

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département d'Automatique

Projet de fin d'études

**Pour l'obtention du diplôme
D'Ingénieur d'Etat en Automatique**

THÈME

**Comparaison et Synthèse d'un Nouvel Algorithme
MPPT Robuste pour une Chaîne
de Production d'Energie Photovoltaïque**

Etudié par :

**TALBI Said
RIAH Rachid**

Proposé et dirigé par :

**Pr. M. TADJINE
Pr. M. S. BOUCHERIT**

Juin 2011

Ecole Nationale Polytechnique, 10, AV. Hassen Badi, El-Harrach, Algérie

المخلص:

في هذا العمل ، اهتمنا باستخراج الطاقة الاعظمية المتاحة على مستوى مخرج المولد الكهروضوئي من اجل زيادة كفاءة السلسلة الكهروضوئية. السلسلة المقترحة تتكون من لوحة كهروضوئية، محول مستمر مستمر وحمولة أومية بسيطة. وجود تقنية تسمى MPPT أمر ضروري. هناك عدة تقنيات MPPT في الأدبيات. مهمتنا هي تقديم دراسة مقارنة بين هذه التقنيات MPPT استنادا على عدة معايير. التقنيات MPPT المدروسة هي: تشويش و مراقبة، تصرف الإضافية، تسلق الهضبة وتحكم على أساس المنطق الغامض. مساهمتنا هي العمل على تطوير تقنية MPPT متينة. بعد تقديم حالة فنية عن الطاقة الشمسية، قمنا بتبسيط الضوء على مشكلة إنتاج الطاقة القصوى و التقنيات MPPT المختلفة التي توجد في الأدبيات ، اقترحنا نماذج لمختلف مكونات السلسلة الكهروضوئية، قمنا بت صميم التقنية MPPT المقترحة و وضع التحكم الانزلاقي لضمان الاستفادة المثلى من الطاقة الضوئية في السعي إلى تتبع نقاط الطاقة القصوى. و قمنا بإجراء اختبارات المتانة لإثبات اتساق مساهمتنا.

الكلمات المفتاحية: MPPT، الكفاءة، الكهروضوئي، محول مستمر مستمر، تصرف، المنطق الغامض، التحكم الانزلاقي، المتانة.

Résumé :

Dans ce travail, notre intérêt s'est porté sur la maximisation de l'énergie extraite d'un panneau photovoltaïque afin d'augmenter le rendement de la chaine photovoltaïque. La chaine de production d'énergie choisie se compose d'un Panneau photovoltaïque, un convertisseur statique (Hacheur) et une simple charge résistive. Une technique nommée MPPT est vitale. Plusieurs algorithmes MPPT sont bien établis dans la littérature. Notre travail c'est de faire une étude comparative entre ces différents MPPT en se basant sur plusieurs critères d'évaluation. Les MPPT étudiés sont : Perturb & Observe (P&O), incrément de conductance (InCond), Hill climbing et la commande basée sur la logique floue. Notre contribution étant un travail de développement d'un nouvel algorithme MPPT robuste.

Après avoir fait l'état de l'art sur l'énergie solaire, la problématique de production de puissance maximale et les principaux MPPT qui existent dans la littérature sont mis en évidence. Ensuite des modèles des différents composants du système sont proposés. La commande par mode de glissement ainsi que le MPPT développé sont conçu de manière à assurer l'optimisation de l'énergie photovoltaïque, en poursuivant les points de puissance maximale. Des tests de robustesse sont effectués pour prouver la consistance de notre contribution.

Mots clés : MPPT, Rendement, Photovoltaïque, Convertisseur (Hacheur), Conductance, Logique floue, Mode de glissement, Robustesse.

Abstract:

In this work, we have focused upon maximizing the energy extracted from a photovoltaic (PV) panel to increase the efficiency of the PV chain. The PV energy production chain consists of a selected PV panel, a static converter (chopper) and a simple resistive load. A technique called MPPT is vital. Several MPPT algorithms are well established in literature. Our task is to make a comparative study between these MPPTs, based on several criteria. The studied MPPTs are: Perturb & Observe (P&O), incremental conductance (InCond), Hill Climbing and the fuzzy logic-based control. Our contribution is developing a new robust MPPT algorithm.

After having made the state of art of solar energy, the problem of maximum output power and the main MPPTs that exist in the literature are highlighted. Then the system components models are proposed. The sliding mode control and the developed MPPT are designed so that optimization of photovoltaic energy and maximum power point tracking are ensured. Robustness tests are performed to prove the consistency of our contribution.

Keywords: MPPT, Efficiency, Photovoltaic, converter (chopper), conductance, Fuzzy logic, sliding mode, Robustness.

Remerciement

« Tout d'abord, nous remercions Dieu, le tout puissant de nous avoir accordé le savoir, le droit chemin, l'opportunité de poursuivre nos études et la force pour réaliser ce modeste travail ».

Nous tenons à exprimer tous nos vifs remerciements et nos profondes Gratitudes à nos promoteurs : Pr M.TADJINE et Pr M.S. BOUECHRIT pour leurs disponibilités, aides et bonnes humeurs durant toutes les étapes de ce projet. Leurs dévouements, conseils scientifiques et suivis, nous ont permis de mener notre travail à terme.

Notre sincère remerciement et notre profonde gratitude vont également au président et aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous accordent, en acceptant de juger notre travail.

Et enfin merci à tout ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'accomplissement de ce travail.

Dédicaces

À la mémoire de l'être le plus cher à mon cœur. Au tendre cœur que nous a ravi le destin. A l'âme la plus chaleureuse et paisible que j'ai jamais connue. A la source de valeurs nobles et précieuses. A l'emblème de modestie et d'honnêteté. A celle qui nous a appris ce que c'est le pardon. A celle qui a su nous unir depuis l'au-delà. A celle dont le feu de l'amour et la douleur du départ brûlent toujours aux fins fonds de nos cœurs, et resteront vivaces jusqu'aux derniers soupirs auxquels nous aurons droit... à ma grand-mère, **setsi Laldja taâzizt**. Que Dieu t'accorde Sa Miséricorde et t'accueille en Son vaste Paradis... Que tu puisses enfin te reposer en paix, éternellement.

Je dédie ce travail à l'être en qui je respire l'odeur de grand-mère. A celle qui a su m'inculquer le sens de la vie et ses valeurs. A celle qui a suscité en moi le noble besoin de toujours aller plus loin. A celle qui a été et est toujours l'exemple du sacrifice et du dévouement. A celle dont l'amour, la fierté, la foi et le soutien me tiennent toujours en confiance et m'encouragent à aller de l'avant. A celle pour qui mes yeux s'emplissent de larmes, à chaque fois que je pense à ce qu'elle fait pour nous. A celle pour qui je ferais n'importe quoi pour voir son sourire... à **ma très chère mère**.

A **mon père** qui s'est sacrifié toute sa vie de jeune pour sa grande famille, et qui je le sais, fait et ferait tout pour que je réussisse dans ma vie. A mon père en qui je ressens le désarroi de la maladie à chaque fois qu'il me prend dans ses bras. Que Dieu vous garde pour moi, Père et Mère, que je puisse un jour vous délester de vos fardeaux.

A mes deux sœurs **Sabrina** et **Sandra** avec qui j'ai traversé les douleurs et les bonheurs. A mes cousins **Naim, Nassim, Samir, Salah, Ayoub, Mathouk** et le nouvel arrivé **Yanis**. A mon cousin, ami et frère **Khaled**. A mes cousines **Kahina, Lynda, Yasmina, Djazira, Shanez, Qamar** et la petite **Souha**. A ma cousine et amie **Lydia**, que tu puisses toujours faire face à ta maladie.

A mes chers oncles **Loucif, Youcef** et **Djamel**, qui m'ont appris ce que c'est la fraternité et la loyauté. Ainsi qu'à leurs femmes ; mes tantes **Nedjima, Houria** et **Hassiba**. A mes très chères tantes **Ouiza, Dida, Lola** et **Yaya**... Que Dieu leur fasse voir tout le bonheur du monde. Un vœu particulier à toi **Lola**, d'un meilleur avenir.

A tous les enseignants de l'ENP, et particulièrement au professeur M. TADJINE.

A mes amis d'enfance **Hichem** et **Sofiane**. A mes précieux amis d'étude **Rachid, Imad, Djawad, Omar, Toufik, Zaki, Khaled, Djamel, Mounir, Ishak, Abdellah, Houcine, Amine, Habib, Jesus** et **Sofiane**. Ainsi qu'à toute la promo d'Automatique et d'Electricité en général.

A ma toute nouvelle amie... **Lynda**. Une particulière affection pour toi.

Said TALBI dit Oualid

Dédicace :

Je dédie ce travail de fin d'études d'ingénieur :

A ma très chère mère, yemma Zedouma, grâce à qui j'ai pu atteindre ce niveau, qui a été toujours à mes cotés pour me soutenir dans les moments les plus difficiles, pour me conseiller. Elle est pour moi plus qu'une mère mais une amie, que Dieu lui donne longue vie et bonne santé.

A mon très cher père, vava Ahmed, qui m'a encouragé pendant toute ma formation, du primaire à l'université, par ses conseils et dépenses qui m'ont permis d'en arriver au bout, Que Dieu lui accorde Sa Miséricorde et fasse du Paradis son éternelle demeure.

A mes frères Abd El Madjid(Mouloud), Mustapha, Abd El Malek (Kamal), Belkacem ainsi qu'a leurs épouses et leurs enfants, Abd El nour et Zahir.

A mes chères sœurs Nora, Naima, Fahima, son mari Fatah et ses filles Kanza et Marwa.

A tous les membres de ma famille : oncles, tantes, cousins et cousines,

A tous mes amis en particulier mon binôme Said, Fouad, Imad, Toufik, Djawad et Omar ainsi que tous mes amis de l'Ecole Nationale Polytechnique.

A tous mes amis...

Rachid...

Sommaire

<i>Introduction générale.....</i>	<i>1</i>
-----------------------------------	----------

Chapitre 1

Etat de l'art sur la chaîne photovoltaïque

<i>1.1 Introduction.....</i>	<i>4</i>
<i>1.2 Energie solaire en Algérie</i>	<i>4</i>
<i>1.3 Les applications de l'énergie photovoltaïque.....</i>	<i>4</i>
<i>1.3.1 En ville.....</i>	<i>4</i>
<i>1.3.2 Dans les régions isolées</i>	<i>5</i>
<i>1.4 Energie solaire photovoltaïque</i>	<i>5</i>
<i>1.4.1 Principe d'une cellule photovoltaïque</i>	<i>6</i>
<i>1.4.2 Cellule solaire et ses caractéristiques.....</i>	<i>9</i>
<i>1.5 Générateur photovoltaïque</i>	<i>9</i>
<i>1.5.1 Constitution d'un générateur photovoltaïque.....</i>	<i>9</i>
<i>1.5.2 Caractéristique Courant –Tension.....</i>	<i>10</i>
<i>1.5.3 Caractéristique Puissance –Tension</i>	<i>12</i>
<i>1.5.4 Protections classiques d'un GPV.....</i>	<i>12</i>
<i>1.6 Types de chaînes de production d'énergie photovoltaïque.....</i>	<i>13</i>
<i>1.7 Les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire.....</i>	<i>14</i>
<i>1.8 Convertisseurs électriques</i>	<i>15</i>
<i>1.8.1 Les hacheurs (convertisseurs DC/DC).....</i>	<i>15</i>
<i>1.8.2 Les onduleurs (convertisseurs DC/AC).....</i>	<i>17</i>
<i>1.9 Système de stockage</i>	<i>18</i>
<i>1.10 Conclusion.....</i>	<i>19</i>

Chapitre 2

Problématique de production de la puissance maximale

<i>2.1 Introduction.....</i>	<i>20</i>
<i>2.2 Connexion directe entre la source et la charge.....</i>	<i>20</i>
<i>2.3 Introduction d'un étage d'adaptation</i>	<i>22</i>
<i>2.4 Principe de la recherche du point de puissance maximale.....</i>	<i>24</i>

2.5	<i>Définitions des différents rendements d'une chaîne de conversion photovoltaïque</i>	26
2.5.1	<i>Critères d'évaluation d'un module photovoltaïque</i>	27
2.5.2	<i>Critères d'évaluation d'une commande MPPT</i>	28
2.5.3	<i>Critère d'évaluation d'un étage de conversion</i>	30
2.5.4	<i>Critère d'évaluation d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète</i>	31
2.6	<i>Conclusion</i>	33

Chapitre 3

Synthèse des différents MPPT rencontrés dans la littérature

3.1	<i>Introduction</i>	34
3.2	<i>Les premiers types de commande MPPT</i>	34
3.3	<i>Les commandes MPPT à algorithmes performants</i>	35
3.3.1	<i>Principe de la commande "Perturb and Observe" (P&O)</i>	35
3.3.2	<i>Principe des commandes "Hill Climbing"</i>	39
3.3.3	<i>Principe des commandes "Incrément de conductance" (InCond)</i>	42
3.4	<i>Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité</i>	46
3.4.1	<i>Mesure de VOC (Fraction de VOC)</i>	46
3.4.2	<i>Mesure de ICC (Fraction de ICC)</i>	47
3.5	<i>Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue</i>	48
3.6	<i>Conclusion</i>	50

Chapitre 4

Modélisation de la chaîne photovoltaïque et développement d'un MPPT robuste

4.1	<i>Introduction</i>	51
4.2	<i>Modélisation de la chaîne photovoltaïque utilisée</i>	51
4.2.1	<i>Modèle du panneau photovoltaïque</i>	52
4.2.1.1	<i>Modèle à une diode</i>	52
4.2.1.2	<i>Modèle à deux diodes</i>	55
4.2.2	<i>Modèle du convertisseur</i>	56
4.3	<i>Boîte à outils SimPowerSystems</i>	59
4.3.1	<i>Introduction</i>	59

4.3.2	<i>Le rôle de la simulation dans la conception</i>	60
4.3.3	<i>Les bibliothèques SimPowerSystems</i>	60
4.3.4	<i>Les schémas des modèles en SimPower</i>	61
4.4	<i>La commande par mode glissant</i>	62
4.4.1	<i>Conception de la commande par mode de glissement</i>	62
4.4.2	<i>Application de la commande par mode de glissement au convertisseur Buck-Boost</i>	66
4.5	<i>Développement de l'algorithme MPPT robuste</i>	68
4.5.1	<i>Principe de l'approximation parabolique</i>	68
4.5.2	<i>Principe de base de l'algorithme de prédiction parabolique</i>	68
4.5.3	<i>L'organigramme de l'algorithme développé (Parabolic Prediction)</i>	69
4.5.4	<i>l'organigramme de l'algorithme développé</i>	71
4.6	<i>Conclusion</i>	71

Chapitre 5

Simulation et comparaison

5.1	<i>Introduction</i>	72
5.2	<i>Simulation de la chaine de production photovoltaïque</i>	72
5.2.1	<i>Comportement du système photovoltaïque sans contrôleur MPPT</i>	72
5.2.2	<i>Résultats de simulation et comparaison des différents algorithmes</i>	73
5.3	<i>Simplicité, coût et capteurs requis</i>	83
5.3.1	<i>Simplicité</i>	83
5.3.2	<i>Coût et capteurs requis</i>	83
5.4	<i>Robustesse</i>	84
5.4.1	<i>Effet de la variation de la résistance série du panneau</i>	84
5.4.2	<i>Effet de la variation de la résistance interne des diodes</i>	85
5.4.3	<i>Robustesse par rapport aux variations des paramètres du convertisseur</i>	86
5.4.4	<i>Robustesse par rapport aux variations de la charge</i>	88
5.5	<i>Conclusion</i>	90
	<i>Conclusion générale et perspectives</i>	91

Bibliographies

Annexes

Liste des figures

Chapitre 1

<i>Figure 1.1 : Interconnexion entre les différents générateurs</i>	<i>5</i>
<i>Figure 1.2 : Utilisation de l'énergie photovoltaïque dans les cites isolés</i>	<i>5</i>
<i>Figure 1.3 : Structure d'une cellule photovoltaïque utilisant le silicium comme matériau PV (présence d'une jonction PN)</i>	<i>6</i>
<i>Figure 1.4 : Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque pour un éclairnement et une température donnés</i>	<i>7</i>
<i>Figure 1.5 : Modèle équivalent électrique de la cellule photovoltaïque</i>	<i>9</i>
<i>Figure 1.6 : Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protections</i>	<i>10</i>
<i>Figure 1.7 : Caractéristique Courant-Tension (I-V) du panneau solaire utilisé</i>	<i>11</i>
<i>Figure 1.8 : Caractéristique Puissance Tension (P-V) du panneau solaire utilisé</i>	<i>12</i>
<i>Figure 1.9 : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque</i>	<i>13</i>
<i>Figure 1.10 : Types des systèmes photovoltaïques, (a)Autonome, (b) Hybride (PV diesel), (c)Connecté au réseau.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 1.11 : Schéma de principe d'un hacheur : (a) abaisseur (b) élévateur.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 1.12 : Schéma de principe d'un onduleur triphasé de tension.....</i>	<i>17</i>

Chapitre 2

<i>Figure 2.1: Principe d'une connexion directe entre un GPV et une charge.</i>	<i>20</i>
<i>Figure 2.2: Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge.....</i>	<i>21</i>
<i>Figure 2.3: Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation</i>	<i>22</i>
<i>Figure 2.4: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.....</i>	<i>24</i>
<i>Figure 2.5: Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal : Suite à une variation d'ensoleillement (a), suite à une variation de charge(b), suite à une variation de température (c)</i>	<i>25</i>
<i>Figure 2.6: Localisation des différents rendements d'une chaîne photovoltaïque</i>	<i>27</i>
<i>Figure 2.7: Exemple d'allure du rendement d'un convertisseur de puissance en fonction de son rendement.....</i>	<i>31</i>

Chapitre 3

<i>Figure 3.1 : Principe de la première commande MPPT numérique.....</i>	<i>34</i>
<i>Figure 3.2 : Caractéristique P(V) d'un panneau solaire</i>	<i>36</i>
<i>Figure 3.3 : Algorithme type de la méthode P&O.....</i>	<i>36</i>
<i>Figure 3.4 : Divergence de la commande P&O lors de variation d'irradiation</i>	<i>38</i>
<i>Figure 3.5 : Relation entre la puissance P et le rapport cyclique D du convertisseur statique</i>	<i>39</i>

<i>Figure 3.6 : Algorithme type de la commande Hill Climbing</i>	40
<i>Figure 3.7 : Schéma de principe de la commande Hill Climbing</i>	40
<i>Figure 3.8 : Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de dP_{pv}/dV_{pv} sur la caractéristique de la puissance(a) et de la valeur de $\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$ sur la caractéristique de courant (b)</i>	43
<i>Figure 3.9 : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance</i>	44
<i>Figure 3.10 : Fonctionnement d'une commande MPPT de type InCond illustré sur une chaîne élémentaire de conversion PV</i>	44
<i>Figure 3.11 : Formes des fonctions d'appartenance des différentes variables linguistiques</i>	49

Chapitre 4

<i>Figure 4.1 : configuration de la chaîne photovoltaïque</i>	51
<i>Figure 4.2 : schéma équivalent du modèle à une diode</i>	53
<i>Figure 4.3 : Schéma bloc du générateur photovoltaïque</i>	54
<i>Figure 4.4 : schéma équivalent Modèle à deux diodes</i>	55
<i>Figure 4.5 : schéma de principe d'un Hacheur Buck_boost</i>	57
<i>Figure 4.6 : Circuit équivalent d'un Buck-Boost lorsque $d \in [0, d.T_s]$</i>	58
<i>Figure 4.7 : Circuit équivalent d'un Buck-Boost lorsque $d \in [d.T_s, T_s]$</i>	58
<i>Figure 4.8 : Rapport de conversion en fonction du rapport cyclique</i>	59
<i>Figure 4.9 : Schéma du Modèle du panneau photovoltaïque sous SimPowerSystems</i>	61
<i>Figure 4.10 : Schéma du convertisseur Buck-Boost sous SimPowerSystems</i>	61
<i>Figure 4.11 : Effet de l'ensoleillement sur les caractéristiques I-V et P-V</i>	62
<i>Figure 4.12 : Effet de la température sur les caractéristiques P-V et I-V</i>	62
<i>Figure 4.13 : Ajustage du pas et décalage pour avoir de nouvelles mesures</i>	69
<i>Figure 4.14 : Etude de cas pour la réponse dynamique de l'algorithme de prédiction parabolique (décalage nécessaire)</i>	70
<i>Figure 4.15 : Etude de cas pour la réponse dynamique de l'algorithme de prédiction parabolique (décalage inutile)</i>	70
<i>Figure 4.16 : Organigramme de l'Algorithme proposé</i>	71

Chapitre 5

<i>Figure 5.1 : Comportement du système sans MPPT dans des conditions nominales de température et d'ensoleillement</i>	73
<i>Figure 5.2 : Puissance extraite du panneau PV à une température de 25°C et un ensoleillement de 1000 w/m^2</i>	74
<i>Figure 5.3 : temps de réponses</i>	74
<i>Figure 5.4 : Ondulation</i>	75
<i>Figure 5.5 : Courant et Tension du panneau PV à une température de 25°C et un ensoleillement de</i>	76

<i>Figure 5. 6 : Evolution du point de fonctionnement du panneau à une température de 25°C et un ensoleillement de 1000 w/m²</i>	<i>77</i>
<i>Figure 5.7 : Profile de l'ensoleillement</i>	<i>78</i>
<i>Figure 5.8 : Réponse en Puissance à des variations de l'ensoleillement à une température de 25 °C.....</i>	<i>78</i>
<i>Figure 5.9 : Poursuite de variations douces de l'ensoleillement.....</i>	<i>79</i>
<i>Figure 5.10 : Poursuite de variations brusques de l'ensoleillement</i>	<i>79</i>
<i>Figure 5. 11 : Courant et Tension du panneau sous des conditions variables d'ensoleillement.....</i>	<i>80</i>
<i>Figure 5 12 : Courant et Tension du panneau sous des conditions variables d'ensoleillement.....</i>	<i>80</i>
<i>Figure 5.13 : Profile de la température</i>	<i>81</i>
<i>Figure 5.14 : Réponse en Puissance à des variations de la température à un ensoleillement de 1000 W/m²</i>	<i>81</i>
<i>Figure 5 15 : Courant et Tension du panneau sous des conditions variables de la température.....</i>	<i>82</i>
<i>Figure 5. 16 : Evolution du point de fonctionnement du panneau à une température variable et un ensoleillement de 1000 W/m².....</i>	<i>82</i>
<i>Figure 5. 17 : Influence de la résistance série sur la puissance extraite du panneau</i>	<i>85</i>
<i>Figure 5.18 : Influence de la résistance série sur la puissance extraite du panneau</i>	<i>85</i>
<i>Figure 5.19 : Influence de la résistance interne des diodes sur la puissance extraite du panneau</i>	<i>86</i>
<i>Figure 5.20 : Influence de la résistance interne des diodes sur la puissance extraite du panneau</i>	<i>86</i>
<i>Figure 5.21 : Effet de la variation de la résistance de l'inductance sur la puissance extraite du panneau</i>	<i>87</i>
<i>Figure 5.22 : Effet de la variation de la résistance de l'inductance (zoom)</i>	<i>87</i>
<i>Figure 5.23 : Effet de la variation de la résistance de l'inductance (zoom)</i>	<i>88</i>
<i>Figure 5.24 : Effet de la variation de la capacité d'entrée (zoom).....</i>	<i>88</i>
<i>Figure 5.25 : Robustesse par rapport aux variations de la charge</i>	<i>89</i>
<i>Figure 5. 26 : zoom sur les zones encerclées.....</i>	<i>89</i>

Liste des tableaux

Chapitre 3

Tableau 3.1 : Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue..... 49

Chapitre 5

Tableau 5.1 : Classement des algorithmes suivant leurs temps de réponses75

Tableau 5.2 : Classement des algorithmes selon l'ondulation 76

Tableau 5.3 : Comparaison des différents coûts 84

Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock des ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. La filière étudiée dans ce projet de fin d'étude est l'énergie solaire photovoltaïque.

Cette dernière provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) [3] basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique puissance-tension (P-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale. La caractéristique P-V du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, son point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente.

La conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes photovoltaïques sont des problèmes d'actualité puisqu'ils conduisent sûrement à une meilleure exploitation de l'énergie solaire. Pour une installation photovoltaïque (Générateur PV et charge), la variation de 50 % de l'éclairement ou de la charge induit une dégradation de la puissance fournie par le générateur PV de l'ordre de 50 %; en plus le générateur PV ne fonctionne plus dans les conditions optimales [2-4].

Comme les GPVs présentent un rendement très faible qui varie entre 7 à 17% [20] et un cout très élevé, l'optimisation de la puissance produite est primordiale afin d'augmenter son efficacité. Pour ce faire, nous introduisons des algorithmes de poursuite du point de puissance maximale appelés MPPT (Maximum Power Point Tracking) entre le GPV et la charge, afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Ce dispositif est un système électronique qui force le module GPV à fonctionner dans un état qui lui permet de délivrer toute la puissance dont il est capable.

Plusieurs algorithmes MPPT sont développés pour maximiser l'énergie extraite du panneau et beaucoup d'entre eux sont très bien établis dans la littérature.

Dans ce contexte, l'apport envisagé avec ce projet de fin d'étude est de contribuer au développement d'un nouvel algorithme MPPT robuste, et ce à travers une étude comparative des différents MPPT qui existe dans la littérature, suivant un certain nombre de critères.

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art sur les chaînes photovoltaïques. Aussi, nous décrivons brièvement la structure et le fonctionnement des cellules et générateurs photovoltaïques. Par ailleurs, nous présenterons les avantages et inconvénients que présente l'énergie solaire photovoltaïque.

Le deuxième chapitre est dédié à la problématique de production de la puissance maximale qui permette d'augmenter le rendement global de la chaîne. Ainsi, nous exposerons les différents critères d'évaluation des MPPT, des modules photovoltaïques et de la chaîne de conversion complète qui seront utile dans le chapitre 5.

Le troisième chapitre concerne la synthèse des différents MPPT qui font l'objet de cette étude. Les commandes MPPT étudiées sont les suivantes :

- La commande Perturbation et Observation (P&O)
- La commande « Hill Climbing »
- La commande Incrément de conductance (InCond)
- La commande basée sur la logique floue.

Le quatrième chapitre est consacré à la modélisation des différents éléments constituant la chaîne photovoltaïque et à la commande par mode glissant du convertisseur Buck-Boost. En suite, nous décrivons les étapes de développement de notre algorithme.

Le cinquième chapitre est réservé à la simulation de la chaîne de production d'énergie photovoltaïque, à la comparaison entre les MPPTs étudiés et notre algorithme en se basant sur les critères cités dans le chapitre 2. Par ailleurs, une étude de la robustesse de notre algorithme vis-à-vis des variations des paramètres de la chaîne est présentée.

Enfin, une conclusion générale résume les principaux résultats auxquels nous avons abouti et les perspectives qu'ouvre ce travail.

Chapitre 1 :

Etat de l'art sur la chaine photovoltaïque

1.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous avons cité les caractéristiques des différents composants qui constituent la chaîne photovoltaïque : le Panneau, les convertisseurs et la charge qui peut être une batterie.

Cette dernière est un facteur clef dans un système d'énergie photovoltaïque; dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable. Elles sont reliées aux systèmes de production d'énergie photovoltaïque, à travers un bus continu et des convertisseurs de puissance.

Notre contribution étant un travail de développement, nous avons pris une simple charge résistive, sans batterie.

1.2 Energie solaire en Algérie

L'Algérie, de par sa situation géographique (Afrique du Nord) et sa superficie de 2.4 millions de Km², bénéficie d'un gisement naturel solaire élevé, estimé à plus de 5 Milliards de GWh et d'une durée moyenne d'ensoleillement de plus de 2 600 heures/an pour les régions côtières, et pouvant dépasser les 3 500 heures/an pour le sud [1].

Ce potentiel solaire constitue une opportunité pour le développement des énergies renouvelables dans le pays afin de contribuer d'une manière générale à la protection de l'environnement et à la réduction de la part des énergies fossiles dans le bilan énergétique.

1.3 Les applications de l'énergie photovoltaïque

1.3.1 En ville

Pour les communautés modernes, l'énergie électrique est la demande de base. Dans les grandes villes et pays, l'énergie électrique est fournie par plusieurs centrales avec des sources d'énergies différentes: fossile, hydraulique, nucléaire et générateur thermique, etc.

Le générateur solaire peut également être utilisé comme générateur de puissance. Pour des raisons (coût cher, le bas rendement du module photovoltaïque et les fluctuations de l'énergie de sortie), le générateur solaire peut être utilisé seulement en tant que générateur alternatif.

Ces générateurs sont généralement connectés ensemble comme indiqué sur la figure 1.1 [2].

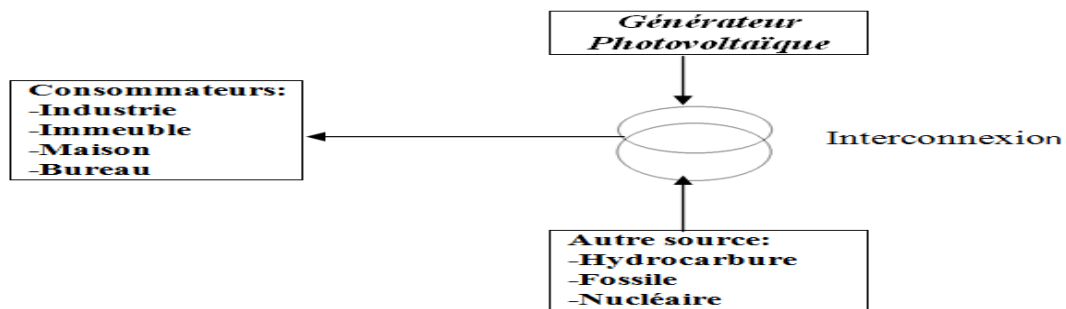


Figure 1.1 : Interconnexion entre les différents générateurs

1.3.2 Dans les régions isolées

Dans le secteur rural, l'énergie solaire est considérée comme source d'énergie principale parce que les autres sources d'énergies sont limitées. La connexion aux réseaux de service est rarement employée dans le secteur rural à cause de l'indisponibilité des réseaux dans ces derniers, le stockage d'énergie à temps est inévitable pour assortir la variation de la demande énergétique. Sur la figure 1.2, le schéma illustre le générateur solaire comme le seul générateur électrique principal avec quelques charges [2].

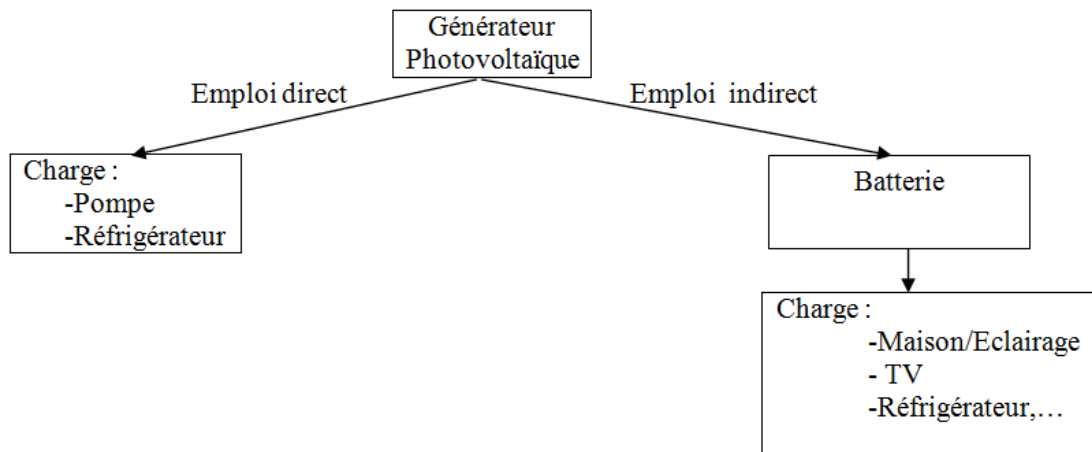


Figure 1.2 : Utilisation de l'énergie photovoltaïque dans les cités isolés

1.4 Energie solaire photovoltaïque [3]

L'énergie photovoltaïque est une des sources d'énergie renouvelables les plus importantes; c'est le produit de la conversion directe du rayonnement solaire à travers les

cellules photovoltaïques, c'est ce qu'on appelle l'effet photovoltaïque, qui fut observé la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel.

