

Étude et validation par simulation d'une stratégie de contrôle
multitâches pour un onduleur quasi Z source dédié aux
systèmes photovoltaïques interfacés avec le réseau électrique

Par

Seifeddine DRIDI

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉNERGIES RENOUVELABLES ET
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A

MONTRÉAL, LE 24 JANVIER 2024

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Seifeddine Dridi, 2024



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Amrish Chandra, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Miloud Rezkallah, codirecteur de mémoire
Centre de recherche et d'innovation en intelligence énergétique (CR2Ie)

M. Adrian Ilinca, président du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Qingsong Wang, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 19 DÉCEMBRE 2023

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers le professeur Ambrish Chandra, mon directeur de recherche, pour avoir accepté de superviser mon mémoire. Je souhaite souligner avec la plus grande reconnaissance ses compétences et son dévouement et je lui adresse mes sincères remerciements pour sa disponibilité constante et ses précieux conseils.

Je tiens à exprimer ma sincère reconnaissance envers mon superviseur, le Dr Miloud Rezkallah, pour ses précieux conseils et son encadrement tout au long de ma recherche. Je suis profondément reconnaissant pour son soutien constant, ses encouragements et son assistance inestimable.

Je tiens à exprimer ma gratitude envers les Drs. Mounir Benadja et Abdeldjebar Hazzab pour leurs soutiens moraux tout au long de la période de mon mémoire.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance envers mes parents, mon frère et ma sœur. Les mots ne sauraient totalement refléter la profondeur de mon respect et de ma reconnaissance pour leur soutien et leurs encouragements constants. Merci infiniment, du fond du cœur.

Je remercie tous mes amis pour leur soutien pendant mes études.

Étude et validation par simulation d'une stratégie de contrôle multitâches pour un onduleur quasi Z source dédié aux systèmes photovoltaïques interfacés avec le réseau électrique

Seifeddine DRIDI

RÉSUMÉ

Cette étude se penche sur la conception et la validation d'un algorithme de contrôle multitâche pour une meilleure intégration au réseau électrique monophasé d'un système PV en utilisant un onduleur quasi Z source. L'analyse inclut une évaluation approfondie du dimensionnement des panneaux PV. Ainsi, une analyse détaillée de l'architecture du QZSI est fournie. Dans le but d'optimiser l'efficacité du système PV et de simplifier la mise de puissance dans le réseau électrique, un algorithme de contrôle multitâches est développé et testé. La loi de commande globale de cette approche de contrôle est dérivée d'une combinaison de techniques incluant la logique floue, la transformation de Park (d-q) et un algorithme de poursuite du maximum de puissance de type P&O. Pour notre étude, l'algorithme de suivi de point de puissance maximale (MPPT) exploite une technique de court-circuit, tirant parti du réseau d'impédance du QZSI, ce qui élimine le besoin d'un convertisseur à CC-CC supplémentaire entre les panneaux PV et l'onduleur. En outre, le recours astucieux du filtre LCL et d'un filtre actif vise à améliorer la qualité des signaux de sortie au point de couplage commun. Pour répondre de manière efficace aux scénarios d'ombrage partiel, un algorithme économique innovant est introduit, fusionnant deux méthodes distinctes. Cette méthode innovante commence par identifier le point de puissance maximale, puis elle requiert l'activation de la méthode perturbation et observation (P&O) pour suivre ce point.

L'intégralité du système, incluant son algorithme de contrôle, est méticuleusement évaluée dans des environnements opérationnels exigeants au moyen de la plateforme Matlab Simulink, afin de garantir des performances optimales.

Mots-clés: Système photovoltaïque, onduleur quasi Z source (QZSI), suivi du point de puissance maximale (MPPT), Contrôleur direct-quadratique (d-q), Contrôleur à logique floue, ombrage partiel, réseau monophasé, compensation harmonique, Matlab/Simulink

Study and validation with a simulation of a multitask control strategy for a quasi-Z source inverter dedicated to photovoltaic systems interfaced with the grid

Seifeddine DRIDI

ABSTRACT

This research investigates the incorporation of a photovoltaic system into the grid through the implementation of a quasi-Z source inverter. The study encompasses a comprehensive analysis of PV panel sizing and a detailed examination of the QZSI architecture. To optimize the efficiency of the solar photovoltaic system and facilitate seamless power injection into the grid, a multitask control algorithm is meticulously formulated. This control strategy uses the fuzzy logic with the Park transform method (d-q) and P&O peak power point tracking algorithm. The MPPT system in this case employs a shoot-through technique due to the presence of the QZSI impedance network, which allows for the creation of short circuits. Additionally, an LCL and active filters are strategically deployed to enhance power quality at the PCC. To effectively address scenarios involving partial shading, an innovative economic algorithm is introduced, amalgamating two distinct methods. This novel approach initially identifies the peak power point and subsequently directs the P&O method to track this point.

The entire system, including its control algorithm, is meticulously evaluated in demanding operational environments using the Matlab Simulink platform, with the aim of ensuring optimal performance.

Keywords: Photovoltaic system, quasi-Z source inverter (QZSI), maximum power point tracking (MPPT), direct-quadrature (d-q) controller, fuzzy logic controller, partial shading, single phase grid, harmonic compensation, Matlab/Simulink

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE.....	5
1.1 Introduction.....	5
1.2 Énergie solaire dans le monde	5
1.3 Énergie solaire au Canada.....	8
1.4 Topologies d'interfaçage pour un panneau photovoltaïque	9
1.5 Types de systèmes photovoltaïques	10
1.5.1 Système photovoltaïque autonome	11
1.5.2 Système photovoltaïque relié au réseau électrique	12
1.5.3 Système photovoltaïque hybride.....	13
1.6 Modélisation d'une cellule photovoltaïque et étude de l'impact de l'éclairement et de la température.....	14
1.7 Classification de techniques de suivi de point de puissance maximale	16
1.8 Types de connexions des panneaux photovoltaïques et impact de l'ombrage partiel..	18
1.9 L'onduleur monophasé	20
1.10 Onduleur avec réseau d'impédance Z /quasi- Z	22
1.11 Classification des onduleurs quasi Z source	24
1.12 Techniques de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM) pour un onduleur quasi Z source	25
1.13 Impacts des installations photovoltaïques sur la qualité de l'énergie électrique au point de couplage commun du réseau.....	26
1.14 Filtrage du courant du réseau	27
1.15 Problématique	29
1.15.1 Extraction de la puissance maximale avec l'onduleur quasi Z source.....	29
1.15.2 Optimisation de la production d'énergie en cas d'ombrage partiel	30
1.15.3 Injection de courant dans le réseau électrique avec l'onduleur quasi Z source	30
1.15.4 Amélioration de la qualité d'énergie électrique du réseau	30
1.16 Objectifs.....	30
1.17 Méthodologie	31
1.18 Conclusion	32
CHAPITRE 2 DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE ET ÉTUDE DU L'ONDULEUR QUASI Z SOURCE	33
2.1 Introduction.....	33
2.2 Structure générale du système	33
2.3 Choix des panneaux solaires.....	34
2.4 Étude de l'onduleur quasi Z source	37
2.4.1 Analyse de réseau d'impédance de l'onduleur quasi Z source.....	38
2.4.2 Modélisation de l'onduleur quasi Z source	41

2.5	Conclusion	47
CHAPITRE 3 CONTRÔLE EN BOUCLE FERMÉE DU SYSTÈME		
3.1	Introduction.....	49
3.2	Les tâches envisagées dans la stratégie de contrôle.....	49
3.3	Suivi du point de puissance maximale pour un onduleur quasi Z source.....	50
3.3.1	La méthode perturbation et observation (P&O).....	52
3.3.2	Solution proposée pour surmonter le défi de l'ombre partielle.....	54
3.4	Injection du courant dans le réseau.....	57
3.4.1	Synchronisation de l'onduleur monophasé avec le réseau électrique	58
3.4.2	Contrôle de la tension à l'entrée de l'onduleur du système	60
3.5	Filtre LCL	62
3.6	Conclusion	65
CHAPITRE 4 VALIDATION PAR SIMULATION DE CONTRÔLE DU SYSTÈME		
4.1	Introduction.....	67
4.2	Validation du système de MPPT.....	67
4.2.1	Comportement des panneaux photovoltaïques sans système de MPPT et leurs impacts sur le réseau	67
4.2.2	Comportement des panneaux photovoltaïques avec système de MPPT... ..	71
4.2.3	Validation de la solution proposée pour surmonter le défi de l'ombrage partiel	72
4.3	Injection synchronisée du courant dans le réseau	77
4.4	Contrôleur par logique floue.....	78
4.5	Compensation des harmoniques	79
4.6	Conclusion	82
CONCLUSION.....		85
RECOMMANDATIONS		87
ANNEXE I VUE GLOBALE DU SYSTÈME DANS MATLAB SIMULINK		89
ANNEXE II PARAMÈTRES DU SYSTÈME		91
BIBLIOGRAPHIE.....		93

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Limite de distorsion harmonique du courant du réseau (IEEE_519, 2022)27
Tableau 2.1	Spécifications du panneau solaire sélectionné36
Tableau 3.1	Règles du FLC61

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Cartographie de l'ensoleillement moyen à travers la planète.....	6
Figure 1.2	Prix d'une variété de types de panneaux PV en Europe de 2010 à 2022	7
Figure 1.3	Carte du potentiel solaire du Canada	8
Figure 1.4	Interfaçage de panneau photovoltaïque (a) Topologie à deux étages, (b) Topologie à un étage.....	9
Figure 1.5	Les configurations principales des systèmes photovoltaïques.....	10
Figure 1.6	Système photovoltaïque autonome	11
Figure 1.7	Système photovoltaïque relié au réseau électrique	12
Figure 1.8	Système photovoltaïque hybride.....	13
Figure 1.9	Modèle équivalent d'une cellule solaire.....	14
Figure 1.10	Courbes de courant et de puissance en fonction de la tension d'un panneau PV sous deux conditions météorologiques différentes, (a) température fixe et irradiante variable et (b) température variable et irradiante fixe, simulées avec Matlab (Simulink).....	15
Figure 1.11	Connexion des panneaux photovoltaïques en (a) série, (b) parallèle, et (c) série et parallèle.....	18
Figure 1.12	Courbes de courant et de puissance en fonction de la tension pour quatre panneaux photovoltaïques soumis à un ombrage partiel et connecté en (a) série et (b) en parallèle, simulés avec Matlab (Simulink).....	19
Figure 1.13	Montages de modes de fonctionnement d'un onduleur monophasé à demi-pont	21
Figure 1.14	Montages de modes de fonctionnement d'un onduleur monophasé à pont complet.....	21
Figure 1.15	Représentation générale de (a) un réseau d'impédance Z et (b) un réseau d'impédance quasi Z	23
Figure 1.16	Les méthodes SPWM pour le ZSI/QZSI : (a) SBC, (b) MBC et (c) MCBC	25

Figure 1.17	Divers types de filtres pour le réseau : (a) Filtre L ; (b) Filtre LC ; (c) Filtre LCL	28
Figure 1.18	Principe du filtre actif	28
Figure 2.1	Vue d'ensemble du système	33
Figure 2.2	Localisation géographique	35
Figure 2.3	Irradiation mensuelle	35
Figure 2.4	Architecture de réseau d'impédance quasi Z choisi	38
Figure 2.5	Circuit équivalent du réseau d'impédance quasi Z lorsqu'il est dans la mode 1 (sans courts-circuits)	38
Figure 2.6	Circuit équivalent du réseau d'impédance quasi Z lorsqu'il est dans la mode 2 (avec courts-circuits).....	39
Figure 2.7	Circuit équivalent du réseau d'impédance quasi Z : (a) mode 1, (b) mode 2.....	41
Figure 2.8	Valeurs propres de la matrice A en utilisant Matlab pour dsh égal à 0,1..	46
Figure 2.9	Valeurs propres de la matrice A en utilisant Matlab pour dsh égal à 0.....	47
Figure 3.1	Structure générale du contrôle du système	50
Figure 3.2	Génération des signaux de commande.....	51
Figure 3.3	Organigramme de l'algorithme P&O	52
Figure 3.4	Génération de références de courts-circuits avec l'algorithme P&O.....	53
Figure 3.5	Solution proposée pour l'ombrage partiel	55
Figure 3.6	Sous bloc 1	56
Figure 3.7	Sous bloc 2.....	56
Figure 3.8	Schéma de contrôle d-q.....	58
Figure 3.9	Structure générale d'un système PLL.....	58
Figure 3.10	PLL type OSG.....	59
Figure 3.11	Création de signaux $u\alpha$ et $u\beta$	59

Figure 3.12	Courbes de fonctions d'appartenance des entrées et des sorties du FLC ...61
Figure 3.13	Vue 3D de la surface des règles62
Figure 4.1	La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV sans MPPT, simulé avec Matlab (Simulink).....68
Figure 4.2	Irradiation solaire appliquée à travers le temps de simulation.....68
Figure 4.3	La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV sans MPPT et sous perturbations, simulé avec Matlab (Simulink).....69
Figure 4.4	Courant injecté dans le réseau en fonction de la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques sans MPPT et sous perturbations, simulé avec Matlab (Simulink).....70
Figure 4.5	La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV avec MPPT, simulé avec Matlab (Simulink).....71
Figure 4.6	La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV avec MPPT et sous perturbations, simulé avec Matlab (Simulink).....72
Figure 4.7	Scénarios de simulation pour l'ombrage partiel73
Figure 4.8	Les courbes de puissance en fonction de la tension des panneaux solaires pour chaque scénario d'ombrage partiel illustré dans la figure 4.774
Figure 4.9	Résultats obtenus avec l'algorithme P&O pour chaque scénario75
Figure 4.10	Résultats obtenus avec la solution proposée pour chaque scénario76
Figure 4.11	Courbes de tension et de courant du réseau électrique sous différents variations de id^* , simulé avec Matlab (Simulink)77
Figure 4.12	Tension d'entrée de l'onduleur monophasé, simulé avec Matlab (Simulink)78
Figure 4.13	Le DHT du courant du réseau avec l'application de filtre LCL, simulé avec Matlab (Simulink).....79
Figure 4.14	Les courbes de tension du réseau et de courant absorbé par la charge non linéaire, simulée avec Matlab (Simulink)80
Figure 4.15	Le DHT du courant absorbé par la charge non linéaire, simulé avec Matlab (Simulink).....80

Figure 4.16	Courant de compensation injectés par l'onduleur, simulé avec Matlab (Simulink)	81
Figure 4.17	Les courbes de tension et de courant du réseau, simulées avec Matlab (Simulink)	81
Figure 4.18	Le DHT du courant du réseau avec l'application de filtre actif, simulé avec Matlab (Simulink).....	82

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

PV	Photovoltaïque
QZSI	Onduleur quasi z source (Quasi-z source inverter)
STC	Conditions de test standard (standard test conditions)
d-q	Direct-quadratique (Direct-quadrature)
FLC	Contrôleur à logique floue (fuzzy logic controller)
ANN	Réseau de neurones artificiels (Artificial neural network)
PLL	Boucle à verrouillage de phase (Phase-locked loop)
OSG	Générateur de signaux orthogonaux (Orthogonal signal generator)
DHT	Distorsion Harmonique Totale
IRENA	L'agence internationale pour les énergies renouvelables (International renewable energy agency)
CC	Courant continue
CC-CA	Courant continue- courant alternatif
CC-CC	Courant continue- courant continue
MPPT	Suivi de point de puissance maximale (Maximum power point tracking)
P&O	Perturbation et observation (Perturb and observe)
PSO	Optimisation par essaims particulaires (Particle swarm optimization)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

R,r	Résistance, Ω
C	Capacité du condensateur, F
L	Inductance, H
d_{sh}	Rapport cyclique de courts circuits
T	Température, $^{\circ}\text{C}$
I	Courant, A
Ir	Irradiation, Wh/m^2
HSP	Heures de pointe d'ensoleillement, heures/jour
P	Puissance, W

INTRODUCTION

La recherche sur la production d'énergie occupe une place centrale depuis de nombreuses années, étant donné son importance cruciale à l'échelle mondiale. Alors que les énergies fossiles étaient traditionnellement considérées comme une source d'énergie fiable et efficiente. Elles ont également été reconnues comme l'un des facteurs prédominants contribuant à la détérioration de l'écosystème, ainsi que des atteintes graves à la santé humaine. En contraste, les énergies renouvelables, couramment qualifiées de "vertes", ont toujours été perçues comme une alternative attrayante en raison de leur nature durable et écoresponsable. Dans ce contexte, le développement et l'amélioration des technologies associées à la migration vers des ressources énergétiques renouvelables ont un impact essentiel. La création d'interfaces technologiques novatrices est essentielle pour optimiser l'utilisation de ces énergies renouvelables, dans le but de réduire notre dépendance aux énergies fossiles et atténuer les répercussions qu'ils engendrent sur l'environnement et le bien-être humain.

L'énergie solaire PV est considérée comme l'une des formes les plus efficaces d'énergie propre au niveau mondial. Son attrait réside non seulement dans sa disponibilité quasi universelle, mais aussi dans l'évolution constante des technologies associées à son exploitation. Traditionnellement, pour connecter un système PV au réseau électrique ou pour alimenter des charges alternatives, on a recours à des topologies à deux étages, comprenant un convertisseur à CC-CC avant l'onduleur. Cette configuration vise à augmenter la tension produite par les panneaux PV et à garantir l'application d'un algorithme de MPPT en contrôlant le rapport cyclique du convertisseur à CC-CC.

L'onduleur quasi Z source constitue une avancée majeure comparée aux techniques de conversion classiques. Il conserve une topologie à un seul étage tout en incorporant un réseau d'impédance spécifique en amont de l'onduleur. Cela offre la possibilité d'ajuster la tension d'entrée et permet d'effectuer des courts-circuits.

En ce qui concerne le système de MPPT, son rôle revêt une signification primordiale au sein des systèmes PV. Dans le contexte de l'onduleur quasi Z source, une conception du système de MPPT est envisagée, en capitalisant sur les caractéristiques spécifiques du réseau d'impédance lui-même.

Jusqu'à présent plusieurs algorithmes de MPPT ont été développés par des chercheurs, tels que l'algorithme P&O. Cependant, il convient de souligner que, afin de répondre aux défis liés aux conditions d'ombrage partiel, des approches plus avancées, telles que le ANN, sont nécessaires. Toutefois, l'application de ces solutions peut être coûteuse.

Notre étude vise à développer un algorithme de contrôle destiné à un système PV relié au réseau électrique capable de maintenir un fonctionnement optimal à son niveau de puissance maximale, même en présence de conditions d'opération sévère comme l'ombrage partiel, tout en améliorant la qualité de l'énergie électrique fournie au réseau. Ce mémoire présente les résultats de nos travaux répartis en quatre chapitres principaux :

- Le premier chapitre de cette étude commence à fournir une vue d'ensemble de l'énergie solaire à l'échelle mondiale et canadienne. Il englobe également une exploration des diverses topologies de conversion et des catégories de systèmes PV, en montrant une évaluation de l'impact des perturbations environnementales sur les performances des cellules solaires. Ensuite, il présente une revue de la littérature axée sur les méthodes de suivi du point de puissance maximale et aborde les effets des ombrages partiels. Enfin, il examine l'onduleur monophasé, ainsi que les réseaux d'impédance Z et quasi Z, les techniques de modulation de largeur d'impulsion (SPWM) associée aux onduleurs utilisant ces réseaux d'impédance, tout en mettant en évidence les stratégies de filtrage du courant du réseau électrique.
- Le deuxième chapitre traite des étapes à suivre pour la sélection des panneaux solaires dans le cadre de notre étude. En outre, il offre une analyse détaillée de l'onduleur quasi Z source.

- Le troisième chapitre expose la méthodologie de contrôle adoptée pour le système, en explorant les concepts clés associés à ce processus. Pour commencer, il se penche sur l'optimisation de la production d'énergie par les panneaux photovoltaïques grâce à l'utilisation d'un onduleur quasi Z source. De manière innovante, il présente un algorithme combinant deux approches distinctes pour relever les défis posés par les ombrages partiels. Ensuite, il aborde plusieurs aspects tels que le contrôle de l'injection de puissance dans le réseau électrique à l'aide de la transformation de Park (d-q), la régulation de la tension du bus continu par le biais de la logique floue, et la synchronisation avec le réseau électrique. De plus, il propose une analyse approfondie du dimensionnement d'un filtre LCL destiné à réduire les harmoniques générées par l'onduleur.
- Le dernier chapitre est dédié à la validation par simulation de la stratégie de contrôle développée pour le système PV conçu. Il débute par la validation du système MPPT, puis continue avec les autres approches de contrôle telles que l'injection de courant synchronisée au réseau, la régulation de la tension, ainsi que la réduction des harmoniques.

Enfin, nous présenterons une conclusion globale, accompagnée de recommandations pertinentes visant à guider les actions futures.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Introduction

L'emploi optimal des énergies renouvelables est devenu une priorité cruciale dans le but de préserver notre planète en limitant les émissions de gaz à effet de serre associés aux énergies fossiles. Les technologies d'interfaçage des énergies renouvelables, comme l'énergie solaire PV, sont en constante évolution, avec des améliorations continues visant à accroître leur efficacité. Cette évolution vise à rendre l'énergie verte de plus en plus attrayante, dans le but d'encourager des contributions plus substantielles en faveur de la transition énergétique.

Dans ce chapitre, nous débutons par une revue de littérature sur l'énergie solaire à l'échelle mondiale et au Canada, en mettant en lumière les différentes topologies de conversion adaptées aux systèmes PV. Ensuite, nous nous penchons sur la compréhension des différents types de systèmes PV, en accordant une attention particulière à la modélisation des cellules PV et à l'évaluation de l'impact des perturbations environnementales sur leur performance. Nous abordons également les techniques de MPPT, les types de connexion des panneaux PV et l'impact de l'ombrage partiel sur ces systèmes. Le chapitre se poursuit avec une exploration des onduleurs monophasés et une introduction aux concepts du réseau d'impédance Z /quasi- Z , ainsi que des techniques de SPWM associées. Et nous finissons par une section décrivant les impacts des installations PV sur la qualité de l'énergie du réseau électrique, tout en présentant les techniques de filtrage du courant du réseau électrique.

1.2 Énergie solaire dans le monde

L'énergie solaire joue un rôle prépondérant parmi les options d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale.

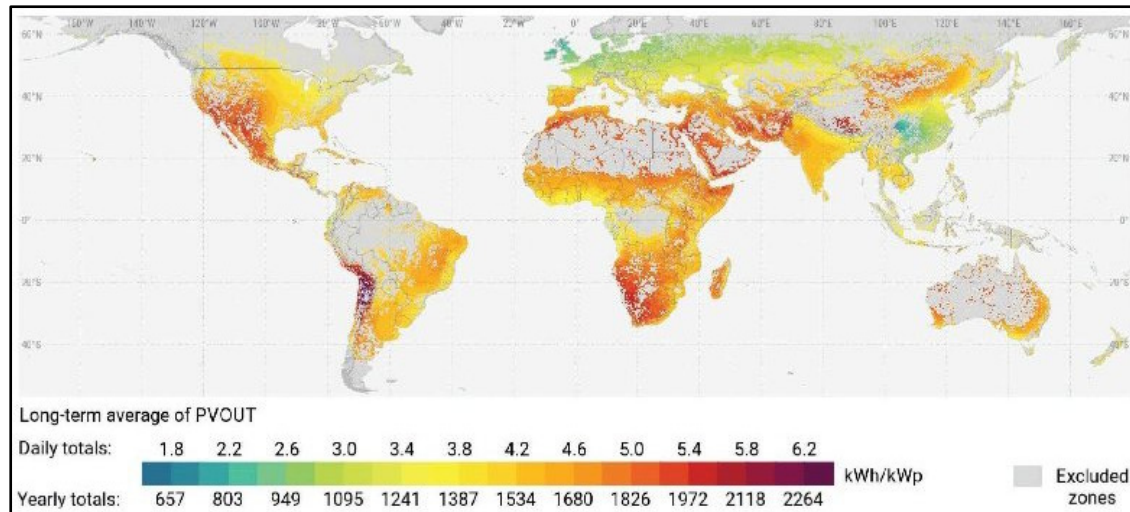


Figure 1.1 Cartographie de l'ensoleillement moyen à travers la planète
Tirée de The World Bank (2020)

Comme le démontre clairement la figure 1.1, même en prenant en compte certaines exclusions géographiques, les données disponibles mettent en évidence un potentiel de production solaire considérable.

La figure 1.2 montre que l'énergie solaire représente un investissement attrayant, grâce à la réduction des coûts des technologies solaires entre 2010 et 2022. Cette tendance représente une opportunité majeure pour accélérer le passage vers l'utilisation d'énergies vertes.

