



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



Université Frères Mentouri Constantine 1
Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N° de série: 71/D3C/2022.
N° d'ordre : 04/Elech/2022.

Thèse

Présentée par : **SERGHINE Hassiba.**

Pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT 3^{ème} cycle (LMD)
Spécialité : **ELECTROTECHNIQUE**
Option : **Gestion et transformation de l'énergie électrique**

Thème

Etude et Modélisation des Différentes Composantes des Systèmes Photovoltaïques Raccordées au Réseau Electrique

Soutenue le : 12/07/2022.

Devant le jury :

Président : BOUZID Aïssa	Pr. Université Frères Mentouri Constantine 1.
Directeur de thèse : CHENNI Rachid	Pr. Université Frères Mentouri Constantine 1.
Rapporteur : BENALLA Hocine	Pr. Université Frères Mentouri Constantine 1.
Co-Encadreur : HOUAM Salim	Pr. Université Frères Mentouri Constantine 1.
Examineur : DJELLAD Abdelhak	MCA. Université Annaba.
Examineur : KEHOUL Nabil	MCA. Université Annaba.
Examineur : KERROUR Foued	Pr. Université Frères Mentouri Constantine 1.

REMERCIEMENTS

Remerciements

La rédaction et la finalisation de cette thèse n'a été possible que grâce aux efforts et au concours de plusieurs personnes à qui je souhaiterais présenter mes grands remerciements.

✓ *Ce travail a été réalisé au laboratoire Moderna sous la direction du regretté du **Pr. CHENNI Rachid** » je tiens à lui rendre un grand hommage, pour avoir contribué au choix du sujet de cette thèse et élaboré un plan de travail que j'avais suivi judicieusement "**que Dieu l'accueille dans son vaste paradis**".*

✓ *Je remercie également mon rapporteur **Pr. BENALLA Hocine** pour sa disponibilité, et ses conseils qui ont largement contribué à l'enrichissement de cette thèse. Ma gratitude va aussi à mon Co-encadreur **Pr. HOUAM Salim** pour son soutien moral.*

✓ *Je tiens également à remercier le président du jury **Pr. BOUZID Aissa**, ainsi que les autres membres du jury, **Pr. KERROUR Foued**, **Dr. KEHOUL Nabil**, **Dr. DJELLAD Abdelhak**, pour avoir accepté de juger ce modeste travail.*

✓ *Je remercie vivement mes très chers parents qui ont été toujours à coté de moi durant les moments les plus difficiles.*

✓ *Je remercie de tout mon cœur ma **grande** sœur **MERIEM** pour sa gentillesse, son calme, sa patience, et son sacrifice comme une deuxième mère.*

✓ *je tiens à remercier aussi tous mes professeurs du département d'Electrotechnique en particulier, **Dr. NEBTI Khalil**.*

*Enfin, je présente mes remerciements à tous mes amis qui m'ont aidé, surtout **ISSEM**,*

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 Mix énergétique mondial, 2021.....	2
Figure I.2 Mix technologique mondial des énergies renouvelables en 2021.....	3
Figure I.3 évolution des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.....	3
Figure I.4 évolution de l'hydroélectricité dans le mix énergétique mondial 2011-202...5	
Figure I.5 Évolution historique des installations totales (GW).....	6
Figure I.6 Part de l'énergie primaire provenant du solaire, 2019.....	8
Figure I.7 Potentiel d'énergie photovoltaïque mondial.....	8
Figure I.8 Puissance totale installée de PV (2011-2019).....	9
Figure I.9 Puissance totale installée de Bioénergie (2011-2019)	10
Figure I.10 Puissance totale installée de géothermie (2011-2019).....	10
Figure I.11 Localisation des bassins gaziers et pétroliers en Algérie.....	12
Figure I.12 Mix énergétique en Algérie en 2019.....	12
Figure I.13 L'évolution de la population en Algérie.....	13
Figure I.14 L'évolution de la consommation d'électricité en Algérie.....	14
Figure I.15 Le rayonnement solaire en Algérie kW/m^2	15
Figure I.16 La distribution des températures en Algérie.....	15
Figure I.17 Production solaire potentielle pour le désert du Sahara.....	16
Figure I.18 Emplacements potentiels des barrages et des rivières en Algérie pour la production d'hydroélectricité.....	16
Figure I.20 Le potentiel de vitesse du vent en Algérie.....	17
Figure I.21 Localisation et température des ressources géothermiques de l'Algérie.....	18
CHAPITRE II	
Figure II.1 La jonction PN dans une cellule [5].....	27
Figure II.2 Schéma d'un générateur PV (GPV)	30
Figure II.3 constituants d'un Module PV	30
Figure II.4 Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque pour un éclairement 1000 W/m^2 et une température ambiante de 25°C	32
Figure II.5 Schéma d'un module solaire avec protections	33
Figure II.6 Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque [8].....	33
Figure II.7 Caractéristiques I(V) & P(V) pour l'association d'un 5 module série.....	34
Figure II.8 Caractéristiques I(V) & P(V) pour l'association des cellules parallèles.....	34
Figure II.9 Influence de l'éclairement sur les Caractéristiques I(V) & P(V).....	35

LISTE DES FIGURES

Figure II.10 Influence de la température sur les Caractéristiques I(V) & P(V)	35
Figure II.11 Schéma équivalent du modèle à 07 paramètres (2 diodes)	37
Figure II.12 Schéma équivalent du modèle à six paramètres (2 diodes)	38
Figure II.13 Schéma équivalent du modèle à cinq paramètres (2 diodes).....	39
Figure II.14 Schéma équivalent du modèle à quatre paramètres (1 diode).....	39
Figure II.15 Schéma équivalent du modèle à trois paramètres (1 diode).....	40
Figure II.16 Schéma équivalent du modèle à cinq paramètres (1 diode).....	41
Figure II.17 schéma de principe d'un hacheur série-parallèle.....	42
Figure II.18 schéma de principe d'un hacheur série (abaisseur).....	43
Figure II.19 Schémas de principe d'un hacheur parallèle.....	44
Figure II.20 tension de champs des modules V_{spv} (tension d'entrée de l'hacheur).....	45
Figure II.21 tension de sortie de l'hacheur V_{ch}	46
Figure II.22 Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.....	47
Figure II.23 Caractéristique P_{SPV} (V_{SPV}) d'un panneau solaire.....	49
Figure II.24 Algorithme type de la méthode P&O.....	50
Figure II.25 la puissance de sortie de l'hacheur avec technique P&O.....	51
Figure II.26 Le point de puissance maximal.....	52
Figure II.27 La puissance de sortie de l'hacheur avec technique conductance incrémentale.....	52
Figure II.28 La puissance de sortie de l'hacheur avec technique mode glissant.....	54
Figure II.29 Comparaison entre les trois tensions des techniques de commande MPPT.....	55

CHAPITRE III

Figure III.1 Le filtre actif.....	63
(a) Le principe de fonctionnement de filtre actif.....	62
(b) Le filtre actif série qui injecte des harmoniques de compensation en tension	63
(c) Le filtre actif hybride (série-parallèle) combinant les deux structures précédentes.....	63
Figure III.2 Principe d'un filtre actif parallèle.....	64
Figure III.3 Schéma de principe de la méthode d'identification PQ pour compenser les harmoniques.....	66
Figure III.4 Schéma de principe d'un filtre passe bas	67
Figure III.5 Schéma de principe de la méthode d'identification SRF.....	68
Figure III.6 Représentation des référentiels stationnaire et synchrone.....	68
Figure III.7 Structure d'une PLL classique triphasée.....	70
Figure III.8 Schéma fonctionnel de la PLL basée sur SOGI	71

LISTE DES FIGURES

(a) utilisation dans des applications monophasées.....	71
(b) utilisation dans des applications triphasées.....	71
Figure III.9 Montage Global d'un filtre actif 2 niveaux en régime équilibré.....	72
Figure III.10 Courants de source avant filtrage.....	73
Figure III.11 Spectre et THD du courant de source avant filtrage.....	73
Figure III.12 Courants de source après filtrage	73
Figure III.13 Spectre et THD du courant de source phase a après filtrage	74
Figure III.14 Montage Global d'un filtre actif 2 niveaux en régime déséquilibré.....	74
Figure III.15 Courants de source après filtrage en régime déséquilibré.....	75
Figure III.66 Spectre et THD du courant de source après filtrage en régime déséquilibré.....	75
Figure III.17 Distorsion de la tension de source phase a.....	76
Figure III.18 courant de source après filtrage dans le cas d'un réseau distordu.....	76
Figure III.19 Spectre et THD du courant de source de la phase a après filtrage cas d'un réseau distordu.....	77
Figure III.20 Topologies des principaux onduleurs multi-niveaux.....	78
Figure III.21 Topologie d'un onduleur NPC 3 N.....	80
Figure III.22 Commande de l'onduleur NPC 3N avec 2 porteuses.....	81
Figure III.23 tensions simple et composée d'onduleur NPC 3 N.....	82
Figure III.24 Montage Global filtre NPC 3N.....	82
Figure III.25 Schéma de simulation sous Matlab/Simulink.....	83
Figure III.26 Courant de compensation (phase a) injecté au réseau.....	84
Figure III.27 Courants de source avant filtrage.....	84
Figure III.28 Courants de source après filtrage	85
Figure III.29 Spectre du courant de source après filtrage.....	85
Figure III.30 Tension régulée aux bornes du condensateur à l'entrée de l'onduleur.....	86
Figure III.31 Courant et tension de la phase a de la source.....	86
Figure III.32 Puissance active fournie par le réseau.....	86
Figure III.33 courant de source en régime déséquilibré avec la méthode PQth.....	87
Figure III.34 Spectre courant de source phase a en régime déséquilibré avec la méthode PQ th.....	87
Figure III.35 Courants de source avant filtrage, cas du régime déséquilibré.....	88
Figure III.36 Spectre et THD du courant de source phase avant filtrage, cas régime déséquilibré.....	88

LISTE DES FIGURES

Figure III.37 Courant de compensation produit par le filtre.....	89
Figure III.38 Courants de source après filtrage.....	89
Figure III.39 Spectre du courant de source après filtrage.....	89
Figure III.40 tension DC régulée à l'entrée de l'onduleur, cas du régime déséquilibré..	90
Figure III.41 tension de sources en régime distordu.....	91
Figure III.42 Spectre et THD de la tension distordue.....	91
Figure III.43 Courants de source avant filtrage, cas du régime distordu.....	91
Figure III.44 Courants de source avant filtrage, cas du régime déséquilibré.....	92
Figure III.45 Tension V_{DC} aux bornes du condensateur et sa référence.....	92
Figure III.46 Courants de source après filtrage, cas du régime distordu.....	93
Figure III.47 THD et spectre du courant de source phase a après filtrage, cas du régime distordu	93

CHAPITRE IV

Figure IV.1 Le schéma synoptique de système PVAPF.....	97
Figure IV.2 la simulation d'un panneau.....	98
Figure IV.3 simulation du champ PV et le convertisseur DC/DC.....	99
Figure IV.4 le schéma de simulation avec matlab de 5 modules sériés.....	100
Figure IV.5 Schéma descriptif de filtre de sortie et position connexion.....	101
Figure IV.6 La Boucle de régulation de la tension continue.....	103
Figure IV.7 La tension de bus continue V_{DC} et la tension de référence V_{DC-ref}	103
Figure IV.8 La puissance de bus continu P_{DC} (w).....	104
Figure IV.9 Commande générale d'un VSI triphasé avec la commande de cadre de rotation synchrone.....	105
Figure IV.10 circuit équivalent d'un onduleur triphasé connecté au réseau.....	106
Figure IV.11 Fonction de transfert en boucle ouverte de contrôleur du courant de L'onduleur.....	107
Figure IV.12 Conception du contrôleur de courant à l'utilisation du contrôle PI....	107
Figure IV.13 Régulateur de tension V_{DC}	108
Figure IV.14 Contrôleur de courant.....	108
Figure IV.15 les tensions de la charge.....	110
Figure IV.16 les courants de la charge.....	110
Figure IV.17 les tensions de source.....	110
Figure IV.18 les courants de source.....	110

LISTE DES FIGURES

Figure IV.19	la tension et le courant de la source.....	110
Figure IV.20	les tensions de convertisseur	111
Figure IV.21	les courants de convertisseur.....	111
Figure IV.22	la tension de bus continue et tension de référence.....	111
Figure IV.23	les tensions de la charge non linéaire.....	112
Figure IV.24	Les courants de la charge non linéaire.....	112
Figure IV.25	le spectre harmonique et THD de 1 phase de courant de sortie de l'onduleur.....	113
Figure IV.26	les tensions de sortie de l'onduleur.....	113
Figure IV.27	les courants de sortie de l'onduleur.....	113
Figure IV.28	le spectre et THD de d'une seule phase de courants de sortie de l'onduleur Après le filtrage.....	113
Figure IV.29	les tensions de source.....	114
Figure IV.31	les courants de source.....	114
Figure IV.32	la tension et le courant de réseau.....	114
Figure IV.33	le spectre et THD d'une seule phase de courant de réseau.....	114
Figure IV.34	Puissances actives de réseau, convertisseur et de charge.....	115
Figure IV.35	Puissances réactives de réseau, convertisseur et de charge.....	115
Figure IV.36	La tension de bus continu.....	116
Figure IV.37	les tensions de charge.....	116
Figure IV.38	les courants de charge.....	116
Figure IV.39	spectre et THD d'une seule phase de courant de charge.....	116
Figure IV.40	Les tensions de sortie de l'onduleur.....	117
Figure IV.41	les courants de sortie de l'onduleur.....	117
Figure IV.42	spectre et THD d'une seule phase de courant de sortie de l'on.....	117
Figure IV.43	les tensions de source.....	118
Figure IV.44	Les courants de source.....	118
Figure IV.45	Le courant et la tension de source.....	119
Figure IV.46	spectre et THD d'une seule phase de courant de source.....	119
Figure IV.47	Les puissances actives de réseau et convertisseur et charge.....	119
Figure IV.48	Les puissances actives de réseau et convertisseur et charge.....	120

CHAPITRE V

Figure V.1	Onduleur PV connecté au réseau via filtre actif 3N.....	125
Figure V.2	Configuration panneau GPV avec MPPT.....	126

LISTE DES FIGURES

Figure V.3 Tension V_{DC} à l'entrée de l'onduleur PV.....	128
Figure V.4 Phases de fonctionnement du système.....	128
Figure V.5 Fonctionnement du système pour les phases 1 et 2.....	129
Figure V.6 Courant fourni par le GPV.....	130
Figure V.7 Puissance fournie par le GPV.....	130
Figure V.8 Tension composée $U_{ab}(t)$ à la sortie de l'onduleur PV	130
Figure V.9 Courant de la phase a sortie de l'onduleur.....	131
Figure V.10 Courant absorbé par la charge non linéaire.....	131
Figure V.11 Courants de source avec filtrage	131
Figure V.12 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1000V$..	132
Figure V.13 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1500V$...	132
Figure V.14 Tension V_{DC} à l'entrée de l'onduleur PV.....	134
Figure V.15 courant fourni par le GPV.....	134
Figure V.16 Puissance fournie par le GPV.....	134
Figure V.17 Courant absorber par la charge non linéaire.....	135
Figure V.18 Courant de la phase a sortie de l'onduleur.....	135
Figure V.19 Tension composée $U_{ab}(t)$ à la sortie de l'onduleur PV.....	135
Figure V.20 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1500V$.	136
Figure V.21 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC} =1000V$.	136
Figure V.22 Courants de source avec filtrage	136

LIST DES TABLEUX

LIST DES TABLEUX

Tableau I.1 Potentielsolaire en Algérie.....	2
Tableau I.2 Localisation et température de quelques sources thermales de l'Algérie....	14
Tableau I.3 Localisation et température de quelques sources thermales de l'Algérie....	18

CHAPITRE II

Tableau II.1 Les types de cellules cristallines	28
Tableau II.2 Les types de cellules à couches minces	28
Tableau II.3 Caractéristiques électriques du module SunPower SPR-305-WHT-U.....	31

CHAPITRE III

Tableau III.1 Paramètres de simulation.....	72
Tableaux III.2 Nombres de composants nécessaires pour n niveaux par phase.....	78
Tableau III.3 Séquences de fonctionnement d'un onduleur NPC 3N.....	80
Tableau III.8 Paramètres de simulation.....	84
Tableau III.4 Paramètres de simulation.....	87

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 Caractéristiques électriques du module Sun Power SPR-305-WHT-U....	98
Tableau IV.2 Les paramètres de simulation de champ PV et l'hacheur.....	103
Tableau IV.3 les paramètres de simulation de la connexion directe.....	108

CHAPITRE V

Tableau V.1 Caractéristiques électriques du panneau PV (Sunpower SPR-305) dans les simulations.....	125
Tableau V.2 Paramètres de simulation.....	127

LES VARIABLES ET LES ABREVIATIONS

LES VARIABLES ET LES ABREVIATIONS

CF : combustibles fossiles.

Nu : nucléaire.

ER : énergies renouvelables.

PV : photovoltaïque.

Hyd : hydroélectricité.

Bio : bioénergie.

Eol : éolien.

IEA : agence internationale de l'énergie.

STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

GWEC : Conseil mondial de l'énergie éolienne.

CSP : [Les centrales solaires concentrées](#).

ONM : Office national de la météorologie.

CDER : centre de développement d'énergie renouvelable.

.....

F : facture de forme.

V_m : tension de puissance maximal de module.

I_m : courant de puissance maximal de module pv.

P_m : La puissance maximale de module pv.

I_{cc} : courant de court circuit de module pv

V_{oc} : tension de court circuit de module pv.

T : La température de cellule réelle.

T_1 : La température a condition de référence.

R_s : Resistance série.

R_p : Resistance parallèle.

p_E : Puissance lumineuse incidente.

G: l'éclairement.

D_1 : diode 1.

D_2 : diode 1.

I_{ph} : photocourant.

I_s : courant de saturation.

LES VARIABLES ET LES ABREVIATIONS

V_T : tension de thermodynamique.

α : coefficient de stabilité du densité a la température.

I_{spv} : courent qui produit par la cellule.

V_{spv} : tension qui produit par la cellule.

GPV : générateur photovoltaïque.

D : le rapport cyclique.

R_{ch} : Résistance de charge.

C_1 : condensateur de sortie de pv.

F_c : la fréquence de commutation

C_2 : condensateur a la sortie du hacheur.

CS : convertisseur statique.

PPM : point de puissance maximale.

MPPT : maximum power point.

I_{spt} : courent optimal.

.....
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

CEI : Commission électrotechnique internationale.

$y(t)$: signal harmonique

y_0 : valeur moyenne ou composant continu du signal $y(t)$.

h : rang de l'armonique.

x_{tims} : la valeur efficace de l'armonique rang h .

w : pulsation au fondamental ($2\pi f_1 = \frac{2\pi}{T}$).

T: la période.

y_{trms} : la valeur efficace du signal Harmonique.

$T_{aux}(h)$: le taux individuel d'armonique.

y_{1trms} : la valeur efficace de fondamental.

THD: le taux global de distorsion harmonique.

V_{ch} : tension de charge.

I_{ch} : courent de charge.

m : nombre de phase.

LES VARIABLES ET LES ABREVIATIONS

P: puissance active.

Q: puissance réactive.

S: puissance apparente.

P_D : puissance Déformante.

Fp : facture de puissance.

V_a, V_b, V_c : tensions de source.

L_s : l'inductance de source.

R_s : Résistance de source.

L_c : l'inductance a l'entré de charge non linaire.

V_{re} : la tension de réseau.

$V_{re, rms}$: la valeur efficace de tension de réseau.

V_{DC} : la tension de bus continu, a l'entré du convertisseur DC/AC.

V_{DC-ref} : la tension de référence de bus continu.

I_d : le courant direct de la charge NL.

R_d : résistance direct de la charge NL.

Z_{cc} : l'impédance de la ligne de réseau.

$V_{s1,2,3}$:les trois tensions de compensations.

$I_{s1,2,3}$:les trois courants de compensations.

F.A.P : filtre actif parallèle.

F.A.S : filtre actif sérié.

TC : Transformateur de mesure de courant.

TP : Transformateur de mesure de tension.

PLL : (Phase Locked Loop ou Boucle à Verrouillage de Phase).

SRF : Synchrone Référence frame.

FI : Fonction Identification.

FE : Fonction élaboration.

FHF : Filtrage de haute fréquence.

NPN: Neutral point clamped.

DSOGI: Dual Second-Order Generalized Integrator.

.....
NPC: Neutral point climped.

LES VARIABLES ET LES ABREVIATIONS

VSI : Onduleur de source de tension.

CSI : Onduleur de source de courant.

SPWM : La modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale.

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	03
I.1 INTRODUCTION.....	05
I.2 LA SITUATION ENERGETIQUE MONDIALE: ETAT DES LIEUX.....	05
I.2.1 L'énergie renouvelable dans le monde.....	06
I.2.1.1 Hydroélectricité.....	08
I.2.2.2 Eolien.....	09
I.2.2.3 Solaire.....	11
I.2.2.4 Bioénergie.....	13
I.2.2.5 Géothermie.....	13
I.2.2.6 Énergie solaire à concentration (CSP).....	14
I.2.2.7 Puissance océanique.....	14
I.3 LE CONTEXTE ENERGETIQUE EN ALGERIE.....	15
I.3.1. Le PV solaire en Algérie.....	28
I.3.2. Hydroélectricité.....	20
I.3.3. Eolien.....	20
I.3.4. Géothermie.....	21
I.3.5. Ressources bioénergétiques.....	22
I.4 CONCLUSION.....	23

CHAPITRE II

II.1 INTRODUCTION.....	25
II.1 La conversion de l'énergie photovoltaïque et l'effet photoélectrique.....	26
II.1 historique de l'effet photovoltaïque.....	25
II.1.2 Cellule solaire.....	26
II.1.2.1 Cellules cristallines.....	26
II.1.2.2 Cellules à couches minces.....	27
II.1.2.2 Cellules à Perovskites.....	28
II.2 LES COMPOSANTS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE.....	29
II.2.1 Générateur photovoltaïque.....	29
II.2.1.1 Caractéristiques électriques du module PV.....	30
II.2.1.2 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque.....	31
II.2.1.3 Association des panneaux PV.....	33
a) Association série et parallèle d'un module PV.....	33
b) Association série des modules.....	33

SOMMAIRE

c) Association parallèle des modules.....	33
II.2.1.4 Influences de l'éclairage et la température sur le module.....	34
II.2.1.4.1 Influence de l'éclairage	34
II.2.1.4.2 Influence de la température.....	34
II.2.1.5 Le Facteur de forme F.....	35
II.2.1.6 Le rendement du module.....	35
II.2.1.7 Modèles de l'installation photovoltaïque	35
II.2.1.7.1 Le modèle énergétique	35
II.2.1.7.2 Les modèles électriques	35
a) Modèle avec 7 paramètres (2 diodes)	36
b) Modèle avec 6 paramètres (2 diodes)	38
c) Modèle avec 5 paramètres (2 diodes)	38
d) Modèle avec 4 paramètres (1 diode)	39
e) Modèle avec 3 paramètres (1 diode)	40
f) Modèle avec 5 paramètres (1 diode)	40
II.3. LES CONVERTISSEURS (DC/DC)	41
II.3.1 Les types des convertisseurs DC/DC (hacheurs)	42
II.3.1.1 Hacheur série-parallèle (BUCK-BOOST)	42
II.3.1.2 Le convertisseur abaisseur	43
II.3.1.3 Hacheur survolteur ou parallèle (boost).....	43
II.3.2. la commande du convertisseur DC/DC (MPPT)	45
II.4 LES TECHNIQUES DE COMMANDE MPPT	47
II.4.1 Techniques de commande classiques	47
II.4.1.1 Technique de commande P&O	47
II.4.1.2 Méthode de la conductance incrémentale	51
II.4.2.3 Commande par mode glissant (sliding mode controle)	53
II.4.3 Comparaison entre les trois commandes utilisées	54
II.4.4 Le convertisseur DC-AC (L'onduleur)	55
II.5 CONCLUSION	55

CHAPITRE III

III.1 INTRODUCTION.....	57
III.2 QUALITE DE L'ENERGIE ET PERTURBATIONS ELECTRIQUES.....	57
III.2.1 La distorsion harmonique.....	58
III.2.1.1 Effets des harmoniques.....	58

SOMMAIRE

a) Effets instantanés.....	58
b) Effets à long terme.....	58
III.2.1.2 Origines des harmoniques.....	59
III.2.1.3 Grandeurs caractéristiques.....	59
III.2.2 Solutions de dépollution des harmoniques.....	60
a) Solutions classiques.....	60
b) Solutions modernes : le filtrage actif de puissance	60
III.3 ETUDE ET ANALYSE D'UN FILTRE ACTIF PARALLELE.....	62
III.3.1 Principe.....	62
III.3.2 Méthodes d'identifications des harmoniques.....	63
a) Théorie de la puissance instantanée.....	64
III.3.2.2 SRF(Synchrone Reference Frame) et PLL classique pour un réseau déséquilibré.....	66
III.3.2.3 DSOGI- PLL dédié au réseau déséquilibré et distordu.....	68
a) PLL basique.....	68
b) DSOGI- PLL	68
III.4 MISE EN ŒUVRE D'UN FILTRE ACTIF NPC 3N.....	70
III.4.1.1 Paramètres de simulation.....	70
III.4.1.2 Résultats de simulation.....	71
III.4.2 Cas d'un réseau déséquilibré	73
a) Paramètres de simulation.....	73
b) Résultats des simulations.....	74
III.4.3 cas de réseau distordu.....	74
a) Paramètres de simulation.....	75
III.5. ETUDE ET ANALYSE D'UN FILTRE ACTIF 3 NIVEAUX.....	77
III.5.1 L'onduleur NPC 3 N.....	77
III.5.1 Topologie : circuit de puissance.....	78
III.5.1.2 Circuit de commande à 2 porteuses.....	79
III.5.2 MISE EN ŒUVRE D'UN FILTRE ACTIF NPC 3N.....	79
III.5.2.1 Filtre actif NPC 3N pour un réseau équilibré.....	79
a) paramètres de simulation.....	80
b) Résultats de simulation.....	81
III.5.2.2 Filtre actif NPC 3N pour un réseau déséquilibré.....	85
a) Parmètres de simulation.....	85

SOMMAIRE

b) Resultats de simulation.....	85
III.5.2.3 Filtre actif NPC 3N pour un réseau distordu.....	88
a- Paramètres de simulation.....	88
b- Resultats de simulation.....	88
III.5 CONCLUSION.....	90

CHAPITRE IV

IV.1. INTRODUCTION.....	93
IV.2 DESCRIPTION DU SYSTEME.....	94
IV.3 le système PV seul.....	95
IV.3.1 les panneaux photovoltaïques.....	96
IV.3.2 la détection de point de puissance maximal(MPPT).....	97
IV.3.3 MPPT et la tension du bus continu V_{DC} sans régulation	98
IV.3.4 La régulation de la tension du bus continu.....	102
IV.4 CONNEXION DIRECT DU SYSTEME PV AU RESEAU.....	105
IV.4.1 Le régulateur PI de tension.....	106
IV.4.2 Le contrôleur PI de courant.....	106
IV.4.3 PLL de la commande dq.....	106
IV.4.4 Résultats de simulation.....	109
IV.5 Application du mode (PVAPF).....	114
IV.6 Dans le cas du système déséquilibré	119
IV.7 Discussions aux résultats	120
IV.8 Conclusion.....	120

CHAPITRE V

V.1 INTRODUCTION.....	122
V.2. Description du système proposé.....	123
V.2.1 Le panneau solaire.....	124
V.2.2 Le Filtre actif.....	124
V.2.3 le réseau électrique.....	124
V.2.4 La charge non linéaire.....	125
V.3 ONDULEUR PV NPC-3N CONNECTE A UN RESEAU EQUILIBRE.....	125
V.3.1 Les paramètres de simulation.....	125
V.3.2 Résultats de simulation.....	127
V.3.3 Interprétation des résultats de simulation.....	129
V.4. ONDULEUR PV NPC-3N CONNECTE A UN RESEAU	

SOMMAIRE

DESEQUILIBRE	130
V.4.1 Paramètres de simulation.....	130
V.4.2 Résultats de simulation.....	131
V.4.3 Interprétation des résultats de simulation.....	134
V.5 ONDULEUR PV NPC-3N CONNECTE A UN RESEAU DESEQUILIBRE DISTORDU	134
V.5.1 Paramètres de simulation.....	134
V.5.2 Résultats de simulation.....	135
V.5.3 Interprétation des résultats de simulation.....	138
V.6 CONCLUSION	138
CONCLUSION GENERALE.....	139
BIBLIOGRAPGIE.....	143

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

L'augmentation de la consommation mondiale d'énergie électrique est fortement liée à l'augmentation de la population mondiale. Aujourd'hui, une grande partie de la production d'électricité est produite à partir de ressources non renouvelables telles que les combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) et nucléaires (uranium). Le taux de régénération de ces carburants est supposé être extrêmement lent à l'échelle humaine, cela conduira certainement à un épuisement permanent et irréversible de ces ressources. D'autant plus que la demande continue d'augmenter et dépassera bientôt l'offre, cela entraînera inévitablement une grande instabilité sur le marché mondial des produits pétroliers. Mais le vrai problème des énergies fossiles est leur impact sur l'environnement. D'importantes émissions de gaz à effet de serre sont produites quotidiennement, jouant un rôle catastrophique dans le changement climatique et l'augmentation de la pollution de l'air que nous respirons. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂. Cette situation nous incite à explorer de plus en plus des solutions innovantes pour pallier l'éventuel déficit énergétique et par la suite limiter au maximum l'impact négatif sur l'environnement. De ce fait, la recherche et le développement des sources alternatives non polluantes basées sur des énergies renouvelables et propres sont de plus en plus souhaitées tant par les producteurs que par les consommateurs d'énergie. Une énergie est dite renouvelable si elle peut se régénérer naturellement en permanence, par opposition à une énergie non renouvelable à l'échelle temporelle humaine dont les stocks s'épuisent. Les sources d'énergie renouvelables ont connu un développement soutenu ces dernières années, l'une des composantes majeures de ces énergies est le solaire photovoltaïque. Les installations de systèmes photovoltaïques (PV), y compris les systèmes PV connectés au réseau, ont connu une augmentation significative au cours des dernières décennies.

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus facile à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur le plus souvent sous forme des tensions alternatives monophasées ou triphasées.

Les installations des systèmes photovoltaïques (PV) produisent de la tension sous forme DC. Des convertisseurs DC-AC appelés onduleurs PV sont utilisés pour intégrer des générateurs photovoltaïques au réseau AC. Cependant, la connexion au réseau est souvent entravée par des perturbations de la qualité de l'énergie causées par la nature intermittente du rayonnement solaire et d'autres facteurs liés au réseau, telles que les charges non linéaires connectées à

celui-ci. L'interconnexion sûre et fiable d'un ou plusieurs générateurs photovoltaïques est un défi majeur dans le développement des systèmes électriques modernes et l'interconnexion des PV a des effets qui nécessitent une attention particulière. Le travail présenté dans cette thèse entre dans ce contexte et traite les problèmes liés à l'intégration des générateurs PV à un réseau électrique de distribution.

Le travail réalisé est présenté dans une thèse comprenant 05 chapitres, une introduction générale et une conclusion.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté un état des lieux de la situation énergétique dans le monde. Une étude actualisée sur l'évolution des énergies renouvelables dans le monde a également été proposée. Ensuite, nous nous sommes particulièrement intéressés au mix énergétique algérien dans lequel la part du photovoltaïque reste minimale par rapport aux énergies fossiles malgré l'énorme potentiel dont dispose l'Algérie dans ce domaine.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des systèmes photovoltaïques. Après un rappel des fondamentaux de la conversion photovoltaïque, nous présentons et mettons en évidence les avantages et les inconvénients des différentes méthodes de recherche PPM développées dans la littérature. Le MPPT d'un système photovoltaïque est un paramètre essentiel, pour cela nous avons présenté l'étude, l'analyse, et les résultats de simulation de trois méthodes MPPT : les deux MPPT P&O classiques et le MPPT incrémental puis une troisième méthode plus évoluée basée sur le mode glissant.

En vue d'intégrer l'énergie photovoltaïque à travers un filtre actif, le troisième chapitre a été consacré à l'étude d'un filtre actif basé sur un onduleur NPC 3N de la famille des onduleurs multi-niveaux. Une étude détaillée, théorique puis par simulation, sur un filtre actif NPC 3 niveaux a été réalisée.

Dans le chapitre 4, nous avons étudié la combinaison d'un système PV connecté au réseau avec un filtre actif en parallèle. Le but de ce système est d'ajouter plus d'options pour un onduleur photovoltaïque. Le système combiné peut fournir une puissance active et réactive, en même temps qu'il compense les harmoniques et la puissance réactive générée par la charge non linéaire.

Le cinquième et dernier chapitre a été consacré à l'étude et à l'analyse d'un onduleur PV connecté au réseau via un filtre actif NPC 3 niveaux. Ce système a été utilisé pour injecter la puissance active produite par le générateur PV et aussi pour filtrer les courants de source. Une étude détaillée par simulation sous Matlab/Simulink est proposée.

Chapitre I

Le mix énergétique dans le monde et en Algérie : Etat de l'art et Perspectives.

I.1 INTRODUCTION

D'origine primaire (hydraulique, nucléaire ou autres renouvelables) ou secondaire (thermique biomasse, charbon, fuel-oil ou gaz naturel), l'électricité est un paramètre énergétique symbole de la modernité et de la qualité de la vie comme le témoigne les énormes différences de consommation entre les pays développés et en voie de développement. Les efforts consentis dans sa production, son transport et sa distribution, dans le respect de l'environnement est désormais au cœur de la problématique énergétique mondiale.

Ce chapitre présente un bilan des formes d'énergies dans le mix énergétique mondial et national. Il traite la problématique de la production d'électricité actuellement et établit la perspective de la production mondiale de l'énergie électrique. Enfin, nous finirons ce chapitre par la situation énergétique en Algérie.

I.2 LA SITUATION ENERGETIQUE MONDIALE : ETAT DES LIEUX

En 2011, la production mondiale de l'électricité a été estimée à 21964 TWh, dix ans plus tard elle s'est élevée à 27 520,5 TWh en 2021, soit une progression de 20% [1]. Par conséquent, de nombreux pays ont manifesté leur intérêt pour les sources d'énergie renouvelable afin de répondre à leurs besoins énergétiques mais aussi pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles et atténuer les émissions de CO₂. D'énormes investissements ont été consentis pour diversifier et varier la production énergétique et passer à une plus grande utilisation des énergies renouvelables.

Selon un nouveau rapport de l'agence internationale de l'énergie renouvelable (IRENA), publié en 2020, les énergies renouvelables sont de moins en moins chères pour produire l'électricité par rapport à d'autres sources telles que les combustibles fossiles [2].

En 2021, le coût de l'énergie produite par les énergies renouvelables est à un niveau historiquement bas par rapport aux dernières décennies. De plus, l'abondance de ressources renouvelables telles que l'irradiation solaire, le vent, la géothermie et la biomasse a poussé les gouvernements à reconsidérer l'usage des énergies renouvelables au lieu des combustibles fossiles classiques.

La figure 1 montre le mix énergétique mondial en 2021 [3]. Les combustibles fossiles ont contribué à 61,78% de la production mondiale totale, le nucléaire a contribué pour 9.9% et les énergies renouvelables intervenant avec une part de 28,3 %.

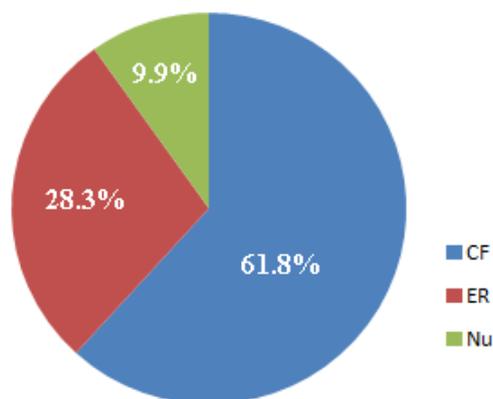


Figure I.1. Mix énergétique mondial, 2021 selon [3].

L'énergie nucléaire est l'énergie produite par une réaction nucléaire appropriée. Souvent décriée par ses origines militaires (Hiroshima 1945), ses grands accidents type Tchernobyl (1986) ou Fukushima (2011), et les incertitudes concernant le traitement de ses déchets radioactifs, la technologie nucléaire produit pourtant 10% de l'électricité mondiale en 2021. Il est donc important de bien en maîtriser les fondements technologiques, les cycles du combustible, les techniques appropriées pour assurer totalement la sûreté de fonctionnement. L'énergie nucléaire présente une série d'avantages qui peuvent être mis en avant pour sa promotion. Cependant, de la même manière, cette énergie non renouvelable présente également beaucoup d'inconvénients, notamment les accidents ont des conséquences catastrophiques.

I.2.1 L'énergie renouvelable dans le monde

L'hydroélectricité a contribué à 54% de la production mondiale totale d'énergies renouvelables en 2021, suivie de l'éolien (23,6%), l'énergie solaire photovoltaïque (PV) (13 %), la bioénergie (8 %) et d'autres sources de production, telles que la géothermie, l'énergie solaire thermique à concentration (CSP) et l'énergie océanique ont contribué 1,4 %. L'année 2019 a enregistré l'accroissement la plus importante de la capacité d'ER en raison de la réduction des dépenses du projet, des investissements importants et du développement de la technologie sur le terrain [3]. Le tableau I.1 donne le mix des énergies renouvelables des années 2019 et 2021. On remarque que l'éolien et le PV progresse alors que l'hydroélectricité diminue de 4% dans la part de la production des énergies renouvelables.

Tableau I.1 Evolution du mix des énergies renouvelables 2019-2021

Année	l'hydroélectricité	Eolien	Solaire	Bioénergie	Autres
2019	58%	21.6%	10.3%	8%	1.5%
2021	54%	23.6%	13%	8%	1.4%

De plus, le financement mondial des énergies renouvelables a progressé au fil des ans, entraînant des niveaux plus élevés de génération d'énergies renouvelables [1]. Plus de 200 GW d'ER ont été ajoutés cette année, contribuant à un total de 2588 GW de capacité installée d'ER. La répartition du mix technologique mondial des énergies renouvelables est donné par la figure 2.

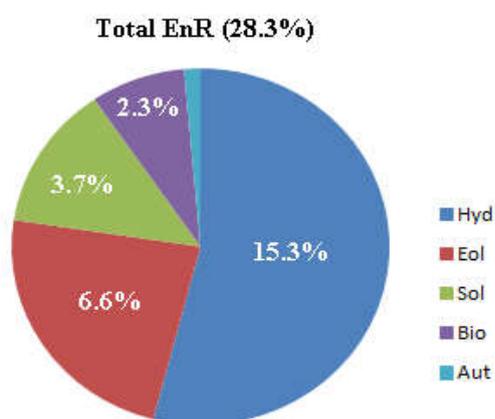


Figure I.2 Mix technologique mondial des énergies renouvelables en 2021.

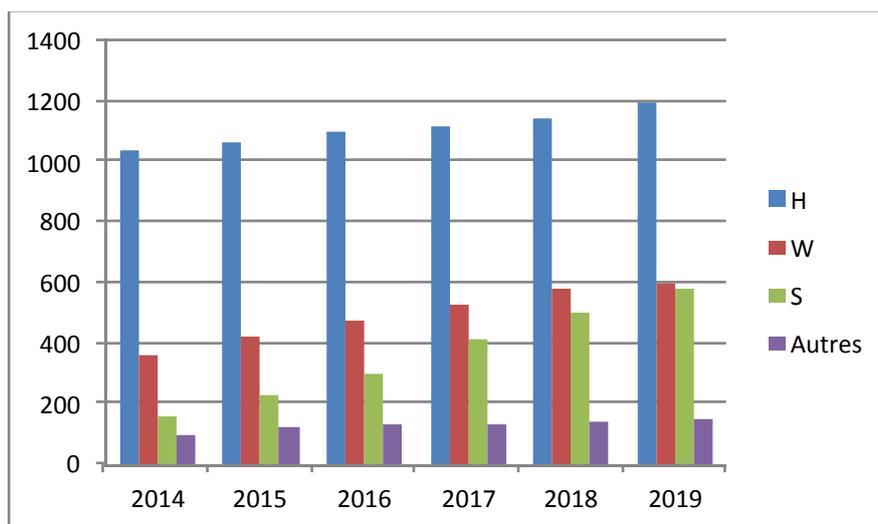


Figure I.3 évolution des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial (GW).

La figure I.3 représente la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial de 2014 à 2019.

En 2025, toujours d'après l'agence internationale de l'énergie (IEA), les énergies renouvelables seront la principale source de production d'électricité à l'échelle mondiale. Et devraient fournir près d'un tiers de la production d'électricité mondiale soit (33%) au lieu de 28.7% en 2021 (voir figure I.1). En 2021 la principale source de production de l'énergie électrique est le charbon.

I.2.1.1 Hydroélectricité

L'hydroélectricité est l'énergie produite à partir de l'énergie cinétique, chute ou mouvement, de l'eau [4]. Selon, le type de stockage, de volume et de hauteur d'eau, les centrales hydroélectriques sont classées en fonction de leur capacité de production, où la petite centrale hydroélectrique a pour production inférieur à 10 MW, la mini-hydraulique est une puissance générée inférieure à 2 MW, la micro-hydraulique a une puissance autour de 500 kW et enfin la pico-hydraulique a une puissance de l'ordre d'une dizaine de kW [5]. L'hydroélectricité joue un rôle essentiel dans les énergies renouvelables et dans la production d'énergie mondiale, contribuant à 15,3 % à l'électricité mondiale en 2021 avec une capacité totale de 1 150 GW [4]. La production hydraulique a augmenté de 1,4 % en 2019, passant de 1134 GW à 1150 GW [1,6]. L'investissement dans les grandes centrales hydroélectriques s'est accompagné d'une augmentation évidente de la consommation mondiale d'énergie par une augmentation de la demande au cours de la dernière décennie.

La croissance de l'hydroélectricité s'est redressée en 2020, plusieurs grands projets prévus pour 2019 ayant été mis en service cette année-là. La Chine s'est dotée de 12 GW de capacité supplémentaire et la Turquie de 2,5 GW.avec plus 15% de la production mondiale d'électricité, l'hydraulique reste la plus importante source renouvelable d'électricité. Ses gisements sont encore considérables en Afrique, Asie et Amérique latine. La réhabilitation des aménagements anciens l'emporte en Europe. La figure I.4

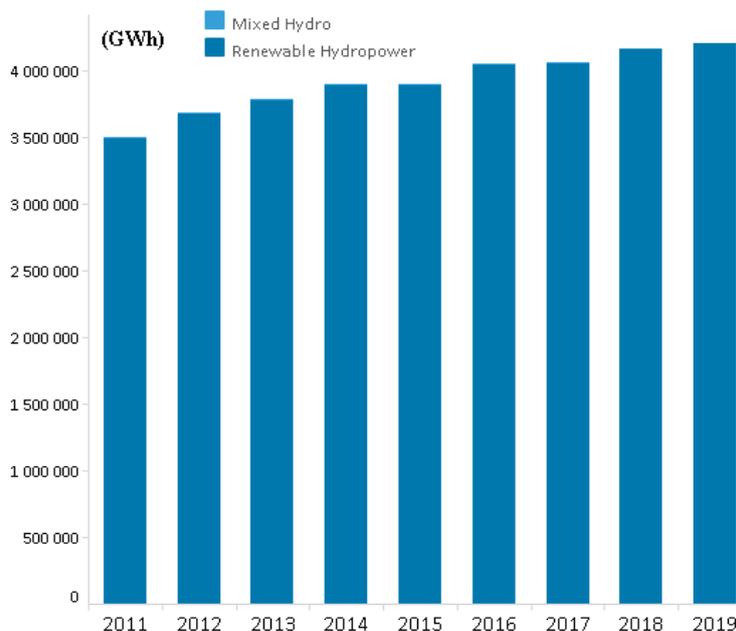


Figure I.4 Evolution de l'hydroélectricité dans le mix énergétique mondial 2011-2021 (GW)

I.2.2.2 Eolien

L'énergie éolienne est considérée comme l'une des technologies les plus efficaces dans la génération d'énergies renouvelables. Elle est une source d'énergie qui dépend directement de la vitesse du vent. Le soleil chauffe inégalement et différemment le globe terrestre, ce qui crée des zones géographiques de températures et de pression atmosphérique différentes tout autour de la terre. Les différences de pression atmosphérique entre zones géographiques provoquent des déplacements d'air, appelés vent. Cette énergie est utilisée pour produire de l'énergie mécanique qui à son tour convertie en électricité grâce à des éoliennes, appelées aussi aérogénérateurs. Le système utilise l'énergie cinétique du vent pour faire tourner des turbines pour la production d'électricité. La quantité d'énergie éolienne disponible varie quotidiennement et selon les saisons. Depuis 2014 en effet, le secteur affiche une croissance soutenue comme l'indique la figure 3. Les nouvelles installations d'éoliennes dans le monde ont dépassé annuellement le seuil des 50 GW. De même, la puissance totale installée n'a cessé de grimper doublant presque en l'intervalle de 5 ans en passant de 369,7 GW en 2014 à 591 GW en 2019.

La quantité totale d'énergie éolienne pouvant être exploitée dépend de manière significative des caractéristiques, des performances et de la taille des éoliennes. La production éolienne mondiale totale en 2019 était de 651 GW, soit une augmentation de 10,2 % par rapport à 2018 [6].

Selon le rapport de 2020 du Conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC), 93 gigawatts (GW) d'énergie éolienne supplémentaire ont été raccordés au réseau. Un rythme de progression d'une année à l'autre bien soutenu. Son meilleur résultat a été obtenu en 2015 avec 63,8 GW pour atteindre une production mondiale de 743 GW. [7] [8].

L'industrie éolienne est pleine de dynamisme et représente déjà une technologie bien propre qui offre le plus important potentiel de décarbonation par MW d'énergie produite. Selon les prévisions, 469 GW de capacités devraient être encore installés sur les 5 prochaines années, les USA et la Chine sont les principaux producteurs de cette forme d'énergie et ont compté pour près de 75 % des nouvelles capacités installées en 2020, soit 69 GW. [9].

La capacité totale installée de l'éolien de 2011 à 2019 est présentée dans la figure I.5. La figure montre une augmentation spectaculaire de l'installation durant cette période. [10].

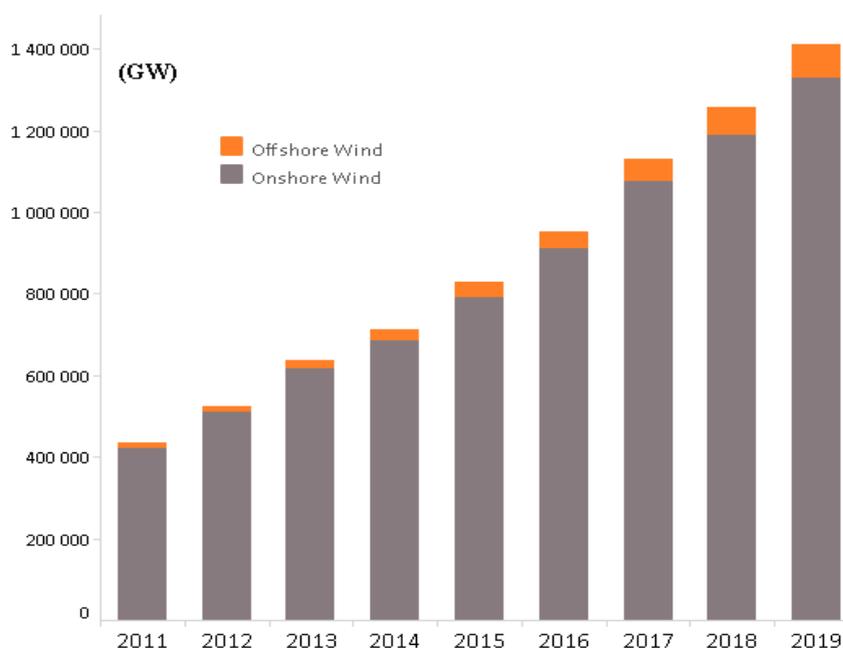


Figure I.5 Évolution historique des installations totales (GW) (source: GWEC cité par [10])

Outre la Chine, les États-Unis, l'Allemagne, l'Inde, le Royaume-Uni et l'Espagne sont les pays qui dominent le marché mondial de l'éolien. Dans certains pays, la part de l'énergie éolienne dans le mix électrique est très importante. Au Danemark cette part atteint les 48% et 38% en Irlande. En Allemagne, elle se monte à près de 27% [10].

I.2.2.3. Solaire

Le solaire photovoltaïque utilise des modules photovoltaïques pour convertir l'énergie du soleil en électricité [1]. En 2021, l'énergie solaire photovoltaïque contribue à hauteur de 3.7 % à l'énergie mondiale totale (figure 2). La production photovoltaïque a augmenté de 115 GW (22,5 %) en 2019, passant de 512 GW à 627 GW, comme le montre la Figure I.6 [11]. Par conséquent, il est devenu la technologie d'énergie renouvelable à la croissance la plus rapide au monde et est la plus étendue et la plus compétitive sur le marché de la production d'électricité.

De nombreux pays ont installé une capacité d'énergie solaire significative dans leurs réseaux électriques pour diversifier les sources de production de l'électricité pour fournir une alternative aux sources d'énergie dites classiques telles que les combustibles fossiles. La figure I.6 donne la carte mondiale de l'énergie solaire et précise la part de cette énergie dans le mix de chaque pays sur l'année 2019 [12].

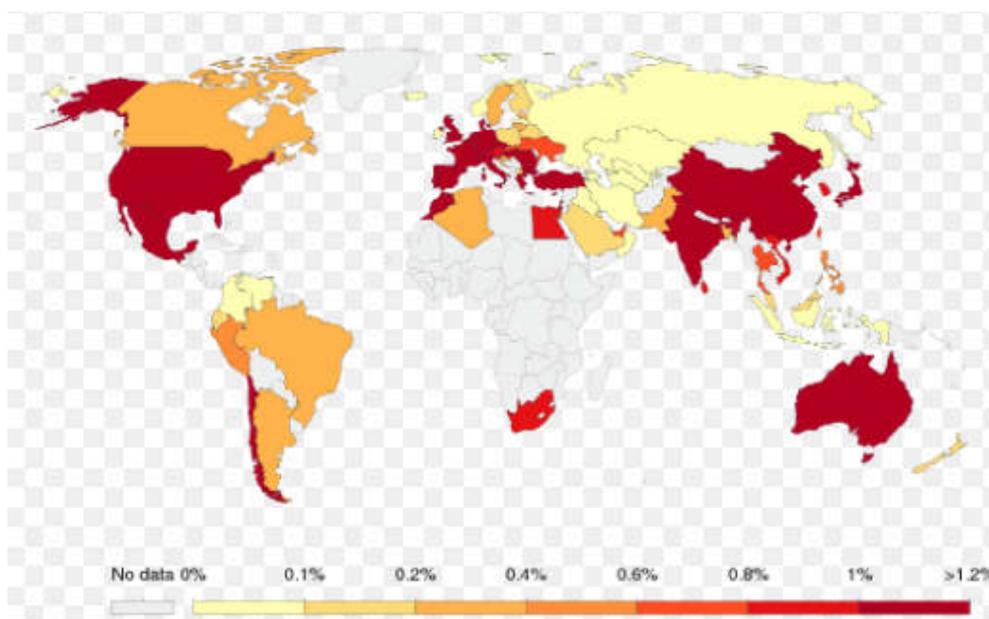


Figure I.6. Part de l'énergie primaire provenant du solaire, 2019 [12]

La Figure I.7 représente la carte mondiale de l'irradiation solaire globale (annuelle et journalière moyenne). Les deux types d'énergie solaire sont :

- Les générateurs photovoltaïques (PV) utilisent des panneaux solaires convertissant directement la lumière du soleil en énergie électrique.
- Les centrales solaires concentrées (CSP), également appelées «solaires thermiques concentrées» utilisent l'énergie solaire thermique pour chauffer l'eau et produire de la vapeur entraînant des turbines utilisées dans la production de l'énergie électrique d'une façon conventionnelle.

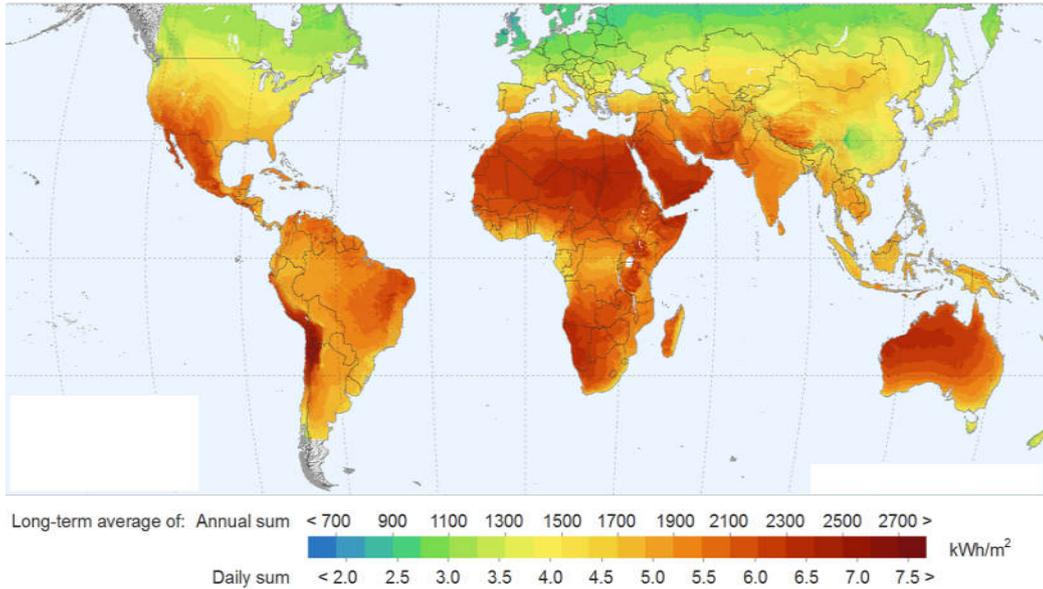


Figure I.7 Potentiel d'énergie photovoltaïque mondial [13]

La figure I.8 donne l'évolution de l'énergie primaire provenant du solaire, de 2011 à 2019. La part du solaire thermique est infime par rapport à celle du PV.

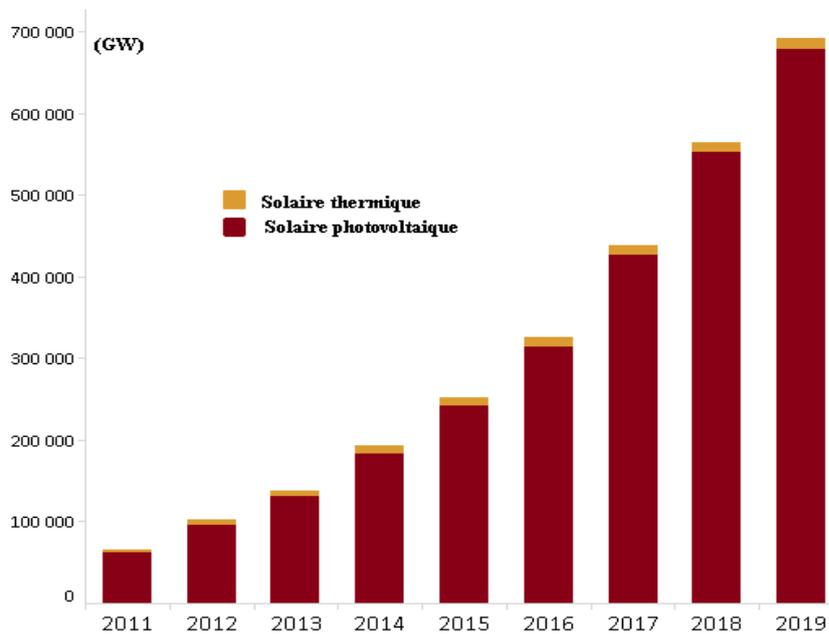


Figure I.8 Puissance totale installée de PV (2011-2019) [14]

I.2.2.4 Bioénergie

La bioénergie comme une technologie innovante comprend la biomasse solide, les biocarburants liquides, le biogaz et le gaz de décharge [1]. Cette technologie utilise des matériaux tels que la biomasse pour générer de l'électricité ou de la chaleur par des méthodes telles que la combustion directe, la co-combustion, et la gazéification [1]. Il a également été démontré que la bioénergie produit de fortes émissions de gaz à effet de serre, mais à des niveaux inférieurs à son homologue fossile [1]. La bioénergie a contribué à hauteur de 2,2 % à la production mondiale totale d'électricité en 2019. La capacité de production de bioénergie était de 136 GW en 2019, soit une augmentation de 4,6 % par rapport à 130 GW en 2018 [1].

I.2.2.5 Géothermie

La géothermie est une technologie qui exploite l'énergie thermique du sous-sol terrestre. Comparativement aux autres énergies, l'énergie géothermique a un rendement assez élevé qui peut atteindre 90% pour les sites idéaux et une exploitation optimale avec une mise en œuvre technologies avancées du domaine. La réserve géothermique estimée pourrait approvisionner le monde global pendant environ 217 millions d'années [15].

