

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Batna
Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electrotechnique



MEMOIRE

Pour l'obtention du Diplôme de

MAGISTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Maitrise des Énergies

Présenté par :

Almi Mohamed Fayçal

**Connexion du générateur solaire au réseau
électrique triphasé à travers un circuit
d'interface de puissance**

Soutenu publiquement le 17 /01 / 2010 devant le jury composé de :

| | | | |
|--------------|--------------|-----|------------------|
| Président : | A. Benssaleh | M.C | U.Batna |
| Rapporteur : | M.Arrouf | M.C | U.Batna |
| Examineur : | D.Rahem | M.C | U.Oum El bouaghi |
| Examineur : | M.L.Bendaas | M.C | U.Batna |

UNIVERSITE
DE BATNA



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

قُلْ إِنْ صَلَاتِي وَنَسْكَي وَمَحْيَايَ وَمَمَاتِي لِلَّهِ رَبِّ الْعَالَمِينَ
لَا شَرِيكَ لَهُ وَبِذَلِكَ أُمِرْتُ وَأَنَا أَوَّلُ الْمُسْلِمِينَ

صَدَقَ اللَّهُ الْعَظِيمُ

Remerciement

Avant tout je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant la préparation de ce modeste mémoire.

Je voudrais témoigner tout particulièrement ma reconnaissance à Monsieur M. Arrouf, Maître de conférences de l'Université de Batna, qui a dirigé ce mémoire. Je lui exprime mes vifs remerciements pour l'aide constante durant l'élaboration de ce travail. Ses conseils, ses compétences scientifiques et humaines, l'enthousiasme qu'il a su me communiquer ainsi que la confiance qu'il m'a témoignée m'ont permis d'accomplir ma tâche dans les meilleures conditions.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur A. Benssalem Maître de conférences de l'Université de Batna, en acceptant de participer à ce jury en tant que président. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour l'intérêt porté à ce travail.

Je suis très honoré que Monsieur D. Rahem Maître de conférences de l'Université d'Oum El bouaghi et que Monsieur M. L. Bendaas de l'Université Batna aient accepté la charge de juger ce travail. Je les remercie chaleureusement pour leur dévouement.

Enfin, je souhaite exprimer toute ma reconnaissance à mes parents, pour leur soutien constant et leur patience. Je n'oublie pas ma femme à qui je dois en grande partie l'accomplissement de ce travail par l'espoir et la confiance qu'elle a toujours su me donner. Ainsi que mes cinq enfants à qui je demande pardon de les avoir un peu délaissés.

Table des matières

| | |
|--------------------------|-----|
| Table des matières | i |
| Liste des figures..... | iv |
| Liste des tableaux | vi |
| Liste des symboles..... | vii |

| | |
|------------------------------------|----------|
| INTRODUCTION GENERALE | 2 |
|------------------------------------|----------|

Chapitre I Générateur photovoltaïque

| | |
|--|----|
| I.1 Introduction | 5 |
| I.2 L'effet photovoltaïque | 6 |
| I.3 La photopile..... | 6 |
| I.3.1 Les cellules mono- cristallines | 7 |
| I.3.2 Les cellules poly-cristallines | 8 |
| I.3.3 Les cellules amorphes..... | 8 |
| I.4 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque | 8 |
| I.4.1 Modélisation de la cellule photovoltaïque réelle..... | 8 |
| I.4.1.1 Modèle de la cellule photovoltaïque à une diode..... | 8 |
| I.4.1.2 Modèle de la cellule photovoltaïque à deux diodes | 12 |
| I.4.2 Le modèle simplifié de la cellule photovoltaïque..... | 14 |
| I.5 Modules photovoltaïques..... | 18 |
| I.6 Le générateur photovoltaïque | 20 |
| I.6.1 La modélisation d'un panneau composé de N_s modules en série et N_p modules en parallèle | 21 |
| I.6.1.1 Association en série | 21 |
| I.6.1 Association en parallèle | 21 |
| I.6.2 Protection du générateur photovoltaïque | 22 |
| I.6.3 Différents structures des générateurs photovoltaïques | 23 |
| I.6.3.1 Système autonome | 23 |
| I.6.3.2 Au fil du soleil | 23 |
| I.6.3.3 Connecté au réseau..... | 23 |
| I.6.4 Avantages | 24 |
| I.6.5 Le coût d'un module PV | |
| I.7 Conclusion..... | 25 |

Chapitre 2 Optimisation du système photovoltaïque

| | |
|---------------------------------------|----|
| II.1 Introduction | 27 |
| II.2 Positionnement des modules | 28 |
| II.2.1 Modules fixes | 29 |

| | | |
|----------|---|----|
| II.2.2 | Système avec poursuite solaire..... | 29 |
| II.3 | Point de fonctionnement d'un panneau solaire | 30 |
| II.4 | Principe de la recherche du point de puissance maximal (MPPT) | 31 |
| II.4.1 | Généralités | 31 |
| II.4.2 | Quelques types d'algorithmes de poursuite..... | 32 |
| II.4.2.1 | Algorithme tension constante (CV-MPPT) | 33 |
| II.4.2.2 | Algorithme courant constant (CC-MPPT) | 34 |
| II.4.2.3 | Algorithme de perturbation et observation P&O | 34 |
| II.4.2.4 | Algorithme Hill Climbing..... | 36 |
| II.4.2.5 | Algorithme de l'accroissement de la conductance (INC-MPPT) | 37 |
| II.5 | Rendement de la chaîne de puissance..... | 39 |
| II.6 | Dimensionnement du système photovoltaïque | 41 |
| II.6.1 | Détermination de la tension de bus continu..... | 41 |
| II.6.2 | Critères du choix des modules..... | 42 |
| II.7 | Conclusion..... | 43 |

Chapitre 3

Raccordement d'un GPV au réseau électrique

| | | |
|-----------|--|----|
| III.1 | Introduction | 45 |
| III.2 | Les différentes structures des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau..... | 46 |
| III.2.1 | Injection sans soutirage | 46 |
| III.2.2 | Injection des excédents de la production..... | 46 |
| III.2.3 | Injection de la totalité de la production | 47 |
| III.3 | Généralités sur les onduleurs multi-niveaux | 48 |
| III.3.1 | Principales topologies d'onduleurs multi-niveaux | 49 |
| III.3.1.1 | Onduleurs NPC | 49 |
| III.3.1.2 | Onduleurs à cellules imbriquées | 50 |
| III.3.1.3 | Onduleurs multi-niveaux symétriques | 51 |
| III.3.1.4 | Onduleurs multi-niveaux asymétriques | 52 |
| III.4 | La modulation de largeur d'impulsions..... | 52 |
| III.4.1 | Quelques techniques de modulation de largeur d'impulsions..... | 53 |
| III.4.1.1 | La technique triangulo-sinusoïdale | 53 |
| III.4.1.2 | Technique à échantillonnage régulier symétrique | 57 |
| III.4.1.3 | Technique à modulation algébrique direct..... | 57 |
| III.4.1.4 | Technique de modulation par tronçons..... | 58 |
| III.5 | Les perturbations électriques..... | 58 |
| III.5.1 | Creux et coupures brèves de tension | 58 |
| III.5.1.1 | Conséquences des creux et coupures brèves de tension | 59 |
| III.5.2 | Fluctuations rapides de tension et flicker | 60 |
| III.5.2.1 | Conséquences des fluctuations rapides de tension et flicker | 60 |
| III.5.3 | Surtensions | 61 |
| III.5.3.1 | Les surtensions temporaires..... | 61 |
| III.5.3.2 | Les surtensions de manœuvre | 62 |

| | |
|---|----|
| III.5.3.3 Les surtensions atmosphériques..... | 62 |
| III.5.4 Harmoniques..... | 62 |
| III.5.4.1 Conséquences des distorsions harmoniques | 63 |
| III.5.5 Déséquilibre..... | 64 |
| III.5.5.1 Conséquences des déséquilibres | 64 |
| III.5.6 Bosse de tension | 65 |
| III.5.7 Chutes de tension..... | 65 |
| III.5.8 Fluctuations de la fréquence | 66 |
| III.5.9 Le synchronisme et la rupture de synchronisme | 66 |
| III.5.9.1 Le synchronisme | 66 |
| III.5.9.2 La rupture de synchronisme..... | 67 |
| III.5.9.3 Conséquences de la rupture de synchronisme | 67 |
| III.6 Conclusion..... | 68 |

Chapitre 4

Modélisation et simulation d'un GPV connecté au réseau électrique triphasé

| | |
|---|------------|
| IV.1 Introduction | 70 |
| IV.2 Présentation d'un système PV raccordé au réseau électrique triphasé..... | 71 |
| IV.2.1 Poursuite du point de puissance maximal MPPT | 71 |
| IV.2.2 Régulation de la tension du bus continu..... | 72 |
| IV.2.3 L'Onduleur de tension..... | 76 |
| IV.2.4 Le filtre LC | 77 |
| IV.2.5 Le réseau électrique | 82 |
| IV.2.6 La boucle à verrouillage de phase | 82 |
| IV.2.6.1 Principe de fonctionnement d'une PLL analogique | 82 |
| IV.2.6.2 PLL triphasé dans le domaine de Park..... | 83 |
| IV.2.7 Commande en courant de l'onduleur de tension | 84 |
| IV.3 Model de la connexion du GPV au réseau électrique triphasé..... | 85 |
| IV.3.1 Résultats de la simulation | 86 |
| IV.4 protection du système | 88 |
| IV.4.1 Protection de découplage..... | 88 |
| IV.4.1.1 Fonction protection de découplage intégrée à l'électronique de puissance.. | 89 |
| IV.4.1.2 Fonction protection de découplage externe à l'électronique de puissance.. | 89 |
| IV.4.2 Surveillance de la fréquence..... | 90 |
| IV.4.3 Surveillance des tensions efficaces du réseau | 90 |
| IV.4.4 Model de la connexion du GPV et sa protection au réseau électrique triphasé | 91 |
| IV.4.4.1 Simulation d'une variation de fréquence..... | 92 |
| IV.4.4.2 Simulation d'une surtension | 93 |
| IV.4.4.3 Simulation d'une sous tension..... | 94 |
| IV.5 Conclusion..... | 95 |
| CONCLUSION GENERALE..... | 97 |
| REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES | 100 |
| ANNEXES | 103 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure .I.1: Cellule photovoltaïque au silicium cristallin | 6 |
| Figure .I.2: Différents types de cellules photovoltaïques | 7 |
| Figure .I.3: Cellule photovoltaïque à une diode | 8 |
| Figure .I.4 : Point de fonctionnement d'une cellule PV en fonction de la charge en connexion | 10 |
| Figure .I.5 : Modèle électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à deux diodes..... | 13 |
| Figure .I.6 : Modèle électrique simplifié d'une cellule photovoltaïque | 14 |
| Figure .I.7: Influence de la résistance série R_S sur la caractéristique $P(V)$ et $I(v)$ à $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$ | 16 |
| Figure .I.8 : l'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique $P(V)$ et $I(v)$ à $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$ | 16 |
| Figure .I.9 : l'influence du flux lumineux E sur la caractéristique $P(V)$ et $I(v)$ à $T=25^\circ C$.. | 17 |
| Figure .I.10: Influence de la température sur la caractéristique $P(V)$ et $I(V)$ avec $E=1000W/m^2$ | 17 |
| Figure .I.11: Caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ avec des variations aléatoires de E et T | 18 |
| Figure .I.12 : Vue en coupe d'un module PV | 19 |
| Figure .I.13 : Générateur photovoltaïque..... | 20 |
| Figure .I.14 : Association de modules en série..... | 21 |
| Figure .I.15 : Association de modules en parallèle..... | 21 |
| Figure .I.16 : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour..... | 22 |
| Figure .II.1 Positionnement d'un module photovoltaïque..... | 28 |
| Figure .II.2 Système photovoltaïque fixe | 29 |
| Figure .II.3 : Système de poursuite à un axe | 29 |
| Figure .II.4 : Système de poursuite à deux axes | 30 |
| Figure .II.5 : Points de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque en couplage direct | 30 |
| Figure .II.6: Principe de fonctionnement d'une commande MPPT..... | 31 |
| Figure .II.7 : Changement d'éclairement et conséquences sur les courbes de puissance d'un générateur PV | 32 |
| Figure .II.8: Algorithme de la méthode CV-MPPT..... | 33 |
| Figure .II.9 : Comportement de l'algorithme P&O sous un changement de l'éclairement. | 35 |
| Figure .II.10 : Organigramme de la méthode P&O | 35 |
| Figure .II.11: Relation entre P_{PV} et le rapport cyclique D du convertisseur statique | 36 |
| Figure .II.12 : Algorithme type de la commande Hill Climbing | 37 |
| Figure .II.13 : Caractéristique de puissance | 38 |
| Figure .II.14: Algorithme de la méthode incrémentation de conductance | 39 |
| Figure .II.15 : Caractéristiques de la variation du maximum de puissance..... | 41 |

| | |
|--|----|
| Figure .III.1 : Schéma de principe de la configuration Injection sans soutirage | 46 |
| Figure .III.2 : Schéma de principe de la configuration Soutirage avec injection de l'excédent de production | 47 |
| Figure .III.3 : Schéma de principe de la configuration Soutirage avec injection de la totalité de la production | 48 |
| Figure .III.4 : Schéma d'une branche d'onduleur NPC à 3 niveaux : (a) sans résistance d'équilibrage (b) avec résistance d'équilibrage..... | 50 |
| Figure .III.5 : Schéma d'une branche d'onduleur multi-niveau à cellules imbriquées | 51 |
| Figure .III.6 : Schéma d'une branche d'onduleur multi-niveau cascadié..... | 51 |
| Figure .III.7: Détermination des instants de commutation dans le cas d'une MLI intersective..... | 53 |
| Figure .III.8 : Schéma de principe de la technique triangulo-sinusoïdale | 53 |
| Figure .III.9 : Principe de la SPWM (MLI sinusoïdale) | 54 |
| Figure .III.10 : Amplitude de la tension fondamentale obtenue avec une MLI intersective..... | 55 |
| Figure .III.11 : Augmentation de l'amplitude du fondamental par injection d'harmoniques | 56 |
| Figure .III.12 : MLI régulière ou échantillonnée..... | 57 |
| Figure .III.13 : Creux et coupures brèves de tension..... | 59 |
| Figure .III.14 : Variations rapide de la tension..... | 60 |
| Figure .III.15 : Surtensions | 61 |
| Figure .III.16 : Harmonique..... | 63 |
| Figure .III.17 : Déséquilibre de tensions | 64 |
| Figure .III.18 : Bosse de tension..... | 65 |
| Figure .III.19 : Chute de tension..... | 65 |
| Figure .III.20 : Fluctuations de la fréquence | 66 |
| Figure .III.21 : Synchronisme..... | 66 |
| Figure .III.22 : La rupture de synchronisme..... | 67 |
| Figure IV.1: Schéma de principe du raccordement d'un système PV au réseau électrique triphasé | 71 |
| Figure IV.2: Schéma bloque de l'INC MPPT sous MATLAB Simulink..... | 72 |
| Figure IV.3: Bus continu | 72 |
| Figure IV.4: Boucle de la régulation de la tension du bus continu | 73 |
| Figure IV.5: Boucle de calcul des paramètres du régulateur PI | 75 |
| Figure IV.6: L'onduleur | 76 |
| Figure IV.7: Schéma équivalent d'un filtre LC..... | 78 |
| Figure IV.8: Schéma-bloc représentatif du filtre LC..... | 78 |
| Figure IV.9: Tension de consigne et de sortie (à gauche) et le spectre de l'erreur (à droite) (50Hz – à vide) | 81 |
| Figure IV.10: Tension de consigne et de sortie (à gauche) et le spectre de l'erreur (à droite) (50Hz – en charge) | 81 |
| Figure IV.11: réseau électrique triphasé 380v/50Hz..... | 82 |
| Figure IV.12: Schéma synoptique d'une boucle à verrouillage de phase | 83 |
| Figure IV.13: Le principe de la PLL dans le domaine de Park | 83 |
| Figure IV.14: Modèle linéaire de la boucle de phase | 84 |

| | |
|--|-----|
| Figure IV.15: schéma de la commande en courant du système photovoltaïque..... | 85 |
| Figure IV.16 : Schéma bloque de la connexion du GPV au réseau électrique triphasé sous MATLAB Simulink..... | 85 |
| Figure IV.17: Caractéristique de la régulation de la tension du bus continu..... | 86 |
| Figure IV.18: La tension V_{ab} à la sortie de l'onduleur | 86 |
| Figure IV.19: Tensions simples aux bornes de la charge | 86 |
| Figure IV.20: Tension composée aux bornes de la charge..... | 87 |
| Figure IV.21: Courant et tension simple aux bornes de la charge..... | 87 |
| Figure IV.22: Le rapport de modulation m | 87 |
| Figure IV.23 : Schéma de principe de l'injection de la totalité de la production..... | 88 |
| Figure IV.24 : schéma bloc de la surveillance de la fréquence | 90 |
| Figure IV.25: schéma bloc de la surveillance de la tension | 91 |
| Figure IV.26 : Schéma bloque de la connexion du GPV au réseau électrique triphasé avec système de protection | 91 |
| Figure IV.27 : Application du système sur une variation de fréquence | 92 |
| Figure IV.28: application du système sur une surtension provenant du réseau | 93 |
| Figure IV.29 : Application du système sur une sous tension provenant du réseau | 94 |
| Figure A-1 : Caractéristique du module photovoltaïque Shell SP150-PC | 104 |
| Figure A-2 : Caractéristiques statiques tension courant d'un panneau photovoltaïque ... | 105 |

Liste des tableaux

| | |
|---|-----|
| Tableau .II.1 Rendement du MPPT en (%) | 40 |
| Tableau A-1 : Limitations en Europe des facteurs de puissance des sources de production décentralisée | 105 |

Liste des symboles

φ_1 : Angle pour lequel se produit le maximum du signal de référence

θ : Angle du réseau

θ_{est} : Angle du repère de Park

V_{ko-1} : Amplitude du fondamental

r : Amplitude du fondamental de la tension

s : Amplitude de l'harmonique introduit.

I : Courant disponible à la sortie de la cellule PV

I_{ph} : Courant produit par la photo-pile, ce courant est proportionnel aux flux lumineux et à la température.

I_D : Courant de polarisation de la diode

I_{Rp} : Courant qui traverse la résistance R_p

I_{ccSt} : Courant de court circuit dans les conditions standards

I_{eff} : Courant efficace à la sortie de l'onduleur

I_{ON} : Courant à l'entrer de l'onduleur

U_{1i} : Composante inverse

U_{10} : Composante homopolaire

U_{1d} : Composante directe

δV : Chutes de tension dans les semi-conducteurs de l'onduleur ainsi que dans le filtre de sortie.

$K = 1.381 \times 10^{-23}$ (Constante de Boltzmann)

$q = 1.602 \times 10^{-19}$ (Charge élémentaire de l'électron)

K_1 : Constante thermique du fabricant $\left[\frac{A}{cm^2.K^3} \right]$

K_2 : Constante thermique du fabricant $\left[\frac{A}{cm^2.K^{(\frac{5}{2})}} \right]$

α : Coefficient de variation du courant en fonction de la température.

β : Coefficient de variation de la tension en fonction de la température.

A : Coefficient d'identification de la diode généralement égal à 1 pour les cellules en silicium.

ξ : Coefficient d'amortissement

ΔV_i : Diminution de l'amplitude de la tension

E : Ensoleillement $\left[\frac{W}{m^2} \right]$

E_g : Energie de gap [J]

$f_s(t)$: Fréquence du signal de sortie

$f_e(t)$: Fréquence du signal d'entrée

f_c : Fréquence de coupure (résonance) du filtre LC

f_d : Fréquence de découpage

f_{est} : Fréquence estimée

$f_{seuilmin}$: Fréquence minimale de seuil
 $f_{seuilmax}$: Fréquence maximale de seuil
 f_m : Fréquence de l'onde de modulation
 f_{ref} : Fréquence de l'onde de référence
 FF : *Facteur de forme*
 F_{TBO} : *Fonction de transfert en boucle ouverte*
 F_{TBF} : Fonction de transfert en boucle fermé
 K_p et K_i : Gains du régulateur PI
 t_i : Intervalle de temps à l'intérieur duquel la tension est en permanence inférieure à sa valeur nominale.
 n : Nombre de cellules en séries.
 m : Nombre de niveaux
 ΔI : Ondulation du courant
 ΔV : Ondulation de la tension
 ΔV_m : Ondulation maximale
 x_m : Onde de modulation (signale triangulaire)
 x_{ref} : Onde de référence sinusoïdale de fréquence
 M_{pp} : Point de puissance maximale
 $MPPT$: Poursuite du point de puissance maximale
 V_R^d : Projection de la tension V_{son} sur l'axe d du repère de Park
 I_R^d : Projection du courant I_{son} sur l'axe d du repère de Park
 P_m : Puissance mesurée produite par le panneau PV sous le contrôle MPPT.
 P_{MAX} : Puissance maximale qu'ils pouvaient produire sous la même température et le même ensoleillement.
 P_M : Puissance utile maximale
 P_{MPPT} : Puissance mesurée produite par le panneau PV sous le contrôle MPPT.
 P_{MAX} : Puissance maximale potentiellement disponible à la sortie du panneau.
 P_{out} : puissance délivrée en sortie du convertisseur
 P_{dc} : Puissance du bus continue produite par le GPV
 P_R : Puissance fournie au réseau
 S_n : Puissance apparente nominale
 S_{cc} : Puissance de court circuit.
 P_n : Puissance nominale fournie au réseau
 P_0 : Puissance incidente
 ω_n : *Pulsation naturelle*
 ω_{est} : Pulsation estimée
 ω_c : Pulsation de coupure
 $\varphi_s(t)$: Phase instantanée du signal de sortie
 $\varphi_e(t)$: Phase instantanée du signal d'entrée
 PLL : Boucle à verrouillage de phase (Phase Locked Loop)
 K_c : Rapport entre la tension optimale et celle en circuit ouvert

K_{CI} : Rapport constant du courant de MPP sur le courant de court-circuit
 D : rapport cyclique
 Q_{RS} : Rapport de la puissance dissipée à la puissance délivrée par la cellule
 m_a : Rapport entre les amplitudes des ondes de référence et de modulation
 m_f : Rapport entre les fréquences des ondes de référence et de modulation :
 η_{PV} : Rendement maximum de la conversion photons-électrons du panneau solaire
 η_{CONV} : Rendement du convertisseur généralement fourni par les documents constructeurs.
 R_s : Résistance série c'est la résistance interne de la cellule
 R_p : Résistance parallèle (shunt)
 R_{se} : Résistance série du module
 R_{pe} : Résistance parallèle du module
 S : Surface totale des photopiles
 A_T : Surface totale du panneau comprenant l'infrastructure
 A_{eff} : Surface effective du panneau PV représentant uniquement partie active
 \times_{com} : Signal de commutation
THD: Taux de distorsion harmonique
 V : Tension aux bornes de la jonction
 V_T : Tension thermique $\approx 25.7\text{mV}$ à $298\text{K}(25\text{C})$ pour le silicium
 V_{co} : Tension de circuit ouvert
 V' : Tension aux bornes du module photovoltaïque).
 V_{ref} : Tension de référence
 V_{BUS} : Tension du bus continu
 V_i : Tension de la phase i
 V_c : Tension du condensateur
 V_s : Tension efficace à la sortie de l'onduleur
 (V_a, V_b, V_c) : Tensions simples
 U_{abcms} : Tension mesurée
 $U_{seuilmin}$: Tension de seuil minimale
 $U_{seuilmax}$: Tension de seuil maximale
 V_{DCref} : Tension continue de référence
 V_{MPPT} : Tension au point de puissance maximale MPPT
 V_{moy} : Tension moyenne
 (V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}) : Tensions composés
 T_a : Température ambiante.
 T_c : Température de la jonction de la cellule [K]
 N_{oct} : Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire elle est égale à 45° pour les cellules en silicium mono cristallin.
 I_{neff} : Valeur efficace du courant nominal
 V_{neff} : Valeur efficace de la tension nominale
 δ_{IT} : Variation de I_{cc} par rapport à la température en [K]

$(V_{ko})_{1-Max}$: Valeur maximum de l'amplitude de la tension fondamentale serait
a : Variable d'incrément du rapport cyclique
 ΔT : Variation de la température
 ΔU_i : Variation de la tension inverse
 ΔU_0 : Variation de la tension homopolaire
 $\Delta \theta$: Variation de phase

Introduction
Générale

Introduction générale

La consommation mondiale d'électricité observée durant ces dernières décennies est fortement liée au développement de l'industrie, du transport et des moyens de communications.

De nos jours, une grande partie de la production électrique est produite à partir de ressources non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine. Ce qui entrainera à plus ou moins courte échéance un risque non nul d'épuisement de ces ressources.

D'autant plus que la demande ne cesse de croître et tant dès à présent à être supérieure à l'offre, se traduisant par exemple par une forte fluctuation du prix mondial du pétrole.

D'autre part, ce type de consommation énergétique n'est pas neutre sur l'impact environnemental. Pour les hydrocarbures et le charbon par exemple, d'importantes émissions de gaz à effet de serre sont générées quotidiennement jouant un rôle prépondérant au niveau du dérèglement climatique et de l'augmentation de la pollution. Ce constat pousse à rechercher de plus en plus de solutions innovantes palliant le déficit énergétique et limitant l'impact négatif sur l'environnement. Ainsi, le développement des sources non-polluantes à base d'énergie renouvelable est de plus en plus sollicité à la fois par les producteurs d'énergie et les pouvoirs publics.

Par opposition, une énergie dite renouvelable doit se régénérer naturellement et indéfiniment à l'échelle temporelle de notre civilisation. Seule l'énergie issue du soleil répond actuellement à ces critères à la fois d'abondance à la surface terrestre et de régénération infinie à notre échelle. Elle peut ainsi être utilisée directement sous forme thermique et depuis la découverte de l'effet photovoltaïque, convertie en énergie électrique. Cette dernière, bien qu'elle soit connue depuis de nombreuses années, comme source pouvant produire de l'énergie allant de quelques milliwatts au mégawatt, reste à un stade anecdotique et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause du coût trop élevé des capteurs mis en œuvre.

D'autre part, de nombreux problèmes techniques, tels que des pannes intempestives, ont pu être relevés sur les premiers systèmes électroniques liés notamment au transfert et à la conversion de cette énergie vers la charge, montrant ainsi le manque d'optimisation du traitement de cette énergie ayant des comportements aléatoires. Aujourd'hui, la plupart des systèmes de conversion de nature onduleur souffrent souvent de faibles rendements en site réel de production qui en font encore des systèmes trop chers présentant en plus des déficiences importantes en termes de fiabilité. De plus, leurs durées de vie entre trois et cinq ans est loin d'être satisfaisantes pour répondre aux critères d'exigence de source de production d'énergie fiable et à grande échelle en comparaison avec la durée de vie des capteurs photovoltaïques commerciaux garantie pour une période supérieure à 25 ans.

Ces différents constats ont motivé différents travaux de recherches pour rendre viables des sources photovoltaïques. Dans ces domaines, de nombreux progrès effectués sur les matériaux et les cellules au cours de ces dernières années sont à noter, notamment en termes de réduction de coût. Pour pallier les nombreuses réticences des futurs acquéreurs et répondre aux exigences des nouvelles normes sur les performances escomptées sur les

Introduction générale

systèmes de conversion associés, il est important de faire un effort également en termes de recherche pour résoudre les nombreux problèmes techniques liés à l'électronique de traitement et amener ce domaine à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière.

Une des premières difficultés engendrées par l'utilisation d'une chaîne de conversion photovoltaïque est focalisée sur le problème du couplage non parfait entre le générateur photovoltaïque proprement dit et la charge de type continue ou alternative. Comme les applications sont nombreuses, ce problème reste en grande partie ouvert. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est que lorsqu'il est mal dimensionné, il détériore d'autant plus la production et le transfert de la puissance du générateur photovoltaïque (GPV), le faisant fonctionner loin de ses ressources maximales. La génération d'énergie est certes garantie mais se fait avec des pertes importantes de production et donc est plus chère que prévue. La littérature est très prolifique dans ce domaine en émergence et propose régulièrement une grande quantité de commandes spécifiques qui effectue une recherche de point de puissance maximale (MPPT) lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique. La difficulté actuelle est d'arriver à connaître les performances exactes de ces nouvelles commandes et d'en faire le choix.

La deuxième difficulté réside au niveau des pertes engendrées par l'étage d'adaptation lors du transfert du point de puissance maximum (PPM) à la charge où le rendement de l'étage de conversion n'est pas toujours idéalement adapté à l'application.

Ce travail comporte quatre chapitres ainsi qu'une introduction et une conclusion.

Le premier chapitre est consacré à l'étude des cellules photovoltaïques, à la mise au point d'un modèle mathématique du générateur photovoltaïque permettant de déterminer ces caractéristiques et l'influence des paramètres (température, ensoleillement, résistance série, facteur de qualité,...) sur ces caractéristiques. Ainsi que la représentations des différentes structures des générateurs photovoltaïques et leur protection et enfin leur coût.

Dans le deuxième chapitre on présentera quelques critères d'optimisation de l'efficacité des systèmes photovoltaïques ainsi que des techniques appliquées afin d'avoir une bonne adaptation et un rendement élevé. Parmi ces techniques, on trouve la technique de "Poursuite de Point de Puissance Maximale" ou "**Maximum Power Point Tracker (MPPT)**" telles que les algorithmes "Perturb & Observe", "Constant Voltage", "Incrémental Conductance".

Dans le troisième chapitre on étudiera la faisabilité de la connexion de notre générateur photovoltaïque au réseau électrique triphasé à travers un onduleur de tension multi-niveaux, dont on donnera les différentes topologies, et on expliquera le choix de l'onduleur ainsi que la commande MLI appliquée pour le contrôle du système photovoltaïque, et on donnera un aperçu sur les différentes perturbations qui peuvent apparaître sur un réseau électrique et leur impacte.

Dans le quatrième chapitre on présentera la structure à étudier, dont on modélisera tout les composantes, et afin de voir son comportement une simulation du système sera faite. On présentera aussi un système de commande de découplage pour protéger notre système photovoltaïque.

Finalement une conclusion générale résumera tous les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

Chapitre I

Générateur Photovoltaïque

Chapitre I

Générateur photovoltaïque

I.1 Introduction

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV). Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant de l'éclairement.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 12 %) et sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m^2 , 12 m^2 de panneaux PV sont nécessaires pour fournir 1 kW_c crête. Ce qui induit un coût élevé du watt crête.

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

Dans ce chapitre, le principe de la production photovoltaïque sera rappelé et les principales caractéristiques de la source photovoltaïque. Puis, les différents types de systèmes photovoltaïques seront présentés.

I.2 L'effet photovoltaïque

Lorsque la lumière atteint une cellule solaire, une partie de l'énergie incidente est convertie directement en électricité sans aucun mouvement ou réaction produisant des déchets ou pollutions. Cette propriété remarquable est au cœur de toute installation photovoltaïque. L'effet photovoltaïque fut observé pour la première fois par Becquerel en 1839 entre des électrodes plongées dans un électrolyte à la lumière.

Dans un solide, c'est en 1876 que l'on observa un phénomène photoélectrique dans le sélénium et ce matériau fut utilisé pour la mesure de la lumière avant que le silicium ne soit développé [1, 2].

I.3 La photopile

Cette photopile, qu'on appelle aussi cellule solaire ou photovoltaïque, est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière.

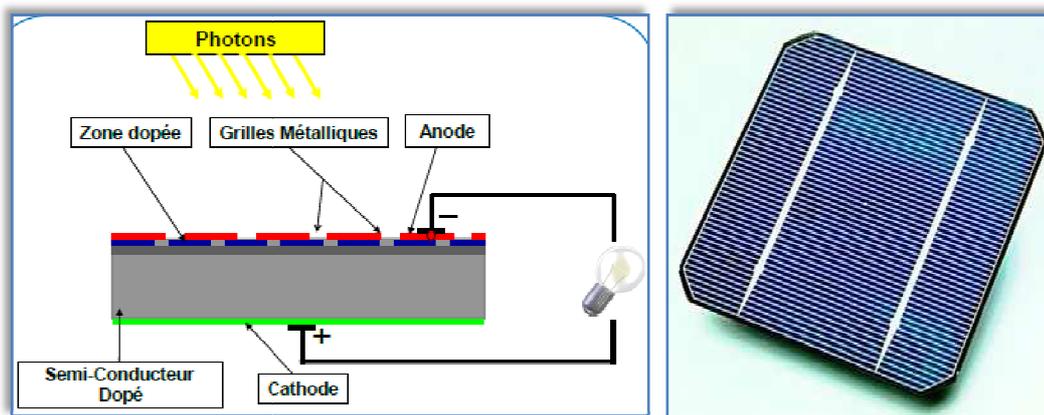


Figure I.1: Cellule photovoltaïque au silicium cristallin

Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une photopile est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique, la cellule photovoltaïque produira de l'électricité à courant continu (cc), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile [1].

Les premières cellules furent construites en silicium monocristallin. Le silicium est le matériau le plus courant sur terre, c'est du sable! Mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une pile photovoltaïque et le procédé est coûteux. Aujourd'hui encore, les cellules de silicium monocristallin sont toujours les plus efficaces, mais elles sont aussi les plus chères.

La technologie de l'énergie photovoltaïque est en pleine évolution. Il existe différents types de cellules photovoltaïques. Il est donc indispensable de connaître les particularités de chacune [2, 3]

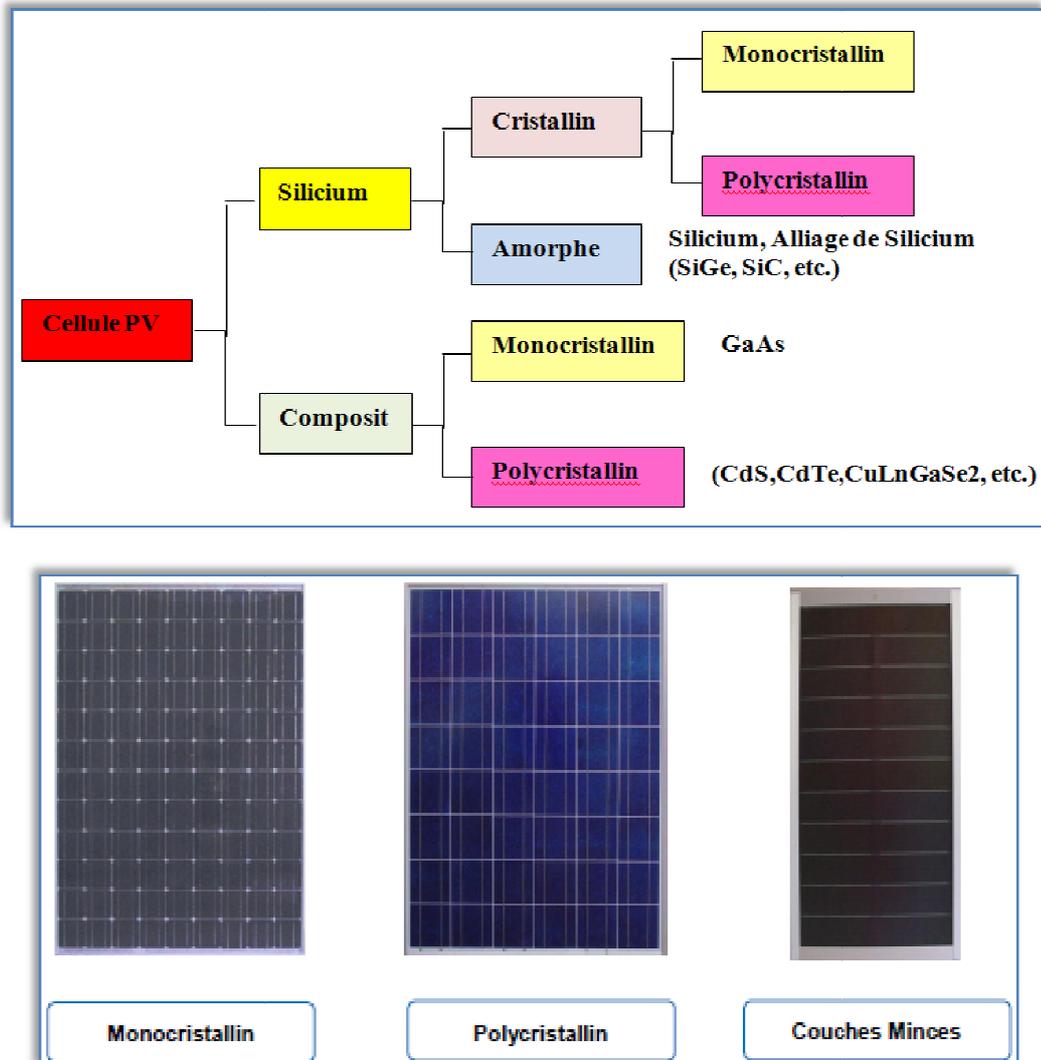


Figure I.2: Différents types de cellules photovoltaïques

I.3.1 Les cellules mono- cristallines

La cellule monocristalline s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %.