L'effet photovoltaïque permet la transformation de l'énergie lumineuse en électricité, ce phénomène dépend du matériel du semi-conducteur et de la longueur d'onde de la lumière incidente.

1.4.1 Principe d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Ainsi, le choix des matériaux utilisés pour concevoir des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques de certains de leurs électrons susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire et possédant une certaine quantité d'énergie selon leurs longueurs d'onde. Une fois libérés, ces charges se déplacent dans le matériau formant globalement un courant électrique de nature continue (DC). La circulation de ce courant donne alors naissance à une force électromotrice (fem) aux bornes du semi-conducteur correspondant ainsi au phénomène physique appelé *effet photovoltaïque*. La figure 1.3 illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque en silicium.

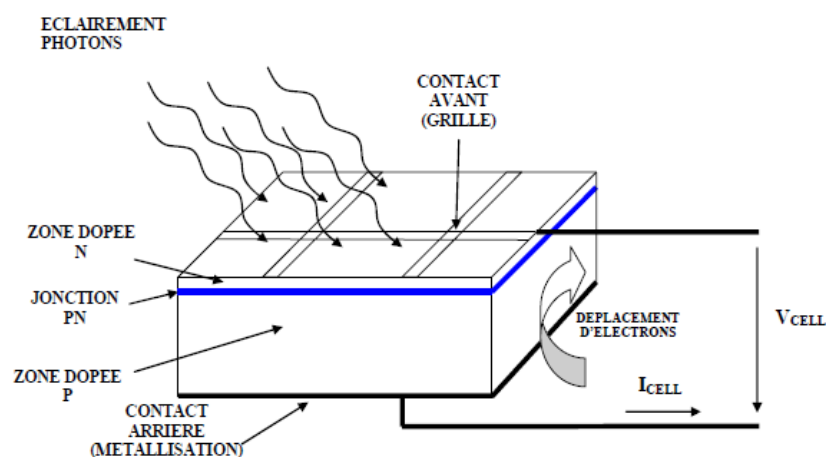


Figure 1.3 : Structure d'une cellule photovoltaïque utilisant le silicium comme matériau PV

Comparable à une diode utilisée classiquement en électronique, une cellule PV peut être réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée

N (dopée au phosphore) [2-4]. Entre les deux zones se développent une jonction PN avec une barrière de potentiel. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode (contact avant) et surtout de collecteurs d'électrons, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux électrons par collision. Si l'énergie transmise est supérieure à celle associée à la bande interdite (E_g) du semi-conducteur, des paires électrons-trous sont alors créées dans cette zone de déplétion par arrachement des électrons. Sous l'effet d'un champ électrique E_r qui règne dans cette zone, ces porteurs libres sont drainés vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique dans la cellule PV et une différence de potentiel (de 0.6 à 0.8 Volt) supportée entre les électrodes métalliques de la cellule, communément nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}) fortement dépendante de la température. Le courant maximal PV se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit (I_{cc}) dépendant fortement du niveau d'éclairement (E). La figure 1.4 illustre la caractéristique non linéaire $I(V)$ d'une cellule PV à base de silicium pour un éclairement et une température donnée, avec la présence d'un point de puissance maximale (PPM) caractérisé par sa tension et son courant optimaux (V_{OPT} et I_{OPT}). D'autres matériaux peuvent être utilisés pour réaliser les capteurs PV [5-7].

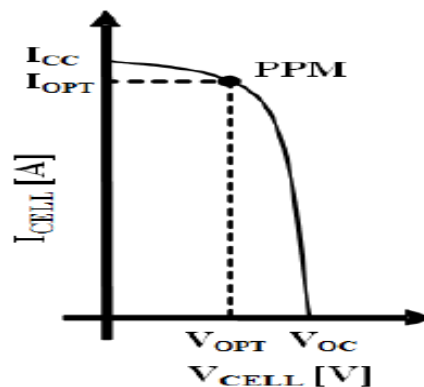


Figure 1.4 : Caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque pour un éclairement et une température donnés

En résumé, technologiquement, un capteur PV est proche d'une diode PN de par sa constitution, les matériaux utilisés, et les phénomènes physiques identiques mis en œuvre.

Le comportement d'une cellule PV peut donc se modéliser comme celui d'une jonction PN. Pour tenir compte du courant engendré par l'éclairement de la cellule et des

différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique, trois termes sont ajoutés I_{cc} , R_s et R_{sh} .

Ainsi le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [8] :

$$I_{CELL} = I_{CC} - I_{SAT1} \left[\exp\left(\frac{V_{CELL} + I_{CELL}R_s}{n_1V_T}\right) - 1 \right] - I_{SAT2} \left[\exp\left(\frac{V_{CELL} + I_{CELL}R_s}{n_2V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{CELL} + I_{CELL}R_s}{R_{sh}} \quad (1.1)$$

où $V_T = \frac{KT}{e}$

Avec :

- I_{SAT} (A) correspondant au courant de saturation
- V_T (V), le potentiel thermodynamique
- K (J.K⁻¹), la constante de Boltzmann
- T (K), la température effective de la cellule
- e (C), la charge de l'électron
- n , un facteur de non idéalité de la jonction
- I_{CELL} (A), le courant fourni par la cellule
- V_{CELL} (V), la tension aux bornes de la cellule
- I_{CC} (A), le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'ensoleillement et de la température
- R_{sh} (Ω), la résistance de shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction
- R_s (Ω), la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

La figure 1.5 illustre un schéma équivalent électrique représentant le comportement d'une cellule PV réelle. Ce modèle très simplifié nous permet de modéliser le comportement d'une source d'énergie électrique provenant de capteurs PV. Ainsi, comme illustré sur la figure 1.4, la cellule peut être assimilée à une source de tension, à droite du PPM, plus ou moins parfaite en fonction de la pente dI/dV proche de la verticale et à une source de courant à gauche du PPM. Pour la mise au point des commandes MPPT appropriées, cette modélisation s'avère très utile pour en déduire les performances de ces commandes autour du PPM.

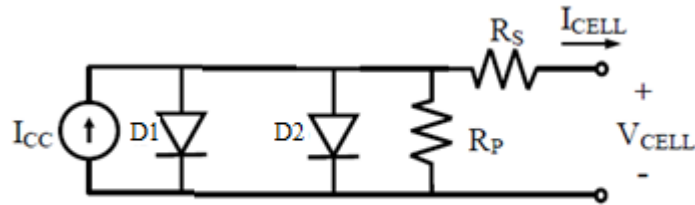


Figure 1.5 : Modèle équivalent électrique de la cellule photovoltaïque

1.4.2 Cellule solaire et ses caractéristiques

Appelée aussi, cellule solaire ou photopile, la cellule photovoltaïque est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs. Elle est l'élément de base de tout système photovoltaïque. Elle peut former en se groupant, des modules photovoltaïques ou encore plus, des panneaux photovoltaïques, c'est ce qu'on appelle des générateurs photovoltaïques.

L'énergie photovoltaïque fait appel généralement à une des trois technologies suivantes [10] :

- Les cellules de silicium monocristallin, les plus répandues, ont la meilleure efficacité, qui varie généralement de 13 à 18 %. Leur durée de vie est habituellement de plus de 25 à 30 ans.
- Les cellules de silicium polycristallin possèdent les mêmes caractéristiques physiques, cependant elles ont une efficacité légèrement inférieure, soit de 12 à 15 %.
- Les cellules de silicium amorphe est la troisième technologie utilisée. L'efficacité est moindre, variant de 6 à 10 %. Leur durée de vie est généralement inférieure à 20 ans.

1.5 Générateur photovoltaïque

1.5.1 Constitution d'un générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque.

La connexion en série des cellules permet d'augmenter facilement la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un générateur PV aux caractéristiques souhaitées.

La plupart des modules commercialisés sont constitués de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallins connectées en série, comme l'illustre la figure 1.6. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules connectées en série (18 cellules pour le module PV référencé BP585). Le nombre de cellules de chaque sous-réseau correspond à un compromis économique entre protection et perte d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel d'ombrage.

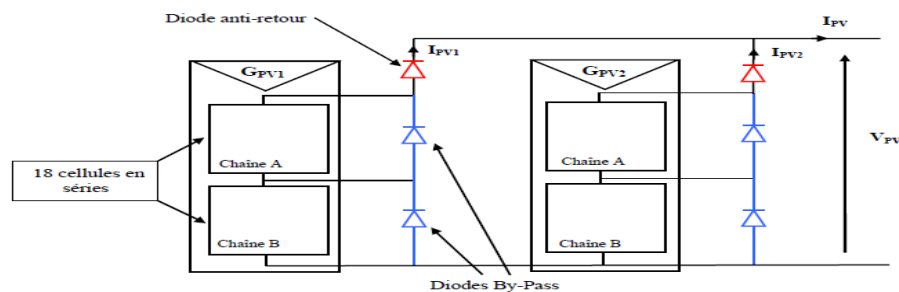


Figure 1.6 : Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protections

La caractéristique électrique $I(V)$ de ce type de GPV s'avère proche de celle d'une cellule PV aux rapports de proportionnalités près. Ces rapports dépendent du nombre de cellules connectées en série et du nombre de branches de cellules associées en parallèle. Cette caractéristique est également non linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM) caractérisé par un courant et une tension nommés respectivement, comme pour la cellule, I_{OPT} et V_{OPT} .

1.5.2 Caractéristique Courant –Tension

La figure 1.7 illustre le comportement du GPV sous des conditions particulières d'ensoleillement et de température de la jonction.

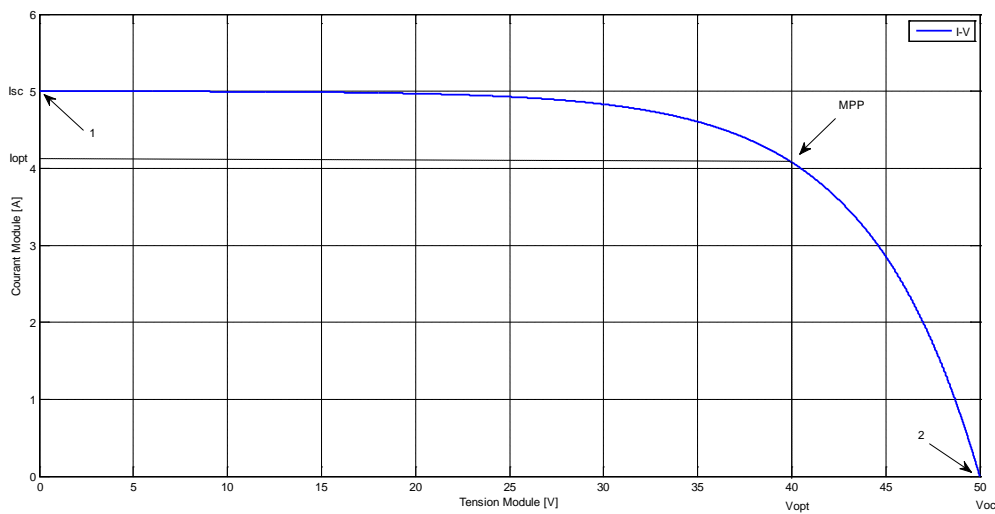


Figure 1.7 : Caractéristique Courant-Tension (I-V) du panneau solaire utilisé

On examinant cette caractéristique, on peut distinguer trois points importants :

- Premier point (1) correspond au courant maximum que peut fournir la cellule solaire à la tension zéro (courant à court-circuit).
- Deuxième point (2) correspond à la tension maximale de la cellule solaire sans charge; circuit ouvert.
- Troisième point (MPP) correspond au point de fonctionnement où la puissance maximale que peut fournir le PV est délivrée.

De plus, la caractéristique peut se diviser en trois parties dans le sens où la cellule se comporte comme une source de courant ou source de tension [2].

Il existe trois parties différentes :

- l'intervalle où le courant est constant alors que la tension est variable, la cellule est considérée comme source de courant,
- l'intervalle où la tension est pratiquement constante alors que le courant est variable, la cellule est considérée comme une source de tension,
- l'intervalle où la cellule n'est considérée ni source de tension ni source de courant (intervalle où le courant et la tension sont variables).

1.5.3 Caractéristique Puissance –Tension

La figure 1.8 représente la caractéristique Puissance-Tension du GPV sous des conditions particulières de l'insolation et de la température.

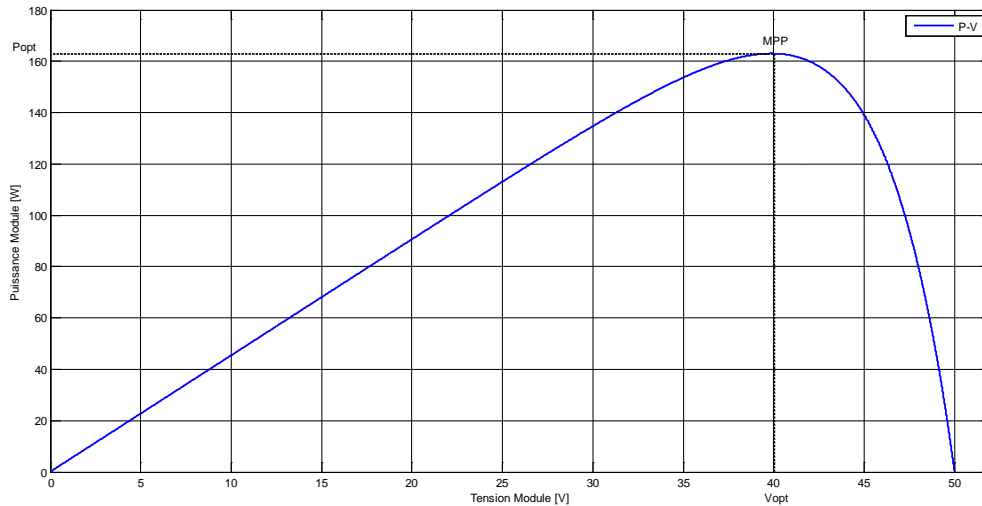


Figure 1.8 : Caractéristique Puissance Tension (P-V) du panneau solaire utilisé

Cette caractéristique est également non linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM) caractérisé par un courant et une tension nommés respectivement I_{opt} et V_{opt} .

1.5.4 Protections classiques d'un GPV

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure 1.6) :

- la diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.
- les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie

du générateur, comme illustré sur la figure 1.9 [2, 3], par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance.

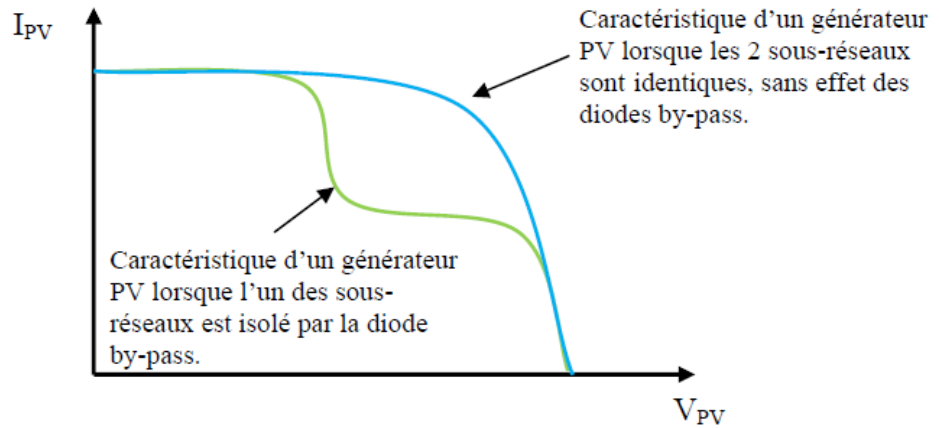


Figure 1.9 : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque

1.6 Types de chaînes de production d'énergie photovoltaïque [3]

Les systèmes photovoltaïques peuvent être classifiés comme suit : Autonome, Hybride, ou connecté au réseau comme les montre la figure 1.10.

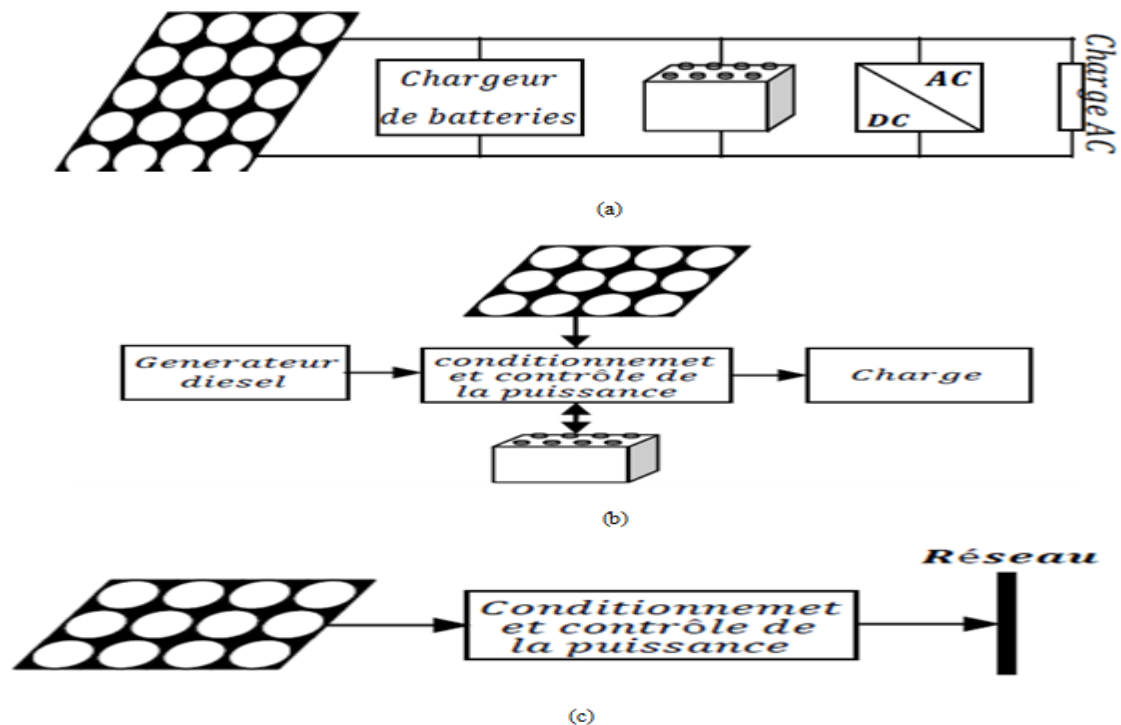


Figure 1.10 : Types des systèmes photovoltaïques, (a)Autonome, (b) Hybride (PV diesel), (c)Connecté au réseau

- Un système Autonome est fabriqué souvent pour les sites isolés, où le réseau électrique n'est pas disponible. C'est un système utile pour l'alimentation directe d'une charge continue ou alternative en utilisant des adaptateurs de puissance (convertisseur).
- Un système hybride est un système où l'énergie photovoltaïque peut être ajoutée à d'autre source d'énergie telle que l'éolien, le diesel et les groupes électrogènes de combustible fossile pour fournir de la puissance 24h/24h.
- Dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux, des panneaux solaires photovoltaïques sont reliés à un réseau par des convertisseurs électriques. Ces systèmes peuvent être petits, tels que les systèmes résidentiels de dessus de toit ou des grands systèmes connecté au réseau, cas d'une centrale électrique photovoltaïque. Pendant que le coût des systèmes photovoltaïques continue à diminuer, les systèmes connectés aux réseaux deviennent plus économique.

Les chiffres qui sont installés à travers le monde ont donné la preuve que les systèmes connectés au réseau sont économiques et moins coûteux par rapport aux autres systèmes, à titre d'exemple, 110 MW de systèmes reliés à une grille ont été installés au Japon, 75 MW ont été installés en Allemagne, et 15 MW ont été installés aux Etats-Unis en l'année 2001 [3].

1.7 Les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire [2] et [3] :

L'énergie solaire photovoltaïque est une des énergies renouvelables les plus prometteuses, elle est connue pour ces multiples avantages en tant qu'énergie inoffensive, la plus convenable pour les sites isolés, la durée de vie des générateurs photovoltaïques qui peut dépasser 30 ans, ainsi que d'autres avantages qui vont être cités par la suite. Malheureusement, les systèmes photovoltaïques présentent quelques inconvénients qui sont dues principalement à leur efficacité et leur coût élevé, Même si le coût a fléchi considérablement ces dernières années et qu'il diminue toujours, un système PV demeure encore très coûteux.

Le problème d'efficacité peut être traité en optimisant l'énergie produite par le générateur PV en poursuivant son point de puissance maximale avec des techniques et commandes connues sous le nom de MPPT. Sans oublier aussi le problème d'ombrage partiel des cellules solaires traitées dans plusieurs travaux.

➤ **Les avantages :**

- Le soleil est une source d'énergie infinie (renouvelable), propre, sans déchets toxiques,
- Aucune combustion ou carburant radioactif
- Ils ne font pas de pollution, sans émissions ou odeurs discernables et ne contribuent pas au changement climatique
- Ils n'exigent aucun raccordement à une source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant existant
- Ils peuvent être des systèmes autonomes qui fonctionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes
- Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité du système
- Installation rapide, Acceptation publique élevée et ne présentent pas de danger (côté sécurité).

➤ **Les inconvénients :**

- La source d'énergie primaire au panneau (soleil) est diffuse (la lumière qui arrive au panneau est à basse densité)
- Influence du changement du rayonnement du soleil pendant la journée sur la puissance fournie par le générateur photovoltaïque
- Coûts élevés d'installation
- Problème d'ombrage partiel
- Manque de stockage de l'énergie efficace et économique.

1.8 Convertisseurs électriques

Dans la chaîne photovoltaïque, des convertisseurs sont utilisés pour optimiser, stabiliser l'énergie et pour transformer le courant continu en courant alternatif dans les cas des chaînes connectées au réseau. Deux types de convertisseurs sont souvent rencontrés: les hacheurs et les onduleurs.

1.8.1 Les hacheurs (convertisseurs DC/DC)

Les convertisseurs continu-continu ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe.

La tension continue du départ peut être fournie par un réseau alternatif redressé et filtré. Une batterie d'accumulateurs assure une alimentation stabilisée.

On distingue deux types de convertisseurs continu-continu. Ceux qui sont non isolés, et ceux qui comportent un transformateur assurant l'isolation galvanique, (cas des alimentations de PC...) [11].

Dans les convertisseurs non isolés, on peut faire une autre distinction en fonction de leur comportement et le sens d'énergie transférée: Les hacheurs réversibles et les hacheurs non réversibles.

Les hacheurs non réversibles, sont ceux qui n'assurent pas la réversibilité, ni en tension, ni en courant. L'énergie ne peut donc aller que de la source vers la charge.

On distingue :

- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels $V_o < V_i$.
- Les élévateurs (BOOST) dans lesquels $V_o > V_i$.
- Il y a aussi un type (BUCK-BOOST), mélange entre les deux précédents qui comporte plusieurs topologies comme le BUCK-BOOST classique, le FLYBACK, SEPIC, ĆUK, et le FORWARD.

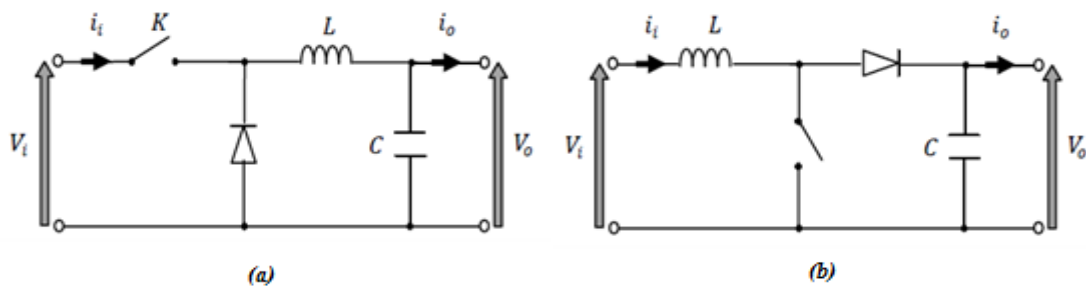


Figure 1.11 : Schéma de principe d'un hacheur : (a) abaisseur (b) élévateur

Contrairement aux hacheurs non réversibles, ni en tension, ni en courant, où l'énergie va toujours de la source vers la charge. Dans les hacheurs réversibles, une source peut devenir une charge et inversement. Il est donc possible d'inverser le sens de parcours de l'énergie. Ce type de comportement se rencontre usuellement dans les systèmes électriques. Ainsi, un moteur en sortie d'un hacheur représente une charge. Cependant, si on veut réaliser un freinage, le moteur va devenir générateur, ce qui va entraîner un renvoi d'énergie à la source (plus astucieux qu'un simple freinage mécanique).

Selon le type de conversion, tension ou courant, on distingue trois types de hacheurs réversibles :

- Les hacheurs réversibles en courant.
- Les hacheurs réversibles en tension.
- Et les hacheurs réversibles en tension et en courant.

1.8.2 Les onduleurs (convertisseurs DC/AC)

Les onduleurs de tension sont des convertisseurs statiques qui servent principalement à alimenter, à fréquence fixe ou variable, des charges alternatives. Le but recherché est l'obtention pour chaque tension de sortie d'une forme d'onde approximant au mieux la sinusoïde. L'onduleur est dit autonome si l'établissement et la connexion entre l'entrée et la sortie ne dépendent que de la commande des semi-conducteurs [12].

On distingue deux types d'onduleurs :

- Les onduleurs autonomes de tension : sont alimentés par une source de tension continue, d'une impédance interne négligeable et de tension constante peu affectée par les variations du courant qui la traverse.
- Les onduleurs autonomes de courant sont alimentés par une source de courant.

Dans les onduleurs de tension. On distingue :

- Les onduleurs monophasés ; en pont et en demi-pont, qui sont destinés à alimenter des charges alternatives monophasées de faible puissance.
- Les onduleurs triphasés ; ils couvrent la gamme de moyenne et de forte puissance. L'objectif de cette topologie est de fournir une source de tension triphasée, dont l'amplitude, la phase et la fréquence sont contrôlables [13].

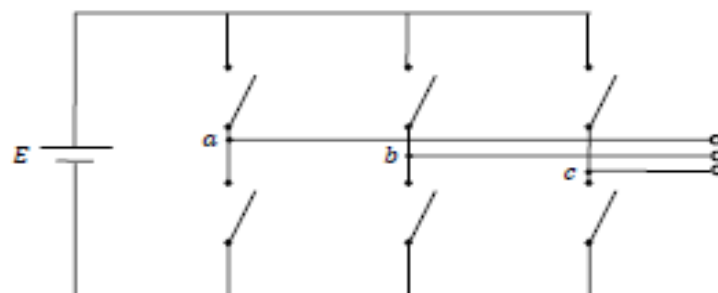


Figure 1.12 : Schéma de principe d'un onduleur triphasé de tension

Le domaine d'application des onduleurs de tension peut être caractérisé par la variation de la fréquence. On distingue deux grandes familles [14]:

➤ **Le domaine des fréquences fixes** : où l'onduleur de tension est destiné à palier les défaillances, ou même l'absence d'un réseau alternatif en recréant la tension correspondante à partir d'une source de tension continue. Cette application requiert généralement la fourniture d'une tension de sortie très pure, donc sans harmoniques de découpage, d'où la nécessité d'un filtre de sortie.

➤ **Le domaine des fréquences variables** : dans ce cas, l'onduleur est généralement alimenté par un réseau alternatif à travers un redresseur et un filtre d'entrée. L'application la plus connue est celui de la variation de vitesse des machines à courant alternatif.

1.9 Système de stockage

La production d'énergie par des systèmes photovoltaïques est très fluctuante et dépend énormément des conditions météorologiques. C'est pourquoi il faudra penser à stocker cette énergie pour la restituer pendant la nuit et les jours "sans soleil" et pour mieux adapter le générateur PV en fixant la tension du système.

La stratégie de stockage à court terme « Peak Shaving Strategy » [15], permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. Elle est généralement utilisée pour les sites connectés aux réseaux. Par contre, la stratégie de stockage à long terme « Cycle Charge Strategy » [15], est utilisée généralement dans les sites isolés pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue.

La plupart des utilisateurs de générateurs d'électricité en sites isolés utilisent des batteries (photovoltaïques, éolienne, etc.). La batterie au plomb-acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus couramment utilisée, en raison de son coût relativement faible et de sa large disponibilité. Les batteries Nickel-Cadmium, plus chères, sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale.

Le système de stockage est un élément crucial de l'installation photovoltaïque du point de vue technique, mais aussi du point de vue économique; car il représente 40 à 50 % du coût de l'installation [10].

1.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu l'état de l'art de l'énergie solaire en Algérie. Nous avons également mis le point sur différents composants inhérents à un système de production d'énergie photovoltaïque ainsi que leurs diverses caractéristiques. Nous avons aussi traité des avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Chapitre 2 :

Problématique de production de la puissance maximale

2.1 Introduction

Des lois de commandes spécifiques existent pour amener des dispositifs à fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques sans qu'a priori ces points soient connus à l'avance, ni sans que l'on sache à quel moment ils ont été modifiés ni qu'elles sont les raisons de ce changement. Pour le cas de sources énergétiques, cela se traduit par des points de puissance maximum. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglo-saxon (MPPT). Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

2.2 Connexion directe entre la source et la charge

Dans le cas d'une connexion directe qui est finalement aujourd'hui l'utilisation terrestre la plus répandue de l'énergie solaire, le point de fonctionnement du GPV dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté. Actuellement, ce type d'application peut se résumer à un champ photovoltaïque ayant une tension V_{OPT} fixée par la tension nominale de l'application. Ce choix est principalement lié à la simplicité, la fiabilité et le faible coût de l'opération (figure 2.1). La présence de la diode anti-retour est indispensable pour empêcher la circulation d'un courant négatif vers le module PV.

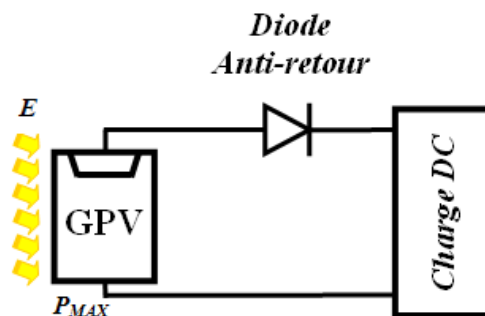


Figure 2.1: Principe d'une connexion directe entre un GPV et une charge

Cependant, cette configuration n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la charge. Ce qui la restreint à des applications nécessitant une tension fixe ou faiblement variable. Par exemple, le cas de batteries de stockage dans les systèmes isolés.

Cependant, un examen plus approfondi de ces applications montre que même dans ce cas, le transfert d'énergie électrique disponible aux bornes du GPV vers la charge dépend fortement de l'état de la batterie ayant une tension à ses bornes variant d'un pourcentage non négligeable. Plus généralement, la puissance extraite d'un GPV connectée directement à une application est souvent très éloignée du maximum de puissance que peut délivrer le GPV, comme l'illustre la figure 2.2.