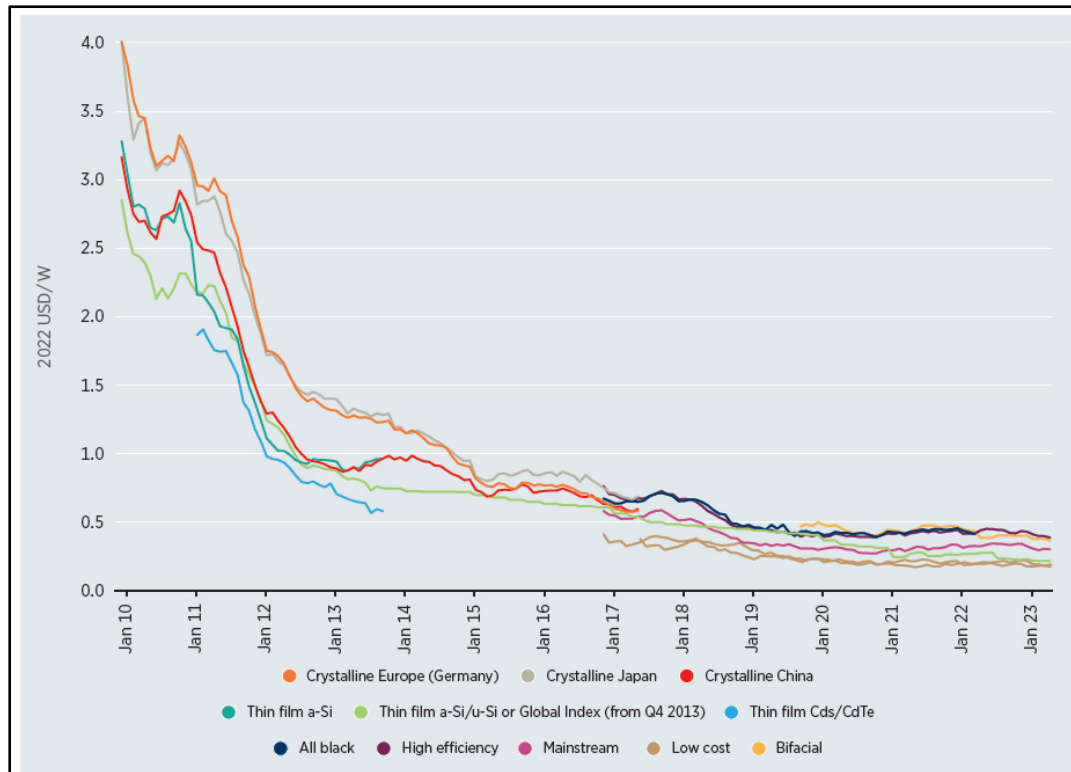


Figure 1.2 Prix d'une variété de types de panneaux PV en Europe de 2010 à 2022
Tirée d'IRENA (2022)

D'après les statistiques produites en 2023 de l'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) concernant l'énergie renouvelable, la génération mondiale d'électricité via l'énergie solaire a connu une évolution remarquable, passant de 137 891 GWh en 2013 à 1 033 926 GWh en 2021. Cette augmentation significative met en lumière l'essor rapide de l'énergie solaire en tant qu'origine d'électricité à l'échelle mondiale.

Si un nombre croissant de pays investit dans les infrastructures solaires et encourage l'adoption de cette source d'énergie, il est indéniable que cette ressource jouera un rôle crucial dans le futur paysage énergétique mondial.

1.3 Énergie solaire au Canada

Pour le Canada, les données de l'IRENA pour l'année 2023 montrent que la génération d'électricité solaire a évolué de 1844 GWh en 2013 à 6043 GWh en 2021. Cela indique que le Canada a également connu une expansion de l'utilisation de l'énergie solaire pour la génération d'électricité au cours des dernières années.

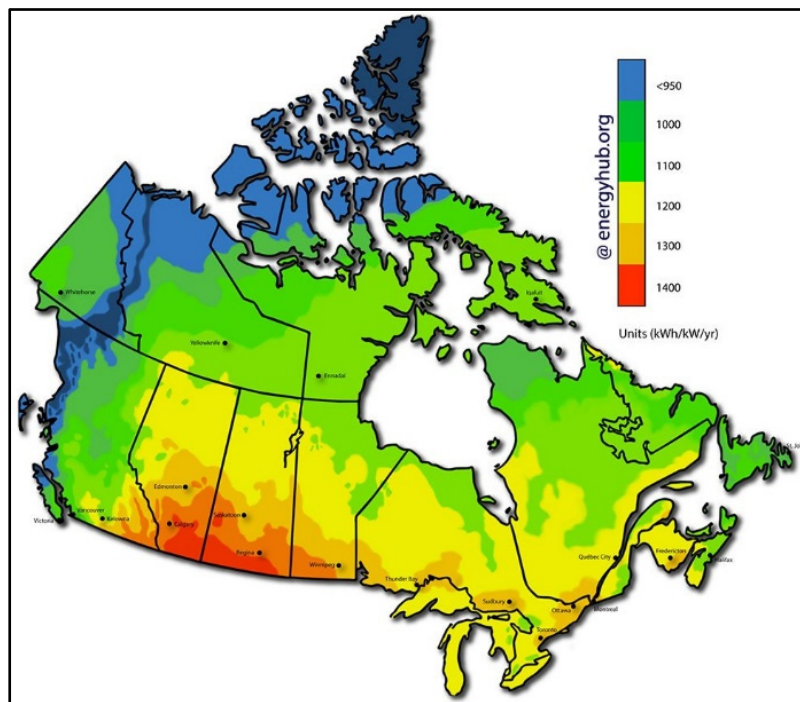


Figure 1.3 Carte du potentiel solaire du Canada
Tirée de energyhub.org (2018)

La figure 1.3 illustre clairement la variation significative du potentiel en énergie solaire à travers le Canada, en fonction de sa localisation géographique. Il est évident que les régions littorales colorées en bleu présentent un potentiel en énergie solaire très limité. Cependant, dès que l'on s'éloigne de ces régions en direction des terres intérieures, on observe une nette augmentation du potentiel en énergie solaire.

Cette observation significative a été corroborée par Ressources naturelles Canada, qui a noté que les régions côtières du pays affichent un potentiel solaire plus faible, principalement en

raison d'une couverture nuageuse plus étendue, tandis qu'il est plus élevé dans les régions du centre.

Cette variation géographique du potentiel en énergie solaire nécessite d'être attentivement prise en compte lors de la planification de projets liés à l'énergie solaire à travers le Canada.

1.4 Topologies d'interfaçage pour un panneau photovoltaïque

L'interfaçage d'un panneau PV est crucial et l'une des considérations les plus essentielles consiste à choisir une topologie qui permet une utilisation optimale du panneau PV avec un minimum de pertes et un rendement élevé.

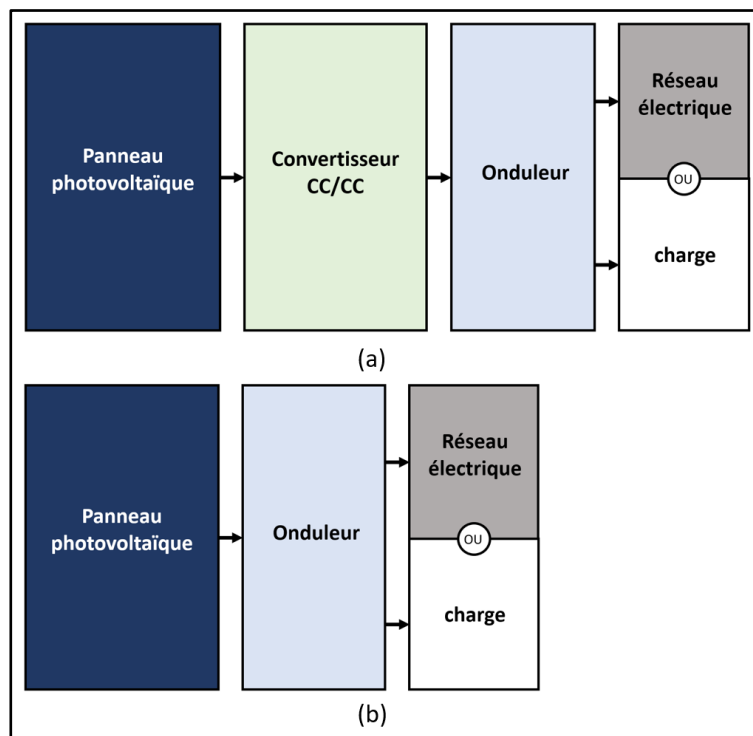


Figure 1.4 Interfaçage de panneau photovoltaïque
(a) Topologie à deux étages, (b) Topologie à un étage

Comme illustré dans la figure 1.4, il existe deux topologies disponibles pour l'interfaçage d'un panneau PV.

La sortie basse tension du panneau PV, combinée à la chute de tension subie par l'onduleur, a conduit au développement de la topologie à deux étages. Cette topologie intègre un convertisseur à CC-CC entre le panneau PV et l'onduleur pour booster et mieux stabiliser la tension appliquée à l'entrée de l'onduleur. La topologie à deux étages offre également plus de flexibilité concernant le contrôle qui est partagé entre deux convertisseurs (Zhu, Yao, & Wu, 2011).

L'ajout de plus d'étages de conversion entraînera toujours plus de perte de puissance et une efficacité de transfert de puissance plus faible. Plus en ajoutant d'étages, plus en augmentant la complexité du système et en réduisant sa fiabilité. En revanche, dans la topologie à une étape de conversion, où il n'y a que l'onduleur utilisé pour effectuer le contrôle conçu, une meilleure efficacité du système est assurée (Zhu et al., 2011).

1.5 Types de systèmes photovoltaïques

Dans le contexte des systèmes PV, on peut identifier principalement trois configurations distinctes, comme présenté dans la figure 1.5 : le système PV autonome, le système PV relié au réseau électrique et le système PV hybride (Gaied Chortane, 2022).

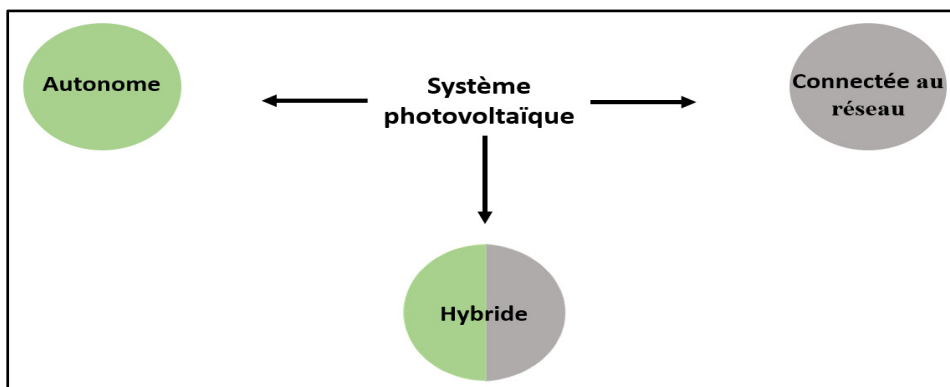


Figure 1.5 Les configurations principales des systèmes photovoltaïques

1.5.1 Système photovoltaïque autonome

Un système PV est considéré comme "autonome" lorsqu'il fonctionne de manière indépendante, sans nécessité de connexion au réseau électrique principal ou à toute autre source d'énergie alternative.

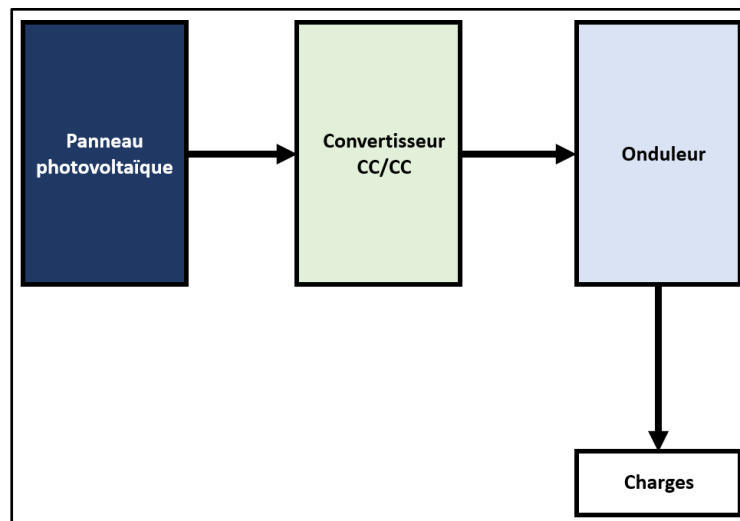


Figure 1.6 Système photovoltaïque autonome

La configuration autonome d'un système PV est présentée dans la figure 1.6. Ces systèmes se distinguent par leur simplicité lors de l'installation et, en règle générale, présentent un coût inférieur par rapport à d'autres types de configurations.

Ils se révèlent particulièrement adaptés aux zones dépourvues de réseau électrique conventionnel, ce qui en fait une solution viable dans de telles circonstances. De plus, leur flexibilité autorise des améliorations potentielles, telles que l'intégration de dispositifs de stockage sur batterie pour emmagasiner l'excédent d'énergie, permettant son utilisation pendant les heures nocturnes ou en cas de conditions climatiques adverses lorsque la production solaire est limitée (Gaied Chortane, 2022).

1.5.2 Système photovoltaïque relié au réseau électrique

Un système PV relié au réseau électrique représente une solution attractive dans les zones dotées d'une infrastructure électrique préexistante.

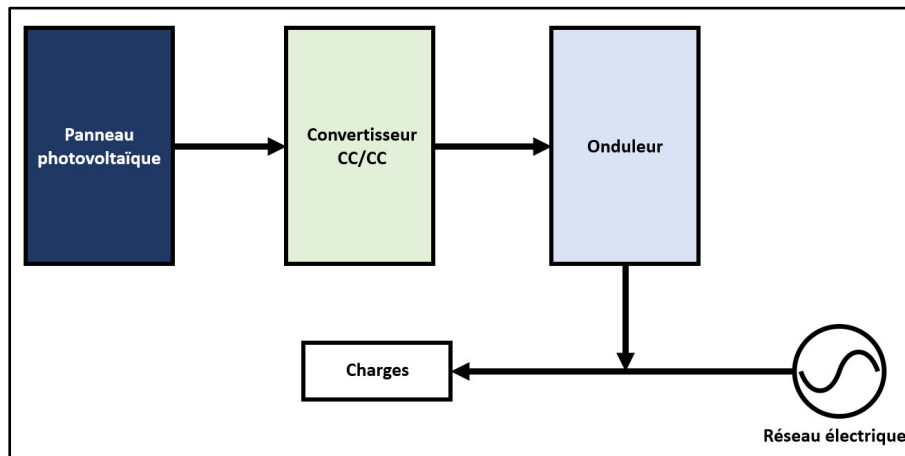


Figure 1.7 Système photovoltaïque relié au réseau électrique

La figure 1.7 illustre la configuration d'un système PV relié au réseau électrique. Au sein de ces systèmes, un onduleur joue un rôle central en acheminant de manière efficace l'énergie captée par les panneaux PV directement vers le réseau électrique.

Lorsque des charges électriques sont connectées et requièrent de l'énergie, elles la reçoivent directement des panneaux PV. Pendant la nuit, en l'absence de production d'électricité par le système, l'alimentation électrique est puisée depuis le réseau pour répondre à la demande. Dans les cas où aucune charge n'est active ou lorsque la production d'électricité excède les besoins en charge, l'énergie excédentaire est acheminée vers le réseau électrique où il peut être vendu (Gaied Chortane, 2022).

1.5.3 Système photovoltaïque hybride

Le troisième type de systèmes photovoltaïques, comme son nom l'indique, est une hybridation des deux précédents. La figure 1.8 expose la configuration générale d'un système PV hybride.

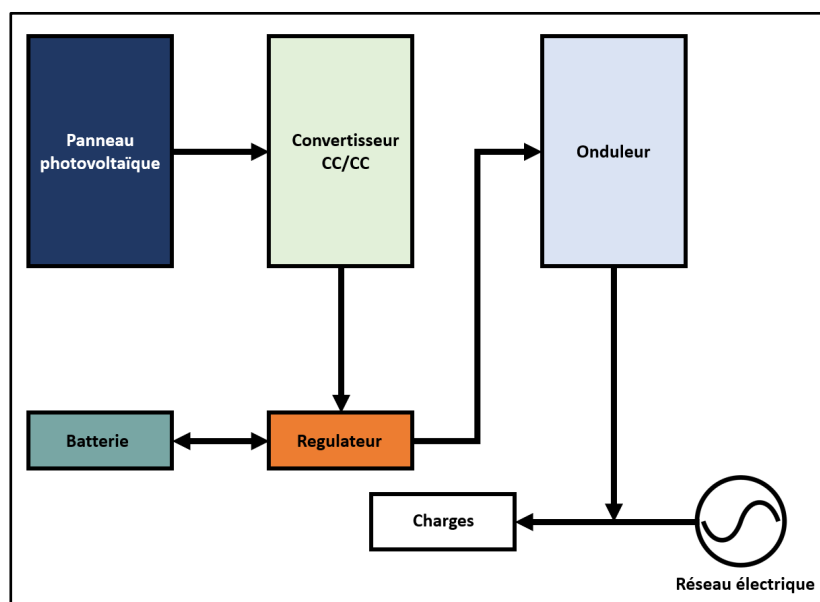


Figure 1.8 Système photovoltaïque hybride

Dans ces systèmes, le fonctionnement dépend des besoins spécifiques et de la gestion associée. Un scénario possible implique l'utilisation prioritaire de l'énergie produite pour charger la batterie. Une fois la batterie chargée, l'énergie est ensuite dirigée pour répondre aux besoins électriques des charges connectées. Tout surplus d'énergie est injecté dans le réseau. Durant la nuit ou en cas de conditions climatiques peu favorables, l'alimentation provient du réseau électrique. La batterie agit alors comme une source de secours en cas d'absence à la fois de l'énergie du système PV et du réseau électrique.

Ces systèmes s'avèrent particulièrement utiles, notamment dans les applications nécessitant une complémentarité avec une source d'énergie alternative au système PV, comme un générateur diesel (Gaied Chortane, 2022).

1.6 Modélisation d'une cellule photovoltaïque et étude de l'impact de l'éclairement et de la température

En théorie, pour simplifier la représentation d'une cellule solaire, on peut la concevoir comme une combinaison en parallèle d'une diode et d'une source de courant. De plus, il est requis d'intégrer un élément de résistance en série et un élément de résistance en parallèle dans ce modèle, comme démontré dans la figure 1.9 (Ahmed & Mohonta, 2020).

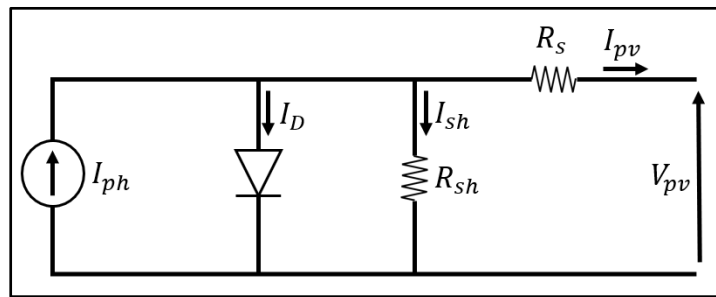


Figure 1.9 Modèle équivalent d'une cellule solaire

En se basant sur la figure 1.9, il est clairement évident que le courant de sortie (I_{pv}) se compose du courant maximal de la cellule solaire (I_{ph}), auquel on soustrait le courant de la diode (I_d) et du courant qui passe à travers la résistance en parallèle (I_{sh}). Compte tenu de l'équation du courant traversant la diode, nous pouvons exprimer l'équation du courant de sortie (I_{pv}) comme indiqué dans l'équation 1.1 (Ahmed & Mohonta, 2020).

$$I_{pv} = I_{ph} - I_o \left(e^{\left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{K_B T} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_{sh}} \quad (1.1)$$

Avec :

I_o : Le courant de fuite inverse

q : La charge portée par l'électron

K_B : La valeur de Boltzmann (constante)

T : La température de la diode

En se basant sur l'équation 1.1, il est manifeste que l'irradiance lumineuse et la température jouent un rôle direct et significatif dans la modulation du courant généré par la cellule PV.

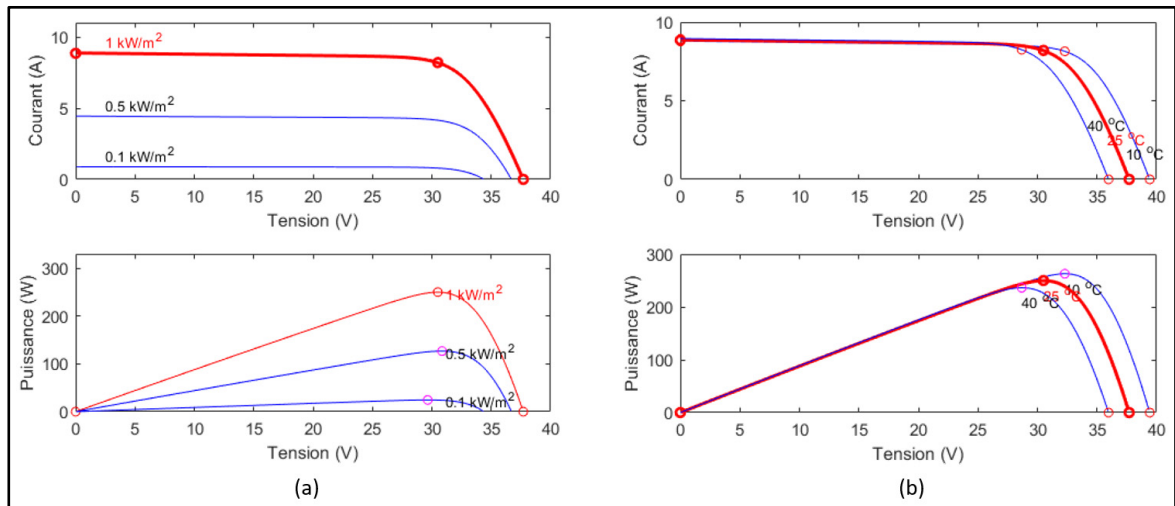


Figure 1.10 Courbes de courant et de puissance en fonction de la tension d'un panneau PV sous deux conditions météorologiques différentes, (a) température fixe et irradiante variable et (b) température variable et irradiante fixe, simulées avec Matlab (Simulink)

La figure 1.10 montre une simulation avec Matlab de courbes de l'évolution du courant et de la puissance en lien avec la tension d'un panneau PV sous deux conditions météorologiques différentes. Elle met en évidence l'impact significatif de la température et de l'irradiance sur la performance d'un panneau PV. Il est manifeste que la puissance générée n'est pas constante ; à un moment donné, elle atteint son apogée, mais elle ne s'y maintient pas, déclinant finalement jusqu'à zéro. Par conséquent, il est impératif de suivre attentivement ce point afin d'assurer une performance optimale du panneau PV. Pour remédier à cette situation, des techniques de suivi du maximum de puissance ont été élaborées et jouent un rôle fondamental pour améliorer la rentabilité de l'exploitation de l'énergie solaire.

1.7 Classification de techniques de suivi de point de puissance maximale

La littérature a examiné de nombreuses techniques dont le but est d'améliorer la puissance produite par le système PV. On peut classer ces techniques en deux principales catégories : les approches conventionnelles et les stratégies qui font appel à des méthodes intelligentes.

L'un des algorithmes conventionnels les plus répandus pour le MPPT d'un panneau PV est la technique perturbation et observation (P&O). Le fonctionnement standard de cet algorithme implique la perturbation d'une petite variation du rapport cyclique de convertisseur à CC-CC, l'observation du changement de puissance résultant de cette perturbation et enfin, l'ajustement des ordres à partir des observations effectuées (Khadidja, Mountassar, & M'hamed, 2017).

À l'instar de la méthode P&O, une autre méthode de MPPT qui vise à minimiser les oscillations autour du point de puissance maximale, appelée la conductance incrémentale applique des perturbations sur le rapport cyclique. Après chaque perturbation, elle observe la conductance incrémentale, qui représente taux de changement du courant par rapport à la tension. Ensuite, elle détermine si l'opération doit augmenter ou réduire le rapport cyclique. Cette procédure est répétée jusqu'à l'atteinte du maximum de puissance (Khadidja et al., 2017).

D'autres méthodes conventionnelles peuvent être trouvées dans la littérature, telles que la technique du courant de court-circuit (FCC) ou encore la méthode de la tension du circuit ouvert (FCO). Ces méthodes se distinguent les unes des autres sur plusieurs aspects, notamment les capteurs utilisés, leur fiabilité face aux conditions météorologiques changeantes, la vitesse et la précision de leur suivi, ainsi que les coûts et la complexité associés à leur mise en œuvre. (Alrubaie et al., 2022).

Parmi les techniques intelligentes les plus répandues qui ont été employées pour améliorer la performance des méthodes conventionnelles de MPPT, on trouve le réseau de neurones artificiels (ANN) et la logique floue (FLC).

Un réseau de neurones artificiels, similaires dans son fonctionnement aux neurones du cerveau humain est composé de neurones interconnectés par des connexions ajustables, appelées poids. Ces poids déterminent l'importance relative des différentes entrées dans le processus de transmission des signaux entre les neurones. La création de ce réseau nécessite la présence d'un ensemble de données en entrée ainsi que de valeurs cibles en sortie. Chaque neurone effectue des calculs en fonction des signaux qu'il reçoit, en utilisant une fonction d'activation spécifique à sa couche, puis transmet ces calculs à la couche suivante. À chaque étape de l'apprentissage, l'erreur entre la sortie générée par le réseau et la sortie cible est évaluée et ce processus est répété jusqu'à ce que l'erreur atteigne le niveau souhaité ou soit minimisée (Khanaki, Radzi, & Marhaban, 2013).

La méthode ANN constitue un progrès notable dans le domaine du suivi de la puissance maximale des systèmes PV. Elle offre la possibilité de converger vers le maximum de puissance avec une précision et une célérité supérieure par rapport aux approches conventionnelles. L'importance de cette innovation s'accroît de manière significative face aux difficultés liées à la présence d'ombrages partiels (Subha & Himavathi, 2014).

