

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
المركز الجامعي بلحاج بوشعيب لعين تموشنت
Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent
Institut des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
DOMAINE : SCIENCE ET TECHNOLOGIE
FILIERE : GENIE ELECTRIQUE
Spécialité : Réseaux Electrique et la Technique de la Haute Tension
Thème

**Etude la connexion d'une central photovoltaïque au réseau
électrique**

Soutenance : Le 10/0/2015

Présenté Par :

- 1) BENZAID Khalid
- 2) MEKHLLOUF Djamel Eddine

Devant les jurys composés de :

Pr. Younes Mohamed	Professeur	C.U.B.B.AT	Président
Mr. Benazza Baghdadadi	MAA	C.U.B.B.AT	Encadreur
Mr. Ayache Zouaoui	MAA	C.U.B.B.AT	Examineur

Année universitaire 2014/2015

REMERCEMENT

*J'adresse tout d'abord mes remerciements Mr. BENAZZA
Baghdâd notre encadreur qui a fourni des efforts énormes, par
ses informations ses conseils et ses encouragements.*

*Nous tenons également à remercier tous les amis d'Adrar et les
membres UGEL46 .*

*Nos vifs remerciements aussi tous les professeurs de
département de Génie électrique*

*Mes remerciements s'adressent également à Dr.HAMOUDA,
Directeur d'URERMS ADRAR et mon encadreur de stage pour
ses précieux conseils.*

*A tous ce qui furent à un moment ou à toute instante partie
prenante de ce travail.*

Dédicace



Je dédie ce mémoire,

*A mes parents pour tout leur amour,
A ma grande famille BENZAID,
Mes frères et sœurs et leurs enfants,
A mon amour Fadhila,
A mes amis qui je partage des bons souvenirs,
A mon payé l'Algérie*



BENZAID Khalid

Dédicace



A mes parents :

Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices

Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A mes frères et à mes sœurs

A la famille MEKHLLOUF et ATBI

A tous mes professeurs :

Leur générosité et leur soutien m'oblige de leurs témoigner mon profond respect et ma loyale considération.

A tous mes amis et mes collègues :

Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinié

Djamel Eddine MEKHLLOUF



Sommaire :

Remerciement :.....	I
Dédicace :.....	II
List des figures	IV
Symboles et abréviations	VII
Introduction générale :.....	1

CHAPITRE I : GÉNÉRALITÉS SUR SYSTEM PHOTOVOLTAÏQUES : ETAT D'ART

Résumé :	4
I.1. Introduction :	4
I.2. Balance énergétique mondiale :	5
I.2.1. Consommation d'énergie :	5
I.2.2. Réserves d'énergie épuisable.....	6
I.2.3. Energie solaire :	7
I.3. Rayonnement solaire :	7
I.4. Conversion photovoltaïque :	9
I.4.1. L'effet photovoltaïque :	10
I.4.2. Le principe de conversion photovoltaïque :	10
I.4.3. La cellule solaire :	11
I.4.3.1. Cellule au silicium mono-cristallin :	11
I.4.3.2. Cellule au silicium poly-cristallin :	12
I.4.3.3. Cellule au silicium amorphe :	12
I.5. Module photovoltaïque :	12
I.5.1. Caractéristique d'un module solaire:	13
I.5.1.1. Caractéristique courant-tension I(V) :	13
I.5.1.2. Caractéristique puissance-tension P(V) :	14

I.5.2. Groupement en série :	14
I.5.3. Groupement en parallèle :	15
I.5.4 . Groupement mixte (série-parallèle) :	16
I.7. Rendement de conversion :	17
I.9. Fonctionnement optimal du générateur :	18
I.10. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :	18
I.10.1. Les avantages.....	18
I.10.2. les inconvénients :	19
I.11. Avenir du photovoltaïque:	19
I.13. Conclusion :	20

CHAPITRE II: LES CONVERTISSEUR STATIQUE POUR SYSTEM PHOTOVOLTAÏQUE

<i>Résumé</i> :	20
II.1 Introduction	20
II.2. Convertisseurs DC/DC	21
II.2.1. Le hacheur dévolteur (Buck)	22
II.2.2. Le hacheur survolteur (Boost)	24
II.2.3. Le convertisseur Buck-Boost.....	25
II.3. Commande (MPPT) des convertisseurs DC/DC :	26
II.3.1. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC	27
II.3.2. Méthode de poursuite du point de puissance maximale	27
II.3.2.1. Méthode de la dérivée de la puissance.....	28
II.3.2.2. Méthodes à contre réaction de la tension	30
II.3.2.3. Méthode avec contre réaction du courant.....	31
II.6. Convertisseurs DC/AC	32
II.6.1. Principes de la conversion DC/AC d'un onduleur photovoltaïque	32

II.6.2. Types d'onduleurs	33
II.6.2.1. Onduleur à onde sinusoïdale	33
II.6.2.2. Onduleur à onde carrée	33
II.6.2.3. Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale	33
II.7. Etude de la partie contrôle et la commande	34
II.7.1. Onduleur de tension.....	34
II. 7. 2. Introduction à la stratégie de commande.....	35
II.7.3. Commande de l'onduleur	35
II.7.3.1. Commande par hystérésis.....	35
II.7.3.2. Commande par MLI.....	36
II.7.4. Régulateur proportionnel-Intégral	38
II.8. Conclusion.....	39

CHAPITRE III : LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

Résumé :	40
III.1 Introduction.....	40
III.2. Technologies des onduleurs couples au réseau.....	40
III.2.1. Onduleurs modularise (module inverter)	41
III.2.2. Onduleurs centralises (central inverter)	41
III.2.3. Onduleurs "String" - ou «de Rangée"	41
III.3. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	42
III.3.1 Centrales de petite taille ($P_w=1$ a 10 KW).....	42
III.3.2 Centrales de taille moyenne ($P_w=10$ à 100 KW).....	42
III.3.3. Centrales de grande taille ($P_w > 500$ KW)	42
III.4. Les différents types de systèmes photovoltaïques	43
III.4.1. Structure générale d'un système photovoltaïque	43

III.4.2. Systèmes <i>PV</i> connecte directement au réseau.....	42
III.4.2.1. Structure a convertisseur unique	42
III.4.2.2. Structure avec bus a basse tension alternative	44
III.4.3. System a bus continue intermediae	45
III.4.3.1. Structure avec convertisseur forward	45
III.4.3.2. Structure avec convertisseur de type Fly-back.....	46
III.4.3.3. Structure avec hacheur et onduleur :	46
III.4.4. Les systèmes <i>PV</i> connectes au réseau sans batterie de stockage	47
III.5. Configuration des Systèmes <i>PV</i>	48
III.5.1. Onduleur central (Central-plant inverter).....	48
III.5.2. Hacheur (Multiple-string DC-DC) avec un onduleur	49
III.5.3. Onduleur Multiple-string.....	49
III.5.4. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter).....	50
III.6. Caractéristiques des onduleurs compatibles avec le réseau	50
III.7. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau	50
III.8. Conditions techniques d'interconnexions.....	51
III.8.1. Raccordement.....	51
III.8.2. Judgement de conformite	51
III.8.3. Accord de raccordement.....	52
III.8.4. Dispositif de coupure	52
III.8.5. Dispositif de protection	52
III.8.6. Couplage.....	53
III.8.7. Compensation avec Batteries de condensateurs	53
III.8.8. Harmoniques et inter harmoniques	54
III.9. Perturbations des réseaux électriques	54
III.9.1. Creux et coupure de tension	55
III.9. 2. Variations et fluctuations de la tension	56
III.10. Conclusion	66

CHAPITRE IV: MODÉLISATION ET SIMULATION D'UN CENTRAL PV CONNECTE AU RÉSEAU

Résumé :	57
IV.1. Introduction.....	57
IV.2. Système photovoltaïque Propose	58
IV.3.Modélisation et simulation des différents composants	59
IV.3.1. Modélisation du générateur GPV	59
IV.3.2. Simulation du générateur (GPV) a éclairment et température variable	62
IV.3.3 Modélisation et simulation des Convertisseurs statique	65
IV.3.3.1 Convertisseur DC/DC (<i>Hacheur-Boost</i>)	65
IV.3.3.2. Modélisation et commande de l'onduleur de tension	67
IV.4. Modélisation de l'interface réseau	70
IV.4.1. Modélisation du filtre <i>LC</i> et la charge (<i>Lc Rc</i>)	70
IV.5. Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau.....	71
IV.5.1. Simulation de la PLL avec MATLAB-Simulink	72
IV.5.2. Commande de l'interface de connexion au réseau électrique	73
IV.5.2.1. Méthode Watt-Var Découplée	73
IV.5.2.2. Régulation de la tension continue.....	76
IV.6. Schéma synoptique de connexion au réseau.....	76
IV.6.1. Schéma global de simulation sous Matlab-simulink.....	77
IV.7. Résultats de simulation et discussion	78
IV .8. Conclusion	80
Conclusion général.....	81
Reference Bibliographique.....	83
Résumé	87

LISTE DES FIGURES



CHPITRE I GENERALITES SUR SYSTEM PHOTOVOLTAÏQUE

<i>Figure I.1 : Situation énergétique mondiale prédite pour l'année 200</i>	5
<i>Figure I.2 : Réserves à la fin de 1997 en PWh. [49]</i>	6
<i>Figure I.3 : Ressources à la fin de 1997 en PWh (P=Peta=10¹⁵ joule). [49]</i>	6
<i>Figure.I.4 : Distribution spectacle du rayonnement solaire pour la masse d'air 0 et 1,5</i>	8
<i>Figure.I.5 : Rayonnement solaire total sur un collecteur photovoltaïque [53]</i>	9
<i>Figure I.6. Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque [16]</i>	10
<i>Figure I.7 : Cellule au Silicium Monocristallin [12].</i>	11
<i>Figure I.8 : Cellule au Silicium Polycristallin [12].</i>	11
<i>Figure I.9 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince) [12]</i>	12
<i>Figure I.10 : Module photovoltaïque</i>	13
<i>Figure I.11 : Caractéristique I(V) d'un module solaire, T=25°C</i>	13
<i>Figure I.12 Caractéristiques P (V) d'un panneau solaire, T=25°C [7]</i>	14
<i>Figure I.13 : Association des modules en série</i>	14
<i>Figure I.14 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de ns cellules identiques.</i>	15
<i>Figure I.15 Association des modules en parallèle</i>	15
<i>Figure I.16 Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de ns cellules identiques</i>	16
<i>Figure I.17. Association mixte des modules</i>	16
<i>Figure I.18. Caractéristique résultante d'un groupement mixte</i>	17

CHAPITRE II. LES CONVERTISEURS STATIQUE POUR SYSTEM PHOTOVOLTAÏQUE

<i>Figure II.1. Circuit électrique de base du hacheur dévolteur</i>	23
<i>Figure II.2. Caractéristique de la tension et des courants dans le transistor et l'inductance d'un convertisseur Buck</i>	24
<i>Figure II.3. Circuit électrique de base du hacheur survolteur</i>	25
<i>Figure II.5. Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur</i>	26
<i>Figure II.6. Caractéristiques de la tension et des courants de la charge, et le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur</i>	27

<i>Figure II.7. Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC</i>	<i>29</i>
<i>Figure II.8. Caractéristique du point de puissance maximale MPP.....</i>	<i>30</i>
<i>Figure II.9. Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation</i>	<i>31</i>
<i>Figure II.10. Organigramme de l’algorithme incrémentation de conductance.....</i>	<i>32</i>
<i>Figure II.11. Méthode avec Contre-réaction de tension et modulation.....</i>	<i>33</i>
<i>Figure II.12. Méthode de la contre réaction en courant</i>	<i>35</i>
<i>Figure II.13. Schéma fonctionnel de la boucle de tension.....</i>	<i>35</i>
<i>Hacheur réversible en courant et sa commande.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure II.15. Onduleur de tension triphasé.....</i>	<i>41</i>
<i>Figure II.16. Contrôle de courant par hystérésis.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure II.17. Commande des interrupteurs par hystérésis.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure II.18. Contrôle de courant par MLI</i>	<i>44</i>
<i>Figure II.19. Commande des interrupteurs par MLI.....</i>	<i>44</i>
<i>Figure II.20. Schéma de la régulation des courants de l’onduleur.....</i>	<i>45</i>
<i>Figure II.21. Schéma bloc de la régulation (PI).....</i>	<i>46</i>
<i>Figure II.22. Schéma bloc de la régulation PI sans compensation de pôle.....</i>	<i>46</i>
<i>Figure II.23. Principe de la PLL dans le domaine de Park.....</i>	<i>47</i>
<i>Figure II.24. Schéma de régulation de la PLL.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure II.25. Fonctionnement de la PLL triphasée.....</i>	<i>48</i>

CHAPITRE III. LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES CONNECTES AU RESEAU

<i>Figure III.1. Classification des onduleurs PV connectes au réseau.....</i>	<i>50</i>
<i>Figure III.2. Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur.....</i>	<i>53</i>
<i>Figure III.3. Bus a base tension alternative</i>	<i>53</i>
<i>Figure III.4. Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.....</i>	<i>54</i>
<i>Figure III.6. Structure avec convertisseur de type Fly-back.....</i>	<i>55</i>
<i>Figure III.6. Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.....</i>	<i>55</i>
<i>Figure III.7. Système PV connecte au réseau sans batterie de stockage.....</i>	<i>56</i>
<i>Figure III.8. Système PV connecte au réseau avec batterie.....</i>	<i>57</i>

<i>Figure III.9. Onduleur central (Central-plant inverter)</i>	58
<i>Figure III.10. Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur</i>	58
<i>Figure III.11. Onduleur Multiple-string</i>	59
<i>Figure III.12. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)</i>	59
<i>Figure III.13. Creux et coupure de tension</i>	65
<i>Figure III.14. Fluctuation de la tension</i>	66
<i>Figure III.15. Déséquilibre du système triphasé</i>	66
<i>Figure III.16. Fluctuation de la fréquence</i>	67
<i>Figure II.17. Harmonique et inter-harmonique</i>	67

**CHAPITRE IV. MODILISATION ET SIMULATION D'UNE CENTRAL PV
CONNECTE AU RESEAU**

<i>Figure IV.1. Système PV connecté au réseau électrique</i>	58
<i>Figure IV.2. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque relie au réseau électrique</i>	58
<i>Figure IV. 3. Schéma du module Photovoltaïque sous matlab-Simulink</i>	62
<i>Figure IV.4. Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque</i>	63
<i>Figure IV.5. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque</i>	63
<i>Figure IV.6. Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque</i>	64
<i>Figure IV.7. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque</i>	64
<i>Figure IV.8. Convertisseur (DC-DC) élévateur de tension (type Boost)</i>	66
<i>Figure IV.10 : Système de conversion PV avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande PPM</i>	66
<i>Figure IV.10. Caractéristique ($V_s = f(t)$) du hacheur survolteur (Boost)</i>	67
<i>Figure IV.11. Circuit électrique équivalent de l'onduleur de tension</i>	68
<i>Figure IV.12 : Commande des interrupteurs et contrôle de courant par MLI</i>	69
<i>Figure IV.13 l'interface de connexion d'un onduleur au réseau électrique alternatif</i>	70
<i>Figure VI.14. Schéma du filtre LC et la charge RL</i>	71
<i>Figure IV.15. Diagramme de blocs d'une PLL</i>	72
<i>Figure IV.16. Schéma block Simulink de la de la PLL</i>	73
<i>Figure IV.17. Caractéristique des tensions (v_{dr}, v_{qr}) exprimé dans le domaine de Park</i>	73

Figure IV.18. Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée.....	75
Figure IV.19 Le schéma de calcul et de régulation de la tension continue.....	76
Figure IV.20. Schéma synoptique de commande de la connexion au réseau.....	77
Figure IV.21. Schéma global de la connexion au réseau sous Matlab-Simulink.....	77
Figure IV.22 Caractéristique des tensions à la sortie du filtre	78
Figure IV.23 : Caractéristiques des tensions à la sortie du filtre après le régime.....	78
Figure IV.24 Caractéristiques des Puissances active et réactive, et les caractéristiques de la tension et du courant injectés au réseau.....	79
Figure IV.25. Caractéristiques des courants simples injectés au réseau (I_{r123}), et (i_{dr} , i_{qr}) d'une phase représentées dans le domaine de Park.....	79

Symboles et abréviations

E Emittance énergétique (éclairage ou ensoleillement)
AM Masse d'air
TSL Temps Standard Local
TSV Temps Solaire Vrai
DC= CC Courant Continu
AC=CA Courant alternatif
MPP Point de fonctionnement optimal 'Maximum Power Point'
MLI Modulation à largeur d'impulsion
HT Haut tension
PVCR : Photovoltaïque Couplée au réseau électrique
GPV Générateur Photovoltaïque
I Courant de la cellule PV (Photo-Courant)
I_{ph} courant de l'obscurité de la diode
I_d Courant net total de la cellule PV
R_p Résistance série de la cellule PV
I_{0s} Courant de saturation de la cellule PV
a Coefficient de température du courant *I*
T température ambiante
V_c Energie de Gap du matériel de la cellule PV en eV
R : Résistance shunt de la cellule PV
V_{sh} Tension thermique
A Facteur d'idéalité de la jonction (cellule PV) p-n
T_{TH} : Température de référence de la cellule PV
I_{cc} : Courant de court circuit
V_{SC} : Tension du circuit ouvert
V_{SI} Onduleur de tension
MPPT Suiveur/Algorithme du Point de fonctionnement optimal
R Résistance de filtres
L ; Inductance de filtres
C Condensateur de filtrage
V : Tension du réseau BT
(*V_{g s=V}*) Tension fondamentale de la sortie de l'onduleur
I Courant de la maille AC
P, Q et *S* Puissances active, réactive et apparente respectivement
I_{cg(I_{gTs1})} et *V* : Courant et tension de charge dans le plan CC
LC Courbe de charges
FP Facteur de puissance
E_n : Energie maximale du champ PV pendant une journée
E_{nMPP} Energie transmise à la charge et au réseau électrique journalière
η(t)_{Optimal} : loi de contrôle optimal admissible
λ : longueur d'onde en mètre.
T : la température absolue en °K.
s : La constante de Stefan-Boltzmann.

ES : Éclairement de la surface du soleil.
E0 : Éclairement en dehors de l'atmosphère terrestre, appelée constante solaire.
AS : Surface du soleil.
A0T : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil.
A : Longitude géographique du site ;
A : Longitude de référence du TSL
γ: L'altitude.
ψ : l'azimut.
λ : longitude.
φ : latitude.
E : L'éclairement absorbé par la cellule.
E : L'éclairement absorbé par la cellule.
*STC*cellule: La surface de la cellule [m²].
E : L'éclairement de référence (1000 w/m²).
V_{th}: La tension thermique.
N : Le facteur d'idéalité de la photopile.
K : constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K).
q : La charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹ C).
I_{pv} : Courant générer par la cellule photovoltaïque.
I_{ph} : Courant de la cellule PV (Photo-Courant).
I: Le courant circulant dans la diode.
I_{0d} : Le courant de saturation inverse de la diode.
T : Température de la jonction des cellules PV [°K].
T_n : Température de référence des cellules PV [°K].
B ou *A* : facteur d'idéalité de la jonction.
E_g : Énergie de Gap du matériel de la cellule PV en [ev] .
I: Le courant circulant dans la résistance *R*
V_{pv}: La tension de sortie d'un panneau photovoltaïque.
R: Résistance shunt de la cellule PV.
R_P : Résistance série de la cellule PV.
V_{SOC}=*V_{CO}* :Tension du circuit ouvert.
I_{SC}=*I_{CC}*: Courant de court circuit.
N: Nombres des cellules en sérier.
N_S : Nombres des cellules en parallèle.
η : Rendement.
K_{Pt} : Coefficient de variation de courant *I*
K: Constante de Boltzmann [1,381.10⁻²³ J/K].
A : Facteur d'idéalité de la jonction (cellule PV) p-n
V_{mpp}: Tension d'un module PV au point de puissance maximale [V].
I_{mpp}: Courant d'un module PV au point de puissance maximale [A].
I : Courant de référence d'un module PV au point de puissance maximale
E : Ensoleillement
T_{ref} : Température de la jonction des cellules PV [°K].
T: Température de référence des cellules PV [°K].
I_{ref} : Courant de court-circuit d'une cellule ou d'un module solaire [A].
V_{CO}: Tension en circuit ouvert d'un module solaire [V].

INTRODUCTION GENERALE



Introduction générale

La consommation d'énergie, durant le siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voir amplifier cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques. Les gisements de ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploitées que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. En outre les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel.

La diminution des sources énergétiques traditionnelles comme (pétrole, gaz...) due à une utilisation croissante, Aujourd'hui, le défi mondial est tourné vers les énergies renouvelables, notamment le solaire, l'éolien, l'hydraulique, la géothermie, la biomasse...

La production d'électricité par voie solaire photovoltaïque (PV) a explosé ces dernières années dans le monde, est une forte croissance car c'est une source inépuisable, non polluante pour l'environnement. Dans le temps présent, cette utilisation doit être encouragée par des mesures appropriées et une politique énergétique des états. Dans les pays industrialisés, les lois sur les énergies renouvelables ont permis de booster fortement le marché du photovoltaïque.

L'Algérie, pays peut s'inspirer de ces programmes pour une exploitation à grande échelle de l'énergie solaire. Elle possède un potentiel solaire des plus importants avec un ensoleillement annuel moyen évalué à 2000 heures et estimé à environ 1700 kWh/m²/an dans le nord du pays et 2650 kWh/m²/an dans le sud, ce qui correspond à une capacité électrique 8 fois supérieure aux réserves de gaz naturel du pays. L'Algérie est dans le monde l'un des pays de fort potentiel d'exportation de l'énergie électrique solaire.

Le développement rapide de l'énergie solaire est apparu progressivement sous forme d'installations de petites puissances raccordées au réseau à Basse Tension (*BT*) et de fermes solaires connectées directement au réseau à Moyenne Tension (*HTA*). Cependant, le raccordement des systèmes *PV* au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance, sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau. D'un autre côté, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes *PV*.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière photovoltaïque et consiste essentiellement la modélisation et la simulation d'un central photovoltaïque connecté au réseau électrique et le but de ce travail est conception d'un système de conditionnement pour raccordement effectuée dans le site expérimental du Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (*URER MS*) à Adrar, rattachée au *CDER* (Centre de Développement des Énergies Renouvelables) est équipé d'un ensemble d'acquisition automatique de mesures permettant de faire des estimations comparatives selon les études à effectuer.

La rédaction de notre mémoire se compose de quatre chapitres et une conclusion générale:

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

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

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

Le dernier chapitre est consacré à la modélisation et à la simulation de la commande de la connexion d'un système de génération d'énergie au réseau électrique (un système photovoltaïque) via un onduleur à (*MLI*) d'une part, et alimentant une charge (*RL*) équilibrée d'autre part. La technique de commande par (*MLI*) a été appliquée,

l'amplification de la tension du générateur photovoltaïque est assurée par un adaptateur d'impédance (hacheur survolteur), le réglage du bus continu offre la possibilité de gérer le flux des puissances au niveau du bus continu qui permet d'imposer une puissance de référence à transiter au réseau.

