

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche Scientifique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Badji Mokhtar Annaba University
Université Badji Mokhtar – Annaba
Faculté de Technologie



جامعة باجي مختار – عنابة

كلية التكنولوجيا

Département Electrotechnique

قسم الكهروتقني

Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

Doctorat 3^{ème} cycle

Département : Electrotechnique

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Commande électrique

Par :

MAAROUF SALIHA

Thème :

Etude technico-économique de l'intégration des panneaux photovoltaïques au réseau électrique.

Thèse soutenue le date de soutenance devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	Pr. LABAR Hocine	Prof.	Université Badji Mokhtar -Annaba	Président
02	Pr. AZZAG El-bahi	Prof.	Université Badji Mokhtar -Annaba	Rapporteur
03	Dr.KSENTINI Abdelhamid	MCA	Université Badji Mokhtar -Annaba	Co-rapporteur
04	Dr. BENALIA Nadia	MCA	Université Badji Mokhtar -Annaba	Examineur
05	Pr.BENSALEM Ahmed	Prof	Université Batna 2	Examineur
06	Dr.BOUHENTALA Abdelmalik	MCA	Université Batna 2	Examineur

2024/2025

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Il m'est impossible de retranscrire pleinement la reconnaissance que je ressens envers toutes les personnes qui m'ont soutenue.

*Je souhaite exprimer ma sincère reconnaissance envers mon directeur de thèse, le Professeur **E.B. Azzag**, pour son encadrement rigoureux, son écoute attentive et ses conseils avisés ont été déterminants pour mener à bien ce projet. Son expertise scientifique et ses qualités humaines remarquables m'ont non seulement guidée, mais également inspirée tout au long de ces années. Je lui suis profondément reconnaissante, tant pour avoir accepté de diriger cette thèse que pour avoir partagé généreusement son savoir et ses compétences.*

*Je souhaite également exprimer ma reconnaissance à mon co-directeur, le **Dr. Abdelhamid Ksentini**, ainsi qu'à **Dr. Wafa Bougheloum**. Leur direction judicieuse, leur appui indéfectible et leurs suggestions méthodologiques ont joué un rôle décisif dans l'accomplissement de cette étude scientifique.*

J'exprime ma profonde gratitude aux membres du jury pour la distinction qu'ils m'ont accordée en consentant à examiner cette recherche. Mes remerciements s'adressent tout particulièrement à :

***Pr. Labar Hocine**, que je remercie chaleureusement pour avoir accepté de présider ce jury.*

***Pr. E.B. Azzag** et **Dr. Abdelhamid Ksentini**, pour leur évaluation approfondie et leurs commentaires enrichissants en tant que rapporteurs ;*

***Pr. Ahmed Bensalem**, **Dr. Nadia Benalia**, et **Dr. Abdelmalik Bouhental** pour leur participation en tant qu'examineurs et leurs retours constructifs.*

Je souhaite aussi remercier tous les membres du laboratoire.

Maarouf Salih

Dédicace

Je dédie ce travail :

À l'âme de ma mère qui souhaitait ce jour, et Dieu merci, il s'est réalisé. Nous demandons à Dieu Tout-Puissant d'avoir pitié d'elle et de l'admettre dans Son spacieux Paradis.

À mon cher père ;

À mon mari Kamel, je le remercie infiniment de m'avoir soutenu et d'être à mes côtés ;

À mes précieux frères : Reda, Mounir et Lotfi ;

À ma sœur bien-aimée Nessrine, ainsi qu'à mes adorables neveux Loudjain, Raneem et Tim ;

À tous ceux qui consacrent leur temps à la science et à tous ceux qui exploitent la science pour le bien et la prospérité de l'humanité.

Je le dédie également à tous mes amis.

Maarouf Salíha

Résumé

Cette recherche propose une analyse technico-économique visant à intégrer des panneaux photovoltaïques dans un réseau électrique. L'objectif majeur est d'améliorer les performances des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau en évaluant cinq algorithmes de contrôle : P&O, INC, PSO, SMC et BACK, dans des conditions climatiques diverses.

La démarche initiale a consisté en une analyse approfondie des avancées contemporaines dans le domaine des énergies renouvelables, avec une attention particulière portée à l'essor de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie. Par la suite, une présentation détaillée des diverses topologies des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau a été effectuée. Un modèle analytique élaboré a été développé, intégrant des simulations précises de cellules et de modules photovoltaïques, afin d'examiner les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ sous des conditions climatiques variées, y compris en cas d'ombrage partiel.

En outre, une investigation exhaustive des stratégies d'optimisation du point de puissance maximale (MPPT) a été conduite, en s'appuyant sur des critères rigoureux d'évaluation des performances pour identifier la méthode la plus efficiente. Les simulations réalisées via Matlab/Simulink ont révélé que l'algorithme BACK se distinguait par une supériorité notable en termes de performance. Enfin, une analyse approfondie des dimensions techniques et économiques des installations photovoltaïques intégrées au réseau a été effectuée à l'aide du logiciel PVsyst.

Mots-clés : Energie solaire, Système PV, Convertisseur DC/DC, Convertisseur AC/DC, MPPT, STC, ombrage, logiciel Matlab/Simulink, logiciel PVsyst.

Abstract

This research presents a techno-economic analysis aimed at integrating photovoltaic panels into an electrical grid. The primary objective is to enhance the performance of grid-connected photovoltaic systems by evaluating five control algorithms: P&O, INC, PSO, SMC, and BACK under various climatic conditions.

The initial approach involved an in-depth review of contemporary advancements in the field of renewable energy, with a specific focus on the growth of solar photovoltaic energy in Algeria. Subsequently, a detailed presentation of the various topologies of grid-connected photovoltaic systems was conducted. A comprehensive analytical model was developed, incorporating precise simulations of photovoltaic cells and modules to examine the I(V) and P(V) characteristics under diverse climatic conditions, including partial shading scenarios.

Furthermore, an exhaustive investigation of maximum power point tracking (MPPT) optimization strategies was carried out, utilizing rigorous performance evaluation criteria to identify the most efficient method. Simulations conducted using Matlab/Simulink demonstrated that the BACK algorithm exhibited superior performance. Finally, an extensive assessment of the technical and economic aspects of grid-connected photovoltaic systems was performed using the PVsyst software.

Keywords: Solar energy, PV system, DC/DC converter, AC/DC converter, MPPT, STC, shading, Matlab/Simulink software, PVsyst software.

TABLE DES MATIERES

<i>Résumé</i>	I
<i>Liste des Figures</i>	VII
<i>Liste des tableaux</i>	XVI
<i>Liste des symboles</i>	XVII
Introduction Générale	1

I. Progrès et horizons des technologies photovoltaïques : une analyse exhaustive de l'état de l'art

I.1 Introduction	4
I.2 Energies renouvelables	4
I.2.1 Energies renouvelables dans le monde	4
I.2.2 Energies renouvelables en Algérie	6
I.3 Exploitation du rayonnement solaire	8
I.3.1 Energie solaire thermique	8
I.3.2. Energie solaire thermodynamique	9
I.4 Energie solaire PV	9
I.4.1 Caractéristique du rayonnement solaire	10
I.4.1.1 L'atmosphère	10
I.4.1.2 Masse d'air	10
I.4.2 Mesure de rayonnement solaire	10
I.4.3 Les types de rayonnement	11
I.4.3.1 Le rayonnement direct	11
I.4.3.2 Le rayonnement diffus	11
I.4.3.3 Le rayonnement réfléchi	11
I.4.3.4 Le rayonnement global	11
I.4.4 Spectre du rayonnement	11
I.4.5 L'énergie photovoltaïque	12
I.4.6 L'effet photovoltaïque	12
I.4.7 Principe général	12
I.4.8 Types et efficacité des cellules PV	13
I.4.9 Module Photovoltaïque	14
I.4.10 Générateur Photovoltaïque PVG	15
I.5. Protection des modules photovoltaïques	17
I.6 Classification des systèmes PV	17
I.6.1 Système indépendant	18
I.6.2. Systèmes hybride	19
I.6.3. Systèmes PV connectés au réseau	19
I.7 Avantages et inconvénients des systèmes PV connectée au réseau	22
I.8 Analyse de L'intégration des Energies Renouvelables dans les réseaux électriques	23
I.8.1 Description des réseaux électriques	23

TABLE DES MATIERES

I.8.2 Topologie des réseaux électriques	24
I.8.3 Spécifications techniques de raccordement des Energies Renouvelables dans les réseaux de distribution	26
I.8.4 Exigences du Code Grid pour l'insertion des sources d'énergies renouvelables	26
I.8.5 Transformations des réseaux électriques	26
I.9.État de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques	27
I.10. Problématique	28
I.11 Conclusion	29

II Modélisation et commande des systèmes photovoltaïques

II.1. Introduction	30
II.2. Modélisation d'une cellule solaire	30
II.2.1. Modèle idéal de cellule photovoltaïque	30
II.2.2 Cas d'une cellule réelle	31
II.3. Paramètres d'une cellule PV	32
II.4. Caractéristiques du générateur PV	33
II.5. Validation du modèle	34
II.6. Paramètres d'influence sur les caractéristiques du générateur PV	34
II.7. Modélisation d'un GPV soumis à un ombrage	36
II.8. L'étage d'adaptation	36
II.9. Les techniques de recherche du point de puissance maximale	38
II.9.1. Technique de la perturbation et observation (P&O)	39
II.9.2. Technique de l'incrémentation de la conductibilité (IncCond)	40
II.9.3. Optimisation de l'essaim de particules (PSO)	41
II.9.4. Technique de commande MPPT par Mode Glissant (SMC)	43
II.9.5. Technique de commande MPPT par backstepping (BACK)	45
II.10. Simulation d'un système photovoltaïque avec une charge résistive	47
II.10.1 Performances dans des conditions standard (STC)	49
II.10.2. Performance sous changement rapide de l'irradiation solaire	49
II.10.3. Performances dans des conditions d'ombrage	50
II.11. Conclusion	52

III Intégration d'un système Photovoltaïque au réseau électrique

III.1. Introduction	54
III.2. Intégration de système PV au réseau électrique	54
III.2.1. Impacts d'intégration de l'énergie PV au réseau	55
III.2.1.1. L'impact sur le transit de puissance	55
III.2.1.2. Effet sur la stabilité de la fréquence	55
III.2.1.3. L'impact sur la tension du réseau	55
III.2.1.4 L'impact sur la qualité de l'onde	55

TABLE DES MATIERES

III.2.2. Qualité d'énergie électrique	55
III.2.3. Pollution harmonique	56
III.3. Modélisation d'un système photovoltaïque intégré au réseau	58
III.3.1. Fonctionnement, contrôle et modélisation des convertisseurs	59
	Onduleurs
III.3.1.1. Modélisation des onduleurs triphasés à deux niveaux	60
III.3.1.2. Commande des onduleurs de tension	61
III.3.2. Modélisation du filtre LCL associé au convertisseur DC/AC	61
III.3.3. Modélisation du réseau électrique	63
III.4. Etude de la commande	63
III.4.1. Régulation des courants avec un contrôleur hystérésis	63
III.4.2. Contrôle de la tension du bus continu	66
III.4.3. Contrôle des puissances active et réactive (P et Q)	66
III.5. Analyse de la synchronisation du convertisseur avec le réseau	68
III.5.1. PLL triphasée dans le repère de Park	68
III.6. Simulation, résultats et analyse	69
III.6.1. Performances dans des conditions standard (STC)	70
III.6.2. Performances sous changement rapide de l'irradiance solaire	73
III.6.3. Performances dans des conditions d'ombrage	76
III.7. Conclusion	80

IV Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique

IV.1. Introduction	81
IV.2. Aperçu de logiciel PVsyst	81
IV.2.1. Interface principale	81
IV.2.2. Pré-calcul	82
IV.2.2.1. Conception du projet	82
IV.2.2.2. Bibliographie de données	82
IV.2.2.3. Instruments	82
IV.3. Exposé du projet	82
IV.3.1. Localisation géographique d'Annaba	83
IV.3.2. Climat d'Annaba	83
IV.4. Processus de simulation avec PVsyst	83
IV.4.1. Nom du projet	83
IV.4.2. Les paramètres du site	84
IV.4.3. Inclinaison des panneaux	86
IV.4.4. Dimensionnement du champ PV	86
IV.5. Explication des résultats de la simulation	91
IV.6. Evaluation économique	98

TABLE DES MATIERES

IV.6.1. Calcul du coût d'investissement	98
IV.6.2. Coût de production annuel	99
IV.6.3 Les gains obtenus	99
IV.7. Installation et entretien	99
Conclusion générale	100
Bibliographiques	102

Liste des Figures

I.1 :	Capacité de production d'énergie électrique 20221[3]	4
I.2 :	Croissance de la capacité de production d'énergie renouvelable [3]	5
I.3 :	Part des énergies renouvelables dans l'expansion Annuelle de la capacité électrique [3]	5
I.4 :	Répartition mondiale du rayonnement solaire annuel en KWh/m ² [3]	6
I.5 :	Carte de l'Irradiation Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011) [3]	7
I.6 :	Carte du Vent Annuel Moyen à 50 m (Période 2001-2010) [3]	7
I.7 :	Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique	8
I.8 :	Capteurs thermodynamique paraboliques	9
I.9 :	Les panneaux Solaires PVG	9
I.10 :	Description du nombre de masse d'air	10
I.11 :	Les différents types de rayonnement	11
I.12 :	Répartition spectrale du rayonnement	12
I.13 :	Effet photovoltaïque [10]	12
I.14 :	Principe de fonctionnement d'une jonction P-N [6]	13
I.15 :	Module photovoltaïque	15
I.16 :	Cellule solaire, module, panneau et champ photovoltaïque	15
I.17 :	Série de cellule interconnectées	16
I.18 :	Association des cellules en parallèle	16
I.19 :	Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série-parallèle	17
I.20 :	Protection des modules PV avec diodes By-pass et blocage	17
I.21 :	Système de Pompage PV	18
I.22 :	Schéma d'un système PV autonome ave stockage	18
I.23 :	Diagramme d'un système PV hybride	19
I.24 :	Diagramme d'un système PV connecté au réseau	19
I.25 :	Configuration centralisée du système PV connecté au réseau	20
I.26 :	Configuration en chaîne d'un système PV connecté au réseau	20
I.27 :	Configuration du module intégré	21
I.28 :	Topologie à hacheurs modulaires séries	22
I.29 :	Topologie à hacheurs modulaires parallèles	22
I.30 :	Vue globale du réseau électrique	24
I.31 :	Topologies des réseaux électriques	25
I.32 :	Représentation verticale des réseaux électriques classiques (sens unique).	27
I.33 :	Représentation horizontale (bidirectionnelle) des réseaux électriques actuels [18]	27
II.1 :	Modèle électrique d'une cellule idéale	30
II.2 :	Circuit électrique d'une cellule PV réelle	31
II.3 :	Bloc MATLAB pour simuler un panneau PV	32
II.4 :	Caractéristique I-V et P-V d'un module PV [12]	32
II.5 :	Caractéristique du Module Photovoltaïque 1Soltech 1 STH-215-P	34

Liste des Figures

II.6 :	Caractéristique de $P=f(V)$ et de $I=f(V)$ à différents niveaux d'irradiation et constants température 25°C d'un module photovoltaïque du type 1Soltech 1 STH-215-P	35
II.7 :	Caractéristique de $P=f(V)$ et de $I=f(V)$ sous différents niveaux de Température et constants irradiation $1000\text{W}/\text{m}^2$ d'un module photovoltaïque du type 1Soltech 1STH-215-P	35
II.8 :	Effet de différents niveaux d'ombrage sur les caractéristiques I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque	36
II.9 :	Caractéristiques de $P= f(V)$ et de $I= f(V)$ sous ombrage partiel	36
II.10 :	Etage d'adaptation d'un générateur PV / charge [9]	37
II.11 :	Convertisseur DC-DC boost [9]	37
II.12 :	Caractéristique de la tension et du courant du hacheur Boost	38
II.13 :	Simulation du modèle mathématique de convertisseur Boost	38
II.14 :	Commande de la MPPT au niveau de l'hacheur (DC-DC)	39
II.15 :	Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O [9]	39
II.16 :	Organigramme de la méthode perturbation et observation	40
II.17 :	Principe de fonctionnement de l'algorithme IncCond	40
II.18 :	Organigramme de la méthode IncCond.	41
II.19 :	Directions de la technique PSO	42
II.20 :	Organigramme de l'algorithme PSO	42
II.21:	Principe de la commande (mode glissant) [9]	45
II.22:	Système photovoltaïque sous Matlab	47
II.23 :	Structure topologique du générateur photovoltaïque dans PSC	48
II.24 :	Comparaisons des algorithmes P&O, INC, PSO, SMC et BACK sous conditions standards (STC)	49
II.25 :	Comparaisons des algorithmes PSO, SMC et BACK sous Changement rapide d'irradiation	50
II.26 :	(a, b, c, d, e) Algorithme P&O, INC, PSO, SMC et BACK sous ombrage partiel [51]	52
III.1 :	Analyse d'un signal	56
III.2 :	Architecture d'un système Photovoltaïque	58
III.3 :	Symbole d'un convertisseur DC-AC	59
III.4 :	Onduleur de tension triphasé à deux niveaux	60
III.5 :	Modèle <i>Simulink</i> d'onduleur triphasé à deux niveaux	61
III.6 :	Représentation du filtre LCL	62
III.7 :	Synoptique de la régulation par hystérésis module	64
III.8 :	La représentation sous Simulink de l'algorithme de contrôle par hystérésis modulée	65
III.9 :	Representation du bus continu	66
III.10 :	Schéma de la boucle de contrôle de la tension du bus DC	66
III.11 :	Schéma synoptique de la connexion de l'onduleur au réseau	67

Liste des Figures

	électrique	
III.12 :	Principe de la PLL	68
III.13 :	Simulation de la PLL	69
III.14 :	Modèle <i>Simulink</i> du système proposé	70
III.15 :	Puissance extraite à partir du champ PV	71
III.16 :	Tension générée par le champ PV	71
III.17 :	Courant généré par le champ PV	71
III.18 :	Tension de convertisseur DC/DC	72
III.19 :	Puissance Active et Réactive de système PV connectée au réseau	72
III.20 :	Tension triphasées et courant triphasé de système PV connecté au réseau	73
III.21 :	Profil d'éclairement appliqué au champ PV	73
III.22 :	Puissance extraite à partir du champ PV	74
III.23 :	Tension V_{pv}	74
III.24 :	Courant I_{pv}	74
III.25 :	Tension de Bus DC.	75
III.26 :	Puissance Active et Réactive de PV connectée au réseau	75
III.27 :	Tension triphasées et courant triphasé de système PV connecté au réseau.	76
III.28 :	Puissance extraite à partir du champ PV.	76
III.29 :	V_{pv}	77
III.30 :	I_{pv}	77
III.31 :	$V_{DC/DC}$	78
III.32 :	Puissance Active et Réactive de PV connectée au réseau	78
III.33 :	Tension triphasées et courant triphasé de système PV connecté au réseau [51]	79
III.34 :	THD de courant (a) STC, (b) ombrage, (c) éclairement $1000,400W /m^2$	79
IV.1 :	Écran d'accueil et de configuration de PVsys	81
IV.2 :	Exposé de projet	83
IV.3 :	Intitulé du projet dans PVsyst	84
IV.4 :	Localisation de la ville de Annaba	84
IV.5 :	Cordonnée géographiques du site d'Annaba	85
IV.6 :	Météo mensuelle de site	85
IV.7 :	Schéma de la trajectoire soleil à Annaba	86
IV.8 :	Inclinaison des panneaux	86
IV.9 :	Dimensionnement du champ PV	87
IV.10 :	Les informations du système	88
IV.11 :	Propriétés du module	88
IV.12 :	Les caractéristiques du panneau	89
IV.13 :	Les paramètres de l'onduleur	89
IV.14 :	Fiche technique exhaustive de l'onduleur	90

Liste des Figures

IV.15 :	Schéma unifilaire du projet	90
IV.16 :	Les critères de dimensionnement d'une installation photovoltaïque de 100 kW	91
IV.17 :	Principaux résultats issus de la simulation d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau.	92
IV.18 :	Energie produite par la centrale PV utilisable à la sortie de l'onduleur	93
IV.19 :	Indice de performance de la centrale PV	93
IV.20 :	Diagramme des pertes	95
IV.21 :	Énergie incidente de référence captée par les panneaux.	96
IV.22 :	Évolution de la production d'énergie du champ PV au cours de l'année.	97
IV.23 :	Courbe de charge journalière du système photovoltaïque.	97

Liste des Tableaux

I.1 :	Evolution de capacité mondiale de production d'électricité à base de ressources Renouvelables	6
I.2 :	Potentiel solaire en (Algérie) [3]	8
I.3 :	Descriptions des types des cellules PV	14
I.4 :	Gamme des tensions utilisées par le groupe SONALGAZ [15]	24
II.1 :	Paramètres du module PV	34
II.2 :	Paramètre de l'algorithme PSO	43
II.3 :	Paramètres du hacheur boost	47
II.4 :	Paramètres des MPPT méthodes	48
II.5 :	Différents scénarios d'ombrage et MPP pour chacun	48
II.6 :	Performances dynamiques pour les techniques MPPT sous conditions standards	49
II.7 :	Performances dynamiques pour les techniques MPPT pour des Changements rapide	50
II.8 :	Performances dynamiques pour les techniques MPPT sous ombrage PSC [51]	52
III.1 :	Limites des tensions selon la norme IEEE-519[56]	57
III.2 :	Paramètres du système PV	59
IV.1 :	Etude technico-économique du système étudié	98
IV.2 :	Le coût total du projet	98

Notations et Symboles

Notations

PV	: Système photovoltaïque.
SEH	: Système d'énergie hybride
MPPT	: Suivi du point de puissance maximale
TBT	: Très Basse Tension.
HTA	: Haute Tension A.
P&O	: Perturbation puis observation.
INC	: Incrémentation de la conductibilité.
PSO	: Optimisation de l'essaim de particules.
SMC	: Mode Glissant.
BACK	: Mode Backstepping.
PSC	: Ombrage partiel.
STC	: Conditions de test standard.
THD	: Distorsion harmonique totale.
IHD	: Distorsion harmonique individuelle.
P	: Puissance Active.
Q	: Puissance réactive.
PLL	: boucle à verrouillage de phase.
GPV	: Générateur photovoltaïque.

Liste des symboles

Θ : Angle entre la position du soleil et le zénith.
 I_0 : Courant de saturation de la diode.
 n : Facteur d'idéalité de la diode.
 K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$).
 Q : Charge électrique (en coulomb).
 T : Température en Kelvin.
 η : Rendement de la cellule photovoltaïque
 P : Puissance produite par PV.
 E_{stc} : Eclairement absorbé par la cellule.
 S_{cell} : Surface de la cellule [m^2].
 N_s : Nombre de cellules photovoltaïques.
 V_{ocN_s} : Tension totale en circuit ouvert.
 I_{ccN_s} : Courant de court-circuit.
 N_P : Nombre de cellules PV (parallèle).
 I_{ph} : Courant photonique.
 I_d : Courant de diode.
 I_s : Courant de saturation inverse de la diode.
 I_{cc} : Courant de court circuit.
 T_n : Température de référence des cellules PV.
 B : Facteur d'idéalité de la jonction.
 E_g : Energies de gap.
 R_s : Résistance série.
 V_{pv} : Tension de sortie.
 I_{pv} : Courant circulant dans la résistance R_P .
 R_{sh} : Résistance shunt .
 P_{max} : Puissance maximale.
 FF : Facteur de forme.
 G : Ensoleillement.
 G_r : Irradiation de référence.
 I_{sr} : Courant de saturation inverse de la cellule sous conditions de référence.
 α : Rapport cyclique.
 L : Inductance.
 C : Capacité
 ω : Fréquence angulaire.
 L_g : Inductance côté inverseur .
 R_g : Résistance interne du filtre.
 f_s : Fréquence de découpage de l'onduleur .
 V_{dc} : Tension DC-Link .
 H : Facteur de surcharge .
 m : Indice de modulation .
 V_m : Valeur maximale de la tension de crête du réseau .
 V_g : tension du réseau.
 f_{ω} : Fréquence de commutation.
 L_i : Inductance côté onduleur
 L_g : Inductance côté réseau
 C : Condensateur de filtrage.
 f_0 : Fréquence de résonance.
 R_c : Résistance d'amortissement.
 PR : Indice de performance

Introduction générale

Introduction générale

Au cours des dernières décennies, les progrès technologiques et industriels, couplés à une croissance démographique soutenue, ont conduit à une augmentation marquée de la demande énergétique mondiale, indispensable au développement des sociétés humaines. Pour répondre à cette demande croissante, l'augmentation de la production énergétique est devenue essentielle, tant pour améliorer la qualité de vie que pour favoriser la création de richesse.

De nos jours, une fraction majeure de la production énergétique mondiale s'appuie sur des combustibles fossiles, générant des rejets de gaz à effet de serre qui amplifient le dérèglement climatique et aggravent la dégradation environnementale. Avec l'épuisement continu des ressources en énergies fossiles, l'augmentation démographique, les tensions géopolitiques persistantes et les bouleversements économiques et sanitaires, comme ceux provoqués par la pandémie de Covid-19, l'urgence de basculer vers des solutions énergétiques durables et écologiquement responsables devient incontournable. Ces dernières décennies, les énergies renouvelables ont enregistré un essor remarquable, s'affirmant comme une alternative privilégiée face aux défis contemporains. Un grand nombre de nations ont engagé des investissements significatifs dans ces innovations, avançant résolument vers l'ambition de conjuguer génération d'énergie et préservation de l'harmonie environnementale à l'échelle globale.

L'Algérie se distingue par un potentiel solaire exceptionnel, figurant parmi les plus importants de l'ensemble du bassin méditerranéen, avec une superficie qui dépasse les deux millions de kilomètres carrés, baignée quotidiennement par une abondante lumière solaire. Cette ressource a incité le gouvernement algérien à lancer un programme national ambitieux visant à promouvoir les énergies renouvelables, avec pour objectif de produire 22 000 mégawatts d'ici 2030, principalement à partir de l'énergie photovoltaïque, ce dernier est appelé à constituer 60 % de la capacité globale de production.

Ces dernières années, l'incorporation de l'électricité générée par des sources renouvelables s'est intensifiée, témoignant d'une transformation profonde dans le paysage énergétique mondial, les panneaux photovoltaïques dans le réseau national a considérablement augmenté. Les opérateurs du réseau établissent des normes rigoureuses pour contrôler l'intégration de cette énergie, garantissant ainsi la fiabilité et l'équilibre du système électrique. Les systèmes photovoltaïques doivent donc assurer un contrôle dynamique de la puissance active et réactive, jouant un rôle crucial dans l'équilibre et la stabilité du réseau, en optimisant notamment les phases d'injection et de déconnexion.

Afin de relever les défis critiques associés à l'intégration des installations photovoltaïques dans les réseaux électriques et de répondre aux impératifs de la qualité de l'énergie, cette recherche se concentre sur l'optimisation des performances énergétiques des systèmes solaires connectés au réseau.

Introduction générale

La présente thèse s'articule autour de quatre chapitres principaux structurés comme suit :

Le premier chapitre de cette recherche offre une introduction détaillée, établissant le cadre général et les fondements conceptuels de l'étude, accompagnée d'une revue bibliographique sur les systèmes photovoltaïques intégrés aux réseaux électriques. Ce chapitre est structuré en deux sections principales.

La première partie se concentre sur les générateurs photovoltaïques, propose une synthèse approfondie des concepts essentiels relatifs à la transformation de l'énergie solaire en électricité, tout en explorant minutieusement les différentes catégories de cellules photovoltaïques et les caractéristiques fondamentales des générateurs solaires.

La seconde section traite des modalités d'intégration de l'énergie photovoltaïque dans les réseaux électriques. Cette section présente une étude détaillée des réseaux de distribution, en mettant l'accent sur les avancées technologiques récentes ainsi que sur les exigences du Code Grid. L'objectif est d'assurer une intégration fluide et efficace des sources d'énergie renouvelable dans les infrastructures électriques actuelles

Le deuxième chapitre explore l'impact du rayonnement solaire ainsi que les méthodes de transformation de l'énergie solaire en électricité. Une analyse approfondie est menée pour étudier l'impact des multiples variables climatiques et environnementales sur les caractéristiques tension-courant ($I(V)$) et tension-puissance ($P(V)$) d'un dispositif photovoltaïque. De plus, nous abordons les types de convertisseurs DC/DC adaptés spécialement pour les applications photovoltaïques.

Par la suite, Une présentation détaillée sera consacrée à l'application de cinq approches avancées de suivi du point de puissance optimale (MPPT) dans le contexte des systèmes photovoltaïques. Une analyse approfondie sera consacrée aux cinq techniques de MPPT les plus couramment utilisées, à savoir la perturbation puis observation (P&O), l'Incrémental Conductance (INC), l'Optimisation par Essaim de Particules (PSO), le Contrôle par Mode de Glissement (SMC) et l'algorithme BACK.

Nous procéderons ensuite à la simulation de systèmes photovoltaïques autonomes équipés de MPPT, en intégrant divers algorithmes sous conditions standard de test (STC) et en tenant compte des variations d'éclairement. Enfin, une comparaison des performances des différents algorithmes sera réalisée dans des conditions d'ombrage partiel, afin d'évaluer leur efficacité relative.

Le troisième chapitre présente une étude approfondie visant à intégrer notre système photovoltaïque (PV) au réseau électrique. Pour ce faire, une stratégie de commande est appliquée au convertisseur DC/AC. Par la suite, des simulations rigoureuses sont réalisées afin d'évaluer les performances du système ainsi que l'efficacité de la méthode de contrôle adoptée. Ces analyses intègrent les conditions standards de test (STC), tout en prenant en compte les fluctuations de l'irradiance et les effets induits par l'ombrage partiel.

Par ailleurs, une analyse spectrale des harmoniques de courant est effectuée pour démontrer clairement la faisabilité et l'efficacité du régulateur proposé. Cette analyse

Introduction générale

permet d'évaluer la qualité de l'intégration au réseau, en mettant en évidence la capacité du système à minimiser les distorsions harmoniques et à garantir une opération stable et efficace.

Dans le quatrième chapitre, nous avons utilisé le logiciel **PVsyst** pour mener une analyse technique approfondie des diverses méthodes de simulation applicables aux systèmes photovoltaïques. Par la suite, une évaluation économique détaillée a été réalisée afin d'analyser la viabilité financière du projet envisagé. Cette étude comprend également une estimation des bénéfices potentiels découlant de l'implémentation du système photovoltaïque.

On finira cette thèse par une conclusion générale sur le travail fait et les différentes perspectives qui pourront être abordées au futur.

Chapitre I

*Progrès et horizons des
technologies photovoltaïques :
une analyse exhaustive de
l'état de l'art*

I.1 Introduction:

L'énergie photovoltaïque (PV) se positionne comme une solution durable aux énergies fossiles, répondant ainsi aux enjeux énergétiques actuels et futurs. Les avancées technologiques dans la fabrication de modules solaires ont significativement amélioré leur performance tout en réduisant leurs coûts [1].

Grâce à ces avantages, l'industrie photovoltaïque connaît un intérêt grandissant, attirant d'importants investissements en recherche et développement. Les travaux de recherche se concentrent sur la réduction des coûts de fabrication des modules photovoltaïques et sur l'optimisation des dispositifs d'électronique de puissance, favorisant ainsi l'intégration de l'énergie solaire au sein des réseaux électriques, notamment pour les ménages et les petites structures commerciales [1].

Les caractéristiques techniques des onduleurs jouent un rôle crucial dans l'efficacité et la rentabilité des installations photovoltaïques. Ces dispositifs électroniques assurent la conversion du courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif, parfaitement compatible avec les exigences du réseau électrique. Leur dimensionnement est donc déterminant pour assurer une production d'énergie électrique de qualité et optimiser le retour sur investissement des systèmes PVG [1].

I.2 Energies renouvelables :

I.2.1 Energies renouvelables dans le monde :

En 2022, les énergies durables ont connu une croissance significative, atteignant une capacité installée mondiale de 3372 GW. L'hydroélectricité, bien qu'historique, reste leader avec 1256 GW [2]. Le solaire (1053 GW) et l'éolien (899 GW) tirent fortement la croissance, tandis que d'autres sources comme la biomasse, la géothermie et l'énergie marine contribuent de manière significative, mais à moindre échelle.

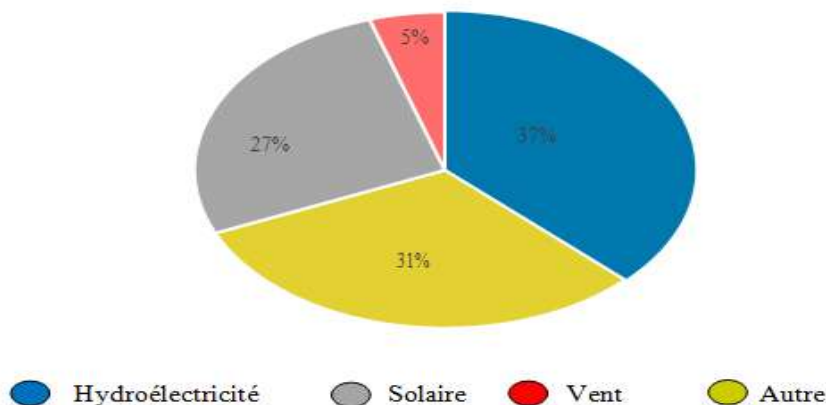


Figure I.1 Capacité de production d'énergie électrique 2021 [3].

La figure I.2 Représente l'augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable [2].

Chapitre I : Progrès et horizons des technologies photovoltaïques : une analyse exhaustive de l'état de l'art

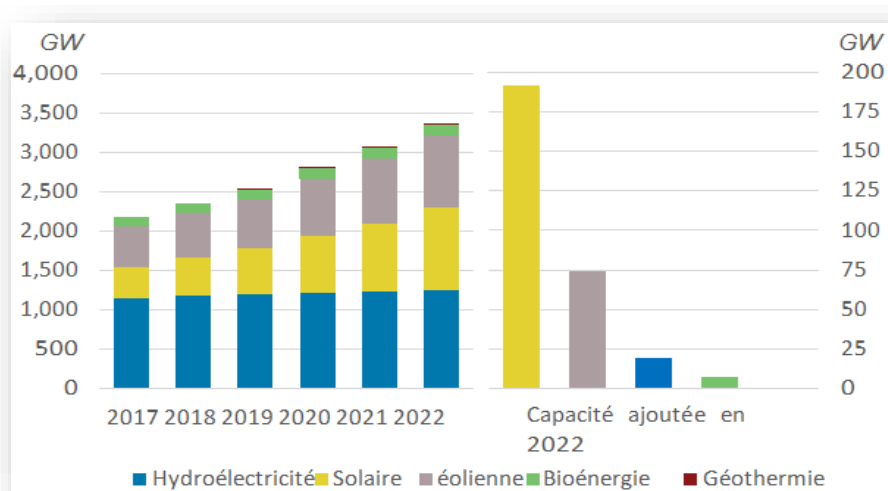


Figure I.2 Croissance de la capacité de production d'énergie renouvelable [3].

En 2022 a été marquée par une accélération du déploiement des énergies renouvelables, avec une croissance de 295 GW (+9,6%) des capacités installées. Le solaire et l'éolien ont continué leur ascension fulgurante, représentant à eux seuls 90% des nouveaux ajouts. Le solaire, en particulier, a connu une croissance exponentielle (+22%), tandis que l'éolien a progressé de 9%. Bien que l'hydroélectricité et la bioénergie aient également contribué à cette dynamique, c'est le solaire et l'éolien qui ont le plus fortement impacté la production d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale [3].

L'Asie a confirmé sa position de leader en matière d'énergies renouvelables en 2022, représentant près de 60% des nouvelles capacités installées (+174,9 GW). La Chine a été le principal moteur de cette croissance. L'Europe (+57,3 GW), l'Amérique du Nord (+29,1 GW), l'Afrique (+2,7 GW), l'Océanie (+5,2 GW) et l'Amérique du Sud (+18,2 GW) ont également contribué à cette expansion mondiale, bien qu'à des rythmes différents [2].

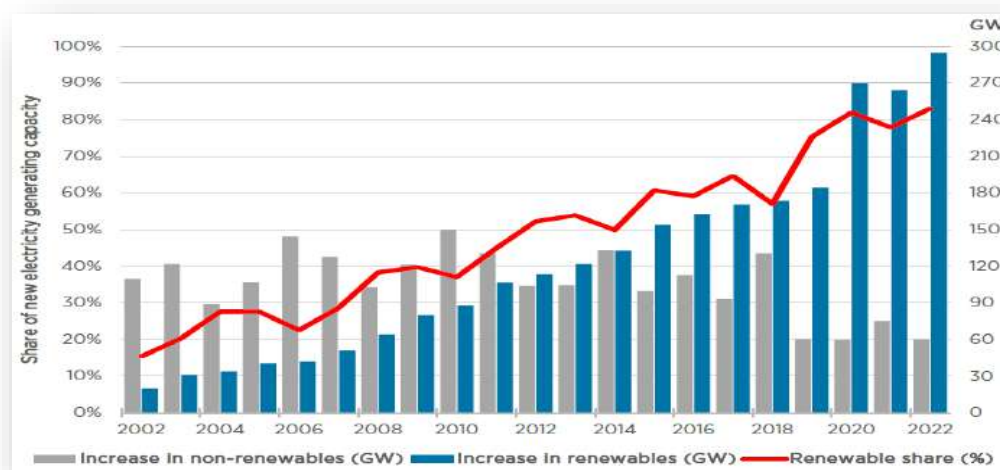


Figure I.3 Part des énergies renouvelables dans l'expansion Annuelle de la capacité électrique [3].

La transition énergétique s'est accélérée en 2022, avec une croissance record des énergies renouvelables. Portée par la Chine et les États-Unis, cette dynamique a été relayée par de

Chapitre I : Progrès et horizons des technologies photovoltaïques : une analyse exhaustive de l'état de l'art

nombreux autres pays. Les renouvelables ont ainsi consolidé leur position dans le mix énergétique mondial, représentant 83% de la nouvelle capacité installée en 2022, contre 78% en 2021. Leur part dans la production électrique totale a également augmenté de manière significative, atteignant 40,2% [2].

Le renversement des tendances en matière d'énergies non renouvelables peut représenter un changement de tendance temporaire en raison des récents événements mondiaux, mais mérite d'être surveillé à l'avenir compte tenu des ambitions de la transition énergétique mondiale [1]. Le Tableau I.1 illustre l'évolution des capacités mondiales de production d'énergies renouvelables sur la période allant de 2018 à 2022

Tableau I.1. Evolution de capacité mondiale de production d'électricité à base de ressources Renouvelables.

Sources ERs (MW)	2018	2019	2020	2021	2022
Hydro-électrique	1293 984	1312 349	1334 350	1362 087	1392 512
Éolien	563 864	622 780	733 565	825 663	898 856
Solaire	492 575	595 808	728 058	872 403	1061 632
Bioénergie	119 247	125 879	135 539	142 606	150 67
Géothermie	13 205	13 798	14 132	14 407	14 621
Total	2363 042	550 533	2824 989	3089 984	3381 758

I.2.2 Energies Renouvelables en Algérie :

Bénéficiant d'un ensoleillement élevé sur la quasi-totalité de son territoire (**Figure I.4**), l'Algérie dispose d'un potentiel solaire considérable, évalué à environ 5,2 millions de milliards de kWh/an. Ce chiffre est significativement supérieur aux réserves confirmées d'hydrocarbures du pays et représente près de cinq fois les réserves mondiales de pétrole [3].

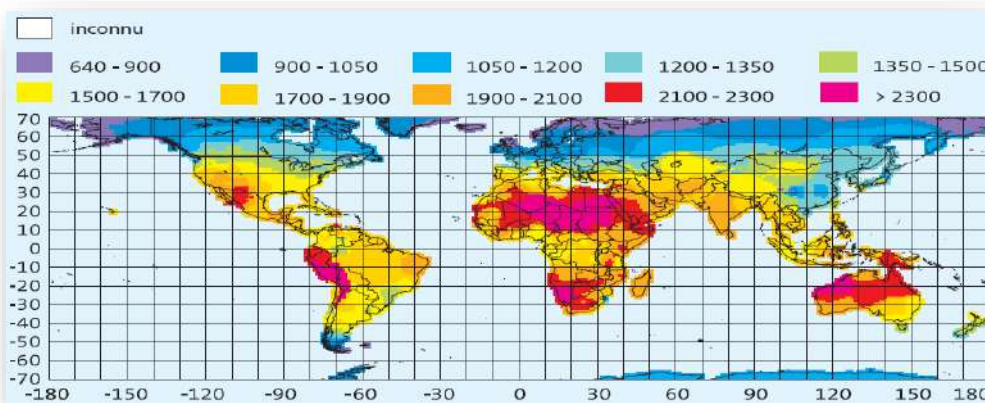


Figure I.4 Répartition mondiale du rayonnement solaire annuel en kWh/m² [3].

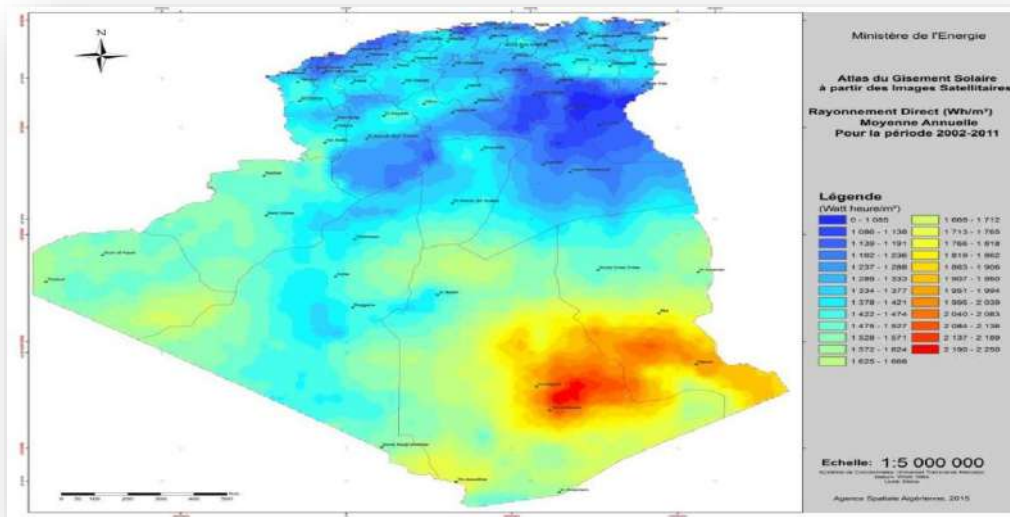


Figure I.5 Carte de l'Irradiation Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011) [3].

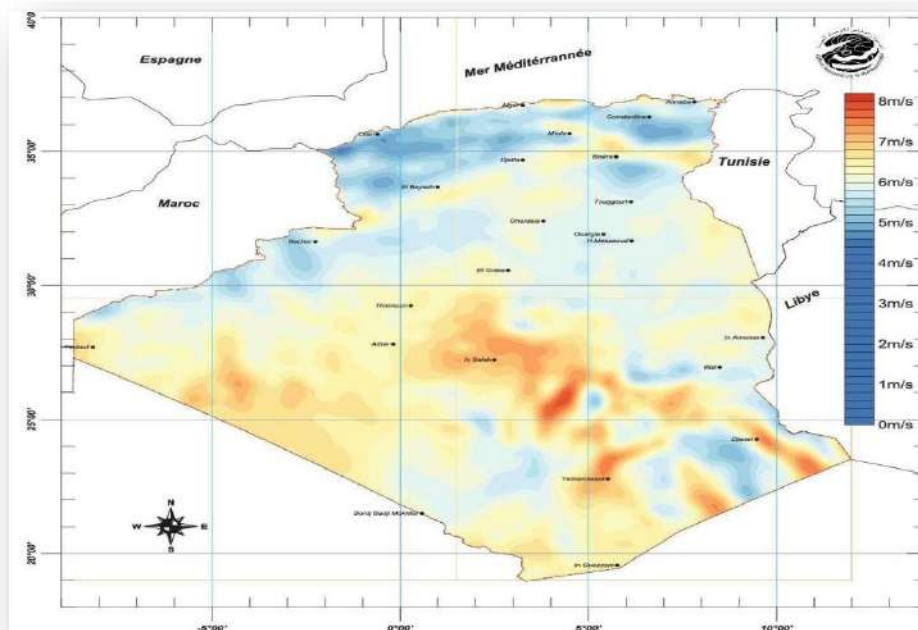


Figure I.6 Carte du Vent Annuel Moyen à 50 m (Période 2001-2010) [3].

Avec un ensoleillement moyen annuel supérieur à 2200 kWh/m² [3] (Tableau I.2), l'Algérie se distingue par son exceptionnel potentiel solaire. Ce potentiel, estimé à 169,44 TWh/an [3], est près de 5000 fois supérieures à la consommation électrique actuelle du pays. Cette richesse énergétique, inégalée dans de nombreuses régions du monde, ouvre des horizons encourageants pour l'expansion et l'essor de l'énergie solaire.

Tableau I.2 Le potentiel solaire en (Algérie) [3].

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficies (%)	4	10	86
Durée moyenne d'enselement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	2650

L'Algérie, grâce à son ensoleillement élevé, dispose d'un potentiel solaire considérable, variant de 1700 à 2650 kWh/m²/an. Pour valoriser cette ressource, le pays a élaboré un plan ambitieux visant à déployer 800 MWc d'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2020, puis d'augmenter progressivement cette capacité à un rythme de 200 à 600 MWc par an jusqu'en 2030 [5]. Ce plan, couplé au développement de centrales thermiques solaires avec stockage, devrait permettre à l'Algérie de renforcer sa production d'électricité à partir de sources renouvelables.

I.3 Exploitation du rayonnement solaire :

Face aux défis du changement climatique, Le développement des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire, est devenue une priorité. Astre lumineux et ressource énergétique inaltérable, le soleil joue un rôle clé dans la diminution des émissions de dioxyde de carbone et la maîtrise des gaz à effet de serre. Cette étude explore les méthodes contemporaines d'exploitation de l'énergie solaire.

