

III.1 Introduction

Selon leurs applications, les convertisseurs de puissance sont choisis en configuration et en dimensionnement suivants plusieurs paramètres qui varient suivant la technologie du moment.

Dans le contexte de ce travail, et comme la source initiale est continue et l'énergie électrique sera injecté au réseau alternatif, nous aurions besoin d'une conversion DC/AC. Pour assurer une utilisation optimale de notre système, l'un doit maximiser la puissance PV convertie en utilisant l'une des techniques MPPT connue et adaptées à notre étude[10].

On a opté pour une variante simple dans laquelle l'MPPT est assurée par un premier convertisseur DC/DC et la commande d'injection d'énergie au réseau est assurée par un deuxième convertisseur DC/AC lequel est un convertisseur deux-niveau. Ces deux fonctions peuvent être intégrées si le cahier des charges l'exige.

Une synthèse des principales topologies des convertisseurs DC/DC (Hacheurs dédié à l'MPPT) et DC/AC (onduleur).

III.2 Raccordement des installations photovoltaïque au réseau public de distribution électrique à basse tension

Les installations photovoltaïques de plus de *10 KVA* peuvent être raccordées en BT ainsi que en MT.

Une installation PV est considérée par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) comme une unité de production décentralisée. Comprenant au moins un générateur qui produit de l'électricité et dont l'appel de production n'est pas coordonné de manière centralisée. La demande de raccordement doit être introduite auprès du GRD.

III.3 Exigences vis-à-vis des producteurs d'énergie PV

Le producteur devra communiquer au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire, les éléments justificatifs attestant:

- L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension et de fréquence rencontrées sur le réseau public de distribution d'électricité et sans limitation de durée.

- L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteint des valeurs exceptionnelles et pendant des durées limitées.[14]

III.3.1 Principaux impacts générés par les installations photovoltaïques

III.3.1.1 Elévation locale du niveau de tension

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau figure III.1. Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Cela implique de la part du GRD (gestionnaire de réseau de distribution) de faire un choix en termes de gestion du plan de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges.

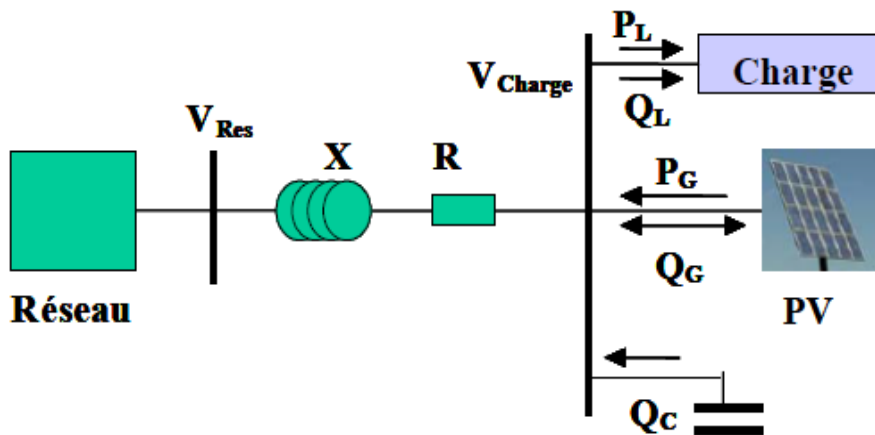


Figure III.1 :Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV.

Sur un réseau de distribution en présence d'installations PV, la chute de tension ΔV entre le réseau amont et le point de raccordement d'une installation PV via une ligne figure III.1 est déterminée par la formule:

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L + Q_C)}{V} \tag{III.1}$$

R, X : sont la résistance et la réactance totale de la ligne.

P_G, Q_G : sont les puissances active et réactive fournies par PV.

P_L, Q_L : sont les puissances active et réactive de consommation.

Q_C : est la puissance réactive du dispositif de compensation.

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique $R \gg X$.

