

3Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche Scientifique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

BadjiMokhtar Annaba University  
UniversitéBadjiMokhtar – Annaba  
Faculté de Technologie  
Département d'électrotechnique



جامعة باجي مختار – عنابة

كلية التكنولوجيا

قسم الكهروتقني

## Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

## Doctorat

Spécialité : Réseau électrique

Filière : Electrotechnique

Par :

**Chouial hichem**

Thème :

### **Optimisation d'une topologie de conversion directe dans un champ photovoltaïque raccordé à un réseau électrique**

Thèse soutenue le 25/06/2025 devant le jury composé de :

Non et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Omeiri Amar	Prof	Université Badji Mokhtar -Annaba	Président
Labar Hocine	Prof	Université Badji Mokhtar -Annaba	Directeur de thèse
Adjabi Mohamed	Prof	Université Badji Mokhtar -Annaba	Examineur
Lamzadmi Ahcene	Prof	Université de 8 Mai 1945 Guelma	Examineur
Ladjimi Abdelaziz	Pof	Université de 8 Mai 1945 Guelma	Examineur

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

## ملخص

تكلفة تحويل الطاقة الشمسية إلى كهرباء تشكل واحدة من التحديات الرئيسية التي تعترض اعتمادها على نطاق واسع. من أجل التغلب على هذا العائق توصل الباحثون لحلول تهدف إلى تقليل عدد خطوات تحويل الأنظمة الشمسية، مع الحفاظ على استقرارها وكفاءتها. تهدف هذه الخطوة إلى تحسين كفاءة وإنتاجية محطات الطاقة الشمسية، مما يفتح الباب أمام اعتماد أوسع وأكثر اقتصادية لهذا النوع من الطاقة المتجددة. في هذا السياق، يُعتبر من الضروري استعمال التقنيات المتقدمة والابتكارات التي تساعد في التغلب على تحديات تحويل الطاقة الشمسية، مما يقدم حلاً قابلاً للتطبيق لمستقبل الطاقة المستدامة.

تتألف الأنظمة الشمسية المتصلة بالشبكة عموماً من ثلاثة أجزاء رئيسية: وحدة الطاقة الشمسية، محول التيار المتردد/المستمر مع تتبع نقطة الطاقة القصوى ، والشبكة الكهربائية. تقدم هذه الرسالة دراسة معمقة حول نظامنا الشمسي بالإضافة إلى تقنية مقترحة كما قمنا بتقييم كفاءة النظام الشمسي المحسن في سياق الشبكة الكهربائية، كما تظهره النتائج المقدمة في دراستنا. ساعدت هذه الاستقصاءات في فهم أفضل للآليات والمكونات التي تؤثر على أداء محطات الطاقة الشمسية، بالإضافة إلى تأثير التحسين على تكاملها في الشبكات الكهربائية الحالية.

## *Abstract*

This thesis presents a comparative study between a new MPPT system and the traditional approach for a photovoltaic (PV) system in a real and changing solar irradiation scenario. The entire proposed system is simulated using ISIS PROTEUS software. In the proposed PV scheme, a new MPPT technique is introduced into the control section, offering different operating zones to swiftly reach the MPP with minimal fluctuations. The step size is adjusted in each zone based on the proximity to the MPP. Subsequently, the new method is integrated into the inverter to reduce conversion steps while ensuring system reliability and stability. By simplifying the conversion stages and improving tracking efficiency, the proposed approach also contributes to reducing the overall system cost. Finally, the entire conversion chain is simulated and connected to the electrical grid using PSAT software. The obtained results demonstrate the effective performance of our system while maintaining grid stability

**Keywords :** Solar Energy - Photovoltaic Panel - MPPT  
DC-DC Converter and DC/AC - Electrical Grid

## *Résumé*

Le coût associé à la conversion de l'énergie photovoltaïque constitue l'un des principaux défis entravant son adoption à grande échelle. Afin de surmonter cet obstacle, les chercheurs ont exploré des solutions visant à réduire le nombre d'étapes de conversion tout en maintenant la stabilité et l'efficacité des systèmes photovoltaïques. Cette démarche vise à optimiser tant l'efficacité que la rentabilité des installations solaires, ouvrant la voie à une adoption plus répandue et économique de cette forme d'énergie renouvelable. Dans ce contexte, il est essentiel d'examiner les avancées technologiques et les innovations qui permettent de relever les défis de la conversion photovoltaïque, offrant ainsi des solutions viables pour un avenir énergétique durable.

Les systèmes photovoltaïques optimisés connectés au réseau se composent généralement de trois parties principales : le module PV, le convertisseur DC/AC onduleur avec MPPT, et le réseau électrique. Cette thèse présente une étude approfondie sur notre système photovoltaïque ainsi que sur l'efficacité de l'MPPT proposé. Nous avons également évalué l'efficacité du système PV optimisé dans le contexte d'un réseau électrique, comme en témoignent les résultats présentés dans notre étude. Ces investigations nous ont permis de mieux comprendre les mécanismes et les composants qui influent sur les performances des installations solaires, ainsi que l'impact de l'optimisation sur leur intégration dans les réseaux électriques existants.

**Mots clés :** - Panneau Photovoltaïque – MPPT –

Convertisseur DC-DC et DC/ AC - réseau électrique.

## DÉDICACE

À MES CHERS PARENTS, POUR VOTRE  
AMOUR IMMENSE, VOS SACRIFICES  
SILENCIEUX, VOS PRIÈRES CONSTANTES,  
ET VOTRE FOI EN MOI, MÊME DANS LES  
MOMENTS DE DOUTE.  
C'EST GRÂCE À VOUS QUE CE RÊVE EST  
DEVENU RÉALITÉ.  
QUE DIEU VOUS PROTÈGE ET VOUS COMBLE  
DE SA MISÉRICORDE.

## *Remerciements*

Je tiens à exprimer mes plus profonds remerciements à **Monsieur Labar Hocine**, directeur de recherche, Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, ainsi qu'à **Madame KELAIAIA Mounia Samira**, Professeure à la même université, pour l'aide précieuse qu'ils m'ont apportée, leur patience, leur disponibilité et leurs encouragements tout au long de ce travail.

Je remercie également **Monsieur Necaibia Salah**, Maître de conférences classe B à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, pour son accompagnement, ses remarques pertinentes et sa contribution à l'avancement de cette recherche .

Je souhaite adresser un **remerciement tout particulier aux membres du jury** qui m'ont fait l'honneur de participer à l'évaluation de cette thèse.

Je remercie **Monsieur Omeiri Amar** , Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, pour avoir accepté de présider ce jury, ainsi que pour l'attention qu'il a portée à mon travail.

Mes sincères remerciements vont également à **Monsieur Adjabi Mohamed**, Professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, **Monsieur Lamzadmi Ahcene**, Professeur à l'Université 8 Mai 1945 de Guelma, et **Monsieur Ladjimi Abdelaziz**, Professeur à l'Université 8 Mai 1945 de Guelma, pour avoir accepté d'examiner cette thèse, et pour la qualité de leurs remarques, pertinentes et constructives, qui ont grandement enrichi ce travail.

Leur présence, leur implication et leurs retours critiques témoignent de leur engagement scientifique et de leur souci d'encourager la recherche de qualité. C'est pour moi un grand honneur d'avoir bénéficié de leur expertise.

je souhaite également remercier l'ensemble du **personnel du département d'électrotechnique** pour leur soutien tout au long de mon parcours.

Enfin, j'adresse mes remerciements les plus sincères à **ma famille** : mes frères, ma femme, et tout particulièrement **mes parents**, pour leur soutien inconditionnel, leur patience, leurs sacrifices . Leur présence à mes côtés a été essentielle pour mener à bien cette aventure.

# Liste des figures

Figure 1: Capacité cumulée des installations photovoltaïques de 2011 à 2024	01
Figure 1.1 Illustration de la composition d'une cellule PV	05
Figure 1.2 Schéma simplifié de la configuration globale du système photovoltaïque...	06
Figure 1.3 Modèle de cellule solaire à diode unique.....	07
Figure 1.4 Les caractéristiques de sortie du module PV en fonction de l'irradiation et de la température	11
Figure 1.5 Modèle de circuit de panneau PV.....	12
Figure 1.6 Système PV a couplage direct.....	13
Figure 1.7 Schéma de L'MPPT pour deux 2 charge .....	15
Figure 1.8 Association de deux générateurs PV en parallèles avec les diodes de protection	17
Figure 2.1 DC-DC convertisseur Boost.....	22
Figure 2.2 Effet du rayonnement solaire.....	23
Figure 2.3 Organigramme de la technique IncCond.....	25
Figure 2.4 la future pratique IncCond.....	28
Figure 2.5 les intervalles de fonctionnement.....	29
Figure 2.6 Le système photovoltaïque complet.....	31
Figure 2.7 convertisseur élévateur.....	32
Figure 2.8 la tension, a) IncCond, b) IncCond adapté.....	33
Figure 2.9 le Courant, a) IncCond, b) IncCond adapté.....	33
Figure 2.10 la Puissance a) IncCond traditionnel, b) IncCond adapté.....	34
Figure 2.11 Profil aléatoire d'irradiation .....	36
Figure 2.12 la Tension a) IncCond b) IncCond adapté.....	36

Figure 2.13 Le courant a) IncCond b) IncCond adapté.....	37
Figure 2.14 Puissance) IncCond b) IncCond adapté.....	37
Figure 2.15 La station météorologique.....	40
Figure 2.16 Profil d'irradiation.....	40
Figure 2.17 Puissance a) IncCond)adaptée IncCond.....	41
Figure 2.18 La structure PV complète.....	43
Figure 2.19 la tension, a) IncCond, b) IncCond adapté.....	44
Figure 2.20 courant a ) IncCond conventionnel , b) IncCond adapté.....	44
Figure 3.1 Onduleur typique d'une ferme solaire photovoltaïque.....	49
Figure 3.2 Contrôleur général d'onduleur PV.....	50
Figure 3.3 Représentation vectorielle des variables électriques triphasées dans le cadre de référence stationnaire (abc) et rotatif (dq).	52
Figure 3.4 Schéma de l'onduleur photovoltaïque connecté au réseau.....	50
Figure 3.5 Schéma fonctionnel du régulateur de courant VSI en boucle interne.....	58
Figure 3.6 Technique de MLI sinusoïdale pour le VSI .....	59
Figure 3.7 principe de conversion photovoltaïque .....	62
Figure 3.8 adaptation de L'MPPT a la variation de l'éclairement.....	62
Figure 3.9 Résultats des tensions composées.....	63
Figure 3.10 les tensions de sortie simple de l'onduleur.....	64
Figure 3.11 le courant de sortie.....	65
Figure 3.12 La puissance max du panneaux.....	65
Figure 3.13 la qualité de l'énergie produite par le panneau photovoltaïque .....	66
Figure 4.1 représentation Schéma en $\pi$ d'une ligne de transport.....	73

Figure 4.2 Fluctuation de tension (flicker) .....	76
Figure 4.3 Creux de tension .....	77
Figure 4.4 Représentation vectorielle d'une ligne de transport d'impédance.....	78
Figure 5.1 Interface de PSAT.....	82
Figure 5.2 Schéma d'un réseau test de 9 jeux de barres sans alimentation PV.....	84
Figure 5.3 Schéma d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 3.....	85
Figure 5.4 Schéma d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 1.....	86
Figure 5.5 Schéma d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 2.....	87
Figure 5.6 Variation de la tension sans PV.....	90
Figure 5.7 Variation de la tension avec PV installé au niveau de JB 1.....	90
Figure 5.8 Variation de la tension avec PV installé au niveau de JB 2.....	90
Figure 5.9 Variation de la tension avec PV installé au niveau de JB 3.....	91
Figure 5.10 Représentation du réseau sans alimentation photovoltaïque.....	92
Figure 5.11 Représentation du réseau avec un système PV installé au niveau de JB 2.	93
Figure 5.12 Représentation du réseau avec un système PV installé au niveau de JB 3	94
Figure 5.13 Représentation du réseau avec un système PV installé au niveau de JB 1	95
Figure 5.14 variation da la tension sans alimentation photovoltaïque.....	98
Figure 5.15 variation da la tension avec un système PV installé au niveau de JB 1...	98
Figure 5.16 variation da la tension avec un système PV installé au niveau de JB 2...	98
Figure 5.17 variation da la tension avec un système PV installé au niveau de JB 3...	99
Figure 5.18 variation des puissances FLOW actives et réactives.....	102
Figure 5.19 variation des pertes FLOW actives et réactives.....	103
Figure 5.20 variation des puissances FLOW actives et réactives.....	105

Figure 5.21 variation des pertes FLOW actives et réactives.....	106
Figure 5.22 résultats des puissances réactives et actives générés totale.....	109
Figure 5.23. résultats des pertes actives globales.....	113
Figure 5.24. résultats des pertes réactives globales.....	113
Figure. 5.25 : répartition topologique de la tension du réseau.....	116
Figure. 5.26 : répartition topologique de la puissance transitée du réseau.....	116

# Liste des tableaux

Tableau 1.1 Paramètres du panneau photovoltaïque ISOFOTON IS-75/12	08
Tableau 2. 1 répertorie les composants du convertisseur élévateur boost	30
Tableau 5.1 : Résultats des tensions du réseau électrique (cas normale)	88
Tableau 5.2 : Résultats des tensions du réseau électrique –cas rupture de la ligne	96
Tableau ( 5.3) : présente les résultats des puissances actives et réactives FLOW et les pertes actives et réactives sans PV	101
Tableau (5.4) : présente les résultats des puissances actives et réactives FLOW et les pertes actives et réactives avec PV	101
Tableau (5.5) : présente les résultats des puissances actives et réactives FLOW et les pertes actives et réactives sans PV	104
Tableau (5.6) : présente les résultats des puissances actives et réactives FLOW et les pertes actives et réactives avec pv	104
Tableau 5.7 : représente les résultats des puissances actives et réactives générées totales	108
Tableau (5.8) représente résultats des pertes globales actives et réactives	112

# Liste des symboles

D	le rapport cyclique
$V_0$	la tension du convertisseur élévateur
$V_{pv}$	tension de sortie du panneau
$\frac{dp}{dv}$	Le rapport dérivé de la puissance et de la tension
$P_{pv}$	La puissance du panneau
$V_{pv}$	La tension du panneau
$I_{pv}$	Le courant du panneau
$\theta$	L'angle de synchronisation
$\emptyset$	L'angle de phase
$\Omega$	fréquence angulaire
$\vec{f}$	Le vecteur spatial
$V_{ta, b, c}$	Les tensions de phase de sortie de l'onduleur
$U^e$	La tension de l'extrémité
$I^e$	Le courant d'extrémité
$\beta_0$	coefficient d'amortissement de l'onde

$\alpha_0$	coefficient de phase de l'onde V/Km
$\Delta P$	Les pertes active
$\Delta Q$	Les partes réactive
$P_{ref}$	La puissance de référence
$V_{dc}$	la tension du condensateur du lien continu
$K$	l'indice de modulation
$E_{max}$	l'énergie totale
$Z_b$	L'impédance de base
$f_g$	La fréquence du réseau
$R_s$	La résistance série du panneau PV
$I_s$	Courant de sortie de convertisseur boost
$V_s$	La tension de sortie de convertisseur
$K_p$	facteur d'ondulation
$Z_c$	impédance caractéristique de la ligne
$P_{cc}$	la tension au point de couplage au réseau
$I_0$	le courant de saturation inverse de la cellule photovoltaïque
$R_{sh}$	la résistance équivalente liées a la température
$q$	la charge électronique d'un électron
$k$	la constante de Boltzmann

## Liste d'abréviation

VSI	La tension de sortie de l'onduleur
PLL	Boucle de phase asservie
PCC	Point de couplage commun
PV	Panneau photovoltaïque
THD	Taux de distorsion harmonique
SPWM	Modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale
CC	condensateur de liaison
MPPT	point de puissance maximal
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée
DC	Courant continu
AC	Courant alternatif
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
MLI VSI	Modulation de largeur d'impulsion Vectorielle Sinusoïdale
JB	jeux de barre
IncCond	la méthode incrémentale de l'inductance

# Table des matières

xiv

Introduction Générale .....	01
<b>1 Modélisation et simulation d'un panneau photovoltaïque</b> .....	<b>03</b>
1.1 .Introduction .....	04
1.2 L'effet photovoltaïque.....	05
1.3 cellule solaire photovoltaïque .....	06
1.4 Structure générale du PV.....	06
1.5 Fonctionnement fondamental d'une cellule photovoltaïque.....	07
1.6 Modélisation du panneau PV.....	07
1.6.1 Caractéristiques du panneau photovoltaïque.....	08
1.6.2 Le modèle mathématique.....	09
1.6.3 Caractéristique de sortie de la cellule photovoltaïque.....	11
1.7 Générateur photovoltaïque.....	12
1.7.1 Systems PV autonomes en connexion directe.....	13
1.8 Théorie de base du MPPT.....	14
1.9 Protections classiques d'un générateur PV.....	16
1.10 conclusion .....	18
<b>2 Stratégies de la Commande MPPT.....</b>	<b>19</b>
2.1 Introduction.....	20
2.2 modélisation et simulation d'un convertisseur boost.....	21
2.2.1 Algorithme de l' MPPT.....	22
2.2.2 Technique du stand incCond .....	24

	xv
2.2.3 modification du processus incCond.....	26
2.2.4. Résultats de simulation .....	30
2.3 Vérification expérimentale .....	43
2.4 conclusion .....	46
<b>3 .Recherche a la commande MPPT adapté a l'onduleur.....</b>	<b>47</b>
3.1 introduction .....	48
3.2 modélisation de l'onduleur PV.....	48
3.2.1 Configuration de l'onduleur PV.....	48
3.2.4 modélisation de la commande de l'onduleur.....	50
3.2.4.1 Transformation du repère de référence abc en repère de référence dq	51
3.2.4.2 modèles mathématiques du contrôleur d'onduleur photovoltaïque	52
3.2.4.3 Conception d'un oscillateur à boucle à verrouillage de phase PLL....	54
3.2.4.5 Contrôle de la puissance active et réactive à la sortie du VSI.....	54
3.2.4.5 Vecteur de tension de sortie du VSI dans le cadre de référence....	55
3.2.4.6 Boucle de contrôle de courant interne.....	56
3.2.4.7 Technique de MLI sinusoïdale .....	58
3.3 Condensateur de liaison CC.....	60
3.3.1 Modélisation du condensateur de liaison CC.....	60
3.3.2 Contrôle de la tension de la liaison CC.....	61
3.4 La conversion photovoltaïque DA /AC.....	62
3.4.1 Résultats de simulations.....	66

	xvi
3.5 conclusion .....	67
<b>4. Effet des perturbations du réseau électrique sur la chaîne de conversion photovoltaïque</b>	<b>68</b>
4.1 introduction .....	69
4.2. Structures générales des réseaux électriques.....	69
4.2.1. Les composants d'un réseau électrique.....	69
4.2.1.1 Les classes de tension.....	70
4.2.2. Les différentes fonctions des réseaux électriques.....	71
4.2.3. Structures topologiques des réseaux.....	72
4.3. Modèle mathématique de la ligne de transport.....	73
4.3.1 Equation d'état.....	74
4.4 Fluctuation de tension (flicker) .....	75
4.5 Creux de tension .....	77
4.6 Chute de tension .....	78
4.7 conclusion .....	80
<b>5. Simulation de toute la chaîne de conversion raccordé au réseau .....</b>	<b>81</b>
5.1 introduction .....	82
5.2 Outils de simulation.....	82
5.5. Étude Du Réseau électrique perturbé A (3) Machines Et (9) jb.....	83
5.5.1.. Résultats de Simulations.....	88
5.5.2. Régime Après Avarie .....	92
5.5.2.1. Résultats de simulations.....	96
5.6. Résultats des (PUISSANCE FLAW, PERTE) des JB les plus sensibles.	101
5.7. Résultats des puissances actives et réactives générée totale .....	108
5.8. Résultats des pertes globales actives et réactives.....	112

	xvii
5.6 Conclusion.....	118
Conclusion Générale.....	119
Perspectives.....	120
Revue Internationale.....	121
Communications Internationales.....	122
Bibliographie.....	123

# **Introduction générale**

## Introduction générale

Les sources d'énergie renouvelable sont de plus en plus mises en œuvre à l'échelle mondiale pour des considérations environnementales. L'énergie solaire est la source d'énergie non polluante la plus largement disponible. Bien que la technologie photovoltaïque (convertissant la lumière du soleil en électricité) soit coûteuse, elle bénéficie d'un fort encouragement à travers divers programmes d'incitations mondiaux [1,2]. Une croissance sans précédent des systèmes photovoltaïques a été observée au cours des dernières années, tant en Algérie que dans le monde entier. À l'échelle mondiale, environ 39 000 MW de nouvelles installations photovoltaïques ont été ajoutés en 2024, portant la capacité installée totale à 138,9 GW[3]. La Figure 1.1 montre l'évolution de la capacité d'installation photovoltaïque mondiale de 2011 à 2024

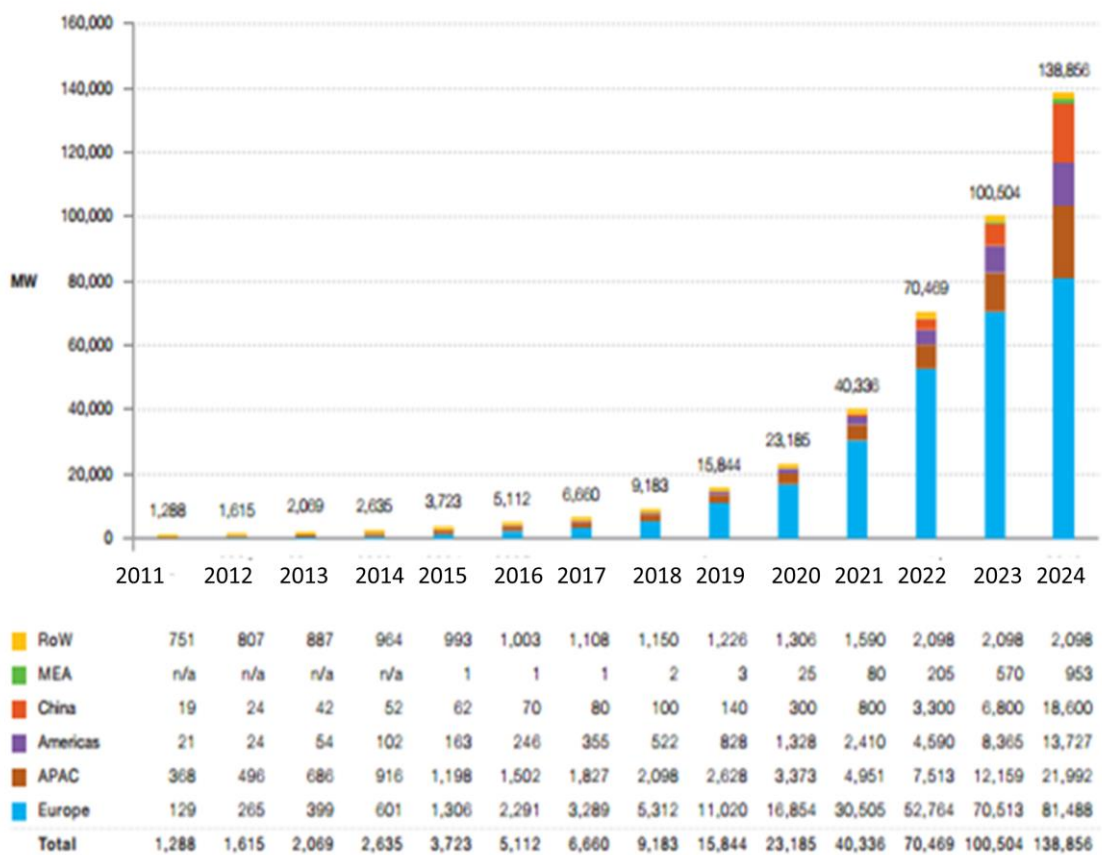


Figure 1. : Capacité cumulée des installations photovoltaïques de 2011 à 2024.

Le coût de la chaîne de conversion photovoltaïque représente l'un des principaux obstacles à une utilisation plus répandue de l'énergie photovoltaïque. Face à ce défi, les chercheurs se sont penchés sur des solutions visant à réduire le nombre d'étapes de conversion des systèmes photovoltaïques, tout en maintenant leur stabilité et leur rendement. Cette démarche témoigne d'une volonté d'optimiser l'efficacité et la rentabilité des installations solaires, ouvrant ainsi la voie à une adoption plus large et plus économique de cette forme d'énergie renouvelable. Dans ce contexte, il est crucial d'explorer les avancées technologiques et les innovations qui permettent de surmonter les défis liés à la conversion photovoltaïque, offrant ainsi des solutions viables pour un avenir énergétique plus durable.

Le but de cette thèse est d'optimiser les systèmes PV, et nous nous efforcerons de démontrer l'efficacité de cette technique d'optimisation pour réduire à la fois le coût et le nombre de composants électroniques . Cette approche cherche à repousser les limites actuelles de la technologie photovoltaïque en proposant des solutions innovantes qui favorisent une transition vers des installations solaires plus efficaces et économiquement viables.

## **Modélisation et simulation d'un panneau photovoltaïque**

## 1.1. Introduction

Au cours de ces récentes années, la problématique de la crise énergétique s'est intensifiée. Les individus manifestent une vive inquiétude quant à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et aux conséquences environnementales engendrées par la production d'électricité conventionnelle. À l'échelle planétaire, des recherches de grande envergure sont actuellement menées sur de nouvelles sources d'énergie. Ainsi, les coûts des énergies propres, notamment de l'énergie photovoltaïque (PV), sont en baisse et leurs rendements s'améliorent. [4].

Les bénéfices clés des installations photovoltaïques résident dans leur caractère écologique, leur robustesse et leur nécessité de maintenance limitée. L'énergie solaire peut répondre aux exigences énergétiques des régions rurales éloignées, Cette approche s'inscrit dans la dynamique de production d'électricité décentralisée, adaptée aux petites communautés isolées sur de vastes zones. Aujourd'hui, deux configurations de charge distinctes sont appliquées aux systèmes PV. Dans une autre configuration, on trouve une étape d'adaptation située entre le module PV et la charge. Elle comprend un mécanisme de suivi MPPT, conçu pour optimiser la production maximale de puissance du module photovoltaïque. Cette configuration demeure la plus performante, même si elle nécessite des améliorations visant à minimiser les erreurs de suivi du point l' MPP. [5]

Récemment, la recherche s'est focalisée sur de nouvelles approches méthodologiques.

Tel que l'utilisation de logiques floues et de réseaux neuronaux, dans le but d'obtenir une adaptation variable. Cependant, ces techniques nécessitent davantage de capteurs, ce qui accroît le coût du système. Pour cette raison, elles se heurtent à des difficultés lors de leur implémentation et ne conviennent pas aux systèmes PV plus abordables [6].

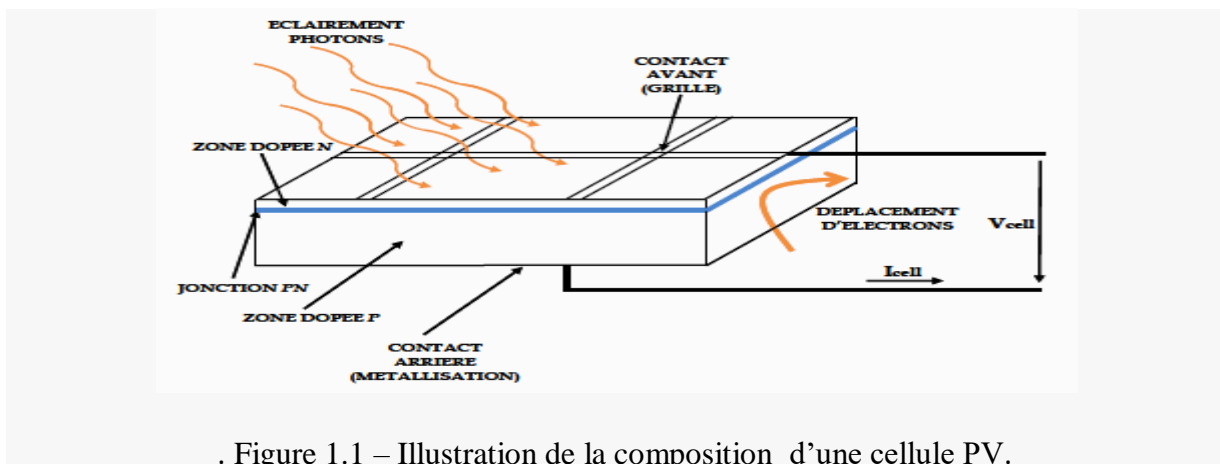
Cette thèse aborde l'utilisation de deux méthodes de suivi du MPP, et le remplacement du convertisseur boost par un onduleur, puis nous avons adapté notre approche à ce nouvel onduleur. Cette transition vers l'onduleur a non seulement permis d'optimiser notre système, mais elle a également assuré sa stabilité et son efficacité. Ainsi, de nouvelles perspectives s'ouvrent pour nos futures applications, ouvrant la voie à l'innovation et à l'avancement

## 1.2 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque représente un principe fondamental en physique qui transforme notre approche de la capture et de la transformation de la lumière en électricité. Il s'agit du processus par lequel certains matériaux, tels que les semi-conducteurs, sont capables de générer de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière du soleil ou à d'autres sources de photons.

Ce phénomène découle de la capacité des photons, particules élémentaires de lumière, à transférer leur énergie aux électrons dans ces matériaux. Lorsque la lumière atteint la surface d'un matériau photovoltaïque, les photons sont absorbés par les atomes du matériau, libérant des électrons de leurs orbites. Cette libération d'électrons génère des paires électron-trou, créant ainsi un déséquilibre de charges dans le matériau.

Un champ électrique interne, souvent créé par la structure en couches du matériau photovoltaïque, dirige les électrons libérés vers une direction spécifique, créant un flux de courant électrique. Ces électrons peuvent être collectés à l'aide de conducteurs métalliques pour être acheminés et utilisés comme source d'électricité. Lorsqu'elles sont assemblées en modules et en systèmes solaires, elles autorisent une production efficace et durable d'électricité à partir de la lumière solaire. Grâce à leur évolution constante et à leur intégration croissante dans nos vies, les cellules solaires contribuent de manière significative à la transition vers des sources d'énergie propre et renouvelable. [7,8]. La Figure 1.1 présente la structure de base de la cellule PV.



### 1.3 cellule solaire photovoltaïque

La cellule photovoltaïque, ou cellule solaire, est un dispositif permettant de convertir directement la lumière du soleil en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Ce dernier fait référence à un phénomène physique où les photons de lumière solaire sont captés par un semi-conducteur, ce qui entraîne l'émission d'électrons. Ces électrons libérés peuvent ensuite être capturés et dirigés pour créer un courant électrique. Les cellules photovoltaïques constituent l'élément fondamental des panneaux, Ces dispositifs sont mis en place pour produire de l'électricité. Lorsque plusieurs cellules sont agencées en série ou en parallèle dans un panneau solaire, elles génèrent un courant électrique suffisant pour alimenter des appareils électriques ou recharger des batteries. Les cellules photovoltaïques sont à présent une source majeure d'énergie propre et, largement employées pour produire d'électricité, que ce soit dans des contextes résidentiels, commerciaux, industriels ou dans le cadre de vastes projets d'énergie solaire. [7]

### 1.4 Structure générale du PV

L'ensemble du schéma photovoltaïque exposé dans la Figure 1.2 se compose des principaux éléments suivants : le module photovoltaïque, qui produit directement de l'énergie à partir de l'irradiation solaire, et le convertisseur utilisé pour Optimiser la puissance générée par le champ photovoltaïque vers un système électrique en régulant la tension du panneau photovoltaïque à une valeur de référence à laquelle le panneau photovoltaïque fournit l'énergie maximale [8,9,10].

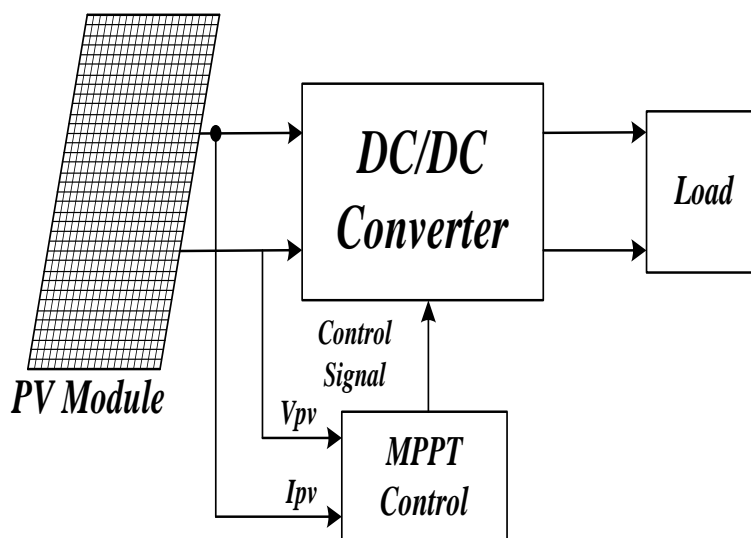


Figure 1.2. Schéma simplifié de la configuration globale du système photovoltaïque

## 1.5 Fonctionnement fondamental d'une cellule photovoltaïque

Quand les rayons solaires atteignent la surface terrestre, ils véhiculent de l'énergie sous forme de particules appelées photons. Les cellules photovoltaïques, connues aussi sous le nom de cellules solaires, représentent des appareils électroniques élaborés pour capter cette énergie lumineuse et la convertir en électricité utilisable.. [11].

## 1.6 Modélisation du panneau PV

Les cellules photovoltaïques (PV) sont des dispositifs semi-conducteurs qui peuvent être fabriqués à partir de nombreux matériaux différents en utilisant diverses méthodes. L'énergie produite par une cellule photovoltaïque provient de l'exploitation de l'effet photovoltaïque, qui convertit la lumière en électricité.

Le module photovoltaïque illustré dans la Figure 1. 3 est composé de  $I_{pv}$ , qui dépend de la température [12,13,14,15,16].

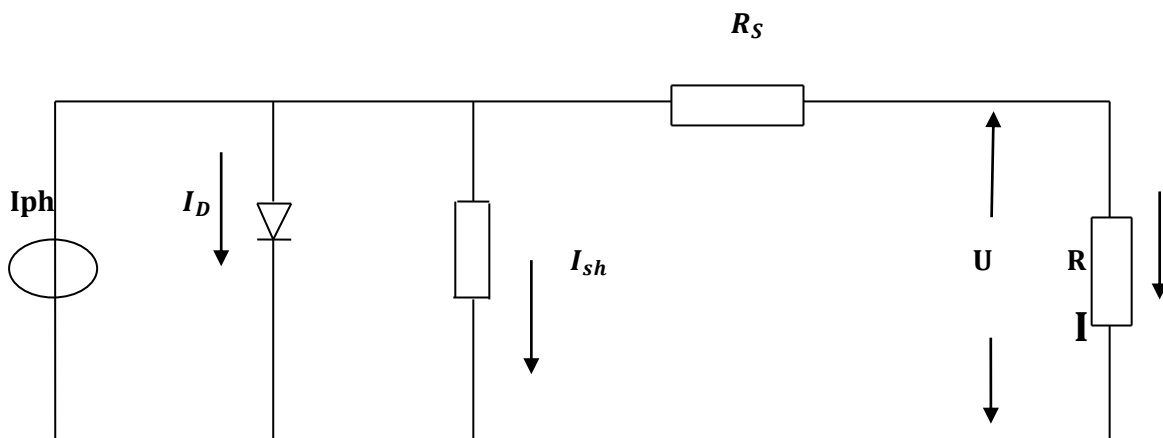


Figure1. 3. Modèle de cellule solaire à diode unique

### 1.6.1 Caractéristiques du panneau solaires photovoltaïque

Les fabricants fournissent les spécifications de la cellule photovoltaïque. comme indiqué dans le Tableau 1, Conformément aux conditions standards de test (STC) ( $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$  ;  $G = 1000\text{ W/m}^2$ ). Néanmoins,  $P_s$  de la cellule photovoltaïque sera influencée par les variations des conditions météorologiques. Par conséquent, la  $P_s$  est proportionnellement liée non seulement à l'irradiation mais aussi à la température [17,18,19,20] .

Tableau 1.1. Paramètres du panneau photovoltaïque ISOFOTON IS-75/12

Variables	Value
$P_{mpp}$	75 [W]
$V_{mpp}$	17.3 [V]
$I_{mpp}$	4.34 [A]
$V_{op}$	21.6 [V]
$I_{cs}$	4.67 [A]

### 1.6.2 Le modèle mathématique

Le modèle mathématique d'un système photovoltaïque (PV) permet de simuler et de comprendre le comportement des cellules photovoltaïques lorsqu'elles convertissent la lumière en électricité. Ce modèle aide à prédire la performance des panneaux solaires en fonction des paramètres physiques, environnementaux et électriques. Le modèle le plus couramment utilisé est basé sur une équation qui décrit la relation entre le courant produit, la tension et la puissance, avec un accent sur les effets de la température et de l'intensité lumineuse.[21]

. Les caractéristiques de sortie d'une cellule photovoltaïque unique sont décrites comme suit :

$$i = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(u + iR_s)}{AKT} \right) - 1 \right] - \frac{(U + IR_s)}{R_{sh}} \dots \dots \dots (1.1)$$

Le courant IPV du modèle pratique donné par l'équation (2)

$$I_{pv} = \left( \frac{G}{G_{STD}} \right) \left( I_{pv,STD} + K(T - T_{STD}) \right) \dots \dots \dots (1.2)$$

$$I_0 = \frac{I_{pv,STD} + K_i(T - T_{STD})}{\exp \left( \frac{qV_{oc} + K_i(T - T_{STD})}{\gamma V_t} - 1 \right)} \dots \dots \dots (1.3)$$

Bien que l'équation (1) ait été largement utilisée dans l'analyse de la théorie des cellules PV, l'expression de cinq paramètres, comprenant  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_{sh}$ ,  $R_s$  et  $A$ , qui apparaissent dans l'équation, n'est pas seulement liée à la température et aux niveaux d'irradiation, mais elle est également difficile à déterminer, ce qui pose des inconvénients dans l'application en ingénierie. Par conséquent, Nous appliquons la simplification suivante :

- En tenant compte de la valeur élevée de  $R_{sh}$  et de l'impact limité d' $I_{sh}$  sur le photocourant, nous pouvons négliger la valeur de  $V + IR_s/R_{sh}$ .
- Fixons  $I_{ph}$  égale à  $I_{sc}$ , car  $R$  est très petit.
- Définissons les conditions de circuit ouvert avec  $u = U_{oc}$ ,  $U = U_m$ , et  $I = I_m$  au (MPPT)
- L'équation qui décrit le comportement de la sortie de la cellule photovoltaïque peut être exprimée de la manière suivante :

$$i = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[ \exp \left( \frac{u}{C_2 U_{oc}} - 1 \right) \right] \right\} \dots \dots \dots (1.4)$$

où C1 et C2 peuvent être représentés de la façon suivante :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{U_m}{C_2 U_{oc}}\right) \dots \dots \dots (1.5)$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{U_m}{U_{oc}} - 1\right)}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)} \dots \dots \dots (1.6)$$

P(u) la Ps de sortie du réseau PV est la suivante :

$$P(u) = u I_{sc} \left\{1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{u}{C_2 U_{oc}} - 1\right)\right]\right\} \dots \dots \dots (1.7)$$

L'efficacité de la cellule pv dépend non seulement de la résistance shunt interne, mais aussi de l'irradiation, de la température du réseau et de la charge. Ici,  $I_{scref}$ ,  $U_{ocref}$ ,  $U_{mref}$  et  $I_{mref}$  sont définis comme les paramètres de la cellule photovoltaïque dans des conditions standard,

Ensuite,  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$ ,  $U_m$  et  $I_m$  peuvent être calculés par :

$$I_{sc} = I_{scref} \frac{S}{S_{ref}} (1 + \alpha \Delta T) \dots \dots \dots (1.8)$$

$$U_{oc} = U_{ocref} \cdot \ln(e + b \cdot \Delta S) (1 - C \alpha T) \dots \dots \dots (1.9)$$

$$I_m = I_{mref} \frac{S}{S_{ref}} (1 + \alpha \Delta T) \dots \dots \dots (1.10)$$

$$U_m = U_{mref} \cdot \ln(e + b \cdot \Delta S) (1 - C \alpha T) \dots \dots \dots (1.11)$$

$\Delta S = (S/S_{ref} - 1)$ ,  $\Delta T = (T - T_{ref})$ , et des valeurs typiques de a, b, c peuvent être prises comme 0,025/°C, 0,5/(W/m<sup>2</sup>), et 0,00288/°C .

### 1.6.3 Caractéristique de la sortie de la cellule PV

La sortie d'une cellule photovoltaïque (PV) est caractérisée par plusieurs paramètres importants qui définissent ses performances électriques. Ces caractéristiques dépendent principalement de la lumière incidente, de la température, et des propriétés des matériaux utilisés dans la cellule. Ce graphique montre comment le courant et la puissance de sortie varient en fonction de ces paramètres dans chaque section de la courbe.

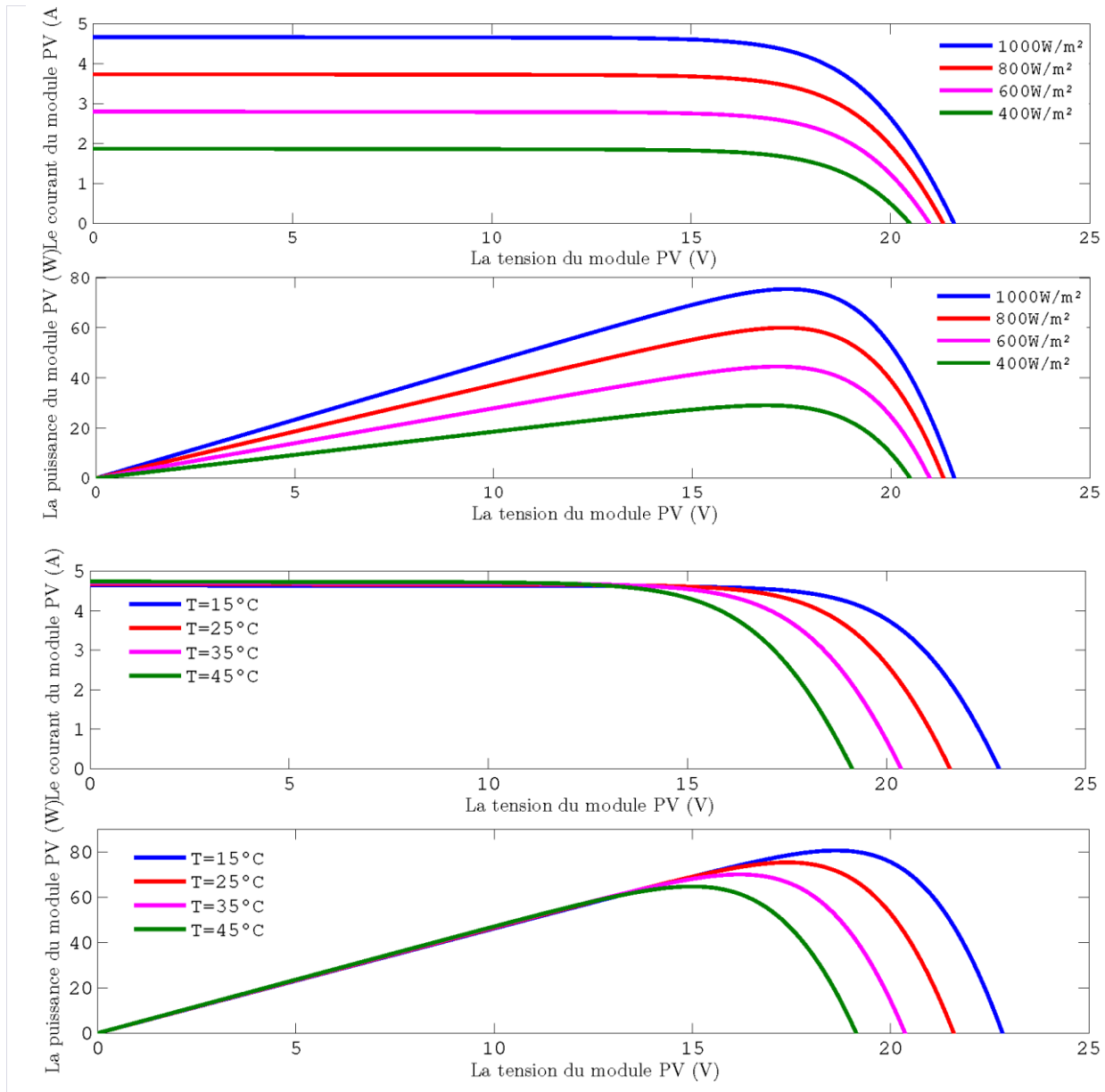


Fig. 1.4 – Caractéristiques de sortie d'un module PV en lien avec l'irradiation et la température.