I.3.1 Énergie solaire thermique :

La conversion photo-thermique présente l'avantage d'être relativement simple à mettre en œuvre comparée à d'autres procédés. Cela consiste à convertir le rayonnement solaire en chaleur, qui peut ensuite être exploitée :

- Chaleur directement : chauffe-eau solaire, chauffage solaire.
- Dans le cas d'un usage indirect, la chaleur est utilisée pour d'autres fins : Installations thermodynamiques solaires et systèmes de refroidissement alimentés par énergie solaire

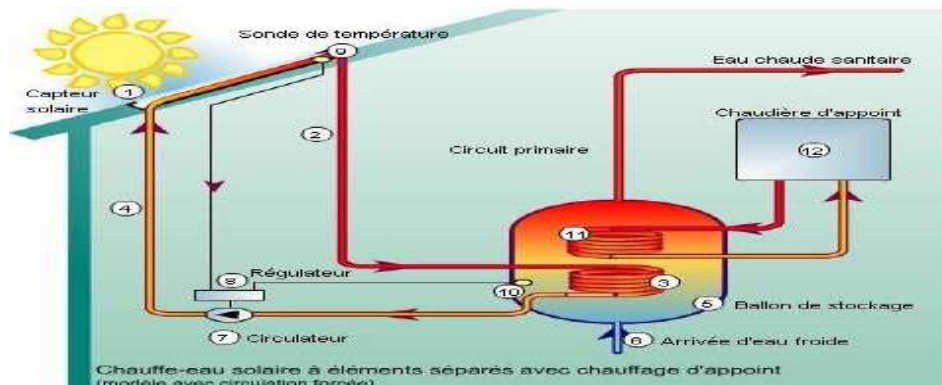


Figure I.7 Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique.

I.3.2 Énergie solaire thermodynamique :

La chaleur captée est transmise à un circuit d'eau, où la vapeur générée sous pression fait

tourner une turbine mécanique connectée à un alternateur électrique. Ce processus de conversion thermoélectrique est illustré par les capteurs paraboliques présentés en **figure I.8**.



Figure I.8 Capteurs thermodynamique paraboliques.

Le phénomène photovoltaïque repose sur la transformation directe de l'énergie solaire en électricité grâce à l'utilisation de dispositifs cellulaires spécialisés, le plus souvent fabriquées en silicium. Cellules sont connectées entre elles afin d'obtenir une puissance adéquate et forment le module solaire [5].



Figure I.9 Panneaux PVG.

I.4 Énergie solaire PV :

On sait scientifiquement que le rayonnement solaire se propage uniformément dans l'espace et dans toutes les directions. Lorsque le rayonnement solaire pénètre dans la couche atmosphérique, l'intensité totale à l'extérieur de la planète diminue à 1367 W/m^2 , L'énergie accessible varie en fonction des mouvements de rotation et de l'inclinaison axiale de la Terre, influençant ainsi son intensité disponible. La force du rayonnement solaire fluctue considérablement en fonction de plusieurs variables, Parmi les facteurs déterminants figurent la localisation géographique du site, ainsi que la saison. D'autres paramètres incluent l'heure de la journée, les conditions météorologiques (les particules de poussière ou le taux d'humidité), ainsi que l'altitude du lieu.

I.4.1 Caractéristique du rayonnement solaire :

I.4.1.1 L'atmosphère :

L'atmosphère altère de manière significative la composition du rayonnement solaire. Les particules en suspension et les gaz à effet de serre absorbent et diffusent sélectivement les rayonnements solaires, altérant ainsi leur spectre [6].

I.4.1.2 Masse d'air :

La masse d'air (AM) est une mesure de l'atténuation du rayonnement solaire due à son passage à travers l'atmosphère. Cet indice, directement lié à l'angle zénithal du soleil, quantifie l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons solaires [7].

$$AM = \frac{1}{\sin \theta} \quad (I.1)$$

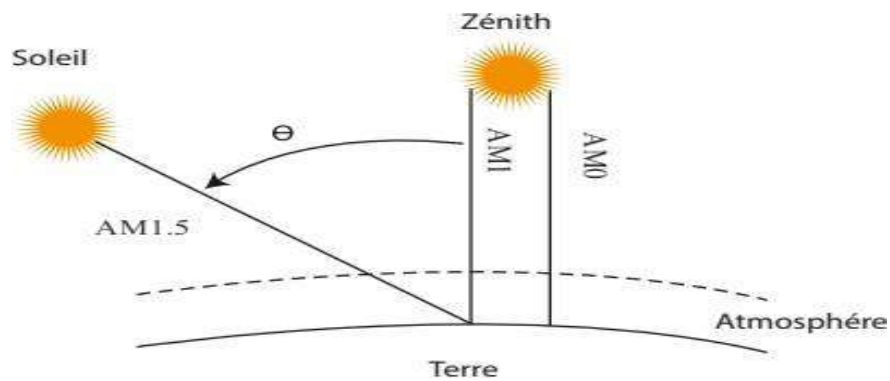


Figure I.10 Description du nombre de masse d'air.

Où :

θ : désigne l'angle formé entre la position du soleil et le point zénithal, exprimé en degrés (°) [7].

I.4.2 Mesure du rayonnement solaire :

Le terme utilisé pour décrire le rayonnement solaire incident sur une surface spécifique « soleil » est utilisé pour décrire son intensité. Ceci est mesuré en utilisant l'unité watts par mètre carré (W/m^2). La valeur du rayonnement solaire peut fluctuer de zéro à l'aube jusqu'à son sommet, qui se produit généralement vers midi. La quantité d'énergie solaire captée par un avion sur une période donnée peut être exprimée à l'aide de différentes unités. Par exemple, l'intensité lumineuse reçue peut servir de référence par mètre carré peut être mesurée en kilowattheures (kWh/m^2), en mégajoules (MJ/m^2) ou en calories (cal/cm^2) par centimètre carré, également appelé "l'heure d'ensoleillement maximale" [7]. Cette mesure peut être effectuée sur une seule journée ou sur une plage horaire spécifique [7].

I.4.3 Types de rayonnement:

I.4.3.1 Rayonnement direct :

Ce rayonnement est évalué grâce à un instrument de mesure thermique [8].

I.4.3.2 Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus résulte de la diffusion de la lumière solaire dans l'atmosphère. Les molécules présentes dans l'air, les gouttes d'eau des nuages, ainsi que les particules en suspension (telles que la poussière et les polluants) dispersent la lumière du soleil dans diverses directions, ce qui contribue à l'éclat du ciel [8].

I.4.3.3 Rayonnement réfléchi :

Il s'agit de la fraction du rayonnement solaire captée par une surface (comme le sol ou les nuages) et ensuite réfléchi dans une direction différente. Cette grandeur, influencée par les caractéristiques de la surface et l'angle d'incidence des rayons, exprime l'aptitude d'une surface à renvoyer la lumière [8].

I.4.3.4 Le rayonnement global :

Le rayonnement global, qui correspond à la somme du rayonnement direct, diffus et réfléchi (**figure I.11**), est quantifié à l'aide de pyranomètres, fournissant ainsi une évaluation de l'éclairement solaire total sur une surface horizontale.

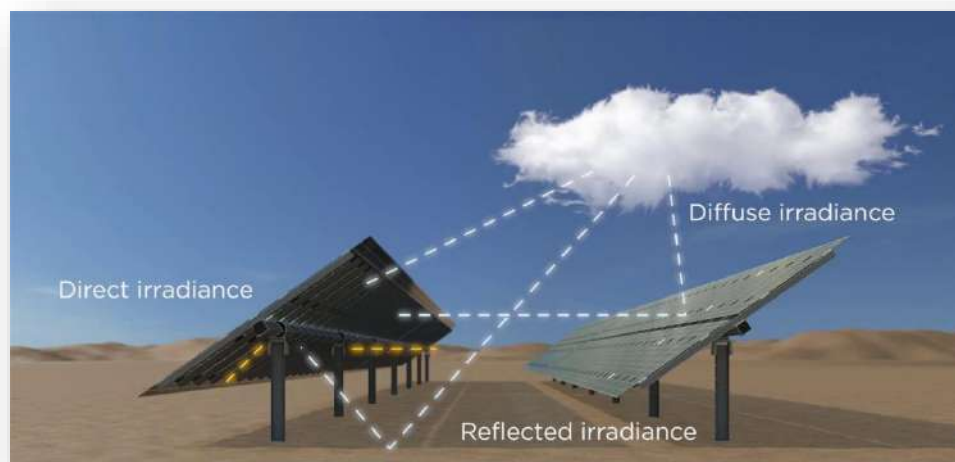


Figure I.11 Les différents types de rayonnement.

I.4.4 Spectre du rayonnement :

Les photons, particules lumineuses, génèrent une énergie électromagnétique dont la fréquence dépend directement de leur longueur d'onde :

Le rayonnement émis par un corps noir à 5800°K peut être approximativement représentée par le spectre du rayonnement extraterrestre. La courbe AM 0 est une courbe standard qui a été compilée à partir des données recueillies par les satellites. Son énergie est répartie comme suit :

- ✓ 0.20 l'équivaut à 0,38 mm et représente 6,4 % de l'ultraviolet UV.
- ✓ 0.78 l/10 mm représente 45.6% en infrarouge et 0.38 l/0.78 mm représente 48.0% en visible.

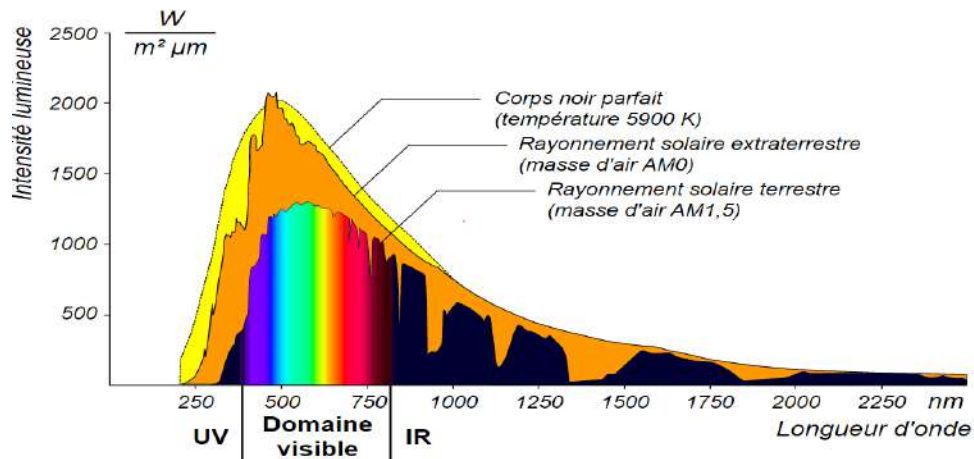


Figure I.12 Répartition spectrale du rayonnement.

I.4.5 L'énergie photovoltaïque :

Le photovoltaïque, la technologie la plus avancée du secteur industriel, utilise des cellules principalement composées de silicium cristallin pour convertir directement la lumière solaire en énergie électrique. En fait, la silice non toxique est l'un des éléments les plus sophistiqués et les plus abondants de la planète.

I.4.6 L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque utilise une cellule solaire semi-conductrice pour convertir les photons du soleil en énergie électrique [9].

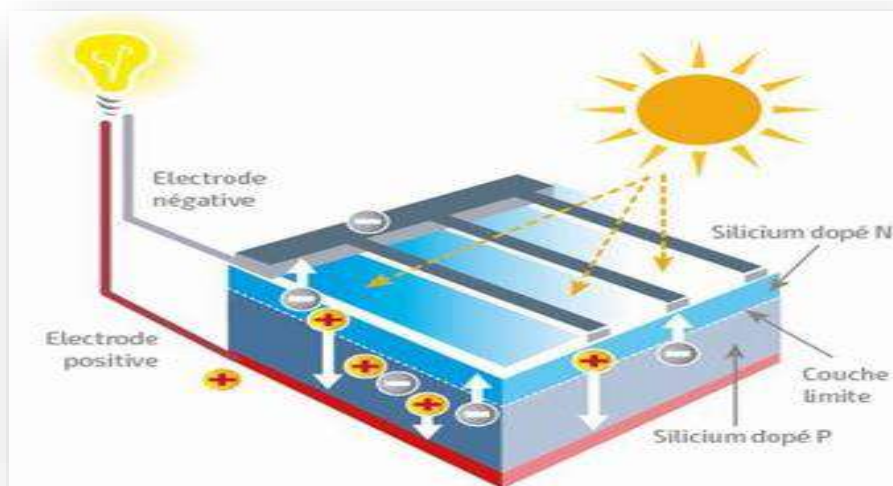


Figure I.13 Effet photovoltaïque [10].

I.4.7 Principe général :

Le cœur de la cellule solaire réside dans la jonction PN formée par le dopage du silicium. L'absorption de la lumière crée des paires électron-trou qui sont séparées grâce à un champ électrique interne, induit par la différence de concentration en porteurs de charge entre les régions P et N. Ce champ électrique s'oppose au mouvement des porteurs minoritaires et favorise celui des porteurs majoritaires, créant ainsi un courant électrique. L'ajout d'éléments dopants

dans le silicium permet de générer des porteurs majoritaires, essentiels au fonctionnement de la jonction, illustrée par le schéma I.14.

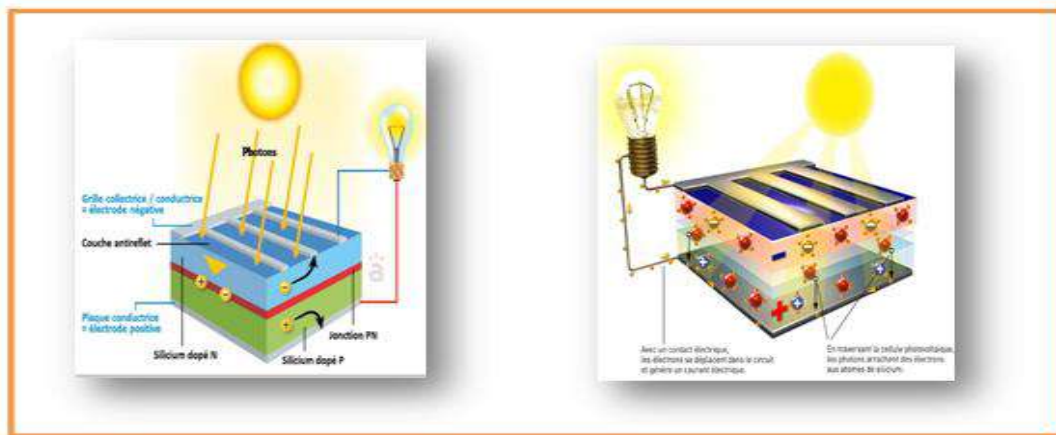
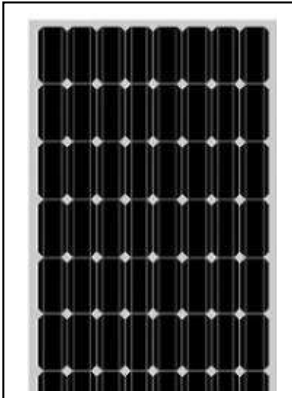
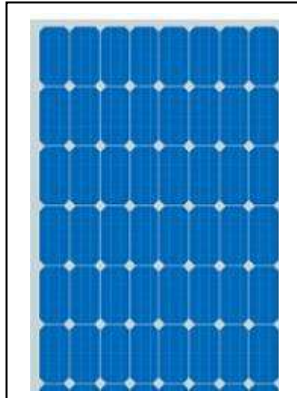
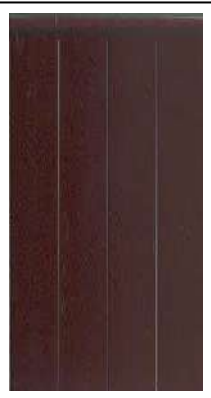


Figure I.14 Principe de fonctionnement d'une jonction P-N [6].

I.4.8 Types et efficacité des cellules PV

Les cellules photovoltaïques se divisent en trois types : monocristallines, polycristallines et amorphes, avec des performances et coûts variés. Le monocristallin, atteignant environ 25% d'efficacité, est privilégié pour sa haute performance.

Tableau I.3 Descriptions des types des cellules PV.

Types			
	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe
Description	Ce modèle génère de l'électricité pour les maisons ou le réseau, avec une durée de vie de 30 ans	Cette cellule est facilement identifiable par ses cristaux bleus et est constituée d'une seule tranche de silicium. Elle est fréquemment présente dans les locaux domestiques, agricoles ou industriels. (35 ans)	Sa structure est constituée d'une fine couche de silicium, beaucoup plus mince que les monocristallins ou les polycristallins. Elle est principalement utilisée pour l'alimentation des appareils à faible puissance. (10 ans)
Rendement :	25%	15%	7%
L'énergie produites ans/m ²	90 -95KWh/m ²	90 -95 KWh/m ²	55 -60KWh/m ²
Avantage	Haute efficacité	Fonctionne sous ciel nuageux grâce à une meilleure adaptation à l'irradiation.	Coût réduit et adaptable à tous les supports, qu'ils soient rigides ou souples.
Inconvénient	Faible performance sous lumière diffuse	Rendement modéré avec un coût élevé	Rendement global limité

I.4.9 Module Photovoltaïque :

Un module solaire regroupe des cellules interconnectées en série et parallèle, avec des éléments électroniques comme des diodes. Chaque cellule solaire génère une tension relativement faible, de l'ordre de 0,6 volt. Pour obtenir une tension et un courant suffisants pour

alimenter un dispositif, les cellules sont donc regroupées en modules. La configuration la plus courante consiste en un assemblage de 72 cellules connectées en série.

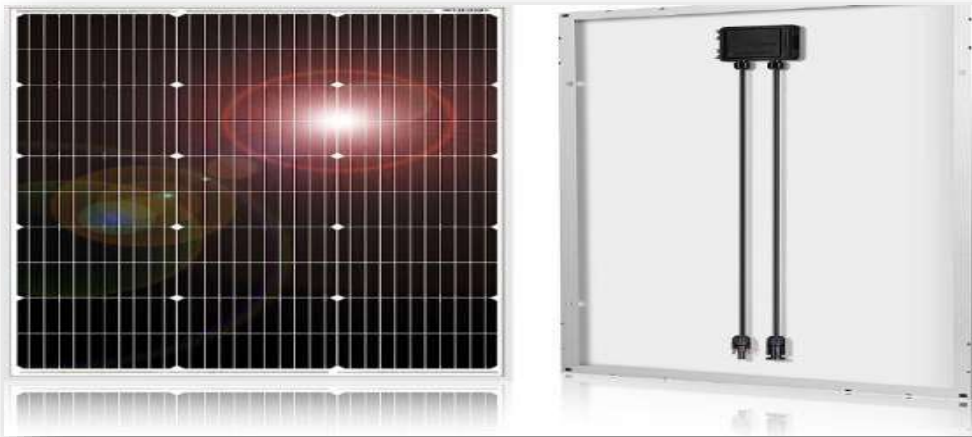


Figure I.15 Module PV.

I.4.10 Générateur Photovoltaïque PVG :

Un PVG est un dispositif composé de multiples cellules solaires reliées entre elles, de connexions électriques, d'éléments de protection et d'un support. Il a pour fonction de convertir directement l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique utilisable pour diverses applications, allant des habitations aux industries (voir **figure I.16**) [11].

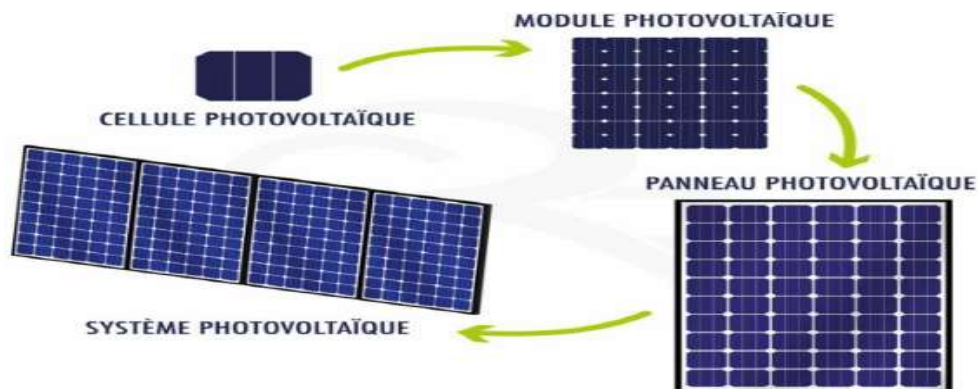


Figure I.16 Cellule solaire, module, panneau et champ photovoltaïque.

La faible puissance d'une cellule impose leur association en série pour augmenter la tension, avec des caractéristiques électriques cumulées, comme illustré en **figure I.17** et décrit par les équations I.2 et I.3.

$$V_{ocNs} = N_s \times V_{oc} \quad (I.2)$$

$$I_{ccNs} = I_{cc} \quad (I.3)$$

Où :

V_{ocNs} : Tension totale en circuit ouvert.

I_{ccNs} : Courant de court-circuit de (Ns).

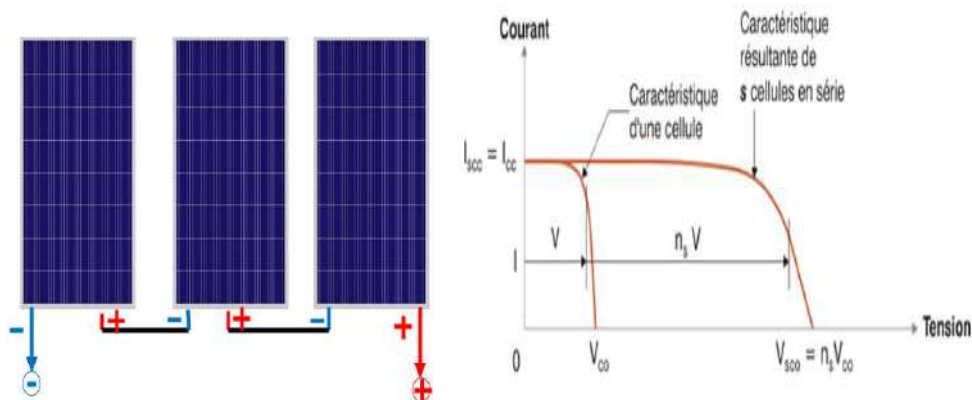


Figure I.17 Série de cellules interconnectées.

L'association parallèle des cellules augmente le courant total, équivalent à la somme des courants individuels, sans modifier la tension. La figure I.18 illustre cette propriété, décrite par les équations I.4 et I.5 [12].

$$I_{ccNP} = N_p \times I_{cc} \quad (I.4)$$

$$V_{ocNP} = V_{oc} \quad (I.5)$$

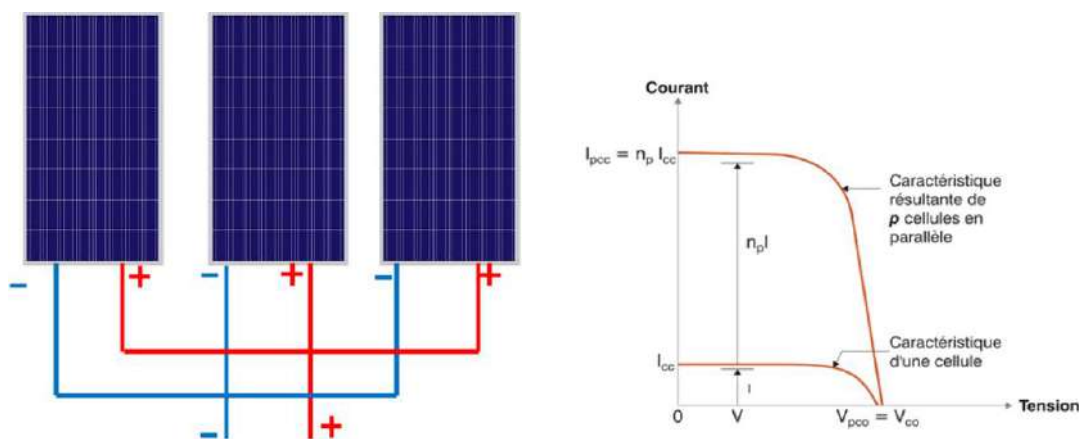


Figure I.18 Association des cellules en parallèle.

Une configuration constituée de $N_p N_p$ modules en parallèle et de $N_s N_s$ modules en série [22] :

$$V_{co-mixte} = N_p \cdot V_{co} \quad (I.6)$$

$$I_{cc-mixte} = N_p \cdot I_{cc} \quad (I.7)$$

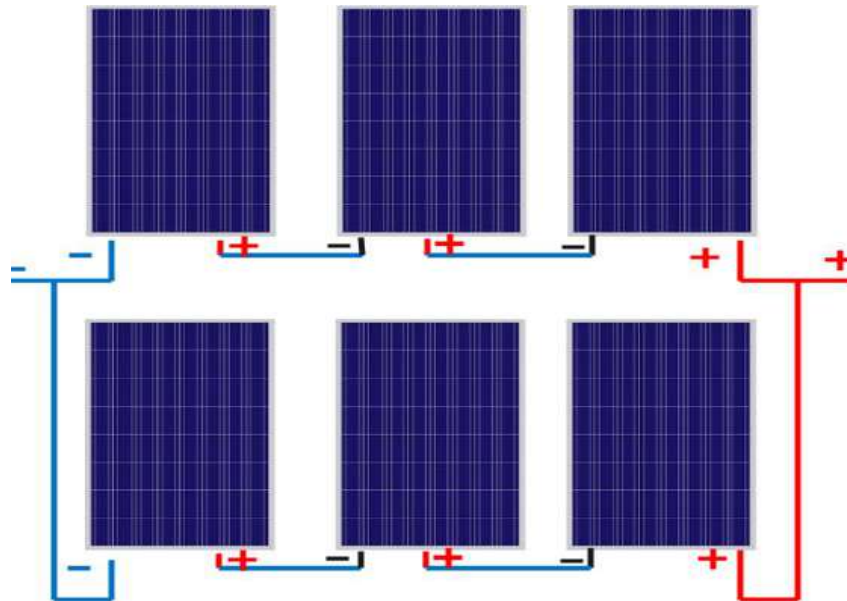


Figure I.19 Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série-parallèle.

I.5 Protection des modules photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques intègrent des dispositifs de protection pour assurer leur fiabilité face aux variations électriques :

- Diodes de blocage : Évitent les flux inverses, limitant les risques de surchauffe (Figure I.20) [13].
- Diodes de by-pass : Court-circuitent les modules défaillants pour maintenir la production des autres [13].

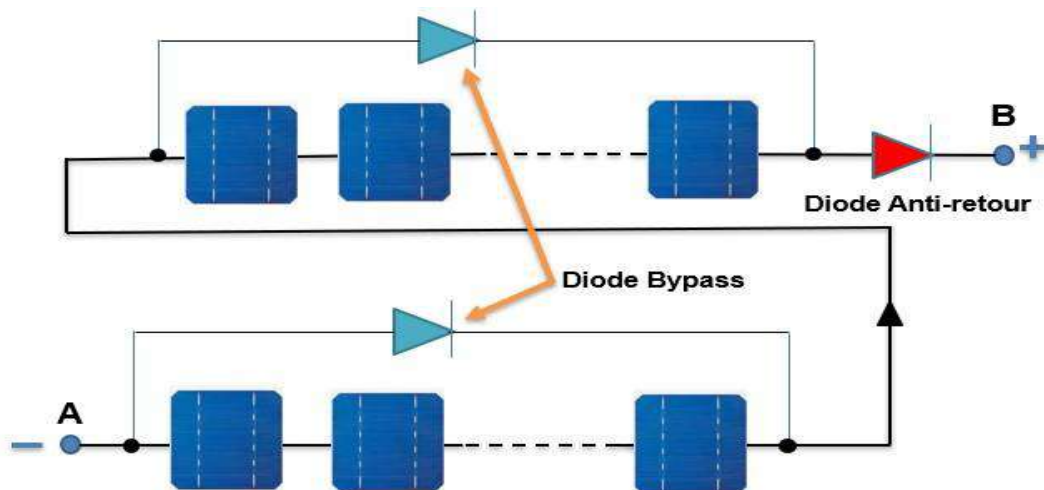


Figure I.20 Protection des modules PV avec diodes By-pass et blocage.

I.6 Classification des systèmes PV :

Les systèmes PV sont adaptés aux besoins de chaque application. Les modules peuvent être associés de multiples façons pour optimiser la production d'énergie. Selon leur mode de fonctionnement, ces systèmes peuvent être connectés au réseau électrique, fonctionner indépendamment du réseau ou combiner les deux, offrant ainsi une grande variété de solutions [15].

I.6.1 Système indépendant :

Un système PV est qualifié d'autonome lorsqu'il n'est pas relié au réseau électrique. Ce type de configuration convient particulièrement aux régions rurales et isolées, où l'accès à l'électricité est essentiel mais où le réseau national est absent. Il existe deux variantes dans cette configuration [15] :

I.6.1.1 Systèmes au fil du soleil :

L'énergie solaire est utilisée directement en systèmes DC ou AC [15]. Le pompage PV est une utilisation classique de ces systèmes. Comme illustré par la **figure I.21**, le choix du convertisseur d'énergie est crucial. Cependant, ces systèmes présentent une vulnérabilité à l'ombrage qui peut entraîner une interruption de l'alimentation [15].

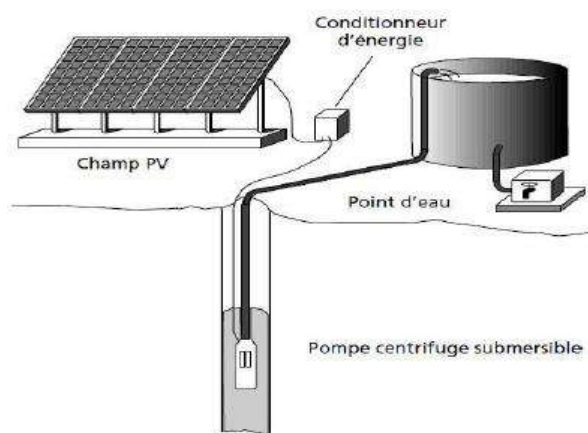


Figure I.21 Système de Pompage PV.

I.6.1.2 Systèmes avec stockage :

Un système avec stockage assure l'alimentation en absence ou insuffisance d'ensoleillement. Ces sources d'énergie sont destinées à stocker l'énergie lorsque celle-ci est excessive et à la restituer lorsque l'énergie est insuffisante. L'alimentation en électricité des maisons dans des endroits isolés est un exemple [15].

Ces systèmes intègrent des modules photovoltaïques, des régulateurs et des batteries connectés aux équipements. Si la charge requiert un courant alternatif, un onduleur est intégré au dispositif. La **figure I.22** présente un exemple de système PV autonome avec capacité de stockage [15].

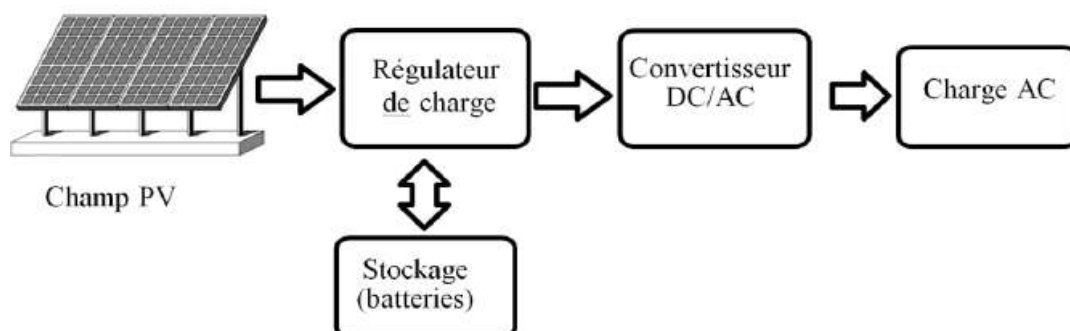


Figure I.22 Schéma d'un système PV autonome avec stockage.

I.6.2 Systèmes hybrides :

Les systèmes énergétiques hybrides visent à optimiser la production et l'efficacité en exploitant les atouts complémentaires de différentes sources d'énergie [15]. En associant par exemple des panneaux solaires à un générateur éolien ou à un système de biomasse, on obtient une production énergétique plus stable et plus fiable. Le générateur photovoltaïque couvre généralement la demande de base [15], tandis que les autres sources d'énergie interviennent en complément pour garantir un approvisionnement énergétique continu [15].

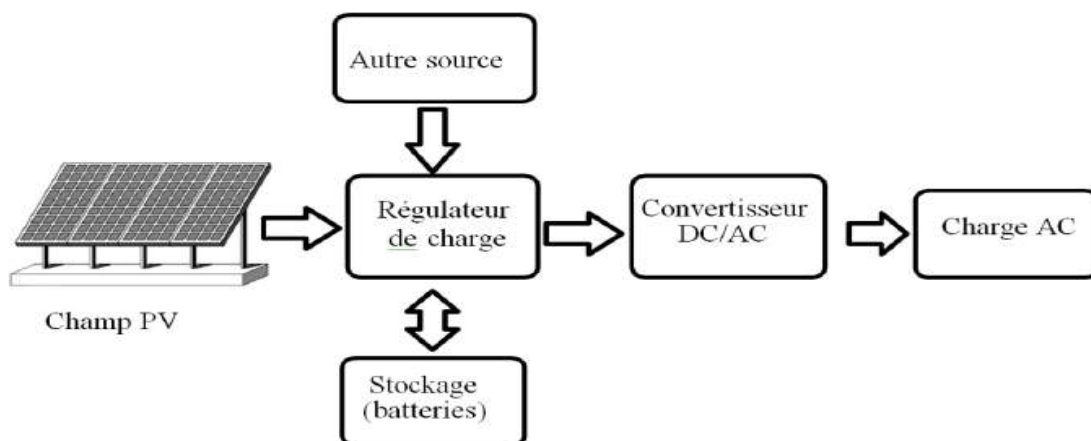


Figure I.23 Diagramme d'un système PV hybride.

I.6.3 Systèmes PV connectés au réseau :

Ils peuvent contribuer à réduire les pertes d'énergie et à améliorer la qualité de la tension. Toutefois, une intégration massive de ces systèmes peut engendrer des effets indésirables sur le réseau [15].

Dans le contexte énergétique actuel, les systèmes photovoltaïques se positionnent comme une alternative durable et fiable. Un système PV classique intègre des modules, un régulateur, un onduleur, un tableau électrique, un compteur et une liaison au réseau (Figure I.24) [15].

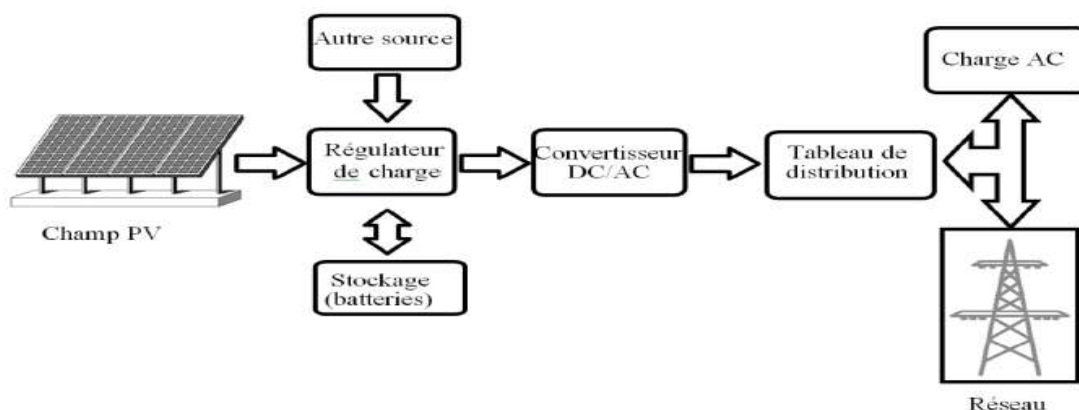


Figure I.24 Diagramme d'un système PV relié au réseau.

Les systèmes raccordés au réseau se répartissent en quatre principales architectures centralisées adaptées aux grandes installations (triphases), et une configuration en chaîne pour les systèmes de taille intermédiaire (monophasés ou triphasés), multi-chaînes pour une plus grande flexibilité (petites et grandes installations, monophasées ou triphasées), et en module AC pour les petites installations (principalement monophasées) [15].

I.6.3.1 Configuration centralisée :

Dans la topologie centralisée (**Figure I.25**), un seul onduleur triphasé assure la connexion entre l'installation photovoltaïque et le réseau. Les modules sont connectés en série pour créer des chaînes, qui sont ensuite reliées en parallèle afin de correspondre à la puissance requise par l'onduleur. Cette configuration, simple et peu coûteuse, présente toutefois l'inconvénient de limiter la production d'énergie en raison de l'utilisation d'un seul algorithme MPPT et des pertes induites par les diodes de blocage. Néanmoins, elle reste la configuration de référence pour les grandes centrales photovoltaïques [15].

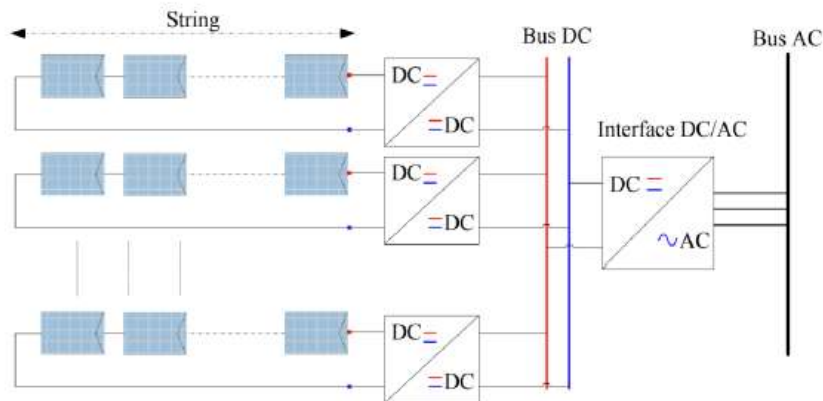


Figure I.25 Configuration centralisée du système PV connecté au réseau.

I.6.3.2 Configuration chaîne :

L'utilisation d'un onduleur par chaîne élimine le besoin de diodes en série et permet une installation avec plusieurs onduleurs décentralisés, dispose de plusieurs points de puissance maximale, ce qui augmente l'efficacité énergétique globale et améliore la modularité du système. Ainsi, l'ajout d'onduleurs de chaîne supplémentaires ou d'onduleurs photovoltaïques n'impacte pas les chaînes existantes. Les effets de désaccord et d'ombrage partiel sont gérés directement au niveau de la chaîne, plutôt qu'au niveau du module. Cette architecture, plus complexe en composants et contrôle, est privilégiée pour les systèmes PV résidentiels et de moyenne envergure [15].

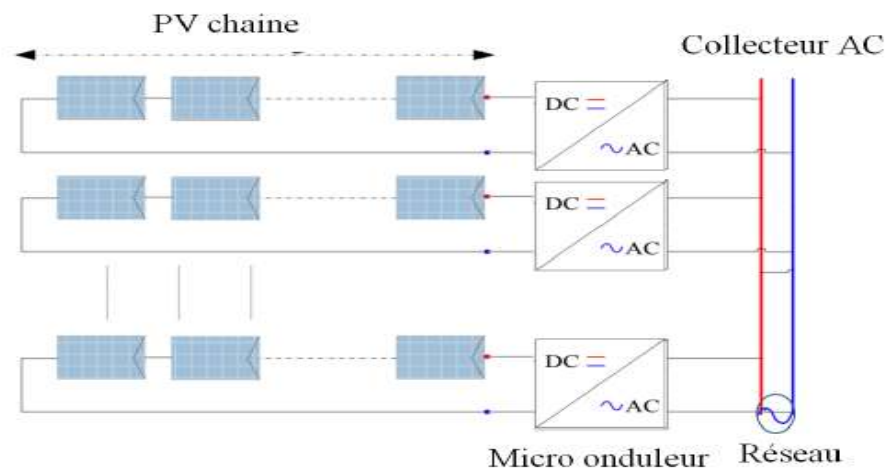


Figure I.26 Configuration en chaîne d'un système PV connecté au réseau

I.6.3.3 Configuration multi- chaîne :

Elle intègre des convertisseurs DC-DC individuels pour chaque chaîne, permettant ainsi une gestion MPPT distribuée avant de connecter ces chaînes à un onduleur centralisé. Si des convertisseurs DC-DC avec isolation haute fréquence (HF) sont employés, l'étage DC-DC peut également jouer le rôle d'élevateur de tension et d'isolateur. Par conséquent, cette configuration conserve une structure simple et un système de contrôle unique côté réseau, tout en offrant une modularité accrue et une meilleure efficacité énergétique par rapport aux systèmes centralisés. L'intégration de convertisseurs DC-DC positionne cette configuration entre l'onduleur centralisé et celui en chaîne, grâce à une réduction des composants nécessaires au niveau DC [15].

I.6.3.4 Configuration du module intégré (topologie AC du module) :

Connue sous le nom de micro-onduleur (voir **figure I.28**), Cette structure figure parmi les plus répandues pour les systèmes raccordés au réseau [15]. Elle consiste à installer un onduleur sur chaque module photovoltaïque, maximisant ainsi la capacité MPPT. Étant donné que les modules PV génèrent une basse tension (souvent inférieure à 50 V), il est nécessaire d'augmenter cette tension pour permettre une connexion au réseau. La majorité des systèmes comprennent également un transformateur d'isolation haute fréquence (HF) dans l'étage DC-DC, afin d'assurer une isolation galvanique [15].

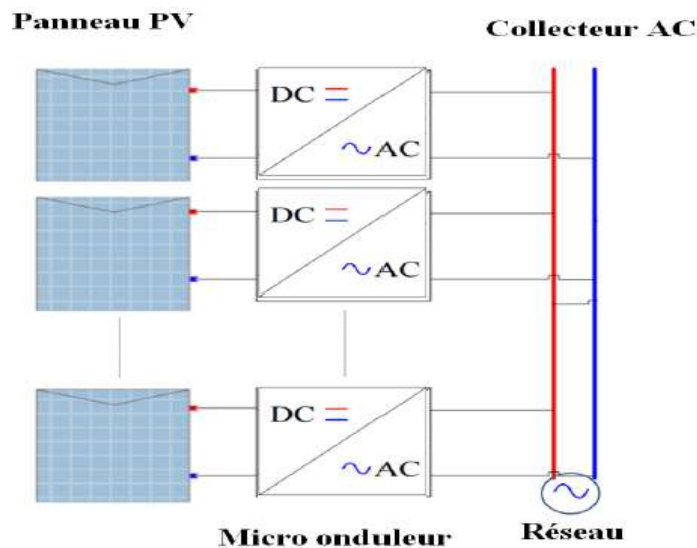


Figure I.27 Configuration du module intégré.

I.6.3.5 Configuration modulaire série :

Cette architecture conserve les bénéfices de la configuration précédente, tout en augmentant l'efficacité en abaissant le ratio de conversion des convertisseurs. Elle permet ainsi une gestion flexible de la puissance, tout en assurant une tension continue idéale pour l'interface entre le courant continu (DC) et le courant alternatif (AC) [15].

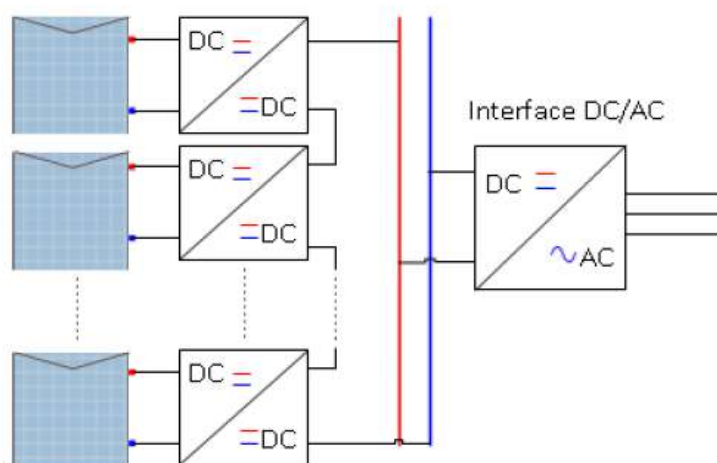


Figure I.28 Topologie à hacheurs modulaires séries.

I.6.3.6 Configuration Topologie modulaire parallèle :

Avec l'augmentation de la valeur MPPT, la topologie du hacheur parallèle standard présente des bénéfices comparables à ceux de la configuration en série. Dans ce schéma, le hacheur est directement relié à la sortie d'un module photovoltaïque unique, au lieu d'être connecté à plusieurs modules en série. Ainsi, chaque module PV dispose de son propre MPPT, assurant une gestion optimale de la puissance [15].

En outre, une gestion énergétique individualisée permet non seulement une meilleure performance des panneaux solaires, mais aussi une identification plus rapide des défauts éventuels. Cependant, une différence significative de tension existe entre les entrées du convertisseur et le bus DC. En pratique, la tension aux bornes du convertisseur reste souvent inférieure à 50 V, tandis que le bus DC nécessite une tension d'environ 400 V pour atteindre une tension efficace de 140 V [15].

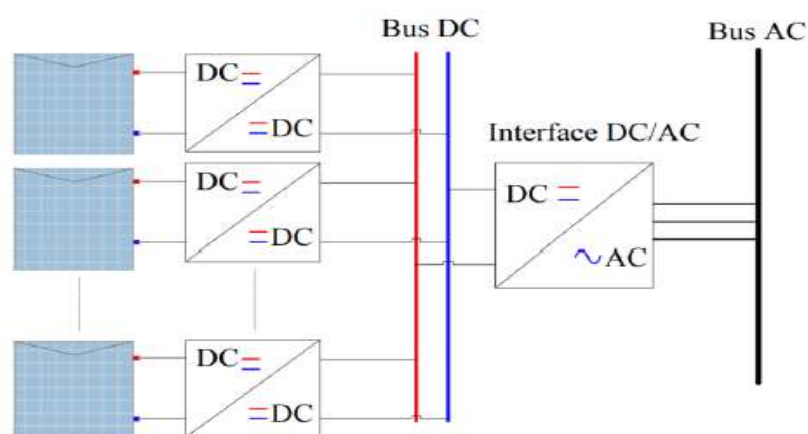


Figure I.29 Topologie à hacheurs modulaires parallèles.

