

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mohamed Seddik Ben Yahia - Jijel
Faculté des Sciences et de la Technologie



جامعة محمد الصديق بن يحيى - جيجل
كلية العلوم والتكنولوجيا

Département D'Électrotechnique

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du diplôme

Master en Electromécanique

Option : Electromécanique

Thème

Simulation Des Défauts D'une Chaine De Pompage Photovoltaïque

Par :

Mr. BOUDJADAR Seyyid ali

Et

Mr. BOULEMNAKHAR Yasser

Travail proposé et dirigé par :

Mr. HADEF Mounir

Promotion 2021

Université Mohamed Seddik Ben Yahia - Jijel
PB 98, Ouled Aissa. 18000. Algérie. Tél : +213 34 50 11 89
<http://www.univ-jijel.dz>

Remerciements

*Ce travail de recherche est le fruit d'un cheminement qui a duré plusieurs années,
il ne s'est réalisé que grâce au soutien et aux encouragements de nos parents,*

Nous vous remercions sincèrement.

Nos plus sincères remerciements :

*À notre directeur de recherche Mr HADEF Mounir qui nous a orientée tout au long du
travail.*

*Nos vifs remerciements sont également dressés aux membres jury pour leur intérêt pour
nos recherches et pour avoir accepté d'examiner notre travail.*

*Nos remerciements vont également à nos amis ainsi que toutes personnes, qui ayant
contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

Dédicaces

Au nom de Dieu le Miséricordieux

Nos dédions ce travail à :

❖ *À nos parents :*

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

Aucune dédicace ne pourrait exprimer nos respects, nos considérations et nos profonds sentiments envers eux.

❖ *À nos très chers frères et sœurs*

Ils vont trouver ici l'expression de nos sentiments de respects et de reconnaissances pour le soutien qu'ils n'ont cessé de nous porter.

❖ *À nos amis :*

Nous tenons à remercier tous nos amis dans la réalisation de ce modeste travail.

Housemnakhur Yasser

Boudjadar seyyid ali

LISTE DES SYMBOLES

GPV	Générateur photovoltaïque.
MSAP	Moteur Synchrone à Aimants Permanents.
E_{ph}	Energie des photons en (J).
h	Constante de Planck ($6.62 \cdot 10^{-34}$ J.s).
C	Vitesse de la lumière dans le vide ($3 \cdot 10^8$ m/s).
λ_l	La longueur d'onde du photon.
V_{CONS}	La somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série.
V_{CONP}	La tension du circuit ouvert de N_p cellules en parallèle.
I_{CCNS}	Le courant de court-circuit de N_s cellules en série.
I_{CCNP}	La somme des courants de court-circuit de N_p cellules en parallèle.
I_0	Courant de saturation de la diode (A).
V_d	Tension aux bornes de la diode (V).
I_{ph}	Courant photonique.
I_{cc}	Courant de court-circuit (A).
V_{co}	Tension de circuit- ouvert (V).
V_t	Potentiel thermique.
$I_{0,ref}$	Courant de saturation inverse de référence.
T_{ref}	Température ambiante de la cellule.
T	Température de la cellule en (K).
E_g	Energie de gap (1.12 pour Si).
K	Constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K).
n	Facteur d'idéalité de la jonction PN.
FF	Le facteur de forme.
q	Charge d'électron = $1,602 \cdot 10^{-19}$ C
N_s	Nombre des cellules séries.
N_p	Nombre des cellules parallèles
φ_{sf}	Valeur crête (constante) du flux crée par l'aimant à travers les enroulements statoriques
θ	Angle entre l'axe d et l'axe de référence dans le système triphasé
ω	La pulsation électrique.
p	Le nombre de paire de pôles de la machine

Ω_r	La vitesse rotation de la machine
C_{em}	Couple électromagnétique délivré par le moteur.
C_r	Couple résistant
f	Coefficient de frottement
J	Moment d'inertie du moteur
P_a	La puissance absorbée par le moteur.
φ	Facteur de puissance
$[V_s]$	Vecteur tension statorique
$[I_s]$	Vecteur courant statorique
$[\varphi_s]$	Vecteur flux statorique
$[R_s]$	Matrice résistance du stator
$[L_s]$	Matrice inductance du stator
U_0	Tension continue à l'entrée de l'onduleur
λ	Coefficient de pertes de charges linéaires
D	Diamètre de la tuyauterie (m).
L	Longueur de la tuyauterie (m).
g	Accélération de la pesanteur (m/s^2).
v	Vitesse moyennes du fluide (m/s)
K_{fr}	Constante de canalisation
A	Coefficient en fonction de la vitesse et de la puissance nominales.
P_c	La puissance de crêt.
Z	L'impédance.

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: Spectre du rayonnement solaire.....	4
Figure I.2: Potentiel d'énergie solaire en Algérie.....	5
Figure I.3 : Système du pompage photovoltaïque étudié.....	7
Figure I.4 : Cellule photovoltaïque.....	9
Figure I.5 : Les différents types des cellules photovoltaïques.....	10
Figure I.6 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en séries.....	11
Figure I.7 : Caractéristiques d'un groupement de N_p cellules en parallèles.....	12
Figure I.8 : Symbole d'un convertisseur DC-DC.....	12
Figure I.9 : Symbole d'un convertisseur DC-AC.....	13
Figure I.10 : Représentation de la machine synchrone à aimants permanents.....	13
Figure I.11 : Courbe B(H) des différents types des aimants permanents.....	14
Figure I.12 : Formes simplifiées de la machine synchrone selon le type du rotor.....	15
Figure I.13 : Différentes configurations rotorique de la MSAP.....	15
Figure I.14: Fonctionnement d'une pompe volumétrique.....	17
Figure I.15: Principaux éléments d'une pompe centrifuge.....	18
Figure II.1 : Schéma d'une cellule photovoltaïque idéale.....	20
Figure II.2 : Schéma d'une cellule photovoltaïque réelle.....	22
Figure II.3 : La caractéristique électrique I-V du module dans les conditions standards..	23
Figure II.4 : La caractéristique électrique P-V du module dans les conditions standards.....	23
Figure II.5 : L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques électriques I-V et P-V.....	24
Figure II.6 : L'influence de la température sur les caractéristiques électriques I-V et P-V.....	25
Figure II.7 : Schéma électrique d'un hacheur BOOST.....	26
Figure II.8 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.....	27
Figure II.9 : Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O.....	28
Figure II.10 : Algorithme de la méthode P&O.....	29
Figure II.11: Schéma synoptique d'un contrôleur flou.....	30
Figure II.12 : Fonctions d'appartenance de la variable E	31
Figure II.13 : Fonctions d'appartenance de la variable ΔE	31
Figure II.14: Fonctions d'appartenance de la variable ΔD	31
Figure II.15: Schéma de l'onduleur triphasé à deux niveaux.....	32
Figure II.16: Représentation d'une machine synchrone à aimants permanents dans le repère triphasé.....	34

Figure II.17: Schéma équivalent de la MSAP dans le repère (d, q).....	36
Figure II.18: Représentation de la MSAP dans le système d'axe biphasé d-q.....	37
Figure II.19: Structure générale d'une commande DTC.....	41
Figure III.1 : Modèle de simulation du système de pompage global.....	49
Figure III.2 : Modèle de simulation de l'onduleur.....	49
Figure III.3: Modèle de simulation de la commande P&O.....	50
Figure III.4: Modèle de simulation de la pompe.....	50
Figure III.5 : Puissance de sortie du générateur photovoltaïque.....	51
Figure III.6: Courant et tension de sortie du convertisseur DC-DC.....	51
Figure III.7: Puissance de sortie du convertisseur DC-DC.....	52
Figure III.8 : Allure des courants statoriques.....	52
Figure III.9: Allure de variation des composantes (β, α) du flux.....	53
Figure III.10: Allure du couple électromagnétique et résistant.....	53
Figure III.11: Résultats de simulation de la pompe.....	54
Figure III.12 : Profil de l'éclairement.....	55
Figure III.13: Puissance de sortie du générateur photovoltaïque.....	55
Figure III.14: Tension et courant de sortie du convertisseur DC-DC	56
Figure III.15: Puissance de sortie du convertisseur DC-DC	56
Figure III.16 : Allure des courants statoriques.....	57
Figure III.17: Allure de variation des composantes β, α du flux.....	57
Figure III.18: Allure du couple électromagnétique et résistant.....	58
Figure III.19 : Résultats de simulation de la pompe.....	59
Figure IV.1 : Fonctionnement des diodes by-pass.....	60
Figure IV.2 : Schéma d'un champ photovoltaïque avec diode anti-retour.....	61
Figure IV.3 : Défaut de point chaud.....	62
Figure IV.4 : Défaut d'ombrage partiel.....	64
Figure IV.5 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec défaut diode By-pass.....	64
Figure IV.6 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass court-circuitée.....	65
Figure IV.7 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass déconnectée.....	65
Figure IV.8 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass claquée.....	66
Figure IV.9 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass inversée.....	66
Figure IV.10: Modèle de simulation des défauts d'ombrage du générateur photovoltaïque 4*2 (série- parallèle).....	67

Figure IV.11 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défauts d’ombrage) du système PV.....	67
Figure IV.12 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défauts d’ombrage) du système PV.....	68
Figure IV.13: Modèle de simulation des défauts des diodes By-pass.....	68
Figure IV.14 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass court-circuitée inversée et claquée).....	69
Figure IV.15 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass Court-circuitée inversée et claquée).....	69
Figure IV.16 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass déconnectée).....	70
Figure IV.17 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass déconnectée)	70
Figure IV.18 : Modèle de simulation des défauts de court-circuit.....	71
Figure IV.19 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défaut de court-circuit).....	72
Figure IV.20 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défaut de court-circuit).....	72
Figure IV.21 : Modèle de simulation de défaut de mise à la terre.....	73
Figure IV.22 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (Défaut de mise à la terre).....	73
Figure IV.23 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (Défaut de mise à la terre).....	74
Figure IV.24 : Résultats de simulation du défaut d’ombrage de la chaine de pompage photovoltaïque. Puissance du GPV, tension, courant et puissance en sortie du hacheur.....	75
Figure IV.25 : Résultats de simulation du défaut d’ombrage de chaine de pompage photovoltaïque. Caractéristiques de la pompe.....	76
Figure IV.26 : Résultats de simulation du défaut de court-circuit de la chaine de pompage photovoltaïque. Puissance du GPV, tension, courant et puissance en sortie du hacheur.....	77
Figure IV.27 : Résultats de simulation du défaut de court-circuit de la chaine de pompage photovoltaïque. Caractéristiques de la pompe.....	78
Figure IV.28 : Résultats de simulation du défaut de la diode by-pass de la chaine de pompage photovoltaïque. Puissance du GPV, tension, courant et puissance en sortie du hacheur.....	79
Figure IV.29 : Résultats de simulation du défaut de la diode by-pass de chaine de pompage photovoltaïque. Caractéristiques de la pompe.....	80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques du module BP Solar SX3190.....	23
Tableau II.2 : Principe de l'algorithme P&O.....	28
Tableau II.3 : Règles d'inférence.....	32
Tableau IV.1 Principaux défauts et anomalies dans un générateur PV.....	61

TABLE DES MATIERES

Remerciements.....	i
Dédicaces.....	ii
Liste des symboles.....	iii
Liste des figures.....	v
Liste des tableaux.....	viii
Table des matières.....	ix
Introduction générale	1
CHAPITRE I.....	3
I.1 Introduction.....	3
I.2 Historique	3
I.3 Rayonnement solaire	4
I.4 Potentiel solaire en Algérie	4
I.5 Application des systèmes photovoltaïques.....	5
I.5.1 Systèmes autonomes	5
I.5.2 Systèmes hybrides.....	6
I.5.3 Systèmes couplés au réseau	6
I.5.4 Systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage photovoltaïque)	6
I.6 Constitution d'un système de pompage photovoltaïque.....	7
I.7 La cellule photovoltaïque	8
I.7.1 Secteurs d'applications.....	8
I.7.2 Le principe de fonctionnement.....	8
I.7.3 Les différentes technologies de fabrication des cellules PV.....	9
I.7.3.1 Les cellules monocristallines.....	9
I.7.3.2 Les cellules polycristallines	10
I.7.3.3 Les cellules amorphes.....	10
I.7.4 Le module et le générateur photovoltaïque.....	10
I.7.4.1 L'association en série.....	11
I.7.4.2 L'association en parallèle.....	11
I.7.4.3 L'association mixte	12

I.8 Système de conversion.....	12
I.8.1 Convertisseur DC-DC	12
I.8.2 Convertisseur DC-AC	13
I.9 Structure de la MSAP	13
I.9.1 Stator	14
I.9.2 Rotor	14
I.9.3 Structure des aimants de la machine	15
I.9.4 Principe de fonctionnement de la MSAP	15
I.9.5 Avantages de la MSAP	16
I.9.6 Inconvénients de la MSAP	16
I.10 Les différents types de pompes	16
I.10.1 La pompe volumétrique	16
I.10.2 La pompe centrifuge.....	17
I.10.2.1 Constitution de la pompe centrifuge.....	17
I.10.2.2 Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge	18
I.10.2.3 Avantages des pompes centrifuges	18
I.10.2.4 Inconvénients des pompes centrifuges	19
I.11 Conclusion	19
CHAPITRE II.....	20
II.1 Introduction.....	20
II.2 Modélisation d'un générateur photovoltaïque	20
II.2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	20
II.2.1.1 Cellule photovoltaïque idéal	20
II.2.1.2 Cellule photovoltaïque réelle.....	21
II.2.2 Module photovoltaïque.....	22
II.2.3 Caractéristique d'un module photovoltaïque.....	22
II.2.3.1 Caractéristique courant-tension.....	23
II.2.3.2 Caractéristique Puissance-tension	23
II.2.4 Paramètres caractéristiques d'un module solaire	24
II.2.5 Effet de l'éclairement	24
II.2.6 Effet de la température	25
II.3 Modélisation de l'hacheur Boost.....	25

II.4 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)	27
II.4.1 La méthode Perturbation & Observation (P&O)	27
II.4.1.1 Algorithme de perturbation et observation	27
II.4.2 Commande MPPT floue	30
II.5 Modélisation de l'onduleur a deux niveaux	32
II.6 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)	33
II.6.1 Hypothèses simplificatrices	33
II.6.2 Mise en équation de la MSAP en triphasé	34
II.6.2.1 Les équations électriques	34
II.6.2.2 L'équation électromagnétique	35
II.6.2.3 L'équation mécanique	35
II.6.3 La puissance absorbée	36
II.6.4 Transformation de Park	36
II.6.4.1 Passage direct : triphasé au diphasé	36
II.6.4.2 Passage inverse : biphasé au Triphasé	37
II.6.5 Modélisation de la MSAP dans le repère de Park	37
II.6.5.1 Equations électriques	37
II.6.5.2 L'équation électromagnétique	39
II.6.5.3 L'équation mécanique	39
II.6.6 Le choix du référentiel	39
II.7 Principe de la commande DTC	40
II.7.1 Structure générale de la commande DTC	40
II.7.2 Les estimateurs de flux et de couple	40
II.7.2.1 Estimateur du flux	40
II.7.2.2 Estimateur du couple	42
II.8 Modélisation de la pompe centrifuge	42
II.8.1 Hauteur manométrique totale	42
II.8.2 Pertes de charges linéaires	42
II.8.3 Pertes de charges singulières (locales)	43
II.8.4 Lois de similitude	43
II.8.5 La puissance hydraulique	44
II.8.6 Caractéristiques des pompes centrifuges	44
II.8.6.1 La caractéristique hauteur – débit	44

II.8.6.2 La caractéristique Rendement – débit.....	44
II.8.6.3 La caractéristique Couple – vitesse	44
II.8.7 Choix de pompe	45
II.9 Conclusion	45
CHAPITRE III.....	46
III.1 Introduction	46
III.2 Méthode de dimensionnement.....	46
III.2.1 Evaluation des besoins en eau	46
III.2.2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.....	46
III.3 Dimensionnement de la pompe centrifuge.....	47
III.4 Dimensionnement du moteur	47
III.5 Dimensionnement du champ photovoltaïque.....	47
III.5.1 Estimation du nombre de modules	48
III.5.2 Estimation du nombre de modules en série	48
III.5.3 Estimation du nombre de branches en parallèle	48
III.6 Simulation de la chaine de pompage photovoltaïque	49
III.7 Application de l'algorithme P&O	51
III.7.1 Résultats de simulation et discussions	51
III.7.2 Application d'un profil variable de l'éclairement.....	55
III.8 Conclusion	59
CHAPITRE IV.....	60
IV.1 Introduction.....	60
IV.2 Protection des modules photovoltaïques	60
IV.2.1 Diodes de by-pass	60
IV.2.2 Diodes anti-retour	60
IV.2.3 Câblage et boîte de jonction.....	61
IV.3 Défauts dans le système photovoltaïque.....	61
IV.4 Défauts fréquents des systèmes photovoltaïques	62
IV.4.1 Défaut de point chaud (Hot spots).....	62
IV.4.2 Dégradation	63
IV.4.3 Défaut de circuit ouvert	63

IV.4.4 Défaut de court-circuit	63
IV.4.5 Défaut de mise à la terre	63
IV.4.6 Défaut de ligne à ligne.....	63
IV.4.7 Défaut de mismatch	63
IV.4.8 Le défaut d’ombrage	63
IV.4.8.1 L’ombrage total	63
IV.4.8.2 L’ombrage partiel	64
IV.4.9 Défaut diodes By-pass	64
IV.4.9.1 Diode By-pass court-circuit.....	64
IV.4.9.2 Diode By-pass déconnectée.....	65
IV.4.9.3 Diode By-pass claquée.....	65
IV.4.9.4 Diode By-pass inversée.....	66
IV.5 Simulation des défauts du système photovoltaïque	66
IV.5.1 Simulation du défaut d’ombrage	66
IV.5.2 Simulation des défauts des diodes By-pass.....	68
IV.5.2.1 Simulation des défauts de la diode By-pass (Court-circuitée inversée et claquée)	69
IV.5.2.2 Simulation des défauts de la diode By-pass déconnectée.....	70
IV.5.3 Simulation des défauts de court-circuit	71
IV.5.4 Défaut de mise à la terre	73
IV.6 Simulation des défauts de la chaîne de pompage photovoltaïque	74
IV.6.1 Simulation du défaut d’ombrage de la chaîne de pompage photovoltaïque.....	74
IV.6.2 Simulation du défaut de court-circuit de la chaîne de pompage photovoltaïque.....	77
IV.6.3 Simulation du défaut de la diode by-pass claquée dans la chaîne de pompage photovoltaïque	79
IV.7 Conclusion	81
Conclusion générale.....	82
BIBLIGRAPHIE	83
Annexe.....	86

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie solaire est considérée comme une source d'énergie renouvelable et respectueuse de l'environnement. Une nature propre, un fonctionnement silencieux et une disponibilité abondante, même dans des endroits éloignés, ont rendu la meilleure forme d'énergie solaire disponible dans le scénario actuel. Des coûts d'investissement décroissants, des coûts de maintenance minimales et des coûts d'exploitation nuls ont fait du système solaire photovoltaïque un excellent moyen concevable d'exploiter l'énergie solaire.

L'approvisionnement en eau dans des zones reculées ou isolées dépourvues de systèmes de distribution d'eau et d'énergie a toujours été un défi. Dans les régions, généralement désertiques ou montagneuses, qui ne sont pas facilement accessibles par les moyens de transport conventionnels, le pompage de l'eau représente la seule méthode viable pour assurer un approvisionnement en eau minimum, même en cas de sécheresse sévère. Récemment, l'avènement de panneaux photovoltaïques (PV) moins chers et de pompes produites en série a fait du pompage de l'eau à l'énergie solaire une solution viable et compétitive, en particulier dans les zones intéressées par la présence d'un rayonnement solaire important. Les systèmes de pompage solaire offrent de nombreux avantages par rapport aux pompes diesel plus traditionnelles, notamment une fiabilité améliorée et des coûts d'exploitation et de maintenance réduits. La disponibilité de la puissance de pompage dans ces systèmes est bien adaptée à la demande en eau, qui est en fait la plus importante pendant la journée. Cependant, il est également affecté par les conditions météorologiques et environnementales, qui sont par nature variables. En particulier, des coupures de courant intermittentes pourraient facilement se produire, surtout par temps nuageux.

Habituellement, les systèmes solaires photovoltaïques de pompage d'eau (SPPE) peuvent être classés en deux types, à savoir les SPPE à couplage de batterie et les SPPE à couplage direct. Ce deuxième système présente de nombreux avantages tels que la simplicité, un coût moindre en raison du manque de batteries de stockage, nécessitant moins d'entretien et fonctionnant avec un rendement élevé les jours ensoleillés. De plus, un réservoir d'eau de stockage peut être utilisé pour couvrir la demande en eau le soir ou lorsque le générateur photovoltaïque est incapable de produire une puissance suffisante pour entraîner la pompe. Pour concevoir un SPPE à couplage direct efficace, le principal défi est le fonctionnement sous des oscillations de puissance importantes, qui défient la régulation de la tension du circuit intermédiaire. Par conséquent, ce système nécessite des solutions créatives afin d'extraire simultanément la puissance photovoltaïque maximale et la quantité d'eau pompée souhaitée.

En tant que composants fondamentaux de la conversion d'énergie photoélectrique, les panneaux photovoltaïques sont composés d'un grand nombre de modules photovoltaïques et de câblages complexes, et ils fonctionnent généralement dans des environnements extérieurs difficiles. En raison de nombreux facteurs potentiels (tels que la corrosion, les vents violents, les fortes pluies, la grêle, les salissures, l'exposition aux ultraviolets, les cycles thermiques, la mastication des rongeurs, un éventuel transport/installation/entretien inapproprié, etc.), ils sont susceptibles de souffrir de divers types et niveaux de défauts ou d'anomalie, tels que défauts de court-circuit (ligne-ligne et ligne à terre), ombrage partiel, dégradation due au vieillissement, défaut de circuit ouvert, défaut d'arc DC, point chaud, dégradation induite du

potentiel, micro-fissure, etc. Pour protéger les systèmes photovoltaïques contre les événements catastrophiques, certains dispositifs de protection conventionnels sont généralement installés sur les générateurs photovoltaïques côté CC, tels que le dispositif de protection contre les surintensités (OCPD), la détection et l'interrupteur de défaut à la terre (GFDI), l'interrupteur de circuit de défaut d'arc (AFCI) et ainsi de suite. Cependant, les premiers défauts mineurs avec une faible discordance ou une impédance élevée restent non protégés et sont difficiles et longs à détecter manuellement, ce qui peut entraîner la réduction de l'efficacité de la production d'énergie.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse spécifiquement à l'étude de certains défauts qui peuvent survenir dans le générateur photovoltaïque et par conséquent sur la chaîne de pompage photovoltaïque. Ce manuscrit est structuré en quatre chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur la filière photovoltaïque et traite plus particulièrement les éléments essentiels constituant un système de pompage photovoltaïque.

Dans le second chapitre nous modélisons la chaîne de pompage photovoltaïque en se basant sur les équations régissant le fonctionnement du générateur PV, de l'hacheur boost, de l'onduleur de tension, de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) et la pompe centrifuge. Un bref aperçu sur les techniques de commande de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) et la commande directe du couple (DTC) sera présenté.

Le troisième chapitre est consacré à la simulation de la chaîne de pompage photovoltaïque. Dans le dernier chapitre, et pour mener à bien cette étude, des résultats de simulation des défauts du générateur photovoltaïque seront présentés.

Ce travail se termine par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes de
pompage photovoltaïque

I.1 Introduction

Les besoins des stations de pompage soient pour distribuer des carburants ou l'eau dans les sites isolés sont des problèmes bien réels qui ont poussé les chercheurs à développer des systèmes de pompage bien contrôlé à base des sources d'énergies durables et plus respectueuses de l'environnement. Parmi ces systèmes, on trouve système de pompage photovoltaïque qui occupe une bonne place grâce aux avantages qu'elle apporte par rapport les autres. Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments essentiels constituant un système de pompage photovoltaïque.

I.2 Historique

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis 40 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies avec les balises en mer et l'équipement de sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil.

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 4000 km en Australie.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photo sensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs.

Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé. [1]

I.3 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble du rayonnement émis par le soleil. En plus des rayons cosmiques, particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées, le soleil émet des ondes électromagnétiques dont le spectre s'étend des ondes radio aux rayons gamma, en passant par la lumière visible. Ce rayonnement transporte l'énergie solaire, indispensable à toute vie terrestre. Les réactions de fusion nucléaire qui ont lieu au cœur du soleil libèrent une énergie colossale qui nous parvient 8 minutes plus tard sous la forme du rayonnement solaire figure (I.1).

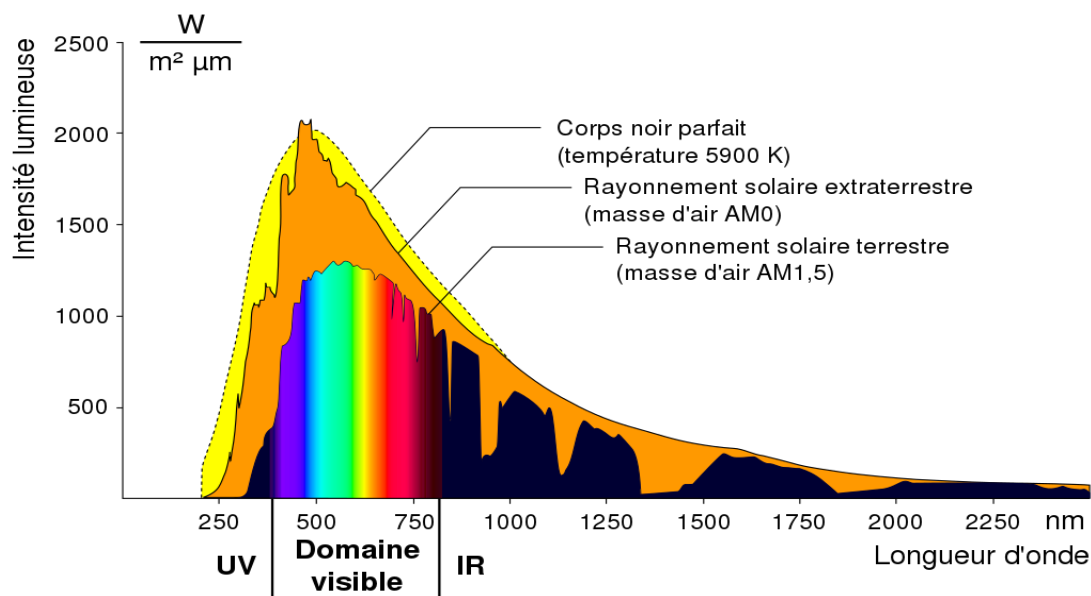


Figure I.1: Spectre du rayonnement solaire

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2), à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1,2 kW/m^2$ ($1200 W/m^2$). 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. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.[2]

I.4 Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants au 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 $1700 kWh/m^2/an$ au Nord et $2263 kWh/m^2/an$ au sud du pays. [3]

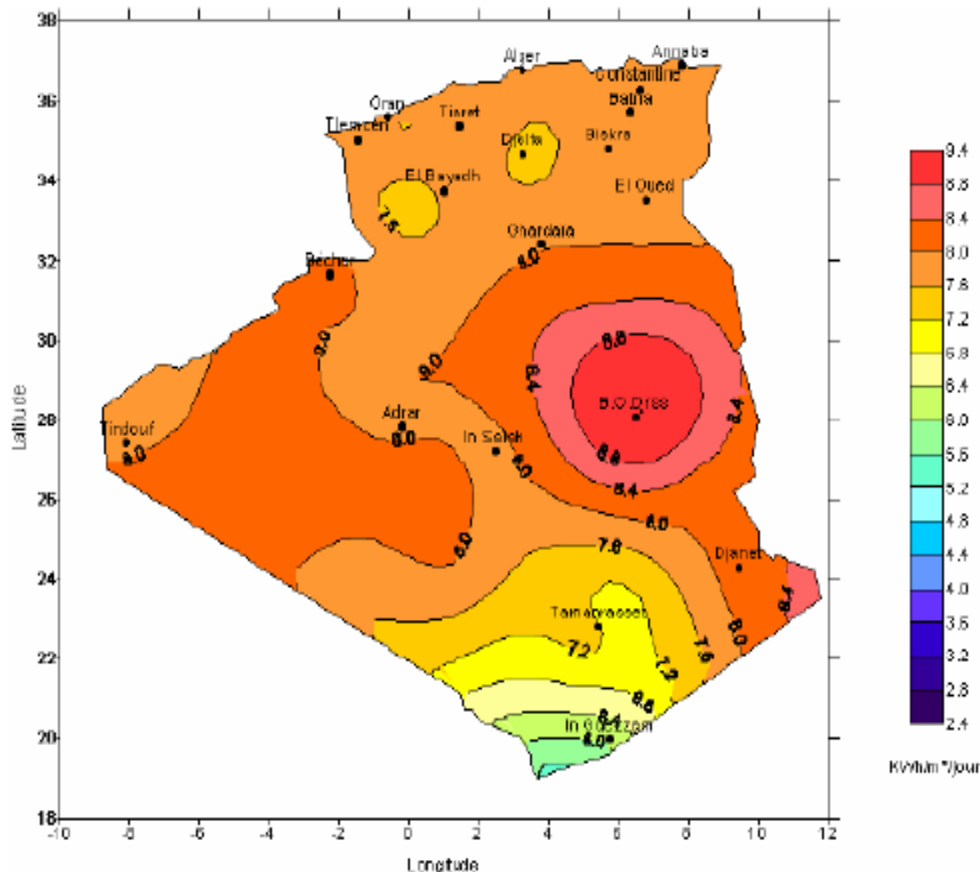


Figure I.2: Potentiel d'énergie solaire en Algérie

L'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

I.5 Application des systèmes photovoltaïques

Les principales applications des systèmes photovoltaïques sont énumérées ci-après.

I.5.1 Systèmes autonomes

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau. [4]

Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont :

➤ Système autonome avec stockage

La batterie sert à stocker de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du régulateur de charge.

➤ **Système autonome sans stockage**

Dans les systèmes photovoltaïques autonomes sans batterie la charge de type continu est alimentée directement par GPV car la production d'énergie est suffisante pour le fonctionnement de la charge.

1.5.2 Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, où si vous désirez diminuer votre investissement dans les champs de modules photovoltaïques et les batteries d'accumulateurs. [5]

1.5.3 Systèmes couplés au réseau

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique.

L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par des grandes centrales thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Un système connecté à un réseau produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il approvisionne au besoin. Ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs. [5]

1.5.4 Systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage photovoltaïque)

Dans les régions éloignées, désertiques ou montagneuses, l'alimentation en eau potable et d'irrigation reste toujours le souci quotidien des populations. Le pompage d'eau à l'aide de majorité de ces régions sont très ensoleillées et cette énergie a l'avantage d'être présente et propre contrairement à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes de l'éloignement du réseau électrique et les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels. Généralement, les systèmes de pompage photovoltaïque sont constitués d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur du courant électrique qui peut être un convertisseur DC/AC pour un moteur à courant alternatif ou un convertisseur DC/DC pour un moteur à courant continu et d'un groupe motopompe [6].

Ces systèmes fonctionnent au fil du soleil sans stockage électrochimique. L'eau ainsi pompée peut être utilisée directement ou stockée dans un réservoir pour des utilisations ultérieures. Ce type de stockage de l'eau est la solution la plus adoptée par rapport au stockage électrochimique dans des batteries. Le générateur photovoltaïque est responsable de la conversion instantanée de l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules photovoltaïques reliés en série et en parallèle selon la puissance requise.

I.6 Constitution d'un système de pompage photovoltaïque

Le pompage de l'eau est l'une des applications les plus courantes utilisant l'énergie solaire pour l'irrigation ou l'alimentation en eau potable ; ses performances dépendent des caractéristiques du site (ensoleillement, température ambiante, obstacles géographiques), du rendement des modules mais aussi des caractéristiques des autres équipements (onduleur, moteur, ...).[7]

Le schéma général d'un système de pompage photovoltaïque étudié dans ce mémoire est le suivant :

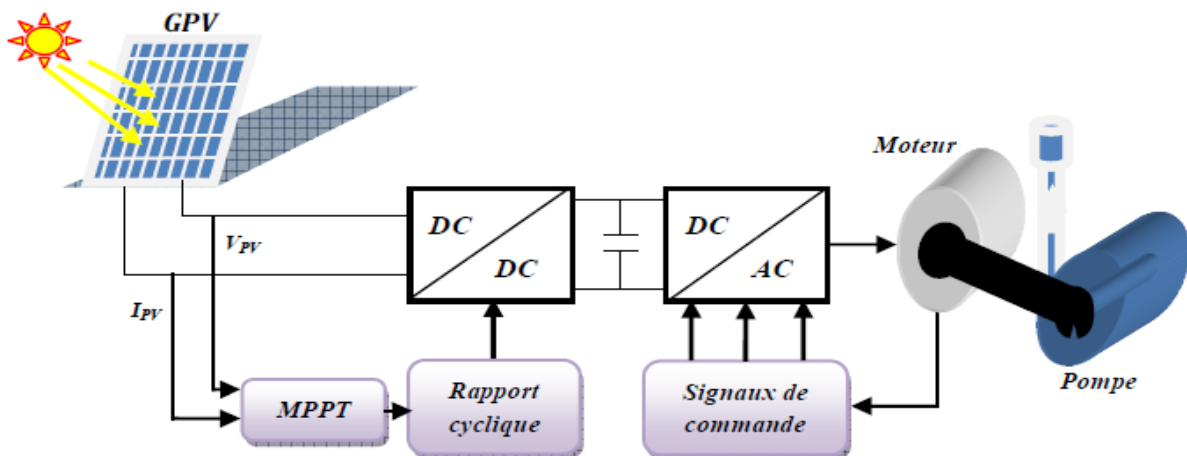


Figure 1.3 : Système du pompage photovoltaïque étudié [8]

A. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque représente la source de l'énergie électrique actionnant le moteur pompe. Il est constitué d'un ensemble de modules rangés sous forme de panneaux, qui permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de tension et de courant continu, variable selon l'influence de l'éclairement sur les panneaux solaires. Le composant de base de cette conversion est la cellule photovoltaïque.

B. Moteur d'entraînement

Le choix du type du moteur dépend de plusieurs facteurs tels que fiabilité, support technique, prix, ...etc.

- Un moteur à courant continu est généralement plus efficace est plus facile à utiliser avec un système photovoltaïque (pas besoin d'onduleurs), par contre il est plus cher et plus difficile à trouver sur le marché.
- Un moteur à courant alternatif est moins cher et plus facile à le trouver sur le marché, mais Il exige l'utilisation d'un onduleur pour fonctionner avec une alimentation photovoltaïque.

Le moteur utilisé dans ce travail est de type synchrone à aimants permanents qui est de plus en plus utilisé dans diverses applications telles que les machines-outils, la robotique, les ventilateurs et le pompage photovoltaïque, grâce au développement de l'électronique de puissance et des matériaux magnétiques et aussi à l'avantage des aimants permanents qui ont remplacés le rotor bobiné. Ce qui a permis à la machine synchrone à aimants permanents d'avoir un bon rendement par rapport à la machine asynchrone où à courant continu. [7]

C. Pompe de refoulement

Le MSAP (Moteur Synchrone à Aimants Permanents) est couplé avec une pompe centrifuge car ce type de pompe offre une adaptation convenable aux systèmes PV. Et qui sont actuellement les plus utilisées pour les problèmes d'élévation d'eau. [7]

I.7 La cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Dans l'obscurité, elle se comporte comme une jonction PN (diode). D'un matériau semi-conducteur et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique [9].

