

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Ziane Achour de Djelfa
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de génie électrique



Techniques d'optimisation et contrôle de puissance

1^{ère} année Master

Polycopié de cours collecté et préparé par :
Dr. Amar BENAÏSSA

Mars 2020

Table des Matières

I- Introduction	4
I-1 Notion de Smart grids.....	4
II-1 Le photovoltaïque raccordé au réseau.....	5
II-2 Topologies des chaînes de conversions photovoltaïques connectées au réseau.....	6
II.2.1 Topologie avec onduleur central.....	7
II.2.2 Topologie avec onduleur string	8
II.2.3 Topologie avec un onduleur modulaire	9
II.2.4 Topologie avec un hacheur rangé.....	10
II.2.5 Topologie avec un hacheur modulaire parallèle	11
II.2.6 Topologie avec un hacheur modulaire série	13
II.2.7 Les convertisseurs photovoltaïques à structure isolée	14
II.2.8 Les convertisseurs photovoltaïques à structure non isolée.....	15
II.2.9 Optimisation de fonctionnement d'une chaîne Photovoltaïque.....	17
II.2.10 Caractéristique d'un générateur photovoltaïque.....	17
II.2.11 Point de puissance maximale.....	17
II.2.12 Couplage direct entre la source et la charge	18
II.3. Convertisseurs DC/DC.....	21
II.3.1 Convertisseur dévolteur (Buck converter).....	21
III. Recherche du point de puissance maximale	25
III-1 L'algorithme de commande MPPT.....	25
III-2 Principe générale de la commande MPPT.....	26
III- 2-1 / L'algorithme Perturber et Observer (P&O).....	26
III- 2-2 / L'algorithme Conductance Incrémentale.....	29
Références bibliographiques.....	32

Résumé :

Les ressources renouvelables ont des apports potentiels très intéressants en termes d'énergie et d'économie. Cependant, en fonction de leur taux de pénétration, ces nouvelles sources d'énergie pourraient avoir des conséquences importantes sur l'exploitation et la sécurité des réseaux électriques. Pour une insertion massive des ressources renouvelables au système, ces impacts se trouveront non seulement au niveau du réseau de distribution, où la plupart des ressources renouvelables sont raccordées, mais ils affecteront le système entier. Il est donc nécessaire de chercher, d'une part, comment faire évoluer les techniques d'optimisation et de contrôle de puissance dans le nouveau contexte, et d'autre part, comment se servir efficacement du potentiel des ressources renouvelables pour soutenir le système dans les situations critiques.

Connaissances préalables recommandées:

Structure des réseaux électriques, Energies renouvelables

I- Introduction

Les réseaux électriques sont de plus en plus sollicités, sous l'effet conjugué de l'ouverture à la concurrence, de la part de plus en plus importante des énergies renouvelables et de notamment l'augmentation de la consommation totale d'énergie [1].

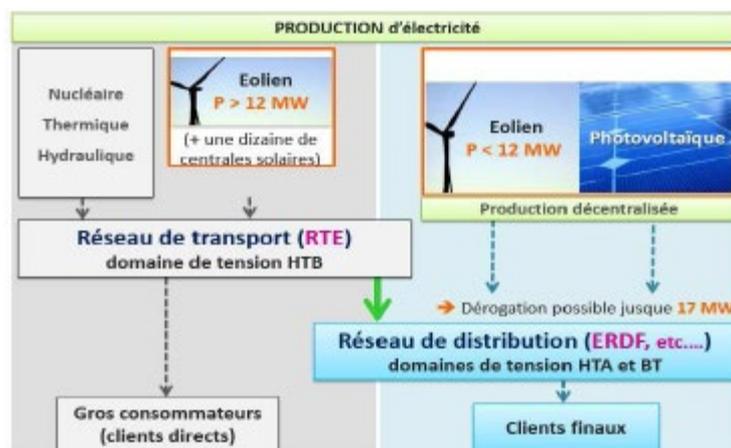
- Toutefois, ces sources renouvelables ont des caractéristiques qui posent un problème majeur pour l'équilibre du réseau : il s'agit de sources d'énergie intermittentes et imprévisibles, puisque dépendantes de contraintes météorologiques qui sont par nature variables.

- Difficultés avec l'architecture traditionnelle des réseaux électriques : alors qu'il s'agissait d'ajuster une production centralisée, désormais il faut faire face à l'intérêt croissant des productions. Ceci est d'autant plus complexe que l'offre proposée par les énergies vertes ne s'accorde pas avec la demande.

- Les installations de stockage ne sont pas courantes, ce qui implique une production qui doit être égale à la consommation. Ce sont les gestionnaires de réseaux qui s'assurent de l'équilibre du réseau.

Nous avons donc besoin de mieux gérer notre consommation électrique et de mieux y intégrer les énergies renouvelables, les smart grids qui apparaissent comme le meilleur compromis.

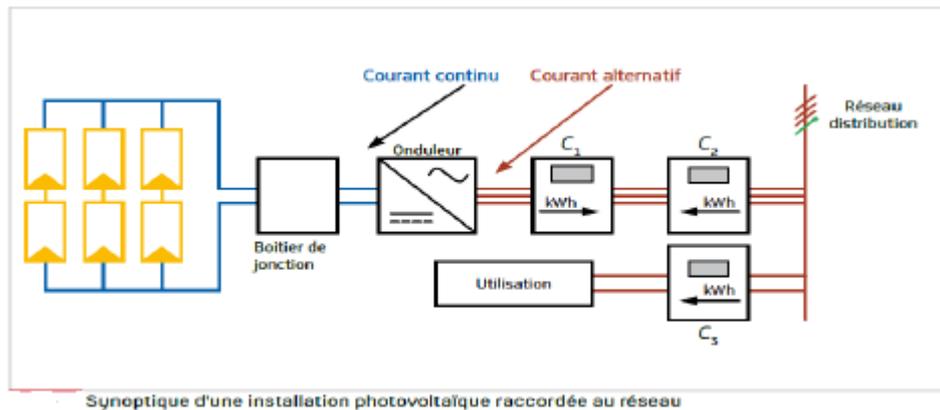
I-1 Notion de Smart grids



II-1 Le photovoltaïque raccordé au réseau

Aujourd'hui cette solution est plus rentable qu'une utilisation directe de l'électricité. Ceci est valable dans la mesure où le prix de vente du kWh est supérieur au prix d'achat.

Pour effectuer un raccordement au réseau de distribution d'électricité, il est nécessaire d'adapter la tension continue à la sortie des panneaux photovoltaïques à la tension alternative du réseau de distribution. Il faut donc utiliser un onduleur[1].

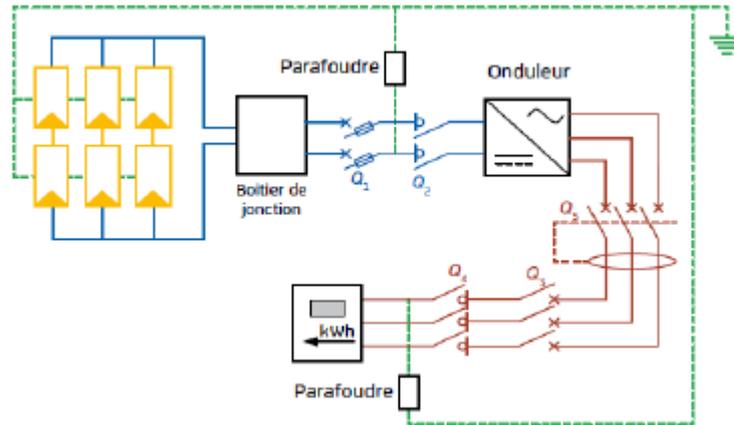


Sur cette figure, on peut voir 3 compteurs différents sur l'installation :

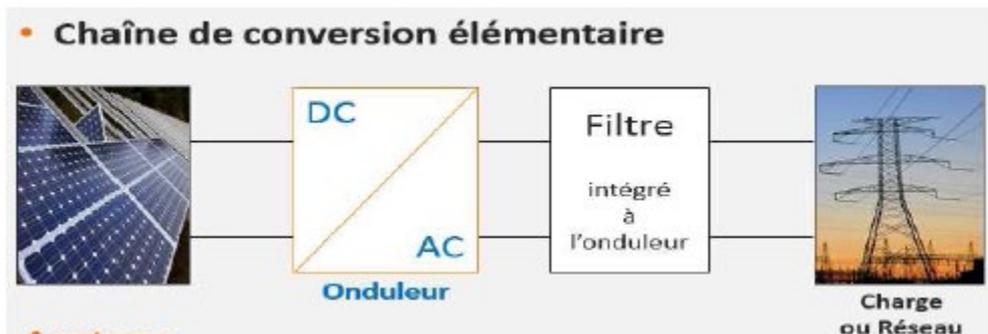
- C_1 est le compteur de vente de l'électricité d'origine photovoltaïque,
- C_2 est un compteur de non-consommation qui sert au fournisseur pour vérifier que le particulier ne se sert pas de ce branchement pour consommer de l'électricité sur le réseau,
- C_3 est un compteur de consommation habituel.

Afin de protéger l'installation des courts-circuits, des éléments de protection électriques doivent être mis en place du côté du courant alternatif comme du côté du courant continu.

Du côté continu, il faut protéger l'installation contre les courts-circuits et les surtensions atmosphériques. Il faut également prévoir la mise en place d'un interrupteur général permettant la coupure de l'ensemble des panneaux solaires en cas d'urgence. Du côté alternatif de l'installation, il faut protéger l'installation contre les surintensités, les surtensions atmosphériques. Il faut prévoir la mise en place d'un interrupteur sectionneur afin de déconnecter l'installation ainsi que la mise en place de la protection des personnes.



