



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electronique
Option : Electronique
Réf:.....

جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم : الهندسة الكهربائية
الاختصاص : الكترنيك
المرجع :

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de:

Doctorat en séances en : **Electronique**

Spécialité : **Electronique**

Thème

**Contribution au Développement de Techniques de
Recherche de la Topologie Optimale d'un Générateur
Photovoltaïque**

Présenté par :

LOUKRIZ Abdelouadoud

Soutenu publiquement le : 20/09/2022

Devant le jury composé de :

Pr.TITAOUINE Abdenacer	Professeur	Université de Biskra	Président
Pr.SAIGAA Djamel	Professeur	Université de M'Sila	Rapporteur
Pr.HOCINI Abdessalam	Professeur	Université de M'Sila	Examineur
Dr.SAADI Ramzi	MCA	Université de Biskra	Examineur

Année universitaire : 2021 / 2022

Remerciement

الحمد لله
الذي بنعمته تتم الصالحات

Je remercie ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la volonté et le courage pour réaliser ce travail.

Je voudrais tout d'abord saisir cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de thèse, **Pr. Djamel Saigaa** d'avoir accepté de proposer et diriger ce travail. Je le remercie également pour ses qualités humaines et ses conseils précieux durant toutes les phases du travail.

Je remercie très chaleureusement **Pr. TITAOUINE Abdenacer** professeur à l'université de Biskra pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Mes remerciements les plus élogieux au **Pr. HOCINI Abdessalam** professeur à l'université de M'sila, et au **Dr. SAADI Ramzi** Maître de conférences à l'université de Biskra de m'avoir honoré par leur présence au jury autant qu'examineurs.

Je ne peux oublier de remercier **Mr. DRIF Mahmoud**, Professeur à l'Université de M'sila, pour sa disponibilité, ses conseils, sa serviabilité et son aide précieuse.

J'adresse mes remerciements au **Dr. Azeddine HOUARI**, Maître de conférences à l'université d'IUT de Saint-Nazaire, France pour ses conseils, ses remarques et ses propositions utiles, qui ont été les principaux facteurs de réussite lors mon doctorat.

Nous tenons à remercier les responsables de la station de production PV SKTM de Ain Elmelh (M'sila) notamment **Mr. KICHAN Moadh** pour ses aides afin de pouvoir réaliser quelques essais et de collecter les données du site.

On n'exclue pas de ces remerciements toutes les personnes qui ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de cette thèse.

Une dernière pensée émue à mes parents et à mon épouse qui me font une confiance inconditionnelle et qui m'ont toujours soutenu dans mes projets.

ABDELOUADOUD

ملخص :

إحدى المشكلات التي نواجهها كثيرًا عند استخدام النظام الكهروضوئي هي ظهور ظاهرة عدم التوافق بين الألواح التي تشكل مولدًا كهروضوئيًا ، والتي ترجع أساسًا إلى الاقتران غير المناسب لهذه الألواح. يمكن أن تحدث هذه الظاهرة غالبًا في وجود عدم التطابق بين هذه الألواح والذي يظهر بوضوح على أنه خطأ غير مرئي ، مما يتسبب في خسائر كبيرة في الطاقة المنتجة من طرف المولد الكهروضوئي. للتغلب على هذه المشكلة ، يكمن الحل الأكثر انتشارًا في استعمال محسن الطاقة والمعروف باسم (المتتبع للحد الأقصى لنقطة الطاقة). حيث أنه حل غير فعال من خلال حقيقة أن هذه المشكلة جوهرية ومرتبطة بطوبولوجيا (تنظيم المصفوفة) للمولد الكهروضوئي. ولهذا، تهدف أطروحة الدكتوراه هذه إلى تطوير تقنيات لتحسين تشكيلة وضعيات اللوحات الشمسية لإعطاء أكبر قدر ممكن من الطاقة القصوى التي يمكن أن يوفرها المولد. عند الاطلاع على الأعمال السابقة ، الملاحظ أن معظم التقنيات المقترحة في السابق مع عدم التطابق التبادلي فقط ، ولا سيما التظليل الجزئي. في الواقع ، يعد التظليل الجزئي جزءًا فقط من مشكلة عدم التطابق ، وليس الظاهرة الوحيدة التي تؤثر على خرج الطاقة في الحقول الكهروضوئية. في هذا السياق ، تقترح هذه الأطروحة تقنية جديدة متقدمة تعتمد على موازنة الفولتية و / أو التيارات للوحدات الكهروضوئية من أجل تحسين إنتاج المولد الكهروضوئي مترابط فيما بينه ارتباطًا متشابكًا في ظل جميع الظروف المحتملة . تمت دراسة عملية تصميم الخوارزمية المقترحة والتحقق منها في سيناريوهات مختلفة من عدم تطابق الجهد ، التيار والهجين. تم إجراء دراسة مقارنة مع طرق الارتباط التشابكي ، طريقة لعبة السودوكو و الخوارزميات الجينية . أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها تفوق الطريقة المقترحة مقارنة بالطرق المقارنة بها.

الكلمات المفتاحية :

عدم التطابق التبادلي ، إعادة تكوين الشبكة الكهروضوئية ، المقاومة المتوازية ، تقادم الوحدة الكهروضوئية. خوارزمية مبسطة ، مقاومة المربوطة على التسلسل ، تغير درجة الحرارة ، عدم تطابق الجهد.

Résumé :

Un des problèmes fréquemment rencontrés lors de l'utilisation d'un système photovoltaïque est l'apparition du phénomène de mismatch entre les modules constituant un générateur photovoltaïque, qui est dû principalement au couplage non parfait de ces modules. Ce dernier peut souvent avoir lieu en présence du mismatch, qui se présente bien évidemment comme un défaut inapparent, provoquant ainsi des pertes considérables de l'énergie issue du générateur photovoltaïque. Pour pallier à ce problème, la solution la plus classique réside dans l'incorporation en amont du générateur photovoltaïque d'un optimiseur de puissance, le plus communément connu sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking). Chose qui n'est aussi évidente, par le fait que ce problème est intrinsèque et lié à la topologie (organisation matricielle) du générateur photovoltaïque. Dans ce sens, la présente thèse propose de techniques d'optimisation de la topologie ou structure donnant la plus grande puissance maximale possible que peut fournir un générateur à l'entrée (en amont) du MPPT. La plupart des techniques proposées dans la littérature ont traités uniquement le mismatch de courant notamment l'ombrage partiel. Dans ce contexte, cette thèse propose une nouvelle technique avancée basée sur l'équilibrage des tensions et/ou des courants des modules PV afin d'améliorer la production d'un générateur PV interconnecté en Total Cross-Tied (TCT), sous n'importe quelle conditions des mismatch. Le processus de conception de l'algorithme proposé a été étudié et vérifié dans différents scénarios de mismatch de tension, mismatch de courant et mismatch hybride. Une étude comparative avec les méthodes de TCT, de SuDoKu, et des algorithmes génétiques AG a été effectuée. Les résultats obtenus ont mis en évidence la supériorité de la méthode proposée par rapport aux autres méthodes.

Mots clés :

Mismatch de courant, reconfiguration du GPV, résistance parallèle, vieillissement du module PV. Algorithme simplifié, résistance série, variation de température, mismatch de tension.

Abstract :

This thesis proposes a generalized technique to minimize power losses of PV arrays connected in Total Cross-Tied (TCT), under both current and voltage mismatch effects. The proposed method is based on the classification of the electrical data of the PV modules composing the photovoltaic array in order to identify the mismatch type, then applying an arrangement of the PV modules according to the mismatch type found. The design process of the proposed algorithm is detailed and its validity and performance are verified under different mismatch scenarios. The efficiency enhancement is verified for different mismatches cases and the computed results reveal that the proposed algorithm can achieve a great improvement in the PV array power. Furthermore, a comparative study with SuDoKu and genetic algorithms (GA) are performed. The obtained results under highlighted the superiority of the proposed method in comparison to the compared ones. The enhancement resides in the implementation simplicity as well as in the minimization of the number of inflection points indicating smooth I-V and P-V characteristic curves.

Keywords:

Current mismatch, PV array reconfiguration, parallel resistance, PV module aging. Simplified algorithm, Series resistance, temperature variation, Voltage mismatch.

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Fig.I.1: Consommation énergétique mondiale en 2017 : pétrole, charbon, gaz naturel, hydraulique, nucléaire, autres renouvelables.....	9
Fig.I.2 : Evolution projetée de la consommation d'énergie primaire de chaque source vers l'année 2050.....	9
Fig. I.3 : Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011).....	11
Fig. I.4 : Irradiation Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011).....	11
Fig.I.5 : Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).....	12
Fig.I.6 : Consistance du programme de développement des énergies renouvelables (Période 2015-2030).....	13
Fig.I.7: Répartition spectrale du rayonnement solaire.....	15
Fig. I.8 : Mode opératoire d'une cellule photovoltaïque.....	16
Fig. I.9 : Classification des principales technologies de cellules solaires PV	17
Fig. I.10 : Illustration schématique d'un système PV autonome sans stockage (pompage a fil du soleil).	18
Fig.I.11 : Illustration schématique d'un système PV autonome avec stockage.....	19
Fig.I.12 : Exemples des applications des systèmes PV autonome : (a) – Maison solaire, (b)- Eclairage publique.....	20
Fig.I.13 : Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	21
Fig.I.14 : Exemples de centrales photovoltaïques connectées au réseau.....	22
Fig.I.15 : Panneau PV constitué par 36 cellules en série :	
(a) Structure cellulaires d'un module PV (b) Module solaire photovoltaïque	23
Fig. I.16 : Caractéristiques d'un module PV, (a) caractéristiques current-tension, (b) caractéristique puissance-tension.....	24
Fig.I.17 : Un champ PV composé de NS modules en séries et NP branche en parallèles.....	24
Fig. I.18: Caractéristiques I(V) obtenu par l'association en série de cellules PV.....	25
Fig.I.19 : Caractéristique I(V) résultant par la mise en parallèle de cellules PV.....	26

Chapitre II

Fig.II.1 : Circuit équivalent du modèle à sept paramètres (2M7P).....	29
Fig.II.2 : Circuit équivalent du modèle à six paramètres (2M6P).....	32
Fig.II.3 : Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres (2M5P).....	32
Fig.II.4 : Circuit équivalent du modèle à trois paramètres (L3P).....	34
Fig.II.5 : Circuit équivalent du modèle à quatre paramètres (L4P).....	35

Fig.II.6 : Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres (L5P).....	36
Fig.II.7: Point de fonctionnement optimal d'une cellule PV..	39
Fig.II.8 : Modèle d'un réseau de neurones artificiels.....	40
Fig.II.9 : Schéma de l'architecture du réseau neuronal proposé.....	41
Fig.II.10 : Organigramme détaillé de la tâche d'apprentissage du RNA	42
Fig.II.11: Organigramme de la validation du model neuronal obtenu.....	43
Fig.II.12: Schéma de principe du banc d'essai élaboré pour évaluer les performances du modèle RNA-module.....	43
Fig.II.13: Courbe courant-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs d'éclairement et $T = 25^{\circ}\text{C}$	44
Fig.II.14: Courbe puissance-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs d'éclairement et $T = 25^{\circ}\text{C}$	44
Fig.II.15: Courbe courant-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs de température et $G = 1000 \text{ W/m}^2$	45
Fig.II.16: Courbe puissance-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs de température et $G = 1000 \text{ W/m}^2$	45
Fig.II.17 : Zone de fonctionnement d'une cellule PV.....	46
Fig.II.18 : Influence des résistances série sur la caractéristique $I(V)$	47
Fig. II.19 : Influence des résistances shunt sur la caractéristique $I(V)$	47
Fig. II.20 : Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$	48
Fig. II.21 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I(V)$	49

Chapitre III

Fig.III.1 : Modules PV en connexion parallèle sans problème de mismatch.....	55
Fig.III.2 : Modules PV connectées en parallèle lors d'un mismatch de tension.....	56
Fig.III.3. Caractéristique I-V de deux modules PV connectés en parallèle en présence d'un mismatch de tension	56
Fig.III.4 : Détermination de la tension combinée V_{CO} en présence de mismatch de tension.....	57
Fig.III.5 : Modules PV connecté en série sans problème d'mismatch.....	58
Fig.III.6 : Caractéristique I-V des modules en présence du mismatch de courant	58
Fig.III.7 : Détermination du courant ICC de la combinaison en présence du mismatch de courant.....	59
Fig.III.8 : Classification des méthodes de résolution du phénomène de mismatch.....	60
Fig.III.9 : Structure de conception du DMPPT pour un générateur (4×4) connecté en TCT.....	61
Fig.III.10 Générateur PV avec diodes de dérivation, (a) : une diode par module et (b) : deux diodes par module.....	62
Fig.III.11 : Reconfiguration des modules PV en utilisant la matrice de commutation	63
Fig.III.12 : Schéma de la reconfiguration électrique des générateurs (EAR).....	64

Fig.III.13. Equivalence de l'irradiation (IR) par délocalisation des modules PV.....	65
Fig.III.14. Technique de reconfiguration adaptative des générateurs PV (AAR).....	66
Fig.III.15 : Arrangement des modules dans un générateur 9×9 (a) TCT et (b) SuDoKu	71
Fig.III.16 : Exemple de la méthode de Futoshiki, (a) : configuration initial (TCT) et (b): reconfiguration final par la technique Futoshiki.....	71
Fig.III.17 : Exemple des configurations finale d'un GPV non symétrique(5×4), (a) : Configuration NS-1 et (b) : Configuration NS-2.....	72
Fig.III.18 : Exemple de mise en œuvre de la technique de reconfiguration Zig-Zag ,(a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la méthode Zig-Zag (NTCT).....	72
Fig.III.19 : Exemple de mise en œuvre de la technique MS , (a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la technique MS	73
Fig.III.20 : Exemple de mise en œuvre de la technique de reconfiguration DS, (a) : configuration TCT, et (b) : reconfiguration DS	73
Fig.III.21 : Exemple de mise en œuvre de la technique CS, (a) : Configuration TCT, et (b) : reconfiguration par la technique CS	74
Fig.III.22 : Exemple de la mise en œuvre de la technique de reconfiguration impair-pair, (a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la technique impair-pair	75
Fig.III.23: Exemple de la méthode SD-PAR , (a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la technique SD-PAR	75
Fig.III.24 : Exemple de la technique du puzzle gratte-ciel d'un GPV (9×9), (a) : Configuration TCT, et (b) : reconfiguration en utilisant le méthode de gratte-ciel	76

Chapitre IV

Fig.IV.1: Générateur PV ($n \times m$) connecté en TCT.....	80
Fig.IV.2 : Générateur PV en configuration TCT (2×2), (a) : état sain, (b) : sous l'effet d'un déséquilibre de tension et (c) : après reconfiguration.....	81
Fig.IV.3. Générateur PV en configuration TCT (2×2), (a) : état sain, (b) : sous l'effet d'un déséquilibre de courant et (c) : après reconfiguration	84
Fig.IV.4 : Organigramme de la technique de reconfiguration proposée.....	85
Fig.IV.5 : Principe de l'algorithme d'équilibrage des tensions	86
Fig.IV.6 : Schéma électrique de la matrice de commutation proposée.....	87
Fig.IV.7 : Différents différents types de mismatch,(a) : température élevée,(b): Ombrage partiel ($G=100 \text{ w/m}^2$),(c) ombrage partiel ($G=500 \text{ w/m}^2$), (d) : diminution de la résistance parallèle et (e) : augmentation de la résistance en série.....	87
Fig.IV.8: Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	88

Fig.IV.9 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 1.....	89
Fig.IV.10 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	90
Fig.IV.11 : Caractéristiques I-V et P-V du cas 2	90
Fig.IV.12 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	91
Fig.IV.13 : Caractéristique I-V et P-V du cas 3.....	91
Fig.IV.14 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	93
Fig.IV.15 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 4	93
Fig.IV.16 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	94
Fig.IV.17 : Caractéristique I-V et P-V pour le cas 5.....	94
Fig.IV.18 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	95
Fig.IV.19 : Caractéristique I-V et P-V pour le cas 6	96
Fig.IV.20 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.....	97
Fig.IV.21 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 7	97
Fig.IV.22 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.	98
Fig.IV.23 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 8.....	99
Fig.IV.24 : Schéma d'ombrage pour le cas 9,(a) : schéma de configuration TCT, (b) : reconfiguration par la méthode Su Do Ku, (c) : reconfiguration par la méthode des AG, et (d) : reconfiguration par la méthode proposée.....	100
Fig.IV.25 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 9.....	101
Fig.IV.26 : Schéma d'ombrage pour le cas 10,(a) : schéma de configuration TCT, (b) : reconfiguration par la méthode Su Do Ku, (c) : reconfiguration par la méthode des AG, et (d) : reconfiguration par la méthode proposée.....	103
Fig.IV.27 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 10.....	104
Fig.IV.28: Aperçus sur la station PV (20 MWc), (a): Matrice de modules PV et (b) : Système de supervision de la station métrologique.....	107
Fig.IV.29 : Valeurs mesurés, (a) : Irradiations journalière et (b) : Températures de modules.....	108
Fig.IV.30: Différents scénarios de vieillissement	109
Fig.IV.31 : Les caractéristiques P-V, (a) : par la configuration TCT initiale et (b) : par la reconfiguration proposée.....	109

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III.1: Stratégies de l'EAR, IR et de l'AAR.....	67
Tableau III.2 : Comparaison entre les différentes méthodes de reconfiguration statiques.....	76
Tableau IV.1 : Résultats de la simulation du cas 1.....	89
Tableau IV.2: Résultats de la simulation du cas 2.....	90
Tableau IV.3 : Résultats de la simulation du cas 3.....	92
Tableau IV.4: Résultats de la simulation du cas 4.....	93
Tableau IV.5 : Résultats de la simulation du cas 5.....	95
Tableau IV.6: Résultats de la simulation du cas 6.....	96
Tableau IV.7 : Résultats de la simulation du cas 7.....	97
Tableau IV.8: Résultats de la simulation du cas 8.....	99
Tableau IV.9: Paramètres des AG	99
Tableau IV.10: Emplacement des PPM locaux et globaux dans les configurations TCT, SU DO KU, GA et l'algorithme proposé pour le cas 9..	102
Tableau IV.11: Emplacement des PPM locaux et globaux dans les configurations TCT, SU DO KU, GA et l'algorithme proposé pour le cas 10.....	105
Tableau IV.12: Temps de calcul minimum, maximum et moyen pour différents cas en appliquant AG et l'algorithme proposé	106
Tableau IV.13 : La puissance maximale quotidienne générée par les différentes configurations...	110

LISTE DES SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS

2M5P: 2 Mechanism model with 5 Parameters.

2M6P: 2 Mechanism model with 6 Parameters.

2M7P: 2 Mechanism model with 7 Parameters.

AAR : adaptatif Array Reconfiguration.

AC : Alternative current .

AG : Algorithme Génétique

AIE : l'Agence internationale de l'énergie.

BIPV : Building Integrated Photovoltaics.

BL : Bridge-Linked.

Bypass diode : diode de dérivation

CS : Competence Square

DC : Direct Current .

DS : Dominance square

EAR : Electrical PV Array Reconfiguration.

FF : Facteur de forme.

G : Irradiation solaire en W/m^2 .

GPV : générateur photovoltaïque.

HC : Honey Comb.

HHO : Harris Hawks Optimiser

Hot spot : Points chauds

HT: Haute Tension

I_{mpp} : Le courant de puissance maximale (A).

IR : Irradiation Equivalence.

I_{sc} : courant de court-circuit (A).

I-V : Courant-Voltage

L3P: 1 Mécanisme, 3 Paramètres.

L4P: 1 Mécanisme, 4 Paramètres.

L5P: 1 Mécanisme, 5 Paramètres.

MHHO. : Modified Harris Hawks Optimizer

Mismatch : Désadaptation entre les modules constituant un générateur photovoltaïque, qui est dû principalement au couplage non parfait de ces modules en présence de nombreux facteurs, notamment des aspects internes et/ou externes

MLI : Modulation de Largeur d'impulsions.

MPPT : Maximum Power Point Tracking

MS: Magic square.

N_p : nombre les cellules en parallèle.

N_s : nombre les cellules en série.

NTCT: New Total-Cross-Tied.

PID : Potential induced degradation

PPM : Point de Puissance Maximale

PSO : Particle Swarm Optimization

PV : Photovoltaïque

P-V : Power-Voltage

RNA : Réseau Neuronal Artificiel.

SD-PAR : Shade Dispersion Physical Array Relocation.

SHS : Solar Home Systems.

SM : Switching Matrix

SP : Série parallèle

STC : Standard Test Conditions.

Su Do Ku : puzzle

TCT : Total-Cross-Tied

V_{co} : tension circuit ouvert (v).

V_{mpp} : La tension de puissance maximale (V).

: est le courant généré par la lumière du soleil (A).

K: est la constante de Boltzmann (J/K).

R_s : est la résistance série du module solaire photovoltaïque (Ω).

Rsh : est la résistance parallèle du module solaire photovoltaïque (Ω).

T: est la température de fonctionnement du module solaire photovoltaïque (Kelvin).

n: est le facteur d'idéalité de la diode.

q: est la charge en électrons (Coulombs).

SOMMAIRE

Remerciements	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles et abréviations	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les Energies Photovoltaïque	
I.1.Introduction.....	8
I.2. La consommation énergétique mondial	8
I.3. Les énergies renouvelable en Algérie.....	10
I.4. Energies renouvelables en Algérie	10
I.4.1.Potentiel Solaire	10
I.4.2. Potentiel Eolien	11
I.4.3.Potentiel de l’Energie Géothermique	12
I.4.4.Potentiel Hydraulique	12
I.5. Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie	13
I.6. Le rayonnement solaire	13
I.7. Conception de la production photovoltaïque	15
I.7.1. Rayonnement solaire photovoltaïque	15
I.7.2. Mode opératoire d'une cellule photovoltaïque	15
I.7.3. Les différentes technologies photovoltaïques	16
I.8. Différents types des systèmes Photovoltaïque	17
I.8.1. Systèmes photovoltaïques autonome	17
I.8.2.Systèmes photovoltaïques connecté au réseau	20
I. 9. Générateur photovoltaïque GPV	22
I. 9.1. Composition d’un Module PV.....	23
I.9.2. Champ PV.....	24
I. 9.3. Groupement des cellules PV.....	25
I.10. Conclusion	26

Chapitre II : Modélisation de la cellule photovoltaïque

II.1.Introduction	28
II.2.Modélisation mathématique de la cellule PV	28
II.3.Modèle d'une cellule PV basée sur deux diodes	29
II.3.1. Cas d'un modèle de la cellule PV à sept paramètres (2M7P)	29
II.3.2. Cas d'un modèle de la cellule PV à six paramètres (2M6P)	31
II.3.3. Cas d'un modèle de la cellule PV à cinq paramètres (2M5P)	32
II.4.Modèle d'une cellule PV basée sur une seule diode.....	33
II.4.1.Cas d'un modèle de la cellule PV à trois paramètres (L3P)	33
II.4.2. Cas d'un modèle de la cellule PV à quatre paramètres (L4P)	34
II.4.3. Cas d'un modèle de la cellule PV à cinq paramètres (L5P)	35
II.5. Modélisation neuronale proposée d'un module photovoltaïque	39
II.5.1. Aperçu sur les réseaux de neurone artificiel RNA	39
II.5.2. Modélisation neuronal proposée d'un module PV	40
II.5.3. Analyse des résultats de simulation et discussions	43
II.6. Zone de fonctionnement de la cellule solaire photovoltaïque	46
II.7. Paramètres influençant sur la caractéristique courant-tension I(V)	46
II.7.1. Influence des résistances série et shunt	46
II.7.2. Influence de la température	48
II.3.3. Influence de l'éclairement	48
II.8 Conclusion	49

Chapitre III : Systèmes Photovoltaïques sous diverses conditions

III.1. Introduction	52
III.2. Phénomène de mismatch entre les modules PV	52
III .2.1 Causes intrinsèques de mismatch	52
III .2.2. Causes environnementales de mismatch	53
III.3. Classification du phénomène de mismatch... ..	54
III.3.1. Mismatch de tension des modules PV connectés en parallèle	55
III.3.2. Mismatch des courants de modules PV connectés en séries	57

III.4. Méthodes de résolution du problème de mismatch	60
III.4.A. Méthode d'optimisation en Aval du MPPT	60
III.4.B. Méthodes d'optimisation en Amont du MPPT	62
III.5. Conclusion	77

Chapitre IV : Approches Proposée pour la reconfiguration du GPV

IV.1. Introduction	79
IV.2. Analyse mathématique de la configuration TCT	79
IV.2.1. Analyse sous mismatch des tensions	81
IV.2.2. Analyse sous mismatch des courants	83
IV.2.3 Analyse sous mismatch Hybride (Tension et Courant)	84
IV.3. Approche proposé de la reconfiguration optimale des modules PV	84
IV.3.1. Algorithme d'équilibrage des tensions	85
IV.3.2. Algorithme d'équilibrage des courants	86
IV.3.3. Algorithme d'équilibrage des puissances	86
IV.4. Résultats et discussion	87
IV.4.1. Résultats de simulation en présence des problèmes de mismatch des tensions.....	88
IV.4.2. Résultats de simulation en présence des problèmes de mismatch des courants.....	92
IV.4.3. Résultats de Simulation en présence des problèmes de mismatch hybride.....	96
IV.4.4 . Etude comparative avec la méthode des algorithmes génétiques (AG) et la méthode de SuDoKu	99
IV.4.5. Évaluation basée sur le temps de calcule.....	106
IV.5. Mesures expérimentales.....	106
IV.5. Conclusion	110
Conclusion générale	113
Bibliographies	116
Annexes	

Introduction générale

Introduction générale

La production d'électricité par des systèmes photovoltaïques (PV) a gagné en popularité auprès de la population en général grâce à la prise de conscience et aux progrès technologiques qui ont permis de réduire considérablement le coût du watt[1]. Malgré les progrès technologiques, les goulets d'étranglement sont toujours présents tels que : le rendement de conversion est faible, la dépendance est élevée à l'égard de l'irradiation, la variation de la température, le vieillissement des cellules et autres conditions environnementales qui dégradent les performances du système photovoltaïque[2]. L'efficacité de la cellule photovoltaïque peut être améliorée en adoptant des cellules à jonctions multiples. Un des problèmes fréquemment rencontrés lors de l'utilisation d'un système photovoltaïque est l'apparition du phénomène de *mismatch* (désadaptation entre les modules constituant un générateur photovoltaïque, qui est dû principalement au couplage non parfait de ces modules en présence de nombreux facteurs, notamment des aspects internes et/ou externes) [3]. A titre d'exemple des aspects internes : le vieillissement des cellules PV due à l'exposition en extérieure des modules PV sous la présence d'une combinaison complexe de facteurs, comme le vent, la pluie, la neige et la chaleur, ce qui entraîne leur dégradation au fur et à mesure du temps[4-5]. Tandis que comme exemple des aspects externes : les changements environnementaux comme l'ombrage partiel, et la variation de la température des cellules PV. Le phénomène de mismatch se présente bien évidemment comme un défaut inapparent, provoquant ainsi des pertes considérables de l'énergie issue du générateur photovoltaïque[3-4]. La puissance produite par le générateur PV est souvent inférieure à la puissance nominale en raison des pertes dues à l'apparition de ce phénomène.

Il est nécessaire que tous les modules constitutifs d'un générateur PV aient des caractéristiques électriques identiques. Toutefois, les conditions défavorables citées au-dessus modifient les caractéristiques des modules PV, ce qui réduit la puissance de sortie. Cette réduction de la puissance de sortie dépend ainsi d'autres facteurs tels que le type de configuration des diodes de dérivation (bypass diode) et la configuration de l'emplacement des modules dans le générateur PV [6]. Donc, il est commode de développer des techniques appropriées pour améliorer la production énergétique des systèmes PV dans des conditions de travail défavorables.

La plus part des travaux scientifiques de recherche trouvés dans la littérature pour le développement des algorithmes d'optimisation de l'énergie de sortie des systèmes photovoltaïques sont des méthodes de reconfiguration dynamique ou de réaffectation physique de l'emplacement des modules PV. Les méthodes de reconfiguration dynamiques ou électrique nécessitent un plus grand nombre de capteurs, de commutateurs et un algorithme de contrôle complexe. En outre, le schéma de reconfiguration peut être rendu adaptatif en incluant une banque adaptative de modules.

