



Mémoire de fin d'étude

Mémoire présenté en vue de l'obtention Du Diplôme de Master

Filière : Électrotechnique
Spécialité : Energie et environnement

Présenté par : - BOUGAILA SAID ABDEL-ILLAH
- DILMI-BOURAS YOUNES

Thème

**COMMANDE PAR LA LOGIQUE FLOUE
D'UN SYSTEME DE POMPAGE
PHOTOVOLTAÏQUE AU FIL DU SOLEIL**

Soutenu publiquement, le / 09 /2023 , devant le jury composé de :

- **Président (e)** : Monsieur M. MHAMED I
- **Encadreur** : Madame FARADJI Djamilia Née KHERBOUCHE
- **Co-Encadreur** :
- **Examineur 1** : Monsieur A. KERBOUA
- **Examineur 2**:Monsieur S. BELAROUCI



REMERCIEMENTS



*N*ous souhaitons exprimer notre profonde gratitude envers plusieurs personnes qui ont joué un rôle essentiel dans la réalisation de ce mémoire.

*T*out d'abord, nous tenons à remercier chaleureusement notre Superviseur **Madame FARADJI Djamila Née KHERBOUCHE**, pour son encadrement attentif, ses précieux conseils, et sa patience inlassable tout au long de ce projet. Ses idées éclairées et son expertise ont grandement enrichi notre travail.

*N*ous voudrions également remercier nos chers parents, pour leur soutien constant, leurs encouragements et leur amour inconditionnel. Leur confiance en nous, nous a donné la motivation nécessaire pour persévérer dans ce travail exigeant.

*N*ous sommes également reconnaissants envers toute l'équipe pédagogique pour leurs discussions inspirantes et leurs formations au fil des mois.

*E*nfin, nous n'oublions pas de remercier tous ceux qui ont participé de près ou de loin à ce mémoire, car chacun a contribué à son succès. Ce soutien a été précieux, et nous vous en sommes profondément reconnaissants.

*E*ncore *M*erci

Sommaire

- INTRODUCTION GENERALE	01
-------------------------	----

Chapitre I : Modélisation des Panneaux Photovoltaïques

I. INTRODUCTION	02
I.1. La Cellule Photovoltaïque (PV)	03
I.1.1. La source d'énergie : Le rayonnement solaire	03
	04
	05
I.1.2. La transformation en énergie électrique	05
	06
I.1.3. Modélisation d'une cellule PV	06
	07
I.1.3.1 Modèle à une diode	07
I.1.3.2 Modèle de Bishop	08
I.1.4. Paramètres de fonctionnement et pertes	09
I.1.4.1 Pertes lors de la photo-conversion	09
I.1.4.2 Type de matériau semi-conducteur	10
I.1.4.3 Influence de l'irradiation	10
I.1.4.4 Influence de la Température	11
I.1.4.5 Point de fonctionnement	12
I.1.4.6 Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion	12
I.2. De la cellule au champ photovoltaïque	13
I.2.1. Module PV (panneau solaire)	13
	14
I.2.2. String Photovoltaïque (PV)	14
	15
I.2.3. Champ Photovoltaïque (PV)	15
I.2.4. Simulation d'un Champ Photovoltaïque (PV)	16
I.2.5. Les sources de pertes	17
<input type="checkbox"/> Pertes par réflexion	17
<input type="checkbox"/> Pertes spectrales	17
<input type="checkbox"/> Pertes de mis match	17
<input type="checkbox"/> Pertes d'ombrage	17
<input type="checkbox"/> Pertes externes	17
I.3. Raccordement à une Charge / un Réseau	18
I.3.1. Type d'application	18
I.3.1.1 Applications autonomes : cas de site isolé	18
	19

I.3.1.2 Applications raccordés au Réseau	19
I.3.2. Système de Protection	19
I.3.2.1 Diode Bypass	19
	20
I.3.2.2 Diode anti retour	20
I.3.3. Unité de conditionnement de puissance	21
I.3.3.1 Conversion DC / AC	21
I.3.3.2 Recherche du point de fonctionnement optimal (MPPT)	21
I.3.3.3 Découplage de puissance entre le côté AC et DC	21
I.3.3.4 Isolation galvanique entre les entrées et les sorties	22
I.3.4 Emplacement des Onduleurs / Hacheurs	22
I.3.4.1 Topologie centrale	22
I.3.4.2 Topologie Onduleur String	23
I.3.4.3 Concept équipe	23
I.3.4.4 Topologie Onduleur Multi-String	24
I.3.4.5 Topologie modulaire	25
<input type="checkbox"/> Onduleur individuel	25
<input type="checkbox"/> Hacheur parallèle	25
<input type="checkbox"/> Hacheur série	25
I.3.4.6 Evolution	25
I.3.5 Facteur de pertes et de performances	25
	26
	27
I.4. Défauts des Panneaux Photovoltaïques	28
I.4.1. Défauts de mismatch	28
I.4.1.1 Types de défauts de mismatch	28
I.4.1.2 Utilisation de diodes de bypass	28
I.4.1.3 Changement de configuration du champ PV	29
I.4.1.4 Recherche de point de puissance maximum (MPPT)	29
Algorithme Perturbation et Observation (P&O)	29
	30
Algorithme l'incrément de conductance IncCond	30
	31
	32
I.4.1.5 Réduction de défaut de mismatch par site considération	32
I.4.2. Défaillance de l'onduleur	32
	33
I.4.3. Défaut de terre	33
I.4.4. Défaut d'arc électrique	34
II. CONCLUSION	34




Chapitre II : Modélisation des Eléments du Système de Pompage Photovoltaïque

I. INTRODUCTION	35
I.1. Modélisation du Générateur Photovoltaïque	35
I.1.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque	35
I.1.1.1. Modèle à une diode sans résistance shunt (Cellule idéale)	36
I.1.1.2. Modèle à une diode (Cellule réelle)	37
	38
I.1.2. Modèle d'un GPV	39
I.1.2.1. Modélisation sous Simulink	39
I.1.2.2. Caractéristique tension-courant d'un GPV	39
I.1.2.3. Caractéristique puissance-courant d'un GPV	39
	40
I.1.2.4. Association des cellules photovoltaïques en parallèle	40
	41
I.1.2.5. Association des Cellules Photovoltaïque en série	41
	42
a- Effet de l'éclairement	42
	43
b- Le fonctionnement sous les niveaux de température changeants	43
	44
	45
I.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents	45
I.2.1. Hypothèses simplificatrices	45
I.2.2. Equations mathématiques de la MSAP dans le repère (abc)	45
	46
I.2.2.1. Equations électriques	46
I.2.2.2. Equations magnétiques	46
I.2.2.3. Equations Mécaniques	47
I.2.3. Transformation de Park	47
	48
I.2.4. Equations mathématiques de la MSAP dans le repère (d-q)	48
I.2.4.1. Equations électriques	49
I.2.4.2. Equations magnétiques	49
I.2.4.3. Expression de la puissance et du couple électromagnétique	49
	50
I.2.5. Choix de repère de référence de Park	50
a- Référentiel lié au stator	50
b- Référentiel lié au rotor	51
c- Référentiel lié au champ tournant	51

I.2.6. Modèle d'état de la MSAP	51
	52
	53
I.3. Modélisation et commande des convertisseurs utilisées	53
	54
I.3.1. Modélisation et technique de commande du convertisseur côté machine	54
I.3.1.1. Modélisation du convertisseur côté machine	54
	55
	56
I.3.1.2. Commande par modulation de largeur d'impulsion	57
I.3.1.3. Modulation de Largeur d'Impulsions Sinus-Triangle	57
	58
	59
I.3.2. Modélisation du convertisseur côté PV (Hacheur)	59
I.3.2.1. Représentation d'un hacheur survolteur	59
	60
I.3.2.2. Modélisation d'un hacheur survolteur	60
	61
	62
I.4. Modélisation de la pompe centrifuge	63
	64
I.4.1. La caractéristique Q(H) de la pompe	64
	65
I.4.2. La caractéristique couple vitesse C(ω) de la pompe	65
I.4.3 Calcul de puissance	65
I.4.4. Calcul du rendement	65
II. CONCLUSION	66

Chapitre III : Commande par la Logique Floue du Système Photovoltaïque

I. INTRODUCTION	67
Pour suite du point de puissance maximale	67
Algorithme de perturbation et observation (P&O)	67
	68
	69
Algorithme P&O basé sur la logique floue	69
	70
	71
Contrôleur flou (FLC) utilisé avec un pas variable	71
	72
	73

Taille du générateur PV	74
 Nombre de modules	74
 Nombre de modules en série	74
 Nombre de modules en parallèle	74
Simulation dans les conditions de fonctionnement normales	74
	75
	76
	77
	78
	79
	80
II. CONCLUSION	81
- CONCLUSION GENERALE	82

Chapitre I :

- Figure 1.1** : Spectre du rayonnement solaire [3]
- Figure 1.2** : Illustre le spectre du rayonnement solaire reçu dans différentes conditions AM [9]
- Figure 1.3** : Niveau d'énergie d'un semi-conducteur
- Figure 1.4** : Caractéristiques I(V) du module PV pour différentes irradiances
- Figure 1.5** : Caractéristique I(V) du module PV pour différentes températures
- Figure 1.6** : Point de puissance maximale du module PV
- Figure 1.7** : Groupe de 18 cellules connectées avec non-over laped diode
- Figure 1.8** : Groupe de 18 cellules montées avec over laped diode
- Figure 1.9** : Différentes configurations du champ PV
- Figure 1.10** : Schéma de raccordement d'un panneau solaire au réseau
- Figure 1.11** : Configuration d'un Champ PV avec Diodes Anti-retour
- Figure 1.12** : Schéma des Topologies Onduleur
- Figure 1.13** : Concept Team
- Figure 1.14** : Indices de Performance
- Figure 1.15** : Algorithme Perturb and Observ
- Figure 1.16** : Caractéristique P-V du module PV. Variation de dP/dV
- Figure 1.17** : Algorithme de l'incrément de conductance
- Figure 1.18** : (A) défaut de terre, (B) arc série (C) arc parallèle

Chapitre II :

- Figure II.1** : Schéma équivalent d'une cellule idéale.
- Figure II.2** : Schéma équivalent d'une Cellule Photovoltaïque réelle
- Figure II.3** : Caractéristique I(V) d'un GPV dans les conditions standards
- Figure II.4** : Caractéristique P(V) d'un GPV dans les conditions standards
- Figure II.5** : Caractéristique résultante d'un groupement de np cellules en parallèle.
- Figure II.6** : Caractéristique résultante d'un groupement des cellules en série
- Figure II.7** : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I = f(V)$
- Figure II.8** : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$
- Figure II.9** : L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$
- Figure II.10** : L'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$
- Figure II.11** : Schéma de la MSAP dans le repère abc.
- Figure II.12** : Machine équivalente au sens de Park

- Figure II.13** : Schéma bloc d'une MSAP alimentée en tension
- Figure II.14** : Schéma de l'onduleur triphasé
- Figure II.15** : Illustration de la MLI triangulé - sinusoïdale
- Figure II.16** : Schéma d'un hacheur parallèle (Boost) raccordé au générateur PV
- Figure II.17** : Courbe H (Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation

Chapitre III :

- Figure III.1** : Recherche du PPM par la méthode (P&O)
- Figure III.2** : Organigramme de l'algorithme P&O
- Figure III.3** : L'organigramme de P&O amélioré par logique floue avec un pas variable.
- Figure III.4** : Bloc du calculateur de pas variable FLC proposé
- Figure III.5** : Les fonctions d'appartenance des entrées
- Figure III.6** : Les fonctions d'appartenance de la sortie
- Figure III.7** : Schéma de simulation de système de pompage solaire munie d'une commande vectorielle du MSAP
- Figure III.8** : Résultats de simulation de deux algorithmes MPPTP & Oavec0.01, P&O avec 0.05 et P&O avec FLC.
- Figure III.9** : Rapport Cyclique et Puissances pour les Contrôleurs MPPTFl ou, PandO et Inc. pour une diminution rapide de la Température de 25°C à 15°C durant un temps de 1s avec un ensoleillement de 1000W/m².
- Figure III.10** : Résultats de simulation de la méthode FLC base sur P&O pour T=25 C⁰ et E=500W/m² :(a,b) la puissance Ppv , (c) courant Ipv , (d)tensionVpv, (e) courant de stator iabc, (f) vitesse de moteur

Chapitre I :

Tableau 1.1 : Différentes Technologies de Silicium

Chapitre III :

Tableau III.1 : Les règles utilisées pour déterminer la sortie ΔV_{reff}

RESUME :

Ce mémoire de master explore l'application de la logique floue dans la commande d'un système de pompage photovoltaïque, en mettant l'accent sur l'optimisation de la production d'énergie solaire en fonction de l'intensité lumineuse changeante tout au long de la journée. Cette recherche se situe à la croisée de l'ingénierie électrique, des énergies renouvelables et de l'intelligence artificielle.

L'étude commence par une introduction approfondie à l'énergie solaire photovoltaïque et à ses avantages en tant que source d'énergie propre et renouvelable. Elle souligne également les défis associés à l'efficacité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, en mettant en évidence l'importance de la commande pour maximiser le rendement.

Le mémoire examine ensuite les principes fondamentaux de la logique floue et explique comment elle peut être adaptée pour contrôler un système de pompage photovoltaïque. Il détaille le fonctionnement de la logique floue dans la prise de décision en temps réel en utilisant des règles linguistiques plutôt que des règles binaires.

Une section de recherche expérimentale présente les résultats obtenus en utilisant la logique floue pour contrôler un système de pompage photovoltaïque dans des conditions réelles. Les données de production d'énergie solaire et de consommation en eau sont collectées et analysées pour évaluer l'efficacité du système.

Le mémoire discute également des avantages de l'approche de commande par logique floue par rapport aux méthodes de commande traditionnelles, mettant en évidence la flexibilité accrue, la capacité d'adaptation aux variations environnementales et la meilleure utilisation de l'énergie solaire.

En conclusion, ce mémoire démontre que l'application de la logique floue dans la commande d'un système de pompage photovoltaïque permet d'optimiser l'utilisation de l'énergie solaire en fonction des conditions changeantes du soleil. Il ouvre la voie à de futures recherches visant à améliorer encore cette approche et à la mettre en œuvre dans des applications pratiques pour une utilisation plus efficace de l'énergie solaire.

ABSTRACT :

This master thesis explores the application of fuzzy logic in the control of a photovoltaic pumping system, focusing on the optimization of solar energy production according to the changing light intensity throughout the day. This research is at the crossroads of electrical engineering, renewable energies and artificial intelligence.

The study begins with an in-depth introduction to photovoltaic solar energy and its benefits as a clean, renewable energy source. It also highlights the challenges associated with the efficiency of converting solar energy into electrical energy, highlighting the importance of control to maximize efficiency.

The thesis then examines the fundamentals of fuzzy logic and explains how it can be adapted to control a photovoltaic pumping system. It details the functioning of fuzzy logic in real-time decision making using language rules rather than binary rules.

An experimental research section presents the results obtained by using fuzzy logic to control a photovoltaic pumping system under real conditions. Solar energy generation and water consumption data are collected and analyzed to assess the efficiency of the system.

The thesis also discusses the advantages of fuzzy logic control over traditional control methods, highlighting the increased flexibility, the ability to adapt to environmental variations and better use of solar energy.

In conclusion, this thesis demonstrates that the application of fuzzy logic in the control of a photovoltaic pumping system allows to optimize the use of solar energy according to the changing conditions of the sun. It paves the way for future research to further improve this approach and implement it in practical applications for more efficient use of solar energy.

ملخص

يستكشف هذا المشروع تطبيق المنطق الغامض في التحكم في نظام الضخ الكهروضوئي، مع التركيز على تحسين إنتاج الطاقة الشمسية وفقاً لكثافة الضوء المتغيرة على مدار اليوم. يقع هذا البحث على مفترق طرق الهندسة الكهربائية والطاقات المتجددة والذكاء الاصطناعي.

تبدأ الدراسة بمقدمة متعمقة للطاقة الشمسية الكهروضوئية وفوائدها كمصدر نظيف ومتجدد للطاقة. كما يسلط الضوء على التحديات المرتبطة بكفاءة تحويل الطاقة الشمسية إلى طاقة كهربائية، ويسلط الضوء على أهمية التحكم لتحقيق أقصى قدر من الكفاءة.

ثم يفحص المشروع أساسيات المنطق الغامض ويشرح كيف يمكن تكييفه للتحكم في نظام الضخ الكهروضوئي، إنه يفصل عمل المنطق الغامض في صنع القرار في الوقت الفعلي باستخدام قواعد اللغة بدلاً من القواعد الثنائية. يعرض قسم بحثي تجريبي النتائج التي تم الحصول عليها باستخدام منطق غامض للتحكم في نظام الضخ الكهروضوئي في ظل ظروف حقيقية. يتم جمع وتحليل بيانات توليد الطاقة الشمسية واستهلاك المياه لتقييم كفاءة النظام.

يناقش المشروع أيضاً مزايا التحكم المنطقي الغامض في طرق التحكم التقليدية، مما يسلط الضوء على المرونة المتزايدة والقدرة على التكيف مع الاختلافات البيئية والاستخدام الأفضل للطاقة الشمسية.

في الختام، يوضح هذا المشروع أن تطبيق المنطق الغامض في التحكم في نظام الضخ الكهروضوئي يسمح بتحسين استخدام الطاقة الشمسية وفقاً للظروف المتغيرة للشمس. إنه يفتح الطريق للبحوث المستقبلية لتحسين هذا النهج وتطبيقات العملية لاستخدام أكثر كفاءة للطاقة الشمسية.

INTRODUCTION GENERALE



INTRODUCTION GENERALE :

L'énergie solaire photovoltaïque résulte de la conversion directe d'une portion du rayonnement solaire en énergie électrique. Ce processus de conversion s'opère au moyen d'une cellule photovoltaïque (PV), qui exploite un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. L'effet photovoltaïque se manifeste lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière solaire, créant ainsi une force électromotrice. La tension électrique produite peut varier en fonction du matériau utilisé dans la fabrication de la cellule. En associant plusieurs de ces cellules PV en série ou en parallèle, on crée un générateur photovoltaïque (GPV).

En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules PV et de leurs associations, le rendement des systèmes PV peut être amélioré par des solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale (dites techniques MPPT).

Les moteurs électriques jouent un rôle essentiel dans les systèmes photovoltaïques, car leur efficacité a un impact direct sur le rendement global du système et son fonctionnement. Ces moteurs électriques sont utilisés pour contrôler la direction, la vitesse et le couple à la fois en situations dynamiques et statiques. Dans de nombreuses applications, les machines à synchrones à cage sont privilégiées en raison de leur construction robuste et de leur coût relativement bas. Cependant, elles ne rivalisent pas en efficacité avec les machines synchrones à aimant permanent (MSAP), qui offrent des performances élevées, une réponse dynamique rapide, un couple considérable, une faible inertie, ainsi qu'une meilleure efficacité et densité de puissance. De plus, les MSAP avec rotor à aimant permanent présentent divers avantages, notamment l'élimination de l'excitation et des pertes de rotor, ce qui se traduit par une efficacité accrue. Cette efficacité supérieure permet de réduire la taille globale de la machine.

Ce projet implique la création d'un système de variation de vitesse qui comprend plusieurs composants interagissant entre eux, notamment les panneaux solaires photovoltaïques, le moteur synchrone à aimant permanent (MSAP) et la pompe centrifuge.

Ce projet implique la création d'un système de variation de vitesse qui comprend plusieurs composants interagissant entre eux, notamment les panneaux solaires photovoltaïques, le moteur synchrone à aimant permanent (MSAP) et la pompe centrifuge.

Chapitre I

Modélisation des Panneaux Photovoltaïques



I. INTRODUCTION :

Le soleil est une source d'énergie renouvelable fréquemment utilisée pour produire de l'électricité grâce à l'énergie photovoltaïque (PV) générée par les panneaux solaires. L'exploitation de l'énergie PV est en pleine expansion ces dernières années en raison de ses nombreux avantages écologiques : elle est inépuisable, n'émet pas de polluants dans l'environnement, est silencieuse et ne dérange pas les habitants. La filière de la technologie PV a connu des avancées significatives en termes de performances et de coûts ces dernières décennies, bénéficiant de l'amélioration générale des connaissances dans le domaine des matériaux, ainsi que de l'enthousiasme des chercheurs à relever ce noble défi technologique.

L'utilisation de systèmes photovoltaïques (PV) pour générer de l'électricité peut être mise en œuvre dans divers endroits. Cependant, les panneaux PV exposés en extérieur sont soumis à une combinaison complexe de facteurs tels que le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la foudre et l'ombrage. Cette combinaison de facteurs entraîne une détérioration progressive des panneaux au fil du temps. En conséquence, cela a un impact négatif sur leur rendement, réduisant ainsi la rentabilité de l'installation. De plus, il faut prendre en compte les coûts de maintenance nécessaires pour rétablir les performances du système.

Le bon fonctionnement des panneaux PV dépend des conditions météorologiques telles que l'ensoleillement et la température. Il est essentiel de comprendre ces phénomènes pour étudier le comportement des panneaux PV. Les conditions météorologiques sont caractérisées par leur nature cyclique et stationnaire, ce qui les rend particulièrement importantes à prendre en compte.

Les panneaux photovoltaïques présentent plusieurs avantages :

- La production d'énergie à partir d'une source solaire durable, renouvelable et non polluante ;
- Un coût de fonctionnement réduit par rapport aux sources d'énergie traditionnelles ;
- Les panneaux solaires photovoltaïques sont peu coûteux à l'achat ;
- La modularité des composants des panneaux solaires photovoltaïques facilite leur installation, même dans des zones dispersées ;
- L'entretien des panneaux solaires photovoltaïques est minimal, ce qui garantit un environnement de travail sûr pour les techniciens.

Néanmoins, il convient également de souligner les points faibles :

- Le rendement des panneaux solaires photovoltaïques peut varier en fonction des fluctuations de la source d'énergie solaire ;
- Le rendement des panneaux solaires photovoltaïques peut être limité, ce qui se traduit par une densité d'énergie relativement faible ;
- Les composants solaires peuvent être volumineux, ce qui nécessite des surfaces d'installation plus spacieuses. [1]

Dans ce chapitre, nous allons commencer par examiner la cellule photovoltaïque, qui constitue l'élément fondamental de tout panneau solaire.

Ensuite, nous étudierons comment les cellules peuvent être assemblées pour former des éléments de différentes tailles : du simple panneau solaire au champ photovoltaïque plus vaste.

Nous examinerons également comment il est possible, en fonction de l'application, d'adapter l'énergie photovoltaïque à la charge associée en utilisant des onduleurs et des hacheurs.

Pour finir, nous aborderons les problèmes courants liés aux panneaux solaires photovoltaïques, ainsi que les méthodes de détection de ces défauts.

I.1. La Cellule Photovoltaïque :

I.1.1. La source d'énergie : Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire correspond à une onde électromagnétique émise par la surface du soleil, résultant des réactions de fusion de l'hydrogène en hélium qui se produisent à son cœur.

Chaque seconde, le noyau du soleil libère une énergie nucléaire de 3,89MJ. Cette énergie nucléaire est rapidement convertie en énergie thermique, qui se propage vers la surface de l'étoile pour être finalement émise sous forme de rayonnement électromagnétique. Le soleil présente les caractéristiques d'un corps noir, avec une température de surface de 5800° Cet un pic d'émission spectrale à 480nm. Environ 77% de l'énergie émise par le soleil se situe dans la plage de longueurs d'onde de 300 à 1200 nm [2] comme montré sur la Figure (1.1).

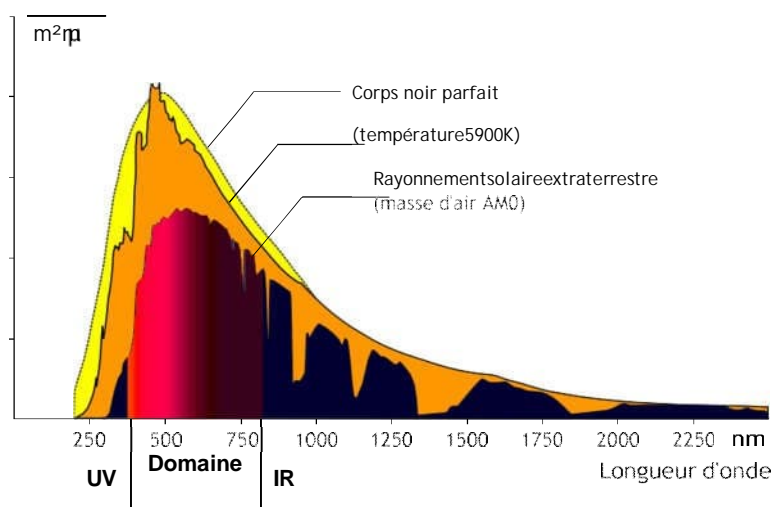


Figure 1.1 : Spectre du Rayonnement Solaire [3].

La densité de puissance émise par le soleil est d'environ 64MW/m², dont environ 1370 W/m² atteignent le sommet de l'atmosphère terrestre sans subir une absorption significative dans l'espace. Cette valeur est connue sous le nom de constante solaire. Le rayonnement solaire couvre une large gamme spectrale, comprenant les rayons Ultraviolets (UV) avec des longueurs d'onde inférieures à 400 nm, représentant 6% du spectre du rayonnement, les rayons infrarouges (IR) avec des longueurs d'onde supérieures à 700 nm, représentant 46%, et le spectre visible (400 nm < λ < 700 nm), représentant 48%.

Le panneau PV reçoit trois types de rayonnement solaire : le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi par la surface de la Terre, également appelé albédo [4], Ils se divisent de la manière suivante :

- ✚ Le rayonnement direct, aussi appelé faisceau de rayonnement, est constitué des rayons solaires qui parviennent directement à la surface de la Terre sans être réfléchis ou diffusés.
- ✚ Le rayonnement diffus correspond au rayonnement solaire qui est dispersé dans toutes les directions de l'atmosphère. Une partie de ce rayonnement parvient à la surface de la Terre sans suivre une direction spécifique, de manière non directionnelle.
- ✚ L'albédo désigne la proportion du rayonnement solaire qui atteint la surface de la Terre et qui est réfléchi par le sol.
- ✚ Le rayonnement global est le résultat de la combinaison de ces trois types de rayonnements : le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi par la surface de la Terre (albédo).

Afin de standardiser et de comparer les performances des cellules photovoltaïques développées dans les différents laboratoires à travers le monde, la notion de masse d'air (AM) a été établie. Cette mesure quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ formé entre le soleil et le zénith. [5] :

$$AM = 1/\sin(\theta). \quad (1.1)$$

Par exemple :

- Les conditions AM1 sont atteintes lorsque le soleil est directement au zénith, c'est-à-dire à la verticale de la surface de la Terre au niveau de la mer. Dans ce cas, la valeur de la masse d'air est égale à $1/\sin(90^\circ)$, soit 1. Cette valeur est notée AM1.
- Lorsque le soleil est à un angle de 30° par rapport à l'horizon, les conditions AM2 sont atteintes, ce qui correspond à une valeur de $1/\sin(30^\circ)$. Cette valeur est égale à environ 2 et elle est notée AM2.
- Les conditions AM0 font référence au rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère terrestre, Ces conditions sont largement utilisées dans le domaine spatial, notamment pour caractériser les cellules solaires qui sont employées comme sources d'alimentation pour les satellites. [6].
- Les conditions AM1.5, également connues sous le nom de conditions standards de test, définissent un spectre de référence avec une puissance de 1000 W/m^2 (selon la norme IEC60904-3,2008Ed2). Ces conditions sont employées pour évaluer les performances des cellules solaires conçues pour des applications sur Terre. [7]

Au sein des laboratoires, des simulateurs solaires sont utilisés pour recréer le spectre AM1.5 à l'aide de sources lumineuses artificielles. Ces simulateurs solaires comprennent divers types de lampes, tels que des lampes au xénon ou à halogène, qui sont utilisées pour reproduire le spectre AM1.5 de manière contrôlée. [8].

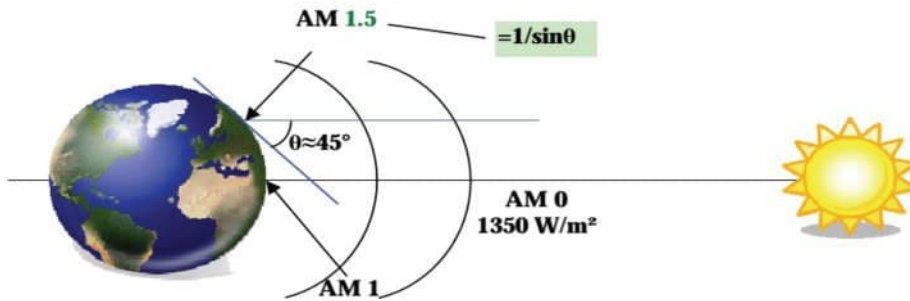


Figure 1.2 : Illustre le Spectre du Rayonnement Solaire reçu dans Différentes Conditions AM [9].

I.1.2. La transformation en énergie électrique :

Une cellule photovoltaïque est construite à partir de semi-conducteurs qui doivent avoir la capacité d'absorber une large portion du spectre solaire. Elle est composée de deux types de matériaux : un semi-conducteur de type N, obtenu par dopage du silicium avec du phosphore, et un semi-conducteur de type P, obtenu par dopage du silicium avec du bore, créant ainsi une jonction PN.

La cellule photovoltaïque est exposée à l'énergie des photons. L'énergie d'un photon (E), exprimée en joules, dépend de la vitesse de la lumière (c) et de la longueur d'onde du rayonnement (λ) selon la relation suivante :

$$E = h\gamma = hc/\lambda \tag{1.2}$$

Dont :

- ❑ $h = 6.624 \cdot 10^{-34}$ Joule.sec est la constante de Planck.
- ❑ γ est la fréquence exprimée en Hz.
- ❑ $C = 3 \cdot 10^8$ m/s est la vitesse de lumière.
- ❑ Λ est la longueur d'onde exprimée en m.

Pour permettre le passage d'un électron de la bande de valence à la bande de conduction, une énergie supérieure à l'énergie de la bande interdite (représentée par $E_g = E_c - E_v$) doit être fournie, (1,1 eV pour le Silicium) comme illustré dans la Figure (1.3).

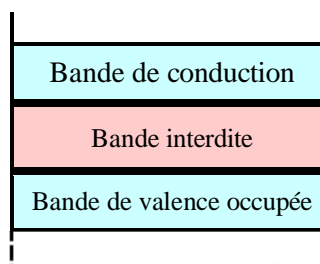


Figure 1.3 : Niveau d'Energie d'un Semi-Conducteur

Lorsque des photons avec une énergie supérieure au gap du matériau sont absorbés, ils peuvent ioniser les atomes de valence du silicium et générer des paires électrons dans les couches N et P de la cellule. Cela crée une différence de potentiel entre les deux couches, appelée potentiel de diffusion de la diode. [10].

La tension de circuit ouvert, qui représente la tension produite par une cellule photovoltaïque lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge, est d'environ 0,6V pour le silicium. Lorsque la cellule est connectée à une charge, davantage de porteurs peuvent être collectés. Le courant maximal est atteint lorsque la cellule est court-circuitée et dépend fortement de l'intensité du rayonnement solaire [11].

I.1.3. Modélisation d'une cellule PV

L'évaluation du fonctionnement des modules photovoltaïques et la conception de systèmes d'énergie se basent sur les caractéristiques électriques courant-tension des modules dans des conditions variées de rayonnement solaire et de température de la cellule photovoltaïque. La modélisation des cellules PV et des modules peut être réalisée à l'aide d'équations qui permettent différentes approximations du comportement réel de ces dispositifs.