I.7.1 Secteurs d'applications

Les premières utilisations des cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites, navettes) remontent aux années soixante, après l'énergie photovoltaïque est adaptée à une large gamme d'applications, vu la haute fiabilité de fonctionnement, l'autonomie, la maintenance légère et la longue durée de vie des équipements (25 ans) [10] :

- **Sites isolés** : Parcs nationaux, service des eaux et forêts, régions isolées, désert, pompage et irrigation ...
- **Télécommunications** : Téléphonie rurale, radiotéléphonie, ...
- **Acquisition de données** : Stations isolées d'acquisition de données, stations météorologiques ...
- **Routes et transport** : Lampadaires, éclairage de panneaux, panneaux à messages variables, signalisation lumineuse routière et ferroviaire ...
- **Domaine spatial** : utilisation des cellules solaires pour des engins spatiaux (navettes, satellites,...).

I.7.2 Le principe de fonctionnement

La cellule solaire à semi-conducteur est un dispositif permettant de débiter un courant électrique dans une charge externe lorsque celui-ci est exposé à la lumière. Son fonctionnement se résume comme suit : Lorsque la cellule est exposée au rayonnement solaire, les photons d'énergie pénétrant dans la cellule solaire transmettent leur énergie aux atomes de la jonction. Si cette énergie est suffisamment élevée, elle peut faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, et créer ainsi des paires « électron- trou ».

Les électrons (charges N) et les trous (charges P), sont alors maintenus séparés par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel [8]. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et un courant électrique circule.

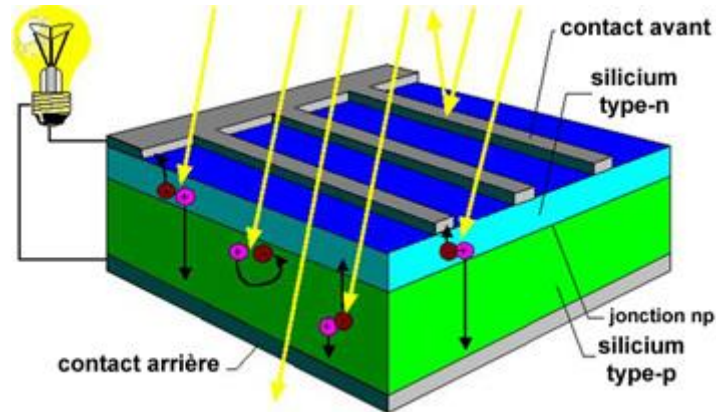


Figure I.4 : Cellule photovoltaïque [9]

A chaque photon, on associe une énergie $E_{ph} = h\nu$ ou ν est la fréquence (Hz) associée à la longueur d'onde du photon ($\lambda_L = \frac{c}{\nu}$). L'énergie du photon E_{ph} est liée à la longueur d'onde par la relation : [11]

$$E_{ph} = \frac{hc}{\lambda_L} \quad \lambda_L \text{ est en } \mu\text{m} \quad (\text{I.1})$$

E_{ph} : Energie des photons en (Joule).

h : Constante de Planck ($6.62 \cdot 10^{-34}$ J.s).

c : Vitesse (célérité) de la lumière dans le vide ($3 \cdot 10^8$ m/s).

I.7.3 Les différentes technologies de fabrication des cellules PV

Il existe, principalement, trois types de cellules : [12]

I.7.3.1 Les cellules monocristallines

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %. Néanmoins, elles présentent des inconvénients :

- Méthode de production laborieuse et difficile et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

I.7.3.2 Les cellules polycristallines

Les cellules polycristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Les cellules polycristallines sont caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Nécessite moins d'énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % au laboratoire.

I.7.3.3 Les cellules amorphes

Le silicium amorphe, apparu en 1976, possède une structure atomique désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible).

- Coût de production plus faible.
- Rendement de seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire.
- Fonctionne sous très faible éclaircissement.
- Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le di sélénure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements de 38 % au laboratoire.

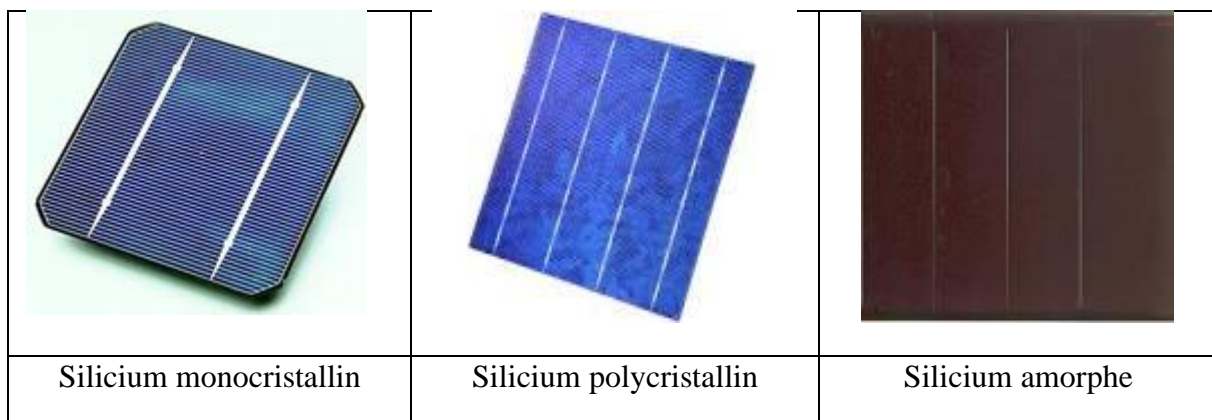


Figure I.5 : Les différents types des cellules photovoltaïques

I.7.4 Le module et le générateur photovoltaïque

Le module solaire photovoltaïque (ou panneau solaire) est composé de plusieurs cellules associées en série et/ou parallèle, disposées en rangées. Cet assemblage de cellules se fait de manière différente suivant les technologies.

Le générateur photovoltaïque : L'interconnexion de plusieurs modules, en série ou en parallèle, permet d'obtenir une puissance plus grande, formant ainsi un générateur photovoltaïque (appelé aussi champ photovoltaïque). [10]

I.7.4.1 L'association en série

Une association de (N_s) cellule en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule.[13]

L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules est donnée par :

$$V_{CONs} = N_s * V_{CO} \quad (I.2)$$

$$I_{CCNs} = I_{CC} \quad (I.3)$$

V_{CONs} : La somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série.

I_{CCNs} : Le courant de court-circuit de N_s cellules en série.

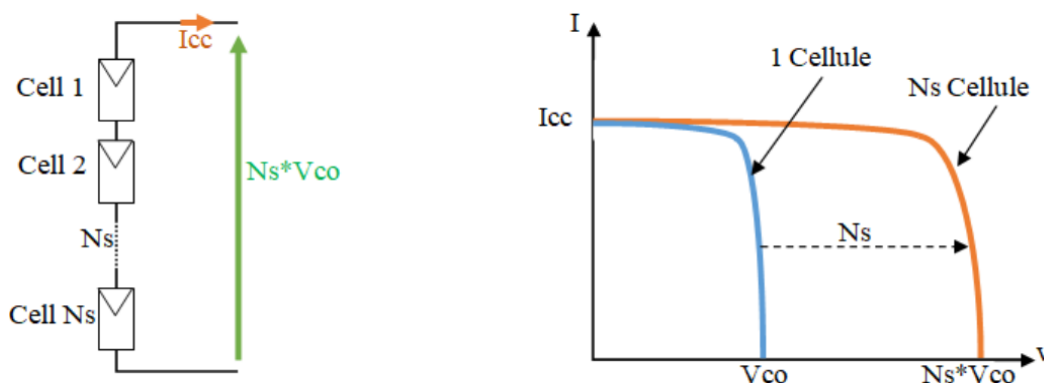


Figure I.6 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série

I.7.4.2 L'association en parallèle

Une association parallèle de (N_p) cellule est possible et permet d'augmenter le courant de sortie du générateur. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants.[13]

L'équation suivante résume les caractéristiques électriques d'une association parallèle de (N_p) cellules.

$$V_{CONp} = V_{CO} \quad (I.4)$$

$$I_{CCNp} = N_p * I_{CC} \quad (I.5)$$

V_{CONp} : La tension du circuit ouvert de N_p cellules en parallèle.

I_{CCNp} : La somme des courants de court-circuit de N_p cellules en parallèle.

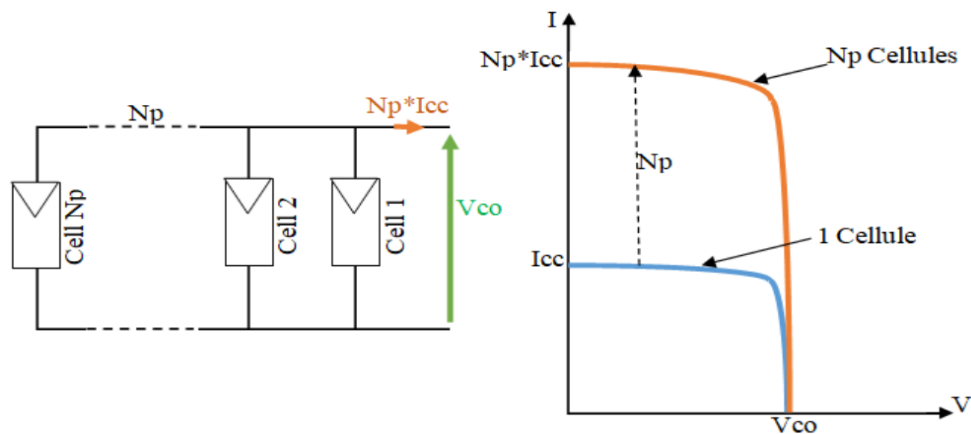


Figure I.7 : Caractéristiques d'un groupement de N_p cellules en parallèles

I.7.4.3 L'association mixte

Pour atteindre une puissance importante, il faut associer plusieurs cellules en série et en parallèle. Cette interconnexion des modules forme un module photovoltaïque. Les modules en série sont utilisés, pour les installations sans ombre : c'est la solution la plus simple, mais il convient de calculer la tension maximale par rapport à celle demandée. Les modules en parallèle sont préférables pour les installations qui ont une partie à l'ombre, ou lorsque la tension des modules est importante dépassant la tension demandée [14].

I.8 Système de conversion

Dans notre travail, le plus important des systèmes de conversion de puissance est la conversion DC/DC et la conversion DC/AC.

I.8.1 Convertisseur DC-DC

Les hacheurs ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Ou de réguler une tension de sortie à partir d'une tension d'entrée variable.

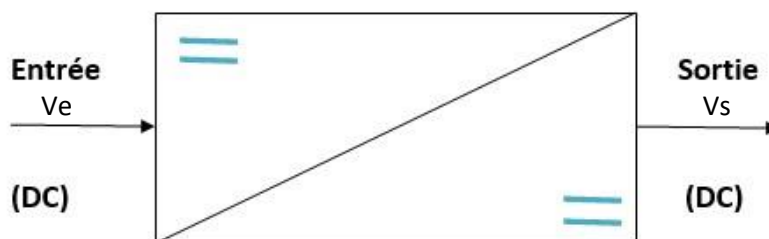


Figure I.8 : Symbole d'un convertisseur DC-DC

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV pour générer les courants et les tensions souhaités sont :

- Les convertisseurs de type BUCK (abaisseurs) dans lesquels $V_S < V_E$.
- Les convertisseurs de type BOOST (élevateurs) dans lesquels $V_S > V_E$.
- Les convertisseurs de type BUCK-BOOST qui peuvent fonctionner en BUCK ou en BOOST en fonction du rapport cyclique α .

Le convertisseur de puissance DC/DC dans le système PV a pour rôle d'optimiser le transfert d'énergie du générateur PV vers la charge. Ceci se fait via la commande de l'interrupteur en utilisant un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui recherche le point de puissance maximale et fait fonctionner le système en ce point [15].

I.8.2 Convertisseur DC-AC

Un convertisseur alternatif - continu est nommé un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue. C'est la fonction inverse d'un redresseur.

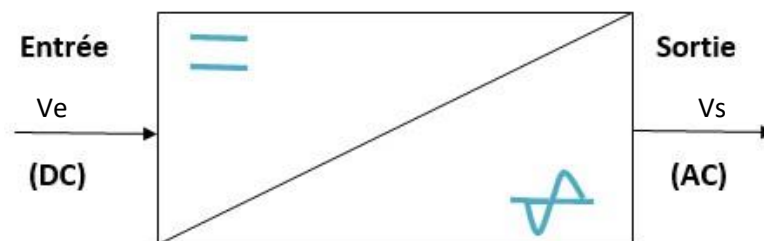


Figure I.9 : Symbole d'un convertisseur DC-AC

I.9 Structure de la MSAP

La machine synchrone à aimants permanents est un dispositif électromécanique qui est composée de deux parties principales. Une partie fixe qui s'appelle stator et qui est composée de trois enroulements (bobines) et une partie tournante qui s'appelle rotor et qui est composée d'un aimant permanent. Le stator et le rotor ont une forme cylindrique ou le rotor est recouvert par le stator. Ils sont séparés par un petit entrefer. [15]

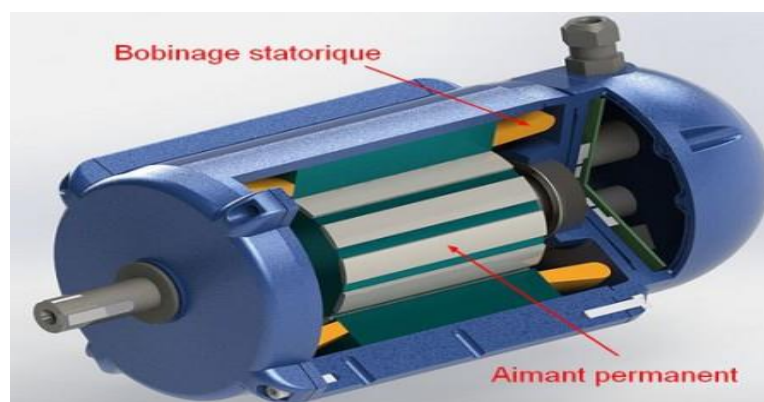


Figure I.10 : Représentation de la machine synchrone à aimants permanents

Il y a fondamentalement quatre types différents d'aimants permanents, comme le montre la figure I.11

- Les ferrites.
- Les ALNiCo, qui sont des alliages d'Aluminium, Fer, Cobalt.
- Les aimants de type Samarium/Cobalt. (SmCo).
- Les aimants Néodyme/Fer/Bore (NdFeb).

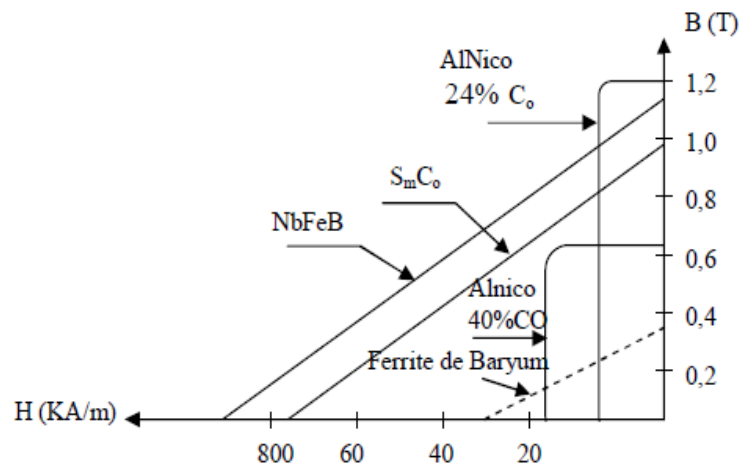


Figure I.11 : Courbe B(H) des différents types des aimants permanents [16]

L'évolution des aimants de terre rare sous forme de samarium/cobalt vers la fin des années 60 et de néodyme/fer/bore au début des années 80 a révolutionné la taille et l'exécution des moteurs électriques.

I.9.1 Stator

Le stator est constitué d'un empilement des tôles encochées, muni d'un enroulement triphasé représenté par les trois axes (a , b , c) déphasés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique. Le but de cet enroulement est de créer un champ magnétique tournant, lorsqu'il est alimenté par un système triphasé de courant ou de tension [16]. Ce champ interagit avec celui créé par les aimants permanents pour produire le couple.

I.9.2 Rotor

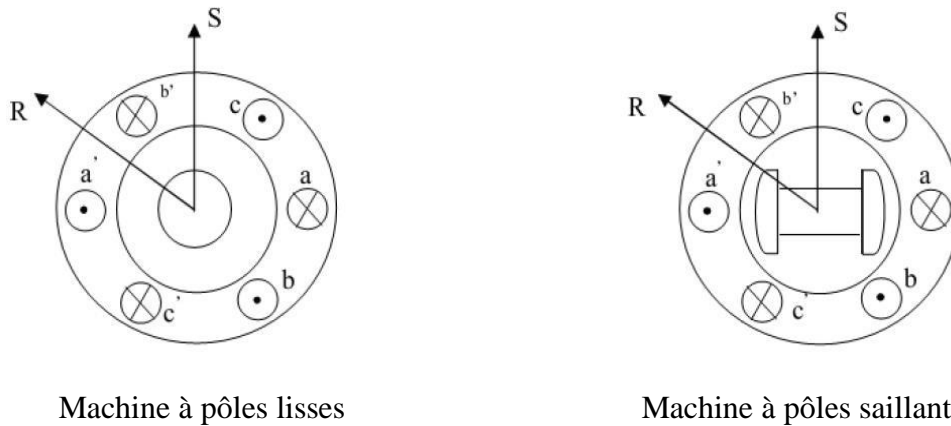
Représente la partie mobile de la MSAP, formée d'un assemblage des tôles et d'aimants créant le flux d'inducteur, il est généralement de deux types : [15]

➤ Machines munies de pièces polaires (rotor saillant)

Rotor possédant des pièces polaires servent à la concentration du flux d'induction dans lequel les aimants sont orientés soit parallèlement, soit perpendiculairement à l'entrefer ou de manière plus complexe. Dans ce cas, l'inducteur est à pôles saillants.

➤ **Machines sans pièces polaires (rotor lisse).**

Rotor sans pièces polaires donc à entrefer constante, dans lequel l'aimantation des aimants est généralement perpendiculaire à l'entrefer.



Machine à pôles lisses

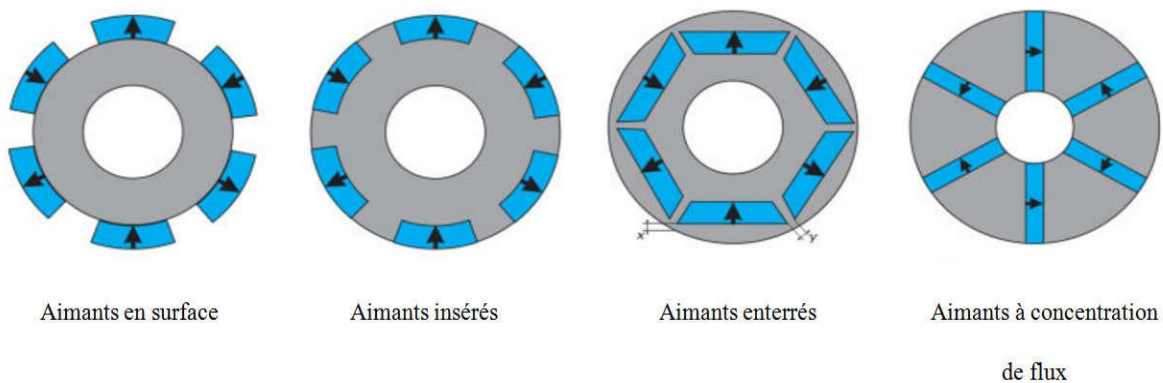
Machine à pôles saillants

Figure I.12 : Formes simplifiées de la machine synchrone selon le type du rotor

I.9.3 Structure des aimants de la machine

Les MSAP peuvent être construites avec plusieurs configurations rotoriques ; Leur classification globale en termes de placement des aimants est illustrée comme suit :[17]

- Aimants montés en surface.
- Aimants insérés.
- Aimants enterrés.
- Aimants à concentration de flux.



Aimants en surface

Aimants insérés

Aimants enterrés

Aimants à concentration

de flux

Figure I.13 : Différentes configurations rotorique de la MSAP

I.9.4 Principe de fonctionnement de la MSAP

La machine électrique tournante représente un dispositif électromagnétique destiné à transformer de l'énergie électrique en énergie mécanique (fonctionnement moteur) ou inversement de l'énergie mécanique en énergie électrique (fonctionnement générateur). Elle comprend principalement deux parties : la partie créant le champ magnétique, l'inducteur et l'induit la partie dans lequel induit une force électromotrice, ces parties sont séparées par un

entrefer. Les bobines (phases) du stator sont reliées à une source triphasée de tensions sinusoïdales. Un flux magnétique sinusoïdal tournant à la fréquence de la source de tension est créé suite à la superposition des trois flux magnétiques créés par les trois bobines du stator. Ce flux magnétique tournant interagit avec le flux de rotor dans l'entrefer séparant le rotor et le stator et crée ainsi une force électromagnétique. Cette force est traduite par la rotation du rotor. La vitesse de rotation du rotor est proportionnelle à la fréquence de la source de tension. [18]

I.9.5 Avantages de la MSAP

Les machines synchrones à aimants permanents présentent plusieurs avantages par rapport aux autres types de machines : [18]

- Puissances massives importantes et élevées.
- Absence de contacts glissants.
- Pas des pertes résistives au rotor ; ce qui facilite l'évaluation de la chaleur due aux pertes dans la machine. Ainsi, il y a suppression d'équipement de refroidissement au rotor.
- Suppression des bagues et des ballais, ce qui réduit les problèmes de maintenance.
- Possibilité de supporter des surcharges transitoires importantes et un bon comportement dynamique en accélération et en freinage.
- Grande fiabilité.
- Fonctionnement en survitesse.

I.9.6 Inconvénients de la MSAP

Comme inconvénients de la MSAP on cite :

- Coût élevé des aimants.
- Interactions magnétiques due au changement de structure.
- Influence des vibrations et des chocs sur la structure de la machine.
- Diminution de l'aimantation selon loi logarithmique en fonction du temps.

I.10 Les différents types de pompes

Il existe deux grandes catégories de pompes industrielles

I.10.1 La pompe volumétrique

Une pompe volumétrique est une pompe dans laquelle une certaine quantité de fluide «Emprisonnée» est forcée à se déplacer jusqu'à l'orifice de sortie (Figure I.14). La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres).

L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface [19].

Le principal intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grande profondeur et à petit débit d'eau.

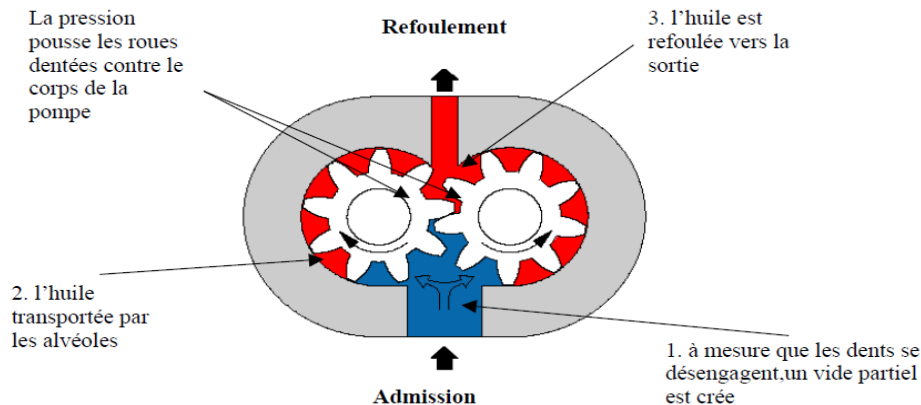


Figure I.14: Fonctionnement d'une pompe volumétrique

I.10.2 La pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée. Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.

I.10.2.1 Constitution de la pompe centrifuge

La pompe se compose de deux éléments essentiels : [13]

- Une roue qui impose au liquide un mouvement de rotation. Celle-ci est montée sur un arbre porté par des paliers et entraîné par un moteur.
- Un corps de pompe qui dirige l'écoulement vers la roue et l'en éloigne à nouveau sous plus haute pression. Le corps de pompe comprend une tubulure d'aspiration et une tubulure de refoulement, supporte les paliers et l'ensemble du rotor.

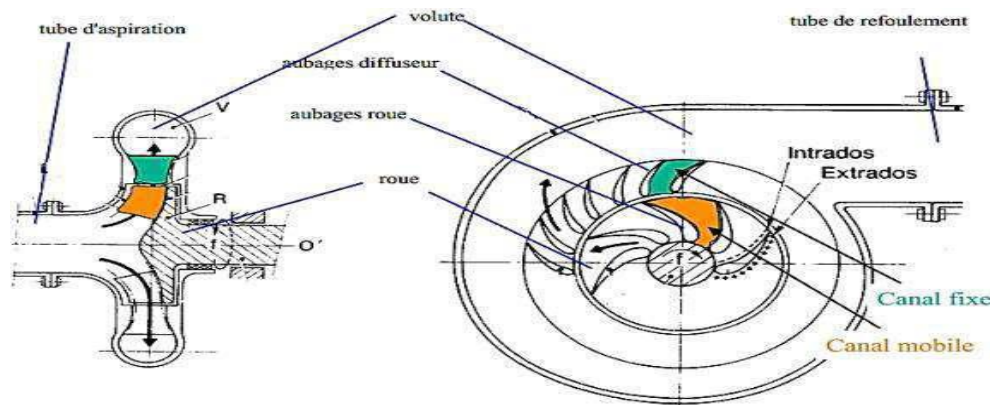


Figure I.15: Principaux éléments d'une pompe centrifuge

I.10.2.2 Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge

On peut décomposer le fonctionnement en trois étapes : [20]

A. L'aspiration

Le liquide est aspiré au centre du rotor par une ouverture appelée distributeur dont le rôle est de conduire le fluide depuis la conduite d'aspiration jusqu'à la section d'entrée du rotor. La pompe étant amorcée, c'est-à-dire pleine de liquide, la vitesse du fluide qui entre dans la roue augmente et par conséquent la pression dans l'ouïe diminue et engendre ainsi une aspiration et maintient l'amorçage.

B. L'accélération

Le rotor transforme l'énergie mécanique appliquée à l'arbre de la machine en énergie cinétique. A la sortie du rotor, le fluide se trouve projeté dans la volute dont le but est de collecter le fluide et de le ramener dans la section de sortie.

C. Le refoulement

Dans l'élargissement en sortie, qui se comporte comme un divergent, le liquide perd de la vitesse au profit de l'accroissement de pression : l'énergie cinétique est convertie en énergie de pression au niveau de diffuseur

I.10.2.3 Avantages des pompes centrifuges

Parmi les avantages des pompes centrifuges on cite :

- Construction simple, peu de composants mobiles, longue durée de service.
- Débit de refoulement facile à ajuster par une soupape à la sortie de la pompe ou par la vitesse de rotation
- Vitesse de rotation élevée, entraînement direct possible par moteur électrique ou turbine
- Fonctionnement très silencieux grâce à un bon équilibrage des masses et à l'absence de masses oscillantes

- Refoulement continu sans pulsations
- Convient à des puissances élevées
- Concentration élevée de la puissance et petit espace de construction.
- Rendement très stable et constant

I.10.2.4 Inconvénients des pompes centrifuges

Les inconvénients des pompes centrifuges sont :

- Risque de cavitation avec de l'eau chaude ou des pressions d'aspiration faibles.
- Le débit volumétrique dépend de la pression de refoulement.
- Pas auto-amorçant (des types spéciaux tels que la pompe à canal latéral peut être auto-amorçant).
- Plusieurs étages requis pour les pressions de refoulement élevées.

I.11 Conclusion

Dans ce chapitre et après un bref historique et des définitions sur les systèmes photovoltaïques on a pu montrer les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque : le générateur PV, les convertisseurs DC-DC et DC-AC, le moteur synchrone à aimants permanents et la pompe centrifuge. Le chapitre suivant sera consacré à la modélisation de tous les composants du système de pompage, afin de simuler leur comportement.

Chapitre II

Modélisation de la chaîne de
pompage photovoltaïque

II.1 Introduction

Comme est déjà mentionné au chapitre précédent, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un hacheur, un onduleur et un groupe motopompe. Ce chapitre comporte la modélisation de chaque élément du système de pompage photovoltaïque, afin de prévoir son comportement. En représentant en premier lieu les modèles électriques d'un générateur PV et les équations régissant son fonctionnement, le modèle du l'onduleur, la modélisation de la MSAP et de la pompe centrifuge ainsi la présentation du principe de fonctionnement de la commande MPPT et la commande DTC.

II.2 Modélisation d'un générateur photovoltaïque

II.2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

II.2.1.1 Cellule photovoltaïque idéal

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 I_{ph} , proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV.

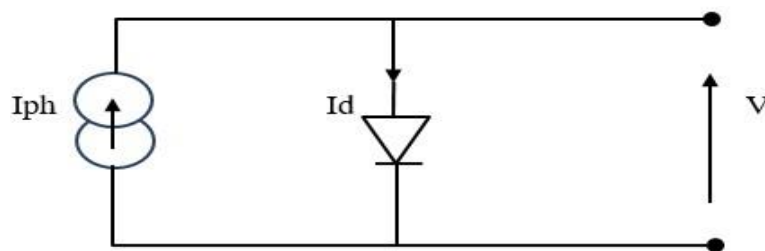


Figure II.1 : Schéma d'une cellule photovoltaïque idéale

D'après la loi des nœuds

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.1})$$

$$I_{ph} \approx I_{cc} \quad (\text{II.2})$$

Avec I_{cc} est le courant de court-circuit

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \quad (\text{II.3})$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_0 * (e^{\frac{V_d}{nV_t}} - 1) \quad (\text{II.4})$$

Avec :

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot e^{\frac{qEg}{nK}} \cdot \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \quad (\text{II.5})$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{cc}}{e^{\left(\frac{qV_{co}}{nKT} \right) - 1}} \quad (\text{II.6})$$

$$V_t = \frac{KT}{q} \quad (\text{II.7})$$

Où :

I_0 : Courant de saturation de la diode.

V_d : Tension aux bornes de la diode.

I_{ph} : Courant photonique.

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

V_t : Potentiel thermique.

$I_{0,ref}$: Courant de saturation inverse de référence.

T_{ref} : Température ambiante de la cellule.

E_g : Energie de gap (1.12 pour Si).

K : Constante de Boltzman (1,381.10⁻²³ Joule/Kelvin).

n : Facteur d'idéalité de la jonction PN.

q : Charge d'électron = 1,602.10⁻¹⁹ C.

T : Température de la cellule en Kelvin.

V_{co} : Tension de circuit- ouvert (V)

Finalement on obtient :

$$I = I_{ph} - [I_0 * (e^{\frac{V_d}{nV_t}} - 1)] \quad (\text{II.8})$$

II.2.1.2 Cellule photovoltaïque réelle

Le modèle d'une cellule photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_p .

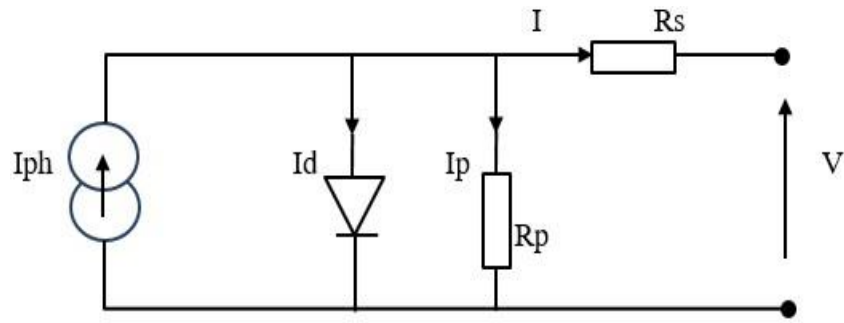


Figure II.2 : Schéma d'une cellule photovoltaïque réelle

On a :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II.9})$$

$$I_p = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{II.10})$$

A partir de relation (II.4) et (II.10) on trouve :

$$I = I_{ph} - [I_0 * (e^{\frac{V + R_s I}{n V_t}} - 1)] - [\frac{V + R_s I}{R_p}] \quad (\text{II.11})$$

II.2.2 Module photovoltaïque

En raison des faibles puissances nominales de chaque cellule PV individuelle les cellules sont connectées en configuration parallèle en série d'un module PV afin de produire la puissance requise. Habituellement le module PV est évalué par sa puissance de sortie dans des conditions de test standard (STC), Le STC est spécifié pour une irradiation de 1000 w/m² et une température de 25 ° C.

La caractéristique courant-tension non linéaire du module PV est modélisée par l'équation suivante où toutes les cellules sont identiques.

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{N_s V_{pv} + \left(\frac{R_s N_s}{N_p} \right) I_{pv}}{n N_s V_t} \right) - 1 \right] - \frac{N_s V_{pv} + \left(\frac{R_s N_s}{N_p} \right) I_{pv}}{R_p (N_s / N_p)} \quad (\text{II.12})$$

N_s : Nombre des cellules séries.

N_p : Nombre des cellules parallèles.

II.2.3 Caractéristique d'un module photovoltaïque

Le type du module solaire choisi est le **BP Solar SX3190**, le tableau suivant résume les caractéristiques du module.

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques du module BP Solar SX3190

Caractéristique	BP Solar SX3190
Puissance maximale (W)	190.256
Tension a vide (V)	30.6021
Courant de cout circuit (A)	8.5103
Tension au point maximale de puissance (V)	24.3003
Courant au point maximale de puissance (A)	7.8294
Nombres des cellules	50

II.2.3.1 Caractéristique courant-tension

La caractéristique courant- tension d'un module photovoltaïque à l'allure de la figure (II.3).

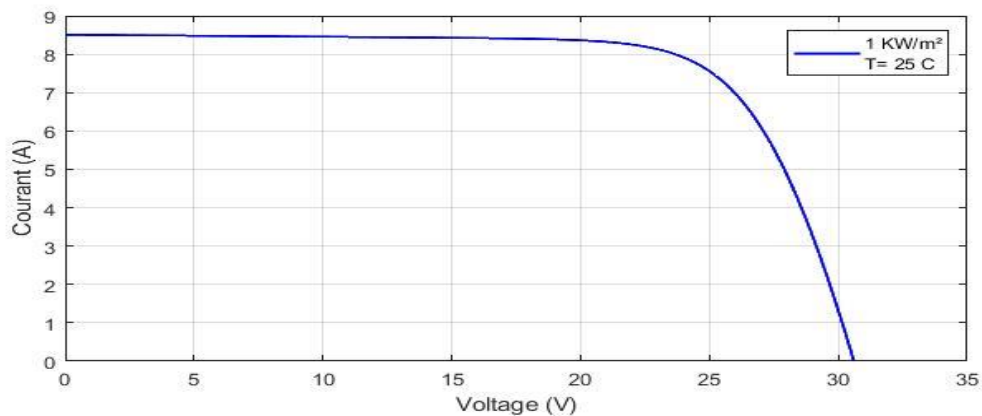


Figure II.3 : La caractéristique électrique I-V du module dans les conditions standards

II.2.3.2 Caractéristique Puissance-tension

La caractéristique puissance- tension d'un module solaire à l'allure de la figure (II.4).