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

CHAPITRE I

GENERALITES SUR SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUES



Résumé :

Rappel sur les ressources énergétiques et sur les systèmes de production associés et une étude des caractéristiques de plus cette caractéristique change, (la température ou l'éclairement) ,en suit la définition de l'énergie solaire suivie de la construction des cellules photovoltaïques. Puis nous nous intéressons à présenter. la technologie de l'effet photovoltaïque.

Mots clé : la température ou l'éclairement - cellules photovoltaïques - l'effet photovoltaïque.

I.1. Introduction :

De tous les temps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil l'étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations, connues depuis des siècles, sont directes comme en agriculture à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et chauffage autant artisanales qu'industrielles.

Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 10 000 w/m² crête dans les zones tempérées jusqu'à 14 000 W/m² lorsque l'atmosphère est faiblement polluée.

Signalons dès à présent le flux solaire reçu au niveau de sol dépend de :

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre.
- la latitude du lieu de collecte, son degré de pollution ainsi que son altitude.
- la période de l'année.
- l'instant considéré dans la journée.
- la nature des couches nuageuses.

Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité et à son concept respectueux de l'environnement, le Photovoltaïque prend une place prépondérante.

Pour comprendre ce phénomène, nous avons rappelé dans ce chapitre quelques notions de base sur le rayonnement solaire et les propriétés des semi-conducteurs ; matériaux de base des cellules photovoltaïques.

Une fois ces rappels théoriques sont faits, il nous sera facile d'expliquer le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en passant au système photovoltaïque complet et à ses trois types à savoir [1] :

- Les systèmes autonomes,
- Les systèmes connectés au réseau,
- Les systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV).

I.2. Balance énergétique mondiale :

La balance énergétique mondiale concerne la consommation, les réserves épuisables et non épuisables des énergies dans le monde.

I.2.1. Consommation d'énergie :

La consommation d'énergie dans le monde a toujours augmenté en raison de l'augmentation rapide de la population, particulièrement dans les pays en voie de développement et dans les nouveaux pays industrialisés. La croissance rapide prévoit 6 à 8 milliards de personnes d'ici 25 années, voir 10 milliards d'ici le milieu du 21eme siècle.

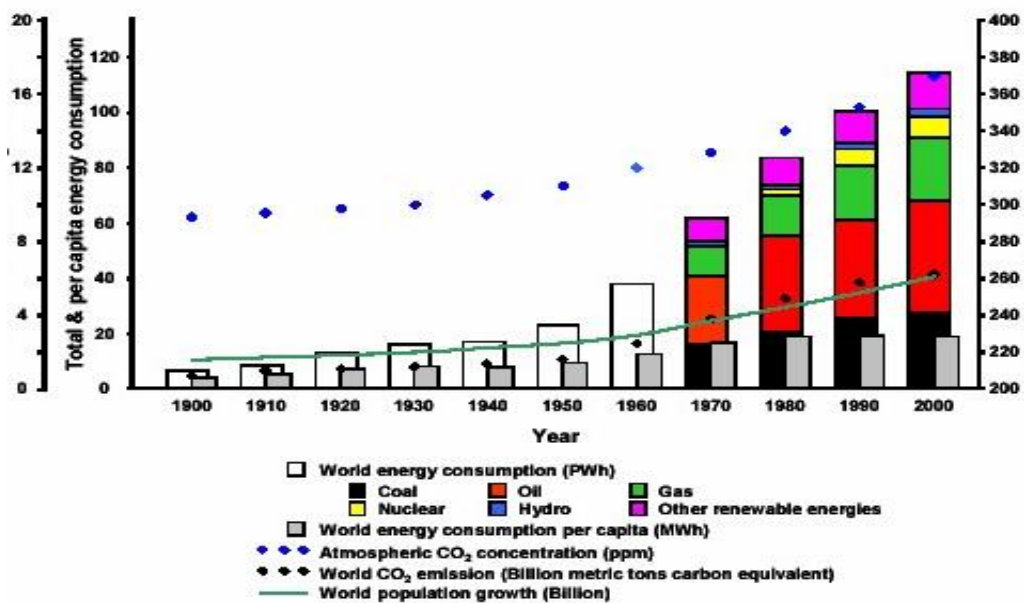


Figure I.1 : Situation énergétique mondiale prédite pour l'année 2000

I.2.2. Réserves d'énergie épuisable

Les énergies épuisables, non renouvelables ou de sources d'approvisionnements finis sont obtenues de stocks potentiels et statiques sous forme d'énergie primaire.

Puisque la consommation d'énergie primaire est dominée, dans le monde entier, par les ressources (une partie des ressources totales) énergétiques fossiles comme le pétrole brut,

le charbon et le gaz naturel, l'augmentation de la consommation d'énergie a un effet certainement direct sur ces réserves (total des ressources), elles vont être épuisées un jour. Indiquant les réserves et les ressources de la fin des années 1997, avec les plus grandes quantités de réserves et ressources, le charbon est encore dominant dans le monde entier.

Les réserves de charbon comptent environ 45 % de toutes les ressources énergétiques. Les deuxièmes sources énergétiques, le pétrole brut conventionnel et non conventionnel, sont estimées environ 33 % (18,5 % et 16,3 % respectivement) des réserves de toutes les ressources énergétiques. Le gaz naturel succède dans la troisième place avec approximativement 15 %. Le carburant nucléaire intervient approximativement avec 5 %. Bien que le « thorium » ne soit pas employé pour la production d'électricité car il n'y a aucun réacteur pour ce genre du carburant, les réserves de plus de 2 millions de tonnes de thorium, peuvent être considérées comme base pour l'avenir. Si on reste au même niveau de consommation d'aujourd'hui et dans les décennies avenir. [1]

Le récupérable, et toutes les réserves fossiles, sans le charbon, ne dépassent pas 60 ans. Quant au charbon, il sera épuisé dans moins de 200 ans.

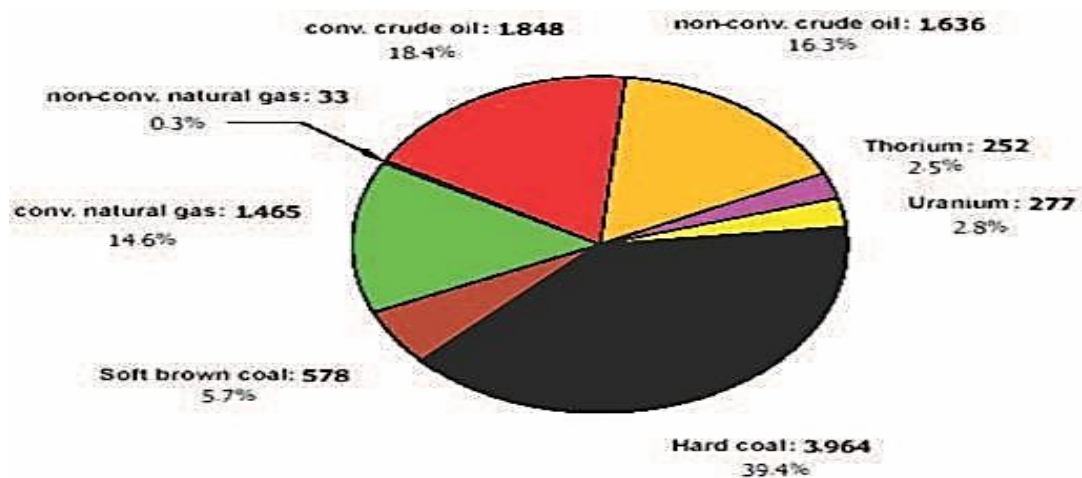


Figure 1.2 : Réserves à la fin de 1997 en PWh. [49]

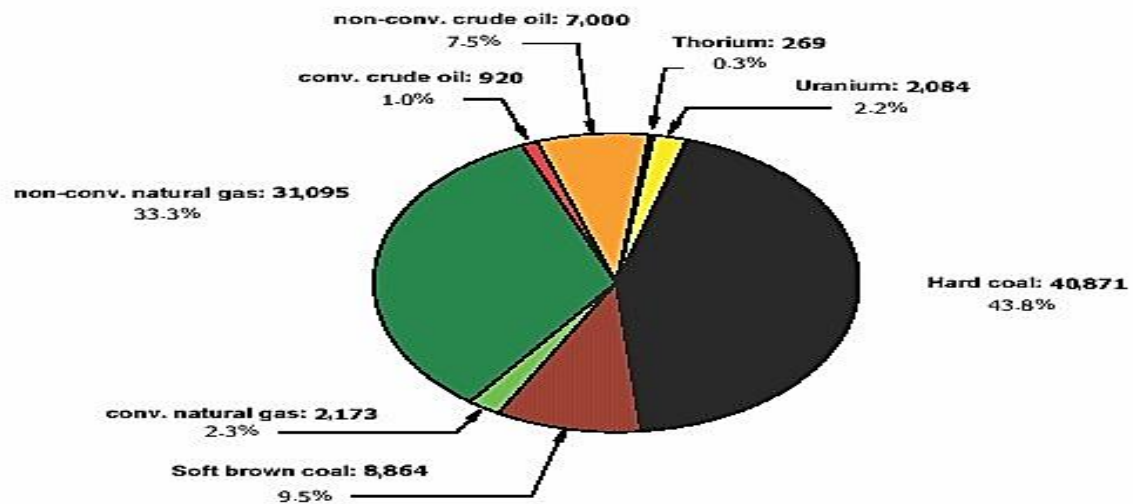


Figure I.3 : Ressources à la fin de 1997 en PWh (P=Peta=1015 joule). [49]

I.2.3. Energie solaire :

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. La quantité d'énergie libérée par le soleil et captée par la planète terre pendant une heure et pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 Watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre pour une distance moyenne terre-soleil de 150 Millions de km, c'est ce que l'on appelle la constante solaire qui est égale à 1367 W/m^2 . La partie d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air (AM) [5]. Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, et perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 W/m^2 [4].

I.3. Rayonnement solaire :

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de $0,22 \mu\text{m}$ à $10 \mu\text{m}$. La figure I.4 représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement a :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0,4 \mu\text{m}$),
- 47% dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$),
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8 \mu\text{m}$) [6].

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2), a plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m^2 . La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus [9].

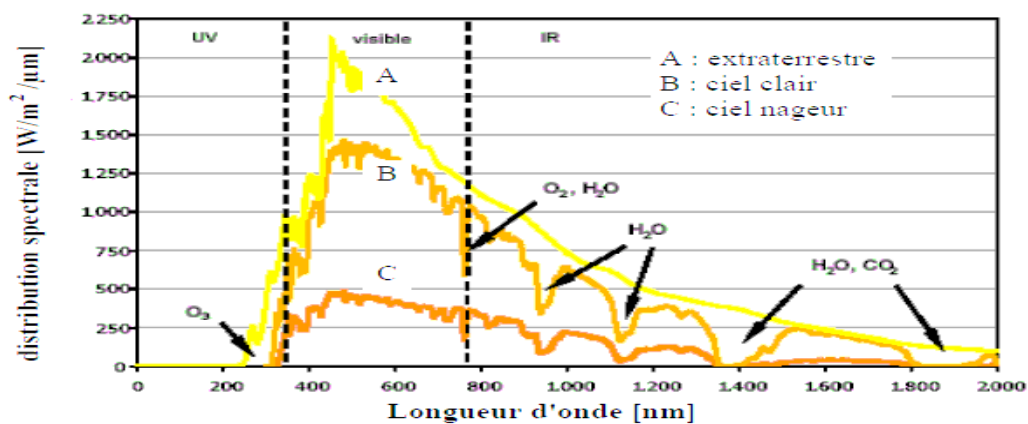


Figure.I.4 : Distribution spectrale du rayonnement solaire pour la masse d'air 0 et 1,5

Il y a quatre types de rayonnement:

- **Rayonnement direct** : rayonnement reçu directement du soleil. Il peut être mesuré par un **pyrhéliomètre**.

- **Rayonnement diffus** : rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par

l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un **pyranomètre** avec écran masquant le soleil.

- **Rayonnement solaire réfléchi** ou l'albédo du sol : le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

- **Rayonnement global** : la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un **pyranomètre** ou un **solarimètre** sans écran [6].

À noter que certains capteurs solaires concentrent le rayonnement solaire afin d'augmenter le rendement du capteur par rapport à une surface donnée. Ces capteurs à concentration ne peuvent utiliser que le rayonnement direct provenant du soleil. Dans les endroits avec une forte proportion d'ensoleillement diffus, ces capteurs ne peuvent pas fonctionner efficacement car l'ensoleillement diffus ne peut être concentré en un point [7].

La figure I.5 représente les rayonnements solaire :

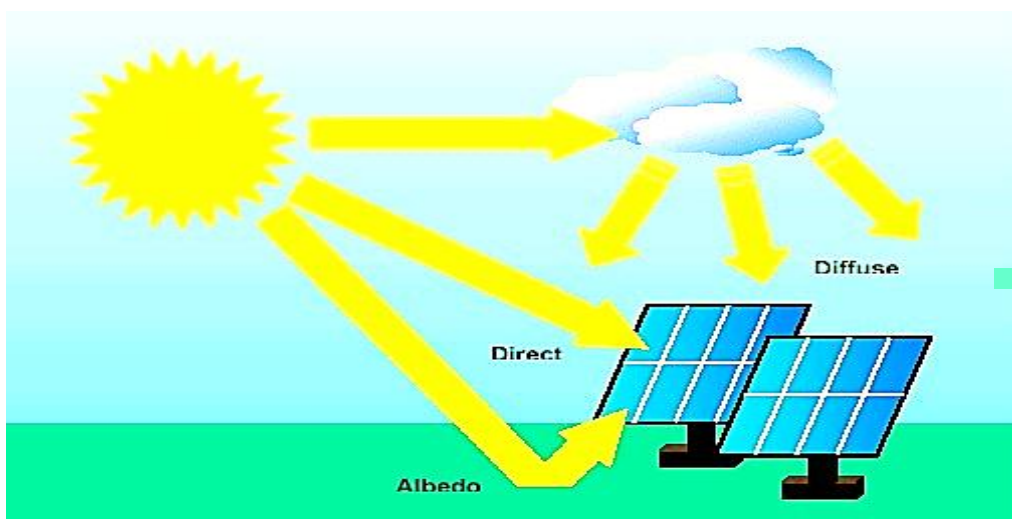


Figure.I.5 : Rayonnement solaire total sur un collecteur photovoltaïque [53]

I.4. Conversion photovoltaïque :

La possibilité de transformer directement l'énergie lumineuse, et en particulier le rayonnement solaire en énergie électrique est apparue en 1954 avec la découverte de l'effet photovoltaïque. Cet effet utilise les propriétés quantiques de la lumière permettant la

transformation de l'énergie incidente en courant électrique dont la cellule solaire ou photopile, est l'élément de base de cette conversion photovoltaïque [10].

I.4.1. L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque est un processus de transformation de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide de composant semi-conducteur appelé cellule solaire [8].

L'effet photovoltaïque ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur avant qu'il ne soit éclairé. Une telle barrière existe, par exemple, à l'interface entre deux volumes dopés différemment c'est à dire où l'on a introduit deux types différents d'impuretés à concentration différente, par exemple de type P-N. Si ce matériau est éclairé, les charges électriques, rendus mobiles par la lumière (l'effet photoélectrique), seront séparées par la barrière avec d'un côté les charges positives et de l'autre côté les charges négatives [7].

Parmi les matériaux semi-conducteurs les plus utilisés on trouve le silicium, le germanium, le sulfure de Gallium et l'arséniure de Gallium.

I.4.2. Le principe de conversion photovoltaïque :

- Comment fonctionne une cellule solaire photovoltaïque?

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [7]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la

bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un paire électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [9], voir la Figure I.6.

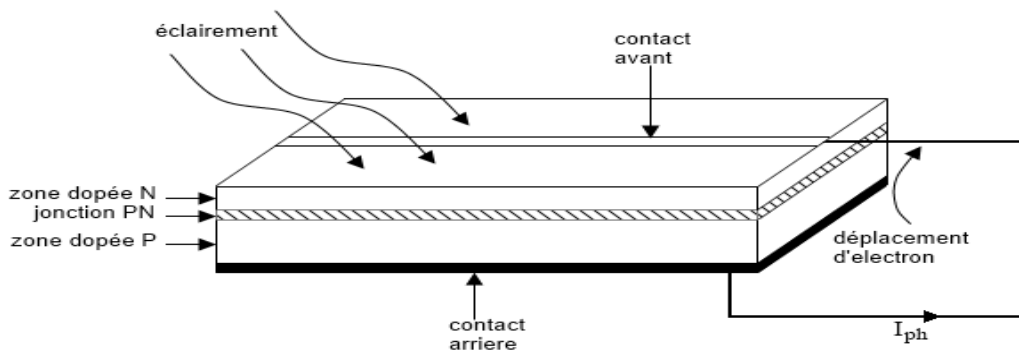


Figure I.6. Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque [16].

I.4.3. La cellule solaire :

On appelle cellule solaire un convertisseur qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. La photopile ou cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque [6].

Il existe trois grands types de silicium : mono cristallin, poly cristallin et amorphe.

I.4.3.1. Cellule au silicium mono-cristallin :

Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique.

Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher [7].Voilà la figure I.7

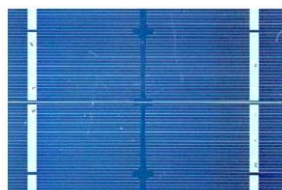


Figure I.7. Cellule au Silicium Monocristallin [12].

I.4.3.2. Cellule au silicium poly-cristallin :

Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le mono-cristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser [7]. Voilà la figure **I.8**

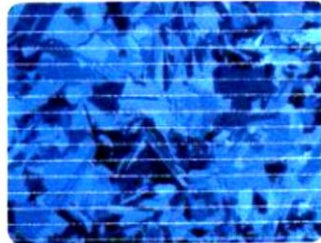


Figure I.8. Cellule au Silicium Polycristallin [12].

I.4.3.3. Cellule au silicium amorphe :

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin ; les cellules sont constituées par des couches très minces [10]. Voilà la figure **I.9**

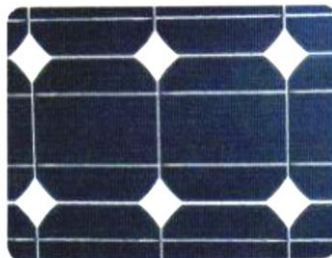


Figure I.9 .Cellule au Silicium amorphe (couche mince) [12].

I.5. Module photovoltaïque :

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge, les modules ont généralement 36 cellules. Le tout est appelé un module photovoltaïque.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente [10].

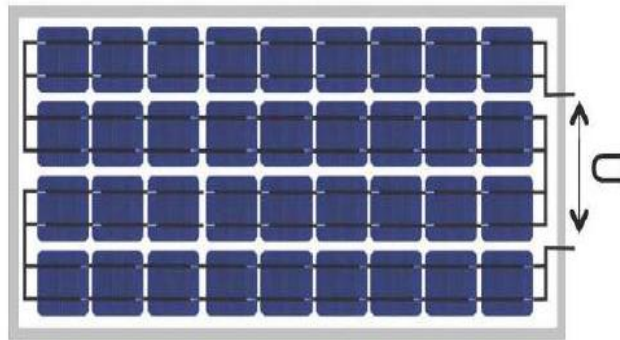


Figure I.10. Module photovoltaïque

I.5.1. Caractéristique d'un module solaire:

I.5.1.1. Caractéristique courant-tension I(V) :

C'est une caractéristique fondamentale du module solaire type MSX62 d'un nombre de cellule ($N_s=36$) définissant cet élément comme générateur. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante figure I.11.

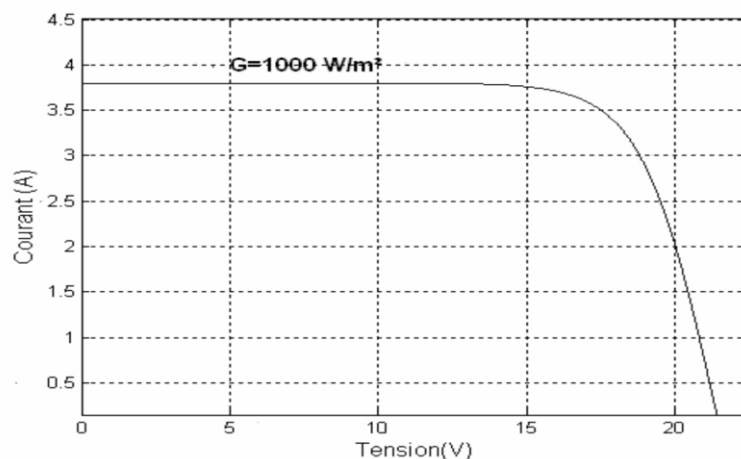


Figure I.11. Caractéristique I(V) d'un module solaire, $T=25^{\circ}\text{C}$.

I.5.1.2. Caractéristique puissance-tension P(V) :

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension

entre ses bornes figure **I.12**. Le point « M » représente la puissance maximale débitée par le module.

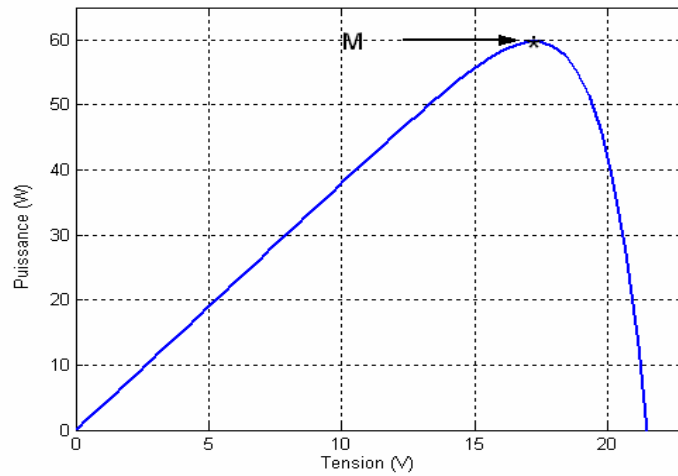


Figure I.12. Caractéristiques $P(V)$ d'un panneau solaire, $T=25^{\circ}\text{C}$ [7].

I.5.2. Groupement en série :

Dans un groupement en série figure **I.13**, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné. La figure **I.14** montre la caractéristique résultante (I_s, V_s) obtenue par l'association en série (indice s) de n_s cellules identiques (I_{cc}, V_{co}).

Avec :

$I_{scc}=I_{cc}$: le courant de court-circuit.

$V_{sco}=n_s V_{co}$: la tension de circuit ouvert.

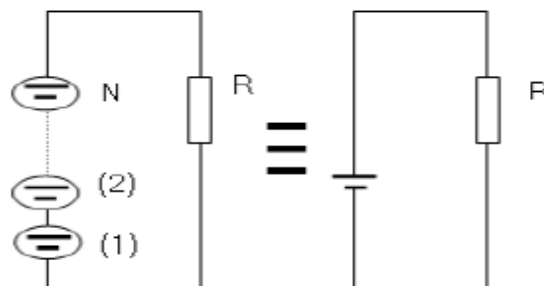


Figure I.13 : Association des modules en série.

