

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI OUZOU



**Faculté de Génie Electrique et d'Informatique
Département d'Electrotechnique**

MEMOIRE De Magister

**Pour l'obtention du Diplôme de Magister en électrotechnique
Par**

ABBASSEN Lyes

Option : MACHINES ELECTRIQUES

Thème

**Etude de la connexion au réseau électrique
d'une centrale photovoltaïque**

Soutenue le 05/05/2011

JURY

**S.HADDAD (Pr. U.M.M.T.O)
N.BENAMROUCHE (Pr. U.M.M.T.O)
R.MANSOURI (M.C A. U.M.M.T.O)
M.RACHEK (M.C A. U.M.M.T.O)**

**President
Rapporteur
Examination
Examination**

2010/2011

SOMMAIRE

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I – Production d’électricité par le solaire photovoltaïque.....	5
I.1.Introduction	5
I.2. Les moyens de productions d’énergie.....	5
I.2.1 Les piles à combustibles (PAC).....	5
I.2.2. Les moteurs à combustibles fossiles.....	6
I.2.3. Les panneaux solaires	6
I.2.4. Les éoliennes.....	7
I.3. Le solaire photovoltaïque.....	8
I.3.1. Aperçu de la ressource.....	8
I.3.2. Aspects géométriques.....	10
I.3.2.1 Mouvements de la Terre.....	10
I.3.2.2. Mouvement apparent du Soleil.....	11
I.4.Modèle du rayonnement solaire	13
I.4.1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal.....	13
I.4.2. Rayonnement solaire sur un plan incliné.....	14
I.5. La production photovoltaïque.....	16
I.5.1. Généralités.....	16
I.5.2. le principe	16
I.5.3 Propriété électriques des cellules photovoltaïques	18
I.5.4. Caractéristiques d’une cellule photovoltaïque.....	20
I.6. Le module photovoltaïque	24
I.6.1. Architecture classique d’un générateur photovoltaïque.....	24
I.6.1.1 Regroupement des cellules en séries.....	24
I.6.1.2 Regroupement des cellules en parallèle.....	26
I.6.1.3 Regroupement des cellules (série et parallèle).....	27
I.6.2 Influence des paramètres interne et externe sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) d’une cellule photovoltaïque.....	29

I.6.2.1 paramètres internes.....	29
I.6.2.1.1 Influence de la résistance série et parallèle.....	29
I.6.2.2 paramètres externe.....	30
I.6.2.2.1 Influence de l'ensoleillement et de la température	30
I.7.Conclusion.....	33
 Chapitre II -Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	34
II.1. Introduction.....	34
II.2. Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques.....	39
II.3. Technologies des onduleurs couplés au réseau.....	37
II.3.1. Onduleurs modulaires (module inverter).....	47
II.3.2. Onduleurs centralisés (central inverter).....	37
II.3.3. Onduleurs "String" - ou"de Rangée"	38
II.4. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	38
II.4.1 Centrales de petite taille ($P_w=1$ à 10 kWc).....	38
II.4.2 Centrales de taille moyenne ($P_w=10$ à 100 KWc).....	38
II.4.3. Centrales de grande taille ($P_w\geq 500\text{KWc}$).....	39
II.5. Les différents types de système photovoltaïque	39
II.5.1. Structure générale d'un système photovoltaïque	39
II.5.2. Systèmes PV connecté directement au réseau	40
II.5.2.1. Structure à convertisseur unique.....	40
II.5.2.2. Structure avec bus à base tension alternative.....	40
II.5.3. Système a bus continu intermédiaire	41
II.5.3.1. Structure avec convertisseur forward.....	41
II.5.3.2. Structure avec convertisseur de type fly-back.....	42
II.5.3.3. Structure avec hacheur et onduleur.....	43
II.5.4. Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage.....	43
II.5.5. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie.....	44
II.6. Configuration des Systèmes PV.....	45
II.6.1. Onduleur central (Central-plant inverter).....	45
II.6.2. Hacheur (Multiple-string dc-dc) avec un onduleur.....	46

II.6.3. Onduleur Multiple-string.....	46
II.6.4. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)	47
II.7. Caractéristiques des onduleurs compatible avec le réseau.....	48
II.8. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau.....	48
II.9. Conditions techniques d'interconnexions.....	48
II.9.1. Raccordement.....	48
II.9.2. Jugement de conformité.....	49
II.9.3. Accord de raccordement.....	49
II.9.4. Dispositif de coupure.....	50
II.9.5. Dispositif de protection.....	50
II.9.6. Couplage.....	51
II.9.7. Compensation avec Batteries de condensateurs.....	51
II.9.8. Harmoniques et inter harmoniques.....	52
II.9.9. Protection contre l'injection de courant continu.....	52
II.10. Perturbations des réseaux électriques.....	52
II.10. 1. Creux et coupure de tension.....	53
II.10. 2. Variations et fluctuations de la tension.....	54
II.10.3. Déséquilibre du système triphasé.....	55
II.10.4. Fluctuation de la fréquence.....	55
II.10.5. Harmoniques et inter-harmoniques.....	56
II.11. Conclusion.....	56

Chapitre III: Convertisseurs d'électronique de puissance pour les systèmes photovoltaïques.....

Introduction.....	57
III.2. Convertisseurs DC/DC.	57
III.2.1. Le hacheur dévolteur (Buck).....	58
III.2.2. Le hacheur survolteur (Boost).....	61
III.2.3. Le convertisseur Buck-Boost	62
III.3. Commande (MPPT) des convertisseurs DC/DC.....	64
III.3.1. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC.....	64

III.3.2. Méthode de poursuite du point de puissance maximale.....	65
III.3.2.1. Méthode de la dérivée de la puissance.....	65
III.3.2.1.1. Méthode de la perturbation et l'observation la (P&O).....	66
III.3.2.1.2. Méthode par incrémentation de conductance	67
III.3.2.2. Méthodes à contre réaction de la tension.....	68
III.3.2.2.1. Méthode à tension de référence fixe.....	69
III.3.2.2.2. Méthode MPPT avec mesure de la tension à vide du panneau.....	69
III.3.2.2.3. Méthode MPPT avec cellule pilote.....	70
III.3.2.3. Méthode avec contre réaction du courant.....	70
III.4. Modélisation et commande des convertisseurs (<i>DC-DC</i>).....	71
III.4.1. Asservissement de la tension.....	71
III.4.2. Fonction de transfert des convertisseurs.....	72
III.4.3. Hacheur réversible en courant.....	72
III.5. Le stockage de l'énergie.....	73
III.5.1. Choix de la technologie.....	73
III.5.2. Les caractéristiques d'une batterie au plomb.....	75
III.5.2.1. La tension.....	75
III.5.2.2. La capacité.....	75
III.5.2.3. La résistance interne.....	75
III.5.2.4. L'autonomie.....	76
III.6. Convertisseurs DC/AC.....	76
III.6.1. Principes de la conversion DC/AC d'un onduleur photovoltaïque.....	76
III.6.2. Types d'onduleurs.....	76
III.6.2.1. Onduleur à onde sinusoïdale.....	76
III.6.2.2. Onduleur à onde carrée.....	77
III.6.2.3. Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale.....	77
III.7. Etude de la partie contrôle et la commande.....	77
III.7.1. Onduleur de tension.....	77
III.7.2. Introduction à la stratégie de commande.....	78
III.7.3. Commande de l'onduleur.....	79
III.7.3.1. Commande par hystérésis.....	79

III.7.3.2. Commande par MLI.....	80
III.7.4. Régulateur proportionnel-Integral.....	82
III.7.4.1. Régulateur PI avec compensation de pôle.....	83
III.7.4.2. Régulateur (<i>PI</i>) sans compensation de pôle.....	84
III.8. Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau	85
III.8.1. PLL triphasé dans le domaine de Park.....	85
III.8.2. Elaboration et réglage des correcteurs d'une PLL triphasée.....	86
III.9. Conclusion.....	87

Chapitre IV. Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....88

IV.1. Introduction.....	88
IV.2. Système photovoltaïque Proposé	90
IV.2.1. Présentation de la structure du système photovoltaïque.....	90
IV.3. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque.....	96
IV.3.1. Modélisation du générateur (<i>GPV</i>)	96
IV.3.2. Simulation du générateur (<i>GPV</i>) à éclairement et température constante.....	99
IV.3.3. Simulation du générateur (<i>GPV</i>) à éclairement et température variable.....	100
IV.3.3.1. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$)	100
IV.3.3.2. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($P_v - V_p$)	101
IV.3.3.3. L'influence de la température sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$)	101
IV.3.3.4 L'influence de la température sur la caractéristique ($P_v - V_p$)	102
IV.4. Modélisation et simulation du hacheur survolteur (<i>Boost</i>).....	103
IV.4.1. Méthodes à contre réaction de tension.....	103
IV.4.2. Modélisation du hacheur survolteur.....	103
IV.5. Modèle mathématique de batteries de stockage.....	109
IV.6. Modélisation et commande de l'onduleur de tension.....	111
IV.6.1. Modélisation.....	112
IV.6.2. Principe de la commande a <i>MLI</i>	113
IV.7. Modélisation de l'interface réseau.....	114

IV.7.1. Modélisation du filtre LC et la charge ($R_c L_c$).....	115
IV.7.1.1. Fonction de transfert du filtre.....	115
IV.7.1.2. modèle d'état de l'ensembles (onduleur, filtre LC et la charge ($R_c L_c$)).	115
IV.8. Simulation du système commandé par (MLI) sinus-triangle	120
IV.9. l'interface de raccordement au réseau électrique.....	124
IV.9.1. Simulation de la PLL avec matlab-simulink.....	125
IV.9.2. Commande de l'interface de connexion au réseau.....	126
IV.9.2.1. Méthode Watt-Var Découplé.....	126
IV.9.2.2. Régulation de la tension continue.....	130
IV.9.3. Schéma synoptique de connexion au réseau	131
IV.9.4. Schéma globale de simulation sous matlab-simulink	132
IV.9.5. Résultats de simulation.....	132
IV .10. Conclusion.....	135
Conclusion générale.....	136

Introduction générale

La consommation d'énergie, durant le siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voir amplifier cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques. Les gisements de ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. 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 de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. En outre les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel. Aujourd'hui, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec des énergies fossiles du point de vue coût et performance de production. Cependant, leurs systèmes de conversion en électricité sont encore des systèmes trop chers, et présentent quelques déficiences importantes en rendement et en fiabilité, mais pour cela, bien qu'il existe énormément de travaux de recherches prouvant la fiabilité de ces sources comme l'énergie photovoltaïque (PV), et l'énergie éolienne.

L'énergie solaire photovoltaïque 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) 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 donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milliwatts au mégawatt, elle reste encore à un stade peu connu et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause du coût trop élevé des capteurs. De plus, plusieurs problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Les problèmes concernent autant le matériau de conversion photovoltaïque, qui reste cher à synthétiser, que la chaîne de conversion électrique, qui présente beaucoup de pertes lors d'une utilisation mal adaptées. Plusieurs lois de commande spécifiques ont été développées, permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque afin d'assurer un meilleur rendement de conversion.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à l'énergie photovoltaïque qui est potentiellement une source d'énergie inépuisable et relativement plus acceptable pour notre environnement. De plus, l'évolution des coûts à long terme, à la hausse pour les énergies non renouvelables et à la baisse pour le photovoltaïque, en fera un partenaire concurrentiel pour alimenter les réseaux dans quelques années.

C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain, et dont la puissance installée varie entre quelques kW et quelques centaines de kW.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 10%) sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m^2 ; (10–12) m^2 de panneaux photovoltaïques sont nécessaires pour fournir 1kW crête.

Ce rendement faible ainsi que le coût élevé des panneaux, a incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur photovoltaïque. Ce maximum est généralement obtenu en assurant une bonne adaptation entre le générateur et le récepteur associé. Cette adaptation est effectuée à l'aide de convertisseurs statiques contrôlés pour différents modes de fonctionnement.

Le producteur d'énergie électrique doit dimensionner les systèmes de production, de transport et de distribution de façon à pouvoir livrer à chaque instant une qualité

d'énergie électrique fiable, donc en l'occurrence observer une onde de tension sinusoïdale et continue, caractérisée par sa fréquence et sa tension nominale et sa phase.

Notre objectif dans ce présent travail est l'étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque, réalisé en quatre chapitres et une conclusion générale:

Le premier chapitre décrit la nature de production d'énergie électrique et les principales caractéristiques de l'énergie solaire.

Le deuxième chapitre présente les généralités sur les centrales photovoltaïques connectées au réseau (*CPCR*) ainsi que les différentes méthodes de protection, de l'interconnexion et les causes des différentes perturbations harmoniques.

Le troisième chapitre traite de la modélisation et la commande des équipements d'électronique de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques, les différentes méthodes de recherche du point de puissance maximale ainsi que l'étude de la commande des onduleurs connectés au réseau.

Le dernier chapitre est consacré à la modélisation et à la simulation de la commande de la connexion d'un système de génération d'énergie au réseau électrique (un système photovoltaïque) via un onduleur à (*MLI*) d'une part, et alimentant une charge (*RL*) équilibrée d'autre part. La technique de commande par (*MLI*) a été appliquée, l'amplification de la tension du générateur photovoltaïque est assurée par un adaptateur d'impédance (hacheur survolteur), le réglage du bus continu offre la possibilité de gérer le flux des puissances au niveau du bus continu qui permet d'imposer une puissance de référence à transiter au réseau.

L'étude par simulation est effectuée sous l'environnement Matlab Simulink. Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Production d'électricité par le solaire photovoltaïque

I.1. Introduction

La libéralisation du marché d'électricité permet à tout producteur de vendre son énergie au distributeur, sous réserve d'une étude de faisabilité de raccordement préalable. A l'heure actuelle, l'Algérie ne dispose que d'une installation photovoltaïque (CDER) avec le réseau Sonelgaz. Dans les pays qui se sont dotés de politiques énergétiques claires et de mécanismes d'inter-financement pour favoriser les investissements privés, les grandes multinationales du secteur des services énergétiques telles que, Shell et BP-Amoco, ont investi des sommes considérables dans la fabrication des produits solaires dans le cadre de leur stratégie globale de diversification commerciale. Plusieurs pays industrialisés, tel le Japon, les Etats-Unis, L'Allemagne, la Suisse et L'Espagne (1^{ère} mondialement) ont lancé des programmes de développement du (PV) [14].

I.2. Les moyens de productions d'énergie (PDE)

Il existe plusieurs technologies matures de productions de l'énergie électrique raccordée au réseau de distribution. Celles-ci diffèrent cependant de par leur puissance ou encore de par le type de carburant qu'elles utilisent comme le gaz naturel, l'hydrogène, le diesel ou encore des énergies dites renouvelables comme le soleil ou le vent.

Ces technologies de productions se différencient également par leur méthode de raccordement au réseau. D'une part, il y a les (PDE) utilisant un alternateur synchrone ou asynchrone directement connecté au réseau, d'autre part celles utilisant un interfacement d'électronique de puissance, comme dans le cas des piles à combustibles ou des panneaux solaires [22].

I.2.1. Les piles à combustibles (PAC)

La pile à combustible (PAC) est un système de production permettant de convertir de l'énergie chimique en énergie électrique. Aucune masse tournante n'est présente dans ce système.

En effet, l'énergie est produite grâce à une réaction électrochimique comme dans le cas d'une pile classique. Cependant une (PAC), comme son nom l'indique, nécessite

l'apport d'un combustible pour fonctionner, l'hydrogène. Elle réalise donc une oxydation entre son carburant l'hydrogène et, son comburant l'oxygène.

Ce système n'émet aucun gaz à effet de serre et produit de l'eau ainsi que de l'électricité.

Grâce à cet avantage environnemental l'utilisation de ce système est envisagé pour diverses applications d'alimentation autonome, les plus citées étant l'alimentation de véhicules électriques propres, ainsi que la cogénération de chaleur et d'électricité. Les puissances disponibles de ce type de source varient en fonction de la technologie d'électrolyte considéré, de quelques kilowatts à quelques mégawatts [22].

I.2.2. Les moteurs à combustibles fossiles

Les turbines à gaz et les groupes diesel sont des moyens de production utilisant une génératrice synchrone pour transformer l'énergie mécanique en énergie électrique. Ce type de production est le plus souvent envisagé pour des cogénérations de quelques mégawatts [22].

I.2.3. Les panneaux solaires

Les photons présents dans le rayonnement solaire transportent l'énergie de celui-ci. Le principe d'une cellule photovoltaïque est donc de convertir cette énergie à travers un matériau semi-conducteur en énergie électrique. Ainsi, les propriétés diélectriques du semi conducteur, généralement du silicium, font que l'énergie solaire est captée entraînant la mise en mouvement d'électrons dans le matériau. La quantité de puissance produite par des panneaux solaires dépend donc des variations de l'ensoleillement ; cette production est donc intermittente et ne permet pas de fournir une puissance constante sans utiliser d'organe de stockage.

Les panneaux solaires sont de plus en plus utilisés dans le cadre d'utilisations résidentielles. Ces moyens de production sont limités en puissance par leur encombrement car en moyenne il faut 10m² de cellules photovoltaïques pour atteindre une puissance de 1kW. Ainsi elles conviennent parfaitement à la niche résidentielle ou pour les petites alimentations autonomes. La connexion au réseau électrique de ce type

de production est réalisée à l'aide d'un interfaçage d'électronique de puissance, cette connexion est surtout envisagée sur des réseaux BT [22].

I.2.4. Les éoliennes

Une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Pour se faire, l'énergie du vent est captée par les pales qui transforment l'énergie cinétique en couple mécanique que la génératrice convertit ensuite en électricité. De la même façon que précédemment, ce type de production est intermittent et ne permet pas de fournir une puissance constante. La puissance délivrée par une éolienne est de l'ordre du mégawatt et il est d'usage d'exploiter cette énergie en mutualisant les puissances fournies par plusieurs éoliennes voisines, on parle alors de « ferme » éolienne ou de « parc » éolien. Un parc éolien peut fournir une puissance de quelques mégawatts.

Plusieurs technologies existent pour les génératrices éoliennes. Ainsi il existe plusieurs possibilités de raccordement au réseau. Les génératrices asynchrones peuvent être raccordées directement au réseau, on parle alors de couplage direct où l'éolienne fonctionne à vitesse constante pour fournir un courant alternatif à la fréquence du réseau. Cependant, dans ce cas, cette solution n'autorise pas de contrôle efficace sur la tension puisque la puissance réactive de ce type de génératrice ne peut être régulée. Ainsi cette solution peut être couplée avec un système FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) de type SVC (Static Var Compensator) ou une batterie de condensateur pour garder un contrôle sur la tension. Les génératrices peuvent être également couplées au réseau via un étage d'électronique de puissance, ce couplage indirect est réalisé en deux étapes. Dans un premier temps un redresseur permettant de transformer le courant alternatif de la génératrice fonctionnant à vitesse variable en courant continu puis dans un deuxième temps un onduleur permettant de créer un courant alternatif à injecter sur le réseau [22].

Parmi ces différents moyens de production de l'énergie électrique, notre objectif dans ce mémoire est d'étudier la production d'électricité par le solaire photovoltaïque avec plus de détails dans les paragraphes qui suivent.

.

I.3. Le solaire photovoltaïque

L'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à des sources d'énergie renouvelables au premier rang desquelles l'énergie solaire. Les principales caractéristiques de l'énergie solaire ayant suscité l'intérêt qu'on lui a porté à l'époque étaient sa gratuité, sa disponibilité sur une grande partie du globe terrestre et l'absence de risque d'épuisement connue par les sources d'énergie fossile.

On s'est vite aperçu que l'énergie solaire, contrairement à une idée répandue, n'est pas tout à fait gratuite : son utilisation nécessite un investissement de départ souvent plus lourd que pour les sources d'énergie conventionnelles et beaucoup d'installations solaires sont aujourd'hui à l'arrêt faute de ne pas avoir prévu un budget pour la maintenance des équipements.

Toutefois, sans être totalement gratuite, l'énergie solaire présente des coûts de fonctionnement réduits et offre dans certains cas une alternative économiquement rentable par rapport aux sources d'énergie conventionnelles.

Le développement de l'utilisation de l'énergie solaire sera lié non seulement à ses avantages économiques (qui grandiront au fur et à mesure que les réserves d'énergie fossile diminueront) mais surtout à des considérations liées à la protection de l'environnement, pas de rejets polluants (fumées contenant du CO_2 et des NO_x par les centrales thermiques), pas de danger radioactif et de déchets encombrants (centrales nucléaires), possibilité de limitation de l'emploi des CFC (production de froid solaire par adsorption) [1].

I.3.1. Aperçu de la ressource

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de (1 391 000 km) (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de (2×10^{27} tonnes).

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermo-nucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde (564×10^6 tonnes) d'hydrogène en (560×10^6 tonnes d'Hélium), la différence de (4 millions de tonnes) est dissipée sous forme d'énergie ($E = m \times c^2$), ce qui représente une énergie totale de (36×10^{22} kW).

La Terre étant à une distance de $(150 \times 10^6 \text{ km})$ du Soleil, elle reçoit une énergie de $(1,8 \times 10^{17} \text{ W})$.

La valeur du flux de rayonnement solaire (E) reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne (E_o) est appelée la constante solaire, elle vaut ($E_o = 1353 \text{ W.m}^{-2}$) en première approximation, on peut calculer la valeur de (E) en fonction du numéro du jour de l'année (j) par :

$$E = E_o.[1 + 0.033.\cos(0.984.j)] \quad \text{.....(I.1)}$$

La Figure I.1 représente la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [1].

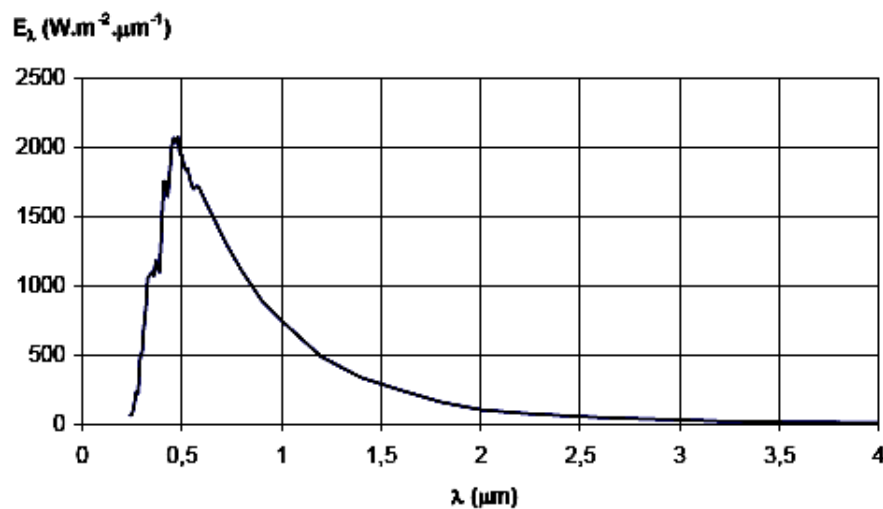


Figure I.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [1]

On note que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à $(4\mu\text{m})$. En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777K .

I.3.2. Aspects géométriques

Nous allons nous intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire [1].

I.3.2.1. Mouvements de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique.

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de $(149\,675 \times 10^6 \text{ km})$.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut $23^\circ 27'$. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés par la figure.I.2.

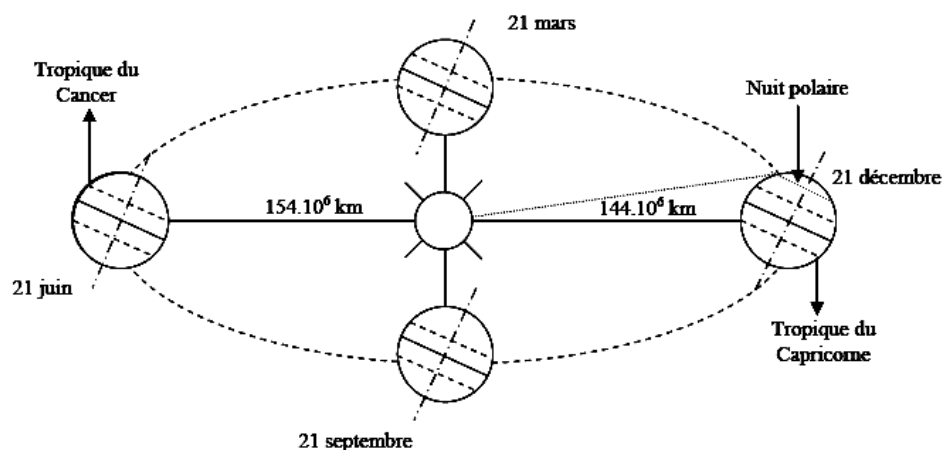


Figure I.2. Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil [1]

On appelle déclinaison (w) l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [1]:

$$w = 23,45^\circ \cdot \sin[0,980^\circ \cdot (j + 284)] \dots\dots\dots (I.2)$$

Où j est le numéro du jour de l'année.

I.3.2.2. Mouvement apparent du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure I.3

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - d)$.

La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

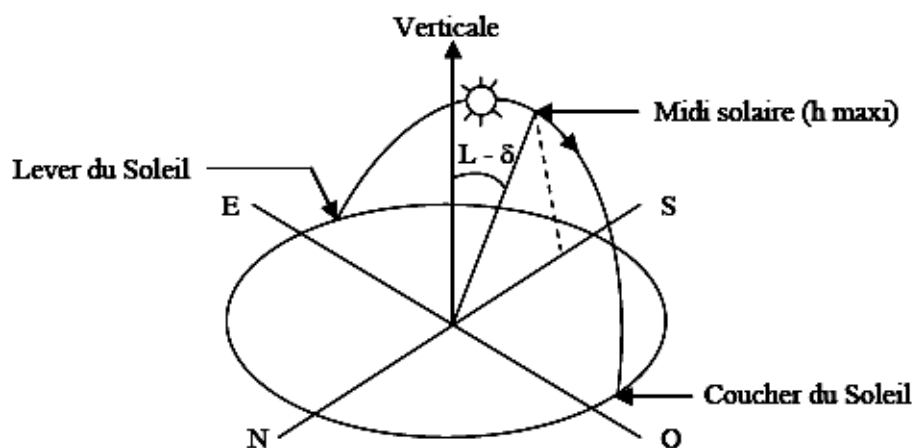


Figure I.3. Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L [1]

La latitude (L) et la date jours (j) servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure (TS) donne la position instantanée sur cette trajectoire.

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'heure solaire (TS) en fixant (TS) =12h lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « zénith »).

On définit également l'angle horaire (δ) par [1]:

$$\delta = 15^{\circ} .(TS - 12).....(I.3)$$

δ : est compté positivement l'après-midi.

La hauteur (h) du Soleil peut alors se déduire de la relation [1]:

$$\sin(h) = \sin(L) .\sin(\delta) + \cos(L) .\cos(\delta).....(I.4)$$

Et l'azimut a par la relation [1]:

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) .\sin(w)}{\cos(h)}(I.5)$$

Des diagrammes solaires tels que ceux présentés en annexe (A.1) peuvent également permettre une détermination rapide, en un lieu de latitude (L) donnée, des valeurs de (a) et (h) pour chaque heure (solaire) de la journée et chaque mois de l'année.

Afin d'obtenir l'angle d'incidence des rayons sur le capteur solaire, une représentation schématique (figure 4) nous permet de visualiser clairement les différents angles pris en compte dans l'étude du rayonnement arrivant sur le plan d'un capteur [13].

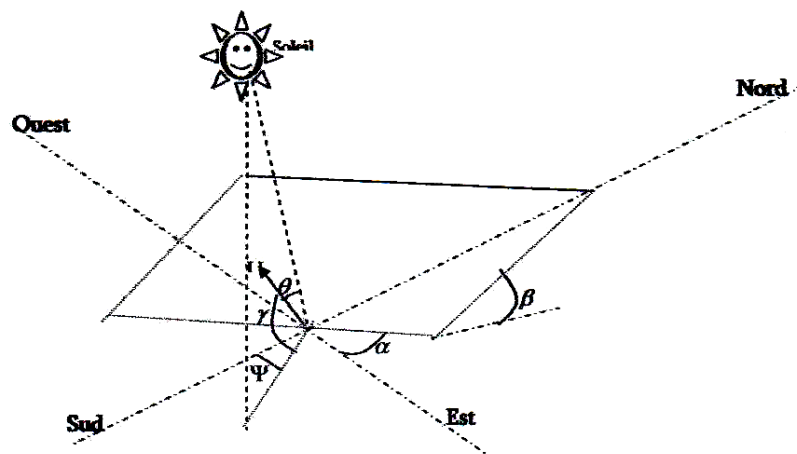


Figure I.4. Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné [13].

Les autres angles sont liés directement au positionnement du capteur, et permettent de corriger les pertes liées au trajet optique des rayons lors de la traversée de l'atmosphère, ils correspondent à [13]:

- **L'orientation (α)** : du capteur par rapport au sud, (0° au sud, 180° au nord, $+90^\circ$ à l'ouest et -90° à l'est. dans notre cas, cette variation est mise à zéro.
- **L'inclinaison (β)** : du capteur par rapport au sol ($0^\circ < \beta < 90^\circ$). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de 45° pour le second.
- **L'angle d'incidence (θ)** : des rayons solaires par rapport à la normal au capteur.

Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\cos(\theta) = \cos(\gamma) \cdot \sin(\theta) \cdot \cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta) \dots \dots \dots (I.6)$$

I.4. Modèle du rayonnement solaire (plan horizontal et plan incliné)

I.4.1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales [13]:

a) Rayonnement direct : Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant du disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i), nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct.

$$S_H(i) = 1367 \cdot C(j) \cdot \sin(h(i)) \cdot \exp\left(\frac{-T_L}{0.9 \times 9.41 \times M(i)}\right) \dots \dots \dots (I.7)$$

Avec

$S_H(i)$: Flux direct horizontal.

$C(j)$: La correction de la distance terre soleil.

$h(i)$: Hauteur du soleil.

T_L : Facteur de trouble.

$M(i)$: Nombre d'aire masse.

b) Rayonnement diffus : C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heure (i) est statistiquement donné par :

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) - \sin[h(i) - 2] \cdot \exp[-0.5 \cdot \log^2(\frac{T_c}{22 \cdot M(i)^{-0.65}})] \dots \dots (I.8)$$

c) Rayonnement réfléchi : C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ξ) ; $0 \leq \xi \leq 1$.

d) Rayonnement global (ϕ_G) : Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions directe, diffuse et réfléchie :

$$\phi_G = S + D + R \dots \dots (I.9)$$

I.4.2. Rayonnement solaire sur un plan incliné

Une surface inclinée par rapport à l'horizontale avec l'angle (B) reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi [13] :

a) Rayonnement direct : Soit un lieu de latitude (L) , le flux est défini par:

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(L - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w) + \sin(L - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w) + \sin(L) \cdot \sin(\delta)} \dots \dots (I.10)$$

R_b : Rapport de flux direct

S_B : Flux direct pour un plan d'inclinaison

S_H : Flux direct horizontal

w : Déclinaison du soleil.

δ : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné (B) :

$$S_B = R_b \cdot S_H \dots\dots (I.11)$$

b) Rayonnement diffus : Le flux à une inclinaison (B) et à l'altitude (L) captée par une surface orientée face au (Sud- Est) est donné par le modèle suivant :

$$D_b = D_H \cdot \left[F(i) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + (1 - F(i)) \cdot \frac{\cos \theta(i)}{\sin \theta(i)} \right] \dots\dots (I.12)$$

Avec

$$F'(i) = 1 - K_T(i) \cdot \left[1 - \frac{S_H}{G_H} \right] \dots\dots (I.13)$$

$$K_T(i) = \frac{[\theta_{GH}(i)]}{\theta(i)} \dots\dots (I.14)$$

$K_T(i)$: Coefficient de sérénité

$\theta(i)$: Angle d'incidence du rayon direct par rapport au rayon incliné.

c) Rayonnement réfléchi : La fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = \phi_{GH} \cdot \left[\zeta \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \dots\dots (I.15)$$

Avec

ϕ_{GH} : Flux global horizontal.

ζ : Albédo du sol.

d) Rayonnement global incliné : Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes :

$$\phi_{GB} = S_B + D_B + R_B \dots\dots (I.16)$$

On peut calculer le flux solaire global par la relation suivante pour un plan incliné d'angle (β)

$$\phi_{GB} = R \cdot \phi_{GH} \dots\dots (I.17)$$

R : Rapport du flux global.

$$R = \frac{\phi_{GB}}{\phi_{GH}} = \left(1 - \frac{D_H}{\phi_{GH}}\right) \cdot R_b + \frac{D_H}{\phi_{GH}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \zeta \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \dots \dots \dots (I.18)$$

Avec

R_b : Rapport du flux direct

En connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal, on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\phi_G = R \cdot \phi \dots \dots \dots (I.19)$$

I.5. La production photovoltaïque

I.5.1. Généralités

L'hélioélectricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium, mais ce n'est qu'en 1954, avec la réalisation des premières cellules photovoltaïques au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie.

Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leurs développements et les rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace.

Durant les années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et même devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologique, pompes et réfrigérateurs solaires.

Des événements tels que les courses de véhicules solaires offrant une image de haute technologie, et plus écologique y ont également contribué [6].

I.5.2. Principe

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi conducteurs.

La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque (Bequerelle 1938). Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment.

Pour la couche (N), c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche (P) c'est un déficit d'électrons. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches du semi conducteur (Figure I.5). L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [6].

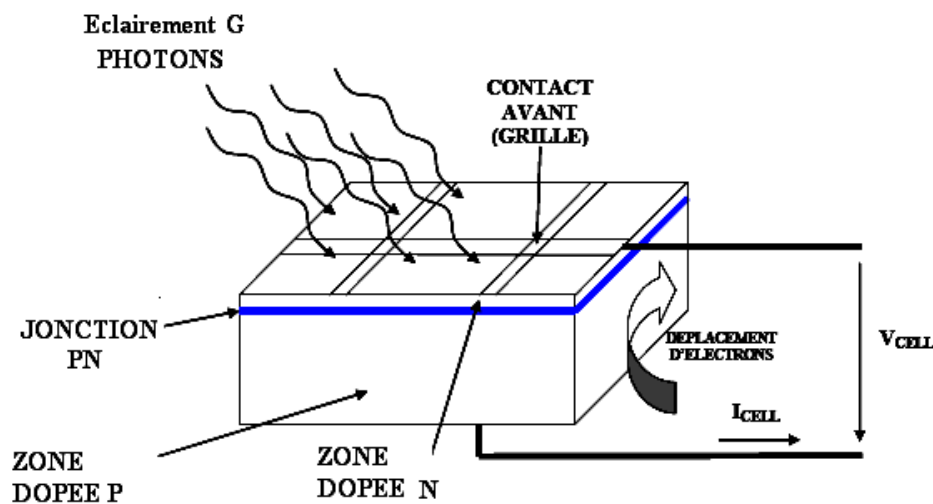


Figure I.5. Schéma d'une cellule élémentaire [7]

Les cellules les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0.6 V).

Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaître des écarts importants qui sont décrits dans le tableau suivant :

Technologie	Rendement typique (%)	Rendement maximum obtenu au laboratoire (%)
Mono-cristallin	12-15	24
Poly-cristallin	11-14	18.6
Couche mince : Amorphe	6-7	12.7

Tableau 1. Rendement des modules en fonction des différentes technologies [6]

I.5.3. Propriétés électriques des cellules photovoltaïques

Le schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque qui est largement utilisé dans la littérature est représenté sur la Figure I.6:

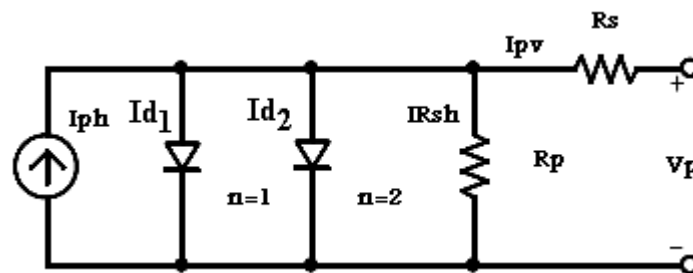


Figure I.6. Schéma électrique du modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque [21]

Comme le montre le schéma de la figure I.6 une photopile comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt(R_p). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$), de la photopile :

- **La résistance Série**

En pratique, la cellule PV, contient des résistances dans le matériel qui constitue les semi-conducteurs, la grille en métal, les contacts, et l'autobus courant de rassemblement. L'ensemble des pertes dépend, de la résistance série (R_s).

Son effet devient très remarquable en module composé de plusieurs cellules connectées en série, la valeur de cette résistance est multipliée par le nombre de cellules [9].

- **Résistance parallèle**

Également, la résistance shunt, représente une partie des pertes liée à une petite fuite de courant par un chemin résistif parallèlement au dispositif intrinsèque .Ceci peut être représenté par une résistance parallèle (R_p). Son effet est beaucoup moins remarquable dans un module photovoltaïque comparé à la résistance série, qui devient seulement apparent quand un certain nombre de modules sont reliés en parallèle pour créer un générateur photovoltaïque [9].

D'après la Figure I.6 l'équation mathématique (courant -tension) du circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque est écrit comme suit [21]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat1} \left[\exp\left(\frac{q.(V_p + R_s.I_{pv})}{n_1.k.T}\right) - 1 \right] - I_{sat2} \left[\exp\left(\frac{q.(V_p + R_s.I_{pv})}{n_2.k.T}\right) - 1 \right] - \frac{V_p + R_s.I_{pv}}{R_p} \dots\dots\dots(I.20)$$

Il est possible de combiner entre les deux diodes ($d1, d2$), et réécriture l'équation (I.20) sous la forme suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \dots\dots\dots(I.21)$$

$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{G}{1000} \right)$: Photo-courant de cellule, proportionnel à l'éclairement (G). Ce courant correspond également au courant de court-circuit [6].

$$I_d = I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_p + R_s.I_{pv}}{n.V_t}\right) - 1 \right] \dots\dots\dots(I.22)$$

$$I_{Rsh} = \frac{V_p + R_s.I_{pv}}{R_p} \dots\dots\dots(I.23)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_p + R_s.I_{pv}}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_p + R_s.I_{pv}}{R_p} \dots\dots\dots(I.24)$$

$V_t = \frac{n.k.T}{q}$: Représente le potentiel thermodynamique.

I_d : Courant direct de la diode [12].

I_{sat} : Le courant de saturation de la jonction.

k : la constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ Joules/Kelvin).

T : la température de la cellule en Kelvin.

q : la charge d'un électron.

I_{pv} : Le courant fourni par la cellule.

V_p : La tension aux bornes de la cellule.

I_{cc} : Courant de court-circuit

V_{co} : Tension du circuit ouvert

R_p : La résistance modélisant les courants de fuites de la jonction.

R_s : La résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexions.

Où : n est le " facteur d'ideality " prend une valeur entre (1 et 2) [9].

