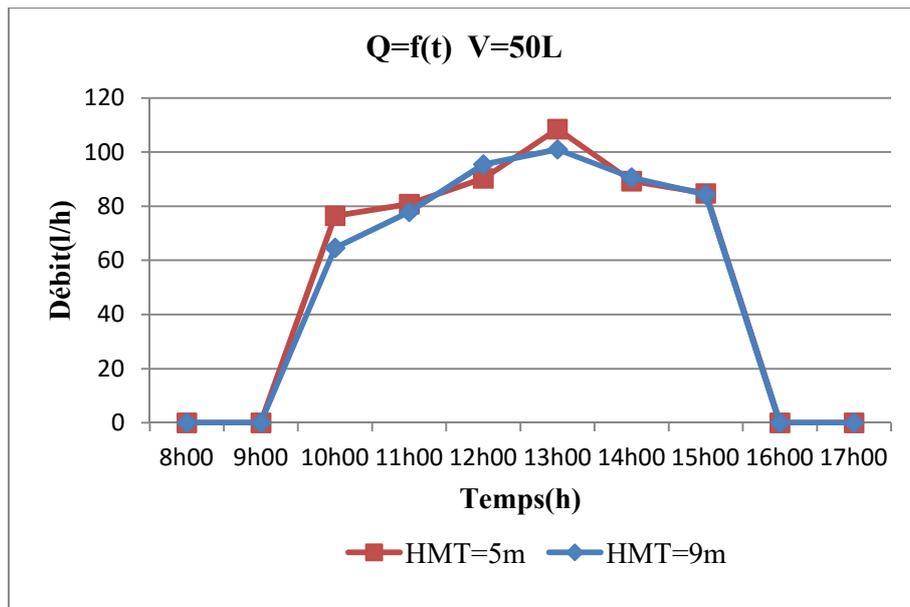


Figure IV.41 : Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%

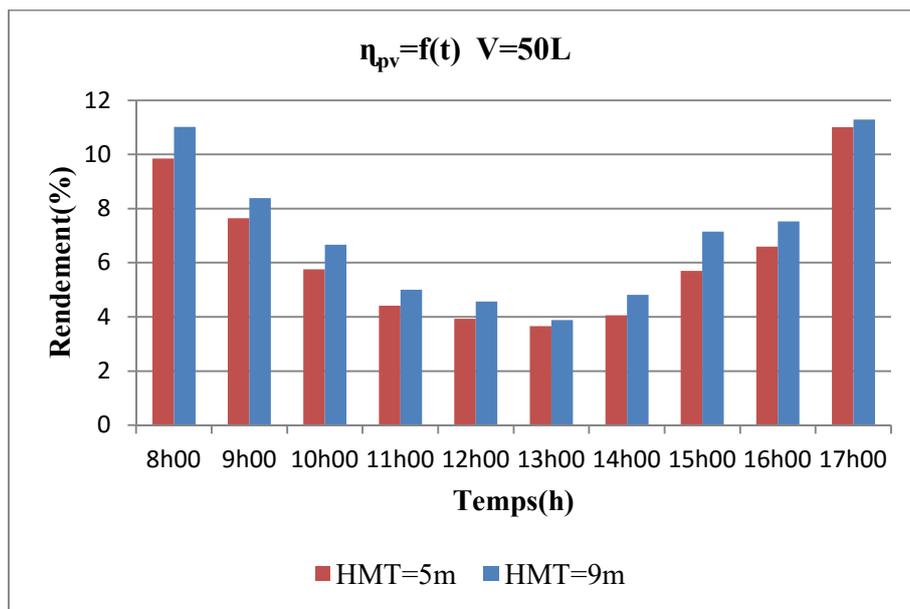


Figure IV.42 : Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

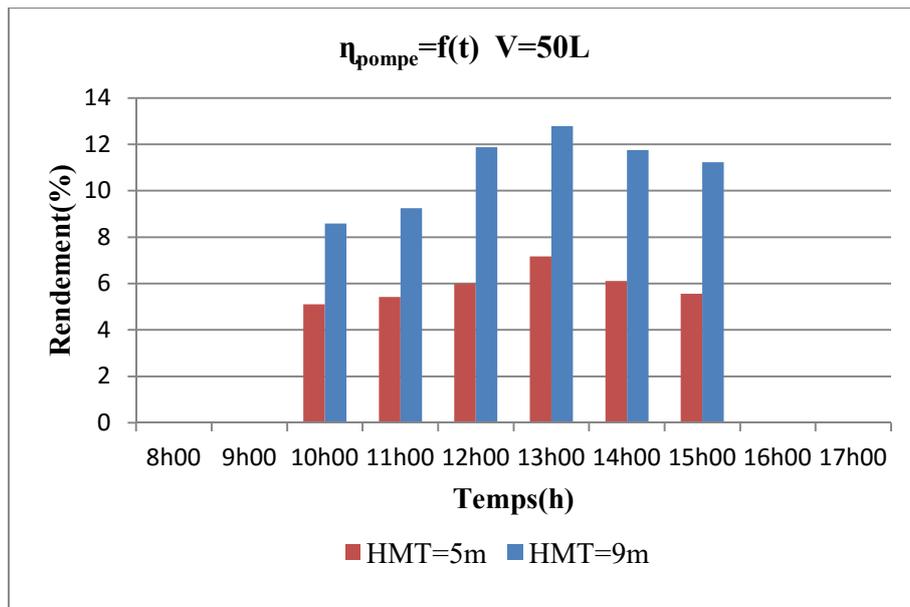


Figure IV.43 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

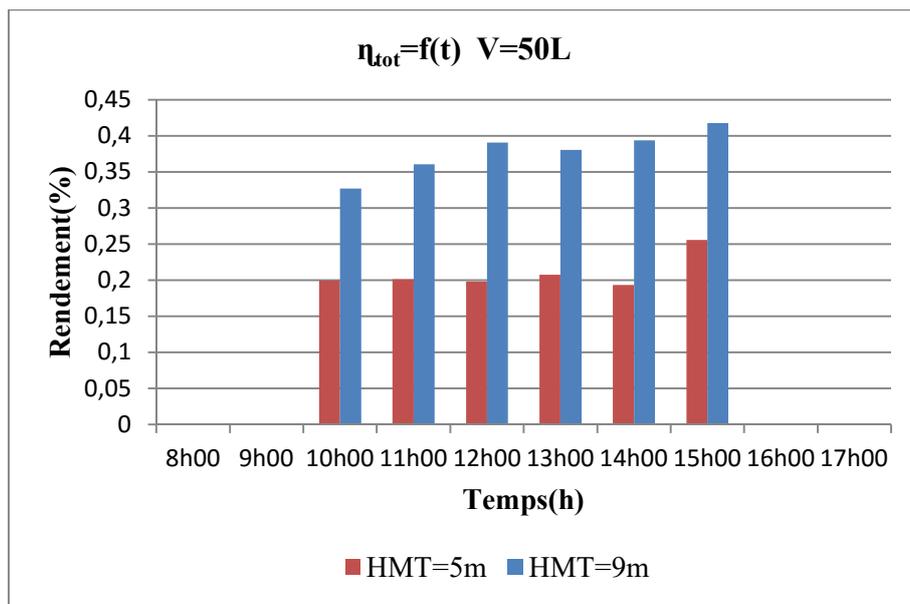


Figure IV.44 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

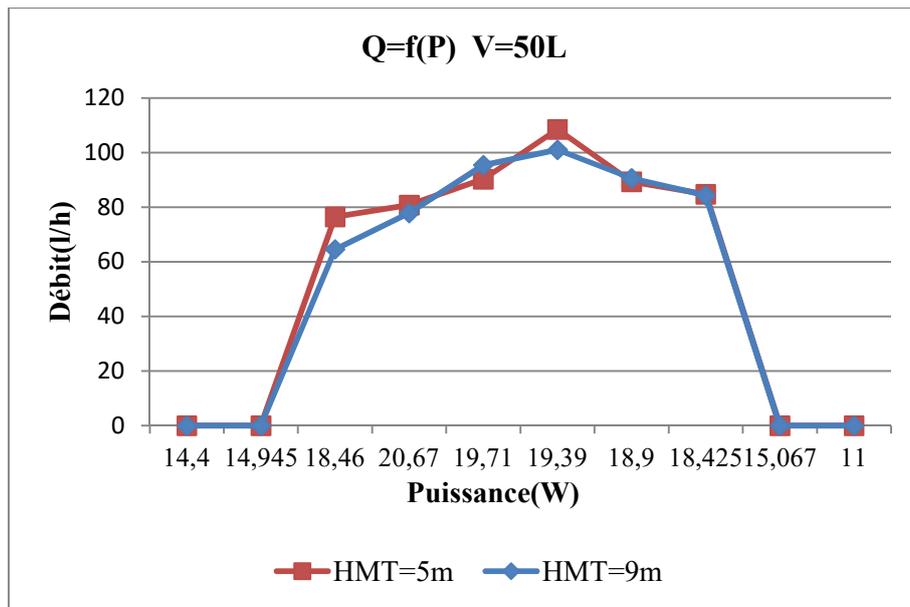


Figure IV.45 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur et pour ombrage de 14,58%.