Le nombre approprié de modules de la banque adaptative est ajouté à la banque fixe des modules en fonction des conditions d'ombrage qui prévalent. L'inclusion de la banque adaptative de modules augmente considérablement le coût du système photovoltaïque. De plus, les méthodes de configuration physique ont deux limites, à savoir : un faible rendement dans le cas d'une dispersion non homogène de l'ombre et une complexité de câblage. Autre point important à retenir est que l'ombrage partiel n'est qu'une partie de la problématique du mismatch.

Il est donc nécessaire de formuler un algorithme simple, rentable et efficace qui assure une meilleure récolte d'énergie dans toutes les conditions de mismatch.

ETAT DE L'ART

Différents méthodes de reconfiguration ont été proposées dans la littérature. En 2009, Ramaprabha et Mathur ont étudié l'impact de l'ombrage sur un générateur solaire photovoltaïque en configuration série [7]. Les résultats indiquent qu'un module ombragé se comporte comme une charge électrique et peut être affecté par l'accumulation de chaleur. Pour protéger le module solaire PV contre les dommages, ils ont utilisé des diodes de dérivation. Le principal inconvénient est d'avoir de nombreux maximums locaux dans la courbe de puissance de sortie, ce qui implique une difficulté à suivre le point de puissance maximale.

En 2011, Buddha [8] a étudié les configurations d'un générateur PV en utilisant 52 modules placés dans un générateur de 13×4 . En fait, l'efficacité des configurations conventionnelles sont étés testées et confirmées. Si certaines parties des modules PV sont ombragées, la puissance de sortie varie en fonction du nombre de modules ombragés. La configuration série parallèle (SP) peut produire la puissance maximale dans les zones faiblement ombragées. Par conséquent, la configuration Total-Cross-Tied (TCT) peut améliorer la valeur maximale de puissance d'un taux de 5% par rapport à celle de la configuration SP dans les zones d'ombrage plus élevées.

En 2013, Rani et al, [9] ont proposé une nouvelle méthode de reconfiguration des modules PV interconnectés en TCT. Cette approche est basée sur le motif de puzzle Su Do Ku pour distribuer l'effet d'ombrage sur l'ensemble du générateur. Un système solaire de 81 modules PV (9×9) interconnectés en TCT a été étudié à l'aide de cette technique, sous trois différents scénarios d'ombrage. En particulier dans le premier scénario étudié, une amélioration allant jusqu'à 26 % de la valeur de puissance a été constatée. Cependant, dans les autres scénarios, les taux de l'amélioration de la puissance étaient de 3,6 % et 20,5 %.

En 2015, Deshkar et al [10] ont présenté une reconfiguration de 81 modules photovoltaïques placés sur 9×9 modules et interconnectés en TCT via MATLAB/Simulink. L'irradiation solaire variait entre 200 et 900 W/m². L'algorithme génétique (AG) a été utilisé pour trouver une reconfiguration idéale pour chaque scénario d'ombre afin d'atteindre la puissance maximale de sortie. Les auteurs ont confirmé que la méthode de l'AG améliore la puissance de

sortie d'un taux de 34,96 % par rapport à celle de la configuration TCT fixe. Il est à noter que cette méthode n'a été testée que sur le problème d'ombrage.

En 2018, Harrag et al [11] ont introduit une nouvelle méthode dynamique pour reconfigurer le générateur PV en utilisant les algorithmes génétique. La méthode proposée implique la simulation d'un générateur PV composé de 16 modules interconnectés en SP. La contribution principale consiste à améliorer la puissance de sortie tout en réduisant le nombre de commutations en gardant les modules PV, si possible, dans la même position (0 commutation) ou sur la même ligne/colonne (1 commutation) en un nombre réduit d'itérations, ce qui nécessite seulement deux capteurs, un pour la tension et un autre pour le courant du générateur PV.

En 2018, Dhanalakshmi et al [12] ont utilisé la méthode du carré des compétences (Competence Square: CS) et l'ont comparée avec d'autres méthodes de reconfiguration physiques des modules PV. Ils ont trouvé que la méthode CS est capable de fournir une puissance de sortie maximale plus élevée que celles des méthodes TCT et dominance square (DS). De plus, la méthode CS a permis de réduire les pics multiples de la courbe de puissance, ce qui contribue à prolonger la durée de vie des modules solaires PV.

Il existe de nombreuses publications traitant des méthodes de reconfiguration qui minimisent autant que possible l'impact de l'ombrage sur le générateur solaire PV. Les chercheurs ont utilisé des méthodes mathématiques, des méthodes de reconfiguration et des méta-heuristiques, comme l'AG, l'optimisation par essaims de particules (PSO) [13], l'optimiseur harris hawks HHO et l'optimiseur harris hawks modifié MHHO [14] afin de trouver une stratégie de reconfiguration appropriée.

Bien que les méthodes précédentes offrent de nombreux avantages, elles ont cependant des limitations ou des inconvénients différents, notamment en ce qui concerne les autres origines ou causes du phénomène mismatch.

Dans les cas des méthodes basées sur la reconfiguration dynamique des modules PV, les points suivants peuvent être soulignés :

- Ces méthodes traitent uniquement le phénomène d'ombrage.
- Ils nécessitent un traitement rapide et une grande capacité de mémoire de calcul.
- Coût élevé du système PV à cause de l'addition d'une banque statique à la banque adaptative pour répondre à tous les scénarios possibles de l'ombre.

Pour les méthodes de la reconfiguration physique des modules PV, les points suivants peuvent être soulignés :

- Ces méthodes traitent uniquement le phénomène d'ombrage.
- Elles ne sont utilisées que pour les générateurs PV à petite échelle.
- L'existence de quelques scénarios d'ombrage où ces méthodes ne sont pas fiables.

- Une complexité de câblage.

MOTIVATIONS

En général la durée de vie des modules installés dans un système PV est estimée à environ 25 ans[15]. Pendant cette période, les modules PV subiront une dégradation causée par leur exposition au rayonnement solaire, à l'humidité et aux différentes températures de l'environnement. De plus, l'influence de la non homogénéité de la variation de température de fonctionnement des cellules et du vieillissement des modules PV est très forte sur les paramètres électriques des modules PV. Lors de la connexion en parallèle des modules PV sous non-homogénéité, les modules PV dégradés forceront les modules sains de travailler dans leur régime de fonctionnement. Il en résulte une perte nette de tension dans le système PV. Les modules affectés absorbent la puissance et se comportent comme une charge. En d'autres termes, les modules PV affectés dissipent la puissance sous forme de chaleur et provoquent des points chauds (Hot spot).

OBJECTIVES DE LA THESE

La présente thèse de doctorat a pour objectif le développement de techniques d'optimisation de la topologie ou de la structure donnant la plus grande puissance maximale possible que peut fournir un générateur photovoltaïque.

Plus précisément, dans cette thèse on s'intéresse au développement d'algorithmes de contrôle de reconfiguration des modules photovoltaïques installés en amont du contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking). Ce contrôle a pour objet d'optimiser la puissance de sortie sous différentes conditions météorologiques et intrinsèques tels que : l'ombrage partiel, la non homogénéité des températures entre les modules, et le vieillissement des modules constituant le générateur photovoltaïque. Après une étude approfondie des travaux de recherche en relation avec l'axe de travail de cette thèse, nous avons développé une technique simple, rentable et efficace qui assure une meilleure récolte de la puissance dans toutes les conditions défavorables de fonctionnement. L'amélioration de la technique proposée réside dans sa simplicité de mise en œuvre, ainsi que dans la minimisation du nombre de points PPM locaux afin de rendre les courbes caractéristiques I-V et P-V lisses. Les résultats de simulation obtenus ont montré une supériorité de la technique proposée par rapport aux techniques étudiées dans la littérature.

Afin de confirmer l'efficacité de l'approche proposée dans des conditions environnementales réelles, l'algorithme proposé a été appliqué pour minimiser l'effet de vieillissements et de température des modules PV de manière optimale. Une comparaison avec certaines mesures expérimentales effectuées sur une partie constituée de 16 modules (4×4) interconnectés initialement en configuration TCT d'un générateur PV. Les mesures et les données météorologiques ont été recueillies de la station PV (20 MWc) d'Ain Elmelh, Wilaya de M'sila, Algérie. Les calculs

énergétiques montrent que la méthode de reconfiguration proposée permet d'économiser 48.41 % de l'énergie produite par jour d'un système PV de configuration TCT.

Le présent travail mené dans le cadre de cette thèse a donné lieu aux contributions suivantes :

- La prédiction du comportement et performance d'un système PV par réseau de neurones dans différentes conditions de fonctionnement.
- Le développement d'un nouvel algorithme basé sur l'équilibrage de la tension.
- Le développement d'un nouvel algorithme basé sur l'équilibrage du courant.
- La mise au point d'un nouvel algorithme hybride basé sur l'équilibrage de la puissance.
- La proposition d'une méthode de reconfiguration basée sur la réaffectation électrique des modules PV initialement interconnectés en TCT, tout en gardant leurs emplacements physiques inchangés via une matrice de commutation, ce qui signifie l'utilisation moins de câblage.

ORGANISATION DE LA THESE

Le travail de cette thèse est organisé en quatre chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre nous présenterons des généralités sur les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire photovoltaïque, et les potentiels de ces derniers en Algérie. Ensuite, nous allons détailler le principe de la conversion photovoltaïque, l'effet photovoltaïque, constitution des cellules photovoltaïques ainsi que les différentes technologies photovoltaïques et les différents systèmes et générateurs photovoltaïques.

Dans le but d'optimiser l'efficacité énergétique des systèmes solaires PV, il est indispensable de connaître le comportement de la cellule PV dans diverses conditions telles que le changement climatique et le vieillissement des matériaux. Dans cette optique, le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation mathématique des cellules solaires PV.

Dans le troisième chapitre, nous allons effectuer une étude sur les différents types d'inadéquation des modules PV. Une nouvelle classification du phénomène de l'inadéquation basé sur les grandeurs électriques sera présentée avec une description mathématique. Ensuite, nous présentons les différentes méthodes existant dans la littérature utilisées pour réduire les pertes dues au phénomène de mismatch.

Dans le dernier chapitre, une nouvelle méthode de reconfiguration dynamique sera proposée pour minimiser les pertes de puissance des générateurs PV. Cette méthode est basée sur la classification des données électriques (courant et tension) des modules PV composant le générateur PV afin d'identifier le type de l'inadéquation. Dans le but de valider l'algorithme proposé, plusieurs scénarios d'inadéquation ont été appliqués sur un système solaire PV. En vue d'une validation

supplémentaire, une étude comparative avec les méthodes des algorithmes génétiques (AG), et la méthode SuDoKu sera également réalisée.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale et des perspectives pour les travaux à venir.

Chapitre I

1.1 Introduction

La conversion du rayonnement solaire en électricité par le système PV est l'un des moyens d'exploiter le gisement solaire. Dans un environnement menacé par la pollution et l'effet de serre, la production d'électricité par des moyens propres est devenue une nécessité essentielle [16]. L'énergie photovoltaïque (PV) est une énergie propre et non épuisante. Elle constitue une ressource indispensable en matière d'énergie renouvelable qui contribue à répondre aux besoins énergétiques mondiaux croissants, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre ainsi que la pollution de l'environnement [17]. En d'autres termes, l'énergie photovoltaïque est une énergie intermittente. C'est une solution intéressante comme alternative ou complément aux sources conventionnelles de production d'électricité, en raison de ses nombreux avantages tels que : une production d'électricité à partir d'une énergie gratuite et renouvelable du soleil sans avoir besoin de combustible, une fiabilité moyenne qui nécessite peu d'entretien, elle est silencieuse, non polluante et respectueuse de l'environnement[18].

Dans la présente thèse, nous nous sommes concentrés sur l'optimisation de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans les paragraphes suivants, nous présentons des chiffres sur la consommation mondiale des énergies électrique, en abordant l'importance d'aller vers des sources des énergies alternatives. Ensuite, nous détaillons le principe de la conversion photovoltaïque comme l'effet photovoltaïque, les cellules solaire, les différents systèmes photovoltaïques et les principes d'association des modules pour la constitution des générateurs et des champs photovoltaïques.

1.2 La consommation énergétique mondial

La production d'électricité représente un important facteur de développement économique pour tous les pays du monde. En effet ce facteur est en corrélation avec les développements technologiques de l'industrialisation et le niveau de confort de la vie moderne. Ainsi, le taux de production d'électricité par nombre d'habitants est un indicateur précis des écarts de développement entre les différentes régions du monde. Cependant, la consommation d'énergie n'a cessé d'augmenter depuis la révolution industrielle. Elle a augmenté de 109 % en 44 ans où la consommation mondiale d'énergie primaire a atteint 13 972 Mtep en 2017 [19]. Conformément aux dernières statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [20], et comme illustré dans la figure I.1, la consommation énergétique en 2019 reste encore à 81,3 % sur les combustibles fossiles, dont 32 % pour le pétrole seul. Ce pourcentage de combustibles fossiles diminue très lentement (il était de 86,7 % en 1973). Dans ces dernières années, le monde consomme plus d'énergie, y compris les combustibles fossiles. Les émissions mondiales de CO₂ liées à la combustion d'énergie ont

atteint 32,8 Gt en 2017, soit plus du double du niveau de 1973 (15,5 Gt de CO₂). Il est donc nécessaire d'augmenter la production énergétique à partir des sources d'énergie renouvelables pour lutter contre le réchauffement climatique.

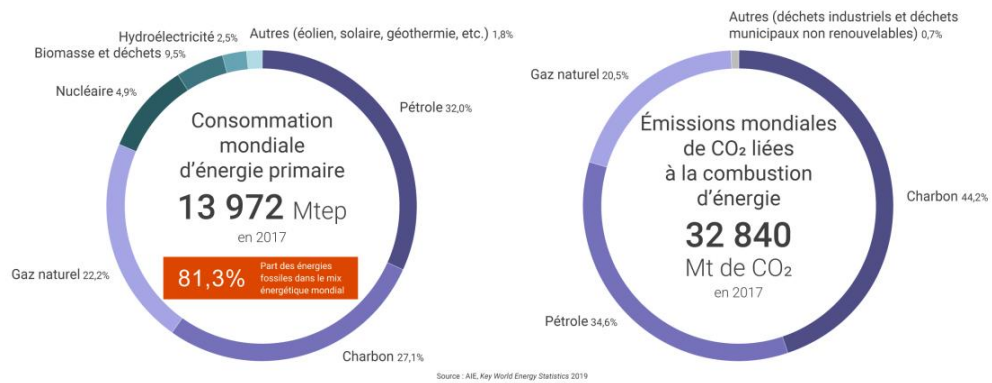


Fig.I.1: Consommation énergétique mondiale en 2017 : pétrole, charbon, gaz naturel, hydraulique, nucléaire, autres renouvelables [19].

En raison de la forte croissance démographique et économique des pays en voie de développement, la consommation mondiale d'énergie primaire pourrait augmenter de 46,9 % sur la période 2018-2050. Toutes les sources d'énergie feront l'objet d'une augmentation de la demande mondiale, et ce sont les énergies renouvelables qui devraient connaître la plus forte croissance au cours de cette période[21,22].

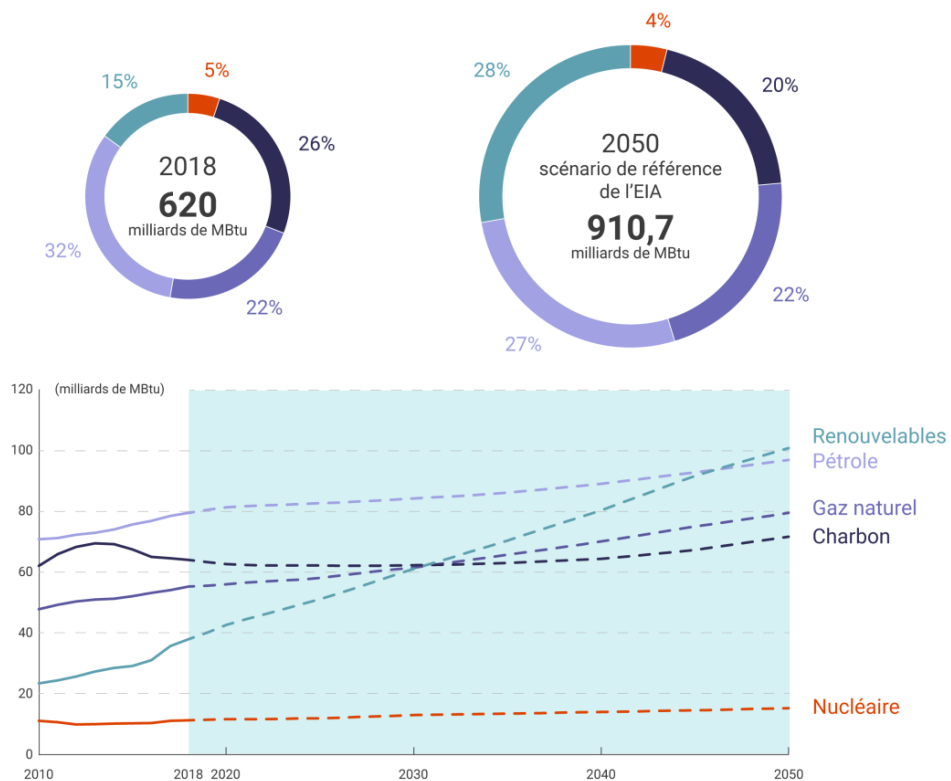


Fig.I.2 : Evolution projetée de la consommation d'énergie primaire de chaque source vers l'année 2050[19][21,22].

1.3 Les énergies renouvelable en Algérie

La République Algérienne a entamé le chemin des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux enjeux environnementaux et aux défis de la préservation des ressources énergétiques fossiles, et ce, par le biais du lancement d'un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables, adopté par le gouvernement en février 2011, révisé en mai 2015 et érigé en priorité nationale en février 2016. Le programme actualisé d'énergie renouvelable consiste à installer environ 22000 MW d'énergie renouvelable à l'horizon 2030 pour le marché intérieur, avec comme objectif stratégique la possibilité d'exporter, dans la mesure où les conditions du marché le permettent.

1.4 Energies renouvelables en Algérie

En Algérie, le potentiel d'énergie renouvelable est l'un des plus importants au monde. Aussi bien de par sa superficie que de par sa localisation et ses spécificités géographiques, le potentiel de l'Algérie en matière de production d'énergies renouvelables est, indéniablement, assez prometteur. Les potentialités importantes sont:

- L'Energie Solaire
- L'Energie Eolienne
- L'Energie Géothermique
- La Bioénergie

1.4.1 Potentiel Solaire :

Étant donné sa situation géographique, l'Algérie possède l'un des gisements solaires les plus importants au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse 2000 heures par an et peut atteindre 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

En effet, l'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m², soit près de 3 KWh/m² au nord et dépasse 5,6 KWh/m² dans l'extrême sud [23,24].

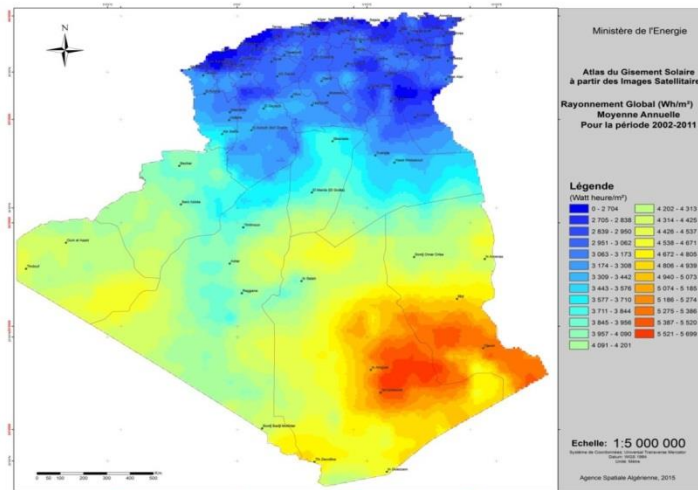


Fig. I.3 : Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011) [18]

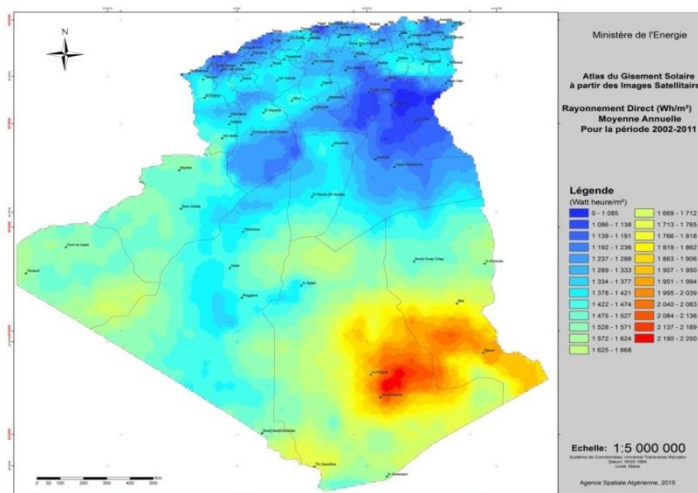


Fig. I.4 : Irradiation Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011) [18]

1.4.2 Potentiel Eolien :

Le vent en Algérie est très variable d'un endroit à l'autre. Cela est principalement dû à une topographie et un climat très divers. En effet, le territoire algérien est un vaste pays, qui est lui-même subdivisé en deux régions géographiques différentes. Celle du Nord méditerranéen, qui est représentée par un littoral long de 1200 km et un terrain montagneux, composé essentiellement par les deux chaînes de l'Atlas Tellien et de l'Atlas Saharien. Entre les deux, on trouve des plaines et des hauts plateaux avec un climat continental. En revanche, le Sud est caractérisé par son climat saharien. [25].

La figure (I.5) fait apparaître que la région Sud est caractérisée par des taux de vitesse plus élevés que la région Nord, surtout dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). En ce qui concerne le Nord, on constate globalement que la vitesse moyenne est faible. Cependant, on note l'existence de microclimats sur

les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, Biskra, M'sila et El bayadh (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (>8m/s)[25].

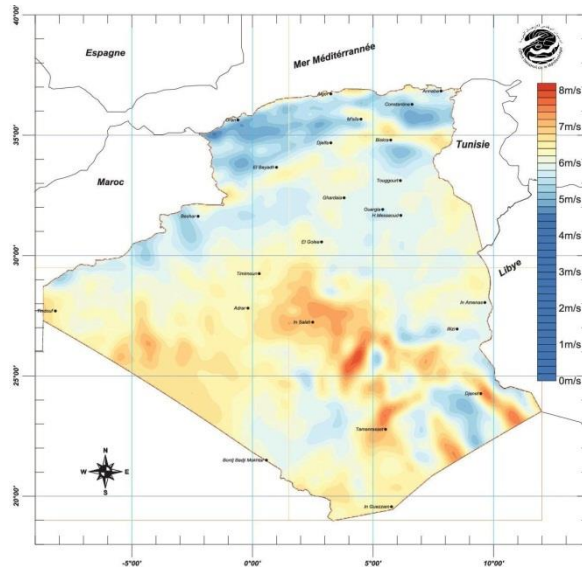


Fig.I.5 : Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010) [18]

1.4.3 Potentiel de l'Energie Géothermique :

Les données géologiques, géochimiques et géophysiques ont permis d'identifier plus de deux cents (200) sources chaudes qui ont été inventoriées dans la partie nord du pays. La température d'environ un tiers (33%) d'entre elles est supérieure à 45°C. De plus, il existe à la wilaya de Biskra des sources chaudes dont les températures peuvent atteindre 118°C [18].

1.4.4 Potentiel Hydraulique :

Le volume global qui tombe sur le territoire algérien est important et estimé à 65 milliards de mètre cube, mais ne bénéficie finalement pas beaucoup au pays : réduction du nombre de jours de précipitations, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer. De manière schématique, les ressources de surface diminuent du nord au sud. Actuellement, on estime que les ressources utiles et renouvelables sont de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ les 2/3 sont des ressources de surface. Avec 103 sites de barrages ont été recensés, et plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation [18].

1.5 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie

Par le biais de ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie entend se positionner comme un acteur majeur dans la production d'électricité à travers l'énergie photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ce sont les filières énergétiques qui seront les ressorts d'un développement économique durable capable de conduire un nouveau modèle de croissance économique. En 2030, 37% de la capacité installée et 27% de la production d'électricité pour la consommation nationale seront d'origine renouvelable [25].

Dans la mesure où le potentiel national d'énergies renouvelables est fortement dominé par l'énergie solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une potentialité et un moyen de développement économique et social. Les projets d'ER pour la production d'électricité dédiée au marché national seront réalisés en deux étapes :

Première phase 2015 - 2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.

Deuxième phase 2021 - 2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

Les programmes d'énergie renouvelable à réaliser pour le marché national au cours de la période 2015-2030 ont une consistance de 22 000 MW, avec une répartition par filière comme l'indique la figure (I.6) [25] .

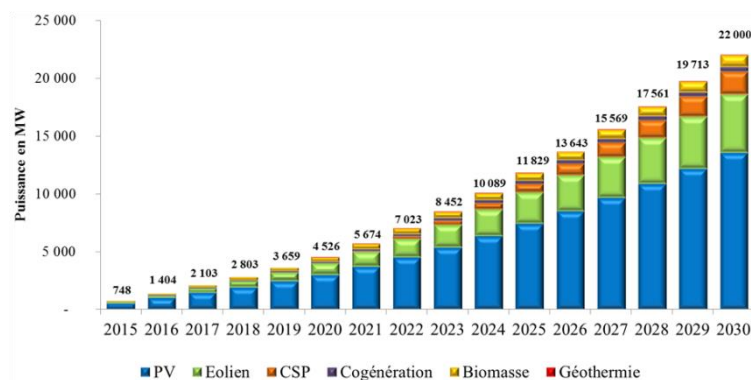


Fig.I.6 : Consistance du programme de développement des énergies renouvelables (Période 2015-2030) [18]

1.6 Le rayonnement solaire

En dehors de l'atmosphère, la moyenne annuelle de l'énergie reçue par la Terre est d'environ 5,5 KWh/m² par jour. Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, en raison des phénomènes complexes d'absorption par les gaz,

de diffusion par les molécules, et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi, la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, cependant la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge [26].

Ainsi, la quantité d'énergie reçue au sol dépend de nombreux facteurs et son maximum au sol ne dépasse pas 1000 W/m^2 avec un spectre décalé vers le rouge par rapport au spectre hors de l'atmosphère.

Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose essentiellement en rayonnement direct et rayonnement diffus et ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires. On peut dire que, outre l'influence de l'atmosphère, le flux solaire reçu sur une surface dépend[27] :

- De l'orientation et de l'inclinaison de la surface.
- De la latitude du lieu et de son degré de pollution.
- De la période de l'année.
- De l'instant considéré dans la journée.
- De la nature des couches nuageuse.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K (Figure I.7). Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM0. Sa distribution en énergie est répartie en [27]:

- Ultraviolet UV : $0.20 < \lambda < 0.38 \text{ mm}$ 6.4%
- Visible : $0.38 < \lambda < 0.78 \text{ mm}$ 48.0%
- Infrarouge IR : $0.78 < \lambda < 10 \text{ mm}$ 45.6%

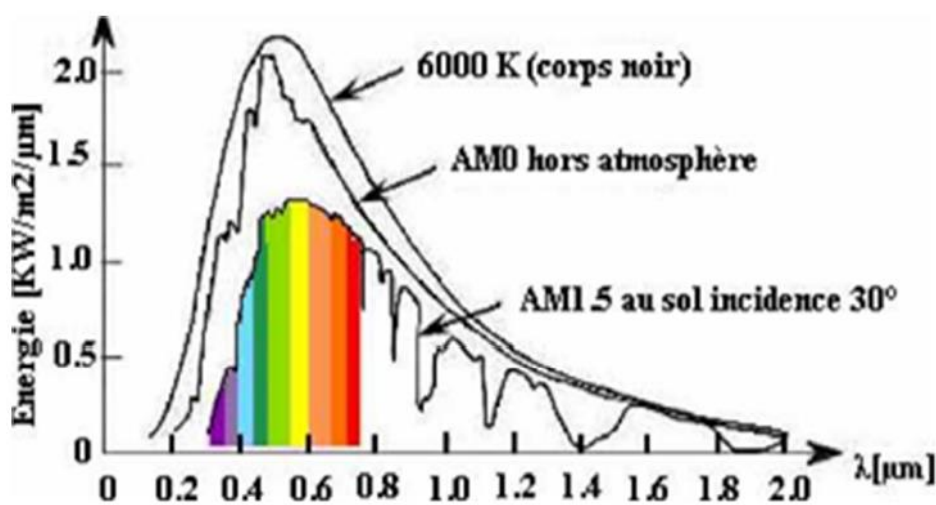


Fig .I.7: Répartition spectrale du rayonnement solaire.