I.7 Avantages et inconvénients des systèmes PV connectés au réseau :

A/Avantages :

- ✚ **Fiabilité élevée** : L'absence de pièces mobiles dans ces systèmes confère une fiabilité remarquable, particulièrement adaptée aux régions isolées. Cette caractéristique est essentielle pour leur utilisation sur des engins spatiaux.

- ✚ **Modularité des panneaux photovoltaïques** : La conception modulaire des panneaux offre une grande flexibilité, facilitant l'installation et permettant d'adapter le système à divers besoins énergétiques.
- ✚ **Faible coût opérationnel** : Grâce à une maintenance réduite et l'absence de carburant ou de personnel spécialisé, les systèmes photovoltaïques sont très économiques.
- ✚ **Avantages écologiques** : Se caractérise par son respect écologique, son fonctionnement discret et son impact minimal, à l'exception de l'emprise au sol pour les larges infrastructures

B/ Désavantages :

La technologie photovoltaïque présente plusieurs limites :

- ✚ **Fabrication complexe** : Nécessite des procédés avancés et des investissements conséquents.
- ✚ **Rendement limité** : L'efficacité de conversion reste faible, autour de 10-15 %.
- ✚ **Coût élevé du stockage** : Les dispositifs de stockage augmentent significativement les dépenses globales.
- ✚ **Défis technologiques** : Le stockage de l'énergie électrique rencontre encore des obstacles majeurs.
- ✚ **Impact sur le réseau** : Les systèmes PV peuvent générer des perturbations telles que fluctuations de tension, harmoniques et déséquilibres.

I.8 Analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques :

Les sources renouvelables intermittentes produisent une puissance variable, provoquant des fluctuations affectant le réseau et les charges. Bien que la tension et la fréquence doivent respecter les normes, les perturbations sur le réseau restent notables [15].

Il est essentiel d'analyser l'impact des fluctuations de puissance sur les réseaux, quelle que soit leur taille, et d'explorer leur transition vers des infrastructures intelligentes [15].

I.8.1 Description des réseaux électriques :

Le réseau électrique est constitué d'un ensemble d'infrastructures destinées à transporter l'électricité depuis les centrales de production jusqu'aux utilisateurs finaux (voir **Figure I.30**) [15].

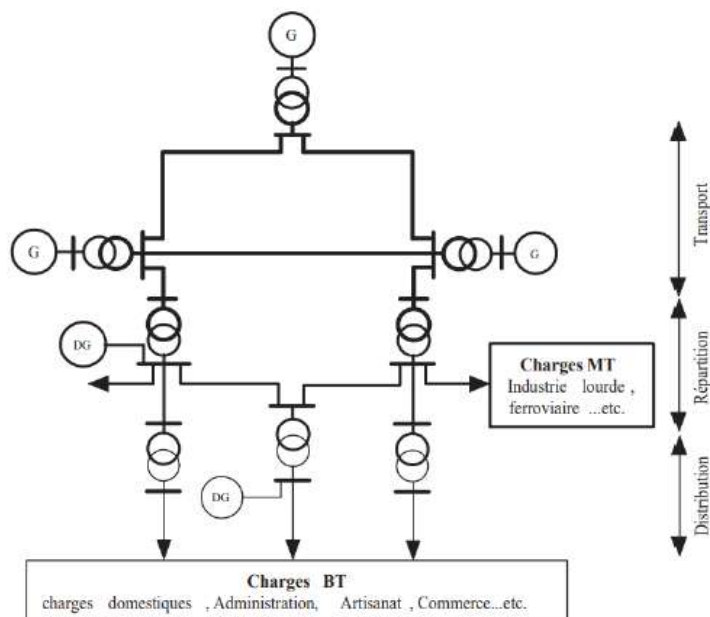


Figure I.30 Vue globale du réseau électrique.

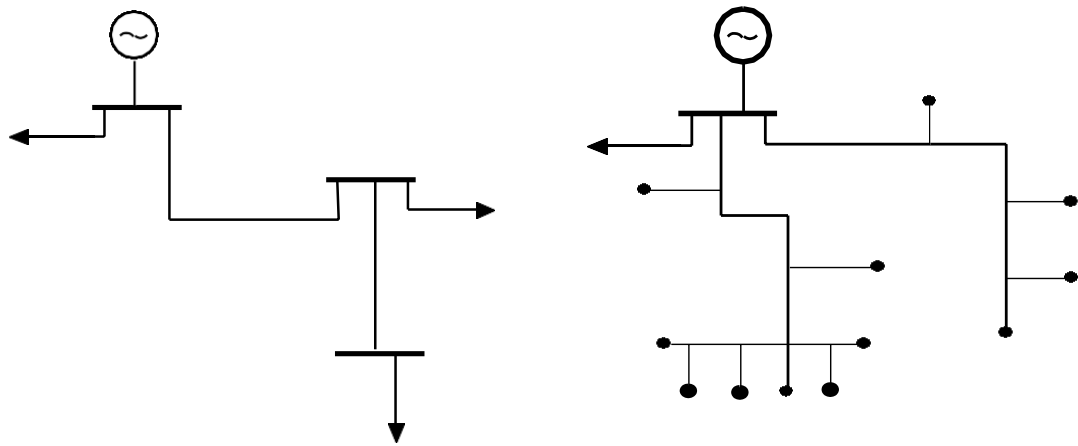
Le bon fonctionnement d'un réseau électrique dépend de deux piliers essentiels : maintenir un équilibre stable entre l'énergie produite et celle consommée, et adapter l'offre aux fluctuations saisonnières de la demande. Un déséquilibre peut engendrer des perturbations majeures, voire des blackouts. Pour les éviter, il est crucial d'anticiper les variations de demande et de diversifier les sources énergétiques [15].

Tableau I.4. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ [15].

Domaine de tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension alternative	Tension continue
TBT		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
BT	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1\ 000$	$750 < U_n \leq 1\ 500$
HT	HTA MT	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

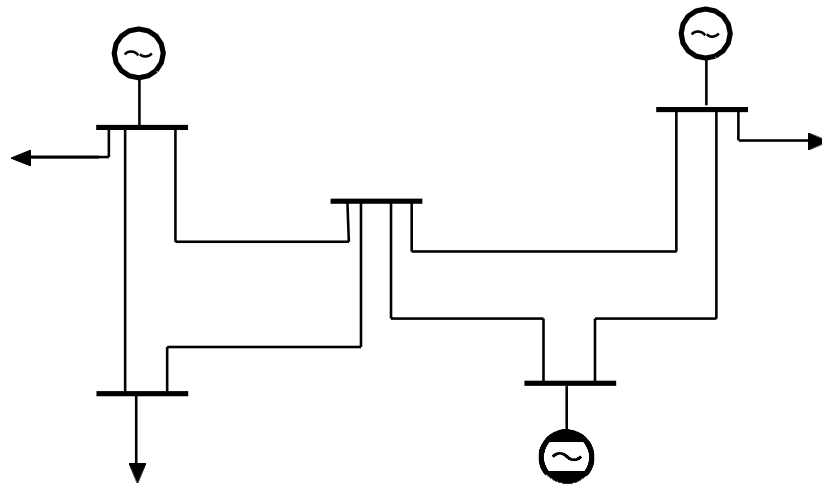
I.8.2 Topologie des réseaux électriques :

- **Les réseaux de transport** organisés en maillage complexe (**Figure I.31.a**), garantissent la stabilité et l'interconnexion du système électrique.
- **Les réseaux de répartition** présentent généralement une structure en boucle (**figure I.31.b**), offrant ainsi une plus grande fiabilité. Ils peuvent être exploités en boucle fermée ou ouverte, et des prises peuvent être réalisées sur les lignes pour alimenter les charges.
- Les réseaux de répartition fournissent l'électricité aux réseaux de distribution, qui acheminent ensuite l'énergie jusqu'aux utilisateurs finaux. Ils peuvent adopter différentes configurations, notamment des réseaux radiaux (**Figure I.31.d**) ou des réseaux à antenne (**Figure I.31.c**).

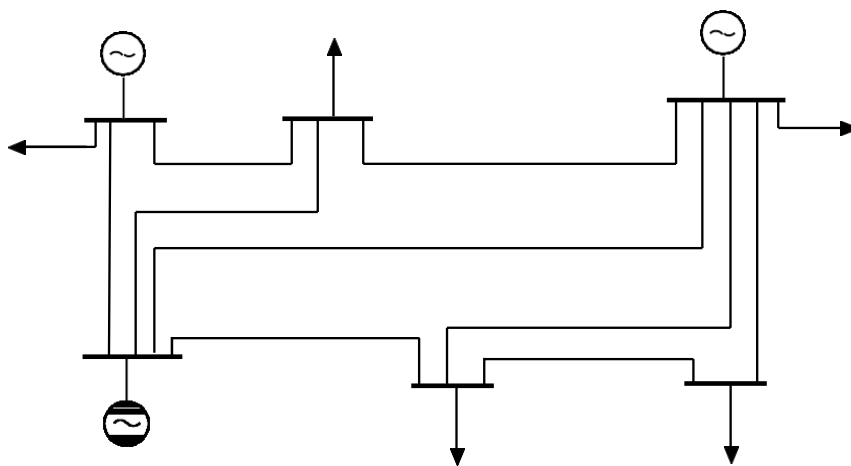


(a) Structure en antenne.

(b) Structure radiale.



(c) Structure bouclée.



(d) Structure maillée.

Figure I.31 Topologies des réseaux électriques.

I.8.3 Spécifications techniques de raccordement des Energies Renouvelables dans les réseaux de distribution :

Le raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau électrique requiert le respect de normes strictes définies dans le Code Grid [17]. Le point de raccordement, déterminé en fonction des caractéristiques du réseau, est équipé de dispositifs de protection pour assurer la sécurité [17]. L'intégration d'une production photovoltaïque intermittente impose des contraintes spécifiques en termes de qualité d'énergie, de stabilité du réseau et de sécurité. Une étude technique approfondie est nécessaire pour garantir un raccordement optimal et sans risque [17].

Les principaux critères à vérifier lors de cette étude sont :

- La compatibilité de la production photovoltaïque avec les limites du réseau.
- La capacité du réseau à absorber les éventuels défauts.
- La prévention des incidents pouvant perturber le fonctionnement du réseau.
- La garantie d'une alimentation de qualité pour les consommateurs.

I.8.4 Exigences du Code Réseau pour l'intégration des énergies renouvelables :

L'essor rapide des énergies renouvelables, associé à l'utilisation croissante des convertisseurs de puissance, a profondément modifié les équilibres traditionnels des systèmes électriques. Afin d'assurer une intégration efficace de ces sources d'énergie variable, des mécanismes précis de régulation sont indispensables. Le Code Réseau définit les services auxiliaires essentiels que doivent fournir les installations renouvelables afin de maintenir la stabilité du système et de garantir une alimentation électrique de qualité.

Ces services influent:

- **Régulation de la fréquence** : Permet de maintenir l'équilibre entre l'énergie produite et celle consommée.
- **Contrôle de la tension** : Vise à garantir la qualité de l'électricité livrée aux utilisateurs finaux.
- **Fourniture de réserves** : Sert à répondre aux fluctuations de la demande et aux imprévus dans la production.
- **Capacité de redémarrage** : Contribue à la restauration du réseau en cas de défaillance majeure.

I.8.5 Transformation des réseaux électriques :

Ces dernières années, les secteurs de l'énergie, des infrastructures et des technologies de l'information ont connu des progrès significatifs, entraînant une transformation radicale des réseaux électriques traditionnels [15].

I.8.5.1 Structure d'un réseau électrique traditionnel :

La **figure I.32** illustre le fonctionnement unidirectionnel des réseaux électriques classiques, où l'énergie circule dans un seul sens de la production à la consommation.

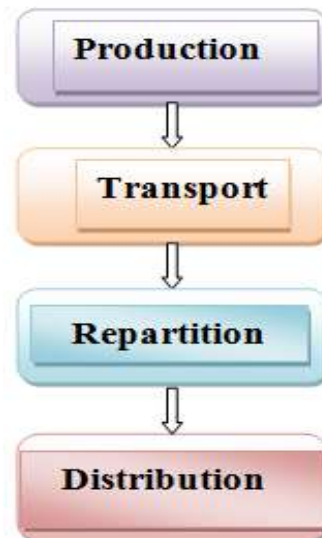


Figure I.32 Représentation verticale des réseaux électriques classiques (sens unique).

I.8.5.2 La structure du réseau électrique moderne ou intelligent :

La figure I.33 illustre l'évolution des réseaux électriques vers une structure bidirectionnelle, permettant l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques [15].

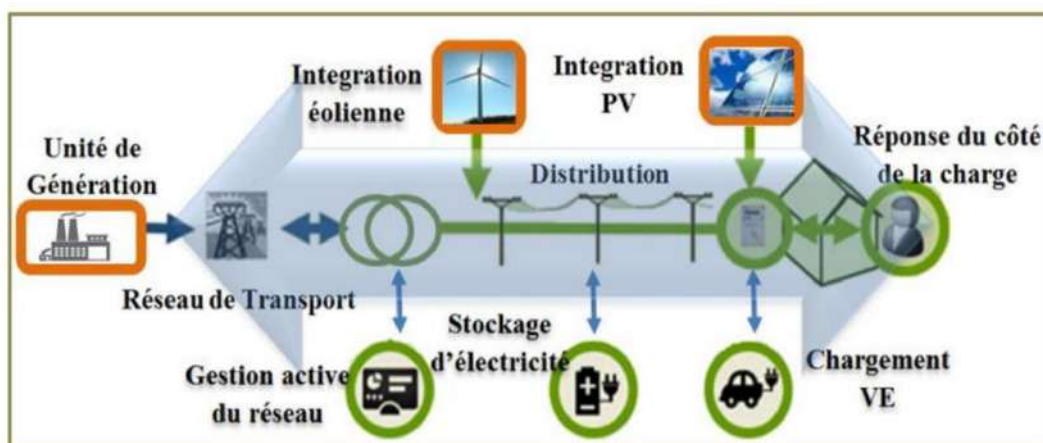


Figure I.33 Représentation horizontale (bidirectionnelle) des réseaux électriques actuels [18].

I.9 État de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques :

De nombreux chercheurs en génie électrique ont eu du mal à étudier les systèmes photovoltaïques car la recherche était écrite sur plusieurs axes et différents niveaux et reliée à :

- Modules solaires photovoltaïques
- Méthodes de commande des convertisseurs DC/DC
- Stratégies de contrôle pour les systèmes DC/AC
- Optimisation de la qualité de l'énergie injectée dans le réseau

Ces travaux de recherche visaient principalement à maximiser l'extraction de l'énergie produite par les générateurs photovoltaïques et à l'adapter aux exigences des utilisateurs finaux. Les informations détaillées seront présentées dans chaque partie de ce document.

➤ **Pour modules photovoltaïques :**

Les modules photovoltaïques constituent la partie la plus importante des systèmes photovoltaïques et se composent de plusieurs éléments. Puisque l'énergie produite sera une accumulation de l'énergie produite par chaque panneau, les risques doivent être déterminés pour chaque panneau indépendamment des autres. À cette fin, plusieurs articles discutent du vieillissement et de la dégradation des cellules photovoltaïques [24], détaillant les défauts courants des panneaux [25], tandis que d'autres ciblent les méthodes de détection de ces défauts [26].

➤ **Pour les convertisseurs DC/DC :**

Les convertisseurs DC/DC classiques peuvent présenter des limites en termes de régulation de tension. Pour y remédier, différentes topologies ont été proposées, telles que les convertisseurs boost [27] à inductance commutée [28], les convertisseurs boost multi-étages à inductance et les convertisseurs SEPIC [29]. Afin d'optimiser l'extraction de puissance, des techniques de contrôle avancées, regroupées sous le terme MPPT (Maximum Power Point Tracking), ont été développées [30] [31] [32]. Ces techniques reposent sur divers algorithmes, allant des méthodes traditionnelles (Perturber et Observer, Incrémental Conductance, Hill Climbing) aux approches plus récentes basées sur l'intelligence artificielle (logique floue, réseaux de neurones [33], systèmes neuro-flous [34]) et les métaheuristiques (optimisation par essaims de particules, optimisation par colonies de fourmis, etc.) [35] [36] [37] [38].

➤ **Pour les convertisseurs DC/AC :**

Afin d'optimiser les performances des convertisseurs DC/AC et d'adapter leur comportement aux différentes applications, de nombreuses stratégies de contrôle ont été développées [39]. Les commandes orientées tension, qui permettent de réguler la puissance active et réactive injectée dans le réseau [40], sont largement utilisées [41]. Des variantes comme le contrôle orienté flux virtuel (VFOC) [42] [43] [45] [46] offrent une flexibilité accrue [46]. Par ailleurs, des techniques d'intelligence artificielle et des algorithmes métaheuristiques [49] [50][51] sont explorées pour améliorer la robustesse et l'adaptabilité des systèmes de contrôle.

I.10 Problématique :

Afin de garantir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique, l'intégration des systèmes photovoltaïques au réseau électrique nécessite une planification et un suivi minutieux. Bien que cette intégration soit destinée à résoudre l'équilibre entre la demande et la production et l'intermittence, elle introduit plusieurs nouveaux problèmes tels que :

- Quel que soit le type de convertisseur raccordé au système photovoltaïque (DC/DC ou DC/AC) et avec variation des conditions météorologiques (irradiation et température), la mise en œuvre d'un maximum de puissance point (MPPT) pour optimiser l'extraction de l'énergie solaire.
- La qualité de l'énergie produite par les systèmes photovoltaïques consiste à réduire l'amplitude, la phase, la fréquence et la forme d'onde de tension de l'énergie produite, qui doivent être identiques à celles du réseau électrique. Pour éviter toute perturbation potentielle, l'amplitude, la phase et la fréquence sont utilisées pour traiter l'énergie électrique produite avec le réseau en synchronisation. Les bornes de charge locales et le courant injecté dans le réseau

sont traités par la forme d'onde contre la pollution harmonique de tension. La norme IEEE-519 suggère que le taux de distorsion harmonique (T.H.D) soit inférieur à 5 % chaque jour.

- Le contrôle des systèmes photovoltaïques avec un système approprié qui garantit que l'énergie produite soit transmis sans perturbation au réseau.
- Protège le réseau des défauts ou des perturbations causées par des creux de tension, des variations de fréquence et des sauts de phase. Ces défauts se produisent rapidement et, comme le système est conçu pour s'auto-protéger, une panne de fonctionnement se produit et l'énergie produite est perdue. Au lieu de cela, le système ne devrait pas se déconnecter pour les défauts graves et tenter de résoudre les défauts mineurs afin d'éviter que le système photovoltaïque continue d'injecter de l'énergie au réseau lors de défaut.

I.11 Conclusion :

Ce chapitre vise à offrir un panorama bibliographique sur les systèmes photovoltaïques intégrés aux réseaux électriques. Pour ce faire, il est structuré en deux sections distinctes. La première section se concentre sur les PVG et présente un rappel des notions essentielles dans le domaine de la conversion photovoltaïque, incluant les différents types de cellules solaires, les caractéristiques des générateurs photovoltaïques et les convertisseurs DC/DC conçus spécifiquement pour ces applications. La seconde section explore la stratégie d'intégration de l'énergie photovoltaïque dans les réseaux. Elle décrit l'évolution des réseaux de distribution et analyse le Code Réseau en lien avec l'intégration des énergies renouvelables.

Chapitre II

*Modélisation et commande
des systèmes photovoltaïques*

II.1 Introduction :

Dans cette section, nous examinerons les divers paradigmes de modélisation électrique tout en approfondissant les principes opérationnels d'un générateur photovoltaïque soumis à des conditions de charge. Ce travail examine également les différentes stratégies de contrôle visant à maximiser le rendement du système. Une modélisation approfondie du système photovoltaïque, ainsi que de l'algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT), a été effectuée en utilisant la plateforme MATLAB/Simulink pour la simulation. Cette plateforme nous a permis de simuler diverses conditions environnementales, telles que l'irradiance solaire et la température, pour évaluer la performance du MPPT, le modèle intègre le module PV, le convertisseur DC-DC, le contrôleur MPPT et la charge.

II.2 Modélisation d'une cellule solaire :

La modélisation consiste en représentation mathématique d'un phénomène Physico-chimique, et en définissant ce modèle nous pouvons l'introduire dans un logiciel de simulation. Pour le cas de cellule photovoltaïque, il existe plusieurs modèles qui dépendent aux paramètres qui seront considérés durant la simulation.

II.2.1 Modèle idéal de cellule photovoltaïque :

Pour analyser les propriétés électriques d'une cellule photovoltaïque parfaite, on peut utiliser le modèle équivalent illustré en **figure II.1**. Ce modèle permet de représenter de manière simplifiée les phénomènes physiques à l'œuvre dans la cellule [7].

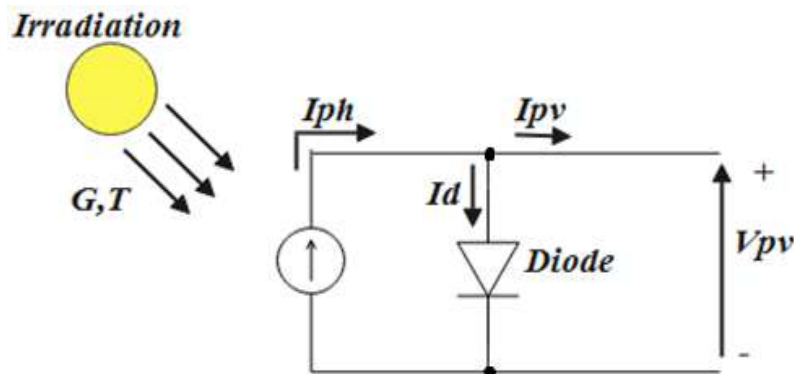


Figure II.1 Modèle électrique d'une cellule idéale.

Dans cette représentation simplifiée, le courant global généré par la cellule est calculé comme I_{ph} est généré par l'effet photovoltaïque et constitue le courant utile, tandis que I_d provient de la recombinaison dans la diode et représente une perte., conformément à l'équation (II.1) [9].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.1})$$

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

Le courant diode, défini par l'équation II.3 :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \frac{V_{pv}}{V_t} - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

II.2.2 Cas d'une cellule réelle:

La **figure II.2** montre l'influence des résistances parasites issues du processus de fabrication dans le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

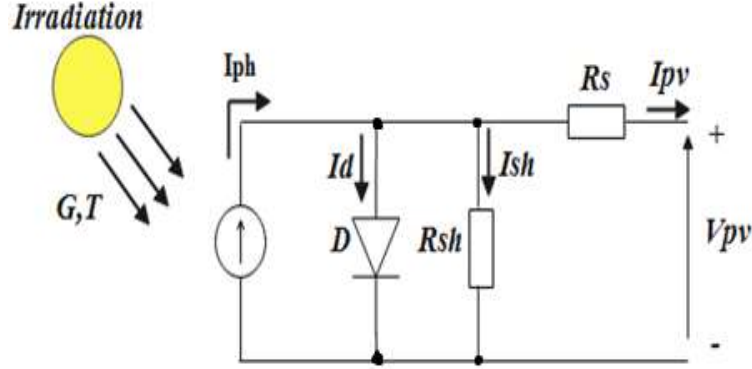


Figure II.2 Circuit électrique d'une cellule PV réelle.

Le modèle électrique d'une cellule solaire repose sur une relation de diode (II.4), enrichie par des paramètres intégrant le courant lumineux (II.5) et les pertes ohmiques (II.6) [9]. La température et l'ensoleillement sont des paramètres physiques qui affectent de manière notable le courant produit par la cellule photovoltaïque. Cette modélisation a été réalisée dans l'environnement Matlab/Simulink (voir **figure II.3**).

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.4})$$

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (\text{II.5})$$

$$I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} - I_{pv} = 0 \quad (\text{II.6})$$

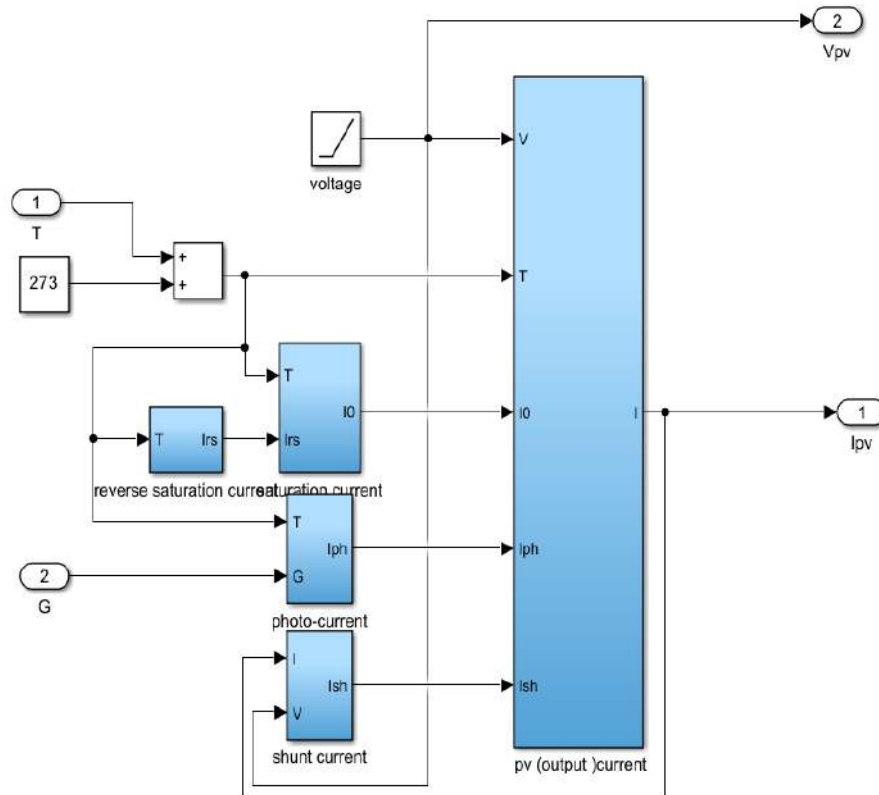


Figure II.3 Bloc MATLAB pour simuler un panneau PV.

II.3 Paramètres d'une cellule PV:

La figure II.4 illustre les courbes I-V et P-V d'un module solaire, indispensables pour déterminer ses paramètres clés.

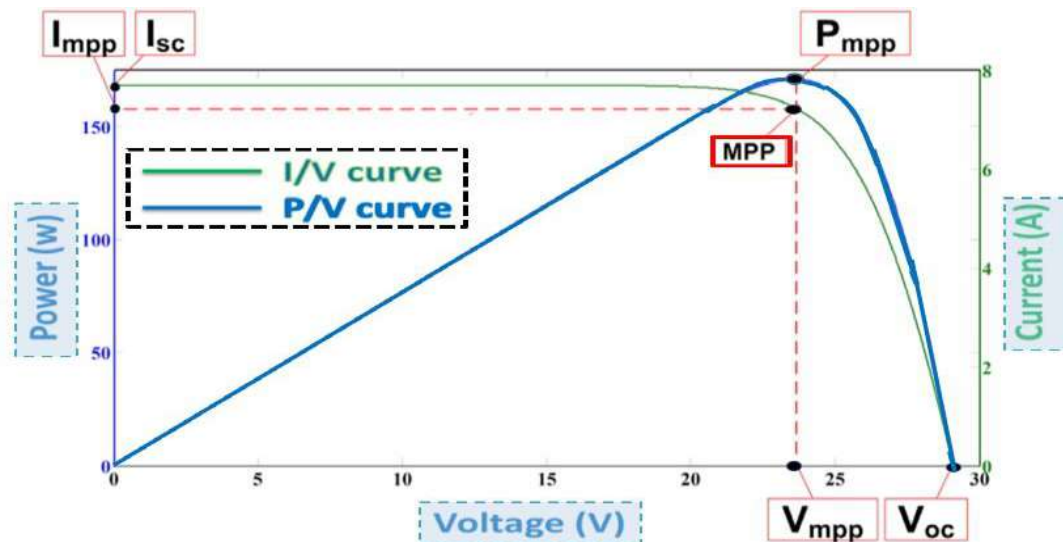


Figure II.4 Caractéristique I-V et P-V d'un module PV [12].

- ✓ **Tension en circuit ouvert (V_{co})** : Tension maximale que le module peut fournir lorsqu'au une charge n'est connectée.
- ✓ **Courant de court-circuit (I_{cc})** : Courant maximal que le module peut fournir lorsqu'il est court-circuité.
- ✓ **Puissance maximale (P_{max})** : Il s'agit de la puissance optimale délivrée par le module sous des conditions normalisées.

- ✓ **Facteur de forme (FF)** Ce rapport représente l'efficacité du module, obtenu en divisant la puissance maximale réelle par la puissance théorique maximale, définie comme le produit de V_{oc} et I_{sc} .
- ✓ **Facteur de qualité (A)** : Ce paramètre est utilisé dans les modèles électriques des cellules photovoltaïques. Il affecte la forme de la courbe I-V et se situe habituellement entre 1 et 2.
- ✓ **Rendement (η)** : Il exprime le rapport entre la puissance maximale générée par le module et l'énergie solaire reçue, reflétant l'efficacité de conversion photo-électrique.

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{V_{pm} \cdot I_{pm}}{S \cdot G} \quad (\text{II.7})$$

Où :

S : Surface de module solaire en m^2 .

II.4 Caractéristiques du générateur PV :

La caractéristique courant-tension I-V (équation II.8) modélise le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque.

$$I_{phr} = \frac{G}{G_r} I_{ccr} \quad (\text{II.8})$$

Le photo-courant, influencé par l'éclairement solaire (équation II.8) et la température (équation II.9), sont des éléments clé de cette caractéristique.

$$I_{ph} = \frac{G}{G_r} I_{ccr} [1 + K_0(T - T_r)] \quad (\text{II.9})$$

$$I_s = I_{sr} \frac{T}{T_r} \exp\left(\frac{Q \cdot E_g}{K \cdot A}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right) \quad (\text{II.10})$$

L'approche numérique de l'équation I-V, appliquée à l'aide de la méthode de Newton-Raphson (voir équation II.11), détermine le courant généré par une cellule. Pour un module constitué de plusieurs unités, cette même équation (II.11) sert à évaluer la caractéristique globale du module photovoltaïque.

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{II.11})$$

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + \left(\frac{N_s}{N_p}\right) R_s I_{pv}}{N_s \cdot \alpha \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{ph} + \left(\frac{N_s}{N_p}\right) R_s I_{pv}}{\left(\frac{N_s}{N_p}\right) \cdot R_p} \right) \quad (\text{II.12})$$

II.5 Validation du modèle:

Le modèle électrique d'un module photovoltaïque est représenté par l'équation II.13, qui relie le courant et la tension aux bornes du module.

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + \left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_s I_{pv}}{N_s A U_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{ph} + \left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_s I_{pv}}{\left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_{sh}} \right) \quad (II.13)$$

Le modèle, centré sur le courant photo-généré proportionnel à l'intensité lumineuse, a été validé par l'analyse d'un module commercial précis, le 1Soltech 1STH-215-P [9], dont les spécifications sont détaillées dans le Tableau II.1 [9].

Tableau II.1 Paramètres du module PV .

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale (W)	213.15
VMPP (V)	29
I MPP (A)	7.34
VCo(V)	36.4
Icc (A)	7.85

Les courbes I-V et P-V de ces modules, représentés en **Figure II.5**, confirment le comportement prédit par le modèle [9].

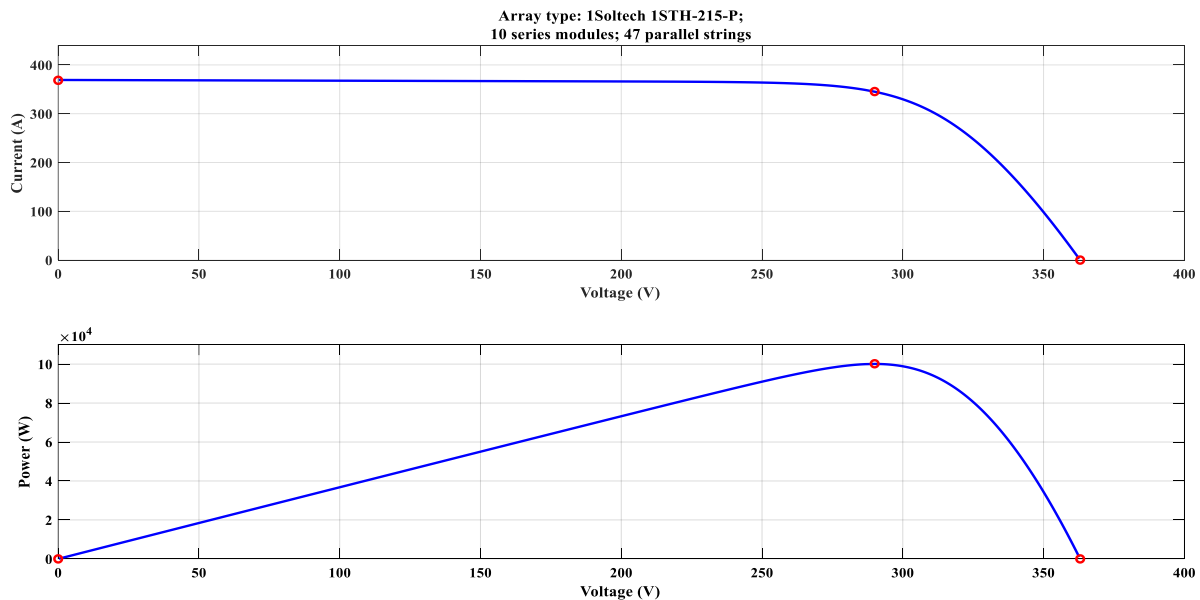


Figure II.5 Caractéristique du Module Photovoltaïque 1Soltech 1STH-215-P.

II.6 Paramètres d'influence sur les caractéristiques du générateur PV

L'efficacité d'un générateur photovoltaïque est fortement influencée par les paramètres environnementaux, notamment la luminosité et la température ambiante.

- **Influence de l'éclairement** : Lorsque l'intensité lumineuse augmente (de 200 W/m² à 1000 W/m²), L'intensité de court-circuit augmente proportionnellement, tandis que le potentiel en absence de charge reste presque constant (**Figure II.6**).

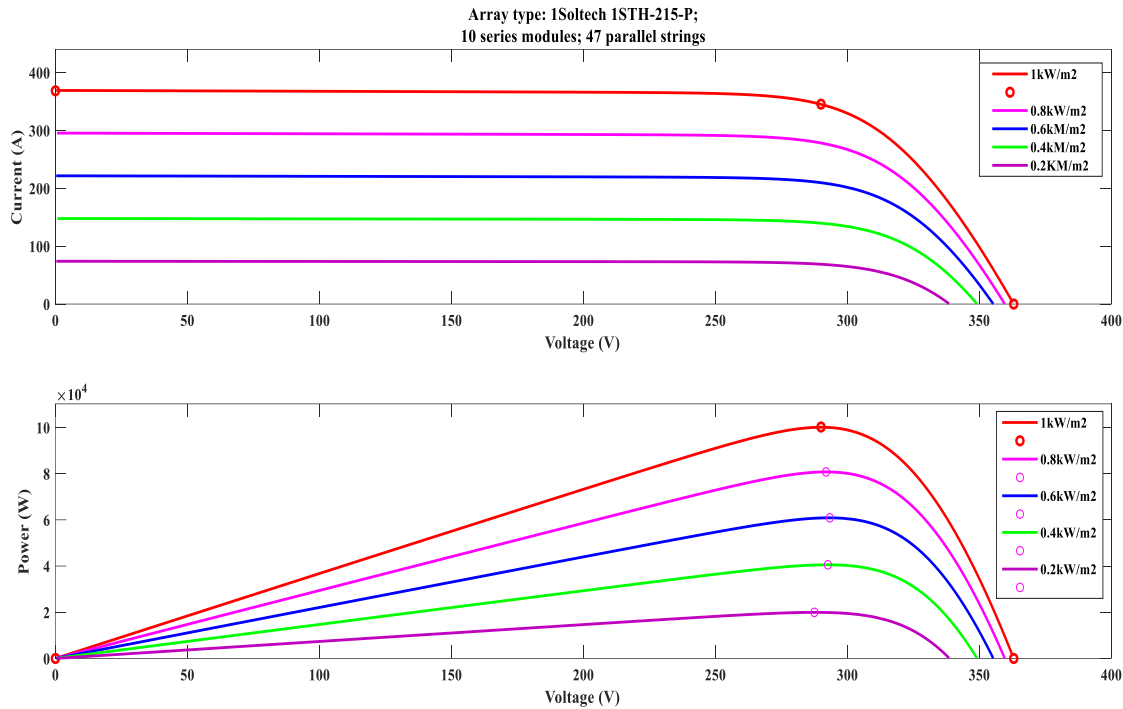


Figure II.6 Caractéristique de $P=f(V)$ et de $I=f(V)$ à différents niveaux d'irradiation et constants température 25°C d'un module photovoltaïque du type 1Soltech 1STH-215-P.

- **Effet thermique** : L'augmentation de la chaleur réduit le potentiel en circuit ouvert, diminuant ainsi la puissance maximale, tandis que l'intensité maximale reste presque inchangée (**Figure II.7**).

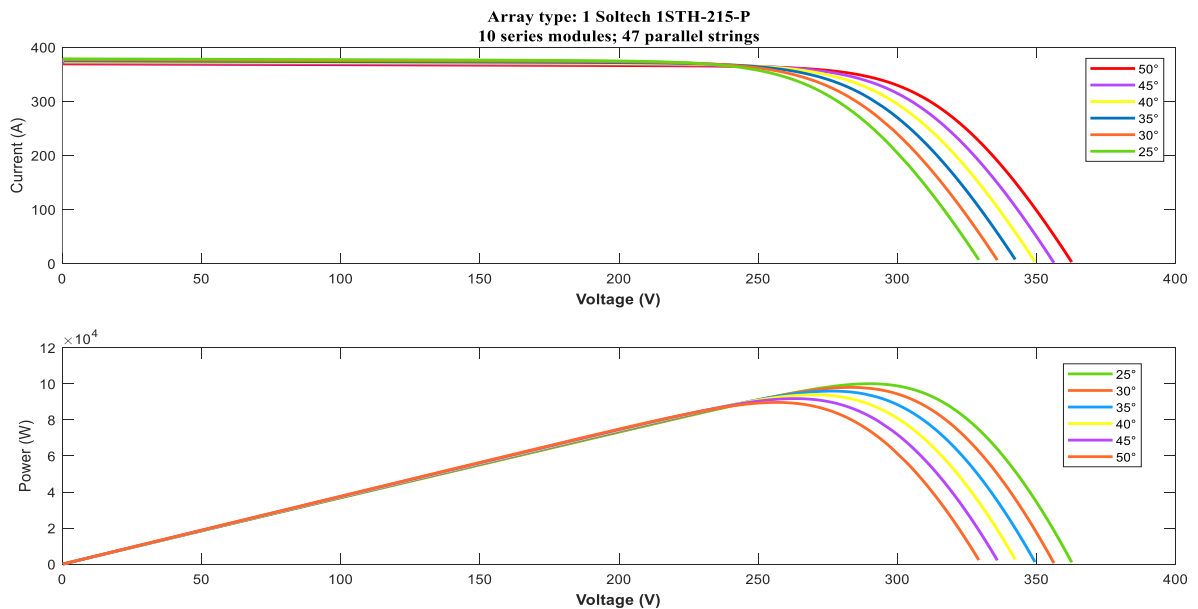


Figure II.7. Caractéristique de $P=f(V)$ et de $I=f(V)$ sous différents niveaux de Température et constants irradiation 1000W/m² d'un module photovoltaïque du type 1Soltech 1STH-215-P.

II.7 Modélisation d'un GPV soumis à un ombrage :

L'ombrage constitue un facteur limitant pour le rendement des panneaux photovoltaïques.

- ✓ **Ombrage total** : Une cellule complètement à l'ombre ne produit plus d'électricité.
- ✓ **Ombrage partiel** : Lorsqu'une cellule est partiellement ombragée, sa production d'énergie diminue de manière significative, entraînant des pertes de puissance notables pour tout le panneau. Les **figures II.8 et II.9** illustrent l'impact de l'ombrage sur les courbes I-V (courant-tension) et P-V (puissance-tension) d'un module photovoltaïque.

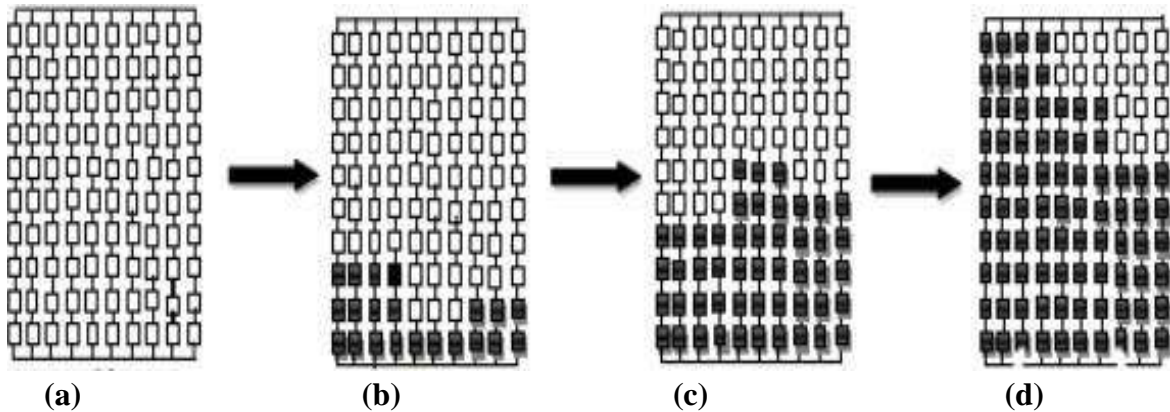


Figure II.8 Effet de différents niveaux d'ombrage sur les caractéristiques I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque.

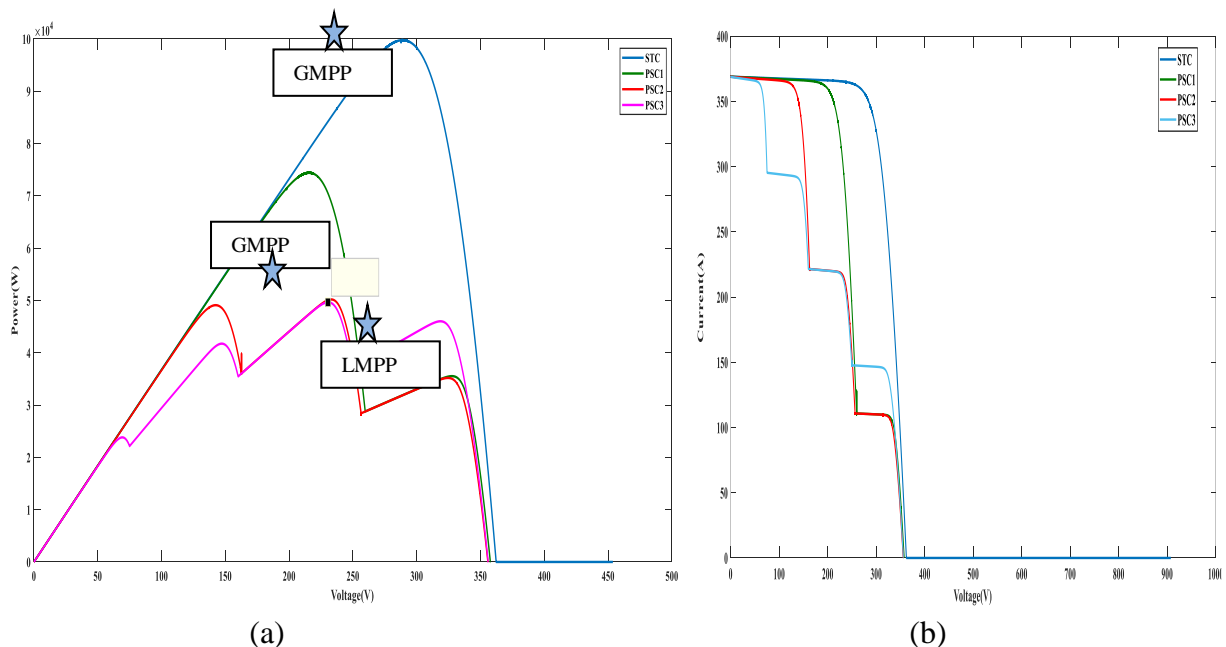


Figure II.9 Caractéristiques de $P=f(V)$ et de $I=f(V)$ sous ombrage partiel.

II.8 L'étage d'adaptation :

Afin de maximiser l'énergie électrique produite par un panneau solaire, un convertisseur continu-continu de type "boost" est généralement utilisé. Ce convertisseur permet d'élever la tension continue en sortie pour l'adapter aux besoins de la charge (**Figure II.10**).

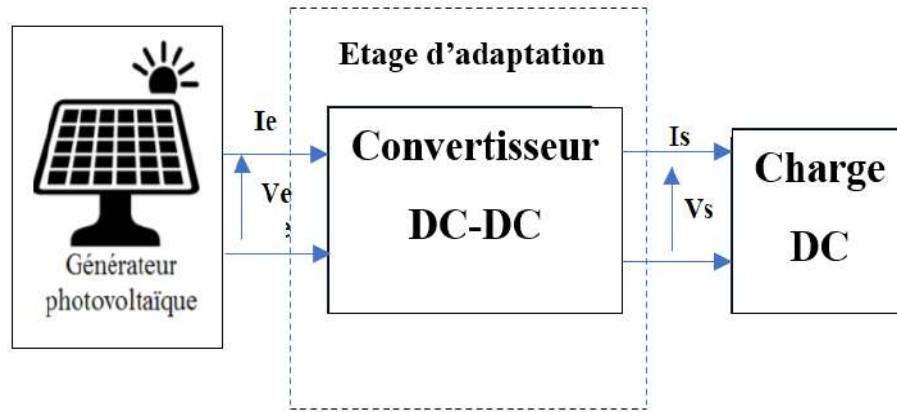


Figure II.10 Etage d'adaptation d'un générateur PV / charge [9].

Parmi les différents types de convertisseurs DC/DC, le convertisseur boost est particulièrement adapté pour augmenter la tension. Son principe utilise un composant électronique stockant l'énergie dans une inductance avant de la transmettre à une capacité (Figure II.11). La tension de sortie du convertisseur boost peut être calculée à partir de l'équation II.12 et dépend du rapport cyclique de l'interrupteur.