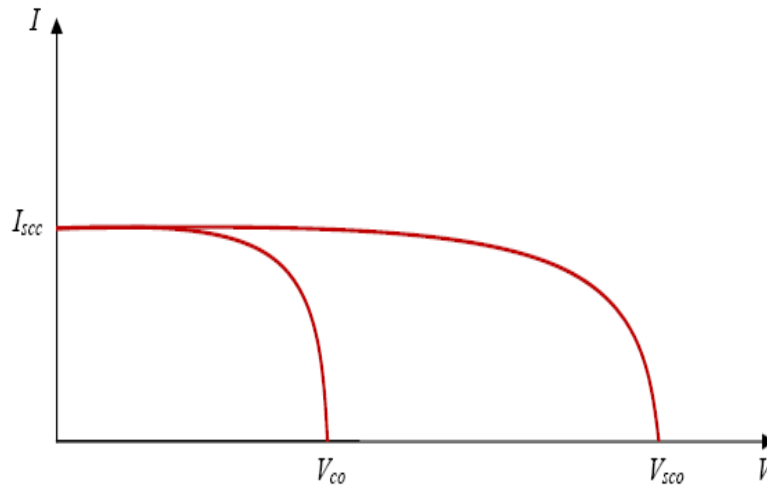


Figure I.14 :Caractéristique résultante d'un groupement en série de ns cellules identiques.

I.5.3. Groupement en parallèle :

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle figure **I.15**, les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée. La figure **I.16** montre la caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}) obtenue en associant en parallèle (indice p) np cellules identiques (I_{cc} , V_{co}).

$I_{pcc} = npI_{cc}$:le courant de court-circuit.

$V_{pco} = V_{co}$:la tension de circuit ouvert.

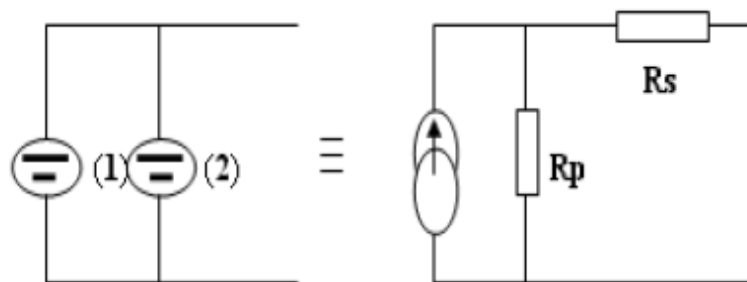


Figure I.15 Association des modules en parallèle.

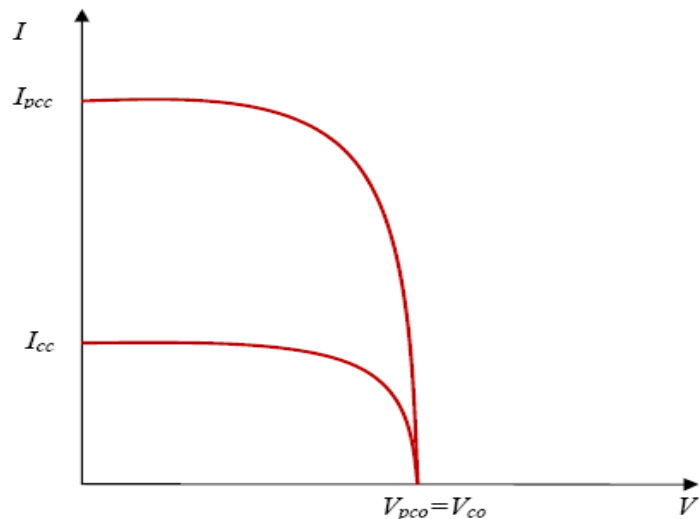


Figure I.16. Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de n_s cellules identiques.

I.5.4 . Groupement mixte (série-parallèle) :

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques regroupés par panneaux photovoltaïques figure I.17. La caractéristique électrique globale courant/tension du GPV se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants .

$I_{gcc} = n_p \cdot I_{cc}$: courant de court-circuit du module résultant.

$V_{gco} = n_s \cdot V_{co}$: tension du circuit ouvert du module résultant.

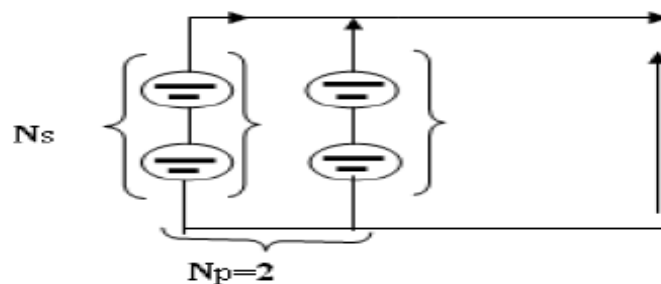


Figure I.17. Association mixte des modules.

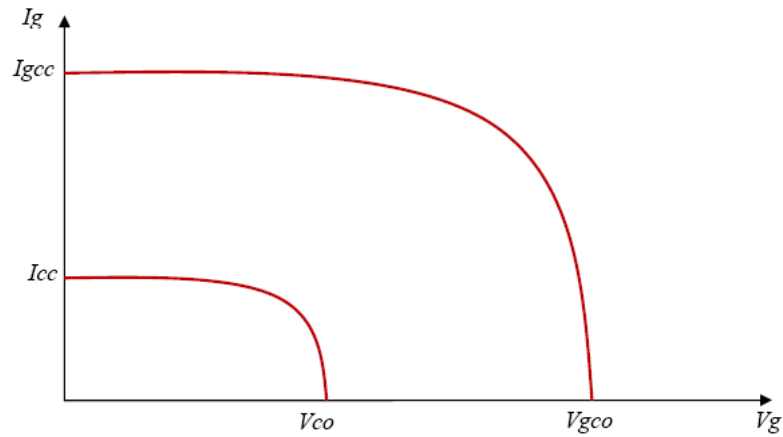


Figure I.18. Caractéristique résultante d'un groupement mixte.

Les générateurs photovoltaïques sont alors réalisés en vue d'augmenter la tension (Groupement en série) ou augmenter le courant (Groupement en parallèle) par l'association d'un grand nombre de cellules élémentaires de même technologie et de caractéristiques identiques. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir un module PV (ou panneau PV) aux caractéristiques souhaitées (courant et tension suffisants) [14].

I.7. Rendement de conversion :

Le rendement, (efficiency) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{ff \times V_{oc} \times I_{cc}}{P_{in}} \quad (I.2)$$

P_{in} : Puissance incidente = P solaire = 100 W/cm².

La densité de puissance incidente égale à : $\frac{P_{in}}{A}$

A : section de la cellule.

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert [13].

Le rendement varie généralement entre 8 à 13% pour le silicium mono-cristallin, entre 7 à 11% pour le poly-cristallin et entre 4 et 9% pour la cellule au silicium amorphe [7].

I.8. Fonctionnement optimal du générateur :

Dans les conditions données, c'est au point de puissance maximale que l'on exploite au mieux la puissance crête installée. C'est pourquoi ce point est souvent qualifié de point de puissance optimale, terme traduisant mieux le caractérisé relatif aux conditions d'éclairement et de température de la puissance fournie, l'utilisation du générateur étant le plus souvent considérée comme optimal en ce point. Ce point est alors noté (V_{opt}, I_{opt}) .

Le point fonctionnement (V_p, I_p) du générateur est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique avec celle de la charge. Seule une charge dont la caractéristique passe par le point (V_{opt}, I_{opt}) permet d'en extraire la puissance optimale disponible dans conditions considérées et l'impédance statique optimale de charge vaut alors $R_{opt} = V_m/I_m = V_{opt}/I_{opt}$.

Etant donné que ce point dépend totalement des conditions telles que l'éclairement G et la température, il en est de même de l'impédance de charge optimal [6].

L'utilisation optimale du générateur consiste alors à ce que sa charge conserve à chaque instant les valeurs optimales R_{opt} lorsque les conditions varient : il y a donc lieu d'effectuer en permanence l'adaptation d'impédance nécessaire [10].

I.9. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :

Malgré les avantages qu'elle présente, l'énergie photovoltaïque présente certains inconvénients qui peuvent être résumés comme suit :

I.9.1. Les avantages

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages à savoir :

- une haute fiabilité – elle ne comporte pas de pièces mobiles – qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. D'où son utilisation sur les engins spatiaux.

- le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissance allant du milliwatt au Mégawatt [6].

- le coût de fonctionnement est faible vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni personnel hautement spécialisé.

- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions [10].

I.9.2. les inconvénients :

- la fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

- le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium est de 28%).

- les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée [6].

Enfin, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulations associés soient judicieusement choisis [10].

I.10. Avenir du photovoltaïque:

Source d'énergie 100% propre et faible pour des usages très variés, elle figurera à l'avenir parmi les principales sources mondiales. Son handicap majeur reste un coût encore élevé comparée aux sources conventionnelles et aux filières renouvelables [6]. Ce coût diminue de 10% par an, et pour accélérer cette baisse, les autorités nationales et internationales doivent engagés une politique de soutien à long terme de la filière photovoltaïque [9]. C'est précisément l'objectif des programmes lancés depuis quelques années dans plusieurs pays industrialisés. Dans notre pays, l'application du PV reste encore modeste. La première utilisation été dans le domaine des télécommunications. Après, certain puits dans les hauts plateaux ont été équipés par des systèmes de pompages PV. A nos jours, quelques dizaines de village saharien de la région de Tamanrasset et Adrar jouissent des avantages de cette source d'énergie [10].

I.11. Conclusion :

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable qui provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein des matériaux bien particuliers tels que les semi-conducteurs (le silicium, le Germanium, l'Arséniure des Galium,...). Afin de la rendre réalisable physiquement, elle nécessite un équipement complémentaire dit Système photovoltaïque, contenant les composants d'amélioration nécessaires qui rendent l'électricité produite consommable (régulation, conversion *CC/AC...*).

Dans ce chapitre on a présentés des notions générales sur les systèmes photovoltaïques, synthèse d'assemblage des panneaux et une spécification des différentes zones de fonctionnement et les avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

CHAPITRE II

LES CONVERTISSEURS STATIQUE POUR SYSTEM PHOTOVOLTAIQUE



Résumé :

Pour connecté un system PV au réseau on utilisant des structures appelé les convertisseur statique DC/DC et DC/AC. Nous avons étudié les différents configurations des convertisseur, et leur intérêt dans l'installation PV.

Mots clé : convertisseur(DC/DC ; DC/AC) – system connecté au réseau

II.1 Introduction

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

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

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

Ce chapitre II décrit certains convertisseurs d'électronique de puissance et les techniques de commande et de conversion DC / DC, DC / AC connectés au réseau. Des systèmes (PV).

II.2. Convertisseurs DC/DC

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

puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [21].

Trois topologies de base de circuit de conversion (DC / DC) seront décrits dans les Paragraphes suivants :

II.2.1. Le hacheur dévolteur (Buck)

Le hacheur dévolteur, sous sa forme de base est présenté par la Figure II.1. Les composants clés sont l'inductance (L), le commutateur Transistor (S) la diode (D), et le condensateur (C). Celui-ci se charge par le commutateur (S), et qui maintient la tension à ces bornes jusqu'à l'ouverture de (S) qui fait décharger son énergie à travers la diode sur la charge (R) pour un cycle de période de fonctionnement [8].

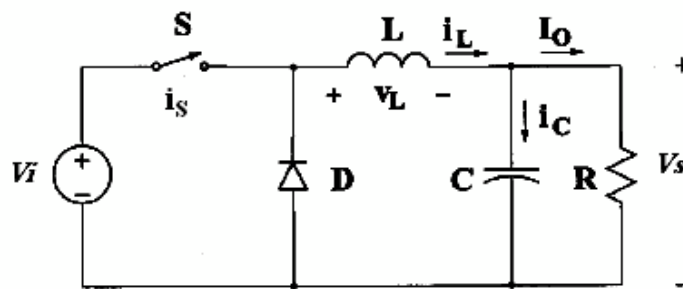


Figure II.1. Circuit électrique de base du hacheur dévolteur [8]

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

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

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_i - V_s}{L} \quad (\text{II.1})$$

I_L : Le courant dans l'inductance

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

deuxième laps de temps $(1-\alpha)T$, l'inductance (L) libère cette énergie à la charge avec une diminution de courant I_L . En négligeant la chute de tension à travers la diode, le taux de changement du courant est donné par [21] :

$$\frac{dI_L}{dt} = -\frac{V_s}{L} \quad (\text{II.2})$$

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

$$V_s = \alpha \cdot V_i \quad (\text{II.3})$$

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

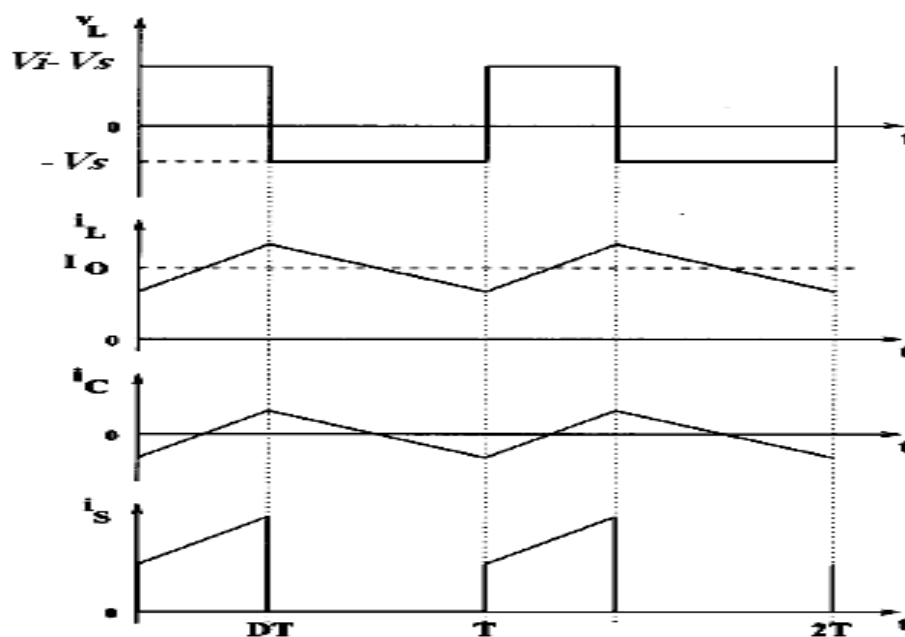


Figure II.2. Caractéristique de la tension et des courants dans le transistor et l'inductance d'un convertisseur Buck [15].

II.2.2. Le hacheur survolteur (Boost)

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

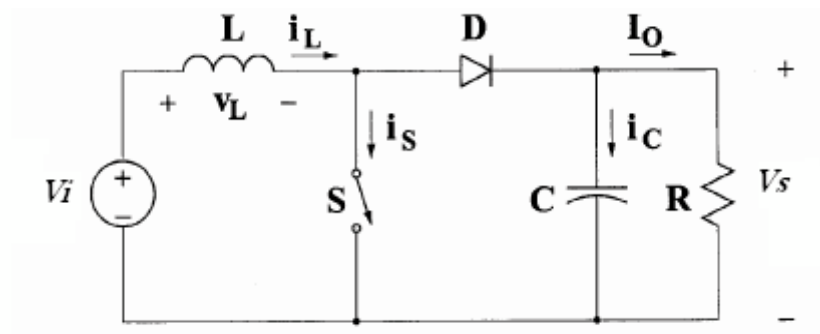


Figure II.3. Circuit électrique de base du hacheur survolteur [15]

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

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} \times V_i \quad (\text{II.4})$$

et

$$I_o = (1-\alpha) \times i_L \quad (\text{II.5})$$

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

Et lorsque (S) tourne sur la position (off), l'énergie emmagasinée par l'inductance est dissipée dans le circuit (RC) bien que la diode (D) est passante. Les

caractéristiques de tension et du courant de charge du convertisseur Boost dans le cas de la conduction continue sont décrites par la Figure II.4, comme suit :

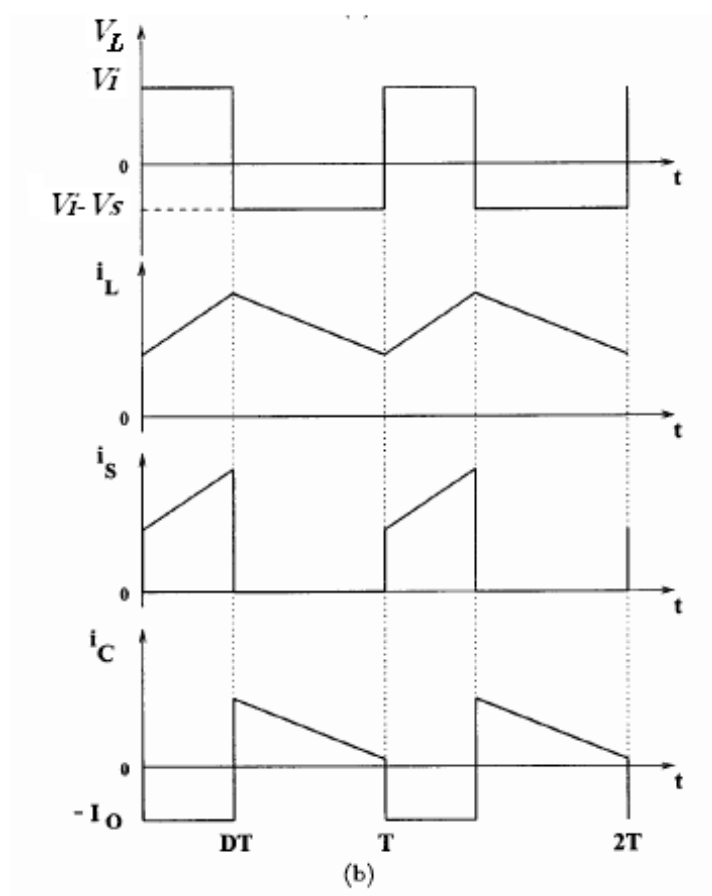


Figure II.4. Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur [15]

II.2.3. Le convertisseur Buck-Boost

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

Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée ; et quand le commutateur tourne sur la position (off) , la tension à travers l'inductance est renversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode. Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes

de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée comme suit [21]:

$$V_S = \frac{1}{1-\alpha} \times V_i \quad (\text{II.6})$$

Le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur, et les caractéristiques du courant et de la tension de charge sont données par la Figure II.5.

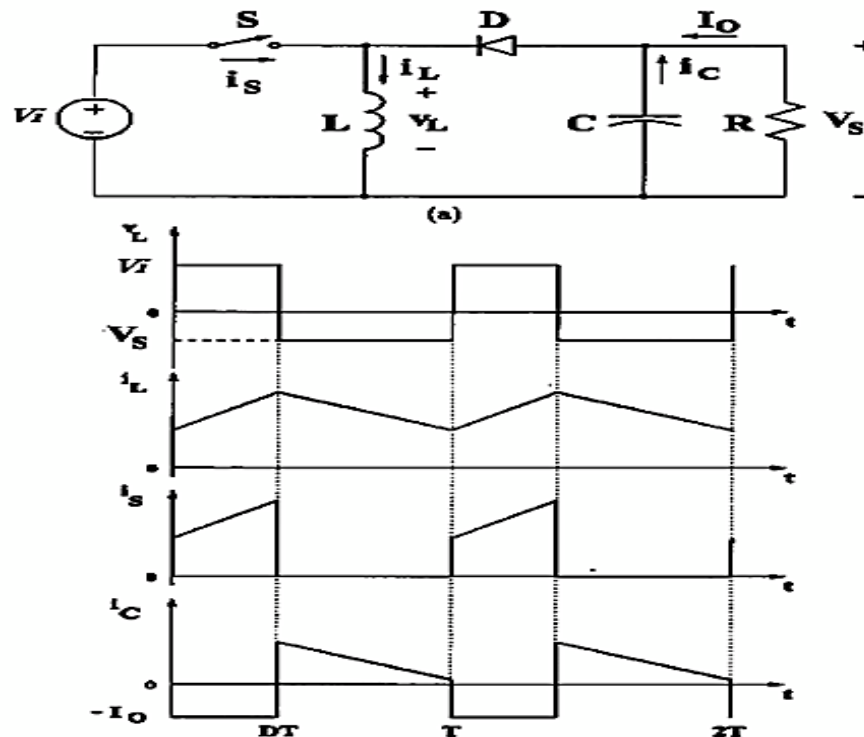


Figure II.5. Caractéristiques de la tension et des courants de la charge, et le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur [8]

II.3. Commande (MPPT) des convertisseurs DC/DC :

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

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

La Figure II.6 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie pour stocker de l'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de la tension (ballast,...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande (MPPT) (Maximum Power Point Tracking) qui permet de rechercher le (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche (MPPT) peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

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

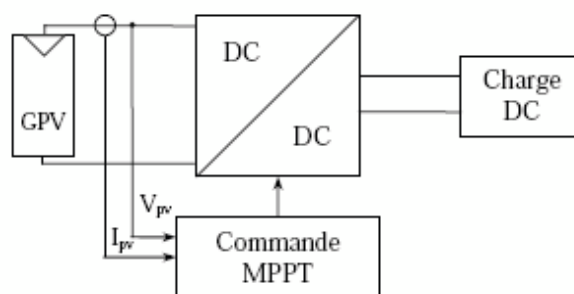


Figure II. 6. Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) sur charge DC [10]

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

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

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

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

II.3.2.1. Méthode de la dérivée de la puissance

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

Le point de puissance maximale (PPM) est donné par la Figure II.7 :

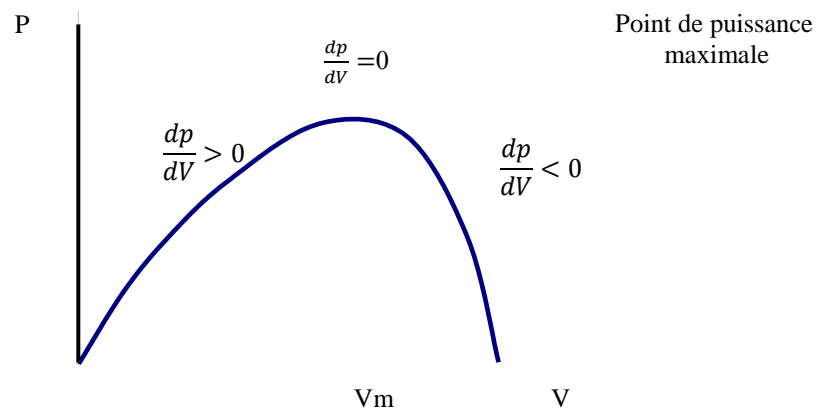


Figure II.7. Caractéristique du point de puissance maximale MPP [14]

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

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

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence (V_{ref}), ou en agissant

directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC), puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique.

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du générateur est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent [10]. L'organigramme de l'algorithme de perturbation et de l'observation (P et O) est donné par la Figure II.8.

$D = \alpha$: Rapport cyclique.