1.7 Conception de la production photovoltaïque

Dans la présente section, nous présentons brièvement la structure et le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque PV. Ainsi, les différentes technologies photovoltaïques de la cellule, qui constituent la structure de base des générateurs photovoltaïque.

1.7.1 Rayonnement solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement consiste à transformer l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique par le biais d'un dispositif de détection constitué de matériaux photosensibles à la lumière du soleil. Au stade élémentaire, ce capteur est une cellule, appelée cellule photovoltaïque. Le physicien français Edmond Becquerel été le premier à constater l'effet photovoltaïque [28]. Cependant, il a fallu attendre les années 1950 avant que des chercheurs de la Bell Company, aux États-Unis, arrivent à construire la première cellule solaire, qui constitue l'élément primaire ("élément de base") d'un système photovoltaïque [29].

1.7.2 Mode opératoire d'une cellule photovoltaïque

Le terme de photopile, également connu sous le nom de cellule solaire, désigne un composant électronique constitué d'éléments semi-conducteurs ayant la capacité de produire de l'électricité lorsqu'ils sont illuminés.

Le concept principal d'une cellule photovoltaïque est constitué de deux couches de silicium, dont l'une est dopée P (dopée au bore) et l'autre est dopée N (dopée au phosphore), réalisant une jonction PN dotée d'une barrière de potentiel. La partie N de la cellule est recouverte par une grille métallique qui agit comme une cathode, et une plaquette métallique (contact arrière) couvre la face opposée de la zone P de la cellule et agit comme une anode [30]. En effet, quand les photons sont captés par le semi-conducteur, ceux-ci transfèrent leur énergie vers les atomes de la jonction PN. De cette façon, ces derniers sont bombardés par les photons de la lumière (Figure.I.8), ainsi, par l'action de ce bombardement, la tendance est d'arracher les électrons des couches de valence de leurs orbites. Cela engendre une différence de potentiel entre les deux couches. La valeur de la tension est mesurable entre les terminaux positif et négatif de la cellule [30].

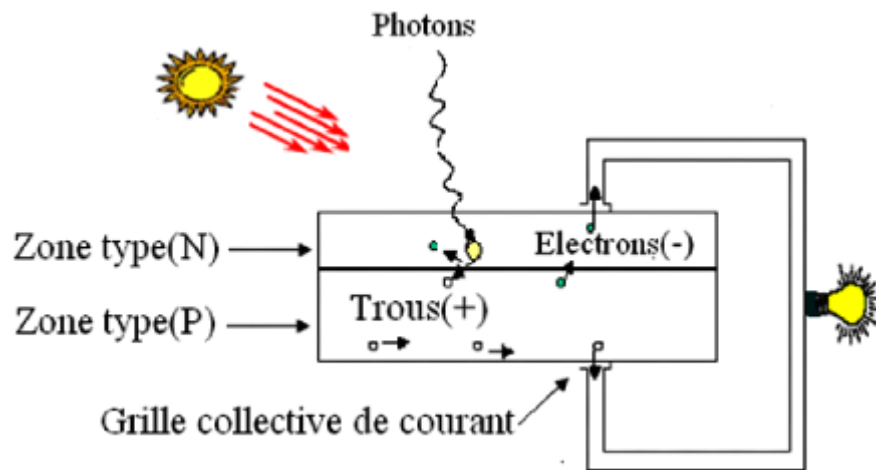


Fig. I.8 : Mode opératoire d'une cellule photovoltaïque[23]

Par définition, une cellule photovoltaïque constitue un générateur électrique élémentaire. Elle produit directement de l'électricité par le biais de la lumière solaire.

1.7.3 Les différentes technologies photovoltaïques

Dans le domaine des cellules solaires photovoltaïque, il existe trois grandes familles [31] :

- **les cellules au silicium cristallin** : dont l'élément actif est du silicium dopé en masse. Malgré son ancienneté, elle représente encore 90 % du marché en raison de sa robustesse et de ses performances (rendement des modules allant de 12 à 20 % pour une durée de vie d'environ 30 ans) et des investissements importants qui y ont été consacrés, que ce soit dans le traitement du silicium, la fabrication des cellules ou l'assemblage des modules. Selon leur matériau de base, trois familles peuvent être distinguées dans la filière silicium [32] :
 - Cellules au silicium monocristallin.
 - Cellules au silicium polycristallines.
 - Cellules au silicium amorphe.
- **les cellules à base de couches minces** : Ces cellules ont en commun de déposer un matériau semi-conducteur en couche mince sur divers substrats et de donner un aspect uniforme, ce qui permet de produire des modules à rendement légèrement inférieur (de 7 à 13 %). Ces technologies réunies détiennent une part de marché d'environ 10 % qui reste relativement stable. Avec les investissements massifs réalisés dans le silicium au début des années 2000, ces technologies ont perdu l'avantage de leurs coûts de production moins élevés.
- **les cellules à base de photovoltaïque organique** : Il s'agit d'un segment dans lequel la recherche s'intensifie en vue de produire des cellules à très faible coût destinées à de nouvelles applications. Elles sont basées sur le principe des cellules à colorant de Michaël Grätzel, avec des variations sur le type de matériaux utilisés. Leurs rendements étant de l'ordre de 3 à 5%, le point faible de ces cellules reste leur durée de vie limitée.

Il est également possible d'obtenir des rendements optimisés grâce à la famille d'hybrides présentée dans la Figure (I.9), qui rassemble les cellules utilisant différents types de technologie.

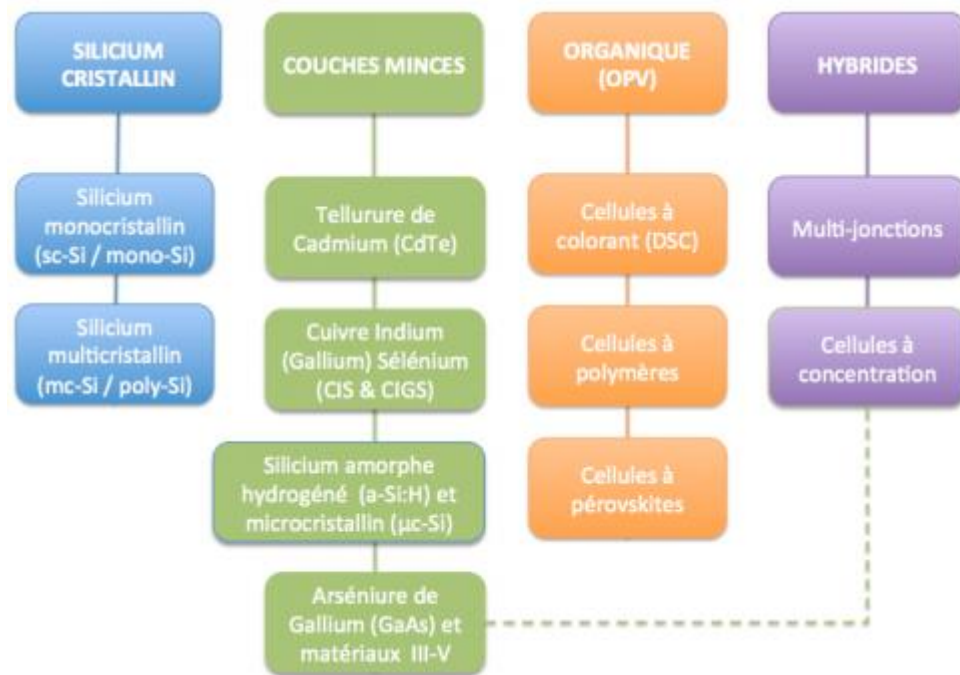


Fig. I.9 : Classification des principales technologies de cellules solaires PV [24]

1.8 Différents types des systèmes Photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont très variés, en revanche on peut les classer en deux groupes principaux. Le premier groupe est constitué de systèmes photovoltaïques autonomes, non connectés à un réseau électrique. Cependant le deuxième groupe est celui des systèmes photovoltaïques qui sont connectés différemment au réseau électrique [33].

1.8.1 Systèmes photovoltaïques autonome

Les installations photovoltaïques autonomes avec des puissances de crête peuvent avoir des milliwatts à des centaines de kilowatts. Ils ne sont pas raccordés à un réseau électrique, ils sont des systèmes dont l'énergie produite est utilisée dans un site isolé. Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau comprennent deux types tel que, les systèmes fonctionnant sans aucune autre source d'énergie que le photovoltaïque. Et les systèmes hybrides utilisant une ou plusieurs sources d'énergie complémentaires renouvelables ou non, telles que l'énergie éolienne, hydraulique, génératrice ou autre. Le but de ces systèmes hors réseau est essentiellement de fournir un service aux utilisateurs. C'est pourquoi le concept de système photovoltaïque fait référence à tous les composants : production, stockage, gestion, conversion, distribution et utilisation. Il convient de

distinguer les systèmes qui fonctionnent sans stockage (au fil du soleil) et les systèmes avec stockage par accumulateurs [34].

1.8.1.1 Systèmes photovoltaïques autonomes sans stockage

Le fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome sans stockage est comme le suivant :

Durant la journée, le générateur photovoltaïque alimente la charge directement, via un hacheur (CC/CC) ou un onduleur (CC/AC) selon le type de la charge alimenté. Sa puissance dépend de la quantité de lumière du soleil. Ainsi, durant la nuit, la charge n'est plus alimentée et est donc à l'arrêt [35]. Les principales applications photovoltaïques fonctionnant au soleil sont les suivantes : Le pompage, la ventilation, la production de froid, le dessalement de l'eau de mer ..., etc.

La Figure (I.10) illustre le principe de fonctionnement d'un système PV autonome sans stockage.

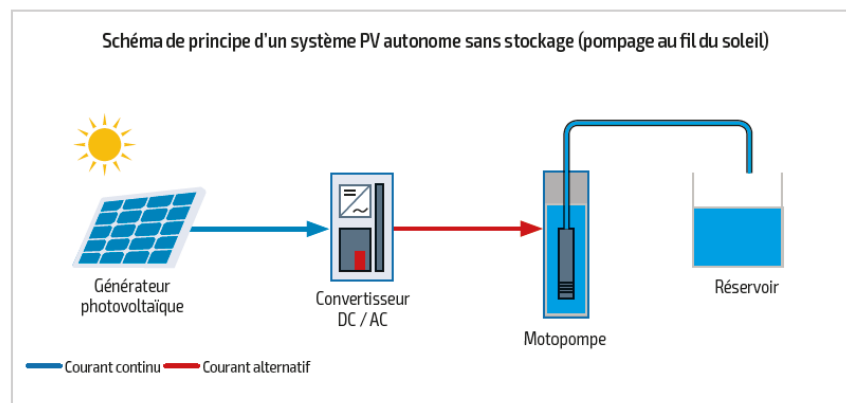


Fig. I.10 : Illustration schématique d'un système PV autonome sans stockage (pompage a fil du soleil)

1.8.1.2 Système photovoltaïques autonomes avec stockage

Un système photovoltaïque autonome avec stockage fonctionne selon le principe suivant :

Dans la journée, le générateur photovoltaïque alimente les récepteurs de type DC qui est en service tout en chargeant les batteries de stockage. Il est équipé d'un régulateur de charge pour éviter de surcharger les batteries en cas de surproduction solaire. Pendant les périodes sans rayonnement (i.e, la nuit) ou avec un très faible rayonnement (i.e, pendant les périodes avec une forte couverture nuageuse), la mise en service des récepteurs est assurée par les batteries. De plus, un limiteur de décharge protège les batteries en cas de décharge profonde. Il est possible d'alimenter les récepteurs en courant alternatif via un onduleur autonome qui convertit la tension continue en tension alternative[36]. La Figure (I.11) illustre le principe de fonctionnement d'un système PV autonome avec stockage.

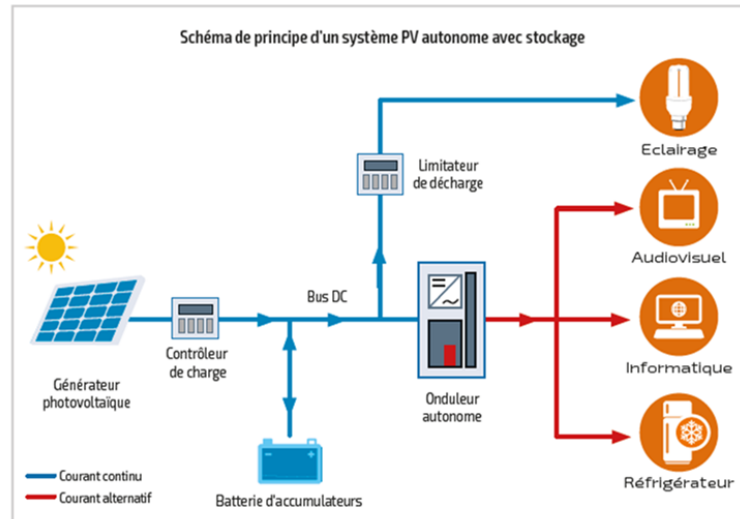


Fig .I.11 : Illustration schématique d'un système PV autonome avec stockage

1.8.1.3 Application des systèmes PV autonome

Des systèmes photovoltaïques autonomes peuvent être distingués en fonction de leur puissance et de leurs applications [37]:

- Alimentation de produits de consommation (lampes solaires, bornes de jardin,...) à partir d'une énergie photovoltaïque autonome de faible puissance : cette alimentation est intégrée dans le produit.
- Électrification de bâtiments (de quelques centaines de watts à quelques kW) : maisons individuelles, établissements scolaires et centre de santé dans les pays en développement, avec des kits photovoltaïques (SHS en anglais : Solar Home Systems).
- Fourniture d'énergie électrique pour des applications professionnelles (de quelques dizaines de watts à quelques kW) : signalisation, protection cathodique, télécommunications, ...etc .

La Figure (I.12) montre des exemples des applications des systèmes PV autonome.



(a)



(b)

Fig.I.12 : Exemples des applications des systèmes PV autonome , (a) : Maison solaire, (b) : Eclairage public

1.8.2 Systèmes photovoltaïques connecté au réseau

Une installation photovoltaïque connectée au réseau est toujours reliée au réseau électrique public via un onduleur approprié (figure I.13), étant donné qu'un module photovoltaïque ne fournit que de l'énergie en courant continu. En principe, les systèmes photovoltaïques connectés au réseau n'ont pratiquement aucun effet sur la qualité de l'électricité, les lignes de charge, les transformateurs . etc. Cependant, pour une part plus importante de PV dans les réseaux basse tension, comme dans les établissements solaires, ces aspects doivent être pris en compte. D'un point de vue technique, il n'y aura aucune difficulté à intégrer autant de systèmes photovoltaïques dans les réseaux basse tension que la charge de pointe du segment concerné [38,39].

Les systèmes PV connectés au réseau peuvent être subdivisés en deux catégories :

- Les systèmes PV décentralisés connectés au réseau,
- Les systèmes PV centraux connectés au réseau.

1.8.2.1 Systèmes PV décentralisés connectés au réseau

Les systèmes PV décentralisés connectés au réseau ont généralement une faible gamme de puissance et sont installés sur le toit des bâtiments (installation sur toit ou sur toit plat) ou sont intégrés aux façades des bâtiments. Dans ce cas, le stockage d'énergie n'est pas nécessaire. Pendant les jours ensoleillés, le générateur solaire fournit de l'énergie, notamment pour les appareils électriques de la maison. L'énergie supplémentaire est fournie au réseau public. Au cours de la nuit et des jours nuageux, la maison est alimentée par le réseau (figure. I.13). De cette façon, le réseau électrique peut être considéré comme une grande "unité de stockage". Dans le cas d'une tarification favorable de l'électricité photovoltaïque, comme celle en vigueur dans certains pays, il est plus avantageux d'alimenter le réseau avec toute l'électricité solaire. Par exemple, en Allemagne, environ 80 % des plus de 50 000 systèmes PV existants connectés au réseau sont installés soit sur le toit d'un bâtiment, soit intégrés à la façade d'un bâtiment. Les systèmes photovoltaïques installés dans ou sur un bâtiment présentent l'avantage de ne pas nécessiter de surface séparée pour le générateur solaire [40].

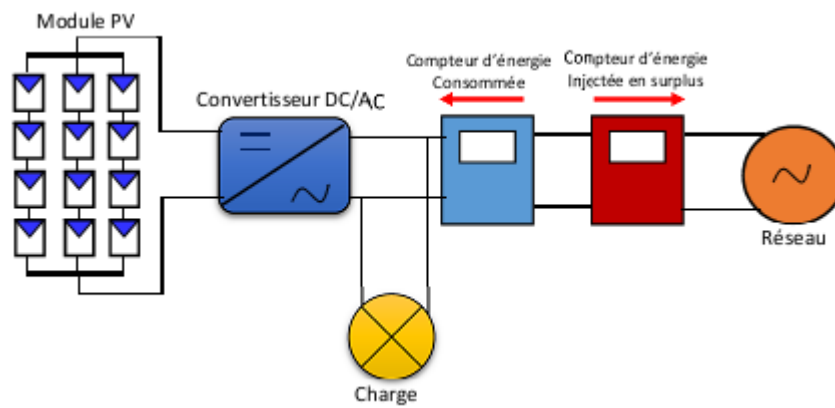


Fig.I.13 : Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

I.8.2.2 les systèmes PV centraux connectés au réseau

Les systèmes PV centraux connectés au réseau disposent d'une puissance électrique pouvant atteindre plusieurs MW. Avec ces centrales photovoltaïques centrales, il est possible d'alimenter directement le réseau à moyenne ou haute tension. En général, les centrales photovoltaïques sont installées sur des terrains autrement inutilisés, mais dans certains cas, il est possible de les installer sur des bâtiments, le plus souvent sur le toit plat de grands immeubles. Comme la montre la figure I.13, les systèmes photovoltaïques décentralisés et centraux connectés au réseau se composent des deux éléments principaux suivants [40,41] :

- Module PV,
- Onduleur.
- La totalité du système se compose d'une structure de support, de câbles et d'autres composants conventionnels.

I.8.2.3 Applications des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

On trouve les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sur le terrain ainsi que dans les bâtiments résidentiels, commerciaux, agricoles et industriels. Les centrales électriques basées sur des générateurs photovoltaïques de forte puissance (de quelques MWc à quelques centaines de MWc) sont destinées à être raccordées directement au réseau de distribution public en Haute Tension A (HT), ou au réseau de transmission en Haute Tension B (HTB).

De nombreux points forts de ces systèmes, comme illustré dans la Figure. (I.14) :

- Renforcer la capacité nationale d'énergie électrique installée,
- Soutien et service du réseau (alimentation en énergie active et réactive, contribution au plan de tension),
- Production d'électricité renouvelable à un coût compétitif par rapport aux solutions basées sur les combustibles fossiles et sans émission de gaz à effet de serre.

- Sécurité de l'approvisionnement en tenant compte de la disponibilité de la ressource locale d'énergie solaire.
- Systèmes de production simples et rapides à mettre en œuvre et nécessitant peu de maintenance.
- Systèmes fiables et matures avec une espérance de vie de plus de 25 ans.
- Création d'emplois dans les domaines de l'ingénierie, de l'installation, du contrôle et de la maintenance.



(a)



(b)

Fig.I.14 : Exemples de centrales photovoltaïques connectées au réseau

1. 9 Générateur photovoltaïque GPV

La puissance maximale produite par une cellule PV dans des conditions de test standards est très faible pour des applications électriques. En effet, afin de produire une puissance plus importante, plusieurs cellules PV doivent être assemblées pour créer un module PV. La connexion des cellules PV en série permet d'augmenter facilement la tension de ce module PV, tandis que la connexion en parallèle permet d'augmenter le courant. La connexion des modules PV en

série/parallèle sert donc à obtenir un générateur photovoltaïque (GPV) ayant les caractéristiques souhaitées.

I. 9.1 Composition d'un Module PV

La combinaison en série de plusieurs cellules PV forme un module photovoltaïque. Une fois les cellules connectées en série, leurs tensions individuelles s'additionnent pour former la tension totale du module PV. La figure I.15, montre une connexion des cellules PV pour construire un module PV. Sachant que les modules PV disponibles dans le marché comportent 18, 36,60 ou 72 cellules PV [42] .

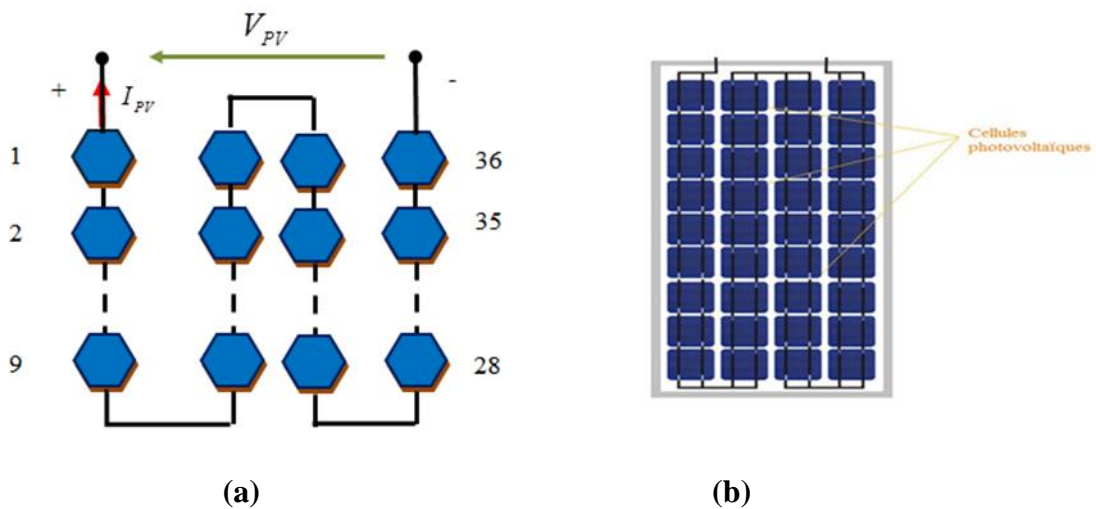


Fig.I.15 : Panneau PV constitué par 36 cellules en série,
 (a) :Structure cellulaires d'un module PV (b) : Module solaire photovoltaïque

De fait, la caractéristique de fonctionnement $I(V)$ d'un module est une courbe qui peut être dérivée de la caractéristique de fonctionnement d'une cellule individuelle par la mise à l'échelle de l'axe des abscisses. Ces courbes caractéristiques permettent de déterminer les performances d'un générateur PV. La figure I.16 montre les caractéristiques électriques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV[43].

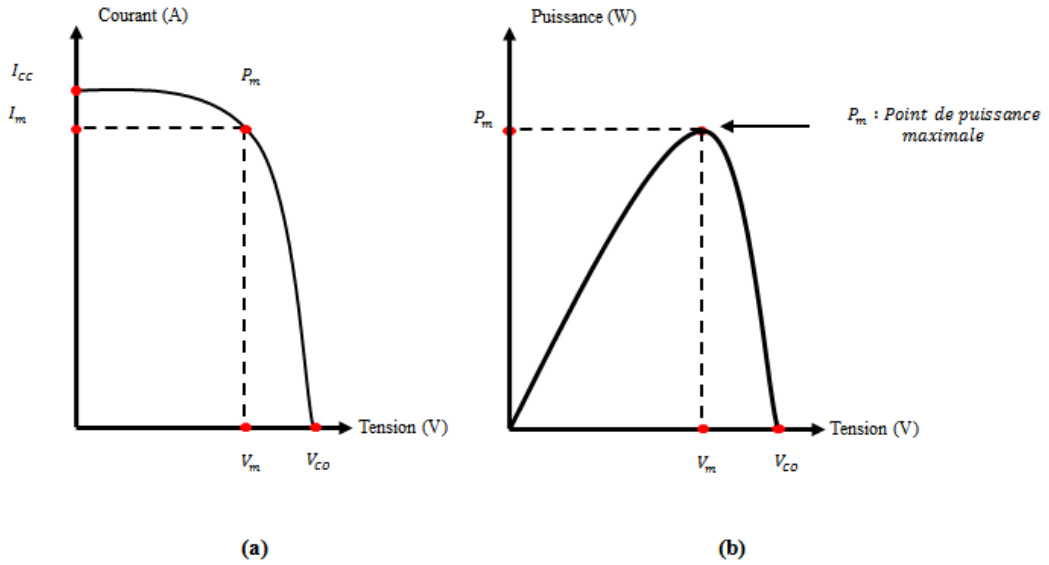


Fig. I.16 : Caractéristiques d’un module PV, (a) : caractéristiques current-tension, (b) : caractéristique puissance-tension

1.9.2 Champ PV

La puissance d'un module varie actuellement de quelques watts crête à quelques dizaines de watts crête. Dans le but d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation pour obtenir des puissances plus élevées, les modules doivent être associés en série et/ou en parallèle, par le biais des liaisons situées dans le boîtier de connexion équipé des moyens de sécurité nécessaires, formant ainsi un champ PV. Comme illustré sur la figure I.17, un champ PV est par définition constitué de modules de même technologie et de caractéristiques identiques, connectés électriquement entre eux en série ou en parallèle [44]. Ainsi, le courant et la tension d'un champ PV constitué de modules N_S en série et de modules N_P en parallèle est :

$$V_{PV} = N_S \times V_m \tag{I.1}$$

$$I_{PV} = N_P \times I_m \tag{I.2}$$

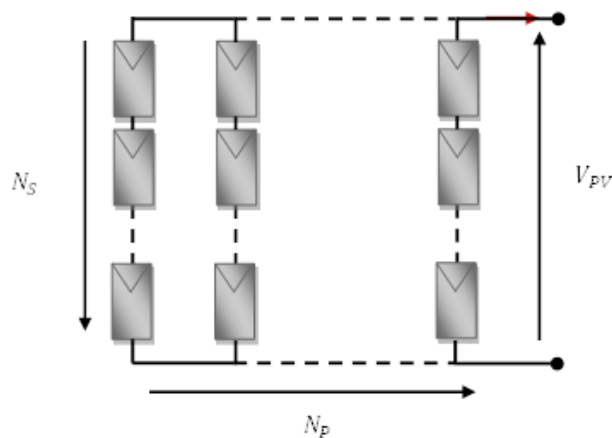


Fig.I.17 : Un champ PV composé de N_S modules en série et N_P branche en parallèles

I. 9.3 Groupement des cellules PV

1. Groupement en série

Dans une association en série, le courant qui traverse les cellules est le même ; on obtient donc la caractéristique résultante de l'association en série par l'addition des tensions associées à une valeur de courant donnée [45]. Dans la figure I.18, on voit la caractéristique obtenue en associant n_s cellules identiques en série.