II-2 Topologies des chaînes de conversions photovoltaïques connectées au réseau :



Avantages :

Nombre minimum de composants ce qui traduit une diminution de pertes.

Inconvénients :

- Nombre importants de panneaux PV à mettre en série
- Recherche du point de fonctionnement optimal plus difficile (le convertisseur n'est pas dédié à cette fonction).

II.2.1 Topologie avec onduleur central

La topologie la plus ancienne et la plus classique est composée d'un seul onduleur réalisant l'interface entre le réseau et le champ photovoltaïque, où des chaînes de modules sont connectés en parallèle (figure 1.1). ce montage est généralement utilisé pour les installations de grandes puissances (20- 400 kW) [1], dans lesquelles des protections anti-retours de courant sont implanté par rangé.

L'avantage de la topologie « onduleur central » est sa simplicité de mise en œuvre : un seul onduleur connecté au champ photovoltaïque est nécessaire. De plus, l'onduleur central demande un faible coût d'investissement tout en permettant une maintenance simple. La simplicité du montage permet également un meilleur rendement de la conversion de la tension.

Par contre, ce montage présente un ensemble d'inconvénients [2] :

- ✚ Perte du point optimum (MPP) en cas d'ombrage de quelques modules PV (un seul MPPT pour un ensemble de modules).

- ✚ Aucune évolutivité (topologie radiale du système).

- ✚ Aucune continuité de service en cas de panne de l' onduleur.

Malgré les nombreux défauts de cette configuration, dite « à un seul étage de conversion », elle reste très employée dans les centrales PV de fortes puissances.

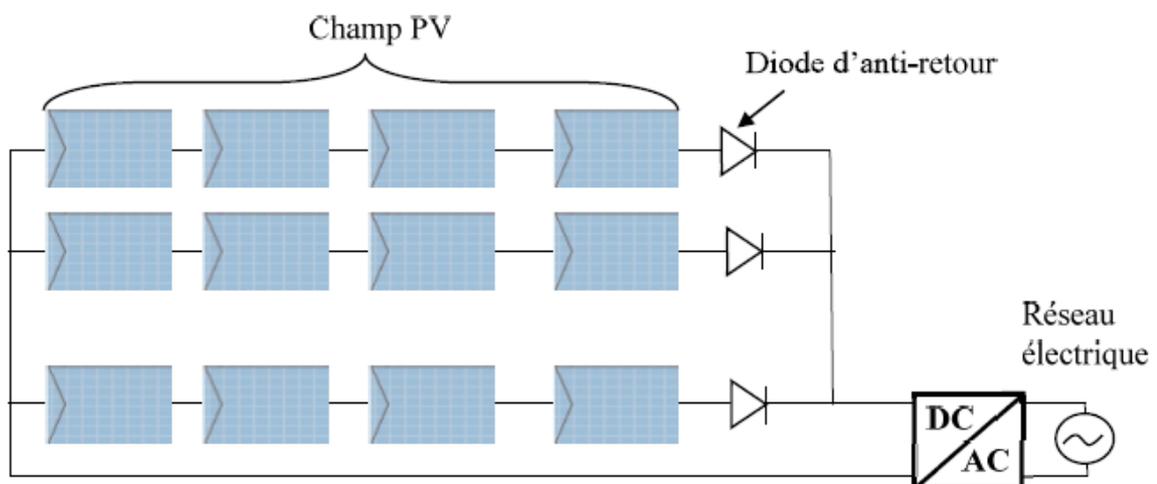


Figure 1.1 Système PV connecté à un réseau électrique avec l'onduleur central

II.2.2 Topologie avec onduleur string :

Une autre topologie employée actuellement est celle de l'onduleur rangée, qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique comme, présentés sur la figure 1.2. Cette configuration nécessite une coordination entre les onduleurs (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage et éviter les échanges de puissance entre les onduleurs. En outre, une synchronisation avec le réseau des différentes branches est soigneusement respectée.

Cette topologie permet d'améliorer le contrôle de la puissance disponible par string grâce au MPPT de chaque onduleur. De plus, la continuité de service est accrue, car la panne d'un convertisseur n'entraîne pas l'arrêt total de l'installation. Enfin, cette architecture est évolutive puisque chaque string constitue un sous ensemble indépendant.

Une comparaison de la structure onduleur "rangée" et onduleur "central", menée par des travaux de recherches [3], a permis de montrer que ces deux assemblages sont semblables, en ce qui concerne les pertes dans l'électronique de puissance et dans les câbles. D'après l'étude menée, dans les deux cas, l'énergie perdue compte pour environ 10% de l'énergie totale produite. La structure centralisée étant légèrement moins dissipative. En revanche, dans le cas d'ombrage du système PV, l'architecture centralisée produit 12% de moins d'énergie que structure rangée. En conclusion, l'étude montre que l'onduleur rangée a un rendement global plus performant de 1,5%.

Cependant, il subsiste des pertes par couplage série des modules au sein d'un même string. Le rendement des onduleurs reste variable en fonction de la puissance fournie par la chaîne photovoltaïque (mauvais rendement de l'onduleur à faible puissance des modules).

Une évolution dénommée « Team concept » de l'onduleur rangée est proposée dans [4]. Cette évolution consiste à introduire des sectionneurs en aval des onduleurs. Cette structure propose de modifier le nombre d'onduleurs utilisés pour effectuer la conversion en fonction de la puissance fournie par le champ PV. Ainsi, les onduleurs fonctionnent proche de leur puissance nominale, et donc proche de la zone de rendement optimum. Cette évolution permettrait de gagner au moins 4% d'énergie par rapport à la structure classique.

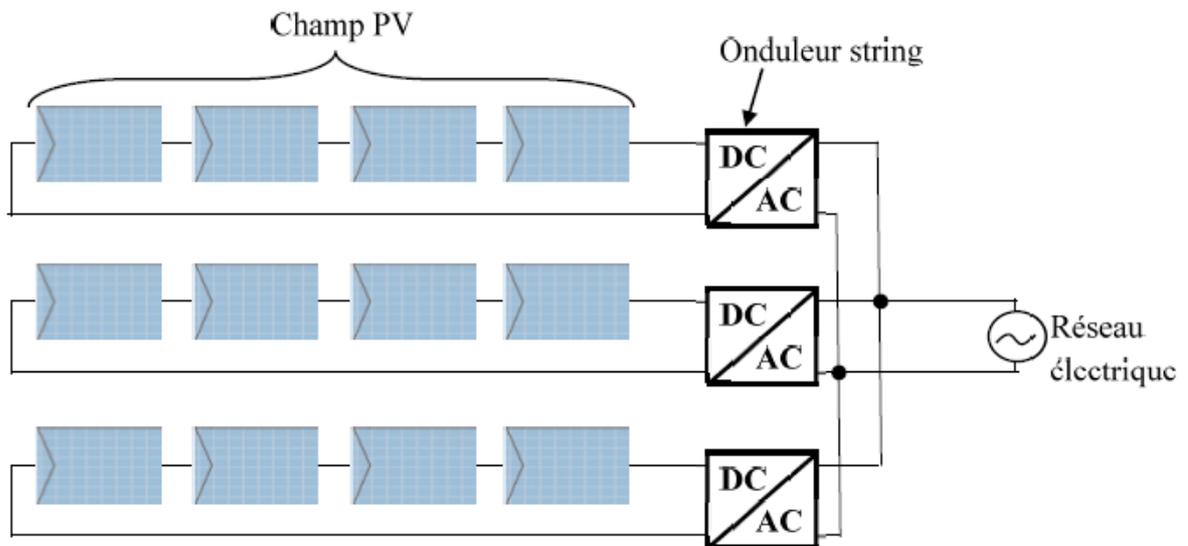


Figure 1.2 : Système PV connecté à un réseau électrique avec l'onduleur string.

II.2.3 Topologie avec un onduleur modulaire :

Dans cette configuration, chaque module dispose ici de son propre onduleur (Figure 1.3), ce qui permet d'optimiser la puissance extraite de chaque module. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en-deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux modules induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque module de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste.

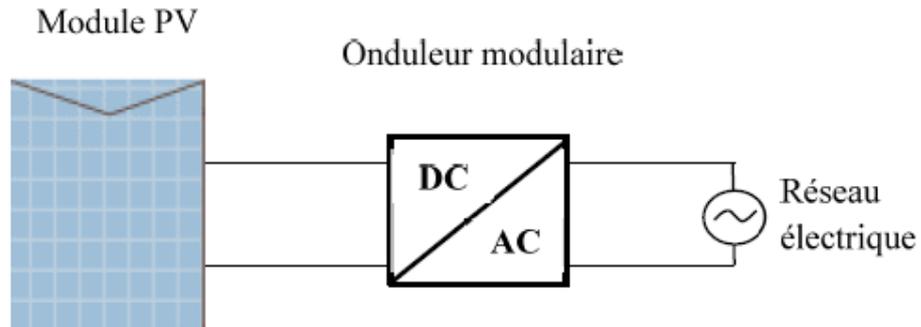


Figure 1.3 : Système PV connecté à un réseau électrique avec l'onduleur modulaire.

II.2.4 Topologie avec un hacheur rangé :

L'utilisation de plusieurs étages de conversion augmente le nombre de degrés de liberté pour le contrôle de tels systèmes, selon [5]. En fait, le hacheur « rangée », aussi appelé

« Convertisseur multi-string », utilise un hacheur au bout de chaque branche, et permet l'extraction de la puissance maximale, alors que l'onduleur central, permet via un contrôle judicieux de garantir un écoulement de toute puissance vers la charge, (figure 1.4).