I.5.4. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

La Figure I.7 montre la caractéristique courant-tension ($I_{pv} - V_p$) pour une cellule photovoltaïque. Ainsi, si une résistance variable (R) est connectée aux bornes de la cellule (PV), le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) de la cellule avec la courbe de charge. pour une charge résistive, la courbe de charge est une droite avec la pente ($1/R$) . 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 (il est presque égale au courant de court-circuit). la cellule se comporte comme un générateur de courant. D'autre part, si la résistance (R) est grande, la cellule fonctionne dans la région (CD) . Dans cette zone, la tension de la cellule varie peu en fonction du courant (I_{pv}): la cellule se comporte comme une source de tension qui est presque égale à la tension de fonctionnement à vide. Dans la région (BC) sur la courbe, la cellule (PV) ne peut être

caractérisée par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point pour lequel la puissance fournie est maximale dans des conditions fixées d'éclairement et de température [12].

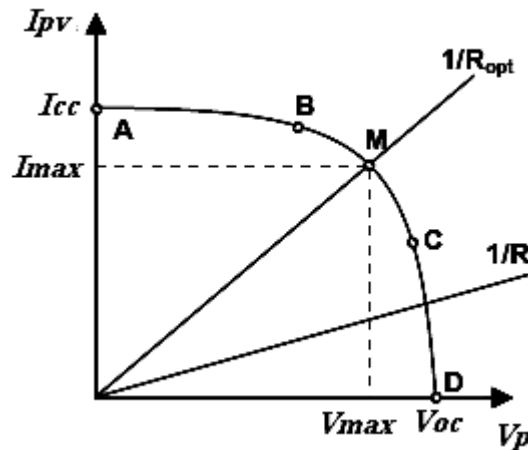


Figure I.7. Caractéristique ($I_{pv} - V_p$) d'une cellule photovoltaïque [12]

Une cellule réelle peut être caractérisée par les paramètres principaux présentés par la figure I.7 :

- **Le courant de court-circuit:** C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal ($R_s = 0, R_p = \infty$) ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V_p dans l'équation I.24, on obtient [6] :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{R_s I_{cc}}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{R_s I_{cc}}{R_p} \dots \dots \dots (I.25)$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme :

$$I_{sat} \left[\exp\left(\frac{R_s I_{cc}}{V_t}\right) - 1 \right] \text{ devant } I_{ph}.$$

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} \approx \frac{I_{ph}}{(1 + \frac{R_s}{R_p})} \dots\dots\dots (I.26)$$

Pour le silicium $I_{cc} = 30mA/cm^2$ pour un éclairement maximal.

• **Tension du circuit ouvert :** C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'équation suivante [6] :

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{co}}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{co}}{R_p} \dots\dots\dots (I.27)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = \frac{n.k.T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{cc} + I_{sat}(T)}{I_{sat}(T)}\right) = V_t \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{cc}}{I_{sat}(T)}\right) \dots\dots\dots (I.28)$$

Pour une photopile en silicium, la tension du circuit ouvert V_{co} est de 0.55 à 0.6V.

• **Puissance optimale et facteur de forme:** La puissance utile maximale ($P_m = V_m \times I_m$), s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit [6] :

$$\frac{I_m}{V_m} = - \left(\frac{dI_{pv}}{dV_P} \right)_M \dots\dots\dots (I.29)$$

Quant au facteur de forme FF , dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou " fill factor ", il est défini par:

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \dots\dots\dots (I.30)$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe ($I_{pv} - V_p$) par rapport à un rectangle (de longueur V_{co} et largeur I_{cc}) qui correspond à la photopile ou cellule idéale. Les valeurs de (I_m et V_m) s'obtiennent à partir de l'équation (I.24) et pour cela, on distingue deux cas.

1)- Si R_p est infinie la dérivation mène à la résolution de l'équation non linéaire en (I_m) par une méthode numérique, et permet donc le calcul de (V_m).

2)- Si R_p est considérée finie, la dérivation mène à la résolution de l'équation non linéaire en (V_m) par une méthode numérique.

La puissance des modules photovoltaïque s'exprime en Watts-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de $1000W/m^2$ et à une température de $25C^\circ$.

Pour une cellule en silicium de $10cm$ de diamètre, la puissance est ($P_c \approx 1W$).

Pratiquement pour obtenir les coordonnées du (PPM) sans avoir à passer par la résolution de l'équation ($\frac{dP_v}{dV_p} = 0$); avec $P_v = I_{pv}.V_p$, il existe d'autres modèles simplifiés et validés [14] :

$$\text{Modèle 1 : } V_m = V_{co} - 3.V_t \dots \dots \dots (I.31)$$

$$\text{Modèle 2 : } \frac{V_m}{V_{co}} = 1 - \left(\frac{1 + \ln \chi}{2 + \ln \chi} \right) \frac{\ln(1 + \ln \chi)}{\ln \chi} \dots \dots \dots (I.32)$$

$$\text{Avec } \chi = \frac{I_{cc}}{I_{sat}} \dots \dots \dots (I.33)$$

• **Le rendement:** La puissance ($P_v = V_p.I_{pv}$) est nulle en court-circuit et en circuit ouvert. Elle passe par un maximum quand on parcourt la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) [6]. Ce maximum P_m peut être déterminé en portant sur le même graphique la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) et les hyperboles de puissance constante.

Le point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux courbes comme le montre la figure 1.7.

Le rendement est : $\eta = \frac{P_m}{P_o} \dots\dots\dots (I.34)$

P_o : et la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des cellules. Pour le silicium le rendement est inférieur à 14%. La droite passant par l'origine est le point de puissance maximale à une pente qui correspond à une charge optimale de la cellule comme le montre la figure 1.7

I.6. Le module photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que la puissance, le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert [11].

I.6.1. Architecture classique d'un module photovoltaïque

I.6.1.1. Regroupement des cellules en séries

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m^2 ; 25°C), la puissance maximale délivrée par une cellule en silicium de (150 cm^2) est d'environ ($2.3\text{ W}_{\text{crête}}$) sous une tension de (0.5V).

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires. Une association de (N_s) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV) [10].

Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, un tel regroupement est représenté par la figure I.8.

L'équation (I.35) résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules [10]:

$$V_{co\ N_s} = N_s \times V_{co} ; I_{cc} = I_{cc\ N_s} \dots\dots\dots (I.35)$$

$V_{co\ N_s}$: La somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série

$I_{cc\ N_s}$: Courant de court-circuit de N_s cellules en série

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce.

Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant (36) cellules en série ($V_{co\ N_s} = N_s \times V_{co} = 21.6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau (V_{oc}) proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

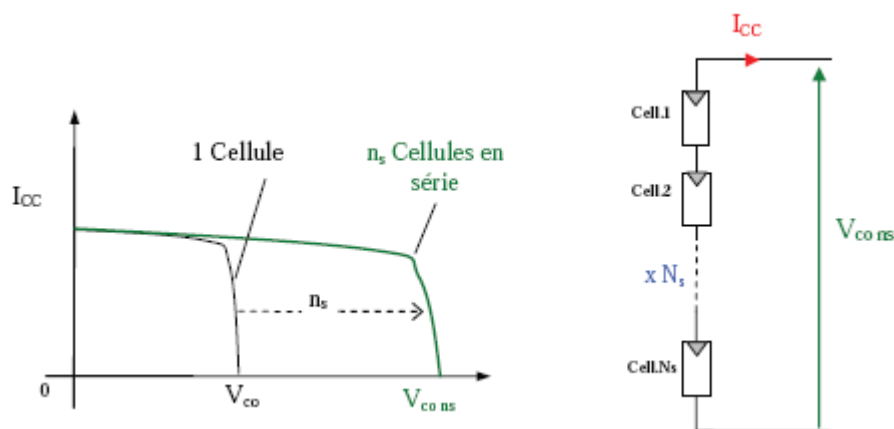


Figure I.8. Caractéristiques résultantes d'un groupement de (N_s) cellules en série [10]

I.6.1.2. Regroupement de cellules en parallèle

Une association parallèle de (N_p) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants. L'équation (I.36) et la Figure I.9 résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de (N_p) cellules [10].

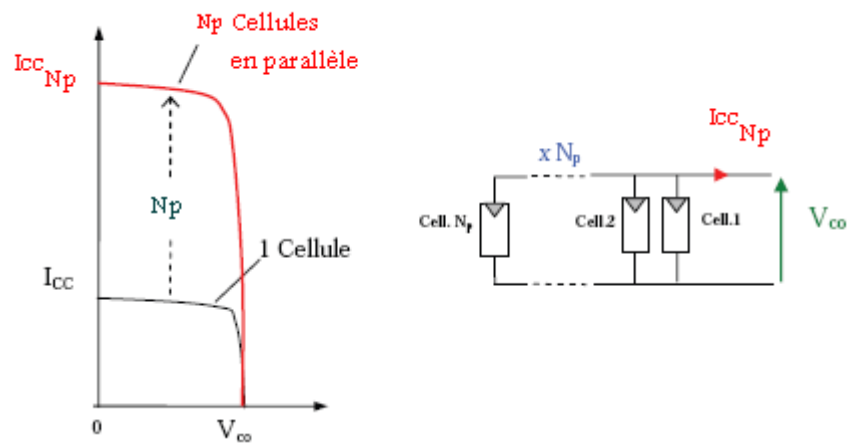


Figure I.9. Caractéristiques d'un groupement de (N_p) cellules en parallèle [10]

Avec :

$$I_{CC_{Np}} = N_p \times I_{CC} ; V_{co} = V_{co_{Np}} \dots\dots\dots (I.36)$$

$I_{CC_{Np}}$: La somme des courants de court-circuit de (N_p) cellules en parallèle

$V_{co_{Np}}$: Tension du circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle

I.6.1.3. Regroupement des cellules (série et parallèle)

La caractéristique ($I_{pv} - V_p$) d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de ($N_s \times N_p$) cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène du point chaud.

Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives Figure (I.10-a). Des mesures réalisées sur un module photovoltaïque commercial de (85Wcrête) sur lequel on occulte volontairement (à différents niveaux d'ombrage) une des (36) cellules qui composent ce générateur sont consignées en Figure I.11.

On observe bien la déformation de la courbe ($I_{pv} - V_p$) liée à un effet d'ombrage partiel du module PV. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en Figure (I.10-b), évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associé à la cellule défectueuse et protégée par la diode (by-pass) à ne pas produire de puissance.

Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protections.

Un tel regroupement des cellules (série et parallèle) avec diode de protection sont représentés par les figures qui suivent [10].

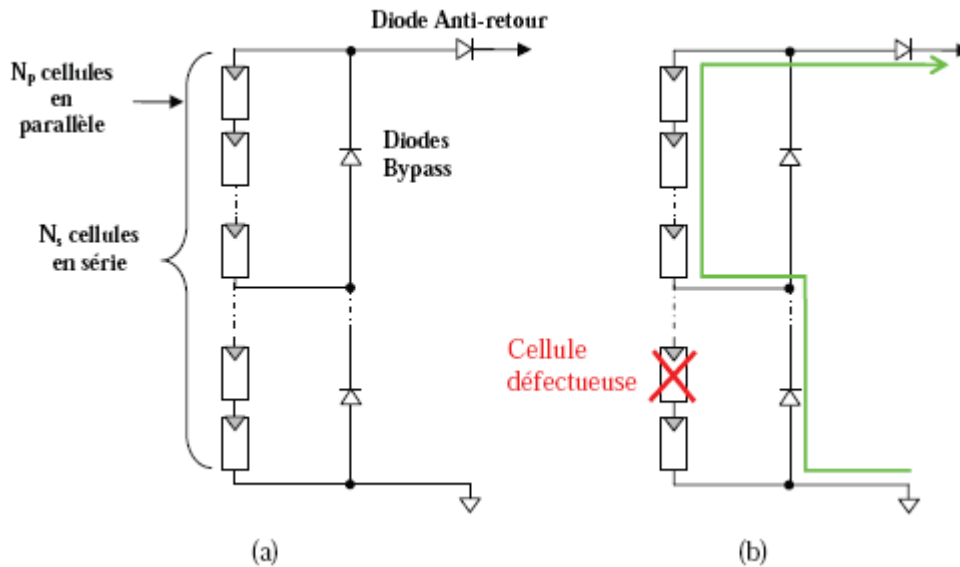


Figure I.10. (a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. (b) défaillance d'une des cellules du module *PV* et activation de la diode (by-pass) mise en évidence du courant de circulation I_{pv} [10]

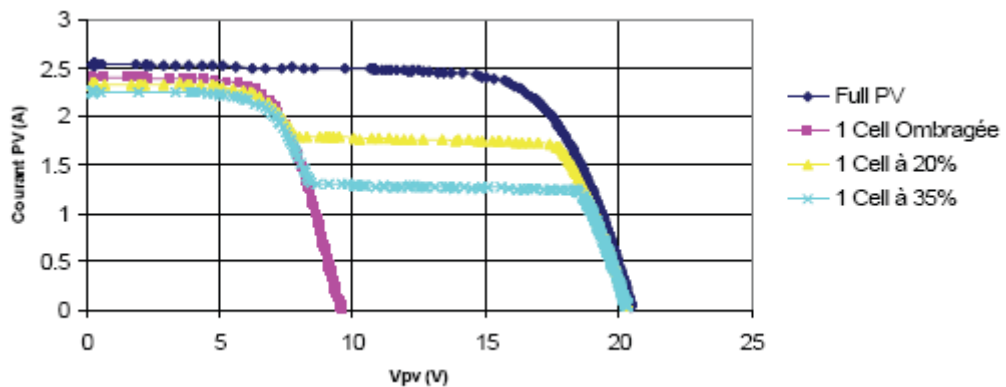


Figure I.11. Caractéristique $(I_{pv} - V_p)$ d'un panneau photovoltaïque (BP 585) et effet d'une des (36) cellules qui composent le module *PV* [10]

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble.

Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion

des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques.

Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, ...) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable [10].

I.6.2. Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) d'une cellule photovoltaïque

I.6.2.1. Paramètres internes

I.6.2.1.1. Influence de la résistance série et parallèle: Les figures (I.12 et I.13) montrent l'influence de la résistance série et parallèle sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) [14].

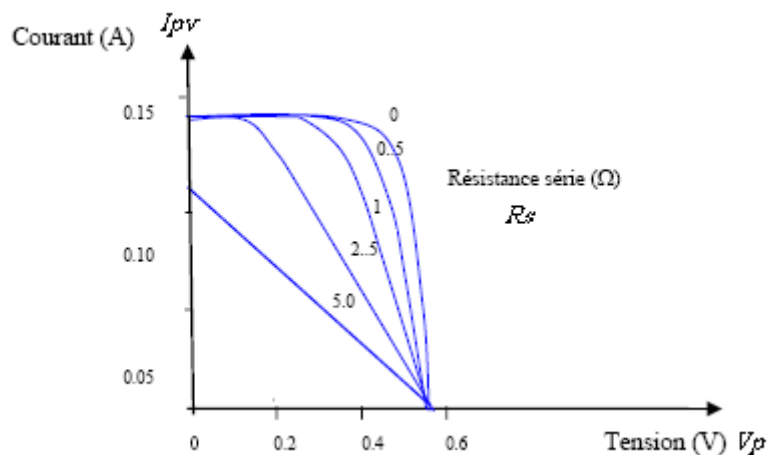
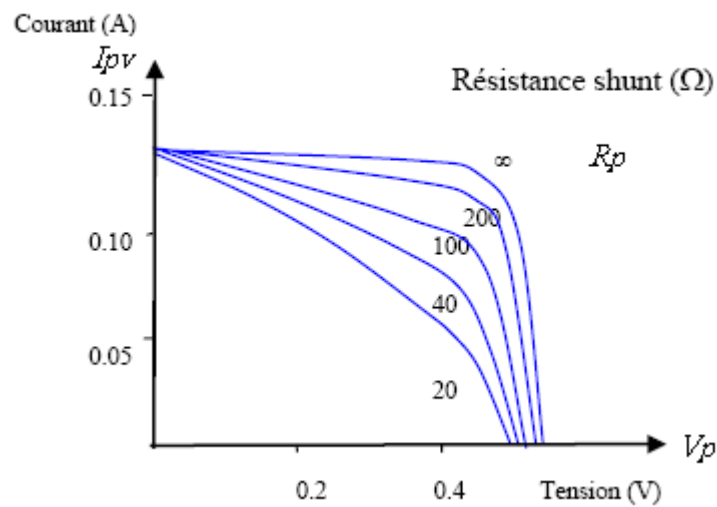


Figure I.12. Influence de la résistance série sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) [14]

La Figure (I.12) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique de la cellule. Celle-ci se traduit par la diminution de la pente de ($I_{pv} - V_p$) dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension pratiquement constant, et qui ne modifie pas la tension du circuit ouvert. Mais lorsque (R_s) est anormalement élevée, elle peut diminuer notablement le courant de court-circuit (I_{cc}).



La figure I.13. Influence de la résistance shunt sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) [14]

Comme le montre la Figure (I.13), la résistance shunt se traduit par une légère diminution de la tension de circuit-ouvert, et une augmentation de la pente de la caractéristique de la cellule dans la zone où elle fonctionne en générateur de courant presque constant. La résistance (R_p) a pour origine les imperfections de la qualité de la jonction ($P - N$) et elle est responsable de l'existence des courants de fuite.

I.6.2.2. Paramètres externes

I.6.2.2.1. Influence de l'ensoleillement et de la température

Le courant produit par la photopile (I_{ph}) est pratiquement proportionnel à l'éclairement solaire (G). Par contre, la tension (V_p) aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction ($P - N$) du matériau lui-même. La tension de circuit ouvert ne diminue que légèrement avec l'éclairement. Ceci implique donc que [6]:

- La puissance optimale de la cellule (P_m) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement;

- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension (voir Figure (I.14.I.15)).

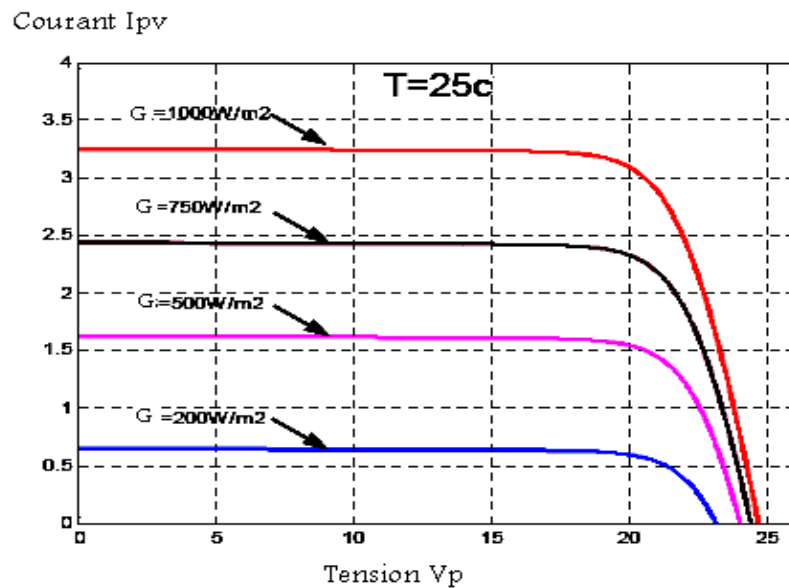


Figure I.14. Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) à température constante [6]

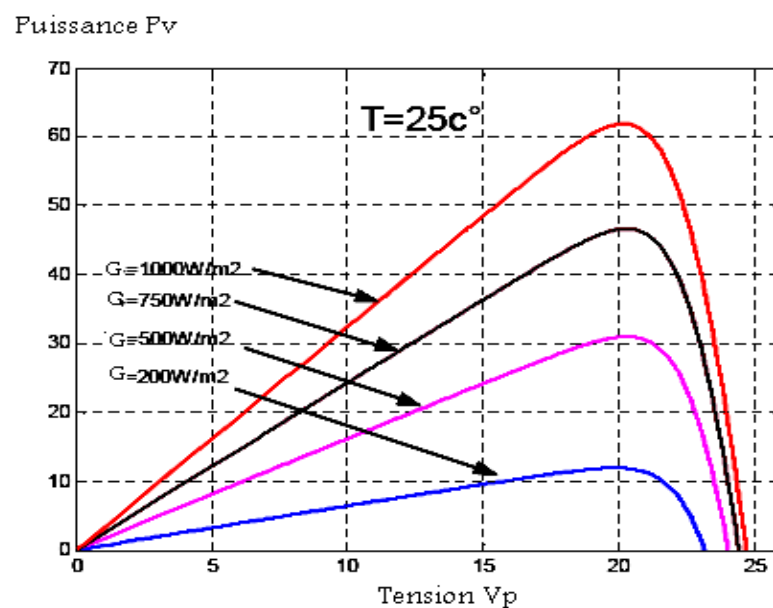


Figure I.15. Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique ($P_v - V_p$) à température constante [6]

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un semi-conducteur (voir Figure (I.16.17)).

Pour une température qui change, on peut voir que la variation de la tension change beaucoup plus que le courant. Ce dernier varie légèrement.

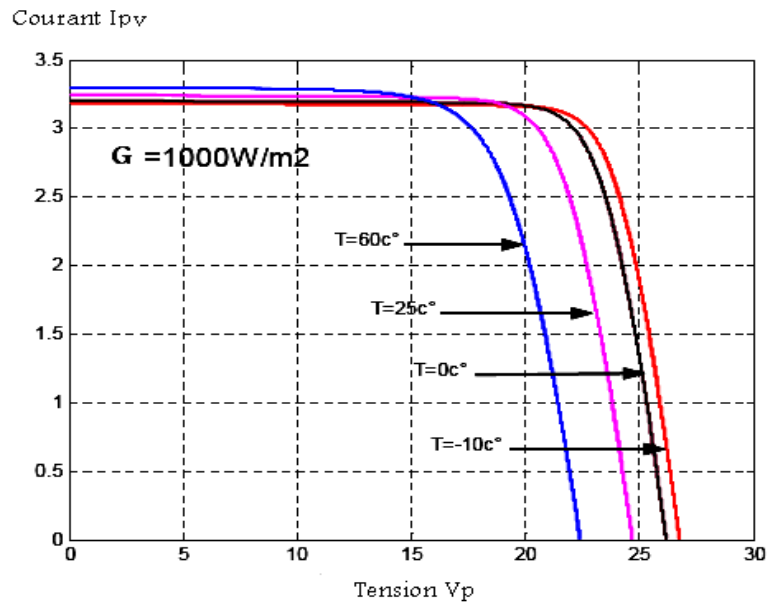


Figure I.16. Influence de la température sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) à un ensoleillement constant [6]

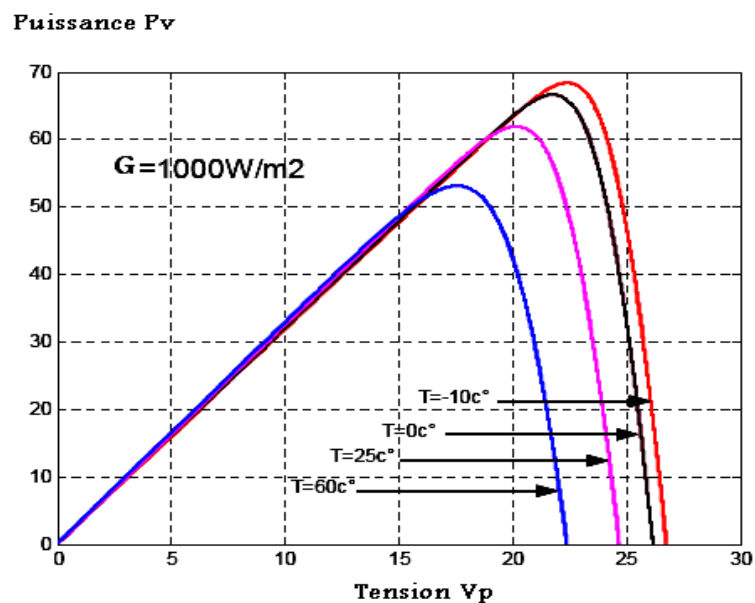


Figure I.17. Influence de la température sur la caractéristique ($P_v - V_p$) à un ensoleillement constant [6]

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre I, nous avons donné un aperçu général sur les différents moyens de production d'énergie électrique, et nous nous sommes intéressés à la production photovoltaïque qui est à base d'un semi-conducteur (silicium), assurant la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Nous avons vu que la modélisation du champ photovoltaïque relativement aux conditions météo-logiques tels que, l'ensoleillement et la température est indispensable pour fournir une puissance maximale. L'inclinaison et l'orientation doivent également être pris en considération afin de produire le plus possible d'énergie. Cette modélisation est une étape essentielle pour évaluer les caractéristiques d'une centrale solaire photovoltaïque.

CHAPITRE II

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

II.1. Introduction

Les problèmes d'approvisionnement en énergie rencontrés à l'échelle mondiale ne sont pas uniquement dus à la destruction de l'environnement et aux changements climatiques qui en découlent, mais bien aussi à une croissance de la consommation et à la tarification des ressources fossiles. Une consommation mondiale en hausse, en particulier en ce qui concerne l'énergie électrique et une tendance à la libéralisation sont à l'origine de changements considérables, tant dans le domaine des réseaux d'alimentation que pour le remplacement du parc des centrales électriques. Les conséquences, pour le moins préoccupantes, se répercutent sur la disponibilité et la qualité de l'énergie [8]. C'est pourquoi les solutions recherchées doivent être réalisables techniquement parlant tout en répondant aux exigences en matière de durabilité.

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, les problèmes produits, les techniques et les conditions des normes d'interconnexions.

II.2. Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques

A l'heure actuelle, les consommateurs de l'énergie électrique sont surtout alimentés par des centrales électriques situées à de grandes distances. Ceci nécessite de longues lignes de transmission et réseaux de distribution. Ces réseaux d'alimentation fournissent au consommateur un courant alternatif présentant une fréquence et une tension pratiquement constantes (par exemple 230V pour 50 Hz). Il est concevable de compléter ces infrastructures par des systèmes décentralisés de génération de chaleur et d'électricité. Cette alimentation en énergie décentralisée se caractérise par des unités d'alimentation relativement petites et situées à proximité immédiate du consommateur. Ceci permet de faire une exploitation plus intense de l'électricité permettant ainsi d'améliorer l'utilisation de sources d'énergie sur le terrain (en particulier les énergies renouvelables d'origine solaire, éolienne ou hydraulique ou encore celle issue de la biomasse). En résumé, on peut parler d'une augmentation de l'efficacité globale allant

de pair avec une amélioration de la situation économique qui répond aux critères de durabilité.

Cette structure décentralisée de l'alimentation en énergie correspond au caractère décentralisé des énergies renouvelables. En fonction des conditions régionales, le concept peut être mis en application soit par le raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau public, soit par le montage d'un système autonome ou en îlotage servant à alimenter les consommateurs éloignés non raccordés à un réseau d'alimentation. Ainsi, on peut opérer la classification des configurations des systèmes photovoltaïques décentralisés pour l'alimentation en courant alternatif comme suit:

a)- Photovoltaïque dans les réseaux d'alimentation

- Photovoltaïque seul
- Photovoltaïque avec accumulateurs électriques

b)- Photovoltaïque dans des applications éloignées du réseau

- Systèmes photovoltaïque batterie
- Systèmes hybrides photovoltaïques (avec présence d'autres sources)

Les configurations d'alimentation représentées par la Figure II.1 possèdent une structure modulaire. La structure couplée au réseau est l'application photovoltaïque qui prédomine actuellement dans les nations industrialisées que sont l'Europe, le Japon et les Etats-Unis [11].

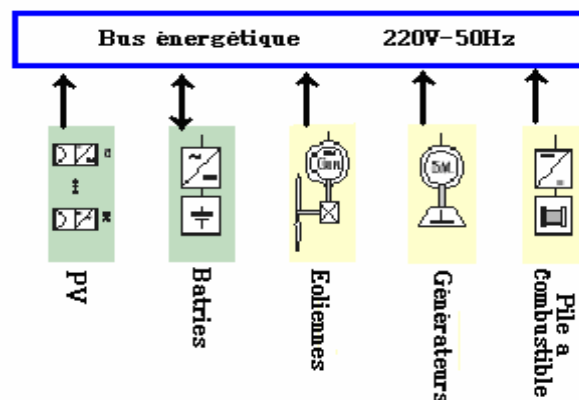


Figure II.1. Représentation de l'ingénierie des systèmes hybrides [9]

Dans les applications photovoltaïques servant à la réalisation de solutions en îlotage pour l'alimentation de consommateurs éloignés non raccordés à un réseau public, l'installation *PV* est équipée de batteries afin d'augmenter la disponibilité de l'alimentation. Avec les applications relevant d'un domaine de puissance plus important, l'installation *PV* peut être combinée à d'autres générateurs d'énergie (par ex. générateurs éoliens, générateurs diesel) ou à des unités de stockage pour former un système hybride (voir Figure II.1).

Actuellement, les différents modèles de batteries au plomb sont le moyen d'accumulation qui prédomine dans les applications *PV* en îlotage. En raison des coûts élevés, on a recours à une batterie que pour l'accumulation d'énergie à court et moyen terme.

En guise de soutien, on intègre des générateurs supplémentaires, par exemple diesel ou micro-turbines. Ils ont une fonction de soutien et ont pour rôle d'augmenter la disponibilité de l'alimentation de ces systèmes photovoltaïques autonomes.

II.3. Technologies des onduleurs couplés au réseau

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique.

Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [9].

II.3.1. Onduleurs modulaires (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel (par ex. Soladin 120 de Mastervolt).

Pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [33].

.

II.3.2. Onduleurs centralisés (central inverter)

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

Le champ de cellules solaires est en règle générale constituées de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [33].

II.3.3. Onduleurs "String" - ou "de Rangée"

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série.

Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé [33].

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

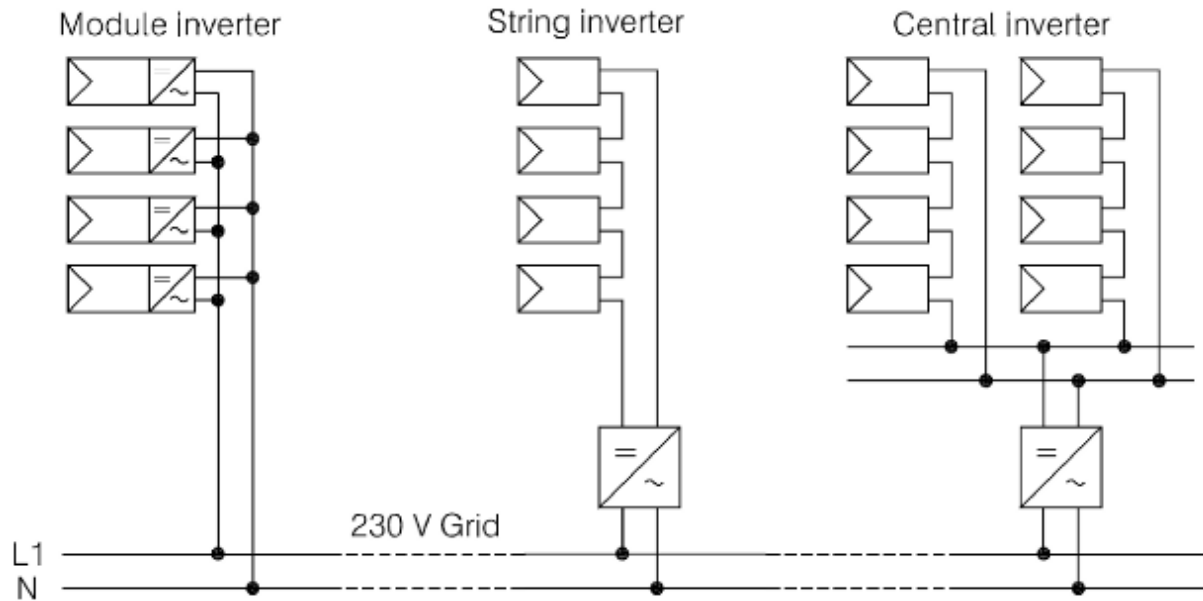


Figure II.2. Classification des onduleurs *PV* connectés au réseau [33]

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes (*PV*) sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30 kVA. Le type du réseau choisi au raccordement détermine la possibilité du choix des systèmes de surveillance, et la détection en cas d'islanding (défaut).

II.4. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Une première classification des (*CPCR*) en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

II.4.1 Centrales de petite taille ($P_w=1$ à 10 KW)

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension [14].

II.4.2 Centrales de taille moyenne ($P_w=10$ à 100 KW)

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille [14].

II.4.3. Centrales de grande taille ($P_w \geq 500 \text{ KW}$)

Ce sont des systèmes centralisés et sont du propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [14].

II.5. Les différents types de systèmes photovoltaïques

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, les câblages, la batterie en cas de stockage et sont régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [6].

II.5.1. Structure générale d'un système photovoltaïque

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque [6]:

- **Les systèmes à connexion directe au réseau** : cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.

- **Le système à bus continu intermédiaire** : Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau.

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230V).

Dans la suite de cette partie, différents montages seront décrits, en précisant leurs avantages et inconvénients.

II.5.2. Systèmes PV connecté directement au réseau

II.5.2.1. Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté par la Figure II.3 est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles.

On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [6].

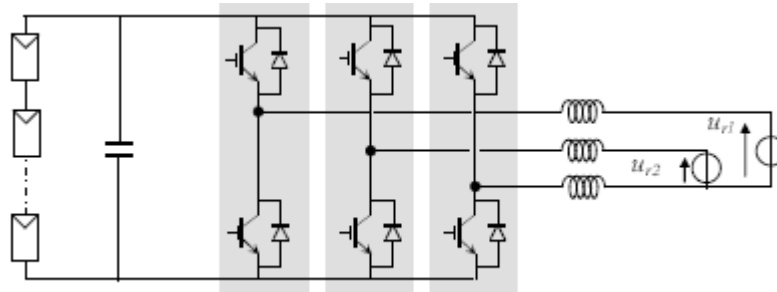


Figure II.3. Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur [6]

II.5.2.2. Structure avec bus à basse tension alternative

La figure II.4 montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220 V – 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement [6].

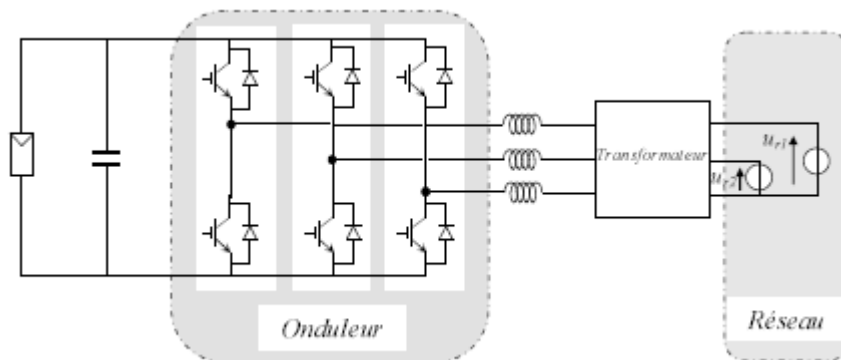


Figure II.4. Bus à basse tension alternative [6]

II.5.3. Système à bus continu intermédiaire

II.5.3.1. Structure avec convertisseur forward

La figure II.5 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont [6]:

- la capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite.

- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

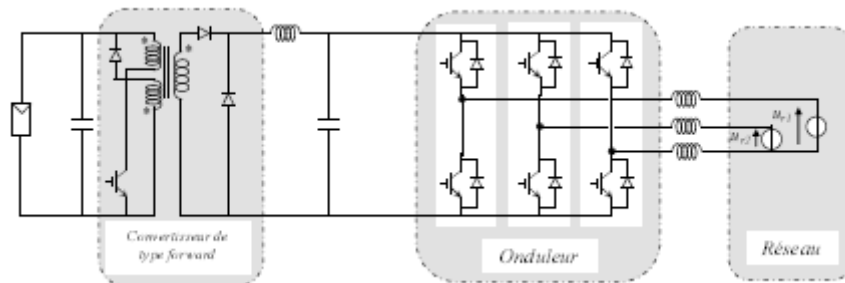


Figure II.5. Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [6]

II.5.3.2. Structure avec convertisseur de type fly-back

La figure II.6 montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée.

La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique.

Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation [6].

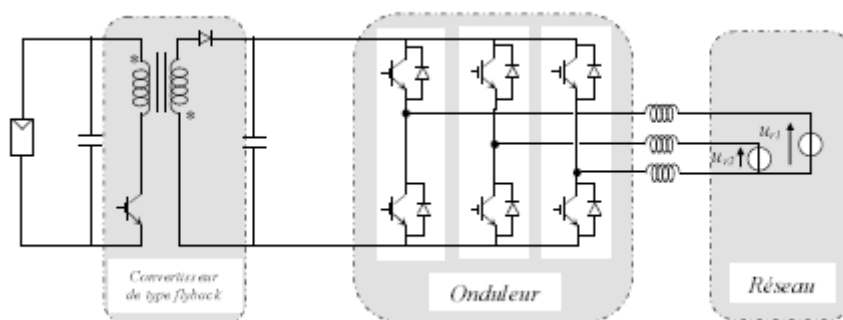


Figure II.6. Structure avec convertisseur de type fly-back [6]

II.5.3.3. Structure avec hacheur et onduleur

La figure II.7 représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'éllever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ". L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible [6].

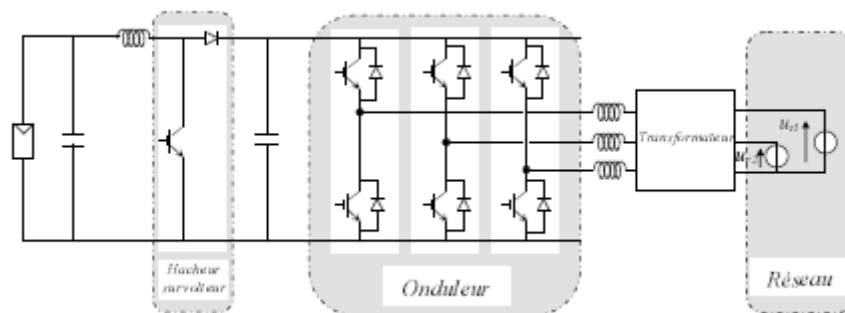


Figure II.7. Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé [6]

II.5.4. Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure II.8).

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (*DC*) obtenue à partir des modules *PV* en puissance alternative en respectant les conditions de qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement.

Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système *PV* et le réseau constitué par un panneau de distribution. Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système *PV* soit en alimentant directement toutes les charges

électriques, soit en injectant le surplus d'électricité (PV) dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants. La nuit ou par faible ensoleillement durant les périodes où les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production (PV), le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenue.

Lorsque le réseau est à l'arrêt, le système (PV) est automatiquement coupé et déconnecté du réseau à partir du panneau de distribution. Ce facteur de sécurité supplémentaire est exigé pour s'assurer que la centrale (PV) est coupée du réseau lorsque celui-ci est hors service pour raison de maintenance ou autre (cette fonction est appelée îlotage ou islanding) [14].

La maintenance des (CPCR) fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile : Elle se résume à la vérification de l'état de propreté des modules (PV).