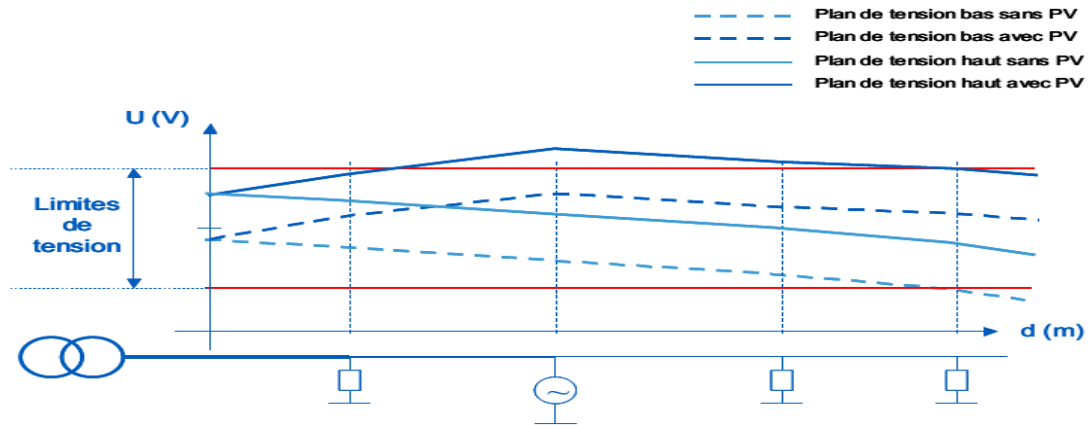


Figure III.2 :Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV.

III.3.2 Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont[13]:

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance.
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.[15]

III.4 Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque

La conversion de puissance peut contenir les deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC. Dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux, le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse réaliser un courant sinusoïdal à la tension du réseau figure III.3. Les convertisseurs sont reliés par un bus DC. Les fonctions demandées par les applications PV peuvent ici être réparties entre les deux convertisseurs [16].

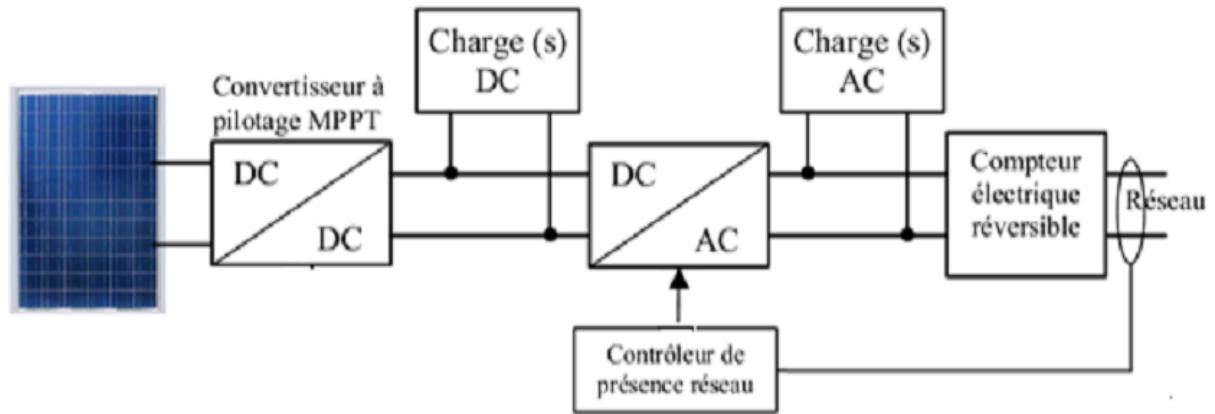


Figure III. 3 :Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque.

III.4.1 Convertisseurs DC/DC pour les systèmes photovoltaïques

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques continu-continu permettant de générer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension fixe. Ils se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance dans le cas idéal, c'est pour cette raison que les hacheurs ont de bons rendements.

Le commutateur du convertisseur est commandé par un signal PWM (Pulse Width Modulation) ou MLI (Modulation Largeur d'Impulsion), avec une fréquence de commutation f_s fixe et un rapport cyclique α variable. La figure III.4 montre le signal de commande PWM du commutateur. D'abord on ferme le commutateur pendant un temps de fermeture égal à αT_e , ensuite on l'ouvre durant un temps d'ouverture égal à $(1-\alpha)T_e$, où [17]:

- T_e est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$.
- α est le rapport cyclique du commutateur $\alpha \in]1, 0[$.