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

I.3.2 Les cellules poly-cristallines

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Les cellules poly- cristallines sont caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Nécessite moins d'énergie.
- Rendement de 13 % 20 % en labo.

I.3.3 Les cellules amorphes

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible).

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire.
- Fonctionne sous très faible éclairciment.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellure de cadmium (CdTe), L'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le di séléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire.

I.4 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque [4, 5]

I.4.1 Modélisation de la cellule photovoltaïque réelle

I.4.1.1 Modèle de la cellule photovoltaïque à une diode

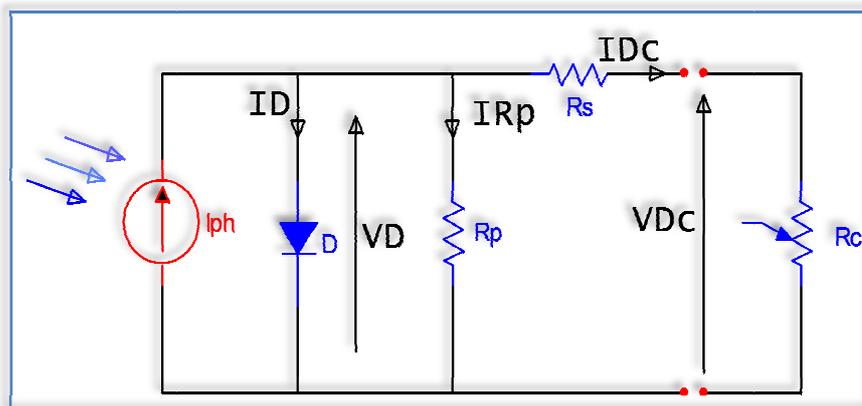


Figure I.3: Cellule photovoltaïque à une diode

a. Caractéristiques courant-tension $I = f(V)$

$$I = I_{ph} - I_D - I_{Rp} \quad (1.1)$$

Avec :

I : Courant disponible

I_{ph} : Courant produit par la photo-pile, ce courant est proportionnel aux flux lumineux et à la température

I_D : Courant de polarisation de la diode

I_{Rp} : Courant qui traverse la résistance R_p

R_p : La résistance parallèle (shunt) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

$$I_{ph} = I_{ccSt} \frac{E}{1000} [\delta_{It}(T_c - 298) + 1] \quad (1.2)$$

Avec :

I_{ccSt} : Courant de court circuit dans les conditions standards

$E = 1000 \left[\frac{w}{m^2} \right]$: Ensoleillement

$T_c = 298[K]$ ou $(25^\circ C)$: Température de la jonction de la cellule

δ_{It} : Variation de I_{cc} par rapport à la température en [K]

$$I_D = I_s \left[e^{\left(\frac{q(V+R_s I)}{AKT_c} \right)} - 1 \right] \quad (1.3)$$

Avec:

V : Tension aux bornes de la jonction

I_s : Courant de saturation inverse

$V_T = \frac{KT_c}{q}$ (Tension thermique) $\approx 25.7mV$ à $298K(25^\circ C)$ pour le silicium

A : Coefficient d'identification de la diode généralement égal à 1 pour les cellules en silicium

$K = 1.381 \times 10^{-23}$ (Constante de Boltzmann)

$q = 1.602 \times 10^{-19}$ (Charge élémentaire de l'électron)

R_s : La résistance série c'est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.

$$T_c = T_a + (N_{oct} - 20) \frac{E}{800} \quad (1.4)$$

- **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 nulle, R_p infinie) ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (1.6), on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{q(R_s I_{cc})}{AKT_c} \right)} - 1 \right] - \frac{R_s I_{cc}}{R_p} \quad (1.8)$$

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

$$I_s \left[e^{\left(\frac{q(R_s I_{cc})}{AKT_c} \right)} - 1 \right] \text{ Devant } I_{ph}.$$

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

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right)} \quad (1.9)$$

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

- **Tension de circuit ouvert** : C'est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule PV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'équation suivante :

$$0 = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{q(V_{co})}{AKT_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{co}}{R_p} \quad (1.10)$$

$$V_{co} = V_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (1.11)$$

Pour une photopile en silicium la tension de circuit ouvert V_{co} est de 0,55 à 0,6V.

- **Puissance optimale et facteur de forme** :

- ✚ La puissance utile maximale $P_M = V_M I_M$, s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left(\frac{dI}{dV} \right)_M \quad (1.12)$$

- ✚ Le facteur de forme **FF** ; dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou (fill factor), il est défini par :

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{co} I_{cc}} \quad (1.13)$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe $I = f(V)$ par rapport à un rectangle (de longueur V_{co} et largeur I_{cc} qui correspond à la photopile idéale. Les valeurs de I_M et V_M s'obtiennent à partir de l'équation (1.7). Pour cela, on distingue deux cas.

- 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 .
- Si R_p est considérée finie, la dérivation mène à la résolution d'une équation non linéaire en I_M par une méthode numérique

La puissance de la cellule photovoltaïque s'exprime en Watts-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir une cellule lorsqu'elle est fermée sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de 1000 W/m² et à une température de 25°C. Pour une photopile en silicium de diamètre de 10 cm la puissance crête est $P_c \cong 1W$.

➤ Le rendement :

La puissance $P = V.I$ est nulle en court-circuit et en circuit ouvert. Elle passe par un maximum quand on parcourt la caractéristique $I = f(V)$. Ce maximum P_M peut être déterminé en portant sur le même graphique la caractéristique $I = f(V)$ et les hyperboles de puissance constante. Le point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux courbes (figure A-2).

Le rendement est :

$$\eta = \frac{P_M}{P_0} \quad (1.14)$$

$P_0 = E.S$ (Puissance incidente)

S : La surface totale des photopiles

Pour le silicium le rendement est inférieur à 14%. La droite passant par l'origine et le point de puissance maximale a une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile.

I.4.1.2 Modèle de la cellule photovoltaïque à deux diodes

Le modèle électrique le plus proche du générateur photovoltaïque est un modèle à deux diodes avec des facteurs de forme différents et des lois de comportement, par rapport à la température, différentes.

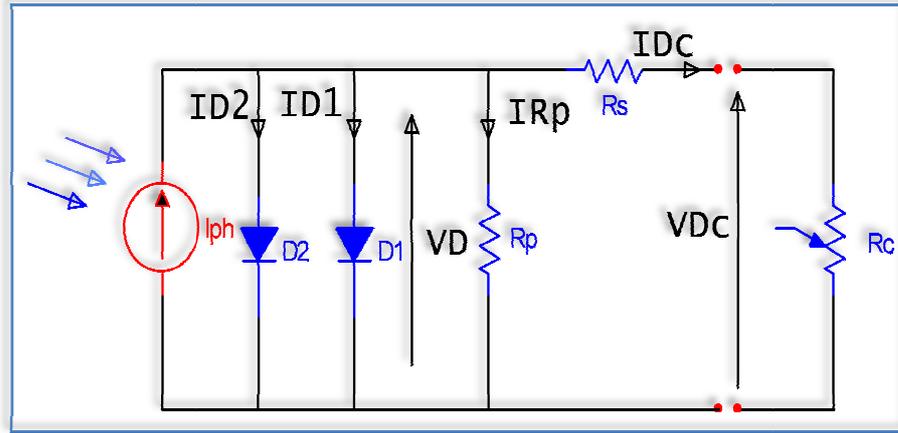


Figure I.5 : Modèle électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

A partir de ce schéma, nous définissons le premier modèle de la cellule photovoltaïque. On modélise également les chutes ohmiques et les courants des fuites par deux résistances :

- Une résistance « shunt » en parallèle (R_p) modélise les courants de fuite dus aux effets de bord de la jonction PN. Elle est de l'ordre de quelques ohms (4 W à 30 W).
- Une résistance en série (R_s) modélise les pertes aux contacts et connexions. Elle est normalement très petite.

a. Caractéristiques courant-tension $I = f(V)$

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{Rp} \quad (1.15)$$

Avec :

$$I_{ph} = I_{ccst} \frac{E}{1000} [\delta_{It}(T_c - 298) + 1] \quad (1.16)$$

Tel que:

$$I_{D1} = I_{s1} [e^{\frac{q(V+R_s I)}{A_1 K T_c}} - 1] \quad \text{Et} \quad I_{D2} = I_{s2} [e^{\frac{q(V+R_s I)}{A_2 K T_c}} - 1] \quad (1.17)$$

Ou :

$$I_{s1} = K_1 T_c^3 e^{\left(\frac{-E_g}{K T_c}\right)} \quad \text{Et} \quad I_{s2} = K_2 T_c^{\left(\frac{5}{2}\right)} e^{\left(\frac{-E_g}{K T_c}\right)} \quad (1.18)$$

$$I_{Rp} = \frac{V + R_s I}{R_p}$$

$$K = 1.381 \times 10^{-23} \quad (\text{Constante de Boltzmann})$$

$$q = 1.602 \times 10^{-19} \quad (\text{Charge élémentaire de l'électron})$$

A : Coefficient d'identification de la diode généralement égal à 1 pour les cellules en silicium

I_s : Courant de saturation inverse

I_D : Courant de polarisation de la diode

K_1 : Constante thermique du fabricant $\left[\frac{A}{cm^2.K^3} \right]$

K_2 : Constante thermique du fabricant $\left[\frac{A}{cm^2.K^{\frac{5}{2}}} \right]$

E_g : Energie de gap [J]

$$I = I_{ccSt} \frac{E}{1000} [\delta_{It}(T_c - 298) + 1] - K_1 T_c^3 e^{\left(\frac{-E_g}{KT_c}\right)} \left[e^{\left(\frac{q(V+R_s I)}{A_1 K T_c}\right)} - 1 \right] - K_2 T_c^{\frac{5}{2}} e^{\left(\frac{-E_g}{KT_c}\right)} \left[e^{\left(\frac{q(V+R_s I)}{A_2 K T_c}\right)} - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (1.19)$$

Dans cette équation, le courant est fonction de la température, de la tension aux bornes de la cellule, de l'éclairement et de lui-même. Le modèle est donc implicite. La solution la plus simple, pour éviter ce problème, est de négliger la résistance série à ce niveau dans le modèle de la cellule et de l'inclure ensuite comme résistance de câblage R_s dans le modèle de simulation complet. Une autre option est de mettre en œuvre un algorithme itératif capable de calculer le courant par des approximations successives. On obtient ainsi une modélisation classique et performante d'une cellule photovoltaïque.

I.4.2 Le modèle simplifié de la cellule photovoltaïque(SANDSTROM)

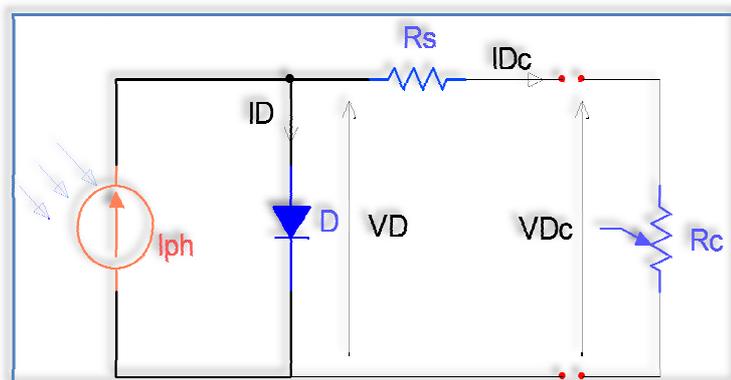


Figure I.6 : Modèle électrique simplifié d'une cellule photovoltaïque

Ce modèle fait translater un point de référence (I_{ref}, V_{ref}) à un nouveau point (I, V) via les équations [6,7, 8].

$$I_{\text{ref}} = I_{\text{sc}} \cdot \left[1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V_{\text{ref}}}{C_2 \cdot V_{\text{co}}} \right) - 1 \right] \right] \quad (1.20)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{\text{mp}}}{I_{\text{sc}}} \right) \exp \left(\frac{-V_{\text{mp}}}{C_2 \cdot V_{\text{co}}} \right) \quad (1.21)$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{V_{\text{mp}}}{V_{\text{co}}} - 1 \right)}{\ln \left(1 - \frac{I_{\text{mp}}}{I_{\text{sc}}} \right)} \quad (1.22)$$

$$\Delta T = T - T_{\text{ref}} \quad (1.23)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{E}{E_{\text{ref}}} \right) \Delta T + \left(\frac{E}{E_{\text{ref}}} - 1 \right) I_{\text{sc}} \quad (1.24)$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (1.25)$$

$$V = V_{\text{ref}} + \Delta V \quad (1.26)$$

$$I = I_{\text{ref}} + \Delta I \quad (1.27)$$

α : Coefficient de variation du courant en fonction de la température.

β : Coefficient de variation de la tension en fonction de la température.

Rq : C'est le modèle qu'on a utilisé pour la simulation du générateur photovoltaïque

a. Influence des résistances série et shunt

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible. Cependant, il est possible, sous certaines hypothèses, de dégager des valeurs limites acceptables (R_{S1}, R_{P1}). En effet, si on suppose que la cellule est en régime optimal, et si les pertes sont attribuées à la résistance série, le rapport de la puissance dissipée dans celle-ci à la puissance délivrée par la cellule est donné par :

$$Q_{R_S} = \frac{R_S I_M^2}{V_M I_M} = \frac{R_S I_{cc}}{V_{CO}} \quad (1.28)$$

De même, si on attribue toutes les pertes à la résistance shunt, et en supposant qu'on est au point de fonctionnement optimal, on aura :

$$Q_{R_P} = \frac{\frac{V_M^2}{R_P}}{V_M I_M} \cong \frac{V_{CO}}{R_P I_{cc}} \quad (1.29)$$

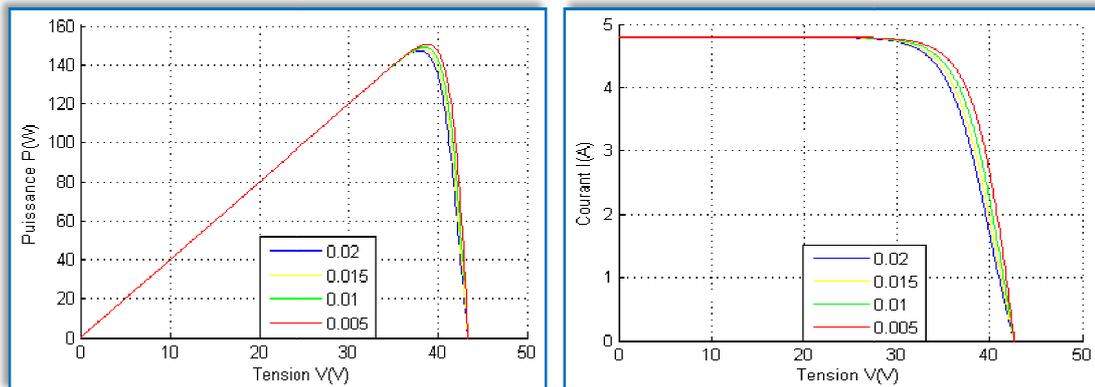


Figure I.7 : Influence de la résistance série R_s sur la caractéristique $P(V)$ et $I(v)$ à $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$

La figure .1.7 montre l'influence de la résistance série sur les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ de la cellule. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I = f(V)$ dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension (à droite du point M de la figure. I.4). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule.

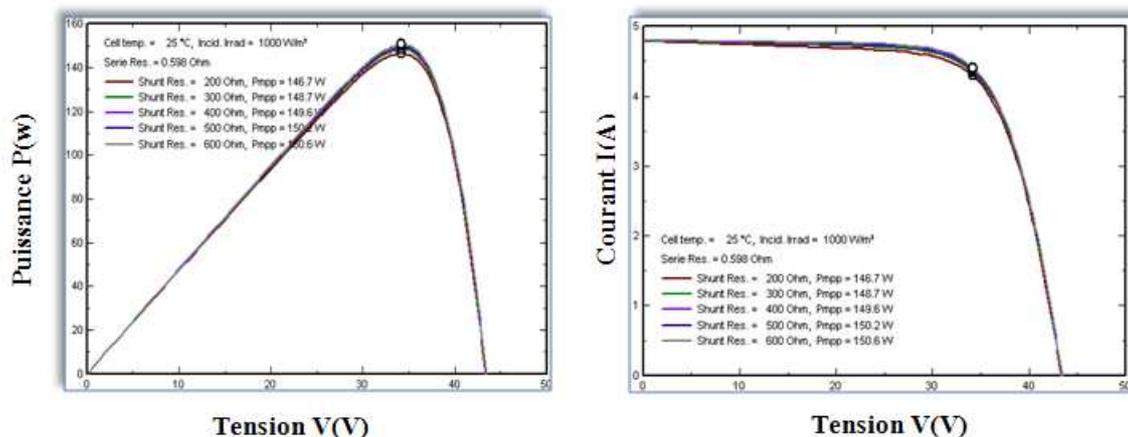


Figure I.8: l'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique $P(V)$ et $I(v)$ à $T=25^\circ C$ et $E=1000W/m^2$

Quant à la résistance shunt, elle est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant.

La figure. I.8 montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme source de courant (à gauche du point M_{pp} de la figure I.4). Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée.

b. Influence du flux lumineux E

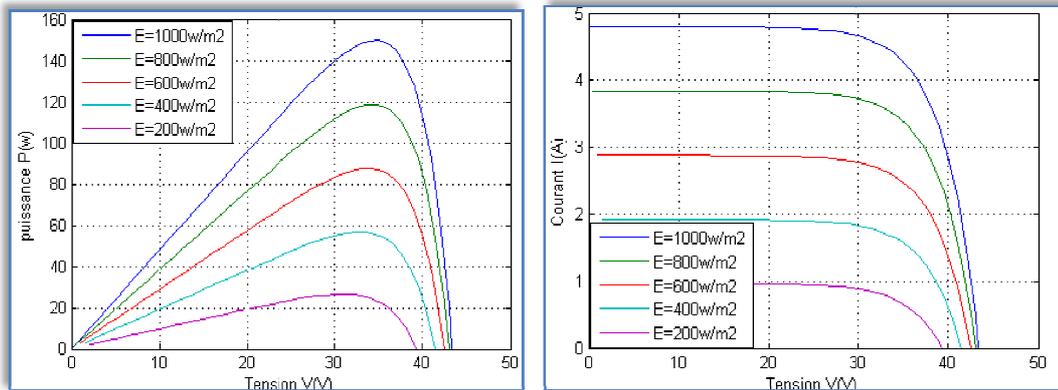


Figure I.9 : l'influence du flux lumineux E sur la caractéristique P(V) et I(V) à T=25°C

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux E . Le courant $I_D(V_D)$, étant par définition le courant direct de la jonction sous obscurité, est normalement non modifié. Ceci n'est valable que pour des cellules n'utilisant pas la concentration du rayonnement solaire ou travaillant sous de faible concentration. En effet, la densité des porteurs de charge et donc le courant de saturation sont modifiés par la variation de la température et de la concentration de l'éclairement.

Le photo-courant créé dans une cellule photovoltaïque est aussi proportionnel à la surface S de la jonction soumise au rayonnement solaire ; par contre la tension de circuit ouvert n'en dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée.

La figure.1.9 représente les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque à 25°C et sous diverses valeurs de l'éclairement E . à chacune de ces valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir la cellule solaire. Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} suite à une chute du flux lumineux.

c. Influence de la température

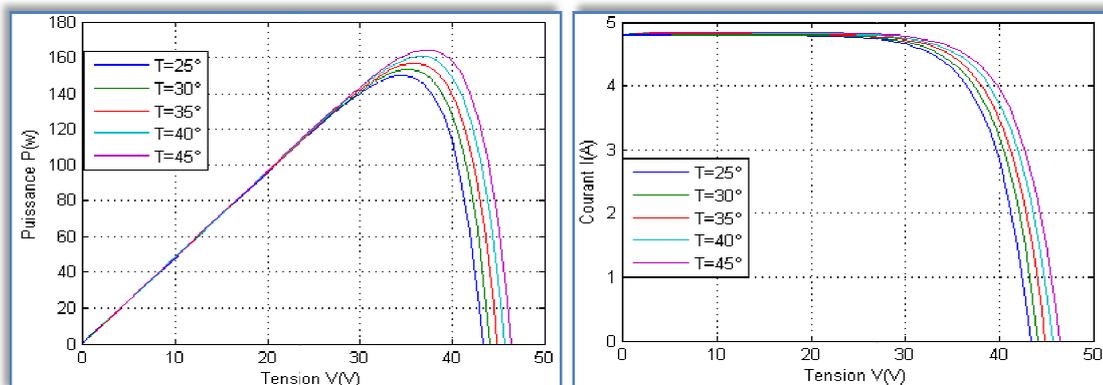


Figure I.10: Influence de la température sur la caractéristique P(V) et I(V) avec E=1000W/m²

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles. En effet, si la température augmente, le photo-courant I_{ph} augmente à peu près de $3 \cdot 10^{-2} \text{mA K}^{-1}$ par cm^2 de cellule. Par contre, le courant I augmente très rapidement avec T . Il engendre une diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} .

Cette diminution est de l'ordre de 2 mV par degré comme le montre la figure.1.10. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, de l'ordre de $5 \cdot 10^{-5} \text{WK}$ par cm^2 de cellule, soit une variation de 0,35% par degré.

d. Influence d'une variation aléatoire de l'ensoleillement et de la température

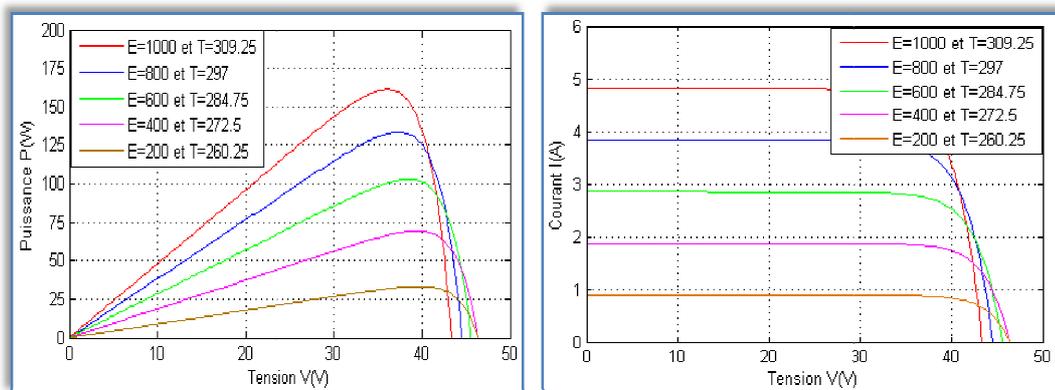


Figure I.11: Caractéristiques P(V) et I(V) avec des variations aléatoires de E et T

I.5 Modules photovoltaïques

Par définition, c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile seule ne génère qu'une tension faible : de 0,5 à 1,5 V selon les technologies. Il est donc nécessaire d'associer plusieurs photopiles en série pour pouvoir produire une tension exploitable.

On réalise ainsi un module dont la puissance va dépendre de la surface mise en œuvre.

Par ailleurs, ce module sera aussi exposé aux rigueurs du climat et de l'environnement (variations de température, humidité, salinité, etc.). Etant un assemblage fragile et sensible à la corrosion, il conviendra donc de le protéger mécaniquement et efficacement (encapsulation).

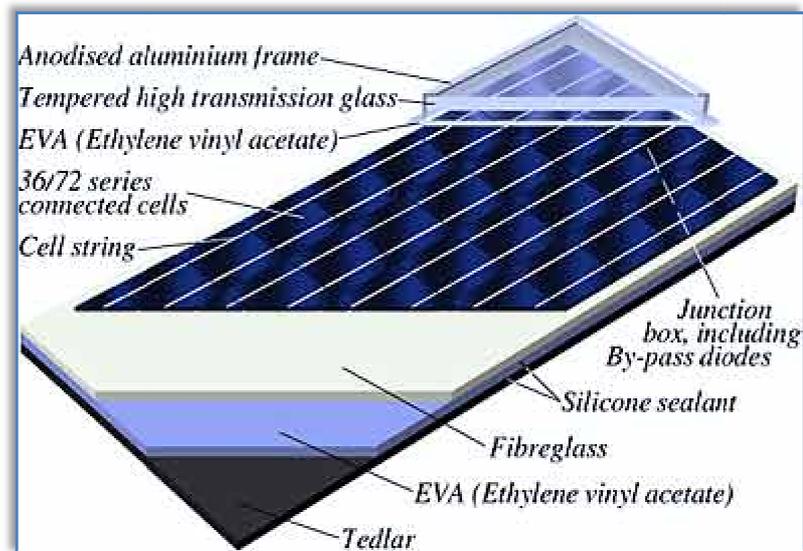


Figure I.12: Vue en coupe d'un module PV

L'opération d'encapsulation consiste à recouvrir de verre ou de résine (matériaux qui doivent supporter de grandes chaleurs et garantir des coefficients de transmission élevés) la face exposée au soleil ; la face arrière est recouverte de verre ou de Tedlar (verre + matériau organique).

Les cellules assemblées en série / parallèle sont " noyées " dans un matériau organique transparent, en général de l'E.V.A. (Éthylène de Vinyle d'Acétate); l'ensemble est étanchéifié par un joint latéral en silicone et les deux extrémités du module sont ramenées vers une boîte de connexion nécessaire pour le raccordement vers l'utilisation, le tout étant serti parfois dans un cadre.

Ces opérations sont essentielles car dans le cas d'applications extraterrestres par exemple (satellites), le module devra résister à des températures extrêmes, au vide, aux impacts de météorites ; dans le cas d'applications extérieures terrestres (installations de production d'énergie à partir de l'énergie solaire), les modules devront résister aux agressions atmosphériques, températures, vent, pluie, grêle, charge de neige, érosion par le sable en suspension dans le vent, corrosion marine.

Malgré ces précautions, des déséquilibres générés par des occultations parasites de certaines cellules peuvent survenir au sein d'un module. Pour y faire face, on a introduit dans le système des diodes de protection.

Les protections électriques conseillées ne seront valables que si les diodes parallèles peuvent supporter le courant de toute la branche.

Ainsi le modèle utilisé pour simuler les performances du module PV (groupement de cellules en série) est déduit du modèle de la caractéristique d'une cellule solaire par l'équation Suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{q(V' + R_{se}I')}{nAKT}} - 1 \right] - \frac{V' + R_{se} I'}{R_{pe}} \quad (1.30)$$

Avec :

$V' = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n$ (Tension aux bornes du module photovoltaïque).

$I' = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n$ (Courant généré par le module photovoltaïque).

n: (Nombre de cellules en séries).

$R_{se} = n \cdot R_s$ (Résistance série du module)

$R_{pe} = n \cdot R_p$ (Résistance parallèle du module)

I.6 Le générateur photovoltaïque

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV. L'énergie fournie par le champ (générateur photovoltaïque) peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu.

Elle peut aussi être utilisée en reliant directement les modules à la charge sans les batteries (ex. : pour une pompe solaire, l'eau sert de stockage), ou en les branchant sur un réseau électrique. Il est également possible de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telles une génératrice ou une éolienne qui serviront d'appoint, si l'ensoleillement n'est pas suffisant.

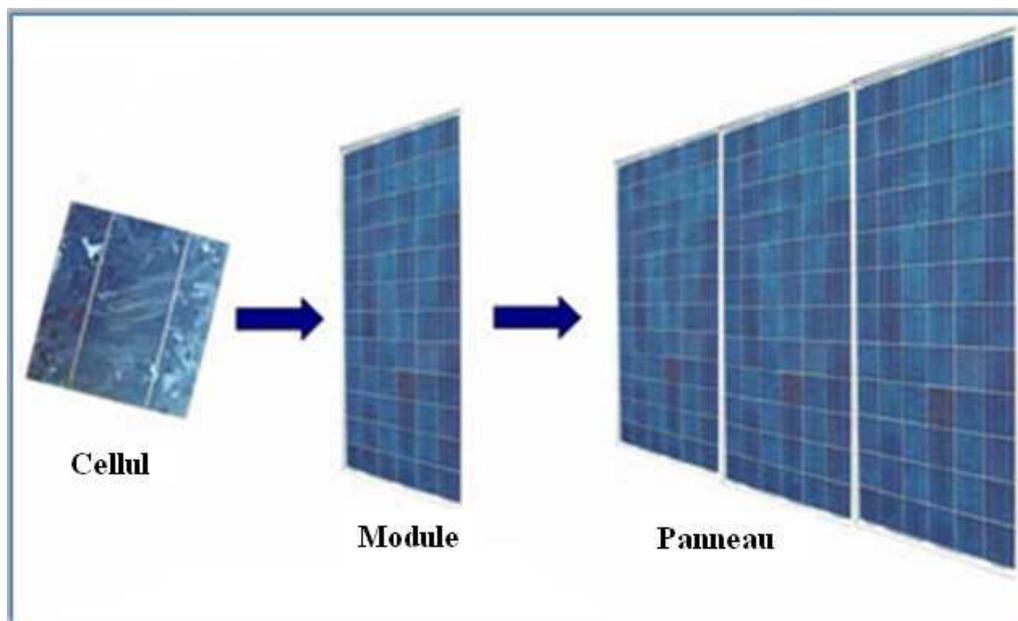


Figure I.13 : Générateur photovoltaïque

I.6.1 La modélisation d'un panneau composé de N_s modules en série et N_p modules en parallèle

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle

$$I' = N_s \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \left[e^{\frac{q(V' + R_{se} I')}{nAKT N_s}} - 1 \right] - N_p \frac{V' + R_{se} I'}{R_{pe}} \quad (1.31)$$

Avec : $R_{se} = n \frac{N_s}{N_p} R_s$ Et $R_{pe} = n \frac{N_s}{N_p} R_p$ (1.32)

I.6.1.1 Association en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série (figure I.14).

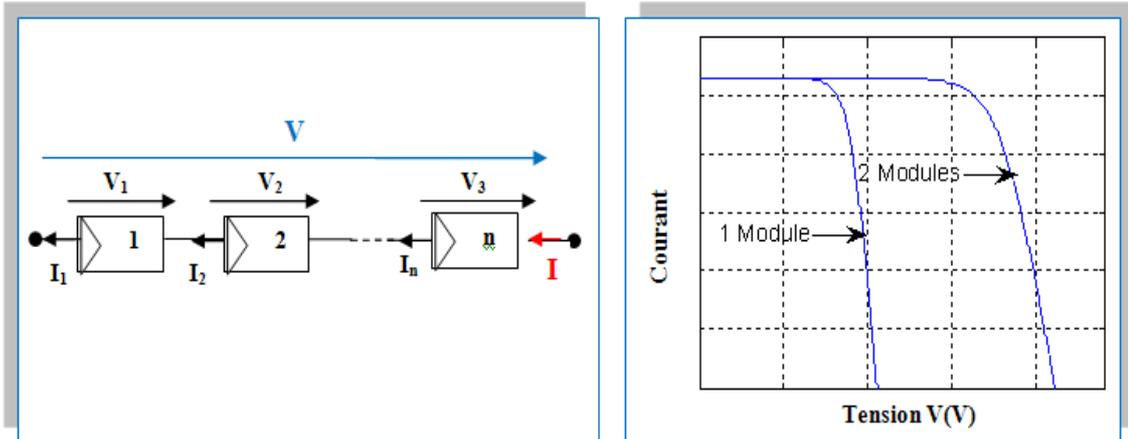


Figure I.14 : Association de modules en série

I.6.1.2 Association en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche (figure I.15).

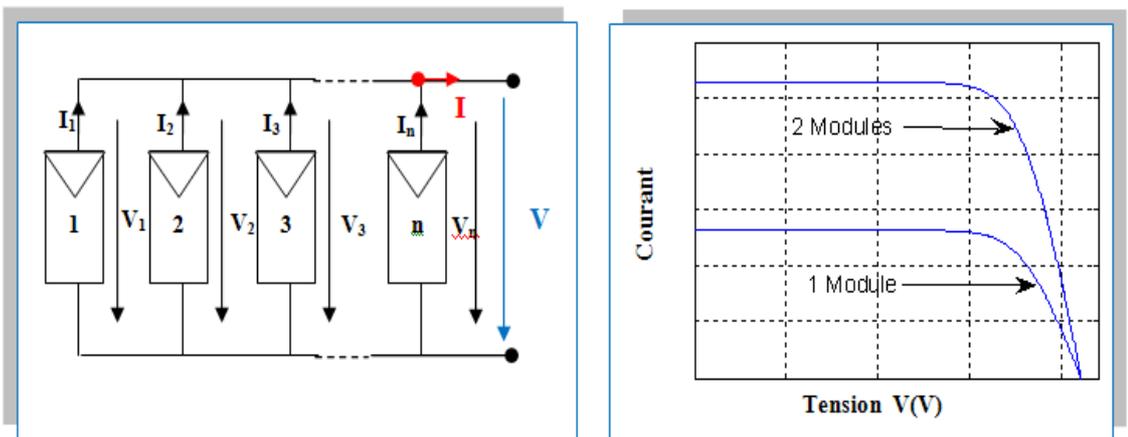


Figure I.15 : Association de modules en parallèle

Pour déterminer le nombre de panneaux à utiliser en série et en parallèle, on part de la tension nominale à atteindre que l'on divise par la tension au point de puissance maximale d'un panneau au NOCT. Le nombre de panneaux en parallèle sera fonction de la puissance désirée.