La méthode FLC repose sur trois composantes essentielles pour son fonctionnement efficace : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification. La fuzzification implique la transformation des variables d'entrée et de sortie en termes linguistiques à l'aide de concepts flous. Par la suite, la stratégie de contrôle établit des relations entre ces variables en se basant sur un ensemble préétabli de règles. Enfin, la défuzzification convertit ces valeurs floues en données numériques précises. Cette approche peut être considérée comme moins complexe à mettre en œuvre que d'autres méthodes intelligentes. De plus, elle présente l'avantage de converger rapidement vers le pic de puissance, tout en offrant une excellente précision et en réduisant les oscillations (Rai & Rahi, 2022).

D'après de nombreuses études documentées, il est établi que les techniques de MPPT conventionnelles présentent des avantages indéniables en termes de simplicité et de coût modéré. Cependant, elles souffrent de problèmes de fiabilité dans des conditions météorologiques changeantes et révèlent leurs contraintes face à des situations complexes, telles que l'ombrage partiel. Les méthodes de MPPT intelligentes ont été développées pour remédier à ces lacunes en offrant un suivi plus rapide et une meilleure fiabilité. Néanmoins, elles engendrent leurs propres défis, notamment la nécessité d'acquérir une expertise approfondie et d'instaurer une mise en œuvre complexe. De plus, elles peuvent être perçues comme des solutions relativement coûteuses à cause de l'impératif d'avoir du matériel robuste pour une implémentation réussie.

1.8 Types de connexions des panneaux photovoltaïques et impact de l'ombrage partiel

Dans de nombreuses applications visant à produire une quantité suffisante d'énergie, l'utilisation de plusieurs panneaux PV est courante pour répondre aux besoins énergétiques.

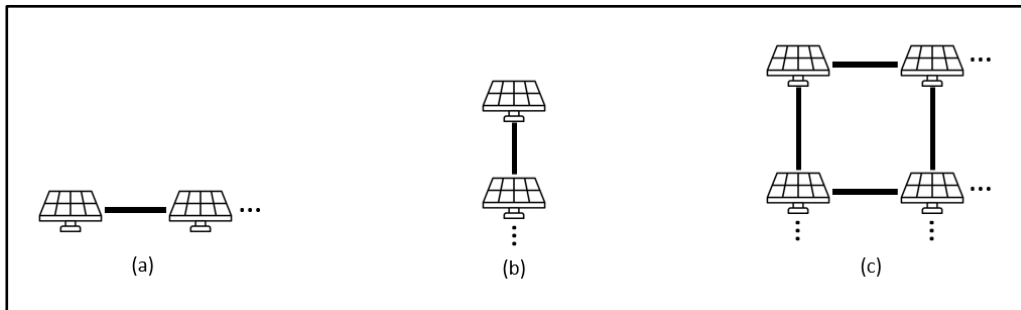


Figure 1.11 Connexion des panneaux photovoltaïques en (a) série, (b) parallèle, et (c) série et parallèle

Comme montré dans la figure 1.11, il est envisageable de connecter les panneaux PV en série, en parallèle, ou même en utilisant une combinaison des deux, en fonction de la configuration du système et des calculs nécessaires. Une connexion en série augmente la

tension tout en maintenant le courant constant. En revanche, une connexion en parallèle augmente le courant tout en maintenant la tension constante.

Lorsque les panneaux PV sont connectés en série et exposés à des conditions d'ombrage partiel, cela peut entraîner l'apparition de multiples pics sur la courbe de puissance de sortie. Cette situation peut perturber le fonctionnement de l'algorithme de MPPT en le conduisant vers une solution locale, ce qui aurait pour conséquence de réduire la production d'énergie. En contraste, la connexion en parallèle se révèle avantageuse pour gérer efficacement les conditions d'ombrage partiel, minimisant ainsi l'impact sur la production totale d'énergie. Toutefois, il est important de noter que la connexion en série offre une tension significativement plus élevée, ce qui s'avère essentiel pour la mise en place de stratégies de contrôle et pour le processus de conversion énergétique (Yin, Tong, Xu, Zhang, & Zhou, 2019).

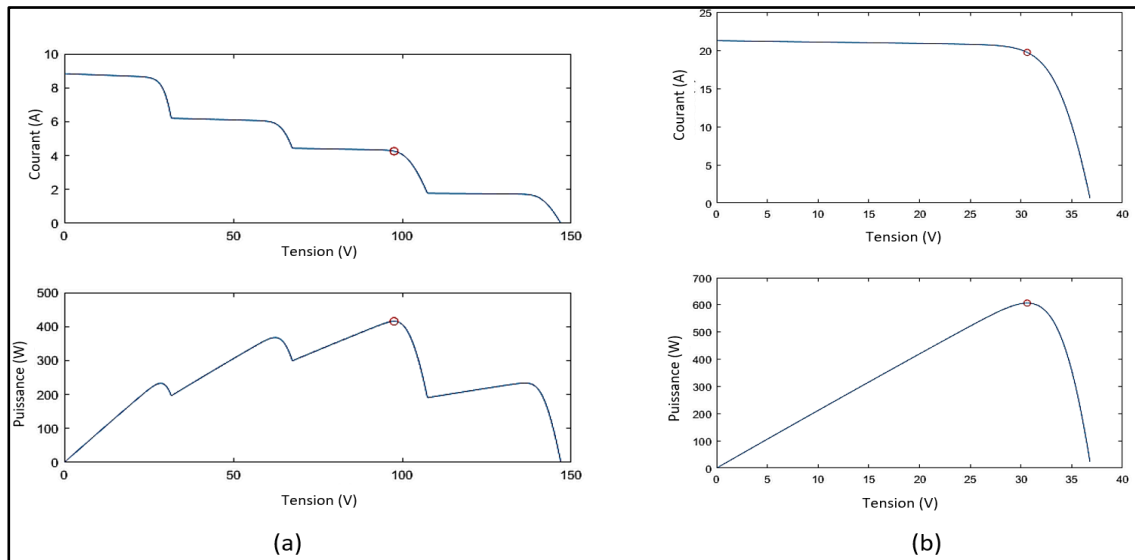


Figure 1.12 Courbes de courant et de puissance en fonction de la tension pour quatre panneaux photovoltaïques soumis à un ombrage partiel et connectés en (a) série et (b) en parallèle, simulés avec Matlab (Simulink)

La figure 1.12 présente un exemple des courbes de courant et de puissance de sortie en fonction de la tension de quatre panneaux PV configurés différemment, tous soumis aux

mêmes conditions d'ombrage partiel. L'impact significatif des conditions d'ombrage partiel sur la puissance de sortie est clairement visible dans la figure 1.12 (a), où les panneaux sont connectés en série, ce qui entraîne la présence de plusieurs maximums de puissance. Il est essentiel de noter dans ce cas que le maximum de puissance ne correspond pas nécessairement au premier point identifié, soulignant ainsi la complexité de la détermination du point de puissance maximale global par les algorithmes conventionnels de suivi du maximum de puissance dans de telles situations. De plus, il convient de noter que la tension est plus élevée tandis que le courant est moins élevé dans ce scénario. En revanche, comme illustrée dans la figure 1.12 (b), lorsque les panneaux PV sont connectés en parallèle, la puissance de sortie n'est pas affectée par l'ombrage partiel. Par conséquent, un seul point de puissance maximale, clairement identifiable, peut être atteint. Dans ce contexte, il est à noter que le courant est plus élevé tandis que la tension est moins élevée dans ce scénario.

1.9 L'onduleur monophasé

Dans le secteur de la production d'énergies renouvelables, l'onduleur, également connu sous le nom de convertisseur à CC-CA, occupe une place fondamentale. Cet équipement électronique revêt une importance cruciale en convertissant de manière efficiente un courant continu en un courant alternatif, contribuant ainsi de manière essentielle au processus de conversion d'énergie.

La littérature présente une variété de techniques de montage pour la réalisation d'onduleurs monophasés, chacune avec ses avantages et inconvénients spécifiques (W. Liu, Niazi, Kerekes, & Yang, 2019).

Les deux principales configurations d'onduleurs monophasés couramment utilisées sont le montage à deux interrupteurs, appelé demi-pont et le montage à quatre interrupteurs, connu sous le nom de pont complet.

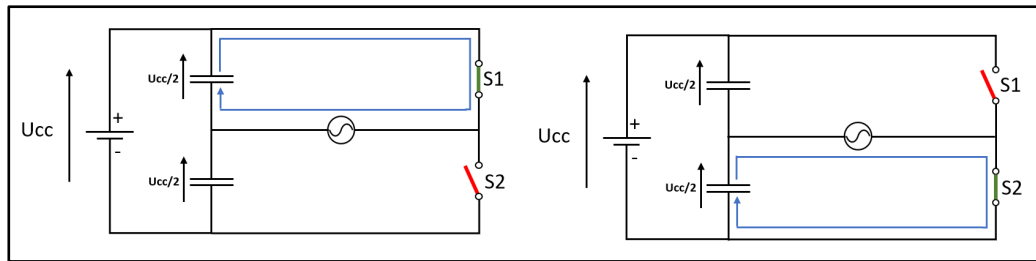


Figure 1.13 Montages de modes de fonctionnement d'un onduleur monophasé à demi-pont

La figure 1.13 illustre les schémas des circuits équivalents représentant les deux modes de fonctionnement d'un onduleur monophasé à deux commutateurs.

Le principe de fonctionnement de cet onduleur repose sur la commutation alternée des deux interrupteurs pour produire une forme d'onde sinusoïdale. Quand S1 est fermé et S2 est ouvert, la tension générée est égale à $\frac{U_{cc}}{2}$. En revanche, lorsque S1 est ouvert et S2 est fermé, la tension générée est égale à $-\frac{U_{cc}}{2}$ (Zémané, 2015).

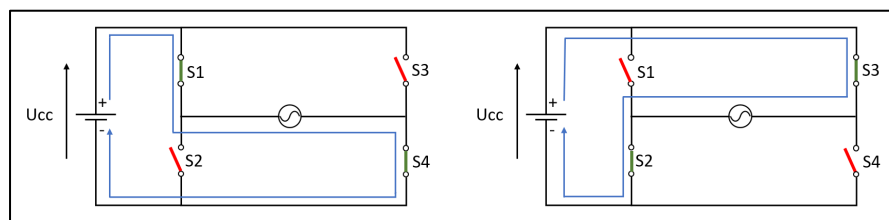


Figure 1.14 Montages de modes de fonctionnement d'un onduleur monophasé à pont complet

Le fonctionnement de l'onduleur monophasé en pont complet suit une logique similaire à celui de son homologue précédent, mais se distingue par la gestion des interrupteurs en paires. Comme illustré dans la figure 1.14, lorsque les commutateurs S1 et S4 sont fermés alors que les commutateurs S2 et S3 sont ouverts, la tension délivrée est égale à U_{cc} . En revanche, si les commutateurs S1 et S4 sont ouverts alors que les commutateurs S2 et S3 sont fermés, la tension délivrée devient $-U_{cc}$ (Zémané, 2015).

En comparaison avec l'onduleur en pont complet, l'onduleur en demi-pont réduit le nombre de composants semi-conducteurs nécessaires. Toutefois, il requiert une tension d'entrée continue deux fois plus élevée que la tension maximale du réseau, ce qui engendre une amplification des contraintes de tension sur les semi-conducteurs. En outre, la conception du filtre doit être plus exigeante, étant donné que la tension produite à la sortie de l'onduleur en demi-pont devient bipolaire (W. Liu et al., 2019).

1.10 Onduleur avec réseau d'impédance Z /quasi- Z

Le concept du réseau d'impédance Z a été introduit pour pallier les limitations des onduleurs de source de tension et de courant traditionnels dans le domaine de l'électronique de puissance. Les onduleurs de source de tension traditionnels requièrent un temps mort entre les commutations des interrupteurs supérieurs et inférieurs afin d'éviter les courts-circuits. Bien que cette mesure soit essentielle pour prévenir les dommages au système dus aux courts-circuits, elle engendre toutefois des distorsions significatives dans les formes d'onde à la sortie de l'onduleur. De plus, lorsque la valeur de la tension continue de la source est insuffisante, un convertisseur élévateur devient nécessaire, complexifiant ainsi la topologie avec une architecture à deux étages, entraînant ainsi des coûts supplémentaires (Y. Liu, Abu-Rub, & Ge, 2014).

Cette approche du réseau d'impédance Z a donc été conçue pour adresser ces problèmes et améliorer la qualité de la sortie des onduleurs tout en réduisant les coûts inhérents aux solutions à deux étages. Ce concept novateur a depuis joué un rôle essentiel dans l'amélioration de la performance et de l'efficacité des systèmes d'électronique de puissance.

L'onduleur quasi Z source constitue une avancée significative par rapport à son prédécesseur, l'onduleur Z -source. Ce dispositif est capable aussi à la fois de réduire ou d'augmenter la tension électrique tout en assurant une protection contre les courts-circuits. Son atout majeur réside dans la présence d'un inducteur d'entrée qui permet d'extraire un courant continu de la source d'alimentation. Cette caractéristique a un impact significatif en réduisant de manière

notable la contrainte exercée sur la source d'alimentation tout en prolongeant sa durée de vie opérationnelle. Cette avancée technologique particulière en fait un choix bien adapté pour les applications liées à la conversion d'énergie renouvelable (Y. Liu et al., 2014).

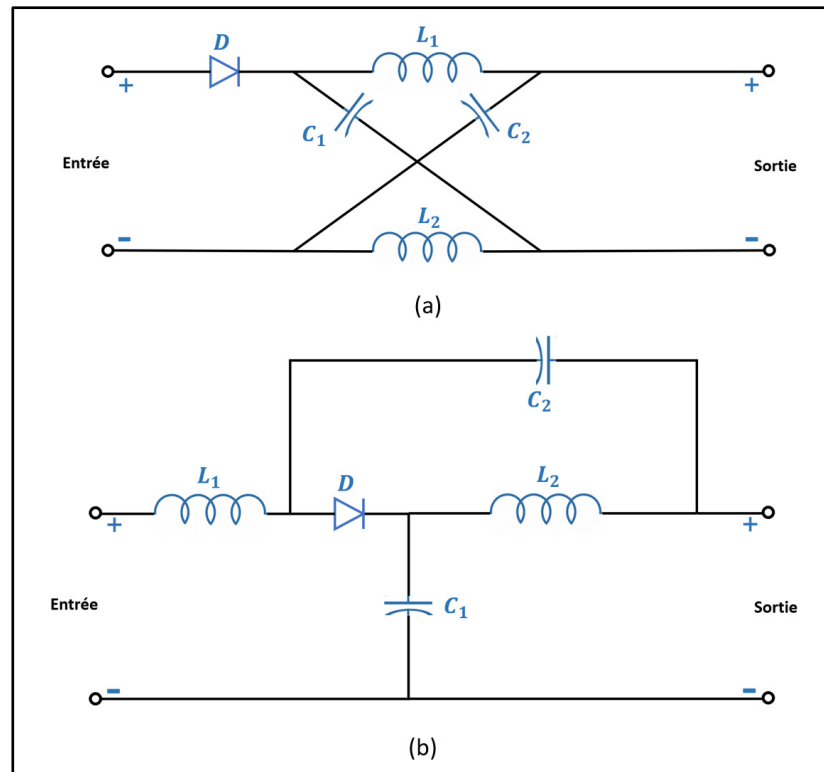


Figure 1.15 Représentation générale de (a) un réseau d'impédance Z et (b) un réseau d'impédance quasi Z

La figure 1.15 dévoile la configuration globale du réseau d'impédance, à savoir Z et quasi Z , comprenant cinq éléments fondamentaux pour chacun d'entre eux. Ces éléments cruciaux sont les inductances L_1 et L_2 , les condensateurs C_1 et C_2 , ainsi que la diode D .

Il est à noter que le premier élément à l'entrée de réseau d'impédance Z est la diode et celle-ci permettra au réseau d'impédance d'absorber un courant discontinu. Comme mentionné précédemment, cela correspond à un point important de contribution du réseau d'impédance

quasi Z, où une inductance est située à l'entrée, permettant ainsi la capture d'un courant continu.

1.11 Classification des onduleurs quasi Z source

La classification des onduleurs quasi Z source repose sur deux éléments essentiels : tout d'abord, le type de source d'entrée, c'est-à-dire si cette source fournit une tension ou un courant qui sera ensuite injecté dans le réseau d'impédance quasi Z. Ensuite, on considère le mode d'entrée du courant, qu'il soit continu ou discontinu. La combinaison de ces deux critères donne naissance à quatre configurations possibles distinctes (Anderson & Peng, 2008).

L'architecture traditionnelle d'un réseau d'impédance quasi Z dans le cas d'un onduleur alimenté par une source de tension et fonctionnant en mode d'entrée du courant continu, comme illustrée dans la figure 1.15 (b), constitue une solution appropriée pour l'interconnexion d'un système PV.

Cependant, il est essentiel de noter que la littérature recense des architectures dérivées plus complexes qui peuvent présenter des avantages, tels que l'amélioration du gain en tension à un certain indice de modulation. Ces variantes offrent une perspective d'optimisation et de performances accrues. Il est toutefois important de souligner que ces améliorations s'accompagnent généralement d'un coût supplémentaire. En effet, l'extension de ces architectures implique souvent l'incorporation d'éléments supplémentaires susceptibles d'augmenter le coût global du système. De plus, cela peut entraîner une augmentation des contraintes de tension autour des composants de puissance (Y. Liu et al., 2014).

Par conséquent, le choix de l'architecture appropriée dépend fortement des besoins spécifiques de l'application. Par exemple, si une augmentation significative de la tension n'est pas nécessaire, il peut être judicieux de conserver l'architecture d'origine. Cette approche permet de minimiser les coûts tout en préservant l'efficacité du système.

1.12 Techniques de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM) pour un onduleur quasi Z source

Les méthodes de SPWM utilisées pour les onduleurs Z-source peuvent également être appliquées à l'onduleur quasi Z source. La figure 1.16 illustre principalement trois méthodes SPWM : le contrôle avec boost simple (SBC), le contrôle avec boost maximum (MSB) et le contrôle avec boost constant maximum (MCBC).

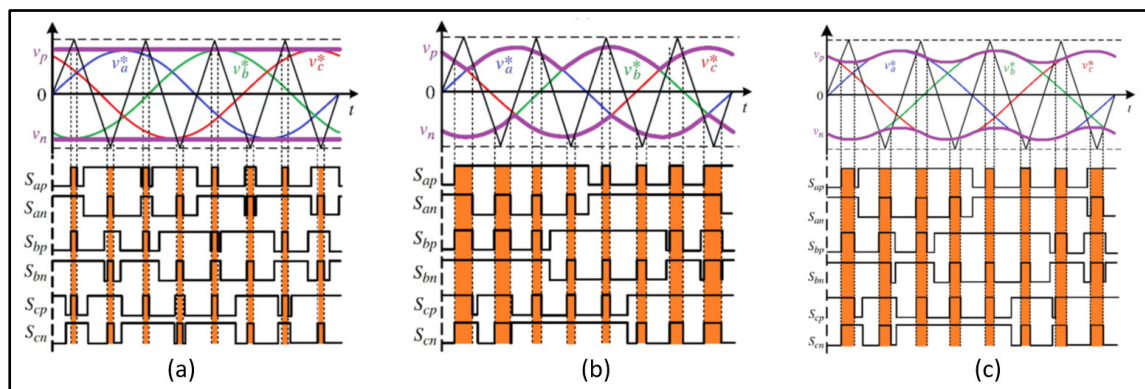


Figure 1.16 Les méthodes SPWM pour le ZSI/QZSI : (a) SBC, (b) MBC et (c) MCBC
Tirée de Moghassemi et al., (2021, p. 7268)

La méthode SBC axée sur la maximisation de la tension de sortie peut sembler attrayante à première vue. Cependant, il faut noter qu'à mesure que le rapport cyclique des courts-circuits augmente, l'indice de modulation diminue, entraînant ainsi une élévation significative du stress de tension. D'un autre côté, la méthode MBC se concentre sur la réduction du stress de tension tout en augmentant la tension de sortie. Bien que cette approche réduise au minimum la contrainte de tension tout en maximisant le gain de voltage, elle engendre des perturbations de basse fréquence dans le courant. Enfin, la méthode MCBC, qui maintient le rapport de court-circuit constant, offre une solution complète en supprimant efficacement les ondulations à basse fréquence. Elle se traduit par un gain de tension de sortie plus important tout en minimisant le stress de tension, ce qui en fait une option particulièrement attrayante

pour de nombreuses applications nécessitant une performance optimale (Moghassemi, Padmanaban, Ramachandramurthy, Mitolo, & Benbouzid, 2021).

En résumé, le choix de la méthode dépendra des objectifs spécifiques de conception, étant donné chacune de ces approches présentant des bénéfices et des inconvénients distincts.

1.13 Impacts des installations photovoltaïques sur la qualité de l'énergie électrique au point de couplage commun du réseau

L'injection d'énergie dans un réseau électrique à partir de sources PV peut entraîner d'importantes perturbations, principalement en raison de l'utilisation d'onduleurs pour convertir le courant continu en courant alternatif. De nombreuses études ont été menées pour évaluer précisément l'impact de ces onduleurs, et l'un des exemples les plus notables des conséquences significatives possibles concerne l'introduction des harmoniques.

Les harmoniques représentent des phénomènes significatifs susceptibles de causer divers problèmes au sein des systèmes électriques. Ils peuvent entraîner une augmentation des pertes dans les conducteurs ainsi que dans les composants d'équipement tels que les interrupteurs, les disjoncteurs, les fusibles et les transformateurs. En outre, les harmoniques peuvent altérer la qualité de la tension électrique, perturbant ainsi le fonctionnement normal de nombreux appareils électriques et peuvent entraîner divers autres problèmes (Cours ENR850 à l'ÉTS).

Donc, il est impératif de mettre en œuvre un dispositif de filtrage à la sortie de l'onduleur afin de remédier à cette situation, garantissant ainsi la conformité aux normes établies par le gestionnaire de réseau (IEEE_519, 2022). En particulier, concernant les harmoniques injectées, une limite de 5 % de distorsion harmonique totale (DHT) maximale du courant est admise, comme indiqué dans le tableau 1-1 ci-après.

Tableau 1.1 Limite de distorsion harmonique du courant du réseau (IEEE_519, 2022)

Harmonique d'ordre n	$2 \leq n \leq 11$	$11 \leq n \leq 17$	$17 \leq n \leq 23$	$23 \leq n \leq 35$	$35 \leq n \leq 50$	DHT
DH en %	4	2	1.5	0.6	0.3	5

1.14 Filtrage du courant du réseau

Il existe diverses méthodes décrites dans la littérature qui peuvent être utilisées pour traiter les harmoniques présentes dans le réseau électrique, parmi lesquelles figurent les filtres passifs et actifs.

À l'origine, les filtres passifs étaient couramment employés pour réduire les harmoniques dans les systèmes électriques. Ces filtres font usage de composants passifs tels que des résistances, des inductances et condensateurs. Cependant, il existe des alternatives plus sophistiquées, notamment les filtres actifs de dérivation de puissance. Ces dispositifs se distinguent par leur remarquable flexibilité et leur capacité d'adaptation élevée. Ils offrent une compensation améliorée des harmoniques tout en prenant moins de place physique. Néanmoins, il est important de noter que les filtres actifs sont généralement considérés comme des solutions onéreuses (Hamadi, 2010).

Par conséquent, le choix entre filtres passifs et actifs dépendra des besoins spécifiques du système et du budget disponible.

Dans notre contexte, les filtres passifs représentent le choix optimal pour répondre à nos besoins de correction des harmoniques provenant de l'onduleur lui-même. Cependant, pour contrer les harmoniques générées par les charges non linéaires variables dans le temps, l'utilisation d'un filtre actif s'avère nécessaire.

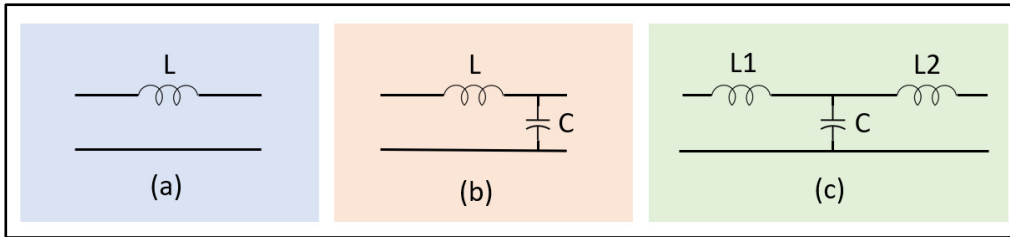


Figure 1.17 Divers types de filtres pour le réseau :
(a) Filtre L ; (b) Filtre LC ; (c) Filtre LCL

La figure 1.17 présente différentes configurations de filtres envisageables pour atténuer les harmoniques induites dans le réseau électrique par des dispositifs tels que des onduleurs ou des charges non linéaires. Ces configurations comprennent les filtres L, LC et LCL.

Les filtres L, LC et LCL peuvent représenter des solutions possibles pour atténuer les harmoniques générées par l'onduleur. Alors que les filtres L et LC engendrent des coûts plutôt importants en raison de la valeur élevée de leurs composants, surtout à des fréquences de commutation basses, le filtre LCL se distingue en offrant non seulement des valeurs de composants plus modestes, mais également une meilleure atténuation par rapport aux filtres L et LC (Yagnik & Solanki, 2017).