L'efficacité d'une cellule photovoltaïque est influencée non seulement par sa résistance de fuite interne, mais aussi par des facteurs tels que le niveau d'irradiation, la température ambiante et la charge à laquelle elle est soumise.[22].

Comme illustré dans la Figure 1.4, le comportement du système photovoltaïque est fortement non linéaire, mais il existe un point de fonctionnement optimal sur la courbe où l'efficacité est maximale.[23]

### 1.7 Générateur photovoltaïque

Les générateurs photovoltaïques, ou panneaux solaires, incarnent une innovation révolutionnaire dans le secteur de la production d'énergie. Ils exploitent l'abondante source d'énergie solaire pour produire de l'électricité propre et renouvelable. Les générateurs PV sont devenus un acteur majeur de passage vers des sources d'énergie plus écologiques, offrant une solution respectueuse de l'environnement et économique pour répondre à nos besoins en électricité. Dans cette étude on développera les mécanismes de fonctionnement des générateurs photovoltaïques, leurs applications diverses, ainsi que leur importance cruciale dans la lutte contre le changement climatique et le passage vers un avenir énergétique plus écologique. [24,25] .

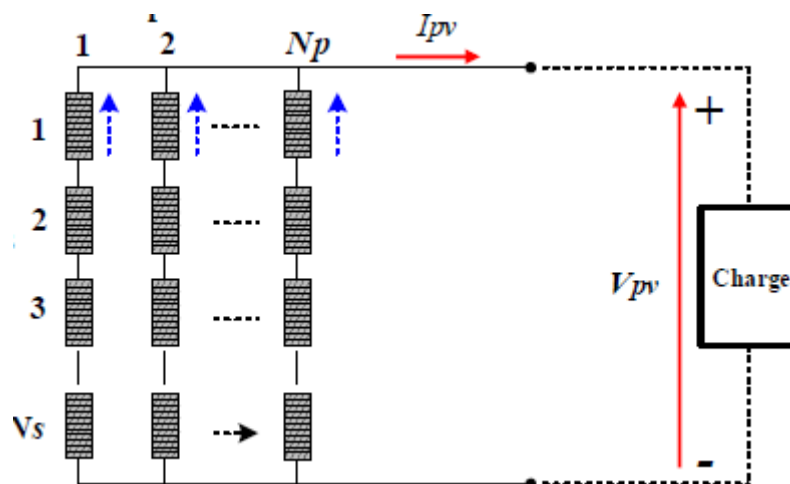


Figure 1.5 – Modèle de circuit de panneau PV.

### 1.7.1 Systems PV autonomes en connexion directe

Les systèmes photovoltaïques autonomes en connexion directe constituent une solution énergétique moderne et flexible, offrant une source d'énergie à la fois fiable et respectueuse de l'environnement. Contrairement aux systèmes connectés au réseau électrique, ces installations fonctionnent de manière indépendante, ce qui les rend particulièrement adaptées pour alimenter des applications qui ne sont pas reliées à un réseau électrique conventionnel.

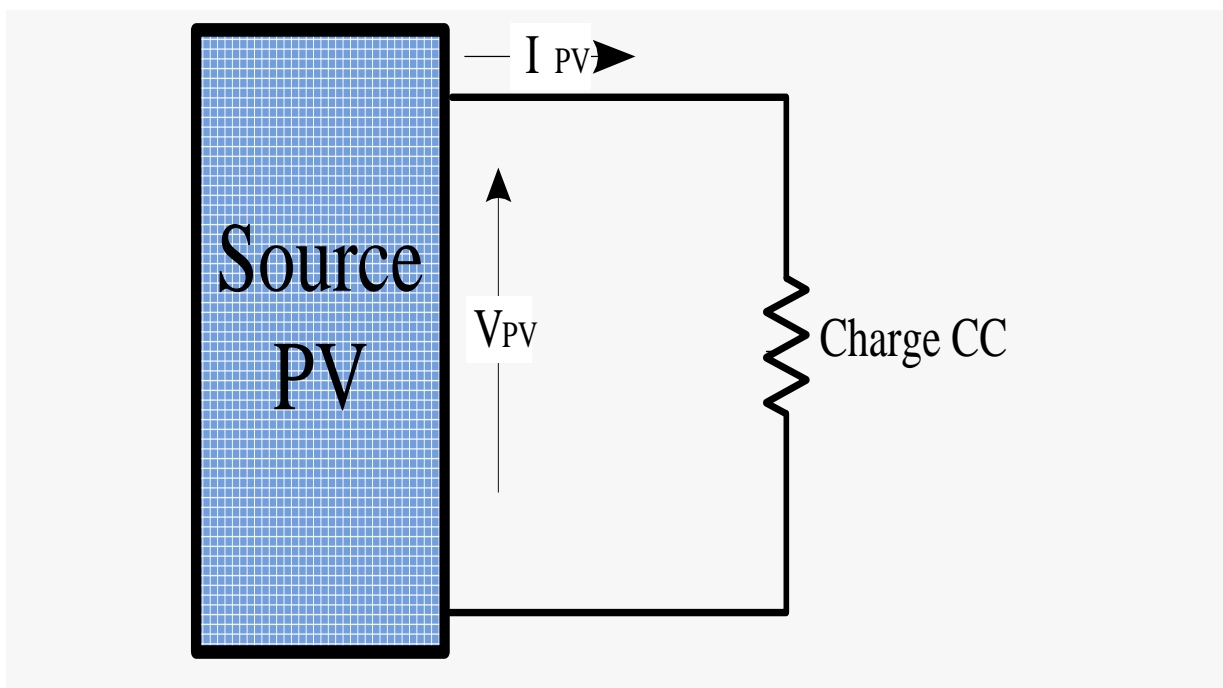


Figure 1.6 Système PV a couplage direct

## 1.8 Théorie de base du MPPT

Pour une meilleure discussion, l'impédance équivalente des cellules PV  $R_{opt}$  est définie comme le rapport  $U_{MPP}$  et  $I_{MPP}$ , à savoir  $R_{opt} = U_{MPP}/I_{MPP}$ . De toute évidence, avec les changements des conditions environnementales,  $R_{opt}$  changera également. Cependant, il existe un problème d'ajustement de charge car elles sont alimentées par une charge particulière dans le processus d'application pratique.

Les courbes I et II montrent la courbe caractéristique des dispositifs photovoltaïques dans différentes situations. Comme le montre la figure 1.7, les dispositifs PV fonctionnent au point A. Ils seront transférés au point A' si l'irradiation est soudainement renforcée en raison de la charge constante. Pour obtenir la  $P_{max}$  des dispositifs PV, il est nécessaire de faire fonctionner le dispositif PV au point B sur la courbe caractéristique I. [27,28]

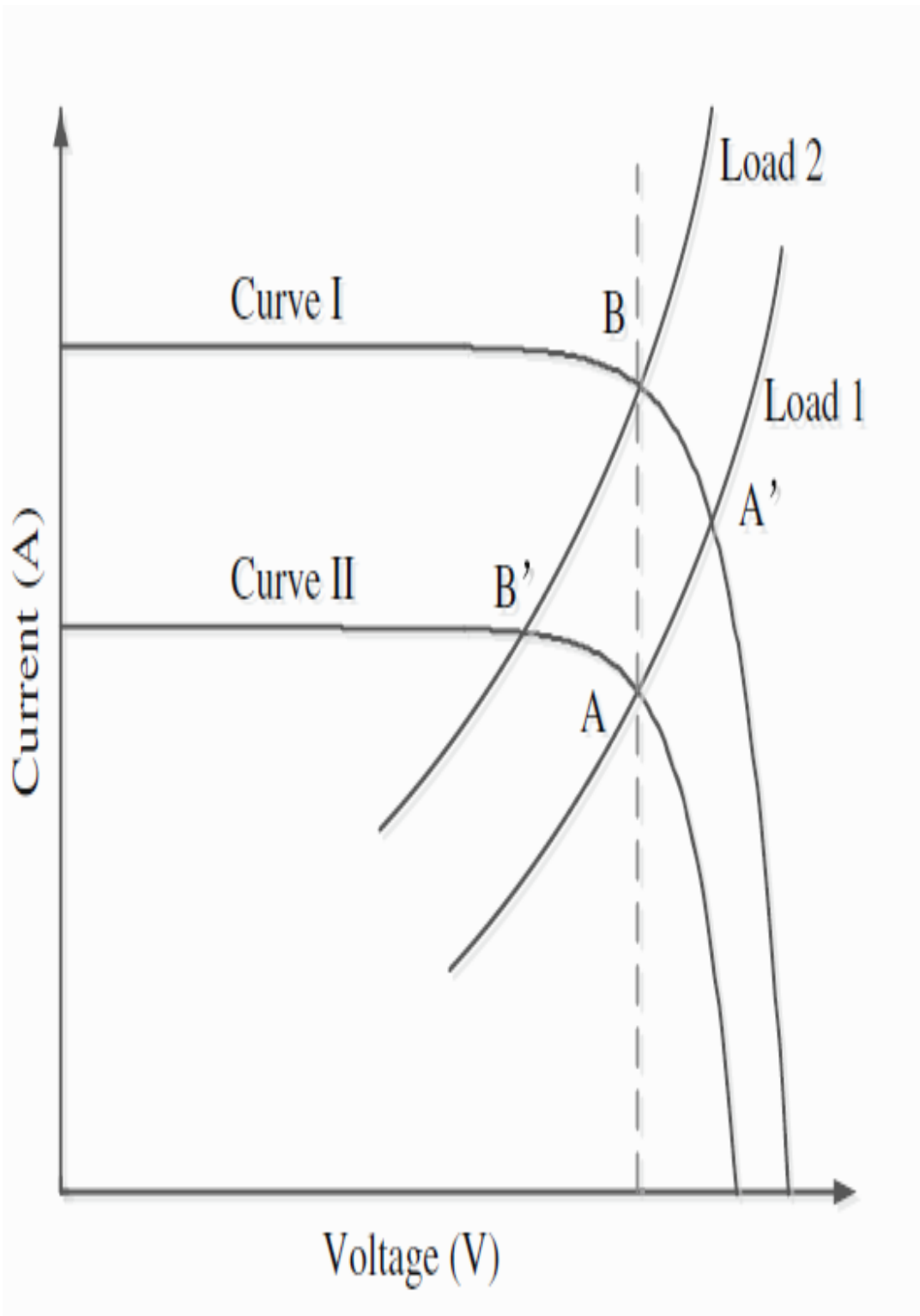


Figure.1.7 .Schéma du (MPPT) pour deux cas de charge

## 1.9 Protections classiques d'un générateur PV

Les protections classiques d'un générateur PV visent à assurer la sécurité, le bon fonctionnement et la durabilité du système. Voici une description des protections couramment utilisées pour un générateur PV :

- ✓ **Protection contre les surtensions (parafoudre) :** Les parafoudres sont installés pour protéger le générateur PV contre les surtensions induites par la foudre ou d'autres sources.
- ✓ **Protection contre les surintensités (disjoncteurs) :** Des disjoncteurs sont placés dans le circuit pour protéger le générateur contre les surintensités causées par des court-circuits ou des surcharges.
- ✓ **Protection contre les surtensions de commutation (varistance) :** Les varistances sont utilisées pour protéger les équipements sensibles contre les surtensions de commutation.
- ✓ **Protection contre les courants inverses (diodes de blocage) :** Les diodes de blocage sont intégrées pour empêcher le courant de circuler dans le sens inverse, protégeant ainsi les cellules PV.
- ✓ **Protection contre les perturbations électromagnétiques (filtres EMC) :** Des filtres électromagnétiques sont utilisés pour réduire les interférences électromagnétiques potentielles dans le système.
- ✓ **Protection contre les températures élevées (dispositifs de refroidissement) :** Des dispositifs de refroidissement sont mis en place pour maintenir les températures du générateur dans des limites acceptables, ce qui contribue à prolonger sa durée de vie.
- ✓ **Protection contre les décharges profondes de batteries (systèmes de gestion de batterie) :** Ces systèmes surveillent et protègent les batteries contre les décharges excessives, ce qui peut endommager les batteries.
- ✓ **Protection contre les courts-circuits (fusibles) :** Les fusibles sont utilisés pour protéger le générateur et les composants électriques contre les courts-circuits, en coupant le courant en cas de surintensité.
- ✓ **Protection contre les surchauffes (thermostats) :** Les thermostats surveillent la température des composants du générateur et peuvent déclencher des arrêts d'urgence si une surchauffe est détectée.
- ✓ **Protection contre les défauts à la terre (dispositifs de protection contre les surintensités de fuite à la terre) :** Ces dispositifs détectent et coupent le courant en cas de fuite à la terre, évitant ainsi les risques d'électrocution.

Ces protections sont cruciales pour garantir la fiabilité et la sécurité des générateurs PV, ainsi que pour maximiser leur efficacité et leur durée de vie.

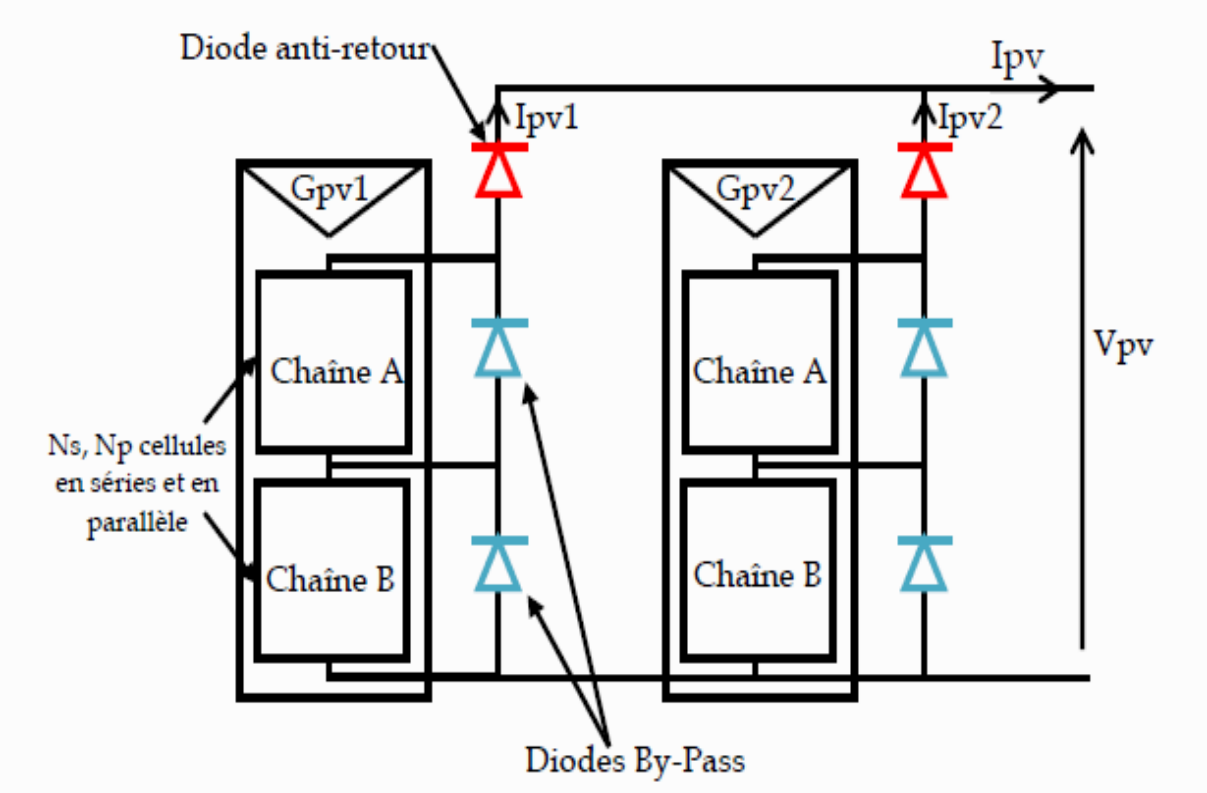


Figure 1.8 – Montage de deux générateurs PV en parallèle avec des diodes de protection.

## **1.10 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté et détaillé les principaux éléments constitutifs d'un système photovoltaïque afin de mieux comprendre leur fonctionnement, leur interaction et leur utilisation. Cette analyse a permis de poser les bases nécessaires à une compréhension approfondie de la manière dont ces systèmes convertissent l'énergie solaire en électricité de manière efficace et fiable.

En vue de maximiser la performance des systèmes photovoltaïques, nous avons également abordé les défis liés à l'optimisation de la production d'énergie.

Dans le prochain chapitre, nous approfondirons notre étude en nous concentrant sur les algorithmes de L'MPPT. Nous explorerons en détail les différentes techniques et stratégies visant à maximiser l'énergie extraite des panneaux photovoltaïques, en prenant en compte les conditions environnementales variables. L'objectif est d'améliorer l'efficacité globale du système et de proposer des solutions permettant d'optimiser la gestion énergétique du champ photovoltaïque.

## **Stratégies de la Commande MPPT**

## 2.1. Introduction

L'augmentation de la demande énergétique mondiale et l'épuisement progressif des ressources fossiles ont conduit à un intérêt croissant pour les sources d'énergie renouvelables, en particulier l'énergie solaire. [37,40]. Les systèmes photovoltaïques, capables de convertir directement l'énergie solaire en électricité, représentent une solution prometteuse pour répondre à ce défi énergétique. [36,37,38]. Toutefois, l'efficacité de ces systèmes dépend fortement de leur capacité à exploiter le MPP des panneaux solaires, qui varie selon les conditions d'ensoleillement et de température. [41,42],

Pour assurer une extraction maximale de l'énergie, des stratégies de commande appelées MPPT ont été développées. Ces stratégies visent à ajuster dynamiquement les paramètres du système afin de maintenir le fonctionnement des panneaux à leur rendement optimal [39,40]. Différents algorithmes et techniques ont été conçus pour répondre à cette exigence, allant des méthodes classiques comme les algorithmes (P&O) et (INC), aux approches plus avancées telles que les méthodes basées sur l'intelligence artificielle [37,43,44].

L'algorithme MPPT INC basé sur l'itération d'un pas fixe est simple avec une bonne efficacité. De plus, les conditions climatiques changeantes rapidement entraînent une confusion et un échec qui sont accompagnés d'inconvénients, notamment l'oscillation autour le MPP, ce qui augmente la perte de puissance à l'état stable, simultanément la réponse temporelle du MPPT est plus lente [44,45,46]. Afin non seulement de faire fonctionner le module PV avec une efficacité et une performance appropriées, mais aussi de surmonter et de résoudre les inconvénients susmentionnés, une procédure MPPT INC\_COND est proposée. Cet effort vise à améliorer la réponse dynamique, l'oscillation à l'état stable et l'efficacité des algorithmes MPPT conservateurs sous diverses conditions climatiques.

## 2.2 Modélisation et simulation d'un convertisseur boost

Dans les systèmes photovoltaïques, l'utilisation d'un convertisseur élévateur, tel qu'illustré dans la figure 2.1, est courante en raison de la simplicité de sa conception, de son efficacité élevée et de ses performances remarquables. Ce type de convertisseur est largement privilégié pour ces raisons. Le fonctionnement du convertisseur élévateur peut être décomposé en deux modes distincts : lorsque le MOSFET est activé et lorsqu'il est désactivé. La gestion du temps de commutation de ce composant permet de contrôler efficacement la puissance générée par le système photovoltaïque. En modulant ce paramètre, le convertisseur adapte le transfert d'énergie de manière optimale. Les relations mathématiques qui régissent le fonctionnement de ce convertisseur élévateur sont décrites par l'équation (2.1) [47], permettant de modéliser et d'optimiser son comportement en fonction des besoins énergétiques du système.

$$V_0 = \frac{V_{PV}}{1-D} \dots\dots\dots(2.1)$$

(4)

$$D = \frac{T_{on}}{T} \dots\dots\dots(2.2)$$

D représente le rapport cyclique, qui correspond à la proportion de temps pendant laquelle l'interrupteur (MOSFET) du convertisseur élévateur est en position "ON" au cours d'un cycle complet. Les tensions  $V_0$  et  $V_{P\_PV}$  désignent respectivement la tension de sortie du convertisseur élévateur et la tension en entrée fournie par le module photovoltaïque. T fait référence à la période totale d'un cycle de commutation, tandis que  $T_{on}$  représente le temps pendant lequel l'interrupteur reste en position "ON" durant ce cycle. Le processus de commutation, c'est-à-dire l'activation ou la désactivation de l'interrupteur, est contrôlé par (MLI), qui ajuste dynamiquement le rapport cyclique en fonction des besoins du système pour optimiser la conversion d'énergie [44,48]. Cette modulation joue un rôle clé dans l'efficacité du convertisseur, permettant de maximiser la puissance transférée depuis le panneau photovoltaïque vers la charge .

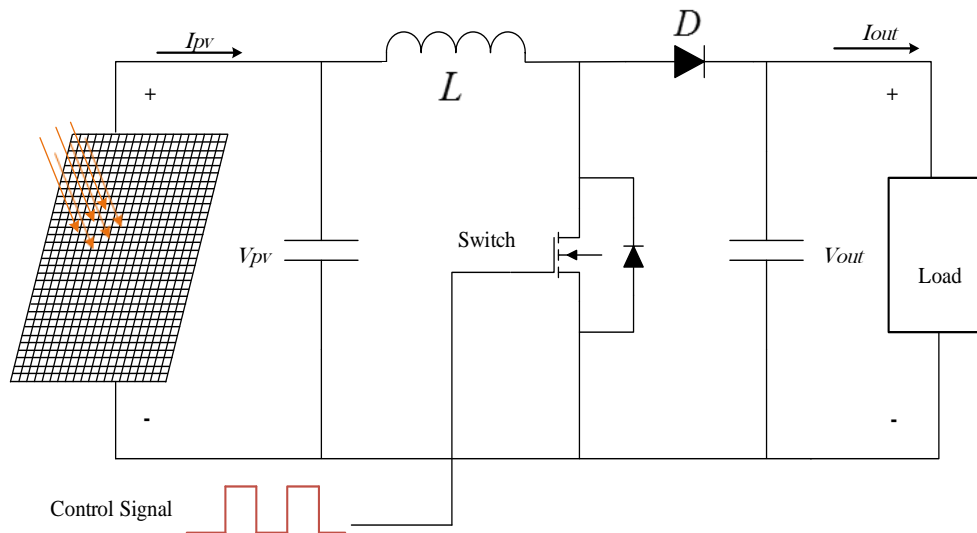


Figure 2.1. DC-DC convertisseur Boost

Le convertisseur boost extrait la puissance des éléments PV au MPP [50,51].

### 2.2.1. Algorithme de l' MPPT

Le (MPP) d'un panneau solaire photovoltaïque est influencé à la fois par la température des cellules ( $T$ ) et le niveau d'irradiation solaire ( $G$ ), comme l'illustre la figure 2.2. En conséquence, le point de fonctionnement optimal du panneau PV varie constamment en fonction de ces paramètres, ce qui limite l'exploitation optimale de la puissance de sortie maximale. Ainsi, pour garantir une utilisation plus efficace des panneaux photovoltaïques, il est indispensable de réguler leur puissance en ajustant le MPP grâce à un algorithme de suivi du (MPPT). Ce mécanisme ajuste dynamiquement le rapport cyclique du convertisseur élévateur, de manière à maximiser l'énergie extraite du module PV, en tenant compte des variations des conditions environnementales. En optimisant continuellement ce rapport cyclique, le système parvient à maintenir le fonctionnement du panneau solaire à son rendement maximal, même en présence de fluctuations de la température et de l'irradiation solaire .

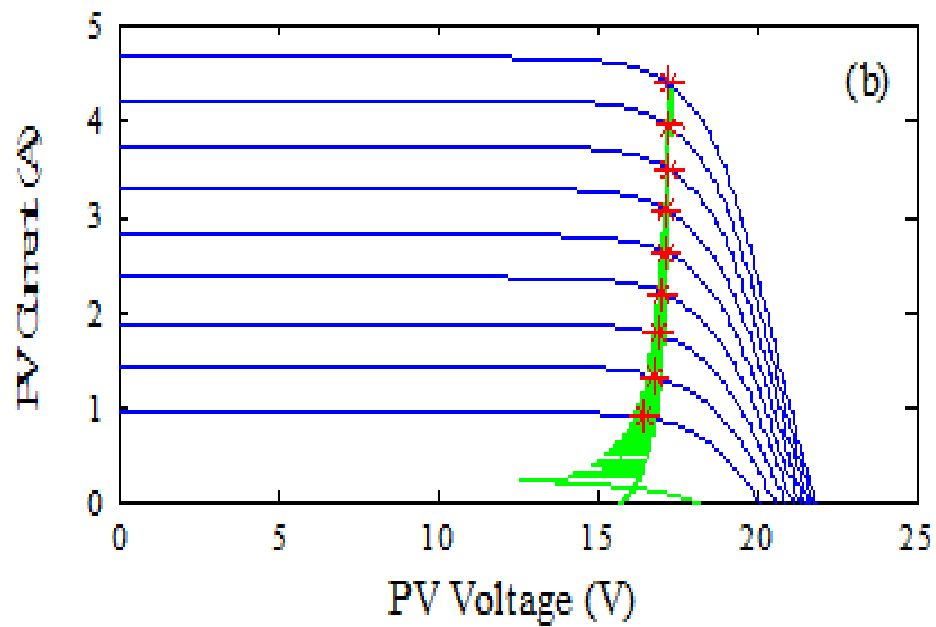
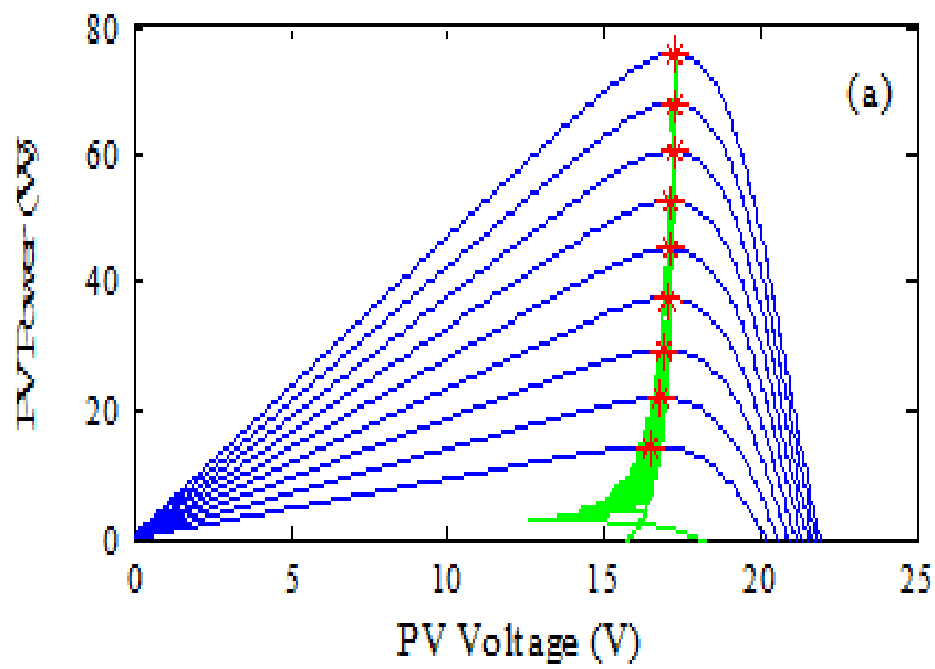


Figure 2.2 – Impact du rayonnement solaire

### 2.2.2 . Technique du stand incCond

La regulation de la tension du panneau photovoltaïque (PV) s'effectue en fonction de la valeur réelle de la tension et de celle déterminée par l'algorithme IncCond. Cependant, cette approche présente des limites lorsqu'il s'agit de maximiser la puissance, notamment dans des situations où les conditions d'irradiation solaire changent rapidement. En effet, le suivi de le MPP devient inefficace, car l'algorithme ne parvient pas à s'adapter suffisamment vite aux variations brusques. Cette lenteur d'adaptation entraîne une sous-exploitation du potentiel énergétique du panneau PV, limitant ainsi la capacité du système à extraire la puissance optimale dans des environnements dynamiques [48].

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (2.3)$$

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I.V)}{dV} = \frac{VdI}{dV} + \frac{I.dV}{dV} \quad (2.4)$$

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I = V \frac{dI}{dV} + I = V \frac{dI}{dV} + I \quad (2.5)$$

$$\frac{dI}{dV} + \frac{I}{V} = 0 \quad (2.6)$$

Grâce à sa simplicité de mise en œuvre, la méthode (IncCond), illustrée à la figure 2.3, est largement adoptée dans le domaine des systèmes photovoltaïques. Cependant, elle présente certaines limitations, notamment en ce qui concerne la gestion du pas de réglage, qui joue un rôle crucial dans la vitesse de suivi le MPP du système solaire. Lorsque le pas est important, le système peut converger rapidement vers le MPP. Toutefois, cela entraîne de fortes oscillations autour de la puissance optimale, ce qui compromet la stabilité du système et engendre des pertes d'énergie. À l'inverse, un pas plus petit réduit les perturbations, mais allonge le temps de réponse du système, rendant le suivi du MPP plus lent et moins efficace face aux variations des conditions d'irradiation solaire.[37,49,48].

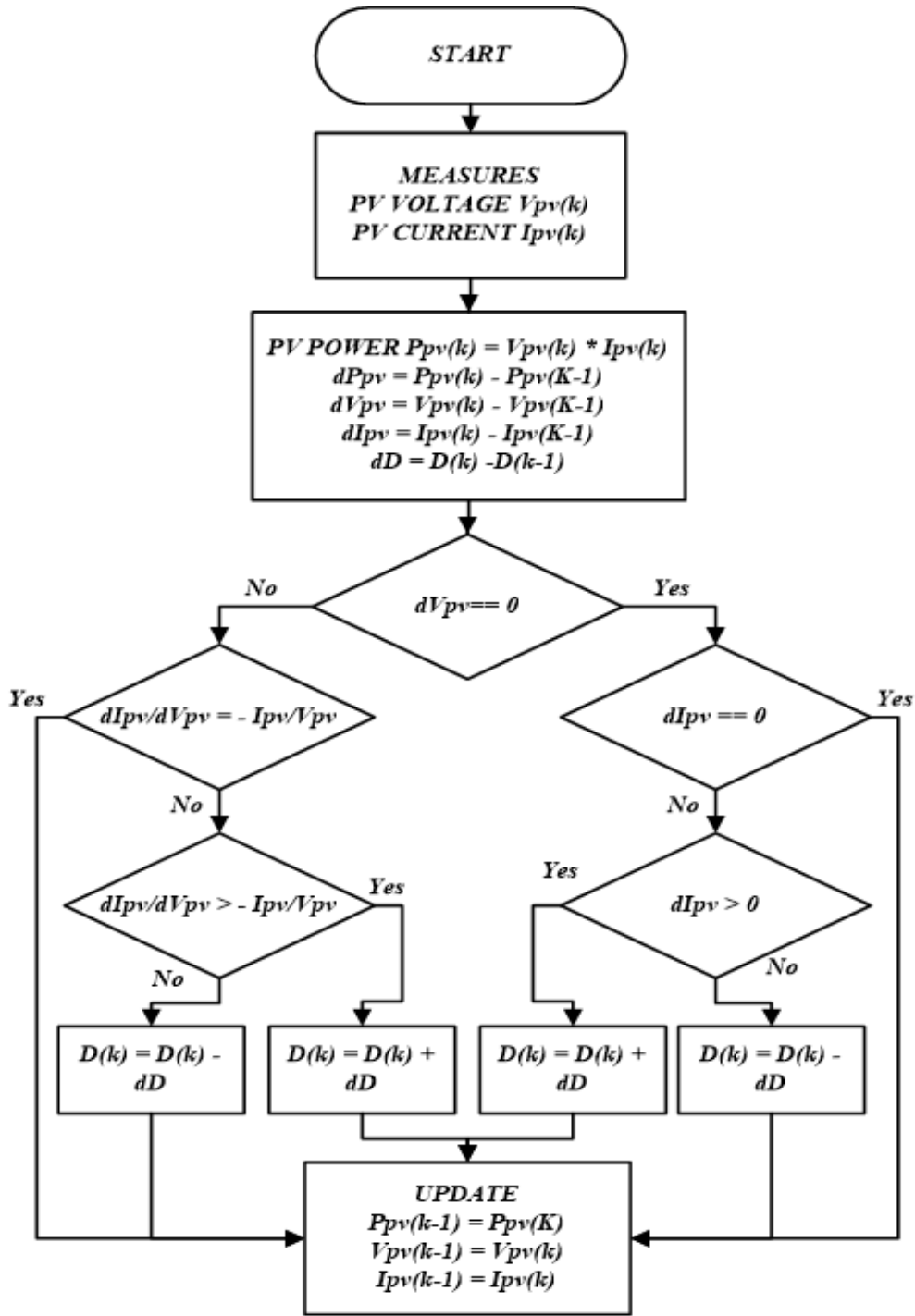


Figure 2.3 – Organigramme de la méthode IncCond.

$$\frac{dP}{dV} = 0 \text{ if } \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \text{ (au MPP.)} \quad (2.7)$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \text{ if } \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \text{ (à gauche du MPP.)} \quad (2.8)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \text{ if } \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \text{ (à droite du MPP.)} \quad (2.9)$$

Le rapport dérivée de la puissance et de la tension,  $\frac{dP}{dV}$ , du panneau photovoltaïque a été utilisé comme variable d'ajustement pour moduler la taille du pas dans la méthode traditionnelle IncCond [51]. Par conséquent, ce processus est conçu en observant le rapport  $\frac{dP}{dV}$  en prenant en compte la courbe P-V du module photovoltaïque [52].

### 2.2.3. Modification du processus IncCond

La méthode IncCond repose sur des perturbations de pas pour localiser le MPP. Cependant, si ces ajustements ne sont pas correctement calibrés, la méthode peut échouer à identifier efficacement le MPP [52]. Un pas de réglage trop important permet une convergence rapide vers le MPP, mais cela s'accompagne de pertes d'énergie considérables en raison de fluctuations importantes autour de ce point optimal. À l'inverse, un pas de réglage trop petit peut assurer une stabilité dans le suivi du MPP, mais il sera incapable de réagir rapidement aux variations abruptes de l'irradiation solaire.

Pour surmonter ces limitations de la méthode IncCond, les recherches futures visent à améliorer la précision du suivi en réduisant les perturbations en régime stable et en évitant la désorientation dans la recherche du MPP. Le schéma proposé pour cette évolution de la méthode IncCond est illustré dans la Figure 2.4. L'équation 2.10 est employée pour définir deux zones de fonctionnement distinctes, comme montré dans la Figure 2.6, où Z est fixé à un taux relativement faible de 0,001 dans cette mise en œuvre. Dans ces deux zones de fonctionnement, notées A et B, la taille des pas de réglage varie entre un grand pas (LP) et un petit pas (SP), permettant ainsi une adaptation dynamique aux conditions d'irradiation changeantes tout en maximisant l'efficacité énergétique du système .

$$abs \left( \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} \right) \leq Z \dots \dots \dots . \quad (2.10)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} < e = 0.04 \dots \dots \dots (2.11)$$

Dans la zone A, l'équation (2.10) ne peut pas être appliquée, ce qui entraîne la définition de la taille de pas comme étant LS .En revanche, dans la zone B, l'équation (2.6) est respectée, permettant ainsi de maintenir une taille de pas stable, désignée par SS En résumé, la stratégie

adoptée consiste à utiliser un grand pas (LS) lorsque le système s'éloigne du point de (MPP), tandis qu'un petit pas (SS) est employé lorsque le système se rapproche de ce point optimal, comme illustré dans la zone B.

De plus, des tests approfondis, décrits par l'équation (2.11), sont mis en œuvre pour détecter des variations importantes de l'irradiation. Le système surveille en permanence ces conditions. Si les résultats des tests ne correspondent pas aux exigences, cela indique qu'il existe de fortes variations dans l'irradiation. Dans ce cas, la taille du pas est augmentée pour revenir à un grand pas (LS). À l'inverse, si l'état est satisfaisant, cela signifie qu'il n'y a pas de variations significatives dans l'irradiation, permettant au système de suivre le MPP avec une petite taille de pas, conformément aux zones établies par l'équation (2.10). Étant donné que (2.11) est rarement égal à zéro, une petite valeur de tolérance de  $\epsilon=0,04$  est employée pour garantir la précision du suivi.

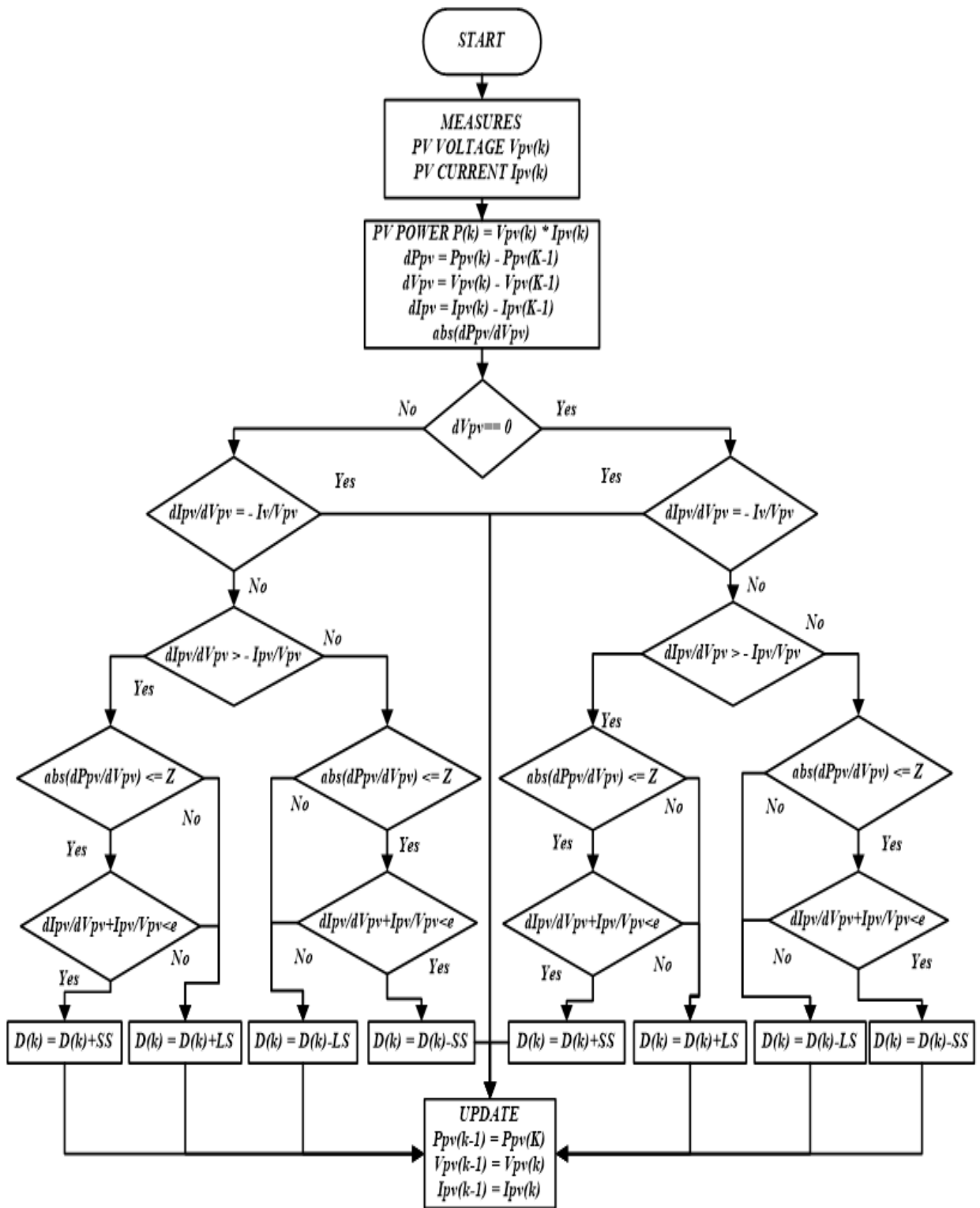


Figure 2.4. la future pratique IncCond .

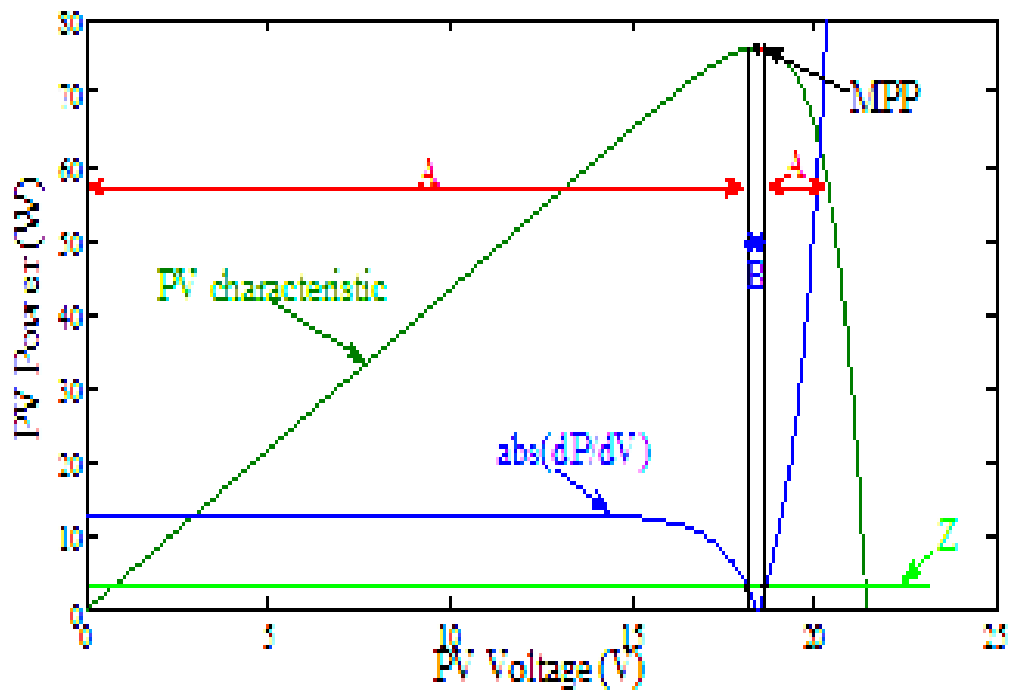


Figure 2.5. Les gammes de fonctionnement

#### 2.2.4. Résultats de simulation

Le système photovoltaïque complet, illustré à la figure 2.6, est constitué d'un module PV (détaillé dans le Tableau 1) et d'un convertisseur élévateur DC-DC .Ce dernier est équipé de condensateurs d'entrée et de sortie de capacité égale ( $C_{IN} = C_{OUT} = 2200 \mu F$ ), d'une inductance de  $284 \mu H$ , et fonctionne à une fréquence de commutation  $f_{SW}$  de 10 kHz. Ce circuit est connecté à une charge résistive de  $20 \Omega$ . Le module photovoltaïque alimente directement le convertisseur boost, tandis que le régulateur MPPT est chargé de détecter le point de (MPP) du module PV en fonction des conditions d'irradiation solaire. Les résultats de simulation illustrés dans la figure 2.7 montrent que le système ajuste dynamiquement le MPP du module photovoltaïque à chaque variation de l'irradiation, optimisant ainsi l'extraction de puissance.

Le Tableau 2.1 répertorie les composants du convertisseur élévateur boost .