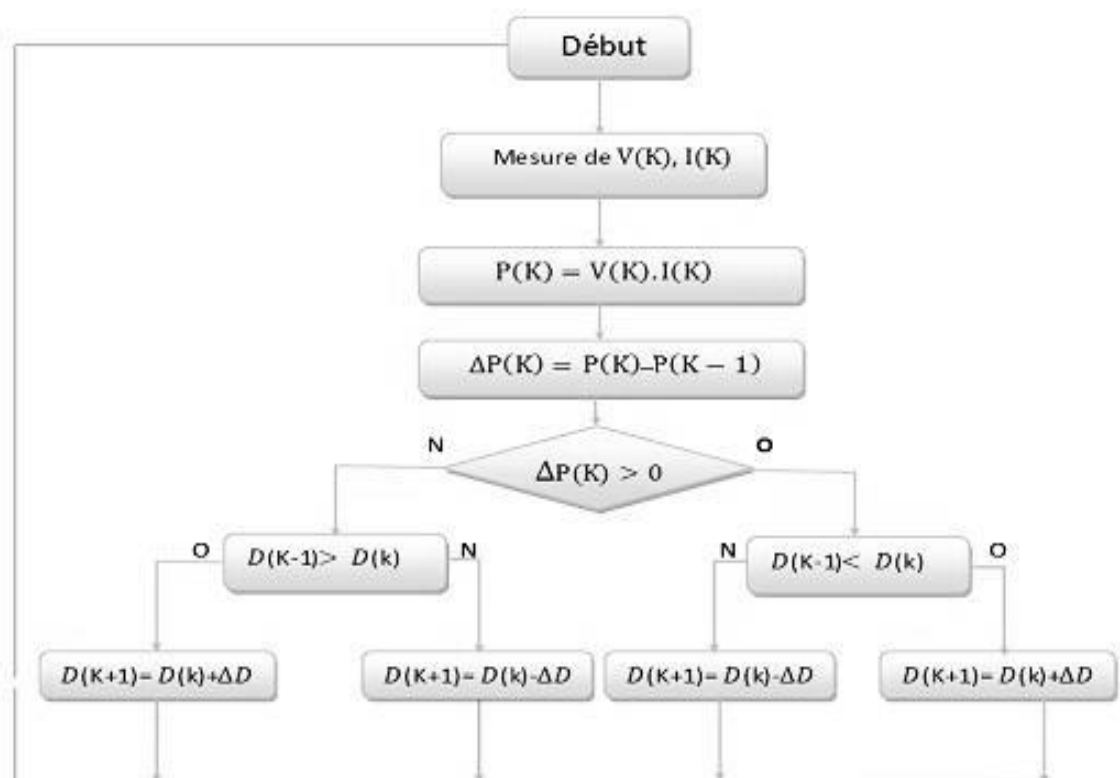


Figure II.8. Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation [35]

II.3.2.1.2. Méthode par incrémentation de conductance

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

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

$$\frac{dI_{pv}}{dV_p} = -\frac{I_{pv}}{V_p} \quad (\text{II.8})$$

Le terme $\frac{I_{pv}}{V_p}$ représente l'opposé de la conductibilité instantanée du panneau photovoltaïque, et représente le terme d'incrémentatation de conductance. Par conséquent, pour le point de puissance maximum (PPM), ces deux termes peuvent être égaux mais de signes opposés. Si le point de fonctionnement ne coïncide pas avec le point (PPM), l'inégalité de l'équation (II.9) indique la position de la tension de fonctionnement si elle est plus grande ou inférieure à la tension du point de puissance maximum (PPM) [37].

$$\begin{aligned} \frac{dI}{dV} &= -\frac{I}{V} ; \frac{dI}{dV} = 0 \\ \frac{dI}{dV} &> -\frac{I}{V} ; \frac{dI}{dV} > 0 \\ \frac{dI}{dV} &< -\frac{I}{V} ; \frac{dI}{dV} < 0 \end{aligned} \tag{II.9}$$

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

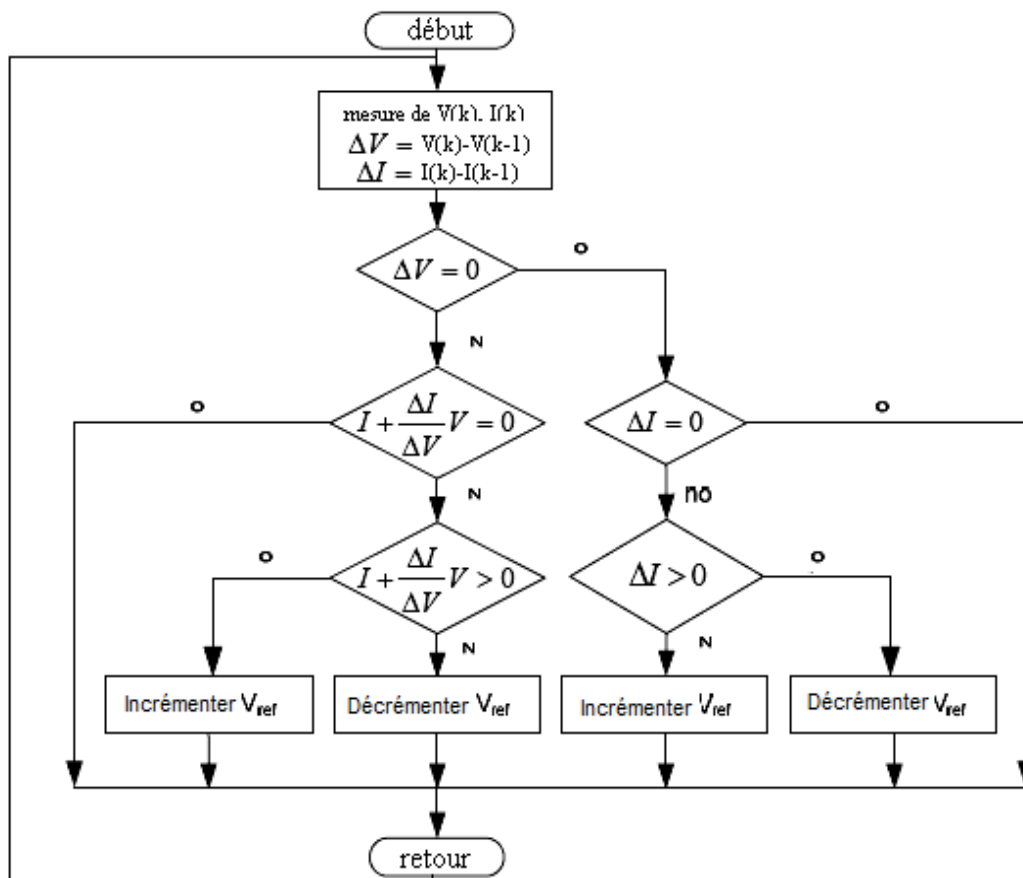


Figure II.9. Organigramme de l'algorithme incrémentatation de conductance [36]

II.3.2.2. Méthodes à contre réaction de la tension

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

Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la MLI de la commande afin d'annuler cette erreur comme le montre la figure II.10 [11]:

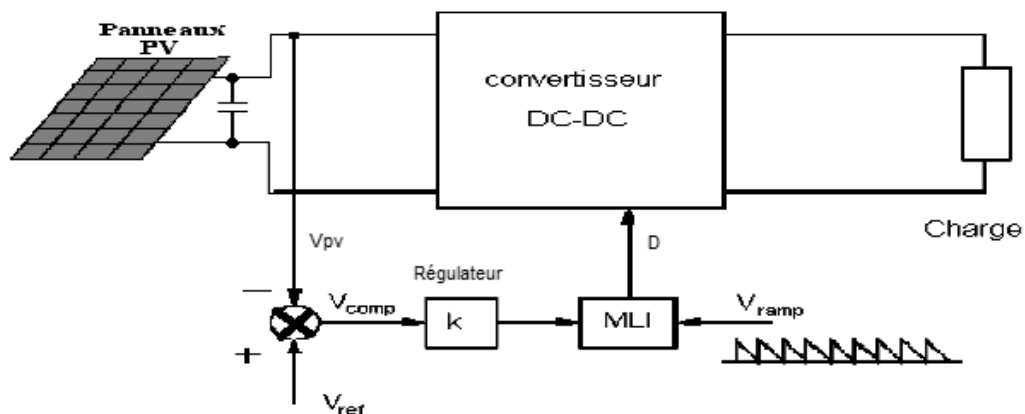


Figure II.10. Méthode avec Contre-réaction de tension et modulation [11]

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

II.3.2.2.1. Méthode à tension de référence fixe

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

II.3.2.3. Méthode avec contre réaction du courant

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

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

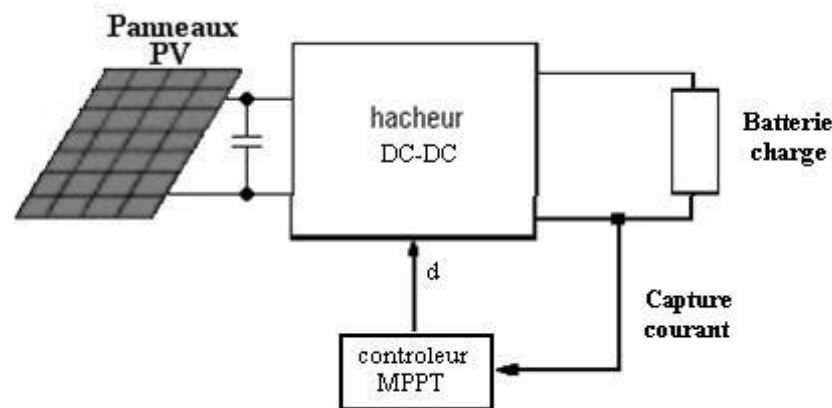


Figure II.11. Méthode de la contre réaction en courant [11]

II.6. Convertisseurs DC/AC

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

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

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

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

II.6.2. Types d'onduleurs

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

II.6.2.1. Onduleur à onde sinusoïdale

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

II.6.2.2. Onduleur à onde carrée

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

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

II.6.2.3. Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

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

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

II.7.1. Onduleur de tension

La Figure II.12 présente un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (*GTO ou IGBT*) et d'une diode en antiparallèle. Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur C_{dc} de tension U_{dc} [23], ou à deux condensateurs avec un point milieu (C_{dc1} , C_{dc2}), [2]. Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (L_r, R_r) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau.

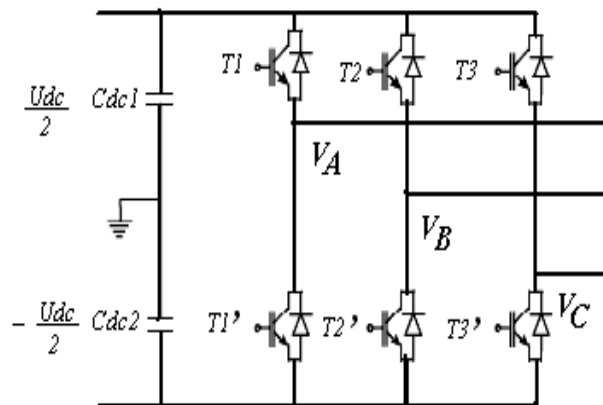


Figure II.12. Onduleur de tension triphasé [2]

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

Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse des commutations instantanées, ce mode de fonctionnement ne sera pas pris en compte et par conséquent, aucun risque de court-circuiter le condensateur n'est à craindre [2].

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

La structure du système de commande de l'onduleur peut être séparée en deux sous-systèmes ayant des dynamiques différentes : l'une dite rapide qui est liée aux courants, et une autre dite lente qui est associée à la tension continue. De ce fait, une synthétisation de deux régulateurs pour la boucle interne des courants, et pour la boucle externe de la tension continue peut se faire. D'autre part, il est bien connu que la performance de la boucle des courants joue un rôle essentiel dans la performance globale du système ; c'est pourquoi une commande ayant une réponse rapide et un bon comportement en état stationnaire s'avère nécessaire. Pour le réglage de la tension continue, l'utilisation de commandes classiques, en particulier du type proportionnel intégral, semble être suffisante pour obtenir des performances acceptables. Ce travail est consacré à l'étude des différentes lois de commande pour la boucle interne des courants [43].

II.7.3. Commande de l'onduleur

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

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

II.7.3.1. Commande par hystérésis

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

Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation.

En pratique, c'est la technique schématisée sur la Figure II.13 que l'on utilise. La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur [43] :

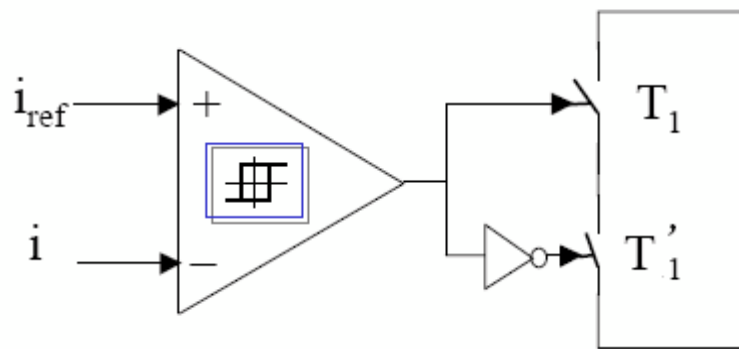


Figure II.13. Contrôle de courant par hystérésis [43]

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

Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis qui détermine l'erreur sur les courants et la fréquence de commutation bien que cette dernière reste inconnue. Le principe de la commande des interrupteurs est illustré par la Figure II. 14 :

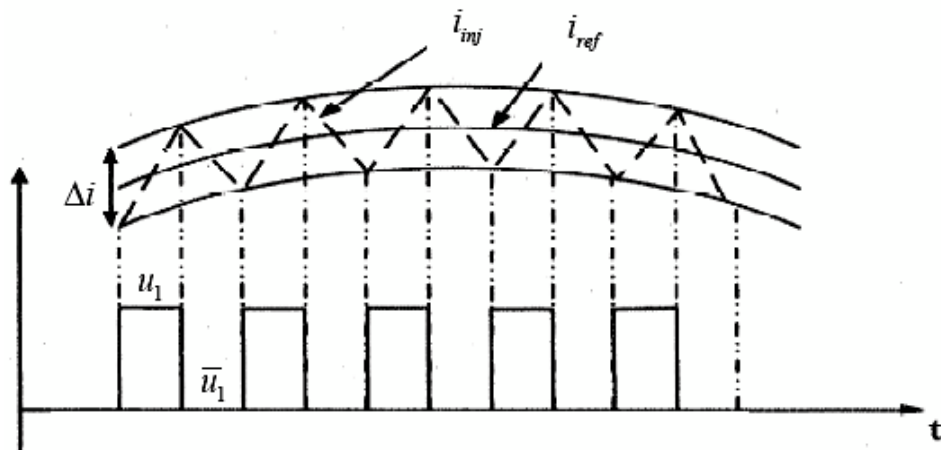


Figure II.14. Commande des interrupteurs par hystérésis [32]

II.7.3.2. Commande par MLI

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

La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la Figure II.15 [43] :

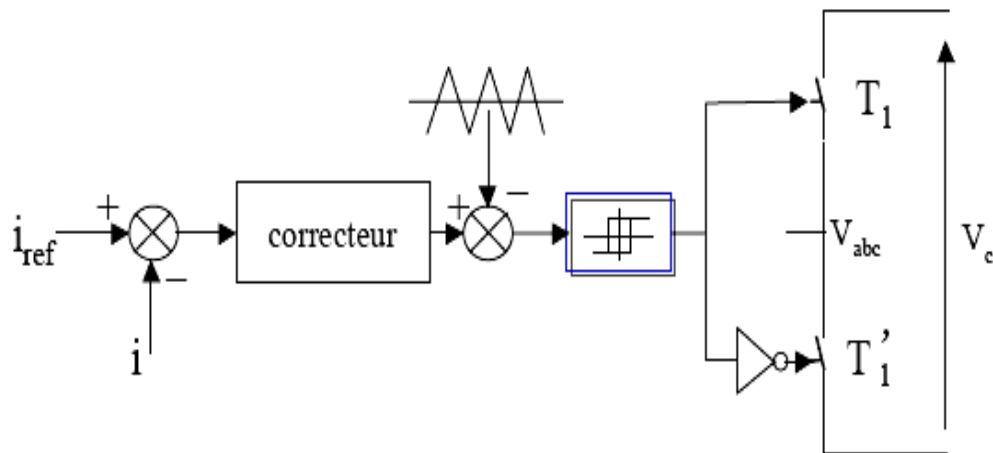


Figure II.15. Contrôle de courant par MLI [43]

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

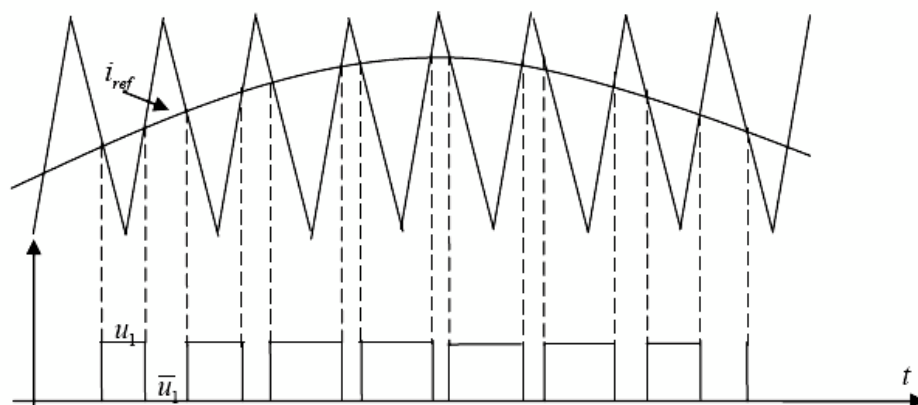


Figure II.16. Commande des interrupteurs par MLI [32].

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

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

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

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

II.7.4. Régulateur proportionnel-Intégral

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

Le rôle de ce filtre est d'atténuer les signaux hautes fréquences venant de la MLI. Le schéma de régulation du courant est représenté par la Figure II.17.

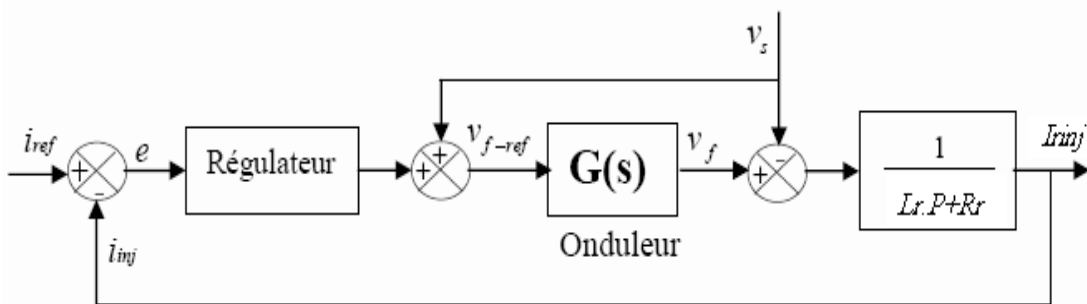


Figure II.17. Schéma de la régulation des courants de l'onduleur [32].

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

D'après (II.13), et le schéma de la figure II.17 nous obtenons l'expression suivante:

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

$$Rr \cdot I_{inj} + Lr \cdot \frac{dI_{inj}}{dt} = V_s - V_f \quad \text{(II.10)}$$

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

$$V_f - ref = V_s + Lr \frac{dI_{ref}}{dt} + Rr \cdot I_{ref} \quad \text{(II.13)}$$

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

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

U_p : amplitude de la porteuse.

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

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

II.8. Conclusion

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

Dans ce qui suit, généralités sur les différentes structures des centrales photovoltaïques connectées au réseau (CPCR) ainsi que les différentes méthodes de protection, de l'interconnexion et les causes des différentes perturbations harmoniques et les normes international.

CHAPITRE III

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU



Résumé:

Dans ce contexte, il est intéressant de collecter l'énergie solaire, de la convertir en courant alternatif et de l'injecter dans le réseau. Ce chapitre porte sur l'étude des généralités sur les différentes structures des centrales photovoltaïques connectées au réseau (CPCR) ainsi que les différentes méthodes de protection, de l'interconnexion et les causes des différentes perturbations harmoniques et les normes internationales.

Mots clé : centrale photovoltaïque – CPCR – l'interconnexion - perturbations harmoniques - les normes internationales.

III.1 Introduction

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

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

III.2. Technologies des onduleurs couplés au réseau

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

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

Pour des raisons de sécurité, un onduleur couple au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [8].

III.2.1. Onduleurs modularise (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel (par ex. Saladin 120 de Mastervolt). Pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle cote courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [8].

III.2.2. Onduleurs centralises (central inverter)

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

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

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

III.2.3. Onduleurs "String" - ou «de Rangée»

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

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

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

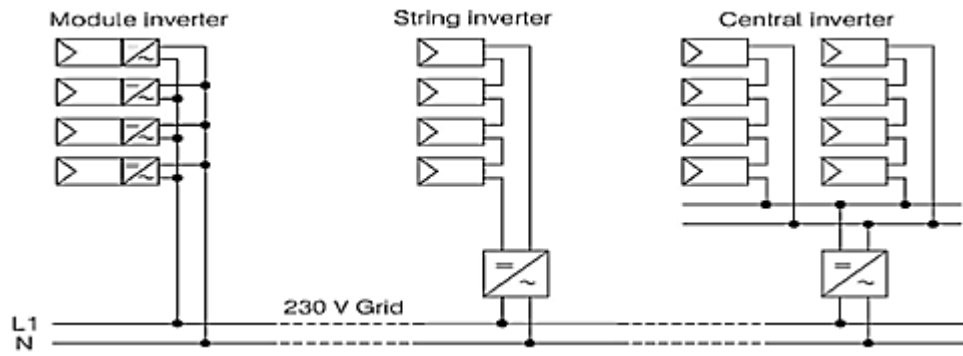


Figure III.1. Classification des onduleurs PV connectés au réseau [33]

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

III.3. Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

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

III.3.1 Centrales de petite taille ($P_w=1$ à 10 KW)

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

III.3.2 Centrales de taille moyenne ($P_w=10$ à 100 KW)

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

III.3.3. Centrales de grande taille ($P_w > 500$ KW)

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

III.4. Les différents types de systèmes photovoltaïques

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, les câblages, la batterie en cas de stockage et sont régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [8].

III.4.1. Structure générale d'un système photovoltaïque

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

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

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

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

III.4.2. Systèmes PV connectés directement au réseau

III.4.2.1. Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté par la Figure III.2 est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles.

On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un

transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau.

L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [6].

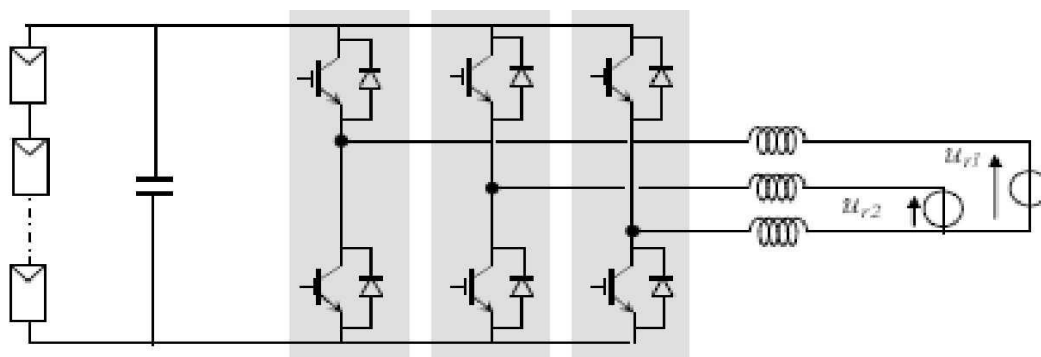


Figure III.2. Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur [6]

III.4.2.2. Structure avec bus a basse tension alternative

La figure III.3 montre un onduleur associé a un circuit de commande qui est directement connecte au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce a un bus alternatif (220 V - 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désire.