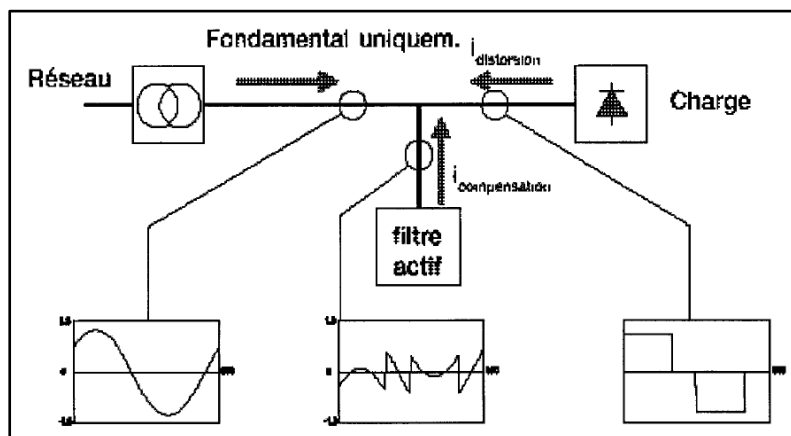


Figure 1.18 Principe du filtre actif

Tirée de Hamadi, (2004, p.12)

En ce qui concerne le filtre actif, comme le montre la figure 1.18, il est intégré directement dans la méthode de contrôle de l'onduleur. En réalité, on peut considérer ce filtre comme un onduleur commandé de manière spécifique, permettant ainsi l'élimination des harmoniques générées par les charges non linéaires. Le principe de fonctionnement consiste à injecter un courant de même amplitude que l'harmonique observée, mais en phase opposée, entraînant ainsi son annulation (Hamadi, 2004).

1.15 Problématique

En raison de son potentiel universellement accessible, l'énergie solaire se profile comme une solution prometteuse pour faciliter la transition vers des sources d'énergie propre et renouvelable. Cette transition offre une réponse au changement climatique tout en contrôlant la hausse continue des coûts liés aux énergies fossiles et en garantissant une source d'énergie fiable. Dans ce contexte, les systèmes PV connectés au réseau doivent relever le défi de convertir l'énergie de manière extrêmement efficace grâce à une gestion minutieuse pour une injection précise dans le réseau. Souvent, cela implique l'intégration d'une configuration à deux étapes (deux convertisseurs de puissance en cascade) pour augmenter la tension produite par les panneaux solaires, ce qui engendre des coûts additionnels. Cependant, un autre défi majeur pour les performances des panneaux PV concerne les ombrages partiels. Pour assurer le bon fonctionnement d'un système PV connecté avec un minimum des coûts, les problématiques suivantes doivent être correctement traitées.

1.15.1 Extraction de la puissance maximale avec l'onduleur quasi Z source

L'instabilité de la puissance générée par le système PV est un problème critique qui nécessite une solution. En général, cette instabilité est traitée au moyen de systèmes de suivi du point de puissance maximale, couramment réalisés à l'aide d'un convertisseur à CC-CC. Le suivi du point de puissance maximale doit également être accompli pour un onduleur quasi Z source.

1.15.2 Optimisation de la production d'énergie en cas d'ombrage partiel

La présence de multiples points de puissance maximale dans des conditions d'ombrage partiel constitue un défi pour les systèmes PV, incitant les chercheurs à élaborer plusieurs algorithmes pour résoudre ce problème, notamment en utilisant l'intelligence artificielle. En ce qui concerne un onduleur quasi Z source, il est essentiel aussi de résoudre ce problème avec un algorithme dédié.

1.15.3 Injection de courant dans le réseau électrique avec l'onduleur quasi Z source

Pour assurer une injection précise, stable et synchronisée de courant dans le réseau, il est impératif d'utiliser un système de contrôle multitâches adapté à la situation spécifique où l'onduleur quasi Z source est déployé.

1.15.4 Amélioration de la qualité d'énergie électrique du réseau

L'injection directe du courant dans le réseau électrique ainsi que la connexion des charges non linéaires peuvent engendrer des harmoniques et avoir un impact sur les clients connectés. Pour remédier à cette situation, il est essentiel d'installer un dispositif de filtrage visant à lisser le courant généré par l'onduleur et à améliorer la qualité de l'énergie électrique du réseau.

1.16 Objectifs

Le principal objectif de ce mémoire consiste à garantir le fonctionnement optimal d'un système PV connecté au réseau électrique en mettant l'accent sur l'utilisation exclusive d'un onduleur quasi Z source, tout en minimisant les coûts en évitant les configurations à deux étages. Afin d'atteindre cet objectif central et de résoudre les problématiques identifiées, nous pouvons définir les sous-objectifs suivants :

- Étude et tests d'un système PV
- Analyse de réseau d'impédance quasi Z
- Optimisation de la production électrique des panneaux PV
- Développement d'une solution économique pour surmonter le défi de l'ombrage partiel grâce à un algorithme spécialisé
- Injection de courant dans le réseau et mise en œuvre d'une procédure de filtrage
- Validation et tests des performances des solutions proposées en utilisant l'environnement Matlab Simulink

1.17 Méthodologie

Dans le but d'atteindre les objectifs énoncés précédemment, nous avons élaboré une méthodologie rigoureuse. Dans un premier temps, nous entreprendrons une analyse approfondie de la littérature scientifique afin de développer une solide compréhension des concepts fondamentaux, des composants essentiels d'un système PV connecté au réseau, ainsi que des méthodes d'amélioration existantes, tout en identifiant les défis inhérents. Par la suite, nous présenterons un processus méthodique pour la sélection des panneaux PV, accompagnés d'une étude approfondie du réseau d'impédance quasi Z, spécifiquement adapté à notre application. Nous aborderons également la mise en œuvre d'une stratégie de contrôle en boucle fermée pour le système PV. Nous soulignerons l'importance de la mise en œuvre d'un algorithme de MPPT pour les panneaux PV, suivi du développement d'un algorithme visant à maximiser la production d'énergie PV en exploitant les caractéristiques du réseau d'impédance quasi Z. Par la suite, nous mettrons en évidence les limitations de l'approche conventionnelle P&O pour le suivi du maximum de puissance en présence d'ombrage partiel. En réponse à cette contrainte, nous concevrons une nouvelle méthode de MPPT en combinant deux algorithmes spécifiques. De plus, nous intégrons un contrôleur d-q combiné à un contrôleur à logique floue, ainsi qu'une boucle à verrouillage de phase (PLL) pour permettre une injection stable, précise et synchronisée de la puissance active dans le réseau électrique. En outre, nous améliorons la qualité de l'énergie électrique du réseau grâce à l'utilisation d'un filtre LCL et d'un filtre actif. Afin de valider notre travail de recherche, nous

utiliserons l'outil MATLAB/Simulink, garantissant ainsi une approche méthodologique solide et rigoureuse tout au long de notre étude.

1.18 Conclusion

Le présent chapitre a été consacré, dans un premier temps, à souligner l'importance de l'énergie solaire tant à l'échelle mondiale que nationale, tout en explorant diverses topologies de conversion adaptées à ces systèmes. Par la suite, nous avons approfondi notre compréhension des systèmes PV en mettant l'accent sur des aspects essentiels tels que la modélisation des cellules solaires et l'évaluation de leurs impacts environnementaux. Nous avons également scruté de manière détaillée les techniques de MPPT, les configurations de connexion des panneaux PV, ainsi que les défis liés aux ombrages partiels. L'analyse s'est poursuivie avec une exploration des onduleurs monophasés, une introduction aux concepts du réseau d'impédance Z /quasi- Z et une étude des techniques de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM) associée. Enfin, nous avons examiné les conséquences des installations PV sur la qualité de l'énergie électrique au point de couplage commun du réseau, en présentant des stratégies de filtrage du courant du réseau électrique.

Le prochain chapitre se concentrera sur deux aspects clés : tout d'abord, une analyse approfondie du dimensionnement d'un système PV sera entreprise, suivie ensuite d'une étude détaillée du réseau d'impédance quasi Z .

CHAPITRE 2

DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE ET ÉTUDE DU L'ONDULEUR QUASI Z SOURCE

2.1 Introduction

Ce chapitre vise à présenter une approche méthodique pour le dimensionnement d'un système PV et à fournir une étude mathématique de l'onduleur quasi Z source. L'objectif principal est de démontrer comment exploiter de manière efficace cette architecture, en vue de l'appliquer de manière optimale au système PV.

2.2 Structure générale du système

Le système sous étude se compose principalement de cinq composantes distinctes, à savoir les panneaux PV, le réseau d'impédance quasi Z, l'onduleur monophasé, le filtre LCL et le réseau électrique. Toutes ces parties sont soumises à un contrôle en boucle fermée, où les interrupteurs de l'onduleur monophasé sont régulés au moyen d'un générateur PWM.

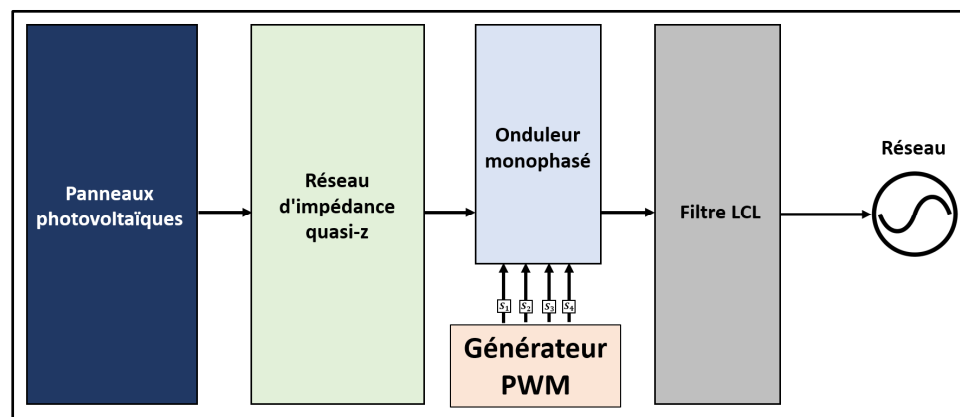


Figure 2.1 Vue d'ensemble du système

La figure 2.1 offre une vue d'ensemble du système sous étude.

2.3 Choix des panneaux solaires

Le choix des panneaux PV est influencé par divers facteurs, tels que la capacité de production électrique de panneau PV, le niveau d'irradiance solaire disponible, les besoins en puissance du système et la performance globale du système.

Afin d'établir le choix optimal des panneaux PV requis pour notre système, nous avons respecté ces processus (à partir de cours MTR811 à l'ÉTS) :

- Évaluation des besoins et disponibilité solaire :

Le choix de la consommation énergétique quotidienne moyenne doit tenir compte des exigences des charges connectées ainsi que des pertes d'énergie associées. Par ailleurs, étant donné que notre système est raccordé au réseau, nous avons la flexibilité de dimensionner notre installation de manière à ne pas couvrir l'intégralité des besoins énergétiques calculés pour les charges que nous avons sélectionnées. Dans notre cas, nous avons décidé d'opter pour une consommation quotidienne moyenne totale de 3300 Wh/jour.



Figure 2.2 Localisation géographique

Nous avons opté pour l'analyse du système en vue de son intégration au sein de notre établissement scolaire, situé géographiquement à Montréal, de coordonnées (45.495, -73.563), comme illustré dans la figure 2.2 provenant du site PVGIS.

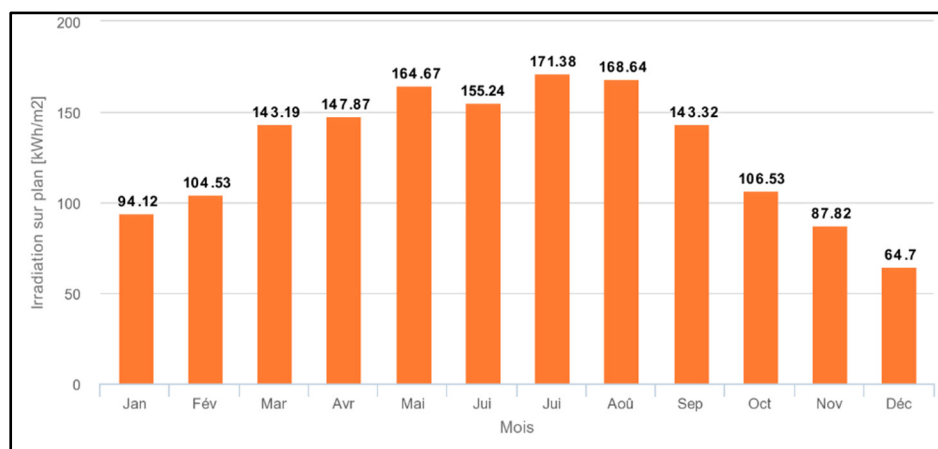


Figure 2.3 Irradiation mensuelle

La figure 2.3 présente l'irradiation mensuelle générée par PVGIS pour l'emplacement sélectionné. On remarque que le mois le moins ensoleillé est décembre, avec une irradiance de $64,7 \text{ kWh/m}^2/\text{moi}$. L'irradiance de ce mois sera prise en compte lors du calcul des heures de pointe d'ensoleillement (HSP). Cette variable est définie comme le nombre d'heures par jour pendant lesquelles l'intensité de l'irradiance solaire atteint en moyenne 1000 watts d'énergie par mètre carré. Elle peut être calculée de la manière suivante :

$$HSP = \frac{Irradiation_{\text{jour}}}{1 \text{kw/m}^2} \quad (2.1)$$

- Calcul de la quantité de modules PV nécessaire :

Pour notre système, nous avons choisi de travailler avec les panneaux solaires de la marque Jinko Solar, modèle JKM250-P-60.

Le tableau 2.1 présente les spécifications techniques du panneau solaire sélectionné, fournies dans des conditions standard (STC).

Tableau 2.1 Spécifications du panneau solaire sélectionné

Caractéristiques	Données
Courant de court-circuit (Isc)	8,85 A
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,7 V
Courant au point de puissance maximum (Imp)	8,20 A
Tension au point de puissance maximum (Vmp)	30,5 V
Puissance maximale (Pmax)	250 W

La quantité de modules PV nécessaire peut être calculée comme suit :

$$Quantite \ de \ modules \ PV = \frac{Besoin \ d'énergie}{HSP * Rend_{\text{système}} * P_{C_{\text{module}}}} \quad (2.2)$$

Avec :

$Rend_{systeme}$: Rendement du système (choisi pour être de 80%)

Pc_{module} : Puissance crête de module mesurée sous les conditions standard.

En utilisant la formule précédente, nous avons calculé que la quantité requise de panneaux du type sélectionné est de 8 unités.

- Calcul du nombre de modules en série et en parallèle :

Sachant que la tension délivrée au réseau d'impédance quasi Z a été choisie pour être 122 V, la quantité de modules en série est calculée comme suit :

$$\text{Quantité de modules en série} = \frac{\text{Tension du système}}{\text{Tension du module}} \quad (2.3)$$

La quantité de modules en parallèle est calculée comme suit :

$$\text{Quantité de modules en parallèle} = \frac{\text{Quantité de modules total}}{\text{Quantité de modules en série}} \quad (2.4)$$

En appliquant les formules mentionnées précédemment, nous avons déterminé qu'il est nécessaire d'installer deux rangées parallèles, chacune composée de 4 modules connectés en série.

2.4 Étude de l'onduleur quasi Z source

Pour notre cas, l'architecture conventionnelle de réseau d'impédance quasi Z d'un onduleur alimenté par une source de tension et fonctionnant en mode d'entrée du courant continu,

illustré dans la figure 2.4, représente la solution appropriée pour interconnecter le système PV que nous avons conçu.

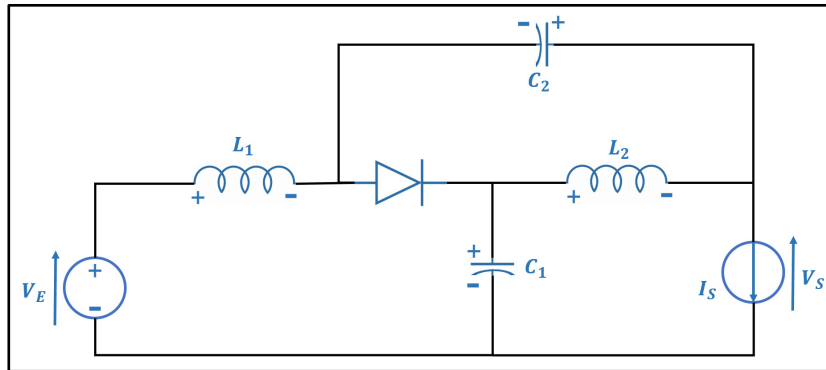


Figure 2.4 Architecture de réseau d'impédance quasi Z choisi

2.4.1 Analyse de réseau d'impédance de l'onduleur quasi Z source

L'onduleur quasi Z source fonctionne fondamentalement dans deux modes de fonctionnement discrets, reflétant le comportement de l'onduleur à source Z traditionnel : le mode sans court circuits et le mode avec courts circuits (Domínguez Amador, 2021).

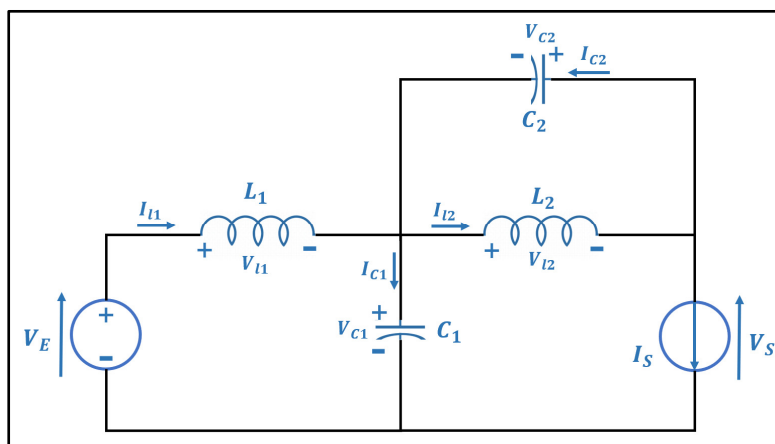


Figure 2.5 Circuit équivalent du réseau d'impédance quasi Z lorsqu'il est dans la mode 1 (sans courts-circuits)

Comme le montre la figure 2.5, sans court-circuit, l'onduleur de source quasi Z agit comme un onduleur de source de tension conventionnelle et la sortie du réseau d'impédance quasi Z agira comme une source de courant.

L'application de la loi des mailles donne les équations suivantes :

$$V_{L2} = -V_{C2} \quad (2.5)$$

$$V_S = V_{C1} - V_{L2} \quad (2.6)$$

A partir des équations 1 et 2, la tension de sortie est égale à la somme des tensions des condensateurs :

$$V_S = V_{C1} + V_{C2} \quad (2.7)$$

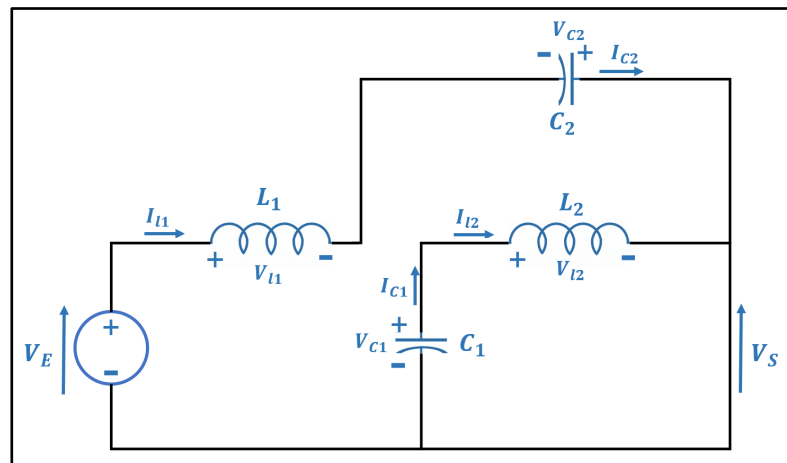


Figure 2.6 Circuit équivalent du réseau d'impédance quasi Z lorsqu'il est dans la mode 2 (avec courts-circuits)

La figure 2.6 illustre le schéma équivalent du réseau d'impédance quasi Z en mode 2. La tension de sortie dans ce cas est nulle.

Si T_{sh} représente la durée des courts-circuits survenant pendant une période T , le rapport de T_{sh} à T fournit le rapport cyclique de courts-circuits, désigné sous le nom de d_{sh} .

Une analyse mathématique plus approfondie mène à l'équation de sortie suivante (Domínguez Amador, 2021):

$$V_S = \left(\frac{1}{1 - (2 * d_{sh})} \right) * V_E \quad (2.8)$$

Selon l'équation 2.8, il est impératif que la variable d_{sh} possède des valeurs à la fois supérieures ou égales à zéro, tout en restant inférieure à 0,5.

Le réseau d'impédance quasi Z , qui est connecté à un onduleur triphasé, doit être conçu de manière à réduire les ondulations de courant et de tension pendant toutes les phases de fonctionnement de l'onduleur. En ce qui concerne l'onduleur monophasé, il est important de tenir compte les ondulations de courant et de tension à double fréquence de ligne (Y. Liu et al., 2016).

Les équations suivantes déterminent les valeurs minimales de capacité et d'inductance afin de limiter les ondulations de tension et de courant.

$$C \geq \frac{(1 - 2d_{sh})(1 + b \cos \emptyset) M I_a}{a \omega V_{in}} \quad (2.9)$$

$$L \geq \frac{a V_{in}(1 - 2d_{sh})}{4 \omega b M I_a \cos \emptyset} \quad (2.10)$$

Avec :

ω est la fréquence angulaire

a et b sont respectivement les rapports d'ondulation de tension et de courant

\emptyset est l'angle d'impédance

I_a est l'amplitude du courant alternatif

M est l'indice de modulation

2.4.2 Modélisation de l'onduleur quasi Z source

La figure 2.7 illustre les circuits équivalents de l'onduleur à source quasi Z sous les deux modes, en prenant en compte les résistances présentes dans les inductances et les condensateurs.

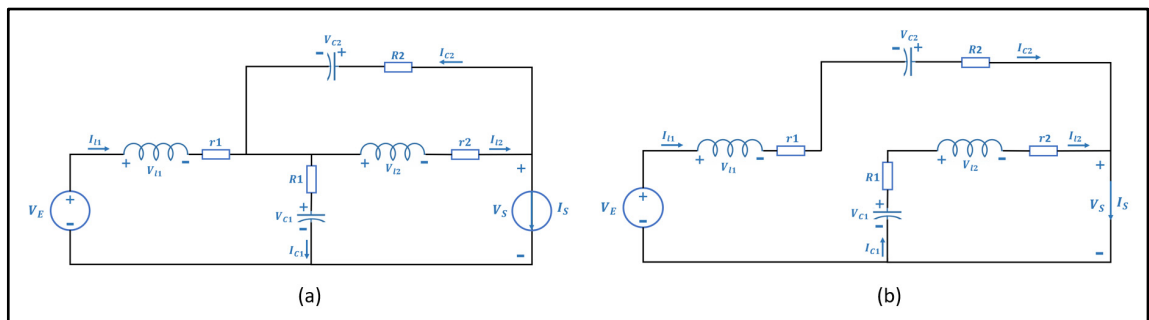


Figure 2.7 Circuit équivalent du réseau d'impédance quasi Z : (a) mode 1, (b) mode 2

Pour déterminer la représentation d'état de l'onduleur à source quasi Z, il est nécessaire de formuler des équations mathématiques correspondant à chaque mode de fonctionnement. Nous suivons les étapes précisées par (Li, Jiang, Cintron-Rivera, & Peng, 2013) :

- Définir les variables système :

La tension d'entrée V_e est désignée comme l'entrée principale du système. Le système englobe quatre variables d'état, à savoir les courants traversant les deux inductances (i_{L1} et i_{L2}) ainsi que les tensions aux bornes des condensateurs (V_{C1} et V_{C2}). De plus, le courant de sortie i_s est utilisé comme une autre entrée (perturbation) pour le réseau d'impédance quasi Z. À des fins de simplification, l'hypothèse est faite que les paramètres suivants sont équivalents : les capacités $C = C1 = C2$, les inductances $L = L1 = L2$, les résistances des inductances $r =$

$r_1 = r_2$ et les résistances des condensateurs $R = R_1 = R_2$. Ensuite, nous avons choisi V_{c1} et V_{c2} comme les sorties du système à l'étude.

- Représentation du mode 2 (avec court circuits) :

Dans le contexte de la mode 2, il se produit une conversion de l'énergie électrostatique contenue dans les condensateurs en énergie magnétique stockée dans les inductances (Li et al., 2013).

D'après la loi des mailles, on peut écrire les équations suivantes :

$$V_e(t) - L_1 \frac{di_{l1}(t)}{dt} - ri_{l1}(t) + V_{c2}(t) - Ri_{l1}(t) = 0 \quad (2.11)$$

$$V_{c1}(t) - Ri_{l2}(t) - L_2 \frac{di_{l2}(t)}{dt} - ri_{l2}(t) = 0 \quad (2.12)$$

Aussi on a :

$$C \frac{dv_{c2}(t)}{dt} = -i_{l1}(t) \quad (2.13)$$

$$C \frac{dv_{c1}(t)}{dt} = -i_{l2}(t) \quad (2.14)$$

L'équation d'état dynamique pour le réseau d'impédance quasi Z dans ce cas est la suivante :

$$\frac{dX}{dt} = A_1 * X + B_1 * U \quad (2.15)$$

Avec :

$$A_1 = \begin{pmatrix} \frac{-(R+r)}{L} & 0 & 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & \frac{-(R+r)}{L} & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{C} & 0 & 0 \\ \frac{-1}{C} & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

$$B1 = \begin{pmatrix} 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

- Représentation du mode 1 (sans court circuits) :

En mode 1, la source d'alimentation en courant continu, conjointement avec les inductances, charge les condensateurs et alimente la charge alternative aux bornes du pont onduleur (Li et al., 2013).