Lorsque plusieurs panneaux sont connectés en série, il faut se rappeler que, même à éclairage faible, la tension ouverte atteint environ 1.4 fois la tension au point de puissance maximale. Cette tension à vide multipliée par deux plus 1000 V est la valeur d'isolement prescrite pour les installations reliées au réseau. Pour un système typique de 3 kW comportant 6 panneaux en série fonctionnant à 100 V, la tension ouverte est d'environ 140 V et l'isolement prescrit de 1280 V.

Le montage d'un champ de panneaux photovoltaïques sur une structure existante (toit, terrasse...) entraîne une charge pondérale supplémentaire de l'ordre de 15 kg/m² de module. Cette masse ne devrait pas dépasser 15% de la charge maximale admise pour le toit ou la terrasse en question.

Les effets du vent sont également considérables surtout si les panneaux sont distants et non intégrés au bâtiment.

L'aspect esthétique du champ doit être estimé avant sa construction : on essayera de limiter au maximum l'impact visuel des panneaux qui reflètent la lumière par leur verre et de les intégrer le plus possible dans la structure déjà construite. Par exemple, on évitera de monter des panneaux sur un toit avec un angle différent de celui du toit. On préférera des supports bas sur une terrasse, moins visibles qu'une structure haute.

I.6.2 Protection du générateur photovoltaïque

La figure. I.16 montre la schématisation classiquement adoptée pour un GPV élémentaire.

L'environnement de fonctionnement traditionnel comprend la connexion de deux diodes by-pass et d'une diode anti-retour. Les connexions physiques permettent de travailler avec ou sans les diodes en fonction des conditions souhaitées [2].

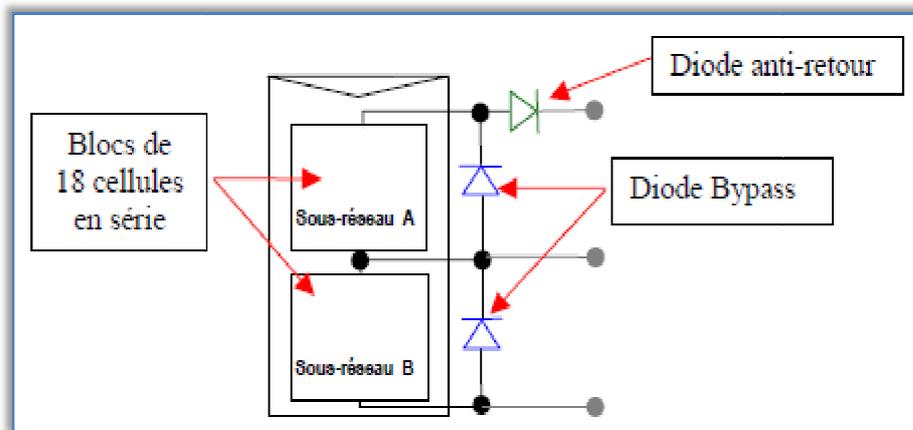


Figure I.16 : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour

I.6.3 Différents structures des générateurs photovoltaïques

Il existe différents structures de générateurs en fonction du service et des applications recherchées [9, 5].

I.6.3.1 Système autonome

Les systèmes autonomes sont conçus pour répondre aux besoins de consommation d'un client isolé du réseau électrique. Ces systèmes comportent des éléments de stockage afin d'adapter la production photovoltaïque à la demande. Les accumulateurs étant les éléments les plus contraignants du système, une attention particulière doit être portée sur la gestion de la charge et de la décharge afin d'augmenter la durée de vie de l'installation.

Sur certains systèmes un dispositif d'acquisition de données permet de surveiller le fonctionnement du système

Généralement des appareillages de conversion d'énergie sont également intégrés:

- onduleur : pour fournir à l'utilisateur une tension alternative conventionnelle (220Vac)
- chargeur : pour apporter une charge complémentaire à partir d'une source auxiliaire (Groupe électrogène, Eolien).

Ce type de système nécessite un dimensionnement du système tenant compte de la localisation, du besoin et de l'autonomie de la batterie.

Applications : électrification rurale, application professionnelle.

I.6.3.2 Au fil du soleil

L'énergie électrique produite par les modules solaires est directement utilisée par le récepteur. Il n'y a donc pas de stockage électrochimique.

Généralement les générateurs « au fil du soleil » sont destinés à alimenter des moteurs électriques en courant continu ou alternatif (dans ce cas un appareil de conversion d'énergie est requis).

Applications :

Toute les applications ou l'on peut envisager un stockage d'énergie sous une autre forme que l'énergie électrique (par exemple : stockage d'eau, stockage de froid, ...)

Autres applications : application pour lesquelles le service rendu ne nécessite pas des contraintes spéciales liées à la fourniture d'énergie : aération, ventilation, etc....

I.6.3.3 Connecté au réseau

Tout où partie de l'énergie produite est injectée dans le réseau de distribution électrique. Il existe principalement deux variantes :

- **L' « injection simple »** : la totalité de l'énergie produite est injectée dans le réseau.

- **L' « injection secours »** : avec batterie, permet de fournir de l'énergie de façon autonome en cas de d'absence du réseau public (coupure due a des aléas climatiques ou techniques). Ainsi une garantie de service de distribution électrique est assurée.

Applications : Usage particulier, professionnel ou collectif.

I.6.4 Avantages

Par rapport aux autres sources renouvelables, le photovoltaïque offre des avantages particuliers :

- il est exploitable pratiquement partout, la lumière du soleil étant disponible dans le monde entier
- l'équipement de production peut presque toujours être installé à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne
- il est totalement modulable et la taille des installations peut être facilement ajustée selon les besoins ou les moyens
- aucun mouvement, pas de pollution directe ou indirecte (effluents atmosphériques ou liquides, produits de nettoyage, risque d'accident physique,...) aucun déchet, aucune perturbation pour l'environnement de proximité
- la maintenance et les réparations sont réduites à presque rien pour la partie photovoltaïque et à peu de chose pour l'électronique associée.

I.6.5 Le coût d'un module PV

- Le prix des modules est de l'ordre de 3 à 5 EUR/W, sortie usine.
- Les modules représentent de 50 à 60% du prix d'un système PV complet [9, 7].

Chapitre II

Optimisation du système Photovoltaïque

Chapitre II

Optimisation du système photovoltaïque

II.1 Introduction

La puissance électrique produite par un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température des cellules. Ces deux variables influençant le comportement du système présentent des fluctuations quotidiennes et saisonnières. Pour ces raisons, le panneau photovoltaïque ne peut fournir une puissance maximale que pour une tension particulière et un courant bien déterminé ; ce fonctionnement à puissance maximale dépend de la charge à ses bornes.

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. En conséquence, il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités en faisant jouer l'orientation et l'inclinaison.

À cet effet et en fonction du type de charge, un dispositif de contrôle devra être intégré dans le circuit de commande du convertisseur (onduleur). Ce dernier doit être capable de faire fonctionner le panneau photovoltaïque à sa puissance maximale.

La méthode de poursuite ou "Tracking" connue sous le nom MPPT (Maximum Power Point Tracking) est basée sur l'utilisation d'un algorithme de recherche où le maximum de la courbe de puissance est estimé sans interrompre le fonctionnement normal du panneau photovoltaïque. Contrairement au contrôle à tension fixe, le tracking n'est pas basé sur une valeur de référence prédéterminée mais il s'agit d'une recherche de la valeur de référence pour atteindre le maximum de la puissance sur la caractéristique courant tension. À noter que le tracking joue un rôle très important parce qu'il maximise le rendement.

Pour cela, nous devons utiliser le générateur PV dans la zone où il délivre sa puissance maximale, donc il est indispensable de connaître ses points de puissance optimale pour différents éclaircissements et températures.

II.2 Positionnement des modules

Pour un bon fonctionnement d'un système PV et son optimisation, le positionnement des modules est important et dépend de :

- la latitude (lieu d'installation).
- du type de système PV (par ex pompage de l'eau, éclairage) et de sa durée d'utilisation pendant l'année.

La production des modules photovoltaïques est optimale lorsqu'ils sont correctement positionnés par rapport au soleil, autrement dit quand ils sont disposés perpendiculairement par rapport au rayonnement lumineux direct (principal composant du flux lumineux). En moyenne en Algérie, l'optimum est une orientation de 0° par rapport au Sud et une inclinaison de 30° .

L'orientation est le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau. L'inclinaison indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal. Elle se compte donc en degrés.

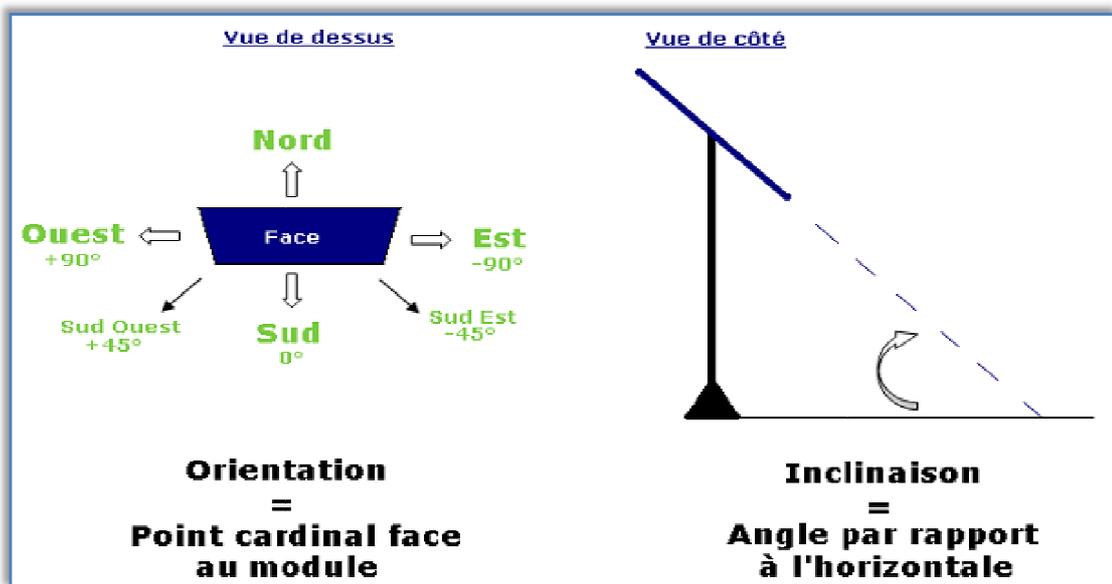


Figure II.1 positionnement d'un module photovoltaïque

Si le générateur solaire est raccordé sur un réseau électrique local, le positionnement des modules sera plutôt celui qui correspondra au maximum d'énergie captée pour une année.

Si le générateur solaire est utilisé pour fournir une énergie constante pour tous les mois de l'année, le positionnement sera celui correspondant au niveau d'ensoleillement du mois le plus défavorable. Dans ce cas là on privilégie un positionnement optimisée pour l'hiver sachant que les surplus sont principalement l'été.

Il n'y a pas de surplus dans un système PV raccordé au réseau électrique, celui-ci fait office de récepteur de grosse capacité pouvant absorber toutes les pointes du générateur solaire

II.2.1 Modules fixes

C'est la configuration la plus classique, les modules sont installés sur des supports fixes avec une position fixe elle aussi (voir figure. II.2). Certains supports fixes permettent cependant un réajustement de l'angle d'orientation suivant les saisons (manœuvrable par boulons 2 à 3 fois par an). Les matériaux métalliques utilisés pour la fabrication des supports ne doivent pas altérer physiquement et chimiquement les modules (acier inox, alu anodisé, acier galvanisé).



Figure II.2 Système photovoltaïque fixe

II.2.2 Système avec poursuite solaire

Des systèmes de poursuite solaire à un axe (d'est en ouest) ou à 2 axes peuvent augmenter de façon assez significative la production d'énergie électrique de 20 à 40% suivant le lieu d'installation, production d'autant plus importante si le système de poursuite est passif et ne consomme aucune énergie électrique propre. Ces matériels sont surtout utilisés aux USA pour des systèmes couplés au réseau électrique local et pour le pompage solaire où il est intéressant d'avoir une énergie la plus constante possible durant la journée. On parle dans ce cas d'application "au fil du soleil" donc sans système de stockage électrique de l'énergie.

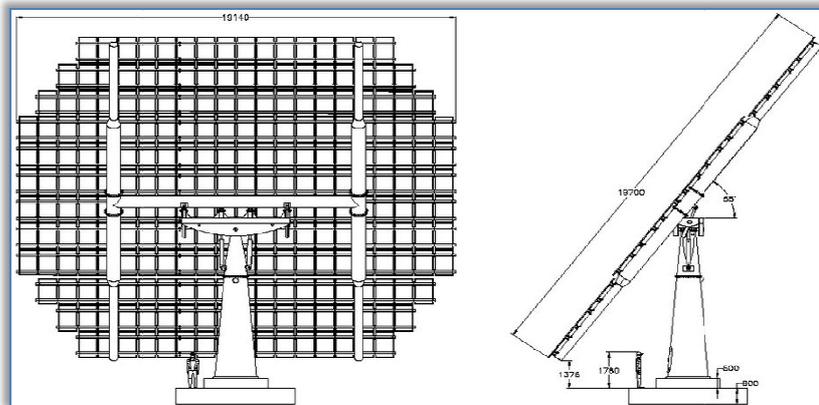


Figure II.3: Système de poursuite à un axe



Figure II.4 : Système de poursuite à deux axes

II.3 Point de fonctionnement d'un panneau solaire

Un panneau photovoltaïque sous un ensoleillement constant et uniforme a une caractéristique courant tension de telle sorte que pour chaque ensoleillement il n'y a qu'un seul point de fonctionnement qu'on l'appelle le point de puissance maximale (MPP: Maximum Power Point). Pour ce dernier, le panneau fonctionne au rendement maximal et produit sa puissance maximale. Quand on lie une charge directement à un panneau photovoltaïque, ce point de fonctionnement n'est pas forcément le MPP mais il sera l'intersection de la caractéristique courant tension avec la ligne de charge. Cette situation est représentée sur le schéma de la figure qui suit [10, 11, 12].

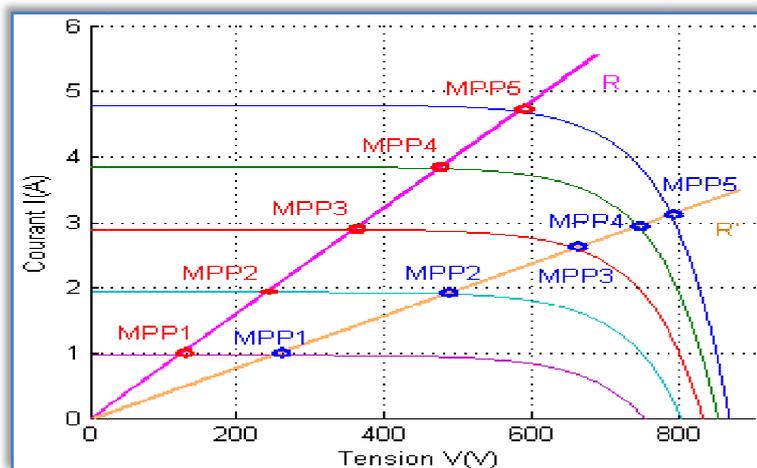


Figure II.5 : Points de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque.

Le coût élevé du générateur PV nous impose une utilisation optimale et rationnelle de ce dernier afin d'aboutir à un fonctionnement économique et rentable. Pour cela, nous devons utiliser le générateur PV dans la zone où il délivre sa puissance maximale, donc il est indispensable de connaître ses points de puissance optimale pour différents éclaircissements et températures.

Donc, en général le point de fonctionnement n'est pas au MPP du panneau photovoltaïque. Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent surdimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, le tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Le MPPT fait ceci en contrôlant la tension ou le courant du générateur indépendamment de celle de la charge. L'emplacement du MPP dans la caractéristique courant tension du panneau photovoltaïque n'est pas connu a priori.

II.4 Principe de la recherche du point de puissance maximal (MPPT)

II.4.1 Généralités

Des lois de commandes spécifiques existent pour amener des dispositifs à fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques sans qu'a priori ces points soient connus à l'avance, ni sans que l'on sache à quel moment ils ont été modifiés ni qu'elles sont les raisons de ce changement. Pour le cas de sources énergétiques, cela se traduit par des points de puissance maximum. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglo-saxon (MPPT). Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximal (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. [11, 13, 14].

La plupart des commandes MPPT rencontrées dans la littérature adoptent comme fonctionnement celui décrit dans la figure ci-dessous. Au démarrage du système, la recherche du MPP se fait progressivement, en cherchant le premier maximum [11, 15].

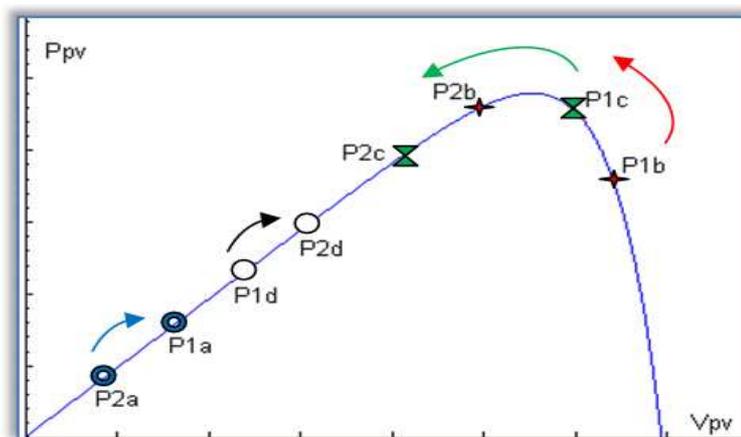


Figure II.6 : Principe de fonctionnement d'une commande MPPT

Cependant, pour arriver à converger dans de bonnes conditions, quel que soit l'algorithme, il faut que les courbes de puissance délivrées par le générateur soient constantes ou lentement variables. Si cette hypothèse n'est pas respectée (changements brutaux des conditions de fonctionnement), alors il est à noter que les problèmes suivants peuvent se poser

- **La puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums.** Ceci peut se produire, en particulier, lorsqu'il est le fruit de cellules PV associées en grand nombre en série et en parallèle avec leur protection respective.
- **Des changements brutaux d'éclairement et de charge.** Ainsi, le générateur peut à tout instant avoir sa courbe de puissance modifiée ainsi que son PPM, comme l'illustre la figure. II.7.
- **Les pertes liées à la commande.** En effet, de part la nature oscillatoire de cette dernière autour du PPM, mais aussi dans les transitoires, il peut survenir un certain nombre de contre-performances.

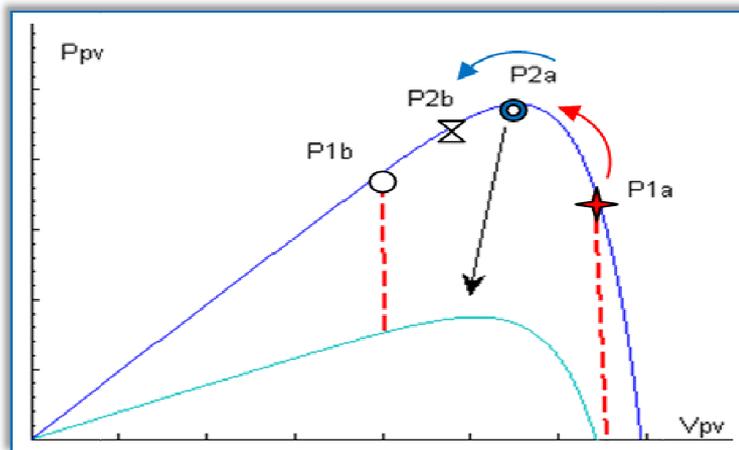


Figure II.7 : Changement d'éclairement et conséquences sur les courbes de puissance d'un générateur PV.

II.4.2 Quelques types d'algorithmes de poursuite

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque [10, 11, 15, 16]:

- algorithmes Tension constante (CV : constant Voltage).
- Algorithme courant constant (CC-MPPT).
- algorithmes Perturber et Observer (P & O).
- algorithmes Hill Climbing
- algorithmes Accroissement de la Conductibilité (INC : Incremental Conductance)

II.4.2.1 Algorithme tension constante (CV-MPPT)

Plusieurs études ont montrés que le rapport entre la tension optimale et celle en circuit ouvert est approximativement constante, cela est la base de l'algorithme a tension constante qui peut se traduire par :

$$\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \approx K_c < 1 \quad (2.1)$$

L'algorithme CV-MPPT est simple pour la mettre en œuvre, on isole le panneau solaire temporairement pour mesurer V_{oc} et le MPPT corrige le point de fonctionnement en utilisant l'équation (2.1)

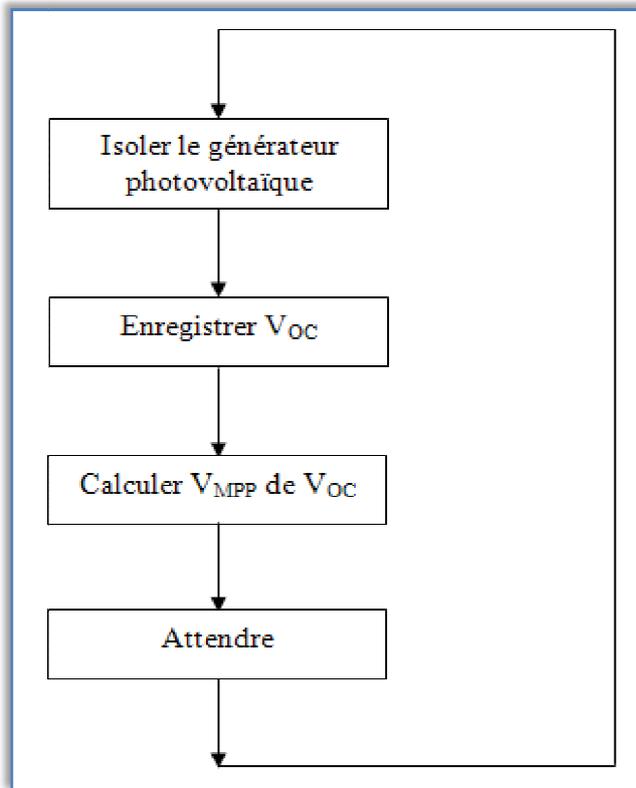


Figure II.8: Algorithme de la méthode CV-MPPT

[17, 18] ont donnée un intervalle de 0.7 à 0.85 comme plage de valeurs de la constante K_{CV} . dans les algorithmes CV-MPPT on utilise des petites cellules pilotes qui ont les mêmes caractéristiques que les cellules du panneau photovoltaïque, les mesures de tensions V_{oc} sont faites sur ces cellules, cette méthodes a un inconvénient sur le coût du système.

II.4.2.2 Algorithme courant constant (CC-MPPT)

Il est également possible d'utiliser l'algorithme CC-MPPT qui permet d'obtenir un rapport constant du courant de MPP sur le courant de court-circuit [18].

$$\frac{I_{mp}}{I_{sc}} \approx K_{CI} < 1 \quad (2.2)$$

Pour mettre en application cet algorithme on utilise un commutateur qui est relié aux bornes de l'entrer du convertisseur, quand ce commutateur est activé on mesure le courant de court-circuit et on calcule le courant optimale et la MPPT corrige le point de fonctionnement on utilisant l'équation (2.2)

L'algorithme CV-MPPT est très utilisé par rapport à l'algorithme CC-MPPT parce qu'il est plus simple de mesurer des tensions et mettre des modules photovoltaïques en circuit ouvert, que de mettre un module photovoltaïque en court-circuit.

II.4.2.3 Algorithme de perturbation et observation P&O

L'algorithme P&O est largement utilisé parce qu'il a la particularité d'avoir une structure simple, et peu de paramètre de mesure, pour l'utiliser on considère que le GPV fonctionne à un point qui n'est pas obligatoirement le MPP.

La méthode P&O fonctionne en perturbant périodiquement la tension du panneau V_{PV} avec un ΔV et en observe la variation de l'énergie électrique délivrée à la sortie du GPV.

- Si $\Delta P > 0$ alors la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP et on continu à perturber la tension dans la même direction cela va déplacer le point de fonctionnement jusqu'à l'atteinte du MPP.
- Si $\Delta P < 0$ le point de fonctionnement s'éloigne du MPP alors on perturbe la tension avec un signe algébrique contraire au signe précédent pour déplacer le point de fonctionnement jusqu'à l'atteinte du MPP.

Sur la figure. II.9 on considère que le point de fonctionnement est sur la courbe (1), le MPPT oscille autour du MPP du point A2 vers le point A puis vers le point A1 et vise versa, si la valeur de l'éclairement augmente la courbe P(V) du panneau se déplace vers la courbe (2) alors le MPPT perturbe le point de fonctionnement du point A vers le point B1 ce si nous emmène à $\Delta P > 0$ avec $[\Delta P = P(K) - P(K - 1)]$ et le MPPT continu à perturber les tensions dans la même direction c.-à-d vers le point B2.

- Si l'éclairement augmente toujours le point de fonctionnement se déplace vers le point C1 de la courbe (3) au lieu du point B2 sur la courbe (2) alors le MPPT à toujours $\Delta P > 0$ et il déplace le point de fonctionnement vers le point C2.

A partir des points $A \rightarrow B1 \rightarrow C1 \rightarrow C2$ l'algorithme P&O continu à s'éloigner du MPP ce qui donne une puissance qui sera perdue et le rendement diminué.

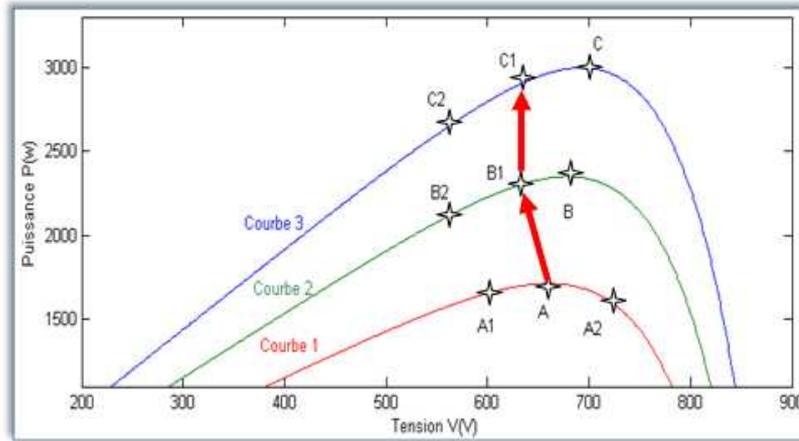


Figure II.9 : comportement de l'algorithme P&O sous un changement de l'éclairement

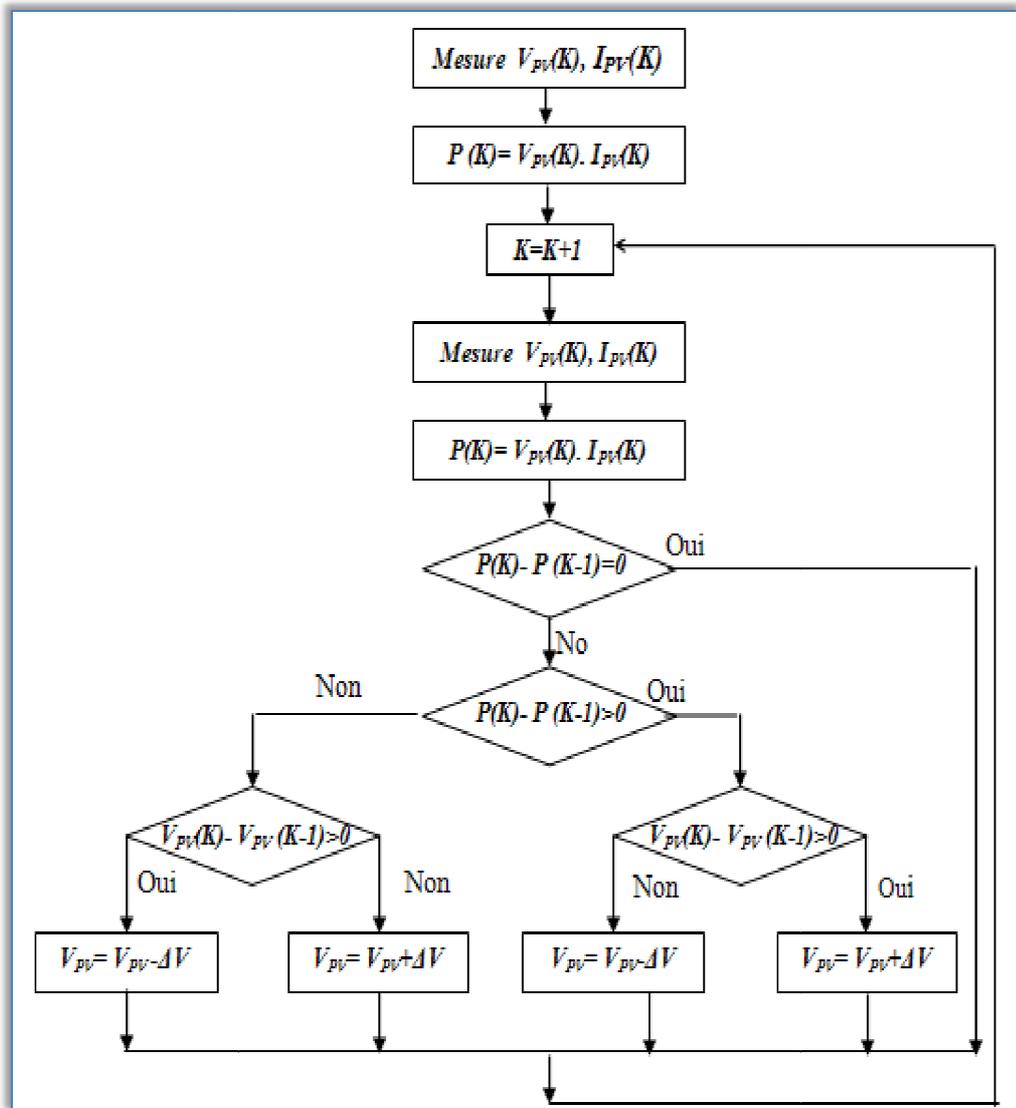


Figure II.10 : Organigramme de P&O

II.4.2.4 Algorithme Hill Climbing

La technique de contrôle nommée Hill Climbing [19] consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum.

Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique. Mathématiquement, le PPM est atteint lorsque dP_{PV}/dD est forcé à zéro par la commande, comme le montre la figure II.11.

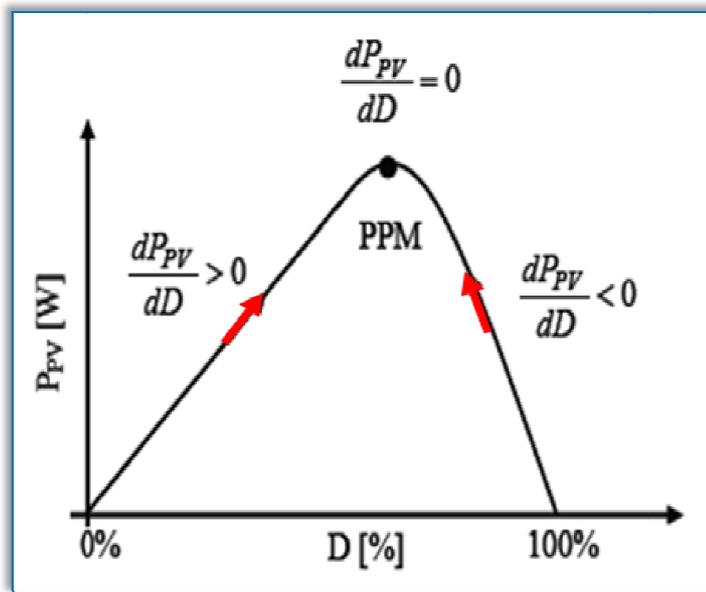


Figure II.11: Relation entre P_{PV} et le rapport cyclique D du convertisseur statique.

L'algorithme de cette méthode est illustré sur la figure II.12. La variable *Slope* correspond à une variable qui prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l'on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau. D et P_{PV} représentent respectivement le rapport cyclique et la puissance du générateur, a symbolise la variable d'incrément du rapport cyclique. Périodiquement, la puissance P_{PV_n} est comparée à la valeur déterminée précédemment $P_{PV_{n-1}}$, en fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur *Slope* change ou reste identique. Ce qui a pour effet d'incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique. Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment rejoignant alors les compromis à faire entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations.

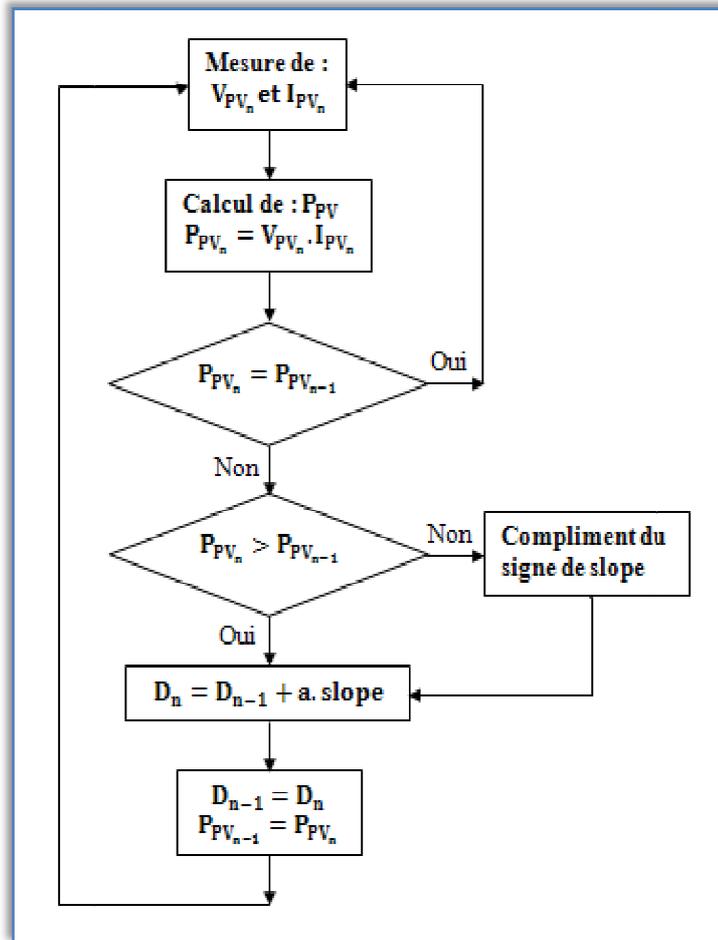


Figure II.12 : Algorithme type de la commande Hill Climbing.

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

II.4.2.5 Algorithme de l'accroissement de la conductance (INC MPPT)

Afin d'éviter les inconvénients de l'algorithme P&O, une autre méthode a été proposée dans la littérature qui se base sur la dérivé de la puissance de sortie du GPV par rapport à la tension V du GPV est égale à 0 au point de puissance maximale (MPP).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \implies \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (2.3)$$

Au MPP ces 2 membre doivent être égale, si le point de fonctionnement n'est pas sur le MPP alors une inégalité apparaisse sur l'équation (2.4) qui indique que la tension de

fonctionnement et au dessus ou au dessous de la tension optimale comme le montre la figure. II.13.