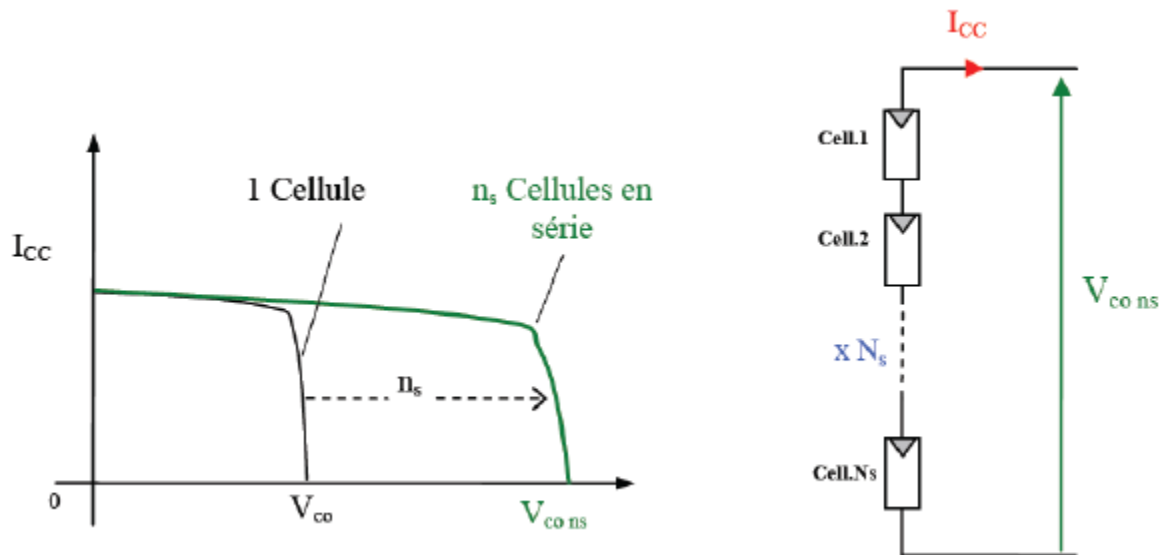


Fig. I.18: Caractéristiques I(V) obtenu par l'association en série de cellules PV

Nous voyons que, pour n_s cellules PV associé en série, la tension de circuit ouvert V_{co} du générateur PV accroît à un taux de [46]:

$$V_{sco} = n_s \times V_{co} \quad (I.3)$$

2. Groupement en parallèle

En associant des cellules PV identiques en parallèle, on parvient à ce que la tension de la branche soit équivalente à la tension de chaque module, tandis que son courant est proportionnel au nombre de cellules PV mises en parallèle dans la branche. La figure I.19 montre la caractéristique qui en résulte. [47] . Elle illustre que pour n_p cellules PV mise en parallèle, le courant de court-circuit I_{cc} du générateur PV augmente d'un taux de [36] [48]:

$$I_{pcc} = n_p \times I_{cc} \quad (I.4)$$

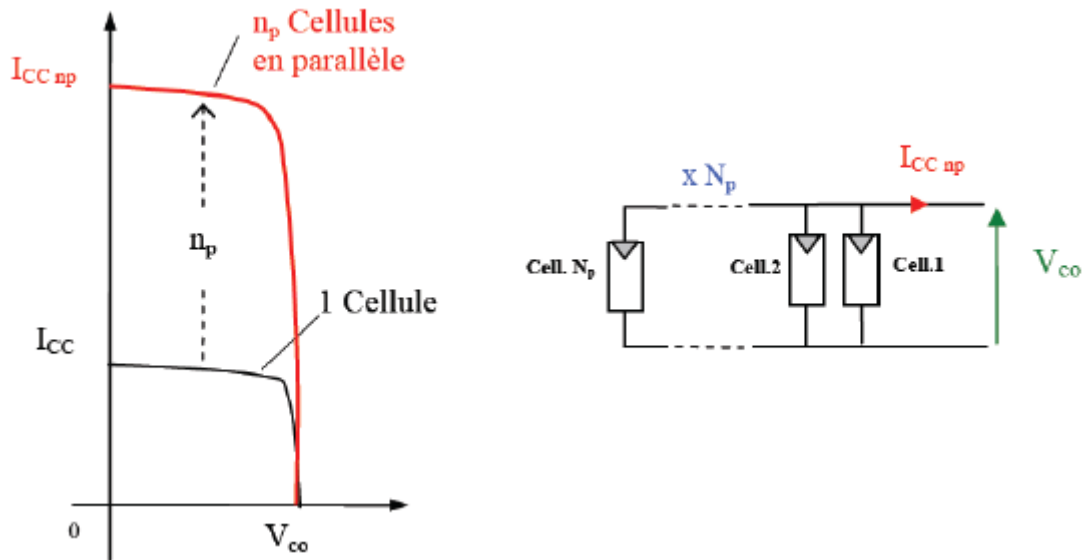


Fig.I.19 : Caractéristique I(V) résultant par la mise en parallèle de cellules PV

1.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présentés des données statistiques sur la consommation mondiale de l'énergie électrique en montrant la tendance mondiale vers les énergies alternatives, notamment les énergies renouvelables. Ensuite, nous avons exprimé les potentiels de ces derniers en Algérie en focalisant sur l'énergie solaire photovoltaïque. Par la suite, nous avons listé des connaissances préliminaires concernant les cellules photovoltaïques. En particulier, nous avons cité le principe de fonctionnement de la cellule solaire, les grandeurs caractéristiques et les paramètres de la cellule solaire, les différents matériaux et filières photovoltaïques, les différents systèmes PV et leurs applications. Ainsi que les principes d'association des modules pour la constitution des générateurs et des champs photovoltaïques.

Chapitre II

II.1 Introduction

Le rendement énergétique d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température, la vitesse du vent et l'irradiation. Le dimensionnement d'un système PV doit être approprié pour garantir une production d'énergie continue au cours de l'année. Or, les informations fournies par les équipementiers PV ne permettent de donner qu'un dimensionnement estimatif du système [43][49]. Pour optimiser le rendement ou bien pour établir un diagnostic du générateur PV, une modélisation mathématique des cellules solaires est indispensable.

En règle générale, on représente le module PV par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés de manière expérimentale à l'aide de la caractéristique courant-tension. Ce sont des paramètres qui ne sont généralement pas des quantités mesurables ou qui ne sont pas inclus dans les données de fabrication. Par conséquent, ces paramètres doivent être déterminés à partir des systèmes d'équations I-V à différents points de fonctionnement, ou à partir d'une mesure directe sur le module PV. La modélisation des cellules PV constitue une étape cruciale qui a permis de diversifier les modèles de la cellule PV proposés par les différents chercheurs. Ces modèles se différencient principalement par le nombre de diodes, la résistance de shunt, la résistance série, le facteur d'idéalité, et les méthodes numériques employées pour identifier les différents paramètres inconnus.

Dans ce chapitre on présente un descriptif des différents modèles électrique des cellules PV existe dans la littérature, ensuite nous proposons une modélisation neuronal d'un module PV.

II.2 Modélisation mathématique de la cellule PV

La modélisation mathématique de la cellule PV requiert forcément une sélection appropriée de circuits électriques équivalents. En effet, le développement d'un circuit électrique équivalent adéquat pour une cellule PV nécessite la compréhension de la configuration physique des éléments de la cellule PV, ainsi en plus des caractéristiques électriques de chacun de ces éléments. Sur la base de cette approche, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement hautement non linéaire, des jonctions de semi-conducteurs constituant la base de leurs fabrications. Ces modèles se distinguent les uns des autres par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul des caractéristiques électriques de la cellule PV. Les différents travaux de recherche effectués dans la littérature pour modéliser une cellule PV peuvent être classés en deux types[50] :

- Modèle basé sur une seule diode.
- Modèle basé sur deux diodes.

II.3 Modèle d'une cellule PV basée sur deux diodes

Il existe actuellement un modèle qui se rapproche le plus d'une cellule PV, il s'agit du modèle à deux diodes (double exponentiel). Dans ce dernier, deux diodes sont utilisées pour reproduire les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Les diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires à la surface du matériau et dans son volume. On distingue trois types de modélisation mathématique des cellules PV (à deux exponentielles), dont la différence est le nombre de paramètres pris en considération lors de la modélisation.

II.3.1 Cas d'un modèle de la cellule PV à sept paramètres (2M7P)

Il est également dénommé 2M7P (Lumped, 2 Mechanism model with 7 Parameters) [46][51,52]. Il est possible de modéliser le fonctionnement d'une cellule solaire PV en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous (Figure II.1). Celui-ci consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la mise en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant un courant photoélectrique I_{ph} , qui dépend de l'illumination solaire [54]. Il faut savoir que la résistance série R_s représente la résistivité du matériau, la résistivité des électrodes et le contact métal-semi-conducteur. Cependant la valeur de cette résistance est déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I(V)$ correspondant à une tension V égale à V_{co} . Cette valeur doit idéalement être la plus faible possible pour réduire son influence sur le courant de la cellule. Pour ce faire, on peut optimiser le contact métal/semi-conducteur et réduire la résistivité du matériau utilisé. En revanche, un trop grand dopage entraîne une augmentation de la recombinaison des porteurs. La résistance parallèle (shunt) R_{sh} est une image du courant de fuite à travers l'émetteur causé par le vieillissement de la cellule PV. Cette situation se produit lorsque la diffusion de contacts métalliques à haute température traverse l'émetteur. Elle peut également être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur doit être aussi élevée que possible [55]

Ce modèle à deux diodes est représenté par une équation de courant implicite qui ne peut être résolue que par des techniques itératives.

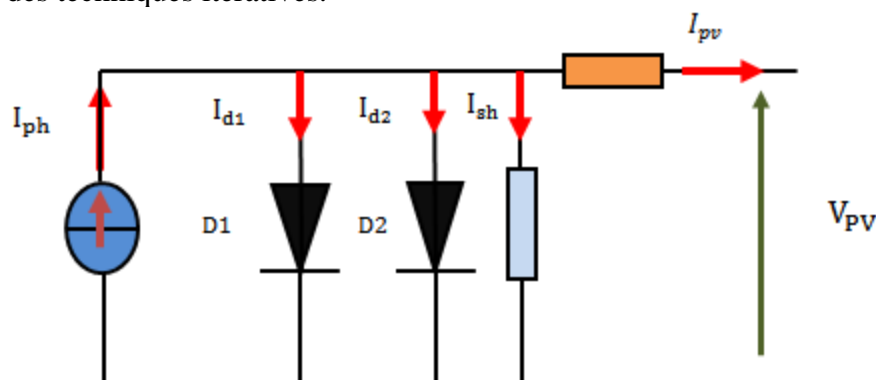


Fig.II.1 : Circuit équivalent du modèle à sept paramètres (2M7P).

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [50]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad \text{II.1}$$

Avec:

I_{ph} : Le courant photonique

I_{d1} : courant de diode 1

I_{d2} : courant de diode 2

Sachant que la diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation [50]:

$$I_{d1} = I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V_d}{n_1 V_t} \right) - 1 \right) \quad \text{II.2}$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_d}{n_2 V_t} \right) - 1 \right) \quad \text{II.3}$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad \text{II.4}$$

$$V_t = \frac{KT_c}{q} \quad \text{II.5}$$

Avec

V_t : Représentant la potentielle thermodynamique

T_c : est la température de la cellule.

q : La constante de charge d'électron, $1.602 \cdot 10^{-23} \text{C}$

K : K : La constante de Boltzmann, $1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/k}$

I_{sh} : Le courant de la résistance de shunt.

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [50][56]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V_d}{n_1 V_t} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_d}{n_2 V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad \text{II.6}$$

Le courant photonique lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence est donné par [43][51] :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph_ref} - \mu_{cc}(T_c - T_{c_ref})) \quad \text{II.7}$$

Avec :

I_{ph_ref} : Le courant photonique sous condition de référence [A]

μ_{cc} : Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K]

G et G_{ref} : L'éclairement réels et à la condition de référence [W/m²]

T_c et T_{c_ref} : La température de cellule, réelle et à la condition de référence

Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [56-57][58]:

$$I_{s1} = C_{s1} T_c^3 \exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_1 \cdot T \cdot K}\right) \quad \text{II.8}$$

$$I_{s2} = C_{s2} T_c^{3/2} \exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_2 \cdot T \cdot K}\right) \quad \text{II.9}$$

Les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre 150 - 180 A.K⁻³ et 1,3 - 1,7 x 10⁻² A.K^{-5/2} pour une cellule de 100 cm².

Une valeur du facteur d'idéalité n différent de l'unité est associée à un mécanisme de recombinaison prédominant et elle dépend de la nature et de la position des niveaux pièges [56].

- $n = 1$: La zone de charge d'espace est dépeuplée (cas idéal).
- $1 < n < 2$: Le niveau piège est peu profond dans la zone de charge d'espace et n dépend de la polarisation .
- $n = 2$: Les centres de recombinaison sont distribués uniformément dans la zone de charge d'espace et sur un seul niveau au milieu de la bande interdite.
- $2 < n < 4$: Les centres de recombinaison sont distribués de façon non uniforme avec une densité réduite au centre de la zone de charge d'espace par rapport à la surface

E_{gap} : Energie de gap (Silicium cristallin = 1,12 eV, Silicium amorphe = 1,7 eV, CIS = 1,03 eV, CdTe = 1,5 eV).

II.3.2 Cas d'un modèle de la cellule PV à six paramètres (2M6P)

Dans le cas où la résistance de shunt est considérée comme infinie, il faut alors déterminer 6 paramètres et nommer le modèle dans ce cas 2M6P (Lumped , 2 Mechanism model with 6 Parameters) [43][56]. Ce choix se justifie par le fait que la résistance de shunt est habituellement nettement plus grande que les autres résistances, ce qui fait que le courant qui la traverse est négligeable. La description mathématique est réalisée par la mise en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diode n_1 et n_2 , et une source de courant produisant un courant photoélectrique I_{ph} qui dépend de l'illumination solaire et de la résistance série R_s .

La cellule photovoltaïque à six paramètres est représentée par le circuit électrique figuré dans II.2.

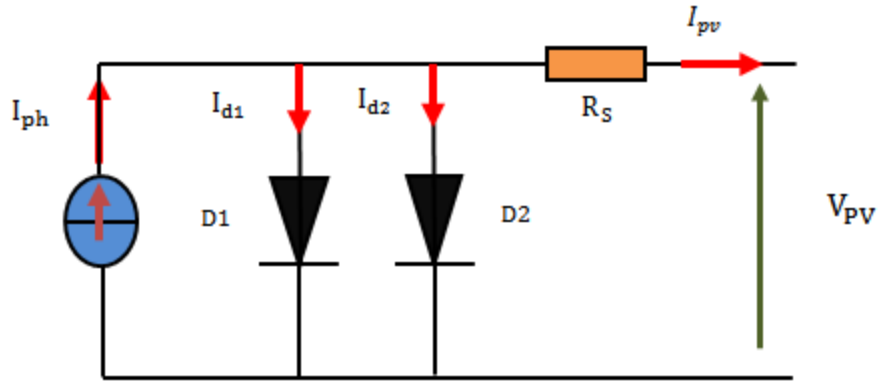


Fig.II.2 : Circuit équivalent du modèle à six paramètres (2M6P)

La loi de Kirchhoff permet de déduire directement l'équation caractéristique [35] [43][56]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \tag{II.10}$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) \tag{II.11}$$

II.3.3 Cas d'un modèle de la cellule PV à cinq paramètres (2M5P)

Pour une simplification plus poussée des modèles à deux diodes, des auteurs ont supposé que la résistance de shunt est infinie et que la résistance en série est nulle. Dans ce cas, le nom du modèle est 2M5P (Lumped , 2 Mechanism model with 5 Parameters) [52][56][59] .

La figure II.3 représente le circuit équivalent :

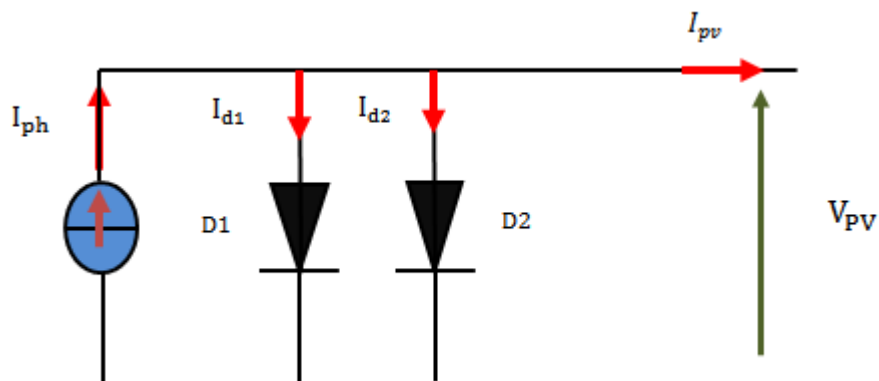


Fig.II.3 : Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres (2M5P).

Cette description mathématique consiste en un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diode n_1 et n_2 , et une source de courant produisant un photo courant I_{ph} dont la valeur dépend de l'illumination solaire et de

la température de la cellule photovoltaïque.

La loi de Kirchhoff permet de déduire directement l'équation caractéristique [52] [56]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad \text{II.12}$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) \quad \text{II.13}$$

II.4 Modèle d'une cellule PV basée sur une seule diode

Pour décrire le fonctionnement d'un module photovoltaïque, on utilise le modèle à diode simple de Shockley correspondant à une seule cellule PV [52]. Il convient de noter qu'un module PV se compose d'un ensemble de cellules identiques connectées en série. Ce modèle est en fait basé sur un modèle exponentiel unique d'une cellule PV. La source d'alimentation I_{ph} modélise les paires de trous d'électrons générés par les photons sous l'influence du générateur intégré, avec une diode placée en parallèle de la source d'alimentation qui permet de montrer la diffusion des porteurs minoritaires dans la zone de déplétion [52][56].

II.4.1 Cas d'un modèle de la cellule PV à trois paramètres (L3P)

Elle est connue sous le nom de modèle idéal L3P (Lumped, 1 Mécanisme, 3 Paramètre). La cellule photovoltaïque illustrée à la figure II.4 équivaut à une source de courant en parallèle avec une diode. I_{ph} est le courant généré par la lumière, aussi appelé photo-courant, I_d est le courant inverse de la diode. Les trois paramètres de ce modèle sont : Le courant de saturation (I_s), le facteur d'idéalité (a) et le courant photoélectrique (I_{ph}). Dans le cas d'une cellule PV idéal, la tension aux bornes de la charge est égale à la tension aux bornes de la diode. Il convient de noter que ce modèle est purement théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule PV dans des conditions météorologiques réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (pas de prise en compte des pertes de tension, du courant de fuite, etc.). Cependant, il existe d'autres modèles, bien que théoriques, qui permettent de mieux comprendre le comportement de la cellule photovoltaïque [52].

La Figure (II-4) présente le schéma électrique de la cellule PV de ce modèle.

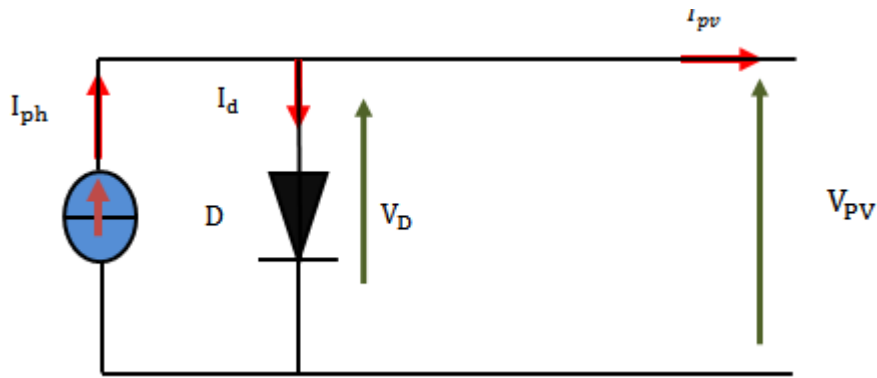


Fig.II.4 : Circuit équivalent du modèle à trois paramètres (L3P).

En ce qui concerne les cellules solaires PV en silicium monocristallin, la supposition d'une cellule idéale est prise en compte. Il est alors considéré que le facteur d'idéalité est égal à l'unité.

La loi de Kirchoff permet de déduire directement l'équation caractéristique [52]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \tag{II.14}$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V_d}{n V_t}\right) - 1 \right) \tag{II.15}$$

Le courant débité équivaut à :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_d}{n V_t}\right) - 1 \right) \tag{II.16}$$

On suppose que le courant de saturation de la diode varie avec la température selon l'expression [52] [60-61] :

$$I_s = I_{s_ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c_ref}} \right) \cdot \exp\left(\left(\frac{q \cdot E_{gap}}{n \cdot K} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{c_ref}} \right) - \left(\frac{1}{T_c} \right) \right) \tag{II.17}$$

II.4.2 Cas d'un modèle de la cellule PV à quatre paramètres (L4P)

La théorie dite des quatre paramètres est un modèle souvent adopté par les chercheurs , ce modèle a été proposé par Townsend [62]. Le principe de base était l'ajout d'une résistance série R_s dans le modèle idéal L3P, qui caractérise la résistivité du matériau et les pertes ohmiques aux niveaux de contact, pour avoir une meilleure représentation du comportement électrique de la cellule PV. A partir de là, il est possible d'obtenir le circuit équivalent du modèle à quatre paramètres connu sous le nom de L4P (Lumped , 1 Mechanism model with 4 Parameters), qui est présenté à la figure II.5. Ce modèle est représenté par une source de courant dépendant de la lumière, connectée en parallèle avec une diode et en série avec la résistance. Les quatre paramètres descriptifs de ce modèle sont : le courant de photon (I_{ph}), le courant de saturation (I_s), le facteur de

qualité de la diode (a) et la résistance en série (R_s) [52][56] .

La figure (II-5) illustre le circuit électrique équivalent de la cellule PV pour un modèle (L4P) :

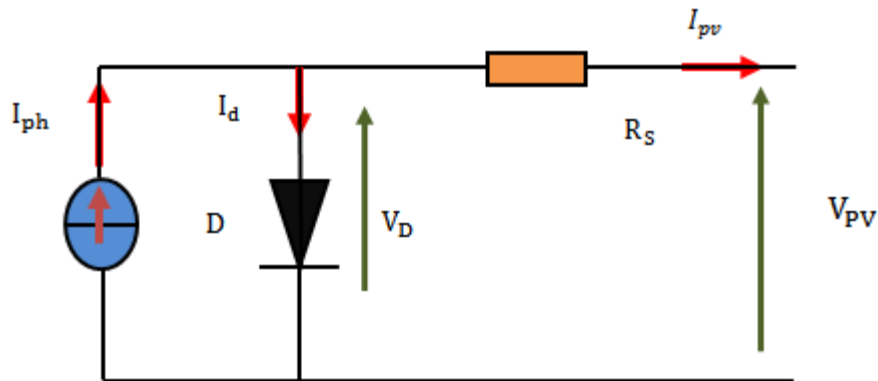


Fig.II.5 : Circuit équivalent du modèle à quatre paramètres (L4P).

Alors l’expression du courant de sortie produit par la cellule PV devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{n V_t} \right) - 1 \right) \quad \text{II.18}$$

II.4.3 Cas d’un modèle de la cellule PV à cinq paramètres (L5P)

Dans ce type de modèle, la cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique qui est illustré dans la figure II.6. Dans celui-ci, le flux lumineux est modélisé par une source de courant, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt et une résistance série. Ce modèle est également connu sous le nom de L5P (Lumped , 1 Mechanism model with 5 Parameters). Sachant que , on utilisera ce modèle grâce à sa simplicité et sa précision convenables pour la plupart des applications telles que l’analyse de performance d’une installation PV sous différents dégradation internes des cellules notamment leurs vieillissement.

Ce modèle contient une source de courant (I_{ph}) qui représente l’ensoleillement reçu par la cellule et une diode pour modéliser la jonction PN de la cellule. La résistance série (R_s) et la résistance shunt (R_{sh}) représentent l’état non idéal de la cellule . La résistance série représente la résistivité du matériau dans lequel est fabriquée la cellule, la résistance de contact entre métal et semi-conducteur et la résistance d’interconnexion entre cellules. La résistance parallèle représente tous les chemins traversés par le courant de fuite, que ce soit en parallèle de la cellule ou au bord d’elle-même. Il résulte généralement de dommages dans le cristal ou d’impuretés dans ou à côté de la jonction [63,64].

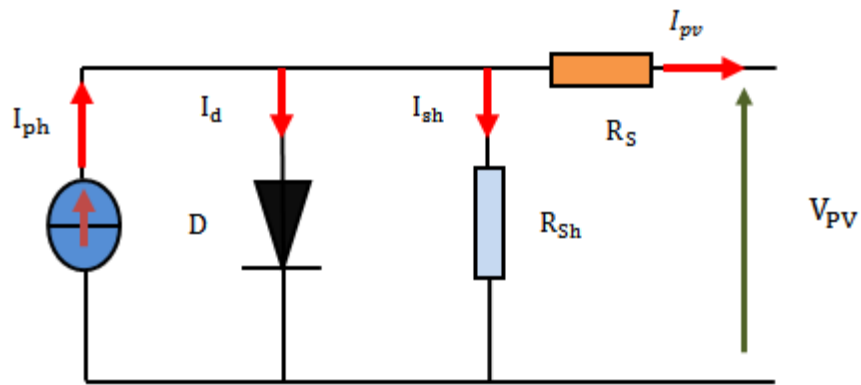


Fig.II.6 : Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres (L5P).

II.4.3.1 Identification des paramètres internes du modèle (L5P)

Ces différents paramètres permettent l'obtention des caractéristiques I (V) de la cellule PV. En effet, une différence de potentiel se crée entre le côté du circuit équivalent quand il se relie à une charge R, avec un courant I qui circule dans le circuit. A partir de la loi de Kirchoff, nous pouvons écrire la relation suivante [52] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{II.19}$$

Où :

I_{ph} est le photo-courant, il est proportionnel à l'éclairement G, il correspond également au courant de court-circuit I_{cc} défini comme suit :

$$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{G}{1000} \right) \tag{II.20}$$

I_d représente le courant de la polarisation d'une diode, il est donné par :

$$I_d = I_s \left(e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{n V_t} \right)} - 1 \right) \tag{II.21}$$

Avec :

I_s est le courant dépendant de la température T et des paramètres électriques technologiques de la jonction.

V_t est la potentielle thermodynamique définit par :

$$V_t = \frac{A K T}{q} \tag{II.22}$$

T est la température effective de la cellule en Kelvin

$I_{R_{sh}}$ est le courant parcourant la résistance R_{sh} . Il est donné par :

$$I_{Rsh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad \text{II.23}$$

A partir de la relation (II.22), on obtient l'expression de la caractéristique I(V) du modèle choisi:

$$I_{pv} = I_{cc} \left(\frac{G}{1000} \right) - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{n V_t} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad \text{II.24}$$

Pour résoudre l'équation caractéristique I-V, on utilise la méthode de Newton Raphson pour une convergence rapide de la réponse, étant donné que la solution actuelle est récurrente en incluant les résistances en série et en parallèle du modèle. La méthode de Newton Raphson est décrite comme[52][56]:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_n)} \quad \text{II.25}$$

Tel que X_n présente une itération, X_{n+1} présente l'itération suivante et $F'(X_n)$ est la dérivée de la fonction $f(X_n)=0$.

$$F(I) = I - I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{n V_t} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) = 0 \quad \text{II.26}$$

Alors le courant I se calcule par:

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{n V_t} \right) - 1 \right) - I_n}{-1 - I_0 \times \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{n V_t} \right) - 1 \right) \times \frac{R_s}{V_t} - \left(\frac{R_s}{R_{sh}} \right)} \quad \text{II.27}$$

II.4.3.2 Identification des paramètres externe du modèle (L5P)

Il est possible de déterminer ces paramètres à partir des courbes I(V), ou à partir de l'équation caractéristique (II.27). Parmi les plus courants, on peut citer les suivants :

1. Courant de court-circuit I_{cc}

C'est le courant résultant de la mise en court-circuit des bornes de la cellule (en prenant $V_{pv}=0$). Il est linéairement augmenté avec l'intensité d'éclairement de la cellule. Cependant , la valeur de ce courant dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement et de la température [52]. Ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} , en annulant la tension V dans l'équation (II.24), on obtient [52],[56],[63] .

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{R_s I_{cc}}{V_T}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad \text{II.28}$$

Dans le cas des cellules photovoltaïques à faible résistance en série, le terme $I_s \left(e^{\frac{R_s I_{cc}}{V_T}} - 1 \right)$

peut être négligé devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court-circuit devient alors :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad \text{II.29}$$

2. Tension du circuit ouvert V_{co}

Il s'agit de la tension de circuit ouvert où le courant délivré par la cellule PV est nul (la tension maximale d'une cellule solaire). Celle-ci varie en fonction de la barrière potentielle ainsi que de la résistance du shunt. Elle diminue avec l'augmentation de la température, et elle varie très légèrement avec l'intensité de la lumière. Elle s'exprime analytiquement selon la formule suivante [52],[56],[63]:

$$V_{co} = V_T \times \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad \text{II.30}$$

3. Puissance optimale et le facteur de forme

La puissance utile maximale $P_M = V_M \times I_M$ s'obtient en optimisant le produit courant tension.

$$\frac{I_M}{V_M} = -\left(\frac{dI}{dV}\right)_M \quad \text{II.31}$$

En se basant sur la caractéristique courant-tension d'une cellule située dans la pénombre et sous un éclairage, il est possible d'évaluer les performances et le comportement électrique de la cellule photovoltaïque, donc le facteur de forme (FF) « en anglais : Fill Factor » est défini comme le rapport entre la puissance maximale et le produit (I_{cc} , V_{co}), d'où il est défini par :

$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad \text{II.32}$$

L'indice est compris entre 0 et 1 et s'exprime en pourcentage. Ce paramètre décrit la forme plus ou moins rectangulaire de la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque. S'il était carré, le facteur de forme serait égal à 1, la puissance P_m sera égale à ($I_{cc} \times V_{co}$). Or, le facteur de forme prend généralement des valeurs comprises entre 0,6 et 0,85.