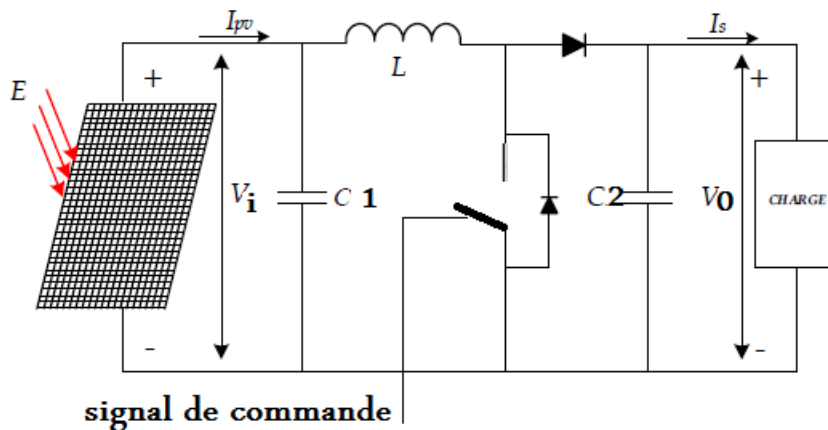


Figure II.11 Convertisseur DC-DC boost [9].

$$V_0 = \frac{1}{1-\alpha} V_i \tag{II.14}$$

Pour déterminer la taille optimale des composants du convertisseur, notamment l'inductance (équation II.15) et le condensateur (équation II.16), Il est crucial d'établir des normes, notamment pour minimiser les variations de courant dans la bobine et stabiliser la tension aux bornes du condensateur (Figure II.12).

$$L = \frac{V_e \cdot \alpha(1-\alpha)}{\Delta I_r \cdot f_s} \tag{II.15}$$

$$C = \frac{V_e \cdot \alpha(1-\alpha)}{\Delta V_c \cdot 8 \cdot L \cdot f_s^2} \tag{II.16}$$

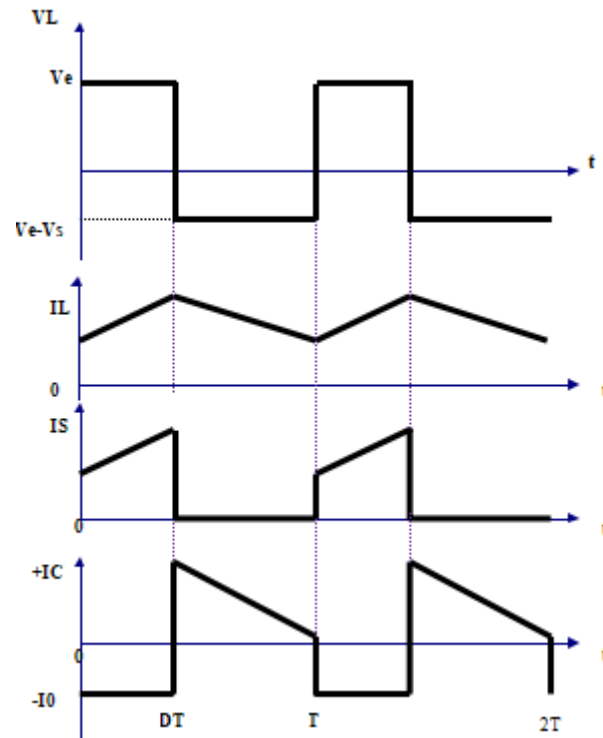


Figure II.12 Caractéristique de la tension et du courant du hacheur Boost.

La fréquence de commutation, généralement élevée pour minimiser les pertes, est également un paramètre important.

Le modèle mathématique du convertisseur boost, décrit par l'équation II.17, permet de simuler son comportement et d'étudier son dynamique.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1-u}{L} \\ \frac{1-u}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{in} \quad (II.17)$$

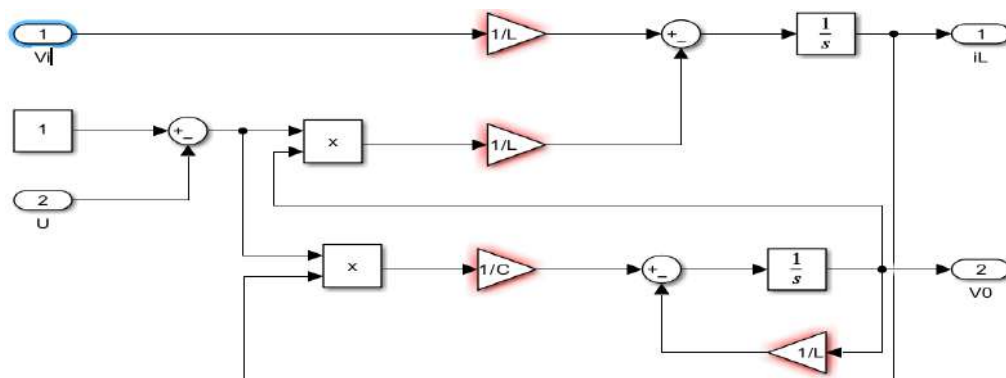


Figure II.13 Simulation du modèle mathématique de convertisseur Boost.

II.9 Les techniques de recherche du point de puissance maximale :

Pour maximiser le rendement des panneaux photovoltaïques, des méthodes sophistiquées d'extraction de la puissance maximale sont appliquées, cherchant à identifier les paramètres opérationnels idéaux (Figure II.14).

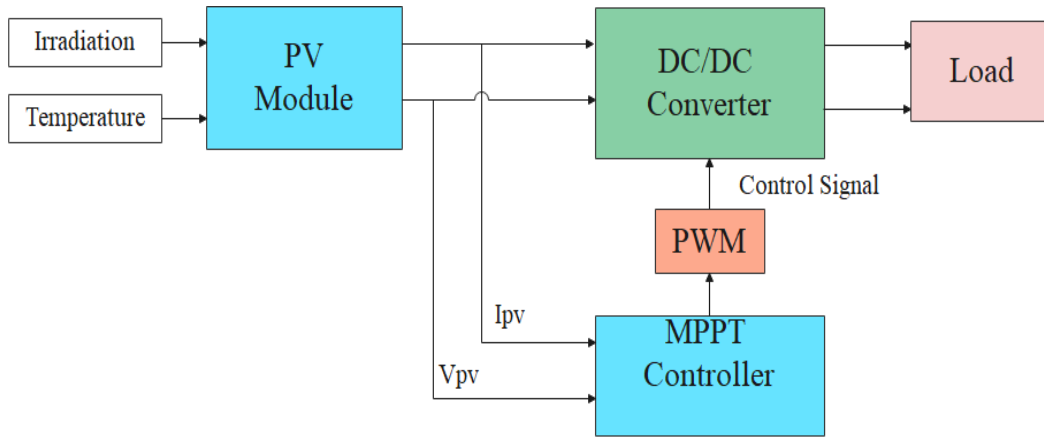


Figure II.14 Commande de la MPPT au niveau de l'hacheur (DC-DC).

II.9.1 Technique de la perturbation et observation (P&O) :

Il fonctionne en perturbant légèrement la tension du panneau et en observant l'impact sur la puissance. En répétant ce processus, l'algorithme converge vers le point de puissance maximale (**Figure II.15 et II.16**). Cependant, le P&O présente quelques limitations : il peut osciller autour du point optimal et peut avoir des difficultés à suivre rapidement les variations d'ensoleillement [9].

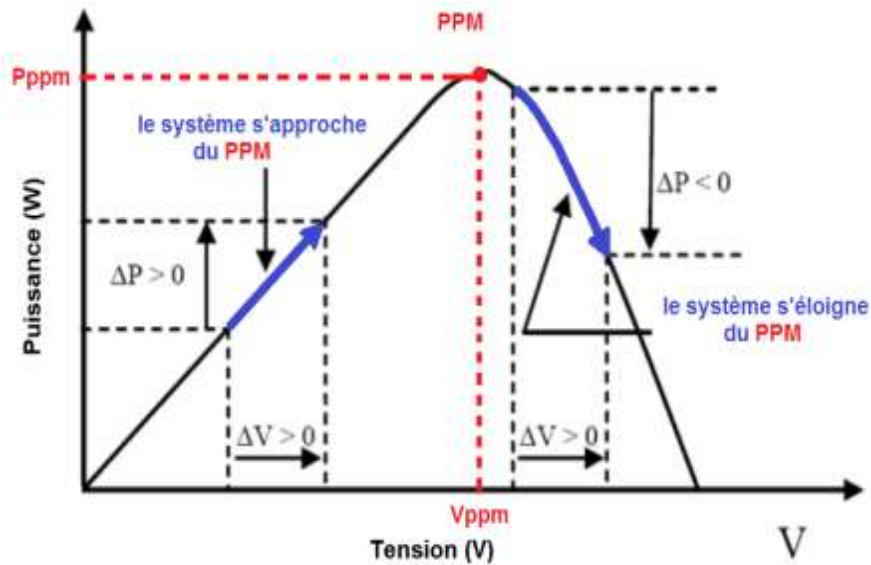


Figure II.15 Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O [9].

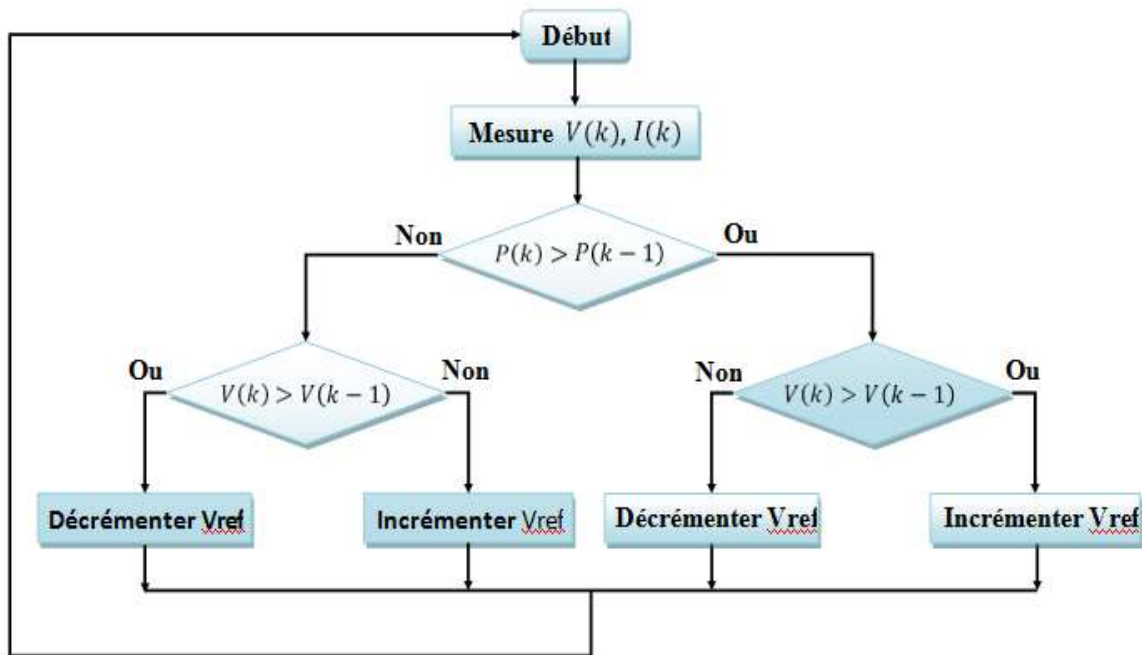


Figure II.16 Organigramme de la méthode perturbation et observation.

II.9.2 Technique de l'incrémentation de la conductibilité (IncCond) :

L'algorithme de conductance différentielle corrige les limites du P&O en identifiant le point optimal via l'égalité entre conductances instantanée et différentielle (Figure II.17).

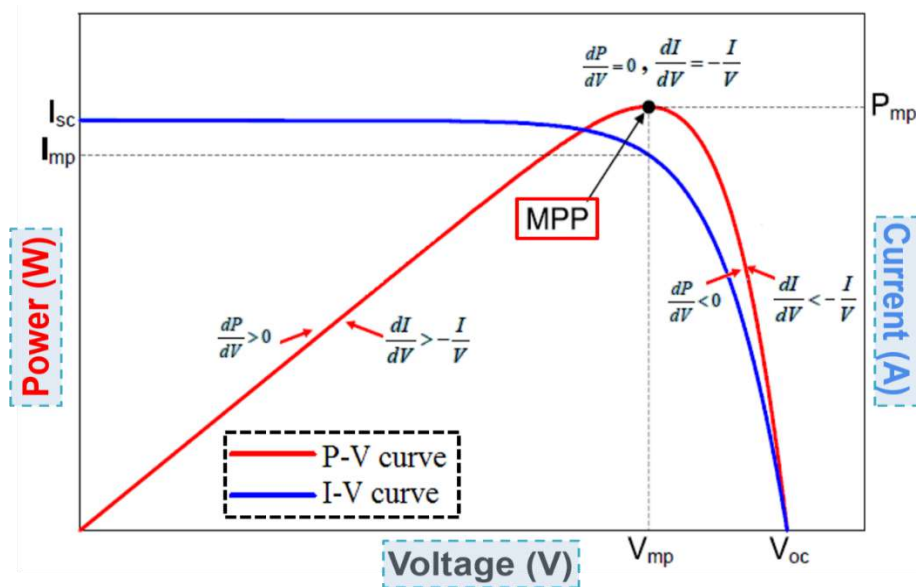


Figure II.17 Principe de fonctionnement de l'algorithme IncCond.

La figure II.18 illustre l'organigramme de l'algorithme IncCond, avec la pente de puissance dP_{pv}/dV_{pv} formulée ainsi :

$$\left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}\right) = i_{pv} + V_{pv} \frac{d(i_{pv})}{dV_{pv}} \tag{II.18}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ref} = V_{ref}(k-1) + \Delta V; \text{ pour } \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \\ V_{ref} = V_{ref}(k-1) - \Delta V; \text{ pour } \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \end{array} \right. \quad (\text{II.19})$$

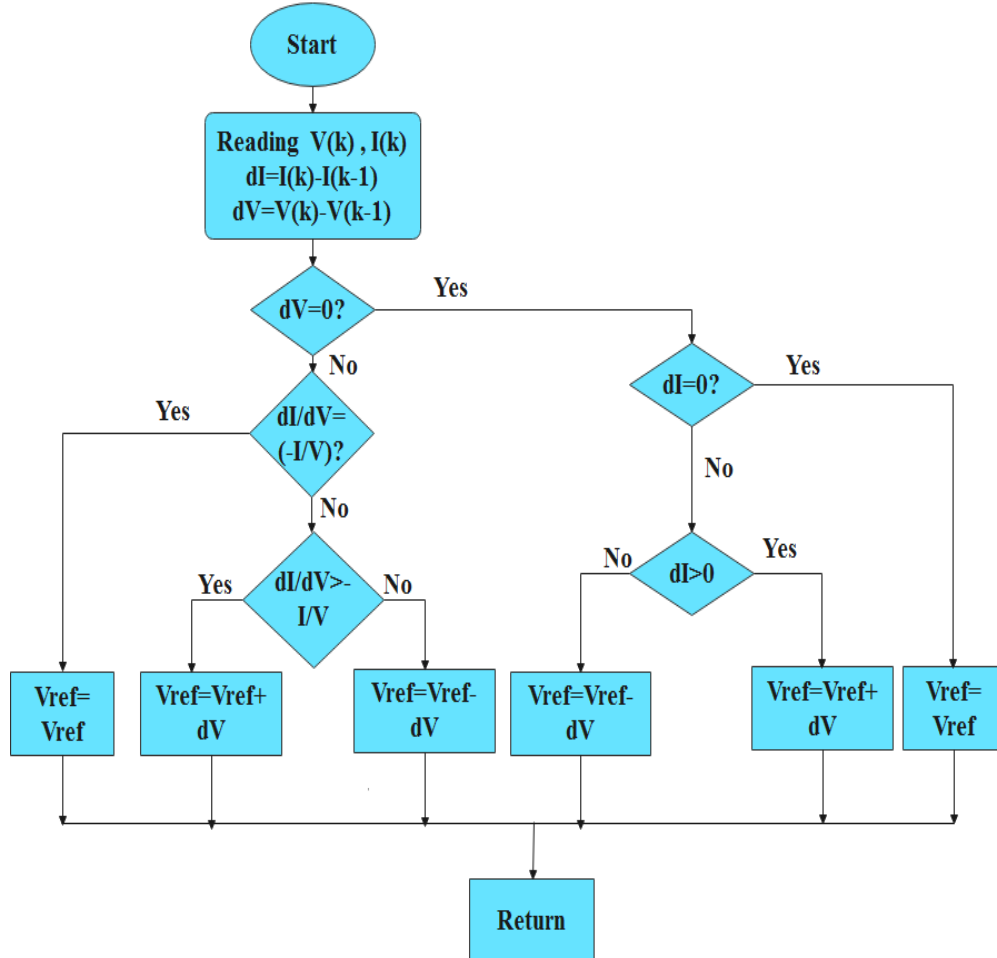


Figure II.18 Organigramme de la méthode IncCond.

II.9.3 Optimisation de l'essaim de particules (PSO) :

La méthode PSO, inspirée des dynamiques collectives des volatiles, résout des problématiques d'optimisation. Dans cette méthode, chaque particule représente une solution potentielle et évolue dans l'espace de recherche en se basant à la fois sur sa propre solution optimale précédente (P_{best}) et sur la meilleure solution globale identifiée jusqu'à présent (G_{best}) (figure II.19) [51].

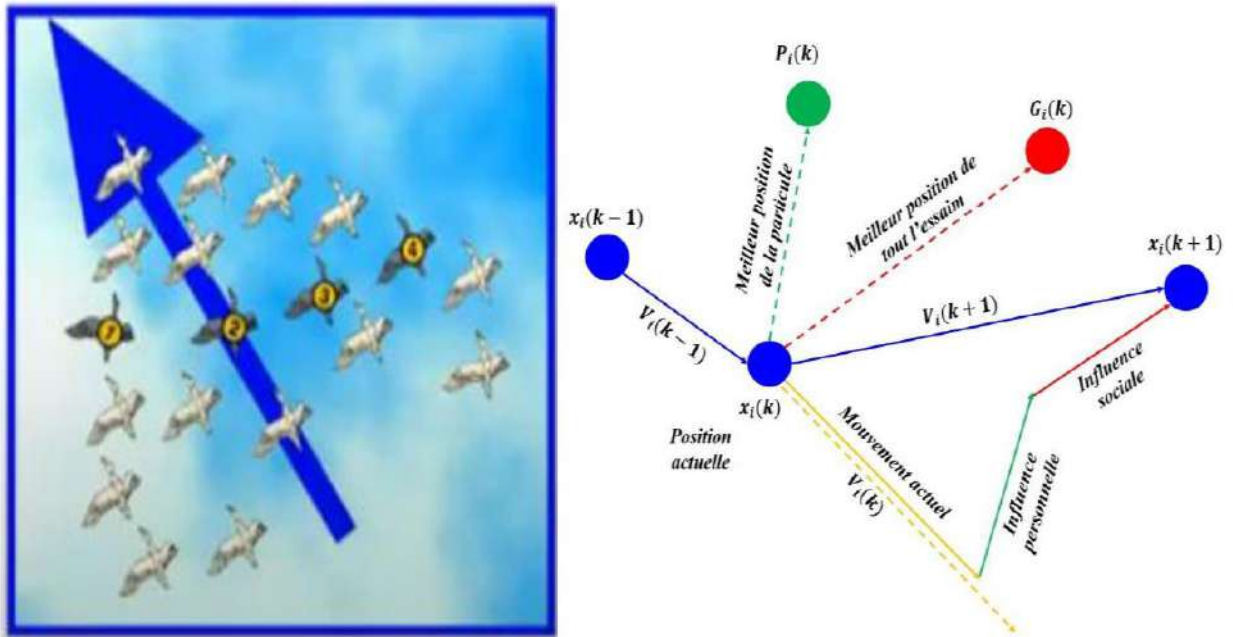


Figure II.19 Directions de la technique PSO.

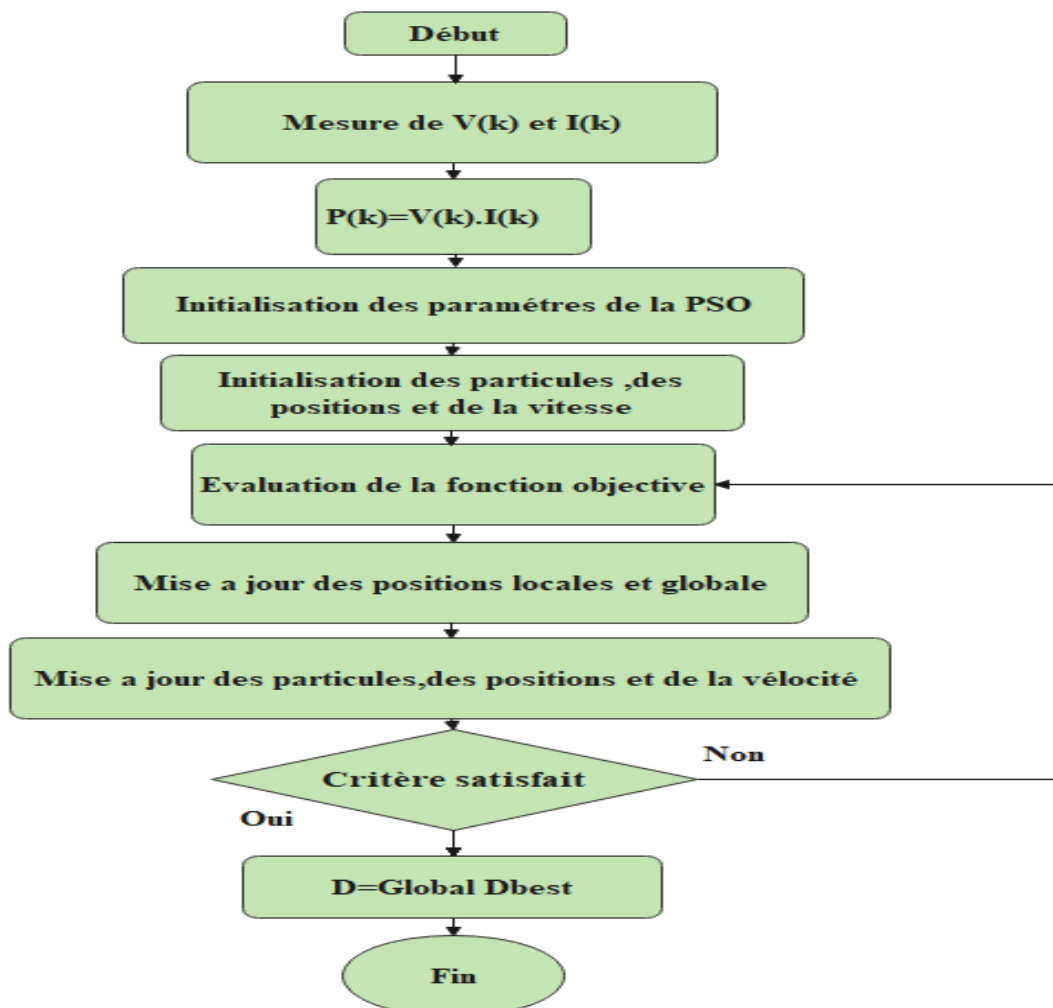


Figure II.20 Organigramme de l'algorithme PSO.

L'algorithme PSO fonctionne en itérant les étapes suivantes :

- 1) **Initialisation** : Un ensemble de particules est initialisé aléatoirement dans l'espace de

recherche.

2) **Évaluation** : La qualité de chaque particule (fitness) est évaluée en fonction d'une fonction objective.

3) **Actualisation des positions optimales** : Chaque particule compare sa position courante à son meilleur historique (Pbest) et à l'optimum global (Gbest), avec mise à jour si nécessaire.

4) **Actualisation des vitesses et positions** : Les particules ajustent leurs déplacements en fonction de leurs optima individuels et de l'optimum global, selon les équations II.19 et II.20.

$$V_{id}(t+1) = w \cdot V_{id}(t) + C_1 \cdot r_1 \cdot (P_{Best_{id}}(t) - x_{id}) + C_2 \cdot r_2 \cdot (G_{Best_{id}}(t) - x_{id}) \quad (\text{II.19})$$

$$x_{id}(t+1) = x_{id}(t) + V_{id}(t+1) \quad (\text{II.20})$$

5) **Arrêt** : S'arrête lorsqu'un critère d'arrêt est atteint (nombre maximal d'itérations, amélioration minimale de la solution, etc.).

Les paramètres de l'algorithme PSO, tels que le nombre d'itérations, les poids cognitif (C_1) et social (C_2), et le facteur d'inertie (w), influent sur la performance de l'algorithme (Tableau II.2).

Tableau II.2 Paramètre de l'algorithme PSO

	Symbole	Valeur
Nombre d'essais	<u>swarms</u>	10
Nombre des itérations	<u>iter_max</u>	20
Poids de l'information locale	c1	0.02
Poids de l'information globale	c2	0.05
Poids de l'inertie	w	0.5
Dimension du problème	Dim	1
Point global de puissance maximale	GMPP	0

II.9.4 Technique de commande MPPT par Mode Glissant (SMC) :

Le contrôle par mode glissant (SMC), illustré en **figure II.21**, est une méthode robuste adaptée à la gestion des systèmes dynamiques, notamment photovoltaïques. Elle permet d'atteindre une performance élevée et une robustesse face aux perturbations.

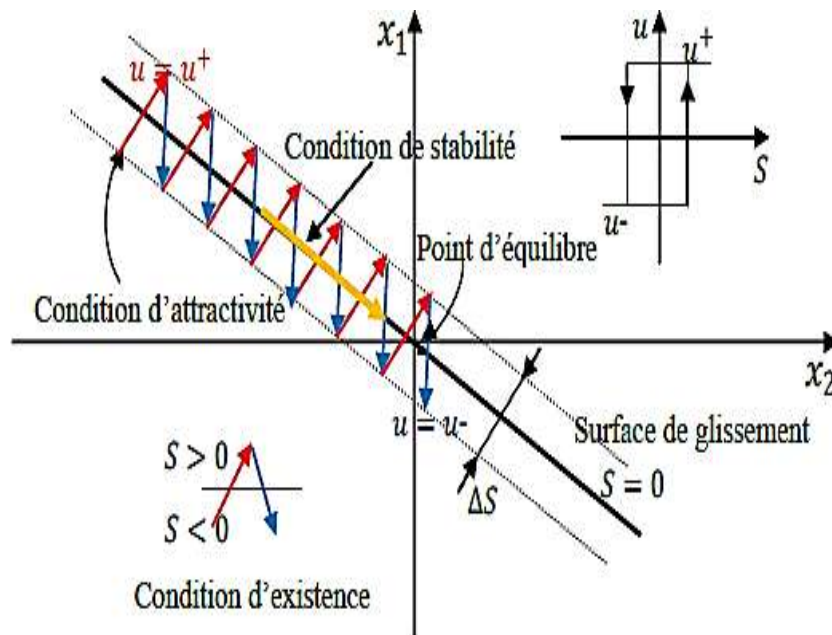


Figure II.21 Principe de commande (mode glissant) [9].

✚ Concept central:

- **Plan de glissement** : Une hypersurface dans l'espace d'état est spécifiée pour orienter la dynamique du système, avec pour objectif d'y contraindre son évolution.
- **Règle de pilotage** : Une méthode de contrôle est élaborée afin de guider le système vers cette hypersurface et d'y maintenir son mouvement.
- **Robustesse dynamique** : La persistance de l'équilibre en mode glissant est garantie par l'application des principes de Lyapunov.

✚ Étapes de conception d'un contrôleur par mode glissant :

1. **Établissement du plan de glissement** : Une fonction $S(x)$ est spécifiée pour caractériser ce plan, sa structure ayant influence directement les propriétés évolutives de l'ensemble.
2. **Détermination de l'action régulatrice équivalente** : L'action (U_{eq}) est calculée afin d'annuler la variation temporelle de la surface, assurant ainsi que le système adhère à cette trajectoire définie.
3. **Calcul de la commande correctrice** : La commande additionnelle (U_n) assure que le système converge vers la surface de glissement.

Avantages du contrôle par mode glissant :

- **Robustesse** : Le système est peu sensible aux perturbations et aux variations des paramètres.
- **Efficacité** : Il assure une réactivité élevée et une précision remarquable, même en présence de perturbations ou d'imprécisions.
- **Adaptabilité** : Permet l'élaboration de stratégies de régulation sophistiquées.

- **Implémentation dans les systèmes solaires.**

Représentation mathématique :

$$\begin{cases} \frac{d x_1}{dt} = \frac{1}{C_{pv}} i_{pv} - \frac{1}{C_{pv}} x_2 \\ \frac{d x_2}{dt} = \frac{1}{L} x_1 - \frac{1-\alpha}{L} V_0 \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

Avec : $x = [x_1 x_2]^T = [V_{pv} I_L]^T$

- ✓ **Hypersurface de contrôle :** Deux catégories sont introduites : une surface prédéfinie (relation II.22) et une surface de type Slotine (relation II.23).

$$S = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0 \quad (\text{II.22})$$

$$S = x_1 - V_{ref} + \lambda e \quad (\text{II.23})$$

$$\alpha = 1 - \frac{LC_{pv}}{V_0} \left[V_{ref} + \frac{1}{LC_{pv}} x_1 - k \cdot \text{sign}(S) - \lambda e - \frac{i_{pv}}{C_{pv}} \right] \quad (\text{II.24})$$

II.9.5 Technique de commande MPPT par backstepping (BACK) :

La technique de backstepping constitue une approche systématique pour la synthèse des régulateurs dédiés aux systèmes complexes, s'appuyant sur une construction progressive en partant des états internes vers les externes.

Principe de fonctionnement :

1. **Segmentation de la dynamique :** Le modèle non linéaire est fractionné en sous-composantes simplifiées pour en faciliter l'étude et la maîtrise.
2. **Formulation de l'énergie de Lyapunov :** Une fonction énergétique est proposée pour chaque sous-partie, devant être positive et décroissante pour garantir la convergence.
3. **Conception de la régulation :** Une stratégie adaptative est développée afin d'assurer la décroissance continue de la fonction énergétique, stabilisant l'ensemble.

Exemple :

Considérons un système non linéaire d'ordre 2 représenté par les équations (II.25) et (II.26).

$$\begin{cases} \square \\ x_1 = f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\ \square \\ x_2 = f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 \\ \square \\ x_n = f_n(x_1, \dots, x_n) + g_{n-1}(x_1, \dots, x_n)u \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

Avec :

$$x_1 = [x_1 x_2 \dots x_n]^T \in \mathbf{R}^n, u \in \mathbf{R}$$

$$(x_1)_d = \alpha_0 = y_r \quad (\text{II.26})$$

Étape 1 : On définit une première fonction de Lyapunov candidate V_1 (équation II.27).

$$v_1 = \frac{1}{2} e_1^2 \quad (\text{II.27})$$

En choisissant une loi de commande appropriée (équation II.28), on peut rendre la dérivée de V_1 négative.

$$\alpha_1 = \frac{1}{g_0(x_1)} [-k_1 e_1 - \alpha_0 - f_1(x_1)] \quad (\text{II.28})$$

$$\square \\ \dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 \leq 0$$

Étape 2 : On considère la variable de commande x_2 comme une nouvelle entrée et on construit une nouvelle fonction de Lyapunov V_2 (équation II.29).

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} e_2^2 = \frac{1}{2} [e_1^2 + e_2^2] \quad (\text{II.29})$$

L'approche itérative aboutit à la commande finale (relation II.30).

$$u = \frac{1}{g_n(x_1, \dots, x_n)} [-k_n e_n - f_n(x_1, \dots, x_n) + \alpha_{n-1}] \quad (\text{II.30})$$

Avantages du backstepping:

- ✚ **Robustesse assurée.**
- ✚ **Adaptabilité.**
- ✚ **Procédure méthodique.**
- ✚ **Application pratique :** En utilisant cette technique pour le modèle photovoltaïque (relation II.31), une stratégie efficace de suivi du point de puissance maximale est élaborée, suivant les mêmes étapes conceptuelles.

$$\alpha' = \frac{L}{V_0} \left[\frac{x_1}{L} - \frac{e_1}{C_{pv}} + k_2 e_2 - k_1 c_1 e_1 - i_{pv} + c_{pv} V_{ref} \right] \quad (II.31)$$

Cette approche est adaptable aux structures avancées et aux représentations détaillées des systèmes solaires.

II.10 Simulation d'un système photovoltaïque avec une charge résistive :

Comme il est montré dans la **figure II.22**, dans notre scénario de fonctionnement du système PV, un groupe de quatre modules PV en série de la marque **1 STH-215-P**, est simulé dans Matlab/Simulink.

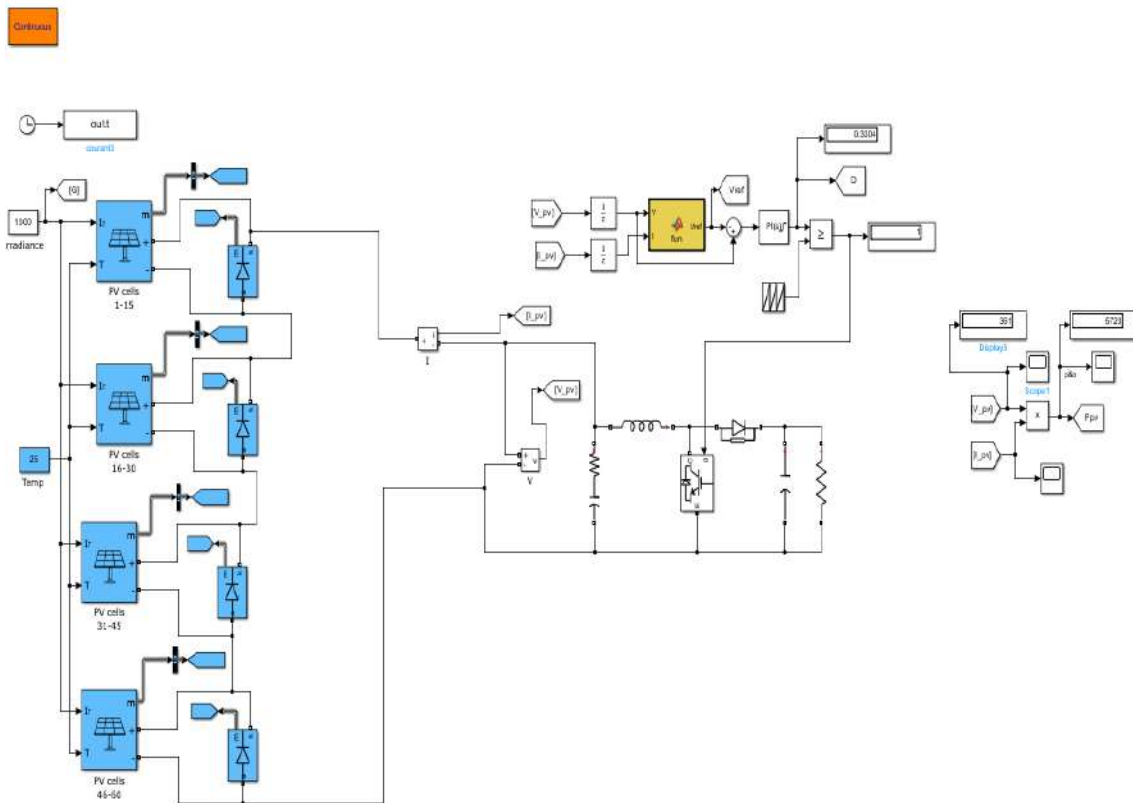


Figure II.22 Système photovoltaïque sous Matlab.

Tableau II.3 Paramètres du hacheur boost.

Paramètres	Valeurs
Inductance L	1.45e-3 H
Capacité Cpv	1000e-6 F
Capacité Cdc	3227e-6 F

Les **tableaux II.3-4** présentent les paramètres utilisés. On suppose que les interrupteurs utilisés soient parfaits [51].

Notre étude a consisté à comparer toutes les techniques dans trois performances différentes [51] :

- Standard.

- Changement rapide du rayonnement solaire.
- Ombrage partiel.

Tableau II.4 Paramètres des MPPT méthodes.

Techniques	Paramètres	Valeurs
PSO	w	0.3
	C ₁	0.6
	C ₂	0.7
Mode glissant	K	0.5
Backstepping	k1	15
	K2	0.8

Nous présentons le **tableau II.6** et la **figure II.23** des changements de température sous ombrage partiel (PSC) avec quatre scénarios.

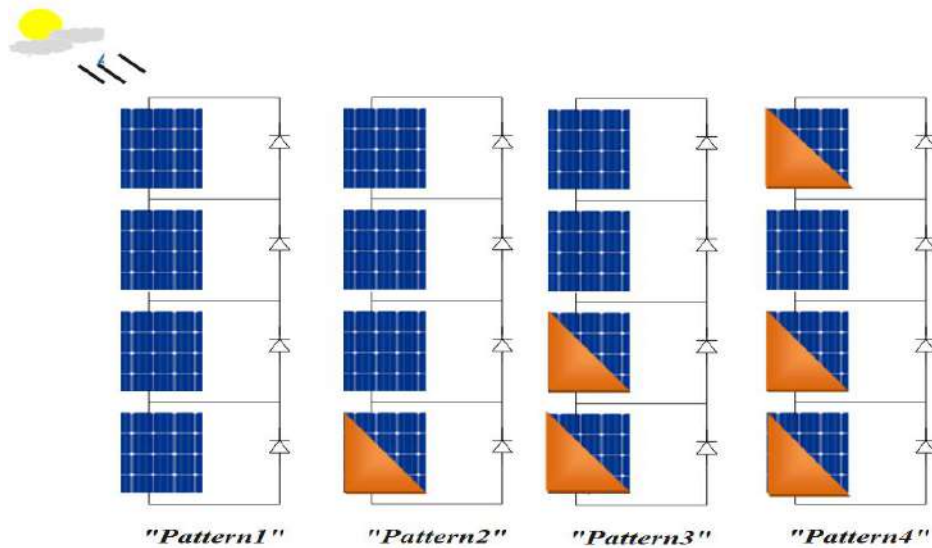


Figure II.23 Structure topologique du générateur photovoltaïque dans PSC. Le **tableau II.5** présente scénarios d'ombrage et MPP pour chacun.

Tableau. II.5 Différents scénarios d'ombrage et MPP pour chacun [51].

scenarios	Irradiations (W/m ²)	GMPP (kW) extrait de la courbe P-V Fig. II.10. a
1	1000 1000 1000 1000	100.2 kW
2	1000 1000 1000 300	75.57 kW
3	1000 1000 300 600	50.62 kW
4	800 1000 600 400	40.59 kW

II.10.1 Performances dans des conditions standard (STC) :

L'analyse compare les méthodes sous 1000 W/m^2 et 25°C , comme montré aux figures II.22 et II.23.

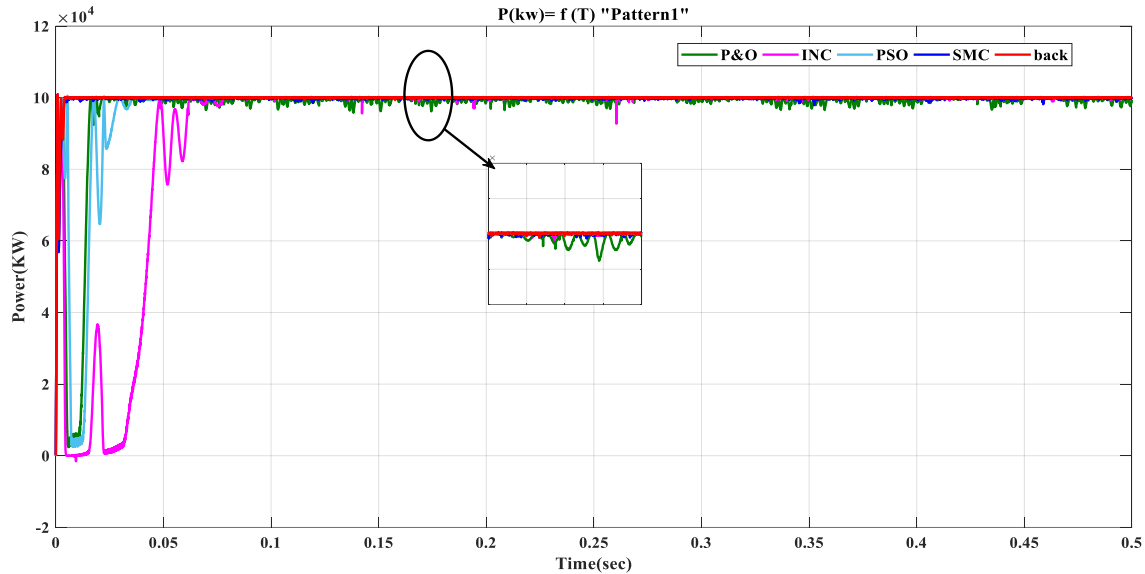


Figure. II.24 Comparaisons des algorithmes P&O, INC, PSO, SMC et BACK sous conditions standards (STC) [51].

Les cinq méthodes proposées ont mis respectivement 0,0222 s, 0,0783 s, 0,0502 s, 0,0067 s et 0,0041 s pour approcher MPP, selon les données précédentes et le **tableau II.6**. Nous pouvons voir que l'algorithme BACK a des temps de réaction plus rapides que les autres algorithmes. Avec un taux d'efficacité de 100 %, la puissance de sortie en régime permanent ($10 * 47 * 213,5 = 100,2 \text{ kW}$) est égale de la puissance maximale. Par conséquent, nous concluons que l'algorithme BACK est supérieur aux techniques proposées précédemment.

Tableau II.6 Performances dynamiques pour les techniques MPPT sous conditions standards.

	P&O	INC	PSO	SMC	BACK
Puissance extraite (kW)	100.1	99.88	100.1	100.1	100.2
Temps de convergence(s)	0.0222	0.0783	0.0502	0.0067	0.0041
Efficacité du MPPT (%)	99.90	99.68	99.90	99.90	100

II.10.2 Performance sous changement rapide de l'irradiation solaire :

Dans ces conditions, les quatre modules du réseau simulé sont utilisés dans les conditions standard ($T= 25 \text{ }^\circ\text{C}$, $G= 1000 \text{ W/m}^2$). À 0.25 s, nous avons appliqué une variation rapide à l'irradiance solaire (les irradiances des modules sont diminuées à 400 W/m^2), pour tester et examiner les performances et la précision des algorithmes PSO, SMC et BACK lorsque l'irradiance solaire change rapidement.

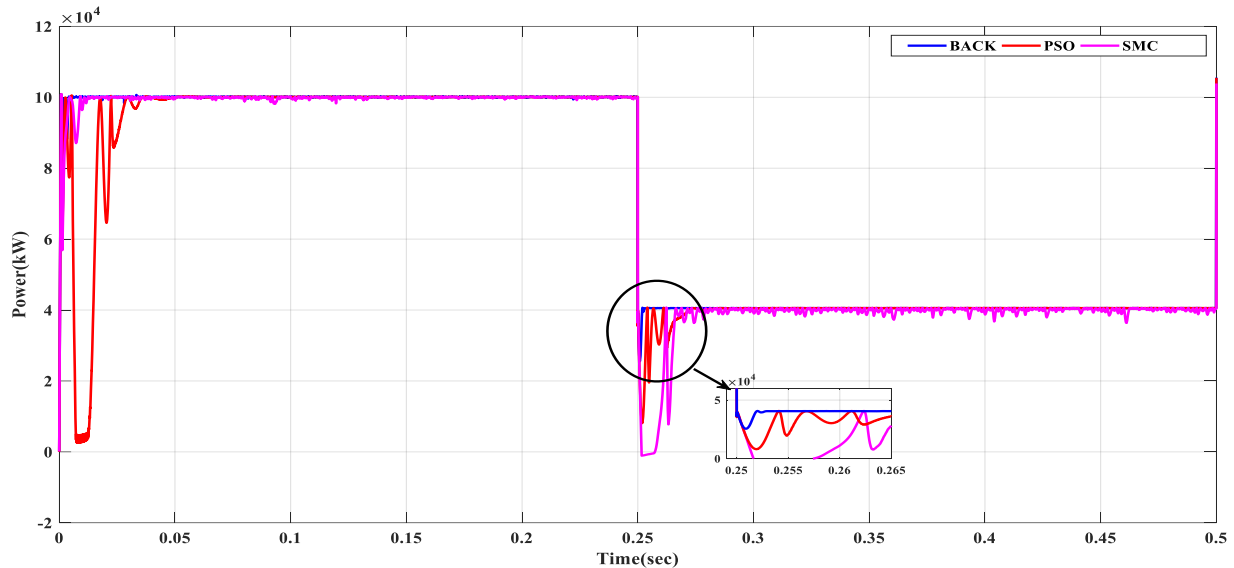


Figure. II.25 Comparaisons des algorithmes PSO, SMC et BACK sous Changement rapide d'irradiation.

