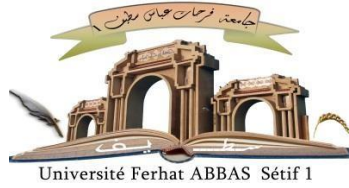


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ SETIF1 – FERHAT ABBAS

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THÈSE

Présentée au Département d'Électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Électrotechnique

Option : Énergies renouvelables

Par

HATA Nadir

THÈME

**Contribution à la commande d'un système photovoltaïque
connecté à un réseau électrique**

Soutenue le : 02/07/2025 devant la commission d'examen composée de :

RAHMANI Lazhar	Professeur	Univ. Sétif 1	Président
BELHAOUCHET Nouri	MCA	Univ. Sétif 1	Directeur de thèse
SAYAH Samir	Professeur	Univ. Sétif 1	Co-Directeur
AFGHOUL Hamza	MCA	Univ. Sétif 1	Examineur
CHAIBA Azeddine	Professeur	Univ. Batna2	Examineur
BOUKEZATA Boualem	MCA	Univ. BBA	Examineur

RESUME

Cette thèse s'intéresse à la conception et à la commande d'un système photovoltaïque (PV) connecté à un réseau électrique monophasé. La structure de conversion du système contient deux étages : un hacheur BOOST et un PWM-VSC, connectés en cascade à travers un bus continu. Elle permet l'extraction de la puissance maximale du panneau PV ainsi que la conversion et l'injection de la totalité ou de l'excédent de la puissance PV produite dans le réseau électrique. Ce travail de recherche porte principalement sur le développement de différentes stratégies de commande permettant de gérer le fonctionnement de ce système PV dans différentes situations, notamment le fonctionnement normal sans aucun défaut et le fonctionnement avec un défaut particulier du réseau électrique qui est l'îlotage. En fonctionnement normal, le hacheur BOOST connecté au panneau PV est équipé d'une technique de commande MPPT basée soit sur l'algorithme P&O à pas fixe, ou sur l'algorithme P&O à pas variable. Sa stratégie de commande utilise une boucle externe basée sur un contrôleur PI simple et une boucle interne basée sur un contrôleur de courant à hystérésis. Le PWM-VSC connecté au réseau électrique via un filtre est piloté par une stratégie de commande en utilisant une boucle externe basée sur un contrôleur PI et une boucle interne basée soit sur un contrôleur de courant à hystérésis ou sur un contrôleur prédictif de courant. Les performances du système sont vérifiées par voie de simulation numérique effectuée sous l'environnement Matlab/Simulink et validées expérimentalement en temps réel en utilisant la carte dSPACE 1104. Pour le fonctionnement en présence d'îlotage du réseau, le système PV utilise une stratégie de commande qui permet de gérer son fonctionnement dans les deux modes : le mode connecté au réseau en fonctionnement normal et le mode autonome en cas d'une situation d'îlotage, avec un basculement souple entre ces deux modes. En absence du réseau, le hacheur BOOST est doté d'une commande basée sur la combinaison entre la technique MPPT « P&O à pas variable » et une technique dite Non-MPPT, alors que le PWM-VSC est commandé par un contrôleur prédictif de tension. Les performances du système sont vérifiées par voie de simulation numérique dans différentes conditions de fonctionnement.

Mots-clés : Générateur PV, Hacheur BOOST, PWM-VSC, Réseau électrique monophasé, Commande MPPT, Commande Non-MPPT, Contrôleur de courant à hystérésis, Commande prédictive, Ilotage du réseau électrique.

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre des travaux de recherche des deux laboratoires : laboratoire de Qualité de l'Energie dans les Réseaux Electriques « **QUERE** » et Laboratoire d'Automatique de Sétif « **LAS** », de l'Université Sétif 1–Ferhat Abbas, Algérie.

Tout d'abord, je tiens à remercier très chaleureusement les directeurs de cette thèse, Monsieur **BELHAOUCHET Nouri**, Maître de conférences à l'Université Sétif 1–Ferhat Abbas et Monsieur **SAYAH Samir**, Professeur à l'Université Sétif 1–Ferhat Abbas pour leurs encadrements, leurs suivis permanents et leurs précieux conseils.

Je tiens également à remercier vivement les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer le travail de cette thèse :

Monsieur **RAHMANI Lazhar**, Professeur à l'Université Sétif 1–Ferhat Abbas, d'avoir accepté de juger ce travail et de présider le jury de soutenance de cette thèse.

Messieurs **AFGHOUL Hamza**, Maître de conférences à l'Université Sétif 1–Ferhat Abbas, **CHAIBA Azeddine**, Professeur à l'Université Batna 2 et **BOUKEZATA Boualem**, Maître de conférences à l'Université Mohamed El Bachir El Ibrahimi de Bordj Bou Arréridj, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Un grand remerciement à Monsieur **GARMI Nacer**, pour son aide pendant la durée des essais expérimentaux effectués au laboratoire D'Electronique de puissance et de Commandes électriques, Département d'Electrotechnique, Faculté de Technologie, Université Sétif 1–Ferhat Abbas.

Finalement, je souhaite remercier chaleureusement toute ma famille et en particulier mes chers parents, ma tendre épouse, mes deux précieux frères et ma chère sœur pour leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Symboles :

A : Facteur d'idéalité de la diode.

K_B : Constante de Boltzmann.

E : Éclairement solaire.

E_r : Éclairement solaire standard.

E_g : Energie de gap du semi-conducteur utilisé dans la cellule PV.

I_{cc} : Courant de court-circuit de la cellule PV.

I_{ccr} : Courant de court-circuit de la cellule PV en STC.

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode de la cellule PV.

I_{0r} : Courant de saturation inverse de la diode de la cellule PV en STC.

I_{ph} : Photo-courant de la cellule PV.

q : Charge élémentaire de l'électron.

R_{s0mpv} : Inverse de la pente de la courbe (Courant-Tension) du module PV au voisinage du point de circuit ouvert.

R_{sh0mpv} : Inverse de la pente de la courbe (Courant-Tension) du module PV au voisinage du point de court-circuit.

R_s : Résistance série d'une cellule PV.

R_{sr} : Résistance série d'une cellule PV en STC.

R_{sh} : Résistance shunt d'une cellule PV.

R_{shr} : Résistance shunt d'une cellule PV en STC.

T : Température de la cellule PV en Kelvin.

T_r : Température standard de la cellule PV.

V_{pv} : Tension du panneau PV.

V_{pv}^* : Tension de référence du panneau PV.

ΔV_{pv} : Ondulation de la tension du panneau PV.

V_{co} : Tension en circuit ouvert de la cellule PV.

V_{cor} : Tension en circuit ouvert de la cellule PV en STC.

V_t : Tension thermique.

λ_i : Coefficient de variation de courant de court-circuit du module PV selon la température.

λ_v : Coefficient de variation de tension de circuit ouvert selon la température.

λ_p : Coefficient de variation de puissance maximale selon la température.

C_{dc} : Condensateur du bus continu.

C_{pv} : Condensateur placé à la sortie du panneau PV.

C_f : Condensateur du filtre de couplage avec le réseau électrique.

L : Inductance du hacheur BOOST.

L_f : Inductance du filtre de couplage.

r_f : Résistance de l'inductance de couplage.

R : Charge résistive locale.

α : Rapport cyclique du hacheur BOOST.

f_s : Fréquence de commutation du hacheur BOOST.

f_{sw} : Fréquence de commutation du PWM-VSC.

f_{reson} : Fréquence de résonance du filtre de couplage.

f : Fréquence du réseau électrique.

$I_{s_{max}}^*$: Valeur de référence d'amplitude du courant du réseau électrique.

$I_{C_{pv}}$: Courant du condensateur placé à la sortie du panneau PV.

I_L : Courant de l'inductance du hacheur BOOST.

I_d : Courant de sortie du hacheur BOOST.

I_L^* : Valeur de référence du courant d'inductance du hacheur BOOST.

ΔI_L : Ondulation du courant d'inductance du hacheur BOOST.

I_{dc} : Courant d'entrée du PWM-VSC.

I_R : Courant de la charge résistive locale.

i_0 : Courant de sortie du PWM-VSC.

$\Delta I_{0_{max}}$: Ondulation maximale du courant de sortie du PWM-VSC.

i_c : Courant de sortie du filtre de couplage.

i_s : Courant du réseau électrique.

i_s^* : Valeur de référence du courant du réseau électrique.

i_s^P : Valeur prédite du courant du réseau électrique.

V_{dc} : Tension du bus continu.

V_{dc}^* : Valeur de référence de la tension du bus continu.

\bar{V}_{dc} : Valeur moyenne de la tension du bus continu.

ΔV_{dc} : Ondulation de la tension du bus continu.

V_{sRMS} : Valeur efficace de la tension du réseau électrique.

V_{sn} : Valeur nominale de la tension du réseau électrique.

v_0 : Tension à la sortie d'onduleur.

v_c : Tension à la sortie du filtre de couplage.

v_c^* : Valeur de référence de la tension à la sortie du filtre de couplage.

v_c^P : Valeur prédite de la tension à la sortie du filtre de couplage.

v_s : Tension du réseau électrique.

P_n : Puissance nominale.

P_{pv} : Puissance produite par le panneau PV.

P^* : Puissance active de référence.

θ_s : Position angulaire instantanée de la tension du réseau électrique.

θ_{s0} : Position angulaire de la tension du réseau au premier instant de la déconnexion du réseau.

ω : Pulsation du réseau électrique.

g_v : Fonction de coût de tension.

g_i : Fonction de coût de courant.

K_p, K_i : Paramètres du contrôleur PI.

ξ : Facteur d'amortissement.

ω_n : Pulsation naturelle.

T_s : Période d'échantillonnage.

Acronymes :

AC : Courant alternatif (Alternating Current).

DC : Courant continu (Direct Current).

GPV : Générateur PV (Photovoltaic Generator)

HCC : Contrôleur de courant à hystérésis (Hysteresis Current Controller).

HTA : Haute tension de catégorie A.

HTB : Haute tension de catégorie B.

BT : Basse tension.

IGBT : Transistor bipolaire à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistor).

MPPT : Commande de poursuite de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking).

PCC : Contrôleur prédictif de courant (Predictive Current Controller).

PC : Point de couplage avec le réseau électrique.

PI : Contrôleur proportionnel-intégral (Proportional-Integral Controller).

PLL : Boucle à verrouillage de phase (Phase-locked Loop).

P&O : Technique de perturbation et observation (Perturb-and-Observe).

PPM : Point de puissance maximal.

PVC : Contrôleur prédictif de tension (Predictive Voltage Controller).

PV : Photovoltaïque.

PWM : Modulation de largeur d'impulsion (Pulse-Width Modulated).

PWM-VSC : Convertisseur en source de tension à PWM (Pulse-Width Modulated Voltage Source Converter).

STC : Conditions standards de test (Standard Test Conditions).

THD : Taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distortion).

ZND : Zone de non-détection (Non Detection Zone).

Liste des figures :

Figure 1.1. Différentes applications de l'énergie solaire PV. _____	5
Figure 1.2. Capacité des nouvelles installations à base des énergies renouvelables installées au niveau mondial en 2023. _____	5
Figure 1.3. Évolution de l'énergie solaire PV mondiale durant la période 2008-2023. _____	6
Figure 1.4. Exemple d'un système PV isolé avec stockage électrochimique. _____	8
Figure 1.5. Systèmes de production PV connectés au réseau électrique. _____	8
Figure 1.6. Exemple d'un système PV hybride. _____	9
Figure 1.7. Une station de production PV de 21,1 MW en Allemagne. _____	10
Figure 1.8. Système PV monté en toiture d'un immeuble commercial en Philippines. _____	11
Figure 1.9. Exemple d'une configuration centrale. _____	12
Figure 1.10. Exemple d'une configuration string. _____	13
Figure 1.11. Exemple d'une configuration multi-string. _____	14
Figure 1.12. Exemples des configurations modulaires. _____	14
Figure 1.13. Conditions de raccordement des systèmes PV au réseau électrique. _____	15
Figure 2.1. Schéma représentatif d'une cellule PV élémentaire.	17
Figure 2.2. Jonction PN d'une cellule PV.	17
Figure 2.3. Constitution d'un champ PV.	19
Figure 2.4. Diodes de protection d'un module PV.	20
Figure 2.5. Circuit électrique équivalent d'une cellule PV.	20
Figure 2.6. Modèle électrique équivalent d'un GPV.	22
Figure 2.7. Données du module PV fournies par le constructeur : (a) Photographie du module PV, (b) Caractéristiques du module PV pour différentes valeurs d'éclairement solaire avec une température standard fixe 25 °C.	24
Figure 2.8. Organigramme présentant les étapes d'identification paramétrique du module PV.	28
Figure 2.9. Caractéristiques du module PV sous STC : (a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.	30
Figure 2.10. Caractéristiques du module PV pour différentes valeurs d'éclairement solaire : (a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.	31
Figure 2.11. Caractéristiques du module PV pour différentes valeurs de température : (a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.	32
Figure 3.1. Structure globale du système PV associé à son interface de commande.	35
Figure 3.2. Organigramme de la technique MPPT « P&O à pas fixe ».	37
Figure 3.3. Schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du panneau PV.	38
Figure 3.4. Schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du bus continu.	40
Figure 3.5. Photographie du banc d'essais expérimental complet développé au laboratoire.	42
Figure 3.6. Etapes d'implémentation des algorithmes de commande sur la carte dSPACE1104.	43
Figure 3.7. Caractéristiques du panneau PV sous STC : (a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.	44

Figure 3.8. Résultats de simulation représentant le comportement du système PV isolé du réseau avec et sans commande MPPT.....	45
Figure 3.9. Résultats expérimentaux représentant le comportement du système PV isolé du réseau avec et sans commande MPPT.....	46
Figure 3.10. Résultats de simulation obtenus en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique.....	47
Figure 3.11. Résultats expérimentaux obtenus en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique.....	47
Figure 3.12. Résultats expérimentaux relevés par l'analyseur de qualité d'énergie en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique.	48
Figure 3.13. Résultats de simulation obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.	49
Figure 3.14. Résultats expérimentaux obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.	50
Figure 3.15. Résultats de simulation obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion de la charge résistive.	51
Figure 3.16. Résultats expérimentaux obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion de la charge résistive.....	52
Figure 3.17. Résultats de simulation obtenus lors de variations brusques de la tension du bus continu.....	53
Figure 3.18. Résultats expérimentaux obtenus lors de variations brusques de la tension du bus continu.....	53
Figure 4.1 Structure du système PV associé à son circuit de commande amélioré.	57
Figure 4.2 Organigramme de la technique MPPT « P&O à pas variable ».	58
Figure 4.3. Organigramme du PCC appliqué au PWM-VSC.	60
Figure 4.4. Résultats de simulation représentant les performances de démarrage et de régime permanent du système PV connecté au réseau électrique monophasé : (a) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas fixe », (b) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas variable ».	62
Figure 4.5. Résultats expérimentaux représentant les performances de démarrage et de régime permanent du système PV connecté au réseau électrique monophasé : (a) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas fixe », (b) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas variable ».	63
Figure 4.6. Résultats de simulation obtenus en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique.....	64
Figure 4.7. Résultats expérimentaux obtenus en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique.....	65
Figure 4.8. Résultats expérimentaux relevés par l'analyseur de qualité d'énergie en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique.	65
Figure 4.9. Résultats de simulation présentant la réponse du système PV lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.....	67
Figure 4.10. Résultats expérimentaux présentant la réponse du système PV lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.....	68
Figure 4.11. Résultats de simulation pour un changement brusque dans la connexion série des modules PV.	69
Figure 4.12. Résultats expérimentaux pour un changement brusque dans la connexion série des modules PV.....	69

Figure 4.13. Résultats de simulation pour une connexion et déconnexion d'une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV 71

Figure 4.14. Résultats expérimentaux pour une connexion et déconnexion d'une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV 71

Figure 4.15. Résultats expérimentaux relevés par l'analyseur de qualité d'énergie en régime permanent : (a) pour un fonctionnement sans aucune résistance connectée, (b) pour un fonctionnement avec une résistance de 40 Ω connectée en parallèle avec le panneau PV, (c) pour un fonctionnement avec une résistance de 20 Ω connectée en parallèle avec le panneau PV. 72

Figure 5.1. Structure du système PV associé à son circuit de commande en mode connecté au réseau et en mode autonome : (a) Circuit de puissance, (b) schéma de commande du hacheur BOOST, (c) schéma de commande du PWM-VSC..... 78

Figure 5.2. Ajustement de la puissance du panneau PV par la technique Non-MPPT..... 81

Figure 5.3. Organigramme d'extraction de puissance du panneau PV en mode autonome. 82

Figure 5.4. Schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du bus continu en mode autonome. 83

Figure 5.5. Organigramme du PVC appliqué au PWM-VSC en mode autonome..... 87

Figure 5.6. Procédure de basculement entre les deux modes de fonctionnement du système PV. 87

Figure 5.7. Résultats de simulation présentant le basculement entre les deux modes de fonctionnement ; connecté au réseau et autonome, en absence de la charge résistive. 90

Figure 5.8. Résultats de simulation présentant le basculement entre les deux modes de fonctionnement ; connecté au réseau et autonome, en présence d'une charge résistive. 92

Figure 5.9. Résultats de simulation présentant un basculement du mode autonome au mode connecté en cas d'insuffisance de la puissance PV produite. 94

Liste des tableaux :

Tableau 1.1. Statistiques des stations PV connectées au réseau électrique en Algérie 2014-2018.....	7
Tableau 2.1. Caractéristiques techniques du module PV sous STC (1000 W/m ² , 25 °C).....	23
Tableau 2.2. Paramètres identifiés du module PV sous STC.....	29
Tableau 2.3. Valeurs caractéristiques du module PV issues de la fiche technique.....	31
Tableau 3.1. Paramètres du circuit de puissance.....	44
Tableau 4.1 Etats de commutation et tensions de sortie du PWM-VSC.....	59

Table des matières :

INTRODUCTION GENERALE	1
1.1. INTRODUCTION	4
1.2. ÉNERGIE SOLAIRE PV	4
1.3. DEVELOPPEMENT DE L'ENERGIE SOLAIRE PV	5
1.3.1. DEVELOPPEMENT DE L'ENERGIE SOLAIRE PV AU NIVEAU MONDIAL	5
1.3.2. DEVELOPPEMENT DE L'ENERGIE SOLAIRE PV EN ALGERIE	6
1.4. CLASSIFICATION DES SYSTEMES PV.....	7
1.4.1. SYSTEMES PV ISOLEES DU RESEAU ELECTRIQUE	7
1.4.2. SYSTEMES PV CONNECTES AU RESEAU ELECTRIQUE	8
1.4.3. SYSTEMES PV HYBRIDES	8
1.5. RACCORDEMENT DES SYSTEMES PV AU RESEAU ELECTRIQUE	9
1.5.1. SYSTEMES PV CENTRALISEES CONNECTES AU RESEAU ELECTRIQUE	9
1.5.1.1. Avantages des systèmes PV centralisés	10
1.5.1.2. Problèmes liés aux systèmes PV centralisés	10
1.5.2. SYSTEMES PV DECENTRALISEES CONNECTES AU RESEAU ELECTRIQUE.....	10
1.5.2.1. Avantages des systèmes PV décentralisés	11
1.5.2.2. Problèmes liés aux systèmes PV décentralisés	11
1.5.2.3. Configurations des systèmes PV connectés au réseau	12
1.5.3. CONDITIONS DE RACCORDEMENT DES SYSTEMES PV AU RESEAU ELECTRIQUE	15
1.6. CONCLUSION	15
2.1. INTRODUCTION	16
2.2. PRODUCTION DE L'ELECTRICITE A PARTIR DE L'ENERGIE SOLAIRE PV	16
2.2.1. PRINCIPE DE L'EFFET PV.....	16
2.2.2. TECHNOLOGIES DES CELLULES PV	17
2.2.3. ASSOCIATIONS DES CELLULES PV IDENTIQUES	18
2.2.4. PROTECTION D'UN MODULE PV	19
2.3. MODELISATION D'UN GENERATEUR PV.....	20
2.4. IDENTIFICATION PARAMETRIQUE D'UN MODULE PV DE 85 W-CRETE.....	23
2.4.1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DU MODULE PV	23
2.4.2. DETERMINATION DES PARAMETRES DU MODULE PV	24

2.4.2.1.	<i>Photo-courant</i>	25
2.4.2.2.	<i>Courant de saturation inverse de la diode</i>	25
2.4.2.3.	<i>Résistance série</i>	25
2.4.2.4.	<i>Résistance shunt</i>	26
2.4.2.5.	<i>Facteur d'idéalité</i>	27
2.5.	VALIDATION DU MODELE DU MODULE PV	29
2.5.1.	FONCTIONNEMENT DANS LES CONDITIONS STANDARDS STC	30
2.5.2.	FONCTIONNEMENT AVEC DIFFERENTES VALEURS D'ECLAIREMENT SOLAIRE	30
2.5.3.	FONCTIONNEMENT AVEC DIFFERENTES VALEURS DE TEMPERATURE	31
2.6.	CONCLUSION	32
3.1.	INTRODUCTION	33
3.2.	DESCRIPTION DU SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE MONOPHASE	34
3.2.1.	ARCHITECTURE GLOBALE DU SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE MONOPHASE	34
3.2.2.	CHOIX DES ELEMENTS DE LA STRUCTURE DE CONVERSION	35
3.2.3.	DESCRIPTION DE LA PARTIE COMMANDE.....	36
3.2.3.1.	<i>Conception de la partie commande du hacheur BOOST</i>	36
3.2.3.2.	<i>Conception de la partie commande du convertisseur PWM-VSC</i>	39
3.3.	SIMULATION NUMERIQUE ET VALIDATION EXPERIMENTALE	41
3.3.1.	BANC D'ESSAI EXPERIMENTAL COMPLET	41
3.3.2.	PARAMETRES DU SYSTEME	43
3.3.3.	RESULTATS DE SIMULATION ET EXPERIMENTAUX.....	45
3.4.	CONCLUSION	54
4.1.	INTRODUCTION	55
4.2.	DESCRIPTION DU SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE MONOPHASE	56
4.2.1.	ARCHITECTURE GLOBALE DU SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE MONOPHASE	56
4.2.2.	CONTROLEUR MPPT DU HACHEUR BOOST	57
4.2.3.	COMMANDE PREDICTIVE DU COURANT DU RESEAU	58
4.3.	SIMULATION NUMERIQUE ET VALIDATION EXPERIMENTALE	61
4.4.	CONCLUSION	73
5.1.	INTRODUCTION	74

5.2. METHODES DE DETECTION D'ILOTAGE DANS UN RESEAU ELECTRIQUE	75
5.3. DESCRIPTION DU SYSTEME PV EN MODE CONNECTE AU RESEAU ET EN MODE AUTONOME.....	77
5.3.1. ARCHITECTURE GLOBALE DU SYSTEME PV EN MODE CONNECTE AU RESEAU ET EN MODE AUTONOME	77
5.3.2. PRINCIPE DE LA STRATEGIE DE COMMANDE.....	79
5.3.2.1. <i>Fonctionnement en mode connecté au réseau</i>	80
5.3.2.2. <i>Fonctionnement en mode autonome</i>	80
5.3.2.3. <i>Basculement entre les deux modes de fonctionnement</i>	87
5.4. ETUDE EN SIMULATION NUMERIQUE	88
5.5. CONCLUSION	95
CONCLUSION GENERALE.....	96
RÉFÉRENCES.....	98

Introduction générale

Récemment, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) connaît une très forte progression dans le monde entier, grâce à son potentiel significatif, son adaptation à diverses puissances et son faible coût d'entretien [1, 2]. Cette énergie est considérée comme verte, car elle est à la fois propre et renouvelable. L'exploitation de cette énergie se fait par des systèmes PV, qui sont généralement classés en trois types: systèmes PV autonomes, systèmes PV hybrides et systèmes PV connectés au réseau électrique. Les systèmes PV autonomes et les systèmes PV hybrides sont généralement limités en puissance et sont principalement installés dans des sites isolés et éloignés du réseau électrique. L'énergie produite par les systèmes PV autonomes peut directement être consommée durant le jour sans besoin de stockage [3, 4], ou elle peut être stockée dans des batteries pour être utilisée pendant la nuit et les moments de faibles ensoleillement [5]. Dans les systèmes PV hybrides, les panneaux PV sont généralement combinés avec d'autres sources d'énergie, comme par exemple un générateur éolien, un groupe électrogène...etc. Ces systèmes aident à réduire l'effet de l'intermittence des énergies renouvelables [6]. Les systèmes PV connectés au réseau électrique peuvent être de type centralisé à grande échelle et installés dans de grandes centrales PV [7, 8], ou de type décentralisé à moyennes et petites échelles ; installés au plus près du lieu de consommation (sur les toits de bâtiments, de maisons individuelles...etc.) [1, 9, 10].

Une installation de production décentralisée d'électricité de faible puissance utilise généralement une structure de conversion à double étage pour convertir et transporter la puissance produite par le générateur PV au réseau électrique. Le premier étage est une unité de conditionnement de puissance (convertisseur DC-DC généralement de type BOOST), équipée d'une commande de poursuite de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking, MPPT). Il sert à extraire la puissance maximale que peut délivrer le générateur PV [11–13]. Le deuxième étage est un convertisseur DC-AC (onduleur). Il a pour but de convertir le courant continu produit par le générateur PV en courant alternatif et de l'injecter dans le réseau.

Le travail de cette thèse a pour but de concevoir et de commander un système PV connecté à un réseau électrique monophasé. Cette installation permet d'offrir une production d'électricité de manière décentralisée. La structure de conversion du système contient deux étages DC-DC et DC-AC à bus continu intermédiaire. Elle permet l'extraction de la puissance maximale du panneau PV, ainsi que la conversion et l'injection de la totalité ou de l'excédent de la puissance PV produite dans le réseau électrique. Les travaux de recherche effectués portent sur le développement de différentes stratégies de commande à hautes performances, permettant de

gérer le fonctionnement de ce système PV dans différentes situations, notamment le fonctionnement normal sans aucun défaut et le fonctionnement lors d'un défaut particulier du réseau électrique qui est l'îlotage.

Le manuscrit de cette thèse est structuré en cinq chapitres :

Dans le premier chapitre, on va présenter des généralités sur l'énergie solaire PV et ses domaines d'application, tout en mettant l'accent sur les systèmes PV connectés au réseau électrique.

Le deuxième chapitre présente le principe de la production d'énergie électrique à l'aide des cellules PV, la modélisation d'un générateur PV et l'identification paramétrique d'un module PV de 85 W-crête.

Le troisième chapitre porte principalement sur la gestion du flux de puissance d'un système PV connecté au réseau électrique monophasé. La structure de conversion du système contient deux étages; un hacheur BOOST et un convertisseur DC-AC en source de tension, bidirectionnel à modulation de largeur d'impulsion (Pulse-Width Modulated Voltage Source Converter PWM-VSC). Les deux convertisseurs sont connectés en cascade à travers un bus continu auquel une charge résistive est connectée. Le hacheur BOOST est raccordé au panneau PV et doté d'une commande MPPT basée sur l'algorithme Perturbe and Observe (P&O) à pas fixe pour extraire le point de puissance maximale (Maximum Power Point MPP) du panneau PV. Le principe de sa commande utilise deux boucles, une boucle externe basée sur un contrôleur proportionnel-intégral (PI) pour réguler la tension de sortie du panneau PV à sa valeur de référence générée par le module MPPT et une boucle interne basée sur un contrôleur de courant à hystérésis (Hysteresis Current Controller HCC) pour forcer le courant d'entrée du hacheur BOOST à suivre sa consigne générée par le contrôleur PI. Le PWM-VSC est connecté au réseau électrique via une inductance de couplage. Celui-ci permet la gestion du transit bidirectionnel de puissance entre le bus continu et le réseau électrique. Il peut fonctionner en mode régénération (fourniture de la puissance active au réseau) ou en mode redressement (prélèvement de la puissance active du réseau). Le principe de sa commande consiste aussi à utiliser deux boucles, une boucle externe pour la régulation de la tension du bus continu via un contrôleur PI et une boucle interne pour le contrôle direct du courant du réseau via un HCC. L'efficacité de ce système sera vérifiée par voie de simulation numérique sous l'environnement Matlab/Simulink et validée expérimentalement à travers une implémentation en temps réel en utilisant la carte dSPACE 1104.

Le travail présenté dans le quatrième chapitre vise à améliorer les performances du système étudié dans le chapitre 3 en apportant des modifications à son interface de commande. Dans ce contexte, pour la commande du hacheur BOOST, une technique MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable sera appliquée afin de remédier aux principaux inconvénients liés à la commande MPPT « P&O à pas fixe ». Pour la commande du PWM-VSC, le HCC sera remplacé par un contrôleur prédictif de courant (Predictive Current Controller PCC). Celui-ci permet d'améliorer la qualité de l'énergie du réseau électrique tout en minimisant les pertes de puissance dans le convertisseur. Dans le but de vérifier les performances offertes par cette stratégie de commande, des résultats de simulation et expérimentaux obtenus pour diverses conditions de fonctionnement seront présentés.

Le dernier chapitre est dédié à l'étude d'un système PV connecté au réseau électrique monophasé en présence d'îlotage. Ce système intègre un filtre LC à la sortie du PWM-VSC et une charge purement résistive placée à la sortie de ce filtre (côté réseau). La stratégie de commande adoptée permet de gérer le fonctionnement du système PV en deux modes ; le mode connecté au réseau à l'état sain et le mode autonome en cas d'une situation d'îlotage, tout en garantissant un basculement souple entre ces deux modes. En mode connecté au réseau, le système est piloté par la même stratégie de commande présentée dans le chapitre 4. Lors d'une situation d'îlotage, le réseau électrique se trouve déconnecté et le système PV continue à alimenter la charge résistive en absence du réseau (de manière autonome). Dans ce cas, le hacheur BOOST est équipé d'une commande basée sur la combinaison entre la technique MPPT « P&O à pas variable » et une technique dite Non-MPPT. Selon les conditions de fonctionnement, cette commande permet d'assurer un fonctionnement avec limitation de puissance ou un fonctionnement optimal, ou, le cas échéant, une déconnexion de la charge en cas d'insuffisance de la puissance PV produite. Le PWM-VSC est commandé par un contrôleur prédictif de tension Predictive Voltage Controller (PVC) afin qu'il puisse continuer à alimenter la charge résistive avec une tension sinusoïdale de valeur efficace et de fréquence, fixées à leurs valeurs nominales. Lors du basculement du mode connecté au mode autonome, la stratégie de commande impose une tension sinusoïdale de valeur efficace et de fréquence nominales au point de raccordement. Lors du basculement inverse, elle effectue la synchronisation en phase et l'égalité en amplitude entre la tension au point de raccordement et celle du réseau. L'efficacité de la stratégie de commande choisie sera vérifiée par voie de simulation numérique dans différents scénarios de fonctionnement.

Enfin, une conclusion générale ainsi que des perspectives clôtureront cette thèse.

CHAPITRE 1

Généralités sur la production et l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque

1.1. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est devenue l'une des sources d'énergie renouvelable les plus prometteuses et en pleine croissance à l'échelle mondiale. En effet, avec la conscience croissante des enjeux liés au changement climatique et à la nécessité de diversifier les sources d'énergie, l'énergie solaire PV a suscité l'attention de plusieurs pays à travers le monde ; grâce à son abondance, son faible coût de maintenance et son adaptation à une large gamme de puissance [1, 2].

L'exploitation de l'énergie solaire PV pour la production d'électricité s'effectue via des systèmes PV de tailles et de structures variées. Chaque type de système PV présente un domaine d'application spécifique, avec ses propres avantages et inconvénients. Dans ce chapitre, on définit l'énergie solaire PV et son développement sur le plan mondial ainsi qu'en Algérie et on présente les différents systèmes PV utilisés. Dans ce contexte, on met tout particulièrement l'accent sur les systèmes PV connectés au réseau électrique.

1.2. Énergie solaire PV

L'énergie solaire PV est une forme d'énergie renouvelable produite en transformant la lumière du soleil en électricité à l'aide des cellules PV. Ces cellules fabriquées en matériaux semi-conducteurs tels que le silicium, absorbent la lumière du soleil afin de générer un courant électrique continu. L'énergie solaire PV permet de générer l'électricité sur une large gamme de puissance, allant de petites installations résidentielles et commerciales jusqu'aux grandes centrales de production électriques (Figure 1.1) [2, 14]. Cette source d'énergie est préservatrice de l'environnement, durable et aide à réduire la dépendance aux énergies fossiles qui sont responsables de la pollution de l'environnement.



Figure 1.1. Différentes applications de l'énergie solaire PV.

1.3. Développement de l'énergie solaire PV

1.3.1. Développement de l'énergie solaire PV au niveau mondial

L'utilisation des sources d'énergies renouvelables pour la production d'électricité a vu une évolution considérable à travers le monde. L'objectif est de faire face à l'impact négatif des énergies classiques, basées sur des combustibles qui dégagent du dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre, responsables du changement climatique et de ses conséquences. La transition énergétique à travers le monde est basée récemment sur la promotion de l'exploitation des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire PV qui occupe une position dominante par rapport aux autres technologies de production d'électricité [2, 15].

En effet, en 2023, les nouvelles installations des centrales PV à travers le monde ont atteint 78% de la capacité totale des nouvelles installations à base des énergies renouvelables (Figure 1.2), en enregistrant un nouveau record avec un taux de croissance de 38%, par rapport à 26% en 2022. La capacité de production mondiale de cette énergie en électricité a atteint 1624 GW en 2023 (Figure 1.3) [2].

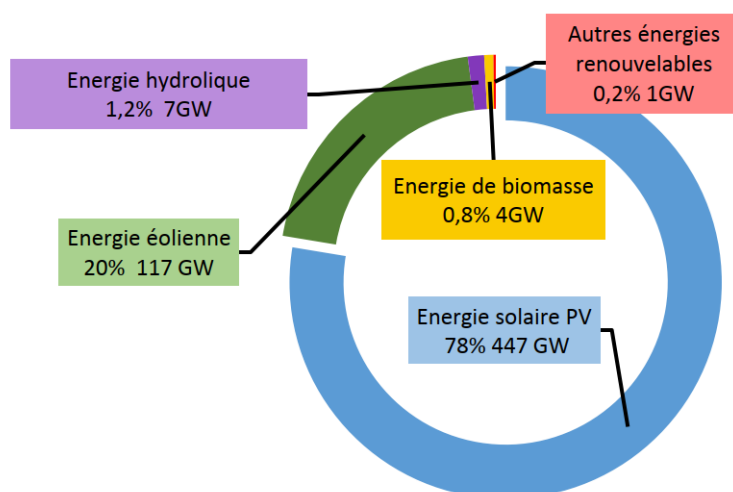


Figure 1.2. Capacité des nouvelles installations à base des énergies renouvelables installées au niveau mondial en 2023.

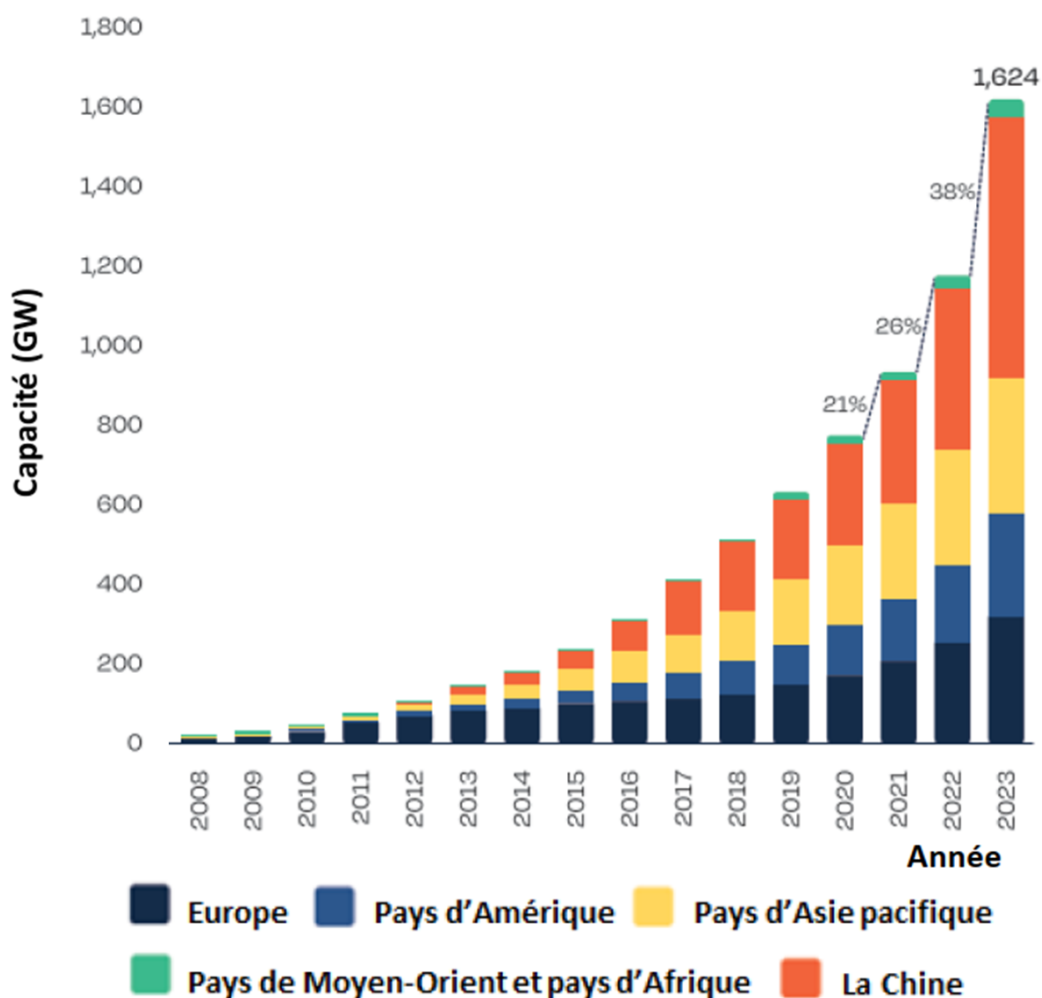


Figure 1.3. Évolution de l'énergie solaire PV mondiale durant la période 2008-2023.

1.3.2. Développement de l'énergie solaire PV en Algérie

L'Algérie possède l'un des plus grands gisements d'énergie solaire dans le monde avec une durée d'insolation de 2000 à 3900 heures par an. Si celle-ci était exploitée, elle permettrait de produire plus de 169400 TWh d'électricité. L'énergie solaire reçue par jour sur un mètre carré d'une surface horizontale varie entre 6,6 kWh dans le Grand Sud et 5,1 kWh au Nord [16, 17].

En 2018, la capacité totale des installations PV connectées au réseau électrique algérien a atteint 354,1 MW, comprenant 24 stations solaires dont la puissance varie entre 1,1 et 60 MW (Tableau 1.1) [17–19]. En 2023, la capacité de l'ensemble des stations de production d'électricité à base du PV a été estimée à 426 MW, dont 38,2 MW sont des installations hors réseau, selon le rapport annuel d'IRENA 2024 [19].

Tableau 1.1. Statistiques des stations PV connectées au réseau électrique en Algérie 2014-2018.

Lieu de la centrale PV	Capacité (MW)	Année de mise en service
Adrar	20	2015
Kabertene (Adrar)	03	2015
Ain Salah (Tamanrasset)	05	2016
Timimoune (Adrar)	09	2016
Reggan (Adrar)	05	2016
Zaouiat Kounta (Adrar)	06	2016
Aoulef RIS (Adrar)	05	2016
(Tamanrasset)	13	2015
Djanet (Illizi)	03	2015
Tindouf RIN	09	2015
Oued Nechou (Ghardaïa)	1,1	2014
Sedret Leghzel (Nâama)	20	2016
Oued El Kebrit (Souk Ahras)	15	2016
Ain Skhouna (Saida)	30	2016
Ain El Bel 1 et 2 (Djelfa)	53	2016 et 2017
Telagh (Sidi Bel Abbès)	12	2016
Lekhneg 1 et 2 (Laghouat)	60	2016 et 2017
Labioh Sidi Chikh (El Bayadh)	23	2016
El Hadjira (Ouargla)	30	2017
Ain El Melh (M'sila)	20	2017
Oued El Ma (Batna)	02	2017
Bir Rebaa Nord (Ouargla)	10	2018
Capacité totale (MW)	354,1	

1.4. Classification des systèmes PV

En général, les systèmes PV peuvent être classés en trois types : systèmes PV isolés du réseau électrique (autonomes), systèmes PV connectés au réseau électrique et systèmes PV hybrides (combinés avec d'autres sources d'énergie comme les éoliennes, les groupes électrogènes... etc.).

1.4.1. Systèmes PV isolés du réseau électrique

Les systèmes PV isolés du réseau électrique, ou dits autonomes, sont généralement utilisés pour alimenter des charges électriques dans des sites isolés en absence du réseau électrique, comme par exemple les systèmes de pompage PV. Les systèmes PV autonomes utilisent parfois des batteries de stockage d'énergie pour assurer leur autonomie (Figure 1.4) [5].