La littérature propose plusieurs modèles électriques pour simuler le fonctionnement des cellules photovoltaïques dans différentes conditions. La complexité de ces modèles dépend du nombre de paramètres à identifier, tels que R_S (résistance série) et R_{Sh} (résistance de shunt). Chaque modèle est une amélioration du modèle idéal, qui comprend une source de courant représentant la puissance solaire incidente et une diode représentant la jonction PN. Des éléments supplémentaires peuvent être ajoutés pour mieux décrire le comportement de la cellule photovoltaïque dans certaines zones de fonctionnement. [12]

Le tableau [1.1] présente une comparaison des modèles les plus couramment utilisés.

Le modèle à une diode est largement utilisé et répandu pour les cellules et les modules photovoltaïques en raison de sa simplicité et de sa précision satisfaisante dans le quadrant de production d'énergie. Au fil du temps, ce modèle a évolué pour devenir plus précis, comme le modèle de Bishop qui permet de décrire le comportement d'une cellule photovoltaïque en polarisation inverse. [13]

Le modèle à deux diodes constitue une amélioration du modèle à une diode, car il prend en compte les pertes résistives et les mécanismes de recombinaison présents dans les différents composants électriques du circuit. Cela permet une meilleure précision de la modélisation du comportement des cellules photovoltaïques. [14]

En complément, des modèles dynamiques ont été développés en introduisant une capacité pour représenter le comportement dynamique de la cellule photovoltaïque. Ces modèles prennent en compte les phénomènes de stockage et de décharge d'énergie, permettant ainsi de mieux comprendre et simuler les réponses transitoires de la cellule PV dans des conditions changeantes. [15]

Ces modèles se distinguent par le nombre de paramètres requis pour calculer la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule photovoltaïque.

Dans cette thèse, nous avons principalement utilisé deux modèles, à savoir le modèle à une diode et le modèle de Bishop, sur les quels nous allons fournir une description plus détaillée.

I.1.3.1 Modèle à une diode :

L'équation mathématique qui décrit le modèle à une diode est la suivante :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q}{A \times K \times T} (V + R_S \times I) \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \times I}{R_{Sh}} \quad (1.3)$$

Cette équation implique l'utilisation de 6 paramètres :

- Photo courant I_{PH} : Ce paramètre représente le courant généré dans le générateur à un certain niveau d'éclairement. Il est créé par l'absorption des photons et varie linéairement avec l'ensoleillement et la température.
- Le courant inverse de saturation de la diode I_0 est un paramètre du modèle à une diode. Il ne dépend pas de la tension de la diode et sa valeur est influencée par plusieurs paramètres, tels que la concentration intrinsèque, la largeur de la zone de charge d'espace du semi-conducteur, la surface transversale de la cellule, le type de matériau, la durée de vie des porteurs minoritaires et les largeurs des zones de déplétion pour le semi-conducteur de type P et N. Sa valeur dépend principalement de la température de la cellule, des caractéristiques de semi-conducteurs et du nombre de cellules PV mises en série. [16]
- La résistance série R_S est un autre paramètre du modèle à une diode. Dans une cellule photovoltaïque réelle, il existe une résistance série dans le chemin du courant à travers le matériau semi-conducteur, la grille métallique et les interconnexions des cellules. Son effet devient particulièrement visible dans un panneau photovoltaïque composé de plusieurs cellules connectées en série, et la valeur de la résistance série est multipliée par le nombre de cellules. [17]
- La résistance shunt R_{Sh} est un autre paramètre du modèle à une diode, elle est associée à une perte de courant de fuite à travers un chemin résistif en parallèle avec le dispositif intrinsèque. Cela peut être représenté par une résistance parallèle (R_p). L'effet de la résistance shunt est beaucoup moins visible dans un module PV par rapport à la résistance série, et il devient plus apparent lorsque plusieurs modules PV sont connectés en parallèle dans un système plus vaste. [18]
- A: facteur d'idéalité de la diode (1 à 2).
- K: Constante de Boltzmann ($1,38.10^{-23} \text{J/}^\circ\text{K}$).

Les paramètres du modèle à une diode sont déterminés pour une température T et une intensité solaire données en utilisant plusieurs grandeurs caractéristiques de la cellule PV, telles que la tension de circuit ouvert V_{OC} , le courant de court-circuit I_{SC} , la tension et le courant au point de puissance maximale (V_m ; I_m), ainsi que les pentes de la courbe près de V_{OC} et I_{SC} . [19]

I.1.3.2. Modèle de Bishop :

Lorsque la cellule PV est occultée et fonctionne dans la région négative, le modèle à une diode n'est pas suffisant pour représenter son comportement. Il doit être amélioré en ajoutant un facteur multiplicatif $M(V)$ qui représente l'effet d'avalanche en série avec la résistance shunt.

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q}{A \times K \times T} (V + R_s \times I) - 1 \right) - \frac{V + R_s \times I}{R_{sh}} \right] \times M(V) \quad (1.4)$$

Avec:

$$M(V) = 1 + a \left(1 - \frac{V + R_s I}{V_b} \right)^{-n} \quad (1.5)$$

Dont:

- V_b représente la tension de claquage de la cellule, qui se situe généralement entre -10V et -30 V.

Dans le modèle de Bishop, les valeurs constantes « a » et « n » sont utilisées. La valeur de « a » est généralement comprise entre 3,4 et 4, tandis que la valeur de « n » tend vers 0. [20]

La tension thermique (V_t) peut être exprimée comme suit en prenant en compte différents paramètres :

$$V_t = A \cdot K \cdot T / q \quad (1.6)$$

Où :

- V_t : est la tension thermique,
- A : est le facteur d'idéalité de la diode,
- K : est la constante de Boltzmann ($K = 1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K),
- T : est la température de la cellule,
- q : est la charge élémentaire ($q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ C).

Cette équation permet de calculer la tension thermique en combinant à la fois le facteur d'idéalité et la température de la cellule en une seule variable, ce qui facilite son utilisation pratique. [21]

La valeur du facteur d'idéalité de la diode (A) dans l'équation de la tension thermique dépend de la technologie des cellules photovoltaïques (PV) utilisées, ainsi que de la température. [22]

Lorsque les conditions de fonctionnement changent, tels que la température de la cellule et la technologie des cellules PV, les autres paramètres du modèle, tels que la constante de Boltzmann (K) et la charge d'électron (q), restent inchangés. Ces paramètres physiques sont des constantes universelles et ne dépendent pas des variations des conditions de fonctionnement spécifiques d'une cellule photovoltaïque. [23]

I.1.4. Paramètres de fonctionnement et pertes :

I.1.4.1. Pertes lors de la photo-conversion :

Lorsque les photons atteignent les cellules photovoltaïques dans certaines conditions, cela entraîne la création de paires électron-trou dans le circuit électrique, ce qui augmente l'efficacité des panneaux PV. Cependant, dans des conditions réelles, le rendement de la conversion de la lumière en électricité est limité par plusieurs facteurs. [24]

Un de ces facteurs concerne la perte spectrale, qui est liée à la longueur d'onde des photons. La longueur d'onde doit être suffisamment petite pour que l'énergie des photons dépasse celle de la bande interdite du matériau et qu'ils puissent être absorbés. L'équation (1.2) montre que la longueur d'onde est inversement proportionnelle à l'énergie du photon.

Pour donner un exemple concret, un photon ayant une longueur d'onde dans la gamme des ultraviolets possède une énergie plus élevée qu'un photon de rayonnement visible. De plus, il est observé que les rayonnements gamma ont une énergie supérieure à ceux des ultraviolets. En d'autres termes, dans le cas du silicium ayant une bande interdite de 1,1 eV, le matériau n'absorbe que les photons dont la longueur d'onde est inférieure à 1100nm. L'énergie de la bande interdite correspond à la plage optimale d'absorption. Si l'énergie du photon est considérablement plus élevée que celle de la bande interdite du matériau, l'électron créé perdra son excès d'énergie et se retrouvera au niveau E_c (niveau de conduction).

En conséquence.

- Si $E = h.c / \lambda < E_g$. La conversion de la lumière en électricité ne se produira pas dans les cellules photovoltaïques.
- Si $E = h.c / \lambda > E_g$. Cette énergie excédentaire est généralement perdue sous forme de chaleur.

Le spectre de rayonnement solaire, comme illustré dans la figure (1.1), couvre une plage de longueurs d'onde allant de 250 à 2000 nm, avec une intensité maximale dans le domaine visible, entre 500 et 700 nm. Bien que seule une partie de cette plage de longueurs d'onde soit capable de créer des porteurs de charge, c'est précisément cette partie du spectre solaire qui est essentielle pour la conversion de la lumière en électricité dans les cellules photovoltaïques.

La deuxième condition concerne la non-récupération de tous les porteurs photo-générés. Lorsque les électrons et les trous sont séparés dans la zone de déplétion, ils peuvent diffuser dans les régions neutres du matériau. Cependant, une partie de ces charges peut se recombiner entre elles, ce qui signifie qu'elles ne contribuent ni à la création de courant ni à l'efficacité de la conversion énergétique. Le taux de recombinaison est élevé lorsque le matériau présente des défauts structurels ou des impuretés. De plus, les contacts métalliques, les photons réfléchis et les pertes résistives sont autant de facteurs de perte qui affectent le rendement des cellules photovoltaïques. Ces pertes peuvent réduire l'efficacité globale de la conversion de la lumière en électricité. [25]

I.1.4.2. Type de matériau semi-conducteur :

Les paramètres courants tels que la tension en circuit ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit (I_{sc}) et la puissance maximale (P_{max}) varient en fonction de la technologie du Générateur photovoltaïque (PV) utilisée, telle que le silicium (Si), l'arséniure de gallium (AsGa), le germanium (Ge), le tellure de cadmium (CdTe), le cuivre indium sélénium (CIS), les jonctions triples, et autres. Chaque technologie de cellule PV a ses propres caractéristiques et performances spécifiques, ce qui se traduit par des variations distinctes dans les valeurs de ces paramètres importants. Par conséquent, il est essentiel de tenir compte de la technologie du générateur PV utilisée lors de l'évaluation et de la conception des systèmes photovoltaïques. [26]

La tension produite par une cellule photovoltaïque varie non seulement en fonction de la technologie du générateur PV utilisée, mais aussi en fonction de la température et du vieillissement de la cellule. [27]

Le marché des panneaux solaires est largement dominé par le silicium, qui se décline en différentes catégories : le silicium monocristallin, le silicium poly-cristallin et le silicium amorphe.

Le tableau [1.1] présente un récapitulatif des différents types de matériaux en silicium, indiquant leurs rendements et leurs domaines d'application respectifs :

Type de cellules	Rendement des cellules (%)		
	Module commercial	Module prototype commercial	Record en laboratoire
Si monocristallin	12à 20	22,7	24,70
Si poly-cristallin	11à 15	16,20	20,30
Si amorphe	5à 9	10,40	13,40

Tableau 1.1 Différentes Technologies de Silicium

I.1.4.3. Influence de l'irradiation :

La Figure [1.4], présente la courbe caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque. Pour une température fixe, il est observé que cette courbe croît avec l'augmentation de l'irradiance. Cette tendance est également constatée pour le courant de court-circuit I_{sc} (ou I_{CC}), tandis que la tension de circuit ouvert V_{oc} présente une faible variation. [28]

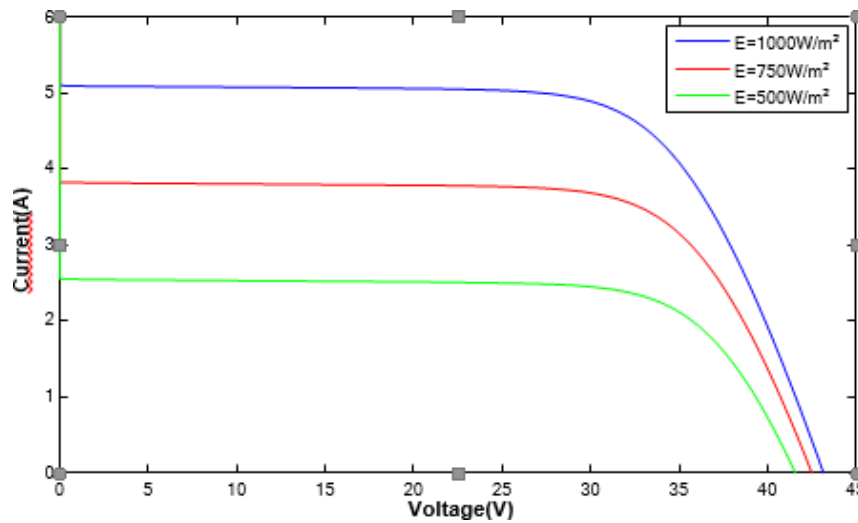


Figure 1.4 : Caractéristiques I(V) du Module PV pour Différentes Irradiances

La présence d'un ombrage partie I au n'impact sur les caractéristiques des générateurs photovoltaïques, en particulier la puissance maximale de sortie, le facteur de forme et l'efficacité du générateur. Par conséquent, il est essentiel de choisir un emplacement approprié pour le générateur photovoltaïque afin d'éviter les pertes causées par l'ombrage partie I pendant le fonctionnement de l'installation solaire.

I.1.4.4. Influence de la Température :

Lorsque l'irradiance est maintenue constante, on observe que la tension de circuit ouvert VOC augmente à mesure que la température diminue (Figure 1.5). En revanche, une légère diminution est remarquée sur le courant de court-circuit ISC. Cette diminution du courant de saturation (IO) est la principale raison de la chute du courant à basse température.

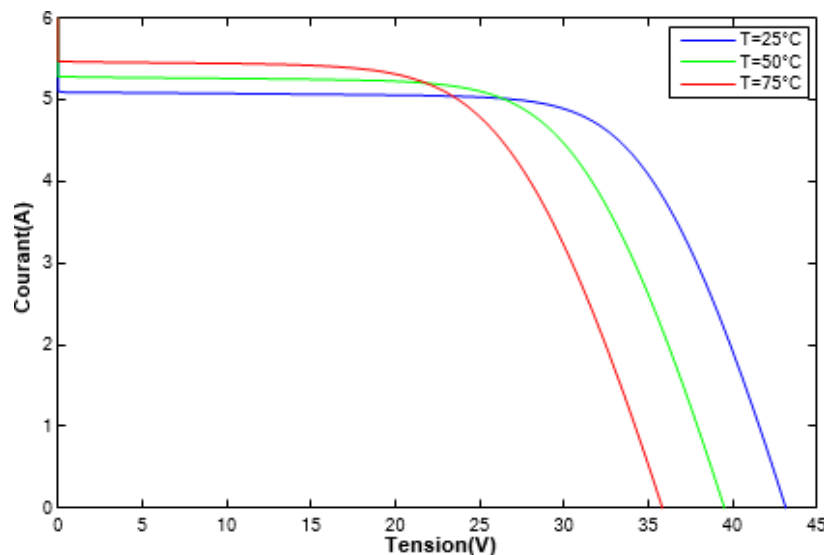


Figure1.5 : Caractéristique I(V) du Module PV pour Différentes Températures

Pour assurer un fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque, deux conditions doivent être réunies : d'une part, une température basse et d'autre part, une irradiance élevée. Cela est particulièrement crucial dans des applications telles que l'aéronautique. [29]

I.1.4.5. Point de fonctionnement :

Le panneau solaire dispose d'un point de fonctionnement spécifique (I,V) où il peut fournir sa puissance maximale, également connu sous le nom de point de puissance maximale (MPP) comme le montre la Figure (1.6)

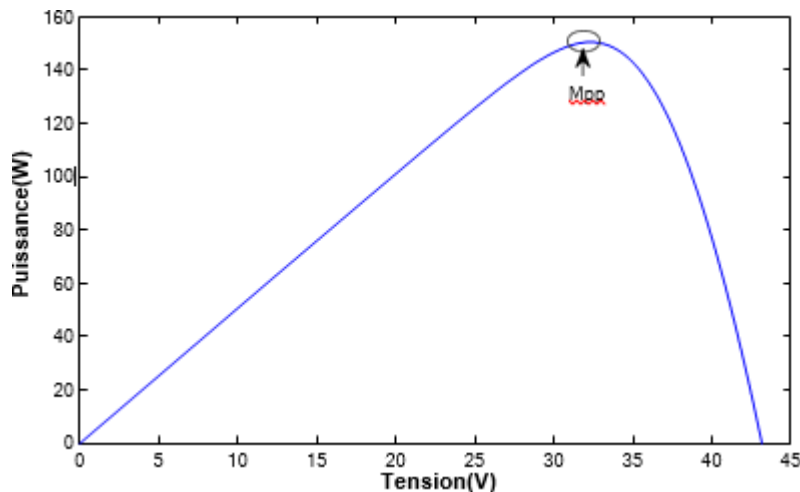


Figure 1.6 : Point de Puissance Maximale du Module PV

La caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque, même pour des cellules fabriquées à partir du même matériau et par le même fabricant, peut varier d'un élément à l'autre. Par conséquent, le point de puissance maximale (MPP) d'une cellule peut dévier jusqu'à 10% par rapport aux conditions standards. Il est important de noter que le point de puissance maximale varie en fonction de facteurs tels que l'ensoleillement, la température du module et la présence d'ombrage.

I.1.4.6. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion :

Afin d'évaluer les performances et de tester une chaîne de conversion photovoltaïque, il est essentiel de comprendre les différentes pertes qui se produisent. Cela se traduit par divers rendements. L'irradiance G (exprimée en W/m^2) représente la quantité d'énergie électromagnétique qui atteint une surface par unité de temps. Le panneau solaire photovoltaïque reçoit une puissance de $(G \times A_{eff})$ sur une surface d'unité A (m^2). La surface A_{eff} correspond à la partie active qui réalise effectivement la conversion photovoltaïque, ce qui diffère de la surface totale du panneau solaire photovoltaïque.

Il existe plusieurs dispositifs permettant de mesurer l'ensoleillement. L'utilisation courante d'un pyranomètre nécessite certaines précautions, telles que maintenir le capteur propre et prendre en compte le temps d'acquisition, qui est généralement de quelques dizaines de secondes. Dans le cas d'un capteur à base de diode en silicium, le temps de réponse est réduit, souvent inférieur à une seconde. Cependant, ce type de capteur est limité par la plage spectrale de sensibilité du silicium, qui s'étend de $0,4 \mu m$ à $1,1 \mu m$.

Malgré les différentes approches existantes pour mesurer l'ensoleillement réel instantané atteignant la surface terrestre, les données d'irradiance obtenues restent généralement peu fiables, avec une précision de l'ordre de 10%. Cela ouvre donc de nombreuses opportunités dans les applications dédiées à la métrologie, compte tenu des nombreux défis techniques actuels. Par conséquent, dans la suite, nous considérons le rendement comme étant le rapport entre la qualité de conversion des photons en électrons et la capacité maximale d'un panneau solaire photovoltaïque (représenté par le symbole η_{pv}). Cette relation est exprimée par l'équation (1.6).

$$\eta_{pv} = \frac{P_{max}}{G \times A_{eff}} \quad (1.6)$$

La puissance maximale en sortie du générateur photovoltaïque (GPV), notée P_{max} , dépend de divers paramètres tels que le moment et l'emplacement où les données ont été enregistrées, la température, les conditions météorologiques et le matériau photovoltaïque utilisé. [30]

I.2. De la cellule au champ photovoltaïque :

Après avoir exploré la cellule photovoltaïque, qui est l'élément fondamental de tout panneau solaire, cette partie se concentrera sur la manière dont les cellules peuvent être combinées pour former des panneaux solaires, également appelés modules photovoltaïques.

De la même manière qu'il est possible d'associer des cellules photovoltaïques entre elles, il est également possible d'associer plusieurs panneaux solaires, par exemple pour couvrir le toit d'une maison. Cela forme ce qu'on appelle un "String PV". Dans les installations de grande envergure, telles qu'une centrale destinée à alimenter une ville, il est possible d'associer plusieurs "Strings PV" pour former un "Champ PV".

I.2.1. Module PV (panneau solaire) :

En raison de la tension relativement basse générée par une cellule photovoltaïque (environ 0,5V) et de sa puissance limitée, il est nécessaire de combiner plusieurs cellules pour former un panneau solaire. L'association des cellules en série permet d'augmenter la tension totale du panneau pour une irradiance et une température donnée. La combinaison des cellules en parallèle permet quant à elle d'augmenter le courant total du panneau. En utilisant ces deux approches, il est possible de construire un générateur photovoltaïque adapté aux applications spécifiques. [31]

Les caractéristiques courant-tension (I-V) d'un panneau solaire photovoltaïque dépendent de la température et de l'irradiance, tout comme dans le cas d'une cellule photovoltaïque individuelle. Cependant, d'autres facteurs jouent un rôle tout aussi important dans le fonctionnement des panneaux solaires, tels que l'environnement, le positionnement, l'état de surface et les ombres partielles. L'intensité du courant de court-circuit (ICC) et la tension de circuit ouvert (VCO) varient en fonction de la configuration des cellules, qu'elles soient montées en série ou en parallèle. [32]

En règle générale, un module photovoltaïque est composé de 36 ou 72 cellules qui sont reliées en série.

Cependant, le nombre de cellules peut varier en fonction des applications. Il est possible de trouver des modules avec 40, 54, 72, voire même 96 cellules reliées en série. [33]

Pour former un ensemble photovoltaïque, les cellules sont reliées en série, formant ainsi un groupe. Chaque groupe est connecté en anti parallèle avec une diode de bypass afin de les protéger contre un fonctionnement inverse, notamment en cas d'ombrage. Idéalement, il serait préférable de connecter une diode bypass par cellule, mais cette approche n'est pas couramment utilisée en raison de sa complexité et de son coût élevé. Il existe deux configurations différentes possibles pour le montage des diodes de bypass. Comme montré sur les Figures (1.7) et (1.8).

Lorsque certaines parties du module photovoltaïque sont ombragées, la tension au point de fonctionnement peut chuter à environ un tiers de sa tension de circuit ouvert, et la consommation de puissance peut dépasser un tiers de sa puissance crête, en particulier pour les modules PV dotés de diodes en chevauchement. En revanche, pour les modules PV équipés de diodes sans chevauchement, les pertes d'énergie sont principalement dues à la consommation des diodes bypass. [34]

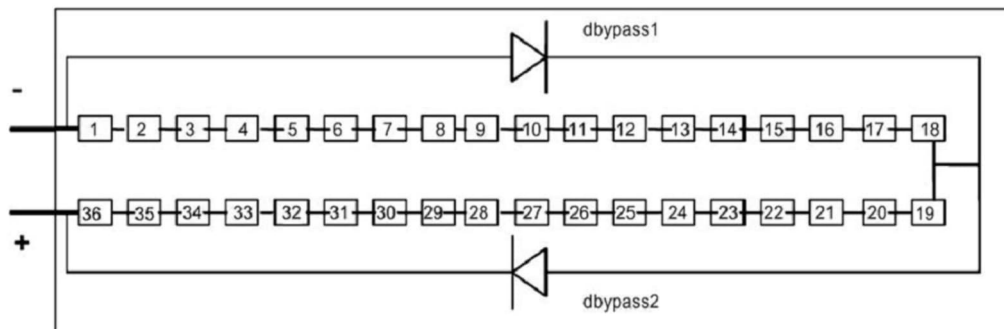


Figure 1.7 : Groupe de 18 Cellules Connectées avec non-over Laped Diode

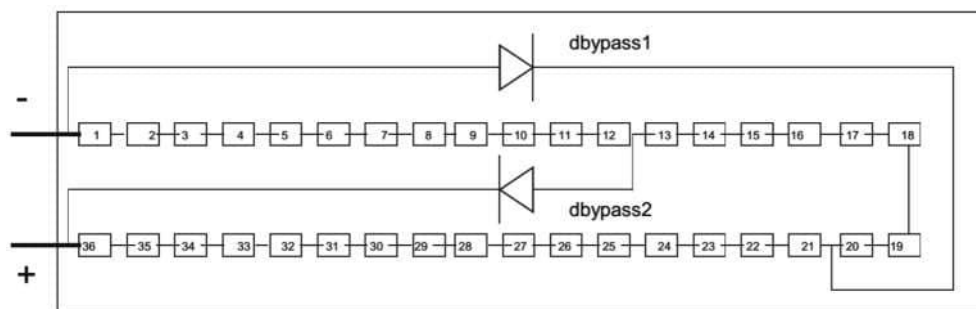


Figure 1.8 : Groupe de 18 Cellules Montées avec Over Laped Diode

I.2.2. String Photovoltaïque (PV) :

Un string PV désigne un groupe de modules solaires reliés en série, et la tension d'un tel string peut varier de 150V à 1000V dans le cas d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Une diode de blocage est habituellement utilisée en série avec le string.

Lorsque plusieurs strings sont installés en parallèle, des courants inverses peuvent se produire. Par conséquent, il est indispensable d'incorporer des diodes pour prévenir ces courants inverses. Bien que cette mesure de sécurité entraîne une augmentation des coûts d'installation, elle permet d'améliorer l'efficacité globale du système et empêche qu'un string ne détourne le courant produit par les autres strings.

Les câbles sont utilisés pour connecter de multiples modules en série afin de constituer un string. Dans le contexte spécifique des câbles à simple conducteur avec une double isolation, ils sont favorisés pour minimiser les risques de problèmes liés à la mise à la terre ou de courts-circuits.

Une boîte de jonction peut être intégrée à un système photovoltaïque (PV). Son rôle principal est de mettre en parallèle plusieurs strings, tout en regroupant divers composants de connexion électrique telle que les sectionneurs, les fusibles et les interrupteurs.

I.2.3. Champ Photovoltaïque (PV) :

Une variété de tailles de modules photovoltaïques est disponible sur le marché, avec des capacités généralement allant de 60W à 170W et plus. [35]

Pour satisfaire divers besoins en énergie, un certain nombre de modules photovoltaïques sont combinés pour former un champ photovoltaïque. Un exemple notable est le plus grand champ photovoltaïque d'Europe situé à Bordeaux, en Gironde, inauguré lors de la conférence sur le climat COP21 à Paris en 2016. Ce champ PV est composé de 983500 modules photovoltaïques et est prévu pour produire environ 350 giga watt/heure (GWh) d'électricité par an, ce qui équivaut à la consommation totale d'énergie domestique de la ville de Bordeaux, qui compte environ 240 000 habitants. [36]

Au sein d'un champ photovoltaïque, il est possible de connecter les modules photovoltaïques de différentes manières, notamment en utilisant les configurations suivantes : Série parallèle (SP), Total Cross Tied (TCT) et Bridge linked (BL), comme illustré dans la Figure 1.9. [37]

Dans le cas de l'interconnexion en série-parallèle (SP), les modules sont reliés en série pour former des strings, tandis que ces strings sont en suite connectés en parallèle. En revanche, dans l'interconnexion Total Cross Tied (TCT), les modules sont connectés en parallèle, mais ces circuits parallèles sont reliés en série. L'interconnexion Bridge Linked (BL) peut être vue comme une combinaison des deux configurations, à mi-chemin entre SP et TCT.

L'interconnexion TCT offre l'avantage de réduire les pertes dues aux disparités causées par l'ombrage partiel par rapport à l'interconnexion SP. L'ombrage partiel a un impact sur les courants de court-circuit des modules, ce qui influe directement sur les courants de sortie des modules au point MPP. Cette situation peut engendrer un manque de cohérence entre les points MPP des modules et le point MPP du champ photovoltaïque. Il est important de noter que ce problème est plus prononcé dans le cas de l'interconnexion SP par rapport à l'interconnexion TCT. Cela est principalement dû au fait que l'interconnexion SP implique un plus grand nombre de strings en série que l'interconnexion TCT.

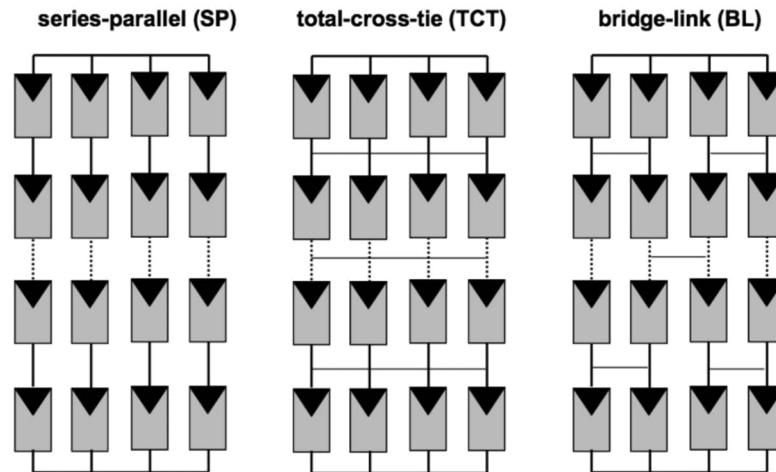


Figure 1.9 : Différentes Configurations du Champ PV

I.2.4. Simulation d'un Champ Photovoltaïque (PV) :

Une fois que la configuration des panneaux solaires a été déterminée, ainsi que le modèle de calcul correspondant à une cellule, il est possible de créer une simulation complète d'un système photovoltaïque. Un logiciel de simulation photovoltaïque efficace doit satisfaire aux critères suivants :

- Il doit être rapide et permet de déterminer avec précision les caractéristiques I-V et P-V (y compris dans les conditions particulières telles que l'ombrage partiel) ;
- Il doit prendre en compte le convertisseur de puissance et de contrôleur MPPT pour développer et valider la conception du système de PV.

Même si des ensembles de logiciels tels que PSpice, PV-DesignPro, SolarPro, Pvcadet PVsyst sont disponibles sur le marché, ils demeurent coûteux et ne permettent pas une simulation complète de l'ensemble du système, incluant les panneaux solaires, les configurations d'association et l'électronique de puissance.

Dans cette thèse, nous développerons des codes en utilisant MATLAB pour modéliser les comportements des panneaux solaires, qu'ils soient en bon état de fonctionnement ou présentant des défauts. Le choix de MATLAB s'explique par sa large adoption dans le milieu académique, ainsi que sa disponibilité au sein de la plupart des universités, des institutions industrielles et de recherche. De plus, MATLAB est couramment employé dans diverses branches de l'ingénierie. Il offre une gamme étendue de fonctionnalités qui permettent de simuler des systèmes extrêmement complexes, notamment dans les domaines de l'électronique, de l'électrique, et des systèmes de production d'énergie distribuée. [38]

I.2.5. Les sources de pertes :

Il est essentiel de prendre en considération les pertes qui surviennent lors des opérations sur le terrain d'un générateur photovoltaïque pour calculer avec précision sa puissance électrique réelle.

- ❑ Pertes par réflexion : Lorsque l'angle d'incidence du rayonnement solaire diffère de la direction perpendiculaire à la surface d'un générateur photovoltaïque, des pertes de réflexion se manifestent. Pour minimiser ces pertes, il est courant d'appliquer un revêtement de surface doté d'une couche antireflet.
- ❑ Pertes spectrales : Ces pertes sont associées à la distribution spectrale du rayonnement solaire et aux exigences énergétiques liées au passage à travers la bande de valence, comme expliqué en détail dans la Section [1.1.4.1.]
- ❑ Pertes de mis match : Les caractéristiques des panneaux solaires peuvent présenter des variations d'un panneau à l'autre, même pour une même référence. Selon les données fournies par les fabricants, le point de fonctionnement optimal permettant au panneau de délivrer sa puissance maximale (MPP) dans des conditions standard, peut dévier jusqu'à 10 % par rapport aux spécifications indiquées dans la fiche technique. Lorsque les panneaux solaires sont assemblés en série et en parallèle pour former un générateur, ces variations dans les caractéristiques courant-tension (I-V) engendrent des pertes de puissance, communément désignées sous le nom de pertes de mis match.
- ❑ Pertes d'ombrage : La présence de l'ombrage partiel a un impact significatif sur les caractéristiques des panneaux solaires, notamment la valeur de la puissance maximale de sortie, le facteur de forme et l'efficacité du générateur photovoltaïque. En conséquence, le choix d'un site bien exposé, dépourvu d'obstacles susceptibles de provoquer des ombres sur les panneaux solaires, revêt une grande importance.
- ❑ Pertes externes : Dans un système réel, la puissance de sortie du générateur photovoltaïque n'est pas parfaitement égale à la puissance d'entrée à l'unité de conditionnement de puissance connectée. Pour calculer cette puissance d'entrée, il est nécessaire de tenir compte des pertes liées à la chute de tension due aux résistances des câbles et des diodes de blocage. Les pertes engendrées par la résistance des câbles de liaison (pertes ohmiques) du générateur photovoltaïque doivent être calculées en fonction de la longueur et de la section des câbles. Dans chaque string qui compose le générateur photovoltaïque, les diodes de blocage sont interconnectées en série avec ces strings. En cas de court-circuit dans un ou plusieurs de ces strings, les diodes de blocage empêchent le courant de circuler des strings en bon état vers les strings défectueux. Pendant le fonctionnement, une chute de tension se produit dans chaque diode, correspondant à sa tension de seuil de 0,7 V. Cette valeur doit être soustraite de la tension de sortie du générateur photovoltaïque.