➤ Résultats obtenu pour un volume de 100 L

- Pour une hauteur de 5m

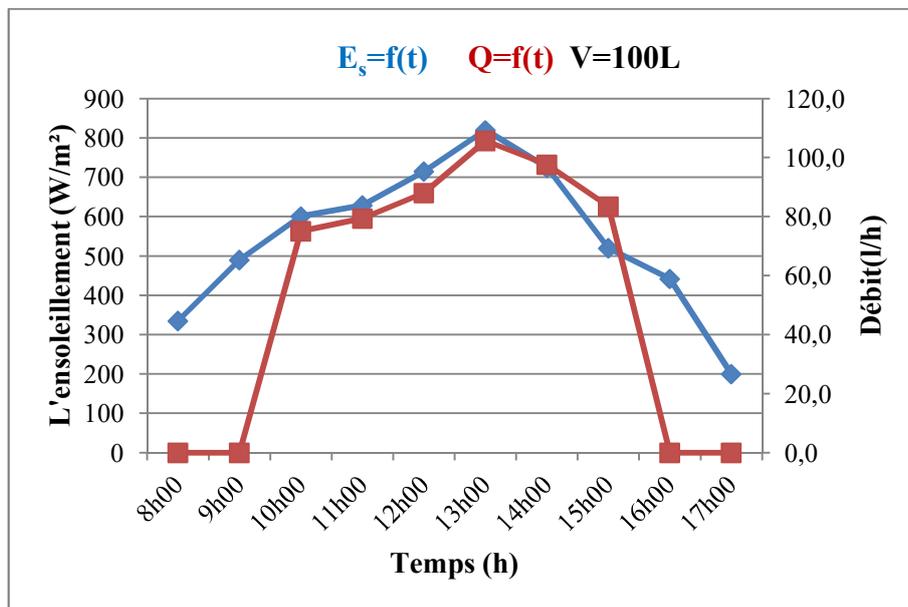


Figure IV.46 : L'ensoleillement et le débit du durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

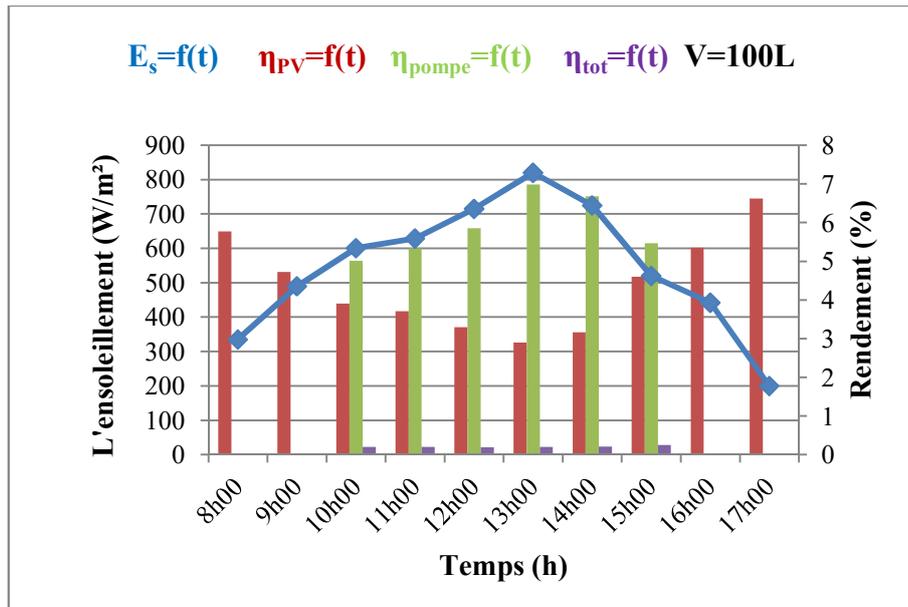


Figure IV.47 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

- Pour une hauteur de 9m

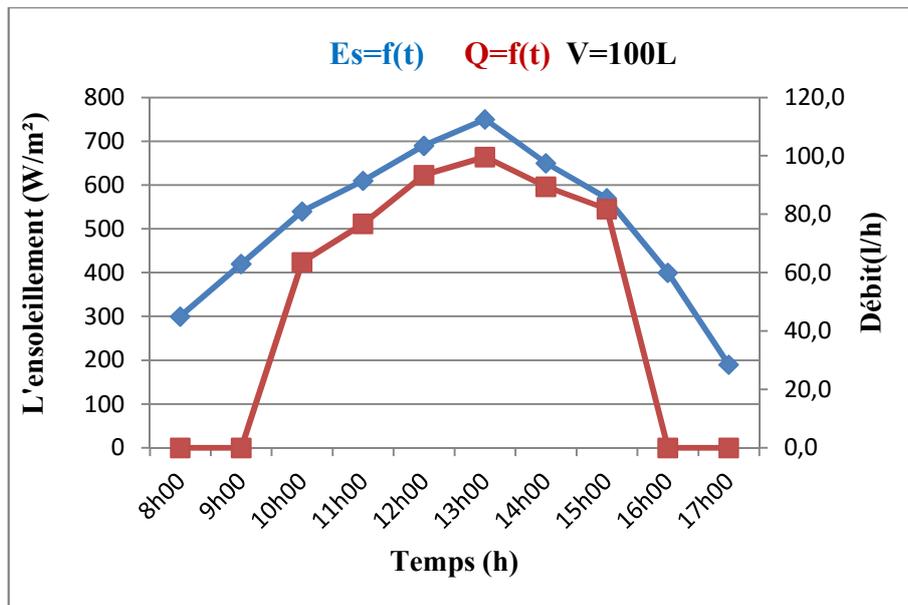


Figure IV.48 : L'enseillement et le débit durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

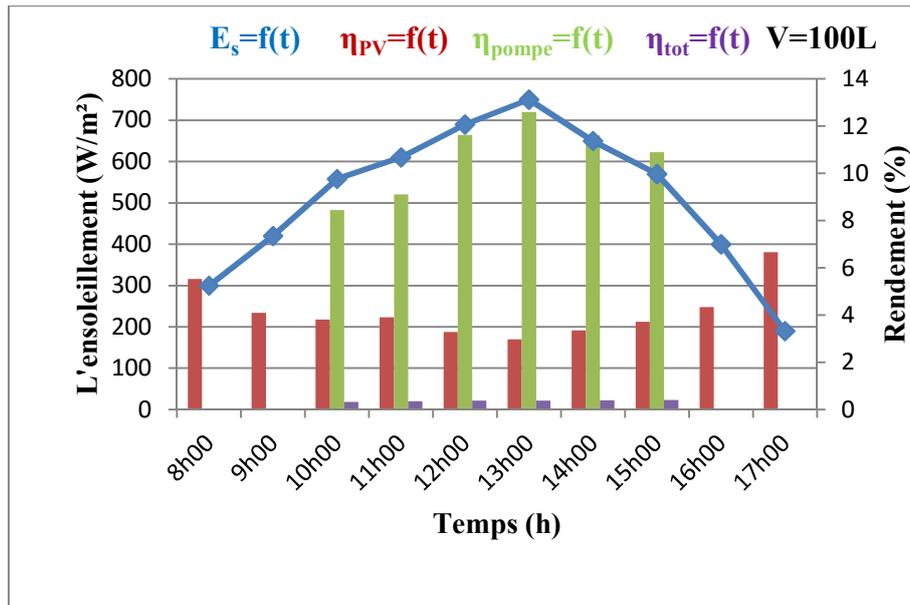


Figure IV.49 : Evolution des différents rendements durant la journée du 08 juin 2017 pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

- Comparaison pour les deux hauteurs

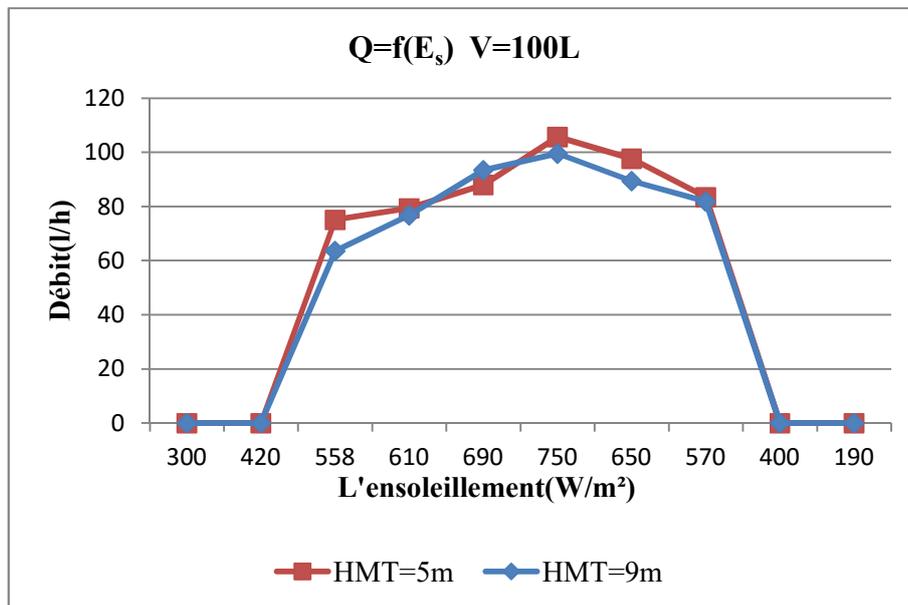


Figure IV.50 : Le débit en fonction de l'insolation pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