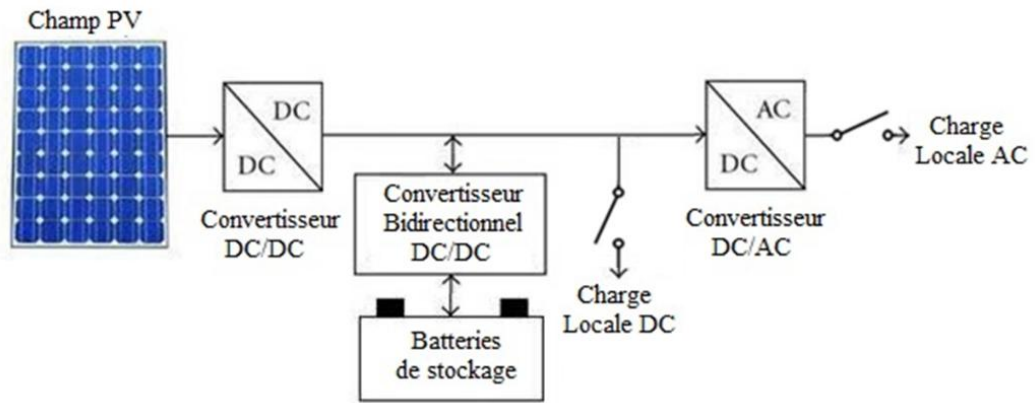


Figure 1.4. Exemple d'un système PV isolé avec stockage électrochimique.

1.4.2. Systèmes PV connectés au réseau électrique

Les systèmes PV couplés au réseau électrique sont conçus pour injecter l'électricité dans le réseau électrique. Selon leur envergure, on distingue les systèmes PV centralisés à grande échelle (en MW) et les systèmes PV décentralisés à moyennes et petites échelles (en kW) (Figure 1.5) [2].

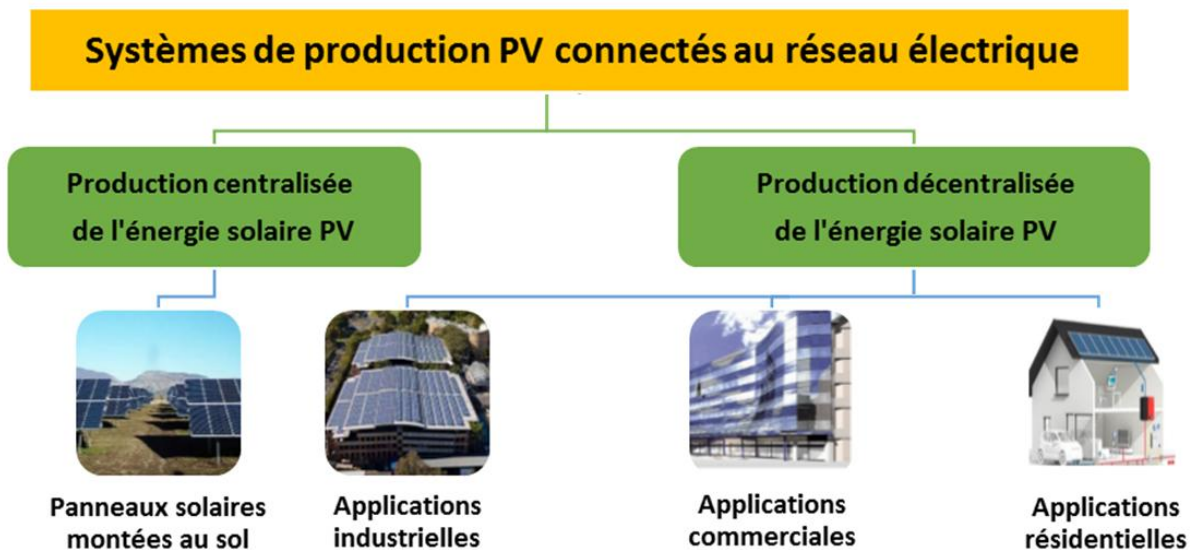


Figure 1.5. Systèmes de production PV connectés au réseau électrique.

1.4.3. Systèmes PV hybrides

Les systèmes PV hybrides combinent l'énergie solaire PV avec d'autres sources d'énergies telles que l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, le groupe électrogène...etc. Ces systèmes peuvent être couplés au réseau électrique afin d'y échanger de l'énergie et peuvent être séparés du réseau dans des sites isolés (Figure 1.6) [6].

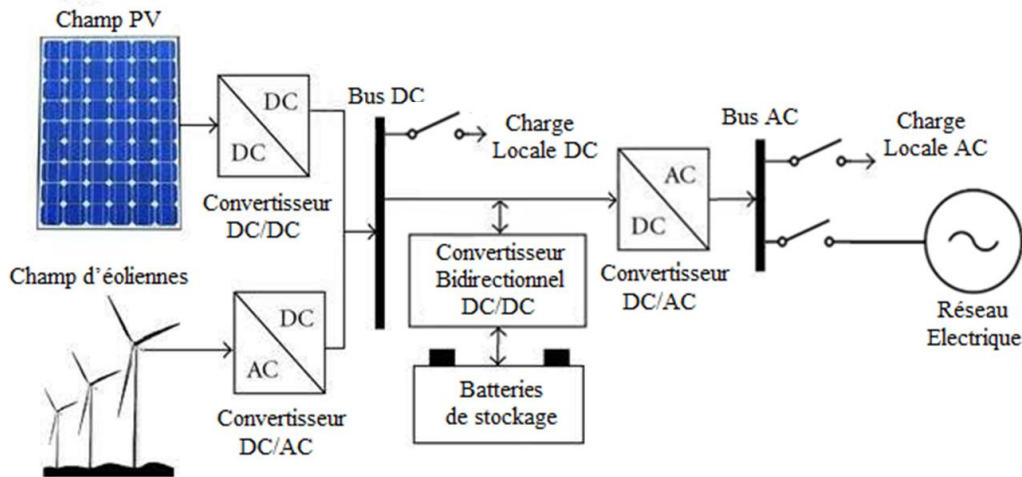


Figure 1.6. Exemple d'un système PV hybride.

1.5. Raccordement des systèmes PV au réseau électrique

Le réseau électrique en général se compose de trois subdivisions fondamentales, à savoir le réseau de transport à haute tension HTB (225 à 400 kV), le réseau de répartition en HTB (63 à 225 kV), et le réseau de distribution en HTA (20 KV) et en BT (400 V). Chaque subdivision joue un rôle spécifique dans le processus global de transport d'énergie électrique [20].

Le réseau de transport achemine l'énergie électrique sur de longues distances, il assure le transfert d'énergie générée depuis les grandes centrales de production d'électricité vers le réseau de répartition situé près des sites de consommation. Les interconnexions entre les pays s'effectuent dans ce réseau.

Le réseau de répartition transporte l'énergie provenant du réseau de transport ainsi que des centrales de production distribuées vers le réseau de distribution. Il est destiné au transport d'électricité dans une échelle régionale HTB (63 à 225 KV).

Les réseaux de distribution en HTA (20 KV) et en BT (400 V) sont destinés généralement à livrer l'énergie aux consommateurs, ainsi qu'à recevoir de l'énergie produite par les systèmes de productions d'énergie distribués [20, 21].

Les systèmes PV raccordés au réseau électrique peuvent être centralisés ou décentralisés.

1.5.1. Systèmes PV centralisés connectés au réseau électrique

Les systèmes de production PV centralisés représentent des installations de l'ordre des mégawatts, qui sont installées au sol sur de grandes surfaces. Ces installations sont habituellement connectées au réseau de transport ou de distribution [22–24]. L'un des avantages notables de ces systèmes réside dans la génération massive d'une énergie non polluante,

contribuant ainsi de manière significative à la décarbonisation de la production énergétique. La figure 1.7 illustre une station de production PV centralisée d'une capacité de 21,1 MW située en Allemagne [2].



Figure 1.7. Une station de production PV de 21,1 MW en Allemagne.

1.5.1.1. Avantages des systèmes PV centralisés

Les installations de production d'énergie centralisée présentent plusieurs avantages [8, 21] tels que :

- ✓ Coût de production par unité d'énergie relativement réduit
- ✓ Facilité de maintenance
- ✓ Génération massive d'énergie propre.

1.5.1.2. Problèmes liés aux systèmes PV centralisés

L'intégration des grandes centrales PV centralisées au réseau électrique présente quelques problèmes dans le réseau, tels que les problèmes liés au contrôle de la puissance active et de la puissance réactive, les problèmes de perturbation de la fréquence du réseau et les problèmes de qualité d'énergie [7,22,25,26].

1.5.2. Systèmes PV décentralisés connectés au réseau électrique

Un système PV décentralisé ou distribué est défini comme une unité de production de l'électricité de moyenne ou petite échelle située proche du consommateur. Ce type de systèmes permet au producteur de produire l'énergie localement pour sa propre consommation et d'injecter le reste d'énergie dans le réseau. Leurs applications peuvent être résidentielles, commerciales ou industrielles [21, 23].

Selon le Département de l'Énergie des États-Unis (Department of Energy DOE), la production décentralisée généralement possède une capacité de production allant de moins d'un kilowatt à plusieurs dizaines de mégawatts [27]. On distingue trois catégories majeures : les installations PV résidentielles (<20 kW), les installations PV commerciales (<1 MW) et les installations PV industrielles (jusqu'à quelques MW) [2,28]. La figure 1.8 montre une photographie pour une installation PV commerciale [2].



Figure 1.8. Système PV monté en toiture d'un immeuble commercial en Philippines.

1.5.2.1. Avantages des systèmes PV décentralisés

L'utilisation des systèmes PV décentralisés offre plusieurs avantages [21, 23]:

- ✓ Diminution des pertes dans les lignes de transport d'énergie électrique
- ✓ Amélioration de la fiabilité du réseau électrique
- ✓ Réduction de la facture d'électricité pour les consommateurs-producteurs.

1.5.2.2. Problèmes liés aux systèmes PV décentralisés

L'intégration massive des systèmes PV décentralisés dans le réseau électrique implique plusieurs problèmes, tels que :

❖ Inversement de flux de puissance

Dans un réseau de distribution radial qui ne contient que des charges, le flux de puissance active est unidirectionnel ; du poste source vers le consommateur. Lorsque le réseau inclut alors des GPV, ce flux de puissance ne reste plus unidirectionnel et dépend des quantités des puissances consommées par les charges et de celles produites par ces GPV, où la nature intermittente de l'énergie solaire PV rend généralement la production de puissance variable. Différents problèmes peuvent survenir lors de l'inversement des flux de puissance, on peut citer : les fluctuations de tension dans le réseau, la perturbation des systèmes de protection du réseau,...etc. [29,30].

❖ **Variation du facteur de puissance dans le réseau électrique**

La croissance des unités de production d'énergie renouvelable qui fonctionnent généralement à un facteur de puissance unitaire a un impact négatif sur le facteur de puissance du réseau de distribution. En effet, lorsque le réseau comprend plusieurs unités de production qui fonctionnent au facteur de puissance unitaire, la puissance active provenant du poste source diminue considérablement. En revanche, une puissance réactive élevée est transportée par le réseau, entraînant ainsi une réduction de la capacité de transmission des lignes [31].

❖ **Problèmes de qualité d'énergie**

L'utilisation des onduleurs implique inévitablement des problèmes de qualité d'énergie tels que les harmoniques [10,21].

1.5.2.3. Configurations des systèmes PV connectés au réseau

Il existe plusieurs configurations des systèmes PV connectés au réseau, parmi elles on cite:

❖ **Configuration centrale**

Comme illustré dans la figure 1.9, les panneaux solaires PV sont assemblés en série pour former des chaînes, dites en anglais « string » ; ces chaînes sont protégées par des diodes anti-retours. L'ensemble des chaînes PV est connecté à un onduleur central de grande puissance à travers un bus DC. Bien que ces onduleurs offrent un faible coût par unité de Watt et une maintenance simple, ils présentent quelques problèmes tels que : la diminution du rendement en cas d'irrégularités dans l'éclairage solaire, les pertes dans les diodes anti-retours, le risque de la tension élevée dans le câblage DC, le risque d'arrêt de service en cas de panne d'onduleur et la limite d'évolutivité de l'installation à cause de la capacité limitée d'onduleur [28,32–36].

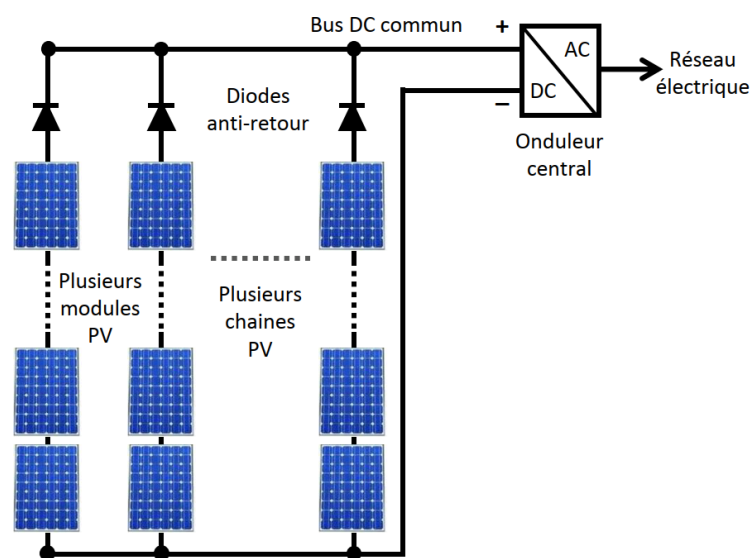


Figure 1.9. Exemple d'une configuration centrale.

❖ **Configuration string**

Cette configuration consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne (string) PV. Les onduleurs sont ensuite connectés au réseau électrique via un bus AC commun, comme le montre la figure 1.10. Dans cette configuration, la localisation des défaillances est facilitée et les pertes dans les diodes anti-retours sont éliminées [28,34,36].

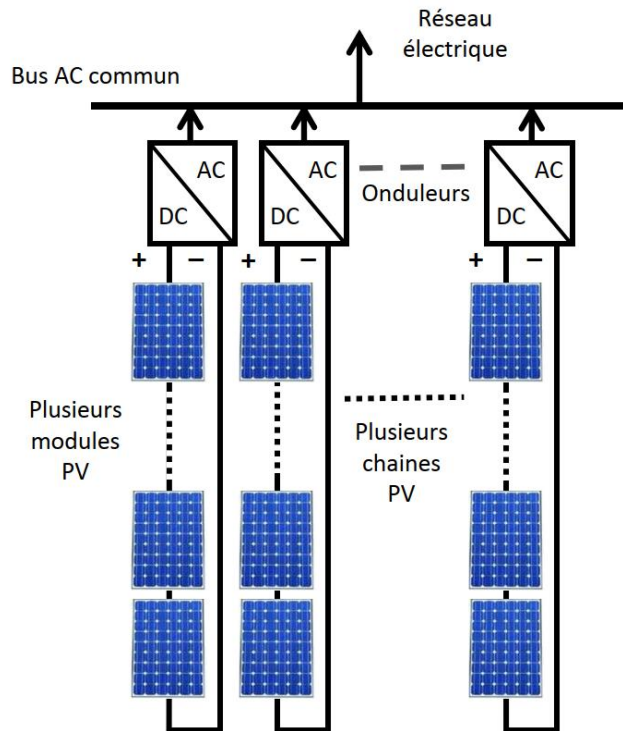


Figure 1.10. Exemple d'une configuration string.

❖ **Configuration multi-string**

Cette configuration utilise deux étages de conversion. Le premier étage contient un convertisseur DC-DC qui s'occupe de la poursuite du point de puissance maximal (PPM) de la chaîne PV. Le deuxième étage est un onduleur centralisé (Figure 1.11) [36].

Cette configuration permet de localiser les défaillances dans les chaînes PV et facilite la maintenance. L'utilisation des hacheurs offre la possibilité d'amplification de la tension des modules PV. En revanche, l'extension de l'installation est restreinte par l'utilisation d'un onduleur central et la continuité de service n'est pas assurée en cas de défaillance de cet onduleur [32,33,36].

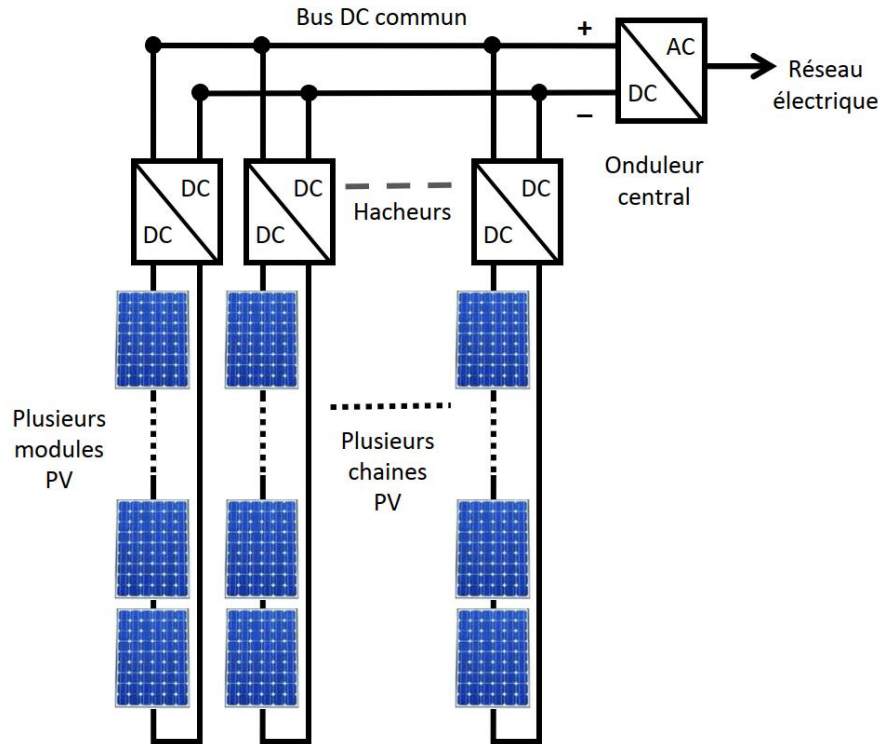


Figure 1.11. Exemple d'une configuration multi-string.

❖ Configurations modulaires

Ces configurations utilisent des micro-onduleurs dits en anglais « AC modules » (Figure 1.12.a) ou des micro-hacheurs « DC modules » (Figure 1.12-b), intégrés aux modules PV. Elles permettent d'améliorer la poursuite du PPM notamment en cas d'embrasse partiel [34–36].

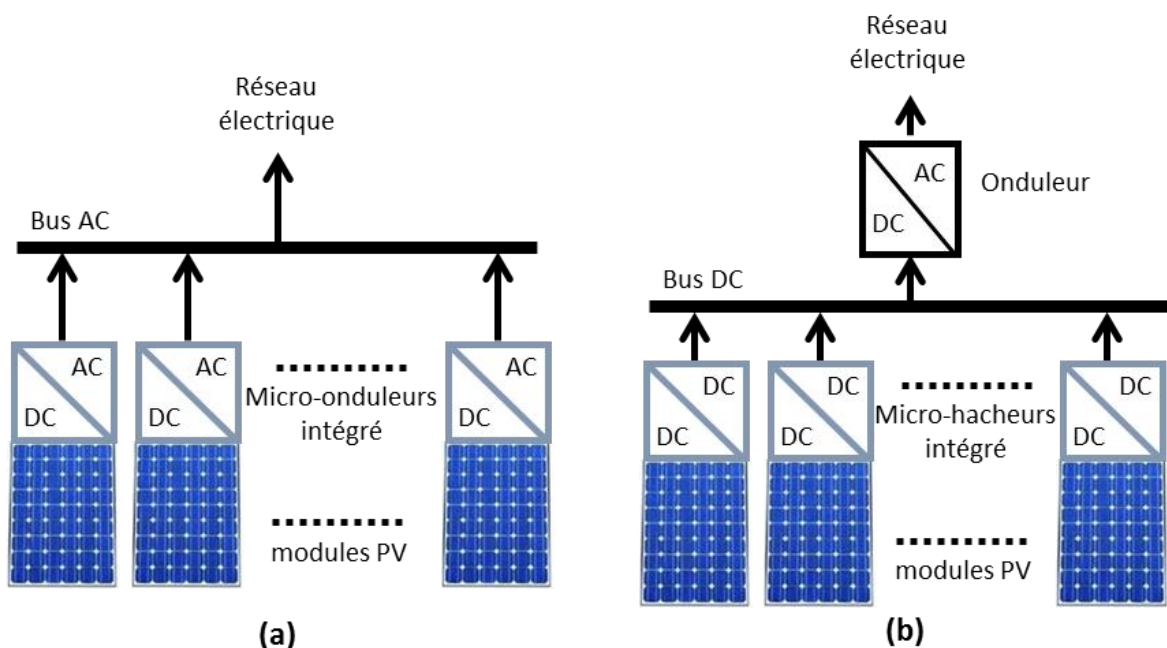


Figure 1.12. Exemples des configurations modulaires.

1.5.3. Conditions de raccordement des systèmes PV au réseau électrique

Afin d'intégrer des sources d'énergie renouvelable au réseau électrique, il existe des normes nationales et internationales qui sont élaborées par différents organismes à travers le monde. Ces normes sont semblables et diffèrent légèrement d'un pays à l'autre. La figure 1.13 présente les différentes conditions de raccordement des systèmes PV centralisés et décentralisés au réseau électrique [7,25,37–40].

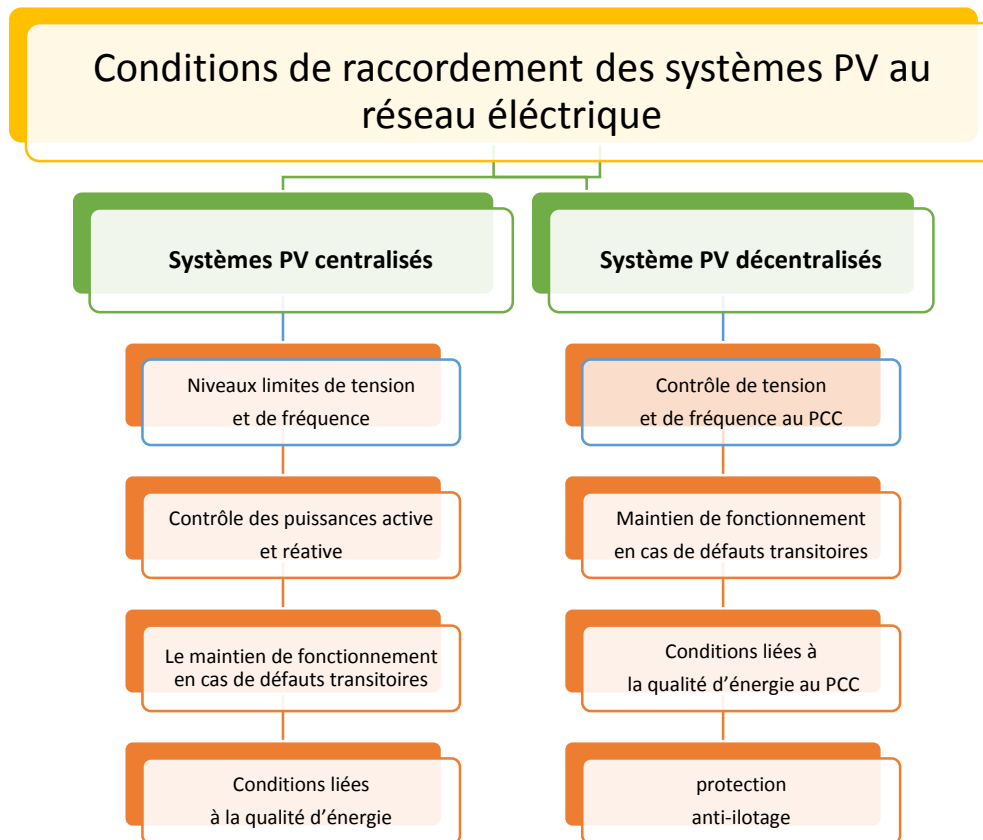


Figure 1.13. Conditions de raccordement des systèmes PV au réseau électrique.

1.6. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté quelques généralités sur l'énergie solaire PV et son développement au niveau mondial et en Algérie, ainsi que les différents systèmes solaires PV utilisés pour la production d'électricité.

Précisément dans ce contexte, l'accent a été particulièrement mis sur les systèmes PV connectés au réseau électrique, où on a donné les différentes configurations, les avantages et les inconvénients de ces systèmes PV et leurs conditions de raccordement au réseau électrique.

CHAPITRE 2

Source photovoltaïque : Principe, modélisation et identification paramétrique

2.1. Introduction

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus PV est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Cette transformation est réalisée par le biais des cellules appelées cellules PV ou photopiles, constituées d'un matériau semi-conducteur qui exploite un phénomène physique appelé effet PV. Dans la pratique, les cellules PV ne sont pas utilisées seules, car la puissance disponible fournie par une cellule PV est très faible. Pour augmenter la puissance produite, il est généralement nécessaire d'associer en série de telles cellules, ce qui permet de former un module PV. Le regroupement de plusieurs modules PV en série et/ou parallèle permet la mise en forme d'un panneau solaire PV, et un ensemble de panneaux PV interconnectés forme ce qu'on appelle un champ PV, ce qui permet d'accroître la puissance produite et d'adapter la production d'énergie PV à la demande [33,41,42].

Ce chapitre a pour but de présenter le principe de production d'énergie électrique par le biais des cellules PV, la modélisation d'un générateur PV (GPV) et l'identification paramétrique d'un module PV de 85 W-crête disponible au sein de notre laboratoire.

2.2. Production de l'électricité à partir de l'énergie solaire PV

2.2.1. Principe de l'effet PV

Selon le physicien français Alexandre Edmond Becquerel, l'effet PV consiste à convertir l'énergie des rayonnements solaires en énergie électrique. En 1839, il a découvert que certains matériaux génèrent un courant électrique lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Comme montré à la figure 2.1, lorsqu'une cellule PV est exposée à la lumière du soleil, les photons incidents sur la cellule transmettent leur énergie aux électrons, ce qui permet à ces électrons de se bouger, créant ainsi une faible tension continue de l'ordre de 0,5 à 0,8 V selon les matériaux utilisés [40, 41].

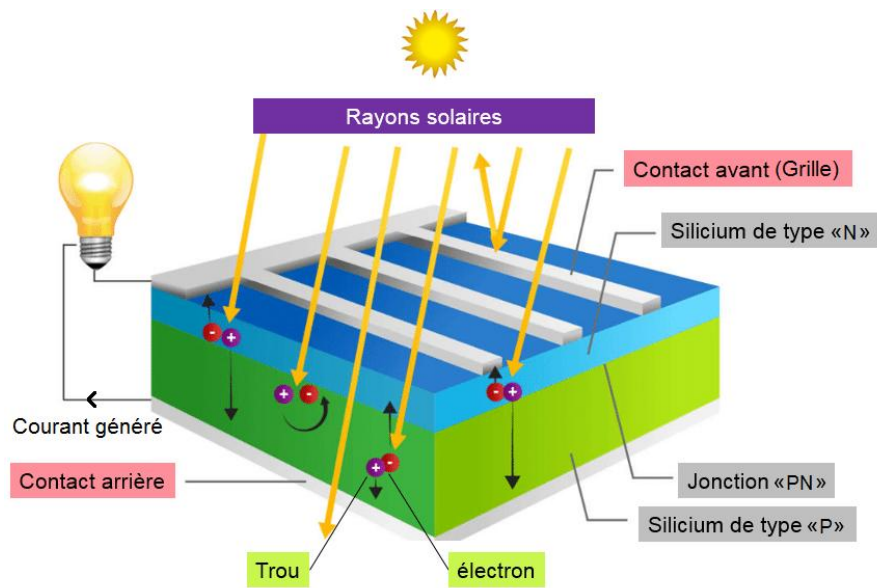


Figure 2.1. Schéma représentatif d'une cellule PV élémentaire.

La cellule PV est l'unité de base du GPV. Elle est constituée de deux couches en silicium, l'une ayant un dopage positif « P » (au bore par exemple) et l'autre ayant un dopage négatif « N » (au phosphore par exemple), formant ainsi une jonction « PN » avec une barrière de potentiel, comme le montre la figure 2.2. La cellule PV agit donc comme une diode qui autorise un flux de courant électrique unidirectionnel [40–43].

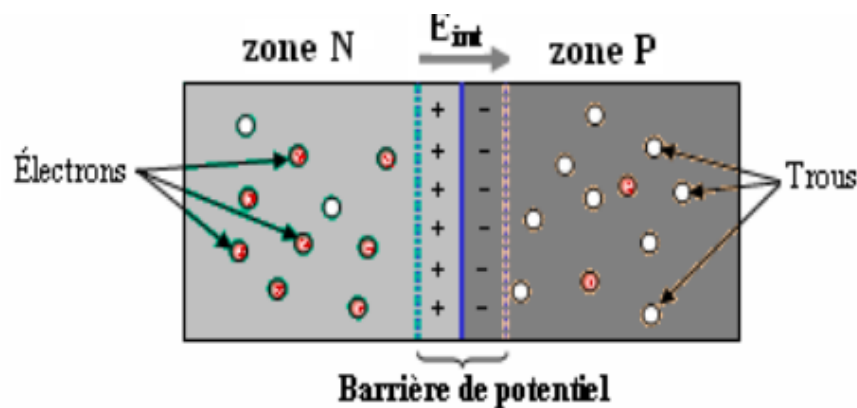


Figure 2.2. Jonction PN d'une cellule PV.

2.2.2. Technologies des cellules PV

Au fil du temps, les technologies des cellules PV ont été évoluées par plusieurs générations. Chaque génération apporte des améliorations en termes d'efficacité, de coût et d'autres caractéristiques. Voici une vue d'ensemble des évolutions technologiques des cellules solaires PV :

- **Première génération**

Elle comprend les cellules solaires en silicium monocristallin et polycristallin. Ces cellules sont relativement coûteuses (notamment le monocristallin) et leur rendement peut atteindre 26 % [42, 44, 45]

- **Deuxième génération**

Elle emploie la technologie des couches minces telles que les cellules PV en silicium amorphe et microcristallin. Les cellules en couches minces sont plus légères et de forme flexible, elles sont moins coûteuses, mais leur rendement en général est plus faible que celui du silicium cristallin [42, 44, 45]

- **Troisième génération**

Cette génération englobe une variété de technologies, basées sur des matériaux semi-conducteurs avancés tels que les cellules PV organiques, les cellules PV à pérovskite, les cellules PV à multi-jonction et d'autres technologies. Le rendement des cellules solaires à multi-jonctions peut dépasser 40 % [44, 46]

- **Quatrième génération**

Elle comprend les cellules solaires à concentration, qui sont conçues pour concentrer la lumière solaire sur de petites cellules, ce qui permet d'améliorer le rendement (atteignant les 40 %) [15, 44, 46]

2.2.3. Associations des cellules PV identiques

La cellule PV ne produit qu'une très faible quantité d'électricité, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt (de l'ordre de 0,5 à 0,8 V) [40,41]. Pour accroître la production d'électricité, il est nécessaire d'associer en série et/ou en parallèle des cellules élémentaires. Une association de N_s cellules PV identiques en série permet d'augmenter la tension, où la tension résultante est égale à la somme des tensions générées par chacune des cellules. Par cette connexion, les cellules PV sont parcourues par le même courant. Une association parallèle de N_p cellules PV identiques permet d'augmenter le courant, où le courant résultant est égal à la somme des courants générés par chacune des cellules. Par cette connexion, les cellules PV sont soumises à la même tension.

Généralement, le regroupement de plusieurs cellules PV en série permet de former un module PV. Les modules PV peuvent être assemblés en série et/ou en parallèle, ce qui permet d'obtenir un panneau PV. Ainsi, un ensemble de panneaux PV interconnectés forme un champ PV, comme le montre la figure 2.3 [43,45].

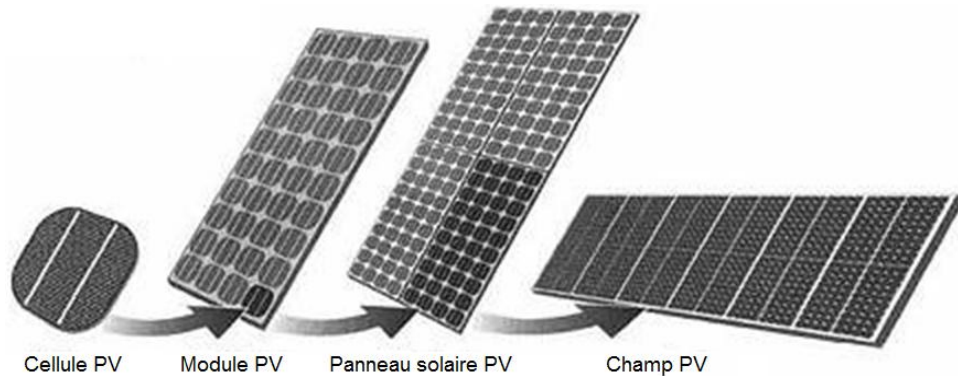


Figure 2.3. Constitution d'un champ PV.

2.2.4. Protection d'un module PV

Le module PV est composé d'un certain nombre de cellules PV, généralement connectées en série puis enfermées dans un verre trempé. Pour protéger les modules PV, deux types de protection classiques sont introduits :

- **Diodes anti-retour**

Pour un assemblage en parallèle des modules PV et dans des conditions défavorables, telles qu'un éclairage non uniforme ou une charge en connexion directe basculant du mode récepteur au mode générateur (ex. : les batteries), il est possible qu'un module PV soit parcouru par un courant inverse, ce qui entraîne une dissipation de puissance importante et une destruction du module PV [33,41]. À cet effet, il est nécessaire d'utiliser une diode en série appelée diode anti-retour afin d'empêcher tout courant en inverse (Figure 2.4).

- **Diodes by-pass**

Afin de garantir la protection des cellules PV mises en série au sein du module PV, des diodes de dérivation dites diodes by-pass sont généralement ajoutées pour chaque ensemble de 12 à 18 cellules, comme le montre la figure 2.4 [22,33,43]. Ces diodes servent à éviter l'apparition de points chauds lorsque l'éclairage n'est pas homogène et protègent les cellules mal éclairées.

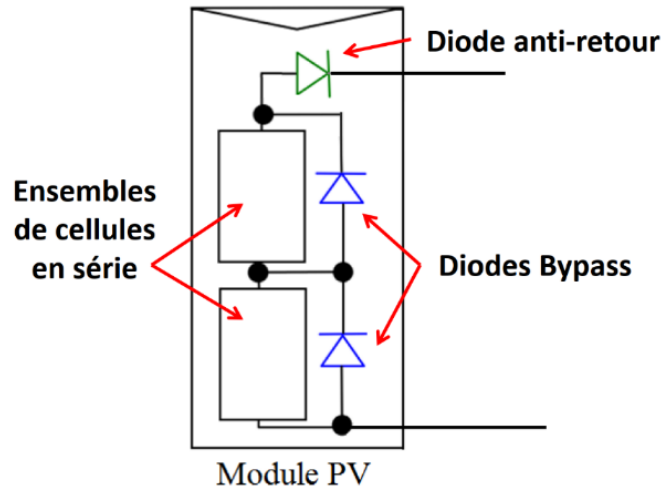


Figure 2.4. Diodes de protection d'un module PV.

2.3. Modélisation d'un générateur PV

Une cellule solaire PV est généralement représentée par une source de courant parallèlement à une diode (modèle à une seule diode). Le modèle à une seule diode est le modèle le plus simple, avec une précision généralement suffisante pour la présentation du comportement de la cellule PV. Il existe dans la littérature des modèles à deux diodes ou plus, qui apportent une amélioration de la précision du modèle, mais leur identification est plus complexe [47–50].

On s'intéresse dans notre étude au modèle à une seule diode qui est utilisé dans la plupart des travaux de recherche. Dans ce cas, la cellule PV peut être représentée par le circuit équivalent de la figure 2.5, où R_s et R_{sh} sont respectivement la résistance série et la résistance shunt de la cellule PV.

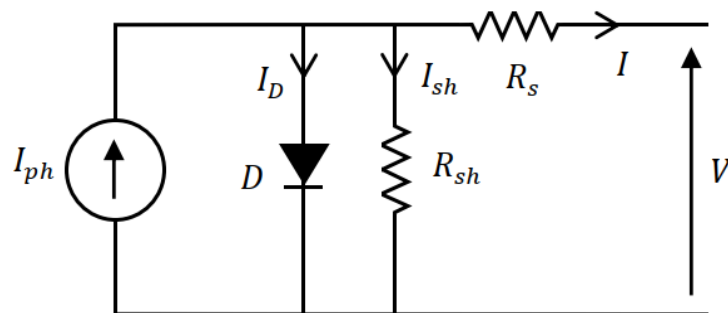


Figure 2.5. Circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

D'après le schéma de la figure 2.5, le courant I généré par la cellule PV est donné par :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.1)$$

Avec : I_{ph} : Photo-courant de la cellule PV proportionnel à l'éclairement. Il correspond au courant de court-circuit, comme suit [47–51]:

$$I_{ph} = \frac{E}{E_r} (I_{ccr} + \lambda_i (T - T_r)) \quad (2.2)$$

Avec : E : Éclairement solaire (flux incident) (W/m²).

E_r : Éclairement solaire standard (1000 W/m²).

T_r : Température standard 298 (K).

I_{ccr} : Courant de court-circuit dans les conditions atmosphériques standards (Standard test conditions STC 1000 W/m², 25°C).

λ_i : Coefficient de variation du courant de court-circuit ou du photo-courant selon la température, il est souvent donné par le fabricant (A/°C).

Le courant traversant la diode est donné par [22,43, 47–51] :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{(V + R_s I)}{A V_t} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

Avec :

V_t : Tension thermique ($V_t = K_B T / q$).

A : Facteur d'idéalité de la diode ($A \in [1, 2]$).

K_B : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K).

T : Température de la cellule PV en Kelvin (K)

q : Charge élémentaire de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C).

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode de la cellule PV (A).

Pour une température donnée T , le courant de saturation inverse de la diode I_0 est calculé comme suit [22, 40, 49–51] :

$$I_0 = I_{0r} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left(\frac{q E_g}{A K_B} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (2.4)$$

E_g : Energie de gap du semi-conducteur utilisé (pour le Silicium cristallin $E_g = 1.12$ eV).

I_{0r} : Courant de saturation inverse de la diode sous STC, celui-ci est donné par :

$$I_{0r} = \frac{I_{ccr}}{\exp\left(\frac{V_{cor}}{AV_t}\right) - 1} \quad (2.5)$$

Où : V_{cor} est la tension en circuit ouvert de la cellule PV sous STC.

Le courant traversant la résistance shunt est donné par :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

La relation liant le courant I généré par la cellule PV et la tension V à ses bornes (caractéristique courant-tension d'une cellule PV) peut s'exprimer comme suit :

$$I = \frac{E}{E_r} (I_{ccr} + \lambda_i (T - T_r)) - I_0 \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

La figure 2.6 représente le circuit électrique équivalent d'un GPV qui est disposé d'un nombre N_s de cellules PV montées en série et d'un nombre N_p de cellules PV montées en parallèle [41,43]:

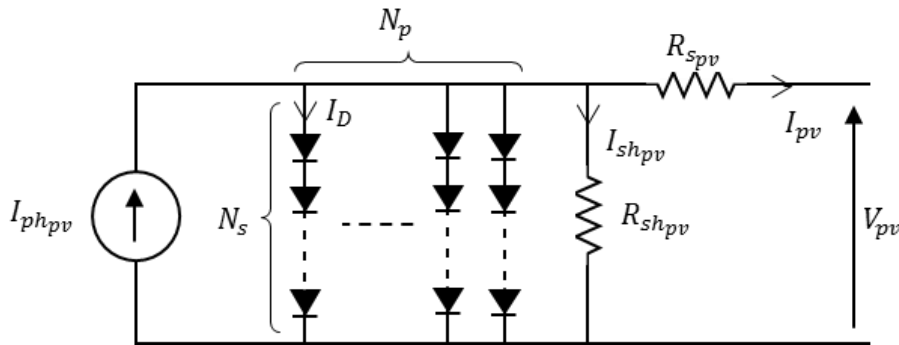


Figure 2.6. Modèle électrique équivalent d'un GPV.

L'équation donnant la caractéristique (Courant-Tension) d'un GPV formé par N_s cellules PV en série et N_p cellules PV en parallèle peut s'écrire comme suit :

$$I_{pv} = N_p I = I_{phpv} - I_{0pv} \left[\exp\left(\frac{(V_{pv} + R_{s_{pv}} I_{pv})}{AN_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_{s_{pv}} I_{pv}}{R_{sh_{pv}}} \quad (2.8)$$

Où :

$I_{pv} = N_p I$: Courant délivré par le GPV(A).