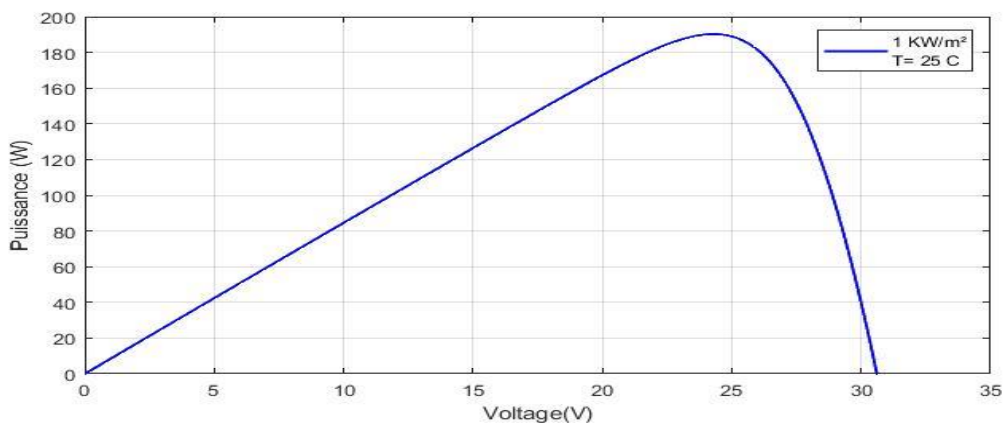


Figure II.4 : La caractéristique électrique P-V du module dans les conditions standards

II.2.4 Paramètres caractéristiques d'un module solaire

- La puissance de crête P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ($25^\circ C$ et un éclairement de 1000 W/m^2),
- La tension à vide V_{oc} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ",
- Le courant de court-circuit I_{sc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ",
- Le point de fonctionnement optimum ($V_{mp} I_{mp}$) : lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil ($P_{mp} = V_{mp} * I_{mp}$)
- Le rendement : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- Le facteur de forme FF : rapport entre la puissance optimale et la puissance maximale que peut avoir le module ($P_{max} = V_{oc} * I_{sc}$).

II.2.5 Effet de l'éclairement

Pour pouvoir étudier l'influence de la température sur les paramètres de sorties d'un panneau photovoltaïque nous avons fixé la température à ($25^\circ C$) et on trace les courbes pour différentes températures.

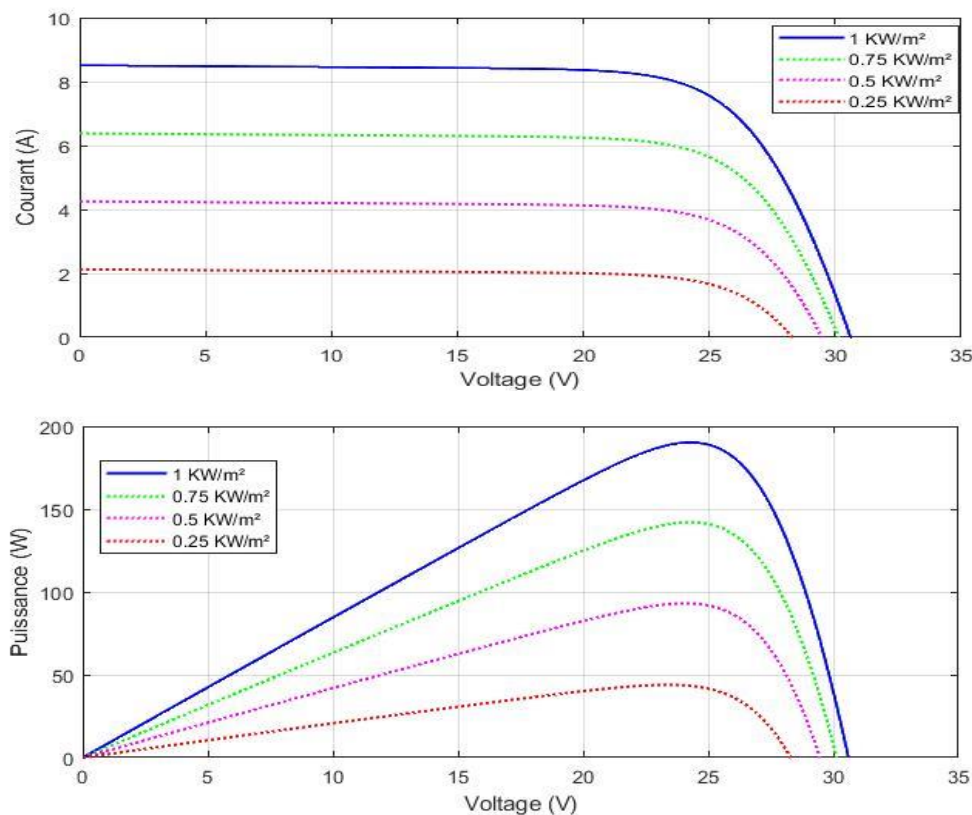


Figure II.5 : L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques électriques I-V et P-V

La caractéristique du courant-tension pour différentes valeurs de l'éclairement est décalée d'une distance proportionnellement aux rayonnements solaires. Une augmentation de l'ensoleillement engendre essentiellement une augmentation du courant PV, par conséquent la puissance du PV augmente.

II.2.6 Effet de la température

Pour pouvoir étudier l'influence de la température sur les paramètres de sorties d'un panneau photovoltaïque nous avons fixé l'éclairement à ($G=1000 \text{ W/m}^2$) et on trace les courbes pour différentes températures.

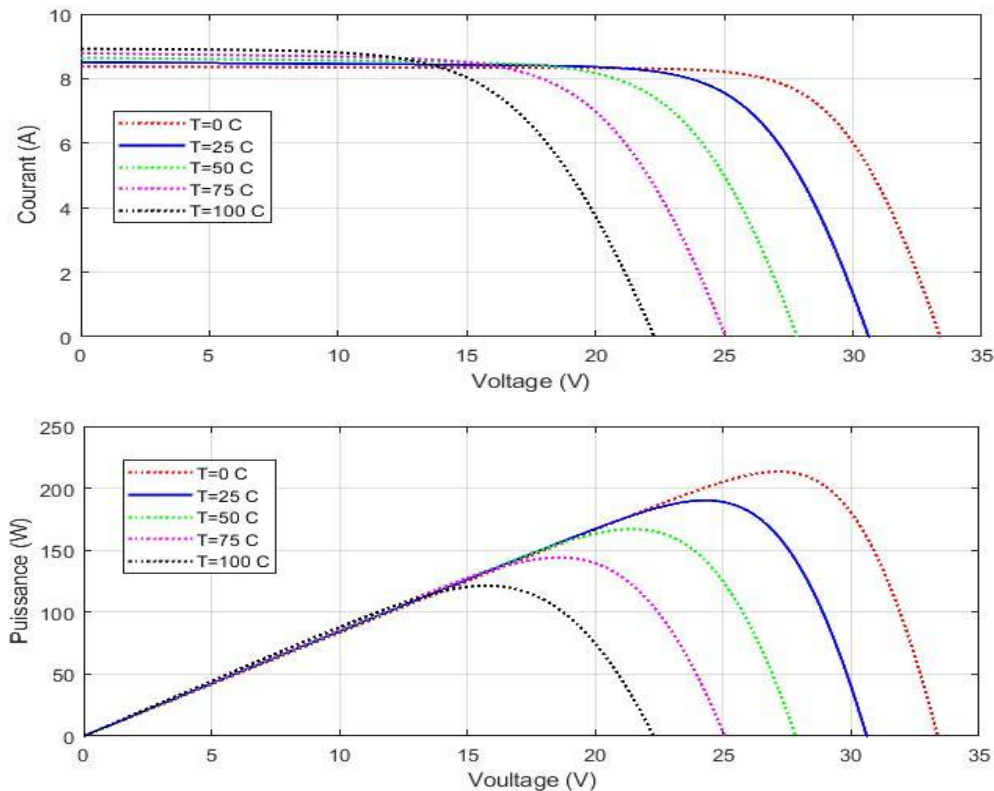


Figure II.6 : L'influence de la température sur les caractéristiques électriques I-V et P-V

De la figure (II.6) on remarque que la puissance maximale du générateur subit une diminution lorsque la température augmente. Et on remarque que le courant aussi dépend de la température puisqu'il augmente légèrement plus la température augmente ; par contre la température influence négativement sur la tension.

II.3 Modélisation de l'hacheur Boost

Un hacheur Boost, ou hacheur parallèle, convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur.

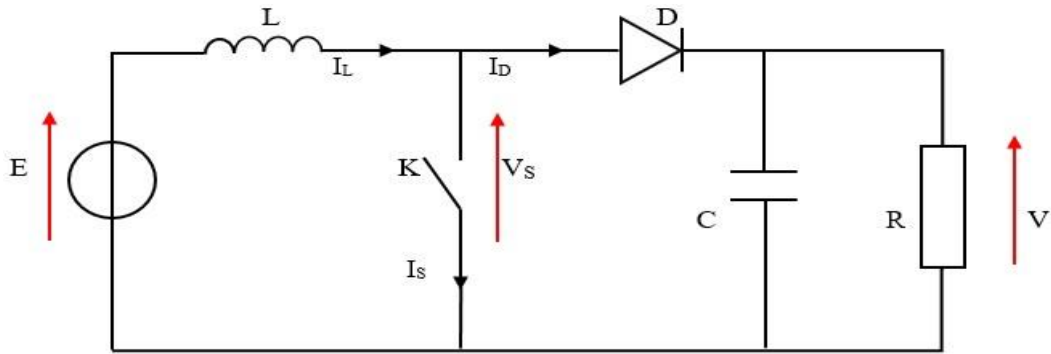


Figure II.7 : Schéma électrique d'un hacheur BOOST

L'inductance permet de lisser le courant appelé sur la source. La capacité C permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.

On distingue deux cas :

- $0 \leq t \leq \alpha T$: *K* fermé, *D* ouvert

$$E - L \cdot \frac{di}{dt} = 0 \quad (\text{II.13})$$

Implique

$$L \cdot \frac{di}{dt} = E \Rightarrow I = \frac{E}{L} \cdot t + A \quad (\text{II.14})$$

Sachant que : $I(0) = I_{min} = A \quad (\text{II.15})$

Alors : $I = \frac{E}{L} \cdot t + I_{min} \quad (\text{II.16})$

- $\alpha T \leq t \leq T$: *K* ouvert, *D* fermé

$$E - L \cdot \frac{di}{dt} = V \Rightarrow L \cdot \frac{di}{dt} = E - V \quad (\text{II.17})$$

D'où : $I = \frac{E-V}{L} \cdot (t - \alpha T) + B \quad (\text{II.18})$

Avec : $I(\alpha T) = I_{max} = B \quad (\text{II.19})$

On a donc : $I = \frac{E-V}{L} \cdot (t - \alpha T) + I_{max} \quad (\text{II.20})$

La relation entre E et V

De $t=T$ et $t=\alpha T$ on a : $I(0) = I_{min} = I(T) = \frac{E-V}{L} \cdot (T - \alpha T) + I_{max} \quad (\text{II.21})$

$$I(\alpha T) = I_{max} = \frac{E}{L} \cdot (\alpha T) + I_{min} \quad (\text{II.22})$$

De (II.21) et (II.22) on obtient : $\frac{E-V}{L} \cdot (T - \alpha T) = -\frac{E}{L} \cdot (\alpha T) \quad (\text{II.23})$

D'où :

$$E = (1 - \alpha).V \quad (\text{II.24})$$

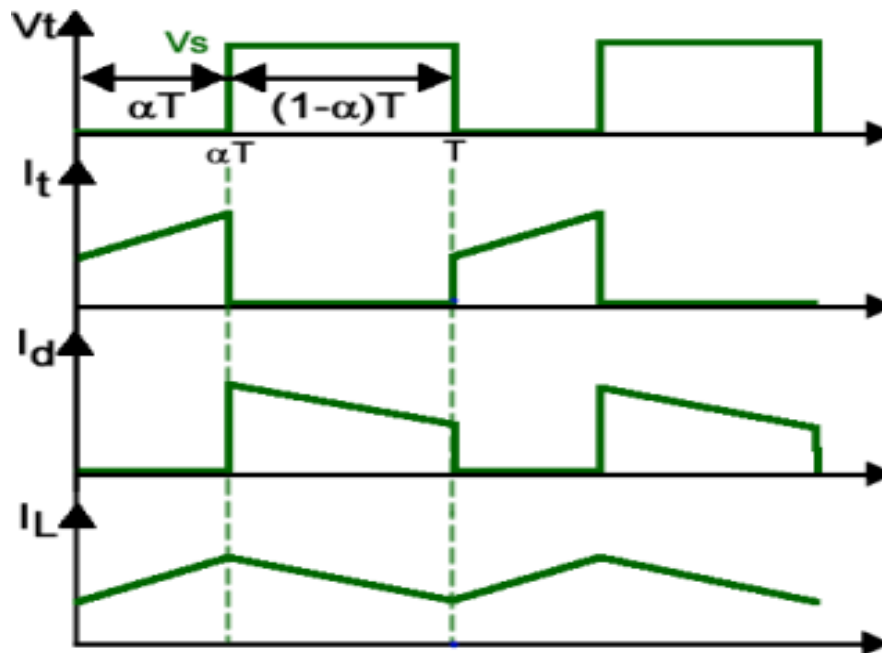


Figure II.8 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost

II.4 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (DC-DC), à l'aide d'un signal électrique, pour atteindre le maximum de puissance.

II.4.1 La méthode Perturbation & Observation (P&O)

La méthode perturbation & observation (P&O) est l'une des méthodes les plus utilisées. C'est une méthode itérative permettant d'obtenir le PPM (point de puissance maximale) ; on mesure les caractéristiques du panneau PV puis on induit une petite perturbation sur la tension (ou le courant) afin d'analyser la variation de puissance qui en résulte [24].

II.4.1.1 Algorithme de perturbation et observation

Cet algorithme a pour objectif de faire fonctionner le système à sa puissance maximale par l'incrément ou la décrémentation de la tension du point de fonctionnement et l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance débitée par le GPV. Selon cette observation, l'algorithme décide sur l'acte à faire pendant la prochaine itération. Quatre cas de situation pour P&O sont envisagés par la figure (II.9) et récapitulés dans le Tableau (II.2).[25]

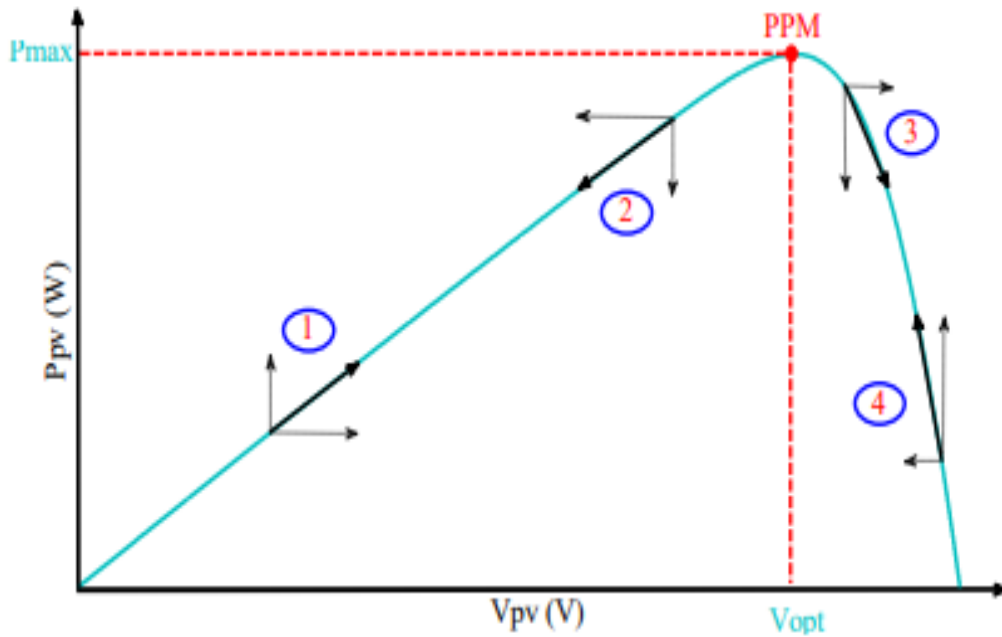


Figure II.9 : Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O [26]

Tableau II.2 : Principe de l'algorithme P&O

Cas n°	ΔV	ΔP	$\frac{\Delta P}{\Delta V}$	Sens de poursuite	Action de contrôle
1	+	+	+	Bon	Incrément $V_{ref} = V_{ref} + \Delta V$
2	-	-	+	Mouvais	Incrément $V_{ref} = V_{ref} + \Delta V$
3	+	-	-	Mouvais	Décrément $V_{ref} = V_{ref} - \Delta V$
4	-	+	-	Bon	Décrément $V_{ref} = V_{ref} - \Delta V$

L'algorithme P&O figure (II.10) a comme avantage la précision et la rapidité de réaction. Il permet de déterminer le point de puissance maximale pour un ensoleillement et une température ou un niveau de dégradation des caractéristiques. Le problème avec cet algorithme est : [26]

- L'oscillation autour du PPM dans les conditions de fonctionnement normales.
- La mauvaise convergence de l'algorithme dans le cas des variations brusques de la température et/ou de l'ensoleillement.

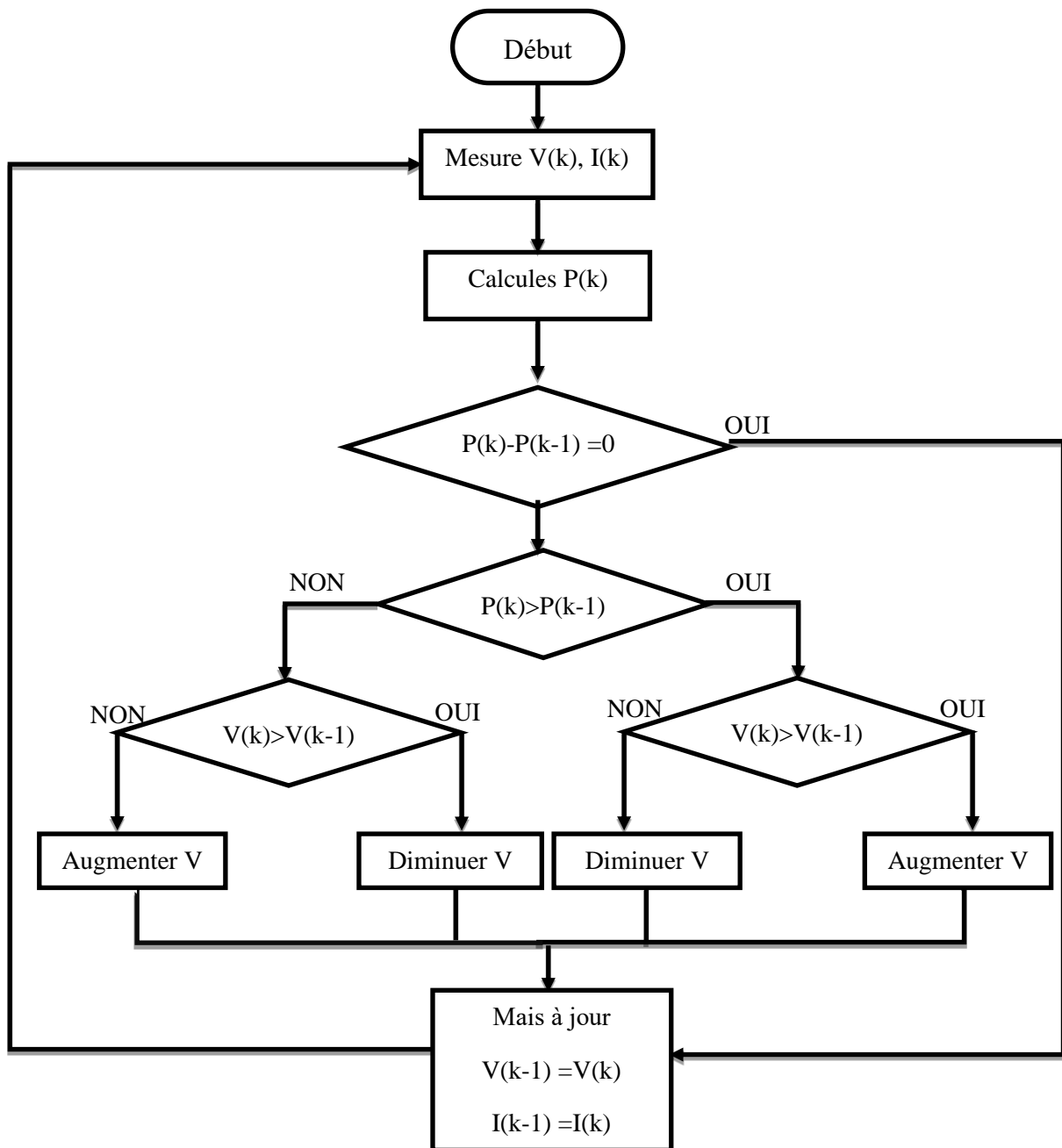


Figure II.10 : Algorithme de la méthode P&O

La méthode P&O est largement utilisée de par sa facilité d'implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations dépendent de la largeur du pas de la perturbation :

- Si la largeur du pas est grande, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans les conditions stables ou lentement changeantes.

- Si la largeur du pas est très petite, les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation.

II.4.2 Commande MPPT floue

La figure ci-dessous donne la structure de la commande MPPT floue utilisée pour la poursuite de la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque.

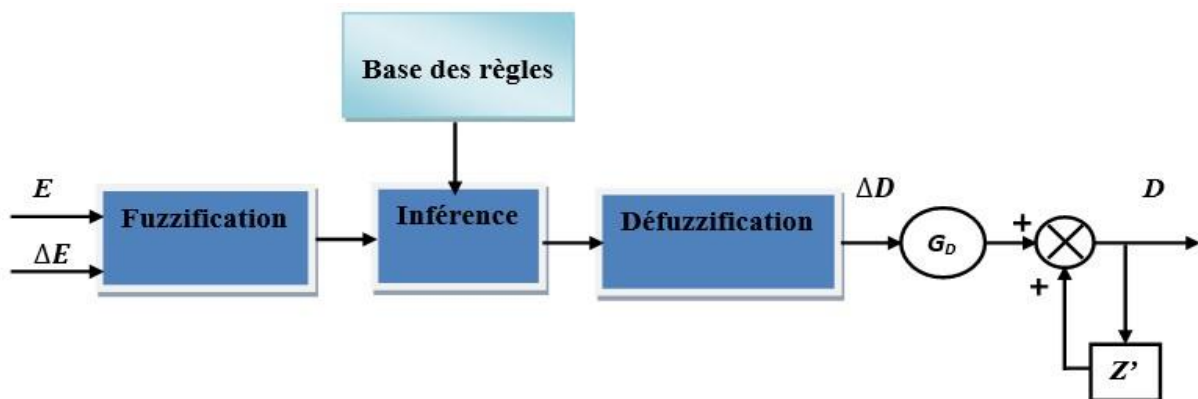


Figure II.11: Schéma synoptique d'un contrôleur flou

En particulier, cette commande est mieux adaptée aux systèmes non linéaires. Le fonctionnement de cet algorithme se fait en trois blocs : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification (Fig. II.11).

La fuzzification permet la conversion des variables physiques d'entrée en ensembles flous. Dans notre cas, on a deux entrées, l'erreur E et la variation de l'erreur ΔE définies comme suit :

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (\text{II.25})$$

$$\Delta E = E(k) - E(k-1) \quad (\text{II.26})$$

Avec :

\mathbf{P} et \mathbf{V} sont respectivement la puissance et la tension du générateur photovoltaïque. La première entrée $E(k)$ permet de savoir si le point de fonctionnement de la charge est situé à gauche ou à droite du point de puissance maximale de la courbe P-V, tandis que l'entrée $\Delta E(k)$ montre la direction du point de fonctionnement. La sortie du contrôleur flou est ΔD qui représente la variation du rapport cyclique du convertisseur DC-DC. [27]

Nous utilisons un contrôleur flou de type PI, la sortie du contrôleur $\Delta D(k)$ est considérée comme un incrémental du rapport cyclique $D(k)$.

$$D(k) = D(k-1) + G_D * \Delta D(k) \quad (\text{II.27})$$

On attribue à ces grandeurs des variables linguistiques : Négatif Grand (NG), Négatif Moyen (NM), Négatif Petit (NP), Zéro (Z), Positif Petit (PP), Positif Moyen (PM) et Positif Grand (PG).

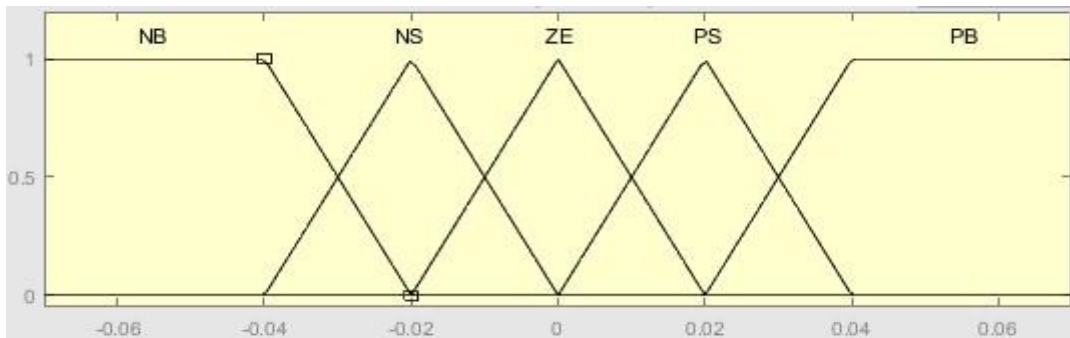


Figure II.12 : Fonctions d'appartenance de la variable E

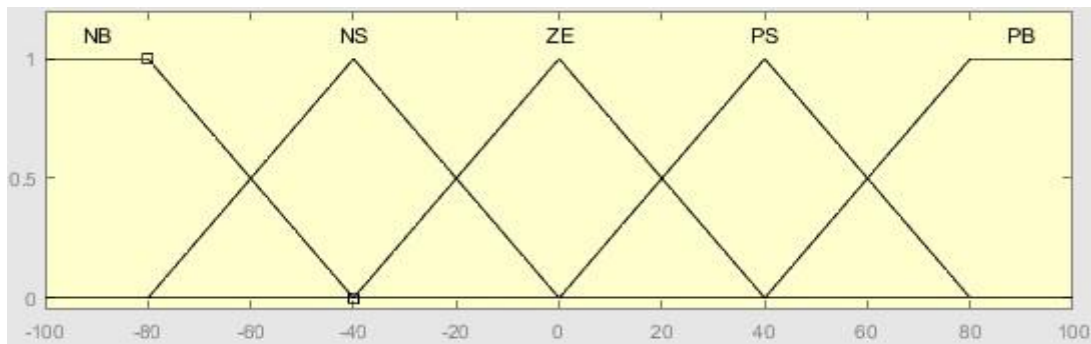


Figure II.13 : Fonctions d'appartenance de la variable ΔE

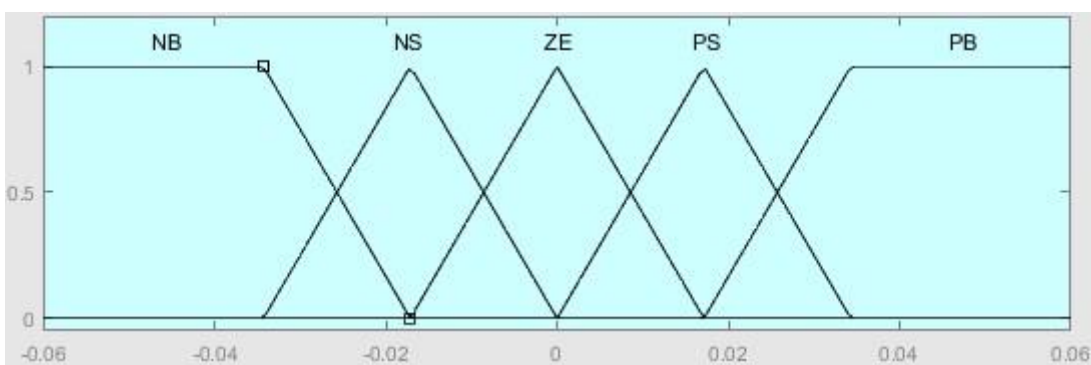


Figure II.14: Fonctions d'appartenance de la variable ΔD

Dans l'étape d'inférence, on prend des décisions. En effet, on établit des relations logiques entre les entrées et la sortie tout en définissant les règles d'appartenance (Fig. II.12, Fig. II.13 et Fig. II.14). Par la suite, on dresse le tableau de règles d'inférence Tableau (II.3).

Tableau II.3 : Règles d'inférence

ΔE	E				
DD	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	NS	PS	PB
NS	ZE	ZE	ZE	PS	PB
ZE	NB	NS	ZE	PS	PB
PS	NB	NS	ZE	ZE	ZE
PB	NB	NS	PS	ZE	ZE

Finalement, en défuzzification, on convertit les sous-ensembles flous de sortie en une valeur numérique.

II.5 Modélisation de l'onduleur a deux niveaux

A partir du schéma de l'onduleur triphasé présenté sur la figure (II.15), on développera les différentes équations qui modélisent le fonctionnement de ce dernier.

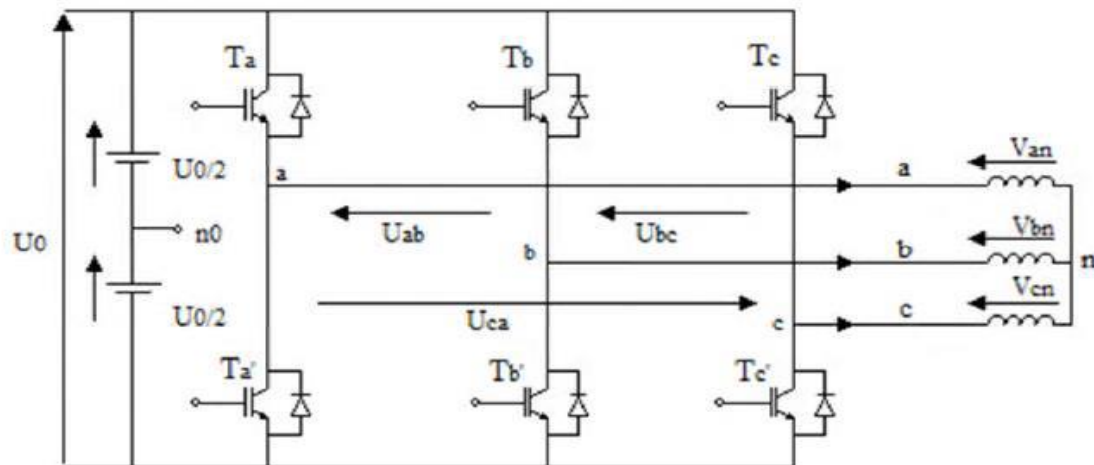


Figure II.15: Schéma de l'onduleur triphasé à deux niveaux

Nous supposons que les interrupteurs sont idéaux et la charge triphasée est équilibrée couplée en étoile avec neutre isolé :

Les tensions composées U_{ab} , U_{bc} et U_{ca} sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{aligned}
 U_{ab} &= V_{an} - V_{bn} = U_0 (S_a - S_b) \\
 U_{bc} &= V_{bn} - V_{cn} = U_0 (S_b - S_c) \\
 U_{ca} &= V_{cn} - V_{an} = U_0 (S_c - S_a)
 \end{aligned}
 \tag{II.28}$$

Avec :

V_{an} , V_{bn} , et V_{cn} sont les tensions de phase de la charge, ou de sortie de l'onduleur.

S_i est l'état des interrupteurs T_i et T_i' tel que $\begin{cases} S_i = 1 & \text{si, } T_i \text{ fermé et } T_i' \text{ ouvert} \\ S_i = 0 & \text{si, } T_i \text{ ouvert et } T_i' \text{ fermé} \end{cases}$

La charge est équilibrée alors :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{II.29})$$

Les tensions simples des phases de la charge sont obtenues à partir des tensions composées :

$$\begin{cases} V_{an} = \left(\frac{1}{3}\right) [U_{ab} - U_{ca}] \\ V_{bn} = \left(\frac{1}{3}\right) [U_{bc} - U_{ab}] \\ V_{cn} = \left(\frac{1}{3}\right) [U_{ca} - U_{bc}] \end{cases} \quad (\text{II.30})$$

De (II.28) et (II.30) on trouve :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{u_0}{3} (2S_a - S_b - S_c) \\ V_{bn} = \frac{u_0}{3} (-S_a + 2S_b - S_c) \\ V_{cn} = \frac{u_0}{3} (-S_a - S_b + 2S_c) \end{cases} \quad (\text{II.31})$$

Finalement le modèle devient :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{u_0}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

II.6 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

La machine synchrone à aimants permanents est un système non linéaire très complexe. Une commande performante sur cette machine, pour contrôler ce système, nécessite une modélisation mathématique plus précise pour représenter son comportement de manière satisfaisante et réelle.

II.6.1 Hypothèses simplificatrices

Compte tenu de la complexité des équations du modèle complet dont les paramètres sont difficiles à déterminer du fait de la précision limitée des mesures et pour que nous puissions étudier la machine facilement, nous considérons les hypothèses qui suivent que nous allons les respecter durant toute notre étude :[27]

- L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de la FMM créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- L'effet d'encoche est négligeable.

- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.
- Les pertes fer et l'effet amortisseur sont négligés.

II.6.2 Mise en équation de la MSAP en triphasé

Les tensions, flux et courants statoriques triphasés, sont écrits avec les notations vectorielles suivantes respectivement : $[V_s], [\varphi_s], [i_s]$

La figure (II.16) donne la représentation des enroulements pour une machine synchrone triphasée à aimants permanents :

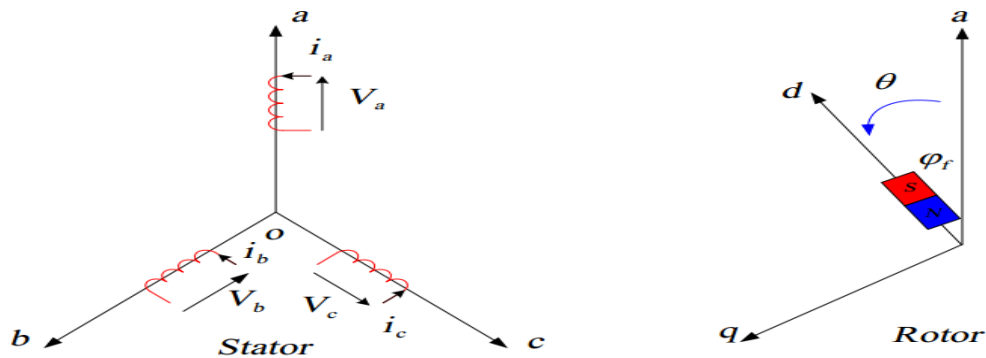


Figure II.16: Représentation d'une machine synchrone à aimants permanents dans le repère triphasé

Le comportement de la machine est entièrement défini par trois types d'équations à savoir :

- Equations électriques.
- Equations magnétiques.
- Equation mécanique.