Tableau II.7 Performances dynamiques pour les techniques MPPT pour des Changements rapides d'irradiation

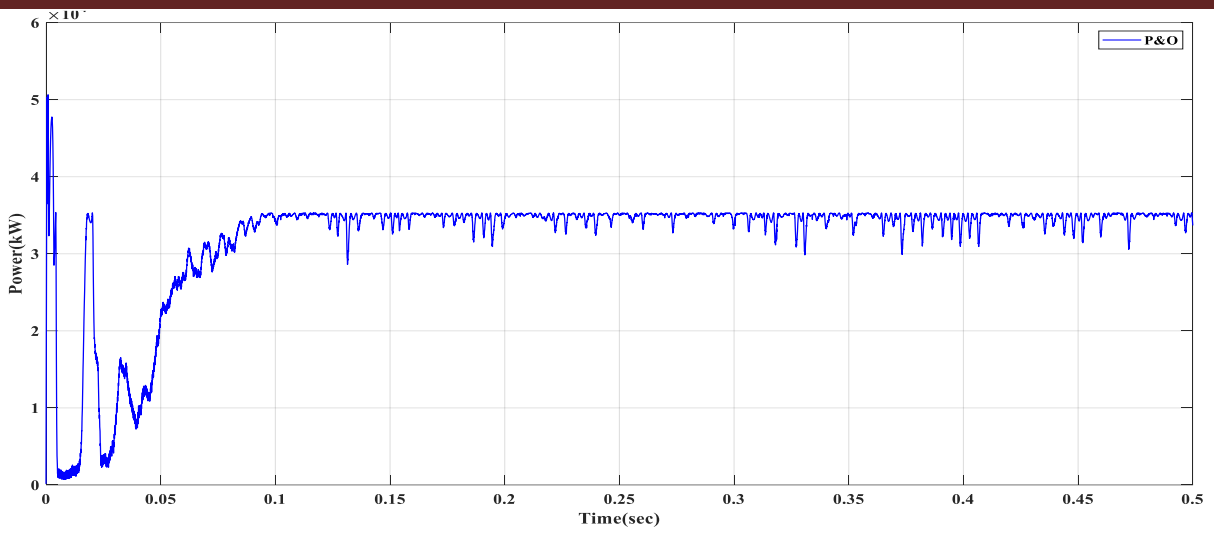
	PSO	SMC	BACK
Puissance extraite (kW)	40.4	40.08	40.589
Temps de convergence (s)	0.2914	0.2905	0.2549
Efficacité du MPPT (%)	99.53	98.74	99.99

Comme le montrent la **figure II.27** et le **tableau II.7**, après avoir appliqué un changement rapide du rayonnement solaire e , l'algorithme BACK a montré une meilleure efficacité avec une puissance PV extraite de 40,589 kW et un taux d'efficacité de 99,99 % avec une vitesse de 0,2549 sec, tandis que l'algorithme PSO et l'algorithme SMC ont atteint (40,4 kW) [51] et (40,08 kW) à un temps de 0,2914 sec et 0,2905 sec par rapport au premier algorithme [51].

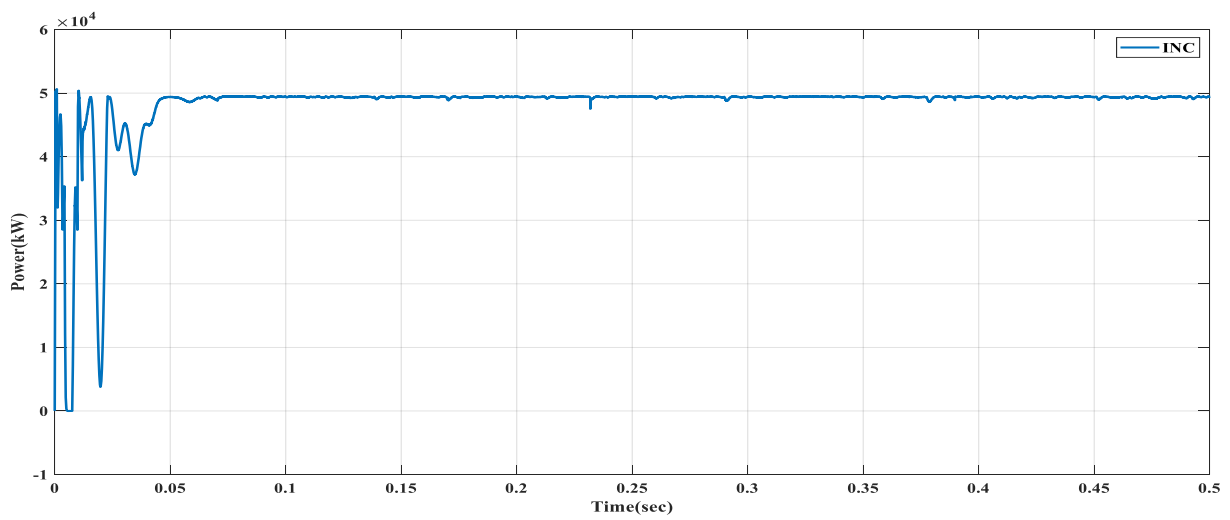
II.10.3 Performances dans des conditions d'ombrage :

Sous PSC, ce test est réalisé pour évaluer les performances et faire une comparaison entre cinq algorithmes. Ici, les quatre valeurs de rayonnement pour les modules PV sont les suivantes : 1000, 1000, 300 et 600 W/m². Semblable à la montagne de la **figure II.26**, motif 3, notre température est de 25°C.

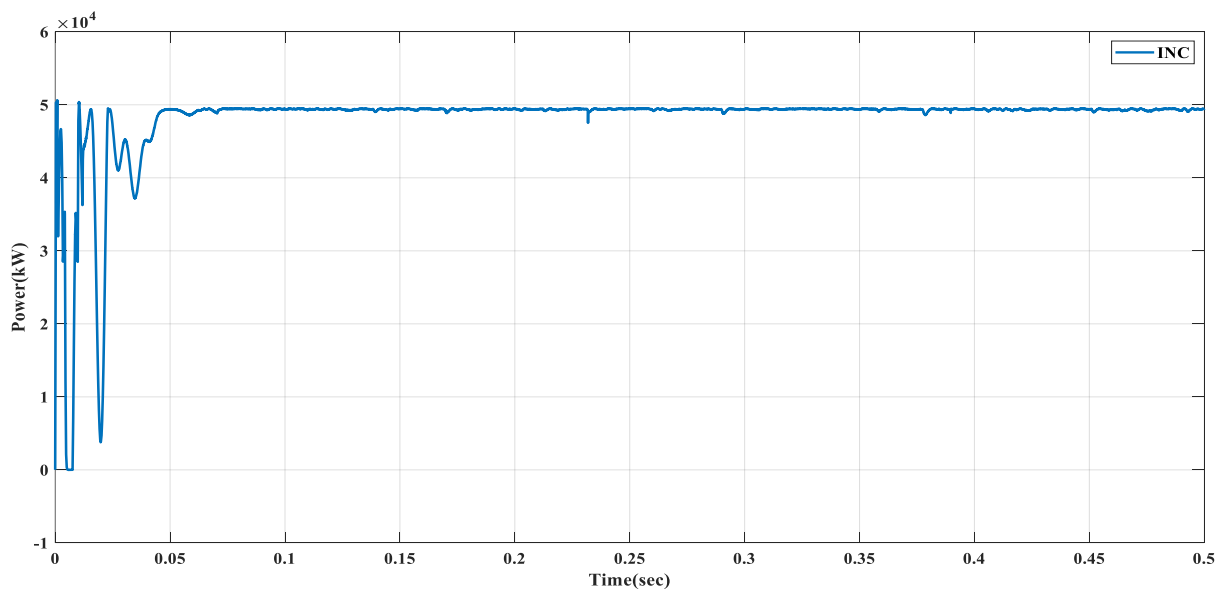
Dans ce cas, un GMPP (50,62 kW) et deux LMPP (49,08 kW et 35,16 kW) ont été découverts. La puissance de sortie PV individuelle pour chacune des cinq algorithmes est représentée sur la **figure II.26** sous forme de courbes (a, b, c, d et e) [51].



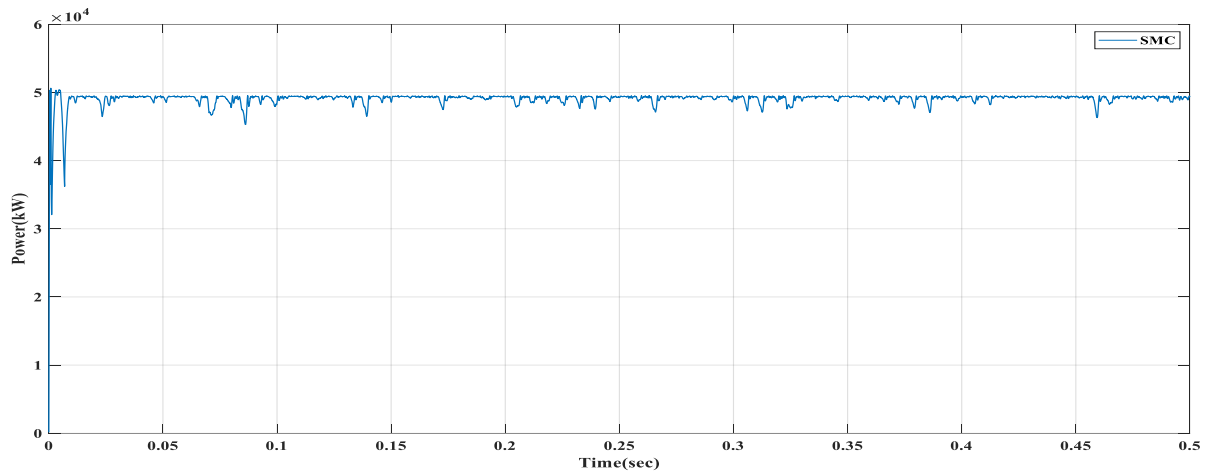
(a)



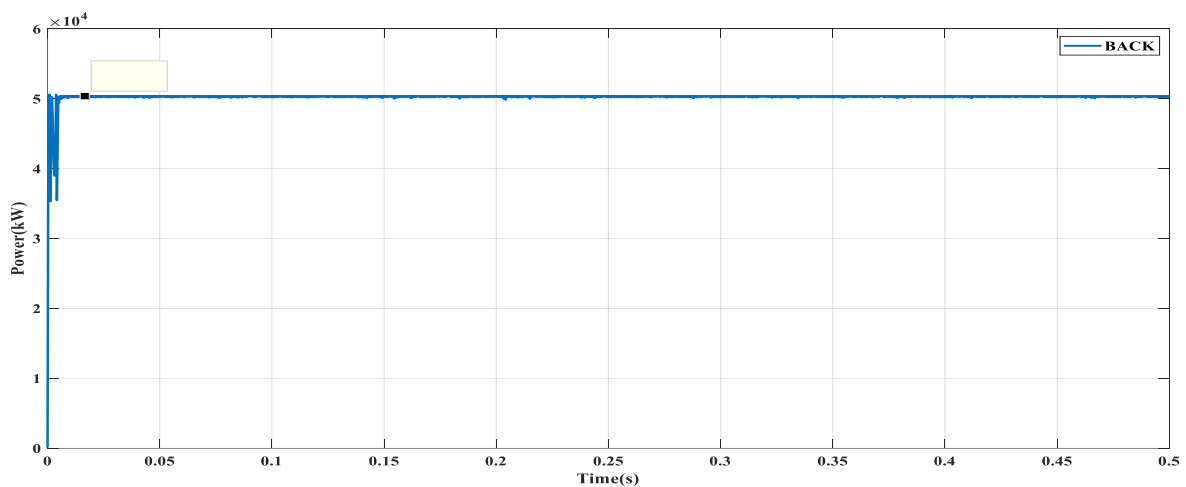
(b)



(c)



(d)



(e)

Figure. II.26 (a, b, c, d, e) Algorithme P&O, INC, PSO, SMC et BACK sous ombrage partiel [51].

Tableau. II.8 Performances dynamiques pour les techniques MPPT sous ombrage partiel PSC [51].

	P&O	INC	PSO	SMC	BACK
Puissance extraite (kW)	35.21	49.3	34.03	49.49	50.6
Temps de convergence (s)	0.1039	0.0622	0.07135	0.01005	0.00385
Efficacité du MPPT (%)	69.55	97.39	67.22	97.76	99.96

II.11 Conclusion:

La gestion optimale des ressources énergétiques allie réduction de l'empreinte carbone et bénéfices financiers, imposant des stratégies écoresponsables face aux enjeux actuels.

L'énergie solaire, déjà intégrée dans de nombreux secteurs, s'impose de plus en plus comme une solution incontournable pour atténuer les problématiques énergétiques et environnementales. L'amélioration de l'efficacité énergétique englobe toutes les étapes du processus, depuis la production jusqu'à la transmission, la distribution et l'usage final de l'électricité.

Pour optimiser la puissance délivrée par les panneaux photovoltaïques, l'intégration d'un système de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est cruciale. Ce dispositif comprend un module d'adaptation connectant la sortie photovoltaïque à la charge ainsi qu'une unité de contrôle dynamique ajustant la puissance afin d'extraire un rendement énergétique maximal du générateur.

La littérature explore diverses stratégies de contrôle MPPT, chacune offrant des avantages et des limites. La méthode de contrôle par backstepping se distingue par sa capacité à maximiser l'extraction d'énergie, à réduire le temps de convergence et à améliorer l'efficacité globale du processus MPPT. D'autres techniques, telles que le contrôle par mode glissant, l'approche par perturbation et observation (P&O), la conductance incrémentale ou encore l'optimisation par essaim de particules, démontrent également une performance élevée dans des contextes variés.

L'analyse comparative, illustrée par un tableau synthétique des différentes techniques, constitue un outil stratégique essentiel pour orienter le choix de la méthode MPPT la plus adaptée aux caractéristiques spécifiques d'un système photovoltaïque donné.

Chapitre III
Intégration d'un système
Photovoltaïque au réseau
électrique

III.1 Introduction :

Pour intégrer le solaire PV dans les réseaux électriques, il est nécessaire de se conformer aux exigences de qualité de l'énergie établies, notamment celles spécifiées par la norme IEEE 519-1992 [53]. Ce chapitre présente une étude détaillée des stratégies de contrôle de l'onduleur, élément essentiel pour maîtriser les distorsions harmoniques injectées dans le réseau et garantir ainsi une intégration harmonieuse du système photovoltaïque.

III.2 Intégration de système PV au réseau électrique :

Les panneaux photovoltaïques génèrent un courant continu qui doit être converti en courant alternatif sinusoïdal pour être injecté dans le réseau électrique ou alimenter des charges autonomes. Cette fonction est assurée par des onduleurs statiques. L'intégration des systèmes photovoltaïques au réseau électrique, rendue possible grâce à ces convertisseurs, permet d'optimiser l'utilisation de l'énergie solaire et de contribuer à la transition énergétique.

Il est à noter que cette génération n'est pas considérée comme parfaite, où l'onde générée et injectée au réseau n'est pas purement sinusoïdale, et aussi le comportement des convertisseurs DC/AC n'est pas toujours linéaire. Donc il arrive que certains problèmes puissent apparaître comme :

- ✓ Les harmoniques perturbant le réseau, résultant des déformations des ondes de courant et de tension.
- ✓ Les transitoires de surtension ou de surintensité, susceptibles d'apparaître lors des fluctuations des entrées du système photovoltaïque.

Les dysfonctionnements qui peuvent apparaître dans le convertisseur DC/AC lors de perturbations dans le réseau.

Il est donc indispensable lors la conception du système PV connecté au réseau de prendre en considération tous ces phénomènes, où le système doit réduire la pollution harmonique générée par le convertisseur DC/AC tout en assurant l'immunité mutuelle de convertisseur DC/AC et de réseau contre les perturbations qui peuvent apparaître dans l'autre côté de convertisseur. Pour cela, la commande de convertisseur doit être fiable et robuste pour résister aux ces fluctuations/perturbations.

III.2.1 Impacts d'intégration de l'énergie PV au réseau :

L'injection de l'énergie photovoltaïque dans le réseau électrique permet d'augmenter la capacité de production d'énergie renouvelable. D'habitude, la puissance produite des champs PV peut aller de quelques kilowatts. Selon l'ordre de cette puissance, l'énergie injectée est décidée. D'autre côté, l'injection de d'énergie produite peut causer des impacts importants, afin d'assurer la robustesse et l'équilibre du réseau, l'utilisation de dispositifs de contrôle adaptés s'impose. [54].

Nous allons dans ce qui suit illustrer les paramètres importants interférant avec l'intégration de ces énergies renouvelables.

III.2.1.1 L'impact sur le transit de puissance :

En injectant l'énergie produite par le système PV, cette dernière peut parfois dépasser la demande d'électricité dans le nœud d'injection, ce qui peut entraîner un surplus d'énergie, cet excédent d'énergie impacte la répartition des charges sur les lignes de transmission [62].

III.2.1.2 Effet sur la stabilité de la fréquence :

La stabilité de la fréquence permet de vérifier l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie électrique. Étant donné que les générateurs photovoltaïques sont influencés par les variations météorologiques, leur intégration inappropriée dans le réseau peut entraîner des fluctuations de fréquence. Pour résoudre cette problématique, il est essentiel d'adopter des stratégies optimales de gestion énergétique et de recourir à des technologies avancées de contrôle fréquentiel.

III.2.1.3 L'impact sur la tension du réseau :

L'intégration d'énergie solaire peut entraîner des variations de tension dans le réseau, compromettant son équilibre. L'installation de systèmes de régulation est indispensable pour respecter les marges normatives (5 % pour la distribution, 10 % pour le transport) [53].

III.2.1.4 L'impact sur la qualité de l'onde :

Les interfaces électroniques des énergies renouvelables induisent des perturbations harmoniques et des surtensions, altérant la qualité du signal électrique. Pour contrôler ces effets, des filtres actifs et passifs peuvent être utilisés pour réduire les distorsions harmoniques [55].

III.2.2 Qualité d'énergie électrique :

Les réseaux triphasés sont soumis à diverses perturbations qui altèrent la qualité de l'énergie. Ces perturbations sont quantifiées par un ensemble de paramètres détaillés dans [55] :

- ✓ Fréquence,
- ✓ Amplitude,
- ✓ Forme d'onde,
- ✓ Symétrie du système triphasé.

Toute modification d'une ou plusieurs propriétés physiques peut être considérée comme une

perturbation. Ces anomalies incluent des baisses de tension, des surtensions, des interruptions et des déséquilibres. Elles comprennent également des fluctuations rapides comme les surtensions transitoires, les phénomènes de scintillement et les distorsions harmoniques. La distorsion harmonique, qui déforme la forme d'onde, est principalement causée par l'augmentation des charges non linéaires.

III.2.3 Pollution harmonique :

Le réseau électrique est conçu principalement pour alimenter les charges non linéaires et être alimenté par des sources linéaires. Mais ça arrive certains charges ou sources soient connectés au réseau électrique qui ne respectent pas la loi d'Ohm ; donc ils génèrent ou absorbent des courants (ou tensions) qui ne possèdent pas une forme identique à la tension(ou le courant respectivement), comme indiquée sur la **figure III.1**.

Comme ces courants (ou tensions) sont périodiques, la meilleure solution d'analyser ce signal consiste en utiliser les séries de Fourier.

$$X(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (\text{III.1})$$

Où :

a_0 : Composante DC,

a_n et b_n sont les coefficients de Fourier,

ω : la fréquence angulaire.

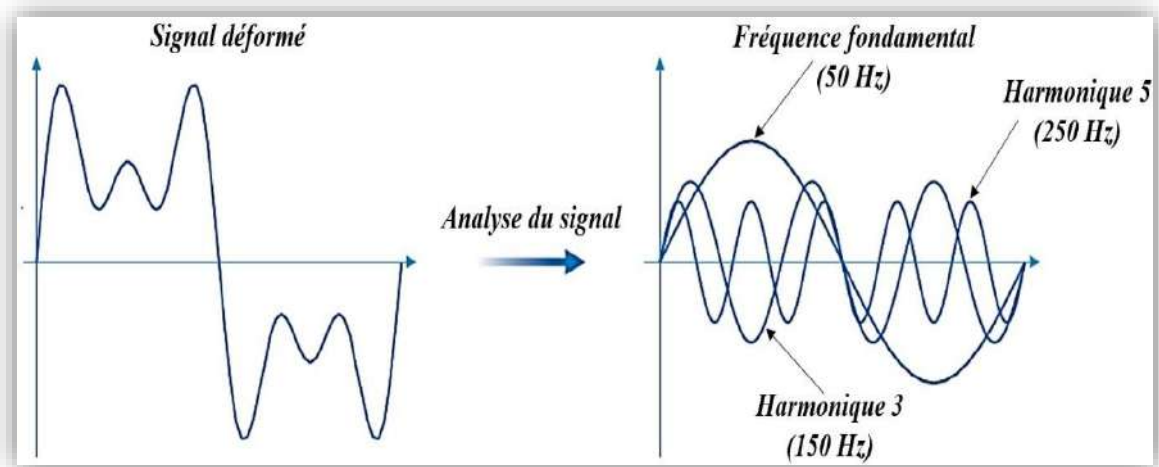


Figure III.1 Analyse d'un signal.

En utilisant ce développement, nous pouvons déterminer l'amplitude de l'onde fondamentale appliquée par le réseau, et aussi déterminer la somme des signaux perturbant l'onde fondamentale qui sont connues par les harmoniques.

Lors d'injection de ces harmoniques ils se propagent dans le réseau et parfois absorbés par d'autres consommateurs et perturbent son fonctionnement, donc le réseau ne sera pas un espace de propagation d'énergie propre, il devient pollué par ces harmoniques d'où vient la nomination pollution harmonique [55].

Avant la généralisation de l'utilisation des convertisseurs statiques, la pollution harmonique était principalement causée par les machines électriques et des transformateurs qui ne fonctionnent pas dans la zone linéaire. Mais avec le développement de l'électronique de puissance, plusieurs convertisseurs ont été utilisés pour la conversion entre les deux genres de courant (AC et DC), ces dispositifs ont engendré une importante contamination harmonique au sein du réseau électrique [57].

Les harmoniques générées par les charges non linéaires altèrent la qualité de l'électricité et provoquent des surchauffes des équipements. Il est donc essentiel d'adopter des méthodes de correction pour réduire ces impacts.

Afin de quantifier la pollution harmonique et d'évaluer son impact, nous avons analysé le spectre fréquentiel de la tension à l'aide d'une décomposition en série de Fourier. Grâce à cette analyse, nous avons pu identifier l'amplitude de la composante fondamentale (V_1) ainsi que celles des différentes harmoniques (V_n). Le Total Harmonic Distortion (THD) rapport entre harmoniques et composante principale, évalue la qualité de l'onde sinusoïdale [56].

$$THD_v = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}{V_1^2}} \quad (III.2)$$

Nous pouvons appliquer ça au courant, et son taux de distorsion :

$$THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}{I_1^2}} \quad (III.3)$$

Pour limiter les effets nuisibles des harmoniques sur les équipements, des standards internationaux définissent des seuils pour le taux de distorsion harmonique. La norme IEEE 519-1992, par exemple, impose un THD total inférieur à 5% pour les réseaux basse tension. Ces limites sont adaptées à chaque niveau de tension et sont détaillées dans le Tableau III.1 [56][58].

Tableau III.1 : Limites des tensions selon la norme IEEE 519 [56].

Tension nominale (kV)	Distorsion harmonique individuelle maximale (IHD, %)	Distorsion harmonique totale maximale (THD, %)
2,3 à 69	3	5
69 à 138	1,5	2,5
> 138	1	1,5

Où :

IHD : Distorsion harmonique individuelle : valeur maximale d'un harmonique individuel par rapport à la fondamentale.

La correction harmonique peut s'effectuer à l'aide de filtres passifs utilisant les propriétés des éléments L et C, ou par l'emploi de filtres actifs [58].

III.3 Modélisation d'un système photovoltaïque intégré au réseau

La simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau nécessite d'abord une phase de modélisation. À cette étape, chaque composant est représenté à l'aide de systèmes d'équations mathématiques. Les valeurs numériques des paramètres associés à ces composants sont présentées dans le tableau III.2., tandis que la **figure III.2** offre une représentation visuelle de leur structure.

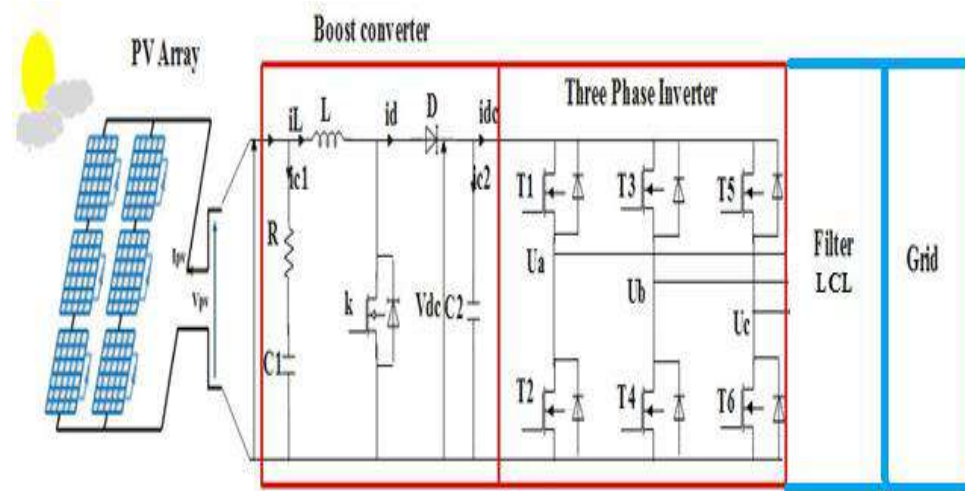


Figure III.2 Architecture d'un système photovoltaïque.

Tableau III.2 Paramètres d'un système PV.

Paramètres	Valeurs	
Champ PV	N_s	10 modules
	N_p	47 modules
Convertisseur DC/DC	C_{PV}	1000.10^{-6} F
	L	$1.45.10^{-3}$ H
Bus DC	C_{DC}	3227.10^{-6} F
Filtre	L_i	0.0005 H
	L_g	0.0005 H
	r_c	0.001 Ω
	C	100.10^{-6} F
Réseau électrique	V	400 V
	R	1.10^{-6} Ω
	L	1.10^{-6} H

III.3.1 Fonctionnement, contrôle et modélisation des convertisseurs onduleurs :

Le schéma électrique de l'ondeur (**figure III.3** [59]) montre les composants électroniques essentiels qui assurent la conversion de l'énergie continue en une énergie alternative sinusoïdale. Cette conversion permet également d'ajuster la fréquence et la tension de sortie selon les besoins du système.

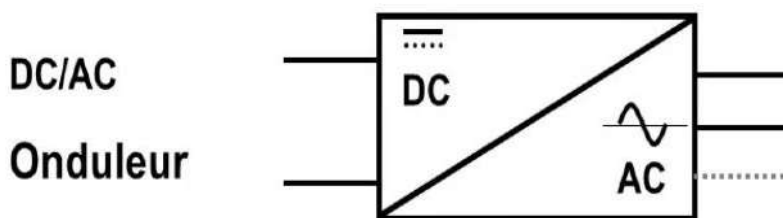


Figure III.3 Symbole d'un convertisseur DC-AC.

- Les onduleurs, souvent conçus sur une architecture en pont en H, intègrent composants de (IGBT, transistors, thyristors) commutés selon des stratégies variées (symétriques, décalées, MLI) pour générer une tension alternative sinusoïdale [59].
- On distingue deux catégories principales d'onduleurs :
 - ✓ Onduleurs non autonomes ;
 - ✓ Onduleurs autonomes.

Nous avons retenu la topologie de l'onduleur triphasé à deux niveaux pour sa simplicité et son efficacité dans le contexte de notre étude.

III.3.1.1 Modélisation des onduleurs triphasés à deux niveaux :

Un onduleur triphasé, constitué de trois demi-ponts monophasés, joue un rôle central dans de nombreuses applications. Cet équipement essentiel convertit l'énergie issue de sources renouvelables telles que les piles à hydrogène, les panneaux solaires ou les éoliennes en courant alternatif [58].

L'onduleur triphasé à deux niveaux (**figure III.4** [59]) est composé de trois demi-ponts indépendants. Chaque demi-pont est constitué d'un interrupteur bipolaire commandé (IGBT) et d'une diode. Le pilotage en opposition des IGBT permet de produire les trois phases de tension alternative tout en prévenant les courts-circuits sur la source en courant continu.

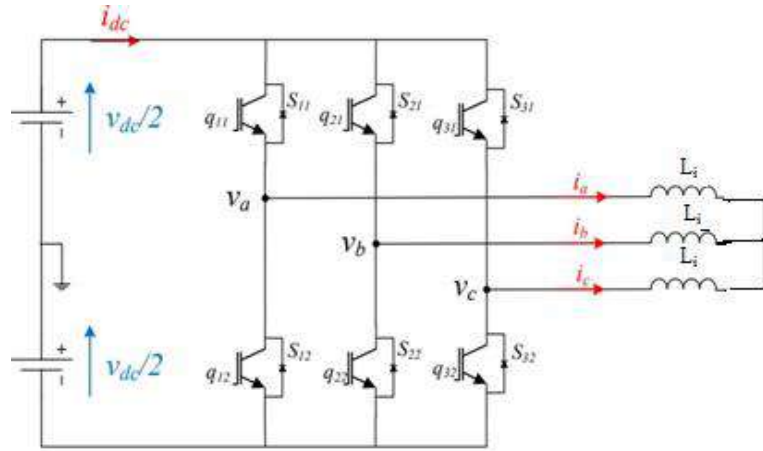


Figure III.4 Onduleur de tension triphasé à deux niveaux.

Ces éléments intègrent des diodes antiparallèles, nécessitant deux signaux de commande par bras, définis comme suit :

$$\begin{cases} q_{li} = 1, si S_{li} \text{ est fermé} & , i=1, 2,3 \\ q_{li} = 0, si S_{li} \text{ est ouvert} \end{cases} \quad (III.4)$$

Les tensions de phase de l'onduleur triphasé peuvent être exprimées sous forme algébrique par l'équation (III.5), où les variables q_{11} , q_{21} et q_{31} correspondent aux fonctions de commutation des interrupteurs électroniques :

$$\begin{cases} V_{a0} = (q_{11} - 0.5) \cdot V_{dc} / 2 \\ V_{b0} = (q_{21} - 0.5) \cdot V_{dc} / 2 \\ V_{c0} = (q_{31} - 0.5) \cdot V_{dc} / 2 \end{cases} \quad (III.5)$$

Où :

q_{11} , q_{21} , q_{31} , interrupteurs des phases A, B et C respectivement [65].

En vertu de la loi des mailles et des équations (III.4 et III.5), on trouve :

$$V_{an} = \frac{V_{dc}}{3} (2q_{11} - q_{21} - q_{31}) \quad (\text{III.6})$$

En reproduisant les mêmes calculs pour les deux autres phases, les expressions des tensions simples aux bornes d'une charge étoilée sans neutre sont obtenues comme suit :

$$\begin{pmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{pmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} q_{11} \\ q_{21} \\ q_{31} \end{pmatrix} \quad (\text{III.7})$$

La **figure III. 5** illustre la structure du modèle Simulink utilisé pour étudier l'onduleur triphasé à deux niveaux.

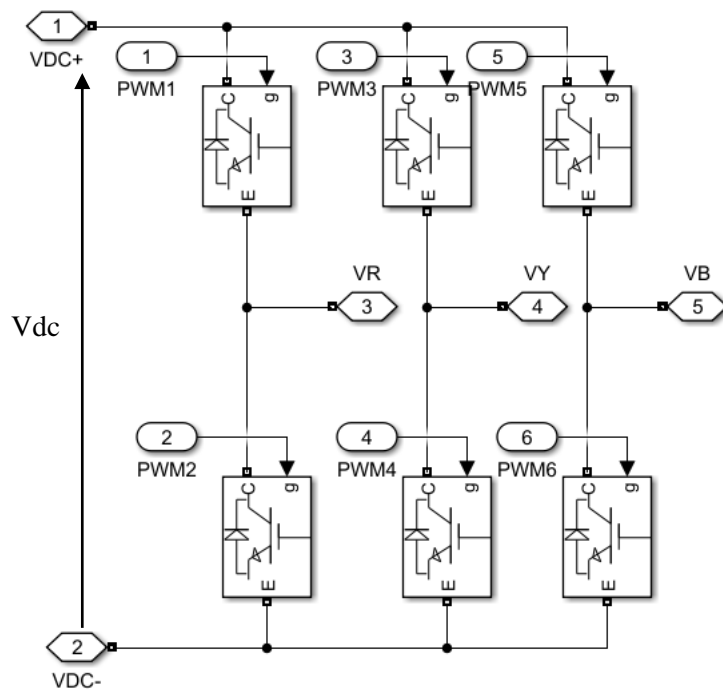


Figure III.5 Modèle *Simulink* d'onduleur triphasé à deux niveaux.

III.3.1.2 Commande des onduleurs de tension :

Bien que la modulation par largeur d'impulsion (MLI) soit une méthode conventionnelle pour les onduleurs, nous proposons d'étudier une stratégie de commande non linéaire basée sur un comparateur à hystérésis modulé, comme décrit dans [60].

III.3.2 Modélisation du filtre LCL associé au convertisseur DC/AC :

Le filtre LCL est composé de composants passifs L_i , C , r_c et L_g . Les équations dynamiques de l'onduleur connecté au réseau avec filtre LCL peuvent être exprimées comme suit [61] :

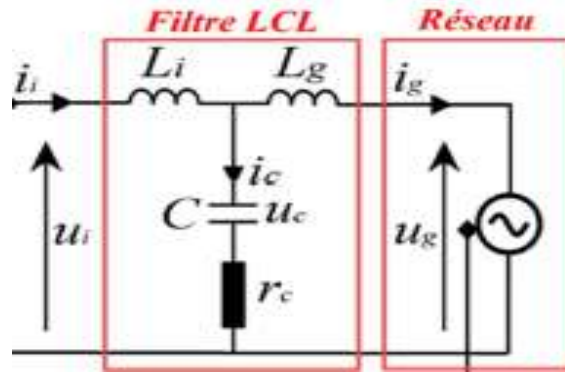


Figure III.6 Représentation du filtre LCL.

$$\begin{cases} i_i = i_g + i_c \\ L_i \frac{di_i}{dt} = u_i - u_g \\ L_g \frac{di_g}{dt} = u_c - u_g \\ i_c = C \frac{du_c}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Le filtre LCL du troisième ordre est modélisé par sa fonction de transfert, définie comme suit :

$$H_{LCL} = \frac{1}{(CL_iL_g)S^3 + (L_i + L_g)S} \quad (\text{III.9})$$

Fonction de transfert du filtre LCL du troisième ordre, en considérant la résistance d'amortissement, à l'aide de l'expression suivante [68] :

$$H_{LCL} = \frac{1 + r_c CS}{(CL_iL_g)S^3 + (L_i + L_g)S^2 + (L_i + L_g)S + Cr_c} \quad (\text{III.10})$$

La fréquence de résonance f_0 , correspondant à la fréquence à laquelle l'impédance du circuit est minimale, s'obtient par le calcul suivant [68] :

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{(L_i + L_g)}{(CL_iL_g)}} \quad (\text{III.11})$$

Les paramètres du filtre LCL peuvent être facilement calculés en suivant des procédures de conception de haute qualité [66] [63] [68]. Les inductances, le condensateur et la résistance sont calculés comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} L_i = \frac{V_{dc} V_g}{(0.6) f_{sw} \sqrt{2} P_0} \\ L_g = \frac{\omega V_g^2}{(5\%) P_0 \omega_{sw}^2} \left(1 + \sqrt{\frac{1}{K_a^2}} \right) \\ C = (5\%) \frac{P_0}{\omega V_g^2} \\ r_c = \frac{\omega V_g^2}{3(5\%) P_0 \omega_0} \end{array} \right. \quad (III.12)$$

k_a : L'atténuation 0.2 ;

III.3.3 Modélisation du réseau électrique :

Les charges électriques, définies par leur impédance et leur non-linéarité, influencent fortement le dimensionnement et la régulation des onduleurs, conditionnant ainsi leur bon fonctionnement, une modélisation précise des charges est essentielle. Dans le contexte du réseau électrique, un modèle de source de tension triphasée, comme indiqué dans [68], est fréquemment employé :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{a.g}(t) = V_m \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t) \\ V_{b.g}(t) = V_m \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{c.g}(t) = V_m \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{array} \right. \quad (III.13)$$

Où :

$V_a(t)$, $V_b(t)$ et $V_c(t)$: tensions de grille (V),

V_m : tension de crête du réseau (V).

III.4 Étude de la commande :

III.4.1 Régulation des courants avec un contrôleur à hystérésis :

Pour dépasser la contrainte liée à la fréquence de commutation variable du contrôle hystérésis traditionnel, une technique de modulation à hystérésis a été introduite. Cette approche consiste à ajouter un signal triangulaire de fréquence (f_{tr}) aux références de courant, puis à utiliser un comparateur à hystérésis de largeur $(2B_h)$ pour générer les signaux de commande des interrupteurs de puissance. Le fonctionnement de cette méthode est illustré en **figure III.7** [58] [60].

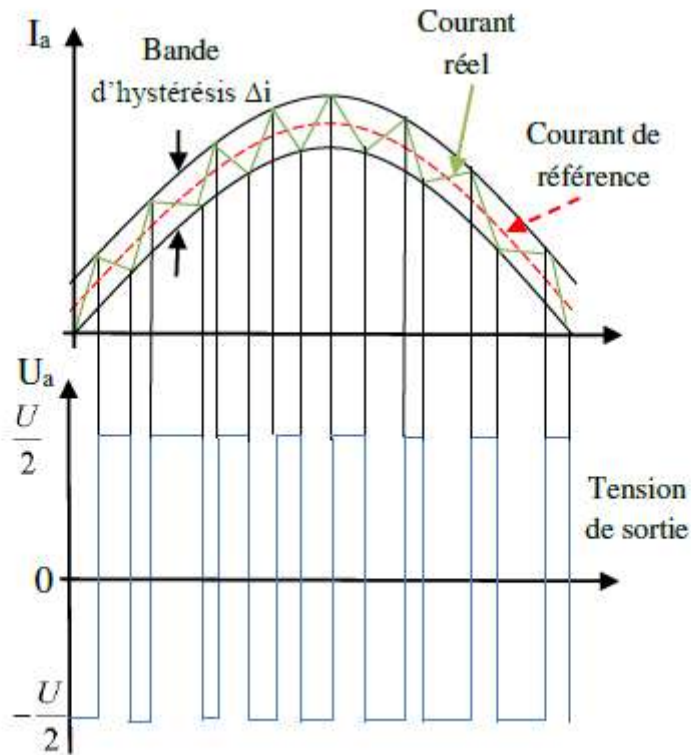
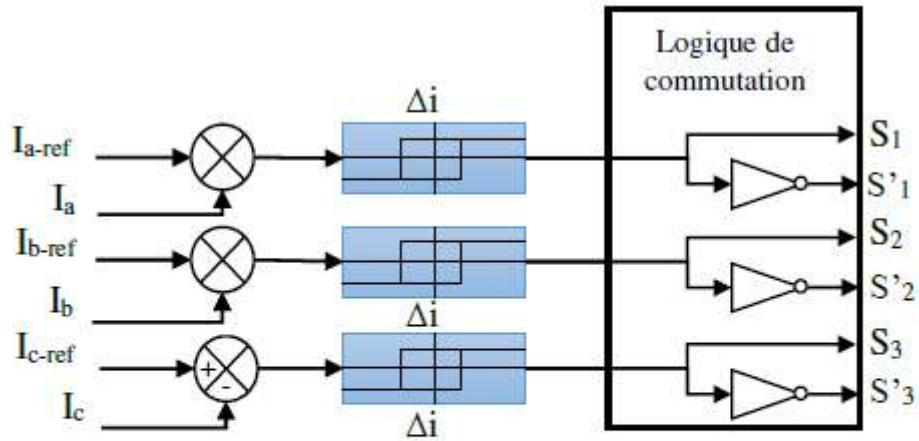


Figure III.7 Synoptique de la régulation par hystérésis modulé.

- La gestion des courants dans l'onduleur triphasé à deux niveaux repose sur une boucle interne utilisant un comparateur à hystérésis modulé [60].

La figure III.8 illustre la représentation sous Simulink de l'algorithme de contrôle par hystérésis modulée.

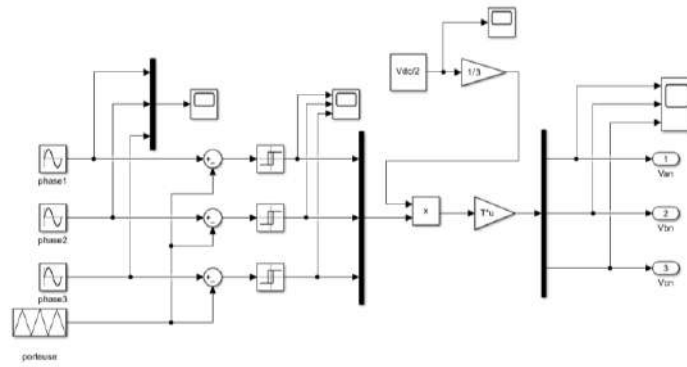


Figure III.8 La représentation sous Simulink de l'algorithme de contrôle par hystérésis modulée.

Une estimation imprécise des paramètres A_{tr} et B_h peut entraîner des écarts notables dans la fréquence de commutation vis-à-vis de la valeur cible, compromettant ainsi les performances du contrôle par hystérésis modulée [60].

Le respect de la condition de croisement du courant à travers la bande d'hystérésis à chaque période T est indispensable pour obtenir une fréquence de commutation égale à celle du signal triangulaire [60].

A_{tr} et B_h peuvent être calculés à partir des deux cas extrêmes de variations de vitesse du courant

$$\left(\frac{di}{dt} \right)_{\max} \quad \text{et} \quad \left(\frac{di}{dt} \right)_{\min} \quad (\text{III.14})$$

En considérant le cas limite d'une variation maximale du courant, la condition pour obtenir une fréquence de commutation égale à celle de la porteuse triangulaire est donnée par :

$$\left(\frac{di}{dt} \right)_{\max} < \frac{2 \cdot (A_{tr} + B_h)}{\frac{T}{2}} = \frac{4 \cdot (A_{tr} + B_h)}{T} \quad (\text{III.15})$$

La condition nécessaire pour obtenir une commutation continue à chaque période T , caractérisée par l'absence de discontinuité du courant dans les interrupteurs, est donnée par :

$$\left(\frac{di}{dt} \right)_{\min} > \frac{2 \cdot B_h}{T} \quad (\text{III.16})$$

Pour obtenir une modulation par hystérésis efficace, il est impératif que le courant traverse au moins une fois les limites de la bande d'hystérésis à chaque demi-période. Cela nécessite le respect : $B_h < A_{tr}$.

III.4.2 Contrôle de la tension du bus continu :

Le bus DC, composant central du convertisseur, doit satisfaire les exigences suivantes

surveillé afin d'évaluer les bilans énergétiques et d'optimiser les performances du système, selon [68].

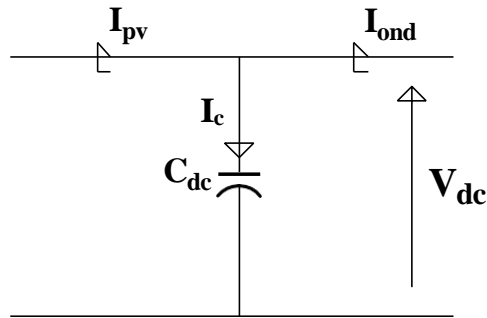


Figure III.9 Représentation du bus continu.

Chaque convertisseur modifie l'état du circuit en fonction de l'énergie qu'il transfère au condensateur. La tension aux bornes du condensateur est solution de l'équation différentielle caractérisant le comportement du circuit, où le courant capacitif est le terme source [63].

$$I_c = I_{pv} - I_{ond} \quad (\text{III.17})$$

Et :

$$V_{dc} = \frac{1}{C_{dc}} \int (I_{pv} - I_{ond}) . dt \quad (\text{III.18})$$

La régulation de la tension DC, comme illustré en **Figure III.10**, s'effectue via une boucle de rétroaction modifiant les caractéristiques du convertisseur pour contrôler l'énergie accumulée dans le condensateur.

$$V_{dc} = \frac{1}{C_{dc}} \int (I_{pv} - I_{ond}) . dt \quad (\text{III.19})$$

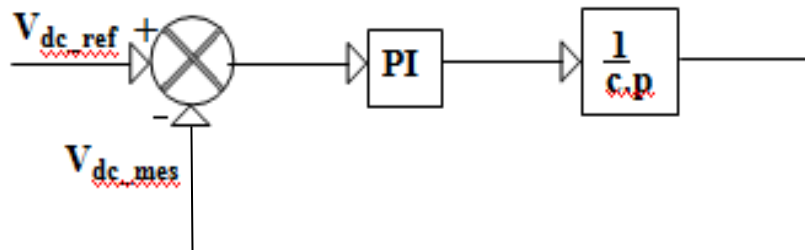


Figure III.10 Schéma de la boucle de contrôle de la tension du bus DC.

III.4.3 Contrôle des puissances active et réactive (P et Q) :

La commande à hystérésis permet d'assurer un facteur de puissance unitaire, alignant le courant sinusoïdal sur la phase de la tension du réseau. Ce type de commande, dont le principe est détaillé dans les figures [64], permet de contrôler avec précision les échanges d'énergie avec le réseau.