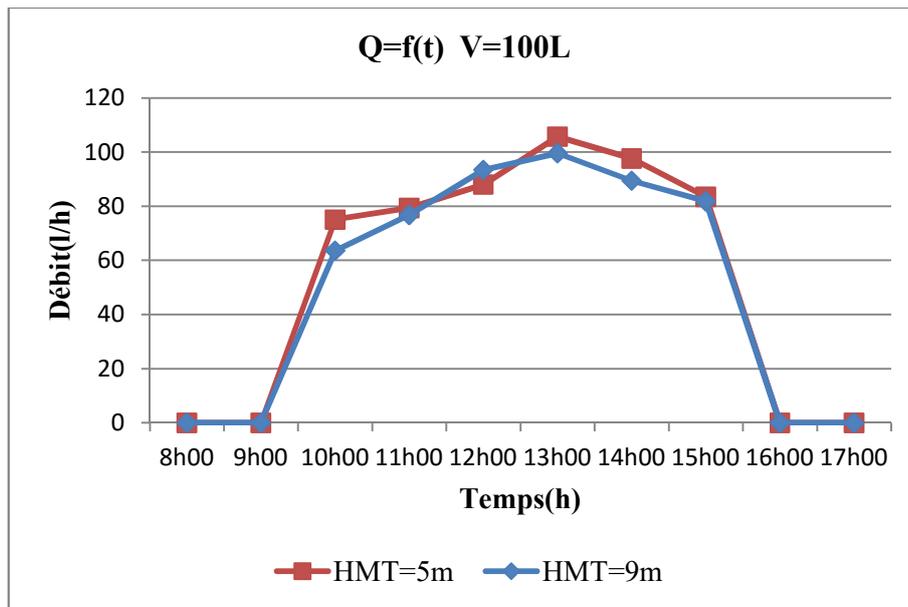


Figure IV.51 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

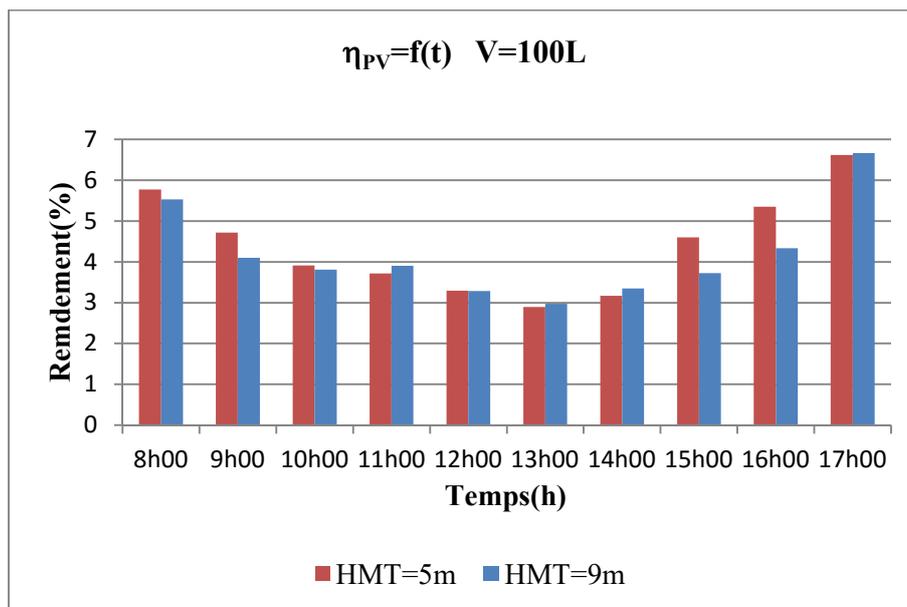


Figure IV.52 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

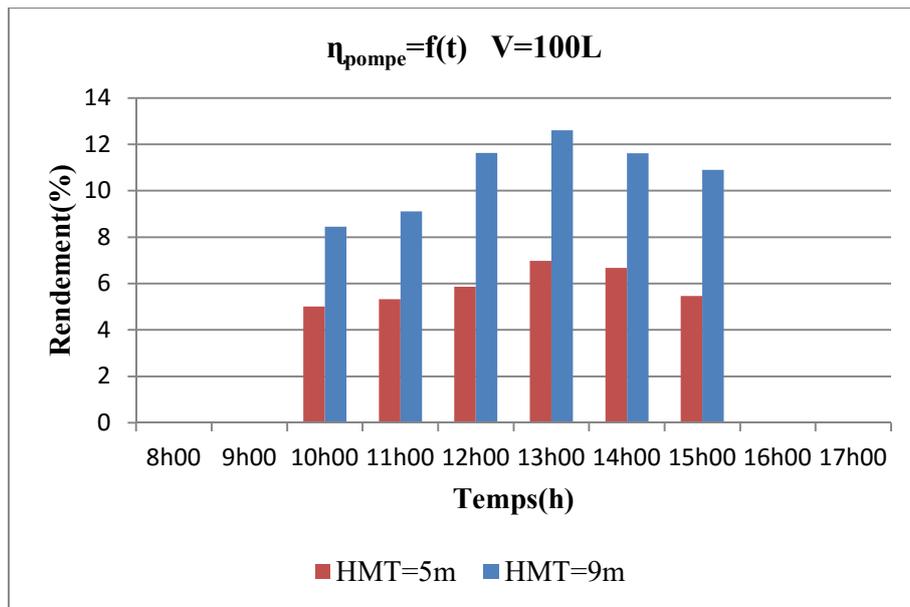


Figure IV.53 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs et un ombrage de 14,58%.

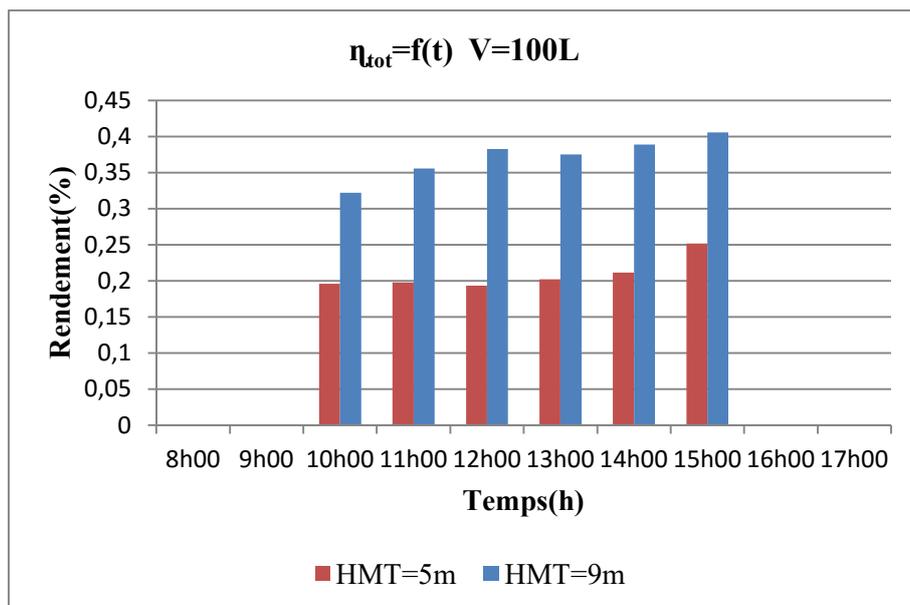


Figure IV.54 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

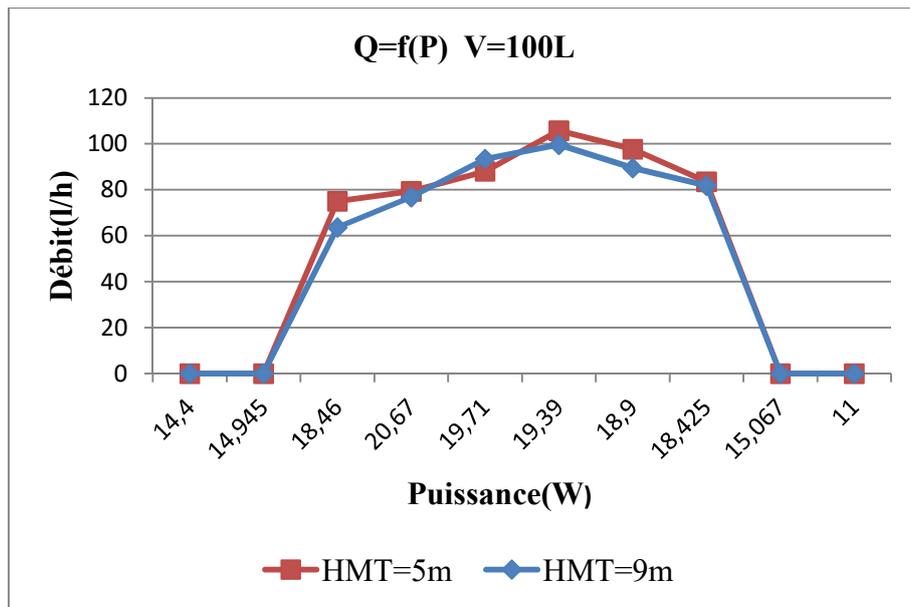


Figure IV.55 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteur pour un ombrage de 14,58%.