$V_{pv} = N_s V$: Tension aux bornes du GPV (V).

$I_{ph_{pv}} = N_p I_{ph}$: Photo-courant du GPV (A).

$I_{0_{pv}} = N_p I_0$: Courant de saturation inverse de la diode du GPV (A).

$R_{s_{pv}} = R_s \frac{N_s}{N_p}$: Résistance série du GPV (Ω).

$R_{sh_{pv}} = R_{sh} \frac{N_s}{N_p}$: Résistance shunt du GPV (Ω).

2.4. Identification paramétrique d'un module PV de 85 W-crête

2.4.1. Caractéristiques techniques du module PV

Les paramètres du module PV utilisé dans notre étude sont déterminés par une méthode numérique itérative. Le module PV utilisé (SUNTECH STP085B-12/BEA) est un module de 85 W-crête, fabriqué en Silicium monocristallin. Le tableau 2.1 présente ses caractéristiques techniques.

Tableau 2.1. Caractéristiques techniques du module PV sous STC (1000 W/m², 25 °C).

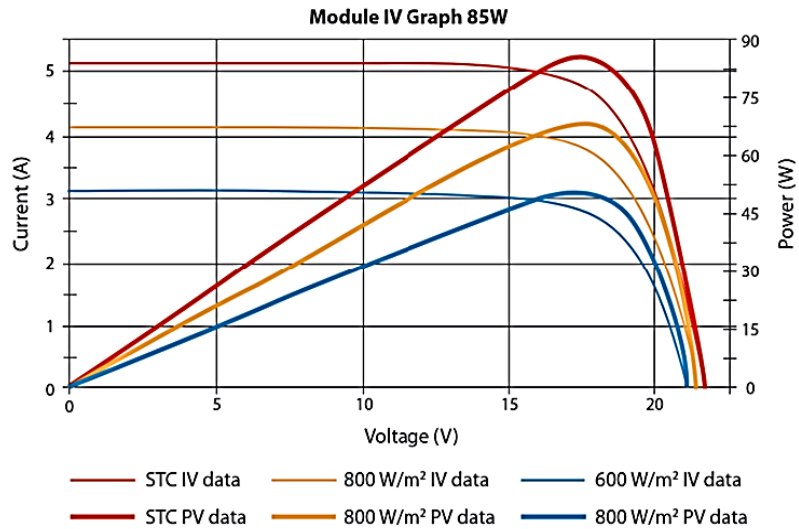
Caractéristiques techniques du module PV	Valeurs
La puissance maximale nominale	85 W
La tension en circuit ouvert	22,2 V
Le courant de court-circuit	5,15 A
La tension à la puissance maximale	17,8 V
Le courant à la puissance maximale	4,8 A
Coefficient de variation de la tension de circuit ouvert selon la température λ_v	-0,0755V/°C
Coefficient de variation du courant de court-circuit selon la température λ_i	0,0019A/°C
Coefficient de variation de la puissance maximale selon la température λ_p	-0,408 W/°C

La figure 2.7-a montre la photographie du module PV utilisé qui contient 36 cellules PV (9x4). Les caractéristiques électriques (Courant-Tension) et (Puissance-Tension) de ce module pour différentes valeurs d'éclairement solaire sont illustrées dans la figure 2.7-b. Ces caractéristiques sont données par la fiche technique du constructeur [52].

SUNTECH
STP085B-12/BEA



(a)



(b)

Figure 2.7. Données du module PV fournies par le constructeur : (a) Photographie du module PV, (b) Caractéristiques du module PV pour différentes valeurs d'éclairement solaire avec une température standard fixe 25 °C.

2.4.2. Détermination des paramètres du module PV

Le module PV est composé de $N_s=36$ et $N_p=1$. L'équation donnant la caractéristique (courant-tension) d'un module PV formé par N_s cellules PV en série peut s'écrire comme suit :

$$I_{mpv} = I_{phmpv} - I_{0mpv} \left[\exp \left(\frac{V_{mpv} + R_{smpv} I_{mpv}}{AN_s V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mpv} + R_{smpv} I_{mpv}}{R_{shmpv}} \quad (2.9)$$

$I_{mpv} = I$: Courant délivré par le module PV (A).

$V_{mpv} = N_s V$: Tension aux bornes du module PV (V).

$I_{phmpv} = I_{ph}$: Photo-courant du module PV (A).

$I_{0mpv} = I_0$: Courant de saturation inverse de la diode du module PV (A).

$R_{smpv} = R_s N_s$: Résistance série du module PV (Ω).

$R_{shmpv} = R_{sh} N_s$: Résistance shunt du module PV (Ω).

Le modèle mathématique du module PV nécessite cinq paramètres à identifier qui sont : le photo-courant, le courant de saturation inverse de la diode, le facteur d'idéalité de la diode, la résistance série et la résistance shunt.

2.4.2.1. Photo-courant

Il s'agit du courant généré par la source de courant. Il dépend essentiellement de l'éclairement solaire incident sur la surface du module PV. Quantitativement, il a la plus grande valeur du courant généré par le module PV.

Le courant de court-circuit du module PV est le courant pour lequel la tension aux bornes de celui-ci est nulle (courant obtenu en court-circuitant ses bornes). Dans le cas idéal ($R_{s_{mpv}}$ nulle et $R_{sh_{mpv}}$ infinie), ce courant se confond avec le photo-courant $I_{ph_{mpv}}$. Dans le cas réel, en annulant la tension V_{mpv} dans l'équation (2.9), on obtient :

$$I_{cc_{mpv}} = I_{ph_{mpv}} - I_{0_{mpv}} \left[\exp\left(\frac{R_{s_{mpv}} I_{cc_{mpv}}}{AN_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{R_{s_{mpv}} I_{cc_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} \quad (2.10)$$

On peut négliger le second terme de (2.10). L'expression approchée du photo-courant est alors donnée par :

$$I_{ph_{mpv}} \cong I_{cc_{mpv}} \left(1 + \frac{R_{s_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} \right) \quad (2.11)$$

La résistance série est faible, donc pratiquement $I_{ph_{pv}} = I_{cc_{pv}}$.

2.4.2.2. Courant de saturation inverse de la diode

Ce courant est appelé courant d'obscurité, il modélise les phénomènes de polarisation de la cellule PV. Son expression est déterminée en considérant l'équation caractéristique (2.9) au point de circuit ouvert comme suit :

$$0 = I_{ph_{mpv}} - I_{0_{mpv}} \left[\exp\left(\frac{V_{co_{mpv}}}{AN_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{co_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} \quad (2.12)$$

$$I_{0_{mpv}} = \frac{I_{ph_{mpv}} - \frac{V_{co_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}}}{\exp\left(\frac{V_{co_{mpv}}}{AN_s V_t}\right) - 1} \quad (2.13)$$

2.4.2.3. Résistance série

La résistance série représente généralement les résistances des contacts et des connexions [40,43]. Sa valeur peut être déterminée à partir de la pente de la courbe caractéristique (Courant-Tension) du module PV au voisinage du point de circuit ouvert

$$\left(\frac{dI_{mpv}}{dV_{mpv}} = -1/R_{s0_{mpv}} \text{ à } V_{mpv} = V_{co_{mpv}} \text{ et } I_{mpv} = 0 \right) [48]:$$

$$\left. \frac{dI_{mpv}}{dV_{mpv}} \right|_{\substack{V_{mpv}=V_{co\,pv} \\ I_{mpv}=0}} = - \frac{\left(\frac{I_{0\,mpv}}{AN_s V_t} \exp\left(\frac{V_{co\,mpv}}{AN_s V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh\,mpv}} \right)}{1 + R_{s\,mpv} \left(\frac{I_{0\,mpv}}{AN_s V_t} \exp\left(\frac{V_{co\,mpv}}{AN_s V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh\,mpv}} \right)} = - \frac{1}{R_{s0\,mpv}} \quad (2.14)$$

Où : $-1/R_{s0\,mpv}$ est la pente de la courbe (Courant-Tension) du module PV au voisinage du point de circuit ouvert.

Donc, la résistance série $R_{s\,mpv}$ est exprimée par [53]:

$$R_{s\,mpv} = R_{s0\,mpv} - \frac{1}{\left(\frac{I_{0\,mpv}}{AN_s V_t} \exp\left(\frac{V_{co\,mpv}}{AN_s V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh\,mpv}} \right)} \quad (2.15)$$

2.4.2.4. Résistance shunt

La résistance shunt représente les courants de fuite de la jonction PN et dépend de la méthode de conception des cellules PV [40]. Sa valeur peut être déterminée à partir de la pente de la courbe caractéristique (Courant-Tension) du module PV au voisinage du point de court-circuit

($\frac{dI_{mpv}}{dV_{mpv}} = -1/R_{sh0\,mpv}$ à $V_{mpv} = 0; I_{mpv} = I_{cc\,mpv}$) [47,49,50,53]:

$$\left. \frac{dI_{mpv}}{dV_{mpv}} \right|_{\substack{V_{mpv}=0 \\ I_{mpv}=I_{cc\,mpv}}} = - \frac{\left(\frac{I_{0\,mpv}}{AN_s V_t} \exp\left(\frac{R_{s\,mpv} I_{cc\,mpv}}{AN_s V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh\,mpv}} \right)}{1 + R_{s\,mpv} \left(\frac{I_{0\,mpv}}{AN_s V_t} \exp\left(\frac{R_{s\,mpv} I_{cc\,mpv}}{AN_s V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh\,mpv}} \right)} = - \frac{1}{R_{sh0\,mpv}} \quad (2.16)$$

Où : $-1/R_{sh0\,mpv}$ est la pente de la courbe (Courant-Tension) du module PV au voisinage du point de court-circuit.

Pour simplifier l'équation (2.16), on suppose que :

$$\left(\frac{I_{0\,mpv}}{AN_s V_t} \exp\left(\frac{R_{s\,mpv} I_{cc\,mpv}}{AN_s V_t}\right) \right) \ll \frac{1}{R_{sh\,mpv}}$$

Donc, la résistance shunt $R_{sh\,mpv}$ est exprimée par :

$$R_{sh\,mpv} \cong R_{sh0\,mpv} - R_{s\,mpv} \quad (2.17)$$

Tenant compte de la faible valeur de la résistance $R_{s_{mpv}}$, la résistance shunt $R_{sh_{mpv}}$ est simplement égale à [47,49,50,53]:

$$R_{sh_{mpv}} \cong R_{sh0_{mpv}} \quad (2.18)$$

2.4.2.5. Facteur d'idéalité

Le facteur d'idéalité A représente l'effet négatif de la recombinaison des paires électrons-trous dans la zone de transition entre la couche P et la couche N du semi-conducteur. Pour une diode parfaite, ce paramètre est égal à l'unité. Plus la valeur du facteur d'idéalité est proche de 2, plus l'effet de recombinaison est dominant, ce qui diminue la puissance générée par la cellule PV [47]. L'effet de température sur le facteur d'idéalité A peut être négligé [49,53].

En considérant l'équation caractéristique (2.9) au point de puissance maximale (PPM) (pour une tension $V_{MPP_{mpv}}$ et un courant $I_{MPP_{mpv}}$ optimaux), on obtient :

$$I_{MPP_{mpv}} = I_{ph_{mpv}} - I_{0_{mpv}} \left[\exp \left(\frac{(V_{MPP_{mpv}} + R_{s_{mpv}} I_{MPP_{mpv}})}{AN_s V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{MPP_{mpv}} + R_{s_{mpv}} I_{MPP_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} \quad (2.19)$$

En obtenant $I_{ph_{mpv}}$ de (2.12) et en le remplaçant dans (2.19), on obtient :

$$I_{0_{mpv}} \exp \left(\frac{V_{co_{mpv}}}{AN_s V_t} \right) + \frac{V_{co_{mpv}} - V_{MPP_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} - I_{MPP_{mpv}} \left(1 + \frac{R_{s_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} \right) - I_{0_{mpv}} \exp \left(\frac{V_{MPP_{mpv}} + R_{s_{mpv}} I_{MPP_{mpv}}}{AN_s V_t} \right) = 0 \quad (2.20)$$

En remplaçant (2.13) et (2.15) en (2.20) et après simplification, on obtient l'expression du facteur d'idéalité comme suit [47,49]:

$$A = \frac{V_{MPP_{mpv}} + R_{s0_{mpv}} I_{MPP_{mpv}} - V_{co_{mpv}}}{N_s V_t \left[\ln \left(I_{cc_{mpv}} - \frac{V_{MPP_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} - I_{MPP_{mpv}} \right) - \ln \left(I_{cc_{mpv}} - \frac{V_{co_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}} \right) + \frac{I_{MPP_{mpv}}}{I_{cc_{mpv}} - \frac{V_{co_{mpv}}}{R_{sh_{mpv}}}} \right]} \quad (2.21)$$

La méthode adoptée pour l'identification des paramètres du modèle est une méthode numérique itérative, basée sur la courbe (Courant-Tension) du module PV et quelques paramètres fournis par le constructeur sous STC.

Le modèle utilisé est un modèle à cinq paramètres. Comme montré dans l’organigramme de la figure 2.8, l’algorithme est initialisé en attribuant une valeur initiale au facteur d’idéalité A (sa valeur est généralement comprise entre 1 et 2). En utilisant cette valeur, les paramètres inconnus qui restent ($R_{sh_{mpv}}$, $I_{0_{mpv}}$, $R_{s_{mpv}}$ et $I_{ph_{mpv}}$) sont identifiés à l’aide des équations (2.18), (2.13), (2.15) et (2.11). En incrémentant le facteur d’idéalité, les valeurs obtenues des paramètres à identifier sont vérifiées par le calcul du courant maximal $I_{MPP_{mpv}}$ du module PV (2.19), ce courant est choisi car son expression inclut tous les paramètres à identifier. La condition d’arrêt de cet algorithme est l’obtention d’une valeur absolue minimale de l’erreur (entre de la valeur calculée du courant $I_{MPP_{mpv}}$ et sa référence) inférieure à une tolérance.

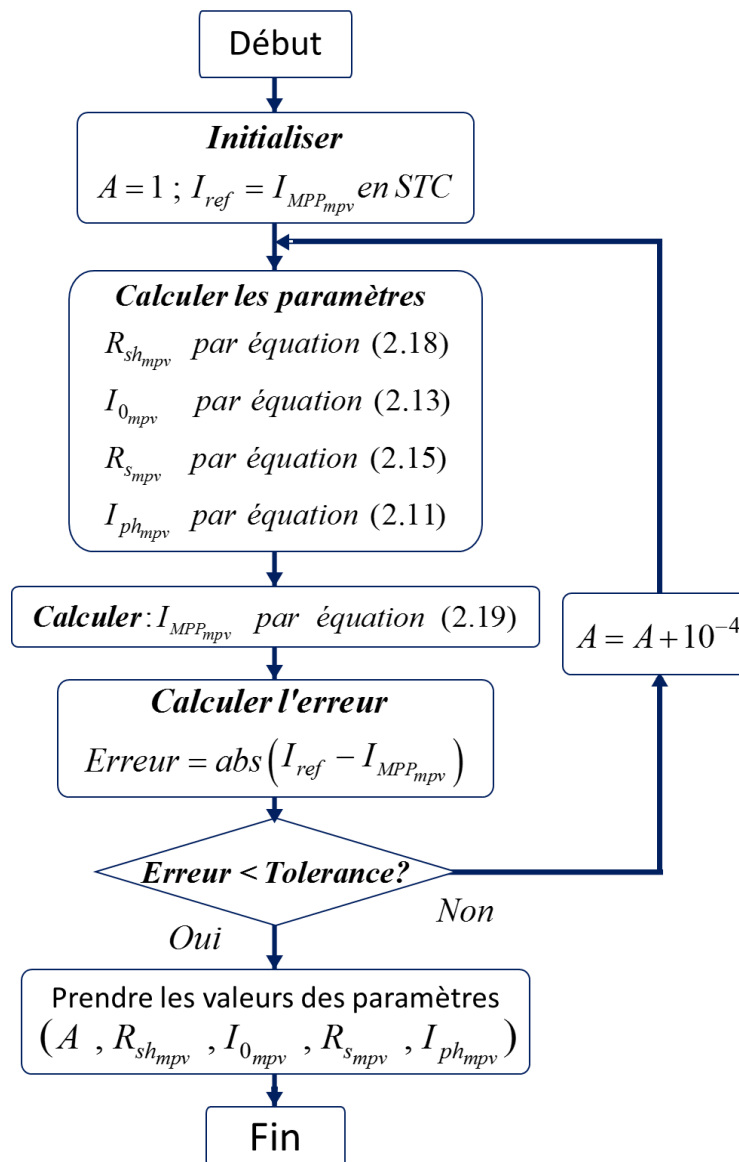


Figure 2.8. Organigramme présentant les étapes d’identification paramétrique du module PV.

Les paramètres du module PV obtenus sont donnés par le tableau 2.2.

Tableau 2.2. Paramètres identifiés du module PV sous STC.

Paramètres du module PV	Valeurs
Le facteur d'idéalité A	1,2058
Le courant de saturation de la diode	1,1595e-8 (A)
La résistance parallèle	288,752 (Ω)
La résistance série	0,2480 (Ω)
Le photo-courant	5,1544 (A)

Les valeurs des résistances série et shunt sont identifiées pour un fonctionnement sous STC, l'effet de température et d'éclairement sur ces deux paramètres est défini comme suit :

La résistance série R_s varie légèrement en fonction de l'éclairement solaire et de la température comme suit [50,53] :

$$R_s = R_{sr} \frac{T}{T_r} \left[1 - 0.217 \text{Ln} \left(\frac{E}{E_r} \right) \right] \quad (2.22)$$

R_{sr} : La résistance série d'une cellule PV en STC (Ω).

Cet effet de température et d'éclairement solaire sur la valeur de la résistance série peut être négligée.

La variation de la valeur de la résistance parallèle R_{sh} avec la température peut être négligée, alors que sa variation avec l'éclairement solaire est comme suit [48–51, 53] :

$$R_{sh} \approx R_{shr} \left(\frac{E_r}{E} \right) \quad (2.23)$$

R_{shr} : La résistance shunt d'une cellule PV en STC (Ω).

2.5. Validation du modèle du module PV

Le modèle du module PV a été simulé à l'aide du logiciel Matlab/Simulink en prenant les paramètres indiqués dans les tableaux 2.1 et 2.2.

2.5.1. Fonctionnement dans les conditions standards STC

La figure 2.9 illustre une comparaison des caractéristiques $I_{mpv} = f(V_{mpv})$ et $P_{mpv} = f(V_{mpv})$ du module PV, entre les données fournis par le constructeur (courbes en rouge) et celles obtenues par simulation (courbes en bleu) pour un fonctionnement sous STC (1000 W/m², 25 °C).

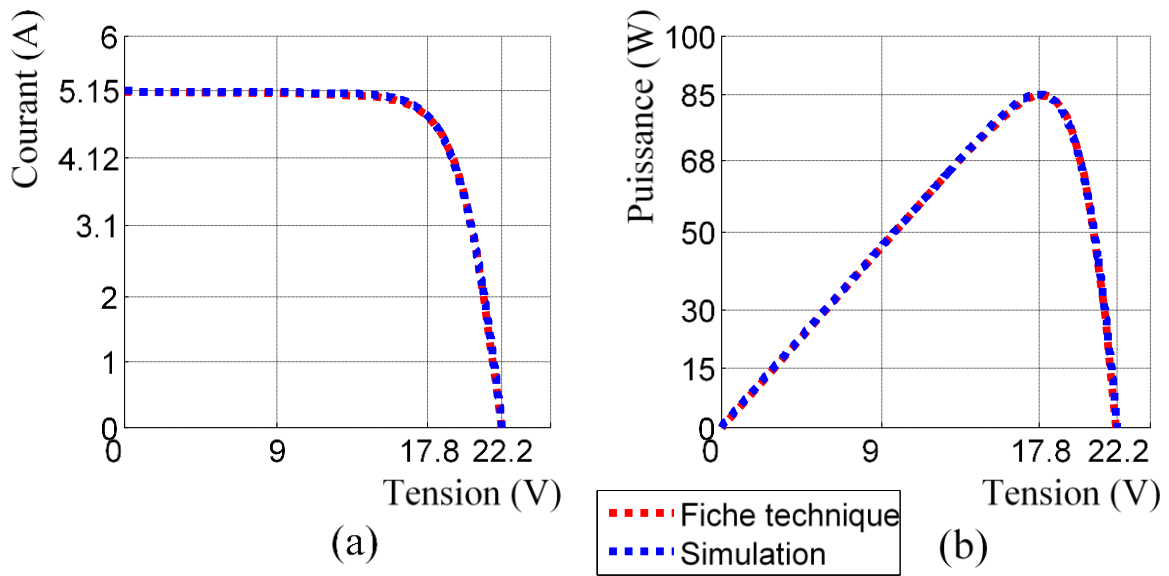


Figure 2.9. Caractéristiques du module PV sous STC :

(a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.

D'après les résultats de la figure 2.9, on remarque que le modèle du module PV est bien validé sous STC, car les caractéristiques obtenues par simulation numérique sont conformes à celles fournies par le constructeur.

2.5.2. Fonctionnement avec différentes valeurs d'éclairement solaire

L'éclairement solaire est la source d'énergie utilisée pour produire l'électricité ; une augmentation d'éclairement solaire provoque l'augmentation de la puissance maximale et du courant de court-circuit, ainsi que la tension de circuit ouvert mais avec une faible variation.

La figure 2.10 montre les caractéristiques $I_{mpv} = f(V_{mpv})$ et $P_{mpv} = f(V_{mpv})$ du module PV ; celles données par le constructeur (courbes en rouge) et celles obtenues par simulation (courbes en bleu) pour une température fixe 25 °C et trois valeurs d'éclairement solaire 1000 W/m², 800 W/m² et 600 W/m².

D’après les résultats de la figure 2.10, on observe une bonne concordance entre les caractéristiques obtenues par simulation et celles données par le constructeur, ce qui montre que le modèle du module PV est bien validé pour ces valeurs d’éclairement solaire.

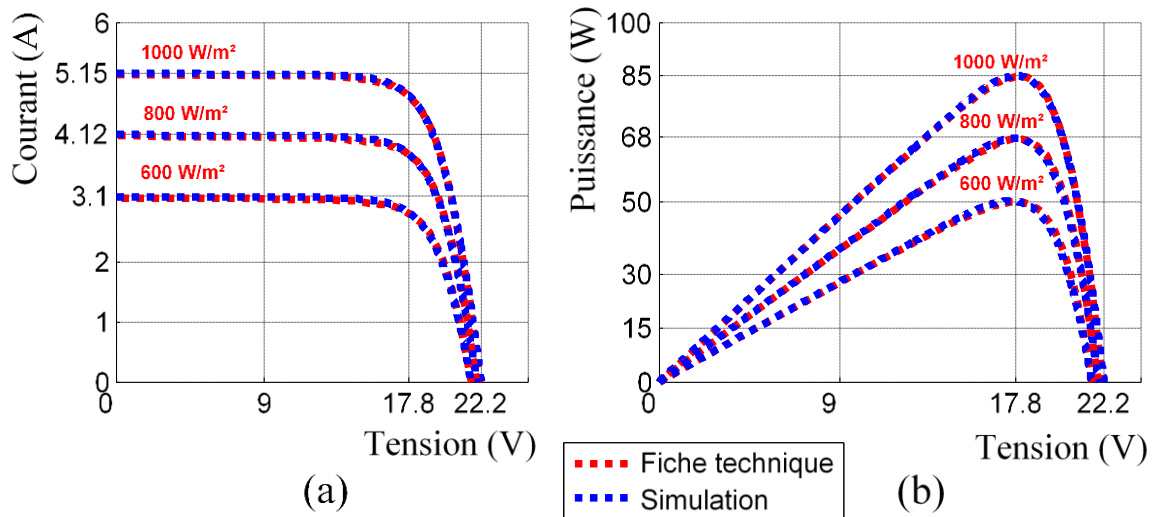


Figure 2.10. Caractéristiques du module PV pour différentes valeurs d’éclairement solaire : (a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.

2.5.3. Fonctionnement avec différentes valeurs de température

L’effet de température sur le comportement du module PV est important. Pour une augmentation de la température, la tension de circuit ouvert ainsi que la puissance maximale diminue significativement, tandis que le courant de court-circuit augmente très légèrement.

Les points caractéristiques du module PV issus de la fiche technique du constructeur pour les valeurs de température 10 °C, 25 °C, 45 °C et 65 °C sont donnés dans le tableau 2.3.

Tableau 2.3. Valeurs caractéristiques du module PV issues de la fiche technique.

Caractéristiques techniques	10°C	25°C	45°C	65°C
Puissance maximale du module PV (W)	91,12	85	76,84	68,68
Tension en circuit ouvert du module PV (V)	23,33	22.20	20,69	19,18
Courant de court-circuit du module PV (A)	5,12	5,15	5,19	5,23

La figure 2.11 montre les caractéristiques $I_{mpv} = f(V_{mpv})$ et $P_{mpv} = f(V_{mpv})$ du module PV, obtenues par simulation pour les quatre valeurs de température 10 °C, 25 °C, 45 °C et 65 °C ; elle présente également les trois points caractéristiques du module PV (points en rouge) indiqués dans le tableau 2.3. L’éclairement solaire est de 1000 W/m².

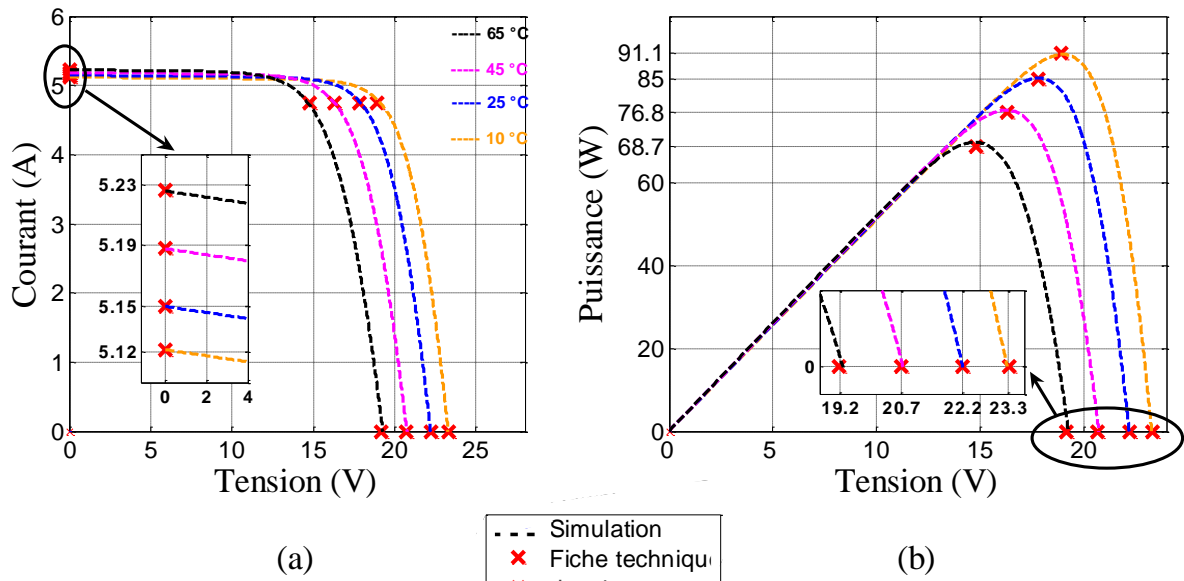


Figure 2.11. Caractéristiques du module PV pour différentes valeurs de température :

(a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.

D'après les résultats de la figure 2.11, on peut observer que pour toutes les valeurs de température, les points caractéristiques ($P_{MPP_{mpv}}$, $V_{co_{mpv}}$ et $I_{cc_{mpv}}$) du module PV issus de la simulation sont identiques à ceux fournis par le constructeur (Tableau 2.3). Ceci montre que le modèle du module PV est aussi bien validé pour ces valeurs de température.

2.6. Conclusion

Ce chapitre a présenté le principe de production d'énergie électrique à partir de l'énergie solaire PV, la modélisation d'un GPV et l'identification paramétrique d'un module PV de 85 W-crête. Le circuit électrique équivalent choisi du GPV est un circuit à une seule diode. Le modèle mathématique du module PV nécessite cinq paramètres à identifier qui sont : le photocourant, le courant de saturation inverse de la diode, le facteur d'idéalité de la diode, la résistance série et la résistance shunt. La méthode d'identification paramétrique adoptée est une méthode numérique itérative, basée sur la courbe (Courant-Tension) du module PV et quelques paramètres fournis par le constructeur.

La validation du modèle du module PV choisi a été effectuée par une analyse comparative entre les différentes caractéristiques obtenues par simulation numérique (à l'aide du logiciel Matlab/Simulink) et celles données par le constructeur. Ce modèle est utilisé par la suite dans une structure de système PV connecté au réseau électrique monophasé.

CHAPITRE 3

Gestion du flux de puissance dans un système PV connecté au réseau électrique monophasé

3.1. Introduction

Un système PV connecté au réseau est un système qui exploite l'énergie solaire pour générer de l'électricité par le biais des panneaux PV, puis transmet l'énergie produite, en totalité ou en partie, directement au réseau électrique, convertie en courant alternatif. Ce système PV utilise généralement une structure de conversion qui assure deux tâches principales : l'extraction de la puissance PV maximale et la conversion et l'injection totale ou partielle de cette puissance PV produite dans le réseau électrique.

Concernant la première tâche, comme on l'a vu dans le chapitre 2, une source PV présente une caractéristique (Puissance-Tension) non linéaire possédant un seul pic appelé PPM. Ce PPM est principalement influencé par les conditions atmosphériques (éclairage solaire et température). Il est donc intéressant d'extraire la puissance crête que peut fournir cette source PV. Cette tâche peut être réalisée à l'aide d'un étage d'adaptation doté d'un algorithme de poursuite de point de puissance maximale (MPPT), qui peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation adoptée et des performances recherchées [11, 12]. Quant à la seconde tâche, le courant électrique produit par la source PV est de forme continue. Il est donc nécessaire d'utiliser un onduleur qui permet de transformer ce courant continu en courant alternatif et de l'injecter dans le réseau électrique.

Dans ce chapitre, on s'intéresse à l'étude d'un système PV connecté au réseau électrique monophasé, où sa structure de conversion contient deux étages de conversion DC-DC et DC-AC à bus continu intermédiaire. Dans ce système, on trouve aussi une charge purement résistive connectée au bus continu. Le premier étage de conversion est un hacheur BOOST connecté au panneau PV. Celui-ci utilise une simple commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe pour extraire le PPM du panneau PV. Le principe de contrôle de cet étage utilise deux boucles ; une boucle externe à base d'un contrôleur PI qui sert à maintenir la tension de sortie du panneau PV autour de sa valeur de référence générée par le module MPPT et une boucle interne utilisant un contrôleur de courant à hystérésis (HCC) pour forcer le courant traversant l'inductance du hacheur BOOST à suivre sa consigne générée par le régulateur PI. Le deuxième

étage est un PWM-VSC bidirectionnel, connecté au réseau électrique via un filtre (inductance de couplage). Le PWM-VSC est commandé par une commande simple et efficace. Elle permet d'assurer un flux bidirectionnel de puissance tout en maintenant la tension du bus continu bien régulée autour de sa référence et un facteur de puissance unitaire du réseau électrique, ce qui permet d'assurer une alimentation continue de la charge résistive connectée au bus continu. Le principe de contrôle de cet étage consiste à utiliser deux boucles, une boucle externe pour l'asservissement de la tension du bus continu via un contrôleur PI et une boucle interne qui emploie un HCC pour le contrôle direct du courant du réseau de type sinusoïdal synchronisé avec la tension du réseau.

Dans le but d'atteindre cet objectif, on va décrire de façon détaillée le système PV associé à son interface de contrôle et on va présenter une étude en simulation numérique accompagnée par une validation expérimentale en utilisant la carte dSPACE 1104. Cette étude permet de justifier l'utilité primordiale du système étudié pour plusieurs scénarios de fonctionnement.

3.2. Description du système PV connecté au réseau électrique monophasé

3.2.1. Architecture globale du système PV connecté au réseau électrique monophasé

La structure globale du système PV connecté au réseau électrique monophasé est illustrée à la figure 3.1. Comme le montre la figure 3.1-a, la structure du circuit de puissance de ce système est composée d'un panneau PV connecté au réseau électrique monophasé via deux convertisseurs de puissance. Le premier est un hacheur BOOST (adaptateur de puissance), connecté au panneau PV. Le deuxième est un PWM-VSC bidirectionnel, connecté au réseau électrique monophasé via une inductance de couplage. Les deux convertisseurs sont interconnectés via un bus continu, auquel une charge résistive est connectée.

Le flux de puissance est bidirectionnel, le PWM-VSC peut fonctionner comme un onduleur pour injecter la puissance dans le réseau électrique en cas d'excès de puissance PV produite, ou lorsque la charge est totalement déconnectée. Le PWM-VSC peut fonctionner également comme un redresseur à PWM lorsque la puissance PV générée n'est pas suffisante pour alimenter la charge connectée ou dans le cas de la déconnexion totale du panneau PV.

L'architecture du dispositif de contrôle des deux étages de conversion (figure 3.1-b et figure 3.1-c) permet l'extraction du maximum de puissance PV produite et le réglage du transit bidirectionnel de l'énergie électrique entre le bus continu et le réseau électrique.

- **Condensateur placé à la sortie du panneau PV**

La valeur du condensateur C_{pv} placé à la sortie du panneau PV peut être calculée comme suit [54] :

$$C_{pv} = \frac{\alpha V_{pv}}{8f_s^2 \Delta V_{pv} L} \quad (3.2)$$

ΔV_{pv} : L'ondulation de tension à la sortie du panneau PV (V).

- **Condensateur du bus continu**

La valeur du condensateur du bus continu C_{dc} peut être donnée par [10,38] :

$$C_{dc} = \frac{P_{pv}}{2\omega \bar{V}_{dc} \Delta V_{dc}} \quad (3.3)$$

P_{pv} : La puissance produite par le panneau PV (W).

\bar{V}_{dc} : La valeur moyenne de tension du bus continu (V).

ω : La pulsation du réseau électrique (rad/s).

ΔV_{dc} : L'ondulation de la tension du bus continu (V).

- **Filtre placé à la sortie du convertisseur PWM-SVC**

Le filtre choisi est un filtre simple du premier ordre (inductance) ; il est utilisé pour connecter le convertisseur PWM-VSC au réseau électrique. Il convient aux convertisseurs de puissance à fréquence de commutation élevée. En général, une inductance de valeur relativement élevée est nécessaire pour atténuer les courants harmoniques conformément aux exigences strictes des normes standards [55].

3.2.3. Description de la partie commande

Le système de commande global présenté dans la figure 3.1 contient deux parties distinctes : la commande du hacheur BOOST (figure 3.1-b) et la commande du PWM-VSC (figure 3.1-c).

3.2.3.1. Conception de la partie commande du hacheur BOOST

Le système de commande du hacheur BOOST est illustré à la figure 3.1-b. Il comprend une technique de commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe. Cette technique exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau PV, elle est largement utilisée grâce à son efficacité et à sa simplicité d'implémentation [11,12,40,56].

Le contrôleur MPPT consiste à faire fonctionner le panneau PV dans sa zone de puissance maximale, qui dépend généralement des conditions atmosphériques (éclairage et température). En général, les contrôleurs MPPT peuvent générer directement un rapport cyclique (d-based MPPT) ou une tension de référence (V-based MPPT). Dans le cas de notre étude, le contrôleur MPPT basé sur l'algorithme P&O à pas fixe génère en continu la tension de référence du panneau PV, qui correspond à sa puissance maximale disponible. La figure 3.2 présente l'organigramme de ce contrôleur [11,13,40].

Le système de commande du hacheur BOOST comprend deux boucles de régulation. Dans la première boucle de commande (boucle externe), un contrôleur PI est utilisé pour réguler la tension du panneau PV à sa valeur de référence fournie par le contrôleur MPPT. Dans la deuxième boucle de commande (boucle interne), un HCC est utilisé pour forcer le courant d'entrée du hacheur à suivre sa référence générée par le contrôleur PI [56,57]. Son principe consiste à envoyer l'erreur de courant (entre le courant d'entrée du hacheur et sa référence) à un comparateur à hystérésis à bande fixe pour générer le signal de commande du hacheur BOOST. Ce contrôleur est caractérisé par sa simplicité, sa rapidité et sa grande robustesse [58].

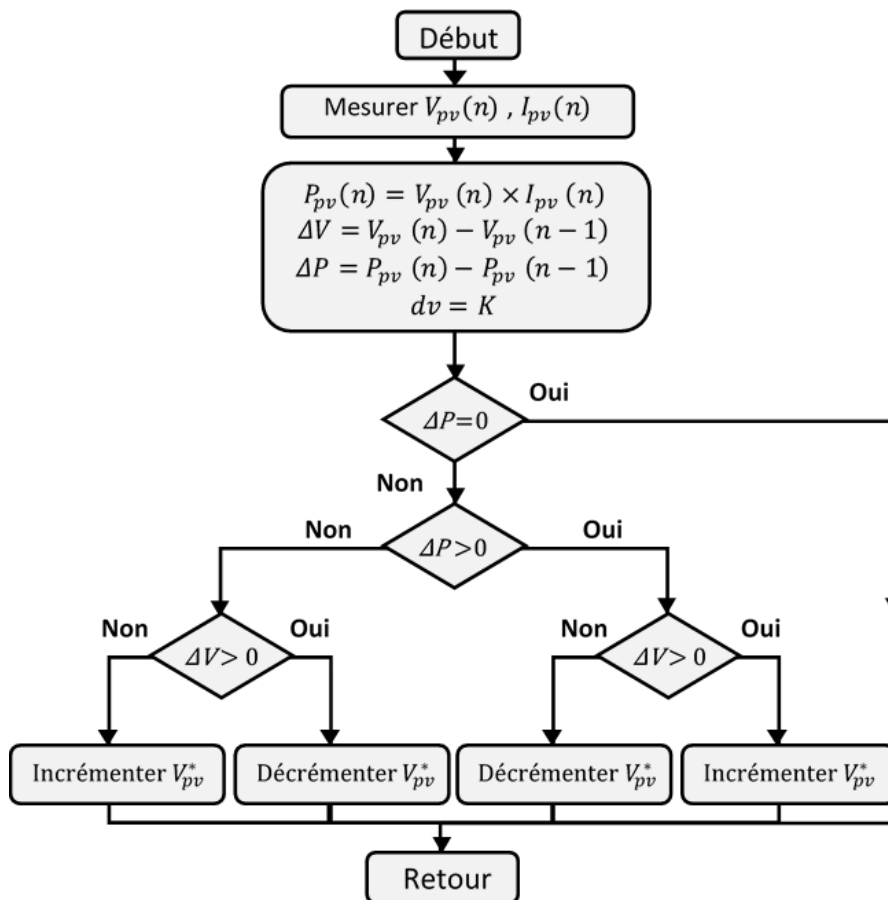


Figure 3.2. Organigramme de la technique MPPT « P&O à pas fixe ».

La boucle externe utilise un contrôleur PI, dont ses paramètres K_{p1} et K_{i1} sont calculés comme suit [56, 57]:

En considérant le circuit de puissance illustré dans la figure 3.1-a, le courant du condensateur $I_{C_{pv}}$ est donné par :

$$I_{C_{pv}}(t) = I_{pv}(t) - I_L(t) = C_{pv} \frac{dV_{pv}(t)}{dt} \quad (3.4)$$

En négligeant le terme de perturbation I_{pv} et en introduisant la transformée de Laplace, (3.4) devient :

$$I_{C_{pv}}(s) = -I_L(s) = C_{pv}sV_{pv}(s) \quad (3.5)$$

En considérant que la boucle de courant est plus rapide que celle de la tension et que le courant réel est assimilé à sa référence $I_L = I_L^*$. Le schéma synoptique de la boucle de régulation de la tension du panneau PV est représenté dans la figure 3.3.

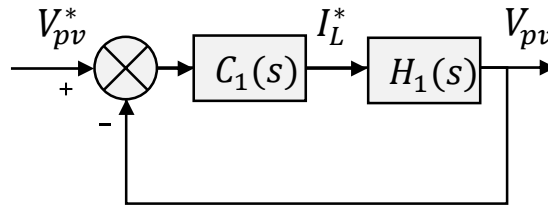


Figure 3.3. Schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du panneau PV.