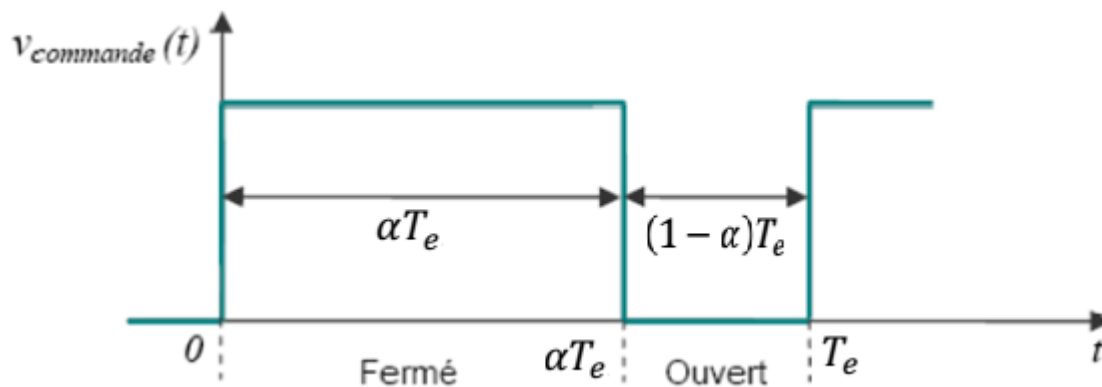


Figure III.4 :Tension de commande (PWM) du commutateur durant une période de commutation.

III.4.1.1 Les types des convertisseurs DC-DC

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont [18]:

- Les éleveurs (BOOST) dans lesquels $V_s > V_e$.
- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels $V_s > V_e$.
- Il y a aussi un type (BUCK-BOOST), mélange entre les deux présidant s'est le « flyback », car V_s est inversée par rapport à V_e .

III .4.1.2 Modélisation d'un hacheur éleveur « Boost »

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage)[19].

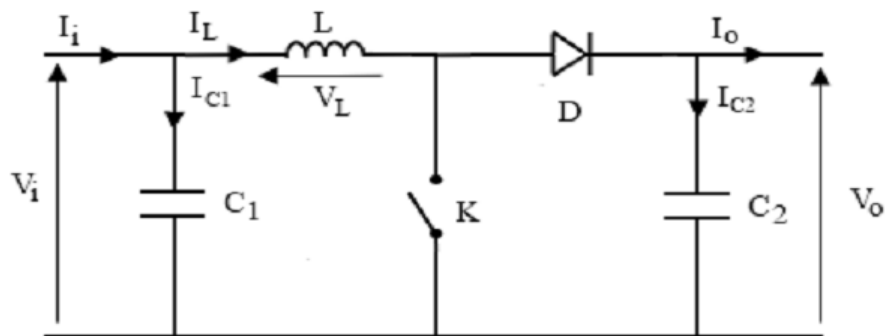


Figure III. 5:Schéma électrique d'un BOOST.

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_K = V_o$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [20]:

$$V_o(1 - \alpha) = V_i \quad (\text{III.2})$$

- **Modèle mathématique équivalent :**

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la figure III.6, présente le circuit équivalent du BOOST lorsque K est fermé c.-à-d. entre $[0, \alpha T_e]$ [21].

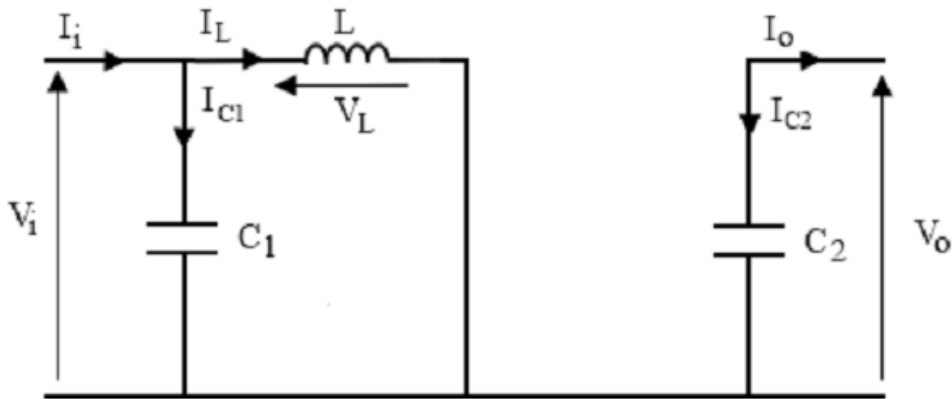


Figure III.6 : Schéma équivalent du hacheur survolteur à $d \in [0, d T_e]$.