4. Rendement

Dans les deux points latéraux, le point du circuit ouvert et court-circuit, la puissance fournie sera nulle. Elle passe par un point maximal lorsque la caractéristique I(V) est parcourue. Cette valeur maximale de P_M peut être déterminée en traçant la caractéristique I(V) ainsi que les hyperboles à puissance constante sur le même graphique.

La valeur du point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux arcs, tel qu'indiqué sur la figure II.7.

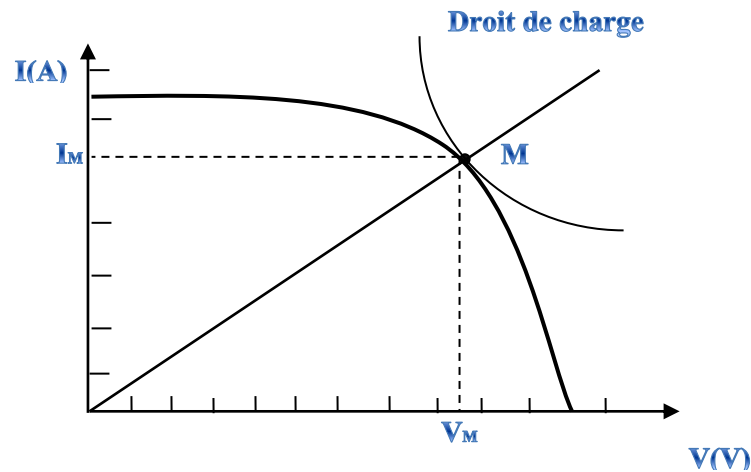


Fig. II.7: Point de fonctionnement optimal d'une cellule PV .

Le rendement de la hotopile est donné par:

$$\eta = \frac{P_M}{P_0} \quad \text{II.33}$$

P_0 est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des cellules PV.

En effet, le rendement est actuellement de l'ordre de 15 à 19% dans l'industrie et de 25% en laboratoire. En ce qui concerne les cellules en silicium polycristallin, il est de 12 à 16 % dans l'industrie et de 20,4 % en laboratoire de recherche [65].

II.5 Modélisation neuronale des modules photovoltaïque

Afin d'assurer un fonctionnement sûr et stable des systèmes de production d'énergie solaire photovoltaïque (PV), il est essentiel de prévoir les caractéristiques des modules PV dans des conditions de fonctionnement variables. Dans cette partie, notre intérêt est de développer un modèle efficace de réseau neuronal artificiel (RNA) d'un module PV. Le modèle obtenu peut assurer une prédiction précise des caractéristiques électriques du module PV (I-V et P-V) dans des conditions atmosphériques variables.

II.5.1 Aperçu sur les réseaux de neurone artificiel RNA

Les réseaux de neurones biologiques permettent de réaliser facilement de nombreuses applications telles que la reconnaissance de formes, le traitement du signal, l'apprentissage (mémorisation et généralisation). Malgré tous les efforts déployés en matière d'algorithmique et d'intelligence artificielle, ces applications sont à la limite des possibilités actuelles. Les réseaux neuronaux artificiels ont été conçus en se basant sur le fait qu'un comportement intelligent émerge de la

structure et du comportement des éléments de base du cerveau. Les réseaux de neurones artificiels sont des modèles, en tant que tels ; ils peuvent être décrits par leurs composants, leurs variables descriptives et les interactions des composants [66-67]. Chaque neurone artificiel est un processeur élémentaire ; il reçoit un nombre variable d'entrées des neurones en amont. Un poids (W_{ij}) est associé à chacune de ces entrées. Chaque processeur élémentaire possède une seule sortie, qui se ramifie ensuite pour alimenter un nombre variable de neurones en aval. Chaque connexion est associée à un poids synaptique (voir figure II.8), cette structure élémentaire est appelée perceptron [68] .

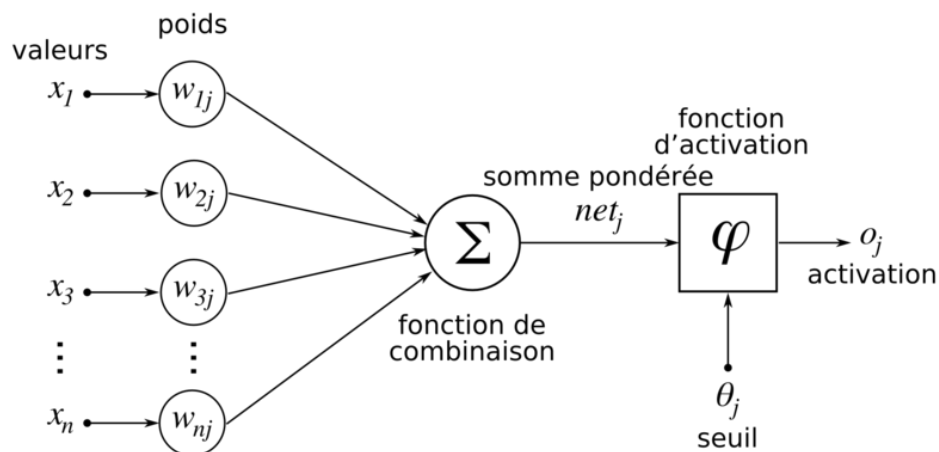


Fig.II.8 : Modèle d'un réseau de neurones artificiels.

II.5.2 Modélisation neuronale proposée d'un module PV

L'architecture de réseau neuronal multicouche feed-forward proposée pour la modélisation du module PV est représentée à la figure II.9. Cette architecture prend en compte trois entrées : la température du module (T), l'éclairement solaire (G) et la tension de sortie du module PV (V_{pv}) ; et une sortie qui est le courant de sortie PV (I_{pv}). En outre, il se compose de deux couches cachées, dont la première est constituée de 06 neurones et la seconde de 10 neurones. La méthode d'essai et d'erreur est principalement utilisée pour déterminer le nombre de neurones dans chaque couche cachée de manière optimale en tenant compte de la plus petite EQM entre le courant estimé (I_{pv}) par le modèle RNA proposé et celui calculé à l'aide de l'équation mathématique PV. Ce processus est réalisé sur la base d'une étude de simulation dans l'environnement MATLAB/Simulink.

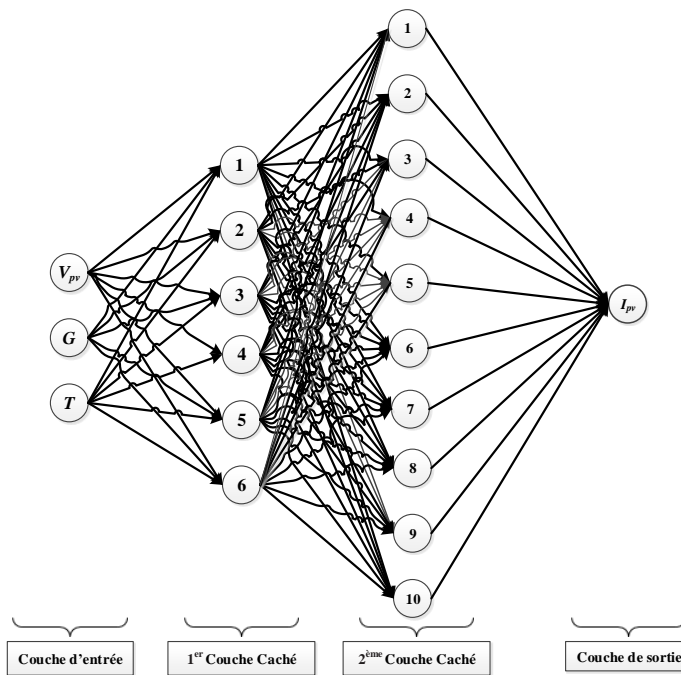


Fig.II.9 : Schéma de l'architecture du réseau neuronal proposé.

Pour obtenir le modèle RNA désiré, la procédure est effectuée sur la base des phases suivantes:

II.5.2.1 Phase d'apprentissage :

L'apprentissage est une phase du développement d'un réseau de neurones, au cours de laquelle le comportement du réseau est modifié jusqu'à l'obtention du comportement souhaité. Après plusieurs exécutions du programme, on sélectionne les valeurs du coefficient d'apprentissage ($\mu = 0,0002$) et de l'inertie (momentum) ($\alpha = 0,8$) qui donne l'erreur désirée avec un nombre fixe d'itérations. La figure II.10 montre l'organigramme qui représente l'algorithme implémenté dans MATLAB pour l'entraînement de le RNA.

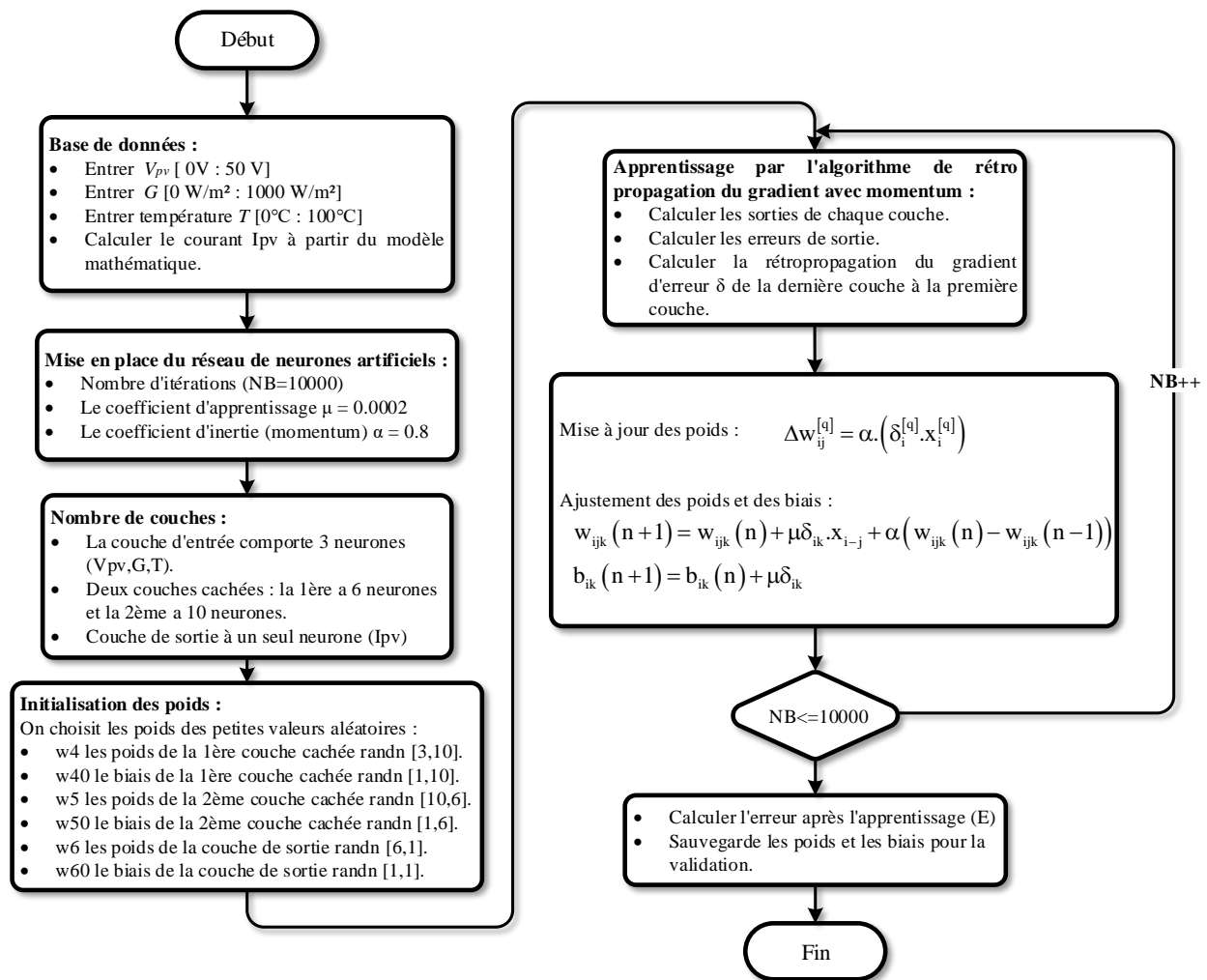


Fig.II.10 : Organigramme détaillé de la tâche d'apprentissage du RNA

II.5.2.2 Phase de validation et test :

L'évaluation de la capacité de généralisation du système neuronal s'effectue sur une base de validation et test. En utilisant des paires d'entrées-sorties qui n'appartiennent pas à la base d'apprentissage. En effet, après avoir effectué l'apprentissage et trouvé les poids du réseau nécessaires au calcul des propriétés, l'erreur doit être estimée sur une base de test. Il suffit de comparer les valeurs des courants Ipv obtenus par le modèle mathématique avec celles obtenues par le réseau (RNA) dans la phase de test. Le schéma fonctionnel de l'algorithme adopté pour la validation du modèle RNA est représenté à la figure II.11.

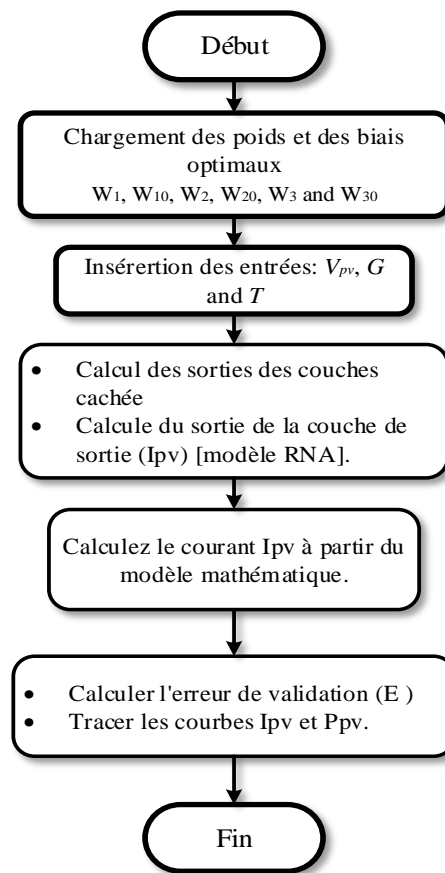


Fig.II.11: Organigramme de la validation du model neuronal obtenu.

II.5.3 Analyse des résultats de simulation et discussions

Dans cette section, le banc d'essai construit pour évaluer le modèle RNA obtenu est présenté à la figure II.12. En outre, les résultats obtenus qui montrent la performance du modèle RNA obtenu, dans lequel les caractéristiques I-V et P-V, sont fournis.

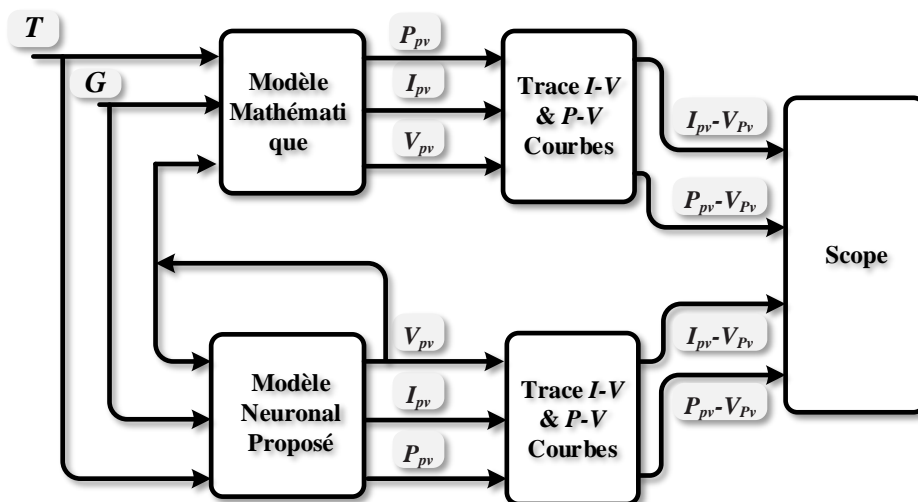


Fig.II.12: Schéma de principe du banc d'essai élaboré pour évaluer les performances du modèle RNA-module.

Des simulations sont effectuées pour évaluer la performance du modèle neuronal obtenu. Les courbes des figures II.13 et II.14 montrent les performances du modèle neuronal obtenues pour différentes valeurs d'éclairement G avec $T = 25^\circ\text{C}$. Ce qui indique que le modèle neuronal proposé exprime fidèlement la variation de la réponse du module PV caractérisé. Autrement dit, les courbes I-V et P-V prédites avec le modèle neuronal proposé sont très proches à celles obtenues par le modèle mathématique pour différentes valeurs d'irradiation G .

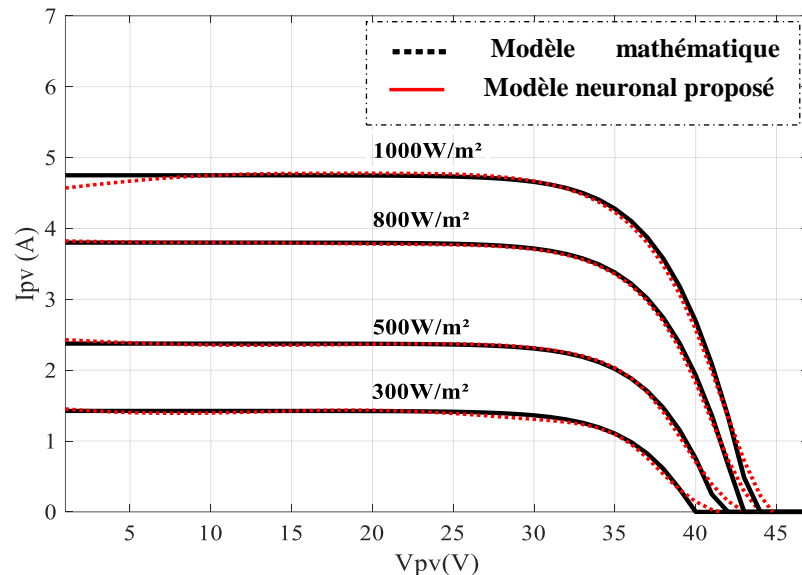


Fig.II.13: Courbe courant-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs d'éclairement et $T = 25^\circ\text{C}$.

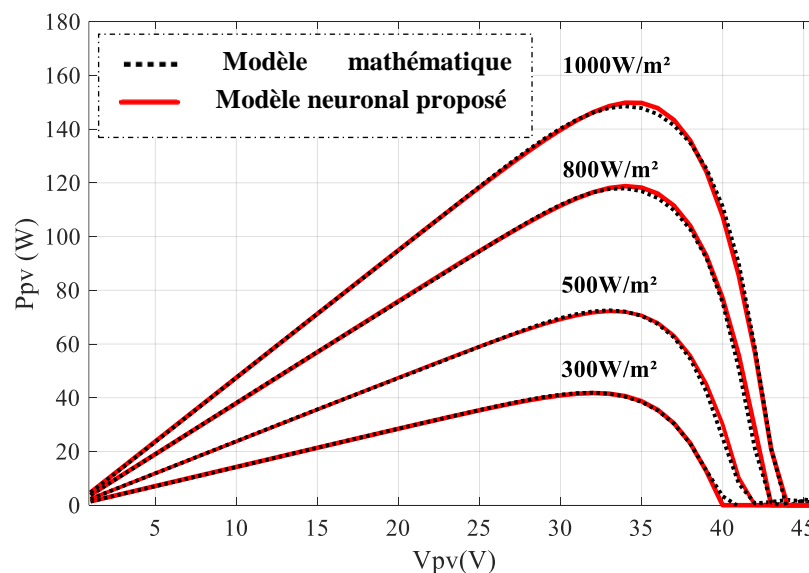


Fig.II.14: Courbe puissance-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs d'éclairement et $T = 25^\circ\text{C}$.

Avec la même procédure, nous évaluons la performance du modèle neuronal proposé pour différentes valeurs de température T et un éclairement $G=1000\text{W/m}^2$. D'après les figures II.15 et II.16 on peut dire que le modèle neuronal proposé prédit avec précision les valeurs des courants et

des puissances. C'est-à-dire, les valeurs des courants et des puissances obtenus par le modèle neuronal sont très proches à celles par le modèle mathématique.

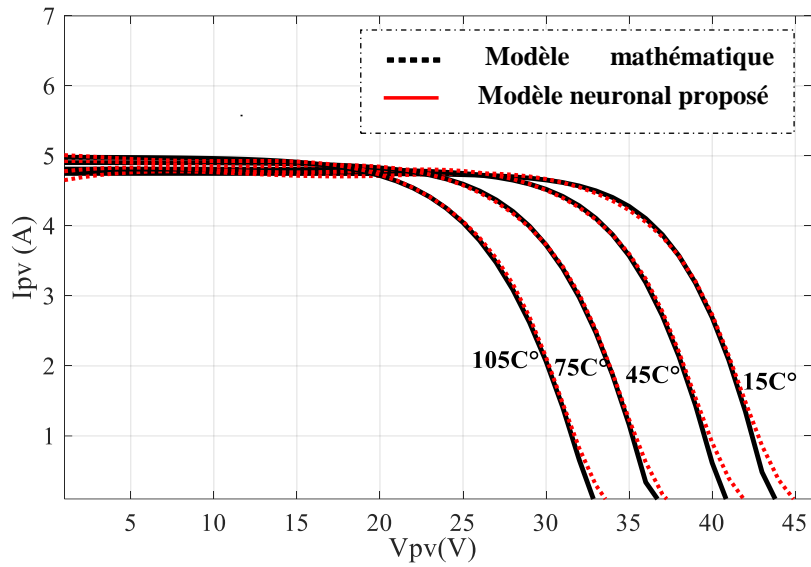


Fig.II.15: Courbe courant-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs de température et $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

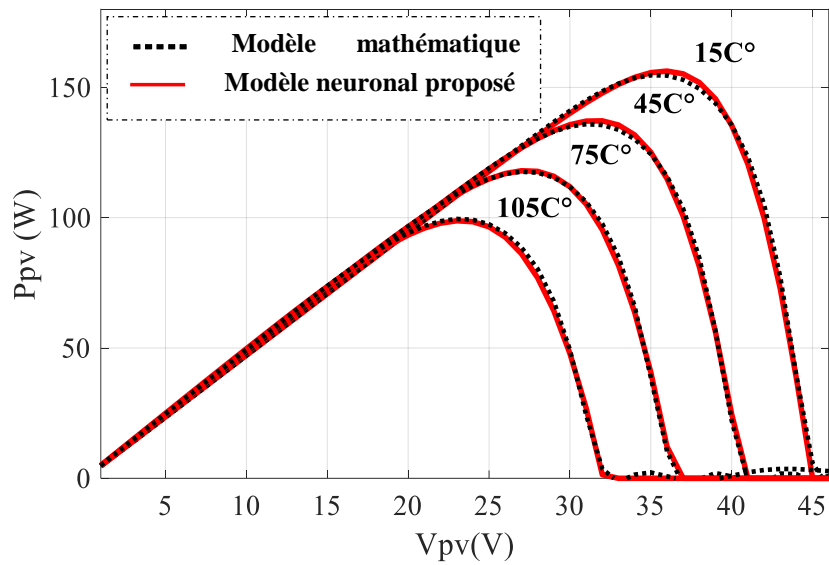


Fig.II.16: Courbe puissance-tension (modèle mathématique et le modèle neuronal) pour différentes valeurs de température et $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

II.6 Zone de fonctionnement de la cellule PV

Une cellule solaire PV est caractérisée par sa courbe courant-tension qui est divisée en quatre quadrants. Cependant, le comportement de la cellule PV s'étend sur trois zones (I, II et IV) et dépend de sa condition de polarisation, comme le montre la figure II.17. Dans les zones II et IV, la cellule solaire fonctionne comme un récepteur en dissipant de l'énergie. Il sera donc nécessaire d'interdire son fonctionnement dans ces deux zones afin d'éviter la destruction. Dans la zone I, la cellule solaire fonctionne comme un générateur en fournissant de l'énergie. C'est le fonctionnement souhaité. L'idéal est de maintenir le fonctionnement de la cellule dans cette zone.

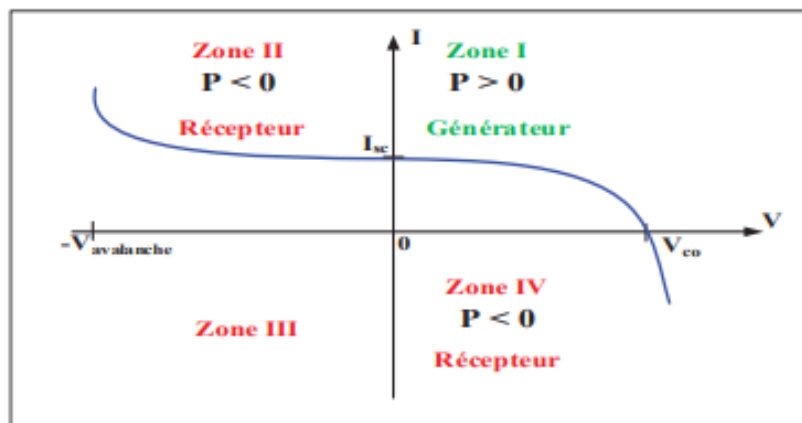


Fig. II.17: Zone de fonctionnement d'une cellule PV.

II.7 Paramètres influençant sur la caractéristique courant-tension $I(V)$

Le comportement électrique d'une cellule PV ou d'un générateur est principalement influencé par quatre paramètres essentiels qui sont :

- Résistance série R_s .
- Résistance shunt R_{sh} .
- Eclairement G .
- Température T .

II.7.1 Influence des résistances série et shunt

Le rendement de la cellule photovoltaïque est d'autant plus médiocre lorsque la résistance en série est élevée ou /et celle du shunt est faible. La figure II.18 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule. Cette influence est traduite par une diminution de la pente de la courbe dans la zone où la cellule fonctionne comme une source de tension. La chute de tension correspondante est liée à la résistance interne de la cellule. Elle ne modifie pas la tension du circuit ouvert, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit [62].

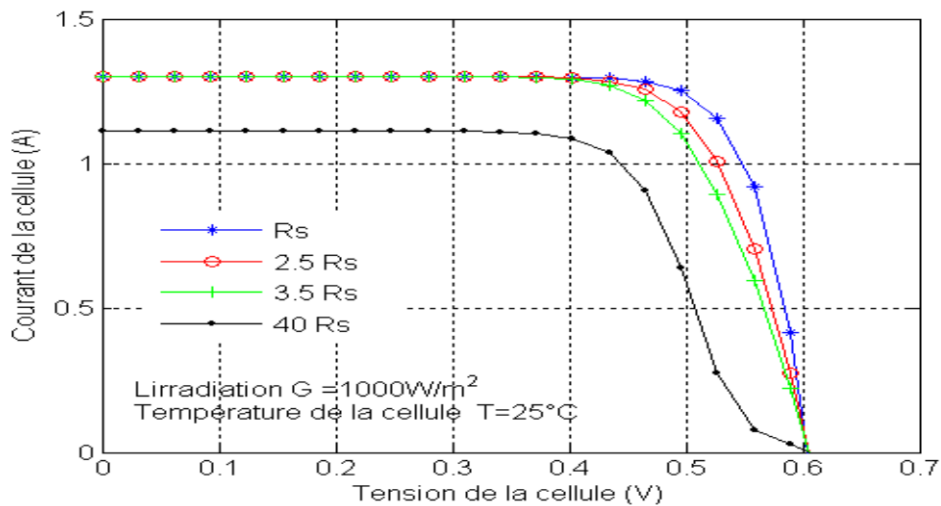


Fig.II.18: Influence de la résistance série sur la caractéristique I(V)

Dans le cas d’une résistance shunt, qui est liée directement au processus de fabrication, et son influence en se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant. La figure II.19 montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe I-V de la cellule dans la zone correspondante à un fonctionnement comme une source de courant. Ceci provient du fait qu’il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée .La résistance shunt est en général très élevée, si elle diminue, on remarque une légère pente au voisinage du point du courant de court-circuit sur la caractéristique I-V. Lorsque la résistance de shunte est trop faible, la tension en circuit ouvert de la cellule sera affectée. Une cellule PV avec une résistance de shunt trop faible ne produira aucune tension dans des conditions de faible éclairément.