Variables	Valeurs
$C_{in}$	$2200 \mu F$
$L$	$284 \mu H$
$C_{out}$	$2200 \mu F$
$f_{sw}$	10 khz

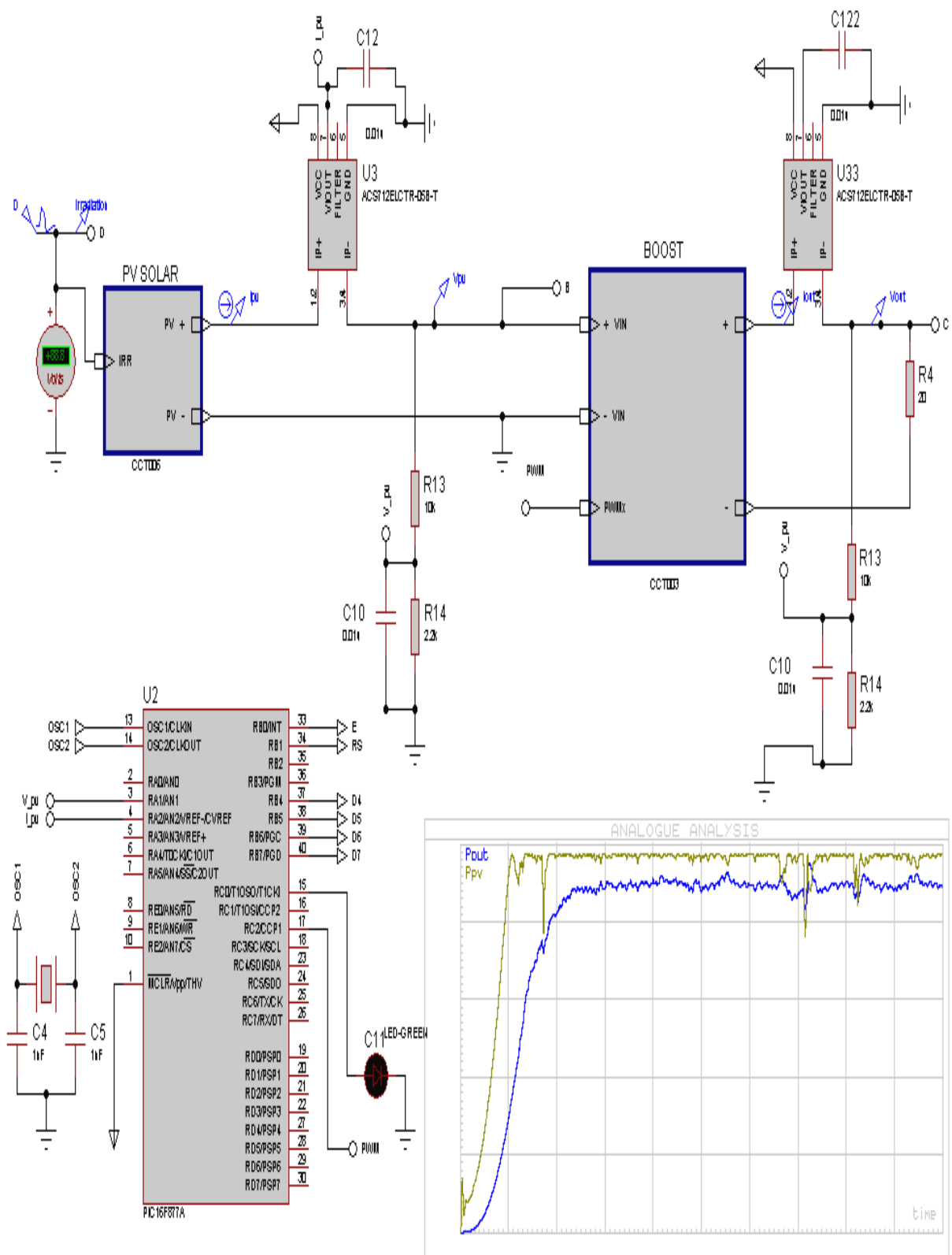


Figure 2.6. Le système photovoltaïque complet

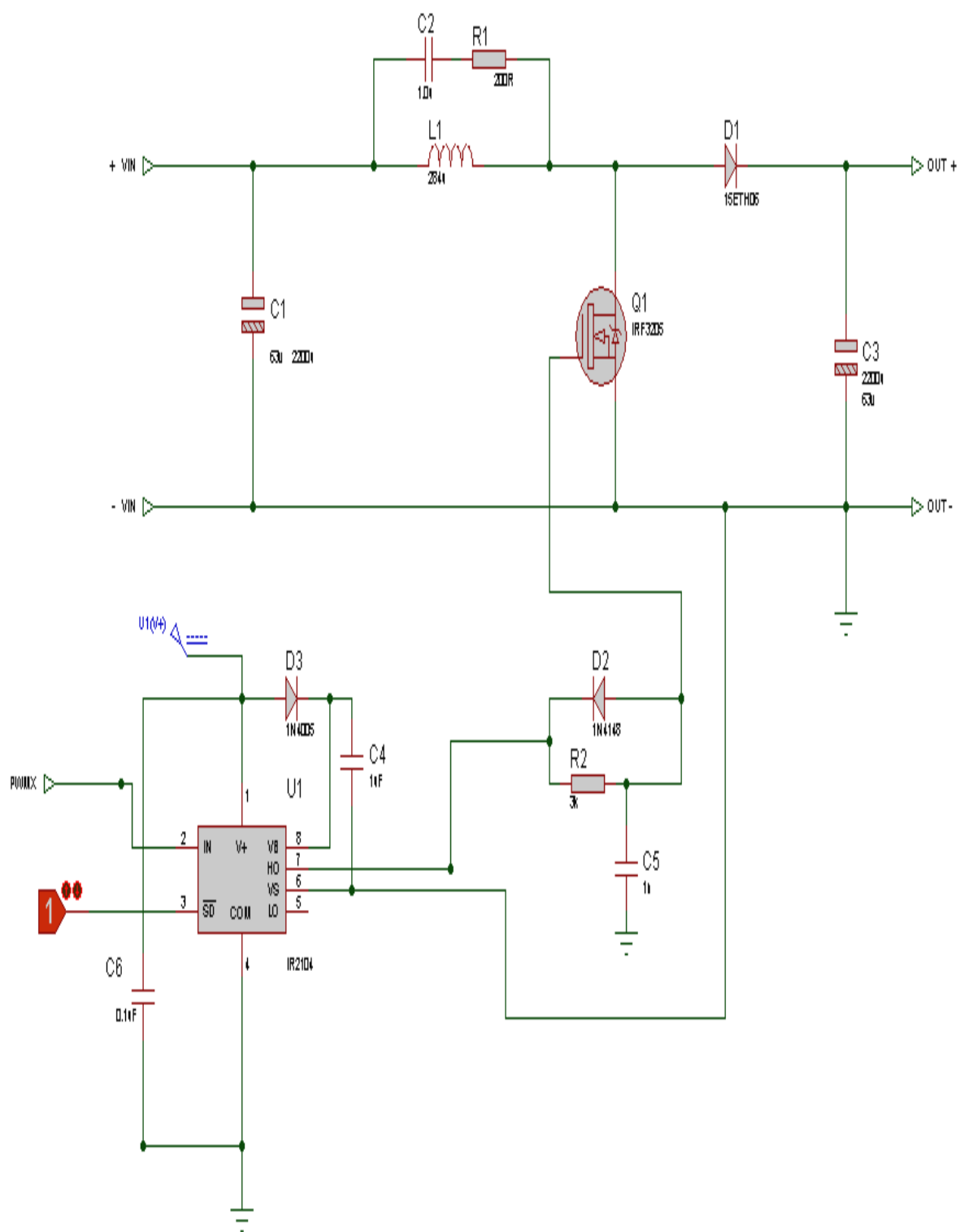


Figure 2.7. Convertisseur élévateur

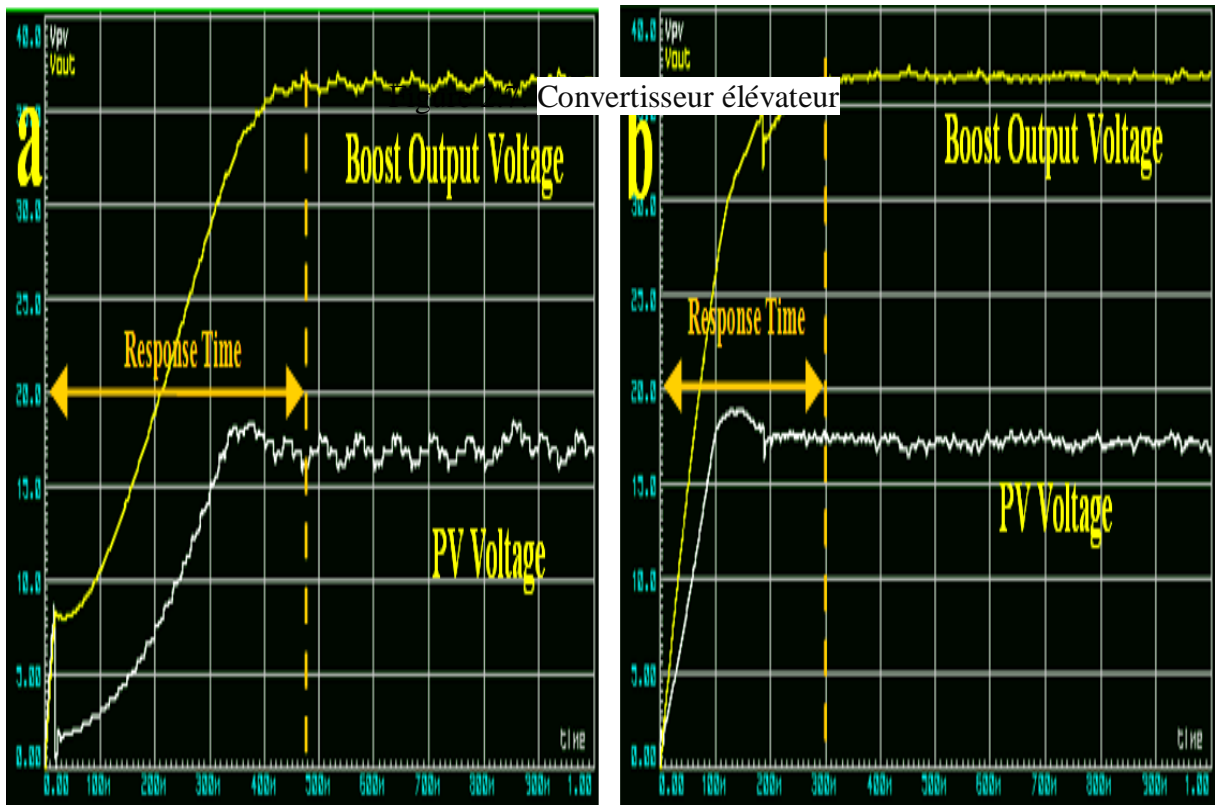


Figure 2.8. la tension, a : IncCond, b : IncCond adapté

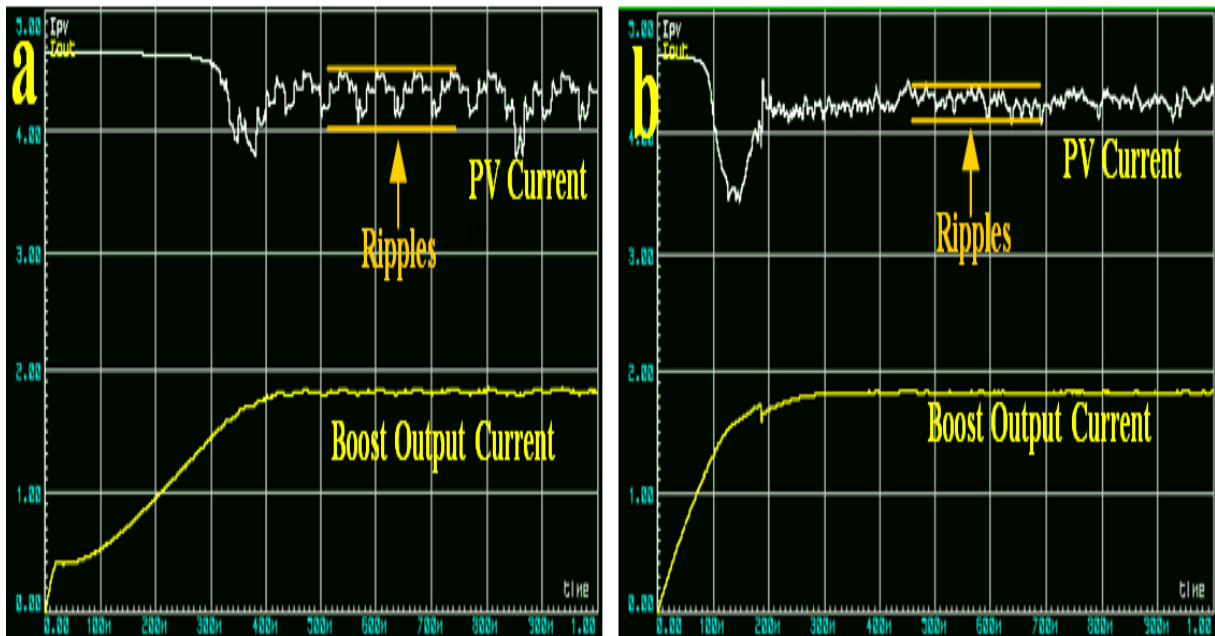


Figure 2.9. le Courant, a) IncCond, b) IncCond adapté

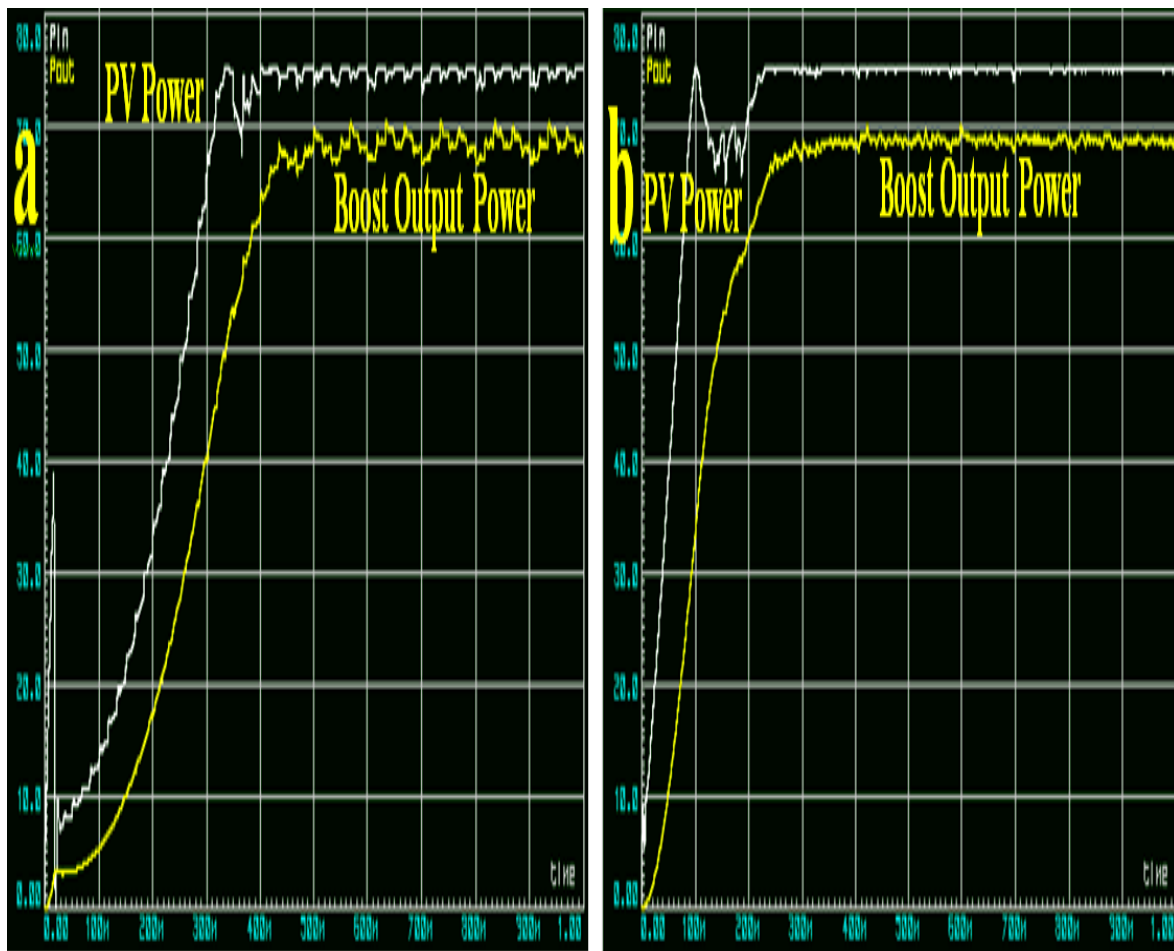


Figure 2.10. la Puissance a) IncCond , b) IncCond adapté

Le système photovoltaïque a été conçu et implémenté en utilisant deux algorithmes de suivi du (MPPT), à savoir le mode Excited (IncCond) et le mode à cycle de service adaptatif, comme illustré dans la figure 2.6. L'algorithme IncCond est une méthode traditionnelle largement utilisée pour le suivi du MPP, tandis que le mode à cycle de service adaptatif, une approche plus récente, permet de moduler dynamiquement la taille des pas de recherche afin d'optimiser la performance du système en fonction des conditions d'ensoleillement variables. Les résultats obtenus avec l'algorithme Excited IncCond sont présentés dans les figures 2.8.a à 2.10.a, tandis que l'impact de la variation de l'inclinaison du cycle de service est montré dans les figures 2.8.b à 2.10.b.

Le tableau 1 indique que dans des conditions standard (STC), le (MPP) attendu est de 75 W. Cependant, la simulation réalisée avec la méthode proposée montre que le MPP atteint 74,9 W, comme illustré dans la figure 2.10.b. Cette légère différence peut être attribuée à la capacité du mode adaptatif à ajuster plus rapidement et plus précisément le point de

fonctionnement du système, même en réponse aux variations rapides des conditions d'irradiation, ce qui entraîne une extraction d'énergie plus optimisée et stable. La petite différence entre le MPP attendu et celui obtenu dans la simulation démontre non seulement la précision de la méthode, mais aussi sa capacité à maximiser la production d'énergie sans compromettre la stabilité du système.

Lors de la comparaison avec l'algorithme IncCond traditionnel, la méthode proposée présente des améliorations significatives. Comme l'illustre la figure 2.9, le temps de suivi du MPP est nettement réduit dans le cas du mode à cycle de service adaptatif. Cette réduction du temps de réponse est cruciale, car elle permet au système de réagir plus rapidement aux changements d'irradiation, minimisant ainsi les pertes d'énergie pendant la phase de recherche du MPP. De plus, cette approche adaptative assure une meilleure réactivité aux fluctuations d'ensoleillement, garantissant ainsi que le système fonctionne toujours à proximité du MPP.

La figure 2.10 confirme également de manière concluante la supériorité du mode à cycle de service adaptatif en termes de stabilité et de convergence rapide vers le MPP. Grâce à l'ajustement dynamique de la taille des pas de recherche, ce mode présente une plus grande stabilité dans les résultats et un temps de convergence plus court, réduisant ainsi les oscillations autour du MPP. Cette convergence rapide est essentielle pour maintenir une performance optimale et une efficacité énergétique élevée, même dans des conditions d'ensoleillement variables.

En résumé, la méthode MPPT à cycle de service adaptatif, comparée à l'algorithme IncCond classique, offre des avantages notables en termes de rapidité, de stabilité et d'efficacité. Elle permet d'atteindre le MPP de manière plus rapide et plus précise, tout en assurant une meilleure stabilité du système. Ces résultats soulignent l'importance de l'optimisation des algorithmes MPPT pour améliorer la performance globale des systèmes photovoltaïques et maximiser leur production d'énergie.

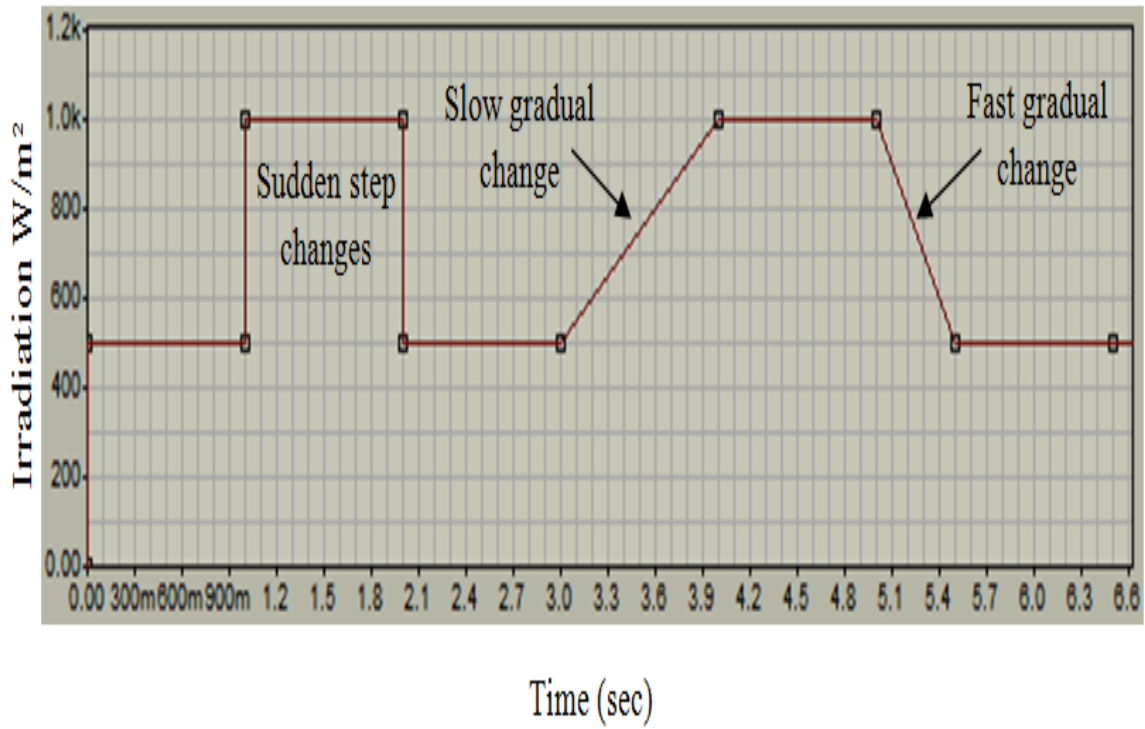


Figure 2. 11 : Profil aléatoire d'irradiation.

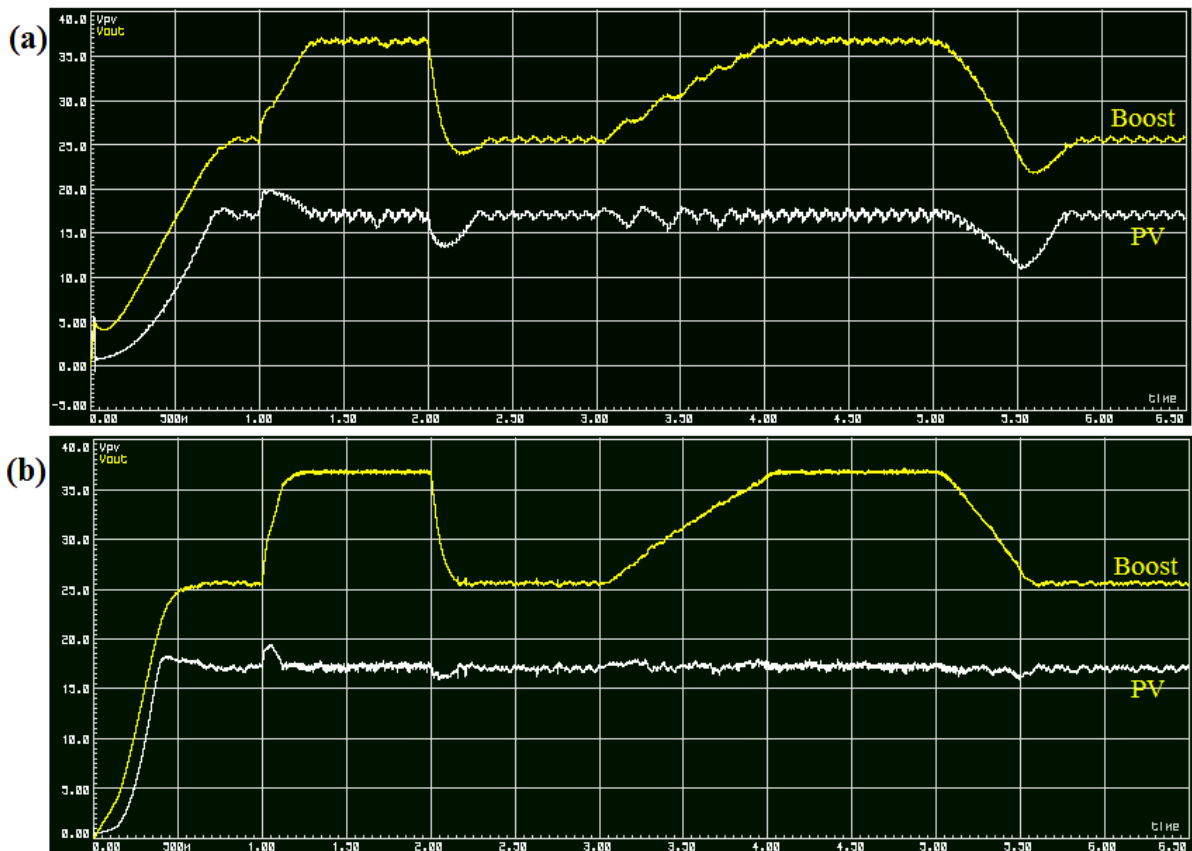


Figure 2.12. la Tension a) IncCond b) IncCond adapté.

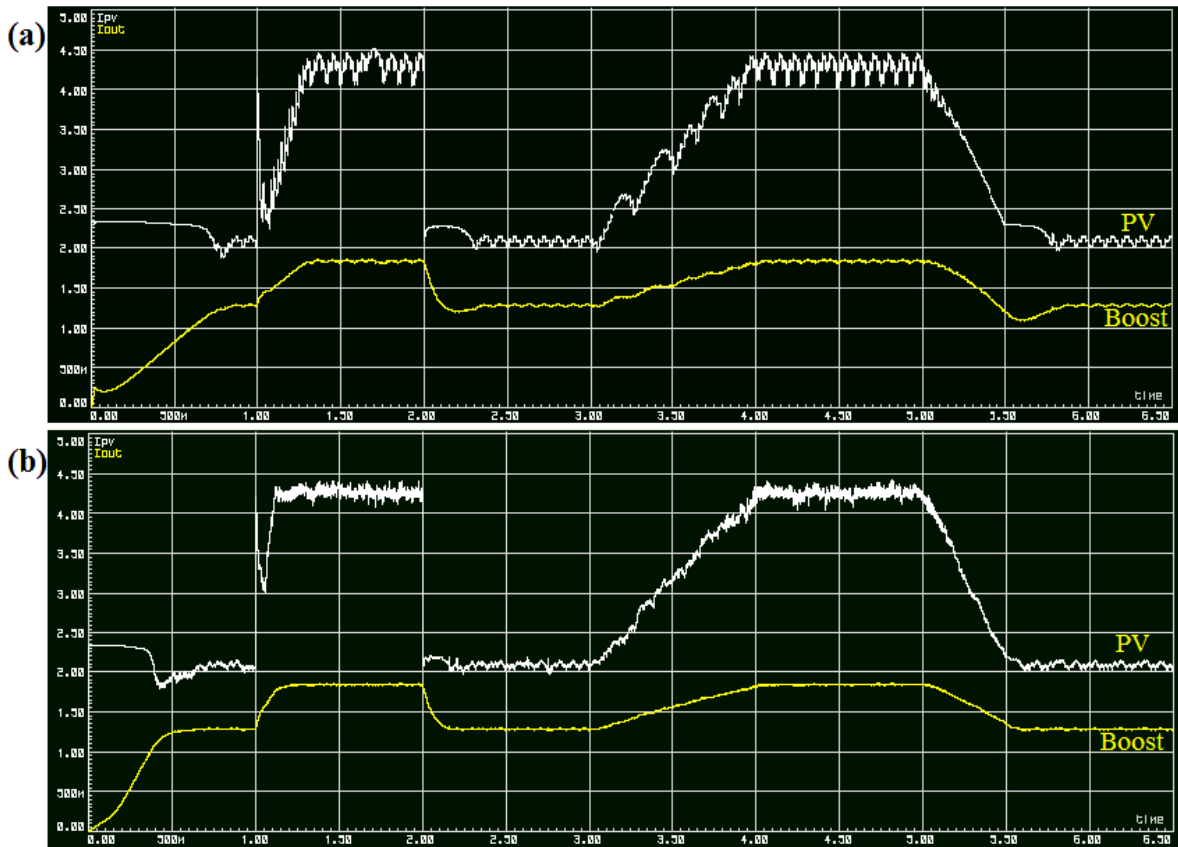
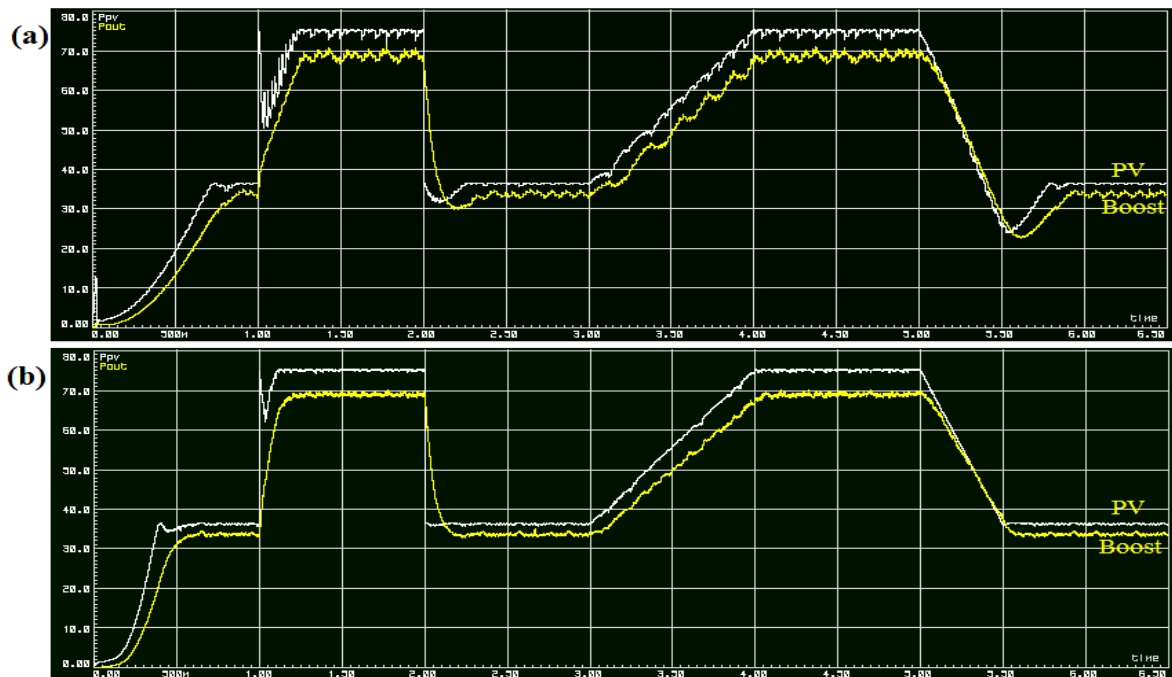


Figure 2. 13. Le courant a) IncCond b) IncCond adapté.



. Figure 2. 14. Puissance a) IncCond b) IncCond adapté

Les figures 2.12 et 2.13 illustrent les performances de la méthode standard d'IncCond qui vise à atteindre un état d'inactivité en se stabilisant autour du l'MPP. Cette méthode, bien que largement utilisée pour le suivi du MPP, présente toutefois des limitations importantes. En effet, le processus de stabilisation autour du MPP s'accompagne d'importantes fluctuations de la puissance générée, dues à l'utilisation d'un pas constant dans l'algorithme. Ces oscillations sont particulièrement prononcées en présence de variations rapides de l'irradiation solaire, un phénomène courant dans des environnements extérieurs où l'ensoleillement peut changer de manière imprévisible.

Les fluctuations de la puissance, qui sont aggravées par ces variations brusques d'irradiation, engendrent une instabilité du système en régime permanent, ce qui diminue la précision du suivi du MPP. Cette instabilité contribue à des pertes d'énergie notables, car le système met du temps à se réajuster aux nouvelles conditions d'irradiation, ce qui réduit l'efficacité du processus de conversion d'énergie. Ainsi, bien que la méthode d'IncCond soit efficace dans des conditions stables, elle devient moins performante lorsqu'elle est confrontée à des environnements variables, comme ceux rencontrés dans des installations photovoltaïques en extérieur.

La figure 2.14, quant à elle, présente une comparaison de la puissance extraite sous différents niveaux d'irradiation solaire, ce qui permet de visualiser l'impact de ces fluctuations sur la production d'énergie des panneaux photovoltaïques. Les résultats obtenus indiquent clairement que la stratégie proposée dans cette étude surpasse largement l'approche traditionnelle d'IncCond. En effet, la nouvelle méthode suggérée par le contrôleur MPPT optimise beaucoup plus rapidement la capture de l'énergie en s'adaptant aux changements d'irradiation de manière plus fluide et réactive. Ce contrôleur MPPT innovant minimise les oscillations autour du MPP, améliorant ainsi la précision du suivi et la production d'énergie, ce qui se traduit par une augmentation notable de l'efficacité du système.

En analysant la figure 2.13, qui présente des données météorologiques d'Adrar en Algérie, il devient évident que l'irradiation solaire dans cette région peut fluctuer considérablement au cours de la journée. Ces variations sont encore plus évidentes dans la figure 2.15, où une journée typique est choisie pour l'étude. Ces variations météorologiques doivent être prises en compte dans le cadre de la gestion de l'énergie photovoltaïque, et c'est là que la stratégie MPPT améliorée prend tout son sens, en garantissant que le système reste à tout moment proche du MPP, même lors de changements rapides d'irradiation.

En résumé, bien que la méthode IncCond reste une référence dans les systèmes MPPT classiques, l'adoption de la stratégie proposée dans cette étude démontre des avantages significatifs en termes de stabilité, d'efficacité et de précision du suivi du MPP, notamment dans des environnements soumis à des variations d'irradiation rapides. Cela se traduit par une meilleure production d'énergie, ce qui est essentiel pour maximiser le rendement des installations photovoltaïques, en particulier dans des zones où l'ensoleillement est variable.



Figure 2.15 La station météorologique

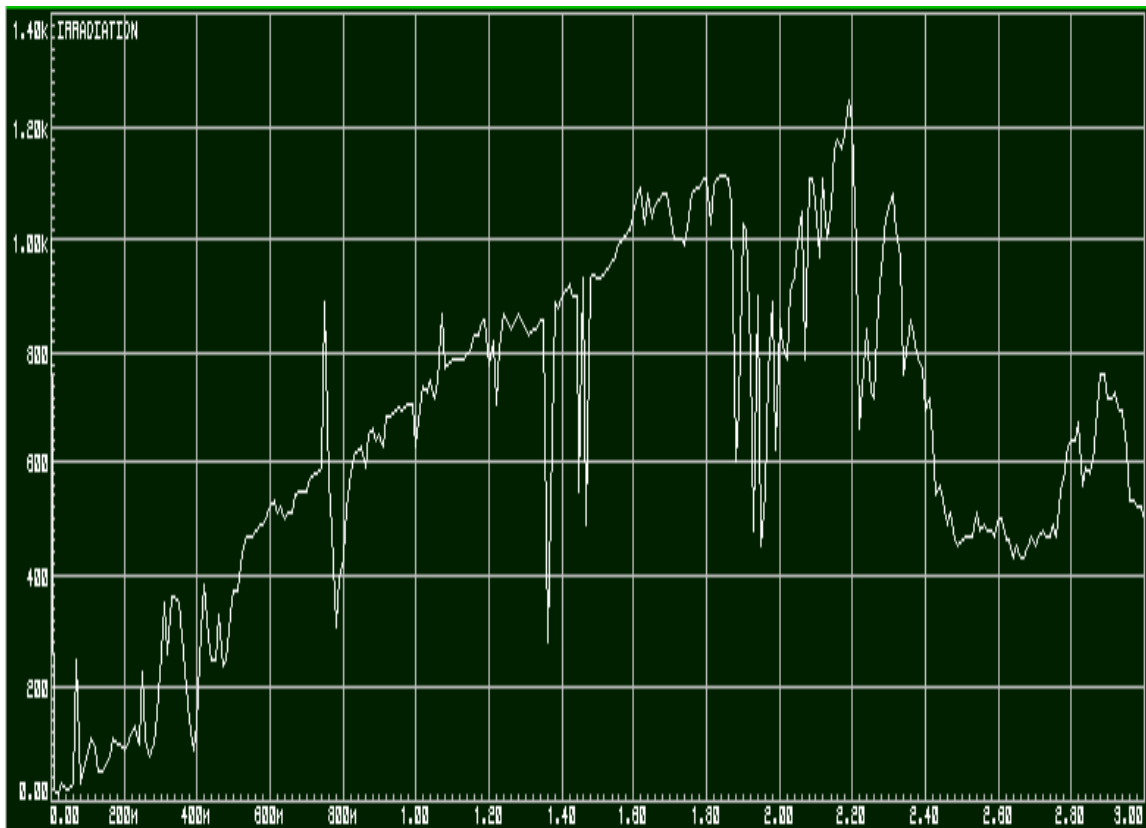


Figure 2.16 Profil d'irradiation

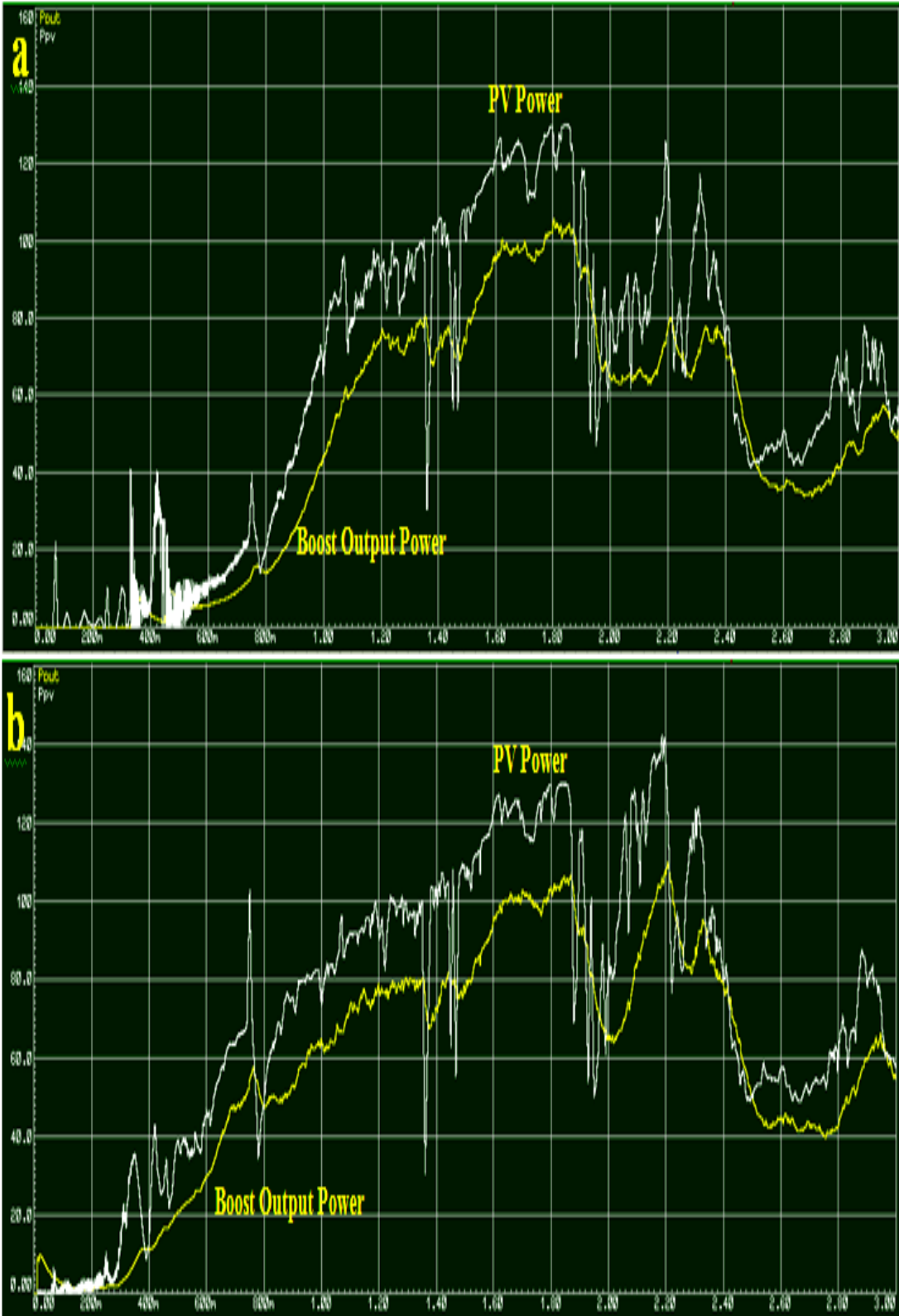


Figure 2.17 Puissance a) IncCond)adaptée IncCond.

à minimiser les erreurs associées à la production d'énergie, même lorsque les conditions d'ensoleillement sont loin d'être idéales. L'approche adaptative assure ainsi une convergence plus rapide et plus précise vers le MPP, ce qui permet de maximiser la production d'énergie et d'améliorer l'efficacité globale du système. La méthode classique d'IncCond présente des limites notables lorsqu'elle est confrontée à des conditions de faible irradiation solaire, comme l'illustre la figure 2.17a. En effet, lorsque le niveau d'irradiation est bas, la méthode IncCond peine à ajuster de manière optimale le point de puissance maximale (MPP). Cela est dû à sa difficulté à réagir rapidement aux faibles variations de tension ou de courant, ce qui empêche une identification précise du MPP dans ces conditions. Ce phénomène entraîne une sous-performance du système photovoltaïque, avec une incapacité à extraire efficacement l'énergie disponible des panneaux solaires pendant les périodes de faible ensoleillement.

En revanche, l'approche adaptative proposée pour le suivi MPPT s'avère beaucoup plus performante dans de telles conditions. Comme le montre la figure 2.17b, cette méthode adaptative garantit non seulement une alimentation stable pendant les heures de faible irradiation, mais elle optimise également le suivi du MPP en temps réel. Grâce à sa capacité à ajuster dynamiquement le point de fonctionnement du panneau solaire, cette méthode parvient

En outre, l'un des principaux avantages de cette technique adaptative est sa simplicité architecturale. Contrairement aux méthodes classiques qui nécessitent un ensemble complexe de capteurs et un traitement intensif des données, l'approche adaptative utilise un nombre réduit de capteurs et sollicite moins la mémoire du microcontrôleur. Cela conduit à une gestion plus efficace des ressources du système, avec une consommation d'énergie minimisée pour l'exécution du suivi MPPT. Cette réduction de la complexité permet non seulement d'abaisser les coûts d'implantation et de maintenance du système, mais aussi d'améliorer sa durabilité en réduisant les risques liés à une utilisation excessive des composants électroniques.

En résumé, alors que la méthode IncCond traditionnelle rencontre des difficultés en conditions de faible irradiation, l'approche adaptative proposée présente une nette supériorité. Non seulement elle permet d'atteindre le MPP de manière plus rapide et précise, mais elle offre également des avantages en termes de réduction de la consommation de ressources matérielles et d'amélioration de l'efficacité énergétique. Cette méthode constitue ainsi une solution plus robuste et plus économique pour optimiser la production d'énergie des systèmes

photovoltaïques, notamment dans des environnements soumis à des conditions d'ensoleillement variables

### 2.3 Vérification expérimentale

Le système complet est constitué de plusieurs composants essentiels. Tout d'abord, une source d'énergie solaire photovoltaïque (PV). Ensuite, Un convertisseur boost .Le système est également contrôlé par un microcontrôleur, qui assure la gestion et le suivi des performances du système. Enfin, la charge représente l'élément consommateur d'énergie, auquel l'électricité générée est destinée. Tous ces éléments sont illustrés dans la Figure 2.18.