Ceci nous conduit aux équations suivantes :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} > 0 \implies \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \quad \text{À gauche du MPP} \quad (2.4)$$

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} < 0 \implies \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \quad \text{À droite du MPP} \quad (2.5)$$

On emploie les équations (2.4), (2.5) pour déterminer la direction pour laquelle une perturbation est produite pour déplacer le point de fonctionnement au MPP, cette perturbation se répète jusqu'on arrive au fonctionnement MPP, et le MPPT continu à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce que un changement sera détecté.

Si le changement de la tension n'est pas nulle les équations peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changés afin d'atteindre le MPP.

- Si $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$ le point de fonctionnement est à gauche de MPP, donc il faut augmenter la tension pour atteindre le MPP.
- Si $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$ le point de fonctionnement est à droite de MPP, donc il faut diminuer la tension pour atteindre le MPP.

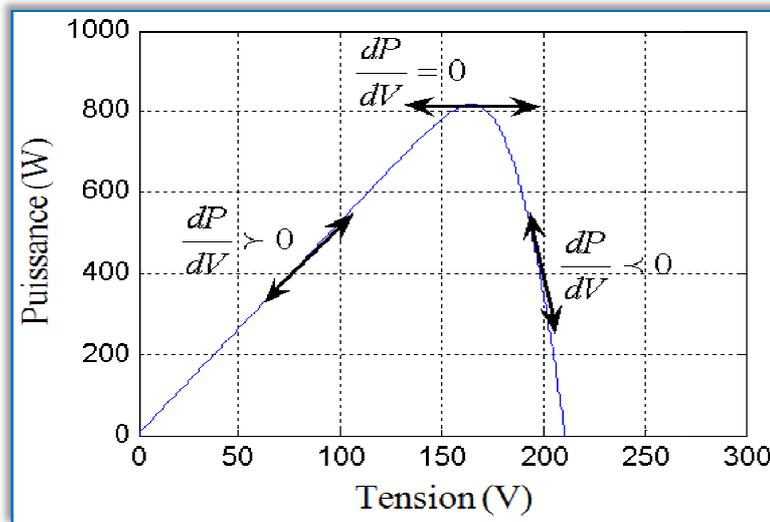


Figure II.13: Caractéristique de puissance

- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I = 0$ on a les conditions atmosphériques qui n'ont pas changées et le MPPT fonctionne toujours au MPP.
- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I > 0$ c'est l'ensoleillement qui a augmenté ceci exige au INC-MPPT d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver le MPP.
- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I < 0$ c'est l'ensoleillement qui a diminué ceci exige au INC-MPPT diminuer la tension de fonctionnement pour retrouver le MPP.

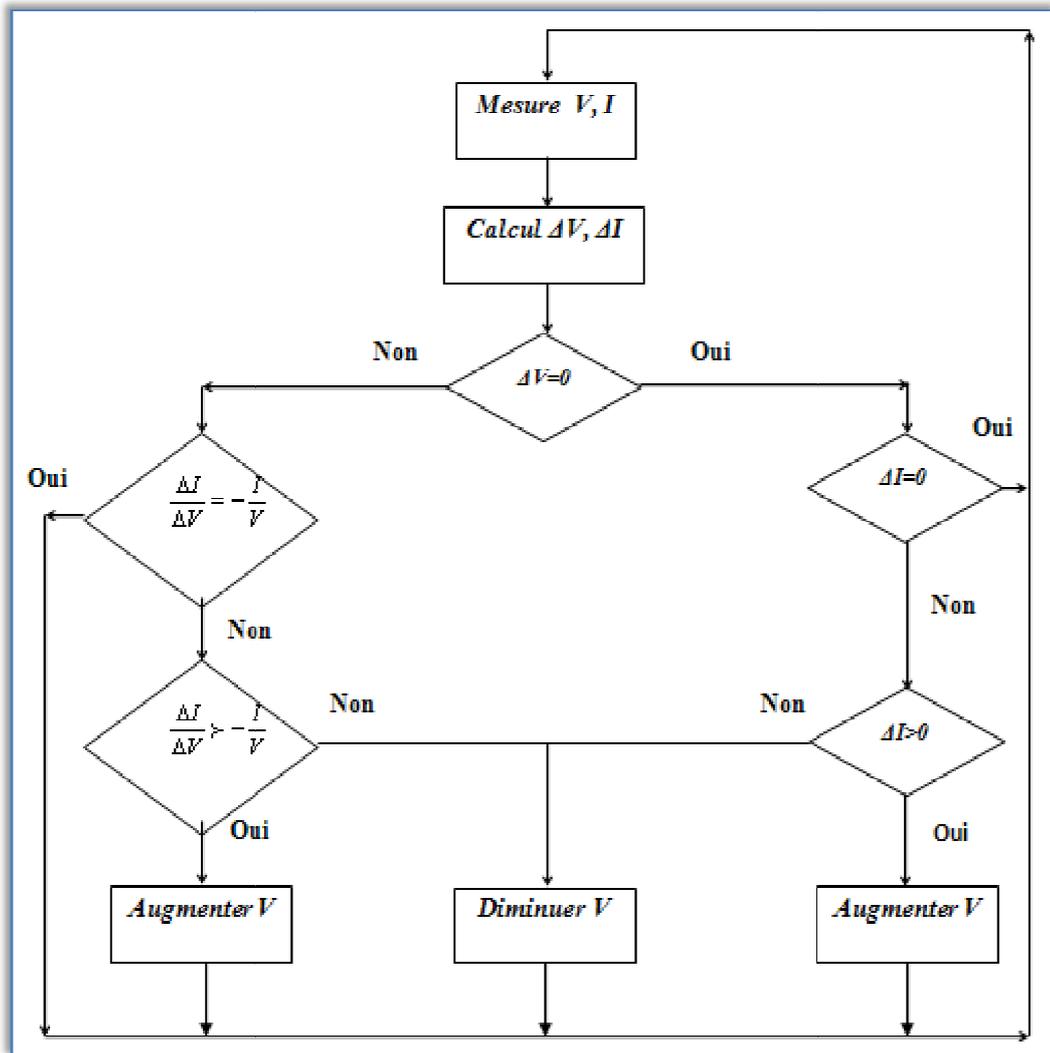


Figure II.14: Algorithme de la méthode incrémentation de conductance

II.5 Rendement de la chaîne de puissance

Pour avoir une idée plus précise des origines des pertes, des rendements de chaque partie de la chaîne de puissance ont été définis. Pour cela, le rendement total de celle-ci a été décomposé en divers types de rendements reliés spécifiquement à chaque partie de la chaîne.

L'ensoleillement E (W/m²) représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface A .

La puissance reçue par le panneau de surface A (m²) est donc $E \cdot A$.

- Le rendement maximum de la conversion photons-électrons du panneau solaire noté η_{PV} Est défini selon l'équation :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{E \cdot A_{eff}} \quad (2.6)$$

Où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du panneau.

Remarque :

- Pour une surface du panneau, deux notations supplémentaires doivent être définies
 - surface totale du panneau comprenant l'infrastructure et qu'on notera A_T .
 - surface effective du panneau PV représentant uniquement partie active (capteur PV) effectuant la conversion. On la notera A_{eff} .
- Le rendement d'un module MPPT est défini par :

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^t P_m(t).dt}{\int_0^t P_{MAX}(t).dt} \quad (2.7)$$

Avec :

P_m : Puissance mesurée produite par le panneau PV sous le contrôle MPPT.

P_{MAX} : Puissance maximale qu'ils pouvaient produire sous la même température et le même ensoleillement

Le rendement du point de fonctionnement qui en découle permet de mesurer l'efficacité de la commande. En fait on peut l'appeler aussi rendement de la commande.

Le tableau qui suit donne les rendements des différents algorithmes :

| MPPT | Rendement |
|------|-------------------|
| CV | 73% |
| P&O | 81 % à 85 % |
| HC | 95.52 % à 99.13 % |
| INC | 88 % à 89.9 % |

Tableau II.1 Rendement du MPPT en (%) [20, 21, 22 ,23].

- Enfin, le rendement du convertisseur noté η_{CONV} généralement fourni par les documents constructeurs est défini par l'équation (2.8), en notant P_{out} la puissance délivrée en sortie du convertisseur

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{OUT}}{P} \quad (2.8)$$

Le rendement total de la chaîne de conversion η_{TOTAL} (2.9) peut être défini comme le produit de ces trois rendements précédemment définis.

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}}{E.A_{eff}} \times \frac{P}{P_{MAX}} \times \frac{P_{OUT}}{P} = \eta_{PV} \times \eta_{CONV} \times \eta_{MPPT} \quad (2.9)$$

II.6 Dimensionnement du système photovoltaïque

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau ne répond pas à la même problématique qu'une installation autonome. Dans le deuxième cas, il faut souvent déterminer un optimum technico-économique entre couverture des besoins énergétiques de l'utilisateur et coûts d'investissement, alors que dans le premier il s'agit plutôt de produire le maximum d'électricité au meilleur coût possible, sans préoccupation de charges à satisfaire.

Dans le cas du photovoltaïque connecté au réseau, le dimensionnement revient donc à déterminer une puissance à développer, non pas selon un besoin à couvrir, mais selon le productible qu'offrirra une configuration « champ/onduleur » [24] :

II.6.1 Détermination de la tension de bus continu V_{Bus}

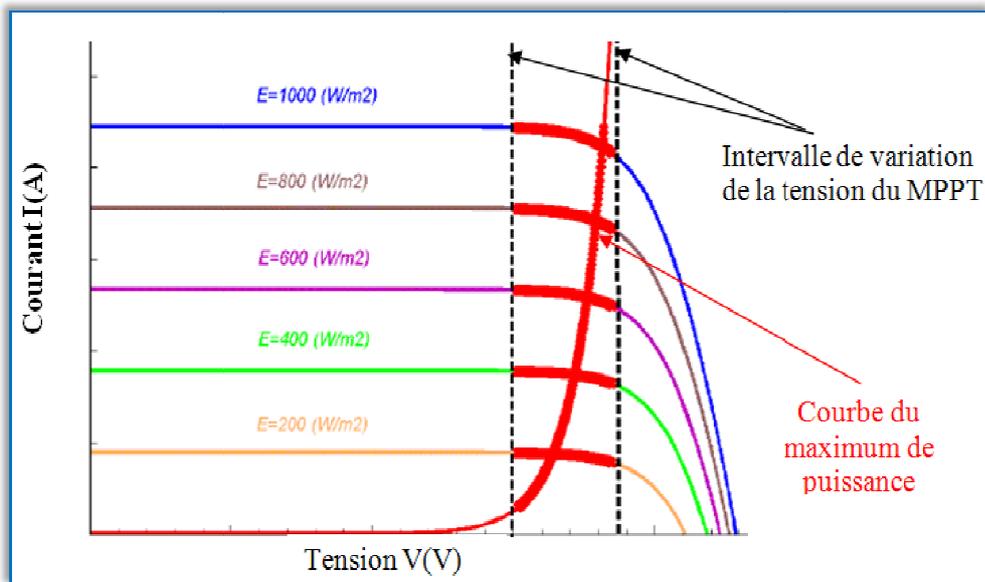


Figure II.15: Caractéristiques de la variation du maximum de puissance

Pour un onduleur de tension raccordé à un réseau triphasé dont les tensions simples peuvent atteindre 220V efficace, la tension du bus continu doit obéir à la relation suivante [25] :

$$V_{Bus} = 220\sqrt{2}\sqrt{3} + \delta V = 538.89 + \delta V \quad (2.10)$$

Avec :

δV : Chutes de tension dans les semi-conducteurs de l'onduleur ainsi que dans le filtre de sortie. Elles valent, en première approximation :

$$\delta V = 2 \times V_{CE(IGBT)} + 2 \times L_{filtre} \cdot \hat{I} + 2 \times R_{filtre} \cdot \hat{I} \quad (2.11)$$

Avec :

$$V_{CE(IGBT)} = 3V$$

$$L_{\text{filtre}} = 360\mu\text{H} \quad (\text{Ordre de grandeur})$$

$$R_{\text{filtre}} = 0.5\Omega \quad (\text{Ordre de grandeur}),$$

$$\hat{I} = I_{\text{neff}} \times \sqrt{2} \quad (2.12)$$

$$I_{\text{neff}} = \frac{P_n}{3 \times V_{\text{neff}}} \quad (2.13)$$

$$I_{\text{neff}} = \frac{3000}{660} = 4.545A$$

$$\hat{I} = 6.43A$$

Donc :

$$\delta V \approx 12.44V$$

On doit donc avoir une tension de bus continu supérieure à 552V ($V_{\text{Bus}} > 560V$).

On prend $V_{\text{Bus}} \geq 580V$ afin de pouvoir fonctionner dans toutes les conditions.

Comme on a choisit d'injecter une puissance de 3KWc dans le réseau électrique.

Alors :

Notre générateur doit être constitué d'un nombre de module en série $N_s = 20$ et d'un nombre de modules en parallèle $N_p = 1$ de 150Wc chacun.

II.6.2 Critères du choix des modules

Plusieurs critères ont eu une part dans le choix de nos cellules solaires. Les caractéristiques courant/tension du module, la fiabilité à long terme (technologie mature ou récente), la densité énergétique, la performance aux températures élevées, la stabilité des performances électriques et mécaniques, les dimensions et poids, la qualité du cadre (autoporteur ou non), la qualité de réalisation de la boîte de connections, la facilité de pose des diodes, la renommée du constructeur, le coût et la garantie sont les principaux critères de sélection.

II.7 Conclusion

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque et le récepteur à leur rendement optimal nécessite l'insertion de convertisseurs statiques entre le générateur et le récepteur qui est dans notre cas d'étude le réseau. Le fonctionnement de ces convertisseurs nécessite l'application de lois de commande.

A cet effet, l'injection de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque dans le réseau électrique via un onduleur est complétée par l'intégration d'un dispositif de poursuite de la puissance maximale.

Dans la littérature, plusieurs types de commandes MPPT sont présentes montrant que ce domaine est en plein foisonnement et qu'il est difficile de trouver des solutions universelles.

A défaut, nous avons pris le temps de détailler les principes de quelques techniques en mettant en évidence leur comportement aussi bien en régime statique que dynamique. Dans le choix d'une commande MPPT, en fonction de ses exigences (coût, complexité, précision, vitesse de convergence,...).

Nous avons opté pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité « INC-MPPT qui se caractérise par un rendement supérieur par rapport aux algorithmes « P&O », et « CV-MPPT »

Nous avons donné un aperçu sur les méthodes de poursuite des flux liminaux maximal puis que :

- Le courant I_{opt} est très sensible à l'éclairement.
- La tension V_{opt} varié très peut avec l'éclairement et diminue légèrement avec la température.
- La puissance maximal P_{Max} est très sensible à l'éclairement par contre elle diminuée légèrement avec la température en particulier pour les forts éclairements.

Pour avoir un rendement maximal de notre système photovoltaïque on a conçu un système comportant (générateur PV, MPPT, et onduleur), et on a choisit les modules monocristallines (SP150 pc Shell) pour leur rendement élevé et leur bon rapport qualité prix.

Nous avons ainsi montré quels sont les points clés d'un système PV pour des conditions limites données et quelles sont les mesures à prendre dans les buts :

- a) d'augmenter la disponibilité du système.
- b) d'optimiser les bilans énergétiques, soit l'adéquation entre les composants.
- c) d'optimiser les coûts d'investissement.

Chapitre III

Raccordement d'un GPV au réseau électrique triphasé

Chapitre III

Raccordement d'un GPV au réseau électrique

III.1 Introduction

Les applications photovoltaïques les plus valorisantes actuellement sont les installations PV destinées à alimenter le réseau électrique public. Dont il existe quelques structures qu'on va citer dans ce chapitre.

Le raccordement au réseau de distribution de systèmes photovoltaïques nécessite un dispositif électronique « onduleur » qui permet de transformer le courant continu produit par le générateur photovoltaïque en courant alternatif avec les caractéristiques du réseau en tension, et en fréquence. L'étude de ce convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de source de production d'énergie dispersée connectée au réseau (éolienne, photovoltaïque, pile à combustible...) mais aussi comme conditionneur de réseau (filtre actif, rééquilibrage de réseau, compensation d'énergie réactive).

Dans ce chapitre une brève synthèse des principales topologies des convertisseurs multi-niveaux est d'abord faite. Ainsi que quelques avantages et inconvénients.

Ensuite on donne un aperçu sur les stratégies de commande MLI de ces convertisseurs. Afin de justifier le choix du type d'onduleur et la commande MLI choisis pour le contrôle du système photovoltaïque.

Pour améliorer la qualité du « produit électricité » et éviter les dysfonctionnements voire des destructions de composants du réseau électrique et / ou de récepteurs sensibles, il est indispensable de comprendre l'origine des perturbations et d'en apprécier les risques. Ces perturbations concernent la tension qui peut être affectée du fait de certains incidents inhérents à la nature physique et aux sujétions d'exploitation du réseau ou du fait du fonctionnement de certains récepteurs particuliers.

III.2 Les différentes structures des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Les différents types de raccordement au réseau BT de l'énergie électrique issue d'une production photovoltaïque peut être réalisée suivant les variantes [26]

- Injection sans soutirage
- Soutirage avec injection de l'excédent de production
- Soutirage avec injection de la totalité de la production

III.2.1 Injection sans soutirage

Le producteur injecte au réseau la totalité de la production. En principe un seul compteur mesurant l'énergie injectée est nécessaire. Toutefois, si l'électronique de puissance intégrée au système est consommatrice en dehors des périodes de production, le compteur devra également pouvoir mesurer l'énergie soutirée.

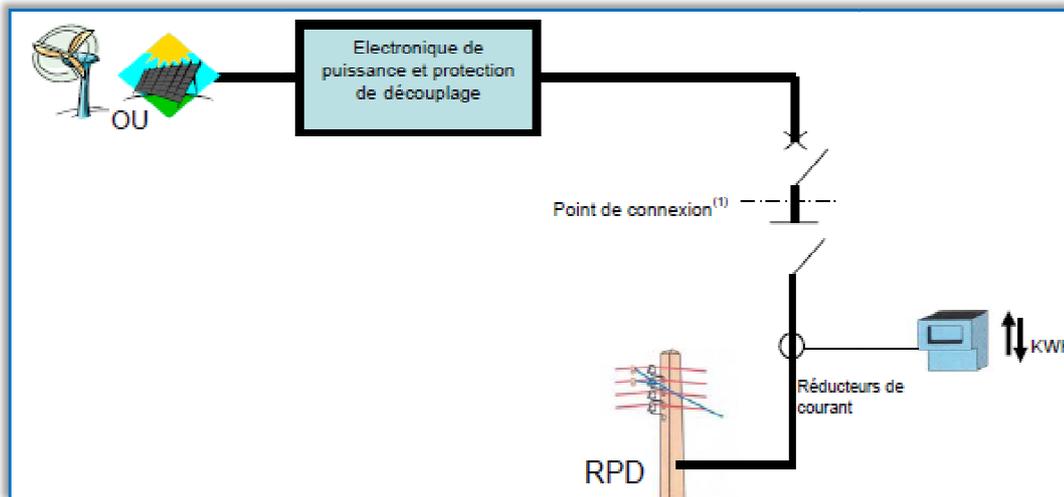


Figure III.1 : Schéma de principe de la configuration (Injection sans soutirage)

III.2.2 Injection des excédents de la production

L'Utilisateur consomme une partie de sa production. Lorsque la production est supérieure à la consommation, l'installation injecte sur le réseau le solde "Production – Consommation". Lorsque la consommation est supérieure à la production, l'installation soutire au réseau le solde "Consommation – Production"

La production est raccordée sur l'installation intérieure et couplée au réseau BT par l'intermédiaire du branchement existant utilisé par l'Utilisateur pour ses besoins en soutirage.

Le compteur existant d'un Utilisateur producteur avec achat des excédents de production doit être remplacé afin de pouvoir à la fois mesurer l'énergie soutirée au réseau lorsque la consommation excède la production (soutirage net) et l'énergie injectée dans le réseau (injection nette). Le rapport du réducteur de courant doit être adapté à la plus forte des deux puissances (puissance maximale soutirée à production nulle / puissance maximale injectée à soutirage nul).

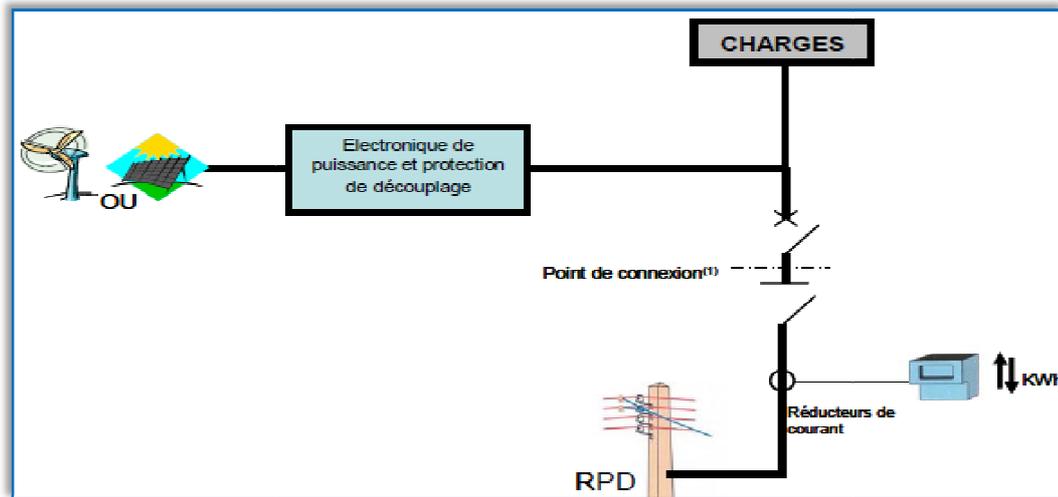


Figure III.2 : Schéma de principe de la configuration (Soutirage avec injection de l'excédent de production)

III.2.3 Injection de la totalité de la production

Le générateur de production est raccordé au réseau BT par l'intermédiaire d'un circuit distinct de celui utilisé pour les besoins en soutirage de l'Utilisateur. Comparé à l'achat des excédents, ce type de raccordement conduit le plus souvent à des modifications plus importantes de l'installation de l'Utilisateur.

Le producteur peut alors injecter au réseau la totalité de la production et soutirer au réseau la totalité de sa consommation. Cette dissociation entre le point de connexion « consommation » et le point de connexion « production », conduit à étoiler le branchement en 2 circuits, « circuit consommation » et « circuit production », avec une seule liaison au réseau basse tension. Le circuit production comporte un compteur mesurant à la fois l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie éventuellement consommée par la partie d'installation comportant le générateur de production.

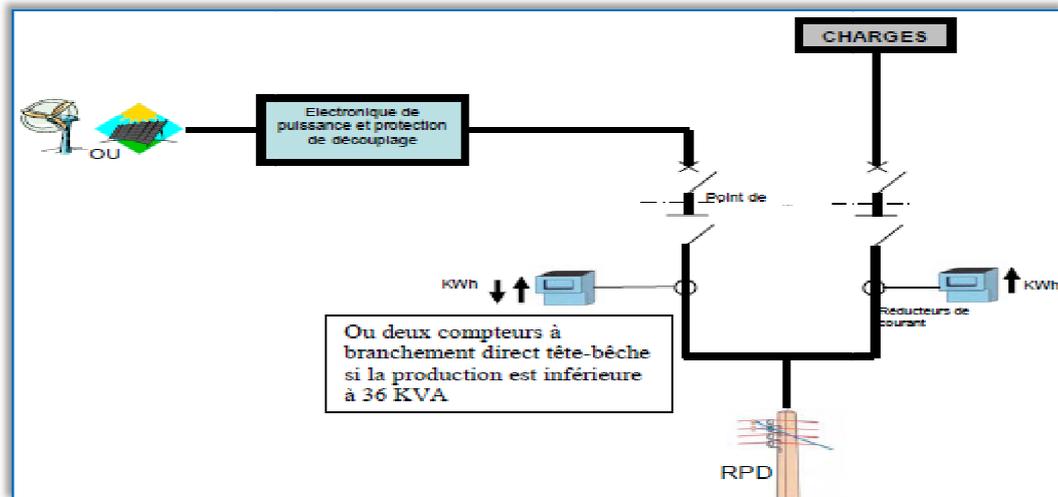


Figure III.3 : Schéma de principe de la configuration (Soutirage avec injection de la totalité de la production)

III.3 Généralités sur les onduleurs multi-niveaux

Le convertisseur statique joue le rôle d'interface entre source d'énergie électrique et consommateur. C'est une matrice d'interrupteurs réalisant la connexion de ses nœuds d'entrée à ses nœuds de sortie, permettant ainsi d'y contrôler le transfert d'énergie.

Lorsqu'il permet de commuter chaque entrée ou sortie entre deux niveaux de tension ou de courant, on parle alors de convertisseur à deux niveaux. Les critères de contrôle du transfert d'énergie en règle générale, dépendent de la nature des sources et des contraintes imposées par l'application.

De très nombreuses investigations ont été faites sur un convertisseur à deux niveaux, dont l'entrée est une source de tension continue et la sortie une machine électrique à courant alternatif.

L'analyse du courant et de la tension des machines électriques alimentées par les convertisseurs à deux niveaux a montré plusieurs limitations. Notamment des brusques changements de la tension ($\frac{dv}{dt}$), qui occasionnent des tensions de mode commun aux bornes de la machine, surtout lorsque le convertisseur commute à une fréquence élevée.

Mais aussi l'existence des harmoniques prohibitifs pour le système, occasionnant des pertes dans la charge et le convertisseur. Et éventuellement, si le convertisseur est connecté au réseau, ces harmoniques y entraînent des pertes joules et des pertes fer dans le transformateur, s'il existe.

C'est pour palier à ces inconvénients que certains chercheurs ont introduit des convertisseurs ayant trois niveaux de tension, et qui génèrent un peu moins d'harmoniques.

D'un autre côté, la naissance des applications nécessitant une alimentation moyenne tension et facilement réglable a poussé la communauté d'électroniciens de puissance à chercher de nouvelles structures de convertisseurs, qui contournent la

limitation en tension de blocage des principaux semi-conducteurs de puissance. Ces nouvelles structures furent une extension des convertisseurs à trois niveaux existants.

C'est ainsi qu'il a été possible d'obtenir plusieurs niveaux de tension à la sortie des convertisseurs, réduisant par la même occasion le $\left(\frac{dV}{dt}\right)$ lors des commutations.

Un convertisseur à niveaux multiples ou convertisseur multi-niveau peut commuter chaque entrée ou sortie au moins entre trois niveaux de tension ou de courant.

De manière générale plus le nombre de niveaux de la tension générée par le convertisseur est grand, plus faible sera son taux de distorsion harmonique.

Dans toutes les topologies de convertisseurs multi-niveaux existant, plus ce nombre de niveaux est élevé, plus compliquée devient la structure du convertisseur.

Son coût et la complexité de sa commande s'en trouvent augmentés, et sa fiabilité s'en trouve réduite.

III.3.1 Principales topologies d'onduleurs multi-niveaux

III.3.1.1 Onduleurs NPC

La topologie la plus pratique d'onduleur de tension multi-niveaux est le NPC (Neutral-Point-Clamped). Elle a été introduite par A. Nabae et H. Akagi en 1981. L'objectif était de réduire l'amplitude des harmoniques injectés par l'onduleur dans la charge pour des applications de type alimentation de moteur [28].

Il présente des avantages par rapport à la topologie d'onduleur à deux niveaux. Ces avantages sont:

- les composants de puissance à semi-conducteur bloquent une tension inverse égale seulement à la moitié de la tension de la source continue.

- cette topologie peut être généralisée et les principes employés dans la topologie d'onduleur à trois niveaux peuvent être étendus pour l'utilisation dans des topologies avec n'importe quel nombre de niveaux. Cependant, en utilisant cette topologie, l'expérience pratique a révélé plusieurs difficultés techniques qui compliquent ses applications dans le cas des grandes puissances.

- Pour les topologies avec plus de trois niveaux, les diodes de bouclage (clamping diodes) peuvent augmenter les contraintes en tension jusqu'à une valeur égale à

$E(m-1)/m$, où m est le nombre de niveaux. Donc, les connexions des diodes en série pourraient être exigées et cela complique la conception et soulève des questions de fiabilité et du coût de réalisation.

- Cette topologie exige des diodes de bouclage à vitesse de commutation élevée qui doivent être capable de supporter le courant de la pleine charge.

- Le maintien de l'équilibre de la charge des condensateurs demeure toujours une question ouverte pour les topologies des onduleurs NPC avec plus de trois niveaux. Bien que le NPC à trois niveaux fonctionne avec un facteur de puissance élevé, l'onduleur NPC à multi-niveaux est employé surtout dans les circuits de compensation. Cela est du au problème d'équilibrage des capacités.

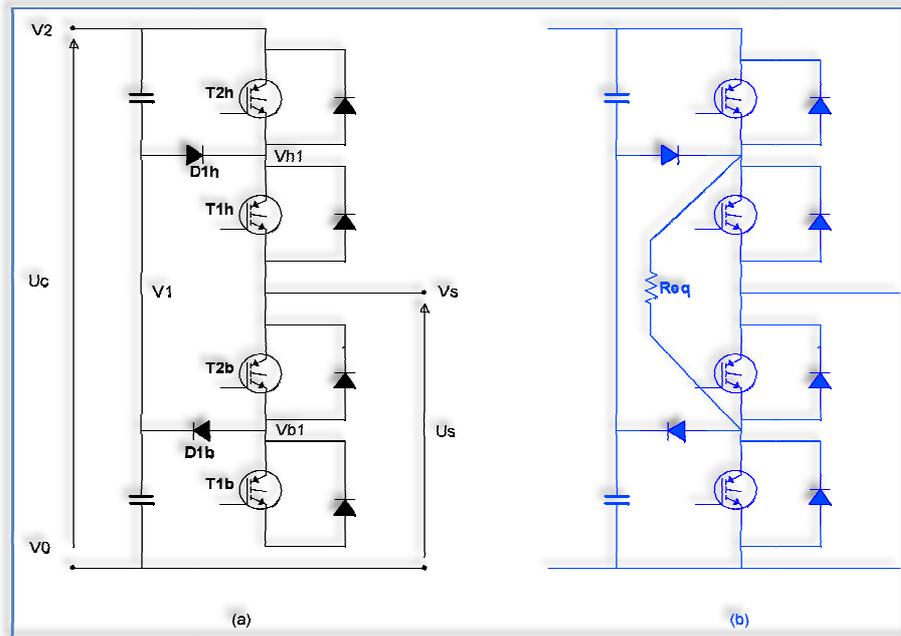


Figure III.4 : Schéma d'une branche d'onduleur NPC à 3 niveaux : (a) sans résistance d'équilibrage (b) avec résistance d'équilibrage

III.3.1.2 Onduleurs à cellules imbriquées

Cette structure a été introduite en 1992 par T. Meynard et H. Foch. Elle est également connue sous l'appellation « Onduleurs multi-niveaux à condensateurs flotteurs » (« flying capacitors multilevel inverter » dans la littérature anglo-saxonne) [29].

Elle est considérée comme l'alternative la plus sérieuse à la topologie de l'onduleur NPC. L'avantage de cette topologie est qu'elle élimine le problème des diodes de bouclages présent dans les topologies des onduleurs NPC multi-niveaux. En plus, cette topologie limite naturellement les contraintes en tension imposées aux composants de puissance (faible valeur de $\left(\frac{dV}{dt}\right)$ aux bornes des composants) et introduit des états de commutation additionnelles qui peuvent être utilisés pour aider à maintenir l'équilibre des charges dans les condensateurs.

La topologie de l'onduleur à condensateur flotteur a assez d'états de commutation pour contrôler l'équilibre des charges dans chaque bras d'onduleur ayant n'importe quel nombre de niveaux, ce qui n'est pas le cas dans l'onduleur NPC.

Actuellement il semble que cette topologie a quelques inconvénients. Néanmoins, quelques points faibles que doivent toujours être explorés :

- le contrôle de la charge du condensateur ajoute la complexité au contrôle du circuit entier.
- la topologie de l'onduleur à condensateur flotteur à multi-niveaux peut exiger plus de condensateurs que la topologie de l'onduleur NPC. De plus, il est évident que des courants de grandes valeurs efficaces circuleront à travers ces condensateurs.
- il y a un potentiel de résonance parasite entre les condensateurs découplés.

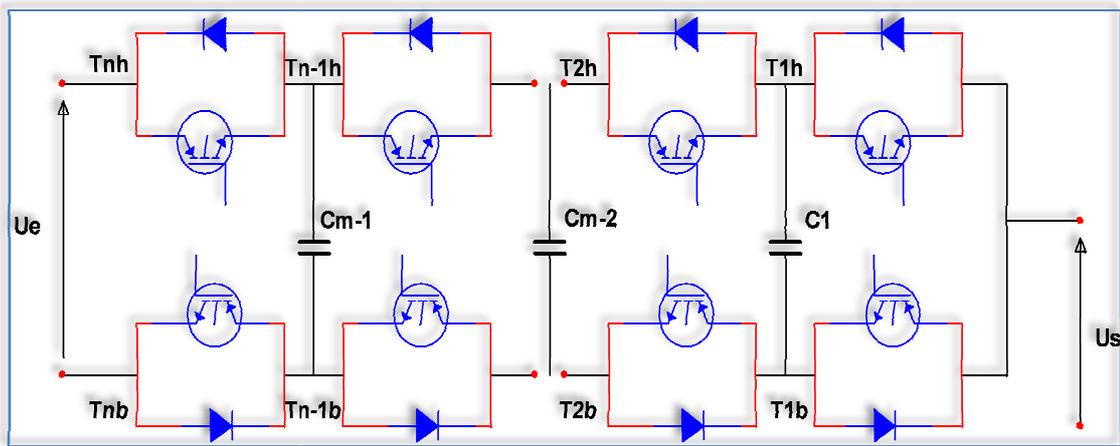


Figure III.5 : Schéma d'une branche d'onduleur multi-niveau à cellules imbriquées

III.3.1.3 Onduleurs multi-niveaux symétriques

La dénomination complète de cette topologie, introduite par Marchesoni et al. en 1988, devrait être onduleur multi-niveaux symétriques à cellules en série [27].

(Le fait de spécifier que la structure est symétrique, c'est-à-dire que l'on utilise les cellules de la même manière implique qu'il s'agit d'une structure à cellules en série.)

Ces onduleurs sont également connus sous l'appellation «onduleurs multi-niveaux cascades» («cascade multilevel inverter» dans la littérature anglo-saxonne).

Cette dénomination est imprécise, elle provient du fait que la structure n'a tout d'abord été employée qu'avec des cellules symétriques, de sorte que la précision était superflue.

Pendant pour être précis, il faudrait maintenant parler d'onduleur multi-niveaux cascades symétriques, l'omission de l'adjectif symétrique sous-entendant qu'il peut s'agir aussi bien d'une configuration symétrique que d'une configuration asymétrique.