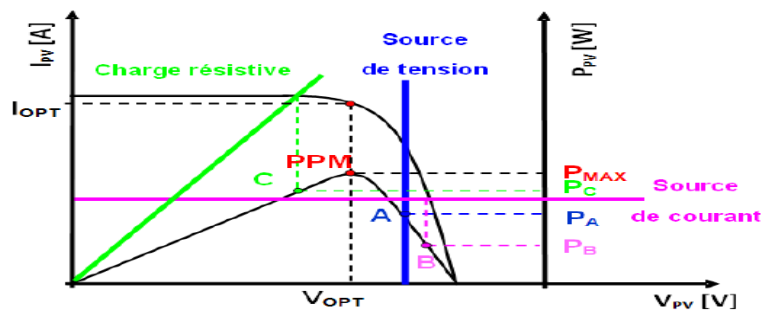


Figure 2.2: Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge

Comme le schématise la figure 2.2, un GPV peut être connecté directement à trois types de charges :

- une charge de type source de tension continue,
- une charge de type source de courant continue,
- une charge purement résistive.

Trois points de fonctionnement A, B, C respectifs peuvent être identifiés fournissant une puissance P_A , P_B et P_C . Ces cas de figures montrent que le GPV est mal exploité et ne fournit pas la puissance maximale potentielle, la différence étant perdue sous forme de chaleur dissipée dans le générateur.

D'autre part, certains types de charges ont besoin de tensions et courants alternatifs. La connexion directe n'est alors pas possible car le GPV fournit un courant continu. A travers ces exemples, on peut montrer rapidement les limites de la connexion directe autant sur les pertes de production qu'elle entraîne que sur les limites des applications compatibles (DC). Des recherches sur des solutions novatrices optimisant mieux la production d'énergie PV sont d'actualité et

même nécessaires pour amener l'énergie PV à un degré de fiabilité comparable à une source d'énergie traditionnelle.

2.3 Introduction d'un étage d'adaptation

Comme illustré précédemment, le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du PPM, voir ne pas exister. Ce dernier cas se produit par exemple, lorsqu'une batterie connectée à un GPV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V_{oc}). Alors, aucun transfert de puissance ne peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation comme indiqué sur la figure 2.3, est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge. Pour cela, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance et la présence d'au moins un degré de liberté lui permettant d'adapter les tensions et les courants autant en valeur qu'en forme entre son port d'entrée et son port de sortie pour respecter au mieux les contraintes d'une part du GPV et d'autre part, de la charge. L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques (CS).

En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques et permet d'assurer les fonctions suivantes :

- adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire (convertisseur Buck, Boost,...),
- introduire une isolation galvanique (convertisseur Flyback, Forward,...),
- connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative (onduleur).

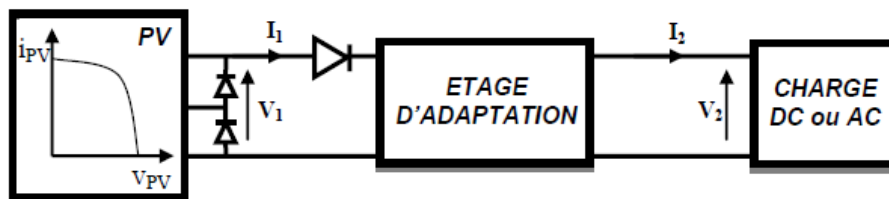


Figure 2.3: Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation

Il est à remarquer que l'étage d'adaptation ne remplace pas forcément les protections électriques évoquées dans la section 2.2.3, pour que le GPV fonctionne dans de bonnes conditions et ait une durée de vie importante. Ainsi, dans la plupart des cas, les protections initiales de diodes by-pass et de diodes anti-retour sont également indispensables lors d'une connexion à l'aide d'un étage d'adaptation.

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Et en sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (de l'anglais Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du PPM [17, 18]. Cependant, en pratique, pour que l'étage d'adaptation joue le rôle d'interface idéale (sans pertes) entre les deux éléments, plusieurs conditions sont à respecter :

- le type d'action de contrôle sur le port d'entrée ne doit pas générer des pertes en régime statique ou transitoire,
- le transfert de la puissance du GPV ne doit pas être minimisé par les diverses pertes liées au fonctionnement de l'étage d'adaptation.

2.4 Principe de la recherche du point de puissance maximale

La figure 2.4 représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT. Pour simplifier les conditions de fonctionnement de cette commande, une charge DC est choisie. Comme nous pouvons le voir sur cette chaîne, la commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle possédant des degrés de liberté qui permettent de pouvoir faire une adaptation entre le GPV et la charge. Dans le cas de la conversion solaire, le quadripôle peut être réalisé à l'aide d'un convertisseur DC-DC de telle sorte que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale (P_{MAX}) qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la charge.

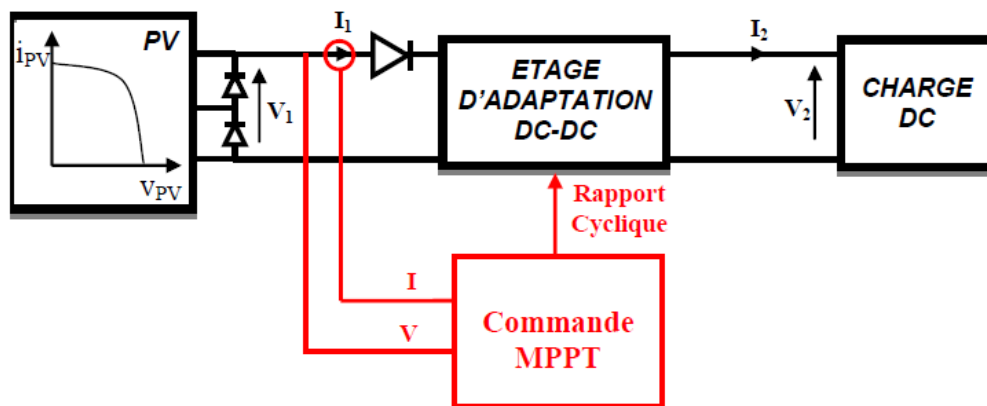


Figure 2.4: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure 2.5 illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM_1 vers un nouveau point P_1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM_2 . Pour une variation de charge (cas b), on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande.

Dans une moindre mesure, un dernier cas de variation de point de fonctionnement peut se produire lié aux variations de température de fonctionnement du GPV (cas c). Bien qu'il faille également agir au niveau de la commande, cette dernière n'a pas les mêmes contraintes temporelles que les deux cas précédents. En résumé, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV.

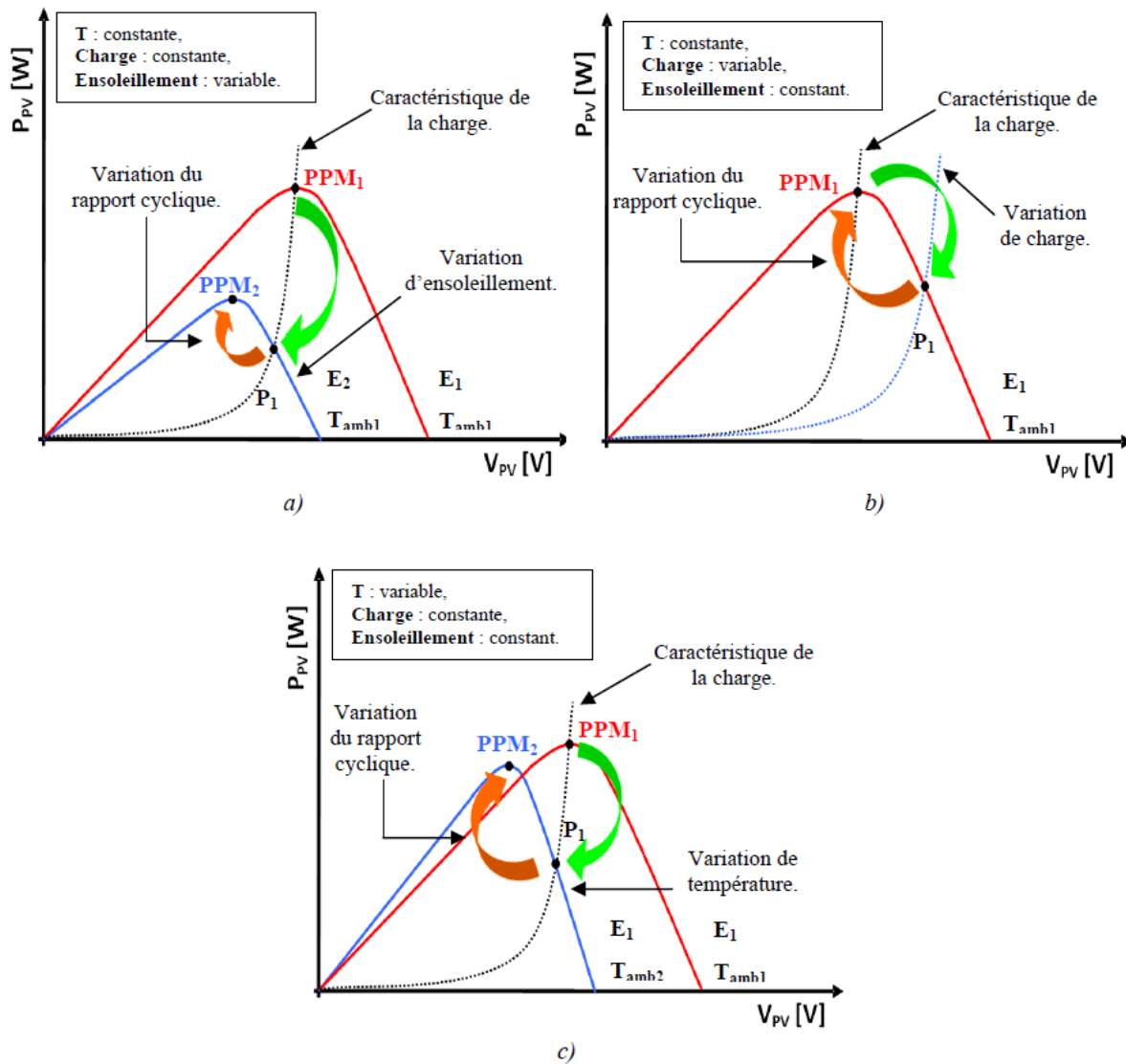


Figure 2.5: Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal : Suite à une variation d'ensoleillement (a), suite à une variation de charge(b), suite à une variation de température (c)

2.5 Définitions des différents rendements d'une chaîne de conversion photovoltaïque

Selon l'application, l'énergie électrique photovoltaïque est soit utilisée telle quelle par une charge, soit stockée temporairement ou bien même injectée directement à un réseau électrique. Pour les installations solaires devant fournir de l'énergie à un réseau électrique plus puissant ou bien à des sites isolés, la chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque est aujourd'hui généralement munie d'un étage de conversion de puissance, associé à une commande MPPT et adapté à la nature de la charge.

Ainsi, la présence de convertisseurs de type DC/AC favorisera la réinjection de l'énergie sur le réseau tandis que celle de convertisseurs DC/DC permettra de charger correctement les éléments de stockage. Aujourd'hui, diverses topologies de conversion d'énergie photovoltaïque existent présentant des avantages et des inconvénients propres. Pour que les utilisateurs puissent faire des choix en connaissance de cause, il est nécessaire d'introduire des critères d'évaluation pour permettre des comparaisons directes. Aujourd'hui, des normes de qualités doivent évoluer et deviennent nécessaires pour les produits grand public. Nous avons identifié plusieurs rendements possibles caractérisant les diverses pertes qui se produisent tout au long de la chaîne de conversion [19, 20].

Ainsi, par définition, une chaîne de conversion est optimale (dans l'idéal) si la puissance maximale pouvant être générée à un instant donné par le GPV est entièrement transférée à la charge sans aucune perte. Pour s'approcher de cet idéal, il est nécessaire de localiser avec précision les origines des pertes et de les dissocier. Dans ce contexte, différentes définitions de rendement proposées par la littérature dans chacune des parties (générateur PV, commande MPPT, étage de conversion) existent séparément. En analysant les définitions exactes et en essayant de s'en servir comme critères, nous proposons une chaîne de rendement (figure 2.6).

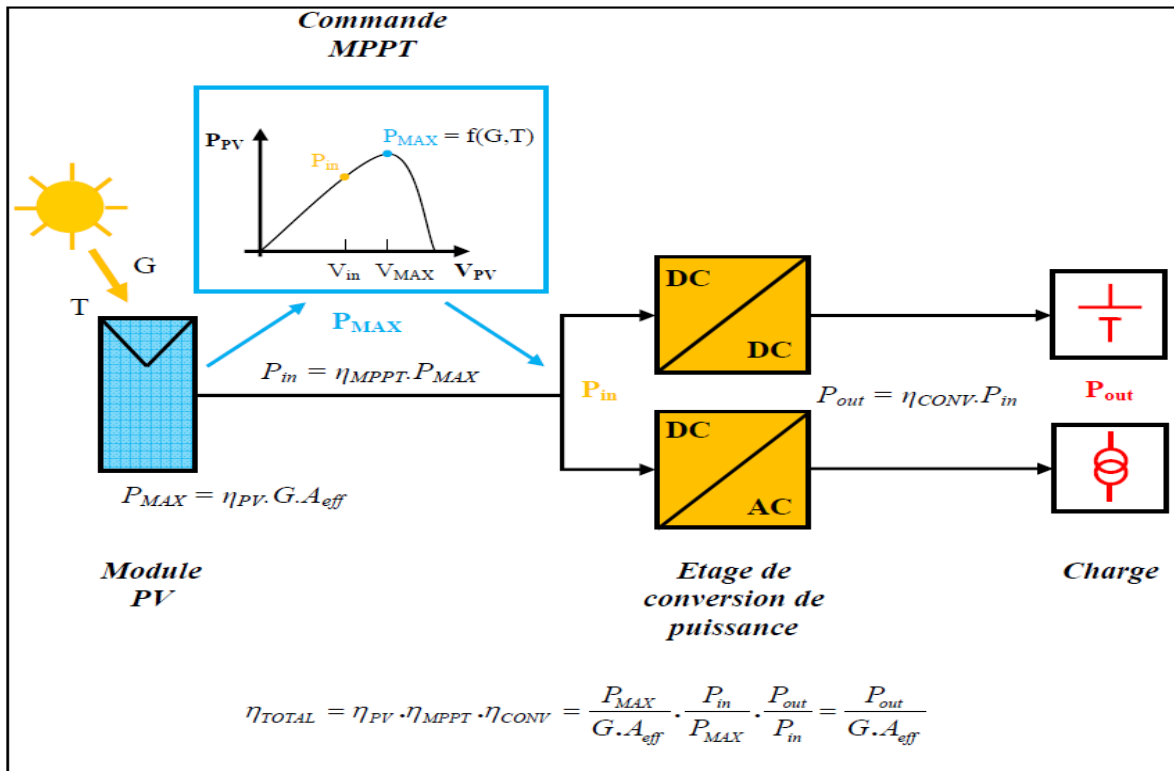


Figure 2.6: Localisation des différents rendements d'une chaîne photovoltaïque

2.5.1 Critères d'évaluation d'un module photovoltaïque

La qualité d'un module photovoltaïque peut être définie par sa capacité à restituer le maximum de la puissance lumineuse absorbée. L'irradiation S (W/m^2) représente la puissance lumineuse reçue par le panneau par unité de surface. Ce qui donne pour un panneau d'une surface A_{eff} (m^2), une puissance totale nommée $S \cdot A_{eff}$. Le rendement maximum de la conversion de l'énergie des photons en quantité d'électrons extraits d'un panneau solaire est alors noté η_{PV} et est défini selon l'équation (2.1) :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{S \cdot A_{eff}} \tag{2.1}$$

Où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie d'un panneau PV.

Remarque :

- 1) Par surface de panneau, deux notations supplémentaires doivent être définies :
 - La surface totale du panneau comprenant l'infrastructure notée A_T .
 - La surface effective du panneau PV représentant uniquement la partie active (capteur PV) effectuant la conversion notée A_{eff} .
- 2) P_{MAX} dépend des paramètres physiques du panneau et des conditions météorologiques tels que le niveau d'ensoleillement, la température, ... [16].

2.5.2 Critères d'évaluation d'une commande MPPT

La qualité d'une commande MPPT peut être définie comme la position du point de fonctionnement du système par rapport au PPM. La puissance P_{in} effectivement délivrée par le GPV dépend de la commande utilisée au niveau du convertisseur (MPPT, asservissement de tension, connexion directe, ...). Le rendement du point de fonctionnement qui en découle et que nous noterons η_{MPPT} , permet de mesurer l'efficacité de la commande qui a en charge le contrôle du convertisseur de puissance. En résumé cela donne le pourcentage de pertes de puissance d'un module PV par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire [21].

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \quad (2.2)$$

Les performances d'une commande MPPT ne se résument pas à ce seul paramètre (η_{MPPT}). D'autres critères, présentés dans la suite du document, tels que le temps de réponse et son aptitude à fonctionner sur une large gamme de puissance sont importants pour évaluer les qualités de ce type de commande [5, 22]. Nous les détaillerons au fur et à mesure de leur utilisation dans ce document.

A. Simplicité et Coût.

En plus de ses performances théoriques, il est important de connaître le niveau de complexité de l'algorithme entraînant des difficultés d'implémentation et des pertes liées directement au nombre de calculs nécessaires.

En résumé, une commande MPPT doit avoir un niveau de simplicité important favorisant une faible consommation et donc un coût de développement raisonnable pour que sa présence compense le surcoût généré. En effet, il ne faut pas oublier que dans un contexte énergétique fortement concurrentiel, le fait d'insérer un étage d'adaptation avec une commande MPPT doit avoir un gain du point de vue énergétique recouvrant le surplus économique. Sinon, cette solution ne sera jamais viable du point de vue industriel. Dans le cas contraire, la commande aussi performante qu'elle soit en termes de rendement, présente trop de contraintes pour être choisie pour ce type d'application.

B. Réponse dynamique.

Une commande MPPT doit avoir un bon comportement en dynamique afin de pouvoir piloter l'étage d'adaptation et assurer que la recherche du nouveau PPM, suite aux changements d'éclairement ou de température, soit faite le plus rapidement possible.

C. Flexibilité.

Une commande MPPT doit être précise et stable quelles que soient ses conditions d'utilisation. C'est-à-dire qu'elle ne doit pas être conçue pour fonctionner pour un seul type de panneau. Elle doit être la plus universelle possible, capable de fonctionner avec des panneaux de différentes technologies sans trop de modifications, tout en gardant le même taux de précision et de robustesse.

D. Compétitivité sur une large gamme de puissance.

Par définition, une commande MPPT, utilisée dans des applications photovoltaïques, est supposée traquer le PPM généré par un module PV, quel que soit le niveau d'ensoleillement. La commande MPPT est dite compétitive si le PPM est atteint avec une erreur statique, correspondant à la position du point de fonctionnement par rapport au PPM, relativement faible sur une large gamme de puissance.

2.5.3 Critère d'évaluation d'un étage de conversion

Le rendement d'un convertisseur de puissance peut être défini comme la capacité de ce dernier à restituer sur son port de sortie, le maximum de la puissance présente sur son port d'entrée. Cette définition est définie par l'équation 2.3 :

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (2.3)$$

Avec : P_{in} représentant la puissance en entrée du convertisseur et P_{out} la puissance en sortie du convertisseur.

En électronique de puissance, le dimensionnement d'un étage de conversion de puissance, de type DC/DC ou DC/AC comme représenté sur la figure 2.6, repose sur des règles strictes tenant compte des contraintes maximales que chaque élément doit subir (courant, tension, fréquence, température de fonctionnement,...). L'étage de conversion est correctement dimensionné si le rendement de conversion électrique est maximal pour la plage de fonctionnement nominale, autrement dit pour la puissance de fonctionnement la plus souvent utilisée. Ceci permet en effet de minimiser au maximum les pertes de conversion dans le temps au fur et à mesure de l'utilisation des CS. Si l'on considère l'évolution du rendement η_{conv} d'un étage de conversion en fonction de la puissance transmise (figure 2.7), la zone optimale d'utilisation typique d'un CS pour une application PV est comprise généralement entre 20% et 100% de sa puissance nominale (P_{nom}). Ce sont des données statistiques qu'il faut affiner au besoin selon la caractéristique typique du gisement solaire utilisé.

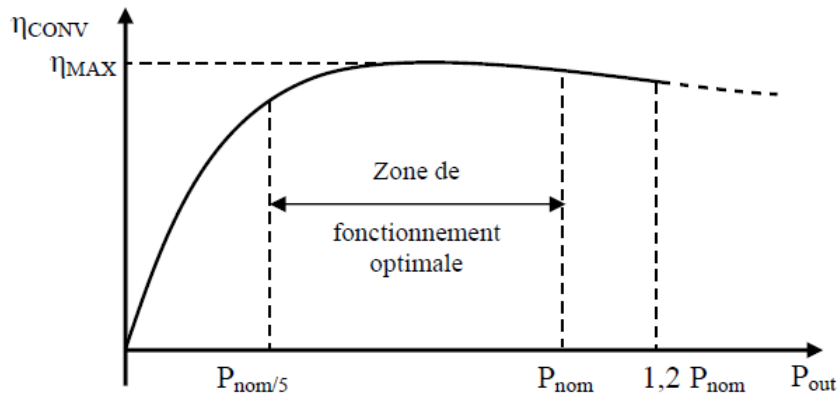


Figure 2.7: Exemple d'allure du rendement d'un convertisseur de puissance en fonction de son rendement

Pour des applications dont les conditions de fonctionnement s'éloignent très peu de la puissance nominale, il est facile de concevoir un étage de conversion de puissance qui soit quasi transparent vis-à-vis du système (au-delà de 95% de rendement). Pour des applications utilisant des sources d'énergie renouvelables, subissant de fortes modifications de leur point de fonctionnement liées aux changements de conditions météorologiques, l'étage de conversion peut subir à ses bornes d'entrée de larges variations de P_{in} allant d'une puissance nulle à une puissance supérieure à la puissance nominale, sans qu'il soit possible de prévoir les instants de variations ni leurs amplitudes. Ceci pose dans ce cas, le problème du transfert de puissance aux faibles valeurs. En effet, pour une puissance de fonctionnement inférieure à 20% de la puissance nominale, le comportement naturel du rendement de conversion de l'étage d'adaptation est de chuter fortement. La chaîne de conversion ne peut plus transmettre l'énergie électrique produite par le GPV à une charge, qui est alors majoritairement dissipée en pertes. Du fait de la présence du convertisseur, la production globale peut chuter à zéro même si les lois de commande de type MPPT assurent au générateur une production de sa puissance maximale par rapport aux conditions climatiques.

2.5.4 Critère d'évaluation d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète

Pour effectuer une synthèse des différents critères présentés ci-dessus, nous définissons un rendement total de la chaîne de conversion noté η_{TOTAL} comme le produit des trois rendements précédemment définis.

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{S \cdot A_{eff}} \cdot \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{in}} = \eta_{PV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{CONV} \quad (2.4)$$

$$\eta_{ChaînePV} = \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{in}} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{CONV} = \frac{P_{out}}{P_{MAX}} \quad (2.5)$$

Ces rendements sont des rendements instantanés, mesurés pour un intervalle de temps très court inférieur à une période de commutation du CS. Pour pouvoir compléter l'évaluation de qualité de l'étage d'adaptation GPV-charge, nous devons nous intéresser en plus, à la quantité d'énergie transférée à la charge pendant au moins une journée complète de mesures. Ce paramètre est à associer à la quantité totale d'énergie produite par le GPV et amenée en entrée du CS sur une journée. A partir de ces deux valeurs, nous pouvons calculer le rendement moyen de conversion journalier noté: η_{CONV} . Ce rendement peut s'exprimer comme suit :

$$\bar{\eta}_{CONV} = \frac{\text{Energie transmise}}{\text{Energie produite}} \quad (2.5)$$

D'un autre coté, si nous connaissons la puissance maximale délivrable en tout moment aux bornes du GPV, nous pouvons calculer l'énergie maximale potentielle délivrée par le GPV pendant toute la journée. A partir de cette valeur, nous pouvons calculer le rendement moyen MPPT journalier noté: η_{MPPT}

$$\bar{\eta}_{MPPT} = \frac{\text{Energie produite}}{\text{Energie maximale}} \quad (2.6)$$

Nous pouvons calculer le rendement global moyen journalier d'une chaîne de conversion comme suit :

$$\bar{\eta}_{Chaîne} = \bar{\eta}_{MPPT} \cdot \bar{\eta}_{CONV} \quad (2.7)$$

Avec ces calculs supplémentaires des rendements énergétiques ou rendements moyens journaliers, nous pouvons comparer différentes chaînes de conversion photovoltaïque de façon très précise à partir des mesures effectuées simultanément à l'aide de systèmes de mesure automatisés. Ces nouveaux critères s'avèrent plus pertinents que les rendements instantanés pris dans un moment particulier d'une journée et qui dépendent trop des conditions de mesures. De plus, ce qui compte à la fin s'est de connaître la quantité d'énergie transférée réellement à la charge par l'ensemble de la chaîne de conversion et le coût économique qu'il faut mettre en œuvre.

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence les problèmes de transfert de puissance entre la source et la charge lors d'une connexion directe. Dans ce contexte, une solution permettant d'optimiser la puissance fournie par le GPV a été envisagée, consistant à introduire un étage d'adaptation associé à une commande de recherche du point de puissance maximum. Ces étages d'adaptation doivent assurer un fonctionnement aux caractéristiques maximales (fonctionnement à P_{MAX}) pour ne pas être détériorés mais doivent aussi fonctionner de façon optimale quels que soient les comportements aléatoires de la source et de la charge avec toujours des hauts rendements de conversion.

Dans la littérature, plusieurs types de commandes MPPT sont présents montrant que ce domaine est en plein foisonnement et qu'il est difficile de trouver des solutions universelles. Cependant, au-delà du principe, l'utilisateur doit avoir conscience que même pour des commandes basées sur le même principe, des disparités importantes de qualité de commande existent. Ces commandes seront détaillées dans le prochain chapitre.

Les rendements que nous avons avancés dans ce chapitre se veulent contribuer à une réflexion générale sur le coût économique du panneau ainsi que de la chaîne photovoltaïque complète et ne sont en aucun cas exhaustifs.

Chapitre 3 :

Synthèse des différents MPPT rencontrés dans la littérature

3.1 Introduction

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque [25]. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait l'inventaire des différentes MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative. Seuls les algorithmes qui nous semblent décrire une méthode de recherche spécifique sont reportés dans ce chapitre et brièvement analysés.

3.2 Les premiers types de commande MPPT

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications, surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres. Appliqué initialement au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F. Bohringer [25]. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM). Ce dernier est décrit en figure 3.1 et peut être implanté entièrement en numérique.

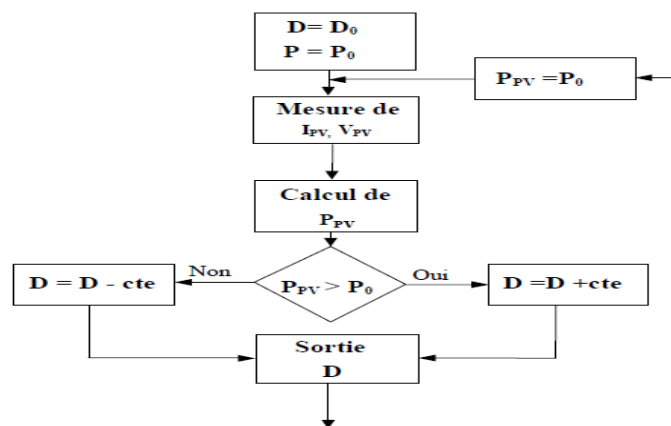


Figure 3.1 : Principe de la première commande MPPT numérique

Il consiste à calculer la puissance à l'instant t_i à partir des mesures de I_{pv} et V_{pv} , et de la comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant t_{i-1} . De là, un nouveau rapport cyclique D est calculé et est appliqué au convertisseur statique. Ce principe est toujours valable du point de vue théorique et appliqué de nos jours sur des algorithmes numériques plus performants. Cependant, le temps de réaction a été amélioré ainsi que la précision de la recherche du PPM associée à un certain nombre de précautions pour ne pas perdre le PPM même temporairement.

3.3 Les commandes MPPT à algorithmes performants

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM [26, 27]. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées respectivement *Hill Climbing*, *Perturb & Observ (P&O)* et *l'incrément de conductance (IncCond)*. Pour une meilleure compréhension des performances de ces commandes, nous rappelons brièvement leurs différents principes dans les paragraphes suivants.

3.3.1 Principe de la commande "Perturb and Observe" (P&O)

Le principe des commandes MPPT de type *P&O* consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [28-30]. Ainsi, comme l'illustre la figure 3.2, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

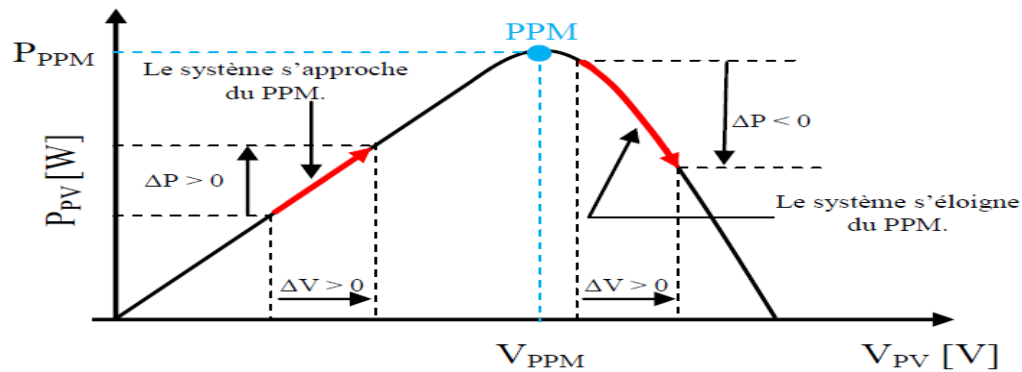


Figure 3.2 : Caractéristique $P(V)$ d'un panneau solaire

La figure 3.3 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

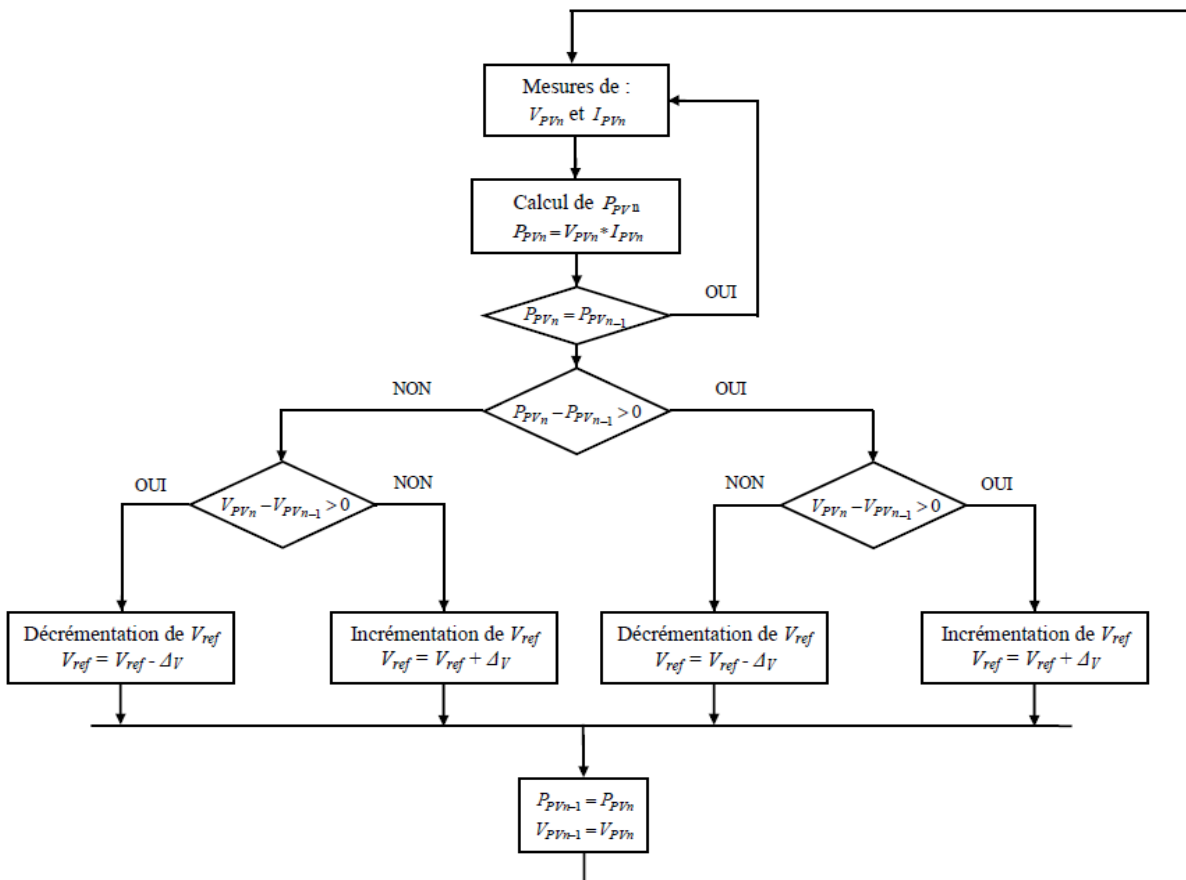


Figure 3.3 : Algorithme type de la méthode P&O

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

Ce problème sera mis en évidence à travers les simulations dans le chapitre 5. Une étude comparative entre différents algorithmes de recherche a été effectuée par D. P. Hohm en 2000 [13]. Dans cet article, l'auteur a développé un banc de mesure et une procédure de test qui permettent d'évaluer différentes commandes MPPT sous les mêmes conditions climatiques durant une journée de fonctionnement. Les principes de recherche analysés sont, outre la méthode P&O, l'incrément de conductance et une méthode basée sur la mesure de la tension en circuit ouvert (V_{oc}), détaillées toutes deux dans la suite du document. Il ressort de cette étude que la commande MPPT testée basée sur le principe P&O [31] affiche un rendement MPPT de l'ordre de 96,5 %, cependant aucune indication n'est fournie par l'auteur sur la valeur de la variable d'incrément et si cette valeur est une valeur moyenne ou une valeur liée aux conditions climatiques. En effet, il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le PPM évolue lentement et proportionnellement au soleil. Par contre pour une journée présentant de forts changements d'irradiations très fréquents, cette commande présente plus de pertes, engendrées par le temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau PPM.