Le bus continu a l'avantage d'intégrer facilement un élément de stockage. De plus, l'utilisation d'un seul onduleur comme interface avec le réseau permet de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV. L'MPPT se fait pour chaque string, ce qui limite l'influence des modules entre eux.

Le montage reste évolutif, mais la continuité de service n'est pas assurée en cas de panne de l'onduleur. Par rapport à l'onduleur "rangée", les coûts seront probablement réduits car chaque hacheur n'a pas besoin d'intégrer les fonctionnalités de mesure et de surveillance de la tension et du courant réseau.

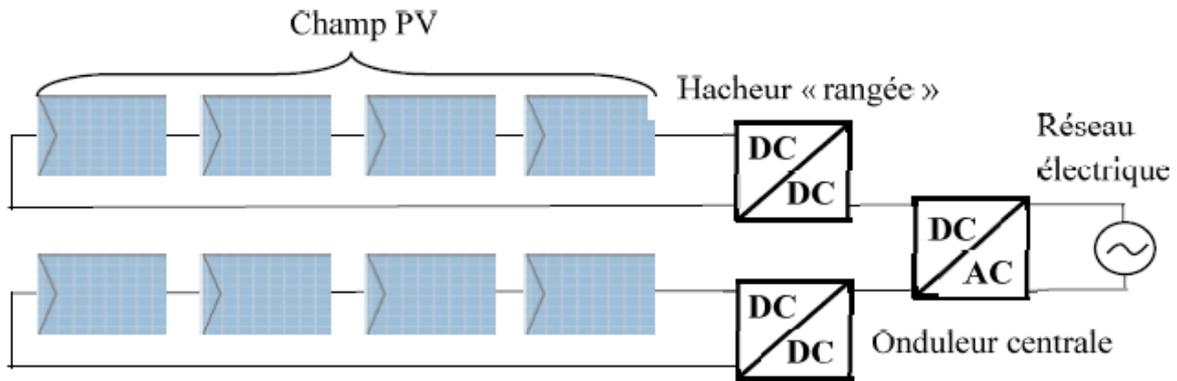


Figure 1.4 : Système PV connecté à un réseau électrique avec hacheur « rangée ».

II.2.5 Topologie avec un hacheur modulaire parallèle :

Dans cette configuration l'hacheur n'est plus connecté à une chaîne de modules PV, mais directement à la sortie du module PV, (figure 1.5). Cette configuration garde tous les avantages du hacheur rangé, tout en augmentant le niveau de discrétisation du MPPT. Ainsi, ce n'est plus une chaîne de modules PV qui fonctionne à son MPPT, mais chaque module PV. Un gain de productivité est donc à atteindre par rapport au hacheur « rangée » [9-10]. De plus, cette discrétisation plus importante permet une surveillance plus fine et une détection des défauts plus rapide.

Le principal point dur de cette structure est le grand rapport d'élévation entre la tension de sortie du module PV et la tension nécessaire à l'injection sur le réseau de distribution. En effet, pour un hacheur non isolé, plus le rapport d'élévation est élevé, plus les pertes sont importantes, ce qui limite le rendement du hacheur et pénalise cette topologie.

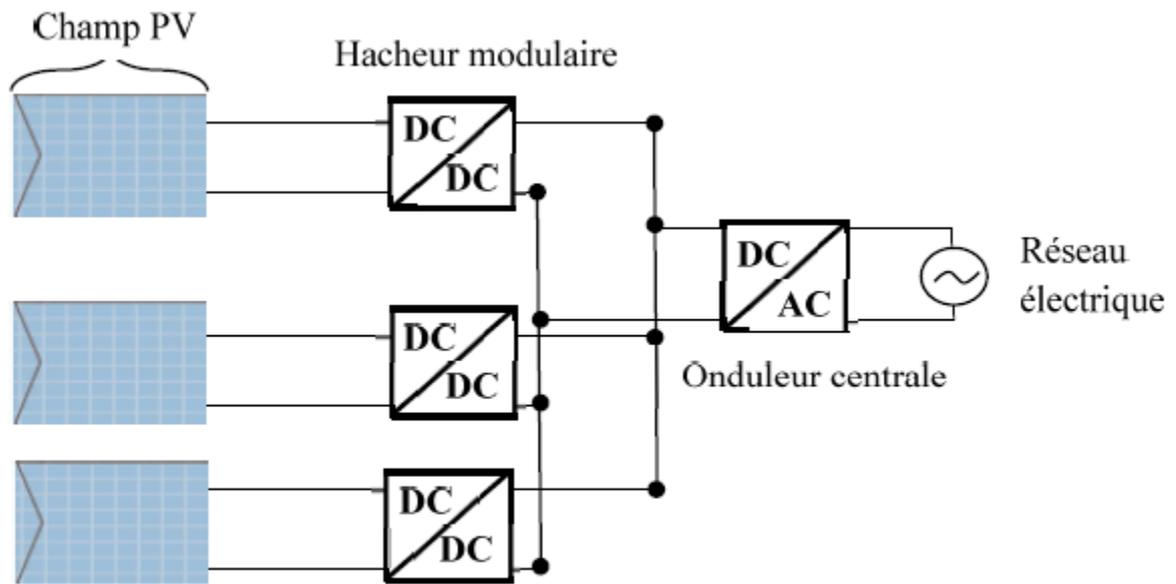


Figure 1.5: Topologie de l'hacheur modulaire parallèle.

II.2.6 Topologie avec un hacheur modulaire série :

Une amélioration de la configuration précédente consiste à connecter en série les hacheurs (figure 1.6). Cette solution permet de garder l'avantage d'une discrétisation de la gestion de puissance et d'atteindre le niveau de tension requis pour un fonctionnement correct de l'interface DC/AC.

Ainsi, le rapport d'élévation de chaque hacheur est d'autant diminué que le nombre de hacheurs série est augmenté, et permet ainsi d'augmenter le rendement global.

Cependant, cette structure reste fragile, notamment en cas de différence importante d'éclairement ou de température des surfaces des panneaux, qui se traduit souvent par une dégradation des performances du générateur.

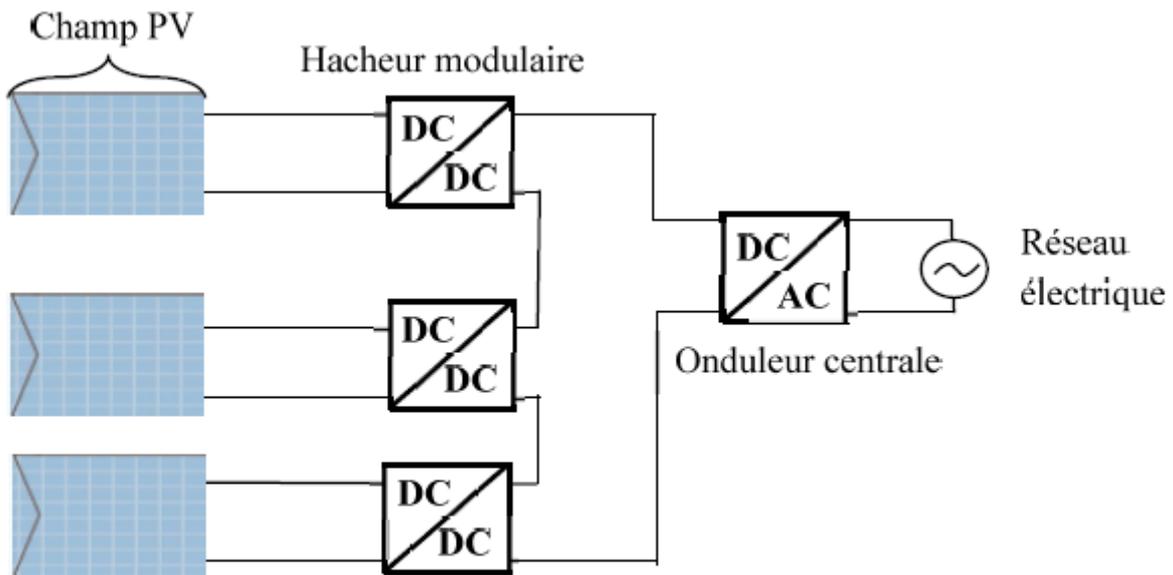


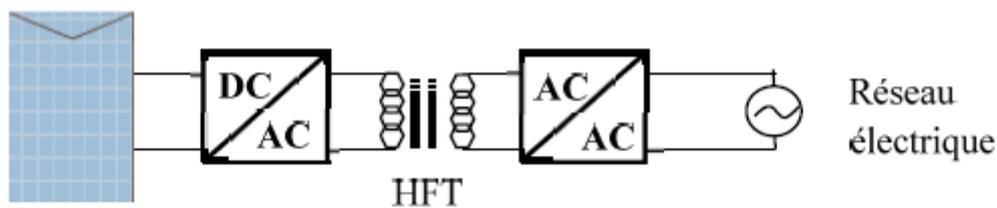
Figure 1.6 : Topologie de l'hacheur modulaire série.