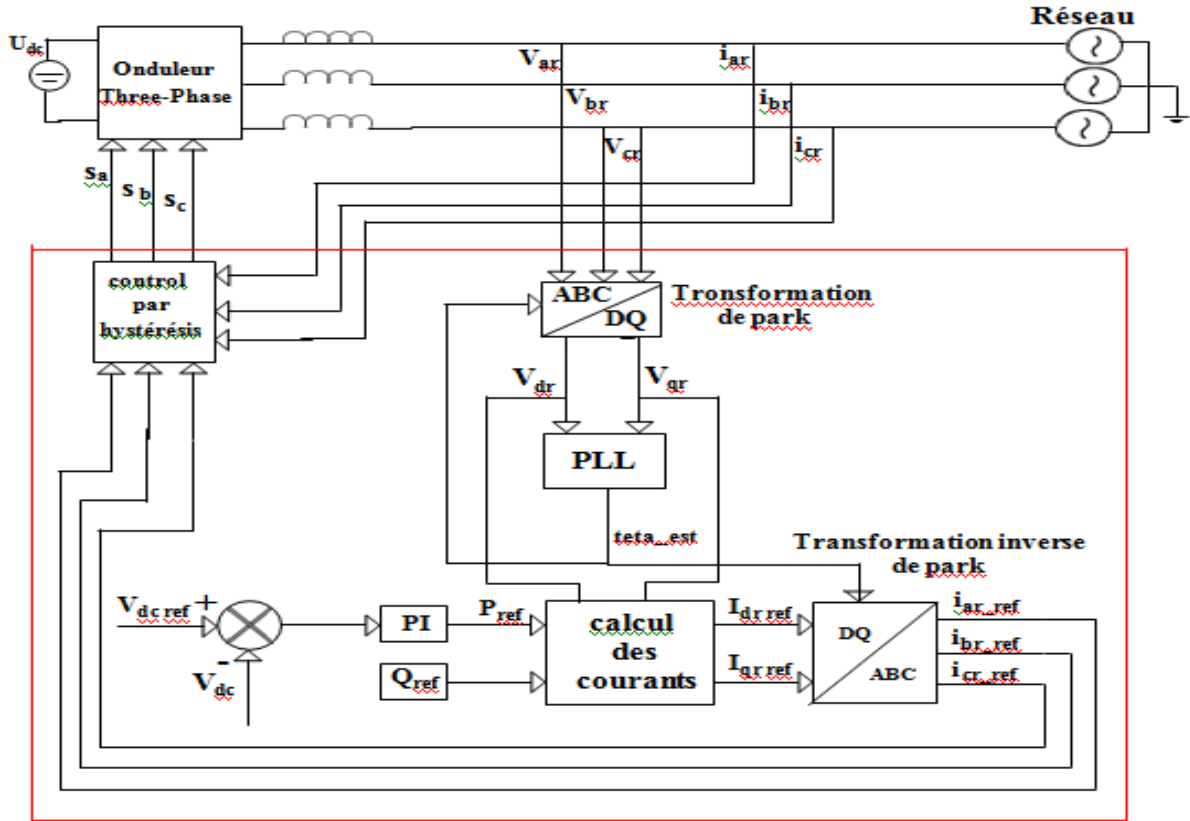


Figure III.11 : Schéma synoptique de la connexion de l'onduleur au réseau électrique

Les courants de référence, calculés dans le repère synchrone à partir des consignes de puissance et de la tension au PCC, seront injectés selon les équations suivantes :

$$P_{ref} = (V_{dr} \cdot I_{dr_ref} + V_{qr} \cdot I_{qr_ref}) \quad (III.20)$$

$$Q_{ref} = (V_{qr} \cdot I_{dr_ref} - V_{dr} \cdot I_{qr_ref}) \quad (III.21)$$

On déduit :

$$I_{dr_ref} = \frac{(P_{ref} \cdot V_{dr} + Q_{ref} \cdot V_{qr})}{(V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \quad (III.22)$$

$$I_{qr_ref} = \frac{(P_{ref} \cdot V_{qr} - Q_{ref} \cdot V_{dr})}{(V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \quad (III.23)$$

Les paramètres (P_{ref}) et (Q_{ref}) représentent respectivement les puissances actives et réactives de référence. Les composantes directe et quadrature de la tension et du courant, indiquées par (V_{dr}) , (V_{qr}) , (I_{dr_ref}) et (I_{qr_ref}) , sont exprimées dans

le repère synchrone obtenu via la transformation de Park [90]. Cette transformation est cruciale pour déterminer les composantes actives et réactives des courants.

III.5 Analyse de la synchronisation du convertisseur avec le réseau :

La synchronisation d'un générateur avec le réseau nécessite une estimation exacte des paramètres tels que la phase et la fréquence, dérivés des mesures effectuées sur le réseau [65].

III.5.1 PLL triphasée dans le repère de Park :

La PLL triphasée permet une synchronisation efficace en alignant son repère tournant avec celui du réseau, en annulant la composante q. Cette synchronisation est essentielle pour le couplage précis du générateur au réseau [65]. La figure suivante décrit l'opération de la PLL dans le cadre de Park :

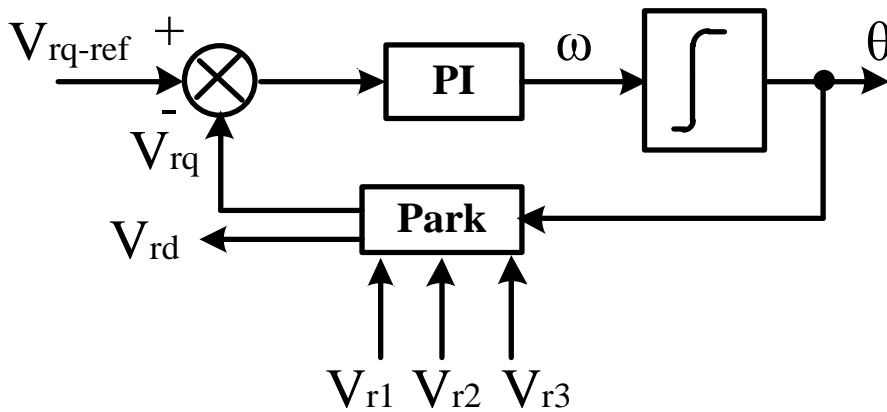


Figure III.12 Principe de la PLL.

La synchronisation est atteinte lorsque $\Delta\theta$, écart entre les angles de phase, devient nul. La figure II.13 illustre le modèle de simulation PLL.

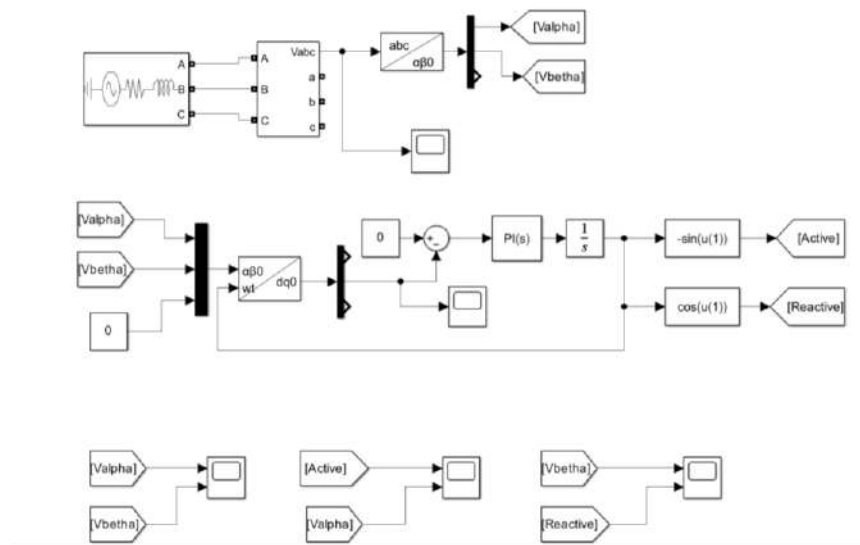


Figure III.13 Simulation de la PLL.

III.6 Simulation, résultats et analyse :

Validé sous MATLAB/SimPowerSystem, le système a été testé dans trois scénarios avec l'algorithme Backstepping, sous diverses conditions. Les paramètres figurent dans le Tableau III.2 [51] :

1. Initialement, la température et l'ensoleillement sont maintenus constants, selon les conditions standards ($T = 25^{\circ}\text{C}$ et $G = 1000 \text{ W/m}^2$) [51].
2. Ensuite, la température est fixée à $T = 25^{\circ}\text{C}$, tandis que l'ensoleillement varie (1000 W/m^2 , 1000 W/m^2 , 400 W/m^2 , 400 W/m^2) [51].
3. Le système est testé sous conditions d'ombrage partiel, en utilisant le scénario 3 [51].

La **figure III.14** présente le schéma de simulation, illustrant le modèle Simulink du système étudié.

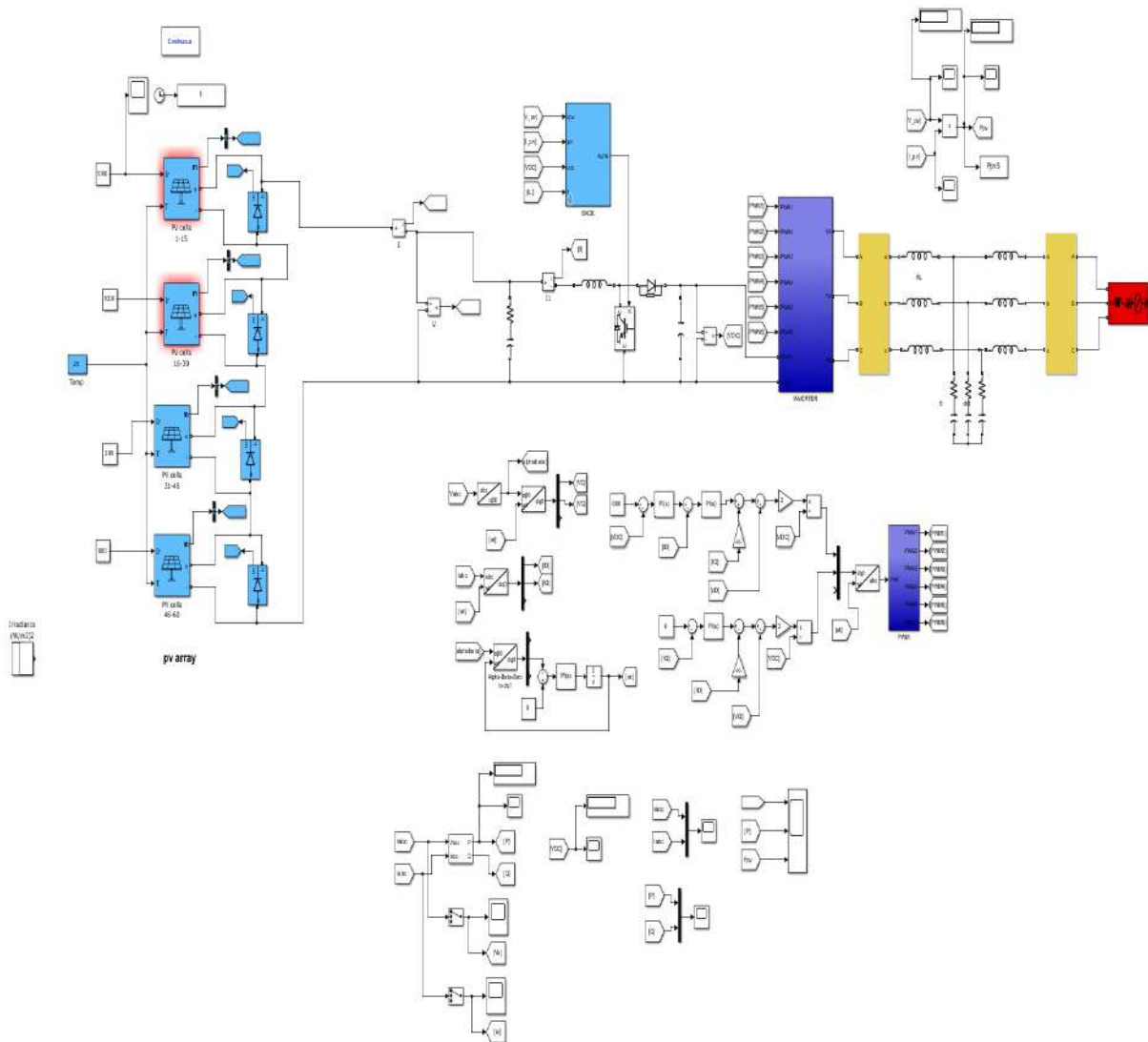


Figure III.14 Modèle Simulink du système proposé.

Les résultats de simulation sont divisés en trois parties : côté source, au niveau de Bus continu et côté réseau, on a choisi le meilleur algorithme pour analyser leur résultat de simulation.

III.6.1 Performances dans des conditions standard (STC) :

A . Simulation côté source :

Les figures III.15, III.16 et III.17 présentent, pour les conditions STC ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$), la puissance, la tension et le courant du champ PV.

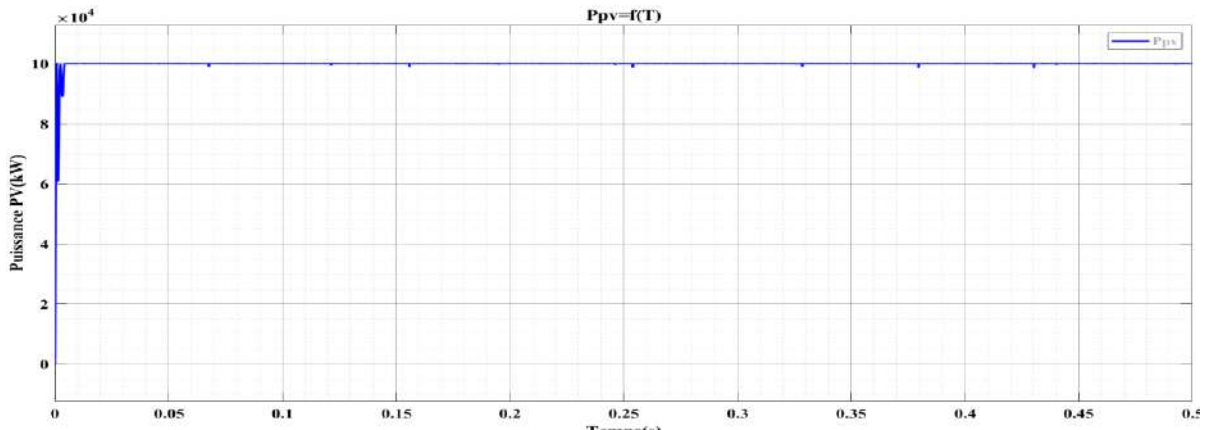


Figure III.15 Puissance extraite à partir du champ PV.

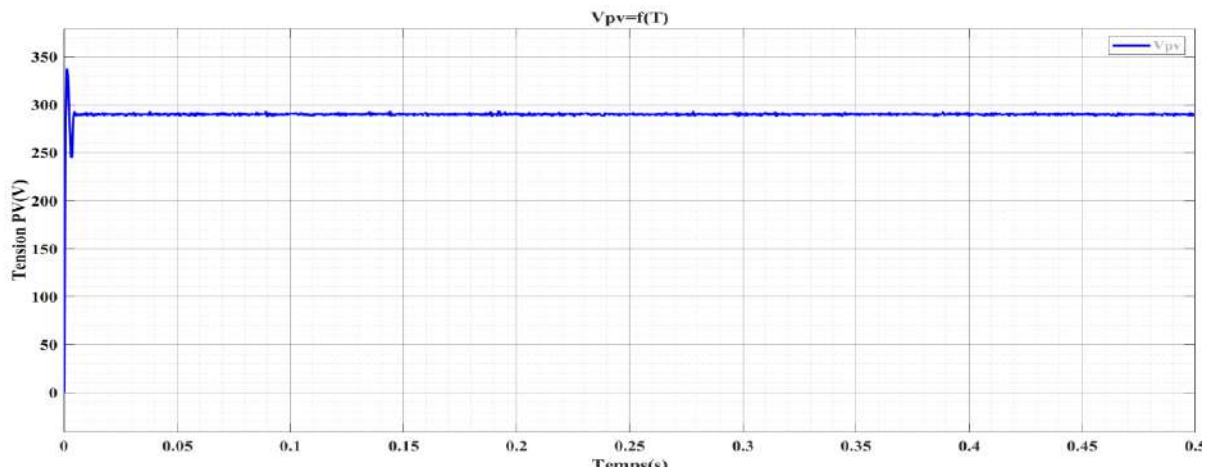


Figure III.16 Tension générée par le champ PV.

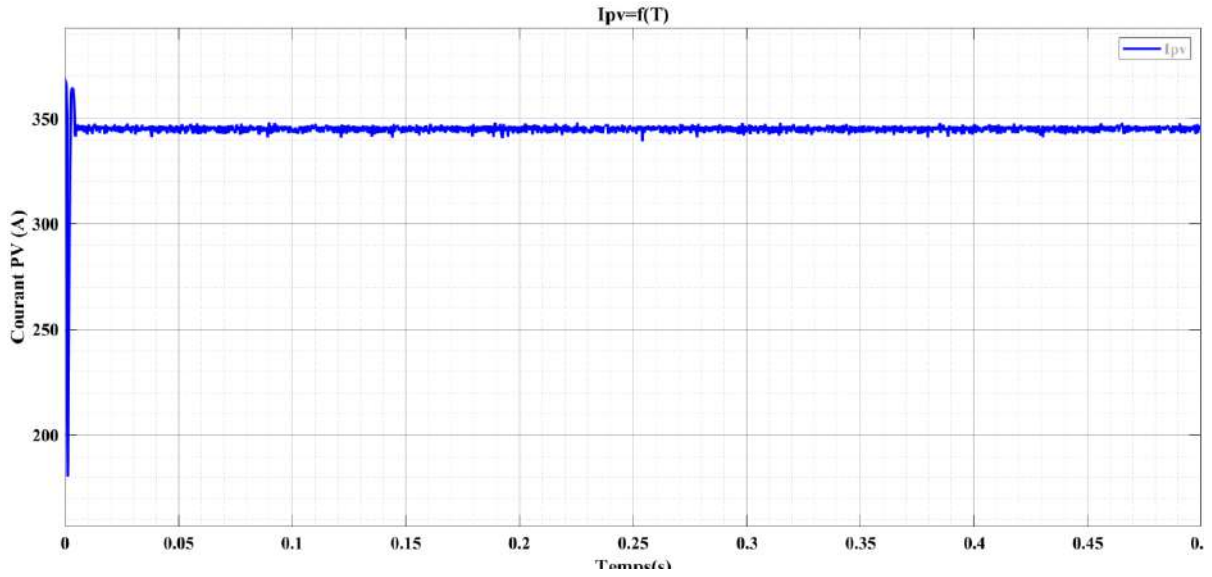


Figure III.17 Courant généré par le champ PV.

En conditions STC (1000 W/m^2 , 25°C), les résultats confirment l'efficacité du système et de l'algorithme MPPT-Back, avec des performances conformes aux attentes en termes de puissance, tension et courant.

B. Simulation de Bus continu :

Maintenant, nous étudions la tension au niveau de Bus DC, où cette tension est obtenue après le passage par le convertisseur DC/DC commandé par l'algorithme MPPT-Back, afin d'extraire le maximum possible de puissance généré par le champ PV pour la STC [51].

La figure III.18 montre la courbe de la tension.

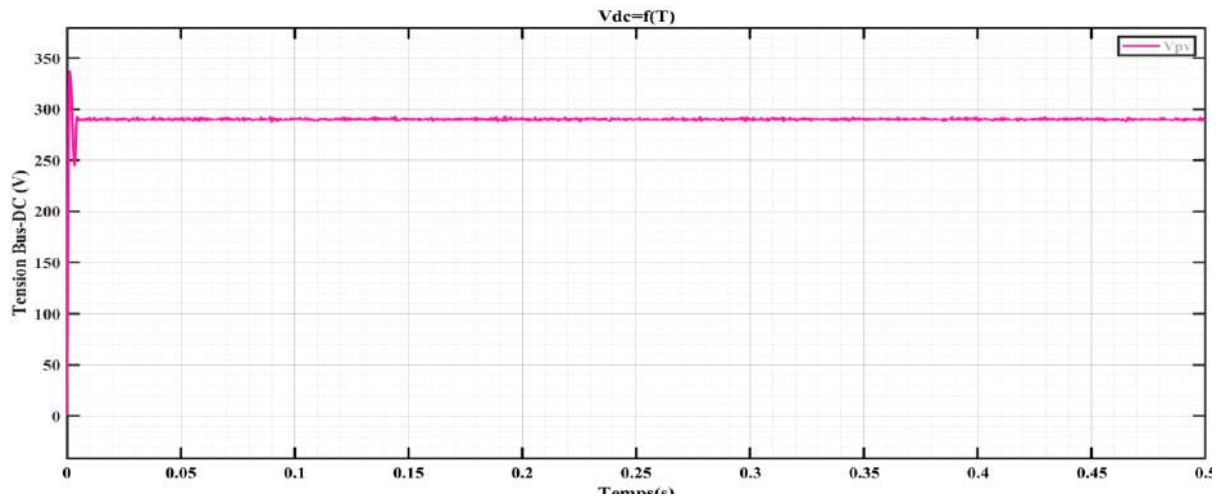


Figure III.18 Tension de convertisseur DC//DC.

"La stabilité de la tension DC confirme l'optimisation efficace de la puissance par l'algorithme MPPT-Back, garantissant une conversion optimale de l'énergie solaire.

B . Simulation côté réseau :

Nous abordons maintenant l'analyse du côté réseau, présentant les valeurs de puissance active et réactive, ainsi que les tensions et courants des trois phases. Ces résultats sont illustrés dans les figures III.19 et III.20.

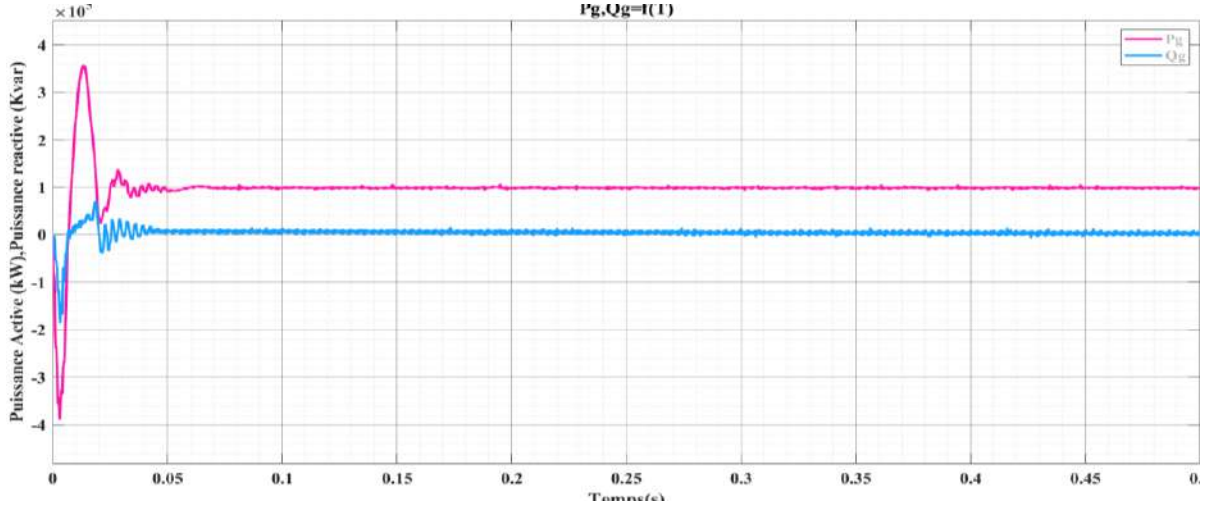


Figure. III.19 Puissance Active et Réactive de système PV connectée au réseau.

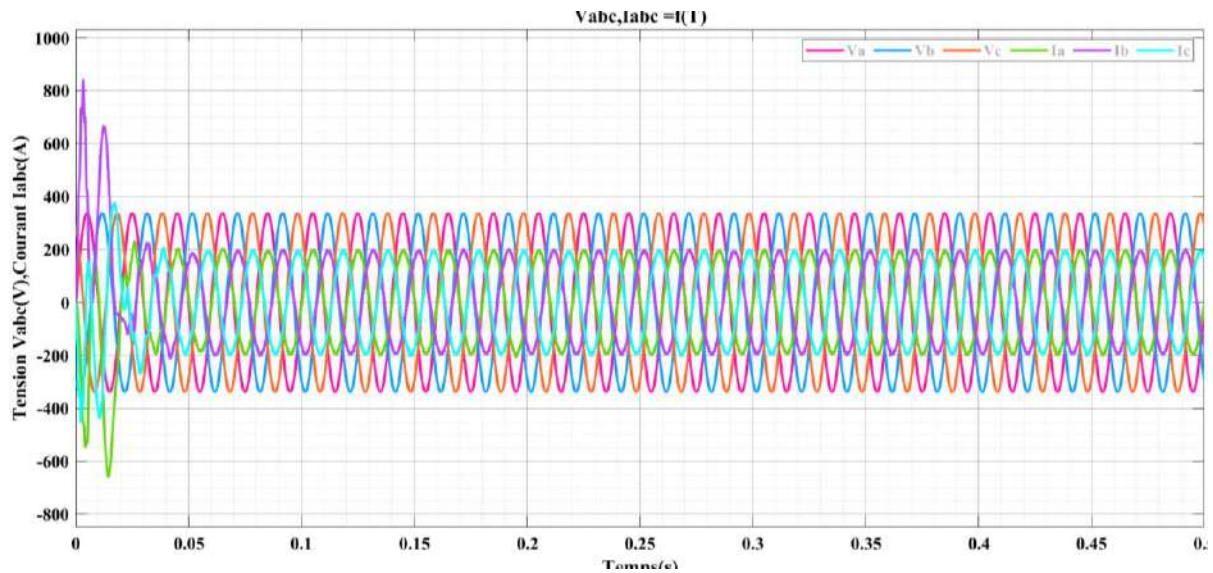


Figure III.20 Tension triphasées et courant triphasés de système PV connecté au réseau.

Le système photovoltaïque transfère efficacement la puissance active et réactive vers le réseau, en maintenant des courants et tensions triphasés en équilibre. Cela démontre une intégration réussie du système PV au réseau électrique, fournissant une alimentation stable et fiable.

III.6.2 Performances sous changement rapide de l'irradiance solaire :

Pour une température constante, nous avons choisi un profil d'éclairement varie entre 1000 et 400 W/m², comme illustre dans la **figure III.21**.

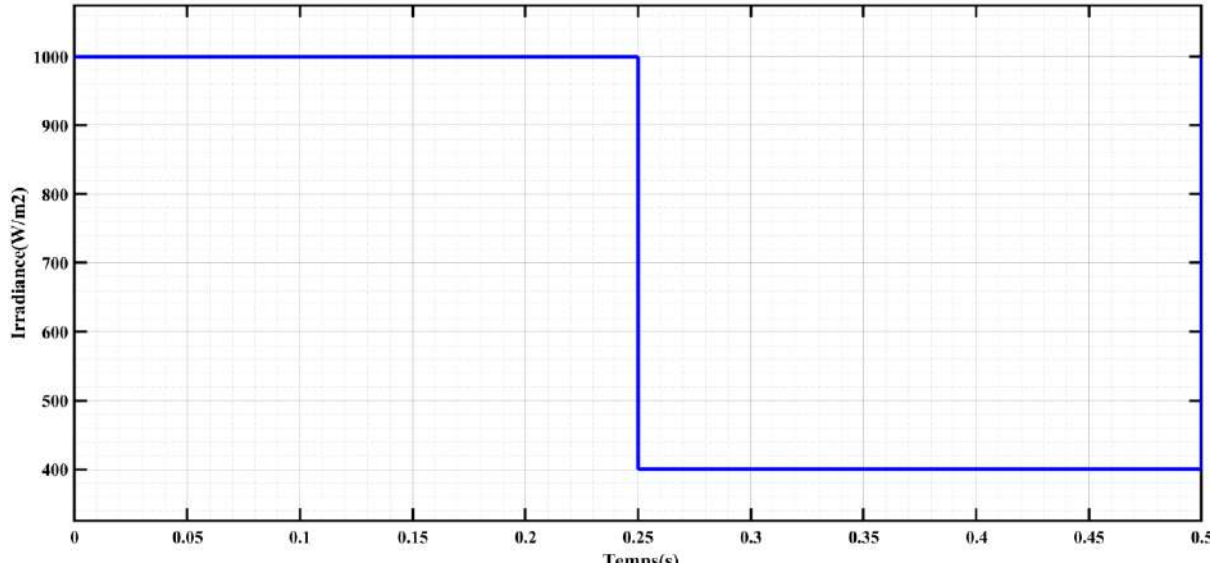


Figure III.21 Profil d'éclairement appliqué au champ PV.

A . Simulation côté source :

Sous irradiances fluctuantes (1000 W/m² et 400 W/m²) et température fixe, **les figures III.22, III.23 et III.24** montrent la puissance, la tension et le courant du convertisseur DC/DC [51].

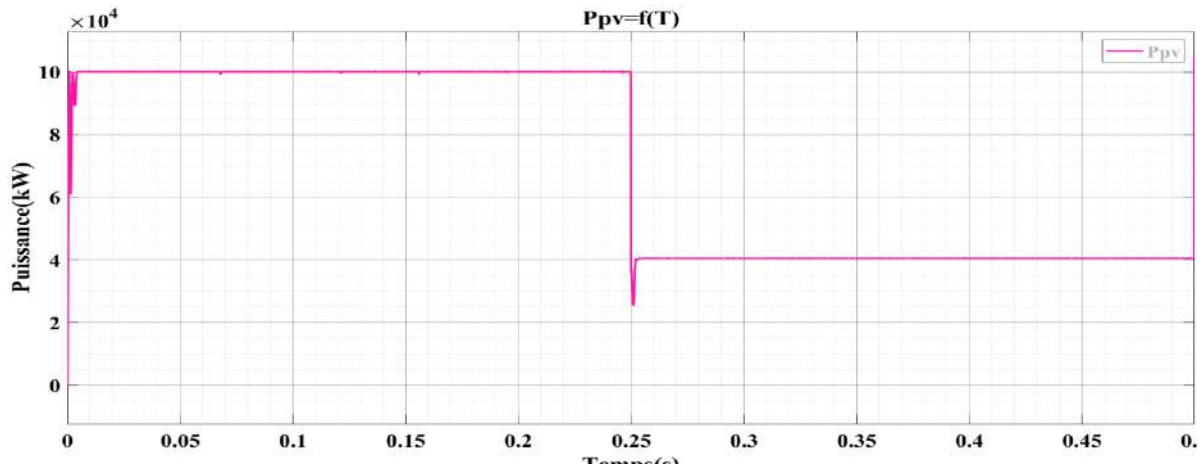


Figure III.22 Puissance extraite à partir du champ PV.

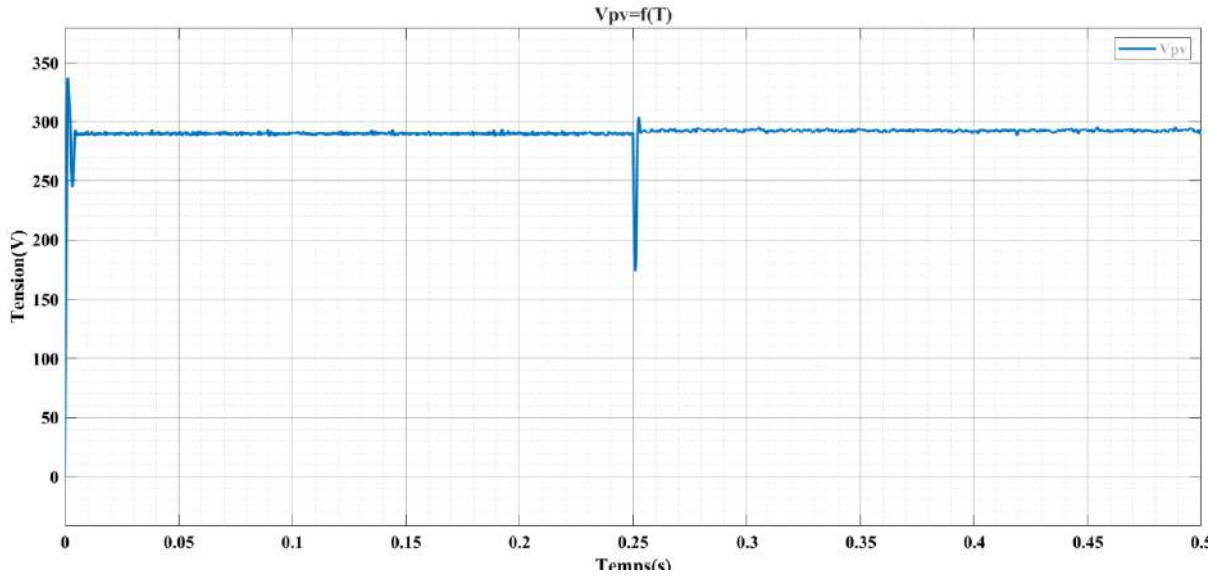


Figure III.23 Tension V_{PV} .

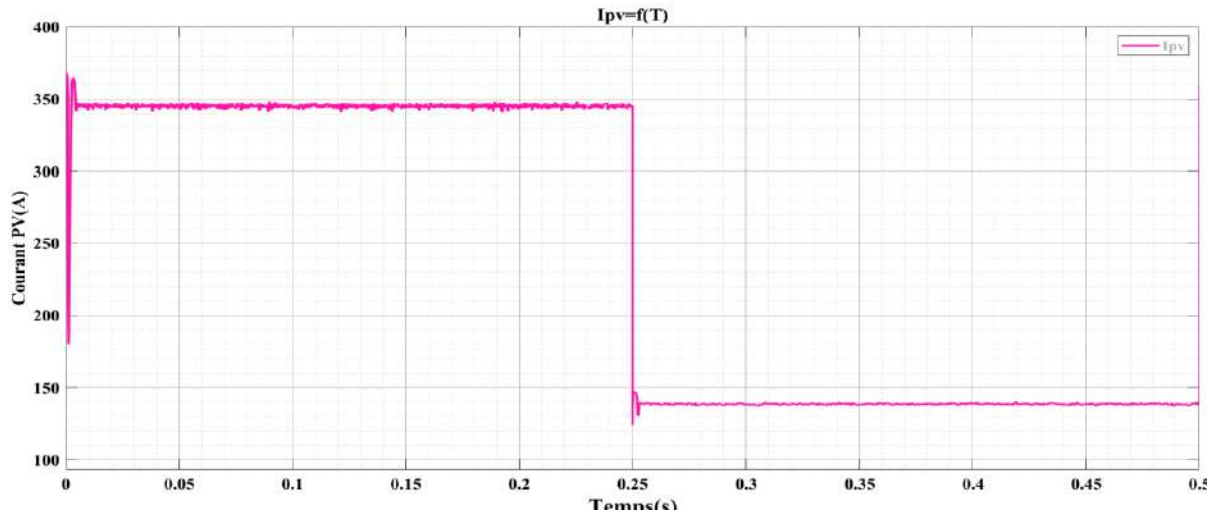


Figure III.24 Courant I_{PV} .

Lors des changements rapides d'irradiance, le système PV montre une bonne capacité d'adaptation. La puissance, la tension et le courant varient de manière prévisible, démontrant que l'algorithme MPPT-Back est efficace pour suivre les variations rapides d'irradiance et optimiser l'extraction de puissance.

B . Simulation de Bus continu :

L'analyse porte désormais sur la tension observée au Bus DC, où cette tension est obtenue après le passage par le convertisseur DC/DC commandé par l'algorithme MPPT-Back, afin d'extraire le maximum possible de puissance généré par le champ PV pour les conditions variables d'éclairement [51].

L'allure de la tension est présentée sur la **figure IV.25**.

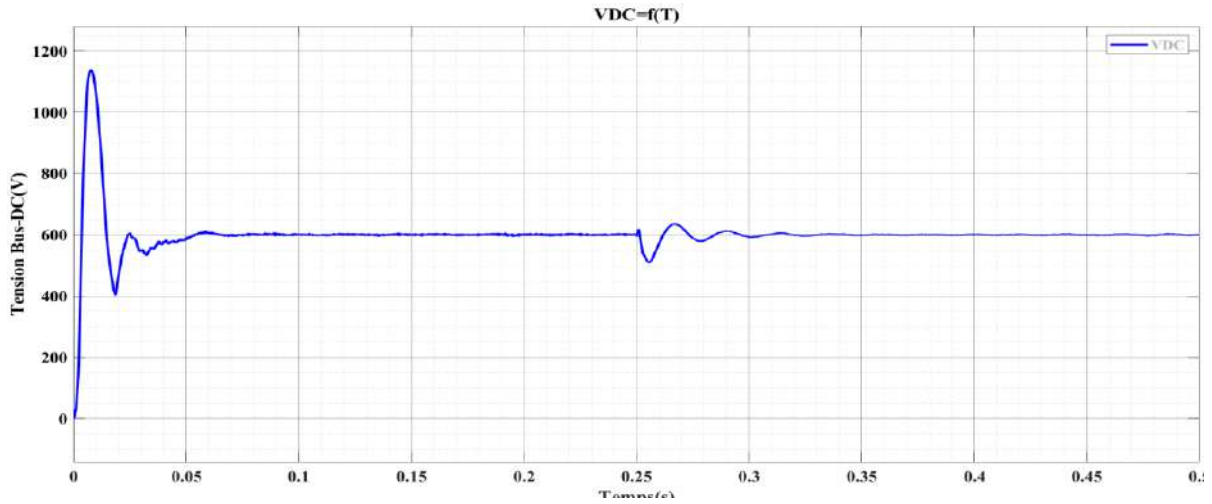


Figure III.25 Tension de Bus DC.

La tension du Bus DC reste relativement stable malgré les variations d'irradiance, ce qui montre que le convertisseur DC/DC et l'algorithme MPPT-Back maintiennent une performance stable et efficace, maximisant l'extraction de puissance dans des conditions dynamiques.

C . Simulation côté réseau :

L'étude se concentre sur le réseau, avec l'analyse des puissances active et réactive, ainsi que des tensions et courants triphasés, présentés dans les figures III.26 et III.27 [51].

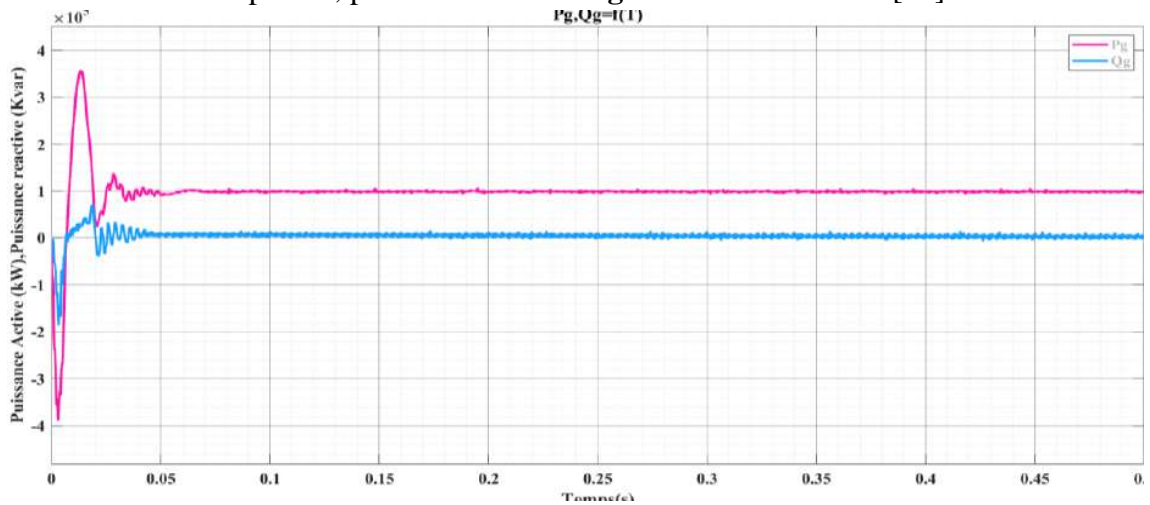


Figure III.26 Puissance Active et Réactive de PV connectée au réseau.

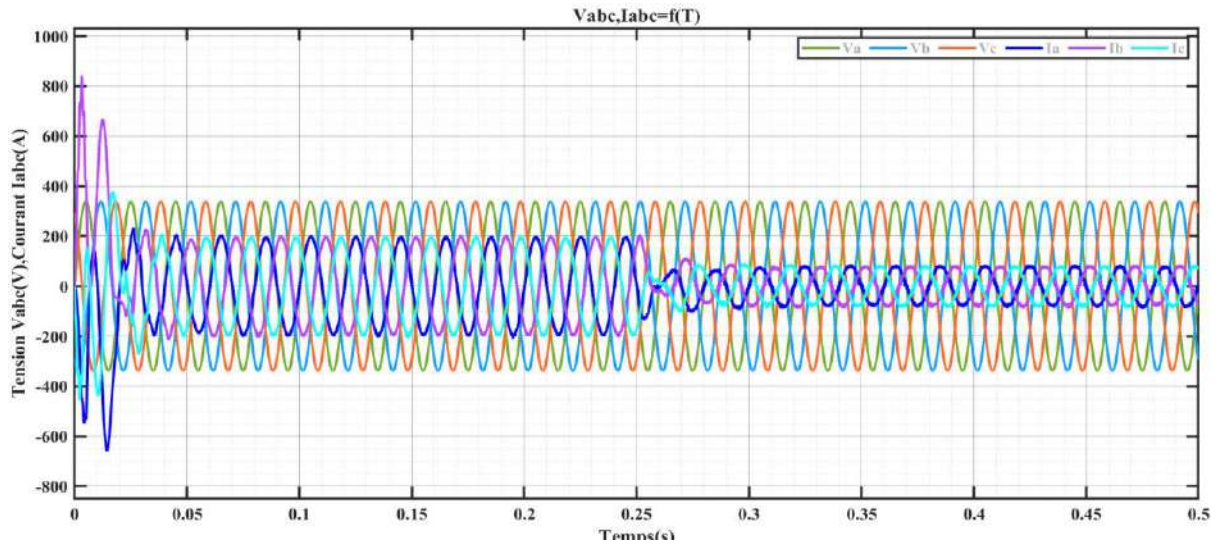


Figure III.27 Tension triphasées et courant triphasés de système PV connecté au réseau.

Les analyses des puissances et des signaux triphasés démontrent la capacité du système PV à stabiliser l'injection énergétique malgré les variations rapides de l'irradiance, confirmant sa résilience face aux fluctuations environnementales.

III.6.3 Performances dans des conditions d'ombrage :

A . Simulation côté source :

Après les tests sous conditions STC et sous conditions variables nous évaluons sous conditions d'ombrage le comportement d'algorithme Back (**scenarios 3** : 1000, 1000, 300 et 600 W/m²). Avec une température fixe, les **figures III.28**, III.29 et III.30 présentent respectivement la puissance, la tension et le courant mesurés aux bornes du convertisseur DC/DC.

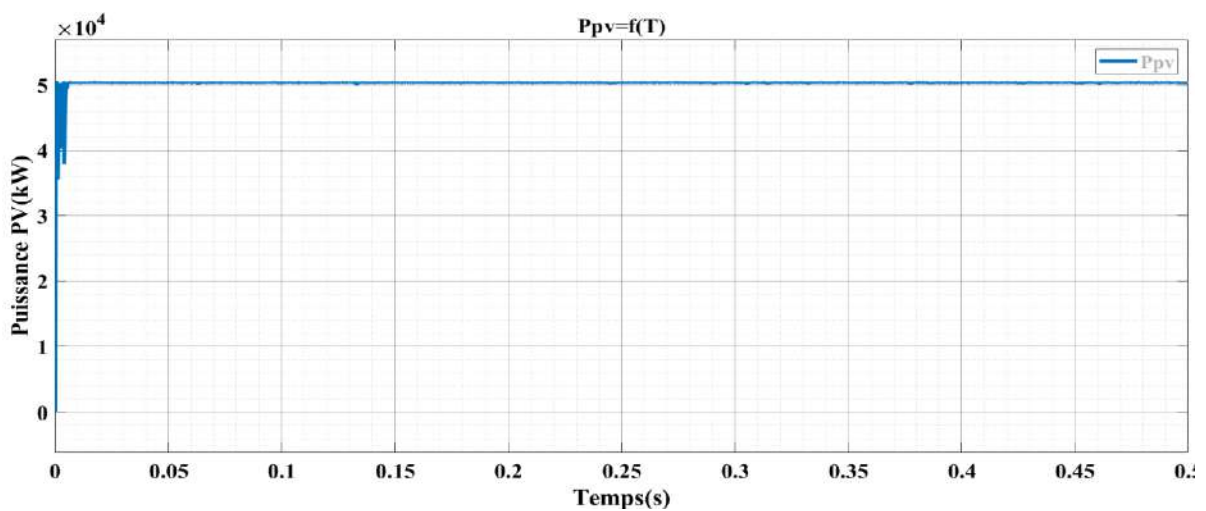


Figure III.28 Puissance extraite à partir du champ PV.

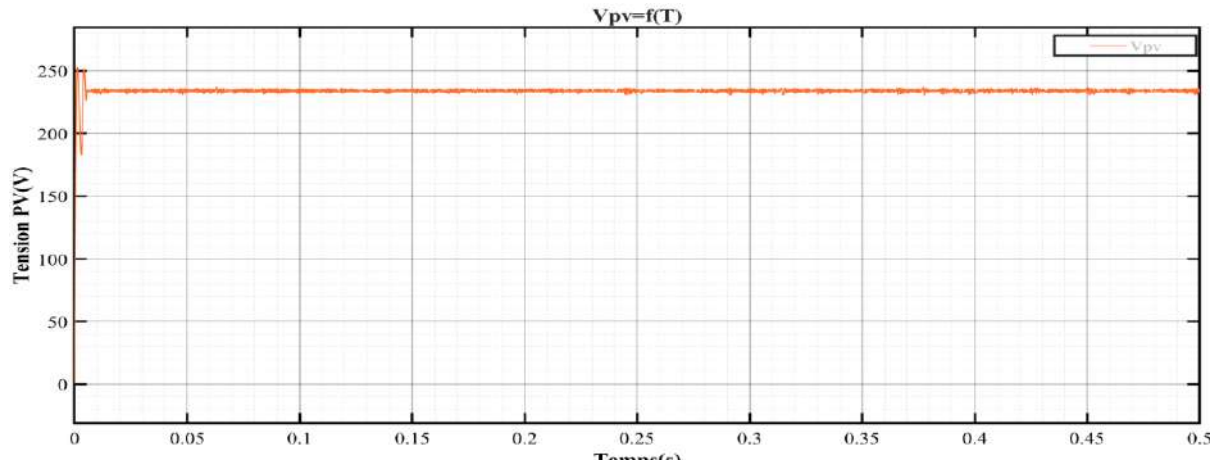


Figure III.29 V_{PV} .

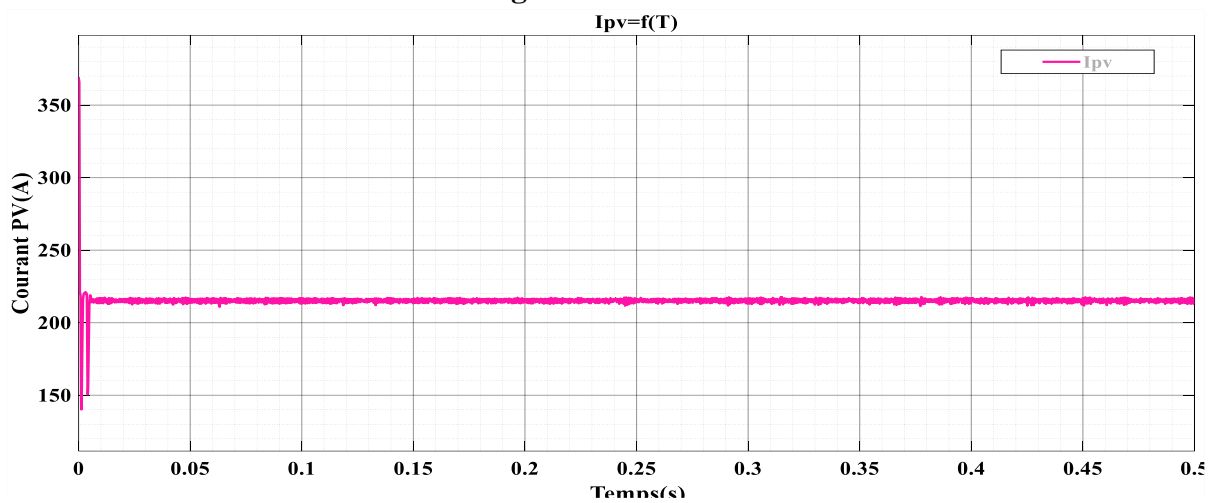


Figure III.30 I_{PV} .