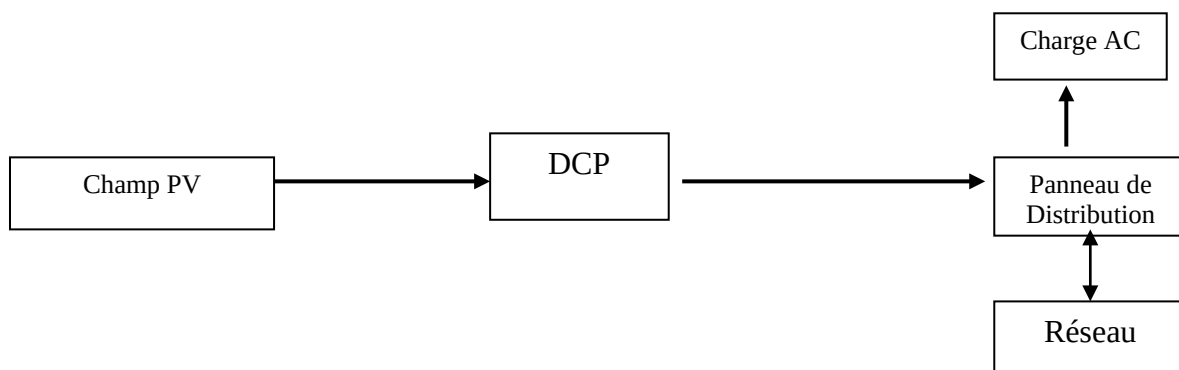


Figure II.8. Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage [14]

II.5.5. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres (Figure II.9) [14].

Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant la puissance en surplus sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.

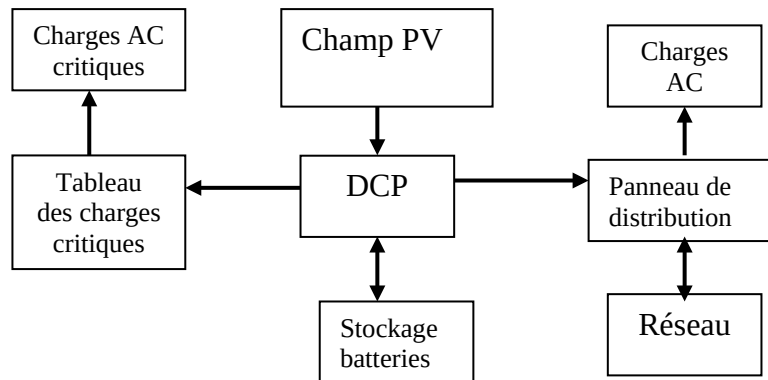


Figure II.9. Système PV connecté au réseau avec batterie [14]

II.6. Configuration des Systèmes PV

Les convertisseurs utilisés doivent être utiles et compatibles pour le traitement de puissance et la synchronisation avec la puissance de service.

En général, quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, leurs configurations ont été conçues comme suit [15]:

- Onduleur central (Central-plant inverter)
- Hacheur (Multiple-string dc–dc) avec un onduleur unique
- Onduleur Multiple-string
- Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)

II.6.1. Onduleur central (Central-plant inverter)

Dans les onduleurs centraux, habituellement on utilise un grand onduleur pour convertir la puissance du côté (*DC-DC*) des modules (*PV*) à une puissance (*AC*) sur le côté alternatif. Dans ce système, les modules de (*PV*) sont en série pour former un panneau, et plusieurs de ces panneaux sont reliés en parallèle au hacheur [15].

Le schéma bloc d'un tel arrangement est donné par la Figure.II.10 :

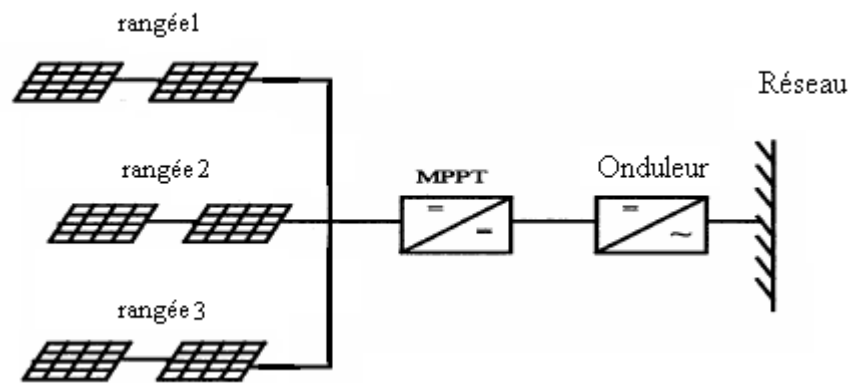


Figure II.10. Onduleur central (Central-plant inverter) [15]

II.6.2. Hacheur (Multiple-string DC-DC) avec un onduleur

Le schéma du montage est donné par la Figure II.11, Dans le multiple-string du convertisseur ($DC-DC$), chaque hacheur boost possède un transformateur qui assure l'isolation galvanique et un lien de conversion commun ($DC-DC$) [15].

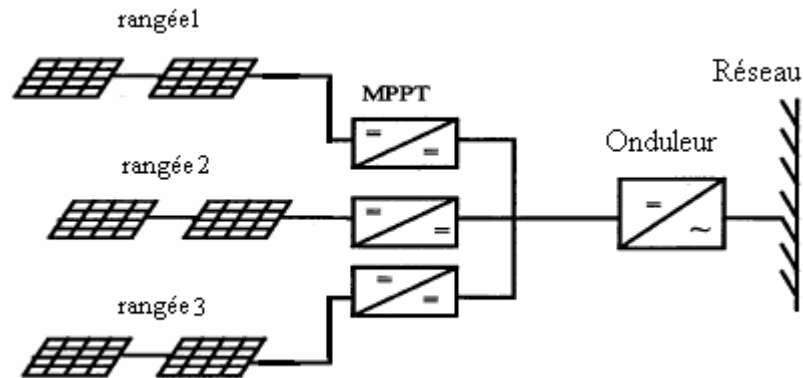


Figure II.11. Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur [15]

II.6.3. Onduleur Multiple-string

La Figure II.12 montre le schéma fonctionnel d'un système de conversion de multiple convertisseur (multiple-string). Il se comporte d'un ensemble de modules reliés en série du côté (DC), et la conversion individuelle de la puissance de (DC) en (AC) est assurée par un petit onduleur.

Beaucoup de tels onduleurs sont reliés en parallèle du côté (AC). Cet arrangement n'est pas affecté en ombrageant des panneaux. Il n'est pas aussi sérieusement affecté par l'échec de l'onduleur [15].

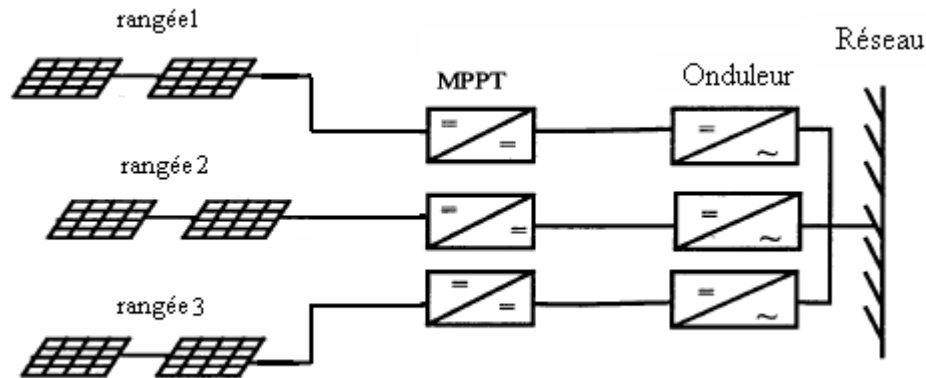


Figure II.12. Onduleur Multiple-string [15]

II.6.4. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)

Dans les systèmes d'onduleur modulaire de la Figure II.13, chaque module photovoltaïque aura un petit onduleur (typiquement 50W à 300W) et aucun câblage n'est requis. On prévoit de petits onduleurs pour réduire le coût [15].

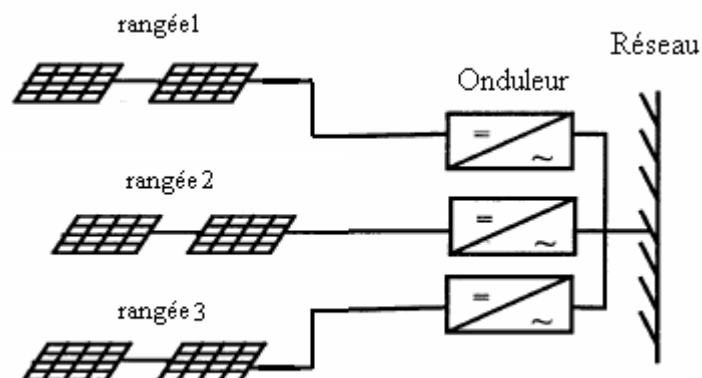


Figure II.13. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter) [15]

II.7. Caractéristiques des onduleurs compatibles avec le réseau

Les critères de compatibilité de l'onduleur avec le réseau sont [15]:

- Temps de réponse
- Facteur de puissance
- Commande de fréquence
- Rendement harmonique
- Synchronisation
- Contribution de courant de défaut
- Injection de courant continu
- Protection

II.8. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont [30], [31]:

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- 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.

II.9. Conditions techniques d'interconnexions

Les conditions techniques d'interconnexion au réseau électrique sont [30], [31]:

II.9.1. Raccordement

En fonction de la puissance à raccorder, des caractéristiques du réseau sur lequel elle est appelée à être raccordée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites fixées par des normes, le gestionnaire du réseau établit les dispositions du

raccordement. Le réseau qui doit assurer le transit de la production décentralisée est soumis à plusieurs contraintes.

Il doit pouvoir maintenir le plan de tension dans les limites d'exploitation avec et sans la présence de la production décentralisée.

Dans un réseau basse tension, la puissance totale des productions décentralisées ne doit pas dépasser la puissance du transformateur moyenne tension / basse tension (MT/BT). De plus, le transit de la puissance doit se faire sans excéder la capacité des éléments du réseau.

Enfin le supplément de puissance de court-circuit cumulé à la valeur de la puissance de court-circuit du réseau doit être compatible avec le niveau réel du matériel. En conséquence, le raccordement peut nécessiter des renforcements du réseau et de ce fait, une participation financière du producteur décentralisé dans ces renforcements peut être demandée.

Sur la base de ces critères, le gestionnaire du réseau fixe le mode de raccordement de l'installation de production au réseau de distribution. Chaque cas fait l'objet d'un examen particulier qui tient compte des conditions réelles rencontrées.

II.9.2. Jugement de conformité

Le producteur est tenu de soumettre un rapport de contrôle rédigé à ses frais par un organisme agréé qui démontre la conformité de l'installation au règlement général des installations électriques. En outre, le gestionnaire du réseau contrôle avant le raccordement de l'installation du producteur décentralisé en ce qui concerne les aspects particuliers de l'installation de fourniture d'énergie. Ceci inclut entre autre le schéma de raccordement, le fonctionnement de l'appareil de découplage, le réglage et le fonctionnement de l'ensemble constituant les protections particulières, le dispositif de mise en parallèle, l'éventuelle protection contre l'injection de courant continu.

II.9.3. Accord de raccordement

L'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau (sonelgaz). Cet accord n'est pas encore fonctionnel au cas où le producteur décentralisé envisage une

modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée.

II.9.4. Dispositif de coupure

Lors de travaux hors tension sur le branchement ou sur le réseau de distribution, l'installation de production décentralisée doit pouvoir être séparée du réseau par un dispositif de coupure de sécurité. La coupure de sécurité doit être visible, verrouillable et accessible en permanence au gestionnaire du réseau. Ces dispositifs sont de type agréé par ce dernier.

Lorsque la puissance de l'installation de production décentralisée est < 10 kW, la coupure de sécurité peut éventuellement être réalisée pour chaque unité de production, par un système automatique de sectionnement. Les installations photovoltaïques < 5 kW doivent être pourvues de ce système automatique.

II.9.5. Dispositif de protection

Comme pour tout autre raccordement au réseau de distribution, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné. Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire du réseau. Les systèmes de protection doivent constituer un minimum de technicité. Dans certaines configurations des déclenchements intempestifs peuvent se produire. Ces déclenchements qui n'entament pas l'aspect sécurité tel que défini dans le domaine d'application, pourraient gêner les conditions d'exploitation.

Il pourrait donc s'avérer utile de faire usage soit d'une protection par asservissement soit d'ajouter d'autres fonctionnalités à la chaîne de relais prévu ou d'en modifier certaines. Les variantes sont autorisées dans la mesure où elles remplissent les fonctions des relais qu'elles remplacent.

II.9.6. Couplage

Une mise en parallèle de l'installation de production décentralisée avec le réseau public de distribution est toujours réalisée au moyen d'un relais synchro-check équipé d'un synchronoscope pour des installations avec une puissance supérieure à 10 kW.

Lors de la connexion en parallèle, la tension, la fréquence et l'écart de phase sont tels qu'ils ne provoquent pas de variations brusques relatives de la tension supérieures à 6 %. Si la connexion en parallèle se répète plusieurs fois par jour, les variations brusques de tension dues à la connexion parallèle seront limitées aux mêmes valeurs que celles requises pour le fonctionnement et définies dans le paragraphe suivant.

Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension seront limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Ces considérations impliquent que la production décentralisée qui fonctionne en îlotage ne peut être reconnectée au réseau qu'après vérification de la tension, de la fréquence et de l'écart de phase et qu'il ne peut pas être possible d'effectuer une prise en parallèle à un endroit non prévu, des verrouillages sont installés pour empêcher ces éventualités.

Après un déclenchement commandé par la protection de découplage, lorsque les conditions sont redevenues normales, la reconnexion au réseau peut se faire automatiquement à condition de disposer d'un système de synchronisation automatique. Ces automatismes font partie des aspects particuliers de la production décentralisée.

II.9.7. Compensation avec Batteries de condensateurs

S'il est fait usage de batteries de condensateurs, l'installation de production décentralisée sera pourvue, si nécessaire, de filtres destinés à éviter l'amortissement des signaux.

D'autre part, les condensateurs doivent être débranchés en même temps que l'engin de production. Si les conditions techniques le justifient, le gestionnaire du réseau peut imposer au producteur décentralisé le placement de condensateurs.

II.9.8. Harmoniques et inter harmoniques

Le niveau des harmoniques et inter harmoniques qui sont générés par l'installation de production décentralisée ne doit pas provoquer des perturbations dans le réseau de distribution.

L'impact de l'installation sur le réseau (pour le changement de période tarifaire, pour l'éclairage public...) doit également rester à des niveaux de perturbation acceptables.

Dans la plupart des cas, le niveau de perturbation de la production décentralisée s'ajoute aux niveaux de perturbation déjà existant par la présence des utilisateurs et des autres producteurs.

C'est pourquoi des mesures doivent être étudiées et appliquées au niveau de la production décentralisée de manière à ce que tout reste compatible avec un niveau de signal acceptable.

II.9.9. Protection contre l'injection de courant continu

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires. Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils soient certifiés ne jamais injecter un courant continu supérieur à 1% du courant nominal ou qu'ils disposent d'un système de protection contre l'injection de courant continu. Celui-ci débranche l'onduleur en moins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1% du courant nominal.

II.10. Perturbations des réseaux électriques

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système sinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants [2]:

- La fréquence
- L'amplitude des trois tensions
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde
- La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leur déphasage et l'ordre de succession des phases).

Des relations contractuelles peuvent s'établir entre fournisseur d'énergie et utilisateur final, mais aussi entre producteur et transporteur ou entre transporteur et distributeur dans le cadre d'un marché. Une application contractuelle nécessite que les termes soient définis en commun et acceptés par les différentes parties [4].

Afin de décrire certaines perturbations et de donner le niveau de conformité de l'énergie fournie, des normes ont déjà été établies (voir la section I. 5).

Les perturbations électriques affectant l'un des quatre paramètres cités précédemment peuvent se manifester par : un creux ou une coupure de tension, une fluctuation de la tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une fluctuation de la fréquence, la présence d'harmoniques et/ou d'inter-harmoniques [3].

II.10. 1. Creux et coupure de tension

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point d'un réseau d'énergie électrique, à une valeur comprise entre 10 % et 90 % suivie d'un rétablissement de la tension après un court laps de temps allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes.

Les coupures représentant un cas particulier des creux de tension de profondeur supérieure à 90 % de la tension nominale ou disparition totale pendant une durée généralement comprise entre 10 ms et une minute pour les coupures brèves et supérieure à une minute pour les coupures longues. La Figure II.14 montre un exemple de creux et de coupure de tension [32]:

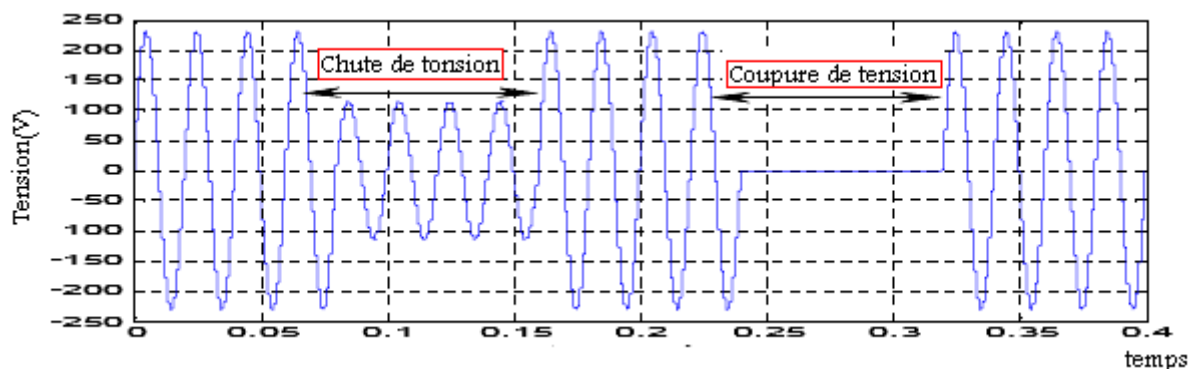


Figure II.14. Creux et coupure de tension [32]

Les creux de tension sont dus aux courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle.

Les courts-circuits sont des événements aléatoires ; ils peuvent résulter de phénomènes atmosphériques (foudres, givre, tempête, etc.), de défaillances d'appareils ou d'accidents. Ils apparaissent également lors de fonctionnement d'appareils à charge fluctuante ou de la mise en service d'appareils appelant un courant élevé au démarrage (moteur, transformateurs, etc.).

Les conséquences des creux de tension sont susceptibles de perturber le fonctionnement de certaines installations industrielles et tertiaires. En effet, ce type de perturbations peut causer des dégradations de fonctionnement des équipements électriques qui peuvent aller jusqu'à la destruction totale de ces équipements.

II.10. 2. Variations et fluctuations de la tension

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude inférieure à 10 % de la tension nominale et les fluctuations de tension sont une suite de variations de tension ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont la fréquence de la variation et l'amplitude, comme illustré par la Figure II.15 [32].

Les fluctuations de tension sont principalement dues à des charges industrielles rapidement variables comme les machines à souder, les fours à arc et les laminoirs.

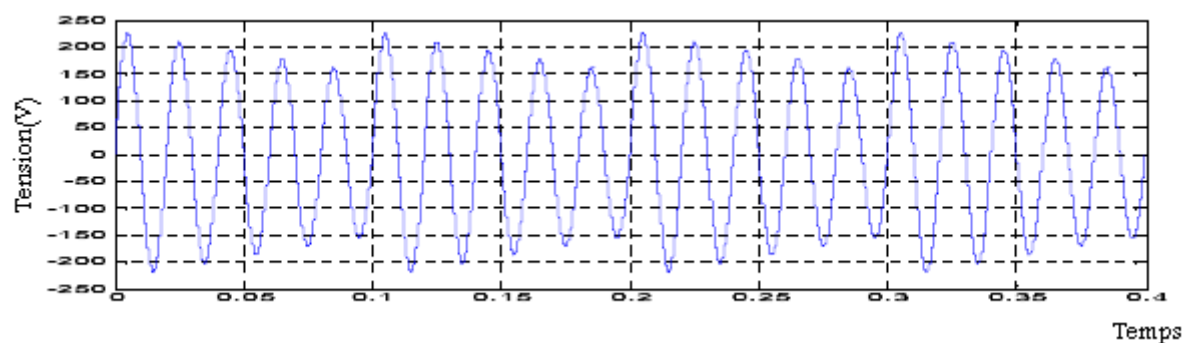


Figure II.15. Fluctuation de la tension [32]

Comme les fluctuations ont une amplitude qui n'excède pas $\pm 10\%$, la plupart des appareils ne sont pas perturbés.

Le principal effet des fluctuations de tension est la fluctuation de la luminosité des lampes (papillotement ou flicker).

II.10.3. Déséquilibre du système triphasé [32].

Les dissymétries du réseau ne provoquent que de faibles niveaux de déséquilibre de la tension (généralement limités à quelques dixièmes de pour-cent). Par contre, certaines charges monophasées (en particulier la traction ferroviaire en courant alternatif) sont la cause de courants déséquilibrés importants et dès lors d'un déséquilibre significatif de la tension [32].

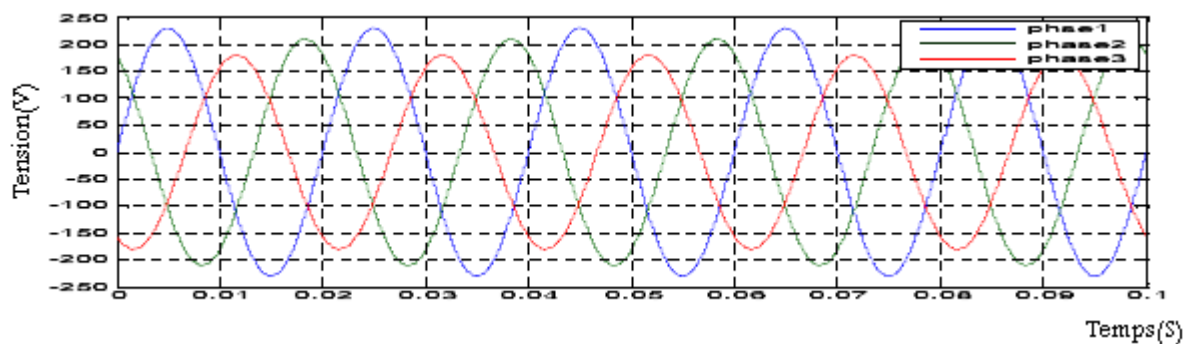


Figure II.16. Déséquilibre du système triphasé [32]

Le problème principal engendré par le déséquilibre est l'échauffement supplémentaire des machines tournantes triphasées.

II.10.4. Fluctuation de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou alimentés par une source thermique autonome.

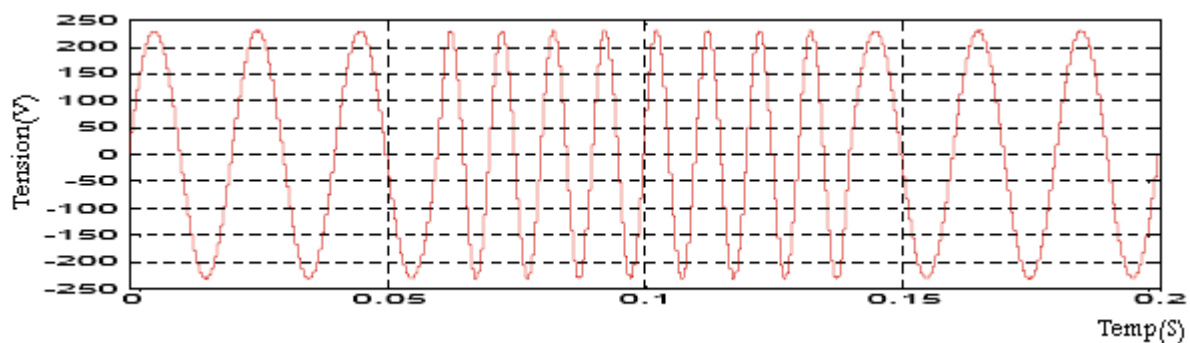


Figure II.17. Fluctuation de la fréquence [32]

II.10.5. Harmoniques et inter-harmoniques

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entières de celui du fondamental (voir la Figure II.18).

Les inter-harmoniques sont des composantes sinusoïdales, qui ne sont pas à des fréquences multiples entières de celui du fondamental [32].

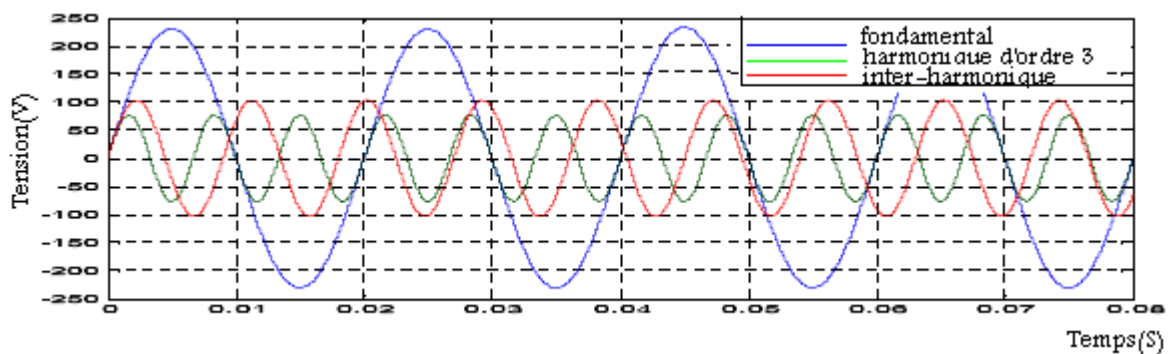


Figure II.18. Harmonique et inter-harmonique [32]

II.11. Conclusion

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque et le récepteur à leur rendement optimal, nécessitent l'insertion des convertisseurs statiques entre le générateur et le récepteur.

Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Ce chapitre (II) a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions relatives aux systèmes photovoltaïques. Des informations au sujet de ces systèmes ont été décrites en donnant leur structure générale et en abordant les problèmes comportant l'interconnexion et les conditions standards d'interconnexion ou de raccordement.

CHAPITRE III

Convertisseurs d'électronique de puissance pour les systèmes photovoltaïques

III.1 Introduction

Le système (PV) le plus simple n'exige aucune commande électronique au traitement de puissance, qui est constitué d'une rangée de module (PV) avec un nombre convenablement choisi de cellules et une batterie de charge. La batterie soutient l'approvisionnement lors d'insuffisance d'énergie solaire, mais elle aide également à maintenir la tension d'alimentation dans des limites bien définies. Une telle approche est si simple mais elle présente des limitations, aucune commande pour limiter la charge fournie à la batterie. De plus, aucun moyen de limitation de la décharge de la batterie n'est disponible.

La puissance assurée à la charge est directement le produit courant-tension qui peut flotter sensiblement selon l'état de la charge. En outre, il n'y a aucune manière de commander la tension des panneaux (PV) pour assurer un transit de puissance maximum.

Afin de surmonter ce problème, des circuits électroniques sont utilisés pour la commande et la limitation des courants de charge des batteries. La conversion de la tension ($DC - DC$) et la transformation du courant continu en courant alternatif ($DC - AC$).

Ce chapitre III décrit certains convertisseurs d'électronique de puissance et les techniques de commande et de conversion ($DC - DC, DC - AC$) des systèmes (PV) connectés au réseau.

III.2. Convertisseurs DC/DC

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les *MOSFETS* (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les *IGBTs* (transistors bipolaires à

gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [21].

Trois topologies de base de circuit de conversion ($DC - DC$) seront décrits dans les paragraphes suivants :

III.2.1. Le hacheur dévolteur (Buck)

Le hacheur dévolteur, sous sa forme de base est présenté par la Figure III.1. Les composantes clés sont l'inductance (L), le commutateur (*Transistor*) (S), la diode (D), et le condensateur (C). Celui-ci se charge par le commutateur (S) et qui maintient la tension à ces bornes jusqu'à l'ouverture de (S) qui fait décharger son énergie à travers la diode sur la charge (R) pour un cycle de période de fonctionnement [21].

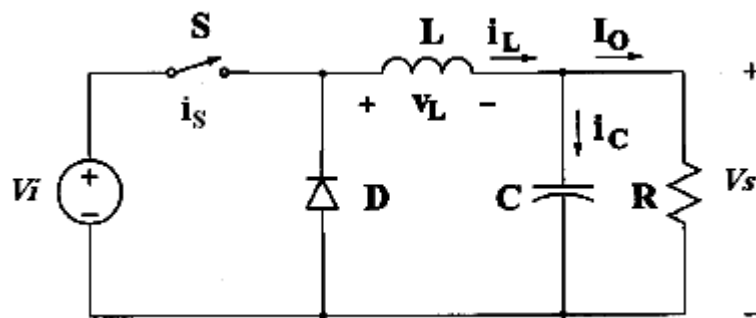


Figure III.1. Circuit électrique de base du hacheur dévolteur [15]

Le commutateur peut être un transistor *MOSFET* ou un *IGBT* qui peuvent se commuter sur deux positions, marche ou arrêt rapidement.

La tension de la source (V_i) doit être plus grande que la tension (V_s) aux bornes de la charge. L'équation mathématique caractérisant le courant de l'inductance est donnée par [21]:

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{V_i - V_s}{L} \dots\dots(III.1)$$

I_L : Le courant dans l'inductance

Le processus de commutation est décrit par la position de l'interrupteur(S). Dans le premier laps de temps ($\alpha.T$) le transistor est dans un état de saturation, alors l'inductance (L) se charge d'énergie avec augmentation du courant I_L . Dans le deuxième laps de temps $(1-\alpha)T$, l'inductance (L) libère cette énergie à la charge avec une diminution de courant I_L .

En négligeant la chute de tension à travers la diode, le taux de changement du courant est donné par [21] :

$$\frac{dI_L}{dt} = -\frac{V_s}{L} \dots\dots\dots (III.2)$$

Lorsque le courant de l'inductance ne se décroît pas à zéro avant la commutation du transistor(S), le convertisseur fonctionne dans le mode de conduction continu, comme illustré sur la figure III.2, et dans ce cas, si la tension de charge dépend seulement de la tension de source et du rapport cyclique $\alpha = \frac{T_{on}}{T}$, la tension aux bornes de la charge :

$$V_s = \alpha.V_i \dots\dots\dots (III.3)$$

Dans le mode de conduction discontinu le courant de l'inductance s'annule dans un cycle de commutation entre le transistor(S) et la diode. Dans ce cas, la tension de charge dépend d'une manière plus complexe du rapport cyclique et le courant de la charge, la figure III.3 montre comment la tension de charge varie avec le courant de charge. Les caractéristiques des courants et la tension représentant le fonctionnement du hacheur dévolteur sont données par la Figure III.2 :

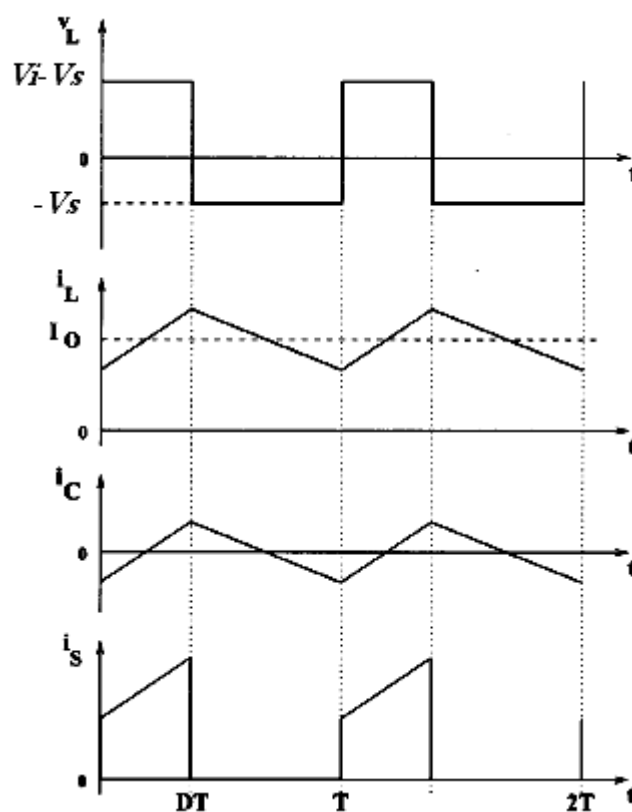


Figure III.2. Caractéristique de la tension et des courants dans le transistor et l'inductance d'un convertisseur Buck [15].

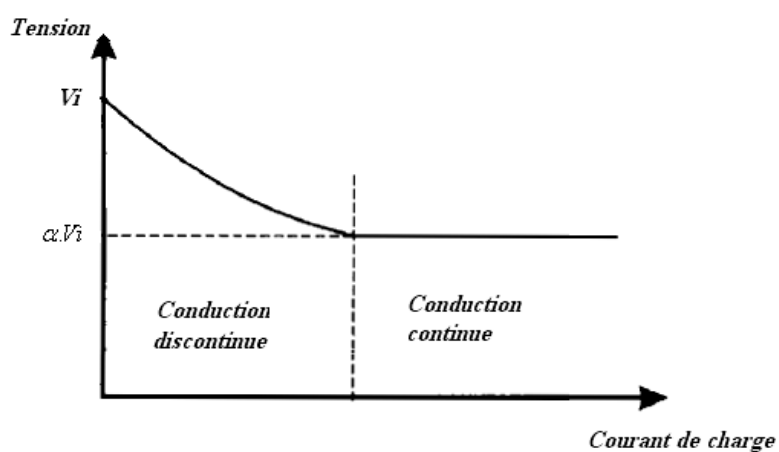


Figure III.3. Variation de la tension de charge avec le courant de charge pour un convertisseur Buck [21]

III.2.2. Le hacheur survolteur (Boost)

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la Figure III.4, représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps (αT), le transistor (S) est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor (S) s'ouvre et l'inductance (L) s'opposant à la diminution de courant (I_L), génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge (R) à travers la diode (D) [8].

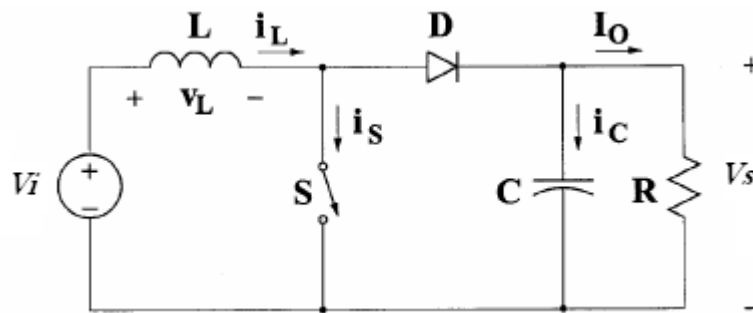


Figure III.4. Circuit électrique de base du hacheur survolteur [15]

La tension et le courant de la charge du convertisseur Boost dans le cas de la conduction continue sont donnés par [15]:

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} \times V_i \dots \dots \dots (III.4)$$

et

$$I_o = (1-\alpha) \times i_L \dots \dots \dots (III.5)$$

Comme le présente la Figure III.5, lorsque l'interrupteur du transistor (S) est sur la position (*on*), le courant de l'inductance du hacheur augmente linéairement et à cet instant la diode (D) est bloquée (*off*).

Et lorsque (S) tourne sur la position (off), l'énergie emmagasinée par l'inductance est dissipée dans le circuit (RC) bien que la diode (D) est passante. Les caractéristiques de tension et du courant de charge du convertisseur Boost dans le cas de la conduction continue sont décrites par la Figure III.5, comme suit :

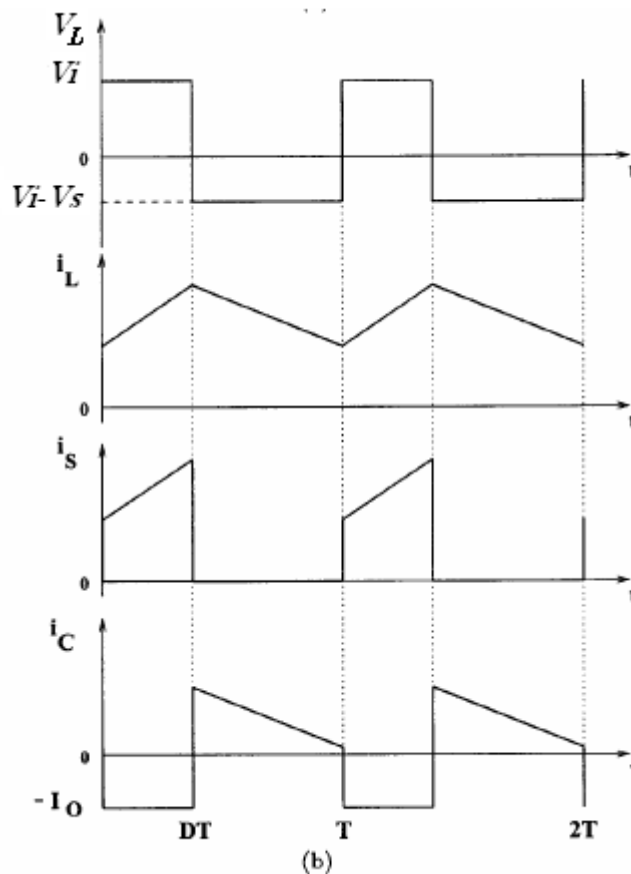


Figure III.5. Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur [15]

III.2.3. Le convertisseur Buck-Boost

La troisième topologie de base de ce convertisseur est donnée par la Figure III.6. Dans cet dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée.

Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée ; et quand le commutateur tourne sur la position (off),

la tension à travers l'inductance est renversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode. Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée comme suit [21]:

$$V_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} \times V_i \dots \dots \dots (III.6)$$

Le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur, et les caractéristiques du courant et de la tension de charge sont données par la Figure III.6.

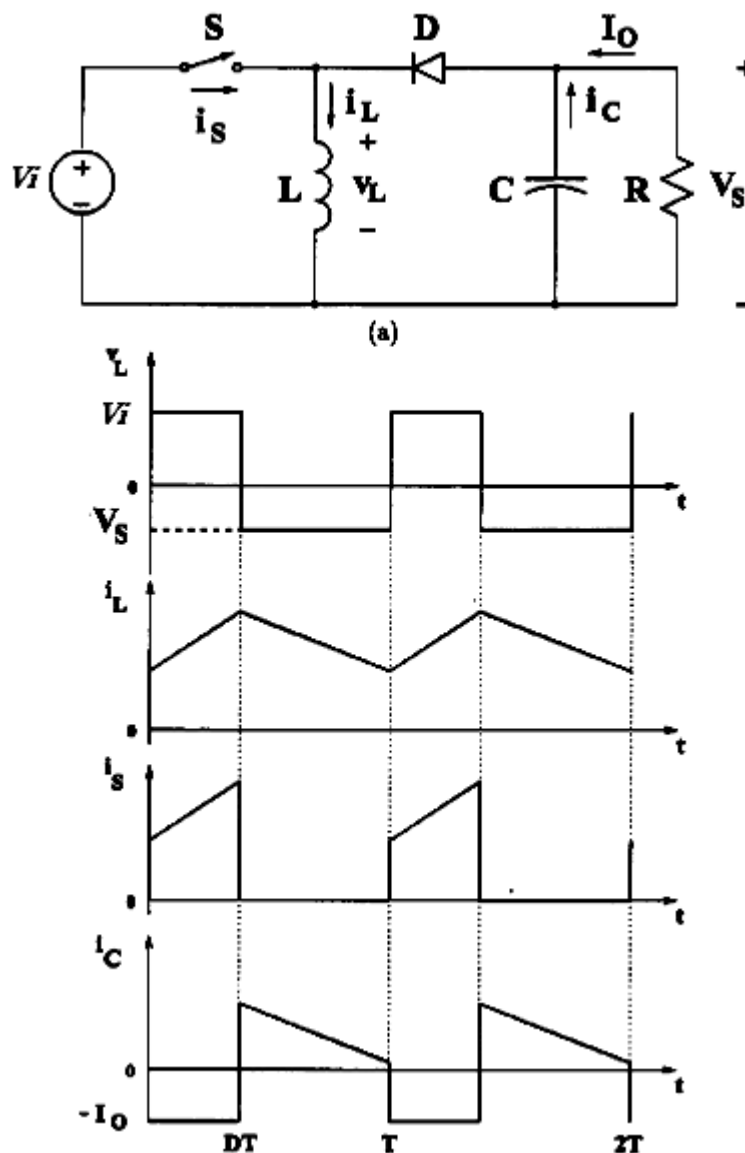


Figure III.6. Caractéristiques de la tension et des courants de la charge, et le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur [15]

III.3. Commande (MPPT) des convertisseurs DC/DC

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs (*PPM*) correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit pour effectuer le transfert d'énergie du (*GPV*) à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée [10].