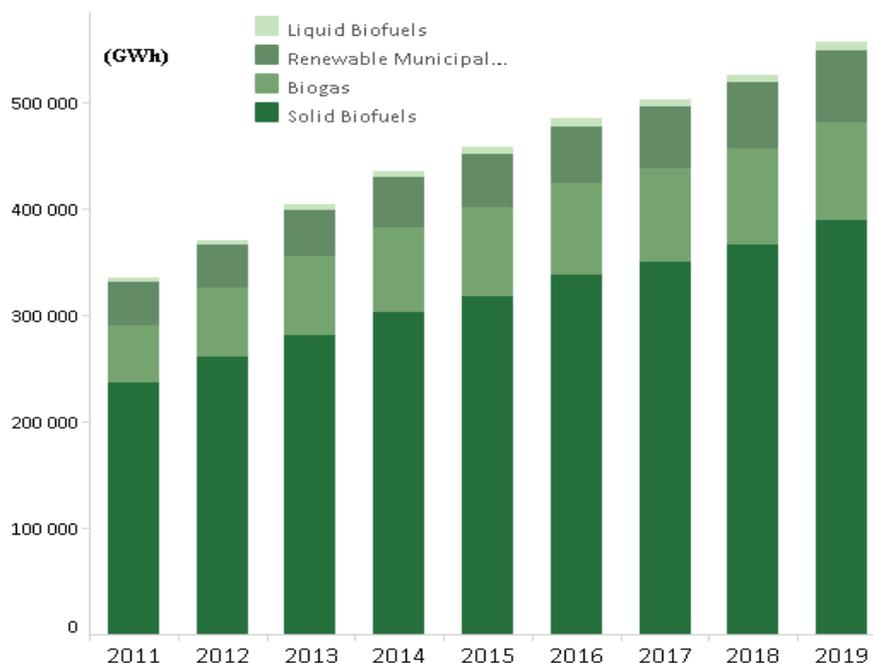


Figure I.9 Puissance totale installée de Bioénergie (2011-2019) [14]

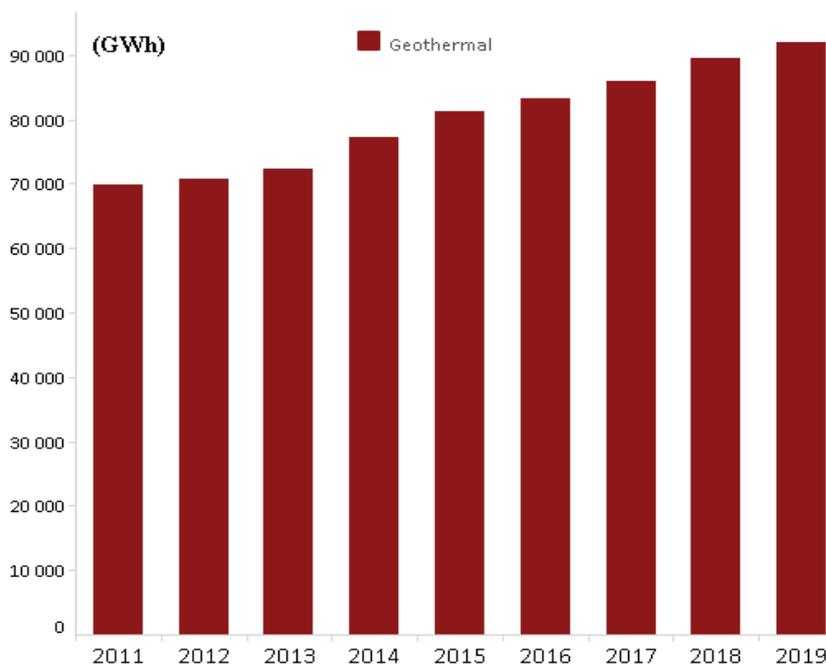


Figure I.10 Puissance totale installée de géothermie (2011-2019) [14]

I.2.2.6 Énergie solaire à concentration (CSP)

L'énergie solaire à concentration (CSP) produit de l'énergie électrique avec des systèmes de miroirs paraboliques pour diffuser une grande quantité de lumière solaire vers un récepteur, qui sera chauffé pour entraîner une turbine à vapeur connectée à un générateur. La capacité CSP était de 6,45 GW en 2019, avec une augmentation de 18 % par rapport à 2018. Ainsi, le CSP représente la source d'énergie qui a connu l'augmentation la plus significative depuis 2014 [14]. Le coût de construction de nouvelles centrales CSP est de plus en plus moins cher, il a chuté de manière significative entre 2016 et 2019. De nombreuses stations CSP ont été construites en parallèle avec des centrales solaires photovoltaïques [1].

I.2.2.7 Puissance océanique

L'énergie océanique appartient aux technologies qui génèrent de l'énergie à partir des mers des océans par le biais des courants de marée, de l'amplitude des marées, des vagues océaniques, du gradient de salinité et des gradients de température. La biomasse marine et l'énergie éolienne offshore ne sont pas comptabilisées dans l'énergie océanique. Cette technologie représente contribution mineure dans la production de l'énergie renouvelable. En 2019, la capacité de production d'électricité des océans était de 532 MW et stagnait depuis ces dernières années [1]. Bien que les ressources énergétiques océaniques soient vastes, elles

sont pour la plupart inexploitées car les technologies utilisées sont en cours d'expérimentation et exigent plus de maturité à cause du contexte.

I.3 LE CONTEXTE ENERGETIQUE EN ALGERIE.

L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique en termes de superficie et le dixième au monde. Il a une superficie de 2 381 741 km² et une population estimée à 44,6 millions d'habitants au mois de janvier 2021, ce qui donne une moyenne de 18.7 habitants/km² [16]. La partie sud du pays comprend une partie importante du désert du Sahara, c'est une région relativement chaude en hiver et très chaude l'été dont la température peut atteindre 50°. Au nord, la zone côtière du pays est montagneuse et accidentée, avec une pluviométrie moyenne de 400 à 670 mm selon les régions et des températures moyennes allant de 11 °C à 25 °C. L'économie du pays repose principalement sur la production et l'exportation combustibles fossiles non renouvelables essentiellement le pétrole et de gaz. La carte de la figure I.11 donne les principaux bassins pétroliers et gaziers du pays : les bassins de Ghedames et d'Illizi à l'est ; les bassins du Timimoun, de l'Ahnet et du Mouydir dans la région centrale ; les bassins de Reggane et de Tindouf au sud-ouest (OPEP) [17].



Figure I.11 Localisation des bassins gaziers et pétroliers en Algérie. Selon [17]

La figure I.12 montre le mix énergétique actuel de l'Algérie. Le pays dépend fortement des combustibles fossiles, tels que le gaz naturel et le pétrole, qui contribuent respectivement à 64,84 % et 34,63 %, pour la production d'électricité. L'Algérie a enregistré une croissance

substantielle de la production de gaz et de pétrole de l'année 2000 à 2018. En parallèle, la population a augmenté sur la même période de 33,3% [18]. Bien que 28% de la population algérienne soit située en zone rurale, 99.5% des ménages du pays ont accès à l'électricité en 2019 [19] l'un des taux le plus élevé au monde parmi les pays en développement.

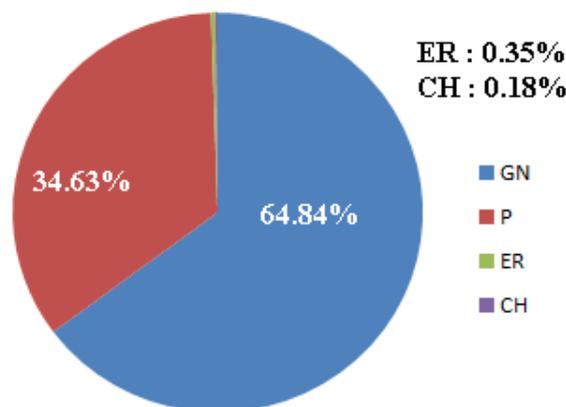


Figure I.12 Mix énergétique en Algérie en 2019.

Le gouvernement a promulgué la loi sur les hydrocarbures en juillet 2011 pour développer la compétitivité en allégeant les impôts et en encourageant les importations et les exportations pour attirer les investisseurs étrangers. Actuellement, le gouvernement algérien cherche à minimiser la dépendance énergétique aux hydrocarbures, qui représentent 99,4 % des sources de production d'électricité du pays dans le cadre de la crise pétrolière.

La production d'électricité est passée de 76,0 TWh en 2017 à 76,4 TWh en 2018, proportionnelle à la croissance démographique de près d'un million de personnes [20]. La demande de charge a augmenté de 7,4 % entre 2007 et 2017. Le profil de la population et de la consommation d'énergie du pays est illustré à la figure I.13. D'ici 2030, la production devrait atteindre environ 150 TWh, avec une augmentation supplémentaire de 5,2 % chaque année. La promulgation de la nouvelle loi n° 02/01 février 2002, correspondant à la répartition du réseau électrique et du gaz, a servi de tremplin pour la réorganisation du secteur et l'ouverture du marché de l'électricité. Le résultat de cette loi comprend une expansion significative du réseau de transport d'électricité de 2002 à 2015. De plus, l'Algérie a pu exporter plus de 880 GWh d'électricité en 2017 vers les pays voisins du Maghreb [21].

En raison de l'augmentation de la demande d'énergie chaque année, la société Sonelgaz a estimé que 34 500 km de lignes de transport électrique sont prévues pour être mise en œuvre sur la décennie 2017-2027. Actuellement, 9 930 km de lignes de transmission

sont en cours de développement, et 24 511 km supplémentaires sont prévus, ce qui comprend des interconnexions nationales et internationales [22].

La population croissante de l'Algérie implique à augmenter la capacité de production d'électricité. Croissant à un rythme moyen de 2 % par an au cours des 10 dernières années, la population du pays est passée de 35 millions en 2009 à 45 millions en 2021. Le maintien de ce taux de croissance se traduirait par une population totale de 53 millions d'ici à 2030, et près de 65 millions d'ici 2040.

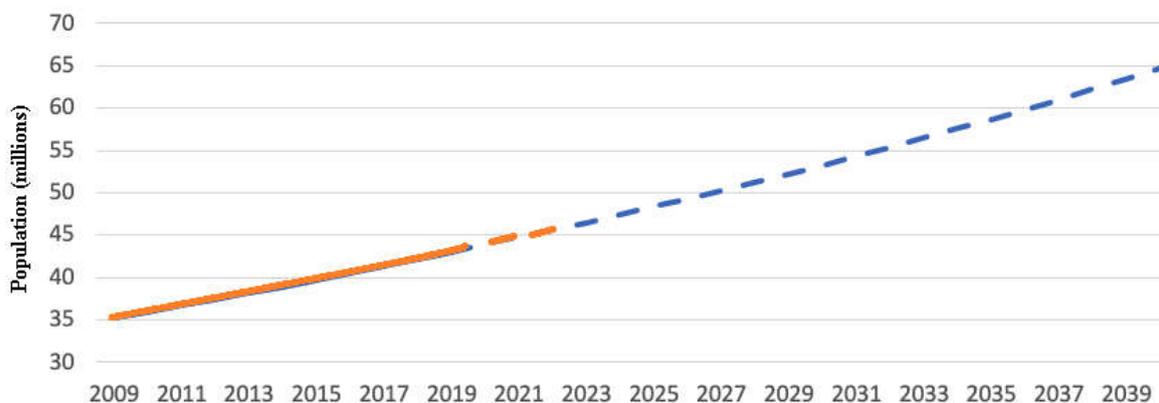


Figure I.13 L'évolution de la population en Algérie.

Cette évolution démographique exerce une pression à la hausse sur la demande d'énergie en général et sur la demande d'électricité en particulier. De 2015 à 2019, la production d'électricité en Algérie est passée de 64 663 (GWh) à 76 229 GWh pour répondre à la demande croissante d'électricité, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de plus de 5 %. Les courbes des figures I.13 et I.14 confirme cette similitude.

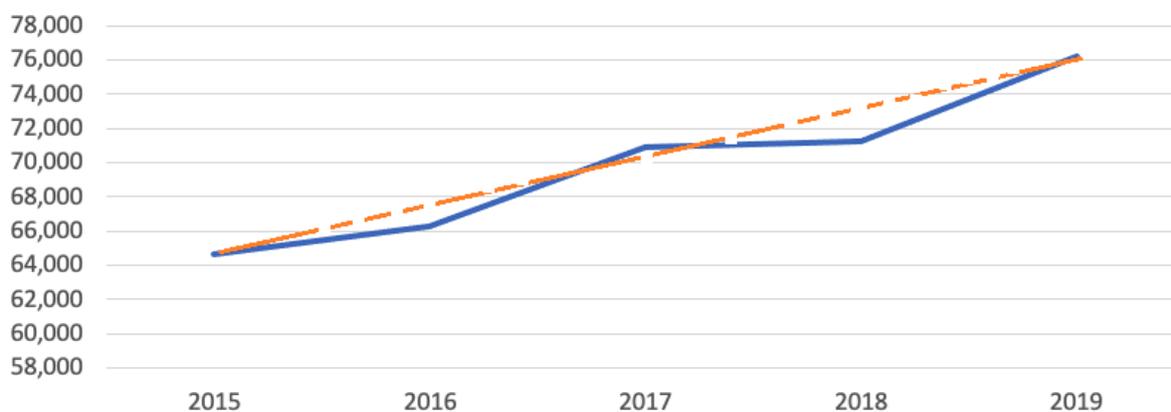


Figure I.14. L'évolution de la consommation d'électricité en Algérie

I.3.1 Le PV solaire en Algérie [23]

En Algérie, la part de l'énergie primaire provenant du solaire, n'excède pas les 0.5% en 2019 [1], très loin en arrière de plusieurs producteurs d'énergie solaire moins nantis en irradiation telle que l'Allemagne et le Royaume Uni.

L'Algérie reçoit une irradiation directe estimée à 169 440 kW/m²/an avec une production potentielle de 3000 kWh/an [24, 25]. Le tableau I.2 montre le potentiel de production solaire en Algérie.

Tableau I.2 Potentiel solaire en Algérie [23].

Localisation	Zone		
	Zone côtière	Zone intérieure	Zone désertique
Surface (%)	4	10	86
Durée moyenne d'Ensoleillement (heure/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (kwh/m ² /an)	1700	1900	2650

Le désert du pays est considéré comme l'une des zones à irradiation solaire et température moyennes élevées à l'échelle mondiale. La durée d'insolation est d'environ 2 000 à 3 900 h par an, avec un rayonnement de surface horizontal d'environ 3 à 5 kWh/m². Il existe un réseau de 78 stations de mesures météorologiques exploitées par l'Office national de la météorologie (ONM) réparties sur tout le territoire. Les figures I.15 et I.16 montre l'irradiation du pays et la distribution de la température [26].

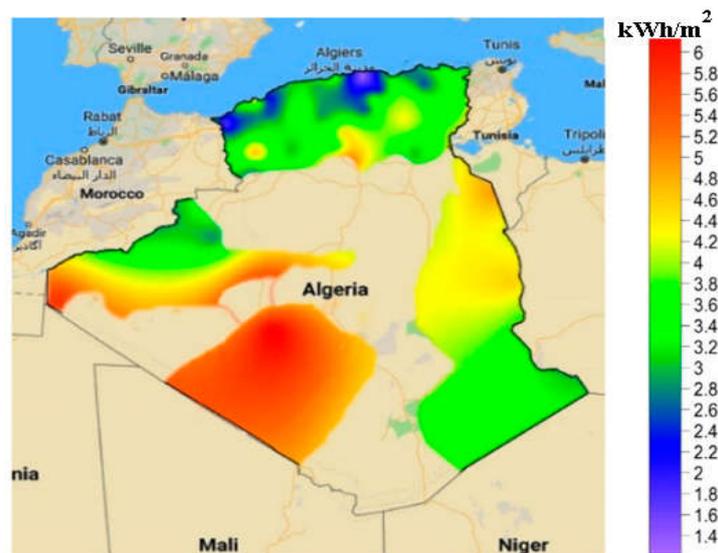


Figure I.15. Le rayonnement solaire en Algérie kWh/m².

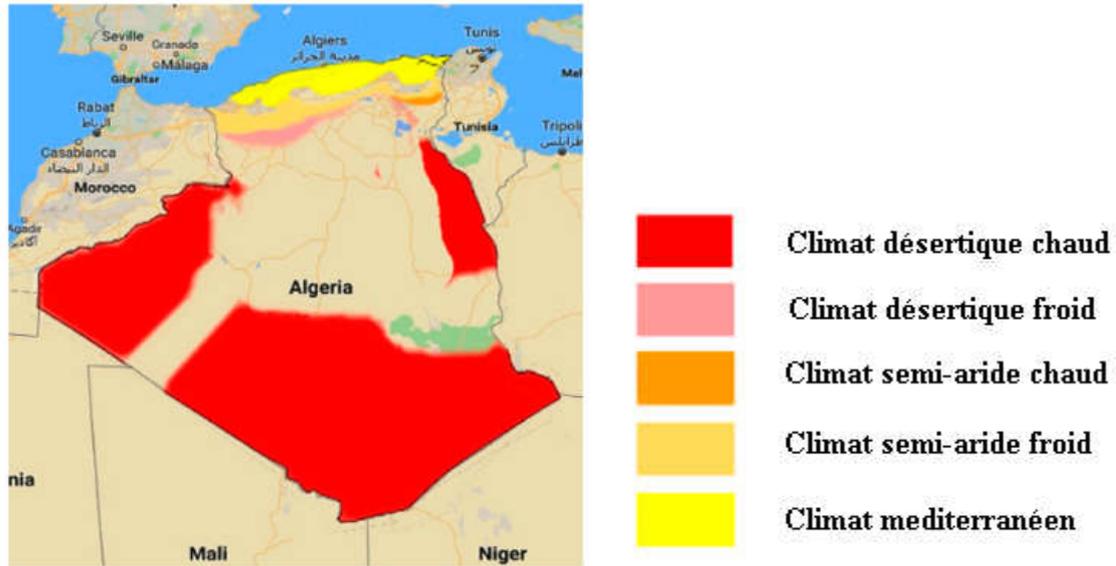


Figure I.16 La distribution des températures en Algérie.

Le potentiel de production solaire dans la zone désertique du pays est illustré à la figure I.17. La zone désertique du pays couvre 2048,297 km² de terres [27]. Cette zone a le potentiel de générer 168 x10¹² kWh/an via l'utilisation de 50 % du facteur d'espace disponible et une efficacité de 10 %.

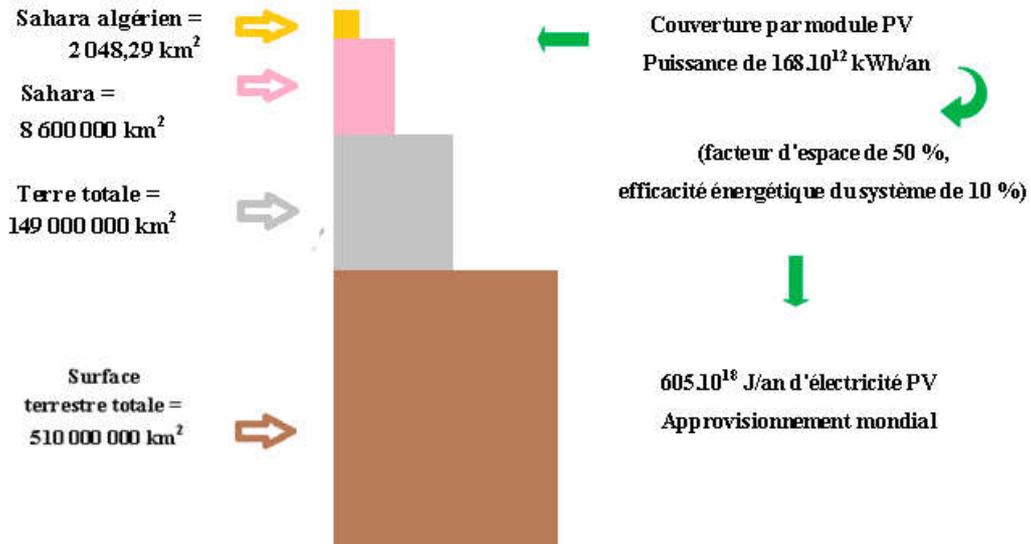


Figure I.17. Production solaire potentielle pour le désert du Sahara.

I.3.2 Hydroélectricité

L'Algérie a un potentiel séduisant pour la production hydroélectrique en raison de la disponibilité de sites de barrages et d'une pluviométrie moyenne acceptable au nord du pays. Actuellement, très peu d'études ont étudié le potentiel de l'hydroélectricité dans le pays.

La pluviométrie moyenne qui tombe sur le territoire algérien est estimée à 65 milliards de mètres cubes par an, avec 103 sites de barrages potentiels [28]. La figure I.18 montre les sites potentiels pour les barrages et les rivières dans la région nord du pays.



Figure I.18. Emplacements potentiels des barrages et des rivières en Algérie pour la production d'hydroélectricité.

I.3.3 Eolien [29]

La ressource éolienne en Algérie varie selon les zones climatiques. Le pays est divisé en deux zones géographiques distinctes. La région nord du pays a un littoral de plus de 1600 km² avec une topographie montagneuse et accidentée. Alors que le désert qui couvre 80% de la surface totale se trouve dans la région sud du pays.

La partie saharienne qui couvre plus de 80 % de la superficie de l'Algérie soit environ 2 millions de km², est constituée principalement de regs, d'ergs, d'oasis et de massif montagneux.

Plusieurs études ont été menées pour analyser le potentiel de production d'énergie éolienne dans le pays. La figure I.20 donne le potentiel de vitesse du vent en Algérie [29].

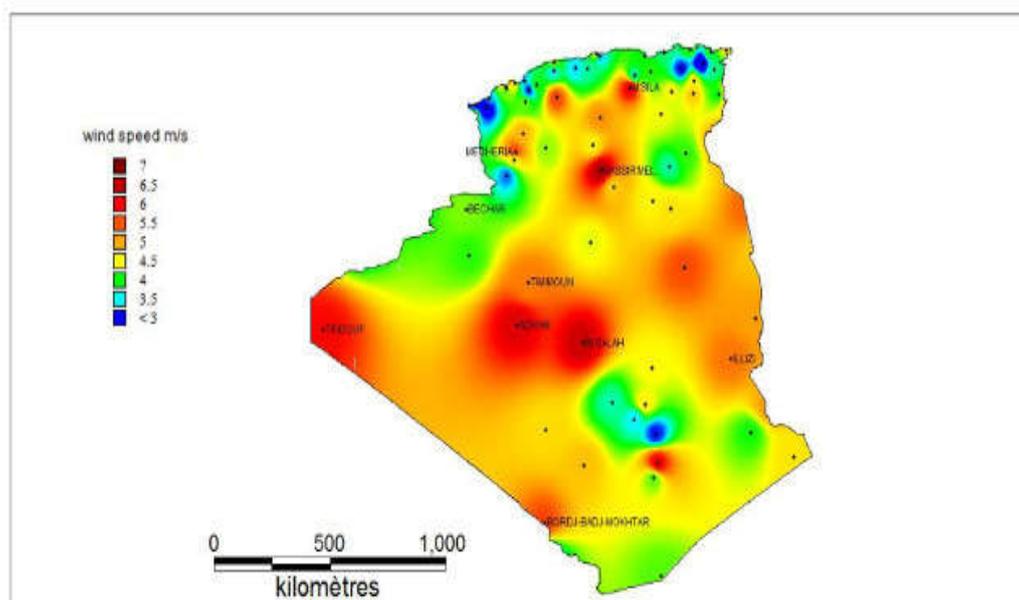


Figure I.20. Le potentiel de vitesse du vent en Algérie [30].

I.3.4 Géothermie

L'énergie géothermique est une solution prometteuse pour accroître l'intégration des énergies renouvelables dans le pays en raison de la disponibilité d'un grand nombre de sources chaudes [30]. Seules des études limitées ont été publiées qui ont étudié les ressources géothermiques potentielles en Algérie. Par exemple, les chercheurs du CDER ont développé une base de données des sites géothermiques à basse température en Algérie, comprenant des informations telles que des cartes thématiques, des sources thermales et des ressources en eau chaude [31]. Le CDER a résumé les données géothermiques et les paramètres de l'Algérie à partir des données d'exploration géothermique disponibles auprès de la référence [32].

Sur la base des études de [31,32], il existe plus de 240 sources chaudes disponibles et réparties d'est en ouest et situées à une altitude modérée dans les régions montagneuses du pays. La température la plus élevée enregistrée était de 98 °C pour la zone est, 68 °C pour la zone ouest et 80 °C pour la zone centrale. Pendant ce temps, la zone sud a une température moyenne de 50 °C. La figure 11 montre les emplacements disponibles pour la production d'énergie géothermique dans le pays. Pendant ce temps, la figure 13 montre le graphique géothermique de 41 échantillons de sources chaudes dans le pays.



Figure I.21. Localisation et température des ressources géothermiques de l'Algérie.

Tableau I.3. Localisation et température de quelques sources thermales de l'Algérie.

Sour ce thermique	Localisation	Température (°c)
Hammam Meskhoutine	Guelma	98
Hammam Righa	Ain Defla	67
Hammam Bouhadjar	Ain Temouchent	66.5
Hammam Ksena	Bouira	60
Hammam Sidi Yahia Al Aidli	Bejaia	58
Hammam Rabi	Saida	49
Hammam El Mesrane	Djelfa	42
Hammam Melouane	Blida	38.5
Hammam Hammamet	Tebessa	35
Hammam Ain Mentila	Relizane	31

Le tableau I.3 montre les emplacements des sources chaudes dans le pays.

I.3.5 Ressources bioénergétiques

L'Algérie dispose de ressources bioénergétiques vastes et diversifiées. L'évaluation des ressources bioénergétiques, telles que la biomasse, est essentielle pour le développement du secteur de la bioénergie dans le pays. Des études limitées ont été menées pour évaluer le potentiel de bioénergie dans le pays. Amine Akbi du CDER a donné un aperçu de la potentielle bioénergétique du pays qui se concentre sur les ressources de biomasse disponibles au niveau national pour la production d'énergie [33].

I.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté un état des lieux de la situation énergétique dans le monde. Une étude actualisée sur les évolutions des énergies renouvelables a été dressée dans le monde. Puis nous sommes intéressés plus particulièrement au mix énergétique algérien. Malgré l'énorme potentiel que dispose l'Algérie dans le domaine des énergies renouvelables et plus particulièrement le solaire le développement de ces énergies restent minimes par rapport aux énergies fossiles.

Chapitre II

*Généralité et étude des
générateurs photovoltaïques*

II.1 INTRODUCTION

Photovoltaïque, ou PV est une technologie d'énergie solaire qui utilise des cellules solaires pour convertir la lumière solaire incidente directement en électricité. Maintenant, la technologie photovoltaïque est considérée comme l'une des meilleures solutions pour proposer des solutions souples et à long terme pour l'électrification rurale dans les régions les plus reculées et les plus pauvres du monde. Au cours de la dernière décennie, une plus grande part de la population mondiale a eu accès à l'électricité que jamais auparavant, mais le nombre de personnes sans électricité en Afrique subsaharienne a en fait augmenté. À l'échelle mondiale, le nombre de personnes sans accès à l'électricité est passé de 1,2 milliard en 2010 à 759 millions en 2019. L'électrification par des solutions décentralisées basées sur les énergies renouvelables, en particulier, a pris de l'ampleur. Le nombre de personnes connectées aux mini-réseaux a plus que doublé entre 2010 et 2019, passant de 5 à 11 millions de personnes [1]. L'énergie photovoltaïque pourrait contribuer efficacement améliorer la qualité de vie dans ces régions par l'installation de panneaux individuels.

II.1 LA CONVERSION DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE ET L'EFFET PHOTOELECTRIQUE

II.1.1 Historique de l'effet photovoltaïque

La percée la plus importante dans l'utilisation de l'énergie solaire a probablement été la découverte de l'effet photovoltaïque. Les cellules photovoltaïques (souvent appelées aussi cellules solaires) peuvent convertir la lumière du soleil directement en électricité sur la base des principes de fonctionnement reposant sur l'effet photovoltaïque [2].

Le terme « photovoltaïque » vient du grec « phos » qui signifie lumière, et de « volt », l'unité de force électromotrice.

L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891) qui le premier, en 1839, mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie en constatant de la conductivité d'un matériau varie sous l'effet de la lumière.

Les améliorations des cellules solaires basées sur la découverte initiale par Becquerel de l'effet photovoltaïque ont permis aux premiers panneaux solaires d'atteindre un rendement d'environ 1% et environ 300 \$/W. alors que le cout de la production d'électricité à partir du ne dépassait pas 3 \$/ W.

Les cellules solaires au silicium de Bell Labs de 1954 fonctionnaient à environ 4% d'efficacité et ont ensuite atteint 11% d'efficacité. Il s'agit d'une augmentation significative

qui a permis d'alimenter un appareil pendant plusieurs heures pour la première fois de l'histoire.

Puis en 1959, Hoffman Electronics a atteint une efficacité de 10%. Peu de temps après, ils ont battu leur propre record avec une efficacité de 14% en 1960. Ces améliorations ont contribué à intégrer les panneaux solaires dans le programme spatial. L'utilisation de panneaux solaires dans le programme spatial au cours des années 1960 a augmenté la production et progressivement le prix est tombé à environ 100 \$/W. Exxon a financé la recherche du Dr Elliot Berman dans les années 1970, qui a produit une cellule solaire moins chère et a ramené le coût des panneaux solaires à environ 20 \$/W. Actuellement, les panneaux solaires pour la maison ont une efficacité moyenne entre 15 et 18% avec un coût ne dépassant 0.5\$/W [3].

II.1.2 Cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui lorsqu'il est exposé au spectre solaire produit une tension électrique par effet photovoltaïque. Elle est fabriquée à partir de matériaux semi-conducteurs. Le plus souvent, c'est le silicium (Si).

Il existe Trois technologies principales de fabrication des cellules solaires. Selon le mode de production on distingue [4] :

- ✓ Les cellules cristallines
- ✓ Cellules à couches minces
- ✓ Cellules à Perovskites

II.1.2.1 Cellules cristallines

Ces cellules, généralement en silicium, ne comprennent qu'une seule jonction PN

La figure II.1 donne la structure d'une cellule solaire cristalline. Elle est composée d'un semi-conducteur dont les parties supérieures et inférieures sont dopées différemment. La partie supérieure est « dopée de type N », elle renferme un excès d'électrons par rapport au matériau non dopé, tout en restant neutre électriquement. La partie inférieure est quant à « dopée de type P » elle est déficitaire en électrons.

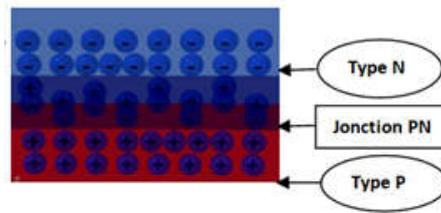


Figure II.1 La jonction PN dans une cellule [5]

On distingue deux types : polycristallines et monocristallines

Le tableau II.1 donne le rendement, les avantages et les inconvénients de chaque type

Tableau II.1 Les types de cellules cristallines

types	rendement	avantages	Inconvénients
cellules polycristallines	16-18 % (On obtient ainsi une puissance de 160 à 180 Wc par m ²)	Rapport performance/prix.	Rendement faible sous éclairement réduit.
Les cellules monocristallines	-20 % (On obtient ainsi une puissance de 170 à 200 Wc par m ²).	Très bon rendement.	Inconvénients Coût élevé. Rendement faible sous éclairement réduit.

II.1.2.2 Cellules à couches minces

Dans le cas de “couches minces” en anglais “thin films”, le semi conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (du verre par exemple). Le silicium amorphe (a-Si), le tellure de cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre indium (CIS) font notamment partie de cette génération. Ce sont des cellules de cette technologie que l’on retrouve dans les montres, calculatrices, et autres produits.

Tableau II.2 Les types de cellules à couches minces

types	rendement	avantages	inconvénients
Le silicium amorphe	6 à 7 % soit 60-70 Wc/m ² .	-Moins coûteux que la première génération puisqu’elle consomme moins de matériau semi-conducteur.	-Rendement global plus faible. -Rendement

		<ul style="list-style-type: none"> - Moins polluant à la fabrication (Ne nécessite pas de passer par l'étape de transformation du silicium en "wafers" (moins énergivores)). -Fonctionnent avec éclairage faible. -Moins sensible à l'ombrage et aux élévations de température. -Possibilité de créer des panneaux souples. -Panneaux légers 	<p>moins sous éclairage direct.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Diminution de performance avec le temps plus important
<p>Le tellure de Cadmium, Diséléniure de cuivre indium (avec ou sans Gallium)</p>	<p>11 à 15 % soit 110-150 Wc/m².</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Fonctionnent avec éclairage faible. -Moins sensible à l'ombrage et aux élévations de température. -Possibilité de créer des panneaux souples. -Panneaux légers. 	<ul style="list-style-type: none"> -Rendement global plus faible en ce qui concerne les cellules commercialisées. -Rendement moins sous éclairage direct. -Diminution de performance avec le temps plus importante. -Durée de vie moins grande que les cellules cristallines.

Les TF-PV (ThinFilm-PV) s'améliorent très rapidement et commencent à concurrencer les cellules cristallines en termes de rendement.

II.1.2.2 Cellules à Perovskites

Pour améliorer les rendements des cellules, la recherche se tourne actuellement vers plusieurs pistes dont notamment : Les Cellules Pérovskites sont des cellules composées d'un

élément hybride organique-inorganique ayant une structure de pérovskite. Les Cellules à Pérovskites sont un nouveau matériau plein de potentiel.

II.2 LES COMPOSANTS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

II.2.1 Générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque simple constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins énergétiques de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés donne, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure à un volt (tension d'une jonction PN).

Pour produire la puissance nécessaire pour une application donnée, plusieurs cellules doivent être associées afin de créer un **panneau photovoltaïque** appelé aussi module. La mise en série des cellules permet d'augmenter la tension de l'ensemble, alors la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir **un générateur PV** aux caractéristiques désirées (Figure II.2)

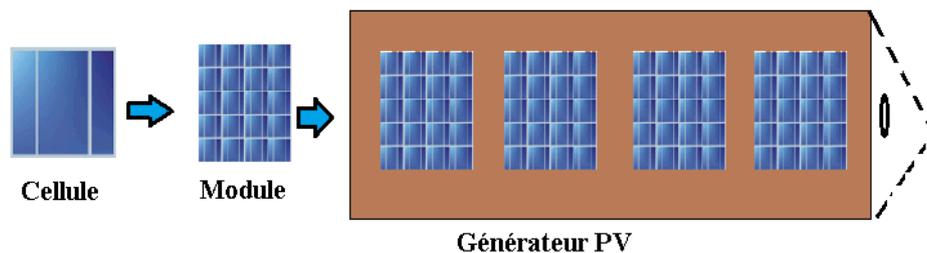


Figure II.2 Schéma d'un générateur PV (GPV).

L'association des cellules en modules permet :

- D'obtenir une tension suffisante
- De protéger les cellules et leurs contacts métalliques de l'ambiance extérieure (humidité,...)
- De protéger mécaniquement les cellules (chocs,...)

Les modules les plus courants (communément appelés panneaux) sont généralement constitués [6] comme l'indique la Figure II.3:

- D'un cadre de support et un joint d'étanchéité **(1 et 2)**
- D'une plaque de verre extra claire (favorisant la transmission lumineuse) **(3)**.
- De deux couches d'Ethylène-Acétate de Vynile (EVA) qui enrobent les cellules assurant leur protection contre les intempéries et l'humidité **(4)**.
- Des différents strings de cellules **(5)**.

- D'une feuille de tedlar (ou éventuellement du verre) comme face arrière du module. Ce polymère à haute résistance aux UV et à la haute température assure au module sa résistance mécanique face aux chocs externes (vent, transport,...) (6).

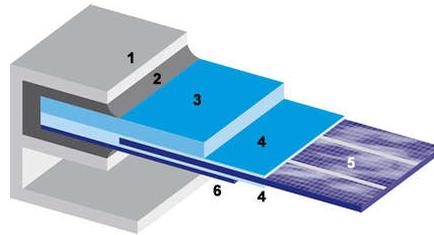


Figure II.3 constituants d'un Module PV. [6]

Le module PV peut donner jusqu'à une puissance maximale de 1kW/m^2 d'irradiation solaire avec une température ambiante 25°C dans la jonction des cellules.

II.2.1.1 Caractéristiques électriques du module PV

Les caractéristiques électriques du module PV, dans des conditions climatiques de 1000W/m^2 d'irradiation solaire, et à une température ambiante de 25°C peut donner une puissance électrique maximale. Le panneau utilisé dans notre travail est de type (Sun Power SPR-305-WHT-U), et a pour caractéristiques les données du tableau II.3

Tableau II.3 Caractéristiques électriques du module SunPower SPR-305-WHT-U.

La Température ambiante	T	25	$^\circ\text{C}$
Tension de circuit ouvert	Voc	64.2	V
Courant de court circuit	Isc	5.96	A
Tension de puissance maximale	Vm	54.7	V
Courant de puissance maximale	Im	5.58	A
Puissance maximale	Pm	305	W

La caractéristique fondamentale du GPV (générateur photovoltaïque) est la courbe $I(V)$. Pour déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque deux paramètres essentiels sont l'éclairement et la température. La figure II.4 représente les trois zones essentielles

Dans la zone (I) si la tension augmente le courant reste constant, donc le GPV fonctionne comme un générateur de courant.

Ensuite **la zone (II)** correspondant au coude de la caractéristique, la zone entre les zones (I) et (III), qui détermine le PPM (le point de puissance maximale), c'est une meilleure zone pour le bon fonctionnement de générateur.

Enfin la dernière **zone (III)** le courant est diminué progressivement lorsque il ya un minimum d'élévation de la tension (presque constant), donc on peut considérer le générateur comme un générateur de tension dans cette zone.

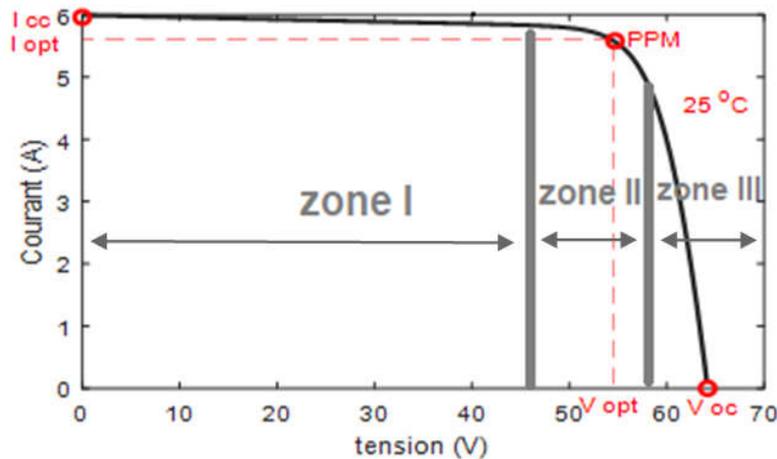


Figure II.4 Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque pour un éclairement 1000 W/m² et une température ambiante de 25°C.

II.2.1.2 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

La protection d'un panneau photovoltaïque est assurée par deux diodes dites de protection, une est mise en série pour éviter les courants inverses et l'autre en parallèle appelée diode by-pass, assure l'équilibrage des tensions et n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser ainsi la perte de production associée, son rôle principal est :

- la protection contre l'inversion de polarité (toute combinaison).
- la protection contre les surintensités.
- la protection contre les court-circuits.
- la protection contre la foudre et les surtensions transitoires par supresseurs de tension transitoire de 4500 V.
- la protection contre les hautes températures par réduction automatique du courant ou arrêt complet.
- Empêche la fuite de courant inverse de la batterie la nuit.

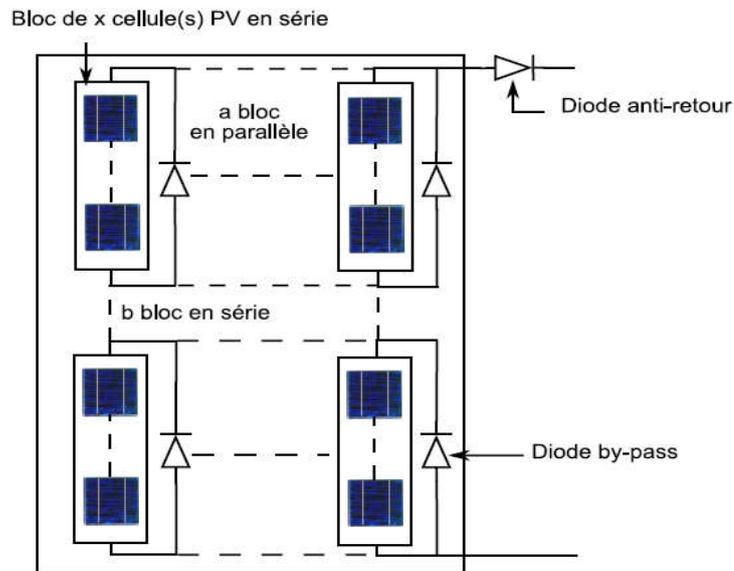


Figure II.5 Schéma d'un module solaire avec protections [7].

- la diode anti-retour empêche un courant négatif dans les générateurs PV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge réversible branchée directement peut commuter du mode récepteur au mode générateur, par exemple cas d'une batterie durant la nuit.
- Diode de blocage (les diodes by-pass) est encore un autre type de dispositif de contrôle de la charge, elle agit comme un clapet anti-retour pour empêcher la décharge inverse des batteries (écoulement inverse du courant vers les cellules solaires) à travers le module PV pendant la nuit ou en cas d'ensoleillement insuffisant.

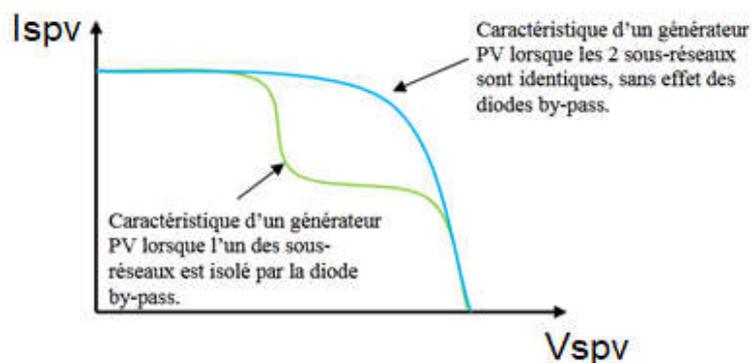


Figure II.6 Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque [8].

II.2.1.3 Association des panneaux PV

a) Association série et parallèle d'un module PV

La plupart des modules commercialisés sont conçus à partir de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallins branchées en série. Chacun de ces sous réseaux est lui-même composé d'un groupe des cellules connectées en série. Le nombre des cellules de chaque sous réseau répond à un compromis économique entre protection et perte d'une partie importante de l'énergie du GPV [8]. L'association série/parallèle est donc utilisée pour fabriquer globalement un générateur PV aux caractéristiques désirées comme indiquée sur la figure II.6

b) Association série des modules

La connexion en série des modules permet d'augmenter la tension de l'ensemble. Comme l'illustre les caractéristiques $I(v)$ et $P(v)$ de la figure II.7

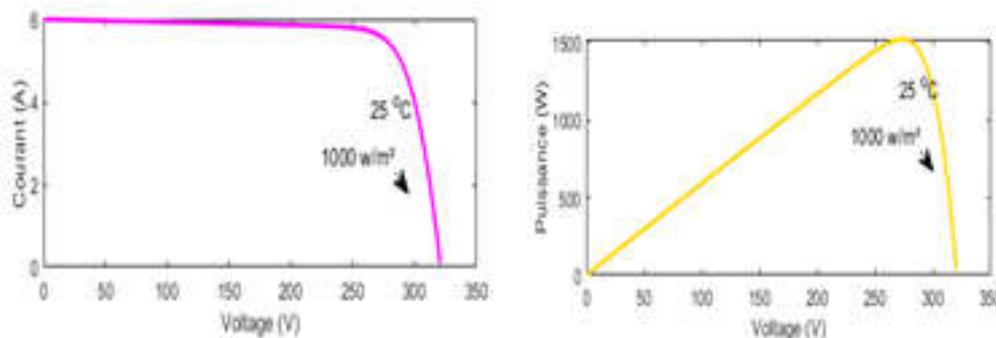


Figure II.7 Caractéristiques $I(V)$ & $P(V)$ pour l'association d'un 5 module série.

c) Association parallèle des modules

La mise en parallèle des modules permet d'augmenter le courant. Comme l'illustre les caractéristiques $I(v)$ et $P(v)$ de la figure II.8

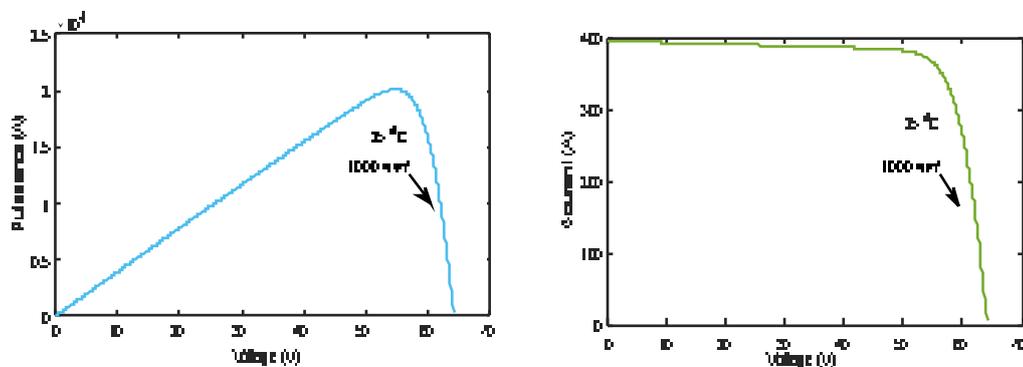


Figure II.8 Caractéristiques $I(V)$ & $P(V)$ pour l'association des cellules parallèles.

II.2.1.4 Influences de l'éclairement et la température sur le module.

II.2.1.4.1 Influence de l'éclairement

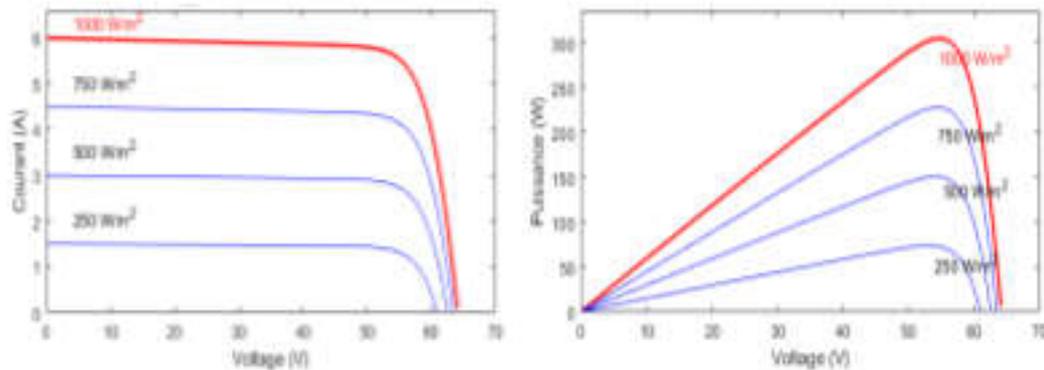


Figure II.9 Influence de l'éclairement sur les Caractéristiques I(V) & P(V).

D'après les courbes données par la figure II.9

On remarque que plus l'éclairement augmente, plus le courant est élevé, et une petite élévation de la tension avec une température ambiante de 25°C ce qui explique que le courant dépend de l'irradiation de la cellule.

II.2.1.4.2 Influence de la température

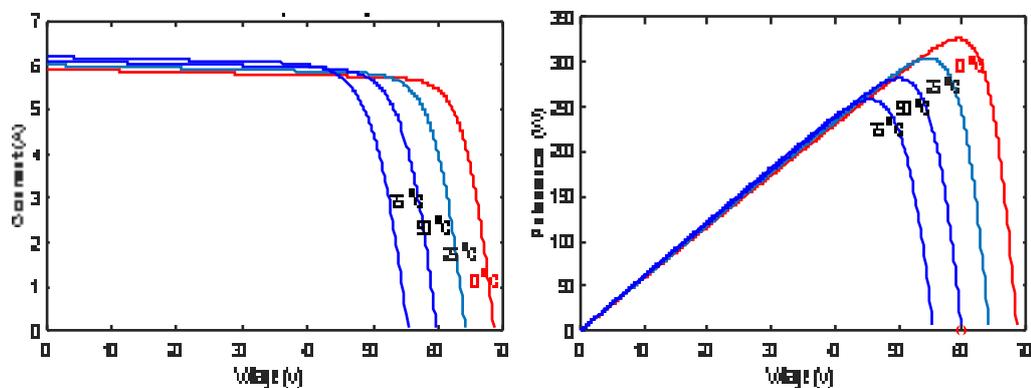


Figure II.10 Influence de la température sur les Caractéristiques I(V) & P(V).

D'après les courbes comme illustrée par la figure II.10. On remarque que plus la température augmente, plus la tension diminue, et une petite élévation du courant avec une irradiation de 1000 W/m². En conclusion que pour un bon fonctionnement d'un système PV, il est nécessaire de placer le champ PV dans des sites bien éclairés et à faible température.

II.2.1.5 Le Facteur de forme F

C'est un facteur de performance des cellules solaires. Plus il s'approche de l'unité, plus les cellules sont parfaites. Mathématiquement c'est le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule P_{max} , dans des conditions d'éclairement, de température par le produit du courant de court-circuit I_{cc} et la tension de circuit ouvert V_{OC} [9] selon la formule (II.1)

$$F = \frac{P_{PPM}}{V_{OC} \cdot I_{CC}} = \frac{V_{PPM} \cdot I_{PPM}}{V_{OC} \cdot I_{CC}} \quad (II.1)$$

II.2.1.6 Le rendement du module

C'est un facteur donnant le taux de conversion de l'énergie de la lumière en énergie électrique, mathématiquement c'est le rapport de la puissance fournie à celle du lumineux [10]

$$\eta = \frac{P_{PPM}}{P_E} = \frac{F \times V_{OC} \times I_{CC}}{P_E} \quad (II.2)$$

Avec

p_E : Puissance lumineuse incidente.

II.2.1.7 Modèles de l'installation photovoltaïque

Littérairement Il ya deux types des modèles de l'installation de module PV

II.2.1.7.1 Le modèle énergétique

Le but principal de cette étude énergétique de l'installation photovoltaïque est de déterminer la puissance de sortie, qui ne peut pas donner la tension et le courant de sortie. Ce modèle utilise la notion de rendement de conversion.

II.2.1.7.2 Les modèles électriques

Le modèle électrique est appelé aussi modèle équivalent. Il comporte une source de courant variable, monté en parallèle avec à une diode ou deux diodes (plus complexe à mettre en œuvre) caractérisant la jonction et une résistance R_p (résistance parallèle) simulant l'arrière de l'élément, et en série avec une autre résistance R_s (résistance série) représentant les pertes par effets joule comme le montre dans la figure II.10 [11].

Dans cette approche le courant fourni et la tension aux bornes du module sont calculés à partir de l'éclairement solaire reçu, et à température ambiante. Il peut être appliqué dans des études de processus de courte durée, lors qu'il est nécessaire de connaître les grandeurs électriques ou de calculer la puissance de sortie du système photovoltaïque [12]. Le schéma

équivalent d'une cellule solaire peut être représenté sous sont diverses variantes. La configuration suivante peut être considérée comme la plus usuelle.

a) Modèle avec 7 paramètres (2 diodes)

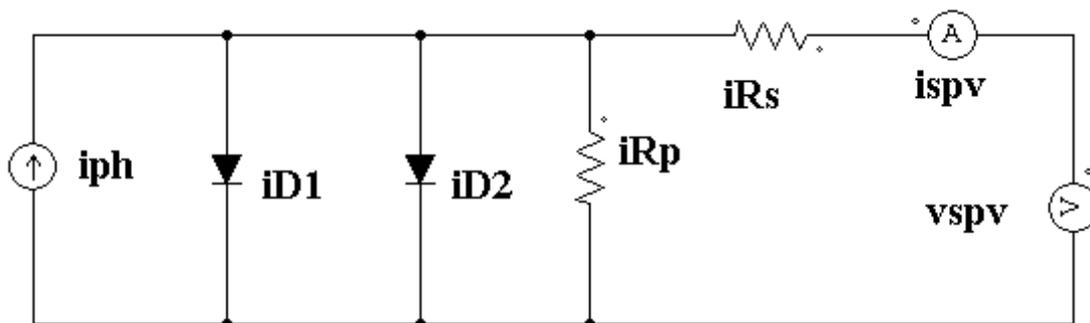


Figure II.11 Schéma équivalent du modèle a 07 paramètres (2 diodes).

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [13].

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{D1} - I_{D2} - IR_p \tag{II.3}$$

$$I_{D1} = I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{D1}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] \tag{II.4}$$

$$I_{D2} = I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{D2}}{N_2 V_T}\right) - 1 \right] \tag{II.5}$$

$$IR_p = \frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{R_p} \tag{II.6}$$

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{D1}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{D2}}{N_2 V_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{R_p} \right) \tag{II.7}$$

$$V_D = V_{spv} + V_S \tag{II.8}$$

Donc, le courant électrique produit par la cellule est donné par la relation (II.9) [13],[14]

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{N_2 V_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{R_p} \right) \tag{II.9}$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \tag{II.10}$$

Les courants de saturation I_{s1} , I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [13,15]

$$I_{s1} = C_{s1} * \left(\frac{T}{T_1}\right)^{3/n} \cdot \left[\exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{N_1 \cdot T \cdot K}\right) \right] \tag{II.11}$$

$$I_{s2} = C_{s2} * \left(\frac{T}{T_1}\right)^{3/n} \cdot \left[\exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{N_2 \cdot T \cdot K}\right) \right] \quad (II.12)$$

Les constantes C_{s1}, C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre 150-180 A/K⁻³

Et $1.3 \times 1.7 \times 10^{-2}$ A.K^{-5/2} pour une cellule de 100 cm².

La résistance sériée déterminé par la relation suivante

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{oc}}} - \frac{1}{X_V} \quad (II.13)$$

$$X_V = \frac{I_s(T_r)}{V_T(T_r)} \times e^{\frac{V_{cc}(T_1)}{V_T(T_1)}} \quad (II.14)$$

Le courant de court-circuit (photo-courant) produit par la cellule I_{Ph} dépend de l'éclairement G de la résistance série R_s et la température T . Le courant photonique mesuré dans des conditions référentielles est défini par [14]

$$I_{Ph} = \left(\frac{G}{G_0}\right) \cdot [I_{Ph}(T_1) - \alpha(T - T_1)] \quad (II.15)$$

Avec

Q	La Charge de l'électron.
K	La constante de Boltzmann ($K=1.3806503 \times 10^{-23}$ J/K).
T	La Température en Kelvin.
N	Le facteur de qualité de la diode ($N=2$ pour une diode en silicium).
I_{spv}	Le Courant fourni par la cellule.
V_{spv}	La Tension aux bornes de la cellule.
I_{Ph}	Photocourant (courant de court-circuit) dépendant de l'intensité de l'irradiation.
I_s	Le courant de saturation de diode dépendant de la température.
V_T	La Tension thermodynamique.
I_D	Courant traversant la diode.
V_D	Tension aux bornes de la diode.
$R_p (\Omega)$	Résistance parallèle (shunt) caractérisant les courants de fuites de la jonction.
$R_s (\Omega)$	Résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.
$I_{PH}(T_1)$	Le courant photonique sous condition de référence.

A	Coefficient de sensibilité de l'intensité a la température [A/K].
G , G ₀	l'éclairement réel, a la condition de référence [W/m ²].
T , T ₁	La température de cellule réelle, a condition de référence.

b) Modèle avec 6 paramètres (2 diodes)

Si la résistance parallèle ($R_p \rightarrow \infty$) devient très grand, donc le courant qui la traverse est négligeable, et le nombre de paramètre devient 6 [9].il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation et les facteurs de diode ,une source de courant produisant un photocourant ,qui dépend de l'éclairement et de la résistance série , et Le modèle GPV devient un modèle idéal comme représente le schéma équivalent suivant [15].

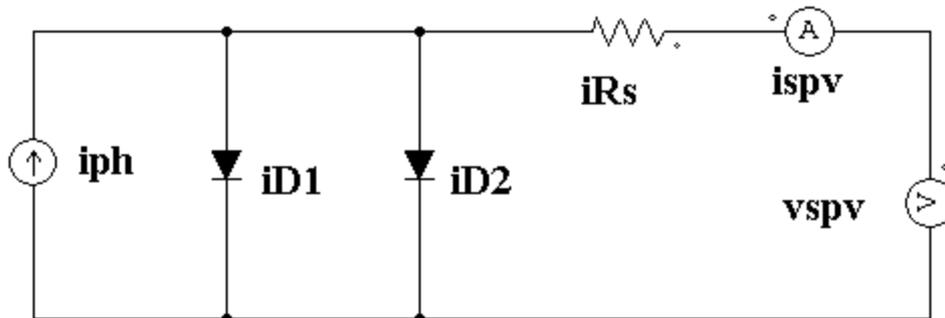


Figure II.12 Schéma équivalent du model à six paramètres (2 diodes).

A partir de la loi de Kirchhoff

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{D1} - I_{D2} \tag{II.16}$$

$$I_{D1} = I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{D1}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] \tag{II.17}$$

$$I_{D2} = I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{D2}}{N_2 V_T}\right) - 1 \right] \tag{II.18}$$

Le courant électrique produit par la cellule est donné par la relation suivante

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{N_2 V_T}\right) - 1 \right] \tag{II.19}$$

c) Modèle avec 5 paramètres (2 diodes)

La cellule est représentée par les composants suivants une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt, une résistance série. Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants :

$N, I_{Ph}, R_s, R_p, I_{spv}$ (le courant qui se produit par la cellule), Le circuit équivalent représenté comme suite

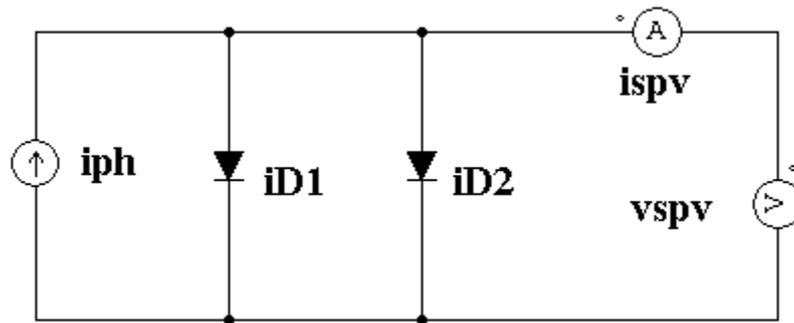


Figure II.13 Schéma équivalent du modèle à cinq paramètres (2 diodes).