En effet, si on analyse en détail ce mode de recherche, il présente des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le PPM lorsque des variations brusques des conditions climatiques ou/et de charge apparaissent, comme cela est décrit sur la figure 3.4.

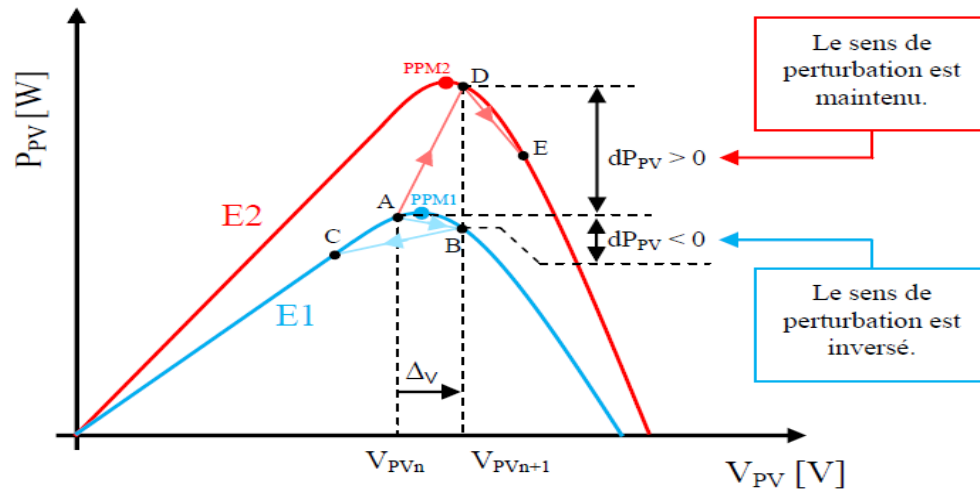


Figure 3.4 : Divergence de la commande P&O lors de variation d'irradiation

Pour comprendre, prenons l'exemple d'un éclairage donné, noté E_1 , avec un point de fonctionnement se situant en A. Suite à une perturbation de tension de valeur ΔV , ce dernier bascule en B, impliquant, dans un fonctionnement sans variation d'éclairage, une inversion du signe de la perturbation due à la détection d'une dérivée de la puissance négative entraînant en régime d'équilibre, des oscillations autour du PPM causées par la trajectoire du point de fonctionnement entre les points B et C. On peut noter que des pertes de transfert de la puissance seront plus ou moins importantes en fonction des positions respectives des points B et C par rapport à A. Lors d'un changement d'irradiation (évolution des caractéristiques $P(V)$ du module de E_1 à E_2), le point de fonctionnement se déplace alors de A vers D, qui est interprété dans ce cas-là, par une variation positive de la puissance. Le système n'ayant pas la possibilité de voir l'erreur de trajectoire lié au changement de caractéristique, le signe de la perturbation ne change pas et le système s'éloigne momentanément du PPM en direction du point E. Au mieux, ceci occasionne une non-optimisation de la puissance momentanée. Cependant, dans le pire des cas, le système de recherche peut se perdre et se retrouver en butée, soit en circuit ouvert soit en court-circuit entraînant une perte définitive du PPM. Ceci entraînant, en cas de conditions météorologiques défavorables de fortes lacunes au niveau de la commande.

Ce cas de figure est d'ailleurs illustré par D. Sera [30], à l'aide de simulations. Pour mettre en évidence ce désagrément, il analyse le comportement de la commande P&O lorsqu'une variation d'ensoleillement, correspondant à une évolution linéaire de l'irradiation de 125 W/m^2 à 800 W/m^2 se produit sur une durée de 25 secondes.

Contrairement à la perturbation, la recherche du PPM ne se fait pas linéairement, la commande a tendance à s'éloigner momentanément du PPM, pour converger, par la suite, vers ce dernier. Dans cet essai, le temps de recouvrement de la commande MPPT s'effectue au bout de 40 secondes, soit 15 secondes après que l'éclairement se soit stabilisé. Durant cet essai, le rendement de la commande MPPT est estimé à 94,5 % pour une durée de fonctionnement de 100 secondes. Ici, comme précédemment, aucune indication n'est formulée sur la valeur de la variable d'incrément utilisée, il est donc difficile d'évaluer les performances réelles de cette commande.

3.3.2 Principe des commandes "Hill Climbing"

La technique de contrôle nommée Hill Climbing [22,32-34] consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum. Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au CS. Mathématiquement, le PPM est atteint lorsque $\frac{dP_{PV}}{dD}$ est forcé à zéro par la commande, comme le montre la figure 3.5.

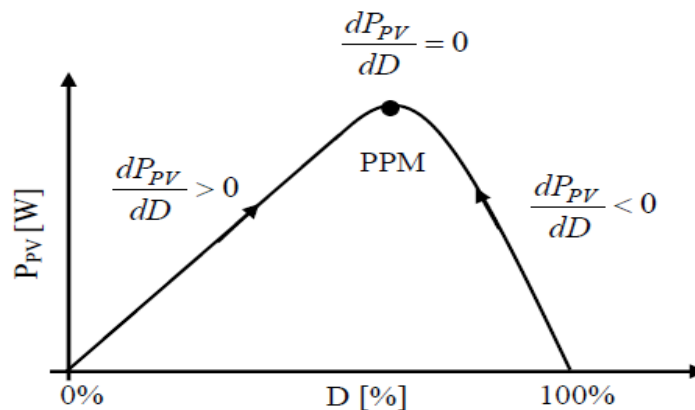


Figure 3.5 : Relation entre la puissance P et le rapport cyclique D du convertisseur statique

L'algorithme de cette méthode est illustré sur la figure 3.6. La variable *Slope* correspond à une variable qui prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l'on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau.

D et P_{PV} représentent respectivement le rapport cyclique et la puissance du générateur, a symbolise la variable d'incrément du rapport cyclique. Périodiquement, la puissance P_{PVn} est comparée à la valeur déterminée précédemment P_{PVn-1} , en fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur $Slope$ change ou reste identique. Ce qui a pour effet d'incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique. Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment rejoignant alors les compromis à faire entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations.

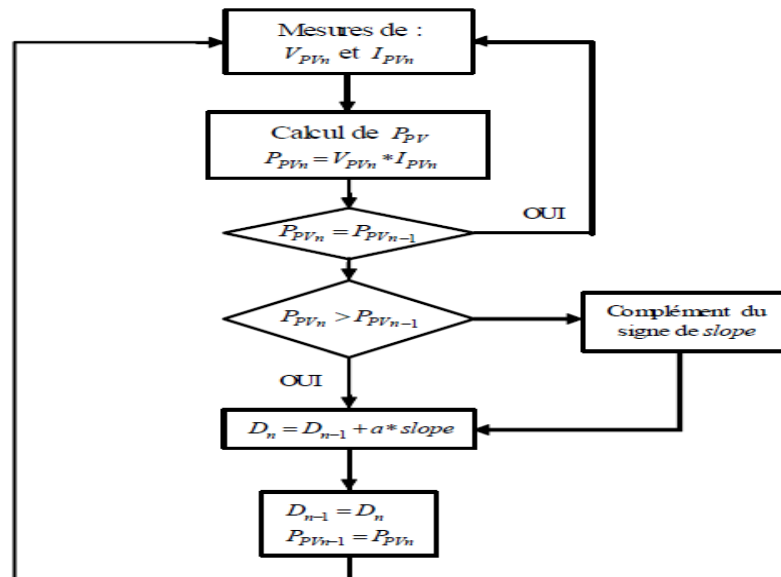


Figure 3.6 : Algorithme type de la commande Hill Climbing

Le fonctionnement de cette commande est illustré sur la figure 3.7 en reprenant la chaîne de conversion PV élémentaire.

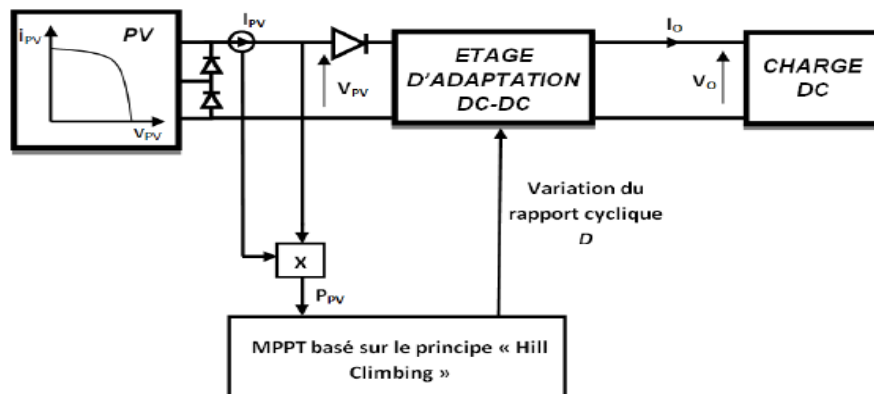


Figure 3.7 : Schéma de principe de la commande Hill Climbing

L'avantage de cette dernière technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre. Par contre, elle possède les mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant des oscillations autour du PPM en régime établi et une perte occasionnelle de la recherche du PPM lors de changement rapide des conditions climatiques.

Ces imperfections sont mises en évidence par Weidong Xiao [22], à l'aide d'un tableau évaluant les performances de cette commande en termes, de temps de réponse et de puissance extraite en sortie du PV, pour différentes valeurs de la variable a . Par exemple, pour une variation d'ensoleillement de 990 W/m² à 510 W/m², une incrémentation (a) de 1,5 % du rapport cyclique affiche un temps de réponse de 6 s pour une puissance en sortie du PV de 1920,6 W. Tandis que pour une incrémentation de 0,4 %, la puissance extraite est de 1931,35 W avec un temps de réponse quasi trois fois plus long (16,5 s). Ici, il est à noter qu'une incrémentation faible du rapport cyclique démontre de très bonnes performances lorsque l'ensoleillement varie très lentement (journée de très beau temps) mais une réponse dynamique relativement pauvre lors de changements d'éclairements brusques. Malheureusement, il est encore une fois impossible de déterminer le rendement MPPT et d'avoir une idée de l'évolution de ce dernier en fonction des différentes valeurs de la variable d'incrément, car l'auteur indique seulement la puissance extraite en sortie du PV en fonction d'un niveau d'irradiation sans indiquer la puissance maximale potentielle qu'aurait pu produire le GPV durant l'essai ayant servi d'évaluation.

Par contre, des informations concernant le rendement de cette commande sont fournies par le même auteur en [34]. Dans ce nouvel article, les tests d'évaluations sont effectués à l'aide d'une lumière artificielle, afin de contrôler le taux d'ensoleillement. La puissance maximale en sortie du GPV est de 5.83 W. Comme précédemment, l'incrément de la variable a varie de 0.8 % à 2 %. Le temps de recouvrement est alors compris respectivement entre 3.9 s et 1.2 s, avec des rendements variant entre 99.13 % et 95.52 %. Ici, ces rendements correspondent aux points de fonctionnement stables. Il est donc difficile d'évaluer concrètement les performances de cette commande lors d'un fonctionnement en condition réelle où le PPM peut varier à tout instant avec des amplitudes relativement importantes.

3.3.3 Principe des commandes “Incrément de conductance” (InCond)

Pour rechercher les PPM, cette autre technique se base sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM [21,35-36]. Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.1)$$

Et une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.2)$$

D’autre part, l’évolution de la puissance du module (P_{PV}) par rapport à la tension (V_{PV}) donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l’on est sur le PPM, si elle est positive le point d’opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu’elle est négative, on se situe à droite. La figure 2.19 permet d’écrire les conditions suivantes :

$$\begin{aligned} & - \text{si } \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0, \text{ le point de fonctionnement est à gauche du PPM,} \\ & - \text{si } \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0, \text{ le point de fonctionnement est sur le PPM,} \\ & - \text{si } \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0, \text{ le point de fonctionnement est à droite du PPM.} \end{aligned} \quad (3.3)$$

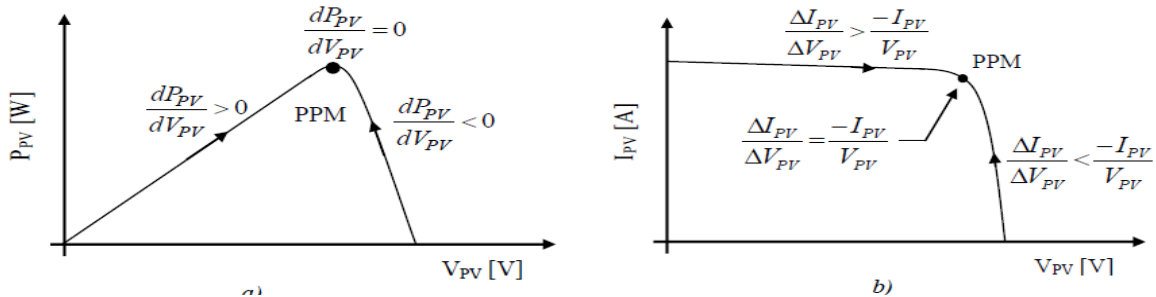


Figure 3.8 : Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de dP_{pv}/dV_{pv} sur la caractéristique de la puissance (a) et de la valeur de $\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$ sur la caractéristique de courant (b)

Le lien entre la conductance donnée par l'équation (3.2) et la dérivée de la puissance $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cong I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \quad (3.4)$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance comme celles données par (3.3) sur la dérivée de puissance :

- si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM

$$(3.5)$$

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance (I_{PV}/V_{PV}) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$), comme l'illustre l'algorithme de la figure 3.9. V_r correspond à la tension de référence et force le GPV à fonctionner à cette valeur. Si on est au PPM, alors la tension V_r correspond bien à la tension optimale V_{OPT} . Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ΔI_{PV} . Cela indique alors un changement de conditions climatiques, donc un nouveau PPM à rechercher.

Pour cela, l'algorithme incrémente ou décrémente la valeur de V_r jusqu'à atteindre le PPM. Le schéma de principe de cette méthode est illustré sur la figure 3.10.

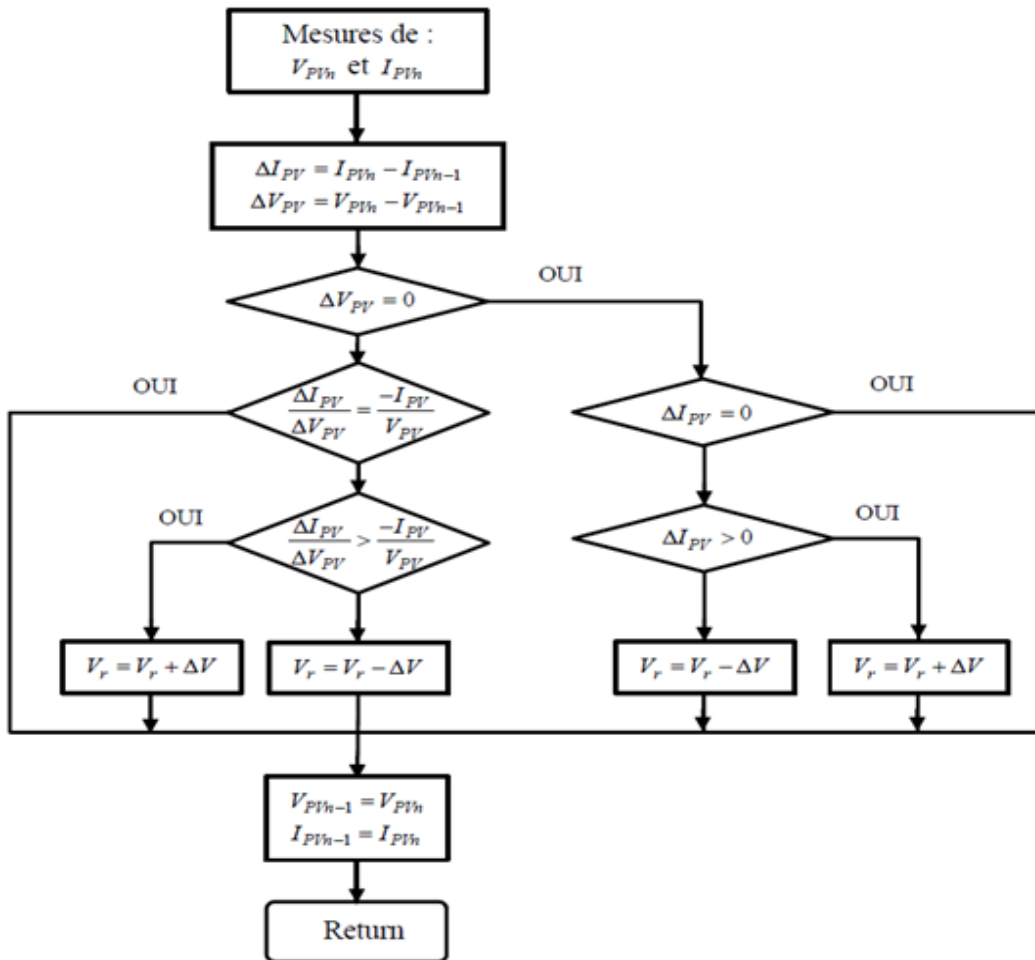


Figure 3.9 : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance

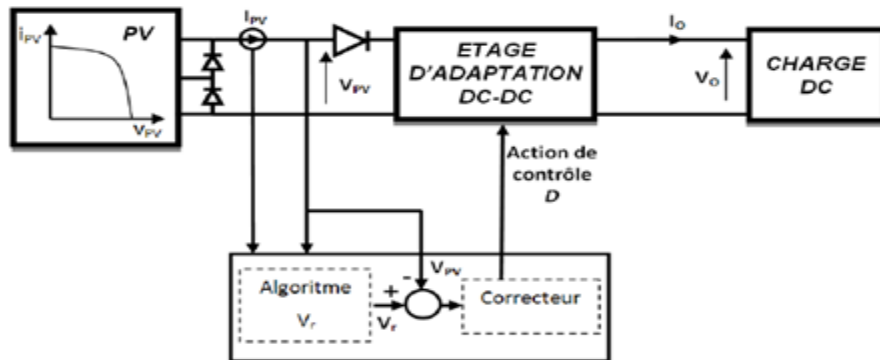


Figure 3.10 : Fonctionnement d'une commande MPPT de type InCond illustré sur une chaîne élémentaire de conversion PV

Théoriquement, avec la méthode de contrôle de type InCond, il est possible de trouver un PPM et de s'y immobiliser en stoppant la perturbation. Dans ce cas-là, ΔV_{PV} est nul et c'est le contrôle de l'apparition de ΔI_{PV} qui permet de réactiver l'ajustement de la valeur de V_r pour atteindre un nouveau PPM. Ceci se produit par exemple lors de variations d'ensoleillement. Ceci constitue en soi une propriété intéressante par rapport aux deux types de MPPT précédents car en régime établi, il n'y a pas de pertes par rapport au PPM. De plus, cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au PPM.

En pratique, le système présente une oscillation comme la commande P&O autour du PPM, à cause du bruit aux niveaux des acquisitions des paramètres d'entrée (I_{PV} et V_{PV}) et de la difficulté au système de bien analyser si la relation (3.6) suivante

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + \frac{I_{PV}}{V_{PV}} = 0 \quad (3.6)$$

est bien remplie ou non. Ainsi, en réalité, cette condition n'étant jamais obtenue, le système est toujours en train de la rechercher. Par rapport à la commande P&O, le temps d'exécution de l'algorithme est plus long car ce dernier est plus complexe. De ce fait, l'intervalle de temps entre deux échantillons de tension et de courant est augmenté engendrant un retard sur la détection des variations climatiques. Une étude comparative en termes de rendement MPPT est également réalisée par H. Hussein [36] entre la commande InCond et P&O. Lors de cet essai, le rendement affiché par la commande InCond est de 89,9 % par rapport au 81,5 % de la commande P&O. Cette différence est principalement due aux variations relativement faibles autour du PPM engendré par la commande InCond.

Lors du test comparatif effectué par [27], le rendement MPPT obtenu avec la commande InCond était de 98,2 %. Cette différence peut s'expliquer par des conditions de test relativement éloignées dans les deux papiers. Pour Hussein, les relevés expérimentaux montrent de fortes variations de puissance PV, correspondant à une journée fortement perturbée, tandis que pour [27], l'absence de relevés expérimentaux et la valeur du rendement MPPT, fait plutôt penser à une journée relativement ensoleillée. Un autre facteur à prendre en compte au niveau de cette comparaison est la valeur de l'incrément, qui n'est, dans aucun des cas, mentionné.

La même analyse peut être effectuée au niveau des valeurs de rendement de la commande P&O obtenue entre [27] et [36].

L'analyse de ces différentes méthodes de recherche, montre qu'elles ne sont pas trop éloignées sur leur fonctionnement en pratique ni sur les compromis à effectuer entre précision et rapidité au niveau de la valeur de la variable d'incrémentation. Les divers essais extraits de la littérature montrent que ce type de commande peut être performant dans certaines conditions mais ne permettent pas de dire que tel mode de recherche est plus performant qu'un autre et quand car les conditions de test et les valeurs de variable d'incrémentation ne sont pas similaires. En revanche, ils donnent une estimation d'un rendement qui peut être élevé et du temps de réponse selon le pas d'incrémentation choisi, en faisant aujourd'hui des commandes les plus performantes du marché sur les produits commerciaux.

3.4 Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité

Le mode de fonctionnement de ces commandes est basé sur des relations de proportionnalité entre les paramètres optimaux caractérisant le point de puissance maximale (V_{OPT} et I_{OPT}) et les paramètres caractéristiques du module PV (V_{OC} et I_{CC}).

Suivant le paramètre contrôlé, on parle alors de commande en régulation de courant ou de tension.

3.4.1 Mesure de Voc (Fraction de Voc)

Cette technique de recherche du PPM est très simple. Elle consiste à comparer la tension du panneau (V_{PV}) avec une tension de référence qui correspond à la tension optimale (V_{OPT}) [27, 37, 38]. L'erreur de tension est alors utilisée pour ajuster le rapport cyclique du CS, afin de faire coïncider les deux tensions. La tension de référence est obtenue à partir de la connaissance de la relation linéaire existante entre V_{OPT} et V_{OC} d'un module PV :

$$V_{OPT} = k_V V_{OC} \quad (3.7)$$

Avec k_v correspondant à un facteur de tension dont la valeur dépend du GPV utilisé et de la température de fonctionnement. Généralement, pour des GPV en Si, il est compris entre 0.71 et 0.78.

A partir de (3.7) et connaissant k_v , il faut cependant mesurer la tension de circuit ouvert (V_{OC}) afin d'en déduire la tension de référence (V_{OPT}) à appliquer au PV. L'inconvénient majeur de cette technique réside dans la nécessité d'effectuer la mesure de VOC de temps en temps et l'obligation de déconnecter la charge du PV durant cette mesure impliquant une perte de transfert de puissance à chaque mesure. Un autre inconvénient est l'hypothèse faite sur l'évolution de k_v dans un GPV suivants les différents points de fonctionnement des caractéristiques de puissance. Beaucoup d'auteurs font l'hypothèse que ce coefficient est constant pour un générateur donné. Ceci est loin d'être vrai pour la plupart des GPV en Si qui affichent une variation d'au moins 10 % de ce facteur en fonction de la température de fonctionnement.

Ces commandes sont très simples et très robustes mais aujourd'hui ne présentent pas assez de précisions inhérentes à leur principe même de fonctionnement pour être retenues dans des systèmes de conversion récents.

3.4.2 Mesure de I_{CC} (Fraction de I_{CC})

Cette nouvelle méthode est basée sur la connaissance de la relation linéaire en première approche entre I_{OPT} et I_{CC} comme le montre l'équation (3.8) [37, 39]:

$$I_{OPT} = k_I I_{CC} \quad (3.8)$$

Avec k_I correspondant à un facteur de courant qui dépend là aussi du GPV utilisé et est généralement compris entre 0.78 et 0.92. L'équation (3.8) montre que le courant I_{OPT} peut être déterminé par une mesure de I_{CC} et que le PPM peut être atteint en appliquant un courant de référence égal à I_{OPT} à la régulation en courant du convertisseur. La mesure de I_{CC} implique une perte de transfert de puissance due à la mise en court circuit du GPV. Cependant, cette méthode peut s'avérer plus précise que la précédente car la température n'influence pas trop ce coefficient.

Ces types de commandes ayant besoin uniquement d'un seul capteur, elles ont été très utilisées dans les années 80. Elles s'avéraient alors plus faciles à mettre en œuvre et un peu moins coûteuses. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause des procédés d'estimation des paramètres caractéristiques du module (I_{cc} et V_{co}) qui ne peuvent pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est en effet de la minute. De plus, à chaque fois qu'une mesure de courant ou de tension est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques qui ne sont pas négligeables au cours d'une journée. Comme le montre l'étude comparative [27] ou le rendement MPPT de la méthode Voc est de 88,1 %, soit 8 à 10 % inférieur à la commande P&O et InCond respectivement.

3.5 Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [40- 44]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités.

Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur E et le changement d'erreur ΔE et une variable de sortie ΔD (variation du rapport cyclique). La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée. En général, la commande logique floue comprend donc trois étapes communément nommées dans la littérature:

- **la fuzzification,**
- **l'inférence,**
- **la defuzzification.**

Durant la fuzzification, les variables d'entrées numériques sont converties en variable linguistique pouvant prendre les cinq valeurs suivantes :

- **NB:** Negative Big,
- **NS:** Negative Small,
- **ZE:** Zero,

- **PS**: Positive Small,

- **PB** : Positive Big.

Comme le montre la structure de base de la commande logique floue illustrée en figure 3.11.

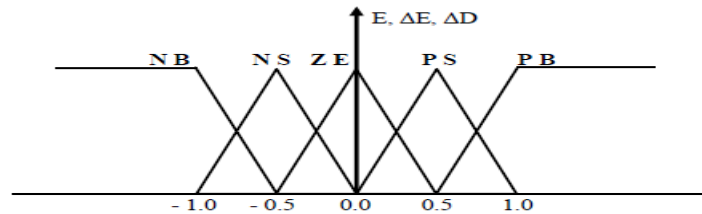


Figure 3.11 : Formes des fonctions d'appartenance des différentes variables linguistiques

Les paramètres d'entrées E et ΔE sont liées aux équations suivantes :

$$E(n) = \frac{P(n) - P(n - 1)}{V(n) - V(n - 1)} \tag{3.9}$$

$$\Delta E = E(n) - E(n - 1) \tag{3.10}$$

En fonction de leurs évolutions et d'une table de vérité comme indiquée dans le tableau 3.1, une valeur est attribuée au paramètre de sortie ΔD .

Tableau 3.1 : Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue

$E \backslash \Delta E$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	NB	NB	NB
NS	ZE	ZE	NS	NS	NS
ZE	NS	ZE	ZE	ZE	PS
PS	PS	PS	PS	ZE	ZE
PB	PB	PB	PB	ZE	ZE

La variable linguistique assignée à ΔD , dépend des différentes combinaisons entre E et ΔE . Par exemple, si les variables d'entrée (E et ΔE), ont comme valeurs **PB** et **ZE** correspondant à un point de fonctionnement très éloigné du PPM, d'après la table de vérité la valeur donnée à la variable de sortie ΔD est **PB**, ce qui implique une forte variation positive du rapport cyclique pour atteindre le PPM. En résumé, les variations du rapport cyclique dépendent de la différence de position entre le point de fonctionnement et un PPM. Ainsi, dès que ce dernier s'approche du PPM, les incréments appliqués à ΔD s'affinent jusqu'à atteindre le PPM.

La defuzzification consiste à convertir cette fois, une variable linguistique en variable numérique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie ΔD , afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le PPM.

En résumé, cette méthode s'avère être très performante lors de changement des conditions climatiques, cependant sa précision en statique est fortement liée à la complexité de la table de vérité employée entraînant la nécessité du choix obligatoire d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs tenant compte des nombreuses disparités des paramètres électriques du panneau. Ici, typiquement, cette commande peut présenter les meilleures performances en termes de précision et de rapidité de recouvrement de PPM mais elle entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur ainsi qu'un surcoût.

3.6 Conclusion

Nous avons adopté plusieurs critères pour pouvoir évaluer les performances des différents algorithmes cités. Leur mode de conception donnant une idée sur le coût de revient, l'encombrement, la puissance consommée. Leur précision maximale théorique escomptée et leur temps de réponse minimum à prévoir en recouvrement de PPM. Pour les commandes utilisant une variable d'incrément, nous avons vu d'après la littérature que les performances en termes de rendement et de temps de réponse dépendent considérablement de la valeur de l'incrément choisi. Des simulations vont être entreprises, dans le chapitre 5, pour vérifier la consistance de ces critères de comparaison.

Chapitre 4 :

*Modélisation de la chaîne photovoltaïque et
développement d'un MPPT robuste*

4.1 Introduction

Pour étudier le comportement dynamique du système complet, une modélisation de chaque élément est indispensable. Dans ce chapitre, on a fixé l'architecture détaillée du système photovoltaïque. En suite, on a modélisé chaque élément de cette architecture. Une présentation brève de la Toolbox SimPowerSystems, utilisée pour la simulation des systèmes de l'électronique de puissance, est fournie. Cette boîte à outil est exploitée afin de pouvoir respecter le plus de phénomènes possibles lors du fonctionnement du système. Nous parlerons ensuite de la commande glissante, de leurs principes et de leurs utilisations. Nous terminerons ce chapitre par le détail des étapes de développement de l'algorithme MPPT robuste qui fait l'objet de notre travail.