III.3.1. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC

La Figure III.7 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (*DC-DC*) entre le (*GPV*) et la charge. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie pour stocker de l'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de la tension (ballast,...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande (*MPPT*) (Maximum Power Point Tracking) qui permet de rechercher le (*PPM*) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche (*MPPT*) peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

De nombreuses recherches sur les commandes (*MPPT*) ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche du (*PPM*) selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Les commandes (*MPPT*) développées, sont toutes basées sur une commande extrême de type Perturbe & Observe, (*P&O*).

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes de commandes extrémales présentant plus ou moins de précisions. A partir de l'évaluation ou de la mesure de la puissance fournie par le générateur, ces commandes utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance pour appliquer une action de contrôle adéquate

sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du (*PPM*). Un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie [10].

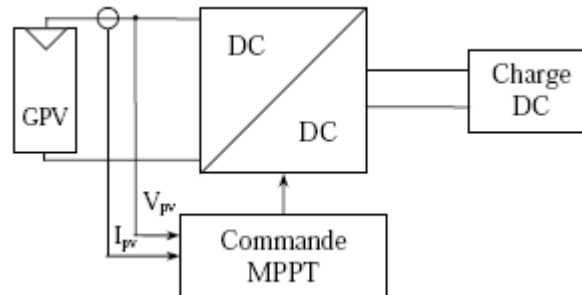


Figure III.7. Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (*DC-DC*) contrôlé par une commande (*PPM*) sur charge *DC* [10]

III.3.2. Méthode de poursuite du point de puissance maximale

Pour obtenir un meilleur rendement dans le fonctionnement des générateurs photovoltaïques, la technique appelée la poursuite de la puissance maximale (*MPPT*) qui consiste à transférer de façon optimale toute la puissance électrique à extraire de cette source de l'énergie photovoltaïque vers la charge à alimenter. Elle doit être utilisée dans toute application utilisant ces générateurs, et deviendra nécessaire et même indispensable selon la théorie du transfert optimal de puissance.

Les techniques de contrôle employées pour la poursuite du point de puissance sont [14]:

- Méthodes de la dérivée de la puissance
- Méthodes à contre réaction de la tension

III.3.2.1. Méthode de la dérivée de la puissance

Cette méthode est basée sur la recherche de l'extremum de la courbe de puissance $P_v = f(V_p)$ obtenue directement de la caractéristique du (*GPV*). Le point de puissance maximale (*PPM*) est obtenu lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension s'annule, c'est-à-dire, lorsque ($\frac{dP_v}{dV_p} = 0$) [14].

Le point de puissance maximale (PPM) est donné par la Figure III.8 :

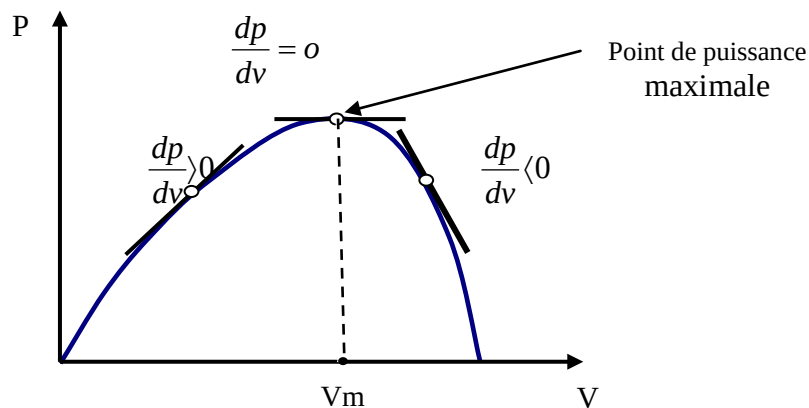


Figure III.8. Caractéristique du point de puissance maximale MPP [14]

III.3.2.1.1. Méthode de la perturbation et l'observation la (P&O)

Si plus généralement, on désire suivre le point de puissance maximale en s'affranchissant de la connaissance des paramètres qui modifient sa position, on doit recourir aux techniques d'asservissement, en utilisant la plus souple, celle de la perturbation et de l'observation, (P & Q).

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence (V_{ref}), ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC), puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique.

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du générateur est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent [10]. L'organigramme de l'algorithme de perturbation et de l'observation (P et O) est donné par la Figure III.9.

$D = \alpha$: Rapport cyclique.

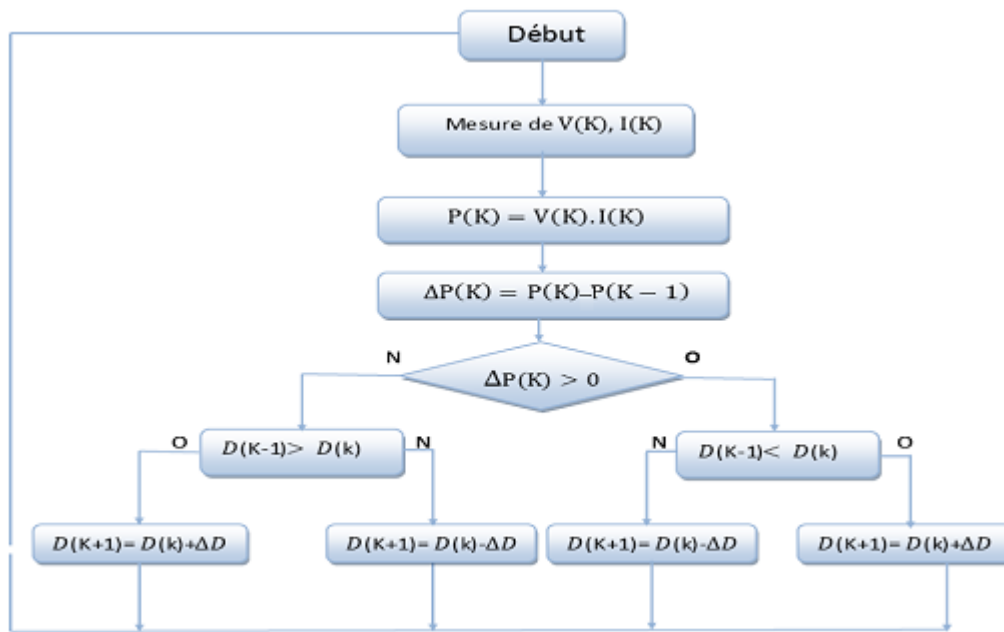


Figure III.9. Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation [35]

III.3.2.1.2. Méthode par incrémentation de conductance

L'algorithme par incrémentation de conductance se résulte en dérivant la puissance du panneau photovoltaïque par rapport à la tension et en mettant le résultat égal à zéro. Ceci peut être décrit par les équations suivantes [37]:

$$\frac{dP_v}{dV_p} = \frac{d(V_p \times I_{pv})}{dV_p} = I_{pv} + V_p \frac{dI_{pv}}{dV_p} = 0 \dots \dots \dots (III.7)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_p} = -\frac{I_{pv}}{V_p} \dots \dots \dots (III.8)$$

Le terme $\frac{I_{pv}}{V_p}$ représente l'opposé de la conductibilité instantanée du panneau photovoltaïque, et $\frac{dI_{pv}}{dV_p}$ représente le terme d'incrémentation de conductance. Par conséquent, pour le point de puissance maximum (PPM), ces deux termes peuvent être égaux mais de signes opposés. Si le point de fonctionnement ne coïncide pas avec le point (PPM), l'inégalité de l'équation (III.8) indique la position de la tension de

fonctionnement si elle est plus grande ou inférieure à la tension du point de puissance maximum (PPM) [37].

$$\begin{aligned} \frac{dI}{dV} &= -\frac{I}{V}, \left(\frac{dP}{dV} = 0 \right) \\ \frac{dI}{dV} &> -\frac{I}{V}, \left(\frac{dP}{dV} > 0 \right) \dots\dots\dots (III.9) \\ \frac{dI}{dV} &< -\frac{I}{V}, \left(\frac{dP}{dV} < 0 \right) \end{aligned}$$

L'organigramme de cet algorithme est donné par la figure III.10:

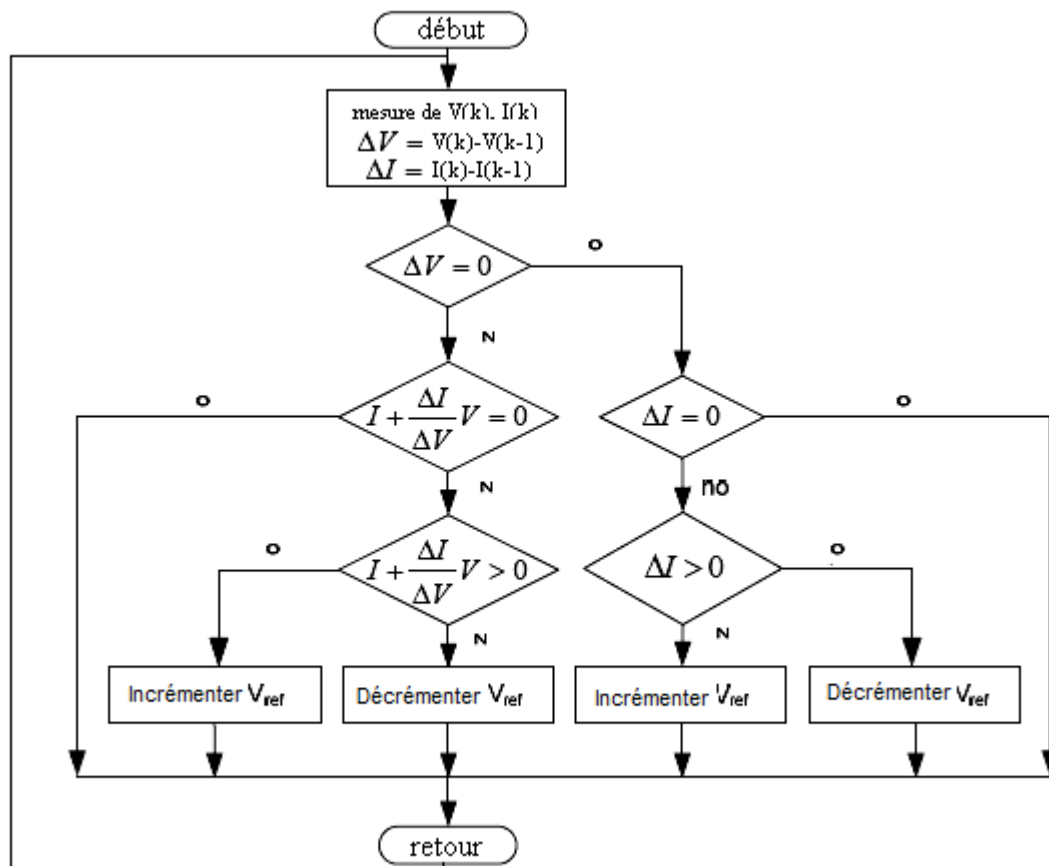


Figure III.10. Organigramme de l'algorithme incrémentation de conductance [36]

III.3.2.2. Méthodes à contre réaction de la tension

Ce genre de mécanisme repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par comparaison de cette tension avec une référence.

Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la MLI de la commande afin d'annuler cette erreur comme le montre la figure III.11 [11]:

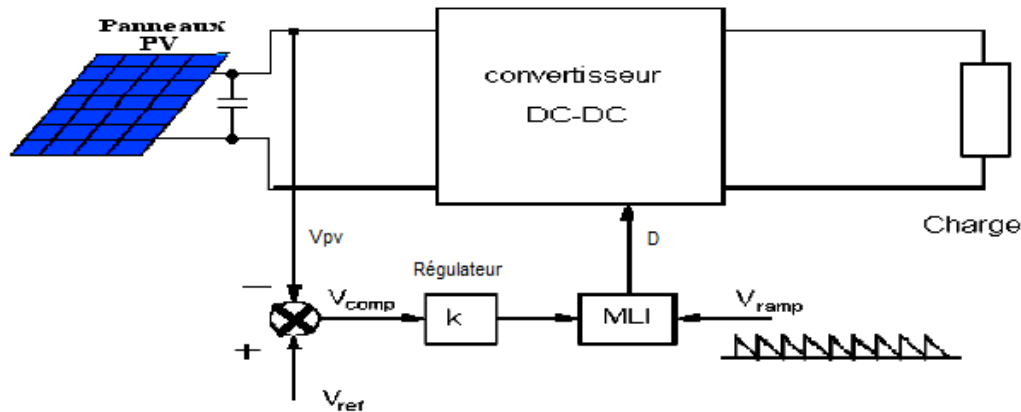


Figure III.11. Méthode avec Contre-réaction de tension et modulation [11]

Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe), on distingue trois types de méthodes :

III.3.2.2.1. Méthode à tension de référence fixe

Cette méthode est basée sur une simple comparaison entre la tension de sortie du panneau avec une tension de référence prédéfinie, pour ajuster continuellement le rapport cyclique du convertisseur (*DC-DC*). Cette tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales (Figure III.11), relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température en agissant simplement sur les différents facteurs de pondération lors de la mise au point afin de générer le maximum de puissance. A cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est déviée, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures le long des périodes de l'année [11].

III.3.2.2.2. Méthode MPPT avec mesure de la tension à vide du panneau

La tension à vide du panneau (V_{oc}) est mesurée en interrompant le fonctionnement normal du système avec une certaine fréquence, en mémorisant la valeur mesurée, et

puis ajustant la tension de référence (V_{ref}) sur une certaine fraction de la tension du circuit ouvert qui a été expérimentalement déterminée pour être 76% de (V_{co}) .

Cette tension de référence est comparée à la tension de fonctionnement du panneau (V) et le signal d'erreur résultant (V_{com}) est employé comme entrée dans la commande *MLI* du convertisseur (*DC-DC*) (Figure III.11).

Cette augmentation permet la commande de la tension de fonctionnement du panneau photovoltaïque avec la considération de facteurs importants comme l'ensoleillement et la température. En plus, le vieillissement et l'accumulation de la poussière sur la surface de cellules sont aussi pris en compte [11].

III.3.2.2.3. Méthode MPPT avec cellule pilote

Pour éviter les inconvénients liés à l'interruption fréquente de l'exploitation du système, on propose l'utilisation d'une cellule pilote. C'est une cellule photovoltaïque simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée photovoltaïque. Sa tension (V_{co}) est constamment mesurée, elle fournit donc l'information implicite du reste des conditions de fonctionnement courantes du panneau. La tension (V_{co}) de la cellule pilote est multipliée par un certain facteur constant pour être comparée à la tension de référence de la boucle de contre réaction.

Puisque cette méthode emploie toujours un facteur fixe pour estimer la tension optimale (V_{mp}) d'une valeur mesurée de (V_{co}) , le point de puissance maximale n'est toujours pas vraiment obtenu. Cette technique est fondée sur la connaissance des caractéristiques de la rangée photovoltaïque pour estimer le lieu du point de puissance maximale [11].

III.3.2.3. Méthode avec contre réaction du courant

Dans toutes les méthodes (*MPPT*) présentées jusqu'ici, une mesure de (I_{pv}) et (V_p) a été employée pour obtenir des informations sur la puissance de sortie du panneau. Cette nouvelle méthode (*MPPT*) utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel et actuel du système [38].

L'avantage de cette méthode est qu'elle est simple, contrairement aux méthodes mentionnées précédemment.

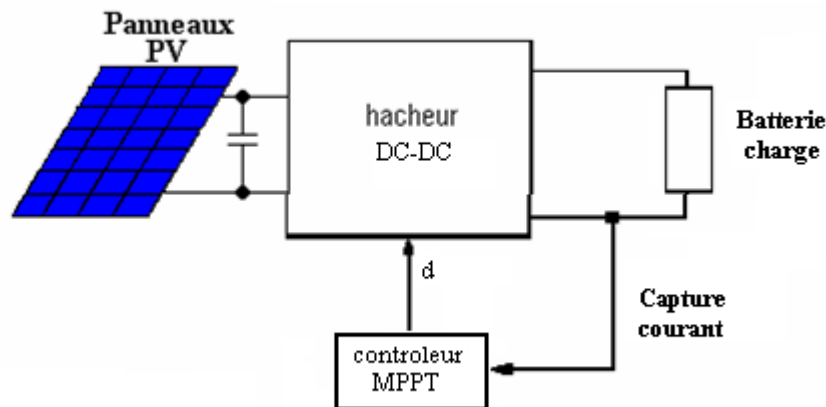


Figure III.12. Méthode de la contre réaction en courant [11]

III.4. Modélisation et commande des convertisseurs (DC-DC)

L'électronique de régulation et commande détermine, à partir des consignes imposées de l'extérieur et des mesures prélevées sur le générateur et la charge, la séquence de conduction et du blocage des interrupteurs par les signaux logiques nécessaires à la commande en fonction du type de convertisseur utilisé [35].

III.4.1. Asservissement de la tension

Le schéma fonctionnel du système asservi en tension est représenté par la figure suivante :

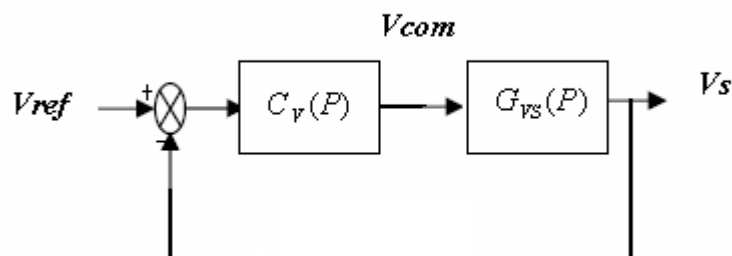


Figure III.13. Schéma fonctionnel de la boucle de tension [39].

V_{ref} : est la tension continue de référence.

V_i : Tension d'entrée du hacheur.

$G_v(P)$: est la fonction de transfert du correcteur (P ou PI).

$G_{vs}(P)$: est la fonction de transfert du hacheur équivalent en petit signaux.

III.4.2. Fonction de transfert des convertisseurs (DC-DC)

Les fonctions de transfert des convertisseurs (DC-DC) équivalent en petits signaux sont données par les fonctions de transferts suivantes [40] :

$$G_{vs}(P) = \frac{V_s}{D} = G_{do} \cdot \frac{(1 - \frac{P}{\omega_z})}{1 + (\frac{1}{\omega_o \cdot Q}) \cdot P + (\frac{1}{\omega_o}) \cdot P^2} \dots\dots\dots(III.10)$$

$$G_{vs}(P) = \frac{V_s}{V_i} = G_{go} \cdot \frac{1}{1 + (\frac{1}{\omega_o \cdot Q}) \cdot P + (\frac{1}{\omega_o}) \cdot P^2} \dots\dots\dots(III.11)$$

$$V_s = \frac{D}{D'} V_i = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \times V_i \dots\dots\dots(III.12) \quad \text{Avec} \quad \begin{cases} D = \alpha \\ D' = 1 - \alpha \end{cases}$$

Convertisseur dc-dc	G_{g0}	G_{d0}	ω_0	Q	ω_z
buck	D	$\frac{V_s}{D}$	$\frac{1}{\sqrt{LC}}$	$R \sqrt{\frac{C}{L}}$	∞
boost	$\frac{1}{D'}$	$\frac{V_s}{D'}$	$\frac{D'}{\sqrt{LC}}$	$D'R \sqrt{\frac{C}{L}}$	$\frac{D'^2 R}{L}$
buck-boost	$-\frac{D}{D'}$	$\frac{V_s}{D D'^2}$	$\frac{D'}{\sqrt{LC}}$	$D'R \sqrt{\frac{C}{L}}$	$\frac{D'^3 R}{D L}$

Tableau II.1 : Paramètres des fonctions de transfert de base en petits-sinaux de quelques convertisseurs (DC-DC) [40].

III.4.3. Hacheur réversible en courant

Dans le cas du hacheur utilisé pour adapter la tension aux bornes du générateur (PV), le transfert d'énergie s'effectue dans un seul sens, de la source (générateur PV) vers le bus à (DC).

Dans le cas du hacheur utilisé par la charge/décharge des batteries, le courant électrique doit être réversible. Ainsi, pour le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur survolteur et un hacheur dévolteur on été associés comme l'indique le schéma de la Figure III.14 [12]:

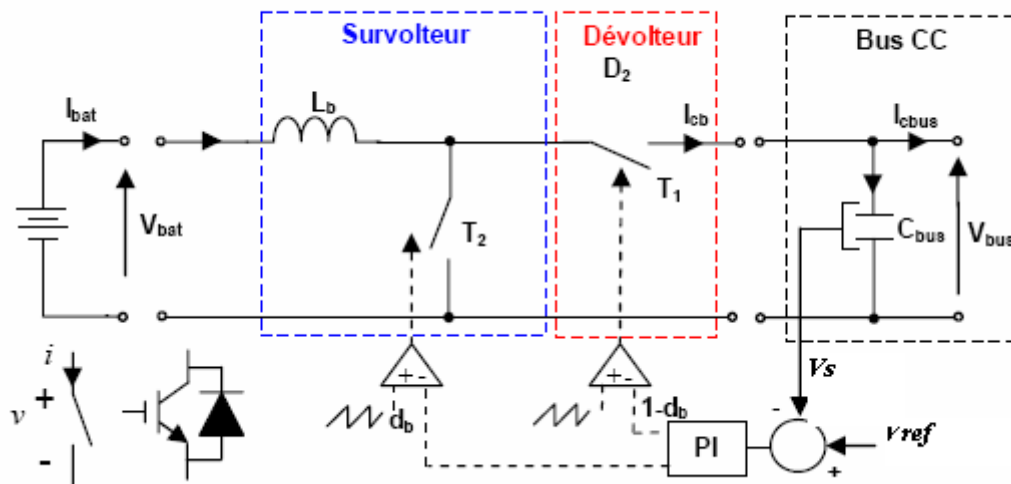


Figure III.14. Hacheur réversible en courant et sa commande [12]

III.5. Le stockage de l'énergie

Les batteries de stockage pour le solaire photovoltaïque sont choisis par les critères suivants :

III.5.1. Choix de la technologie

Les principales caractéristiques des batteries de stockage pour le solaire photovoltaïque sont [41]:

- **La tension nominale :** c'est la force électromotrice de l'accumulateur en fonction du couple électrochimique utilisé.
- **La tension de charge :** c'est la tension minimale à appliquer pour charger efficacement l'accumulateur.
- **La capacité nominale:** c'est la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie, elle s'exprime en ampères-heures (Ah). Elle est donnée dans des conditions de référence (durée de décharge de 20h et température de 25°C).

- **La profondeur de décharge** : rapport entre la quantité d'électricité déchargée à un instant t et la capacité nominale.

Il y a différents types de batteries, celles-ci diffèrent par leur taille, leur utilisation et leur mode de construction.

Les deux types de batteries, qui diffèrent selon leur utilisation, sont les batteries de démarrage et les batteries à cycles profonds. Une batterie de démarrage est utilisée dans la plupart des voitures et a pour but de produire un courant important pendant un temps très court. Une batterie à cycles profonds a la capacité de pouvoir se décharger complètement quelques centaines de fois. Elle a moins d'énergie instantanée mais une production d'énergie à long terme bien supérieure.

Les avantages essentiels de la technologie Plomb pour le photovoltaïque sont :

- la longévité
- le rapport qualité/prix
- un entretien faible ou nul
- une bonne tenue aux températures extrêmes, et la possibilité de charge à courant faible.

Cependant, il faut éviter les décharges profondes et les surcharges et il faut maintenir ces batteries chargées quand on les stocke.

Le Tableau comparatif des différentes technologies de batteries est donné comme suit :

Type	Energie massique	Tension d'un élément	Durée de vie (Nombre de recharges)	Temps de charge	Auto-décharge Par mois
Plomb	30-50 Wh/Kg	2 V	200-300	8-16h	5 %
Ni-Cd	48-80 Wh/Kg	1.25 V	1500	1h	20 %
Ni-Mh	60-120 Wh/Kg	1.25 V	300-500	2h-4h	30 %
Li-ion	110-160 Wh/Kg	3.7 V	500-1000	2h-4h	10 %
Li-Po	100-130 Wh/Kg	3.7 V	300-500	2h-4h	10 %

Tableau II.2 : Tableau comparatif des différentes technologies de batteries [41]

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes, ce qui nous intéresse pour la micro-transat, sont en général de type plomb-acide (type batterie de voiture).

III.5.2. Les caractéristiques d'une batterie au plomb

Les caractéristiques d'une batterie au plomb sont décrites comme suit [41]:

III.5.2.1. La tension

La tension nominale d'un élément au plomb est de (2V). Mais comme pour la technologie au nickel cette tension varie en fonction de l'état de charge de l'accumulateur. Un élément chargé présente une tension de (2,1V), et on peut le décharger jusqu'à une tension de 1,9V sans risque, le minimum absolu étant à (1,65V). Les accumulateurs au plomb sont souvent vendus sous forme de batterie de plusieurs éléments. La version la plus courante est la batterie à 6 éléments, donc dite batterie 12V. La tension de ce type de batterie peut donc varier de (11V à 12,6V).

III.5.2.2. La capacité

La capacité des batteries au Plomb peut aller :

- de 1Ah à plus de 1000 Ah pour les batteries à électrolyte stabilisé
- de 2Ah jusqu'à 4000Ah pour les batteries à électrolyte liquide.

Ce sont donc des batteries de forte capacité comparées aux accumulateurs au Nickel et plus encore au Lithium.

III.5.2.3. La résistance interne

La résistance des accumulateurs au plomb est négligeable dans le cas des fortes capacités. Ces accumulateurs sont capables de fournir des courants énormes >2000A sous 12V. Ce sont presque des générateurs parfaits. La résistance interne est inférieure à (50 mΩ) milli-Ohms.

Cette valeur est le maximum dans le cas des accumulateurs à électrolyte stabilisé des plus faibles capacités.

III.5.2.4. L'autonomie « sans apport solaire »

C'est la durée pendant laquelle le stockage assure le fonctionnement du récepteur sans recevoir aucune charge de la part du photogénérateur.

Elle dépend de la capacité de L'accumulateur et de l'énergie requise par le récepteur, indépendamment du photogénérateur.

III.6. Convertisseurs DC/AC

III.6.1. Principes de la conversion DC/AC d'un onduleur photovoltaïque

Il a pour rôle de convertir le courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif identique à celui de Sonelgaz (réseau triphasé, 220V et 50Hz). C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et il permet un contrôle parfait du fonctionnement.

Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petite dimension, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple). Il n'émet aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit.

Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques [42].

III.6.2. Types d'onduleurs

Les onduleurs utilisés dans les installations solaires autonomes sont caractérisés par leur technologie et par la forme d'onde qu'ils génèrent [34] :

III.6.2.1. Onduleur à onde sinusoïdale

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour les installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en oeuvre, les protections et synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique HF intermédiaire sans filtre de sortie ; le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber la charge. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF.

III.6.2.2. Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problèmes des charges inductives.

Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie. Celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée.

III.6.2.3. Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

Ce sont en général les appareils les plus performants en terme de rendement. La technique utilisée part d'un oscillateur à modulation de largeur d'impulsion à 50 Hz commandant deux transistors dans le primaire d'un transformateur. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un réglage précis de la tension de sortie.

III.7. Etude de la partie contrôle et la commande

III.7.1. Onduleur de tension

La Figure III.15 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 (*GTO* ou *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} [23], ou à deux condensateurs avec un point milieu (C_{dc1} , C_{dc2}), [2]. 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.

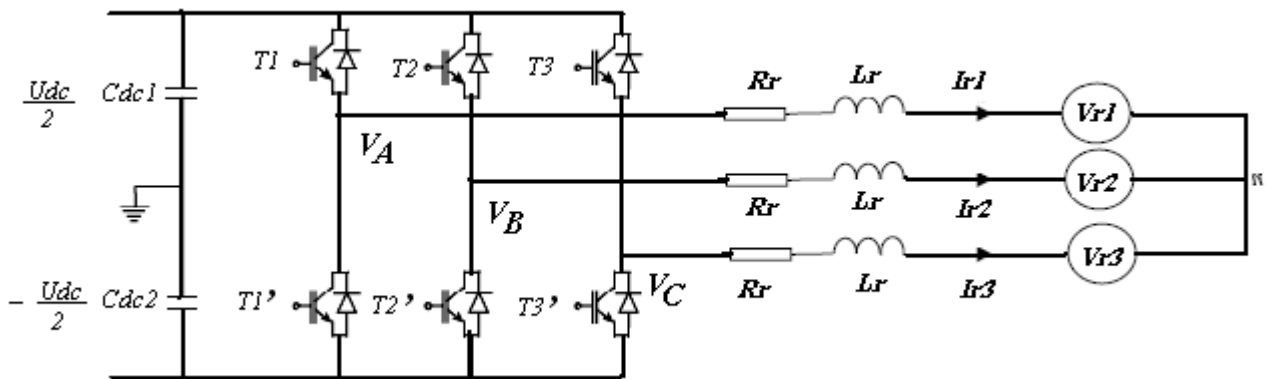


Figure III.15. Onduleur de tension triphasé [2]

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 [2].

III. 7. 2. Introduction à la stratégie de commande

La structure du système de commande de l'onduleur peut être séparée en deux sous systèmes ayant des dynamiques différentes : l'une dite rapide qui est liée aux courants, et une autre dite lente qui est associée à la tension continue. De ce fait, une synthèse de deux régulateurs pour la boucle interne des courants, et pour la boucle externe de la tension continue peut se faire. D'autre part, il est bien connu que la performance de la boucle des courants joue un rôle essentiel dans la performance globale du système ; c'est pourquoi une commande ayant une réponse rapide et un bon comportement en état stationnaire s'avère nécessaire. Pour le réglage de la tension

continue, l'utilisation de commandes classiques, en particulier du type proportionnel intégral, semble être suffisante pour obtenir des performances acceptables. Ce travail est consacré à l'étude des différentes lois de commande pour la boucle interne des courants [43].

III.7.3. Commande de l'onduleur

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commande peuvent être utilisées [26]:

- commande par hystérésis,
- commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion)

III.7.3. 1. Commande par hystérésis

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence.

Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation.

En pratique, c'est la technique schématisée sur la Figure III.16 que l'on utilise. La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur [43] :

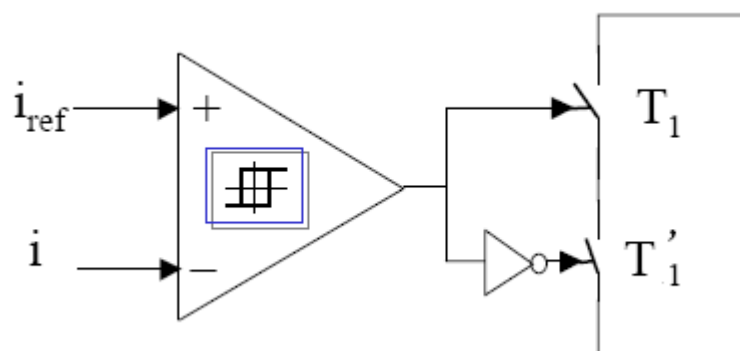
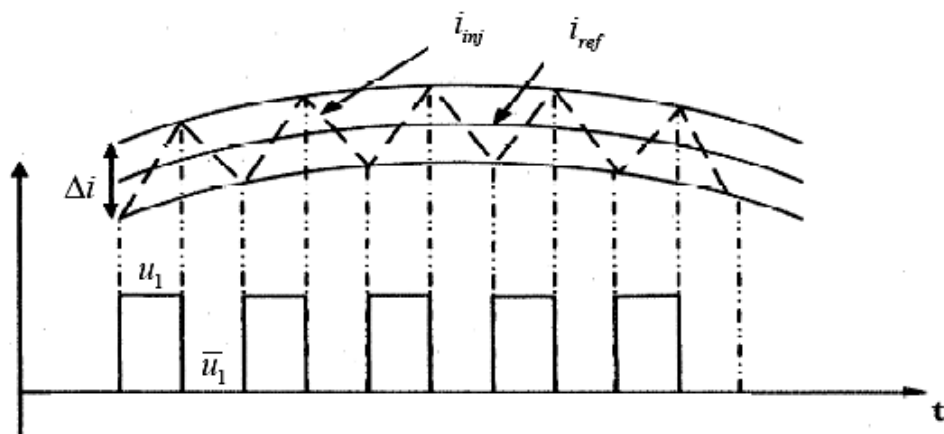


Figure III.16. Contrôle de courant par hystérésis [43]

La simplicité de la mise en oeuvre de cette stratégie est son avantage, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci peut être remédié par une autre version de contrôle par l'hystérésis avec une fréquence de commutation fixe.

Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis qui détermine l'erreur sur les courants et la fréquence de commutation bien que cette dernière reste inconnue. Le principe de la commande des interrupteurs est illustré par la Fig. III. 17 :



III.7.3.2. Commande par MLI

La méthode basée sur la MLI met en oeuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse).

La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la Figure III.18 [43] :

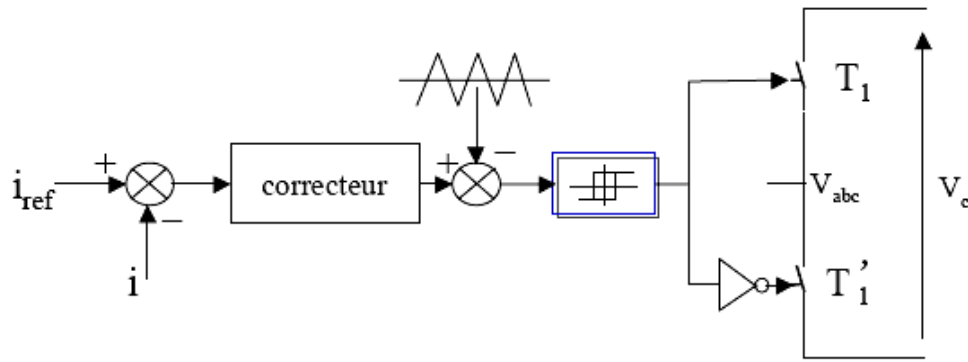


Figure III.18. Contrôle de courant par MLI [43]

Le schéma de principe de la commande est donné par la Figure III.19 suivante :

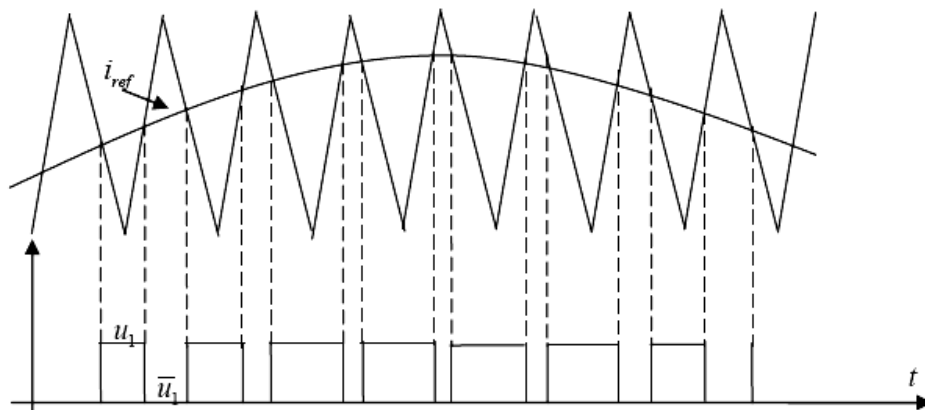


Figure III.19. Commande des interrupteurs par MLI [32].

D'autres techniques de MLI existent également dans la littérature comme la MLI à échantillonnage régulier où on peut distinguer deux méthodes :

- La MLI à échantillonnage régulier symétrique où la référence est échantillonnée à chaque période de la porteuse,
- la MLI à échantillonnage régulier asymétrique où la référence est échantillonnée à la demi-période de la porteuse.

La mise au point d'un régulateur doit prendre en compte les critères suivants :

- la bande passante du régulateur doit être assez large afin de ne pas introduire un retard important,
- le fonctionnement de la régulation ne doit pas être perturbé par les harmoniques dus aux découpages de l'onduleur. Ces harmoniques doivent être atténués à la sortie du régulateur.

III.7.4. Régulateur proportionnel-Intégral

Nous utilisons simplement pour chacune des phases un régulateur proportionnel-Intégral suivi d'un filtre passe bas du premier ordre.

Le rôle de ce filtre est d'atténuer les signaux hautes fréquences venant de la *MLI*. Le schéma de régulation du courant est représenté par la Figure III.20.

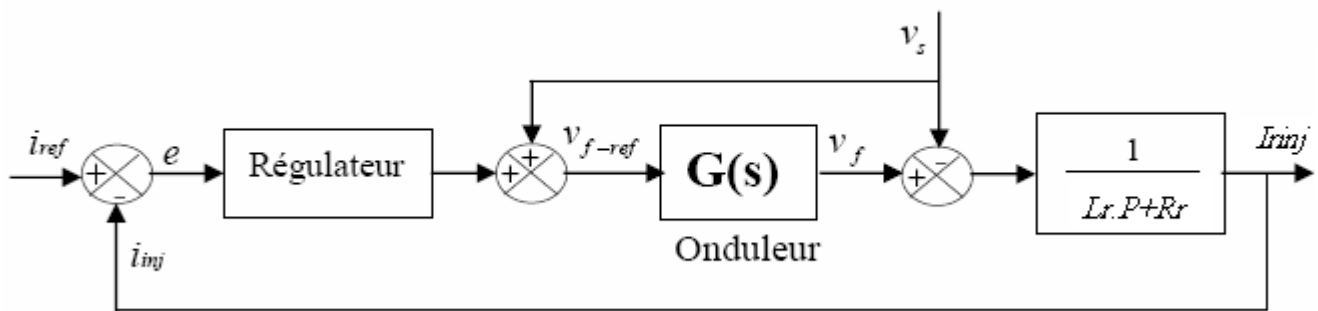


Figure III.20. Schéma de la régulation des courants de l'onduleur [32].