I_{sort} Dédit par la loi de kirchhoff suivant [15]

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{D1} - I_{D2} \tag{II.20}$$

Donc le courant électrique produit par la cellule est donnée par la relation suivante [11]

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{spv}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{spv}}{N_2 V_T}\right) - 1 \right] \tag{II.21}$$

d) Modèle avec 4 paramètres (1 diode)

Ce modèle largement utilisé, il a été étudié par Townsend [15]. Ce modèle traite la cellule photovoltaïque comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série. Le modèle équivalent représenté par le schéma suivant :

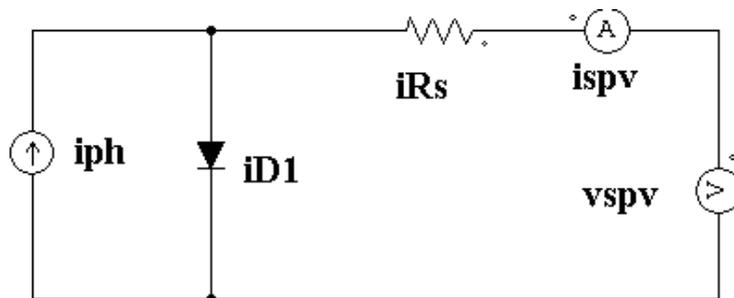


Figure II.14 Schéma équivalent du modèle à quatre paramètres (1 diode).

Le fonctionnement en générateur, D'après le résultat des lois de Kirchhoff

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{D1} \tag{II.22}$$

$$I_{D1} = I_s \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s \cdot I_{spv}}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (II.23)$$

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s \cdot I_{spv}}{N \cdot V_T}\right) - 1 \right] \quad (II.24)$$

e) Modèle avec 3 paramètres (1 diode)

Si $R_s = 0$ et R_p devient très grand (théoriquement infini). Le modèle de générateur photovoltaïque devient un modèle idéal, c-a-d la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode. Comme représente le schéma équivalent suivant

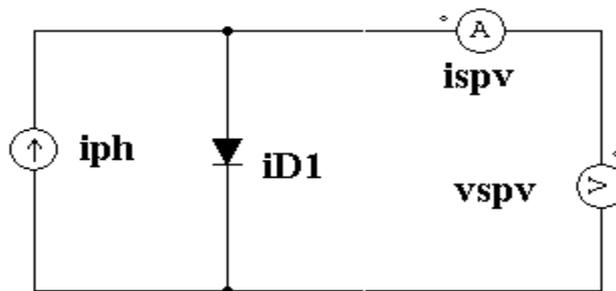


Figure II.15 Schéma équivalent du model a trois paramètres (1 diode).

L'équation de Courant fourni par la cellule devient :

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{D1} \quad (II.25)$$

I_D : Le Courant traversant la diode, il est donné par :

$$I_{D1} = I_s \left(e^{\left(\frac{V_{D1}}{V_T}\right)} - 1 \right) \quad (II.26)$$

$$I_{spv} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV_{D1}}{NKT}\right) - 1 \right] \quad (II.27)$$

V_{D1} : Tension aux bornes de la diode

$$V_{D1} = V_{spv} \quad (II.28)$$

Donc le courant débuté équivalent

$$I_{spv} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV_{spv}}{NKT}\right) - 1 \right] \quad (II.29)$$

f) Modèle avec 5 paramètres (1 diode)

Se circuit électrique composé de cinq paramètres une source de courant photonique, la modélisation des pertes défini par les deux résistances parallèle et série. le schéma équivalent se modèle est [15]

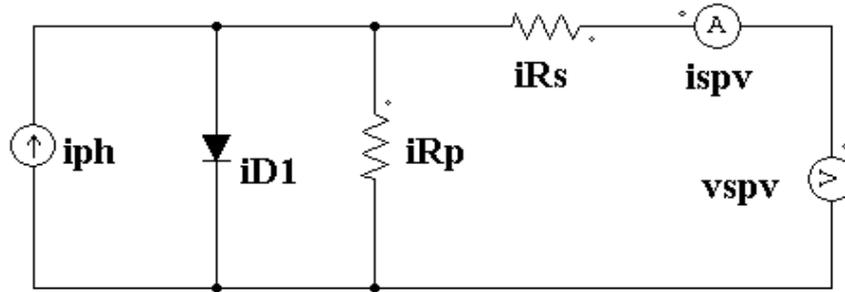


Figure II.16 Schéma équivalent du model a cinq paramètres (1 diode).

L'équation de Courant fourni par la cellule est déduite à la loi de kirchhoff

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{D1} - I_{Rp} \quad (\text{II.30})$$

Le courant électrique produit par la cellule est donné par la relation suivante

$$I_{spv} = I_{Ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{N_1 V_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{spv} + R_s I_{spv}}{R_p}\right) \quad (\text{II.31})$$

II.3 LES CONVERTISSEURS (DC/DC)

Les hacheurs ou les convertisseurs continu-continu ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Les convertisseurs statiques sont constitués de composants actifs et passifs sophistiqués et performants qui admettent cependant un certain nombre de limitations qui ne sont pas sans conséquence sur la synthèse des boucles de commande. Ainsi, les pertes par commutation limitent la fréquence de commutation, la durée de vie des porteurs impose indirectement des butées de rapport cyclique.

Le CS (hacheur) se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs dans le cas idéal ne consomment pas de puissance, c'est la raison pour laquelle les hacheurs ont des très bons rendements. Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro d'où sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera négligeable. Le filtre d'entrée est composé d'un condensateur est placé entre le champ PV et convertisseur DC, ce dernier assure la fixation de la tension et le courant à la sortie du champ.

Le condensateur de liaison DC (de bus continu) C'est le dispositif responsable du réglage de la tension DC à l'entrée de l'onduleur (à la sortie de l'Achour), elle permet aussi d'assurer l'échange de puissance entre le champ et le réseau [16].

II.3.1 Les types des convertisseurs DC/DC (hacheurs)

II.3.1.1 Hacheur série-parallèle (BUCK-BOOST)

Convertisseur série- parallèle (Buck-Boost) qui est capable de fonctionner dans une large gamme de tension de sortie et pour différentes exigences de charge. Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_{ch} est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée V_{SPV} . Pour un rapport cyclique D donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par [7]. La relation fondamentale d'entrée et la sortie de ce convertisseur est

$$V_{ch} = \frac{D}{1-D} \cdot V_{SPV} \quad (II.32)$$

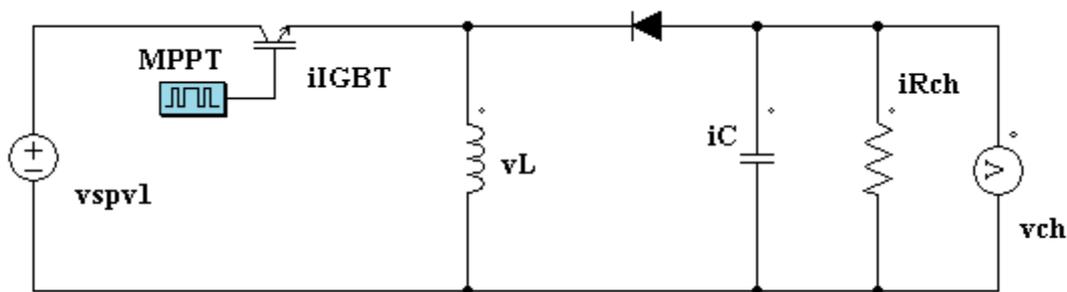


Figure II.17 schéma de principe d'un hacheur série-parallèle.

Comme le montre l'équation (II.17), le rapport cyclique n'est pas directement une relation linéaire entre V_{ch} et V_{SPV} . Cela signifie qu'un changement linéaire du rapport cyclique D , n'entraînera pas, par exemple un changement linéaire de V_{SPV} pour maintenir V_{ch} constant. Un autre moyen de contrôle de la tension GPV définie par

$$d = \frac{D}{1-D} \quad (II.33)$$

Par l'utilisation de cette nouvelle variable d , il existe une relation linéaire entre les deux tensions. Ainsi, en modifiant seulement d et non pas le rapport cyclique réel D on pourra faire varier la tension moyenne de la charge [17]. Le système d'interconnexion, qui relie le générateur photovoltaïque (producteur d'électricité) au consommateur (consommateur d'électricité). C'est un système simple (câbles seulement) ou composé (hacheur, onduleur ou les deux au même temps [18].

II.3.1.2 Le convertisseur abaisseur (BUCK)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_{ch} est inférieure à celle de l'entrée V_{spv} . Dans le cas d'un convertisseur abaisseur (rapport cyclique D), la relation moyenne liant la tension de sortie V_{ch} et celle du panneau V_{spv} s'écrit

$$V_{ch} = D \cdot V_{spv} \quad (II.34)$$

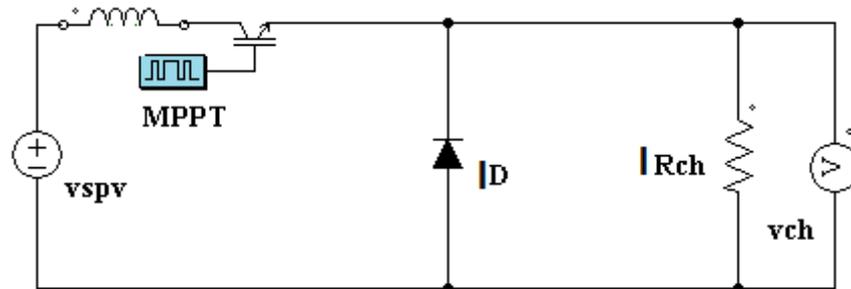


Figure II.18 schéma de principe d'un hacheur série (abaisseur).

Ainsi, en fixant D tel que

$$D = D_m = \frac{V_{ch}}{V_m} \quad (II.35)$$

On obtient

$$V_{spv} = V_m \quad (II.36)$$

En conséquence

$$P_{spv} = P_{PPM} \quad (II.37)$$

La même démarche convient pour toutes les charges (à condition qu'il existe une intersection entre les caractéristiques). la modification de l'impédance de la source induite par le rapport cyclique ($V_{ch} = D \cdot V_{spv}$) et ($I_{ch} = I_{spv} / D$). On peut alors déterminer le gain réalisé ou non suivant le point de fonctionnement choisi. La feuille permet aussi de modifier l'ensoleillement, la température, la charge.

II.3.1.3 Hacheur survolteur ou parallèle (boost) [19] [20]

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_{ch} est supérieure à celle de l'entrée V_{spv} . Pour un rapport cyclique D donné, et en régime de conduction continu, Le hacheur est lié au générateur PV via une inductance L , et un IGBT placé en parallèle et d'une diode connectée en série. La charge est condensateur de capacité C_2 à laquelle on place une résistance de commande R en parallèle la tension moyenne à la sortie est donnée par L'équation II.38 qui donne la relation fondamentale entre l'entrée et la tension de sortie de ce convertisseur [21].

$$V_{ch} = \frac{1}{1 - D} \cdot V_{spv} \tag{II.38}$$

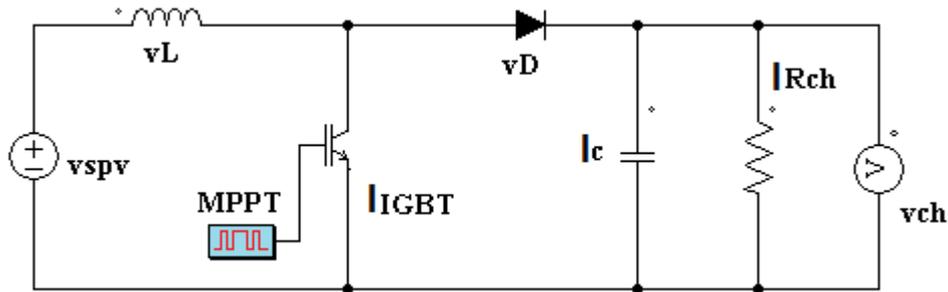


Figure II.19 Schémas de principe d'un hacheur parallèle.

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande S. Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur T (de IGBT), que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle.

Lorsque T est fermé

$$V_{SPV} = L \frac{dI_L}{dt} \tag{II.39}$$

$$0 = c \frac{dV_{ch}}{dt} + I_{ch} \tag{II.40}$$

Lorsque T est ouvert

$$V_{SPV} = L \frac{dI_L}{dt} + V_{ch} \tag{II.41}$$

$$I_L = c \frac{dV_{ch}}{dt} + I_{ch} \tag{II.42}$$

En posant (S = 1) lorsque l'interrupteur T est fermé, et (S = 0) Pour T ouvert, nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équation unique, que nous qualifions de modèle instantané. Nous considérons ici les interrupteurs parfaits.

$$V_{SPV} = L \frac{dI_L}{dt} + V_{ch}(1 - S) \tag{II.43}$$

$$(1 - S)I_L = c \frac{dV_{ch}}{dt} + I_{ch} \tag{II.44}$$

Pour notre travail nous utilisons un convertisseur survolteur ou parallèle (boost).en raison que la tension moyenne de sortie V_{ch} est supérieure à celle de l'entrée V_{SPV} .Pour la simulation sur matlab, nous avons donné les paramètres de simulation du générateur PV et hacheur boost suivante

-l'association série de 5 modules PV identiques, et une inductance série de $L=5.10^{-3}H$, le filtre d'entrer (condensateur d'entrer $C_1=0.1.10^{-3}F$), le condensateur de sortie ($C_2=600.10^{-3}F$).
 -la fréquence de commutation $F_c=5\text{ kHz}$, la tension de champs pv (à l'entrer du hacheur boost) illustré par La figure II.19

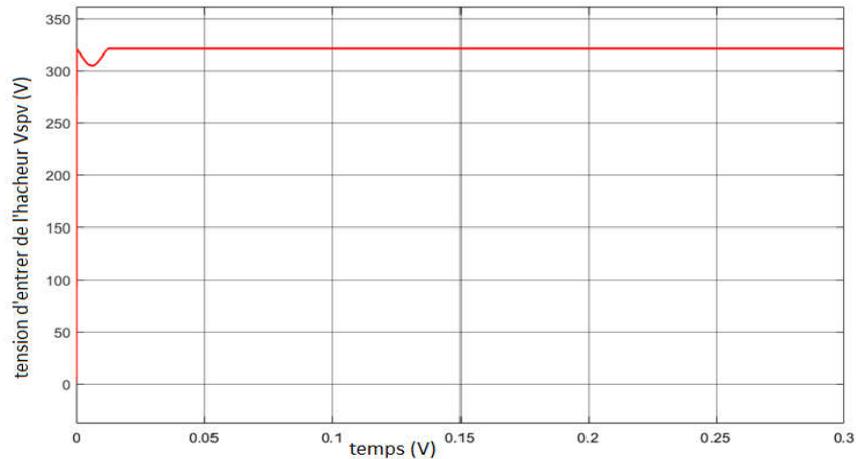


Figure II.20 tension de champs des modules V_{spv} (tension d'entrer de l'hacheur).

La tension da la sortie de l'hacheur comme illustre dans la figure II.40

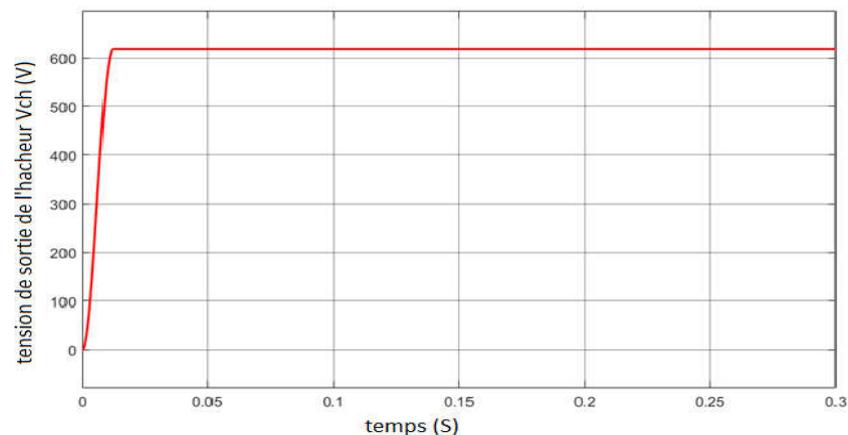


Figure II.21 tension de sortie de l'hacheur V_{ch} .

On remarque que la tension a la sortie du hacheur augment presque on double comme le montre dans le chapitre (IV).

II.3.2 la commande du convertisseur DC/DC (MPPT)

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Et en sortie, des boucles

de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT en anglais (Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du PPM. Cependant, en pratique pour que l'étage d'adaptation joue le rôle d'interface idéale (sans pertes) entre les deux éléments, plusieurs conditions sont à respecter

-le type d'action de contrôle sur le port d'entrée ne doit pas générer des pertes en régime statique ou transitoire, le transfert de la puissance du GPV ne doit pas être minimisé par les diverses pertes liées au fonctionnement de l'étage d'adaptation [22].

La chaîne de puissance d'un GPV (générateur photovoltaïque) où une charge DC (continue) est alimentée par un générateur à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une MPPT peut être représentée comme indiquée sur la figure II.22. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du CS (convertisseur statique) de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit P_{MAX} soit maximale et disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM, mais en général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM [8].

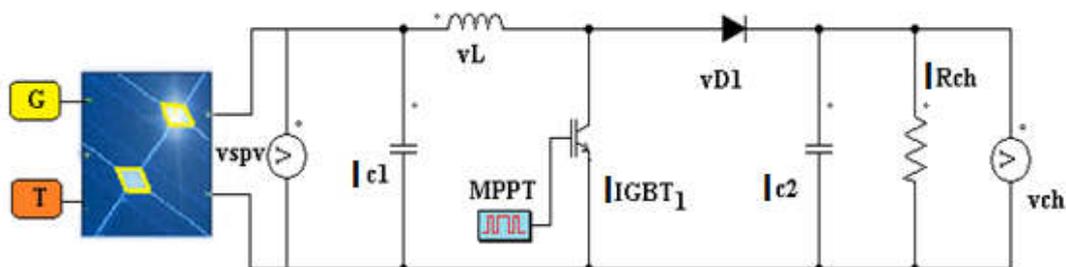


Figure II.22 Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.

La figure II.21 représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglo-saxon MPPT. Pour simplifier les conditions de fonctionnement de cette commande, une charge DC est choisie. la commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle possédant des degrés de liberté qui permettent de pouvoir faire une adaptation entre le GPV et la charge. Dans le cas de la conversion solaire, le quadripôle peut être réalisé à l'aide d'un convertisseur DC-DC de telle sorte que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale P_{MAX} qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la charge [23]. La technique de contrôle communément utilisée

consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

II.4 LES TECHNIQUES DE COMMANDE MPPT

Il existe plusieurs types de commandes pour le régulateur MPPT, tous ces méthodes utilisent des techniques et des programmes afin d'obtenir le point de puissance maximale PPM, Ces méthodes sont définies selon plusieurs critères tels que la précision de recherche, le temps de réponse, ...Etc. [7]. Le MPPT est un circuit qui permet d'extraire le maximum de puissance de générateur photovoltaïque PV indépendamment de la variation de ses caractéristiques électriques qui sont fonctions des conditions opératoires (température, éclairage, vieillissement). La maximisation de la puissance délivrée est obtenue en contrôlant le courant à travers le réseau ou la tension à ses bornes pour s'adapter au meilleur point de travail PPM de la caractéristique de puissance. A la différence d'approche conventionnelle de régulation par satellite (régulation shunt), l'adoption d'un MPPT réduit, pour une puissance donnée demande les dimensions, la masse et par conséquent le coût du panneau solaire.

II.4.1 Techniques de commande classiques

II.4.1.1 Technique de commande P&O (perturbe & observe).

La technique de commande P&O Consiste à perturber la tension V_{SPV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{SPV} qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure II.22, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{SPV} engendre un accroissement de la puissance P_{SPV} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{SPV}(V_{SPV})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance P_{SPV} augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM [20].

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralenti la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser [20].

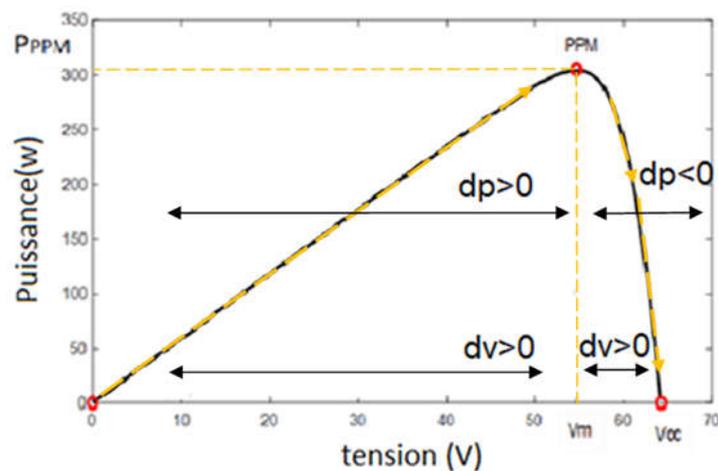


Figure II.23 Caractéristique P_{SPV} (V_{SPV}) d'un panneau solaire.

D'autre part, si le pas est petit les pertes lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'éclairement. De cette façon, l'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point maximum réel de puissance, et encore plus de puissance sera perdue. Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise. Un autre inconvénient de cette méthode est l'oscillation autour du point de puissance maximale dans les conditions de fonctionnement normales [25], algorithme de la méthode P&O illustre dans la figure II.24.

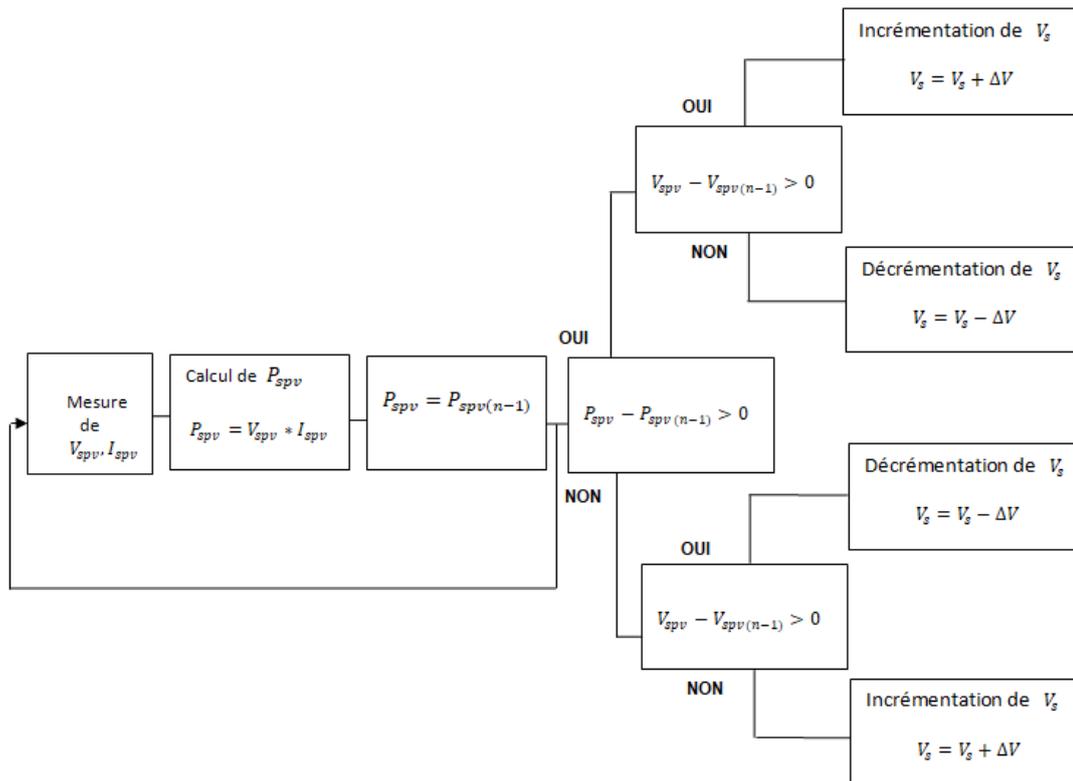


Figure II.24 Algorithme type de la méthode P&O.

La validation par simulation de cette technique donne la puissance à la sortie du convertisseur représentée par la figure II.25. Les paramètres de simulation utilisés sont L'inductance série de l'hacheur $L=5\text{mH}$; $R_{ch}=5\Omega$; la fréquence de commutation $F_c=5\text{kHz}$;

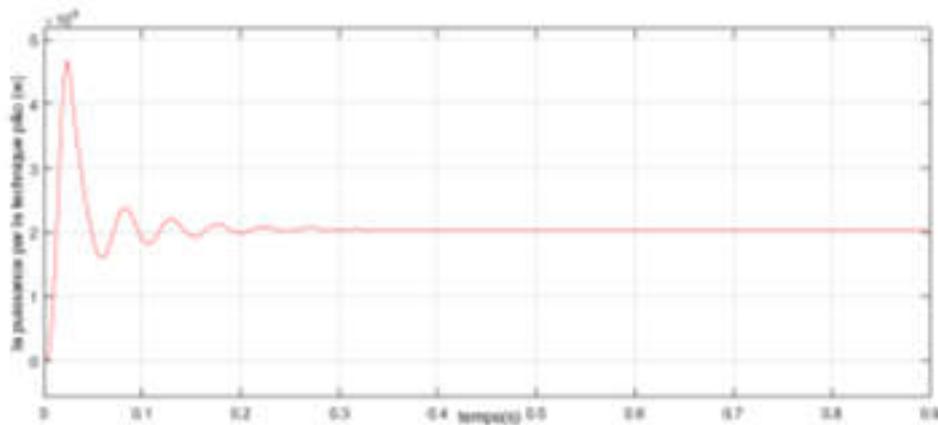


Figure II.25 La puissance de sortie du hacheur avec la technique P&O.

On remarque que le temps de réponse est rapide, mais il présente des oscillations autour du PPM, qui crée des pertes, car il prend beaucoup de temps pour arriver au régime permanent PPM.

II.4.1.2 Méthode de la conductance incrémentale

La méthode d'incrémentation de la conductance a été proposée pour éviter les inconvénients de la méthode P&O de recherche du MPPT ($\frac{I_{SPV}}{V_{SPV}}$: conductance, $\frac{dI_{SPV}}{dV_{SPV}}$: conductance incrémentale).

Le point de puissance maximale (PPM) est obtenu lorsque

$$\frac{dP_{SPV}}{dV_{SPV}} = 0 \tag{II.45}$$

A gauche de ce point, $\frac{dP_{SPV}}{dV_{SPV}} > 0$ est positive (II.46)

A droit de ce point, $\frac{dP_{SPV}}{dV_{SPV}} < 0$ est négative

Comme $P_{SPV} = I_{SPV} * V_{SPV}$ (II.47)

Le calcul différentiel donne $dP_{SPV} = V_{SPV} * dI_{SPV} + I_{SPV} * dV_{SPV}$

Soit au PPM $\frac{dP_{SPV}}{dV_{SPV}} + \frac{I_{SPV}}{V_{SPV}} = 0$ (II.48)

On montre que

$$\frac{dP_{SPV}}{dV_{SPV}} > 0 \iff \frac{dP_{SPV}}{dV_{SPV}} + \frac{I_{SPV}}{V_{SPV}} > 0 \tag{II.49}$$

$$dI_{SPV} \approx \Delta I_{SPV} = I_{SPV}(n) - I_{SPV}(n-1) \tag{II.50}$$

$$dV_{SPV} \approx \Delta V_{SPV} = V_{SPV}(n) - V_{SPV}(n-1) \tag{II.51}$$

à partir des mesures de $I_{SPV}(n)$, $I_{SPV}(n-1)$, $V_{SPV}(n)$, $V_{SPV}(n-1)$ (II.52)

En supposant que On peut calculer $\frac{dI_{SPV}}{dV_{SPV}} + \frac{I_{SPV}}{V_{SPV}}$ et en déduire la direction du PPM par rapport au point de fonctionnement présent (et dans une moindre mesure la distance au PPM). La direction de convergence est donc toujours connue. Les grandeurs de générateur photovoltaïque V, I, P illustré dans la figure II.25

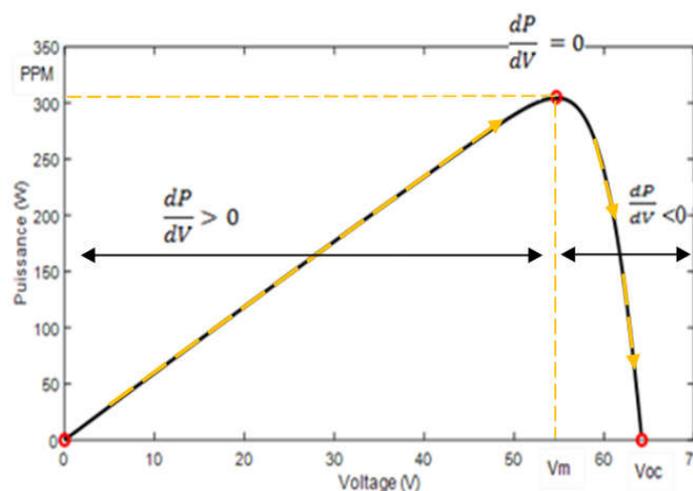


Figure II.26 Le point de puissance maximal.

La simulation avec la technique de l'incrémentation de conductance donne la puissance a la sortie du convertisseur représentera par la figure II.27 avec les paramètres de simulation suivante : L'inductance sériee de l'hacheur $L=5e-3$ H ; $R_{ch}=5\Omega$; la fréquence de commutation $F_c=5kHz$.

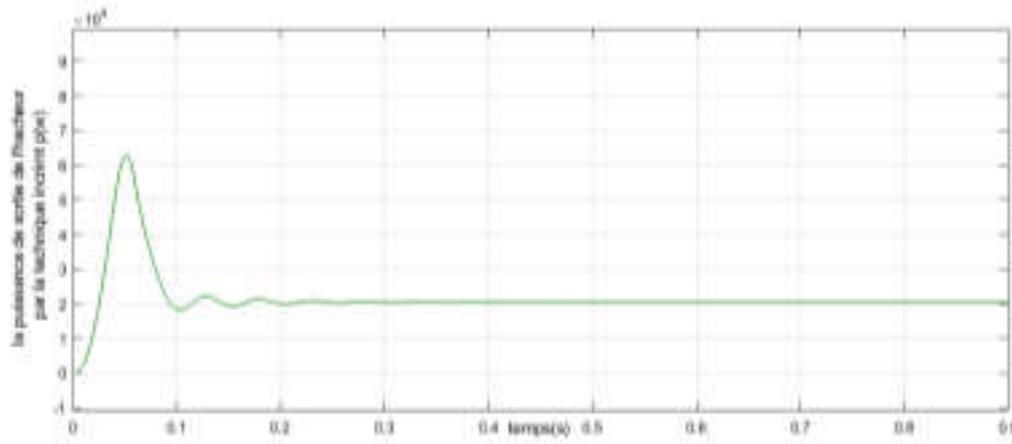


Figure II.27 La puissance de sortie du hacheur avec la technique de conductance incrémentale.

On remarque que le temps de réponse est plus long parce qu'il plus complexe, par rapport au MPPT P&O.

II.4.2.3 Commande par mode glissant (sliding mode contrôle).

Pour augmenter la robustesse contre les incertitudes paramétriques et les erreurs de modélisation des systèmes un contrôleur non linéaire basé sur le contrôle de structure variable (VSC) on peut appliquer la technique de commande intelligente mode glissant (Sliding Mode Control).la conception du contrôle repose sur deux étapes importantes [18], tout d'abord

-Choisir de la surface de glissement

-Le MPP est déterminé lorsque

$$\frac{\partial P_{SPV}}{\partial V_{SPV}} = 0 \tag{II.53}$$

Par conséquent, la surface de glissement est définie comme

$$S = \frac{\partial P_{SPV}}{\partial V_{SPV}} = \frac{\partial I_{SPV}^2 \cdot R_{SPV}}{\partial V_{SPV}} = I_{SPV} + V_{SPV} \frac{\partial I_{SPV}}{\partial V_{SPV}} = 0 \tag{II.54}$$

La détermination de la loi de commande, La loi de commande est constituée de deux parties la première dite commande équivalente, elle permet de maintenir le point de fonctionnement dans la surface de glissement, le second est la commande de commutation et fournit la stabilisation du contrôleur [15].

$$U=U_{eq} + U_n \tag{II.55}$$

Le contrôle équivalent a été proposé pour la première fois par Slotine et Li cité par [20] et est déterminé par l'état suivant

$$\dot{S} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T \dot{X} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T (AX + B(X)U + d) = 0 \tag{II.56}$$

On considère $d = 0$, pour simplifier les calculs, la commande équivalente devient

$$U_{eq} = - \frac{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T (AX)}{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T B(X)} \tag{II.57}$$

La commande de commutation peut être une fonction linéaire de la surface de glissement, elle est donnée par

$$U_n = - K_S \cdot \text{sgn}(s) \tag{II.58}$$

K_S est une constante positive déterminée par le constructeur. Ainsi le contrôleur SMC est

$$U = - \frac{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T (AX)}{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T B(X)} - K_S \cdot \text{sgn}(s) \tag{II.59}$$

Etude de stabilisation

Nous avons choisi d'utiliser une fonction nommée Lyapunov donnée par

$$V = \frac{1}{2} S^2 \tag{II.60}$$

La dérivée de cette fonction est

$$\dot{X} = S \dot{S} < 0 \quad \dot{V} = S \dot{S} \neq 0 \tag{II.61}$$

La simulation avec matlab donne la courbe de puissance de sortie de l'hacheur (de bus continue) représentée par la figure II.28 avec les paramètres de simulation suivants : L'inductance série de l'hacheur $L=5 \cdot 10^{-3}$ H ; $R_{ch}=5 \Omega$; la fréquence de commutation $F_c=5$ KHZ

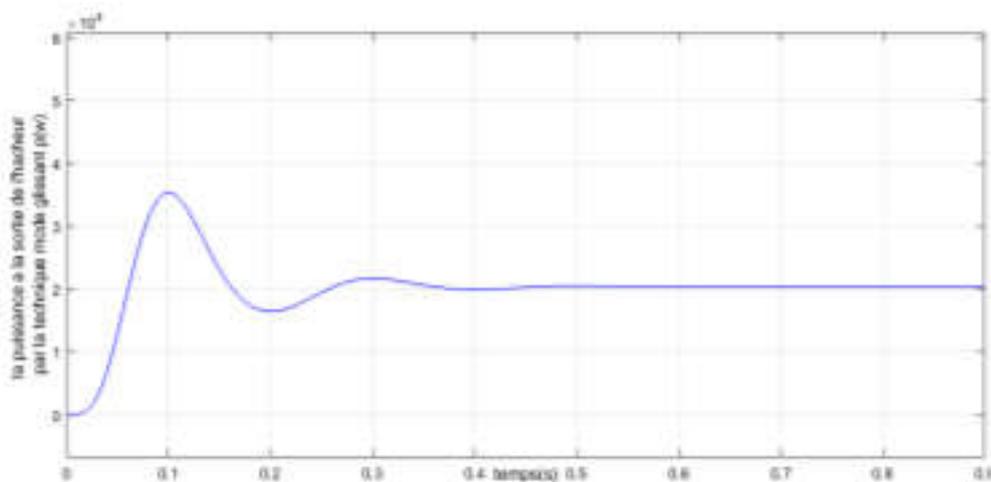


Figure II.28 La puissance de sortie de l'hacheur avec technique mode glissant

On remarque que le temps de réponse de la commande avec la technique mode glissant (Sliding Mode Control) est rapide, haute précision, bonne stabilité, simplicité, invariance, robustesse.

II.4.3 Comparaison entre les trois commandes utilisées

Malheureusement la qualité des relevés ne permettent pas de déterminer avec précision le gain en termes de temps de recouvrement ainsi que le rendement de cette commande à cause d'une échelle de temps et des calibres de mesures trop grands. En résumé, cette méthode s'avère être très performante lors de changement des conditions climatiques, typiquement, cette commande peut présenter les meilleures performances en termes de précision et de rapidité de recouvrement de PPM mais elle entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur ainsi qu'un surcoût [8].

Synthèse des commandes MPPT. Nous avons adopté plusieurs critères pour pouvoir évaluer sans mesure et très rapidement. Ainsi, nous avons choisi leur degré de dépendance à la source GPV employée. Ce critère est pour nous important pour savoir le degré de généricité de ces commandes et le degré d'intervention humaine à prévoir pour effectuer par exemple des pré-réglages. Leur mode de conception donnant une idée sur le cout de revient, l'encombrement, la puissance consommée. Leur précision maximale théorique escomptée et leur temps de réponse minimum à prévoir en recouvrement de PPM.

Pour les commandes utilisant une variable d'incrément, nous avons vue d'après la littérature que les performances en termes de rendement et de temps de réponse dépendent considérablement de la valeur de l'incrément choisi .en résumé, il ressort de la littérature une complexité de ce domaine et un manque de critères de références d'évaluation qui serait reconnu par la communauté.

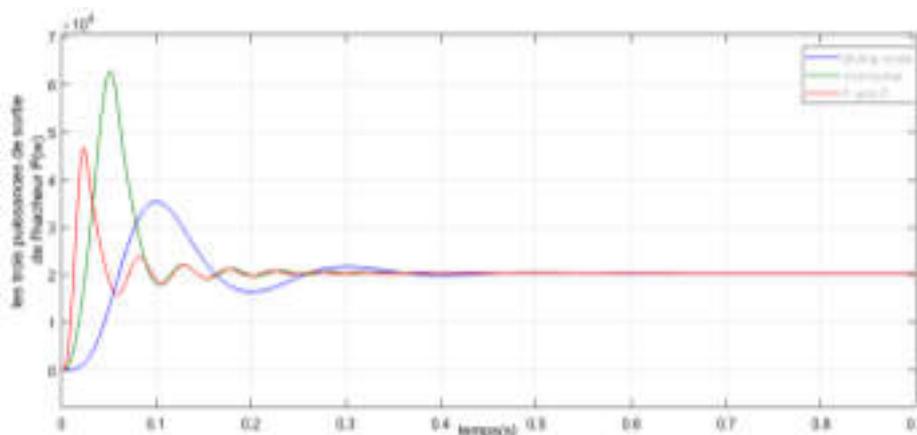


Figure II.29 Comparaison entre les trois puissances des techniques de commande MPPT.

Nous avons ainsi recherché pour pouvoir évaluer notre travail par rapport à l'existant des modes de critères plus précis que ceux indiqués dans les avantages et les inconvénients des méthodes comparer.

On remarque que La méthode p&o

- une structure simple.
- une implémentation facile.
- peu de paramètres de mesure.
- un rendement entre 81.5%-96.5%.

Mais Ilya des oscillations autour du PPM, et des pertes occasionnelle de la recherche du PPM lors du changement rapide des conditions climatiques.

La technique d'incrémentation de conductance

- il n'y a pas des pertes par rapport au PPM.
- ne présente pas de risque de divergence par rapport au PPM.
- le rendement entre 89.9%-98.2% come le montre dans la figure (II.29), Par Allleur le temps d'exécution de l'algorithme est plus long que la méthode p&o, car il est plus complexe.

La technique de commande mode glissant

- une technique intelligente.
- plus rapide que le p&o et la technique d'incrémentation de conductance.
- il est stable est robuste, elle ne converge pas au PPM.
- pour trouver un équilibre entre la stabilité et la robustesse, nous avons opté pour un gain adaptatif (K_S), pour suivre correctement le PPM en raison du changement constant de météo

II.4.4 Le convertisseur DC-AC (L'onduleur)

La présence de convertisseurs de type DC/AC favorisera la réinjection de l'énergie sur le réseau tandis que celle de convertisseurs DC/DC permettra de charger correctement les éléments de stockage. Aujourd'hui, diverses topologies de conversion d'énergie photovoltaïque existent présentant des avantages et des inconvénients propres. Pour que les utilisateurs puissent faire des choix en connaissance de cause, il est nécessaire d'introduire des critères d'évaluation pour permettre des comparaisons directes. Aujourd'hui, des normes de qualités doivent évoluer et deviennent nécessaires pour les produits grand public. Nous proposons de nous inspirer de certains critères de rendement pour illustrer les performances de nos étages d'adaptation par rapport à l'existant [25,20]. Pour cela, nous avons identifié plusieurs rendements possibles caractérisant les diverses pertes qui se produisent tout au long de la chaîne de conversion. Ainsi, par définition, une chaîne de conversion est optimale

(dans l'idéal) si la puissance maximale pouvant être générée à un instant donné par le GPV est entièrement transférée à la charge sans aucune perte. Pour s'approcher de cet idéal, il est nécessaire de localiser avec précision les origines des pertes et de les dissocier. Dans ce contexte, différentes définitions de rendement proposées par la littérature dans chacune des parties (générateur PV, commande MPPT, étage de conversion) existent séparément. En analysant les définitions exactes et en essayant de s'en servir comme critères, nous proposons une chaîne de rendement [8].

Cet équipement est d'une importance capitale dans les systèmes PV, car il joue le rôle d'un alternateur dans les centrales électriques classiques. L'onduleur a pour rôle d'adapter l'énergie du champ PV au réseau, assure les réglages des paramètres électriques ainsi que les différents contrôles, Ce dispositif convertit l'énergie continue en alternatif avec des paramètres stables (puissance active, réactive, fréquence et tension

Le choix de l'onduleur PV : le choix de l'onduleur PV doit être satisfaire la contrainte de sa puissance nominale qui apparaissent dans la relation suivante

-La puissance nominale de l'onduleur = $0.90 \dots 0.95 \times$ la puissance nominale du GPV.

II.5 CONCLUSION

- La simulation d'une cellule solaire par logiciel de simulation MATLAB/Simulink, montre que les conditions externes (éclairage et température) influent sur le fonctionnement et la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque. Nous avons décrit les différentes associations possibles des cellules photovoltaïques.

- Les variations des contraintes climatiques (éclairage et température) affectent le modèle exacte des panneaux photovoltaïques.

- on peut exploiter la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques par des applications domestiques et industrielles par l'optimisation de point de puissance maximale (PPM) où on trouve une tension de fonctionnement nominale optimale par la commande robuste du convertisseur qui permet de faire face aux forts appels de courant, garantissant ainsi la sûreté de fonctionnement du système. Cette commande du convertisseur de recherche de puissance maximum (Maximum Power Point Tracking) est possible grâce aux différents algorithmes.

CHAPITRE III
ETUDE ET ANALYSE DE
FONCTIONNEMENT D'UN ONDULEUR
NPC 3 NIVEAUX

III.1 INTRODUCTION

Au cours des dernières décennies, le marché des installations photovoltaïques s'est accru afin de répondre à la demande croissante. En termes de puissance, les installations photovoltaïques peuvent varier de quelques kW à des milliers de MW. Cependant, l'intégration accrue des ressources photovoltaïques dans les systèmes électriques peut avoir divers effets sur les caractéristiques pratiques qui sont principalement associées aux problèmes de qualité de l'alimentation, à la gestion de l'énergie, à la réponse à la demande, à la fiabilité et à la sécurité. Par conséquent, l'intégration des installations photovoltaïques (PV) doit se faire avec des normes et des directives spécifiques, qui sont établies en fonction du pays (c'est-à-dire que les normes et les directives peuvent varier d'un pays à l'autre). Ces normes sont une exigence importante, qui doit être prise en compte dans les spécifications de l'installation PV, ainsi que dans la conception de l'électronique de puissance. IEEE 1547 et CEI 61727 sont les normes les plus largement reconnues concernant ces applications, qui sont établies respectivement par l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) et par la CEI (Commission électrotechnique internationale).

L'injection de l'énergie photovoltaïque via un filtre actif a pour avantage de fonctionner avec un seul onduleur pour contrôler les puissances actives et réactives et compenser les harmoniques. Dans le présent chapitre nous allons présenter et analyser le fonctionnement d'un des filtres actifs parallèle triphasé de type NPC 3 niveaux associé à un réseau électrique dans le cas de régime de fonctionnement : équilibré, déséquilibré et équilibré distordu.

III.2 QUALITE DE L'ENERGIE ET PERTURBATIONS ELECTRIQUES [1]

Une bonne qualité de l'énergie doit être fournie conformément aux normes standards de qualité caractérisant la tension simple en monophasé ou le système de tension triphasé qui doit être équilibré et symétrique de même valeur efficace des tensions, fréquence fixe 50Hz ou 60Hz. Plusieurs perturbations peuvent affecter cette qualité, on distingue :

- Déséquilibre du système triphasé de tension
- Variation de fréquence
- Distorsion harmonique
- Creux et coupures de tension
- Fluctuations de tension

La commission Internationale d'Electrotechnique (CEI impose des normes strictes sur ces perturbations.

III.2.1 La distorsion harmonique

Suite au développement de l'électronique de puissance à la fin du siècle dernier, la distorsion harmonique due aux courants absorbés par des charges non linéaires, est devenue la principale perturbation affectant le réseau électrique. La circulation de courants harmoniques dans le réseau électrique a beaucoup de conséquences négatives sur les systèmes électriques.

III.2.1.1 Effets des harmoniques

Les courants harmoniques propagés dans le réseau électriques provoquent des chutes de tension distordues dans l'impédance du réseau qui s'ajoutent à la tension principale laquelle à son tour devient distordue. Les courants harmoniques ont des effets collatéraux sur les systèmes électriques. On peut classer les effets engendrés par les harmoniques en deux type : les effets instantanés et les effets à terme [2].

c) Effets instantanés :

Les effets instantanés apparaissent instantanément dans certains appareillages :

- **Défauts de fonctionnement de certains équipements électriques** : Les appareils électriques et électroniques dont le fonctionnement est basé sur la détection du zéro des grandeurs électriques, courant ou tension, peuvent être affectés à cause de non synchronisation de la commande.
- **Troubles de fonctionnement des micro-ordinateurs et des appareils à écran** : diminution de la qualité de l'image.
- **Erreurs dans les appareils de mesure** : exemple, les compteurs d'énergie à induction présentent des erreurs de lecture supplémentaires en présence d'harmoniques.
- **Vibrations et bruits** : exemples le couple vibratoire des machines tournantes

d) Effets à long terme :

Les effets à long terme recensés dues aux échauffement des câbles et des équipements, (condensateurs, pertes supplémentaires des machines et des transformateurs) peuvent être

à moyen terme (de quelques secondes à quelques heures) ou à long terme (de quelques heures à des années) à l'origine de dégradations cumulées et provoquent des claquages des condensateurs, des pertes supplémentaires dans les câbles de connexion et dégradation de fonctionnement dans les machines et dispositifs à circuit magnétique, pertes Foucault dans les circuits magnétiques [3].

III.2.1.2 Origines des harmoniques

Les dispositifs suivants sont des sources d'harmoniques :

- **Les convertisseurs statiques** à base de composants d'électronique (diodes, transistors...etc.) sont les plus nombreux et les plus grands générateurs de courants harmoniques [3].
- L'éclairage par lampes à décharge et tubes fluorescents, est générateur de courants harmoniques.
- Pour les fours à arc à courant alternatif, l'arc est non linéaire, dissymétrique et instable. Et les spectres possèdent des raies harmoniques impaires, paires et un spectre continu (bruit de fond à toutes les fréquences).les fours à arc à courant continu sont généralement alimentés par l'intermédiaire d'un redresseur, l'arc est plus stable qu'en courant alternatif.
- Les inductances saturées (cas des transformateurs à vide soumis à une surtension permanente) ont leurs impédances dépendantes de l'amplitude du courant qui les traverse et donc provoquent des déformations de ce courant.
- Les machines tournantes génèrent des harmoniques de rangs élevés et d'amplitudes négligeables [4].

III.2.1.3 Grandeurs caractéristiques

Pour mesurer le niveau des perturbations harmoniques du courant et de la tension, on utilise respectivement les notions de taux de distorsion harmonique THDi (Taux de distorsion harmonique du courant) et le THDv (Taux de distorsion harmonique de la tension).

Le premier s'exprime sous la forme suivante:

$$\text{THD}_i \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} * 100 \quad (\text{III. 1})$$

I_h : Valeur efficace du courant harmonique

I_1 : Valeur efficace du courant fondamental

\square : Rang de l'harmonique

De même pour le THD_v :

$$THD_v \% = \frac{\sqrt{\sum_{\square=2}^{\infty} V_{\square}^2}}{V_1} *$$

100

(III.2)

III.2 .2 Solutions de dépollution des harmoniques

Les solutions de dépollution pour minimiser ou éliminer les harmoniques sont classées en :

III.2.2.1 Solutions classiques,

Parmi les solutions classiques on peut citer les inductances de lissages placées en série avec l'alimentation, les transformateurs à couplage étudiés pour éliminer des harmoniques ciblés tel que h3, h5, et enfin les filtres passifs. Ces derniers sont largement utilisés et se présentent en deux versions : filtre passif résonnant et filtre passif amorti le premier est généralement utilisé pour éliminer individuellement les principaux harmoniques h3, et h5 alors que le filtre amorti est utilisé pour minimiser les harmoniques h11, h13, h17 et h19

III.2.2.2 Solutions modernes : le filtrage actif de puissance

Le concept du filtrage actif a été présenté pour la première fois par H.Sasaki et T. Machida en 1971 [5], qui consiste à injecter un courant ou une tension de compensation des harmoniques pour forcer le courant de réseau d'être sinusoïdale.

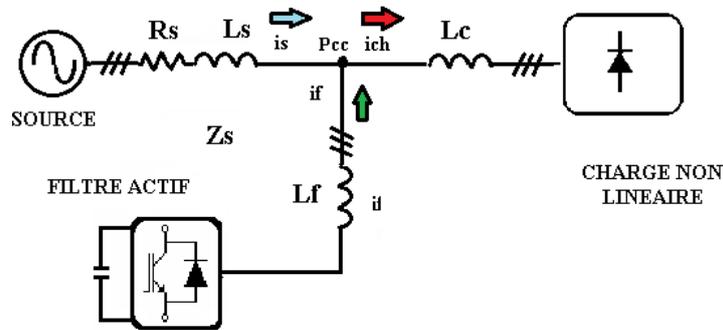
Le concept d'APF a été proposé par H.Sasaki et T.Machida dans [2]

La grande souplesse des filtres actifs est justifiée, par la variété de leurs structures, [6], [7].

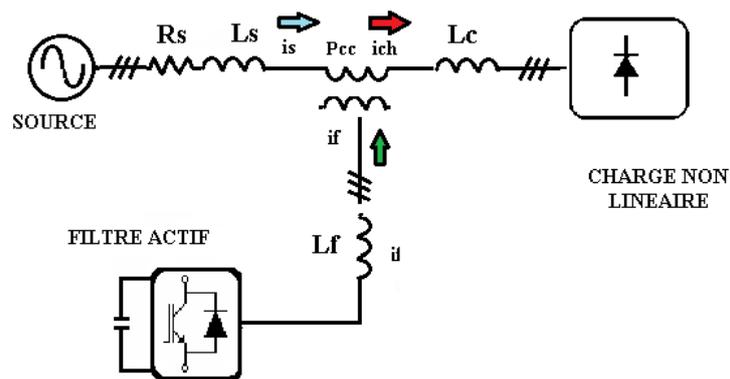
En effet, il existe différentes topologies de filtres actifs, on peut citer les principales à savoir :

- Le filtre actif parallèle ou shunt qui injecte des harmoniques de compensation en courant. Le filtre de puissance active shunt est l'une des configurations des APF, qui est largement utilisé pour ses meilleures performances. son principe de fonctionnement est donné par la figure III.1 (a).
- Le filtre actif série qui injecte des harmoniques de compensation en tension. Son fonctionnement est représenté la figure III.1 (b)
- Le filtre actif hybride (série-parallèle) combinant les deux structures précédentes figure III.1 (c)
- Des combinaisons entre filtres actifs et filtres passifs peuvent être utilisés en cas de besoin.

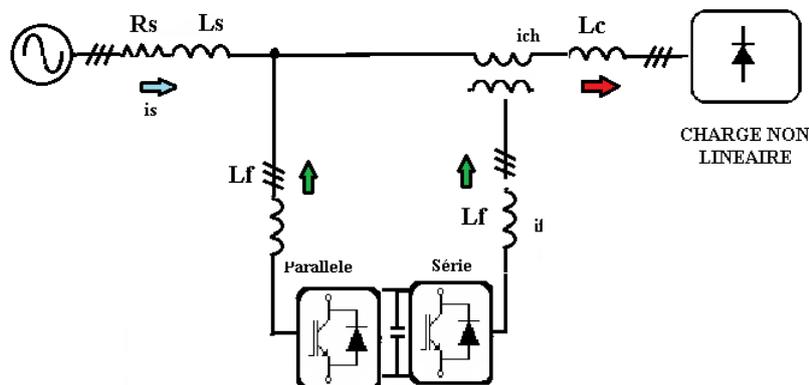
Les stratégies de commande classique telle que la commande hystérésis ou MLI sont utilisées facilitant leur intégration avec les milieux dans lesquels ils sont appliqués en particulier avec les systèmes à énergies renouvelables. La topologie choisie pour notre application est le filtre actif parallèle que nous allons développer dans les paragraphes suivants.



(a) Filtre parallèle



(b) Filtre série



(c) Filtre hybride serie-parallèle

Figure III.1 Principales Topologies des filtres actifs

III.3 ETUDE ET ANALYSE D'UN FILTRE ACTIF PARALLELE

III.3.1 Principe

La performance de SAPF repose sur trois critères de conception [8] :

- Méthode d'extraction : elle extrait le courant harmonique du courant de charge qui est considéré comme des courants de compensation à injecter par l'APF.
- Source de courant : Onduleur triphasé, piloté en source de courant, utilisé pour injecter les courants de compensation dans le réseau électrique.
- Technique de commutation : elle comprend un algorithme de contrôle du courant pour piloter l'onduleur à l'aide de différents types de techniques de modulation.

Ces filtres actifs basés sur un onduleur de source de tension utilisent un condensateur sur le circuit intermédiaire du convertisseur comme élément de stockage d'énergie qui sera l'intermédiaire entre le générateur PV et le filtre actif, ils sont connectés au point de couplage commun via un filtre de couplage L_f , ce qui permet d'éliminer les ondulations de tension à haute fréquence produites par la commutation des interrupteurs du convertisseur. Le principe du filtre actif parallèle est donné par la figure III.2

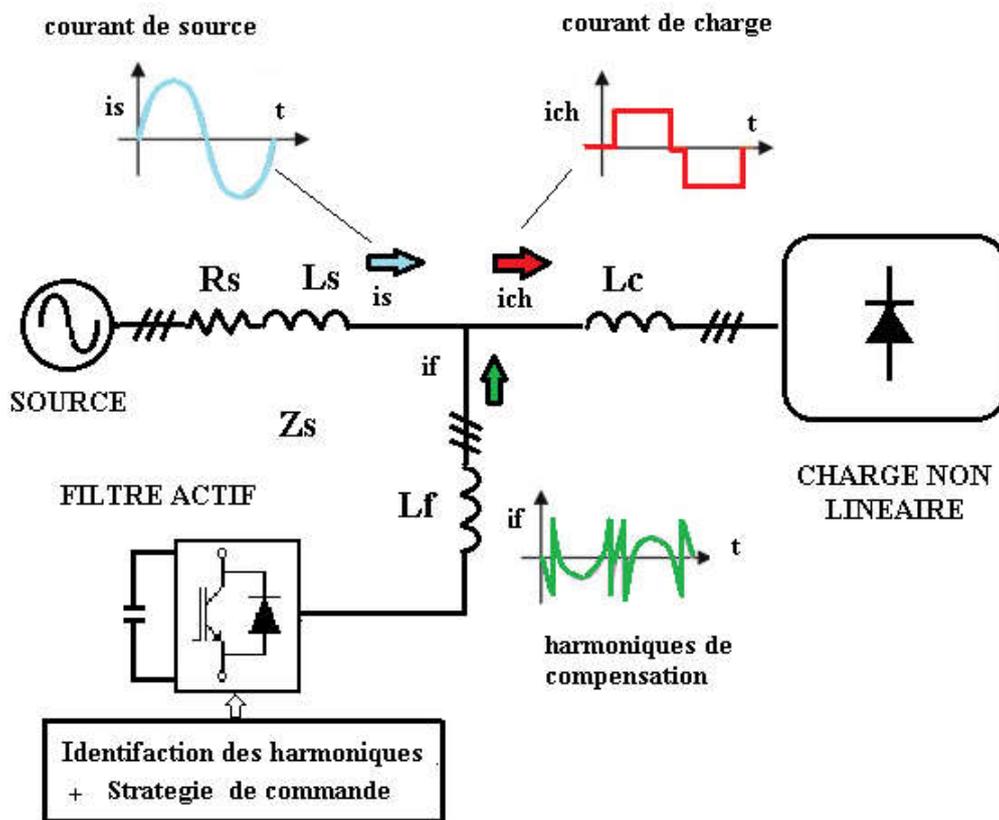


Figure III.2 Principe d'un filtre actif parallèle

Le principe de fonctionnement est basé sur trois fonctions principales :

➤ **Fonction Identification (FI)** : appelé aussi extraction des harmoniques consiste à séparer les harmoniques et le fondamental. **Il existe différentes méthodes d'identification, nous allons développer deux, une pour le régime équilibré et une autre pour le régime déséquilibré.**

Le courant de référence est l'élément clé qui assure le bon fonctionnement de l'FAP.

L'estimation du signal de référence est assurée par la mesure de signaux de tension /courant essentiels afin de recueillir les informations nécessaires. Les variables de tension à détecter sont la tension de la source (V_s), la tension du bus continu de l'onduleur (V_{DC}) et la tension de référence (V_{DC_ref}). Pour le courant les variables typiques de courant ils sont le courant de charge (i_{ch}) et le courant injecter par l'onduleur (i_f).

Sur la base de ces variables de système, les signaux sont estimés dans le domaine fréquentiel ou temporel. .

➤ **Fonction Elaboration (FE) des harmoniques de compensation** : c'est le rôle assuré par l'onduleur du filtre, cet onduleur peut être à 2 niveaux ou multi niveaux. Dans notre étude on s'intéressera plus particulièrement à l'onduleur 3 niveaux.

➤ **Filtrage des hautes fréquences (FHF) et injection** : A la sortie de l'onduleur les harmoniques sont filtrés avec l'inductance L_f (ou autres filtres) puis sont injectés au réseau au point PCC.