➤ Résultats obtenu Pour un volume de 150L

- Pour une hauteur de 5m

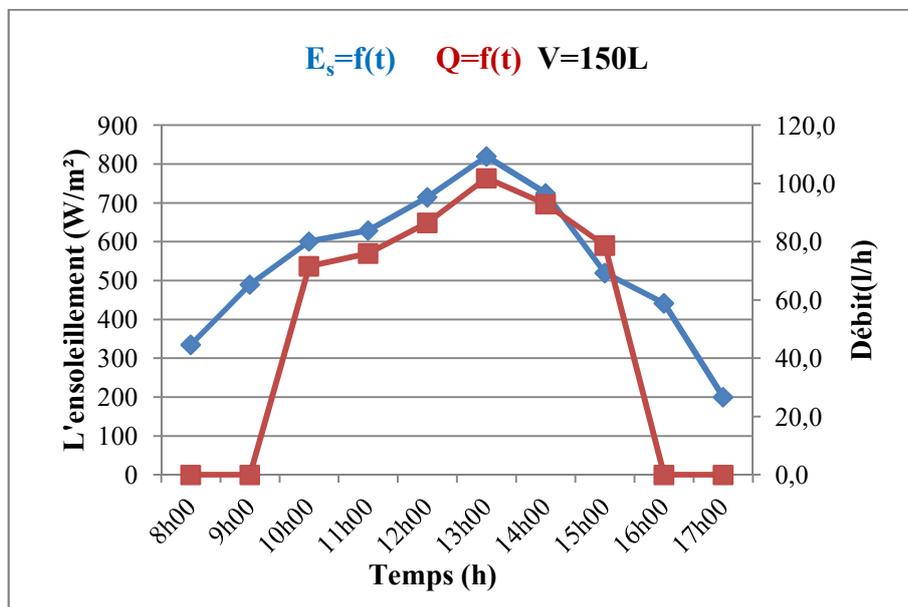


Figure IV.56 : L'enseoillement et le débit durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

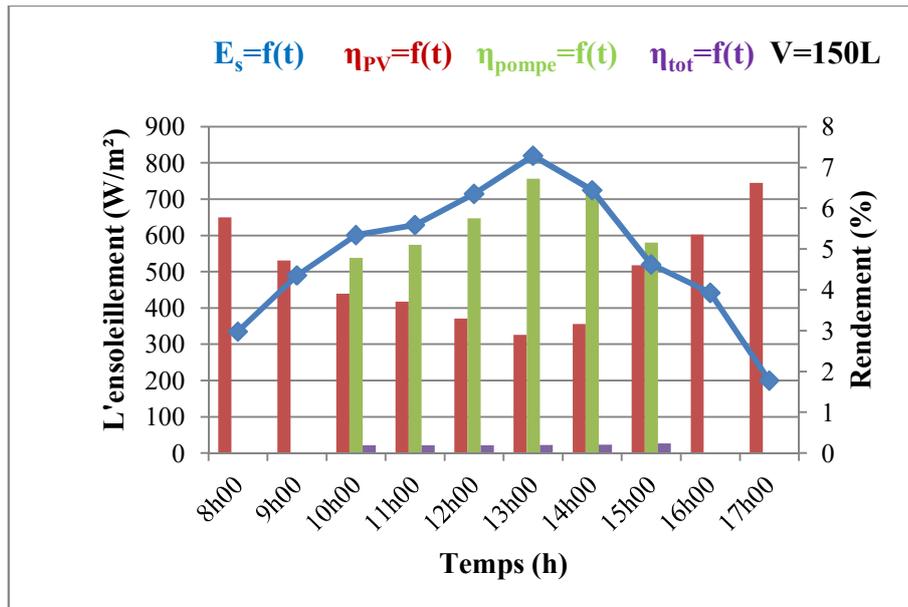


Figure IV.57 : Evolution des différents rendements durant la journée du 07 juin 2017 pour HMT=5m et un ombrage de 14,58%.

- Pour une hauteur de 9m

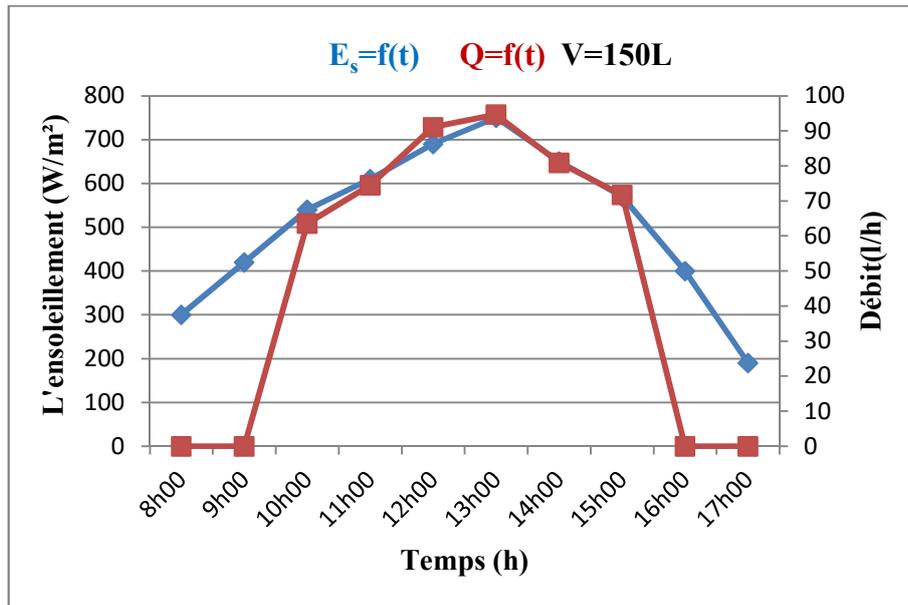


Figure IV.58 : L'ensoleillement et le débit durant la journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

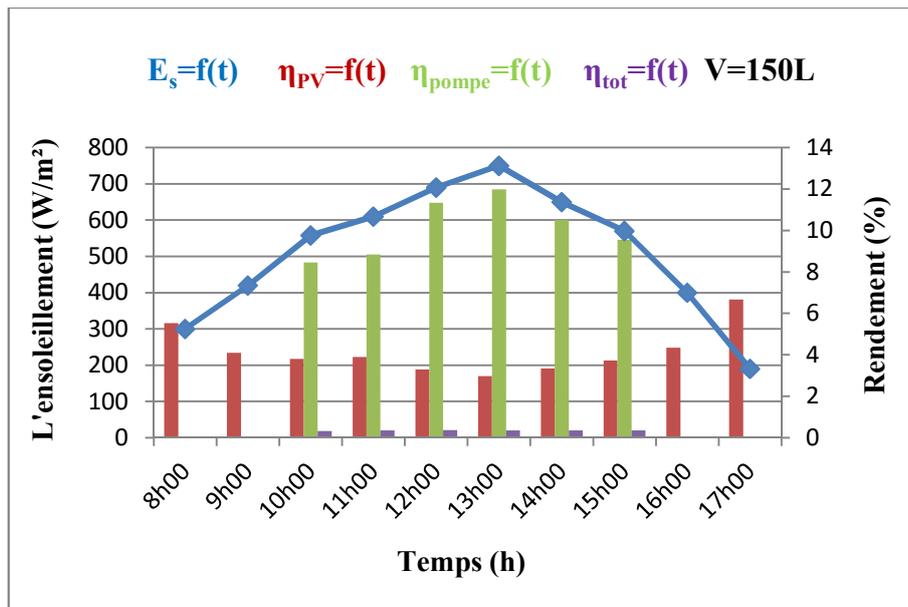


Figure IV.59 : Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=9m et un ombrage de 14,58%.

➤ Comparaison pour les deux hauteurs

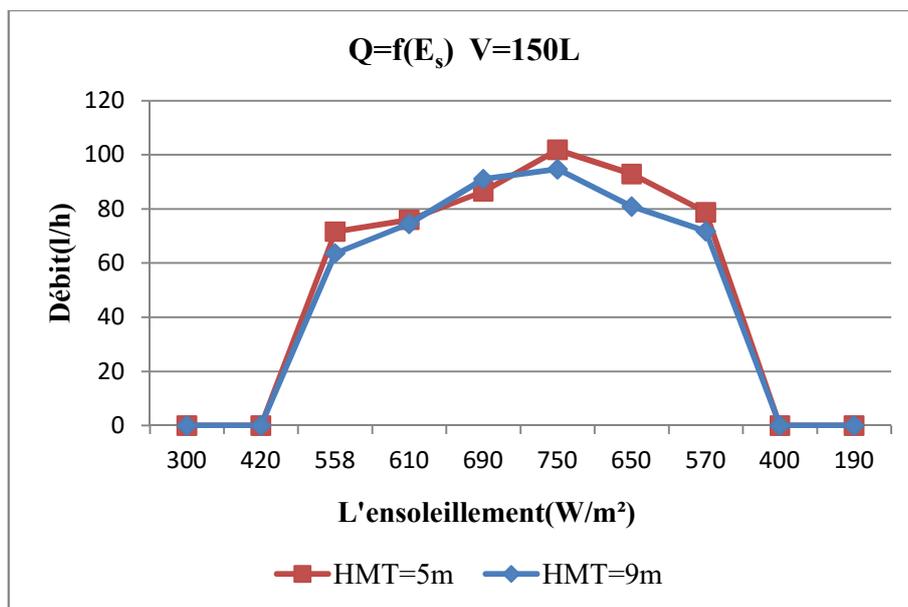


Figure IV.60 : Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs et un ombrage de 14,58%.