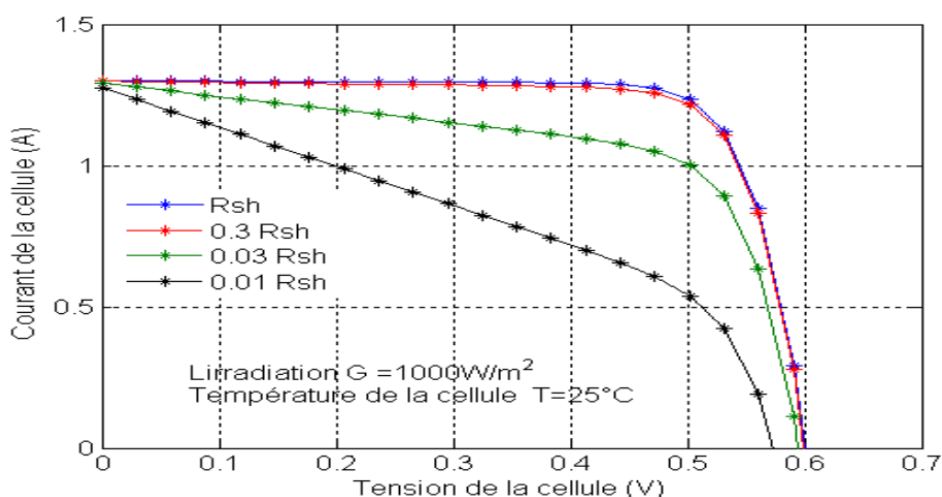


Fig. II.19 : Influence des résistances shunt sur la caractéristique I(V)

II.7.2 Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules PV. La figure II.20 montre la variation des caractéristiques I-V d'une cellule PV en fonction de la température pour un éclairement donné. Dans cette figure, l'éclairement lumineux est fixé à 1000W/m^2 . Or, la tension en circuit ouvert V_{co} décroît de façon proportionnelle avec l'augmentation de la température. En plus, le courant de court-circuit I_{cc} augmente proportionnellement avec la température. Mais, cette augmentation est nettement moins importante que la chute de tension. L'influence de la température sur I_{cc} peut être négligée dans la plupart des cas [26,27].

L'augmentation de la température est due à :

- L'augmentation d'éclairement reçue au niveau de la surface de module.
- La partie du spectre solaire qui pénètre dans la cellule est qui ne se convertit pas en électricité, il augmente la température de la cellule, la longueur d'onde qui n'est pas adéquate pour l'énergie de gap E_g fait augmenter la température de la cellule.

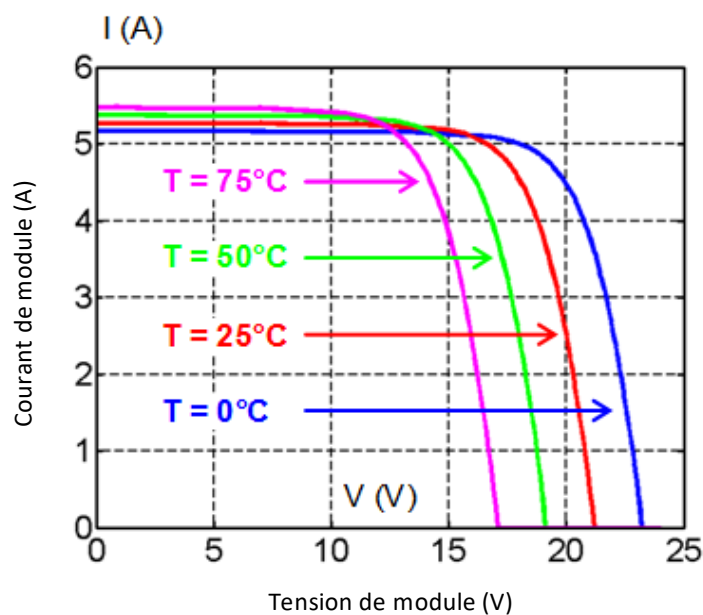


Fig. II.20 : Influence de la température sur la caractéristique I-V.

II.7.3 Influence de l'éclairement

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux G . Le courant $I_d(V_d)$, étant par définition le courant direct de la cellule sous obscurité, est normalement non modifié. Ceci n'est valable que pour des cellules PV n'utilisant pas la concentration du rayonnement solaire ou travaillant sous une faible concentration. En effet, la densité des porteurs de charge et le courant de saturation sont modifiés par la variation de la température et de la concentration de l'éclairement.

Le photo-courant créé dans une cellule PV est aussi proportionnel à la surface S de la cellule soumise au rayonnement solaire. Par contre la tension de circuit ouvert n'est dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée. La figure II.21 représente les caractéristiques $I-V$ d'une cellule photovoltaïque à $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et sous diverses valeurs d'éclairement G . A chacune de ces valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir la cellule solaire, tandis qu'une petite variation est observée pour la tension de circuit ouvert V_{co} [26,27].

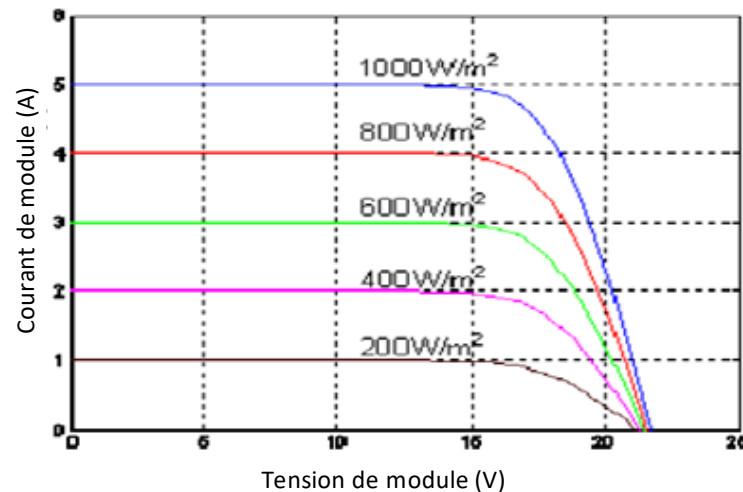


Fig. II.21 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I(V)$.

II.8 Conclusion

Afin d'optimiser l'efficacité énergétique des systèmes PV, il est nécessaire de connaître le comportement de la cellule PV face aux diverses conditions telles que les changements climatiques et le vieillissement des matériaux d'encapsulation en polymère. Pour cela, le présent chapitre a été consacré à la modélisation mathématique des cellules PV. De nombreux modèles mathématiques ont été élaborés en vue de caractériser les comportements fortement non linéaires de la cellule. La différence entre ces modèles réside principalement dans le nombre de diodes utilisé, la résistance de shunt, la résistance de série, et le facteur d'idéalité. Le modèle d'une diode simple de 5 paramètres a été retenu pour réaliser les études menées dans le cadre de cette thèse, grâce à sa simplicité et sa précision convenables pour la plupart des applications telle que : l'analyse de performance d'une installation PV sous différents dégradation internes des cellules notamment leurs vieillissements.

Ensuite, une modélisation du module PV basé sur un réseau de neurones artificiels multicouche de type feed-forward entraîné avec l'algorithme de rétropropagation des erreurs a été développée. Les résultats de la simulation du modèle neuronal proposé montrent que celui-ci est capable de prévoir avec précision le comportement d'un module PV dans des conditions atmosphériques variables. Dans le reste du chapitre, nous avons présenté une description sur les

modes de fonctionnement d'une cellule PV dans chaque quadrant, ainsi que l'influence de R_s, R_{sh}, T et G sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule.

Dans le chapitre suivant, nous allons présenter un état de l'art des différentes méthodes existantes dans la littérature qui permettent de réduire les pertes de puissance dues au phénomène de mismatch entre les modules constituant le générateur PV.

Chapitre III

III.1 Introduction

Suite au développement d'applications terrestres de générateurs PV, la réalité du terrain a mis en évidence le problème de l'incapacité des générateurs PV à exploiter pleinement l'énergie produite par les cellules PV. Ce phénomène, également connu sous le nom de pertes de mismatch, il est causé par le caractère hétérogène des modules PV dans le générateur.

Ce chapitre présente les différents types de mismatch des modules PV. Tout d'abord, une analyse mathématique qui permet de déterminer les pertes dues aux différents types de mismatch influençant sur un générateur PV constitué d'un nombre de modules connectés en série et/ou en parallèle. Ensuite, nous présentons un état de l'art sur l'impact de la modification des interconnexions des modules PV sur la réduction des pertes de mismatch.

III.2 Phénomène du mismatch entre les modules PV

Pendant les nombreuses années de suivi des générateurs PV, il a été constaté que les modules PV peuvent produire moins de puissance que leur puissance nominale. La différence entre la puissance maximale de l'installation et la somme des puissances maximales de chaque module PV séparés est appelée "pertes par mismatch" [69-73]. Les pertes de mismatch sont essentiellement causées par la non homogénéité des caractéristiques électriques des modules constituant le générateur PV. En effet, généralement, les modules constituant le générateur PV n'ont pas exactement les mêmes propriétés électriques, en raison de paramètres intrinsèques ou de conditions environnementales hétérogènes, ce qui entraîne l'apparition de pertes de mismatch. Certains auteurs ont identifié les pertes de mismatch comme étant l'un des facteurs les plus importants des pertes de puissance dans les applications PV[4], et comptent généralement pour plus de 10% des pertes de puissance dans les systèmes PV [4][74,75]. D'autres études ont montré que lorsqu'une seule cellule solaire d'un module PV est totalement occultée (ombragé), les pertes de puissance peuvent atteindre un taux de 30% [76].

Les **causes** de ces pertes peuvent être classées en deux catégories :

- Celles induites par les propriétés électriques intrinsèques du module PV.
- Celles liées à son environnement pendant le fonctionnement.

III.2.1 Causes intrinsèques du mismatch

De manière générale, la plupart des modules composant un générateur PV ont des caractéristiques différentes, même s'ils ont la même puissance nominale. En effet, la tolérance du fabricant en ce qui concerne la puissance maximale de sortie du module se situe dans une fourchette de $\pm 5\%$. Dans la référence [70] l'auteur a démontré expérimentalement que même dans un

ensemble d'un produit donné, certains paramètres de modules peuvent avoir des valeurs de non homogénéité importantes. En plus des défauts de fabrication, les cellules PV constituant les modules se dégradent au cours de leur durée de vie. Une décoloration du matériau d'encapsulation d'un module peut être due à une exposition aux ultraviolets, à la température ou à l'humidité, ce qui entraîne le jaunissement du matériau d'encapsulation et par conséquent une modification des propriétés du module PV.

Les cellules PV peuvent également se dégrader après une détérioration physique. À titre d'exemple, les chutes de grêle ou le vandalisme sur un module PV peuvent entraîner la fissuration des cellules PV. Par ailleurs, le phénomène des points chauds (Hot spot) entraîne une diminution permanente des valeurs des résistances parallèles.

En outre, le mismatch entre les modules PV provient souvent de la présence de salissures dans les modules PV. En effet, la poussière, la saleté, les feuilles, les fientes d'oiseaux ou d'autres matières qui s'accumulent sur la surface supérieure du module réduisent l'énergie incidente reçue par les cellules PV et on parle alors d'encrassement de la surface frontale. Bien que cet effet soit très courant pour les installations PV, le fait que les modules PV se nettoient d'eux-mêmes sous l'effet du vent et de la pluie rend cette cause d'encrassement souvent temporaire.

Chacune des causes ci-dessus entraîne des effets temporaires ou permanents sur le rendement des modules PV, par contre, elles entraînent généralement des modifications permanentes de la structure des cellules PV qui réduisent le rendement de conversion de l'énergie solaire produite.

III .2.2 Causes environnementales du mismatch

Le rendement des modules PV se caractérise par une variation de l'irradiation solaire incidente et de la température des modules, comme indiqué dans la section II.7. Les variations de température induisent un taux de pertes de (0,3 %/°C), et un taux de pertes (0,2 %/Wm⁻²) pour les variations de l'éclairement. L'effet le plus présent est souvent la variation de l'irradiation en raison de la plus large gamme de valeurs possibles. En effet, au cours de l'année, l'irradiation solaire a tendance de varier entre 0 et 1200 W/m², tandis que de façon générale, la température des modules PV varie entre 0 et 85°C. Chaque module du générateur PV est soumis à une irradiation et à une température solaire variable pendant la journée.

Il n'y a pas de mismatch entre les modules identiques soumis aux mêmes conditions environnementales. En revanche, il est possible que des ombres soient projetées sur une partie du GPV en raison de la présence d'arbres, de nuages, de bâtiments, d'antennes ou d'autres objets à proximité. Les zones partiellement ombragées d'un générateur PV, sont également connues sous le nom de phénomène d'ombrage [77-78]. Ces zones causent une pertes de puissance du générateur PV plus grande que la puissance de la partie ombragée elle-même [79].

La moitié des installations PV du programme allemand "1000 toits solaires" ont été soumises à un ombrage partiel, ce qui a entraîné des pertes annuelles importantes de la puissance. Ces pertes atteignent un taux de 10 % pour certaines installations PV [80]. Il existe des effets similaires dans les générateurs ayant des modules PV avec des angles d'inclinaison différents, comme on les trouve dans certaines applications du BIPV (Building Integrated Photovoltaics) [81]. En effet, dans ce cas, les modules PV de l'installation ne reçoivent pas la même irradiation solaire directe, ce qui entraîne un mismatch entre les modules. En plus, La température des modules partiellement ombragés tend également à être plus basse que celles des modules non ombragés, ce qui entraîne une combinaison de l'effet d'irradiation et de variation des températures. Il arrive que la variation de la température entre les modules constituant le générateur PV diffère en raison d'une proximité de sources de chaleur comme les onduleurs PV, d'une ventilation différente des modules, ou des changements écologiques liés aux générateurs PV à grande échelle (large-scale PV systems). Ces phénomènes entraînent des modifications des caractéristiques I-V des modules, et par conséquent engendrent un mismatch entre les modules.

III.3 Classification du phénomène de mismatch

Les pertes par mismatch résultent de l'interconnexion en série ou en parallèle des modules non homogènes. Ces pertes constituent un problème grave dans les générateurs PV, puisqu'elles entraînent une baisse de la puissance de sortie, ce qui réduit l'efficacité et la performance de ces générateurs. En effet, dans le pire des cas, le rendement de l'ensemble du générateur PV est déterminé par le module PV ayant le plus faible rendement. À titre d'exemple, lorsqu'un module PV est ombragé et que les autres ne le sont pas, l'énergie produite par les "bons" modules peut être dissipée par celui qui a le plus mauvais rendement au lieu d'être utilisée pour alimenter une charge. Cela peut conduire à une dissipation de puissance très localisée et à un échauffement local qui peut causer des dommages irréversibles au module.

Dans le but d'analyser ce phénomène de manière plus simple, dans notre travail, on servira les effets du mismatch entre les modules PV sur les grandeurs physiques notamment la tension et le courant de sortie. En effet, le problème de mismatch entre les modules PV peut être classé en deux catégories :

- **Mismatch de tension** : Ce phénomène se présente lorsqu'il y a des modules ayant des valeurs de tensions de sortie non homogènes connectés en parallèle dans le générateur PV. Ce phénomène est causé par plusieurs facteurs tel que la variation de la température d'un ou de plusieurs modules, une réduction de la valeur de la résistance shunte R_{sh} causée par le vieillissement des modules, ou par la mauvaise installation (Installation aléatoire sans respecter l'homogénéité).

- **Mismatch de courant** : Ce phénomène se présente lorsqu'il y a des modules ayant des valeurs de courants de sortie non homogènes connectés en série dans le générateur PV. Ce phénomène est dû à l'ombrage partiel des modules PV, à une augmentation de la résistance en série résultant du phénomène de vieillissement, ou à une mauvaise installation (montage arbitraire sans respect de l'homogénéité).

III.3.1 Mismatch de tension des modules PV connectés en parallèle

Le non homogénéités des modules PV connectés en parallèle se retrouve dans les grands générateurs PV. Le mismatch de tension se produit lorsqu'il y a des branches ayant des tensions différentes. Par conséquent, l'ensemble de l'installation fonctionne à une tension équivalente à celle de la branche la moins performante, ce qui entraîne une perte de puissance. Cependant, un problème plus grave se pose lorsqu'il y a une grande différence de tension entre les branches. En raison de cette forte discordance, les modules fonctionnent à un point éloigné de leur point de puissance maximale (MPP). Dans ce fonctionnement, en plus de la perte de puissance, l'onduleur fonctionne plus longtemps en dehors de sa plage de tension idéale, ce qui affecte le rendement de l'onduleur.

1. Mise en parallèle des modules PV sans mismatch de tension

La figure III.1 représente le cas de modules PV sains connectés en parallèle sans aucun effet de mismatch de tension. Dans ce cas, la tension aux bornes de la combinaison de modules est toujours la même, tandis que le courant total de la combinaison est la somme des courants dans les modules individuels. Le courant et la tension totaux sont exprimés par les équations suivantes :

$$I_T = I_1 + I_2 \quad \text{III.1}$$

$$V_T = V_1 = V_2 \quad \text{III.2}$$

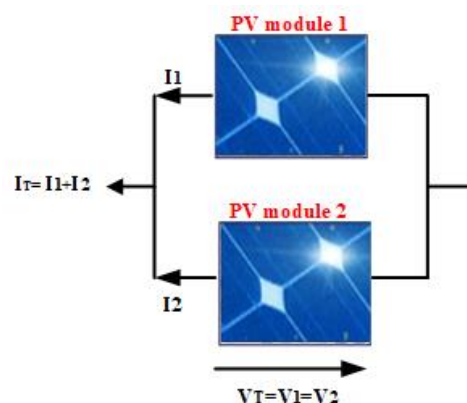


Fig.III.1 : Modules PV en connexion parallèle sans effet de mismatch

2. Mise en parallèle des modules PV avec mismatch de tension

La figure III.2, illustre deux modules PV connectés en parallèle avec une chute de tension dans le premier module causé par le vieillissement et l'augmentation de la température ambiante. Le module infecté dissipe la puissance de l'autre module, du fait de son fonctionnement dans la zone IV, comme mentionné dans la section (II.7) du chapitre 2.

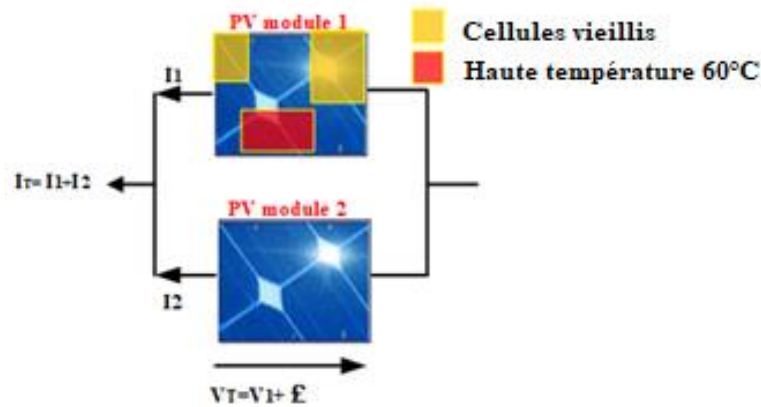


Fig.III.2 : Modules PV connectés en parallèle en présence d'un mismatch de tension

La courbe de caractéristique I-V de la combinaison des deux modules précédent en présence du mismatch de tension est présentée dans la figure III.3 (la courbe verte).

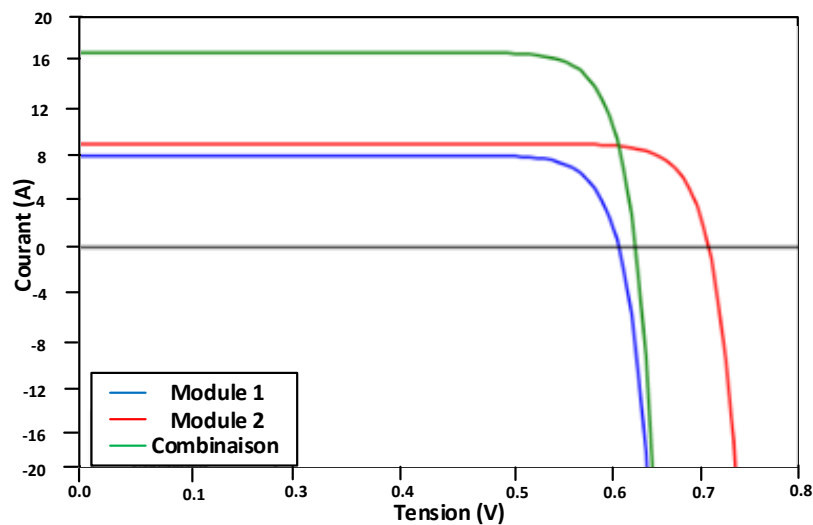


Fig.III.3. Caractéristique I-V de deux modules PV connectés en parallèle en présence d'un mismatch de tension

En circuit ouvert, la tension de la combinaison peut être calculée à l'aide des équations suivantes:

$$V_{CO_1} < V_{CO_2} \tag{III.3}$$

$$V_T = V_{CO} = V_{CO_1} + \xi_V \text{ avec } I_T = 0 \tag{III.4}$$

Où ξ_V une variation de tension très faible.

En court-circuit, le courant total peut être calculé en utilisant la loi de Kirchoff représentée.

$$I_T = I_{CC} = I_{CC_1} + I_{CC_2} \text{ avec } V_T = 0 \tag{III.5}$$

En fonctionnement, la tension, le courant et la puissance totale sont exprimés respectivement par les équations III.6, III.7 et III.8.

$$V_T = V_{opt} = k_V \times V_{CO} \quad \text{III.6}$$

$$I_T = I_{opt} = I_{opt_1} + I_{opt_2} \quad \text{III.7}$$

Où k_V représente le facteur de proportionnalité qui varie de 0,7 à 0,90[82,83],

I_{opt_1} et I_{opt_2} représentent les courants optimaux des modules 1 et 2.

$$P_T = P_{max} = V_{opt} \times I_{opt} \quad \text{III.8}$$

La figure III.4 représente une méthode simple, comment identifier la valeur de la tension du circuit ouvert (V_{CO}) de la combinaison des modules en présence du mismatch de tension. Cette valeur est égale à la tension du point d'intersection de la caractéristique I-V du module 1 avec la symétrie de la caractéristique I-V du module 2 par rapport à l'axe de tension.

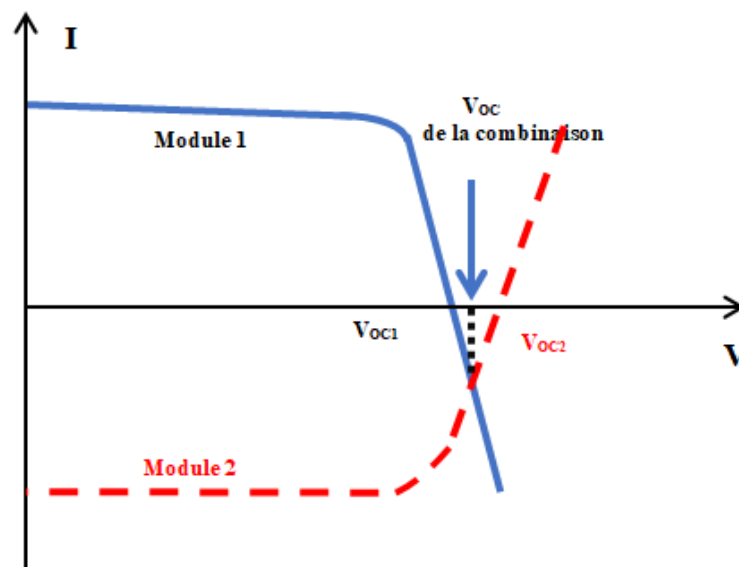


Fig.III.4 : Détermination de la tension combinée V_{CO} en présence de mismatch de tension.

III.3.2 Mismatch de courant des modules PV connectés en série

Le courant qui circule dans le cas des modules PV sains connectés en série est le même. Par contre, les modules infectés (à faibles courants) dans une chaîne seront court-circuités par des diodes de dérivation (Bypass diode) afin de les protéger contre les tensions de polarisation inverse, ainsi de permettre le passage d'un courant de chaîne approprié. Ces diodes introduisent une anomalie dans la courbe de la caractéristique P-V en créant des maxima locaux multiples, ce qui peut poser des problèmes de localisation du point de puissance maximale (PPM). Néanmoins, la protection par les diodes bypass améliore considérablement la production énergétique et la chaîne en série pouvant fonctionner en toute sécurité.

1. Mise en série des modules PV sans mismatch de courant

Le courant passant par deux modules électriquement homogènes et connectés en série est le même (Figure III.5). Ce courant est donné par la relation suivante :

$$I_T = I_1 + I_2 \tag{III.9}$$

De plus, la valeur de la tension totale produite par les deux modules de la figure III.5 est égale à la somme des tensions des modules individuelles. Cette tension est exprimée par:

$$V_T = V_1 + V_2 \tag{III.10}$$

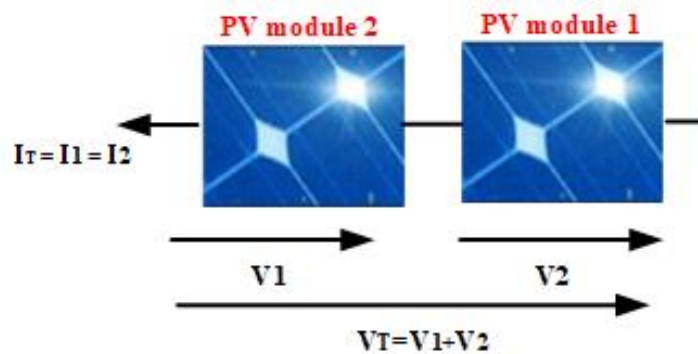


Fig.III.5 : Modules PV connecté en série sans problème de mismatch

2. Mise en série des modules PV avec mismatch de courant

Le mismatch du courant des deux modules connectés en série peut avoir un impact considérable sur la production énergétique du générateur PV, ceci dépendant du point de fonctionnement des modules ainsi que du degré de ce mismatch. Le courant global de la combinaison est imposé par la valeur du courant du module infecté (à faible valeur de courant).

La courbe de la caractéristique I-V de la combinaison des deux modules précédent en présence du mismatch du courant est présentée dans la figure III.6 (la courbe en noire).

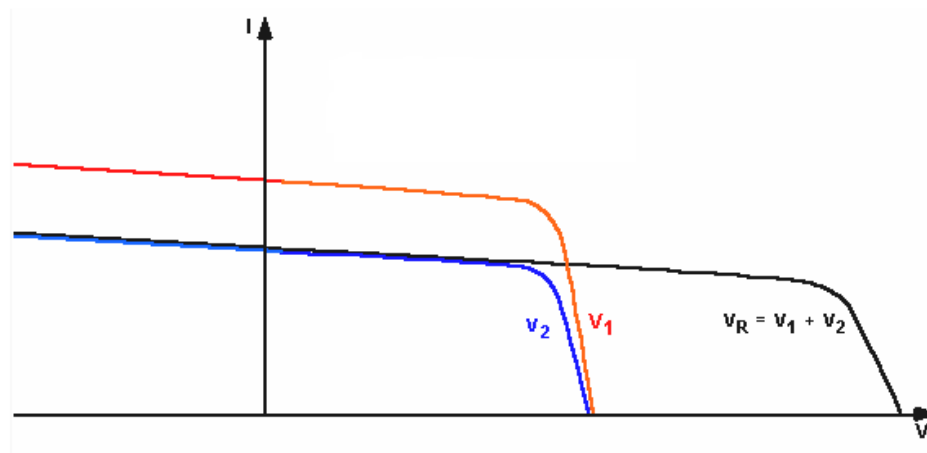


Fig.III.6 : Caractéristique I-V des modules en présence du mismatch de courant

L'expression mathématique du courant, de la tension et de la puissance totale sont données par ce qui suit :

En court-circuit, le courant de la combinaison peut être calculé à l'aide des équations suivantes:

$$I_{CC2} < V_{CC1} \tag{III.11}$$

$$I_T = I_{CC} = I_{CC2} + \xi_I \text{ avec } V_T = 0 \tag{III.12}$$

Où ξ_I une variation de courant très faible.