Au point PCC :

$$i_s = i_{ch} - i_f$$

$$i_{ch} = \text{fondamental} + \text{somme des harmoniques (Fourier)}$$

$$i_f = \text{somme des harmonique}$$

$$i_s = i_{ch} - \text{somme des harmonique} = \text{fondamental}$$

III.3.2 Méthodes d'identifications des harmoniques.

Les performances de la compensation des harmoniques d'un filtre actif parallèle dépendent essentiellement de la stratégie utilisée dans l'identification des courants de référence [9].

La méthode de détection et d'élaboration des courants de référence est la fonction principale d'un filtre actif parallèle car la fabrication des courants de compensation qui vont être injecté dans le réseau seront fabriqués à parti de cette information primordiale.

Plusieurs techniques d'identifications des harmoniques sont proposées dans la littérature comment identifier et élaborer le courant ou tension de référence. Plusieurs algorithmes d'identification des courants harmoniques de référence ont été développés, ces algorithmes sont généralement classés en trois domaines, fréquentiel, temporel et mixte. [9].

Il existe plusieurs techniques d'identification les unes compatibles uniquement avec un réseau équilibré alors que d'autres sont performantes en cas de réseau déséquilibré ou distordu. Dans ce qui suit nous allons étudier :

- Une méthode classique en l'occurrence celle des puissances actives et réactives pour un réseau équilibré.
- Une deuxième dédiée à un réseau déséquilibré.
- Alors que la troisième la plus performante qui fonctionne avec un réseau déséquilibré et distordu.

III.3.2.1 Théorie de la puissance instantanée pour un réseau équilibré

En 1983, Akagi et al, ont proposé «La théorie généralisée de la puissance réactive instantanée en circuits triphasés » également connu comme la théorie (PQ theory) [10]. Cette méthode est largement utilisée en raison de ses avantages tels que la facilité de mise en œuvre [3]. Cependant elle n'est valable que pour le régime équilibré.

La figure III.3 montre le diagramme de blocs pour le calcul des courants de références correspondant à cette théorie.

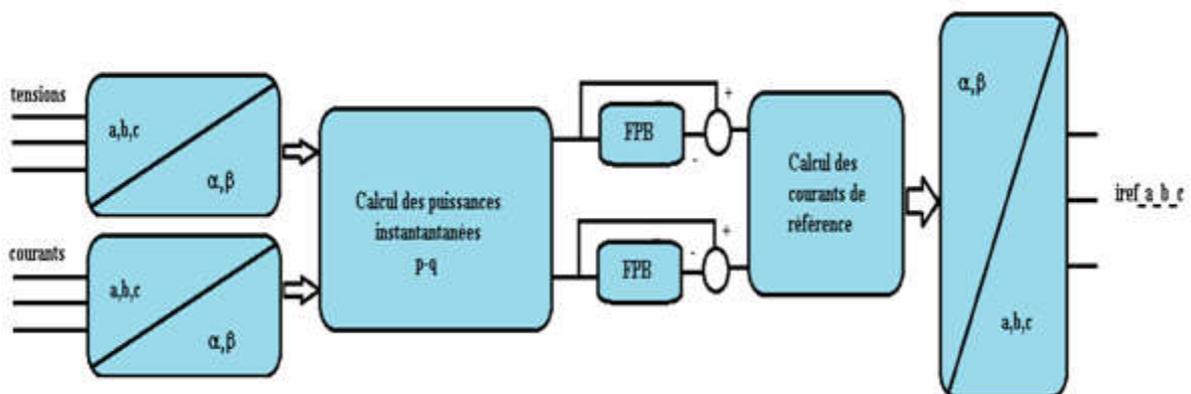


Figure III.3 Schéma de principe de la méthode d'identification PQ pour compenser les harmoniques.

Elle est basée tout d'abord sur la transformation des tensions simples et des courants de charge (pollués), dans le repère $\alpha\beta$

$$\begin{bmatrix} v_{S\alpha} \\ v_{S\beta} \end{bmatrix} = [c_{32}] \begin{bmatrix} v_{Sa} \\ v_{Sb} \\ v_{Sc} \end{bmatrix} \tag{III.3}$$

$$\begin{bmatrix} i_{S\alpha} \\ i_{S\beta} \end{bmatrix} = [c_{32}] \begin{bmatrix} i_{Sa} \\ i_{Sb} \\ i_{Sc} \end{bmatrix} \tag{III.4}$$

Avec $[C_{32}]$ égale à:

$$[c_{32}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \tag{III.5}$$

L'étape suivante consiste à calculer la puissance active instantanée p et la puissance réactive instantanée q selon [7]:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{S\alpha} & v_{S\beta} \\ -v_{S\beta} & v_{S\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{S\alpha} \\ i_{S\beta} \end{bmatrix} \tag{III.6}$$

Les puissances obtenues sont décomposée en deux parties (continue et alternative)

$$\begin{cases} p = \bar{p} + \tilde{p} \\ q = \bar{q} + \tilde{q} \end{cases} \tag{III.7}$$

\bar{p} : une puissance active continue liée à la composante fondamentale du courant et de la tension.

\bar{q} : une puissance réactive continue liée à la composante fondamentale du courant et de la tension.

\tilde{p} et \tilde{q} sont des puissances alternatives respectivement active et réactive liées à la somme des composantes harmoniques du courant et de la tension.

Un filtre passe-loi peut être utilisé pour assurer la décomposition de la puissance active et réactive en composantes moyenne et oscillatoire. La séparation des deux types de puissance par un filtre FPB est donnée selon la figure figure III.6)



Figure III.4 Schéma de principe d'un filtre passe bas

Les courants de références harmoniques sont calculés à partir des puissances alternatives \tilde{p} et \tilde{q} dans le repère $\alpha\beta$ selon l'équation:

$$\begin{bmatrix} i_{ref\ \alpha} \\ i_{ref\ \beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{\alpha} & -v_{\beta} \\ v_{\beta} & v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (III.8)$$

Finalement on revient à grandeurs triphasées par la transformation inverse :

$$\begin{bmatrix} i_{ref\ a} \\ i_{ref\ b} \\ i_{ref\ c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ref\ \alpha} \\ i_{ref\ \beta} \end{bmatrix} \quad (III.9)$$

Ces courants sont pris comme signaux modulateurs dans la commande MLI pour élaborer les courants harmoniques de compensation.

III.3.2.2 SRF (Synchrone Référence Frame) et PLL classique pour un réseau déséquilibré

Le schéma synoptique de la stratégie référentiel synchrone est donné par figure III.5

Avec cette stratégie de référentiel synchrone, les courants de charge triphasés sont convertis d'abord en $\alpha\beta$ puis en d-q frame en utilisant la transformation de Park [11] selon les équations (1) et (2) respectivement.

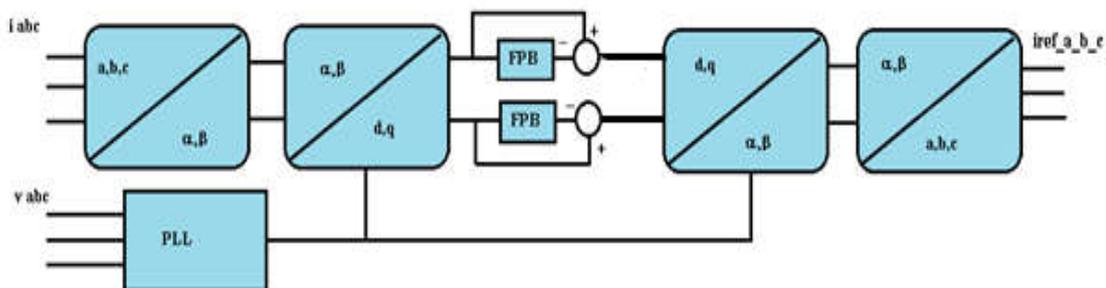


Figure III.5 Schéma de principe de la méthode d'identification SRF.

Les composantes de courant dans la référence tournante sont liées à la référence stationnaire [8] comme présenté dans la figure III.6

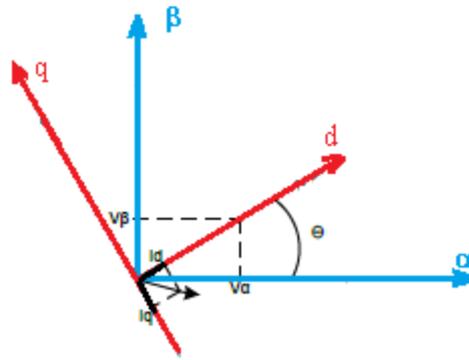


Fig. III. 6 Représentation des référentiels stationnaire et synchrone

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = [c_{32}] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Les composants actuels peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.11})$$

Ou $\theta = \arctg(V_\beta/V_\alpha)$

Après l'utilisation d'un filtre LPF, le courant de charge est décomposé en composantes moyenne et oscillatoire comme suit :

$$\begin{cases} i_d = \bar{i}_d + \tilde{i}_d \\ i_q = \bar{i}_q + \tilde{i}_q \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

Les coordonnées α - β des courants de compensation peuvent être obtenues en utilisant la transformation de Park inverse conformément aux équations (III.13).

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_\alpha \\ \bar{i}_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_d \\ \bar{i}_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

Ensuite, les coordonnées α - β sont retransformées en coordonnées a-b-c en utilisant la transformation inverse de Clarke, les courants de compensation triphasés peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{bmatrix} i_{r\grave{e}f a} \\ i_{r\grave{e}f b} \\ i_{r\grave{e}f c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r\grave{e}f \alpha} \\ i_{r\grave{e}f \beta} \end{bmatrix} \quad (\text{III.14})$$

Pour un bon fonctionnement du filtre actif l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire. Pour cela il existe plusieurs techniques, cependant la méthode PLL est la plus efficace, sa structure est très diversifiée, mais comprend toujours 3 blocs : détecteur de phase, correcteur, oscillateur commandé en tension. Pour le système triphasé, le principe de la PLL (Boucle à Verrouillage de Phase) est présenté dans [12]. Dans ce qui suit nous allons étudier la PLL classique et la DSOGI-PLL

III.3.2.3 DSOGI-PLL dédié au réseau déséquilibré et distordu

c) PLL basique

La technique de synchronisation la plus largement utilisée est la PLL à référentiel tournant synchrone (SRF-PLL) [13]. Sa structure dite « PLL classique » est donnée par la figure III.7. Lorsque le réseau est distordu cette méthode a ses limites et la synchronisation perd de sa qualité.

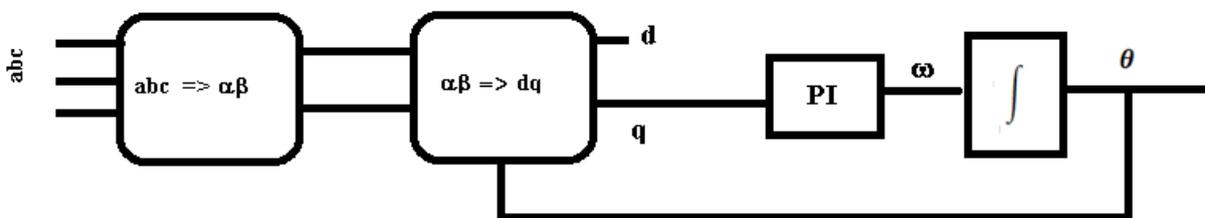


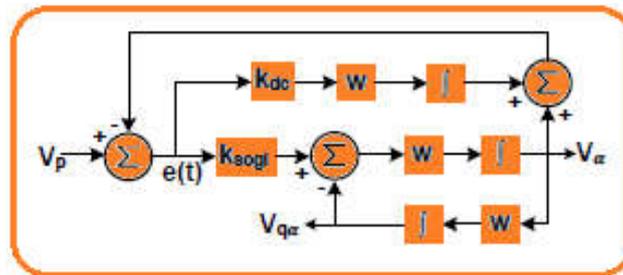
Figure III.7 Structure d'une PLL classique triphasée

d) DSOGI-PLL

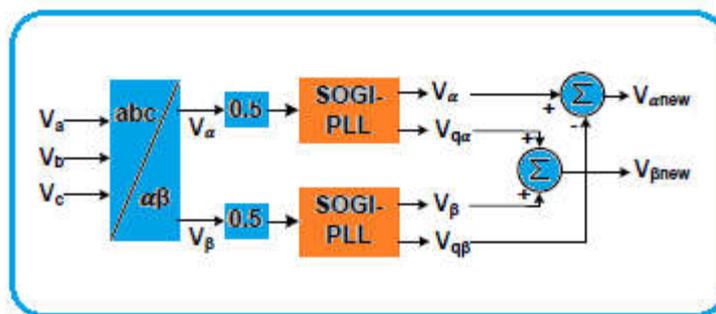
Pour estimer rapidement et avec précision les paramètres de la séquence fondamentale positive et négative sous la tension de réseau **déséquilibrée et déformée**, la méthode de synchronisation DSOGI-PLL est présentée. La méthode proposée est basée à la fois sur un réseau de découplage harmonique constitué de double intégrateurs généralisés du second ordre (DSOGI) la structure est donnée par la figure III.8

L'algorithme DSOGI-PLL basé sur le Dual Second-Order Generalized Integrator (DSOGI) offre des performances élevées pour la détection de phase dans des conditions de fonctionnement de réseau extrêmes, déséquilibrées et déformées. [14]

L'application de SOGI-PLL dans les systèmes monophasés et triphasés est illustrée à la Fig III.8. Sous perturbations du réseau, les signaux orthogonaux V_α et V_β sont obtenus par transformation de Clarke pour être utilisés dans le contrôleur PR. L'application de SOGI-PLL dans les systèmes monophasés et triphasés est illustrée à la Figure III.8.



(a) SOGI-PLL



(b) DSOGI-PLL

Figure III.8 Schéma fonctionnel de la PLL basée sur SOGI,
 (a) utilisation dans des applications monophasées.
 (b) utilisation dans des applications triphasées.

La figure III.8 montre la structure d'une DSOGI-PLL conventionnelle qui est utilisée pour la synchronisation sur un réseau triphasé déséquilibré et distordu [15].

Elle se compose de trois sections principales :

- Un DSOGI composé de deux SOGI-QSG pour éliminer les harmoniques de bas ordre dans les tensions captées et mesurées.
- Un calculateur de séquence positive(PSC) qui extrait les tensions de séquence positive.
- Une PLL à référentiel synchrone qui estime l'angle de phase et la fréquence des tensions du réseau au PCC. Cette fréquence estimée est ensuite réinjectée dans le DSOGI pour le rendre adaptatif en fréquence.

Le DSOGI-PLL effectue une estimation précise de l'angle de phase dans des conditions de défaut déséquilibré, mais entraîne une dynamique lente et de grands dépassements de fréquence, comme indiqué dans [16].

III.4 MISE EN ŒUVRE D'UN FILTRE ACTIF 2 NIVEAUX

III.4.1 Cas d'un réseau équilibré

La figure III.9 Donne le montage de la mise en œuvre d'un filtre actif 2 niveaux. Pour ce filtre dédié au réseau nous avons utilisé la méthode PQ. La charge est constituée d'un pont de diodes triphasé alimentant une charge RL_{ch}

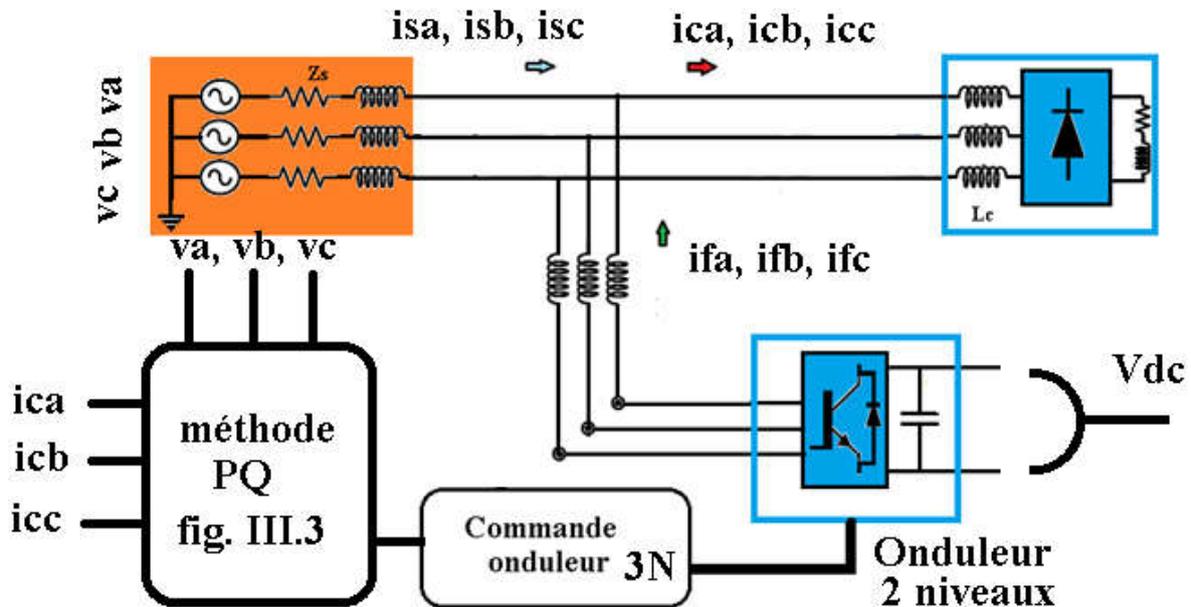


Figure III.9 Montage Global d'un filtre actif 2 niveaux en régime équilibré

a) Paramètres de simulation

Le tableau III.1 donne les paramètres utilisés pour dans la simulation de ce filtre.

Tableau III.1 Paramètres de simulation

Paramètres	valeur
Vsource	230V/400V/50Hz
Rs, Ls	0.5 Ω, 20uH
Charge Redresseur	Rch = 6Ω, Lch=20mH
Vdc	750V
Lc	3mH
Lf	1mH
Commande à hystérésis	

b) Résultats des simulations

La figure III.10 donne la forme des courants de source avant filtrage, le THD(%) du courant de la phase a est de 26.7% comme l'indique la figure III.11

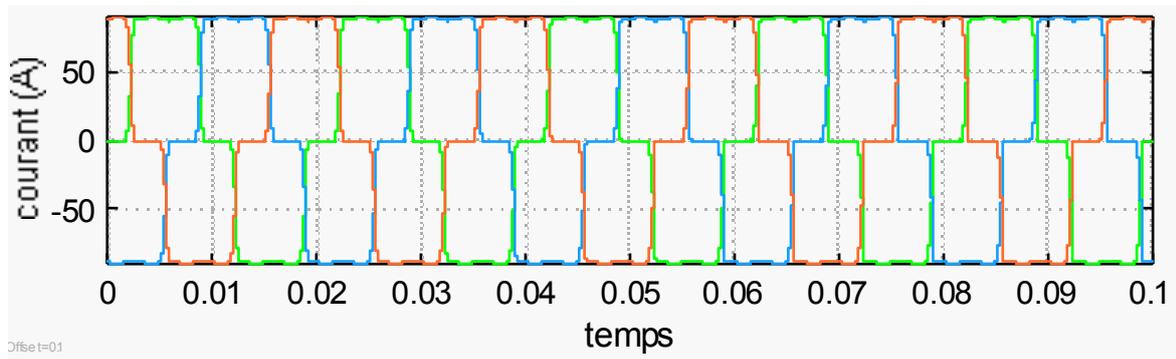


Figure III.10 Courants de source avant filtrage.

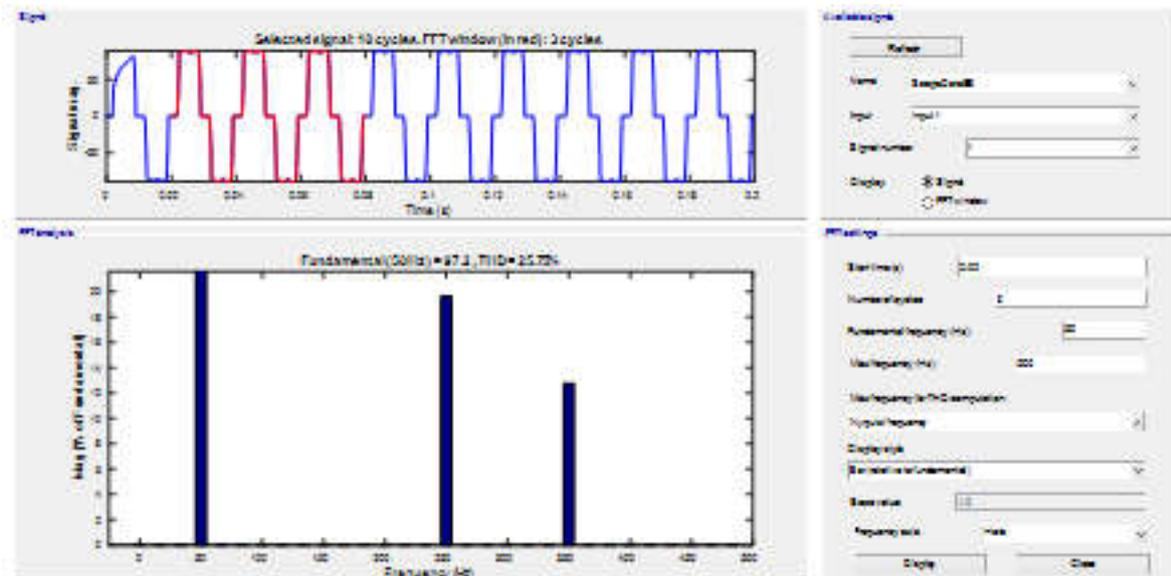


Figure III.11 Spectre et THD du courant de source avant filtrage

La figure III.12 représente les courants de source après filtrage, le spectre du courant de la phase et son THD(%) sont spécifiés par la figure III.13. la diminution du THD de 26.7% à 1.96 %, montre l'efficacité de la méthode PQ lorsque le réseau est équilibré.

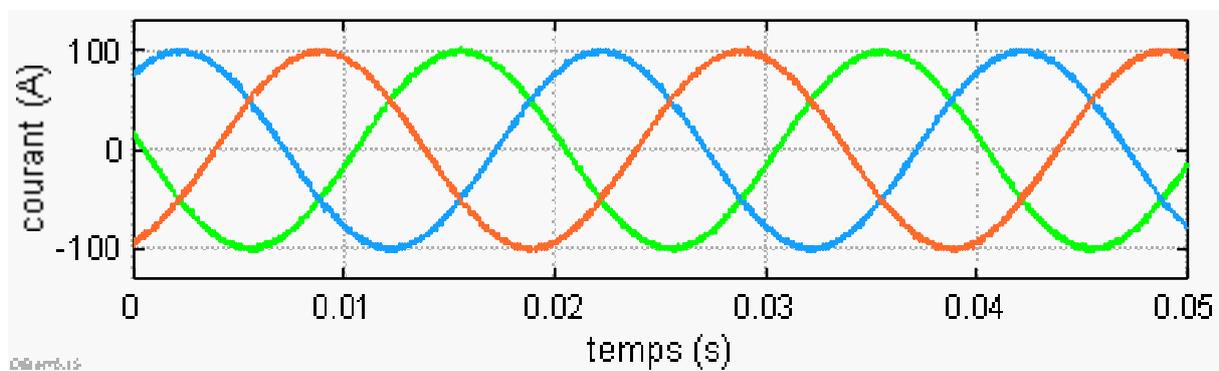


Figure III.12 Courants de source après filtrage

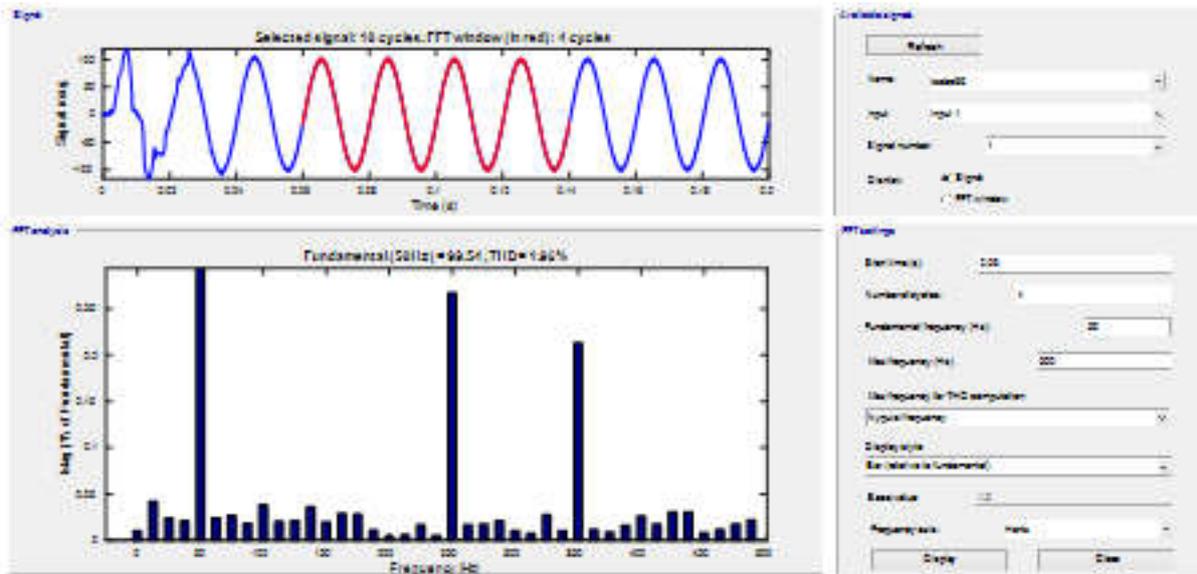


Figure III.13 Spectre et THD du courant de source phase a après filtrage

Un test avec sur un réseau déséquilibré, le filtre avec la méthode PQ n'a pas fonctionné correctement et a donné un THD(%) de 8%. Pour ces raisons nous avons étudié d'autres méthodes valables pour le réseau déséquilibré il s'agit de la méthode SRF associée à différentes PLL.

III.4.2 Cas d'un réseau déséquilibré

La figure III.14 Donne le montage de la mise en œuvre d'un filtre actif 2 niveaux pour un réseau déséquilibré utilisant la méthode SRF avec une PLL classique.

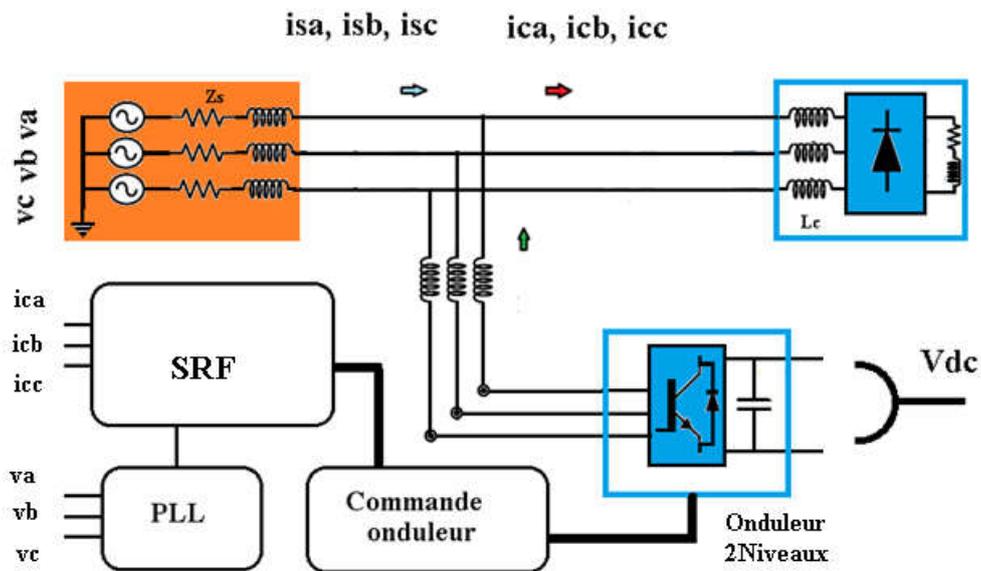


Figure III.14 Montage Global d'un filtre actif 2 niveaux en régime déséquilibré.

c) Paramètres de simulation

Les paramètres sont ceux du tableau III.1 auquel il faut ajouter les paramètres du déséquilibre des valeurs efficaces est $V_a=200V$, $V_b=230V$ et $V_c =230V$.

b) Résultats des simulations

Les courants de source avant filtrage est le même que celui du paragraphe précédent, le THD du courant de la phase a est de 26.7%, la figure III.15 donne les courants de source après filtrage. Le THD et le du courant de la phase a dans le cas d'un réseau déséquilibré sont donnés par la figure III.16, le THD obtenu est de 4.12 % conforme aux normes.

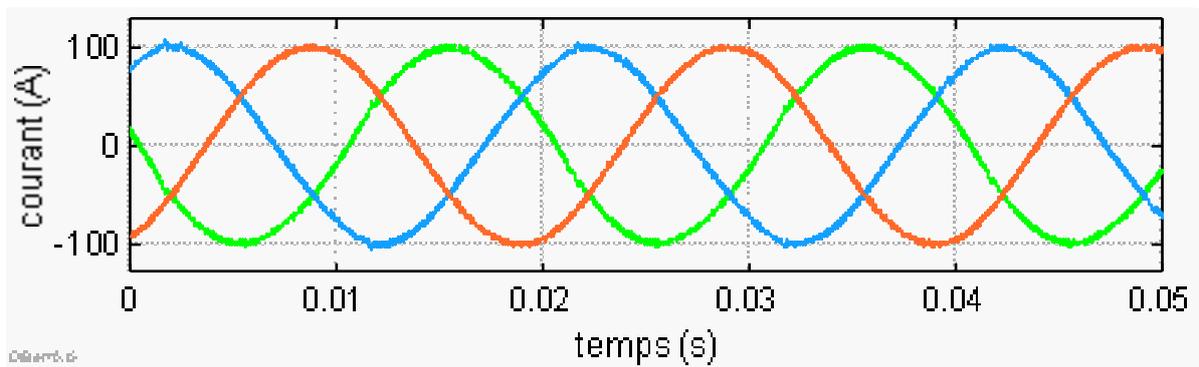


Figure III.15 Courants de source après filtrage en régime déséquilibré.

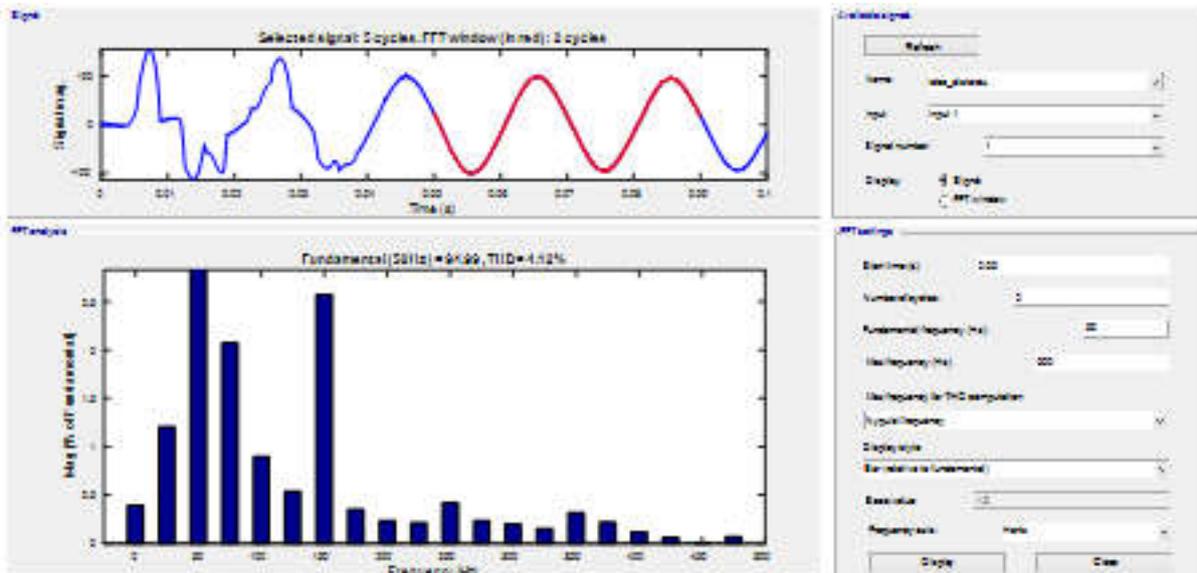


Figure III.16 Spectre et THD du courant de source après filtrage en régime déséquilibré.

III.4.3 Cas d'un réseau distordu

C'est toujours le montage de la figure III.14 qui est utilisé dans la mise en œuvre d'un filtre actif 2 niveaux pour un réseau distordu utilisant la méthode SRF mais une PLL basée sur la double SOGI (DSOGI).

b) Paramètres de simulation.

Les paramètres sont toujours ceux du tableau III.1 auquel il faut ajouter les paramètres de la distorsion imposée à la source de la phase a en ajoutant l'harmonique 3 de valeur efficace 100V. La figure III.17 donne les tensions de source avec la distorsion de la phase a.

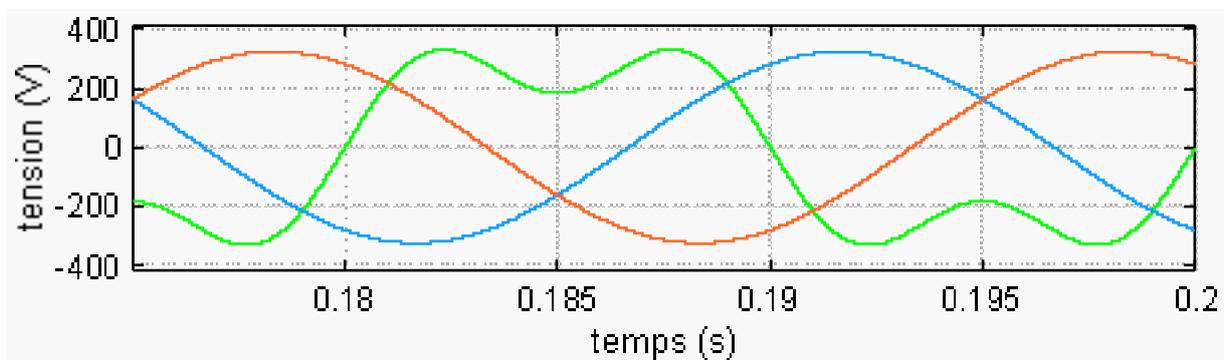


Figure III.17 Distorsion de la tension de source phase a.

La figure III.18 donne les courants de source après filtrage en régime distordu. Le THD et le spectre du courant de la phase a sont donnés par la figure III.16. le THD obtenu est de 11.18 % certes non conforme aux normes et qui certainement peut être amélioré par la finesse des correcteurs PI. Notre objectif dans ce chapitre est la préparation des filtres pour qu'ils soient utilisés avec les générateurs photovoltaïques et non l'optimisation des résultats

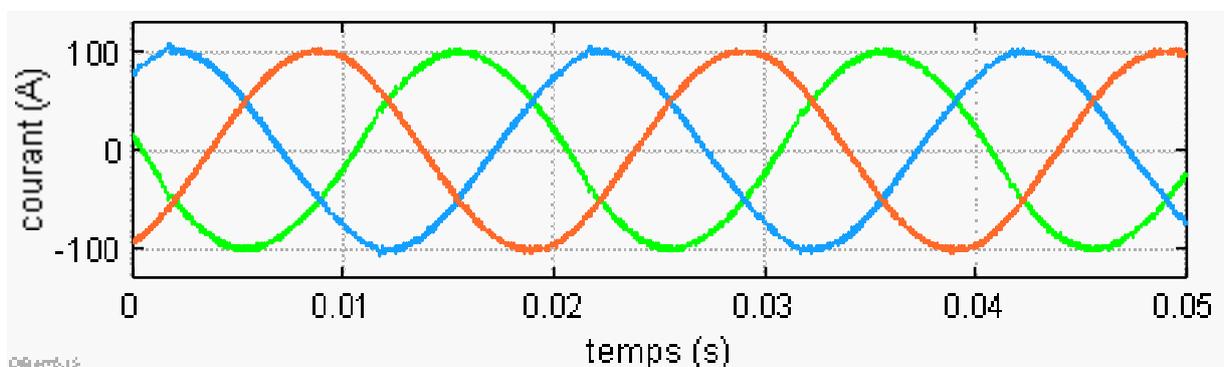


Figure III.18 courant de source après filtrage dans le cas d'un réseau distordu.

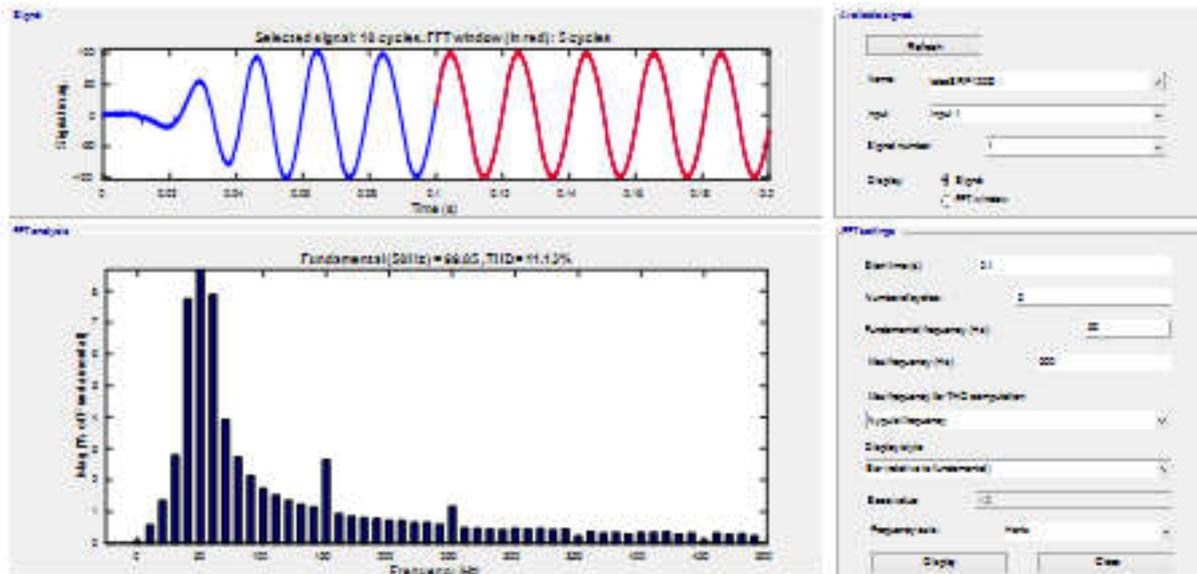


Figure III.19 Spectre et THD du courant de source de la phase a après filtrage cas d'un réseau distordu.

III.5. ETUDE ET ANALYSE D'UN FILTRE ACTIF 3 NIVEAUX

La notion de conception des convertisseurs multi-niveaux a été introduite pour la première fois depuis 1975 [17]. Le terme multi-niveaux a commencé par le convertisseur à trois niveaux [18]. Par la suite, plusieurs topologies de convertisseur multi-niveaux ont été développées [19].

Les convertisseurs DC-AC de puissance capables de synthétiser plus de trois niveaux de tension sont généralement classés comme des convertisseurs multi-niveaux, où une caractéristique commune est la possibilité de traiter des tensions plus élevées [20-21].

Les principales topologies d'onduleurs multi-niveaux, sont (Figure III.20) :

- Les onduleurs multi-niveaux à structure NPC (**Neutral Point Clamped**), [Nabae & Akagi 1981] [22]. La figure III.20 a donne la topologie d'une phase d'un NPC 3 niveaux
- Les onduleurs multi-niveaux cascades en ponts "H" ou **HBC** [M. Marchesoni, M. Mazuchelli, & S. Tenconi:1988) [23]]. La figure III.20 b donne la topologie d'une phase d'un HBC 5 niveaux.
- Les onduleurs multi-niveaux à cellules imbriquées, [Meynard & H. Foch 1992]. [24] La figure III.20 b donne la topologie d'une phase d'un MN 5 niveaux.

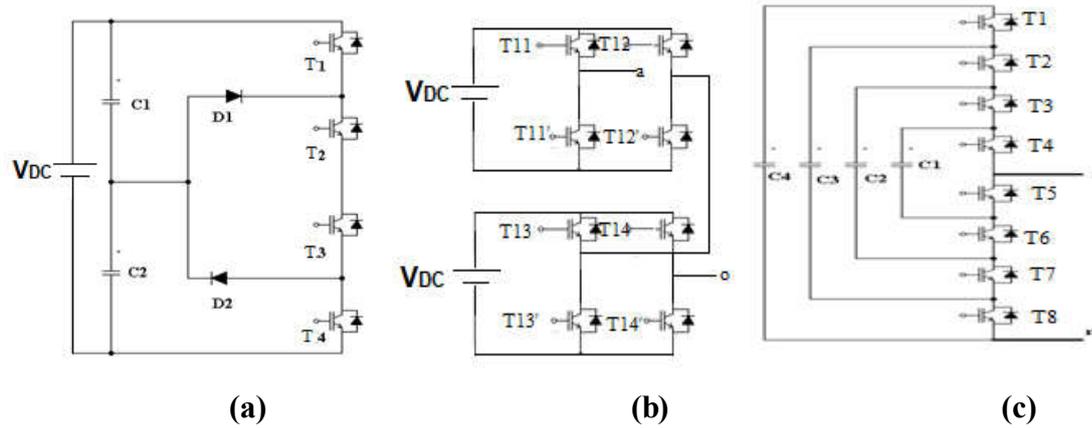


Figure III.20 Topologies des principaux onduleurs multi-niveaux

Le tableau III.2 donne la règle de conception du circuit de puissance pour les différentes topologies. Où :

- n**: le nombre de niveaux de tension obtenus.
- S**: le nombre de sources à courant continu.
- K**: le nombre de commutateurs principaux.
- D**: le nombre des diodes principales.
- DC**: le nombre des diodes clampées.
- C**: le nombre de condensateurs d'équilibrage.

Tableaux III.2 : Nombres de composants nécessaires pour n niveaux par phase

Topologie	n	s	K	D	Dc	C
NPC	n	n-1	2(n-1)	2(n-1)	(n-1).(n-2)	0
Cellules imbriquées	n	n-1	2(n-1)	2(n-1)	0	(n-1).(n-2)/2
H-Cascade	n	(n-1)/2	2(n-1)	2(n-1)	0	

En résumé, l'objectif principal d'un convertisseur multi-niveaux est de synthétiser une tension ou un courant alternatif avec une qualité améliorée, contribuant également à préserver les problèmes de qualité de l'alimentation. Par conséquent, l'objectif principal des convertisseurs multi-niveaux est de

- (a) traiter les limitations des semi-conducteurs dans les applications haute tension ;
- (b) traiter des limites de la fréquence de commutation ;
- (c) améliorer la qualité de l'alimentation ;

(d) améliorer la modularité et/ou l'évolutivité ; et (e) traiter de la **contrôlabilité** (Karwatzki et Mertens, 2018). [25]

III.5.1 L'onduleur NPC 3 N

III.5.1 Topologie : circuit de puissance

La figure III.21 montre la structure d'un onduleur NPC triphasé à trois niveaux. Il est composé de deux condensateurs pour une liaison CC commune, de quatre interrupteurs actifs Ta1, Ta2, Ta3 et Ta4 et de deux diodes de blocage Da1 et Da2 dans chaque phase. Les interrupteurs Ta1 et Ta3 et Ta2 et Ta4 sont deux paires complémentaires et concerne la phase a. De même, les interrupteurs Tb1, Tb2, Tb3 et Tb4 sont des paires complémentaires dans la phase b et les commutateurs Tc1, Tc2, Tc3 et Tc4 sont des paires complémentaires dans la phase c. Si E est la tension d'entrée. Les 3 états ou séquences de commutation possibles sont résumés au tableau III.3

Tableau III.3 Séquences de fonctionnement d'un onduleur NPC 3N

SEQUENCES	Ta1	Ta2	Ta3	Ta4	Va0
Séquence 1	1	1	0	0	E/2
Séquence 2	0	1	1	0	0
Séquence 3	0	0	1	1	-E/2

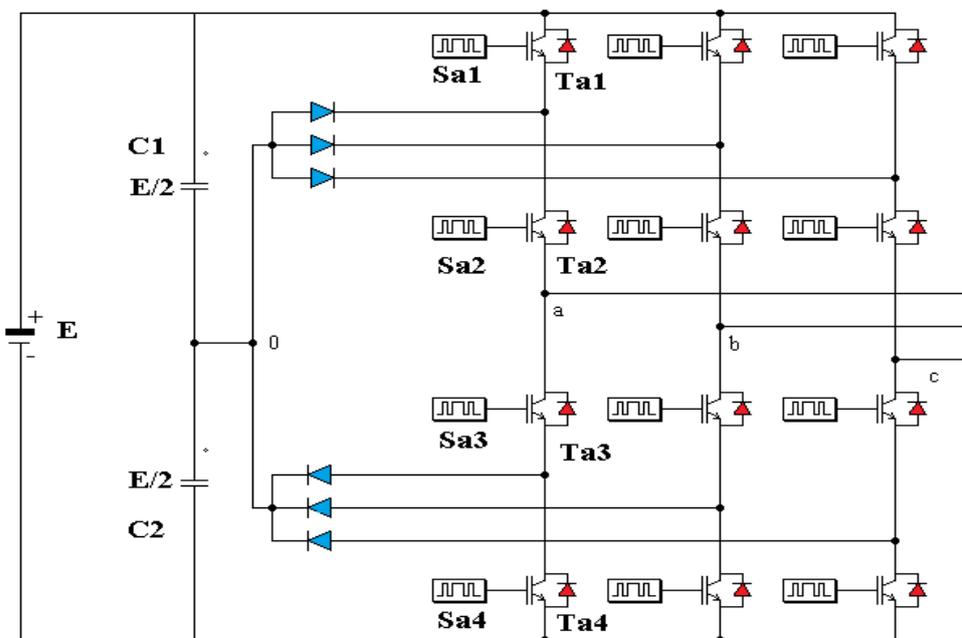


Figure III.21 Topologie d'un onduleur NPC 3 N.

III.5.1.2 Circuit de commande à 2 porteuses

La MLI ou PWM est une technique de modulation largement utilisée dans les onduleurs à deux et trois niveaux, où une seule porteuse triangulaire et une (dans les onduleurs à deux niveaux) ou deux (dans les onduleurs à trois niveaux) tensions de référence sont utilisées. La popularité de cette technique est due à sa facilité de mise en œuvre, en particulier en ce qui concerne les systèmes de contrôle basés sur un processeur de signal numérique (DSP), et à l'établissement d'une fréquence de commutation fixe, qui est utile pour dimensionner les filtres passifs de sortie du convertisseur. De plus, comme la plupart des onduleurs contiennent des paires complémentaires de commutateurs actifs, une porteuse triangulaire peut être utilisée pour générer une paire de signaux complémentaires pour les commutateurs.

Pour générer des impulsions de commande PWM pour les onduleurs multi-niveaux, Chaque onduleur à N niveaux, N-1 porteuses sont nécessaires pour satisfaire le tableau de commutation de chaque onduleur. Pour un onduleur 3niveaux, 2 porteuses superposées sont utilisées pour assurer les 03 séquences définies au tableau III.3

Dans cette technique, la référence (dans notre cas les harmoniques identifié) est comparée en permanence avec chacune des 02 porteuses triangulaires. Si la référence est supérieure à un signal triangulaire, le signal de sortie vaut 1, donc l'interrupteur correspond à cette modulation est actif, si la référence est inférieure à un signal triangulaire, le signal de sortie change donc d'état. La figure III.22

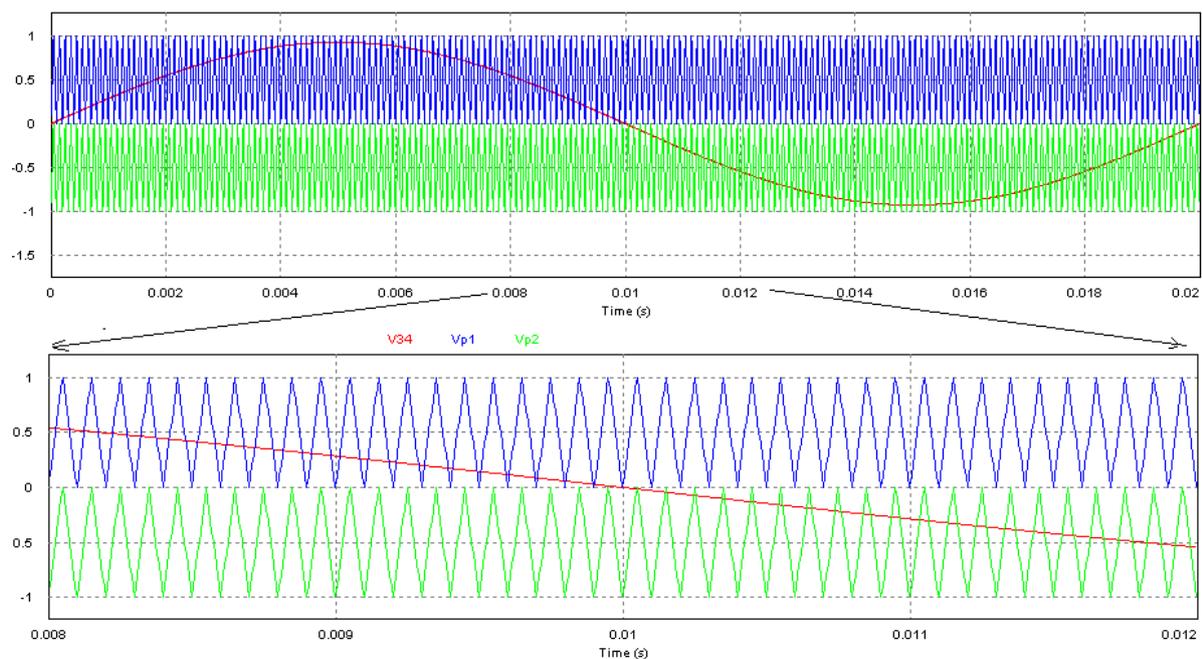


Figure III.22 Commande de l'onduleur NPC 3N avec 2 porteuses.

Lorsque la référence est un signal sinusoïdal les tensions de sortie simple et composé de l'onduleur sont données par la figure III.23

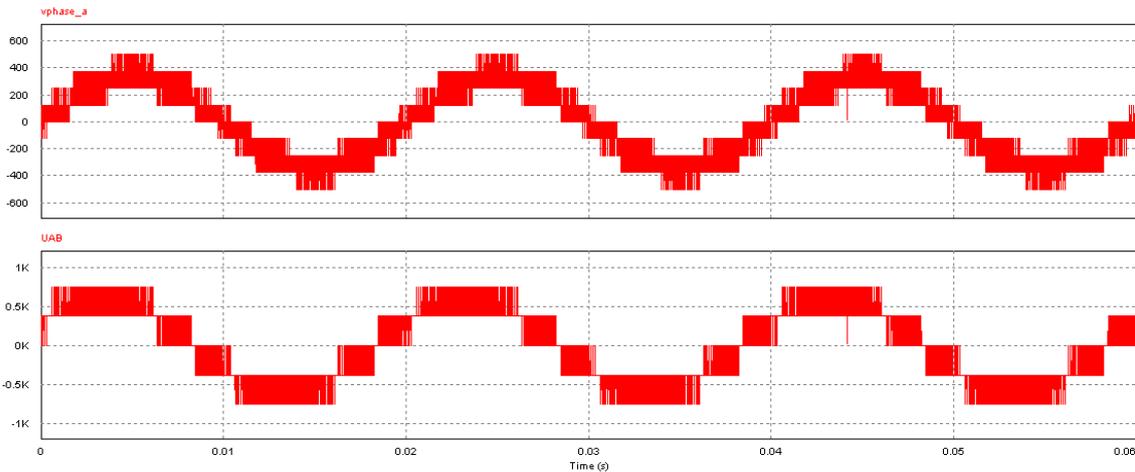


Figure III.23 tensions simple et composée d'onduleur NPC 3 N

III.5.2 mise en œuvre d'un filtre actif NPC 3niveaux

Dans ce qui suit nous allons présenter et analyser le fonctionnement d'un onduleur actif parallèle triphasé de type NPC 3 niveaux associé à un réseau électrique dans le cas de régime de fonctionnement : équilibré, déséquilibré et distordu. La simulation est réalisée sous Matlab/Simulink.

III.5.2.1 Filtre actif NPC 3N pour un réseau équilibré

Pour ce régime nous avons utilisé la méthode d'extraction basée sur les puissances instantanées dite PQ théorie décrite au paragraphe III.3.2. Le montage étudié est donné par la figure III.24.

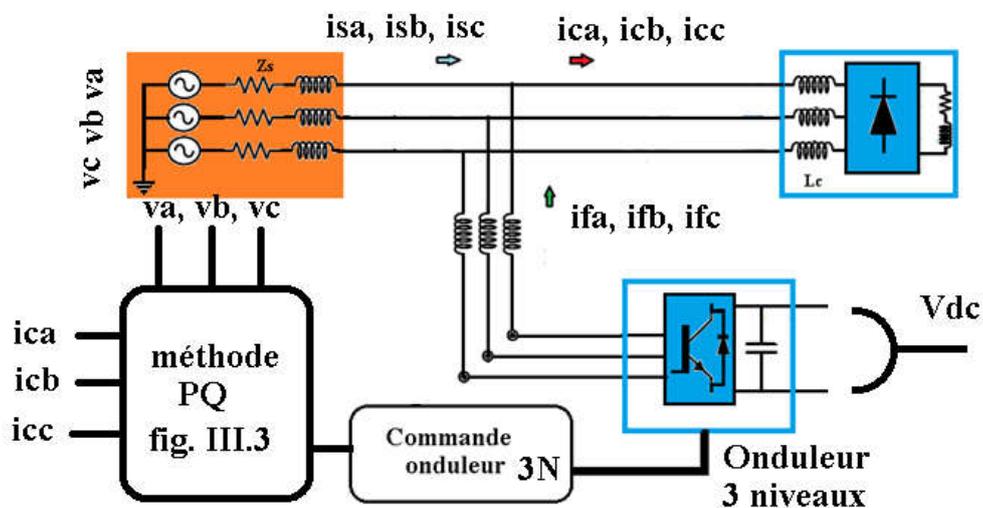


Figure III.24 Montage Global filtre NPC 3N

Le schéma détaillé sous Matlab/Simulink est donné par la figure III.25 dans la page suivante.

a) Paramètres de simulation

Les paramètres de simulations sont donnés par le tableau III.4

Tableau III.4 Paramètres de simulation

Paramètres	valeur
Vsource	230V/400V/50Hz
Rs, Ls	0.5 m Ω , 1910 ⁻⁶ H
Charge redresseur	Rch = 6 Ω , Lch=20mH
Vdc	750V
Lc	1mH
Lf	1mH
Commande	PWM 10kHz

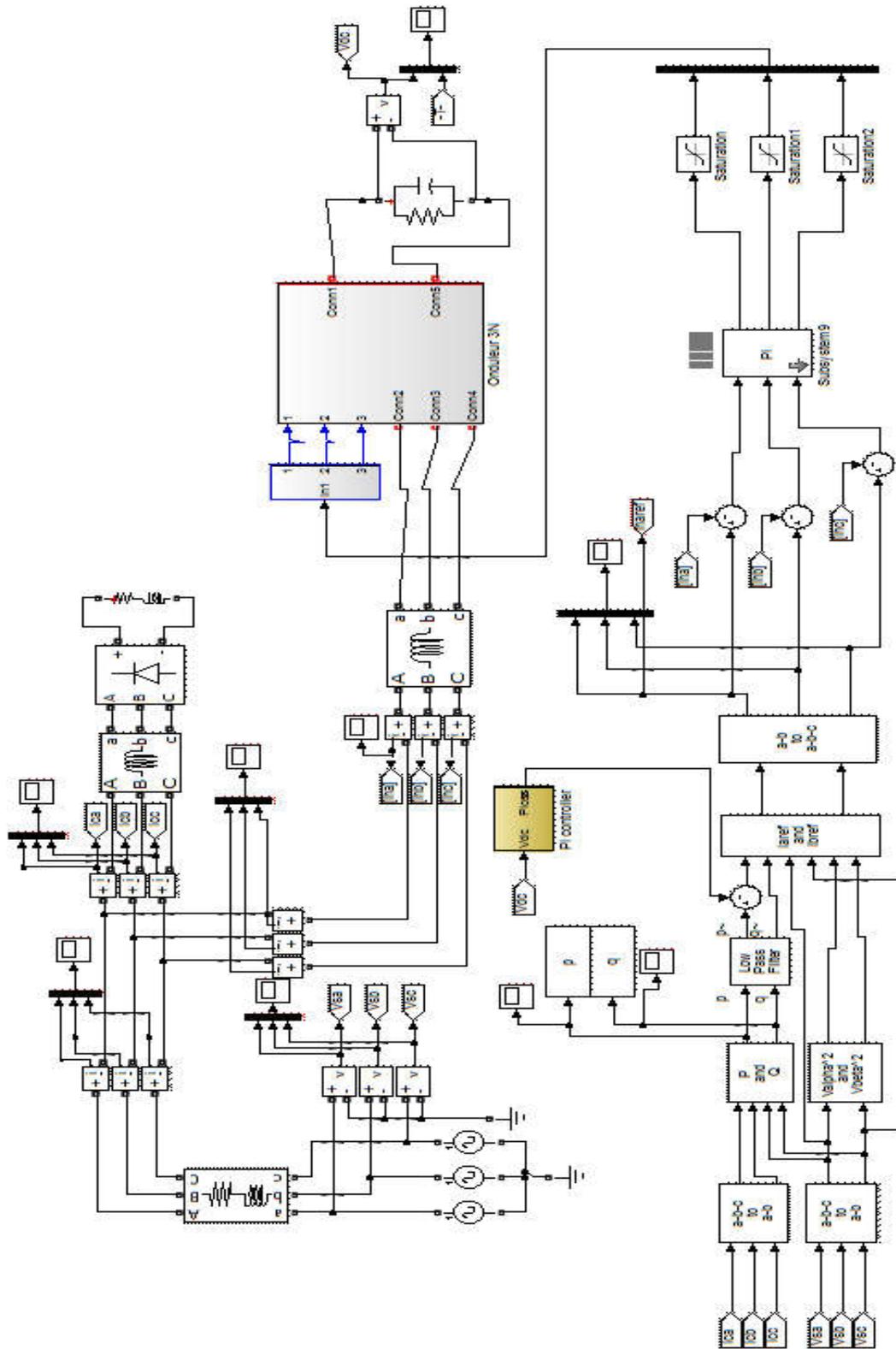


Figure III.25 Schéma de simulation sous Matlab/Simulink.

b) Résultats de simulation

Les résultats de simulation de ce régime sont donnés par les figures d'III.26 à III.29

La figure III. 26 donne le courant de la phase du courant de compensation injecté au réseau.