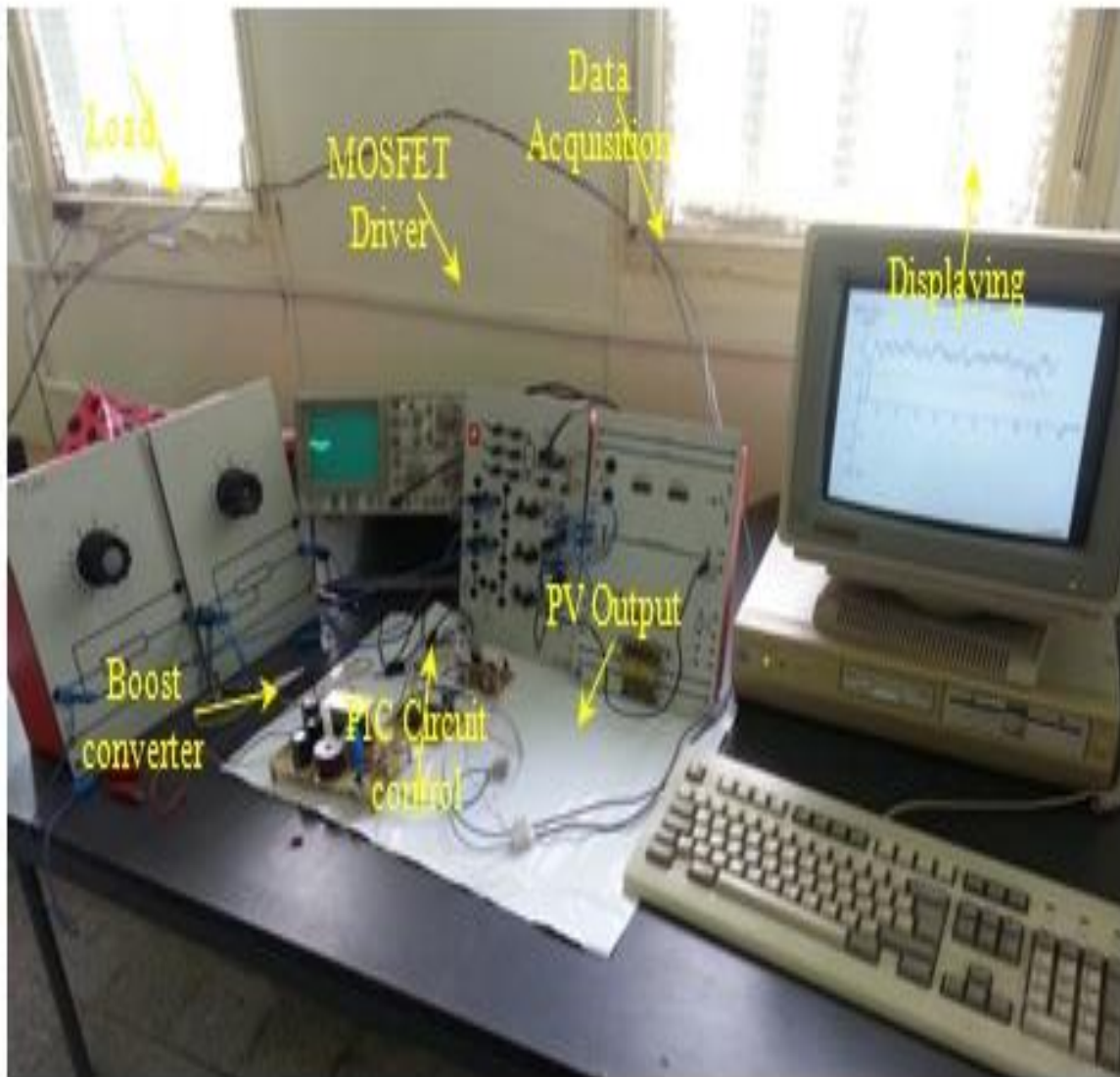


Figure 2.18 – Schéma global de la structure PV

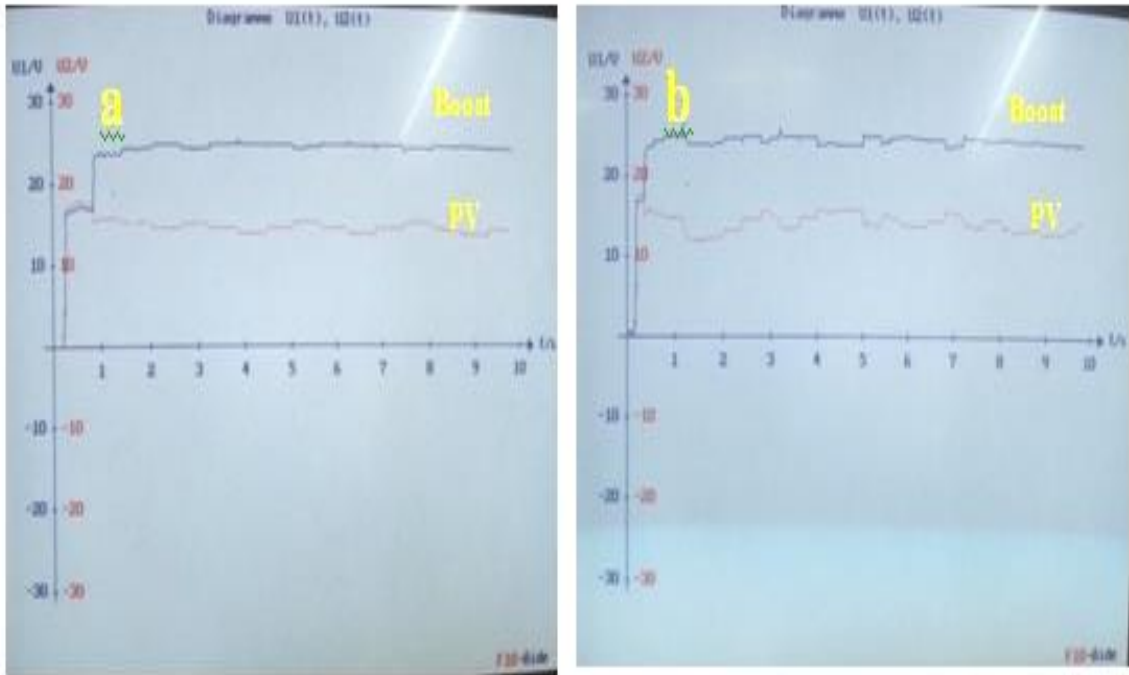


Figure 2.19 : la tension-, a) IncCond, b) IncCond adapté

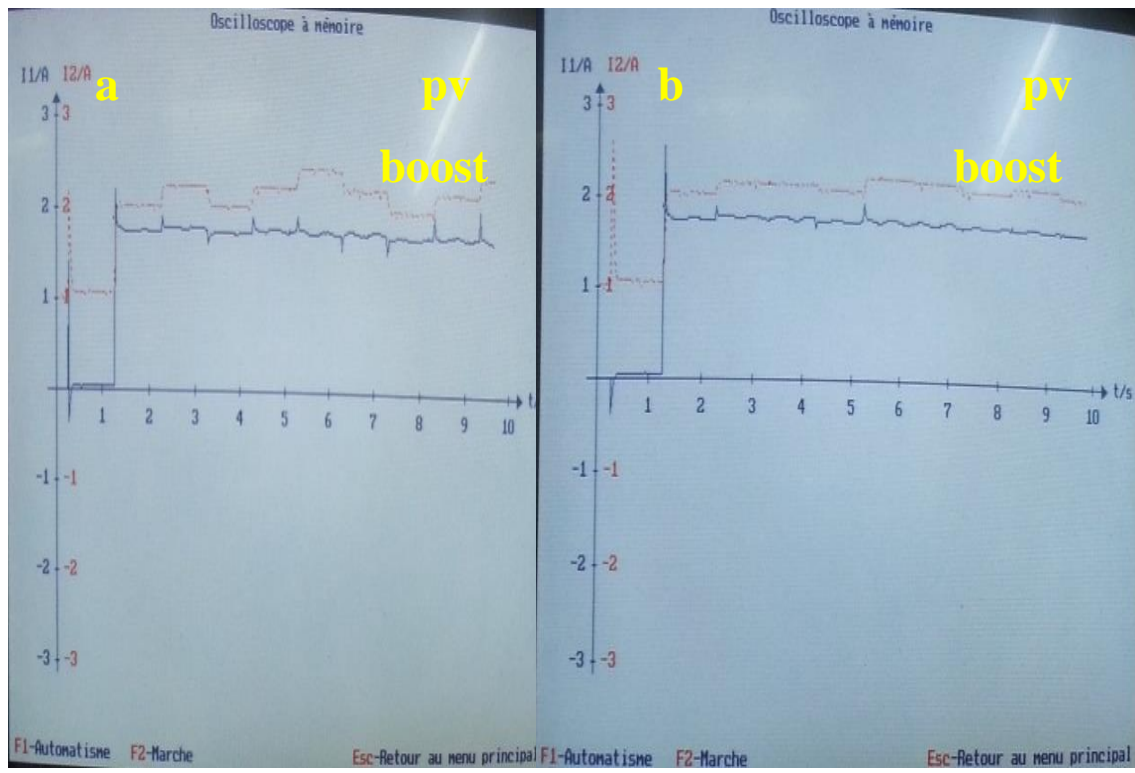


Figure 2.20. courant a ) IncCond conventionnel , b) IncCond adapté

Comme le montrent les figures 2.19 et 2.20, la méthode classique de suivi du (MPP) présente des fluctuations importantes, principalement dues à la taille des pas de réglage utilisés dans le processus de recherche du MPP. Ces fluctuations, causées par des ajustements trop grands ou trop petits dans la recherche du point optimal, entraînent des pertes d'énergie considérables. En effet, à chaque itération, la méthode traditionnelle peut générer des erreurs importantes dans la puissance extraite des panneaux solaires, ce qui se traduit par une sous-exploitation du potentiel énergétique du système.

À l'inverse, la méthode MPPT à pas ajustable proposée dans cette étude se distingue par sa capacité à réduire de manière significative l'amplitude des variations autour du MPP. Grâce à un mécanisme de réglage adaptatif des pas de recherche, cette méthode permet de limiter les fluctuations de la puissance produite, assurant ainsi que le système fonctionne à proximité du MPP avec une précision accrue. En ajustant dynamiquement la taille des pas en fonction des conditions du système, cette approche améliore la stabilité du suivi, réduisant les oscillations inutiles et permettant une extraction d'énergie plus constante et plus fiable.

L'ancienne méthode souffre également de plusieurs autres inconvénients, notamment une faible vitesse de suivi du MPP et une réponse dynamique médiocre. Ces défauts sont particulièrement problématiques lors de variations rapides des conditions d'irradiation, car la méthode classique met du temps à réagir et à s'adapter, ce qui entraîne une perte de puissance pendant la phase d'adaptation. Cette lenteur dans la réponse diminue l'efficacité du système, en particulier dans des environnements où l'ensoleillement change fréquemment.

En revanche, la méthode MPPT à pas ajustable offre une capacité de suivi du MPP beaucoup plus rapide et plus précise. Grâce à des ajustements plus fins et plus réactifs, cette méthode parvient à suivre de manière plus efficace les variations d'irradiation et à ajuster immédiatement le point de fonctionnement du système. Cette amélioration de la réponse dynamique permet au système de réagir instantanément aux changements de conditions, optimisant ainsi la capture de l'énergie solaire à chaque instant.

En somme, la méthode MPPT offre des avantages considérables par rapport à la méthode classique. Non seulement elle réduit les fluctuations de puissance et améliore la précision du suivi du MPP, mais elle permet également une réponse plus rapide aux variations d'irradiation, ce qui optimise les performances énergétiques globales du système. Cela conduit

à une meilleure utilisation de l'énergie disponible et à une augmentation de l'efficacité du système photovoltaïque, en particulier dans des conditions d'ensoleillement variables.

## **2.4 Conclusion**

Dans le cadre de ce chapitre, de nombreuses avancées récentes ont été réalisées dans le domaine du suivi le (MPPT), répondant aux défis et limitations souvent associés aux méthodes traditionnelles. Les techniques conventionnelles, bien que largement utilisées, peuvent présenter des inconvénients tels qu'une faible précision sous des conditions météorologiques variables ou des réponses lentes face aux fluctuations rapides de l'ensoleillement. Pour pallier ces limites, des approches novatrices et des algorithmes améliorés ont été développés et intégrés pour optimiser la surveillance et l'extraction de la puissance des modules photovoltaïques. Ces nouvelles techniques permettent un suivi plus efficace et réactif du MPPT en conditions réelles, tenant compte des changements dynamiques de l'intensité solaire et des conditions environnementales. Elles utilisent des méthodes avancées, comme les algorithmes adaptatifs, l'intelligence artificielle et l'apprentissage machine, pour ajuster continuellement le point de fonctionnement optimal du module, maximisant ainsi le rendement énergétique. Ces progrès technologiques ouvrent la voie à des systèmes photovoltaïques plus performants, capables de s'adapter intelligemment aux variations rapides des conditions climatiques et de fournir une production énergétique plus stable et optimisée. Les résultats obtenus démontrent que les algorithmes développés facilitent la localisation rapide et précise du l'MPPT. Ceci se traduit par la réduction des pertes d'énergie, l'amélioration de l'efficacité du suivi, le tout sans engendrer en augmentant les coûts des composants du système et en optimisant la récupération d'énergie, on assure le bon fonctionnement du système photovoltaïque. En outre, ces méthodes peuvent être aisément implémentées dans un microcontrôleur économique. Dans le chapitre à venir, nous appliquons l'MPPT à l'onduleur plutôt qu'au convertisseur boost afin d'optimiser le système.

## **Recherche de la commande MPPT adapté à l'onduleur**

### **3.1. Introduction**

Dans le domaine de l'énergie solaire, les onduleurs solaires jouent un rôle fondamental en convertissant l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques, en une forme utilisable pour les besoins domestiques et industriels. Ils occupent une place clé dans les systèmes solaires en transformant le courant continu (DC) généré par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif (AC), adapté aux réseaux électriques et aux appareils courants. Cette conversion efficace et fiable est essentielle pour garantir un approvisionnement électrique stable, optimiser les rendements énergétiques et assurer la sécurité des installations solaires. Ainsi, l'importance des onduleurs solaires dans le contexte de l'énergie solaire est indiscutable, car ils constituent le maillon essentiel permettant de tirer pleinement En exploitant l'énergie solaire, il est possible de satisfaire les besoins énergétiques de façon durable et économique.

### **3.2 Modélisation de l'onduleur**

#### **3.2.1 Configuration de l'onduleur PV**

Dans les centrales solaires PV, plusieurs groupes de panneaux solaires photovoltaïques sont Reliés au convertisseur de puissance en fonction de la capacité des onduleurs solaires, les installations photovoltaïques de faible puissance, soit celles d'une capacité inférieure à 10 kW, sont habituellement équipées d'un onduleur . En revanche, pour les systèmes solaires d'une capacité allant de 10 kW à 100 kW, l'utilisation d'un onduleur triphasé opérant à Une tension de ligne de 480 V est fréquemment utilisée. La tension de sortie des onduleurs photovoltaïques est ensuite élevée, soit directement à l'intérieur de l'onduleur lui-même, soit à l'extérieur de celui-ci, grâce à des transformateurs élévateurs [52].

Au sein des parcs solaires, on observe actuellement deux Il existe différents types de configurations d'onduleurs couramment utilisés, notamment les onduleurs de chaîne et les micro-onduleurs. Dans les systèmes à onduleurs de chaîne, plusieurs modules sont connectés en série pour alimenter un unique onduleur de grande capacité.regroupés pour alimenter un réseau électrique de grande envergure [53, 54]. Les micro-onduleurs sont également connus sous le nom de technologie des modules AC. Chaque module dispose de son propre onduleur, et les sorties de tous les micro-onduleurs sont intégrées pour alimenter le réseau [55, 56] . Pour construire des circuits d'onduleurs [57]. La plupart des fabricants utilisent des interrupteurs IGBT en raison de leurs faibles pertes et de leur facilité de commutation [58,59]. Un onduleur typique pour une ferme solaire est un onduleur à six impulsions composé de 6

interrupteurs IGBT, comme illustré à la Figure 3.1 [59], Des circuits d'amortissement sont associés afin d'assurer des transitions de commutation en douceur. Les impulsions de commande permettant d'activer les interrupteurs IGBT sont générées par le contrôleur de l'onduleur.

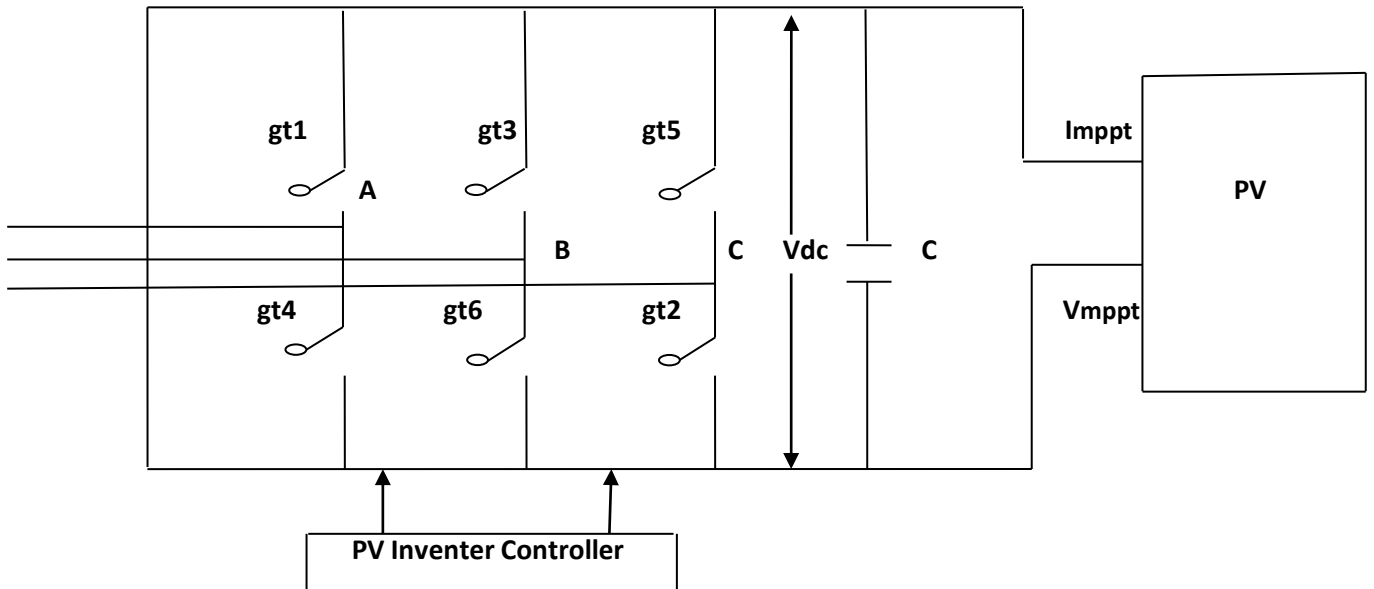


Figure 3.1 : Onduleur typique d'une ferme solaire PV

### 3.2.4 Modélisation de la commande de l'onduleur

L'onduleur à source de tension est constitué de six interrupteurs IGBT, qui sont associés à des circuits d'amortissement. La technique de MLI [63] est utilisée pour convertir l'énergie continue en énergie alternative. Les signaux de modulation sinusoïdale obtenus à partir du contrôleur sont comparés à une onde triangulaire, également appelée onde porteuse à une fréquence de commutation de 5 kHz. Ce choix de fréquence est destiné à minimiser les pertes liées à la commutation et à réduire le bruit dans la plage de l'onduleur afin d'injecter l'énergie des parcs solaires PV dans le réseau électrique en courant alternatif à facteur de puissance unitaire et contrôle également la tension continue du lien.

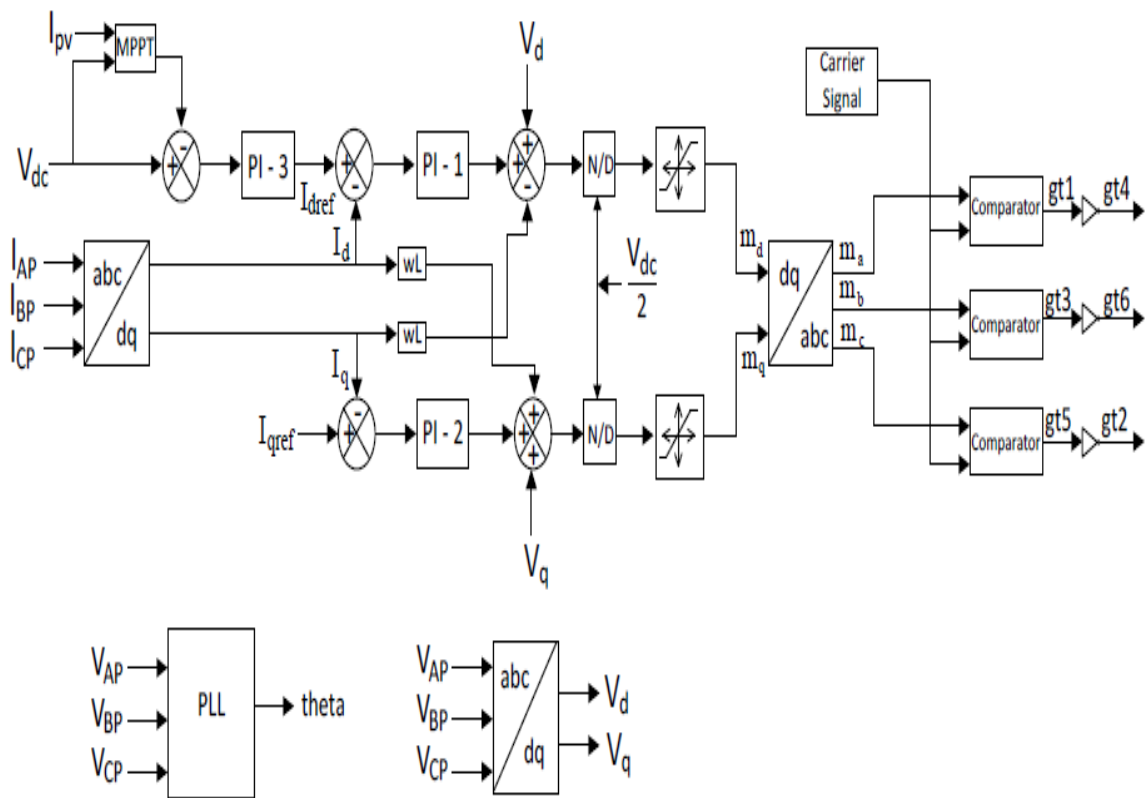


Figure 3.2 : Contrôleur général d'onduleur PV

La Figure 3.2 montre le régulateur de courant VSI général utilisé pour les fermes solaires [64]. Les tensions triphasées ( $V_{AP}$ ,  $V_{BP}$ ,  $V_{CP}$ ) et les courants ( $I_{AP}$ ,  $I_{BP}$ ,  $I_{CP}$ ) obtenus à partir du point de couplage au réseau (PCC) sont convertis en composantes d-q de tensions ( $V_d$ ,  $V_q$ ) et de courants ( $I_d$ ,  $I_q$ ) grâce à la transformation de Park [65]. La configuration

détaillée du régulateur pour générer les signaux de modulation est expliquée dans ce qui va suivre.

### 3.2.4.1 Transformation du repère de référence abc en repère de référence dq

Pour les systèmes triphasés équilibrés, que ce soit la tension, le courant ou la liaison de flux, peut être représenté par un vecteur. La représentation vectorielle des variables triphasées instantanées dans le référentiel stationnaire est donnée dans [66,67]. La Figure 3.3 représente la représentation vectorielle des variables électriques triphasées dans le référentiel stationnaire (abc) et dans le référentiel tournant (dq), où :

$$f_a(t) = A \cos(\theta) \dots \dots \dots (3.3)$$

$$f_b(t) = A \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \dots \dots \dots (3.4)$$

$$f_c(t) = A \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \dots \dots \dots (3.5)$$

Ici, f représente les signaux instantanés de tension ou de courant

Le vecteur spatial  $\vec{f}$  est donné par :

$$\vec{f}(t) = \frac{2}{3} ( f_a(t) + f_b(t) e^{j\frac{2\pi}{3}} + f_c(t) e^{j-\frac{2\pi}{3}} ) \dots \dots \dots (3.6)$$

L'équation ci-dessus représente un vecteur spatial qui tourne à la vitesse  $\omega$  par rapport au référentiel stationnaire. Par conséquent, les variables triphasées abc dans le référentiel stationnaire peuvent être transformées en deux variables de phase dans un référentiel tournant : l'axe d (direct) et l'axe q (quadrature). Ces deux référentiels tournent à la même vitesse  $\omega$  que le vecteur spatial, et donc les grandeurs transformées semblent être continues. La transformation abc en dq de Park est effectuée comme suit [68]

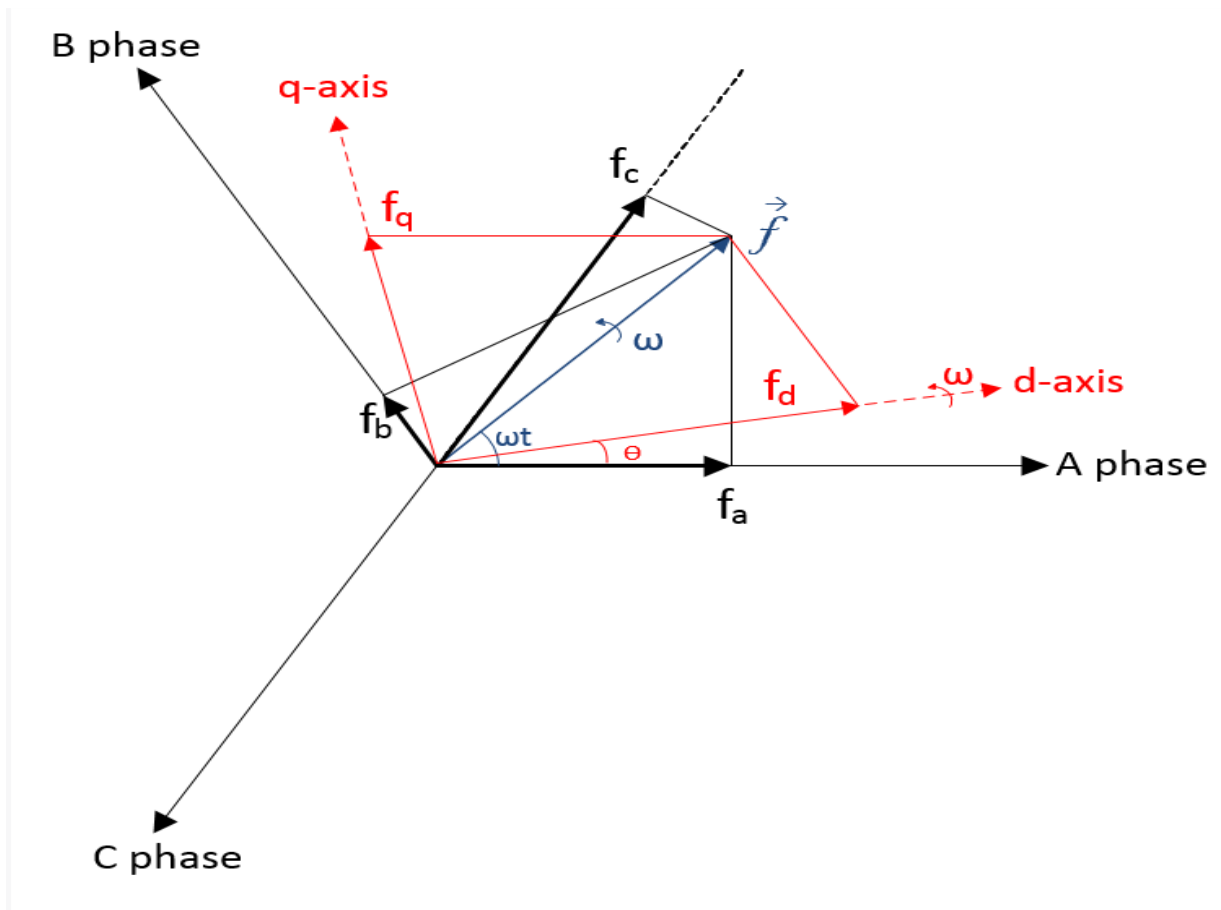


Figure 3.3 : Représentation vectorielle des variables électriques triphasées dans le référentiel stationnaire (abc) et rotatif (dq).

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a(t) \\ f_b(t) \\ f_c(t) \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.7)$$

### 3.2.4.2 Modèle mathématique du contrôleur d'onduleur photovoltaïque

La Figure 3.4 illustre Le schéma de l'onduleur photovoltaïque relié au réseau électrique est présenté afin d'obtenir la fonction de transfert du système sous forme de diagramme fonctionnel, permettant ainsi son analyse.. Les tensions de phase au (PCC) sont désignées par VAP, VBP et VCP.. Les équations dynamiques du côté alternatif (AC) peuvent être exprimées comme suit :

$$L_s \frac{dI_a}{dt} = V_{t_a} - V_{t_p} - R_S I_a \dots\dots\dots(3.8)$$

$$L_s \frac{dI_b}{dt} = V_{t_b} - V_{t_p} - R_S I_b \dots\dots\dots(3.9)$$

$$L_s \frac{dI_c}{dt} = V_{t_c} - V_{t_p} - R_S I_c \dots\dots\dots(3.10)$$

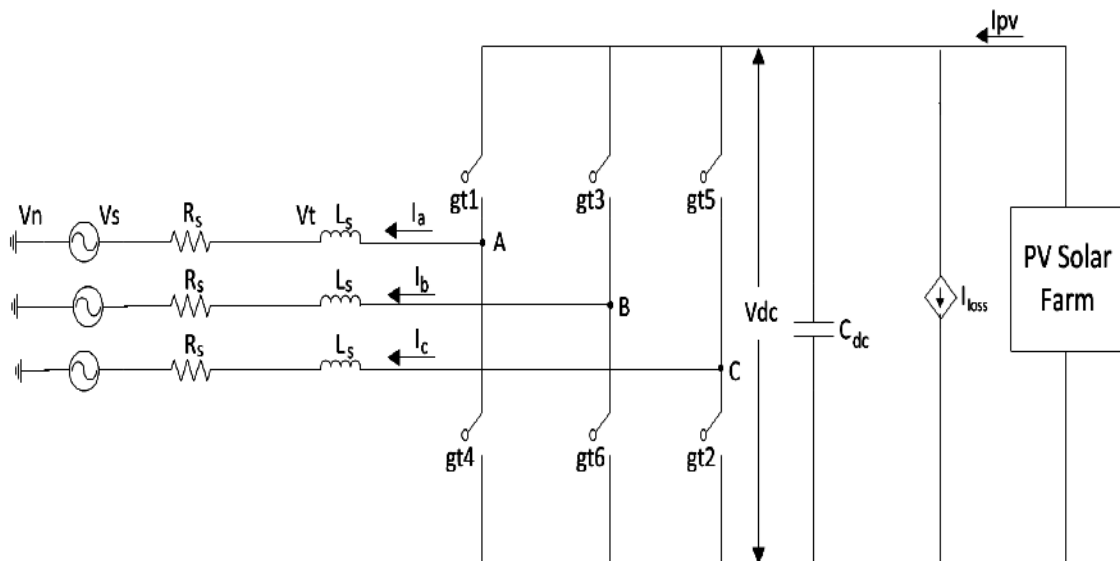


Figure 3.4 : Schéma de l'onduleur photovoltaïque connecté au réseau

En combinant (3.8), (3.9) et (3.10), on obtient,

$$P \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_S}{L_S} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_S}{L_S} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_S}{L_S} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L_S} \begin{bmatrix} V_{ta} - V_{ap} \\ V_{tb} - V_{bp} \\ V_{tc} - V_{cp} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3.11)$$

En appliquant l'équation de transformation (3.7) de la référence abc vers la référence dq synchronisée tournante sur (3.11), on obtient l'équation suivante :

$$L_S \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_S & L_S \omega \\ -L_S \omega & -R_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{td} - V_d \\ V_{tq} - V_q \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.12)$$

Les indices 'd' et 'q' désignent les grandeurs électriques par rapport à l'axe direct et à l'axe en quadrature, respectivement..

### 3.2.4.3 Conception d'un oscillateur à boucle de verrouillage de phase (PLL)

Les tensions au niveau point de couplage commun (VAP, VBP et VCP) sont fournies au bloc PLL disponible ,pour obtenir l'angle de synchronisation  $\theta$ . Un angle de décalage de 1,57 radian (90 degrés) a été utilisé pour aligner la composante de l'axe direct (Vd) avec le vecteur de tension dans le référentiel abc. Par conséquent, en régime permanent, la composante de l'axe en quadrature (Vq) de la tension alternative peut être considérée comme nulle

### 3.2.4.4 Contrôle de la puissance active et réactive à la sortie du VSI

Comme le montre l'équation (3.7), les relations pour la puissance de sortie d'un onduleur à source de tension sont définies. Ainsi, dans le repère dq, la puissance active (P) et la puissance réactive (Q) sont exprimées comme suit:

$$P = \frac{3}{2} ( V_d I_d + V_q I_q ) \dots\dots\dots(3.13)$$

$$Q = \frac{3}{2} ( V_q I_d + V_d I_q ) \dots\dots\dots(3.14)$$

L'alignement de la composante de l'axe direct (Vd) avec le vecteur de tension dans le référentiel abc conduit à  $Vsq = 0$  grâce au PLL. Par conséquent, les équations (3.13) et (3.14) peuvent être reformulées de la manière suivante :

$$P = \frac{2}{3} (V_d I_d) \dots\dots\dots(3.15)$$

$$Q = -\frac{2}{3} (V_d I_d) \dots\dots\dots(3.16)$$

Le courant de sortie requis de l'onduleur à source de tension pour obtenir la puissance de référence (Pref) et la puissance réactive de référence (Qref) est donc :

$$I_{d_{ref}} = \frac{2}{3v_d} \times p_{ref} \dots\dots\dots(3.17)$$

$$I_{q_{ref}} = 0 \dots\dots\dots(3.18)$$

### 3.2.4.5 Vecteur de tension de sortie du VSI dans le cadre de référence synchrone :

Après avoir utilisé la technique de MLI sinusoïdale [69] pour générer les impulsions de déclenchement des interrupteurs, la tension de sortie du VSI dans la Figure 3.7 est la suivante :

$$V_{ta} = m_a(t) \frac{V_{dc}}{2} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$V_{tb} = m_b(t) \frac{V_{dc}}{2} \dots\dots\dots(3.20)$$

$$V_{tc} = m_c(t) \frac{V_{dc}}{2} \dots\dots\dots(3.21)$$

$m_a$ ,  $m_b$ ,  $m_c$  sont les indices de modulation de l'onduleur et  $V_{dc}$  est la tension du condensateur du lien continu. De plus, les composantes fondamentales des impulsions de commutation sont les suivantes :

$$m_{a1} = k \sin(\omega t + \alpha) \dots\dots\dots(3.22)$$

$$m_{b1} = k \sin(\omega t + \alpha - \frac{2\pi}{3}) \dots\dots\dots(3.23)$$

$$m_{c1} = k \sin(\omega t + \alpha + \frac{2\pi}{3}) \dots\dots\dots(3.24)$$

où  $k$  est l'indice de modulation, qui doit être inférieur à 1 pour un fonctionnement linéaire de l'onduleur. Après avoir négligé les harmoniques de tension produites par l'onduleur VSI, la tension de sortie fondamentale de la Figure 3.4 est la suivante :

$$V_{ta1} = m_{a1}(t) \frac{V_{dc}}{2} \dots\dots\dots(3.25)$$

$$V_{tb1} = m_{b1}(t) \frac{V_{dc}}{2} \dots\dots\dots(3.26)$$

$$V_{tc1} = m_{c1}(t) \frac{V_{dc}}{2} \dots\dots\dots(3.27)$$

"Par conséquent, la tension de sortie nette obtenue après l'application de la transformation abc en dq (3.7) est la suivante :

$$\vec{V}_t(t) = (V_{td} + j V_{tq}) e^{j\omega t} \dots\dots\dots(3.29)$$

où,

$$V_{td} = \frac{V_{dc}}{2} m_a \dots\dots\dots(3.30)$$

Et

$$V_{tq} = \frac{V_{dc}}{2} m_q \dots\dots\dots(3.31)$$

### 3.2.4.6 Boucle de contrôle de courant interne

En substituant les valeurs de  $V_{td}$  et  $V_{tq}$  de (3.30) et (3.31) dans (3.12), on obtient :

$$L_s \cdot \frac{dI_d}{dt} = -R_s I_d + L_s \omega I_q + \frac{V_{dc}}{2} m_d - V_d \dots\dots\dots(3.32)$$

$$L_s \cdot \frac{dI_q}{dt} = -R_s I_q + L_s \omega I_d + \frac{V_{dc}}{2} m_q - V_q \dots\dots\dots(3.33)$$

Le contrôle de  $I_d$  et  $I_q$  doit être découplé pour obtenir un contrôle découplé de la puissance de sortie. Le terme  $L_s \omega$  dans les équations ci-dessus représente le couplage dans un système. Maintenant, en découplant  $I_d$  et  $I_q$ , l'équation pour  $m_d$  et  $m_q$  est la suivante :

$$m_d = \frac{2}{V_{dc}} (U_d - L_s \omega I_q + V_d) \dots \dots \dots (3.34)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{dc}} (U_q - L_s \omega I_d + V_q) \dots \dots \dots (3.35)$$

Dans les équations ci-dessus,  $U_d$  et  $U_q$  représentent les entrées de contrôle, et  $L_s \omega I_d$  et  $L_s \omega I_q$  sont des entrées d'alimentation avant découplage. L'équation se simplifie alors à :

$$L_s \frac{dI_d}{dt} = -R_S I_d + U_d \dots \dots \dots (3.36)$$

$$L_s \frac{dI_q}{dt} = -R_S I_q + U_q \dots \dots \dots (3.37)$$

Les équations (3.36) et (3.37) décrivent deux systèmes découplés du premier ordre. La Figure 3.5 montre le schéma bloc d'une régulation de boucle interne du régulateur d'onduleur. Ici,  $I_{dref}$  est comparé à  $I_d$ , ce qui donne un signal d'erreur.. Les paramètres du régulateur PI,  $K_p$  et  $T_i$ , pour PI-1 sont choisis par une méthode systématique d'essais et erreurs pour satisfaire des exigences spécifiques.. L'équation (3.34) est mise en œuvre avec  $U_d$  pour obtenir  $m_d$ . Une procédure similaire est effectuée en utilisant l'équation (3.35) pour obtenir  $m_q$  [70]. Les paramètres de contrôle PI pour PI-2 sont également choisis par une méthode systématique d'essais et erreurs pour répondre aux objectifs spécifiques. Deux limiteurs sont utilisés pour limiter les indices de modulation  $m_d$  et  $m_q$ .

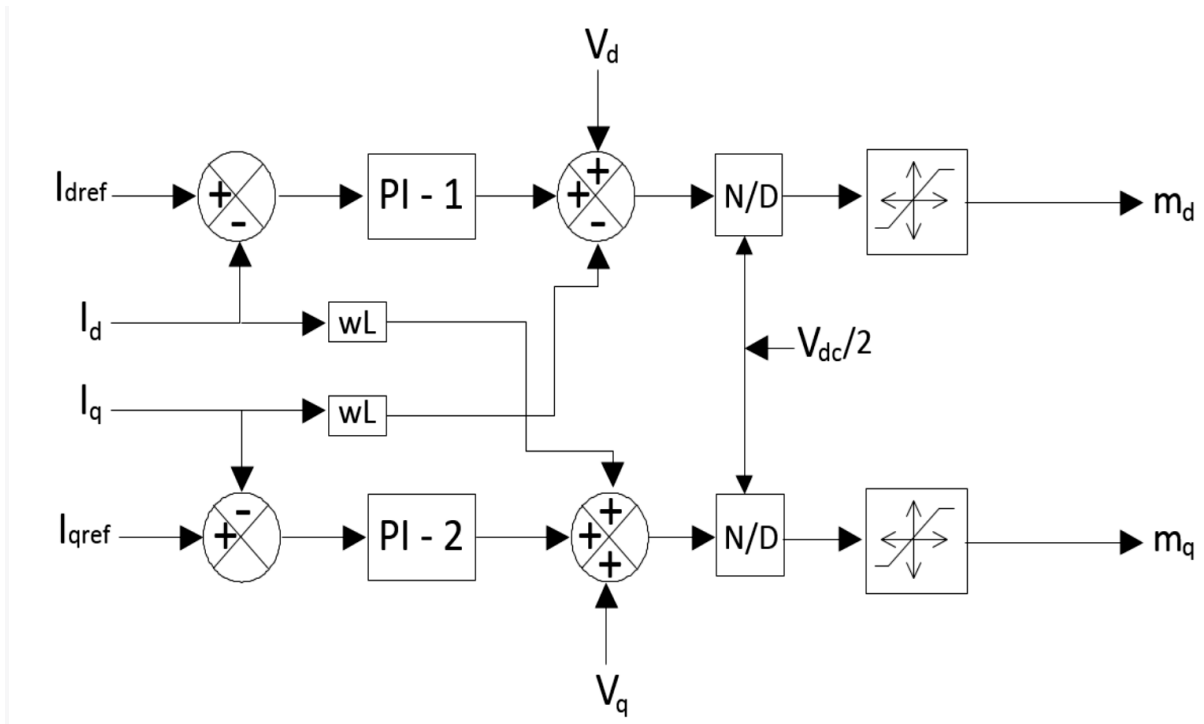


Figure 3.5 : Schéma fonctionnel du régulateur de courant VSI en boucle interne

### 3.2.4.7 Technique de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (MLIS) [32] :

Les signaux de modulation de sortie du contrôle de boucle interne  $m_d$  et  $m_q$  sont introduits dans le bloc dq vers abc pour obtenir les signaux de modulation triphasés  $m_a$ ,  $m_b$  et  $m_c$ . Cette transformation est réalisée en inversant la matrice donnée dans l'équation (3.7). La matrice de transformation dq vers abc est la suivante :

$$\begin{bmatrix} m_a(t) \\ m_b(t) \\ m_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.38)$$

Ici,  $\theta$  est l'angle de synchronisation obtenu à partir du boucle à verrouillage de phase (PLL). La Figure 3.6 est reproduite à partir de [71]. Elle illustre la technique (MLIS) à partir du convertisseur statique d'inversion (VSI). Les signaux de modulation  $m_a$ ,  $m_b$  et  $m_c$  sont comparés à une onde triangulaire, également appelée onde porteuse, ayant une fréquence de commutation de 5 kHz. Si le signal de modulation est supérieur à l'onde triangulaire, cela donne  $+V_{dc}/2$  et lorsque le signal de modulation est inférieur à l'onde triangulaire, cela donne  $-V_{dc}/2$ .

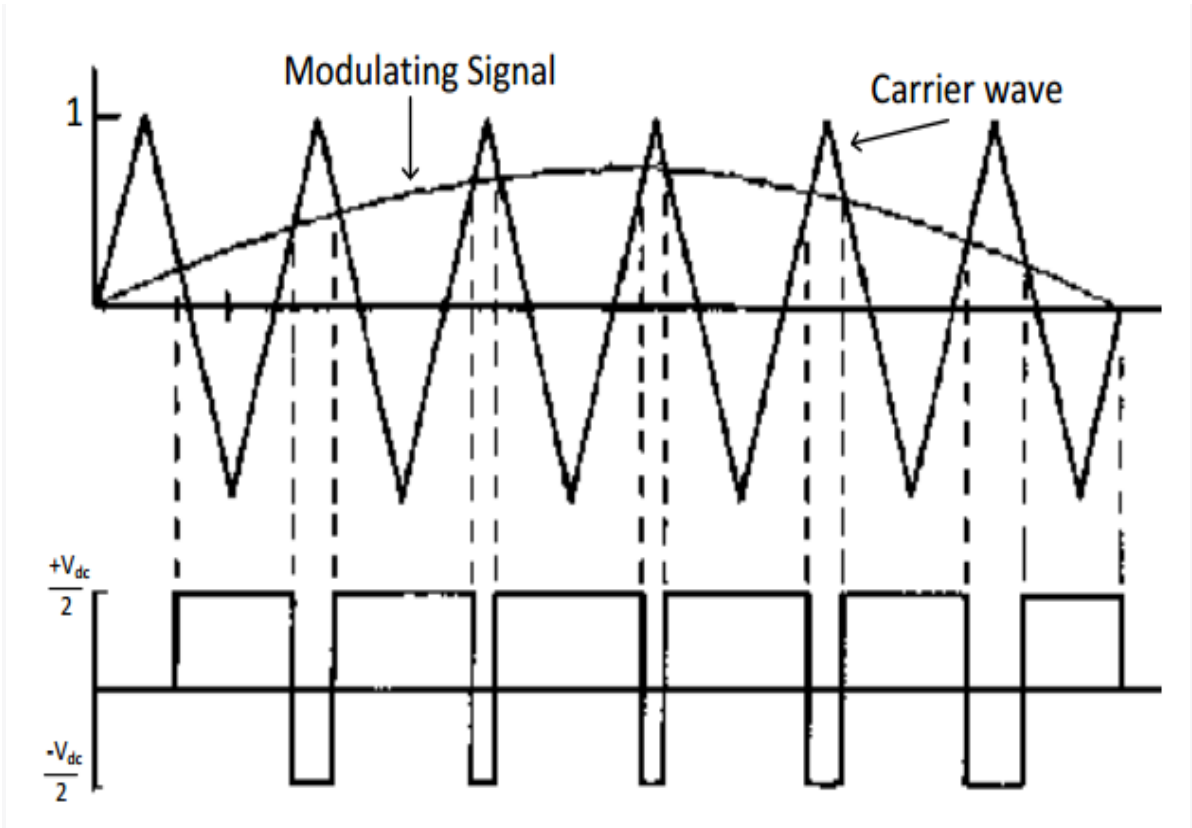


Figure 3.6 : Technique de MLIS pour le VSI [47].

### 3.3. Condensateur de liaison cc

Le rôle principal du CC dans un système solaire photovoltaïque n'est pas seulement de maintenir une tension CC constante, mais aussi de réguler la qualité de l'énergie du côté CC, ce qui affecte finalement la qualité de l'énergie du côté CA [72]. La taille du CC doit être soigneusement choisie lors de l'utilisation d'un système de suivi du L' MPPT sans convertisseur. Un courant continu et une tension CC sans ondulation sont nécessaires à l'entrée d'un onduleur pour assurer son bon fonctionnement. Une valeur de condensateur très élevée entraîne une puissance pulsée, tandis qu'une valeur très basse entraîne des ondulations de puissance. Par conséquent, le CC doit être correctement modélisé et régulé.