En circuit ouvert, la tension totale peut être calculée en utilisant la loi de Kirchoff représentée dans l'équation (III.13).

$$V_T = V_{CO} = V_{CO1} + V_{CO2} \text{ avec } I_T = 0 \tag{III.13}$$

En fonctionnement, le courant, la tension et la puissance totale sont exprimés respectivement par les équations III.14, III.15 et III.16.

$$I_T = I_{opt} = k_I \times I_{CC} \tag{III.14}$$

$$V_T = V_{opt} = V_{opt1} + V_{opt2} \tag{III.15}$$

Où k_I représente le facteur de proportionnalité qui varie de 0,88 à 0,95[82][83].

V_{opt1} et V_{opt2} représentent respectivement les tensions optimales des modules 1 et 2.

$$P_T = P_{max} = V_{opt} \times I_{opt} \tag{III.16}$$

La figure III.7 illustre une méthode simple pour identifier la valeur du courant de court-circuit (I_{CC}) de la combinaison des modules en présence du mismatch de courant. Cette valeur est égale au courant du point d'intersection de la caractéristique I-V du module 2 avec la symétrie de la caractéristique I-V du module 1 par rapport à l'axe du courant.

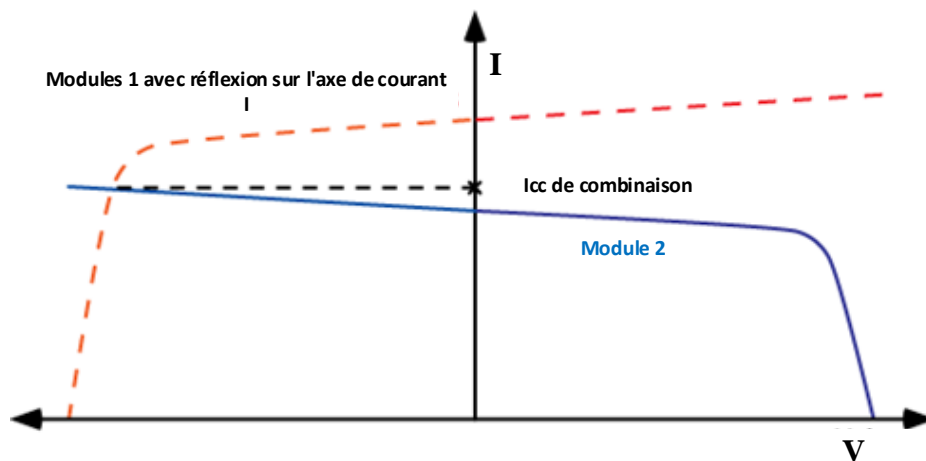


Fig.III.7 : Détermination du courant I_{CC} de la combinaison en présence du mismatch de courant.

III.4 Méthodes de résolution du problème de mismatch

Conformément à la classification du phénomène de mismatch présenté dans la section précédente, on trouve dans la littérature plusieurs méthodes pour résoudre le phénomène du mismatch entre les modules constituant le générateur PV. La figure III.8 présente une classification des différentes méthodes existantes dans la littérature pour l'optimisation de la puissance de sortie des générateurs PV en présence du phénomène de mismatch.

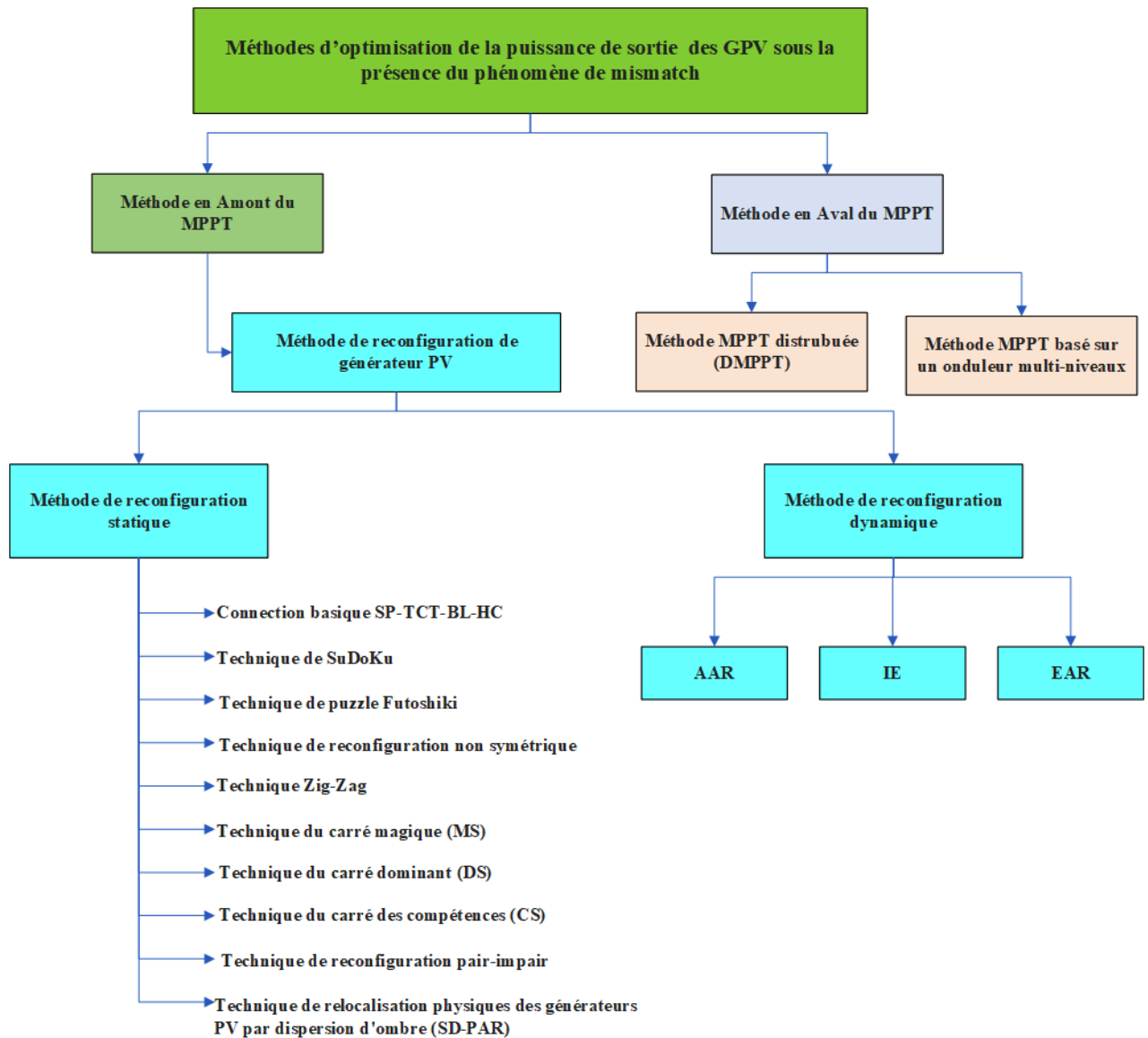


Fig.III.8 : Classification des méthodes de résolution du phénomène de mismatch.

III.4.A. Méthode d'optimisation en Aval du MPPT

Les méthodes d'optimisation en aval du MPPT sont divisées en deux catégories : les méthodes MPPT basées sur un onduleur multi niveau et les méthodes MPPT distribuées.

III.4.A.1 Méthode MPPT d'optimisation basé sur l'onduleur multi-niveau

Dans [84,85], les auteurs ont utilisées les onduleurs multiniveaux pour minimiser les pertes dues à l'ombrage partiel . Dans cette méthode, le contrôle de chaque module PV ou de chaque groupe de modules PV est assuré par des onduleurs à condensateur volant [86], par des onduleurs à diode clampé [86], ou par des onduleurs à pont en H. Ces méthodes nécessitent une technique de contrôle plus complexe pour atteindre la puissance maximale [87]. Étant donné que ces méthodes utilisent un onduleur pour chaque module, le coût du système est plus élevé [86][88] .

III.4.A.2 Méthode d'optimisation basée sur l'MPPT distribués (DMPPT)

Cette méthode est largement mise en œuvre par les auteurs dans [89-92]. La méthode DMPPT utilise le concept de MPPT pour un groupe de modules ou pour chaque module PV avec une configuration de chaque convertisseur. En outre, dans cette méthode, on peut éviter l'utilisation des diodes de dérivation tout en évitant les pertes[93]. Par contre, cette méthode nécessite des équipements supplémentaires, tels que des convertisseurs et des contrôleurs, pour chacun des modules PV, ce qui entraîne une augmentation du coût du système. De plus, elle implique une conception complexe et prend plus de temps lors du processus de la conception et de la maintenance. La figure III.9 présente l'implémentation du DMPPT pour un générateur 4×4 connecté en TCT proposée par les auteurs dans [89]. Elle montre clairement la complexité de l'implémentation de la technique du DMPPT.

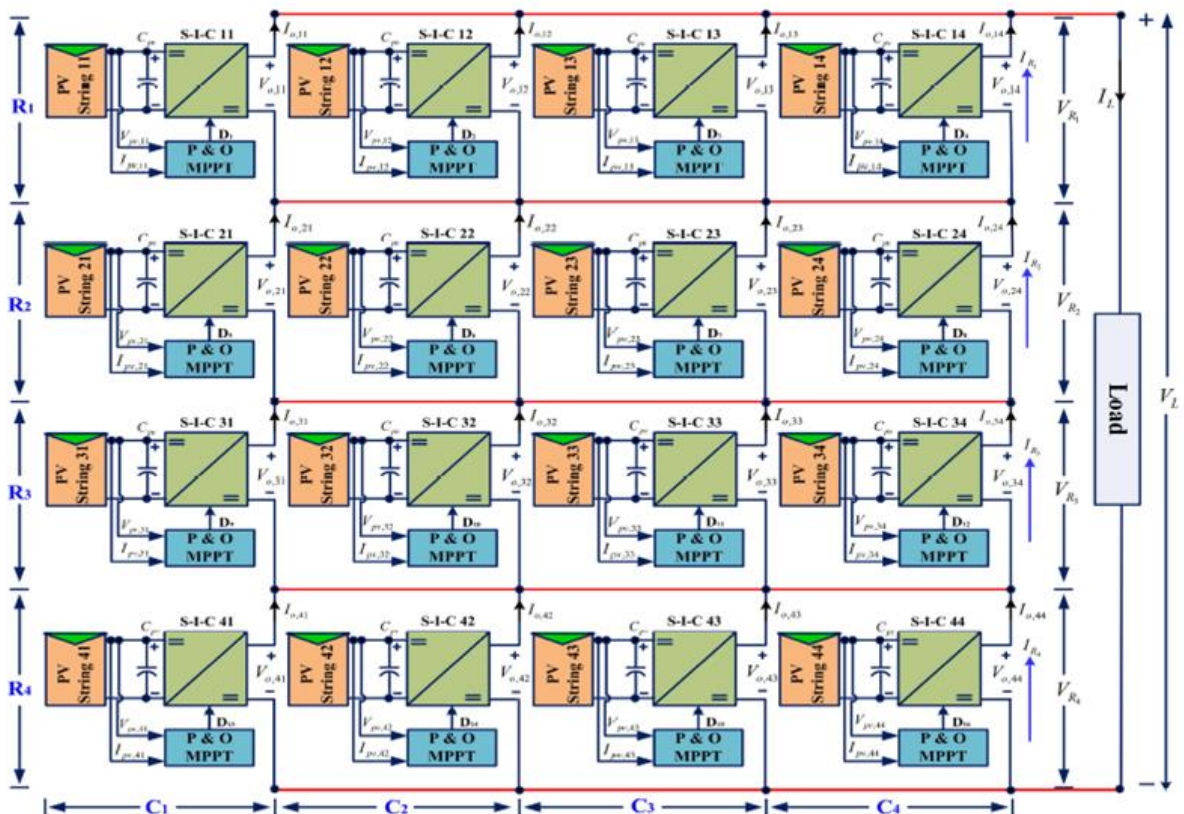


Fig.III.9 : Structure de conception du DMPPT pour un générateur (4 × 4) connecté en TCT[89].

III.4.B Méthodes d'optimisation en Amont du MPPT

Les méthodes d'optimisation en amont présentent des performances supérieures à celles des méthodes d'optimisation en aval. Elles sont divisées les méthodes en deux classes : les méthodes de reconfiguration dynamique et celles de reconfiguration statique.

III.4.B.1 Méthodes de reconfigurations dynamiques des modules PV

L'analyse détaillée de l'impact de l'ombrage partiel sur les performances des modules PV indique que celui-ci entraîne un effet de mismatch sur les caractéristiques électriques des modules PV. Les pertes induites par ce mismatch réduisent le rendement énergétique du générateur PV. Afin d'optimiser la puissance de sortie dans des conditions d'ombrage partiel, diverses solutions qui modifient l'architecture du générateur PV ont été proposées dans la littérature.

III.4.B.1.1 Problématique

La limitation du courant série imposée par un module ombragé qui fait partie d'une chaîne en série est libérée par les diodes de dérivation connectées en anti-parallèle avec les modules PV. Le rendement peut être amélioré de manière significative en fournissant des diodes de dérivation supplémentaires par module. La solution idéale consiste à prévoir une diode de dérivation par cellule PV, mais l'intégration de diodes de dérivation dans les modules est coûteuse [94]. En outre, cela entraînera une perte de puissance supplémentaire lorsque le courant passe par ces diodes. La plupart des modules disponibles dans le marché comprennent une diode de dérivation pour 18, pour 36 ou pour 60 cellules solaires connectées en série. La présence des diodes de dérivation évite le phénomène des points chauds (Hot Spot) mais l'énergie produite par le module ombragé peut être restée non exploitée. La figure III.10 présente un schéma de comparaison sous l'effet du phénomène d'ombrage partiel entre un GPV contenant une seule diode de dérivation pour chaque module, et un autre GPV contenant deux diodes de dérivation pour chaque module.

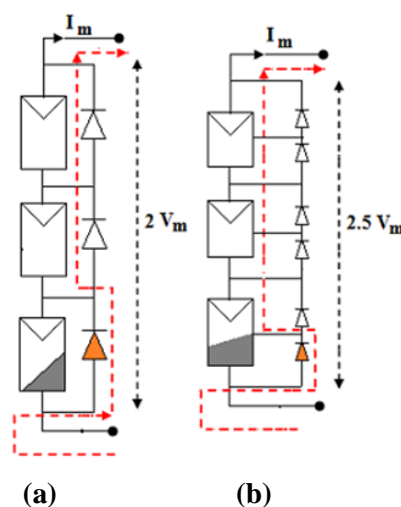


Fig.III.10 : Générateur PV avec diodes de dérivation, (a) : une diode par module et (b) : deux diodes par module.

Comme montre dans la figure III.10, la puissance maximale de sortie PPM qui peut être extraite en présence d'un module partiellement ombragé est égale à $2 \times I_m \times V_m$ si chaque module est équipé par une seule diode de dérivation. Par contre, la puissance de sortie se devient égale à $2.5 \times I_m \times V_m$ lorsque on installe deux diodes de dérivation par module.

Cependant, l'ajout de diodes de dérivation par module PV n'est pas une solution parfaitement économique. Il est également possible d'éviter l'activation des diodes de dérivation afin de réduire les pertes de puissance. Cela n'est possible que si le mismatch des caractéristiques électriques est atténuée.

Les pertes de puissance sont égales à la différence entre la puissance qui peut être extraite du générateur PV à l'état sains, et la puissance qui est effectivement obtenue dans des mauvaises conditions. Il est possible de réduire cette différence en modifiant l'emplacement des modules ombragés dans le générateur.

Les techniques prédominantes décrites dans la littérature pour améliorer la puissance dans des conditions d'ombrage modifient soit le schéma d'interconnexion, ou soit le nombre de modules en série et/ou en parallèle en fonction des conditions d'irradiation. Les différents schémas de reconfiguration proposés dans la littérature modifient la structure du générateur PV de manière dynamique en fonction des conditions environnementales et peuvent être classés comme suit :

- La transition en faveur du schéma d'interconnexion le plus efficace.
- Classement des modules PV selon l'intensité de l'ombre afin de réduire l'effet de mismatch.
- Rajustement du nombre de modules PV en série et/ou en parallèle de manière à éviter l'activation des diodes de dérivation (équilibre du courant de ligne).

Dans [95-97], les modules PV sont connectés à une matrice de commutation SM (Switching Matrix) comme montre la figure III.11. L'algorithme de contrôle déclenche les commutateurs appropriés et modifie les interconnexions en fonction des conditions de fonctionnement existantes.

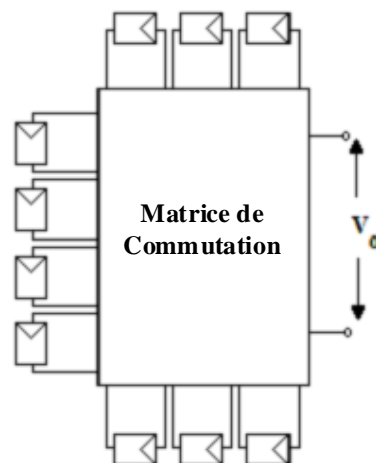


Fig.III.11 : Reconfiguration des modules PV en utilisant la matrice de commutation[95-97].

III.4.B.1.2 Méthode de la reconfiguration électrique des générateurs (EAR)

Le schéma de reconfiguration du générateur électrique a été utilisé initialement pour optimiser les performances de la pompe volumétrique en choisissant la configuration la mieux adaptée en fonction des conditions d'irradiation et des besoins en courant [98]. Un contrôleur EAR détecte le niveau d'irradiation et les modules PV sont reconfigurés à l'aide de commutateurs qui y sont connectés. Le système a ensuite été étendu pour optimiser les performances des véhicules à énergie solaire [99], où l'EAR à commande floue qui modifie la configuration des modules PV en fonction des exigences de vitesse et du couple. Dans les deux cas, seules les configurations de base (série, parallèle et série-parallèle) ont été utilisées et la configuration est choisie en fonction du niveau d'irradiation et des exigences. Ce schéma a ensuite été improvisé en modifiant les interconnexions entre les modules PV et en ajustant le nombre de modules connectés en série et en parallèle pour faciliter l'extraction d'une puissance maximale dans toutes les conditions de fonctionnement [95][100-102]. Le système d'acquisition détecte les niveaux d'irradiation, tandis que l'algorithme de reconfiguration détermine l'interconnexion optimale en actionnant sur les commutateurs de la matrice de commutation. La théorie des ensembles approximatifs (RET) a également été proposée pour reconfigurer la matrice des modules PV [103]. L'interconnexion entre les modules est modifiée en fonction du scénario d'ombrage actuel en activant et en désactivant les commutateurs appropriés, comme le montre dans la figure III.12. Cette approche traditionnelle n'utilise que les schémas classiques d'interconnexion en série et en parallèle. En effet, cette approche a été utilisée par [104], où le schéma d'interconnexion (SP, BL, HC et TCT) qui donne la puissance maximale pour des conditions d'ombrage existantes a été déterminé par des algorithmes intelligents. Les interconnexions ont ensuite été modifiées dynamiquement en déclenchant les commutateurs électromécaniques ou semi-conducteurs appropriés.

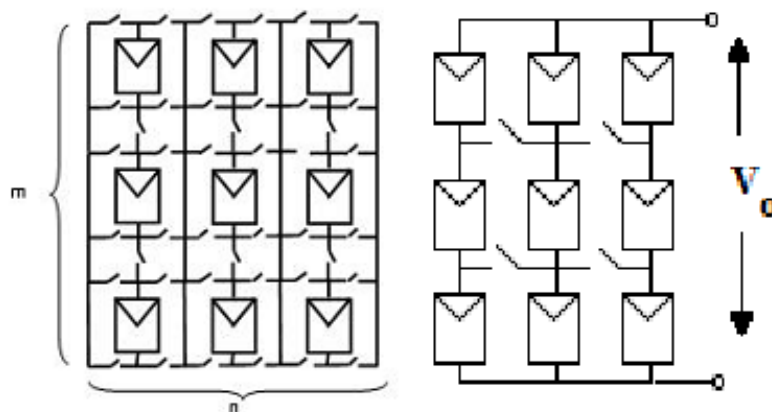
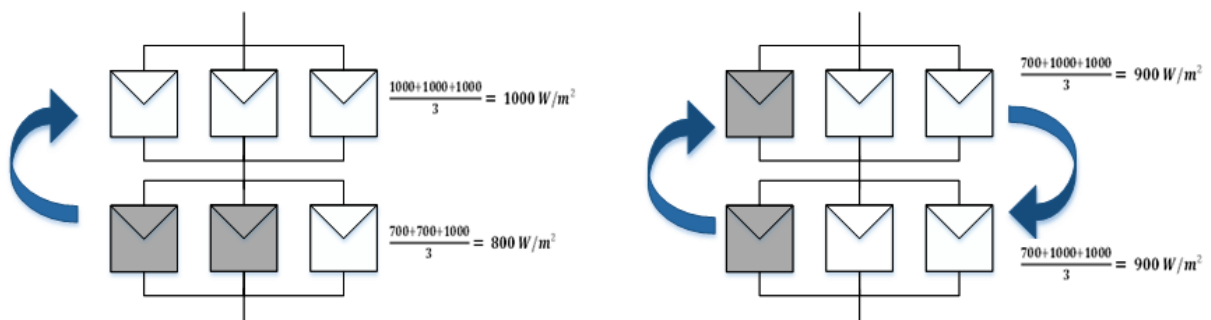


Fig.III.12 : Schéma de la reconfiguration électrique des générateurs (EAR) [104].

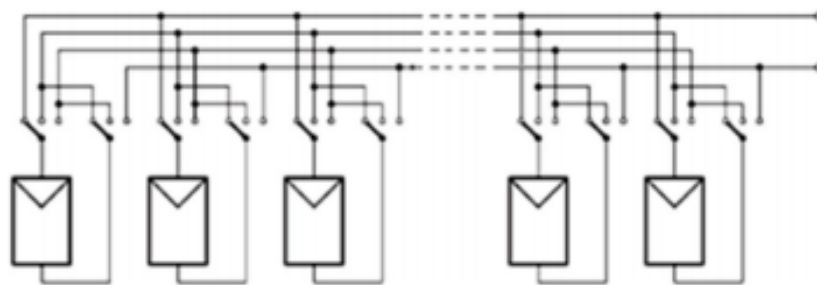
III.4.B.1.3 Egalisation de l'irradiation par la délocalisation des modules PV (IE)

Le principe est basé sur l'équivalence d'irradiation entre les lignes, dont les modules PV étant déplacés vers les autres lignes de manière à ce qu'aucune ligne connectée en série du générateur PV (interconnecté en TCT) impose un courant limité [105-106].

Cette méthode est similaire à la technique présentée précédemment (reconfiguration EAR), mais les modules PV ombragés ne sont pas isolés, ils sont connectés aux différentes lignes de manière à minimiser la disparité de courant entre les lignes. De même, le nombre de modules connectés en série et en parallèle reste le même avant et après l'opération de la reconfiguration. Cette technique est basée sur la modification de l'emplacement des modules dans le générateur PV en fonction des conditions d'ombrage (figure III.13). Or, l'irradiation est égalisée, l'activation des diodes de dérivation est évitée et, par conséquent, le rendement énergétique est amélioré. Néanmoins, le nombre d'arrangements possibles, même pour un petit générateur PV, est énorme et il est difficile de trouver l'emplacement optimal des modules PV. Les principales limites de ce système sont la complexité des calculs et les besoins en capteurs et en interrupteurs.



(a): Repositionnement des modules PV



(b): Matrice de commutations

Fig.III.13 : Egalisation de l'irradiation (IR) par délocalisation des modules PV [106].

III.4.B.1.4 Reconfiguration adaptatif des générateurs (AAR)

Dans la méthode de reconfiguration adaptative des générateurs (AAR) [96][107-110], les modules PV sont regroupés en deux parties, la banque fixe et la banque adaptative, comme le montre la figure III.14.

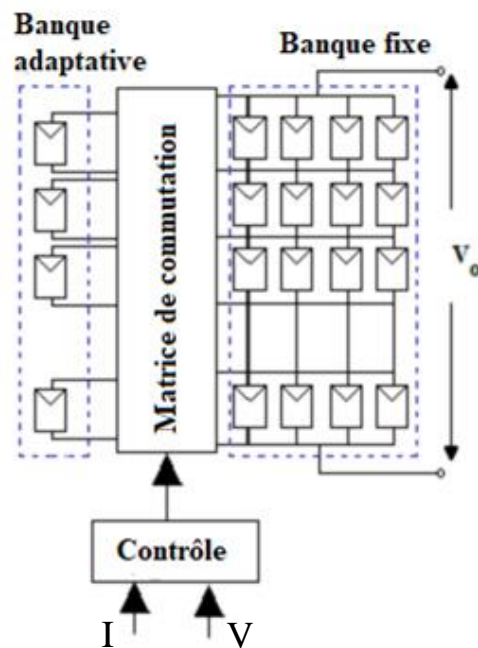


Fig.III.14 : Technique de reconfiguration adaptative des générateurs PV (AAR) [96][107-110].

Cette stratégie de reconfiguration partielle réduit efficacement les nécessités de commutation, car seule la partie adaptative est reconfigurable. En effet, dans la banque fixe, les modules PV doivent être configurés conformément à la méthode de TCT tout en restant statique. Quoique, les modules PV de la banque adaptative sont reconfigurables et connectés de manière égale à chacune des lignes de la banque fixe. Cette reconfiguration fait dans des conditions d'irradiation uniformes par le biais de la matrice de commutation. Toutefois, dans des conditions d'irradiation non uniformes ou dans des cas d'ombrage partiel, le nombre de modules de la banque adaptative pour les interconnectés avec les lignes de la banque fixe est déterminé de manière dynamique en fonction des conditions d'ombrage donnée. En effet, les lignes qui ont plus de modules PV ombragés auront une plus grande partie de modules PV de la banque adaptative pour s'égaliser avec les autres lignes de la banque fixe. De cette manière, le mismatch des courants entre les lignes de la banque fixe est réduit tout en améliorant le rendement. Toutefois, l'approche nécessite une énorme banque adaptative pour traiter efficacement tous les scénarios d'ombrage rencontrés. De plus, cette méthode implique un plus grand nombre de capteurs et de commutateurs, en plus d'un algorithme de contrôle complexe qui augmente la taille et le coût global du système.

Les différentes stratégies EAR, IR et AAR disponibles dans la littérature sont récapitulées dans le tableau III.1.

Tableau III.1 : Récapitule sur les stratégies de l'EAR, IR et de l'AAR

Références	Configuration Utilisé	Matrice de Commutation	Banque Adaptative	Contributions
[98]	S, P, SP	Oui	Non	L'une des trois configurations de générateur est choisie en fonction de l'irradiation et des besoins en courant et elle est mise en œuvre par un contrôleur EAR à trois phases.
[99]	S, P, SP	Oui	Non	L'algorithme de commande floue sélectionne une des trois configurations en fonction de la vitesse et du couple requis.
[106]	TCT	Oui	Oui	Applicable aux systèmes entièrement et partiellement reconfigurables. La stratégie de reconfiguration est déterminée par l'algorithme de branche et de liaison.
[95]	TCT	Oui	Non	L'algorithme d'égalisation de l'irradiation déplace les modules PV et diminue le déséquilibre des courants entre les lignes.
[101]	SP	Oui	Non	Topologie de la matrice de commutation utilisant un nombre minimum de commutateurs. Le nombre de modules connectés en série et en parallèle est modifié.
[102]	SP	Oui	Non	Une stratégie qui élimine les pics de puissance à basse tension et garantit une certaine tension de fonctionnement spécifique.
[111]	SP	Oui	Non	Le nombre de modules PV connectés en série et en parallèle est modifié de manière à maximiser le rendement dans des conditions d'ombrage partiel.
[103]	SP	Oui	Non	La délocalisation des modules PV est guidée par la théorie des ensembles approximatifs.
[112]	TCT	Oui	Non	Chaque module PV est muni de 6 interrupteurs. Ils sont reconfigurés en fonction du schéma d'ombrage. La configuration ne modifie pas la taille du générateur.