L'application de la loi des mailles et de la loi des nœuds peut conduire à l'obtention de ces équations :

$$V_e(t) - L_1 \frac{di_{l1}(t)}{dt} - ri_{l1}(t) - R(i_{l1}(t) - i_s(t)) - V_{c1}(t) = 0 \quad (2.18)$$

$$V_{c2}(t) + (R+r)i_{l2}(t) - Ri_s(t) + L_2 \frac{di_{l2}(t)}{dt} = 0 \quad (2.19)$$

$$C \frac{dv_{c1}(t)}{dt} = i_{l1}(t) - i_s(t) \quad (2.20)$$

$$C \frac{dv_{c2}(t)}{dt} = i_{l2}(t) - i_s(t) \quad (2.21)$$

Dans cette situation, l'équation d'état dynamique est la suivante :

$$\frac{dX}{dt} = A_2 * X + B_2 * U \quad (2.22)$$

Avec :

$$A_2 = \begin{pmatrix} \frac{-(R+r)}{L} & 0 & \frac{-1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{-(R+r)}{L} & 0 & \frac{-1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (2.23)$$

$$B_2 = \begin{pmatrix} \frac{R}{L} & \frac{1}{L} \\ \frac{R}{L} & 0 \\ \frac{-1}{C} & 0 \\ \frac{-1}{C} & 0 \end{pmatrix} \quad (2.24)$$

- Représentation du système total (mode 2 + mode 1) :

Nous utilisons maintenant les matrices précédentes pour établir la représentation générale de l'état du système, qui s'écrira comme suit :

$$\dot{X} = A * X + B * U \quad (2.25)$$

$$Y = C * X + D * U \quad (2.26)$$

Avec :

$$A = d_{sh} * A_1 + (1 - d_{sh})A_2 \quad (2.27)$$

$$B = d_{sh} * B_1 + (1 - d_{sh})B_2 \quad (2.28)$$

$$C = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (2.29)$$

$$D = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (2.30)$$

En résolvons les équations 1 et 2 pour déterminer la forme finale des matrices A et B, nous parvenons à obtenir la représentation d'état complète comme suit :

$$\dot{X} = \begin{pmatrix} \frac{-(R+r)}{L} & 0 & \frac{(d_{sh}-1)}{L} & \frac{d_{sh}}{L} \\ 0 & \frac{-(R+r)}{L} & \frac{d_{sh}}{L} & \frac{(d_{sh}-1)}{L} \\ \frac{(1-d_{sh})}{C} & \frac{-d_{sh}}{C} & 0 & 0 \\ \frac{-d_{sh}}{C} & \frac{(1-d_{sh})}{C} & 0 & 0 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} i_{L1}(t) \\ i_{L2}(t) \\ V_{C1}(t) \\ V_{C2}(t) \end{pmatrix} \quad (2.31)$$

$$+ \begin{pmatrix} \frac{(1-d_{sh})R}{L} & \frac{1}{L} \\ \frac{(1-d_{sh})R}{L} & 0 \\ \frac{(d_{sh}-1)}{C} & 0 \\ \frac{(d_{sh}-1)}{C} & 0 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} i_s(t) \\ V_e(t) \end{pmatrix}$$

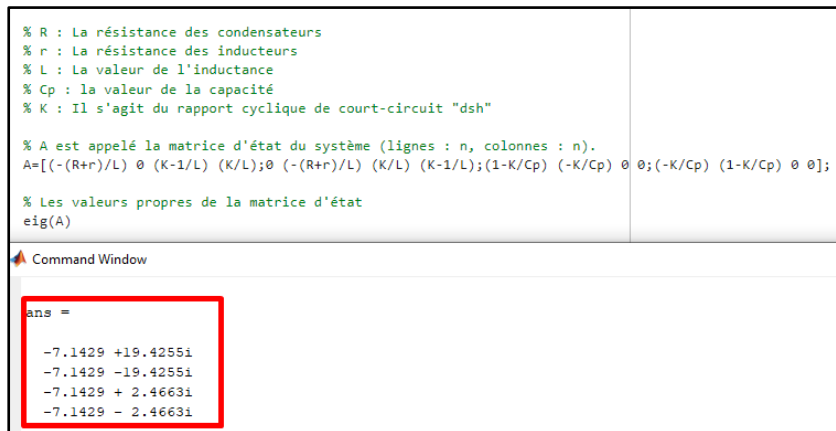
$$Y = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} i_{L1}(t) \\ i_{L2}(t) \\ V_{C1}(t) \\ V_{C2}(t) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} i_s(t) \\ V_e(t) \end{pmatrix} \quad (2.32)$$

La représentation d'état d'un système revêt une polyvalence qui s'étend à diverses applications, parmi lesquelles figure en particulier l'analyse de la stabilité du système en étudiant les valeurs propres de la matrice d'état A .

En substituant les symboles d'impédance de la représentation d'état par leurs valeurs numériques, on simplifie le système à une unique variable, qui est dsh .

Pour minimiser les contraintes liées aux courts-circuits, nous allons étudier et utiliser uniquement deux valeurs de la variable dsh .

L'étude débute en fixant dsh à une valeur constante de 0,1. Comme illustré dans la figure 2.8, un code MATLAB a été créé pour analyser la matrice d'état A , ce qui permet d'acquérir des données cruciales concernant la stabilité du système.



```

% R : La résistance des condensateurs
% r : La résistance des inducteurs
% L : La valeur de l'inductance
% Cp : la valeur de la capacité
% K : Il s'agit du rapport cyclique de court-circuit "dsh"

% A est appelé la matrice d'état du système (lignes : n, colonnes : n).
A=[(-(R+r)/L) 0 (K-1/L) (K/L); 0 (-(R+r)/L) (K/L) (K-1/L); (1-K/Cp) (-K/Cp) 0 0; (-K/Cp) (1-K/Cp) 0 0];

% Les valeurs propres de la matrice d'état
eig(A)

```

Command Window

```

ans =
-7.1429 +19.4255i
-7.1429 -19.4255i
-7.1429 + 2.4663i
-7.1429 - 2.4663i

```

Figure 2.8 Valeurs propres de la matrice A en utilisant Matlab pour dsh égal à 0,1

Les résultats issus de l'exécution du code MATLAB démontrent que le système est en effet stable. Cette conclusion découle de l'observation que la partie réelle des valeurs propres de la matrice d'état est négative, ce qui signifie que les pôles du système présentent une composante réelle strictement négative. Par conséquent, les valeurs spécifiques des

impédances choisies, ainsi que la valeur fixe de dsh , contribuent à maintenir la stabilité du système.

```

% R : La résistance des condensateurs
% r : La résistance des inducteurs
% L : La valeur de l'inductance
% Cp : la valeur de la capacité
% K : Il s'agit du rapport cyclique de court-circuit "dsh"

% A est appelé la matrice d'état du système (lignes : n, colonnes : n).
A=[(-(R+r)/L) 0 (K-1/L) (K/L); 0 -(R+r)/L (K/L) (K-1/L); (1-K/Cp) (-K/Cp) 0 0; 0 0 (-K/Cp) (1-K/Cp) 0 0];

% Les valeurs propres de la matrice d'état
eig(A)

```

Command Window

```

ans =
    -7.1429 +17.4964i
    -7.1429 -17.4964i
    -7.1429 +17.4964i
    -7.1429 -17.4964i

```

Figure 2.9 Valeurs propres de la matrice A en utilisant Matlab pour dsh égal à 0

Conformément à l'illustration présentée dans la figure 2.9, la stabilité du système a également été évaluée en soumettant dsh à une valeur nulle, correspondant à une configuration sans court-circuit dans le système. Il est intéressant de noter que, dans cette situation, le système aussi maintient sa stabilité, comme le confirme la figure.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons procédé au dimensionnement de notre système PV en termes de type et de nombre de panneaux à utiliser. Ensuite, nous avons présenté une analyse mathématique de l'onduleur quasi Z source afin de fournir une compréhension approfondie de ses aspects pratiques.

En conclusion, ce chapitre a jeté les bases essentielles pour une intégration réussie de l'onduleur quasi Z source dans les systèmes photovoltaïques. Le prochain chapitre sera dédié à l'étude du contrôle en boucle fermée du système et à la filtration du courant du réseau monophasé.

CHAPITRE 3

CONTRÔLE EN BOUCLE FERMÉE DU SYSTÈME

3.1 Introduction

Le contrôle du système revêt une importance cruciale pour une injection précise de l'énergie dans le réseau et pour garantir le bon fonctionnement des panneaux PV. En utilisant un onduleur quasi Z source, nous mettons en œuvre un contrôle spécifique et robuste, permettant ainsi de tirer pleinement parti de cette topologie.

Dans ce chapitre, nous débutons par la présentation de la méthode de contrôle adoptée dans le système. Nous définissons également les principaux concepts associés à ce contrôle, notamment le suivi du point de puissance maximale, la synchronisation avec le réseau électrique et la régulation de la tension du bus continu. De plus, nous procédons au dimensionnement d'un filtre LCL afin d'atténuer les harmoniques générées par l'onduleur.

3.2 Les tâches envisagées dans la stratégie de contrôle

La mise en place d'un système de contrôle en boucle fermée est essentielle pour garantir un fonctionnement optimal. Ce type de contrôle permet de surveiller en temps réel les paramètres critiques et d'apporter des ajustements instantanés pour maintenir la performance et la stabilité du système.

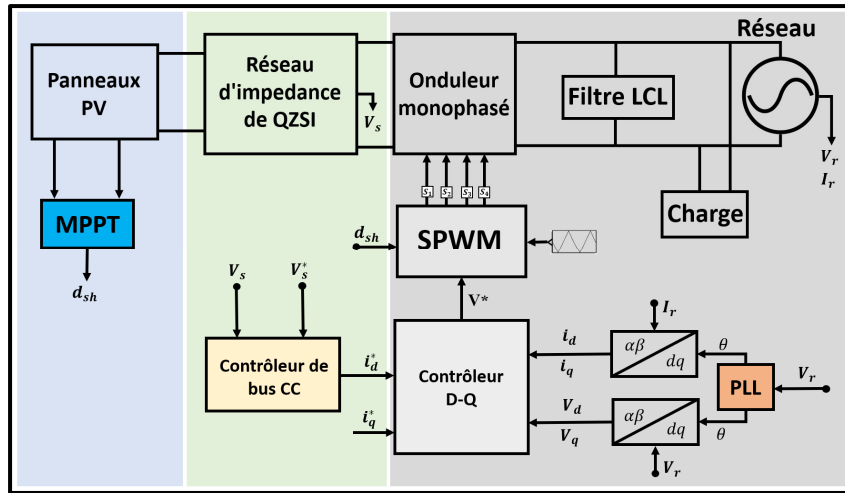


Figure 3.1 Structure générale du contrôle du système

La figure 3.1 présente la structure générale adoptée pour le contrôle du système. Il est clair que ce contrôle repose sur quatre tâches fondamentales : maximiser la puissance des panneaux PV, injecter du courant dans le réseau tout en assurant sa synchronisation avec la tension du réseau, réguler la tension d'entrée de l'onduleur à sa valeur cible souhaitée et la compensation des harmoniques.

3.3 Suivi du point de puissance maximale pour un onduleur quasi Z source

La possibilité de réaliser des courts-circuits avec un onduleur à source quasi Z présente peut être exploitée pour effectuer le suivi du point de puissance maximale (Park, Kim, Nho, Chun, & Choi, 2009).

En se référant à l'équation 2.8 que nous avons explorée dans le chapitre deux lors de l'analyse de l'onduleur à source quasi Z, nous pouvons en déduire que lorsque la tension de sortie du réseau d'impédance quasi Z est maintenue constante, il est essentiel de noter que la tension d'entrée diminue à mesure que l'intervalle des courts-circuits augmente. En conséquence, il devient possible de réguler le point de fonctionnement du panneau PV en ajustant la durée des courts-circuits.

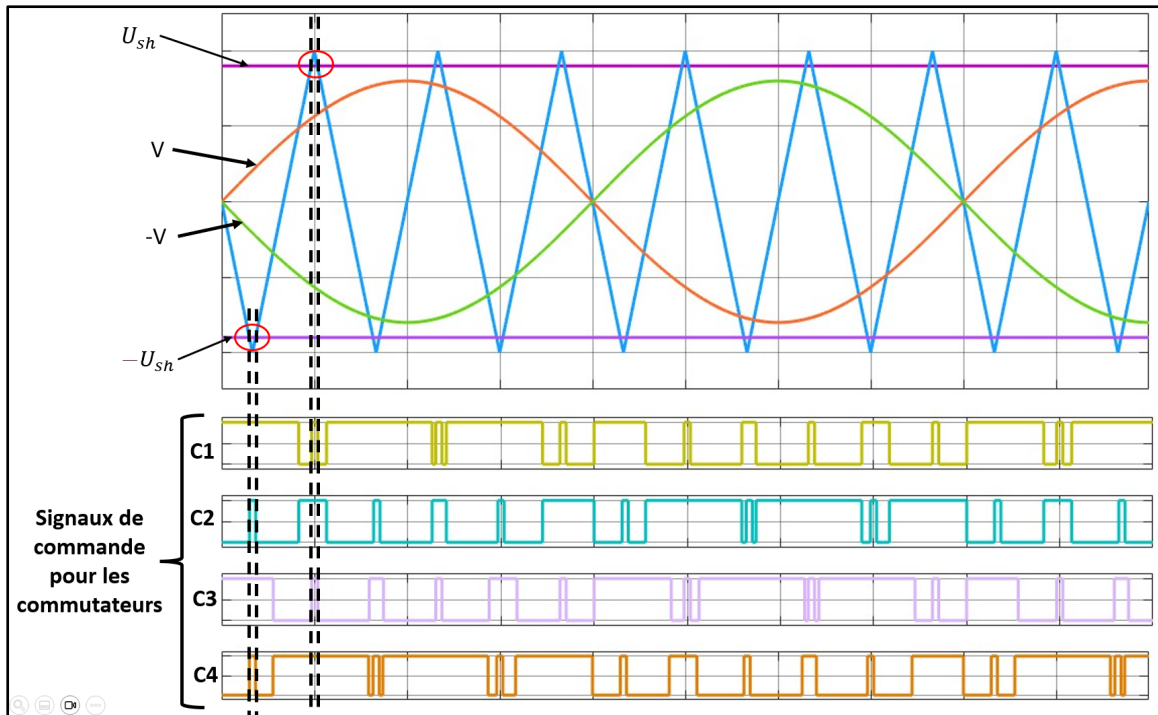


Figure 3.2 Génération des signaux de commande

Étant donné que les courts-circuits dans le système seront uniquement utilisés pour le suivi du point de puissance maximale, la façon de la génération d'états de courts-circuits choisis s'inspire de l'approche utilisée dans la méthode SBC, comme clairement illustrée dans la figure 3.2, qui présente la méthode SPWM employée pour la génération des signaux de commande de l'onduleur quasi Z source. Cette méthode a démontré son efficacité pour les systèmes PV raccordés au réseau (Shahparasti, Sadeghi Larijani, Fatemi, Yazdian Varjani, & Mohammadian, 2010).

Pour illustrer de manière plus approfondie le fonctionnement de la technique de MPPT en association avec les courts-circuits, prenons un exemple concret : lorsque la tension du panneau PV nécessite une réduction, il est nécessaire d'augmenter le rapport cyclique des courts-circuits. Ce processus engendre une réduction de la valeur de référence du court-circuit, U_{sh} .

3.3.1 La méthode perturbation et observation (P&O)

L'algorithme P&O conventionnel est largement reconnu comme l'un des algorithmes de suivi du maximum de puissance le plus couramment utilisé dans l'industrie PV.

Dans le cadre de cette étude, nous avons délibérément opté pour l'utilisation de cet algorithme en raison de plusieurs caractéristiques clés qui le rendent particulièrement approprié à notre application.

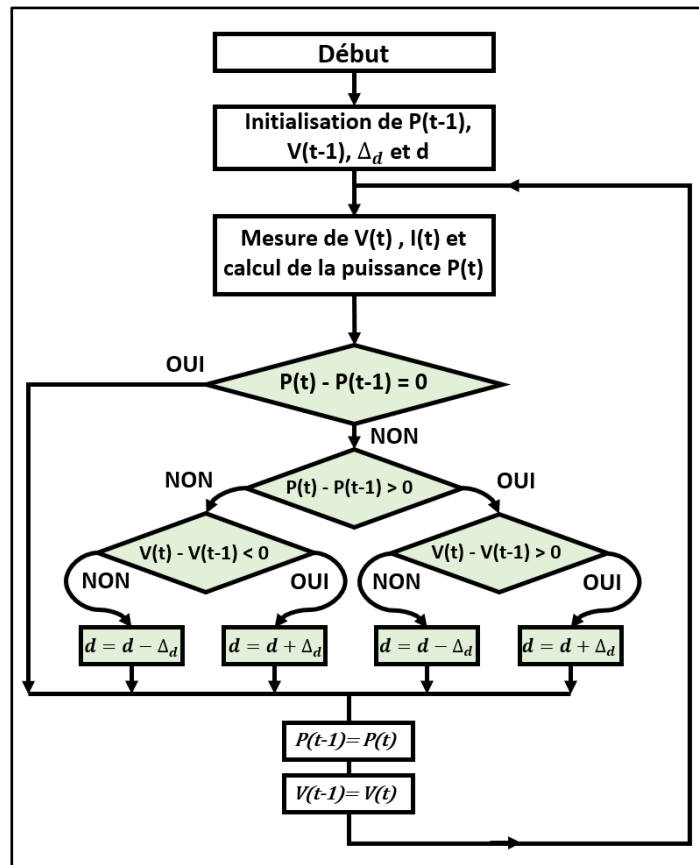


Figure 3.3 Organigramme de l'algorithme P&O

Tout d'abord, sa simplicité est un atout majeur. Comme illustré dans la figure 3.3, l'algorithme P&O débute en calculant la variation de puissance entre la sortie actuelle et la sortie précédente du panneau PV. Ensuite, il retourne à l'état initial si la variation de

puissance est nulle, ou il examine si elle est positive ou négative. Enfin, l'algorithme ajuste le rapport cyclique de contrôle du convertisseur à CC-CC en fonction du signe de la variation de puissance et de la différence de tension entre la sortie actuelle et la sortie précédente. En résumé, lorsque l'algorithme détecte une variation, il apporte une légère perturbation au point de fonctionnement du panneau solaire et surveille si la puissance augmente ou diminue afin d'effectuer les ajustements appropriés.

De plus, l'algorithme P&O présente un avantage financier non négligeable. Son installation est abordable, car elle n'exige pas de composants coûteux ou compliqués, ce qui en fait une option attractive pour les projets solaires où les coûts sont un élément essentiel.

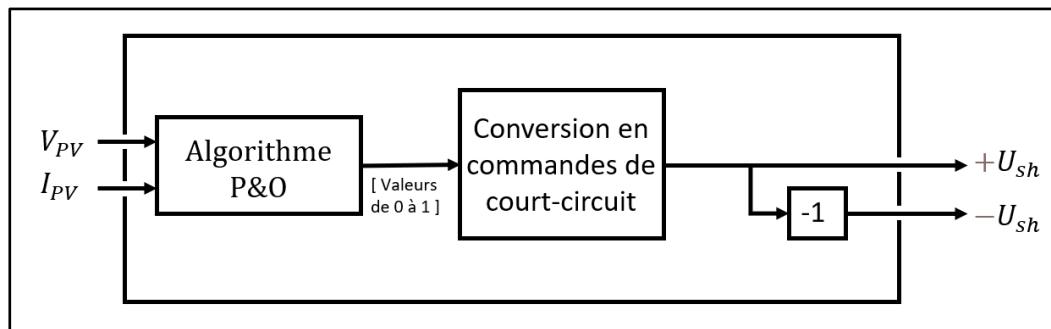


Figure 3.4 Génération de références de courts-circuits avec l'algorithme P&O

Cependant, il convient de noter que cet algorithme nécessite quelques ajustements, étant principalement conçu pour un convertisseur à CC-CC adapté aux applications à deux étages. Dans le but de simplifier ce processus, nous avons introduit un bloc de transformation, comme illustré à la figure 3.4. Ce bloc utilise une méthode de codage simple pour transmettre le rapport cyclique généré par l'algorithme P&O vers les références de courts-circuits, U_{sh+} et U_{sh-} tout en respectant la condition définie dans le chapitre deux, laquelle stipule que le rapport cyclique de courts-circuits d_{sh} doit être égal ou supérieur à zéro et inférieur à 0,5.

3.3.2 Solution proposée pour surmonter le défi de l'ombre partielle

La résolution du problème de l'ombrage partiel revêt une importance cruciale, car elle contribue à améliorer la performance globale de la solution et à la rapprocher de la réalité. Une approche envisageable pour résoudre ce défi consiste à opter pour une architecture décentralisée lors de l'installation des panneaux PV. Cette approche impliquerait que chaque panneau PV soit équipé de son propre convertisseur et de son propre système de MPPT.

Dans le cas d'ombrage partiel, il a été constaté que l'adoption d'une architecture décentralisée avec un convertisseur à CC-CC dédié installé après chaque panneau PV entraîne une nette amélioration de la production d'énergie par rapport à une architecture centralisée (Raddaoui, 2022). Cependant, il est important de souligner que cette approche est généralement perçue comme coûteuse.

Dans le contexte qui nous concerne, cette approche est également perçue comme étant à la fois onéreuse et peu attrayante. Même en remplaçant le convertisseur à CC-CC par un réseau d'impédance quasi Z , il demeure nécessaire d'utiliser plusieurs onduleurs dans l'architecture décentralisée pour superviser le système de MPPT. Une telle configuration peut entraîner des coûts considérables, ce qui justifie la nécessité de considérer une alternative basée sur une structure centralisée.

La solution mise en place repose sur la notion de déterminer le moment optimal pour activer l'algorithme P&O. Pour ce faire, elle propose tout d'abord l'introduction d'une période d'attente avant d'enclencher l'algorithme P&O. Pendant cette période, les décisions seront prises au moyen d'un autre algorithme. Cette méthodologie s'est avérée efficace dans le contexte de l'onduleur quasi-source Z , notamment en présence d'ombrage partiel, où l'algorithme PSO travaille en tandem avec l'algorithme P&O (Hanafiah, Ayad, Hehn, & Kennel, 2017).

Cependant, dans le cadre de cette étude, nous adopterons une approche algorithmique modifiée. Cette approche s'inspire de la méthode de balayage global, qui a également montré son efficacité pour l'optimisation du point de puissance maximale dans des applications à double étage (Duan, Leng, Duan, Hu, & Mao, 2015).

La proposition de solution peut être décomposée en trois composantes essentielles, comme clairement illustrée dans la figure 3.5.

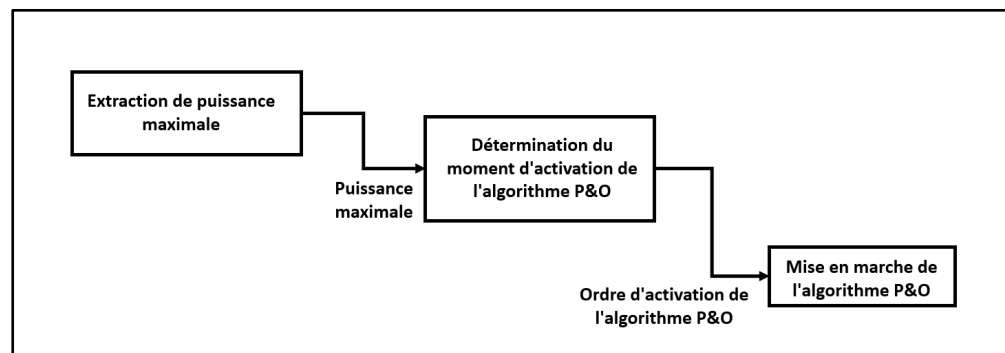


Figure 3.5 Solution proposée pour l'ombrage partiel

Dans la première phase, nous entreprenons un enregistrement continu de la puissance maximale. La seconde phase consiste à déterminer le moment optimal pour l'activation de l'algorithme P&O, une décision qui est basée sur les informations recueillies lors de la première phase. Enfin, la dernière étape de notre approche concerne l'application concrète de l'algorithme P&O, qui sera exécutée avec précision et conformément à la séquence définie au cours des phases précédentes.

Cette séparation en trois étapes distinctes permet une approche méthodique et efficace pour atteindre nos objectifs en matière de suivi du point de puissance maximale.

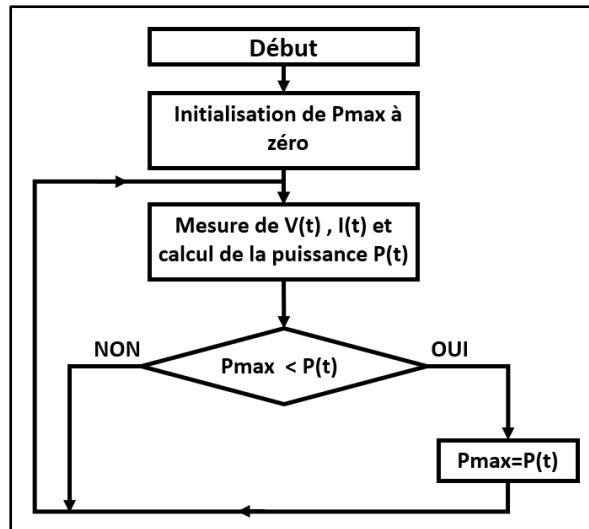


Figure 3.6 Sous bloc 1

La figure 3.6 illustre l'organigramme du premier sous bloc conçu pour extraire la puissance maximale en présence des conditions d'ombrage partiel. Au cours de cette phase, l'algorithme effectue une comparaison continue entre la puissance actuelle et la puissance précédemment enregistrée. Si la puissance actuelle dépasse la précédente, elle est consignée en tant que nouveau maximum à conserver. En revanche, si la puissance actuelle est inférieure ou égale à la précédente, aucune action n'est entreprise et l'algorithme poursuit ses évaluations lors de la prochaine itération.