4.2 Modélisation de la chaîne photovoltaïque utilisée

Le but de cette section est de décrire les modèles mathématiques des composants du système de conversion photovoltaïque. Le schéma bloc de la chaîne de conversion photovoltaïque étudiée dans le cadre de ce travail est présenté dans la figure (4.1). Il s'agit d'un générateur photovoltaïque et d'un convertisseur DC/DC de type Buck-Boost muni d'une commande MPPT, pour maximiser la puissance extraite du panneau photovoltaïque.

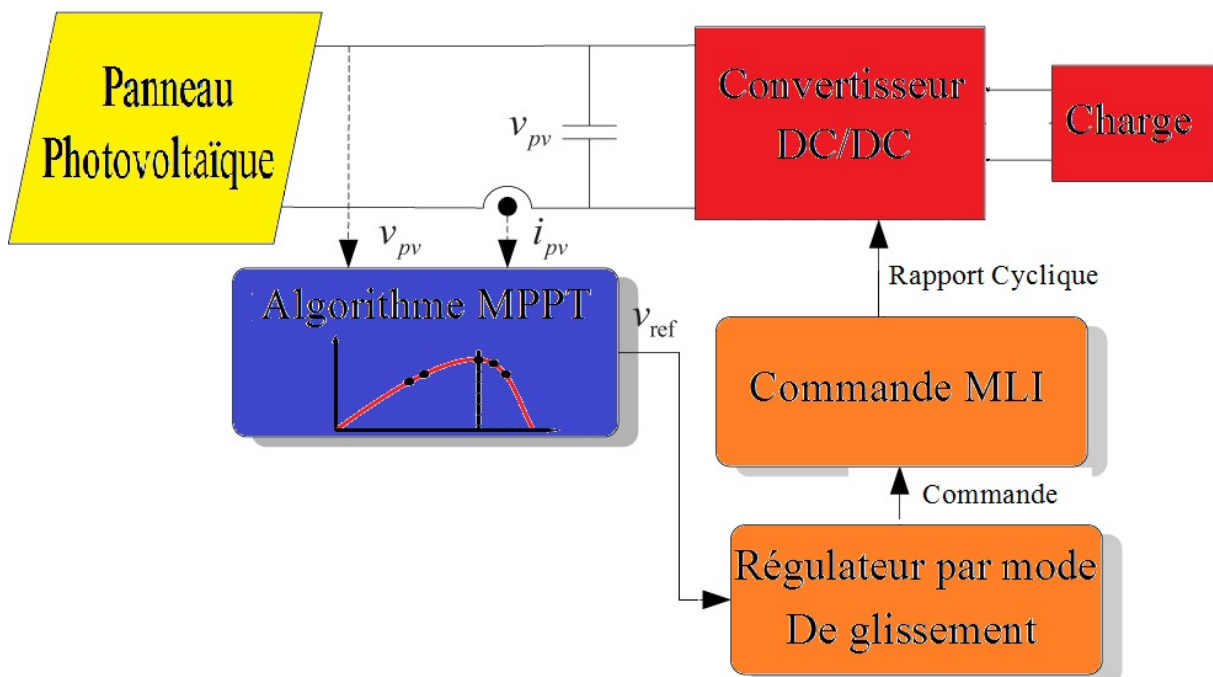


Figure 4.1 : configuration de la chaîne photovoltaïque

4.2.1 Modèle du panneau photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Il est réalisé par association en série et en parallèle de modules (ensemble de cellules élémentaires). La puissance totale du générateur est égale à la somme des puissances des modules constituant ce dernier. Par la suite, nous nous intéressant seulement au modèle d'une seule cellule photovoltaïque, étant donné que les caractéristiques P-V et I-V de cette dernière sont, à des facteurs de proportionnalité près, les mêmes que celles du panneau.

Pour trouver le modèle d'une cellule, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles de cellules photovoltaïques qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant finals de la cellule.

On présentera deux modèles à savoir [45]-[46]:

- Modèle à *une diode*
- Modèle à *deux diodes*

4.2.1.1 Modèle à une diode

C'est le modèle le plus cité dans la littérature, la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique équivalent (Figure 4.2) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_{sh} caractérisant les courants de fuites de la jonction PN, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact et de connexions, une diode en parallèle qui modélise la jonction PN.

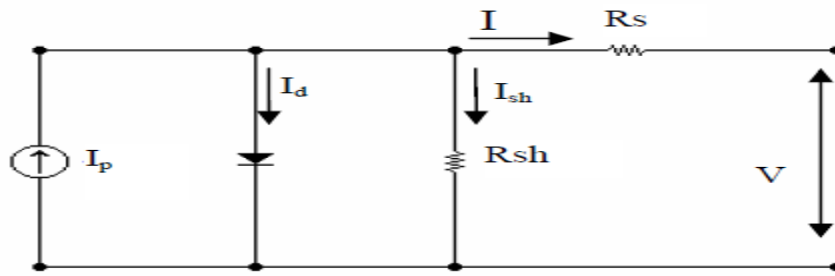


Figure 4.2 : schéma équivalent du modèle à une diode

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I = I_p - I_d - I_{sh} \quad (4.1)$$

Avec:

- I : Le courant délivré par le module.
- I_p : Photo courant.
- I_d : Courant de diode.
- I_{sh} : Le courant shunt.

Le courant I_p est directement dépendant des rayonnements solaire E_s et de la température de la cellule T_j , est donné par la relation suivante [3] :

$$I_p = P_1 \cdot S \cdot [1 + P_2 \cdot (S - S_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jref})] \quad (4.2)$$

La température de la cellule peut être calculée à partir de la température ambiante et celle d'irradiation comme suit :

$$T_j = T_a + S \cdot \left(\frac{N_{oct} - 20}{800} \right) \quad (4.3)$$

Où :

- T_a : Température ambiante.
- N_{oct} : Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule qui est donnée par le constructeur (45°C).

Le courant de la diode est donné par :

$$I_d = I_{sat} \cdot \left[e^{\left(\frac{e_0 \cdot (V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot k \cdot T_j} \right)} - 1 \right] \quad (4.4)$$

Avec I_{sat} est le courant de saturation, il est fortement dépendant de la température; il est donné par la relation suivante:

$$I_{sat} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}\right)} \quad (4.5)$$

Le courant de la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \quad (4.6)$$

Le courant du module I est donné par [3] :

$$I = I_p(S, T_j) - I_d(V, I, T_j) - I_{sh}(V)$$

$$I = P_1 \cdot S \cdot \left[1 + P_2 \cdot (S - S_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{ref})\right] - P_4 \cdot T_j^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}\right)} \cdot \left[e^{\left(\frac{e_0 \cdot (V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot k \cdot T_j}\right)} - 1 \right] - \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \quad (4.7)$$

Nous mettons le schéma électrique équivalent de la cellule en un schéma bloc (Figure 4.3) comportant quatre variables.

- Les deux variables d'entrées sont :
 - ✓ S : l'ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m2);
 - ✓ T_j : la température de jonction de la cellule (°C).

- Les deux variables de sortie sont :
 - ✓ I courant fourni par le GPV (A) ;
 - ✓ V tension aux bornes du GPV (V).



Figure 4.3 : Schéma bloc du générateur photovoltaïque

4.2.1.2 Modèle à deux diodes

La cellule photovoltaïque est représentée par son schéma électrique équivalent (Figure 4.4) qui se compose d'une source de courant modélisent le flux lumineux, les pertes sont modélisé par deux résistances, une résistance shunt R_{sh} , une résistance série R_s et deux diodes pour la polarisation de la cellule et le phénomène de la recombinaison des porteurs minoritaires [45].

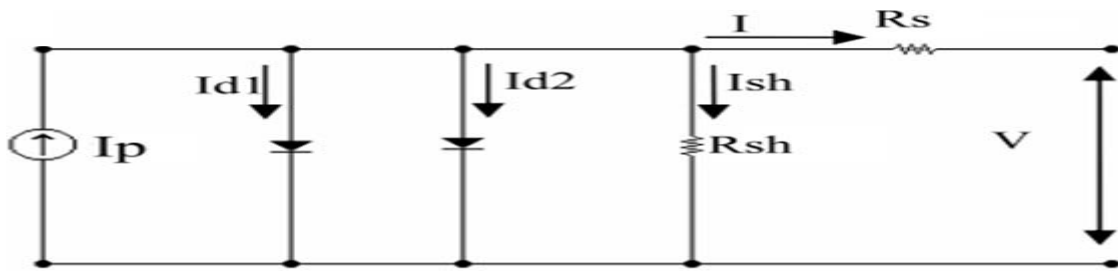


Figure 4.4 : schéma équivalent Modèle à deux diodes

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirschoff :

$$I = I_p - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \quad (4.8)$$

Avec :

$$I_{d1} = I_{01} \cdot \left[e^{\left(\frac{e_0 \cdot (V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot k \cdot T_j} \right)} - 1 \right] \quad (4.9)$$

$$I_{d2} = I_{02} \cdot \left[e^{\left(\frac{e_0 \cdot (V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot k \cdot T_j} \right)} - 1 \right] \quad (4.10)$$

Où : I_{01}, I_{02} sont les courants de saturations des diodes.

$$I_{01} = P_{04} \cdot T_j^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j} \right)} \quad (4.11)$$

$$I_{02} = P_{14} \cdot T_j^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{2 \cdot k \cdot T_j} \right)} \quad (4.12)$$

I_p et I_{sh} garderont les mêmes expressions que celles du modèle à une diode.

Le courant résultant I s'écrit :

$$I = P_1 \cdot S \cdot [1 + P_2 \cdot (S - S_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{ref})] - P_{04} \cdot T_j^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}\right)} \cdot \left[e^{\left(\frac{e_0 \cdot (V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot k \cdot T_j}\right)} - 1 \right] - P_{14} \cdot T_j^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{k \cdot T_j}\right)} \cdot \left[e^{\left(\frac{e_0 \cdot (V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot k \cdot T_j}\right)} - 1 \right] - \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \quad (4.13)$$

Avec :

A : Facteur d'idéalité de la jonction.

Les paramètres suivants sont donnés par le constructeur :

- R_s : Résistance série.
- R_{sh} : Résistance shunt.

Les constantes utilisées dans ce modèle sont:

- S_{ref} : Irradiation de référence 1000 W/m².
- T_{ref} : Température de référence 25°C.
- n_s : nombre de cellule en série dans un module.
- e_0 : La charge d'électron $1,6 \cdot 10^{-19} C$.
- K : Constant de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$.
- E_g : Energie de gap pour le silicium cristalline 1.12 ev.

Les paramètres P_i sont à trouver par identification.

4.2.2 Modèle du convertisseur

Le hacheur dévolteur/survolteur, souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur Buck-Boost, est un convertisseur qui a acquis les caractéristiques et les propriétés électriques des deux types de hacheur le survolteur « Boost » et le dévolteur « Buck ». Il présente donc une sorte d'un transformateur hybride (abaisseur/élevateur) pour une tension d'entrée continue. Son schéma de base est illustré par la Figure (4.5).

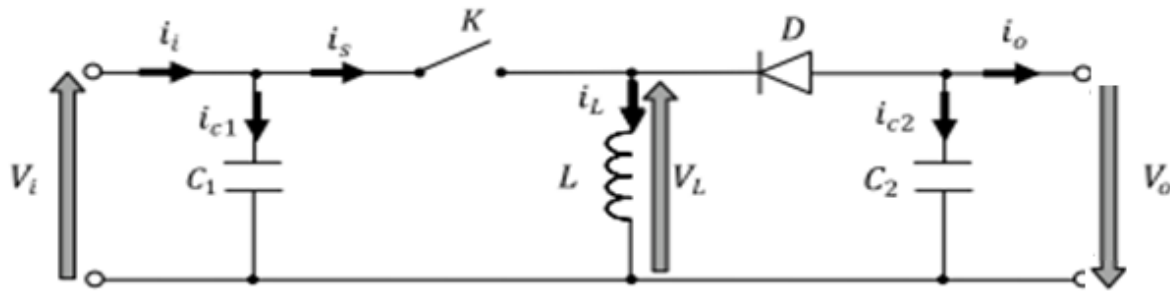


Figure 4.5 : schéma de principe d'un Hacheur Buck_boost

L'élément de commande (transistor, thyristor, MOS, IGBT...etc.) est représenté par l'interrupteur K dans les schémas pour ne pas préjuger sa nature.

Pendant le fonctionnement du hacheur, on ferme le commutateur avec un temps de fermeture t_{on} égal à $(d \cdot T_s)$, et on l'ouvre dans un temps d'ouverture t_{off} égale à $(1 - d) \cdot T_s$

Telle que :

- T_s est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$ (f_s : la fréquence du hachage).
- d le rapport cyclique du commutateur ($d \in [0,1]$).

Le principe de fonctionnement du hacheur Buck-Boost est basé essentiellement sur la position du commutateur K , ouvert ou fermé. Lorsque ce dernier est fermé, pendant la durée t_{on} c.à.d. $d \in [0, d \cdot T_s]$, la diode est bloquée, tandis que le courant croît linéairement à l'intérieur de l'inductance avec une pente égale à $\frac{V_i}{L}$ ce qui laisse l'inductance stocker d'avantage d'énergie durant tout le temps de la fermeture de K .

Lorsque le commutateur s'ouvre durant t_{off} c.-à-d. $d \in [d \cdot T_s, T_s]$, la diode conduit à travers l'inductance, dans laquelle le courant décroît aussi linéairement avec une pente égale à $\frac{-V_o}{L}$.

Lorsque l'interrupteur K est fermé le circuit équivalent est montré sur la figure (4.6)

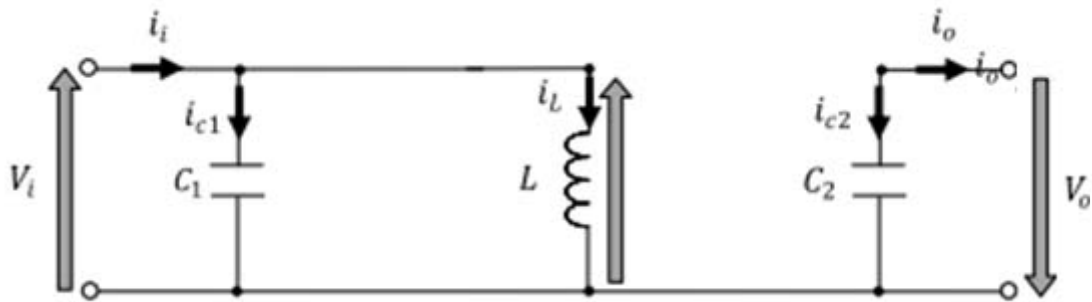


Figure 4.6 : Circuit équivalent d'un Buck-Boost lorsque $d \in [0, d.T_s]$

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtiendra les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = c_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = c_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) \end{cases} \quad (4.14)$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert le circuit équivalent apparaît à la figure (4.7)

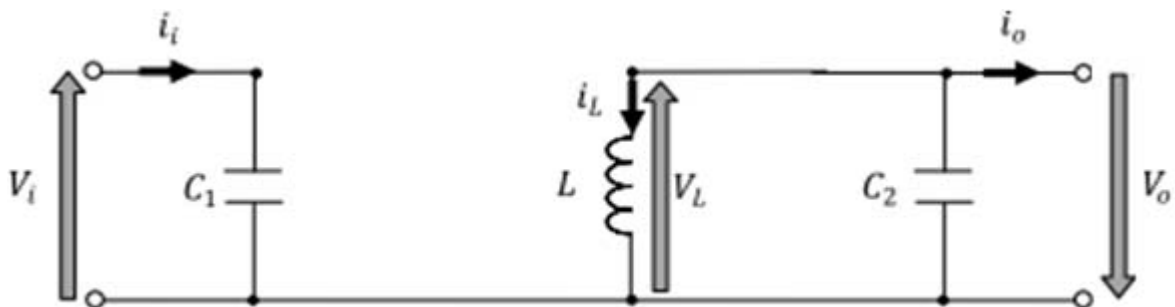


Figure 4.7 : Circuit équivalent d'un Buck-Boost lorsque $d \in [d.T_s, T_s]$

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = c_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{c2}(t) = c_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_o(t) \end{cases} \quad (4.15)$$

En combinant les deux systèmes d'équations (4.14) et (4.15) on a un seul système, on trouve le modèle approximé du convertisseur Buck-Boost [4]:

$$\begin{cases} c_1 \frac{dV_i(t)}{dt} T_s = d T_s (i_i(t) - i_L(t)) + (1 - d) T_s i_i \\ c_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -d T_s i_o(t) + (1 - d) T_s (i_L - i_o) \\ L \frac{di_L(t)}{dt} = d T_s V_i(t) + (1 - d) T_s V_o \end{cases} \quad (4.16)$$

Le régime continu est obtenu en éliminant les dérivées des variables dynamiques, et en remplaçant ces signaux par leurs valeurs moyennes. Le système d'équations (4.16) donne :

$$\begin{cases} I_i - d I_L = 0 \\ I_o - I_L = 0 \\ d V_i + (1 - d) V_o = 0 \end{cases} \quad (4.17)$$

En utilisant les relations (4.17), on peut calculer le rapport de conversion (d), défini par :

$$M(d) = \frac{V_o}{V_i} = - \frac{d}{1 - d} \quad (4.18)$$

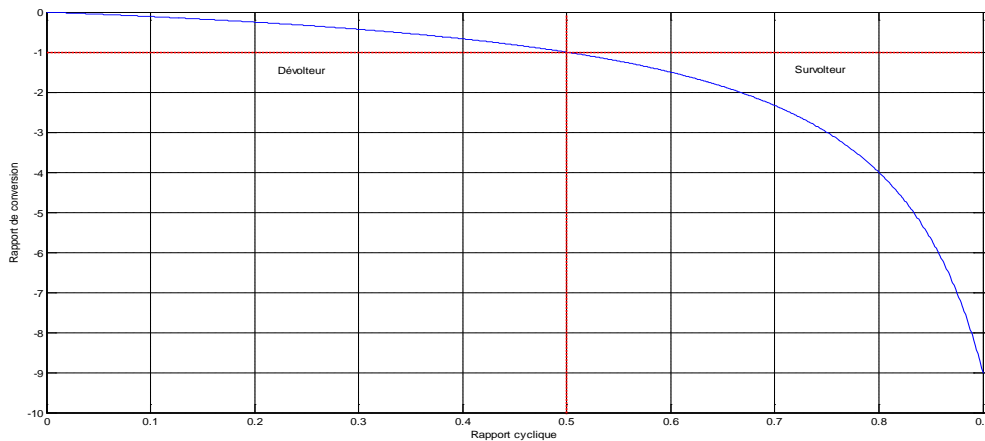


Figure 4.8 : Rapport de conversion en fonction du rapport cyclique

4.3 Boîte à outils SimPowerSystems [47]

4.3.1 Introduction

SimPowerSystems et d'autres produits de la famille de la Modélisation Physique travaillent ensemble avec Simulink pour modéliser les systèmes électriques, mécaniques et de commande.

4.3.2 Le rôle de la simulation dans la conception

Les systèmes de puissance électrique sont des combinaisons de circuits électriques et de composants électromécaniques comme les moteurs et les générateurs. Les ingénieurs travaillant dans cette discipline sont constamment en train d'améliorer les performances des systèmes. Les exigences d'efficacité, dramatiquement augmentée, ont forcé les concepteurs des systèmes de puissance d'utiliser des composants de l'électronique de puissance et des concepts de plus en plus sophistiqués de systèmes de commande. Chose qui remet en question les techniques et les outils d'analyse traditionnels. Plus compliquant encore, le fait que les systèmes sont souvent si non linéaires que le seul moyen de les comprendre c'est à travers leurs simulation.

SimPowerSystems est un nouvel outil de conception qui permet aux scientifiques et aux ingénieurs de construire, rapidement et facilement, des modèles de systèmes de l'électronique de puissance. Elle utilise l'environnement Simulink, permettant de construire des modèles par de simples procédures Click-and-Drag. Non seulement peut-on dessiner la topologie du circuit rapidement, mais aussi l'analyse de ce dernier peut inclure des interactions avec des disciplines comme, entre autres, mécanique, thermique et commande. Ceci est possible grâce au fait que toutes les parties électriques de la simulation interagissent avec la bibliothèque extensive de modélisation de Simulink. Du moment que Simulink utilise le moteur calculatoire de Matlab, les concepteurs peuvent également utiliser les toolbox Matlab et les différents blocks de Simulink.

4.3.3 Les bibliothèques SimPowerSystems

Les bibliothèques SimPowerSystems contiennent des modèles types d'équipements de puissance comme transformateurs, lignes, machines et électronique de puissance. Ces modèles sont prouvés et leur validité est basée sur l'expérience de Tests de Systèmes de Puissance et du laboratoire de simulation d'Hydro-Québec, une grande utilité nord-américaine située au Canada, et aussi sur l'expérience de l'École de Technologie Supérieure et de l'Université Laval. Les capacités de SimPowerSystems pour la modélisation de systèmes électriques typiques sont illustrées dans des fichiers de démonstration. Et pour les utilisateurs qui veulent rafraîchir leurs connaissances à propos de la théorie des systèmes de puissance, il y a aussi des études de cas pour l'auto-formation.

4.3.4 Les schémas des modèles en SimPower

Pour éviter les procédures longues et fastidieuses de modélisation du panneau photovoltaïque et du convertisseur buck-boost, nous avons directement utilisé la toolbox SimPowerSystems. Figures (4.9) et (4.10)

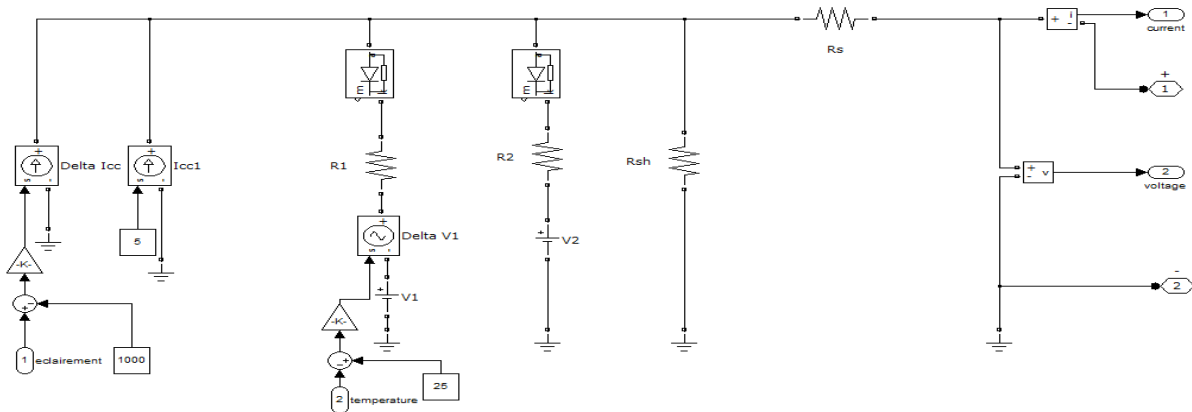


Figure 4.9 : Schéma du Modèle du panneau photovoltaïque sous SimPowerSystems

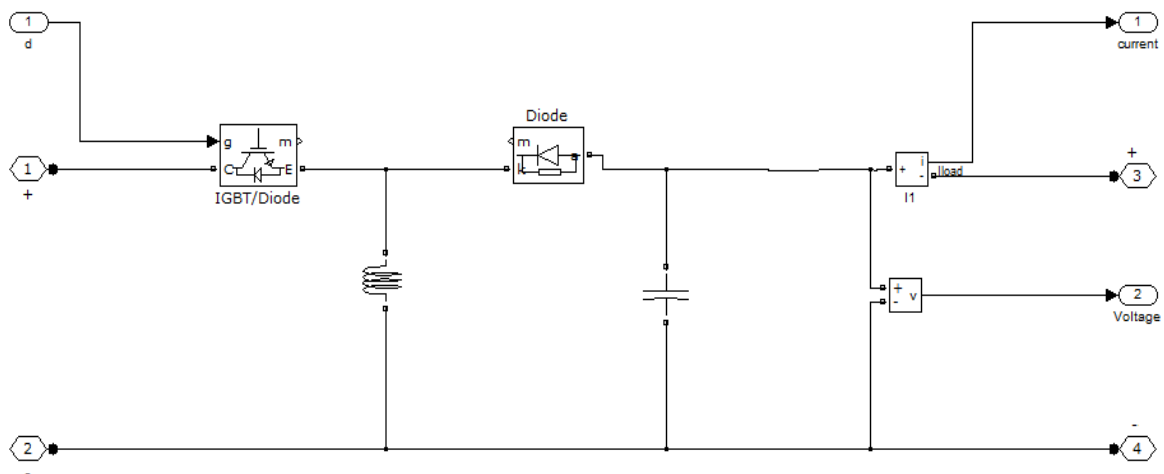


Figure 4.10 : Schéma du convertisseur Buck-Boost sous SimPowerSystems

Les valeurs des paramètres figurant sur les deux schémas peuvent être consultées en annexe.

Suivent les figures (4.11) et (4.12) représentant les effets de la température et l'ensoleillement sur les caractéristiques P-V et I-V du modèle proposé.

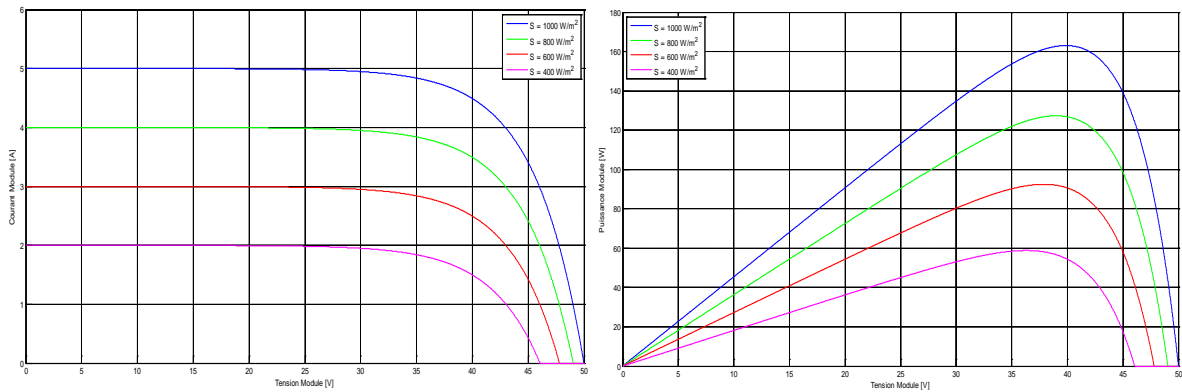


Figure 4.11 : Effet de l'ensoleillement sur les caractéristiques I-V et P-V

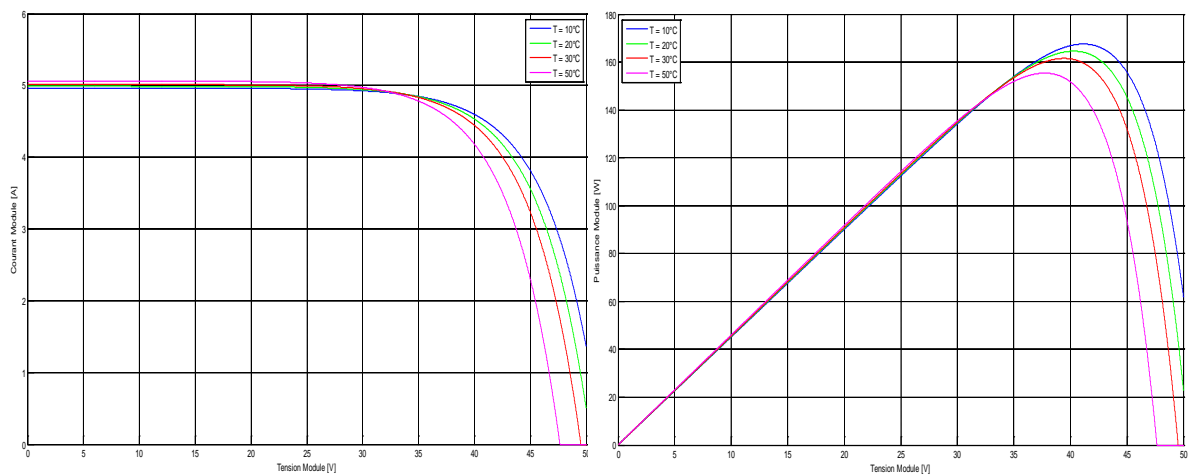


Figure 4.12 : Effet de la température sur les caractéristiques P-V et I-V

4.4 La commande par mode glissant

La commande par mode glissant est une technique intéressante permettant de résoudre le problème de la non robustesse du réglage vis à vis des variations des paramètres internes du système. Elle a prouvé sa robustesse dans son application sur les convertisseurs électriques dans [48] [49]. La loi de commande dans cette technique est formée principalement à partir de la grandeur à régler et un certain nombre de ses dérivées [50].

4.4.1 Conception de la commande par mode de glissement

La commande par mode de glissement comporte deux parties : une partie continue représentant la dynamique du système durant le mode glissant, et une autre discontinue représentant la dynamique du système durant le mode de convergence; cette

dernière est importante dans la commande non linéaire car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécision et des perturbations sur le modèle [48].

La conception des régulateurs par mode de glissement prend en compte les problèmes de stabilité et des performances désirées d'une façon systématique. La mise en œuvre de cette méthode de commande nécessite principalement trois étapes :

1. Choix de la surface de glissement.
2. L'établissement des conditions d'existence et de convergence.
3. Détermination de la loi de commande.

4.4.1.1 Choix de la surface de glissement

La surface de glissement est une fonction scalaire telle que la variable à régler glisse sur cette surface et tend vers l'origine du plan de phase [51]. Le choix de la surface de glissement concerne non seulement le nombre nécessaire de ces surfaces mais également leurs formes, en fonction de l'application et de l'objectif visés.

En général, pour un système défini par l'équation d'état suivante :

$$\dot{x} = A x + B u \quad (4.19)$$

Pour un vecteur de commande u de dimension m , il faut choisir m surfaces de glissement.

Pour ce qui est de la forme de la surface, J.J. Slotine [52] nous propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de consigne x_{ref} .

$$S(x) = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right)^{r-1} e(x) \quad (4.20)$$

Avec

x : Variable à réguler.

$e(x)$: L'écart entre la variable à réguler et la référence ($x_{ref} - x$)

λ : Une constante positive

r : Degré relatif, égale au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

Pour $r > 1$, $S(x) = 0$ est une équation différentielle linéaire dont la réponse $e(x)$ tend vers zéro pour un choix correct du gain λ . Donc, on est en face d'un problème de poursuite de trajectoire dont l'objectif est de garder $S(x)$ à zéro.

4.4.1.2 Condition d'existence et de convergence

Les conditions de convergence permettent aux dynamiques du système, dans le plan de phase de converger vers la surface de glissement. Il existe deux considérations pour assurer le mode de convergence :

a) La fonction directe de commutation

La première condition de convergence a été proposée par Utkin [53]. Elle consiste à donner une dynamique à la surface convergente vers zéro. Elle est exprimée par :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (4.21)$$

b) La fonction de LYAPUNOV

La deuxième condition de convergence consiste à formuler une fonction scalaire positive ($V(x) > 0$). La loi de commande doit faire décroître cette fonction.

On peut définir la fonction de Lyapunov comme suit :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (4.22)$$

La dérivée de cette fonction nous donne :

$$\dot{V}(x) = S(x) \cdot \dot{S}(x) \quad (4.23)$$

Pour assurer la décroissance de la fonction de LYAPUNOV, il faut assurer $\dot{V}(x) < 0$.

4.4.1.3 Calcul de la commande

Une fois la surface de glissement choisie ainsi que la vitesse de convergence, il reste à déterminer la commande nécessaire pour attirer la variable à contrôler vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre (origine du plan de phase) en maintenant la condition d'existence du mode de glissement.