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

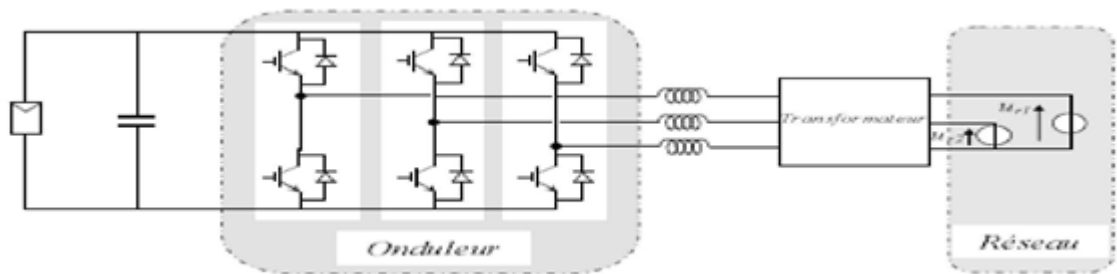


Figure III.3. Bus à basse tension alternative[6]

III.4.3. System a bus continue intermédiaire

III.4.3.1. Structure avec convertisseur forward

La figure III.4 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé.

Les inconvénient majeurs de ce montage sont [6]:

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

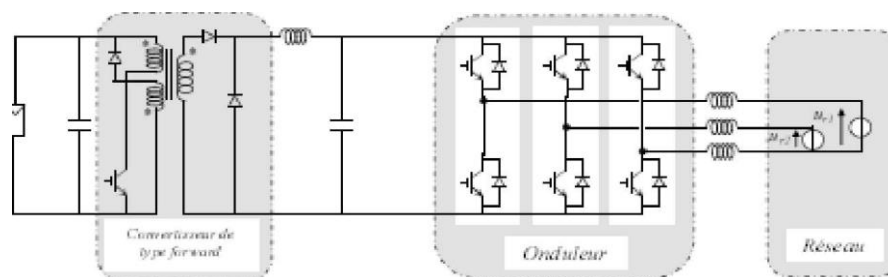


Figure III.4. Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [6]

III.4.3.2. Structure avec convertisseur de type Fly-back

La figure III.5 montre une structure à base d'un convertisseur de type Fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée. La caractéristique principale du Fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique.

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

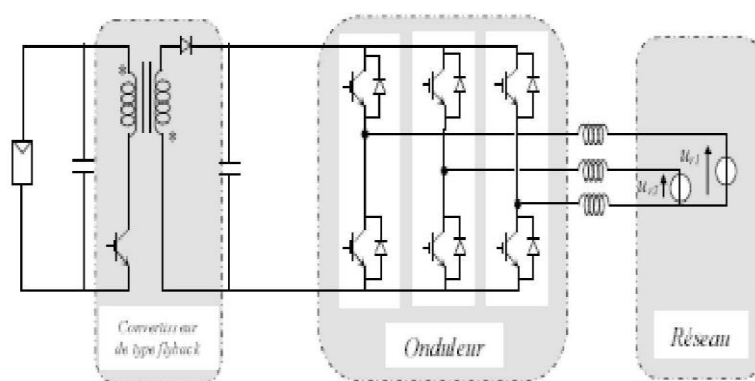


Figure III.5. Structure avec convertisseur de type Fly-back

III.4.3.3. Structure avec hacheur et onduleur :

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

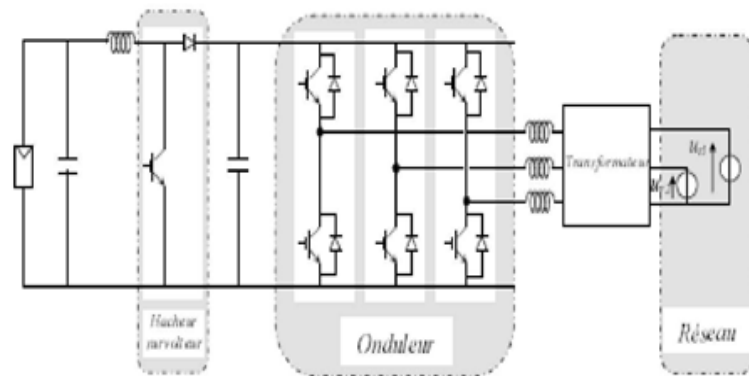


Figure III.6. Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé [6]

III.4.4. Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure III.7).

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (*DC*) obtenue à partir des modules *PV* en puissance alternative en respectant les conditions de qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement. Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système *PV* et le réseau constitué par un panneau de distribution. Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système *PV* soit en alimentant directement toutes les charges électriques, soit en injectant le surplus d'électricité (*PV*) dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants. La nuit ou par faible ensoleillement durant les périodes où les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production (*PV*), le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenu.

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

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

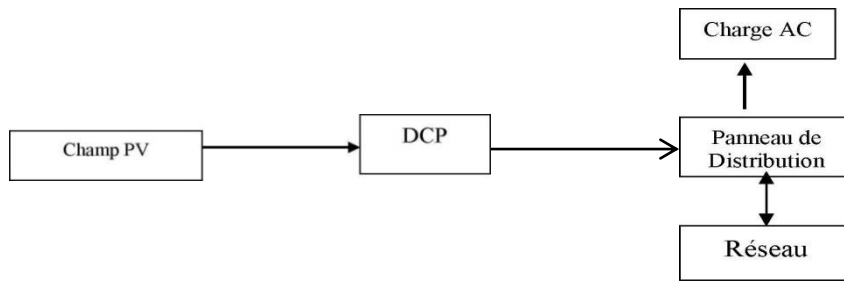


Figure III.7. Système PV connecte au réseau sans batterie de stockage [14]

III.5. Configuration des Systèmes PV

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

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

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

III.5.1. Onduleur central (Central-plant inverter)

Dans les onduleurs centraux, habituellement on utilise un grand onduleur pour convertir la puissance du côté ($DC-DC$) des modules (PV) à une puissance (AC) sur le côté alternatif. Dans ce système, les modules de (PV) sont en série pour former un panneau, et plusieurs de ces panneaux sont reliés en parallèle au hacheur [15]. Le schéma bloc d'un tel arrangement est donné par la Figure.III.8 :

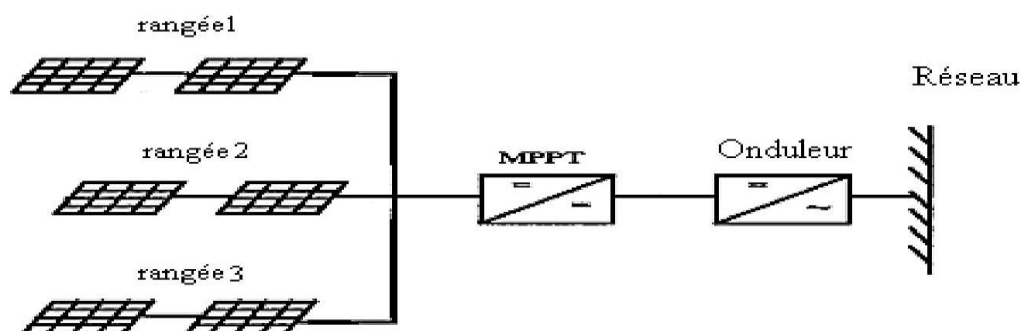


Figure III.8. Onduleur central (Central-plant inverter) [15]

III.5.2. Hacheur (Multiple-string DC-DC) avec un onduleur

Le schéma du montage est donné par la Figure III.9. Dans le multiple-string du convertisseur (*DC-DC*), chaque hacheur boost possède un transformateur qui assure l'isolation galvanique et un lien de conversion commun (*DC-DC*) [15].

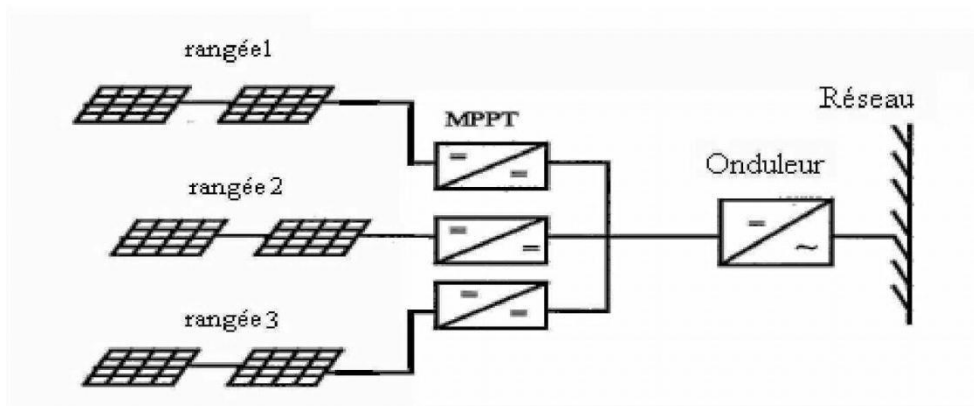


Figure III.9. Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur [15]

III.5.3. Onduleur Multiple-string

La Figure III.10 montre le schéma fonctionnel d'un système de conversion de multiple convertisseur (multiple-string). Il se comporte d'un ensemble de modules reliés en série du côté (*DC*), et la conversion individuelle de la puissance de (*DC*) en (*AC*) est assurée par un petit onduleur. Beaucoup de tels onduleurs sont reliés en parallèle du côté (*AC*). Cet arrangement n'est pas affecté en ombrageant des panneaux. Il n'est pas aussi sérieusement affecté par l'échec de l'onduleur [15].

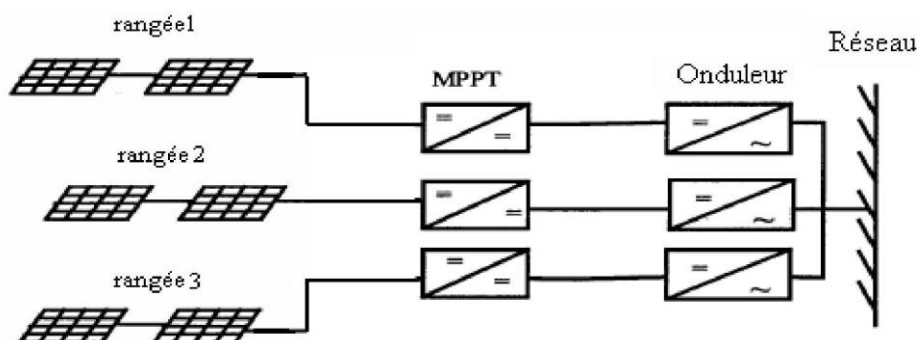


Figure III.10. Onduleur Multiple-string [15]

III.5.4. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)

Dans les systèmes d'onduleur modulaire de la Figure III.11, chaque module photovoltaïque aura un petit onduleur (typiquement 50W a 300W) et aucun câblage n'est requis. On prévoit de petits onduleurs pour réduire le coût [15].

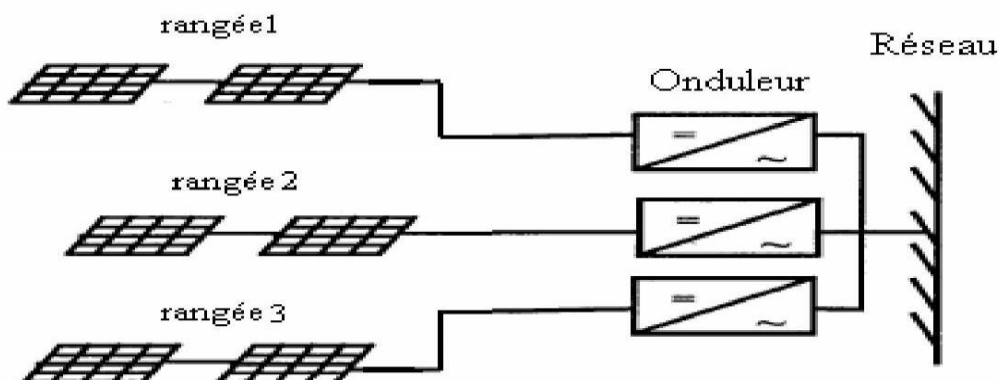


Figure III.11. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter) [15]

III.6. Caractéristiques des onduleurs compatibles avec le réseau

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

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

III.7. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

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

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.

- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.

III.8. Conditions techniques d'interconnexions

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

III.8.1. Raccordement

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

Le réseau qui doit assurer le transit de la production décentralisée est soumis à plusieurs contraintes. Il doit pouvoir maintenir le plan de tension dans les limites d'exploitation avec et sans la présence de la production décentralisée.

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

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

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

III.8.2. Jugement de conformité

Le producteur est tenu de soumettre un rapport de contrôle rédigé à ses frais par un organisme agréé qui démontre la conformité de l'installation au règlement général des installations électriques. En outre, le gestionnaire du réseau contrôle avant le raccordement de l'installation du producteur décentralisé en ce qui concerne les aspects particuliers de

l'installation de fourniture d'énergie. Ceci inclut entre autre le schéma de raccordement, le fonctionnement de l'appareil de découplage, le réglage et le fonctionnement de l'ensemble constituant les protections particulières, le dispositif de mise en parallèle, l'éventuelle protection contre l'injection de courant continu.

III.8.3. Accord de raccordement

L'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau (*SONELGAZ*). Cet accord n'est pas encore fonctionnel au cas où le producteur décentralisé envisage une modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée.

III.8.4. Dispositif de coupure

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

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

III.8.5. Dispositif de protection

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

Il pourrait donc s'avérer utile de faire usage soit d'une protection par asservissement

soit d'ajouter d'autres fonctionnalités à la chaîne de relais prévu ou d'en modifier certaines. Les variantes sont autorisées dans la mesure où elles remplissent les fonctions des relais qu'elles remplacent.

III.8.6. Couplage

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

Lors de la connexion en parallèle, la tension, la fréquence et l'écart de phase sont tels qu'ils ne provoquent pas de variations brusques relatives de la tension supérieures à 6%. Si la connexion en parallèle se répète plusieurs fois par jour, les variations brusques de tension dues à la connexion parallèle seront limitées aux mêmes valeurs que celles requises pour le fonctionnement et définies dans le paragraphe suivant. Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension seront limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Ces considérations impliquent que la production décentralisée qui fonctionne en îlotage ne peut être reconnectée au réseau qu'après vérification de la tension, de la fréquence et de l'écart de phase et qu'il ne peut pas être possible d'effectuer une prise en parallèle à un endroit non prévu, des verrouillages sont installés pour empêcher ces éventualités.

Après un déclenchement commandé par la protection de découplage, lorsque les conditions sont redevenues normales, la reconnexion au réseau peut se faire automatiquement à condition de disposer d'un système de synchronisation automatique. Ces automatismes font partie des aspects particuliers de la production décentralisée.[8]

II.8.7. Compensation avec Batteries de condensateurs

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

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

III.8.8. Harmoniques et inter harmoniques

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

L'impact de l'installation sur le réseau (pour le changement de période tarifaire, pour l'éclairage public...) doit également rester à des niveaux de perturbation acceptables. Dans la plupart des cas, le niveau de perturbation de la production décentralisée s'ajoute aux niveaux de perturbation déjà existant par la présence des utilisateurs et des autres producteurs.

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

III.9. Perturbations des réseaux électriques

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

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

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

Afin de décrire certaines perturbations et de donner le niveau de conformité de l'énergie fournie, des normes ont déjà été établies (voir la section I. 5). Les perturbations électriques affectant l'un des quatre paramètres cités précédemment peuvent se manifester par : un creux ou une coupure de tension, une fluctuation de la tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une fluctuation de la fréquence, la présence d'harmoniques et/ou d'inter-harmoniques [3].

III.9.1. Creux et coupure de tension

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

Les coupures représentant un cas particulier des creux de tension de profondeur supérieure a 90% de la tension nominale ou disparition totale pendant une durée généralement compris entre 10 ms et une minute pour les coupures brèves et supérieures a une minute pour les coupures longue. La Figure III.12 montre un exemple de creux et de coupure de tension [32]:

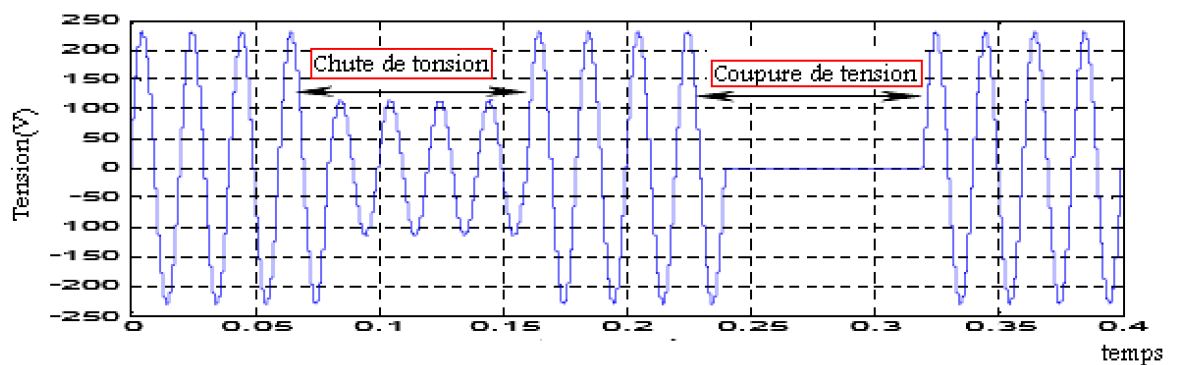


Figure III.12. Creux et coupure de tension [32]

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

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

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

III.9. 2. Variations et fluctuations de la tension

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude inférieure à 10 % de la tension nominale et les fluctuations de tension sont une suite de variations de tension ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont la fréquence de la variation et l'amplitude, comme illustre par la Figure III.13 [32].

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

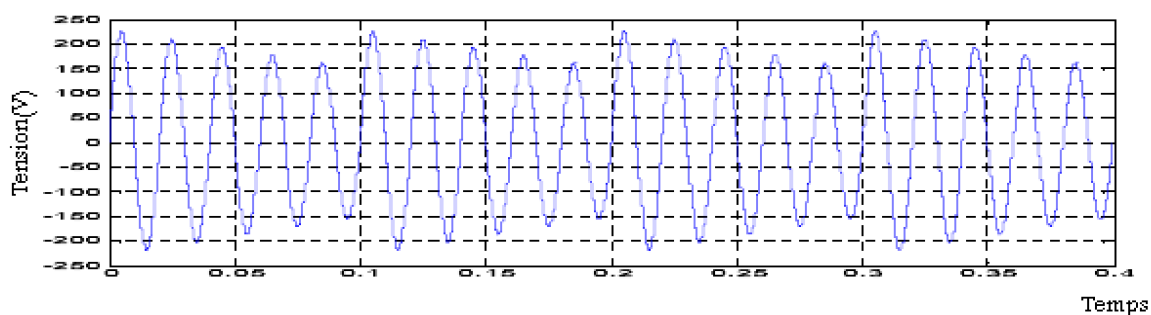


Figure III.13. Fluctuation de la tension [32]

Comme les fluctuations ont une amplitude qui n'excède pas $\pm 10\%$, la plupart des appareils ne sont pas perturbés. Le principal effet des fluctuations de tension est la fluctuation de la luminosité des lampes (papillotement ou flicker).

III.10. Conclusion

Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Ce chapitre (III) a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions relatives aux systèmes photovoltaïques. Des informations sur la technologie de chaque composant du système ont été décrites en donnant leur structure générale, et en abordant les problèmes comportant l'interconnexion et les conditions standards d'interconnexion ou de raccordement et Les normes et qualité de puissance photovoltaïque à injecter au réseau.

CHAPITRE IV

MODELISATION ET SIMULATION D'UN CENTRAL PV CONNECTE AU RESEAU



Résumé :

La modélisation et la simulation de tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge, sont les point forts pour voire les conséquences de la connection d'un système PV avec le réseau électrique.

Mote clés : PV-réseau électrique –connection PV au réseau – hacheur-onduleur.

IV.1. Introduction

Ce chapitre présente un modèle mathématique de simulation s'appliquant à chaque composant de la centrale PV connectée au réseau. Le modelé contient une représentation détaillée des composants principaux du système, le générateur photovoltaïque, le convertisseur (DC - DC) (Boost), l'onduleur de tension (DC - AC) commande par la MLI (sinus triangle), un filtre(LC - L), une charge équilibrée du cote(AC) et le réseau électrique (BT).

Une commande des convertisseurs (DC-DC) et (AC - DC) est développée dans le but d'extraire et d'injecter le maximum de puissance du générateur photovoltaïque. L'onduleur transfère l'énergie produite des modules (PV) dans le réseau en gardant la tension alternative constante. Le contrôle de la puissance. On a utilisé le logiciel MATLAB pour la modélisation des différents composants d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique (à savoir le modèle du générateur photovoltaïque PV), à partir du système des équations simulées sur l'environnement MATLAB, on peut déduire les points de puissances maximales. La réponse d'un tel système dépend dans une grande mesure du lieu géographique, où l'installation sera réalisée et des facteurs aléatoires, tels que des conditions atmosphériques variables (éclairage solaire incident, température), donnera directement l'énergie électrique produite par la centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique. Le but de la modélisation et la simulation des composants de la centrale grâce au logiciel MATLAB est d'aider à comprendre les critères de conception et de dimensionnement des systèmes PV connectés au réseau. Ces critères permettent de déduire et d'estimer l'énergie électrique injectée au réseau.

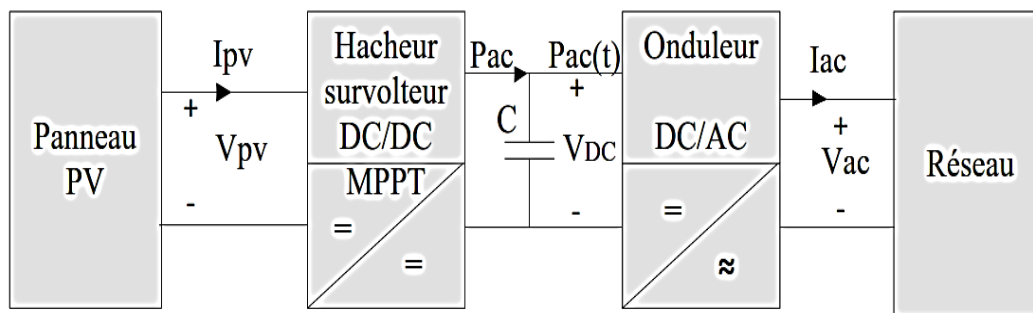


Figure IV.1. Système PV connecté au réseau électrique.

IV.2. Système photovoltaïque Propose

Le système que nous proposons pour l'étude et la simulation est schématisé par la Figure IV.2.