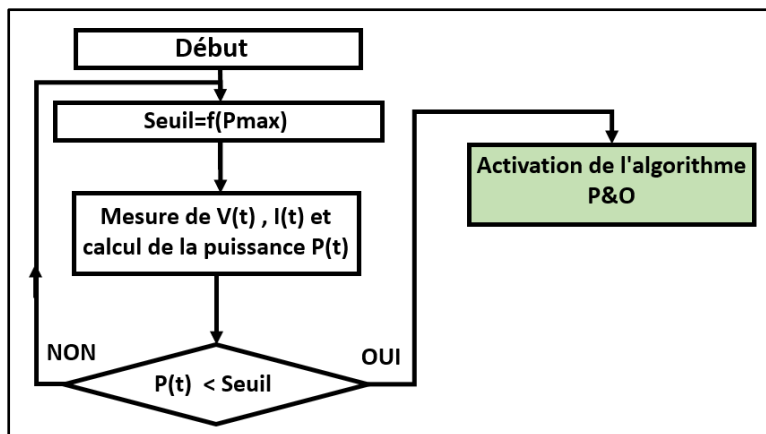


Figure 3.7 Sous bloc 2

La figure 3.7 présente l'organigramme du deuxième sous bloc, dont la fonction est de déterminer le moment optimal d'activation du troisième bloc, qui abrite l'algorithme P&O. Au sein de ce deuxième bloc, un seuil préalablement défini est en vigueur, par rapport auquel l'algorithme effectue une évaluation continue du niveau de puissance actuel. Si la puissance actuelle passe en dessous de ce seuil, cela indique l'absence de points de puissance potentiels plus élevés à prévoir et le dernier point de puissance maximale enregistré devient alors le maximum de puissance global. En conséquence, l'algorithme enclenche l'activation de l'algorithme P&O afin de converger vers ce point. En revanche, si la puissance actuelle demeure constamment supérieure au seuil, l'algorithme continue d'attendre l'émergence éventuelle de points de puissance maximale supplémentaires.

Le seuil doit être déterminé en fonction de la puissance maximale enregistrée. Plus le seuil est bas, plus la précision de l'analyse est élevée. Cependant, nous devons également tenir compte du temps nécessaire pour effectuer cette analyse. Afin de trouver un équilibre entre la précision de l'extraction du point de puissance maximale global et le temps nécessaire pour l'analyse, nous avons décidé que le seuil serait fixé à la moitié de la valeur de puissance maximale enregistrée.

3.4 Injection du courant dans le réseau

La méthode de contrôle d-q, illustrée dans la figure 3.8, a été soigneusement choisie comme pilier du système de commande pour établir la connexion entre l'onduleur monophasé et le réseau électrique.

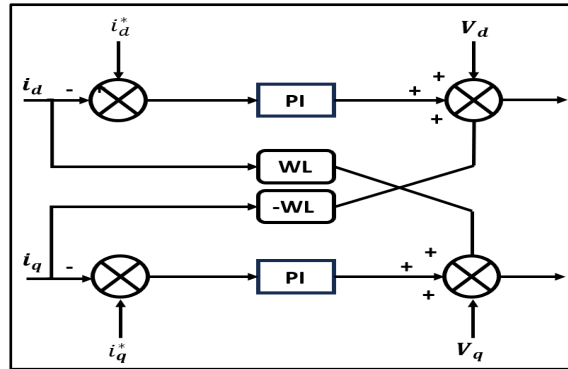


Figure 3.8 Schéma de contrôle d-q

Le contrôleur d-q utilise un module de transformation de référence pour convertir les formes d'onde du courant et de la tension provenant du réseau en un cadre de référence qui tourne de manière synchrone avec la tension du réseau. Cette transformation permet de décomposer les variables électriques en composantes directe (d) et quadratique (q), rendant ainsi les variables de contrôle continues. Cette continuité simplifie la mise en œuvre du contrôle, car elle permet l'utilisation de régulateurs continus tels que les régulateurs proportionnels intégrateurs (PI) (Wu, Blaabjerg, Chung, He, & Huang, 2022).

3.4.1 Synchronisation de l'onduleur monophasé avec le réseau électrique

Il est manifeste à partir de la figure 3.1 que le contrôleur d-q nécessite une boucle à verrouillage de phase (PLL) pour garantir la synchronisation de l'onduleur monophasé avec le réseau électrique.

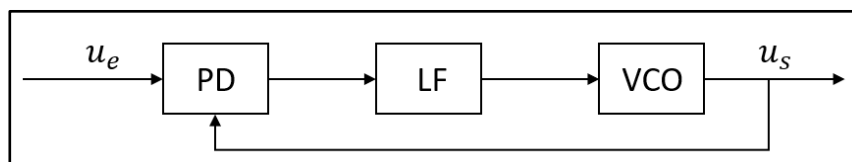


Figure 3.9 Structure générale d'un système PLL

La structure de base d'un système PLL est illustrée dans la figure 3.9. En général, presque tous les types des PLL sont composés de trois éléments clés : un détecteur de phase, un filtre

de boucle et un oscillateur commandé en tension. Ils permettent de mesurer la différence de phase entre l'entrée et la sortie, de filtrer les composantes indésirables et d'ajuster l'oscillateur pour maintenir la synchronisation de phase entre les signaux d'entrée et de sortie (Xu, Qian, Bian, Hu, & Xie, 2022).

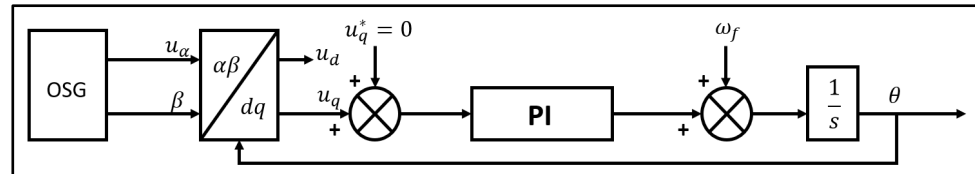


Figure 3.10 PLL type OSG

La figure 3.10 montre le PLL adopté pour notre système qui est un PLL avec générateur de signaux orthogonaux (OSG). Via la tension de réseau, l'OSG crée une paire de signaux u_α et u_β avec la même amplitude et une différence de phase de 90 degrés, puis envoie les signaux orthogonaux au module de transformation de Park pour créer une paire de signaux orthogonaux u_d et u_q . En utilisant un régulateur PI pour régler u_q sur zéro, la différence de phase entre le signal estimé et la tension d'entrée est nulle, ce qui rend la phase verrouillée (Xu et al., 2022).

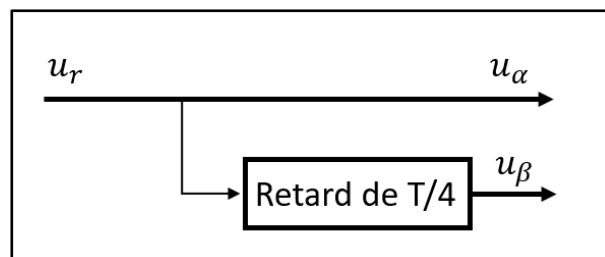


Figure 3.11 Création de signaux u_α et u_β

La création de signaux u_α et u_β peut-être réaliser avec plusieurs méthodes (Xu et al., 2022).

Pour nous, on a choisi de générer les signaux u_α et u_β en effectuant un retard de $T/4$ comme la montre la figure 3.11.

3.4.2 Contrôle de la tension à l'entrée de l'onduleur du système

Comme illustré dans la figure 3.1, le contrôleur d-q nécessite un régulateur pour maintenir la tension continue fournie à l'onduleur à un niveau constant. À cette fin, nous avons opté pour l'utilisation d'un régulateur fondé sur la logique floue.

L'erreur $E(t)$ et la variation de l'erreur $\Delta E(t)$ sont définies comme deux entrées du contrôleur à logique floue et sont exprimées dans les deux équations suivantes, soit l'équation 3.1 et l'équation 3.2 (Raddaoui, 2022).

$$E(t) = U_{dc}^* - U_{dc}(t) \quad (3.1)$$

$$\Delta E(t) = E(t) - E(t - 1) \quad (3.2)$$

Les valeurs linguistiques suivants sont utilisés : TG « Très grand », G « grand », Z « Zéro », P « Petit » et TP « Très petit ».

La représentation des fonctions d'appartenance de chaque entrée et sortie du système se trouve dans la figure 3.12.

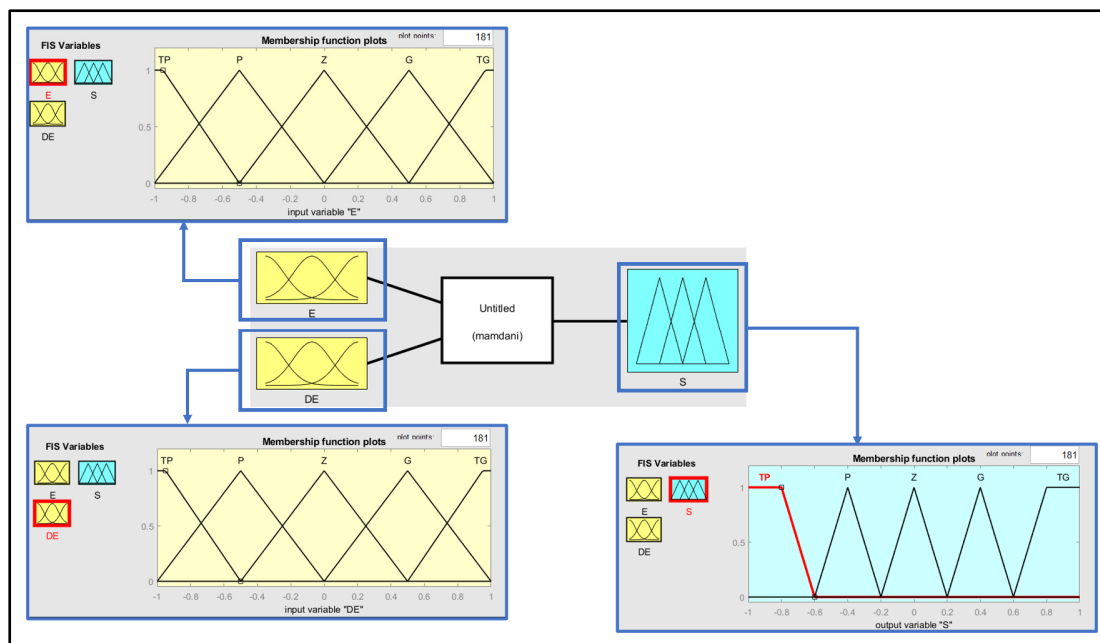


Figure 3.12 Courbes de fonctions d'appartenance des entrées et des sorties du FLC

Le tableau 3.1 présente la base de règles du FLC, tandis que la figure 3.13 illustre graphiquement le surface 3D correspondante à ces règles.

Tableau 3.1 Règles du FLC

		ΔE				
		TP	P	Z	G	TG
E	TP	Z	G	TG	TG	TG
	P	P	Z	G	G	TG
	Z	P	P	Z	G	TG
	G	P	P	P	Z	G
	TG	TP	TP	TP	P	Z

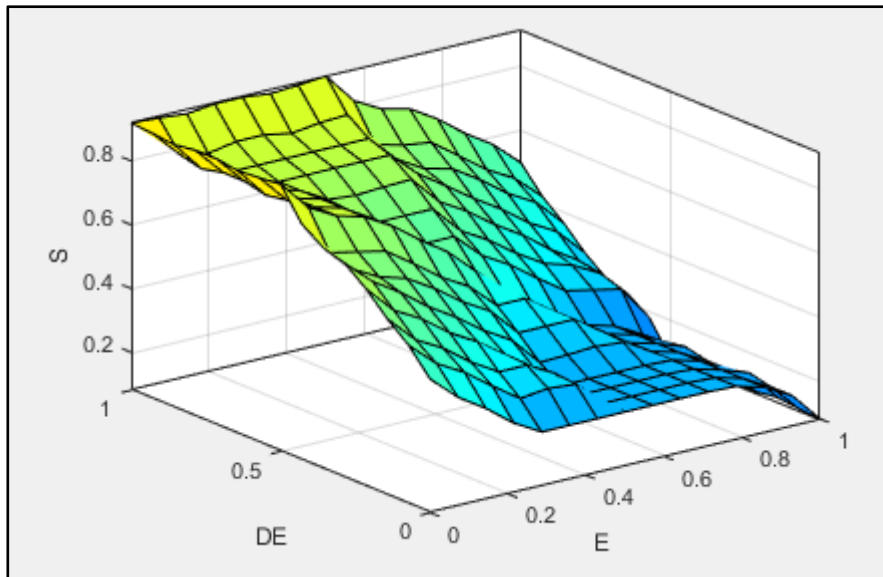


Figure 3.13 Vue 3D de la surface des règles

La méthode MAX-MIN a été choisie comme méthode d'inférence et la méthode du centroïde a été choisie pour effectuer la défuzzification.

Il convient de mentionner que la sortie du contrôleur à logique floue est multipliée par un gain spécifique afin d'optimiser l'extraction maximale de puissance des panneaux photovoltaïques. Cependant, une amélioration de la précision du contrôleur pourrait être obtenue en augmentant le nombre de valeurs linguistiques, ce qui contribuerait à réduire les fluctuations potentielles autour de la valeur de tension souhaitée.

3.5 Filtre LCL

Afin de concevoir le filtre LCL, nous avons suivi ces étapes et équations (Wehmuth, Curi Busarello, & Péres, 2021) :

- Étape 1 :

Il est nécessaire de calculer d'abord l'inductance totale maximale autorisée de manière que la chute de tension totale aux bornes des inductances du filtre reste inférieure à 10 % de la tension du réseau, donc, l'inductance totale maximale autorisée est donnée par l'équation suivante :

$$L_T \leq 10\% \frac{V_g^2}{2\pi f_0 P_n} \quad (3.3)$$

Avec :

L_T : l'inductance totale du filtre LCL

V_g : Tension du réseau RMS

f_0 : fréquence du réseau

P_n : puissance nominale de sortie

- Étape 2 :

Ensuite, la valeur de l'inductance de l'inducteur côté onduleur peut être calculée en utilisant l'équation suivante :

$$L_1 \geq \frac{V_{dc}}{2(20\% \sim 30\%) I_{rated} r f_{sw}} \quad (3.4)$$

Avec :

L_1 : l'inducteur côté onduleur

r : dépend de la technique de PWM utilisée (8 pour unipolaire et 2 pour bipolaire)

I_{rated} : courant nominal de sortie

f_{sw} : fréquence de commutation

V_{dc} : tension totale du bus CC

- Étape 3 :

La valeur maximale du condensateur de filtre est calculée en utilisant l'équation suivante :

$$C_f \leq 5\% \frac{P_n}{2\pi f_o V_g^2} \quad (3.5)$$

Avec :

C_f : condensateur de filtre LCL

- Étape 4 :

La valeur de l'inductance de l'inducteur côté réseau peut être déterminée à partir de l'équation du taux d'atténuation harmonique de la manière suivante :

$$\delta = \frac{1}{|1 + \frac{L_2}{L_1} (1 - L_1 C_f (2\pi f_{sw})^2)|} \quad (3.6)$$

Avec :

δ : taux d'atténuation harmonique

L_2 : l'inducteur côté réseau

- Étape 5 :

Une fois les paramètres du filtre LCL sélectionnés, il est essentiel de garantir que toutes les contraintes sont respectées. La première contrainte à examiner est l'inductance maximale autorisée. Il convient de vérifier si la somme des inductances L_1 et L_2 est inférieure à l'inductance totale maximale calculée lors de la première étape de conception. En cas de non-conformité à cette contrainte, il sera nécessaire d'augmenter la valeur de C_f et de reprendre la procédure de conception.

- Étape 6 :

Afin d'assurer la stabilité, garantir une performance optimale et éviter les problèmes de résonance, la fréquence de résonance doit être supérieure à dix fois la fréquence du réseau et inférieure à la moitié de la fréquence de commutation.

La fréquence de résonance se calcule comme suit :

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{C_f L_1 L_2}} \quad (3.7)$$

Avec :

f_{res} : fréquence de résonance

Si f_{res} est supérieure à la moitié de f_{sw} , la fréquence de commutation ou la valeur du condensateur doit être augmentée. En revanche, si f_{res} est inférieure à dix fois f_o , la valeur du condensateur doit être réduite.

- Étape 7 :

La dernière étape implique la vérification du taux de distorsion harmonique du courant de sortie. Si le DHT dépasse 5 %, il est nécessaire de réduire la valeur de δ et de reprendre la procédure de conception.

3.6 Conclusion

Au fil de ce chapitre, nous avons présenté la méthode de contrôle adoptée dans notre système, tout en définissant les principaux concepts liés à cette approche, notamment le suivi du point de puissance maximale, la régulation de la tension du bus continu et la

synchronisation avec le réseau électrique. De plus, nous avons abordé le dimensionnement d'un filtre LCL visant à atténuer les harmoniques générées par l'onduleur.

En conclusion, ce chapitre a présenté tous les aspects adoptés pour le contrôle du système. Le prochain chapitre sera consacré à la présentation des résultats des simulations effectuées pour valider le contrôle conçu.

CHAPITRE 4

VALIDATION PAR SIMULATION DE CONTRÔLE DU SYSTÈME

4.1 Introduction

L'utilisation d'un système de MPPT est essentielle dans les applications solaires pour garantir les performances optimales des panneaux photovoltaïques. Par conséquent, dans ce chapitre, la première étape de validation consistera à confirmer le fonctionnement du système de MPPT. Ensuite, les autres éléments de contrôle, incluant l'injection de courant synchronisé, la régulation de la tension et l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique, seront également soumis à validation à travers plusieurs simulations.

4.2 Validation du système de MPPT

La priorité accordée au système MPPT dans la validation des principes de contrôle établis est fondamentale. Afin de mieux appréhender son importance, il serait pertinent d'exposer initialement les conséquences liées à son absence.

4.2.1 Comportement des panneaux photovoltaïques sans système de MPPT et leurs impacts sur le réseau

La figure 4.1 présente une simulation de la puissance produite par les panneaux PV lorsqu'aucun système de MPPT n'est utilisé. Cette illustration met en évidence la grande instabilité de la puissance produite par les panneaux PV, avec des variations considérables. En effet, la courbe de puissance montre des fluctuations significatives, chutant même à des valeurs nulles, voire négatives.

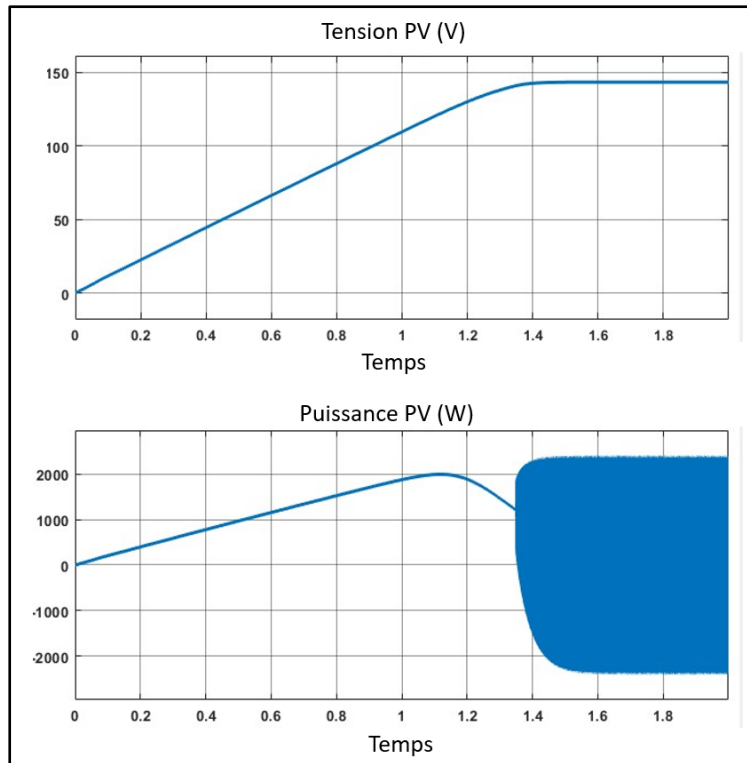


Figure 4.1 La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV sans MPPT, simulé avec Matlab (Simulink)

Il est pertinent de noter que cette simulation a été conduite sous STC, excluant toute influence perturbatrice externe. Il est donc essentiel de souligner que l'introduction de perturbations, telles que les variations de l'irradiance solaire au fil du temps, aurait un impact encore plus imprévisible et négatif sur les performances des panneaux photovoltaïques.

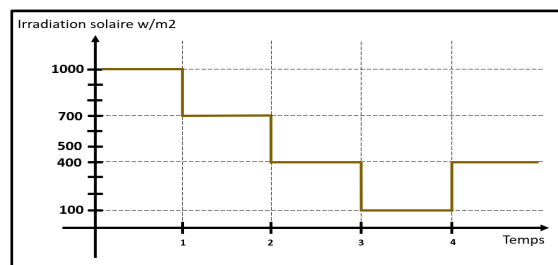


Figure 4.2 Irradiation solaire appliquée à travers le temps de simulation

Cette réalité est nettement mise en évidence dans la figure 4.3, où nous avons simulé l'impact de multiples fluctuations de l'irradiance solaire au cours de la période de simulation comme la montre la figure 4.2. Les résultats montrent de manière manifeste une multitude de fluctuations significatives et de perturbations notables dans la courbe de puissance.

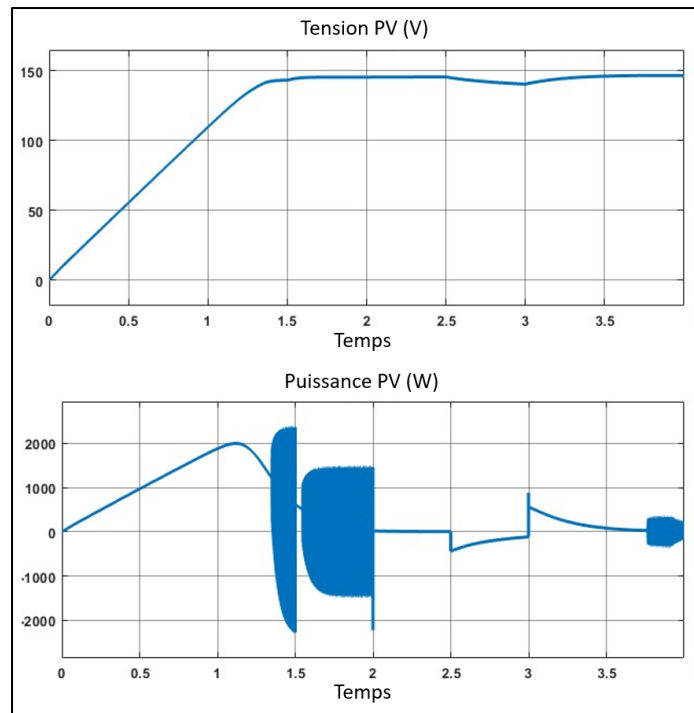


Figure 4.3 La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV sans MPPT et sous perturbations, simulé avec Matlab (Simulink)

Afin d'évaluer l'impact de la connexion d'un système PV sans MPPT sur le réseau, nous choisissons d'introduire une perturbation sous la forme d'un ombrage partiel. Cette approche nous permet d'obtenir plusieurs points de puissance maximale, que nous utilisons ensuite pour simuler le courant injecté dans le réseau. Ainsi, nous étudions directement l'influence des performances des panneaux sur le réseau.

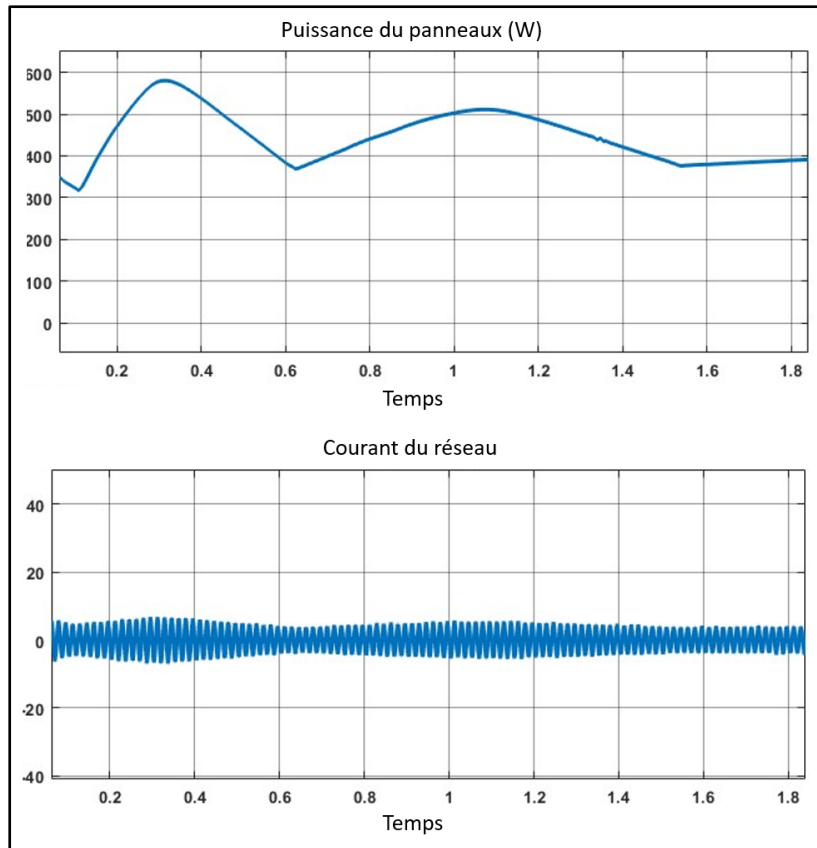


Figure 4.4 Courant injecté dans le réseau en fonction de la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques sans MPPT et sous perturbations, simulé avec Matlab (Simulink)

La figure 4.4 illustre l'impact de maintenir un système PV sans MPPT. On observe des fluctuations significatives dans la quantité de courant insérée dans le réseau en fonction de la puissance disponible des panneaux. Ce scénario peut être considéré comme le plus favorable dans un système PV sans MPPT, car avec le temps, la puissance décline jusqu'à atteindre des valeurs nulles, comme confirmé par la figure 4.3. Cela rend la production et l'injection d'énergie PV peu fiables.