II.6.2.1 Les équations électriques

Les équations électriques du stator d'une machine synchrone triphasée à aimants permanents sans amortisseurs s'écrivent :

$$[V_s] = [R_s] \cdot [i_s] + \frac{d[\varphi_s]}{dt} \quad (\text{II.33})$$

$$[\varphi_s] = [L_s] \cdot [i_s] + [\varphi_{sf}] \quad (\text{II.34})$$

Vecteur tension statorique: $[V_s]^T = [V_a V_b V_c]^T$

Vecteur flux statorique : $[\varphi_s]^T = [\varphi_a \varphi_b \varphi_c]^T$

Vecteur courant statorique: $[I_s]^T = [I_a I_b I_c]^T$

$$\text{Matrice résistance du stator : } [R_S] = \begin{bmatrix} R_S & 0 & 0 \\ 0 & R_S & 0 \\ 0 & 0 & R_S \end{bmatrix}$$

$$\text{Matrice inductance du stator : } [L_S] = \begin{bmatrix} L_a M_{ab} M_{ac} \\ M_{ab} L_b M_{bc} \\ M_{ac} M_{bc} L_c \end{bmatrix}$$

$$\text{Vecteur flux engendré par l'aimant : } [\varphi_{sf}] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

φ_{sf} : Valeur crête (constante) du flux crée par l'aimant à travers les enroulements statoriques.

θ : Angle entre l'axe d et l'axe de référence dans le système triphasé défini par :

$$\theta = \int_0^T \omega d(t) \quad (\text{II.35})$$

Avec :

$$\omega = p \cdot \Omega_r \quad (\text{II.36})$$

ω : La pulsation électrique.

p : Le nombre de paire de pôles de la machine.

Ω_r : La vitesse rotation de la machine.

II.6.2.2 L'équation électromagnétique

La connaissance du couple électromagnétique de la machine est essentielle pour l'étude de la machine et sa commande :

$$[C_{em}] = [I_s]^T \cdot \frac{1}{2} \frac{d[L_S]}{dt} \cdot [I_s] + \frac{d[\varphi_{sf}]}{dt} \quad (\text{II.37})$$

II.6.2.3 L'équation mécanique

L'équation mécanique de la machine est donnée par :

$$J \cdot \frac{d\Omega_r}{dt} = \sum_i C_i \quad (\text{II.38})$$

$$J \cdot \frac{d\Omega_r}{dt} = C_{em} - C_r - f \cdot \Omega_r \quad (\text{II.39})$$

C_{em} : Couple électromagnétique délivré par le moteur.

C_r : Couple résistant.

f : Coefficient de frottement.

J : Moment d'inertie du moteur.

II.6.3 La puissance absorbée

La puissance absorbée par le moteur synchrone à aimants permanents est donnée par l'équation suivante :

$$P_a = 3.V.I.\cos(\varphi) \quad (\text{II.40})$$

P_a : La puissance absorbée par le moteur.

φ : Facteur de puissance.

II.6.4 Transformation de Park

Le modèle diphasé de la MSAP s'effectue par une transformation du repère triphasé réel en un repère diphasé fictif, qui n'est en fait qu'un changement de base sur les grandeurs physiques (tensions, flux et courants), il conduit à des relations indépendantes de l'angle θ et à la réduction d'ordre des équations de la machine. La transformation la plus connue par les électrotechniciens est celle de Park. [28]

La figure (II.17) présente la MSAP en modèle de Park. Le repère (oa) est fixe. Le repère (d, q) tourne avec la vitesse de synchronisme ω .

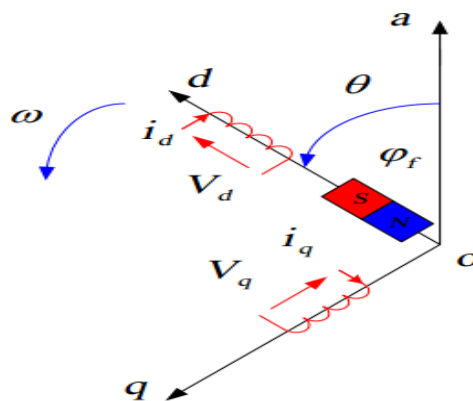


Figure II.17: Schéma équivalent de la MSAP dans le repère (d, q)

II.6.4.1 Passage direct : triphasé au diphasé

L'équation qui traduit le passage du système triphasé au système diphasé (d, q) est donnée par :

$$[X_{dq0}] = [P(\theta)] \cdot [X_{abc}] \quad (\text{II.41})$$

Avec :

$P(\theta)$: la matrice de passage direct de Park.

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 4\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.42})$$

Où

X : représente les variables considérées de la machine qui sont les tensions, courants ou flux.

X_0 : La composante homopolaire, ajoutée pour rendre la transformation réversible, elle est nulle lorsque le système est en équilibre.

II.6.4.2 Passage inverse : biphasé au Triphasé

La transformée de Park inverse est nécessaire pour revenir aux grandeurs triphasées, elle est définie par :

$$[X_{abc}] = [P(\theta)]^{-1} \cdot [X_{dq0}] \quad (\text{II.43})$$

Et la matrice de passage inverse de Park $[P(\theta)]^{-1}$ est donnée par :

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - 4\pi/3) & -\sin(\theta - 4\pi/3) & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.44})$$

II.6.5 Modélisation de la MSAP dans le repère de Park

II.6.5.1 Equations électriques

La figure II.18 illustre la représentation de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère biphasé d-q.

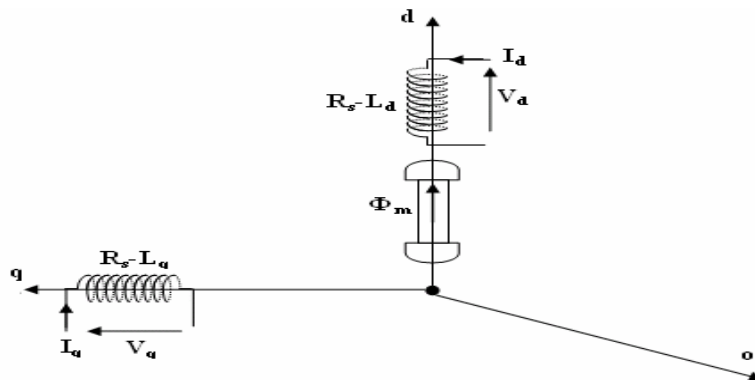


Figure II.18: Représentation de la MSAP dans le système d'axe biphasé d-q

Dans ce paragraphe nous allons donner les équations électriques de la MSAP dans le système biphasé. En appliquant la transformation de Park à l'équation (II.33) on obtient :

$$[V_{dq0}] = [P(\theta)] \cdot \left[[R_s] \cdot [i_{s,abc}] + \frac{d[\varphi_{s,abc}]}{dt} \right] \quad (\text{II.45})$$

En appliquant la transformation inverse de Park au courants et flux on obtient

$$[i_{s,abc}] = [P(\theta)]^{-1} \cdot [i_{dq0}] \quad (\text{II.46})$$

$$[\varphi_{s,abc}] = [P(\theta)]^{-1} \cdot [\varphi_{dq0}] \quad (\text{II.47})$$

$$\begin{cases} [V_{dq0}] = [P(\theta)] \left[[R_s][i_{dq0}][P(\theta)]^{-1} + \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}[\varphi_{dq0}]) \right] \\ [V_{dq0}] = [P(\theta)][R_s][P(\theta)]^{-1}[i_{dq0}] + [P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}[\varphi_{dq0}]) \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

Après la simplification de l'équation on a :

$$[P(\theta)][R_s][P(\theta)]^{-1}[i_{dq0}] = [R_s][i_{dq0}] \quad (\text{II.49})$$

$$\begin{cases} [P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}[\varphi_{dq0}]) = [P(\theta)] \left[\frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} [\varphi_{dq0}] + [P(\theta)]^{-1} \frac{d[\varphi_{dq0}]}{dt} \right] \\ [P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}[\varphi_{dq0}]) = [P(\theta)] \frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} [\varphi_{dq0}] + [P(\theta)][P(\theta)]^{-1} \frac{d[\varphi_{dq0}]}{dt} \\ [P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}[\varphi_{dq0}]) = [P(\theta)] \frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} [\varphi_{dq0}] + \frac{d[\varphi_{dq0}]}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.50})$$

En prenant, le dérivé de la matrice de Park inverse nous obtenons :

$$\frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} -\sin(\theta) & -\cos(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\cos(\theta - 2\pi/3) & 0 \\ -\sin(\theta - 4\pi/3) & -\cos(\theta - 4\pi/3) & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.51})$$

$$\begin{cases} [P(\theta)] \frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} = \frac{d\theta}{dt} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ [P(\theta)] \frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} = \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{II.52})$$

Alors :

$$[P(\theta)] \frac{d[P(\theta)]^{-1}}{dt} [\varphi_{dq0}] = \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} + \frac{d[\varphi_{dq0}]}{dt} \quad (\text{II.53})$$

On trouve finalement :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.54})$$

Puisque le système est équilibré, on obtient finalement le modèle électrique dynamique pour l'enroulement statorique biphasé équivalent :

$$\begin{cases} [V_d] = [R_s][i_d] + \frac{d[\varphi_d]}{dt} - \omega \varphi_q \\ [V_q] = [R_s][i_q] + \frac{d[\varphi_q]}{dt} + \omega \varphi_d \end{cases} \quad (\text{II.55})$$

$$\begin{cases} [\varphi_d] = [L_s][i_d] + \varphi_{sf} \\ [\varphi_q] = [L_s][i_q] \end{cases} \quad (\text{II.56})$$

II.6.5.2 L'équation électromagnétique

Le couple électromagnétique C_e dans le référentiel (d, q) est donné par l'expression suivante :

$$C_e = p \cdot (L_d - L_q) \cdot i_d i_q + \varphi_{sf} \cdot i_q \quad (\text{II.57})$$

II.6.5.3 L'équation mécanique

L'équation mécanique développée par la machine est donnée par la relation suivante :

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega = C_e - C_r \quad (\text{II.58})$$

II.6.6 Le choix du référentiel

Pour simplifier les équations de la machine, il faut faire un choix du référentiel, les trois choix possibles sont :

A. Référentiel lié au stator

Dans ce type de référentiel, les axes (d, q) par rapport aux axes statoriques et rotoriques sont définis par :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0 \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = -\omega_r$$

Ce type de référentiel est choisi lors des variations importantes de la vitesse du rotor.

B. Référentiel lié au rotor

Dans ce cas, la position des axes (d, q) par rapport aux axes statoriques et rotoriques est donnée par :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = -\omega_r$$

Ce type de référentiel est utilisé lorsque la vitesse de rotation de la machine est constante et lors de l'étude des régimes transitoires.

C. Référentiel lié au champ tournant

Ce référentiel est défini par :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega_r$$

Ce type de référentiel est choisi lorsque la fréquence d'alimentation est constante

II.7 Principe de la commande DTC

La commande directe du couple ou la commande DTC d'une machine synchrone à aimants permanents est principalement basée sur la sélection directe de la configuration de l'onduleur qui permet de maintenir les erreurs de couple et de flux inférieures à des limites prédéfinies. La commande DTC consiste à contrôler le vecteur du flux en choisissant le vecteur de tensions qui le fera évoluer dans la direction souhaitée. Pour cela des comparateurs à hystérésis sont utilisés, un pour la différence entre le couple souhaité et le couple estimé, un autre pour l'erreur de flux. Les sorties de ces comparateurs à hystérésis sont utilisées comme entrées qui indiquent directement la configuration de l'onduleur [29].

Dans une commande DTC il est préférable de travailler avec une fréquence de calcul élevée afin de réduire les oscillations de couple provoquées par les régulateurs à hystérésis.

II.7.1 Structure générale de la commande DTC

La structure générale d'une commande DTC appliquée à la MSAP est représentée sur la figure (II.19).

II.7.2 Les estimateurs de flux et de couple

II.7.2.1 Estimateur du flux

L'estimation du vecteur statorique peut être réalisée à partir des mesures des grandeurs statoriques courant et tension de la machine. L'amplitude du vecteur du flux statorique est estimée à partir de ces composants suivant l'axe α et β soit :

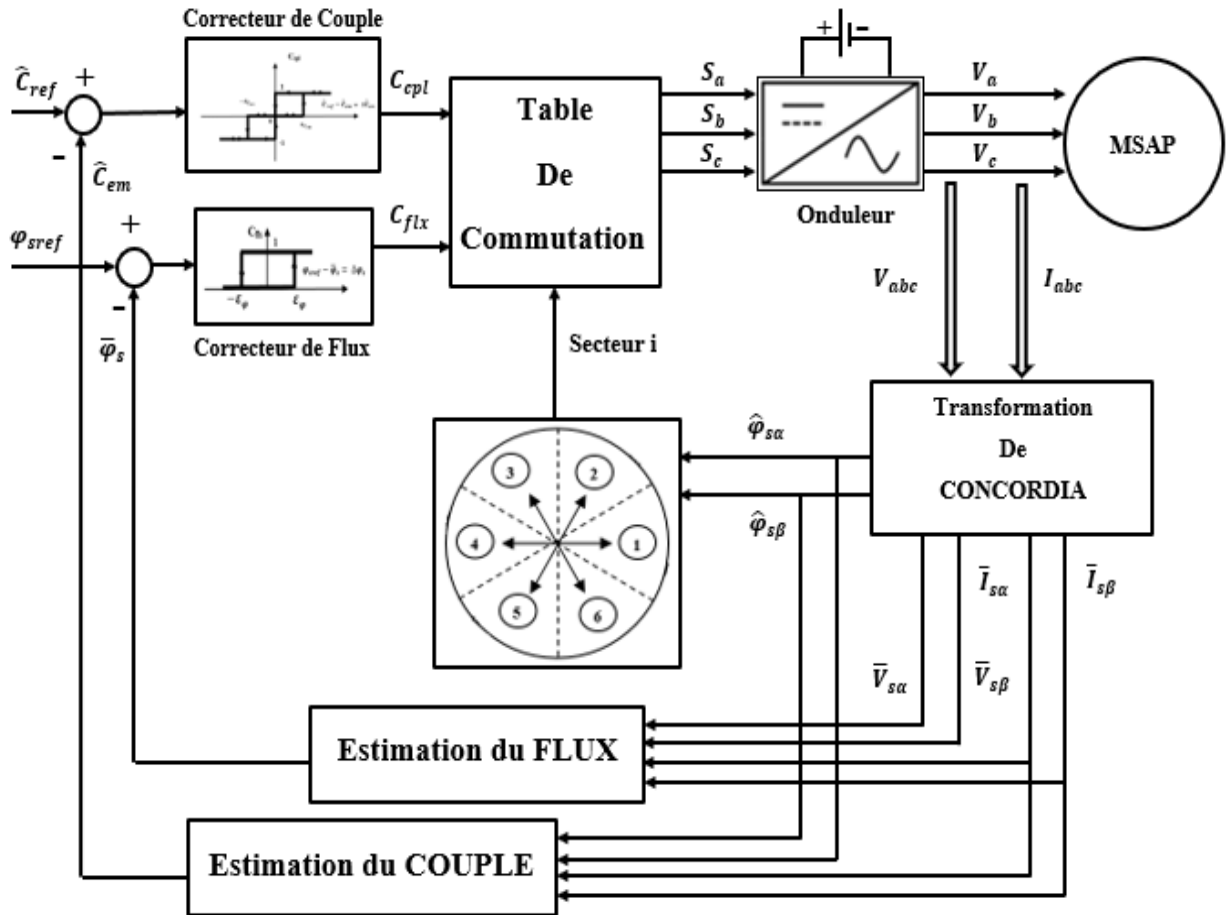


Figure II.19: Structure générale d'une commande DTC

$$\varphi_s = \sqrt{\varphi_{s\alpha}^2 + \varphi_{s\beta}^2} \quad (II.59)$$

Avec :

$$\varphi_{s\alpha}(t) = \int_0^t (V_{s\alpha} - R_s I_{s\alpha}) dt \quad (II.60)$$

$$\varphi_{s\beta}(t) = \int_0^t (V_{s\beta} - R_s I_{s\beta}) dt \quad (II.61)$$

Les tensions $V_{s\alpha}$ et $V_{s\beta}$ est sont estimée à partir des commandes S_a, S_b et S_c par :

$$V_{s\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_0 \left(S_a - \frac{1}{2} (S_b + S_c) \right) \quad (II.62)$$

$$V_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} U_0 (S_a - S_b) \quad (II.63)$$

$$V_s = V_{s\alpha} + J V_{s\beta} \quad (II.64)$$

Avec :

U_0 : Tension continue à l'entrée de l'onduleur.

De même les courants $I_{s\alpha}$ et $I_{s\beta}$ sont obtenus à partir des mesures des courants I_{sa} , I_{sb} et I_{sc}

$$I_{s\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} I_{sa} \quad (\text{II.65})$$

$$I_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} (I_{sb} - I_{sc}) \quad (\text{II.66})$$

II.7.2.2 Estimateur du couple

Une fois que les deux composantes de flux sont obtenues, le couple électromagnétique peut être estimé d'après sa formule obtenue à partir du repère (α, β) :

$$C_e = \varphi_{s\alpha} I_{s\beta} - \varphi_{s\beta} I_{s\alpha} \quad (\text{II.67})$$

II.8 Modélisation de la pompe centrifuge

Il existe une grande variété de pompes conçues pour fonctionner avec des systèmes solaires de pompage et répondre à une diversité de besoins. La pompe choisie dans le système photovoltaïque décrit précédemment, est une pompe centrifuge qui sert à aspirer de l'eau et de la refouler, et ce en amplifiant sa pression.[30]

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

$$f(H, Q, w) = 0 \quad (\text{II.68})$$

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

II.8.1 Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale dépend fortement de la hauteur géodésique qui est la hauteur nette de transport d'eau. De plus de la hauteur géodésique, d'autres facteurs influent sur la hauteur manométrique totale à savoir les pertes de charge linéaires (ΔH_1) et singulières (ΔH_2) dans les conduites. Cette hauteur peut être exprimée sous cette formule :[8]

$$H = H_g + \Delta H \quad (\text{II.69})$$

II.8.2 Pertes de charges linéaires

Ce sont les pertes d'eau dans la tuyauterie donnée par la formule :

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (\text{II.70})$$

Avec :

λ : Coefficient de pertes de charges linéaires.

D : Diamètre de la tuyauterie (m).

L : Longueur de la tuyauterie (m).

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

v : Vitesse moyennes du fluide (m/s) qui est donnée par :

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (\text{II.71})$$

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (\text{II.72})$$

Les pertes de charges linéaires sont proportionnelles à la longueur de canalisation. Ces pertes diminuent quand on augmente le diamètre de la canalisation et quand le diamètre de la conduite augmente, elles diminuent considérablement.

II.8.3 Pertes de charges singulières (locales)

Ces pertes dues essentiellement aux divers changements de section qui correspondent aux accidents de parcours dans les réseaux hydrauliques, elles peuvent être exprimées par : [8]

$$\Delta H_2 = \varepsilon \frac{v^2}{2g} = \varepsilon \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \quad (\text{II.73})$$

Donc à partir des équations

$$\Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (\text{II.74})$$

$$\Delta H = \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) = K_{fr} Q^2 \quad (\text{II.75})$$

K_{fr} : Constante de canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$H = H_g + K_{fr} Q^2 \quad (\text{II.76})$$

II.8.4 Lois de similitude

Les lois de similitude sont exprimées pour une pompe donnée tournant à différentes vitesses par :

A. Le débit est proportionnel à la vitesse $Q = f(N)$

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{N_1}{N} \quad (\text{II.77})$$

B. Les hauteurs sont proportionnelles au carré de la vitesse : $H = f(N^2)$

$$H_2 = H_1 \cdot \left(\frac{N_1}{N}\right)^2 \quad (\text{II.78})$$

C. La puissance absorbée est proportionnelle au cube de la vitesse : $P = f(N^3)$

$$P_2 = P_1 \cdot \left(\frac{N_1}{N}\right)^3 \quad (\text{II.79})$$

II.8.5 La puissance hydraulique

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (\text{II.80})$$

II.8.6 Caractéristiques des pompes centrifuges

II.8.6.1 La caractéristique hauteur – débit

Elle sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H en fonction du débit Q et prenant comme paramètre la vitesse de rotation ω . Le faisceau de courbe parabolique identifié par l'expression de PFLEIDER-PETERMAN exprimé par : [30]

$$H = C_1 \cdot \omega^2 + C_2 \cdot \omega \cdot Q + C_3 \cdot Q^2 \quad (\text{II.81})$$

Les coefficients C_1 , C_2 et C_3 sont des fonctions des caractéristiques de la pompe.

II.8.6.2 La caractéristique Rendement – débit

Le rendement d'une telle machine est le rapport de la puissance hydraulique P_h empruntée au fluide, à la sortie de la pompe, à celle disponible sur l'arbre à l'entrée (mécanique) P_{ab} :

$$n = \frac{P_h}{P_{ab}} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{P_{ab}} \quad (\text{II.82})$$

II.8.6.3 La caractéristique Couple – vitesse

La pompe centrifuge est caractérisée par un couple résistant, évoluant telle que la forme quadratique de la vitesse d'entraînement, il est décrit par [30] :

$$C_r = A. \omega^2 \quad (\text{II.83})$$

Avec :

A : Coefficient en fonction de la vitesse et de la puissance nominales.

II.8.7 Choix de pompe

L'intersection de la courbe du système avec la courbe de performance $H(Q)$ de la pompe définit le point de fonctionnement.

Une pompe centrifuge doit être choisie selon les caractéristiques réelles de l'installation. Les données nécessaires pour un dimensionnement correct sont les suivantes :[31]

- Le débit désiré. La hauteur géométrique à l'aspiration.
- La hauteur géométrique au refoulement NPSH (vérification de la pompe au phénomène de cavitation).

II.9 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre on a pu modéliser la chaîne de pompage photovoltaïque composée d'un générateur PV, d'un hacheur boost, un onduleur et un groupe motopompe centrifuge. Cette modélisation est une étape essentielle, dans l'étude de ce système qui permettra par la suite à analyser son comportement et son fonctionnement par simulation numérique. La commande MPPT classique (P&O) et la commande basée sur la logique floue ont été présentées. Le principe de la commande directe du couple de la machine synchrone à aimants permanents a été brièvement présenté.

Chapitre III

Simulation de la chaîne de
pompage photovoltaïque

III.1 Introduction

La simulation joue un rôle très important dans l'analyse et la conception des systèmes, et depuis quelques années le développement des calculateurs a rendu la simulation du fonctionnement et le comportement d'un système quelconque possible. Le but de ce chapitre, est de présenter les résultats de simulation numérique du système de pompage global via l'outil MATLAB/SIMULINK (2018). En se basant sur la commande MPPT-P&O (Perturb & Observe), les résultats de simulation obtenus seront comparés et discutés.

III.2 Méthode de dimensionnement

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

- Evaluation des besoins en eau.
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.
- Détermination de l'énergie solaire disponible.
- Choix des composants [32].

III.2.1 Evaluation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie. Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail.

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs Météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale. La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système [33].

Dans ce travail, on choisit un débit de remplissage nominal $Q_n = 3.05$ l/s et une hauteur manométrique totale $HMT = 20$ m.

III.2.2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Une fois les besoins nécessaires définis en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [34] :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad (\text{III.1})$$

Où :

P_h : Énergie hydraulique (W).

ρ : Densité de l'eau (1000 kg/m^3).

g : Accélération de la pesanteur (9.81 m/s^2).

H : Hauteur totale (m).

Q : Débit d'eau (m^3/s).

Application :

$$P_h = 10^3 * 9.81 * 3.05 * 20 * 10^{-3} = 598.41 W$$

III.3 Dimensionnement de la pompe centrifuge

La puissance hydraulique crête (P_h) nécessaire en fonction de la puissance mécanique délivré par le moteur (P_m) est donnée par :

$$n_p = \frac{P_h}{P_m} \Rightarrow P_m = \frac{P_h}{n_p} \quad (\text{III.2})$$

Où :

P_m : La puissance mécanique (W).

n_p : Le rendement de la pompe centrifuge.

Généralement le rendement de la pompe est compris entre 40 % et 80%, un rendement moyen sera relevé de 54 % dans cette étude.

Application :

$$P_m = \frac{598.41}{0.54} = 1108.16 W$$

III.4 Dimensionnement du moteur

Le moteur doit être capable de supporter la puissance crête du générateur photovoltaïque. Pour que le moteur électrique fournisse une puissance mécanique demandée, il absorbe une puissance électrique à ses bornes. Le moteur a un rendement de 82%.

$$n_m = \frac{P_m}{P_{abs}} \Rightarrow P_{abs} = \frac{P_m}{n_m} \quad (\text{III.3})$$

P_e : La puissance absorbée par le moteur.

n_m : Le rendement de MSAP.

Application :

$$P_{abs} = \frac{1108.16}{0.82} = 1351.41 W$$

III.5 Dimensionnement du champ photovoltaïque

Cette étude de dimensionnement permet de savoir les caractéristiques nominales des composants nécessaires pour la simulation du système de pompage photovoltaïque. Les étapes de dimensionnement sont organisées comme suit :

$$n = \frac{P_{abs}}{P_{el}} \Rightarrow P_{el} = \frac{P_{abs}}{n} \quad (\text{III.4})$$

Avec :

$$n = n_{onduleur} * n_{hacheur}.$$

P_{el} : La puissance électrique crête.

Application :

L'onduleur et l'hacheur possèdent un rendement autour de 95% d'où :

$$P_{el} = \frac{1351.41}{0.95 * 0.95} = 1497.40 \text{ W}$$

Choissant un champ photovoltaïque désiré de 1520 W. La puissance maximale fournie par le panneau BP SolarSX3190 est de l'ordre de 190 W.

III.5.1 Estimation du nombre de modules

Le nombre total des modules photovoltaïques peut être exprimé par la relation suivante :

$$N = \frac{P_d}{P_{mp}} \quad (\text{III.5})$$

Avec :

P_d : La puissance désirée (W).

P_{mp} : La puissance maximale crête aux bornes du panneau BP Solar SX3190.

Application :

$$N = \frac{P_d}{P_{mp}} = \frac{1520}{190} = 8 \text{ module}$$

III.5.2 Estimation du nombre de modules en série

Le nombre des modules placés en série est donné par :

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_{mp}} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

V_{ch} : Tension du système.

V_{mp} : Tension du module.

Application :

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_{mp}} = \frac{97}{24.3003} = 3.99 \approx 4 \text{ module}$$

III.5.3 Estimation du nombre de branches en parallèle

Le nombre de branches en parallèle est :

$$N_p = \frac{N}{N_s} = \frac{8}{4} = 2 \text{ module}$$

Avec :

N_p : Nombre des panneaux en parallèle.

III.6 Simulation de la chaîne de pompage photovoltaïque

Les figures suivantes illustrent les schémas blocs d'implémentation sous Matlab-Simulink de notre system de pompage photovoltaïque étudié. La machine synchrone à aimants permanents est contrôlée par la commande directe du couple. Les paramètres des différents composants du système de pompage sont illustrés dans l'annexe.

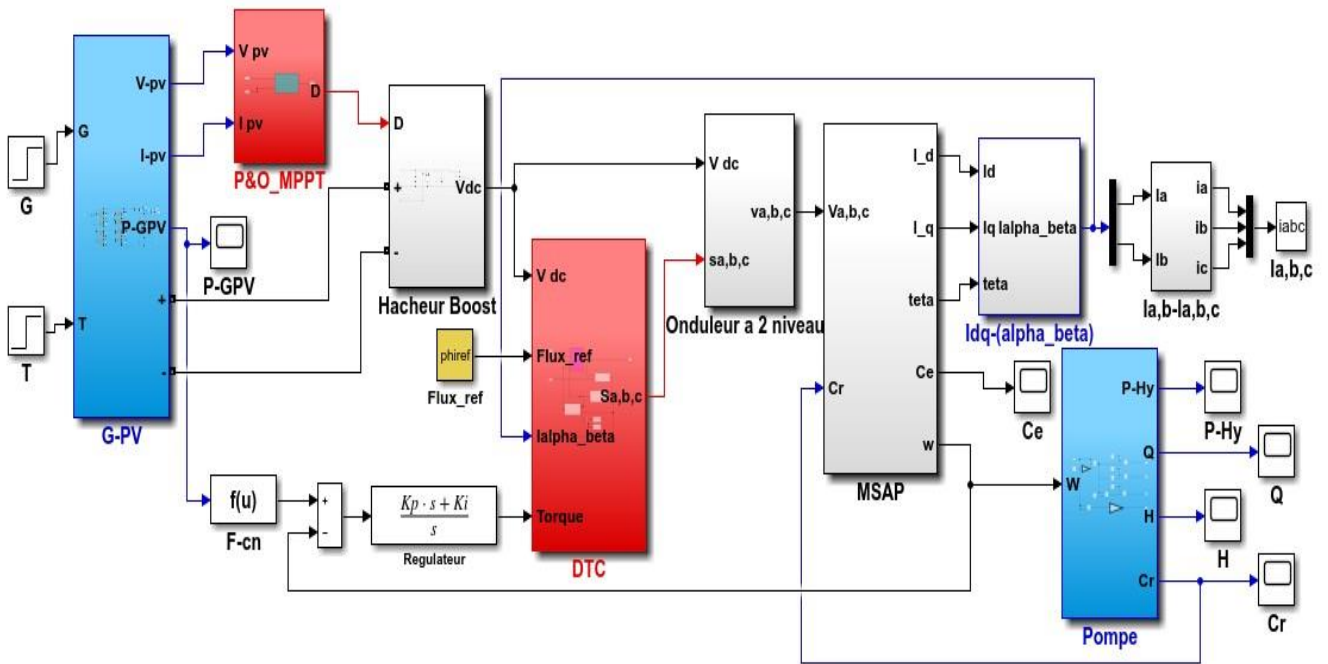


Figure III.1 : Modèle de simulation du système de pompage global

- **Modèle de simulation de l'onduleur**

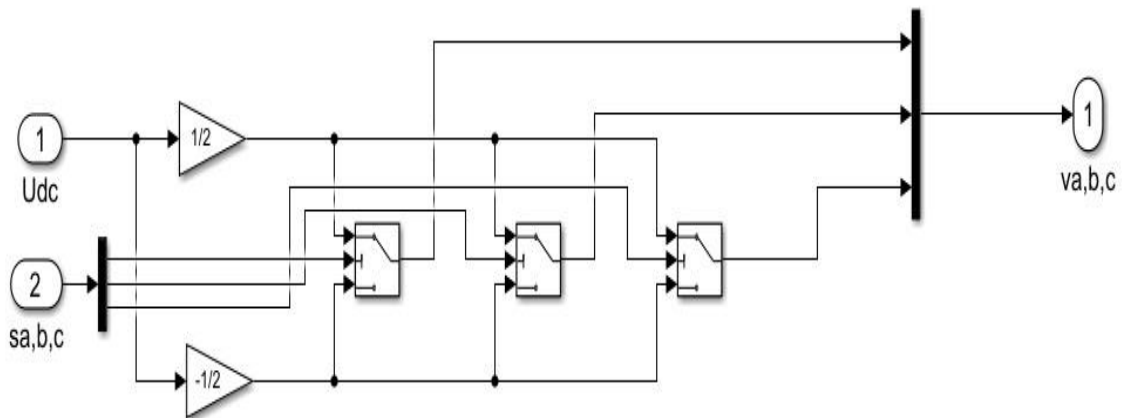


Figure III.2 : Modèle de simulation de l'onduleur

- **Modèle de simulation de la commande P&O**

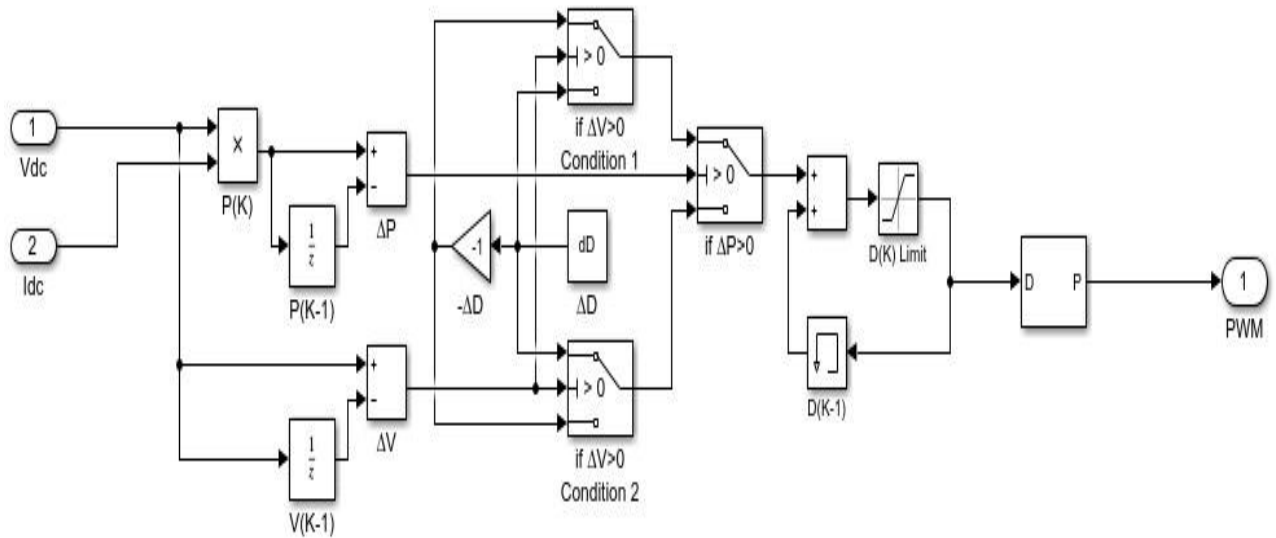


Figure III.3: Modèle de simulation de la commande P&O

- **Modèle de simulation de la pompe**

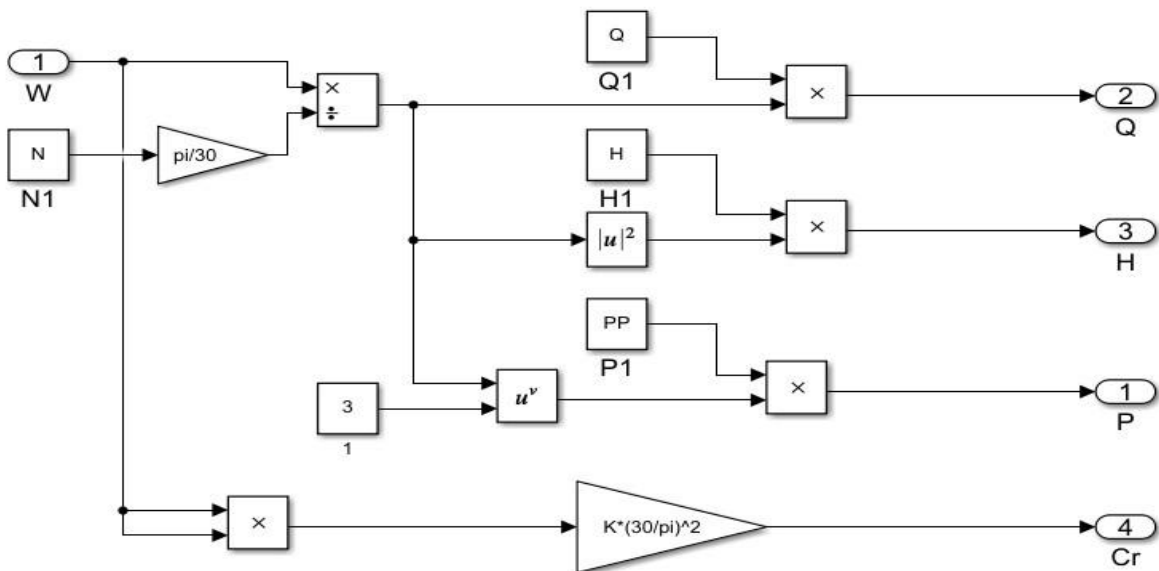


Figure III.4: Modèle de simulation de la pompe

III.7 Application de l'algorithme P&O

III.7.1 Résultats de simulation et discussions

Les résultats de simulation sont donnés par les figures ci-dessous. Ces figures montrent les performances du système étudié pour une paire de la température et de l'éclairement égale à (25°C, 1000 W/m²).