La structure d'un contrôleur comporte deux parties, une première concernant la linéarisation exacte et une deuxième stabilisante [54]. Cette dernière est très importante dans la technique de commande non linéaire car elle est utilisée pour éliminer les effets d'imprécision du modèle et les perturbations extérieures.

$$u = u_{eq} + u_n \quad (4.24)$$

- u_{eq} : est la commande équivalente ; elle correspond à la commande équivalente proposée par Filipo et Utkin. Elle sert à maintenir la variable à contrôler sur la surface de glissement. Elle est introduite en considérant que : $S(x) = 0$. Elle peut être interprétée comme la valeur moyenne (continue) que prend la commande lors de la commutation rapide entre U_{max} et U_{min} .
- u_n : est déterminée pour garantir l'attraction de la variable à contrôler vers la surface et satisfaire la condition de convergence pour avoir l'expression analytique de la commande, on considère le système décrit par l'équation (4.19), nous avons :

$$\dot{S}(x) = \frac{dS}{dt} = \frac{\partial S}{\partial x^T} \frac{dx}{dt} = \frac{\partial S}{\partial x^T} [A x + B(u_{eq} + u_n)] \quad (4.25)$$

$$\dot{S}(x) = \frac{dS}{dt} = \frac{\partial S}{\partial x^T} [A x + B u_{eq}] + \frac{\partial S}{\partial x^T} B u_n \quad (4.26)$$

Durant le mode de glissement et le régime permanent, la surface est nulle $S(x) = 0$, et par conséquent sa dérivée $\dot{S}(x)$ et la partie discontinue u_n sont aussi nulles [50]. D'où l'expression de la commande équivalente :

$$u_{eq} = - \left[\frac{\partial S}{\partial x^T} B \right]^{-1} \left[\frac{\partial S}{\partial x^T} A x \right] \quad (4.27)$$

Pour que la commande équivalente puisse prendre une valeur finie, il faut que [48] :

$$\frac{\partial S}{\partial x^T} B \neq 0 \quad (4.28)$$

Durant le mode de convergence, en remplaçant le terme u_{eq} par son expression (4.27) dans l'équation (4.26), nous obtenons l'expression de la dérivée de la surface :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x^T} B u_n \quad (4.29)$$

La condition d'attractivité exprimée dans (4.21) devient :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) = S(x) \frac{\partial S}{\partial x^T} B u_n < 0 \quad (4.30)$$

Donc, le signe de u_n doit être l'opposé de celui de $S(x) \frac{\partial S}{\partial x^T} B$

La forme la plus simple que peut prendre u_n est :

$$u_n = -K \frac{\partial S}{\partial x^T} B \text{sign} (S(x)) \quad (4.31)$$

Le choix de la constante K est très influant, car si la constante K est très petite, le temps de réponse est trop long, et si elle est trop grande, la commande devient trop énergétique et le phénomène de «Chattering» apparaît.

4.4.2 Application de la commande par mode de glissement au convertisseur Buck-Boost

Le modèle du convertisseur Buck-Boost utilisé est le suivant :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = \frac{1}{C_1} i_i - \frac{1}{C_1} x_3 u \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{R C_2} x_2 + \frac{1}{C_2} x_3 - \frac{1}{C_2} x_3 u \\ \dot{x}_3 = x_2 + \left(\frac{x_1}{L} - x_2\right) u \end{cases} \quad (4.32)$$

Ce qui mène à la forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{C_1} i_i & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{R C_2} & \frac{1}{C_2} \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\frac{1}{C_1} x_3 \\ -\frac{1}{C_2} x_3 \\ \frac{1}{L} x_1 - x_2 \end{pmatrix} u \quad (4.33)$$

$$y = (1 \ 0 \ 0) \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} \quad \text{avec} \quad \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{pv} \\ v_o \\ i_L \end{pmatrix}$$

Il suffit de dériver la première variable une fois pour faire apparaître la commande, ce qui fait que $r = 1$.

En utilisant l'équation (4.20), on tire

$$S(x) = e(x) \quad (4.34)$$

Ou encore

$$S(x) = y - y_{ref} = x_1 - x_{1_{ref}} \quad (4.35)$$

D'après (4.27) et (4.35)

$$u_{eq} = C_1 \frac{1}{x_3} \left(\frac{1}{C_1} i_i - \dot{x}_{1_{ref}} \right) \quad (4.36)$$

Et

$$u_n = -K \left(-\frac{C_1}{x_3} \right) \text{sign}(S(x)) \quad (4.37)$$

Ce qui donne par l'équation (4.24)

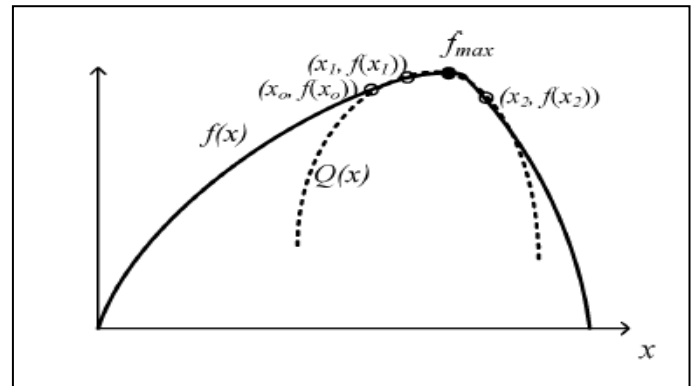
$$u = \frac{1}{x_3} i_i - C_1 \frac{1}{x_3} \dot{x}_{1_{ref}} + K \left(\frac{C_1}{x_3} \right) \text{sign}(S(x)) \quad (4.38)$$

4.5 Développement de l'algorithme MPPT robuste

4.5.1 Principe de l'approximation parabolique :

Etant donné trois points (x_1, x_2, x_3) de la courbe d'une fonction $f(x)$, on peut trouver un polynôme de degré 2.

$$Q(x) = Ax^2 + Bx + C \text{ ----- (4.39)}$$



Qui peut approcher cette fonction, selon le principe d'interpolation de Lagrange.

$Q(x)$ est donné alors comme suit [55] :

$$Q(x) = f(x_0) \frac{(x - x_1)(x - x_2)}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)} + f(x_1) \frac{(x - x_0)(x - x_2)}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)} + f(x_2) \frac{(x - x_1)(x - x_0)}{(x_2 - x_1)(x_2 - x_0)} \quad (4.40)$$

Les coefficients A, B, C sont donnés par :

$$A = \frac{f(x_0)}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)} + \frac{f(x_1)}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)} + \frac{f(x_2)}{(x_2 - x_1)(x_2 - x_0)} \quad (4.41)$$

$$B = \frac{f(x_0)(x_1 + x_2)}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)} + \frac{f(x_1)(x_0 + x_2)}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)} + \frac{f(x_2)(x_0 + x_1)}{(x_2 - x_1)(x_2 - x_0)} \quad (4.42)$$

$$C = \frac{f(x_0)x_1x_2}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)} + \frac{f(x_1)x_0x_2}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)} + \frac{f(x_2)x_0x_1}{(x_2 - x_1)(x_2 - x_0)} \quad (4.43)$$

4.5.2 Principe de base de l'algorithme de prédiction parabolique:

Cet algorithme est basé sur le principe de l'approximation parabolique défini plus haut. La caractéristique de puissance d'un panneau solaire étant substituée à la fonction $f(x)$.

Les abscisses (x_1, x_2, x_3) sont remplacées par les tensions (V_1, V_2, V_3) , Une fois les coefficients du polynôme approximatif sont calculés, on peut prédire la puissance maximale à venir, ainsi que la tension de référence qu'il faut appliquer pour l'avoir.

4.5.3 Principe de fonctionnement de l'algorithme de prédiction parabolique :

La mesure de trois points $(V_1, P_1), (V_2, P_2)$ et (V_3, P_3) nous permet de calculer le polynôme $Q(V)$ et de prédire le prochain optimum P_m de puissance, en calculant le maximum de $Q(V)$ et la tension V_m de référence, selon les équations suivantes [55] :

$$P_m = Q_{max} = \frac{4 A C - B^2}{4 A} \tag{4.44}$$

$$V_m = \frac{-B}{2 A} \tag{4.45}$$

L'opération précédente se déroule tant que la deuxième mesure P_2 est plus grande que les deux autres. Au cas où cette condition n'est pas vérifiée, cela signifierait soit que l'on n'est pas encore arrivé à l'MPP, soit que le point de fonctionnement a sauté d'une courbe de puissance à une autre, dans ces deux cas il faut décaler ces points à droite ou à gauche et procéder à de nouvelles mesures, comme le montrent les figures suivantes :

1^{er} cas :

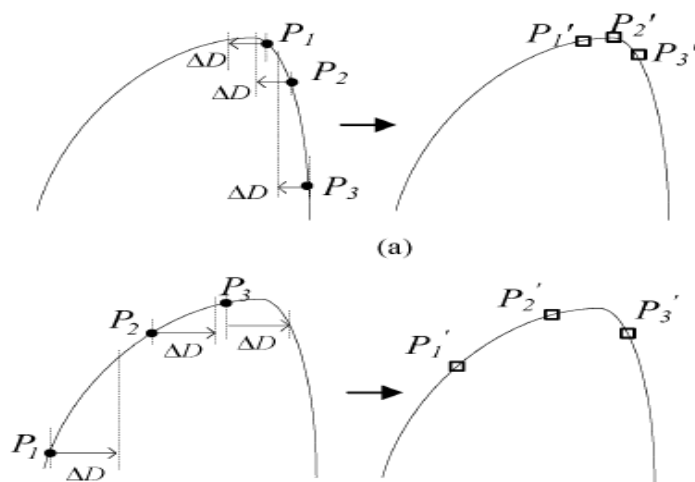


Figure 4.13 : Ajustage du pas et décalage pour avoir de nouvelles mesures

2^{ème} cas :

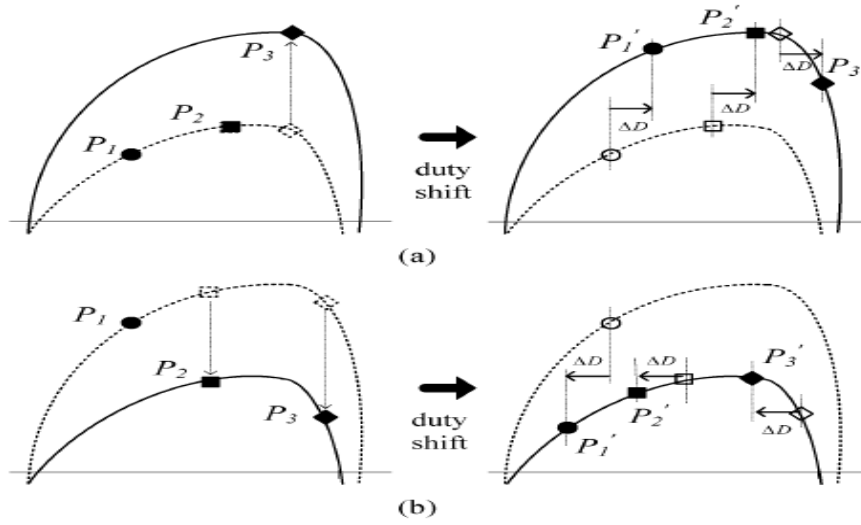


Figure 4.14 : Etude de cas pour la réponse dynamique de l'algorithme de prédiction parabolique

(décalage nécessaire)

3^{ème} cas :

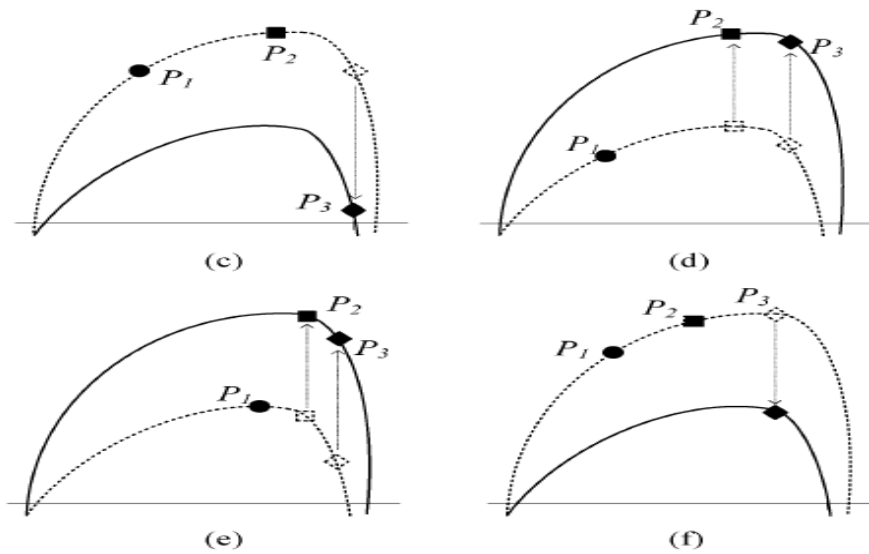


Figure 4.15 : Etude de cas pour la réponse dynamique de l'algorithme de prédiction parabolique

(décalage inutile)

4.5.4 L'organigramme de l'algorithme développé (Parabolic Prediction):

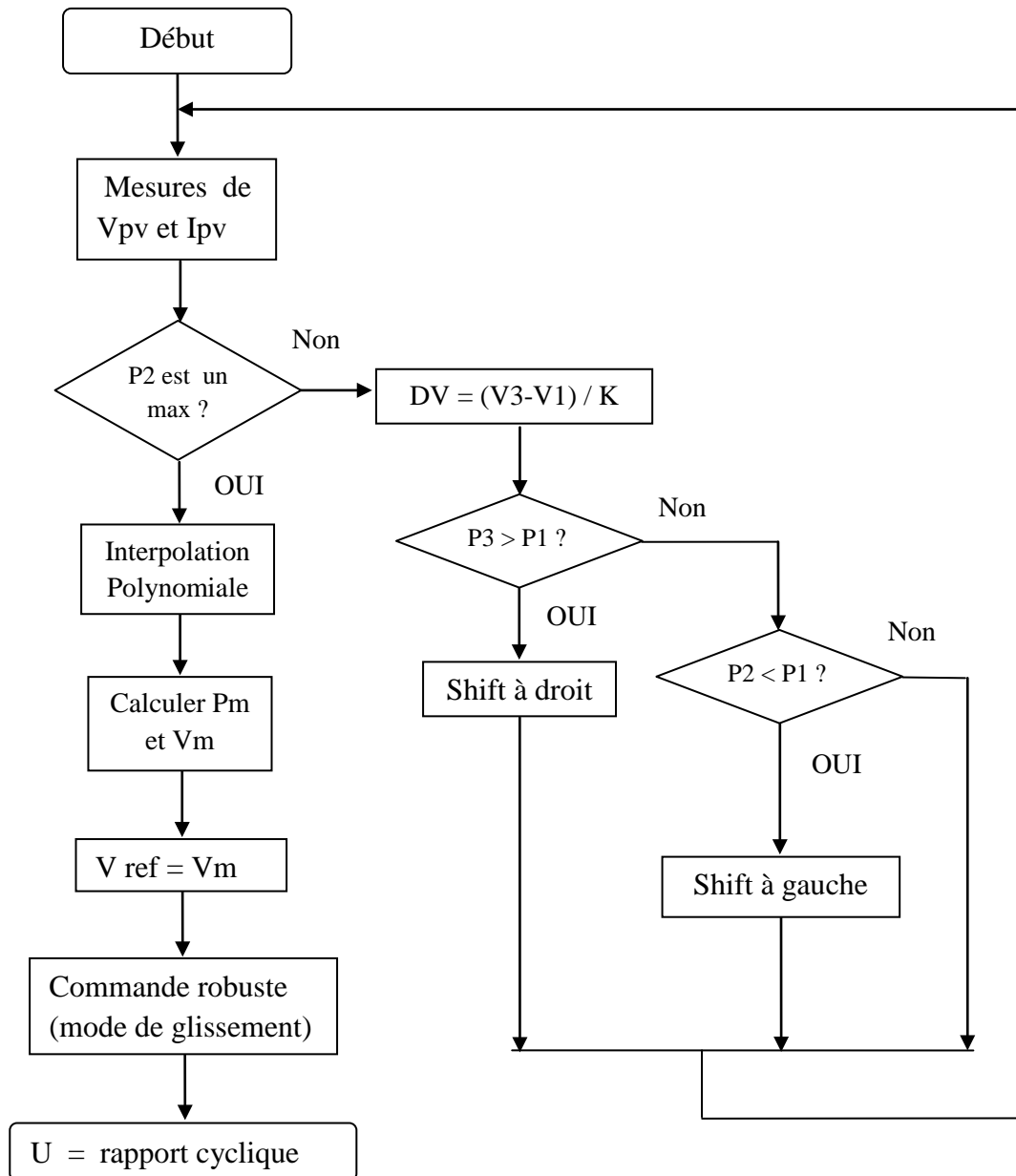


Figure 4.16 : Organigramme de l'Algorithme proposé

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vu la description de la structure de commande de la chaîne de conversion photovoltaïque. Ensuite nous avons abordé les modèles mathématiques des différents composants qui constituent cette dernière (Panneau solaire, Convertisseur buck-Boost). Nous avons ensuite présenté les modèles sous SimPowerSystems afin de pouvoir procéder à des simulations pour pouvoir comparer les performances des différents algorithmes et les améliorations apportées par le notre. Chose qui sera faite dans le prochain chapitre.

Chapitre 5 :

Simulation et comparaison

5.1 Introduction

Les logiciels de simulation sont des outils puissants qui testent et évaluent l'exécution théorique des systèmes. Les conditions d'exécution du dispositif à tester peuvent être facilement contrôlées. La simulation nous permet de passer de la conception du système théorique à la réalisation pratique avec plus d'assurance car les changements lors de la conception peuvent être faites facilement dans un système simulé, ceci nous permet d'expérimenter un ensemble large de variations et de choisir enfin la solution optimale.

Ce chapitre présente une étude comparative de quatre algorithmes (les plus adoptés [56]) ainsi que l'algorithme que nous proposons et dont nous allons vérifier la robustesse et les performances vis-à-vis des autres, en utilisant l'outil de simulation Simulink.

Nous visualiserons le comportement du système sans commande MPPT pour en établir la nécessité. Nous simulerons également la réponse en puissance, avec différents algorithmes, dans des conditions nominales puis variables de température et d'ensoleillement.

5.2 Simulation de la chaîne de production photovoltaïque

Plusieurs commandes MPPT ont été développées pour maximiser l'énergie produite, et bon nombre de celles-ci sont bien établies dans la littérature [56]. Ces techniques varient en plusieurs aspects comme: simplicité, vitesse de convergence, capteurs requis, coût, rendement et d'autres aspects.

5.2.1 Comportement du système photovoltaïque sans contrôleur MPPT

Pour simuler le système sans contrôleur MPPT, le générateur photovoltaïque a été branché à la charge par l'intermédiaire du hacheur Buck-Boost, ayant pour rapport cyclique la valeur 0.5.

Cette simulation nous permet de voir l'intérêt d'utiliser des contrôleurs MPPT. La figure (5.1) montre le fonctionnement du système sans contrôleur MPPT dans des conditions nominales d'ensoleillement et de température.

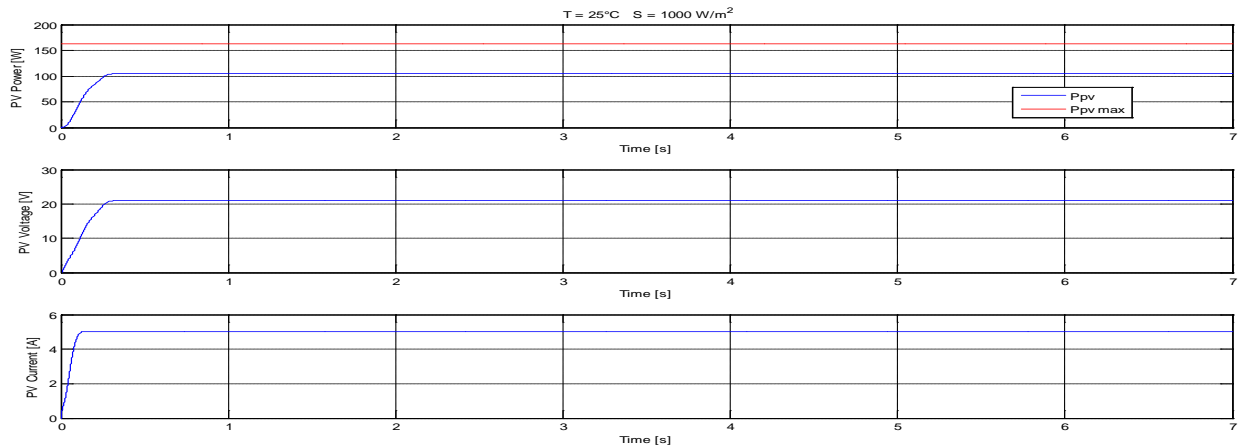


Figure 5.1 : Comportement du système sans MPPT dans des conditions nominales de température et d'ensoleillement

Les résultats de simulation obtenus sur la figure (5.1) montrent que la puissance délivrée par le générateur atteint $105,85 \text{ W}$, les conditions météorologiques sont telles que l'ensoleillement est de 1000 W/m^2 et la température 25°C , sous ces conditions, le générateur devrait délivrer 163.25 W .

Comme le système ne possède pas de mécanisme d'adaptation de la tension, pour atteindre le point de fonctionnement optimal, le système ne fonctionnera pas à sa puissance maximale. D'où la nécessité d'introduire les MPPT.

5.2.2 Résultats de simulation et comparaison des différents algorithmes

Dans cette section, nous abordons la comparaison des algorithmes cités plus haut ainsi que les améliorations apportées par le notre, mais aussi les lacunes auxquelles devraient remédier des travaux futurs. Quelques critères - cités dans le chapitre 3, et que nous reprendrons ici - ont fait la base de cette étude comparative, et nous ont guidé à travers cette modeste contribution :

- Réponse dynamique (temps de réponse)
- Erreur statique
- Ondulation
- Flexibilité
- Simplicité, coût et capteurs requis
- Robustesse

5.2.2.1 Fonctionnement du système photovoltaïque sous des conditions constantes

Dans ce test la température et l’ensoleillement sont maintenus constants. On prend les valeurs des conditions standards: la température est égale à 25°C et l’ensoleillement à 1000 W/m². Le but de cette simulation est de visualiser le temps de réponse et l’ondulation de cette dernière autour du MPP en utilisant les différents MPPT.

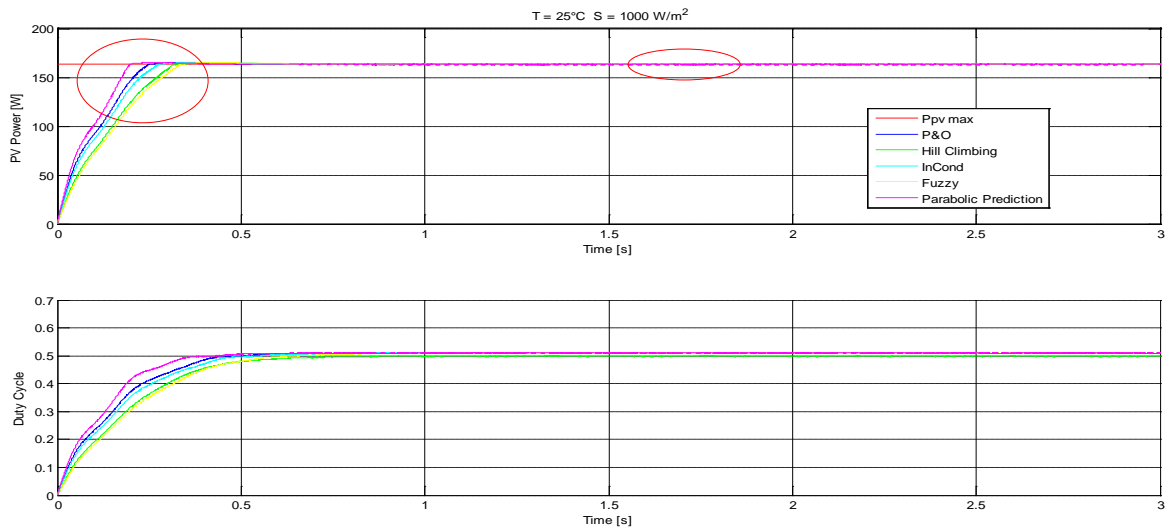


Figure 5. 2 : Puissance extraite du panneau PV à une température de 25°C et un ensoleillement de 1000 w/m²

A première vue, il parait que tous les algorithmes répondent de la même manière. Mais en procédant à un zoom dans les régions indiquées sur la figure précédente (5.2), on découvre qu’en fait les réponses sont différentes en point de vue des trois premiers critères susmentionnés. Chose que nous commentons à l’aide des figures suivantes (5.3) et (5.5).

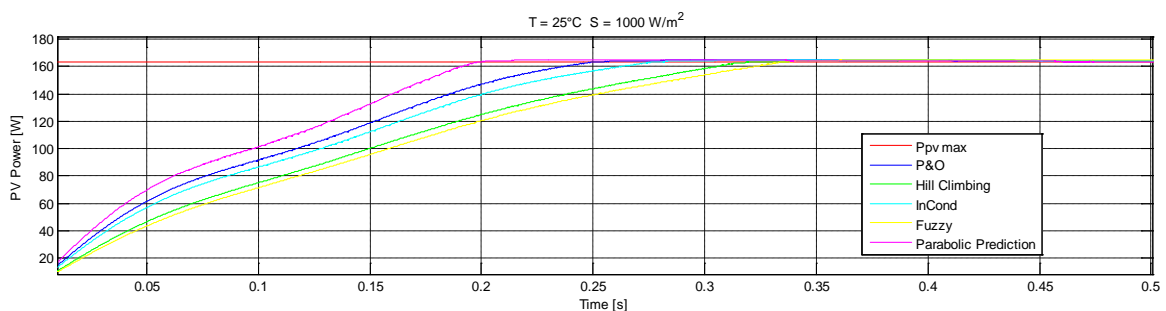


Figure 5.3 : temps de réponses

L’algorithme proposé (Parabolic Prediction) assure un temps de réponse relativement meilleur que les autres algorithmes. Une prospection minutieuse nous permet de dresser le tableau (5.1), afin de les classer par ordre de temps de réponses croissants.

Tableau 5.1 : Classement des algorithmes suivant leurs temps de réponses

<i>Algorithme</i>	<i>Temps de réponse [ms]</i>
Parabolic Prediction	197
P&O	249
InCond (Incrément de conductance)	275
Hill Climbing	320
Fuzzy	334

Bien que la différence entre ces temps de réponses soit infime, son effet devient sensiblement significatif lors des variations rapides des conditions climatiques.

Comme déjà mentionné, la figure (5.4) nous permet la classification des algorithmes en question suivant l'ondulation autour du PPM.

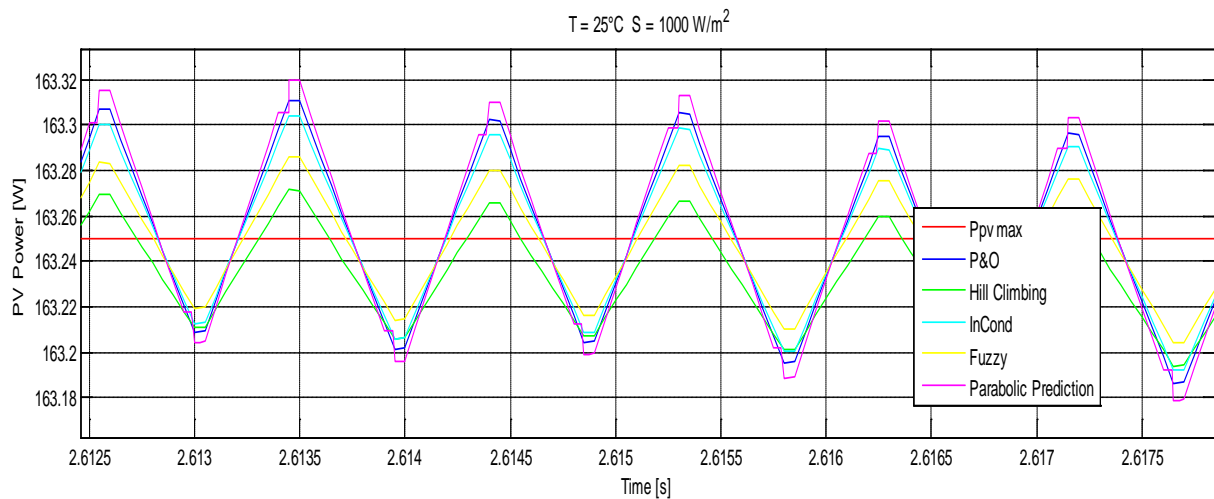


Figure 5.4 : Ondulation

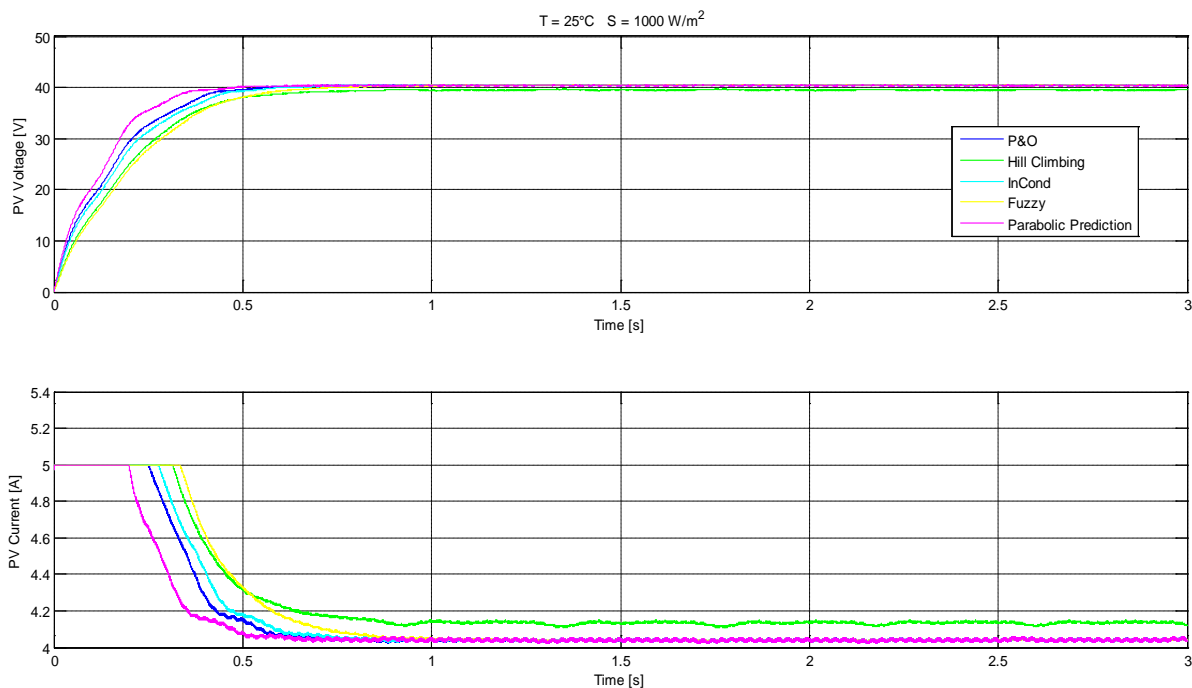
Nous pouvant alors dresser le tableau (5.2) illustrant le classement selon l'ondulation.

Tableau 5.2 : Classement des algorithmes selon l'ondulation

<i>Algorithme</i>	<i>Ondulation [W]</i>
Fuzzy	0.06
Hill Climbing	0.08
InCond (Incrément de conductance)	0.09
P&O	0.10
Parabolic Prediction	0.11

En bonne concordance avec le compromis vitesse-précision, l'algorithme que nous proposons présente une ondulation légèrement supérieure à ses concurrents.