#### 3.3.1. Modélisation du condensateur de liaison CC

Un CC de grande taille est utilisé pour gérer la Pmax [72], L'énergie totale ( $P_{max}$ ) pour une période d'un cycle afin de gérer la puissance maximale à une fréquence  $f$  est :

$$E_{max} = \frac{P_{max}}{f} \dots\dots\dots(3.29)$$

L'équation (3.29) représente l'énergie totale fournie par le CC dans le pire des cas le cas le plus défavorable . Elle ne permet pas à la tension de descendre en dessous de la marge de tension CC minimale, c'est-à-dire  $V_{dcmin}$ . Par conséquent, l'énergie totale peut être exprimée comme suit :

$$E_{max} = \frac{C(V_{dc}^2 - V_{dcmin}^2)}{2} \dots\dots\dots(3.40)$$

La taille du CC à partir des équations (3.40) et (3.41) est la suivante :

$$C = \frac{2P_{max}}{fV_{dc}^2(1-K^2)} \text{ farad} \dots\dots\dots(3.41)$$

Ici, K est appelé facteur d'ondulation, défini par :

$$K = \frac{V_{dcmin}}{V_{dc}} \dots\dots\dots(3.42)$$

L'équation (3.41) est choisie de telle sorte que, par l'ajustement des paramètres du contrôleur de l'onduleur  $Kp$  et  $Ti$ , la contrôlabilité du courant source peut être atteinte à tous les points de fonctionnement.

### **3.3.2 Contrôle de la tension de la liaison CC**

Le contrôle de la tension de la liaison CC (courant continu) dans les onduleurs photovoltaïques (PV) est un élément clé pour assurer une conversion efficace de l'énergie solaire en électricité utilisable (courant alternatif, CA). Dans un système photovoltaïque, la tension de la liaison CC se situe entre le générateur photovoltaïque (le champ de panneaux solaires) et l'onduleur, qui convertit cette énergie en courant alternatif pour la consommation ou l'injection dans le réseau.

### 3.4 La conversion photovoltaïque DC/AC

Pour démontrer l'efficacité de notre système photovoltaïque, nous avons effectué une simulation, illustrée dans la figure 3.7. Celle-ci met en œuvre un panneau photovoltaïque de 60 KW, qui génère directement de l'énergie à partir de l'irradiation solaire. L'onduleur convertit ensuite cette énergie continue en énergie alternative, tout en optimisant la quantité d'énergie produite pour l'injecter efficacement vers un système électrique .

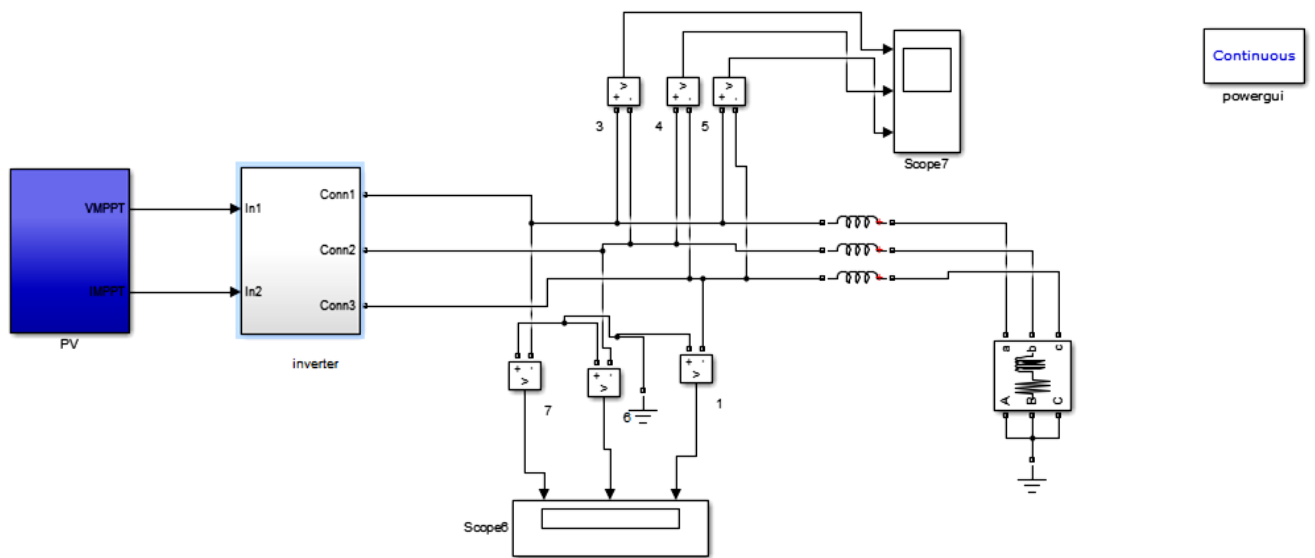


Figure 3.7 Schéma du principe de la conversion photovoltaïque

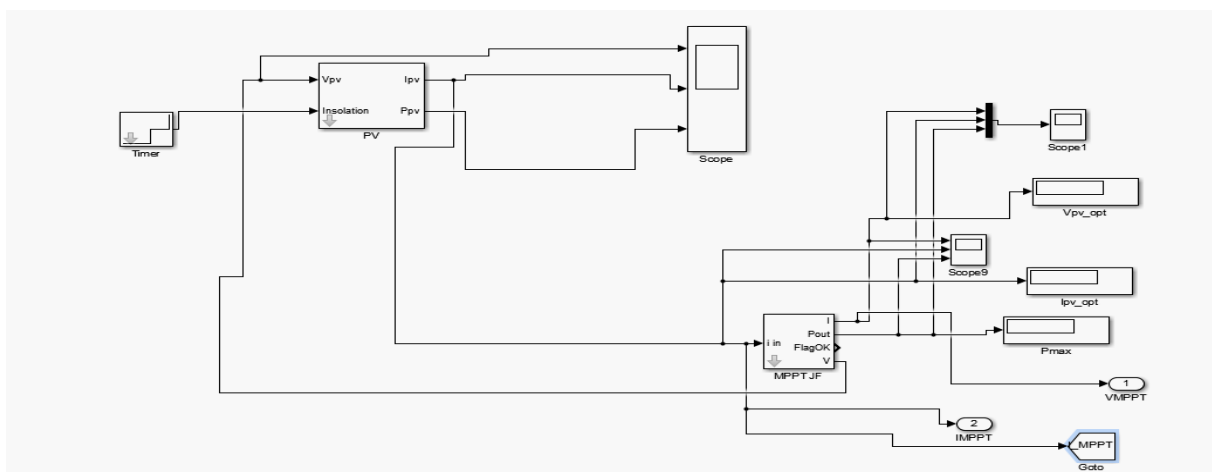


Figure 3.8 Illustration de l'adaptation du MPPT aux variations de l'éclairement

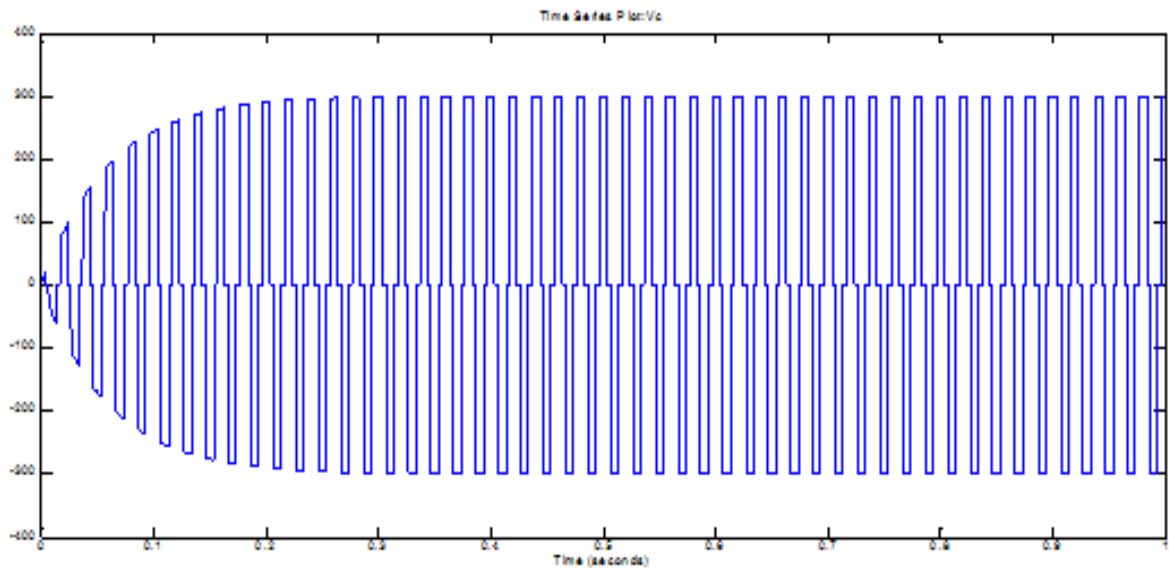
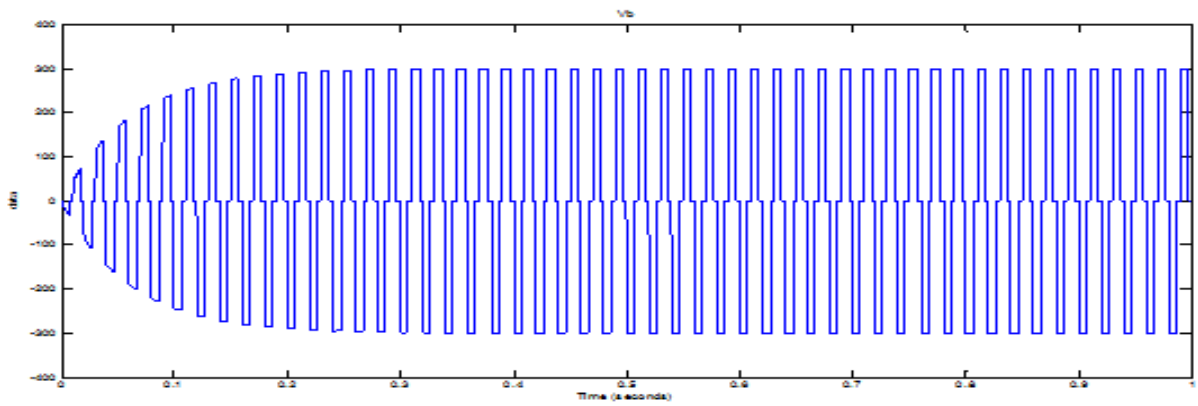
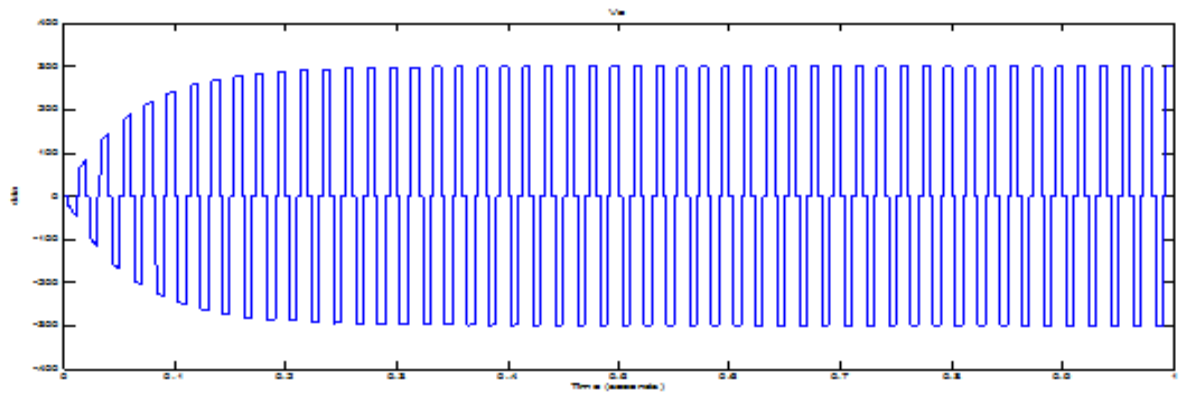


Figure 3.9 les tensions de sortie composées de l'onduleur

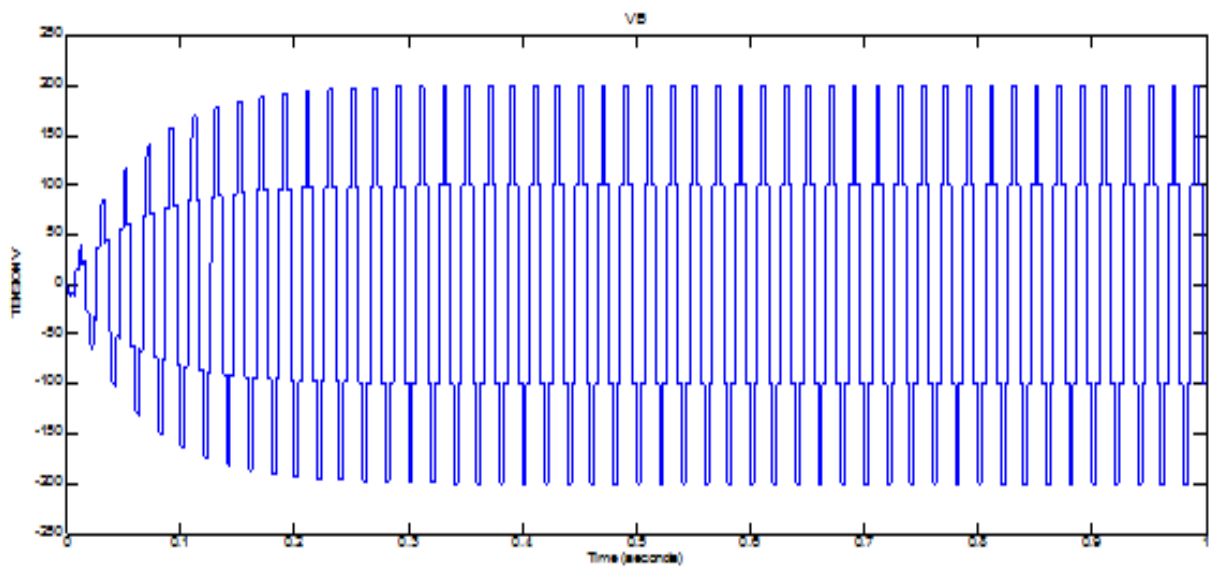
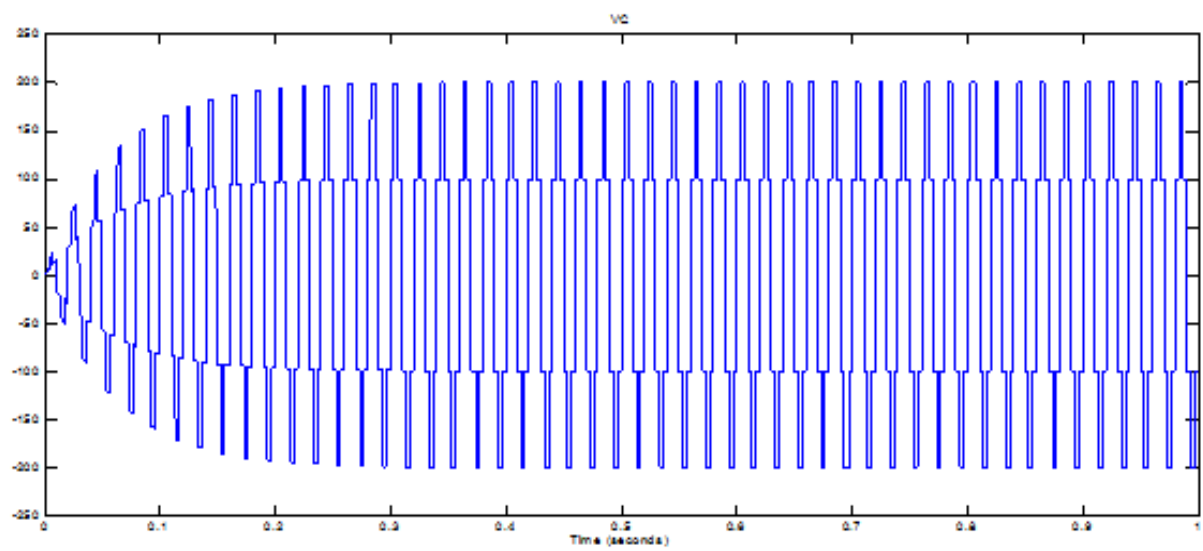
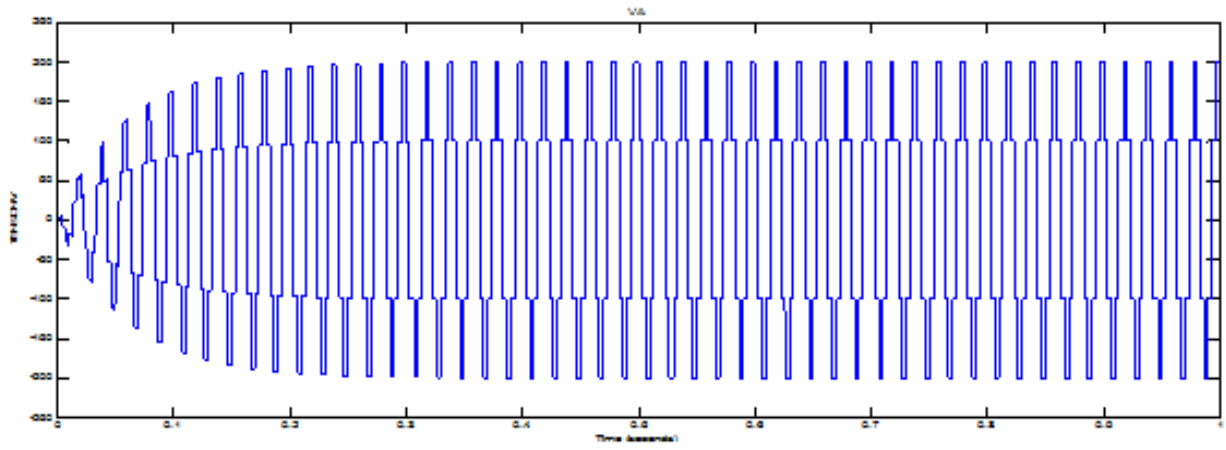


Figure 3.10 les tensions de sortie simples de l'onduleur

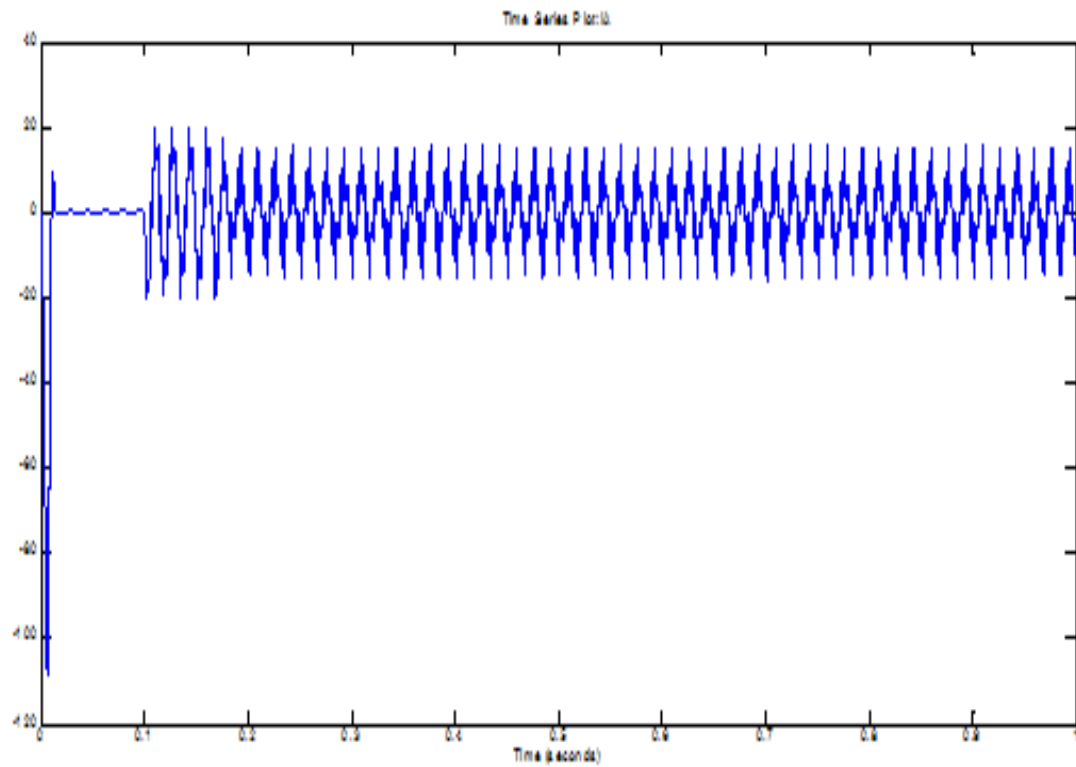


Figure 3.11. Le courant de sortie produit par l'onduleur

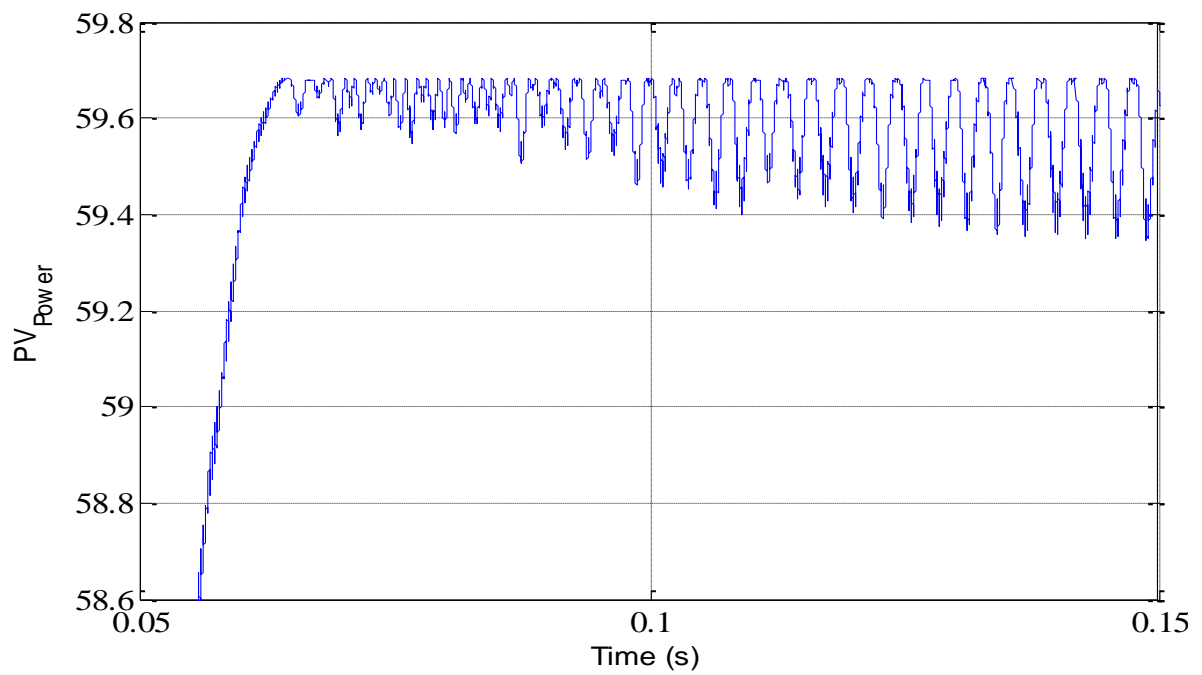


Figure 3.12. La puissance du panneau

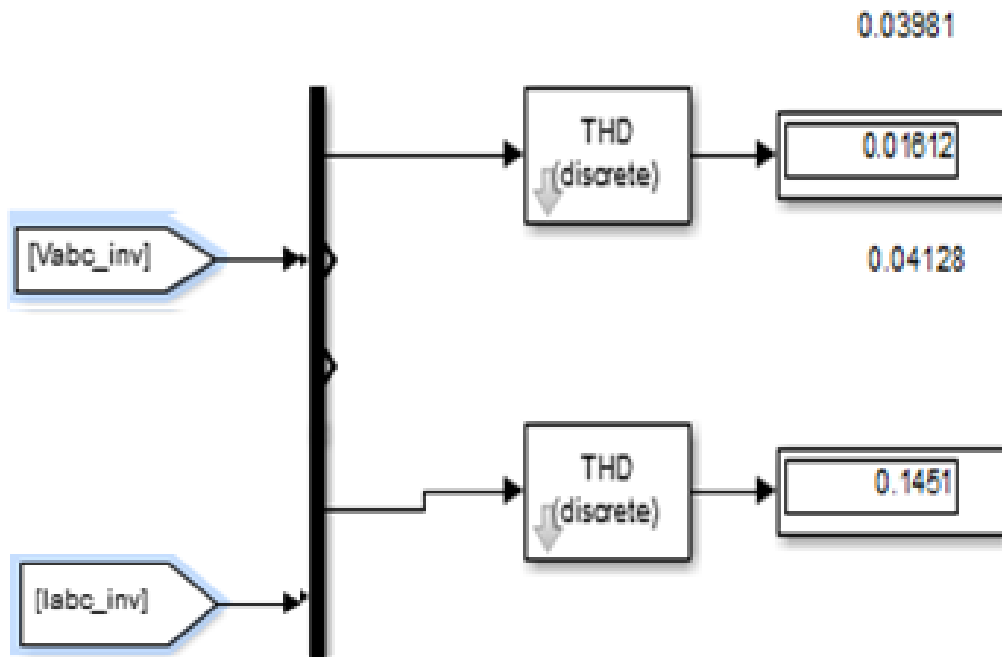


Figure 3.13. la qualité de l'énergie produite par le panneau photovoltaïque

### 3.4.1 Résultats de simulations

Les résultats illustrés dans les figures 3.9 et 3.10 présentent de manière détaillée les tensions simples et composées mesurées en sortie de l'onduleur. Ces graphiques révèlent des données précieuses quant aux performances et à la stabilité du système. L'analyse de ces tensions met en lumière leur contribution significative à l'optimisation du rendement énergétique et à l'augmentation de la capacité de transmission de l'énergie électrique. Cette stabilisation permet de garantir une meilleure qualité de la tension, essentielle pour le bon fonctionnement et la durabilité des équipements connectés.

Par ailleurs, la figure 3.12 souligne la puissance maximale générée par le panneau solaire. Ces résultats confirment que le système MPPT intégré se montre particulièrement performant, parvenant à s'adapter efficacement aux variations des conditions tout en synchronisant son fonctionnement avec l'onduleur. Cette synergie entre le MPPT et l'onduleur permet d'exploiter pleinement la puissance disponible, assurant ainsi un rendement optimal même sous des fluctuations de l'ensoleillement.

Cependant, bien que les résultats obtenus révèlent un THD<sub>v</sub> acceptable, le THD<sub>i</sub> nécessite une amélioration pour garantir un fonctionnement plus efficace et conforme aux standards de qualité de l'énergie. Pour résoudre cette problématique, il est recommandé d'intégrer des filtres adaptés afin de réduire le THD<sub>i</sub> et d'optimiser la qualité du courant injecté. Une autre solution envisageable consiste à installer un onduleur de trois niveaux, qui permettrait de réduire la distorsion harmonique et d'améliorer la performance globale du système en termes de qualité de l'énergie.

Ces améliorations visent à renforcer la fiabilité et l'efficacité de l'ensemble du système photovoltaïque, garantissant ainsi un meilleur rendement énergétique et une meilleure compatibilité avec les réseaux électriques modernes.

### **3.5 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation de l'onduleur solaire, explorant ses mécanismes et ses subtilités avec minutie. Nous avons adapté notre algorithme MPPT directement à l'onduleur, tirant parti de sa capacité à optimiser le rendement des systèmes photovoltaïques. Les résultats obtenus ont été encourageants, se conformant aux objectifs que nous nous étions fixés au départ.

Dans le chapitre suivant, nous élargirons notre perspective pour examiner de près les réseaux électriques. Nous explorerons leur fonctionnement, leurs défis et leurs opportunités dans le contexte de l'intégration croissante des énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire.

## **4. Effet des perturbations du réseau électrique sur la chaîne de conversion photovoltaïque**

## 4.1. Introduction

L'électricité, une force omniprésente qui alimente nos vies quotidiennes, trouve sa manifestation la plus complexe et interconnectée dans les réseaux électriques. Ces systèmes, souvent méconnus dans leur ampleur, sont les artères invisibles qui propulsent nos sociétés modernes. Cette introduction vise à explorer le monde fascinant des réseaux électriques, plongeant dans leur histoire, leur évolution technologique et les défis actuels qui définissent leur avenir.

À travers les décennies, les réseaux électriques ont évolué depuis des initiatives locales rudimentaires jusqu'à des infrastructures mondiales sophistiquées. Cependant, cette complexité technologique s'accompagne de défis pressants. Comment répondre à la demande croissante en énergie tout en atténuant l'impact environnemental ? Comment intégrer efficacement les énergies renouvelables dans des réseaux historiquement construits autour de sources d'énergie conventionnelles ? Ces interrogations, parmi d'autres, guident notre exploration des réseaux électriques, mettant en lumière leur rôle crucial dans le tissu de nos vies et la nécessité de trouver des solutions innovantes pour assurer leur durabilité.

Ainsi, cette exploration des réseaux électriques se penchera sur leur passé, examinera leur présent technologique, et anticipera les avenues prometteuses qui façonneront l'électricité de demain, dans une quête constante d'un équilibre entre efficacité, fiabilité et respect de l'environnement.

## 4.2. Structures générales des réseaux électriques :

### 4.2.1. Les composants d'un réseau électrique :

Un réseau électrique constitue un système complexe et interconnecté, facilitant la distribution de l'énergie électrique depuis les sites de production jusqu'aux utilisateurs finaux. Pour comprendre son fonctionnement, il est essentiel d'identifier ses principaux composants, chacun ayant un rôle spécifique dans ce processus.

Tout d'abord, les **centrales électriques**, ou unités de production, sont les premiers éléments du réseau. Elles génèrent l'électricité à partir de diverses sources d'énergie, qu'elles soient fossiles (charbon, gaz, pétrole), nucléaires ou renouvelables (éolien, solaire, hydraulique). Chaque centrale est adaptée à un type de production particulier, et leur répartition dans le réseau dépend des ressources naturelles disponibles et des besoins énergétiques locaux.

Le second composant clé est le **réseau de transport**. Ce sont des lignes à haute voire très haute tension, capables de transporter de grandes quantités d'électricité sur de longues distances, minimisant ainsi les pertes d'énergie. Ces lignes relient les centrales aux centres de distribution, formant l'épine dorsale du réseau électrique.

Ensuite, on trouve les **postes de transformation**, des infrastructures qui modifient la tension de l'électricité pour l'adapter aux différentes étapes du réseau. Après la production à haute tension, l'électricité est progressivement transformée en moyenne puis en basse tension avant d'atteindre les utilisateurs finaux.

Le **réseau de distribution**, quant à lui, a pour rôle de faire transiter l'électricité du réseau de transport jusqu'aux foyers, entreprises, et autres utilisateurs. Ce réseau fonctionne principalement en moyenne et basse tension, et couvre des zones géographiques plus locales.

Enfin, les **compteurs et dispositifs de gestion** permettent de mesurer la consommation d'énergie des usagers. Ils contribuent également à la régulation et au suivi en temps réel de l'équilibre entre production et consommation, afin de maintenir une alimentation continue et éviter les surcharges.

En somme, un réseau électrique est constitué de plusieurs composants essentiels, allant de la production à la consommation, chacun jouant un rôle indispensable dans la chaîne d'approvisionnement énergétique.

#### **4.2.1.1. Les classes de tension**

Les classes de tension sont un élément fondamental dans la structure et l'organisation des réseaux électriques. Elles désignent les niveaux de tension auxquels l'électricité est transportée et distribuée, en fonction des besoins et des distances à parcourir. Chaque classe de tension est associée à une utilisation spécifique et permet d'assurer une transmission efficace de l'énergie tout en minimisant les pertes.

La première classe concerne les **très hautes tensions (THT)**, généralement supérieures à 150 000 volts (150 kV). Ce niveau de tension est utilisé pour transporter l'électricité sur de longues distances, depuis les centres de production, souvent situés loin des zones de consommation. Grâce à ces tensions élevées, les pertes d'énergie dues à la résistance des lignes sont considérablement réduites.

Les **hautes tensions (HT)**, comprises entre 30 000 et 150 000 volts, sont utilisées pour acheminer l'électricité des postes de transformation secondaires vers des zones industrielles ou des sous-réseaux de distribution. Cette étape intermédiaire permet d'assurer un transport efficace tout en préparant l'électricité pour son utilisation finale.

Les **moyennes tensions (MT)**, entre 1 000 et 30 000 volts, sont principalement destinées à la distribution de l'électricité à des utilisateurs professionnels, tels que les petites industries ou les grands bâtiments commerciaux. À ce niveau, l'électricité commence à approcher des tensions utilisables par des installations plus locales.

Enfin, les **basses tensions (BT)**, en dessous de 1 000 volts, concernent la distribution d'électricité pour les utilisateurs domestiques et commerciaux. C'est à ce stade que l'électricité est fournie aux ménages, généralement à des tensions de 230 volts (monophasé) ou 400 volts (triphasé), selon les besoins de l'installation.

#### **. 4.2.2. Les différentes fonctions des réseaux électriques :**

Les réseaux électriques remplissent plusieurs fonctions essentielles pour assurer une distribution fiable et continue de l'électricité entre les producteurs et les consommateurs. Ils forment une infrastructure complexe qui relie différentes composantes techniques et humaines, permettant ainsi d'acheminer l'énergie des centrales de production vers les foyers, entreprises et industries.

Ensuite, le **transport de l'électricité** est une fonction majeure. Cela consiste à acheminer l'électricité produite sur de longues distances via des lignes à haute et très haute tension. Ce transport permet de minimiser les pertes énergétiques. Une autre fonction cruciale est **la distribution**. Cette étape abaisse la tension de l'électricité à un niveau utilisable par les consommateurs finaux, qu'ils soient domestiques, commerciaux ou industriels. Les réseaux de distribution couvrent des zones locales et s'assurent que l'énergie arrive à chaque utilisateur de manière adaptée à ses besoins.

Enfin, **la gestion et la régulation** du réseau sont essentielles pour garantir l'équilibre entre production et consommation. Cela inclut la supervision en temps réel, le contrôle de la qualité de l'alimentation, ainsi que la coordination entre différentes sources d'énergie. Les opérateurs

de réseaux doivent gérer les variations de la demande d'électricité et l'intégration des énergies renouvelables, qui peuvent être intermittentes, tout en évitant les surcharges ou les pannes.

Ainsi, les réseaux électriques remplissent des fonctions complexes et interconnectées, allant de la production à la gestion, afin d'assurer une distribution continue, efficace et sécurisée de l'énergie.

#### **4.2.3 Structures topologiques des réseaux :**

Les configurations topologiques des réseaux électriques se réfèrent à l'organisation spatiale et fonctionnelle des diverses composantes qui les constituent, y compris les lignes, les postes de transformation et les centres de distribution. Cette organisation, souvent invisible au consommateur, est essentielle pour garantir une circulation efficace de l'électricité et assurer la stabilité du système face aux pannes, aux fluctuations de demande ou à l'intégration de nouvelles sources d'énergie, notamment renouvelables. Les différentes topologies sont conçues pour optimiser la sécurité, la fiabilité et la flexibilité du réseau.

La structure initiale, la plus basique, est connue sous le nom de topologie radiale. Ce type de réseau est souvent utilisé dans les zones rurales ou faiblement urbanisées. Il se caractérise par une configuration en étoile, où une seule source d'alimentation alimente plusieurs sous-réseaux, sans redondance. L'électricité circule donc dans un seul sens, de la source vers les utilisateurs finaux. Ce type de réseau est économique mais présente l'inconvénient d'être vulnérable aux pannes : si une ligne est coupée, les consommateurs en aval se retrouvent privés d'électricité.

La **topologie en anneau**, en revanche, assure une plus grande redondance. Dans cette configuration, les différentes sous-stations sont interconnectées en formant une boucle. L'électricité peut circuler dans plusieurs directions, ce qui permet de maintenir l'alimentation même en cas de défaillance d'une section du réseau. Cette structure est couramment utilisée dans les zones urbaines et industrielles, où la fiabilité de l'alimentation est primordiale.

Enfin, la **topologie maillée** est la plus complexe et la plus robuste. Elle consiste en un réseau entièrement interconnecté, où chaque sous-station peut être reliée à plusieurs autres. Cette redondance maximale permet de garantir une flexibilité et une sécurité optimales. Si une ligne tombe en panne, l'électricité peut emprunter d'autres chemins pour atteindre les utilisateurs,

minimisant ainsi les interruptions de service. Les réseaux maillés sont souvent utilisés dans les grandes agglomérations ou les réseaux nationaux, où les exigences de sécurité et de performance sont élevées.

### 4.3. Modèle mathématique de la ligne de transport :

- Pour des longueurs  $L < 250$

: Schéma en  $\pi$

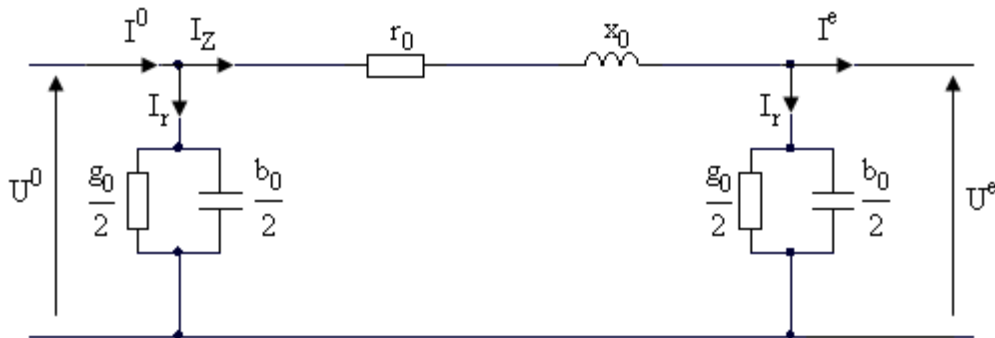


Figure 4.1 représentation Schéma en  $\pi$  d'une ligne de transport

$$\begin{cases} U^0 = AU^e + BI^e \dots \dots \dots (4.1) \\ I^0 = CU^e + DI^e \dots \dots \dots (4.2) \end{cases}$$

On procède à la superposition de deux régimes :

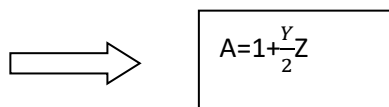
**1er régime** : marche à vide :  $I^e = 0$

$$\begin{cases} U^e = AU^e \dots \dots \dots (4.2) \\ I^e = CU^e \dots \dots \dots (4.3) \end{cases}$$

\*  $U^e = ZI_Z + U^e \dots \dots \dots (4.4)$

$U^0 = Z \frac{Y}{2} U^e + U^e \dots \dots \dots (4.5)$

$U^0 = \left[ 1 + \frac{Y}{2} Z \right] U^e$



\*  $I^0 = I_Z + I_Y \dots \dots \dots (4.5)$

$I^0 = U \frac{eY}{2} + U^0 \frac{Y}{2} = U^e \frac{Y}{2} + U^e \left[ 1 + \frac{Y}{2} Z \right] \frac{Y}{2} \dots \dots \dots (4.6)$

$$I^e = Y \left[ 1 + \frac{YZ}{4} \right] U^e \longrightarrow C = Y \left[ 1 + \frac{YZ}{4} \right] \dots\dots(4.7)$$

**2<sup>eme</sup> régime** : régime de court circuit  $U^e=0$

$$\begin{cases} U^0 = BI^e \dots\dots\dots(4.10) \\ I^0 = DI^e \dots\dots\dots(4.11) \end{cases} \longrightarrow$$

$$*U^0 = Z I^e = Z I_z \quad B = Z$$

$$*I^e = I_z + I_y = I^e + \frac{Y}{2} U^0$$

$$= I^e + \frac{Y}{2} Z I^e \longrightarrow D = 1 + \frac{Y}{2} Z$$

Pour les lignes à longueur  $L > 250$  km , Pour les lignes à longueur

Forme suivante :

#### 4.3.1- Equation d'état :

Si  $\Delta x \longrightarrow dx$ , alors  $\Delta U, \Delta X \longrightarrow 0$  et on peut écrire

$$du/dx = - Z_0 \cdot I \dots\dots\dots(4.12)$$

$$dI/dx = - Y_0 \cdot U \dots\dots\dots(4.13)$$

et, en dérivant encore une fois

$$d^2u/dx^2 = Z_0 \cdot Y_0 \cdot U \dots\dots\dots(4.14)$$

$$d^2I/dx^2 = Z_0 \cdot Y_0 \cdot I \dots\dots\dots(4.15)$$

On obtient deux équations différentielles du second ordre, la solution pour la première équation a pour forme :

$$U = A_1 \cdot e^{+\gamma_1 \cdot x} + A_2 \cdot e^{-\gamma_2 \cdot x} \dots\dots\dots(4.16)$$

$$\gamma_{1,2} = \pm \sqrt{Z_0 Y_0} \dots\dots\dots(4.17)$$

En posant  $\gamma_0 = \sqrt{Z_0 Y_0}$ , on écrit pour tout point situé à la distance  $x$  de l'origine.

$$U_x = A_1 e^{+\gamma_0 x} + A_2 e^{-\gamma_0 x} \dots\dots\dots(4.18)$$

Sachant que :  $\frac{dU}{dx} = -Z_0 I \dots\dots\dots(4.19)$

$$I_x = \frac{1}{Z} \left( A_1 e^{+\gamma_0 x} - A_2 e^{-\gamma_0 x} \right) \dots\dots\dots(4.20)$$

Ou  $Z_c = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}}$  impédance caractéristique de la ligne.

Les coefficients complexes A1 et A2 peuvent être déterminés à partir des conditions initiales ; x=0 donne  $U_x=U_1$  et  $I_x=I_1$

En déterminant A1 et A2 et en prenant comme origine de la longueur l'extrémité de la ligne, on peut exprimer :

$$U_x = U_2 \cosh \gamma_0 x + I_2 Z_c \sinh \gamma_0 x \dots\dots\dots(4.21)$$

$$I_x = I_2 \cosh \gamma_0 x + \frac{U_2}{Z_c} \sinh \gamma_0 x \dots\dots\dots(4.22)$$

Ou,

$U_x$  et  $I_x$  tension et courant dans le point  $x$  compté à partir de l'extrémité de la ligne.

Si  $x=l$ , on peut définir :

$$U_1 = U_2 \cosh \gamma_0 l + I_2 Z_c \sinh \gamma_0 l \dots\dots\dots(4.23)$$

$$I_1 = I_2 \cosh \gamma_0 l + \frac{U_2}{Z_c} \sinh \gamma_0 l \dots\dots\dots(4.24)$$

#### 4.4 Fluctuation de tension (flicker)

Les variations de tension constituent l'une des principales préoccupations des réseaux électriques contemporains. [73]. Ce phénomène se caractérise par des variations rapides et périodiques de la tension électrique, généralement perceptibles sous forme de scintillement dans l'éclairage ou de défaillances intermittentes dans les équipements électriques.

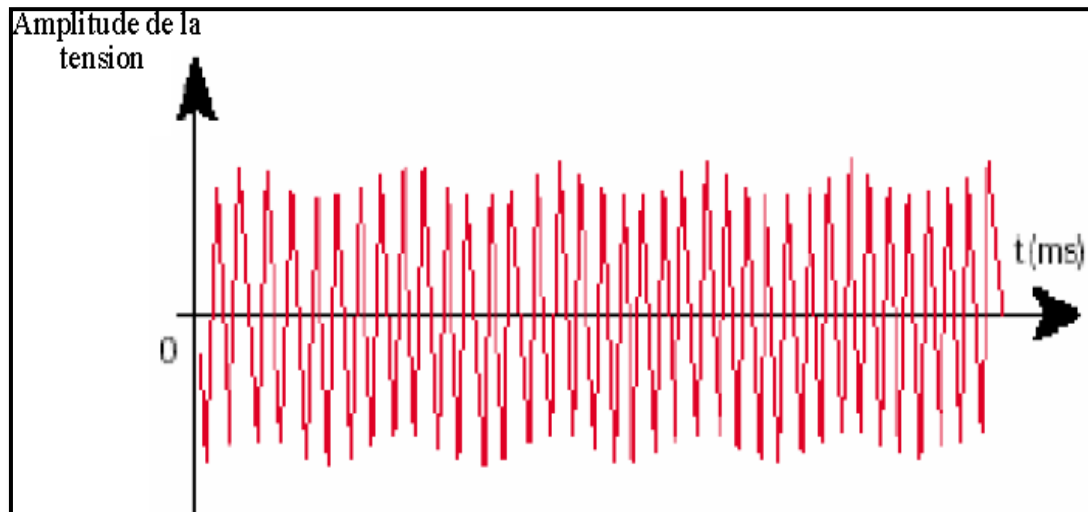


Figure 4.2 Fluctuation de tension

1. **Stabilité de la production d'énergie** : Les fluctuations rapides de tension peuvent entraîner des variations temporaires dans la production d'énergie photovoltaïque [74]. Cela peut affecter la stabilité de la production d'électricité et peut poser des défis pour l'intégration du système photovoltaïque avec le réseau.
2. **Impact sur les onduleurs** Les onduleurs photovoltaïques transforment l'énergie continue générée par les panneaux solaires en électricité alternative pour le réseau. Les variations de tension peuvent perturber le fonctionnement des onduleurs, provoquant ainsi une instabilité dans la sortie du système photovoltaïque [75].
3. **Qualité de l'électricité produite** Les variations de tension peuvent influencer la qualité de l'électricité générée par le système de conversion photovoltaïque. [76]. Cela peut se traduire par des variations de la tension de sortie et des distorsions harmoniques, ce qui peut avoir des implications sur la qualité de l'électricité fournie au réseau.
4. **Stress sur les composants électroniques** : Les fluctuations de tension peuvent exercer un stress supplémentaire sur les composants électroniques présents dans la chaîne de conversion photovoltaïque [77].