En ombrage partiel, le système PV subit une baisse de performance attendue, mais l'algorithme MPPT-Back maintient une optimisation efficace, prouvant sa robustesse face aux conditions défavorables.

B . Simulation de Bus continu :

Maintenant, nous étudions la tension au niveau de Bus DC, où cette tension est obtenue après le passage par le convertisseur DC/DC commandé par l'algorithme MPPT-Back, afin d'extraire le maximum possible de puissance généré par le champ PV pour les conditions d'ombrage partiel [51].

L'allure de la tension est présentée sur la **figure IV.31**.

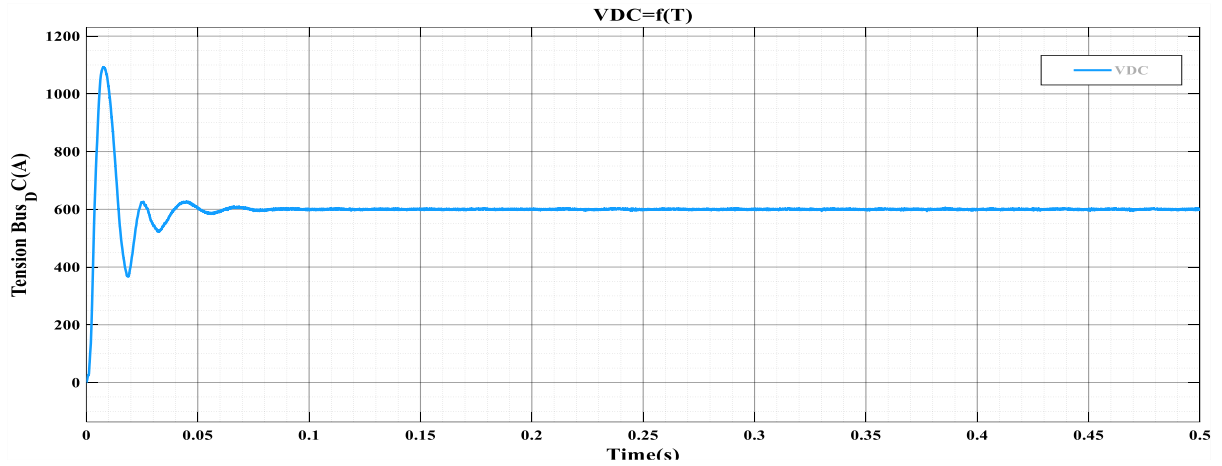


Figure III.31 V_{DC}/DC .

La tension au niveau du Bus DC est maintenue de manière stable, même sous ombrage partiel, ce qui montre l'efficacité continue de l'algorithme MPPT-Back pour extraire le maximum de puissance possible malgré des conditions difficiles.

C . Simulation côté réseau :

L'analyse se poursuit du côté réseau, couvrant la puissance active et réactive, ainsi que les tensions et courants triphasés. Ces résultats sont illustrés dans les **Figures III.32 et III.33.**

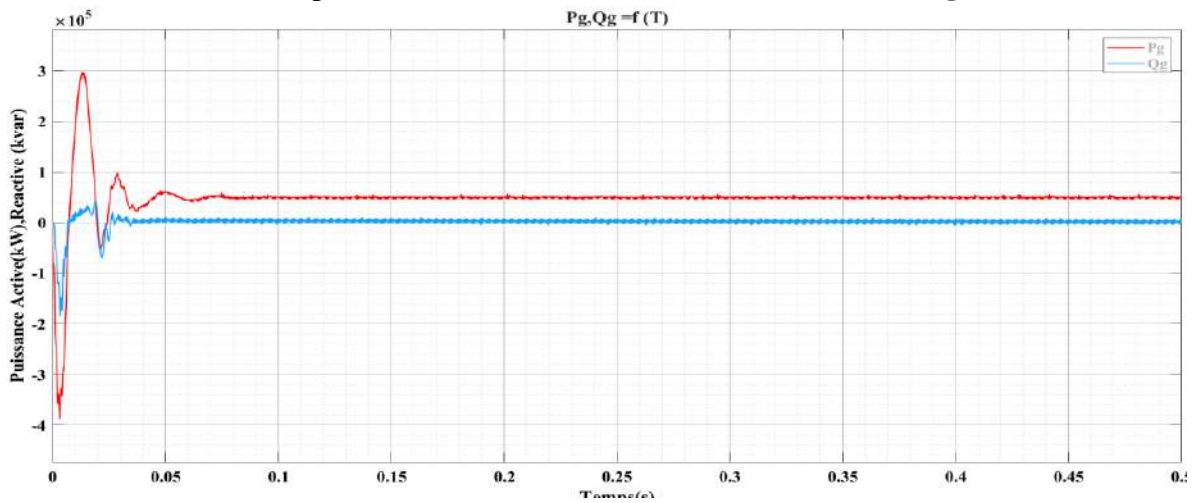


Figure III.32 Puissance Active et Réactive de PV connectée au réseau.

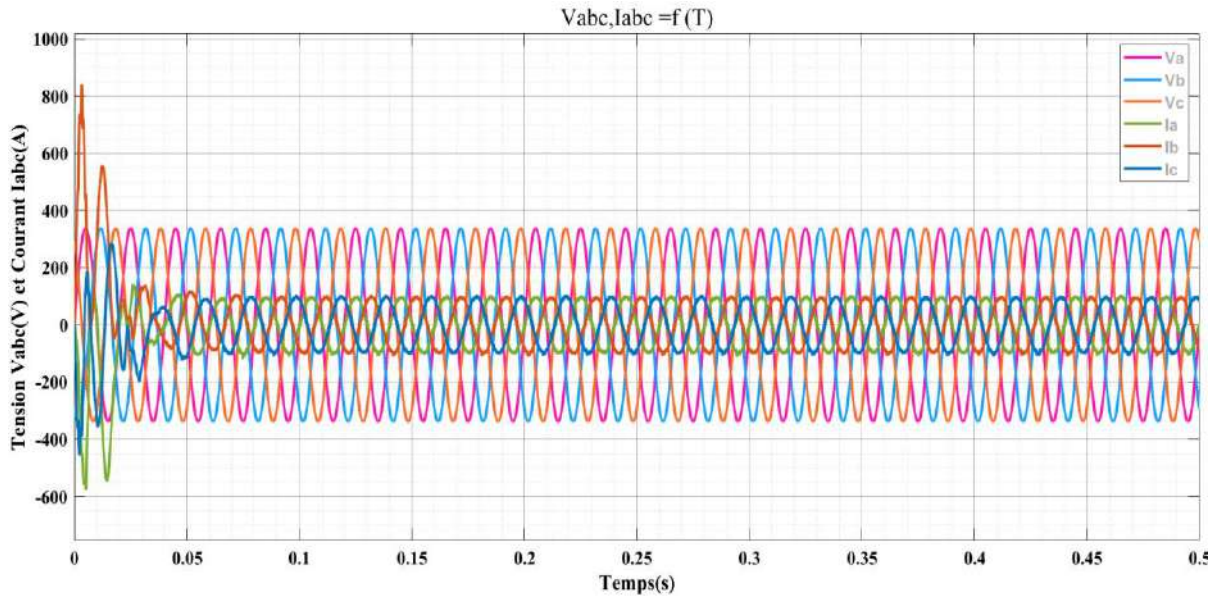


Figure III.33 Tension triphasées et courant triphasés de système PV connecté au réseau [51].

Le système PV assure une injection stable, même sous ombrage, avec des signaux équilibrés. La Figure III.34 (a, b, c) présente l'analyse harmonique du courant et les valeurs de THD.

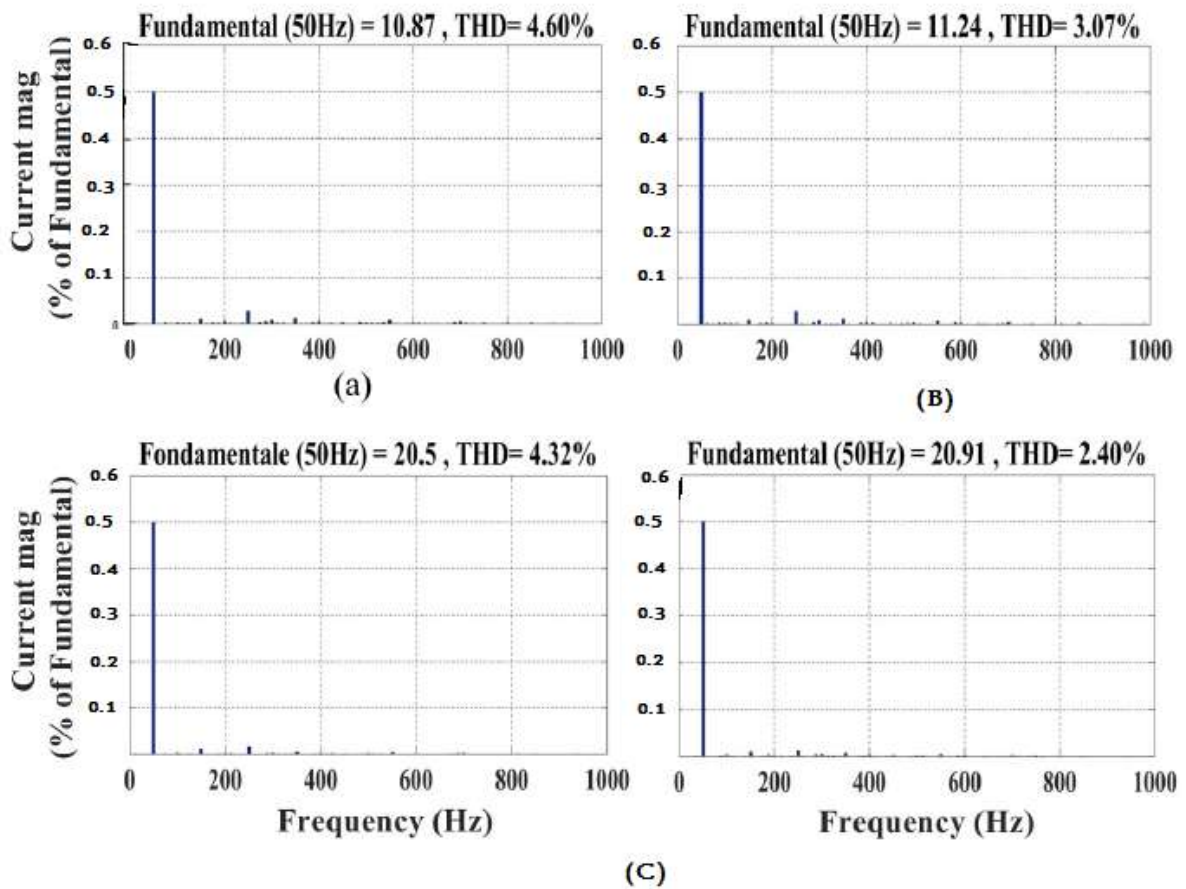


Figure III.34 THD de courant (a) STC, (b) ombrage, (c) éclaircment 1000,400W /m².

L'analyse harmonique effectuée et les résultats de THD présentés dans la figure III.34 mettent en évidence les impacts des différentes conditions d'éclaircment et d'ombrage sur la

qualité du courant injecté dans le réseau. Pour chaque situation :

- STC (a) : Sert de référence avec des conditions optimales.
- Ombrage (b) : Montre l'impact négatif de l'ombrage sur le THD.
- Éclairement variable (c) : Indique l'effet des variations rapides de l'irradiance sur le THD.

Les figures révèlent une variation significative du THD selon les conditions, soulignant la nécessité de concevoir des systèmes PV limitant les distorsions harmoniques.

III.7 Conclusion :

Ce chapitre présente une analyse détaillée d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. La puissance générée par le champ photovoltaïque est acheminée via un convertisseur boost maximise le PPM, tandis qu'un onduleur gère l'injection des puissances dans le réseau. Les propriétés du système PV, les effets des énergies renouvelables et la modélisation du convertisseur DC/AC ont été abordés.

Les simulations montrent que le système photovoltaïque, utilisant l'algorithme MPPT-Back, fonctionne de manière optimale sous diverses conditions : standard (STC), changement rapide d'irradiance solaire, et conditions d'ombrage. L'algorithme MPPT-Back a démontré son efficacité pour optimiser la puissance extraite tout en assurant la stabilité du Bus DC et du réseau. Ces résultats démontrent la robustesse et l'efficacité du système PV pour une intégration fiable dans des environnements réels, contribuant ainsi à une production d'énergie solaire stable et efficace.

Finalement, une analyse de spectrale d'harmonique des courants sont illustrés clairement la faisabilité et l'efficacité du régulateur.

Chapitre IV

Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique.

IV.1 Introduction :

Les recherches actuelles indiquent que l'énergie solaire photovoltaïque devrait devenir une source majeure de production d'électricité à l'échelle mondiale. La mise en œuvre de ces systèmes nécessite des études préalables approfondies et minutieuses pour garantir des performances optimales. Les améliorations du système solaire reposent sur des paramètres spécifiques visant à augmenter et à améliorer la production d'énergie. Ceci est rendu possible grâce à PVsyst, un logiciel spécialisé dans le dimensionnement des installations photovoltaïques, développé par l'Université de Genève dans le but de répondre à cet objectif. [68]. Ce chapitre propose une analyse technique fondée sur des simulations numériques effectuées avec le logiciel PVsyst, permettant d'évaluer en détail les composants et les dimensions des systèmes photovoltaïques. Cette étude technique sera suivie d'une évaluation économique approfondie, offrant ainsi une perspective intégrée sur la faisabilité des systèmes proposés.

IV.2 Aperçu du logiciel PVsyst :

L'évaluation, la modélisation et l'analyse des performances des installations photovoltaïques et des modules solaires sont réalisées à l'aide du logiciel PVsyst. Cet outil offre une vaste gamme de fonctionnalités, permettant notamment de déterminer des indicateurs stratégiques tels que la production énergétique, l'irradiation solaire, les coûts d'investissement, la surface requise, ainsi que le rendement énergétique annuel. Grâce à l'exploitation de ses fonctionnalités avancées, PVsyst permet d'accéder à une quantité considérable de données, facilitant ainsi des études approfondies et détaillées. Cet outil est particulièrement destiné aux architectes, ingénieurs et chercheurs, tout en servant également de ressource pédagogique précieuse.

La version PVsyst 7.4.5 propose quatre niveaux d'étude du système photovoltaïque, correspondant approximativement aux différentes étapes de développement d'un projet réel.

IV.2.1 Interface principale :



Figure IV.1 Écran d'accueil et de configuration de PVsyst.

IV.2.2. Pré-calcul :

Les performances du système sont évaluées au cours de cette phase initiale du projet à partir des données mensuelles, en s'appuyant sur un nombre limité de paramètres sans détailler les composants spécifiques du système. Elle permet également d'obtenir une appréciation préliminaire du frais du système.

Pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, cette étape se focalise sur la conception architecturale, En intégrant les contraintes liées à l'espace disponible, les caractéristiques distinctives de la technologie photovoltaïque (telles que les teintes, le degré de transparence, etc.), ainsi que les exigences en termes de puissance requise.

IV.2.2.1 Conception du projet :

Le but est d'effectuer une analyse complète du système à l'aide de simulations horaires détaillées. L'utilisateur peut ainsi réaliser différentes simulations et les comparer, responsable de l'orientation des panneaux, des options de suivi et du choix des composants, l'utilisateur configure le champ solaire selon les spécifications de l'onduleur, de la batterie ou de la pompe.

L'opérateur bénéficie d'une large marge de manœuvre pour élaborer des simulations complexes, intégrant des paramètres tels que les pertes thermiques, les résistances ohmiques, la qualité des matériaux, les déséquilibres énergétiques et les impacts de l'ombrage. Le logiciel embarque des algorithmes avancés pour la détection des anomalies et produit des rapports techniques détaillés, incluant une évaluation économique fondée sur des données actualisées des coûts et des modèles financiers pertinents.

IV.2.2.2 Bibliothèques de données

Cette section traite de la gestion des données climatiques ainsi que des bases de données relatives aux composants de l'installation. Les enregistrements quotidiens et mensuels sont conservés, tandis que les données horaires font l'objet de validations et d'analyses approfondies. Par ailleurs, des informations issues de diverses sources sont consolidées, incluant des détails spécifiques sur les équipements tels que les panneaux photovoltaïques et les onduleurs.

IV.2.2.3 Instruments :

Un accès direct aux paramètres du logiciel est offert par ces fonctionnalités, ce qui permet aux bases de données d'être modifiées et au programme d'être configuré selon les exigences spécifiques de chaque utilisation.

IV.3 Exposé du projet :

Le choix du site d'Annaba pour la simulation de notre système photovoltaïque connecté au réseau repose sur la disponibilité de données géographiques et climatiques spécifiques à cette région dans le logiciel PVsyst. Cette sélection assure une modélisation rigoureuse et parfaitement adaptée aux caractéristiques locales.

IV.3.1 Localisation géographique d'Annaba :

Les données du projet photovoltaïque ont été collectées à Annaba, une ville côtière algérienne située à 36° 53' 59" nord et 7° 46' 00" est, à environ 5 mètres d'altitude. Cette localisation précise, à proximité de la frontière tunisienne, est un facteur déterminant dans l'analyse des données.

IV.3.2 Climat d'Annaba :

On qualifie le climat d'Annaba de tempéré chaud. Durant l'hiver, les précipitations sont beaucoup plus importantes à Annaba que pendant l'été. Les conditions météorologiques dominantes dans cette région sont classées sous la classification de Köppen-Geiger sous le groupe Csa. Selon les données statistiques, la température moyenne prévalant dans la ville d'Annaba est de 17,9 °C. À cet endroit, les précipitations annuelles sont d'environ 671 mm.

Située dans l'hémisphère nord, Annaba bénéficie d'un été s'étendant de juin à septembre, ce qui influence directement son ensoleillement annuel, facteur déterminant pour l'efficacité des installations photovoltaïques.

IV.4 Processus de simulation avec PVsyst :

La modélisation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau a été effectuée à l'aide du logiciel PVsyst. Ce processus requiert l'observation rigoureuse d'une série d'étapes méthodologiques afin de garantir la fiabilité et la précision des résultats obtenus.

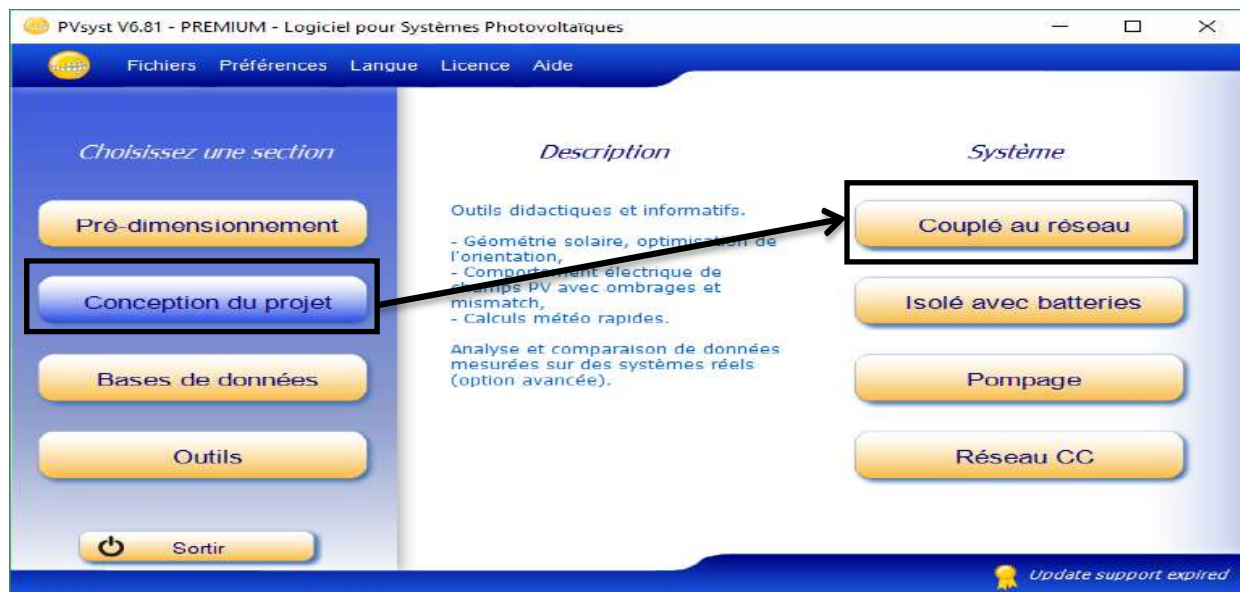


Figure IV.2 Exposé de projet.

IV.4.1 Nom du projet :

Ce projet vise à déterminer l'emplacement géographique optimal et à créer un fichier météorologique horaire détaillé. De plus, il permettra d'évaluer différentes configurations du système.

Chapitre IV Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique

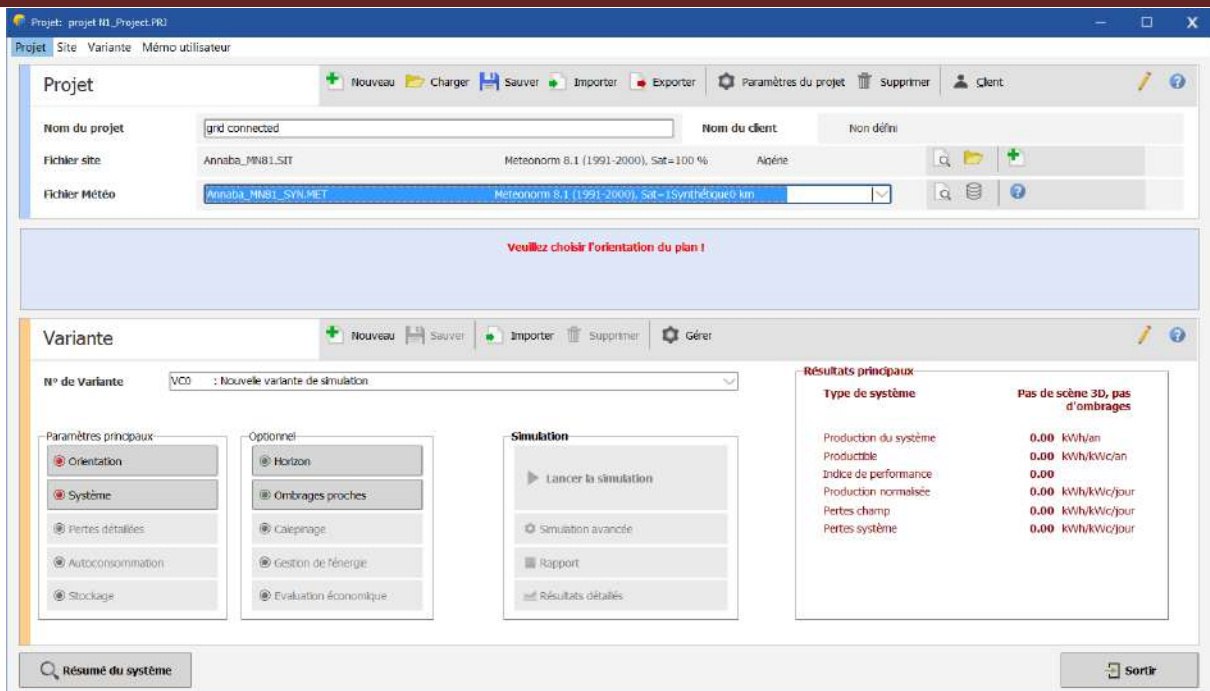


Figure IV.3 Intitulé du projet dans PVsyst.

IV.4.2 Les paramètres du site :

Ce projet a permis la conception d'un système photovoltaïque raccordé au réseau central de distribution de la ville d'Annaba. Les coordonnées géographiques du site d'installation sont les suivantes : latitude $36^{\circ} 90' 00''$ Nord, longitude $7^{\circ} 76' 67''$ Est.

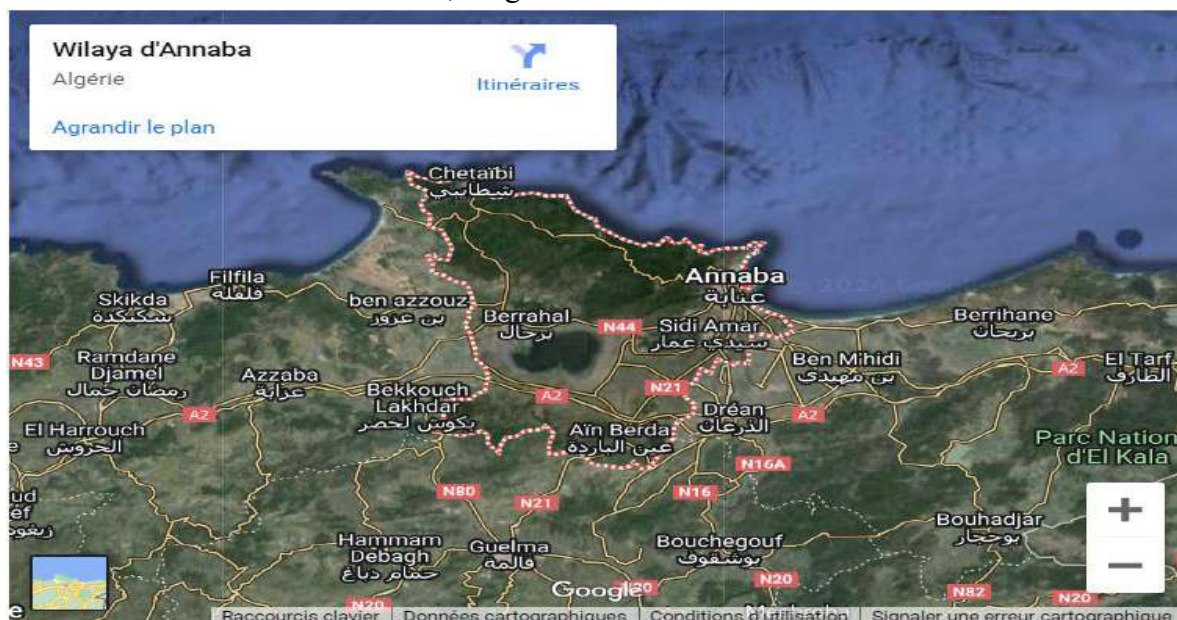


Figure IV.4 Localisation de la ville de Annaba.

Lors de la phase d'initialisation de la simulation, il est nécessaire de renseigner les coordonnées géographiques du site via l'interface utilisateur (figure IV.5). Ces données servent à déterminer

Chapitre IV Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique

les conditions d'ensoleillement spécifiques au lieu et à paramétrer le modèle de simulation.

Coordonnées Géographiques Méteo mensuelle Carte interactive

Lieu

Nom du site: Annaba

Pays: Algérie Région: Afrique

Obtenir depuis les coordonnées

Voir carte

Coordonnées Géographiques

Trajectoires du soleil

Décimale Deg. Min. Sec.

Latitude: 36.9000 [°] 36 54 0 (+ = Nord, - = Hémisph. Sud)

Longitude: 7.7667 [°] 7 46 0 (+ = Est, - = Ouest de Greenwich)

Altitude: 5 M au dessus du niv. de la mer

Fus. horaire: 1.0 Correspondent à une différence moyenne Temps Légal - Temps Solaire = 0h 29m

Obtenir depuis le nom

Exporter la ligne Exporter le tableau Imprimer Fermer

Figure IV.5 Cordonnée géographique du site d'Annaba.

La **figure IV.6** visualise les données climatologiques mensuelles, à savoir l'irradiance globale, l'irradiance diffuse et la température.

Coordonnées Géographiques Méteo mensuelle Carte interactive

Site: **Annaba (Algérie)**

Source des données: Meteonorm 8.1 (1991-2000), Sat=100 %

	Irradiation globale horizontale kWh/m ² /mois	Irradiation diffuse horizontale kWh/m ² /mois	Température °C	Vitesse du vent m/s	Turbidité Linke [-]	Humidité relative %
Janvier	66.9	29.3	9.3	2.79	2.915	89.0
Février	81.3	42.6	9.8	2.80	3.157	85.6
Mars	130.6	61.7	13.2	2.70	3.977	79.1
Avril	157.5	74.1	15.8	2.59	4.588	77.6
Mai	190.1	93.9	19.4	2.59	5.026	73.0
Juin	212.3	84.6	23.2	2.70	4.549	71.0
Juillet	219.1	84.6	26.6	2.79	5.202	68.6
Août	196.2	82.3	26.6	2.69	4.782	70.5
Septembre	145.1	63.8	23.0	2.50	4.524	77.1
Octobre	114.5	48.7	19.9	2.30	3.988	78.1
Novembre	74.4	36.3	14.5	2.49	3.364	81.3
Décembre	61.7	33.0	10.9	2.60	3.006	86.0
Année	1649.7	734.9	17.7	2.6	4.090	78.1

Irradiation globale horizontale variabilité d'une année sur l'autre 3.7%

Données requises

- Irradiation globale horizontal
- Température ext. Moyenne

Données supplémentaires

- Irradiation diffuse horizontal
- Vitesse du vent
- Turbidité Linke
- Humidité relative

Unités d'irradiation

- kWh/m²/jour
- kWh/m²/mois
- MJ/m²/jour
- MJ/m²/mois
- W/m²
- Indice de clarté Kt

Exporter la ligne Exporter le tableau Imprimer Fermer

Figure IV.6 Météo mensuelles de site.

La **figure IV.7** illustre les variations horaires de l'azimut et de l'élévation solaire pour chaque mois, fournissant ainsi une visualisation exhaustive de la trajectoire du soleil au fil de l'année.

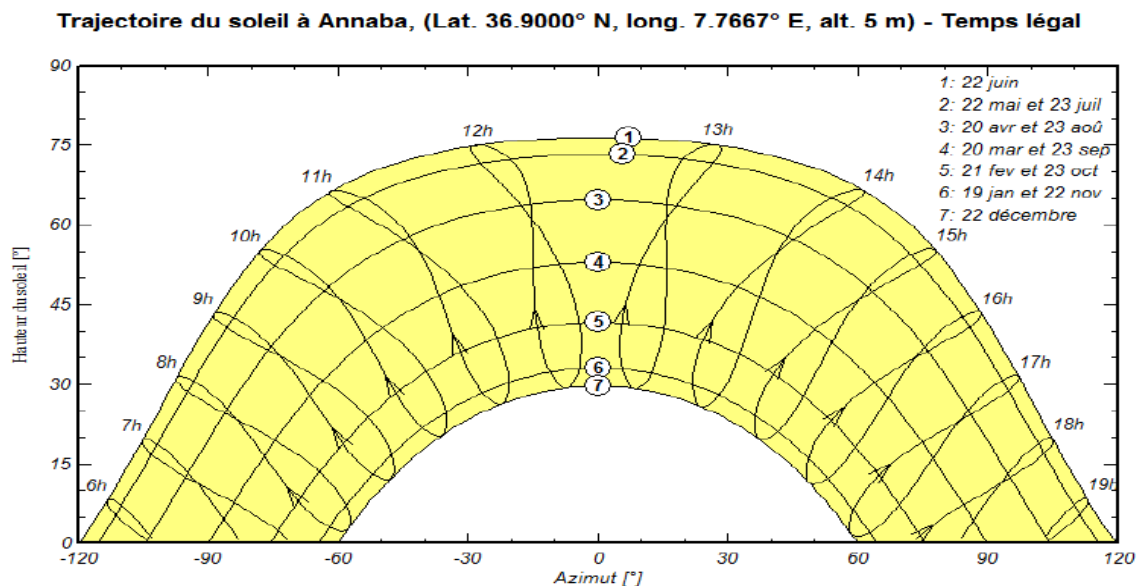


Figure IV.7 Schéma de la trajectoire soleil à Annaba.

IV.4.3 Inclinaison des panneaux :

Afin d'optimiser la production d'énergie, nous avons retenu un angle d'inclinaison de 42° pour les panneaux, conformément aux résultats de l'analyse des données solaires (figure IV.8).

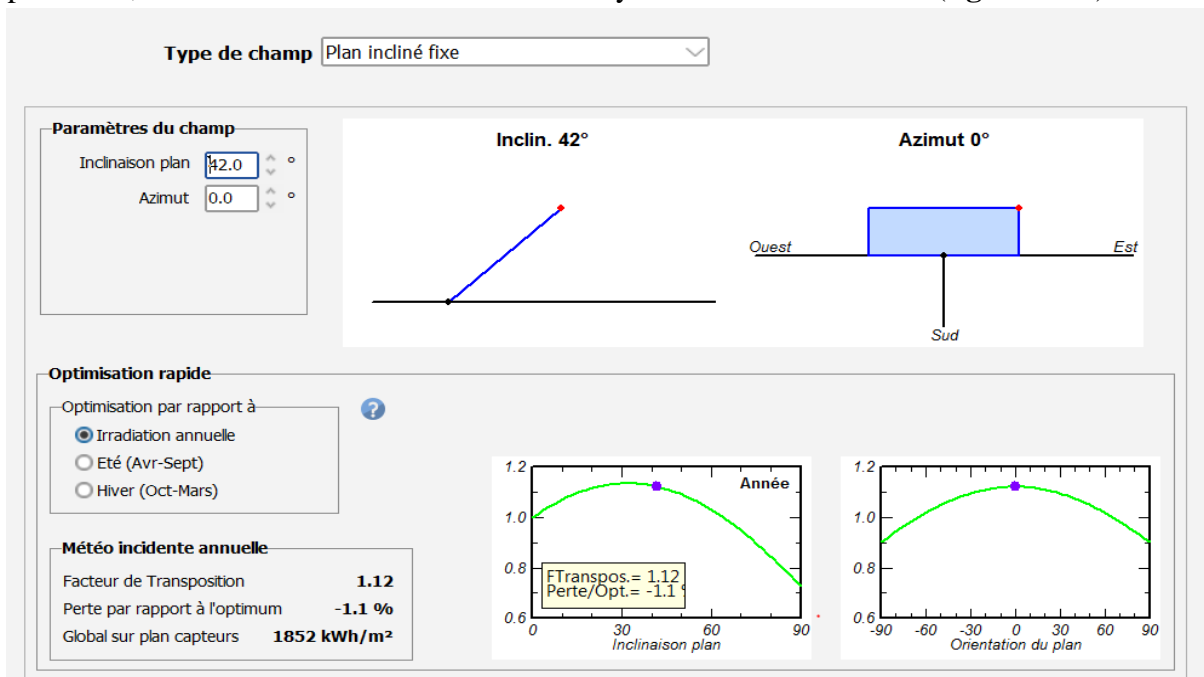


Figure IV.8 Inclinaison des panneaux.

IV.4.4 Dimensionnement du champ PV :

Le dimensionnement de l'installation a été réalisé en tenant compte des charges électriques à alimenter et en sélectionnant un module photovoltaïque de type MBPV CAAP BB 215Wp

Chapitre IV Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique

(MoserBaer) (voir **Figure IV.9**).

Sous-champ ?

Nom et orientation du sous-champ

Nom:

Orient.: **Plan incliné fixe** Inclinaison: **42°**
Azimut: **0°**

Aide au dimensionnement

Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: kWc ?

Redimens. ... ou surface disponible(modules): m²

Sélection du module PV

Disponibles: Modules nécessaires approx.: **465**

MoserBaer: MBPV CAAP BB 215Wp Depuis 2010 Manufacturer 2010

Utiliser optimiseur

Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) **24.2 V**
Vco (-10°C) **40.9 V**

Sélection de l'onduleur

Disponibles: 50 Hz
 60 Hz

Dasstech: Depuis 2009

Nbre d'onduleurs: Tension de fonctionnement: **200-820 V** Puissance globale ond.: **100.0 kWac**
Tension entrée maximale: **820 V**

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: entre 9 et 20 ?

Nb. chaînes: entre 27 et 42

Perte surpuissance: **0.0 %** ?

Rapport Pnom: **1.13**

Nbre modules: 527 Surface: 867 m²

Cond. de fonctionnement

Vmpp (60°C): 411 V
Vmpp (20°C): 500 V
Vco (-10°C): 696 V

Irradiance plan: **1000 W/m²**

Impp (STC): 232 A
Isc (STC): 250 A
Isc (aux STC): 250 A

Max. données STC

Puiss. max. en fonctionnement (à 1056 W/m² et 50°C): **106 kW**

Puiss. nom. champ (STC): 113 kWc

Figure IV.9 Dimensionnement du champ PV.

L'algorithme détermine le nombre de modules à associer en série et en parallèle en fonction des contraintes de tension MPPT et des exigences en puissance du système photovoltaïque.

Liste des sous-champs		
Nom	#Mod #Ond.	#Chaîne #MPPT
<ul style="list-style-type: none"> --- Champ PV <ul style="list-style-type: none"> --- MoserBaer - MBPV CAAP BB 215... --- Dasstech - Soleaf DSP-33100K 	<ul style="list-style-type: none"> 17 1 	<ul style="list-style-type: none"> 31 1

Résumé système global	
Nb. de modules	527
Surface modules	867 m ²
Nbre d'onduleurs	1
Puissance PV nominale	113 kWc
Puissance AC nominale	100.0 kWAC
Rapport Pnom	1.133

Figure IV.10 Les informations du système.

Le graphique ci-dessous illustre les caractéristiques techniques du module sélectionné.

Sous-champ

Nom et orientation du sous-champ		Aide au dimensionnement	
Nom	Champ PV	<input type="radio"/> Pas de prédim.	Entrez Pnom désirée <input type="text" value="100.0"/> kWc
Orient.	Plan incliné fixe	<input checked="" type="radio"/> Redimens.	... ou surface disponible(modules) <input type="text" value="760"/> m ²
	Inclinaison 42°		
	Azimut 0°		

Figure IV.11 Propriétés du module.

Le graphique IV.12 illustre les caractéristiques techniques du panneau sélectionné.

Données de base	Dimensions et Technologie	Paramètres modèle	Données additionnelles	Commercial	Graphiques
Modèle	MBPV CAAP BB 215Wp		Fabricant	MoserBaer	
Nom fichier	Moserbaer_MBPV_BB_215.PAN		Source données	Manufacturer 2010	
Base de données PVsyst originale			Prod. depuis 2010		
Puissance nom. <input type="text" value="215.0"/> Wc Tol. +/- <input type="text" value="0.0"/> <input type="text" value="3.0"/> % (aux STC) Technologie <input type="text" value="Si-poly"/>					
Spécifications fabricant ou autres mesures Cond. de référence GRef <input type="text" value="1000"/> W/m ² TRef <input type="text" value="25"/> °C Courant de court-circuit Isc <input type="text" value="8.070"/> A Circuit ouvert Vco <input type="text" value="36.50"/> V Point de Puissance max. Imp <input type="text" value="7.470"/> A Vmpp <input type="text" value="28.79"/> V Coefficient de tempér. muIsc <input type="text" value="4.0"/> mA/°C Nb. cellules en série <input type="text" value="60"/> en série ou muIsc <input type="text" value="0.050"/> %/°C			Résumé du modèle Paramètres principaux R parall. 240 Ω Rparall(G=0) 1000 Ω R série model 0.41 Ω R série max. 0.53 Ω R série apparent 0.62 Ω Paramètres modèle Gamma 1.081 IoRef 2.44 nA muVco -129 mV/°C muPMax fixé -0.45 /°C		
Résultats du modèle interne Cond. de fonctionnement GOper <input type="text" value="1000"/> W/m ² TOper <input type="text" value="25"/> °C Point de Puissance max. Pmpp <input type="text" value="215.1"/> W Courant Imp <input type="text" value="7.48"/> A Coeff. de température -0.44 %/°C Courant de court-circuit Isc <input type="text" value="8.07"/> A Tension Vmpp <input type="text" value="28.8"/> V Efficacité / Surf. cellules <input type="text" value="14.73"/> % Circuit ouvert Vco <input type="text" value="36.5"/> V / Surf. module <input type="text" value="13.07"/> %					
Voir optimisation		Export vers table		Imprimer	
		Annuler		OK	

Figure IV.12 Les caractéristiques du panneau.

La sélection de l'onduleur et du régulateur s'effectue en tenant compte des spécifications techniques des équipements photovoltaïques répertoriés dans la base de données de la version 7.4.5 de PVsyst. Une fois les calculs nécessaires réalisés, il est clair qu'il faut employer un onduleur de type **Soleaf DSP-33100K (200-820V/100 kW)** fabriqué par **Dasstech**.

Les spécifications techniques de l'onduleur sont représentées dans **la figure IV.13**:

Sélection de l'onduleur					
Disponibles	Tension de sortie 380 V Mono 50Hz				<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
Dasstech	100 kW 200 - 820 TL 50/60H Soleaf DSP-33100K Depuis 2009				<input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
<input type="button" value="Ouvrir"/>					
Nbre d'onduleurs	<input type="text" value="1"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Tension de fonctionnement:	200-820 V	Puissance globale ond.	100.0 kWac
		Tension entrée maximale:		820 V	

Figure IV.13 Les paramètres de l'onduleur.

Nous avons obtenu les résultats ci-dessous :

Chapitre IV Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique

Paramètres principaux Courbe d'efficacité Paramètres additionnels Paramètres de sortie Dimensions et Technologie Données commerciales

Modèle: Soleaf DSP-33100K Fabricant: Dasstech
 Nom fichier: Dasstech_DSP_33100K.OND Source des données: Manufacturer 2012
 Paramètres définis par l'utilisateur Prod. depuis 2009

Entrée (DC, Champ PV)

Tension MPP minimale: 200 V
 Tension min. pour PNom: N/A V
 Courant d'entrée maximum: N/A A
 Tension MPP nominale: N/A V
 Tension MPP maximale: 820 V
 Tension PV max. absolue: 820 V

Puissance seuil: 100 W Défaut ?

Spécification contractuelle, sans réelle signification physique ? Obligatoire

Puissance PV nominale: 100 kW
 Puissance PV maximale: N/A kW
 Courant PV maximum: N/A A

Sortie (Réseau AC)

Fréquence: 50 Hz 60 Hz

Monophasé Triphasé Biphasé

Tension du réseau: 380 V
 Puissance AC nominale: 100 kW
 Puissance AC maximale: 100 kW
 Courant AC nominal: 152 A
 Courant AC maximum: N/A A

Efficacité

Efficacité maximale: 96.50 %
 Efficacité EURO: 95.25 %
 Efficacité définie pour 3 tensions ?

Export vers table Imprimer Annuler OK

Figure IV.14 Fiche technique exhaustive de l'onduleur.

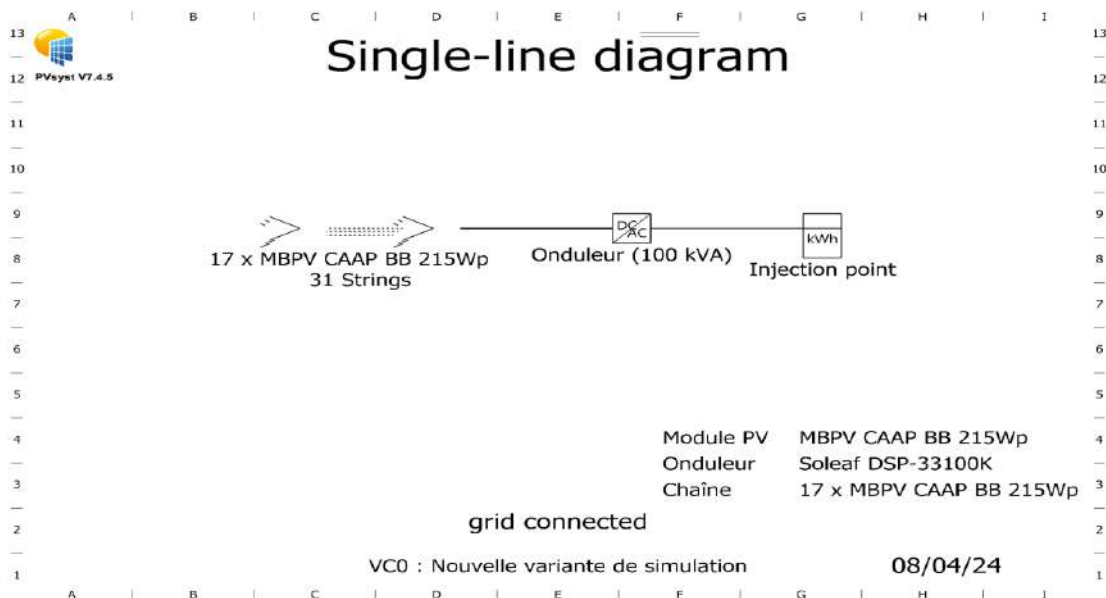


Figure IV.15 Schéma unifilaire du projet.

IV.5 Description des résultats de la simulation :

Au terme de ces différentes étapes, un rapport exhaustif de quatre pages est produit, fournissant une évaluation complète du système photovoltaïque. Ce rapport comprend notamment une analyse de la performance (indice PR), de la production énergétique annuelle, un bilan énergétique détaillé ainsi qu'un diagramme des pertes. Ces informations sont essentielles pour évaluer la rentabilité et l'efficacité du système.