La figure représente les courants de source avant le filtrage. Le THD pour chaque phase est de 23.7% déjà présenté dans les paragraphes précédents.

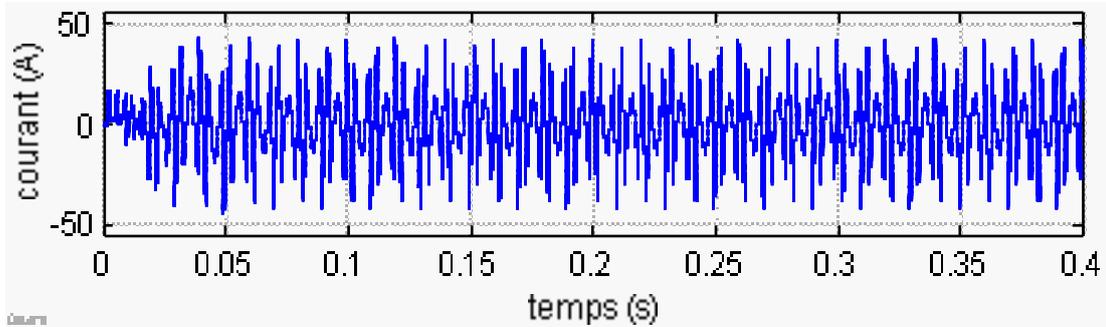


Figure III.26 Courant de compensation (phase a) injecté au réseau

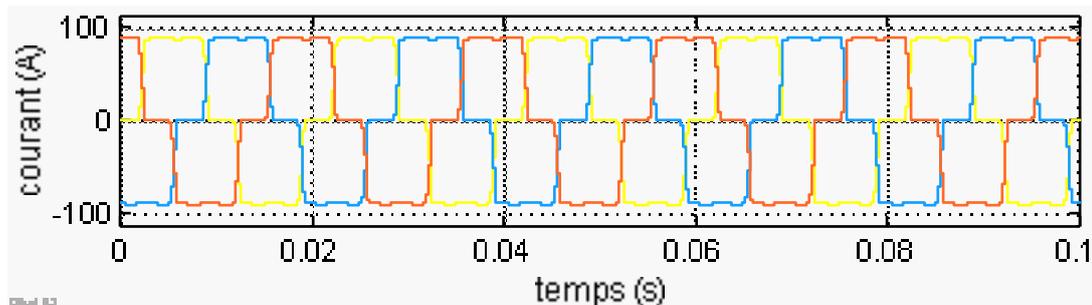


Figure III.27 Courants de source avant filtrage

Les courants de sources après filtrage sont donnés par la figure III.28. Le THD et le spectre du courant de source de la phase sont donnés par la figure III.29. le THD obtenu est de 3.08% valeur admise par les normes.

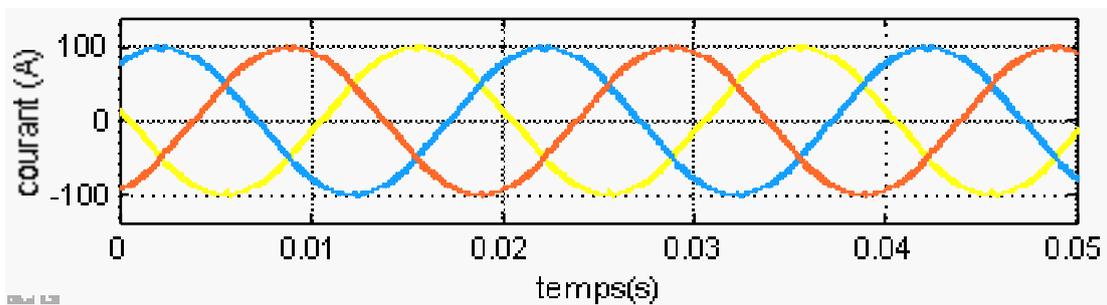


Figure III.28 Courants de source après filtrage

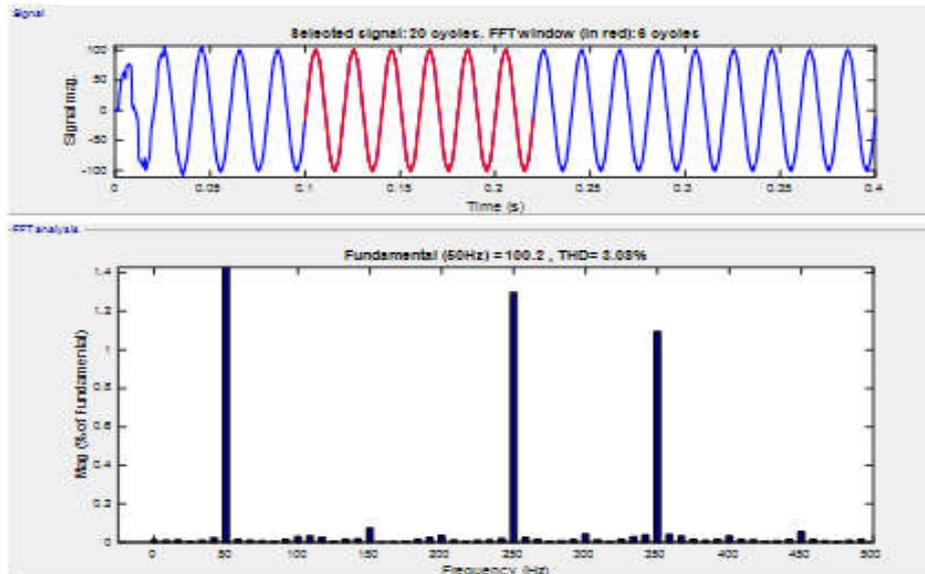


Figure III.29 Spectre du courant de source après filtrage

La figure III.30 donne la tension aux bornes du condensateur à l'entrée de l'onduleur, après un régime transitoire de 50 ms il s'est établi à la tension de référence. $V_{DC}=750V$.

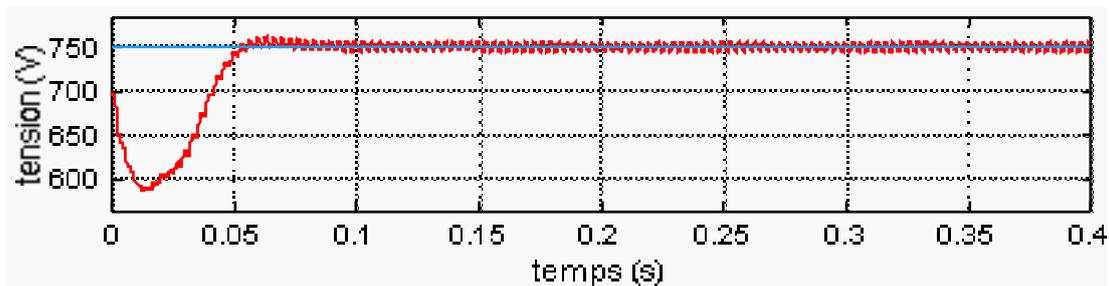


Figure III.30 Tension régulée aux bornes du condensateur à l'entrée de l'onduleur

La figure III.31 montre que le courant et la tension de source après filtrage sont en phase, ce qui démontre que la puissance réactive est compensée.

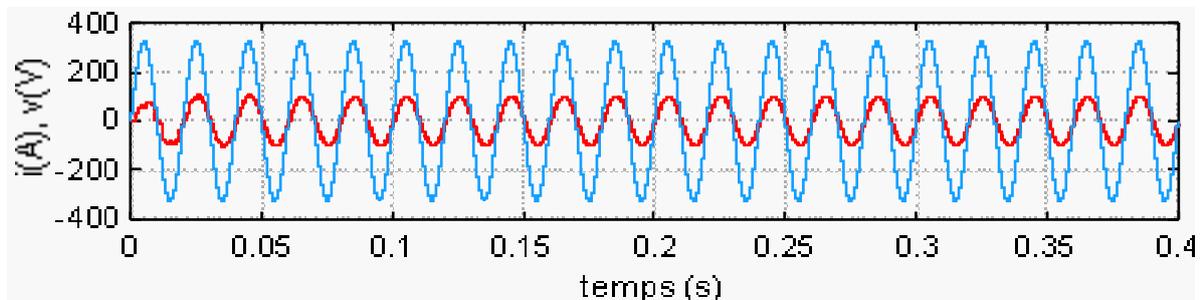


Figure III.31 Courant et tension de la phase a de la source

Selon la figure III.32 la puissance active mise en jeu est de l'ordre de 40 kW.

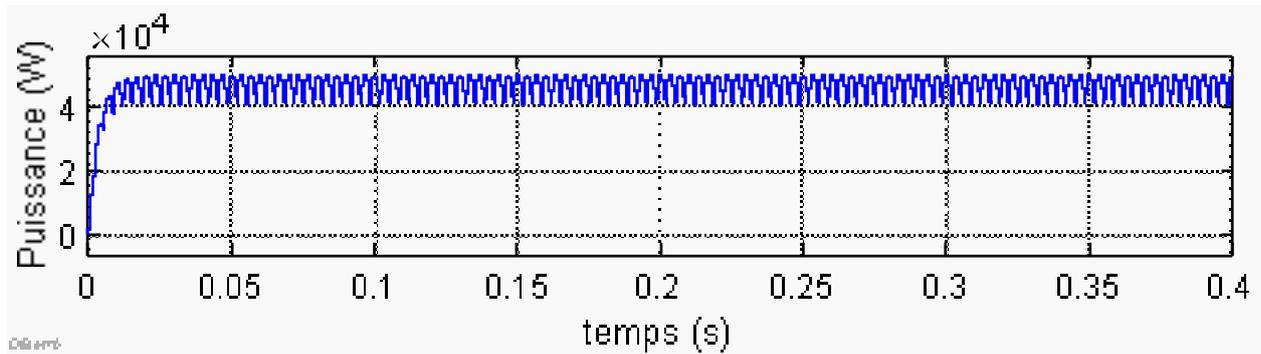


Figure III.32 Puissance active fournie par le réseau

La figure III.33 représente les courants de source après un test en régime déséquilibré ($V_a=180V$, $V_b=230V$ et $V_c=230V$), elle montre que les courants restent fortement distordus après filtrage le THD du courant de la phase a et remonté à 8.14 % comme l'atteste la figure III.34

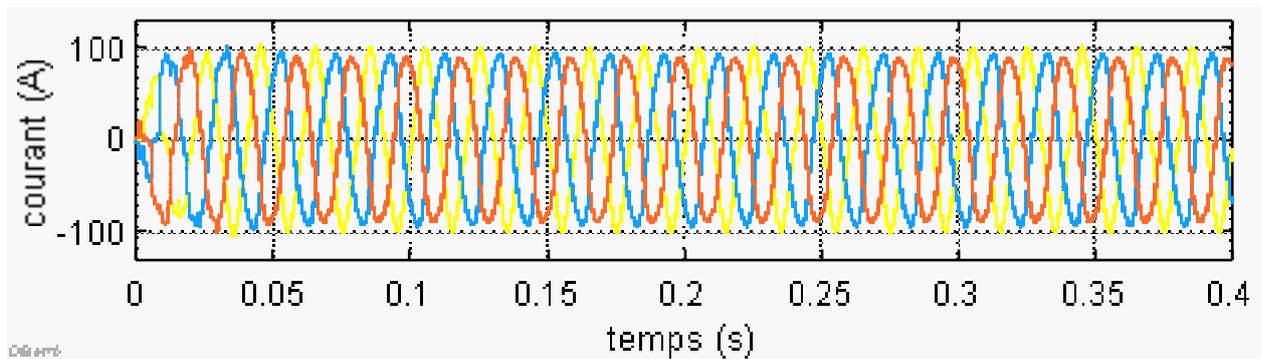


Figure III.33 courant de source en régime déséquilibré avec la méthode PQ th

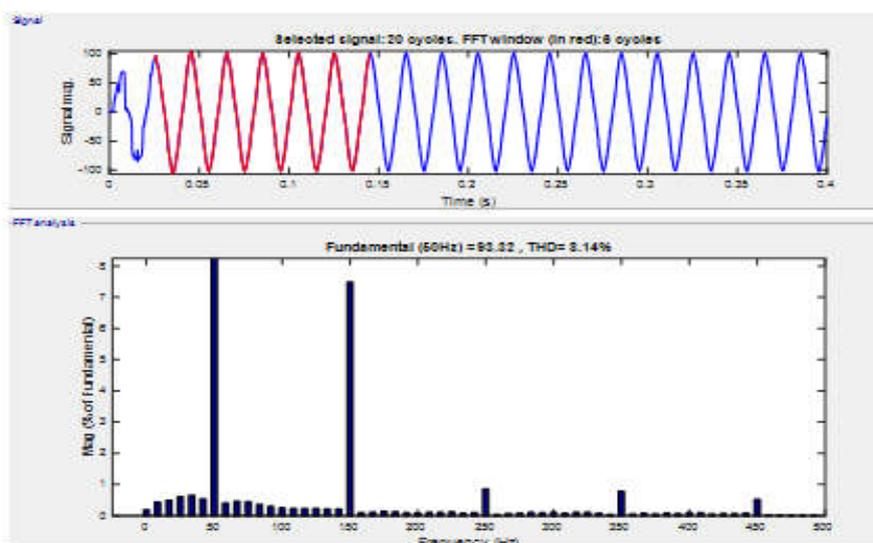


Figure III.34 Spectre courant de source phase a en régime déséquilibré avec la méthode PQth

III.5.2.2 Filtre actif NPC 3N pour un réseau déséquilibré

Pour ce régime nous avons utilisé la méthode SRF avec PLL (Phase Locked Loop ou Boucle à Verrouillage de Phase en français) **Classique** décrite au paragraphe III.3.2.2. Tout d'abord cette technique est validée en régime équilibré, dont les résultats ne sont pas présentés pour gagner l'espace, puis nous avons effectué un déséquilibre.

a-Paramètres de simulation

Tableau III.4 Paramètres de simulation

Paramètres	valeur
Vsource	Va=180V, Vb=230V, Vc=230V, 50Hz
Rs, Ls	0.5 m Ω , 1910 ⁻⁶ H
Charge_redresseur	Rch = 6 Ω , Lch=20mH
Vdc	750V
Lc	1mH
Lf	1mH
Commande	PWM 10kHz

b-Resultats de simulation

Les courants de source avant filtrage sont donnés par la figure III.35. Le THD et le spectre du courant de source de la phase a sont donnés par la figure III.36. le THD mesuré est de 25.75% De memeordre de grandeur que pour le régime précédent.

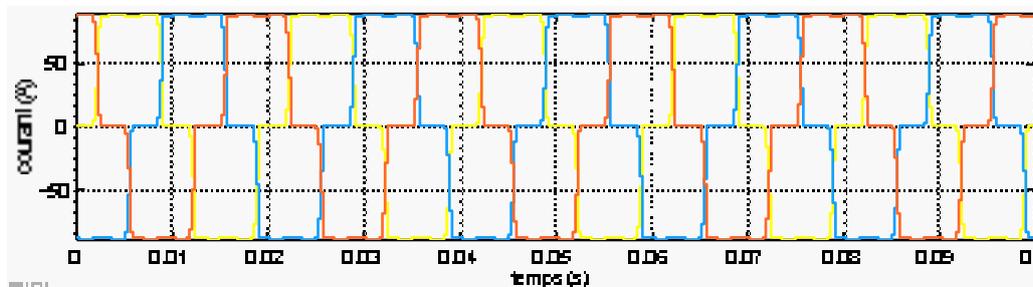


Figure III.35 Courants de source avant filtrage, cas du régime déséquilibré

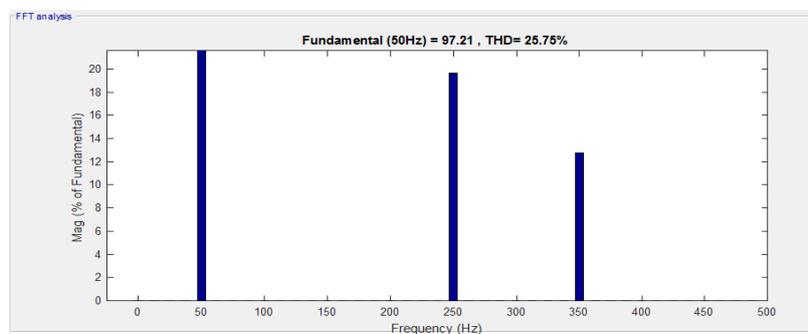


Figure III.36 Spectre et THD du courant de source phase avant filtrage, cas régime déséquilibré

La figure III.37 donne le courant de compensation injecté dans la phase a. La figure III.38 représente les courants de source après filtrage.

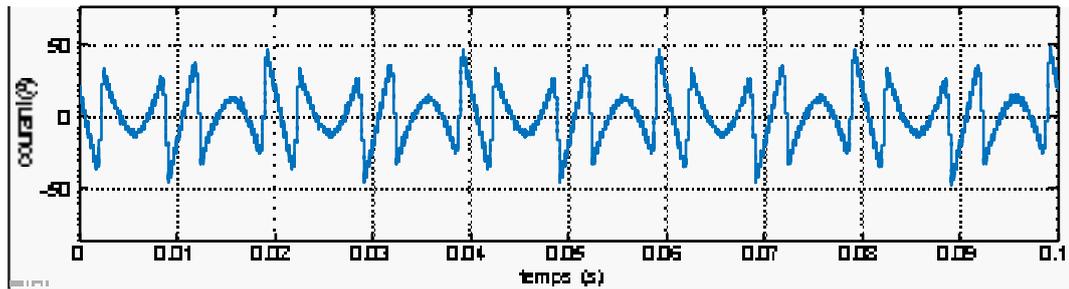


Figure III.37 Courant de compensation produit par le filtre

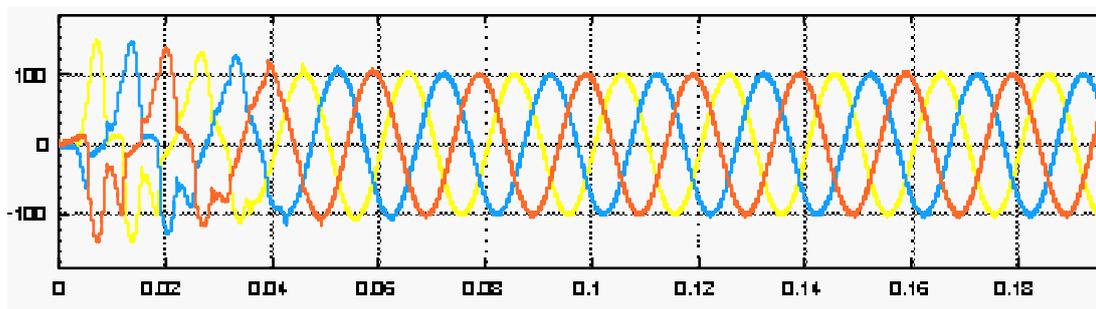


Figure III.38 Courants de source après filtrage

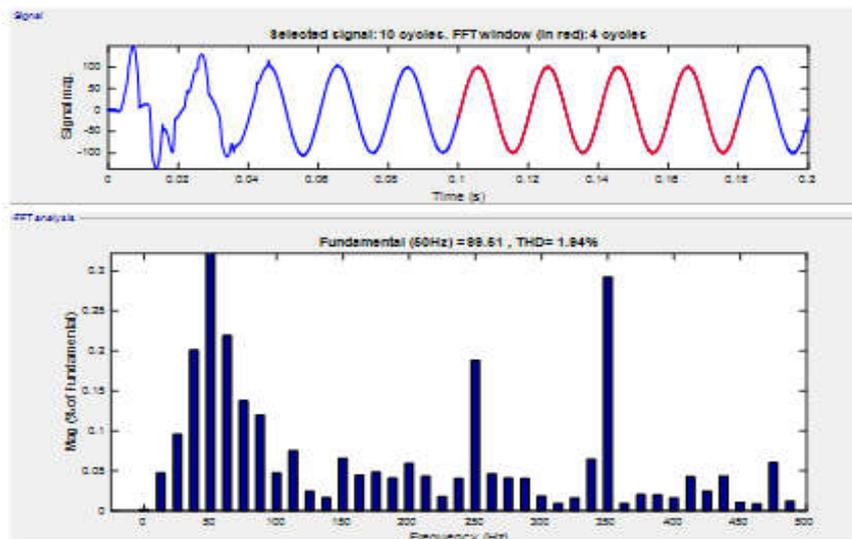


Figure III.39 Spectre du courant de source après filtrage

Un THD de 1.94% du courant de source de la phase donné par la figure III.39 montre l'efficacité de cette méthode pour le régime en déséquilibré. Contrairement au régime précédent le spectre montre la présence d'inter-harmoniques (entre 50Hz et 100 Hz) ainsi que l'harmonique habituellement absente en régime équilibré.

La figure III.40 représente la tension aux bornes du condensateur, le régime transitoire plus long et avec un dépassement de la référence montre que les correcteurs peuvent être encore ajustés.

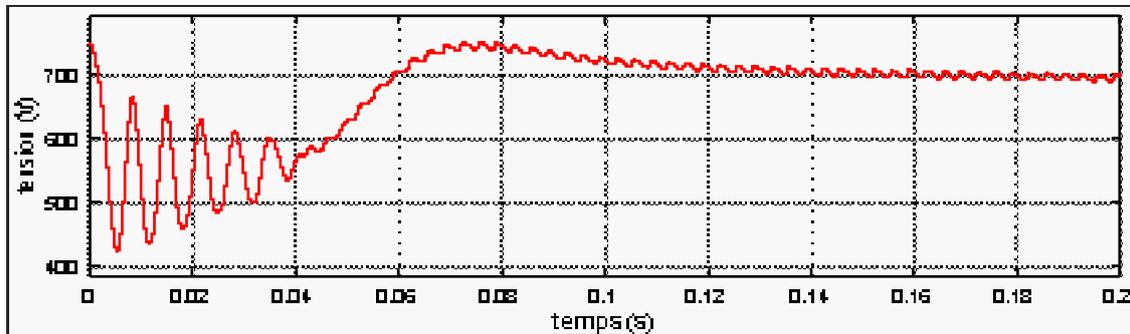


Figure III.40 tension V_{DC} régulée à l'entrée d'onduleur, cas du régime déséquilibré

III.5.2.3 Filtre actif NPC 3N pour un réseau distordu

Pour ce régime nous avons utilisé la méthode SRF avec la **DSOGI-PLL** décrite au paragraphe III.3.2.3

c- Paramètres de simulation

Le régime distordu est obtenu en ajoutant l'harmonique h_3 , de valeur efficace égale 100V, à la tension de source de la phase à, le reste des paramètres restent inchangé.

d- Résultats de simulation

La figure III.41 représente les tensions de source en régime distordu. Le THD de la tension obtenue est de 48,4% comme l'indique la figure III.42.

La figure III.43 donne les courants de source avant filtrage, le spectre et le THD du courant de la phase a sont donnés par la figure III.44. Le spectre montre la présence de l'harmonique avec un THD individuel de l'ordre de 25% quand au THD il est égal à 26.3%.

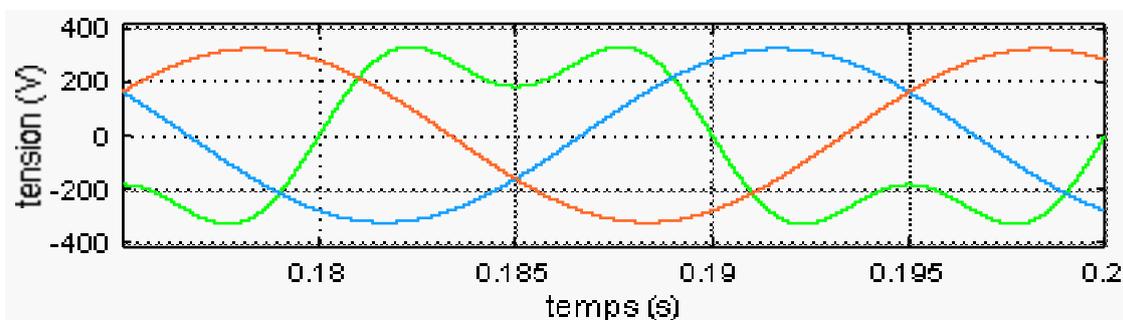


Figure III.41 tension de sources en régime distordu

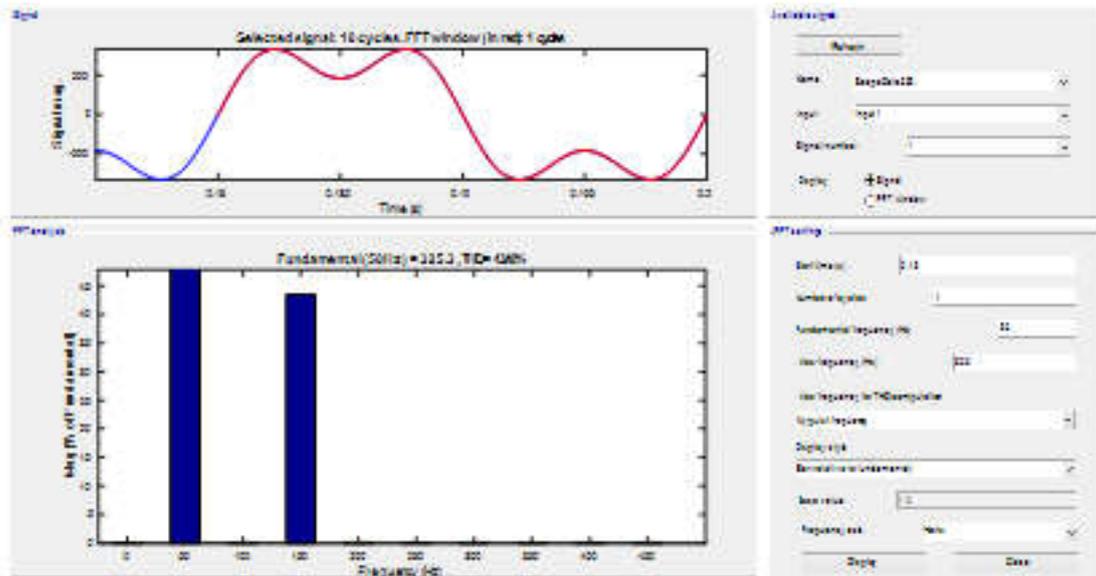


Figure III.42 Spectre et THD de la tension distordue

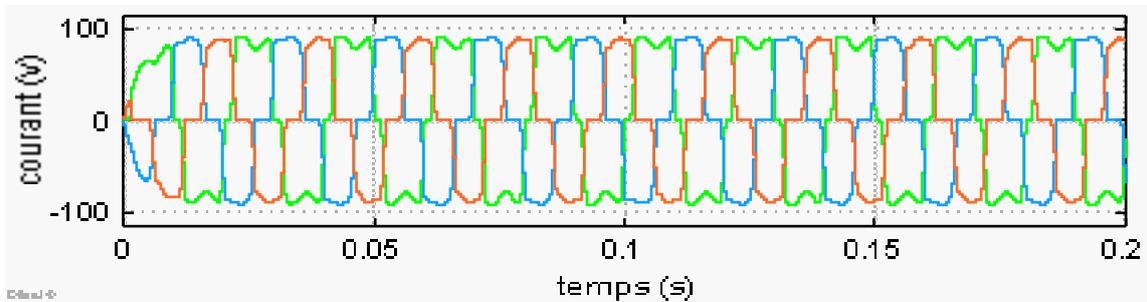


Figure III.43 Courants de source avant filtrage, cas du régime distordu

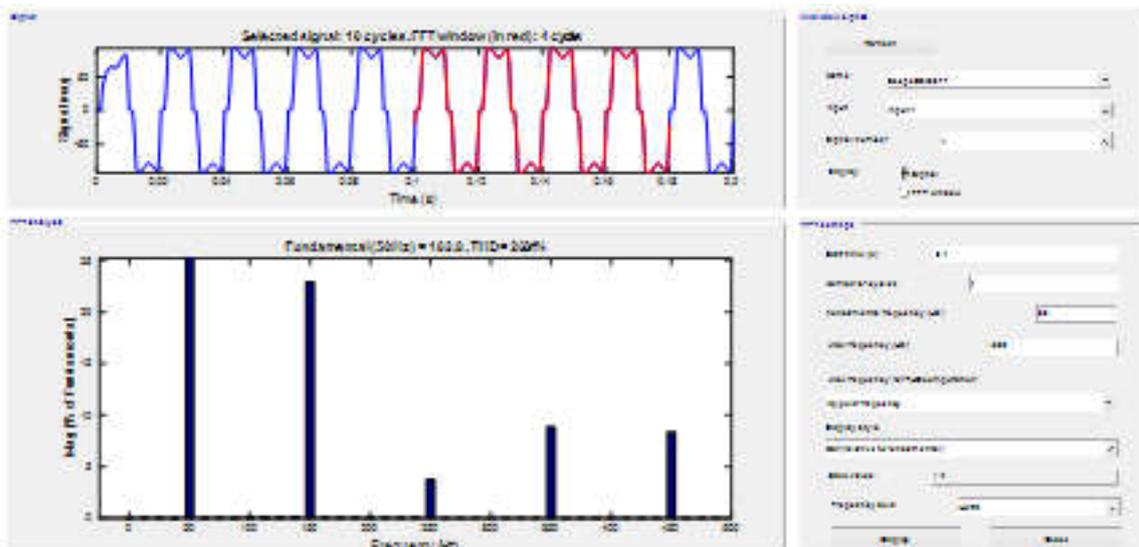


Figure III.44 Courants de source avant filtrage, cas du régime déséquilibré

La figure III.45 représente la tension V_{DC} avec sa référence qui est égale à 750V de 0 à 0.1s puis égale à 1500V au delà de 0.1s. la courbe de la tension que les correcteurs de la tension V_{DC} fonctionnent correctement malgré les dépassement brusque au moment du changement de la référence.

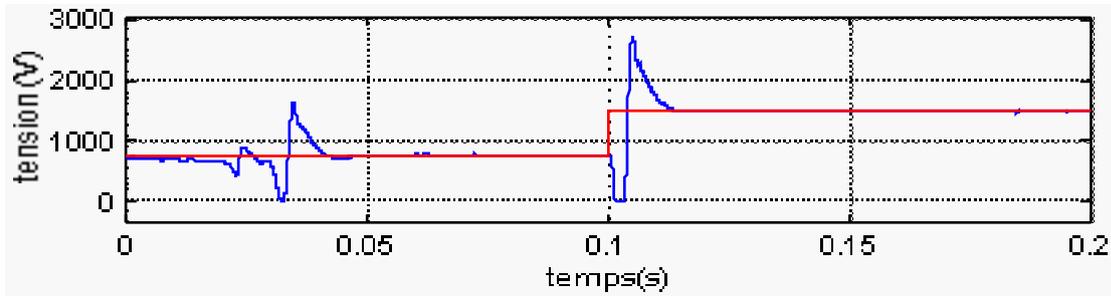


Figure III.45 Tension V_{DC} aux bornes du condensateur et sa référence.

La figure III.46 nous donne les courants après filtrage, elle montre des oscillations au moment du changement de la référence à 0.1s pour la suite les courants ont des allures sinusoïdales. Le THD indiqué par la figure III.47 donne 7.45%.

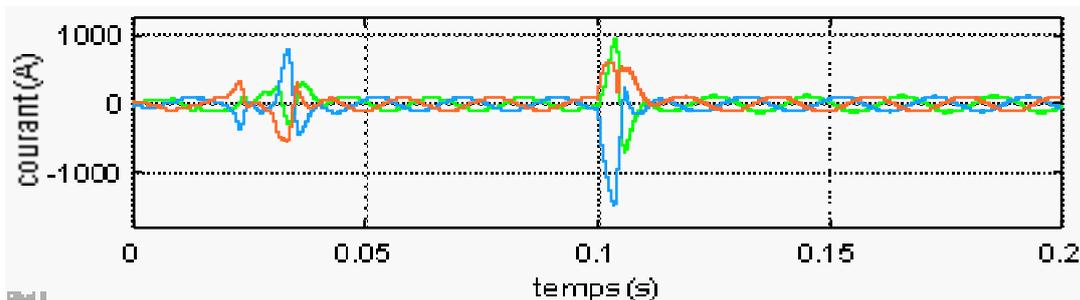


Figure III.46 Courants de source après filtrage, cas du régime distordu

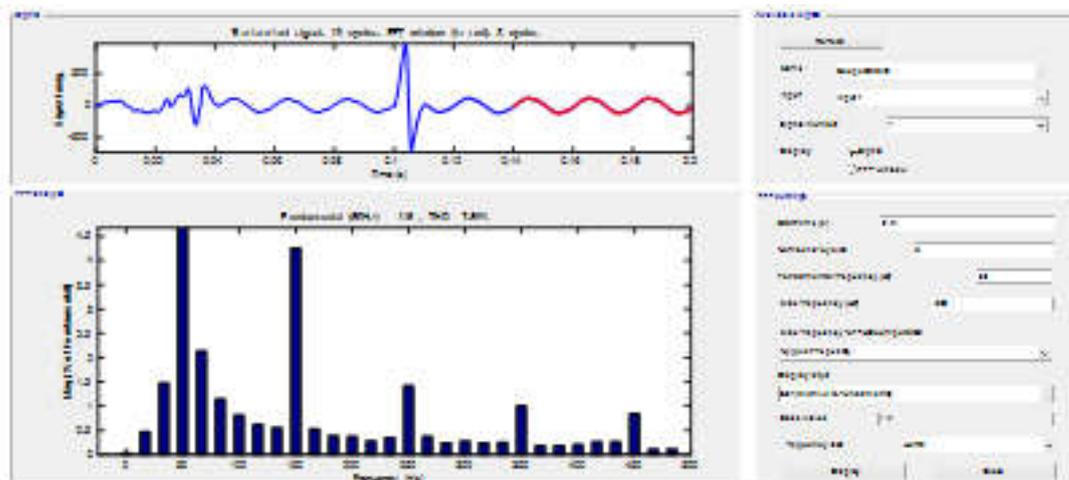


Figure III.47 THD et spectre du courant de source phase a après filtrage, cas du régime distordu.

III.6 CONCLUSION

En vue d'appliquer les filtres actifs au raccordement des générateurs photovoltaïques, nous avons tout d'abord présenté trois méthodes d'identification utilisées dans le filtrage actif. La première celle de la méthode des puissances instantanées dont l'application est réservée à un réseau équilibré. Ensuite nous avons présenté la méthode SRF avec deux PLL différentes une PLL classique et une PLL type DSOGI-PLL la première dédiée à un régime équilibré et la seconde à un régime distordu.

La deuxième partie chapitre a été consacrée à la simulation d'un filtre actif 2 niveaux et un filtre actif NPC 3 niveaux dans les trois régimes de fonctionnement du réseau (équilibré, déséquilibré et distordu). Les résultats obtenus ont validées les techniques de commande choisies.

CHAPITRE IV
LES ONDULEURS PV DEUX NIVEAUX
CONNECTENT AU RESEAU

IV.1. INTRODUCTION

Ces dernières années, les sources d'énergies renouvelables (SER) nécessitent plus des services auxiliaires dans le réseau comme les centrales électriques conventionnelles. De plus, ces sources d'énergies renouvelables doivent fournir une énergie propre au réseau avec une distorsion harmonique totale (THD) minimale. Les centrales photovoltaïques sont en progression dans la production mondiale d'électricité en raison du développement des panneaux solaires et des onduleurs photovoltaïques de leurs principaux équipements [1]. Malheureusement, les systèmes photovoltaïques ne fonctionnent que le jour lorsque l'irradiation est disponible alors qu'il s'arrête la nuit. En d'autres termes, elles ne fourniront pas de puissance active en continu au réseau et leur taux de disponibilité est faible par rapport à la centrale électrique classique [2]. Plusieurs études [3], [4], [5], [6] sont en cours pour améliorer la qualité du système d'énergie PV. Toutes ces études sont basées sur la combinaison d'un filtre actif avec des systèmes photovoltaïques pour injecter de la puissance active avec des faibles niveaux de distorsion harmonique totale.

L'onduleur est l'équipement clé dans un système photovoltaïque car il peut contrôler et fournir les puissances active et réactive [7]. Le système PV peut également contribuer à améliorer la qualité de la régulation de l'énergie, de la tension et de la fréquence [8]. De plus, son rôle principal est de transformer l'énergie de courant continu (DC) en AC afin d'adapter les paramètres PV avec le réseau [9]. Dans le système PV, deux types d'onduleurs sont les plus utilisés, l'onduleur à source de tension (VSI) et un onduleur à source de courant (CSI). Le premier convertisseur VSI a besoin d'un condensateur de liaison CC pour générer une tension CC constante et nécessite une inductance de filtre AC pour générer une tension AC. Dans ce travail, un onduleur de source de tension (VSI) est utilisé à la place d'un onduleur de source de courant (CSI) pour assurer la fourniture de puissance réactive [10]. Pour réaliser la fonction de filtration l'onduleur PV doit injecter le courant inverse pour compenser le courant non linéaire [11]. Cette fonction nécessite également une source pour alimenter la source de tension onduleur, dans notre cas; deux condensateurs DC sont utilisés dans ce système [12]. Le contrôle du filtre doit prendre en compte le contrôle de la tension continue. Lorsqu'un système photovoltaïque devient indisponible la nuit ou pendant les jours de faible éclaircissement, l'installation reste fonctionnelle et compense les harmoniques du réseau [2], ceci est considéré comme un autre avantage de ce modèle. Plusieurs méthodes [13], [14], [15] sont utilisées pour contrôler les onduleurs PV, la majorité de ces méthodes pourraient injecter la puissance active et réactive au réseau, avec des harmoniques faibles ou élevées.

Cette thèse présente une analyse et une simulation d'un système PV connecté au réseau avec filtre de puissance active (APF). L'avantage de cette topologie est de fonctionner avec un seul onduleur source de tension pour contrôler les puissances actives et réactives et compenser les harmoniques, contrairement aux topologies classiques qui nécessitent deux onduleurs pour cette fonction. Le contrôle du système proposé est basé sur la théorie de la puissance instantanée, et la stratégie de commande (SRF) pour appliquer ce système. Cette thèse est organisée comme suit, dans la section 2, nous avons décrit notre modèle et les différents équipements. Dans la section 3, nous avons présenté le contrôleur utilisé dans le modèle et dans la dernière section; nous avons validé notre modèle dans le Matlab/Simulink.

IV.2 DESCRIPTION DU SYSTEME

Le système étudié est composé des panneaux photovoltaïques et un condensateur à l'entrée du convertisseur élévateur avec un « tracker » du point de puissance maximale (MPPT), d'un condensateur DC d'entrée, d'un onduleur de source de tension (VSI) à deux niveaux de tension d'un filtre inductif, voir figure IV.1 Le système global est connecté au réseau et à la charge non linéaire, d'autre part [6] utilise une solution alternative avec un contrôleur résonant proportionnel avec un gain infini à la fréquence de résonance, le contrôleur de résonance proportionnel peut atteindre des performances élevées à la fois dans l'élimination des erreurs en régime permanent dans le cadre stationnaire et la minimisation de la distorsion du courant de charge, donc le système global multifonctionnel [16], [17], le rôle du APF est limité pour la compensation des harmoniques et la puissance réactive générée par la charge non linéaire, cette structure permet aussi d'assurer l'alimentation du filtre actif à travers le bus continu d'une part, et fournit la puissance active nécessaire pour la charge et injecte le surplus de la puissance active dans le réseau d'alimentation comme deuxième fonction. Le comportement du filtre actif est changé avec le changement des conditions climatiques imposées [16].

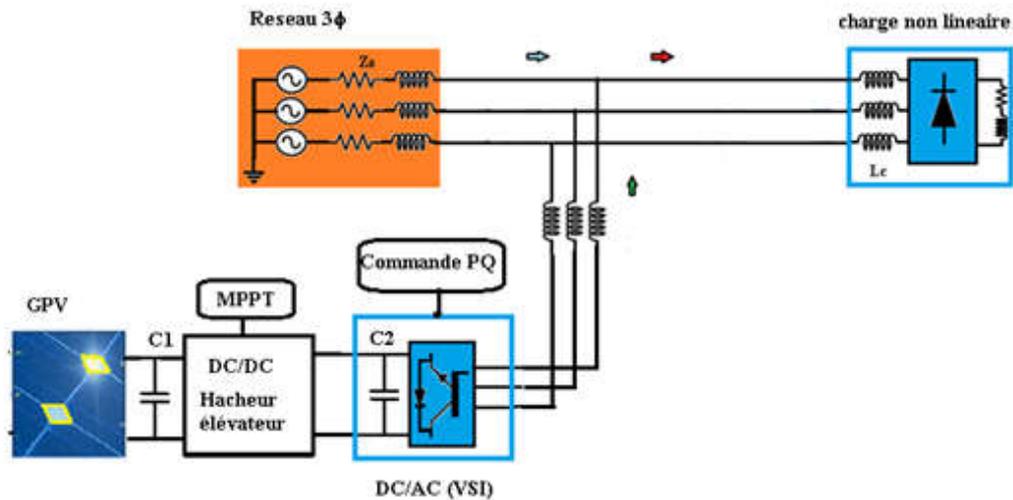


Figure IV.1 Le schéma synoptique de système PV-APF.

IV.3 LE SYSTEME PV SEUL

IV.3.1 les panneaux photovoltaïques

Le système étudié est composé de modèle simple d'une cellule PV comprend de cinq paramètres, une source de courant continu I_{ph} , une diode de dérivation, une résistance shunt R_p et une résistance série R_s [9] et N le facteur de qualité de la diode ($N=2$ pour une diode en silicium). Il y a deux paramètres qui influent sur le courant continu, la température ambiante et le rayonnement solaire.

Dans notre simulation dans ce chapitre, nous avons utilisé une tension du réseau $V_{re-rms} = 220V$, et la tension de référence de bus continu $V_{DC-ref} = 500V$, donc la tension de sortie de notre hacheur boost doit être plus que 500V. la simulation avec matlab du champ PV donne les résultats démontré dans le schéma illustré dans la figure IV.2

Le choix de la tension de référence doit être satisfait selon les contraintes ci-dessous, on néglige L_{ft} (une valeur très petite), et respectera la relation suivante

$$\sqrt{\frac{2}{3}} V_{DC-ref} \geq V_{remax} + L_{ft} \left(\frac{di_{re}}{dt} \right)_{max} \quad \text{Donc} \quad \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot 500 \geq \sqrt{2} \cdot 220 \rightarrow 408,24 \geq 311,12V$$

Les paramètres de simulation nous avons utilisé dans notre travail un panneau de type : Sun Power SPR-305-WHT-U, dont les caractéristiques sont données par le tableau (IV.1).

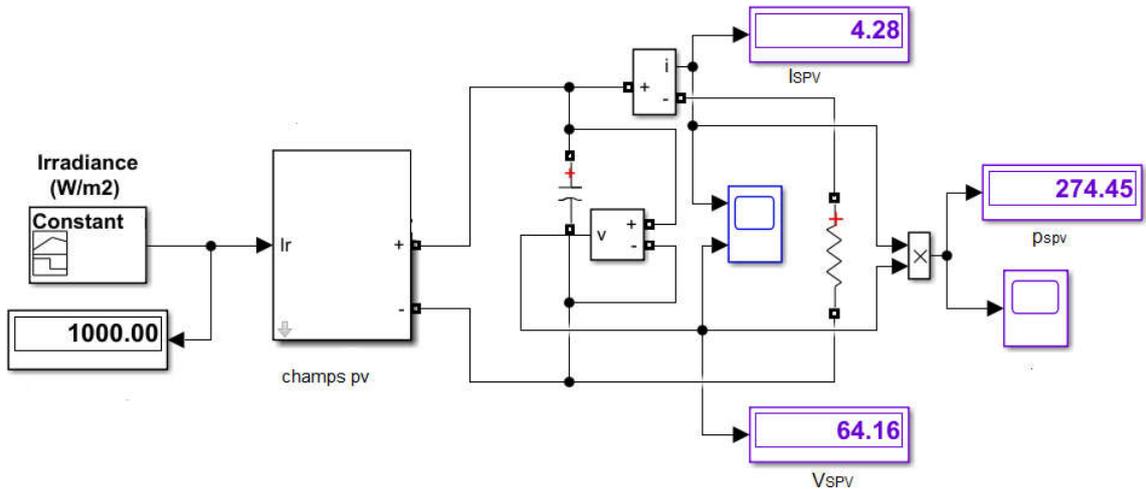


Figure IV.2 la simulation d'un panneau

La simulation indique que la tension du panneau $V_{oc}=64.16V$. Le courant du panneau est 4.28A. La puissance du panneau $P_{spv}=274.45W$, et la puissance max du panneau $P_{spv}=305W$.

Tableau IV.1 Caractéristiques électriques du module Sun Power SPR-305-WHT-U

Température ambiante	T	25	°C
Tension de circuit ouvert	Voc	64.2	V
Courant de court circuit	Icc	5.96	A
Tension de puissance maximale	Vm	54.7	V
Courant de puissance maximale	Im	5.58	A
Puissance maximale	Pm	305	W
Resistance série	Rs	0.3721	<input type="checkbox"/>
Resistance parallèle	Rsh	292.7209	<input type="checkbox"/>

Dans notre travail, nous avons connecté cinq panneaux en sérié, l'association sérié de ces panneaux permet d'augmenter la tension de sortie du champ V_{spv} comme le montre le modèle simulink de la figure IV.3. Sachant que la tension du circuit ouvert du panneau utilisé (Sun Power SPR-305-WHT-U), $V_{oc}= 64.16V$. Ce qui donne une tension pour cinq panneaux en sérié $V_{SPV} = 64.16*5= 320V$, lorsque la charge est résistive $R_{ch}=15\Omega$, et $C_1=800e^{-6}F$.

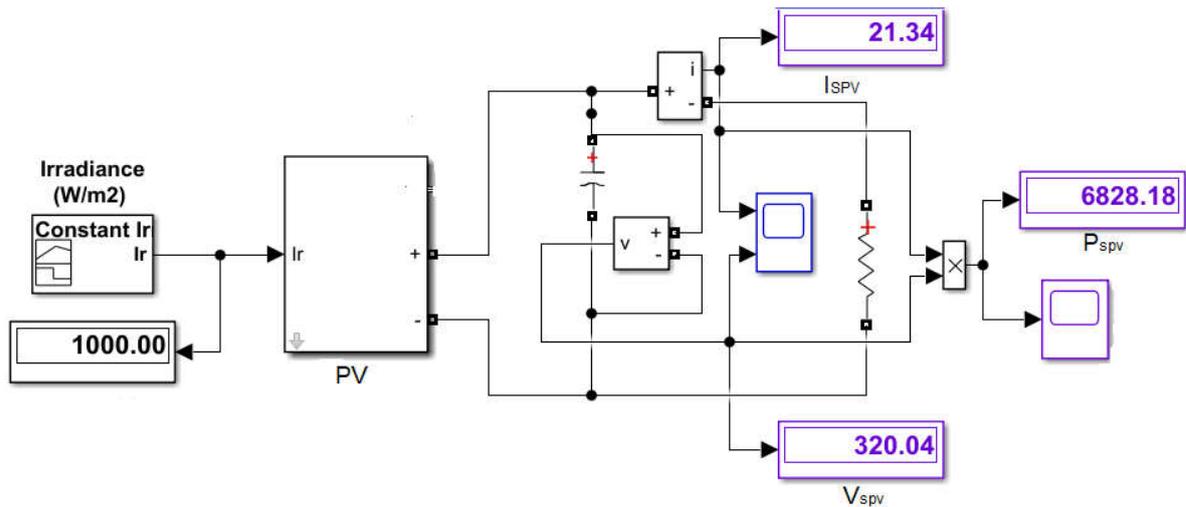


Figure IV.3 simulation du champ pv et le convertisseur DC/DC

IV.3.2 la détection de point de puissance maximal(MPPT)

Il existe plusieurs types de commandes utilisées des techniques pour déterminer le point de puissance maximale PPM. La précision de recherche, le temps de réponse sont les principaux critères qui différencient ces méthodes. Dans le chapitre II nous avons utilisé trois méthodes de commandes MPPT, deux sont des méthodes classiques la technique p&o et la méthode de la conductance incrémentale, et la technique de mode glissant (sliding mode) est une technique de commande intelligente, et nous avons fait la simulation de ces techniques, selon la figure IV.4, cette dernière présente les meilleures performances en termes de précision et une rapidité vers le PPM(vers le régime permanent) c.à.d vers la stabilité du système.

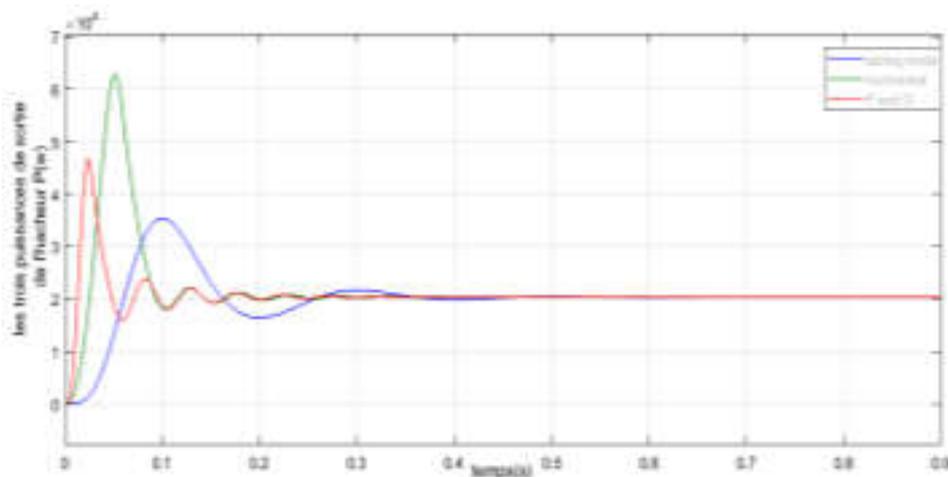


Figure IV.4 Comparaison entre les trois techniques de commande MPPT.

IV.3.3 MPPT et la tension du bus continu V_{DC} sans régulation

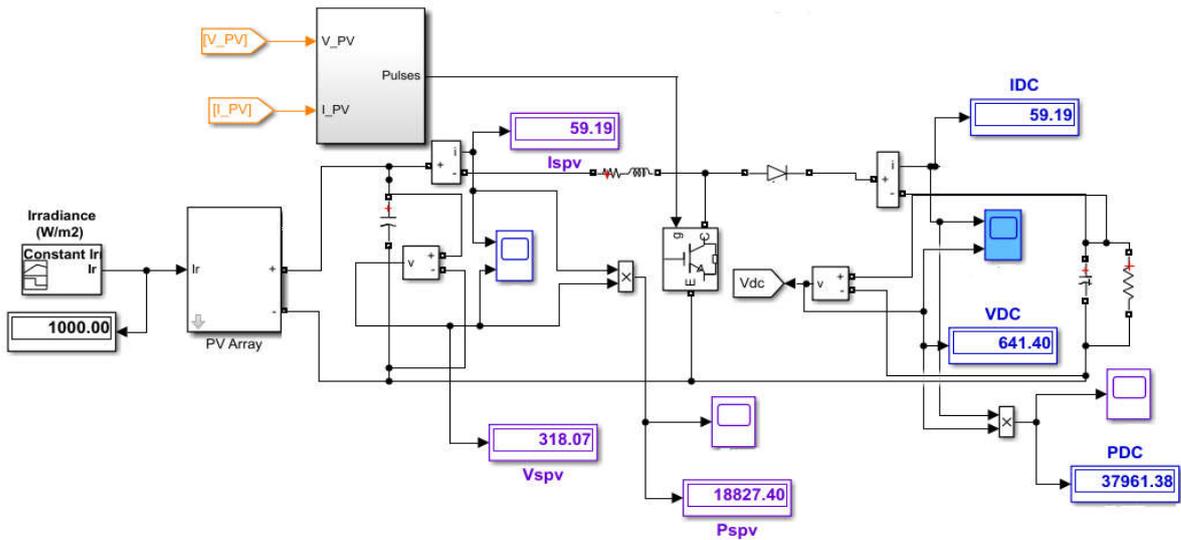


Figure IV.5 le schéma de simulation avec matlab de 5 modules sériés.

La simulation sur matlab avec une charge de $R_{ch}=30\Omega$, et $C_1= 800e^{-6}F$, et $C_2= 10000e^{-6}F$ a donné les résultats suivants :

- tension des 5 panneaux en sérié , $V_{SPV} = 318.07V$.
- tension de bus continu $V_{DC} = 641.40V$, donc $\frac{641.40}{318.07} = 2.01$.

On remarque que tension du champ PV augmente dans un rapport de 2. Le convertisseur DC/DC utilisé est un hacheur Boost élévateur, Son rapport de transformation est défini par le rapport cyclique D (rapport du temps pendant lequel le transistor est fermé, à la période de hachage).

$$V_{ch} = \frac{1}{1-D} \cdot V_{spv} \quad \text{avec } D < 1$$

$$\text{Donc } \frac{V_{DC}}{V_{spv}} = \frac{1}{1-D} \rightarrow \frac{641.40}{318.07} = 2.01 = \frac{1}{1-D}$$

$$\text{Donc } D = 1 - \frac{1}{2.01} = 0.50$$

Donc l’augmentation de la tension du convertisseur DC/DC effectivement doublé.

IV.3.4 La régulation de la tension du bus continu

On doit contrôler le courant par la tension de référence du bus continu. En régime dynamique, Il doit compenser les pertes dans le filtre et limiter les variations. La tension aux bornes du condensateur doit respecter la condition suivante [18].

$$\sqrt{\frac{2}{3}} V_{DC-ref} \geq V_{remax} + L_{ft} \left(\frac{di_{re}}{dt} \right)_{max} \quad (IV.1)$$

La tension moyenne V_{DC} aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur constante. Les pertes dans les interrupteurs et le filtre de sortie sont les principales causes qui peuvent affecter cette tension. La régulation de la tension continue aux bornes du condensateur de stockage doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence.

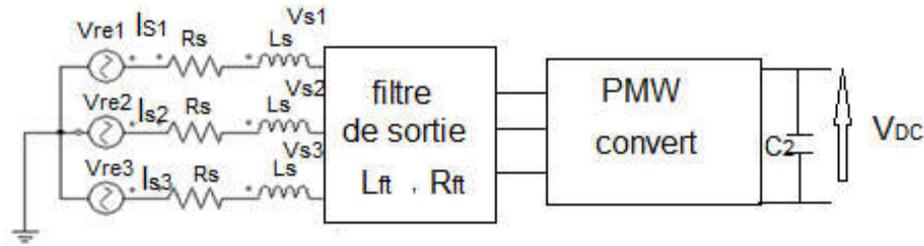


Figure IV.6 Schéma descriptif de filtre de sortie.

La sortie du régulateur P (C_2) s'ajoute à un signe près à la puissance active perturbatrice \tilde{P} et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant V_{DC} . Un filtre passe-bas du premier ordre est suffisant pour filtrer les fluctuations. Il est composé d'une inductance L_{ft} et de résistance interne R_{ft} . Un filtre de ce type ne permet pas de satisfaire simultanément les deux critères de dimensionnement du filtre de sortie. Malheureusement, une valeur faible de L_{ft} permet à la majorité des composantes dues aux commutations de se retrouver côté réseau et par conséquent d'affecter les installations et les équipements électriques. Inversement, une valeur relativement élevée de L_{ft} va empêcher ces composantes de se propager sur le réseau électrique mais affectera la dynamique du filtre actif et dégradera alors la qualité de compensation. Le bon dimensionnement du filtre de sortie du premier ordre dépendra donc du compromis à trouver entre la dynamique et l'efficacité du filtre actif parallèle. la fonction de transfert du régulateur est donnée par [19].

$$F_T(s) = \frac{k_c}{1 + \tau_c s} \quad (IV.2)$$

Avec

k_c : gain du régulateur.

τ_c : constant de temps.

Le diagramme de Bode de ce régulateur est déterminé par la figure IV.7

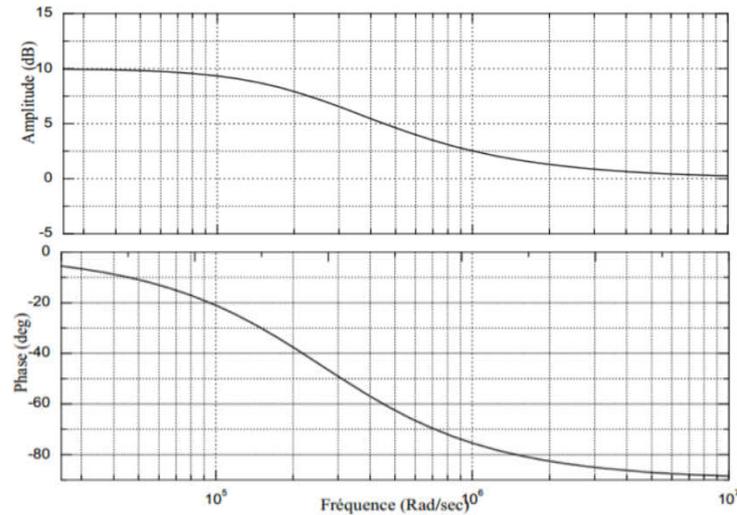


Figure IV.7 Diagramme de Bode d'un régulateur Pass Bas.

Si l'énergie stockée au C_2 (filtre de sortie), et les pertes de commutation sont négligeables, donc la relation entre la tension à la borne du condensateur et sa puissance active absorbée donne par [2]

$$P(C_2) = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C_2 V_{DC}^2 \right) \quad (IV.3)$$

La linéarisation de l'équation (IV.76) en fonction de la tension de référence V_{DC-ref}

$$P(C_2) = C_2 V_{DC-ref} \left(\frac{d}{dt} V_{DC} \right) \quad (IV.4)$$

En boucle fermée, la fonction de transfert

$$F(s) = \frac{\omega_c^2}{s^2 + 2 \xi \omega_c s + \omega_c^2} \quad (IV.5)$$

Avec

$$\omega_c = \sqrt{\frac{k_c}{C V_{DCref} \tau_c}}$$

$$\xi = 1/2 \sqrt{\frac{C V_{DCref}}{k_c \tau_c}}$$

$$\omega_c = 2\pi F_c$$

Avec

F_c La fréquence de coupure.