#### 4.5. Creux de tension

Les creux de tension, également appelés baisses de tension momentanées, sont des perturbations électriques qui surviennent lorsque la tension sur un réseau électrique chute en dessous d'un certain seuil, généralement pour une courte durée.

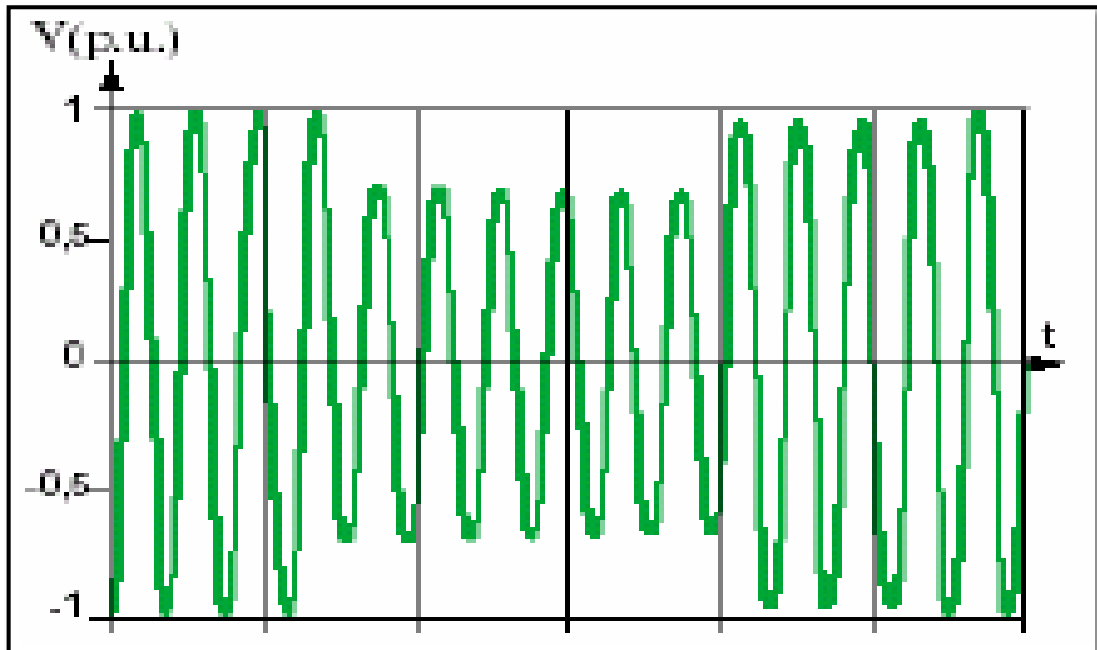


Figure 4.3 : Creux de tension

#### 4.5 .Chute de tension

Nous analysons une configuration de ligne de transmission d'électricité représentée graphiquement par une structure complexe, caractérisée par une impédance  $Z$ , exprimée comme  $Z = R + jX$ . Dans cette équation,  $R$  désigne la composante résistive de l'impédance, tandis que  $X$  représente la composante réactive. Cette modélisation permet de mieux comprendre les interactions entre les pertes d'énergie dues à la résistance et les effets inductifs et capacitifs qui influencent la réactance de la ligne. Dans cette configuration, la tension est maintenue constante uniquement à l'extrémité 1, qui correspond au côté du générateur. Pendant ce temps, à l'extrémité 2, représentant le côté de la charge, une puissance  $S_2 = P_2 + jQ_2$  est absorbée.

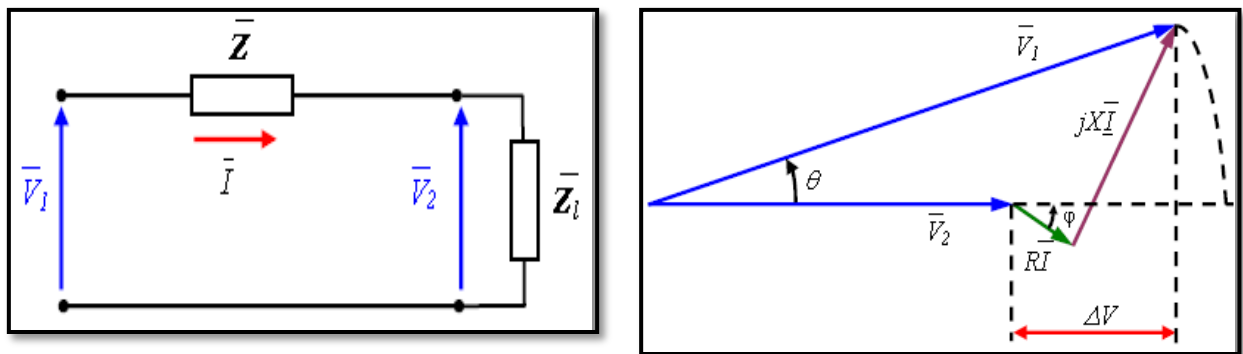


Figure 4.4 – Représentation vectorielle d'une Ligne de transport d'impédance

Si la représentation visuelle présentée dans la figure ne conduit pas à une surcharge du réseau, nous pouvons interpréter la diminution de tension  $\Delta V$  en utilisant l'expression suivante.

$$\Delta V \approx V_1 \cos \theta - V_2 \dots \dots \dots (4.25)$$

Lorsque l'angle de transport  $\theta$  est de petite amplitude (ce qui indique un réseau peu chargé) et que  $\phi$  représente le décalage entre le courant et la tension à l'extrémité réceptrice 2, une approximation pour un système monophasé peut être formulée comme suit

$$\Delta V \approx RI \cos \theta + XI \sin \theta \dots \dots \dots (4.26)$$

$$\Delta V \approx R I \frac{V_2}{V_2} \cos \theta + X I \frac{V_2}{V_2} \sin \theta \dots\dots\dots(4.27)$$

$$\Delta V \approx \frac{P_2 R + X Q_2}{V_2} \dots\dots\dots(4.28)$$

On montre de même que :

$$\sin \theta \approx \frac{X P_2 - R Q_2}{V_1 V_2} \dots\dots\dots(4.29)$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V$$

Ainsi, pour un réseau triphasé en notant U la tension composée correspondant à V, P et Q les puissances de transit triphasé :

:

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{R P + X Q}{U^2} \dots\dots\dots(4.30)$$

$$\sin \theta \approx \frac{X P - R Q}{U^2} \dots\dots\dots(4.31)$$

On peut également noter que si,  $R \ll X$  ( $R \approx 0$ ) :

$$\Delta U \approx \frac{X Q}{U} \dots\dots\dots(4.32)$$

$$\sin \theta \approx \frac{X P}{U^2} \dots\dots\dots(4.33)$$

Donc :

- La perte de tension est principalement influencée par la puissance réactive absorbée par le point de réception
- L'angle **de transport**  $\theta$  dépend principalement de la puissance active transmise.

## **4.7. Conclusion**

Dans ce chapitre, une vue d'ensemble des réseaux électriques ainsi que des différents problèmes rencontrés a été présentée. De plus, nous avons examiné l'effet de l'énergie photovoltaïque sur ces réseaux. En comprenant les défis auxquels sont confrontés les réseaux électriques et en étudiant l'impact des sources d'énergie renouvelable telles que le photovoltaïque, nous sommes mieux préparés à concevoir et à mettre en œuvre des solutions adaptées pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la durabilité des réseaux électriques. Ce chapitre fournit ainsi une base importante pour explorer davantage les possibilités de transition vers des réseaux électriques plus résilients et respectueux de l'environnement.

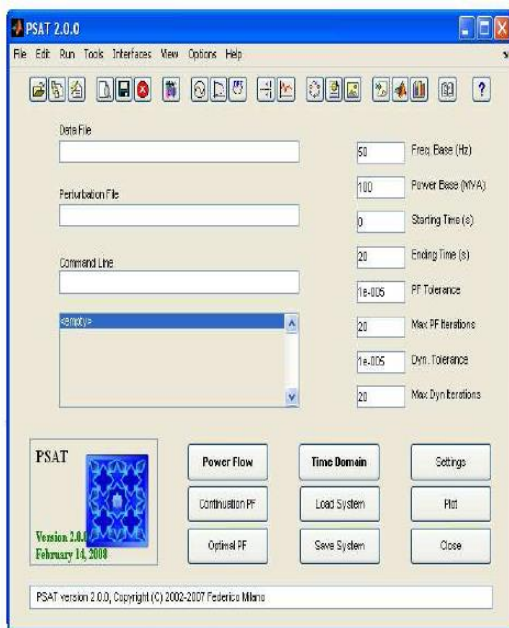
**Simulation de toute la chaine de conversion raccordée au  
réseau**

## 5.1 Introduction

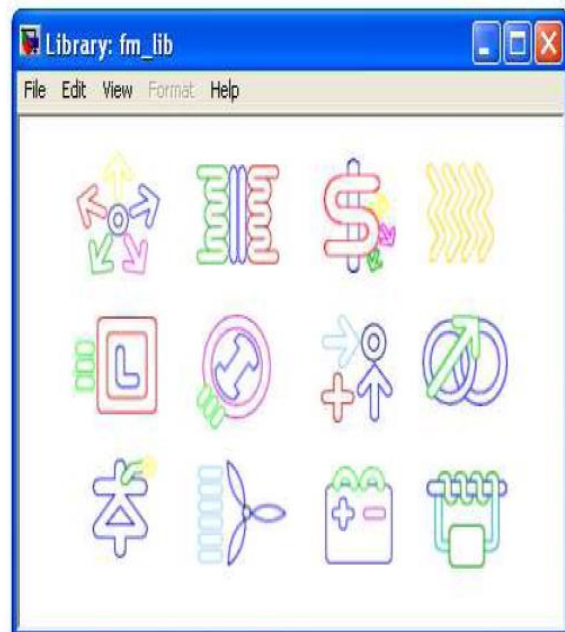
Les panneaux photovoltaïques sont devenus des éléments essentiels dans la transition vers une production d'énergie plus durable et renouvelable. Leur adoption croissante dans le monde entier témoigne de leur potentiel à réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles et à atténuer les effets néfastes du changement climatique. Cependant, l'intégration efficace de ces systèmes solaires dans les réseaux électriques existants est cruciale pour maximiser leurs avantages et assurer la stabilité du réseau.

## 5.2 Outils de simulation

Plusieurs logiciels sont couramment utilisés pour examiner la stabilité transitoire des réseaux électriques tels que (Matlab EMTP, Etap, PowerWorld, PSAT,... etc). Ces logiciels offrent différents niveaux de fonctionnalités et de complexité, Néanmoins, ces outils sont employés pour soutenir les chercheurs dans l'évaluation de la stabilité et des performances des réseaux électriques lors de conditions transitoires et dynamiques. Dans cette étude, PSAT a été sélectionné comme outil de simulation .



(a)



(b)

Figure 5.1. Interface du logiciel PSAT

(a) Interface principale.

(b) Librairie Simulink

Toutes les fonctionnalités du PSAT sont segmentées en deux types d'études :

- La première étude comprend le calcul de l'écoulement de puissance, qui se réalise à travers une interface de commande ou un éditeur, comme illustré dans la Figure 5.1a.
- La seconde tâche implique la création du réseau à analyser en utilisant une bibliothèque Simulink contenant divers modèles unifilaires (voir Figure 5.1.b) .

### **5.5. Étude du réseau électrique perturbé à (3) machines et (9) JB**

La Figure 5.2 illustre le schéma unifilaire du modèle du système étudié. Ce schéma représente un réseau électrique composé de 9 JB, conçu pour analyser l'impact de l'injection d'énergie provenant de systèmes photovoltaïques dans un environnement électrique perturbé.

Le réseau expérimental inclut un total de 6 lignes électriques, permettant d'établir des connexions entre les différentes composantes du système. Trois générateurs sont intégrés, fournissant l'énergie nécessaire pour alimenter le réseau et simuler les conditions de fonctionnement. De plus, 3 transformateurs sont utilisés pour adapter les niveaux de tension entre les générateurs et les charges, assurant ainsi une transmission efficace de l'énergie.

Enfin, 3 charges sont raccordées au réseau pour simuler la demande énergétique. Ces charges peuvent représenter différents types d'applications, permettant d'évaluer comment l'injection d'énergie photovoltaïque affecte la performance du réseau, notamment en termes de stabilité et de qualité de l'alimentation électrique. En résumé, ce modèle fournit un cadre analytique robuste pour examiner les interactions entre les systèmes photovoltaïques et les réseaux électriques, en particulier dans des conditions de perturbation.

. Dans le premier cas, notre réseau électrique est présenté sans l'intégration de la centrale photovoltaïque, comme le montre la figure 5.2.

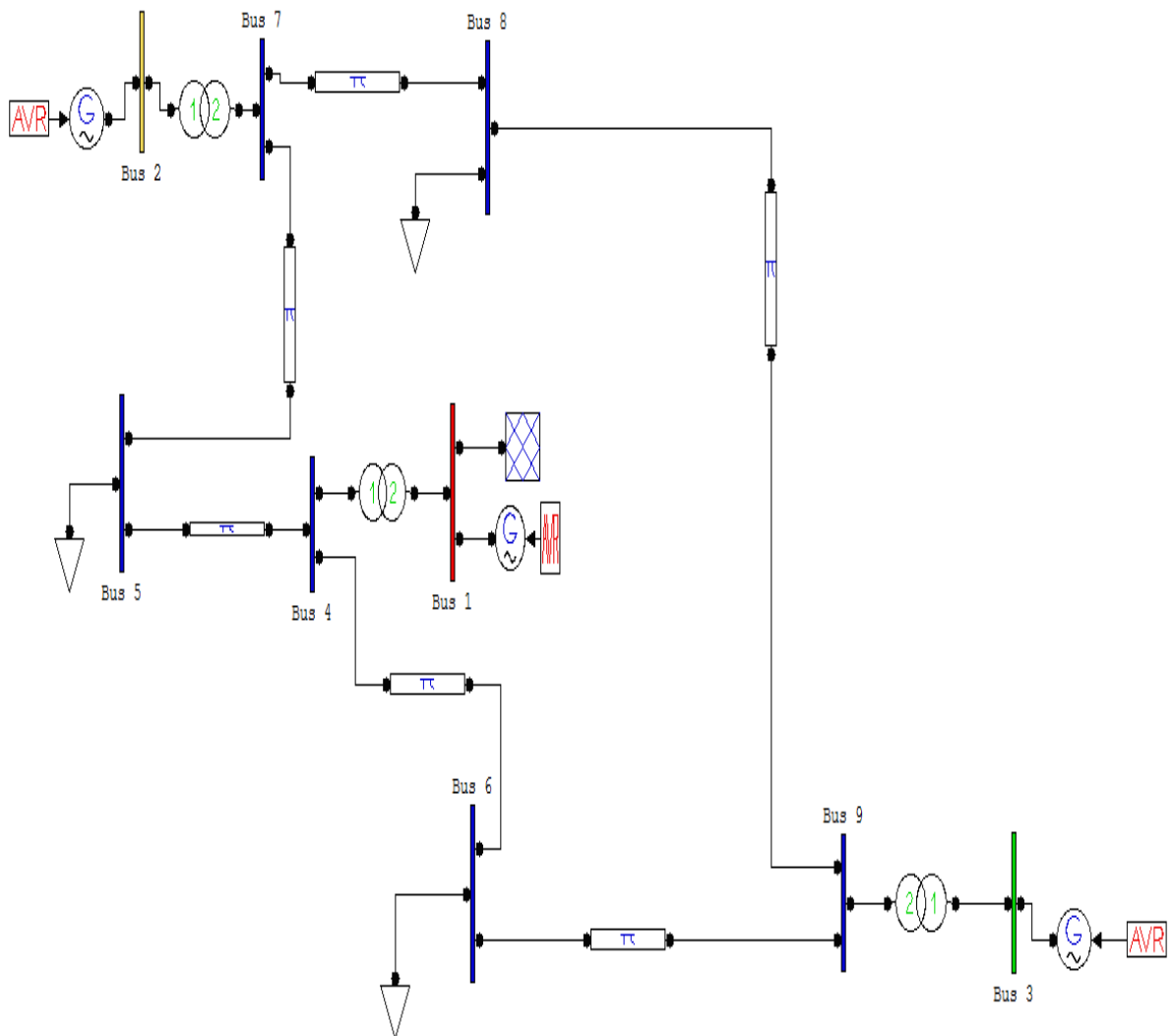


Figure 5.2. Représentation d'un réseau test de 9 JB sans alimentation photovoltaïque

Dans la deuxième situation, l'installation de notre centrale photovoltaïque a été réalisée en se connectant aux JB numéro 3, comme illustré dans la figure 5.3

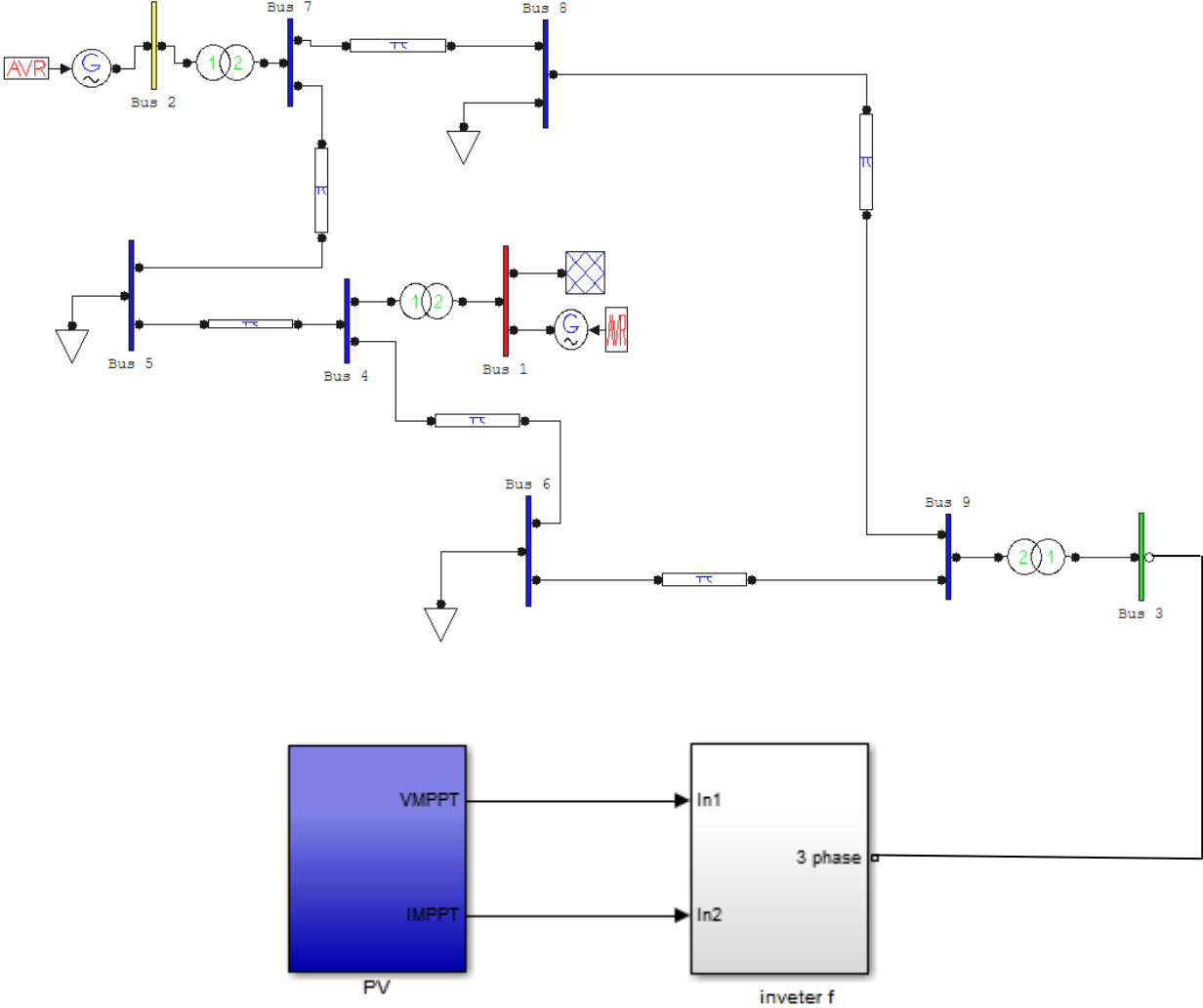


Figure 5.3. Représentation d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 3

Dans la troisième configuration, la centrale photovoltaïque a été déplacée puis installée sur le JB numéro 1, assurant ainsi une nouvelle connexion au réseau électrique.

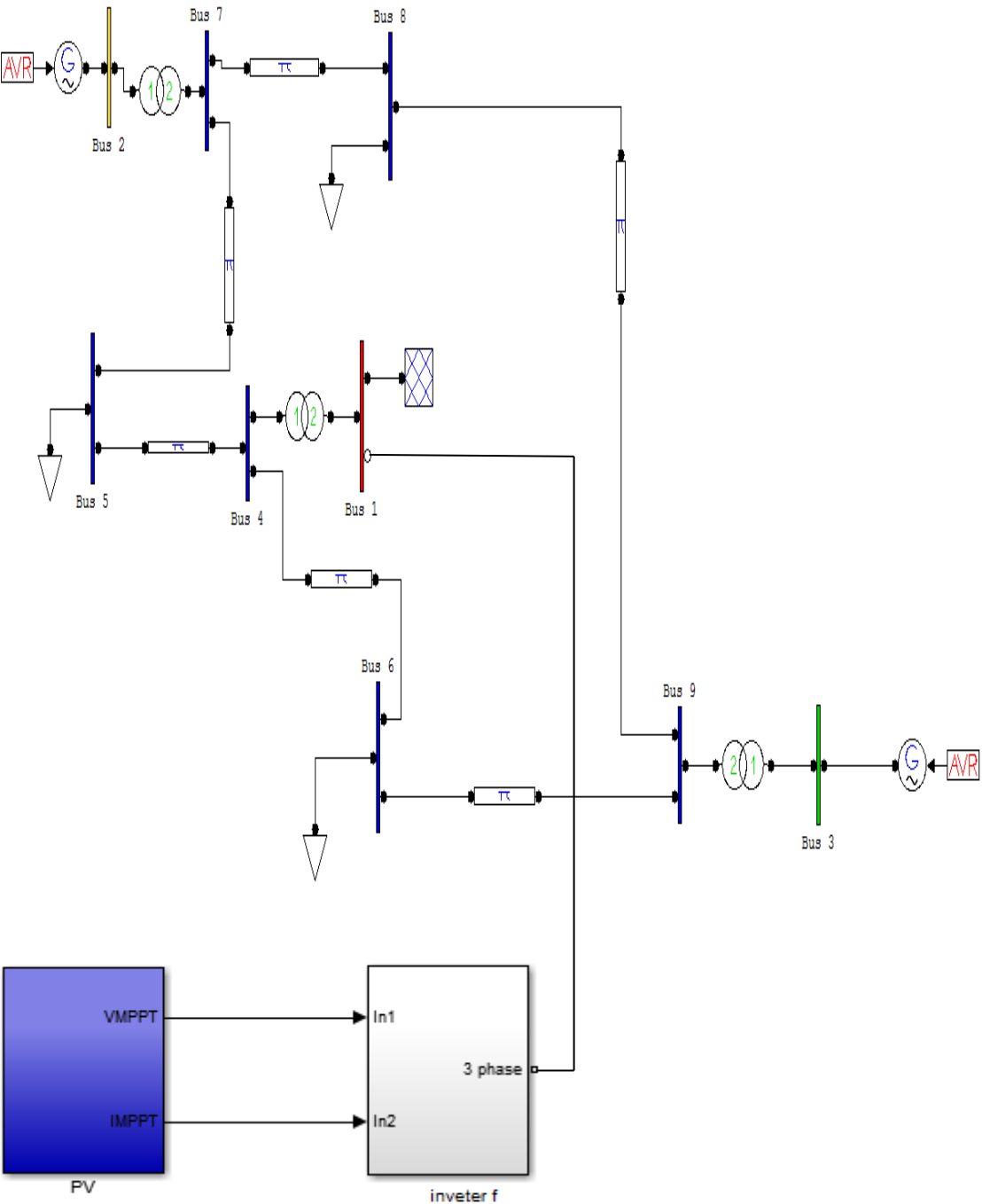


Figure 5.4. Représentation d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 1

Dans la quatrième et dernière situation, notre système photovoltaïque a été une nouvelle fois déplacé et installé sur le JB numéro 2, conformément à la configuration présentée dans la figure 5.5.

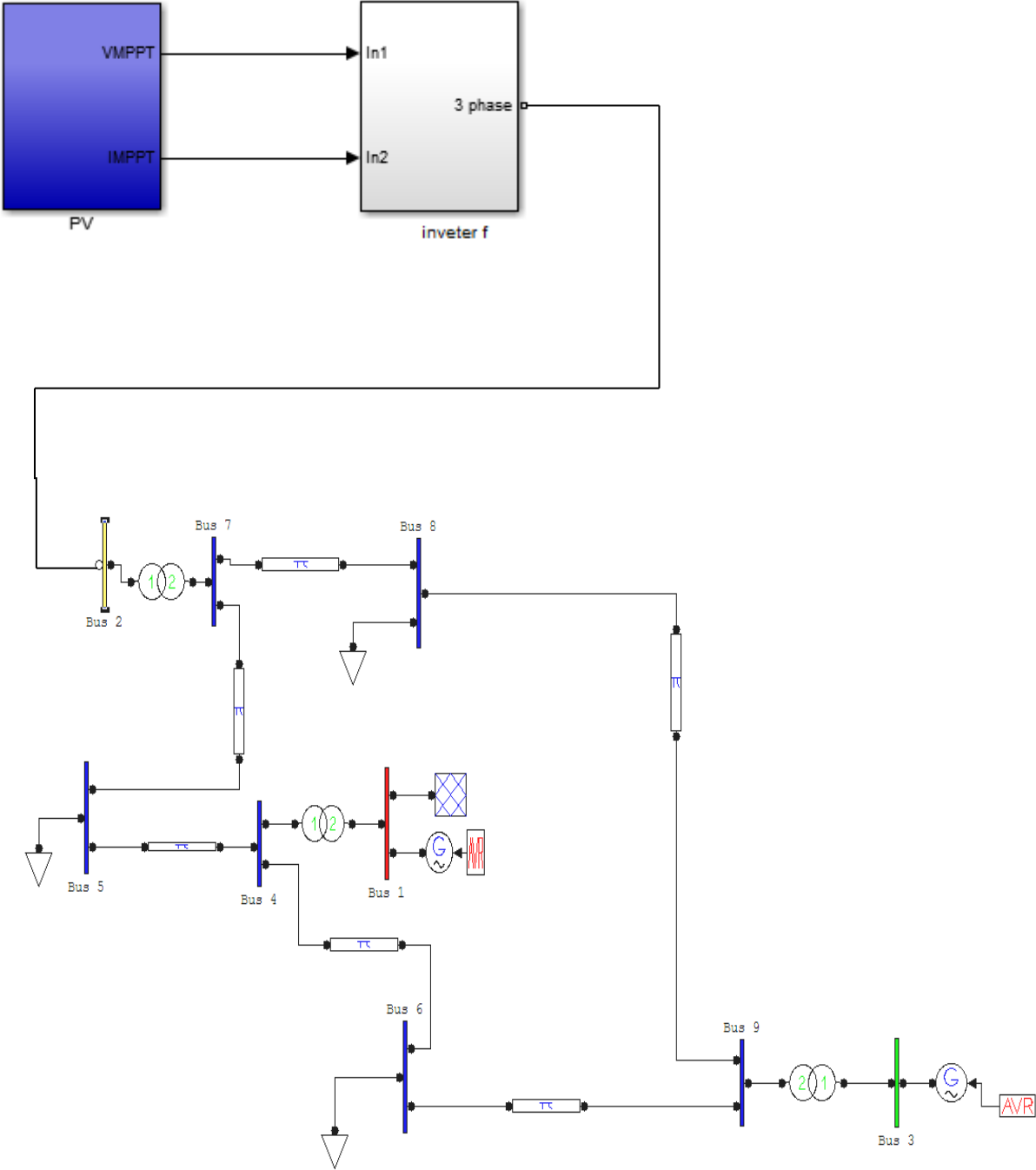


Figure 5.5. Représentation d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 2

### 5.5.1. Résultats de Simulation

Le tableau 5.1 présente une analyse comparative des tensions du réseau électrique relevées avant et après l'installation de systèmes photovoltaïques optimisés. Ces systèmes ont été déployés à divers emplacements stratégiques du réseau, et les résultats ont été effectués dans des conditions de fonctionnement normal, afin d'évaluer l'impact de cette optimisation sur la stabilité et la performance du réseau .

JB	Sans alimentation PV	Avec PV installé au niveau de jb 1	Avec PV installé au niveau jb 2	Avec PV installé au niveau de jb 3
	Vm(p.u)	Vm(p.u)	Vm(p.u)	Vm(p.u)
1	1.04	1.04	1.04	1.04
2	1.025	1.025	1.025	1.025
3	1.025	1.025	1.025	1.025
4	0.891923	1.0107	1.0107	1.0107
5	0.79687	0.97559	0.97559	0.97559
6	0.8653	0.98521	0.98521	0.98521
7	0.90992	1.0177	1.0177	1.0177
8	1.025	1.025	1.025	1.025
9	0.97191	1.0552	1.0212	1.0302

Les résultats présentés dans le tableau 5.1 démontrent de manière claire et convaincante que l'intégration de notre système photovoltaïque à divers points stratégiques du réseau électrique a eu un impact positif et mesurable sur la stabilité et l'amélioration des niveaux de tension. Cette approche innovante permet de diversifier les sources d'alimentation électrique, un avantage clé pour répondre aux besoins énergétiques fluctuants et pour garantir une meilleure résilience du réseau.

En installant des systèmes photovoltaïques à des emplacements spécifiques et bien choisis, la régulation de la tension devient plus efficace, ce qui atténue les risques de fluctuations et d'irrégularités. Cette stabilisation est cruciale, surtout dans un contexte où la demande énergétique peut varier considérablement en fonction des conditions d'utilisation et des périodes de pointe. La capacité de ces installations à distribuer l'énergie solaire de manière plus uniforme tout au long du réseau contribue à renforcer la cohérence de l'alimentation électrique et à éviter les déséquilibres qui pourraient autrement perturber le fonctionnement des équipements connectés.

De plus, la production d'énergie renouvelable à ces points stratégiques améliore la répartition de la charge sur l'ensemble du réseau, diminuant ainsi la pression sur les générateurs centraux et minimisant les pertes de transmission. Cette approche assure également une plus grande fiabilité du système en rendant la gestion de l'électricité plus flexible et plus réactive face aux imprévus, tels que les variations météorologiques ou les augmentations soudaines de la demande.

Cette stabilisation de la tension bénéficie particulièrement aux consommateurs finaux, qui profitent d'une alimentation électrique plus stable et plus fiable, réduisant les interruptions potentielles et améliorant la qualité du service. En fin de compte, l'intégration des systèmes photovoltaïques renforce non seulement la durabilité énergétique, mais elle contribue également à un système électrique plus robuste et capable de répondre efficacement aux défis contemporains.

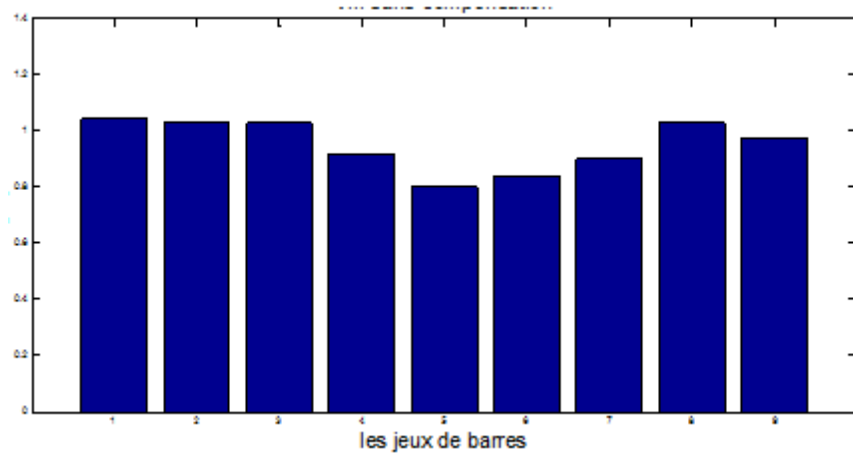


Figure 5.6 . Variation de la tension sans alimentation PV

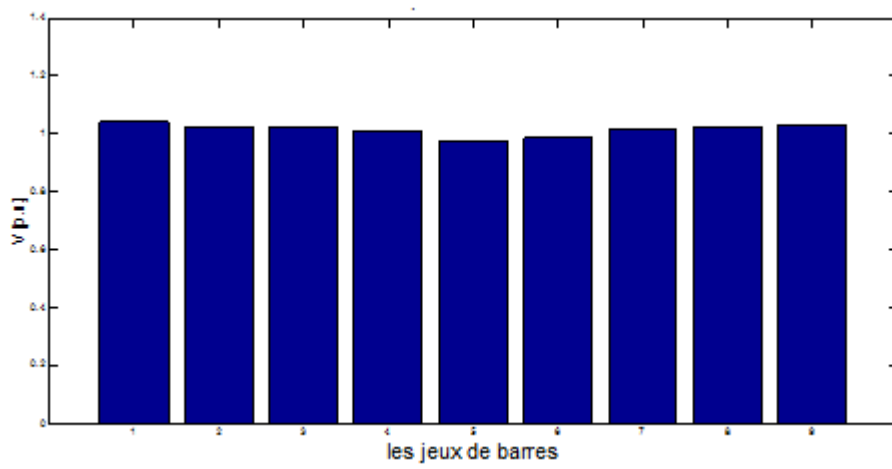


Figure 5.7. Variation de la tension avec PV installé au niveau de JB 1

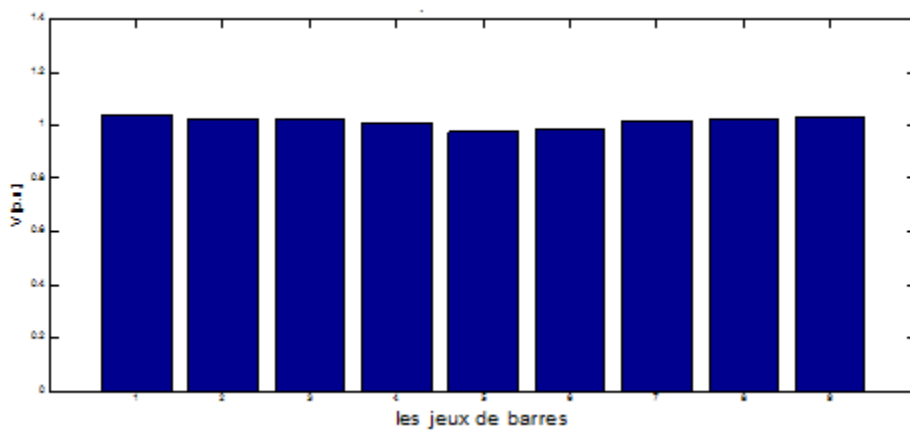


Figure 5.8 . Variation de la tension avec PV installé au niveau de JB 2

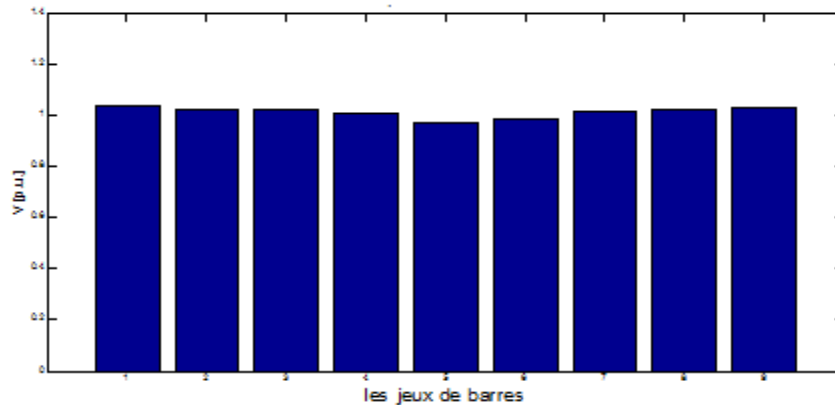


Figure 5.9 . Variation de la tension avec PV installé au niveau de JB 3

Les résultats illustrés dans les figures 5, 6, 7, 8 et 9 fournissent une analyse approfondie des variations de tension mesurées aux (JB) du réseau pendant des périodes de fonctionnement normal. Ces figures révèlent de manière convaincante l'impact bénéfique de l'injection d'énergie photovoltaïque sur la distribution des niveaux de tension au sein du réseau électrique. L'étude comparative des scénarios – avec et sans l'intégration de l'énergie solaire – met en évidence l'avantage tangible qu'apporte cette source d'énergie renouvelable.

En présence d'une alimentation photovoltaïque, le réseau bénéficie d'une meilleure répartition des niveaux de tension, rendant l'ensemble du système plus homogène et moins sujet aux déséquilibres. Cette répartition équilibrée est cruciale pour prévenir les pics de tension et les creux qui peuvent entraîner des perturbations et des inefficacités. En conséquence, la stabilité globale du réseau est renforcée, garantissant une alimentation plus constante et sans à-coups.

Une des conséquences les plus notables de cette intégration est la réduction significative des fluctuations de tension. Cela assure non seulement un meilleur fonctionnement des équipements électriques connectés, mais contribue également à prolonger leur durée de vie, car ces derniers sont moins exposés aux variations soudaines et aux conditions extrêmes. La stabilité accrue du réseau se traduit par une alimentation électrique plus fiable et de meilleure qualité, un atout particulièrement précieux pour les utilisateurs finaux.

L'intégration de l'énergie solaire permet également au réseau de mieux s'adapter aux variations de charge, ce qui est essentiel pour répondre à la demande changeante des consommateurs, notamment pendant les périodes de forte consommation. Cette adaptabilité garantit un service continu et améliore la capacité du réseau à répondre aux défis posés par des charges variables et des besoins en électricité imprévus. En somme, l'apport de l'énergie

photovoltaïque contribue à un système électrique plus résilient et performant, offrant aux utilisateurs finaux une alimentation plus stable et plus efficace.

### 5.5.2. Régime Après Avarie :

Dans le cas de dysfonctionnement ou d'avarie, il est recommandé de déconnecter la ligne qui supporte la charge la plus importante afin de rétablir un régime de fonctionnement normal.

Dans notre situation spécifique, cela correspond à la déconnexion de la ligne reliant les points 5 et 7 .nous avons reproduit la même analyse que celle effectuée en régime normal. La centrale photovoltaïque a été installée à différents niveaux de JB du réseau, tout en conservant les mêmes caractéristiques techniques du système PV.

La configuration illustrée à la figure 5.10 représente notre réseau électrique fonctionnant sans l'apport d'énergie photovoltaïque

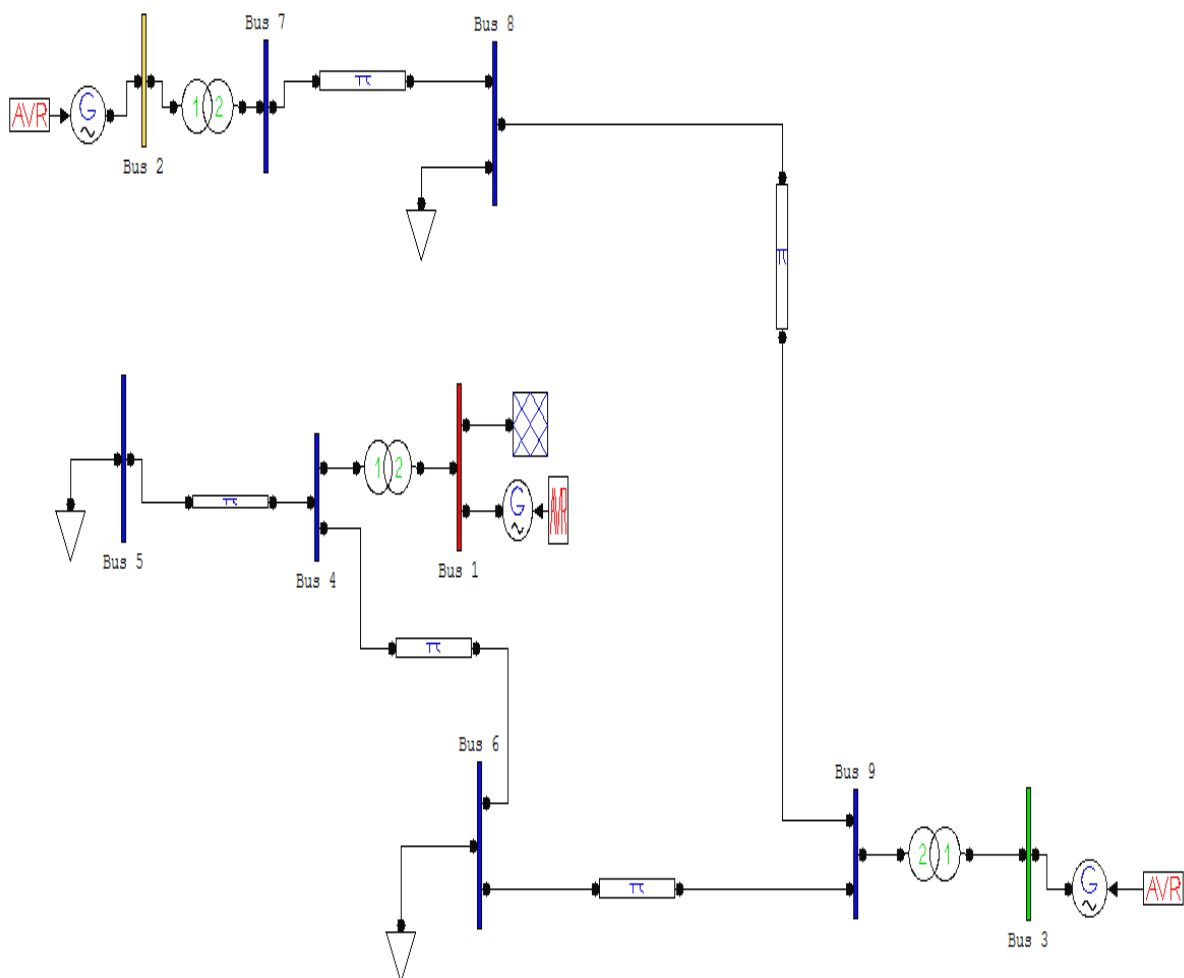


Figure 5.10 Représentation d'un réseau sans alimentation PV

Dans cette seconde configuration, le système photovoltaïque a été mis en place au niveau du JB numéro 2. Cela s'est fait dans un contexte particulier où la ligne (5-7) est en situation de rupture, comme cela est représenté à la figure 5.11

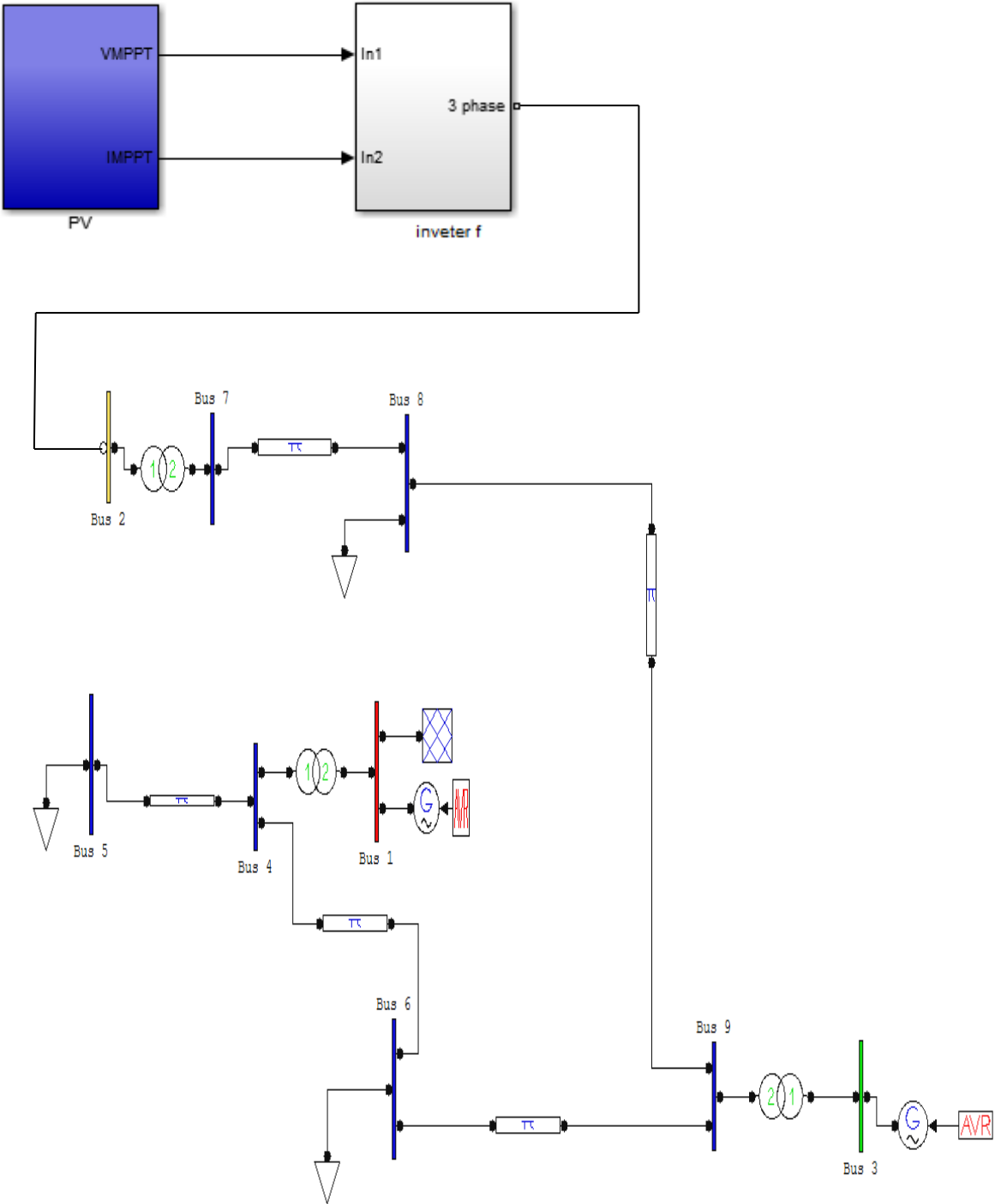


Figure 5.11 Représentation d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 2

Figure 5.11 Représentation d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 2  
 Dans la troisième situation, la centrale photovoltaïque a été déplacée vers le jeu de barres numéro 3. Ce changement s'est opéré dans un contexte de fonctionnement en rupture de la ligne (5-7), comme illustré à la figure 5.12 .