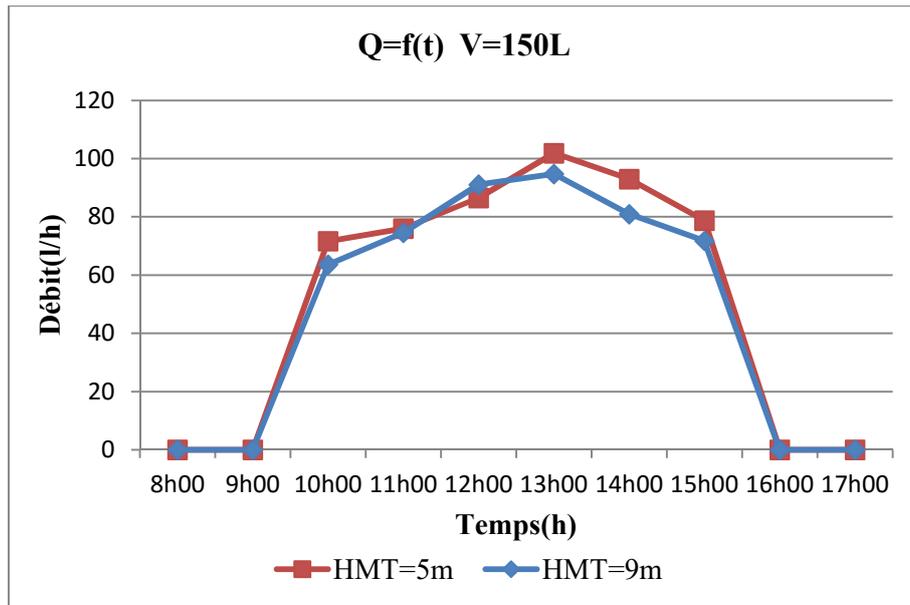


Figure IV.61 : Le débit en fonction de temps pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

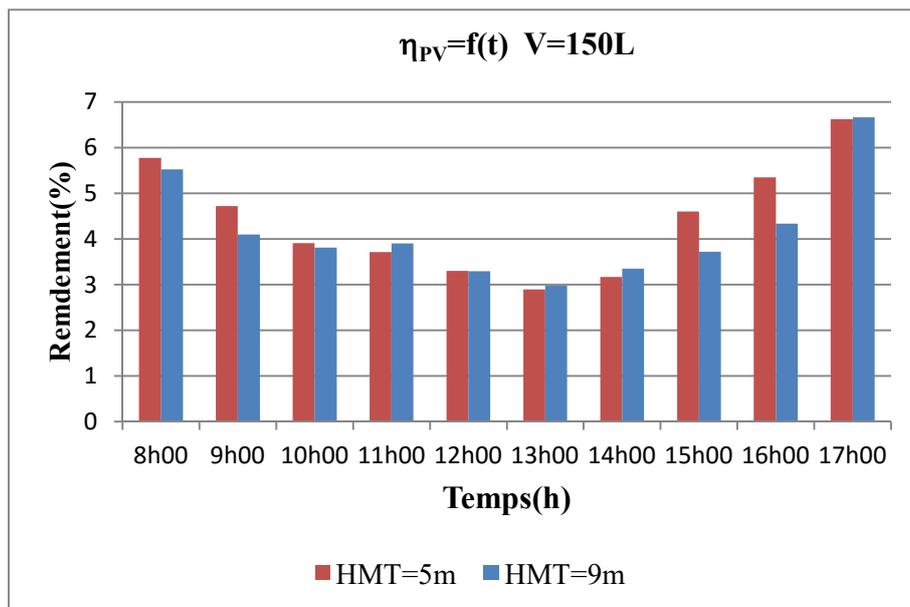


Figure IV.62 : Rendement PV en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

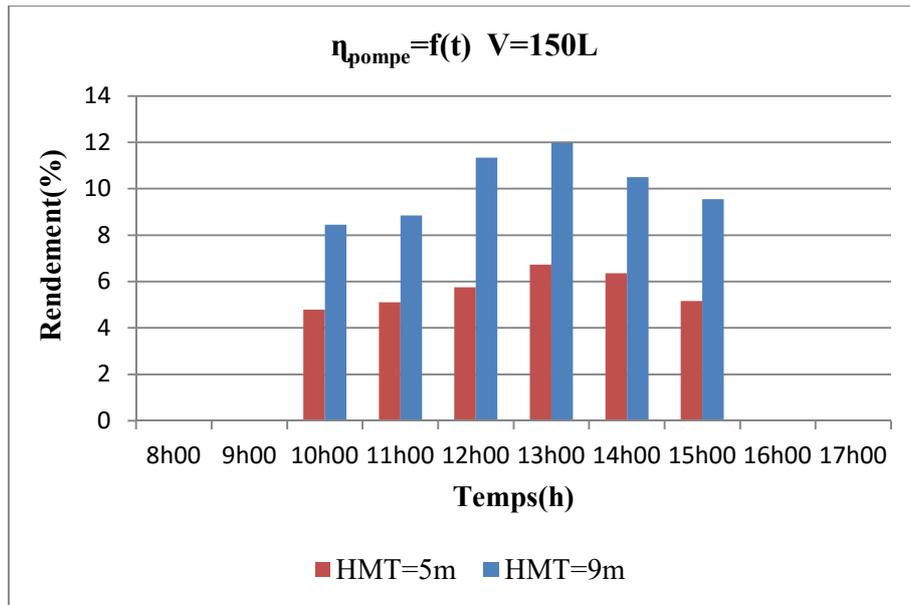


Figure IV.63 : Rendement de la pompe en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

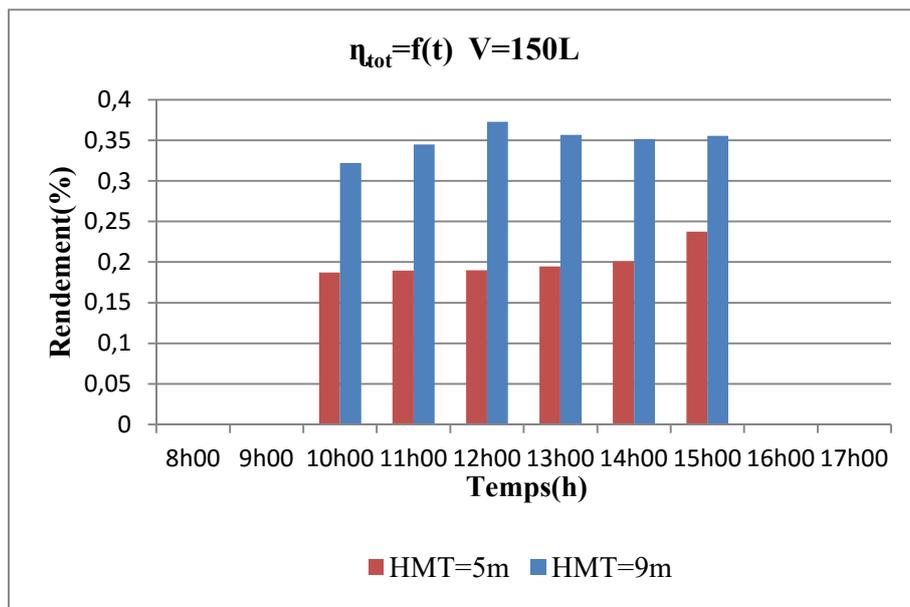


Figure IV.64 : Rendement totale en fonction du temps entre les deux hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

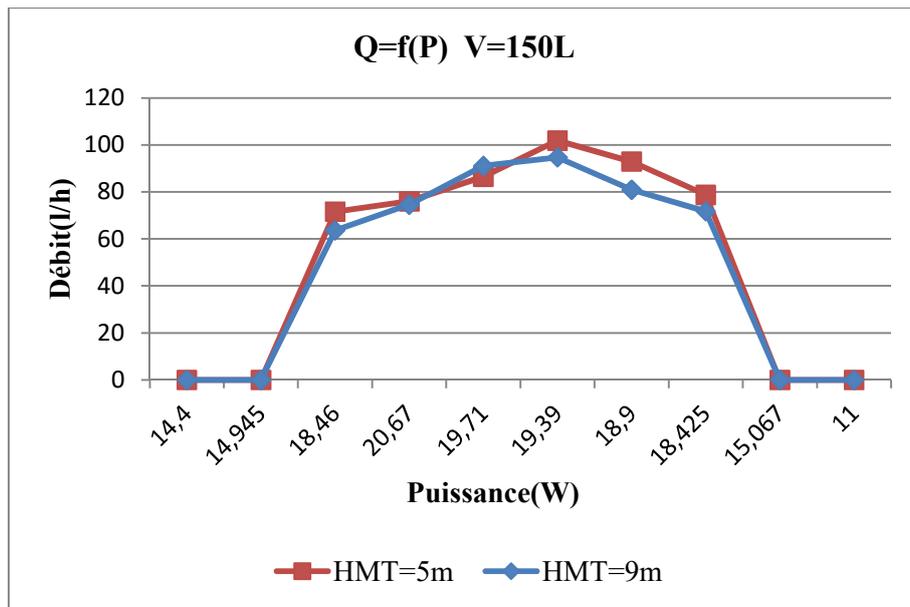


Figure IV.65 : Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs pour un ombrage de 14,58%.

IV.2. La simulation du système de pompage avec ombrage

Après avoir étudié l'effet d'ombrage sur le générateur photovoltaïque seul dans le chapitre II. Nous allons simuler l'influence de différents taux d'ombrage sur les performances du système de pompage photovoltaïque déjà étudié. Le bloc du système ombré est représenté sur la figure (IV.66).