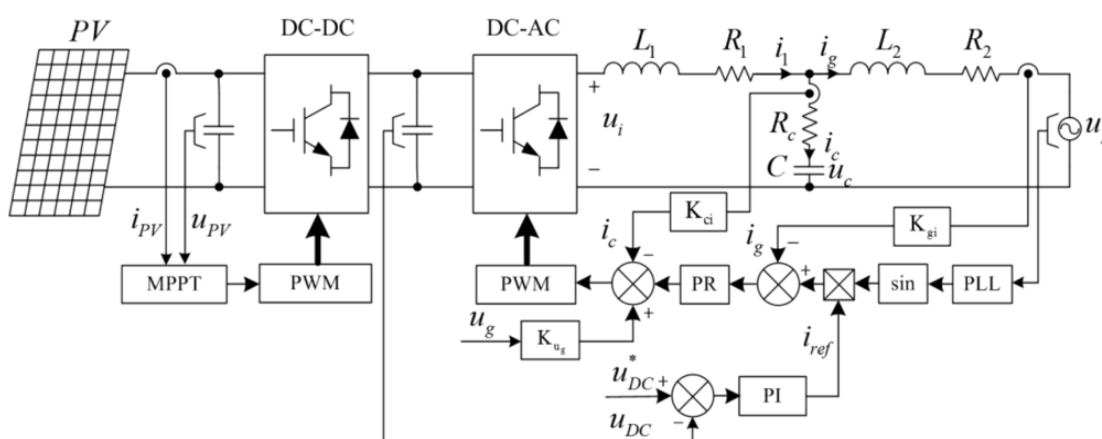


Figure IV.2. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique

La figure IV.2 représente la configuration du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique de distribution. Le générateur photovoltaïque est relié à un convertisseur DC/DC qui assure le suivi du point de fonctionnement optimal, et alors l'ensemble est connecté au réseau électrique par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/AC commandé par une stratégie qui permet de synchroniser la source photovoltaïque avec le réseau.[8]

IV.3.Modélisation et simulation des différents composants

IV.3.1. Modélisation du générateur GPV

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

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

Caractéristiques physiques	1106/12
Nombre de cellules en série (N_s)	36
Nombre de cellules en parallèle(N_p)	2
Caractéristiques électriques	$G = 1000w/m^2 .25C^{\circ}.AM1.5$
Tension nominale (V_n)	12V
Puissance maximale (p_{max})	$(106\pm 5\%)W_c$
Courant de court-circuit (I_{cc})	6.54A
Tension du circuit ouvert (V_{oc})	21.6V
Courant(I_m) au point de MPPT	6.1A
Tension (V_m) au point de MPPT	17.4V

Tableau IV.1: Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour modélisation et la simulation [8].

Pour un module constitue de N_s cellules en série et de N_p cellules en parallèle, l'équation du courant photo-génère I_{ph} ramenée aux conditions de référence ($G = 1000W /m^2$ et $T_a = 250 C$) est donnée par [14]:

$$I_{ph} = [I_{cc} \left(\frac{T_c - T_r}{T_c} \right) + I_t(T_c - T_r)].N_p \quad (IV. 1)$$

Avec :

I_{ph} :Le courant photo-genere [A].

G_r : Eclairement ou flux de référence 1000 W /m²

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

I_{cc} : Courant de court-circuit.

T_c : Température de la cellule [kelvin].

T_r : Température de référence [300 oK].

N_p : Nombre de cellules connectées en parallèle.

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

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

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

$$I_{sat} = I_0 \left(\frac{T_c}{T_r}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{q \cdot E}{n \cdot k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_c}\right)\right] \quad (VI.3)$$

Avec :

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

V : Tension aux bornes de la charge.

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

n : Coefficient adimensionnel du matériau semi-conducteur.

N_s : Nombre de cellules connectées en série.

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode a la température de référence [2.2×10^5].

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

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

Le modelé mathématique de la température de la cellule résulte de la notion de NOCT, par définition le " NOCT (Nominal Operating Cell Température) est la température

de la cellule fonctionnant sous $800\text{W}/\text{m}^2$ d'éclairement à 20°C de température ambiante et 1 m/s de circulation d'air ambiant.

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

$$T_c - T_a = f_{NOCT} \times G \quad (\text{IV.4})$$

Avec :

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

G : Eclairement en W/m^2

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

$$T_c = 27 + \frac{G}{4} + 0.9 \times T_a \quad (\text{IV.5})$$

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

$$I_{vy} = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (\text{IV.6})$$

Avec :

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

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

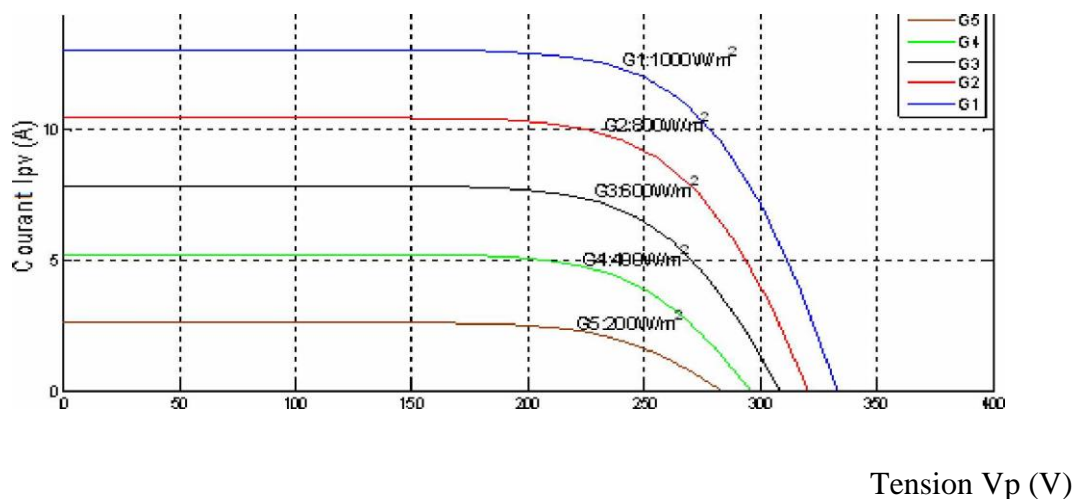


Figure IV.4. Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

D'après la Figure IV.4, on remarque une forte diminution du courant de court-circuit par rapport à l'éclairement (G) et une faible diminution de la tension du circuit ouvert.

- **L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($P_v - V_p$)**

En faisant varier l'éclairement (G) entre 200 et 1000 avec un pas de 200, la caractéristique ($P_v = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.5:

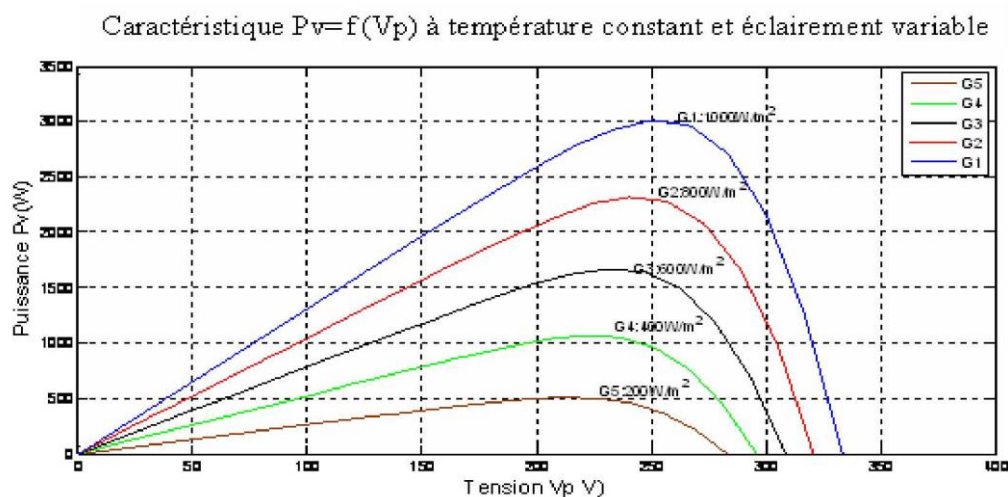


Figure IV.5. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

On remarque aussi sur la Figure IV.5 que, l'éclairement influe proportionnellement sur la puissance et la tension du circuit ouvert d'un générateur photovoltaïque.

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

En faisant varier la température ambiante (T_a) entre ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $75\text{ }^{\circ}\text{C}$) avec un pas de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, l'influence de celle-ci sur la caractéristique ($I_{pv} - V_p$) est donnée par la Figure IV.10, avec un éclairement ($G = 1000\text{ W/m}^2$). On constate d'après la Figure IV.6 que l'effet de l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque, contrairement au courant de court-circuit qui reste constant. La caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque est donnée par la Figure IV.6:

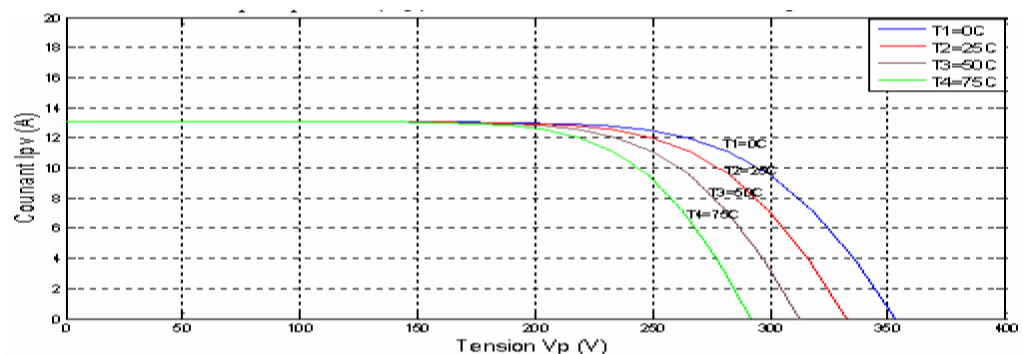


Figure IV.6. Caractéristique ($I_{pv} = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque

- **L'influence de la température sur la caractéristique ($P_v - V_p$)**

D'après la figure IV.6, l'effet de l'augmentation de la température sur la caractéristique ($P_v = f(V_p)$) fait diminuer légèrement la puissance et la tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque. La caractéristique ($P_v = f(V_p)$) est donnée par la Figure IV.7 :

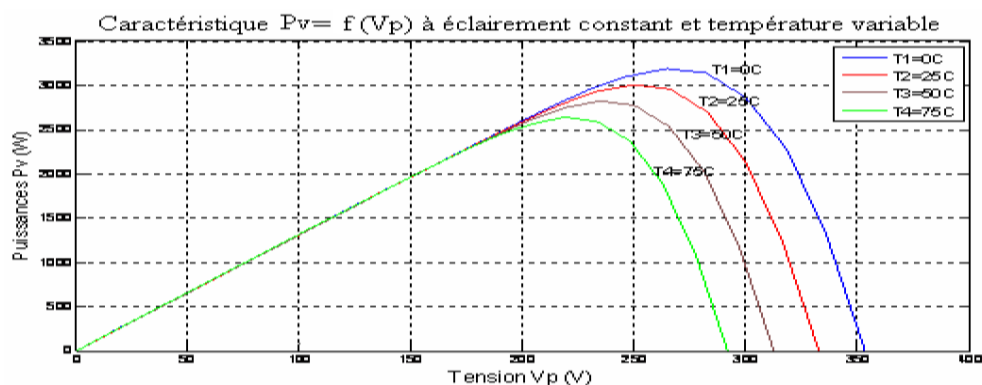


Figure IV.7. Caractéristique ($P_v = f(V_p)$) du générateur photovoltaïque

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

IV.3.3 Modélisation et simulation des Convertisseurs statique

IV.3.3.1 Convertisseur DC/DC (*Hacheur-Boost*)

Puisque la tension du panneau photovoltaïque (formé de plusieurs cellules en série et en parallèle) est faible, l'utilisation d'un convertisseur DC-DC type boost (élevateur de tension dont un schéma équivalent est montré à la figure IV.8 pour augmenter cette tension et rendre possible la connexion du générateur photovoltaïque aux différentes charges est nécessaire, en conséquence, le coût en sera réduit. Un condensateur est intégré dans le circuit du hacheur boost, dont le but est de réduire les harmoniques à haute fréquence.

- **Mode de commande du convertisseur DC/DC**

La commande (MPPT) (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque [10].

L'utilisation d'une commande MPPT qui permet de rechercher le point de puissance maximale que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque s'avère nécessaire et important. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

Il existe dans la littérature de nombreuses recherches sur les commandes MPPT afin de trouver un système optimal permettant une recherche du point de puissance maximale. Les commandes MPPT choisies pour notre étude, sont toutes basées sur une commande extrême de type Perturbe & Observe (P&O) .

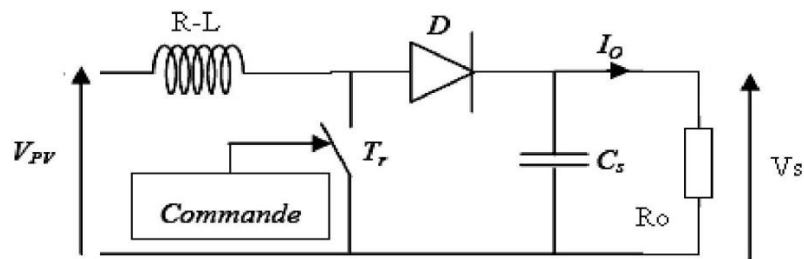


Figure IV.8. Convertisseur (DC-DC) élévateur de tension (type Boost) [10]

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande u . Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur S , que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle.

- Lorsque S est fermé :

$$V_{pv} = L \frac{dI_{pv}}{dt} \quad (IV.7)$$

$$0 = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (IV.8)$$

-Lorsque S est ouvert :

$$I_{pv} = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (IV.9)$$

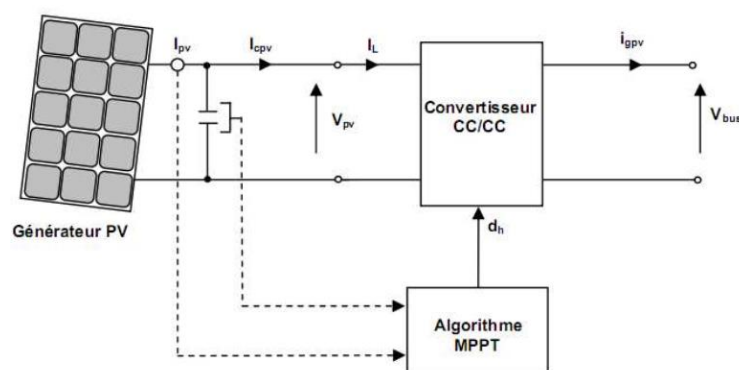


Figure IV.9 : Système de conversion PV avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande PPM

- **Simulation du convertisseur survolteur (Boost)**

Le résultat de simulation du convertisseur survolteur de la figure II.8 est obtenu

Les données qui ont conduit à ce résultat de simulation sont les suivantes :

Tension d'entrée	Paramètre du convertisseur	Charge à la sortie
300V	$L=30^e - 6, C=1^e - 3$	$R=50, L= 1^e - 3$

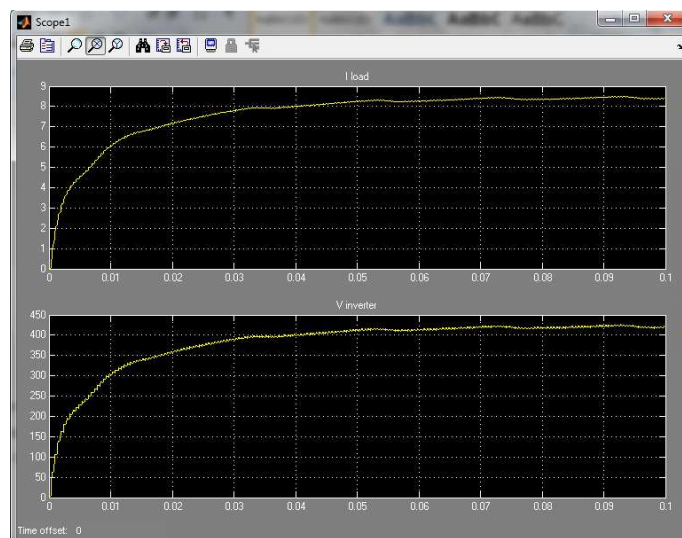


Figure IV.10. Caractéristique ($V_s = f(t)$) du hacheur survolteur (Boost)

Il est donc important de jouer sur le rapport cyclique d'une part, et d'autre part, bien dimensionner l'inductance L pour avoir un courant lisse et le condensateur C pour avoir une tension de sortie désirée.

IV.3.3.2. Modélisation et commande de l'onduleur de tension

Un convertisseur DC/AC (onduleur de tension) est essentiellement utilisé pour fournir une tension ou un courant alternatif afin d'assurer l'alimentation en énergie des charges critiques(micro-ordinateur, station de télécommunication,..) pendant la coupure du réseau électrique ou une alimentation permanente pour les systèmes autonomes (centrales photovoltaïques, engins aérospatiaux,...) [23].

Les trois principaux éléments qui constituent un onduleur sont les suivants:

- _ Source de tension continue (par exemple: batterie) ;
- _ Convertisseur DC/AC ;
- _ Filtre LC ou L.

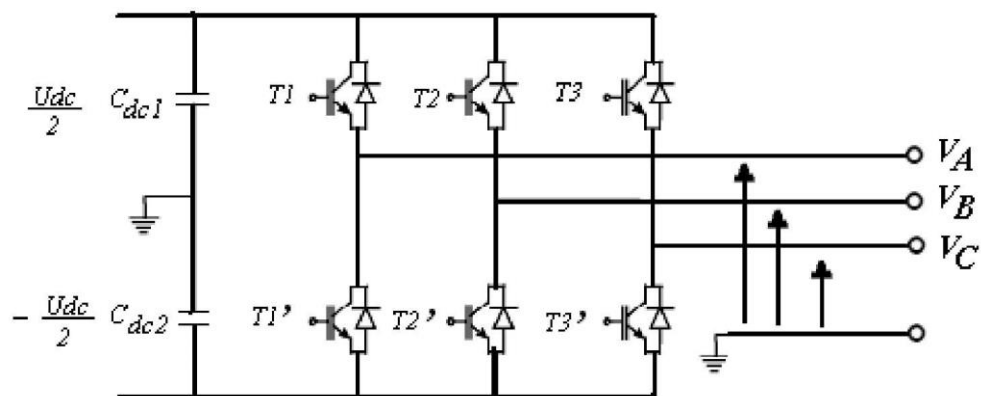


Figure IV.11. Circuit électrique équivalent de l'onduleur de tension [2]

L'onduleur de tension impose à sa sortie un système de tensions sous forme de créneaux modulés en largeur d'impulsions (MLI* ou PWM* en anglais). Ces créneaux ne posent aucun problème pour l'alimentation d'un moteur, mais sont incompatibles avec les tensions sinusoïdales du réseau. [8]

- **Stratégie de Commande de l'onduleur coté réseau**

La structure du système de commande de l'onduleur peut être séparée en deux sous-systèmes ayant des dynamiques différentes : le système rapide lié aux courants et le système lent qui est associé à la tension continue. De ce fait, une synthèse de deux régulateurs pour la boucle des courants, et pour la boucle externe de la tension continue peut se faire. La performance de la boucle des courants joue un rôle essentiel dans la performance globale du système ; c'est pourquoi une commande ayant une réponse rapide et un bon comportement en état stationnaire s'avère nécessaire. Pour le réglage de la tension continue, l'utilisation de commandes classiques, en particulier du type proportionnel intégral, semble être suffisante pour obtenir des performances acceptables [33].

Le but de la commande est de gérer l'ordre d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Pour notre cas en utilisons la Commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion).

Ce type de modulation est souvent utilisé pour générer une tension triphasée à fréquence et amplitude variables. Il existe 3 manières de gérer la commutation des thyristors ou des transistors de puissance [36] :

- MLI à commande par sinusoïde ;
- MLI synchrone pour limiter les harmoniques ;
- MLI asynchrone pour améliorer la réaction du moteur à toute modification rapide de la commande du variateur de fréquence.

Le principe de commande de l'onduleur réside dans l'utilisation d'un comparateur de tensions.

La méthode basée sur la MLI met en œuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure suivante [33] :

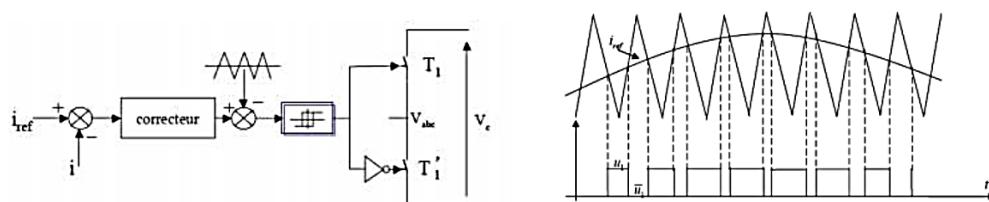


Figure IV.12 : Commande des interrupteurs et contrôle de courant par MLI.

IV.4. Modélisation de l'interface réseau

Les charges sont les éléments consommateurs de puissance électrique dans un système. La consommation de cette puissance électrique dépend des caractéristiques de la charge. Une modélisation correcte de ces caractéristiques est indispensable pour représenter finement le comportement de la charge. La Figure IV.13 nous montre le modèle de la charge connectée à l'onduleur de tension [23] :

- le filtre LC
- les charges équilibrées de nature RL
- le réseau électrique basse tension

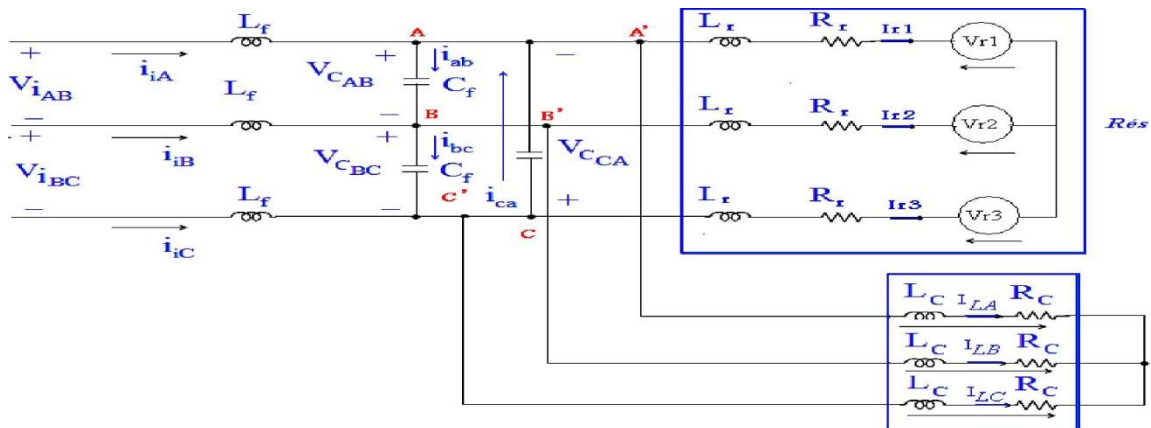


Figure IV.13 l'interface de connexion d'un onduleur au réseau électrique alternatif

IV.4.1. Modélisation du filtre LC et la charge ($L_C R_C$)

L'injection de la puissance à partir du système photovoltaïque au réseau de distribution est typiquement faite par l'intermédiaire d'un onduleur de tension. Des harmoniques dans la tension de sortie du convertisseur sont habituellement atténués en reliant un filtre entre l'onduleur et le réseau électrique, afin de faire face aux conditions de qualité de puissance du réseau.

Généralement, le problème harmonique peut être défini comme : la perturbation particulière qui, lancée par la présence des composants non linéaires des systèmes électriques, détermine une modification permanente des formes sinusoïdales de la tension et du courant, en termes de composants sinusoïdaux à une fréquence différente de celle de la composante fondamentale.