ξ Dépassement.

S l'opérateur de Laplace.

La Boucle de régulation de la tension continue

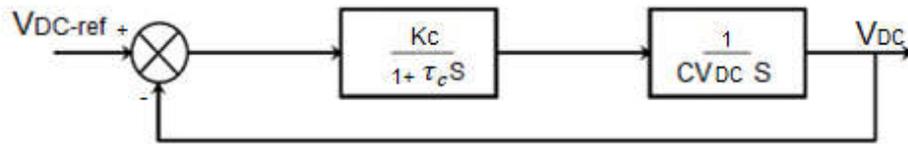


Figure IV.8 La Boucle de régulation de la tension continue.

La simulation sur Matlab du système PV seul avec la régulation de la tension du bus continu avec les paramètres de simulation du champ PV et du hacheur élévateur avec les conditions climatiques (1000 W/m^2 , 25°c) sont donnés par le tableau IV.2

Tableau IV.2 Les paramètres de simulation de champ PV et du hacheur.

Paramètres	Valeurs
Champs PV	
Puissance maximale Pspv	18827.40 W
Le courant maximal Ipv	59.19 A
La tension maximale Vspv	318.07 V
Convertisseur DC/AC	
Le filtre d'entrée C ₁	800 μF
Le filtre de sortie C ₂	9000 μF
La tension V _{DC_ref}	500 V
Commande du hacheur	
Fréquence d'impulsion	5 kHz

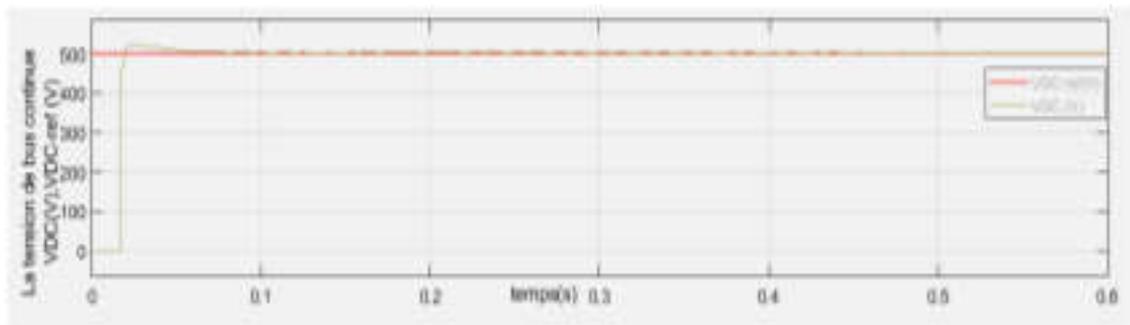


Figure IV.9 La tension de bus continu V_{DC} et la tension de référence V_{DC-ref}.

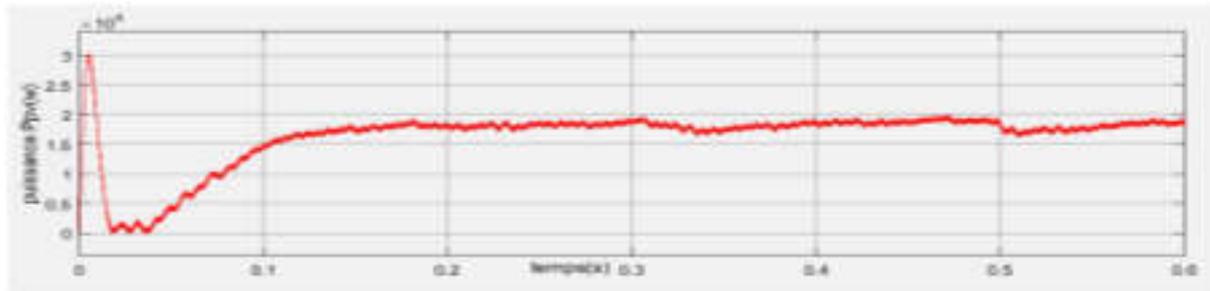


Figure IV.10 La puissance de bus continu P_{DC} (w).

On remarque que pendant la première période le système fonctionne en régime transitoire, (0 à 0,01 μ s) la tension égale à 0V avant que la MPPT ne commence à fonctionner, (0,01 à 0,1 μ s) on remarque qu'il y a un dépassement moins de 10% de la tension de bus continue V_{DC} . et (0,1 μ s à 0,6 μ s) on remarque que la tension de liaison V_{DC} (de bus continu) dans le régime suit la référence 500V ce qui confirme que la boucle de régulation de la tension de bus continue V_{DC} fonctionne correctement figure IV.9.

-la puissance de bus continue pendant le régime transitoire il y a une grande élévation de puissance et après la puissance diminue jusqu'à 0.

En régime permanent la puissance a été élevée par une pente et après la puissance a stabilisé à 18000W.

IV.4 CONNEXION DIRECTE DU SYSTEME PV AU RESEAU

La connexion de système photovoltaïque au réseau via un onduleur. L'onduleur photovoltaïque est un commutateur à semi-conducteurs à transistor bipolaire à grille isolée (IGBT) l'onduleur est à source de tension triphasée, il se caractérise par une meilleure efficacité et une réponse dynamique rapide. L'onduleur de la source de tension agit sur les commutateurs (IGBT) pour faire transiter les puissances active et réactive [20].

La stratégie de contrôle appliquée à l'onduleur, comme l'indique la figure IV.11, se compose principalement de deux boucles en cascade, une boucle de contrôle de courant à l'intérieur rapide, qui régule le courant du réseau, et une boucle de contrôle de tension externe, qui contrôle la tension du circuit intermédiaire. La boucle de contrôle du courant est responsable de la qualité d'énergie. Le contrôleur de tension du circuit intermédiaire est conçu pour équilibrer le flux de puissance dans le système. Dans ce système, un contrôle de référentiel synchrone est choisi. Il est également appelé contrôle dq, il utilise la transformation de park (abc-dq) pour transformer les formes d'onde de courant et de tension du réseau dans un référentiel qui tourne de manière synchrone avec la tension du réseau de sorte que la

commande des variables deviennent des valeurs continues [12]. Ainsi, le filtre de contrôle peut être facilement atteint. Les paramètres du système triphasé proposé système sont donnés dans le tableau IV. 2. Dans la structure de contrôle de l'onduleur donnée à la figure IV.11. La tension de bus continu est contrôlée selon la puissance de sortie du champ pv (P_{pv}). Sa sortie agit comme référence pour le régulateur de courant actif (I_{dre}), alors que la référence pour le régulateur de courant réactif (I_{qre}) est réglée sur zéro, car le système photovoltaïque connecté à basse de la tension du réseau de distribution est fournie uniquement de la puissance active dans un scénario normal. Par conséquent, le vecteur de courant est toujours on phase avec la tension du réseau.

La structure de contrôle dq est associée aux contrôleurs de facteur K puisqu'ils ont un comportement satisfaisant lors de la régulation des variables DC. La phase d'angle utilisée pour le module de transformation abc vers dq est obtenue par la boucle à verrouillage de phase (PLL) [12].

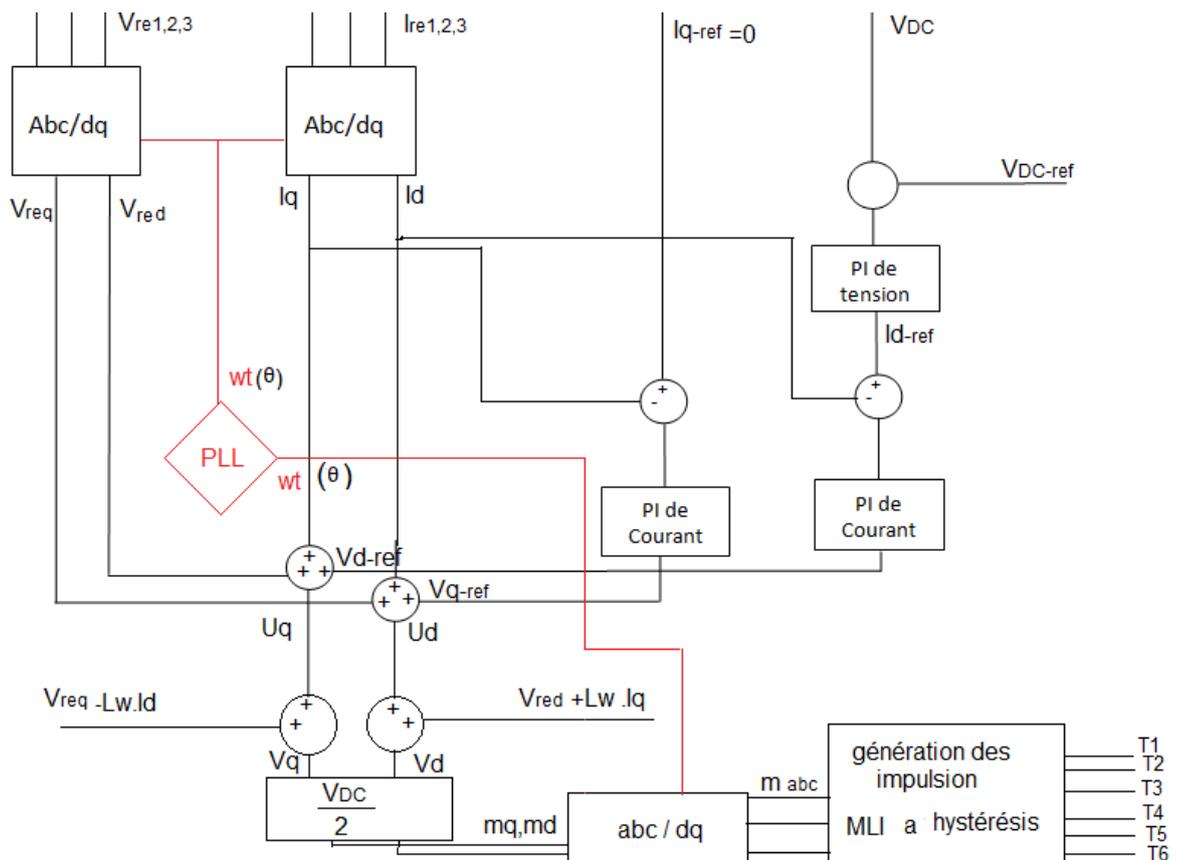


Figure IV.11 Commande générale d'un VSI triphasé avec la commande de cadre de rotation synchrone.

Pour transformer les signaux (abc/dq) on applique l'expression suivante

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{re1} \\ I_{re2} \\ I_{re3} \end{bmatrix} \quad (IV.6)$$

Avec, θ (wt) est l'angle de phase, l'obtention d'angle θ (wt) par le PLL (Phase Locked Loop).

Pour faire la transformation inverse (dq/abc) on applique l'expression suivante

$$\begin{bmatrix} I_{re1} \\ I_{re2} \\ I_{re3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (IV.7)$$

Pour simplifier les calculs des composantes homopolaires dans les équations (IV.6), (IV.7) peuvent être ignorées dans les systèmes triphasés.

Le circuit équivalent d'un onduleur triphasé connecté à un réseau 3 phasés est illustrée dans la Figure IV.12.

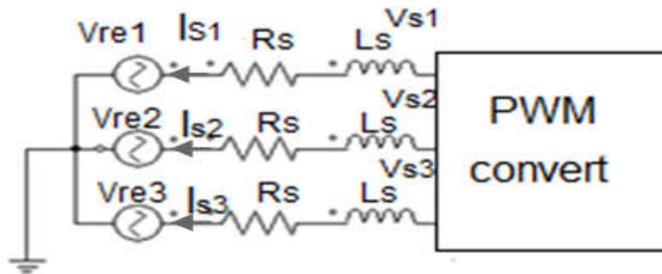


Figure IV.12 circuit équivalent d'un onduleur triphasé connecté au réseau.

Le but de faire un modèle parfaitement découplé pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive. En appliquant à la sortie de l'onduleur la transformation abc-dq en utilisant les transformations de Park et Clarke. R_s et L_s sont la résistance et l'inductance du filtre du réseau par phase. V_{re1} , V_{re2} , et V_{re3} sont les tensions du réseau triphasé, et V_{s1} , V_{s2} , et V_{s3} sont des tensions de sortie de l'onduleur. I_{s1} , I_{s2} , et I_{s3} sont les courants triphasés injectés dans le réseau

$$\frac{dI_d}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} I_d + \frac{1}{L_s} U_d \quad (IV.8)$$

$$U_d = V_d - V_{red} - L_s \omega I_q \quad (IV.9)$$

De même, la dérivé de courant dans l'axe q peut être modélisé comme

$$\frac{dI_q}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} I_q + \frac{1}{L_s} U_q \quad (IV.10)$$

$$U_q = V_q - V_{req} - L_S \omega I_d \tag{IV.11}$$

La modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM) est utilisée pour déclencher l'onduleur. La relation entre l'indice de modulation m , et la tension de bus continu V_{DC} . la tension de sortie de l'onduleur peut être donné comme [21].

$$V_d = m_d \frac{V_{DC}}{2} \tag{IV.12}$$

$$V_q = m_q \frac{V_{DC}}{2} \tag{IV.13}$$

A partir de (IV.8 à IV.11), la fonction de transfert en boucle ouverte des courants dans les deux axes d et q peuvent être dérivés comme indiqué dans Figure IV.13.

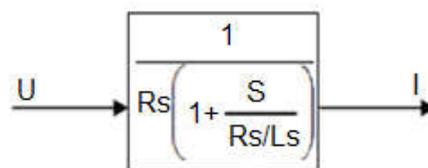


Figure IV.13 Fonction de transfert en boucle ouverte de contrôleur du courant de l'onduleur.

En prenant en compte le temps de retard entre l'entrée de commande et la sortie de l'onduleur qui est approximativement égale à la période de commutation $T_s = (1/F_s)$, la fonction de transfert devient (éq. IV.14)

$$F_T(s) = \frac{1}{(1 + S T_s)} \cdot \frac{1}{R_s (1 + \frac{s}{R_s/L_s})} \tag{IV.14}$$

Conception du contrôleur de courant à l'utilisation du contrôle PI.

L'expression générale du régulateur PI est donnée par

$$F_C(s) = K_P + \frac{K_I}{s} \tag{IV.15}$$

La fonction de transfert de boucle de régulation de courant avec le contrôleur est donnée comme dans (IV.16)

$$F_L(s) = F_C(s)F_T(s) \tag{IV.16}$$

IV.4.1 Le régulateur PI de tension

Un régulateur PI c'est la différence entre les deux tensions de référence V_{DC_ref} et la tension de bus continu V_{DC} pour détermine le courant nécessaire I_{d_ref} , on prend comme courant de référence, c'est le but du régulateur de tension.

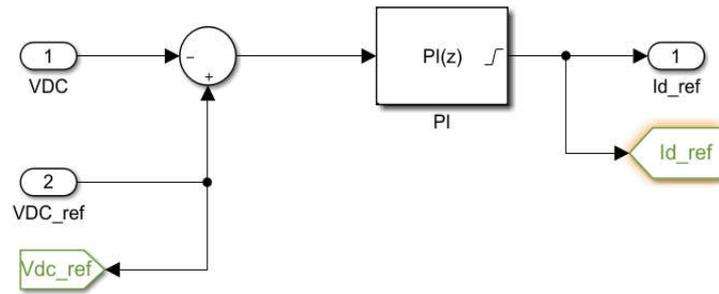


Figure IV.14 Régulateur de tension V_{DC} .

IV.4.2 Le contrôleur PI de courant

Le contrôleur PI de courant a une boucle interne qui est appelé aussi régulateur PI. Ce régulateur est composé de K_P , et K_I . sachant que K_P assure la rapidité de la réponse en régime dynamique, et le K_I est un facteur de dépassement pour l'élimination de l'erreur statique en régime permanent.

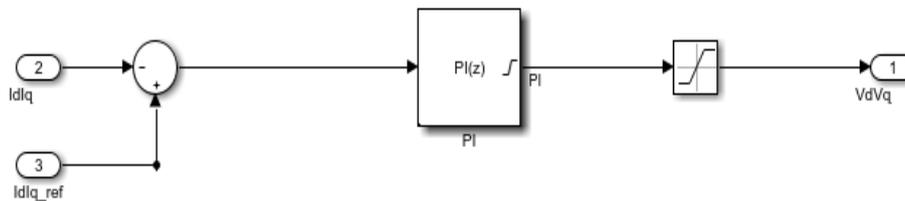


Figure IV.15 Contrôleur de courant.

IV.4.3 PLL de la commande dq

Le système à base de PLL (Phase Locked Loop ou Boucle à Verrouillage de Phase) est proposé pour extraire la composante fondamentale directe de la tension du réseau, pour synchroniser la tension et le courant de réseau (déphasage entre le courant et la tension nul).

IV.4.4 Résultats de simulation

Les paramètres de simulation illustrée dans le tableau IV.3

Tableau IV.3 les paramètres de simulation de la connexion directe.

Paramètres	Valeurs
Champs PV	
Puissance maximale P_{max}	18186.007W
Le courant maximal I_{pv}	71A
La tension maximale V_{pv}	254V
Convertisseur DC/AC	
Le filtre d'entrer C_1	115.7 μF

Le filtre de sortie C_2	1800 μF
La tension V_{DC}	500 V
Le filtre de sortie L_{ft}	125 mH
Le filtre de sortie R_{ft}	5 Ω
Charges non linéaire	
Résistance de charge R_{ch}	2 Ω
Inductance de charge L_{ch}	31 mH
Fréquence de commutation	10kHz
Commande De L'hacheur	
Fréquence d'impulsion	5 kHz
Réseau d'alimentation	
Tension efficace	220 V
Fréquence F	60Hz
La résistance de réseau R_s	0.008929 Ω
L'inductance de réseau L_s	0

La simulation de connexion directe en appliquant le mode dq du courant donne les résultats représentés par les figures IV.16 à IV.22 :

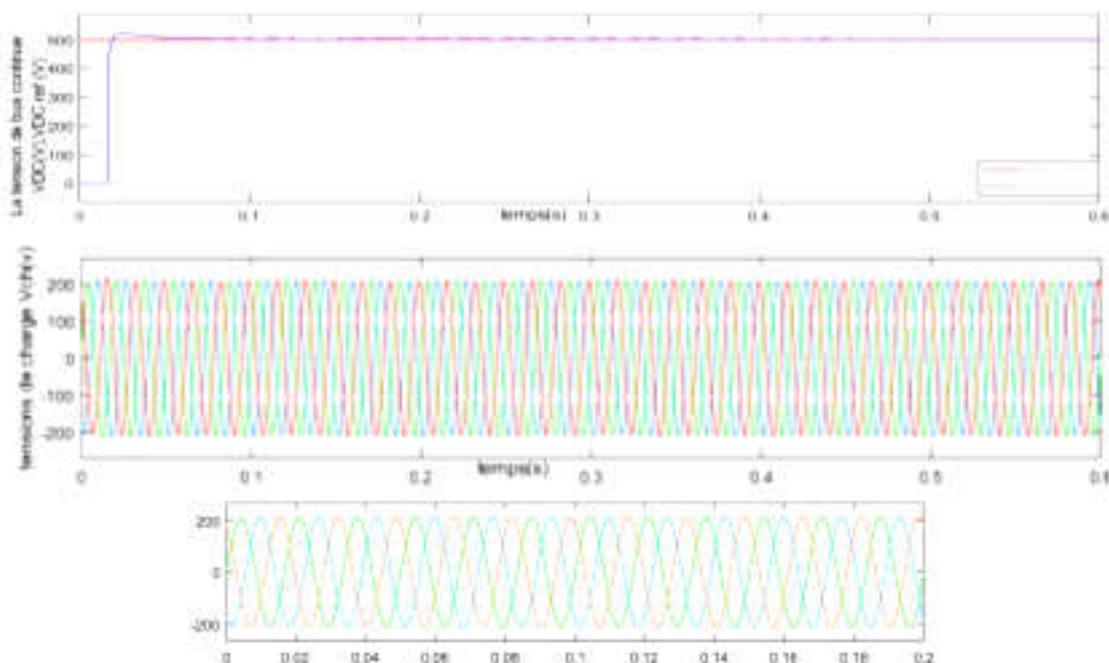


Figure IV.16 les tensions de la charge.

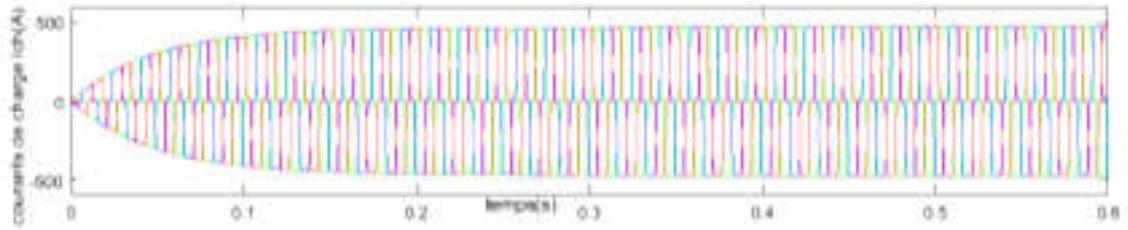


Figure IV.17 les courants de la charge.

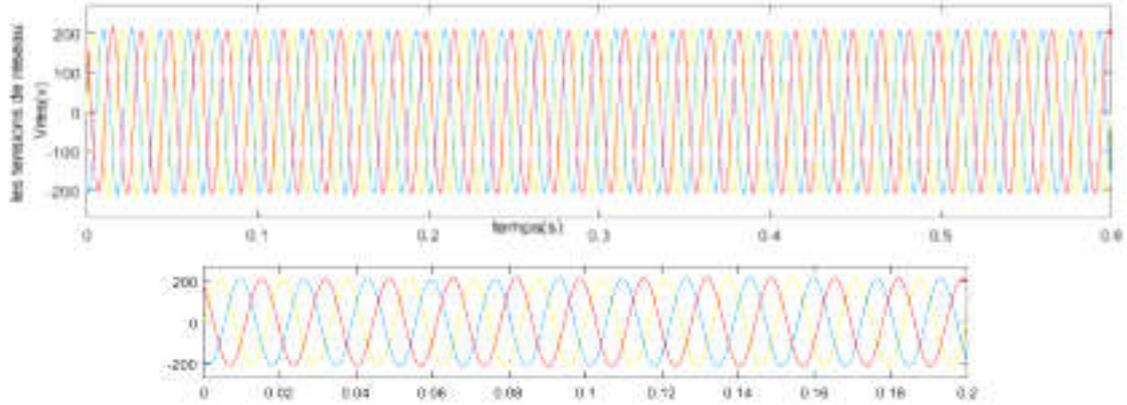


Figure IV.18 les tensions de source.

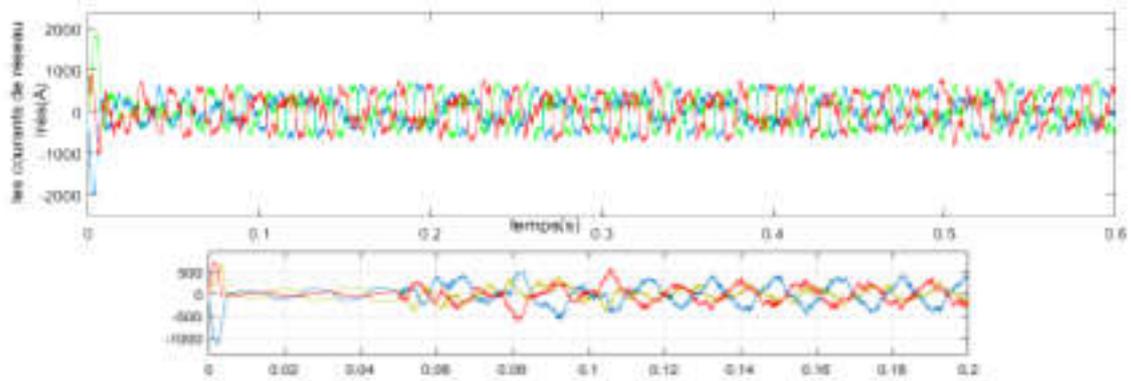


Figure IV.19 les courants de source.

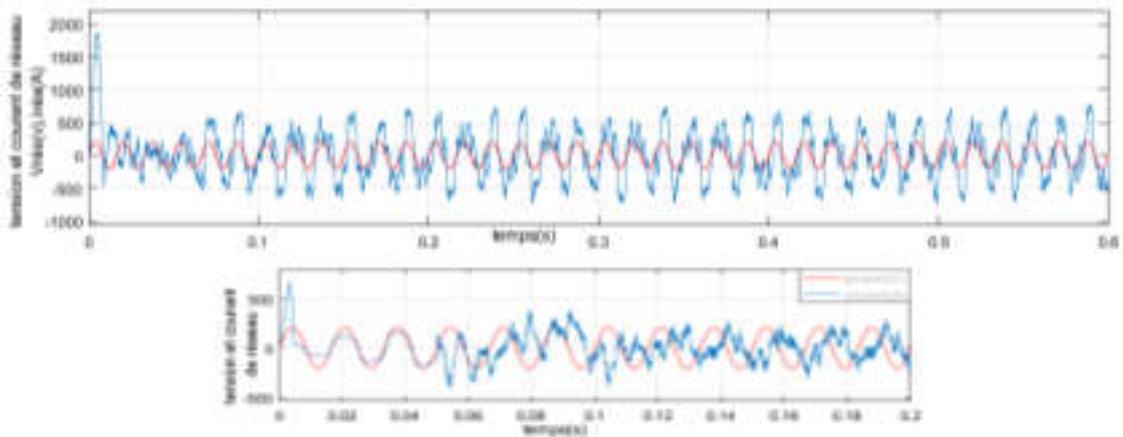


Figure IV.20 la tension et le courant de la source.

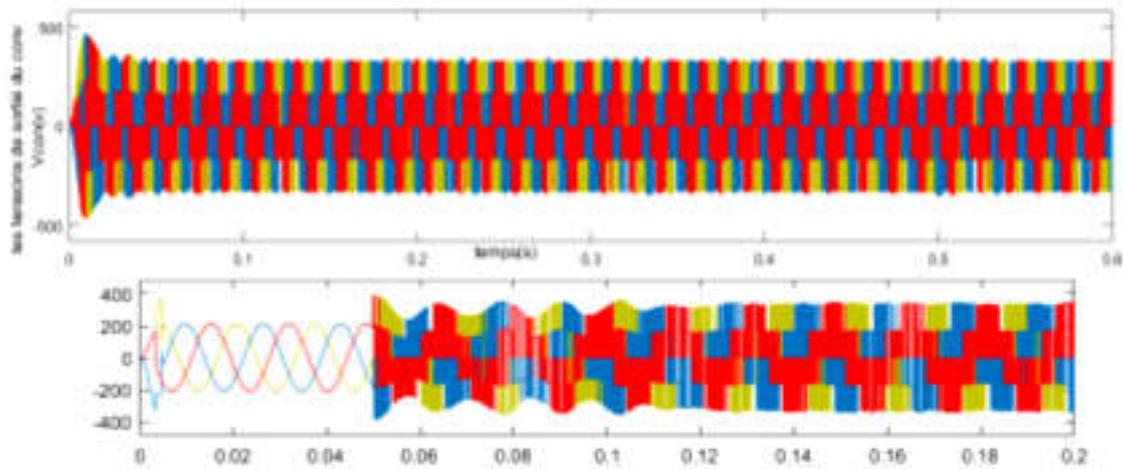


Figure IV.21 les tensions de convertisseur.

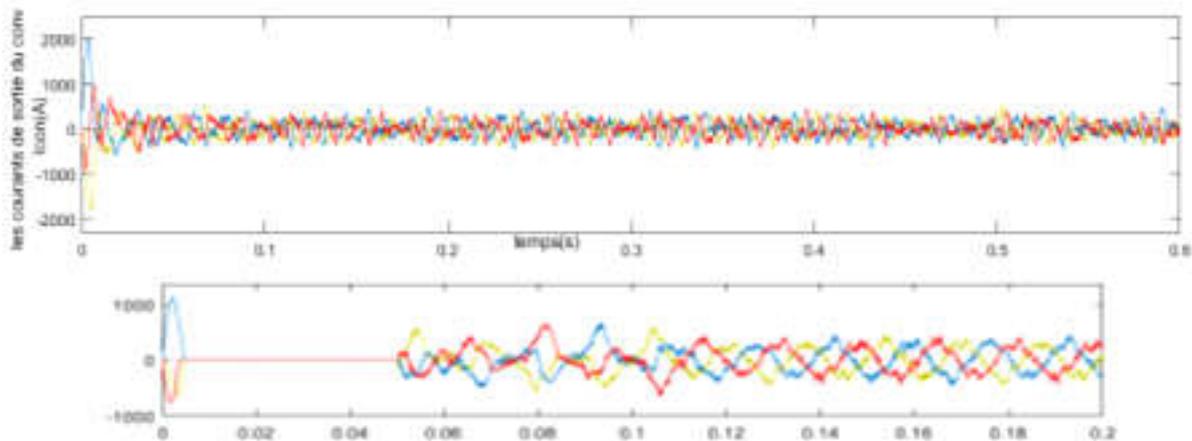


Figure IV.22 les courants de convertisseur.

On remarque que les courants de la source et de l'onduleur sont déséquilibrés, à cause au déséquilibre des courants de la charge. Dans le mode dq (la connexion direct), à cause de l'absence d'APF (filtre actif parallèle), les courants restent déséquilibrés. Mais les tensions de réseau sont équilibrées, à cause que les tensions de charge sont équilibrées, mais Ilya une boucle de la régulation de tension de bus continue V_{DC} .

IV.5 Application du mode (PV-APF)

Le mode de filtres actifs de puissance photovoltaïque (PV-APF) dans Matlab/Simulink. Pour générer les harmoniques de courant dans le système. Nous avons utilisé la méthode de la puissance instantanée (la méthode pq) expliquée au chapitre 03.

Les résultats obtenus dans ce mode de fonctionnement sont donnés par les figures IV.23 à IV.35.

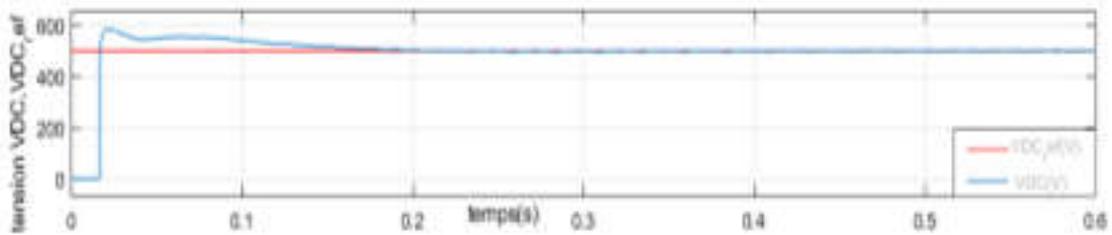


Figure IV.23 la tension de bus continue et tension de référence.

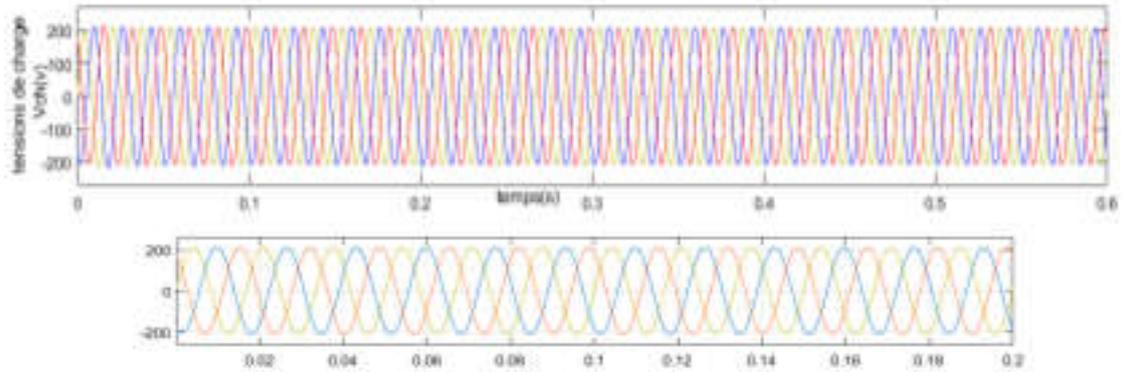


Figure IV.24 les tensions de la charge non linéaire.

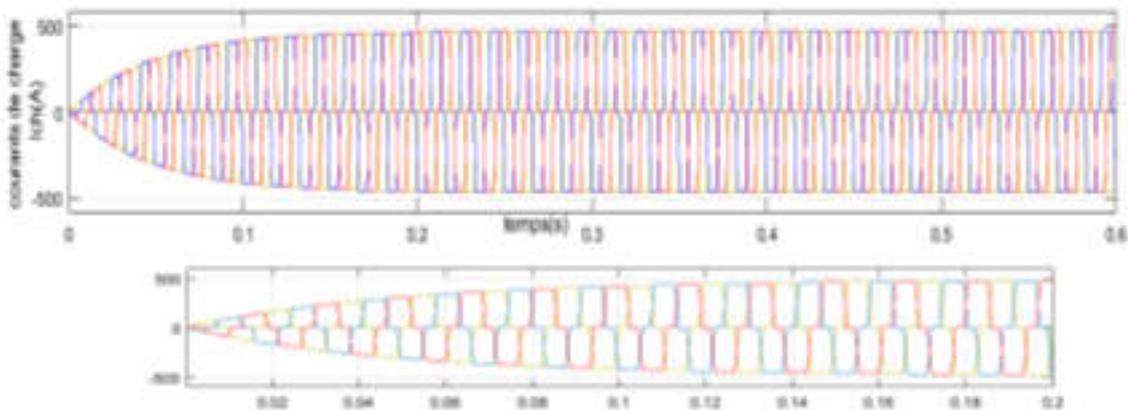


Figure IV.25 Les courants de la charge non linéaire.

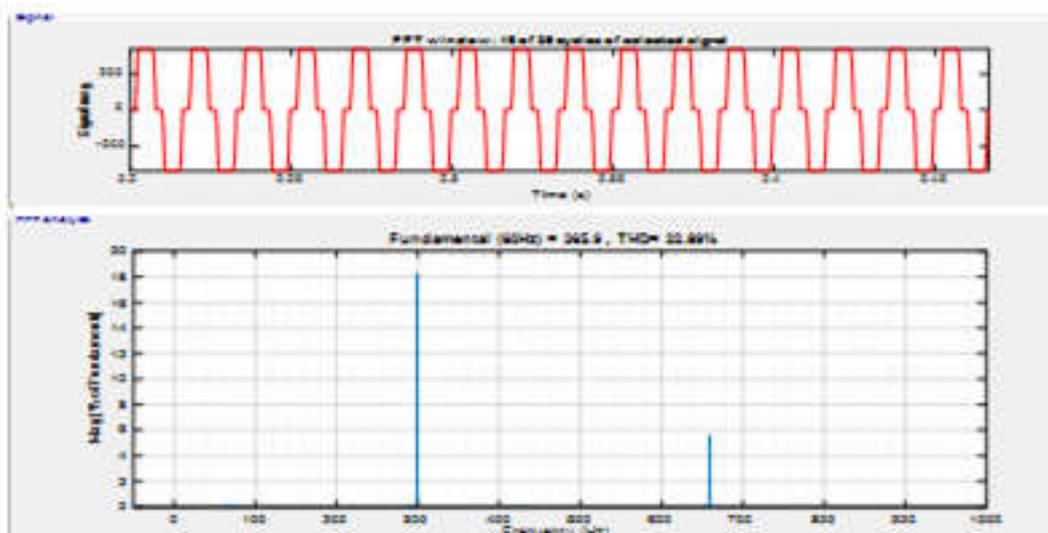


Figure IV.26 le spectre harmonique et THD de 1 phase de courant de charge après le filtrage

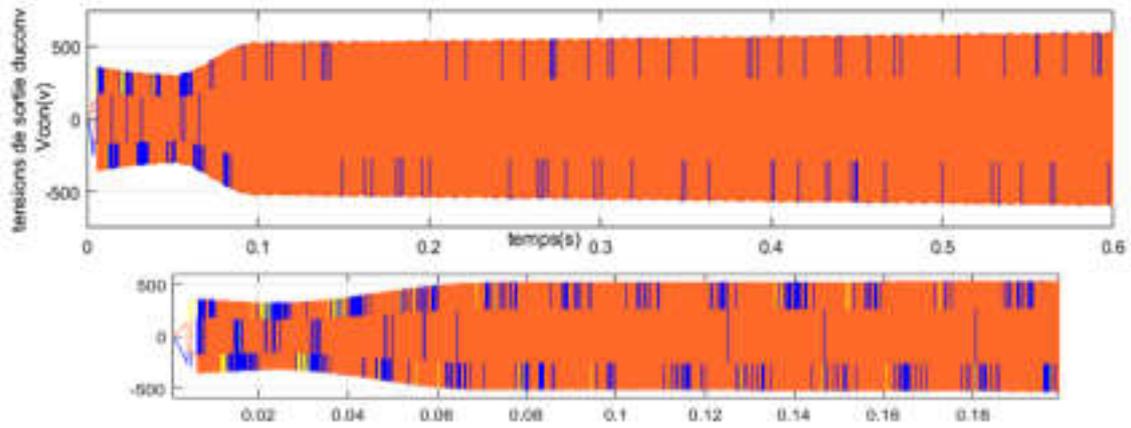


Figure IV.27 les tensions de sortie de l'onduleur

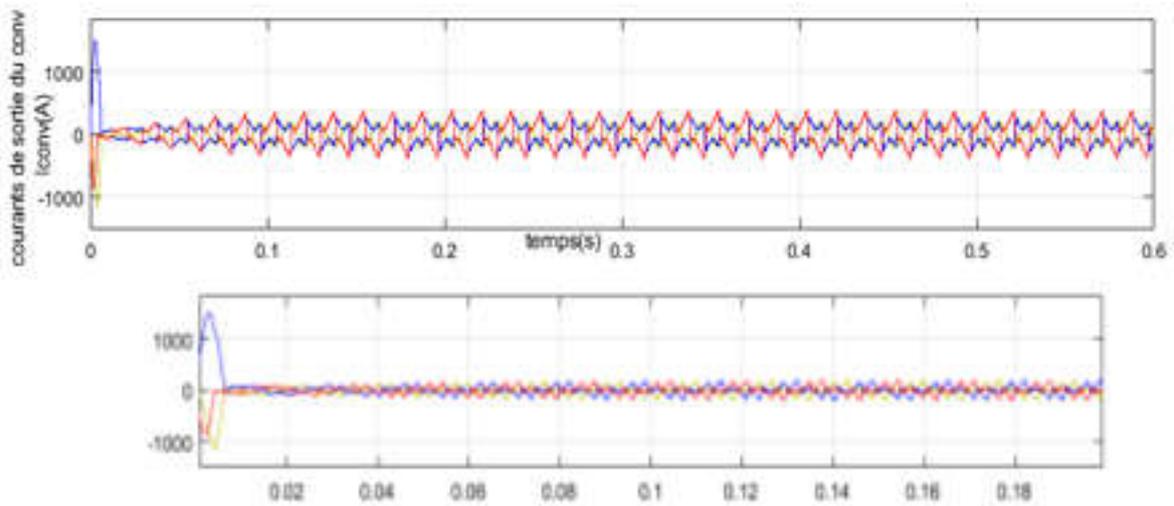


Figure IV.28 les courants de sortie de l'onduleur.

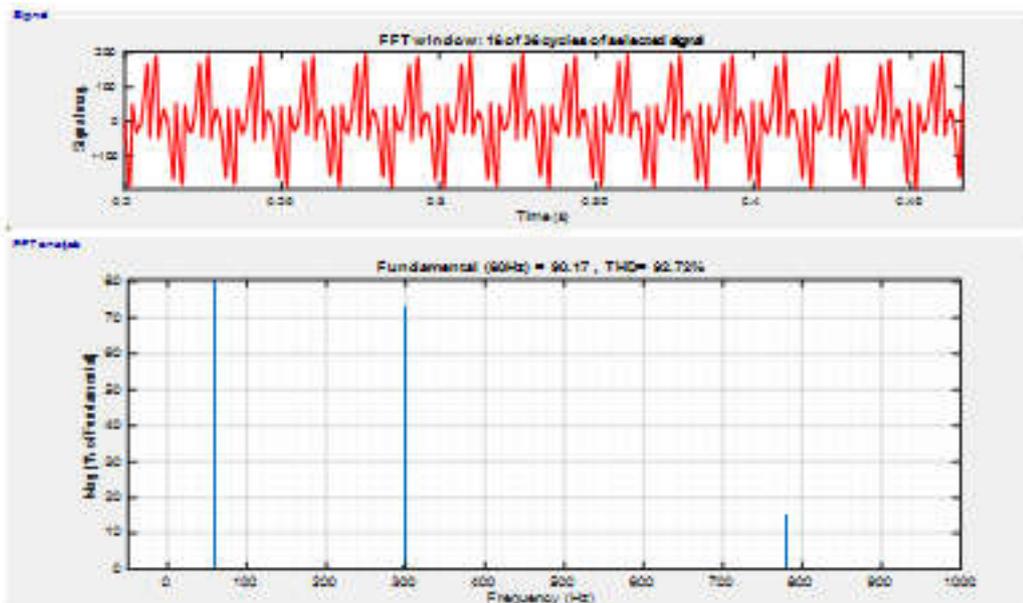


Figure IV.29 le spectre et THD de d'une seule phase de courants de sortie de l'onduleur après le filtrage.

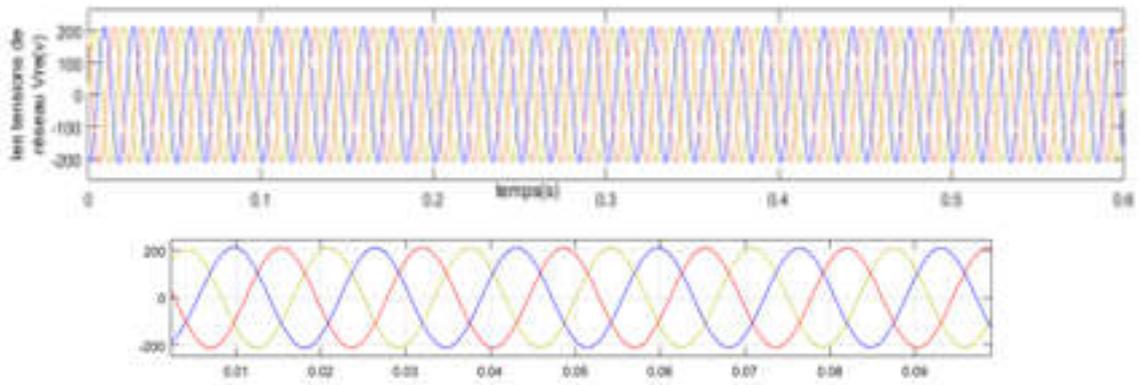


Figure IV.30 les tensions de source.

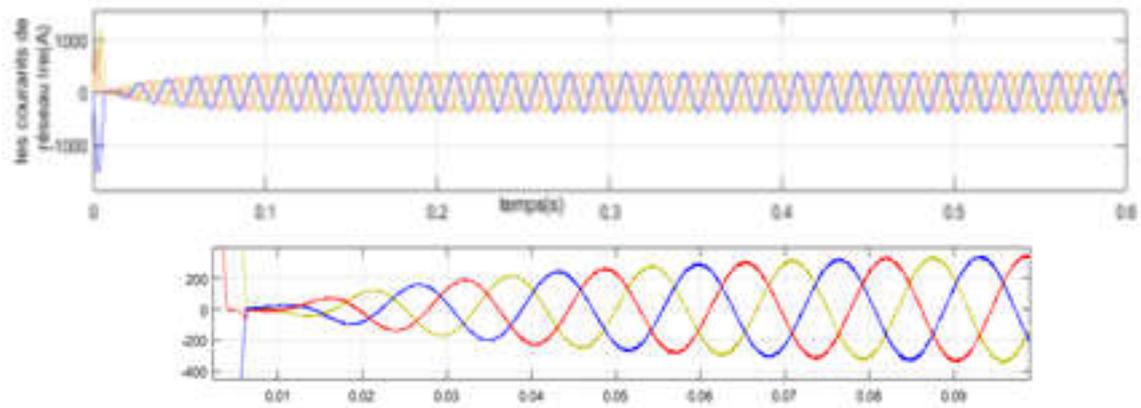


Figure IV.31 les courants de source.

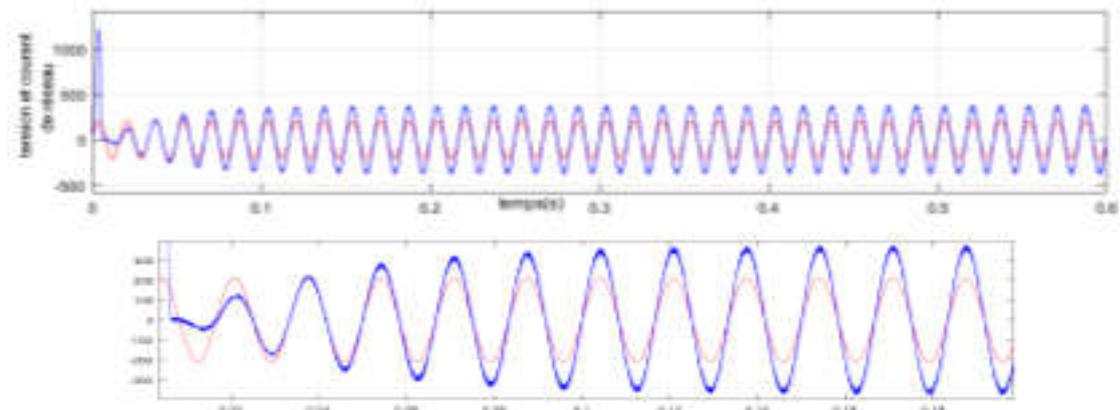


Figure IV.32 la tension et le courant de réseau.

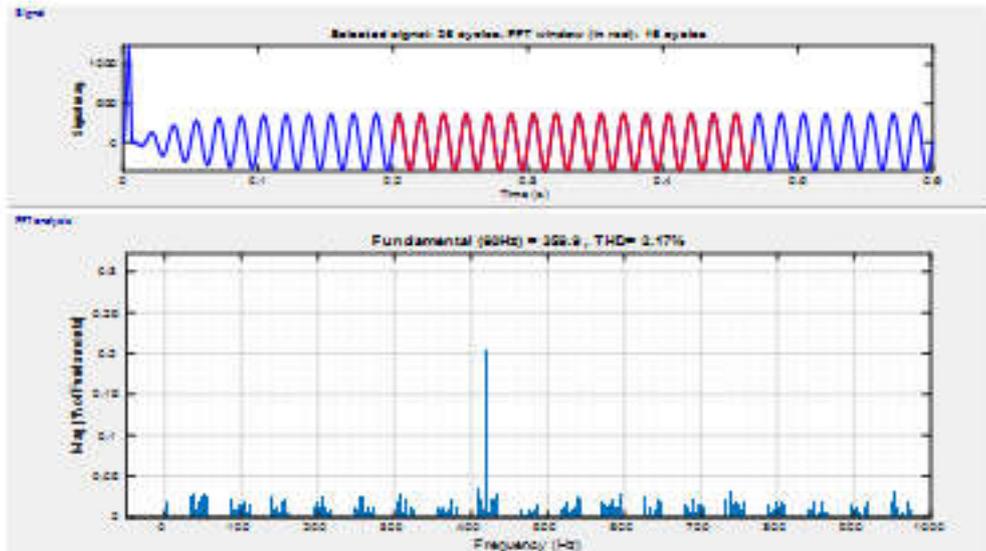


Figure IV.33 le spectre et THD d'une seule phase de courant de réseau

Les courbes des puissances dans les deux modes

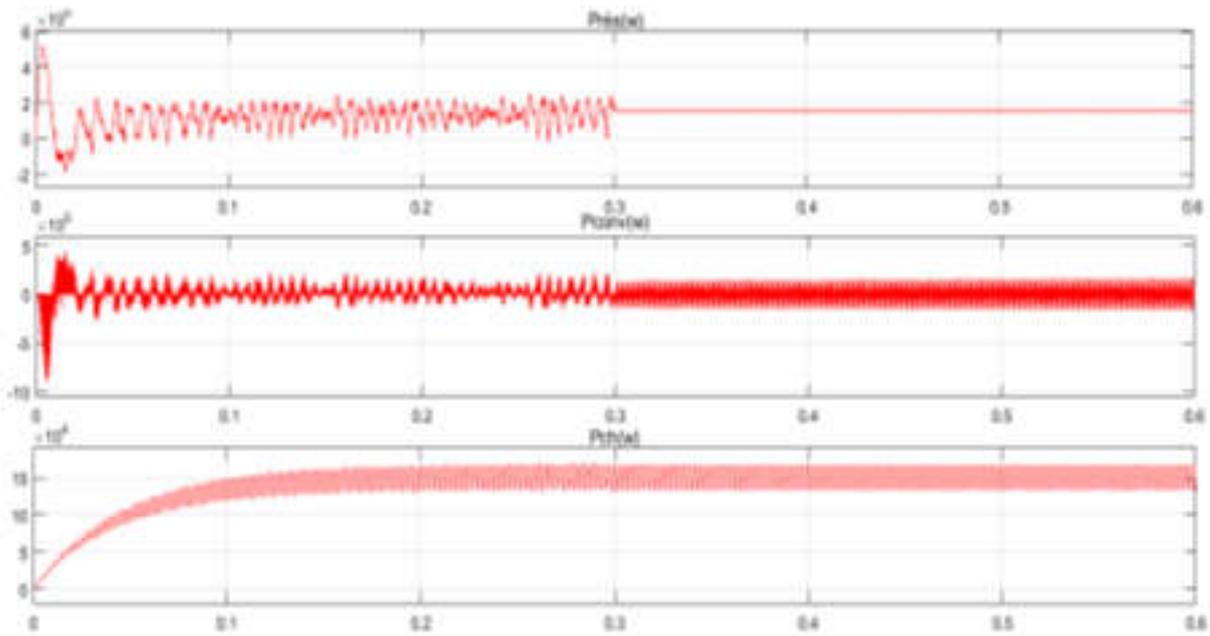


Figure IV.34 Puissances actives de réseau, convertisseur et de charge.

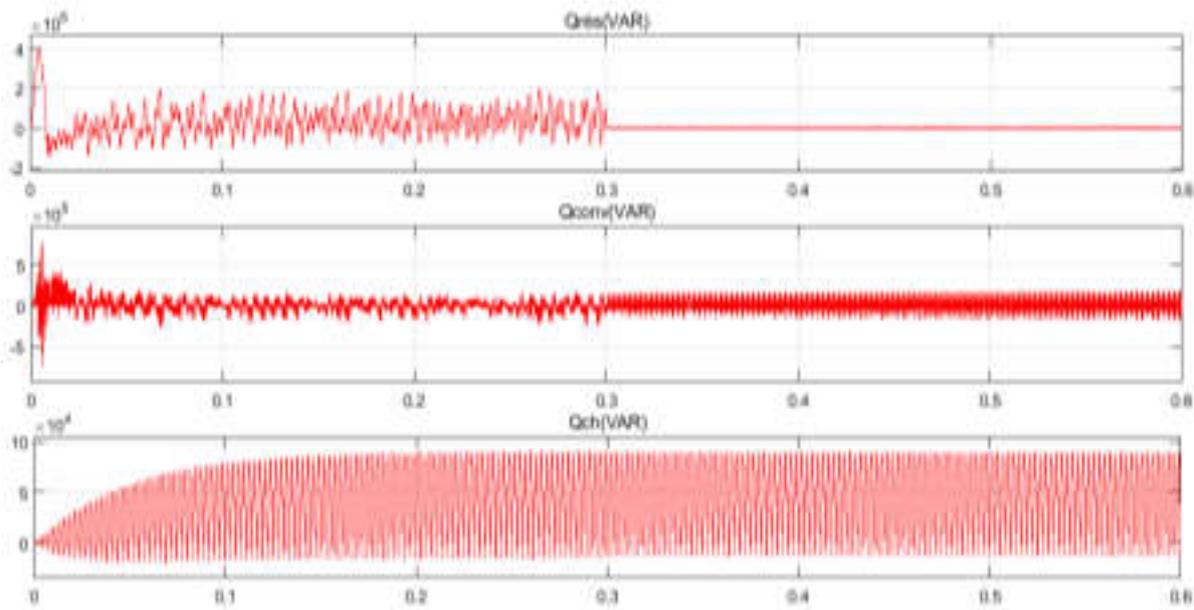


Figure IV.35 Puissances réactives de réseau, convertisseur et de charge.

On remarque que :

La fourniture de la puissance réactive de l'onduleur PV est nécessaire pour compenser la puissance réactive du réseau à la connexion directe, comme on le voit sur la figure IV.35 à partir de 0 jusqu'à 0.3s, le système PV fournit la puissance active et réactive. Dans ce cas, une partie de la puissance est consommée par le condensateur C_2 pour la fonction d'APF de 0.3s à 0.6s, on peut voir que la puissance réactive est entièrement compensée par le régulateur PVAPF.

IV.6 DANS LE CAS DU SYSTEME DESEQUIBRE

Dans le cas d'un système déséquilibré nous avons appliqué la stratégie de commande SRF, en ajoutant une résistance à une phase $R=7\Omega$ pour faire un déséquilibre du système. Les résultats de simulation sont donnés par les figures IV.36 à IV.48.

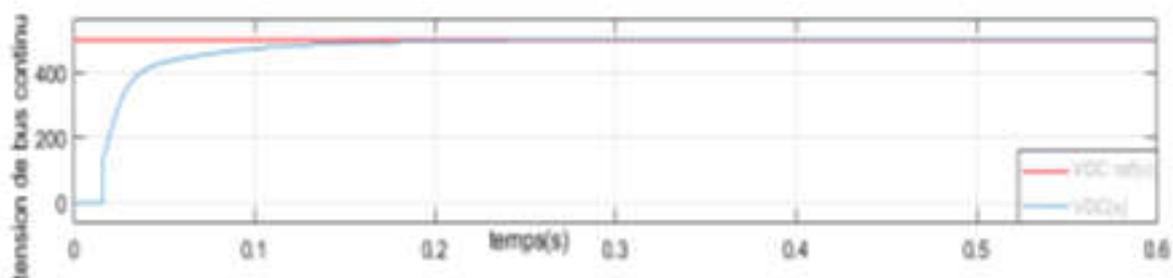


Figure IV.36 La tension de bus continu.

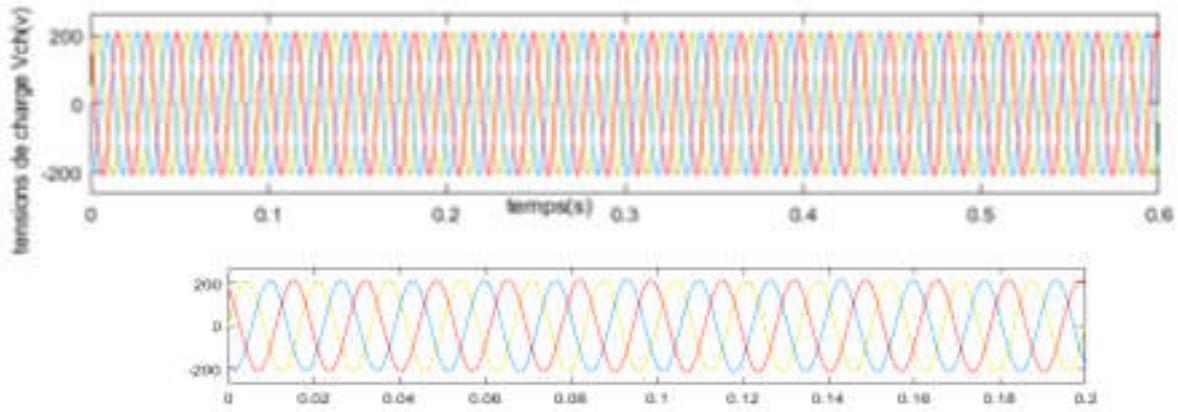


Figure IV.37 les tensions de charge.

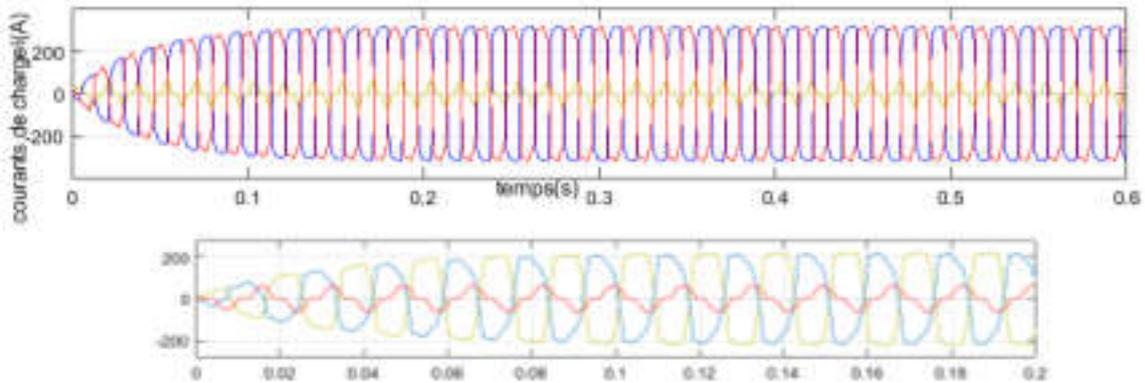


Figure IV.38 les courants de charge.