La figure (5.5) montre les réponses en tension et en courant du panneau. Leur produit nous donnant la puissance extraite, il est inutile de s'attarder là-dessus vue que des commentaires ont été fournis dans le cas de la réponse en puissance.

Figure 5.5 : Courant et Tension du panneau PV à une température de 25°C à un ensoleillement de 1000 W/m²

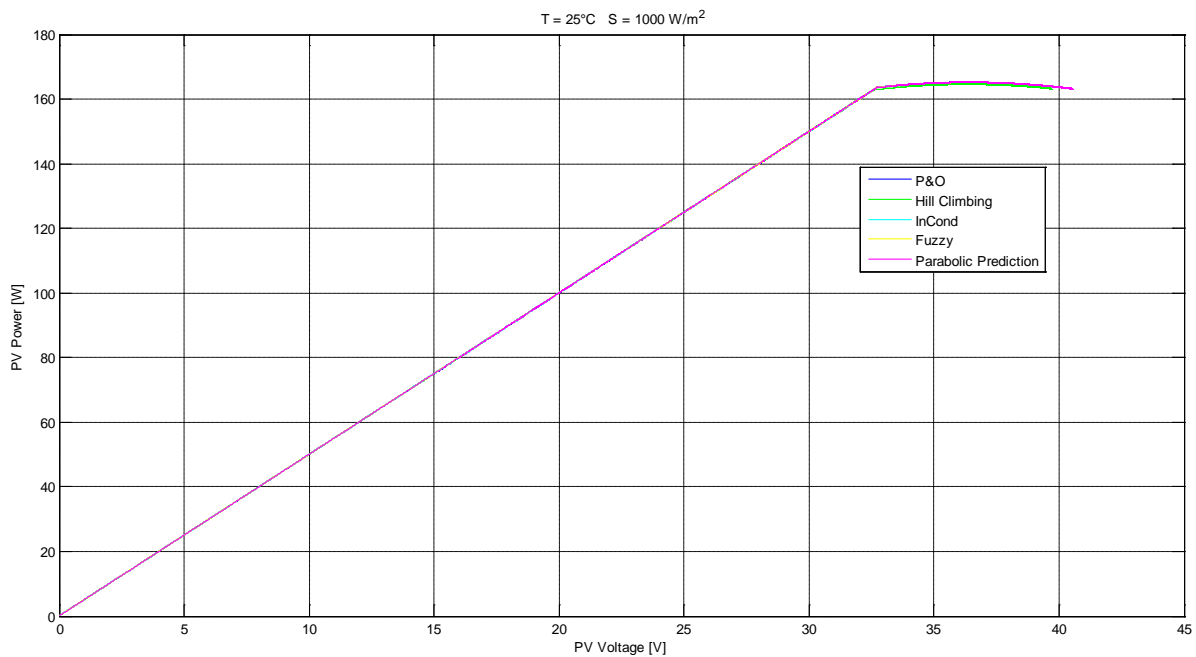


Figure 5. 6 : Evolution du point de fonctionnement du panneau à une température de 25°C et un ensoleillement de 1000 w/m²

Pour ce test le mécanisme de poursuite converge rapidement vers le point de puissance maximale pour tous les algorithmes étudiés, ainsi que le notre avec des différences qui ne sont pas bien montrées sur cette figure, et qui sont détaillées plus haut.

5.2.2.2 Fonctionnement sous des conditions météorologiques variables

Afin de bien évaluer le temps de réponse et l'erreur statique du mécanisme de poursuite du point de puissance maximale face aux changements climatiques soudain, on fait soumettre le système photovoltaïque à des variations des conditions de l'ensoleillement et de température.

Les ombres des structures, de la végétation, et des nuages auront comme conséquence des changements soudains de l'insolation, qui mènent à leur tour à un changement correspondant de la température des cellules.

a) Comportement du système face à un changement de l'éclairement

Pour visualiser le comportement du système face aux changements de l'éclairement on va lui faire subir des tests, en variant l'ensoleillement brutalement et lentement suivant le profil présenté sur la figure (5.7).

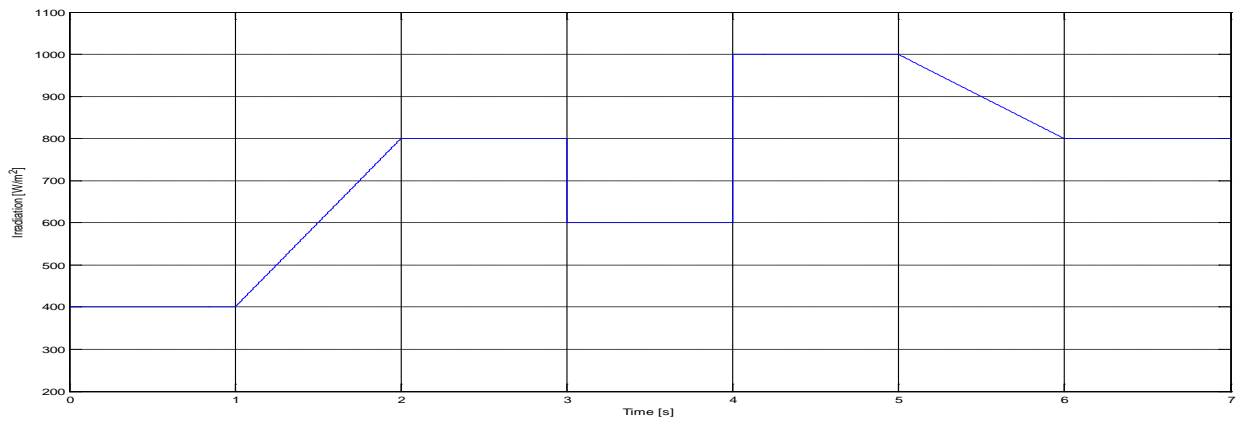


Figure 5.7 : Profil de l'ensoleillement

Cette figure montre bien que tous les algorithmes étudiés, ainsi que le notre peuvent suivre les points de puissance maximale correspondants aux différentes plages d'ensoleillement. Mais toujours est-il, une différence existe entre ces réponses.

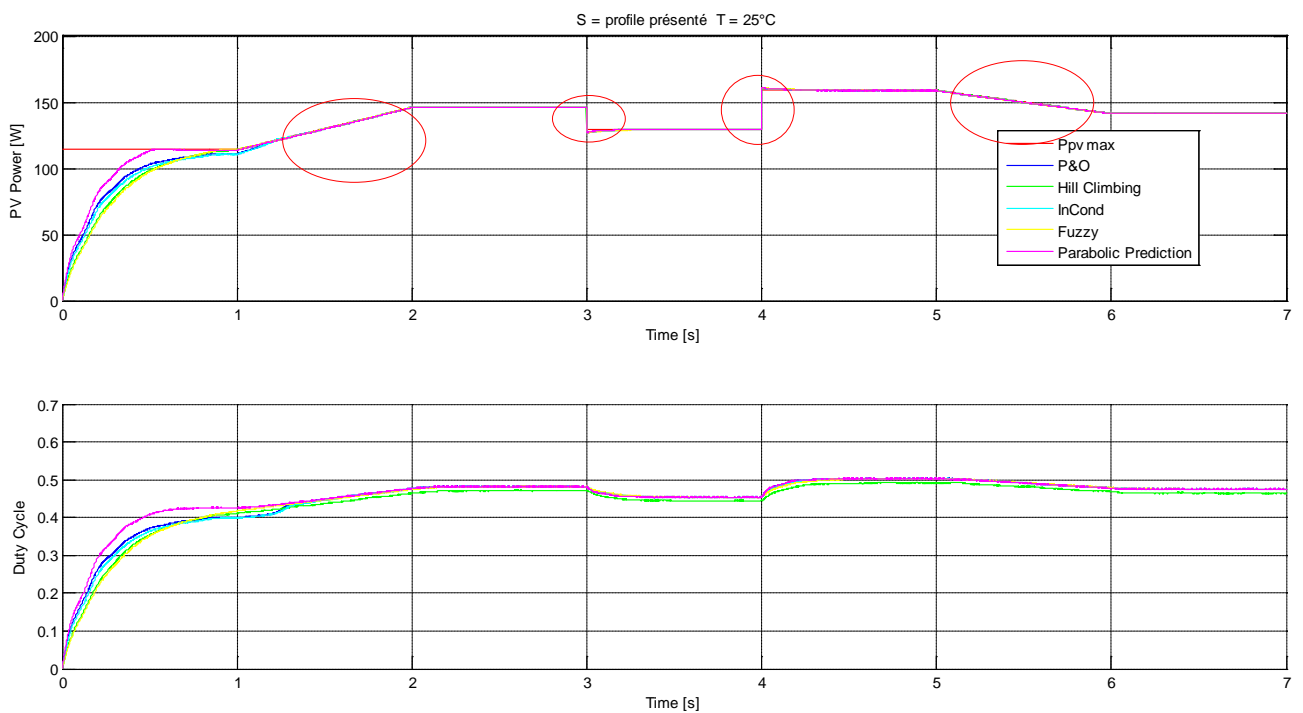


Figure 5.8 : Réponse en Puissance à des variations de l'ensoleillement à une température de 25 °C

Le profile choisi présente des zones de variations douces et brusques. Un zoom sur ces zones montre les performances de ces algorithmes dans ces conditions variables.

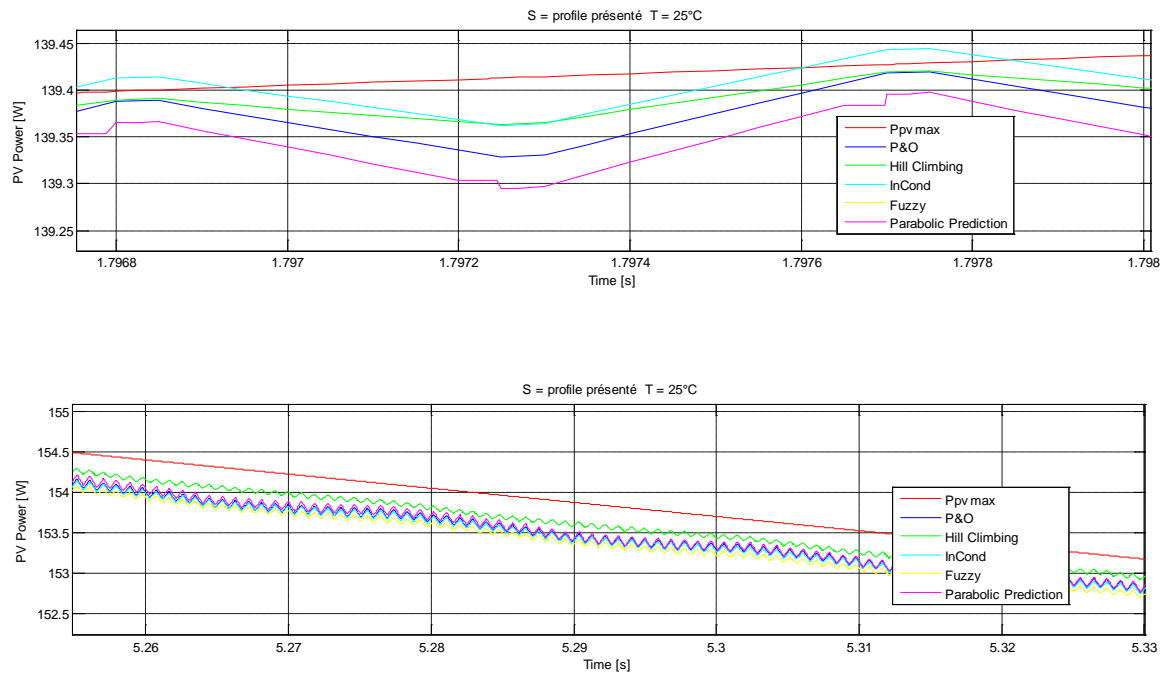


Figure 5.9 : Poursuite de variations douces de l'ensoleillement

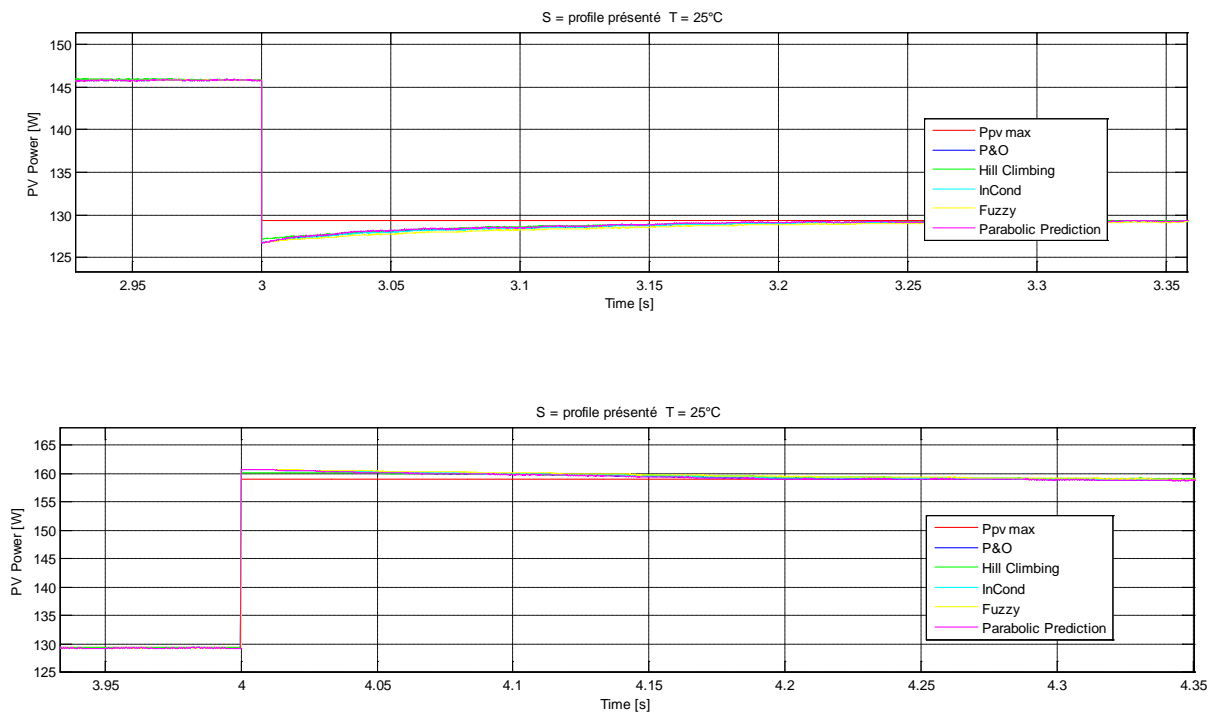


Figure 5.10 : Poursuite de variations brusques de l'ensoleillement

Tous les algorithmes assurent les performances attendues, l’algorithme de prédiction parabolique (Parabolic Prediction) en particulier.

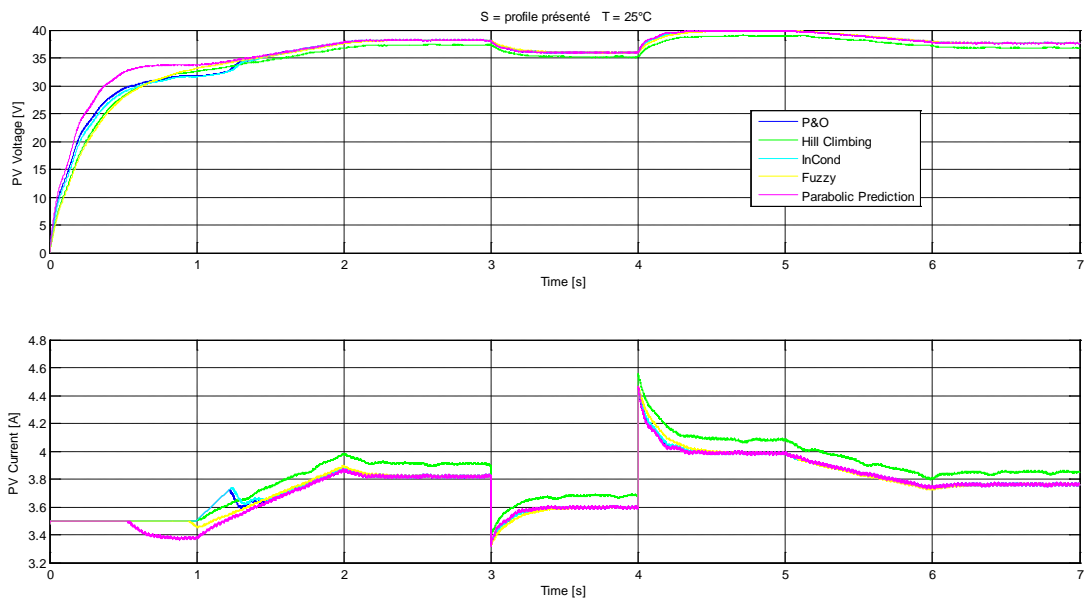


Figure 5. 11 : Courant et Tension du panneau sous des conditions variables d'ensoleillement

La figure 5.12 représente l'évolution du point de fonctionnement du PV lors d'une augmentation (respectivement diminution) douce et brusque de l'ensoleillement, à une température constante.

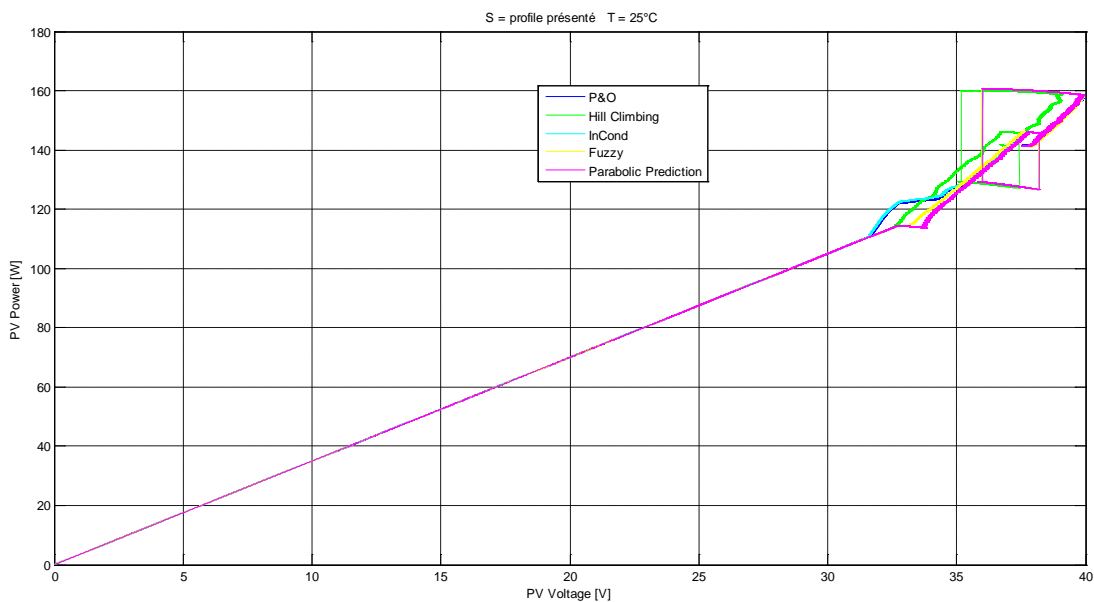


Figure 5 12 : Courant et Tension du panneau sous des conditions variables d'ensoleillement

Cette figure montre bien que tous les algorithmes convergent rapidement vers le point de puissance maximale en fonction des variations extérieures de l'ensoleillement.

Cette dernière confirme les conclusions qu'on avait constatées dans le tableau 5.2 (classement selon l'ondulation), l'algorithme par logique floue évolue avec le PPM avec moins d'oscillation. Et l'algorithme de prédiction parabolique en comparant aux autres dispositifs de poursuite, il est plus oscillant autour du PPM.

b) Comportement du système face à un changement de la température

En plus de l'ensoleillement, la température de la cellule solaire est un facteur important qui influe sur les caractéristiques du panneau solaire, c'est pour cette raison qu'on a visualisé le comportement du système face aux changements de cette dernière, en variant la température du milieu où se trouve le panneau afin que la température des cellules change.

On a pris un profil qui exprime des changements doux et brusques de la température, figure (5.13).

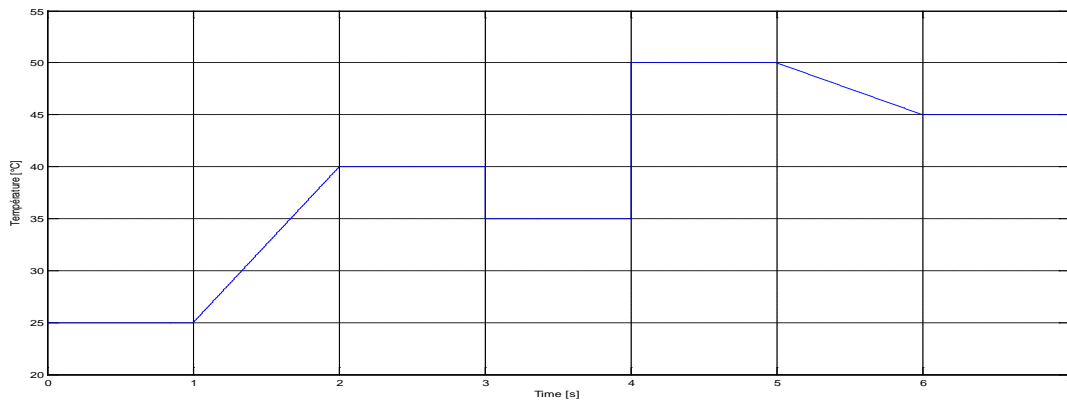


Figure 5.13 : Profile de la température

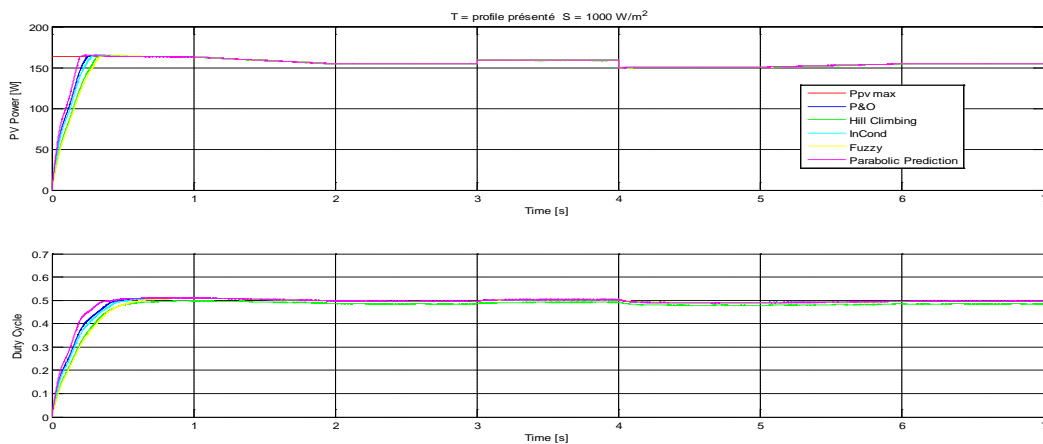


Figure 5.14 : Réponse en Puissance à des variations de la température à un ensoleillement de 1000 W/m2

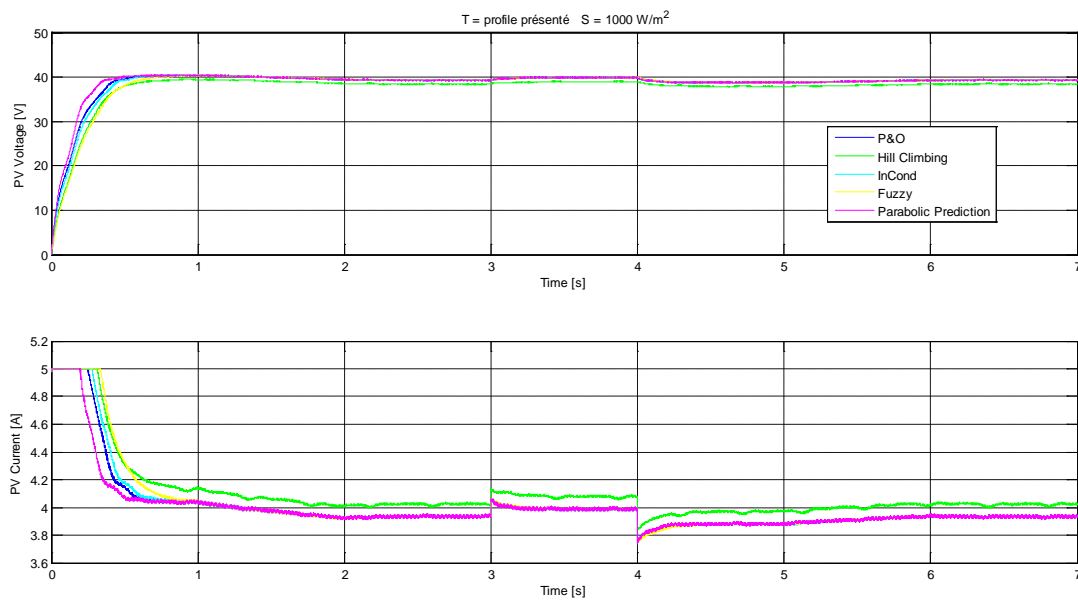


Figure 5 15 : Courant et Tension du panneau sous des conditions variables de la température

Ces figures montrent bien que tous les algorithmes étudiés, ainsi que le notre peuvent suivre les points de puissance maximale correspondants aux différentes plages de température. Mais toujours est-il, une différence existe entre ces réponses.

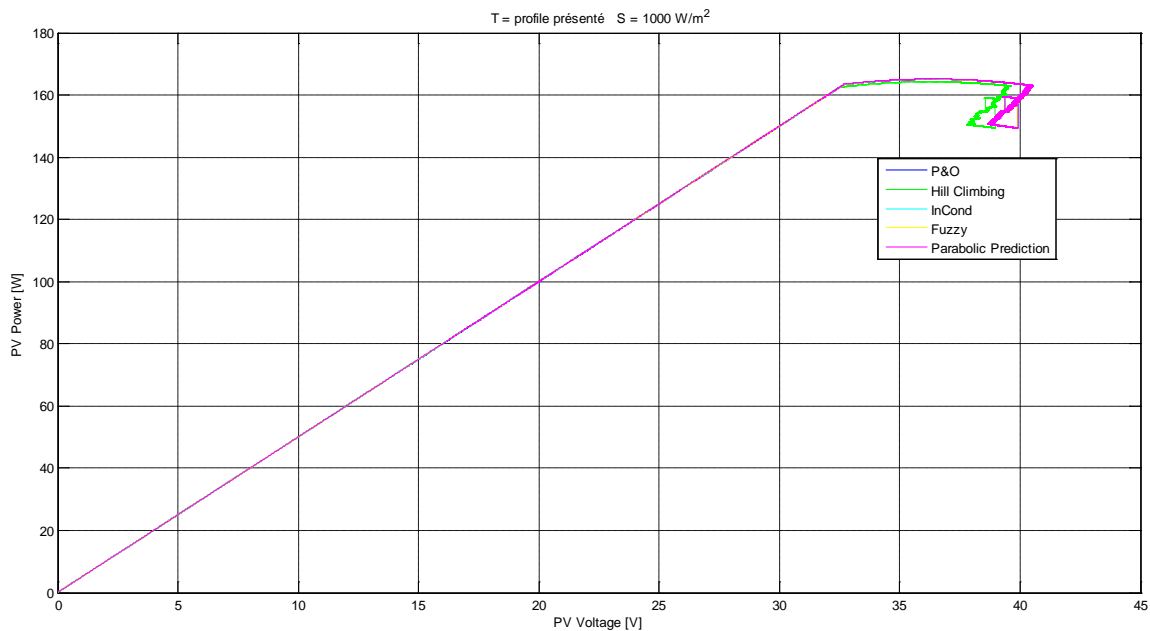


Figure 5. 16 : Evolution du point de fonctionnement du panneau à une température variable et un ensoleillement de 1000 W/m²

On remarque bien que tous les algorithmes suivent fidèlement le mouvement du PPM imposé par le changement de la température.

Les résultats de simulation montrent le bon fonctionnement des quatre algorithmes de commande ainsi que l'algorithme développé, avec un net avantage pour notre algorithme qui est caractérisé par un meilleur temps de réponse pour la poursuite du PPM, mais avec un inconvénient aussi, c'est qu'il oscille autour du PPM, ce qui n'est pas en contradiction avec le compromis rapidité-précision.

5.3 Simplicité, coût et capteurs requis

Les résultats concernant ces deux critères ne pouvant pas être déduits des figures précédentes, une étude doit être menée afin de pouvoir classer notre algorithme vis-à-vis des autres.

5.3.1 Simplicité

L'algorithme que nous proposons présente l'inconvénient d'être assez complexe comparé aux autres. L'algorithme flou vient en deuxième position du point de vue complexité. Les algorithmes P&O, InCond et Hill Climbing sont les plus simples des cinq.

5.3.2 Coût et capteurs requis

Pour finir notre analyse, une simple discussion à propos du coût de la technique MPPT utilisée, est présentée. Une comparaison satisfaisante des coûts peut être faite en connaissant la technique adoptée (numérique ou analogique) dans le système de commande, le nombre de capteurs utilisés, et l'usage de composants de puissance additionnels. En supposant que les autres coûts (composants de puissance, composants électroniques, PCB, etc...) sont égaux pour tous les dispositifs.

Les méthodes MPPT proposées requièrent l'utilisation de microcontrôleurs. Il est important de souligner que les implémentations analogiques sont généralement moins coûteuses que les numériques (le microcontrôleur et les programmes relatives sont chers). Le nombre de capteurs utilisés pour implémenter la technique MPPT, affecte aussi le coût final. Dans la majorité des cas, il est plus facile et fiable de mesurer la tension que le courant. De plus, les capteurs de courant sont d'habitude plus chers et encombrants [57]. Les capteurs d'ensoleillement et de température sont très chers et rares.

Après ces considérations, le tableau (5.3) propose une classification simplifiée en fonction des coûts de capteurs, microcontrôleur, et des composants de puissance additionnels.

Tableau 5.3 : comparaison des différents coûts

MPPT	Composants additionnels	Capteurs	Quantité de Calcul	Total
Parabolic Prediction	A	M	H	H
Fuzzy	M	M	H	M/H
Hill Climbing	A	M	M	M
InCond	A	M	M	M
P&O	A	M	L	L/M

A: absent L: Low M: Medium H: High

5.4 Robustesse

Dans cette partie, nous nous proposons d'évaluer la robustesse de l'algorithme de prédiction parabolique par apport à l'algorithme le plus robuste connu dans la littérature et basé sur la logique floue qui ne tient pas compte du modèle du système lors du calcul de la commande[57].

Dans un premier temps, cette étude se fera vis-à-vis des changements des résistances série et shunt du panneau, en suite vis-à-vis des changements des paramètres du convertisseur utilisé ainsi que la charge.

Ces changements peuvent être occasionnés, soit par des erreurs de modélisation, soit par des changements dus au vieillissement des cellules constituant le panneau et les composants du convertisseur ou par effet joule, ou alors lors d'un changement intentionnel de la charge.

5.4.1 Effet de la variation de la résistance série du panneau

On fait varier la valeur de la résistance série à une valeur de **30mΩ**, la figure 5.17 présente l'influence de cette dernière sur la puissance extraite du panneau.

Comparant le temps de réponse de l'algorithme de prédiction parabolique par apport à la logique floue, on remarque que notre algorithme est plus rapide.