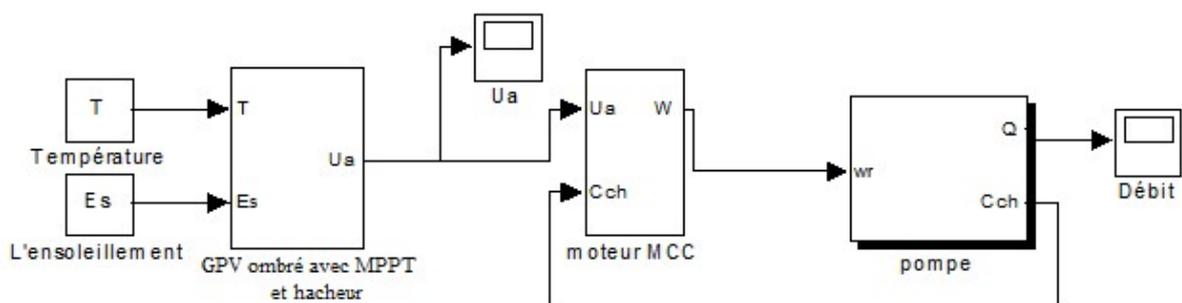


Figure IV.66 : Schéma général du système de pompage photovoltaïque avec ombrage.

• Résultats de la simulation

Les figures suivantes (IV.67, IV.68, IV.69, IV.70) représentent les résultats de simulation pour différents (ensoleillements et températures, différents hauteurs et différents taux d'ombrages) mesurées précédemment dans la partie pratique. Une étude comparative des résultats sera établie.

➤ Ombragé de 8,33%

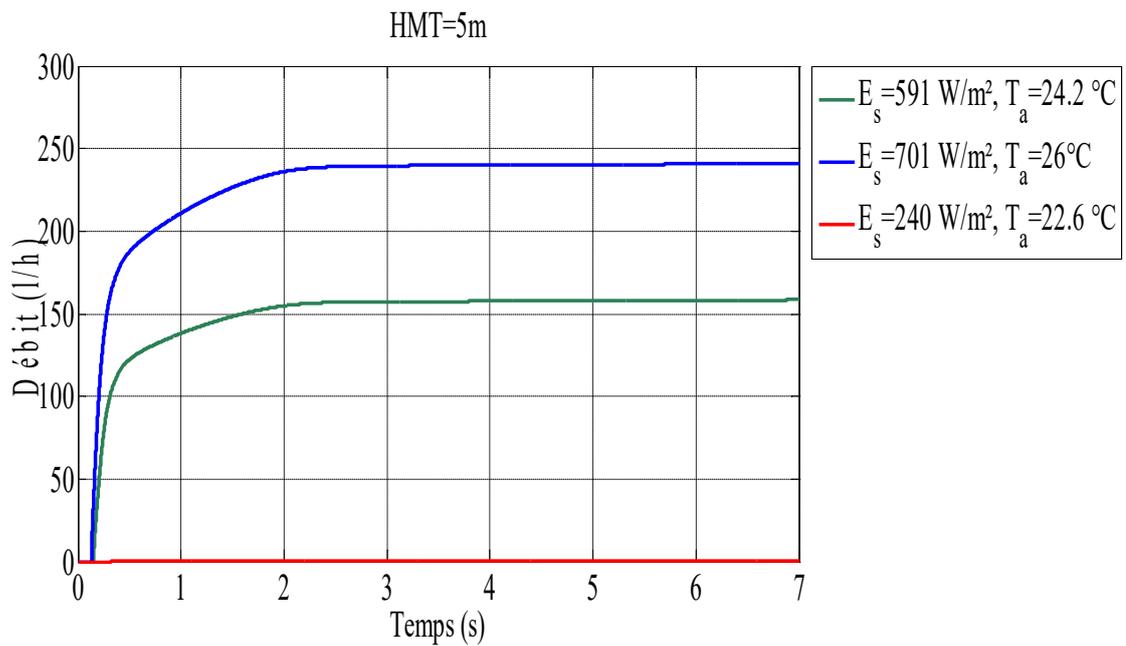


Figure IV.67 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=5m.

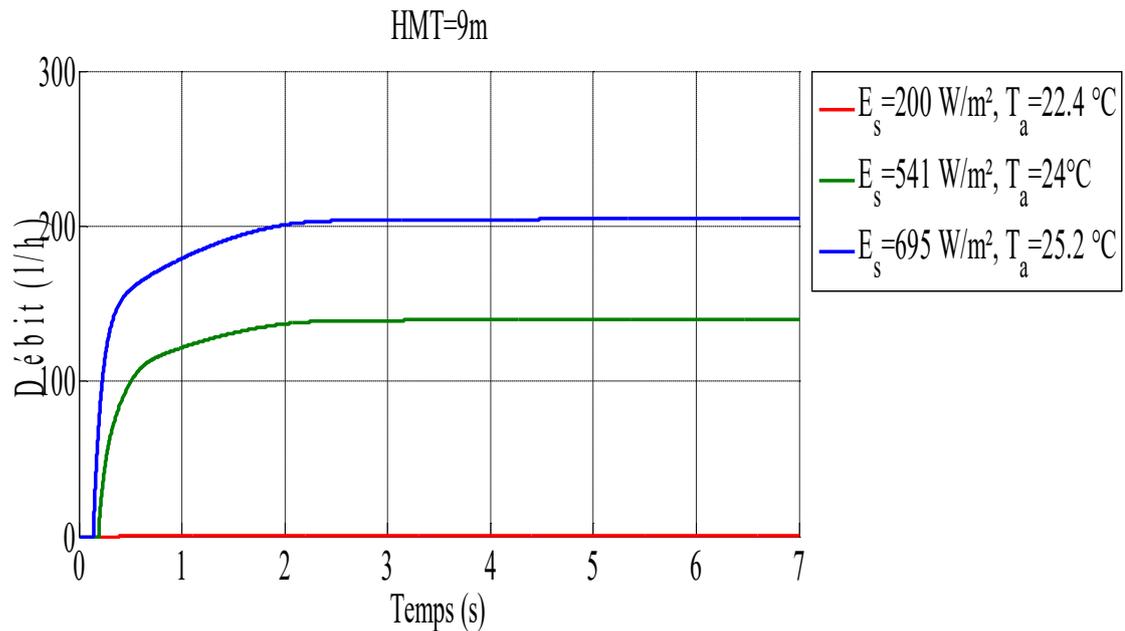


Figure IV.68 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=9m.

➤ **Ombragé de 14,58%**

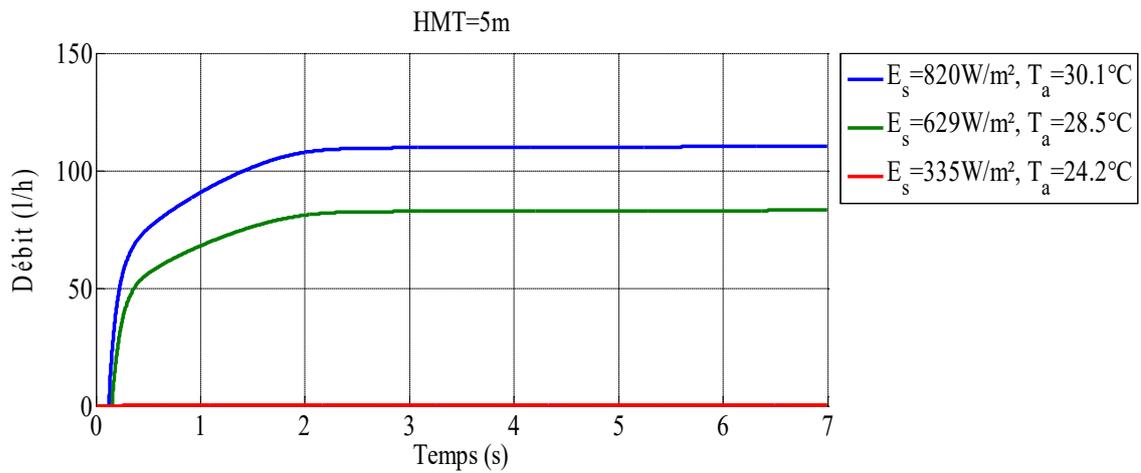


Figure IV.69 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=5m.

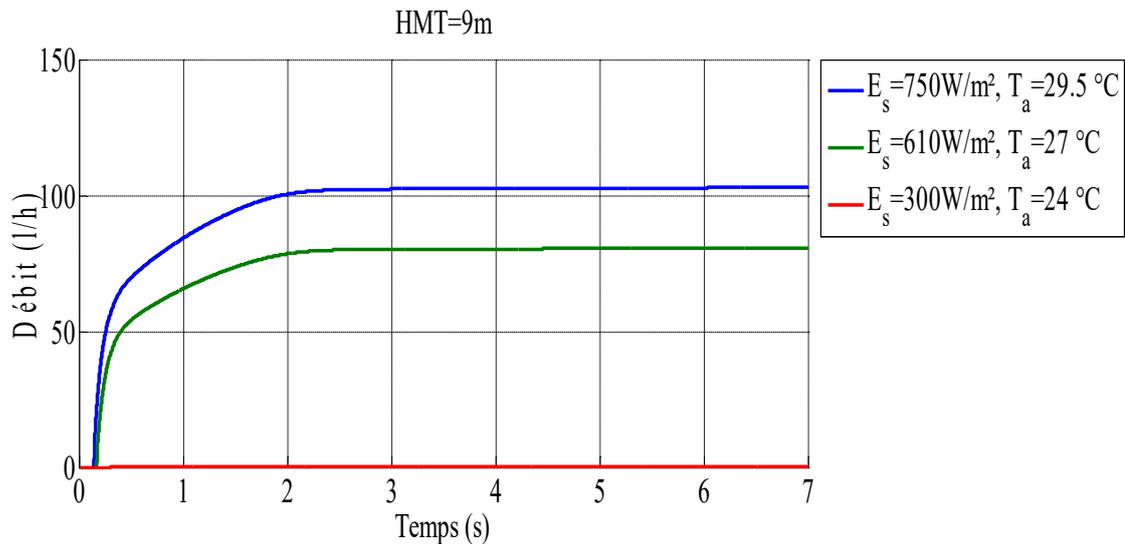


Figure IV.70 : Influence de l'éclairement et de la température sur le débit à l'état ombré pour HMT=9m.