Donc, Il est impératif d'utiliser un système de MPPT afin de garantir des performances optimales dans la production d'énergie à partir des panneaux PV. En effet, un tel système est essentiel pour maximiser l'efficacité et la rentabilité de l'énergie solaire captée.

4.2.2 Comportement des panneaux photovoltaïques avec système de MPPT

Nous avons initié la simulation de notre système avec l'algorithme P&O dans des conditions exemptes de perturbations. La Figure 4.5 illustre les résultats obtenus.

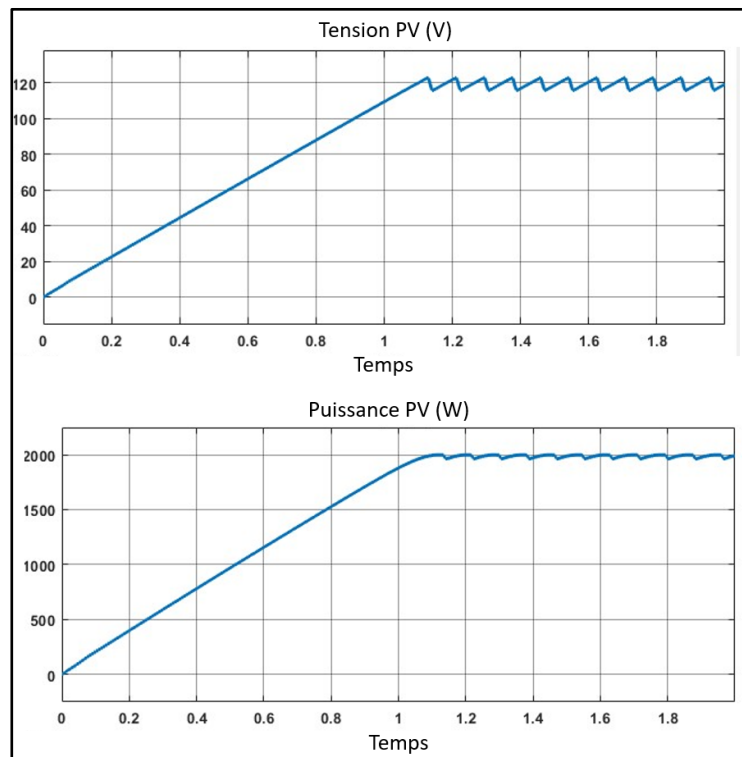


Figure 4.5 La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV avec MPPT, simulé avec Matlab (Simulink)

Il est notable que l'algorithme est opérationnel et les effets des courts-circuits se manifestent dans la courbe de tension au fil du temps, présentant de légères fluctuations autour du point optimal. En ce qui concerne la courbe de puissance en fonction de la tension, on observe une amélioration significative par rapport à la situation sans MPPT. Dans ce cas, la puissance est maintenue au maximum.

La prochaine étape consiste à introduire des perturbations sous la forme de variations d'irradiance fournies aux panneaux solaires, tel que démontré par la figure 4.2.

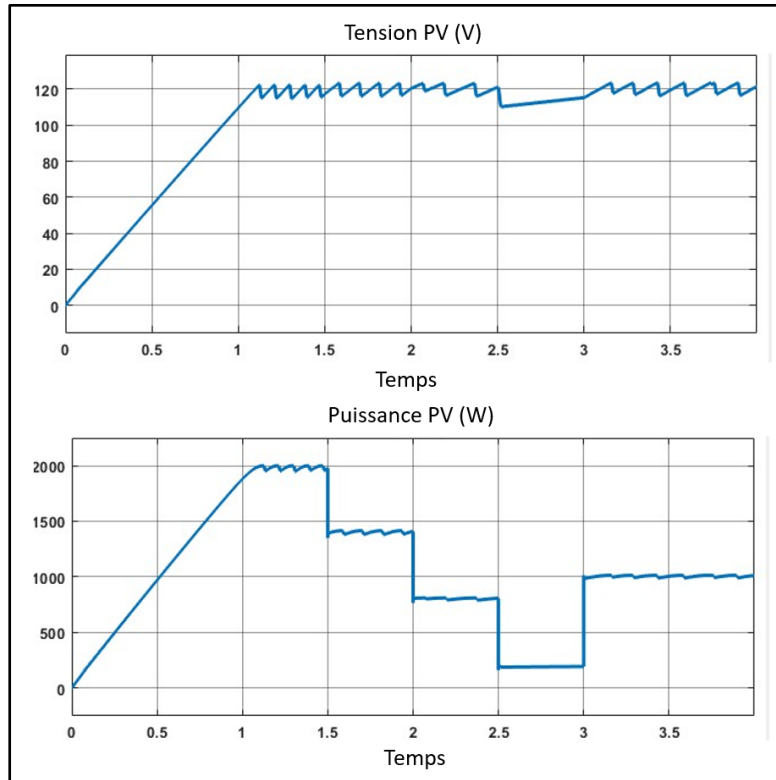


Figure 4.6 La tension et la puissance délivrées par les panneaux PV avec MPPT et sous perturbations, simulé avec Matlab (Simulink)

La figure 4.6 illustre les résultats obtenus en utilisant ces perturbations spécifiques, démontrant ainsi l'efficacité du système de MPPT employé.

4.2.3 Validation de la solution proposée pour surmonter le défi de l'ombrage partiel

Afin de valider la solution proposée pour surmonter le défi de l'ombrage partielle au sein de la simulation, il est impératif de mener à bien une série de scénarios de cas d'ombrage partiel variés. Cette démarche vise à examiner attentivement la réaction du système dans des

conditions diverses et représentatives de situations réelles. L'analyse des résultats obtenus à partir de ces scénarios permettra de déterminer l'efficacité et la robustesse de la solution dans des contextes variés, ce qui est essentiel pour garantir son applicabilité dans des situations pratiques.

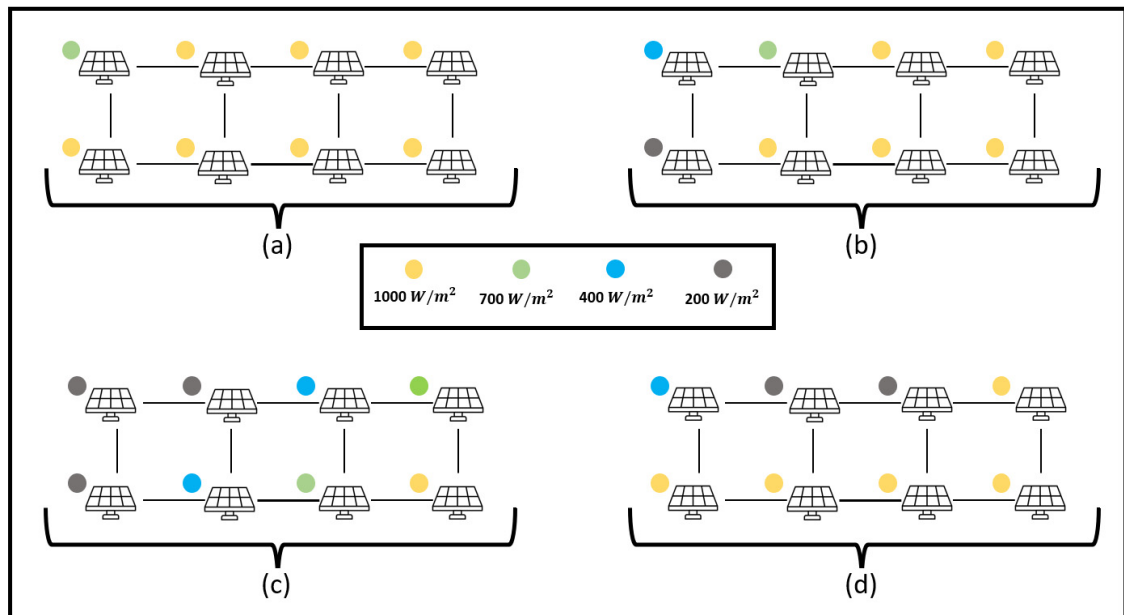


Figure 4.7 Scénarios de simulation pour l'ombrage partiel

La figure 4.7 illustre quatre scénarios distincts d'ombrage partiel pour les huit panneaux qui sont simulés. Chaque cas a été soigneusement conçu pour présenter un comportement différent, permettant ainsi de mettre à l'épreuve l'algorithme dans une variété de situations.

La Figure 4.8 ci-dessous affiche les graphiques décrivant les propriétés de puissance des panneaux pour chaque scénario d'ombrage partiel.

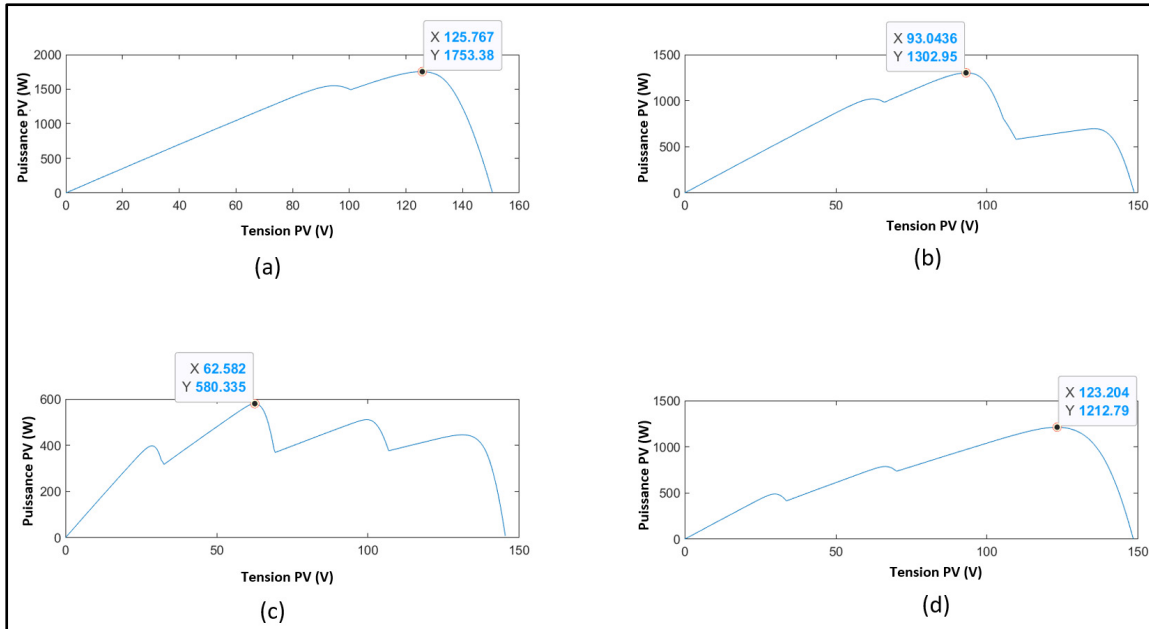


Figure 4.8 Les courbes de puissance en fonction de la tension des panneaux solaires pour chaque scénario d'ombrage partiel illustré dans la figure 4.7

Il est manifeste, à partir de l'observation de la figure précédente, que l'ensemble des situations envisageables est soigneusement pris en compte. Cette approche méthodique vise à soumettre l'algorithme à une série de tests dans des conditions aussi variées que possible, dans le but d'évaluer sa flexibilité et sa capacité à maintenir des performances optimales face à des situations diversifiées.

Nous avons conduit des essais en utilisant l'algorithme P&O classique sur les divers scénarios d'ombrage partiel précédemment présentés, dans le but d'analyser de manière plus détaillée comment cet algorithme réagissait dans ces situations spécifiques.

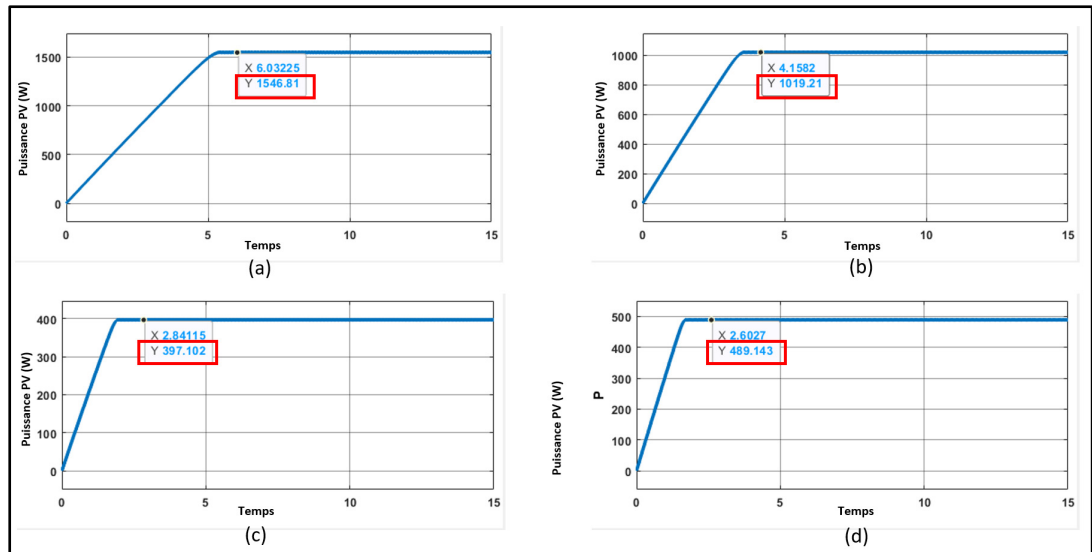


Figure 4.9 Résultats obtenus avec l'algorithme P&O pour chaque scénario

La figure 4.9 expose les données acquises pour chaque scénario et il est manifeste que dans toutes les situations, l'algorithme n'arrive pas à atteindre le maximum de puissance global. Dans chacun des cas, il converge vers un premier point de puissance maximale local, qu'il considère comme le seul maximum global identifié : 1546W pour la situation (a), 1019W pour la situation (b), 397W pour la situation (c) et 459W pour la situation (d).

Ces observations mettent en évidence une limitation de l'algorithme P&O dans la détection du point de maximum de puissance global dans des scénarios d'ombrage partiel. Ces résultats soulignent l'importance d'explorer d'autres algorithmes et approches pour optimiser la performance des systèmes PV dans des conditions variables et complexes.

Nous avons à présent mis en œuvre notre solution proposée pour relever le défi de l'ombrage partiel et les résultats acquis sont dévoilés dans la figure 4.10 ci-dessous.

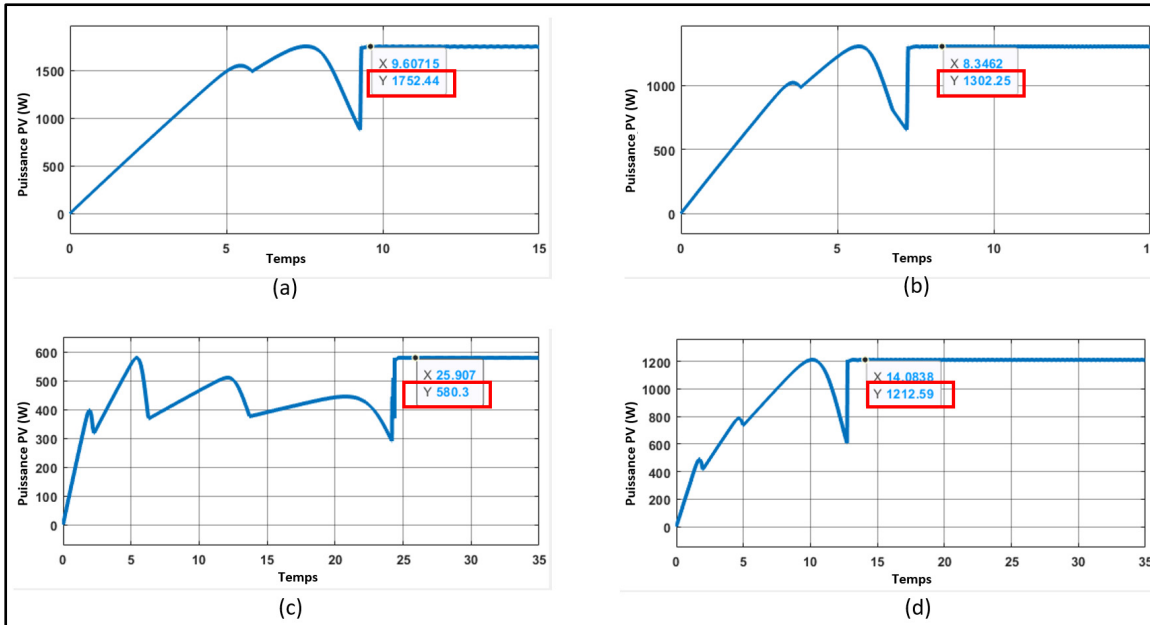


Figure 4.10 Résultats obtenus avec la solution proposée pour chaque scénario

Dans les différents scénarios, les points de puissance maximale des panneaux solaires ont été suivis et maintenus à des valeurs constantes : 1752W pour la situation (a), 1302W pour la situation (b), 580W pour la situation (c) et 1212W pour la situation (d). Ces résultats témoignent d'une amélioration significative et d'une hausse notable de la génération d'électricité grâce à la gestion des points de puissance maximale globale dans chaque scénario.

Dans chacun de ces scénarios, l'algorithme met en œuvre une approche de recherche continue visant à atteindre les points de puissance maximale. Cette approche se caractérise par un degré de patience défini par un seuil établi à la moitié de la dernière puissance maximale enregistrée. En d'autres termes, l'algorithme persévère dans la recherche d'un nouveau point de puissance maximale potentiel jusqu'à ce qu'il atteigne un seuil inférieur à la moitié de la dernière puissance maximale enregistrée. À ce moment, il considère le dernier point de puissance comme étant le point de puissance maximale global. Il transmet ensuite l'ordre à l'algorithme P&O pour prendre le relais et suivre ce point de puissance maximal, ce qui permet de maximiser la production d'électricité de manière efficace.

Les résultats obtenus mettent en évidence l'efficacité et la fiabilité de ce contrôleur. Cette conclusion est étayée par les performances satisfaisantes observées dans les différentes situations et scénarios, confirmant ainsi la robustesse de l'algorithme dans la gestion de l'ombrage partiel.

4.3 Injection synchronisée du courant dans le réseau

La figure 4.11 présente l'évolution du courant et de la tension du réseau une fois que le contrôleur d-q et le système PLL ont été appliqués ensemble pour l'injection synchronisée de la puissance active au réseau.

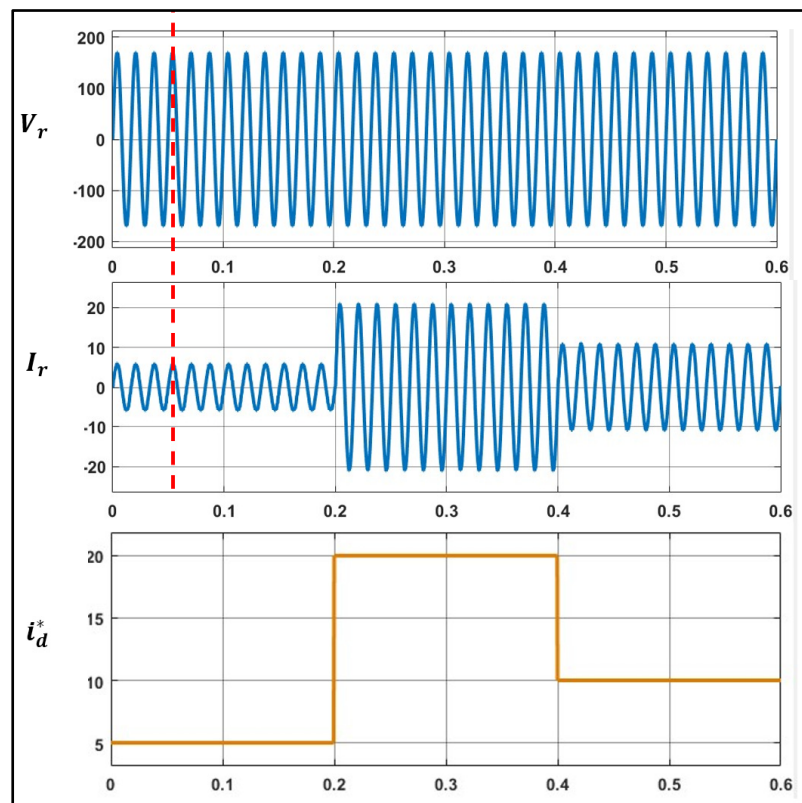


Figure 4.11 Courbes de tension et de courant du réseau électrique sous différents variations de i_d^* , simulé avec Matlab (Simulink)

Il est clairement observable à partir de cette figure précédente qu'une synchronisation optimale du courant avec le réseau est établie, témoignant ainsi de l'efficacité remarquable du système PLL dans notre configuration. L'injection de la puissance active du contrôleur a été vérifiée en effectuant la variation de i_d^* . Les valeurs de la référence i_d^* ont été bien suivies par le courant du réseau.

4.4 Contrôleur par logique floue

Les valeurs sélectionnées pour les composants du circuit d'impédance quasi Z ont été testés par simulation afin de faciliter le contrôle pour obtenir une augmentation de la tension d'entrée, fixée dans notre cas à 120 volts.

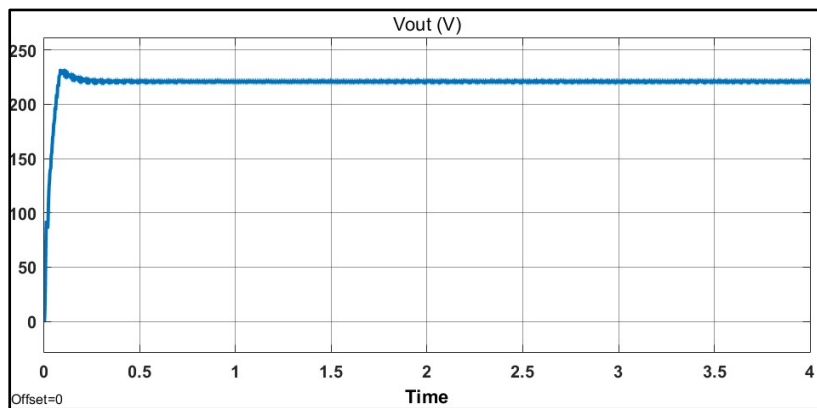


Figure 4.12 Tension d'entrée de l'onduleur monophasé, simulé avec Matlab (Simulink)

Comme le démontre clairement la figure 4.12, le contrôleur actuellement en place excelle dans la régulation de la tension de sortie du réseau d'impédance quasi Z, maintenant celle-ci à une valeur stable de 220 V, soit environ 1,8 fois la tension d'entrée.

4.5 Compensation des harmoniques

Pour améliorer la qualité de l'énergie électrique dans le réseau, nous avons débuté par la validation du système sans charges non linéaires. Cela implique la validation d'une injection de courant lissé dans le réseau électrique à travers un filtre LCL.

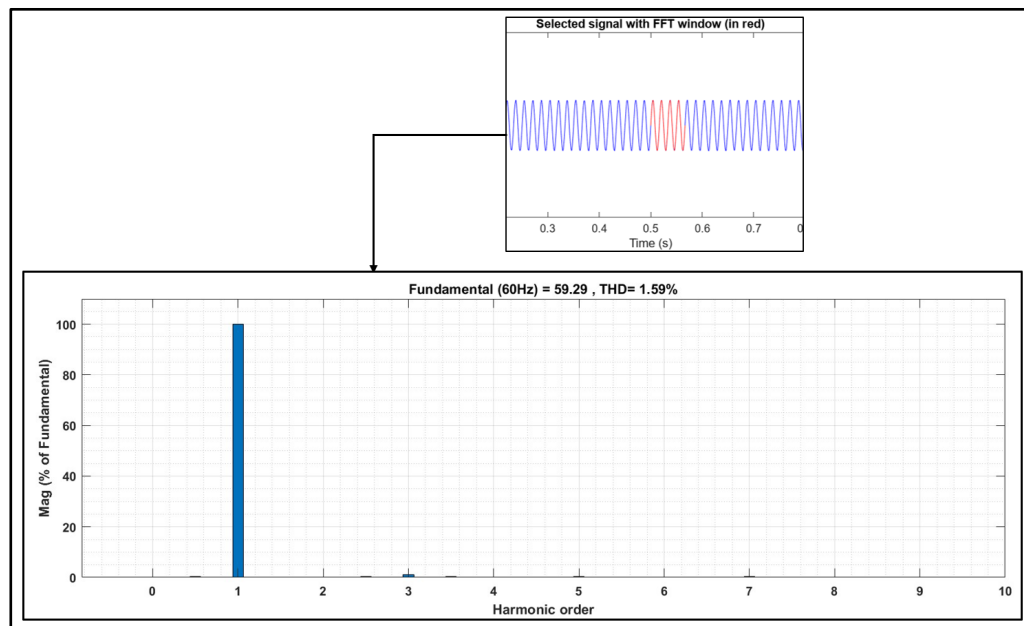


Figure 4.13 Le DHT du courant du réseau avec l'application de filtre LCL, simulé avec Matlab (Simulink)

Après avoir conçu le filtre LCL pour notre système et apporté quelques ajustements en effectuant plusieurs essais avec MATLAB Simulink en utilisant des valeurs proches de celles calculées, nous avons obtenu un taux de DHT du courant du réseau électrique de 1,59 %. La figure 4.13 présente le dernier DHT obtenu du courant du réseau en utilisant l'outil FFT de MATLAB Simulink.