II.2.7 Les convertisseurs photovoltaïques à structure isolée :

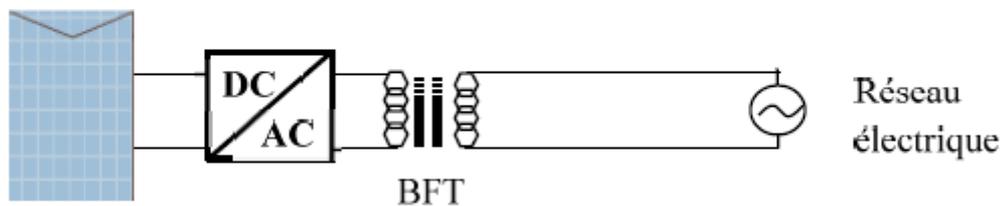
Elles permettent d'obtenir des rapports d'élévation plus élevés que les structures non isolées. On les retrouve donc généralement dans les chaînes de conversion nécessitant une forte élévation de tension. De plus, l'isolation galvanique permet de résoudre certains problèmes de sécurité (capacité parasite terre/module). Ces structures se décomposent en deux groupes:

L'isolation galvanique située au sein de l'étage de conversion DC/AC sous la forme d'un transformateur haute fréquence HF ($> 1\text{kHz}$), présentant l'avantage de diminuer la taille et le poids du transformateur et les éléments de filtrage. En contrepartie, elle demande une meilleure maîtrise des pertes dans le convertisseur (figure 1.7.a).

L'isolation galvanique est placée en aval du convertisseur DC/AC, sous la forme d'un transformateur basse fréquence BF (fréquence du réseau: 50 Hz). Cette solution, si elle est très simple, n'en est pas moins pénalisante. En effet, le prix, le volume et la taille sont supérieurs à un transformateur à haute fréquence, (figure 1.7.b).



a. Transformateur haute fréquence



b. Transformateur base fréquence

Figure 1.7 : Schéma bloc des structures PV isolées

II.2.8 Les convertisseurs photovoltaïques à structure non isolée :

On distingue deux types d'architecture s : les applications mono étage, où la conversion est directement DC/AC et les applications à deux étages : une première conversion en DC/DC et une seconde en DC/AC. La figure (1.8.a) montre le schéma bloc de la conversion mono étage, qui se fait en une seule étape sans étage d'amplification. Il faut donc que la tension du champ PV soit suffisante pour que l'onduleur puisse reconstituer la tension du réseau. Dans cette configuration, le convertisseur doit assurer toutes les fonctions demandées par une application PV raccordées au réseau (MPPT, contrôle du courant coté réseau, anti-îlotage...). La conversion peut également être réalisée en deux étages comme illustré sur la figure (1.8.b).

Le convertisseur DC/DC assure la fonction MPPT avec la fonction amplification. Le Boost, de part sa simplicité, son faible coût et son rendement élevé, est la structure retenue pour les applications PV. On note également quelques dérivées du Boost [12-13]. Quant au convertisseur DC/AC, il se charge de garantir l'écoulement de puissance adéquat vers le réseau suivant des commandes rapprochées, type MLI.

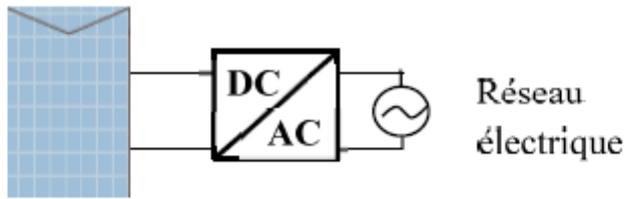
Ces structures offrent une meilleure efficacité, un poids, un volume et un prix plus faible. En revanche, quelques problèmes de sécurité peuvent être causés par les capacités parasites entre les panneaux PV et la terre. Le principal handicap des configurations à base d'un générateur photovoltaïque est le coût initial de l'installation et le faible rendement de la conversion photovoltaïque en électricité.

Donc, il a fallu trouver des solutions pour élever le rendement du module photovoltaïque. A cet effet, beaucoup de chercheurs travaillent sur trois axes :

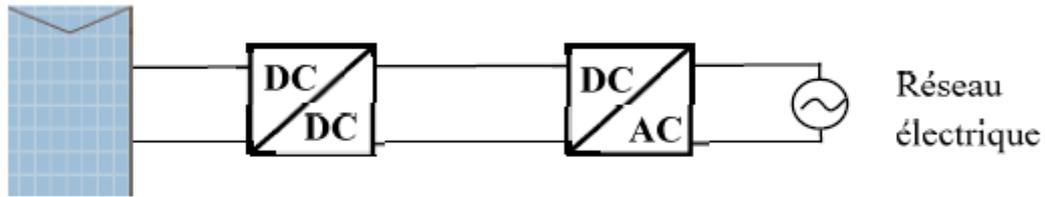
La poursuite solaire : maximiser l'énergie solaire incidente en assurant un rayonnement incident normal à la surface du module photovoltaïque [14].

Un réarrangement de la configuration du GPV [15-16].

La caractéristique courant-tension (I, V) du GPV est non linéaire, il en résulte un point unique de puissance maximale sur sa courbe puissance-tension (P, V). Par conséquent, la poursuite des points de puissances maximales (MPPT) pendant les conditions variables de (température, éclairement, et charge) est nécessaire pour assurer un fonctionnement optimal.



a. Mono étage



b. Double étages

Figure 1.8 : Schéma bloc des structures PV non isolées

1. OPTIMISATION DU FONCTIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

L'énergie photovoltaïque a suscité un intérêt accru dans les applications d'énergie électrique, car elle est considérée comme une ressource énergétique essentiellement inépuisable et largement disponible. Cependant, la puissance de sortie induite dans un générateur photovoltaïque dépend d'un nombre important de paramètres avant, pendant et après la mise en place d'une installation photovoltaïque.

De ce fait, pour augmenter la production d'électricité, plusieurs techniques et procédures sont employées durant le cycle de vie d'une installation photovoltaïque (étude, conception, installation exploitation...), telles que :

- Optimiser la commande et la supervision du système :
 - Intégrer des algorithmes MPPT,
 - Assurer la bonne gestion du système et faire la synthèse des correcteurs
- Optimiser le dimensionnement du système :
 - Minimiser le coût économique,
 - Minimiser le coût écologique,
 - Minimiser le taux d'insatisfaction des besoins électriques du consommateur
- Maximiser la production d'énergie renouvelable :
 - Améliorer les techniques d'évaluation des sources,
 - Optimiser la position des panneaux
- Augmenter la précision des modèles :
 - Prendre en compte un maximum de paramètres,
 - Identifier les paramètres des panneaux PV et de l'éolienne

Dans ce cours, nous nous intéressons au premier point qui s'intéresse à la mise en œuvre de dispositifs électronique d'optimisation appelé MPPT.

2. CARACTERISTIQUE D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

La source d'énergie électrique photovoltaïque est la cellule solaire. Les cellules solaires commerciales atteignent des efficacités de conversion maximales de 20 à 21%, tandis qu'une efficacité de 25% peut être atteinte en laboratoire. L'efficacité globale d'un module varie de 15 à 17%. Les panneaux photovoltaïques doivent être installés de manière à maximiser la quantité d'exposition directe au soleil. Cela signifie généralement un placement dans une zone sans ombrage, dans une direction sud et à un angle égal à la latitude de l'emplacement. La puissance fournie par le générateur photovoltaïque varie avec l'irradiance solaire et la température, car ces paramètres influencent les caractéristiques $I - V$ des cellules solaires. Afin d'optimiser le transfert d'énergie du générateur photovoltaïque à la charge, il est nécessaire de toujours caler le point de fonctionnement de la charge sur le point de puissance maximale.

2.1. POINT DE PUISSANCE MAXIMALE

Sur la figure 1 sont représentées deux caractéristiques correspondant à deux jeux différents d'éclairagements et de températures. Les courbes de puissance associées montrent que chaque courbe de puissance passe par un maximum.

Cette puissance maximale dépend de l'éclairement et aussi la température :

- À température donnée, cette puissance maximale est proportionnelle à l'éclairement ;
- Pour un éclairement donné la puissance maximale décroît lorsque la température augmente, avec le coefficient dP/dT ($= -0,4 \%/K$ pour le silicium).

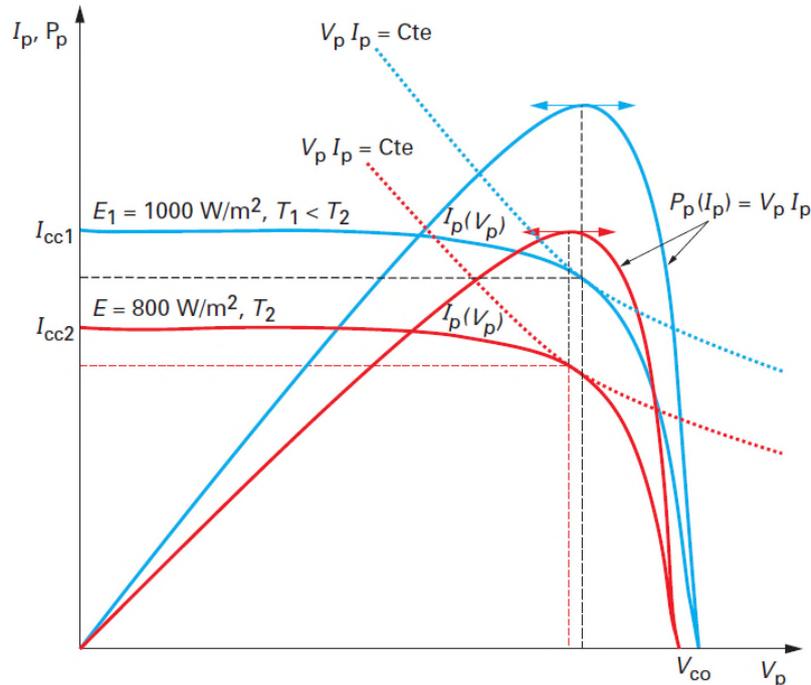


Figure1. Caractéristiques électriques et courbes de puissance d'un générateur PV pour deux jeux de conditions différentes en éclairement et en température.

La figure 1 montre que la puissance fournie par un GPV, et par conséquent son rendement de conversion, dépend non seulement des conditions environnementales (éclairement et température) mais aussi de son point de fonctionnement, c'est-à-dire de la charge électrique qui lui est connectée.