Notons par (Δi) la différence entre le courant de référence et le courant mesuré à partir de la relation suivante [43]:

$$\Delta i = I_{ref} - I_{inj}$$

$$Rr.I_{inj} + Lr.\frac{dI_{inj}}{dt} = V_s - V_f \dots\dots\dots (III.13)$$

D'après (III.13), et le schéma de la figure III.20 nous obtenons l'expression suivante:

$$R_r.\Delta i + L_r \frac{d\Delta i}{dt} = (V_s + L_r \frac{dI_{ref}}{dt} + R_r.I_{ref}) + V_f \dots\dots\dots(III.14)$$

Le premier terme de la partie droite de la relation (III.14) peut être défini comme tension de référence (V_f-ref), ce qui nous donne l'expression suivante :

$$V_f_ref = V_s + L_r \frac{dI_{ref}}{dt} + R_r.I_{ref} \dots\dots\dots(III.15)$$

L'onduleur de tension à commande *MLI* est modélisé par un gain G_0 [43]:

$$G_0 = \frac{U_{dc}}{U_p} \quad \text{Avec} \quad U_{dc}: \text{tension côté continu de l'onduleur,}$$

U_p : amplitude de la porteuse.

et ;

Pour que (V_f) soit égale à (V_f_ref), nous choisissons G_0 égal à 1.

R_r et L_r Respectivement la résistance et l'inductance de raccordement intermédiaire entre l'onduleur et le réseau.

III.7.4.1. Régulateur PI avec compensation de pôle

Nous utilisons un régulateur (*PI*) représenté par la Figure III.21:

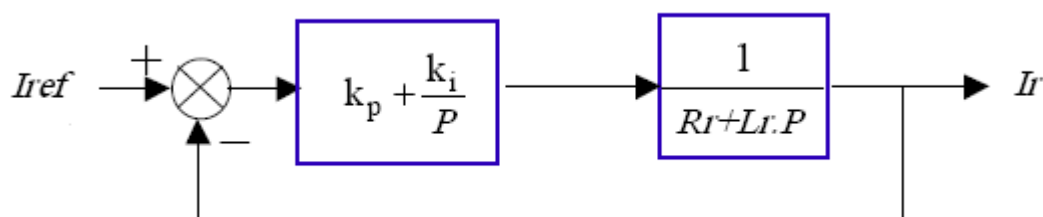


Figure III.21. Schéma bloc de la régulation (*PI*) [26]

La fonction de transfert de la boucle fermée et les coefficients du correcteur (*PI*) sont donnés par les équations suivantes [26]:

$$\frac{I_r}{I_{ref}} = \frac{1}{1 + \frac{L_r}{k_p} \cdot P} = \frac{1}{1 + \tau \cdot P} \dots\dots\dots (III.16)$$

$$\text{Avec : } \frac{k_i}{k_p} = \frac{R_r}{L_r} \dots\dots\dots (III.17)$$

III.7.4.2. Régulateur (*PI*) sans compensation de pôle

Cette méthode consiste à utiliser un régulateur (*PI*) comme représenté sur la Figure III.22. Il en résulte la fonction de transfert de la boucle fermée [26]:

$$\frac{I_r}{I_{ref}} = \left(\frac{k_i + k_p \cdot P}{P} \right) \cdot \frac{\frac{k_i}{L_r}}{P^2 + \left(\frac{k_p + R_r}{L_r} \right) \cdot P + \frac{k_i}{L_r}} \dots\dots\dots (III.18)$$

Nous remarquons la présence d'un zéro en boucle fermée, nous pouvons l'éliminer en ajoutant un filtre passe-bas du premier ordre sur la consigne du courant comme indiqué sur la figure suivante :

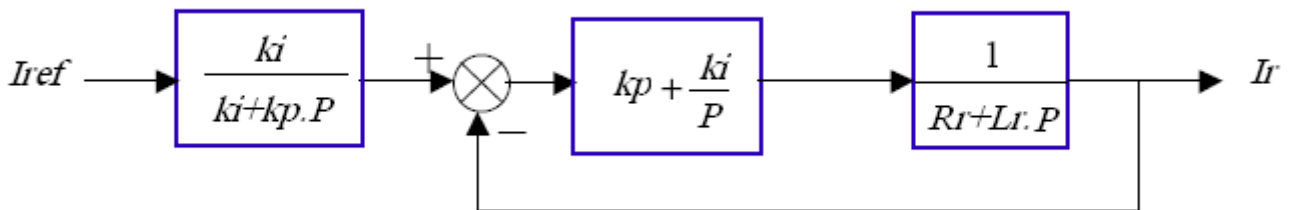


Figure III.22. Schéma bloc de la régulation PI sans compensation de pôle [26]

La réponse du système en boucle fermée peut être identifiée à celle d'un système du second ordre [26]:

$$\frac{Ir}{I_{ref}} = \frac{wi^2}{P^2 + (2.\xi.wi).P + wi^2} \dots\dots\dots(III.19)$$

Avec :

$$ki = wi^2.Lr \quad \text{Et} \quad kp = 2.\xi.wi.Lr - Rr$$

III.8. Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau

III.8.1. PLL triphasé dans le domaine de Park

Le principe de la PLL dans le domaine de Park est rappelé sur figure III.23.

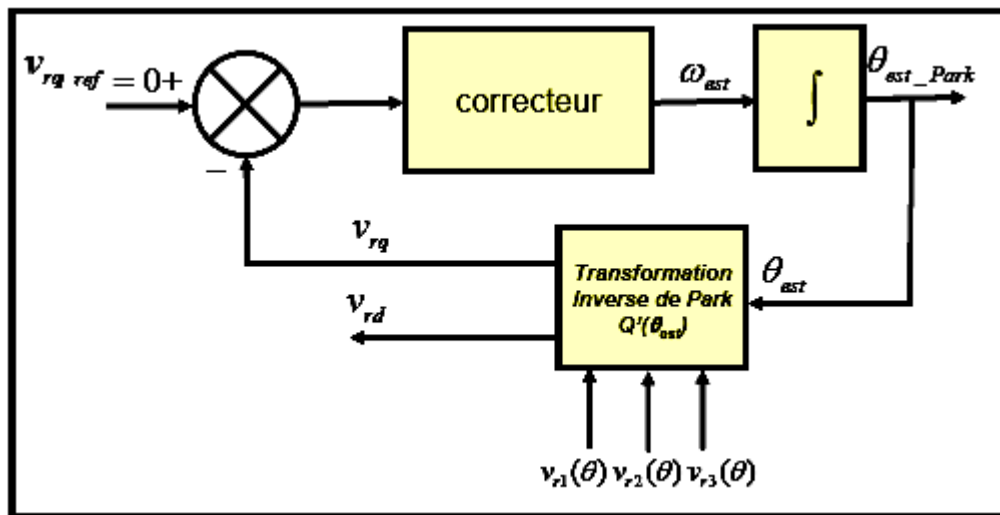


Figure III.23. Principe de la PLL dans le domaine de Park [27]

Dans le cas d'un système équilibré, la tension du système triphasé s'exprime de la manière suivante [27]:

$$\begin{aligned} V_{r1}(t) &= V_m \sin(\theta) \\ V_{r2}(t) &= V_m \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \dots\dots\dots (III.19) \\ V_{r3}(t) &= V_m \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned}$$

Le principe de base de la PLL triphasée consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau. La composante d'axe q générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park (θ_{est}). En régime établi l'angle (θ_{est}) est égale à l'angle (θ_r) du réseau.

$$v_{qr} = 0, v_{dr} = |V_m| \text{ et } \theta_r = \theta_{est}.$$

III.8.2. Elaboration et réglage des correcteurs d'une PLL triphasée

La PLL triphasée développée dans le cadre de ce projet utilise une transformée de Park comme suit [27]:

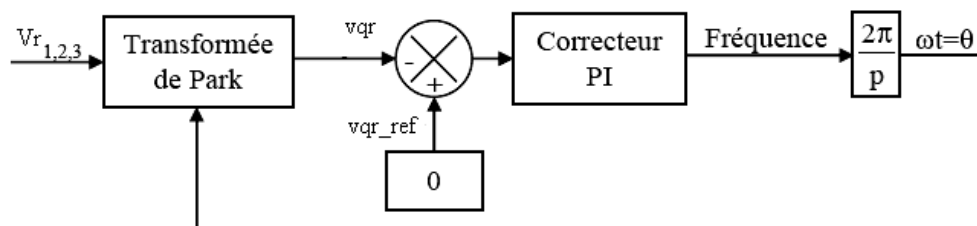


Figure III.24. Schéma de régulation de la PLL

La transformée de Park a le rôle de comparateur de phase. Cette PLL a pour avantage de pouvoir également mesurer la fréquence du signal d'entrée. La figure suivante

montre le fonctionnement de la PLL triphasée. En régime permanent, lorsque la PLL « est accrochée », $(\theta = \theta')$, $\delta = 0$ et $v_{qr} = 0$. On a alors $v_{dr} = V_r$.

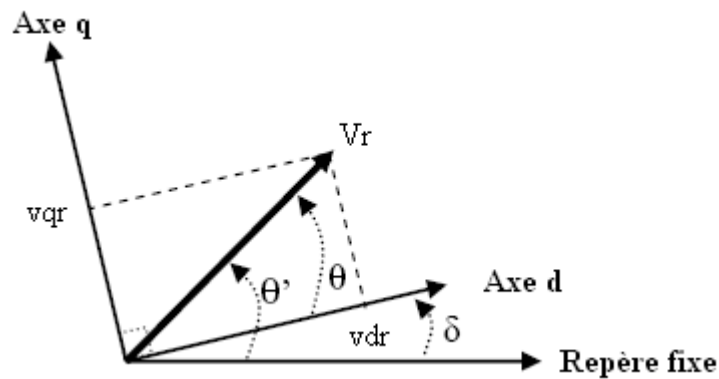


Figure III.25. Fonctionnement de la PLL triphasée [27]

III.9. Conclusion

Dans ce chapitre (III), nous avons décrit généralement tous les équipements d'électronique de puissance utilisés en adaptation avec les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Ainsi que, leur principe de fonctionnement, leurs modèles mathématiques et les différents types de commande et de régulation.

La problématique liée à la recherche de stratégies de gestion des flux optimales d'énergie et les caractéristiques fondamentales des éléments de l'installation (puissances crêtes photovoltaïque *MPPT*, capacité de stockage, ...), permettant la minimisation des pertes de puissances.

Dans ce qui suit, nous avons choisi un modèle de simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique de basse tension, dans le but d'une représentation détaillée des principaux composants constituant ce système d'une part, et d'autre part, ce système alimentera des charges.

CHAPITRE IV

Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau

IV.1. Introduction

Devant les contraintes environnementales exigées d'une part et l'augmentation du coût de production de l'électricité d'autre part, la tendance actuelle est orientée vers l'exploitation des sources d'énergie renouvelables.

Les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits. Toute injection dans le réseau se traduit par une diminution de la demande sur les centrales hydroélectriques et thermiques, et donc par une «réserve» d'eau ou du gaz qui pourra être mise à profit pendant la nuit, ou lors de périodes de faible insolation.

Plusieurs centaines d'installations de ce type sont maintenant en service, dont certaines depuis une dizaine d'années, apportant la preuve de la parfaite compatibilité avec le réseau, et de la haute fiabilité de la production d'énergie.

La mise en service de centrales photovoltaïques dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle du distributeur. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire.

Ce chapitre présente un modèle de simulation de l'ensemble des éléments électriques constituant une centrale photovoltaïque raccordée au réseau. Le modèle contient une représentation détaillée des composants principaux du système, le générateur photovoltaïque, le convertisseur ($DC - DC$) (*boost*), l'onduleur de tension ($DC - AC$) commandé par la *MLI* (sinus triangle), un filtre ($LC - L$), une charge équilibrée du côté (AC) et le réseau électrique (BT).

Une commande des convertisseurs ($DC-DC$) et ($AC - DC$) est développée dans le but d'extraire et d'injecter le maximum de puissance du générateur photovoltaïque. L'onduleur transfère l'énergie produite des modules (PV) dans le réseau en gardant la tension alternative constante. Le contrôle de la puissance, ainsi que la modélisation et la simulation ont été effectuées sous le logiciel Matlab/Simulink. Les grandeurs de réglage de la tension sont la valeur efficace, la fréquence et la phase, ce contrôle nous permettra d'injecter la puissance active désirée et de régler la tension au point de raccordement du réseau connecté.

IV.2. Système photovoltaïque Proposé

Le système que nous proposons pour l'étude et la simulation est schématisé par la Figure IV.1.

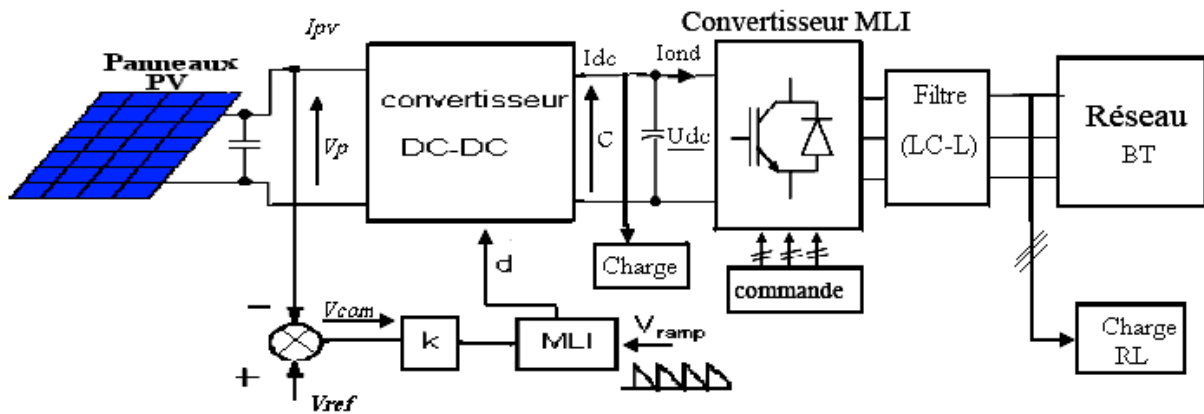


Figure IV.1. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique

IV.2.1. Présentation de la structure du système photovoltaïque

Le modèle global de la centrale photovoltaïque représenté par la Figure IV.1 est constitué de:

- **Un générateur (PV)**

Formé de 30 modules avec un nombre $N_s = 540$ de cellules en série et $N_p = 4$ branches en parallèle [14]. Nous avons étudié l'influence des paramètres extérieurs, l'éclairement et la température sur les caractéristiques (courant-tension, puissance-tension).

- **Convertisseur Boost (Continu- Continu)**

Ce convertisseur est connu par le nom d'élévateur de tension, qui est l'étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge de sortie.

Cette structure correspond à un système plus communément appelé, système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant à stocker de l'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de la tension.

Cet étage d'adaptation dispose d'une commande (MPPT) (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque [10]. Le schéma électrique du hacheur survolteur est donné par la Figure IV.2.

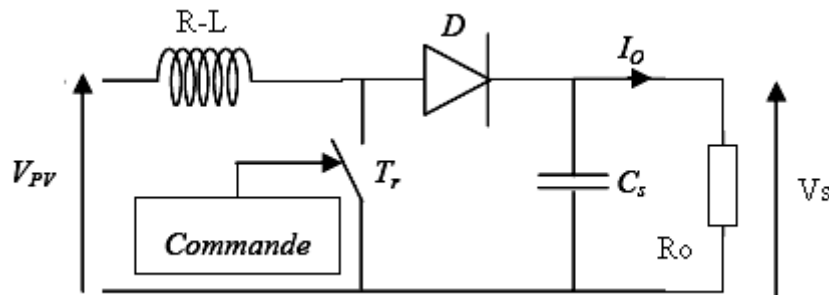


Figure IV.2. Convertisseur (DC-DC) élévateur de tension (type Boost) [10]

• Convertisseurs Continu-Alternatif

Ils sont relativement peu nombreux ; Ils se distinguent principalement par la nature de l'étage continu et par le nombre de phases de la source alternative.

- Si l'étage continu est vu comme étant une source de courant, les convertisseurs continu-alternatif associés sont des onduleurs de courant.
- Si l'étage continu est vu comme étant une source de tension, les convertisseurs continu-alternatif associés sont des onduleurs de tension.

Le plus souvent, on utilise deux ou trois phases, mais dans les applications de grande puissance, le nombre de phases peut être plus élevé (12, 24) par transformation de ce nombre [45].

Ces convertisseurs continu-alternatif sont des convertisseurs directs, ils ne sont composés que d'interrupteurs semi-conducteurs, et la nature de la source continue impose la nature de la source alternative :

- Les commutateurs de courant sont connectés à une source de tension alternative (Figure IV.3.a) ;
- Les onduleurs de tension sont connectés à une source de courant alternative (Figure IV.3.b).

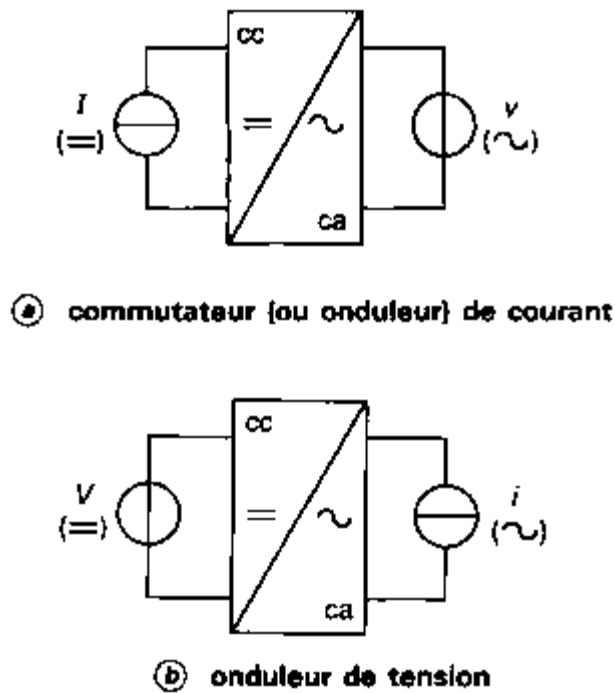


Figure IV.3 (a et b). Les deux types fondamentaux des convertisseurs continu-alternatif [45]

- **Les filtres LC – (L ou LCL)**

Le filtre LC élimine les harmoniques de découpage presque parfaitement et son comportement est quasiment idéal lorsqu'on travaille à vide (courant de sortie nul) et avec des signaux de fréquences voisines de la fréquence fondamentale [19].

Pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (L ou LCL).

La fonction de ce filtre permet d'une part de convertir le compensateur en un dipôle de courant du point de vue du réseau, et d'autre part de réduire la dynamique du courant, de façon à le rendre plus facile à contrôler.

Le filtre de type (L) permet de diminuer les harmoniques autour de la fréquence de commutation. Pour obtenir cela, la valeur de cette inductance doit être relativement élevée, cependant cette augmentation peut mettre en risque la capacité de compensation du système. Le filtre (LCL) est l'autre alternative de raccordement.

Pour des fréquences plus petites que la fréquence de coupure, le comportement de ces deux filtres est similaire, et la principale différence est la meilleure atténuation en haute fréquence du filtre (*LCL*) et le déphasage supplémentaire qu'il introduit [4].

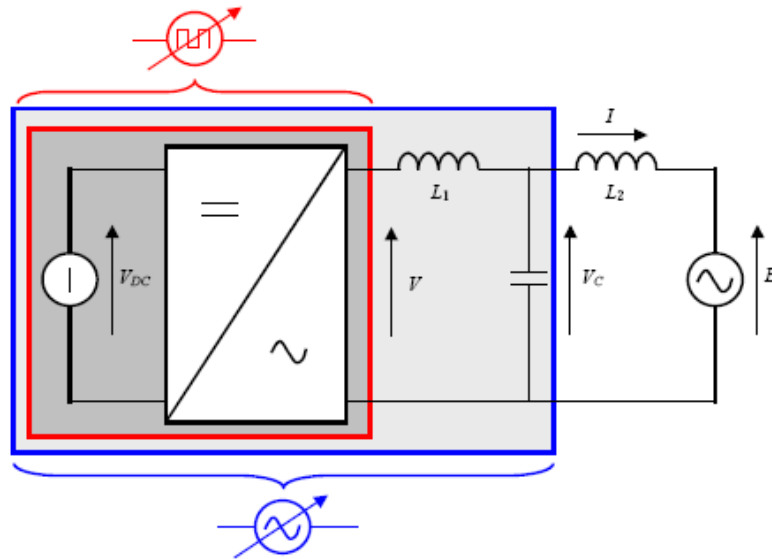


Figure IV.4. Onduleur de tension avec filtre *L* ou *LCL* [4]

- **Les charges**

La charge sur le côté (*DC*) est une batterie de stockage et pour le côté alternatif (*AC*) nous avons choisi une charge équilibrée (*RL*) .

- **Le réseau électrique**

Il représente le réseau électrique de distribution publique d'amplitude $V_r = 220V$ et de fréquence $f = 50Hz$.

IV.3. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque

IV.3.1. Modélisation du générateur GPV

Le module photovoltaïque (*ISOFOTON DE 106Wc*), est choisi pour la modélisation puis la simulation. Il contient (72) cellules solaires du silicium multi cristallines, et fournit une puissance maximum nominale de 106W [14].

Les caractéristiques physiques et électriques de ce panneau photovoltaïque sont données par le tableau suivant :

Caractéristiques physiques	I106/12
Nombre de cellules en série (N_s)	36
Nombre de cellules en parallèle (N_p)	2
Caractéristiques électriques	($G = 1000 \text{ W/m}^2$. 25°C . AM1.5)
Tension nominale (V_n)	12V
Puissance maximale (P_{max})	($106 \pm 5\%$)Wc
Courant de court-circuit (I_{cc})	6.54 A
Tension du circuit ouvert (V_{oc})	21.6V
Courant (I_m) au point de MPPT	6.1 A
Tension (V_m) au point de MPPT	17.4V

Tableau IV.1: Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour modélisation et la simulation [14].

Pour un module constitué de N_s cellules en série et de N_p cellules en parallèle, l'équation du courant photo-généré I_{ph} ramenée aux conditions de référence ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_a = 25^\circ \text{C}$) est donnée par [14]:

$$I_{ph} = [I_{cc} \cdot \frac{G}{G_r} + I_t \cdot (T_c - T_r)] \cdot N_p \dots \dots \dots (IV.1)$$

Avec :

I_{ph} : Le courant photo-généré [A].

G_r : Eclairement ou flux de référence 1000 W/m^2 .

$I_t = \frac{d.I_{cc}}{d.T}$: Coefficient de température du courant de court-circuit [$I_t = 23 \times 10^{-4} \text{ A}$].

I_{cc} : Courant de court-circuit.

T_c : Température de la cellule [kelvin].

T_r : Température de référence [300 °K].

N_p : Nombre de cellules connectées en parallèle.

Le courant de conduction de la diode dans le cas d'un module est donné par l'équation suivante [14] :

$$I_d \approx -I_{sat}(T) \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + \frac{R_s \cdot I}{N_s})}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] \times N_p \dots \dots (IV.2)$$

Le courant de saturation de la diode est donné par l'équation suivante [14] :

$$I_{sat} = I_o \left(\frac{T_c}{T_r}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{q \cdot E_g}{n \cdot k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_c}\right)\right] \dots \dots (IV.3)$$

Avec :

q : La charge de l'électron [$1.6 \times 10^{-19} \text{ j/}^\circ\text{K}$].

V : Tension aux bornes de la charge.

k : Constante de Boltzmann [$1.38 \times 10^{-23} \text{ j/}^\circ\text{K}$].

n : Coefficient adimensionnel du matériau semi-conducteur.

N_s : Nombre de cellules connectées en série.

I_o : Courant de saturation inverse de la diode à la température de référence [2.2×10^{-5}].

E_g : Le gap d'énergie du semi-conducteur, $E_g = 1.1 \text{ eV}$ pour le silicium cristallin.

L'équation représentant la température de la cellule dépend fortement de l'éclairement et de la température ambiante.

Le modèle mathématique de la température de la cellule résulte de la notion de *NOCT*, par définition le "*NOCT*" (Nominal Operating Cell Temperature) est la température de la cellule fonctionnant sous 800 W/m^2 d'éclairement à 20°C de température ambiante et 1 m/s de circulation d'air ambiant.

Le *NOCT* est donné par l'équation suivante [14] :

$$T_c - T_a = \left(\frac{NOCT - 20}{600} \right) \times G \dots \dots \dots (IV.4)$$

Avec :

T_a : Température ambiante en $^{\circ}C$

G : Eclairement en W / m^2

L'équation du modèle de la cellule est donnée comme suit [14] :

$$T_c = 276 + \frac{G}{4} + 0.9 \times T_a \dots \dots \dots (IV.5)$$

D'après le chapitre -I- l'équation mathématique du courant d'un module photovoltaïque est donné comme suit:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \dots \dots \dots (IV.6)$$

Avec :

I_{Rsh} : le courant traversant la résistance parallèle du circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Le schéma représentatif du modèle mathématique courant-tension d'un module photovoltaïque sous matlab-simulink est donné par la Figure IV.5:

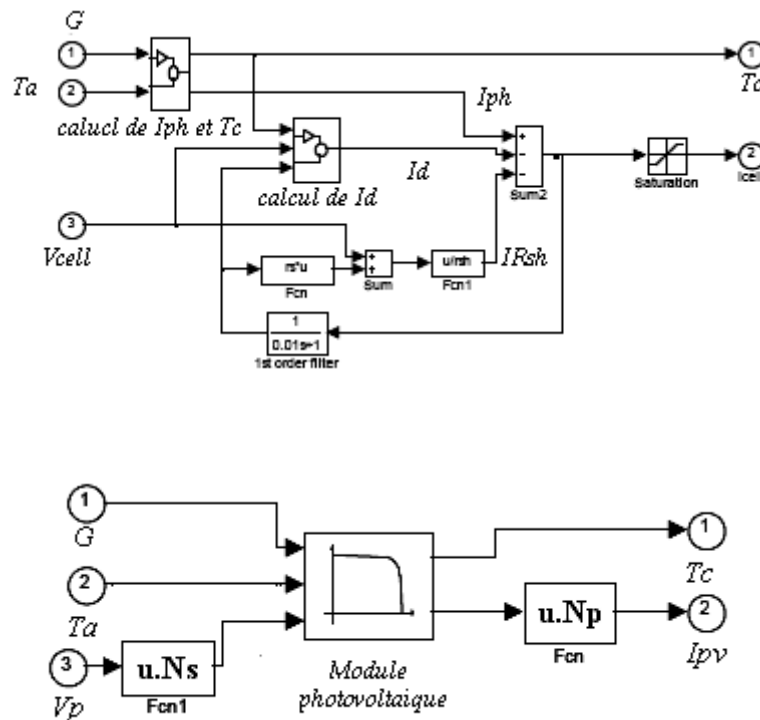


Figure IV.5. Schéma du module photovoltaïque sous matlab-simulink.

IV.3.2. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température constante

- **Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) :** À température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards ($G = 1000 \text{ W/m}^2, T_a = 25^\circ \text{C}$), la caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.6.

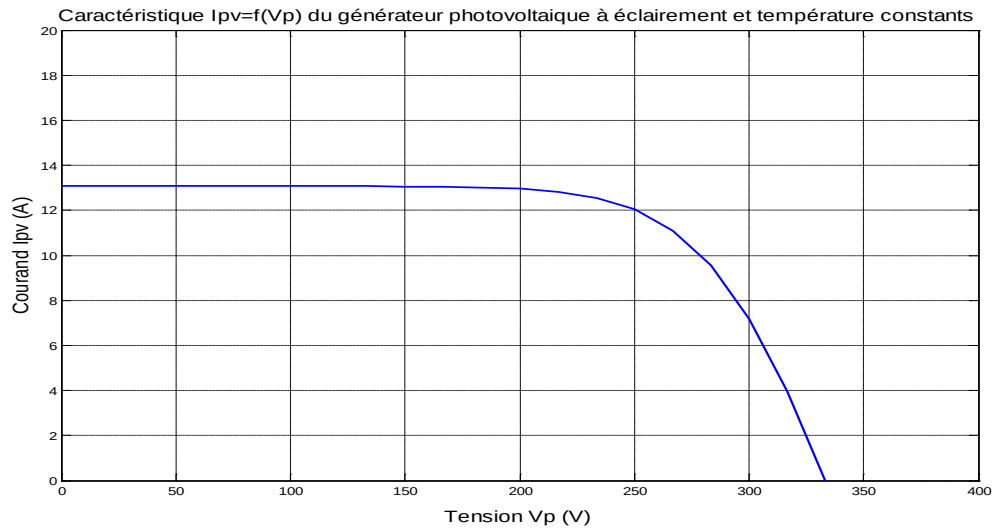


Figure IV.6. Caractéristique d'un générateur photovoltaïque

- **Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) :** À température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards ($G = 1000 \text{ W/m}^2, T_a = 25^\circ \text{C}$), la caractéristique ($P_v = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.7.

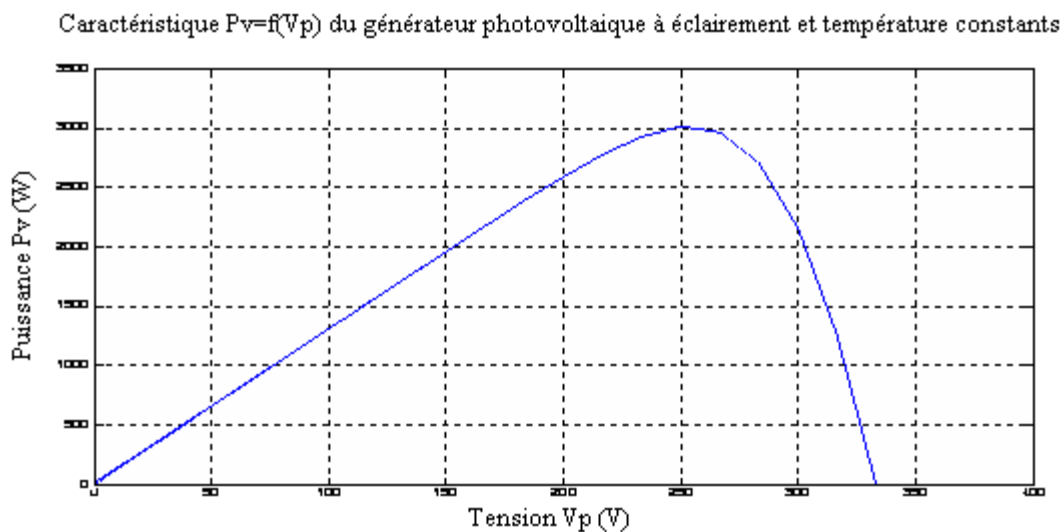


Figure IV.7. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

IV.3.3. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température variable

Afin de constater l'influence des conditions externes, de l'éclairement et de la température (G, T_a) sur les caractéristiques ($I_{pv} - V_p, P_v - V_p$), nous avons adopté la méthode suivante :

- Pour visualiser l'influence de l'éclairement, on fixe la température ambiante ($T_a = 25^\circ C$) et on fait varier l'éclairement dans une gamme suffisante.
- Pour un éclairement constant ($G = 1000 W/m^2$), nous ferons varier la température afin de voir l'influence de celle-ci par rapport aux caractéristiques du générateur photovoltaïque.

IV.3.3.1. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$)

En faisant varier l'éclairement (G) entre 200 et 1000 avec un pas de 200, la caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.8 :

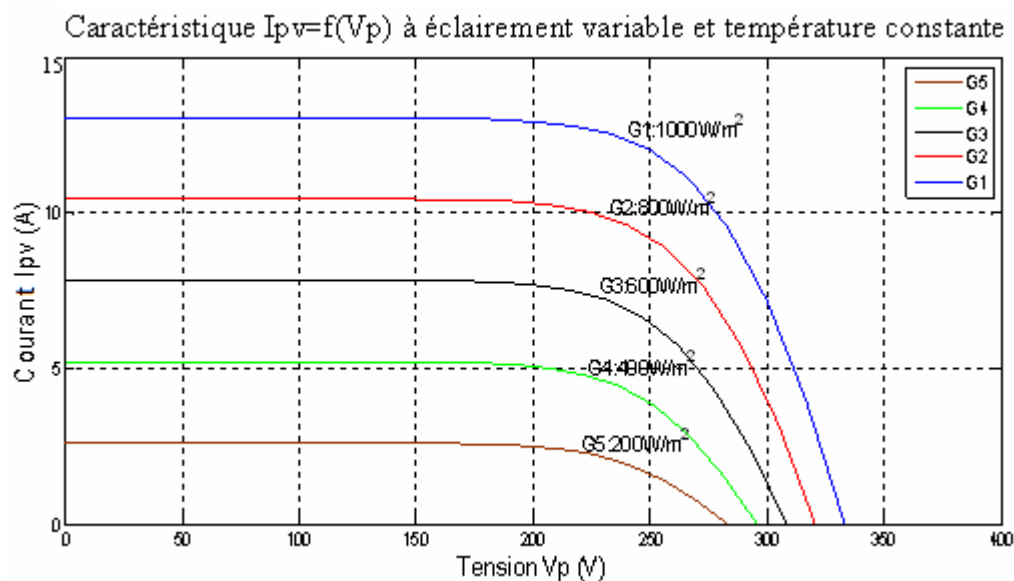


Figure IV.8. Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

D'après la Figure IV.8, on remarque une forte diminution du courant de court-circuit par rapport à l'éclairement (G) et une faible diminution de la tension du circuit ouvert.

IV.3.3.2. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($P_v - V_p$)

En faisant varier l'éclairement (G) entre 200 et 1000 avec un pas de 200, la caractéristique ($P_v = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.9 :

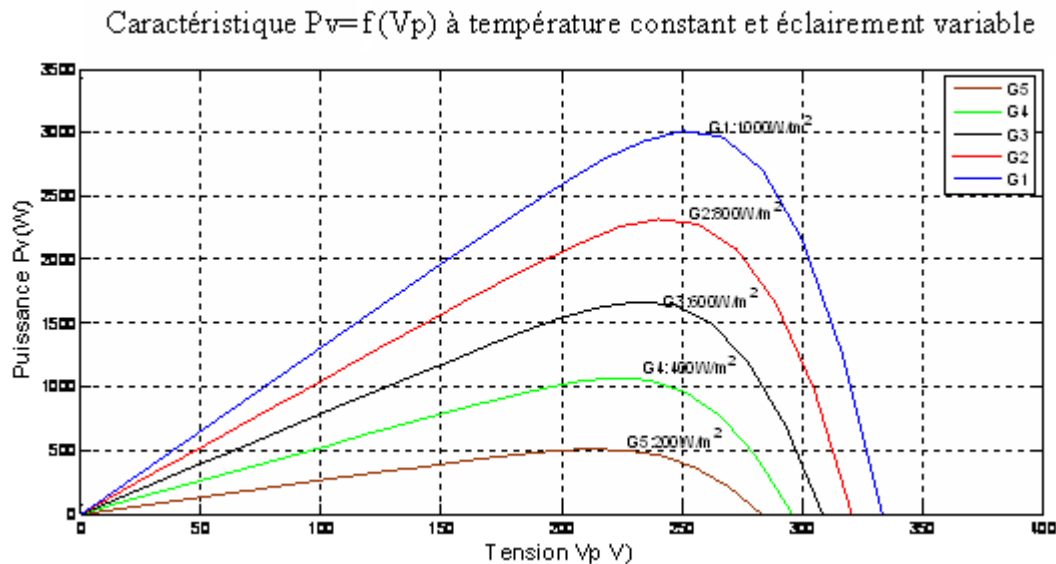


Figure IV.9. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

On remarque aussi sur la Figure IV.9 que, l'éclairement influe proportionnellement sur la puissance et la tension du circuit ouvert d'un générateur photovoltaïque.

IV.3.3.3. L'influence de la température sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$)

En faisant varier la température ambiante (T_a) entre (0°C et 75°C) avec un pas de 25°C , l'influence de celle-ci sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) est donnée par la Figure IV.10, avec un éclairement ($G = 1000 \text{ W/m}^2$). On constate d'après la Figure IV.10 que l'effet de l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque, contrairement au courant de court-circuit qui reste constant.

La caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque est donnée par la Figure IV.10:

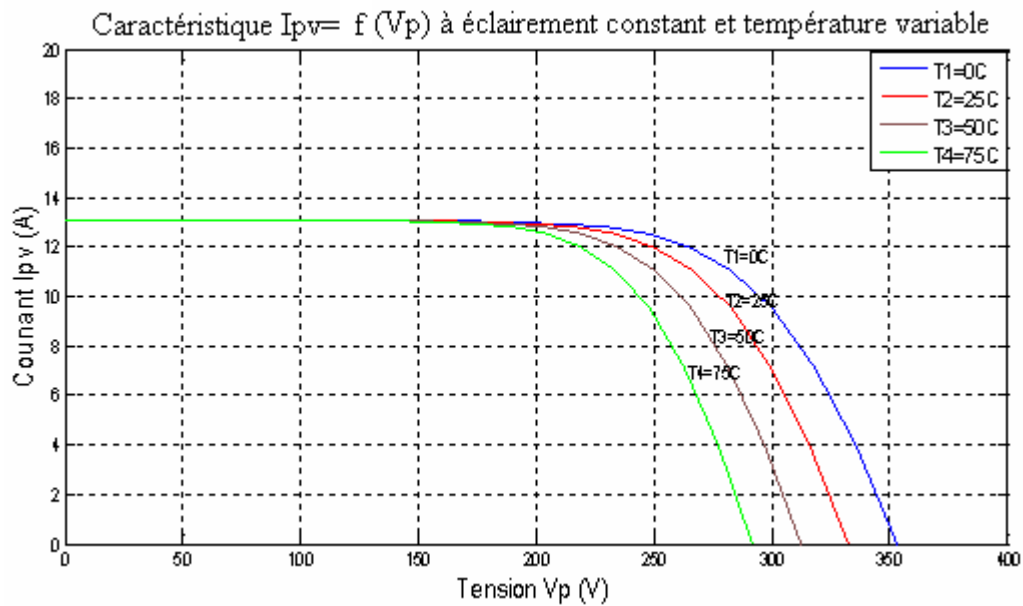


Figure IV.10. Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque

IV.3.3.4 L'influence de la température sur la caractéristique ($P_v - V_p$)

D'après la figure IV.11, l'effet de l'augmentation de la température sur la caractéristique ($P_v = f(V_p)$) fait diminuer légèrement la puissance et la tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque. La caractéristique ($P_v = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.11 :

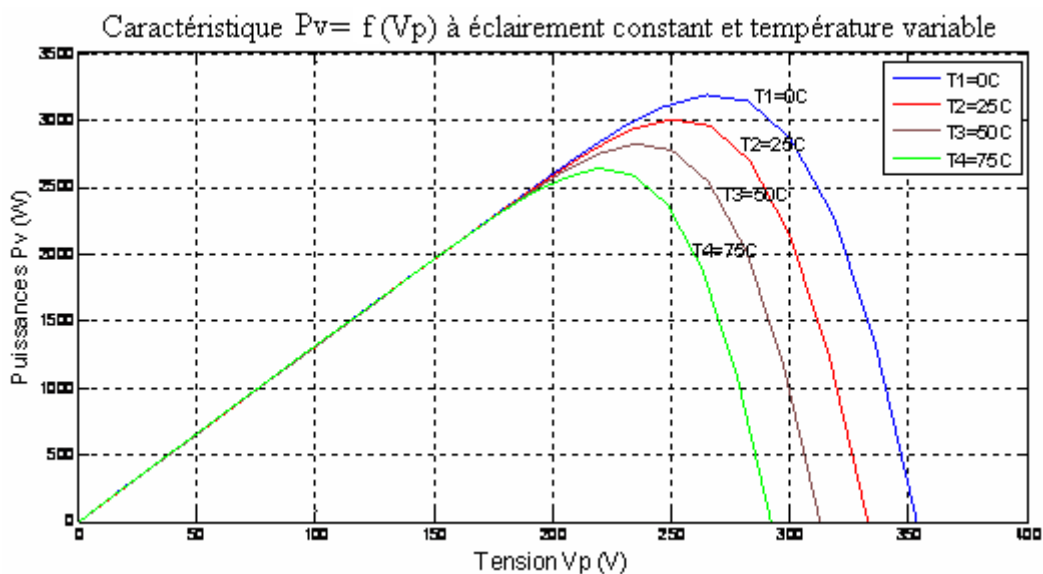


Figure IV.11. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque

Le modèle choisi a donné des résultats concordant avec ceux obtenus dans la littérature et reflète bien le comportement physique d'une cellule (PV) vis-à-vis aux variations de la température et de l'éclairement ce qui valide le modèle utilisé.