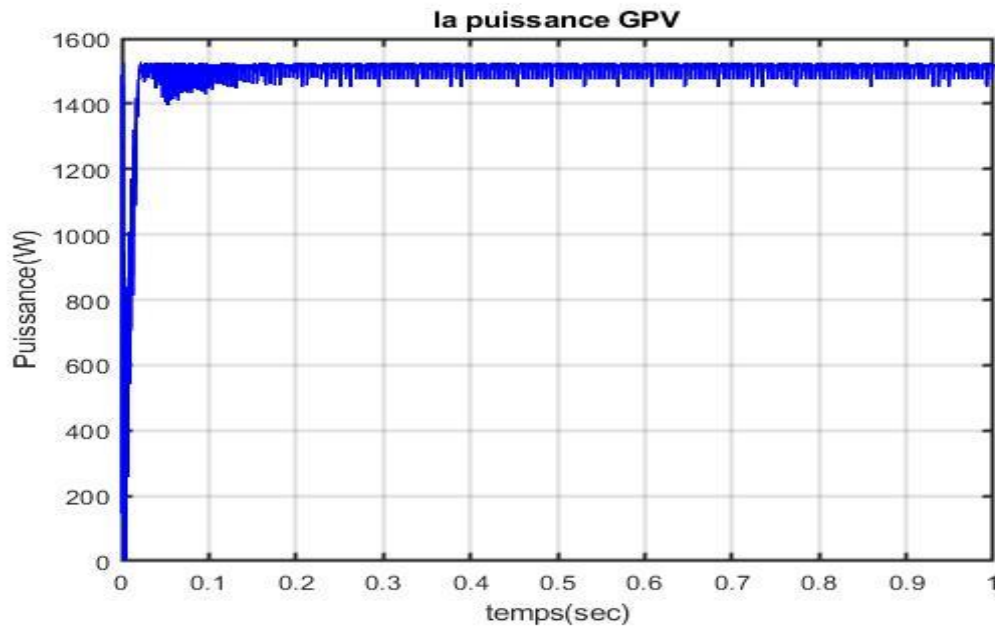


Figure III.5 : Puissance de sortie du générateur photovoltaïque

On remarque d'après la Figure III.5 que la puissance a atteint sa valeur maximale de 1520W, on voit aussi que la variation du pas d'incrémentacion ΔD influe sur les oscillations autour du point de puissance maximale (PPM).

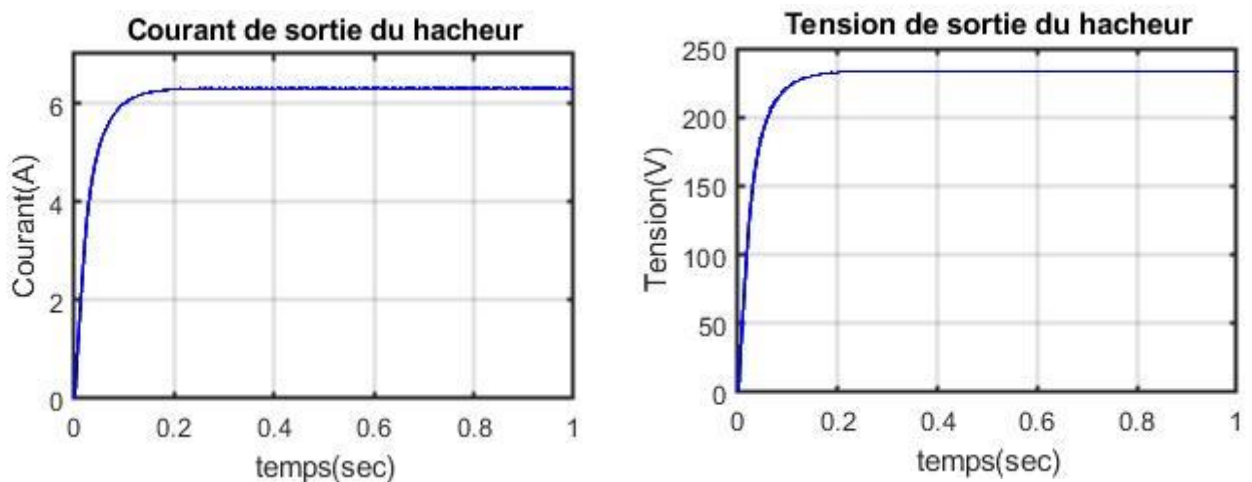


Figure III.6: Courant et tension de sortie du convertisseur DC-DC

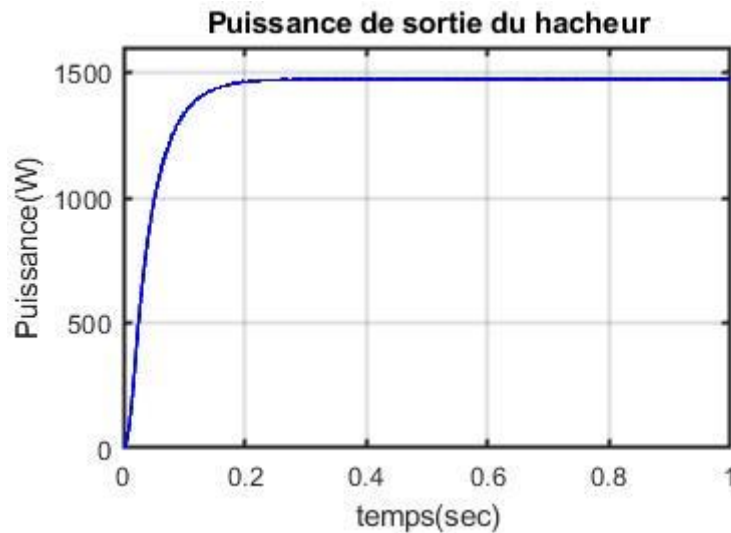


Figure III.7: Puissance de sortie du convertisseur DC-DC

Les figures III.6 et III.7 illustrent toutes les grandeurs de sortie de l'hacheur : la tension, le courant et la puissance. Il est clair que toutes ces grandeurs se stabilisent au bout de 0.2s. Le courant se stabilise à 6.28A et la tension à environ 230V (Figure III.6). La puissance atteint le point PPM, point de puissance maximale à environ 1470w (Figure III.7).

On voit bien sur la figure III.8, que la forme des courants statoriques de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) est pratiquement sinusoïdale déphasé de $2\pi/3$ entre eux de valeur maximale 8 A.

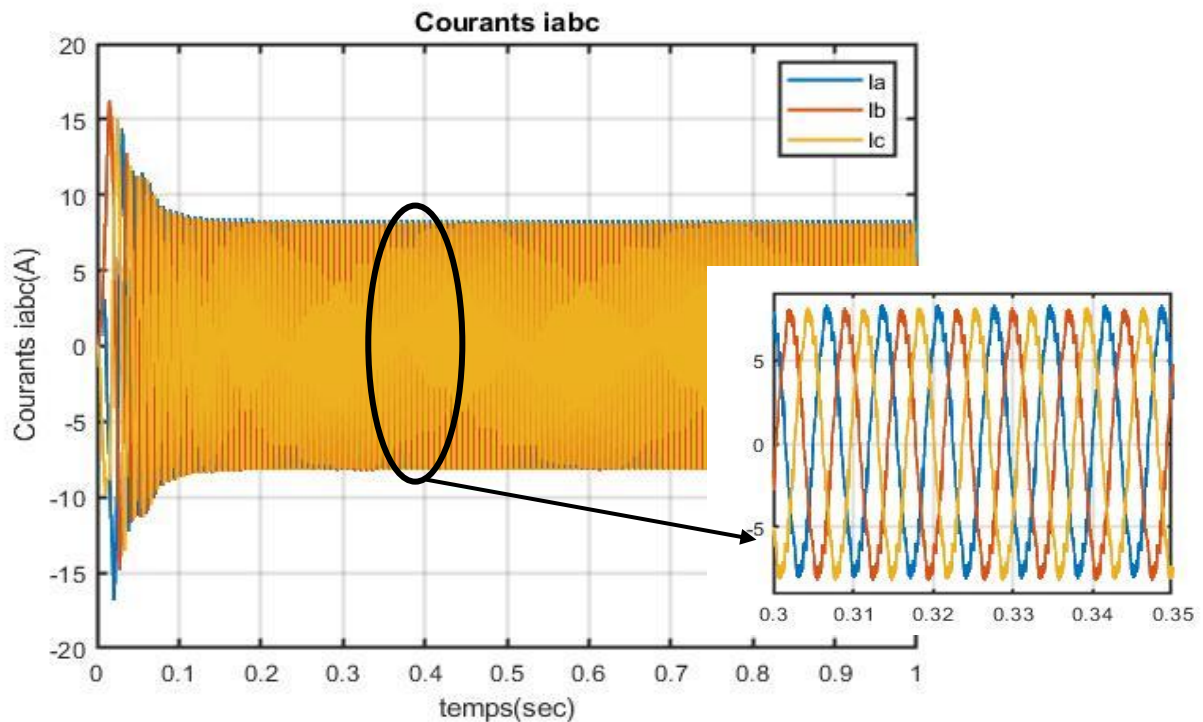


Figure III.8 : Allure des courants statoriques

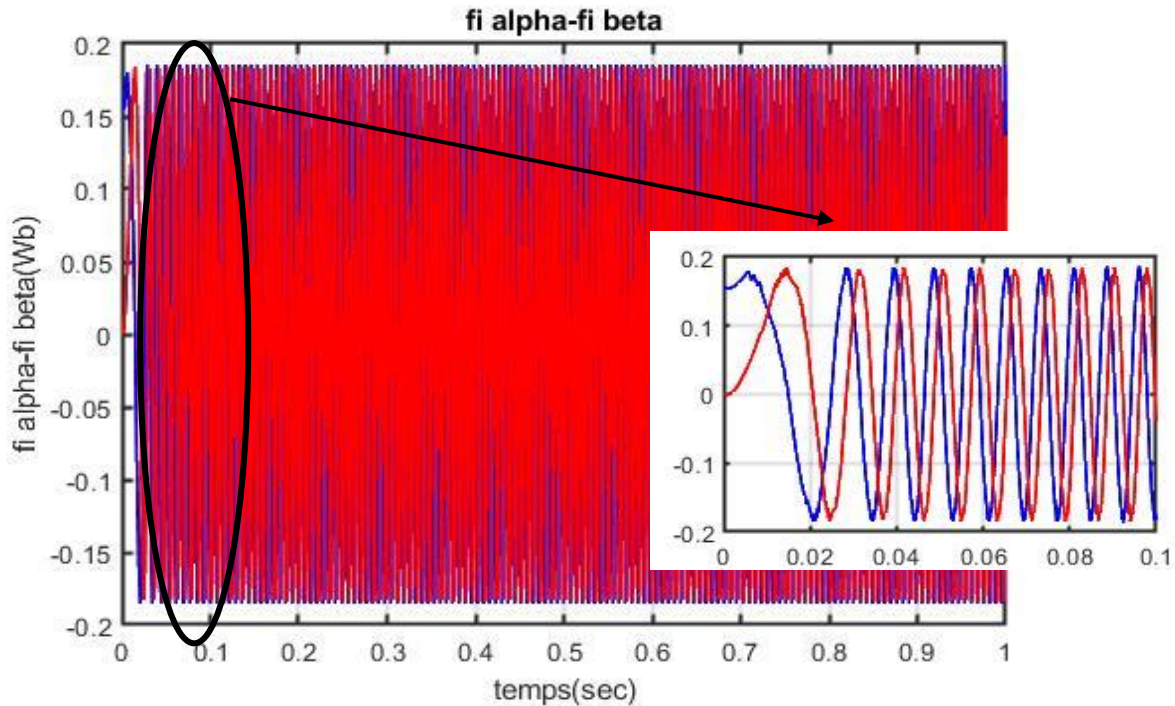


Figure III.9: Allure de variation des composantes (β , α) du flux

La figure (III.9) montre l'allure des composantes (α , β) du vecteur flux statorique, leur forme est parfaitement sinusoïdale déphasé de $\pi/2$ de valeur maximale 0.183 Wb. Le couple moteur de la MSAP suit bien le couple résistant de la pompe appliqué avec une valeur de 5 N comme le montre la figure (III.10).

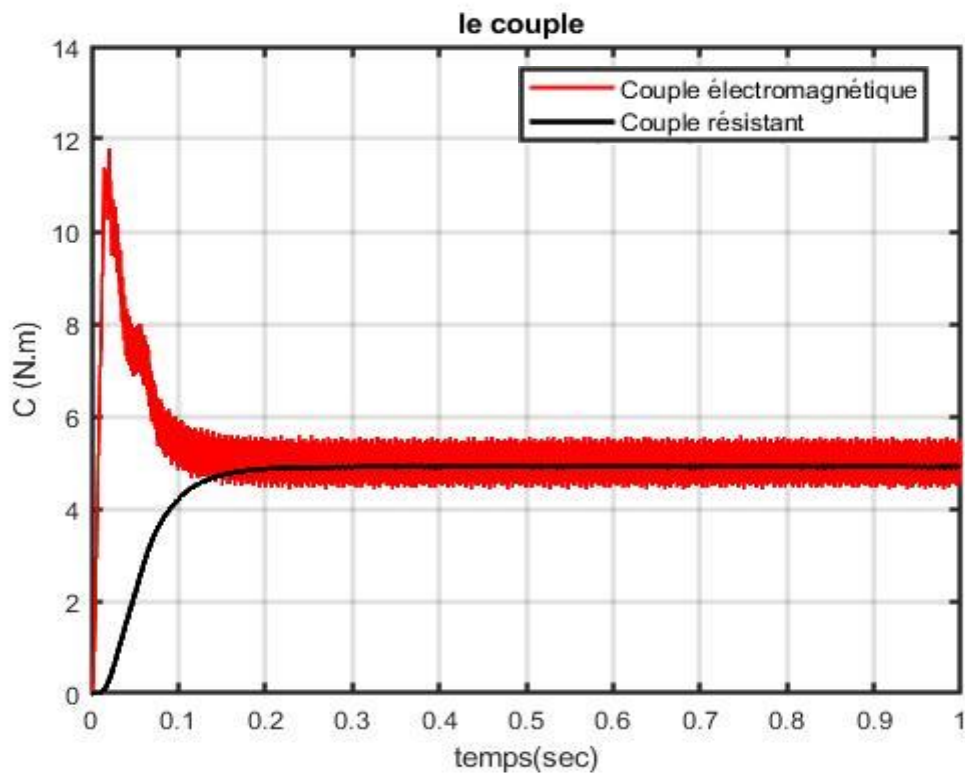


Figure III.10: Allure du couple électromagnétique et résistant

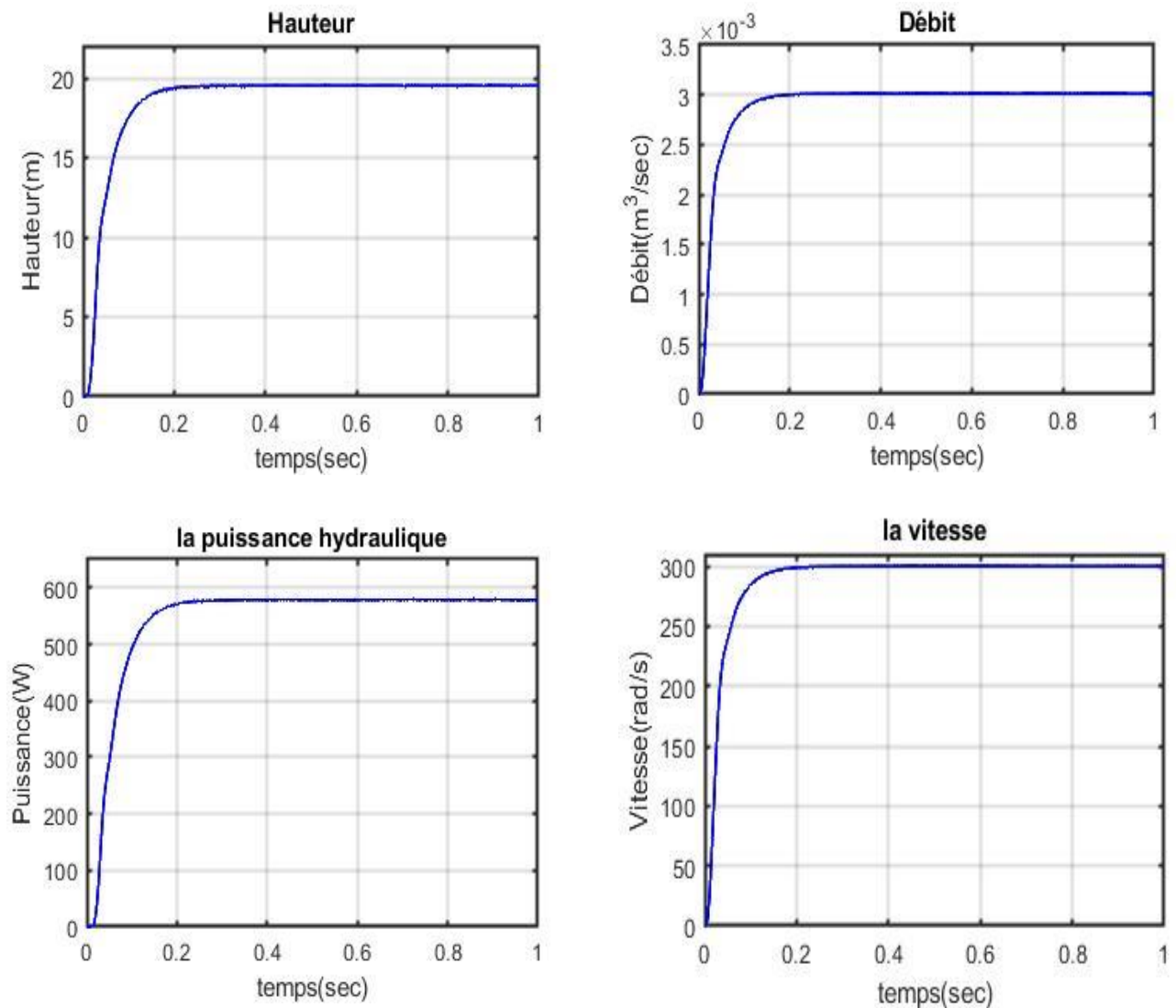


Figure III.11: Résultats de simulation de la pompe

La figure III.11 illustre les caractéristiques de la pompe centrifuge : la hauteur, la puissance hydraulique, le débit, et la vitesse de rotation en fonction du temps. On voit clairement que toutes ces grandeurs tendent respectivement et convergent très rapidement vers les valeurs désirées au régime permanent.

Le débit d'eau, la hauteur manométrique, la vitesse de rotation et la puissance hydraulique augmentent et atteignent les valeurs suivantes :

- $Q=3.01 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$.
- $H=19.5 \text{ m}$.
- $\omega=300 \text{ rad/s}$.
- $P_{\text{hydraulique}}=578 \text{ W}$

III.7.2 Application d'un profil variable de l'éclairement

En appliquant un échelon d'irradiation de température constante 25°C avec trois niveaux d'éclairement (irradiation) $E_1=1000\text{ W/m}^2$, $E_2=500\text{ W/m}^2$ et $E_3=8000\text{ W/m}^2$ à des instants différents comme le montre la figure (III.12).

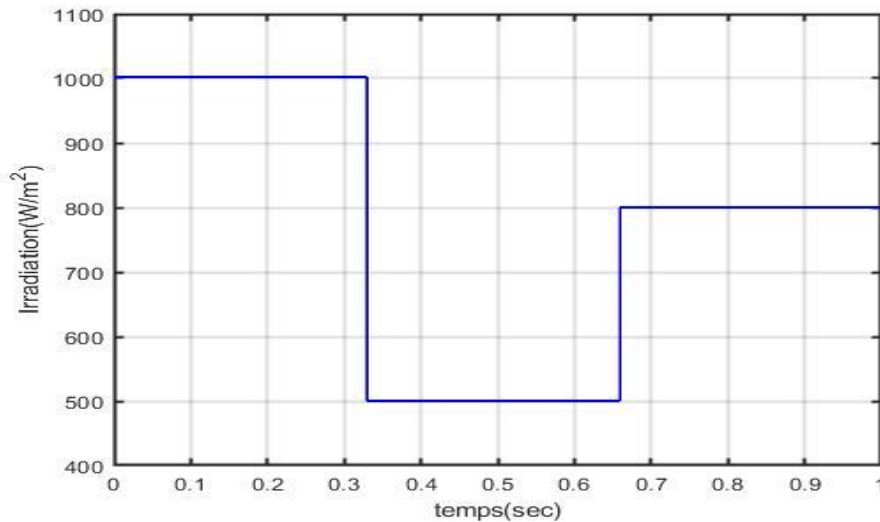


Figure III.12 : Profil de l'éclairement

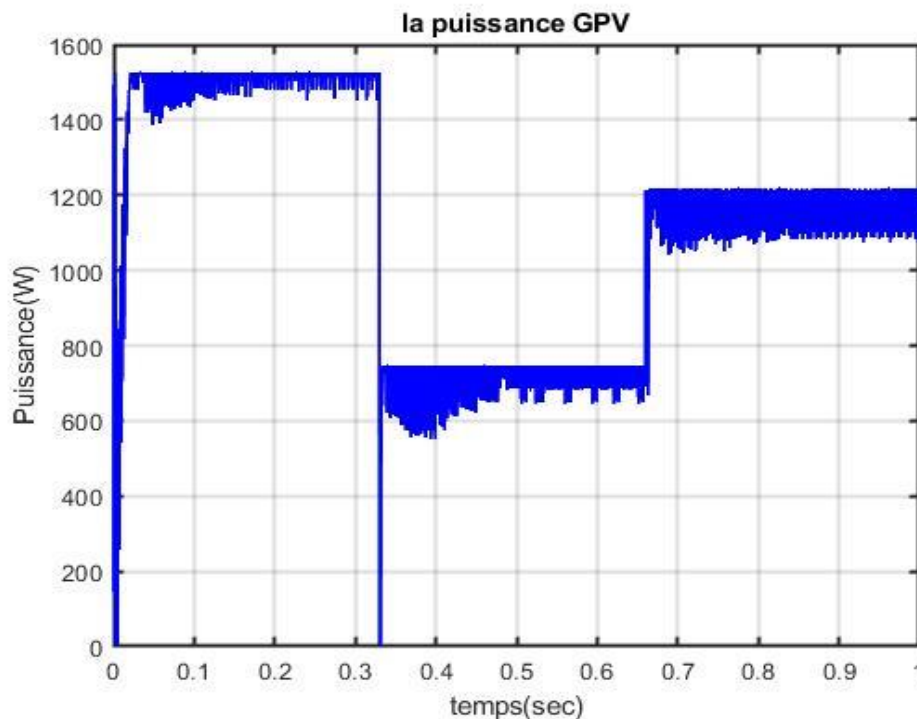


Figure III.13: Puissance de sortie du générateur photovoltaïque

D'après la figure III.13 on remarque que la puissance du panneau photovoltaïque varie selon l'éclairement.

Pour une diminution d'éclairement de 500 W/m^2 , il y a une diminution de la puissance électrique maximale jusqu'à 740 W .

Une autre augmentation brusque d'éclairement de 800 W/m^2 , engendre une augmentation de la puissance électrique maximale à 1215 W .

On constate aussi une oscillation pour cette grandeur à cause de la technique de commande MPPT, car ce point de fonctionnement oscille aussi autour de point de puissance maximale surtout pour les faibles éclairements.

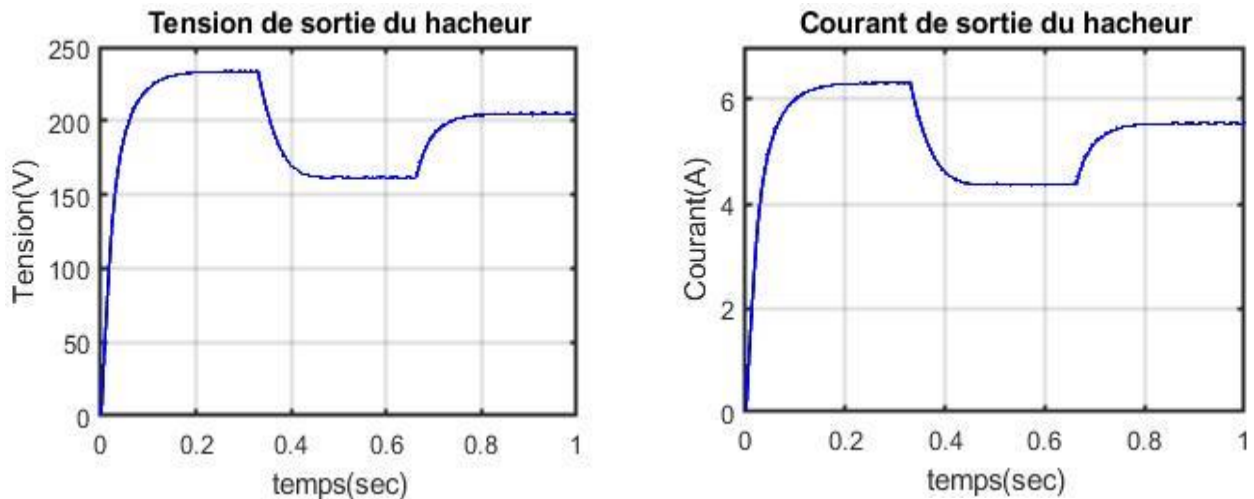


Figure III.14: Tension et courant de sortie du convertisseur DC-DC

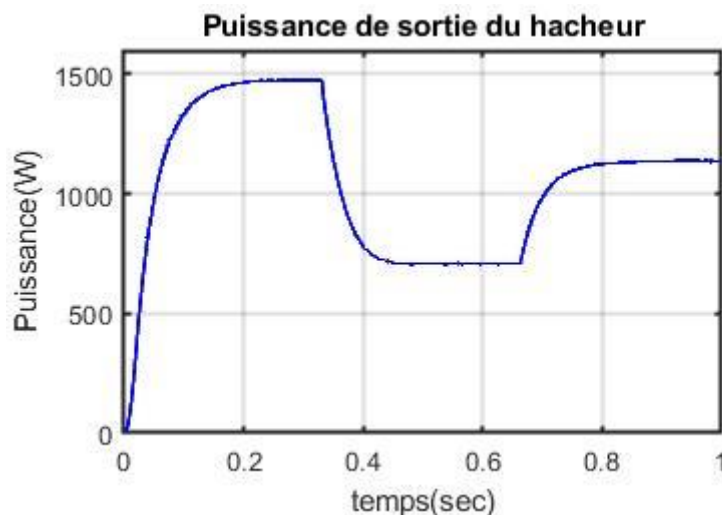


Figure III.15: Puissance de sortie du convertisseur DC-DC (cas de variation de l'éclairement)

D'après les figures III.14 et III.15 on remarque que :

Pour une diminution d'éclairement de 500 W/m^2 , il y a une diminution de la puissance électrique en sortie du hacheur jusqu'à 701 W à cause de la diminution de la puissance maximale de GPV. De même, on constate une diminution des valeurs de la tension et du courant de sortie du convertisseur DC-DC respectivement d'environ 161 V et 4.36 A .

Une autre augmentation rapide d'éclairement de 800 W/m^2 , engendre une augmentation de la puissance électrique maximale de 1134 W à cause de l'augmentation de la puissance maximale de GPV correspondant un courant de 5.53 A et une tension de 205 V .

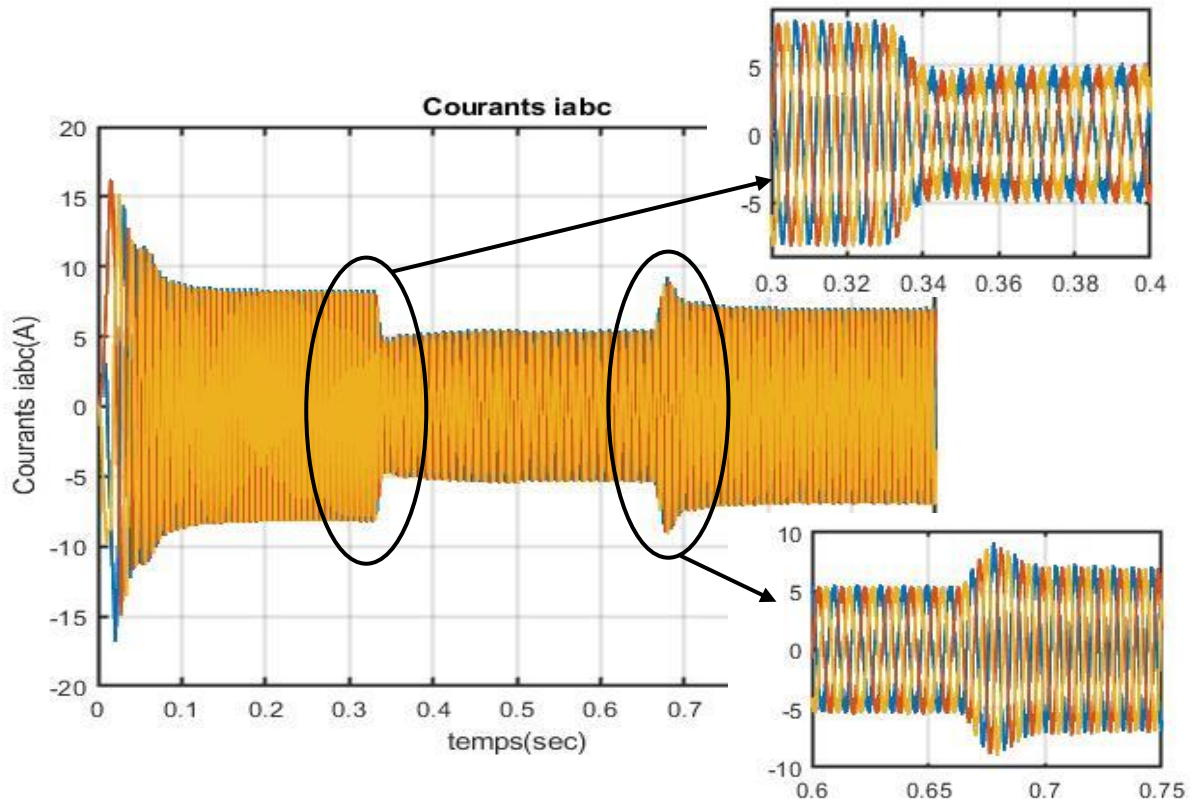


Figure III.16 : Allure des courants statoriques

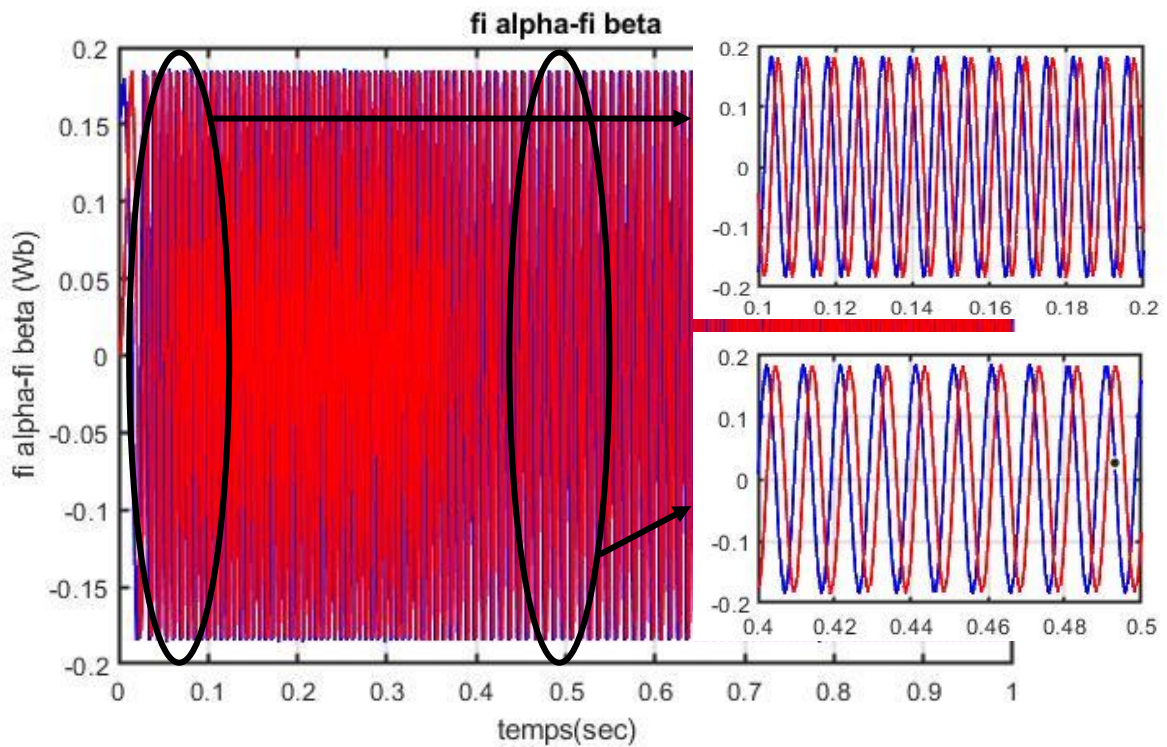


Figure III.17: Allure de variation des composantes β, α du flux

Les courants statoriques varient selon le profil d'éclairement comme le montre la figure III.16. L'augmentation et la diminution de l'éclairement entraîne l'augmentation et la diminution des courants statoriques i_{abc} .

La figure III.17 montre la réponse dynamique des composantes (α, β) du vecteur flux statorique. L'allure présente une forme sinusoïdale. On remarque que la diminution de l'éclairement se traduit par une légère l'augmentation de la période du flux statorique.