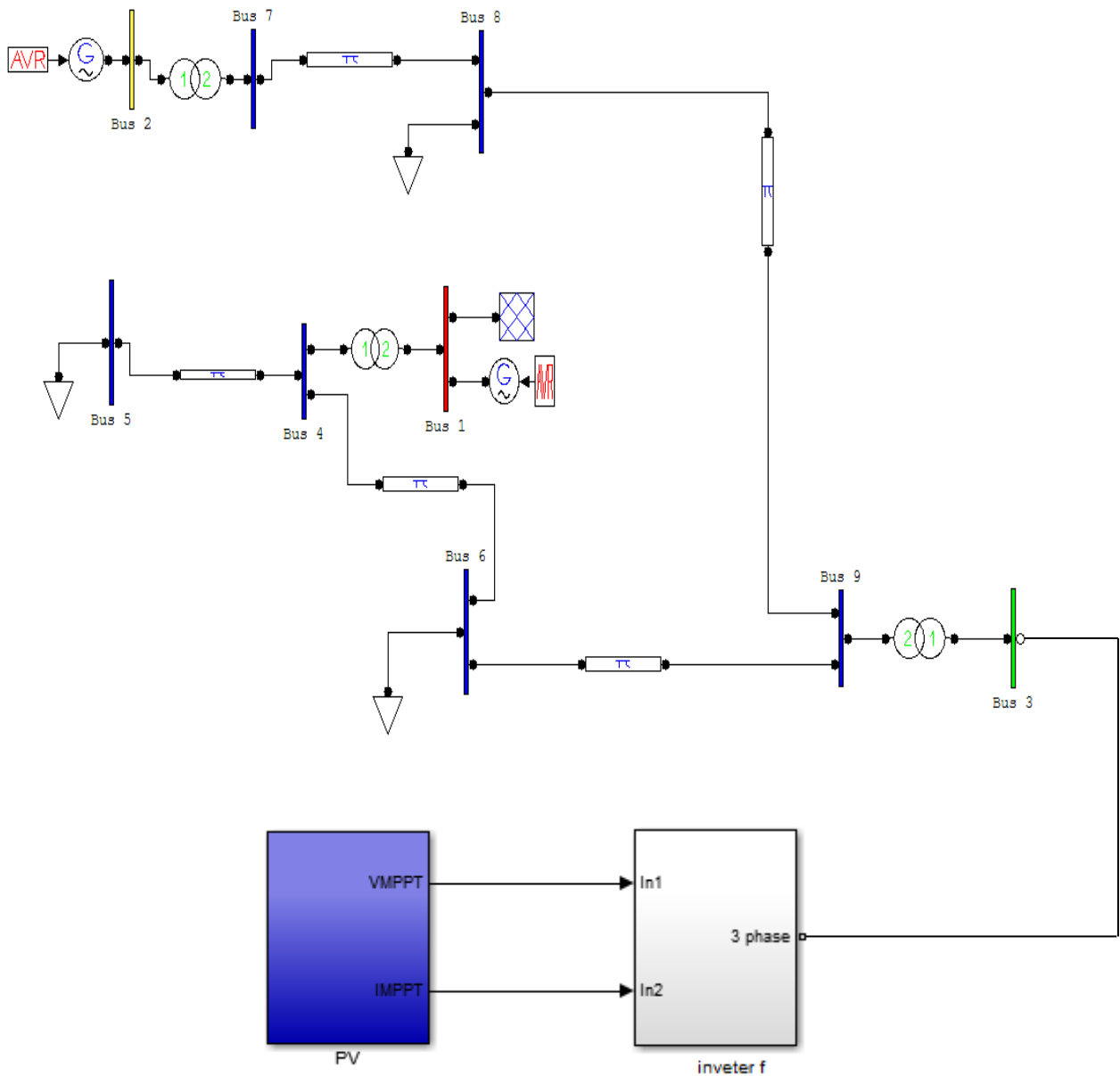


Figure 5.12 Représentation d'un réseau avec un système PV installé au niveau de JB 3

Dans le quatrième et dernier scénario, le système photovoltaïque a été installé sur le JB numéro 1. Cette installation a été réalisée dans un contexte de rupture de la ligne (5-7), tel que présenté à la figure 5.13

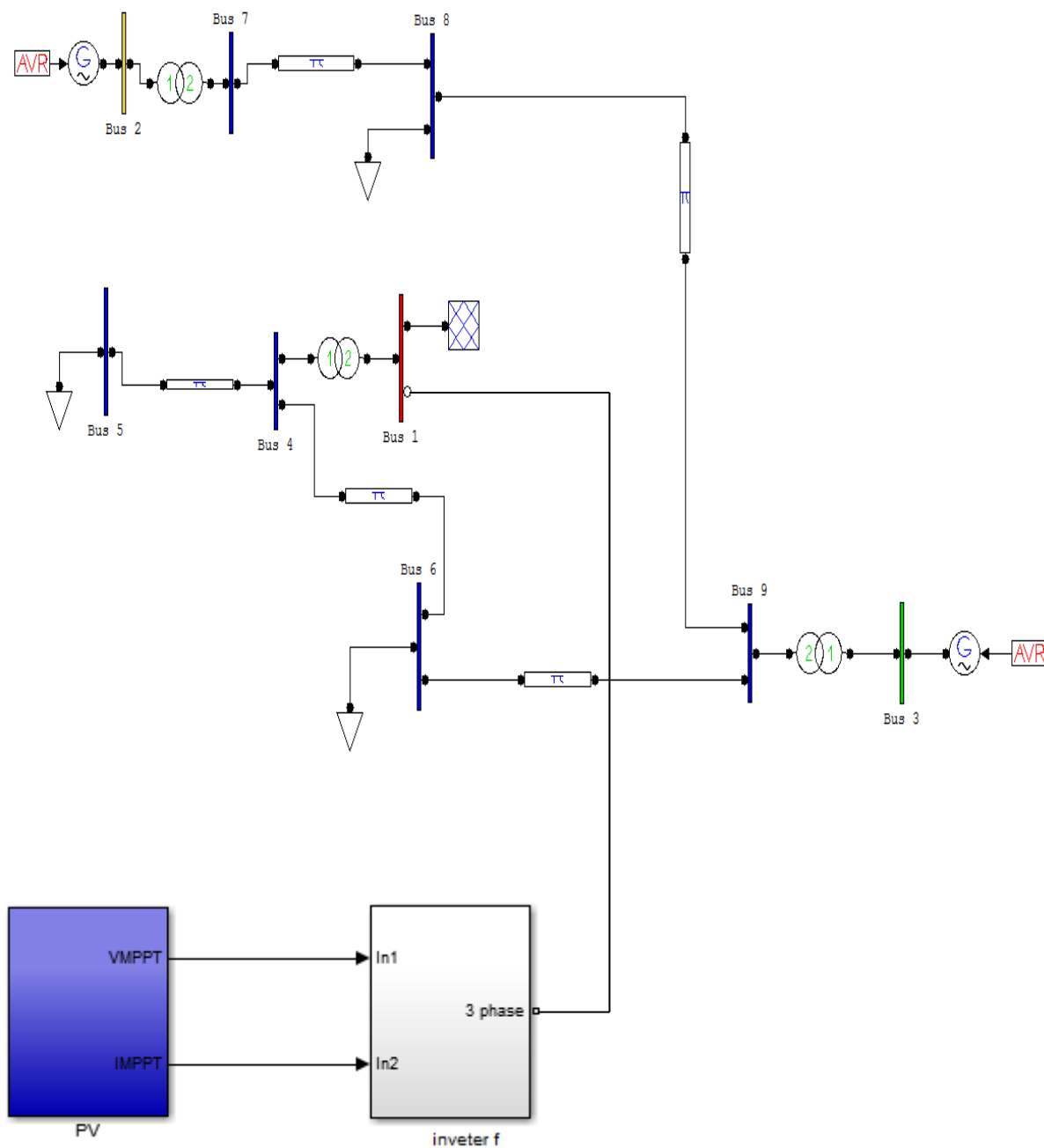


Figure 5.13 Représentation du réseau avec un système PV installé au niveau de JB 1

### 5.5.2.2. Résultats de simulations

Le tableau (5-2) présente les résultats des tensions relevées dans le réseau électrique, spécifiquement dans le scénario où la ligne 4 JB (5-7) est rompue. Ces données permettent d'analyser l'impact de cette rupture sur l'ensemble du réseau et d'évaluer les fluctuations de tension observées dans ce cas précis .

JB	Sans alimentation PV	Avec alimentation PV installé au niveau de JB 1	Avec alimentation PV installé au niveau de JB 2	Avec alimentation PV installé au niveau de JB 3
	Vm (p.u)	Vm(p.u)	Vm(p.u)	Vm(p.u)
1	1.04	1.04	1.04	1.04
2	1.025	1.025	1.025	1.025
3	1.025	1.025	1.025	1.025
4	0.87549	0.95801	0.95801	0.95801
5	0.78089	0.89126	0.89126	0.89126
6	0.75998	0.90804	0.90804	0.90804
7	1.01	1.0034	1.0034	1.0034
8	1.025	1.025	1.025	1.025
9	0.9339	0.99529	0.99529	0.99529

Les résultats détaillés dans le tableau 5.2 mettent en évidence de manière cohérente une amélioration notable et une stabilisation des niveaux de tension grâce à l'intégration stratégique du système photovoltaïque à divers points du réseau électrique. Cette dynamique positive devient encore plus marquée lorsque l'on analyse un scénario de rupture de la ligne 5-7, qui est un cas typique de perturbation susceptible de compromettre l'équilibre du réseau. Dans cette situation, l'apport de l'énergie photovoltaïque s'avère essentiel, jouant un rôle de compensation en atténuant les pertes de tension associées à la rupture de la ligne.

L'intégration de l'énergie solaire permet de maintenir un niveau de tension plus stable et constant, réduisant ainsi les risques de déséquilibres soudains qui pourraient perturber le fonctionnement global du réseau. Cette capacité à compenser les fluctuations et à rétablir l'équilibre démontre que le système photovoltaïque n'est pas seulement une source d'énergie complémentaire, mais un acteur clé dans la résilience du réseau.

Le rôle de l'énergie photovoltaïque dans le renforcement de la stabilité du réseau est particulièrement bénéfique dans les contextes où la demande est fluctuante ou où les infrastructures peuvent subir des pannes. La présence de cette source d'énergie renouvelable contribue à la distribution harmonieuse de la tension, offrant un soutien immédiat qui aide à prévenir les chutes de tension excessives et les interruptions potentielles du service. Cela a un effet direct sur la qualité de l'alimentation fournie aux utilisateurs, leur assurant une continuité de service même dans des circonstances perturbées.

En plus de stabiliser la tension, l'intégration des systèmes photovoltaïques améliore la fiabilité du réseau en le rendant plus flexible et adaptable aux imprévus. Cette résilience accrue permet au réseau de répondre efficacement aux situations de crise, réduisant le risque de défaillance complète et garantissant aux utilisateurs finaux un service continu, même dans des conditions défavorables.

En résumé, l'ajout de l'énergie photovoltaïque au réseau ne se limite pas à augmenter la capacité de production d'énergie, mais joue un rôle vital dans le maintien de la stabilité et de la robustesse du réseau électrique. Cela assure un approvisionnement énergétique plus fiable et renforce la confiance des utilisateurs dans la capacité du système à fonctionner efficacement, même face aux perturbations.

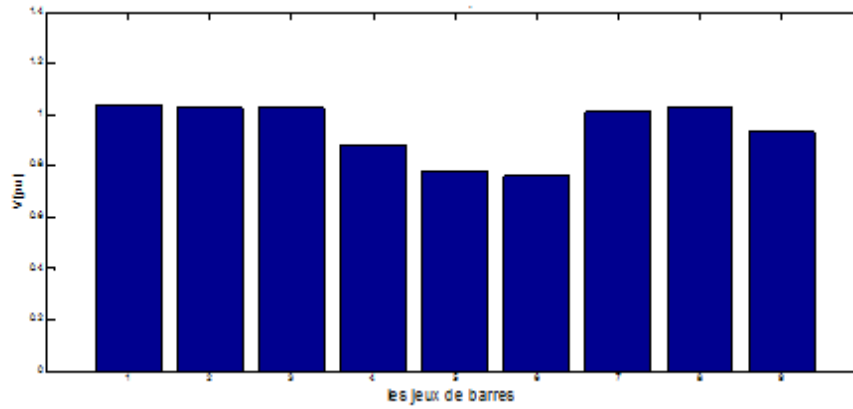


Figure 5.14 variation da la tension sans alimentation PV

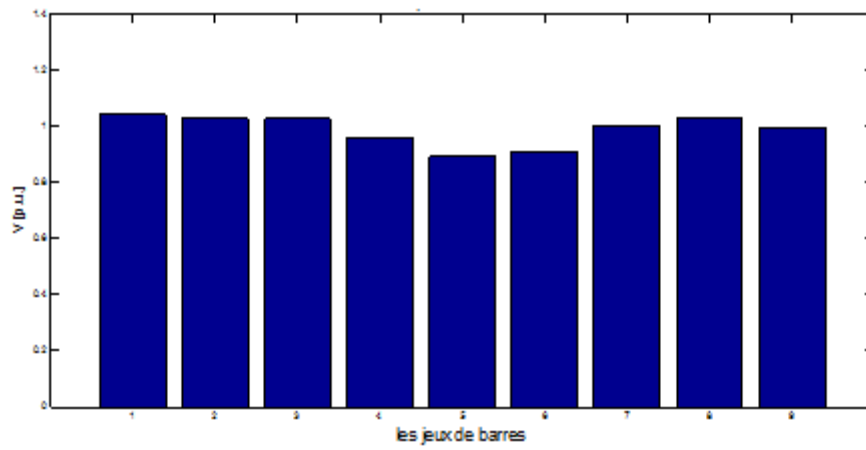


Figure 5.15 variation da la tension avec un système PV installé au niveau de JB 1

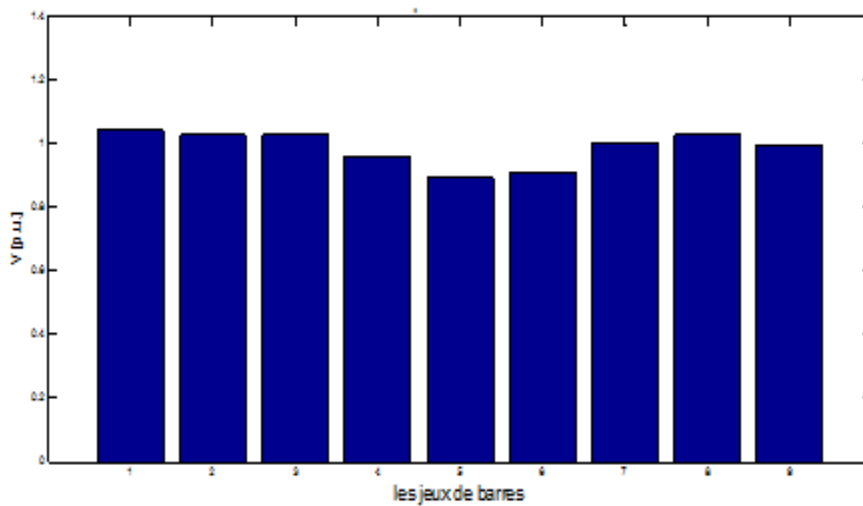


Figure 5.16 variation da la tension avec un système PV installé au niveau de JB 2

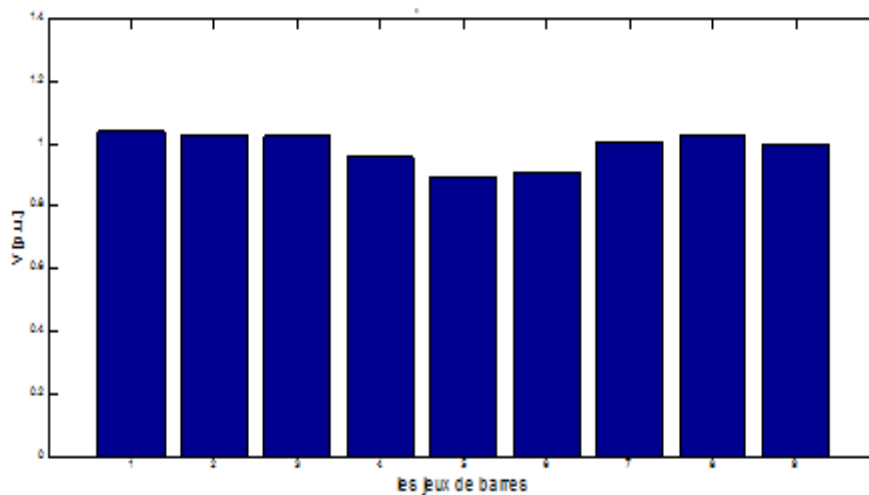


figure 5.17 variation da la tension avec un système PV installé au niveau de JB 3

Les figures 5.14, 5.15, 5.16 et 5.17 fournissent une représentation détaillée des variations de tension au niveau des JB dans le cas de rupture de la ligne électrique 5-7. Ces graphiques mettent en lumière l'impact significatif de cette défaillance sur la stabilité des tensions dans le réseau, illustrant ainsi les fluctuations et les déséquilibres potentiels engendrés par une coupure de ligne critique.

L'une des observations les plus marquantes qui se dégagent de ces données est le rôle stabilisateur joué par le système photovoltaïque intégré au réseau. Malgré la rupture de la ligne et les perturbations qu'elle entraîne, l'injection d'énergie solaire permet de compenser les pertes et de maintenir des niveaux de tension proches de la normale. Cette capacité à rétablir un équilibre rapidement démontre l'importance de l'énergie photovoltaïque comme élément stabilisateur et renforce l'idée que les systèmes photovoltaïques apportent une valeur ajoutée significative à la résilience globale du réseau.

L'analyse des variations de tension dans ces figures révèle que l'effet du système photovoltaïque reste efficace même face à des anomalies telles que la coupure de ligne. Cette efficacité résulte de la nature décentralisée et flexible des installations photovoltaïques, qui permettent d'injecter de l'énergie directement dans des sections spécifiques du réseau, réduisant ainsi l'impact des ruptures sur l'alimentation. Cette faculté d'adaptation souligne la robustesse du système photovoltaïque et sa capacité à répondre à des conditions imprévues, garantissant ainsi la continuité et la qualité de l'alimentation électrique.

De plus, ces résultats mettent en évidence que la présence de l'énergie solaire ne se contente pas d'améliorer la stabilité du réseau ; elle joue également un rôle essentiel dans l'augmentation de la fiabilité du système, même dans des scénarios d'urgence. Cette injection stratégique d'énergie renouvelable permet au réseau de mieux absorber les chocs et de limiter les perturbations, offrant une alimentation plus homogène et stable aux utilisateurs finaux.

En résumé, les figures 5.14 à 5.17 montrent de manière indéniable que l'intégration des systèmes photovoltaïques dans le réseau électrique est cruciale non seulement pour augmenter la production d'énergie propre, mais aussi pour renforcer la résilience et la fiabilité du système dans son ensemble. Face à des événements perturbateurs tels que des ruptures de lignes, l'énergie solaire joue un rôle de soutien indispensable, contribuant à maintenir un niveau de service élevé et à sécuriser l'alimentation électrique, même en cas de crise.

## 5.6. Résultats des (puissances flow, pertes) des JB les plus sensible

Les JB les plus sensible c'est :( 9,7,6,5,4)

Le tableau (5.3) présente une analyse détaillée des résultats concernant les puissances actives et réactives, ainsi que les pertes associées dans le réseau FLOW. Ces résultats sont observés dans le cas d'un fonctionnement normal du système, sans l'intégration de panneaux photovoltaïques (PV), permettant ainsi d'évaluer les performances du réseau en termes de flux de puissance et d'efficacité énergétique.

JB le plus sensible		P flow	Q flow	$\Delta p$	$\Delta Q$
De JB	à JB				
9	6	1.9317	0.34201	0.16485	0.41547
4	5	0.1929	1.2358	0.02046	0.12319
7	5	2.3208	0.61054	0.22917	0.3292
4	6	0.18747	0.5118	0.00744	0.14256

Le tableau (5.4) expose les résultats relatifs aux puissances actives et réactives ainsi qu'aux pertes correspondantes dans le réseau FLOW, cette fois en intégrant des systèmes photovoltaïques (PV). Ces données reflètent la situation d'un fonctionnement normal, permettant de comparer les performances du réseau avec l'ajout des sources d'énergie solaire et d'analyser l'impact de cette intégration sur les flux de puissance et les pertes énergétiques.

JB le plus sensible		P flow	Q flow	$\Delta p$	$\Delta Q$
De JB	à JB				
9	6	1.2149	-0.09093	0.05726	-0.09781
4	5	0.1154	0.58919	0.00465	0.0437
7	5	1.5996	0.04713	0.08645	0.15495
4	9	0.06784	0.21329	0.00255	0.08563

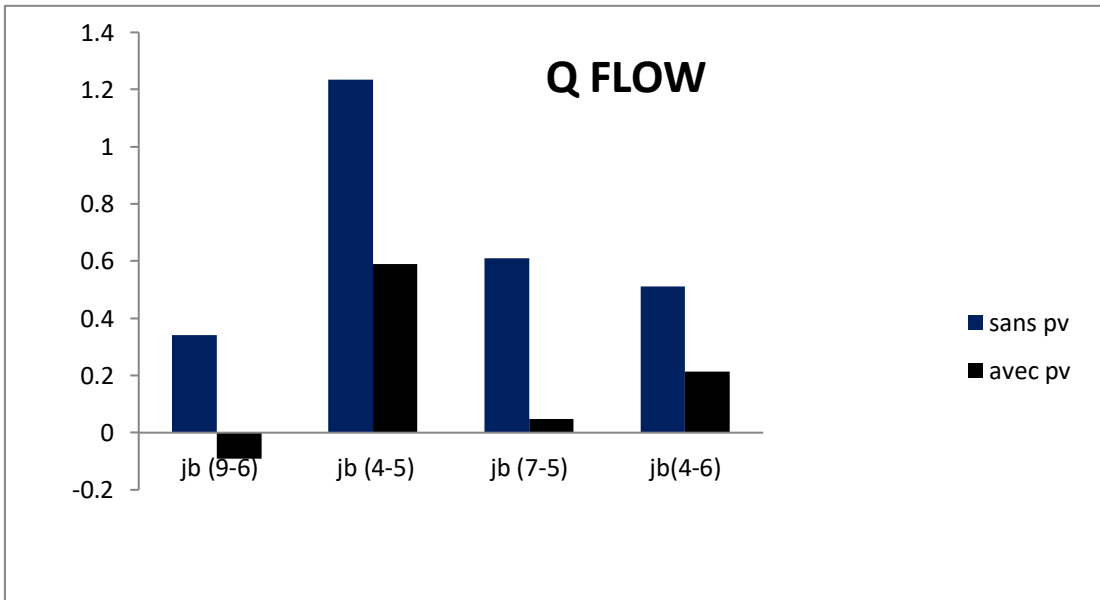
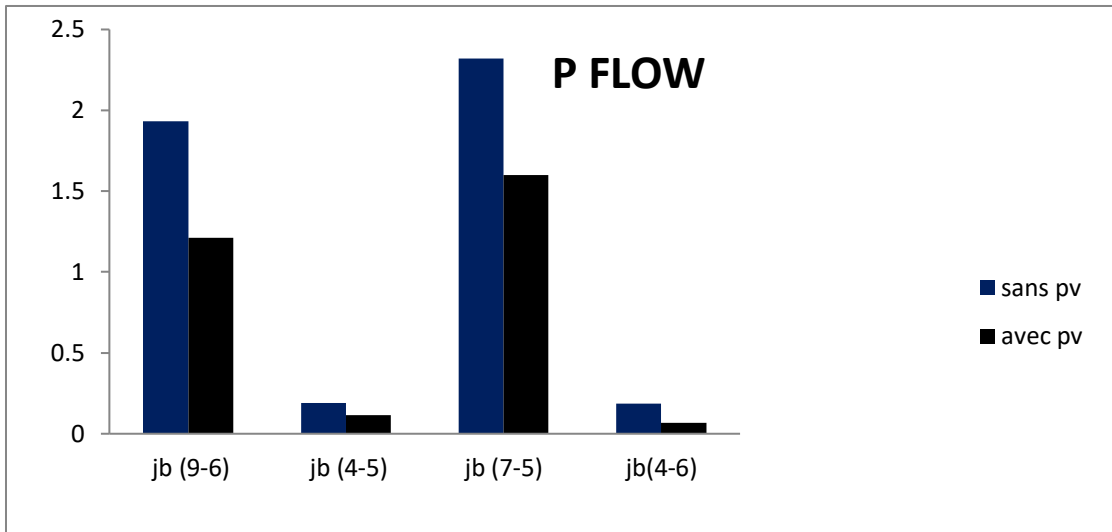


Figure 5.18. Variation des puissances FLOW actives et réactives

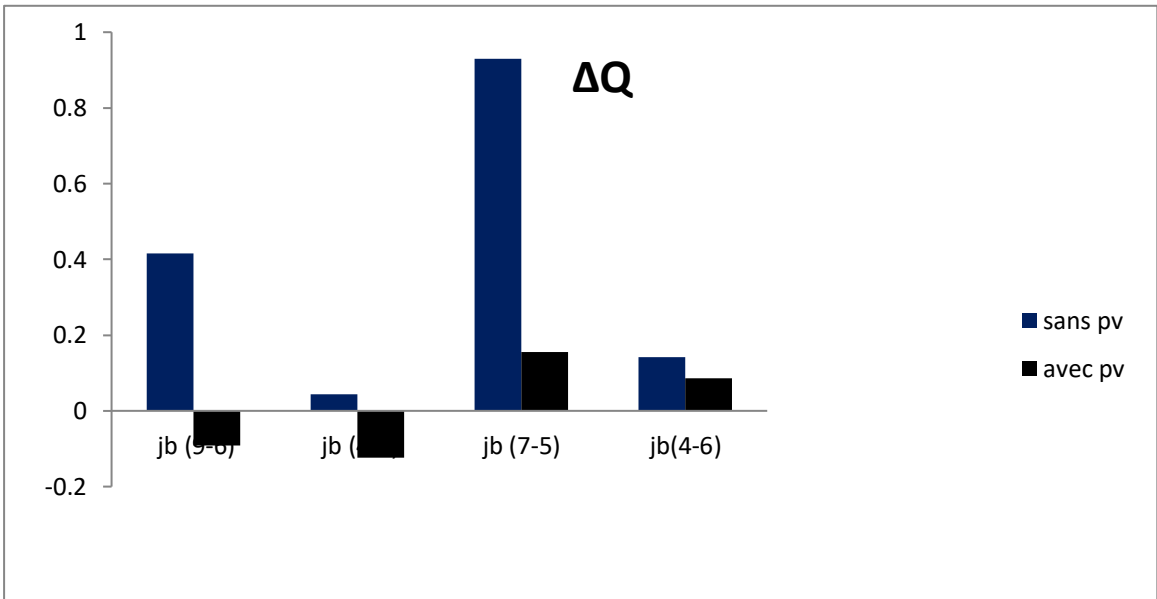
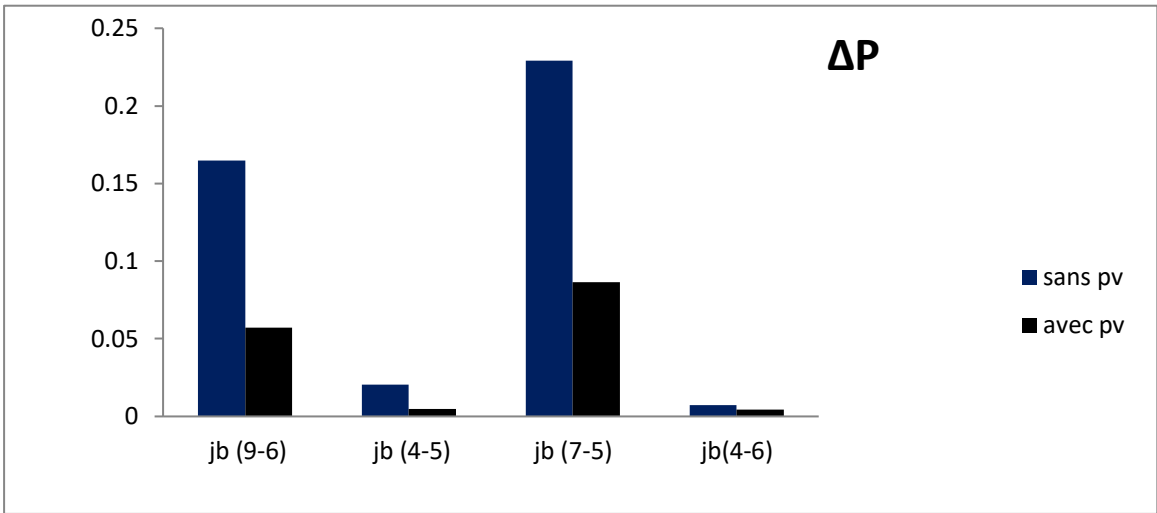


Figure 5.19. Variation des pertes FLOW actives et réactives

Le tableau (5.5) présente les résultats des mesures des puissances actives et réactives dans le réseau FLOW, ainsi que les pertes énergétiques associées, dans le contexte d'une rupture de la ligne 4. Ces résultats concernent un scénario sans l'intégration de systèmes photovoltaïques (PV) et permettent d'analyser l'impact de cette défaillance sur la distribution des puissances et les pertes, tout en offrant une vue complète du comportement du réseau dans cette configuration spécifique

JB le plus sensible		P fow	Q flow	$\Delta p$	$\Delta Q$
De JB	à JB				
9	6	3.0181	1.1193	0.48004	1.833
4	5	1.5659	0.85594	0.432	0.24606
7	5	rupture	rupture	rupture	rupture
4	6	1.3477	1.0741	0.09252	0.39452

Le tableau (5.6) présente une analyse des résultats relatifs aux puissances actives et réactives dans le réseau FLOW, ainsi que les pertes énergétiques associées, dans le cas d'une rupture de la ligne 4. Cette étude inclut l'intégration de systèmes photovoltaïques (PV), permettant d'évaluer l'impact de cette intégration sur le comportement du réseau en termes de flux de puissance et de pertes énergétiques, dans une situation de défaillance critique.

JB le plus sensible		P fow	Q flow	$\Delta p$	$\Delta Q$
De JB	à JB				
9	6	2.346	0.28969	0.22526	0.657701
4	5	1.3551	0.60354	0.02496	0.0615
7	5	rupture	rupture	rupture	rupture
4	6	1.2272	0.7429	0.03585	0.265636

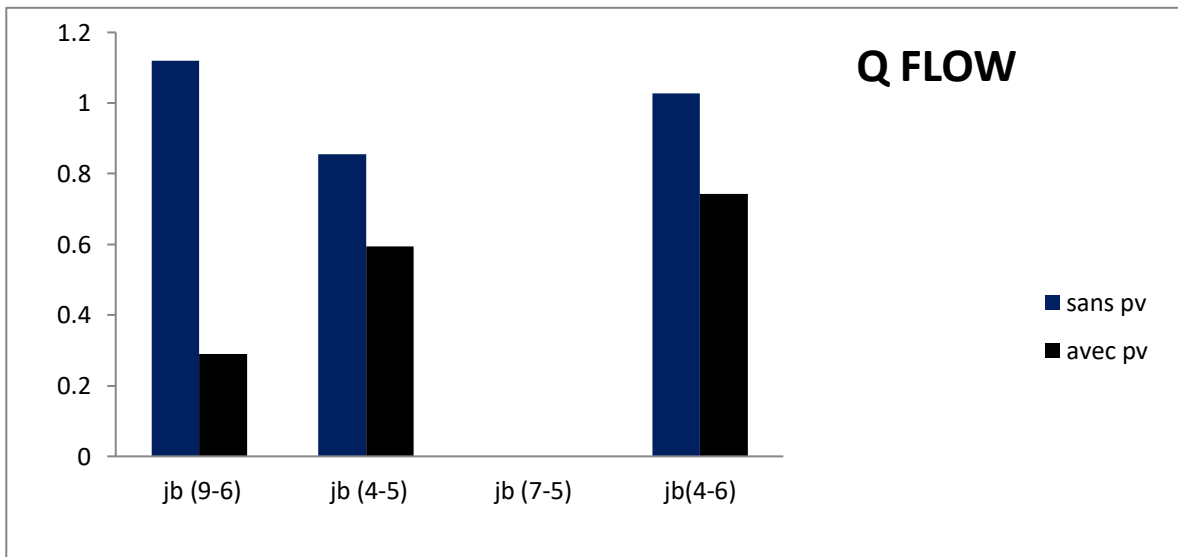
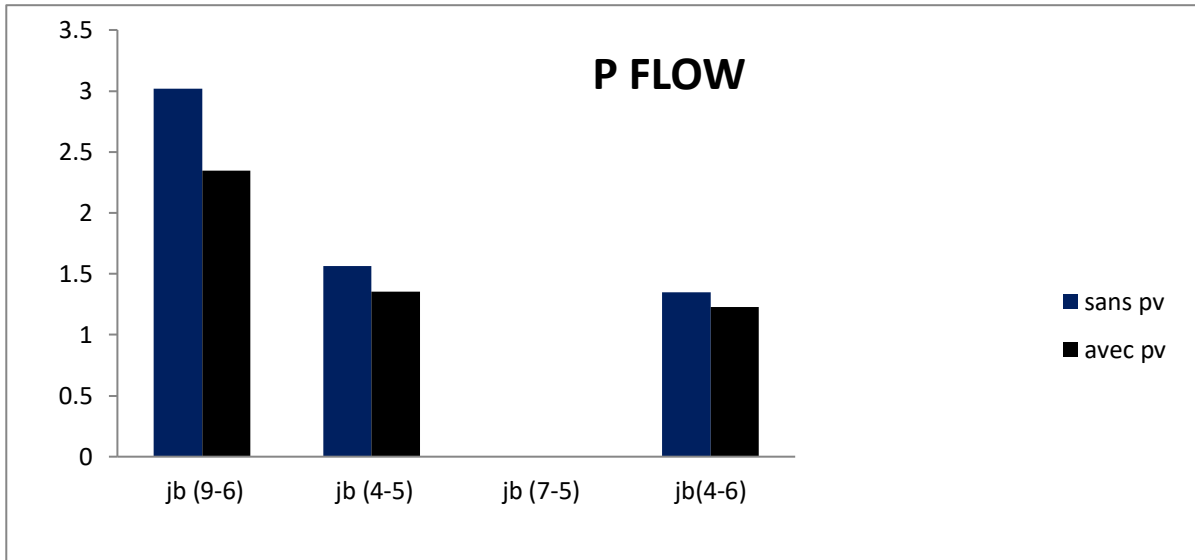


Figure 5.20 variation des puissances FLOW actives et réactives

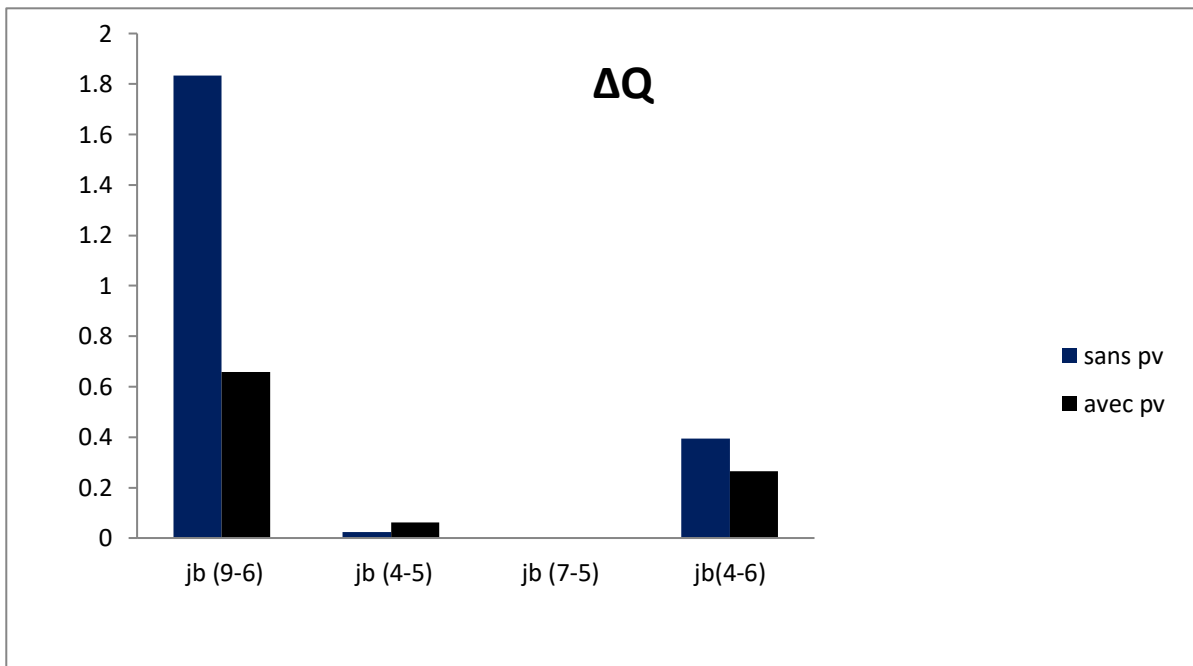
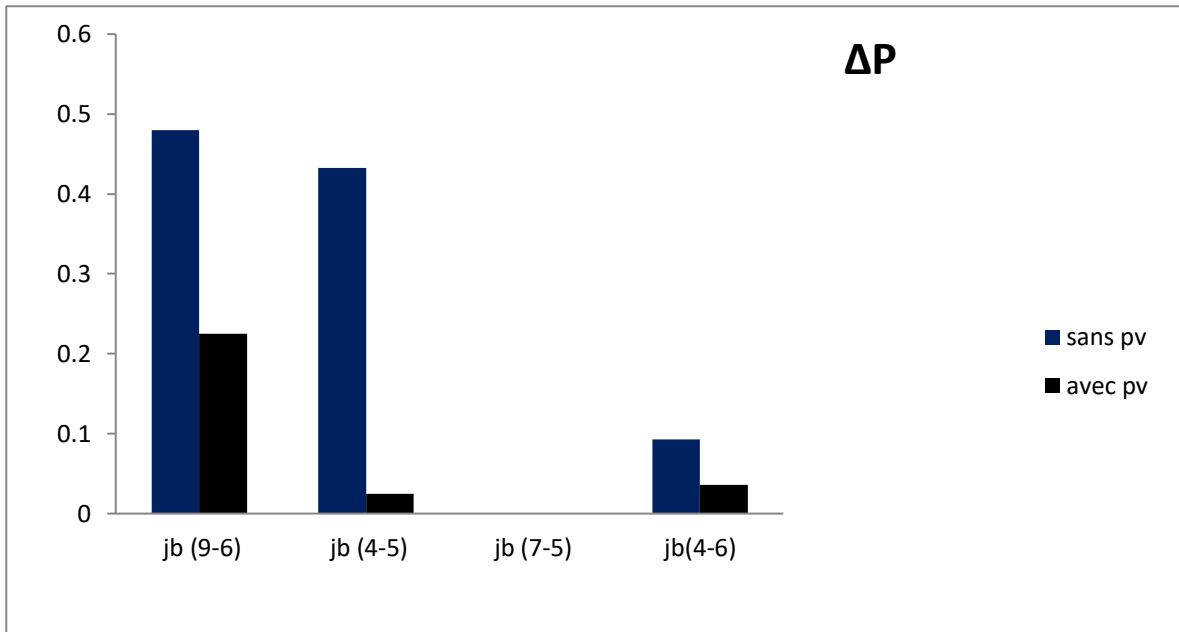


Figure 5.21. Variation des pertes FLOW actives et réactives

En conclusion, l'analyse des figures 5.18, 5.19, 5.20 et 5.21 démontre une réduction significative des pertes actives et réactives sur les différentes lignes du réseau électrique, rendue possible grâce à l'intégration des systèmes photovoltaïques (PV). Cette diminution des pertes met en évidence l'impact positif que ces systèmes exercent sur la stabilité et les performances globales du réseau. En optimisant les flux d'énergie et en réduisant les pertes énergétiques, les systèmes photovoltaïques contribuent de manière cruciale à la diminution des incidents tels que les surcharges et les déséquilibres, tout en améliorant la fiabilité et l'efficacité opérationnelle de l'ensemble du réseau.

Cette amélioration de la performance est particulièrement importante dans un contexte où les réseaux électriques doivent faire face à des charges fluctuantes et à des demandes croissantes en énergie. En utilisant des sources d'énergie renouvelable comme l'énergie photovoltaïque, le réseau bénéficie non seulement d'une source d'alimentation supplémentaire, mais aussi d'un moyen de réguler les fluctuations et de stabiliser l'ensemble du système. Cela réduit la dépendance aux générateurs conventionnels, améliore la gestion de l'énergie et diminue l'empreinte carbone, contribuant ainsi à des pratiques plus durables.

Les résultats obtenus dans cette étude soulignent l'importance croissante des sources d'énergie renouvelable dans la transition vers des réseaux électriques plus résilients et respectueux de l'environnement. L'intégration de l'énergie photovoltaïque ne se limite pas à un apport énergétique supplémentaire : elle joue un rôle structurant dans la transformation des infrastructures énergétiques, rendant le réseau plus flexible et apte à absorber les variations de production et de consommation. Ce type de solution innovante est essentiel pour relever les défis contemporains de la durabilité, notamment la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la lutte contre le changement climatique.

Par conséquent, l'intégration de systèmes photovoltaïques contribue non seulement à améliorer la performance technique des réseaux électriques, mais elle favorise également un avenir énergétique plus stable et durable. Cette démarche s'inscrit dans une vision à long terme où l'efficacité énergétique et la résilience du réseau vont de pair avec la transition vers des sources d'énergie propres et renouvelables. En prenant en compte ces avancées, il devient évident que le déploiement des technologies photovoltaïques constitue une étape clé pour répondre aux exigences croissantes de consommation énergétique tout en promouvant une approche plus durable et respectueuse de l'environnement.

## 5.7 Résultats des puissances actives et réactives générées totale

Le tableau 5.7 présente une synthèse exhaustive des résultats relatifs aux puissances actives et réactives totales générées au sein du système. Cette synthèse est établie en considérant trois scénarios distincts : l'un avec l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) stratégiquement placés à divers points du réseau, et l'autre sans aucune source d'énergie photovoltaïque. Les données collectées offrent une vue d'ensemble des quantités d'énergie active et réactive produites dans chaque configuration, permettant ainsi une évaluation précise de la contribution de chaque source d'énergie au réseau.

Cette analyse est cruciale pour comprendre comment différentes configurations peuvent influencer la performance énergétique et la stabilité globale du réseau électrique. En examinant les effets de l'intégration des systèmes photovoltaïques par rapport à un scénario sans énergie solaire, nous pouvons mieux appréhender les avantages et les défis associés à l'utilisation de sources d'énergie renouvelables. Ce type d'évaluation est fondamental pour guider les décisions futures en matière de développement et d'optimisation des infrastructures énergétiques.