2.2. COUPLAGE DIRECT ENTRE LA SOURCE ET LA CHARGE

Dans le cas d'une connexion directe d'un GPV avec une charge le point de fonctionnement du GPV dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté.

Comme le montre la figure 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.

Comme illustrer précédemment il y a trois points de fonctionnement A, B, C respectifs peuvent être identifiés fournissant une puissance P_A , P_B et P_C .

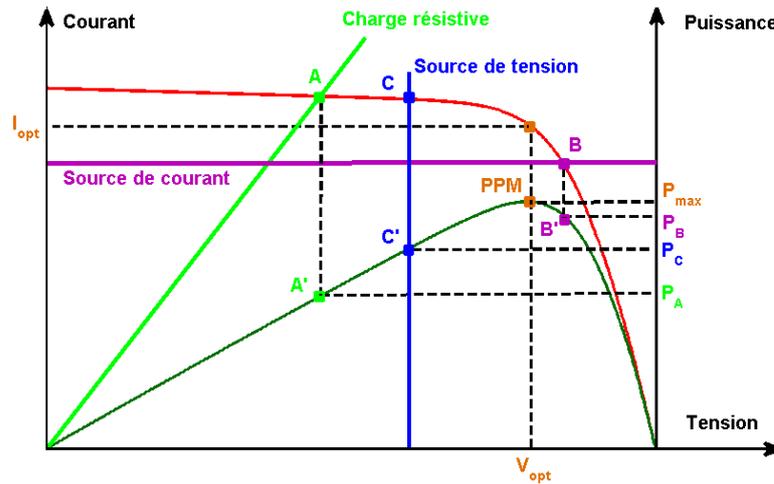


Figure 2. Points de fonctionnement d'un GPV pour différents types de charge

2.3. COUPLAGE DIRECT D'UN GPV ET UNE CHARGE RESISTIVE

Dans le cas où une charge résistive est directement connectée à une source linéaire, les valeurs du courant et de la tension pour chaque point de fonctionnement sont facilement calculées en utilisant la loi d'Ohm. Par contre, lorsque la source est de nature non linéaire, comme c'est le cas pour le GPV, une méthode graphique est nécessaire. Le point de fonctionnement est alors déterminé par l'intersection de la caractéristique I/V du GPV et la courbe de la charge :

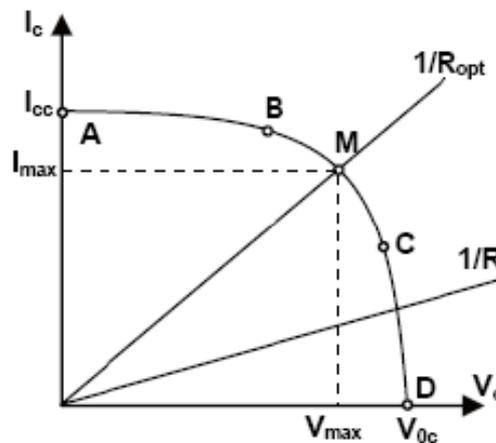


Figure 3. Caractéristique I/V d'un GPV connecté à une charge résistive.

Pour une charge résistive, la caractéristique I/V est une droite de pente $\frac{1}{R}$. Par conséquent, si la résistance R est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région AB de la courbe. Le courant I_{pv} varie peu en fonction de la tension et est presque égal au courant de court-circuit, Le GPV se comporte comme un générateur de courant.

D'autres part, si la résistance R est grande, le GPV fonctionne dans la région CD. Dans cette zone, la tension du GPV varie peu en fonction du courant et est presque égale à la tension de circuit ouvert, Le GPV se comporte comme une source de tension.

Dans la région BC sur la courbe, le GPV ne peut être caractérisé ni par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le MPP (point de puissance maximale) pour des conditions atmosphériques fixées. La valeur de la résistance correspondant à ce point est notée R_{opt} .

2.4. OPTIMISATION DE LA PUISSANCE D'UN GPV

L'intérêt de l'optimisation du fonctionnement d'un GPV et d'extraire le maximum de puissance indépendamment de la nature de la charge. A cet effet, un dispositif de contrôle devra être intercaler entre le GPV et la charge tel que montré dans la figure suivante :

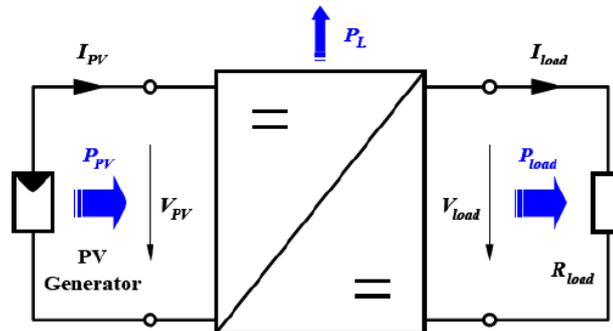


Figure 4. Etage d'adaptation entre une GPV et une charge

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge comme décrit dans la figure 4. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de puissance maximale disponible.

Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée ; P_{max} ($P_{max} = V_{opt} \times I_{opt}$ où V_{opt} et I_{opt} représentent respectivement les tensions et les courants optimaux du générateur photovoltaïque, pour une courbe I-V donnée).

Le rôle de cet étage d'adaptation est d'ajuster l'impédance vue par le GPV et de la caler sur l'impédance équivalente au point de puissance maximale MPP. Par le biais d'un contrôle adéquat, cet ajustement doit toujours suivre ce point MPP quel que soit les changements des paramètres climatiques ou les altérations du comportement de la charge. Cette technique est appelée MPPT pour Maximum Power Point Tracking ou Poursuite du Point Maximum de Puissance.

Les dispositifs MPPT reposent sur deux éléments essentiels est indissociable qui sont :

- Un convertisseur de puissance souvent DC/DC.
- Un algorithme de poursuite du MPP.

3. CONVERTISSEURS DC/DC

3.1. CONVERTISSEUR DEVOLTEUR (BUCK CONVERTER)

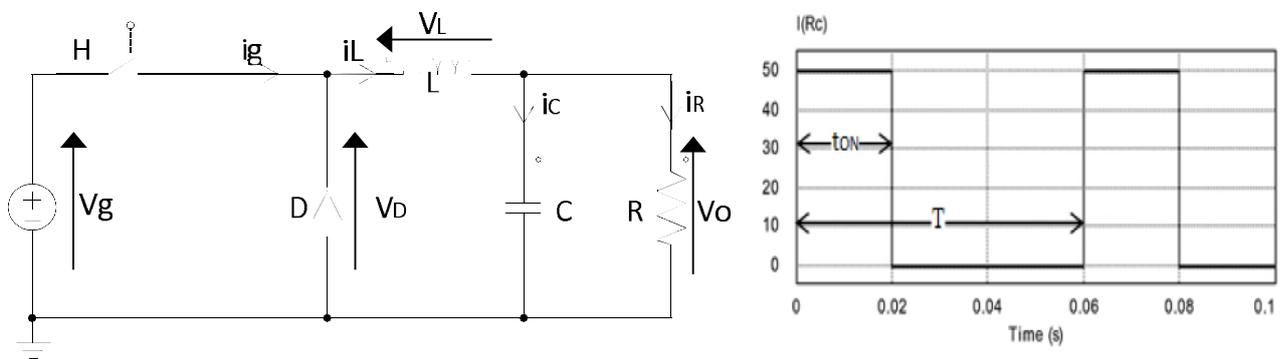


Figure 5. Schéma électronique d'un convertisseur Buck

Fonctionnement

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T ($T=1/f$), comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode, polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à $\alpha.T$. Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de $\alpha.T$ à T . Nous allons être amenés à distinguer deux modes : la conduction continue CCM (Continuous Conduction Mode) et la conduction discontinue DCM (Discontinuous Conduction Mode).

Mode CCM

1^{ère} phase durant l'intervalle $[0 \ \alpha T]$: H conduit et D bloquée (pendant T_{on})

$$Ri_L(t) + L \frac{di_L(t)}{dt} = vo(t) + L \frac{di_L(t)}{dt} = vg(t)$$

$$\int_0^{T_{on}} \frac{Vg - Vo}{L} dt = \int_{IL(0)}^{IL(T_{on})} diL$$

Avec : $I2 = IL(T_{on})$ et $I1 = IL(0)$ nous aurons :

$$\frac{Vg - Vo}{L} T_{on} = I2 - I1 \quad (eq1)$$

2^{ème} phase durant l'intervalle $[\alpha T \ T]$: H bloqué et D conduit (pendant $T - T_{on}$)

$$Ri_L(t) + L \frac{di_L(t)}{dt} = vo(t) + L \frac{di_L(t)}{dt} = 0$$

$$\int_{T_{on}}^T -\frac{Vo}{L} dt = \int_{IL(T_{on})}^{IL(T)} diL$$

$$-\frac{Vo}{L} (T - T_{on}) = I1 - I2 \quad (eq2)$$

D'après eq1 et eq2 nous avons :

$$\frac{Vg - Vo}{L} T_{on} = \frac{Vo}{L} (T - T_{on}) \Rightarrow Vo = Vg \frac{T_{on}}{T} = \alpha \cdot Vg \quad (eq3)$$

Dans ce mode fonctionnement la tension moyenne aux bornes de la charge sur une période T est proportionnelle au rapport cyclique α et à la tension Vg avec $\alpha \in [0, 1]$.