IV.4. Modélisation et simulation du hacheur survolteur (*Boost*)

IV.4.1. Méthodes à contre réaction de tension

Parmi les techniques de commande à MPPT du hacheur (*Boost*) décrites au chapitre III, nous avons choisi la méthode à contre réaction de la tension. Le schéma de simulation est donné par la Figure IV.12:

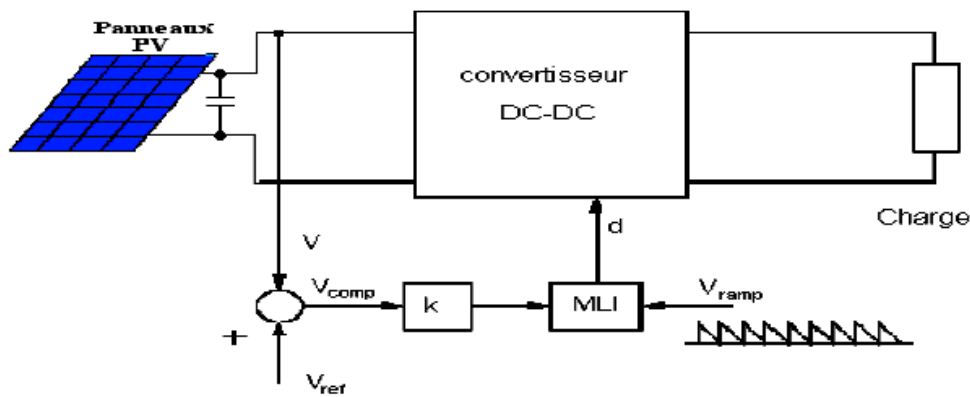


Figure IV.12. Schéma de simulation du hacheur (*Boost*) et la commande [11]

VI.4.2. Modélisation du hacheur survolteur

Le convertisseur (*Boost*) est connu par le nom d'élévateur de tension. Le circuit électrique de ce hacheur survolteur est donné par la figure VI.13.

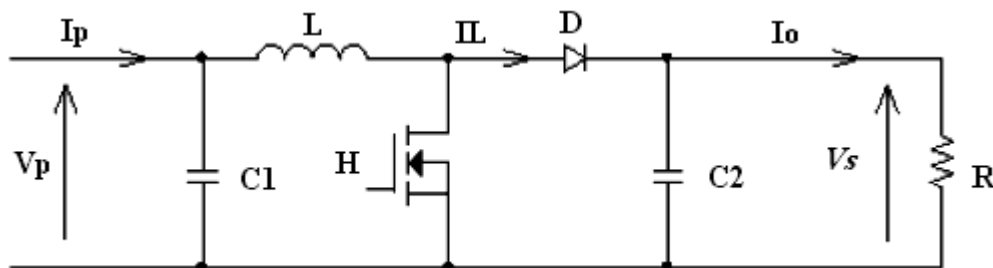


Figure IV.13. Circuit électrique équivalent du convertisseur (*Boost*) [8]

• **Modèle mathématique équivalent**

L'application des lois de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents de la Figure IV.14 des deux phases de fonctionnement donne [8]:

Pour la première période αT :

$$\begin{cases} I_{C1} = C1. \frac{dVp}{dt} = (Ip - IL) \\ I_{C2} = C2. \frac{dVs}{dt} = -Io \dots \dots \dots (IV.7) \\ V_L = L. \frac{di_L}{dt} = Vp - R_L i_L \end{cases}$$

Pour la deuxième période $(1 - \alpha).T$:

$$\begin{cases} I_{C1} = C1. \frac{dVp}{dt} = (Ip - i_L) \\ I_{C2} = C2. \frac{dVo}{dt} = i_L - Io \dots \dots \dots (IV.8) \\ V_L = L. \frac{di_L}{dt} = Vp - Vs - R_L i_L \end{cases}$$

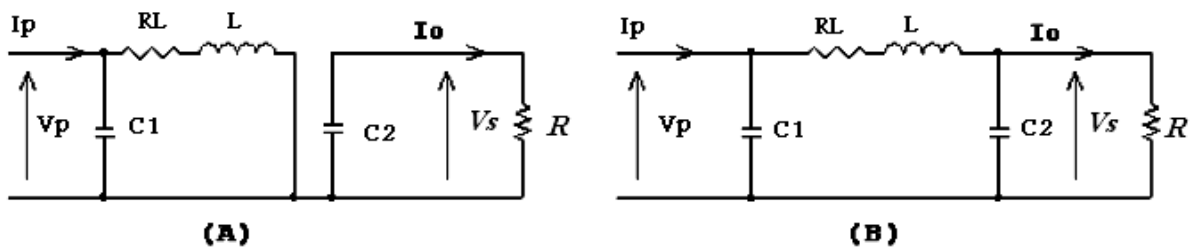


Figure IV.14. Circuits équivalents des deux phases de fonctionnement **(A)** : **H** fermé, **(B)** : **H** ouvert [8]

• **Modèle approché du hacheur survolteur**

L'approche d'exponentielle par un segment ($e^\varepsilon \approx 1 + \varepsilon$ si $\varepsilon \ll 1$) et ainsi la dérivée de ces grandeurs sera constante.

Cette approche nous permet de décomposer l'expression de la valeur moyenne de la dérivée de la variable dynamique x sur les deux laps de temps $\alpha.T$ et $(1-\alpha).T$:

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle = \frac{dx}{dt}(\alpha.T) \cdot \alpha.T + \frac{dx}{dt}((1-\alpha).T) \cdot (1-\alpha).T \dots\dots\dots (IV.9)$$

Où $\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle$ est la valeur moyenne de la dérivée de x sur une période T . Cette relation est valide si $\frac{dx}{dt}(\alpha.T)$ et $\frac{dx}{dt}((1-\alpha).T)$ sont constants sur les périodes $\alpha.T$ et $(1-\alpha).T$ respectivement. En d'autres termes cette approximation est valable si les périodes $\alpha.T$ et $(1-\alpha).T$ sont très faibles devant la constante de temps du circuit $C1RL, C2R, L/RL$ [8].

Dans ce cas la forme exponentielle du courant qui parcourt la self et la tension aux bornes de la capacité a une forme linéaire comme le montre la Figure IV.15.

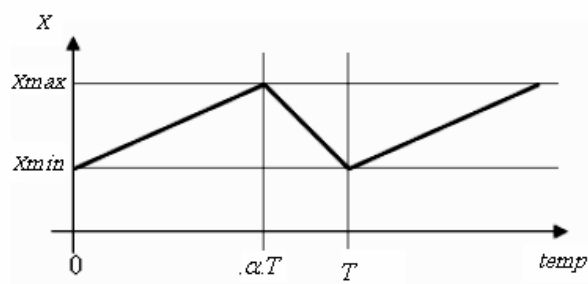


Figure IV.15. Allure des variables dynamiques i_L [8]

En appliquant la relation (IV.9) sur les systèmes d'équations (IV.7) et (IV.9), on trouve le modèle approximé du hacheur survolteur (*Boost*):

$$\begin{cases} C1. \frac{dV_p}{dt}.T = (\alpha.T)(I_p - i_L) + (1 - \alpha).T.(I_p - i_L) \\ C2. \frac{dV_s}{dt}.T = -(\alpha.T).I_o + (\alpha.T).(i_L - I_o) \dots \dots \dots (IV.10) \\ L. \frac{di_L}{dt}.T = (\alpha.T).(V_p - R_L i_L) + (1 - \alpha).T.(V_p - V_s - R_L i_L) \end{cases}$$

En arrangeant les termes des équations précédentes, (pour qu'on puisse interconnecter le hacheur avec les autres blocs de simulation), on obtient la modélisation dynamique du hacheur (*Boost*):

$$\begin{cases} I_L = I_p - C1. \frac{dV_p}{dt} \\ I_o = (1 - \alpha).I_L - C2. \frac{dV_s}{dt} \dots \dots \dots (IV.11) \\ V_p = (1 - \alpha).V_p + R_L.I_L + L. \frac{dI_L}{dt} \end{cases}$$

• Les ondulations des courants et des tensions

La pente du courant I_L et les tensions V_{c1} et V_{c2} pendant la première période de fonctionnement sont données par :

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} \approx \frac{V_L}{L} = \frac{V_p - R_L.I_L}{L} \\ \frac{dV_{c1}}{dt} \approx \frac{I_{c1}}{C1} = \frac{I_p - i_L}{C1} \dots \dots \dots (IV.12) \\ \frac{dV_{c2}}{dt} \approx \frac{I_{c2}}{C2} = \frac{-I_o}{C2} \end{cases}$$

Les valeurs crête à crête des courants et des tensions sont :

$$\begin{cases} I_{Lcc} = 2.\Delta I_L = \frac{V_p - R_L.i_L}{L}.\alpha.T \\ V_{pcc} = 2.\Delta V_p = \frac{I_p - i_L}{C1}.\alpha.T \dots\dots\dots (IV.13) \\ V_{o_{cc}} = 2.\Delta V_o = \frac{-I_o}{C2}.\alpha.T \end{cases}$$

Les valeurs des composants à choisir pour des ondulations données sont :

$$\begin{cases} L = \frac{V_p - R_L.i_L}{2.\Delta I_L}.\alpha.T \\ C1 = \frac{I_p - i_L}{2.\Delta V_p}.\alpha.T \dots\dots\dots (IV.14) \\ C2 = \frac{-I_o}{2.\Delta V_o}.\alpha.T \end{cases}$$

• **Schéma de simulation du (GPV) et le hacheur (Boost)**

Dans les conditions standards de température et d'éclairement (T_a, G), en utilisant l'équation (IV.12), le modèle de simulation du (GPV) et le hacheur (Boost) sous MATLAB-Simulink sont donnés par la Figure IV.16.

En faisant la connexion de l'ensemble, générateur PV et le hacheur survolteur, le schéma de simulation et la caractéristique de la tension en sortie du hacheur sont donnés par les Figures IV.16 et IV.17:

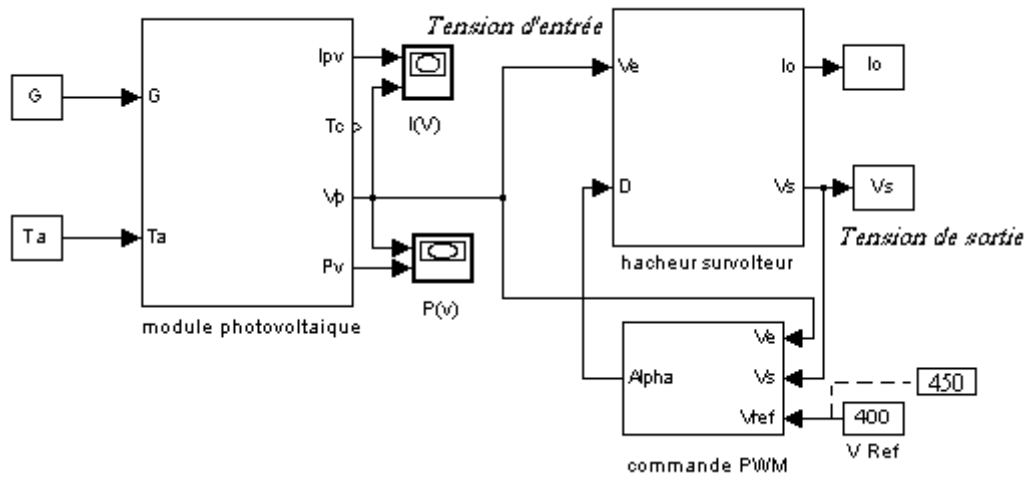


Figure IV.16. Schéma de simulation du générateur (GPV) et le hacheur (Boost) sous MATLAB-Simulink

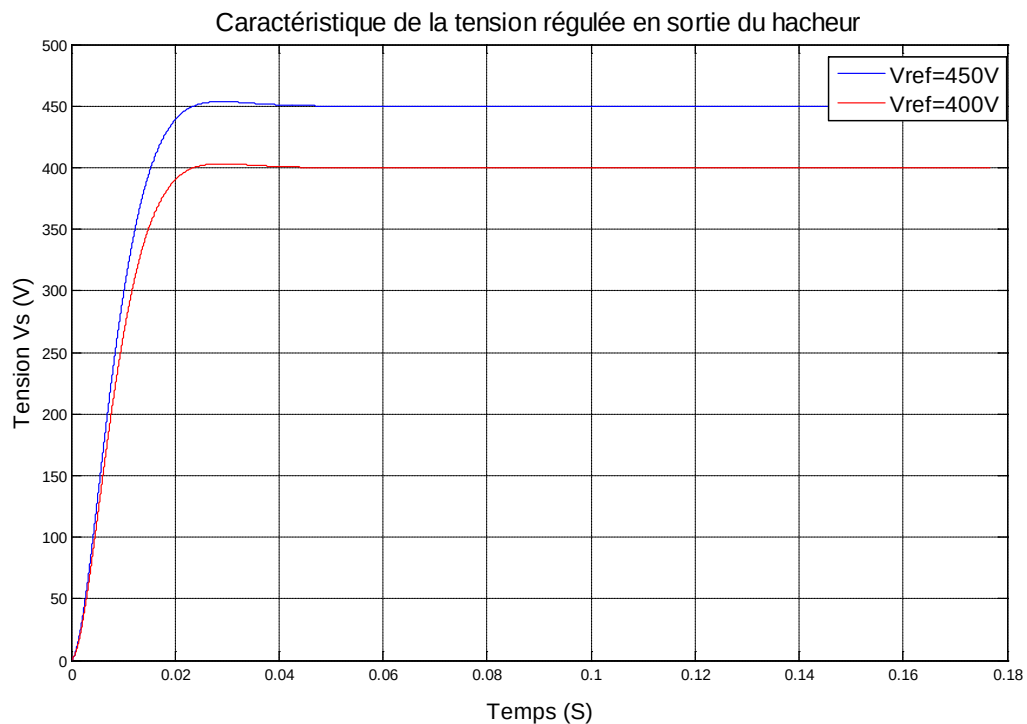


Figure IV.17. Caractéristique ($V_s = f(t)$) du hacheur survolteur (Boost)

On remarque que les valeurs de références imposées sont atteintes avec une dynamique acceptable.

IV.5. Modèle mathématique des batteries de stockage

Les batteries au plomb utilisées sont généralement de type (Yuasa NPL38-12I) de 12V connectées en série ou en parallèle selon le besoin et la configuration, une modélisation du circuit électrique de la batterie plomb-acide qui est proposée dans la littérature, est la suivante [8]:

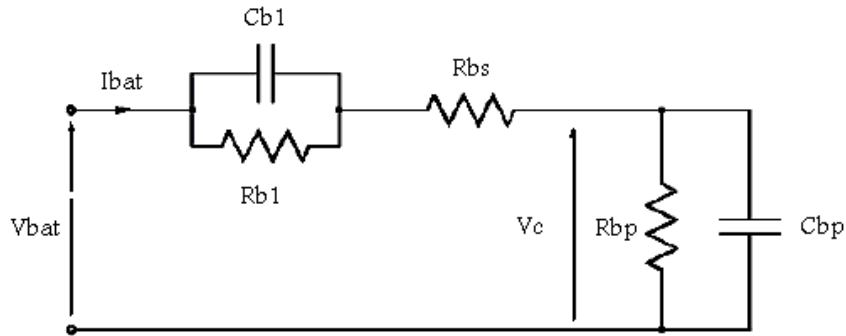


Figure IV.18. Schéma électrique équivalent d'une batterie de stockage [8]

C_{bp} : est la capacité électrochimique de la batterie ; elle est donnée par l'expression générale de l'énergie :

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V_c^2 \dots\dots (IV.15)$$

C étant la capacité et V_c la tension du condensateur. À la différence d'un condensateur, la tension d'une batterie ne sera pas égale à zéro à son plus bas état de charge. C'est équivalent à un condensateur ayant un niveau minimum de charge égale à l'énergie $E_{c,min}$. La capacité entièrement chargée de la batterie est représentée par un niveau maximum de charge. Ceci est indiqué par l'équation suivante :

$$E_b = E_{c,max} - E_{c,min} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V_{max}^2 - \frac{1}{2} \cdot C \cdot V_{min}^2 = \frac{1}{2} C_{bp} \cdot (V_{max}^2 - V_{min}^2) \dots\dots (IV.16)$$

L'énergie E_b est donnée par le constructeur de la batterie directement en kilowatt par heure (kWh).

Les tensions $V_{\max}$ et $V_{\min}$ sont la tension maximale et la tension minimale de la batterie en circuit ouvert respectivement. La conversion de l'équation (IV.17) mène finalement à une expression pour le condensateur représentant la capacité de la charge de la batterie :

$$C_{bp} = \frac{2.E_b}{V_{\max}^2 - V_{\min}^2} \dots\dots(IV.17)$$

La résistance interne de la batterie est représentée par les deux résistances R_{b1} et R_{bs} en série. La résistance du bloc d'électrolyte et de la plaque est représentée par la résistance (R_{bs}) tandis que la résistance (R_{b1}) représente la diffusion d'électrolyte. Ceci représente la tension du circuit ouvert de la batterie dès qu'une charge sera reliée. De même, on peut observer un saut soudain de tension avec l'application d'un courant de remplissage. En utilisant la notation indiquée sur la figure IV.18, on peut exprimer la tension de la batterie (V_{bat}) en fonction de la tension de la batterie en circuit ouvert et des autres composants : R_{b1} , R_{bs} et C_{b1} avec la constante de $\tau = R_{b1} \cdot C_{b1}$.

$$V_{bat} = V_c + R_{b1} \cdot (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \cdot i_b + R_{bs} \cdot i_b \dots\dots(IV.18)$$

Une autre caractéristique très importante d'une batterie est la caractéristique de la décharge spontanée, représentée par la résistance (R_{bp}) parallèle avec le condensateur (C_{bp}) principal. Elle est provoquée par l'électrolyse de l'eau aux tensions élevées et par la fuite lente à travers les bornes de la batterie aux basses tensions. L'impédance d'entrée du circuit équivalent de la batterie en plomb-acide de la figure IV.18 est donnée par les équations suivantes [8]:

$$\begin{aligned} Z(P) &= R_{bs} + (R_{b1} \parallel C_{b1}) + (R_{bp} \parallel C_{bp}) \\ &= R_{bs} + \frac{R_{b1}}{(R_{b1} \cdot C_{b1}) \cdot P + 1} + \frac{R_{bp}}{(R_{bp} \cdot C_{bp}) \cdot P + 1} \end{aligned}$$

D'où :

$$Z(P) = \frac{a_2 P^2 + a_1 P + a_0}{b_2 P^2 + b_1 P + b_0} \dots\dots\dots (IV.19)$$

Les coefficients représentant les composants de l'impédance d'entrée du circuit équivalent de la batterie en plomb-acide sont donnés comme suit [8]:

$$\begin{aligned} a_2 &: R_{bs} \cdot b_2 \\ a_1 &: R_{bs} \cdot b_1 + R_{b1} \cdot R_{bp} \cdot (C_{b1} + C_{bp}) \\ a_0 &: R_{bs} + R_{b1} + R_{bp} \\ b_2 &: R_{b1} \cdot R_{bp} \cdot C_{b1} \cdot C_{bp} \cdot \\ b_1 &: R_{b1} \cdot C_{b1} + R_{bp} \cdot C_{bp} \cdot \\ b_0 &: 1. \end{aligned}$$

IV.6. Modélisation et commande de l'onduleur de tension

Le choix d'un système de stockage à deux condensateurs avec un point milieu (C_{dc1}, C_{dc2}), comme le montre la Figure IV.19, donne la possibilité de mesurer aux bornes des condensateurs une tension continue (U_{dc}) sans fluctuations. Afin d'assurer que l'onduleur dispose d'une tension maximale à sa sortie, il faut que les deux tensions continues ($\frac{U_{dc}}{2}$) soient maintenues dans une plage bien spécifiée. En effet, la valeur minimale des tensions continues détermine directement l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur.

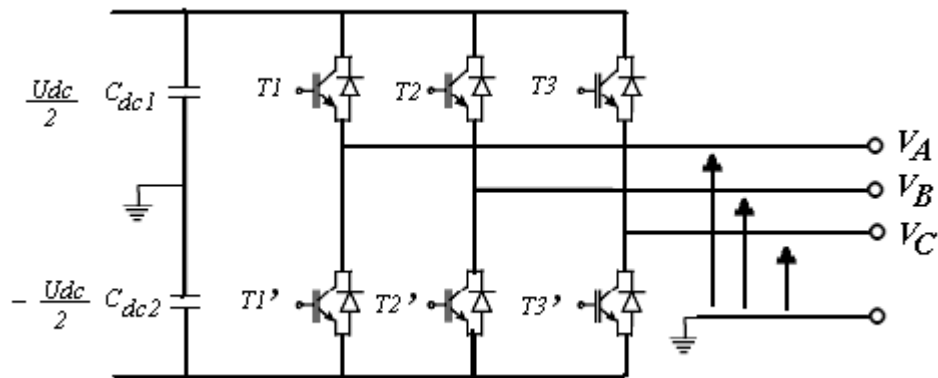


Figure IV.19. Circuit électrique équivalent de l'onduleur de tension [2]

IV.6.1. Modélisation

Le rapport entre la tension de la partie continue (U_{dc}) et la partie alternative (V_{ABC}) dépend de l'état des interrupteurs de l'onduleur. Si on prend comme hypothèse que les interrupteurs sont parfaits (sans chutes de tension ni temps morts), dans le cas où le neutre est raccordé au point milieu du bus continu, le rapport est donnée par l'expression suivante [23] :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \cdot \frac{U_{dc}}{2} \dots\dots (IV.20)$$

Si le neutre n'est pas raccordé, la tension de phase est [23]:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \cdot \frac{V_{dc}}{6} \dots\dots (IV.21)$$

Dans ces équations, U_k désigne la fonction de commutation qui prend la valeur (1) quand l'interrupteur supérieur du bras est fermé ($T1, T2, T3$) et (-1) quand l'interrupteur inférieur est fermé ($T1', T2', T3'$). Cette fonction de commutation est obtenue par comparaison de deux signaux (Figure IV.19): la modulante ($V \sin$), qui est une onde de référence, représentation de la tension de sortie souhaitée, comprise entre (-1) et (1), et la porteuse (V_{tri}), qui est une onde triangulaire de fréquence (MLI) bien plus élevée que la fréquence de ($V \sin$) et qui détermine la fréquence de commutation de l'onduleur.

IV.6.2. Principe de la commande à MLI

La Figure IV.20 illustre le circuit d'un onduleur monophasé, et la Figure IV.21 donne le principe de la modulation de largeur d'impulsion.

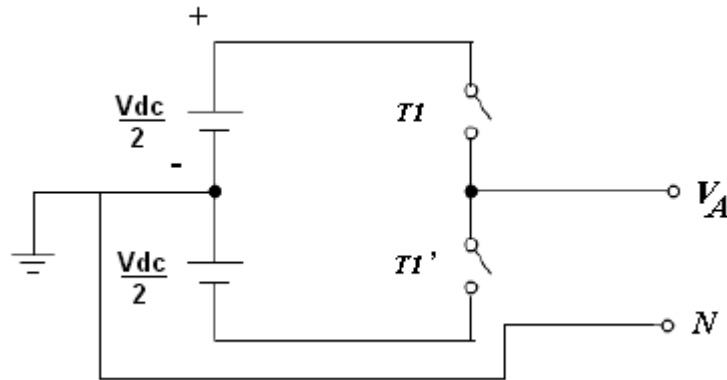


Figure IV.20. Schéma du circuit monophasé d'un onduleur de tension [24]

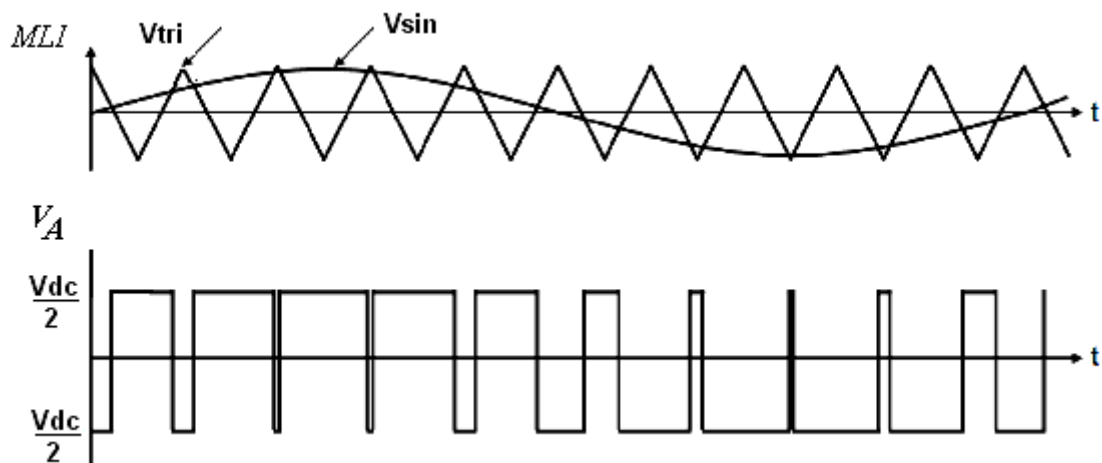


Figure IV.21. Schéma du signal de commande à MLI et la tension (V_A) de sortie d'un onduleur monophasé [24]

Comme représenté par la Figure IV.21, la tension délivrée par l'onduleur est déterminée dans ce qui suit :

- Lorsque $V_{\sin} > V_{tri}$, $V_A = \frac{V_{dc}}{2}$
- Lorsque $V_{\sin} < V_{tri}$, $V_A = -\frac{V_{dc}}{2}$

IV.7. Modélisation de l'interface réseau

Les charges sont les éléments consommateurs de puissance électrique dans un système. La consommation de cette puissance électrique dépend des caractéristiques de la charge. Une modélisation correcte de ces caractéristiques est indispensable pour représenter finement le comportement de la charge. La Figure IV.22 nous montre le modèle de la charge connectée à l'onduleur de tension [23] :

- le filtre LC
- les charges équilibrée de nature RL
- le réseau électrique base tension

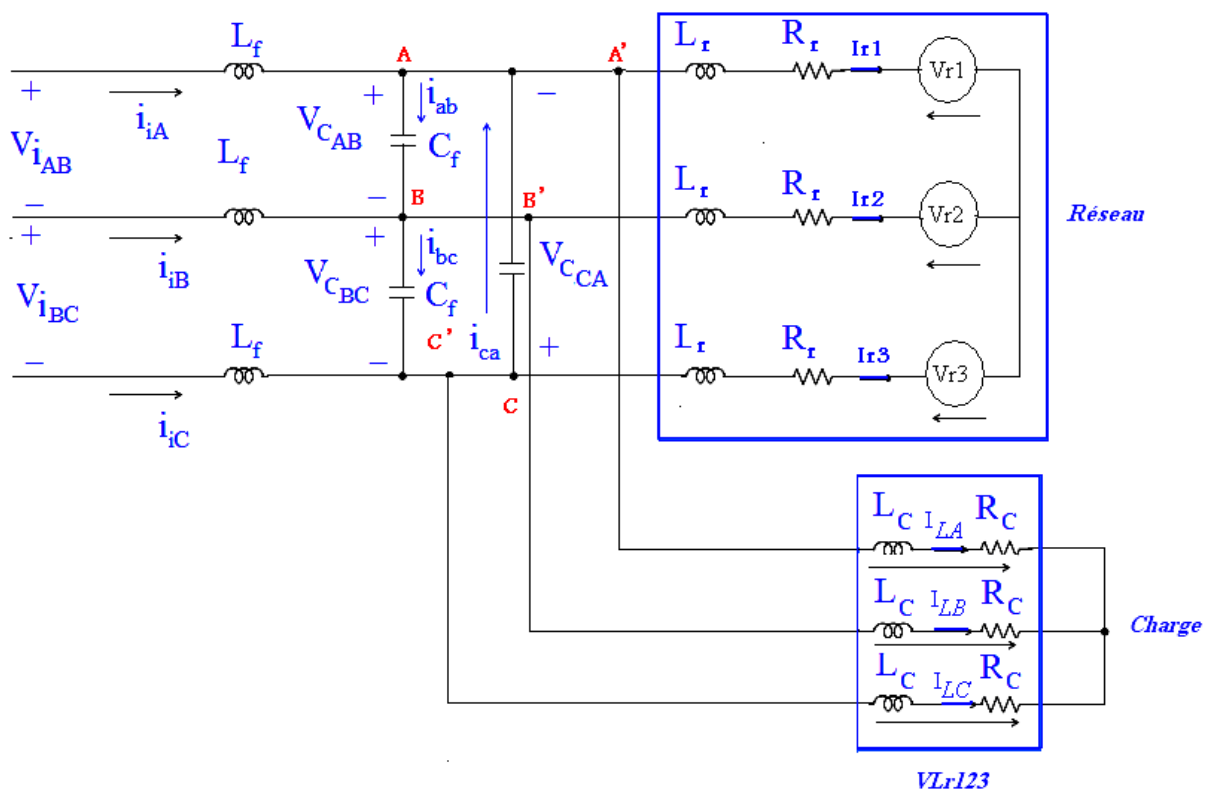


Figure IV.22. Schéma de l'interface de connexion d'un onduleur au réseau électrique alternatif ou à une charge

IV.7.1. Modélisation du filtre LC et la charge ($R_c L_c$)

IV.7.1.1. Fonction de transfert du filtre

Afin de déterminer plus facilement la transmittance du filtre, on utilise le schéma monophasé équivalent suivant [25]:

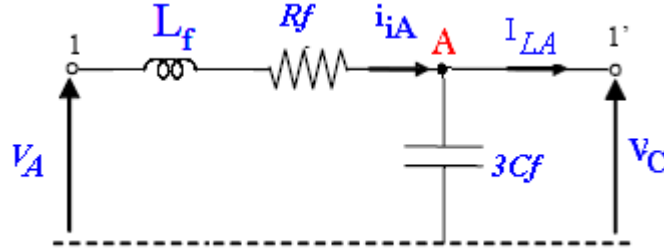


Figure VI.23. Schéma monophasé équivalent du filtre LC

- la fonction de transfert du filtre est donnée par l'expression suivante:

$$H(p) = \frac{V_C}{V_A} = \frac{1}{1 + 3.C_f.R_f.p + 3.C_f.L_f.p^2} \dots\dots (IV.22)$$

- et la pulsation :

$$\omega_o = \frac{1}{\sqrt{3.C_f.L_f}} \dots\dots (IV.23)$$

IV.7.1.2. Modèle d'état de l'ensemble (onduleur, filtre LC et la charge ($R_c L_c$))

Le modèle d'état de l'ensemble onduleur, filtre LC et la charge $R_c L_c$ est donnée par la Figure IV.24.

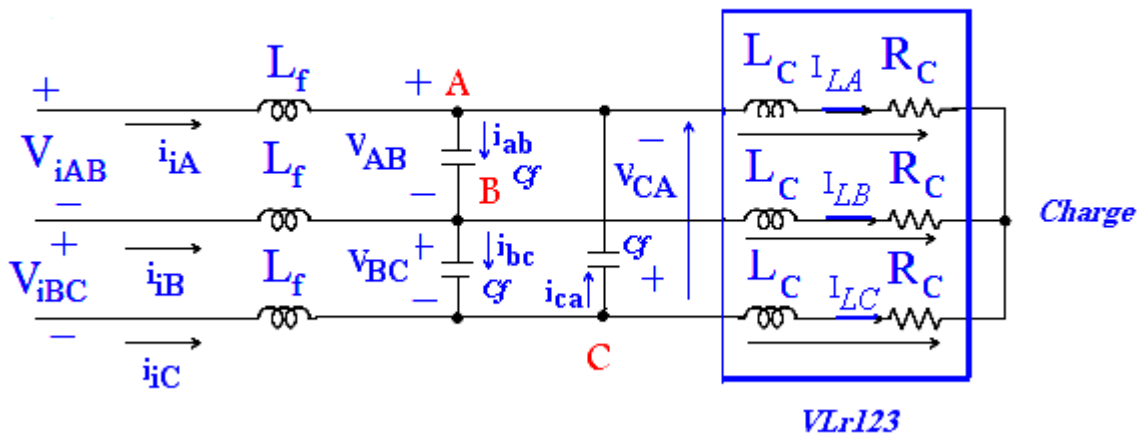


Figure VI.24. Schéma du filtre LC et la charge RL [24]

En appliquant la loi de Kirchhoff aux noeuds A, B, et C, les équations des courants et des tensions du filtre LC décrites par la figure IV.24, sont données comme suit :

- Nœud (A) :

$$i_{iA} + i_{ca} = i_{AB} + i_{LA} \Rightarrow i_{iA} + Cf \cdot \frac{dV_{CA}}{dt} = Cf \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} + i_{LA} \dots \dots \dots (IV.24)$$

- Nœud (B) :

$$i_{iB} + i_{ab} = i_{bc} + i_{LB} \Rightarrow i_{iB} + Cf \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} = Cf \cdot \frac{dV_{BC}}{dt} + i_{LB} \dots \dots \dots (IV.25)$$

- Nœud (C) :

$$i_{iC} + i_{bc} = i_{ca} + i_{LC} \Rightarrow i_{iC} + Cf \cdot \frac{dV_{BC}}{dt} = Cf \cdot \frac{dV_{CA}}{dt} + i_{LC} \dots \dots \dots (IV.26)$$

Avec :

$$i_{ca} = Cf \cdot \frac{dV_{CA}}{dt}, i_{ab} = Cf \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} \quad \text{et} \quad i_{bc} = Cf \cdot \frac{dV_{BC}}{dt}$$

En substituant (IV.25) dans (IV.24), on trouve :

$$i_{iA} - i_{iB} + Cf \cdot \left(\frac{dV_{CA}}{dt} - \frac{dV_{AB}}{dt} \right) = Cf \cdot \left(\frac{dV_{AB}}{dt} - \frac{dV_{BC}}{dt} \right) + i_{LA} - i_{LB} \dots \dots \dots (IV.27)$$

$$\Rightarrow Cf \cdot \left(\frac{dV_{CA}}{dt} + \frac{dV_{BC}}{dt} - 2 \cdot \frac{dV_{AB}}{dt} \right) = -i_{iA} + i_{iB} + i_{LA} - i_{LB}$$

En substituant (IV.26) dans (IV.25), on trouve :

$$i_{iB} - i_{iC} + Cf \cdot \left(\frac{dV_{AB}}{dt} - \frac{dV_{BC}}{dt} \right) = Cf \cdot \left(\frac{dV_{BC}}{dt} - \frac{dV_{CA}}{dt} \right) + i_{LB} - i_{LC} \dots \dots \dots (IV.28)$$

$$\Rightarrow Cf \cdot \left(\frac{dV_{AB}}{dt} + \frac{dV_{CA}}{dt} - 2 \cdot \frac{dV_{BC}}{dt} \right) = -i_{iB} + i_{iC} + i_{LB} - i_{LC}$$

En substituant (IV.24) dans (IV.26), on trouve :

$$i_{iC} - i_{iA} + Cf \cdot \left(\frac{dV_{BC}}{dt} - \frac{dV_{CA}}{dt} \right) = Cf \cdot \left(\frac{dV_{CA}}{dt} - \frac{dV_{AB}}{dt} \right) + i_{LC} - i_{LA} \dots \dots \dots (IV.29)$$

$$\Rightarrow Cf \cdot \left(\frac{dV_{BC}}{dt} + \frac{dV_{AB}}{dt} - 2 \cdot \frac{dV_{CA}}{dt} \right) = -i_{iC} + i_{iA} + i_{LC} - i_{LA}$$

Afin de simplifier l'équation (IV.27) et (IV.29), nous utilisons le rapport de la somme des tensions algébriques égales à zéro entre les phases de la charge, tel que :

$$V_{AB} + V_{BC} + V_{CA} = 0 \dots \dots \dots (IV.30)$$

D'après l'équation (IV.30), l'équation (IV.27) et (IV.29) peuvent être écrites respectivement comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dV_{AB}}{dt} = \frac{1}{3Cf} \cdot i_{iAB} - \frac{1}{3Cf} \cdot (i_{LAB}) \\ \frac{dV_{BC}}{dt} = \frac{1}{3Cf} \cdot i_{iBC} - \frac{1}{3Cf} \cdot (i_{LBC}) \dots \dots \dots (IV.31) \\ \frac{dV_{CA}}{dt} = \frac{1}{3Cf} \cdot i_{iCA} - \frac{1}{3Cf} \cdot (i_{LCA}) \end{cases}$$

Avec :

$$i_{iAB} = i_{iA} - i_{iB}, \quad i_{iBC} = i_{iB} - i_{iC}, \quad i_{iCA} = i_{iC} - i_{iA}, \quad \text{Et} \quad i_{LAB} = i_{LA} - i_{LB}, \quad i_{LBC} = i_{LB} - i_{LC}, \quad i_{LCA} = i_{LC} - i_{LA}.$$

En appliquant la loi des mailles aux tensions du côté de l'onduleur, les équations des courants peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{iAB}}{dt} = -\frac{1}{Lf} \cdot V_{LAB} + \frac{1}{Lf} \cdot (V_{iAB}) \\ \frac{di_{iBC}}{dt} = -\frac{1}{Lf} \cdot V_{LBC} + \frac{1}{Lf} \cdot (V_{iBC}) \dots \dots \dots (IV.32) \\ \frac{di_{iCA}}{dt} = -\frac{1}{Lf} \cdot V_{LCA} + \frac{1}{Lf} \cdot (V_{iCA}) \end{cases}$$

En appliquant la loi des mailles du côté charge, les équations des tensions peuvent être décrites comme suit :

$$\begin{cases} V_{AB} = L_r \cdot \frac{di_{LA}}{dt} + R_c \cdot i_{LA} - L_c \cdot \frac{di_{LB}}{dt} - R_c \cdot i_{LB} \\ V_{BC} = L_r \cdot \frac{di_{LB}}{dt} + R_c \cdot i_{LB} - L_c \cdot \frac{di_{LC}}{dt} - R_c \cdot i_{LC} \dots\dots\dots (IV.33) \\ V_{CA} = L_r \cdot \frac{di_{LC}}{dt} + R_c \cdot i_{LC} - L_c \cdot \frac{di_{LA}}{dt} - R_c \cdot i_{LA} \end{cases}$$

L'équation (IV.33) peut être réécrite comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{LAB}}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot i_{LAB} + \frac{1}{L_c} \cdot V_{LAB} \\ \frac{di_{LBC}}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot i_{LBC} + \frac{1}{L_c} \cdot V_{LBC} \dots\dots\dots (IV.34) \\ \frac{di_{LCA}}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot i_{LCA} + \frac{1}{L_c} \cdot V_{LCA} \end{cases}$$

Par conséquent, nous pouvons écrire les équations (IV.31), (IV.32) et (IV.34) sous forme matricielle, respectivement :

$$\begin{aligned} \frac{dV_c}{dt} &= -\frac{1}{3.Cf} \cdot I_i + \frac{1}{3.Cf} \cdot I_L \\ \frac{dI_i}{dt} &= -\frac{1}{Lf} \cdot V_c + \frac{1}{Lf} \cdot V_i \dots\dots\dots (IV.35) \\ \frac{dI_L}{dt} &= -\frac{1}{L_r} \cdot V_c + \frac{R_r}{L_r} \cdot I_L \end{aligned}$$

Avec,

$$V_c = [V_{cAB} \ V_{cBC} \ V_{cCA}]^T, \ L_i = [i_{iAB} \ i_{iBC} \ i_{iCA}]^T = [i_{iA} - i_{iB} \ i_{iB} - i_{iC} \ i_{iC} - i_{iA}]^T, \\ V_i = [V_{iAB} \ V_{iBC} \ V_{iCA}]^T \text{ Et } I_L = [i_{LAB} \ i_{LBC} \ i_{LCA}]^T = [i_{LA} - i_{LB} \ i_{LB} - i_{LC} \ i_{LC} - i_{LA}]^T$$

En conclusion, le modèle d'état de l'équation (IV.35) s'écrit comme suit :

$$\dot{X}(t) = A.X(t) + B.U(t)$$

$$y(t) = C.X(t)$$

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \frac{1}{3.Cf} & \frac{1}{3.Cf} & \frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{3.Cf} & \frac{1}{3.Cf} & \frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{3.Cf} & \frac{1}{3.Cf} & \frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} & -\frac{1}{3.Cf} \\ -\frac{1}{Lf} & -\frac{1}{Lf} & -\frac{1}{Lf} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Lf} & -\frac{1}{Lf} & -\frac{1}{Lf} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Lf} & -\frac{1}{Lf} & -\frac{1}{Lf} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{Lc} & \frac{1}{Lc} & \frac{1}{Lc} & 0 & 0 & 0 & -\frac{Rc}{Lc} & -\frac{Rc}{Lc} & -\frac{Rc}{Lc} \\ \frac{1}{Lc} & \frac{1}{Lc} & \frac{1}{Lc} & 0 & 0 & 0 & -\frac{Rc}{Lc} & -\frac{Rc}{Lc} & -\frac{Rc}{Lc} \\ \frac{1}{Lc} & \frac{1}{Lc} & \frac{1}{Lc} & 0 & 0 & 0 & -\frac{Rc}{Lc} & -\frac{Rc}{Lc} & -\frac{Rc}{Lc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} VC_{AB} \\ VC_{BC} \\ VC_{CA} \\ i_{iAB} \\ i_{iBC} \\ i_{iCA} \\ i_{LAB} \\ i_{LBC} \\ i_{LCA} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{Lf} & \frac{1}{Lf} & \frac{1}{Lf} \\ \frac{1}{Lf} & \frac{1}{Lf} & \frac{1}{Lf} \\ \frac{1}{Lf} & \frac{1}{Lf} & \frac{1}{Lf} \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{iAB} \\ V_{iBC} \\ V_{iCA} \end{bmatrix}$$

$$y = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} VC_{AB} \\ VC_{BC} \\ VC_{CA} \\ i_{iAB} \\ i_{iBC} \\ i_{iCA} \\ i_{LAB} \\ i_{LBC} \\ i_{LCA} \end{bmatrix}$$

Afin de décrire les tensions et les courants du côté onduleur et charge, nous avons programmé sur matlab SIMULINK l'ensemble, onduleur, filtre LC et la charge ($R_c L_c$).