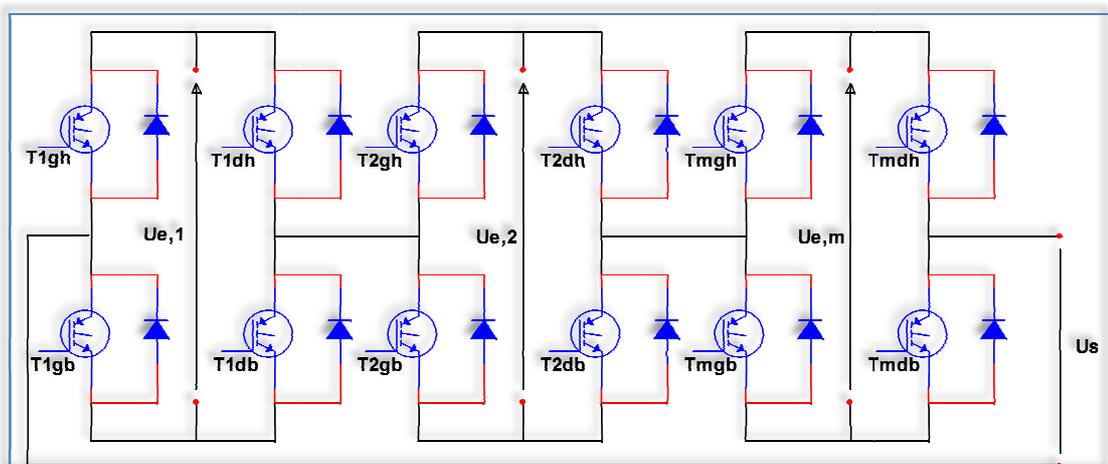


Figure III.6 : Schéma d'une branche d'onduleur multi-niveau cascadié

III.3.1.4 Onduleurs multi-niveaux asymétriques

Ce type de structure est aussi appelé à juste titre « onduleur hybride ». Dans cette topologie dérivée de la précédente, le principe de mise en série de cellules de conversion est généralisé. Par degré d'hybridation croissant, on distingue trois types d'associations [28]:

- la mise en série de pont en H alimentés avec des tensions de différentes valeurs
- la mise en série d'onduleurs de topologies différentes (par exemple un onduleur NPC triphasé combiné avec des ponts en H monophasés
- la mise en série de cellules de conversion de topologie et de nature différentes (par exemple pont en H et amplificateur linéaire).

Les structures de conversion d'énergie de type 3 niveaux à base de composants IGBT sont utilisées de nos jours dans le cadre des applications de forte puissance et moyenne tension (1 à 10kV) au détriment de la topologie 2 niveaux classique.

III.4 La modulation de largeur d'impulsions MLI

La modulation de largeur d'impulsions en Anglo-saxon (pulse width modulation) consiste à adopter une fréquence de commutation supérieure à la fréquence des grandeurs de sortie et à former chaque alternance de la tension de sortie d'une succession de créneaux de largeur convenable.

L'essor de la modulation de largeur d'impulsions est lié aux progrès de développement des semi-conducteurs de puissance, l'augmentation des nombres des commutations entraînerait des pertes excessives si on n'avait pas réussi à réduire les pertes à chacune des commutations.

La multiplication du nombre d'impulsions formant chacune des alternances d'une tension de sortie offre la possibilité de moduler la forme de cette tension de manière à avoir la forme sinusoïdale que possible.

Nous montrerons dans ce chapitre comment la modulation de largeur d'impulsions permet :

- de repousser vers des fréquences élevées les harmoniques de la tension de sortie.
- de faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie.

Durant ces dernières années, plusieurs techniques ont été développées et publiées dont on essaye de résumer ces travaux.

III.4.1 Quelques techniques de modulation de largeur d'impulsions

III.4.1.1 La technique triangulo-sinusoidale

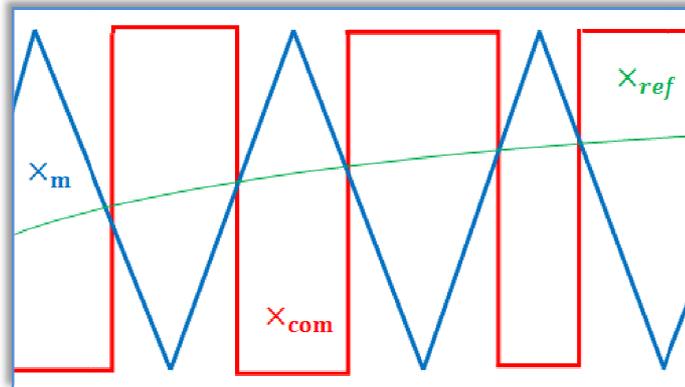


Figure III.7 : Détermination des instants de commutation dans le cas d'une MLI intersective.

Elle se base sur la comparaison d'une onde de modulation (x_m), qui est en général un signal triangulaire de fréquence élevée (f_m) chargée d'imposer les périodes de modulation, avec une onde de référence (x_{ref}), qui représente la tension de sortie souhaitée (qui peut être sinusoïdale ou non en fonction de l'application). Le signal de commutation (x_{com}) est déterminé à partir de l'intersection de ces deux signaux figure III.7. Dans le cas de l'onduleur triphasé on aura 3 signaux de référence (un pour chaque bras de l'onduleur) [30].

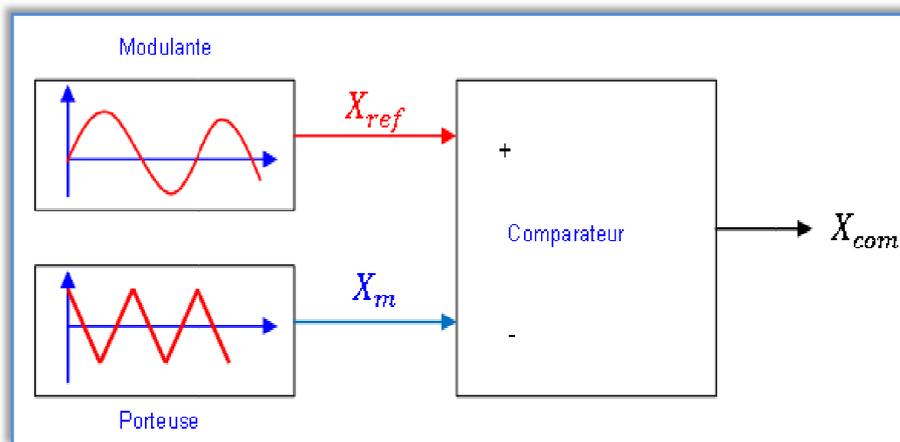


Figure III.8 : Schéma de principe de la technique triangulo-sinusoidale.

✚ Génération de tensions sinusoïdales :

Dans la plupart d'applications, on travaille avec une onde de référence sinusoïdale de fréquence (f_{ref}) :

$$x_{ref} = (x_{ref})_{Max} \cdot \sin(2\pi f_{ref} t) \quad (3.1)$$

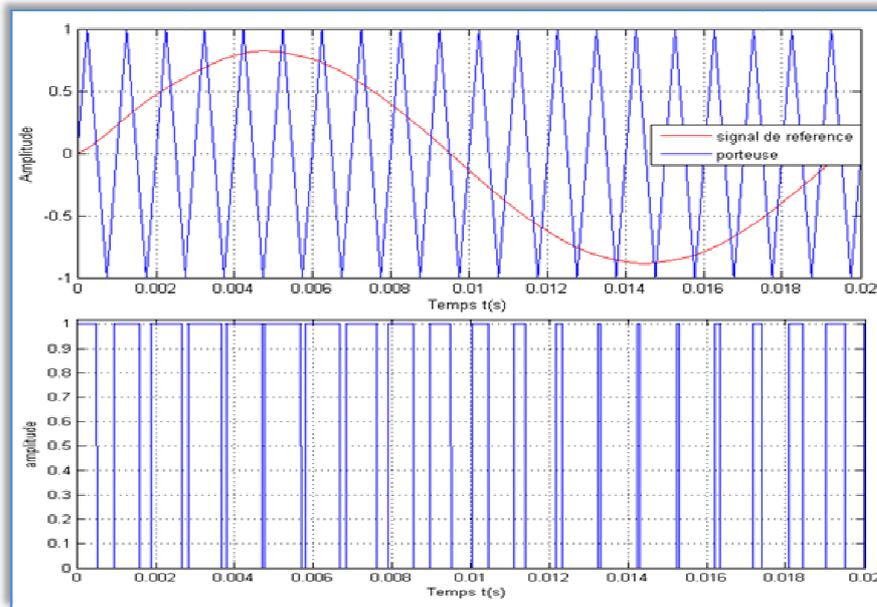


Figure III.9 : Principe de la SPWM (MLI sinusoïdale)

L'amplitude du fondamental (et des harmoniques aussi) dépend du rapport (m_a) entre les amplitudes des ondes de référence et de modulation :

$$m_a = \frac{(x_{ref})_{Max}}{(x_m)_{Max}} \quad (3.2)$$

Si ($m_a \leq 1$), on travail dans la zone linéaire et la relation entre l'amplitude du signal de référence et du fondamental de la tension de branche est linéaire :

$$(V_{ko})_{1-Max} = m_a \cdot \frac{V_{DC}}{2} \quad (3.3)$$

La fréquence des harmoniques de découpage dépend du rapport (m_f) entre les fréquences des ondes de référence et de modulation :

$$m_f = \frac{f_m}{f_{ref}} \quad (3.4)$$

Si on choisit un rapport m_f impair, la tension de sortie contient seulement des harmoniques impairs, centrés autour des multiples de la fréquence de commutation.

De plus, si ce rapport est aussi un multiple de 3, les harmoniques multiples de 3 qui sont présents sur les tensions de branche disparaissent de la tension de phase.

Par contre, si on travaille dans la zone non-linéaire ou de sur-modulation ($m_a > 1$), les tensions de branche passent partiellement en limitation. Par conséquent, les tensions de phase ne sont plus sinusoïdales et il y a des harmoniques basse fréquence non souhaités qui s'ajoutent à la tension de sortie. De plus, la relation entre le fondamental de la tension est le signal de référence n'est plus linéaire comme le montre la figure.III.10.

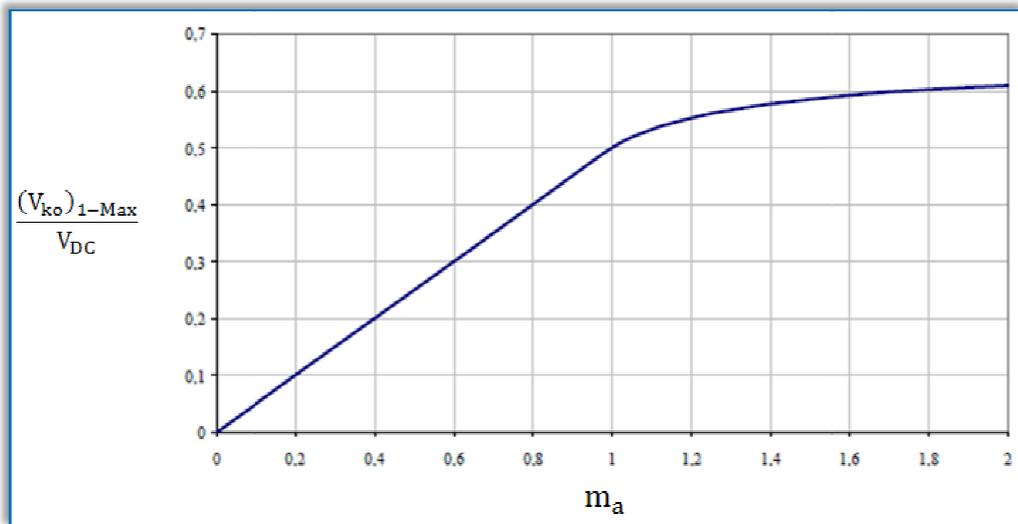


Figure III.10 : Amplitude de la tension fondamentale obtenue avec une MLI intersective

Si on augmentait la valeur de m_a infiniment, les signaux de référence deviendraient carrés et on travaillerait en pleine onde, et la valeur maximum de l'amplitude de la tension fondamentale serait $(V_{ko})_{1-Max} = \frac{2}{\pi} V_{DC}$

Si le neutre n'est pas raccordé, on peut augmenter l'amplitude de la tension de sortie (pour une tension de bus V_{DC} donnée) sans dégrader sa qualité spectrale, en utilisant une méthode d'injection des harmoniques, c'est-à-dire en appliquant un signal de référence non sinusoïdal pour la MLI. Par exemple on peut injecter l'harmonique 3 au signal de référence en profitant du fait que les harmoniques multiples de 3 présents dans la tension de branche disparaissent sur les tensions de phase :

$$x_{ref} = r \cdot \sin(\omega t) + s \cdot \sin(3\omega t) \quad (3.5)$$

Où r est l'amplitude du fondamental de la tension et s l'amplitude de l'harmonique introduit.

Ainsi, on peut augmenter l'amplitude du fondamental (V_{ko-1}) au-dessus de la limite de tension (V_{DC}) et injecter l'harmonique 3 (V_{ko-3}) pour éviter que la tension totale (V_{ko}) rentre en limitation figure.III.10. De cette manière, l'harmonique 3 n'intervient pas dans les tensions de phase, et on retrouve seulement le fondamental, dont l'amplitude est supérieure à $\frac{V_{DC}}{2}$.

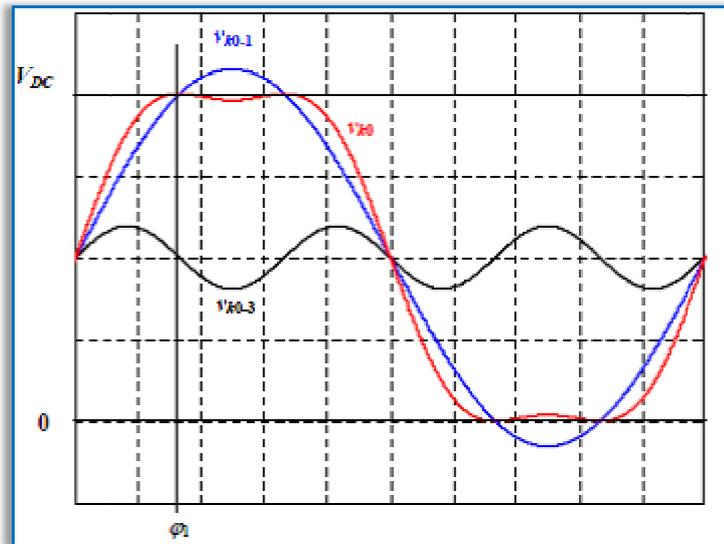


Figure III.11 : Augmentation de l'amplitude du fondamental par injection d'harmoniques.

Le but de la commande est de générer une valeur de tension fondamentale la plus élevée possible (sans que la tension de branche totale ne dépasse V_{DC}), c'est-à-dire, avec un coefficient r le plus grand possible. On ne peut pas donc appliquer n'importe quelle valeur pour les coefficients r et s : il faut trouver la combinaison optimale.

Pour cela, on calcule d'abord l'angle (φ_1) pour lequel se produit le maximum du signal de référence :

$$\varphi_1(s') = \sin^{-1} \left(\pm \sqrt{\frac{1}{4} \left(\frac{1}{3s'} + 1 \right)} \right) \quad (3.6)$$

Ou :

$$s' = \frac{s}{r}$$

Ensuite, on pose $U_{k0}(\varphi_1) = V_{DC}$ et on calcule r en fonction de s'

$$r(s') = \frac{1}{\sin(\varphi_1(s')) + s' \sin(3\varphi_1(s'))} \quad (3.7)$$

Ainsi en dérivant cette fonction, on peut trouver la valeur de s' qui rend le coefficient r maximum :

$$s' = \frac{1}{6} \quad \text{et} \quad \left(r_{Max} = \frac{2}{\sqrt{3}} \quad \text{et} \quad s = \frac{1}{3 \cdot \sqrt{3}} \right)$$

Cette commande permet donc d'augmenter l'amplitude de la tension fondamentale de charge jusque à :

$$\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}$$

III.4.1.2 Technique à échantillonnage régulier symétrique

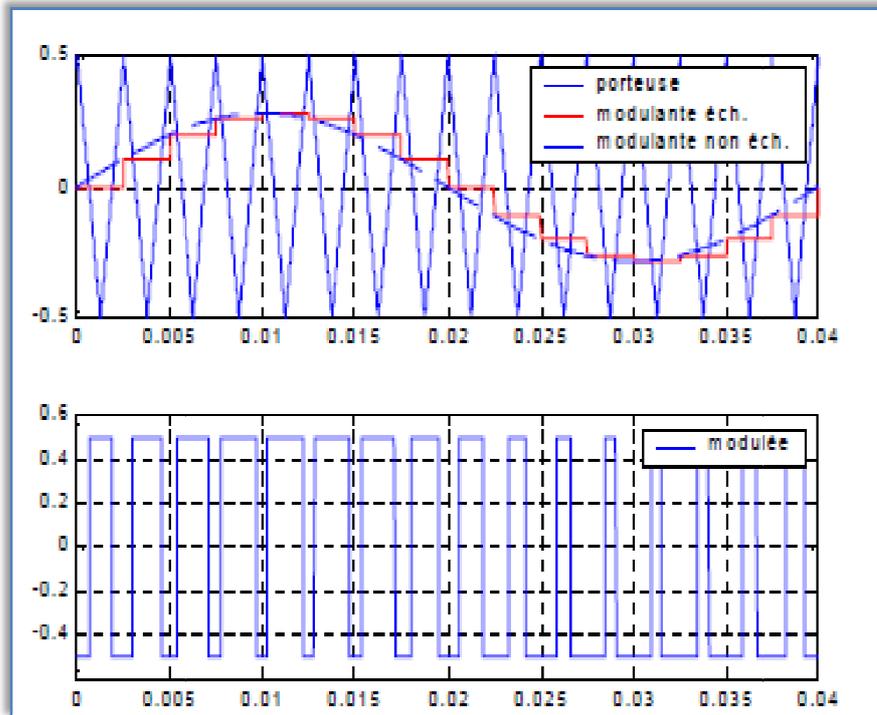


Figure III.12 : MLI régulière ou échantillonnée

Cette technique dérive de la triangulo-sinusoïdale. Elle consiste à comparer une porteuse triangulaire à une version discrétisée de la référence sinusoïdale. La technique a l'avantage de présenter des équations analytiques simples pour le calcul des angles de commutation. L'implantation de ces techniques sur ordinateur avec un algorithme de calcul des séquences de conduction, exige un temps de calcul très petit. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle produit des harmoniques impairs et décale le fondamental d'un retard qui peut être ajusté en avançant les angles de commutation. Cette technique en général, engendre des courants et des couples en régime statique très proche de ceux donnés par la triangulo-sinusoïdale quand l'indice de modulation m est très grand.

III.4.1.3 Technique à modulation algébrique direct

Cette technique consiste à découper avec une période T_d , un signal sinusoïdal S d'amplitude V_s en un certain nombre de portions M_d . L'aire de la portion du signal S pendant une période de découpage T_d et le rapport de V_s par le niveau de tension E constant à la sortie de l'onduleur sont déterminants pour le calcul des instants de commutation. Pour calculer les angles de conduction, on impose d'égaliser l'aire de la sinusoïde, à l'instant de découpage, avec la somme algébrique des aires positives et négatives de la tension MLI de niveau $+E$ ou $-E$.

Le calage imposé est tel que le milieu du créneau de tension est placé au milieu de la période de découpage. L'inconvénient est qu'elle possède des harmoniques de bas ordre. Elle engendre des courants distordus qui sont difficiles à filtrer par l'inductance de la machine.

III.4.1.4 Technique de modulation par tronçons

C'est une technique de modulation triphasée. Elle consiste à comparer trois tensions avec une onde porteuse formée de triangles unipolaires qui permettront la construction de trois tensions de ligne. Le gain en tension est amélioré, cela est dû à la forte concentration des impulsions. Les courants engendrés par cette technique présentent des pointes qui sont très importantes, par contre le couple électromagnétique présente des pulsations assez importantes de hautes fréquences.

III.5 Les perturbations électriques

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

- la fréquence,
- l'amplitude des trois tensions,
- la forme d'onde,
- le déséquilibre.

La mesure de ces paramètres permet de juger la qualité de la tension. Une détérioration de l'un d'entre eux ou de plusieurs à la fois laisse supposer la présence d'une anomalie dans le réseau électrique.

III.5.1 Creux et coupures brèves 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 (par convention) entre 90 % et 1% (CEI 61000-2-1, CENELEC EN 50160), ou entre 90 % et 10 % (IEEE 1159) d'une tension de référence (V_{ref}) suivie d'un rétablissement de la tension après un court laps de temps compris entre la demi-période fondamentale du réseau (10 ms à 50 Hz) et une minute [31].

Un creux de tension est schématiquement défini par une diminution ΔV_i de l'amplitude de la tension pendant un intervalle de temps t_i à l'intérieur duquel la tension est en permanence inférieure à sa valeur nominale V_n figure. III.13.

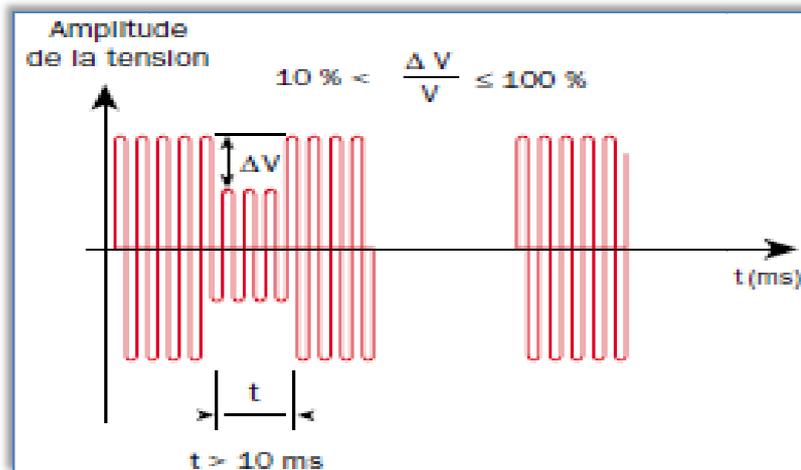


Figure III.13 : Creux et coupures brèves de tension

Plus précisément, et par convention, on appelle amplitude d'un creux de tension la différence entre la valeur efficace de la tension durant ce creux de tension et celle de la tension nominale du réseau, cette différence étant comprise entre 10 % et 100 % de la tension nominale. De même, on appelle durée d'un creux de tension l'intervalle de temps précité, qui est compris entre 10 ms et 1 s.

Un creux de tension peut affecter une phase isolément, deux phases ou les trois phases simultanément.

Les creux de tension sont comptabilisés lorsque la tension est inférieure au seuil bas de plage nominale figure. III.13.

Le nombre de creux de tension sur une année peut aller de quelques dizaines à un millier.

De la même manière, on définit une coupure brève ; elle consiste en un creux de tension de 100 % de la valeur nominale affectant une phase isolément ou les trois phases pendant un intervalle de temps compris entre 1 s et 1 min.

Les coupures brèves, dans les conditions normales, peuvent varier de quelques dizaines à plusieurs centaines par an et n'excèdent pas en durée 1 seconde.

III.5.1.1 Conséquences des creux et coupures brèves de tension

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

Les effets de telles charges peuvent augmenter considérablement lorsque de nombreux clients sont connectés sur la même branche. Dans le cas d'un moteur rotatif, l'influence des variations peut être dramatique pour le moteur lui-même. Ainsi, lorsqu'un défaut apparaît, tous les clients connectés au même niveau sur le réseau perçoivent les variations de tension.

La difficulté majeure consiste à mesurer exactement la durée et l'amplitude de ces variations de tension. Spécialement lorsque la variation de tension apparaît sur les trois phases avec des durées et des amplitudes différentes.

Utiliser des analyseurs de réseaux dits "triphasés" est devenu nécessaire afin d'analyser les trois phases simultanément.

III.5.2 Fluctuations rapides de tension et flicker

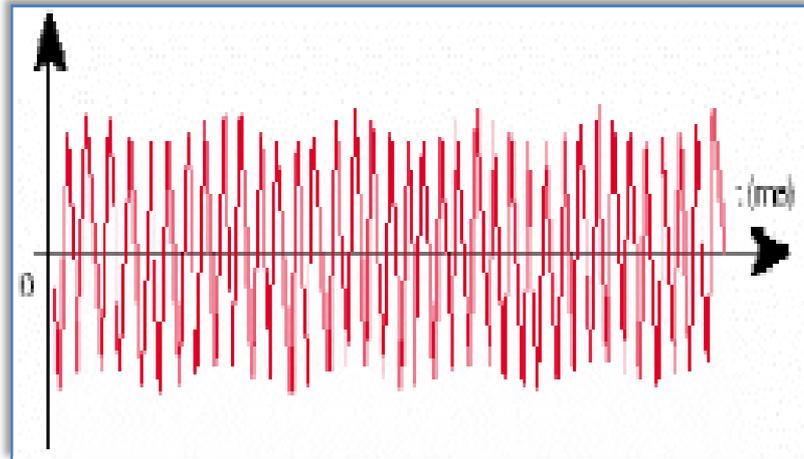


Figure III.14 : Variations rapide de la tension

La mise en ou hors service des appareils d'utilisation de l'énergie électrique et le fonctionnement de certains d'entre eux (soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.) entraînent des variations rapides de la tension, qui peuvent se manifester sous deux formes principales [31]:

- variations périodiques ou erratiques permanentes, conduisant à une composition spectrale de fréquences située dans la bande de 0,5 à 25 Hz ;
- à-coups de tension se produisant de façon systématique ou erratique à des intervalles de temps supérieurs à quelques secondes.

Ces variations rapides de tension sont provoquées par le fonctionnement d'appareils d'utilisation dont la puissance absorbée fluctue de manière rapide, tels que fours à arc, machines à souder, moteurs à couples pulsatoires ou à démarrages fréquents, laminoirs, etc.

III.5.2.1 Conséquences des fluctuations rapides de tension et flicker

Les moyens à mettre en œuvre pour se protéger du flicker résultent de l'estimation des perturbations de tension qu'entraînera le raccordement d'un appareil d'utilisation en un point donné d'un réseau. Pour pouvoir effectuer cette estimation, il est nécessaire de connaître :

- les relations existant entre le flicker et les fluctuations rapides de tension qui en sont responsable
- les procédés de mesure de ce genre de phénomène

- les limites correspondant à une sensation de gêne tolérable
- le comportement des principaux appareils susceptibles d'engendrer le flicker et la manière d'utiliser les notions précédentes à l'étude des conditions de leur raccordement au réseau.

III.5.3 Surtensions

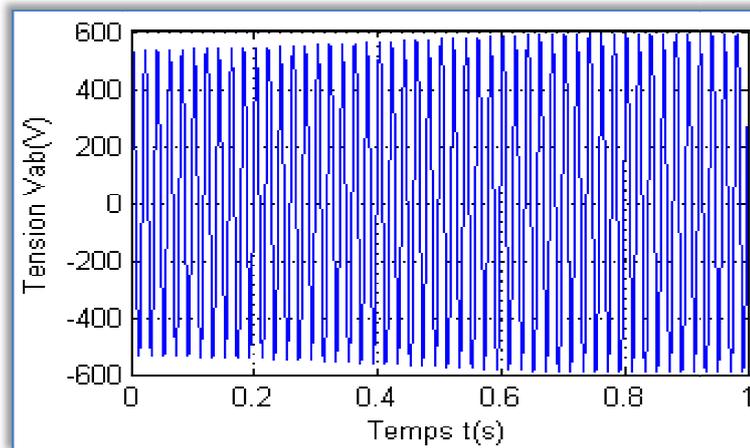


Figure III.15 : Surtensions

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête sort des limites d'un gabarit défini par une norme ou une spécification est une surtension [33].

Les surtensions sont de trois natures :

- temporaires (à fréquence industrielle),
- de manœuvre,
- d'origine atmosphérique (foudre).

Elles peuvent apparaître :

- en mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre),
- en mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre).

III.5.3.1 Les surtensions temporaires

Par définition elles sont à la même fréquence que celle du réseau (50 Hz ou 60 Hz). Elles ont plusieurs origines :

- Un défaut d'isolement

Lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la terre dans un réseau à neutre impédant ou isolé, la tension des phases saines par rapport à la terre peut atteindre la tension composée. Des surtensions sur les installations BT peuvent provenir des installations HT par l'intermédiaire de la prise de terre du poste HT/BT.

- La ferro-résonance

Il s'agit d'un phénomène oscillatoire non linéaire rare, souvent dangereux pour le matériel, se produisant dans un circuit comportant un condensateur et une inductance saturable.

Des dysfonctionnements ou des destructions de matériel mal élucidés lui sont volontiers attribués.

- La rupture du conducteur de neutre.
- Les appareils alimentés par la phase la moins chargée voient leur tension augmenter (parfois jusqu'à la tension composée).
- Les défauts du régulateur d'un alternateur ou d'un régleur en charge de transformateur
 - La surcompensation de l'énergie réactive
 - Les condensateurs shunt produisent une augmentation de la tension depuis la source jusqu'au point où ils se trouvent.

Cette tension est particulièrement élevée en période de faibles charges.

III.5.3.2 Les surtensions de manœuvre

Elles sont provoquées par des modifications rapides de la structure du réseau (ouverture d'appareils de protection...). On distingue :

- les surtensions de commutation en charge normale.
- les surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs.
- les surtensions provoquées par la manœuvre de circuits capacitifs (lignes ou câbles à vide, gradins de condensateurs).

Par exemple la manœuvre d'une batterie de condensateurs provoque une surtension transitoire dont la première crête peut atteindre 2 fois la valeur efficace de la tension du réseau et une surintensité transitoire de valeur crête pouvant atteindre 100 fois le courant assigné du condensateur.

III.5.3.3 Les surtensions atmosphériques

La foudre est un phénomène naturel apparaissant en cas d'orage. On distingue les coups de foudre directs (sur une ligne ou sur une structure) et les effets indirects d'un coup de foudre (surtensions induites et montée en potentiel de la terre)

III.5.4 Harmoniques

On entend par distorsion harmonique les déformations de l'onde de tension des réseaux, dont l'analyse spectrale révèle des fréquences rigoureusement multiples de la fréquence fondamentale et dont les valeurs excèdent peu souvent 2 kHz [31,35].

Un exemple de déformation de l'onde de tension à 50 Hz est donné sur la figure. III.16.

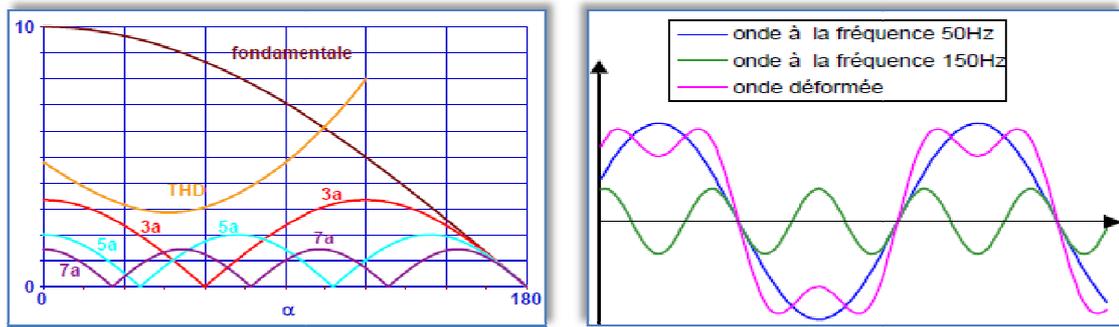


Figure III.16 : Harmonique

Les distorsions harmoniques sont des grandeurs aléatoires qui sont souvent la résultante de perturbations issues d'appareils distincts et transmises par le réseau. Cette transmission peut s'effectuer avec atténuation s'il n'y a pas résonance ou avec amplification dans le cas contraire.

Dans certains cas particuliers (moteurs à vitesse variable, cyclo-convertisseurs, etc.), des fréquences non multiples de la fréquence fondamentale apparaissent dans les réseaux ; on les appelle inter-harmoniques.

Toutes ces harmoniques peuvent être additionnées : la résultante en est le THD (Total Harmonics Distortion). Le domaine des fréquences qui correspond à l'étude des harmoniques est généralement compris entre 100 et 2000 Hz, soit de l'harmonique de rang 2 jusqu'à l'harmonique de rang 40. Les niveaux maxima rang par rang sont définis dans les normes (CEI 61000-2-2) pour la BT.

III.5.4.1 Conséquences des distorsions harmoniques

Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques : troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie... Les échauffements supplémentaires induits peuvent, à moyen terme, diminuer la durée de vie des machines tournantes, des condensateurs, des transformateurs de puissance et des conducteurs de neutre.

III.5.5 Déséquilibre

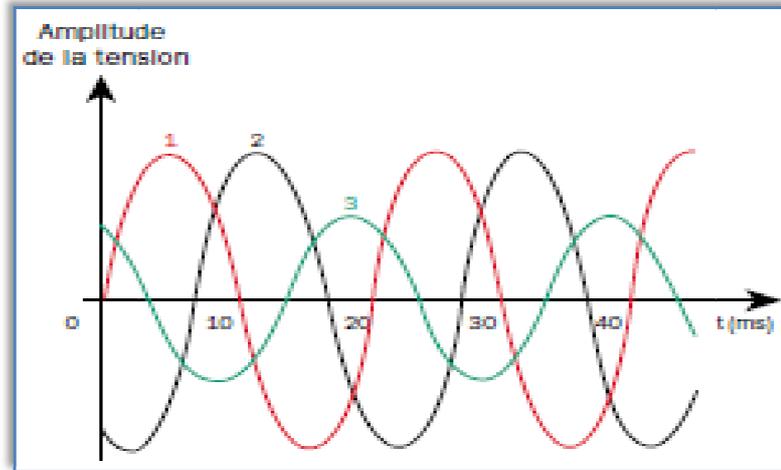


Figure III.17 : Déséquilibre de tensions

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de 120° [32]. Le degré de déséquilibre est défini en utilisant la méthode des composantes de Fortescue par le rapport de la composante inverse (U_{1_i}) (ou homopolaire (U_{1_0})) du fondamental à celui de la composante directe (U_{1_d}) du fondamental.

$$\Delta U_i = \frac{U_{1_i}}{U_{1_d}} \text{ et } \Delta U_0 = \frac{U_{1_0}}{U_{1_d}}$$

La formule approchée suivante peut aussi être utilisée :

$$\Delta U_i = \max_i \frac{V_i - V_{\text{moy}}}{V_{\text{moy}}}$$

Avec V_i : la tension de la phase i

$$V_{\text{moy}} = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3}$$

III.5.5.1 Conséquences des déséquilibres

La tension inverse (ou homopolaire) est provoquée par les chutes de tension le long des impédances du réseau dues aux courants inverses (ou homopolaire) produits par les charges déséquilibrées qui conduisent à des courants non identiques sur les trois phases (charges BT connectées entre phase et neutre, charges monophasées ou biphasées MT telles que machines à souder et fours à induction).

Les défauts monophasés ou biphasés provoquent des déséquilibres jusqu'au fonctionnement des protections.

Sachant que la composante inverse provoque des couples de freinage parasites et des échauffements supplémentaires dans les machines tournantes à courant alternatif.

En pratique, un taux de déséquilibre de tension de 1 % pendant une longue période, et 1,5 % de moins de quelques minutes est acceptable.