Si on suppose que les pertes en puissance sont nulles dans les éléments du convertisseur, alors nous avons :

$$Pg = Po \Rightarrow Vg \cdot Ig = Vo \cdot Io$$

$$\Rightarrow Ig = \alpha \cdot Io \quad (eq4)$$

A partir de l'équation eq3 et eq4, on peut définir la résistance effective vue par le générateur :

$$Ri = \frac{Vg}{Ig} = \frac{Vo/\alpha}{\alpha Io} = \frac{R}{\alpha^2}$$

$$Ri = \frac{R}{\alpha^2} \quad (eq5)$$

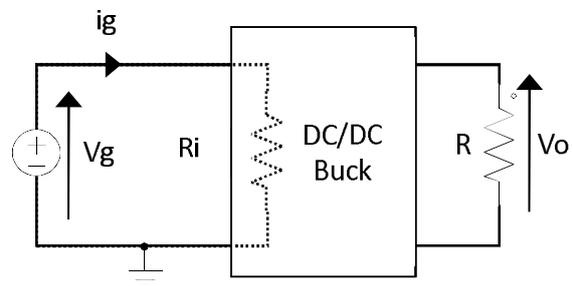


Figure 6. Resistance d'entrée Ri

Remarque :

La résistance effective Ri est directement proportionnelle à R et inversement proportionnel au rapport cyclique α .

$$Ri \in [R, \infty] \quad \text{quand} \quad \alpha \in [0, 1]$$

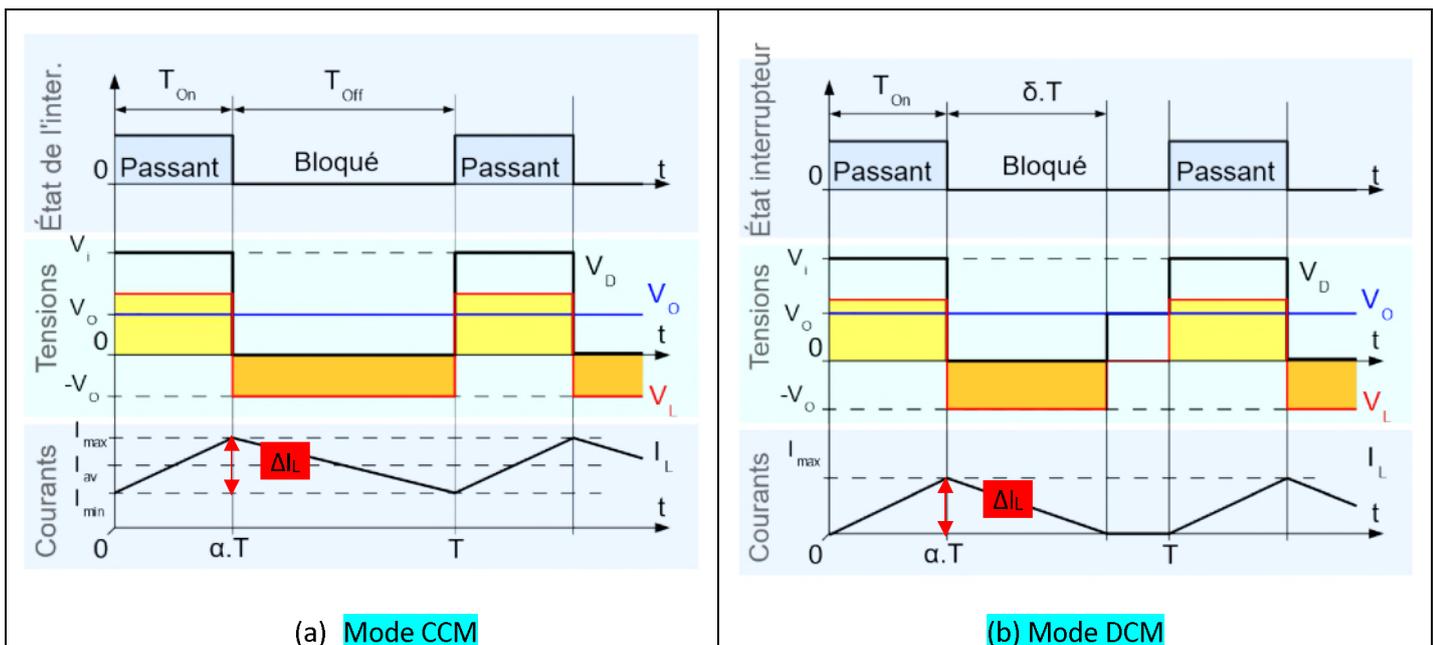


Figure 7. Mode CCM et DCM d'un convertisseur Buck

Mode DCM

Le fonctionnement en mode DCM s'établit lorsque le courant i_L s'annule durant de non-conduction c-à-d de T_{on} à T de l'interrupteur. Comparativement au mode CCM est que la tension de sortie V_o n'est pas proportionnelle à α . On suppose que l'évolution du courant i_L est linéaire (Figure 7), on peut déduire que :

$$I_2 = I_L + \frac{1}{2} \Delta I_L \quad \text{et} \quad I_1 = I_L - \frac{1}{2} \Delta I_L \quad \text{eq6 et eq7}$$

ΔI_L représente l'ondulation du courant i_L et I_L représente la valeur moyenne du courant i_L . Nous avons $\Delta I_L = I_2 - I_1$ et d'après les équations eq1 et eq2 nous aurons :

$$\Delta I_L = I_2 - I_1 = \frac{V_o(1 - \alpha)}{L} T$$

En mode DCM nous avons $I_1=0$ et d'après l'équation eq7 nous aurons :

$$0 = I_L - \frac{1}{2} \Delta I_L$$

Dans ce cas nous avons la valeur moyenne du courant est égale à :

$$I_L = (1 - \alpha) \frac{V_o T}{2 L} \quad \text{eq9}$$

Nous aurons trois possibilités :

$$(1) \text{ Si } I_L = \frac{1}{2} \Delta I_L \Rightarrow I_L = (1 - \alpha) \frac{V_o T}{2 L}$$

Le courant de l'inductance s'annule juste à la fin de la période.

$$(2) \text{ Si } I_L > \frac{1}{2} \Delta I_L \Rightarrow I_L > (1 - \alpha) \frac{V_o T}{2 L}$$

Le courant de l'inductance ne s'annule pas et le convertisseur fonctionne en mode CCM

$$(3) \text{ Si } I_L < \frac{1}{2} \Delta I_L \Rightarrow I_L < (1 - \alpha) \frac{V_o T}{2 L}$$

Le courant de l'inductance s'annule avant la fin de la période et le convertisseur fonctionne en mode DCM

En utilisant le même raisonnement que pour le CCM, on obtient de l'expression de V_o du convertisseur en mode de fonctionnement DCM, qui est donné par :

$$V_o = \frac{2 V_g}{1 + \sqrt{1 + \frac{8 L}{R \alpha^2 T}}} \quad \text{eq10}$$

De la même manière le courant moyen est donné par :

$$I_g = \frac{2 I_o}{1 + \sqrt{1 + \frac{8 L}{R \alpha^2 T}}} \quad \text{eq11}$$

Ainsi nous aurons la valeur de la résistance effective à l'entrée du convertisseur Buck telle que :

$$R_i = \frac{V_g}{I_g} = \frac{R}{4} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{8 L}{R \alpha^2 T}} \right) \quad \text{eq12}$$

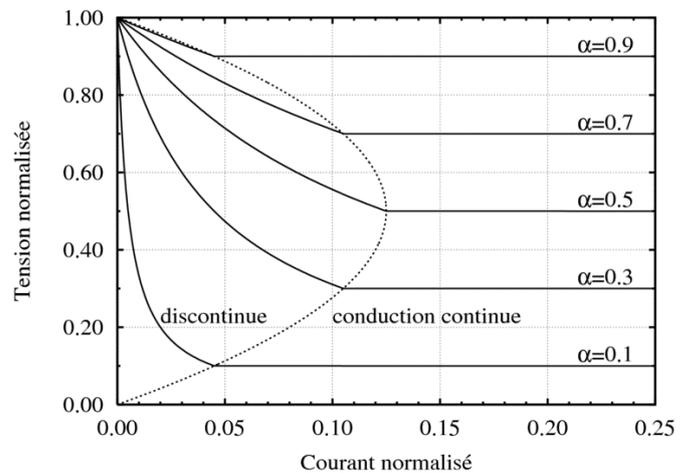
Limite de la conduction et Valeurs critiques

La limite entre conduction continue et conduction discontinue est atteinte quand le courant dans l'inductance s'annule juste au moment de la commutation avec $I_L = \frac{1}{2} \Delta I_L$.

Caractéristiques de sortie : Nous possédons à présent tous les éléments qui permettent de définir les caractéristiques de sortie d'un hacheur abaisseur.

Pour définir ces caractéristiques statiques, nous introduisons des variables normalisées (x et y).

$$y = V_o/V_g \quad \text{et} \quad x = \frac{f L I_o}{V_g}$$



Il existe des valeurs critiques du rapport cyclique α , de la valeur de l'inductance L et de la valeur de la charge R, ces valeurs sont les limites des valeurs qui peuvent conduire à un fonctionnement en mode DCM.