I.3. Raccordement à une Charge / un Réseau :

La Figure (1.10) présente les principaux éléments de connexion des panneaux photovoltaïques à un système électrique ou à un réseau. Les composants incluent les panneaux photovoltaïques, une unité de conversion de puissance comprenant un onduleur, ainsi qu'un sous-système composé de boîtes de jonction, de connecteurs, de câbles électriques, de fusibles, de parafoudres, de fils côté DC et AC, ainsi que de commutateurs côté DC et AC. Les modules solaires sont connectés à des boîtes de jonction qui permettent de les associer en série ou en parallèle, formant ainsi un ensemble appelé "String PV".

Chaque String est ensuite relié à des interrupteurs DC, qui sont associés à un circuit de protection comprenant des parafoudres et des fusibles. Les divers Strings, lorsqu'ils forment un ensemble, sont ensuite connectés à l'application grâce à un onduleur. L'objectif de ce Chapitre est d'analyser les composants de cette chaîne et de présenter différentes approches pour améliorer l'efficacité d'un panneau solaire, indépendamment de la charge à laquelle il est connecté. On retrouve des grandeurs continues (DC) en amont de l'onduleur et alternative (AC) en aval de l'onduleur.

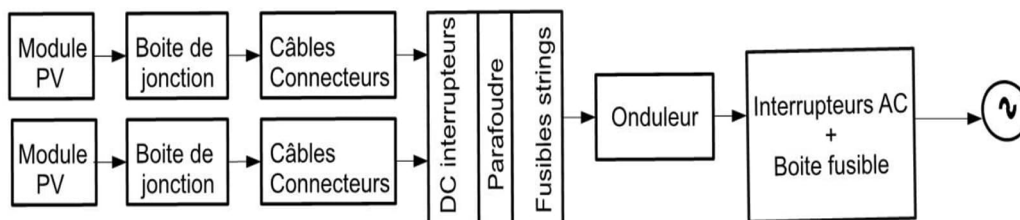


Figure 1.10 : Schéma de Raccordement d'un Panneau Solaire au Réseau

Dans notre étude, nous examinerons les anomalies associées aux panneaux solaires photovoltaïques et aux dispositifs de protection qui les concernent, en nous concentrant spécifiquement sur la partie DC en amont de l'onduleur.

I.3.1. Type d'application :

Les applications sont classées en deux catégories distinctes :

- Les premières applications sont les systèmes autonomes, c'est-à-dire ceux qui ne sont pas connectés à un réseau électrique.

Les applications sont également celles qui sont reliées au réseau public de distribution d'électricité.

I.3.1.1. Applications autonomes : cas de site isolé

Si l'on prend l'exemple du domaine spatial, les panneaux solaires y occupent un rôle crucial en tant que source d'énergie exclusive pour les satellites. Ils sont également omniprésents dans les appareils électroniques tels que les téléphones, les ordinateurs, les montres et les calculatrices.

Actuellement, il est évident que de nombreux endroits sur terre ne sont pas suffisamment électrifiés en raison de divers problèmes inhérents à l'expansion coûteuse et complexe des réseaux électriques publics, en particulier dans les régions montagneuses. Ces emplacements isolés sont communément appelés "sites isolés", bien que les habitants contemporains ne puissent pas envisager de vivre sans les commodités liées à l'électricité. Dans de telles situations, l'énergie solaire provenant des panneaux photovoltaïques peut devenir la solution d'alimentation la plus appropriée.

Il existe deux catégories d'applications autonomes sur terre sont : [39]

- Les applications professionnelles incluent des dispositifs tels que les panneaux de signalisation routière, les bornes de secours sur autoroute, les balises maritimes ou aéroportuaires, les commutateurs de télécommunications, et bien d'autres.
- D'autres applications sont liées à l'électrification des sites résidentiels, tels que les refuges, les habitations éloignées, les hôpitaux, ainsi que divers établissements publics situés dans les pays en développement, parmi d'autres exemples.

I.3.1.2. Applications raccordés au Réseau :

En général, dans les zones urbaines d'Algérie, les bâtiments résidentiels sont alimentés par le réseau électrique public, et la puissance fournie est ajustée en fonction des besoins spécifiques de chaque ménage. Dans cette configuration, l'installation de panneaux photovoltaïques est déterminée en fonction des objectifs d'économie d'énergie personnels de l'utilisateur. Cela implique une analyse de la consommation des différents appareils électriques, des dépenses énergétiques du foyer, de l'estimation des pertes d'énergie du bâtiment, ainsi que de la capacité de production énergétique potentielle à un emplacement donné.

Avoir une compréhension approfondie de son bilan énergétique permet une gestion plus efficace de la consommation d'énergie. Contrairement au passé, où les habitations étaient principalement considérées comme des consommatrices passives d'énergie, elles jouent aujourd'hui un rôle actif dans la production d'énergie, notamment à partir de l'énergie solaire, grâce à l'installation de systèmes photovoltaïques. [39]

I.3.2. Système de Protection :

La mise en place de protections contre la foudre, que ce soit pour le générateur photovoltaïque ou pour les professionnels chargés de la maintenance, constitue des méthodes essentielles visant à garantir le bon fonctionnement du système photovoltaïque (PV). Ces éléments sont universellement nécessaires pour toute centrale électrique, comme indiqué. [40]

I.3.2.1. Diode Bypass :

La plupart des modules photovoltaïques commerciaux sont fabriqués en associant des cellules photovoltaïques connectées en série et en utilisant des diodes de dérivation. Ces diodes sont généralement intégrées à l'intérieur de chaque module, comme expliqué dans la Section (1.2.1).

Cependant, dans des applications spécifiques telles que la recharge de batteries pour des systèmes autonomes, certains modules photovoltaïques sont conçus sans diodes de dérivation. En effet, dans ces cas, l'utilisation de diodes pourrait présenter un risque de court-circuit en cas d'inversion de polarité lors de la connexion d'une batterie, entraînant ainsi d'importants dommages potentiels. [41]

Un tel système permettant la charge de batteries de 12 V ou 24 V peut être simplement créé en associant des modules photovoltaïques en parallèle.

I.3.2.2. Diode anti retour :

Un ensemble de panneaux photovoltaïques regroupés en un champ PV peut présenter des variations de tension d'un string à l'autre.

Le string ayant la tension de sortie la plus basse peut potentiellement absorber le courant inverse des autres strings, ce qui peut entraîner une réduction de l'efficacité globale du système et provoquer des problèmes liés au passage de courant inverse à travers les modules du string.

Pour éviter le passage du courant inverse dans un string, il est nécessaire d'ajouter des diodes anti-retours. Cependant, l'inconvénient de ces diodes est qu'elles provoquent une perte de tension, ce qui se traduit par une diminution de la production d'énergie. De plus, elles peuvent elles-mêmes être à l'origine de défauts et nécessitent donc une surveillance régulière.

Une alternative envisageable est de remplacer la diode anti-retour par un fusible. Cependant, cette substitution ne protège pas le string contre le passage du courant inverse. De plus, il est nécessaire de dimensionner correctement le fusible pour que les composants du string puissent supporter le courant inverse, comme décrit dans la Figure 1.11. [42]

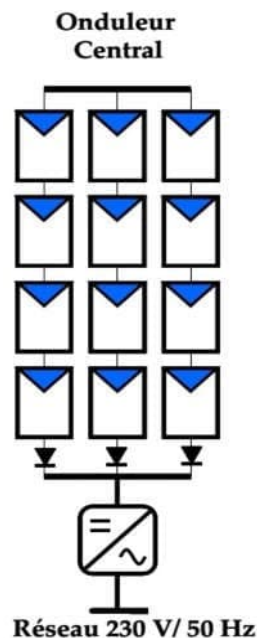


Figure 1.11 : Configuration d'un Champ PV avec Diodes Anti-retour

I.3.3. Unité de conditionnement de puissance :

Le composant central de tout système photovoltaïque est l'unité de conditionnement de puissance. Les générateurs photovoltaïques produisent du courant continu et ne peuvent être reliés au réseau électrique ou à des charges alternatives qu'au moyen d'un dispositif appelé onduleur. [43] Les diverses fonctions remplies par ces unités.

I.3.3.1. Conversion DC / AC :

Afin de convertir la tension continue générée par les panneaux photovoltaïques en une tension de forme sinusoïdale, l'utilisation d'un onduleur est nécessaire. Cet onduleur peut être conçu selon deux types de topologies : soit en tant que pont intégral standard avec transformateur, soit en utilisant des topologies telles que APN, H5 ou HERIC, qui sont dépourvues de transformateur.

Étant donné que la tension de sortie de l'onduleur est toujours inférieure à la tension d'entrée, il peut être requis de préalablement utiliser un hacheur élévateur, également connu sous le nom de convertisseur DC/DC. Ce dispositif a pour rôle d'augmenter la tension fournie par les panneaux photovoltaïques. [44]

Dans la Section 1.3.4, nous examinerons différentes approches pour associer les hacheurs et les onduleurs aux panneaux photovoltaïques.

I.3.3.2. Recherche du point de fonctionnement optimal (MPPT)

Les sections 1.1.4.5 et 1.2.5 ont illustré que chaque panneau solaire possède un point de fonctionnement spécifique (I, V) permettant d'atteindre sa puissance maximale (PPT). Ce point de fonctionnement peut varier en fonction de divers facteurs, tels que les conditions météorologiques changeantes et les variations liées à la conception des panneaux solaires, entre autres.

Par conséquent, il devient impératif de réguler les hacheurs de manière à maintenir une proximité maximale avec le point de fonctionnement souhaité. À cette fin, on recourt aux algorithmes de recherche du point de fonctionnement optimal, communément appelés Maximum Power Point Tracker (MPPT), Ces méthodes seront abordées en détail dans la section 1.4.1.4.

Afin d'optimiser l'efficacité du MPPT, il est essentiel de surveiller non seulement les valeurs moyennes de tension et de courant du module au point de puissance maximale (MPP), mais aussi de tenir compte de son comportement à des fréquences plus élevées. Si l'électronique de puissance de l'onduleur introduit des fluctuations de tension par rapport à la forme souhaitée, il est impératif de les maintenir à un niveau minimal

I.3.3.3. Découplage de puissance entre le côté AC et DC :

Il est nécessaire de séparer les fluctuations de puissance à la fréquence de commutation entre les côtés continu (DC) et alternatif (AC) de l'onduleur, ainsi que le double de la fréquence du réseau pour les onduleurs monophasés. Cette séparation est réalisée au moyen d'un stockage d'énergie, généralement des condensateurs électrolytiques. Cependant, il est important de noter que ces composants ont une durée de vie limitée, ce qui implique la nécessité de surveiller leur performance et de les remplacer en cas de dégradation. Ces condensateurs peuvent être disposés en parallèle avec les modules photovoltaïques ou entre les étages de l'onduleur.

I.3.3.4. Isolation galvanique entre les entrées et les sorties :

L'isolation est assurée grâce à l'utilisation de transformateurs, cependant, ces dispositifs présentent des inconvénients tels qu'un coût élevé, un poids important, et ils peuvent entraîner des pertes de puissance supplémentaires, en particulier lorsque la charge est faible. [44]

Il est important de noter qu'un transformateur n'est pas systématiquement inclus dans toutes les installations. Les onduleurs sans transformateur, quant à eux, offrent des avantages tels qu'un rendement très élevé, un poids réduit et des coûts moindres.

Par exemple, l'onduleur commercial SMC8000TL de SMA peut atteindre un rendement maximal de 98%.

I.3.4. Emplacement des Onduleurs / Hacheurs :

Nous avons identifié l'importance de l'utilisation de hacheurs et d'onduleurs. Dans cette section, nous examinerons comment les intégrer dans différentes configurations de systèmes photovoltaïques. Deux approches distinctes se dégagent : celle des systèmes à un seul étage de conversion et celle des systèmes à deux étages de conversion. .

Dans le premier scénario, un seul onduleur est responsable de toutes les opérations de traitement et de conversion de la puissance, tandis que dans le cas des systèmes à deux étages, un hacheur est inséré entre les générateurs photovoltaïques et l'onduleur, agissant comme une étape d'adaptation.

Les systèmes à deux étages présentent une flexibilité accrue par rapport aux systèmes à un seul étage, mais en contrepartie, ils engendrent des coûts additionnels et peuvent réduire la fiabilité du système.

Pour répondre aux besoins d'un vaste éventail d'applications photovoltaïques tant commerciales que résidentielles, diverses topologies d'onduleurs et de convertisseurs DC-DC sont disponibles.

I.3.4.1. Topologie centrale :

La topologie d'un onduleur central est illustrée dans la Figure 1.12, où tous les groupes de panneaux solaires (strings PV) sont connectés à un seul onduleur partagé.

Ce système offre des avantages tels que sa simplicité, son coût réduit et le rendement élevé de l'onduleur en raison de la puissance agrégée plus élevée.

Cependant, ce système n'est pas en mesure de suivre efficacement le point de puissance maximale (MPP) pour l'ensemble du champ de panneaux solaires, Cela s'explique par le fait que chaque chaîne de panneaux a son propre MPP, qui dépend des conditions spécifiques (par exemple, ombrage, température, etc.). De plus, ce MPP peut varier légèrement d'un panneau à l'autre. En outre, si l'unique onduleur présente un défaut, l'ensemble du système devient défaillant, car il n'y a pas de redondance avec un autre onduleur pour prendre le relais.

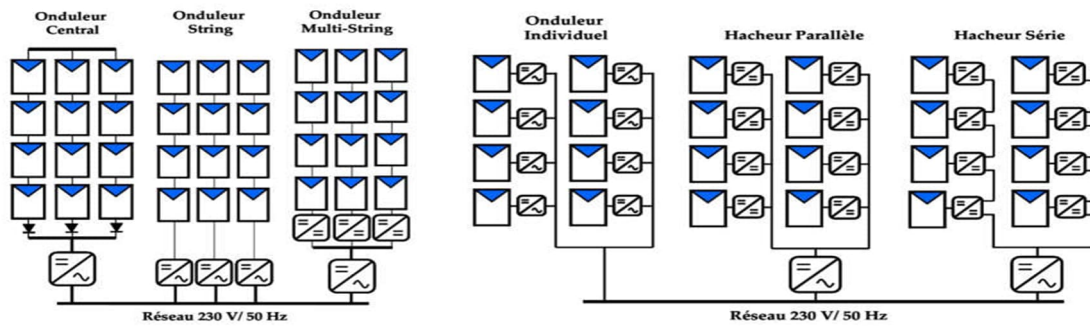


Figure 1.12 : Schéma des Topologies Onduleur

I.3.4.2. Topologie Onduleur String :

Dans cette disposition, tous les groupes de panneaux solaires (strings) fonctionnent en parallèle, ce qui signifie qu'ils sont totalement indépendants les uns des autres. Chaque groupe de panneaux dispose de son propre onduleur et de son propre dispositif de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Si un onduleur venait à présenter un dysfonctionnement, cela réduirait la puissance disponible, mais cela n'entraînerait pas une interruption totale de la fourniture d'énergie.

Cette configuration facilite la mise en place de systèmes photovoltaïques dans des situations contraignantes, telles que des zones ombragées complexes, l'utilisation de différents nombres ou types de modules photovoltaïques, ou des orientations variées sur la toiture.

Cependant, il est important de noter que cette configuration a un coût par kilowatt (kW) plus élevé que la précédente, en raison du niveau relativement bas de puissance produit par chaque unité (environ 1,5 kW par unité).

I.3.4.3. Concept équipe :

Une autre configuration, illustrée dans la Figure 1.13 et connue sous le nom de concept équipe, utilise des commutateurs contrôlables pour interconnecter les onduleurs des groupes de panneaux solaires en parallèle. Ce concept combine la technologie des groupes de panneaux solaires (strings) avec le principe maître-esclave. À des niveaux d'irradiation solaire très faibles, l'ensemble du champ de panneaux solaires est connecté à un seul onduleur.

À mesure que l'intensité du rayonnement solaire augmente, le générateur photovoltaïque est subdivisé en petites unités (strings) jusqu'à ce que chaque onduleur de string fonctionne à proximité de sa puissance nominale. Lorsque l'irradiation solaire est faible, les onduleurs sont contrôlés en mode maître-esclave. Les résultats des simulations ont démontré une amélioration de l'efficacité énergétique d'environ 4%.

I.3.4.4. Topologie Onduleur Multi-String :

Cette configuration représente une variante de l'onduleur string, où chaque groupe de panneaux solaires (String) effectue le suivi de son point de puissance maximale (MPPT) de manière indépendante. Au lieu d'utiliser un onduleur distinct pour chaque groupe de panneaux, un convertisseur DC-DC indépendant est utilisé pour chaque groupe (String). Ces convertisseurs, tout comme la technologie multi string, permettent d'ajuster le MPP de chaque groupe, assurant ainsi le niveau de puissance le plus élevé possible.

L'unique onduleur, qui effectue la conversion de courant continu en courant alternatif (DC/AC), fonctionne avec un meilleur rendement que s'il y avait plusieurs petits onduleurs. Ainsi, cette configuration conserve les avantages de la topologie des onduleurs String tout en évitant les inconvénients liés à la perte de rendement due à la faible puissance des onduleurs. En outre, les onduleurs Multi-String présentent souvent une plage de tension d'entrée très large en raison de l'ajout de l'étage DC-DC supplémentaire, offrant ainsi à l'utilisateur une plus grande flexibilité dans la conception de son système photovoltaïque.

Cependant, il convient de noter que cette configuration est plus complexe, nécessitant deux étapes de conversion de puissance pour permettre le suivi individuel au niveau des entrées. Cette conception en deux étapes se traduit par un rendement de crête légèrement inférieur par rapport à un onduleur string unique. De plus, en cas de défaillance de l'unique onduleur, cela entraîne l'interruption de la fourniture de courant.

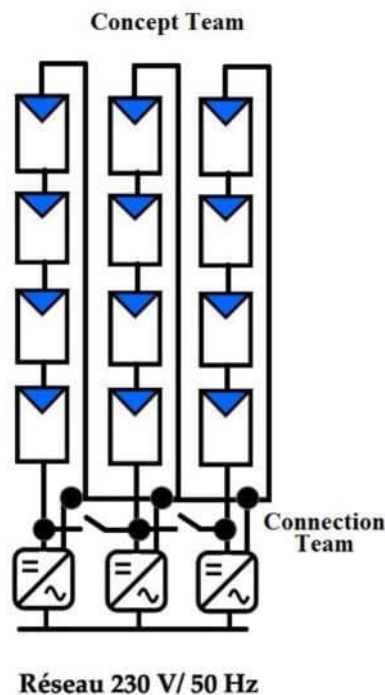


Figure 1.13 : Concept Team

I.3.4.5. Topologie modulaire :

Les configurations précédemment décrites sont conçues pour des installations de grande envergure, telles que des champs photovoltaïques. Cependant, elles peuvent être adaptées à des structures plus petites. Dans de tels cas, l'électronique de puissance n'est plus associée aux groupes de panneaux solaires (strings), mais elle est directement intégrée aux panneaux photovoltaïques. La partie droite de la Figure 1.14 illustre la topologie modulaire. Selon [45], la topologie modulaire est subdivisée en trois éléments distincts :

- ❑ Onduleur individuel : Chaque module photovoltaïque est couplé à son propre onduleur, ce qui lui permet de fournir directement de l'énergie au réseau électrique.
- ❑ Hacheur parallèle : Chaque module solaire est connecté à un hacheur qui est ensuite relié à un bus continu à tension plus élevée, généralement de 400 V. L'énergie est ensuite convertie en courant alternatif (DC/AC) par un unique onduleur.
- ❑ Hacheur série : Une configuration dans laquelle plusieurs hacheurs, un par module, sont disposés en série pour former un circuit continu. Ce type de disposition permet d'améliorer le rendement de conversion du hacheur.

I.3.4.6. Evolution :

D'autres configurations seront explorées à l'avenir, telles que les AC-Modules et AC- Celles, comme évoqué dans les publications de l'IEA (Agence internationale de l'énergie, 2001). Le concept sous-jacent consiste à intégrer de très petits onduleurs directement dans la boîte de jonction des modules photovoltaïques. Ces systèmes ont typiquement une puissance de 100 à 300 watts.

Cependant, un inconvénient majeur de cette configuration réside dans la complexité de la maintenance et de l'entretien. Les composants électroniques sont exposés à une large gamme de conditions de température et d'humidité lorsqu'ils sont installés sur un toit ou une façade. Ces contraintes climatiques peuvent réduire la durée de vie des composants électroniques.

La configuration AC-Cells a été spécifiquement utilisée pour de grandes cellules photovoltaïques à base de silicium amorphe, accompagnées d'un petit onduleur. Dans ce système, un seul petit onduleur est chargé de convertir le courant continu généré par une cellule en courant alternatif. Ce concept a été testé sur une cellule photovoltaïque en silicium amorphe d'une puissance de 100watts par mètre carré et d'une tension de 1volt, comme mentionné dans la publication de l'IEA (Agence internationale de l'énergie, 2001).

I.3.5. Facteur de pertes et de performances :

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a établi quatre paramètres de performance qui sont détaillés dans la norme IEC 61724 (IEC 61724, 1998). Ces paramètres permettent d'évaluer la performance globale d'un système photovoltaïque en termes de production d'énergie, de ressources solaires, de puissance nominale et de l'impact de toutes les pertes du système. Ces paramètres de performance comprennent notamment :

- "Productible de référence" (Y_r) : défini comme étant l'ensoleillement total sur le plan horizontal (H_t) en kilowatt/heures paramètre carré (KWh/m^2) divisé par l'ensoleillement de référence du champ photovoltaïque, qui est équivalent à 1 kilowatt par mètre carré (KW/m^2). Ce paramètre représente les pics d'ensoleillement observés pendant une période d'une heure, comme :

$$Y_f = \frac{H_t [m^2] \frac{KWh}{m^2}}{KW} \quad (1.7)$$

- "Productible du champ" (Y_a) : Défini comme l'énergie totale produite par le champ photovoltaïque sur une période d'un jour, d'un mois ou d'une année, divisée par la puissance crête de l'installation photovoltaïque. Cette mesure est détaillée dans les publications de Chine et al. (2014) et El-Aal (2005) :

$$Y_a = \frac{E [Wh_{DC}]}{P_r [KWh_{DC}]} \quad (1.8)$$

- "Productible final" (Y_f) : Défini comme l'énergie nette générée du côté courant alternatif (AC) par le système photovoltaïque, divisée par la puissance crête de l'installation photovoltaïque dans des conditions standardisées, telles qu'un ensoleillement de 1000watts par mètre carré (W/m^2) et une température des cellules photovoltaïques de $25^\circ C$. Ce paramètre tient compte des pertes associées à l'électronique de puissance, c'est-à-dire les pertes dues à l'onduleur et au hacheur :

$$Y_f = \frac{E [KWh_{DC}]}{P_r [KWh_{DC}]} \quad (1.9)$$

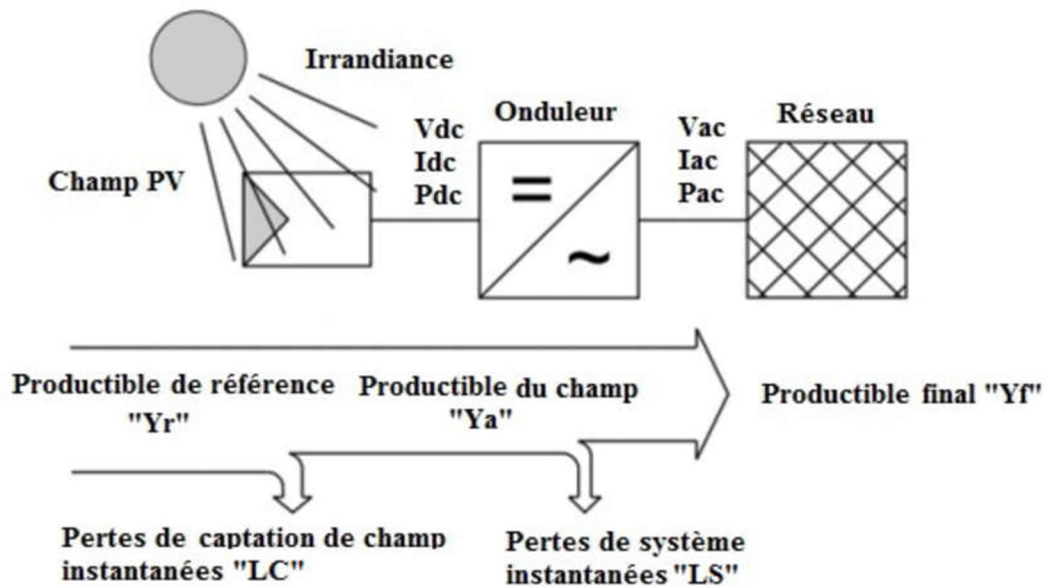


Figure 1.14 : Indices de Performance

La Figure 1.14 fournit une représentation visuelle de ces indicateurs.

L'indice de performance est calculé en prenant le rapport entre le rendement effectif du système et le rendement nominal des modules photovoltaïques.

Même si l'indice de performance offre une vision d'ensemble du comportement du système et donne une évaluation globale de la performance du système dans son ensemble, il n'est pas nécessairement un indicateur précis pour identifier les composants spécifiques du système photovoltaïque qui devraient être améliorés en détail.

L'indice de performance demeure la mesure la plus cruciale pour évaluer le fonctionnement global d'une installation photovoltaïque. La performance d'une centrale photovoltaïque est influencée par de nombreux facteurs, parmi les quels figurent l'emplacement géographique, le climat local, ainsi que divers mécanismes de perte.

Les pertes spécifiques des systèmes photovoltaïques sont divisées en deux catégories distinctes : Les pertes de capture au niveau des générateurs photovoltaïques (LC) et les pertes du système (LS). Les pertes de capture sont dues à divers facteurs, notamment l'atténuation de la lumière incidente, la dépendance à la température, la désadaptation électrique entre les panneaux photovoltaïques, les résistances parasites dans les modules PV et l'extraction non optimale du point de puissance maximale (MPPT). En revanche, les pertes du système sont attribuables à des éléments tels que les pertes dans le câblage, les onduleurs et les convertisseurs.

I.4. Défauts des Panneaux Photovoltaïques :

I.4.1. Défauts de mismatch :

Le problème de non-concordance (ou « mismatch ») constitue une préoccupation majeure dans les installations photovoltaïques, car il entraîne une diminution de la puissance des panneaux solaires. Ce phénomène est causé par l'interconnexion en série ou en parallèle de cellules ou de modules photovoltaïques qui présentent des caractéristiques I-V (courant-tension) différentes.

On distingue deux types de non-concordance : la non-concordance statique et la non-concordance dynamique.

I.4.1.1. Types de défauts de mismatch :

Le problème de non-concordance statique est principalement attribuable à la variabilité dans la fabrication des cellules photovoltaïques et à leur vieillissement. Pour les cellules à base de silicium, la tolérance de fabrication est généralement inférieure à 1%. En ce qui concerne les panneaux solaires, les fabricants indiquent une tolérance qui varie généralement entre 3% et 5%. Il est important de noter que les pertes dues à la non-concordance peuvent atteindre jusqu'à 12 %, en prenant en compte le vieillissement, au sein d'une série de panneaux photovoltaïques.

Le défaut de non-concordance dynamique est provoqué par des variations de l'irradiance solaire, couramment appelées ombrages partiels. Les sources d'ombrage partiel peuvent être classées en deux catégories : celles faciles à prévoir, telles que les ombres causées par des arbres ou des bâtiments, et celles difficiles à prévoir, notamment les nuages, la saleté et la neige (El-Dein et al. 2013). Les pertes engendrées par l'ombrage partiel peuvent réduire le rendement énergétique annuel de 5 % à 10 % dans le cas du photovoltaïque intégré aux bâtiments et de 3 % à 6 % dans le cas du photovoltaïque terrestre.

Il existe différentes techniques visant à atténuer ce problème, que nous aborderons dans la suite de cette discussion.

I.4.1.2. Utilisation de diodes de bypass

Nous avons déjà exploré l'utilisation de diodes de dérivation lors de la connexion de plusieurs cellules dans un panneau solaire pour éviter le fonctionnement en mode inverse, comme discuté précédemment dans la section [1.2.1].

Les diodes de bypass présentent certains inconvénients :

- Les modules protégés par ces diodes sont coûteux ;
- Les diodes engendrent des pertes de puissance lorsqu'elles laissent passer un courant à travers elles ;
- La caractéristique courant-tension (I-V) est modifiée, et plusieurs pics apparaissent. La présence de ces pics rend plus complexe la recherche du point de fonctionnement optimal par l'algorithme MPPT. En conséquence, cela introduit de nouvelles pertes et augmente les coûts liés à l'amélioration des algorithmes de suivi (MPPT).

I.4.1.3. Changement de configuration du champ PV :

Une autre approche pour réduire le problème de non-concordance consiste à ajuster la connexion des cellules à l'intérieur d'un panneau photovoltaïque, en utilisant diverses configurations telles que des associations en série ou en parallèle. Il est également important d'adopter une stratégie d'interconnexion appropriée pour les panneaux au sein d'un champ photovoltaïque plus vaste, comme décrit dans l'étude de [45].

L'impact de la non-concordance sur la perte de puissance, en fonction de la configuration électrique des cellules photovoltaïques constituant un réseau photovoltaïque, a été analysé par [46]. Ils ont déterminé qu'une structure optimale minimisant les pertes de puissance résulte d'une disposition combinant des connexions en série et en parallèle des cellules.

Une étude expérimentale menée par Picault et al. Sur différentes configurations, telles que celles illustrées dans la Figure (1.9), a montré que la configuration TCT présente le moins de pertes de non-concordance en cas d'ombrage partiel, tandis que la configuration BL est la moins touchée par ces pertes en conditions normales (sans ombrage).

I.4.1.4. Recherche de point de puissance maximum (MPPT) :

Cette section décrit l'algorithme utilisé pour le suivi du Point de Puissance Maximum (MPPT) dans les systèmes d'optimisation de puissance. Ces systèmes agissent sur les convertisseurs DC-DC pour déterminer le point optimal de fonctionnement des panneaux solaires en termes de courant (I) et de tension (V). En raison des variations constantes de l'intensité lumineuse et de la température, il est nécessaire d'ajuster en permanence ce point de fonctionnement.

Il existe plusieurs variantes d'algorithmes MPPT en fonction de l'implémentation électronique utilisée (analogique, numérique ou hybride), de la méthode de recherche qu'ils utilisent, ainsi que des paramètres d'entrée et de sortie spécifiques à la commande MPPT.

Algorithme Perturbation et Observation (P&O)

L'algorithme P&O est largement reconnu et couramment utilisé dans les contrôleurs commerciaux en raison de sa simplicité de mise en œuvre et de ses performances satisfaisantes. Cependant, il présente des inconvénients, notamment la perte de puissance due aux oscillations au tour du point de puissance maximale (MPP) et sa réponse relativement lente aux fluctuations rapides des conditions météorologiques.

L'organigramme présenté dans la Figure 1.15 illustre le fonctionnement de cet algorithme, qui est essentiellement un algorithme de recherche de maximum.