L'application des lois de Kirchoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

$$I_{C1}(t) = C1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{III.3}$$

$$I_{C2}(t) = C2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{II.4}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_i(t) \tag{II.5}$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du BOOST est le suivant:

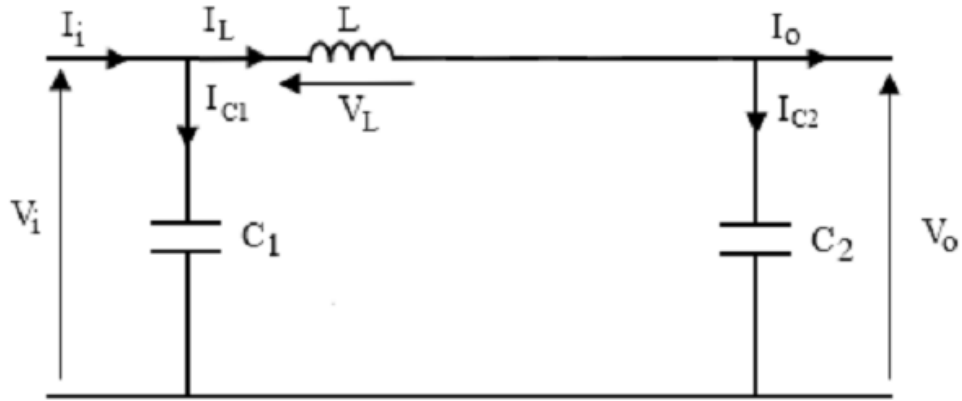


Figure III.7 :Circuit équivalent d'un hacheur survolteur à $t \in [\alpha T_e, T_e]$.

$$I_{C1}(t) = C1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I(t) - I_L(t) \tag{III.6}$$

$$I_{C2}(t) = C2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \tag{III.7}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \tag{III.8}$$

III.5 Principe de la Recherche du MPPT

La figure III.8 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge.

, à l'aide d'un signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le GPV peut fournir. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour recherche le MPP. En générale, il basé sur la variation du rapport cyclique du CS en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du GPV) jusqu'à se placer sur le MPP.

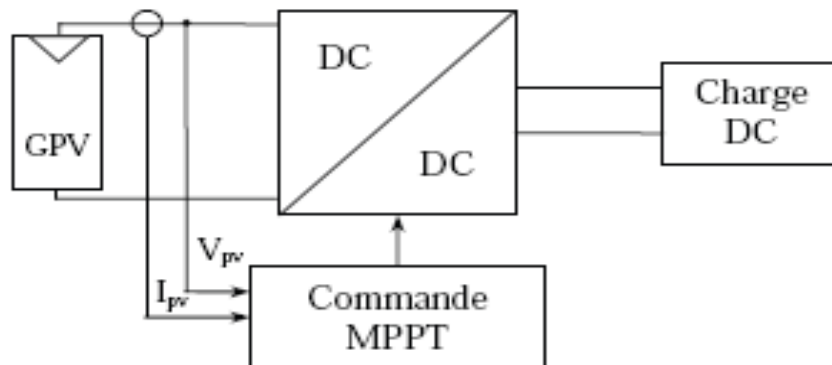


Figure III. 8:Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC [14].

II.5.1 La technique de commande de L'MPPT

La poursuite de point de puissance maximale (MPPT) (The maximum power point tracker) est nécessaire pour extraire le maximum de puissance du module PV. En général, un convertisseur DC/DC est placé entre la PV et la charge, et en faisant varier le rapport cyclique du point de fonctionnement [21].

III.5.2 Les méthodes de poursuite du point de puissance maximale

- Algorithme de la tension constante (CV, Constant Voltage).
- Algorithme du Courant constant (Constant Current).
- Algorithme MPPT basé sur le modèle.
- Algorithme Perturbation et Observation (P&O).
- Algorithme de l'Incrémentation de la Conductance (IC).