III.5.6 Bosse de tension

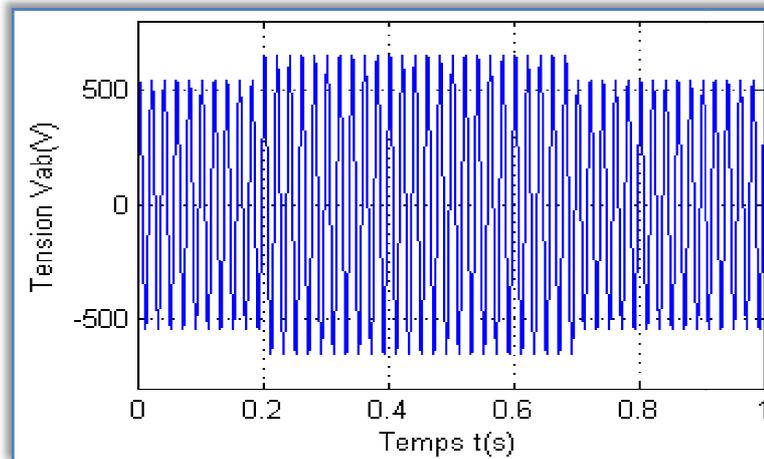


Figure III.18 : Bosse de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au dessus de la tension nominale 1.1 p.u pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

III.5.7 Chutes de tension

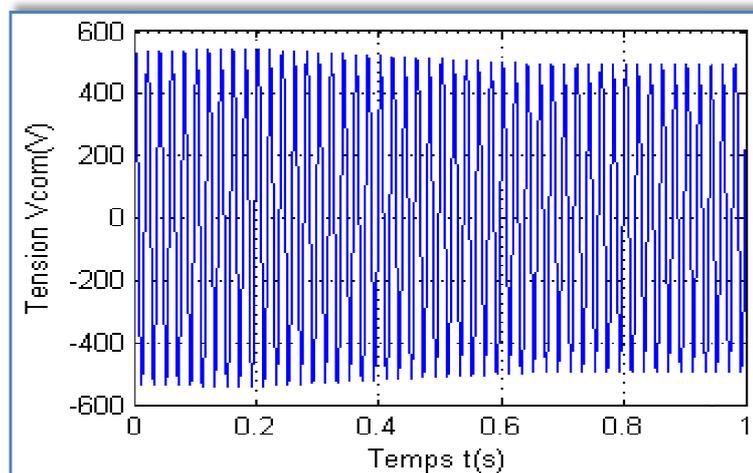


Figure III.19 : Chute de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension figure. III.19.

La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante [33].

III.5.8 Fluctuations de la fréquence

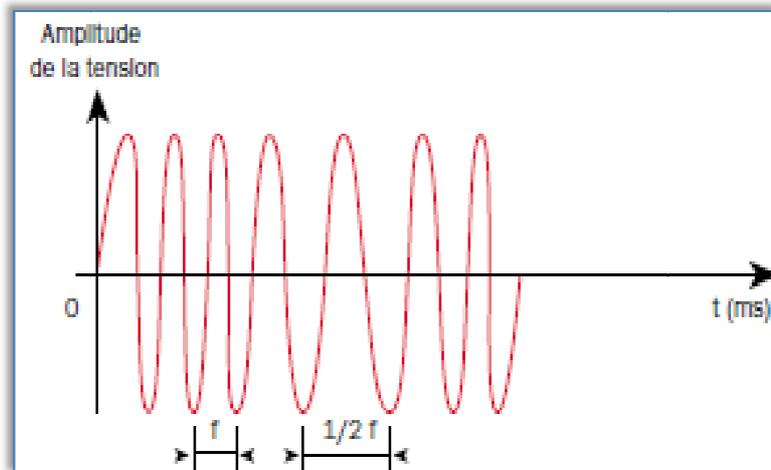


Figure III.20 : Fluctuations de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ figure. III.20 [34].

III.5.9 Le synchronisme et la rupture de synchronisme

III.5.9.1 Le synchronisme

C'est le fonctionnement à la même fréquence de toutes les centrales interconnectées autour de 50 Hz. Pour comprendre, prenons l'exemple d'un tandem pour illustrer la problématique du maintien du synchronisme.

Pour que le tandem roule normalement, il faut que les deux cyclistes pédalent à la même allure. Dans un réseau électrique, cela revient à dire que toutes les centrales connectées doivent fonctionner à la même fréquence. C'est le synchronisme [36].

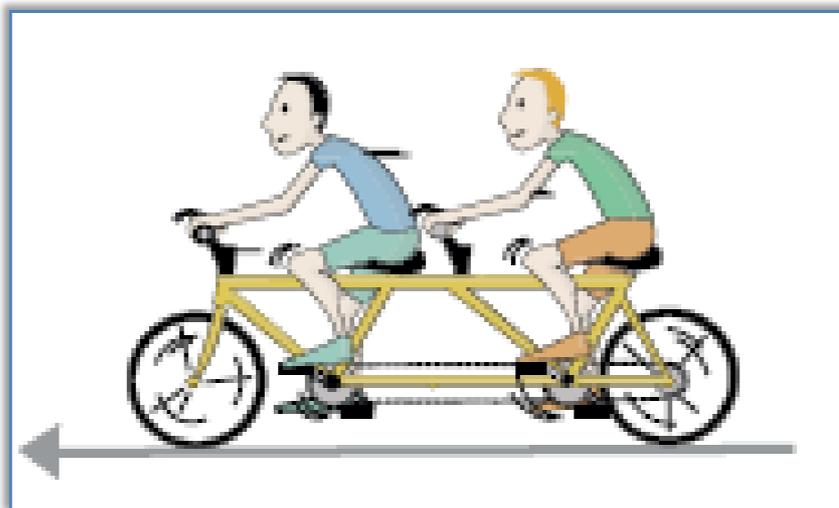


Figure III.21 : Synchronisme

III.5.9.2 La rupture de synchronisme

C'est le fait qu'une centrale ou un groupe de centrales fonctionne durablement (quelques secondes) à une fréquence différente des autres centrales interconnectées sur le même réseau. Cela se produit dans certaines situations, comme par exemple à la suite d'un court-circuit.

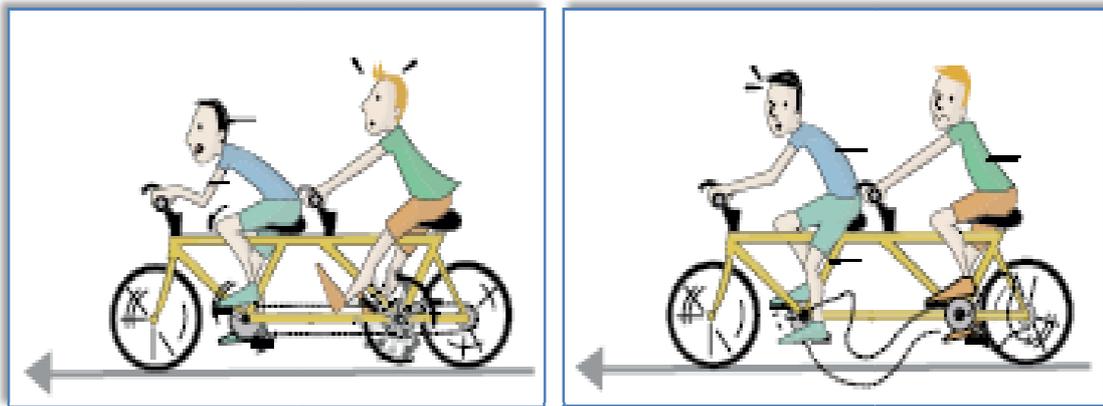


Figure III.22 : La rupture de synchronisme

Dans l'exemple du tandem, si l'un des deux cyclistes se met à accélérer, le second est entraîné et doit accélérer à son tour pour que le tandem roule normalement.

Mais, si l'un des deux cyclistes freine alors que l'autre tente de pédaler, la chaîne du vélo risque de rompre.

III.5.9.3 Conséquences de la rupture de synchronisme

La tension observée en certains points du réseau se met à osciller (clignotement des ampoules chez le consommateur, vibrations et échauffements des moteurs industriels et dans les appareils domestiques pouvant aller jusqu'à l'arrêt...). Dans les centrales, des contraintes mécaniques apparaissent sur les matériels, notamment des contraintes vibratoires et de torsion des arbres des machines, qui dans la zone découpée est trop important, il y a un risque que les groupes de production se déconnectent du réseau, ce qui entraîne la mise hors tension de la zone (« blackout » localisé de la zone).

Pour une installation composée de plusieurs onduleurs comportant chacun une protection de découplage répondant aux spécifications DIN, on admettra que la fonction de protection de découplage de l'ensemble est correctement assurée par ces dispositifs.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales structures des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique. Ainsi que le concept de la conversion multi-niveau d'énergie. Une brève présentation des trois principales topologies de ces convertisseurs a été faite, ressortant ainsi leurs principales caractéristiques.

De manière générale plus le nombre de niveaux de la tension générée par le convertisseur est grand, plus faible sera son taux de distorsion harmonique.

Dans toutes les topologies de convertisseurs multi-niveaux existant, plus ce nombre de niveaux est élevé, plus compliquée devient la structure du convertisseur. Son coût et la complexité de sa commande s'en trouvent augmentés, et sa fiabilité s'en trouve réduite.

Nous avons aussi présenté les principales stratégies de modulation généralement employées pour la commande des convertisseurs multi-niveaux. Celles-ci ne dépendent pas de la topologie du convertisseur, mais seulement du nombre de niveaux qu'on veut obtenir à leur sortie.

Grâce à ses performances élevées, la technique à MLI sinusoïdale est la plus utilisée pour la commande des onduleurs à deux niveaux. Pour les mêmes raisons, elle est aussi utilisée dans les onduleurs multi-niveaux.

Pour un réseau d'énergie, en tenant compte des paramètres caractérisant la tension, on a recensé quatre possibilités principales de perturbations et leurs combinaisons éventuelles, qui sont les suivantes.

- fluctuations de la fréquence autour de 50 Hz.
- variations de l'amplitude.
- modifications de la forme d'onde de la tension.
- dissymétrie du système triphasé, que l'on appelle déséquilibre.

Il convient d'ajouter à cette brève énumération les surtensions temporaires (ou fugitives) BT, à 50 Hz, et les variations transitoires de tension, de fréquences égales, au plus, à quelques dizaines de kilohertz.

Chapitre IV

Modélisation et simulation d'GPV
connecte au réseau électrique triphasé

Chapitre IV

Modélisation et simulation d'un GPV connecté au réseau électrique triphasé

IV.1 Introduction

Il existe différentes topologies de gestion des GPV connectés au réseau électrique triphasé. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un GPV raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue générée par les panneaux solaires en puissance alternative .

Ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation.

Dans ce chapitre on présente le système photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé ainsi que les modèles mathématiques de ses différents constituants, puis on explique le principe de la boucle à verrouillage de phase PLL utilisée dans le contrôle de ce système PV.

Enfin on procède à la simulation de ce système et on prélève les différentes caractéristiques afin de voir la qualité de la commande utilisée.

Pour un consommateur, le réseau électrique devrait idéalement être vu, de l'endroit où il prend son énergie électrique, comme une source de tension alternative parfaite. Pour cela, les compagnies d'électricité s'efforcent de maintenir l'amplitude et la fréquence de la tension le plus près possible de leur valeur nominale sur tout le réseau électrique.

Afin de protéger le système photovoltaïque de toutes ces perturbations un mécanisme de protection est mis en place. Pour vérifier son bon fonctionnement on l'intègre au système PV et on réalise la simulation de l'ensemble.

IV.2 Présentation d'un système PV raccordé au réseau électrique triphasé

Cette structure est la plus basique et ne nécessite qu'un onduleur. Néanmoins, quelques adaptations sont nécessaires pour assurer un bon fonctionnement du système.

Il est impératif de mettre en série un nombre suffisant de panneaux solaires pour avoir la tension adéquate au niveau du bus continu pour permettre le bon fonctionnement de l'onduleur.

La tension qui permet d'extraire le maximum de puissance pour différents éclairagements $V_{DCref} = V_{MPPT}$ donnée par le block MPPT se situe dans une plage réduite. Cette plage ne pouvant être dépassée pour le fonctionnement de l'ensemble [37].

L'extraction du maximum de puissance va dépendre de la tension du bus continu.

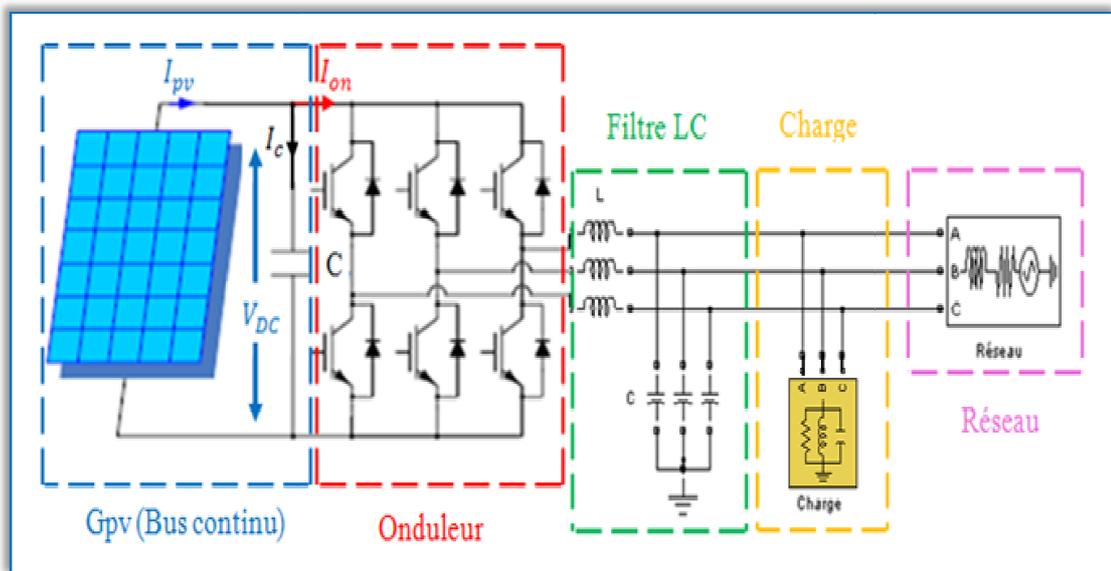


Figure IV.1: Schéma de principe de raccordement d'un système photovoltaïque au réseau électrique triphasé

IV.2.1 Poursuite du point de puissance maximal MPPT

Pour notre travail on a utilisé l'algorithme de l'accroissement de la conductance INC pour son bon rapport qualité prix et la facilité dans son implantation (déjà vu dans le deuxième chapitre) [46].

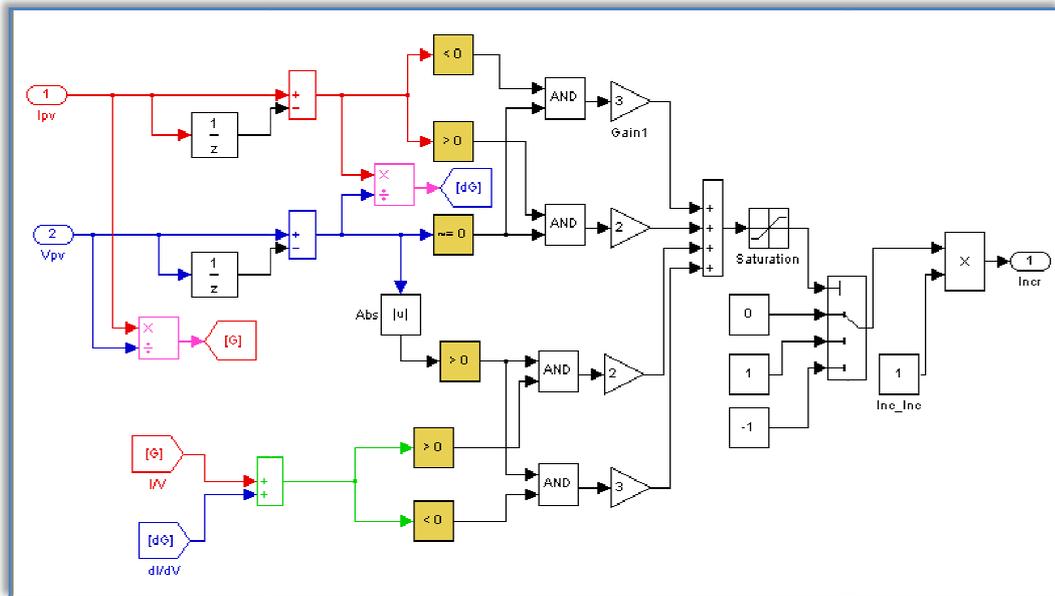


Figure IV.2: Schéma bloqué d'INC MPPT sous MATLAB Simulink

IV.2.2 Régulation de la tension du bus continu

La tension du bus continu est réglée par un correcteur PI paramétré en fonction de la valeur du condensateur et de la dynamique de boucle Figure IV.3.

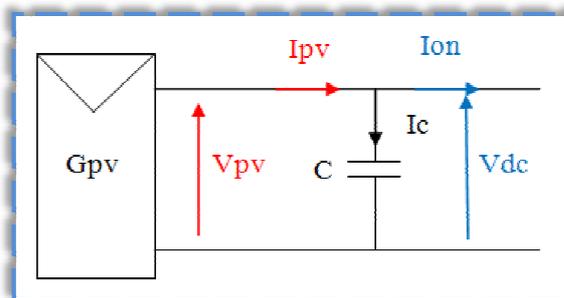


Figure IV.3: Bus continu

$$I_{PV} = I_C + I_{ON} \quad (4.1)$$

$$I_C = C \frac{dV_{DC}}{dt} \quad (4.2)$$

$$I_{PV} = C \frac{dV_{DC}}{dt} + I_{ON} \Rightarrow C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{PV} - I_{ON}$$

$$C.S.V_{DC} = I_{PV} - I_{ON}$$

$$V_{DC} = \frac{I_{PV} - I_{ON}}{C.S} \quad (4.3)$$

Comme :

$$P_{DC} = P_R \quad (4.4)$$

$$P_{DC} = I_{ON} \cdot V_{DC} \quad (4.5)$$

$$P_R = 3 \cdot V_s \cdot I_s = \frac{2}{3} \cdot V_R^d \cdot I_R^d \quad (4.6)$$

$$I_{ON} = \frac{2}{3 \cdot V_{DC}} \cdot V_R^d \cdot I_R^d$$

$$V_{DC} = \frac{1}{C \cdot s} \left(I_{PV} - I_R^d \cdot \frac{2 \cdot V_R^d}{3 \cdot V_{DC}} \right) \quad (4.7)$$

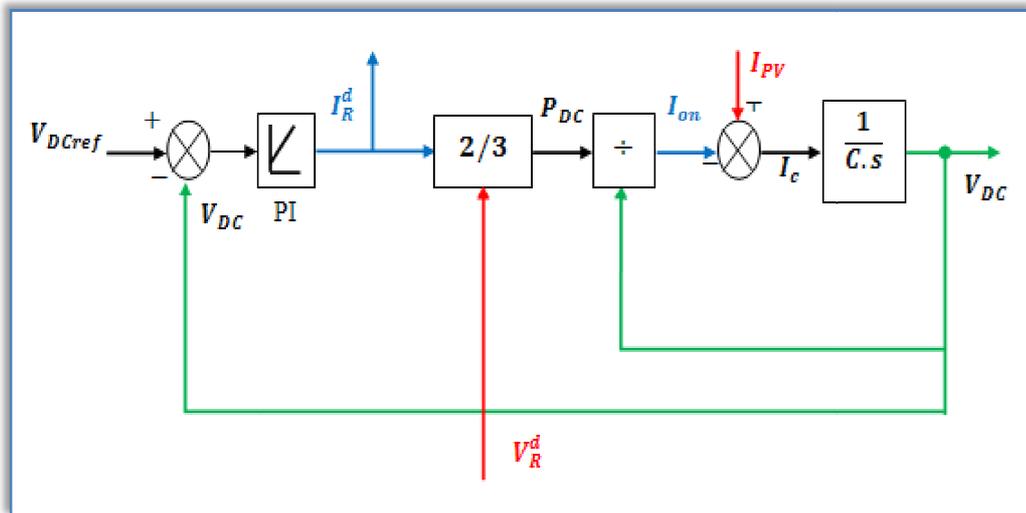


Figure IV.4: Boucle de la régulation de la tension du bus continu

Avec :

P_{dc} : Puissance du bus continue produite par le GPV

P_R : Puissance fournie au réseau

V_s : Tension efficace à la sortie de l'onduleur

I_s : Courant efficace à la sortie de l'onduleur

V_R^d : Projection de la tension V_s sur l'axe d du repère de Park

I_R^d : Projection du courant I_s sur l'axe d du repère de Park

a) Evaluation de la capacité C à l'entrée de l'onduleur

Le dimensionnement de la capacité coté continu est déterminé pour limiter les ondulations de la tension continue en partant d'une analyse en monophasé [38], l'ondulation de la tension est donnée par l'équation suivante :

$$\Delta V = \frac{1}{C} \int \frac{P_0(t)}{V_{DCref}} dt = \frac{V.I}{2.C.V_{DCref}} \sin 2\omega t \tag{4.8}$$

L'ondulation maximale ΔV_m donne la valeur de la capacité

$$C = \frac{P_0}{\omega.V_{DCref}.\Delta V_m} \tag{4.9}$$

Pour les conditions standards ($E=1000W/m^2$ et $T=25^\circ$)

$$P_0 = 3KW$$

$$V_{DCref} = 693V$$

$$\Delta V_m = 2V$$

$$C = 6,95.10^{-3}F$$

b) Calcul des paramètres du régulateur PI

Pour le calcul des paramètres du régulateur PI [39] on suppose que la tension

$$V_{DC} = V_{DCref}$$

On aura donc :

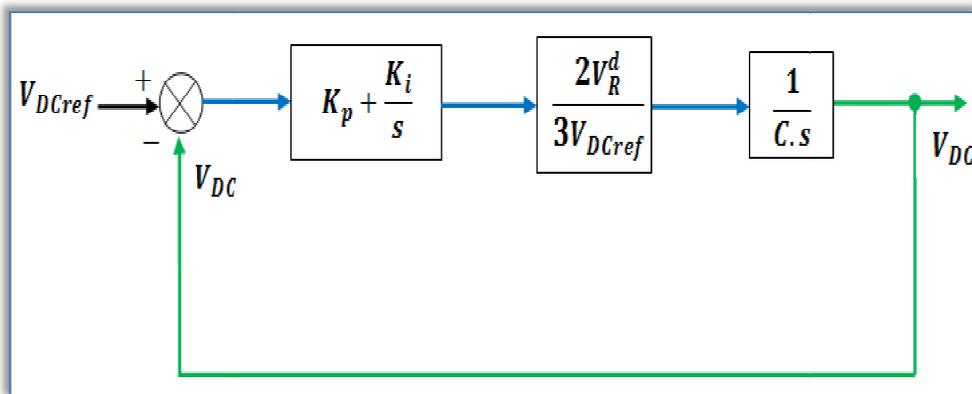


Figure IV.5: Boucle de calcul des paramètres du régulateur PI

En pose alors :

$$\frac{2V_R^d}{3V_{DCref}} = K_c$$

En boucle ouverte on aura :

$$\begin{aligned} F_{TBO} &= \frac{V_{DC}}{V_{DCref}} = \frac{K_c}{C.s} \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \\ &= \frac{K_c}{C.s^2} (s.K_p + K_i) \end{aligned} \quad (4.10)$$

En boucle fermé :

$$\begin{aligned} F_{TBF} &= \frac{\frac{K_c}{C.s^2} (s.K_p + K_i)}{1 + \frac{K_c}{C.s^2} (s.K_p + K_i)} \\ &= \frac{K_c (s.K_p + K_i)}{C.s^2 + K_c (s.K_p + K_i)} \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$F_{TBF} = \frac{K_c (s.K_p + K_i)}{C} \times \frac{1}{s^2 + \frac{K_c.K_p}{C}.s + \frac{K_c.K_i}{C}}$$

D'où l'équation caractéristique de notre système:

$$s^2 + \frac{K_c.K_p}{C}.s + \frac{K_c.K_i}{C} = 0 \quad (4.12)$$

C'est une équation du second ordre qui peut s'écrire sous la forme :

$$s^2 + 2\xi\omega_n.s + \omega_n^2 = 0 \quad (4.13)$$

$$\frac{K_c.K_p}{C} = 2\xi\omega_n$$

Et

$$\frac{K_c.K_i}{C} = \omega_n^2$$

$$\omega_n = \frac{K_c.K_p}{2\xi C}$$

$$\frac{K_c.K_i}{C} = \left(\frac{K_c.K_p}{2\xi C} \right)^2$$

$$K_i = \frac{K_c}{4\xi^2 C} \times K_p^2$$

On a pris :

$$\xi = 0,7$$

$$C = 6.95\text{mF}$$

$$K_c = \frac{2V_R^d}{3V_{DCref}} = \frac{2.380}{3.693}$$

$$K_c = 0,366$$

$$K_i = \frac{0.366}{4.6,95 \cdot 10^{-3} \cdot 0.49} \times K_p^2$$

$$K_i = 26,87 \times K_p^2$$

Si on prend :

$$K_p = 2$$

Alors :

$$K_i = 107.48$$

IV.2.3 L'Onduleur de tension

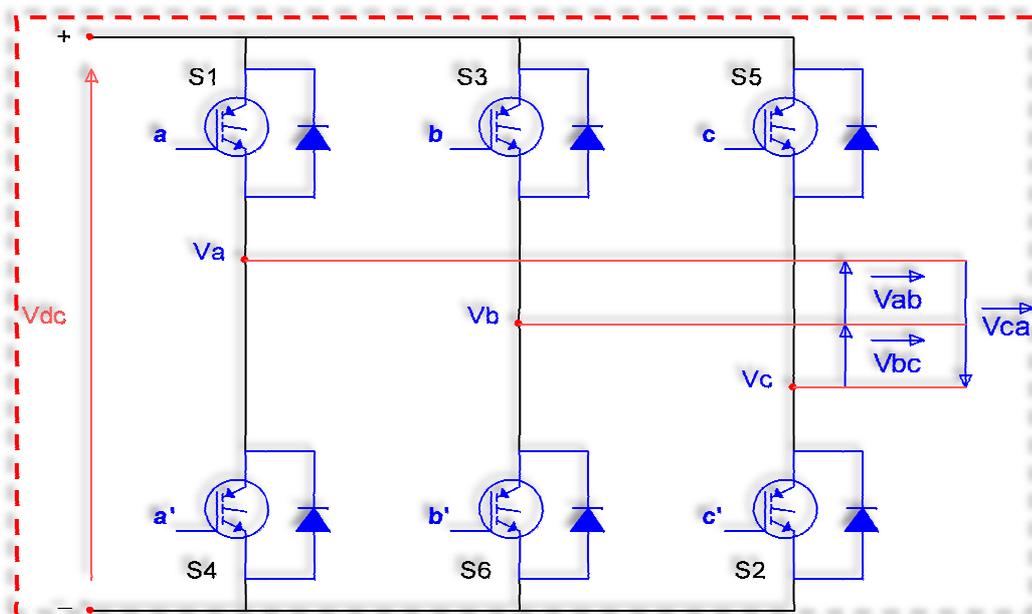


Figure IV.6: L'onduleur

a) Modélisation de l'onduleur

Le rapport entre le vecteur de variable de commutation $[a \ b \ c]^T$ et le vecteur des tensions entre phases $[V_{ab} \ V_{bc} \ V_{ca}]^T$ est donné par :

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = V_{DC} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

En outre, le rapport entre le vecteur des variables de commutation $[a \ b \ c]^T$ et le vecteur des tensions de phase $[V_a \ V_b \ V_c]^T$ peut être exprimé ci-dessous.

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Les tensions de référence, de l'onduleur triphasé, permettant de générer un système de tension triphasé équilibré sont définies par le système:

$$V_{rref} = V_m \cdot \sin(\omega t) \quad (4.16)$$

$$V_{sref} = V_m \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (4.17)$$

$$V_{tref} = V_m \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (4.18)$$

IV.2.4 Le filtre LC

Les systèmes à commutation forcée de type onduleur de tension avec commande rapprochée de type MLI ou autres vectorielles et modes glissants génèrent des harmoniques dits de découpage. L'effet de ces harmoniques est masqué dans beaucoup de travaux du fait que le réseau auquel le convertisseur est raccordé est supposé parfait.

Ce n'est évidemment pas le cas dans la réalité où un raccordement direct peut conduire à des dysfonctionnements majeurs. Afin d'éliminer ces harmoniques de découpage on insère un filtre entre le convertisseur et le réseau dans la plupart des compensateurs de tension. Un filtre passe bas permet de réaliser cet objectif.

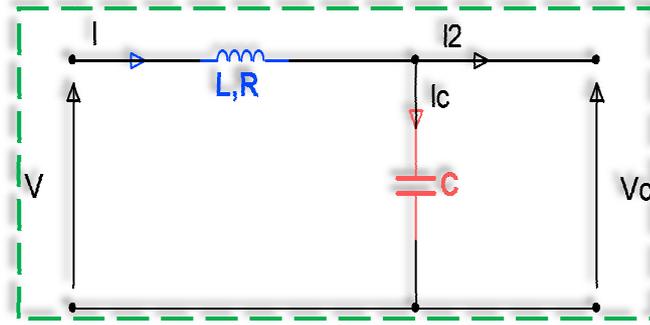


Figure IV.7: Schéma équivalent d'un filtre LC

Toutefois, le comportement du filtre pour les fréquences comprises dans sa bande passante est loin d'être parfait, essentiellement dû aux chutes de tension produites dans le filtre par le courant de sortie. La nécessité d'avoir une tension précise en sortie amène à étudier de manière approfondie la commande.

a) Le modèle monophasé du filtre LC

$$\frac{dx}{dt} = Ax(t) + B_1 \cdot V(t) + B_2 \cdot I_2(t) \quad (4.19)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{dI}{dt} \\ \frac{dV_c}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I \\ V_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \cdot V + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \cdot I_2 \quad (4.20)$$

L'entrée du système est la tension de l'onduleur V la sortie est la tension du condensateur V_c tandis que le courant de sortie I_2 se comporte comme une perturbation (du fait de la chute de tension qu'il produit dans l'inductance et de son contenu harmonique). La fonction de transfert du système est :

$$V_c(s) = \frac{1}{LCs^2 + RCs + 1} \cdot V(s) - \frac{Ls + R}{LCs^2 + RCs + 1} \cdot I_2(s) \quad (4.21)$$

Le schéma-bloc représentatif des équations ci-dessus est donné par la figure. IV.7.

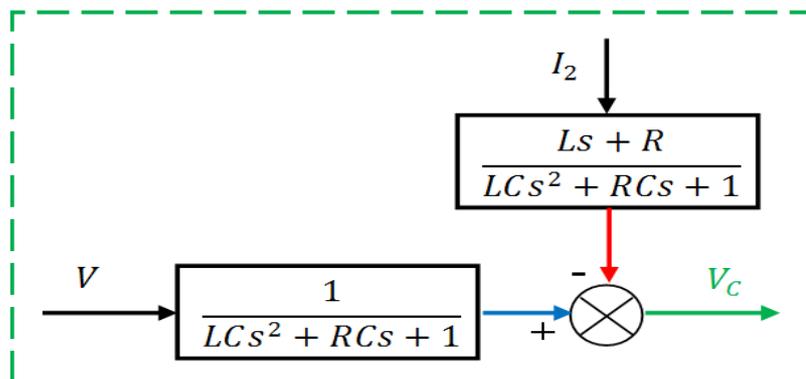


Figure IV.8: Schéma-bloc représentatif du filtre LC.

➤ On peut aussi écrire les équations du système triphasé dans un repère fixe

$$\begin{bmatrix} \frac{dI_\alpha}{dt} \\ \frac{dI_\beta}{dt} \\ \frac{dV_{c\alpha}}{dt} \\ \frac{dV_{c\beta}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{1}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ V_{c\alpha} \\ V_{c\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ I_{2\alpha} \\ I_{2\beta} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

➤ Et dans un repère tournant :

$$\begin{bmatrix} \frac{dI_d}{dt} \\ \frac{dI_q}{dt} \\ \frac{dV_{cd}}{dt} \\ \frac{dV_{cq}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega & -\frac{1}{L} & 0 \\ -\omega & -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 & 0 & \omega \\ 0 & \frac{1}{C} & -\omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ V_{cd} \\ V_{cq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ I_{2d} \\ I_{2q} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

b) Calcul des paramètres L et C du filtre passe bas [37]

A vide $I_2 = 0$ et si on néglige la résistance interne de la bobine ($R=0$)

Alors :

La fonction de transfert du filtre devient :

$$F_T(s) = \frac{V_c(s)}{V(s)} = \frac{1}{LCs^2 + 1} \quad (4.24)$$

Comme : $s = j\omega$

Alors :

$$F_T(j\omega) = \frac{V_c(j\omega)}{V(j\omega)} = \frac{1}{LC(j\omega)^2 + 1}$$

$$F_T(j\omega) = \frac{1}{1 - LC\omega^2}$$

Pour que ce filtre fonctionne sans qu'il y ait diminution de l'amplitude du signal de sortie il faut que :

$$|F_T(j\omega)| = 1$$

D'où :

$$1 = LC\omega_c^2 \quad (4.25)$$

Comme : $\omega_c = 2 \cdot \pi \cdot f_c$

Ou : f_c est la fréquence de coupure (résonance) du filtre LC

$$L = \frac{1}{4\pi^2 f_c^2 C}$$

Le choix des valeurs de l'inductance et de la capacité, peut être obtenu en posant la condition simple qui consiste à éliminer les harmoniques d'ordre supérieur à deux, ceci étant vérifié par le fait qu'elles ont une fréquence égale ou supérieur à deux fois celle du fondamental.

Dans notre cas on a choisis de prendre :

$$f_c = \frac{f_d}{10}$$

Comme : $f_d = 10\text{KHz}$

Donc : $f_c = 1\text{KHz}$

$$LC = \frac{1}{4\pi^2 f_c^2} = \frac{1}{4\pi^2 \cdot 10^6}$$

$$LC = 0,0253 \cdot 10^{-6}$$

Si on prend:

$$C = 70\mu F$$

Alors :

$$L = \frac{0,0253 \cdot 10^{-6}}{70 \cdot 10^{-6}}$$

$$L = 360\mu H$$

c) Influence du filtre LC

Le filtre LC élimine les harmoniques de découpage presque parfaitement et son comportement est quasiment idéal lorsqu'on travail à vide (courant de sortie nul) et avec de signaux de fréquences voisines de la fréquence fondamentale. Ainsi la figure. IV.9 montre la tension de consigne et de sortie du filtre (à gauche) ainsi que le spectre de l'erreur de poursuite (à droite) pour un onduleur qui travaille à vide, à une fréquence de découpage de 10kHz et avec une consigne de 380V d'amplitude (50 Hz). Les caractéristiques du filtre utilisé sont :

$C = 70\mu F$ et $L = 360\mu H$. On constate que THD est négligeable (0.46%) et que les harmoniques de découpage sont presque complètement éliminés.