Où : $C_1(s)$ est la fonction de transfert du régulateur PI, donnée par :

$$C_1(s) = K_{p1} + \frac{K_{i1}}{s} \quad (3.6)$$

La fonction de transfert $H_1(s)$ est exprimée par :

$$H_1(s) = \frac{-1}{C_{pv}s} \quad (3.7)$$

Le schéma de la figure 3.3 présente un système de deuxième ordre, sa fonction de transfert en boucle fermée $G_1(s)$ est donnée par :

$$G_1(s) = \frac{sK_{p1} + K_{i1}}{-s^2C_{pv} + sK_{p1} + K_{i1}} \quad (3.8)$$

En écrivant $G_1(s)$ sous la forme standard. Les gains K_{p1} et K_{i1} du contrôleur PI peuvent être identifiés comme suit :

$$\begin{cases} K_{p1} = -2\xi C_{pv}\omega_n \\ K_{i1} = -C_{pv}\omega_n^2 \end{cases} \quad (3.9)$$

Où : ξ, ω_n sont respectivement le facteur d'amortissement et la pulsation naturelle.

3.2.3.2. Conception de la partie commande du convertisseur PWM-VSC

Le flux de puissance à travers le PWM-VSC est bidirectionnel. Selon la puissance fournie par le panneau PV et celle consommée par la charge, le PWM-VSC fonctionne soit en mode régénération (injection de puissance active dans le réseau) ou en mode redressement (absorption de puissance active du réseau). Pour les deux modes de fonctionnement, la tension du bus continu doit être contrôlée autour d'une valeur de référence souhaitée en échangeant une partie de la puissance active pour charger ou décharger le condensateur du bus continu. Le système de commande de ce convertisseur assure deux tâches principales :

1. Maintenir la tension du bus continu à sa valeur désirée.
2. Forcer le courant du réseau à suivre une référence de courant sinusoïdale et synchronisée avec la tension du réseau.

Le principe de contrôle de ce convertisseur utilise donc deux boucles, une boucle externe pour la régulation de la tension du bus continu via un simple contrôleur PI. Ce contrôleur donne la puissance active de référence. Les paramètres K_{p2} et K_{i2} du contrôleur PI de la boucle externe sont calculés comme suit :

D'après la figure 3.1-a, le courant d'entrée du PWM-VSC est donné par :

$$I_{dc}(t) = I_d(t) - I_{C_{dc}}(t) - I_R(t) \quad (3.10)$$

En négligeant les termes de perturbation I_d et I_R , (3.10) devient :

$$I_{dc}(t) = -I_{C_{dc}}(t) = -C_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \quad (3.11)$$

Le régulateur PI génère la référence de la puissance active à injecter ou à soutirer du réseau électrique. La relation entre la puissance active de référence et la tension du bus continu peut être exprimée comme suit [57]:

$$P^* = -V_{dc}^* C_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \quad (3.12)$$

La figure 3.4 montre le schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du bus continu.

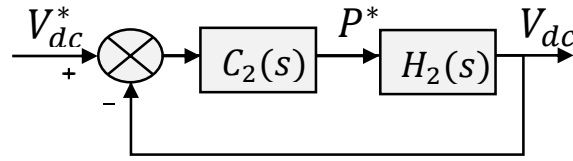


Figure 3.4. Schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du bus continu.

En introduisant la transformée de Laplace à (3.12), la fonction de transfert $H_2(s)$ s'exprime comme suit :

$$H_2(s) = \frac{-1}{C_{dc}V_{dc}^*s} \quad (3.13)$$

La fonction de transfert $C_2(s)$ du régulateur PI est donnée par :

$$C_2(s) = K_{p2} + \frac{K_{i2}}{s} \quad (3.14)$$

La fonction de transfert en boucle fermée $G_2(s)$ a la forme d'un système de deuxième ordre comme suit :

$$G_2(s) = \frac{sK_{p2} + K_{i2}}{-s^2C_{dc}V_{dc}^* + sK_{p2} + K_{i2}} \quad (3.15)$$

En écrivant $G_2(s)$ sous la forme standard, les gains K_{p2} et K_{i2} du contrôleur PI peuvent être obtenus comme suit :

$$\begin{cases} K_{p2} = -2\xi C_{dc}V_{dc}^*\omega_n \\ K_{i2} = -C_{dc}V_{dc}^*\omega_n^2 \end{cases} \quad (3.16)$$

Où : ξ, ω_n sont respectivement le coefficient d'amortissement et la pulsation naturelle.

Les gains K_p et K_i ont des signes négatifs, cela signifie que le contrôleur PI a une action inverse par rapport à l'erreur. On peut utiliser des gains positifs si on inverse le signe de l'erreur à l'entrée du contrôleur PI.

L'amplitude du courant de référence du réseau $I_{s_{\max}}^*$ peut être exprimée par :

$$I_{s_{\max}}^* = \frac{\sqrt{2}P^*}{V_{s_{RMS}}} \quad (3.17)$$

Le courant de référence instantané du réseau est estimé en multipliant l'amplitude (obtenue par l'équation (3.17)) par un signal unitaire sinusoïdal issu du module de boucle à verrouillage de phase (Phase-locked-loop PLL), qui est synchronisé avec la tension du réseau. Dans la boucle interne, l'erreur entre le courant de référence et le courant réel du réseau est envoyée à un gabarit appelé bande d'hystérésis afin de fixer les ordres de commande des interrupteurs du convertisseur de puissance. Le HCC utilisé permet d'obtenir une dynamique très rapide ainsi que des propriétés de robustesse très importantes. L'inconvénient est qu'avec cette technique, le PWM-VSC permet de générer à sa sortie une tension alternative à deux niveaux, riche en harmoniques. Ainsi, le seul paramètre de réglage dans cette technique est la largeur de la bande d'hystérésis, ce qui présente une forte variation de la fréquence de commutation des composants actifs bicommandables.

3.3. Simulation numérique et validation expérimentale

On présente dans ce paragraphe une étude en simulation numérique accompagnée par une validation expérimentale. L'étude en simulation a été effectuée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink, alors que l'étude expérimentale a été réalisée en temps réel au laboratoire. Cette étude permet d'évaluer les performances du système présenté dans diverses conditions de fonctionnement.

3.3.1. Banc d'essai expérimental complet

La figure 3.5 présente la photographie du banc d'essai expérimental développé au laboratoire. Le système de commande réalisé sous Matlab/Simulink est implémenté numériquement à l'aide d'une carte dSAPCE1104. L'interface de contrôle et de visualisation des signaux est réalisée à l'aide du logiciel Control Desk.

Le système intègre les éléments les plus importants qui sont le panneau PV, le hacheur BOOST, le PWM-VSC, le réseau électrique monophasé et la commande qui assure le fonctionnement de l'ensemble. Le banc d'essai expérimental contient les éléments essentiels suivants :

- Un panneau PV installé à l'extérieur, il est composé de trois modules PV identiques (SUNTECH STP085B-12/BEA) connectés en série.
- Un hacheur de type BOOST à base d'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)
- Un onduleur triphasé de tension à base d'IGBT (SEMIKRON), où son bus continu contient deux condensateurs montés en série (2200 μ F/400 V pour chacun). Lors de

cette implémentation, deux bras de ce convertisseur sont uniquement exploités (Onduleur monophasé).

- Une charge résistive qui peut être connectée ou déconnectée au bus continu via un interrupteur.
- Une source alternative monophasée variable (Auto-transformateur), utilisée comme un réseau électrique monophasé.
- Un condensateur (200 μ F/450 V) et deux inductances (20 mH/10A, 10 mH/10A).
- Une carte dSPACE (DS1104) insérée dans un ordinateur et son interface de connexion multi-entrées et multi-sorties.
- Des cartes intégrées pour assurer l'isolation galvanique et les temps morts des signaux de commande.
- Trois capteurs de courant à effet Hall et trois capteurs de tension (sondes différentielles).
- Un oscilloscope numérique et un analyseur de qualité de l'énergie des réseaux électriques (Chauvin Arnoux).



Figure 3.5. Photographie du banc d'essais expérimental complet développé au laboratoire.

La commande du système est implémentée numériquement via une plateforme de type dSPACE, mettant en œuvre une carte de prototypage DS1104. La figure 3.6 présente les différentes étapes de cette implémentation [58].

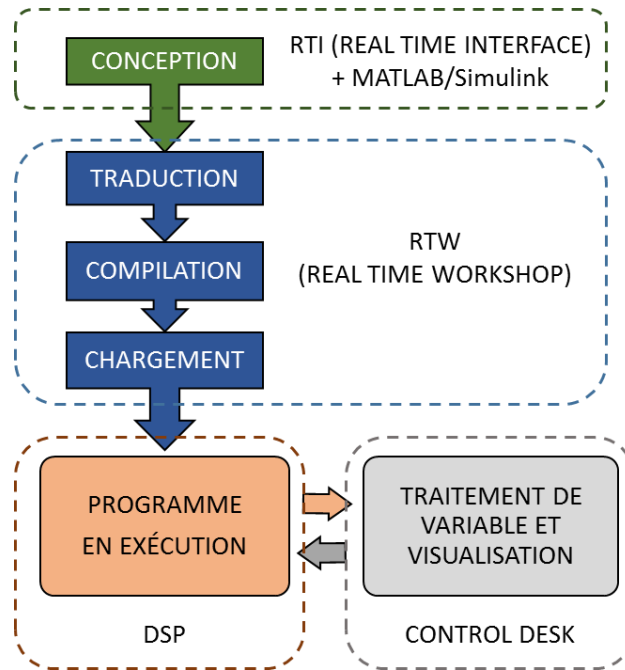


Figure 3.6. Etapes d’implémentation des algorithmes de commande sur la carte dSPACE1104.

3.3.2. Paramètres du système

Lors des essais expérimentaux, le système de commande a été implémenté numériquement sur la carte dSPACE 1104 avec une période d’échantillonnage T_s de 60 μ s. Plusieurs tests expérimentaux ont été réalisés en temps réel en régime établi et en régime dynamique sous des conditions atmosphériques réelles (le panneau PV a été exposé à l’éclairement solaire réel). Les conditions atmosphériques (éclairement solaire et température) sont estimées à la fin de chaque test en se servant des deux équations suivantes [49, 51]:

$$I_{cc_{pv}} = \frac{E}{E_r} (I_{ccr_{pv}} + \lambda_i(T - T_r)) \quad (3.18)$$

$$V_{co_{pv}} = V_{cor_{pv}} + N_s A V_{th} \ln \left(\frac{E}{E_r} \right) + \lambda_v(T - T_r) \quad (3.19)$$

Où : $V_{co_{pv}}$ et $I_{cc_{pv}}$ sont respectivement la tension du circuit ouvert et le courant de court-circuit du panneau PV, mesurés à la fin de chaque test expérimental.

Concernant les tests de simulation effectués, le système complet a été simulé sous l'environnement Matlab/Simulink en prenant le même temps d'échantillonnage $T_s = 60 \mu s$ et les mêmes conditions atmosphériques estimées par les équations (3.18) et (3.19).

Le tableau 3.1 présente les paramètres du circuit de puissance du système PV connecté au réseau électrique.

Tableau 3.1. Paramètres du circuit de puissance.

Tension du réseau (valeur efficace) V_{sRMS}	70 V
Fréquence du réseau f	50 Hz
Tension du bus continu V_{dc}	150 V
Condensateur du bus continu C_{dc}	1100 μF
Condensateur du champ PV C_{pv}	200 μF
Inductance du hacheur L	10 mH
Inductance de couplage L_f	20 mH
Résistance de l'inductance de couplage r_f	0.5 Ω
Charge résistive R	100 Ω

Les paramètres des contrôleurs PI sont :

$$K_{p1} = -0.04; K_{i1} = -2; K_{p2} = -7.25; K_{i2} = -162.84.$$

Le panneau PV est composé de trois modules PV identiques connectés en série, où chaque module PV délivre une puissance de 85 W-crête sous STC. Ce dernier peut donc délivrer une puissance de 255 W-crête sous STC. Les caractéristiques techniques et les paramètres identifiés sous STC de chaque module PV sont indiqués respectivement dans le tableau 2.1 et le tableau 2.2 (chapitre 2). La figure 3.7 illustre les caractéristiques $I_{pv} = f(V_{pv})$ et $P_{pv} = f(V_{pv})$ du panneau PV utilisé.

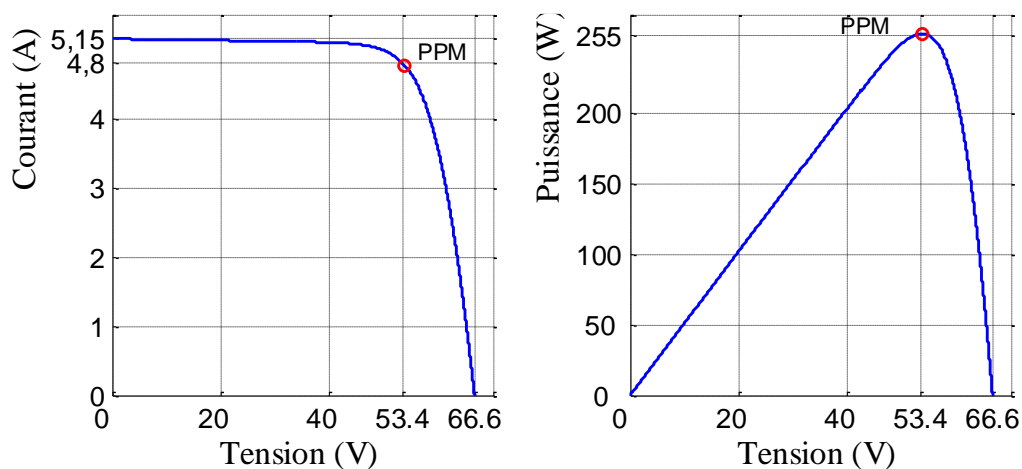


Figure 3.7. Caractéristiques du panneau PV sous STC :

(a) Courant-Tension, (b) Puissance-Tension.

3.3.3. Résultats de simulation et expérimentaux

Dans ce paragraphe, on présente les résultats de simulation et expérimentaux obtenus pour différents tests.

- **Comportement du système PV isolé du réseau avec et sans commande MPPT**

Le but principal de ce test est juste de montrer l'utilité de la commande MPPT des systèmes PV. Dans ce test, le panneau PV alimente une charge résistive de 100Ω via un hacheur BOOST doté d'une commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe. L'onduleur et le réseau électrique ne sont pas connectés. Ce test est réalisé sous les conditions atmosphériques $E = 960 \text{ W/m}^2$; $T = 48 \text{ }^\circ\text{C}$. Les figures 3.8 et 3.9, montrent respectivement les résultats de simulation et les résultats expérimentaux obtenus (tension de sortie du hacheur, puissance, tension et courant du panneau PV). On peut observer qu'au début et lorsque la commande MPPT est désactivée (fonctionnement sans MPPT), le panneau PV fournit une faible puissance d'environ 30 W avec ($V_{pv} = V_{dc} \cong 60 \text{ V}$ et $I_{pv} \cong 0.5 \text{ A}$). Une fois la commande MPPT activée, le système prend une bonne dynamique de démarrage ; la puissance PV maximale disponible ($\cong 218 \text{ W}$) est rapidement atteinte et poursuivie avec ($V_{pv} = V_{MPP_{pv}} \cong 48 \text{ V}$, $I_{pv} = I_{MPP_{pv}} \cong 4.55 \text{ A}$ et $V_{dc} \cong 145 \text{ V}$). En régime permanent, le panneau PV délivre toujours la puissance maximale avec des légères oscillations.

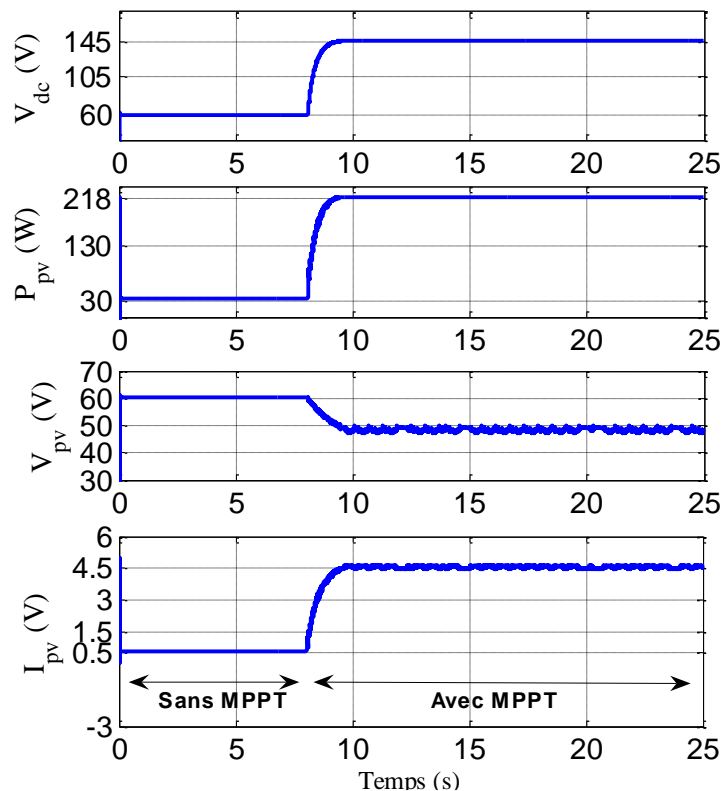


Figure 3.8. Résultats de simulation représentant le comportement du système PV isolé du réseau avec et sans commande MPPT.

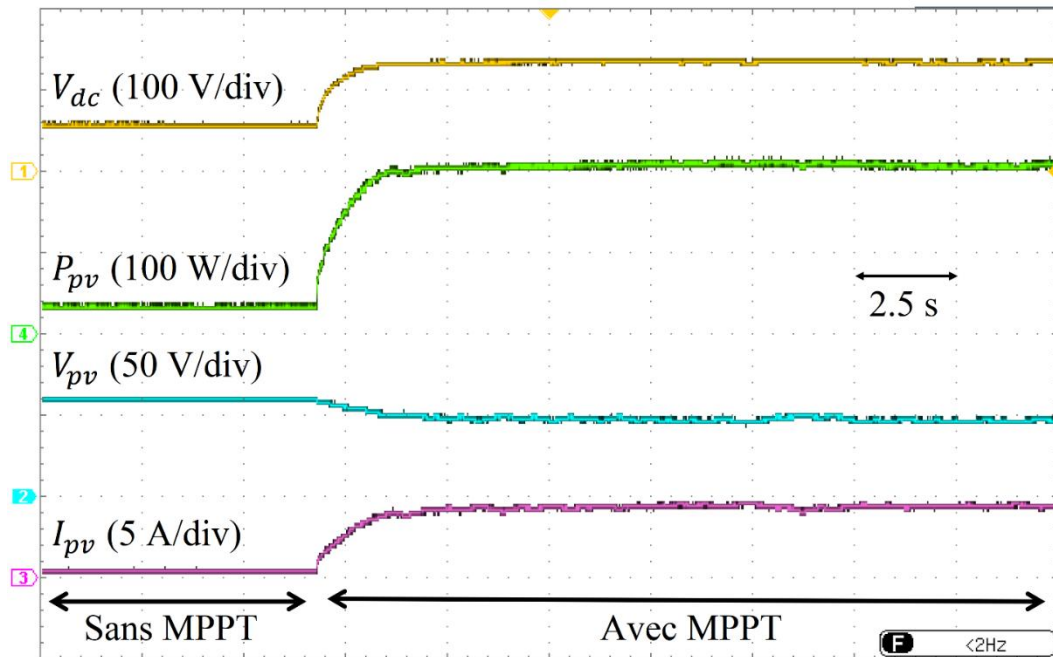


Figure 3.9. Résultats expérimentaux représentant le comportement du système PV isolé du réseau avec et sans commande MPPT

- **Performances en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique**

Ce test a pour but de montrer le fonctionnement en régime permanent où la charge résistive est totalement déconnectée et toute la puissance PV produite est injectée dans le réseau électrique monophasé. Les résultats de simulation de la figure 3.10 ainsi que les résultats expérimentaux des figures 3.11 et 3.12, sont obtenus en régime permanent dans les conditions atmosphériques : $E = 1010 \text{ W/m}^2$; $T = 37 \text{ }^\circ\text{C}$. Les résultats de la figure 3.10 et ceux de la figure 3.11 indiquent que la tension du bus continu est bien régulée autour de sa valeur de référence de 150 V. Le panneau PV produit une puissance d'environ 245 W. Le courant du réseau a une forme d'onde quasi sinusoïdale et il est en phase avec la tension du réseau. À partir de la figure 3.12, on peut également observer que des faibles taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distortion THD) sont enregistrés par l'analyse spectrale des harmoniques (4,3 % pour le courant et 3,8 % pour la tension). Le système injecte dans le réseau une puissance de 185,2 W ; cela est dû aux pertes dans les convertisseurs de puissance (estimées à 24,4 %). Le facteur de puissance du réseau est très proche de l'unité.

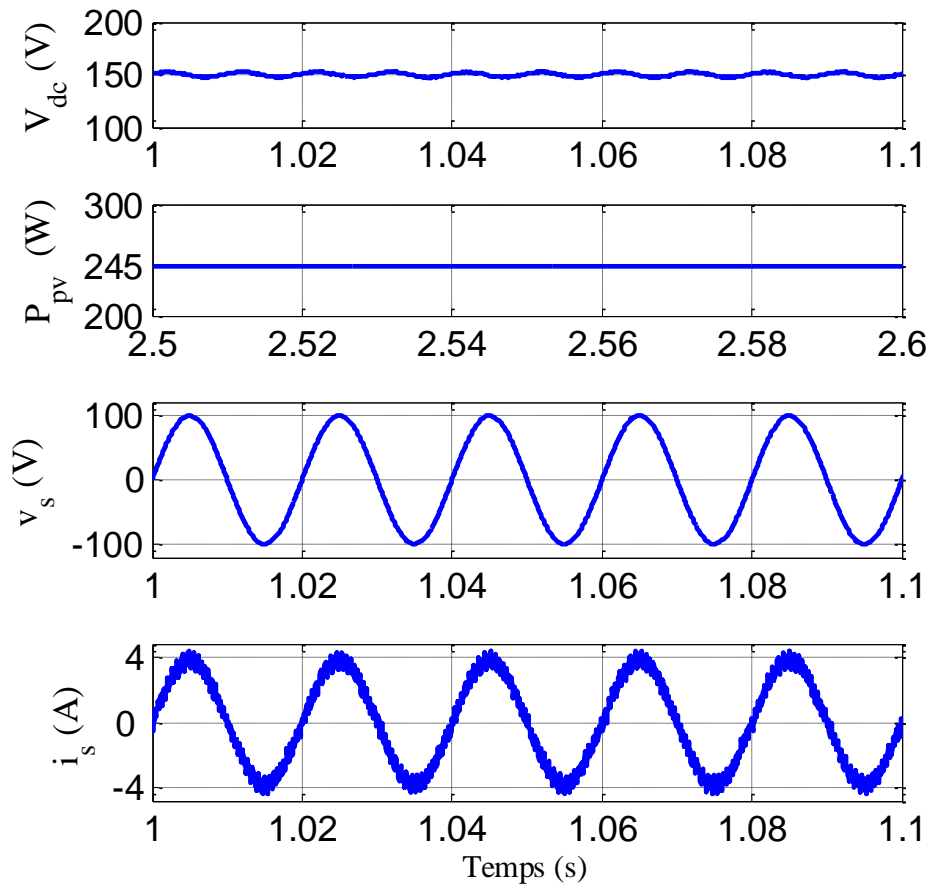


Figure 3.10. Résultats de simulation obtenus en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique.

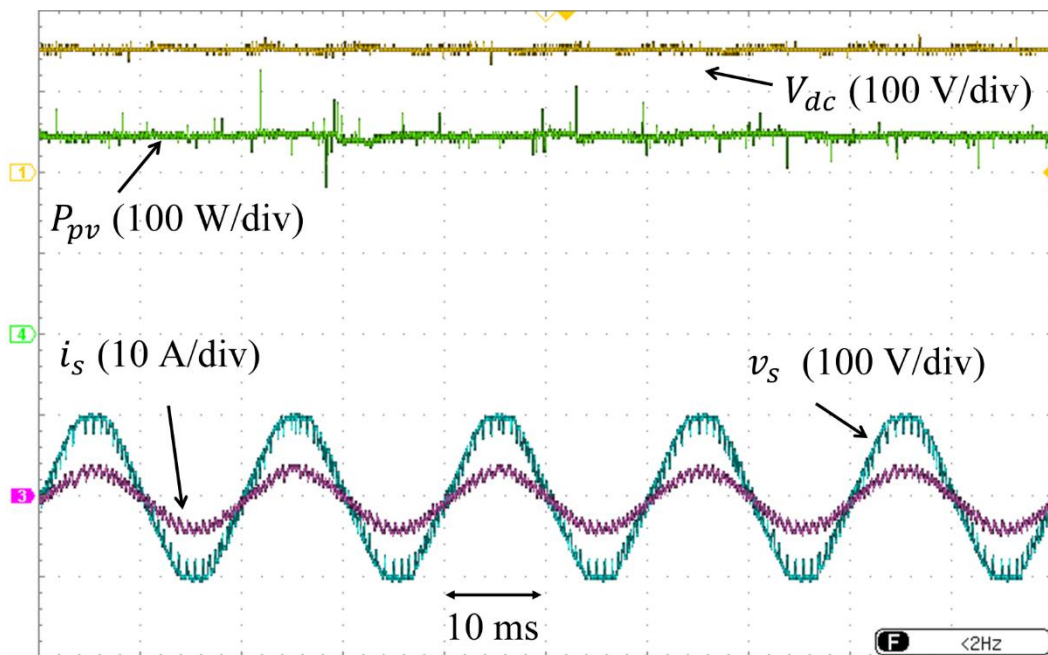


Figure 3.11. Résultats expérimentaux obtenus en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique.

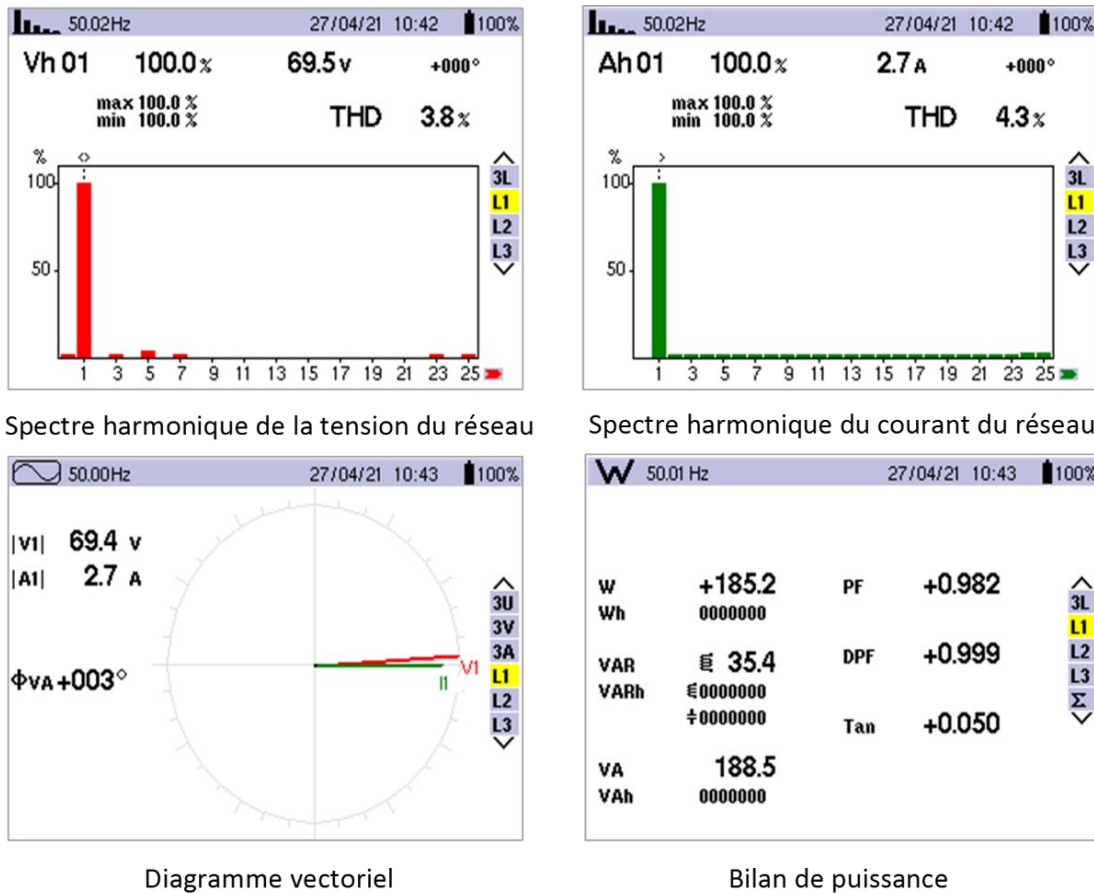


Figure 3.12. Résultats expérimentaux relevés par l’analyseur de qualité d’énergie en régime permanent pour une injection de toute la puissance PV produite dans le réseau électrique.

• Réponse du système lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV

Ce test permet d’examiner le comportement du système lors d’une déconnexion et reconnexion du panneau PV. La charge résistive est totalement déconnectée et les conditions atmosphériques mesurées sont $E = 890 \text{ W/m}^2$; $T = 47 \text{ }^\circ\text{C}$. Les figures 3.13 et 3.14, montrent respectivement les résultats de simulation et les résultats expérimentaux de ce test (tension du bus continu, puissance PV, tension et courant du réseau). Pour ces conditions, la puissance PV générée est d’environ 200 W. Il est bien observé qu’au moment de la déconnexion, la puissance PV tombe rapidement à zéro, ce qui provoque une légère diminution de la tension du bus continu. Alors, le système de commande active le PWM-VSC comme un redresseur afin de ramener rapidement la tension du bus continu à sa valeur de référence de 150 V (pendant environ 150 ms). La tension du bus continu est maintenue régulée autour de sa référence avec un courant de réseau très faible (variant autour de zéro). Après la reconnexion, la commande MPPT reprend son fonctionnement et retrouve rapidement la puissance maximale (200 W). Cela provoque une légère augmentation de la tension du bus continu au premier instant de la

reconnexion. Dans ce cas ; le système de commande active de nouveau le PWM-VSC comme un onduleur et ramène rapidement cette tension à sa valeur initiale (après 150 ms). Après le passage du régime transitoire, la puissance PV produite est injectée dans le réseau avec un courant pratiquement sinusoïdal et en phase avec la tension du réseau.

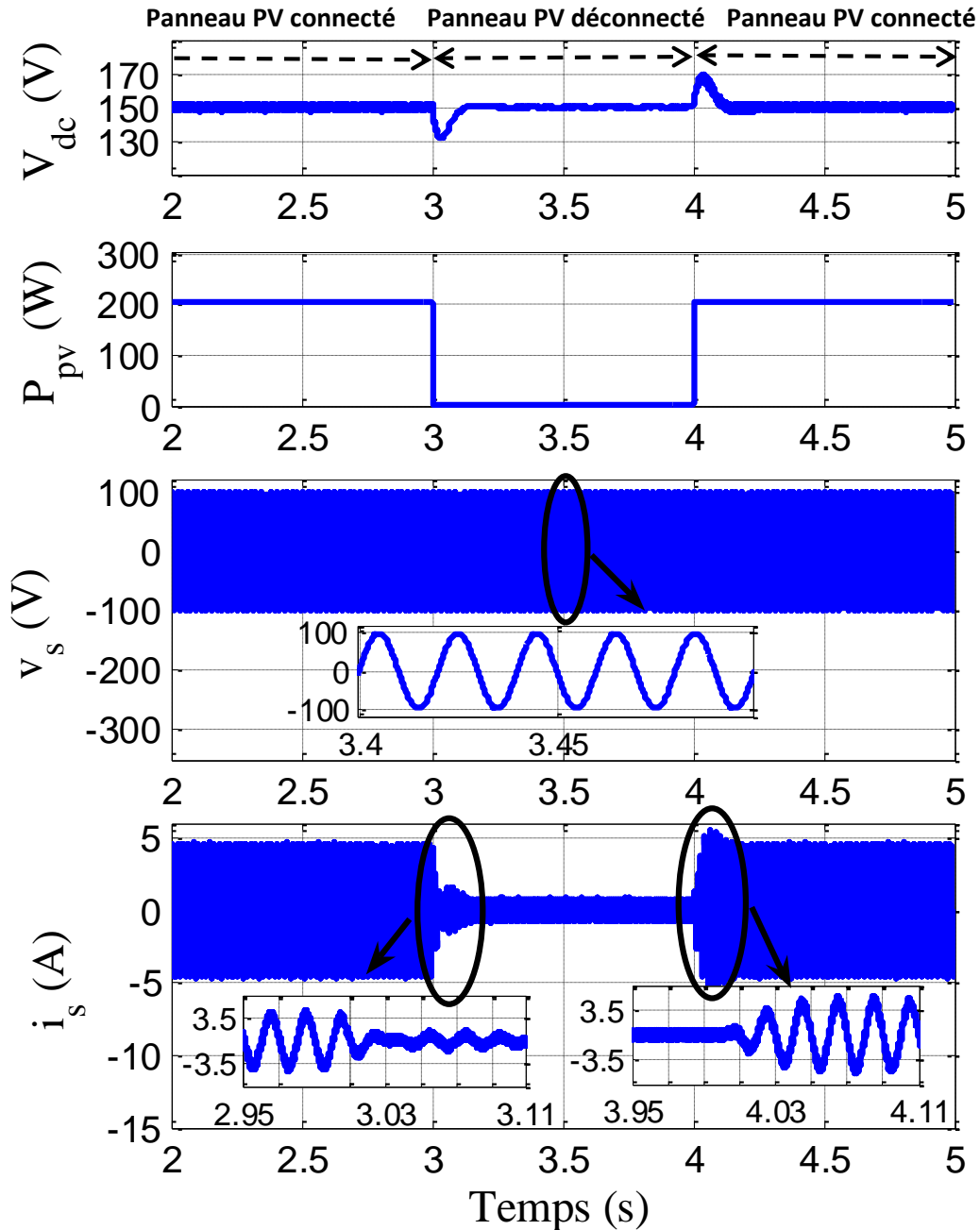


Figure 3.13. Résultats de simulation obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.

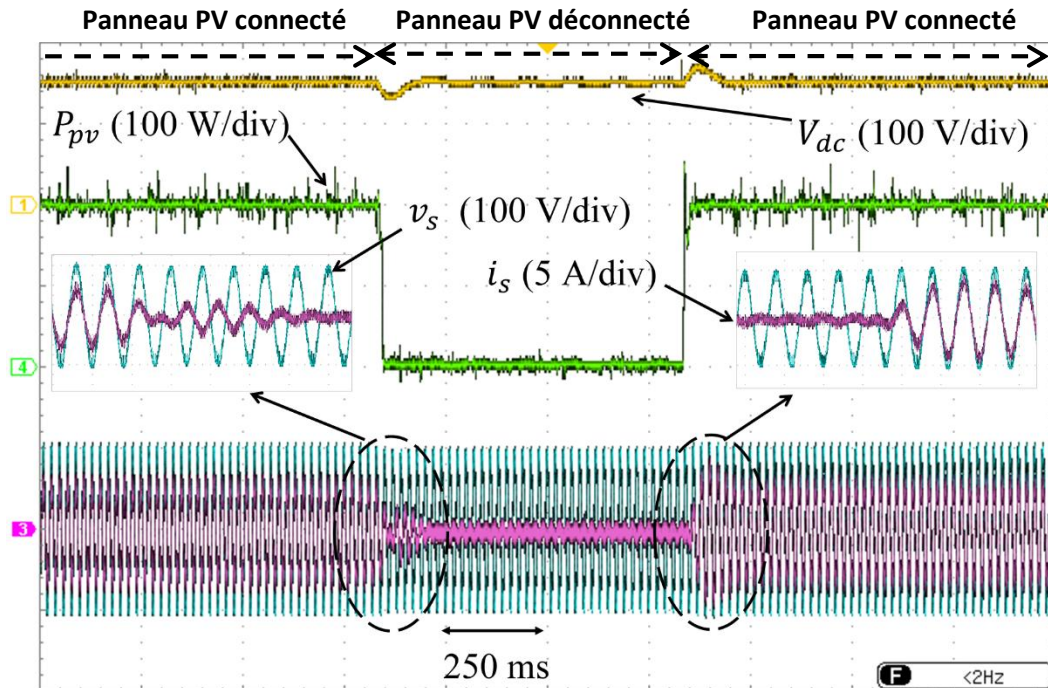


Figure 3.14. Résultats expérimentaux obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.

- **Réponse du système lors de la déconnexion et la reconnexion de la charge résistive**

Ce test permet d'examiner le comportement du système lors d'une déconnexion et reconnexion de la charge résistive. Ce comportement permet d'observer la gestion de l'écoulement bidirectionnel de puissance. Les conditions atmosphériques de ce test sont : $E = 840 \text{ W/m}^2$; $T = 44 \text{ }^\circ\text{C}$. Au début, le panneau PV est connecté au réseau électrique via les deux étages de conversion (hacheur BOOST et PWM-VSC), aussi une charge résistive R de 100Ω (consommant une puissance de 225 W) est connectée au bus continu. Cette charge est ensuite déconnectée puis reconnectée. Les résultats de simulation et les résultats expérimentaux de ce test (tension du bus continu, puissance PV, tension et courant du réseau) sont présentés respectivement dans les figures 3.15 et 3.16, Pour ces conditions, la puissance PV produite par le panneau PV est d'environ 195 W . D'après les résultats illustrés, il est bien observé qu'après le passage des courtes transitions pour les phases de déconnexion et de reconnexion (environ 150 ms), le système de commande maintient une valeur stable pour la tension du bus continu, bien ajustée autour de sa valeur de référence de 150 V ; et le courant du réseau possède toujours une forme quasi-sinusoïdale. On remarque également que la puissance PV produite (195 W) n'est pas suffisante pour alimenter la charge résistive de 225 W . Pendant les phases de connexion de la charge résistive, le PWM-VSC fonctionne en tant que redresseur pour soutirer le manque de puissance depuis le réseau. Ceci est expliqué par le déphasage de 180° entre la

tension et le courant du réseau électrique. En revanche, pendant la phase de déconnexion de la charge résistive, le PWM-VSC fonctionne en tant qu'onduleur pour injecter toute la puissance PV produite dans le réseau électrique où sa tension et son courant sont en phase.

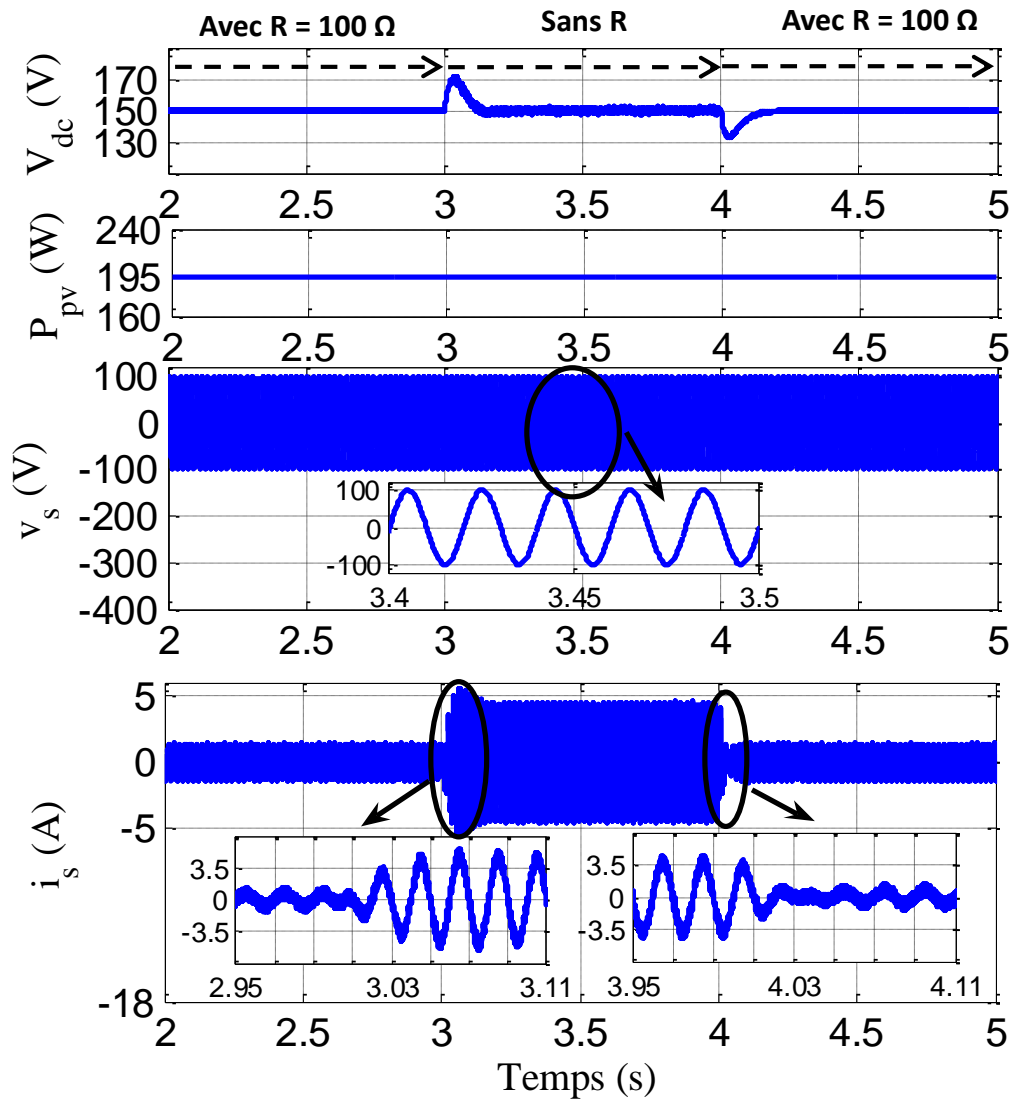


Figure 3.15. Résultats de simulation obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion de la charge résistive.