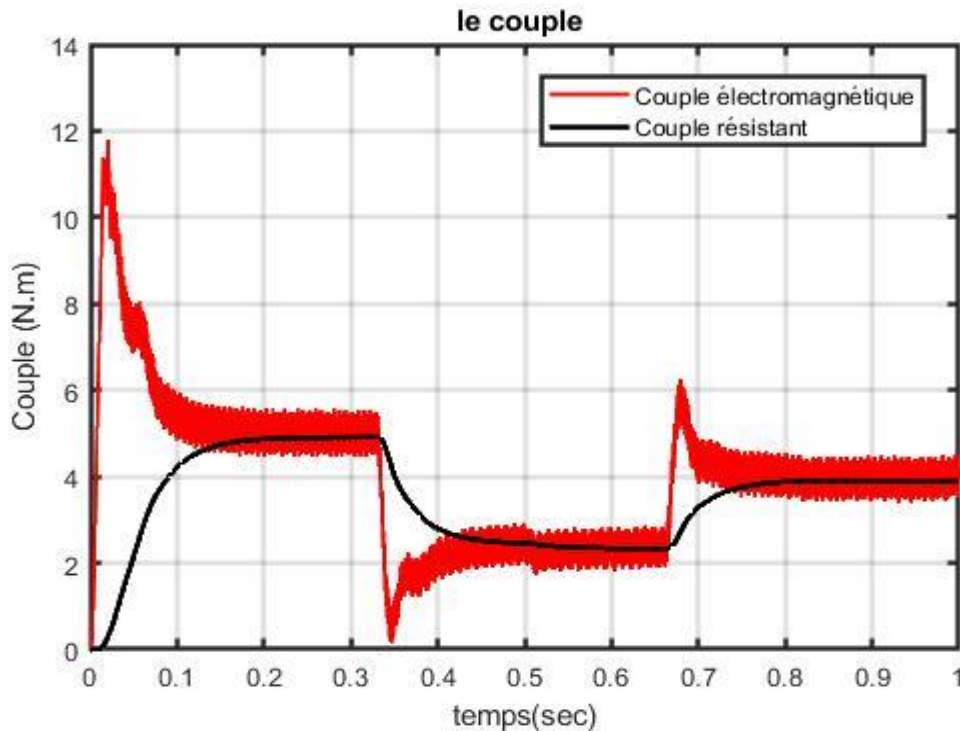


Figure III.18: Allure du couple électromagnétique et résistant

D'après la figure III.18 on remarque que le couple moteur de la MSAP suit bien le couple résistant de la pompe centrifuge appliqué. On observe bien que pour une diminution d'éclairement de 500 W/m^2 il y a une diminution du couple électromagnétique jusqu'à environ 2.4 N .

Une autre augmentation brusque d'éclairement de 800 W/m^2 engendre une augmentation du couple jusqu'à environ 4 N .

On remarque que les graphes suivants varient selon l'éclairement. Pour une diminution d'éclairement de 500 W/m il y a une diminution du débit d'eau, de la hauteur manométrique et de la puissance hydraulique à cause la diminution de vitesse de rotation de la machine. On note les valeurs suivantes respectivement :

- $Q=2.11.10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$.
- $H=9.57 \text{ m}$.
- $\omega=264 \text{ rad/s}$.
- $P_{\text{hydraulique}}=200 \text{ W}$.

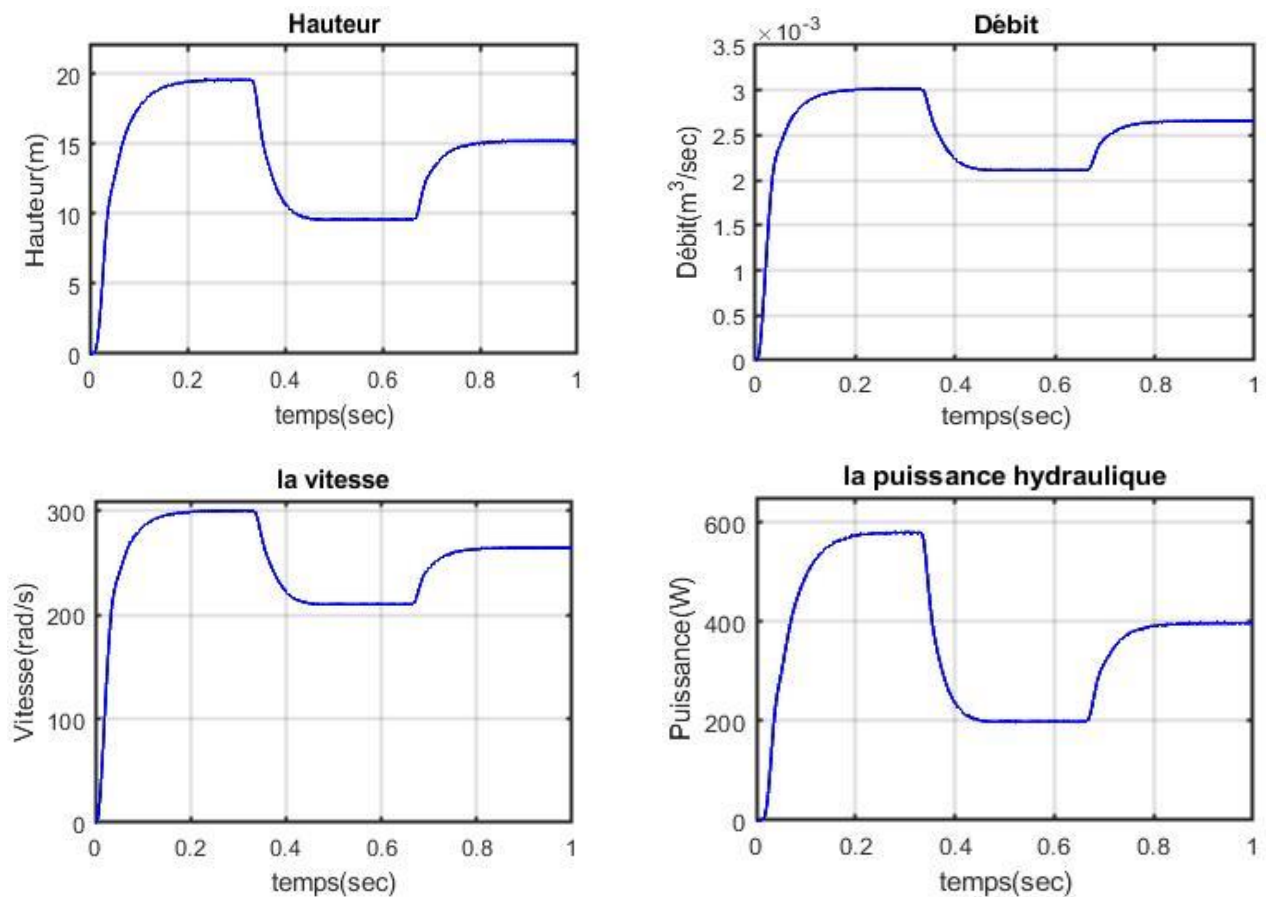


Figure III.19 : Résultats de simulation de la pompe

L'augmentation rapide d'éclairement à 800 W/m^2 engendre une augmentation du débit d'eau, de la hauteur manométrique et de la puissance hydraulique à cause l'augmentation de vitesse de rotation de la machine. On note respectivement les valeurs suivantes :

- $Q=2.65 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$.
- $H=15.18 \text{ m}$.
- $\omega=209 \text{ rad/s}$.
- $P_{\text{hydraulique}}=397 \text{ W}$.

III.8 Conclusion

Dans ce troisième chapitre, nous avons dimensionné le système de pompage photovoltaïque dans un premier temps. Dans un second temps on a simulé le comportement du système de pompage en se basant sur la commande P&O pour la recherche du point de puissance maximale, et la commande directe du couple pour le contrôle de la MSAP avec un profil d'ensoleillement fixe. Par la suite, on a simulé toute la chaîne de pompage avec un profil d'ensoleillement variable. Les résultats de simulation numérique ont montré l'efficacité de la technique P&O qui a permis de fonctionner le système au point de fonctionnement pour des niveaux faibles d'éclairement.

Chapitre IV

Simulation des défauts de la
chaîne de pompage
photovoltaïque

IV.1 Introduction

Le système photovoltaïque ne fonctionnera pas toujours à leur maximum d'efficacité, il peut être soumis au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système. Dans ce chapitre, on s'intéresse dans un premier temps à la présentation des défauts rencontrés dans un système photovoltaïque et leur classification, défaut Mismatch et d'ombrage, défaut de diode By-pass, défaut de module, défaut de connectique et défaut de diode anti retour. Dans un deuxième temps et pour mener à bien cette étude, des résultats de simulations de quelques défauts fréquents du générateur PV implanté dans une chaîne de pompage d'eau seront présentés et comparés.

IV.2 Protection des modules photovoltaïques

IV.2.1 Diodes de by-pass

Les diodes de by-pass sont connectées à l'extérieur et en antiparallèle avec chaque module PV pour fournir un chemin électrique alternatif pour le courant généré. Car il ne peut pas traverser le module lorsqu'il est ombragé. Cela permet de préserver les performances de la chaîne en limitant la tension de polarisation inverse générée à travers n'importe quel module partiellement ombré et donc de réduire la puissance électrique qui peut être dissipée par le module.

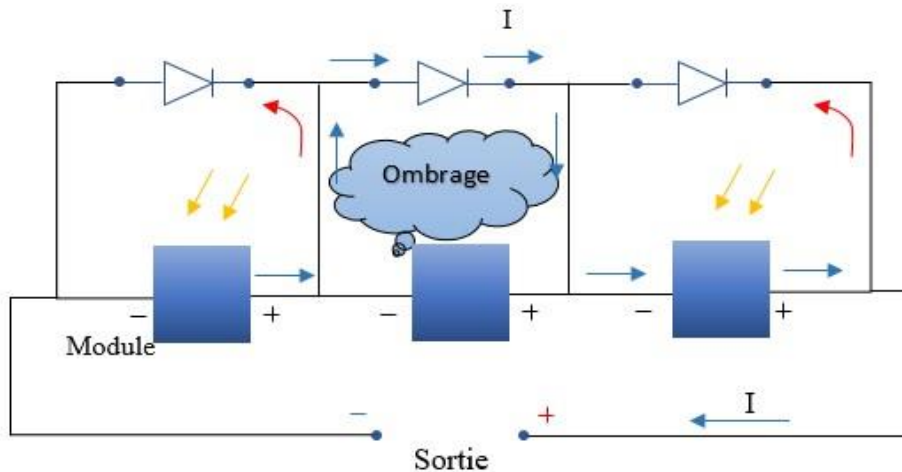


Figure IV.1 : Fonctionnement des diodes by-pass

IV.2.2 Diodes anti-retour

Lorsque le soleil brille, la tension produite par les panneaux est supérieure à celle de batterie, donc la charge a lieu. Cependant, dans la nuit, lorsqu'aucune tension n'est produite par les panneaux, la tension de la batterie ferait circuler un courant dans la direction opposée à travers les panneaux, déchargeant la batterie. Les diodes anti-retours seront nécessaires dans tel système pour charger une batterie. Les diodes anti-retours sont généralement incluses dans la construction des panneaux solaires Figure (IV.2).

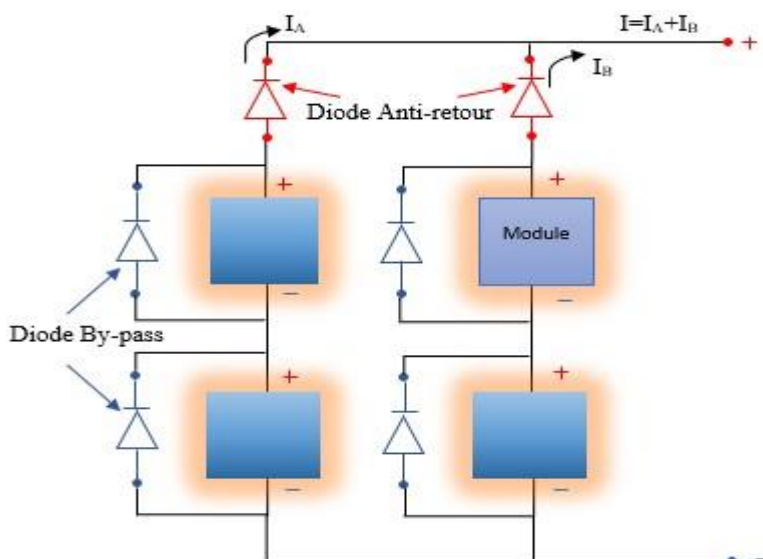


Figure IV.2 : Schéma d'un champ photovoltaïque avec diode anti-retour

IV.2.3 Câblage et boîte de jonction

La mise en série de plusieurs modules pour constituer un string est assurée par des câbles. Pour minimiser les risques de défaut à la terre ou de court-circuit après l'installation, si le système PV est constitué de plusieurs strings, une boîte de jonction permet leur mise en parallèle. La boîte de jonction peut contenir des éléments de protection tels que des fusibles, des interrupteurs et des sectionneurs.

IV.3 Défauts dans le système photovoltaïque

Ces principaux défauts ont été classés selon les différents composants du système PV (tableau IV-1) :

- Défauts dans le générateur photovoltaïque.
- Défauts dans la boîte de jonction.
- Défauts dans le système de câblage et la connectique.
- Défauts dans les diodes de protection.

Tableau IV.1 Principaux défauts et anomalies dans un générateur PV

Eléments du générateur PV	Origines des défauts et d'anomalies
Générateur PV	<ul style="list-style-type: none"> -Feuilles d'arbre, déjection, pollution, sable, neige etc. -Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules -Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules. -Modules de performances différentes. -Modules court-circuités, modules inversés.
Boîte de jonction	<ul style="list-style-type: none"> -Rupture du circuit électrique. -Court-circuit du circuit électrique.

	<ul style="list-style-type: none"> -Destruction de la liaison. -Corrosion des connexions.
Câblage et connecteur	<ul style="list-style-type: none"> -Circuit-ouvert. -Court-circuit. -Mauvais câblage. - Corrosion des contacts. -Rupture du court-circuit électrique.
Diode de protection (diode by-pass et diode anti retour)	<ul style="list-style-type: none"> -Destruction des diodes -Absence ou non fonctionnement des diodes -Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

IV.4 Défauts fréquents des systèmes photovoltaïques

Les défauts dans le système PV peuvent être définies comme temporaires ou permanentes. Les défauts temporaires sont souvent causés par des effets d'ombrage et l'encrassement des modules. Les défauts permanents des modules sont : le délaminage, les bulles, le jaunissement des cellules, les rayures et les cellules brûlées.

Les défauts permanents sont éliminés en remplaçant ou en réparant les modules endommagés. Les défauts graves des panneaux photovoltaïques sont souvent causés par un court-circuit, ligne à ligne, mise à la terre et défaut d'arc [35].

D'autres facteurs peuvent entraîner des pertes de production, notamment le défaut de suivi du point de puissance maximale (MPP), les pertes joule dans le câblage et les équipements défectueux [36]. Les défauts d'un système photovoltaïque peuvent être classés comme des défauts de modules, de chaînes ou de réseaux selon le composant du système photovoltaïque concerné.

IV.4.1 Défaut de point chaud (Hot spots)

Les points chauds des modules peuvent se produire lorsque des cellules individuelles sont ombragées ou brisées. Ces cellules produisent beaucoup moins de courant que les autres cellules de la chaîne et peuvent être polarisées en sens inverse, ce qui entraîne une dissipation de puissance au lieu d'une production [36]. Les cellules des points chauds dissipent de l'énergie, ce qui entraîne une augmentation de la température de surface [37].

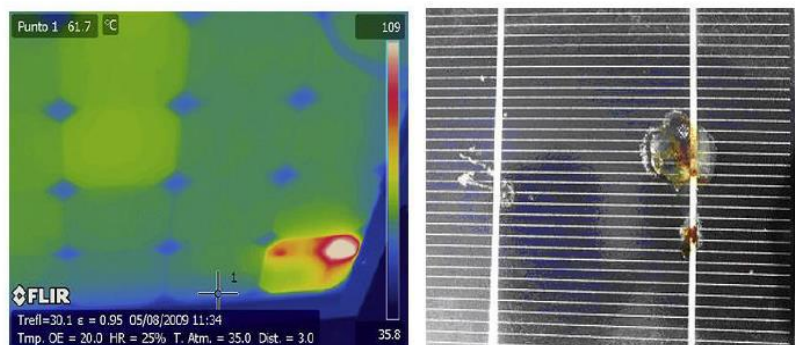


Figure IV.3 : Défaut de point chaud

IV.4.2 Dégradation

La dégradation des modules entraîne une baisse de la puissance de sortie au fil du temps. Les défauts de dégradation peuvent être identifiés par une méthode électrique reposons sur les caractéristique I-V du module.

IV.4.3 Défaut de circuit ouvert

Les défauts de circuit ouvert font référence aux défauts de déconnexion dans les sous-systèmes PV. Cela inclut la déconnexion des cellules d'un module, des modules d'une chaîne ou des chaînes d'un réseau PV [38].

IV.4.4 Défaut de court-circuit

Tout comme les défauts de circuit ouvert, les défauts de court-circuit peuvent se produire dans différents sous-systèmes de l'installation photovoltaïque. Les modules court-circuités dans une chaîne entraînent une chute importante de la tension du réseau, tandis que le courant du réseau augmente légèrement [39].

IV.4.5 Défaut de mise à la terre

Les défauts de terre sont considérés comme les défauts les plus courants dans les systèmes PV. Le défaut fait référence au court-circuit électrique accidentel entre un conducteur électrique et la terre [35]. Ce défaut est principalement causé par un défaut d'isolation des câbles.

IV.4.6 Défaut de ligne à ligne

Un défaut ligne à ligne désigne un défaut de court-circuit entre les conducteurs du PV système. Les défauts de ligne à ligne peuvent être causés par un défaut d'isolation des câbles et dommages mécaniques [36].

IV.4.7 Défaut de mismatch

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 (II-1) conduira à la dissemblance de leur caractéristique.

IV.4.8 Le défaut d'ombrage

L'ombrage est un cas particulier du défaut Mis match car sa présence conduit à une diminution de l'ensoleillement reçu par les cellules PV. On peut distinguer deux types d'ombrages :

IV.4.8.1 L'ombrage total

On appelle ombrage total ou complet ce qui vient couvrir le panneau (couverture, branche cassée, saleté de toute nature, etc.).

IV.4.8.2 L'ombrage partiel

Les défauts d'ombrage sont causés lorsqu'une sous-section d'un module ou d'un système PV reçoit moins d'irradiation solaire en raison de l'obstruction et des ombres temporaires.



Figure IV.4 : Défaut d'ombrage partiel

IV.4.9 Défaut diodes By-pass

Les diodes By-pass, utilisées pour protéger les modules, peuvent faillir par des problèmes de surchauffe ou de sous dimensionnement. 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.

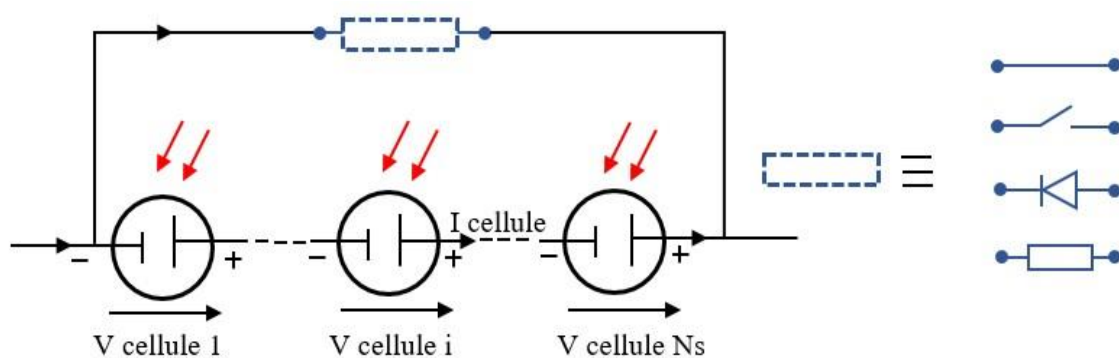


Figure IV.5 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec défaut diode By-pass

IV.4.9.1 Diode By-pass court-circuit

La tension et le courant d'un groupe de cellules associées à une diode By-pass court-circuitée (Fig.IV-6) sont donnés par les équations suivantes [40] :

$$V_{Groupe} = 0 \quad (IV.1)$$

$$I_{Groupe} = I_{Cellele} + I_{By-pass} \tag{IV.2}$$

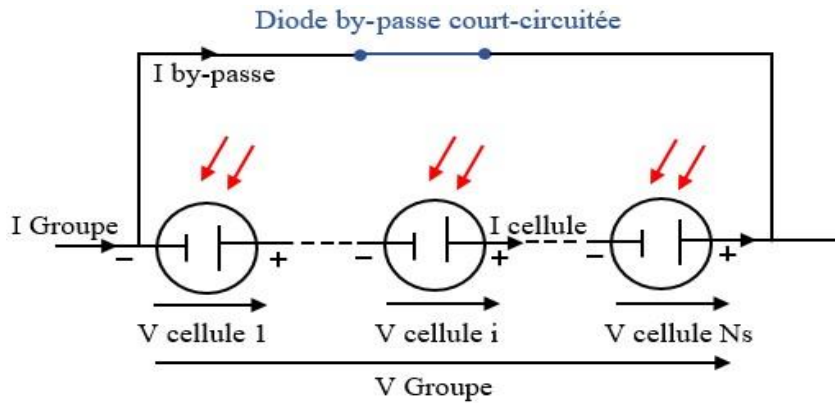


Figure IV.6 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass court-circuitée

IV.4.9.2 Diode By-pass déconnectée

La tension du groupe est égale à la somme de la tension des cellules du groupe. Le courant du groupe est égal au courant circulant dans le string de cellules.

$$V_{Groupe} = \sum_1^{N_s} V_{Cellele} \tag{IV.3}$$

$$I_{Groupe} = I_{Cellele} \tag{IV.4}$$

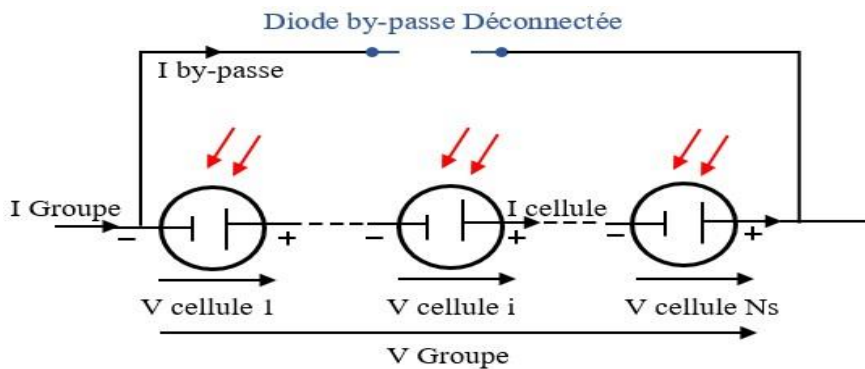


Figure IV.7 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass déconnectée

IV.4.9.3 Diode By-pass claquée

La tension du groupe est égale à la somme de la tension de toutes les cellules dans le groupe. Le courant du groupe est égal à la somme du courant circulant dans le string de cellules et de celui circulant dans l'impédance.

$$V_{Groupe} = \sum_1^{N_s} V_{Cellele} \tag{IV.5}$$

$$I_{Groupe} = I_{Cellele} + \frac{V_{Groupe}}{Z} \tag{IV.6}$$

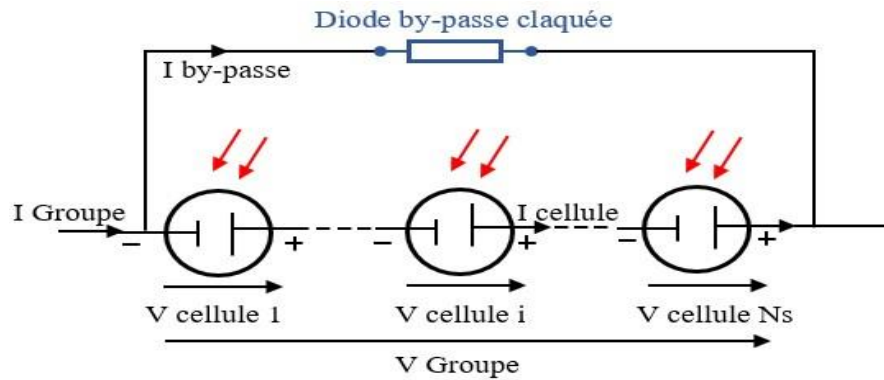


Figure IV.8 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass claquée

IV.4.9.4 Diode By-pass inversée

La tension et le courant d'un groupe de cellules associé à une diode By-pass inversée Figure (IV.9) sont donnés par les équations suivantes [40] :

$$\begin{cases} V_{Groupe} = \sum_{1}^{N_s} V_{Cellele} & \text{si } \sum_{1}^{N_s} V_{Cellele} < 0 \\ V_{Groupe} = 0 & \text{si } \sum_{1}^{N_s} V_{Cellele} > 0 \end{cases} \quad (IV.7)$$

$$I_{Groupe} = I_{Cellele} + I_{by-passe} \quad (IV.8)$$

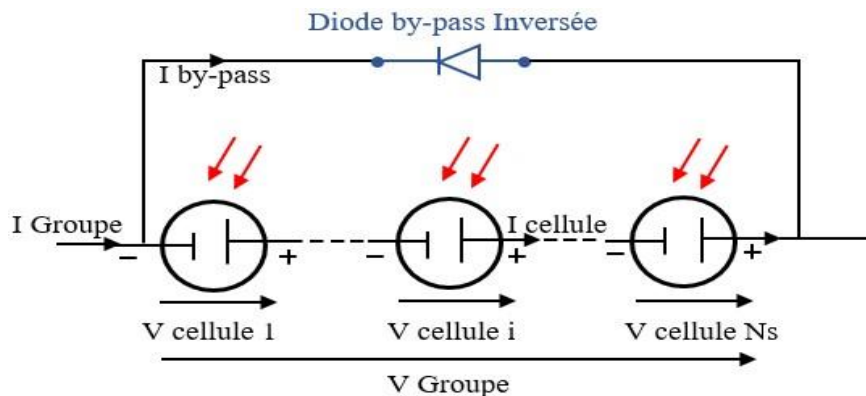


Figure IV.9 : Schéma d'un groupe de cellules PV avec la diode By-pass inversée

IV.5 Simulation des défauts du système photovoltaïque

IV.5.1 Simulation du défaut d'ombrage

Prenons comme exemple le générateur photovoltaïque GPV du troisième chapitre. En effectuant une série de défauts d'ombrage ($E_2=750 \text{ W/m}^2$, $E_3=500 \text{ W/m}^2$ et $E_4=250 \text{ W/m}^2$), les caractéristiques I-V, P-V résultantes sont comparées ultérieurement à celle du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$). L'architecture du générateur PV est illustré sur la figure (IV.10).

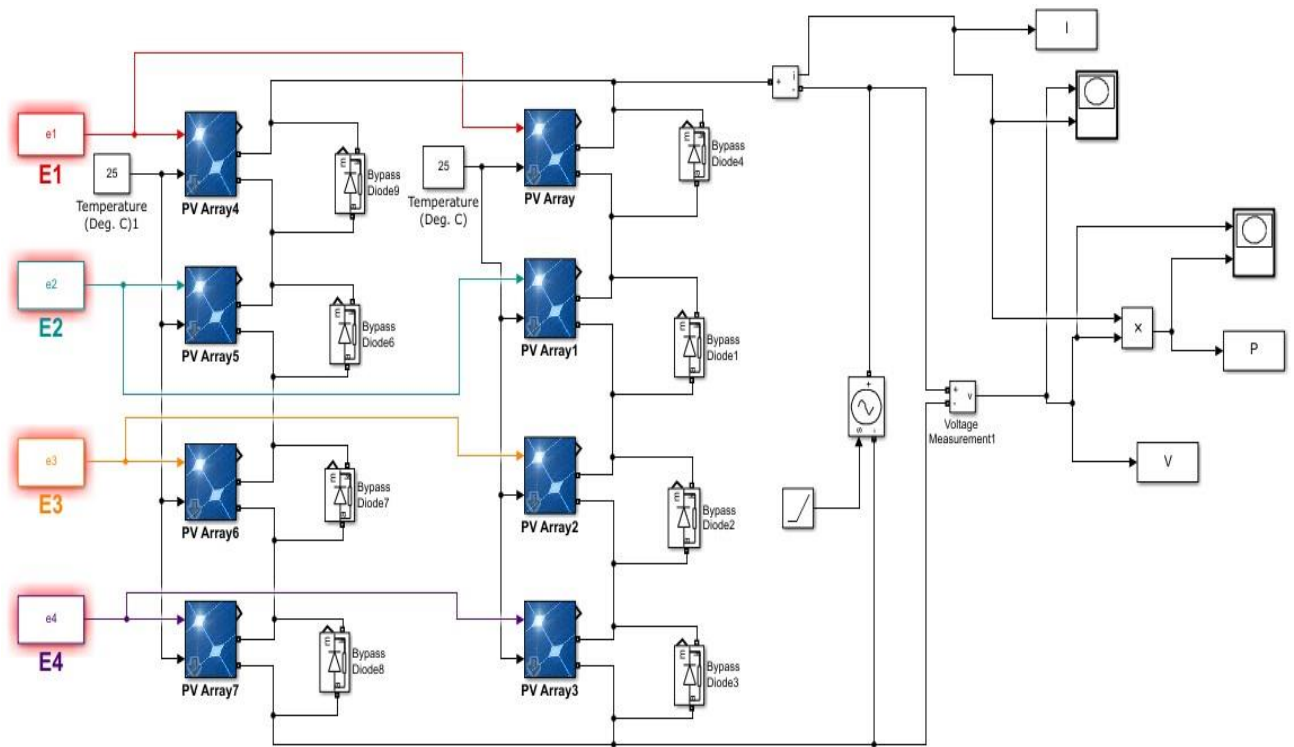


Figure IV.10: Modèle de simulation des défauts d’ombrage du générateur photovoltaïque 4*2 (série-parallèle)

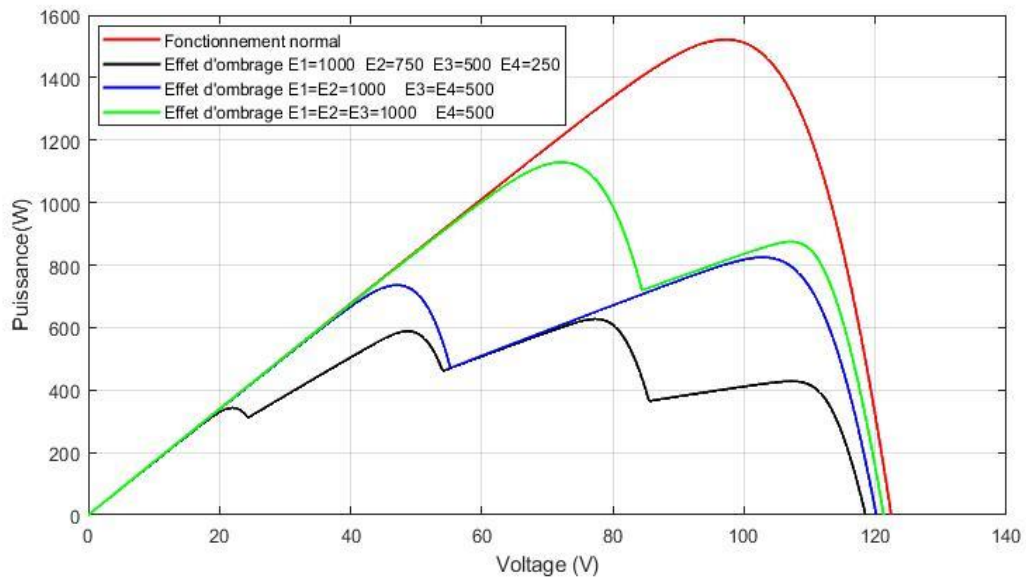


Figure IV.11 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défauts d’ombrage) du système PV

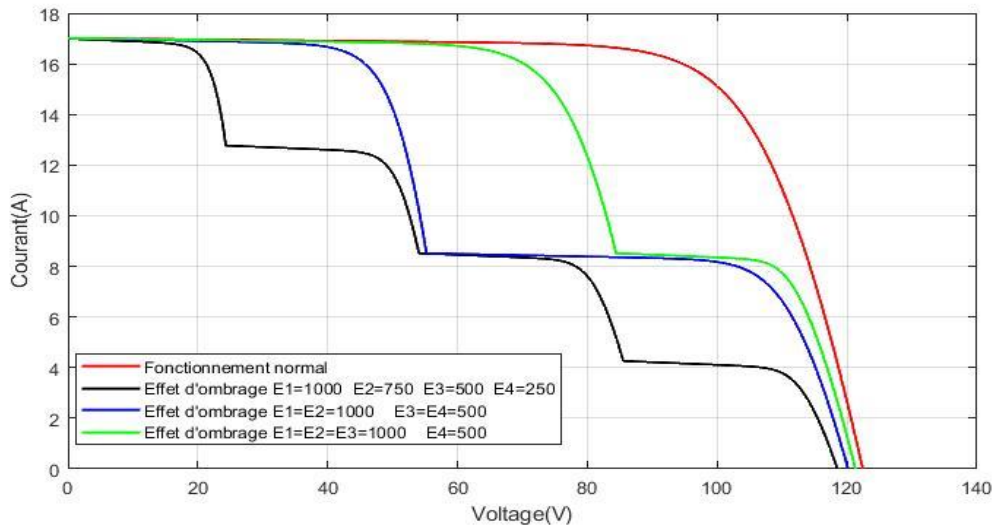


Figure IV.12 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défauts d’ombrage) du système PV

Les figures IV.11 et IV.12 représentent les caractéristiques des courbes de sortie I-V et P-V du générateur PV, lors des différents scénarios d’ombrage. Selon les résultats de simulation obtenus pour ce type de défaut on peut remarquer que la puissance maximale du générateur subit une diminution. Et on remarque que le courant de court-circuit reste inchangé. On note une diminution de la tension du circuit ouvert avec l’augmentation d’ombrage.

IV.5.2 Simulation des défauts des diodes By-pass

Le GPV est soumis au test pour différents défauts des diodes By-pass. les caractéristiques I-V, P-V résultantes sont comparées à celle du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$).