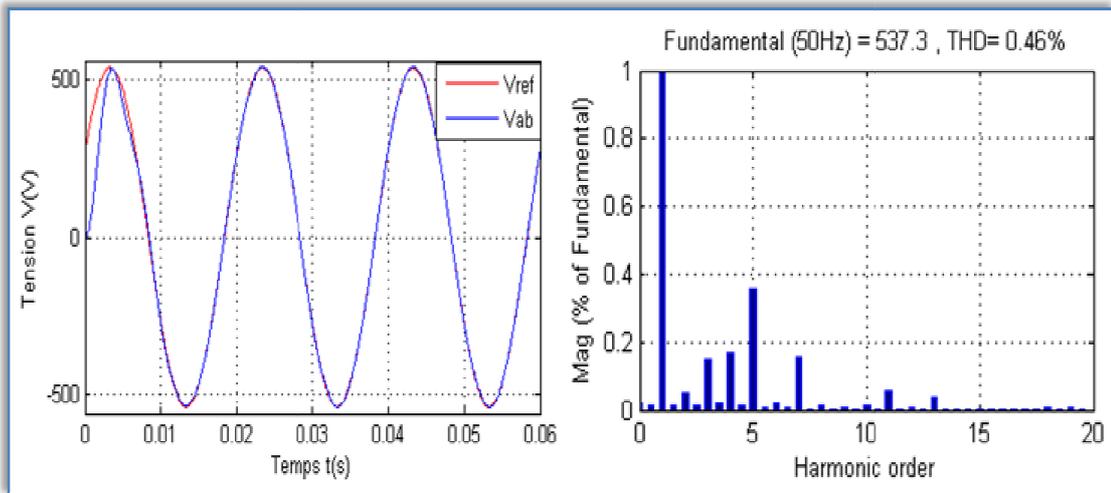


Figure IV.9: Tension de consigne et de sortie (à gauche) et le spectre de l'erreur (à droite) (50Hz – à vide)

Néanmoins le courant de charge provoque des chutes de tension dans le filtre et par conséquent un écart plus important entre la consigne et la tension de sortie, ainsi l'augmentation d'harmoniques [40]

La figure ci-dessous montre la tension de consigne et de sortie du filtre (à gauche) ainsi que le spectre de l'erreur de poursuite (à droite) pour l'onduleur présenté ci-dessus mais cette fois-ci en place une charge. On remarque que l'allure de la tension de sortie est bien sinusoïdale mais elle contient un niveau d'harmonique élevé avec un THD de (1.45%).

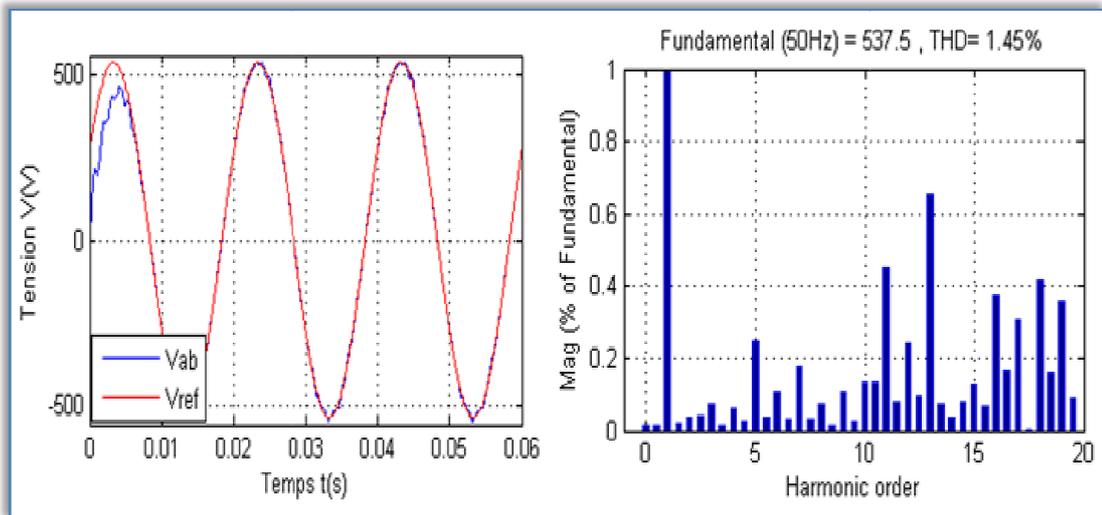


Figure IV.10: Tension de consigne et de sortie (à gauche) et le spectre de la tension de sortie (à droite)(50Hz – en charge)

IV.2.5 Le réseau électrique

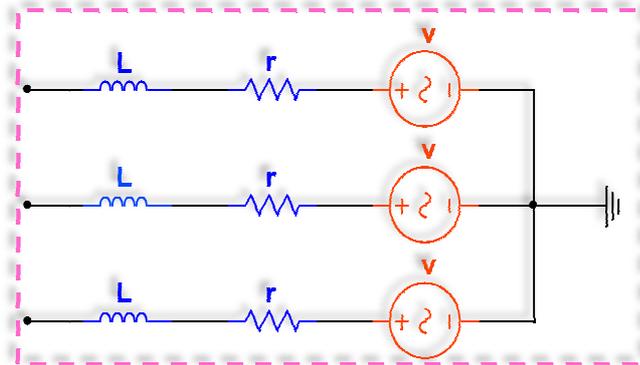


Figure IV.11: Réseau électrique triphasé 380v/50Hz

Ce réseau doit prendre en considération plusieurs aspects importants comme :

La puissance de court circuit de la source, la consommation des différentes charges, la chute de tension due aux impédances de lignes. Il permet ainsi d'avoir un comportement se rapprochant de la réalité en fonctionnement normal. Il donne aussi la possibilité d'effectuer certains défauts

IV.2.6 La boucle à verrouillage de phase

Ce système a été introduit en 1932 par un ingénieur français, De Bellescize [41]. Il s'agit d'un système bouclé destiné à asservir la phase instantanée du signal de sortie $\varphi_s(t)$ sur la phase instantanée du signal d'entrée $\varphi_e(t)$. Ce système permet d'asservir la fréquence du signal de sortie $f_s(t)$ sur la fréquence du signal d'entrée $f_e(t)$. Un tel système est à la base d'innombrables circuits d'électronique : détection synchrone et démodulation d'amplitude, de fréquence (FM et FSK), synthèse de fréquences, télécommunications numériques...

IV.2.6.1 Principe de fonctionnement d'une PLL analogique

Un **oscillateur commandé en tension** (V_{CO}) délivre une fréquence f_s dont la valeur dépend de la tension appliquée U_s sur son entrée de commande. Cette fréquence est comparée à la fréquence de référence f_e en passant par l'intermédiaire des phases instantanée des signaux φ_e et φ_s .

Le **comparateur de phase** donne en temps réel l'écart (ou l'erreur) \mathfrak{E} de phase entre la source de référence et le V_{CO} . Cette information est filtrée puis appliquée à l'entrée U_s de commande du V_{CO} . Ainsi, la fréquence f_s est en permanence corrigée pour rester égale à celle de la source.

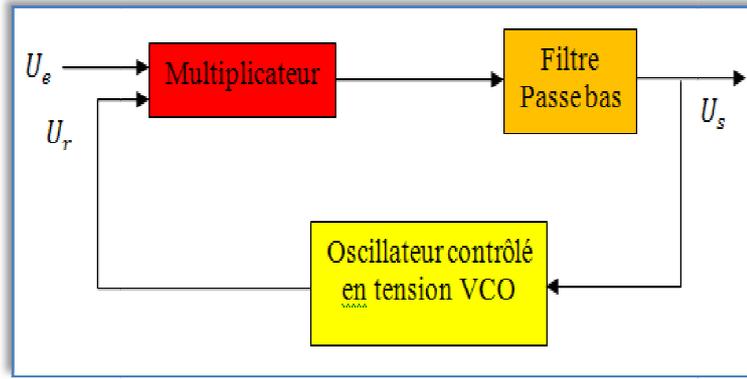


Figure IV.12: Schéma synoptique d'une boucle à verrouillage de phase

IV.2.6.2 PLL triphasé dans le domaine de Park

Dans les applications réseau électrique, la PLL sert essentiellement à estimer et filtrer la phase et l'amplitude instantanée du phaseur équivalent d'un système triphasé.

La figure. IV.13. montre la structure classique d'une PLL triphasée

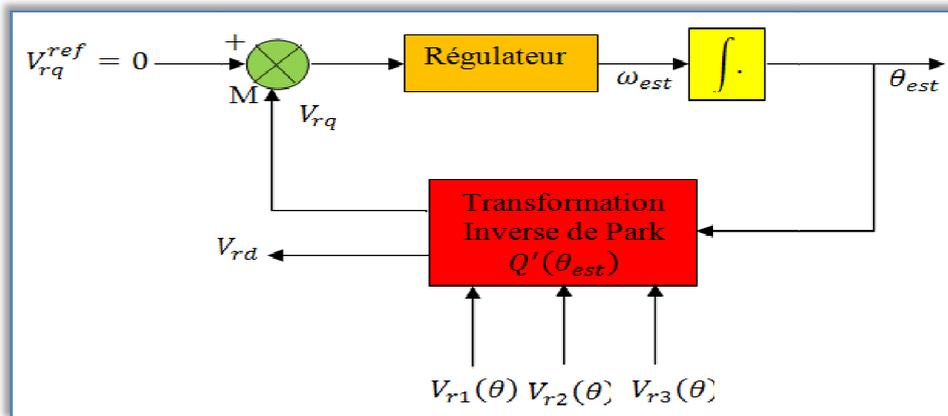


Figure IV.13: Le principe de la PLL dans le domaine de Park

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 égal à l'angle du réseau θ .

L'application de la transformation inverse de Park d'angle θ_{est} sur le système de tension triphasée du réseau d'angle θ conduit aux expressions suivantes pour V_{rd} et V_{rq} .

$$\begin{bmatrix} V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix} = \sqrt{3}V \begin{bmatrix} \sin(\theta - \theta_{est}) \\ -\cos(\theta - \theta_{est}) \end{bmatrix} = \sqrt{3}V \begin{bmatrix} \sin(\Delta\theta) \\ -\cos(\Delta\theta) \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Avec : $\Delta\theta = \theta - \theta_{est}$

On constate qu'il s'agit d'un système fortement non linéaire. Pour synthétiser le correcteur, on se base sur un modèle linéarité pour des faibles variations de la phase.

L'approximation $\sin(\Delta\theta) \approx \Delta\theta$ conduit alors au modèle présenté sur la figure ci-dessous qui permet une synthèse aisée du correcteur placé dans cette boucle.

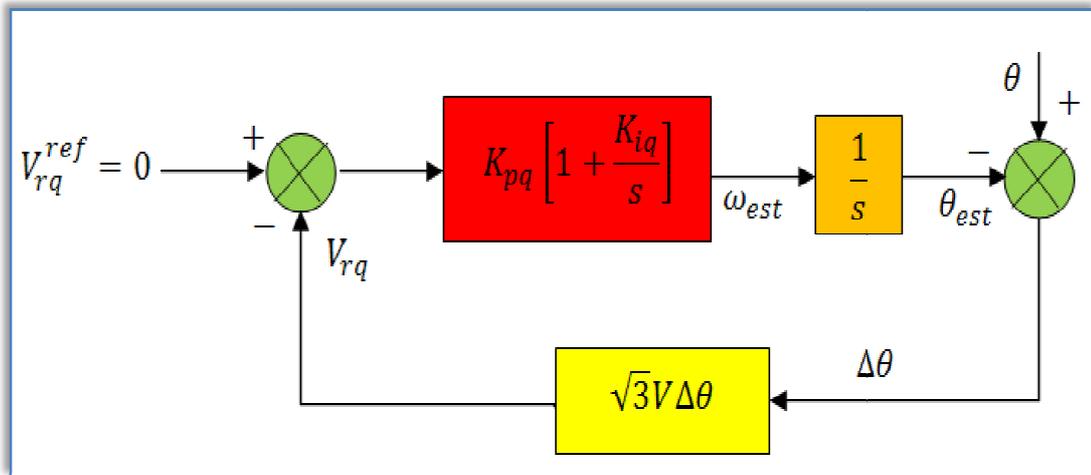


Figure IV.14: Modèle linéaire de la boucle de phase

Ce système du 2^{ème} ordre, ainsi constitué, est caractérisé par les deux paramètres classiques : ξ et ω_n et qui conditionnent l'allure de la réponse.

IV.2.7 Commande en courant de l'onduleur de tension

La grandeur de sortie d'un onduleur de tension est bien évidemment une tension. Ce pendant on peut utiliser ce dispositif correctement filtré en sortie et avec une commande adéquate pour injecter un courant contrôlé dans le réseau. L'objectif de cette commande est d'obtenir un courant en sortie qui suive le plus fidèlement possible sa consigne (pas forcément sinusoïdal) avec un retard et une erreur les plus faibles possibles, et avec une dynamique suffisamment élevée.

La solution la plus simple pour la commande de l'onduleur est la commande à hystérésis qui fournit une réponse dynamique rapide, une bonne précision, une robustesse élevée et il n'y a pas de compensation en CC. Cependant, le problème majeur de la commande à hystérésis est que sa fréquence moyenne de commutation varie avec le courant de charge, entraînant un comportement irrégulier et aléatoire des interrupteurs. Ce comportement a comme conséquence une fatigue supplémentaire des interrupteurs et rend difficile le dimensionnement du filtre.

La stratégie de commande basée sur la régulation du courant (tension) en coordonnées continues dq est largement utilisée. Les boucles fermées de régulation utilisées par ces commandes assurent une réponse rapide en régime transitoire et une performance élevée en régime stationnaire. Il s'agit d'une stratégie de commande permettant à l'onduleur de contrôler de manière autonome en fréquence et en amplitude la tension délivrée à une charge. Cette stratégie contient deux boucles de régulation : une boucle interne pour la régulation du courant et une boucle externe pour la régulation de la tension. Le contrôle de ces grandeurs est réalisé dans un référentiel tournant dq. La régulation de la composante i_d du courant permet d'agir sur le flux de puissance active,

IV.3.1 Résultats de la simulation

V_{DC} à (1000w/m^2 et 25°)

V_{DC} à (600 w/m^2 et 35°)

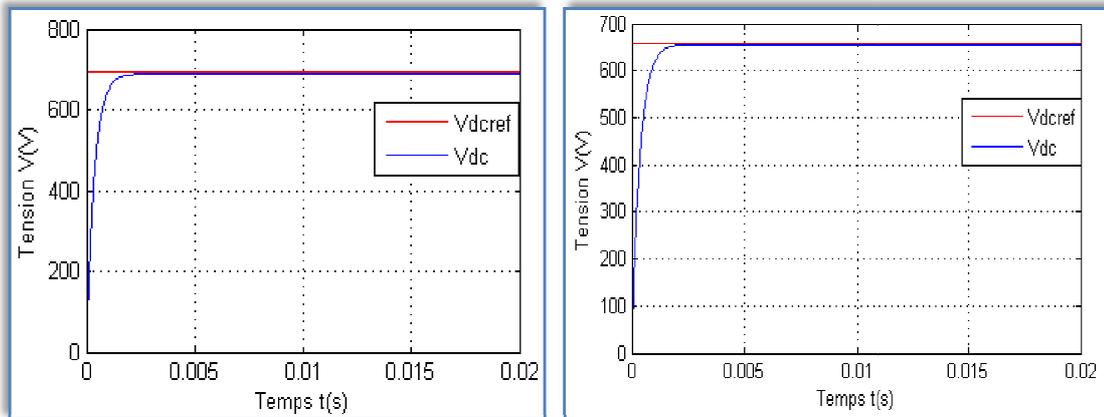


Figure IV.17: Caractéristique de la régulation de la tension du bus continu

La tension V_{ab} à 1000w/m^2 et 25°

La tension V_{ab} à 600w/m^2 et 35°

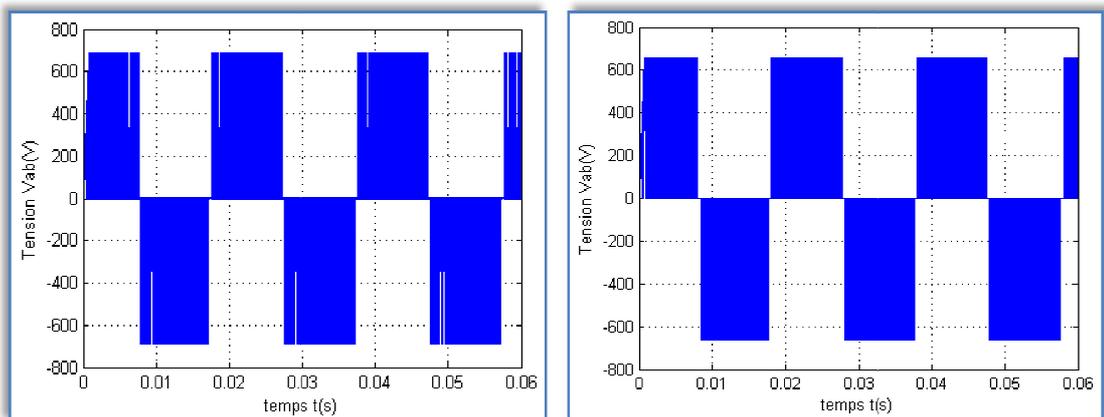


Figure IV.18: La tension V_{ab} à la sortie de l'onduleur

Tensions simples à 1000w/m^2 et 25°

Tensions simples à 600w/m^2 et 35°

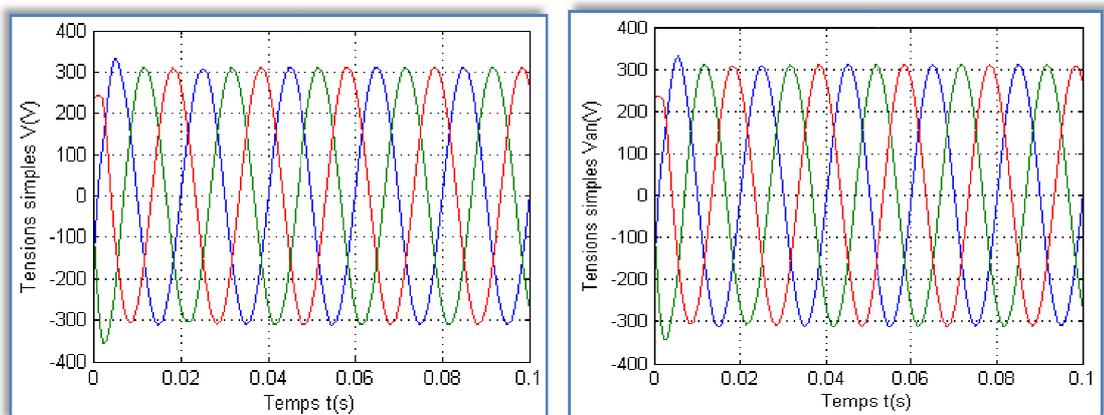
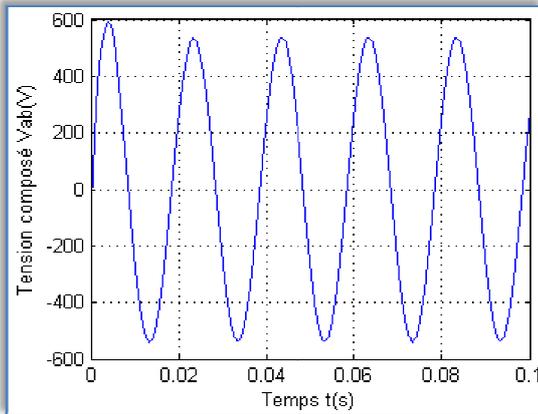


Figure IV.19: Tensions simples aux bornes de la charge

Tension Vab à 1000w/m² et 25°



Tension Vab à 600w/m² et 35°

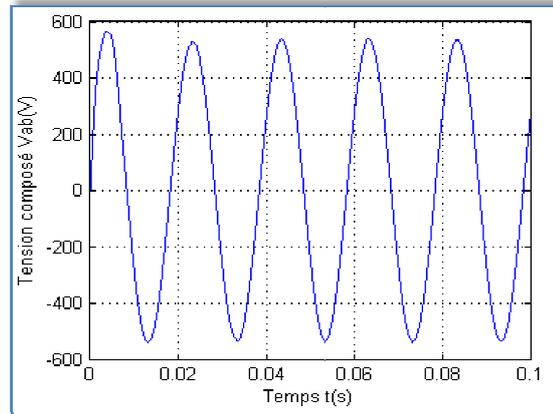
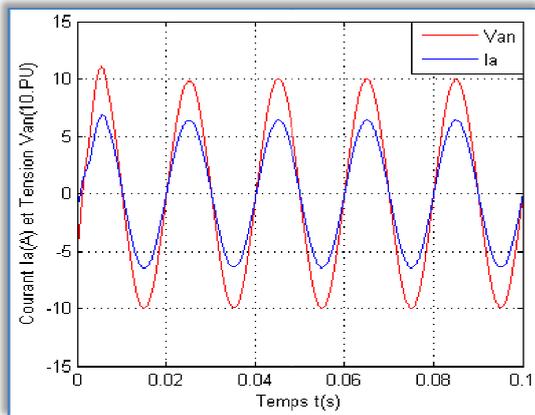


Figure IV.20: Tension composée aux bornes de la charge

Courant et tension à 1000w/m² et 25°



Courant et tension à 600w/m² et 35°

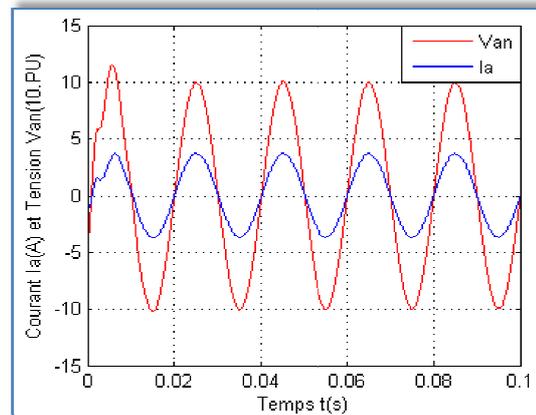
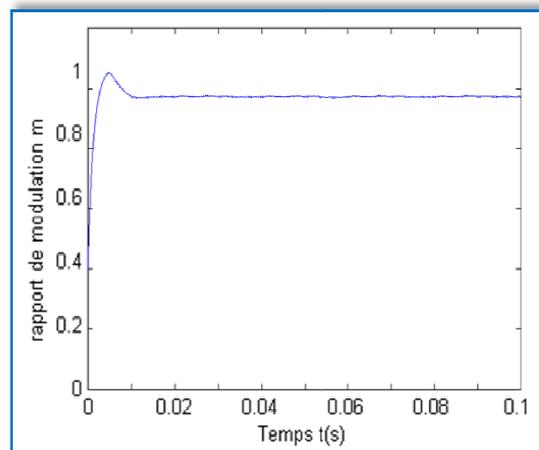
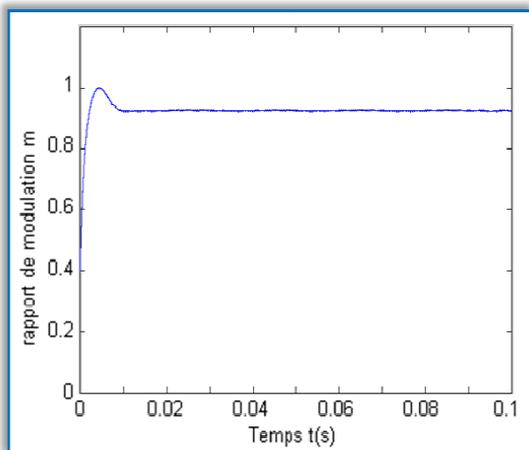


Figure IV.21: Courant et tension simple aux bornes de la charge



Rapport m à 1000w/m² et 25°

Rapport m à 600w/m² et 35°

Figure IV.22: Le rapport de modulation m

IV.4 protection du système

La détermination des courants et des tensions de référence se fait généralement, pour un onduleur monophasé ou triphasé avec la mesure des tensions du réseau.

Cependant les tensions réseau au point de raccordement peuvent comporter divers défauts et ils risquent de subsister dans le courant de sortie de l'onduleur. Pour pallier à ce problème, parmi les méthodes envisageables, il en existe deux fréquemment utilisés. La première consiste à filtrer la tension mesurée. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle génère un déphasage non négligeable, qui est d'autant plus important que la fréquence de coupure du filtre passe bas est faible. La seconde est basée sur la détection du passage par zéro de la tension, ce qui permet d'en déduire la période et de reconstruire un signal sinusoïdal unitaire [34]. Ce procédé est plus performant que le précédent, cependant il n'est pas optimum lors d'un saut de phase par exemple.

✚ Méthodes d'identification des composantes de la tension.

- a) Extraction de la phase et de la composante directe de la tension

La boucle à verrouillage de phase, PLL (Phase Locked Loop), est de loin la technique la plus utilisée pour extraire la phase de la composante fondamentale directe de la tension dans les réseaux électriques basse tension (Kaura et Blasko, 1997).

- b) Poursuite de la fréquence

La PLL peut suivre la phase instantanée de la tension fondamentale du réseau et retrouver sa fréquence. D'autres méthodes ont été développées mais la plupart d'entre elles ne sont utilisables que si le signal de la tension est purement sinusoïdal.

IV.4.1 Protection de découplage

Un dispositif constitué d'une protection et d'un organe de découplage doit être installé en sortie du générateur [26, 45]. Ce dispositif doit répondre aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production électrique comme le montre la figure IV.23

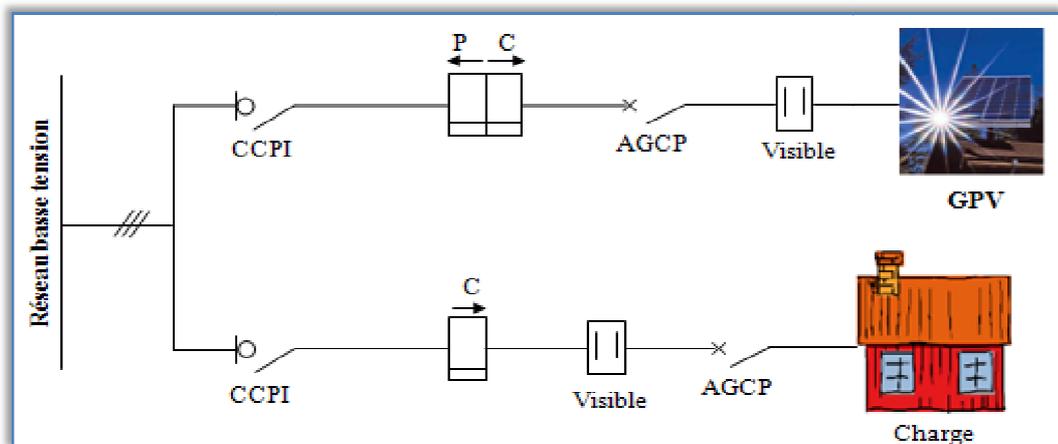


Figure IV.23 : Schéma de principe de l'injection de la totalité de la production

IV.4.1.1 Fonction protection de découplage intégrée à l'électronique de puissance

Pour les installations de production inférieures à 4,6 kVA et notamment pour les productions photovoltaïques, il est admis que cette fonction de protection de découplage soit assurée par un sectionneur automatique intégré dans l'onduleur du générateur, conforme à la norme DIN VDE0126.

Pour une installation composée de plusieurs onduleurs comportant chacun une protection de découplage répondant aux spécifications DIN, on admettra que la fonction de protection de découplage de l'ensemble est correctement assurée par ces dispositifs.

IV.4.1.2 Fonction protection de découplage externe à l'électronique de puissance

Lorsque le producteur installe un dispositif de découplage de type externe indépendant de l'électronique de puissance du générateur, le schéma de réalisation de ce dispositif devra être soumis à l'approbation préalable du gestionnaire du réseau de distribution. Il devra comporter les dispositifs permettant la réalisation des essais de vérification du fonctionnement et le scellé des réglages.

La protection de découplage sera de type B.1 conformément à la norme NF C 15-400 et sera constituée de relais d'un type autorisé d'emploi par le gestionnaire du réseau de distribution et réglés pour un fonctionnement instantané aux seuils suivants :

- minimum de tension phase-neutre sous 85 % de la tension nominale,
- maximum de tension phase-neutre au-dessus de 115 % de la tension nominale.
- minimum de fréquence sous 49.5 Hz,
- maximum de fréquence au-dessus de 50.5 Hz.

La protection de découplage devra actionner par commande à manque de tension l'ouverture de l'organe de découplage au moyen, si nécessaire, d'un relais auxiliaire de découplage. L'organe de découplage devra s'ouvrir en moins de 50 millièmes de seconde et être placé de telle sorte que l'alimentation du circuit de mesure de la protection de découplage ne soit jamais interrompue.

Selon le schéma adopté par l'installateur la modération des tensions sera réalisée

- au niveau du panneau de comptage production, en amont de l'Appareil général de commande et de protection. Le circuit de mesure de tension sera raccordé à un boîtier porte fusible fourni et plombé par le gestionnaire du réseau de distribution. La protection de découplage sera placée sur un panneau situé à proximité du comptage et lui assurant un isolement analogue.
- au niveau du tableau général de l'installation, en aval de l'appareil général de commande et de protection.

IV.4.2 Surveillance de la fréquence

La surveillance de la fréquence se fait par la PLL du domaine de Park. Qui permet d'avoir à partir des tensions estimées du réseau la pulsation estimée ω_{est} est de ces deux sinusôides très rapidement comme il a été montré au chapitre trois. Cette pulsation estimée permet d'avoir la fréquence estimée en la divisant par 2π

La fréquence peut ainsi être surveillée. Elle est comparée à deux valeurs seuils correspondant à $f_{est} \pm 1\%$ Hz. Cette fréquence doit être comprise entre :

$$f_{seuilmin} < f_{est} < f_{seuilmax}$$

Le système de surveillance déclenche une temporisation si un seuil est franchi pendant plus de 0.1s. Le fonctionnement de l'onduleur est interrompu et est isolé du réseau grâce à l'organe de coupure commandable prévue à cet effet. Si la fréquence revient entre ces valeurs seuils la temporisation est remise à zéro.

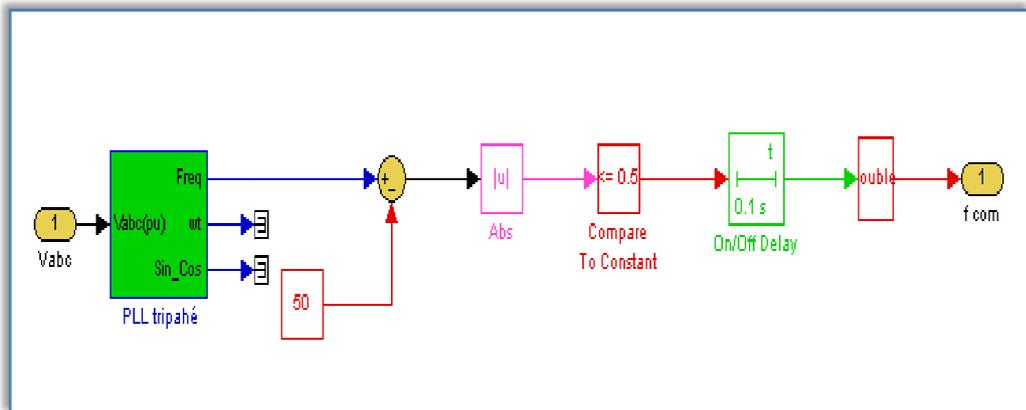


Figure IV.24 : Schéma bloc de la surveillance de la Fréquence

IV.4.3 Surveillance des tensions efficaces du réseau

Elle se fait de la même manière que celle de la fréquence. Un seuil minimum et maximum est donné $U_{abcme} \pm 15\%$.

$$U_{seuilmin} < U_{abcme} < U_{seuilmax}$$

Les deux tensions efficaces sont mesurées. Il est nécessaire que les deux soient en dessous des seuils pour déclencher la temporisation. Le même temps de latence est considéré : 0.1 s. Cette surveillance est nécessaire pour une surtension ou pour une sous-tension.

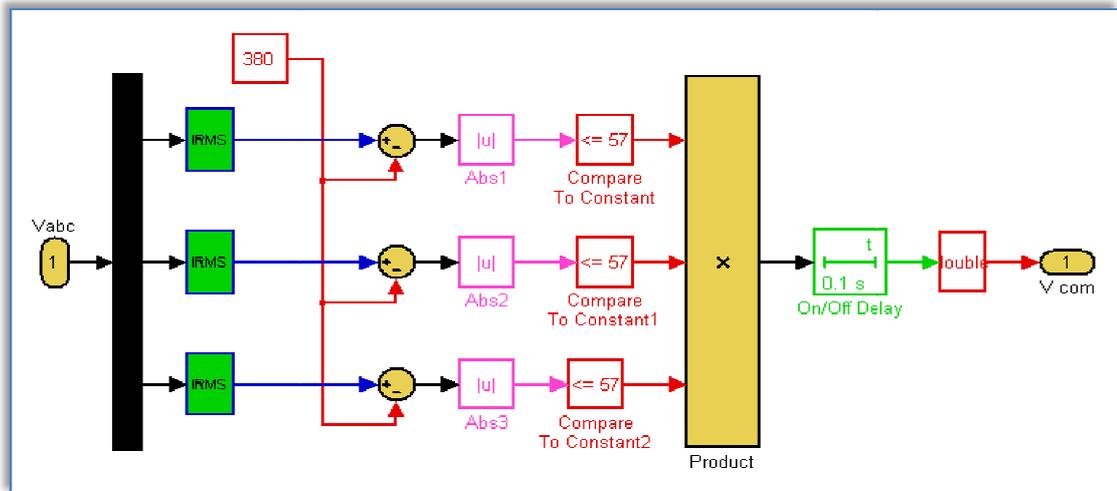


Figure IV.25: Schéma bloc de la surveillance de la Tension

IV.4.4 Model de la connexion du GPV et sa protection au réseau électrique triphasé

Le système de découplage échange des informations avec la commande de l'onduleur.

Il envoie un signal stoppant l'onduleur, ce signal servant aussi à l'isolation de l'onduleur du réseau à l'aide d'un organe de coupure commandable.