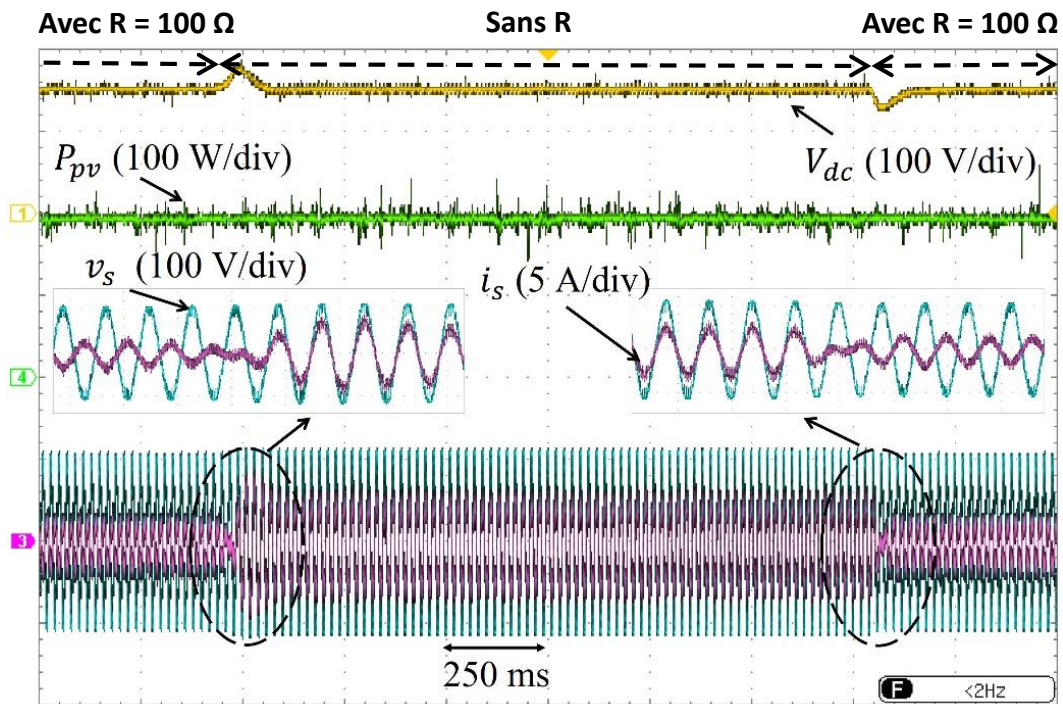


Figure 3.16. Résultats expérimentaux obtenus lors de la déconnexion et la reconnexion de la charge résistive.

- **Réponse du système lors de variations brusques de la tension du bus continu**

Ce test permet d'examiner le comportement du système lors des variations brusques de la tension du bus continu. Ce comportement permet aussi d'observer la gestion du flux bidirectionnel de puissance. Les conditions atmosphériques sont : $E = 780 \text{ W/m}^2$, $T = 45 \text{ }^\circ\text{C}$. Dans ce test, des changements brusques sont effectués à la référence de la tension du bus continu (passant de 150 V à 120 V puis revenant à 150 V). Les résultats de simulation (Figure 3.17) et les résultats expérimentaux (Figure 3.18) indiquent que, pour ces conditions, le panneau PV fournit une puissance d'environ 180 W. Après chaque changement, la tension du bus continu rattrape rapidement sa nouvelle valeur de référence (après environ 50 ms) avec une bonne régulation et stabilité, et le courant du réseau garde toujours une forme quasi-sinusoidale. Pour une tension de bus continu de 150 V, la puissance PV générée n'est pas suffisante pour alimenter la charge résistive de $100 \text{ } \Omega$ consommant 225 W. Par conséquent, le PWM-VSC fonctionne comme un redresseur pour soutirer le manque de puissance depuis le réseau électrique (il y a un déphasage de 180° entre la tension et le courant du réseau). Lorsque la tension du bus continu diminue à 120 V, la charge résistive consomme seulement 144 W ; et donc, la puissance PV produite devient suffisante. En raison des pertes dans les convertisseurs de puissance, il ne reste pratiquement aucune puissance à injecter dans le réseau électrique (le courant du réseau est presque nul).

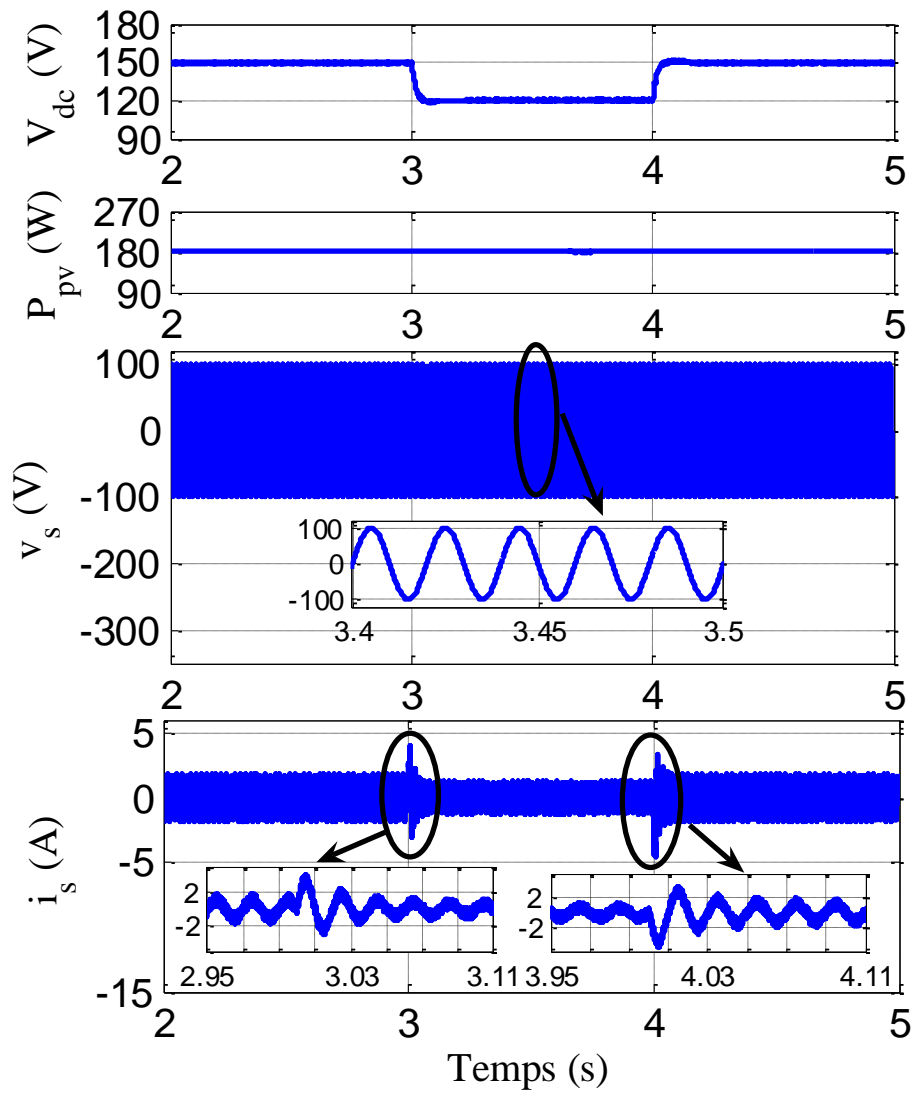


Figure 3.17. Résultats de simulation obtenus lors de variations brusques de la tension du bus continu.

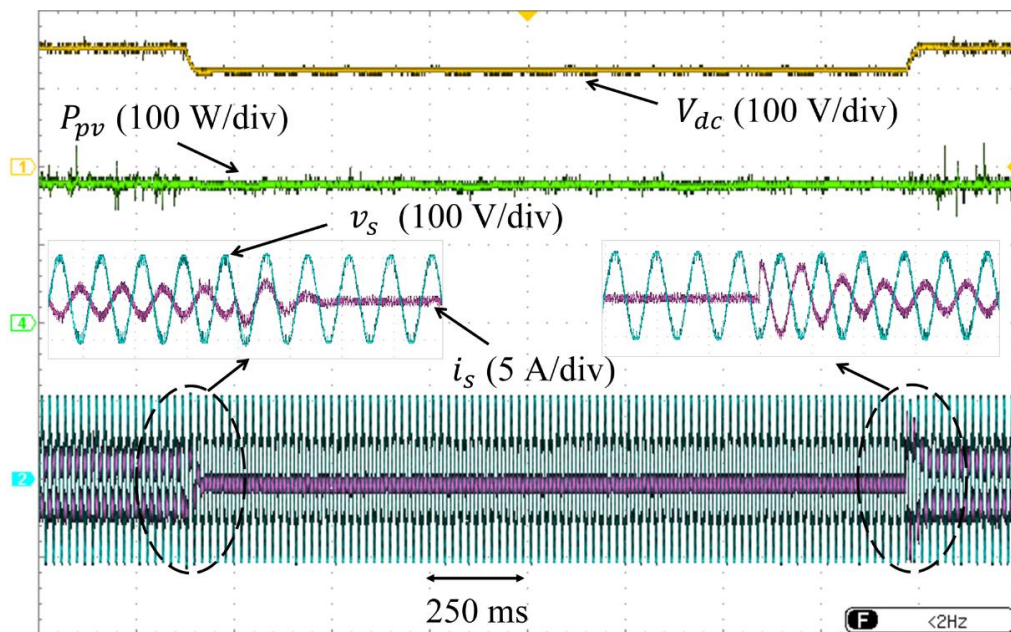


Figure 3.18. Résultats expérimentaux obtenus lors de variations brusques de la tension du bus continu.

3.4. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'étude d'un système PV connecté au réseau électrique monophasé. La structure de conversion de ce système contient deux étages ; un convertisseur DC-DC de type BOOST et un convertisseur DC-AC. Les deux convertisseurs sont connectés en cascade à travers un bus continu auquel une charge résistive est connectée. Le premier étage de conversion est raccordé au panneau PV, il utilise une simple commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe pour extraire le PPM du panneau PV. Le deuxième étage est un PWM-VSC ; connecté au réseau électrique via une inductance de couplage. Celui-ci permet la gestion du transit bidirectionnel de puissance entre le bus continu et le réseau électrique.

L'interface de contrôle associée à ce système utilise des boucles externes basées sur des contrôleurs PI simples et des boucles internes basées sur des HCC simples, rapides et robustes. Celui-ci a permis d'offrir un rendement élevé du panneau PV, une bonne régulation de la tension du bus continu autour d'une valeur désirée et un bon réglage du facteur de puissance du réseau électrique autour de l'unité avec un écoulement bidirectionnel de puissance.

L'efficacité de ce système a été testée par une étude en simulation numérique sous l'environnement Matlab/Simulink et aussi par des essais expérimentaux en temps réel en utilisant la carte dSPACE 1104. Il a été clairement observé que les résultats expérimentaux obtenus sont en bon accord avec ceux de la simulation. Ces résultats ont mis en évidence que la stratégie de commande adoptée se caractérise par des performances satisfaisantes tant en régime permanent qu'en régime transitoire pour différentes conditions de fonctionnement.

CHAPITRE 4

Contrôle à hautes performances d'un système PV connecté au réseau électrique monophasé

4.1. Introduction

Le système PV connecté au réseau électrique monophasé étudié dans le chapitre 3 utilise une structure de conversion à deux étages : un hacheur BOOST et un PWM-VSC. Cette structure permet d'assurer l'exploitation de la puissance maximale du panneau PV et la conversion et l'injection totale ou partielle de la puissance PV produite dans le réseau électrique monophasé. Le travail présenté dans ce chapitre vise à améliorer les performances de ce système en apportant des modifications à son interface de contrôle. Cette amélioration met en évidence les deux principales considérations :

- Assurer un fonctionnement optimal du panneau PV avec une grande rapidité et une bonne poursuite du MPP;
- Assurer une bonne qualité d'énergie du réseau électrique avec minimisation des pertes de puissance.

En ce qui concerne la première considération ; d'après le système décrit par la figure 3.1, l'extraction du PPM du panneau PV a été assurée par le hacheur BOOST doté d'une commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe. A cause de la simplicité de son implémentation, cet algorithme est fréquemment utilisé, mais il présente certains inconvénients en termes de temps de réponse pour atteindre le PPM et d'oscillations autour de ce point en régime permanent. En effet, pour remédier à ces inconvénients, on propose d'appliquer une commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable.

A propos de la deuxième considération, le dispositif PWM-VSC inclus dans le système présenté dans la figure 3.1 permet la conversion et l'injection de la totalité ou de l'excédent de la puissance PV produite dans le réseau électrique. Son système de commande intègre dans sa boucle interne un contrôleur de courant à hystérésis (HCC). A cause de sa simplicité, de sa rapidité et de sa robustesse, ce contrôleur est couramment utilisé, mais il présente plusieurs inconvénients, tels que ; la variation de la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance, la tension de sortie du PWM-VSC riche en harmoniques (elle prend seulement deux niveaux $+V_{dc}$ et $-V_{dc}$) et la forme d'onde du courant du réseau qui présente des ondulations importantes. Ces inconvénients influent négativement sur la qualité de l'énergie du réseau

électrique et augmentent considérablement les pertes de puissance dans le convertisseur PWM-VSC. Pour améliorer la qualité de l'énergie du réseau électrique tout en minimisant les pertes de puissance dans le convertisseur, on propose de remplacer le HCC par un contrôleur prédictif de courant (Predictive Current Controller PCC). Ce PCC permet au PWM-VSC de générer une tension de sortie de forme améliorée à trois niveaux $+V_{dc}$, 0 et $-V_{dc}$, ce qui permet de minimiser les pertes par commutation dans ce convertisseur. Ainsi, il permet de forcer le courant de sortie à poursuivre sa référence sinusoïdale avec une bonne convergence et une grande dynamique à travers le choix des meilleurs états de commutation du PWM-VSC [59, 60].

Dans ce chapitre, on va décrire le système PV connecté au réseau électrique monophasé associé à son interface de contrôle modifiée, tout en mettant l'accent sur le principe de la commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable du hacheur BOOST et celui du PCC appliqué au PWM-VSC. Ensuite, on va présenter et commenter les résultats de simulation et expérimentaux obtenus pour diverses conditions de fonctionnement. Ces résultats permettent d'apprécier l'efficacité de ce système de commande.

4.2. Description du système PV connecté au réseau électrique monophasé

4.2.1. Architecture globale du système PV connecté au réseau électrique monophasé

La figure 4.1 illustre l'architecture globale du système PV connecté au réseau électrique monophasé. Comparativement à la structure de la figure 3.1, le circuit de puissance de ce système est le même, sauf que la résistance est totalement débranchée du bus continu. Au niveau du circuit de commande, la commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe est remplacée par une commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable et le HCC utilisé pour piloter le PWM-VSC est remplacé par un PCC.

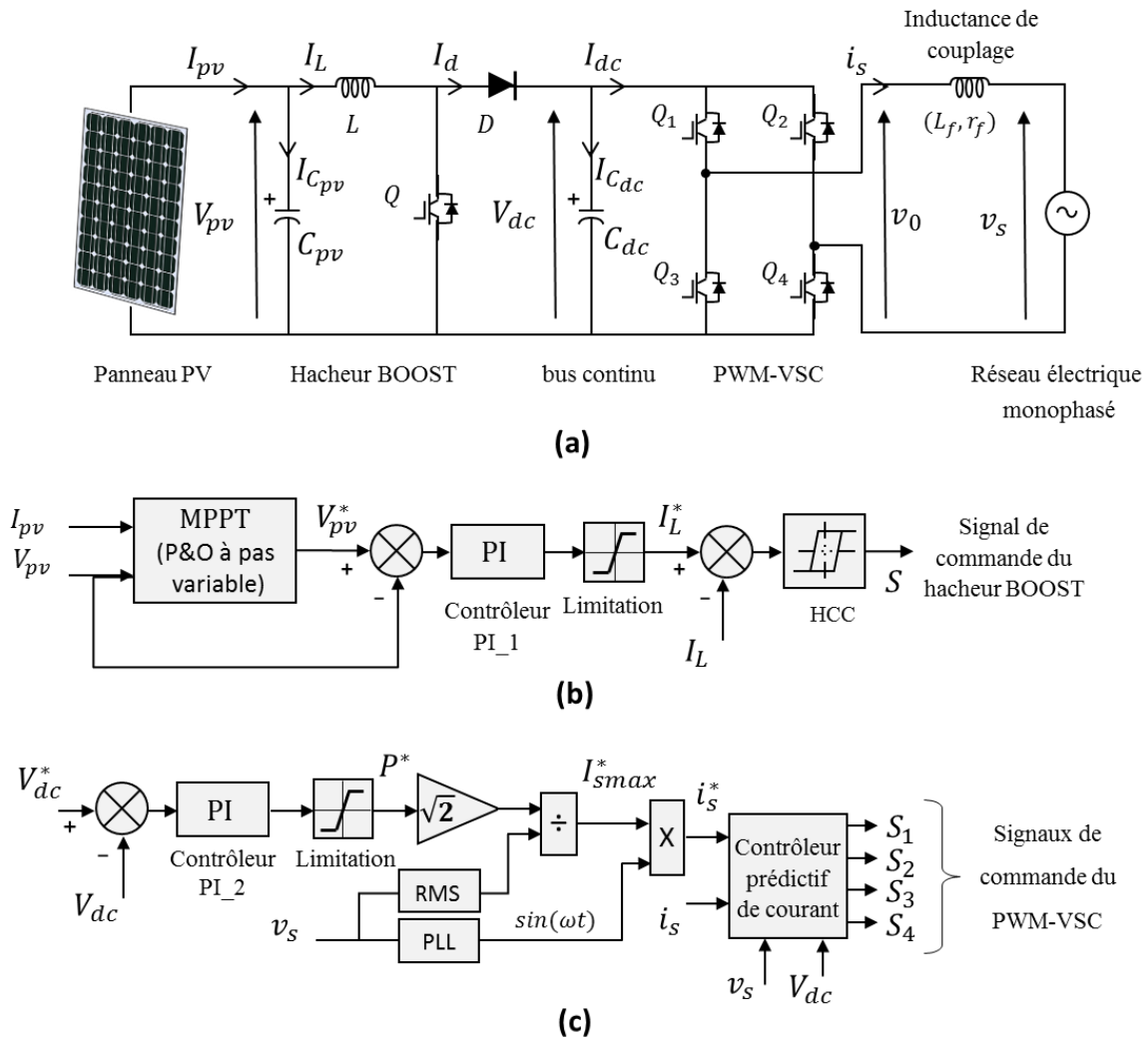


Figure 4.1 Structure du système PV associé à son circuit de commande amélioré.

4.2.2. Contrôleur MPPT du hacheur BOOST

La figure 4.1-b illustre le système de commande du hacheur BOOST. Le contrôleur MPPT intégré dans ce système de commande est basé sur un algorithme P&O à pas variable, il est présenté par l'organigramme de la figure 4.2. Par comparaison avec l'algorithme P&O à pas fixe conventionnel, le pas d'incrément dv de cette méthode varie proportionnellement avec la valeur absolue de la pente de la caractéristique Puissance-Tension du panneau PV (abs $(\Delta P/\Delta V)$ multipliée par un constant K). Tant que le pas d'incrément n'est pas fixe et dépend de la pente de la caractéristique (Puissance-Tension) du panneau PV, il prend une grande valeur lorsque le point de fonctionnement est loin du PPM et tend vers zéro lorsqu'il se rapproche du PPM, ce qui offre une convergence rapide et une réduction considérable des oscillations autour du PPM.

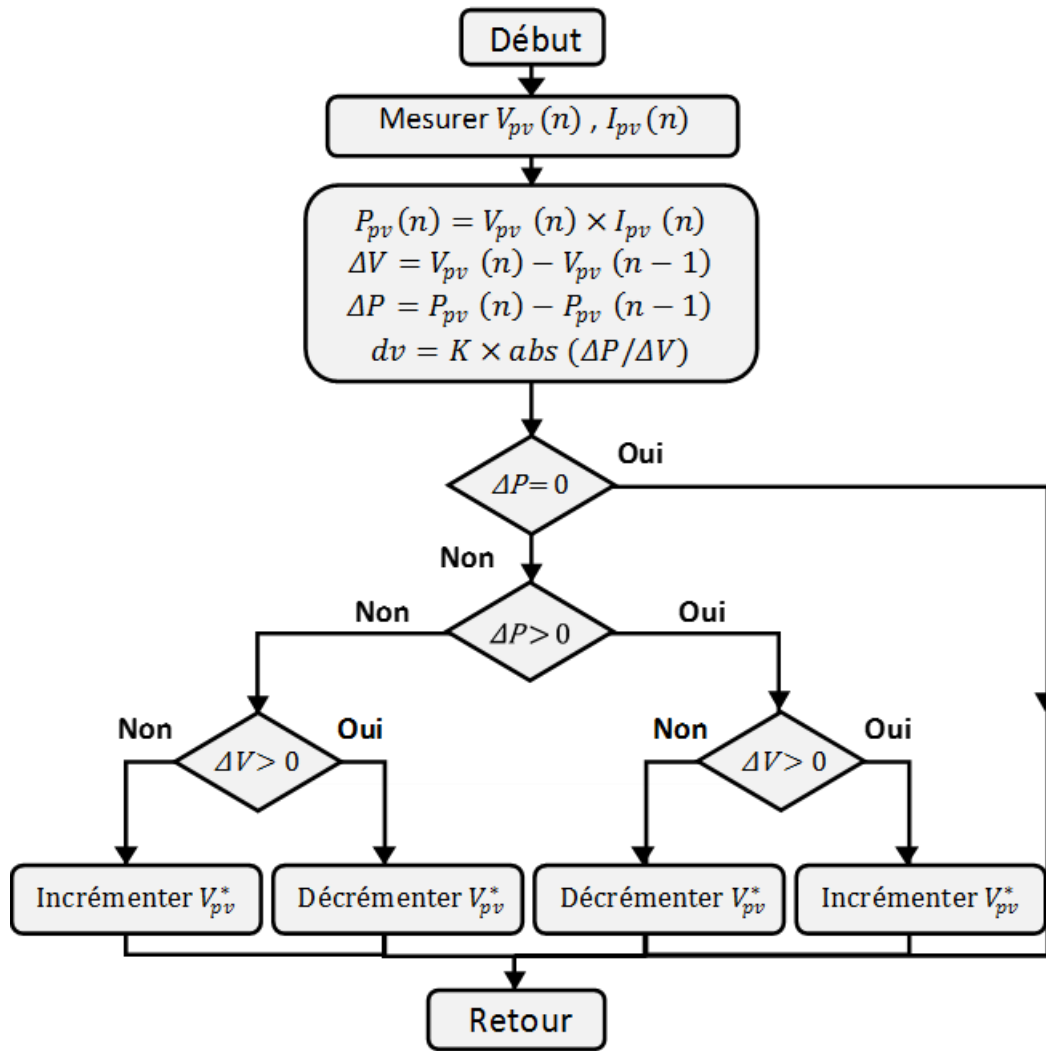


Figure 4.2 Organigramme de la technique MPPT « P&O à pas variable ».

4.2.3. Commande prédictive du courant du réseau

Le circuit de commande du PWM-VSC est illustré à la figure 4.1-c. Le contrôleur PI s'occupe de la régulation de la tension du bus continu, comme indiqué au chapitre 3. Pour le contrôle du courant du réseau, le HCC qui a été utilisé pour piloter le PWM-VSC est remplacé par un PCC.

Le contrôleur PCC sert à forcer le courant instantané de sortie du PWM-VSC à poursuivre sa référence avec une bonne poursuite et une dynamique plus rapide [59,60]. Le principe du PCC consiste à utiliser un modèle discret qui permet de prédire la valeur du courant de sortie du PWM-VSC selon les différents états de commutation possibles. Ensuite, une fonction objectif (de coût) est évaluée pour sélectionner le meilleur état de commutation à appliquer au PWM-VSC. La fonction de coût choisie est l'erreur quadratique entre le courant de référence et le courant prédit.

Les états de commutation possibles des interrupteurs du PWM-VSC sont indiqués au tableau 4.1. Selon ces états, le PWM-VSC peut générer trois niveaux de tension à sa sortie $+V_{dc}$, 0 et $-V_{dc}$.

Tableau 4.1 Etats de commutation et tensions de sortie du PWM-VSC.

Etats de commutation	v_0
(Q ₁ , Q ₄) ON ; (Q ₂ , Q ₃) OFF	$+V_{dc}$
(Q ₁ , Q ₂) ON ; (Q ₃ , Q ₄) OFF	0
(Q ₃ , Q ₄) ON ; (Q ₁ , Q ₂) OFF	0
(Q ₂ , Q ₃) ON ; (Q ₁ , Q ₄) OFF	$-V_{dc}$

Le principe du PCC est décrit par les étapes suivantes :

❖ **Étape 1 : Prédiction du courant de sortie du PWM-VSC**

D'après le schéma de la figure 4.1-a, on a :

$$v_0(t) = L_f \frac{di_s(t)}{dt} + r_f i_s(t) + v_s(t) \quad (4.1)$$

Où : r_f est la résistance interne de l'inductance de couplage.

L'équation dynamique du courant de sortie i_s peut être exprimée comme suit :

$$\frac{di_s(t)}{dt} = -\frac{r_f}{L_f} i_s(t) + \frac{1}{L_f} (v_0(t) - v_s(t)) \quad (4.2)$$

En utilisant l'approximation d'Euler, on peut exprimer la dérivée du courant de sortie (di_s / dt) comme suit [59–61]:

$$\frac{di_s}{dt} = \frac{i_s(k+1) - i_s(k)}{T_s} \quad (4.3)$$

Où : T_s est la période d'échantillonnage.

Donc, (4.2) devient :

$$i_s^P(k+1) = \left(1 - \frac{r_f T_s}{L_f}\right) i_s(k) + \frac{T_s}{L_f} (v_0(k) - v_s(k)) \quad (4.4)$$

L'expression (4.4) permet de prédire le courant de sortie i_s^P à l'instant $(k+1)$, pour chacune des trois valeurs de tensions $v_0(k)$ générées par le PWM-VSC.

❖ **Étape 2 : Évaluation de la fonction de coût**

La fonction de coût choisie g_i est l'erreur quadratique entre le courant de référence i_s^* et celui prédit i_s^p , elle est définie comme suit :

$$g_i = (i_s^* - i_s^p)^2 \tag{4.5}$$

En assumant par hypothèse de simplification que $i_s^*(k+1) \cong i_s^*(k)$, cela provoque un retard d'une période d'échantillonnage T_s dans la poursuite du courant de référence, mais il est négligeable pour des fréquences d'échantillonnage élevées [59, 61].

Le courant de référence $i_s^*(k)$ est calculé à partir de la boucle de régulation de la tension du bus continu (boucle externe) ; la prédiction du courant de réseau est obtenue en utilisant l'équation (4.4).

❖ **Étape 3 : Sélection de la tension de sortie optimale**

Chaque tension de sortie du PWM-VSC a un effet sur le courant de sortie prédit. En effet, pour chaque itération, la tension optimale qui minimise la fonction de coût g_i est sélectionnée et les états de commutation correspondants sont appliqués.

L'organigramme de la figure 4.3 résume les différentes étapes du PCC.

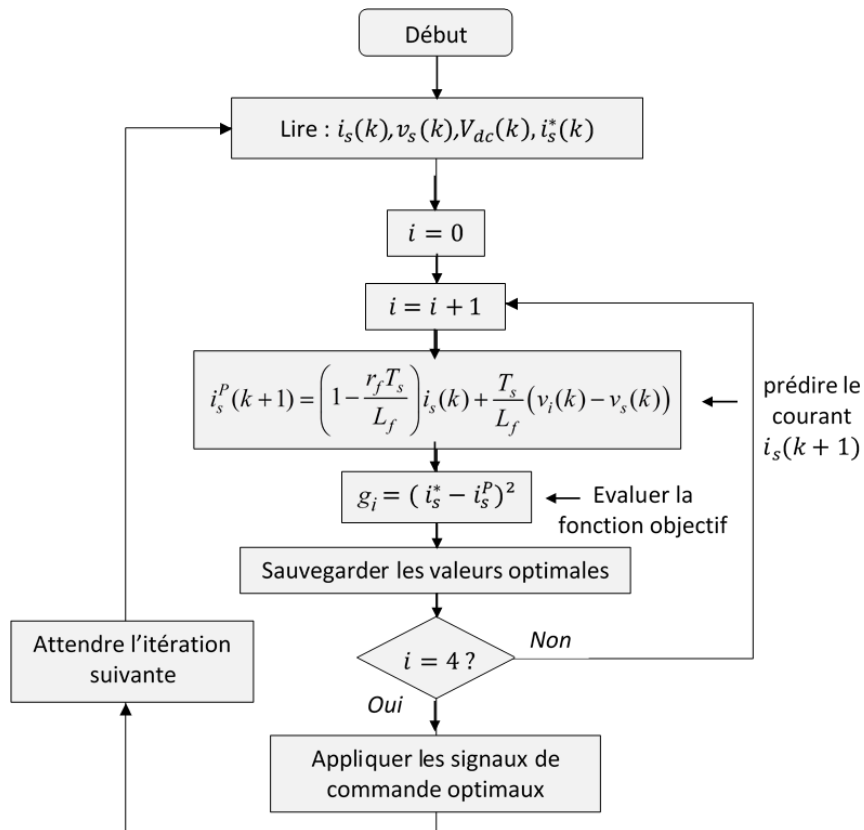


Figure 4.3. Organigramme du PCC appliqué au PWM-VSC.

4.3. Simulation numérique et validation expérimentale

L'étude en simulation a été effectuée sous l'environnement Matlab/Simulink et l'étude expérimentale a été réalisée en temps réel au laboratoire sur le même banc d'essai expérimental développé (Figure 3.5). Le système a été testé en utilisant les mêmes paramètres indiqués au chapitre 3 (paragraphe 3.3.2), avec une période d'échantillonnage T_s de 70 μ s.

Dans le but de vérifier les performances offertes par ce système de commande modifié, on présente des résultats de simulation et expérimentaux obtenus pour les cinq tests.

1. Fonctionnement montrant l'intérêt de la technique MPPT « P&O à pas variable »
2. Fonctionnement en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique ;
3. Fonctionnement lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV ;
4. Fonctionnement lors d'un changement brusque dans la connexion série des modules PV ;
5. Fonctionnement lors de connexion et déconnexion d'une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV.

- **Performances offertes par la technique MPPT « P&O à pas variable »**

Le but de ce test est de montrer l'intérêt de la technique MPPT « P&O à pas variable » utilisée dans le système de contrôle. On compare donc les performances de démarrage et du régime permanent pour les deux systèmes de contrôle :

- Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas fixe ».
- Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas variable ».

Dans les deux systèmes de contrôle, le courant du réseau est contrôlé par le PCC.

Lors de ce test, le panneau PV fournit une puissance maximale de 240 W sous les conditions atmosphériques : $E = 1070 \text{ W/m}^2$; $T = 53 \text{ }^\circ\text{C}$. Les figures 4.4 et 4.5 montrent respectivement les résultats de simulation et les résultats expérimentaux (puissance, tension et courant du panneau PV et courant du réseau électrique). D'après ces résultats, on voit que, comparativement à la technique MPPT « P&O à pas fixe », la technique MPPT « P&O à pas variable » présente de meilleures performances en termes de rapidité au démarrage et d'oscillations autour du PPM (qui correspond à 240 W) en régime permanent. Ce qui justifie notre choix pour la technique MPPT « P&O à pas variable ». Le courant injecté dans le réseau est bien contrôlé par le PCC et présente une forme d'onde quasi sinusoïdale.

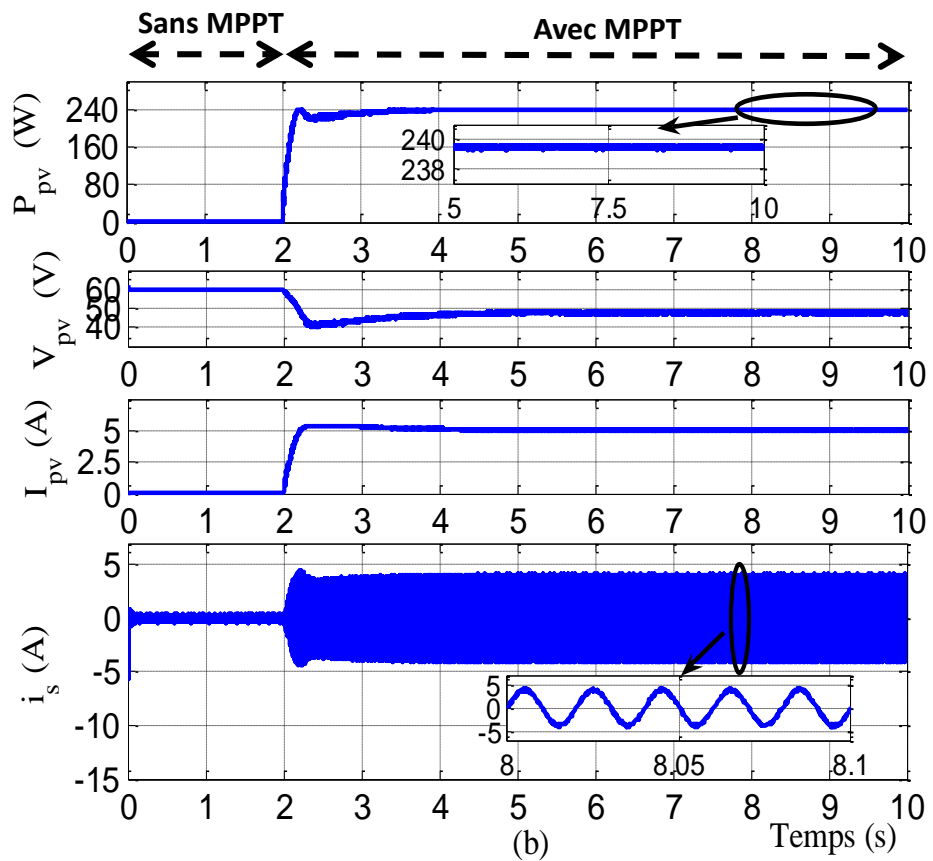
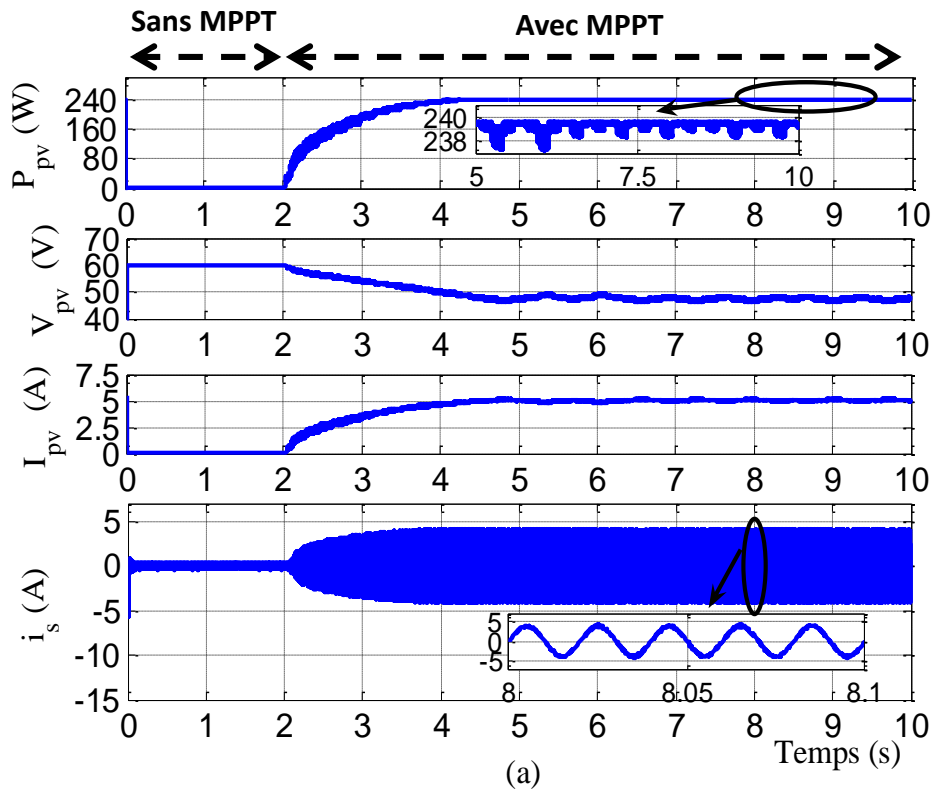
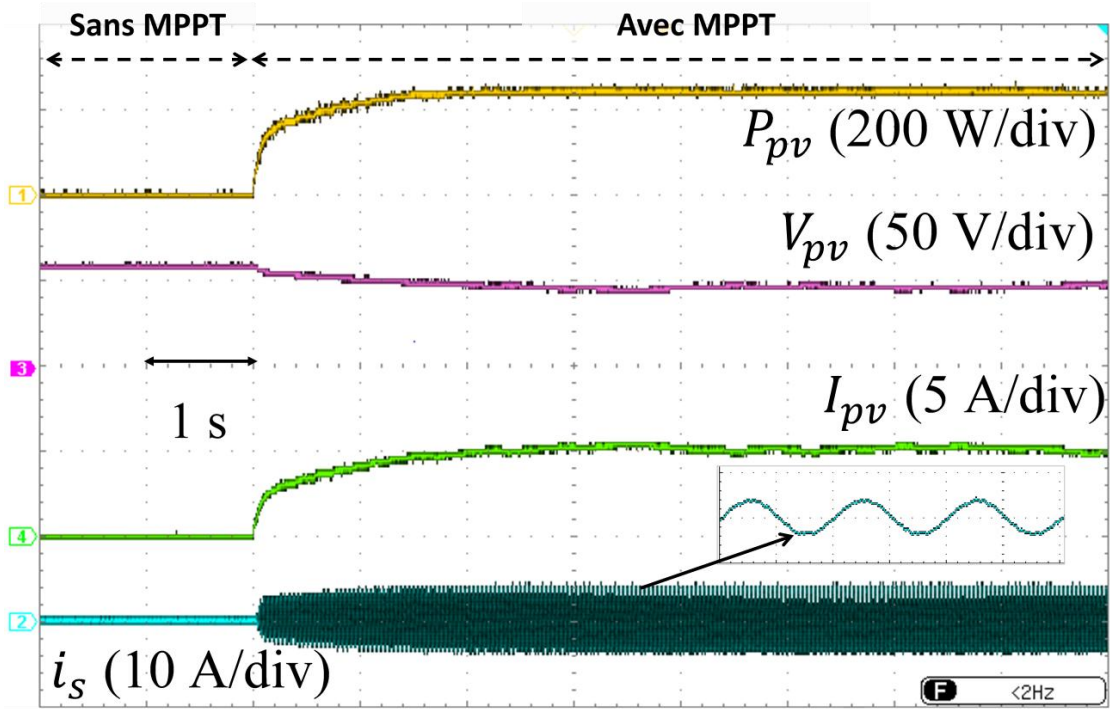
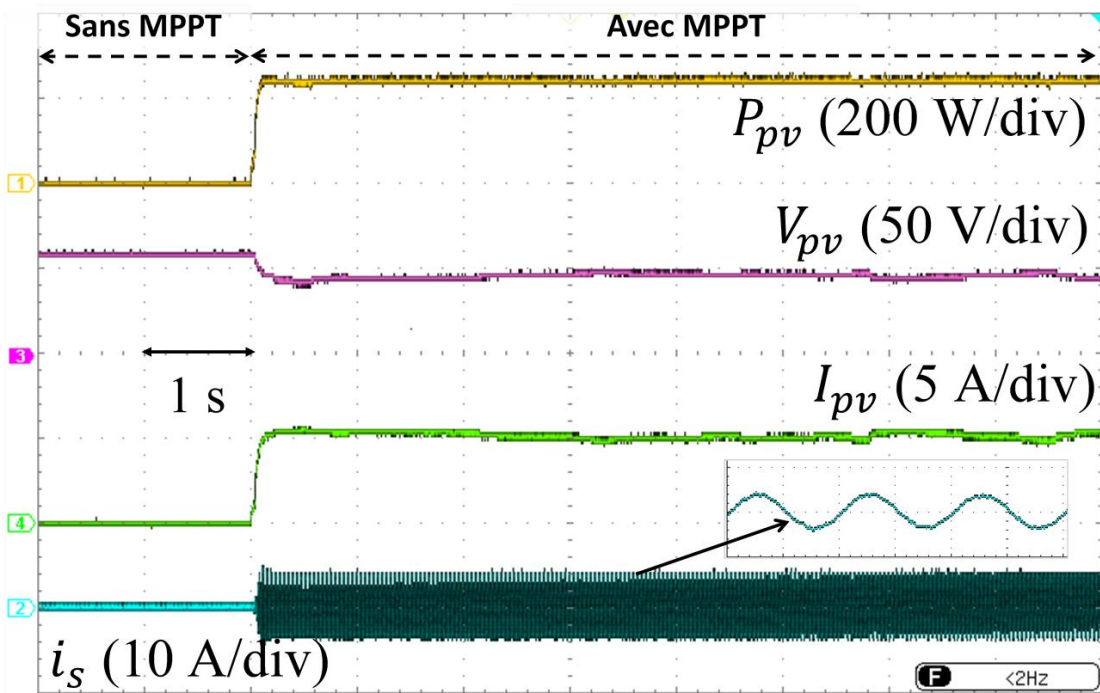


Figure 4.4. Résultats de simulation représentant les performances de démarrage et de régime permanent du système PV connecté au réseau électrique monophasé : (a) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas fixe », (b) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas variable ».