Cet algorithme itératif fonctionne de la manière suivante : à chaque instant t , une petite perturbation $\Delta V(t)$ est introduite dans la tension $V(t)$ (ou le courant $I(t)$) en sortie du module photovoltaïque en agissant sur le convertisseur DC-DC. Cette perturbation $\Delta V(t)$ peut être positive ou négative. Ensuite, l'effet de cette perturbation sur la puissance produite, $\Delta P(t)$, est observé. Si la puissance augmente ($\Delta P(t) > 0$), cela indique que l'on se rapproche du point optimal, et donc il est nécessaire d'introduire une perturbation $\Delta V(t + 1)$ de même signe pour continuer à converger vers le point optimal.

En revanche, si la puissance diminue ($\Delta P(t) < 0$), cela signifie que la direction actuelle n'est pas la bonne, et il est alors nécessaire de changer de signe pour la prochaine perturbation $\Delta V(t + 1)$ [47]

Ce processus nécessite des capteurs de courant et de tension pour fonctionner correctement. Pour améliorer les performances de l'algorithme, il est possible de modifier le rapport cyclique du convertisseur afin d'ajuster le suivi pour une meilleure convergence vers le MPP.

Algorithme l'incrément de conductance IncCond

En 1993, à l'Université de Saga au Japon, Hussein, Muta, Hoshino et Osakada ont introduit l'algorithme incCond dans le but de résoudre les problèmes associés à l'algorithme P&O face aux variations rapides des conditions météorologiques. Cette méthode repose sur l'ajustement continu de la tension aux bornes du module photovoltaïque en fonction de la tension du point de puissance maximale (MPP). Elle se base sur le calcul de la conductance incrémentale et instantanée du module photovoltaïque. Comme l'illustre la Figure 1.17, la pente de la courbe de puissance du module photovoltaïque est nulle au point MPP, augmente à gauche de ce point, et diminue à sa droite.

En effectuant le calcul de la dérivée de la puissance P par rapport à la tension V, nous obtenons le résultat suivant :

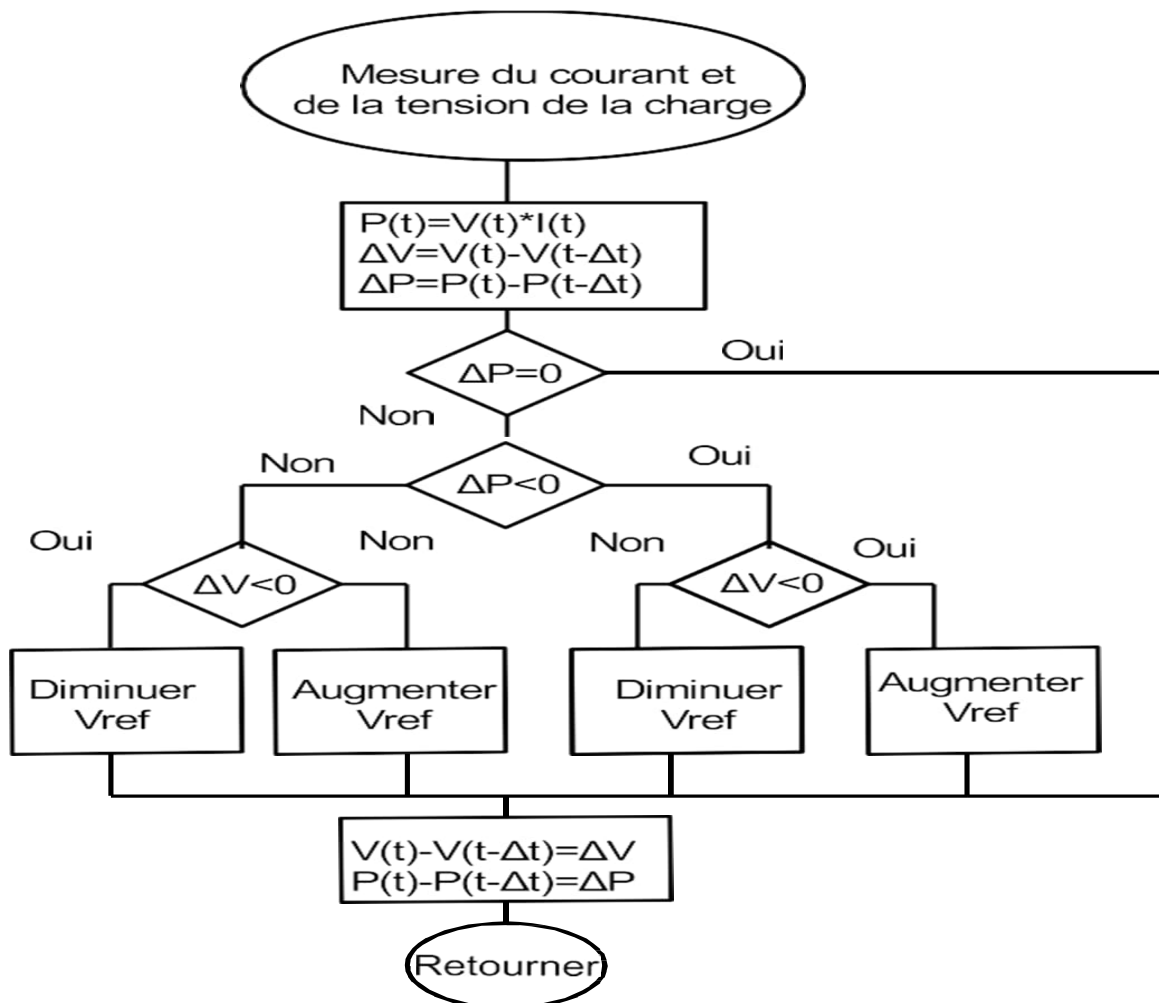


Figure 1.15 : Algorithme Perturb and Observ

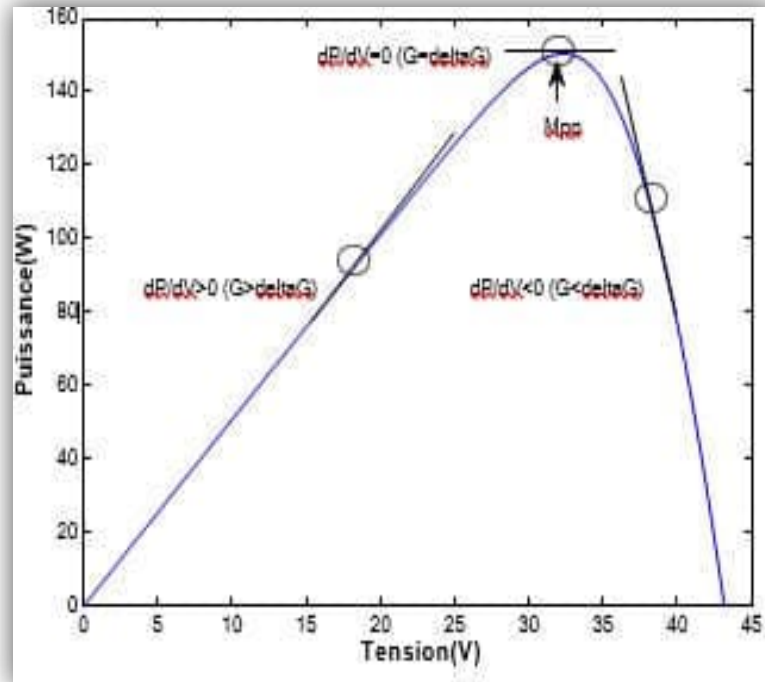


Figure 1.16 : Caractéristique P-V du module PV. Variation de dP/dV .

$$P = IV \tag{1.10}$$

$$dP/dV = d(VI)/dV \tag{1.11}$$

$$= IdV/dV + VdI/dV \tag{1.12}$$

$$= I + VdI/dV \tag{1.13}$$

$$(1/V)dP/dV = (I/V) + dI/dV \tag{1.14}$$

La conductance de la source est communément définie comme $G = I/V$, tandis que la conductance incrémentale est représentée par $\Delta G = dI/dV$. En règle générale, la tension du module photovoltaïque est positive. Lorsque la conductance est supérieure à la conductance incrémentale, la tension de fonctionnement du module PV est inférieure à la tension au point de puissance maximale (MPP). À l'inverse, lorsque la conductance incrémentale est plus grande que la conductance, la tension du module PV est plus élevée que celle au point MPP, comme illustré dans la Figure (1.18).

Les étapes qui résument le principe de cet algorithme sont :

$$dP/dV > 0; \quad \text{si } G > \Delta G \tag{1.15}$$

$$dP/dV = 0; \quad \text{si } G = \Delta G \tag{1.16}$$

$$dP/dV < 0; \quad \text{si } G < \Delta G \tag{1.17}$$

Pour évaluer et comparer les deux algorithmes, une analyse des coûts a été réalisée par le coût satisfaisant d'un dispositif MPPT peut être déterminé en fonction de la méthode de contrôle utilisée (analogique ou numérique), ainsi que de l'utilisation d'autres composants tels que des éléments électriques, des composants électroniques, des cartes, etc... De plus, le nombre de capteurs requis pour mettre en œuvre la technique de MPPT a un impact direct sur les coûts totaux. En général, il est plus simple et donc plus précis de mesurer une tension plutôt qu'un courant, ce qui explique que les capteurs de courant tendent à être plus coûteux et encombrants. De même, il convient de noter que les capteurs d'éclairement ou de température sont souvent associés à des coûts élevés tout en offrant un retour sur investissement limité.

I.4.1.5. Réduction de défaut de mismatch par site considération :

En plus de ces stratégies visant à atténuer les effets du déséquilibre, il convient de prendre en considération certaines mesures additionnelles. Tout d'abord, il est recommandé que le champ de panneaux solaires photovoltaïques soit constitué de modules de la même marque et du même modèle, garantissant ainsi une cohérence des paramètres électriques (c'est-à-dire que les modules présentent la même tolérance de fabrication). L'introduction de nouveaux modules aux côtés d'anciens modules peut amplifier l'effet de déséquilibre. Enfin, l'emplacement d'installation des panneaux solaires photovoltaïques doit être choisi de manière à éviter tout ombrage ou à minimiser l'impact de l'ombrage, conformément aux recommandations de [48]

I.4.2. Défaillance de l'onduleur :

Les onduleurs sont souvent considérés comme un point vulnérable au sein d'un système photovoltaïque, avec les défaillances des onduleurs constituant les causes les plus fréquentes de dysfonctionnement des panneaux solaires. Parmi les composants les plus susceptibles de présenter des défaillances, les transistors de commutation sont en tête de liste, suivis de près par les condensateurs électrolytiques. Ces défaillances sont souvent liées à des contraintes thermiques.

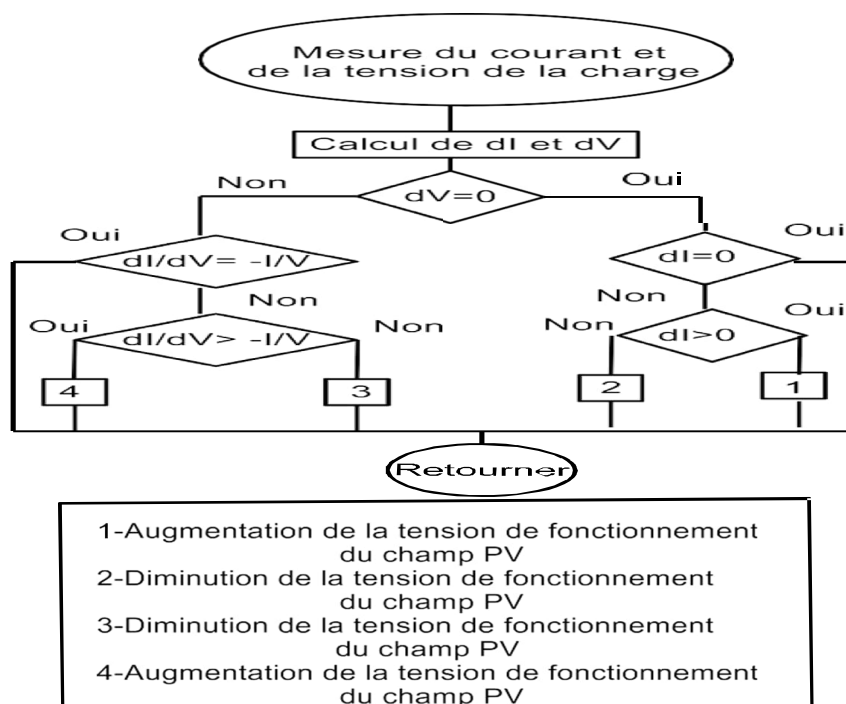


Figure 1.17 : Algorithme de l'incrément de conductance

Les contraintes thermiques jouent un rôle significatif dans la genèse de ces défaillances. Il est donc essentiel de concevoir des systèmes de refroidissement adéquats. De plus, de nombreux onduleurs modernes sont capables de se connecter à un serveur de supervision, ce qui leur permet de rapporter leur état de fonctionnement et leur efficacité. Ces informations sont précieuses pour les opérateurs des champs photovoltaïques, car elles leur permettent d'identifier rapidement les onduleurs défectueux et de procéder aux réparations nécessaires.

I.4.3. Défaut de terre :

La Figure (1.18) illustre un exemple de défaut de mise à la terre, où le panneau photovoltaïque est mis à la terre en raison d'une défaillance électrique en point A. Ce défaut n'est pas nécessairement un court-circuit complet et peut être représenté par une résistance de défaut. Par conséquent, il induit un courant de fuite (I_f), et le courant $I_1 = I_2 + I_f$ généré par le panneau est réparti entre l'onduleur (I_2) et la résistance de fuite. Les défauts de mise à la terre peuvent être causés par divers facteurs, notamment les suivants :

- Une défaillance de l'isolation des câbles, par exemple, pourrait résulter de l'action d'un animal qui endommage l'isolation des câbles, entraînant ainsi un défaut de mise à la terre ;
- Un court-circuit accidentel entre un conducteur et la terre pourrait se produire si un câble venait à entrer en contact avec un conducteur de terre dans une boîte de jonction PV ;
- Un défaut de mise à la terre au sein des modules photovoltaïques peut se produire lorsque l'une des cellules solaires court-circuite les cadres des modules en raison de l'altération de l'encapsulation, de chocs, ou de la corrosion, souvent due aux conditions météorologiques.

Les disjoncteurs différentiels de fuite à la terre de type AC (ou GFCI en anglais, pour Ground Fault Circuit Interrupters) sont capables de repérer ces courants de fuite, même s'ils sont très faibles (aussi peu que 6 mA), et de déclencher un interrupteur pour interrompre rapidement le flux de courant (environ 200ms). Les seuils de détection réels et les temps de réponse sont généralement ajustables et varient considérablement en fonction des applications.

Pour détecter un défaut, il est nécessaire de comparer les courants entrants et sortants de l'alimentation continue de l'onduleur. La différence entre ces deux courants correspond au courant de fuite (I_f) qui s'écoule à travers la terre ou dans le sol. Lorsque ce courant dépasse la sensibilité du disjoncteur, le circuit est ouvert, ce qui entraîne immédiatement l'arrêt complet de la circulation du courant.

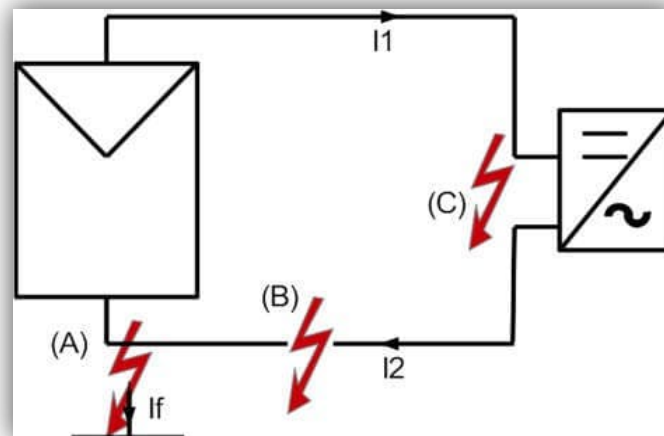


Figure 1.18 : (A) défaut de terre, (B) arc série (C) arc parallèle

I.4.4. Défaut d'arc électrique :

Les défauts d'arc surviennent lorsqu'il y a une importante disparité de potentiel entre deux fils qui se rapprochent ou sont retirés du circuit. Ils peuvent engendrer des défaillances graves et entraîner la fin de la durée de vie des modules ou des systèmes photovoltaïques.

L'arc électrique généré par le courant continu (CC) est une décharge d'étincelles qui se produit dans l'air ou dans un autre milieu diélectrique. Ces arcs se présentent sous deux formes principales : Les arcs série et les arcs parallèles.

Un arc série se produit généralement lorsque la connexion entre deux conducteurs est interrompue, laissant ainsi un conducteur très proche de l'autre. Ces arcs série peuvent survenir dans des boîtes de jonction, les connexions des câbles entre les modules photovoltaïques, et même à l'intérieur des modules eux-mêmes.

En revanche, un arc parallèle peut se produire lorsque deux conducteurs à des niveaux de tension différents sont situés à proximité l'un de l'autre, comme c'est le cas lorsque l'isolation de deux fils parallèles est endommagée. La quantité de courant produite par un arc série est limitée par la charge en série avec laquelle il est connecté, tandis qu'un arc parallèle peut absorber autant de courant que la source peut fournir. Pour détecter de tels défauts, des dispositifs de protection tels que des fusibles ou des détecteurs d'arc électrique (AFCI ou AFDD en anglais) sont utilisés.

II. CONCLUSION :

Dans ce chapitre I, nous avons commencé par fournir une vue d'ensemble générale de l'énergie photovoltaïque (PV) et des concepts fondamentaux qui la sous-tendent. Ensuite, nous avons abordé en détail les composants qui composent un système PV, en expliquant le rôle de chaque élément. De plus, nous avons examiné les différents modèles électriques qui décrivent le comportement d'un module PV fonctionnant dans des conditions variées.

Chapitre II
Modélisation des Eléments
du Système de Pompage
Photovoltaïque



I. INTRODUCTION :

Ce chapitre présente la modélisation individuelle de chaque composant de l'architecture globale du système de pompage photovoltaïque. Ce système est composé des éléments suivants : une machine synchrone à aimant permanent, une pompe centrifuge, un stator qui pilote la machine à l'aide d'un convertisseur de puissance bidirectionnel fonctionnant en modulation de largeur d'impulsion (MLI), également appelé onduleur. Le convertisseur a pour principaux objectifs de convertir la tension continue générée par le générateur photovoltaïque afin de l'appliquer au bobinage du stator de la machine. Il permet également l'application de commandes pour contrôler les puissances mécaniques générées par la machine pendant les périodes de fonctionnement du système. Différents sous-objectifs sont définis afin d'atteindre l'objectif principal fixé.

Ces sous-objectifs sont les suivants :

- ✚ La modélisation du **générateur photovoltaïque** et de son convertisseur DC-DC, dans le but de développer une loi de commande (MPPT) permettant de contrôler la capture de puissance à sa valeur maximale, se concentre dans le troisième Chapitre.
- ✚ La modélisation de **la machine synchrone à aimant permanent** (MSAP) pour le fonctionnement d'un moteur dans le repère de Park lié au champ tournant.
- ✚ Modélisation de l'alimentation triphasée de la machine (onduleur MLI à deux niveaux) qui permettra l'application des commandes destinées au contrôle le flux énergétique générées.
- ✚ Modélisation de **la pompe centrifuge**.

Le modèle mathématique global obtenu sera utilisé pour l'application des différentes commandes visant à assurer un rendement optimal.

I.1 Modélisation du Générateur Photovoltaïque :

Dans la littérature, on trouve plusieurs modèles de panneaux photovoltaïques qui diffèrent par le nombre de paramètres pris en compte dans le calcul de la tension et du courant de sortie. Dans ce qui suit, nous récapitulons les différents modèles électriques de panneaux photovoltaïques rencontrés dans la littérature. [49]

I.1.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque :

Pour modéliser les cellules photovoltaïques, il est essentiel de faire un choix judicieux des circuits électriques équivalents.

Afin de développer un circuit équivalent précis pour une cellule photovoltaïque, il est crucial de comprendre à la fois la configuration physique des éléments de la cellule et les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette approche, plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter les cellules photovoltaïques. Ces modèles se distinguent les uns des autres par les procédures mathématiques utilisées et le nombre de paramètres pris en compte dans le calcul de la tension et du courant du module photovoltaïque. On peut citer :

I.1.1.1. Modèle à une diode sans résistance shunt (Cellule idéale) :

Dans le cas idéal, une cellule d'une jonction PN soumise à un éclairage photovoltaïque et connecté à une charge peut être représentée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode fournissant un courant, comme illustré dans la Figure (II.1). Cette Figure représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale. [50]

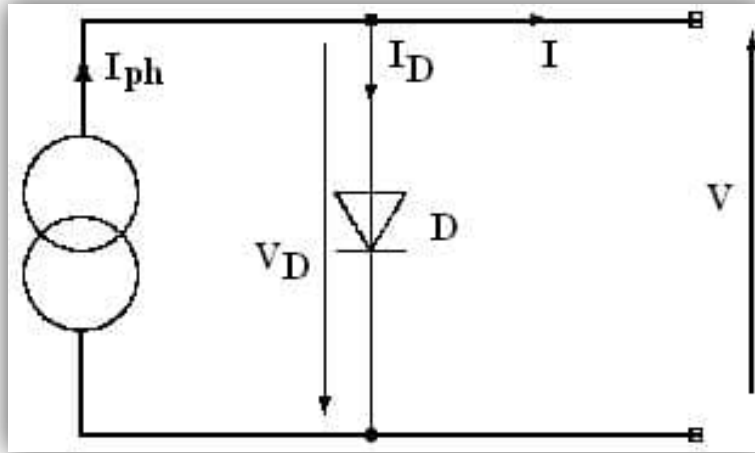


Figure II.1 : Schéma Equivalent d'une Cellule Idéale

➤ Les équations retenues de ce modèle sont :

1)
$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \tag{II.1}$$

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} lorsque la tension V_{pv} est égale à zéro, ce courant étant le courant de court-circuit obtenu en court-circuitant la charge.

Avec:

2)
$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{E}{E_{ref}} \tag{II.2}$$

- E : L'éclairement absorbé par la Cellule.
- E_{ref} : L'éclairement de référence ($1000W/m^2$).

3)
$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \tag{II.3}$$

- I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.

4)
$$V_t = \frac{NkT}{q} \tag{II.4}$$

- V_t : Tension thermique.
- N : Facteur d'idéalité de la photopile.
- k : Constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23}J/K$).
- q : Charge de l'électron ($1,6.10^{-19}C$)

I.1.1.2. Modèle à une diode (Cellule réelle) :

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle prend en compte les effets résistifs parasites liés à la fabrication, et il est représenté dans la Figure (II.2).

Le schéma équivalent est composé d'une diode (d) qui représente la jonction, une source de courant I_{ph} qui représente le photo-courant, une résistance série R_s qui représente les pertes par effet Joule, et une résistance shunt R_{sh} qui caractérise un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière, et qui est généralement beaucoup plus élevée que R_s . [51]

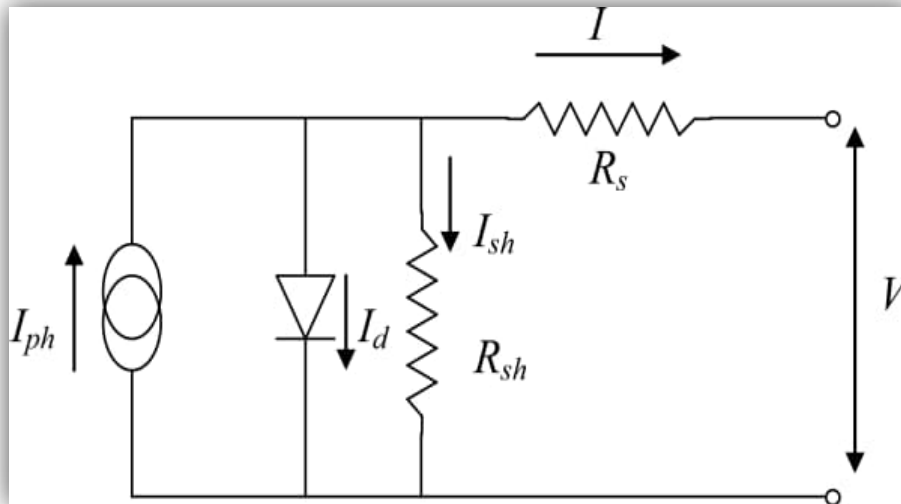


Figure II.2 : Schéma Equivalent d'une Cellule Photovoltaïque Réelle

Dans notre travail, nous avons utilisé le modèle mathématique du module solaire à exponentiel simple. Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque est exprimé sous la forme mathématique suivante :

$$5) \quad I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (II.5)$$

- I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque.
- I_{ph} : Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).
- I_d : Le courant circulant dans la diode.

$$6) \quad I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (II.6)$$

$$7) \quad I_0 = I_{sc} \left(\frac{T_3}{T_n} \right)^{\frac{E_g}{kT_n}} e^{\frac{E_g}{kT_n} - 1} \quad (II.7)$$

- I_{sc} : Le courant de court-circuit de la cellule à la température de référence T_n et à l'éclairement de référence.
- T : Température de la jonction des cellules PV [°K].
- T_n : Température de référence des cellules PV [°K].
- B : Facteur d'idéalité de la jonction.
- E_g : Énergie de gap [ev].
- V_d : La tension au borne de la diode est donnée par :

$$8) \quad V_d = V_{pv} + R_s \cdot I_{pv} \quad (II.8)$$

- R_s : La résistance série symbolise à la fois la résistance de masse du matériau semi-conducteur et les résistances ohmiques et de contact présentes au niveau des connexions des cellules.
- V_{pv} : La tension de sortie.
- I_p : Le courant circulant dans la résistance R_{sh} .
- R_{sh} : La résistance shunt représente les fuites qui se produisent autour de la jonction p-n en raison des impuretés présentes et des coins de la cellule.

En substituant les équations (II.6 et II.7) dans l'équation (II.5), le courant I_{pv} devient :

$$9) \quad I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{I_{pv} + R_s I_{pv}}{I_t} - 1} \right) - \frac{V + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.9)$$

Donc :

$$10) \quad I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{I_{pv} + R_s I_{pv}}{I_t} - 1} \right) - \frac{V + R_s I_{pv}}{R_{sh}} = 0 \quad (II.10)$$

Cette équation nous permettra de modéliser une cellule photovoltaïque, puis un générateur photovoltaïque, en utilisant Matlab / Simulink. Ce générateur pourra ensuite être intégré dans notre système global.

I.1.2. Modèle d'un GPV :

Le générateur photovoltaïque est un ensemble d'équipements conçu pour exploiter l'énergie photovoltaïque afin de répondre aux besoins en alimentation électrique. Selon la puissance requise, les modules solaires peuvent être regroupés en panneaux pour former un "champ photovoltaïque". Dans de nombreuses applications, le courant continu produit par le générateur photovoltaïque est ensuite converti en courant alternatif à l'aide d'un onduleur.

Un module photovoltaïque est composé d'un groupe de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou en parallèle, afin d'obtenir les caractéristiques électriques souhaitées, telles que la puissance, le courant de court-circuit (I_{cc}) et la tension en circuit ouvert (V_{co}).

Un générateur photovoltaïque est constitué d'un ou plusieurs modules photovoltaïques montés en série et/ou en parallèle, afin d'atteindre la puissance, le courant de court-circuit (I_{cc}) et la tension en circuit ouvert (V_{co}) souhaités.

I.1.2.1. Modélisation sous Simulink :

Dans le but de disposer d'un modèle simple et facile à utiliser, nous avons développé un modèle du panneau photovoltaïque dans MATLAB/Simulink, qui sera utilisé dans la suite de notre travail. Ce modèle est basé sur l'équation (II.10) et comporte deux paramètres d'entrée : la température et l'ensoleillement, ainsi que deux paramètres de sortie : la tension et le courant.

Dans notre étude, nous avons choisi le module BP MSX 60W comme modèle de simulation dans MATLAB / Simulink. Ce module est composé de 36 cellules solaires en silicium monocristallin montées en série et fournit une puissance nominale de 60W.

I.1.2.2. Caractéristique tension-courant d'un GPV :

La Figure (II.3) représente la caractéristique non linéaire $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque à base de silicium pour un éclairement de 1000W/m^2 et une température de 25°C (conditions de fonctionnement standard).

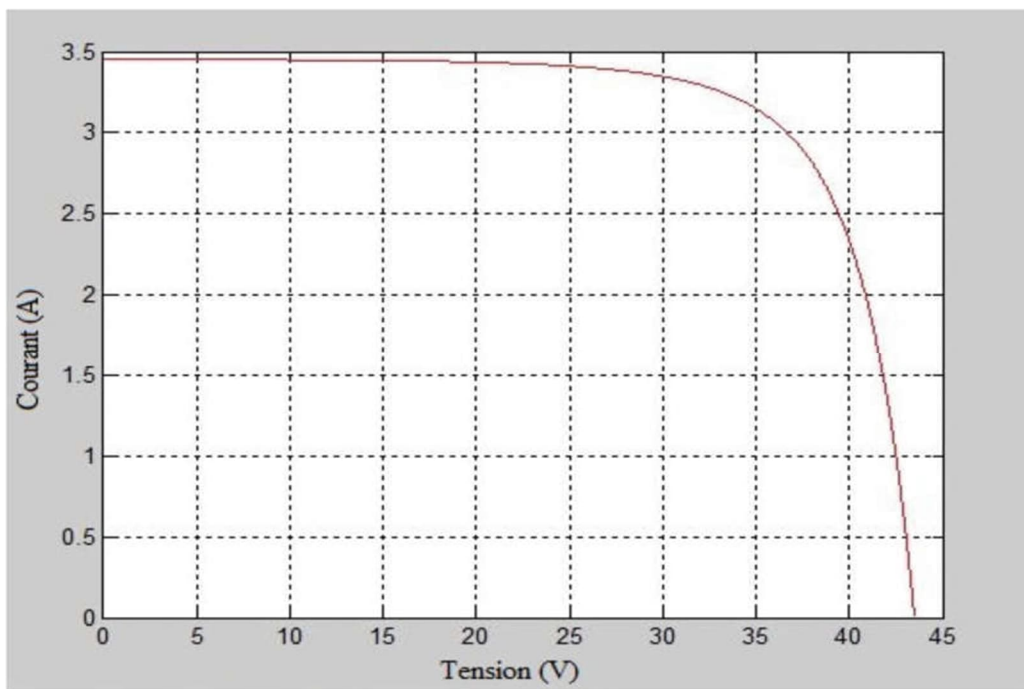


Figure II.3 : Caractéristique $I(V)$ d'un GPV dans les Conditions Standards

I.1.2.3. Caractéristique puissance-courant d'un GPV :

La Figure (II.4) représente la caractéristique non linéaire $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque à base de silicium pour un éclairement de 1000W/m^2 et une température de 25°C (conditions de fonctionnement standard).