Ensuite, nous avons simulé le système avec une charge non linéaire pour valider le filtre actif.

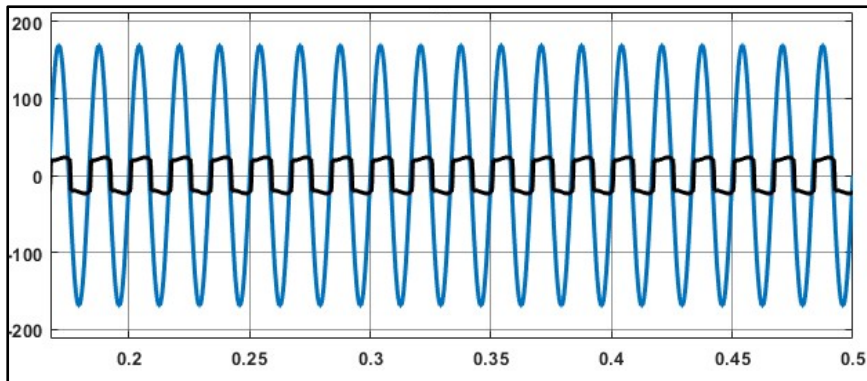


Figure 4.14 Les courbes de tension du réseau et de courant absorbé par la charge non linéaire, simulée avec Matlab (Simulink)

La figure 4.14 représente la tension du réseau et le courant absorbé par la charge non linéaire. Il est clair que ce dernier présente une forme d'onde non sinusoïdale et crée des perturbations qui pourraient affecter le réseau s'il n'est pas filtré.

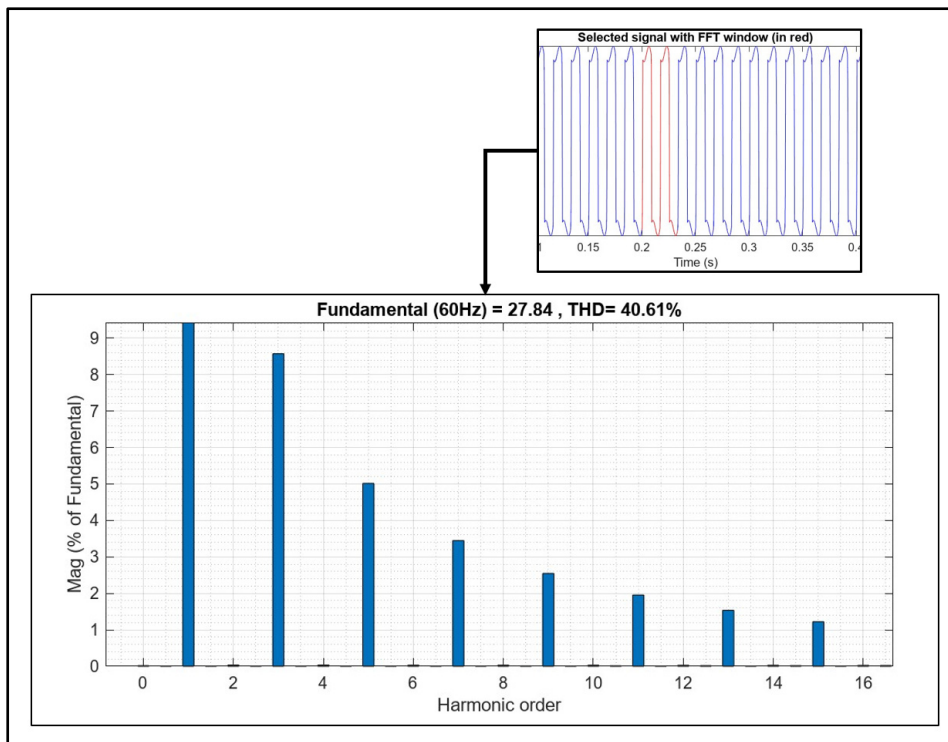


Figure 4.15 Le DHT du courant absorbé par la charge non linéaire, simulé avec Matlab (Simulink)

La figure 4.15 montre le taux de DHT du courant de la charge non linéaire, évalué à 40.61%. Ceci démontre une fois de plus l'ampleur des perturbations et la nécessité d'appliquer un filtrage.

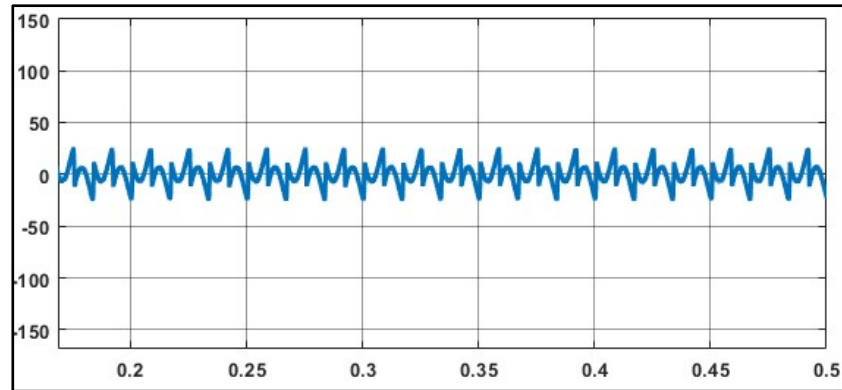


Figure 4.16 Courant de compensation injectés par l'onduleur, simulé avec Matlab (Simulink)

La figure 4.16 montre la forme d'onde du courant injecté dans le réseau en réponse aux harmoniques générées par la charge non linéaire.

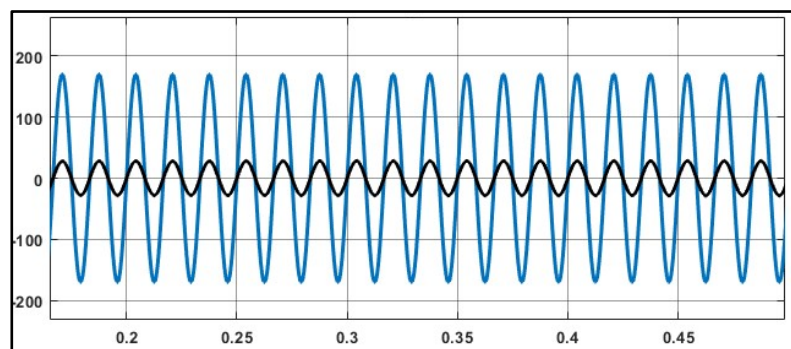


Figure 4.17 Les courbes de tension et de courant du réseau, simulées avec Matlab (Simulink)

La figure 4.17 présente la courbe de tension et de courant du réseau. Visuellement, le courant du réseau semble parfaitement sinusoïdal, cependant, pour confirmer cela, il est nécessaire de mesurer le Taux de DHT.

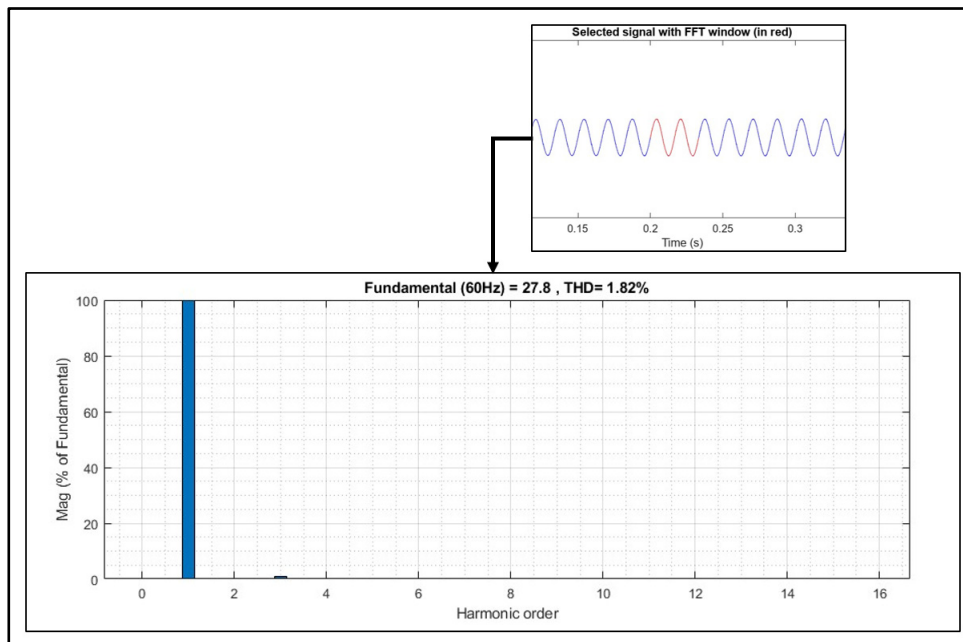


Figure 4.18 Le DHT du courant du réseau avec l'application de filtre actif, simulé avec Matlab (Simulink)

La figure 4.18 affiche le Taux de DHT du courant du réseau après l'application d'un filtre actif face à une charge non linéaire. Les résultats démontrent une valeur très conforme aux normes, atteignant 1.82%. Ceci confirme l'efficacité du filtre actif dans la réduction des distorsions harmoniques.

4.6 Conclusion

Ce chapitre souligne l'importance cruciale d'un système de MPPT en démontrant ses avantages à travers une série de tests approfondis, tant en son absence qu'avec son utilisation. De plus, il confirme l'efficacité de l'algorithme novateur qui fusionne deux approches distinctes pour résoudre avec succès les défis associés à l'ombrage partiel. En outre, la validation des principes utilisés pour une injection précise du courant dans le réseau a été

réalisée. Enfin, ce chapitre conclut par la validation des filtres employés pour atténuer les harmoniques générées par l'onduleur ou par les charges non linéaires, démontrant des valeurs de Taux de DHT conformes aux normes.

CONCLUSION

Ce travail s'est concentré sur quatre volets distincts, chacun contribuant à approfondir notre compréhension des systèmes PV et de leur optimisation. Tout d'abord, nous avons offert une vue d'ensemble de l'énergie solaire à l'échelle mondiale et nationale, tout en examinant les topologies de conversion appropriées. Ensuite, nous avons approfondi l'exploration du domaine des systèmes PV, en examinant des aspects tels que la modélisation des cellules solaires, les techniques de suivi du maximum de puissance, ainsi que les configurations de connexion des panneaux solaires et les effets des perturbations environnementales sur ceux-ci. Nous avons également étudié les onduleurs monophasés, les concepts liés aux réseaux d'impédance Z /quasi- Z et les méthodes de filtrage du courant, renforçant ainsi notre compréhension des mécanismes de ces systèmes.

Dans un deuxième volet, nous avons utilisé une méthodologie rigoureuse pour la sélection des panneaux solaires, en nous penchant sur les aspects mathématiques de l'onduleur à source quasi Z . Cette étape préparatoire a servi de base pour une application performante de cette technologie dans des installations solaires.

Le troisième volet de ce travail s'est concentré sur la méthodologie de contrôle adoptée dans le système. Nous avons abordé des concepts clés tels que le suivi du point de puissance maximale dans des conditions STC ainsi que dans des situations difficiles telles que l'ombrage partiel, le contrôle de la tension du bus CC, la synchronisation avec le réseau électrique, et le dimensionnement d'un filtre LCL.

Dans le dernier volet de cette étude, nous avons mis en évidence l'importance cruciale du système de MPPT. Nous avons démontré sa capacité d'adaptation et son efficacité dans un contexte d'onduleur quasi Z source. De plus, nous avons démontré que l'algorithme novateur était capable de résoudre les défis posés par l'ombrage partiel, offrant ainsi une solution plus économique que les technologies avancées telles que le ANN. Les résultats des simulations ont confirmé la validation des approches proposées pour les autres aspects du contrôle,

notamment une régulation efficace de la tension du bus CC, une injection précise du courant, une synchronisation réussie avec le réseau, avec un taux de DHT du courant du réseau réduit à seulement 1,59%, et à 1,82% en présence d'une charge non linéaire.

En résumé, ce travail a permis d'acquérir une compréhension approfondie des systèmes PV en utilisant l'onduleur à source quasi Z, tout en proposant des solutions innovantes pour les optimiser. Ces avancées ont contribué de manière significative à l'avenir prometteur de l'énergie solaire et à sa transition vers une source d'énergie plus fiable et durable.

RECOMMANDATIONS

Les performances de notre système ont été rigoureusement validées à l'aide de simulations réalisées avec Matlab Simulink. Cependant, on identifie des opportunités pour des recommandations pertinentes qui pourraient alimenter des axes de recherche futurs. Voici les recommandations suivantes :

- Validation en temps réel en laboratoire : Il serait bénéfique de vérifier la performance du système en conditions réelles en réalisant des expériences en laboratoire. Cette étape permettra une évaluation pratique des résultats obtenus par simulation.
- Accent sur l'aspect réseau : Une exploration plus approfondie des implications de l'utilisation d'un onduleur à source d'impédance sur le réseau est recommandée. De plus, il serait opportun d'étudier les techniques visant à renforcer la protection du réseau contre les courts-circuits dans ce contexte spécifique.
- Analyse de la stabilité : Pour une compréhension plus complète, on suggère d'approfondir l'analyse de la stabilité du système en recourant à des méthodologies plus sophistiquées. Cela pourrait inclure l'utilisation de méthodes d'analyse de la stabilité plus complexes.
- Amélioration de la méthode de MPPT : En vue d'une utilisation plus efficace, on recommande de poursuivre le développement de la méthode de MPPT. Par exemple, il serait pertinent d'améliorer sa capacité à détecter de manière autonome les variations d'irradiation et à initier automatiquement la recherche du point de puissance maximale.

ANNEXE I

VUE GLOBALE DU SYSTÈME DANS MATLAB SIMULINK

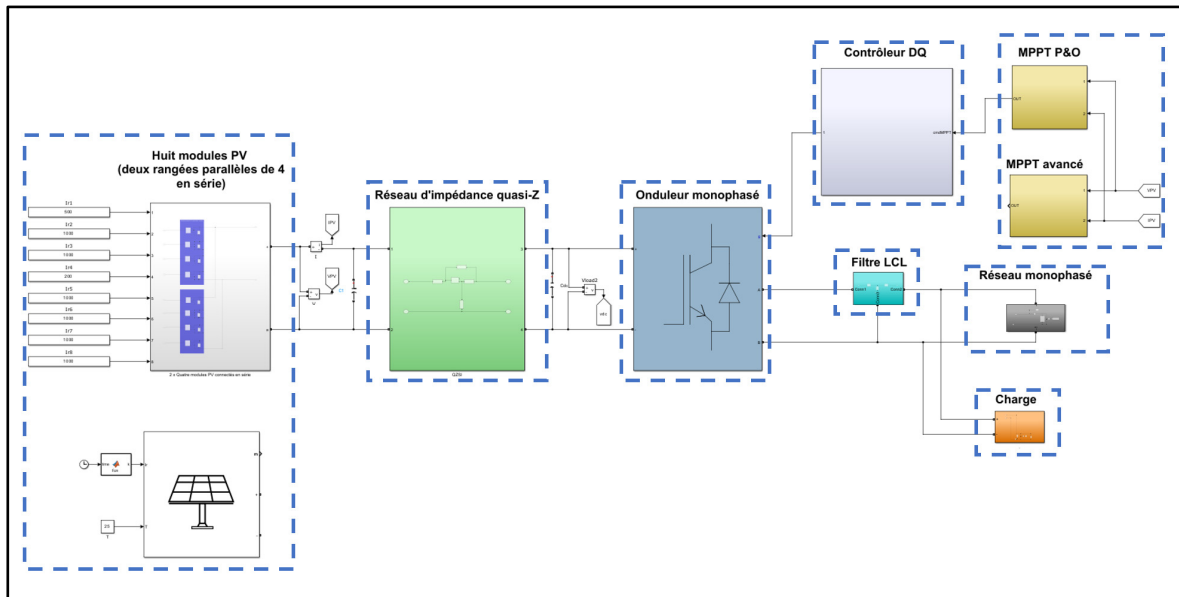


Figure-A I-1 Vue globale du système dans Matlab Simulink

ANNEXE II

PARAMÈTRES DU SYSTÈME

Tableau A.II-1 Paramètres du système

Éléments	Paramètres
Panneau Jinko Solar JKM250-P-60	<ul style="list-style-type: none">• 4 en série• 2 en parallèle
Réseau d'impédance quasi Z	<ul style="list-style-type: none">• $L_1 = L_2 = 2.8 \times 10^{-3}$ H• $C_1 = C_2 = 0.5$ F
Tension de bus CC	$V = 220$ V
Filtre LCL	$L_1 = 1.10 \times 10^{-3}$ H $L_2 = 0.51 \times 10^{-3}$ H $C_f = 1.80 \times 10^{-5}$ F
Réseau monophasé	<ul style="list-style-type: none">• $V_{RMS} = 120$ V• $V_{MAX} = 170$ V• $F = 60$ HZ
Charge non linéaire	<ul style="list-style-type: none">• $R = 4 \Omega$• $L = 4 \times 10^{-2}$ H

BIBLIOGRAPHIE

- Ahmed, R., & Mohonta, S. C. (2020). Comprehensive Analysis of MPPT Techniques using Boost Converter for Solar PV System. Dans *2020 2nd International Conference on Sustainable Technologies for Industry 4.0 (STI)* (pp. 1-6). <https://doi.org/10.1109/STI50764.2020.9350398>
- Alrubaie, A. J., Al-Khaykan, A., Malik, R. Q., Talib, S. H., Mousa, M. I., & Kadhim, A. M. (2022). Review on MPPT Techniques in Solar System. Dans *2022 8th International Engineering Conference on Sustainable Technology and Development (IEC)* (pp. 123-128). <https://doi.org/10.1109/IEC54822.2022.9807500>
- Anderson, J., & Peng, F. Z. (2008). Four quasi-Z-Source inverters. Dans *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference* (pp. 2743-2749). <https://doi.org/10.1109/PESC.2008.4592360>
- Domínguez Amador, G. (2021). *Design of a Quasi-Z-Source inverter for PV application*. Master thesis. Universitat Politècnica de Catalunya. (Accepted: 2021-12-23T11:10:34Z). Repéré à <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/359110>
- Duan, Q., Leng, J., Duan, P., Hu, B., & Mao, M. (2015). An Improved Variable Step PO and Global Scanning MPPT Method for PV Systems under Partial Shading Condition. Dans *2015 7th International Conference on Intelligent Human-Machine Systems and Cybernetics* (Vol. 1, pp. 382-386). <https://doi.org/10.1109/IHMSC.2015.173>
- Gaied Chortane, B. (2022). *Amélioration de l'algorithme MPPT pour un système PV par l'intégration des nouvelles techniques basées sur l'intelligence artificielle*. masters. École de technologie supérieure. Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3049/>
- Hamadi, A. (2004). *Amélioration des performances du filtre actif: application du régulateur proportionnel intégral et du régulateur flou*. masters. École de technologie supérieure, Montréal. Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/714/>
- Hamadi, A. (2010). *Contribution à l'étude des filtres hybrides de puissance utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie dans le réseau électrique de distribution*. phd. École de technologie supérieure, Montréal. Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/644/>

- Hanafiah, S., Ayad, A., Hehn, A., & Kennel, R. (2017). A hybrid MPPT for quasi-Z-source inverters in PV applications under partial shading condition. Dans *2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)* (pp. 418-423). <https://doi.org/10.1109/CPE.2017.7915208>
- IEEE_519. (2022). IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014)*, 1-31. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9848440>
- IRENA. (2023). Renewable energy statistics 2023. Repéré à <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>
- Khadidja, S., Mountassar, M., & M'hamed, B. (2017). Comparative study of incremental conductance and perturb & observe MPPT methods for photovoltaic system. Dans *2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)* (pp. 1-6). <https://doi.org/10.1109/GECS.2017.8066230>
- Khanaki, R., Radzi, M. A. M., & Marhaban, M. H. (2013). Comparison of ANN and P&O MPPT methods for PV applications under changing solar irradiation. Dans *2013 IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT)* (pp. 287-292). <https://doi.org/10.1109/CEAT.2013.6775642>
- Li, Y., Jiang, S., Cintron-Rivera, J. G., & Peng, F. Z. (2013). Modeling and Control of Quasi-Z-Source Inverter for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4), 1532-1541. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2213551>
- Liu, W., Niazi, K. A. K., Kerekes, T., & Yang, Y. (2019). A Review on Transformerless Step-Up Single-Phase Inverters with Different DC-Link Voltage for Photovoltaic Applications. *Energies*, 12(19), 3626. <https://doi.org/10.3390/en12193626>
- Liu, Y., Abu-Rub, H., & Ge, B. (2014). Z-Source\Quasi-Z-Source Inverters: Derived Networks, Modulations, Controls, and Emerging Applications to Photovoltaic Conversion. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 8(4), 32-44. <https://doi.org/10.1109/MIE.2014.2307898>
- Liu, Y., Abu-Rub, H., Ge, B., Blaabjerg, F., Ellabban, O., & Loh, P. C. (2016). Design of Z-source and quasi-Z-source inverters.

- Moghassemi, A., Padmanaban, S., Ramachandaramurthy, V. K., Mitolo, M., & Benbouzid, M. (2021). A Novel Solar Photovoltaic Fed TransZSI-DVR for Power Quality Improvement of Grid-Connected PV Systems. *IEEE Access*, 9, 7263-7279. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3048022>
- Park, J.-H., Kim, H.-G., Nho, E.-C., Chun, T.-W., & Choi, J. (2009). Grid-connected PV System Using a Quasi-Z-source Inverter. Dans *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition* (pp. 925-929). Washington, DC, USA : IEEE. <https://doi.org/10.1109/APEC.2009.4802773>
- Raddaoui, M. (2022). *Étude et validation en temps réel d'une stratégie de contrôle innovante basée sur un système photovoltaïque pour le contrôle et la gestion d'un chargeur de voiturette électrique*. masters. École de technologie supérieure. Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3146/>
- Rai, R. K., & Rahi, O. P. (2022). Fuzzy Logic based Control Technique using MPPT for Solar PV System. Dans *2022 First International Conference on Electrical, Electronics, Information and Communication Technologies (ICEEICT)* (pp. 01-05). Trichy, India : IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICEEICT53079.2022.9768650>
- Ressources naturelles Canada. (s.d). À propos de l'énergie renouvelable. Ressources naturelles Canada. Repéré à <https://ressources-naturelles.canada.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-reseau-de-distr/lenergie-renouvelable/propos-lenergie-renouvelable/7296>
- Shahparasti, M., Sadeghi Larijani, A., Fatemi, A., Yazdian Varjani, A., & Mohammadian, M. (2010). Quasi Z-source inverter for photovoltaic system connected to single phase AC grid. Dans *2010 1st Power Electronic & Drive Systems & Technologies Conference (PEDSTC)* (pp. 456-460). <https://doi.org/10.1109/PEDSTC.2010.5471773>
- Subha, R., & Himavathi, S. (2014). Neural network based maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions. Dans *2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)* (pp. 39-43). <https://doi.org/10.1109/ICAGE.2014.7050141>
- Solar Photovoltaic Power Potential by Country. (2020). World Bank. Repéré à <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/solar-photovoltaic-power-potential-by-country>
- Urban, R. (2018, 12 mai). Solar Energy Maps Canada (Every Province). energyhub.org. Repéré à <https://www.energyhub.org/solar-energy-maps-canada/>

- Wehmuth, G. R., Curi Busarello, T. D., & Péres, A. (2021). Step-by-Step Design Procedure for LCL-Type Single-Phase Grid Connected Inverter Using Digital Proportional-Resonant Controller With Capacitor-Current Feedback. Dans *2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)* (pp. 448-454). <https://doi.org/10.1109/GreenTech48523.2021.00076>
- Wu, W., Blaabjerg, F., Chung, H., He, Y., & Huang, M. (2022). Control and Filter Design of Single-Phase Grid-Connected Converters. Repéré à <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=9979003>
- Xu, J., Qian, H., Bian, S., Hu, Y., & Xie, S. (2022). Comparative study of single-phase phase-locked loops for grid-connected inverters under non-ideal grid conditions. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 8(1), 155-164. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2019.02390>
- Yagnik, U. P., & Solanki, M. D. (2017). Comparison of L, LC & LCL filter for grid connected converter. Dans *2017 International Conference on Trends in Electronics and Informatics (ICEI)* (pp. 455-458). <https://doi.org/10.1109/ICOEI.2017.8300968>
- Yin, W., Tong, Q., Xu, Y., Zhang, Y., & Zhou, Y. (2019). Partial Shading Impact on PV Array System and the Hard-Shading Location with BP Algorithm. Dans *2019 7th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)* (pp. 21-26). <https://doi.org/10.1109/icSmartGrid48354.2019.8990864>
- Zémané, W.-W. A. (2015). *Amélioration de la durée de vie du condensateur sur le bus CC de l'onduleur pour l'application photovoltaïque*. masters. École de technologie supérieure, Montréal. Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/1556/>
- Zhu, Y., Yao, J., & Wu, D. (2011). Comparative study of two stages and single stage topologies for grid-tie photovoltaic generation by PSCAD/EMTDC. Dans *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection* (Vol. 2, pp. 1304-1309). <https://doi.org/10.1109/APAP.2011.6180580>