Le schéma de simulation sous matlab SIMULINK est donné par la Figure IV.25.

IV.8. Simulation du système commandé par (MLI) sinus-triangle

La Figure IV. 25, présente le schéma de simulation sous MATLAB-Simulink du modèle d'état de l'équation (IV.35) commandée en (MLI)sinus-triangle [28].

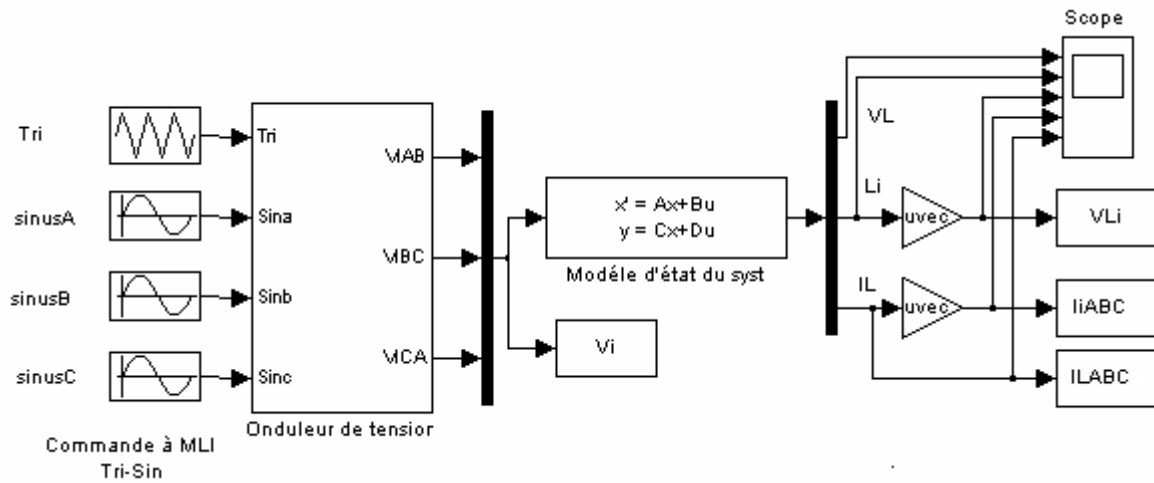


Figure IV.25. Schéma de simulation sur MATLAB-Simulink

Les résultats de simulations de la figure IV.25 caractérisant les tensions, et les courants sont donnés par les figures suivantes :

- **Tensions simples à la sortie de l'onduleur**

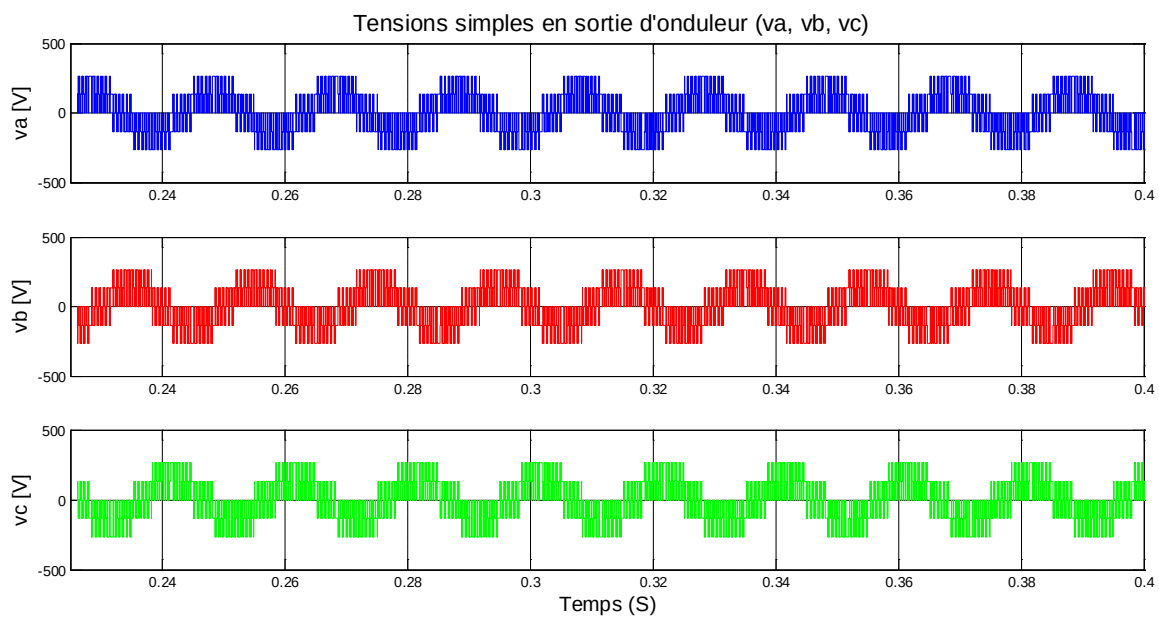


Figure IV.26. Caractéristique des tensions simples délivrées par l'onduleur

- Tensions composées à la sortie de l'onduleur

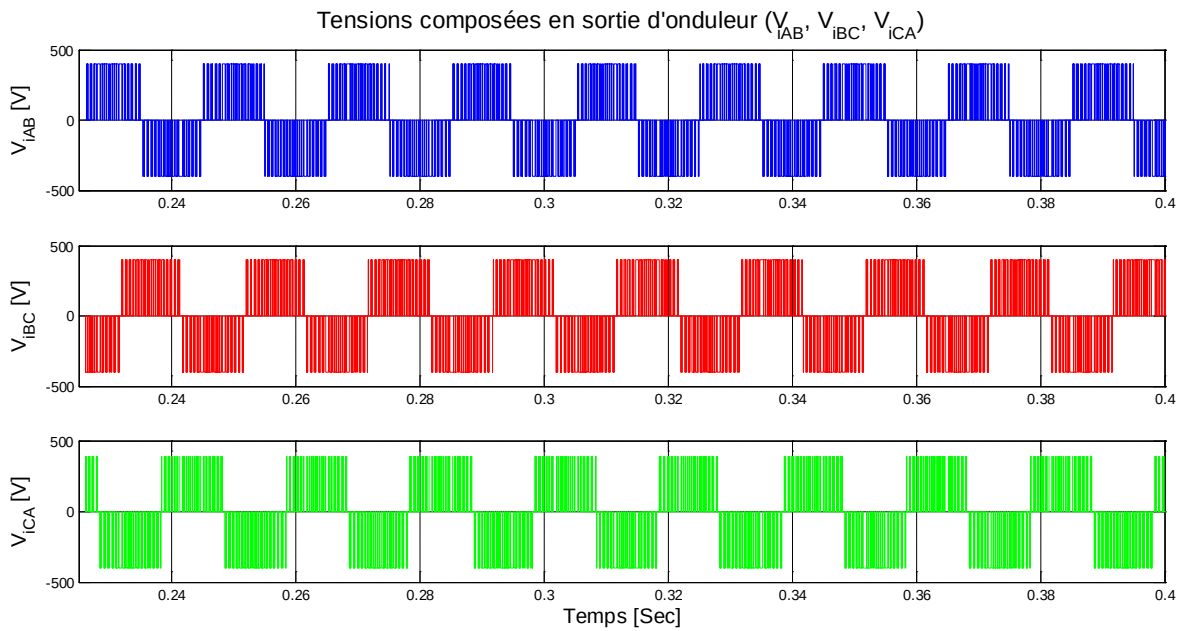


Figure IV.27. Caractéristique des tensions composées à la sortie de l'onduleur

- Courants de lignes à la sortie de l'onduleur

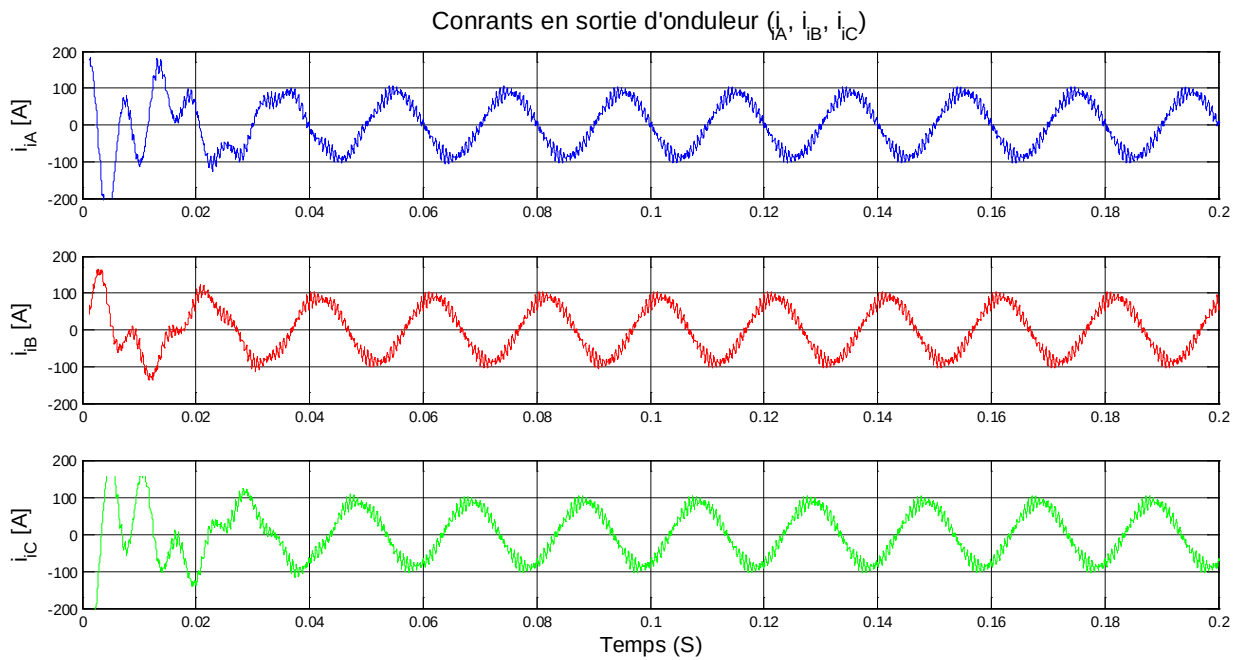


Figure IV.28. Caractéristique des courants de ligne à la sortie de l'onduleur

- Tensions filtrées (aux bornes des condensateurs et de la charge)

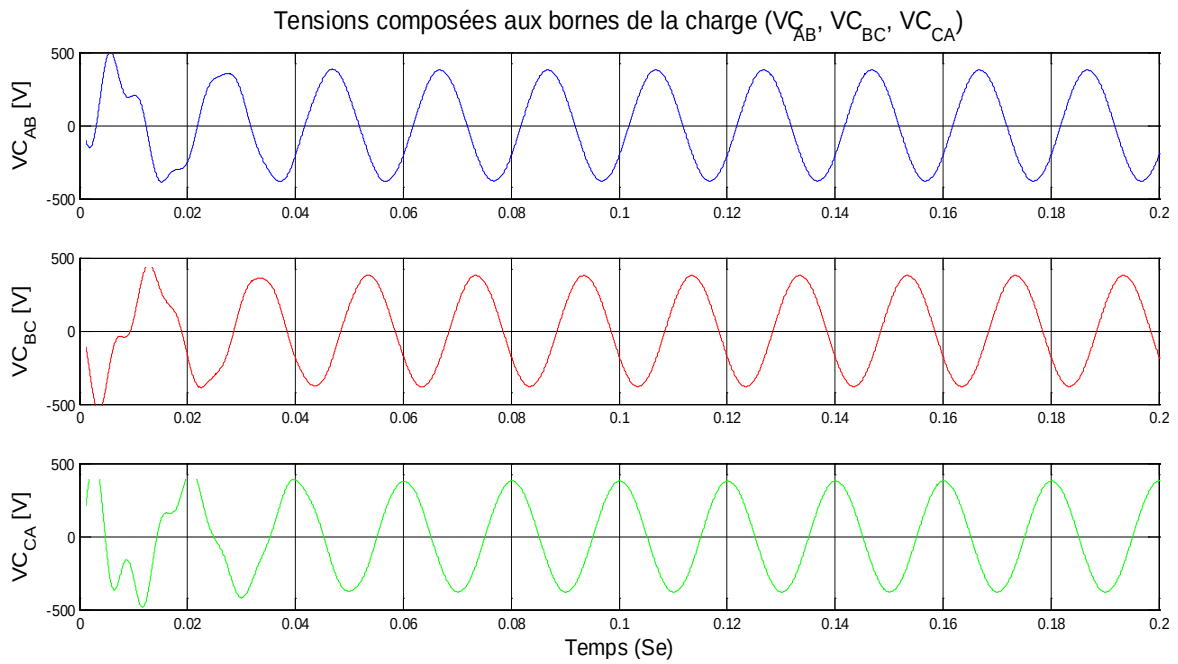


Figure IV.29. Caractéristique des tensions à la sortie du filtre

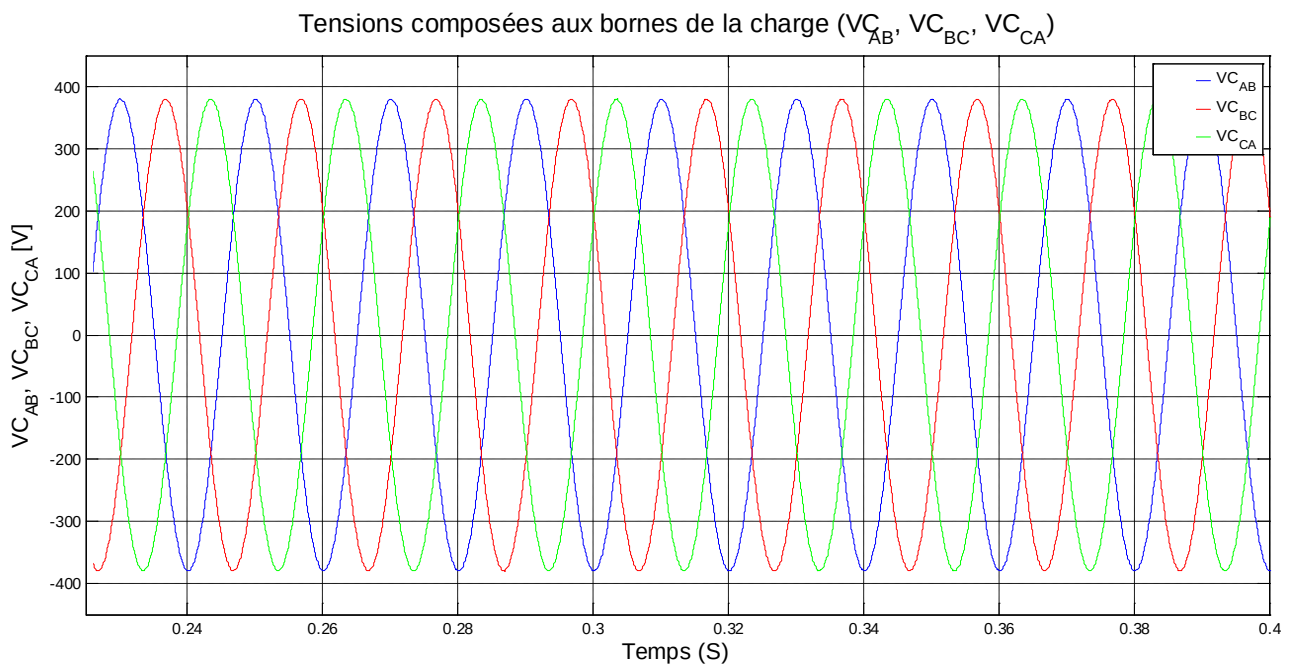


Figure IV.30. Caractéristiques des tensions à la sortie du filtre après le régime transitoire

- **Caractéristiques des tensions composées, courants à la sortie de l'onduleur, tensions aux bornes des condensateurs et les courants de charge.**

La Figure IV.31 représente les différentes caractéristiques des tensions et des courants à la sortie de l'onduleur, à la sortie du filtre et les courants de la charge équilibrée ($R_C L_C$) :

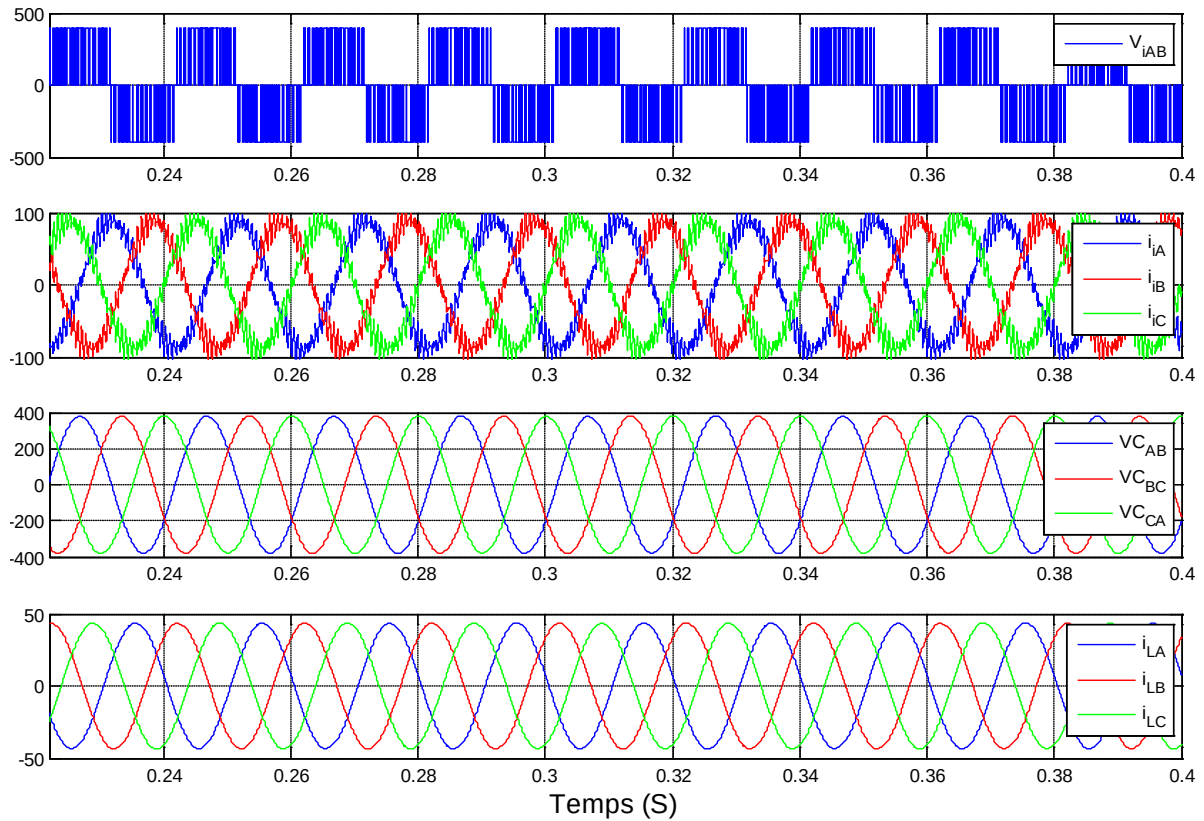


Figure IV.31. Caractéristique de l'ensemble, tensions composées (V_{iAB}), Courants de ligne à la sortie de l'onduleur (i_{iA}, i_{iB}, i_{iC}), Tensions à la sortie du filtre, Courants dans la charge $R_C L_C$, (i_{LA}, i_{LB}, i_{LC})

- **Signaux de la commande et la tension de l'onduleur monophasé**

La *MLI* intersective Sinus avec porteuse triangulaire, est connue par sa simplicité de mise en oeuvre et de sa fiabilité. Cette *MLI* a été l'une des plus utilisées avant le développement des systèmes numériques dédiés. Le principe d'élaboration de la *MLI* intersective est présenté par la figure IV.32 :

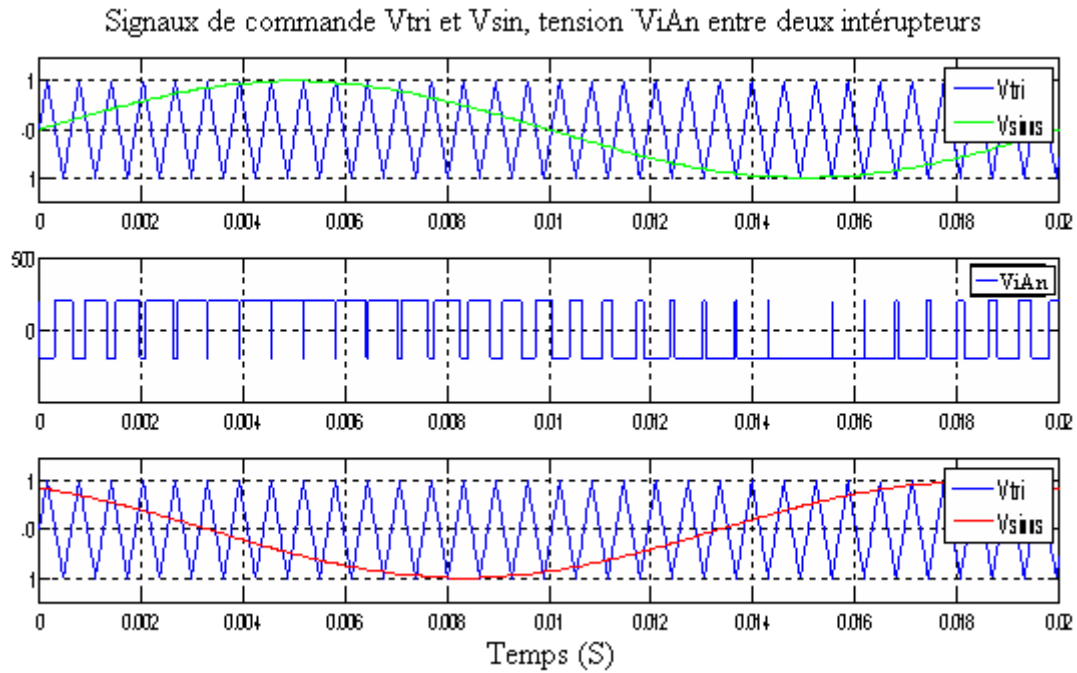


Figure IV.32. Caractéristique des signaux de commande et le signal de sortie d'un seul bras d'onduleur

IV.9. L'interface de raccordement au réseau électrique

Comme le montre la figure IV.33, pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (L ou LCL).

Finalement, quelque soit le filtre utilisé pour le raccordement, on aura toujours le même schéma équivalent : une source contrôlée (alternative discontinue dans le cas de la topologie L et quasi sinusoïdale avec la topologie LCL) qui se connecte au réseau à travers une inductance. Si on néglige la résistance série de cette inductance et les harmoniques de découpage, le schéma équivalent monophasé du système du point de vue des grandeurs fondamentales sera celui de la figure. IV.33 [4] :

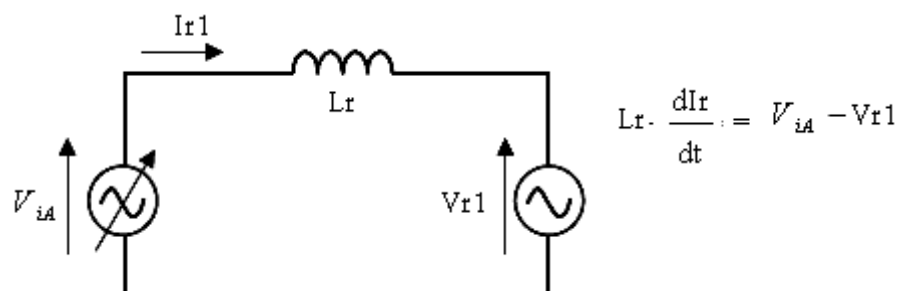


Figure IV.33. Schéma simplifié de la liaison au réseau [4]

V_{iA} : Tension simple efficace modulée en sortie de l'onduleur [V]

I_{r1} : Courant transitant vers le réseau [A]

L_r : Inductance de sortie de l'onduleur [H]

IV.9.1. Simulation de la PLL avec MATLAB-Simulink

Diverses perturbations peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre) ; le système de synchronisation a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale.

L'étude de la synchronisation de la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau est à base de la PLL triphasée, qui consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau. La composante d'axe (q) générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park (θ_{est}). En régime établi l'angle (θ_{est}) est égal à l'angle θ du réseau.

Le schéma simplifié de régulation et de simulation de la PLL dans domaine de Park est donné par la Figure IV.34 :

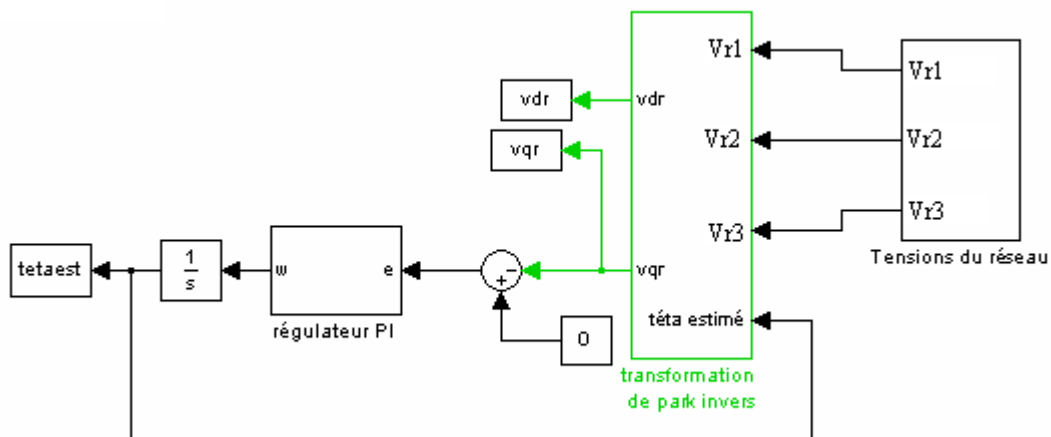


Figure IV.34. Schéma block Simulink de la de la PLL

La caractéristique des tensions (v_{dr}, v_{qr}) des tensions triphasés du réseau (V_{r1}, V_{r2} et V_{r3}) exprimée par la PLL dans le domaine de Park est donnée par la figure IV.35 :

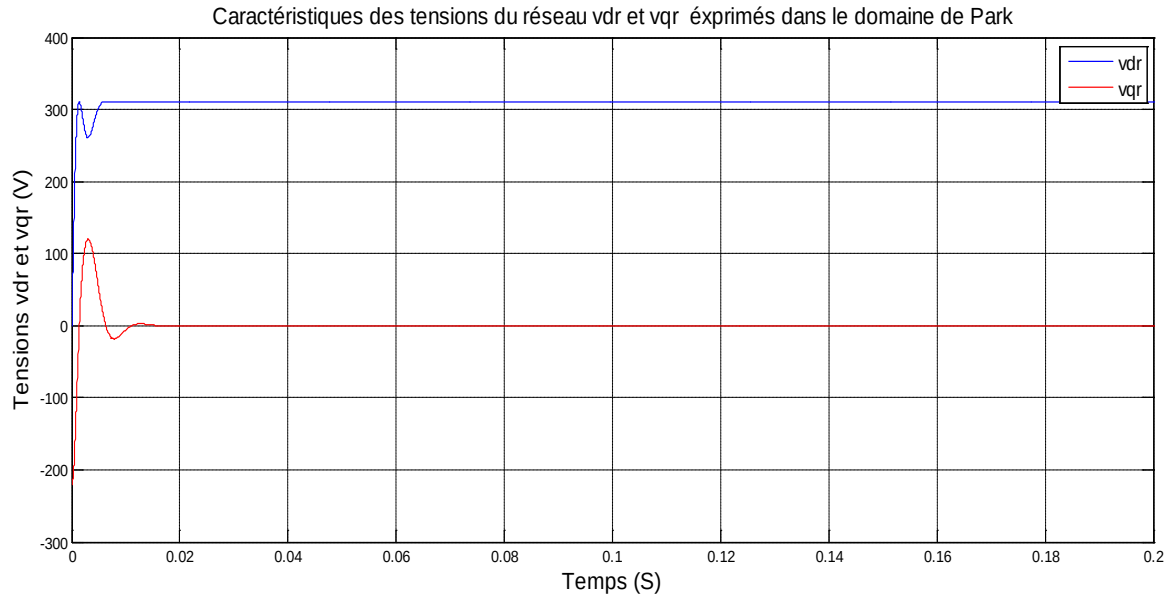


Figure IV.35. Caractéristique des tensions (v_{dr}, v_{qr}) exprimé dans le domaine de Park

IV.9.2. Commande de l'interface de connexion au réseau électrique

IV.9.2.1. Méthode Watt-Var Découplée

Afin de comprendre le principe de cette commande dans le cas général, nous considérons un onduleur connecté au réseau avec prise en considération de la résistance série (R_r) et de l'inductance (L_r) (qui représente le modèle simplifié d'un transformateur) [26].

L'équation mathématique de la figure IV.33 est donnée par l'équation suivante [26] :

$$\begin{bmatrix} \frac{dI_{r1}}{dt} \\ \frac{dI_{r2}}{dt} \\ \frac{dI_{r3}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_r}{L_r} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_r}{L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{r1} \\ I_{r2} \\ I_{r3} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \begin{bmatrix} V_{r1} - V_{iA} \\ V_{r2} - V_{iB} \\ V_{r3} - V_{iC} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (IV.67)$$

En passant par la transformation de Park, l'équation (IV.67), s'écrit de la manière suivante [26] :

$$\begin{bmatrix} \frac{dIdr}{dt} \\ \frac{dIqr}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{Rr}{Lr} & w \\ -w & -\frac{Rr}{Lr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Idr \\ Iqr \end{bmatrix} + \frac{1}{Lr} \begin{bmatrix} vdr - Vd_i \\ vqr - Vq_i \end{bmatrix} \dots\dots\dots (IV.68)$$

Pour connaître les avantages du système de commande, l'algorithme watt-var découplée classique est présenté brièvement.

Les deux nouvelles variables présentées en (IV.69), sont les sorties du système de commande constitué de deux régulateurs *PI* :

$$X1 = \frac{1}{Lr} (vdr - Vd_i) \quad \text{et} \quad X2 = \frac{1}{Lr} (vqr - Vq_i) \dots\dots\dots (IV.69)$$

Les valeurs de *Idref*, *Iqref* sont les références des courants actif et réactif:

$$\begin{cases} X1 = \left(Kp + \frac{Ki}{p} \right) (Idref - idr) - w.iqr \\ X2 = \left(Kp + \frac{Ki}{p} \right) (Iqref - iqr) + w.idr \end{cases} \dots\dots\dots (IV.70)$$

Nous appliquons la transformation de Laplace à l'équation (IV.68). Nous transformons ainsi les équations (IV.69) et (IV.70). Nous obtenons les fonctions de transfert suivantes :

$$F(p) = \frac{idr}{Idrf} = \frac{iqr}{Iqref} = \frac{Ki + Kp.p}{Ki + p\left(\frac{Rr}{Lr} + Kp\right) + p^2} \dots\dots\dots (IV.71)$$

Le schéma de contrôle par la méthode "Watt-Var découplé" est donné par la figure (IV.36).

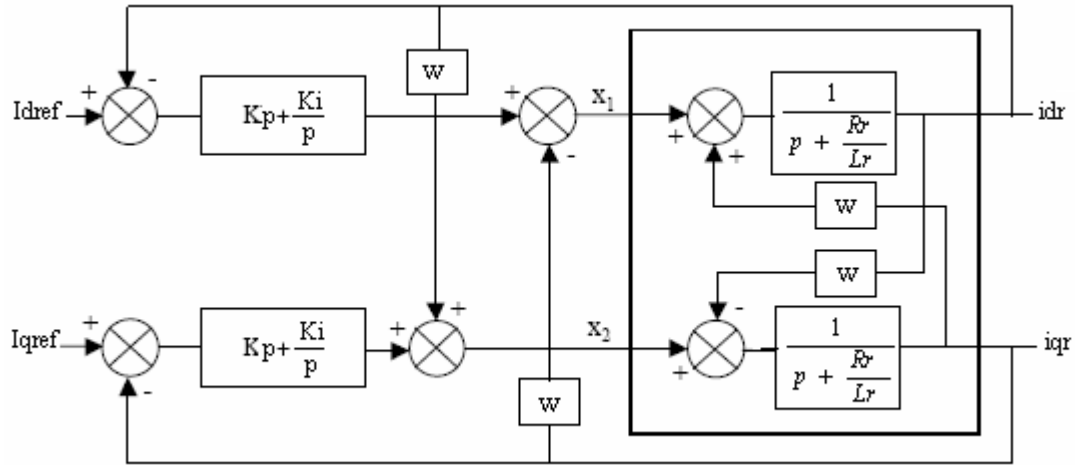


Figure IV.36. Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée [26]

Le schéma global de l'identification des références et de la régulation du courant pour cette méthode est donné par la Figure IV.37 où le régulateur est celui de la figure IV.36 :

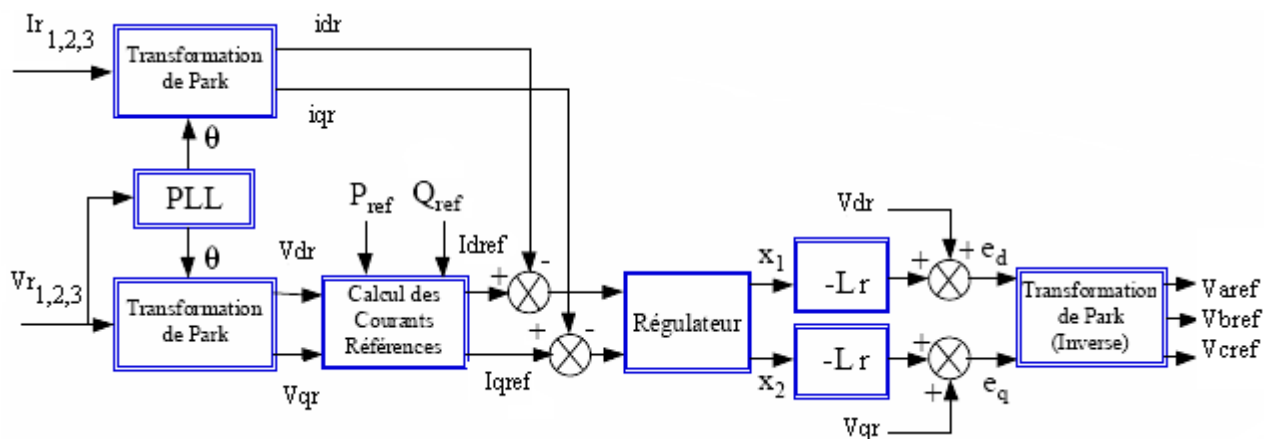


Figure IV.37. Schéma global de commande par la méthode Watt-Var découplée [26]

Le but de cette commande est d'imposer les valeurs des puissances active et réactive injectées au réseau.

Les puissances et la mesure de tension au point de connexion sont calculées dans le référentiel de Park [22].

Soit :

$$\begin{aligned} P_r &= \frac{3}{2}(v_{dr}.i_{dr} + v_{qr}.i_{qr}) \\ Q_r &= \frac{3}{2}(v_{dr}.i_{qr} - v_{qr}.i_{dr}) \end{aligned} \dots\dots\dots (IV.71)$$

Où P_r et Q_r sont les puissances de référence.