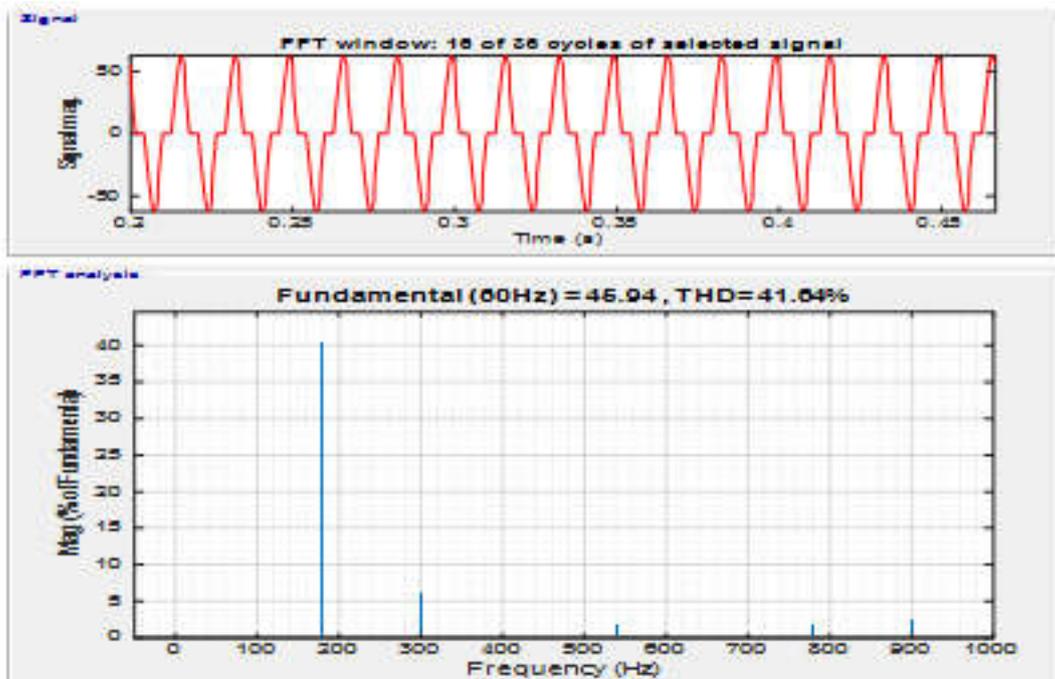


Figure IV.39 spectre et THD d'une seule phase de courant de charge

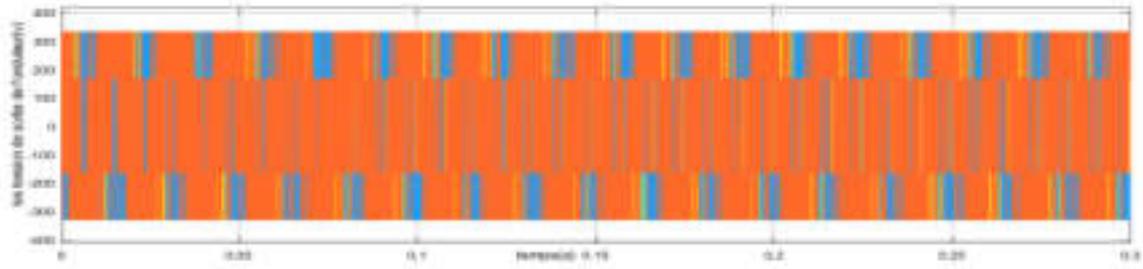


Figure IV.40 Les tensions de sortie de l'onduleur

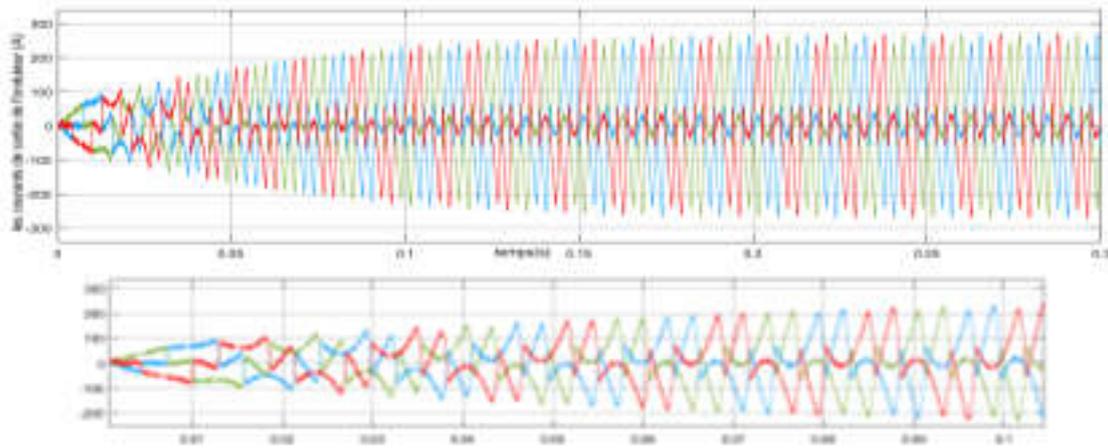


Figure IV.41 les courants de sortie de l'onduleur

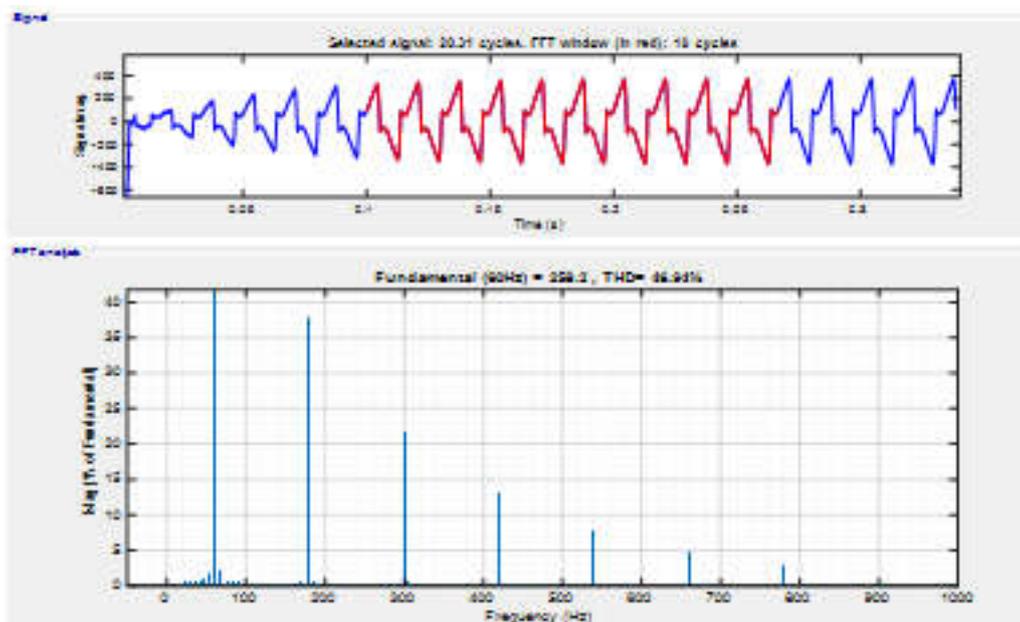


Figure IV.42 spectre et THD d'une seule phase de courant de sortie de l'onduleur.

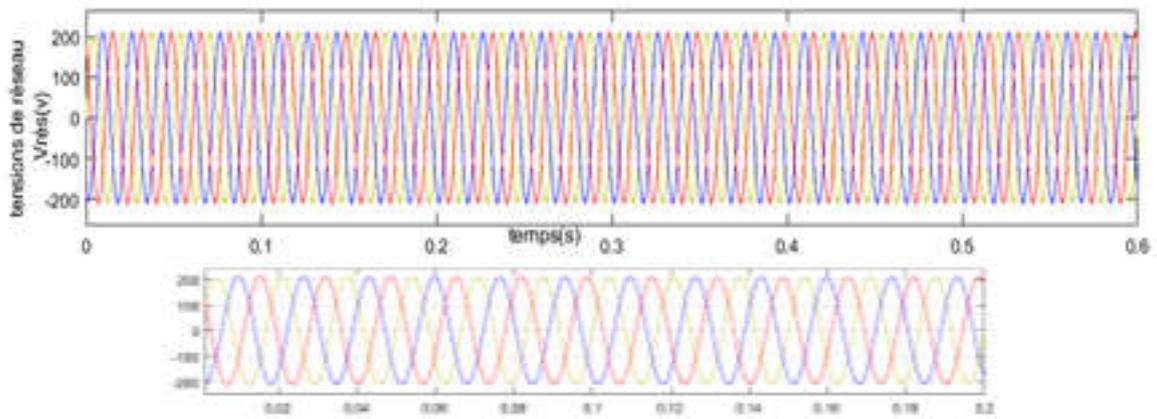


Figure IV.43 les tensions de source

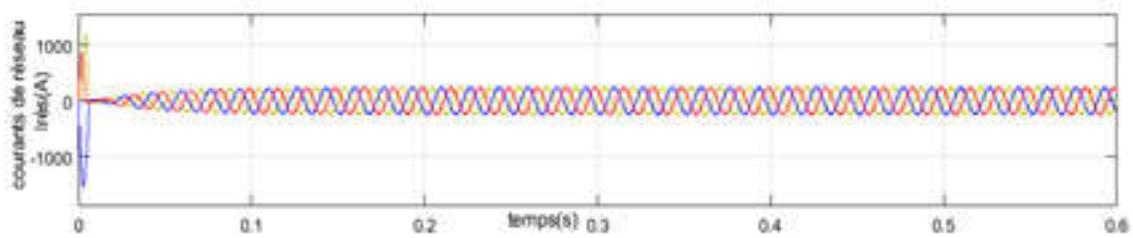


Figure IV.44 Les courants de source.

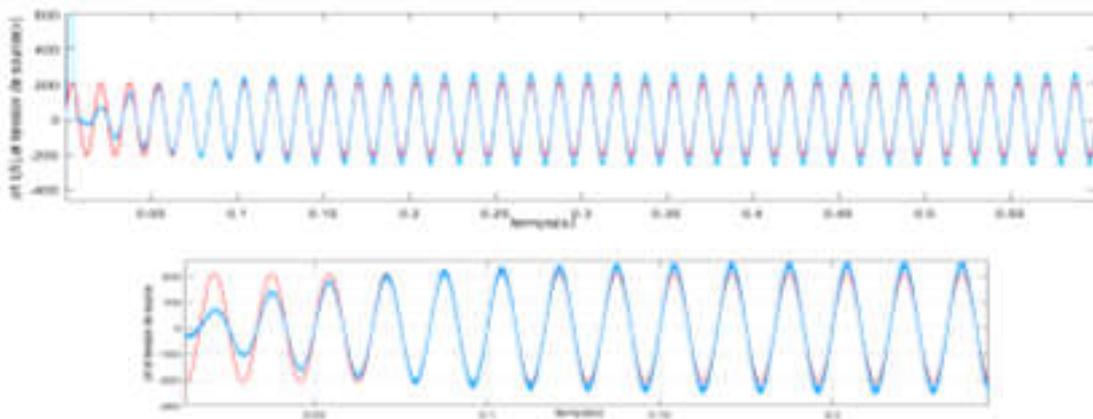


Figure IV.45 Le courant et la tension de source.

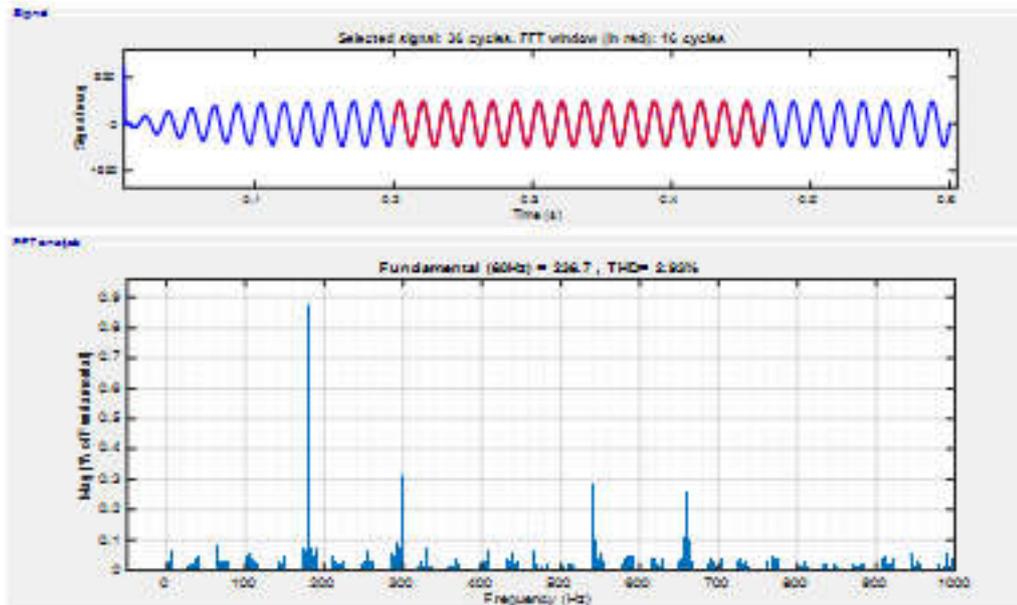


Figure IV.46 spectre et THD d'une seule phase de courant de source.

Les courbes des puissances

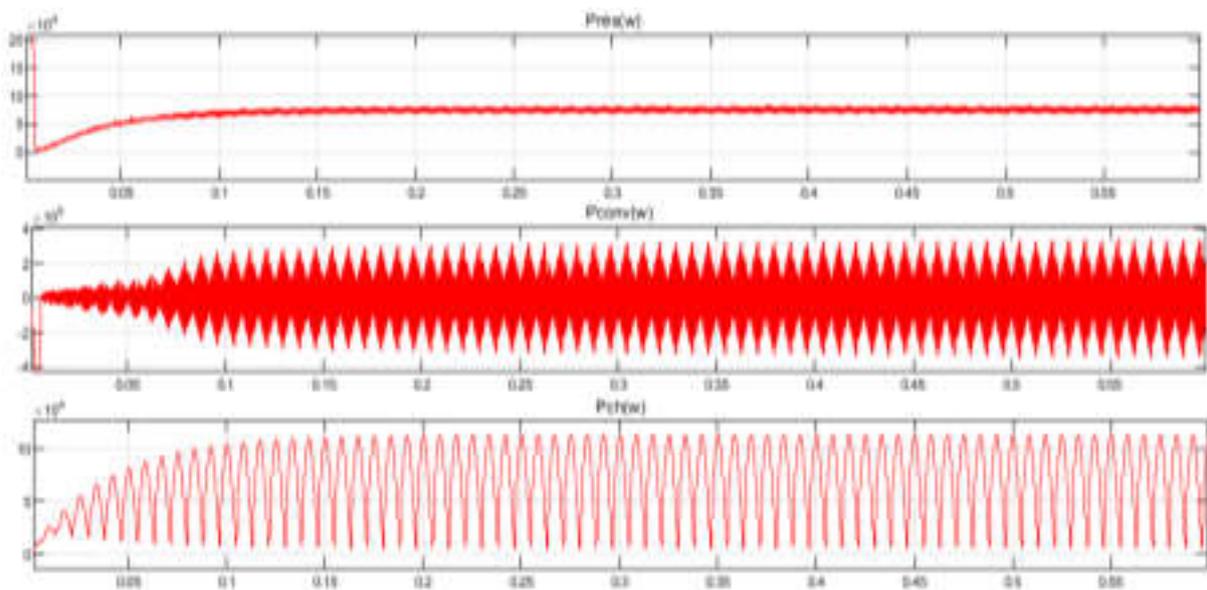


Figure IV.47 Les puissances actives de réseau et convertisseur et charge.

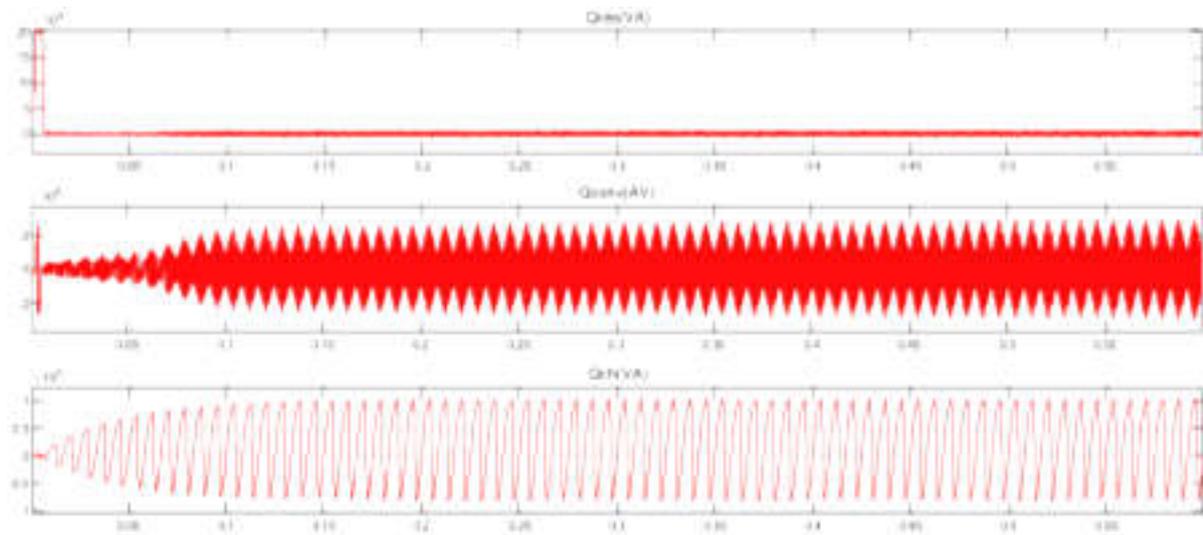


Figure IV.48 Les puissances actives de réseau et convertisseur et charge.

IV.7 DISCUSSIONS DES RESULTATS

On remarque que

- dans le mode PQ la tension de bus continue V_{DC} suit sa référence 500V, car il ya une boucle de régulation de tension V_{DC} .
- les courbes des courants de source avec la stratégie de commande SRF est sinusoïdale mais, cette stratégie est utilisée dans le cas d'un déséquilibre.
- Les courbes des courants de source avec la stratégie de commande PQ sont sinusoïdales et la tension de bus continue V_{DC} aussi suit la référence en mode APF. Cette stratégie est utilisée dans le cas d'un système équilibré.
- On remarque qu'il ya pas de compensation de l'énergie réactive dans le réseau dans la méthode dq, mais elle est possible dans la méthode PQ.
- Dans la méthode SRF, (figure IV.48) l'onduleur est capable de fournir l'énergie, c.a.d le système PV alimente le filtre actif (APF) par une puissance active et le reste de cette puissance est fournie au réseau, ce qui explique la diminution de la puissance arrivée au réseau.
- On constate que la méthode PQ est capable d'améliorer la qualité d'énergie par la compensation de l'énergie réactive et l'élimination des harmoniques. Donc l'utilisation de filtrage (la méthode PQ si le réseau est équilibré, et SRF si le réseau déséquilibré).

IV.8 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons étudié la combinaison d'un système PV connecté au réseau avec un filtre actif en parallèle. Le but de ce système est d'ajouter plus d'options pour un onduleur photovoltaïque. Ces dernières années, l'onduleur photovoltaïque a connu une grande évolution et devient de plus en plus attractif dans le système énergétique. Le système combiné peut fournir une puissance active et réactive, en même temps qu'il compense les harmoniques et la puissance réactive générée par la charge non linéaire.

En fonction des comparaisons du système, on peut remarquer que le contrôleur de filtre actif de puissance photovoltaïque (PVAPF) est capable de compenser les harmoniques et la puissance réactive par rapport au contrôleur de courant dq, qui ne peut injecter que la puissance active et réactive au réseau. La stratégie de contrôle basée sur la théorie de la puissance instantanée PQ et stratégie de commande SRF sont utilisées dans ce système pour contrôler l'onduleur de la source de tension. Les résultats fondés de la simulation Matlab améliorent la faisabilité et l'efficacité du contrôleur proposé.

Chapitre V
Onduleur PV triphasé NPC 3
N connecté au réseau

V.1 INTRODUCTION

Les centrales photovoltaïques sont classées, selon leur connexion avec le réseau électrique public, en systèmes autonomes et en systèmes photovoltaïques connectés au réseau. C'est dans ce dernier contexte que cette étude est menée et qui fera l'objet de ce chapitre. Plusieurs études ont été menées et publiées sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.

De Oliveira et al. ont analysé les harmoniques de tension et de courant au PCC (point de raccordement) d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau [1]. L'impact des harmoniques de courant sur les transformateurs et le reste du système de distribution a été déterminé Badea et al [2]. De leur côté Andela et al. ont proposé une technique de la avec un filtre de puissance active shunt pour limiter le courant THD dans les limites des normes en utilisant un contrôleur de réseau neuronal artificiel [3]. La variation de la radiation solaire et les charges non linéaires avec des équipements d'électronique de puissance développés sont les causes essentielles des problèmes de qualité de l'énergie et de l'émergence d'harmoniques de tension et de courant en particulier [4].

La présence de ces harmoniques entraîne des effets néfastes sur les systèmes d'alimentation électriques telle que la surchauffe des équipements connectés, la diminution de la précision du compteur électrique, les interférences avec les lignes de communication et l'augmentation du courant consommé sont des influences inattendues causées par la distorsion harmonique [5]. Dans cette étude, un système photovoltaïque (PV) fonctionnant au point de puissance maximal est connecté à un réseau triphasé incorporant un filtre de puissance active shunt. Le filtre de puissance active shunt présente des avantages dimensionnels par rapport à d'autres topologies [6].

Les systèmes *PV* triphasés connectés au réseau sont capables de produire une puissance plus importante par rapport aux systèmes *PV* monophasés [7]. Au de là de 5 kW la solution triphasée est recommandée [8].

Le filtre actif utilisé est basé sur un onduleur triphasé type NPC 3niveaux. L'onduleur à plusieurs niveaux est la meilleure option pour la majorité de la production d'électricité dans un système PV. Les onduleurs traditionnels à 2 niveaux sont confrontés à des contraintes de tension de commutation élevées, à une efficacité moindre et à une faible qualité de puissance, comme indiqué dans [9]. Les onduleurs multi-niveaux sont un bon choix pour les applications connectées au réseau, en particulier dans les applications en moyennes et haute tension.

V.2. DESCRIPTION DU SYSTEME PROPOSE

La figure V.1 montre le schéma fonctionnel du système proposé. Un redresseur à diode avec une charge RL agit comme une charge non linéaire connectée à la source via une inductance L_c . Le générateur PV photovoltaïque est couplé en parallèle avec le filtre de puissance active shunt (parallèle) à 3 niveaux type NPC, de sorte qu'avec ce système, le filtre de puissance active shunt peut non seulement réduire les courants harmoniques, mais peut également fournir la puissance active générée par le photovoltaïque.

Le filtre de puissance active (APF) présente des avantages qui peuvent éliminer diverses harmoniques de fréquence en s'adaptant à tout changement de fonctionnement. Le filtre actif de puissance est composé d'un onduleur et des contrôleurs pour contrôler le courant de compensation afin d'éliminer la distorsion des courants harmoniques qui se produit.

L'onduleur est toujours utilisé pour agir comme un filtre actif de puissance pour compenser les harmoniques de charge non linéaires et la puissance réactive et également comme onduleur pour convertir la puissance DC générée dans le générateur photovoltaïque en puissance AC pour alimenter la charge.

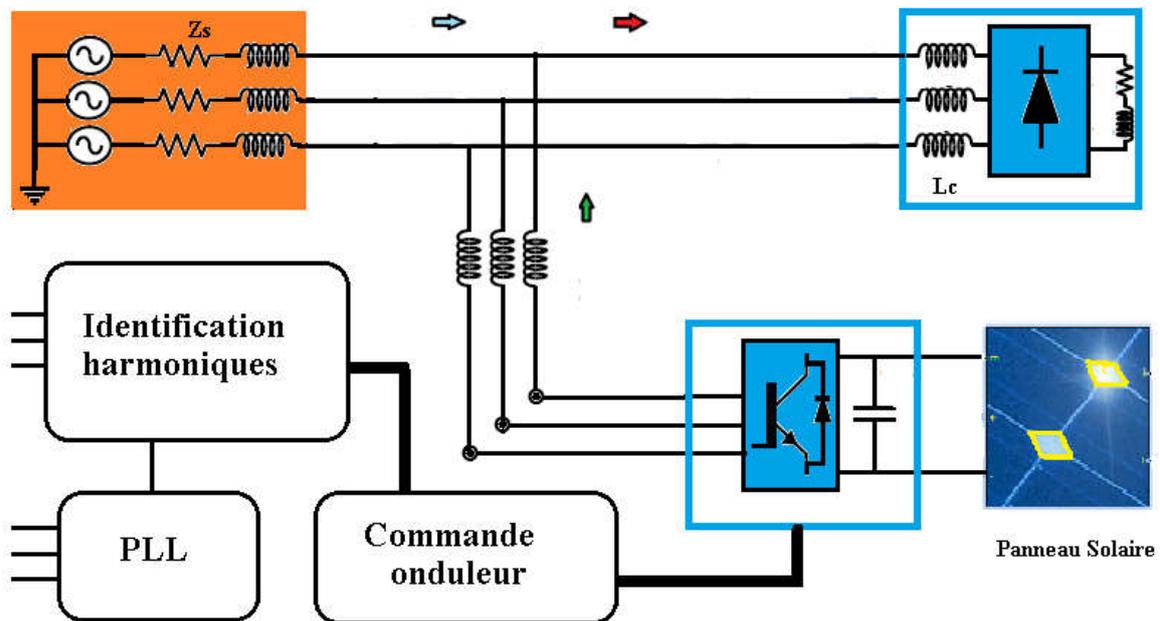


Figure V.1 Onduleur PV connecté au réseau via filtre actif 3N

V.2.1 Le panneau solaire

Le panneau photovoltaïque utilisé dans cette étude a des paramètres électriques donnés dans le tableau V.1 [10]

Spécifications du module sous STC	Paramètres
Power Rating P_{mp} (W)	305
PTC Power Rating P_{mpp} (W)	280.6
PTC/STC Power Ratio	92.0%
Open-circuit voltage (Voc)	64.2 V
Short-circuit current (Isc)	5.96 A
Voltage at Pmax (Vmp)	54.7 V
Current at Pmax (Imp)	5.58 A
Number of series-connected modules per string	12
Number of parallel string	100
Éclairement	700 W/m ²

Le convertisseur élévateur utilisé est un boost pour obtenir une sortie DC contrôlée à partir de l'entrée CC non régulée en ajustant le rapport cyclique D. Le convertisseur élévateur connecté au panneau solaire est illustré à la figure V.2. Le rapport cyclique du convertisseur est donné par l'équation V.1

$$\text{Duty cycle } D = 1 - \frac{V_{in}}{V_{out}} \tag{V.1}$$

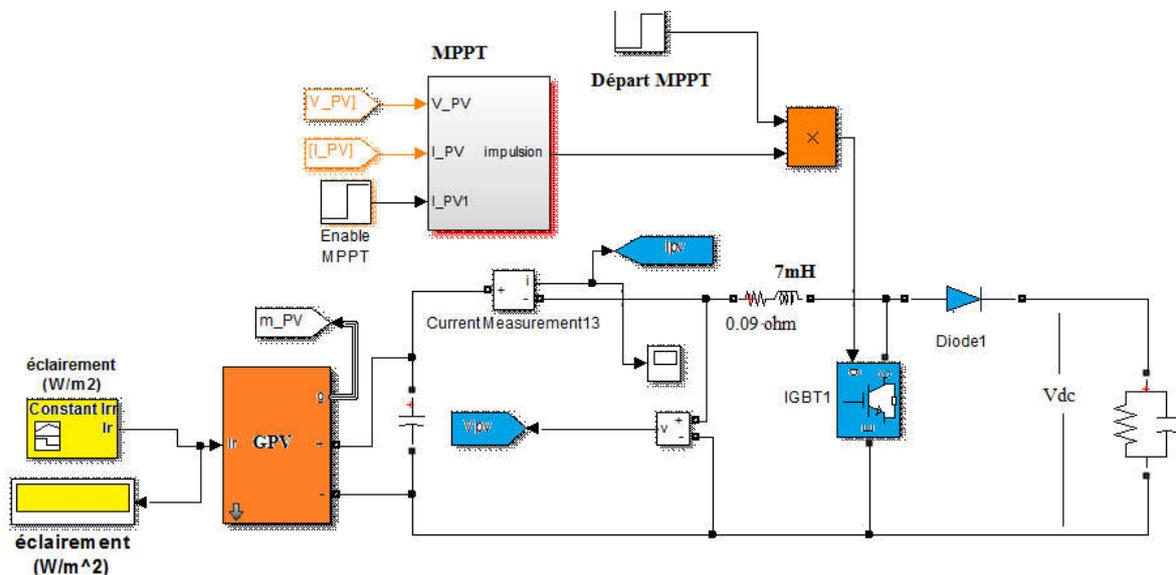


Figure V.2 Configuration panneau GPV avec MPPT.

V.2.2 Le Filtre actif

C'est un filtre actif parallèle basé sur un onduleur NPC 3N. Les courants de références sont identifiés à l'aide la méthode SRF avec une PLL du Type DSOGI-PLL. L'étude réalisée au chapitre 03 a montré que cette méthode est plus performante puisqu'elle est fonctionnelle

dans les trois régimes de fonctionnement du réseau électrique c'est-à-dire en régimes équilibré, déséquilibré et distordu. La commande des transistors de l'onduleur est de type MLI à 2 porteuses.

V.2.3 le réseau électrique

Est un réseau triphasé à 3 fils d'impédance interne Z_s constitué d'une résistance R_s en série avec une inductance L_s

V.2.4 La charge non linéaire.

Est une charge formée d'un pont redresseur triphasé à 6 diodes alimentant une résistance R_{ch} en série avec une inductance L_{ch} .

V.3. ONDULEUR PV NPC-3N CONNECTE A UN RESEAU EQUILIBRE

Il s'agit d'un réseau équilibré direct telles que les trois tensions :

Les paramètres de simulation sont identiques que ceux du régime précédent, cependant on a fait introduire un déséquilibre dans les tensions de source telles que :

$$v_a(t) = 230\sqrt{2} \sin(100\pi t) \quad v_b(t) = 230\sqrt{2} \sin\left(100\pi t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad v_c(t) = 230\sqrt{2} \sin\left(100\pi t - \frac{4\pi}{3}\right)$$

V.3.1 Les paramètres de simulation

Le tableau V.2 donne les paramètres utilisés dans la simulation sous Matlab/Simulink

Paramètres	valeur
Vsource	230V/400V/50Hz
R_s, L_s	10m Ω , 50uH
Charge	$R_{ch} = 20\Omega$, $L_{ch}=20mH$
V_{DC_ref}	1kV \rightarrow 1.5kV
L_c	1mH
L_f	2mH
Commande	PWM 10kHz
C	600 μ f
Régulation V_{DC}	$k_p=10$, $K_i=0.05$

Tableau V.1 Paramètres de simulation

La tension V_2 représente la tension continue d'interface entre le générateur PV et le filtre actif NPC 3 niveaux. Elle donne quatre phases de fonctionnement du système définies selon la figure V.3.

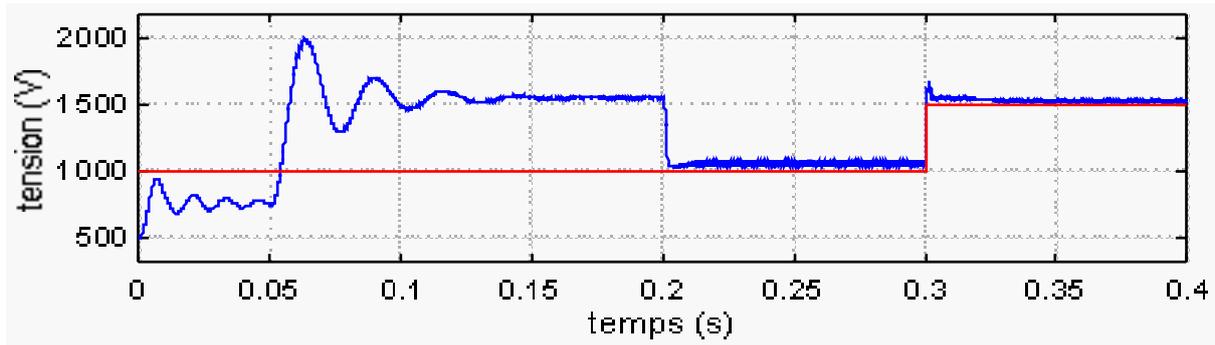


Figure V.2 Tension V_{DC} à l'entrée de l'onduleur PV

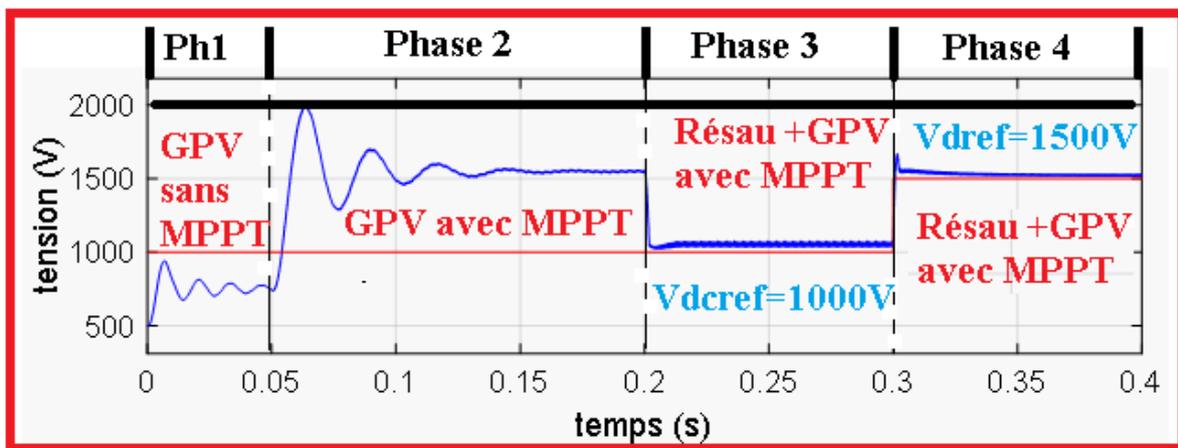


Figure V.3 Phases de fonctionnement du système

Phase 1 $0 < t < 0.05s$: Le réseau n'est pas connecté, le GPV fonctionne sans MPPT alimente la charge non linéaire selon schéma de la figure V.4. Le GPV seul fournit une puissance active à la charge non linéaire.

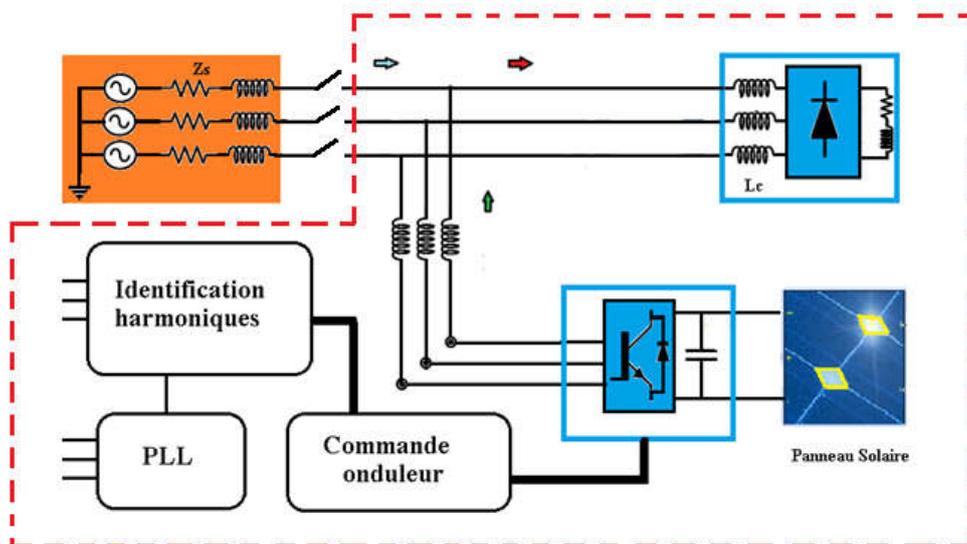


Figure V.4 Fonctionnement du système pour les phases 1 et 2

Phase 2 $t > 0.05s$: Le réseau est toujours déconnecté (figure V.4), durant cette phase le GPV fonctionne *avec MPPT*, le GPV fournit alors une tension de l'ordre 1500 V soit le double de la tension sans MPPT.

Phase 3 à $t=0.2s$ le Réseau est connecté ainsi que le GPV avec MPPT. Avec la connexion du réseau la tension V_{DC} est régulée à 1000V, alors dès le branchement du réseau la tension qui était initialement égale à 1500 V suit sa référence et chute à cette tension (figure V.2)

Phase 4 à $t=0.3s$ la tension de référence est fixée maintenant à 1500V, une valeur juste au dessous de la tension max (avec MPPT) qui est égale à 1570V. Donc le GPV pourrait fournir de la puissance active au système.

V.3.2 Résultats de simulation

Les résultats de simulation pour ce régime sont donnés par les figures de V.5 à V.12.

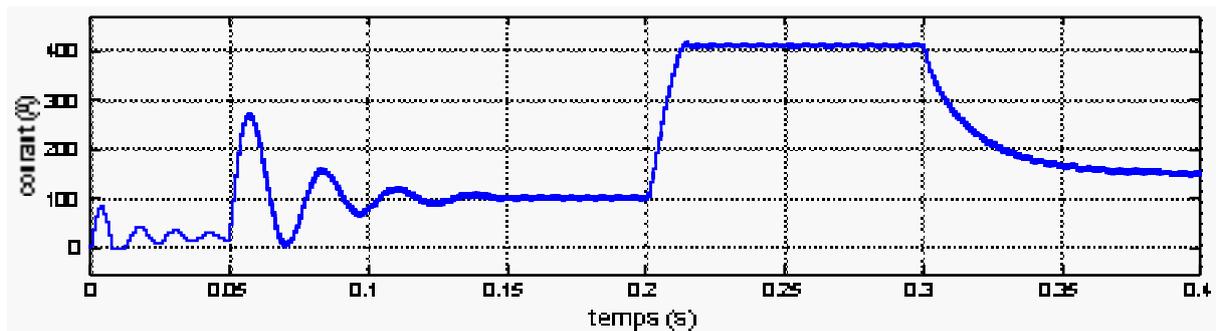


Figure V.5 Courant fourni par le GPV

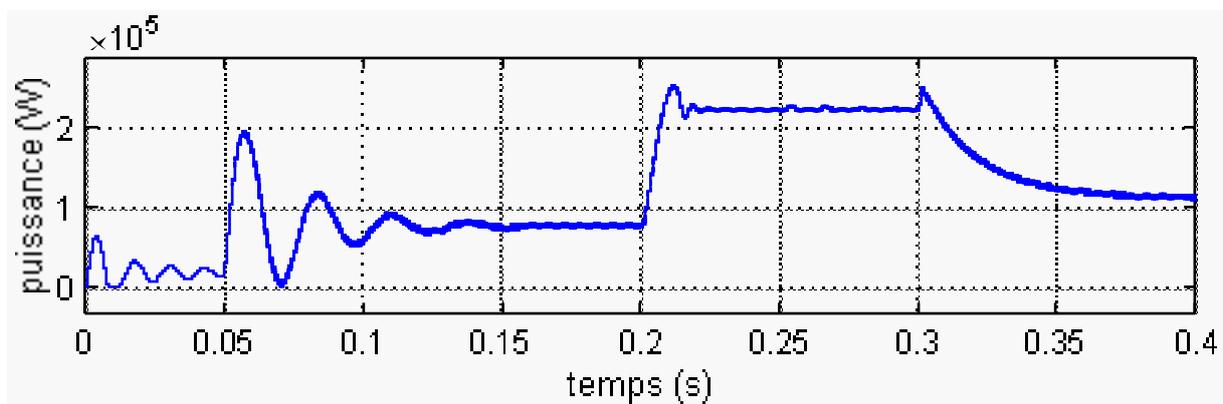


Figure V.6 Puissance fournie par le GPV

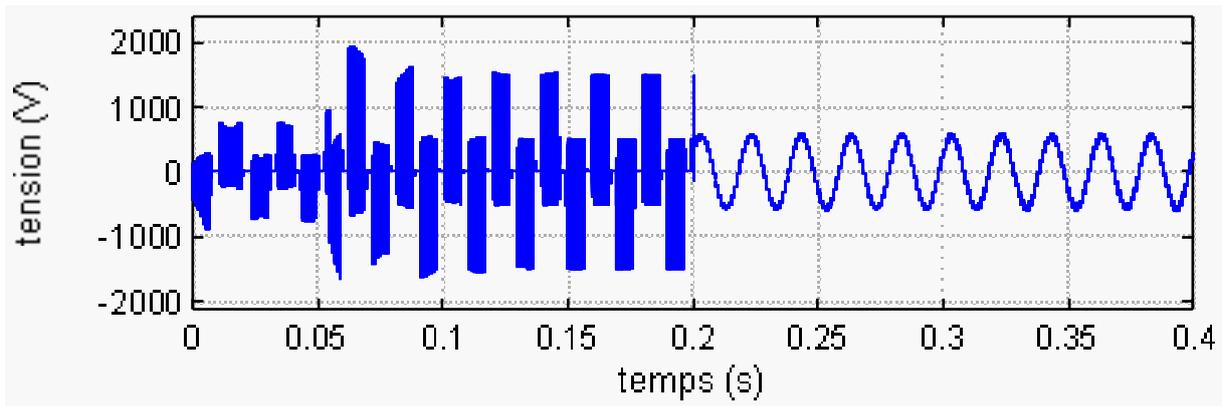


Figure V.7 Tension composée $U_{ab}(t)$ à la sortie de l'onduleur PV

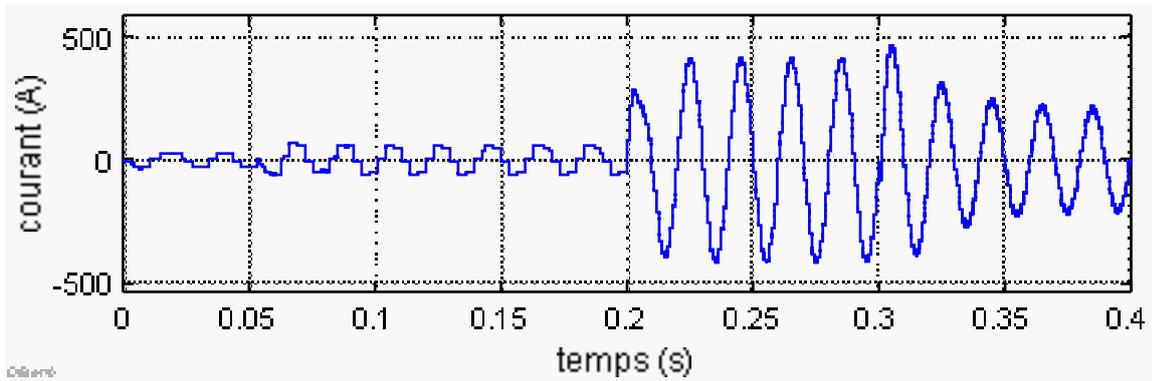


Figure V.8 Courant de la phase a sortie de l'onduleur

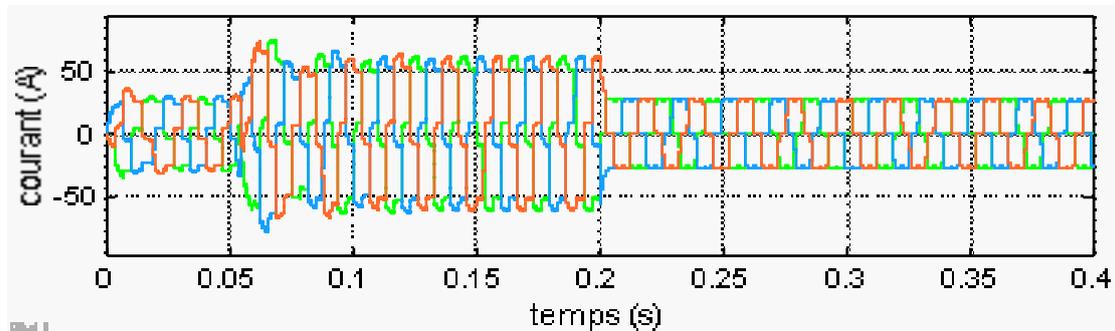


Figure V.9 Courant absorbé par la charge non linéaire

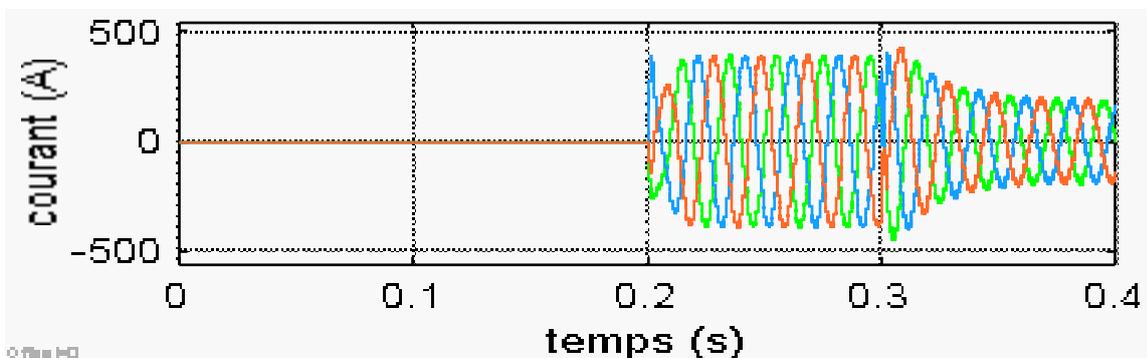


Figure V.10 Courants de source avec filtrage

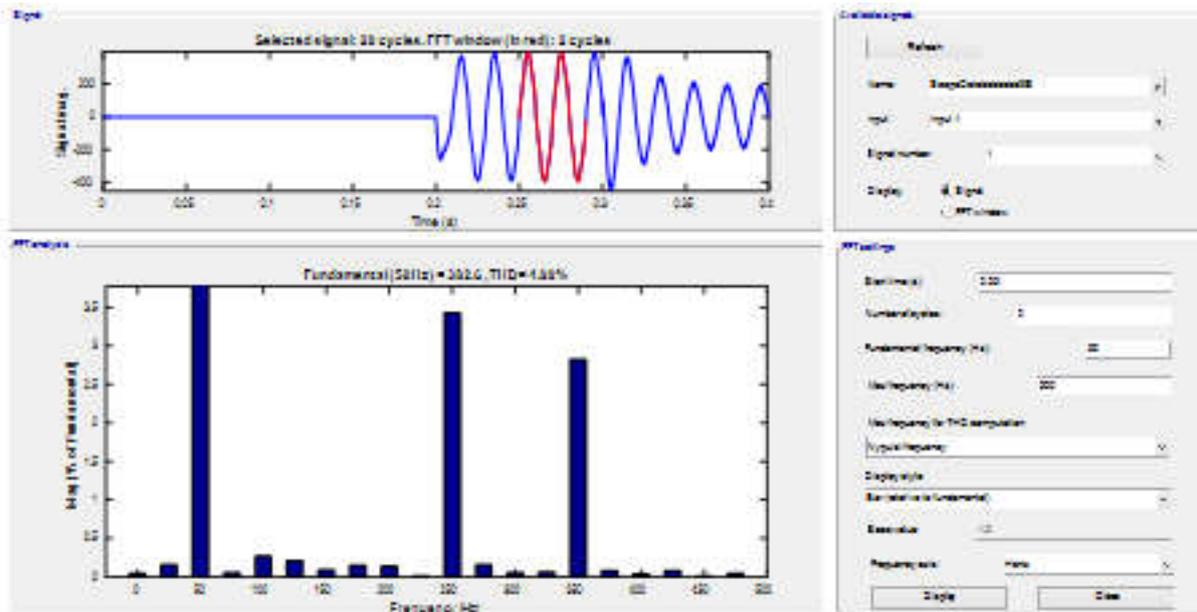


Figure V.11 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1000V$

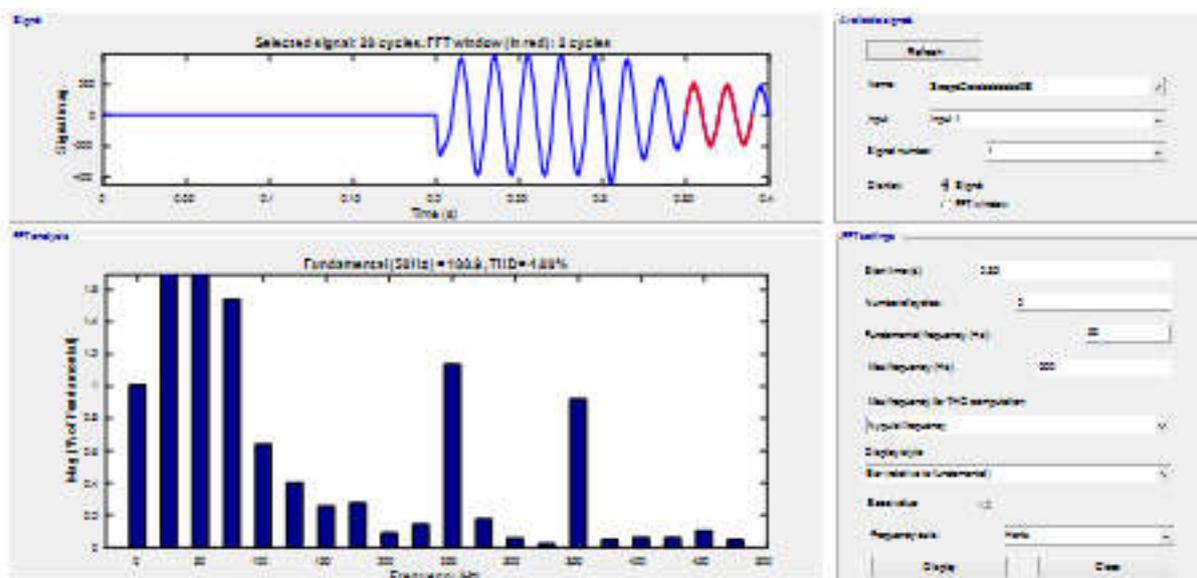


Figure V.12 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1500V$

V.3.3 Interprétation des résultats de simulation

Les figures V.5 et V.6 représentent respectivement le courant et la puissance fournis par le GPV. Durant les différentes phases la tension est constante donc la puissance prend la forme du courant. Dans la phase 1 le GPV est sans MPPT, il fournit une tension de l'ordre de 750 V c'est-à-dire la tension obtenue aux bornes 12 éléments en série dont chacun à une tension égale 64.5V, alimente seul l'onduleur. Dans la phase le GPV fonctionne avec une MPPT de type conductance incrémental les deux autres développés au chapitre 02 donnent les mêmes résultats.

La figure V.7 représente la tension composée U_{ab} entre la phase a et la phase b coté alternatif de l'onduleur. En l'absence du réseau durant les deux premières phases la tension n'est pas filtrée alimente directement la charge non linéaire, sa valeur efficace dépend de la tension V_{DC} c'est-à-dire la tension du GPV. A $t=0.2s$ le réseau est connecté il impose sa tension à la sortie de l'onduleur qui devient sinusoïdale.

La figure V.8 représente le courant de la phase a fourni par l'onduleur, durant les deux premières phases le courant est identique à celui de la figure V.8 le réseau n'est pas encore connecté. A $t = 0.02 s$ lorsque le réseau est connecté la phase du filtrage et de l'injection de la puissance commence.

La figure V.9 donne le courant absorbé par la charge non linéaire. Durant la phase 1 le courant résulte de la tension du GPV sans MPPT, cette tension est imposée au condensateur alimentant l'onduleur. Pendant la phase 2 la tension est doublée grâce à la MPPT ce qui augmente la tension coté alternatif de l'onduleur par conséquent pour la même le courant de la charge non linéaire est aussi multiplié par deux comme la tension V_{DC} . Pour les phases 3 et 4 sont identiques car c'est le réseau qui alimente la charge non linéaire. La puissance fournie par le GPV alimente le filtre actif et le reste de la puissance injectée dans le réseau.

La figure V.10 représente les courants de source avec filtrage. Les courants sont nuls durant les deux premières phases puisque le réseau est isolé du système. Durant la phase 3 où V_{DC} est fixé à 1000V la puissance transmise au réseau est plus grande que celle de la phase 4 où la tension V_{DC} est fixée à 1500V tension qui avoisine la tension max pour le panneau. Du point de vue harmonique les courants de source sont filtrés les courants ont un comportement sinusoïdal. Les figures V.11 et V.12 donne le spectre et le THD du courant de source de la phase a du réseau en fonction de la tension V_{DC} . Le THD est 4.88% lorsque la tension $V_{DC}=1000V$ et 4.08% pour $V_{DC}=1500V$.

V.4. ONDULEUR PV NPC-3N CONNECTE A UN RESEAU DESEQUILIBRE

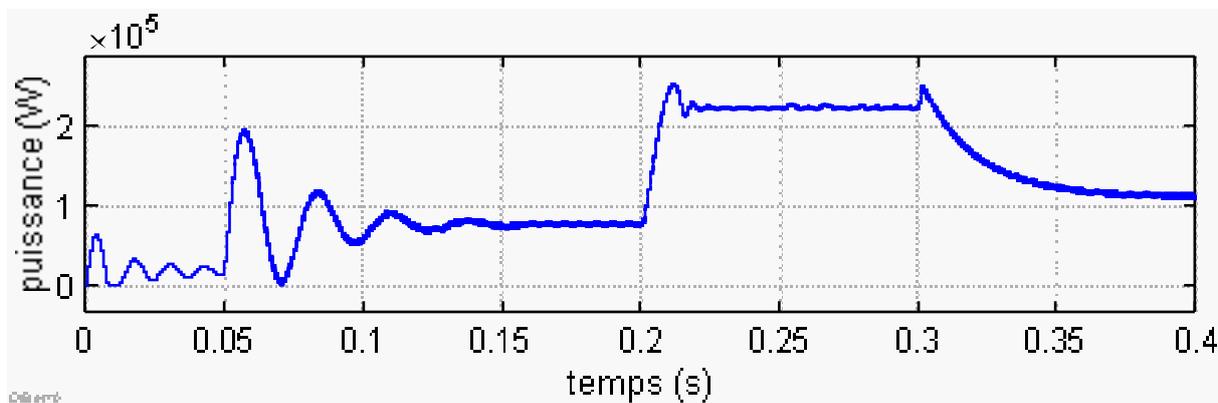
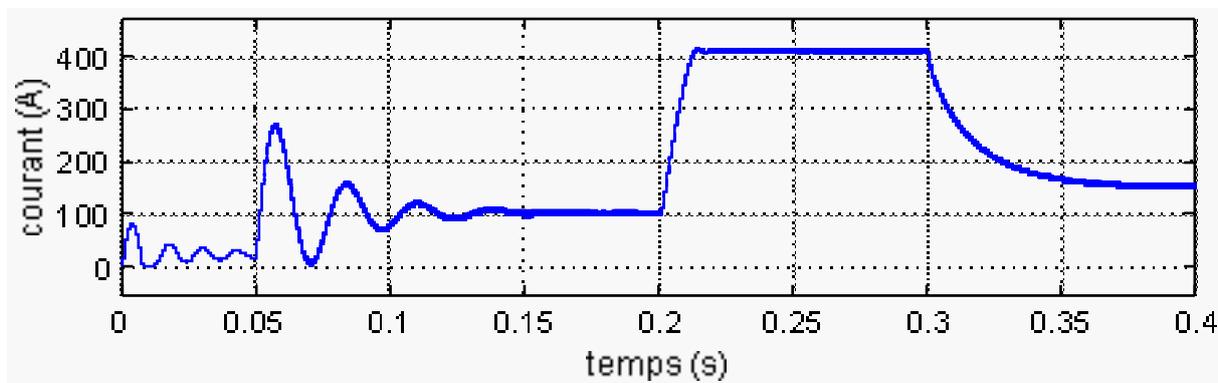
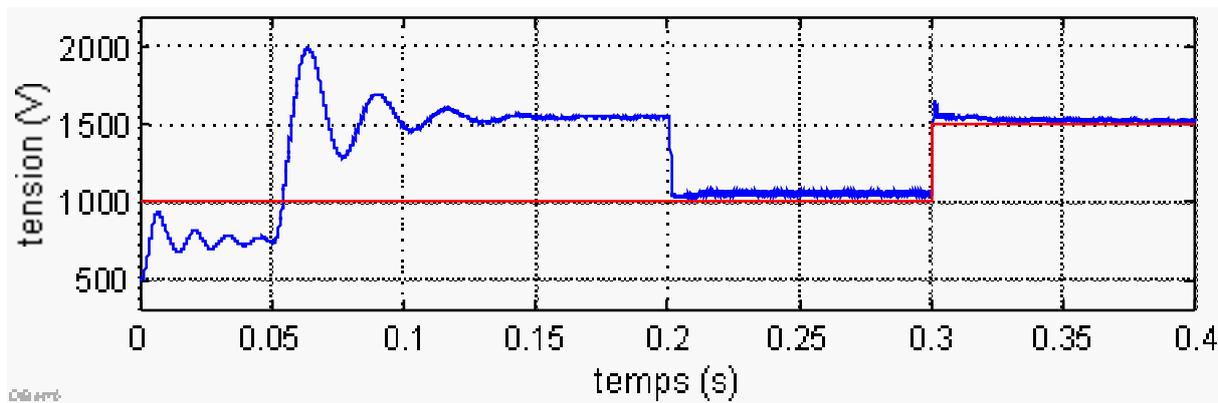
V.4.1 Paramètres de simulation

Les paramètres de simulation sont identiques que ceux du régime précédent, cependant on a fait introduire un déséquilibre dans les tensions de source telles que :

$$v_a(t) = 200\sqrt{2} \sin(100\pi t) \quad v_b(t) = 230\sqrt{2} \sin\left(100\pi t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad v_c(t) = 230\sqrt{2} \sin\left(100\pi t - \frac{4\pi}{3}\right)$$

V.4.2 Résultats de simulation

Les résultats de simulation pour ce régime sont donnés par les figures de V.13 à V.21.