Paramètres généraux			
Système couplé au réseau		Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs			
Orientation		Configuration des sheds	
Plan fixe		Pas de scène 3D	
Inclinaison/Azimut 42 / 0 °		Modèles utilisés	
		Transposition Perez	
		Diffus Perez, Meteorom	
		Circumsolaire séparément	
Horizon		Ombrages proches	
Pas d'horizon		Sans ombrages	
		Besoins de l'utilisateur	
		Charge illimitée (réseau)	

Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV		Onduleur	
Fabricant	Generic	Fabricant	Generic
Modèle	MBPV CAAP BB 215Wp	Modèle	Soleaf DSP-33100K
(Base de données PVsyst originale)		(Paramètres définis par l'utilisateur)	
Puissance unitaire	215 Wc	Puissance unitaire	100 kWac
Nombre de modules PV	527 unités	Nombre d'onduleurs	1 unité
Nominale (STC)	113 kWc	Puissance totale	100 kWac
Modules	31 chaîne x 17 En série	Tension de fonctionnement	200-820 V
Aux cond. de fonct. (50°C)		Rapport Pnom (DC:AC)	1.13
Pmpp	101 kWc		
U mpp	433 V		
I mpp	232 A		
Puissance PV totale		Puissance totale onduleur	
Nominale (STC)	113 kWc	Puissance totale	100 kWac
Total	527 modules	Nombre d'onduleurs	1 unité
Surface modules	867 m ²	Rapport Pnom	1.13
Surface cellule	770 m ²		

Pertes champ					
Fact. de pertes thermiques		Pertes câblage DC		Perte de qualité module	
Température modules selon l'irradiance		Rés. globale champ 32 mΩ		Frac. pertes -0.8 %	
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Frac. pertes 1.5 % aux STC			
Uv (vent)	0.0 W/m ² K/m/s				
Pertes de mismatch modules		Perte de "mismatch" strings		Facteur de perte IAM	
Frac. pertes 2.0 % au MPP		Frac. pertes 0.2 %		Paramétris. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cos ² - 1)	
				Param. bo 0.05	

Figure IV.16 Les critères de dimensionnement d'une installation photovoltaïque de 100 kW.

Chapitre IV Etude technico-économique d'un système PV intégré au réseau électrique

La **figure IV.16** illustre un champ solaire composé de 527 modules (technologie polycristalline), agencés en 17 séries et 31 parallèles. Une simulation a été effectuée pour une centrale photovoltaïque de puissance 100 kW, Un onduleur d'une puissance de 100 kW en sortie AC a été intégré, et les résultats essentiels de la simulation de la centrale solaire reliée au réseau sont visualisés dans le graphique associé.

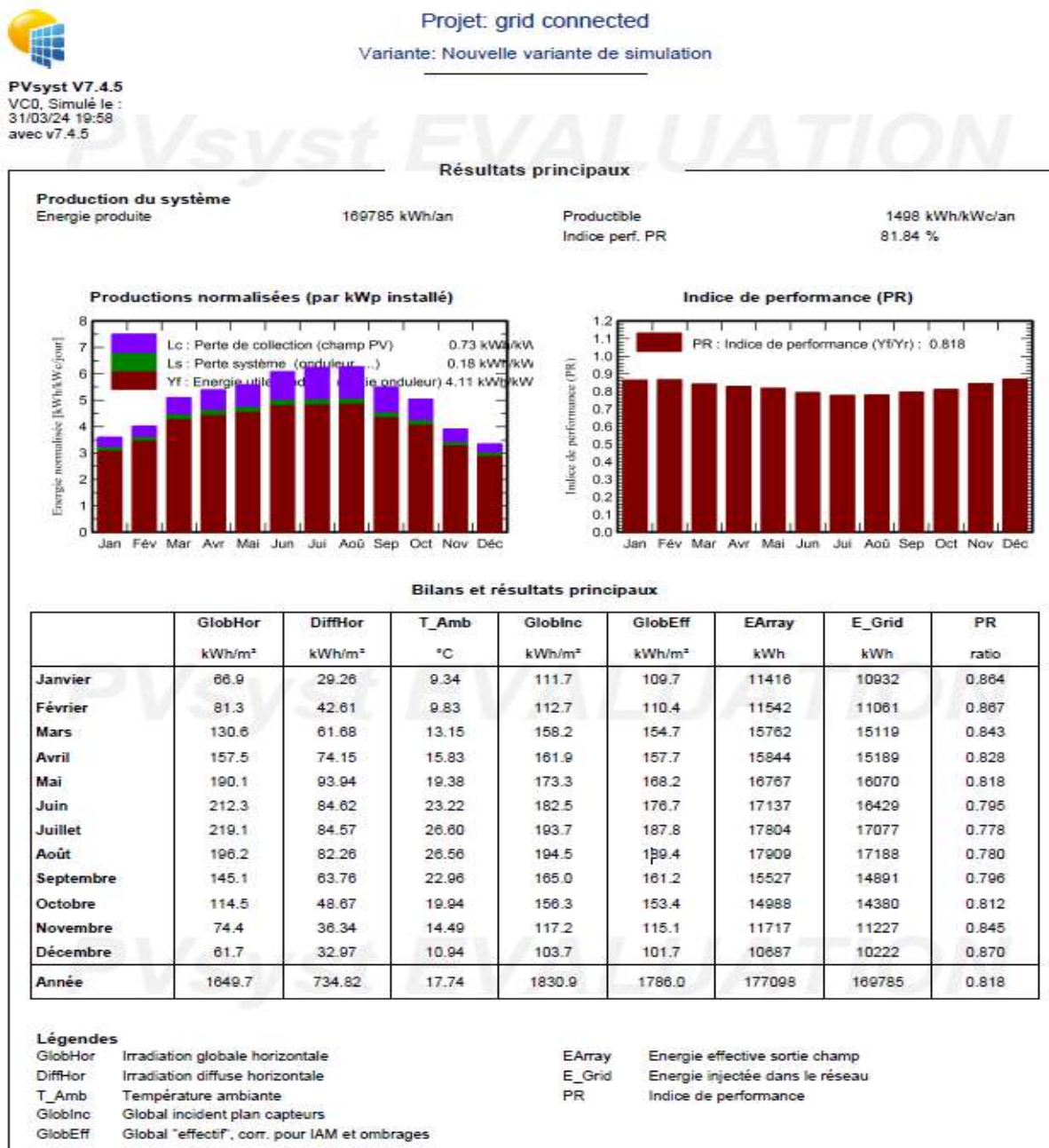


Figure IV.17 Principaux résultats issus de la simulation d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau.

La **figure IV.18** illustre la relation entre la production électrique du champ photovoltaïque et l'irradiance solaire globale (G). Les pertes liées à la conversion de l'onduleur (Ls) ainsi que les pertes ohmiques dans le champ photovoltaïque (Lc) réduisent la puissance finale (Pf) injectée dans le réseau électrique.

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 113 kWc

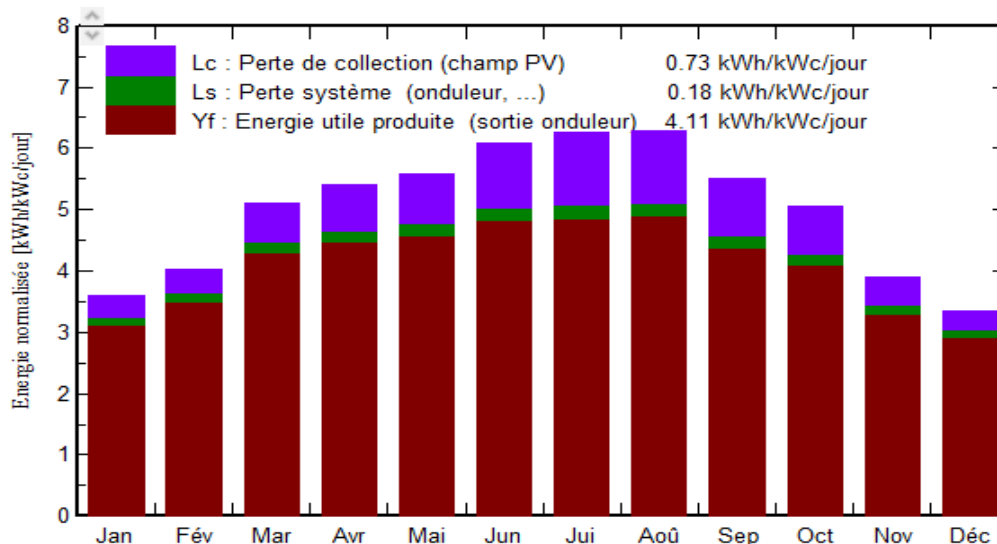


Figure IV.18 Énergie produite par la centrale PV utilisable à la sortie de l'onduleur.

La **Figure IV.19** illustre le calcul de l'indice de performance (PR) en comparant la production effective du système (Yf) à l'énergie de référence incidente (Yr). Cet indice, qui peut atteindre 82% pour les installations les plus performantes, est une mesure de l'efficacité globale du système.

Indice de performance (PR)

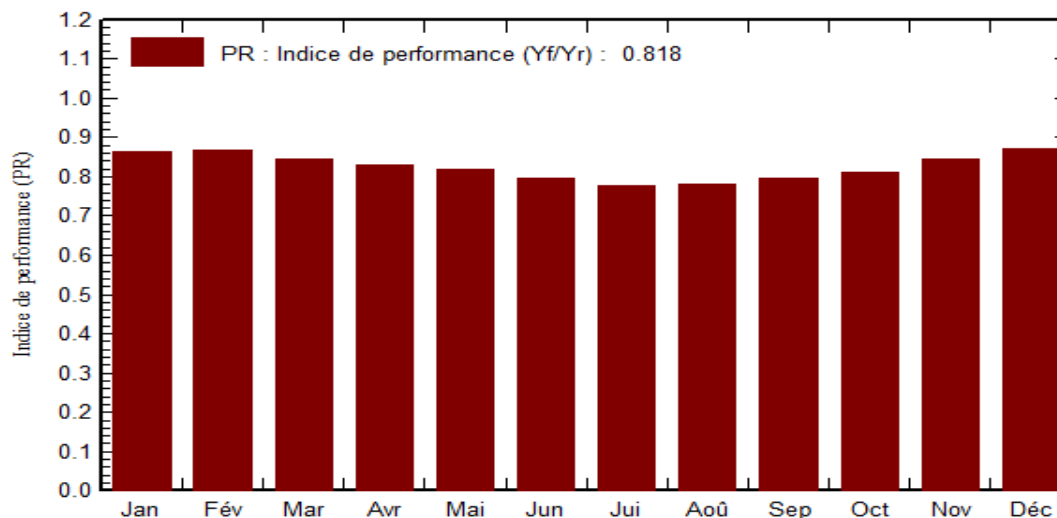


Figure IV.19 Indice de performance de la centrale PV.

L'efficacité du système photovoltaïque est évaluée à travers l'indice de performance (PR), défini comme le ratio entre l'énergie électrique générée et la puissance nominale du système, conformément à l'équation illustrée dans la **figure IV.19**:

$$PR = \frac{\text{rendement réel du système}}{\text{rendement nominal du système}}$$

Le système affiche un indice de performance de : **81.8 %**.

Cet indice varie généralement entre 0,76 et 0,87. Ces résultats témoignent du bon fonctionnement du système installé. Le calcul des pertes du système s'effectue selon la formule :

$$\eta = 1 - PR$$

Ces pertes sont dues à divers facteurs, notamment le câblage, les diodes, les démarrages, ainsi qu'un suivi imparfait du point de puissance maximale, etc., Généralement < 25%.

Les pertes de cette système est :18.2%.

La **figure IV.20** synthétise les différentes pertes énergétiques affectant le rendement du système photovoltaïque. Ces pertes englobent essentiellement les résistances ohmiques, les diminutions dues à l'angle d'incidence de la lumière solaire, les dissipations thermiques, ainsi que les altérations liées au vieillissement des modules photovoltaïques. Parmi ces pertes, celles liées à l'onduleur représentent la part la plus significative. En effet, comme illustré dans la figure ci-dessous, l'énergie produite par le champ photovoltaïque (initialement estimée à 11,249 MWh) est réduite à 10,519 MWh après conversion par l'onduleur.

Diagramme des pertes

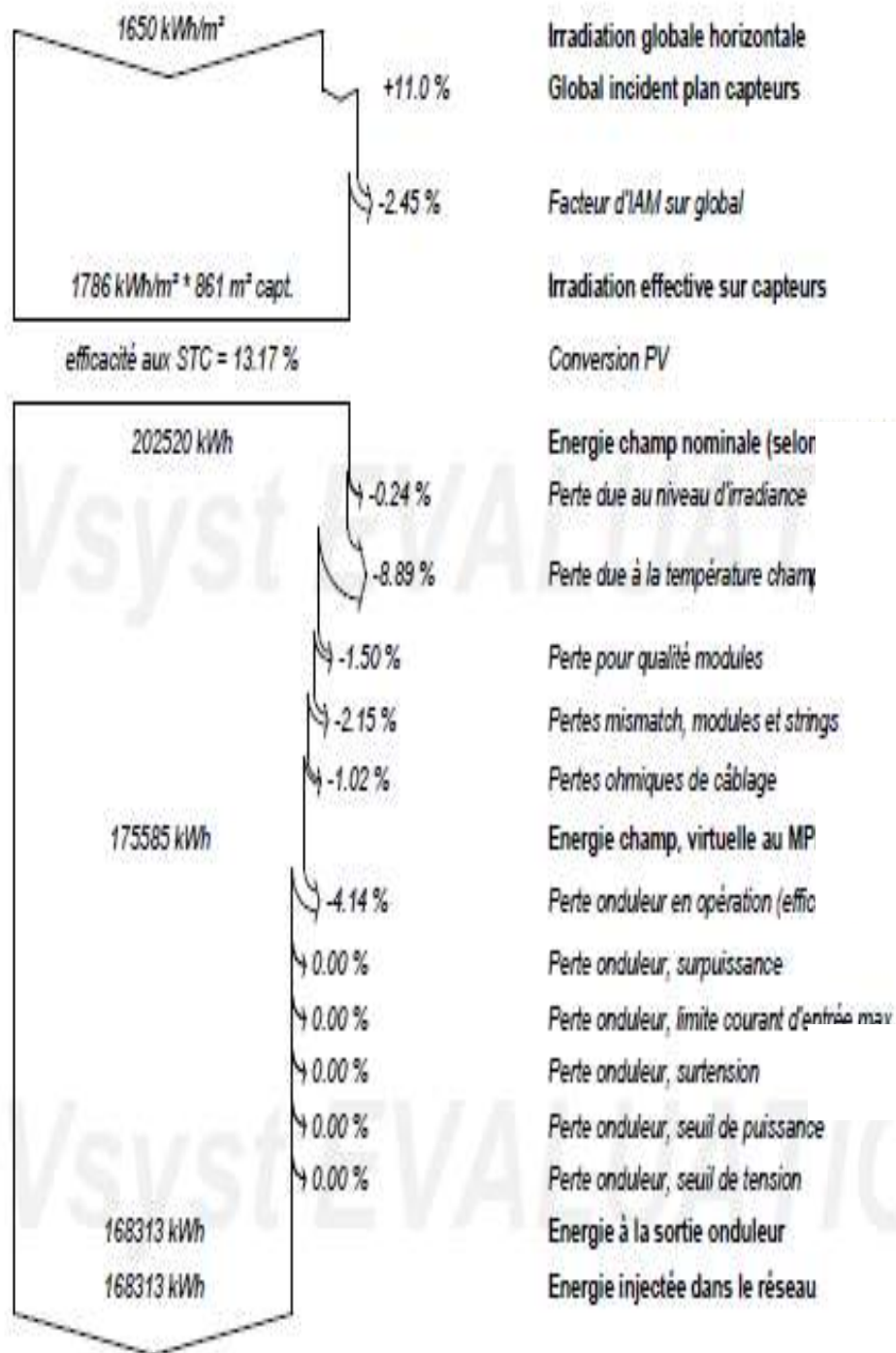


Figure IV.20 Diagramme des pertes.

Des analyses plus approfondies de l'installation photovoltaïque sont présentées dans les **figures IV.21, IV.22 et IV.23**. Ces figures illustrent, respectivement, la répartition de l'énergie solaire captée par les modules, la distribution de la production électrique au sein du champ photovoltaïque, ainsi que l'analyse énergétique journalière du système. Il est à noter que l'énergie solaire incidente moyenne sur le plan des panneaux, déterminante pour la production d'électricité, atteint 5,016 kWh/m²/jour en conditions normales de fonctionnement, (voir **figure IV.19**)

Energie incidente de référence dans le plan capteurs

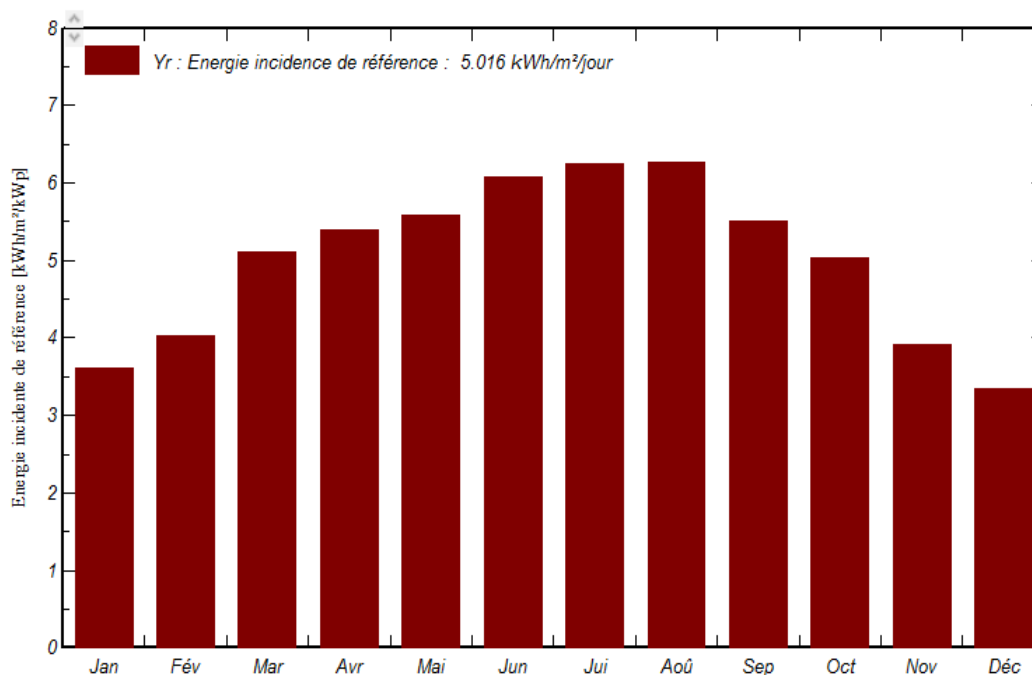


Figure IV.21 : Énergie incidente de référence captée par les panneaux.

Les **figures IV.22 et IV.23** suivent une évolution parallèle, indiquant une dépendance directe de la puissance produite par rapport au rayonnement incident

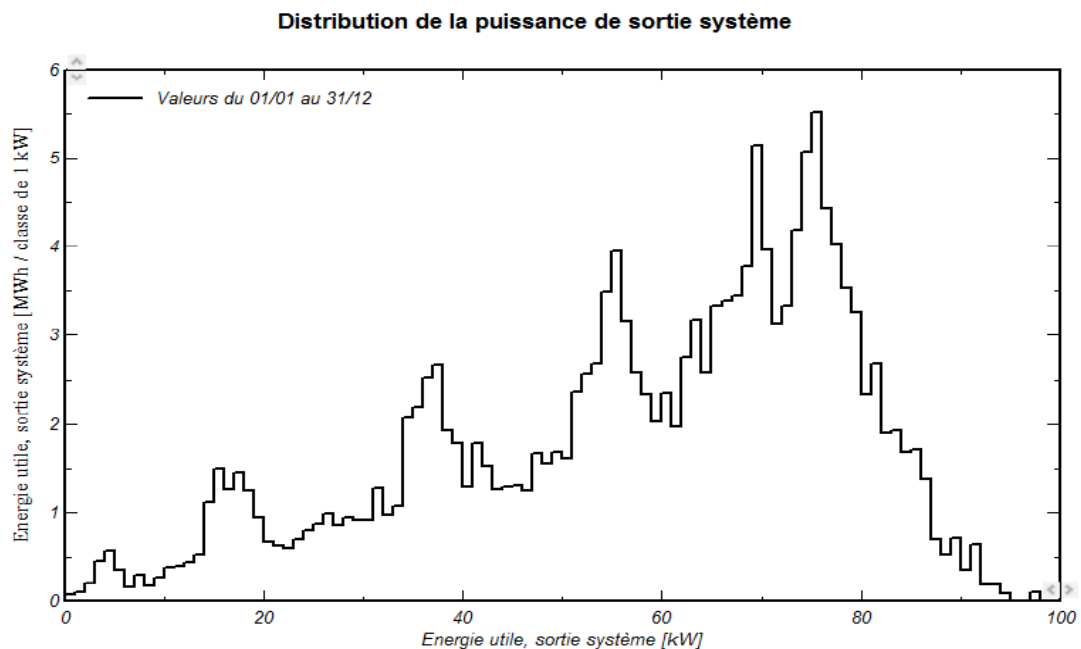


Figure IV.22 Évolution de la production d'énergie du champ PV au cours de l'année.

L'analyse du bilan énergétique du système photovoltaïque, présentée sous forme de diagramme entrée/sortie (**figure IV.23**), simplifie l'analyse de la performance de la conversion de l'énergie solaire en électricité. La pente de cette courbe sert d'indicateur précis pour évaluer l'efficacité globale du système.

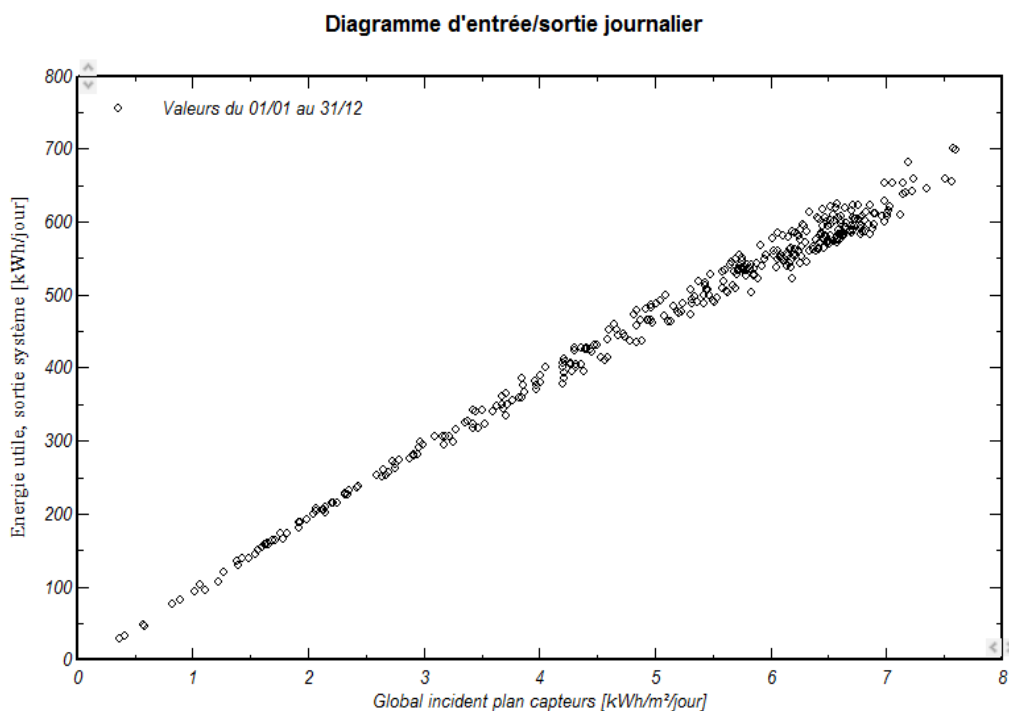


Figure IV.23 Courbe de charge journalière du système photovoltaïque.

IV.6 Evaluation économique :

IV.6.1 Calcul du coût d'investissement :

Afin de réaliser l'étude économique, les tarifs des équipements photovoltaïques ont été sollicités directement auprès des fabricants autrichiens. Plus précisément, les panneaux solaires MBPV CAAP BB 215Wp de MoserBaer et les onduleurs Soleaf dsp-33100k de dasstech ont été pris en compte.

Tableau IV.1 : Etude technico-économique du système étudié

Désignation	Puissance installée (kW)	Quantité	Prix unitaire(DA)	Montant(DA)
Module Poly cristallin	100	527	12.100,00	6.376. 700,00
Supports pour les modules	\	17	5.000,00	85.000,00
Câble et divers	\	17	2.500,00	42.500,00
Onduleur	100	1	561.925,00	561.925,00
Coût total	\	\	\	7.066.125,00

Le tableau IV.1 indique qu'un système photovoltaïque de 100 kW requiert un investissement initial de 7 066 125,00 DA. Pour évaluer la viabilité économique de ce projet, une analyse approfondie a été réalisée. Cette évaluation intègre les dépenses initiales d'investissement, les frais de maintenance estimés à 5 % du coût d'origine, les charges liées à la main-d'œuvre évaluées à 10 % de l'investissement initial, ainsi que les éventuels coûts de remplacement. Le coût global du projet est calculé selon la formule suivante : $\text{Coût total} = \text{Investissement initial} + \text{Coûts de maintenance} + \text{Coûts de main-d'œuvre} + \text{Coûts de remplacement}$. Les résultats montrent que la période de récupération de l'investissement se situe entre 15 et 20 ans.

Le **tableau IV.2** Présente le coût total du projet.

Tableau IV.2 Le coût total du projet.

Investissement initial	7.066,125 DA
Coût d'Exp et maintenance	353,30625 DA
Main d'œuvre	706,6125 DA
Coût de remplacement	0 DA
Coût total du projet	8.126,04375 DA

IV.6.2 Coût de production annuel :

Suite à l'intégration de notre projet dans l'environnement de simulation PVsyst version 7.4.5 et à l'obtention des résultats correspondants, il a été observé que la production annuelle s'élève à 1 649,7 kWh/m², comme illustré dans les **figures IV.17** et **IV.20**. En utilisant cette valeur, il est possible de déterminer le coût annuel de production. Le coût estimé pour 1 kW de panneaux solaires est de 0,037 \$ ou 5,39 DA.

Ensuite, on précise que la production annuelle engendre un coût de **8.891.88324 DA**.

IV.6.3 Les gains obtenus :

En déduisant l'investissement initial du projet des revenus annuels générés par la production d'électricité, nous obtenons un bénéfice net annuel de 765 839,49 DA. Ce résultat positif témoigne de la rentabilité de l'investissement réalisé dans cette installation photovoltaïque.

IV.7 Installation et entretien :

Les installations photovoltaïques, bien qu'appartenant au domaine de l'électricité, présentent des spécificités notables par rapport aux installations traditionnelles. La production de courant continu à basse tension mais fort ampérage, ainsi que l'exposition aux intempéries, exigent des solutions techniques adaptées. Les panneaux solaires, exposés en extérieur, subissent des contraintes environnementales telles que la corrosion et le vieillissement, influencées par la salinité, la qualité des matériaux et celle de l'installation.

IV.8 Conclusion :

Les simulations réalisées sur l'intégration des systèmes photovoltaïques dans la région d'Annaba révèlent un potentiel considérable pour l'implantation de projets analogues. Par ailleurs, l'évaluation économique souligne que l'approvisionnement des réseaux de distribution centralisés par des infrastructures photovoltaïques s'avère non seulement plus économique, mais également avantageux sur le plan de la rentabilité, mais également plus économique que l'extension du réseau actuel. Sur le plan environnemental, ces systèmes contribuent à la production d'énergie propre en réduisant considérablement les émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

Conclusion générale

Dans cette thèse, nous avons apporté une contribution significative à l'étude technico-économique de l'intégration des panneaux photovoltaïques au réseau électrique.

Les principaux objectifs de cette recherche consistaient à développer une méthode d'optimisation pour un système photovoltaïque connecté au réseau, en utilisant une hélice contrôlée par cinq algorithmes distincts (P&O, INC, PSO, SMC et BACK), évalués sous diverses conditions climatiques standards, variables, ainsi qu'en présence d'ombres partiels. Nous avons entamé notre travail par un état des lieux des avancées récentes dans le domaine des énergies renouvelables, en mettant un accent particulier sur l'énergie solaire photovoltaïque à l'échelle mondiale, et plus spécifiquement en Algérie. Ensuite, les différentes configurations possibles pour un système photovoltaïque connecté au réseau ont été exposées.

Un modèle détaillé, incluant la simulation de cellules et de modules photovoltaïques, a ensuite été élaboré. Les propriétés électriques, telles que $I(V)$ et $P(V)$, ont été déterminées en tenant compte de divers paramètres internes et externes. Diverses conditions d'éclairement et de température ont été examinées, englobant les paramètres standard STC ainsi que les fluctuations rapides de l'irradiation solaire, ainsi que les effets d'un ombrage partiel. Dans ce contexte, la phase d'adaptation a été étudiée pour maximiser l'extraction d'énergie du système photovoltaïque, en ajustant la tension d'abord à la charge, puis au réseau, et en fournissant une analyse approfondie du système photovoltaïque connecté au réseau.

Une évaluation détaillée des diverses méthodes d'optimisation pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT) intégrées aux systèmes photovoltaïques a également été effectuée. De plus, nous avons mis en avant les critères de sélection permettant d'identifier la technologie la plus adaptée pour une application spécifique. Plusieurs algorithmes MPPT, tels que P&O, INC, PSO, SMC et BACK, ont été examinés. Les modélisations effectuées via l'environnement Matlab/Simulink ont révélé que l'algorithme BACK se distingue par une supériorité notable en termes de rapidité d'exécution et de robustesse, surpassant ainsi les autres méthodes étudiées.

Enfin, le logiciel **PVsys** a été utilisé pour effectuer une étude technique des méthodes de simulation des installations photovoltaïques connectées au réseau électrique. Nous avons également mené une analyse économique visant à évaluer le potentiel futur de ce projet.

Ce travail ouvre la voie à de nombreuses perspectives pour enrichir le système proposé. Parmi les pistes d'exploration future, on peut envisager :

- L'exploration de nouveaux convertisseurs DC/AC en utilisant des algorithmes d'optimisation avancés (apprentissage automatique, apprentissage profond, etc.).
- Intégration d'un dispositif de stockage : évaluer la pertinence de l'ajout de systèmes de stockage énergétique, tels que des accumulateurs ou des supercondensateurs, au sein de l'infrastructure photovoltaïque, dans le but d'atténuer les variations de l'irradiation solaire et d'assurer une continuité dans la production électrique.
- L'implémentation pratique du contrôle de l'onduleur à l'aide de cartes de développement comme SPACE ou FPGA.
- La vérification expérimentale : concevoir un prototype de système photovoltaïque connecté

Conclusion générale

au réseau pour des tests en conditions réelles et valider l'efficacité du contrôle optimisé par PSO.

Cette étude constitue un socle solide pour des recherches ultérieures visant à perfectionner l'efficacité et la robustesse des systèmes photovoltaïques raccordés aux infrastructures énergétiques.

Bibliographie

- [1] Bun. L, Détection et localisation de défauts pour un système PV, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2011.
- [2] <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022>
- [3] <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-irenergie>
- [4] Belkacem KORICH, Contribution à l'amélioration des performances d'un système d'énergie renouvelable 2022, Thèse de doctorat université de Ziane Acheur Djelfa, 2022.
- [5] « HYDROPLUS », Environnement magazine, Victoires Édition, Hors-série pays arabes, Mai 2010, P 54.
- [6] Laagoubi T, Benchagra M. "Fuzzy Logic Control of Grid Connected PV Systems ", 2017, doi : 10.1109/IRSEC.2017.8477326.
- [7] Beauvais A, Chevillard N, Paredes MG, Heisz M, Rossi R, Schmela M. Global Market Outlook For Solar Power / 2019 – 2023 : Power FS. Mobilising Investments in Emerging Markets. Sol Power Eur 2019.
- [8] Beauvais A, Chevillard N, Paredes MG, Heisz M, Rossi R, Schmela M, “Global market outlook for solar power / 2018 – 2022”: Connecting african and european developers and investors. Olar Power Eur 2018.
- [9] Boudia, A. (2020). Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec un système de stockage à base d'une inductance supraconductrice (SMES) (Doctoral dissertation, Univ M'sila).
- [10] Guiheneuf Vincent, Approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque, thèse de doctorat, Université Paris Est, 2017.
- [11] A. Lazizi, « Modélisation, contrôle et gestion énergétique d'une installation de pompage solaire », thèse de doctorat, dép. G.Elect, Université M'hamed Bougara., Boumerdes., Algérie, 2019.
- [12] A. Herez, H. El Hage, T. Lemenand, M. Ramadan, et M. Khaled, « Review on photo- voltaic/thermal hybrid solar collectors : Classifications, applications and new systems », Solar Energy, vol. 207, p. 1321-1347, sept. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.07.062.
- [13] A. Awasthi et al., « Review on sun tracking technology in solar PV system », Energy Reports, vol. 6, p. 392-405, nov. 2020, doi : 10.1016/j.egyr.2020.02.004.
- [14] E.M.G. Rodrigues, G.J. Osório, R. Godina, A.W. Bizuayehu, J.M. Lujano-Rojas, J.P.S. Catalão, "Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy.
- [15] HOUAM Ala, Optimisation de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution par la commande MPPT, thèse de doctorat, université Larbi Tebessi– Tébessa, 2022.
- [16] Pedro H. J. Nardelli & all, “Models for the modern power grid”, EPJ, Vol. 4, 2016.
- [17] J. Sakly, A. Ben Abdelghani-Bennani, I. Slama- Belkhodja, H. Sammoud, M. Orabi. "Comparative study of topologies of single phase static converters for grid connected PV systems", 2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014.
- [18] Omazic et al., “Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions : A literature review ", Solar Energy Materials

Bibliographie

- and Solar Cells, vol. 192, p. 123-133, avr. 2019,
doi : 10.1016/j.solmat.2018.12.027.
- [19] J. C. Rosas-Caro, J. M. Ramirez and P. M. Garcia-Vite, "Novel DC-DC Multilevel Boost Converter," 2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2008, pp. 2146- 2151, doi : 10.1109/PESC.2008.4592260.
- [20] S. El Islam Remache and K. Barra, Performance comparison among boost and multilevel boost converters for photovoltaic grid connected system using finite set model predictive control, 2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC),2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/IREC.2018.8362483.
- [21] Pedro H. J. Nardelli & all, "Models for the modern power grid", EPJ, Vol. 4, 2016.
- [22] J. Sakly, A. Ben Abdelghani-Bennani, I. Slama- Belkhodja, H. Sammoud, M. Orabi. "Comparative study of topologies of single phase static converters for grid connected PV systems", 2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014.
- [23] Omazic et al., "Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions : A literature review ", Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 192, p. 123-133, avr. 2019, doi : 10.1016/j.solmat.2018.12.027.
- [24] J. C. Rosas-Caro, J. M. Ramirez and P. M. Garcia-Vite, "Novel DC-DC Multilevel Boost Converter," 2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2008, pp. 2146- 2151, doi : 10.1109/PESC.2008.4592260.
- [25] S. El Islam Remache and K. Barra, Performance comparison among boost and multilevel boost converters for photovoltaic grid connected system using finite set model predictive control, 2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC),2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/IREC.2018.8362483.
- [26] Zhioua M, Aroudi A E, Belghith S. Nonlinear Dynamics and Stability Analysis of a SEPIC Converter for Stand-Alone PV Systems. 15th International Multi- Conference on Systems, Signals Devices (SSD). Presented at the 2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD) 2018 ; 1139–1143.
- [27] Fahd A. Alturki, Abdullrahman A. Al-Shamma'a and Hassan M. H. Farh , Simulations and dSPACE Real-Time Implementation of Photovoltaic Global Maximum Power Extraction under Partial Shading », Sustainability 2020, 12, 3652; doi:10.3390/su12093652
- [28] M. N. Ali, K. Mahmoud, M. Lehtonen, et M. M. F. Darwish, An Efficient Fuzzy-Logic Based Variable-Step Incremental Conductance MPPT Method for Grid-Connected PV Systems , IEEE Access, vol. 9, p. 26420-26430, 2021, doi : 10.1109/ACCESS. 2021.3058052.
- [29] M. S. Bouakkaz, A. Boukadoum, O. Boudebouz, I. Attoui, N. Boutasseta, et A. Bouraiou, " Fuzzy Logic based Adaptive Step Hill Climbing MPPT Algorithm for PV Energy Generation Systems ", in 2020 International Conference on Computing and Information Technology (ICCIT-1441), sept. 2020, p. 1-5. doi : 10.1109/ICCIT- 144147971.2020.9213737.
- [30] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. F. Almi and S. Bolouma, "An intelligent MPPT

Bibliographie

- approach based on neural-network voltage estimator and fuzzy controller, applied to a stand-alone PV system," 2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Istanbul, Turkey, 2014, pp. 404-409, doi : 10.1109/ISIE.2014.6864647.
- [31] S. Srinivasan, R. Tiwari, M. Krishnamoorthy, M. P. Lalitha, et K. K. Raj, "Neural network based MPPT control with reconfigured quadratic boost converter for fuel cell application", International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, no 9, p. 6709- 6719, fevr. 2021, doi : 10.1016/j.ijhydene.2020.11.121.
- [32] A. A. Koochaksaraei and H. Izadfar, High-Efficiency MPPT Controller Using ANFIS reference Model For Solar Systems, 2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KBEI), 2019, pp. 770-775, doi: 10.1109/KBEI.2019.8734965.
- [33] M. Brahmi, C. B. Regaya, H. Hamdi and A. Zaafour, "Comparative Study of P&O and PSO Particle Swarm Optimization MPPT Controllers for Photovoltaic Systems," 2022 8th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT), 2022, pp. 1608-1613, doi :10.1109/CoDIT55151.2022.9804021.
- [34] Zabia, D. E., H. Afghoul, and O. Kraa. Maximum power point tracking of a photovoltaic system under partial shading condition using whale optimization algorithm, International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems. Springer, Cham, 2022.
- [35] Tala Karaki, Majd Saied, Hassan Shraim. "Deep Reinforcement Learning-Based Approach for Fault-Tolerant Control of PV Systems in Smart Grids", 2022 10th International Conference on Systems and Control (ICSC), 2022
- [36] S. eddine Boukebbous et D. Kerdoun, « Contribution a l'étude d'une installation photovoltaïque avec stockage connectée au réseau électrique », Thèses de doctorat, Université FrèresMentouri - Constantine 1, 2018.
- [37] Phan, Bao Chau, Ying-Chih Lai, and Chin E. Lin. "A deep reinforcement learning based MPPT control for PV systems under partial shading condition." Sensors 20.11 (2020) : 3039.
- [38] Chowdhury, V.R. (2021). Internal model based grid voltage estimation and control of a three-phase grid connected inverter for PV application. IEEE Transactions on Energy Conversion, 36(4): 3568-3577. <https://doi.org/10.1109/TEC.2021.30799>.
- [39] Sabzian-Molae, Z., Rokrok, E., Doostizadeh, M. (2022). an optimal planning model for AC-DC distribution systems considering the converter life- time. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 138:107911. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107>.
- [40] G. Tsengenes et G. Adamidis, A multi-function grid connected PV system with three level NPC inverter and voltage oriented control, Solar Energy, vol. 85, no 11, p.2595-2610, 2011, doi : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.07.017>.
- [41] M. said Adouairi, B. Bossoufi, S. Motahhir, et I. Saady, « Application of fuzzy sliding mode control on a single-stage grid-connected PV system based on the

Bibliographie

- voltage- oriented control strategy », *Results in Engineering*, vol. 17, p. 100822, mars 2023,
doi :10.1016/j.rineng.2022.100822.
- [42] Altbawi, S.M.A., Mokhtar, A.S.B., Jumani, T.A., Khan, I., Hamadneh, N.N., Khan, A. (2021). Optimal design of Fractional order PID controller based Automatic voltage re- gulator system using gradient-based optimization algorithm. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*.
<https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.07.0>.
- [43] Jain, A., Saravanakumar, R. (2020). Comparative analysis of fractional order PI and integer order PI based controller for hybrid standalone wind energy conversion system, *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 39(2): e13293.
<https://doi.org/10.1002/ep.13>.
- [44] Ziegler, John G., and Nathaniel B. Nichols. "Optimum settings for automatic controllers." *trans. ASME* 64.11 (1942).
- [45] Altintas, G., Aydin, Y. (2017). Optimization of fractional and integer order PID parameters using big bang big crunch and genetic algorithms for a maglev system. *IFAC-PapersOnLine*, 20th IFAC World Congress, 50(1) : 4881- 4886.
<https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.978>.
- [46] Tang, Y., Cui, M., Hua, C., Li, L., Yang, Y. (2012). Optimum design of fractional order $PI^\lambda D^\mu$ controller for AVR system using chaotic ant swarm. *Expert Systems with Applications*, 39(8): 6887-6896.
<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2012.01>.
- [47] A. K. Mishra, S. R. Das, P. K. Ray, R. K. Mallick, A. Mohanty and D. K. Mishra, "PSO- GWO Optimized Fractional Order PID Based Hybrid Shunt Active Power Filter for Power Quality Improvements," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 74497-74512, 2020, doi : 10.1109/ACCESS.2020.2988611.
- [48] Vijeh, M. ; Rezanejad, M. ; Samadaei, E. ; Bertilsson, K. A General Review of Multilevel Inverters Based on Main Submodules: Structural Point of View. *IEEE Trans. Power Electron.* 2019, 34, 9479–9502,
doi : 10.1109/TPEL.2018.2890649.
- [49] Suid, M.H., Ahmad, M.A. (2021). Optimal tuning of sigmoid PID controller using nonlinear sine cosine algorithm for the automatic voltage regulator system. *ISA Transactions*, 128 : 265-286.
<https://doi.org/10.1016/j.isatra.2021.11.037>.
- [50] Zamani, M., Karimi-Ghartemani, M., Sadati, N., Parniani, M. (2009). Design of a fractional order PID controller for an AVR using particle swarm optimization. *Control Engineering Practice*, Special Section : The 2007 IFAC Symposium on Advances in Auto- motive Control, 17(12) : 1380-1387.
<https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2009.07.005>.
- [51] Saliha Maarouf, Abdelhamid Ksentini, El Bahi Azzag. "Comparative Study Of Five Mppt Controls In Two-Stage Three-Phase Grid- Connected Photovoltaic Systems Under Partial Shading Conditions", *The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty*, 2023.
- [52] T. T. H. Pham, Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures

Bibliographie

- critiques des réseaux de puissance, thèses, Grenoble INPG, 2006.
- [53] A. Djellad, modélisation et optimisation d'un système de production d'énergie photovoltaïque –Eolienne, thèse de doctorat. Université Annaba, 2015.
- [54] Bendib, Douadi, Contribution à l'étude et à l'implémentation sur circuits FPGA de la commande MLI à élimination sélective des harmoniques temps réel, thèse de doctorat, Alger, Ecole Nationale Polytechnique, 2017.
- [55] ASAL. (L'Atlas Solaire de l'Algérie par l'Agence Spatiale Algérienne). Energie nouvelle et renouvelable).
- [56] A.LOUADAH , Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque , Mémoire de magister en électromécanique, Université Abderrahmane Mira de BEJAIA, 2009.
- [57] L.ABBASEEN , Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque, Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou 2011.
- [58] F.ABDOUNE, Etude et contrôle des aérogénérateurs basés sur les machines asynchrones à rotor bobiné ,Mémoire de Magister Electrotechnique, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2011.
- [59] Abdellatif Oudrane, « Contribution à la Modélisation et au Développement des Systèmes de Chauffage Solaire à Usage Individuel».Ecole Nationale Polytechnique d'Oran Maurice Audin, 2018. Français.
<https://hal.science/tel-02022473v2>.
- [60] Y.OUADFEL, L. LAMARA « Etude et optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque », thèse en électrotechnique, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2011.
- [61] A. MESKANI « Modélisation Et Simulation D'un Système PV Intégré à Un Réseau BT Par La Méthode Du Watt-Var découplé » Laboratoire des Technologies Innovantes (LTI), Université ABDELMALEK ESSAËDI, (ENSA) Tanger, Maroc, 2012.
- [62] L. Abbassen, N. Benamrouche, M. Ounnadi, R. Saraoui , Modélisation et Commande d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique , ICRE'2012 – 15/16 avril 2012 - Université A. Mira – Bejaia.
- [63] Y. Han et al., Modeling and Stability Analysis of LCL -Type Grid- Connected Inverters: A Comprehensive Overview, IEEE Access, vol. 7, pp. 114975–115001, 2019. Doi: 10.1109/ACCESS.2019.2935806.
- [64] C. Bao, X. Ruan, X. Wang, W. Li, D. Pan and K. Weng, Step-by-Step Controller Design for LCL-Type Grid-Connected Inverter with Capacitor–Current–Feedback Active-Damping, in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, no. 3, pp. 1239-1253, March 2014.
- [65] Bruyant-Rozoy, Colin. "Conception de la commande et analyse de stabilité d'un onduleur photovoltaïque connecté au réseau de distribution", Ecole de Technologie Supérieure (Canada), 2022.
- [66] Benhalima, Seghir. "Modélisation et contrôle des systèmes éoliens-solaire intégrés au réseau VSC-HVDC", Ecole de Technologie Supérieure (Canada), 2022
- [67] Merabet, K. "Commande MLI d'un onduleur triphase basée sur la dispersion de la tension triphasée", Proquest, 2013.

Bibliographie

- [68] https://ar.globalpetrolprices.com/Algeria/electricity_prices/
- [69] C. Bao, X. Ruan, X. Wang, W. Li, D. Pan and K. Weng, Step-by-Step Controller Design for LCL-Type Grid-Connected Inverter with Capacitor-Current-Feedback Active-Damping, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 3, pp. 1239-1253, March 2014.

Bibliographie

Bibliographie

Bibliographie

Bibliographie

Revues Internationales :

S. Maarouf, A. Ksentini, E.Azzag, "Comparative study of five MPPT controls in Two-Stage Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems under Partial Shading Conditions" .The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty -SBEEF-

ISSN: 2286-2455 Edition: *Sciendo* 23(2023)

Url de l'article : <https://doi.org/10.2478/sbeef-2023-0004>

Communications Internationales :

1. S. Maarouf, E.Azzag, A. Ksentini, G.Boukerche, R.Kebbache "Comparison of P&O, IncCond and Fuzzy logic controllers for Maximum Power Point Tracking of photovoltaic Modules", 1^{ère} conférence internationale sur l'ingénierie et la technologie électriques modernes CIETM'22, Février 18-19 2022, Souk Ahras, Alger.

2. S. Maarouf, E.Azzag, A. Ksentini, Z.Hadef ,G.Boukerche, R.Kebbache "Improved ANN design for MPPT grid connected PV systems ". 1^{ère} conférence internationale on Physico-chemistry, Materials Sciences & Applied Mathematics (ICPMSAM'23), November 27-28, 2023, Skikda, Alger.