IV.3. Interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus on peut conclure :

- ✓ A faible ensoleillement le débit est nul.
- ✓ Lorsqu'on augmente le pourcentage d'ombrage et la hauteur, le temps de pompage sera élevé et le débit diminue.

- ✓ La puissance de démarrage pour les deux hauteurs (5m et 9m) et un ombrage de 8,33% est supérieur à celle de 14,58% c'est –à-dire à chaque fois qu'on augmente le pourcentage d'ombrage la puissance diminue.
- ✓ Les différents rendements sont plus importants à des grandes hauteurs durant la journée, le rendement de la pompe est proportionnel à l'ensoleillement, le rendement du panneau est inversement proportionnel à l'ensoleillement.
- ✓ A des grands taux d'ombrages, le rendement de la pompe et le rendement total sont faibles.
- ✓ On remarque les résultats de la simulation sont mieux que ceux obtenus en pratiques, cela est due à l'intégration de la MPPT dans la simulation.

IV.4. Calcul d'erreurs

Nous faisons un calcul d'erreurs par rapport au débit, pour différentes états et hauteurs, par la formule suivante :

$$\varepsilon_Q(\%) = \left| \frac{Q_{\text{pratique}} - Q_{\text{simulation}}}{Q_{\text{pratique}}} \right| \cdot 100 \quad (\text{IV.1})$$

Avec :

$\varepsilon_Q(\%)$: L'erreur de débit.

Les valeurs des erreurs calculées sont données dans le tableau (IV.1) et représentées par la figure (IV.71) suivant :

HMT	$\varepsilon_Q(\%)$	Sain	Ombré de 8,33%	Ombré de 14,58%
5m	Faible ensoleillement et température	0,63	0	0
	Moyen ensoleillement et température	0,27	0,72	1,53
	Fort ensoleillement et température	0,79	0,74	1,49
9m	Faible ensoleillement et température	0,21	0	0
	Moyen ensoleillement et température	0,45	1,74	1,29
	Fort ensoleillement et température	0,82	0,80	2,15

Tableau IV.1 : Les valeurs erreurs calculées.

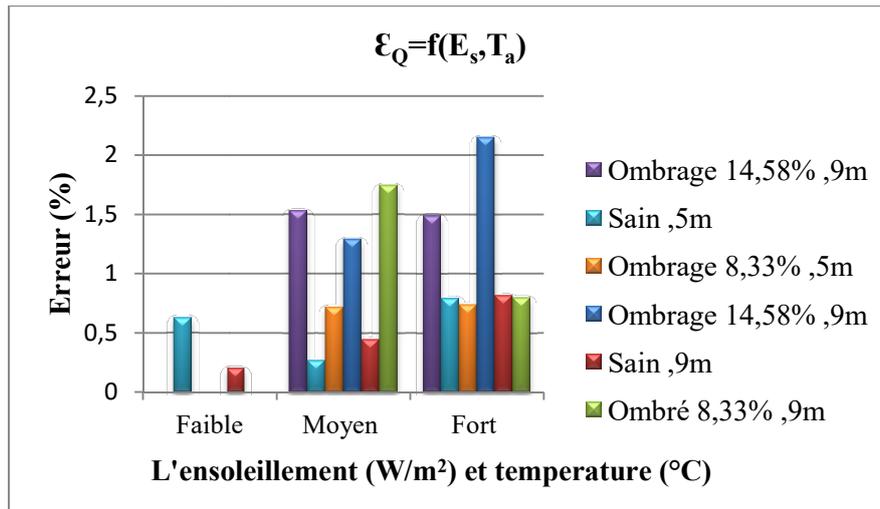


Figure IV.71 : Les erreurs calculées.

IV.5. Différence de temps de pompage

La différence de temps de pompage entre l'état ombré et l'état sain est donnée par la formule suivante :

$$\Delta t = t_{\text{ombré}} - t_{\text{sain}} \tag{IV.2}$$

Avec :

Δt : La différence de temps de pompage (min).

t : Le temps de pompage (min).

Les valeurs des sont données dans le tableau (IV.2) et représentées par la figure (IV.72):

Ombrage 8,33%		Ombrage 14,58%	
HMT=5m	HMT=9m	HMT=5m	HMT=9m
Δt	Δt	Δt	Δt
9,9	10,02	9,9	10,02
9,54	9,72	9,54	9,72
15,24	14,94	30,78	37,08
11,1	12,66	28,98	29,34
6,18	8,04	23,88	24,12
4,68	5,82	19,8	20,64
9,12	9,72	21,48	23,94
14,16	14,64	26,16	26,34
9,66	9,78	9,66	9,78
0	0	0	0

Tableau IV.2 : Variation de temps de pompage pour différent ombrage par rapport à l'état sain.

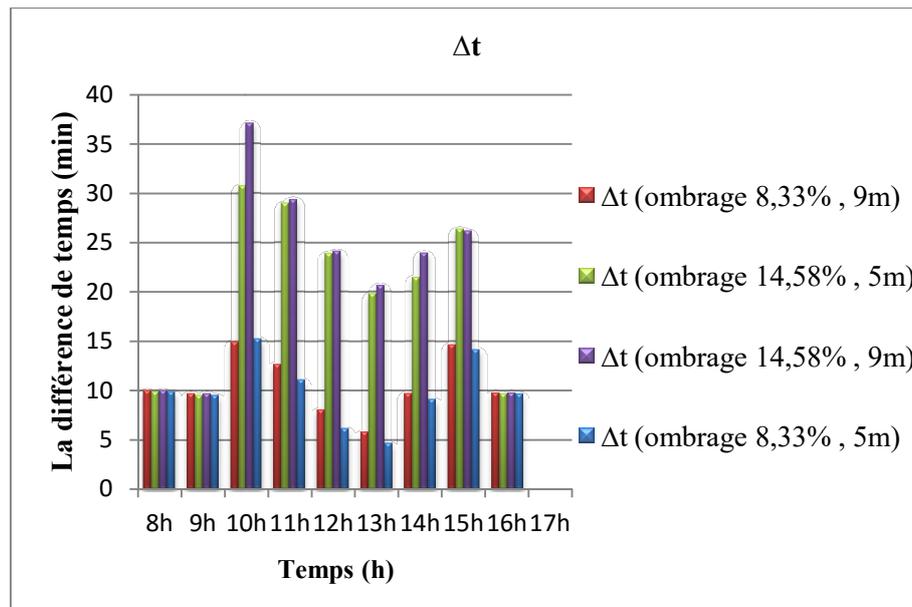


Figure IV.72 : Variation de temps de pompage pour différent taux d'ombrage

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié le défaut d'ombrage et son influence sur un système de pompage au fil de soleil.

D'après les résultats obtenus, on constate que la puissance fournie à la pompe pour plusieurs niveaux d'éclairement est diminuée à cause de l'ombrage, ce qui est traduit par une diminution direct du débit, donc les performances du système seront dégradées. L'introduction de MPPT permet d'atténuer les conséquences de l'ombrage sur les performances du système de pompage photovoltaïque.



***Conclusion
Générale***

Conclusion générale

L'objectif de notre travail est l'étude de l'influence du taux d'ombrage sur les performances d'un système de pompage photovoltaïque fonctionnant au fil du soleil.

Dans un premier lieu, nous avons étudié le contexte de l'énergie solaire photovoltaïque et son application au système de pompage d'eau. En effet, c'était un état de l'art et une démonstration de différents composants d'un système de pompage photovoltaïque. Ceci s'est avéré nécessaire pour acquérir une connaissance théorique approfondie du comportement de tel système.

Notre étude a apporté ensuite une analyse des performances d'un module photovoltaïque fonctionnant à l'état sain et avec différents taux d'ombrage. Les résultats obtenus montrent que l'augmentation du taux d'ombrage sur un module produit plus de déformations de la caractéristique V-I, en même temps le point de puissance maximale MPP se déplace vers des valeurs plus basses de la tension, les pertes de puissance augmentent.

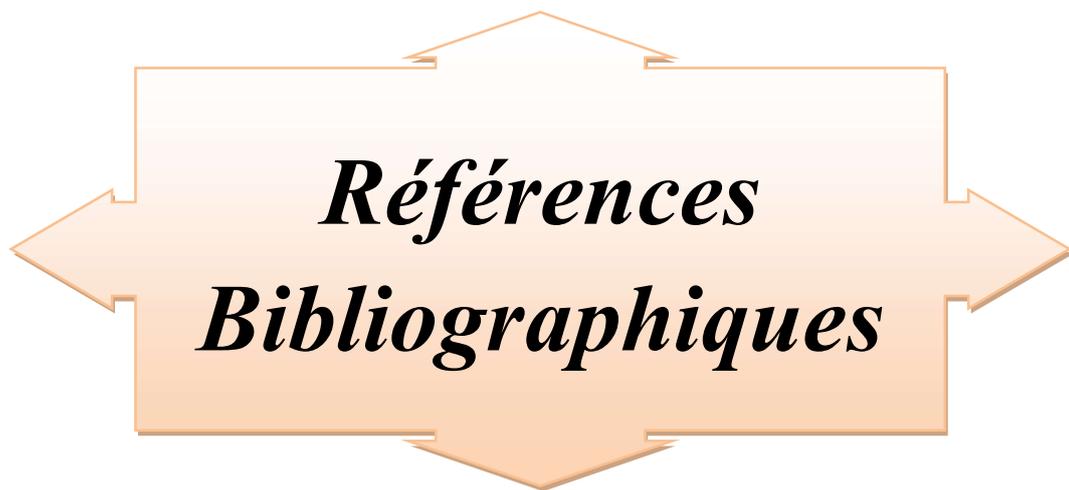
L'investigation menée au troisième qui consiste à étudier les performances du système de pompage PV sans ombrage et ceux pour différentes conditions météorologiques (ensoleillements et températures), différentes HMT et différents volumes à donnée des résultats satisfaisants.