- La valeur critique du rapport cyclique est :

$$\alpha_{\text{critique}} = 1 - \frac{2L}{RT} \quad \text{eq13}$$

Si $\alpha \geq \alpha_{\text{critique}} \Rightarrow$ le mode de fonctionnement est le mode CCM

- La valeur critique de la valeur de l'inductance est :

$$L_{\text{critique}} = \frac{R}{2} T (1 - \alpha) \quad \text{eq14}$$

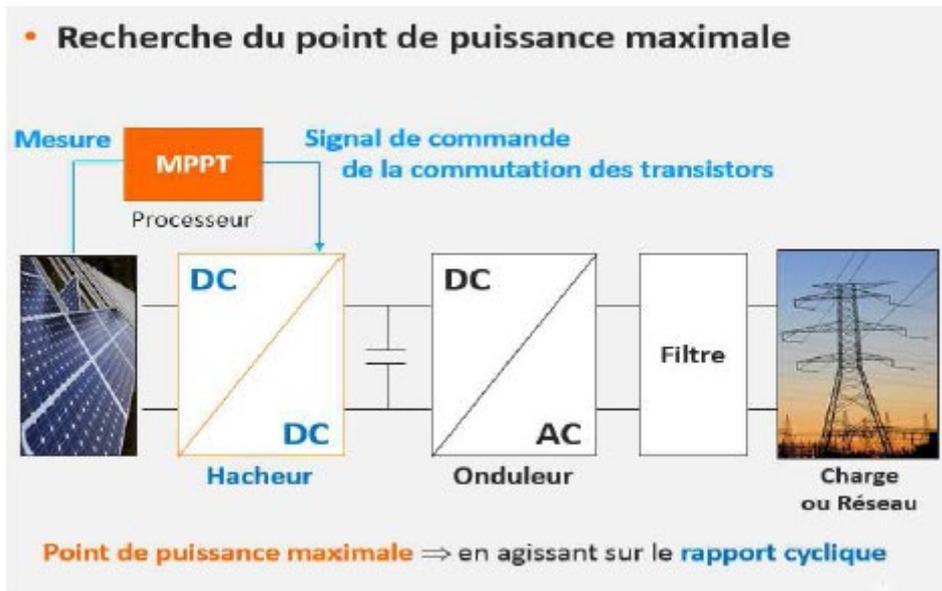
Si $L \geq L_{\text{critique}} \Rightarrow$ le mode de fonctionnement est le mode CCM

- La valeur critique de la résistance est :

$$R_{\text{critique}} = \frac{2L}{(1 - \alpha) T} \quad \text{eq15}$$

Si $R \leq R_{\text{critique}} \Rightarrow$ le mode de fonctionnement est le mode CCM

III. Recherche du point de puissance maximale :



III-1 L'algorithme de commande MPPT.

Le principal souci dans une installation photovoltaïque c'est de poursuivre le point maximum de puissance et de permettre ainsi au système d'être le plus rentable du possible. C'est dans ce sens que plusieurs techniques ont vu le jour depuis 1968 date de publication de la première loi de commande de ce type, pour commander l'étage d'adaptation en vue de pousser le système à fonctionner au point (V_{ppm} , / I_{ppm}).

Les techniques les plus abordées dans la littérature sont :

Hill Climbing Algorithms :

- Perturb & Observ.
 - dp/dv Feedback Control.
 - Incremental Conductance.
 - Algorithms Adaptive.
-
- Fuzzy Logic Control.
 - Neural networks.
 - Current Sweep Method.
 - Direct Method.

III- 2-1 / L'algorithme Perturber et Observer (P&O).

Comme son nom l'indique, cet algorithme est basé sur la perturbation du système à travers l'augmentation ou la diminution de la tension ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur CC-CC, puis par l'observation des effets de ces perturbations sur la puissance de sortie du panneau, voir figure II-22.

Le principe de cette commande consiste à perturber la tension V d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure ci-dessous. On peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V engendre un accroissement de la puissance P , 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 $P(V)$, 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 [32].

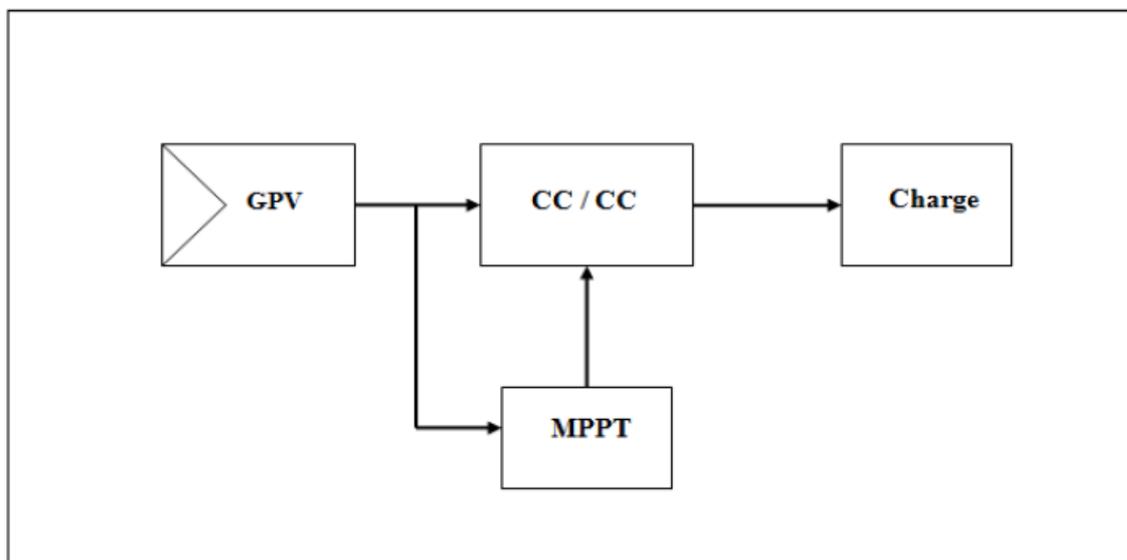
Dès que le PPM est atteint, la tension oscille autour de la tension idéale V_{ppm} . Cette oscillation cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas de la perturbation. Un compromis devrait être trouvé entre les pertes en puissance et la rapidité de réponse de l'algorithme. Si la largeur du pas est grande, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues. Si la largeur du pas est très petite les pertes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation. La valeur pour la largeur idéale du pas dépend du système, elle doit être déterminée expérimentalement. [28]

Le principe de chacune de ces méthodes a été explicité dans les documents [30] et [31]. Ce qui différencie ces techniques les unes des autres c'est la complexité, le nombre de capteurs requis, la vitesse de convergence, le coût, le rendement et le domaine d'application.[28]

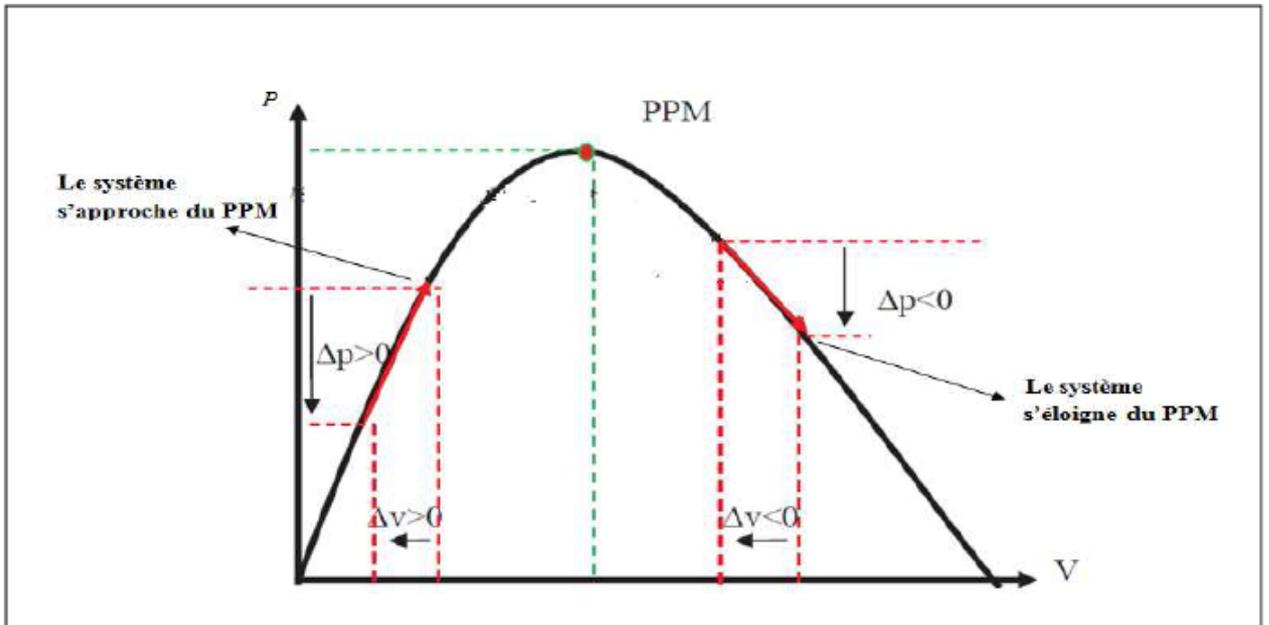
III-2 Principe générale de la commande MPPT.

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelles que soient les conditions météorologiques (température et éclairage), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{ppm} , I_{ppm}) [29].

L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur CC / CC. L'algorithme de commande MPPT utilise, selon son type, des paramètres captés du GPV. La figure ci-dessous montre ce schéma de principe.