(a)



(b)

Figure 4.5. Résultats expérimentaux représentant les performances de démarrage et de régime permanent du système PV connecté au réseau électrique monophasé : (a) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas fixe », (b) Système de commande incluant la technique MPPT « P&O à pas variable ».

- **Performances en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique**

L'objectif de ce test est de montrer le fonctionnement en régime permanent où toute la puissance PV produite est injectée dans le réseau électrique monophasé. Les résultats de simulation (Figure 4.6) ainsi que les résultats expérimentaux (Figure 4.7 et 4.8) sont obtenus en régime permanent dans les conditions atmosphériques : $E=1050 \text{ W/m}^2$; $T=40 \text{ }^\circ\text{C}$. Les résultats des figures 4.6 et 4.7 montrent que la tension du bus continu est bien fixée à sa valeur de référence 150 V. Le panneau PV produit une puissance d'environ 250 W. Le courant du réseau a une forme d'onde quasi sinusoïdale et il est en phase avec la tension du réseau.

À partir des résultats expérimentaux de la figure 4.8, on remarque que de faibles THD sont enregistrés par l'analyseur de qualité d'énergie du réseau électrique (3,2 % pour le courant et 3,7 % pour la tension). Le facteur de puissance du réseau est très proche de l'unité ($\text{PF}=0,993$). Le système injecte dans le réseau une puissance de 206,7 W ; les pertes de puissance dans la structure de conversion sont alors estimées à 17,32 %. Comparativement aux résultats expérimentaux de la figure 3.12, on observe une amélioration considérable de la qualité d'énergie du réseau (diminution du THD du courant de 4,3% à 3,2%) et une réduction notable des pertes de puissance de l'ordre de 7 % (de 24,4 % à 17,32 %).

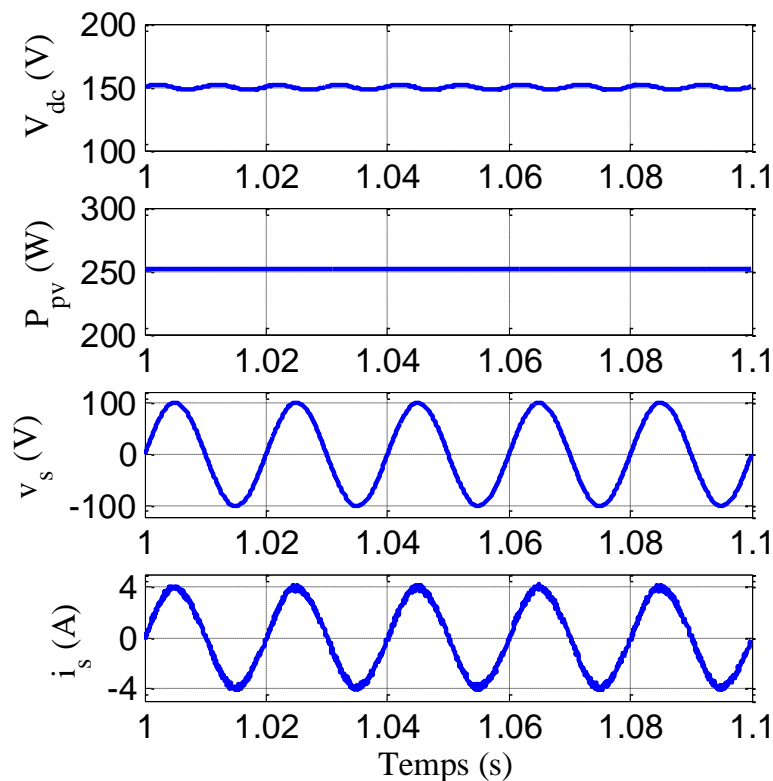


Figure 4.6. Résultats de simulation obtenus en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique.

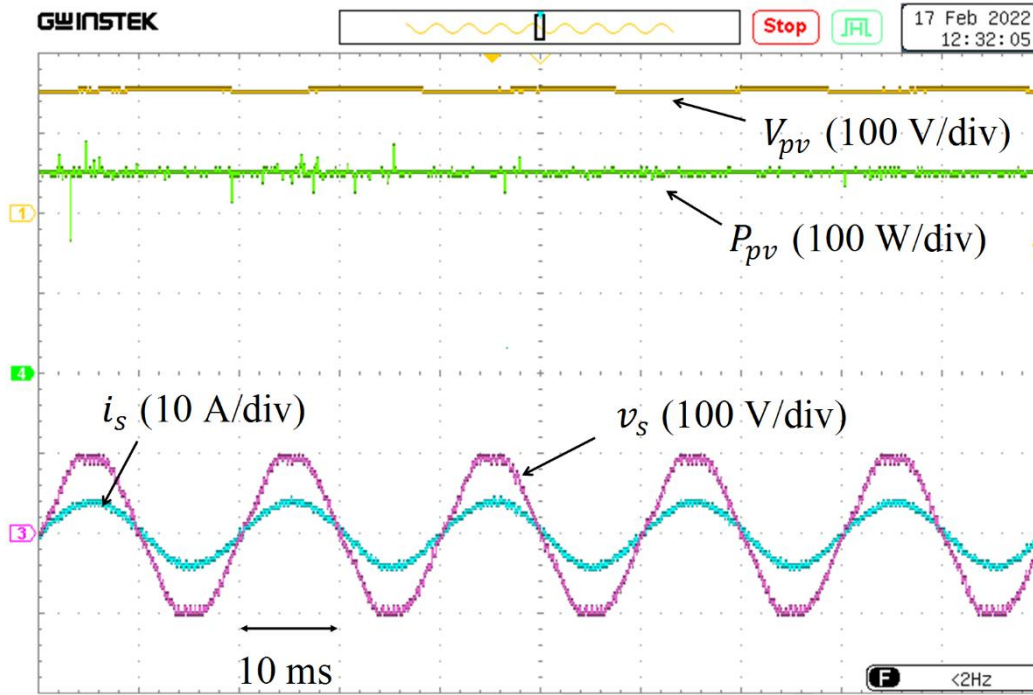


Figure 4.7. Résultats expérimentaux obtenus en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique.

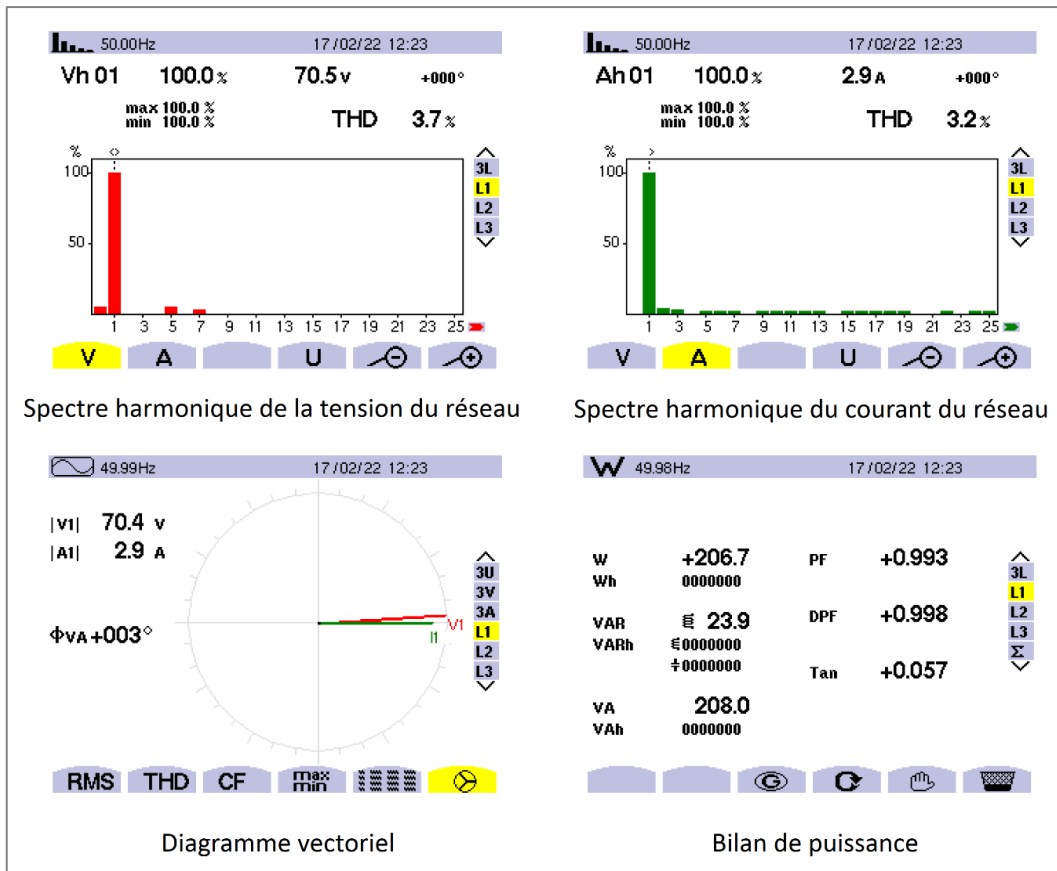


Figure 4.8. Résultats expérimentaux relevés par l'analyseur de qualité d'énergie en régime permanent pour une injection totale de la puissance PV produite dans le réseau électrique.

- **Réponse du système lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV**

Ce test vise à observer la réponse dynamique du système PV lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV. La puissance PV générée est d'environ 250 W sous les conditions atmosphériques : $E = 1050 \text{ W/m}^2$; $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$. Le panneau PV est déconnecté puis reconnecté. Les résultats de simulation et expérimentaux (tension du bus continu, puissance PV, tension et courant du réseau) sont illustrés respectivement dans les figures 4.9 et 4.10. On voit bien que ce système possède un comportement dynamique comparable à celui du système étudié dans le chapitre 3 (Figures 3.13 et 3.14). Au premier instant de la déconnexion, la puissance PV descend rapidement à zéro avec une diminution de quelques volts de la tension du bus continu. Après, le passage d'une durée de 250 ms, le système de commande active le PWM-VSC comme un redresseur et régule rapidement la tension du bus continu à sa valeur de référence 150 V avec un courant très faible délivré par le réseau. Au premier instant de la reconnexion, la commande MPPT poursuit rapidement le PPM qui correspond à 250 W avec une augmentation de quelques Volts de la tension du bus continu par rapport à sa référence. Après, le passage d'une durée de 250 ms, le système de commande active de nouveau le PWM-VSC comme un onduleur et régule rapidement la tension du bus continu à sa valeur de référence 150V, en injectant toute la puissance PV produite dans le réseau avec un courant sinusoïdal synchronisé avec la tension du réseau.

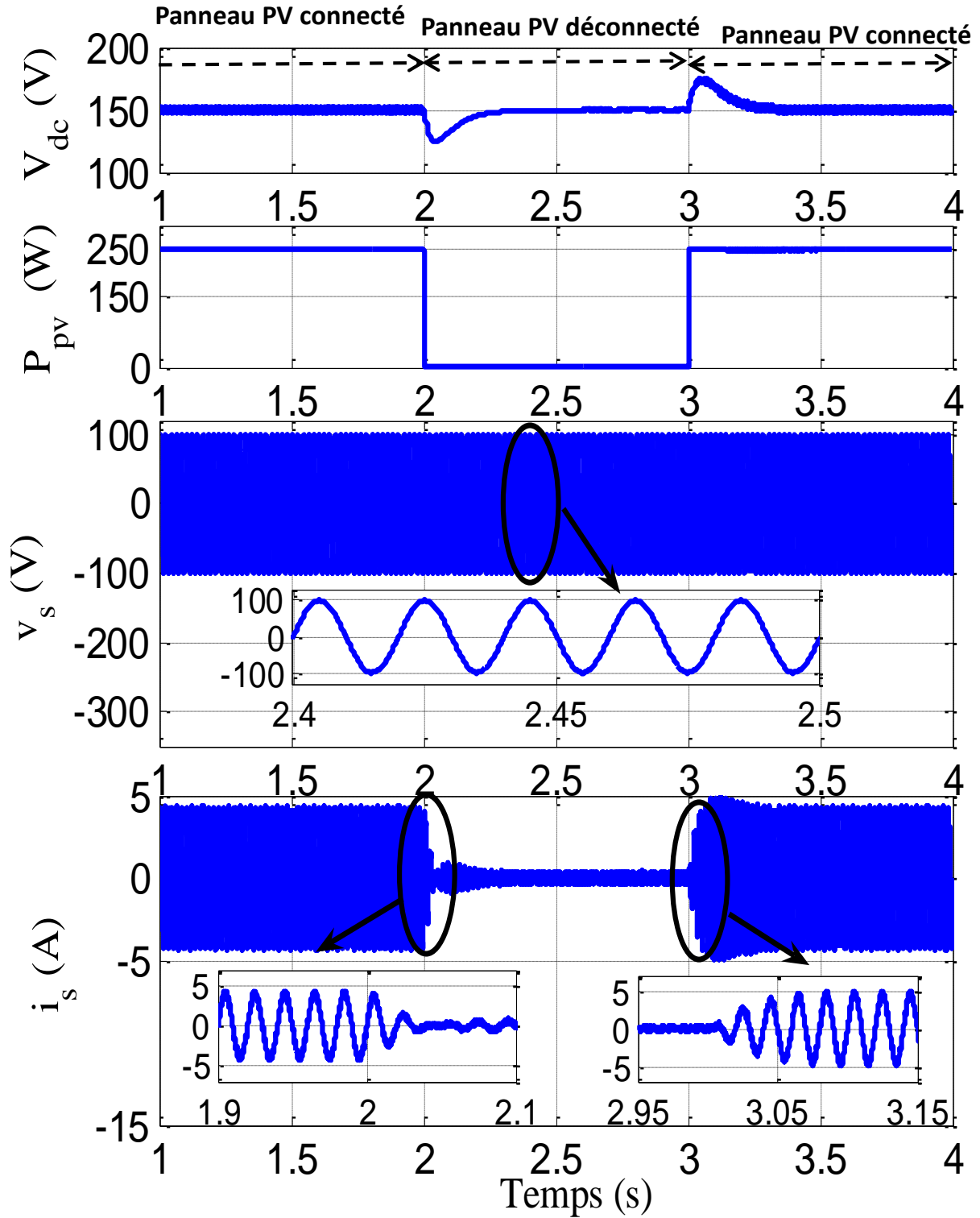


Figure 4.9. Résultats de simulation présentant la réponse du système PV lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.

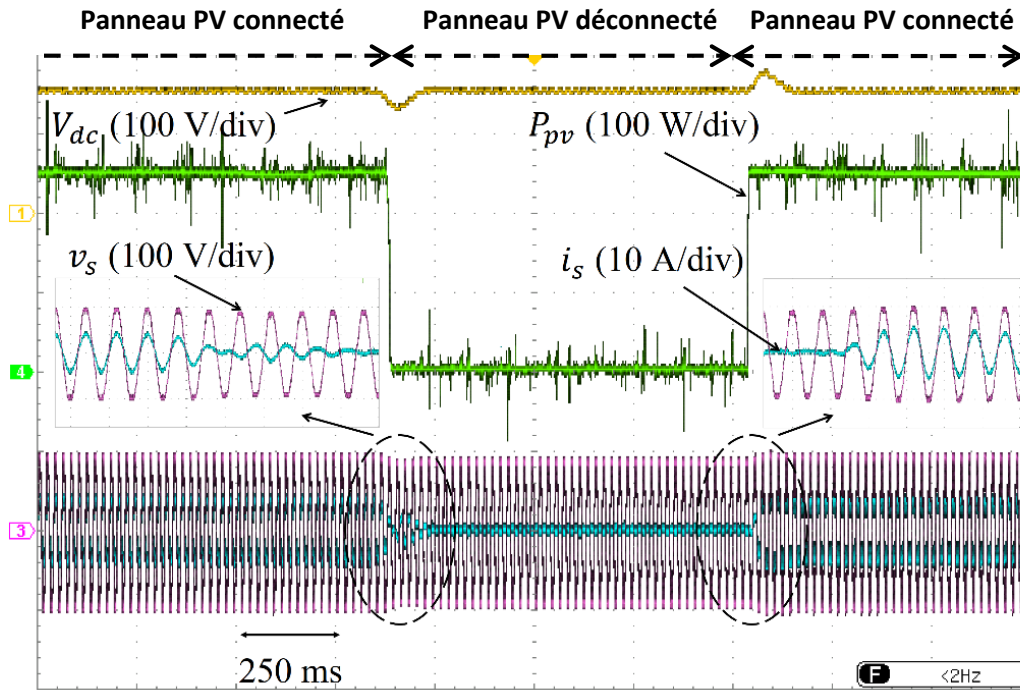


Figure 4.10. Résultats expérimentaux présentant la réponse du système PV lors de la déconnexion et la reconnexion du panneau PV.

- **Performances pour un changement brusque dans la connexion série des modules PV**

Ce test permet de montrer un comportement similaire à l'effet d'ombrage partiel sur le panneau PV. En réalité, dans le cas d'ombrage partiel sur un panneau PV, le module ombragé se met en court-circuit par une diode en dérivation ; par conséquent, le PPM du panneau PV se déplace vers un nouveau point. Pour observer ce comportement, on a considéré donc qu'un module PV est initialement ombragé (isolé du circuit) et le panneau PV fonctionne seulement avec deux modules PV connectés en série ; après un certain temps, le troisième module PV est ajouté. Tant que les modules PV sont connectés en série, ce test affecte principalement la tension du panneau PV, tandis que le courant du panneau PV qui correspond au PPM reste pratiquement non affecté.

Le panneau PV fonctionne sous les conditions atmosphériques : $E = 1020 \text{ W/m}^2$; $T = 52 \text{ }^\circ\text{C}$. Les figures 4.11 et 4.12, montrent respectivement les résultats de simulation et expérimentaux obtenus (puissance, tension et courant du panneau PV et courant du réseau électrique). Lors du fonctionnement des deux modules PV, la puissance PV générée atteint environ 150 W. Après la connexion du troisième module PV, la commande MPPT poursuit rapidement le nouveau PPM qui correspond à 230 W avec une augmentation rapide de la tension PV. Le courant du panneau PV est pratiquement constant et l'amplitude du courant injecté dans le réseau augmente, car la puissance injectée dans le réseau augmente.

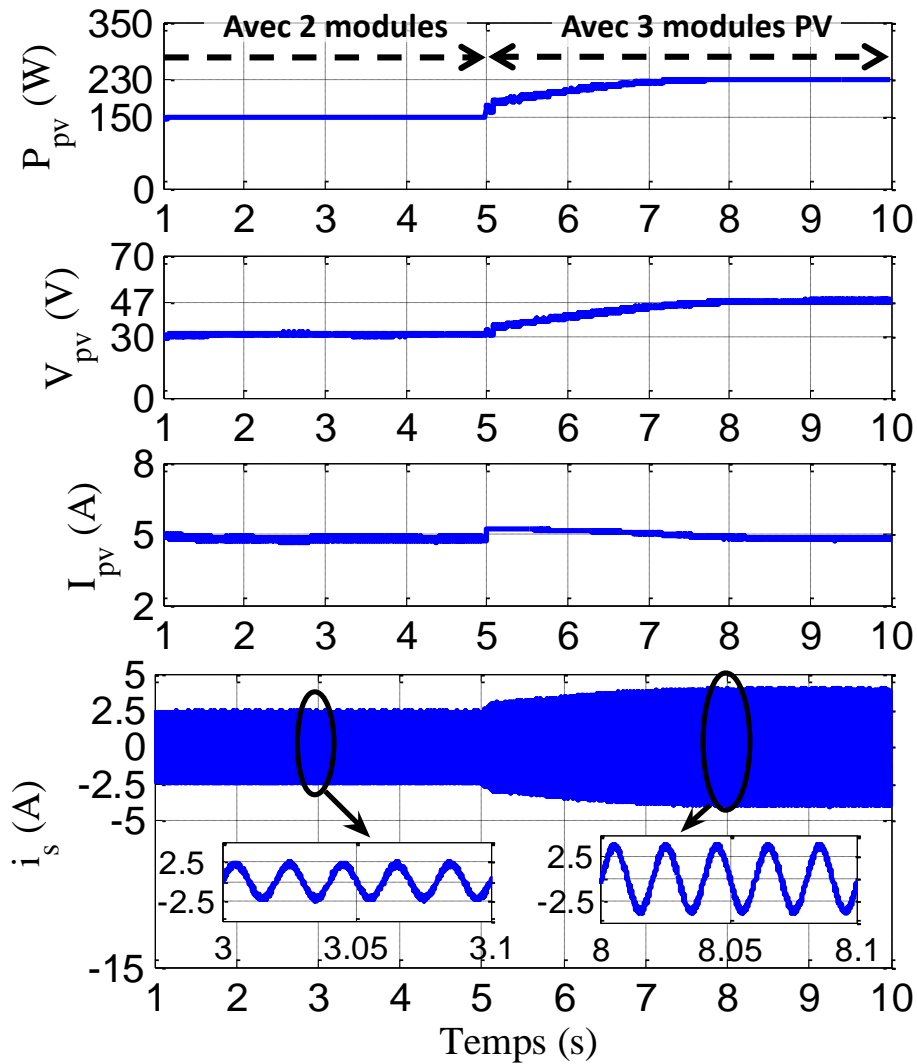


Figure 4.11. Résultats de simulation pour un changement brusque dans la connexion série des modules PV.

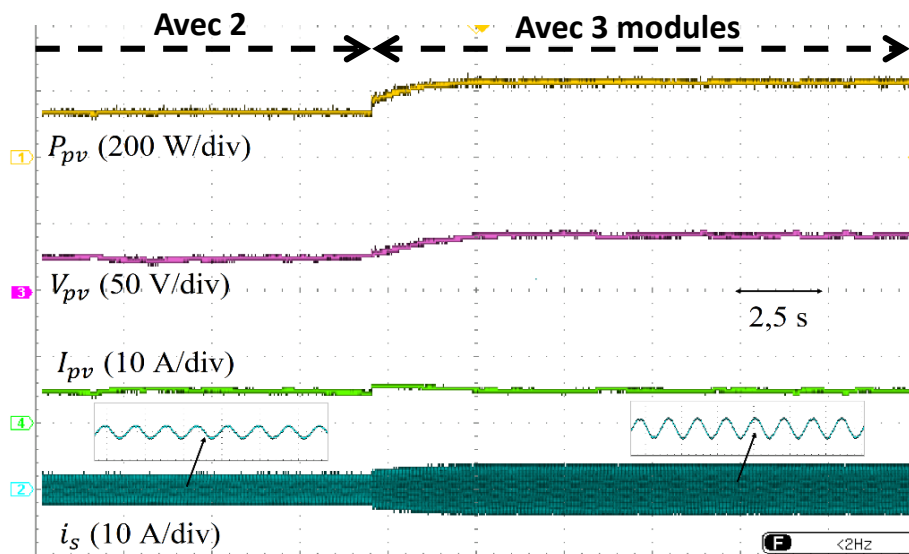


Figure 4.12. Résultats expérimentaux pour un changement brusque dans la connexion série des modules PV.

- **Performances du système PV pour une connexion et déconnexion d'une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV**

Le but de ce test est d'examiner un comportement similaire à des variations rapides d'éclairement solaire. Le changement d'éclairement solaire affecte principalement le courant PV, tandis que la tension qui correspond au PPM reste pratiquement inchangée. Pour observer ce comportement, on a considéré d'insérer une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV. Dans ce cas, on mesure le courant du panneau PV à la sortie de l'ensemble panneau PV et résistance parallèle. Le panneau PV est exposé aux conditions atmosphériques : $E = 1000 \text{ W/m}^2$; $T = 43 \text{ }^\circ\text{C}$. Les résultats de simulation (figure 4.13) ainsi que les résultats expérimentaux (figures 4.14 et 4.15) sont obtenus pour un fonctionnement perturbé en régime permanent. Au début, la résistance n'est pas connectée. Après, une résistance de $40 \text{ } \Omega$ est connectée, ensuite cette résistance diminue brusquement à $20 \text{ } \Omega$, puis elle est carrément déconnectée.

Les résultats des figures 4.13 et 4.14 montrent que la technique MPPT « P&O à pas variable » est capable de poursuivre rapidement le PPM face à ces changements brutaux. Lors de ces variations, des changements brusques du courant du panneau PV sont observés (le courant diminue avec la diminution de la résistance branchée en parallèle avec le panneau PV) ; tandis que, la tension du panneau PV reste pratiquement inchangée. Lorsque la charge résistive est déconnectée, le panneau PV génère une puissance d'environ 240 W . Cette puissance diminue à environ 180 W lors de la connexion de la résistance de $40 \text{ } \Omega$ et à environ 125 W pour la connexion de la résistance de $20 \text{ } \Omega$. Dans les trois scénarios, la forme d'onde du courant du réseau est quasiment sinusoïdale et synchronisée avec la tension du réseau.

D'après les résultats expérimentaux de la figure 4.15, on voit clairement que la puissance injectée dans le réseau électrique dépend de la valeur de la résistance branchée en parallèle avec le panneau PV. Le système PV injecte dans le réseau électrique une puissance de $185,4 \text{ W}$ pour un fonctionnement sans aucune résistance connectée, une puissance de $142,1 \text{ W}$ pour un fonctionnement avec résistance connectée de $40 \text{ } \Omega$ et une puissance de $104,4 \text{ W}$ pour un fonctionnement avec résistance branchée de $20 \text{ } \Omega$. Il est à noter également que les pertes dans la structure de conversion sont responsables de l'écart entre la puissance PV produite et celle injectée dans le réseau. Pour les trois intervalles de fonctionnement, les THDs de la tension et du courant du réseau sont inférieurs à 5% et le facteur de puissance du réseau est très proche de l'unité.

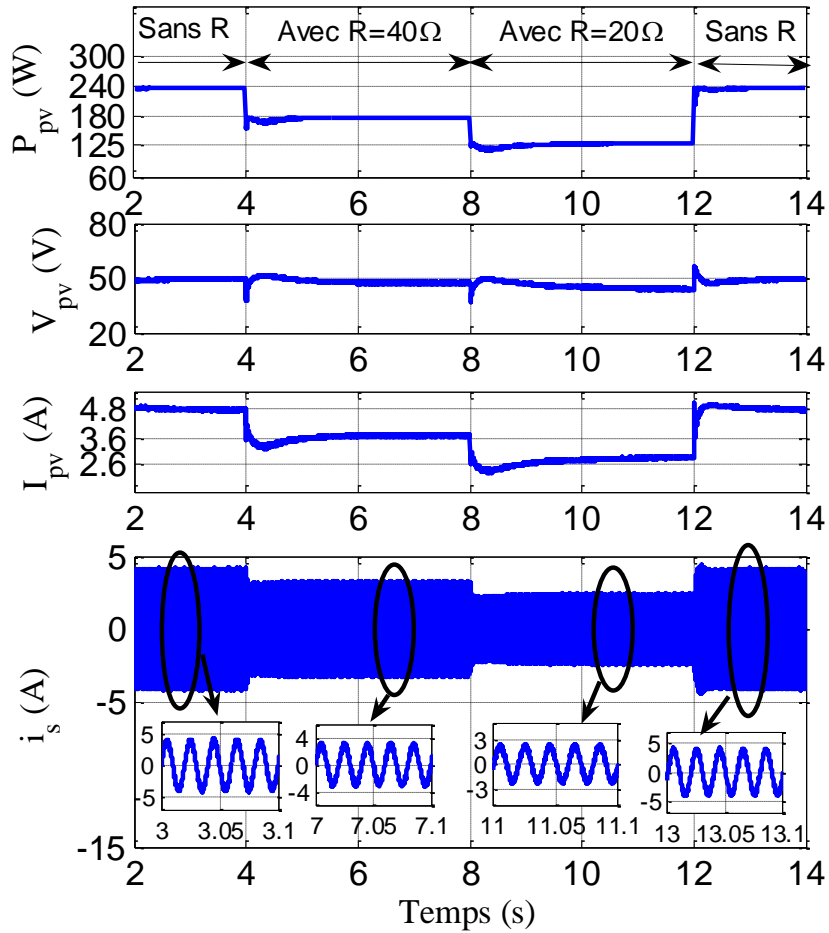


Figure 4.13. Résultats de simulation pour une connexion et déconnexion d'une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV.

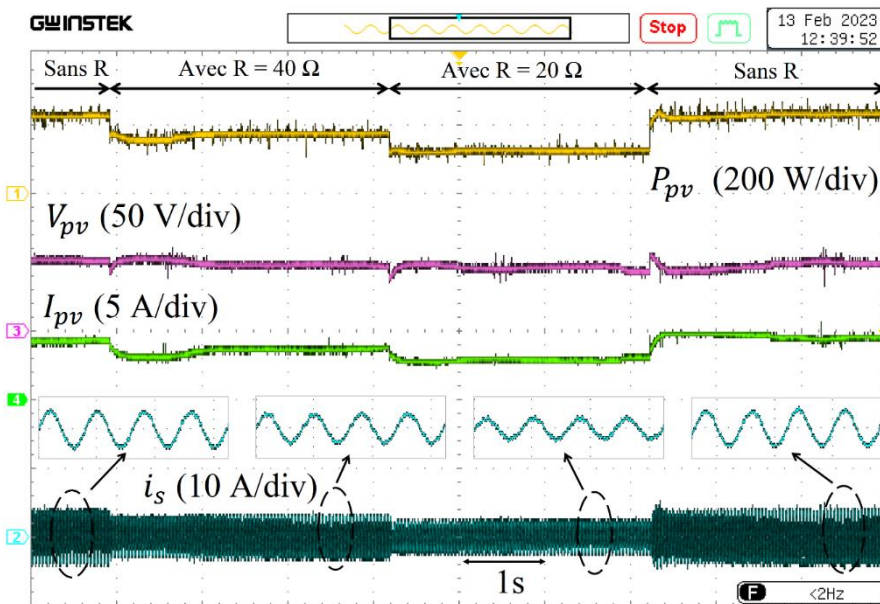
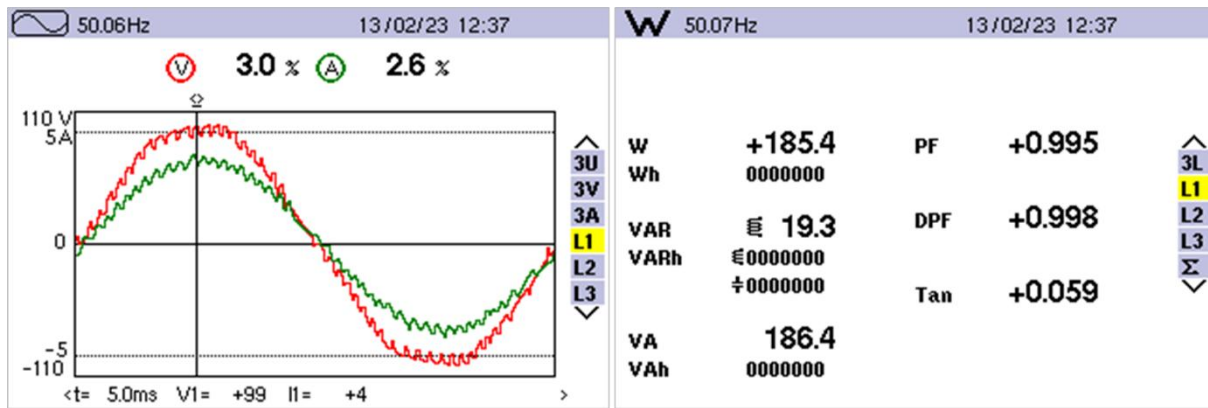
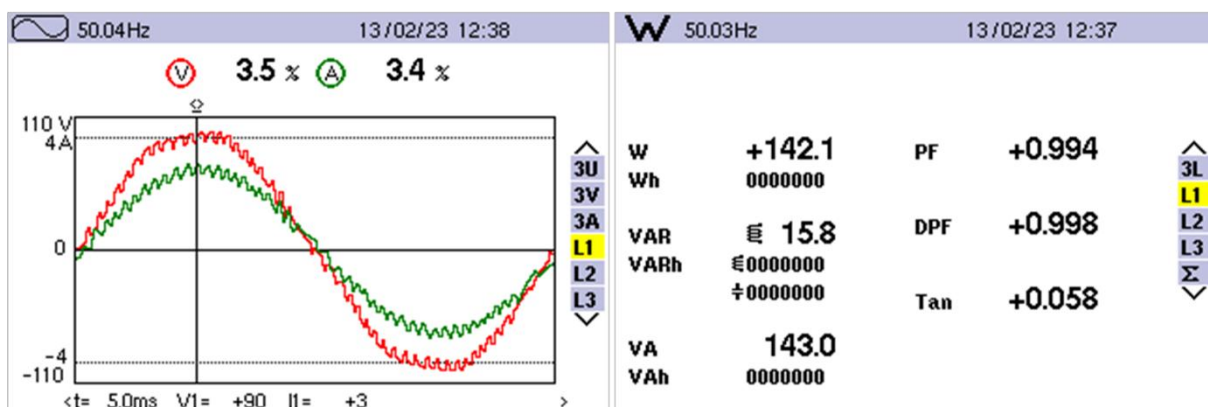


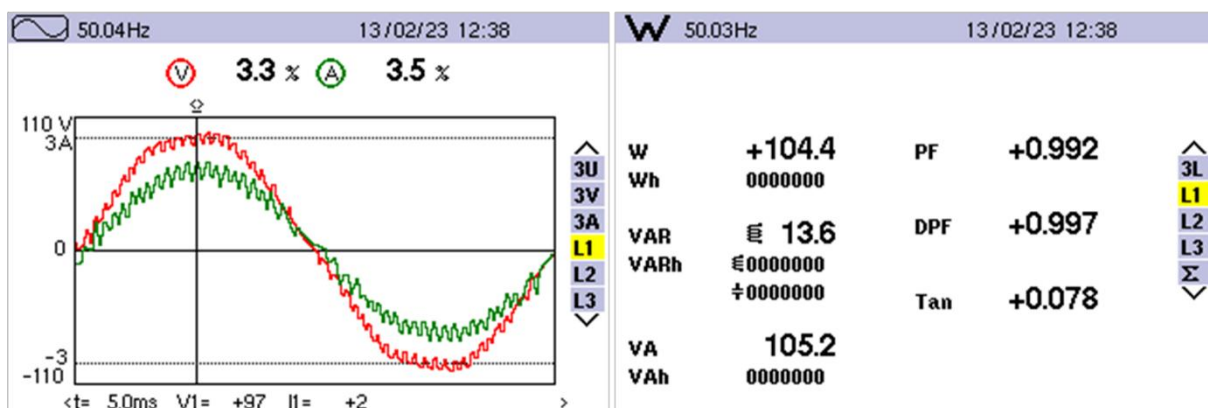
Figure 4.14. Résultats expérimentaux pour une connexion et déconnexion d'une charge résistive variable en parallèle avec le panneau PV.



(a)



(b)



(c)

Figure 4.15. Résultats expérimentaux relevés par l'analyseur de qualité d'énergie en régime permanent : (a) pour un fonctionnement sans aucune résistance connectée, (b) pour un fonctionnement avec une résistance de 40 Ω connectée en parallèle avec le panneau PV, (c) pour un fonctionnement avec une résistance de 20 Ω connectée en parallèle avec le panneau PV.

4.4. Conclusion

Ce chapitre a introduit un système de commande très performant destiné à un système PV connecté au réseau électrique monophasé. Il permet d'apporter une amélioration substantielle principalement en termes d'exploitation de la puissance maximale du panneau PV et de qualité de l'énergie injectée dans le réseau électrique.

Ce système de commande possède une structure simple, similaire à celle du système de commande étudié dans le chapitre 3. La différence est que la commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe a été remplacée par une commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable et que le contrôleur de courant à hystérésis (HCC) utilisé pour piloter le courant du réseau a été remplacé par un PCC.

Les résultats de simulation et expérimentaux obtenus pour différents tests ont montré clairement que ce système de commande est plus performant que celui étudié dans le chapitre 3. Il permet d'offrir les performances suivantes :

- poursuite plus rapide et plus précise du PPM du panneau PV ;
- bonne qualité de l'énergie du réseau électrique ;
- pertes réduites dans la structure de conversion.

Chapitre 5

Etude d'un système PV connecté au réseau électrique monophasé en présence d'îlotage

5.1. Introduction

L'intégration des systèmes PV au réseau électrique, comme tout autre système de production distribuée, soulève plusieurs défis, parmi eux, on cite le phénomène d'îlotage du réseau électrique. La situation d'îlotage se produit lorsqu'un ou plusieurs générateurs distribués continuent à alimenter une section du réseau électrique à l'instant où celle-ci est déconnectée du réseau principal (séparée du réseau amont). Cette situation peut apparaître lors d'une panne électrique ou lorsque le réseau est déconnecté volontairement. Elle peut endommager les équipements électriques connectés au réseau et poser des risques pour la sécurité des personnes intervenant sur le réseau pour la maintenance. Afin d'éviter ces problèmes dangereux, les normes internationales des réseaux exigent la déconnexion des générateurs distribués [10, 62–64]. Pour cela, les onduleurs sont généralement munis d'une protection de découplage, qui sert à déconnecter les générateurs distribués du réseau [56, 57]. Ces générateurs doivent poursuivre leur fonctionnement en mode autonome s'ils comprennent des charges locales connectées [63].

Le système PV connecté au réseau électrique monophasé présenté au chapitre 4 a intégré une interface de contrôle de bonnes performances, mais ce système fonctionne seulement en mode connecté au réseau électrique. Le présent chapitre traite le phénomène d'îlotage qui peut survenir sur ce système. Le but principal est de concevoir une stratégie de commande pour que le système PV soit capable de fonctionner en mode connecté au réseau dans les conditions normales et en mode autonome en cas d'îlotage du réseau, tout en assurant des transitions souples entre les deux modes de fonctionnement.

Afin de tester l'aptitude de fonctionnement dans les deux modes distincts : connecté au réseau et autonome, on considère le système PV étudié précédemment avec une charge résistive locale de type AC connectée au point de couplage (PC). En mode connecté au réseau, le PWM-VSC doit transférer la puissance maximale produite par le panneau PV du côté DC au côté AC pour qu'elle soit consommée par la charge et que le reste soit injecté dans le réseau électrique. En mode autonome, le PWM-VSC doit continuer à alimenter la charge résistive avec une

tension sinusoïdale de valeur efficace et de fréquence fixées à leurs valeurs nominales. Cette tension doit rester disponible même en absence de la charge.

En mode connecté au réseau, la stratégie de commande adoptée utilise pour le hacheur BOOST une technique MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable, pour extraire la puissance maximale disponible du panneau PV. En mode autonome, elle utilise une commande basée sur la combinaison entre la technique MPPT « P&O à pas variable » et une technique dite Non-MPPT de limitation de puissance. Cela permet d'ajuster la puissance du panneau PV selon la demande de la charge. Si la charge résistive demande alors une puissance supérieure à la puissance maximale du panneau PV, elle doit être déconnectée. Concernant la stratégie de commande du PWM-VSC, elle utilise en mode connecté au réseau un contrôleur PCC pour le contrôle du courant de sortie du PWM-VSC. En mode autonome, elle utilise un contrôleur prédictif de tension Predictive Voltage Controller (PVC) pour le contrôle de la tension au point de couplage (PC) avec le réseau. Pour effectuer des transitions souples entre les deux modes de fonctionnement, il est nécessaire d'imposer une tension sinusoïdale nominale au point de couplage (PC) lors du passage du mode connecté au mode autonome et de vérifier l'ajustement de phase et d'amplitude entre la tension au point de couplage (PC) et la tension du réseau lors du passage du mode autonome au mode connecté au réseau.