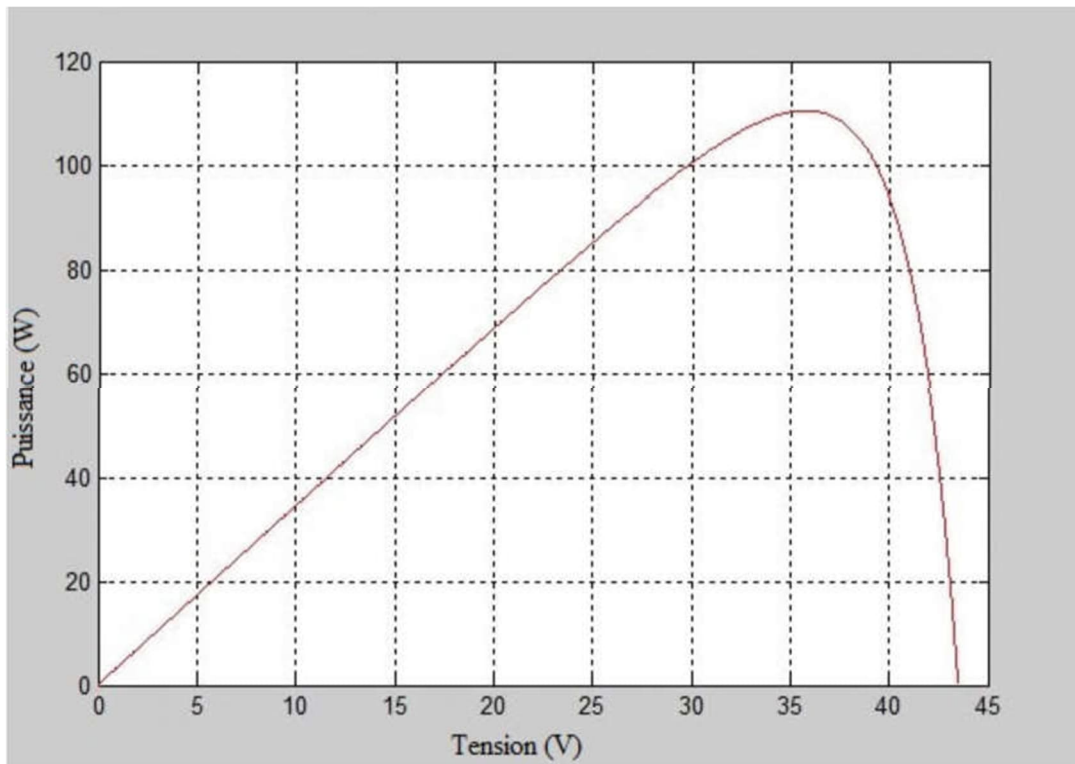


Figure II.4 : Caractéristique P(V) d'un GPV dans les Conditions Standards

I.1.2.4. Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle :

L'association parallèle de cellules est une possibilité qui permet d'augmenter le courant de sortie du générateur formé. Lorsque des cellules identiques sont connectées en parallèle, elles sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue en additionnant les courants. [51]

L'équation (II-11) résume les caractéristiques électriques d'une association parallèle de np cellules.

11)

$$I_{scnp} = np \cdot I_{sc}$$

(II.11)

Avec:

➤ $V_{ocnp} = V_{oc}$

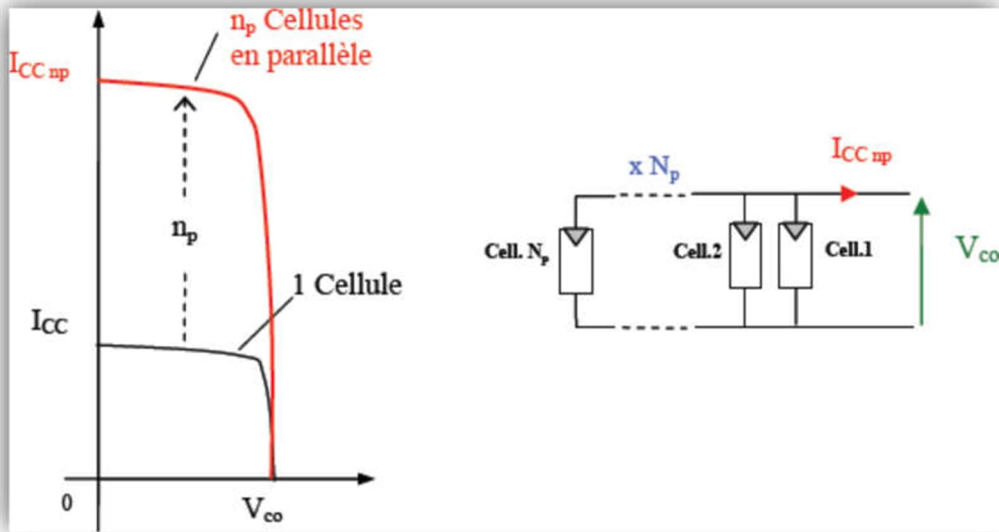


Figure II.5 : Caractéristique Résultante d'un Groupement de np Cellules en Parallèle

I.1.2.5. Association des Cellules Photovoltaïque en série :

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

L'équation (II-12) résume les caractéristiques électriques d'une association série des cellules.

12)

$$V_{co} = n_s \cdot V_{co}$$

(II.12)

Avec:

➤ $I_{cc} = I_{ccns}$

Ce système d'association en série est généralement le plus couramment utilisé pour les modules photovoltaïques commerciaux. Avec l'évolution technologique, la surface des cellules photovoltaïques augmente, ce qui entraîne une augmentation régulière du courant produit par une seule cellule, tandis que sa tension reste généralement faible. L'association en série permet donc d'augmenter la tension globale de l'ensemble de cellules, ce qui permet d'accroître la puissance globale du module.

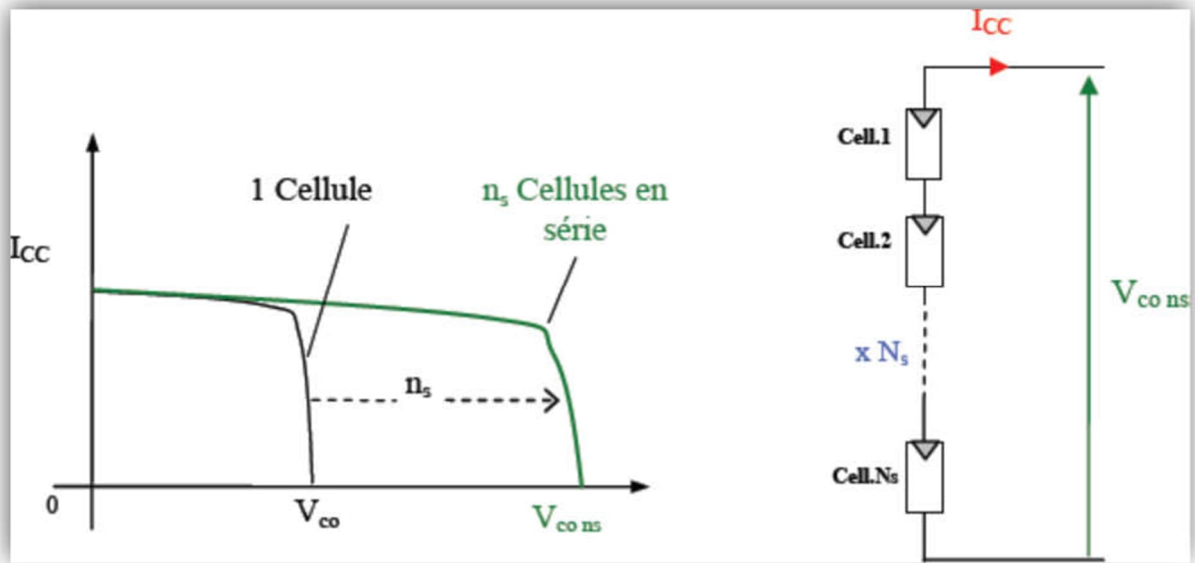


Figure II.6 : Caractéristique Résultante d'un Groupement des Cellules en Série

a- Effet de l'éclairement :

En maintenant une température constante de $T=25^{\circ}\text{C}$, nous avons fait varier l'ensoleillement (G) de 200 W/m^2 à 1000 W/m^2 . Les résultats obtenus sont représentés dans les Figures suivantes :

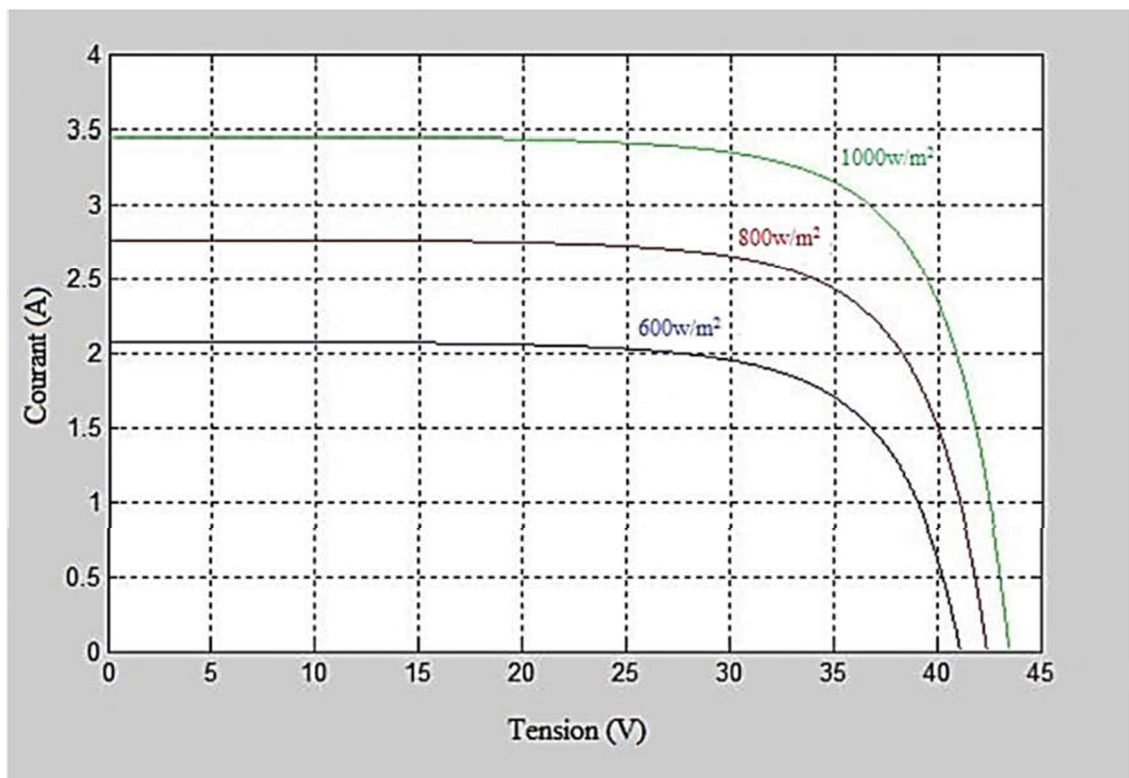


Figure II.7 : L'influence de l'Eclairement sur la Caractéristique $I = f (V)$

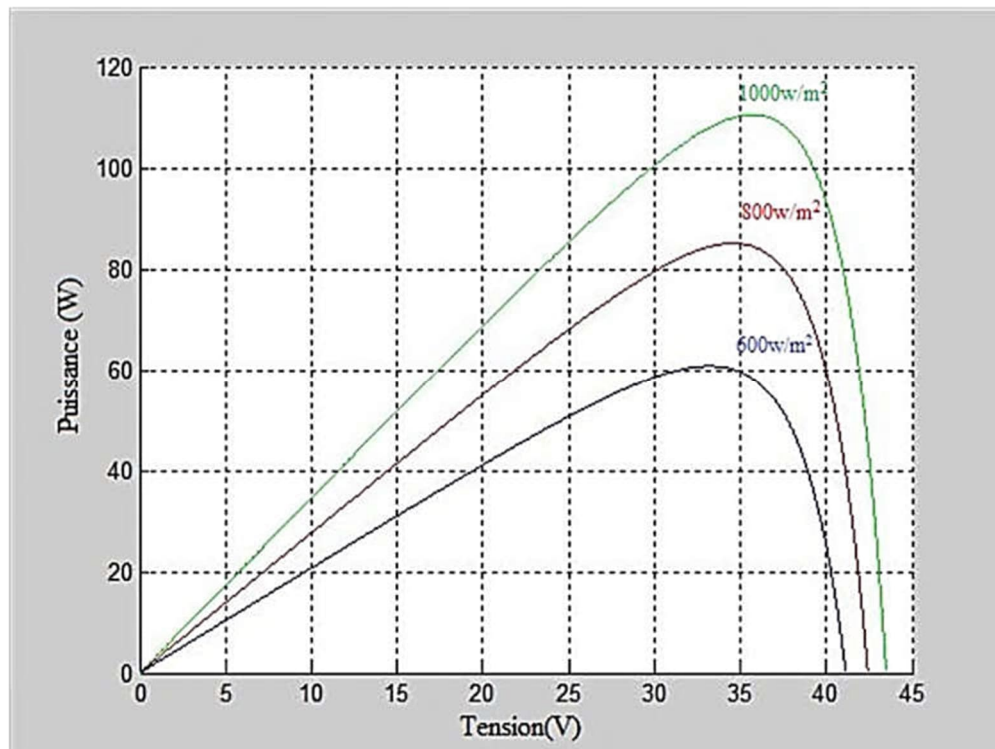


Figure II.8 : L'influence de l'Eclairement sur la Caractéristique $P=f(V)$

La caractéristique courant-tension pour différentes valeurs de l'éclairement est décalée proportionnellement à l'intensité du rayonnement solaire. Une augmentation de l'ensoleillement se traduit principalement par une augmentation du courant photovoltaïque, ce qui entraîne une augmentation de la puissance du module photovoltaïque.

b- Le fonctionnement sous les niveaux de température changeants :

Lorsque le panneau solaire fonctionne, la cellule photovoltaïque est exposée au rayonnement solaire, ce qui entraîne un réchauffement de la cellule. La température affecte ensuite différentes caractéristiques de la cellule. [53]

La Figure (II.9) -b montre les signaux du rapport cyclique de la PWM et la puissance pour les trois contrôleurs MPPT Flou, P and O et inc-cond pour une diminution rapide de la température de 25°C à 15°C dans 1 sec, avec un ensoleillement de 1000W/m. La remarque tirée est que le contrôleur flou poursuit parfaitement l'augmentation linéaire de la puissance, tandis que les autres contrôleurs font un retard.

On fait subir le système PV à une diminution de la température de 25°C à 15°C durant un temps de 1s avec un ensoleillement de 1000W/m². Cette diminution rapide produit une augmentation rapide de la puissance du système avec le contrôleur flou, avec un taux important d'ondulations dans la phase transitoire du changement du rapport cyclique. Le contrôleur flou étudié se comporte parfaitement vis-à-vis de ce changement. Tandis que la méthode P and O effectue un retard bien lisible sur la Figure II.9.

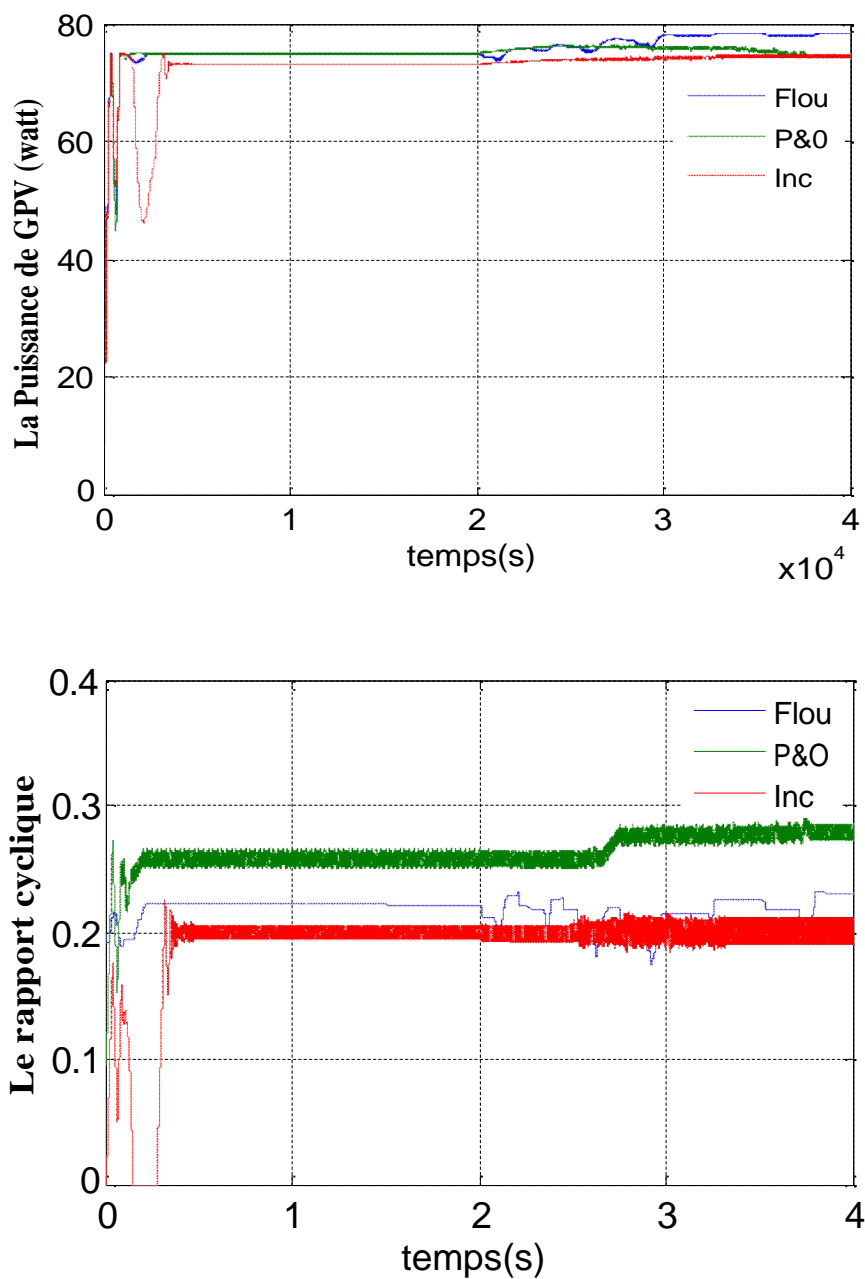


Figure II.9 : Rapport Cyclique et Puissances pour les Contrôleurs MPPTFlou, PandO et Inc. pour une diminution rapide de la Température de 25°C à 15°C durant un temps de 1s avec un ensoleillement de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Il est observé que l'augmentation de la température a principalement pour effet de réduire la tension, ce qui entraîne une diminution de la puissance du générateur photovoltaïque (GPV). La Figure II.10 met en évidence qu'une augmentation de la température de 25°C à 75°C entraîne une chute de puissance de 25%.

I.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents :

La machine synchrone à aimant permanent est un système complexe et non linéaire. Afin d'assurer un contrôle efficace de ce système, une modélisation mathématique plus précise est nécessaire pour représenter son comportement de manière réaliste et satisfaisante.

I.2.1. Hypothèses simplificatrices :

Pour simplifier et réduire la complexité du modèle de la machine synchrone à aimant permanent, nous allons établir son modèle mathématique en nous basant sur les hypothèses suivantes :

- ❑ Le circuit magnétique de la machine synchrone à aimant permanent n'est pas saturé et que les effets de peau et d'hystérésis sont négligeables. De plus, nous considérons que les flux magnétiques sont des fonctions linéaires des courants qui les génèrent.
- ❑ Nous faisons l'hypothèse que le circuit magnétique de la machine synchrone à aimant permanent est parfaitement feuilleté, ce qui signifie que seuls les enroulements (inducteur et induit) sont parcourus par des courants. Par conséquent, nous pouvons négliger les courants de Foucault.
- ❑ Nous faisons l'hypothèse que la densité de courant est uniforme dans les sections des conducteurs élémentaires de la machine synchrone à aimant permanent, ce qui nous permet de négliger l'effet pelliculaire.
- ❑ La force magnétomotrice créée le long de l'entrefer dans chaque phase de l'induit de la machine synchrone à aimant permanent a une répartition spatiale sinusoïdale. Nous ne considérons que le fondamental et nous négligeons les harmoniques d'espace.
- ❑ Nous négligeons les pertes fer et l'effet amortisseur dans notre modèle.
- ❑ La perméabilité des aimants est considérée comme voisine de celle de l'air.

Dans notre modèle, nous considérons que l'excitation est réalisée par un aimant permanent, ce qui signifie que le flux d'excitation est considéré comme constant. De plus, nous supposons que l'aimant est représenté par un enroulement sans résistance ni inductance propre et mutuelle, mais plutôt comme une source de flux. [54].

I.2.2. Equations mathématiques de la MSAP dans le repère (abc) :

Dans notre formulation, les tensions, les flux et les courants statoriques triphasés sont exprimés à l'aide des notations vectorielles suivantes :

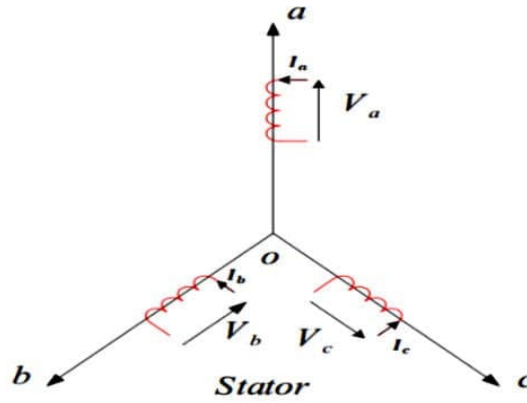


Figure II.11 : Schéma de la MSAP dans le Repère abc

I.2.2.1. Equations électriques :

$$\mathbf{V}_s = \mathbf{R}_s \cdot \mathbf{I}_s + \frac{d\Phi_s}{dt} \quad (\text{II.13})$$

Avec:

- $\mathbf{V}_s = (V_{as}, V_{bs}, V_{cs})^T$
- $\mathbf{I}_s = (I_{as}, I_{bs}, I_{cs})^T$
- $\Phi_s = (\Phi_{as}, \Phi_{bs}, \Phi_{cs})^T$
- $\mathbf{R}_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$

R_s : Résistance des enroulements statoriques.

I.2.2.2. Equations magnétiques :

Les expressions des flux statoriques et rotoriques sont les suivantes :

$$\Phi_s = \mathbf{L}_{ss} \cdot \mathbf{I}_s + \Phi_f \quad (\text{II.14})$$

Avec :

$$\Phi_f = \begin{bmatrix} \Phi_{sf} \cos \theta \\ \Phi_{sf} \cos \theta - \frac{2h}{3} \\ \Phi_{sf} \cos \theta - \frac{4h}{3} \end{bmatrix}$$

Ou :

- ▶ Φ_{sf} : Représente la valeur crête (constante) du flux créé par l'aimant permanent à travers les enroulements statoriques.
- ▶ Φ_f : Flux des aimants permanents.
- ▶ θ : Position absolue du rotor en degré électrique.
- ▶ \mathbf{L}_{ss} : Désigne la matrice des inductances statoriques.

Dans la machine à pôles saillants, la matrice des inductances propres statoriques $[L_{ss}]$ dépend de la position et se compose de deux termes : L_{s0} , qui est constant, et $L_{s2}(\Theta)$, qui varie en fonction de l'angle $\Theta = p\Theta_m$, où $p\Theta_m$ est l'angle électrique et Θ_m représente la position mécanique du rotor par rapport au stator.

I.2.2.3. Equations Mécaniques:

La machine synchrone à aimant permanent (MSAP) possède uniquement un rotor et son roulement comme parties mobiles, et sa structure peu compliquée contribue directement à sa robustesse et à sa fiabilité. Dans cette approche, l'application de la deuxième loi de Newton permet de définir facilement l'équation mécanique finale du modèle, qui fait partie du système d'équations fondamentales de la MSAP.

La dernière équation mécanique du modèle de système d'équations fondamentales de la MSAP est la suivante :

$$\sum_{ii} C = J \frac{d\Omega}{dt}$$
$$C_e - C_r - f \cdot \Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{II.15})$$

Avec :

- C_r : Couple résistant (ou statique) imposé par la charge mécanique.
- C_e : Couple électromagnétique.
- J : Le couple d'inertie des masses tournantes.
- Ω : Vitesse mécanique de rotation.
- f : Coefficients des frottements visqueux.

I.2.3. Transformation de Park :

Les modèles les plus utilisés des machines électriques sont basés sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie repose sur la transformation de Park, qui permet de relier les équations électriques et torique à un système d'axes cartésiens d-q.

Dans le repère classique, il existe trois axes (a_s, b_s, c_s) alignés avec les axes des trois enroulements statoriques de la machine. Généralement, l'axe a_s est choisi comme référence pour les transformations ultérieures. En ce qui concerne le rotor, il ya toujours un seul axe (F) correspondant à la direction de l'aimantation. L'angle θ représente la position du rotor par rapport au stator.

Les trois enroulements du stator peuvent être représentés par deux enroulements fictifs à $\pi/2$ dans l'espace et alimentés par des courants déphasés de $\pi/2$ dans le temps. Ces deux enroulements virtuels sont placés le long des axes d et q. Dans le cas de la MSAP (Machine Synchrone à Aimants Permanents) illustrée dans la Figure (II.12), l'axe d est aligné avec le rotor, c'est-à-dire dans la direction de l'aimantation. [55]

Pour passer du système triphasé, abc, au système biphasé, d-q, (réciproquement) on utilisera les transformations suivantes :

$$\mathbf{V}_{abc} = \mathbf{P}(\Theta) \cdot \mathbf{V}_{dq0} \quad (\text{II.16})$$

$$\mathbf{V}_{dq0} = \mathbf{P}(\Theta)^{-1} \cdot \mathbf{V}_{abc} \quad (\text{II.17})$$

Les matrices de passage directe et inverse, $[\mathbf{p}(\theta)]$ et $[\mathbf{p}(\theta)]^{-1}$, sont données par :

$$\mathbf{P}(\Theta) = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\Theta) & -\sin(\Theta) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\Theta - \frac{2h}{3}) & -\sin(\Theta - \frac{2h}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\Theta - \frac{4h}{3}) & -\sin(\Theta - \frac{4h}{3}) \end{bmatrix} \quad (\text{II.18})$$

$$\mathbf{P}(\Theta)^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\Theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\Theta - \frac{2h}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\Theta - \frac{4h}{3}) \\ -\sin(\Theta) & -\sin(\Theta - \frac{2h}{3}) & -\sin(\Theta - \frac{4h}{3}) \end{bmatrix} \quad (\text{II.19})$$

Dans le système d-q, les grandeurs électriques sont représentées sous forme continue, ce qui permet d'appliquer des techniques de commande similaires à celles utilisées pour les machines à courant continu. Cela facilite la mise en œuvre de la commande vectorielle des machines électriques [56].

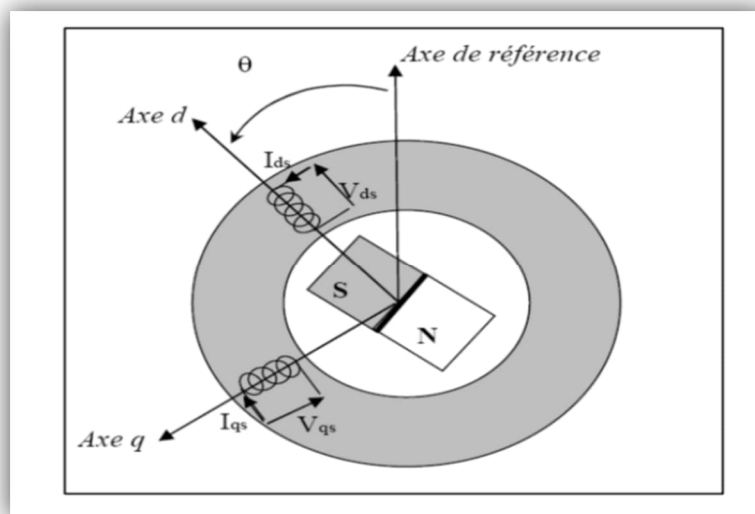


Figure II.12 : Machine équivalente au sens de Park

I.2.4. Equations mathématiques de la MSAP dans le repère (d-q) :

L'application de la transformation de Park au système d'équations permet d'exprimer toutes les grandeurs dans un repère lié au rotor, simplifiant ainsi l'analyse et le contrôle de la machine électrique.

Après développement des équations, on obtient les équations suivantes :

I.2.4.1. Equations électriques :

$$\begin{cases}
 V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \omega \cdot \Phi_{qs} \\
 V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \omega \cdot \Phi_{ds}
 \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

I.2.4.2. Equations magnétiques :

$$\begin{cases}
 \Phi_{ds} = L_{ds} I_{ds} + \Phi_f \\
 \Phi_{qs} = L_{qs} I_{qs}
 \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

En introduisant l'équation (II.20) dans l'équation (II.21), on obtient le modèle électrique du MSAP sous la forme suivante :

$$\begin{cases}
 V_{ds} = R_s I_{ds} + L_{ds} \frac{dI_{ds}}{dt} - \omega \cdot L_{qs} I_{qs} \\
 V_{qs} = R_s I_{qs} + L_{qs} \frac{dI_{qs}}{dt} + \omega \cdot L_{ds} I_{ds} + \omega \cdot \Phi_f
 \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

I.2.4.3. Expression de la puissance et du couple électromagnétique :

D'après Park, l'expression de la puissance s'écrit comme suit :

$$P(t) = V_{ds} \cdot I_{ds} + V_{qs} \cdot I_{qs} \quad (\text{II.23})$$

En substituant V_{ds} et V_{qs} par leurs expressions, il vient que :

$$P(t) = \frac{3}{2} [R_s (I_{ds}^2 + I_{qs}^2) - (I_{ds} \frac{d\Phi_{ds}}{dt} + I_{qs} \frac{d\Phi_{qs}}{dt}) + \frac{d(\Phi_{ds} \cdot I_{qs} - \Phi_{qs} \cdot I_{ds})}{dt}] \quad (\text{II.24})$$

Dans l'équation donnée, les termes ont les significations suivantes:

- Le premier terme représente la chute de tension Ohmique due aux pertes par effet Joule dans les résistances de l'induit. Il correspond aux pertes de puissance converties en chaleur dans les bobines de l'induit.
- Le deuxième terme représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les inductances propres de l'induit. Il capture les changements de flux magnétique dans les axes d et q, ce qui correspond à la variation de l'énergie stockée dans le champ magnétique de la machine.
- Le troisième terme représente la puissance transférée du stator au rotor à travers l'entrefer de la machine. Il représente la puissance électromagnétique échangée entre le stator et le rotor, qui est responsable de la conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique dans la machine.

Sachant que :

$$P_e = C_e \cdot \Omega$$

(II.25)

$$C_e = \frac{3}{2} P [\Phi_{ds} I_{qs} + \Phi_{qs} I_{ds}]$$

(II.26)

$$C_e = \frac{3}{2} P [(L_d - L_q) \cdot I_{ds} I_{qs} + \Phi_f I_{qs}]$$

(II.27)

Avec :

- P : Nombre de pair de pôles.

I.2.5. Choix de repère de référence de Park :

Afin d'étudier la théorie des régimes des machines synchrones à aimants permanents, il est courant d'utiliser trois systèmes d'axes de coordonnées dans le plan d'axes (d, q) :

a- Référentiel lié au stator :

L'utilisation du référentiel d-q offre une approche pratique et efficace pour étudier les régimes de démarrage et de freinage des machines à courant alternatif, en prenant en compte les grandeurs instantanées et en facilitant l'analyse et le contrôle des performances dynamiques de la machine.

b- Référentiel lié au rotor :

Dans le référentiel d-q, les axes d et q sont fixes par rapport au rotor qui tourne à une vitesse angulaire ω_r . Ce référentiel est particulièrement adapté pour étudier les régimes de démarrage et les transitoires dans les machines synchrones et asynchrones.

c- Référentiel lié au champ tournant :

Dans le référentiel d-q, les axes d et q sont immobiles par rapport au champ tournant électromécanique créé par les enroulements du stator. Ce référentiel est couramment utilisé pour prédire et appliquer des stratégies de commande telles que la commande de vitesse, de couple, etc ... Cela est dû au fait que les grandeurs électriques et magnétiques dans ce référentiel sont de forme continue, ce qui facilite leur traitement et leur commande.