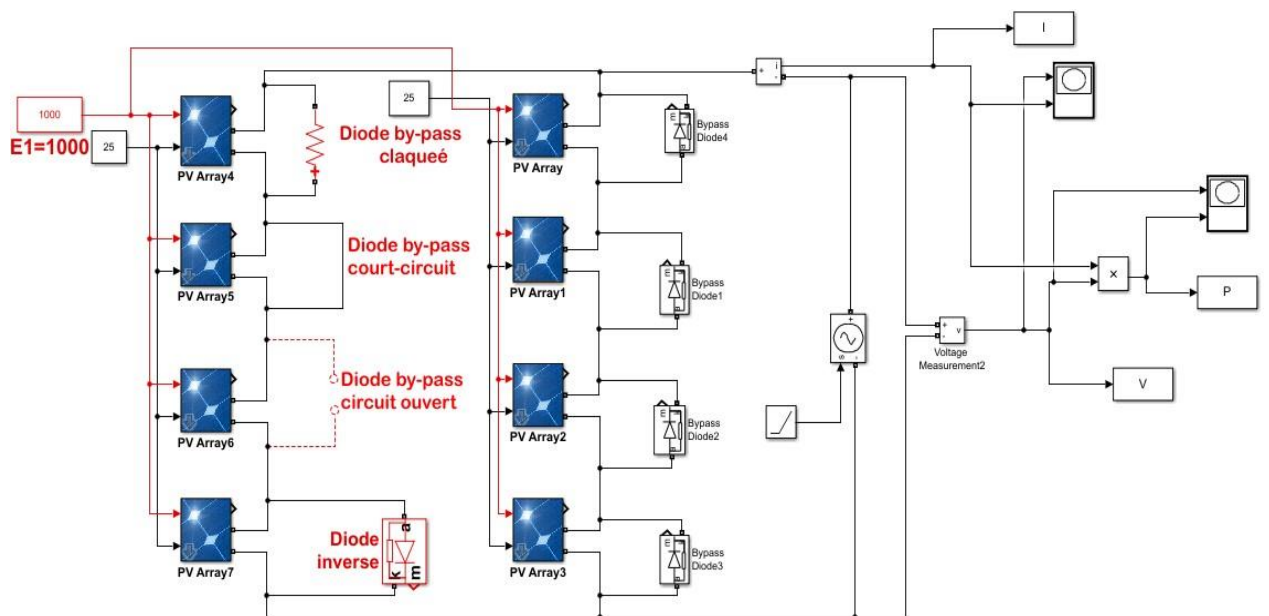


Figure IV.13: Modèle de simulation des défauts des diodes By-pass

IV.5.2.1 Simulation des défauts de la diode By-pass (Court-circuitée inversée et claquée)

Les Figures (IV.14 et IV.15) montrent quelques résultats de simulation d'un générateur PV soumis à différents défauts de diodes by-pass, court-circuitée inversée et claquée.

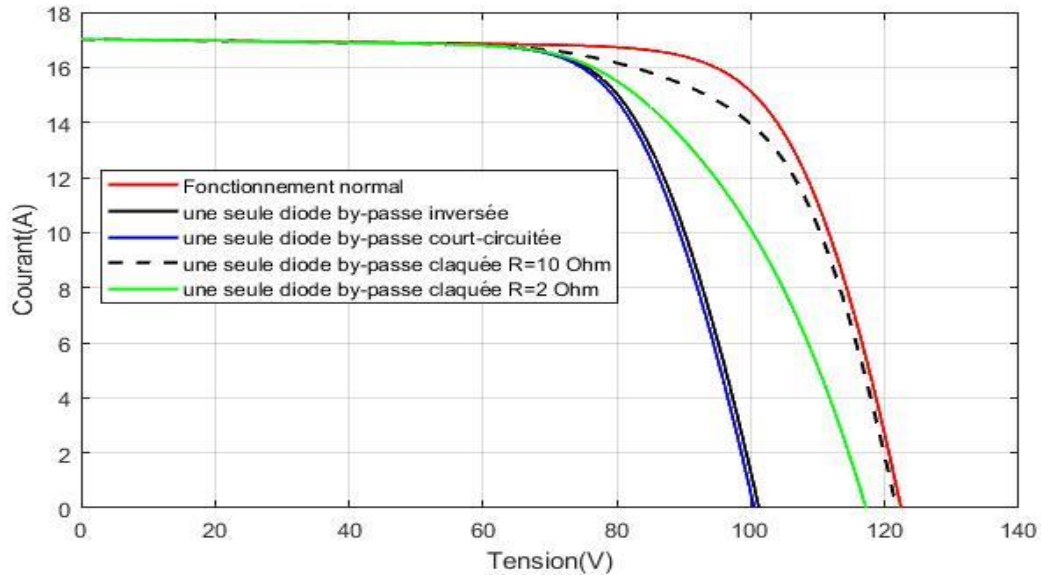


Figure IV.14 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass court-circuitée inversée et claquée)

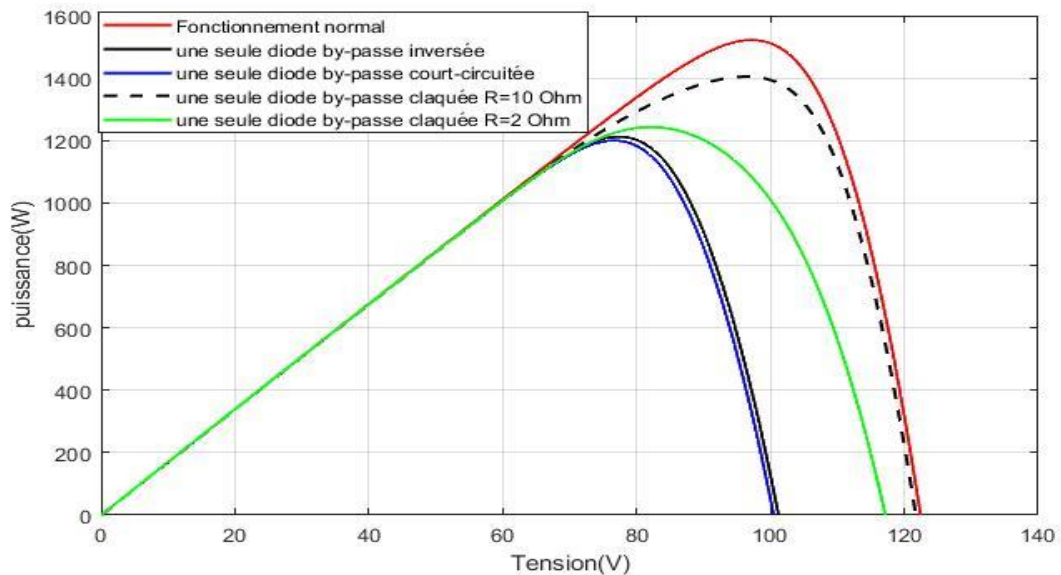


Figure IV.15 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass Court-circuitée inversée et claquée)

On peut remarquer selon les résultats de simulation obtenus avec ces types de défauts que :

- Le courant de court-circuit reste inchangé.

- Réduction de la puissance maximale.
- Diminution de la tension de circuit ouvert (courbes en noir et bleu).

IV.5.2.2 Simulation des défauts de la diode By-pass déconnectée

Les figures (IV.16 et IV.17) montrent clairement le comportement du générateur PV quand une diode By-pass est déconnectée. Lorsque le générateur PV est totalement éclairé (sans ombrage), le défaut de la diode by-pass n'influe pas sur les grandeurs courantes, tension et puissance comme le montre les caractéristiques P-V et I-V.

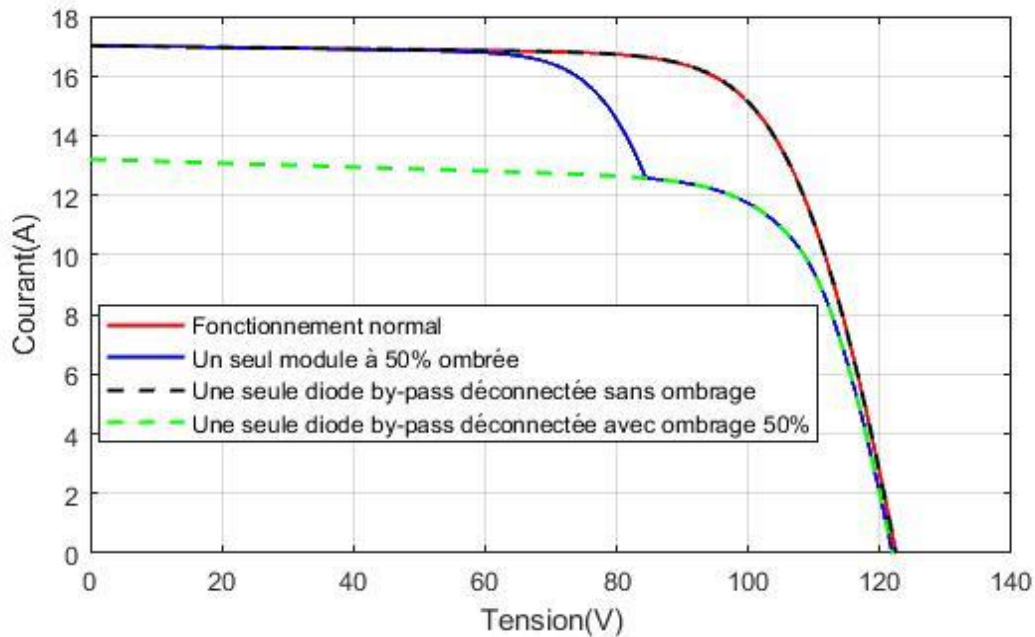


Figure IV.16 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass déconnectée)

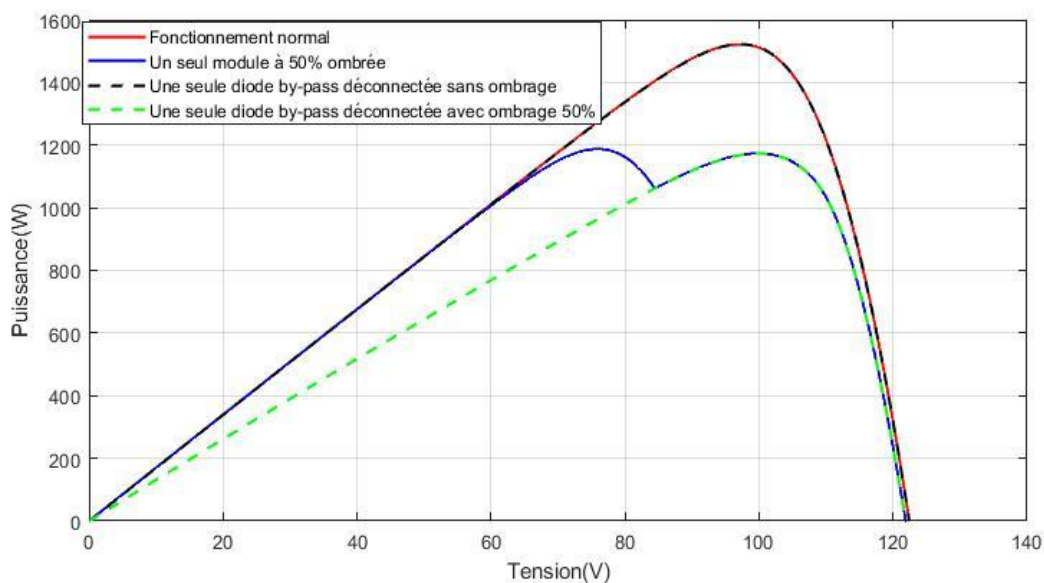


Figure IV.17 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défauts de la diode by-pass déconnectée)

En revanche, avec l'ombrage, la perte en tension augmente en fonction de la croissance de l'amplitude de l'ombrage. Selon les résultats de simulation obtenus pour ce type de défaut on peut remarquer que :

- La tension de circuit ouvert reste inchangée.
- Le courant de court-circuit diminue fortement en fonction du nombre de modules ombrés (courbe verte).
- Réduction de la puissance maximale.

IV.5.3 Simulation des défauts de court-circuit

Le GPV est soumis au test pour différents défauts de court-circuit. Ses caractéristiques I-V, P-V résultantes sont comparées à celle du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$).

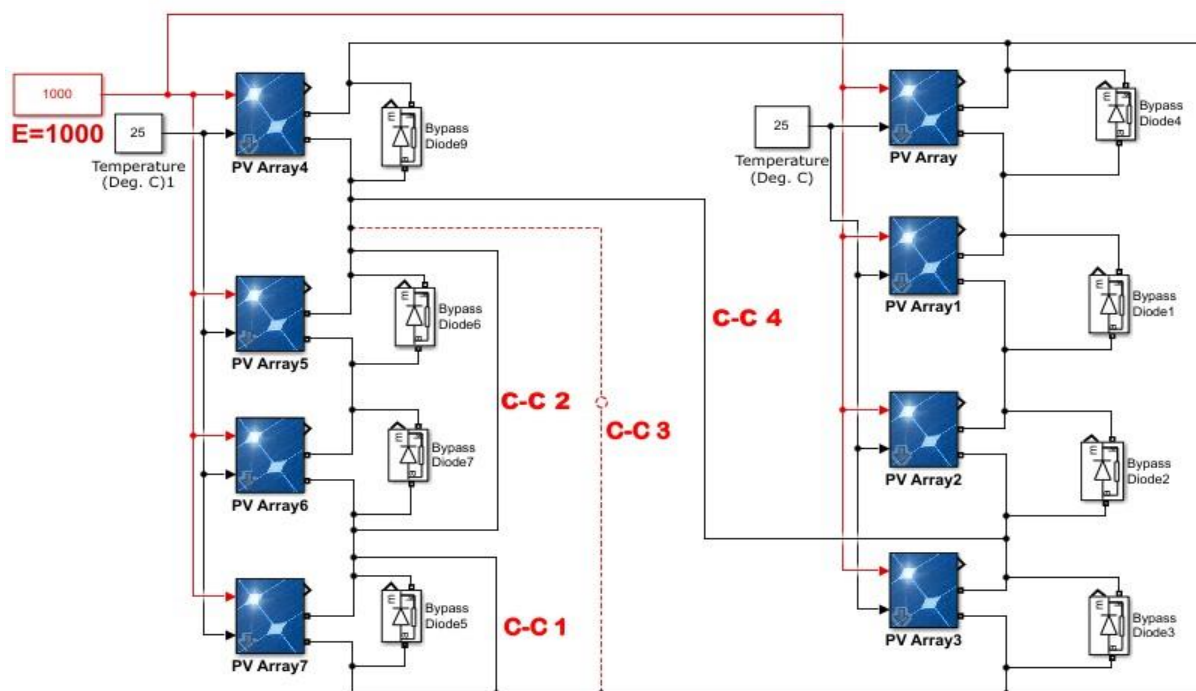


Figure IV.18 : Modèle de simulation des défauts de court-circuit

- C-C1 : défaut de court-circuit d'un seul module.
- C-C2 : défaut de court-circuit de deux modules.
- C-C3 : défaut de court-circuit de trois modules.
- C-C4 : défaut de court-circuit entre les deux strings.

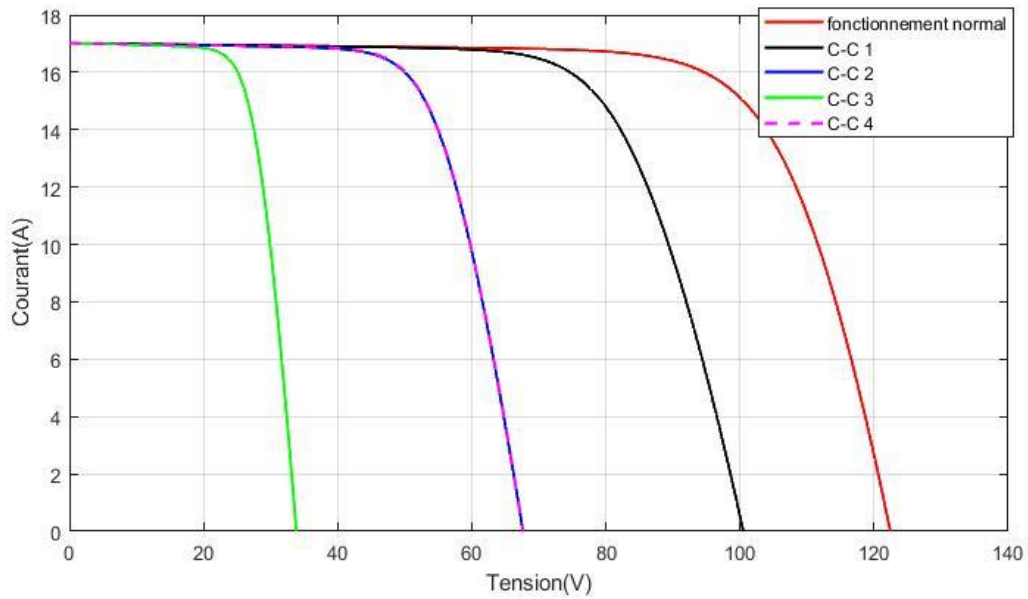


Figure IV.19 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (défaut de court-circuit)

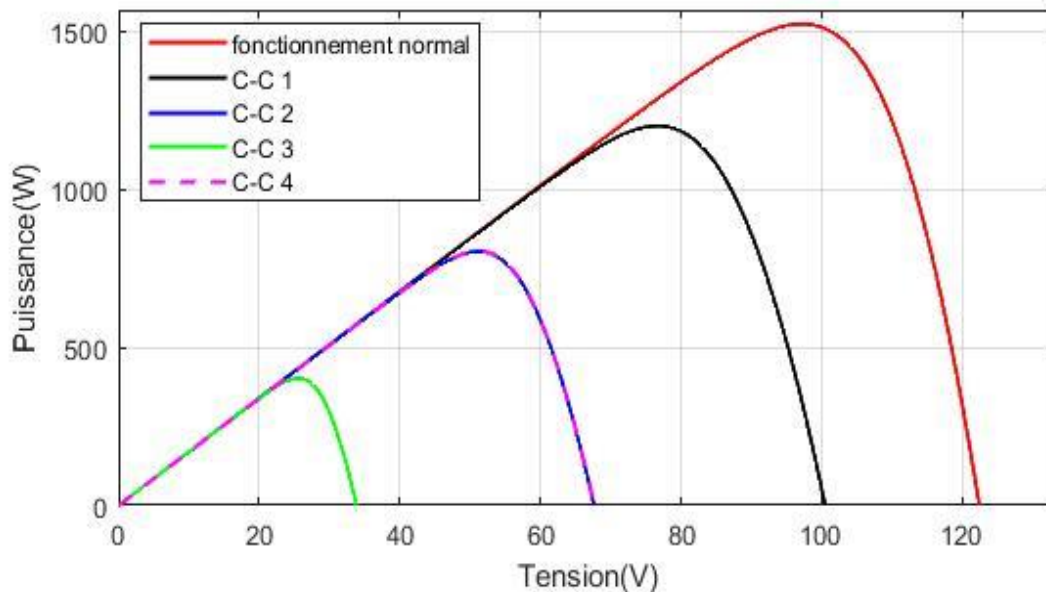


Figure IV.20 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (défaut de court-circuit)

Les Figure (IV.19 et IV.20) illustrent les résultats de simulation d'un générateur PV soumis aux différents défauts de court-circuit. Selon les résultats de simulation obtenus pour ces types de défaut on peut remarquer que :

- Le courant de court-circuit reste inchangé.
- Réduction de la puissance maximale avec le nombre de modules court-circuités (courbes en noir, vert et magenta).
- La tension du circuit ouvert diminue (courbes en noir, vert et magenta).

IV.5.4 Défaut de mise à la terre

Le GPV est soumis au test pour défaut de mise à la terre. Ses caractéristiques I-V, P-V résultantes sont comparées à celle du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$).

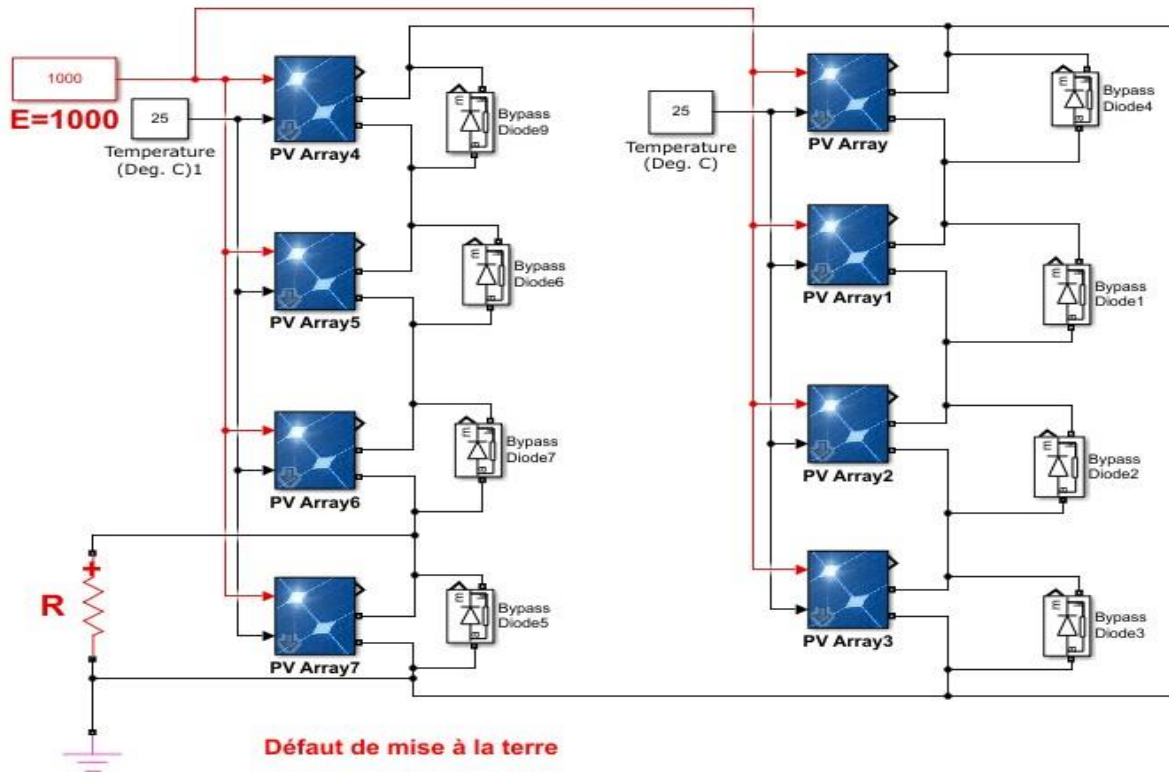


Figure IV.21 : Modèle de simulation de défaut de mise à la terre

Afin de montrer la gravité de ce type de défaut on a simulé trois cas, pour des valeurs de la résistance R (0.1Ω , 0.5Ω et 1Ω).

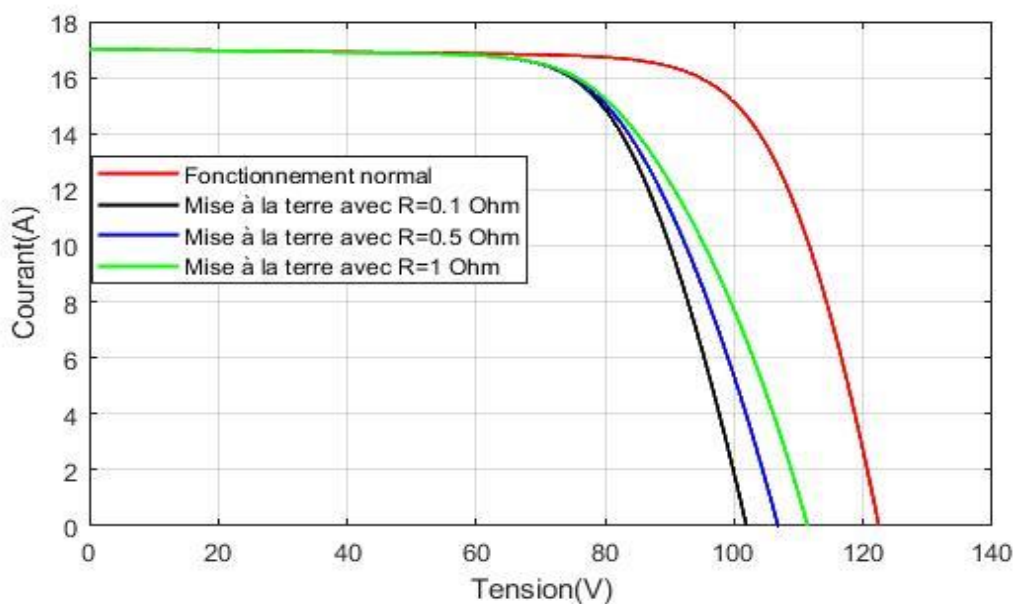


Figure IV.22 : Caractéristique I-V. Etat normal et défectueux (Défaut de mise à la terre)

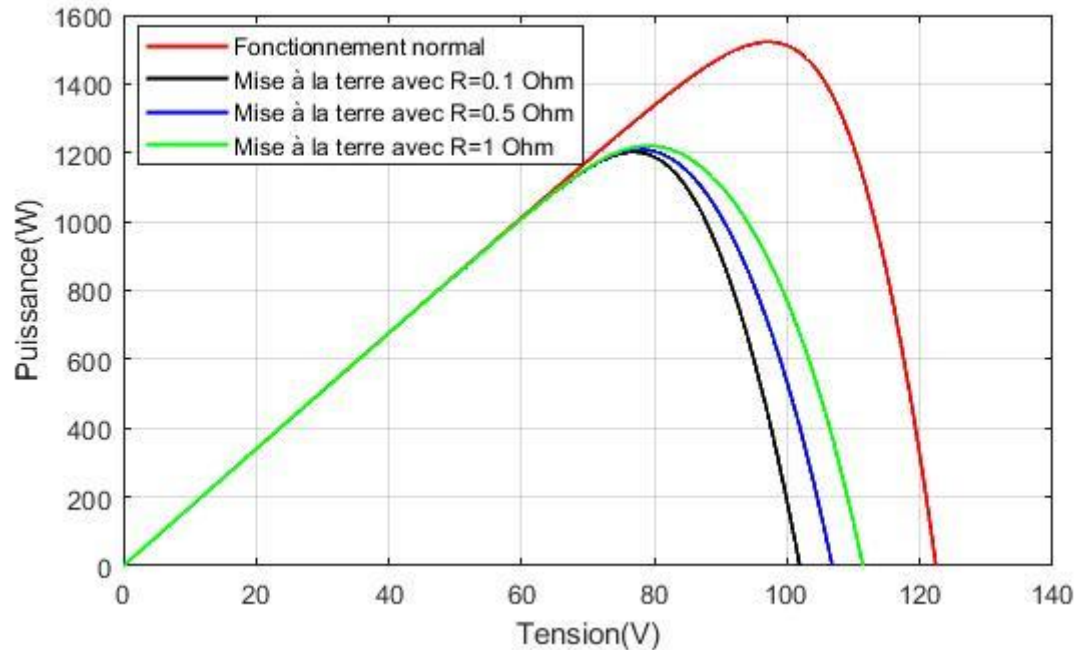


Figure IV.23 : Caractéristique P-V. Etat normal et défectueux (Défaut de mise à la terre)

Les Figure (IV.22 et IV.23) montrent les résultats de simulation d'un générateur PV soumis à des défauts de mise à la terre. Selon les résultats de simulation obtenus pour ces types de défaut on peut remarquer que :

- Le courant de court-circuit reste inchangé.
- Réduction de la puissance maximale (courbes en vert, noir et bleu).
- La tension du circuit ouvert diminue, surtout avec la réduction de la résistance R (courbe noire).

IV.6 Simulation des défauts de la chaîne de pompage photovoltaïque

IV.6.1 Simulation du défaut d'ombrage de la chaîne de pompage photovoltaïque

Afin de mener à bien cette étude, on a consacré la dernière partie de ce chapitre à la simulation des différents défauts (déjà étudié précédemment) de la chaîne de pompage photovoltaïque, pour montrer la gravité de chaque défaut sur le système global. La chaîne de pompage est soumise au test pour différents défauts d'ombrage (voir IV.5.1). Les résultats de simulation sont comparées avec le résultat du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$).

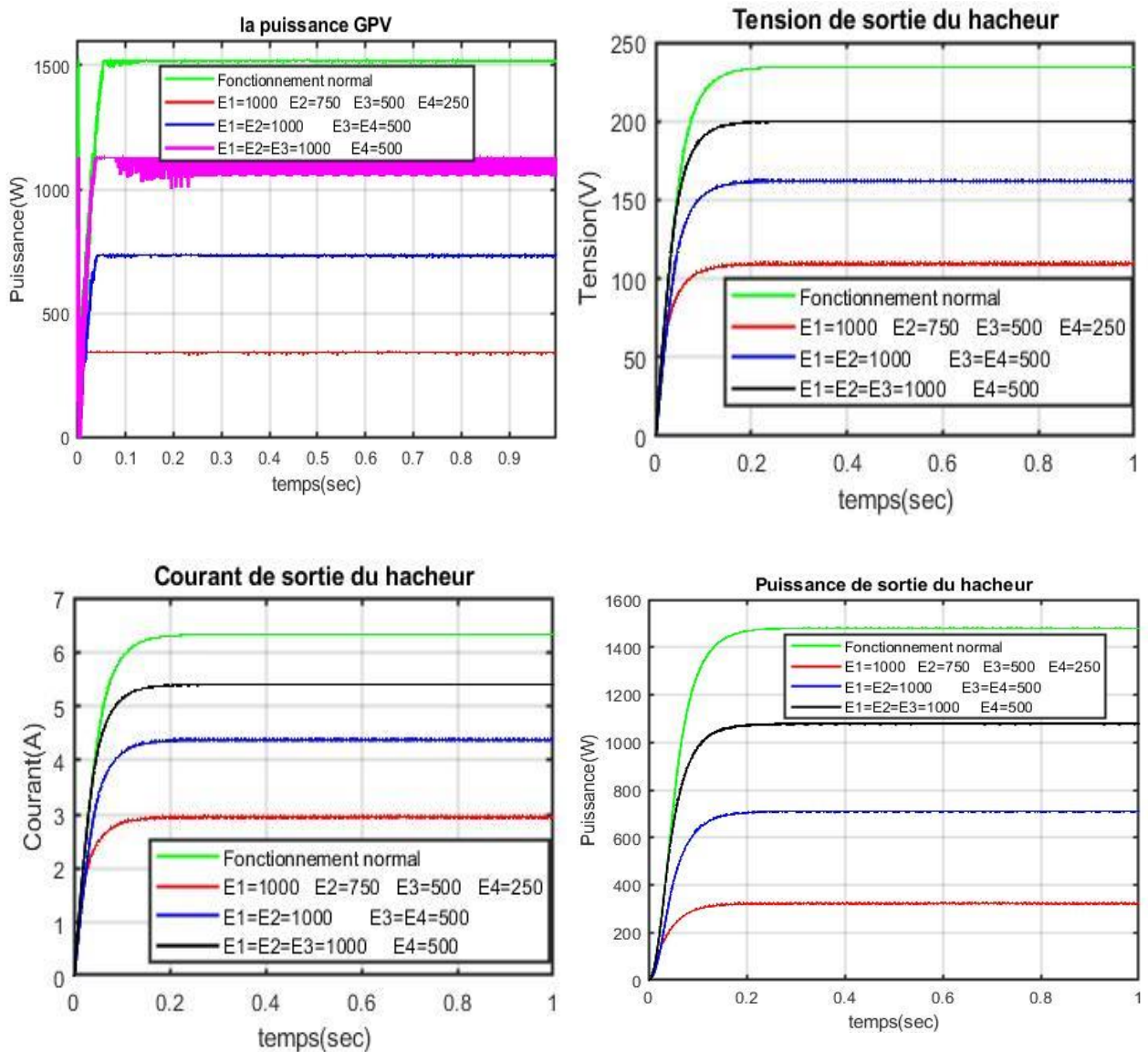


Figure IV.24 : Résultats de simulation du défaut d'ombrage de la chaîne de pompage photovoltaïque. Puissance du GPV, tension, courant et puissance en sortie du hacheur

Il est clair d'après la figure IV.24 que toutes les grandeurs, puissance, tension et courant sont affectées par l'effet d'ombrage. On constate une forte diminution de ces grandeurs (courbe en rouge) pour $E_1=1000 \text{ W/m}^2$, $E_2=750 \text{ W/m}^2$, $E_3=500 \text{ W/m}^2$ et $E_4=250 \text{ W/m}^2$. De même pour la figure IV.25 qui illustre les caractéristiques de la pompe centrifuge. On peut dire qu'avec ce profil d'ensoleillement le système n'arrive pas à pomper le débit désiré pour une hauteur désirée ($Q=1.4810^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$, $H=4.2 \text{ m}$). On note une diminution considérable de ces grandeurs où la moitié du GPV est ombragé (courbe en bleu). Toutes les grandeurs (puissance hydraulique, couple moteur et couple résistant, vitesse, débit et hauteur) atteignent plus ou moins la moitié des valeurs désirées au régime permanent (Figures IV.24 et IV.25).

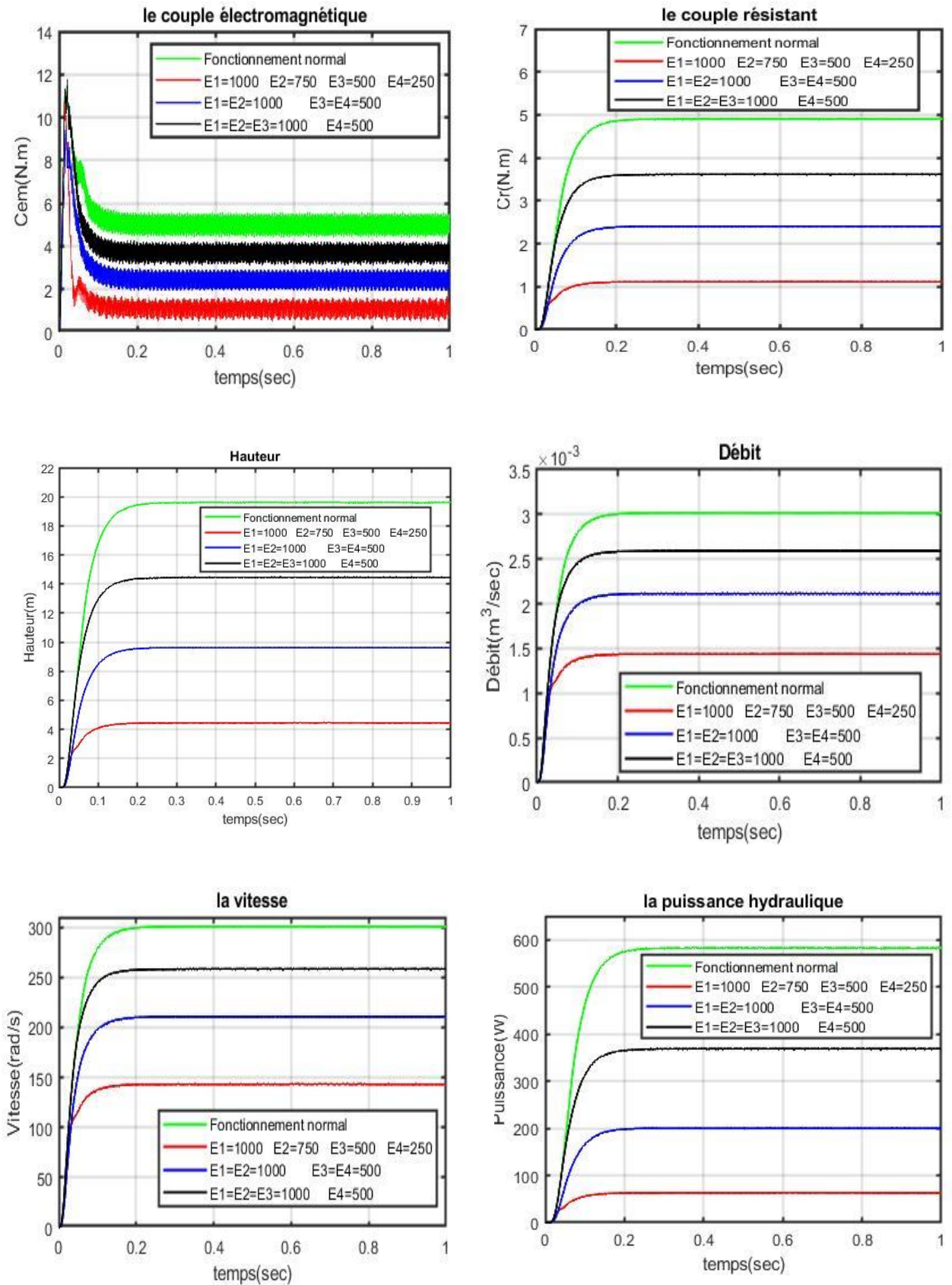


Figure IV.25 : Résultats de simulation du défaut d'ombrage de chaîne de pompage photovoltaïque. Caractéristiques de la pompe

IV.6.2 Simulation du défaut de court-circuit de la chaîne de pompage photovoltaïque

La chaîne de pompage photovoltaïque est soumise au test pour différents défauts de court-circuit au niveau du GPV (voir IV.5.3). Les résultats de simulation sont comparés avec le résultat du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$).