Les générateurs photovoltaïques sont reliés au réseau de distribution par des convertisseurs statiques et peuvent donc potentiellement causer des harmoniques, dégradant ainsi la qualité de l'énergie électrique et changeant les performances d'autres équipements sensibles aux harmoniques de tension. D'autre part, les convertisseurs statiques eux-mêmes sont sensibles aux harmoniques et peuvent fonctionner de manière non précise, en raison de la présence des harmoniques, ce phénomène rend, l'utilisation des filtres dans ces systèmes indispensable.

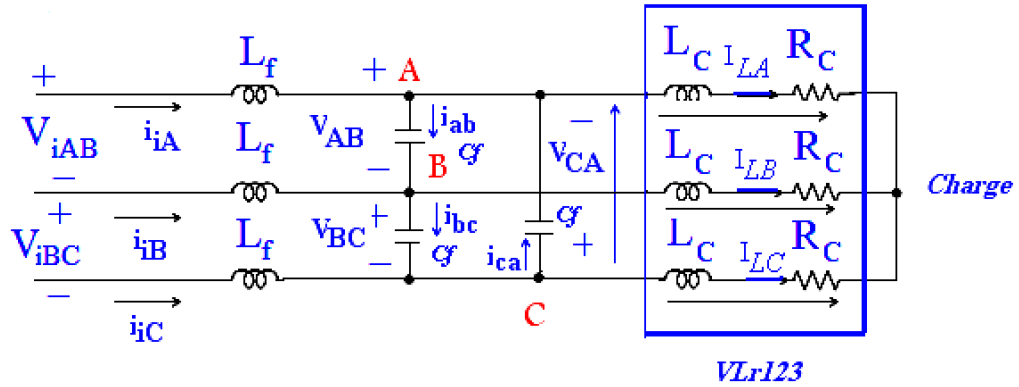


Figure VI.14. Schéma du filtre LC et la charge RL [24]

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

$$H(p) = \frac{V_C}{V_A} = \frac{1}{1 + 3.Cf.Rf.p + 3.Cf.Lf.p^2} \quad (IV.11)$$

Et la pulsation :

$$\omega_o = \frac{1}{\sqrt{3.Cf.Lf}} \quad (IV.12)$$

IV.5. Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau

Une boucle à verrouillage de phase ou PLL (*Phase Locked Loop*) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park sur la pulsation de la tension mesurée sur le réseau. Ainsi, lorsque le système est dans un régime établi, la composante directe V_d en sortie de la transformation de Park est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique V_q est nulle. Ainsi, les équations (IV.19) font apparaître I_{d_ref} comme une image directe de la puissance active et I_{q_ref} comme une image de la puissance réactive.

Le PLL contrôle et assure que, l'erreur dans la phase entre l'entrée et la sortie est gardée au minimum, et que la fréquence de l'entrée et la sortie est la même. Le circuit PLL de base se compose souvent de trois composants, d'un détecteur de phase, d'un filtre de boucle et d'un oscillateur commandé en tension. Ce circuit de base est montré sur la figure IV.15.

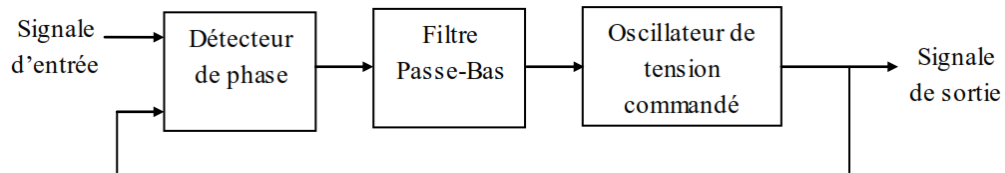


Figure IV.15. Diagramme de blocs d'une PLL

Les multiples blocs de contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau électrique se fondent sur les informations fournies par le PLL pour régler leurs signaux de commande.

Le PLL calcule la fréquence du réseau par la transformation des trois tensions dans le domaine de Park à ces composants dq , et puis force la composante quadrature V_q à être nulle pour éliminer le couplage dans les termes des puissances active et réactive. Un contrôleur proportionnel-intégral (PI) est employé pour effectuer cette tâche.

IV.5.1. Simulation de la PLL avec MATLAB-Simulink

Diverses perturbations peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre) ; le système de synchronisation a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale. L'étude de la synchronisation de la commande par rapport à révolution des tensions du réseau est à base de la PLL triphasée, qui consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau. La composante d'axe (q) générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park (θ). En régime établi l'angle (θ) est égal à l'angle θ du réseau.

Le schéma simplifié de régulation et de simulation de la PLL dans domaine de Park est donné par la Figure IV.16 :

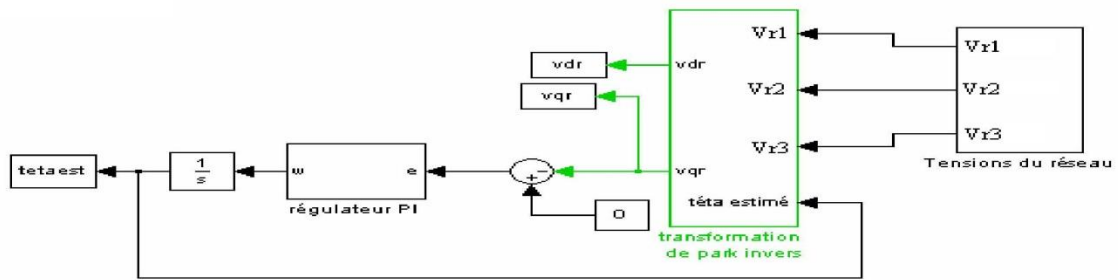


Figure IV.16. Schéma block Simulink de la de la PLL

La caractéristique des tensions (v_{dr} , v_{qr}) des tensions triphasés du réseau (V_{r1} , V_{r2} et V_{r3}) exprimée par la PLL dans le domaine de Park est donnée par la Figure IV.17 :

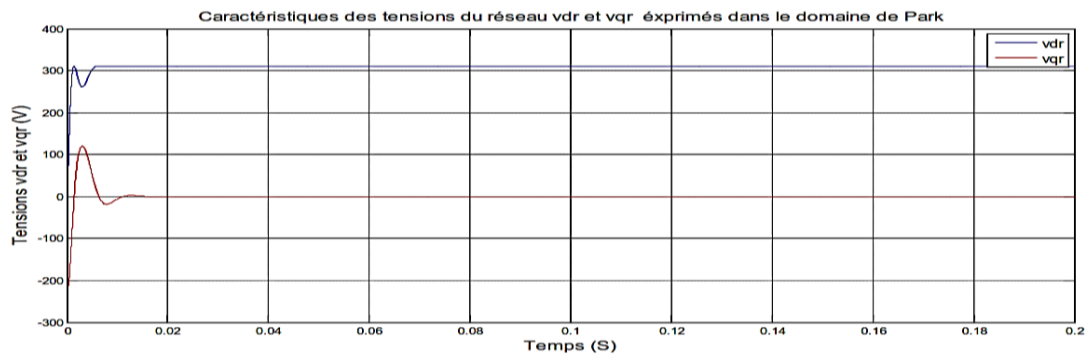


Figure IV.17 Caractéristique des tensions (v_{dr} , v_{qr}) exprimé dans le domaine de Park

IV.5.2. Commande de l'interface de connexion au réseau électrique

IV.5.2.1. Méthode Watt-Var Découplée

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

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

$$\begin{bmatrix} \frac{dIr1}{dt} \\ \frac{dIr2}{dt} \\ \frac{dIr3}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{Rr}{Lr} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{Rr}{Lr} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{Rr}{Lr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ir1 \\ Ir2 \\ Ir3 \end{bmatrix} + \frac{1}{Lr} \begin{bmatrix} Vr1 - V \\ Vr2 - V \\ Vr3 - V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} iA \\ iB \\ iC \end{bmatrix} \quad (IV. 13)$$

:

En passant par la transformation de Park, l'équation(IV .67), s'écrit de la manière

suivante [26] :

$$\begin{bmatrix} \frac{dIdr}{dt} \\ \frac{dIqr}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{Rr}{Lr} & w \\ -w & -\frac{Rr}{Lr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Idr \\ Iqr \end{bmatrix} + \frac{1}{Lr} \begin{bmatrix} vdr - Vd_i \\ vqr - Vq_i \end{bmatrix} \quad (IV. 14)$$

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

Les deux nouvelles variables présentées en (4.42), sont les sorties du système de

commande constitué de deux contrôleurs P I :

$$X1 = \frac{1}{Lr} (vdr - Vd_i) \quad \text{et} \quad X2 = \frac{1}{Lr} (vqr - Vq_i). \quad (IV. 15)$$

Les valeurs de id,ref et iq,ref sont les références des courants actif et réactif [106] :

$$\begin{cases} X1 = \left(Kp + \frac{Ki}{p} \right) (Idref - idr) - w.iqr \\ X2 = \left(Kp + \frac{Ki}{p} \right) (Iqref - iqr) + w.idr \end{cases} \quad (IV. 16)$$

Nous appliquons la transformation de Laplace à l'équation (4.41). Nous transformons ainsi les équations (IV.15) et (IV.16). Nous obtenons les fonctions de transfert (IV.17) :

$$F(p) = \frac{idr}{Idrf} = \frac{iqr}{Iqref} = \frac{Ki + Kp.p}{Ki + p\left(\frac{Rr}{Lr} + Kp\right) + p^2}. \quad (IV. 17)$$

Le schéma de contrôle par la méthode "Watt-Var découplé" est donne par la figure(IV.19).

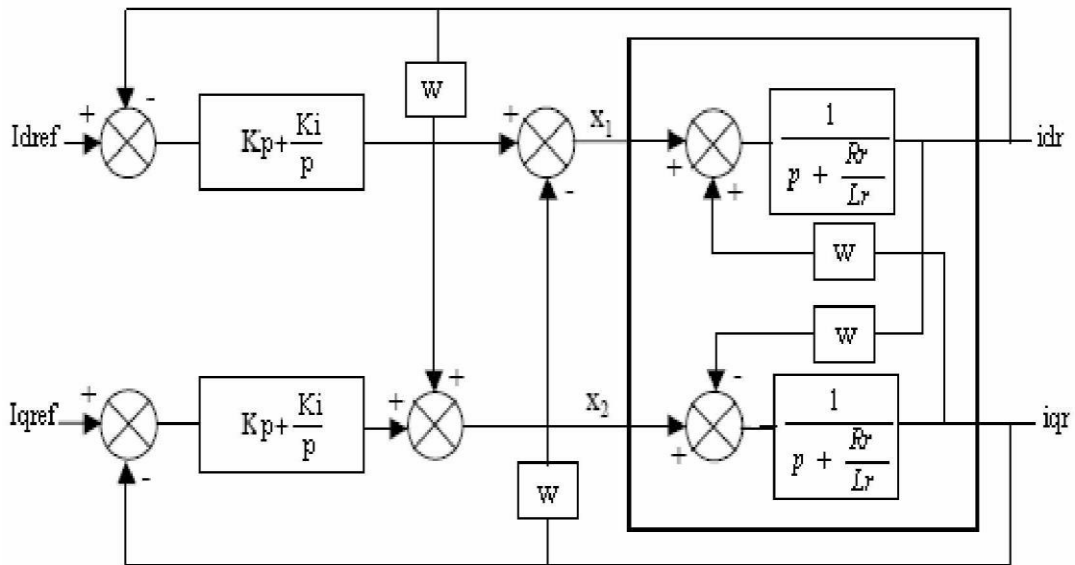


Figure IV.18. Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée [26]

Le schéma global de l'identification des références et de la régulation du courant pour cette méthode est donne par la Figure IV.19

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

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

$$\begin{aligned} P_r &= \frac{3}{2}(v_{dr}.i_{dr} + v_{qr}.i_{qr}) \\ Q_r &= \frac{3}{2}(v_{dr}.i_{qr} - v_{qr}.i_{dr}) \end{aligned} \quad (IV. 18)$$

V_d et V_q sont les composantes directe et quadratique de la tension, mesurée au point de connexion, dans le référentiel de Park.

$$\begin{aligned} i_{dr_ref} &= \frac{2}{3} \frac{(P_r.v_{dr} + Q_r.v_{qr})}{(V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \\ i_{qr_ref} &= \frac{2}{3} \frac{(P_r.v_{qr} - Q_r.v_{dr})}{(v_{dr}^2 + v_{qr}^2)} \end{aligned} \quad (IV. 19)$$

I_{dr_ref} et i_{qr_ref} sont les composantes directe et quadratique des courants injectés dans le réseau.

Ces courants dépendent donc des puissances demandées ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production. Cette tension mesurée est transformée dans le référentiel de Park avant le calcul des courants.

IV.5.2.2. Régulation de la tension continue

La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant la puissance active sur le réseau. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence.

Suite à un écart entre (U_{dc_ref}) et (U_{dc}), la puissance (P_{ref}) à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif

corrigeant ainsi la tension U_{dc} .

Afin d'obtenir le signal (P_{ref}), nous avons le choix entre un régulateur proportionnel et un régulateur proportionnel intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique [26].

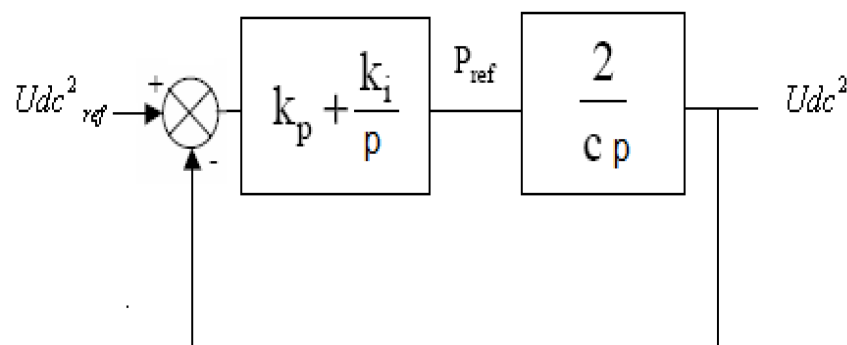


Figure IV.19 Le schéma de calcul et de régulation de la tension continue

IV.6. Schéma synoptique de connexion au réseau

Le schéma synoptique de connexion au réseau électrique se présente comme suit

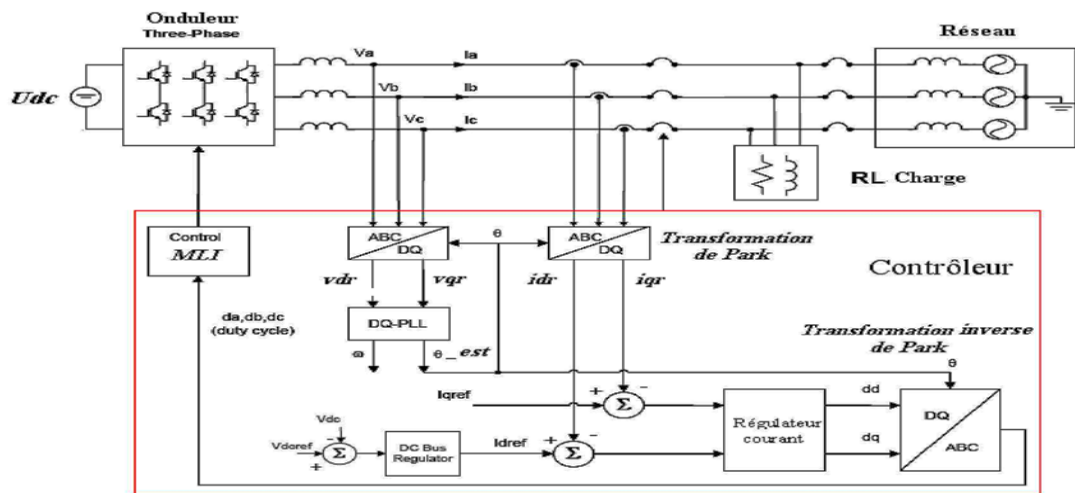


Figure IV.20. Schéma synoptique de commande de la connexion au réseau [8]

IV.6.1. Schéma global de simulation sous Matlab-simulink

Le schéma global de simulation a la connexion au réseau électrique sous MATLAB Simulink est donné par la figure IV.21 :

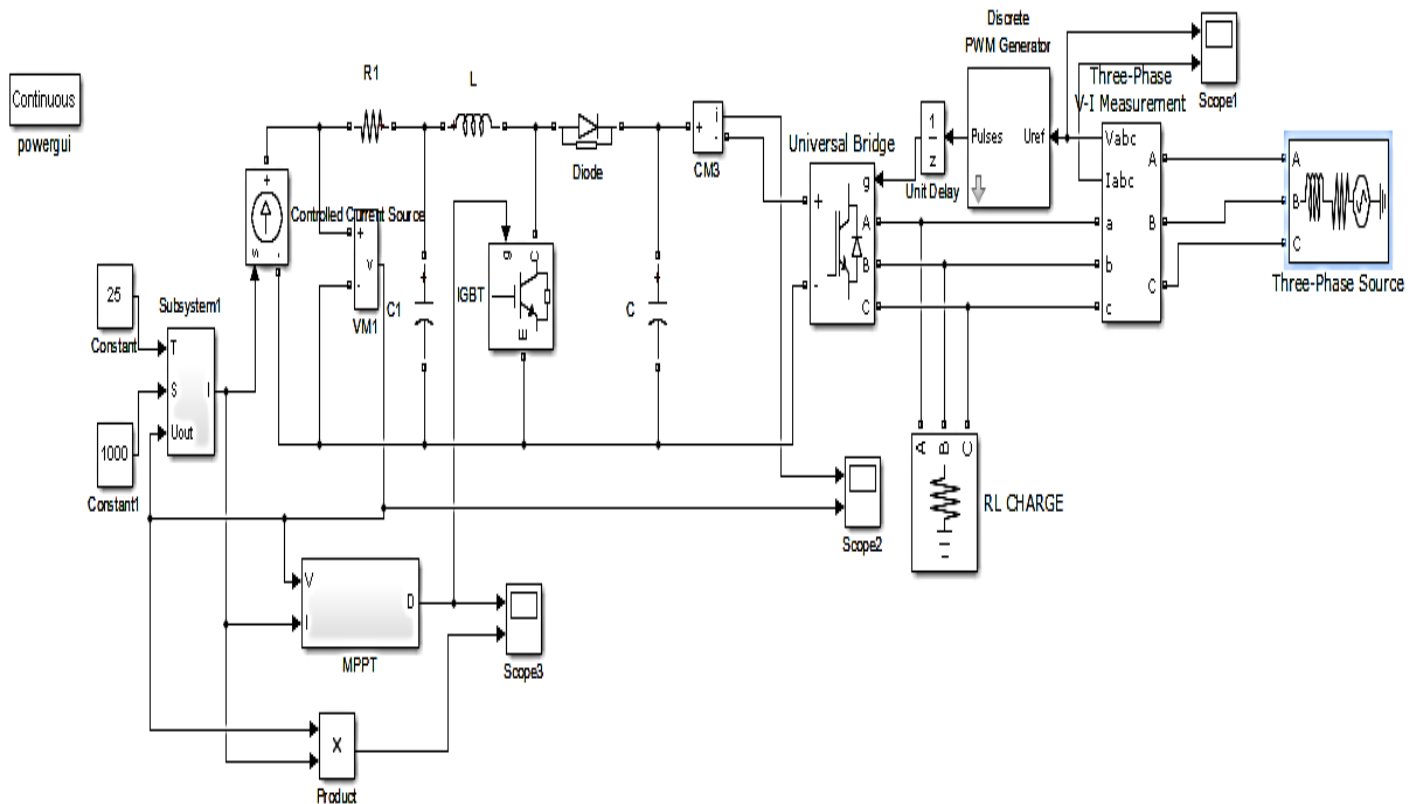


Figure IV.21. Schéma global de la connexion au réseau sous Matlab-Simulink

IV.7. Résultats de simulation et discussion

- Courants de lignes à la sortie de l'onduleur

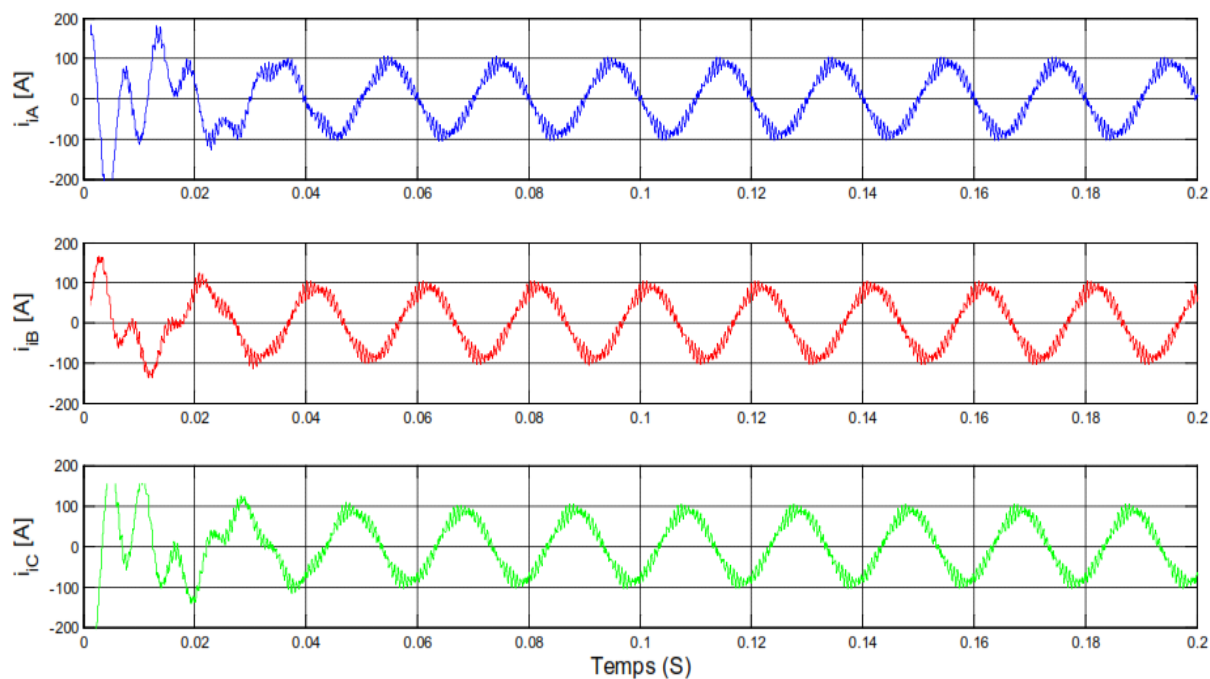


Figure IV.22. Caractéristique des tensions à la sortie du filtre

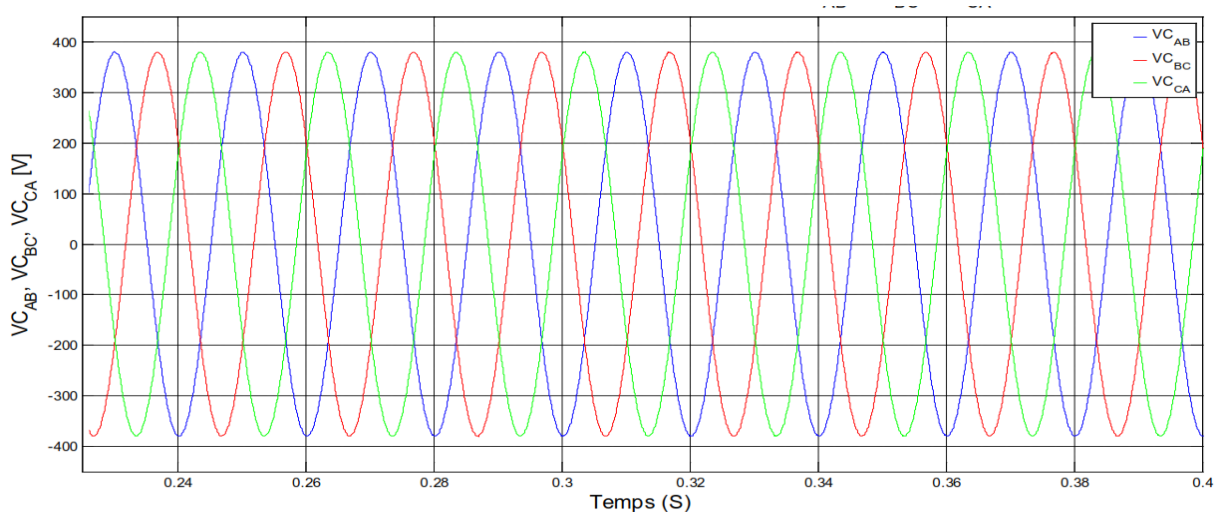


Figure IV.23: Caractéristiques des tensions à la sortie du filtre après le régime