I.2.6. Modèle d'état de la MSAP :

Le modèle d'état de la MSAP est basé sur les équations électromécaniques de la machine, qui sont exprimées sous forme d'un système d'équations différentielles. Les variables d'état du modèle représentent les grandeurs électriques et mécaniques de la machine, telles que les courants statoriques, les flux magnétiques et les positions du rotor. [57]

Selon les équations (II.22), (II.27) et (II.15), on déniche le système d'équations suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dI_{ds}}{dt} = \frac{1}{L_{ds}} (V_{ds} - R_s I_{ds} - \Omega L_{qs} I_{qs}) \\ \frac{dI_{qs}}{dt} = \frac{1}{L_{qs}} (V_{qs} - R_s I_{qs} - \Omega L_{ds} I_{ds} - \Omega \Phi_f) \\ C_e = -\frac{3}{2} p [(L_d - L_q) I_{ds} I_{qs} + \Phi_f I_{qs}] \\ C_r - f \cdot \Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \end{array} \right. \quad (II.28)$$

En considérant les tensions (V_{ds} , V_{qs}) et le flux d'excitation (Φ_f) comme grandeurs de commande, les courants statoriques (I_{ds} , I_{qs}) comme variables d'état et le couple résistant (C_r) comme perturbation, à partir des équations (II.22), on peut écrire le système d'équations suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} [X] = [A] \cdot [X] + [B] \cdot [V] \\ [Y] = [C] \cdot [X] + [D] \cdot [V] \end{array} \right. \quad (II.29)$$

Avec:

- A : Matrice fondamentale qui caractérise le système.
- B : Matrice d'entrée.
- V : Vecteur de commande.
- X : Vecteur d'état.
- C : Matrice de sortie.
- D : Matrice de transfert direct.

On peut écrire le système d'équations (II.28) sous forme matricielle comme suite :

$$\boxed{\frac{d[X]}{dt} = [A][X] + [B][V]} \quad \text{(II.30)}$$

Ou :

- $[X] = [I_{ds}, I_{qs}]^T$
- $[V] = [V_{ds}, V_{qs}, \Phi_f]^T$

Et :

$$\begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_d} & \frac{\Omega L_q}{L_d} \\ \frac{\Omega L_d}{L_q} & \frac{-R_s}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \frac{-\Omega}{L_g} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ \Phi_f \end{bmatrix}$$

Et on pose:

$$\begin{bmatrix} -R_s & \Omega L_q \\ \Omega L_d & -R_s \end{bmatrix} \begin{matrix} L_d \\ L_q \end{matrix} \quad \text{et} \quad [B] = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \frac{-\Omega}{L_g} \end{bmatrix}$$

On peut écrire la matrice A et B comme suite :

$$\begin{aligned} \text{▪} \quad [A] &= \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_d} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_s}{L_q} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\Omega L_d}{L_q} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \frac{-\Omega}{L_g} \end{bmatrix} \cdot \Omega \\ \text{▪} \quad [B] &= \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-1}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \Omega \end{aligned}$$

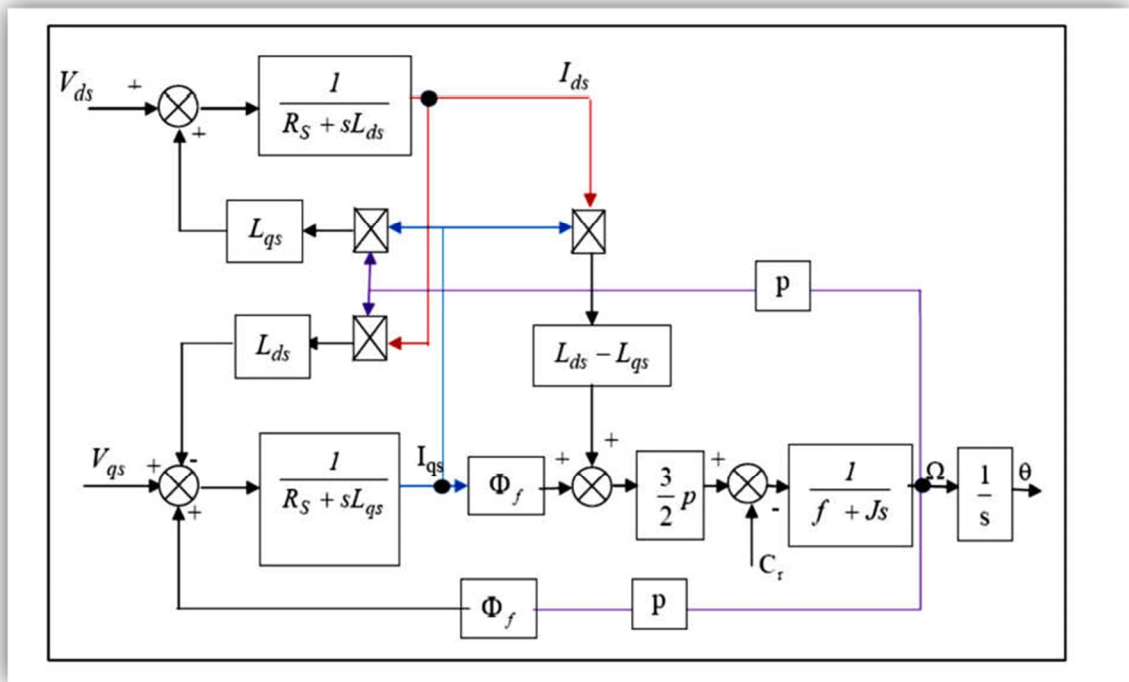


Figure II.13 : Schéma Bloc d'une MSAP Alimentée en Tension

I.3. Modélisation et commande des convertisseurs utilisés :

La modélisation et la commande des convertisseurs électriques sont des domaines importants dans l'étude des systèmes de conversion d'énergie. Ces convertisseurs sont utilisés pour convertir l'énergie électrique d'une forme à une autre, par exemple de courant continu à courant alternatif ou vice versa. [58]

Pour assurer le fonctionnement du système de pompage PV, on distingue généralement deux types de convertisseurs :

- **Convertisseur DC-DC (convertisseur courant continu - courant continu) :** Ce type de convertisseur est utilisé pour réguler et optimiser la tension ou le courant continu fourni par le panneau solaire photovoltaïque (PV). Il permet d'adapter la tension ou le courant du panneau solaire à la valeur requise par la pompe ou le moteur utilisé dans le système de pompage. Les convertisseurs DC-DC peuvent être de différents types, tels que les convertisseurs abaisseurs (buck), les convertisseurs élévateurs (boost) ou les convertisseurs abaisseurs-élévateurs (buck-boost), en fonction des besoins spécifiques du système
- **Onduleur PV (convertisseur courant continu - courant alternatif) :** L'onduleur PV est utilisé pour convertir le courant continu provenant du panneau solaire en courant alternatif, qui est utilisé pour alimenter la pompe ou le moteur à courant alternatif dans le système de pompage. L'onduleur PV permet de synchroniser la production d'énergie solaire avec les besoins du système et assure une conversion efficace et stable de l'énergie. Les onduleurs PV peuvent être de différentes configurations, notamment les onduleurs à modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou les onduleurs à commutation de niveau.

Il est important de choisir des convertisseurs de qualité et adaptés aux besoins spécifiques du système de pompage PV. Les caractéristiques telles que la capacité de charge, l'efficacité énergétique, la fiabilité et les fonctionnalités de protection doivent être prises en compte lors de la sélection des convertisseurs. [58]

I.3.1. Modélisation et technique de commande du convertisseur côté machine :

Dans le cadre de notre projet, nous avons opté pour l'utilisation d'un onduleur de tension contrôlé par la technique de Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). Plus spécifiquement, nous avons choisi la modulation sinus-triangle pour générer les tensions d'alimentation du MSAP (Machine Synchrone à Aimants Permanents).

I.3.1.1. Modélisation du convertisseur côté machine :

La progression significative de l'onduleur de tension a été rendue possible grâce aux avancées dans les composants semi-conducteurs entièrement commandables, qui sont devenus plus robustes et rapides. Parallèlement, les techniques de "Modulation de Largeur d'Impulsions" (MLI) ont été largement adoptées. Ces techniques exploitent les performances en termes de fréquence de découpage. [58].

Dans le contexte des applications de pompage solaire, il est courant d'utiliser un moteur électrique à courant alternatif. Pour alimenter ce moteur à partir des panneaux photovoltaïques, il est nécessaire d'utiliser un onduleur de tension.

L'onduleur de tension permet de convertir l'énergie continue produite par les panneaux photovoltaïques en une tension alternative adaptée à l'alimentation du moteur électrique. La modulation de largeur d'impulsions est utilisée pour contrôler l'onduleur et générer des impulsions de tension de sortie appropriées. Cette technique permet d'obtenir un signal de tension alternatif de fréquence variable en ajustant la largeur des impulsions.

Grâce à l'évolution des composants et des techniques de modulation, les onduleurs de tension sont devenus des dispositifs fiables, efficaces et capables de fournir une alimentation stable et contrôlée aux moteurs à courant alternatif dans les applications de pompage solaire.

Dans notre étude, nous avons utilisé un convertisseur statique appelé onduleur de tension triphasé à deux niveaux. Ce type d'onduleur est constitué de six interrupteurs, et les commandes de ces interrupteurs sont complémentaires. Cela signifie que pour chaque bras de l'onduleur, il y a deux états indépendants possibles. Ces états peuvent être représentés sous forme de grandeurs booléennes, c'est-à-dire qu'ils peuvent être considérés comme des variables prenant les valeurs vrai ou faux.

- $S_{a,b,c} = 1$: Interrupteur du demi-bras haut (a boucle fermé).
- $\bar{S}_{a,b,c} = 0$: Interrupteur du demi-bras bas (a boucle ouvert).

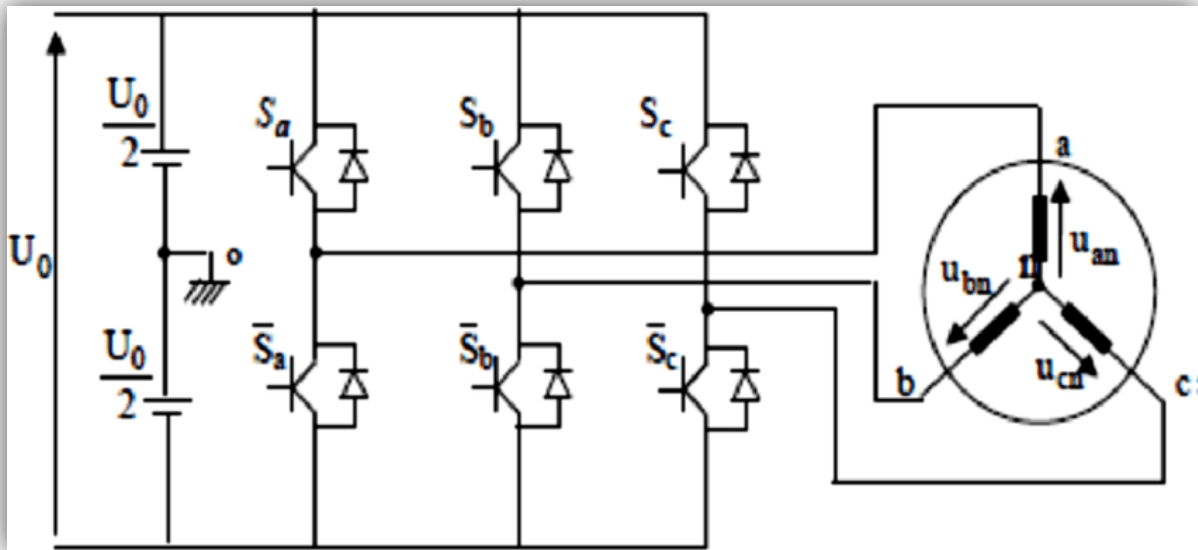


Figure II.14 : Schéma de l'Onduleur Triphasé

Dans le but de rendre l'étude plus simple, nous ferons l'hypothèse suivante : [59]

- On considérera que les interrupteurs commutent de manière instantanée.
- Nous négligerons la chute de tension aux bornes des interrupteurs.
- La charge triphasée considérée est équilibrée et est couplée en étoile avec un neutre isolé.

Les tensions composées U_{ab} , U_{bc} et U_{ca} sont définies par les relations suivantes :

$$\begin{cases} U_{ab} = U_{ao} + U_{ob} = U_{ao} - U_{bo} \\ U_{bc} = U_{bo} + U_{oc} = U_{bo} - U_{co} \\ U_{ca} = U_{co} + U_{oa} = U_{co} - U_{ao} \end{cases} \quad (\text{II.31})$$

Il est possible de considérer que les tensions u_{ab} , u_{bc} et u_{ca} sont des tensions qui alimentent l'onduleur. (Tension continues)

Soit "n" l'indice du point neutre du côté alternatif. On a :

$$\begin{cases} U_{ao} = U_{an} + U_{no} \\ U_{bo} = U_{bn} + U_{no} \\ U_{co} = U_{cn} + U_{no} \end{cases} \quad (\text{II.32})$$

Étant donné que la charge est équilibrée et que le neutre est isolé, alors :

$$U_{an} + U_{bn} + U_{cn} = 0$$

(II.33)

La substitution de (II.31) dans (II.33) on obtient :

$$U_{no} = \frac{1}{3}(U_{ao} + U_{bo} + U_{co})$$

(II.34)

Lorsque l'on remplace l'équation (II.34) dans l'équation (II.32), on obtient le résultat suivant :

$$\mathbf{I} \begin{cases} U_{an} = \frac{2}{3}U_{ao} - \frac{1}{3}U_{bo} - \frac{1}{3}U_{co} \\ U_{bn} = -\frac{1}{3}U_{ao} + \frac{2}{3}U_{bo} - \frac{1}{3}U_{co} \\ U_{cn} = -\frac{1}{3}U_{ao} - \frac{1}{3}U_{bo} + \frac{2}{3}U_{co} \end{cases}$$

(II.35)

Ainsi, en utilisant cette substitution, on obtient :

$$\mathbf{U} \begin{cases} U_{an} = \frac{U_0}{3}(2S_a - S_b - S_c) \\ U_{bn} = \frac{U_0}{3}(-S_a + 2S_b - S_c) \\ U_{cn} = \frac{U_0}{3}(-S_a - S_b + 2S_c) \end{cases}$$

(II.36)

$$\begin{bmatrix} U_{an} \\ U_{bn} \\ U_{cn} \end{bmatrix} = \frac{U_0}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}$$

(II.37)

I.3.1.2. Commande par modulation de largeur d'impulsion :

L'objectif de la commande consiste à générer les instructions d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de manière à ce que la tension produite par l'onduleur se rapproche autant que possible de la tension de référence.

Les commandes analogiques ou numériques produisent des grandeurs de sortie qui représentent les tensions ou courants souhaités aux bornes de la machine. La technique de modulation de largeur d'impulsion (M.L.I) permet de reconstituer ces grandeurs en utilisant une source à fréquence fixe et tension fixe, généralement une tension continue (telle que la tension de référence). Le réglage de ces grandeurs est réalisé en ajustant les durées d'ouverture et de fermeture des interrupteurs, ainsi que les séquences de fonctionnement.

La méthode de contrôle des courants par modulation de largeur d'impulsion (M.L.I), à partir d'une source de tension continue constante consiste à appliquer des créneaux de tension aux bornes de la machine, de manière à ce que le composant fondamental de la tension soit le plus proche possible de la référence de tension sinusoïdale. La manipulation du nombre d'impulsions formant chaque alternance de la tension de sortie d'un onduleur M.L.I présente deux points importants, à savoir :

L'objectif est de déplacer les harmoniques de tension vers des fréquences plus élevées, ce qui facilite leur filtrage. Cela permet de contrôler la valeur du composant fondamental de la tension souhaitée. Pour atteindre cet objectif, deux techniques peuvent être utilisées. [60]

- Contrôle des courants par hystérésis ;
- Contrôle des courants par modulation de largeurs d'impulsions (MLI).

Nous avons opté pour la commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI) dans notre travail en raison de sa robustesse et de sa simplicité d'implémentation. La commande MLI offre une solution fiable et efficace pour le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur.

I.3.1.3. Modulation de Largeur d'Impulsions Sinus-Triangle :

Le principe fondamental de la commande MLI repose sur la conversion d'un signal de référence, généralement une tension sinusoïdale, en une tension de sortie sous forme de créneaux successifs, qui est générée par l'onduleur au niveau de la puissance. Cette technique s'appuie sur la comparaison entre deux signaux :

- ❖ La modulante : C'est le signal de référence, généralement une tension sinusoïdale, qui représente la valeur souhaitée de la tension de sortie. Ce signal est comparé à l'autre signal pour générer les impulsions de commande.
- ❖ La porteuse : C'est un signal périodique généralement constitué d'une onde carrée ou triangulaire de fréquence fixe. Ce signal est utilisé comme référence de temps pour la génération des impulsions de commande.

L'intersection de ces signaux détermine les moments de commutation des interrupteurs des sorties de l'onduleur. Lorsque le signal de référence dépasse le signal de la porteuse, une impulsion de sortie est générée avec une valeur de 1. En revanche, lorsque le signal de référence est inférieur à celui de la porteuse, l'impulsion de sortie est égale à 0. Ces impulsions de sortie 1 ou 0 définissent le mode d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de l'onduleur, permettant ainsi de générer la tension de sortie désirée.

Le principe de cette stratégie peut être résumé par l'algorithme suivant :

$$\text{Si } U_r \geq U_p \gg S(t) = 1, \text{ Sinon } S(t) = 0$$

- U_r : La tension de référence avec $f=50$ Hz.
- U_p : La tension de porteuse avec $f=1$ KHz.
- $S(t)$: est le signal MLI résultant.

La Figure qui suit, illustre le principe de cette commande :

Cette stratégie est caractérisée par deux paramètres : l'indice de modulation (m) et le taux de modulation (r).

- L'indice de modulation (m) représente l'amplitude de la tension de référence par rapport à la tension de porteuse. Il est calculé en divisant la valeur maximale de la tension de référence par la valeur crête de la tension de porteuse. Il indique l'étendue de la modulation appliquée à la tension de sortie de l'onduleur.

$$m = \frac{f_p}{f} \quad (\text{II.38})$$

- Le taux de modulation (r) correspond au rapport entre la durée d'une impulsion générée par la commande MLI et la période du signal de porteuse. Il représente la proportion de temps pendant lequel les interrupteurs de l'onduleur sont fermés par rapport à la période complète.

$$r = \frac{U_r}{U} \quad (\text{II.39})$$

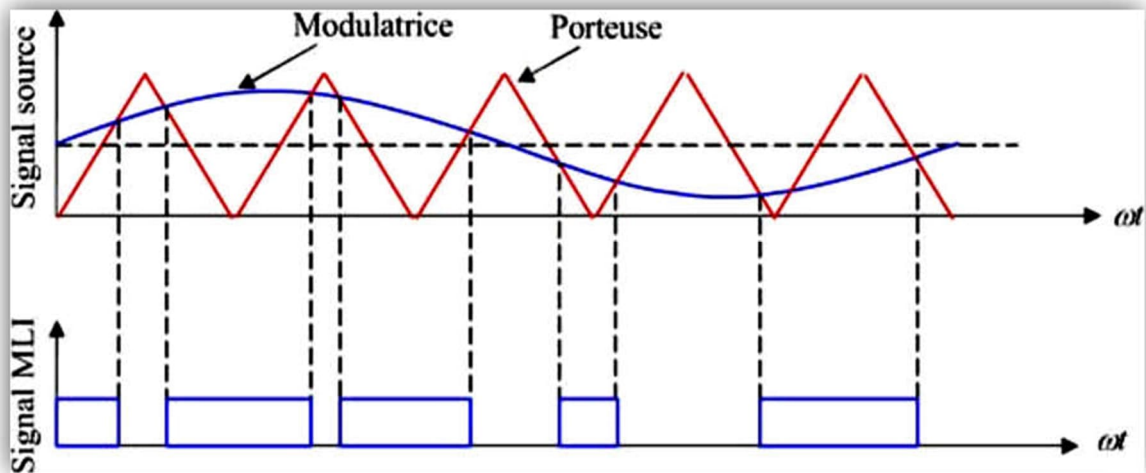


Figure II.15 : Illustration de la MLI Triangulé - Sinusoïdale

Ces deux paramètres, l'indice de modulation et le taux de modulation, sont ajustés pour contrôler la forme d'onde de la tension de sortie de l'onduleur et s'assurer qu'elle suit la référence souhaitée. Ils jouent un rôle crucial dans la régulation de la tension de sortie et dans la réduction des harmoniques indésirables.

1.3.2. Modélisation du convertisseur côté PV (Hacheur) :

Les convertisseurs DC-DC, également appelés hacheurs, sont couramment utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter une source continue à amplitude variable, telle qu'un panneau solaire photovoltaïque (PV), à une charge qui nécessite généralement une tension continue constante.

Le convertisseur Boost suscite de nombreuses discussions et est fréquemment abordé dans la littérature en ce qui concerne la conversion de courant continu (DC) à courant continu (DC). En raison de sa simplicité, de son coût réduit et de son rendement élevé, il est largement utilisé comme structure de base pour la plupart des convertisseurs DC/DC photovoltaïques.

Lorsque la puissance générée par le générateur photovoltaïque est élevée, il devient nécessaire de se pencher sur ce type de convertisseur (hacheur) afin d'augmenter la tension d'entrée de l'onduleur.

1.3.2.1. Représentation d'un hacheur survolteur :

Dans cette situation, la tension d'entrée du convertisseur Boost correspond à la tension générée par le générateur photovoltaïque PV comme illustré dans la Figure (II.16).

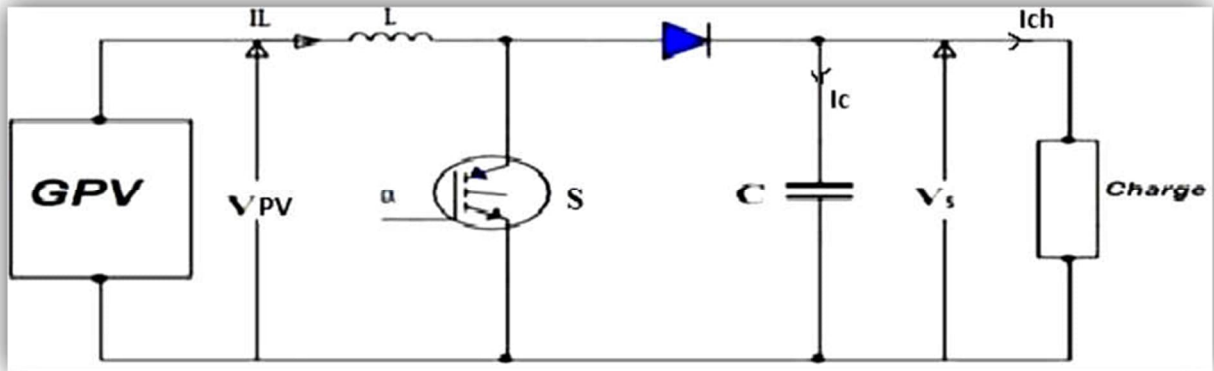


Figure II.16 : Schéma d'un Hacheur Parallèle (Boost) Raccordé au Générateur PV

La résistance à la sortie du panneau PV (R_{pv}) en fonction de α et R_{ch} :

$$R_{ch} = \frac{R_{pv}}{(1-\alpha)^2} \quad (II.40)$$

Dans des conditions optimales et lorsque la charge R_{ch} est égale à la résistance d'entrée R_{pv} , le rapport cyclique (α) est égal à zéro.

Aussi, le rapport cyclique α s'écrit en fonction des résistances R_{ch} et R_{pv} :

$$\alpha = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_{ch}}} \quad (II.41)$$

Étant donné que le rapport α est inférieur à 1 ($\alpha < 1$), le convertisseur fonctionne comme un élévateur uniquement si la charge R_{ch} satisfait à la condition suivante : $R_{ch} > R_{pv}$.

I.3.2.2. Modélisation d'un hacheur survolteur :

La modélisation de ce convertisseur implique l'analyse des différentes séquences de fonctionnement, supposées avoir des durées fixées par la commande α . On observe deux séquences de fonctionnement en fonction de l'état de l'interrupteur S, chacune pouvant être représentée par une équation différentielle. [61]

Dans de tels systèmes, l'ordre des équations d'état est égal au nombre d'éléments de stockage présents (dans le cas étudié, l'ordre est de 2).

Dans le cas où le système considéré est linéaire, la représentation d'état se met sous la forme :

$$\mathbf{X} = \mathbf{A}.\mathbf{X} + \mathbf{B}.U \quad \mathbf{Y} = \mathbf{C} .\mathbf{X}$$

Ou :

- X: vecteur d'état: $X = [X_1, X_2] [I_1, V_c]$
- U : vecteur de commande.
- A : matrice d'état.
- B : matrice d'entrée.
- Y : le vecteur de sortie.
- C : matrice de sortie.

Durant la première séquence de conduction [0 à αt] :

Lorsque l'interrupteur S est fermé, le comportement dynamique du circuit est décrit par :

$$V_{pv} = L \frac{di}{dt} \quad X_1 = \frac{V_{pv}}{L} \quad (II.42)$$

$$-V_c = \int i_c dt, X_2 = \frac{1}{C} \int i_c dt = C \frac{dV_c}{dt} + i_{ch} \quad (II.43)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{X}_1 \\ \dot{X}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -1/RC \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (II.44)$$

Cela peut être exprimé sous la forme :

$$\dot{X}' = A_1 \cdot X + B_1 \cdot V_{pv}, V_{ch} = C_1 \cdot X \quad (II.45)$$

Avec :

$$\rightarrow C_1 = [0, 1]$$

Durant la deuxième séquence de conduction [αt à t] :

✓ Lorsque l'interrupteur S est ouvert, décrit par :

$$L \frac{di_1}{dt} = V_{pv} - V_c, C \frac{dU_c}{dt} = i_1 - \frac{V_c}{R}, X_1 = \int V_{pv} dt, X_2 = \int i_1 dt - \frac{1}{R} \int V_c dt \quad (II.46)$$

$$V_{pv} = L \frac{di}{dt} + V_c, X_2 = \int X_1 dt - \frac{1}{RC} X_2 \quad (II.47)$$

$$I_1 = \frac{dU_c}{dt} + I_{ch} \quad (II.48)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{X}'_1 \\ \dot{X}'_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1/L & -1/RC \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (II.49)$$

Ce système peut être représenté sous la forme suivante :

$$\mathbf{X}' = \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{X} + \mathbf{B}_2 \cdot \mathbf{V}_{pv}, \mathbf{V}_{ch} = \mathbf{C}_1 \cdot \mathbf{X} \quad (\text{II.50})$$

➤ Model Moyen :

A partir des équations (II.21) et (II.26), on peut déduire la forme moyenne et \mathbf{V}_{ch} pour toute la période :

$$\mathbf{X}' = (\mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{X} + \mathbf{B}_1 \cdot \mathbf{V}_{pv})a + (\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{X} + \mathbf{B}_2) \cdot (1-a), \mathbf{V}_{ch} = (\mathbf{C}_1 \cdot a + \mathbf{C}_1(1-a)) \cdot \mathbf{X} \quad (\text{II.51})$$

Avec:

- $\mathbf{A} = \mathbf{A}_1 \cdot a + \mathbf{A}_2(1-a)$

$$\mathbf{B} = \mathbf{B}_1 \cdot a + \mathbf{B}_2(1-a) \quad (\text{II.52})$$

Ou:

- \mathbf{A} : Matrice d'état.
- \mathbf{B} : Matrice de commande.

En conclusion, le modèle moyen du hacheur survolteur est :

$$\begin{cases} X'_1 = -\frac{1-a}{L} X_2 + \frac{1}{L} U \\ X'_2 = \frac{1-a}{c} X_1 - \frac{1}{RC} X_2 \end{cases} \quad (\text{II.53})$$

Ainsi le courant de la charge égale :

$$\mathbf{I}_{ch} = \frac{1}{R} \mathbf{V}_c = \frac{1}{R} \mathbf{x}_2, \mathbf{x}_2 = \mathbf{R} \cdot \mathbf{I}_{ch} \quad (\text{II.54})$$

Donc l'équation II.29 sera comme suite :

$$\begin{cases} X'_1 = -\frac{1-a}{L} X_2 + \frac{1}{L} U \\ X'_2 = \frac{1-a}{c} X_1 - \frac{1}{RC} X_2 \end{cases} \quad (\text{II.55})$$

I.4. Modélisation de la Pompe Centrifuge :

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge implique trois paramètres : la hauteur, le débit et la vitesse, qui sont reliés par une équation. [62] :

$$f(H, Q, W) = 0 \quad (\text{II.56})$$

Pour résoudre ce système d'équations, on suppose généralement l'un des trois paramètres comme étant constant. En général, c'est la vitesse qui est considérée comme constante.

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

$$H = H_s + H_d \quad (\text{II.57})$$

- H : Hauteur totale du pompage.
- H_s : La hauteur statique représente la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits et le point le plus élevé jusqu'auquel l'eau doit être pompée.
- H_d : La hauteur totale se compose des pertes de charge linéaires et singulières. Les pertes de charge linéaires correspondent aux pertes d'eau dans les tuyauteries et sont calculées à l'aide de la formule suivante : [63]

$$\Delta H_1 = \frac{\lambda L V^2}{D^5 g} \quad (\text{II.58})$$

➤ Coefficient de pertes de charges linéaires.

- ❖ D : Diamètre de la tuyauterie (m).
- ❖ L : Longueur de la tuyauterie (m).
- ❖ g : Accélération de la pesanteur (m/s²).
- ❖ V : Vitesse moyenne du fluide (m/s), qui est donnée par :

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (\text{II.59})$$

$$\Delta H = \frac{\lambda L}{\pi^5 D^5 g} \left(\frac{4Q}{\pi D^2} \right)^2 \quad (\text{II.60})$$

Les pertes de charge singulières, également appelées pertes de charge locales, sont principalement causées par les changements de section dans le système. Elles sont calculées en utilisant l'expression suivante :

$$\Delta H = \frac{\varepsilon V^2}{2g} = \frac{\varepsilon (8.Q)^2}{h^2 D^4 g} \quad (II.61)$$

➤ ε : Coefficient de pertes de charges locales.

Alors, la hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$H = \Delta H_d + \Delta H_l = (\lambda L + \varepsilon) \frac{(8.Q)^2}{h^2 D^4 g} = K_{fr} \cdot Q^2 \quad (II.62)$$

- K_{fr} : Constante de la canalisation.
- $H = H_s + K_{fr} \cdot Q^2$: La hauteur totale de pompage.

I.4.1. La caractéristique Q(H) de la pompe :

La relation liant la hauteur d'eau H avec le débit de la pompe Q est donnée par le modèle de «PELEIDER-PETERMANN » :

$$H = a_0 \omega^2 - a_1 \omega \cdot Q - a_2 Q^2 \quad (II.63)$$

Avec :

- a_0, a_1, a_2 : Constantes de la pompe donnée par le constructeur.