On a choisi la commande Perturbe and Observe et l'Incrémentation de la Conductance.

III.5.2.1 Principe des commandes "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 ainsi, comme l'illustre la figure III.9, 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.

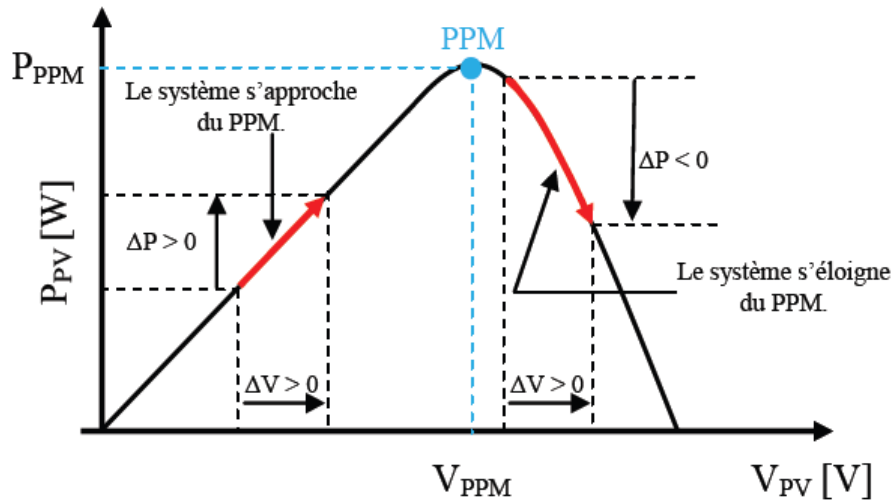


Figure III. 9:Caractéristique (P_{pv}, V_{pv}) d’un panneau solaire [22].

La figure III.10 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.[23]

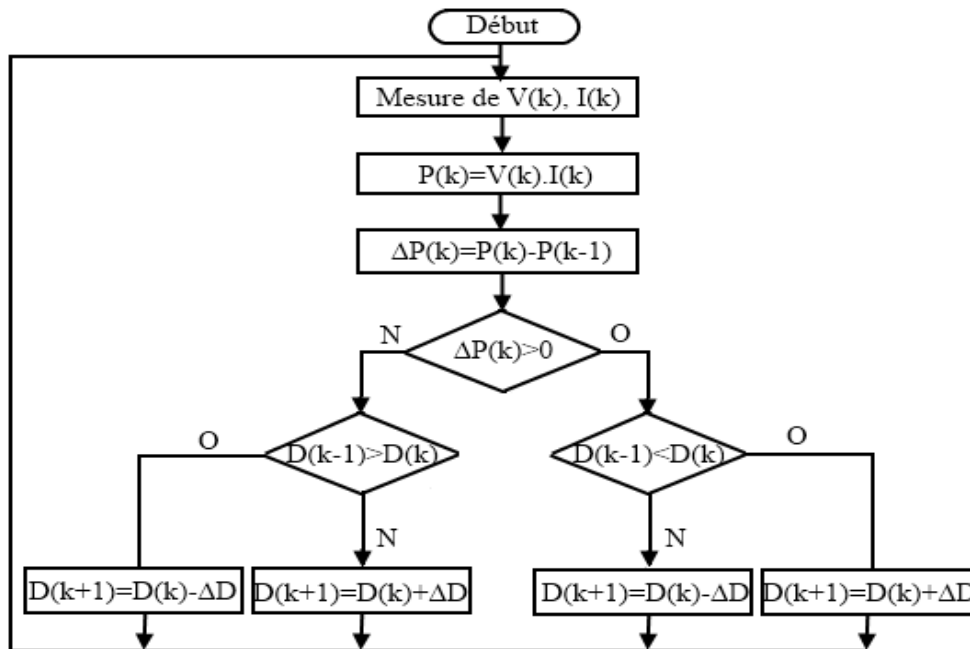


Figure III.10:Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation.