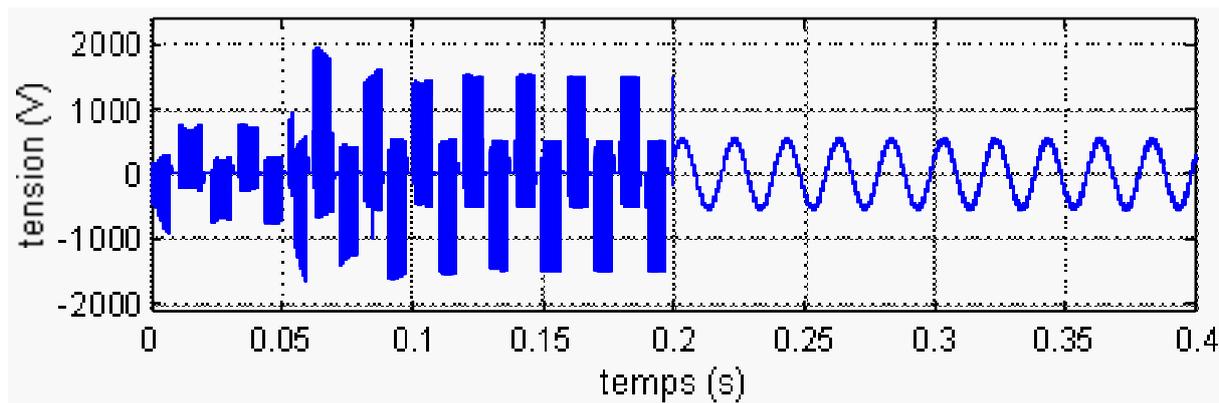


Figure V.16 Tension composée $U_{ab}(t)$ à la sortie de l'onduleur PV

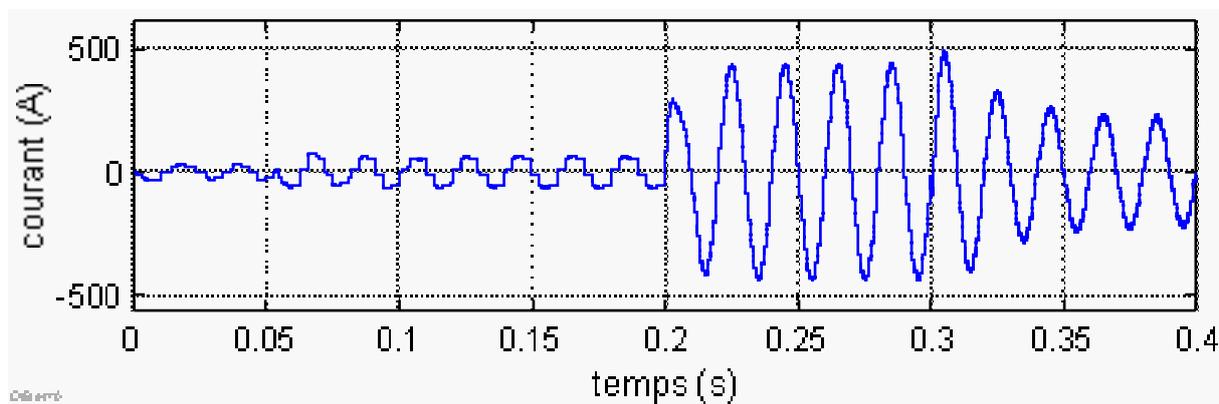


Figure V.17 Courant de la phase a sortie de l'onduleur

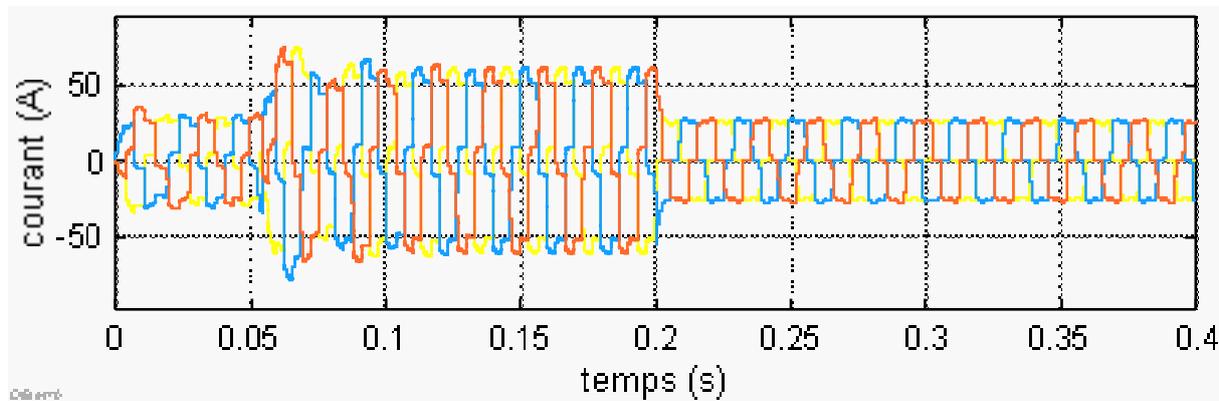


Figure V.18 Courant a absorbé par la charge non linéaire

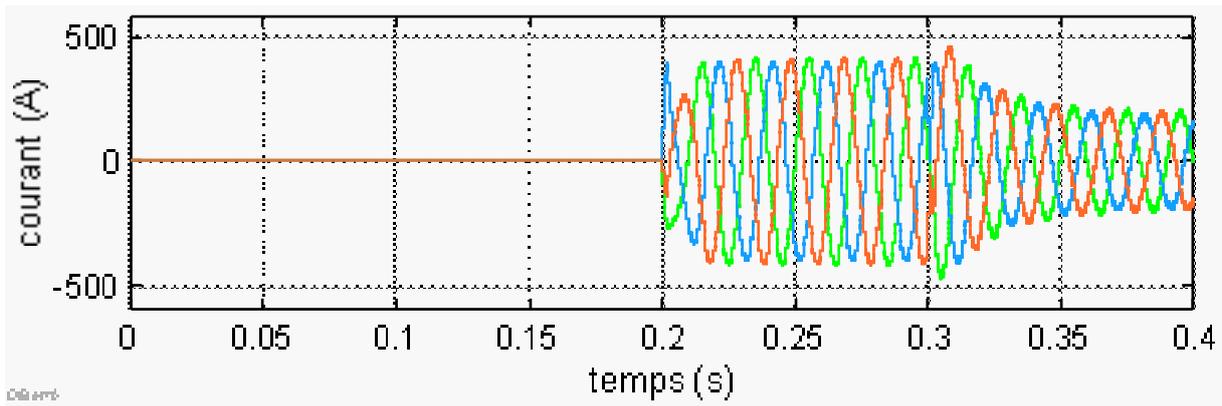


Figure V.19 Courants de source avec filtrage

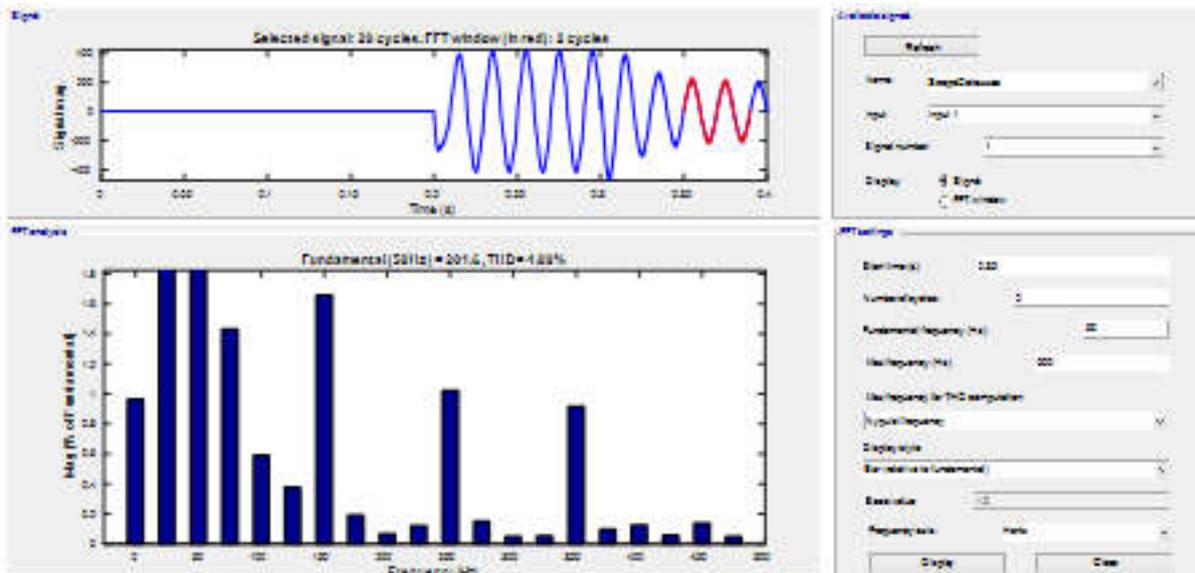


Figure V.20 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC} = 1000V$

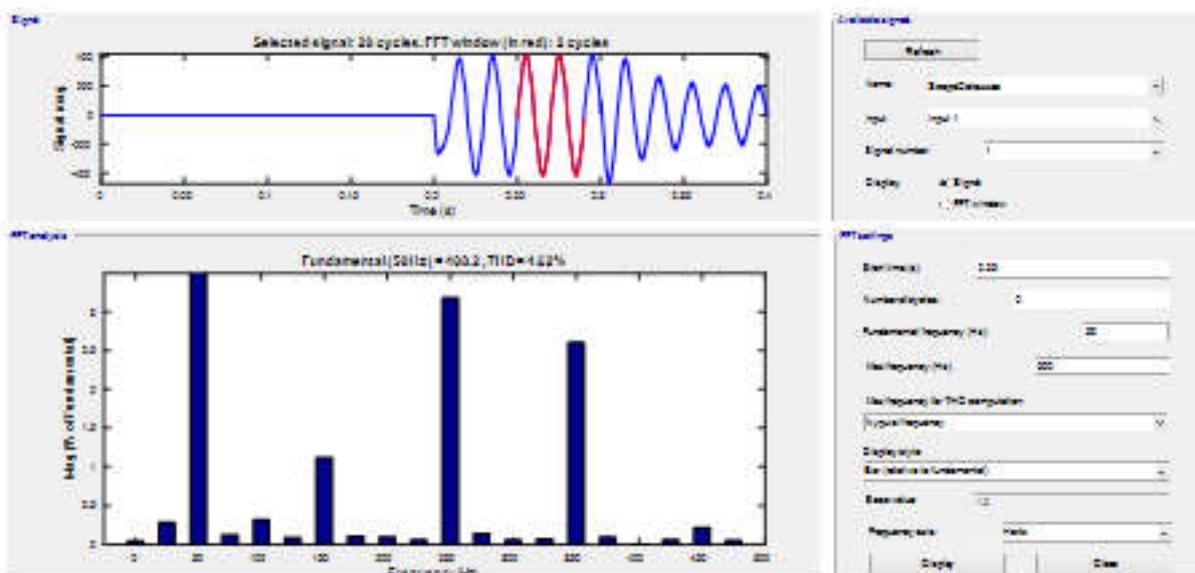


Figure V.21 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC} = 1500V$

V.4.3 Interprétation des résultats de simulation

Les résultats concernant les grandeurs caractéristiques sont presque identiques que le régime équilibré malgré le déséquilibre provoqué sur les sources ce qui démontre que la méthode SRF synchronisé avec une PLL du type DSOGI-PLL est performante comme c'est déjà constaté au chapitre 3 dans l'étude des filtres actifs seuls.

V.5 ONDULEUR PV NPC-3N CONNECTE A UN RESEAU DESEQUILIBRE DISTORDU

V.5.1 Paramètres de simulation

Les paramètres de simulation sont identiques que ceux du régime précédent, cependant on a fait introduire une distorsion au des tensions de source telles que :

$$v_a(t) = (230\sqrt{2} \sin(100\pi) + 60\sqrt{2} \sin(300\pi))$$

$$v_b(t) = 230\sqrt{2} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$v_c(t) = 230\sqrt{2} \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right)$$

La distorsion introduite sur la phase est donnée par les figures V.22. Le spectre et le THD de la tension distordue sont donnés par la V.23. Le THD mesurée est de 26.08% très loin des valeurs imposées par les normes.

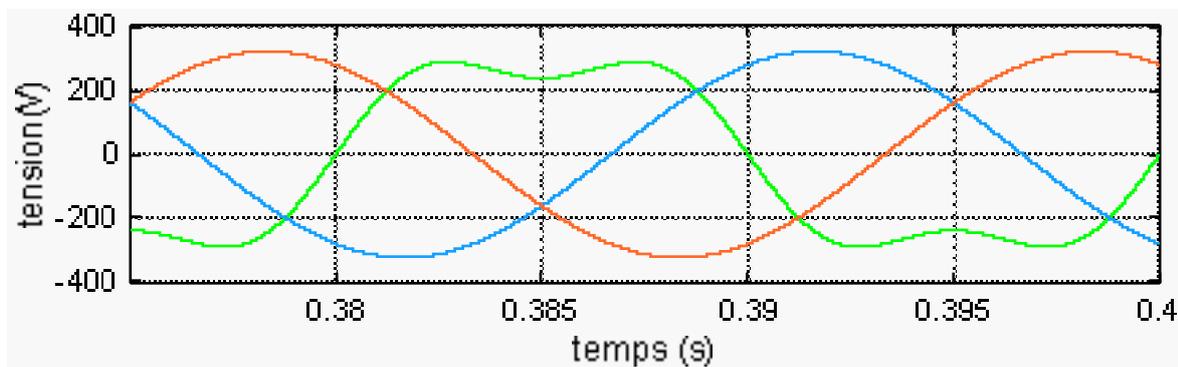


Figure V.22 tensions de source en régime distordu

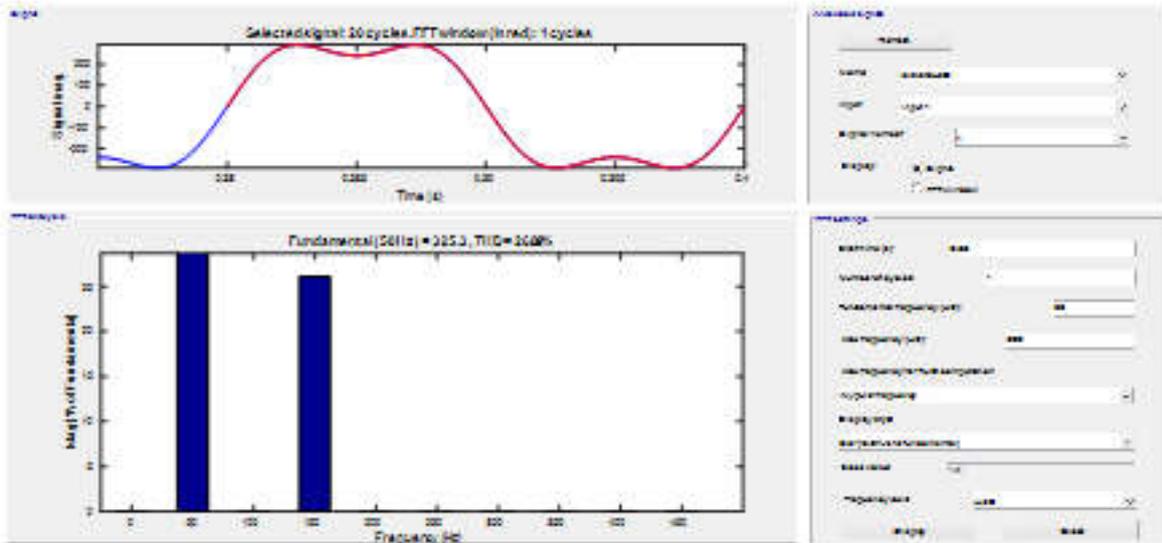


Figure V.23 Spectre et THD de la tension de source distordue (phase a)

V.5.2 Résultats de simulation

Les résultats de simulation pour ce régime sont donnés par les figures de V.24 à V.32.

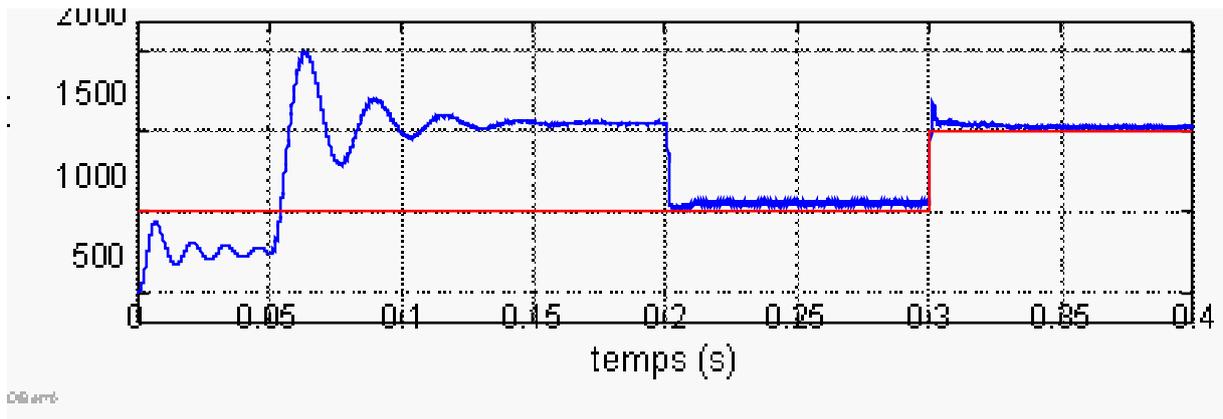


Figure V.24 Tension V_{DC} à l'entrée de l'onduleur PV

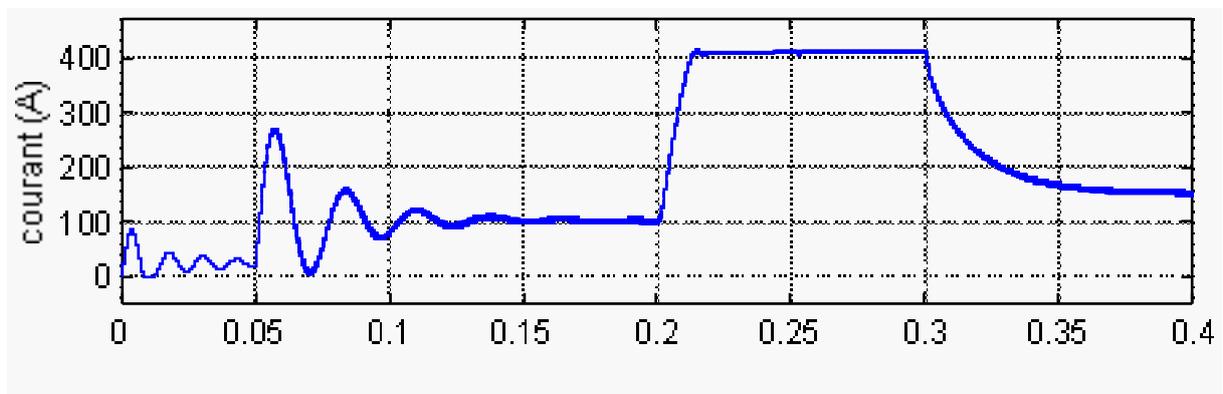


Figure V.25 Courant fourni par le GPV

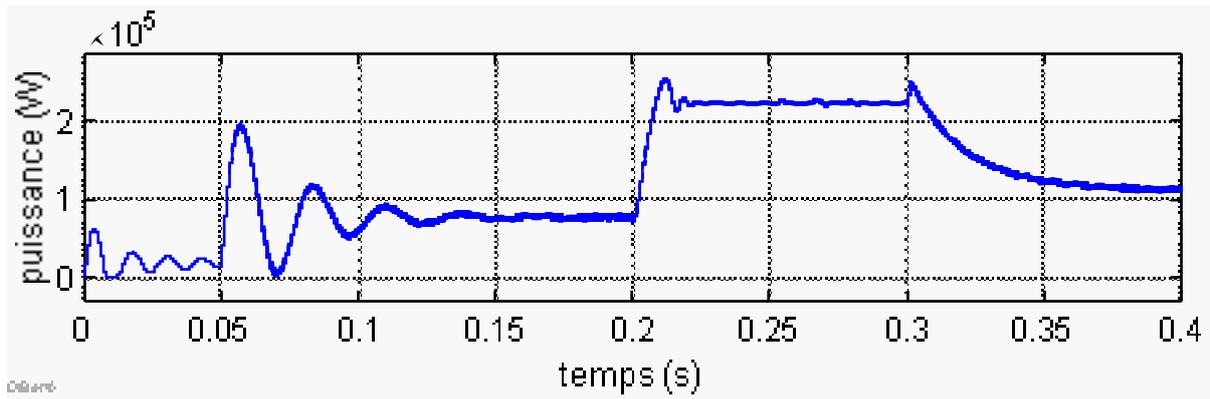


Figure V.26 Puissance fournie par le GPV

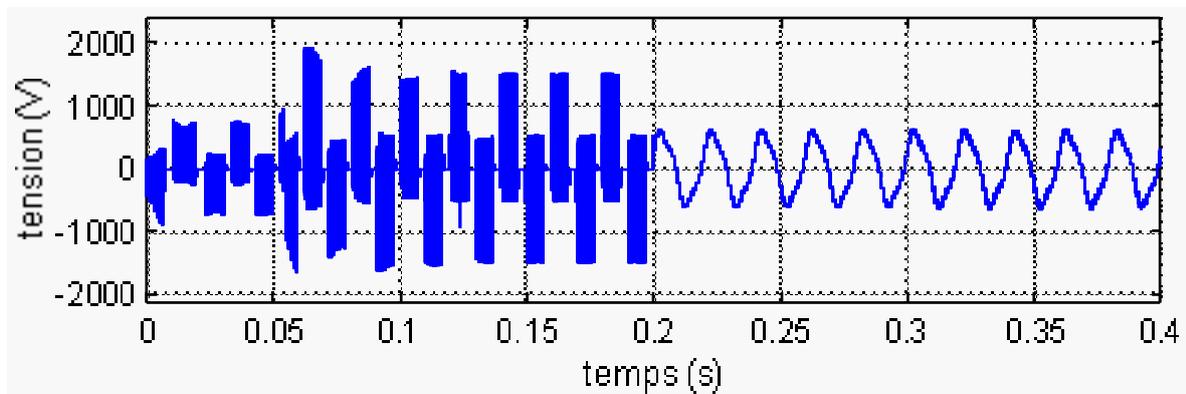


Figure V.27 tension composée $U_{ab}(t)$ à la sortie de l'onduleur PV

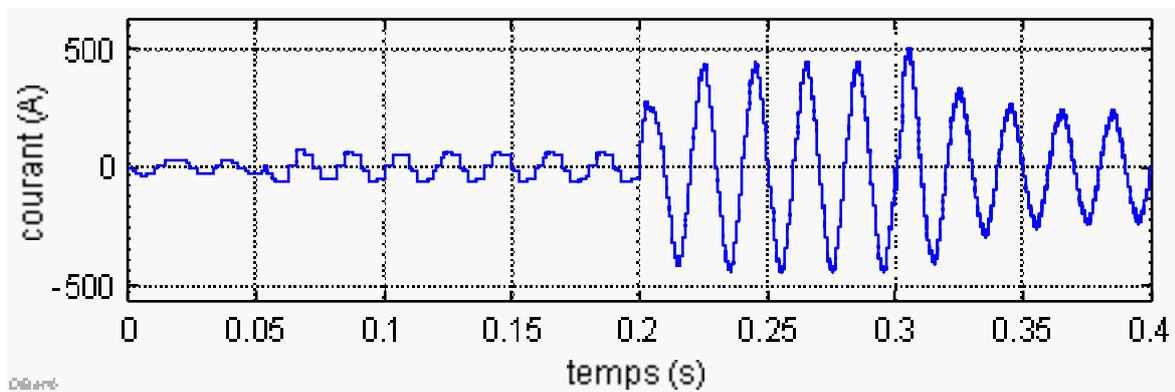


Figure V.28 Courant de la phase a sortie de l'onduleur

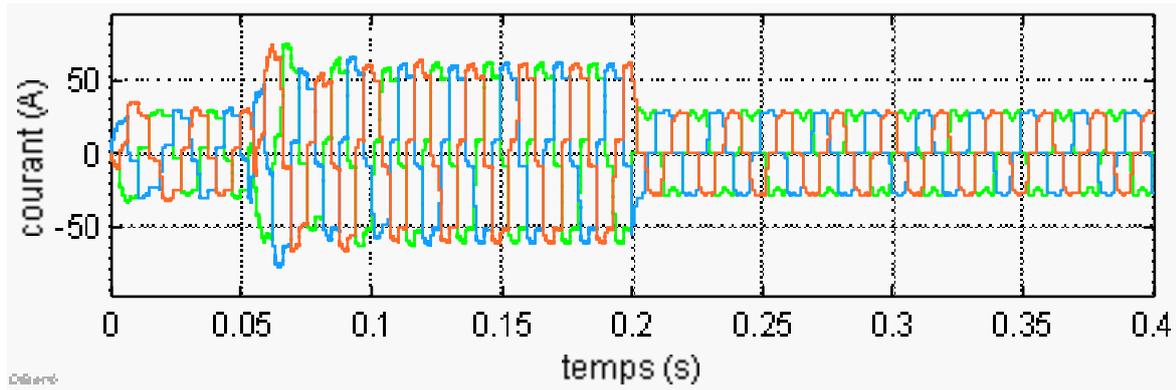


Figure V.29 Courant absorber par la charge non linéaire

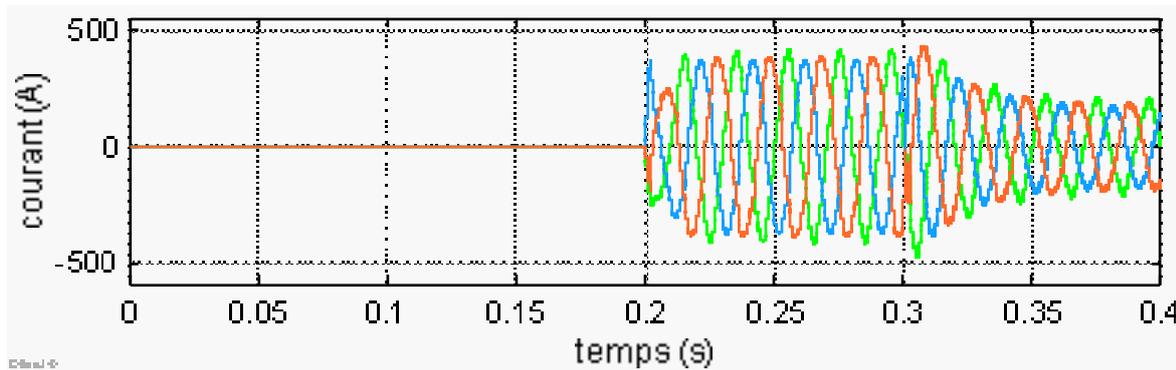


Figure V.30 Courants de source avec filtrage

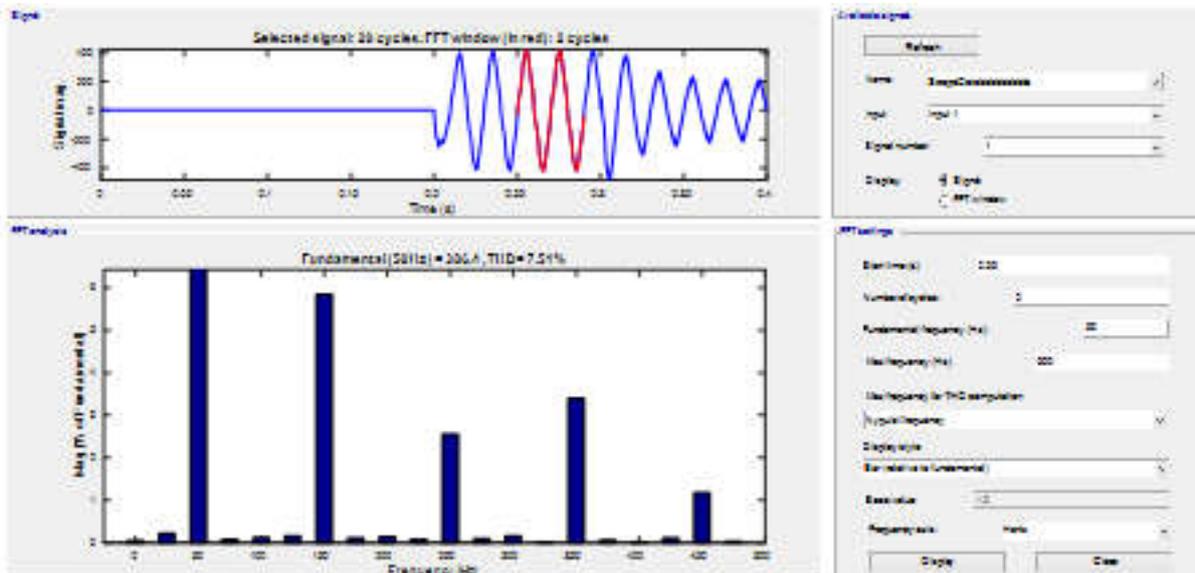


Figure V.31 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1000V$

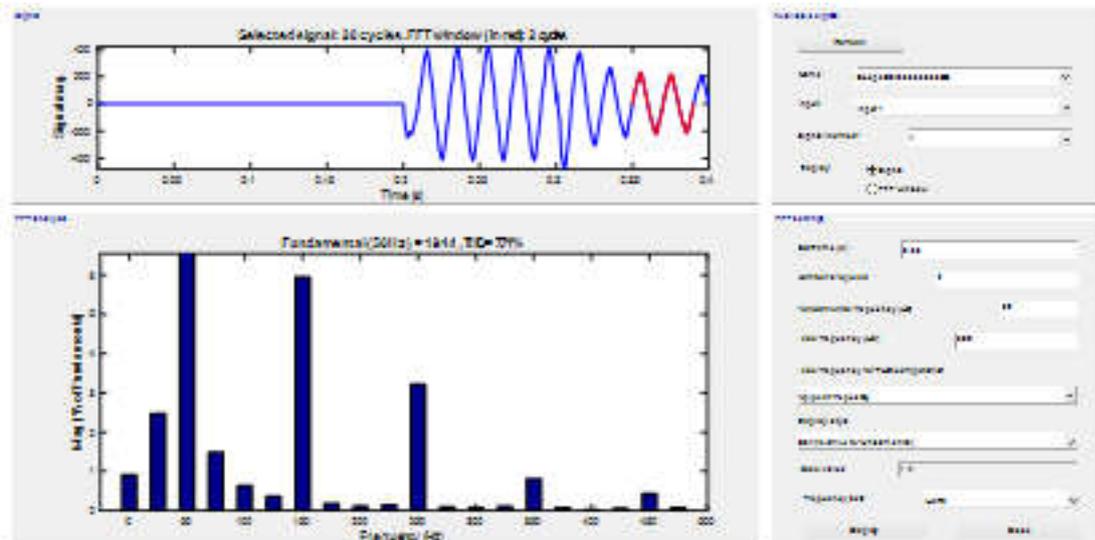


Figure V.32 Spectre et THD du courant de source de la phase a pour $V_{DC}=1500V$

V.5.3 Interprétation des résultats de simulation

Comme s'est remarqué avec le régime déséquilibré l'ensemble des résultats restent stables comme dans le cas du régime équilibré avec quelques changements constatés à l'instar du courant fourni par le GPV durant la première phase où l'oscillation est plus importante lorsque la MPPT n'est pas entrée en service. Même constatation pour la puissance puisque elle suit la forme du courant.

V.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, la simulation sous Matlab/simulink d'un filtre de puissance active shunt SRF-SOGI dans un système photovoltaïque connecté au réseau a été proposée. à partir des résultats obtenus, on peut obtenir quelques points clés comme suit :

- une tension V_{DC} peut être maintenue constante correspondant à une tension de référence imposée.
- Le contrôle du flux de puissance active et réactive peut fonctionner selon la théorie SRF –SOGI-PLL dans les trois régimes de fonctionnement du réseau : régime équilibré, déséquilibré et distordu
- Les systèmes SAPF+PV sont conçus pour réduire la valeur du THD généré par le charge non linéaire, alors que, lorsque la puissance active du photovoltaïque est injectée, le THD est réduit dans les différents régimes de fonctionnement du réseau.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans cette thèse concernent les systèmes de productions photovoltaïques interconnectées au réseau. Nous avons commencé par présenter un état des lieux de la situation énergétique et l'évolution des énergies renouvelables dans le monde. Ensuite, nous nous sommes particulièrement intéressés à la situation du photovoltaïque, objet de notre étude, dans le mix énergétique algérien.

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge (onduleur PV), permet l'extraction de la puissance optimale. Le MPPT d'un système photovoltaïque est un paramètre essentiel, pour cela nous avons étudié trois méthodes, les deux premières plus conventionnelles la méthode de perturbation et observation (P&O) et la méthode de la conductance incrémentale. Pour augmenter la robustesse contre les incertitudes paramétriques nous avons proposée la technique de commande intelligente mode glissant (Sliding Mode Control). Puis nous avons fait une étude comparative pour déterminer les avantages et les inconvénients de chacun des algorithmes.

Dans l'optique d'interconnecter et injecter l'énergie photovoltaïque au réseau électrique à travers un filtre actif, nous avons fait une étude exhaustive sur les filtres actifs parallèles deux et trois niveaux. La phase des tensions triphasées est considérée comme l'information la plus importante et la plus critique pour le bon fonctionnement des filtres actifs car le réseau ne présente pas toujours trois tensions équilibrées parfaitement sinusoïdales. Pour ce dernier régime une PLL classique suffise. Mais en cas de distorsion la synchronisation n'est plus assurée, c'est pour cette raison que nous avons proposée une PLL plus adaptée en l'occurrence une DSOGI-PLL. Les résultats de simulations montrent que les filtres actifs parallèles 2 ou 3 niveaux fonctionnent dans les différents régimes de fonctionnement du réseau électrique et donnent des THD répondants aux normes.

Pour injecter l'énergie produite par le GPV dans le réseau nous avons tout d'abord utilisée un onduleur deux niveaux en injectant directement puis à travers un filtre actif. Dans l'injection directe la méthode utilisée est celle des puissances active et réactive. Cette méthode a l'inconvénient de ne pas filtrer les courants de source en cas de présence de charges non linéaires lorsqu'elles sont branchées au réseau. Alors que l'interconnexion à travers un filtre actif permet la compensation des harmoniques et de la puissance réactive et peut injecter la puissance active en cas de surplus. Ce travail a fait l'objet d'une publication de classe A.

CONCLUSION GENERALE

Enfin nous avons proposé un système composé d'un GPV connecté au réseau via un filtre actif NPC 3 niveaux. Ce système a été utilisé pour injecter la puissance active produite par le générateur PV et aussi pour filtrer les courants de source. Une étude détaillée par simulation sous Matlab/Simulink est proposée dans le cas d'un réseau équilibré, déséquilibré et distordu.

En perspectives, et comme suite à ce travail nous proposons :

- l'étude de l'impact de l'irradiation solaire
- l'étude d'onduleurs de niveaux supérieurs. Nous avons commencé l'étude avec 5 niveaux.
- et enfin la validation expérimentale des résultats obtenus.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 01

- [1] IREN21. 2020 Renewables 2020 Global Status Report; REN21 Secretariat: Paris, France, 2020. Available online: <http://www.ren21.net/> (accessed on 20 May 2020).
- [2] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2020/Jun/Costs-Press-Release_French.pdf
- [3] <https://www.connaissancedesenergies.org/lelectricite-dans-le-monde-en-2021-annee-de-records-220330>
- [4]. International Hydropower Association. Hydropower Status Report 2020; Int Hydropower Assoc: London, UK, 2020.
- [5]. Zimny, J.; Michalak, P.; Bielik, S.; Szczotka, K. Directions in development of hydropower in the world, in Europe and Poland in the period 1995–2011. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2013, 21, 117–130.
- [6] https://www.encyclopedie-energie.org/rubriques_articles/hydraulique/
- [7] <https://gwec.net/green-recovery-data-analysis/>
- [8] <https://www.agenceecofin.com/dossier/3004-87778-2020-annee-record-pour-l-eolien-dans-le-monde>
- [9]. <https://www.encyclopedie-energie.org/electricite-eolienne-etat-de-lart-en-2020-et-perspectives/>
- [10] <https://windeurope.org/intelligence-platform/statistics/>
- [11] International Energy Agency (IEA). Stat Data Brows; 2019. Available online: <https://www.iea.org/data-and-statistics> (Juin 2020).
- [12] https://stringfixer.com/fr/Solar_power_by_country (Mai 2022)
- [13] <http://solaris.info>
- [14] <https://www.irena.org/solar>
- [15] Abed, F.M.; Al-Douri, Y.; Al-Shahery, G.M. Review on the energy and renewable energy status in Iraq: The outlooks. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014, 39, 816–827.
- [16] <https://www.aps.dz/societe/134560-demographie-44-6-millions-d-habitants-en-algerie-en-janvier-2021>
- [17] World Energy Council. Unconventional Gas a Global Phenomenon. *World Energy Resour.* 2016. Available online: <https://www.worldenergy.org/> (accessed on 26 May 2020).

BIBLIOGRAPHIE

- [18] International Renewable Energy Agency (IRENA). Global Renewables Outlook; 2020. Available online: <https://www.irena.org/> (accessed on 26 May 2020).
- [19] <https://ourworldindata.org/energy/country/algeria>
- [20] Dudley, B. BP Statistical Review of World Energy 2019; BP Stat Rev: London, UK, 2019.
- [21] Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC). Online Annual Statistical Bulletin 2017; 2017. disponible online: https://www.opec.org/opec_web/flipbook/ASB2017/ASB2017/assets/common/downloads/ASB2017_13062017.pdf consulté le 31 Mai 2020.
- [22] Himri, Y.; Malik, A.S.; Stambouli, A.B.; Himri, S.; Draoui, B. Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2009, 13, 1584–1591. [CrossRef]
- [23] Stambouli, A.B.; Koinuma, H. A primary study on a long-term vision and strategy for the realisation and the development of the Sahara Solar Breeder project in Algeria. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012, 16, 591–598.
- [24] creg.dz. Commission for Regulation of Electricity and Gas. Program Indicative of the Requirements for Means of Production of Electricity (2008–2017). Available online: <https://creg.dz/> (accessed on 12 June 2020).
- [25] Ministère de l'énergie et des Mines. Guide des Energies Renouvelables 2007. Available online: <https://www.energy.gov.dz/?article=contact> (consulté le 01 Juin 2020).
- [26] Himri, Y.; Malik, A.S.; Stambouli, A.B.; Himri, S.; Draoui, B. Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2009, 13, 1584–1591.
- [27] Administration USEI. Country Analysis Executive Summary: Iran; 2019; pp. 1–6. Available online: https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Iran/pdf/iran_exe.pdf (accessed on 12 June 2020).
- [28] Himri, Y.; Merzouk, M.; Merzouk, N.K.; Himri, S. Potential and economic feasibility of wind energy in south West region of Algeria. *Sustain. Energy Technol. Assess.* **2020**, 38, 100643
- [29] <https://www.cder.dz/spip.php?article3568>
- [30] https://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/ber44_11.pdf
- [31] Abdeslame, D.; Merzouk, N.K.; Mekhtoub, S.; Abbas, M.; Dehmas, M. Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in Algerian high plateaus. *Renew. Energy* **2017**, 103, 630–640.

[32] Ouali, A.A.; Issaadi, A.; Maizi, D.; Ayadi, A.; Bouhdjar, A. Geothermal potential in the Ouarsenis-Biban-Kabylie (North Central Algeria): Hot spring catalogue. Arab. J. Geosci. **2019**, 12, 741. [CrossRef]

[33] Eddine, B.T.; Salah, M.M. Solid waste as renewable source of energy: Current and future possibility in Algeria. Int. J. Energy Environ. Eng **2012**, 3, 17.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 02

[1] <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2021/06/07/report-universal-access-to-sustainable-energy-will-remain-elusive-without-addressing-inequalities>

[2] P.A. Lynn, Electricity from sunlight: an introduction to photovoltaics. Chichester (UK): John Wiley & Sons, 2011

[3] <https://www.monde-du-gecko.com/progres-production-electricite-soleil/>

[4] <https://energieplus-lesite.be/techniques/photovoltaique3/types-de-cellules/>

[5] R.C Campbell "A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies" 39 th North American Power Symposium, 2007. NAPS '07, pp.97 – 101, Sept. 30 2007-Oct. 2007.

[6] <https://energieplus-lesite.be/techniques/photovoltaique3/modules-photovoltaiques/>

[7] T Stéphane Vighetti, «Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion», Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010. Français. <tel-00525110>.

[8] T Cédric CABAL «Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque», Décembre 2008.

[9] M. PETIBON Stéphane, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», Thèse Doctorat, l'Université Toulouse III Paul Sabatier, France, 20 Janvier 2009.

[10] Chaoua rafik & sebah chawki «Etude et modélisation d'un système de tracking du point de la puissance maximale d'un generateur photovoltaïque» constantine 2010.

[11] K.Petritsch, Organic solar cell architectures, Thèse de l'université de Graz, Autriche (2000).

[12] Ludmil Stoyanov, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides _a sources d'énergie renouvelables».Electric power.Universities Pascal Paoli, 2011.

[13] M.S. Ait Cheikh et al, « Mise au point d'une régulation floue pour serre agricole énergie solaire »Revue des énergies renouvelables vol. 13N°3, pp 421-443 ,2010.

[14] T. B Abdallah, «Développement de surface a base de dioxyde de titane par PVD pour une application aux cellules solaire»,doctorat université Tlemcen ,2008.

BIBLIOGRAPHIE

- [15] G.Notton et al, «influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module pv en silicium monocristallin », Revue des énergies Renouvelables vol. 13N°3, pp 49-62,2010.
- [16] J. P. Ferrieux et F. Forest – Alimentation à découpage convertisseurs à résonance Principes, composants, modélisation – 3 ème édition, Dunod, 2006.
- [17] R.C Campbell “A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies” 39 th North American Power Symposium, 2007. NAPS '07, pp.97 – 101, Sept. 30 2007-Oct. 2007 .
- [18] Utkin VI, “Sliding mode control design principles and applications to electric drives,” IEEE transactions on industrial electronics. Feb; 40(1):23-36, 1993.
- [19] L. Protin, S. Astier, « Convertisseurs photovoltaïques», Technique de l'Ingénieur, Ref : D 3360, 1997.
- [20] A. Cid-Pastor, «Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique», Thèse Université Paul Sabatier, Toulouse 2006.
- [21] A.Djerdir, "Maquette pédagogique associant un générateur photovoltaïque et des supercondensateurs dans une application transport", Khadija.elkhadri@utbm.fr.
- [22] A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs, “Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with voltage and current based maximum power point tracking”,IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, pp. 514-522, Dec. 2002.
- [23] D.P.Hohm and M.E.Ropp « Comparative study of Maximum Power Point Tracking Algorithms», in Progress in Photovoltaics : Research and Applications, 2003; 11:47-62.
- [24] Jui-LY, Ding-T S, Ying-S S « Research on MPPT and Single-Stage Grid-Connected for Photovoltaic System », Issue 10, Volume 7, October 2008.
- [25] T.Tafticht, K.Agbossou, « Development of a MPPT Method for Photovoltaic Systems », Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Volume 2, 2-5 May 2004.Page(s):1123 - 1126 Vol2.
- [26] Townsend, Timothy U. «A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct- Coupled Photovoltaic Systems ». M. S. Thesis. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison: 1989.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 03

- [1] D. Ouled Abdeslam, «Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension », Thèse de Doctorat, Université UHA Mulhouse, 2005.
- [2] L. Benchaita, «Etude par simulation numérique et expérimentation d'un filtre actif parallèle à structure courant avec une nouvelle méthode de contrôle-commande», Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, Décembre 1998
- [3] M.A. Alali, «Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension», Thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur, Strasbourg I, Septembre 2002.
- [4] P. Sagarzi, S. Théoleyre, «Optimisation des installations de compensation en présences d'harmoniques », RGE, Vol.26, pp.12-17,1988.
- [5] H. Sasaki and T. Machida, "A new method to eliminate ac harmonic currents by magnetic compensation – considerations on basic design, " IEEE Trans on PAS vol. 90, pp. 1971.
- [6] S. Mishra, (2007) 'Bacterial Foraging Technique-Based Optimized Active Power Filter for Load Compensation', IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp. 457- 465..
- [7] Bhim singh, Jitendra Solanki, (2009) 'A Comparison of Control Algorithms for DSTATCOM ', IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol-56, No-7, pp. 2378- 2745.
- [8] A. Sakthivel et al. « "Simulation and Design of SRF based Control Algorithm for Three Phase Shunt Active Power Filter" Proc. of Int. Conf. on Advances in Control System and Electricals Engineering 2013
- [9] T. Gouraud, "Identification et Rejet de Perturbations Harmoniques dans des Réseaux de Distribution Electrique", Thèse de Doctorat, Ecole doctorale sciences pour l'ingénieur de Nantes, Janvier 1997
- [10] Hirofumi Akagi. Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits. IEEJ IPEC-Tokyo'83, 1375, 1983.
- [11] Bhim singh, Jitendra Solanki, (2009) 'A Comparison of Control Algorithms for DSTATCOM ', IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol-56, No-7, pp. 2378- 2745.
- [12] F. Hassan et R. Critchley, « A robust PLL for grid interactive voltage source converters », in Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International, 2010, p. T2-29-T2-35
- [13] Blaabjerg F.; Teodorescu, R.; Liserre, M.; Timbus, A.V. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. IEEE Trans. Ind. Electron. **2006**, 53, 1398–1409. [CrossRef]
- [14] JAALAM, N., N. A. RAHIM, A. H. A. BAKAR, C. TAN and A. M. HAIDAR. A comprehensive review of synchronization methods for grid connected converters of renewable energy source. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016, vol. 59, iss. 1, pp. 1471–1481. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.066

- [15]. Mehmet Emin MERAL, Dogan CELIK, "DSOGI-PLL Based Power Control Method to Mitigate Control Errors Under Disturbances of Grid Connected Hybrid" Renewable Power Systems Power Engineering and Electrical Engineering Volume 16 N° 1.2018.
- [16] Carugati I, Maestri S, Donato PG, Carrica D, Benedetti M. Variable sampling period filter PLL for distorted three-phase systems. IEEE Trans Power Electronics. 2012;27:321-30.
- [17] Bannister, R. H. Baker et L. H. Bannister, "*Electric Power Converter*", U.S. Patent Number 3,867,643, Feb. 1975.
- [18] A. Nabae, I. Takahashi, H. Akagi, "*A new-point-clamped PWM Inverter*", IEEE trans. on Ind elect, Vol.1A-17, NO 5, pp. 518-523, 1981.
- [19] S. Kouro, M. Malinowski, K. Gopakumar, J. Pou, L. G. Franquelo, Bin Wu, J. Rodriguez, M. A. Pérez, "*Recent Advances and Industrial Applications of Multilevel Converters*", IEEE Trans. on Ind. Elec, Vol. 57, No.8, pp. 2553-2580, 2010.
- [20] Debnath, S., Qin, J., Bahrani, B., Saeedifard, M., and Barbosa, P. (2015). Operation control and applications of the modular multilevel converter: a review. IEEE Trans. Power Electron. 30, 37–53. doi: 10.1109/tpel.2014.2309937
- [21] Gupta, K. K., Ranjan, A., Bhatnagar, P., Sahu, L. K., and Jain, S. (2015). Multilevel inverter topologies with reduced device count: a review. IEEE Tran. Power Electron. 31, 135–151. doi: 10.1109/tpel.2015.2405012
- [22] A. Nabae, I. Takahashi and H. Akagi, "A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter", IEEE Trans. Ind. Application, Vol. IA-17, pp. 518-523, Sep./Oct. 1981.
- [23] M. Marchesoni, "High performance current control techniques for applications to multilevel high power voltage source inverters," Proceedings of the IEEE Power Electronics Specialists Conference, volume 2, pages 672-682, June 1989.
- [24] T.A. Meynard, H. Foch, "Multi-level Conversion: High Voltage Choppers and Voltage-source Inverters," Proceedings of the IEEE Power Electronics Specialist Conference, pages 397-403, 1992.
- [25] Karwatzki, D., and Mertens, A. (2018). Generalized control approach for a class of modular multilevel converter topologies. IEEE Trans. Power Electron. 33, 2888–2900. doi: 10.1109/TPEL.2017.2703917

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 04

- [1] A. Ellis, R. Nelson, E. Von Engeln, R. Walling, J. McDowell, L. Casey, E. Seymour, W. Peter, C. Barker, B. Kirby, Reactive Power Interconnection Requirements for PV and Wind Plants – Recommendations to NERC, SAND 2012–1098.
- [2] R. K. Varma, S. Arifur Rahman, T. Vanderheide, New Control of PV Solar Farm as STATCOM (PV-STATCOM) for Increasing Grid Power Transmission Limits During Night and Day, *IEEE Transactions on Power Delivery*, **30**, 2, 2015.
- [3] J. Jiapei, C. Tiantian, L. Ling, S. Shaoze, A Control Strategy for Single phase Grid-Connected Inverter with Power Quality Regulatory Function, *TELEKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*, **12**, 1, pp. 225–233, 2014.
- [4] A. Luo, Q. Xu, F. Ma, Y.-D. Chen, Overview of power quality analysis and control technology for the smart grid, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, **4**, 1, pp 1–9, 2016.
- [5] S. Rajasekar, R. Gupta, Photovoltaic Array Based Multilevel Inverter for Power Conditioning, *International Conference on Power and Energy Systems (ICPS)*, IEEE, 2011.
- [6] J. Hae-Gwang, K. Wang-Seob, L. Kyo-Beum, “Second-Order Harmonic Reduction Technique for Photovoltaic Power Conditioning Systems
- [7] M. F. Schonardie, A. Ruseler, R. F. Coelho, D. C. Martins, Three-Phase Grid-Connected PV System With Active And Reactive Power Control Using dq0 Transformation, *IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON*, 2010.
- [8] K. Panagiotis, E. Lambros (Eds.), *Electricity Distribution, Intelligent Solutions for Electricity Transmission and Distribution Networks*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2016.
- [9] R. Noroozian, G. B. Gharehpetian, An investigation on combined operation of active power filter with photovoltaic arrays, *Electrical Power and Energy Systems*, **46**, pp. 392–399, 2013.
- [10] N. Duc Tuyen, G. Fujita, PV-Active Power Filter Combination Supplies Power to Nonlinear Load and Compensates Utility Current, *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, **2**, 1, pp 32–42, 2015.
- [11] N. Duc Tuyen, G. Fujita, PV-Active Power Filter Combination Supplies Power to Nonlinear Load and Compensates Utility Current, *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, **2**, 1, pp 32–42, 2015.
- [12] Yang Y, Chen, W & Blaabjerg F 2014, Advanced Control of Photovoltaic and Wind Turbines Power Systems. in *Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives*. vol. 531, Springer, pp. 41-89. DOI: 10.1007/978-3-319-03401-0_2.

- [13] He, J., Li, Y. W., Blaabjerg F., Wang, X., Active harmonic filtering using current-controlled, grid connected DG units with closedloop power control, IEEE Transactions on Power Electronics, **29**, 2, pp. 642–653,2013
- [14] C. Buccella, C. Cecati, H. Latafat, K. Razi, A Grid-Connected PV System with LLC Resonant Dc-dc Converter”, International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 2013.
- [15] E. H. Watanabe, J. L. Afonso, L. F. C. Monteiro, H. Akagi, Instantaneous p-q Power Theory for Control of Compensators in Micro-Grids, IEEE ISNCC - International School On Non Sinusoidal Currents And Compensation, June 15–18, 2010, Łagów, Poland.
- [16] S. Ouchen, A. Betka, S. Abdeddaim, A. Menadi “Fuzzy-predictive direct power control implementation of a grid connected photovoltaic system, associated with an active power filter” Energy Conversion and Management, Volume 122, pp. 515-525, 2016.
- [17] W. Ullahtareen, S. Mekhilef, M. Seyedmahmoudian, B. Horan "Active power filter (APF) for mitigation of power quality issues in grid integration of wind and photovoltaic energy conversion system" Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 70, pp. 635-655, 2017.
- [18] S. KARIMI., « Continuité de service des convertisseurs triphasés de puissance et prototypage "fpga in the loop" : application au filtre actif parallèle », Thèse de Doctorat, Département de Formation Doctorale Electrotechnique-Electronique, Faculté des Sciences et Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, Janvier 2009.
- [19] J. H. XU, Filtrage actif parallèle des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité. Thèse doctorat, 1994.
- [20] Z. Chelli, R. Toufouti, A. Omeiri, S. Saad, Hysteresis Control for Shunt Active Power Filter under Unbalanced Three-Phase Load Conditions, Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 2015.
- [21] S. Bouchakour, A. Tahour, H. Salah, K. Abdeladim, A. Aissaoui, Direct power control of grid connected photovoltaic system with linear reoriented coordinate method as maximum power point tracker algorithm, Revue. Roumaine. Sci. Techn. – Électrotechn.et Énerg., **59**, 1, pp. 57–66, 2014.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 05

- [1] De Oliveira, P. S., Lima, M. A. A., Cerqueira, A. S., Duque, C. A., & Ferreira, D. D. (2018, May). Harmonic analysis based on scica at PCC of a grid-connected micro solar PV power plant. *Proceeding of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2018*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378875>
- [2] Badea, N., & Ștefănescu, V. (2020). Evaluation of harmonic effects on the power system distribution. *Ann. “Dunarea Jos” Univ. Galati. Fascicle III, Electrotech. Electron. Autom. Control Informatics*, 43(1), 10–18. <https://doi.org/10.35219/eeaci.2020.1.02>
- [3] Andela, M., Shaik, A., Beemagoni, S., Kurimilla, V., Veramalla, R., Kodakkal, A., & Salkuti, S. R. (2022). Solar photovoltaic system-based reduced switch multilevel inverter for improved power quality. *Clean Technologies*, 4(1), 1–13. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol4010001>
- [4] Tali, M., Obbadi, A., Elfajri, A., & Errami, Y. (2014). Passive filter for harmonics mitigation in standalone PV system for non linear load. *Proc. 2014 Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC 2014, OCTOBER 2014*, 499–504. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2014.7059834>.
- [5] Tareen, W. U., Mekhilef, S., Seyedmahmoudian, M., & Horan, B. (2017). Active power filter (APF) for mitigation of power quality issues in grid integration of wind and photovoltaic energy conversion system. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 70 (January 2016), 635–655. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.091>
- [6] M. I. Montero, E.R. Kadaval, F. B. Gonzalez, “Comparison of Control Strategies for Shunt Active Power Filters in Three-Phase Four-Wire Systems,” *IEEE Trans. On Power Elec.*, vol. 22, no. 1, 2007.
- [7] R. MAROUANI, *Commande et Réalisation d’un Système Photovoltaïque Raccordé à un Réseau de Distribution*, Tunis: Thèse de Doctorat de la Faculté des Sciences de Tunis, Juin 2013.
- [8] SOLARIS-STORE, Onduleur réseau SMA synchrone triphasé TRI POWER STP 6 000 TL, <https://www.solaris-store.com/1401-onduleur-sma-triphas-tripower-stp6000tl.html>.
- [9] Ali, J.S.M.; Alishah, R.S.; Sandeep, N.; Hosseini, S.H.; Babaei, E.; Vijayakumar, K.; Yaragatti, U.R. A new generalized multilevel converter topology based on cascaded connection of basic units. *IEEE Trans. J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.* 2018, 7, 2498–2512
- [10] http://www.posharp.com/spr-305-wht-u-solar-panel-from_sunpower_p163743177d.aspx

RESUME

Cette thèse présente un système photovoltaïque connecté au réseau via un filtre actif basé sur un onduleur triphasé à trois niveaux. Avec cette configuration, on peut obtenir trois avantages, à savoir l'élimination des courants harmoniques provoqués par la charge non linéaire, l'injection de puissance réactive, et l'injection de puissance active générée par les panneaux photovoltaïques. Un convertisseur DC-DC est utilisé pour suivre le point de puissance maximale dans diverses conditions climatiques grâce à une technique avancée (sliding mode control). L'étude proposée est testée sous un environnement MATLAB/Simulink. Les résultats obtenus montrent l'efficacité des stratégies proposées pour répondre à la recommandation des normes internationales en termes de la qualité de l'énergie.

Mots clés :

Générateur PV, MPPT, Qualité de l'énergie, Harmoniques, filtres actifs, sliding mode control.

ABSTRACT

ABSTRACT

This thesis presents a photovoltaic system connected to the grid via an active filter based on a three-phase three-level inverter. With this configuration, three advantages can be obtained, namely the elimination of the harmonic currents caused by the nonlinear load, the injection of reactive power, and the injection of active power generated by the photovoltaic panels. A DC-DC converter is used to track the maximum power point in various climatic conditions using an advanced technique (sliding mode control). The proposed study is tested under a MATLAB/Simulink environment. The results obtained show the effectiveness of the strategies proposed to meet the recommendation of international standards in terms of energy quality.

Key words :

PV Array, MPPT, Power quality, Harmonics, active filters, sliding mode control

ملخص

تقدم هذه الأطروحة نظاماً ضوئياً متصلاً بالشبكة عبر مرشح نشط يعتمد على عاكس ثلاثي الطور ثلاثي المستويات. مع هذا التكوين ، يمكن الحصول على ثلاث مزايا ، وهي القضاء على التيارات التوافقية الناتجة عن الحمل غير الخطي ، وحقن الطاقة التفاعلية ، لتتبع أقصى نقطة طاقة في مختلف الظروف DC-DC وحقن الطاقة النشطة الناتجة عن الألواح الكهروضوئية. يتم استخدام محول MATLAB / Simulink المناخية باستخدام تقنية متقدمة (التحكم في الوضع الانزلاقي). تم اختبار الدراسة المقترحة في بيئة تظهر النتائج التي تم الحصول عليها فعالية الاستراتيجيات المقترحة لتلبية توصيات المعايير الدولية من حيث جودة الطاقة

الكلمات الدالة:

جودة الطاقة ، التوافقيات ، المرشحات النشطة ، MPPT ، مولد PV