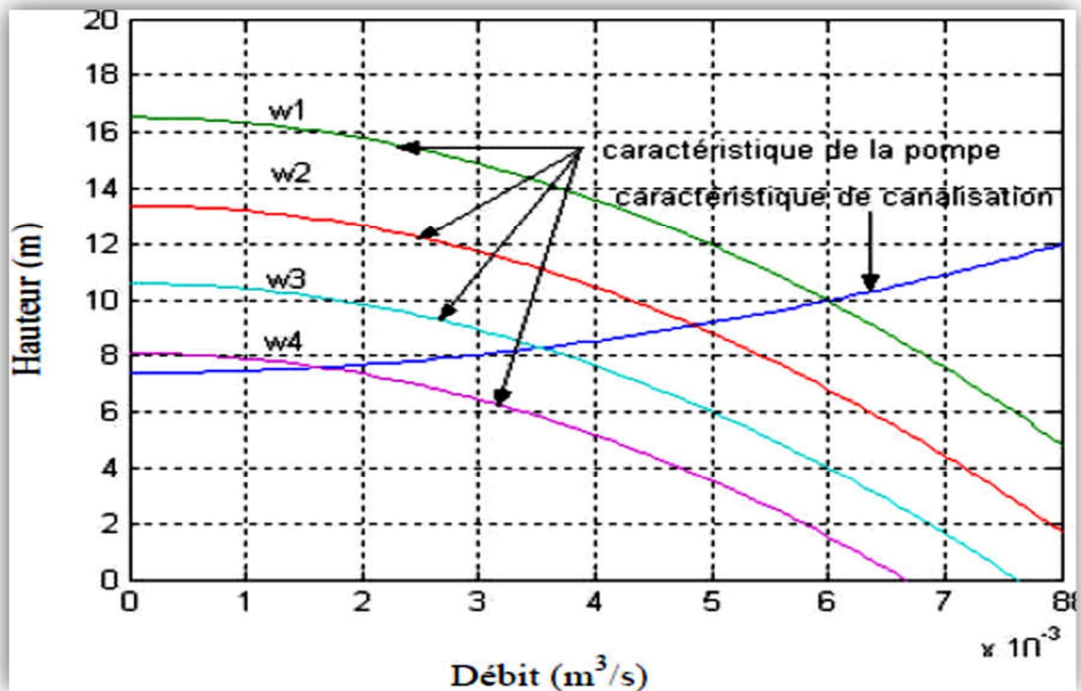


Figure II.17 : Courbe H (Q) de la Pompe Centrifuge et la Caractéristique de Canalisation

Le point de fonctionnement correspond à l'intersection de ces deux caractéristiques. Ainsi, pour une vitesse donnée, il n'y a qu'un seul point de fonctionnement qui dépend fortement des caractéristiques de la tuyauterie et de la pompe utilisée. Par conséquent, une conception adéquate et le choix approprié de la tuyauterie sont essentiels pour obtenir de bons résultats dans le système de pompage.

I.4.2. La caractéristique couple vitesse $C(\omega)$ de la pompe :

La pompe centrifuge est principalement caractérisée par un couple résistant, qui est exprimé sous la forme suivante :

$$C_r = K_p \omega^2$$

(II.64)

I.4.3. Calcul de puissance :

Une pompe est un dispositif qui fournit de l'énergie à un fluide afin de le déplacer d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée par :

$$P_h(W) = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

(II.65)

Une autre expression à prendre en compte est celle de la puissance absorbée par une pompe, c'est-à-dire la puissance nécessaire pour entraîner son mécanisme. Elle est exprimée par la relation suivante :

$$P_m(W) = \frac{9.81 \cdot \rho \cdot Q \cdot H}{\eta_p}$$

(II.66)

Ou :

- η_p : Le rendement de la pompe.
- P_m : Puissance mécanique du moteur.
- ρ : La masse volumique de l'eau.

I.4.4. Calcul du rendement :

Pour les ensembles électropompes, composés d'une pompe et d'un moteur, les fabricants fournissent généralement la courbe rendement globale.

$$\rho_{mp} = \frac{P_h}{P_a}$$

(II.67)

II. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons abordé la modélisation de la chaîne complète du système de pompage photovoltaïque de manière séparée. Cette chaîne est composée d'une machine synchrone à aimants permanents qui entraîne une pompe centrifuge, et qui est contrôlée par le stator à l'aide d'un onduleur à deux niveaux. Cet onduleur est alimenté par une source photovoltaïque via un hacheur survolteur.

Nous avons commencé notre travail en modélisant un générateur photovoltaïque et son convertisseur (hacheur survolteur-Boost). Ensuite, nous avons procédé à la modélisation de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère de Park (repère biphasé d-q) lié au champ tournant, ce qui simplifie le modèle. Dans une deuxième étape, nous avons modélisé l'onduleur qui alimente le stator de la machine synchrone à aimants permanents, permettant ainsi l'application de commandes pour contrôler les puissances mécaniques générées par le rotor de la machine.

Les modèles que nous avons développés dans le chapitre suivant ont été utilisés pour mettre en place plusieurs techniques de commande visant à assurer un contrôle précis et continu, tout en garantissant la stabilité, la rapidité de réponse et une erreur statique nulle. Grâce à ces techniques de commande, nous avons pu obtenir un rendement élevé du système.

Chapitre III

Commande par la Logique Floue du Système Photovoltaïque



I. INTRODUCTION :

Ce chapitre présentera les résultats de simulations réalisées à l'aide du logiciel Matlab concernant les propriétés d'un système de pompage photovoltaïque. Ces simulations utiliseront l'algorithme de "logique floue basé sur l'algorithme de perturbation et d'observation (P&O)" pour analyser les caractéristiques du système.

Pour suite du point de puissance maximale :

Les techniques MPPT reposent sur des algorithmes itératifs de recherche visant à localiser le point de fonctionnement optimal du module solaire. Ce point permet d'atteindre une puissance de sortie maximale tout en maintenant le système en fonctionnement continu. Ces approches visent à constamment maximiser la production de puissance des panneaux photovoltaïques (PV) en assurant une optimisation continue. [64]

La puissance obtenue est déterminée en utilisant les mesures de courant et de tension du module solaire, résultant de la multiplication de ces deux valeurs. Divers algorithmes utilisent ces mesures pour maintenir le point de puissance maximale (MPP). Il existe diverses catégories d'algorithmes MPPT, parmi lesquelles nous examinons l'approche de l'algorithme de perturbation et d'observation (P&O) ainsi que celle de l'algorithme de logique floue qui repose sur les principes du P&O.

Algorithme de perturbation et observation (P&O) :

L'algorithme de perturbation et d'observation (P&O) est largement considéré comme l'algorithme MPPT le plus répandu parmi les diverses techniques disponibles, en raison de sa structure simple et de sa mise en œuvre aisée. Il se fonde sur le concept que le changement de la puissance du générateur photovoltaïque (PV) est nul ($\Delta p = 0$) au sommet de la courbe P-V, comme visualisé dans la Figure III.1. Le P&O fonctionne en perturbant périodiquement la tension du générateur PV (en augmentant ou en diminuant) et en comparant la puissance de sortie résultante $P(k)$ avec celle de la perturbation précédente $P(k-1)$. Si la variation de la tension entraîne une augmentation de la puissance PV ($\Delta PV > 0$), la perturbation est maintenue dans la même direction. Sinon, la perturbation est inversée.

Ce cycle de perturbation se répète jusqu'à ce que la variation de puissance (ΔPV) atteigne zéro, correspondant au point de puissance maximale. L'organigramme du processus P&O est présenté dans la Figure 3.2 [64].

Nous privilégions l'utilisation de l'algorithme P&O en raison de ses avantages, bien que nous ne devions pas ignorer son inconvénient majeur : les oscillations persistantes autour de la puissance, même une fois le point de puissance maximale atteint. Ces oscillations engendrent des pertes de puissance supplémentaires. Une solution à ce problème peut être mise en œuvre via un contrôle direct du cycle de service, où la puissance est mesurée à chaque cycle de modulation de largeur d'impulsion (PWM). [65].

Une approche alternative consiste à adopter un contrôle de la tension de référence, dans lequel une tension de référence est manipulée en tant que paramètre de perturbation. Cette manipulation est effectuée avec l'aide d'un contrôleur proportionnel intégral (PI) qui prend en compte le cycle de service. Afin de surmonter les limitations inhérentes à la version classique de l'algorithme P&O, nous optons pour une version modifiée basée sur des principes conventionnels. Dans cette version modifiée, nous introduisons un bloc de contrôle basé sur la logique floue. Ce bloc de contrôle vise à fournir un ajustement variable à la tension de référence, permettant ainsi d'atténuer les contraintes présentes dans l'algorithme P&O traditionnel. [65].

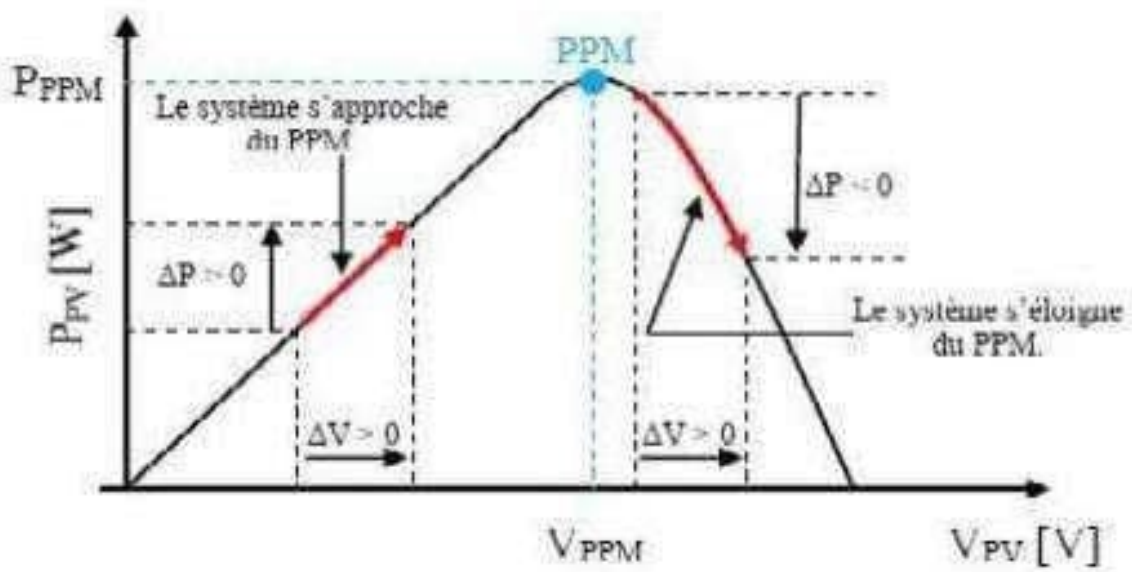


Figure III.1 : Recherche du PPM par la Méthode (P&O)

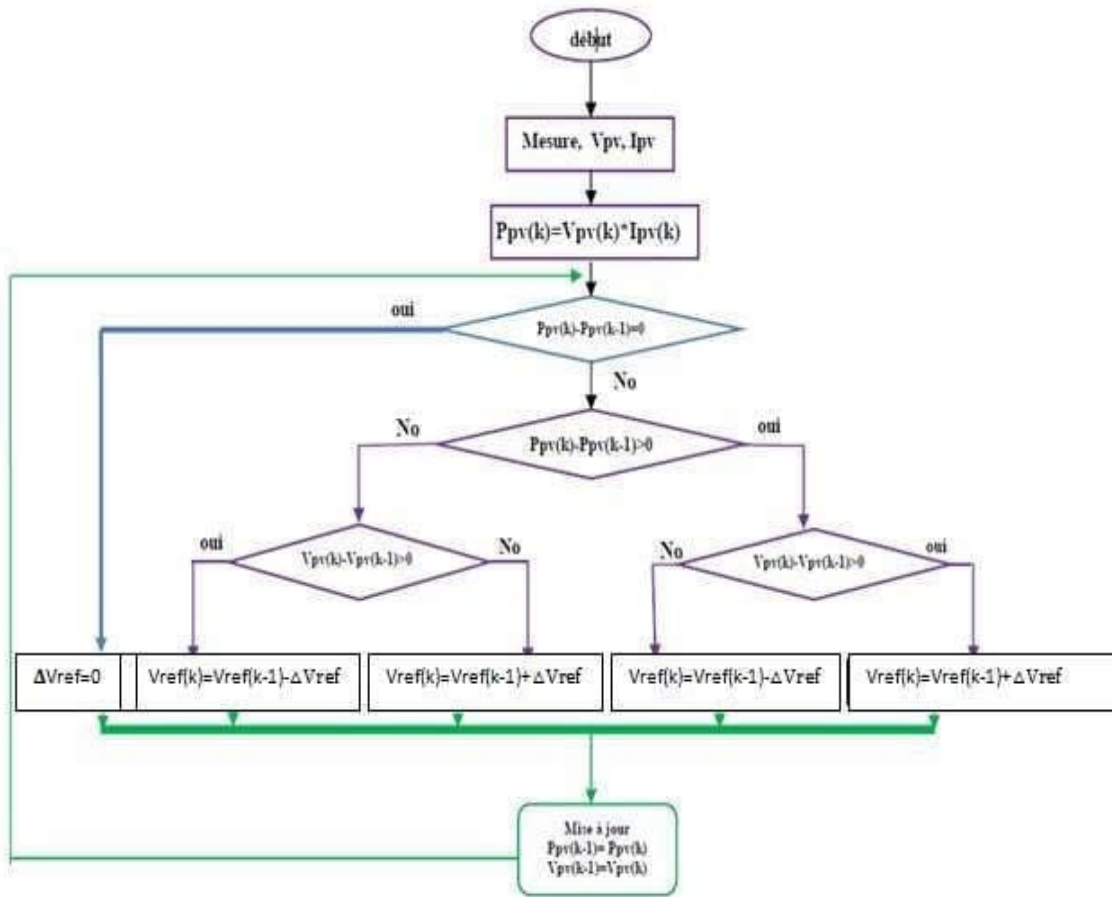


Figure III.2 : Organigramme de l'Algorithme P&O

Algorithme P&O basé sur la logique floue :

Le nouvel algorithme MPPT que nous proposons repose sur les fondements de l'algorithme P&O classique. Cependant, nous introduisons une innovation essentielle en incorporant un bloc de contrôle de logique floue. Ce bloc de contrôle est conçu pour fournir un ajustement adaptable, permettant ainsi de surmonter les limitations présentes dans les implémentations de l'algorithme P&O traditionnel. Le schéma opérationnel de cette version modifiée de l'algorithme P&O, basée sur la logique floue avec un pas variable (ΔV), est représenté dans la Figure III.3.

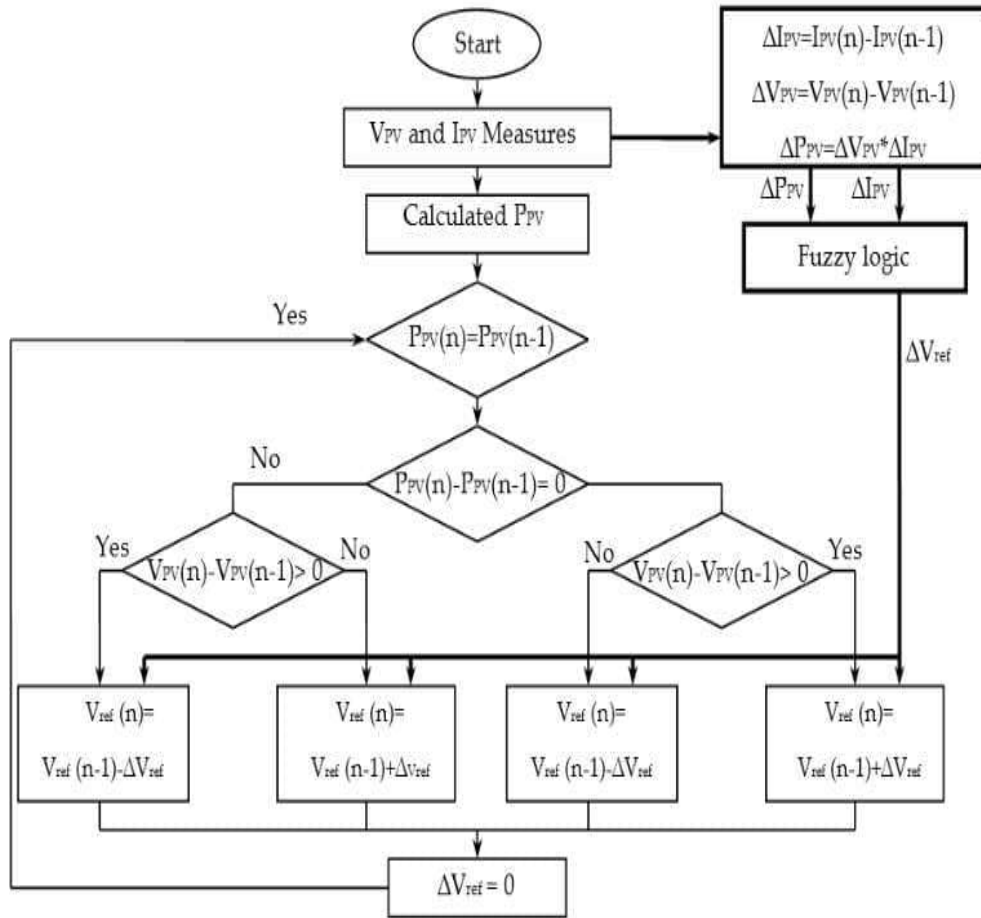


Figure III.3 : L'organigramme de P&O Amélioré par Logique Floue avec un pas Variable

Les paramètres d'entrée du contrôleur à logique floue sont constitués des variations de puissance du générateur photovoltaïque (PV) ainsi que des changements de courant. Ce contrôleur adapte le pas de l'algorithme P&O en fonction des niveaux d'ensoleillement et de température.

Pour simplifier la mise en œuvre du contrôleur flou, nous utilisons les mesures de tension et de courant du générateur PV en tant qu'entrées à la fois pour l'algorithme P&O et le bloc de contrôle basé sur la logique floue. Cette approche vise à réduire à la fois le coût et la complexité de la mise en place du contrôleur flou. [64]

Le concept du P&O conventionnel a été présenté précédemment. Son principe consiste à périodiquement perturber la tension de sortie et à calculer la variation de la puissance de sortie en comparant la puissance instantanée avec celle obtenue lors du cycle de perturbation précédent. Si le changement de puissance est positif, la perturbation continuera dans la même direction lors du cycle de perturbation suivant. Dans le cas contraire, la perturbation changera de direction. En répétant ce processus, le point de fonctionnement se déplace progressivement vers le point de puissance maximale. [66].

La variable de perturbation choisie dans l'algorithme proposé est la tension de référence (V_{ref}), cette variable est perturbée en ajoutant ou en soustrayant le pas (ΔV_{ref}) en fonction de la variation de la puissance de sortie PV. Cependant, le pas n'est pas fixe et il est calculé par le bloc FLC.

Le concept fondamental du bloc FLC réside dans l'adaptation de la valeur du pas en fonction de la position du point de fonctionnement. Le FLC génère une valeur de pas élevée lorsque le point de fonctionnement est éloigné du point de puissance maximale (PPM). En revanche, lorsque le point de fonctionnement se rapproche du PPM, la valeur du pas est ajustée à une mesure plus faible.

Cette procédure se répète jusqu'à ce que le PPM soit atteint. À ce stade, la valeur du pas devient nulle, ce qui assure une réponse dynamique rapide et élimine les oscillations autour du PPM une fois qu'un état stable est atteint.

Contrôleur flou (FLC) utilisé avec un pas variable :

Pour réaliser un ajustement en continu du pas d'incrément ou de décrémentation, nous mettons en œuvre un contrôleur flou (FLC). Ce contrôleur flou est conçu en se basant sur les connaissances préalables du système fournies par un expert. La Figure 3.4 illustre le schéma de principe d'une amélioration du P&O grâce à l'intégration d'un FLC avec un pas variable (ΔV_{ref}). Ce schéma se divise en quatre composantes : la Fuzzification, l'Inférence, la Défuzzification et les Bases de connaissances.

Dans notre étude, le FLC est constitué de deux variables d'entrée et d'une variable de sortie. Les variables d'entrée du FLC comprennent la variation de la puissance du générateur photovoltaïque (PV) ainsi que la variation du courant du GPV. La variable de sortie du FLC correspond à la modification du pas (ΔV_{ref}) et elle est transmise à l'algorithme P&O. [64].

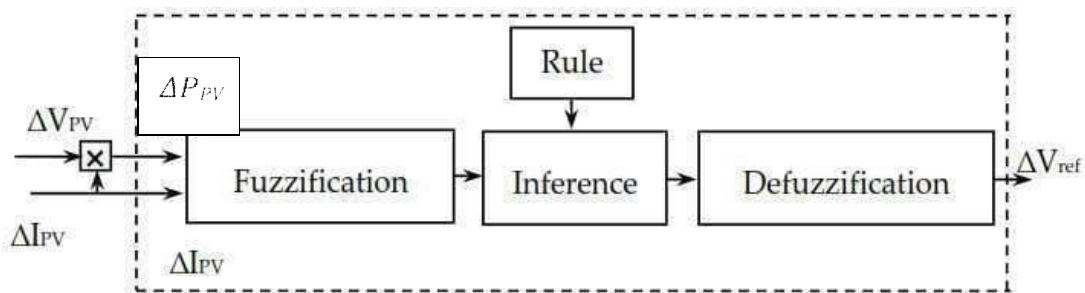


Figure III.4 : Bloc du Calculateur de pas Variable FLC Proposé

Les données requises pour alimenter le bloc FLC peuvent être dérivées à partir des capteurs de courant et de tension. Les variables d'entrée (ΔP et ΔI) du bloc FLC proposé peuvent être calculées à l'aide des équations suivantes :

$$-\Delta P(k) = P(k) - P(k-1)$$

$$-\Delta I(k) = I(k) - I(k-1)$$

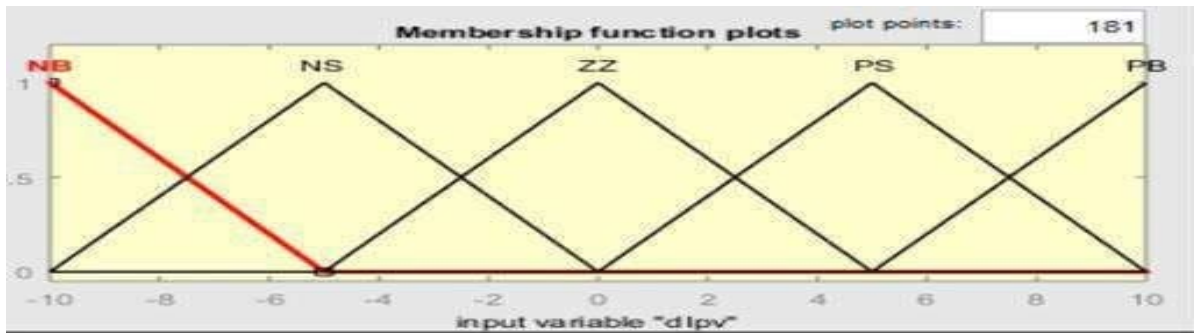
Dans ces équations, $P(k)$ représente la puissance actuelle du générateur photovoltaïque (PV), $I(k)$ est le courant au même moment, et $P(k-1)$ ainsi qu' $I(k-1)$ correspondent respectivement à la puissance et au courant lors du cycle précédent. Ces valeurs calculées servent d'éléments d'entrée pour le bloc FLC.

$$P_p(k) = V_p(k) \cdot I_p(k) \tag{III.1}$$

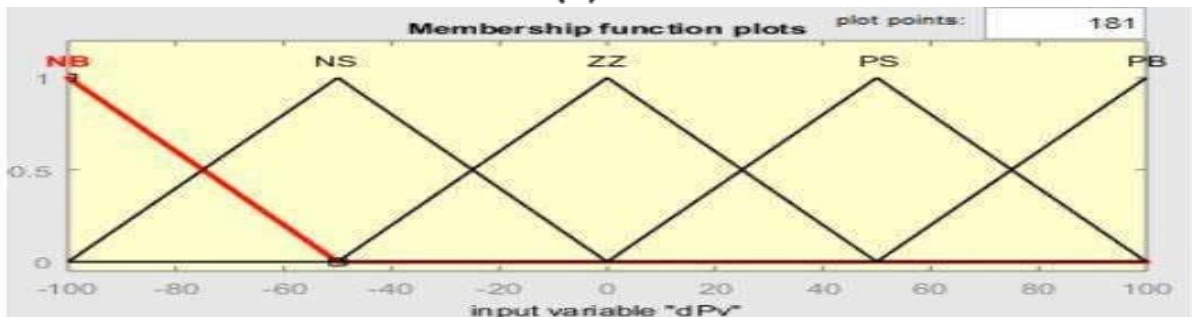
$$\Delta P_p(k) = P_p(k) - P_p(k-1) \tag{III.2}$$

$$\Delta I_p(k) = I_p(k) - I_p(k-1) \tag{III.3}$$

Les graphiques illustrant les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie utilisées dans ce modèle, sont présentés dans les Figures III.5 et III.6). Toutes ces fonctions d'appartenance sont représentées par des courbes triangulaires et sont composées de cinq sous-ensembles flous, identifiés comme suit : NB (Négatif Grand), NS (Négatif Petit), ZZ (zéro), PS (Positif Petit) et PB (Positif Grand).

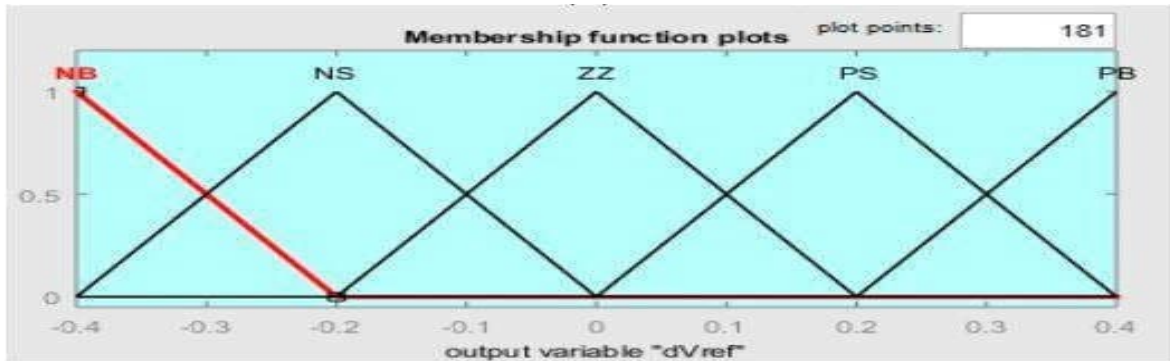


(a)



(b)

Figure III.5 : Les Fonctions d'Appartenance des Entrées



(c)
Figure III.6 : Les Fonctions d'Appartenance de la Sortie

La base de règles floues se compose d'un ensemble de règles "si-alors" qui utilisent toutes les informations disponibles pour les paramètres contrôlés. Étant donné que chaque entrée possède cinq fonctions d'appartenance, cela conduit à un total de 25 règles d'inférence floue dans le FLC, comme indiqué dans le Tableau (3.1). Ces règles sont employées pour déterminer la sortie du contrôleur (le pas variable destiné à l'algorithme P&O), assurant ainsi le suivi du point de puissance maximale.

Dans cette étude, la méthode de Mamdani est employée comme méthode d'interface floue, combinant l'opération max-min avec la loi floue. La sortie du FLC développé est ensuite défuzzifiée pour calculer la valeur de ΔV_{reff} .

ΔI_{pv}	ΔP_{pv}				
	NB	NS	ZZ	PS	PB
NB	NB	NS	NS	ZZ	ZZ
NS	NS	ZZ	ZZ	ZZ	PS
ZZ	ZZ	ZZ	ZZ	PS	PS
PS	ZZ	PS	PS	PS	PB
PB	PS	PS	PB	PB	PB

Tableau III.1 : Les Règles Utilisées pour Déterminer la Sortie ΔV_{reff}

Taille du générateur PV :

Après avoir calculé la puissance du générateur photovoltaïque (PV), le nombre de modules qui constituent ce générateur est déterminé en fonction de la puissance sélectionnée pour chaque module PV

✚ Nombre de modules :

Le nombre total de modules N_M constituant le générateur PV est calculé par la formule suivante :

$$Nm = \frac{Pc}{Pm} = \frac{3225}{215} = 15 \quad \text{avec : } Pc = 3225w \quad \text{(III.4)}$$

✚ Nombre de modules en série :

Dans notre cas, la tension de $V_{dc}=365V$ alors :

$$Ns = \frac{Vc}{Vm} = \frac{365}{24.24} \quad \text{(III.5)}$$

✚ Nombre de modules en parallèle :

La connexion en parallèle des modules fournit le courant requis pour la charge. Le nombre de branches est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$Nu = \frac{Nm}{Ns} = 1 \quad \text{(III.6)}$$

Simulation dans les conditions de fonctionnement normales :

La simulation est réalisée en utilisant des blocs MATLAB / Sim Power System comme indiqué dans la Figure III-9. Le temps d'échantillonnage du modèle de contrôle est $1.10^{-6}s$.

Puissance(W)

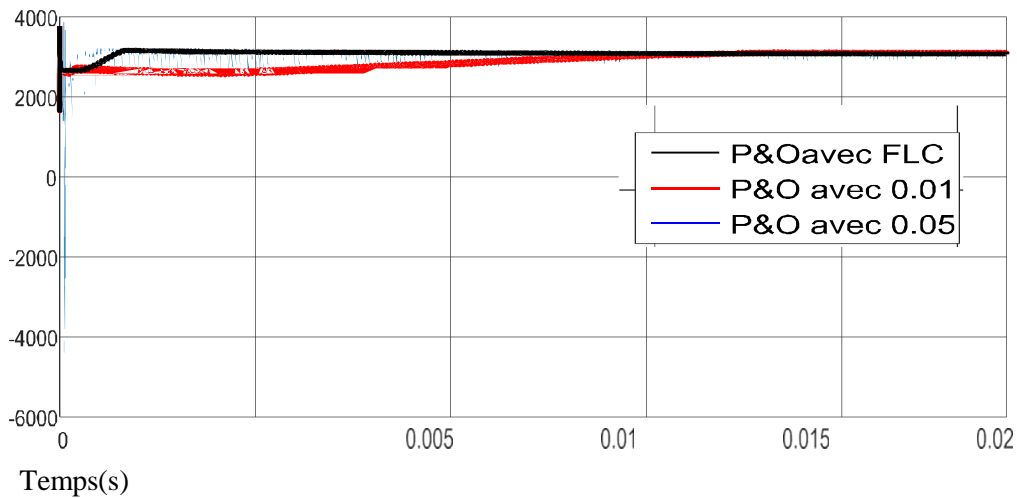


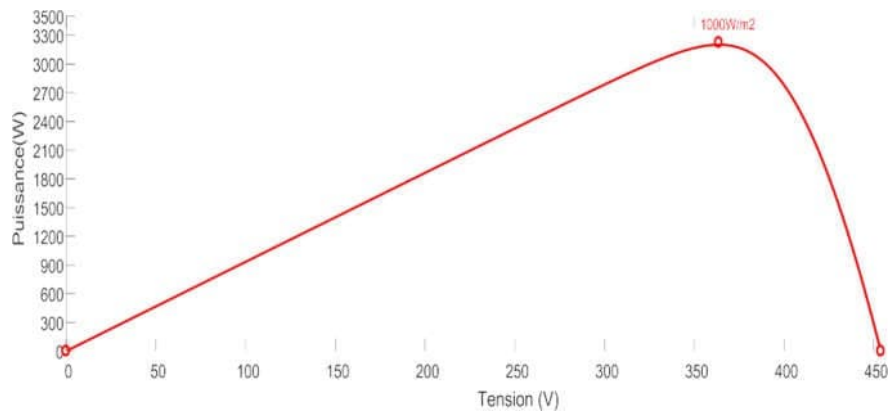
Figure III.8 : Résultats de Simulation de deux Algorithmes MPPT & Oavec0.01, P&O avec 0.05 et P&O avec FLC

L'utilisation de la méthode P&O avec un pas de 0,05 démontre une performance dynamique satisfaisante. Les résultats indiquent une convergence plus rapide vers un état stable, mais cette amélioration s'accompagne d'oscillations plus marquées. Il est possible d'améliorer davantage la performance dynamique de l'algorithme P&O en optant pour un pas plus grand.