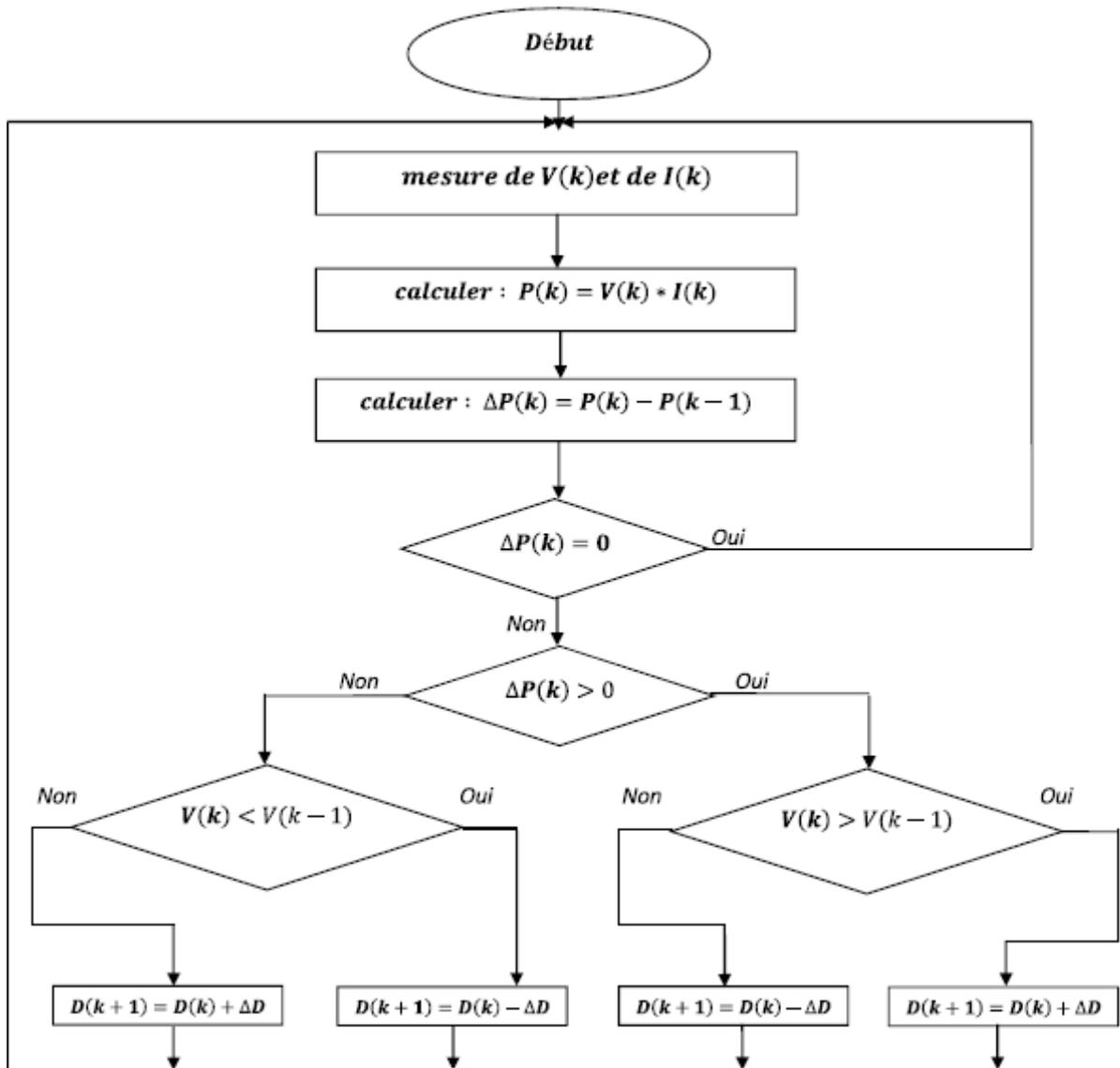


Chaîne de conversion avec une commande MPPT.



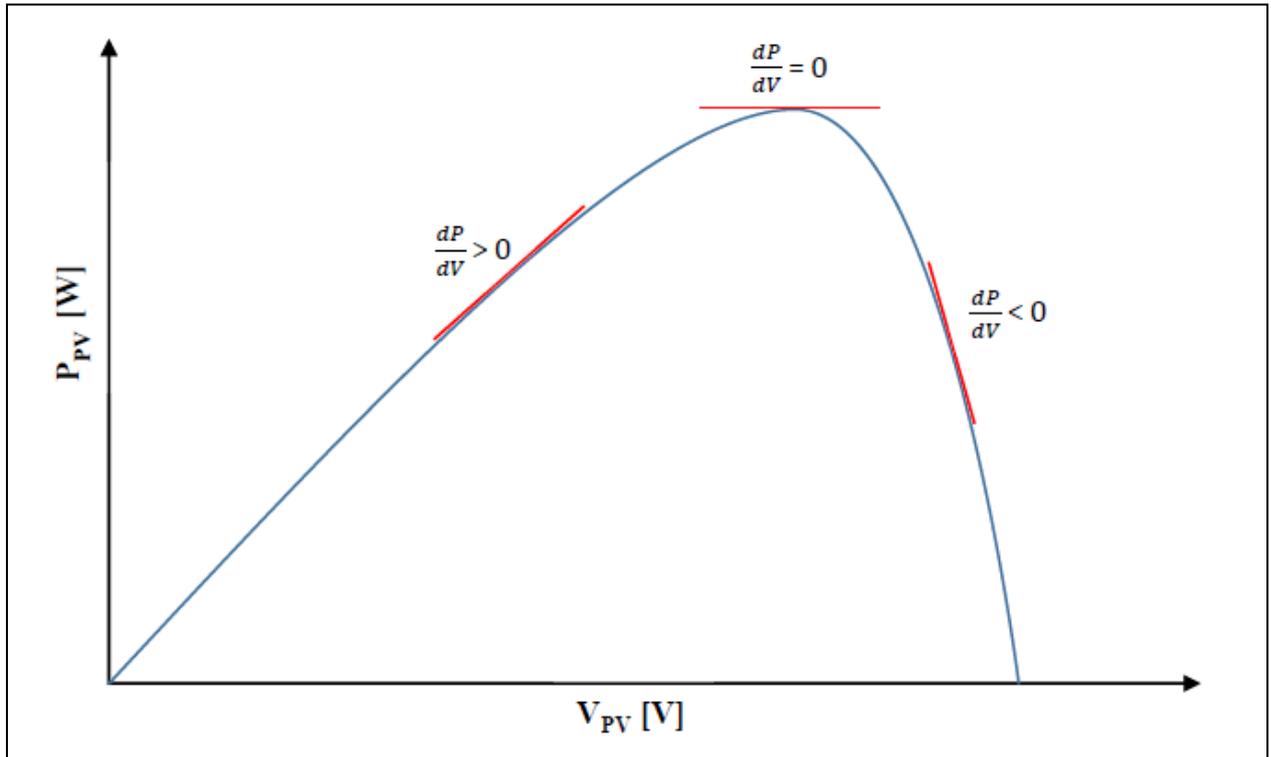
Caractéristique de fonctionnement de la méthode de P&O. [28]

L'organigramme de la méthode P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle est montré dans la figure suivante.

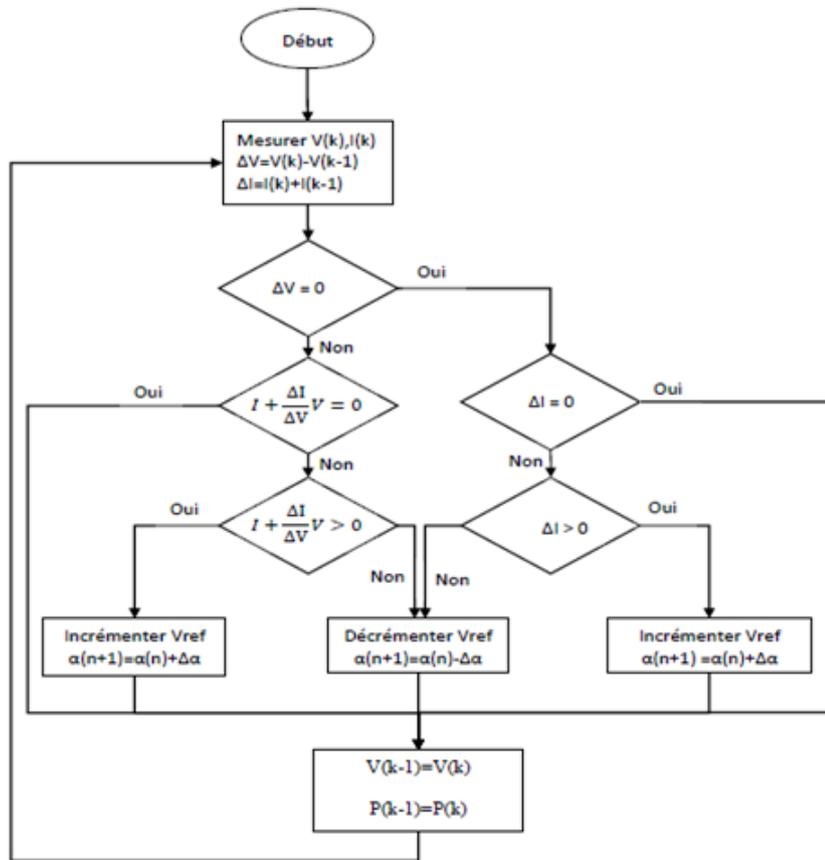


III- 2-2 / L'algorithme Conductance Incrémentale.

Cette méthode est basée sur le fait que la pente de la courbe caractéristique de puissance du panneau est nulle au MPP, positive à gauche et négative à droite. Figure ci-dessous



L'algorithme de la conductance incrémental est montré ci-dessous :



Références Bibliographiques

[1] Dr. Ing. Dhaker ABBES « Intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques Introduction au Smartgrids » Enseignant-Chercheur Co-responsable du domaine ESEA : Energie, Systèmes Electriques et Automatisés Membre de l'Equipe RESEAUX (L2EP) Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI-Lille, France

[2] Vincent COURTECUISSÉ « Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique. » **thèse de doctorat** Ecole doctorale n° 432 : Sciences des Métiers de l'Ingénieur Art et métier paristech.2008

[3] Cours Moodle univ M'sila Mr Benhamadouche Abdelouhab