	Cas normale		Rupture de la ligne 5	
	$P_{gen}$ (p.u)	$Q_{gen}$ (p.u)	$P_{gen}$ (p.u)	$Q_{gen}$ (p.u)
Sans pv	1.634343	0.5390220	3.72354	0.907350
Avec pv installé JB 1	1.017335	0.1089622	1.71821	0.346861
Avec pv installé au JB 2	1.123712	0.0990588	1.54441	0.38899
Avec pv installé au JB 3	1.005955	0.09550377	1.65511	0.36589

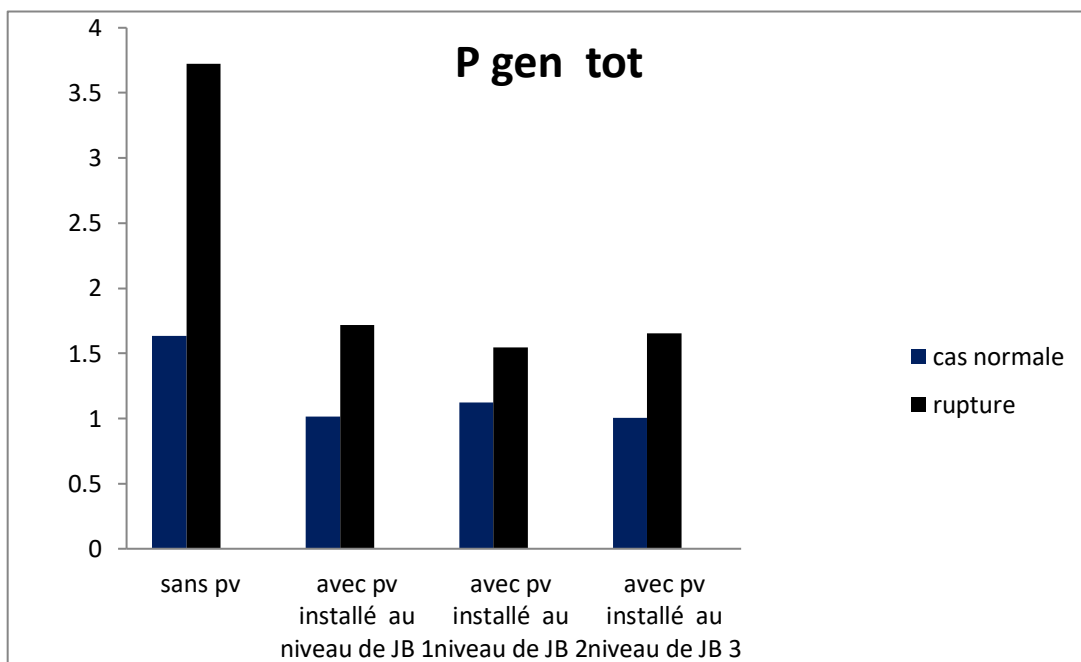
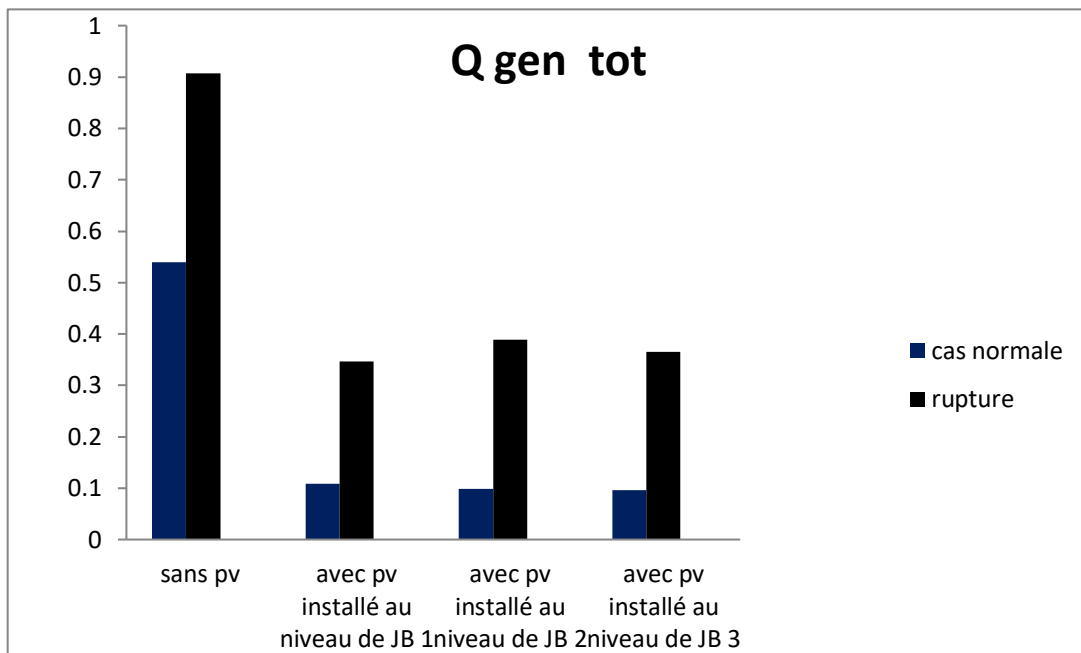


Figure 5.22 Résultats des puissances réactives et actives générés totale

L'implantation d'une centrale photovoltaïque a un effet notable sur la réduction des pertes de puissance au sein du réseau électrique. Ce phénomène s'explique par la capacité de la centrale à fournir une source d'énergie décentralisée, réduisant ainsi la distance que doit parcourir l'électricité pour atteindre les consommateurs finaux, et, par conséquent, diminuant les pertes par effet Joule dans les lignes de transmission. Cependant, l'impact positif de cette intégration ne dépend pas uniquement de l'existence de la centrale elle-même, mais également du choix stratégique de son emplacement.

Il a été démontré que le positionnement optimal de la centrale photovoltaïque peut considérablement améliorer l'efficacité énergétique du réseau en maximisant la répartition uniforme de la charge et en minimisant les pertes. Cette optimisation est particulièrement significative non seulement dans des conditions de fonctionnement normales, mais aussi lorsqu'une perturbation se produit, comme la rupture d'une ligne de transmission. Dans de telles situations, la présence d'une source d'énergie renouvelable bien positionnée peut compenser les pertes de tension et stabiliser l'alimentation, assurant ainsi un service continu et fiable.

En planifiant soigneusement l'emplacement de la centrale, il est possible d'améliorer les performances énergétiques globales. Cela se traduit par une meilleure gestion des flux d'énergie et par une réduction des pertes liées à la transmission. L'impact est d'autant plus bénéfique dans les réseaux où la demande est hétérogène et où les points de consommation sont répartis de manière inégale. L'énergie fournie par la centrale photovoltaïque bien positionnée permet de répondre à ces variations locales, contribuant à une distribution plus homogène de l'électricité et à une diminution de la pression sur les générateurs centraux.

Ainsi, l'intégration de centrales photovoltaïques, combinée à une planification stratégique de leur emplacement, représente une avancée majeure dans le renforcement de la résilience et de la stabilité des réseaux électriques. Elle offre non seulement une solution pour améliorer l'efficacité opérationnelle en réduisant les pertes de puissance, mais elle contribue également à rendre le réseau plus flexible et capable de s'adapter à des situations d'urgence, telles que des ruptures de ligne ou des pics de demande inattendus.

En résumé, la mise en œuvre réfléchie et stratégique des centrales photovoltaïques joue un rôle essentiel dans l'optimisation des infrastructures électriques modernes. Cette approche favorise un système énergétique plus robuste, moins dépendant des sources d'énergie

conventionnelles, et capable de s'adapter aux défis posés par la transition énergétique et la demande croissante de solutions durables et efficaces.

## 5. 8 Résultats des pertes globales active et réactive

Le tableau 5.8 présente une analyse des pertes globales, tant actives que réactives, observées dans deux scénarios de fonctionnement distincts : le régime normal et le cas de rupture de ligne. Cette étude inclut trois cas spécifiques qui comparent les performances du réseau dans un contexte sans l'intégration de systèmes photovoltaïques à celles observées avec l'installation de notre centrale photovoltaïque, répartie à différents emplacements à l'intérieur du réseau électrique.

Cette méthodologie permet d'examiner en profondeur l'impact de l'implantation de systèmes photovoltaïques sur l'efficacité énergétique du réseau dans diverses configurations. En évaluant les différences entre ces scénarios, nous pouvons mieux comprendre comment l'intégration de l'énergie solaire contribue à réduire les pertes et à améliorer la performance globale du système, tant en conditions normales qu'en situation de perturbation.

	Cas normale		Cas rupture de la ligne	
	$\Delta P(p.u)$	$\Delta Q(p.u)$	$\Delta P(p.u)$	$\Delta Q(p.u)$
Les pertes globales				
Sans PV	0.264722	2.726444	0.707357	3.914282
Avec PV installé au niveau de JB 1	0.099495	1.528511	0.347871	1.645933
Avec PV installé au niveau de JB 2	0.095243	1.54354	0.351240	1.66566
Avec PV installé au niveau de JB 3	0.093981	1.51369	0.348912	1.65985

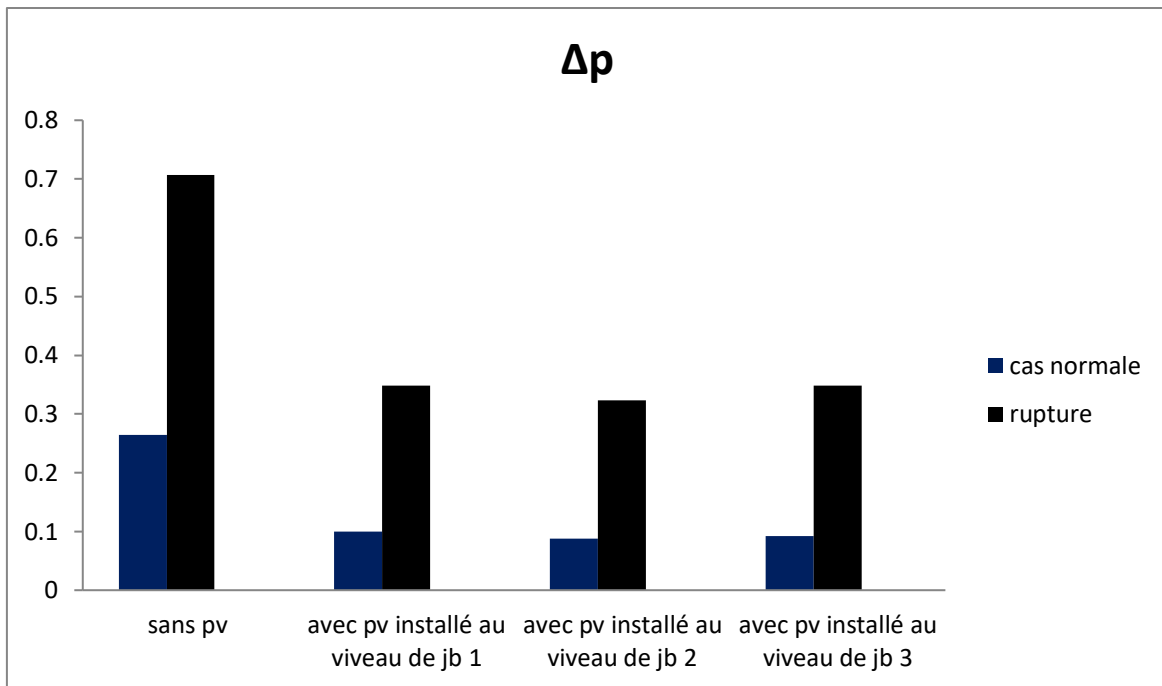


Figure 5.23. Résultats des pertes actives globales .

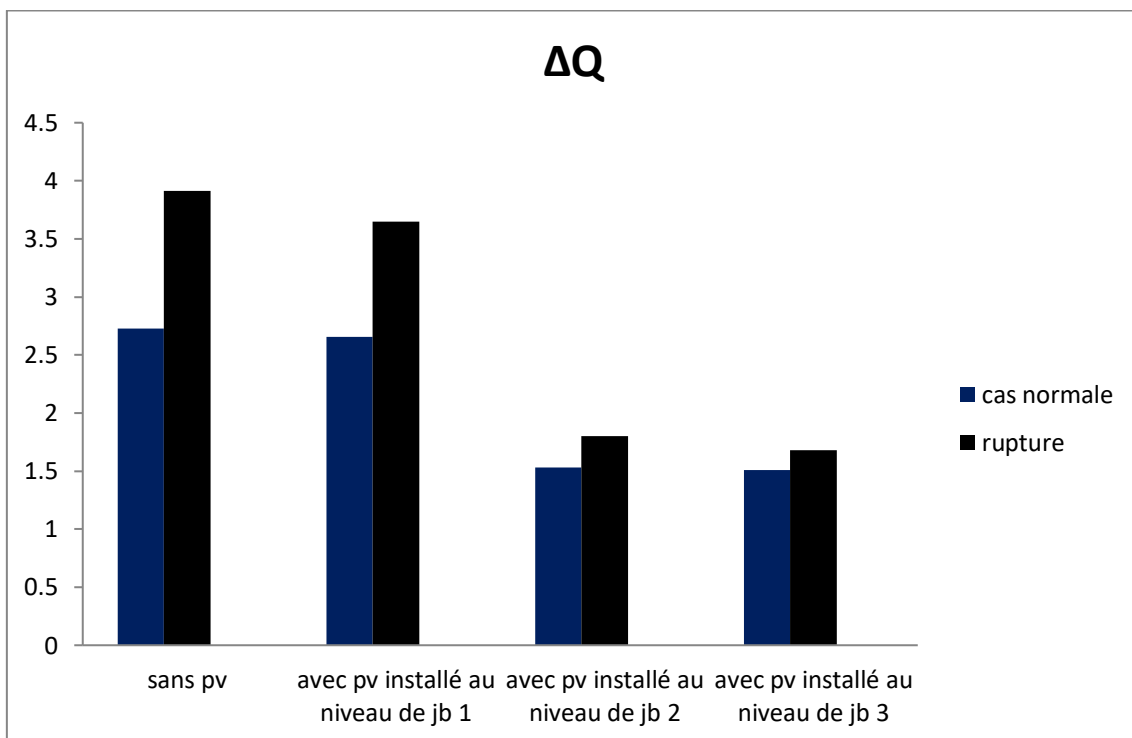


Figure 5.24. Résultats des pertes réactives globales

D'après les résultats présentés dans les figures 5.23 et 5.24, nous pouvons observer que les tendances des pertes globales actives et réactives restent similaires, que ce soit dans le cadre d'un fonctionnement normal ou lors d'une rupture de ligne. Ces données mettent en évidence la robustesse du réseau face aux perturbations, tout en soulignant l'impact positif de l'intégration d'un système photovoltaïque dans le maintien de l'efficacité énergétique globale.

L'intégration du système photovoltaïque s'avère cruciale pour maintenir le plan de tensions global dans des limites admissibles, comme l'illustre clairement le tableau 5.1. En fournissant une source d'énergie décentralisée et réactive, le système photovoltaïque permet de stabiliser les niveaux de tension et d'améliorer la répartition de l'énergie à travers le réseau. Cette amélioration est d'autant plus notable dans des scénarios perturbés, où le réseau fait face à des défis tels que la coupure de lignes. Le tableau 5.2 montre que même en cas d'incident, le système photovoltaïque reste réactif et capable de compenser les pertes de tension, contribuant ainsi à maintenir la stabilité du réseau.

En outre, l'optimisation du système photovoltaïque joue un rôle clé dans la réduction des pertes globales d'énergie, tant actives que réactives. Les figures 5.23 et 5.24 confirment que, grâce à cette intégration, le réseau parvient à réduire efficacement les pertes sur l'ensemble de son infrastructure. Cette réduction des pertes est d'une importance capitale, non seulement pour améliorer l'efficacité énergétique du réseau, mais aussi pour limiter les incidents et défaillances qui pourraient autrement survenir en raison de la surcharge ou des déséquilibres de tension.

Au-delà de la réduction des pertes, notre système photovoltaïque optimisé permet également de réduire les pertes entre les lignes. Cela se traduit par une meilleure gestion des flux d'énergie et une diminution de la demande sur les sources de production centralisées. Les données recueillies montrent clairement que cette optimisation contribue à maintenir le plan de tensions global dans des limites strictement contrôlées, tout en réduisant considérablement les pertes énergétiques dans les lignes de transmission.

Ce processus de stabilisation et d'optimisation des performances du réseau renforce la résilience des infrastructures électriques, rendant le système plus apte à faire face aux défis liés à des conditions de fonctionnement changeantes ou à des événements perturbateurs. En conclusion, l'intégration et l'optimisation des systèmes photovoltaïques dans le réseau

électrique jouent un rôle central dans la réduction des pertes, la gestion de la tension et l'amélioration de la stabilité générale des réseaux, tout en contribuant à une efficacité énergétique accrue et à une réduction des incidents potentiels.

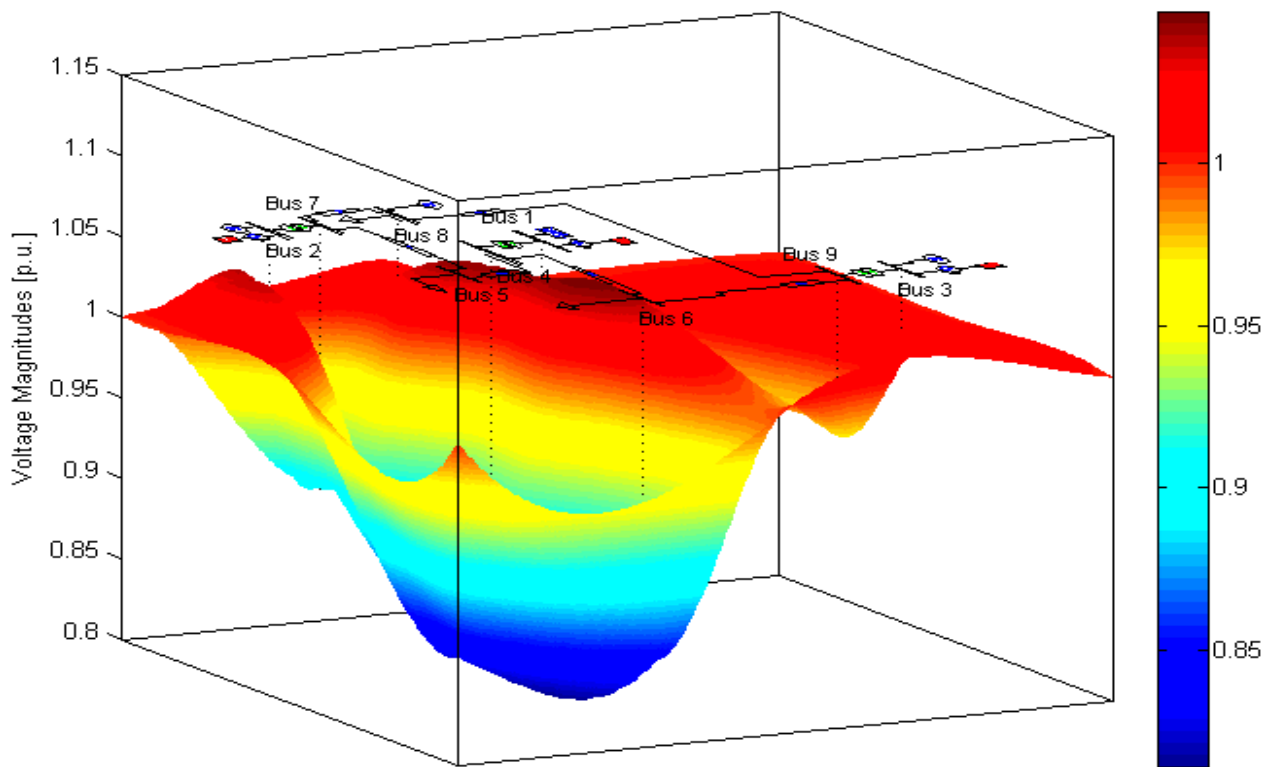


Figure. 5.25 : Répartition topologique de la tension du réseau

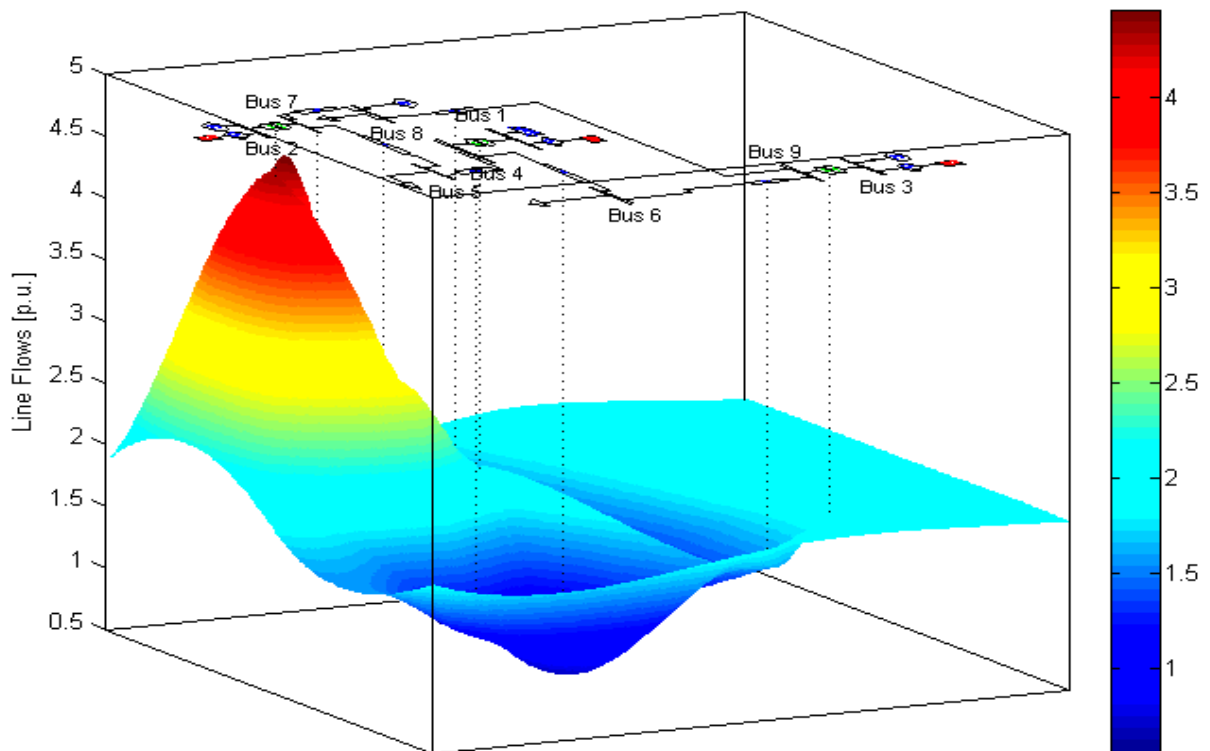


Figure 5.26 : Répartition topologique de la puissance transitée du réseau

La figure 5.26 illustre la répartition topologique de la puissance circulant à travers le réseau électrique, offrant une vue d'ensemble des flux d'énergie dans le système. Cette représentation graphique est particulièrement utile pour identifier les chemins optimaux et les boucles à privilégier, permettant ainsi de minimiser le transit de puissance sur les lignes les plus sollicitées. En analysant ces flux de puissance, il devient possible de repérer les zones du réseau où des congestions pourraient survenir et de mettre en place des stratégies pour rediriger l'énergie de manière plus équilibrée, optimisant ainsi les performances du réseau et réduisant les pertes associées à la transmission.

En parallèle, la figure 5.25 présente la distribution topologique des niveaux de tension au sein du réseau, offrant une analyse complémentaire essentielle pour une gestion efficace du système. Cette deuxième représentation permet de visualiser les fluctuations de tension à différents points du réseau, en particulier dans les zones de forte demande ou aux points de jonction critique. Ces fluctuations peuvent résulter de variations de charge, de pertes dans les lignes ou d'autres facteurs externes affectant le réseau. L'identification de ces zones sensibles permet de mieux comprendre les dynamiques internes du réseau et de prendre des mesures pour stabiliser les niveaux de tension.

L'analyse conjointe de ces deux représentations — la répartition de la puissance et la distribution des niveaux de tension — offre une vision complète de l'état du réseau. Cela facilite l'équilibrage des charges sur l'ensemble du système, en permettant de redistribuer la puissance de manière optimale et d'ajuster les niveaux de tension pour éviter des déséquilibres ou des zones de sous-tension. Ce processus d'équilibrage est crucial pour optimiser la performance globale du réseau, car il permet de réduire les risques de surcharge sur certaines lignes ou transformateurs, de prévenir les pannes et de garantir une distribution de l'énergie plus homogène et plus fiable.

En combinant ces deux analyses, il devient possible de prendre des décisions éclairées pour la gestion du réseau électrique. Cette approche permet de maximiser l'efficacité opérationnelle du système en assurant une meilleure répartition des charges et une régulation plus précise des niveaux de tension. De cette manière, l'intégration de ces outils analytiques dans la gestion quotidienne du réseau contribue non seulement à améliorer la fiabilité et la résilience du système, mais aussi à minimiser les pertes énergétiques, réduisant ainsi l'empreinte carbone et augmentant la durabilité du réseau à long terme.

## **5.9. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons effectué une comparaison entre un réseau électrique avec et sans source photovoltaïque, à travers des simulations réalisées à l'aide du logiciel PSAT. Les résultats obtenus mettent en évidence que l'insertion du système photovoltaïque permet de ramener le plan de tension globale à la limite admissible. De plus, une nette réduction des pertes dans les lignes a été observée. Ces observations soulignent l'impact positif de l'intégration du système photovoltaïque sur la stabilité du réseau électrique, ainsi que sur son rendement et sa capacité de transmission d'énergie. En conclusion, l'ajout de cette source d'énergie renouvelable représente une solution efficace pour améliorer la performance et la fiabilité des réseaux électriques, tout en contribuant à une transition vers une énergie plus propre et durable.

## Conclusion générale

Dans cette thèse, nous avons mené une étude approfondie sur notre système photovoltaïque et l'efficacité de l'MPPT proposé basé sur l'itération d'un pas fixe est simple avec une bonne efficacité, nous avons également examiné l'efficacité du système PV optimisé dans un réseau électrique à travers les résultats présentés dans notre étude. Ces investigations nous ont permis de mieux comprendre les mécanismes et les composants qui influent sur les performances des installations solaires, ainsi que l'impact de l'optimisation sur leur intégration dans les réseaux électriques existants.

Nos résultats ont démontré l'importance cruciale de l'optimisation des systèmes PV pour maximiser leur rendement énergétique tout en minimisant les coûts associés. En intégrant des techniques telles que l'MPPT et en mettant en œuvre des systèmes PV optimisés, nous avons constaté une amélioration significative de la production d'énergie solaire et de la stabilité du réseau électrique.

À la lumière de nos recherches, il est clair que l'optimisation des systèmes photovoltaïques est essentielle pour favoriser une transition vers une production d'énergie plus durable et efficace. Nos conclusions offrent des perspectives prometteuses pour l'avenir de l'énergie solaire, en soulignant l'importance de la recherche continue et de l'innovation dans ce domaine en constante évolution. En mettant en pratique les enseignements de cette thèse, nous pouvons contribuer de manière significative à la création d'un monde plus propre et plus énergétiquement responsable.

## **Perspectives**

Les perspectives de ce travail sont très prometteuses et pourraient donner lieu à des études complémentaires. Nous proposons l'installation d'un filtre pour améliorer la qualité de l'énergie. De plus, l'implémentation d'un onduleur multi niveaux représente une piste intéressante à explorer. Ces deux axes de recherche offrent des opportunités significatives pour approfondir notre compréhension et améliorer les technologies existantes dans le domaine de l'énergie.

## **Revues Internationals**

**Hichem CHOUIAL**, Hocine LABAR<sup>1</sup>, Mounia Samira KELAIAIA<sup>1</sup>, Salah NECAIBIA<sup>1</sup>,  
Ammar NECAIBIA<sup>2</sup>, Okba DJELAILIA<sup>1</sup>, Faycel MERAD<sup>1</sup> : ‘‘ High Performance MPPT  
Controller for Solar Photovoltaic System under Variable Solar Irradiations’’ ,  
International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 14, Number 3,  
September 2022

## **Communications Internationales**

**Hichem chouial** , Hocine labar , Kelaiaia mounia samira , Salah necaibia , Okba djelailia , Faycel merad « simulation of low cost incremental conductance MPPT control based SEPIC converter in solar application under fast –changing solar irradiation level » international conference on sustainable Renewable Energy systems and Applications (ICSRESA2019)  
**Tebessa .algeria**

## Bibliographie

- [1]. H. Fathabadi, “Novel fast and high accuracy maximum power point tracking method for hybrid photovoltaic/fuel cell energy conversion systems,” *Renew. Energy*, vol. 106, pp. 232–242, 2017.
- [2]. A. Tobón, J. Peláez-Restrepo, J. Villegas-Ceballos, S. Serna-Garcés, J. Herrera, and A. Ibeas, “Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Panels by Using Improved Pattern Search Methods,” *Energies*, vol. 10, no. 9, p. 1316, 2017.
- [3]. S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, and A. Necaibia, “Implementation of an Improved Incremental Conductance MPPT Control Based Boost Converter in Photovoltaic Applications,” *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1–19, 2017.
- [4]. A. F. Murtaza, M. Chiaberge, F. Spertino, U. T. Shami, D. Boero, and M. De Giuseppe, “MPPT technique based on improved evaluation of photovoltaic parameters for uniformly irradiated photovoltaic array,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 145, pp. 248–263, 2017.
- [5]. A. Amir, A. Amir, J. Selvaraj, N. A. Rahim, and A. M. Abusorrah, “Conventional and modified MPPT techniques with direct control and dual scaled adaptive step-size,” *Sol. Energy*, vol. 157, no. September, pp. 1017–1031, 2017.
- [6]. S. Li, H. Liao, H. Yuan, Q. Ai, and K. Chen, “A MPPT strategy with variable weather parameters through analyzing the effect of the DC/DC converter to the MPP of PV system,” *Sol. Energy*, vol. 144, pp. 175–184, 2017.
- [7]. R. Bradai et al., “Experimental assessment of new fast MPPT algorithm for PV systems under non-uniform irradiance conditions,” *Appl. Energy*, vol. 199, pp. 416–429, 2017.
- [8]. Y. Jin, W. Hou, G. Li, and X. Chen, “A glowworm swarm optimization-based maximum power point tracking for photovoltaic/thermal systems under non-uniform solar irradiation and temperature distribution,” *Energies*, vol. 10, no. 4, 2017.
- [9]. R. Kotti and W. Shireen, “Efficient MPPT control for PV systems adaptive to fast changing irradiation and partial shading conditions,” *Sol. Energy*, vol. 114, pp. 397–407, 2015.
- [10]. L. Tang, W. Xu, and C. Mu, “Analysis for step-size optimisation on MPPT algorithm for photovoltaic systems,” *IET Power Electron.*, vol. 10, no. 13, pp. 1647–1654, 2017.
- [11]. A. Thangavelu, S. Vairakannu, and D. Parvathyshankar, “Linear open circuit voltage-variable step-size-incremental conductance strategy-based hybrid MPPT controller for remote power applications,” *IET Power Electron.*, vol. 10, no. 11, pp. 1363–1376, 2017.

- [12]. B. R. Peng, K. C. Ho, and Y. H. Liu, "A Novel and Fast MPPT Method Suitable for Both Fast Changing and Partially Shaded Conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 4, pp. 3240–3251, 2018.
- [13]. Y. Wang, Y. Li, and X. Ruan, "High-Accuracy and Fast-Speed MPPT Methods for PV String under Partially Shaded Conditions," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 1, pp. 235–245, 2016.
- [14]. S. Kolesnik and A. Kuperman, "On the Equivalence of Major Variable-Step-Size MPPT Algorithms," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 2, pp. 590–594, 2016.
- [15]. Y. K. F. Liu, S. Duan, Fei Liu, B. Liu, "A Variable Step Size INCMPTT Method for PV Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2622–2628, 2008.
- [16]. C. Y. Tan, N. A. Rahim, and J. Selvaraj, "Employing dual scaling mode for adaptive hill climbing method on buck converter," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, pp. 1–9, 2015.
- [17]. Q. Mei, M. Shan, L. Liu, and J. M. Guerrero, "A novel improved variable step-size incremental-resistance MPPT method for PV systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, pp. 2427–2434, 2011.
- [18]. M. Al-Dhaifallah, A. M. Nassef, H. Rezk, and K. S. Nisar, "Optimal parameter design of fractional order control based INC-MPPT for PV system," *Sol. Energy*, vol. 159, no. November 2017, pp. 650–664, 2018.
- [19]. A. Loukriz, M. Haddadi, and S. Messalti, "Simulation and experimental design of a new advanced variable step size Incremental Conductance MPPT algorithm for PV systems," *ISA Trans.*, vol. 62, pp. 30–38, 2016.
- [20]. S. K. Kollimalla and M. K. Mishra, "A novel adaptive p&omppt algorithm considering sudden changes in the irradiance," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 3, pp. 602–610, 2014.
- [21]. S. K. Kollimalla, S. Member, M. K. Mishra, and S. Member, "Variable Perturbation Size Adaptive P & O MPPT Algorithm for Sudden Changes in Irradiance," pp. 1–11, 2014.
- [22]. B. Talbi, F. Krim, T. Rekioua, S. Mekhilef, A. Laib, and A. Belaout, "A high-performance control scheme for photovoltaic pumping system under sudden irradiance and load changes," *Sol. Energy*, vol. 159, no. November 2017, pp. 353–368, 2018.
- [23] K. Sundareswaran, V. Vignesh, and S. Palani, "Application of a combined particle swarm optimization and perturb and observe method for MPPT in PV systems under partial shading conditions," *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 308–317, 2015.

- [24] L. Peng, S. Zheng, X. Chai, and L. Li, "A novel tangent error maximum power point tracking algorithm for photovoltaic system under fast multi-changing solar irradiances," *Appl. Energy*, vol. 210, no. November 2017, pp. 303–316, 2018.
- [25] Naghmash, H. Armghan, I. Ahmad, A. Armghan, S. Khan, and M. Arsalan, "Backstepping based non-linear control for maximum power point tracking in photovoltaic system," *Sol. Energy*, vol. 159, no. August 2016, pp. 134–141, 2018.
- [26] L. Lian, D. R. Nayanisiri, D. L. Maskell, and D. M. Vilathgamuwa, "A hybrid maximum power point tracking for partially shaded photovoltaic systems in the tropics," *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 53–65, 2015.
- [27] S. Li, A. Attou, Y. Yang, and D. Geng, "A maximum power point tracking control strategy with variable weather parameters for photovoltaic systems with DC bus," *Renew. Energy*, vol. 74, pp. 478–488, 2015.
- [28] M. Al-Dhaifallah, A. M. Nassef, H. Rezk, and K. S. Nisar, "Optimal parameter design of fractional order control based INC-MPPT for PV system," *Sol. Energy*, vol. 159, no. June 2017, pp. 650–664, 2018.
- [29] A.B. Djilali, B. Hemici, "Modified Perturb And Observe Mppt Control For Avoid Deviation In Photovoltaic Systems," *J. Electr. Eng.*, no. 1, pp. 1–10.
- [30] M. Killi and S. Samanta, "Modified perturb and observe MPPT algorithm for drift avoidance in photovoltaic systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 9, pp. 5549–5559, 2015.
- [31] Muljadi, E.; Singh, M.; Bravo, R.; Gevorgian, V., "Dynamic Model Validation of PV Inverters under Short-Circuit Conditions," *Green Technologies Conference, 2013 IEEE*, vol., no., pp.98, 104, 4-5 April 2013
- [32] Meinhardt, M.; Cramer, G., "Past, present and future of grid connected photovoltaic and hybrid-power-systems," *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol.2, no., pp.1283, 1288 vol. 2, 2000.
- [33] Shah Arifur Rahman, "Novel Controls of Photovoltaic (PV) Solar Farms," Ph. D. Thesis, The University of Western Ontario, 2012.
- [34] M. Meinhardt and G. Cramer, "Multi-string-converter: The next step in evolution of string-converter technology," in *In Proc. 9th Eur. Power Electronics and Applications Conf*, vol. 4, 2001.

- [35] H. Oldenkamp and I. de Jong, "AC modules: Past, present and future," in *Workshop Installing the Solar Solution*, 1998, pp. 22-23.
- [36] J. Keller and B. Kroposki, "Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources," *Technical Report, NREL/TP-550-46698*, Jan'2009.
- [37] N. Mohan, W. P. Robbin, and T. Undeland, *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*, 2nd ed. New York: Wiley, 1995.
- [38] Mateus F. Schonardie and Denizar C. Martins, "Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System With Active And Reactive Power Control Using  $dq0$  Transformation," in *Proc. 2008 Power Electronics Specialists Conf.*, pp. 1202-1207.
- [39] E. Demirok, P.C. González, K.H.B. Frederiksen, D. Sera, P. Rodriguez and R. Teodorescu, "Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol.1, no.2, pp.174-182, Oct. 2011.
- [40] M.A. Rahman, T.S. Radwan, A.M. Osheiba and A.E. Lashine, "Analysis of current controllers for voltage-source inverter," *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol.44, no.4, pp.477-485, Aug 1997.
- [31] V. Kumaresh, M. Malhotra, N Ramkrishna and R. SarvanaPrabu, "Literature review on solar MPPT systems," *Advances in Electronic and Electric Engineering*, no. 3, vol. 4, pp. 285-296, Mar. 2014.
- [32] S. Ogasawara, J. Takagaki, H. Magi, and A. Nabae, "A novel control scheme of a parallel current-controlled PWM inverter," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 28, pp. 1023–1030, Sep./Oct. 1992.
- [33] W. Johnston and F. Katiraei, "Impact and sensitivity studies of PV inverters contribution to faults based on generic PV inverter models," *Ontario GridConnection Study*, May 2, 2012.
- [43] A. Yazdani and R. Iravani, "Voltage-Sourced Converters in Power Systems Modeling, Control and Applications," IEEE Press, John Wiley & Sons Inc.Publications.
- [44] Schauder, C.; Mehta, H., "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators," *Generation, Transmission and Distribution, IEEE Proceedings C*, vol.140, no.4, pp.299, 306, Jul 1993.
- [45] Bin Wu, Y. Lang, N. Zargari and S. Kouro, "Power conversion and control of wind energy systems" IEEE Press 2011.

- [46] Pekik Argo Dahono, Yukihiko Sato and Teruo Kataoka, "Analysis and Minimization of Ripple Components of Input Current and Voltage of PWM Inverters," *IEEE Transaction on Industry Application*, vol. 32, no. 4, pp. 945-950, 1996.
- [47] <http://linuxgazette.net/118/misc/sreejith/pwm.png>
- [48] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Std. 519-1992, Jun. 2004.
- [49] "IEEE 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," *IEEE Standard Coordinating Committee 21*, Sponsored by Fuel Cell, Photovoltaic, Disperse Generation, and Energy Storage, 2003.
- [50] M. Liserre, F. Blaabjerg and S. Hansen, "Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier", *IEEE Transaction on Industry Applications*, 2005, vol. 41, no. 5, pp.1281-1291.
- [51] Bochuan Liu and Byeong-Mun Song, "Modeling and Analysis of an LCL Filter for Grid-Connected Inverters in Wind Power Generation Systems," in *Proc. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-6.
- [52] Chen Y. and Liu F., "Design and Control for Three-phase Grid-connected Photovoltaic Inverter with LCL Filter", *Int. Conf. on Circuits and Systems*, 2009, pp.1-4.
- [53] Parikshith. B.C and Vinod J., "Higher Order Output Filter Design for Grid Connected Power Converters", *Presented at Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, Bombay, India, Dec. 2008, pp. 614-619.
- [54] Reznik, A.; Simoes, M.G.; Al-Durra, A.; Muyeen, S.M., "Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol.50, no.2, pp.1225-1232, March-April 2014
- [55] Chen Y. and Liu F., "Design and Control for Three-phase Grid-connected Photovoltaic Inverter with LCL Filter", *Int. Conf. on Circuits and Systems*, 2009, pp.1-4.
- [56] Ralph E. Fehr, *Industrial power distribution*, Prentice Hall Inc., 2001
- [57] Pouyan Saifi, "Network Resonance and Temporary Overvoltages in Distributed Generation Systems," M.E.Sc. Thesis, University of Western Ontario, 2009.
- [57] Pouyan Saifi, "Network Resonance and Temporary Overvoltages in Distributed Generation Systems," M.E.Sc. Thesis, University of Western Ontario, 2009.
- [58] P. Sivakumar et M. Arutchelvi, « Maximum power extractions in a single stage pv sourced grid connected inverter during low irradiations and nonlinear loads »,

- Renewable Energy*, t. 107, p. 262 -270, 2017, issn : 0960-1481. doi : <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.067>
- [59] J. Ahmed et Z. Salam, « An improved perturb and observe (p & o)maximum power point tracking (mppt) algorithm for higher efficiency », *Applied Energy*, t. 150, p. 97 -108, 2015, issn : 0306-2619. doi : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.006>
- [60] A. I. Ali, M. A. Sayed et E. E. Mohamed, « Modified efficient perturband observe maximum power point tracking technique for grid-tied pvsystem », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*,t. 99, p. 192 -202, 2018, issn : 0142-0615. doi : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.029>.
- [61] K. S. Tey et S. Mekhilef, « Modified incremental conductance mpptalgorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solarirradiation level », *Solar Energy*, t. 101, p. 333 -342, 2014, issn : 0038-092X. doi : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.01.003>.
- [62] S. Qazi, « Chapter 2 - fundamentals of standalone photovoltaic systems », in *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*, S. Qazi, éd., Elsevier, 2017, p. 31 -82, isbn : 978-0-12-803022-6. doi : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803022-6.00002-2>.
- [63] T. Markvart et L. Castaner, « Chapter i-1-a - principles of solarcell operation », in *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, S. A. Kalogirou, éd., Third Edition, Academic Press, 2018, p. 3 -28, isbn : 978-0-12-809921-6. doi : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00001-X>.
- [64] . Zhang X, Cao RX (2010) Solar photovoltaic grid connected power generation and solarphotovoltaic grid-connected power generation and inverter control. Proceedings of China Machine Press, Beijing, 2012, pp 181–258
- [65] . Brito MAG, Galotto L Jr, Sampaio LP, Melo GA, Canesin CA (2013) Evaluation of the main
- [66] . Scarpa VVR, Buzo S, Spiazzi G (2009) Low complexity MPPT technique exploiting the effect of the PV Module MPP Locus characterization. IEEE Trans Industr Electron 56(5):1531–1538
- [67]. Xiao-yan Jiang, Chuan He, Kittisak Jermsittiparsert, Online optimal *stationary reference* frame controller for inverter interfaced distributed generation in a microgrid system'' Energy Reports November 2020

- [68]. Luís M. R. Oliveira, A. J. Marques Cardoso, Sérgio M. A. Cruz, “Power transformers winding fault diagnosis by the on-load exciting current Extended *Park's* Vector Approach” *Electric Power Systems Research* June 2011
- [69]. Ilhami Colak, Ersan Kabalci, “Developing a novel sinusoidal pulse width modulation (*SPWM*) technique to eliminate side band harmonics” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* January 2013
- [70]. Nagesh Geddada, Mahesh K. Mishra, M. V. Manoj Kumar, “SRF based current controller using PI and HC regulators for DSTATCOM with *SPWM* switching” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* May 2015
- [71]. Youjun Zhu, Jinbin Zhao, Zhiwei Zeng, Ling Mao, Keqing Qu, “Impedance remodeling control strategy of grid-connected inverter with inertia-damping phase-locked loop under extremely weak grid” *Electrical Power and Energy Systems* 158 (2024)
- [72]. A. Carretero-Hernandez, E. Artigao, E. Gomez-Lazaro, “Comparison of harmonic emission in LV side of a large grid connected PV power plant” *Electric Power Systems Research* October 2023
- [73]. Abolfazl Ghaffari, Alireza Askarzadeh, Pierluigi Siano, “Mitigation of total harmonic distortion and *flicker* emission in the presence of harmonic loads by optimal siting and sizing of wind turbines and energy storage systems” *Journal of Energy Storage* 10 May 2024
- [74]. Peng Wang, Yuexin Ma, Haoran Zhao, “Online assessment of multi-parameter *stability* region and *stability* margin of wind *power plants*” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* January 2024
- [75]. David Carrasco-González, Pablo Horrillo-Quintero, Luis M. Fernández-Ramírez, “Control of PV *power plants* with quasi-Z-source cascaded H-bridge multilevel *inverters* under failure” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* June 2024
- [76]. M. Hari Prabhu, K. Sundararaju, “Power quality improvement of solar *power plants* in grid connected system using novel Resilient Direct Unbalanced Control (RDUC) technique” *Microprocessors and Micro systems* June 2020
- [77]. P. A. González-Gómez, J. Gómez-Hernández, D. Santana, “Dynamic performance and *stress* analysis of the steam generator of parabolic trough solar *power plants*” *Applied Thermal Engineering* 25 Janu