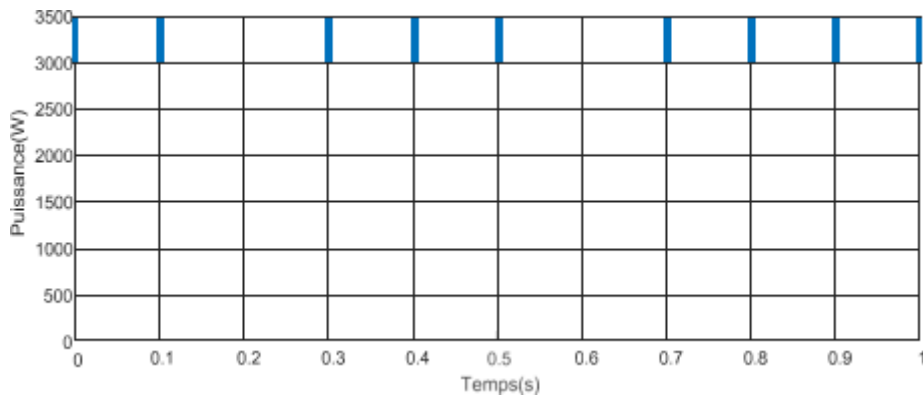
Les résultats issus de l'opération du système de propulsion du moteur de pompage solaire ont été obtenus en fonctionnement à une température de 25°C et une irradiance solaire de 1000W/m². Ces données sont présentées dans les Figures 3.9a à 3.9f. La courbe caractéristique de puissance du générateur photovoltaïque est montrée dans la Figure 3.9a, avec un point de puissance maximale établi à 3200 W.

Les variations de la tension et du courant du générateur PV sont représentées respectivement dans les Figures 3.9c et 3.9d. Il convient de noter que la tension du générateur PV est ajustée au voisinage du point de puissance maximale, aux environs de 365V. Les courants triphasés du stator sont fournis dans la Figure 3.9e. Enfin, la vitesse du moteur est modulée, comme illustré dans la Figure III.9f, et est limitée à la vitesse maximale disponible, soit environ 1200 tr/min.

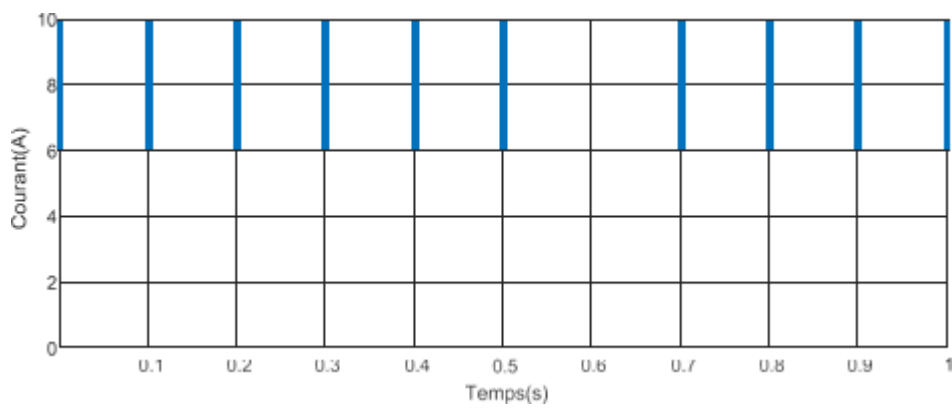
Dans une seconde étude, l'intensité lumineuse est ajustée à 500 W/m². Les résultats correspondants sont présentés dans les Figures 3.10a à 3.10f pour cette condition spécifique. Dans ce scénario, le point de puissance maximale du générateur photovoltaïque est obtenu à environ 1600 W, comme illustré dans la Figure 3.10a. Le courant du générateur photovoltaïque a été réduit de 9A à 4.9A, comme montré dans la Figure 3.10c. Suite à cette diminution du courant, les courants triphasés du stator ainsi que la vitesse du moteur ont également diminué, comme visible sur les Figures III.10e et III.10f. La vitesse du moteur a été réduite de 1200tr/min à 850tr/min. Les résultats démontrent que le moteur opère au point de puissance maximale dans cette configuration.



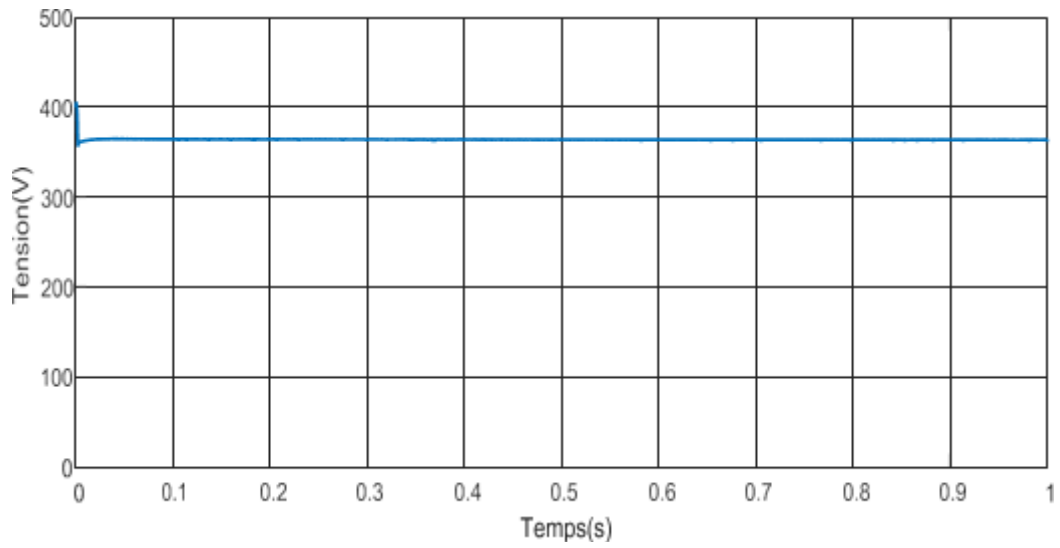
(a)



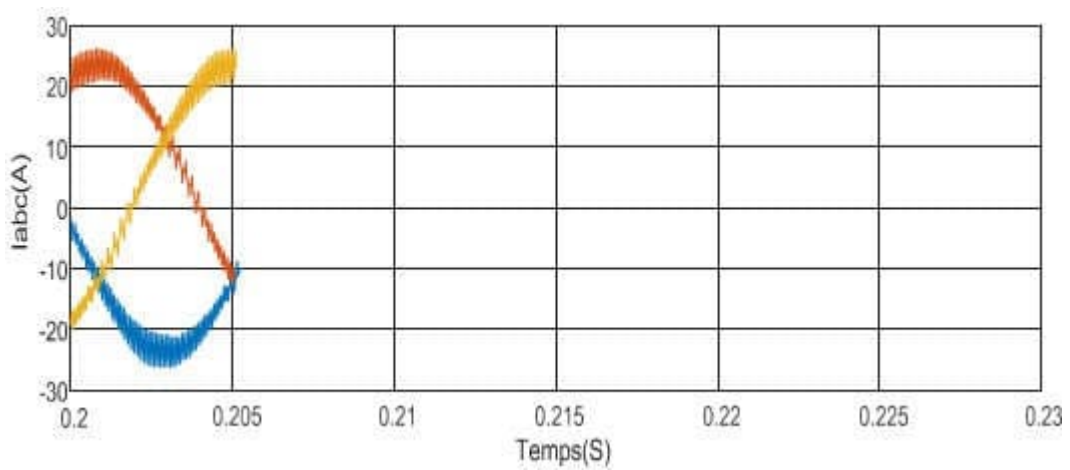
(b)



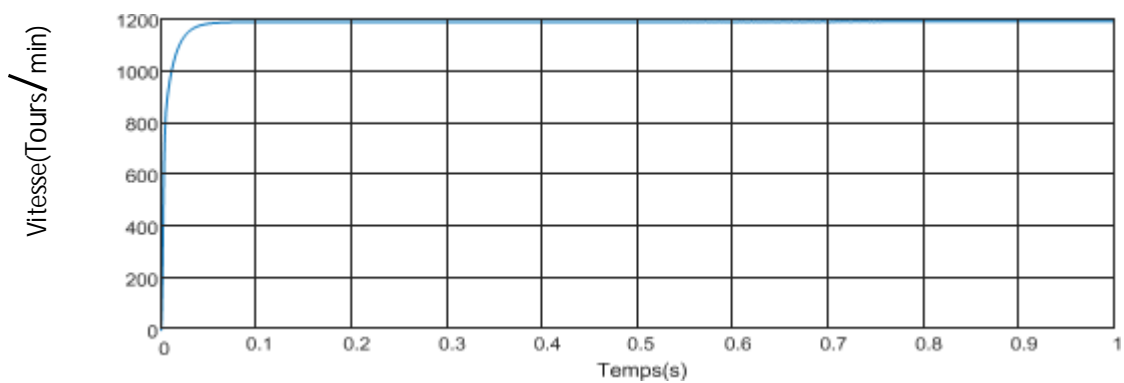
(c)



(d)

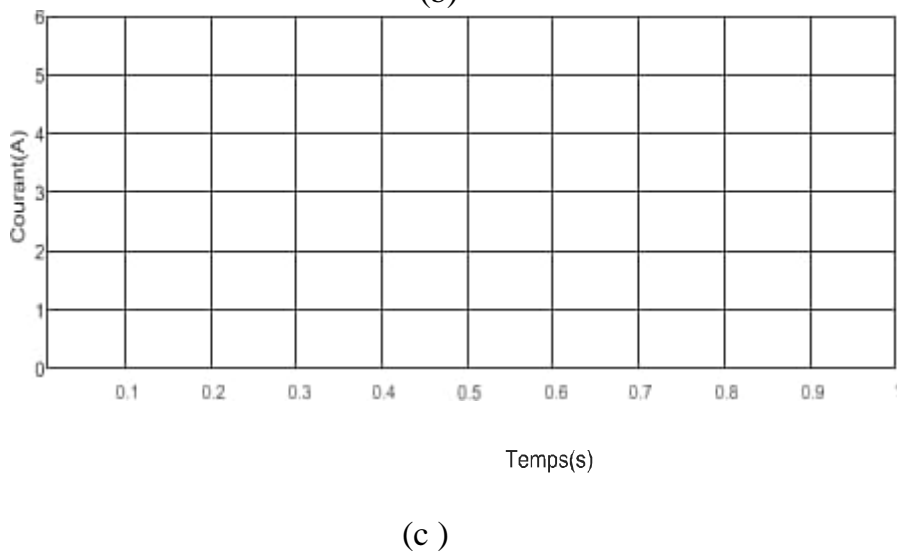
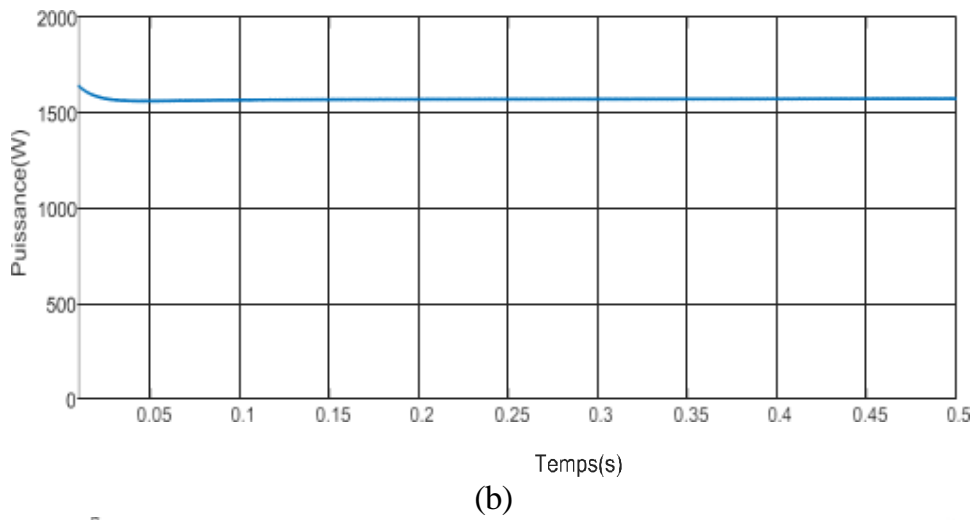
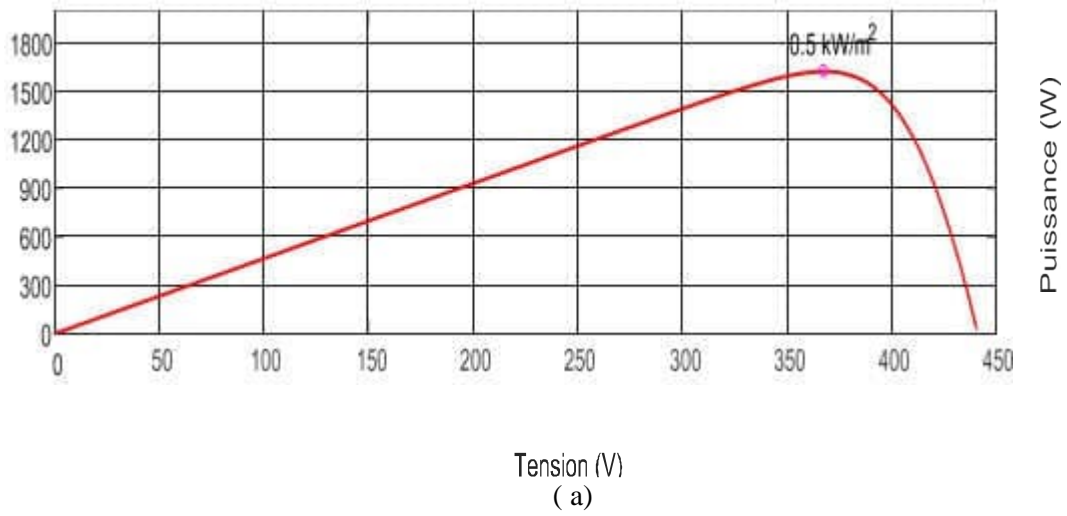


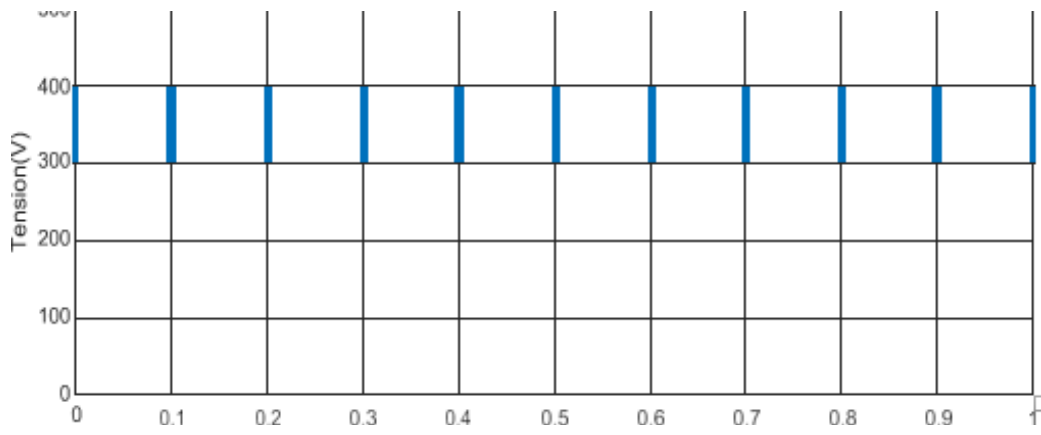
(e)



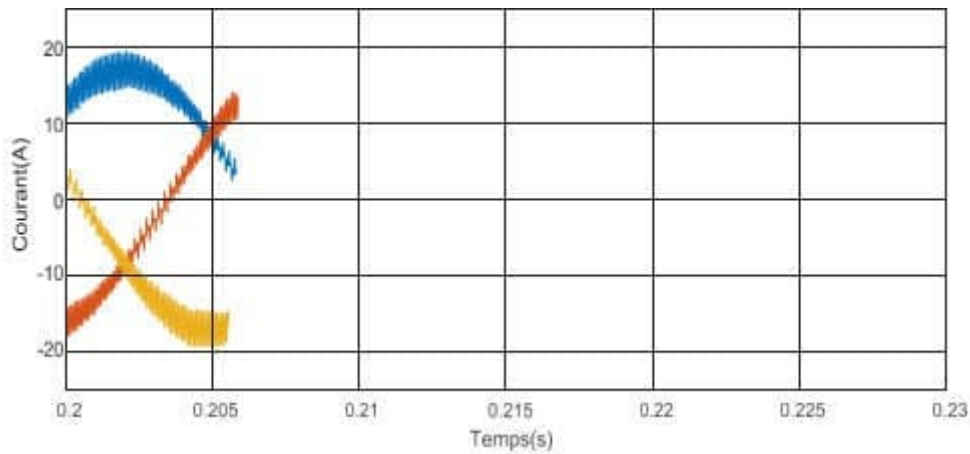
(f)

Figure III.9 : Résultats de Simulation de la Méthode FLC base sur P&O pour $T=25C^0$ et $E=1000W/m^2$: (a,b) la Puissance P_{pv} , (c) Courant I_{pv} , (d) Tension V_{pv}, (e) Courant de stator i_{abc}, (f) vitesse de moteur

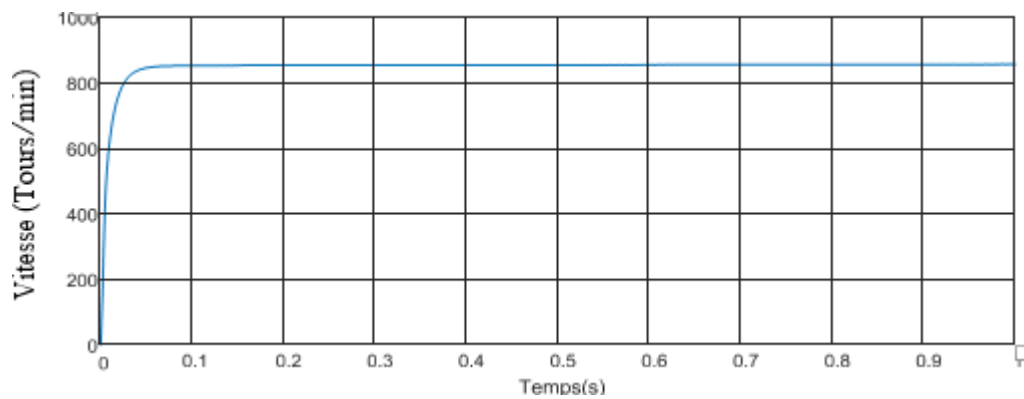




(d)



(e)



(f)

Figure III.10 : Résultats de Simulation de la Méthode FLC Base sur P&O pour $T=25$
 C^0 et $E=500W/m^2$: (a,b) la Puissance P_{pv} , (c) Courant I_{pv} , (d) tension V_{pv} ,
 (e) Courant de stator i_{abc} , (f) Vitesse de moteur

II. CONCLUSION :

Ce chapitre a expliqué les résultats de simulations pour un système de pompage solaire. Il est possible de tirer la conclusion que, en utilisant les deux méthodes, à savoir l'algorithme "P&O" et l'algorithme basé sur "P&O" utilisant la logique floue, le panneau photovoltaïque est capable de fournir la puissance maximale au système de pompage solaire.

Néanmoins, il convient de noter que les performances du suivi du point de puissance maximale (MPPT) avec l'algorithme basé sur la logique floue, qui repose sur "P&O", surpassent celles des méthodes traditionnelles de suivi du MPPT telles que "P&O".

CONCLUSION GENERALE



CONCLUSION GENERALE :

Dans cette étude, une amélioration de l'algorithme P&O avec l'ajout de la logique floue a été développée. Le système est directement connecté aux panneaux photovoltaïques. Pour garantir une alimentation nominale de 365volts au moteur, il suffit d'utiliser quinze panneaux en série. En raison de l'exigence d'une vitesse de rotation de 1200 tr/min, la fréquence nominale du moteur est établie à 80 Hz.

Une commande vectorielle est employée pour améliorer l'efficacité et les performances du système MSAP. La détermination du point de puissance maximale se fait au moyen d'une technique de suivi du point de puissance maximale (MPPT), qui peut utiliser les méthodes P&O ou FLC basées sur P&O.

D'après les résultats des simulations, on peut conclure que les deux algorithmes permettent au panneau photovoltaïque de fournir la puissance maximale. Néanmoins, il est important de noter que la performance du suivi du point de puissance maximale (MPPT) basé sur la logique floue se révèle plus robuste et précise que celle de l'algorithme P&O.

En ce qui concerne les perspectives de ce travail, nous pouvons citer :

- L'amélioration des systèmes de pompage photovoltaïque peut être réalisée en utilisant des méthodes d'intelligence artificielle telles que les algorithmes génétiques et les réseaux de neurones artificiels pour l'optimisation.
- Il est proposé de créer des lois de commande utilisant des techniques intelligentes afin de résoudre les défis posés par la non-linéarité du modèle imposée par la source PV et la charge. De plus, il serait intéressant d'explorer l'amélioration du bilan énergétique en intégrant le niveau du flux rotorique comme un paramètre supplémentaire dans le processus d'optimisation.

Références Bibliographiques

- [1] Zandi, 2010] Zandi,M. (2010). Contribution au Pilotage des Sources Hybrides d'Energie Electrique Soutenue. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine Université de Nancy, France.
- [2] [Mark vartet Castañer, 2003] Mark vart, T. et Castañer, L. (2003). Practical Hand bookof Photovoltaics : Fundamentals and Applications. Science, e edition.
- [3] Kherbouche, D., & Ghomri, A. (2020). Conceptual Density Functional Theory [DFT] study of some organic dyes for their use as sensitizers in molecular photovoltaics. *Journal of Fundamental and Applied Sciences*, 12(1), 245-254.
- [4] Bouroumeid, Y., & Benyoub, O. (2022). *CONTRIBUTION A L'ETUDE D'UNE STATION DE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE AUTONOME* (Doctoral dissertation, Directeur: Mme. FARADJI Djamila Née KHERBOUCHE).
- [5] [Stéphane, 2009] Stéphane, P. (2009). Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l'Energie pour les Applications Photovoltaïques. Thèse de Doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, France.
- [6] [Singo, 2010] Singo, A. T. (2010). Système d'Alimentation Photovoltaïque avec Stockage Hybride pour l'Habitat Énergétiquement Autonome. Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré Nancy-I, France.
- [7] [IEC, 2008] IEC (2008). IEC 60904-3 (Ed. 2), Photovoltaic devices - Part 3 : Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data. Technical report.
- [8] [Janez Krc, 2013] Janez Krc, M.T. (2013). Optical Modeling and Simulation of Thin-Film Photovoltaic Devices. CRC Press.
- [9] [Stéphane, 2009] Stéphane, P. (2009). Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l'Energie pour les Applications Photovoltaïques. Thèse de Doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, France.
- [10] [Rustemliet Dincer, 2011] Rustemli, S. et Dincer, F. (2011). Modeling of Photovoltaic Panel and Examining Effects of Temperature in Matlab / Simulink. *Electronics and Electrical Engineering*, 3 (109) : 3540.
- [11] [Pastor, 2006] Pastor, A.C. (2006). Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse - France.
- [12] [Picault et al., 2010a] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing Photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses : a case study. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2010 : 3740.

Références Bibliographiques (2)

- [13] [Bishop, 1988] Bishop, J. (1988). Computer Simulation of the Effect of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits. *Solar Cells*, 25 :7389.
- [14] [Doumane, 2011] Doumane, R. (2011). Modélisation du Vieillissement d'un Module Photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Université M'hamed Bougara Boumerdes Algérie.
- [Akihiro, 2005] Akihiro, O. (2005). Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System. Thèse de Doctorat, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo.
- [15] [Picault et al., 2010a] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing Photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses : a case study. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2010 : 3740.
- [16] [Picault et al., 2010a] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing Photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses : a case study. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2010 : 3740.
- [17] Akihiro, 2005
- [18] Akihiro, 2005
- [19] [Benghanem et Alamri, 2009] Benghanem, M.S. et Alamri, S.N. (2009). Modeling of Photovoltaic Module and Experimental Determination of Serial Resistance. *Journal of Taibah University for Science*, 2 :94105.
- [20] [Bishop, 1988] Bishop, J. (1988). Computer Simulation of the Effect of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits. *Solar Cells*, 25 :7389.
- [21] [Karatepe et al., 2007] Karatepe, E., Boztepe, M., et Çolak, M. (2007). Development of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays with Shaded Solar Cells. *Solar Energy*, 81 (8) : 977992.
- [22] [Picault et al., 2010a] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing Photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses : a case study. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2010 : 3740.
- [23] [Karatepe et al., 2007] Karatepe, E., Boztepe, M., et Çolak, M. (2007). Development of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays with Shaded Solar Cells. *Solar Energy*, 81 (8) : 977992.
- [24] [Meekhun, 2010] Meekhun, D. (2010). Réalisation d'un Système de Conversion et de Gestion de l'Energie d'un Système Photovoltaïque pour l'Alimentation des Réseaux de Capteurs sans Fil Autonomes pour l'Application Aéronautique. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées Université de Toulouse.

Références Bibliographiques (3)

- [25] [Meekhun, 2010] Meekhun, D. (2010). Réalisation d'un Système de Conversion et de Gestion de l'Energie d'un Système Photovoltaïque pour l'Alimentation des Réseaux de Capteurs sans Fil Autonomes pour l'Application Aéronautique. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées Université de Toulouse.
- [26] [Doumane, 2011] Doumane, R. (2011). Modélisation du Vieillissement d'un Module Photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Université M'hamed Bougara Boumerdes Algérie. [Akihiro, 2005] Akihiro, O. (2005). Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System. Thèse de Doctorat, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo.
- [27] [Reynaud, 2011] Reynaud, J.-F. (2011). Recherches d'Optimums d'Energies pour Charge/Décharge d'une Batterie à Technologie Avancée Dédiée à des Applications Photovoltaïques. Thèse de Doctorat, Université Toulouse III Paul Sabatier.
- [28] [Meekhun, 2010] Meekhun, D. (2010). Réalisation d'un Système de Conversion et de Gestion de l'Energie d'un Système Photovoltaïque pour l'Alimentation des Réseaux de Capteurs sans Fil Autonomes pour l'Application Aéronautique. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées Université de Toulouse.
- [29] [Meekhun, 2010] Meekhun, D. (2010). Réalisation d'un Système de Conversion et de Gestion de l'Energie d'un Système Photovoltaïque pour l'Alimentation des Réseaux de Capteurs sans Fil Autonomes pour l'Application Aéronautique. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées Université de Toulouse.
- [30] [Stéphane, 2009] Stéphane, P. (2009). Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l'Energie pour les Applications Photovoltaïques. Thèse de Doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, France.
- [31] [June et al., 2012] June, M., Pachpande, S.G., Elec, M.E.S.Y., et Jalgaon, S.C.O.E. (2012). Studying The Effect of Shading on Solar Panel using MATLAB. International Journal of Science and Applied Information Technology, 1 (2278) : 4651.
- [32] [Estibals, 2010] Estibals, B. (2010). Contribution à l'Amélioration des Chaînes de Conversion Photovoltaïques par l'Introduction d'Architectures Distribuées. Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier de Toulouse.
- [33] Bun, 2011
- [34] E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo et Cidrás, 2010
- [35] Akihiro, 2005
- [36] Wikipedia, 2016a].
- [37] [Karatepe et al., 2007] Karatepe, E., Boztepe, M., et Çolak, M. (2007). Development of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays with Shaded Solar Cells. Solar Energy, 81 (8) : 977-992.
- [38] Patel et al., 2008

Références Bibliographiques (4)

- [39] [Estibals, 2010] Estibals, B. Contribution à l'Amélioration des Chaînes de Conversion Photovoltaïques par l'Introduction d'Architectures Distribuées. Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier de Toulouse, Année 2010.
- [40] Bun, 2011
- [41] [Greacen Green, 2001] Greacen, C. et Green, D. (2001). The Role of Bypass Diodes in the Failure of Solar Battery Charging Stations in Thailand. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 70(2) :141149.
- [42] Bun, 2011
- [43] [Schimpfet Norum, 2008] Schimpf, F. et Norum, L.E. (2008). Grid Connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformer less Inverters. In *Proceedings of Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*, page 6.
- [44] Bun(2011) et de [Picault et al., 2010a] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing Photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses : a casestudy. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2010 : 3740.
- [45] [Hosbach, 2011] Hosbach, R.A. (2011). Testing and Analysis of the Solar Magic 3320. Master thesis, The Faculty of Humboldt State University.
- [46] [Kaushika et Rai, 2007] Kaushika, N. D. et Rai, A. K. (2007). An Investigation of Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Cell Networks. *Energy*, 32(5) :755759
- [47] [Singo, 2010] Singo, A. T. (2010). Système d'Alimentation Photovoltaïque avec Stockage Hybride pour l'Habitat Énergétiquement Autonome. Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré Nancy-I, France.
- [48] [Hosbach, 2011] Hosbach, R.A. (2011). Testing and Analysis of the Solar Magic 3320. Master thesis, The Faculty of Humboldt State University.
- [49] BOUALEM, DENDIB, & quote; Technique Conventionnelles et Avancée de Poursuite MPPT pour des Applications Photovoltaïque : Etude Comparative.& quote;; Université FERHAT Abbas-Sétif, Mémoire de Magister, Département d'Electronique, Année 2007.
- [50] BENBOUABDELLAH, Z., & HADJAL, E. M. (2020). *Modélisation et simulation d'un système de stockage dans une alimentation hybride* (Doctoral dissertation, Directeur; Mme. FARADJI Djamilia Née KHERBOUCHE/Co-Directeur; Mme. GHOMRI Amina).
- [51] I. BENDJAMAA «Modélisation et Commande d'un Système de Stockage Photovoltaïque»; Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr BELKAID –Tlemcen, Année 2012.
- [52] ALO 06
- [53] SIN 08

- [54] BARDADI M, «Identification des Paramètres d'une Machine Synchrone à Aimant Permanent en vue d'une Intégration dans des Simulateurs en Temps Réel». Thèse Magister, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, Année 2015.
- [55] K. AZEDDINE & quot; Etude d'une Commande non- linéaire Adaptative d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents & quot;; Ph, Québec, Canada, Année 2000.
- [56] Marwa EZZAT, «Commande non Linéaire sans Capteur de la Machine Synchrone a Aimants Permanents». Thèse Doctorat, Ecole Centrale de Nantes, Année 2010.
- [57] [John CLAISSON]. Modeling and High Performance Control of Electric Machine, Année 2021.
- [58] [TORE M. Uneland and WILLIAM P. ROBBINS]. Power Electronics Converters Application and Design, bookstores
- [59] ROUABHI R, «Étude et Commande d'une Machine à Synchrone à Double Alimentation Application: Energie Eolienne». Thèse Doctorat, Université de Sétif, Année 2016.
- [60] F. LABRIQUE , G. SEGUIER, R. BAUSSIERE «Les Convertisseurs de l'Electronique de Puissance, la Conversion Continu – Alternatif», Tec. Doc. Paris, Année 1995.
- [61] K. EL-MELOUANI, «Dimensionnement d ' un Hacheur Survolteur»; Application noté de Poly Tech - Clermont-Ferrand France, Année 2010.
- [62] PETROVA- KOCH, V., HEZEL, R., & amp; Goetzberger, A. (Eds.). High-Efficient Low-Cost Photovoltaics: Recent Developments (Vol. 140). Springer, Année 2008.
- [63] D.THOMAS, R. JIMMY, S.ERIC, S.BOCAR « Le Pompape Photovoltaïque‘ Manuel de Cours à l' Intention des Ingénieurs et des Techniciens’». Université d'Ottawa -Canada, Année 1998.
- [64] [Picault et Al., 2010a] PICAULT, D., Raison, B., BACHA, S., AGUILERA, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing Photovoltaic Array Interconnections to Reduce Mismatch Losses: a Casestudy. 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 3740, Année 2010.
- [65] [Meekhun, 2010] Meekhun, D. «Réalisation d'un Système de Conversion et de Gestion de l'Energie d'un Système Photovoltaïque pour l'Alimentation des Réseaux de Capteurs sans Fil Autonomes pour l'Application Aéronautique». Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées Université de Toulouse, Année 2010.
- [66] BENBOUABELLAH, Z., & HADJAL, E. M. (2020). Modélisation et simulation d'un système de stockage dans une alimentation hybride (Doctoral dissertation, Directeur ; Mme. FARADJI Djamila Née KHERBOUCHE/Co-Directeur ; Mme. GHOMRI Amina