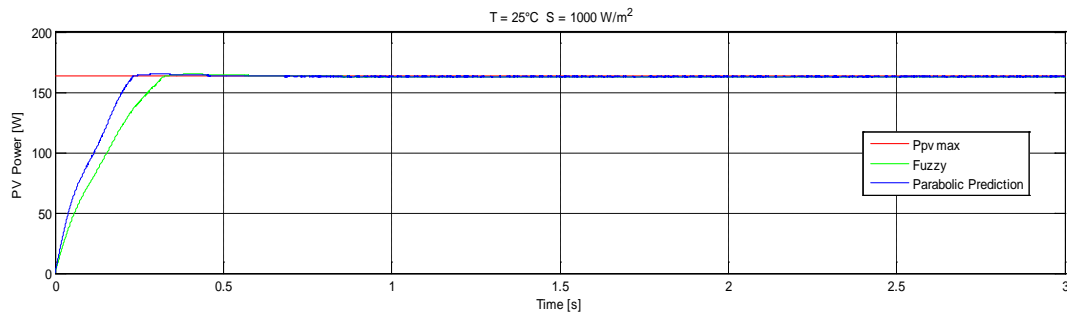


Figure 5.17 : Influence de la résistance série sur la puissance extraite du panneau

Par un zoom sur cette dernière figure, on constate que les performances des cellules PV diminuent considérablement avec l'augmentation de la résistance R_s , cette résistance contrôle la localisation du point de puissance maximale.

En effet, l'éloignement de la réponse du PPM de notre algorithme est moins important comparé à celui de la logique floue, ce qui prouve la robustesse de notre algorithme.

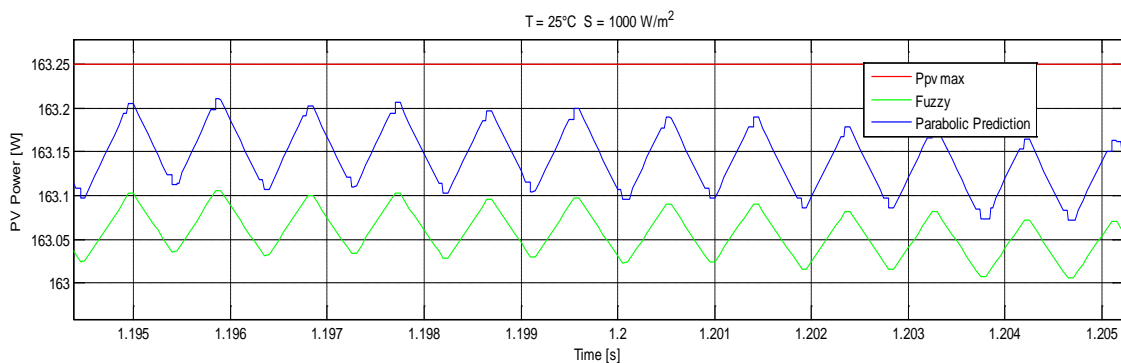


Figure 5.18 : Influence de la résistance série sur la puissance extraite du panneau

5.4.2 Effet de la variation de la résistance interne des diodes

On fait varier la valeur de la résistance interne de la diode. Prenons le cas de la valeur 10Ω . La figure 5.19 présente l'influence de cette dernière sur la puissance extraite du panneau.

Comme toujours l'algorithme de prédiction parabolique est rapide par rapport à l'algorithme basé sur la logique floue.

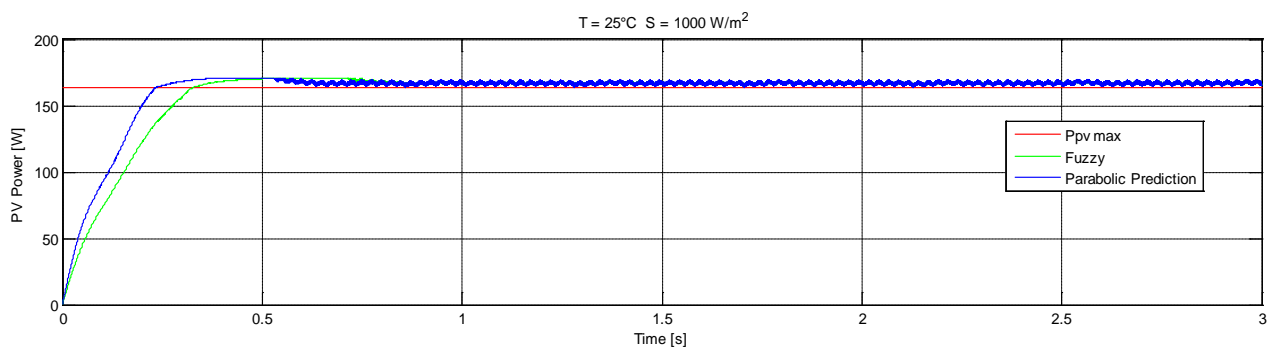


Figure 5.19 : Influence de la résistance interne des diodes sur la puissance extraite du panneau

En procédant à un zoom sur cette dernière figure, on constate que les performances des cellules PV augmentent considérablement avec l'augmentation de la résistance interne de la diode.

En effet, l'éloignement de la réponse du PPM de notre algorithme est moins important par rapport à la logique floue.

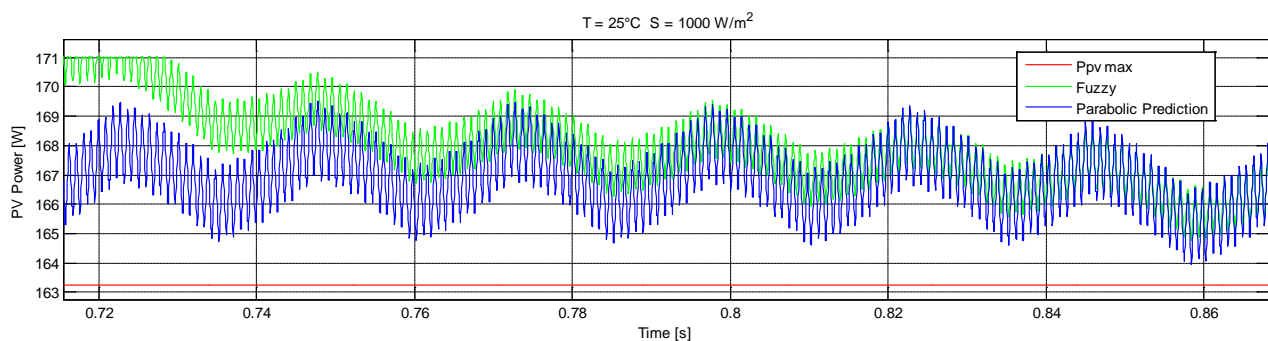


Figure 5.20 : Influence de la résistance shunt sur la puissance extraite du panneau

5.4.3 Robustesse par rapport aux variations des paramètres du convertisseur

Le convertisseur est l'élément principal de la chaîne photovoltaïque, il permet de maximiser l'énergie extraite du panneau, le choix des valeurs des paramètres constituant ce dernier se fait en prenant en compte son rôle d'étage d'adaptation (l'impédance vue par la charge égale à l'impédance vue par le panneau).

Pour étudier la robustesse par rapport aux changements de ces paramètres, on leur fait des variations inférieures à 20% de leurs valeurs initiales, on simule par la suite la réponse pour voir leur effet sur la poursuite du PPM.

5.4.3.1 Robustesse par rapport aux variations de la résistance de l'inductance

On fait varier la valeur de la résistance de l'inductance jusqu'à la valeur **1 Ohm**, la figure 5.21 présente l'influence de cette dernière sur la puissance extraite du panneau.

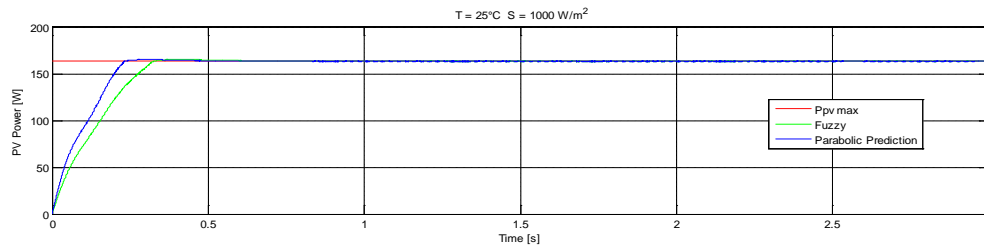


Figure 5.21 : Effet de la variation de la résistance de l'inductance sur la puissance extraite du panneau

Un zoom sur cette dernière visible sur la figure 5.22, permet de bien visualiser la robustesse de notre algorithme par rapport à la variation de la résistance de l'inductance.

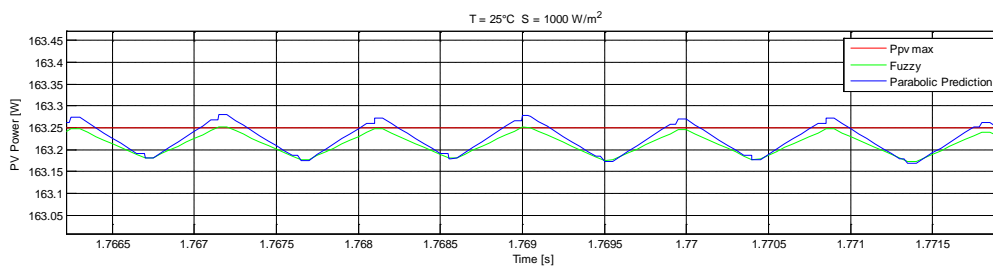


Figure 5.22 : Effet de la variation de la résistance de l'inductance (zoom)

Comme le montre la figure, les deux algorithmes répondent, plus ou moins de la même manière, aux variations de la résistance de l'inductance.

On constate donc que ces algorithmes sont robustes par rapport aux variations de cette résistance.

5.4.3.2 Robustesse par rapport aux variations de la capacité d'entrée (effet des capacités parasites du panneau)

On fait varier la valeur de la capacité d'entrée jusqu'à la valeur **5.6mF**, la figure 5.23 présente l'influence de cette dernière sur la puissance extraite du panneau.

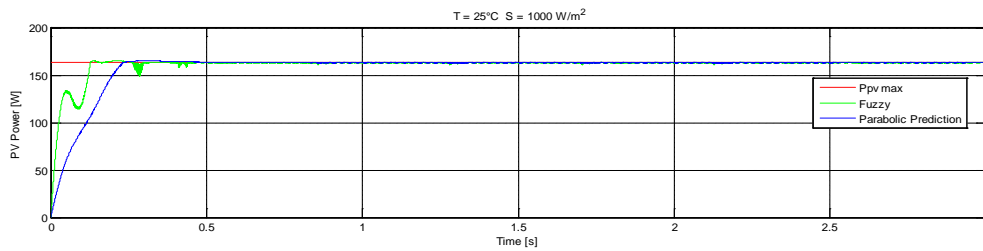


Figure 5.23 : Effet de la variation de la résistance de l'inductance (zoom)

Un zoom sur cette dernière visible sur la figure 5.24, permet de bien visualiser la robustesse de notre algorithme par apport à la variation de la capacité d'entrée.

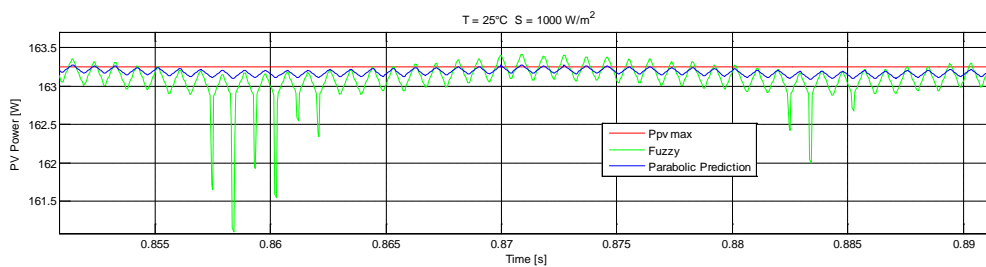


Figure 5.24 : Effet de la variation de la capacité d'entrée (zoom)

Comme le montre la figure, l'algorithme de prédiction parabolique assure réponse du système autour du PPM avec moins d'oscillations même pendant la présence d'une variation de la capacité d'entrée.

L'algorithme par logique floue présente des oscillations fortes autour du PPM.

La capacité à l'entrée du hacheur permet un filtrage de la tension du panneau. Lorsque cette capacité est relativement grande ($25\mu\text{F}$) l'effet des capacités parasites du panneau est négligeable. Quand on ramène cette capacité à $5.6\mu\text{F}$, leur effet est sensible dans le cas de l'algorithme par logique floue, tandis qu'avec l'algorithme que nous proposons, leur effet se traduit par une légère diminution de puissance sans de fortes oscillations.

5.4.4 Robustesse par rapport aux variations de la charge

Comme l'avait montré la figure 2.5 le point de puissance maximale extraite du panneau PV ne devrait pas dépendre de la charge. Cela est bien vérifié par l'algorithme que nous proposons. Dans cette simulation, la charge à la sortie du convertisseur statique subit une variation de 5Ω (passe de 10Ω à 15Ω) à l'instant 2s. La puissance extraite répond alors par une légère turbulence, mais reprend incessamment son régime permanent.

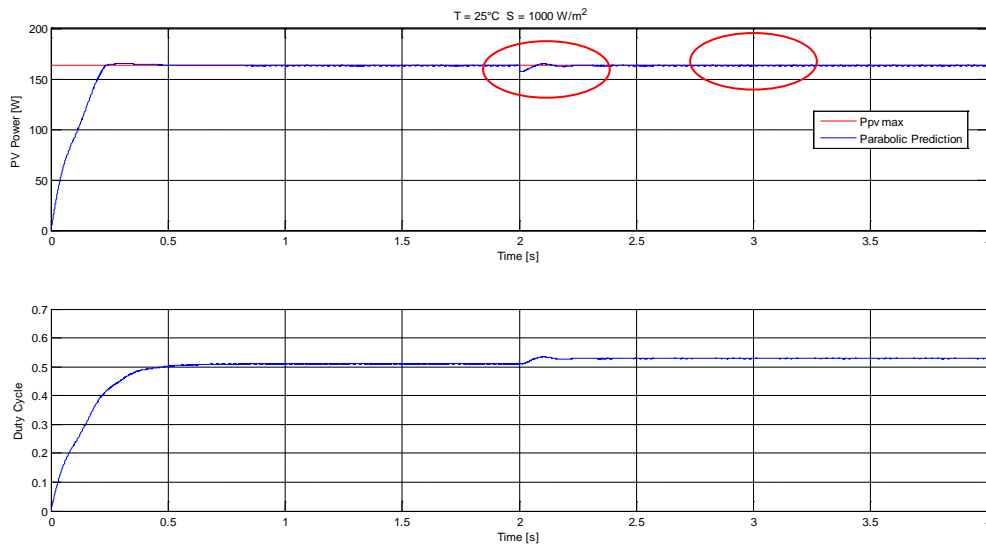


Figure 5.25 : Robustesse par rapport aux variations de la charge

Le rapport cyclique répond par une légère augmentation, traduisant une variation de l'impédance vue par le panneau. Ramenant cette dernière à la valeur prévalant auparavant.

Les zooms suivant mettent en valeur la zone de variation de la charge, ainsi que le régime permanent rétabli.

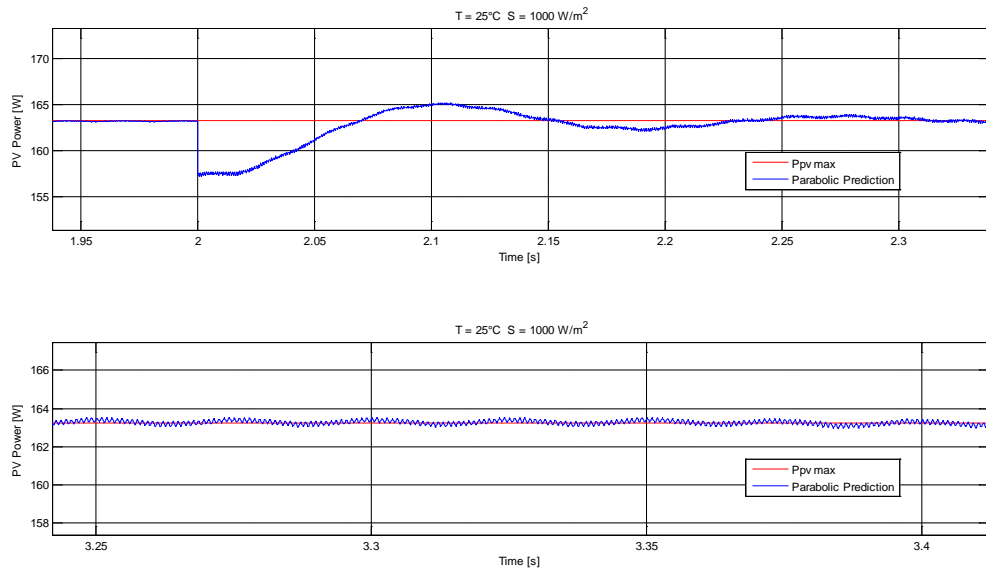


Figure 5.26 : zoom sur les zones encerclées

Nous concluons donc que l'algorithme en question est robuste vis-à-vis des variations de la charge, chose que doit vérifier tout algorithme MPPT.

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié l'optimisation et la gestion de la chaîne photovoltaïque en utilisant un mécanisme de poursuite du point de puissance maximale.

Au début, nous avons prouvé le rôle de l'étage d'adaptation ainsi que les algorithmes de poursuites qui permettent de maximiser l'énergie extraite du panneau.

Comme il existe plusieurs algorithmes de poursuite dans la littérature, nous avons eu la chance de faire une étude comparative entre notre algorithme (prédiction parabolique) et les autres en se basant sur plusieurs critères. En fin, nous avons présenté les performances de notre algorithme par rapport aux autres mécanismes de poursuite.

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale et perspectives

Ce projet a été consacré à l'étude et comparaison des algorithmes MPPT les plus utilisés dans la pratique, pour ensuite développer un algorithme robuste assurant de meilleures performances possibles en ce qui est de la poursuite du point de puissance maximale, dans une chaîne de production d'énergie photovoltaïque.

Dans le premier chapitre nous avons présenté l'état de l'art sur les chaînes photovoltaïques. Aussi, nous avons décrit la structure et le fonctionnement des cellules photovoltaïques. Nous nous sommes également penchés sur les avantages et inconvénients que présente l'énergie solaire photovoltaïque.

Le deuxième chapitre a traité de la problématique de production de puissance maximale qui permette d'augmenter le rendement global de la chaîne. Nous avons exposé les différents critères d'évaluation des MPPT, des modules photovoltaïques et de la chaîne de conversion entièrement.

Dans le troisième chapitre sont détaillés les différents MPPT qui font l'objet de cette étude: Perturb & Observe (P&O), Hill Climbing, Incrément de conductance, ainsi que l'algorithme basé sur la logique floue.

La modélisation des différents éléments constituant la chaîne photovoltaïque en plus de la commande par mode glissant du convertisseur Buck-Boost, ont fait l'objet du quatrième chapitre. Nous y avons décrit aussi les étapes du développement de notre algorithme.

Le cinquième chapitre a été réservé à la simulation du comportement de la chaîne photovoltaïque ainsi qu'à la comparaison entre les MPPT étudiés et notre algorithme en se basant sur les critères cités dans le chapitre 2. Par ailleurs, nous avons pu démontrer la robustesse de notre algorithme vis-à-vis des variations des paramètres de la chaîne.

La poursuite du PPM par la méthode P&O est une technique relativement simple, rapide, n'utilisant qu'un nombre réduit de capteurs, s'adaptant au changement des conditions météorologiques. L'inconvénient majeur de cette méthode vient des pertes de puissance engendrées par la forte oscillation du point de fonctionnement du panneau PV autour de sa position optimale. Ces pertes augmentent avec le pas d'incrément du rapport cyclique du hacheur. Par ailleurs, un pas très faible augmentera le temps de réponse du système. Un compromis doit être adopté entre rapidité et perte de puissance.

Les méthodes d'incrément de conductance et du Hill Climbing, plus complexes à élaborer que le P&O, apportent une amélioration du régime établi du système PV commandé ; ceci en réduisant les oscillations autour du PPM. Cela se fait au détriment de la rapidité du système.

L'algorithme que nous proposons, tout comme celui de la logique floue, offre un bon compromis entre rapidité en transitoire et précision en régime permanent. Toutefois, comme le montrent bien les simulations, il a le mérite d'être un peu plus robuste vis-à-vis des variations paramétriques et surtout celles de la charge. Or, les variations de charge sont très fréquentes, en particulier, quand il s'agit d'une chaîne de subvention en électricité, destinée au domestique. Le revers de la monnaie, par contre, c'est le fait que notre algorithme présente beaucoup trop de calculs exigeant ainsi une capacité calculatoire considérable.

Les performances obtenues par l'algorithme proposé sont très prometteuse quant à l'utilisation en milieu dégagé comme les toits des maisons rurales, où le problème d'ombrage partiel est dû seulement aux conditions climatiques.

Les travaux futurs qui pourraient être poursuivis dans le cadre de ce projet de fin d'études, sont entre autres :

- L'étude et perfectionnement vis-à-vis du problème d'ombrage partiel.
- L'injection de l'énergie extraite du panneau PV dans un réseau de distribution d'électricité.
- L'étude des possibilités de stockage et son effet sur le MPPT proposé.
- L'implémentation temps réel sur dsPIC.

Annexe

Annexe

Caractéristiques Electriques du GPV Utilisé dans cette Etude

Puissance Maximale $P_{max} = 163.25 W$

Courant de court circuit $I_{cc} = 5 A$

Tension de circuit ouvert $V_{co} = 50 V$

Courant optimal sous des conditions standards de température et d'ensoleillement $I_{opt} = 4.08 A$

Tension optimale sous des conditions standards de température et d'ensoleillement $V_{opt} = 40 V$

Résistance série de la cellule photovoltaïque $R_s = 20 m\Omega$

Résistance shunt de la cellule photovoltaïque $R_{sh} = 100 \Omega$

Paramètres du Hacheur Buck-Boost

$C_1 = 25 mF$

$c_2 = 5.6 mF$

$L = 3.5 mH$

Paramètres de la charge

$R = 10 \Omega$

Bibliographie

Bibliographie

- [1] M. Sahouane, « *Le photovoltaïque en Algérie expériences d'aujourd'hui et perspectives de demain* », XXI Congrès Mondial de l'Énergie, Montréal, Canada, 12 au 16 Septembre 2010.
- [2] M. Arrouf, « *Optimisation de l'ensemble Onduleur, Moteur et Pompe, branchés sur un générateur Photovoltaïque* », Thèse de Doctorat, Université Mentouri de Constantine, Algérie, Décembre 2007.
- [3] Z. Ziadi, « *Commande Hybride d'une Maison à Énergie Positive* », Mémoire de Magistère ENP Alger, 2010.
- [4] L. Protin, S. Astier, « *Convertisseurs photovoltaïques* », Technique de l'Ingénieur, Ref : D 3360, 1997.
- [5] A. Cid-Pastor, « *Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique* », Thèse Université Paul Sabatier, Toulouse 2006.
- [6] www.techno-science.net.
- [7] M. A. Green, « *Recent developments and future prospects for third generation and other advanced cells* », IEEE Photovoltaic Energy Conversion, Vol. 1, pp. 15-19, May 2006.
- [8] S. Archambeau, P. Destruel, I. Seguy, M. Oukachmih, P. Jolinat, M. Mabiala, H. Bock, « *Organic photovoltaic cells based on organic discotic materials* », IEEE International Symposium on, Vol. 2, pp. 1393-1396, May 2004.
- [9] L. M. Fraas, V. Sundaram, P. Gruenbaum, M. Kuryla, D. Pietila, and A. Thompson, « *Tandem gallium concentrator solar cells: 1922 review* », Eleventh European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 135-141, 1992.
- [10] N. Achaïbou, « *Introduction à l'Étude du Système de Stockage dans un Système Photovoltaïque* », Rev. Energ. Ren. : Valorisation (1999) 1-6, Centre de Développement des Énergies Renouvelables, B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, Alger.
- [11] Cours d'Électronique De Puissance, IUT Génie Electric et Informatique Industrielle GEII – 2ième année – Option Electrotechnique et électronique de puissance EEP), 2004/2005.
- [12] Bendib Douadi, « *Étude et réalisation d'une commande MLI on-line sur circuit FPGA* », Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2009.
- [13] J.R. Espinoza, "Inveters" In: M.H.Rashid, "Power Electronic Handbook", Academic Pressm, California, USA, 2001, pp 225-269.
- [14] H. Foch, F. Forest et T. Meynard, « *Onduleurs de tension. Structures. Principes. Applications* », Techniques de l'ingénieur, vol. D31, N0 D3176, Novembre 1998.
- [15] M. Pipattanasomporn, « *A study of a remote area internet access with embedded power generation* », Master of Science, Virginia Polytechnic Institute, 2004.
- [16] F. Lasnier, T. G. Ang, « *Photovoltaic Engineering Handbook* », IOP Publishing Ltd. 1980, ISBN 0-85274-311-4.
- [17] S. Singer and A. Braunstein, « *A general model of maximum power point tracking* », Proceeding of MELECON'85 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Madrid, Spain, pp. 147-151, 1985.

-
- [18] S. Singer and A. Braunstein, "A maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load", IEEE Proceeding, Pt G, pp. 1-7, 1987.
- [19] H. Haeberlin, L. Borgne, M. Kaempfre and U.Zwahlen, "New Tests at Grid- Connected PV Inverters: Overview over Test Results and Measured Values of Total Efficiency η_{TOT} ", 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, Sept. 2006.
- [20] Haeberlin, L. Borgne, M. Kaempfre and U.Zwahlen, "Total Efficiency η_{TOT} – A New Quantity for Better Characterisation of Grid-Connected PV Inverters", 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, June 2005.
- [21] T. Y. Kim, H. G. Ahn, S. K. Park, Y. K. Le, "A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation", IEEE International Symposium on, Vol. 2, pp. 1011-1014, Jun. 2001.
- [22] W. Xiao, W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems", IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC'04, Vol. 3, pp. 1957-1963, Jun. 2004.
- [23] www.sma-france.com.
- [24] Market survey: Inverters for grid-tied PV systems, Photon International p.80, Apr. 2005.
- [25] A. F. Boehinger, "Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply", IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, pp. 102-111, 1968.
- [26] T. Esum, P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques", IEEE Transactions On, Energy Conversion, Vol. 22, pp. 439-449, Jun. 2007.
- [27] D. P. Hohm, M. E. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable, maximum power point tracking test bed", IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2000 pp. 1699-1702, Sept.2000.
- [28] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [29] K. Noppadol, W. Theerayod, S. Phaophak, "FPGA Implementation of MPPT using variable step-size P&O algorithm for PV applications", Communication and Information Technologies, ISCIT'06, IEEE International Symposium On, pp. 212-215, Sept. 2006.
- [30] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaadbjerg, "Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions", Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 1614-1619, Aug. 2006.
- [31] C. Hua, C. Shen "Comparatives study of peak power tracking techniques for solar storage system", IEEE Applied Power Electronics Conference, APEC'98, Vol. 2, pp.679-685, Feb. 1998.
- [32] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O'Sullivan, "A new maximum power point tracking system", IEEE Power Electronics Specialists Conference 1993, PESC'93, pp. 833-838, Jun. 1993.
- [33] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, "Development of a microcontroller based photovoltaic maximum power point tracking control system", Power Electronics, IEEE Transactions on, Vol. 16, pp. 46-54, Jan.2001.

- [34] W. Xiao, W. G. Dunford, “*Evaluating maximum power point tracking performance by using artificial lights*”, Industrial Electronics Society, IEEE IECON’04, Vol. 3, pp. 2883-2887, Nov. 2004.
- [35] J. H. Lee, H. B. Bo, H. Cho, “*Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size*”, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 603-607, Aug. 2006.
- [36] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hshino, and M. Osakada, “*Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions*”, Proc. Inst. Elect. Eng. Vol. 142, No.1, pp. 59-64, Jan. 1995.
- [37] A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs, “*Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with voltage and current based maximum power point tracking*”, IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, pp. 514-522, Dec. 2002.
- [38] J. Ghaisari, M. Habibi, A. Bakhshai, “*An MPPT controller design for photovoltaic (PV) system based on the optimal voltage factor tracking*”, IEEE Electrical Power Conference, EPC 2007, pp. 359-362, Oct. 2007.
- [39] N. Toshihiko, S. Togashi and N. Ryo, “*Short-current Pulse based Maximum Power Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic-and-Converter Module System*”, IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 49, No. 1, pp. 217-223, Feb. 2002.
- [40] M. Veerachary, T. Senjyuand and K. Uezato, “*Feedforward Maximum Power Point Tracking of PV systems using fuzzy controller*”, IEEE Transactions On Aerospace and Electronic Systems, Vol. 38, No. 3, pp. 969-981, Jul. 2002.
- [41] B. M. Wilamowski and X. Li, “*Fuzzy system based maximum power point tracking for PV systems*”, 28 th Annual Conference of the Industrial Electronics Society, IECON 2002, Vol. 4, pp. 3280-3284, Nov. 2002.
- [42] W. Chung-Yuen, K. Duk-Heon, K. Sei-Chan, and all, “*A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller*”, IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC’94, pp. 396-403, Jun. 1994.
- [43] N. Khaehintung, K. Pramotung, B. Tuvirat, P. Sirisuk, “*RISC microcontroller built-in fuzzy logic controller of maximum power point tracking for solar-powered lightflasher applications*”, Industrial Electronics Society, 2004, IECON 2004, Vol. 3, pp. 2673-2678, Nov. 2004.
- [44] N. S. D’Souza, L. A. C. Lopes, X. Liu, “*An intelligent maximum power point tracker using peak current control*”, IEEE Power Electronics Specialists Conference 2005, PESC’05, pp. 172-177, 2005.
- [45] J. Kouta, A. El-Ali, N. Moubayed and R. Outbib, “*Improving the incremental conductance control method of a solar energy conversion system*”, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering -Lebanese University, El-Arez Street, Tripoli (Lebanon).
- [46] O. Amrani, D. Rekioua, « *Etude et Identification des différents Modèles Electriques Photovoltaïque* », Département d’Electrotechnique, Université de Bejaia, (Algérie), May 2006.
- [47] Matlab help.
- [48] F. Boudjema, “*Commande par mode glissement : Application aux convertisseurs multicellulaires*”, Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier de Toulouse, 1991.

- [49] F. Boudjema, M. Boscardin, P. Bidan, J. C. Marpinard, M. Valentin, J. L. Abatut, “VSS Approach To A Full Bridge Buck Converter Used For AC Sine Voltage Generation”, 15th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, IECON89, Philadelphia ,USA, November 1989, pp. 82-88.
- [50] H. Bühler, “*Réglage par mode de glissement*”, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, Suisse, 1986.
- [51] T. Zaharieva, “*Commande à structure variable appliquée a un moteur synchrone*”, Thèse pour l’obtention du Diplôme de Recherche, Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Toulouse, France, 2000.
- [52] J.J. Slotine, W. Li, “*Applied nonlinear control*”, Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1991.
- [53] V. I. Utkin, “*Variable structure systems with sliding modes*”, IEEE Trans. Automatic Control, Vol. AC-22, 1977, pp. 212-222.
- [54] Kamal Dahmane, “*Contribution à la Modélisation et à la Commande d’une Machine Asynchrone Double Etoile Alimentée par Convertisseurs Matriciels*”, Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, 2004.
- [55] Fu-Sheng Pai, Member, IEEE, Ru-Min Chao, Shin Hong Ko, and Tai-Sheng Lee, “*Performance Evaluation of Parabolic Prediction to Maximum Power Point Tracking for PV Array*”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, VOL.2, NO.1, January 2011.
- [56] Chian-Song Chiu, Member, IEEE, and Ya-Lun Ouyang, Student Member, IEEE, “*Robust Maximum Power Tracking Control of Uncertain Photovoltaic Systems: A Unified T-S Fuzzy Model-Based Approach*”, IEEE TRANSACTIONS ON CONTROL SYSTEMS TECHNOLOGY, 2011.
- [57] M.Hatti, IEEE Member, « *Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d’un Système Photovoltaïque* », JCGE’08 LYON, 16 et 17 decembre 2008.