III.5.2.2 Principe des commandes incrémentation de la conductance

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 [22-24]. Ainsi, la conductance du module Photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (\text{III.9})$$

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

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{III.10})$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du module (PPV) par rapport à la tension (VPV) 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. Permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dppv}{dV_{pv}} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dppv}{dV_{pv}} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- $\frac{dppv}{dV_{pv}} < 0$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

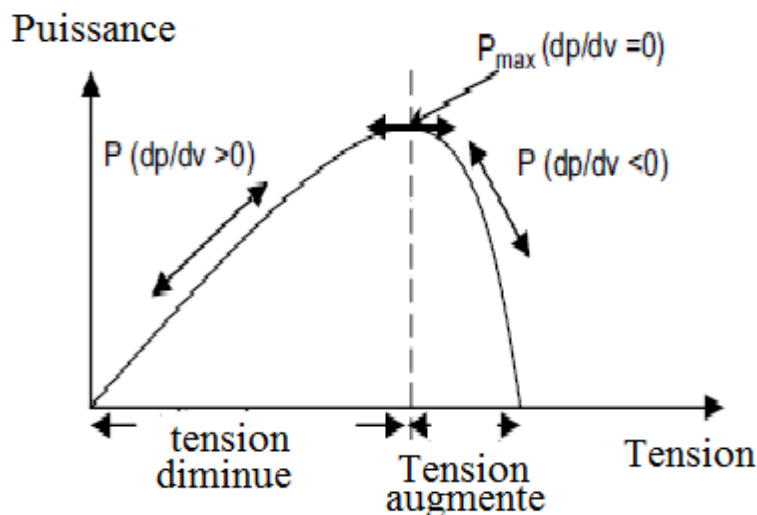


Figure III.11: Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de dP_{PV}/dV_{PV} sur la caractéristique de puissance

Le lien entre la conductance donnée par l'équation (III.9) et la dérivée de la puissance $dPPV/dVPV$ peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dPPV}{dVPV} = \frac{d(IPV*VPV)}{dVPV} = IPV + VPV * \frac{dIPV}{dVPV} + VPV \frac{dIPV}{dVPV} \quad (III.11)$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance Comme celles données par la dérivée de puissance

- Si $\frac{dIPV}{dVPV} > \frac{-dIPV}{dVPV}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,

- Si $\frac{dIPV}{dVPV} = \frac{-dIPV}{dVPV}$, le point de fonctionnement est sur le PPM,

- Si $\frac{dIPV}{dVPV} < \frac{-dIPV}{dVPV}$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance (IPV/VPV) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta IPV/\Delta VPV$), comme l'illustre l'algorithme de la figure (III.12). 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 $VOPT$. Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ΔIPV . 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. [24]

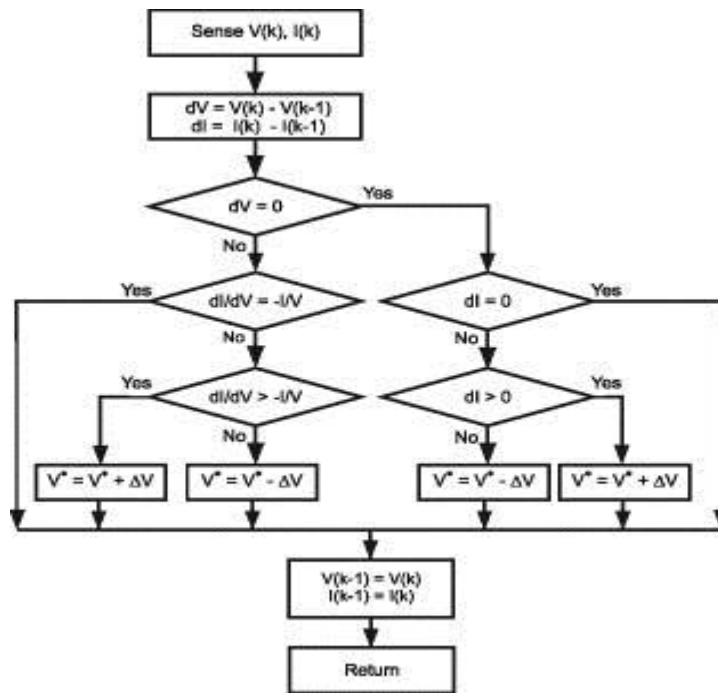


Figure III.12: Organigramme de l’algorithme l’Incément de Conductance.