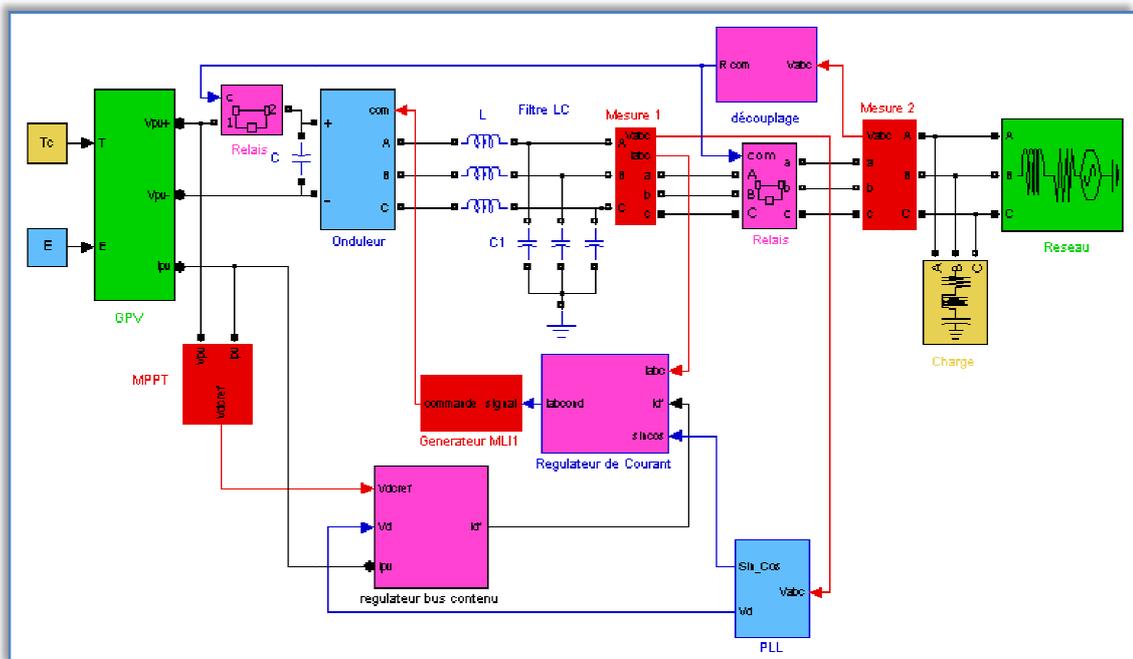
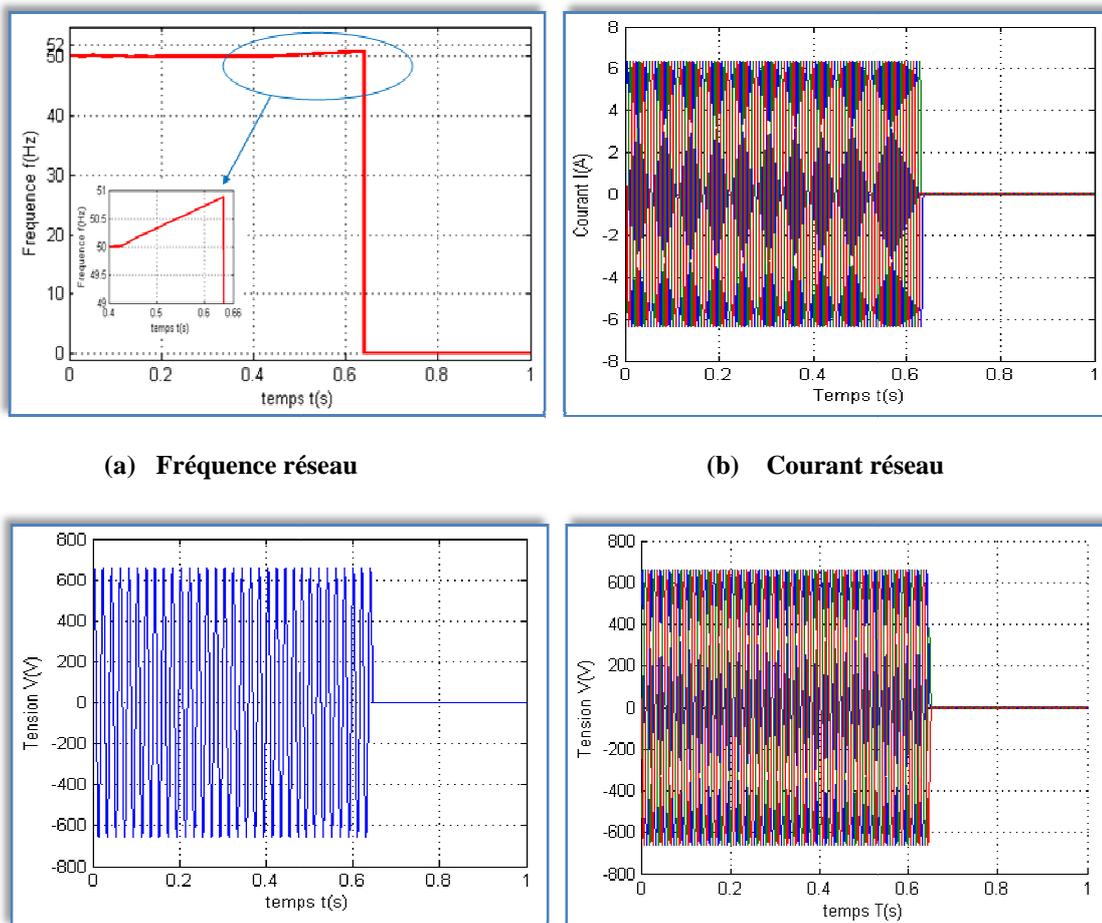


Figure IV.26 : Schéma bloqué de la connexion du GPV au réseau électrique triphasé avec système de protection sous MATLAB Simulink

IV.4.4.1 Simulation d'une variation de fréquence

La fréquence du réseau, subit une variation de type rampe. Le but de cette simulation est de vérifier le fonctionnement du bloc "surveillance fréquence" de la figure. IV.26.

Cette variation débute à $t = 0.42$ s de 50 Hz et atteint 50.5 Hz à $t = 0.54$ s comme le montre la figure. IV.27(a) .Les courants et les tensions suivent les variations qui apparaissent comme minimales. Après 0.1 seconde à $t = 0.64$ s, le système déclenche l'organe de coupure et met en arrêt l'onduleur comme le montre les figures IV.27 (b, c et d). Les courants et les tensions réseau s'annulent alors.



(a) Fréquence réseau

(b) Courant réseau

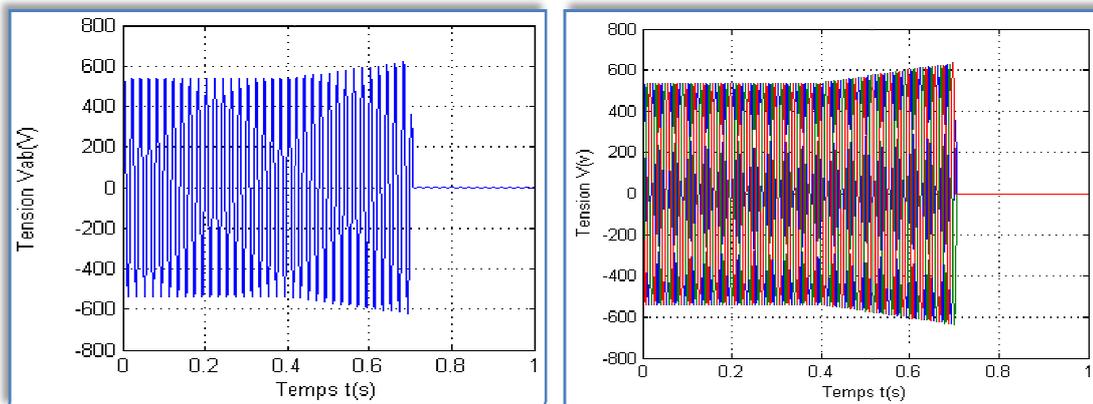
(c) tension réseau d'une phase

(d) tensions réseaux des trois phases

Figure IV.27 : Application du système sur une variation de fréquence

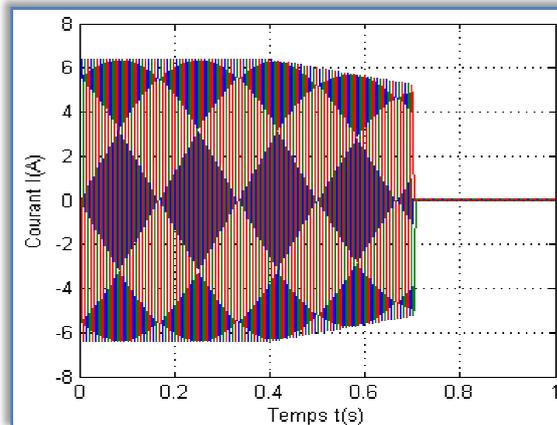
IV.4.4.2 Simulation d'une surtension

Le but de cette simulation est de montrer que le système de découplage détecte la surtension et isole l'onduleur du réseau. Une surtension progressive commence à $t = 0.4s$. La tension seuil maximum est atteinte vers $0.6s$ comme le montre la figure. IV.28 (a et b). Le courant réagit puisque la tension réseau augmente et que la puissance à transmettre sur le réseau est constante. Les courants réseaux I diminuent comme le montre la figure. IV.28(c). Le système réagit $0.1s$ après que le seuil maximum de tension ait été atteint. Les courants et les tensions deviennent nuls à partir de $0.7s$.



(a) tension réseau d'une phase

(b) tensions réseaux des trois phases

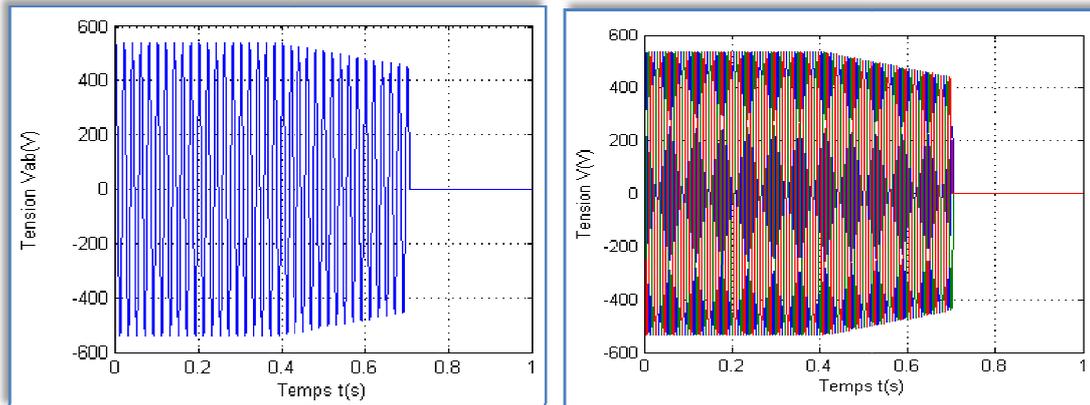


(c) Courant réseau

Figure IV.28: Application du système sur une surtension provenant du réseau

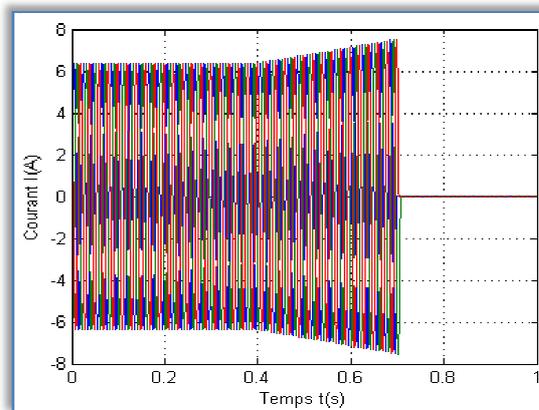
IV.4.4.3 Simulation d'une sous tension

La tension du réseau diminue à partir de $t = 0.4$ comme le montre la figure. IV.29 (a et b). La valeur seuil minimale est atteinte à $t = 0.6$ s. Le courant augmente jusqu'à son maximum autorisé comme le montre la figure. IV.29 (c). Alors que la tension diminuée. La sous tension fait déclencher l'ensemble du système aux alentours de 0.7 s ; ces grandeurs reviennent à zéro.



(a) tension réseau d'une phase

(b) tensions réseaux des trois phases



(c) Courant réseau

Figure IV.29 : Application du système sur une sous tension provenant du réseau

Avec les deux simulations, de surtension et de sous tension, il serait souhaitable d'avoir un temps de coupure plus rapide suivant l'importance de la surtension ou de la sous tension. Cette détermination pourrait éventuellement se faire par un algorithme d'apprentissage utilisant les techniques de neuro-floue, les algorithmes génétiques, les réseaux de neurones ou autres formes d'intelligences artificielles.

IV.5 Conclusion

Afin de concevoir et de mettre en application un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé des modèles mathématique pour chaque élément du système ont été présentés. Ainsi qu'un bref aperçu sur la boucle à verrouillage de phase (PLL) utilisée dans la commande.

Ce système a été simulé sans dispositif de protection en tant que relié directement au réseau électrique triphasé. Les simulations ont prouvé que la puissance de sortie du système PV varie avec la température et l'irradiation. On a observé un bon comportement dynamique du système, pour différentes conditions climatiques (irradiation et température). C'est dû à la technique de commande choisie (MLI).

La vérification de la qualité de la fourniture électrique passe par l'utilisation d'outils performants permettant la vérification de tous les paramètres du réseau électrique triphasé (tension, fréquence). Les nouveaux analyseurs de réseaux triphasés permettent l'analyse complète des paramètres de qualité réseaux, un diagnostic et une évaluation des problèmes observés sur le réseau.

Pour cela un dispositif de protection du système photovoltaïque est réalisé ou la PLL et l'élément essentielle dans l'estimation des tensions et les fréquences de référence.

Ce système est capable de réagir face aux surtensions, aux sous-tensions, aux variations de fréquence. Toute production décentralisée doit être munie d'un tel dispositif. Une partie des fonctions de ce système a été intégrée à la commande de l'onduleur de tension. Il permet en cas de défaut de découpler l'onduleur du réseau à l'aide d'un organe de coupure commandable et d'arrêter le fonctionnement de l'onduleur. Il a été soumis à une surtension, une sous-tension, une variation de fréquence. Dans chacun des cas cités, le système a donné de bons résultats.

Conclusion

Générale

Conclusion générale

Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque devient progressivement une source d'énergie à part entière, de plus en plus sollicitée pour produire de l'énergie électrique allant du domestique à de grandes centrales connectées au réseau. Cependant, il reste encore pas mal de freins à son développement en termes de manques de production, de taux de pannes ou bien même de coûts prohibitifs rendant cette source d'énergie chère et peu fiable tout au long de la durée de vie du générateur (au moins 25 ans).

Nous avons ainsi pu montrer tout au long de ce mémoire les lacunes existantes sur toutes les parties de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Avant d'aborder la problématique d'optimisation, nous avons tous d'abord étudié d'une façon générale l'énergie photovoltaïque et la modélisation du générateur photovoltaïque en se basant sur les équations électriques qui régissent son comportement, ceci c'est avérée nécessaire pour acquérir une connaissance du comportement du GPV.

En suite on s'est focalisé sur l'étude de l'optimisation de la production d'énergie électrique photovoltaïque ainsi que son transfert vers le réseau électriques triphasé à travers un onduleur avec le moins de pertes possibles.

L'approche adoptée été d'améliorer point par point diverses parties de la chaîne en commençant par l'assemblage des cellules, les protections à mettre en œuvre pour assurer une grande durée de vie du générateur, le choix de commandes MPPT performantes ainsi que l'étude d'étages d'adaptation à haut rendement adaptés aux contraintes de l'énergie solaire nous avons rappelé dans le deuxième chapitre les principaux modes de recherche du PPM présents dans la littérature en signalant systématiquement leurs avantages et leurs limites.

Faute de normes clairement établies dans le domaine, il nous a été difficile de pousser la comparaison jusqu'au bout.

Une vue globale du système photovoltaïque a été développée, suivi de la présentation de différentes structures des systèmes photovoltaïques connectés au réseau.

De manière générale plus le nombre de niveaux de la tension générée par le convertisseur est grand, plus faible sera son taux de distorsion harmonique.

Dans toutes les topologies de convertisseurs multi-niveaux existant, plus ce nombre de niveaux est élevé, plus compliquée dévient la structure du convertisseur. Son coût et la complexité de sa commande s'en trouvent augmentés, et sa fiabilité s'en trouve réduite. L'onduleur à deux niveaux est le mieux adapté à notre système photovoltaïque.

La technique à MLI sinusoïdale est la plus utilisée pour la commande des onduleurs à deux niveaux. Pour les mêmes raisons, elle est aussi utilisée dans les onduleurs multi-niveaux.

Afin de concevoir et de mettre en application de tels systèmes, des modèles mathématiques ont été réalisés pour chaque élément. Les modèles obtenus ont été simulés avec leurs modes d'opération.

Les simulations ont prouvé que la puissance du système photovoltaïque varie avec la température, et l'irradiation. On a observé un bon comportement dynamique du système, pour différentes conditions climatiques (irradiation et température) C'est dû à la technique choisie commande MLI.

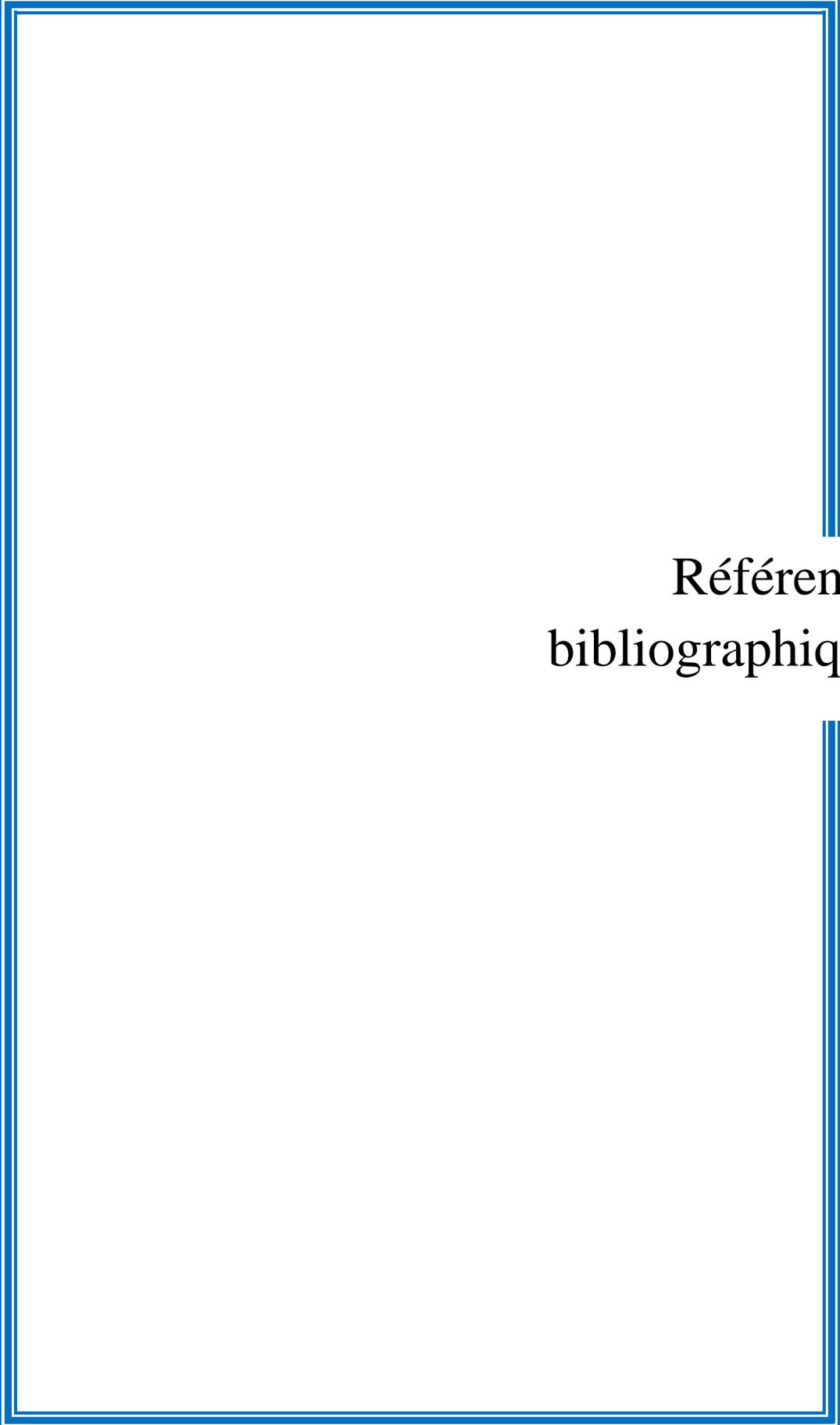
Il apparaît aussi à travers ces simulations que la connexion d'une source photovoltaïque sur un réseau basse tension modifie le profil de tension comme pourrait le faire une source classique. Le point particulier de ce type de source est l'analyse du comportement de l'onduleur lors de défauts réseaux.

La commande de l'onduleur et le système de protection déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension. Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi 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.

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. Nous avons montré que ces PLL étaient très sensibles aux défauts du réseau comme le creux de tension ou la pollution harmonique. Le choix de ce type de PLL se révèle déterminant dans le fonctionnement de l'ensemble du système. Notre choix s'est porté sur la PLL de Park, d'après différentes simulations, elle a un bon comportement face aux défauts du réseau. Elle a servi aussi de base à un système de découplage intégré à la commande de l'onduleur. Ce système est basé sur les deux paramètres de la tension du réseau. Il a une surveillance de :

- la fréquence,
- la tension efficace

Ces paramètres ne peuvent dépasser un seuil précédemment fixé pendant une certaine durée. Si le seuil est dépassé un ordre est donné à un organe de coupure pour découpler l'onduleur du réseau et l'arrêter. Ce système a été testé en simulation pour quelques types de défauts tel que les sur ou sous tension, une variation de fréquence.



Références
bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] **A.Labouret,M.Villoz** « Energie solaire photovoltaïque » DUNOD Edition le moniteur 2005.
- [2] **J.Royer,T.Djiako,E.Schiller,B.Sada.Sy** « Le pompage photovoltaïque » IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA 1998.
- [3] **A.Ricaud** « Photopiles solaires » Presses polytechniques et universitaires romandes 1981.
- [4] **L. PROTIN, S. ASTIER** « Convertisseurs photovoltaïques » Techniques de l'Ingénieur D 3 360 1997.
- [5] **A. D. Hansen, P. Sørensen, L. H. Hansen et H. Bindner** « Models for a stand-alone PVsystem » Risø National Laboratory, Roskilde December 2000.
- [6] **J.M. Cottier,A. Mermoud,M. Villoz,J. Graf** « Centrales photovoltaïques – Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets » Programme d'action PACER – Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles 1996.
- [7] **R.A.Messenger,J.Ventre** « Photovoltaic Systems engineering second édition » **CRC PRESS** Boca Raton London New York Washington, D.C 2005.
- [8] **A. Hoque et K. A. Wahid** « New mathematical model of a photovoltaic generator (PVG) » Journal of Electrical Engineering The Institute of Engineers, Bangladesh Vol. EE 28, No. 1, June 2000.
- [9] **A.Laugier,J.A.Roger** « Les photopiles solaire » Technique & Documentation 1981.
- [10] **V.Boitier, P. Maussion** « Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques » Université de Toulouse, INPT, UPS, CNRS 2008.
- [11] **F.Z. Zerhouni, M. Zegrar et A. B. Stambouli** « Amélioration de l'adaptation d'un générateur photovoltaïque à une charge avec implémentation pratique » Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 551 – 560.
- [12] **T. Kasparis** « Analysis and simulation tools for solar array power systems » these de PHD University of Orlando, Florida 2005.
- [13] **A. Mohamed** « Système de poursuite du point optimum de fonctionnement de modules photovoltaïques » thèse de magister université Mentouri de Constantine 2006.
- [14] **V. Salas, E. Olias, A. Barrado et A. Lázaro** « Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems » Solar Energy Materials & Solar Cells 90 (2006) ELSEVIER.
- [15] **A.B.Learreta** « Réalisation de commandes MPPT numériques » LAAS-CNRS Toulouse (France) 2006.
- [16] **Akihiro Oi** « Design and simulation of photovoltaic water pumping system » these de doctorat California Polytechnic State University, San Luis Obispo 2005 .
- [17] **A. MOUSSI, A. SAADI** « Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque » *LARHYSS Journal*, N°.01, Mai 2002

- [18] **M. Azab** « A new maximum power point tracking for photovoltaic systems » Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology Volume 34 October 2008 ISSN 2070-3740.
- [19] **A. Daoud, A. Midoun** « Single Sensor Based Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Technique for Solar Water Pumping System » Electrical Power Quality and Utilisation, Journal Vol. XIV, No. 2, 2008.
- [20] **C. Frédéric et C. Thomas** « Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire de satellite » Travail de fin d'études d'ingénieur haute école Roi Baudouin 2002.
- [21] **D. P. Hohm et M. E. Ropp** « Comparative study of maximum power point tracking algorithms » Electrical Engineering Department HH205, South Dakota State University, Brookings, SD 57007-2220, USA 2003
- [22] **R. Faranda, S. Leva** « Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems » ISSN: 1790-5060 Issue 6, Volume 3, June 2008
- [23] **W. Xiao, W. G. Dunford** « Evaluating maximum power point tracking performance by using artificial lights » Industrial Electronics Society, IEEE IECON'04, Vol. 3, pp. 2883-2887, Nov. 2004.
- [24] **K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié** « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique » Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 451 – 462.
- [25] **Site Web** « Differentes architectures »
http://hmf.enseeiht.fr/travaux/CD0102/travaux/optemf/bei_eol/ge/archi.htm
- [26] **EDF GDF SERVICES** « Accès au réseau basse-tension pour les installations photovoltaïques conditions techniques et contractuelles du raccordement » Guide technique de la distribution d'électricité référentiel photovoltaïque V1.doc © EDF 2003.
- [27] **N. schibli** « Symmetrical multilevel converters with two quadrant DC-DC feeding » thèse de doctorat école polytechnique fédérale de Lausanne 2000.
- [28] **J.S. MARIÉTHOZ** « Étude formelle pour la synthèse de convertisseurs multi-niveaux asymétriques: topologies, modulation et commande » thèse de doctorat école polytechnique fédérale de Lausanne 2005.
- [29] **J.S. MANGUELLE** « Convertisseurs multi-niveaux asymétriques alimentés par transformateurs multi-secondaires basse-fréquence: réactions au réseau d'alimentation » thèse de doctorat école polytechnique fédérale de Lausanne 2004.
- [30] **M. KÉITA** « Techniques de commande des convertisseurs » thèse de doctorat université du Québec aout 1999.
- [31] **P. MEYNAUD** « Qualité de la tension dans les réseaux électriques » Techniques de l'Ingénieur D 4 260 – 2002.
- [32] **B. Chellali** « Protection des réseaux électriques » www.geea.org/article.php3
- [33] **R. CALVAS** « Les perturbations électriques en BT » Cahier technique n°141 de Schneider Electric édition mai 2001.
- [34] **D. O. 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 de Haute-Alsace N°d'ordre : 05 MULH

0814/32 Décembre 2005.

[35] **R.C.Dugan, M.F.Mc Granaghan,S.Santoso,S.W.Beaty** «Electrical power systems quality, second edition» Copyright © 2004 The McGraw-Hill Companies.

[36] **Site Web** « Une mission essentielle : Garantir la sûreté de fonctionnement du réseau électrique français » www.debatpublic-thtcotentin-maine.org

[37] **I.H.Altas** « Photovoltaic energy design & interfacing » Department of Electrical and computer Engineering The University of new Brunswick,PO.Box 4400, Fredericton ,NB,E3B,5A3 Canada 2007.

[38] **Y.C.Qin,N.Mohan,R.West,et R.Bonn** « Status and needs of power electronics for photovoltaic inverters » Sandia National Laboratories 2002.

[39] **S.Abeddaim, A.Betka** « Connexion au réseau d'une source photovoltaïque à facteur de puissance unitaire » ICRE'07 Université Bejaia 2007.

[40] **D.A.Paice** « Power Electronics Converter Harmonics » IEEE Press Editorial Board 1996

[41] **R.E.Best** « phase locked loops design,simulation,and applications » Best engineering Oberwil,Switzerland 1987.

[42] **M.Raou,M.T.Lamchich** « Average current mode control of a voltage source inverter connected to the grid: application to different filter cells» Journal of Electrical Engineering, VOL. 55, NO. 3-4, 2004, 77{82

[43] **J.A. Domínguez , S. Lorenzo, S. de Pablo, S. Cáceres** « Global control for two photovoltaic applications: pumping and connecting to the grid systems » Universidad de Valladolid, Spain 1997.

[44] **E.Acha,V.G.Agelidis,O.A.Lara,T.J.E.Miller**« Power electronic control in eElectrical systems » Newnes Power Engineering Series 2002.

branchement à puissance surveillée > 36 kVA » Référentiel technique 2006.

[45] **EDF GDF SERVICES** « Protection des installations de production raccordées a un réseau de distribution » Guide technique de la distribution d'électricité Copyright EDF 2001.

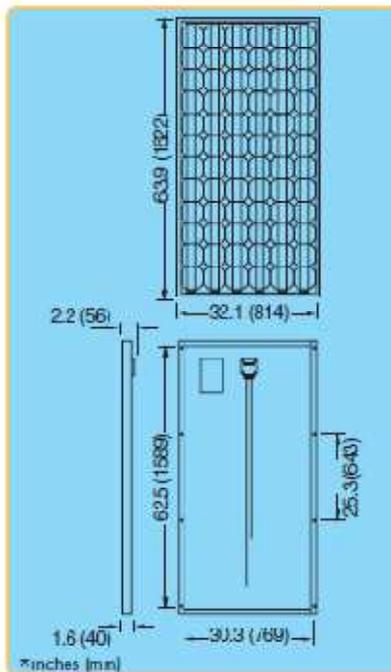
[46] **D. Sera,R.Teodorescu,T.kerekes** « Teaching Maximum Power Point Trackers Using a Photovoltaic Array Model with Graphical User Interface » Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the 28th IEEE 15-22 Sept. 2000 Pages:1699 - 1702

Annexes

Shell SP150-PC Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module

A torsion and corrosion-resistant anodized aluminium frame ensures dependable performance, even under harsh weather conditions. Pre-drilled mounting holes are provided for ease of installation.



| | |
|------------------------------------|-------------|
| Outside dimensions (in) | 63.9 x 32.1 |
| Thickness (inc. junction box) (in) | 2.2 |
| Thickness (exc. junction box) (in) | 1.6 |
| Weight (lbs) | 38 |
| Cable length - male (in) | 51 |
| Cable length + female (in) | 39 |

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

| | | |
|--------------------------|----------------------|--------|
| Rated power | P _r | 150W |
| Peak power* | P _{mpp} * | 150W |
| Peak power voltage | V _{mpp} | 34V |
| Peak power current | I _{mpp} | 4.4A |
| Open circuit voltage | V _{oc} | 43.4V |
| Short circuit current | I _{sc} | 4.8A |
| Series fuse rating | | 15A |
| Minimum peak power | P _{mpp min} | 142.5W |
| *Tolerance on Peak Power | | ±3% |

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C

| | | |
|-----------------------|-------------------|-------|
| Temperature | T _{NOCT} | 45°C |
| Mpp power | P _{mpp} | 100W |
| Mpp voltage | V _{mpp} | 31.2V |
| Open circuit voltage | V _{oc} | 39.9V |
| Short circuit current | I _{sc} | 3.3A |

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 7%.

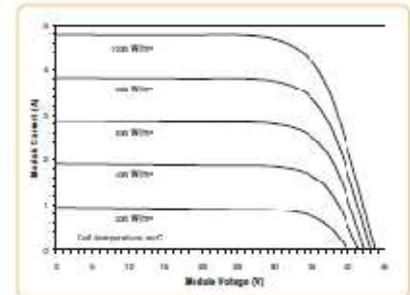
Temperature coefficients

| | |
|--------------------|------------|
| α P _{mpp} | -0.45 %/°C |
| α V _{mpp} | -152 mV/°C |
| α I _{sc} | +2 mA/°C |
| α V _{oc} | -152 mV/°C |

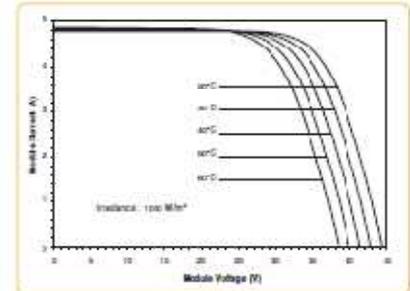
Maximum system voltage: 600 Vdc

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



References in this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell solar products contact:

Shell Solar
4650 Adohr Lane, Camarillo CA 93012
805-482-6800 Fax 805-388-6395
Web: www.shell-solar.com

V2/SP150-PC/10/02/JIS



Figure A – 1. Caractéristique du module photovoltaïque Shell SP150-PC

On sait que le fonctionnement d'un panneau est caractérisé par des caractéristiques statiques tensions - courant, tracées pour différents niveaux de l'éclairement Figure A-1. Le panneau photovoltaïque est un générateur de puissance finie dont le maximum est situé dans le point de la caractéristique tension - courant correspondant au point de contact avec l'hyperbole d'isopuissance

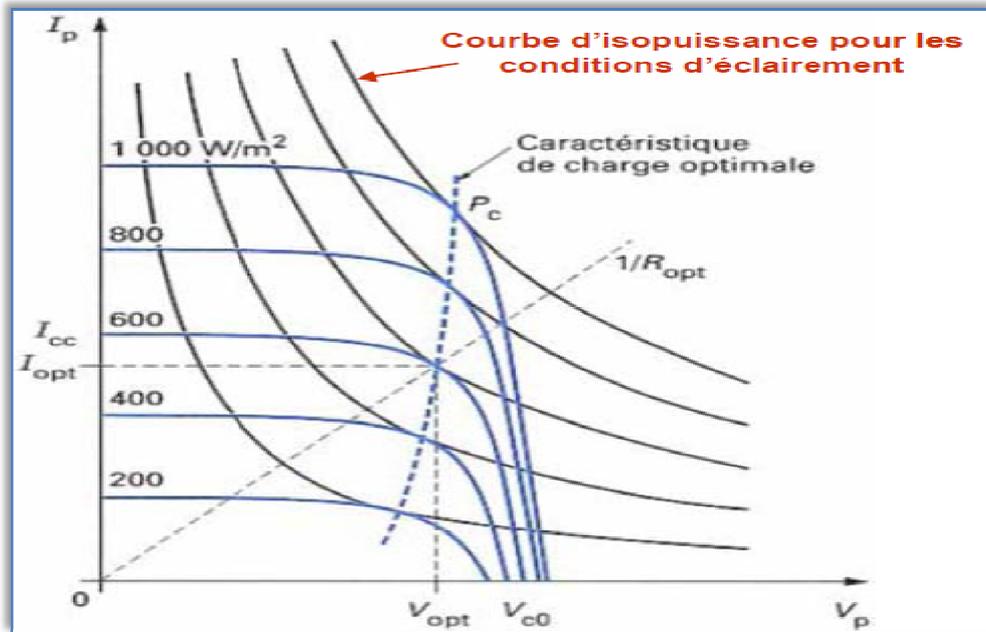


Figure A – 2. Caractéristiques statiques tension courant d'un panneau photovoltaïque

| Réseau | Puissance nominale de la source | Limites des facteurs de puissance | |
|--------|---|--|---|
| | | Régime capacitif $\cos \varphi_{\min}^{cap}$ | Régime inductif $\cos \varphi_{\min}^{ind}$ |
| BT | $P_{GV} \leq 250 \text{ kW}$ | 1 | 1 |
| HTA | $P_{GV} \leq 1 \text{ MW}$ | 0.9165 | 1 |
| | $1 \text{ MW} < P_{GV} \leq 10 \text{ MW}$ | 0.995 | 1 |
| | $10 \text{ MW} < P_{GV} \leq 12 \text{ MW}$ | 0.8 | 0.9798 |

Tableau A-1.Limitations en Europe des facteurs de puissance des sources de production décentralisée