Afin d'achever ces objectifs, on présente tout d'abord les méthodes de détection d'îlotage dans un réseau électrique. Ensuite, on expose la structure du système PV connecté au réseau électrique monophasé associé à sa stratégie de commande, tout en mettant l'accent sur chaque mode de fonctionnement, à savoir le mode connecté au réseau, le mode autonome, ainsi que la transition entre les deux modes de fonctionnement. Enfin, une étude en simulation sous l'environnement Matlab/Simulink sera présentée afin de tester l'efficacité de la stratégie de commande adoptée pour plusieurs scénarios de fonctionnement.

5.2. Méthodes de détection d'îlotage dans un réseau électrique

La situation d'îlotage se produit lorsqu'une partie du réseau électrique comprenant des générateurs distribués et des charges perd sa connexion avec le réseau principal et reste sous tension générée par ces générateurs, formant ainsi un îlot.

L'îlotage peut être intentionnel ou accidentel (non intentionnel). L'îlotage intentionnel se produit quand une section du réseau est déconnectée volontairement. Dans ce cas, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel intervenant. L'îlotage non intentionnel est lié à une coupure accidentelle du réseau. Cet îlotage peut provoquer plusieurs risques, tels que

l'endommagement des équipements électriques connectés, le danger d'électrocution pour les personnes de maintenance intervenant sur le réseau (car la ligne est toujours sous tension), le problème de synchronisation entre l'îlot et le réseau principal lors de leur reconnexion,...etc.[10,62–67]. Pour ces raisons, il est nécessaire de placer une interface entre les générateurs distribués et le réseau, qui doit donc être capable de détecter toute situation d'îlotage et, le cas échéant, de débrancher ces générateurs du réseau dans un délai très court.

Les méthodes de détection d'îlotage sont classées en méthodes passives, méthodes actives, méthodes hybrides et méthodes basées sur la télécommunication. Pour tester l'efficacité de ces méthodes, une zone dite zone de non-détection (ZND) peut être calculée. Cette zone délimite l'écart entre les puissances produites par les générateurs distribués (puissances actives et réactives) et celles consommées par les charges dans un îlot pour lesquels l'îlotage ne peut être détecté [10,64–67].

- **Méthodes passives**

Les méthodes de détection passives surveillent des grandeurs électriques telles que la tension, la fréquence,...etc., mesurées au point de couplage (PC) avec le réseau. Lorsque ces mesures dépassent des seuils prédéfinis, la situation d'îlotage est détectée. On peut citer par exemple, les méthodes de détection par sous/surtension (seuils en tension), par des seuils en fréquence, par taux de variation de fréquence, par saut de phase,...etc. Bien que ces techniques soient faciles à implémenter et n'affectent pas la qualité d'énergie du réseau, elles peuvent échouer à détecter l'îlotage, notamment quand les grandeurs mesurées du réseau restent dans les intervalles admissibles lors d'un îlotage. Cela apparaît lorsqu'il existe un équilibre entre les puissances (actives et réactives) fournies par les générateurs distribués et celles consommées par les charges dans un îlot. Tant que ces méthodes sont basées sur des seuils, elles présentent une large ZND lorsque les seuils sont larges et elles peuvent déclarer de fausses détections lorsque les seuils sont étroits [10, 64–67].

- **Méthodes actives**

Généralement, le principe des méthodes actives de détection d'îlotage est d'injecter des perturbations dans le réseau et d'analyser leurs réponses. Ces perturbations peuvent être des pics de courant, des harmoniques, des variations de puissances actives ou réactives...etc. Ces perturbations ne peuvent pas perturber un réseau sain, mais pour un îlot, elles peuvent provoquer une déstabilisation, ce qui permet de détecter la situation d'îlotage. Ces méthodes ont généralement une ZND réduite. Cependant, elles peuvent influencer sur la qualité de l'énergie du réseau électrique [64–67].

- **Méthodes hybrides**

Les méthodes dites hybrides combinent généralement les méthodes actives et passives pour améliorer la fiabilité et la rapidité de détection d'îlotage dans un réseau électrique [64–67].

- **Méthodes basées sur la télécommunication**

Ces techniques de détection d'îlotage à distance utilisent des moyens de télécommunication entre le poste source et les générateurs distribués, ce qui les rend très efficaces et rapides, avec une ZND nulle. Cependant, elles requièrent des moyens de télécommunications extrêmement coûteux [10, 64–67].

Dans ce travail, la méthode de détection d'îlotage utilisée est une méthode passive basée sur la mesure de la tension au point de couplage (PC) avec le réseau. Les onduleurs sont généralement dotés d'une protection de découplage qui utilise cette technique pour la protection contre les défauts survenant sur le réseau [20]. L'intervalle de tension admissible adopté s'étend de 85 % à 115 % de la tension nominale du réseau. Cet intervalle est fixé par la norme IEC 62116 [64,66].

5.3. Description du système PV en mode connecté au réseau et en mode autonome

5.3.1. Architecture globale du système PV en mode connecté au réseau et en mode autonome

Le circuit de puissance du système PV de la figure 5.1-a est semblable à celui du système PV décrit au chapitre 4. Ce système utilise un filtre LC à la sortie du PWM-VSC et intègre une charge locale (purement résistive) placée à la sortie de ce filtre. Le filtre LC présente généralement des performances améliorées par rapport au filtre L en terme des harmoniques et convient à la commande du système PV en mode autonome afin d'appliquer une tension quasiment sinusoïdale aux bornes de la charge [40, 68,69]. Le système PV peut être connecté ou déconnecté du réseau électrique via un switch.

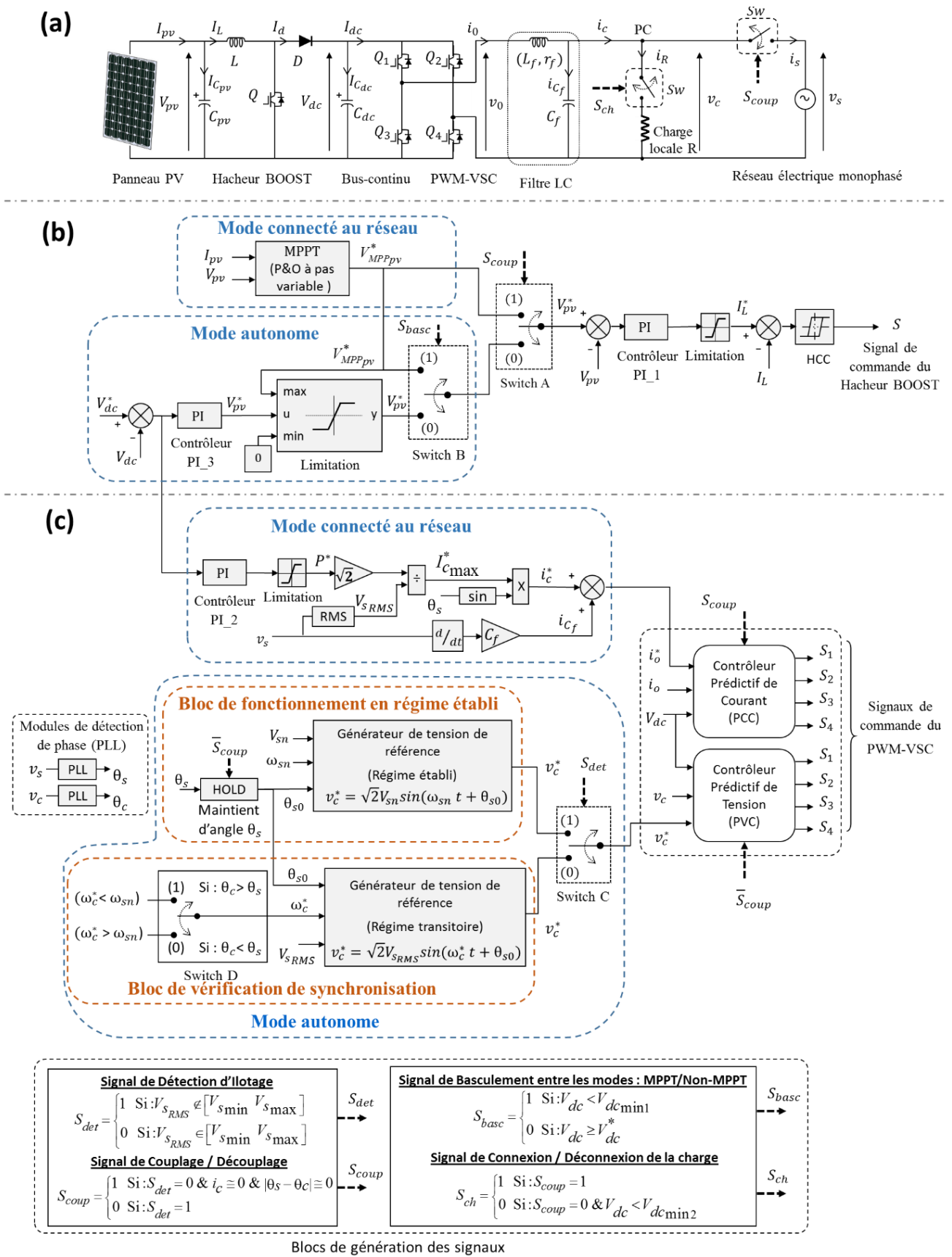


Figure 5.1. Structure du système PV associé à son circuit de commande en mode connecté au réseau et en mode autonome : (a) Circuit de puissance, (b) schéma de commande du hacheur BOOST, (c) schéma de commande du PWM-VSC.

L'inductance L_f du filtre LC doit être choisie de telle manière à réduire les oscillations du courant de sortie du PWM-VSC ; une grande valeur d'inductance présente une bonne atténuation des harmoniques du courant. Cependant, cela augmente la chute de tension aux bornes de l'inductance qui ne doit pas dépasser 10% de la tension du réseau. Un compromis doit être choisi comme suit [70, 71] :

$$\frac{V_{dc}}{4f_{sw}\Delta I_{0\max}} \leq L_f \leq \frac{10\% V_{sn}^2}{2\pi f P_n} \quad (5.1)$$

f_{sw} : Fréquence de commutation du PWM-VSC (Hz).

$\Delta I_{0\max}$: Ondulation maximale du courant de sortie du PWM-VSC pendant une période de commutation (A).

V_{sn} : Valeur efficace nominale de la tension du réseau (V).

f : Fréquence du réseau (Hz).

P_n : Puissance nominale (W).

Le condensateur C_f du filtre LC sert à filtrer les harmoniques de tension, provoquées par la commutation du PWM-VSC. Un condensateur de grande valeur améliore la qualité de forme de la tension de sortie du filtre. Cependant, la puissance réactive absorbée par le condensateur d'un filtre ne doit pas dépasser 5% de la puissance nominale [70, 71]. La valeur de ce condensateur peut être donnée par :

$$C_f \leq \frac{5\% P_n}{2\pi f V_{sn}^2} \quad (5.2)$$

La fréquence de résonance f_{reson} du filtre doit être supérieure à dix fois la fréquence du réseau et inférieure à la moitié de la fréquence de commutation du PWM-VSC, comme suit [68, 70]:

$$10f \leq f_{reson} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_f C_f}} \leq \frac{f_{sw}}{2} \quad (5.3)$$

5.3.2. Principe de la stratégie de commande

Le système décrit dans la figure 5.1 intègre une stratégie de commande qui permet de faire fonctionner le système PV en deux modes distincts (mode connecté au réseau et mode autonome) et de gérer le basculement entre eux.

5.3.2.1. Fonctionnement en mode connecté au réseau

- **Commande du hacheur BOOST**

En mode connecté au réseau, le panneau PV doit fournir sa puissance maximale. Comme le montre la figure 5.1-b (« **mode connecté au réseau "S_{coup}=1" »**), le **Switch A** est placé en **position 1** et le hacheur BOOST est donc piloté par la même stratégie de commande utilisée dans le chapitre 4.

- **Commande du PWM-VSC**

En mode connecté au réseau, en négligeant la consommation de puissance active par les éléments du filtre LC, la puissance transférée par le PWM-VSC est la somme de la puissance consommée par la charge résistive et de celle injectée dans le réseau. Le PWM-VSC est contrôlé par la même stratégie de commande adoptée dans le chapitre 4. Cette stratégie utilise une boucle externe pour la régulation de la tension du bus continu et une boucle interne basée sur un PCC qui force le courant de sortie du PWM-VSC à poursuivre sa référence (Figure 5.1-c « **mode connecté au réseau "S_{coup}=1" »**).

Tant que la charge résistive locale est connectée à la sortie du filtre LC, elle est principalement alimentée par le panneau PV. Si la puissance de celui-ci n'est pas suffisante, elle soutire le manque de puissance depuis le réseau électrique. La disponibilité du réseau assure une alimentation sans interruption de la charge.

5.3.2.2. Fonctionnement en mode autonome

Dans le cas d'îlotage du réseau électrique, l'organe de contrôle détecte la situation d'îlotage (**S_{det}=1**) dès que la valeur efficace de la tension du réseau diminue au-dessous d'un seuil minimal $V_{s_{min}}$ (dans notre étude: $V_{s_{min}} = 85\% \times V_{sn}$). Le système PV donc interrompt sa connexion avec le réseau (**S_{coup}=0**) et poursuit son fonctionnement en mode autonome pour alimenter la charge résistive locale.

- **Commande du hacheur BOOST**

En mode autonome (**S_{coup}=0**), le **Switch A** est placé en **position 0**, la commande utilisée pour extraire la puissance PV est basée sur une combinaison entre la technique MPPT et une technique dite Non-MPPT de limitation de puissance. D'après la figure 5.1-b, le **Switch B** peut être placé en **position 1** pour activer la technique MPPT (**S_{basc}=1**) ou en **position 0** pour activer la technique Non-MPPT (**S_{basc}=0**).

Le panneau PV en mode autonome doit fournir une puissance qui dépend de la consommation de la charge locale. Si cette puissance est insuffisante, la charge devra alors être

déconnectée ($S_{ch} = 0$). Si la puissance du panneau PV est suffisante, le **Switch B** sera placé en **position 0** ($S_{basc}=0$) et la technique Non-MPPT est appliquée pour limiter la puissance PV aux besoins de la charge locale. Cela est effectué à travers la régulation de la tension du bus continu [39]. Comme le montre la figure 5.1-b, le hacheur BOOST est donc piloté par une stratégie de commande qui utilise deux boucles. La boucle interne est basée sur un HCC pour contrôler le courant d'entrée du hacheur, comme décrit en mode connecté au réseau. Pour la boucle externe, un contrôleur PI est utilisé pour générer la tension de référence V_{pv}^* qui correspond à la puissance PV nécessaire pour alimenter la charge locale. Cette tension de référence est limitée dans la zone $[0 V_{MPP_{pv}}]$ par un bloc de limitation. Cette zone est définie par le contrôleur MPPT. Selon la consommation de la charge, la technique Non-MPPT permet alors d'extraire une puissance PV dans l'intervalle de tension PV $[0 V_{MPP_{pv}}]$ comme le montre la figure 5.2.

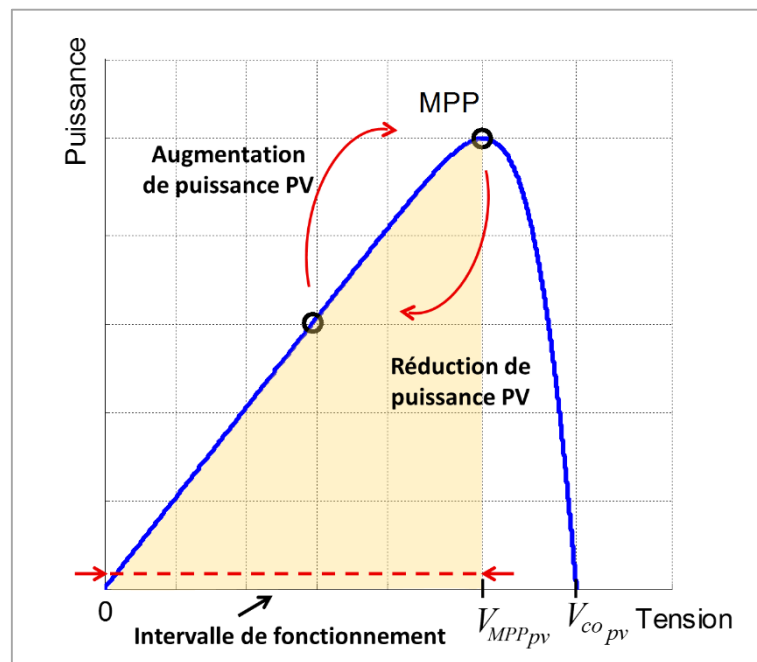


Figure 5.2. Ajustement de la puissance du panneau PV par la technique Non-MPPT.

En cas de déplacement du point de puissance maximal (PPM) à cause du changement des conditions atmosphériques, il arrive que la charge demande une puissance hors de l'intervalle de fonctionnement de la technique Non-MPPT, cela provoque la diminution de la tension du bus continu à cause de l'insuffisance de la puissance PV produite. Si cette tension diminue au-dessous d'un seuil minimal $V_{dc_{min1}}$ (dans notre étude: $V_{dc_{min1}} = 87\% \times V_{dc}^*$), le **Switch B** se

place en **position 1** ($S_{basc}=1$) pour active la technique MPPT et mettre à jour la tension $V_{MPP_{pv}}$ afin de définir le nouvel intervalle de fonctionnement. La figure 5.3 illustre l'organigramme d'extraction de puissance du panneau PV en mode autonome.

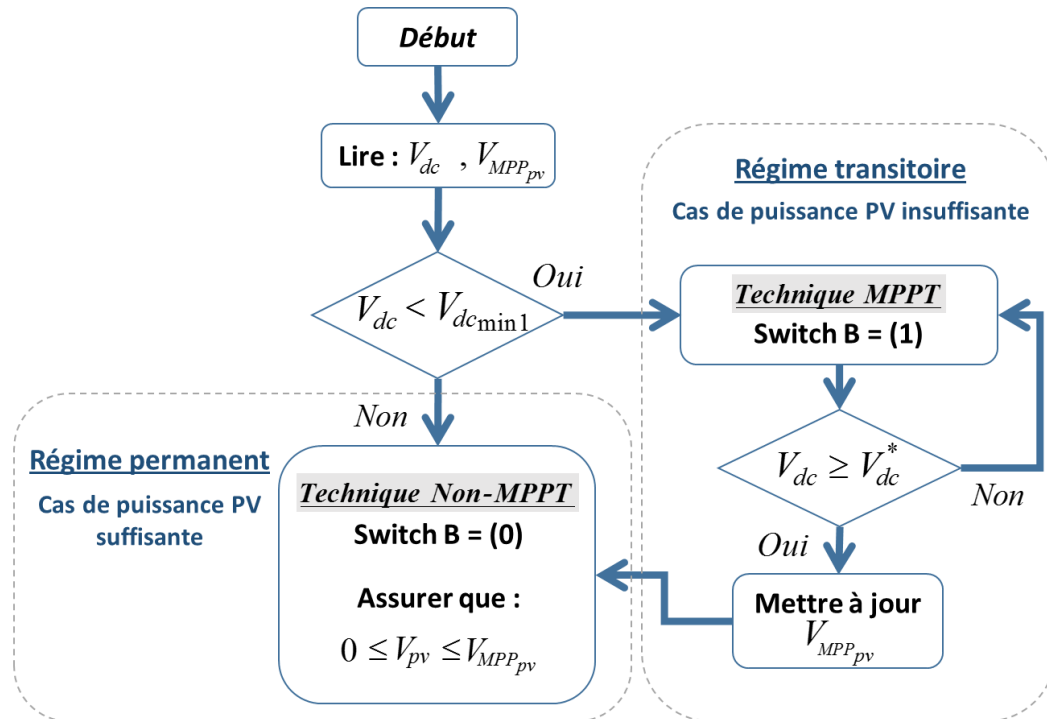


Figure 5.3. Organigramme d'extraction de puissance du panneau PV en mode autonome.

En cas d'insuffisance de la puissance PV, la tension du bus continu diminue progressivement, même si le mode MPPT est activé ($S_{basc}=1$). Dans ce cas, le système de commande déconnecte la charge locale ($S_{ch} = 0$) dès que la tension du bus continu atteint un seuil minimal $V_{dc_{min2}}$ (dans notre étude: $V_{dc_{min2}} = 67\% \times V_{dc}^*$). Alors, la tension du bus continu commence à augmenter. Une fois elle atteint sa référence V_{dc}^* , le système de commande revient au mode Non-MPPT ($S_{basc}=0$) comme le montre l'organigramme de la figure 5.3.

Les paramètres K_{p3} et K_{i3} du contrôleur PI utilisé pour générer la tension PV de référence en mode Non-MPPT sont calculés comme suit :

D'après la figure 5.1-a, le courant de sortie du hacheur BOOST est donné par :

$$I_d(t) = I_{C_{dc}}(t) + I_{dc}(t) \tag{5.4}$$

En considérant le courant I_{dc} comme terme de perturbation. En négligeant ce terme, (5.4) devient :

$$I_d(t) = I_{C_{dc}}(t) = C_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \tag{5.5}$$

La relation entre la puissance de référence et la tension du bus continu peut être exprimée par [57] :

$$P^* = V_{dc}^* C_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \tag{5.6}$$

En négligeant les pertes dans le hacheur BOOST, la puissance à sa sortie est égale à celle générée par le panneau PV. Elle peut être exprimée par :

$$P = P_{pv} = V_{pv} I_{pv} \tag{5.7}$$

La caractéristique (Puissance-Tension) du panneau PV est assimilée à une droite dans la zone du côté gauche du PPM, définie par l'intervalle $[0 V_{MPP_{pv}}]$, car le courant du panneau PV est pratiquement constant dans cette zone. La puissance de référence peut donc être exprimée comme suit :

$$P^* \cong V_{pv}^* I_{MPP_{pv}} \tag{5.8}$$

Où :

$I_{MPP_{pv}}$: le courant optimal du panneau PV.

A partir de (5.6) et (5.8) on obtient :

$$V_{pv}^* = \frac{V_{dc}^* C_{dc}}{I_{MPP_{pv}}} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \tag{5.9}$$

Le régulateur PI utilisé permet de maintenir la tension du bus continu à sa valeur de référence souhaitée V_{dc}^* . Ce régulateur génère la tension de référence du panneau PV, qui correspond à la puissance PV fournie à la charge. Le schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du bus continu est illustré dans la figure 5.4.

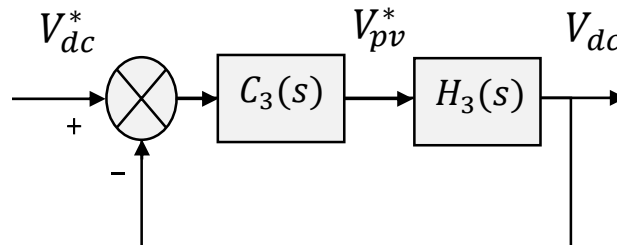


Figure 5.4. Schéma bloc de la boucle de régulation de la tension du bus continu en mode autonome.

En introduisant la transformée de Laplace à (5.9), la fonction de transfert $H_3(s)$ s'exprime comme suit :

$$H_3(s) = \frac{I_{MPP_{pv}}}{V_{dc}^* C_{dc} s} \quad (5.10)$$

La fonction de transfert $C_3(s)$ du régulateur PI est donnée par :

$$C_3(s) = K_{p3} + \frac{K_{i3}}{s} \quad (5.11)$$

La fonction de transfert en boucle fermée $G_3(s)$ est donnée par :

$$G_3(s) = \frac{sK_{p3} + K_{i3}}{s^2 \frac{C_{dc} V_{dc}^*}{I_{MPP_{pv}}} + sK_{p3} + K_{i3}} \quad (5.12)$$

Les gains K_{p3} et K_{i3} du contrôleur PI peuvent donc être donnés par :

$$\begin{cases} K_{p3} = \frac{2\xi C_{dc} V_{dc}^* \omega_n}{I_{MPP_{pv}}} \\ K_{i3} = \frac{C_{dc} V_{dc}^* \omega_n^2}{I_{MPP_{pv}}} \end{cases} \quad (5.13)$$

Où : ξ, ω_n sont respectivement le coefficient d'amortissement et la pulsation naturelle.

$I_{MPP_{pv}}$: le courant optimal du panneau PV, choisi en STC.

- **Commande du PWM-VSC**

En mode autonome, le système de commande utilise un PVC qui génère directement les signaux de commande du PWM-VSC pour contrôler la tension v_c à la sortie du filtre LC (tension aux bornes de la charge résistive). Même en cas de déconnexion de la charge, cette tension doit être maintenue régulée à sa référence sinusoïdale afin de faciliter la reconnexion avec le réseau après la disparition de l'îlotage.

Le PVC sert à forcer la tension v_c à suivre sa référence sinusoïdale avec une bonne poursuite et une grande rapidité. Son principe consiste à utiliser un modèle discret qui permet de prédire la valeur de cette tension selon les différents états de commutation possibles. Ensuite, une fonction objectif est évaluée pour la sélection de l'état de commutation optimal à appliquer au PWM-VSC [72].

Le principe du PVC peut être résumé par les étapes suivantes :

- **Étape 1 : Prédiction de la tension de sortie du filtre LC**

En appliquant la loi de Kirchhoff des tensions à la sortie du PWM-VSC (Figure 5.1-a), on obtient :

$$\frac{di_0(t)}{dt} = -\frac{r_f}{L_f}i_0(t) + \frac{1}{L_f}(v_0(t) - v_c(t)) \quad (5.14)$$

$$\frac{dv_c(t)}{dt} = \frac{i_0(t) - i_c(t)}{C_f} \quad (5.15)$$

En utilisant la méthode d'Euler [59–61, 72], (5.14) et (5.15) peuvent être discrétisées pour un temps d'échantillonnage T_s comme suit :

$$\frac{di_0}{dt} = \frac{i_0(k+1) - i_0(k)}{T_s} = -\frac{r_f}{L_f}i_0(k) + \frac{1}{L_f}(v_0(k) - v_c(k)) \quad (5.16)$$

$$\frac{dv_c}{dt} = \frac{v_c(k+1) - v_c(k)}{T_s} = \frac{i_0(k) - i_c(k)}{C_f} \quad (5.17)$$

A partir de (5.16), le courant de sortie du PWM-VSC à l'instant $(k+1)$ peut être exprimé par :

$$i_0(k+1) = \left(1 - \frac{r_f T_s}{L_f}\right) i_0(k) + \frac{T_s}{L_f} (v_0(k) - v_c(k)) \quad (5.18)$$

A partir de (5.17), la tension de sortie du filtre LC à l'instant $(k+1)$ est exprimée par :

$$v_c(k+1) = v_c(k) + T_s \frac{i_0(k) - i_c(k)}{C_f} \quad (5.19)$$

La tension de sortie du filtre LC à l'instant $(k+2)$ est exprimée par :

$$v_c(k+2) = v_c(k+1) + T_s \frac{i_0(k+1) - i_c(k+1)}{C_f} \quad (5.20)$$

En introduisant (5.18) dans (5.20) on obtient l'expression qui permet la prédiction future de la tension de sortie du filtre LC à l'instant $(k+2)$:

$$v_c^P(k+2) = v_c(k+1) + \left(\frac{T_s}{C_f} - \frac{r_f T_s^2}{L_f C_f}\right) i_0(k) + \frac{T_s^2}{L_f C_f} (v_0(k) - v_c(k)) - \frac{T_s}{C_f} i_c(k+1) \quad (5.21)$$

En admettant que $i_c(k+1) \cong i_c(k)$ pendant une période d'échantillonnage T_s , (5.21) devient :

$$v_c^P(k+2) = v_c(k+1) + \left(\frac{T_s}{C_f} - \frac{r_f T_s^2}{L_f C_f}\right) i_0(k) + \frac{T_s^2}{L_f C_f} (v_0(k) - v_c(k)) - \frac{T_s}{C_f} i_c(k) \quad (5.22)$$

L'équation (5.22) montre l'expression qui permet la prédiction future de la tension de sortie du filtre LC à l'instant $(k+2)$ pour chacune des trois valeurs de tensions $v_0(k)$ possibles du PWM-VSC (indiquées dans le tableau 4.1).

D'après (5.22), la tension v_0 appliquée par le PWM-VSC à l'instant (k) agit sur la tension prédite v_c^P à l'instant $(k+2)$. En assumant par hypothèse de simplification que $v_c^*(k+2) \cong v_c^*(k)$, cela provoque un retard de deux périodes d'échantillonnage T_s dans la poursuite de la tension de référence, mais il est négligeable pour des fréquences d'échantillonnage élevées [38, 59, 61].

- **Étape 2 : Évaluation de la fonction objectif**

La fonction de coût g_v choisie, est l'erreur quadratique entre la tension prédite v_c^P donnée par (5.22) et la tension de référence v_c^* . Elle est définie comme suit :

$$g_v = (v_c^* - v_c^P)^2 \quad (5.193)$$

Dans le cas d'îlotage du réseau ($S_{det}=1$, $S_{coup}=0$) et en mode autonome du système PV, la tension de référence sinusoïdale garde les valeurs nominales (valeur efficace et fréquence) du réseau électrique et prend la position angulaire de la tension du réseau au premier instant de la déconnexion (Figure 5.1-c, **Bloc « Mode autonome établi » " $\bar{S}_{coup}=1$ "**). Elle peut être donnée par :

$$v_c^* = V_{sn} \sqrt{2} \sin(\omega_{sn} t + \theta_{s0}) \quad (5.204)$$

θ_{s0} : Position angulaire de la tension du réseau mesurée au premier instant de déconnexion du réseau.

- **Étape 3 : Sélection de la tension optimale**

Chaque valeur de $v_0(k)$ a un effet sur la valeur future de la tension v_c^P . Donc, la tension optimale qui minimise la fonction de coût g_v est sélectionnée et les états de commutation correspondants sont appliqués au PWM-VSC, ce qui permet d'obtenir une meilleure poursuite de la tension de référence.

La figure 5.5 montre l'organigramme du PVC appliqué au PWM-VSC en mode autonome.

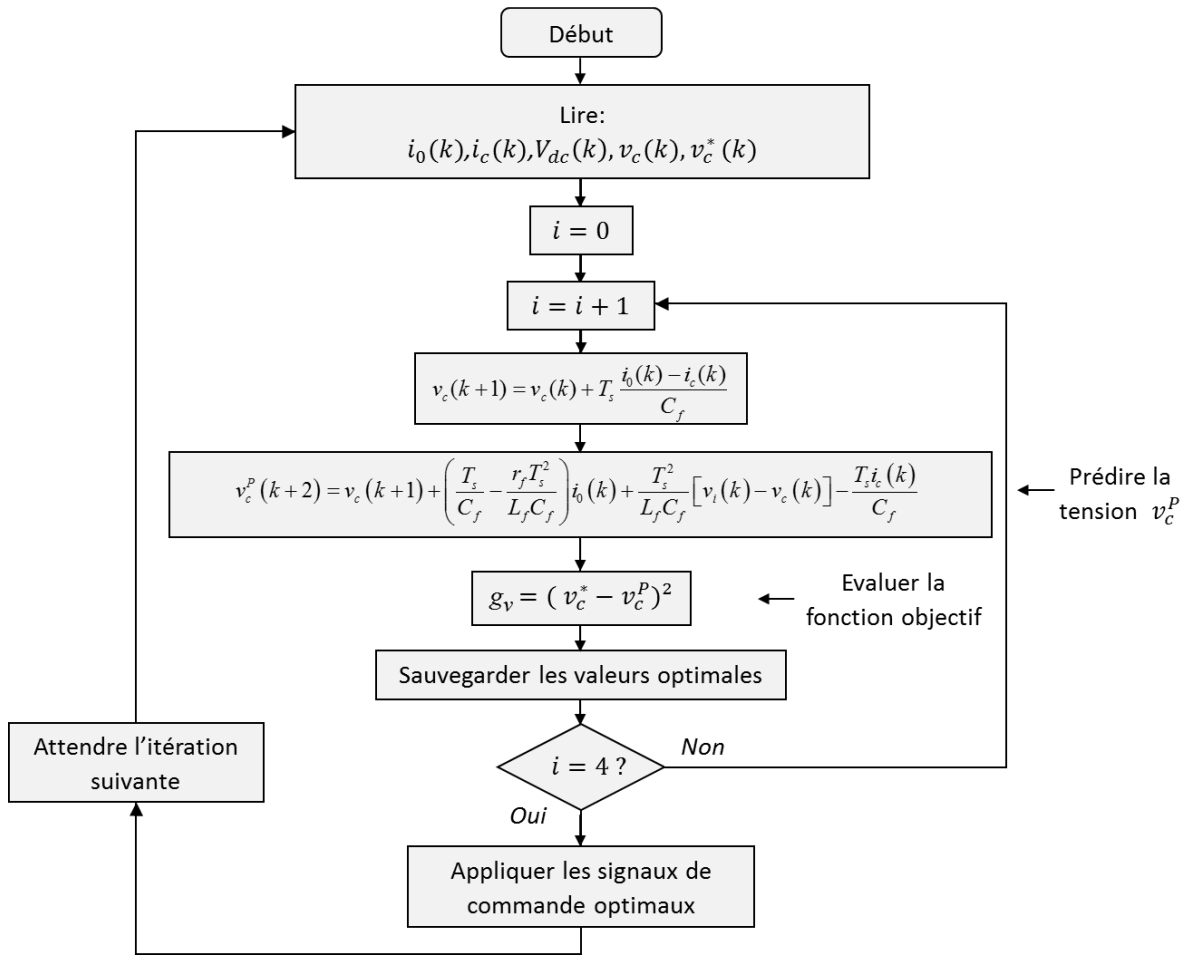


Figure 5.5. Organigramme du PVC appliqué au PWM-VSC en mode autonome.

5.3.2.3. Basculement entre les deux modes de fonctionnement

La figure 5.6 montre la procédure de basculement entre les deux modes de fonctionnement du système PV ; mode connecté au réseau et mode autonome.

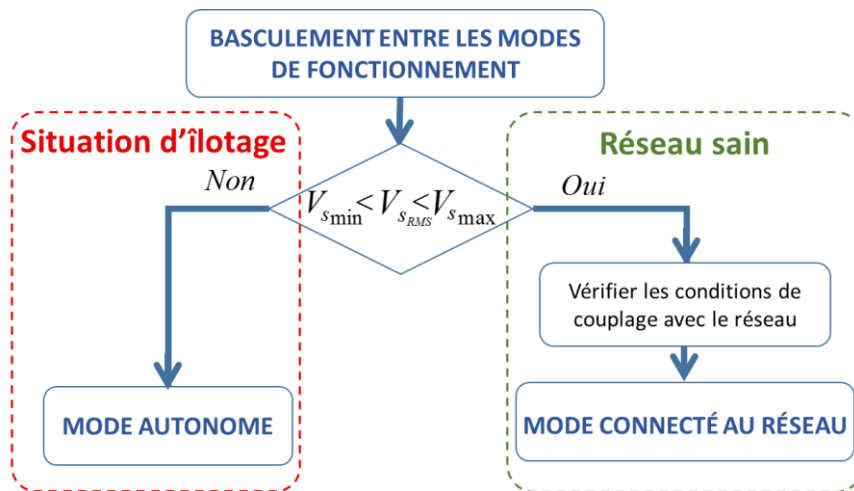


Figure 5.6. Procédure de basculement entre les deux modes de fonctionnement du système PV.

- **Basculement du mode connecté au mode autonome**

Le système de commande surveille attentivement la tension du réseau, lorsque le réseau est mis hors tension, le système PV doit immédiatement être déconnecté ($S_{coup} = 0$) et poursuit son fonctionnement en mode autonome. Comme le montre la figure 5.1-c, l'îlotage est détecté quand la valeur efficace de la tension du réseau diminue au-dessous du seuil minimal $V_{s\min}$. Dans ce cas, le **Switch C** est placé en **position 1** et le système de commande du PWM-VSC active la commande PVC afin de forcer la tension au point de couplage (PC) à poursuivre sa référence sinusoïdale. Cette tension de référence possède les mêmes valeurs nominales du réseau (valeur efficace et fréquence) et prend la position angulaire de la tension du réseau, mesurée par le module PLL et sauvegardée au premier instant de la déconnexion du réseau. Ce qui permet une transition souple du mode connecté au mode autonome.

- **Basculement du mode autonome au mode connecté**

Le rétablissement du réseau électrique est détecté quand la valeur efficace de la tension du réseau revient à l'intervalle admissible prédéfini. Le système PV continue son fonctionnement en mode autonome jusqu'à terminer la phase de synchronisation, qui comprend la vérification de la synchronisation en phase et l'égalité en amplitude entre la tension v_c au point de couplage (PC) et celle du réseau v_s . Pour effectuer la synchronisation en phase, la fréquence de la tension de référence v_c^* est légèrement modifiée (le **Switch C** est placé en **position 0**, " $S_{det} = 0$ "). Elle peut être prise inférieure ou supérieure à la fréquence nominale (± 4 Hz) selon le déphasage de la tension v_c (en avance ou en retard) par rapport à la tension du réseau v_s (le **Switch D** peut être mis à la **position 0** ou **1**). L'amplitude de la tension de référence v_c^* est ajustée à celle de la tension du réseau mesurée. Une fois la phase de synchronisation terminée, le couplage avec le réseau est effectué lors du passage à zéro de courant i_c ($S_{coup} = 1$).

5.4. Etude en simulation numérique

Dans le but d'évaluer les performances du système de la figure 5.1 dans différentes situations, on présente plusieurs tests de simulation réalisés sous l'environnement Matlab/Simulink. Le système de commande détecte l'îlotage du réseau en mesurant la valeur efficace de la tension au point de couplage (PC) avec le réseau. Par mesure de protection anti-îlotage, le système PV interrompt sa connexion avec le réseau dès que la valeur efficace de la tension du réseau diminue au-dessous d'un seuil minimal de 85% de la tension nominale du

réseau (dans notre étude elle est considérée égale à 70 V). Le système a été simulé avec les mêmes paramètres indiqués au chapitre 3 (paragraphe 3.3.2).

Le pas de calcul utilisé en simulation est fixé à 20 μ s.

Les paramètres des contrôleurs PI sont :

$$K_{p1} = -0.09, K_{i1} = -10.8; K_{p2} = -7.25, K_{i2} = -162.4; K_{p3} = 1.6, K_{i3} = 18.58.$$

Les paramètres du filtre LC sont :

$$L_f = 7.8\text{mH}, r_f = 0.5\Omega, C_f = 6.5\mu\text{F}.$$

- **Performances du système PV pour des basculements entre les deux modes de fonctionnement en absence de la charge résistive**

Le but de ce test est de montrer les performances du système PV pour un basculement entre les deux modes de fonctionnement ; connecté au réseau et autonome, en absence de la charge résistive. Le système PV est soumis aux conditions standards (STC). Au début de ce test, il fonctionne en mode connecté, le réseau est ensuite mis hors tension (situation d'îlotage) à l'instant 0,5 s et enfin sa tension revient à l'instant 0,8 s. Les résultats de simulation de ce test sont illustrés à la figure 5.7. On observe qu'au début de ce test, le système PV fonctionne en mode connecté et le panneau PV délivre une puissance PV maximale de 255 W. La tension du bus continu est bien régulée à sa valeur de référence 150 V et le courant du réseau est quasi-sinusoïdal et en phase avec la tension du réseau.

A cause d'une situation d'îlotage, le réseau est mis hors tension à l'instant 0,5 s, où sa tension devient nulle. L'interface de contrôle interrompt rapidement la connexion avec le réseau, et active le mode de fonctionnement autonome du système PV. La tension du bus continu augmente rapidement au-dessus de sa référence (dépassement d'environ 18% de V_{dc}^*), ce qui pousse la commande du hacheur à séparer le panneau PV en le mettant en court-circuit. Ensuite, elle diminue lentement à cause de l'absence de la charge (l'énergie emmagasinée dans le condensateur du bus continu est dissipée par la commutation du PWM-VSC et par les éléments du filtre de couplage). La tension v_c au point de couplage (PC) est maintenue régulée à sa référence sinusoïdale de valeur efficace et de fréquence nominales, son THD enregistré est de 0.61 %.

Quand la tension du réseau revient à l'instant 0.8 s, il est donc observé qu'avant de passer au mode connecté au réseau, le système de commande du PWM-VSC vérifie la synchronisation

en phase et l'égalité en amplitude entre les tensions v_c et v_s pendant environ (60 ms) puis connecte le système PV au réseau. Alors, le panneau PV délivre sa puissance PV maximale (255 W) et la tension du bus continu revient rapidement à sa valeur de référence (150 V). Le courant du réseau a une forme sinusoïdale avec un faible THD (2.41 %) et il est synchronisé avec la tension du réseau.