On déduit les courants dans le référentiel de Park par :

$$\begin{aligned} i_{dr_ref} &= \frac{2}{3} \frac{(P_r.v_{dr} + Q_r.v_{qr})}{(V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \\ i_{qr_ref} &= \frac{2}{3} \frac{(P_r.v_{qr} - Q_r.v_{dr})}{(v_{dr}^2 + v_{qr}^2)} \end{aligned} \dots\dots\dots (IV.72)$$

(v_{dr} et v_{qr}) sont les composantes directe et en quadrature de la tension mesurée au point de connexion exprimées dans le référentiel de Park.

(i_{dr_ref} et i_{qr_ref}) sont les composantes directe et quadratique du courant injectées dans le réseau.

Ces courants dépendent donc des puissances demandées ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production. Cette tension mesurée est transformée dans le référentiel de Park avant le calcul des courants. Ceci est illustré par la Figure IV.37.

Une boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park sur la pulsation de la tension mesurée sur le réseau. Ainsi, lorsque le système est dans un régime établi, la composante directe en sortie de la transformation de Park est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique est nulle. Les équations (IV.72) qui font apparaître (i_{dr})

comme une image directe de la puissance active et i_{qr} comme une image de la puissance réactive [22]. En plus de la synchronisation, un contrôle de la boucle de tension et le maintien du bus continu chargé, en compensant les pertes. Cette boucle a comme entrée : la tension de référence, (U_{dc_ref}) et la tension mesurée, (U_{dc}) ; et donne à la sortie le courant actif, nécessaire pour charger le bus à la valeur choisie. L'option la plus commune pour le contrôle de cette boucle consiste à utiliser un correcteur PI comme le montre la figure IV.38 [44].

IV.9.2.2. Régulation de la tension continue

La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant la puissance active sur le réseau. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence.

Suite à un écart entre ($U_{dc}^2_{ref}$) et (U_{dc}^2), la puissance (P_{ref}) à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant ainsi la tension U_{dc} .

Afin d'obtenir le signal (P_{ref}), nous avons le choix entre un régulateur proportionnel et un régulateur proportionnel intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique [26].

Le schéma de calcul et de régulation de la tension de référence aux bornes des condensateurs est donné par la figure IV.38 :

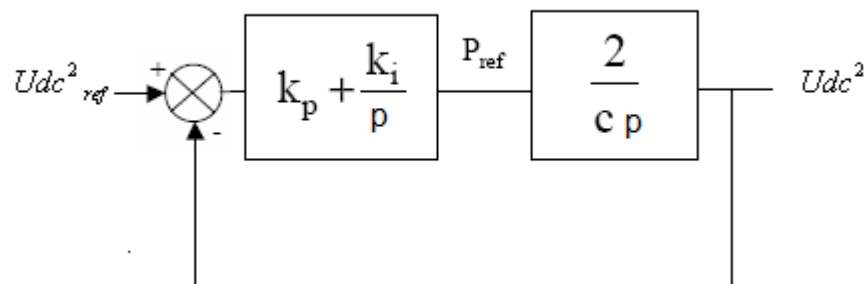


Figure IV.38. Schéma de régulation de la tension continue [26]

La fonction de transfert de la boucle fermée de la figure IV.38:

$$\frac{Udc^2}{Udc_{ref}^2} = \frac{\frac{2kp}{c} \cdot p + \frac{2.ki}{c}}{p^2 + \frac{2.kp}{c} \cdot p + \frac{2.ki}{c}} \dots\dots\dots (IV.73)$$

Avec :

$$w^2 = \frac{2.ki}{c} \quad \text{et} \quad \xi = kp\sqrt{\frac{1}{2.c.ki}} \dots\dots\dots (IV.74)$$

IV.9.3. Schéma synoptique de connexion au réseau

Le schéma synoptique de connexion au réseau électrique se présente comme suit :

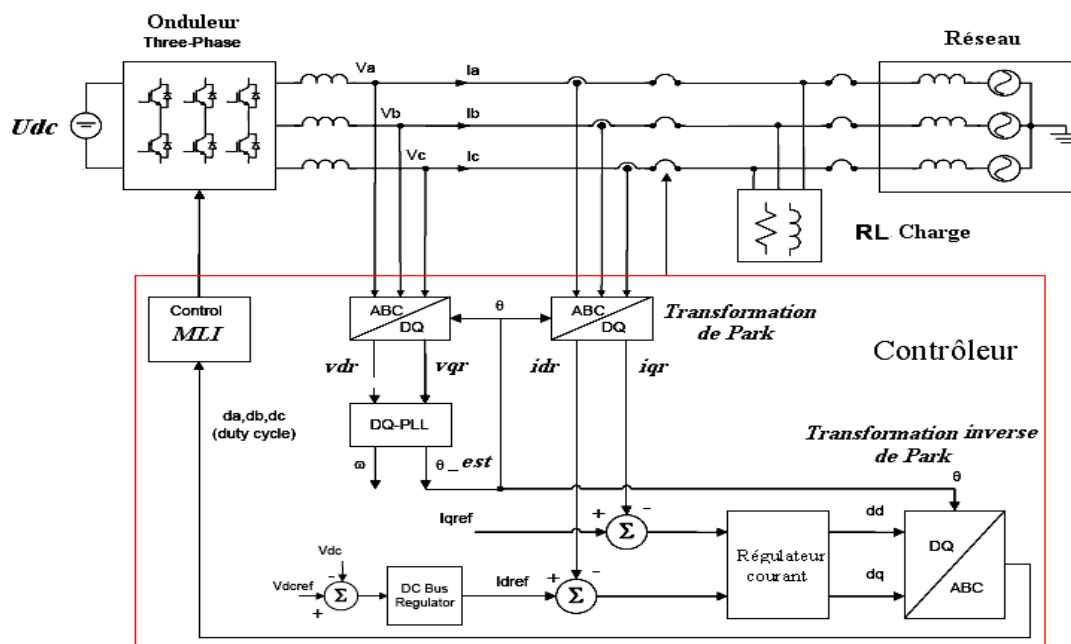


Figure IV.39. Schéma synoptique de commande de la connexion au réseau [46]

IV.9.4. Schéma global de simulation sous MATLAB-simulink

Le schéma global de simulation à la connexion au réseau électrique sous MATLAB Simulink est donné par la figure IV.40 :

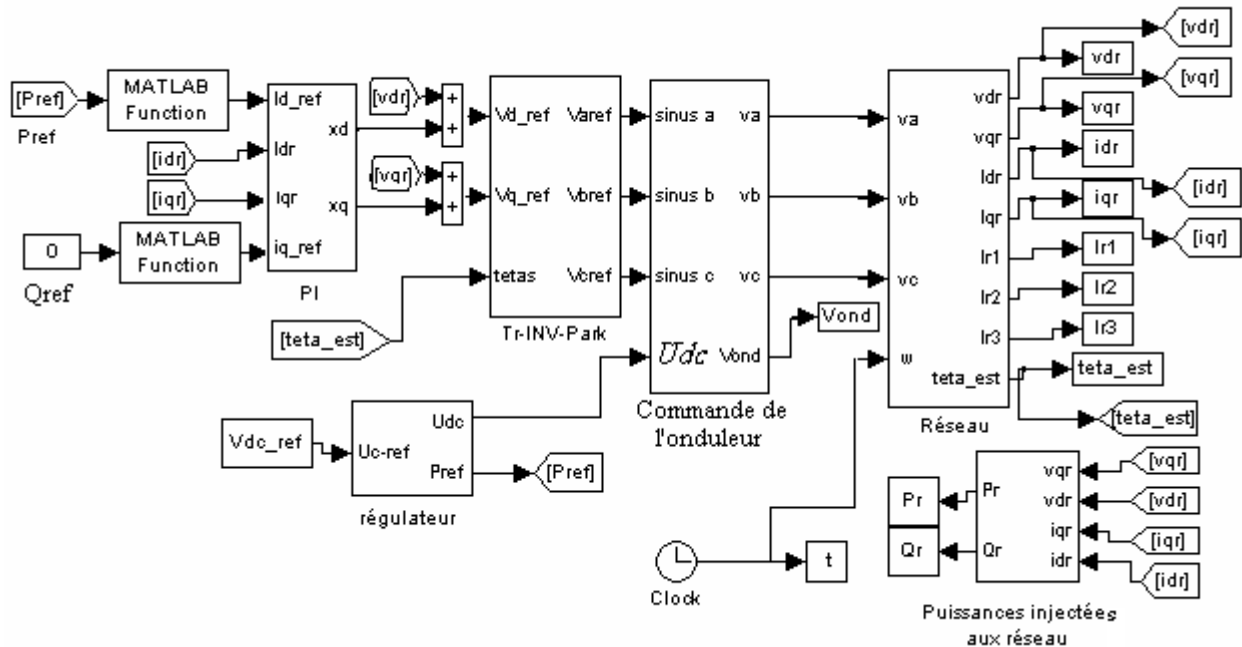


Figure IV.40. Schéma global de commande par la méthode Watt-Var découplée de la connexion au réseau sous MATLAB-Simulink

IV.9.5. Résultats de simulation

La figure IV.40 est le schéma global de simulation de la connexion au réseau électrique que nous avons utilisé sous MATLAB-Simulink.

Nous avons utilisé l'assemblage des schémas blocs de la figure IV.36 et la figure IV.37 pour le contrôle et l'injection de la puissance au réseau électrique. Ce schéma contient les différents blocs :

- Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée : Les composantes du courant sont comparées avec ses références. Les écarts entre elles, passent par les régulateurs, comme indiqué sur la figure IV.36. A partir des équations IV.69, les sorties des régulateurs (x_1 et x_2) donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère $d-q$. En passant par la transformation inverse de Park, nous obtenons les références du signal de commande (MLI).
- schéma block de la PLL : qui assure la synchronisation de la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau.

- schéma de régulation de la tension continue : qui maintien le bus continu chargé.
- Les résultats de simulation par rapport à l'injection de la totalité de la puissance active au réseau, ainsi que la puissance réactive qui est nulle sont données par les caractéristiques de la Figure IV.41:

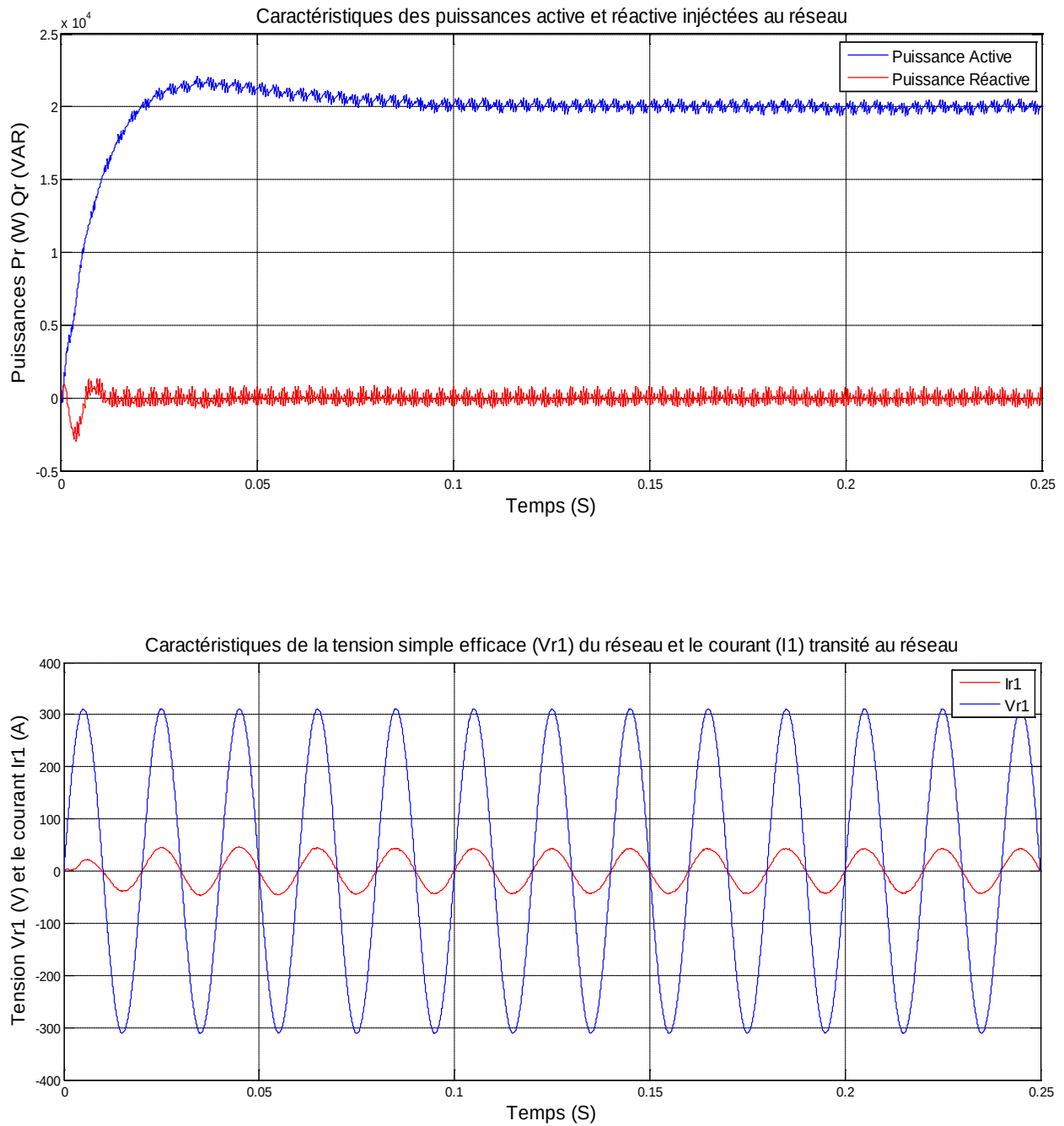


Figure IV.41. Caractéristiques des Puissances active et réactive, et les caractéristiques de la tension et du courant injectés au réseau

- Les caractéristiques du courant simple (***Ir1***) représenté dans le domaine de Park (***idr***, ***iqr***), ainsi que les courants triphasés (***Ir123***) sont données par la figure IV.42.

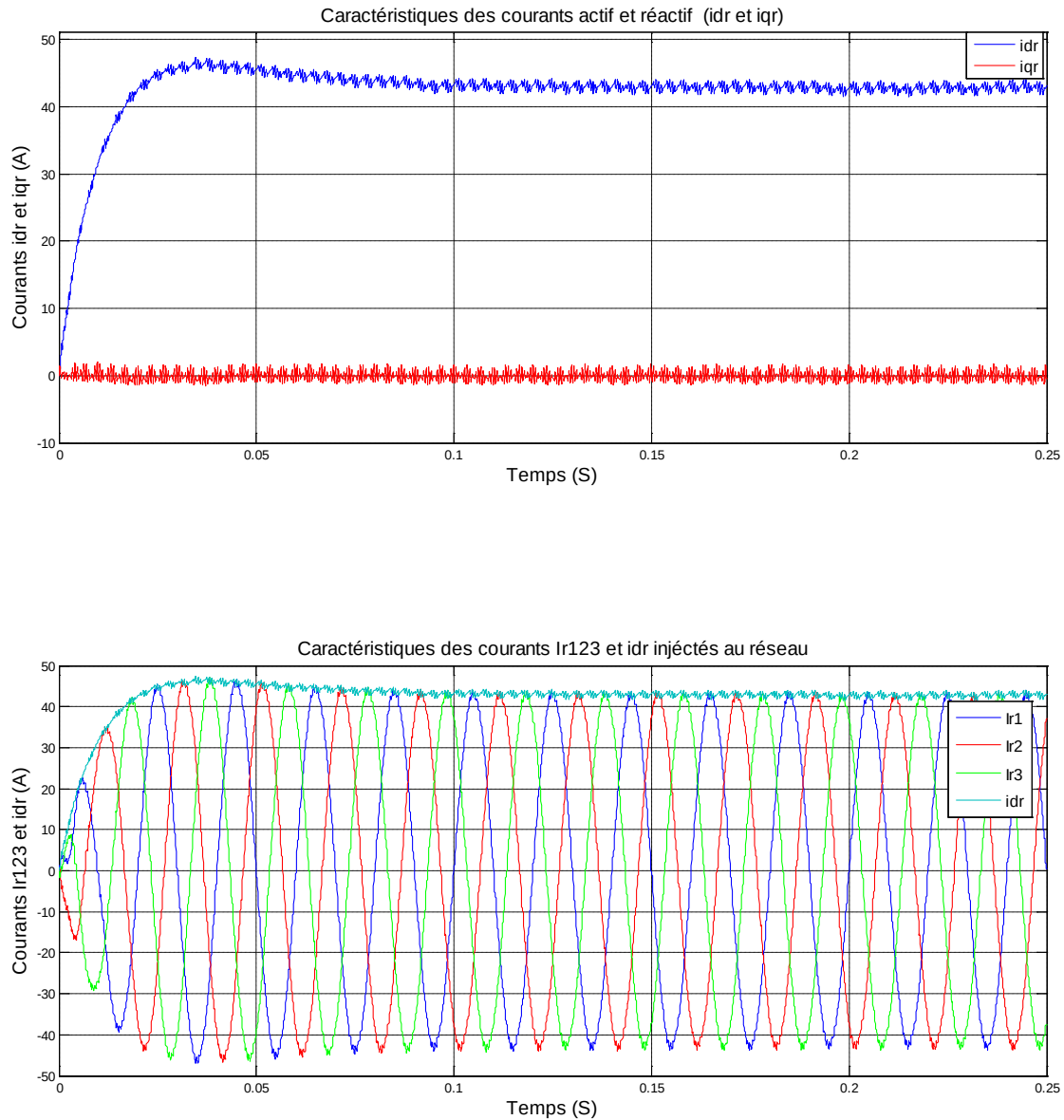


Figure IV.42. Caractéristiques des courants simples injectés au réseau (***Ir123***), et (***idr***, ***iqr***) d'une phase représentées dans le domaine de Park

Notre but dans cette étude est la modélisation puis la simulation d'un système photovoltaïque et sa connexion au réseau électrique.

Les puissances active et réactive (P_{ref} , Q_{ref}) sont des références des courants, nous avons choisi une loi de commande afin de fournir et d'extraire le maximum de puissance active. Cette loi est basée sur le choix des références des puissances.

On constate d'après la deuxième figure de la figure (IV.41) que l'allure du courant transité au réseau et de la tension efficace du réseau sont en phase, ce qui explique l'injection unique de la puissance active, et selon la première figure la puissance réactive est nulle et que la puissance active atteint une valeur max. De plus, les courants de la Figure IV.42 sont sinusoïdaux à la sortie de l'onduleur et dépendent de la fréquence de la porteuse (f_p , V_{sin}). Les résultats obtenus par simulations sont validés d'une manière générale par rapport aux références bibliographiques.

IV .10. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé et simulé tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge.

La commande et la connexion au réseau électrique sont assurés par:

- la synchronisation de la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau, qui a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale.
- La méthode "Watt-Var Découplée", est la méthode utilisée pour la régulation des courants de références afin d'injecter le maximum de la puissance active.
- Nous avons opté pour la commande MLI (Modulation de la Largeur d'Impulsion), car les puissances mises en jeu sont importantes, ce qui nécessite un contrôle de la fréquence des commutations.

La validation des résultats est obtenue par les réponses des tensions, des courants et des puissances qui sont celles obtenus par simulation se rapprochent à celles présentées dans la littérature ce qui nous permet de valider notre travail.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne les systèmes photovoltaïques couplés au réseau électrique. Ce dispositif est amené à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production centralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties, très fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

Ainsi, après un bref rappel sur les ressources énergétiques renouvelables et sur les systèmes de production associés, nous nous sommes intéressés aux chaînes de production photovoltaïque. Les études énergétiques, menées aussi bien sur les plans théoriques, ont permis de montrer :

Concernant le générateur photovoltaïque, qu'un modèle mathématique (courant - tension) du circuit électrique équivalent, en tenant compte de la température, permet une estimation précise et rapide de la production d'énergie pour des conditions météorologiques données (ensoleillement et température). La conversion d'énergie PV, consistant à décrire le concept de modularité de la chaîne de conversion, au développement de nouvelles architectures à très haut rendement de conversion.

Cette maximisation de la production, compte tenu du caractère fluctuant de la source PV considérée, passait par le développement de commandes de types MPPT performantes, à hauts rendements, en particulier lors des divers transitoires (*changements brusques d'ensoleillement*). Pour notre part, nous avons opté pour une commande à contre réaction de tension.

Les études sur le couplage entre le photovoltaïque et d'autres sources d'énergies ont débuté en 2000 et ont porté sur la conception et la réalisation de générateurs d'énergie connectés aux réseaux. L'accent a été toujours mis sur le caractère modulaire des diverses architectures de conversion proposées. Même si la cible visée en premier lieu concernait les réseaux électriques autonomes, le caractère approché permet aujourd'hui de projeter les résultats obtenus vers des systèmes connectés à des réseaux

Conclusion générale

centralisés. Notre travail de l'étude de la connexion au réseau électrique se résume comme suit :

Un convertisseur *DC/DC* qui fournit une tension continue réglable, un modèle simplifié relatif au système de stockage électrochimique (batteries en plomb-acide) et un convertisseur *DC/AC* commandé par la MLI (sinus triangle) à transistors IGBT qui convertit celle-ci à une tension alternative filtrée par des filtres (*LC et LCL OU L*) ont été modélisés et simulés sous Matlab-SIMULINK.

L'intérêt porté aux énergies renouvelables, nous a amené à nous intéresser aux systèmes photovoltaïques comme production décentralisée. Ces systèmes utilisent des convertisseurs pour se connecter au réseau électrique et la puissance injectée est fortement variable puisqu'elle est dépendante de l'éclairement et la température. Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connecté au réseau. Deux classe en sont ressortie : les connections directes au réseau et les connections à bus intermédiaire, ce dernier et celui choisi dans notre travail. La connexion au réseau électrique est un élément particulièrement important pour ce type de générateur.

L'étude de la synchronisation des courants de références a permis de mettre en évidence l'importance du choix du système qui réalise cette fonction. Habituellement, la synchronisation est faite par l'intermédiaire de PLL plus ou moins évoluée, et nous avons utilisé celle-ci dans notre travail « La PLL dans le domaine de Park ».

Le système de synchronisation (PLL) a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale du réseau, assurant la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau en cas de diverses perturbations qui peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre). L'identification et régulation des courants de références est indispensable afin d'injecté le maximum de la puissance produite. Dans notre travail la méthode "Watt-Var Découplé", est la méthode utilisée.

De cette étude ressort l'importance de la modélisation de la connexion au réseau électrique et de sont ou ces systèmes de production. La commande de l'onduleur et les systèmes de productions déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension. Les technologies actuelles permettent une

Conclusion générale

souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi de ne pas être déconnectée du réseau. Pour les systèmes photovoltaïques, la souplesse de l'utilisation des convertisseurs statiques est sous employée, il serait intéressant d'étudier dans quelle mesure les limites d'une déconnexion du réseau peuvent être repoussées.

Références bibliographiques

- [1]. Y. Jannot, «thermique solaire». Livre solaire, *Octobre 2003*
- [2]. M.A.E. Alali, « Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension ». Automatisation des systèmes de puissance électriques, Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, 2002.
- [3].D.Ould Abdeslam, « Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension ».Thèse de doctorat, université Haute-Alsace, Décembre 2005.
- [4].I. Etxeberria-Otadui, « Les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique : application à la qualité de l'énergie ». Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2003.
- [5].S. Guffon, « Modélisation et commande à structure variable de filtres actifs de puissance ».Thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Juillet 2000.
- [6].Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension». Thèse de doctorat de l'école National supérieure d'Art et Métiers, décembre 2004
- [7].M. Angel, C.Pastor, «Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques». Thèse de doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, septembre 2006
- [8].S .Ait cheikh, «Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques». Thèse de doctorat, Ecole National Polytechnique El-Harrach, Décembre 2007.
- [9]. A. Oi, «Design and simulation of photovoltaic water pumping system ». Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in Electrical Engineering, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo September 2005.
- [10]. S. Petibon, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques». Thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Janvier 2009.

Référence bibliographique

- [11].A. Mabrouk, «Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique». Mémoire de magister en électricité solaire de l'école Nationale Polytechnique El Harrach, ALGER, 2008.
- [12].I. Vechiu, «Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome». Thèse de doctorat l'université du Havre, décembre 2005.
- [13]. M. Belhadj «Modélisation d'un Système de captage Photovoltaïque Autonome». Mémoire de magister de l'universitaire de Bechar, 2007-2008.
- [14].F. Bouchtouche cherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.
- [15].J. David Irwin, MUHAMMAD H. RASHID «Power electronics Handbook». University of West Florida Joint Program and Computer Engineering, Copyright # 2001 by ACADEMIC PRESS.
- [16]. DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières textes officiels ; www.industrie.gouv.fr «Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau»
- [17].P. Hüsser, Alan C. Hawkins «Energie Suisse». Nova Energie GmbH www.suisseenergie.ch
- [18]. M.N. Mansouri, N. Ghanmi et M.F. Mimouni, «Commande et analyse des performances d'une station de pompage photovoltaïque fonctionnant en régime optimal». Ecole Nationale d'Ingénieurs de Monastir, Tunisie mars 2008.
- [19]. M. Seddik Bacha, «Les systèmes de l'électronique de puissance dédié à la distribution électrique-application a la qualité de l'énergie». Thèse de doctorat Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble Ikerlan (Mondragon, Espagne), septembre 2003.
- [20].V.Overtraeten , R.J. and R.P. mertens, «Physics and Technology and Use Photovoltaics». ADAM Higler.1986.
- [21].T.Markvart et L.Castaber, «Photovoltaics Fundamentals and applications». Preface Guide to Usage of the Handbook by Professional Groups

Référence bibliographique

- [22].G. Rami, «Contrôle de tension auto adaptif pour des productions décentralisées d'énergie connectées au réseau électrique de distribution». Thèse de doctorat L'INP Grenoble, Novembre 2006
- [23].G. Haizea, «Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisés : application aux microréseaux». Thèse de doctorat dans le cadre de l'Ecole Doctorale de Grenoble, 15 Décembre 2006.
- [24].JIN-WOO JUNG, PH.D, «Mechatronic systems laboratory ». Departement of electrical and computer engineering the ohio state university» 2008.
- [25].A. Davigny, «Participation au service système de ferme d'éolienne à vitesse variable intégrant du stockage inertiels d'énergie ». Thèse de doctorat l'université de Lille, décembre 2007
- [26].E. Gholipour Shahraki, «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques». Thèse de doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, Octobre 2003.
- [27].E. Florin Mogos, «Production décentralisé dans les réseaux de distribution». Thèse de doctorat de l'Ecole National supérieure d'Arts et métiers centre de Lille, juillet 2005.
- [28]. S. E. Evju «Fundamentals of Grid Connected Photovoltaic Power Electronic Converter Design». Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Department of Electric Engineering, January 2007.
- [29].S. Bedwani «Introduction à MATLAB». The MathWorks
- [30]. Synergrid, «Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution». Fédération des Gestionnaires de Réseaux électrique et Gaz en Belgique.
- [31]. Annexe de l'arrêté du 30 décembre 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de transport des installations de production d'énergie électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW, d'EDF en France.
- [32]. M. Boudjdaimi «Commande d'un onduleur par des approches basées sur des réseaux de neurones artificiels». Mémoire de magister, UMMTO, 27/09/2009.
- [33]. Detlef Schulz, Matthias Jahn and Thomas Pfeifer «Grid Integration of Photovoltaics and Fuel Cells». Department of Electrical Engineering, Electrical Power

Référence bibliographique

Engineering, Helmut-Schmidt-University, Holstenhofweg 85, D-22043 Hamburg, Germany.

[34]. P.Reichenbach, M.Sella, P.Affolter et J.Bonvin «Centrales photovoltaïques, Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l’usage des bureaux d’ingénieurs». Direction du projet et coordination Jean Graf, EPFL-DA-ITB-LESO, 1015 Lausanne.

[35]. H.N. Zainudin, S. Mekhilef «Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems ». Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON’10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010.

[36]. Dezso Sera, Remus Teodorescu, Tamas Kerekes, «Teaching Maximum Power Point Trackers Using a Photovoltaic Array Model with Graphical User Interface». Institute of Energy Technology; Aalborg University Pontoppidanstraede 101 DK-9220, Aalborg, Denmark

[37].G. Adamidis, P. BakasA, A. Balouktsis, «Photovoltaic System MPPTTracker Implementation using DSP engine and buck – boost DC-DC converter». Electrical & Computer Engineering Department Democritus University of Thrace Vas. Sofias 12, 67100, Xanthi GREECE, adamidis@ee.duth.gr, <http://www.ee.duth.gr>.

[38]. B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nikita, «Etat de l’art des aérogénérateurs », L’électronique de puissance, vecteur d’optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. Novelect-ecrin, 2002.

[39].S. Keraï, G. Meki, A. Fodil et K. Ghaffour, «Calcul du Convertisseur AC-DC avec Correction de Facteur de Puissance». Laboratoire Matériaux et Energies Renouvelables, Département d’Electronique, Faculté des sciences de l’ingénieur, Université Abou Bakr Belkaïd, Pôle Chetouane, 13000, ALGERIE.

[40]. R. W. Erickson, «Fundamentals of Power Electronics Instructor's slides». Power Electronics Group, University of Colorado at Boulder, Publisher and vitals New York: Chapman and Hall, May 1997.

[41]. L. Baxerres, A. Michallet, C.Ramet, «Le Micrcotransat, Partie électronique et énergétique». Projet d’initiative personnelle, Tuteur: Yves Brière Année 2005-2006.

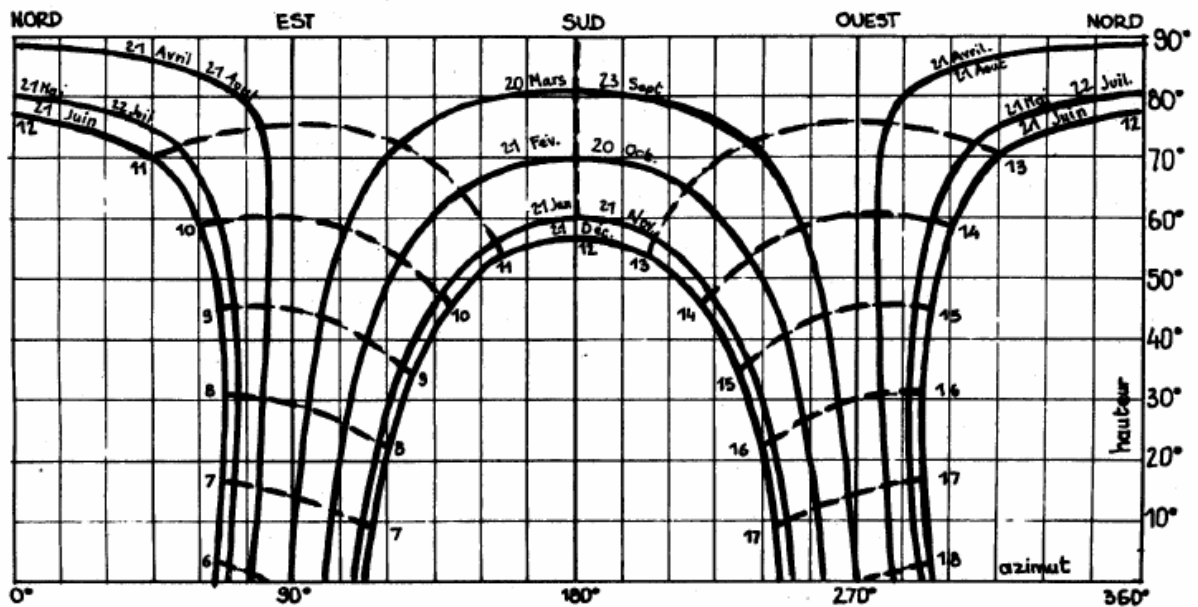
Référence bibliographique

- [42]. HESPUL, « Guide de l'utilisateur de Toit Solaire Photovoltaïque ». 114 bd du 11 novembre 1918 F-69100 Villeurbanne, Site web : www.hespul.org, Décembre 2002.
- [43]. J. XU « Filtrage active shunt des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité ». Thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, Janvier 1994.
- [44]. A.Lopez, « Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie de la basse tension ». Thèse de doctorat, de l'institut national polytechnique de Grenoble avec le LABEL EUROPEEN, 14 novembre 2006.
- [45]. H. FOCH, « Convertisseurs continu-alternatif et alternatif-continu ». Techniques de l'Ingénieur.
- [46]. Z. Ye, R. Walling, L. Garces, R. Zhou, L. Li, and T. Wang « Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters ». General Electric Global Research Center Niskayuna, New York, National Renewable Energy Laboratory 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393 303-275-3000 • www.nrel.gov

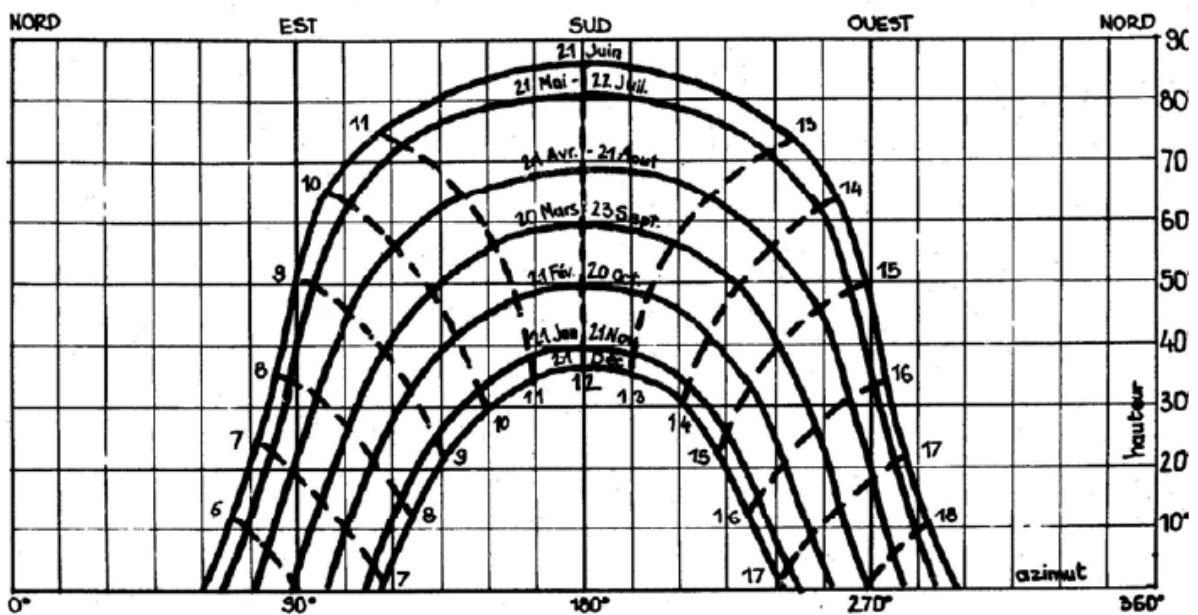
ANNEXE (A.1) : Diagramme solaire cylindrique

Détermination de l'azimut (a) et de la hauteur (h) en fonction de la latitude (L)

Latitude : 10° Nord



Latitude : 30° Nord



ANNEXE (A.2) :**Transformation de Park**

La transformation de Park est constituée d'une transformation triphasée - diphasée suivie d'une rotation. Elle permet de passer du repère **abc** vers le repère mobile **dq**.

$$\begin{bmatrix} vdr \\ vqr \\ vo \end{bmatrix} = c \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = [P(\theta_s)] \cdot \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}$$

Transformation de Park inverse

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = c \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & -\sin(\theta_s) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} vdr \\ vqr \\ vo \end{bmatrix} = [P^{-1}(\theta_s)] \cdot \begin{bmatrix} vdr \\ vqr \\ vo \end{bmatrix}$$

Où **c** est une constante qui peut prendre soit les valeurs $\frac{2}{3}$ ou 1 pour la non conservation de puissance, soit la valeur $\sqrt{\frac{2}{3}}$ pour une conservation de puissance.

ANNEXE (A.3) : Réglage du correcteur de la PLL

Pour régler les paramètres du correcteur, il faut établir un schéma équivalent d'asservissement de la PLL triphasée. Pour ce faire, on calcule la composante en quadrature des tensions triphasées au point de raccordement V_{r123} .

$$V_{r123} = V_m \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}^T$$

La composante en quadrature v_{qr} peut s'écrire:

$$v_{qr} = -\frac{2}{3} V_m \left[\sin \theta' \cdot \cos \theta + \sin \left(\theta' - \frac{2\pi}{3} \right) \cdot \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + \sin \left(\theta' - \frac{4\pi}{3} \right) \cdot \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \right]$$

Avec :

θ : Angle des tensions à l'entrée de la PLL (Vr123)

θ' : Angle à la sortie de la PLL

En utilisant les formules trigonométriques suivantes :

$$\sin \alpha \cdot \cos \beta = \frac{1}{2} [\sin(\alpha + \beta) + \sin(\alpha - \beta)]$$

$$\sin(\alpha \pm \beta) = \sin \alpha \cdot \cos \beta \pm \cos \alpha \cdot \sin \beta$$

On obtient finalement :

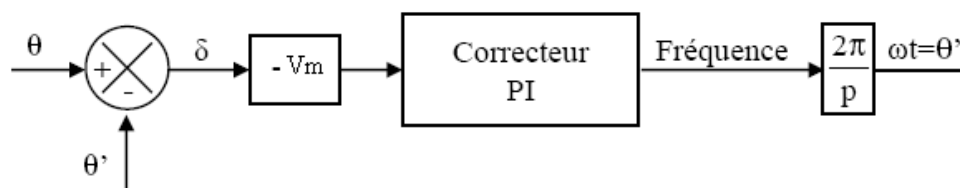
$$v_{qr} = -V_m \cdot \sin \delta \quad \text{Avec} \quad \delta = \theta - \theta'$$

Le but de la PLL triphasée est d'annuler δ pour obtenir ainsi la fréquence et l'angle de la tension au point de raccordement. Pour pouvoir utiliser les techniques classiques de réglage du correcteur PI, il est nécessaire de linéariser la PLL.

Ainsi, si l'erreur du système (v_{rq}) est considérée comme très petite, la relation entre cette erreur et l'erreur d'estimation de phase (δ) sera :

$$v_{rq} = -V_m \cdot \sin \delta \approx -V_m \cdot \delta$$

On obtient alors le modèle linéaire de la PLL :



ANNEXE

On choisit un correcteur PI de la forme :

$$C(p) = Kp + \frac{ki}{p}$$

On obtient pour la fonction de transfert de la boucle fermée :

$$\frac{\theta'}{\theta}(p) = \frac{1 + \frac{kp}{ki} \cdot p}{1 + \frac{kp}{ki} p + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot Vm \cdot ki} p^2} = \frac{Num}{Den}(p)$$

$$\text{Pour un 2ème ordre : } Den(p) = 1 + \left(\frac{2z}{wn} \right) \cdot p + \frac{1}{wn^2} \cdot p^2$$

On trouve donc :

$$ki = \frac{wn^2}{2 \cdot \pi \cdot Vm} \quad \text{et} \quad kp = \frac{wn \cdot z}{\pi \cdot Vm}$$