L'impact d'ombrage sur un générateur photovoltaïque a une influence très importante sur l'énergie produite dans ce principe, l'objectif principal du quatrième chapitre est d'interpréter le comportement d'un système photovoltaïque intégrant une MPPT destiné au pompage d'eau dans plusieurs scénarios d'ombrage qui peuvent survenir à tout moment et estimer les pertes de puissance et de volume d'eau que peut induire cette ombre. L'introduction de MPPT permettent d'atténuer les conséquences de l'ombrage sur les performances du générateur photovoltaïques plus précisément les systèmes de pompage photovoltaïque.

Nous proposons comme perspectives de l'étendre sur d'autres types d'ombrages. Par ailleurs, le changement saisonnier influe énormément sur le comportement global d'un système photovoltaïque, ce qui varie les facteurs qui peuvent causer un ombrage. A titre indicatif, nous proposons d'étudier l'effet d'ombrage qui peut être manifesté par l'accumulation de sable sur les

générateurs photovoltaïques dans le milieu saharien, ou par l'accumulation de poussières dans les milieux montagneux. Une vaste étude de l'effet d'ombrage sur les systèmes de pompage photovoltaïques est impérative, afin de tirer le maximum d'informations permettant une investigation précise de ce phénomène qui représente une source non négligeable d'affaiblissement des performances des générateurs photovoltaïques, par conséquent celui 'un système de pompage photovoltaïques.

Les secondes perspectives s'orientent plus sur l'affranchissement des problèmes d'ombrage, cependant, la réalisation d'un contrôleur électronique utilisé pour reconfigurer le générateur photovoltaïque selon la partie ombragée semble une solution prometteuse dans la course pour la réduction de l'impact d'ombrage sur système de pompage photovoltaïque intégrant d'autres méthode MPPT.



***Références
Bibliographiques***

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] H. Reeves ; Mal de Terre, Science ouverte, Editions de Seuil, mars 2003.
- [2] C. Serrir, «Optimisation des Systèmes de Pompage Photovoltaïque », Mémoire de Magister en Electrotechnique Option : Systèmes Electro-Energétiques, Université A. Mira-Bejaia ; 2012.
- [3] K. Chakib, « Guide des Energies Renouvelables », Edition 2007.
- [4] B. Flèche, D. Delagnes, «Energie solaire photovoltaïque » Cours production d'énergie électrique. www.scrib.com.juin 2007.
- [5] N. Debili, « Etude et Optimisation en Environnement Matlab/Simulink d'un Système de Pompage Photovoltaïque », Thèse Magister en Electronique Option: Matériaux et Nanoélectronique, Université Constantine I ; 2015.
- [6] K. Dehouche, K.Mouhoubi, «Etude et Conception d'un System de Pompage Photovoltaïque avec Stockage Electrochimique », Mémoire Master en Génie Electrique Option : Energie Renouvelable, Université A. Mira de Bejaia ; 2014.
- [7] N. Hadim, K. Ferhat, «Etude et Optimisation d'un Système Photovoltaïque », Mémoire de Master en Electrotechnique Option: Energies Renouvelables, Université A.Mira de Bejaia ; 2016.
- [8] A. Znidi, S. Chniba, E. Bouazizi, « Etude D'une Installation de Pompage Solaire à Moteur à Courant Continu», 2ème Conférence Internationale Des Energies Renouvelables, Ecole National Des Ingénieurs De Gabes, Tunisie, 2014.
- [9] L. Lazari, N. Mebarki, « Etude D'un Système Photovoltaïque » ; Mémoire De Master En Electrotechnique Option : Energies Renouvelables, Université A. Mira Bejaïa, 2014.
- [10] A. Soualmia, « Intégration De La Production Décentralisée Dans Un Système De Pompage Photovoltaïque », Thèse De Magister En Electronique, Option : Instrumentation, Spécialité : Matériaux, Microsystèmes Et Nanotechnologie, Université Constantine1, 2014.
- [11] I.Bendjamâa, « Modélisation Et Commande D'un Système De Stockage Photovoltaïque », Mémoire De Magister, Unité De Recherche Matériaux Et Energies Renouvelables, Ecole Doctorale : Energies Renouvelables Université Abou-Bakr Belkaid Tlemcen, 2012.
- [12] M. Mezzai, S.Mouloudji, « Contribution A L'étude D'un Système De Pompage Photovoltaïque », Mémoire De Master En Electrotechnique Option: Energies Renouvelables, Université A. Mira De Bejaia, 2014.

Références bibliographiques

- [13] S. Aoufi, «Modélisation Et Commande D'un Système De Pompage Photovoltaïque », Mémoire De Magister Option: Commande Electrique ; Université F.ABBAS de SETIF, 2014
- [14] F. Domain, « Formation Présentation Des Technologies Solaires », Institut National de L'Energie Solaire (INES), Novembre 2007.
- [15] I. Compaore, B. Dakyo, Y. Coulibaly, « Une Méthode Simplifiée Pour La Conception Des Unités De Pompage Photovoltaïque A Couplage Direct », Université le Havre, 2009.
- [16] T. Bouguerra, « Optimisation D'un Système Photovoltaïque : Application En Continu Et En Alternatif » ; Mémoire Master En Génie Electrique ; Université Mentouri De Constantine 1 ; 2014
- [17] K. Rahrah, « Dimensionnement Et Optimisation Des Systèmes De Pompage Photovoltaïque Destinés Pour L'alimentation En Eau Potable », Thèse Doctorat En Electrotechnique Option Système Electro Energétique, Université A.Mira De Bejaia, 2016
- [18] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sadasy, « Le Pompage Photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Éditions Multi Mondes, Université d'Ottawa, 1998.
- [19] A. Daoud, «Contrôle De La Puissance D'un Générateur Photovoltaïque Pour Le Pompage Solaire », Thèse De Doctorat Es-Sciences Spécialité : Electronique Option : Systèmes Photovoltaïques ; Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf ; 2013
- [20] K. Thierry, S. Maurice, «Système Photovoltaïque : Dimensionnement Pour Pompage D'eau, Pour Une Irrigation Goutte-à-goutte » ; Mémoire DEA En Physique Appliquée Option : Semi-conducteurs ; Université De Ouagadougou, 2007.
- [21] M. Belhadj, « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome », Mémoire De Magister Option : Microélectronique –Photovoltaïque, Centre Universitaire De Bechar, 2008
- [22] Z. Nakoul, «Optimisation D'une Centrale Solaire A Base D'un Générateur PV », Mémoire De Magister ; Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen; 2010
- [23] B. Long, «Détection Et Localisation De Défauts Pour Un Système PV », Electric Power. Université De Grenoble, 2011.

Références bibliographiques

- [24] W.C. Benmoussa, S. Amara, A. Zerga, « Etude Comparative Des Modeles De La Caracteristique : Courant-Tension D'une Cellule Solaire Au Silicium Monocristallin », Revue des Energies Renouvelables ICRES-07, 301 – 306, Tlemcen, 2007.
- [25] O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de Doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan spécialité : Electrotechnique, Bretagne, 2002.
- [26] D. Rekioua, E. Matagne, « Optimization Of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation And Control », Series: Green Energy and Technology. Ed Springer, 2012.
- [27] P. Le Brun, « Machine A Courant Continu : Technologie, Choix Et Alimentation Des Machines A Courant Continu », Lycée Louis ARMAND Strasbourg , Janvier 2000
- [28] A. Hamidat, B. Benyoucef, T. Hartani. « Small-Scall Irrigation With Photovoltaic Water Pumping System In Sahara Regions », Renewable Energy, Vol. 28, pp.1081 1096, 2003.
- [29]: Site Web: www.physique-appliquée.net/physique-appliquée/hacheur/cours-hacheur-serie.htm.
- [30]: Dj. Rekioua, A. Hamidat, K. Haddouche, L. Katti, « Dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque ». Colloque national sur l'énergie solaire ; CNESOL Bejaïa 2006.

Annexes

1) Les paramètres du moteur utilisés dans la simulation [12]:

La (H)	Ra (Ω)	K	J (Kg.m^2)	Fr
0.0001	0.8	0.1	0.001	0.0001

2) Les paramètres du groupe motopompe :

CARACTERISTIQUES TECHNIQUES	
Type	9325 - 043 - 101
Référence	M29102
Type	pompe volumétrique à diaphragme, à 3 chambres
Moteur	à aimant permanent et protection thermique
Tension nominale en V	24
Puissance nominale en W	120
Courant maximum en A	4
Fusible en A	7,5
By-pass interne en bars	entre 7,2 et 7,6
Hauteur max. de refoulement en m (Hauteur manométrique maximale)	70
Profondeur max. d'immersion en m	30