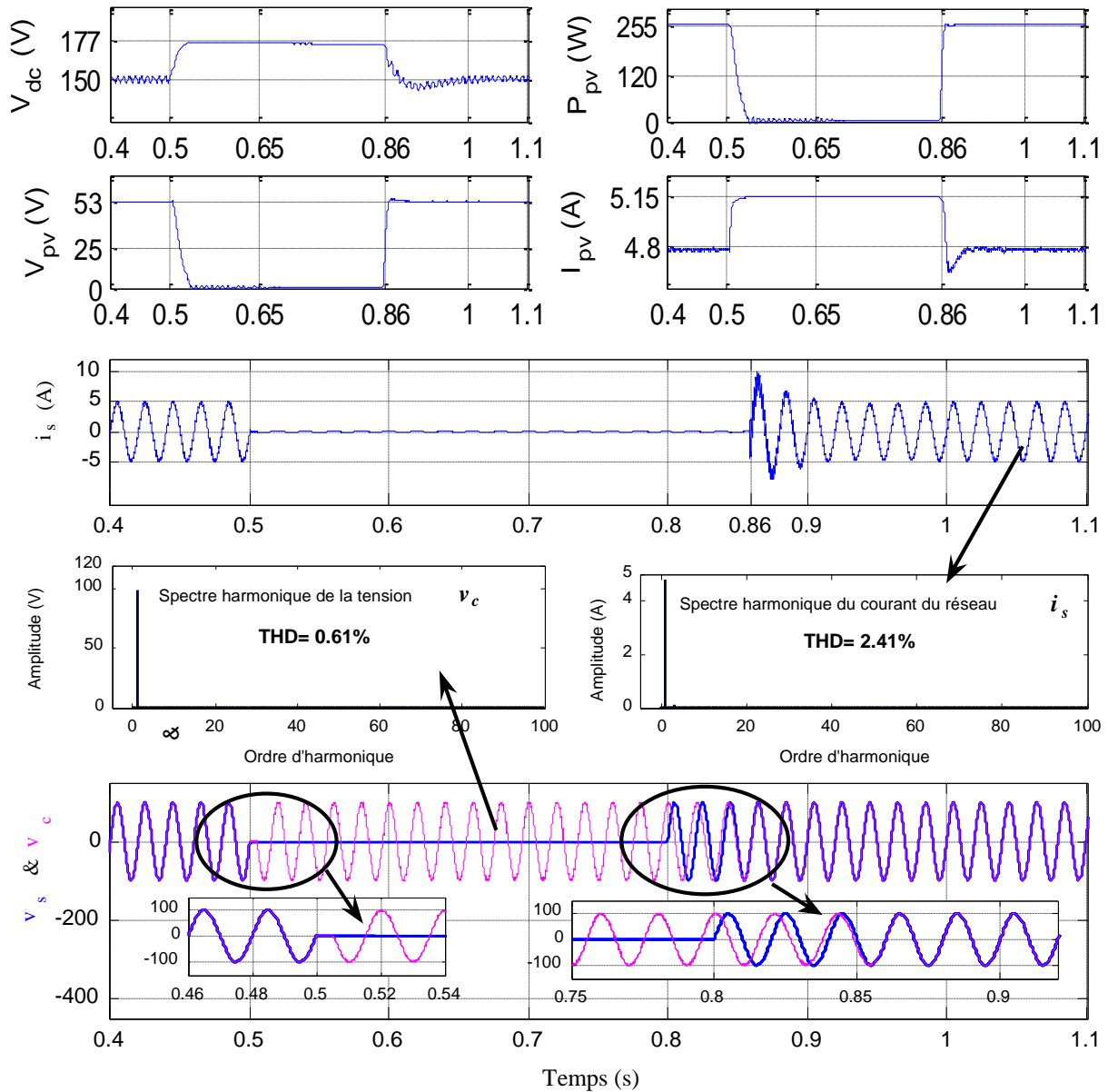


Figure 5.7. Résultats de simulation présentant le basculement entre les deux modes de fonctionnement ; connecté au réseau et autonome, en absence de la charge résistive.

- **Performances du système PV pour des basculements entre les deux modes de fonctionnement en présence d'une charge résistive**

Ce test a pour but de montrer les performances du système PV fonctionnant sous STC pour un basculement entre les deux modes de fonctionnement ; connecté au réseau et autonome, en présence d'une charge résistive de 49Ω , qui consomme 100 W. Au début de ce test, le système PV fonctionne en mode connecté, le réseau est ensuite mis hors tension à l'instant 0,6 s et enfin sa tension revient à l'instant 1 s avec une amplitude de 90 V et une différence de phase de 180° (en retard) par rapport à la tension v_c . La figure 5.8 montre les résultats de simulation de ce test. Il est clairement observé qu'au début le panneau PV délivre sa puissance maximale (255 W), ce qui permet d'assurer l'alimentation de la charge et d'injecter le reste de la puissance dans le réseau. La tension du bus continu est bien régulée à sa référence (150 V). Le courant du réseau possède une forme quasi-sinusoidale et il est en phase avec la tension du réseau.

A l'instant 0,6 s, le réseau est mis hors tension (situation d'îlotage). Par conséquent, le système de commande détecte cette situation et interrompt sa connexion avec le réseau. Le PWM-VSC alimente alors la charge en mode autonome. Pour le hacheur BOOST, la technique Non-MPPT est activée, ce qui permet d'ajuster la tension du panneau PV pour qu'il délivre une puissance adaptée à la consommation de la charge résistive (100 W). La tension aux bornes de la charge est bien régulée à sa référence sinusoidale de valeur efficace et de fréquence nominales. Ainsi que la tension du bus continu est gardée autour de sa référence (150 V).

A l'instant 1 s, la tension du réseau revient avec une amplitude de 90 V et une différence de phase de 180° (en retard) par rapport à la tension v_c . Pour une transition souple du mode autonome au mode connecté, le système de commande effectue la synchronisation avec la tension du réseau en ajustant la phase et l'amplitude de la tension v_c . Cela est effectué pendant environ 105 ms. Une fois la reconnexion au réseau effectuée, le système de commande active la technique MPPT pour le hacheur BOOST afin d'extraire la puissance maximale du panneau PV. La tension du bus continu est toujours régulée autour de sa référence, ainsi que la charge reçoit toujours sa puissance nominale.

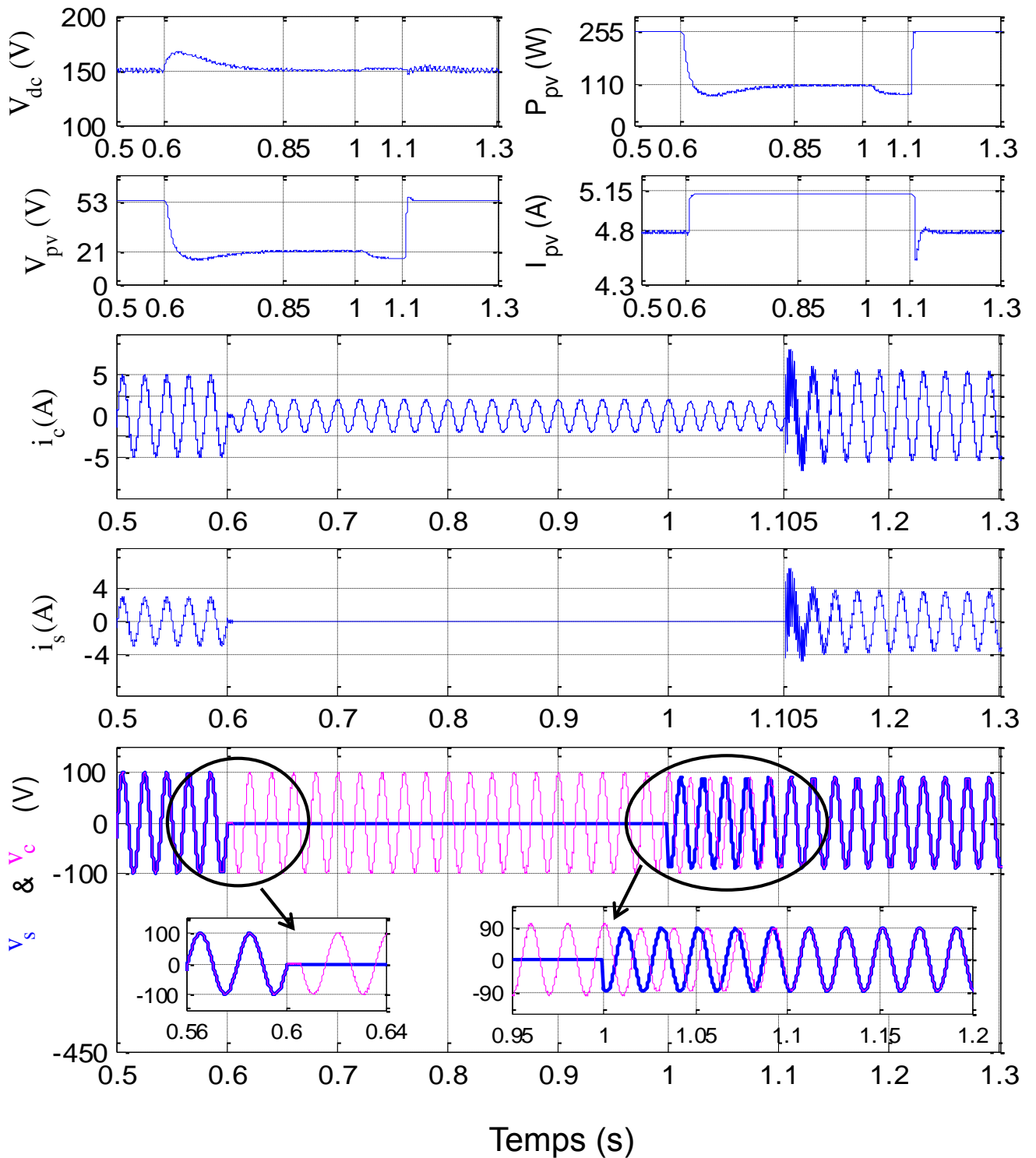


Figure 5.8. Résultats de simulation présentant le basculement entre les deux modes de fonctionnement ; connecté au réseau et autonome, en présence d'une charge résistive.

- **Performances du système PV pour un basculement du mode autonome au mode connecté en cas d'insuffisance de la puissance PV produite**

Ce test est effectué pour montrer la réponse du système PV en cas d'insuffisance de la puissance PV en mode autonome, où la charge résistive a une valeur constante de $24,5 \Omega$ (200 W). Le système PV fonctionne en mode autonome (avec absence du réseau) sous STC de 0 s à 0,7 s et sous les conditions (400 W/m^2 , 25°C) de 0,7 s à 1,1 s. Ensuite la tension du réseau revient à l'instant 1,1 s et le système PV continue à fonctionner sous les mêmes conditions (400 W/m^2 , 25°C). La figure 5.9 montre les résultats de simulation de ce test. Au début, le panneau PV fonctionne en mode autonome sous STC, le système de commande active la technique Non-MPPT pour le hacheur BOOST afin de générer une puissance adaptée à la consommation de la charge (200 W). A l'instant $t=0.7$ s, l'éclairement solaire est diminué à 400 W/m^2 . La tension du bus continu diminue progressivement, ce qui provoque le basculement du mode Non-MPPT au mode MPPT (Organigramme de la figure 5.3). Tant que la puissance maximale n'est pas suffisante, la tension du bus continu poursuit sa diminution jusqu'à un seuil minimal de 100V, où la charge se déconnecte (après environ 60 ms). Par conséquent, la tension du bus continu augmente de nouveau et dépasse sa valeur de référence, ce qui pousse la commande du hacheur BOOST à basculer du mode MPPT au mode Non-MPPT. Ce mode met rapidement le panneau PV en court-circuit pour le séparer. La tension du bus continu subit un dépassement d'environ 13% de V_{dc}^* , ce dépassement diminue lentement à cause de l'absence de la charge. La tension v_c au point de couplage (PC) est toujours maintenue régulée à sa référence sinusoïdale (valeur efficace et fréquence nominales).

Quand la tension du réseau revient à l'instant 1,1 s, le système de commande du PWM-VSC vérifie les conditions de couplage puis effectue la connexion avec le réseau après environ 20 ms, où la charge rétablit sa connexion. Dans ce cas, le panneau PV délivre sa puissance maximale (environs 100 W) dans ces conditions et le réseau fournit le manque de puissance pour alimenter la charge, avec un courant sinusoïdal déphasé de 180° par rapport à la tension du réseau. La tension du bus continu revient rapidement à sa valeur de référence (150V).

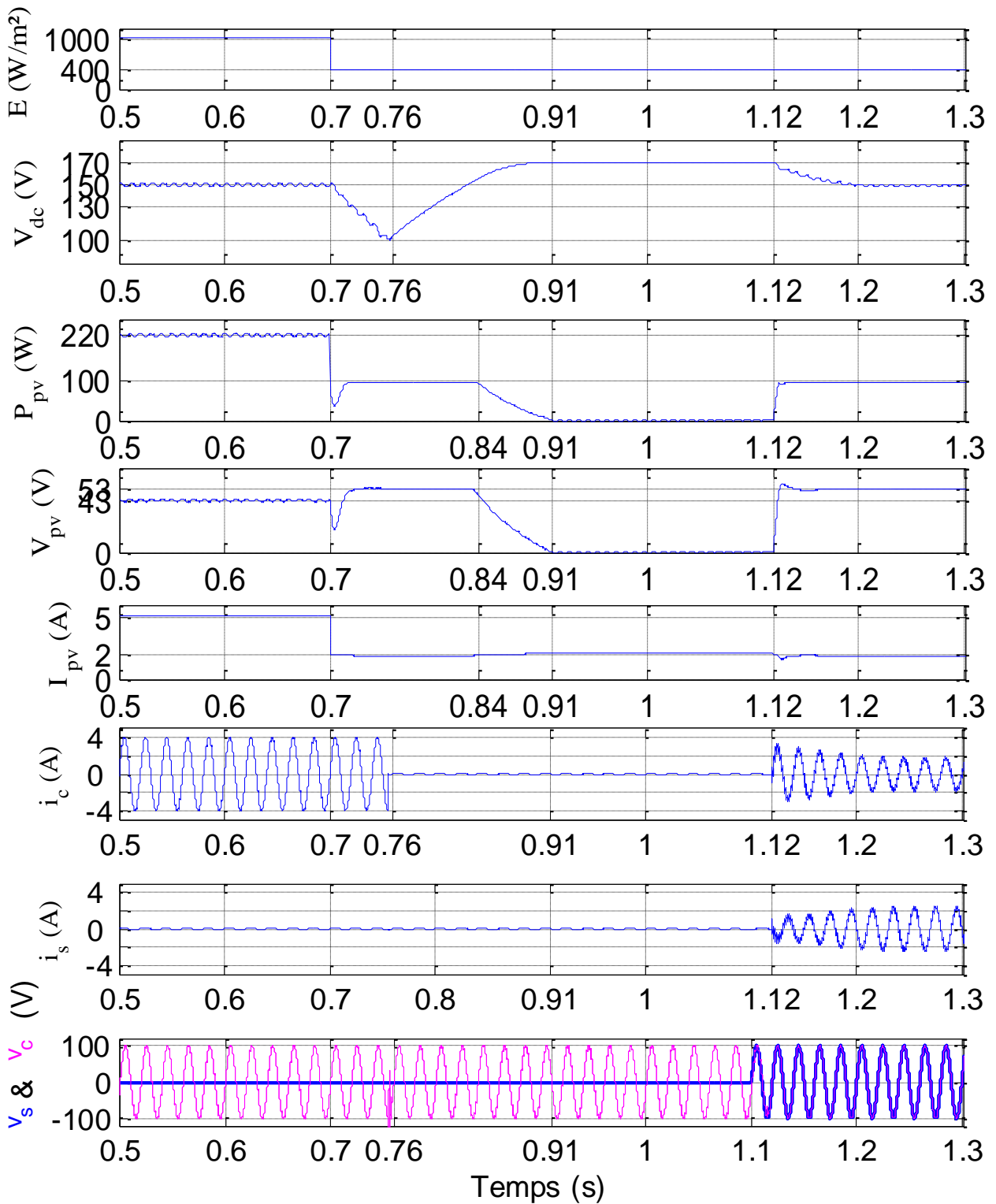


Figure 5.9. Résultats de simulation présentant un basculement du mode autonome au mode connecté en cas d'insuffisance de la puissance PV produite.

5.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a étudié un système PV connecté au réseau électrique monophasé en présence d'îlotage. La stratégie de commande adoptée permet de gérer le fonctionnement du système PV en mode connecté au réseau et en mode autonome lors d'une situation d'îlotage, ainsi que le basculement entre ces deux modes.

En mode connecté au réseau, cette stratégie repose sur le même principe que celui de la stratégie de commande présentée dans le chapitre 4. Elle permet d'assurer le fonctionnement optimal du panneau PV avec une injection totale ou partielle de la puissance PV produite dans le réseau électrique. Lors d'une situation d'îlotage, le réseau électrique se trouve déconnecté et le système PV continue à alimenter la charge résistive placée côté AC de manière autonome (en absence du réseau). Selon la demande de la charge et les conditions atmosphériques auxquelles le panneau PV est soumis, la stratégie de commande permet d'assurer un fonctionnement avec limitation de puissance ou un fonctionnement optimal, ou, le cas échéant, une déconnexion de la charge en cas d'insuffisance de la puissance PV produite.

Lors du passage du mode connecté au mode autonome, une tension sinusoïdale de valeur efficace et de fréquence nominale est imposée au point de couplage (PC). Pour passer du mode autonome au mode connecté au réseau, il est nécessaire de vérifier la synchronisation en phase ainsi que l'égalité en amplitude entre la tension au point de couplage (PC) et la tension du réseau. Ceci permet un basculement souple et efficace entre les deux modes de fonctionnement.

L'efficacité de la stratégie de commande adoptée a été vérifiée par voie de simulation numérique. Les résultats de simulation présentés ont montré que cette stratégie de commande permet d'offrir de bonnes performances dans différentes conditions de fonctionnement.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse porte sur le développement de différentes stratégies de commande pour un système PV connecté au réseau électrique monophasé. Ces stratégies de commande permettent de gérer le fonctionnement de ce système dans différentes situations, notamment le fonctionnement sain et le fonctionnement lors d'un défaut particulier du réseau électrique : l'îlotage. La structure du système PV étudié comprend deux étages de conversion ; le premier étage est un hacheur BOOST connecté au panneau PV et le deuxième étage est un PWM-VSC connecté au réseau électrique via un filtre de couplage. Les deux étages de conversion sont liés par un bus continu. Ce système PV peut contenir des charges résistives de type DC et AC.

En premier lieu, on a donné des généralités sur la production et l'utilisation de l'énergie PV, où l'accent a été principalement mis sur les systèmes PV connectés au réseau électrique.

En deuxième lieu, on a présenté le principe de la production d'énergie électrique par le biais des cellules PV, la modélisation d'un générateur PV et l'identification des paramètres d'un module PV de 85 W-crête sous STC.

En troisième lieu, on a étudié une stratégie de commande qui permet de gérer le flux de puissance du système PV connecté au réseau électrique monophasé. Dans ce système, le hacheur BOOST et le PWM-VSC sont connectés en cascade à travers un bus continu, auquel une charge résistive est connectée. Le hacheur BOOST connecté au panneau PV est équipé par une simple commande MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas fixe pour extraire le MPP du panneau PV. Le PWM-VSC est connecté au réseau électrique via une inductance de couplage ; il permet la gestion du transit bidirectionnel de puissance entre le bus continu et le réseau électrique. La stratégie de commande utilise pour les deux convertisseurs des boucles externes basées sur des contrôleurs PI simples et des boucles internes basées sur des HCC simples, rapides et robustes. Elle a permis d'offrir un rendement élevé du panneau PV, une bonne régulation de la tension du bus continu autour d'une valeur désirée et un bon réglage du facteur de puissance du réseau électrique autour de l'unité avec un écoulement bidirectionnel de puissance. Ces performances ont été vérifiées par voie de simulation numérique sous l'environnement Matlab/Simulink et validées expérimentalement à l'aide d'une implémentation en temps réel sur la carte dSPACE 1104.

On a ensuite appliqué une stratégie de commande améliorée ; pour le hacheur BOOST, une technique MPPT basée sur l'algorithme P&O à pas variable a été adoptée pour surmonter

les principaux inconvénients inhérents à la technique MPPT « P&O à pas fixe ». Pour le PWM-VSC, un PCC a été appliqué pour améliorer la qualité d'énergie du réseau électrique et minimiser les pertes de puissance. Les performances offertes par cette stratégie de commande ont été vérifiées par des résultats de simulation et expérimentaux obtenus pour diverses conditions de fonctionnement.

Enfin, on a appliqué une stratégie de commande qui permet de gérer le fonctionnement du système PV connecté au réseau électrique monophasé en présence d'une situation d'îlotage. Le système intègre un filtre LC à la sortie du PWM-VSC et une charge purement résistive du côté réseau. Cette stratégie permet de gérer le fonctionnement du système PV dans les deux modes ; le mode connecté au réseau à l'état sain et le mode autonome lors d'une situation d'îlotage, avec un basculement souple entre ces deux modes. En mode connecté au réseau, le système a été piloté par la stratégie de commande améliorée citée précédemment. Lors d'une situation d'îlotage, le hacheur BOOST a été doté d'une commande basée sur la combinaison entre la technique MPPT « P&O à pas variable » et une technique Non-MPPT. Le PWM-VSC a été commandé par un PVC. Lors du basculement du mode connecté au mode autonome, la stratégie de commande impose une tension sinusoïdale de valeur efficace et de fréquence nominales au point de raccordement (PC). Lors du basculement inverse, elle vérifie la synchronisation en phase et l'égalité en amplitude entre la tension au point de raccordement (PC) et celle du réseau. L'efficacité de cette stratégie de commande a été vérifiée par voie de simulation numérique pour différentes conditions de fonctionnement.

Comme perspectives, on espère que ce travail de recherche pourra être élargi à :

- Une validation expérimentale de la stratégie de commande du système PV connecté au réseau électrique monophasé en présence d'îlotage ;
- Une amélioration de la méthode de détection d'îlotage en termes de fiabilité et de rapidité de détection ;
- Une étude du système PV connecté au réseau électrique monophasé en présence d'autres défauts du réseau ;
- Une amélioration des performances du système PV connecté au réseau électrique monophasé en introduisant des topologies et des techniques de commande avancées.

Références

- [1] A. Kharrazi, V. Sreeram, and Y. Mishra, "Assessment techniques of the impact of grid-tied rooftop photovoltaic generation on the power quality of low voltage distribution network-A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, pp. 1–16, 2020.
- [2] W. Hemetsberger, M. Schmela, and S. Dunlop, "Global market outlook for solar power 2024–2028." Rapport technique, SolarPower Europe, Bruxelles, Belgique, 2024. <https://www.solarpowereurope.org>
- [3] S. Zoughab, N. Belhaouchet, S. Sayah, "An efficient control for a standalone photovoltaic water pumping system based on a separately excited DC motor drive." *Engineering Review*, vol. 44, no. 3, pp. 89–102, 2024.
- [4] S. Murshid and B. Singh, "Single stage autonomous solar water pumping system using P MSM drive." *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 4, pp. 3985–3994, 2020.
- [5] P. K. Sahu, S. Jena, and B. C. Babu, "Power management and bus voltage control of a battery backup-based stand-alone PV system." *Electrical Engineering*, pp. 1–14, 2021.
- [6] G. Zhang, W. Hu, D. Cao, et al., "Data-driven optimal energy management for a wind-solar-diesel-battery-reverse osmosis hybrid energy system using a deep reinforcement learning approach." *Energy Conversion and Management*, vol. 227, p. 113608, 2021.
- [7] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragués-Peñalba, et al., "Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 971–987, 2016.
- [8] R. Aghamolaei, M. H. Shamsi, and J. O'Donnell, "Feasibility analysis of community-based PV systems for residential districts: A comparison of on-site centralized and distributed PV installations." *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 793–808, 2020.
- [9] S. Mishra, D. Pullaguram, S.A. Buragappu, et al., "Single-phase synchronverter for a grid-connected rooftop photovoltaic system." *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 8, pp. 1187–1194, 2016.
- [10] R. Panigrahi, S. K. Mishra, S. C. Srivastava, et al., "Grid integration of small-scale photovoltaic systems in secondary distribution network–A review." *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 3, pp. 3178–3195, 2020.
- [11] A. K. Podder, N. K. Roy, and H. R. Pota, "MPPT methods for solar PV systems: a critical review based on tracking nature." *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 10, pp. 1615–1632, 2019.
- [12] M. Mao, L. Cui, Q. Zhang, et al., "Classification and summarization of solar photovoltaic MPPT techniques: a review based on traditional and intelligent control strategies." *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1312–1327, 2020.
- [13] E. Kabalci, "Review on novel single-phase grid-connected solar inverters: circuits and control methods." *Solar Energy*, vol. 198, pp. 247–274, 2020.
- [14] S. Dixit, "Solar technologies and their implementations: A review." *Materials Today: Proceedings*, vol. 28, pp. 2137–2148, 2020.

-
- [15] K. K. Jaiswal, C. R. Chowdhury, D. Yadav, et al., "Renewable and sustainable clean energy development and impact on social, economic, and environmental health." *Energy Nexus*, vol. 7, pp. 1–14, 2022.
- [16] S. Bella, "Modélisation, simulation et commande prédictive d'un système PV connecté au réseau à base d'onduleurs parallèles." Thèse de doctorat, Université de Nantes, France, 2021.
- [17] N. Yassa and M. Khelif, "Transition énergétique en Algérie : Leçons, état des lieux et perspectives pour un développement accéléré des énergies renouvelables." Rapport technique, CEREFÉ, Alger, Algérie, 2020. <https://www.cerefe.gov.dz>.
- [18] A. Bouraiou, A. Necaibia, N. Boutasetta, et al., "Status of renewable energy potential and utilization in Algeria." *Journal of Cleaner Production*, vol. 246, pp. 1–16, 2020.
- [19] J. Prime, I. Abdulkadir Ahmed, D. Akande, et al., "Renewable capacity statistics 2024." Rapport technique, International Renewable Energy Agency, 2024. <https://www.irena.org>.
- [20] O. Arguence, "Modélisation des ilots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d'îlotage." Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2018.
- [21] T. Khatib and L. Sabri, "Grid impact assessment of centralized and decentralized photovoltaic-based distribution generation: A case study of power distribution network with high renewable energy penetration." *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2021, no. 1, pp. 1–16, 2021.
- [22] A. O. Bagre, "Optimisation du couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : application au réseau national du Burkina Faso." Thèse de doctorat, Université du Havre, France, 2014.
- [23] G. M. V. Gil, R. B. A. Cunha, S. G. Di Santo, et al., "Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems." *Renewable Energy*, vol. 162, pp. 1307–1320, 2020.
- [24] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, et al., "Topologies for large scale photovoltaic power plants." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309–319, 2016.
- [25] N. Mansouri, A. Lashab, D. Sera, et al., "Large photovoltaic power plants integration: A review of challenges and solutions." *Energies*, vol. 12, no. 19, pp. 1–16, 2019.
- [26] M.S. EL MOURSI, W. XIAO, J.L. KIRTLEY JR, "Fault ride through capability for grid interfacing large scale PV power plants." *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no 9, pp. 1027–1036, 2013.
- [27] R. Verma and M. Kashyap, "DG penetration in distribution networks: A review." in *2021 IEEE 7th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS)*, Coimbatore, Inde, 2021, pp. 1144–1147.
- [28] M. Morey, N. Gupta, M. M. Garg, et al., "A comprehensive review of grid-connected solar photovoltaic system: Architecture, control, and ancillary services." *Renewable Energy Focus*, vol. 45, pp. 307–330, 2023.
- [29] A. Samadi, E. Shayesteh, R. Eriksson, et al., "Multi-objective coordinated droop-based voltage regulation in distribution grids with PV systems." *Renewable Energy*, vol. 71, pp. 315–323, 2014.

- [30] M. A. Haj-Ahmed and M. S. Illindala, "The influence of inverter-based DGs and their controllers on distribution network protection." *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 4, pp. 2928–2937, 2014.
- [31] F. S. Alsokhiry, "Operational issues related to the integration of renewable generation in distribution networks." Thèse de doctorat, Université de Strathclyde, Glasgow, Royaume Uni, 2015.
- [32] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion." Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France, 2010.
- [33] S. Abouda, "Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompes." Thèse de doctorat, Université de Reims, France, 2015.
- [34] K. Zeb, W. Uddin, M. A. Khan, et al., "A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 1120–1141, 2018.
- [35] R. Khan and Y. Li Go, "Assessment of Malaysia's large-scale solar projects: power system analysis for solar PV grid integration." *Global Challenges*, vol. 4, no. 2, pp. 1–17, 2020.
- [36] V. R. Vakacharla, K. Gnana, P. Xuewei, et al., "State-of-the-art power electronics systems for solar-to-grid integration." *Solar Energy*, vol. 210, pp. 128–148, 2020.
- [37] R. A. Mastromauro, M. Liserre, and A. Dell'Aquila, "Control issues in single-stage photovoltaic systems: MPPT, current and voltage control." *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 8, no. 2, pp. 241–254, 2012.
- [38] M. Talha, S.R.S. Raihan, N. Abd Rahim N, "PV inverter with decoupled active and reactive power control to mitigate grid faults." *Renewable Energy*, vol. 162, pp. 877–892, 2020.
- [39] G. Modi and B. Singh, "Control of solar PV system for power quality improvement in AC network and islanded operation." In *2020 IEEE International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, Inde, 2020. pp. 1–6.
- [40] M. Makhlouf, "Modélisation et optimisation de systèmes de production d'énergies renouvelables couplés au réseau." Thèse de doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2012.
- [41] M. Telidjane, "Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationarité pour le diagnostic." Thèse de doctorat, Université de Lyon, France, 2017.
- [42] T. Radjai, J. P. Gaubert, L. Rahmani, et al., "Experimental verification of P&O MPPT algorithm with direct control based on fuzzy logic control using CUK converter." *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, no. 12, pp. 3492–3508, 2015.
- [43] F. Boutlilis, "Modélisation et simulation des sources de production décentralisée : application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique." Thèse de doctorat, Université Abdelhamid Ibn Badis, Mostaganem, Algérie, 2018.
- [44] A. Allouhi, S. Rehman, M. S. Buker, et al., "Up-to-date literature review on solar PV systems: Technology progress, market status and R&D." *Journal of Cleaner Production*, vol. 362, p. 132339, 2022.

-
- [45] N. H. Al Dulaimi, "Design of an off-grid solar PV system for a rural shelter." Thèse, Université germano-jordanienne, Amman, Jordanie, 2018.
- [46] N. Kant and P. Singh, "Review of next generation photovoltaic solar cell technology and comparative materialistic development." *Materials Today: Proceedings*, vol. 56, pp. 3460–3470, 2022.
- [47] A.N. CELIK, N. ACIKGOZ, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models." *Applied energy*, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.
- [48] R. Abbassi, A. Abbassi, M. Jemli, and S. Chebbi, "Identification of unknown parameters of solar cell models: a comprehensive overview of available approaches." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 453–474, 2018.
- [49] V. J. Chin, Z. Salam, and K. Ishaque, "Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: a review." *Applied Energy*, vol. 154, pp. 500–519, 2015.
- [50] D. T. Cotfas, P. A. Cotfas, M. P. Oproiu, and P. A. Ostafe, "Analytical versus metaheuristic methods to extract the photovoltaic cells and panel parameters." *International Journal of Photoenergy*, pp. 1–17, 2021.
- [51] J. Polo et al., "Modeling I-V curves of photovoltaic modules at indoor and outdoor conditions by using the Lambert function." *Energy Conversion and Management*, vol. 195, pp. 1004–1011, 2019.
- [52] "Off-Grid Module." Suntech Power Holdings, fiche technique, 2010. <https://www.suntech-power.com>
- [53] M. Kumar and A. Kumar, "An efficient parameters extraction technique of photovoltaic models for performance assessment." *Solar Energy*, vol. 158, pp. 192–206, 2017.
- [54] S. Motahir, A. El Ghzizal, S. Sebti, et al., "Modeling of photovoltaic system with modified incremental conductance algorithm for fast changes of irradiance." *International Journal of Photoenergy*, vol. 2018, no. 1, pp. 1–13, 2018.
- [55] R. Kadri, J. P. Gaubert and G. Champenois, "An improved maximum power point tracking for photovoltaic grid-connected inverter based on voltage-oriented control." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 66–75. 2010.
- [56] T. M. C. Le, "Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations." Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2012.
- [57] V. L. Nguyen, "Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau : problèmes et solutions." Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2014.
- [58] N. Belhaouchet, "Fonctionnement à fréquence de commutation constante des convertisseurs de puissance en utilisant des techniques de commande avancées." Thèse de doctorat, Université de Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2011.
- [59] A. Chatterjee and K. B. Mohanty, "Current control strategies for single phase grid integrated inverters for photovoltaic applications-A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 554–569, 2018.

-
- [60] B. BOUKEZATA, "Etude et commande d'une chaîne de conversion d'énergie d'un système solaire photovoltaïque." Thèse de doctorat, Université de Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2018.
- [61] J. RODRIGUEZ, P. CORTES, "Predictive control of power converters and electrical drives." John Wiley & Sons, 2012.
- [62] A. Haque, A. Alshareef, A. I. Khan, M. M. Alam, V. S. B. Kurukuru, and K. Irshad, "Data description technique-based islanding classification for single-phase grid-connected photovoltaic system." *Sensors*, vol. 20, no. 11, pp. 1–18, 2020.
- [63] X. LI, H. Zhang, M. B. Shadmand, et al., "Model predictive control of a voltage-source inverter with seamless transition between islanded and grid-connected operations." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 10, p. 7906–7918, 2017.
- [64] M. A. Khan, A. Haque, V. S. B. Kurukuru, et al., "Islanding detection techniques for grid-connected photovoltaic systems-A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 154, p. 1–21, 2022.
- [65] J. Bruschi, "Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution." Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2016.
- [66] M. Kim, R. Haider, G. Cho, C. Kim, and C. Won, "Comprehensive review of islanding detection methods for distributed generation systems." *Energies*, vol. 12, no. 5, pp. 1–21, 2019.
- [67] R. BAKHSHI-JAFARABADI, J. SADEH, A. SERRANO-FONTOVA, et al., "Review on islanding detection methods for grid-connected photovoltaic systems, existing limitations and future insights." *IET Renewable Power Generation*, vol. 16, no. 15, pp. 3406–3421, 2022.
- [68] M. Büyük, A. Tan, M. Tümay, et al., "Topologies, generalized designs, passive and active damping methods of switching ripple filters for voltage source inverter: A comprehensive review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 46–69, 2016.
- [69] M. Bajaj et A. K. Singh, "Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques." *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 1, pp. 26–69, 2020.
- [70] M. S. Islam, S. Roy, A. Mondal, et al., "Single phase grid connected inverter controls using three-pole three-zero compensator." in *2021 IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, IEEE, Chicago, USA, 2021, pp. 1–8.
- [71] M. Waqas, T. Ahmed, R. M. Elavarasan, et al., "DQ transformation based control of single-phase grid-tied inverter." in *2021 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, IEEE, Perth, Australie, 2021, pp. 1–6.
- [72] P.C Sekhar, R.R Tupakula, "Model predictive controller for single-phase distributed generator with seamless transition between grid and off-grid modes." *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 10, pp. 1829–1837, 2019.

Publication

Article :

N. Hata, N. Belhaouchet, S. Sayah, “Design and experimental validation of an efficient control based on variable step size P&O MPPT technique and predictive current controller for a single-phase grid-connected photovoltaic system.” *Electrical Engineering*, vol. 105, no. 5, pp. 2637–2652, 2023.

تهتم هذه الأطروحة بالتصميم والتحكم في نظام كهروضوئي (PV) متصل بشبكة كهربائية أحادية الطور. تتكوّن بنية تحويل الطاقة في هذا النظام من محولين أساسيين: محول للطاقة مستمر/مستمر رافع للتوتر (BOOST) ومحول للطاقة أحادي الطور مستمر/متناوب (مموّج) يعمل بتقنية تعديل عرض النبضات (PWM)، متصلين فيما بينهما عبر ناقل تيار مستمر. تتيح هذه البنية استخراج أقصى استطاعة من المولد الكهروضوئي، بالإضافة إلى تحويل وحقق الطاقة المولدة في الشبكة الكهربائية. يركّز هذا العمل البحثي بشكل أساسي على نشر تقنيات تحكم مختلفة، تسمح بإدارة تشغيل هذا النظام الكهروضوئي في ظروف مختلفة، بما في ذلك التشغيل في الظروف العادية دون أي خلل في الشبكة الكهربائية، وكذا التشغيل في حالة حدوث خلل محدد في الشبكة الكهربائية، وهو ظاهرة التجزّر (Îlotage). أثناء التشغيل العادي، فإنّ محول الطاقة مستمر/مستمر (BOOST) المتصل بالمولد الكهروضوئي يكون مزود بتقنية تتبع نقطة الاستطاعة الأعظمية (MPPT)، المعتمدة إما على تقنية P&O ذات الخطوة الثابتة أو تقنية P&O ذات الخطوة المتغيرة. تعتمد استراتيجية التحكم فيه على حلقة خارجية قائمة على معدّل PI بسيط، وحلقة داخلية تعتمد على تقنية التحكم بالتباطؤ (HCC). أما المموّج المتصل بالشبكة الكهربائية عبر مرشح، فيتم التحكم فيه باستخدام استراتيجية تحتوي على حلقة خارجية تعتمد على معدّل PI، وحلقة داخلية للتحكم بالتيار تعتمد إما على تقنية التحكم بالتباطؤ أو تقنية التحكم بالتنبؤ (PCC). إنّ النتائج القياسية المقدمة من طرف هذه التقنيات قد تم تأكيدها عن طريق أداة المحاكاة باستخدام برنامج Matlab/Simulink، وكذا عن طريق تطبيق تجريبي في المخبر باستخدام بطاقة dSPACE 1104. أما في حالة حدوث ظاهرة التجزّر (Îlotage) في الشبكة الكهربائية، فإن النظام الكهروضوئي يعتمد على تقنية تحكم تمكنه من العمل في وضعين مختلفين: وضع الاتصال بالشبكة الكهربائية ووضع التشغيل بشكل مستقل (منفصل عن الشبكة الكهربائية) أثناء حدوث ظاهرة التجزّر، مع ضمان انتقال سلس بين هذين الوضعين. بالنسبة لحالة غياب الشبكة، فإن محول الطاقة مستمر/مستمر المتصل بالمولد الكهروضوئي يكون مزود بتقنية تعتمد على الجمع بين تقنية تتبع نقطة الاستطاعة الأعظمية (MPPT) ذات الخطوة المتغيرة وتقنية تتبع نقطة الاستطاعة غير الأعظمية (Non-MPPT). أما المموّج فيتم التحكم فيه باستخدام معدّل يعتمد على التحكم بالتنبؤ. قد تم التحقق من أداء النظام عبر محاكاة رقمية للنظام الكهروضوئي في ظروف تشغيل مختلفة.

الكلمات المفتاحية: مولد كهروضوئي، محول الطاقة مستمر/مستمر رافع للتوتر، مموّج، شبكة كهربائية أحادية الطور، تقنية تتبع نقطة الاستطاعة الأعظمية (MPPT)، تقنية تتبع نقطة الاستطاعة غير الأعظمية (Non-MPPT)، تقنية التحكم بالتباطؤ، تقنية التحكم بالتنبؤ، ظاهرة التجزّر في الشبكة الكهربائية.

Abstract

This thesis focuses on the design and control of a photovoltaic (PV) system connected to a single-phase grid. The conversion structure of the system includes two stages: a DC-DC boost converter and a Pulse-Width Modulated Voltage Source Converter (PWM-VSC), connected in cascade through a DC bus. This structure enables the extraction of the maximum power from the PV array as well as the conversion and the injection of excess or all of the produced PV power into the grid. This research work mainly focuses on the development of different control strategies to manage the operation of the PV system under various situations, including normal operation without any faults and operation under a specific grid fault, named islanding. Under normal operation, the DC-DC boost converter connected to the PV array is equipped with an MPPT control technique based either on the fixed-step size or on the variable-step size Perturb and Observe (P&O) algorithm. Its control strategy uses an outer loop based on a simple PI controller and an inner loop based on a hysteresis current controller (HCC). The PWM-VSC connected to the grid through a filter is controlled by a control strategy that employs an outer loop based on a PI controller and an inner loop based either on a HCC or on a predictive current controller (PCC). The system performances are verified through digital simulations carried out in the Matlab/Simulink environment and experimentally validated in real-time using a dSPACE 1104 card. For operating under grid islanding conditions, the PV system uses a control strategy that manages its operating in two modes: grid-connected mode under normal conditions and stand-alone mode in case of islanding, with a smooth transition between these two modes. In the absence of the grid, the DC-DC boost converter is controlled by a control technique that combines the variable-step size P&O MPPT technique with a Non-MPPT technique, while the PWM-VSC is controlled by a predictive voltage controller (PVC). The system performances are verified via digital simulations under different operating conditions.

Keywords: PV generator, DC-DC BOOST converter, PWM-VSC, Single-phase grid, MPPT control, Non-MPPT control, Hysteresis current controller, Predictive control, Grid islanding.