III.6 Convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques

III.6.1 Les onduleurs

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l’énergie de type continue, en une énergie alternative. La forme de la tension de la sortie de l’onduleur doit être plus proche d’une sinusoïde (l’allure sinusoïdale), c’est que le taux d’harmonique soit très faible, et ça dépend essentiellement à la technique de commande utilisée.

III.6.1.1 Structure d'onduleur

La figure III.13 présente un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d’un transistor (IGBT) et d’une diode en antiparallèle. Le stockage de l’énergie du côté continu se fait par l’intermédiaire d’un condensateur C_{dc} de tension U_{dc} [25], ou à deux condensateurs avec un point milieu (C_{dc1}, C_{dc1}), [16]. Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (L_r, R_r) employé pour connecter l’onduleur de tension au réseau.

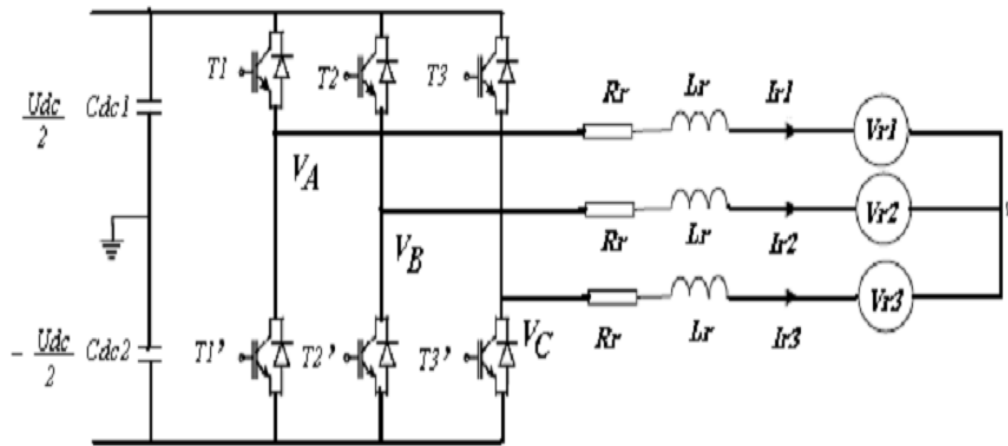


Figure III. 13 :Onduleur de tension triphasé [24].

En pratique, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire: la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En réalité, le mode, où les semi-conducteurs d'un même bras sont tous les deux fermés, n'existe que durant les commutations.

Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse des commutations instantanées, ce mode de fonctionnement ne sera pas pris en compte et par conséquent, aucun risque de court-circuiter le condensateur n'est à craindre[28].

III .6.2 Commande MLI

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant [27].

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue d'un découpage à fréquence f_d) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence f_s) à fréquence beaucoup plus basse [25].

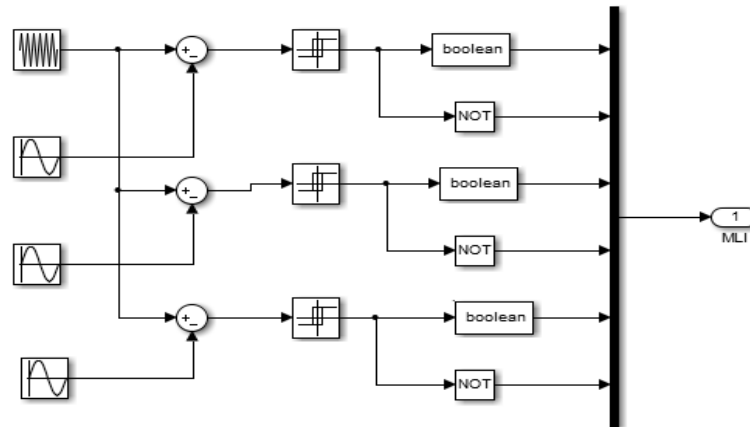


Figure III. 14: Schéma de simulation d'une commande MLI.

III.7 Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, le MPPT, la topologie); cette modélisation est une étape essentielle qui permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constitutants. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPPT, afin de minimiser au maximum les pertes en énergie produite.