- Les résultats de simulation par rapport à l'injection de la totalité de la puissance active au réseau, ainsi que la puissance réactive qui est nulle sont données par les caractéristiques de la Figure IV.24 :

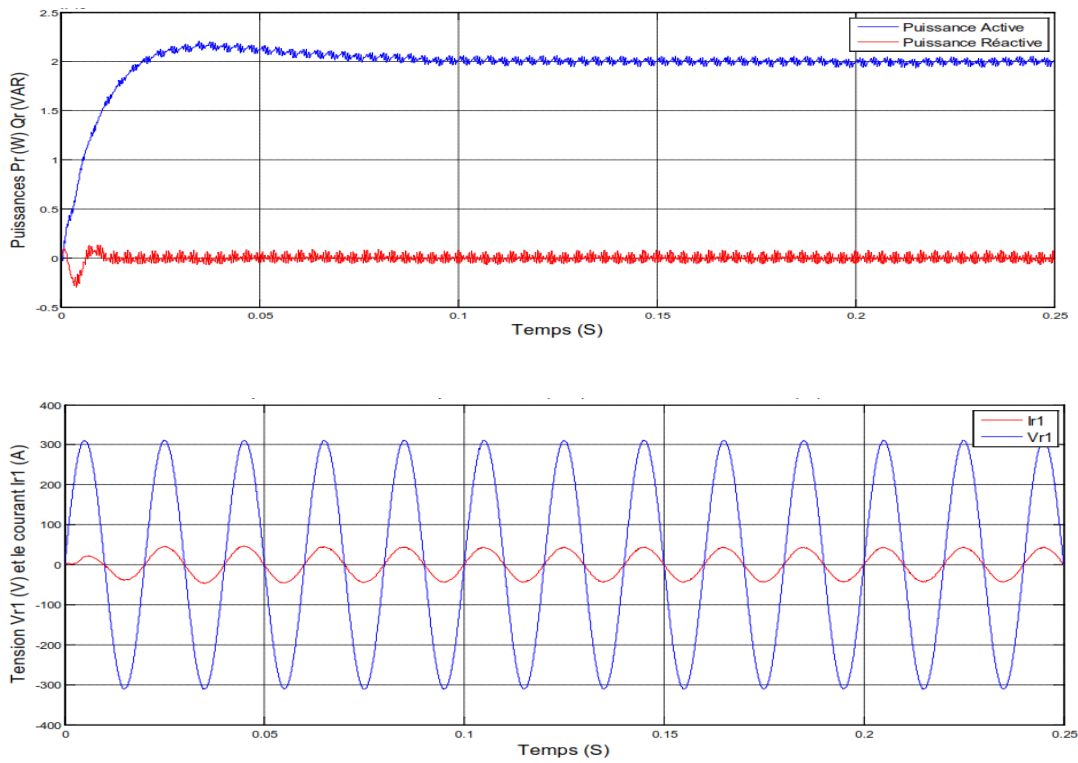


Figure IV.24. Caractéristiques des Puissances active et réactive, et les caractéristiques de la tension et du courant injectés au réseau

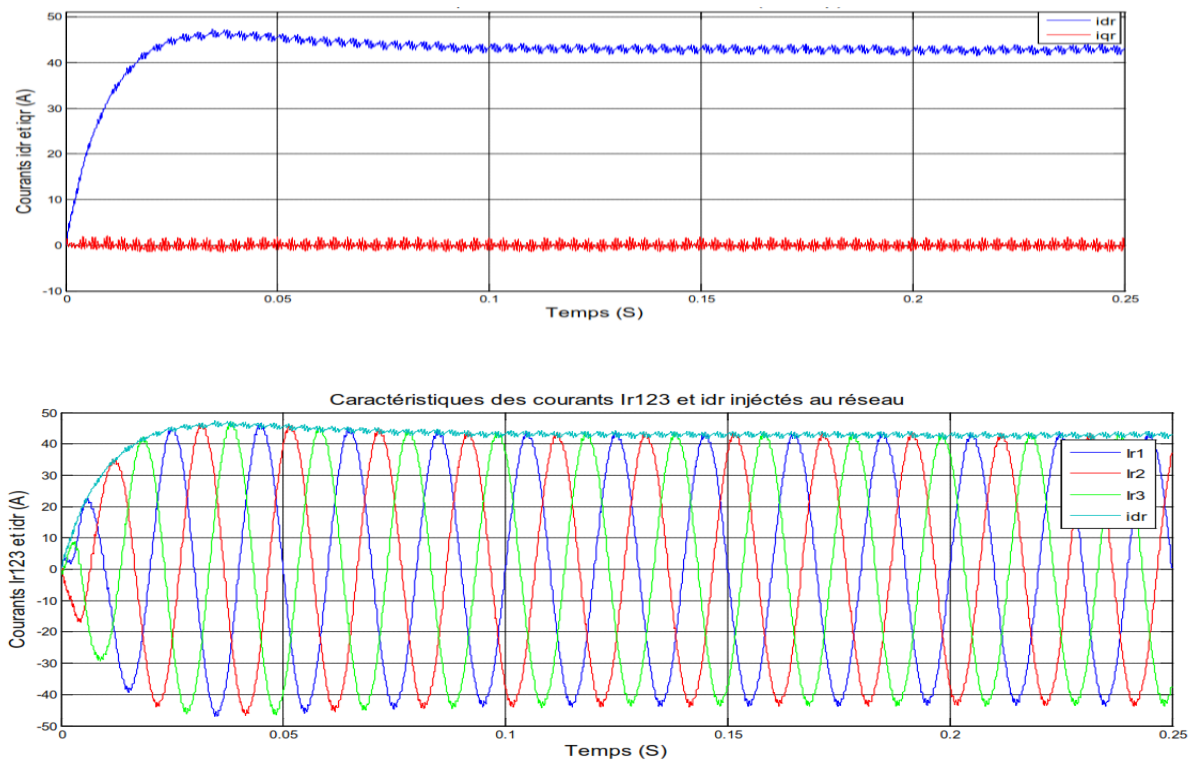


Figure IV.25. Caractéristiques des courants simples injectés au réseau (I_{r123}), et (i_{dr} , i_{qr}) d'une phase représentées dans le domaine de Park

Notre but dans cette étude est la modélisation puis la simulation d'un système photovoltaïque et sa connexion au réseau électrique.

Les puissances active et réactive (P_{ref} , Q_{ref}) sont des références des courants, nous avons choisi une loi de commande afin de fournir et d'extraire le maximum de puissance active. Cette loi est basée sur le choix des références des puissances.

On constate d'après la deuxième figure de la figure (IV.25) que l'allure du courant transité au réseau et de la tension efficace du réseau sont en phase, ce qui explique l'injection unique de la puissance active, et selon la première figure la puissance réactive est nulle et que la puissance active atteint une valeur max. De plus, les courants de la Figure IV.27 sont sinusoïdaux à la sortie de l'onduleur et dépendent de la fréquence de la porteuse (f_p , V_{sin}). Les résultats obtenus par simulations sont validés d'une manière générale par rapport aux références bibliographiques.

IV .8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé et simulé tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, tel que, le générateur photovoltaïque, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge. La commande et la connexion au réseau électrique sont assurés par:

- la synchronisation de la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau, qui a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale.

- Nous avons opté pour la commande MLI (Modulation de la Largeur d'Impulsion), car les puissances mises en jeu sont importantes, ce qui nécessite un contrôle de la fréquence des commutations.

- La validation des résultats est obtenue par les réponses des tensions, des courants et des puissances qui sont celles obtenus par simulation se rapprochent à celles présentées dans la littérature ce qui nous permet de valider notre travail .

CONCLUSION GENERALE



Conclusion générale

Le photovoltaïques. Joue un rôle importants dans le développement liés essentiellement des moyens de production qui respect de l'environnement. Associées à une production centralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties, très fluctuantes, et contribuer à meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

Ce travail a donc porté sur la modélisation et la simulation d'un système : photovoltaïque connecté au réseau électrique moyennant le logiciel *MATLAB (Simulink)*. Nous avons procédé à cette étude en cinq étapes : état de l'art des énergies renouvelables appropriées (photovoltaïque), la modélisation du système photovoltaïque, les convertisseurs statiques, la méthode de poursuite de point de puissance maximale et système photovoltaïque connecté au réseau électrique enfin : la simulation de tout l'ensemble.

Nous avons commencé par un rappel sur les ressources énergétiques renouvelables et sur les systèmes de production associés et une étude théorique des caractéristiques d'une source primaire (ensoleillement), ensuite nous avons intéressé aux modes d'intégration d'un système photovoltaïque au réseau électrique.

La modélisation du système *PV* consiste à la mise en équations des différentes parties les constituant : la source primaire (température et ensoleillement), les convertisseurs statiques:

Un convertisseur *DC-DC* fournissant une tension continue réglable et un convertisseur *DC-AC* commandé par la *MLI* qui la transforme en une tension alternative puis filtrée par l'intermédiaire d'un filtre *LC*, ce système sert à injecter de la puissance au réseau de distribution.

L'étude de ce type des systèmes nécessite une synchronisation des courants de référence, généralement la synchronisation est faite par l'intermédiaire d'un *PLL* plus au moins évolué. Le *PLL* a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale du réseau, assurant la commande par rapport à l'évolution

des tensions du réseau en cas de diverse perturbation qui peuvent survenir sur le réseau (déséquilibre...).

Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi de ne pas être déconnectée du réseau.

La simulation sous le logiciel *MATLAB* peut être appliquée à un éclairage moyen mensuel pour prédire l'énergie injectée mensuellement dans le réseau. Ce type de prédiction est important lors de l'étude de faisabilité d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau.

References bibliographiques

- [1] .B.Bendib, "Techniques conventionnelles et avancées de MPPT pour des applications photovoltaïques: étude comparative", mémoire de Magister,département d' Electronique .Université Ferhat Abbes-Sétif 2007.
- [2] . M.A.E. Alali, « Contribution a l'Etude des Compensateurs Actifs des Reseaux Electriques Basse Tension ». Automatisation des systemes de puissance electriques, These de doctorat, Universite Louis Pasteur, 2002.
- [3] .D.Ould Abdeslam, « Techniques neuromimetiques pour la commande dans les systemes electriques : application au filtrage actif parallele dans les reseaux electriques basse tension ».These de doctorat, universite Haute-Alsace, Decembre 2005.
- [4] .I.Etxeberria-Otadui, « Les systemes de l'electronique de puissance dedies a la distribution electrique : application a la qualite de l'energie ». These de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2003.
- [5] .S. Guffon, « Modelisation et commande a structure variable de filtres actifs de puissance ».These de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Juillet 2000.
- [6] .Y. Pankow, « Etude de l'integration de la production decentralise dans un reseau basse tension». These de doctorat de l'ecole National superieure d'Art et Metiers, decembre 2004
- [7] .M. Angel, C.Pastor, «Conception et realisation de modules photovoltaïques electroniques». These de doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquees de Toulouse, septembre 2006.
- [8] ABBASSEN Lyes «Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque». These de Magister, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU, le 05/05/2011.
- [9] . A. Oi, «Design and simulation of photovoltaic water pumping system ». Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in Electrical Engineering, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo September 2005.
- [10] .S. Petibon, «Nouvelles architectures distribuees de gestion et de conversion de l'energie pour les applications photovoltaïques». These de doctorat de l'universite de Toulouse, Janvier 2009.
- [11] .A. Mabrouk, «Etude et conception d'une strategie de commande d'un onduleur connecte au reseau electrique». Memoire de magister en electricite solaire de l'ecole Nationale Polytechnique El Harrach, ALGER, 2008.
- [12] .I. Vechiu, «Modelisation et analyse de l'integration des energies renouvelables dans un reseau autonome». These de doctorat l'universite du Havre, decembre 2005.
- [13] . M. Belhadj «Modelisation d'un Systeme de captage Photovoltaïque Autonome». Memoire de magister de l'universitaire de Bechar, 2007-2008.
- [14] .F. Bouchtouche cherfa «Etude et realisation d'une centrale photovoltaïque connectee au reseau de distribution electrique BT». Memoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.
- [15] .J. David Irwin, MUHAMMAD H. RASHID «Power electronics Handbook». University of West Florida Joint Program and Computer Engineering, Copyright # 2001 by ACADEMIC PRESS.
- [16] .DGEMP : Direction Generale de l'Energie et des Matieres Premieres textes officiels ; www.industrie.gouv.fr installations solaires photovoltaïques raccordees au reseau»
- [17] .P. Husser, Alan C. Hawkins «Energie Suisse». Nova Energie GmbH

References bibliographiques

www.suisseenergie.ch

- [18] .M.N. Mansouri, N. Ghanmi et M.F. Mimouni, «Commande et analyse des performances d'une station de pompage photovoltaïque fonctionnant en régime optimal». Ecole Nationale d'Ingenieurs de Monastir, Tunisie mars 2008.
- [19] .M. Seddik Bacha, «Les systemes de l'electronique de puissance dedie a la distribution electrique-application a la qualite de l'energie». These de doctorat Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble Ikerlan (Mondragon, Espagne), septembre 2003.
- [20] .V.Overtraeten , R.J. and R.P. mertens, «Physics and Technology and Use Photovoltaics». ADAM Higler.1986.
- [21] .T.Markvart et L.Castaber, «Photovoltaics Fundamentals and applications». Preface Guide to Usage of the Handbook by Professional Groups
- [22] .G. Rami, «Controle de tension auto adaptif pour des productions decentralisees d'energie connectees au reseau electrique de distributions. These de doctorat L'INP Grenoble, Novembre 2006
- [23] .G. Haizea, «Etude de structure d'integration des systemes de generation decentralises : application aux microreseaux». These de doctorat dans le cadre de l'Ecole Doctorale de Grenoble, 15 Decembre 2006.
- [24] .JIN-WOO JUNG, PH.D, «Mechatronic systems laboratory ». Departement of electrical and computer engineering the ohio state university» 2008.
- [25] .A. Davigny, «Participation au service systeme de ferme d'eolienne a vitesse variable integrant du stockage inertiels d'energie ». These de doctorat l'universite de Lille, decembre 2007
- [26] .E. Gholipour Shahraki, «Apport de l'UPFC a l'amelioration de la stabilite transitoire des reseaux electriques». These de doctorat de l'Universite Henri Poincare, Nancy-I, Octobre 2003.
- [27] .E. Florin Mogos, «Production decentralise dans les reseaux de distribution)). These de doctorat de l'Ecole National superieure d'Arts et metiers centre de Lille, juillet 2005.
- [28] .S. E. Evju «Fundamentals of Grid Connected Photovoltaic Power Electronic Converter Design». Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Department of Electric Engineering, January 2007.
- [29] .S. Bedwani «Introduction a MATLAB». The MathWorks
- [30] .Synergrid, «Prescriptions techniques specifiques de raccordement d'installations de production decentralisee fonctionnant en parallele sur le reseau de distribution». Federation des Gestionnaires de Reseaux electrique et Gaz en Belgique.
- [31] .Annexe de l'arrete du 30 decembre 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement au reseau public de transport des installations de production d'energie electrique de puissance installee inferieure ou egale a 120 MW, d'EDF en France.
- [32] .M. Boudjdaimi «Commande d'un onduleur par des approches basees sur des reseaux de neurones artificiels». Memoire de magister, UMMTO, 27/09/2009.
- [33] . Detlef Schulz, Matthias Jahn and Thomas Pfeifer «Grid Integration of Photovoltaics and Fuel Cells». Department of Electrical Engineering, Electrical Power
- [34] Engineering, Helmut-Schmidt-University, Holstenhofweg 85, D-22043 Hamburg, Germany.
- [35] .P.Reichenbach, M.Sella, P.Affolter et J.Bonvin «Centrales photovoltaïques, Guide pour le dimensionnement et la realisation de projets a l'usage des bureaux d'ingenieurs». Direction du projet et coordination Jean Graf, EPFL-DA-ITB-LESO,

References bibliographiques

1015 Lausanne.

[36] .H.N. Zainudin, S. Mekhilef «Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems ». Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010.

[37] . Dezso Sera, Remus Teodorescu, Tamas Kerekes, «Teaching Maximum Power Point Trackers Using a Photovoltaic Array Model with Graphical User Interface». Institute of Energy Technology; Aalborg University Pontoppidanstraede 101 DK-9220, Aalborg, Denmark

[38] .G. Adamidis, P. Bakas, A. Balouktsis, «Photovoltaic System MPPT Tracker Implementation using DSP engine and buck - boost DC-DC converter». Electrical & Computer Engineering Department Democritus University of Thrace Vas. Sofias 12, 67100, Xanthi GREECE, adamidis@ee.duth.gr, <http://www.ee.duth.gr>.

[39] .B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nikita, «Etat de l'art des aerogenerateurs », L'electronique de puissance, vecteur d'optimisation pour les energies renouvelables, Ed. Novelect-ecrin, 2002.

[40] . S. Kerai', G. Meki, A. Fodil et K. Ghaffour, «Calcul du Convertisseur AC-DC avec Correction de Facteur de Puissance». Laboratoire Materiaux et Energies Renouvelables, Departement d'Electronique, Faculte des sciences de l'ingenieur, Universite Abou Bakr Belkaid, Pole Chetouane, 13000, ALGERIE.

[41] . R. W. Erickson, «Fundamentals of Power Electronics Instructor's slides». Power Electronics Group, University of Colorado at Boulder, Publisher and vitals New York: Chapman and Hall, May 1997.

[42] .L. Baxerres, A. Michallet, C.Ramet, «Le Microtransat, Partie electronique et energetique». Projet d'initiative personnelle, Tuteur: Yves Briere Annee 2005-2006.

[43] . HESPUL, « Guide de l'utilisateur de Toit Solaire Photovoltaïque ». 114 bd du 11 novembre 1918 F-69100 Villeurbanne, Site web : www.hespul.org, Decembre 2002.

[44] .J. XU «Filtrage active shunt des harmoniques des reseaux de distribution d'electricite». These de doctorat de l'INPL, Nancy, Janvier 1994.

[45] .A.Lopez, «Commandes avancees des systemes dedies a l'amelioration de la qualite de l'energie de la basse tension ». These de doctorat, de l'institut national polytechnique de Grenoble avec le LABEL EUROPEEN, 14 novembre 2006.

[46] .H. FOCH, «Convertisseurs continu-alternatif et alternatif-continu ». Techniques de l'Ingenieur.

[47] .Z. Ye, R. Walling, L. Garces, R. Zhou, L. Li, and T. Wang «Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters ». General Electric Global Research Center Niskayuna, New York, National Renewable Energy Laboratory 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393303-275-3000 • www.nrel.gov (2006) www.iea.org/papers/2006/birol.pdf.

[48] B.Bendib, "Techniques conventionnelles et avancees de MPPT pour des applications photovoltaïques: étude comparative", mémoire de Magister, département d' Electronique .Université Ferhat Abbes-Sétif 2007.

[49] M.Djarallah, « contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couples au réseaux électrique », Thèse de doctorat, Université de Batna, 2008.

[50] Uni. Kassel, 'Photovoltaic Systems Technology', Kassel, Germany, 2003, www.uniKassel.de/re.

References bibliographiques

[51] Djarallah, Mohamed, "CONTRIBUTION A L'ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RESIDENTIELS COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE," UNIVERSITE DE BATNA Thèse de Doctorat en Science, 2008.

[52] al, J.E. Cotter , "P-Type Versus n-Type Silicon Wafers: Prospects for High Efficiency commercial silicon solar cells," IEEE, vol. 53, no. 8, pp. 1893-1901, 2006.

[53] A .Doppi ,« climatisation solaire », Thèse de magister, Center Universitaire Ouargla, 2000.

Résumé

Ce mémoire présente l'étude de modélisation d'un générateur photovoltaïque raccordé au réseau et les différents composants d'une centrale photovoltaïque connecté à un réseau électrique sous Matlab/Simulink. Le champ photovoltaïque, le convertisseur boost (onduleur de tension) et l'onduleur côté réseau transfère l'énergie produite des modules PV dans le réseau en gardant la tension alternative constante.

Les résultats rapportés dans ce mémoire démontrent le fonctionnement du système photovoltaïque à son point de puissance maximale (PPM). D'autres résultats démontrent également l'amélioration de la qualité des tensions de sortie de l'onduleur ainsi que leur synchronisation avec le réseau.

Mots clés : Modélisation, central PV connecté au réseau, Matlab/Simulink. le convertisseur boost , PPM, synchronisation avec le réseau.

Abstract

This brief study the modeling and simulation of a photovoltaic generator grid connected and the different components of photovoltaic plant in software Matlab / Simulink.

the photovoltaic array , the boost converter (voltage converter) and the grid side inverter transfers the power generated by the PV modules in the network by keeping the constant AC voltage.

The results reported in this paper demonstrate the operation of the photovoltaic system at its maximum power point (MPP). other results also demonstrate the improvement of the quality of the output voltages of the inverter as well as their synchronization with the network..

Keywords: Modeling, central grid-connected PV, Matlab / Simulink. the boost converter,

ملخص

هذه الدراسة الموجزة نمذجة ومحاكاة لشبكة توصيل مولد فوط وضوئية ومكونات محطة الضوئية في برنامج

Matlab/Simulink. المجموعة الضوئية، محول الجهد والعاكس الجانب الشبكة ينقل الطاقة المولدة من الوحدات

الكهروضوئية في الشبكة عن طريق الحفاظ على الجهد المتناوب.

النتائج في هذه الصحيفة عن تدليل على تشغيل نظام الطاقة القصوى. النتائج الأخرى تدل على تحسين نوعية

القولتية الناتج من العاكس وكذلك تزامنه مع الشبكة.

كلمات البحث: النمذجة، محطة طاقة فوط وضوئية المتصلة بالشبكة، Matlab/Simulink. تحويل دفعة،