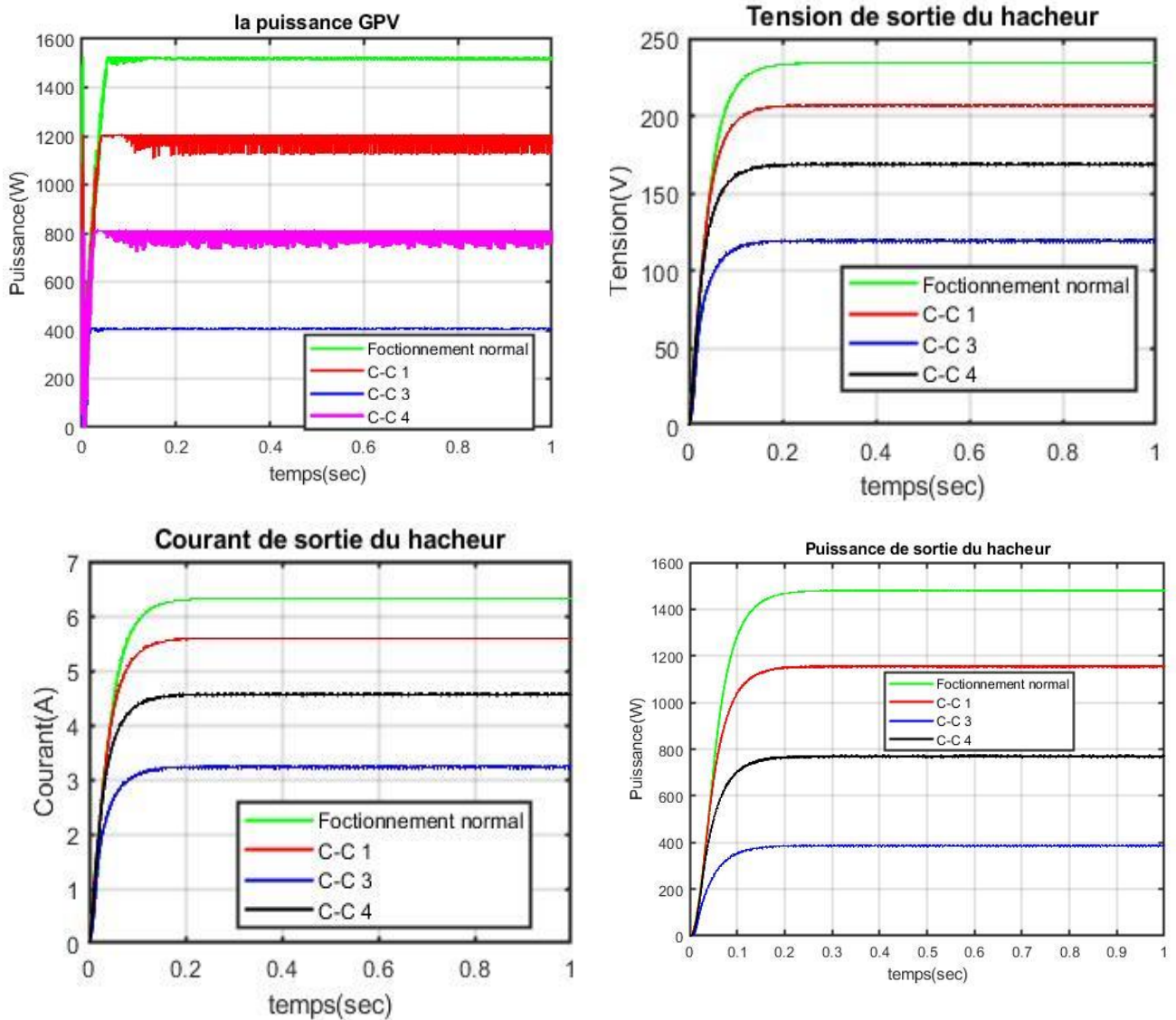


Figure IV.26 : Résultats de simulation du défaut de court-circuit de la chaîne de pompage photovoltaïque. Puissance du GPV, tension, courant et puissance en sortie du hacheur

Il est clair d'après la figure IV.26 que le défaut de court-circuit des trois modules engendre une forte diminution des grandeurs électriques : la puissance, la tension et le courant (courbe en bleu) et aussi une forte diminution des grandeurs qui caractérisent la pompe centrifuge (courbe en bleu, Figure IV.27). Ce type de défaut présente la même gravité que celui du premier cas (défaut d'ombrage, couleur en bleu). Le défaut entre deux strings (C-C4) présente une gravité moins sévère que le défaut C-C3. Toutes les grandeurs (puissance hydraulique, couple moteur et couple résistant, vitesse, débit et hauteur) atteignent plus ou moins la moitié des valeurs désirées au régime permanent (Figures IV.26 et IV.27).

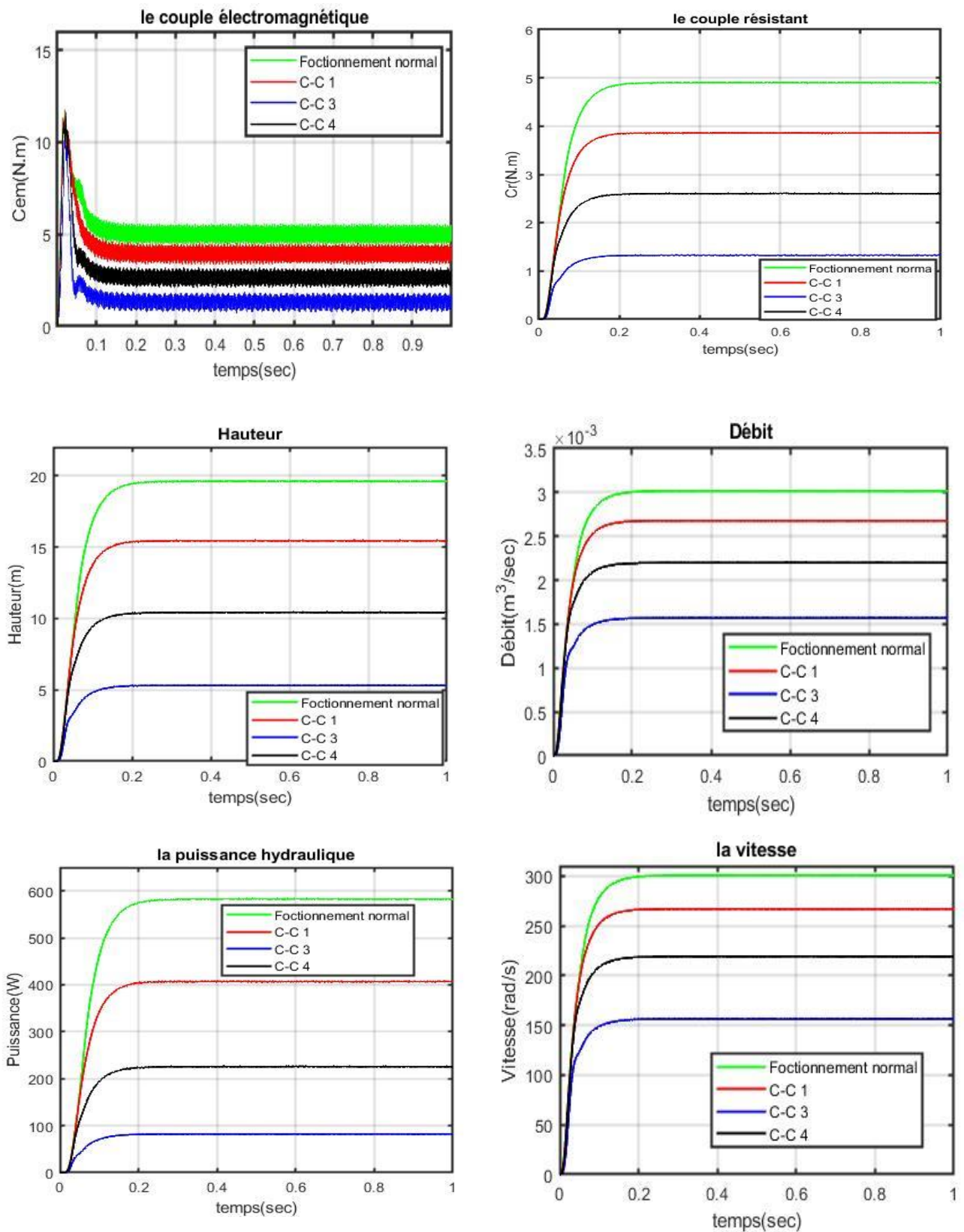


Figure IV.27 : Résultats de simulation du défaut de court-circuit de la chaîne de pompage photovoltaïque. Caractéristiques de la pompe

IV.6.3 Simulation du défaut de la diode by-pass claquée dans la chaîne de pompage photovoltaïque

La chaîne de pompage photovoltaïque est soumise au test pour défaut de la diode by-pass claquée dans le GPV (voir IV.5.2.1). Les résultats de simulation sont comparés avec le résultat du modèle de référence ($E_1=1000 \text{ W/m}^2$).

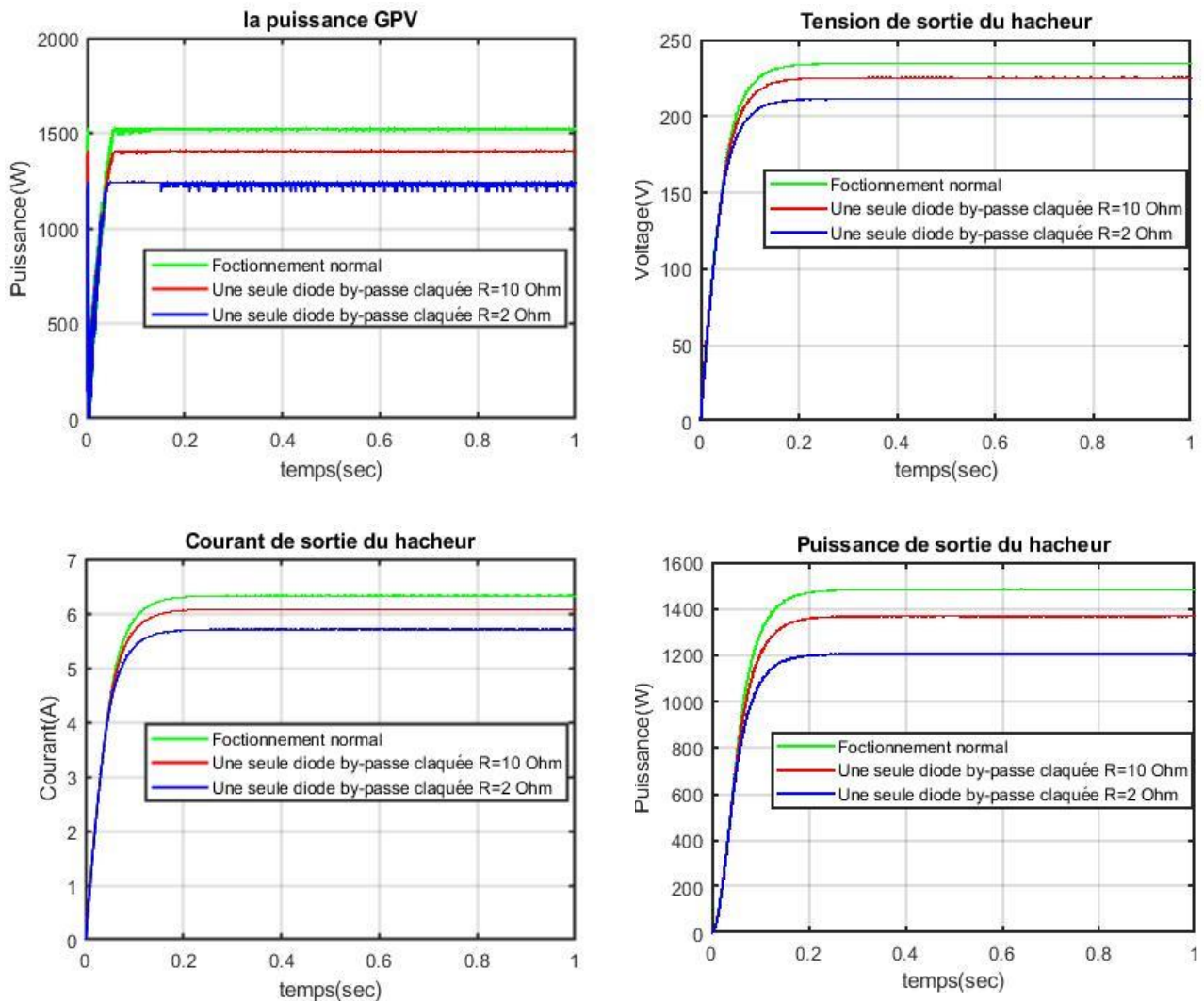


Figure IV.28 : Résultats de simulation du défaut de la diode by-pass de la chaîne de pompage photovoltaïque. Puissance du GPV, tension, courant et puissance en sortie du hacheur

En comparant les résultats de simulation de ce type de défauts avec les autres types déjà étudié précédemment on constate une légère gravité et ça en tenant compte des valeurs prises de la résistance R (2Ω et 10Ω). Il est clair d'après les figures IV.28 et IV.29 que la diminution de la valeur de la résistance R engendre une diminution des grandeurs électriques telles que la puissance, la tension et le courant, de même pour les caractéristiques de la pompe centrifuge (puissance hydraulique, couple moteur et couple résistant, vitesse, débit et hauteur).

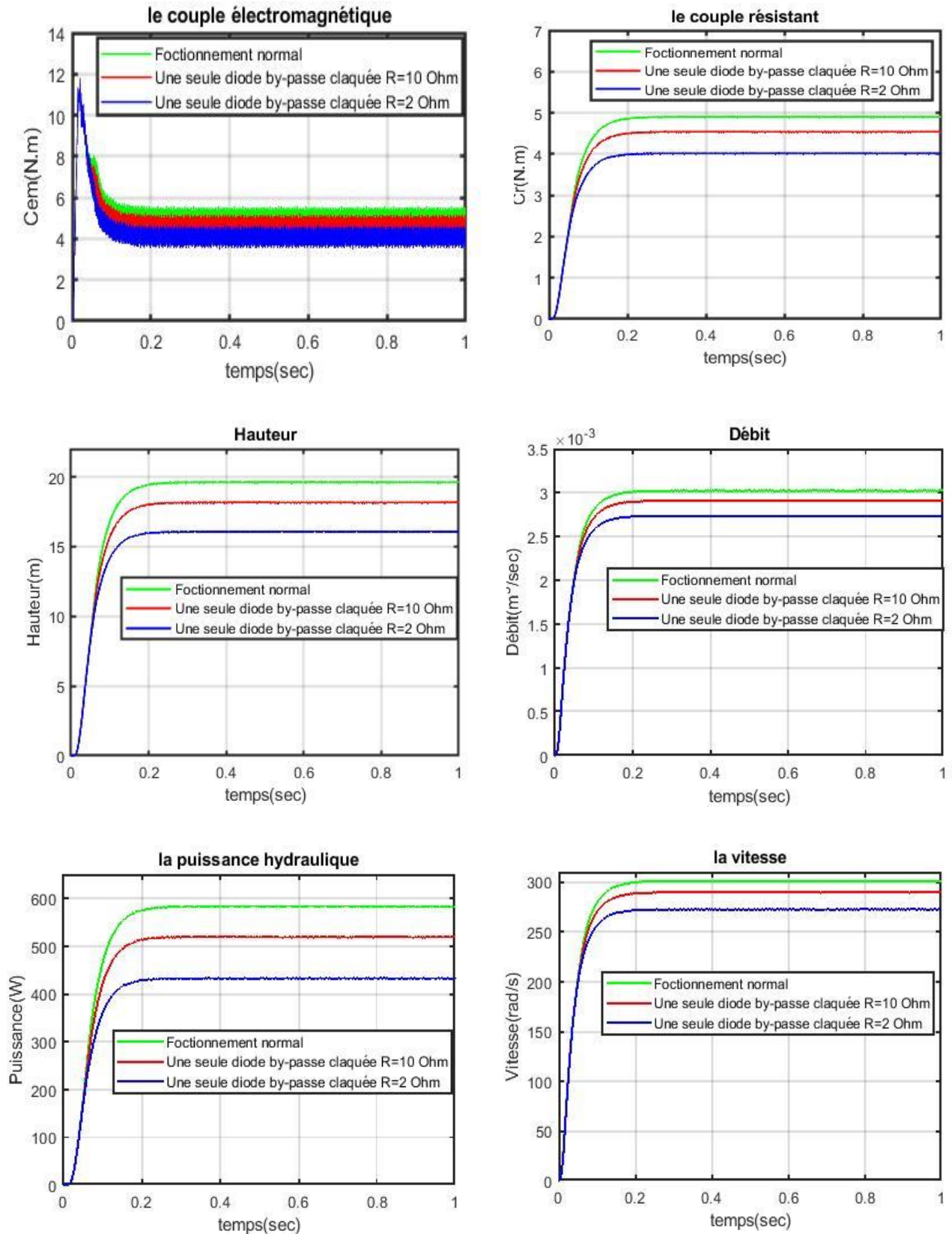


Figure IV.29 : Résultats de simulation du défaut de la diode by-passe de chaîne de pompage photovoltaïque. Caractéristiques de la pompe

IV.7 Conclusion

Ce dernier chapitre a fait l'objet de l'étude des principaux défauts fréquents d'un système de pompage photovoltaïque, plus particulièrement les défauts du générateur PV. Ces défauts qui peuvent être temporaires comme l'ombrage ou permanents comme le court-circuit des modules et la dégradation des diodes. Dans ce contexte, on a présenté tout d'abord un rappel sur la majorité des défauts et anomalies dans un générateur PV. Par la suite on a simulé quelques cas de ces défauts à savoir, le défaut d'ombrage, défaut de court-circuit de la diode by-pass, et le défaut de la mise à la terre. En se basant sur les caractéristiques I-V et P-V les résultats de simulation ont permis d'identifier la gravité de chaque type de défaut sur le système photovoltaïque afin de limiter leurs propagations dans la majorité des modules du générateur PV. Dans un deuxième temps, on a pu simuler le comportement de la chaîne de pompage photovoltaïque, sous différents défauts du générateur PV. Les résultats de simulation ont montré la gravité de chaque défaut sur les grandeurs électriques du système, telles que la puissance, la tension et le courant ainsi que les caractéristiques de la pompe centrifuge (la puissance hydraulique, le couple, le débit, la hauteur et la vitesse). On a constaté que les défauts d'ombrage et de court-circuit ont présenté une gravité importante sur le système, qui dans un certain cas n'as même pas fonctionné dans des conditions adéquates (fournir le débit d'eau désiré).

CONCLUSION GENERALE

Ce travail s'appuie sur l'étude de l'une des applications les plus populaires des systèmes d'alimentation photovoltaïque : le système de pompage d'eau photovoltaïque. Ce processus utilise l'énergie générée par le module PV pour alimenter un système de pompage pour différentes applications de pompage d'eau telles que la fourniture d'eau potable pour les ménages et l'irrigation.

Dans un premier temps nous sommes passés par une étude théorique de l'énergie photovoltaïque en mettant l'accent sur les systèmes de pompage d'eau, ces éléments essentiels tels que le générateur PV, l'étage d'adaptation (hacheur boost), l'étage de commande pour piloter le convertisseur DC-DC via la commande MPPT, l'onduleur de tension associé à la machine synchrone à aimants permanents, et enfin la pompe centrifuge.

Dans un second temps nous avons modélisé toute la chaîne de pompage photovoltaïque. Sachant que la conception d'un système de pompage solaire autonome doit garantir une efficacité de fonctionnement maximale, en prévoyant la mise en œuvre d'un schéma de suivi du point de puissance maximale (MPP) bien adapté. C'est dans ce contexte qu'une théorie sur les méthodes de recherche du point de puissance maximale basées sur l'algorithme P&O et la logique floue a été présentée. Par la suite on a procédé au dimensionnement et la simulation du comportement du système global sous l'environnement MATLAB/SIMULINK. On a effectué des simulations sous un changement des conditions atmosphériques (température fixe et ensoleillement variable). Les résultats de simulation obtenus ont montré l'efficacité de la méthode proposée et du modèle utilisé.

La dernière partie de ce travail a été consacrée à l'étude et la simulation des défauts fréquents qui peuvent affecter les performances du générateur photovoltaïque d'une manière particulière et la chaîne de pompage PV d'une manière générale. Dans un premier temps on pu simuler les défauts d'ombrage, de court-circuit des diodes by-pass, défauts de mise à la terre du générateur PV. Par la suite ces mêmes défauts ont été introduits dans la chaîne globale de pompage. Les résultats de simulations ont montré la gravité de chaque type de défaut sur le fonctionnement du système et plus particulièrement sur les grandeurs électriques telles que la puissance, la tension et le courant. Par simulation numérique on a pu identifier la gravité des défauts d'ombrage et de court-circuit des modules sur les caractéristiques de la pompe (puissance hydraulique, le couple, la vitesse, la hauteur et le débit).

Le travail présenté dans mémoire ouvre des voies d'améliorations que l'on peut donner comme suit :

- Application de la technique de commande MPPT basée sur la logique floue et les réseaux de neurones, afin d'extraire plus de puissances surtout pour des profils d'ensoleillements faibles.
- Etudier d'autres types de défauts qui peuvent survenir dans la machine électrique ou les convertisseurs statiques.
- Faire un diagnostic sur l'état du générateur photovoltaïque par des techniques intelligentes, afin de mieux détecter et localiser les défauts.

REFERENCES

-
- [1] **Z. BENDJELLOULI**, « Contribution A La Modélisation D'une Cellule Solaire », Université De Bechar, Mémoire De Magister 2009.
- [2] <http://www.irl-france.fr/fr/decouvrir-les-infrarouges-lointains/le-rayonnement-du-soleil> « soleil » explique-par-irl-france.
- [3] Sonelgaz, ' Rapports d'activités 2009, 2014 et 2015', <http://www.sonelgaz.dz>
- [4] **P. Werfel** « Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advance Concepts » Edition Wiley & Sons, February 2009.
- [5] **M. MEZZAI, S. MOULOUDJI**, « Contribution à l'étude d'un système de Pompage PV », mémoire de master université de Bejaia 2014.
- [6] **A. BUYERS** « Les systèmes photovoltaïques » Article Canada 2002.
Site : <http://www.rncan.gc.ca>
- [7] **Dj. BOUKHERS**, « Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage », mémoire de magister en électrotechnique, université Mentouri Constantine, 2007.
- [8] **A. BOUCHAKOUR**, « Modélisation et Simulation d'un Système de Pompage Photovoltaïque », Thèse doctorat, Université Djillali Liabes, Sidi-Bel-Abbes, 2018.
- [9] **VIGHETTI Stéphane**, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau », Thèse doctorat, Université de Grenoble, France, 24 septembre 2010.
- [10] **L. Degla, B. Ben Ahmed**, «Dimensionnement D'un Système De Pompage Photovoltaïque», Mémoire Master Professionnel. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [11] **N. AOUN**, « Etude Et Modélisation Des Différents Modelés De La Cellule Photovoltaïque Etablis Sur Base De Valeurs », Mémoire Magister. Constantine Université Mentouri, 2010.
- [12] **R. MAOUEDJ**, « Application De L'énergie Photovoltaïque Au Pompage Hydraulique », Mémoire Magister. Université De Tlemcen, 2005.
- [13] **B. ABDELGHANI**, « Modélisation et simulation d'un système pompage photovoltaïque », Mémoire de master Université de BADJI MOKHTAR- Annaba, 2018.
- [14] **Z. BOUKERCHE Et M. BOULAHDJILA**, « Dimensionnement D'un Système De Pompage Photovoltaïque », Mémoire de master. Université Mohamed Seddik Ben Yahia Jijel, 2020.
- [15] **A. OUALI et M. LACHEHEB**, « Commande vectorielle-floue de la MSAP en présence de défauts statoriques », Mémoire de master. Université de M'SILA, 2020.
- [16] **J. F. GIERAS, C. WANG, and J. C. LAI**, Noise of polyphase electric motors. 2006.
- [17] **B. AUBERT**, « Détection Des Courts-Circuits Inter-Spires Dans Les Générateurs Synchrones A Aimants Permanents - Méthodes Basées Modèles et Filtre De Kalman Etendu », Thèse Doctorat. Université De Toulouse, 2014
- [18] **A. HOUSSEM, A. WAFAA**, « Synthèse de lois de commande non-linéaires pour un entraînement électrique à vitesse variable basé sur un moteur synchrone à aimants permanents », Mémoire de master. Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen, 2013.

- [19] **L. NEHARI**, « Etude, simulation et réalisation d'un onduleur pour système photovoltaïque utilisé dans traitement de l'eau et des aliments par l'ozone », Thèse doctorat, Université Djillali Liabes, Sidi-Bel-Abbès, 2021.
- [20] PASCAL BIGOT, Les pompes, cours CIRA, 2000.
- [21] **R. CHENNI**, « étude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire », Thèse doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [22] **Y. AMARA**, « Contribution à la conception et à la commande des machines synchrones a doublé excitation, application au véhicule hybride », Thèse de doctorat. Université Paris 2001.
- [23] **A-B. TALHA, M. AHMED GUEYE**, « Modélisation et commande par courant d'un générateur photovoltaïque raccordé au réseau », Mémoire de master. Université Mohamed Boudiaf, M'sila 2019/ 2020.
- [24] **R. MERAHIL, R. CHENNI, M. HOUBES**, « Modélisation et Simulation d'un Module PV par Matlab ». 10ème Séminaire International sur la Physique Energétique, Journal of Scientific Research, (2010).
- [25] **A. BAHRI, T. ABDELKRIM, M. MORDJAOUI, B. BECAR, S. BOURAGHDA** « Etude comparative des algorithmes d'optimisation MPPT pour un système photovoltaïque» The national conference on Energy System, Environment, Plasma and Materials «ESEPM 2020 », Université of Ghardaïa.
- [26] **A. BELKAID**, « Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome », Thèse doctorat Université Ferhat Abbas, Sétif 2015.
- [27] **M. TAZIA, O. MANSOURI**, « Amélioration des performances d'un système de pompage photovoltaïque Par une commande robuste », Mémoire Master, Université Ahmed Daria, Adrar, Année Universitaire 2020.
- [28] **F. BENCHABANE**, « Commande en position et en vitesse par mode de glissement d'un moteur synchrone triphasé à aimants permanents avec minimisation du chattering», Thèse de Magister, Université de Biskra, 2005.
- [29] **N-E.HEBBACHE**, «Commande directe du couple d'une machine synchrone à aimants permanents appliquée à un véhicule électrique : Implémentation sur Arduino», Mémoire Master, Université A. MIRA, BEJAIA, 2020.
- [30] **A. TERKI**, « Contrôle Flou -Génétique Hybride d'un Moteur BLDC dans un Système de Pompage photovoltaïque », Thèse doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 2011.
- [31] **L. BERRAMDANE, Y. BOUASSIDA, R. MOHAMED**, « Étude d'un système de pompage photovoltaïque modélisation et simulation » Mémoire Master, Université Annaba, 2018.
- [32] **A. Hadj Arab, M. Benghanemet A. Gharbi**, « Dimensionnement de Systèmes de Pompage Photovoltaïque » Centre de Développement des Energies Renouvelables, Bouzaréah, Alger, Faculté de Génie Electrique, El- Alia, Bab-Ezzouar, Alger,2005.
- [33] **S. Keddache, R. Baoudj**, « Etude et simulation de système de pompage d'eau par le procédé photovoltaïque », Mémoire Master Académique, spécialité Réseaux électriques UMMTO, 2013.

-
- [34] **Ch. Djioua, T. Chiout**, « Etude et simulation d'un système de pompage d'eau par énergie photovoltaïque », UMMTO, 2014.
- [35] **D. W. Peter**, « Fault Detection and Performance Visualisation for a Grid-Connected Photovoltaic Power Plant Using Sensor Data », Master of Engineering Thesis, Stellenbosch University, 2019.
- [36] **A. Mellit, G. M. Tina, A. Kalogirou**, « Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems A review ». Renewable Sustainable Energy Reviews. Vol 91, pp. 1-17, 2018.
- [37] **R. Madeti, N. Singh**, « A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system. Solar Energy ». Vol 158, pp. 161-185, 2017.
- [38] **O. Breitenstein, J. Bauer, K. Bothe, W. Kwapil, D. Lausch, U. Rau**, « Understanding junction breakdown in multicrystalline solar cells. Journal of Applied Physics ». Vol 109, pp.5, 2011.
- [39] **T. Pei, X. Hao**, « A Fault Detection Method for Photovoltaic Systems Based on Voltage and Current Observation and Evaluation ». Energies. Vol 12, pp. 1712, 2019.
- [40] **L. Bun**, « Détection et localisation de défauts pour un système PV », Thèse de doctorat, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble, Université de Grenoble, 2011.

ANNEXE

Le générateur photovoltaïque, le moteur synchrone à aimants permanents (MSAP) et la pompe centrifuge utilisés dans cette étude ont les paramètres suivants :

- **Paramètres du module photovoltaïque**

Température dans la condition standard	$T = 25^{\circ} \text{C}$
Eclairement dans les conditions standard	$E = 1000 \text{ W/m}^2$
Tension de circuit ouvert	$V_{co} = 30.6021 \text{ V}$
Courant de court-circuit	$I_{cc} = 8.5103 \text{ A}$
Puissance maximale	$P_m = 190.256$
Tension au point de la puissance maximale	$V_m = 24.3003 \text{ V}$
Courant au point de la puissance maximale	$I_m = 7.8294 \text{ A}$
Nombres des cellules	50
Coefficient de température de Courant de court-circuit	$0.005532 \text{ A/}^{\circ}\text{C}$
Coefficient de température de Tension de circuit ouvert	$-0.111 \text{ V/}^{\circ}\text{C}$
Résistance série	$R_s = 0.3436$

- **Paramètre de la MSAP**

La vitesse	2900 Tr/min
La tension	230 V
La résistance	1.4 Ohm
L'inductance d'axe direct L_d	0.006 H
L'inductance d'axe en quadrature L_q	0.0058 H
Coefficient de frottements visqueux	$38.81 \cdot 10^{-5} \text{ SI}$
Nombre de pôles	3
Moment d'inertie	$1.76 \cdot 10^{-3} \text{ SI}$
Couple de charge	5 N.m

- **Paramètres du régulateur de vitesse**

K_p	22.5384
K_i	$4.8299 \cdot 10^4$

- Paramètres de la pompe centrifuge

La vitesse	2900 tr/min
La puissance	1110 W
Le débit	3.05 l/s
Le rendement	54%
La hauteur	20 m
K_p	$5.55.e^{-05}$

- Dimensionnement de l'hacheur

- $V_e = V_{mp} * N_s$.
- $V_s = 230 \text{ V}$.
- $P = V_e * 2 * I_{mp} * n_{hacheur}$.
- $ffw = 10 * 10^3$.
- $R = \frac{V_s^2}{P}$.
- $DD = 1 - \frac{V_e}{V_s}$.
- $L = \frac{V_e * DD}{2 * ffw * D_i}$.
- $C = \frac{V_s * DD}{V_s * 2 * ffw * R1 * D_V}$.
- $Ci = \frac{2 * I_{mp}}{ffw * D_V}$.

Résumé

L'utilisation de l'énergie solaire dans des sites isolés pour diverses applications, comme le pompage de l'eau, est d'une importance fondamentale pour les populations, en particulier dans le désert algérien, avec sa possession d'énormes quantités d'énergie solaire. Les travaux présentés dans ce mémoire, concernent le dimensionnement, la modélisation et la simulation des défauts d'une chaîne de pompage photovoltaïque au fil du soleil. Ce système est constitué d'un ensemble d'éléments se trouvant en interaction, à savoir, le générateur photovoltaïque, le convertisseur DC /DC, le convertisseur DC/AC, le moteur synchrone à aimants permanents, la pompe centrifuge. L'adaptation entre le générateur PV et le groupe motopompe a été effectué à l'aide de l'algorithme de recherche du point de puissance maximale MPPT-P&O. Les résultats obtenus par simulation numérique ont permis de valider les techniques et les modèles étudiés et ont mis l'accent sur les défauts les plus sévères qui peuvent affecter et même arrêter le système de fonctionner.

Mots clés

GPV (Générateur photovoltaïque) ; pompage photovoltaïque ; convertisseur DC/DC ; MPPT ; MSAP ; pompe centrifuge ; défauts du GPV.

Abstract

Solar energy can be used in remote locations and various applications such as water pumping is of fundamental importance for populations, especially in the Algerian desert, with huge amounts of solar energy. The present project concerns the sizing, modeling and simulation of photovoltaic faults in direct couple PV water pumping system. This system consists of a set of interacting elements, namely, photovoltaic generator, DC / DC converter, DC / AC converter, permanent magnet synchronous motor, centrifugal pump. The adaptation between the PV generator and the pump set was carried out using the MPPT-P&O (maximum power point tracking) algorithm. The results obtained by numerical simulation allow validating the techniques and models studied and put emphasis on the most severe faults that can affect and cause the system to stop functioning.

Keywords

GPV (Photovoltaic generator) ; solar pumping ; DC / DC converter ; MPPT ; PMSM ; centrifugal pump ;GPV fault.

ملخص

يمكن استخدام الطاقة الشمسية في المواقع النائية، كما أن التطبيقات المختلفة مثل ضخ المياه ذات أهمية أساسية للسكان، وخاصة في الصحراء الجزائرية، مع كميات هائلة من الطاقة الشمسية. يتعلق المشروع الحالي بتحديد حجم ونمذجة ومحاكاة الأعطال الكهروضوئية في نظام ضخ المياه الكهروضوئية الزوجي المباشر. يتكون هذا النظام من مجموعة من العناصر المتفاعلة، وهي مولد الطاقة الكهروضوئية، ومحول DC / DC ، ومحول DC / AC ، ومحرك مغناطيسي دائم متزامن ، ومضخة طرد مركزي. تم إجراء التكيف بين المولد الكهروضوئي ومجموعة المضخة باستخدام خوارزمية (MPPT-P & O) تتبع نقطة الطاقة القصوى. (النتائج التي تم الحصول عليها عن طريق المحاكاة العددية تسمح بالتحقق من صحة التقنيات والنماذج المدروسة والتركيز على أشد الأخطاء التي يمكن أن تؤثر وتسبب في توقف النظام عن العمل.

كلمات مفتاحية

المولدات الكهروضوئية (GPV) ; ضخ بالطاقة الشمسية; محول مستمر /مستمر; تتبع نقطة القوة القصوى; محرك مغناطيسي دائم متزامن;مضخة طرد مركزي;أعطال المولدات الكهروضوئية.