Suite Tableau III.1

[113]	SP, TCT, BL, HC	Oui	Non	La configuration retenue pour obtenir la puissance maximale est choisie par un algorithme évolutif et les interrupteurs connectés aux modules sont ensuite déclenchés de manière appropriée pour définir le chemin de connexion
[114]	TCT	Oui	Non	L'algorithme de Munkres reconfigure le générateur PV (TCT configuration) en déplaçant les modules de manière à égaliser l'irradiation entre les lignes.
[96]	TCT	Oui	Oui	Le tri à bulles relie un nombre approprié de modules PV de banque adaptatifs aux lignes fixes en fonction des conditions d'ombrage.
[107] [108]	TCT	Oui	Oui	La reconfiguration est basée sur un modèle de degré d'ombrage basé sur un algorithme de contrôle flou qui prend en compte l'effet de l'ombrage partiel dans les modules adaptatifs des banques également.
[109]	TCT	Oui	Oui	Propose de multiples matrices de commutation. La configuration optimale des modules PV est décidée par l'algorithme de recherche coloniale.
[115]	TCT	Oui	Oui	Reconfiguration basée sur un algorithme génétique qui utilise les courants de court-circuit des modules PV de banques adaptatives et fixes
[110]	TCT	Oui	Oui	Un algorithme de recherche de configuration modifie la configuration du générateur en tenant compte du courant de court-circuit des modules PV adaptatifs et des sous-modules PV fixes.
[13]	TCT	Oui	Oui	Une alternative à la relocalisation physique basée sur une optimisation de l'essaim de particules (PSO) des modules PV. Dans cette méthode, l'emplacement physique des modules reste inchangé, tandis que ses connexions électriques sont modifiées.

III.4.B.2 Configurations statiques des modules PV

En effet, les générateurs PV sont généralement installés dans des espaces non ombragés, Or, en cas d'ombrage inévitable, des architectures fixes basées sur des modèles des puzzles ont été proposés dans la littérature [9,10][116-119]. On appelle une architecture fixe ou statique, car son câblage reste inchangé. Dans cette configuration on évite l'utilisation des commutateurs et des algorithmes de contrôle complexes.

III.4.B.2.1 Schémas d'interconnexion de base

Il existe plusieurs schémas d'interconnexion de base pour améliorer la production énergétique, à savoir : S, P, SP, TCT, BL et HC [10]. Dans le cas d'une connexion en série (S), les modules PV sont reliés en série. Cette configuration augmente la tension de sortie et permet à tous les modules PV de supporter le même courant. Si l'un des modules est couvert par l'ombre, il produit moins de courant que les autres modules entièrement éclairés. Le module le moins éclairé impose son courant sur toute la chaîne, même si les autres modules PV sont capables de générer des courants élevés. Dans ces conditions, les modules PV ombragés deviennent polarisés en inverse et se comportent comme une charge tout en absorbant la puissance des modules entièrement éclairés.

Dans la configuration parallèle (P), les modules du générateur PV sont joints en parallèle, augmentant ainsi le courant de sortie et maintenant la tension de sortie similaire à la tension du module [116]. En cas d'ombrage partiel, les modules connectés en parallèle produisent plus d'énergie que ceux associés en série [117]. Cependant, la configuration en parallèle pose un problème en raison du courant élevé et de la faible tension qui augmentent les pertes de puissance et la chute de tension [118]. Pour surmonter ces limitations, de nouvelles configurations, à savoir la combinaison des configurations SP, TCT, HC et BL ont été introduites [118]. Dans la configuration série parallèle (SP), les modules sont reliés en série sous forme de chaîne et ces chaînes sont raccordées en parallèle.

Pour une configuration TCT, on connecte d'abord les modules PV en parallèle, puis on connecte en série les modules liés en parallèle. Cependant, la configuration BL (Bridge-Linked) est similaire à la configuration TCT, mais la moitié des raccordements des lignes sont supprimées. Par conséquent, elle prend moins de temps pour l'installation et minimise les pertes de câblage [119]. Enfin, la configuration HC (Honey Comb) est conçue en combinant les configurations TCT et BL [120].

Il est constaté, d'après les analyses effectuées par différents chercheurs, que dans des conditions uniformes, les configurations SP et TCT produisent la même quantité d'énergie. En revanche, dans le cas de conditions non uniformes, la configuration TCT minimise les pertes du mismatch et

produit une puissance plus grande par rapport à celles des autres interconnexions [121]. En outre, cette configuration est développée sur la base des observations critiques suivantes :

- La configuration TCT est moins efficace à la présence de quelques scénarios du mismatch.
- Les configurations parallèles sont résistantes aux conditions d'irradiation non uniformes, tandis que les configurations en série sont moins efficaces. Par contre, la configuration TCT, dans laquelle les modules PV sont d'abord connectés en parallèle puis en série, fonctionnent mieux dans des conditions d'ombrage que celles des autres configurations.
- Le rendement d'un générateur PV ne dépend pas seulement de l'intensité de l'ombre, mais aussi de la configuration de l'ombre ou bien de l'emplacement des modules PV infectés par l'ombrage.
- Les pertes dues au mismatch peuvent être réduites de manière efficace si l'ombre est dispersée uniformément sur l'ensemble des modules constituant le générateur PV, ce qui permet d'assouplir la limitation du courant en série.

Ces observations suggèrent que l'équivalence d'irradiation peut être atteinte en arrangeant correctement les modules PV en configuration TCT. De plus, les auteurs de [122,123] ont prouvé la supériorité de la TCT en considérant les différents facteurs de performance, à savoir la perte de puissance, et le facteur de forme (FF) .

III.4.B.2.2 Configuration basée sur le puzzle de SuDoKu

Dans la configuration basée sur le SuDoKu[9], les modules constituant le générateur PV sont disposés selon un schéma de puzzle basé sur le SuDoKu où, les modules qui appartiennent électriquement à la même ligne (figure III.15(a)) sont placés physiquement dans des positions différentes et dans des lignes différentes (figure III.15(b)). Cela permet de réduire les pertes dues aux mismatches, car l'ombre est presque uniformément dispersée sur la totalité du générateur PV. Le câblage est effectué après avoir disposé les modules PV de manière appropriée, et il reste inchangé. La figure III.15(a) illustre la disposition normale des modules dans un générateur PV de 9×9 connecté en TCT. Ces modules sont identifiés par des numéros de ligne et de colonne. La disposition des modules selon le modèle SuDoKu est présentée dans la figure III.15(b). On peut voir que les modules PV d'une même ligne sont dispersés dans tout le générateur PV tout en étant connectés en parallèle. Ensuite, les lignes parallèles sont ensuite connectées en série. Cette approche ne nécessite pas de capteurs, de commutateurs ou d'algorithme de contrôle. Le rendement du générateur PV disposé selon une configuration SuDoKu dépend fortement de la dispersion des ombres qui, à son tour, varie en fonction de la structure SuDoKu choisie. Cependant, cette méthode convient mieux aux installations PV de faible puissance avec des nombres de lignes et de colonnes égaux. et présente des limites, à savoir une faible dispersion des ombres, et un câblage complexe.

11	12	13	14	15	16	17	18	19
21	22	23	24	25	26	27	28	29
31	32	33	34	35	36	37	38	39
41	42	43	44	45	46	47	48	49
51	52	53	54	55	56	57	58	59
61	62	63	64	65	66	67	68	69
71	72	73	74	75	76	77	78	79
81	82	83	84	85	86	87	88	89
91	92	93	94	95	96	97	98	99

11	42	53	94	25	76	87	68	39
21	92	73	84	35	66	57	18	49
31	82	63	44	55	16	97	78	29
41	32	13	56	85	96	77	28	69
51	22	93	64	75	46	17	38	89
61	72	83	24	15	36	47	98	59
71	12	23	34	45	56	67	88	99
81	62	43	74	95	26	37	58	19
91	52	33	14	65	86	27	48	79

(a)
(b)

Fig.III.15: Arrangement des modules dans un générateur 9×9 (a) TCT et (b) SuDoKu[9].

III.4.B.2.3 Configuration basée sur la technique de puzzle Futoshiki

Cette méthode est basée sur les énigmes. Elle repose sur le principe du déplacement physique des modules PV sans toucher les raccordements électriques. Pour résoudre cette énigme, l’auteur utilise un algorithme spécifique qui permet de changer les positions physique des modules afin de disperser l’ombrage sur l’ensemble du générateur PV pour réduire les pertes de puissance[124]. La figure III.16 présent un exemple de la méthode de Futoshiki qui a été appliquée sur un générateur PV constitué de (5×5) module configuré initialement en TCT.

11	12	13	14	15
21	22	23	24	25
31	32	33	34	35
41	42	43	44	45
51	52	53	54	55

11	42	33	54	25
21	52	43	34	15
31	22	53	14	45
51	12	23	44	35
41	32	13	24	55

(a)
(b)

Fig.III.16 : Exemple de la méthode de Futoshiki, (a) : configuration initial (TCT) et (b): reconfiguration final par la technique Futoshiki[124].

III.4.B.2.4 Configuration basée sur la technique de non symétrie

Cette méthode est proposée par les auteurs dans le cas d’un générateur PV constitué initialement en configuration TCT non symétrique afin d’augmenter la puissance générée et réduit les pertes dues à l’ombrage. Pour trouver la configuration finale du GPV, les auteurs utilisent deux algorithmes différent à savoir : la technique de non symétrie 1 (NS-1), la technique de non symétrie 2 (NS-2)[125]. Les figures III.17(a) et III.17(b) présentent respectivement les reconfigurations finales (NS-1 et NS-2) d’un GPV constitué de (5×4) modules connectés initialement en TCT.

11	32	53	24
21	42	13	34
31	52	23	44
41	12	33	54
51	22	43	14

11	42	23	54
21	52	33	14
31	12	43	24
41	22	53	34
51	32	13	44

(a)
(b)

Fig.III.17 : Exemple des configurations finale d'un GPV non symétrique(5×4), (a) : Configuration NS-1 et (b) : Configuration NS-2[125].

III.4.B.2.5 Configuration basée sur la technique de Zig-Zag(NTCT)

La technique de reconfiguration en Zig-Zag ou la nouvelle configuration TCT (NTCT) implique le déplacement physique en fonction de la structure non configuré. Dans la technique de NTCT les positions physiques des modules constituant le générateur PV sont modifiées pour réduire les pertes de puissance dus à l'ombrage à l'aide d'un algorithme approprié[126].

Les figures III.18(a) et III.18(b) illustrent respectivement la configuration initiale TCT et la reconfiguration NTCT d'un générateur PV constitué de (4×3) modules.

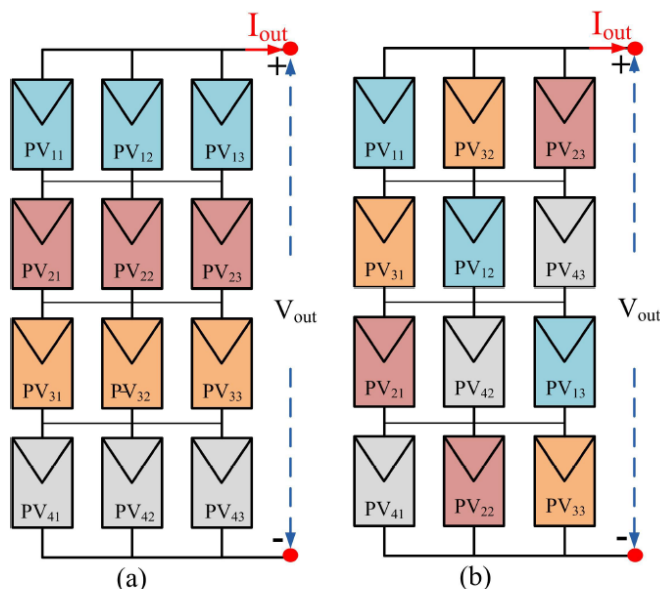


Fig.III.18 : Exemple de mise en œuvre de la technique de reconfiguration Zig-Zag ,(a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la méthode Zig-Zag (NTCT) [126].

III.4.B.2.6 Configuration basée sur la technique du carré magique (Magic Square : MS)

Le principe de la technique MS est similaire à celui de la technique de reconfiguration du puzzle SuDoKu, où les modules PV sont reconfigurés physiquement[127]. Cette technique est construite en reconfigurant les modules PV dans un arrangement qui assure des sommes égaux des

indices unitaires dans les lignes, dans les colonnes et dans la diagonale principale. Les figures III.19(a) et III.19(b) représentent respectivement un générateur constitué de (3×3) modules connecté en TCT, et la reconfiguration par la méthode MS.

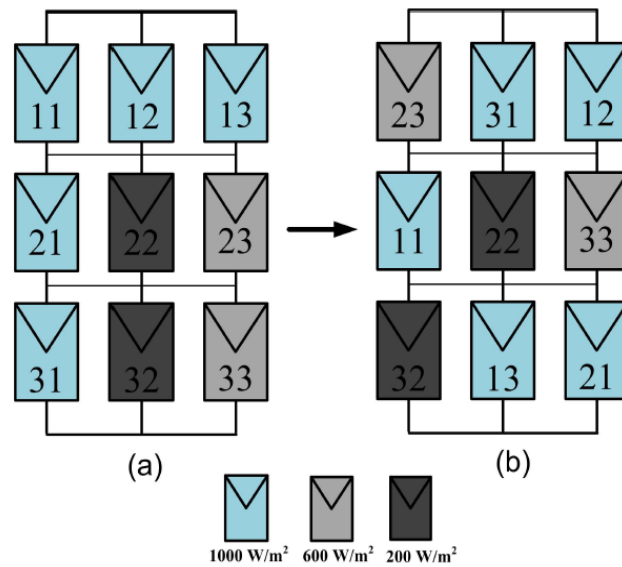


Fig.III.19 : Exemple de mise en œuvre de la technique MS , (a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la technique MS[127].

III.4.B.2.7 Configuration basée sur la technique du carré dominant (Dominant Square :DS)

Cette méthode de reconfiguration n'est applicable qu'aux générateurs PV de structure (m×m) modules. Pour réduire les pertes de puissance dus à l'ombrage, les positions physique des modules constituant le générateur PV sont modifiée à l'aide d'un algorithme spécifique[128]. Les figures III.20(a) et III.20(b) montrent respectivement un générateur PV constitué de (5×5) modules connecté initialement en TCT et la reconfiguration des modules en utilisant la méthode DS. Cette méthode n'est pas assez claire dans ses modalités, car l'auteur n'a pas évoqué les moyens de raccordement utilisés ainsi que sa mise en œuvre dans les grands générateurs PV.

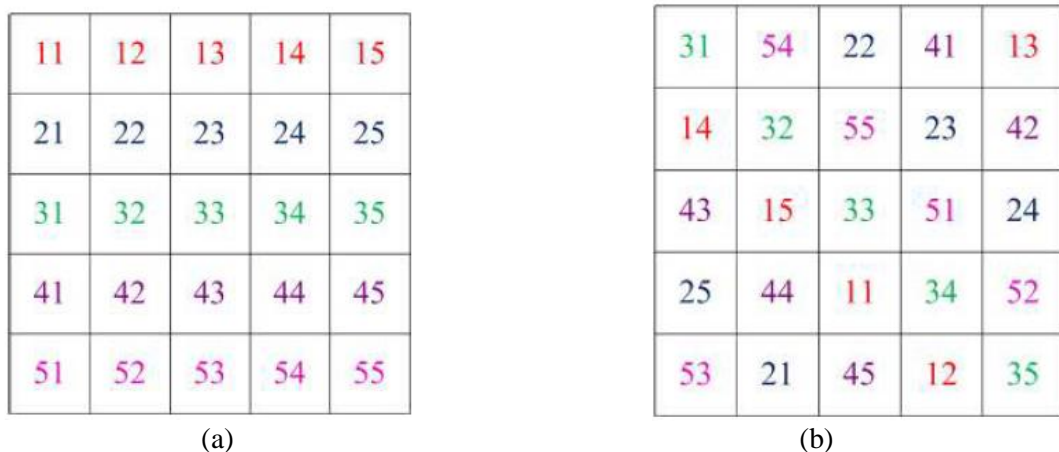


Fig.III.20 : Exemple de mise en œuvre de la technique de reconfiguration DS, (a) : configuration TCT, et (b) : reconfiguration DS[128] .

III.4.B.2.8 Configuration basée sur la technique du carré des compétences (Competence Square:CS)

La technique CS constitue une autre variante des techniques statiques. Elle utilise un algorithme logique pour reconfigurer la structure du générateur PV connecté initialement en TCT[12]. Les figures III.21 (a) et III.21 (b) présentent respectivement une configuration TCT d'un générateur PV constitué de (9×9) modules et la reconfiguration de ce GPV par la technique CS.

La technique CS est capable de disperser l'ombre de manière uniforme sur l'ensemble du générateur PV. Cependant, sa principale limite est que le générateur PV doit avoir une taille inférieure ou égale (9 ×9).

11	12	13	14	15	16	17	18	19
21	22	23	24	25	26	27	28	29
31	32	33	34	35	36	37	38	39
41	42	43	44	45	46	47	48	49
51	52	53	54	55	56	57	58	59
61	62	63	64	65	66	67	68	69
71	72	73	74	75	76	77	78	79
81	82	83	84	85	86	87	88	89
91	92	93	94	95	96	97	98	99

(a)

56	66	76	86	96	16	26	36	46
37	47	57	67	77	87	97	17	27
18	28	38	48	58	68	78	88	98
89	99	19	29	39	49	59	69	79
61	71	81	91	11	21	31	41	51
42	52	62	72	82	92	12	22	32
23	33	43	53	63	73	83	93	13
94	14	24	34	44	54	64	74	84
75	85	95	15	25	35	45	55	65

(b)

Fig.III.21 : Exemple de mise en œuvre de la technique CS, (a) : Configuration TCT, et (b) : reconfiguration par la technique CS [12].

III.4.B.2.9 Configuration basée sur la technique de reconfiguration impair-paire (odd-even)

La technique de reconfiguration impair-paire n'est applicable que pour des structure constituée de (4×4) modules connectés en TCT. Dans le cadre de cette technique, la numérotation des modules du PV sont désignés par PV_{ij}, où i et j indiquent respectivement les numéros de la ligne et de la colonne. Comme il est présenté sur la figure III.22(b), les modules des lignes et des colonnes impaires de la configuration TCT sont placés en première ligne (PV₁₁ ; PV₁₃ ; PV₃₁ ; PV₃₃), puis les modules des lignes et des colonnes paires sont placés en deuxième ligne (PV₄₂ ; PV₂₂ ; PV₄₄ ; PV₂₄). Ensuite, les modules des lignes impaires et des colonnes paires sont placés en troisième ligne (PV₁₂ ; PV₃₂ ; PV₁₄ ; PV₃₄),et enfin les modules des lignes paires et des colonnes impaires sont placés en quatrième ligne (PV₄₁ ; PV₂₁ ; PV₄₃ ; PV₂₃). Les perte dus à l'ombrage et le performance de cette technique sont supérieurs à celles de la TCT classique[129].

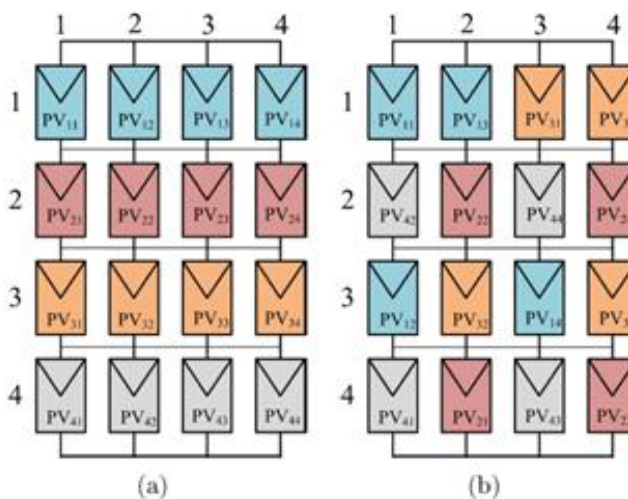


Fig.III.22 : Exemple de la mise en œuvre de la technique de reconfiguration impair-pair, (a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la technique impair-pair[129].

III.4.B.2.10 Configuration basée sur la technique de relocalisation physiques des générateurs PV par dispersion d'ombre (Shade Dispersion Physical Array Relocation : SD-PAR)

L'algorithme d'arrangement des modules PV en utilisant la technique SD-PAR est expliqué en détail dans la référence [130]. Un exemple de reconfiguration finale et fixe quelque soit le scénario de l'ombrage d'un générateur PV composé de (3×3) modules connectés initialement en TCT selon l'algorithme de la méthode SD-PAR est illustré à la figure III.23.

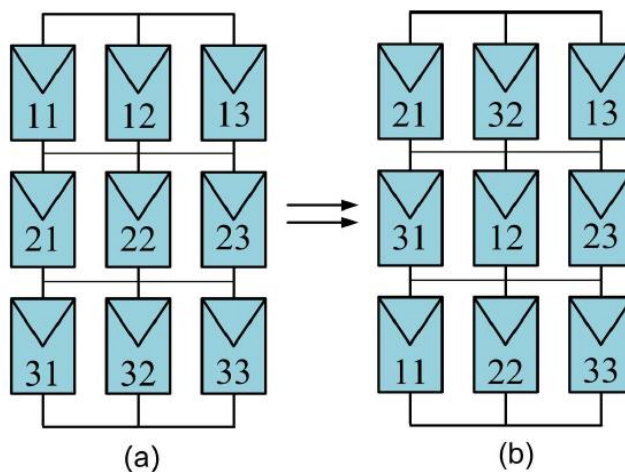


Fig.III.23: Exemple de la méthode SD-PAR , (a) : configuration TCT et (b) : reconfiguration par la technique SD-PAR[130].

III.4.B.2.11 Configuration basé sur la technique de puzzle de gratte-ciel (Skyscraper)

La méthode de reconfiguration du puzzle des gratte-ciel statique est basée sur est le principe de séquencer dans un ordre spécifié d'un groupe de bâtiments de différentes hauteurs[131].

Un exemple de reconfiguration finale et fixe quelque soit le scénario de l'ombrage d'un générateur PV composé de (9×9) modules connectés initialement en TCT selon l'algorithme de la méthode du puzzle de gratte-ciel est illustré à la figure III.24.

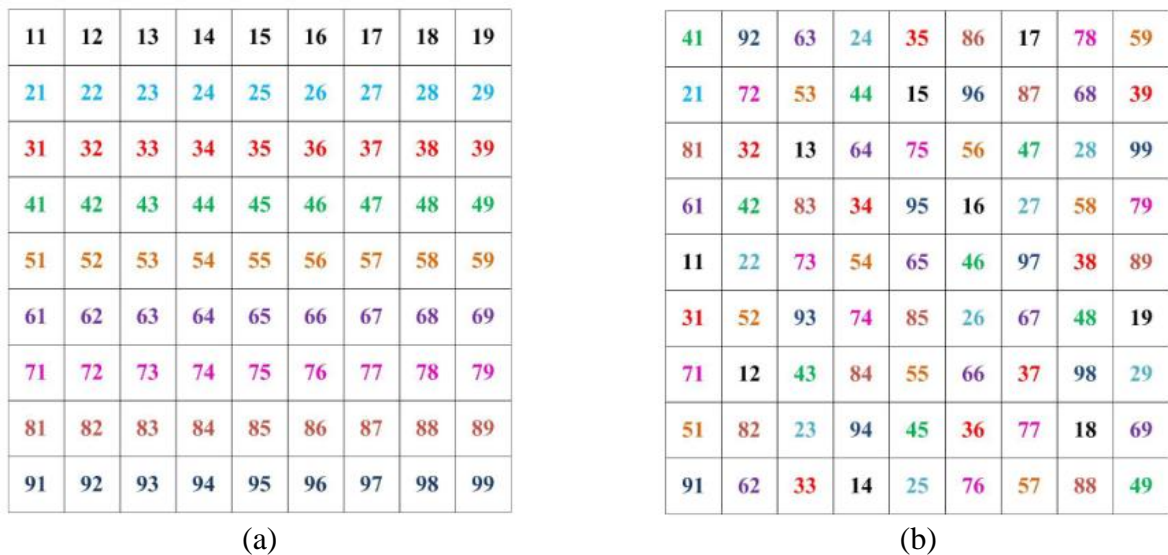


Fig.III.24 : Exemple de la technique du puzzle gratte-ciel d'un GPV (9×9), (a) : Configuration TCT, et (b) : reconfiguration en utilisant la méthode de gratte-ciel [131].

Le Tableau. III.2 fournit une comparaison de complexité de mise en œuvre entre les différentes méthodes de reconfiguration statiques.

Tableau. III.2 : comparaison entre les différentes méthodes de reconfiguration statiques.

Technique	Configuration	Taille de GPV	Complexité
SuDoKu	TCT	9 × 9	Haut
Puzzle Futoshiki	TCT	5 × 5	Moyenne
Reconfiguration non symétrique	SP,TCT, BL,HC	5 × 4	Haut
Zig-Zag	TCT	4 × 3	Haut
MS	SP,TCT, BL,HC	3 × 3	Faible
DS	TCT	9 × 9,5 × 5	Haut
CS	TCT	9 × 9	Haut
Reconfiguration paire - impaire	TCT	4 × 4	Moyenne
Technique SD-PAR	TCT	3 × 3	Faible
Technique de puzzle de gratte-ciel	SP,TCT, BL,HC	9 × 9 et 5 × 5	Faible

Bien que les méthodes de reconfiguration (statique, ou dynamique) possèdent de nombreux avantages, elles ont cependant des limites ou des inconvénients qui n'ont pas prise en compte:

Pour les méthodes de reconfiguration dynamique des modules PV, on peut citer :

- La nécessité d'un traitement rapide et d'une grande capacité de mémoire de travail.
- La nécessité d'une banque adaptative plus importante de modules pour répondre à tous les types d'ombres possibles, ce qui augmente considérablement le coût du système.
- Ces méthodes traitent uniquement le phénomène de mismatch du courant (ombrage partiel).

Pour les méthodes de reconfiguration physique des modules PV, on peut citer :

- Une faible dispersion des ombres.
- Une complexité de câblage.
- Utilisé uniquement pour des petites installations PV.

- Traitent uniquement le phénomène de mismatch du courant (ombrage partiel).

III.5. Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons présenté un état de l'art des différentes techniques de reconfiguration des systèmes PV étudiés dans la littérature. La plupart des chercheurs se sont intéressés au développement d'algorithmes d'optimisation de la puissance autour de la configuration TCT. L'étude effectuée confirme que les méthodes de reconfiguration dynamique nécessitent des dispositifs de commutation et des capteurs supplémentaires, ainsi qu'un algorithme de contrôle complexe pour modifier l'interconnexion entre les modules constituant le générateur PV. En revanche, les méthodes de reconfiguration statique ne nécessitent pas de commutateurs et/ou de capteurs pour disperser l'ombrage sur le générateur PV, mais elles présentent des limitations telles que : les chutes de tension due à l'usage excessif de câblage, et aussi une mauvaise dispersion de l'ombrage ce qui complique la recherche de la reconfiguration optimale d'un générateur PV.

La principale limitation de toutes les méthodes présentées dans la littérature est qu'elles ne traitent que le phénomène d'ombrage partiel (mismatch de courant). En fait, l'ombrage partiel n'est que l'un des divers problèmes de mismatch.

Dans le chapitre suivant, nous proposons un nouvel algorithme d'optimisation de la puissance de sortie du générateur PV pour atteindre une production énergétique maximale en présence de différents types de mismatch tels que : l'ombrage partiel, la variation de température entre les modules et le vieillissement des modules PV.

Chapitre IV

IV.1 Introduction

Le problème de mismatch entre les modules PV joue un rôle très important dans le comportement et la qualité de l'énergie PV générée. Dans les prochaines années, l'industrie solaire PV pourra convertir ses centrales PV fixes en centrales PV reconfigurables en raison de leurs avantages supérieurs. L'intégration de méthodologies de reconfiguration dynamique aux générateurs existants permet non seulement d'augmenter la production d'électricité, mais aussi d'obtenir des avantages économiques liés au tarif. D'une manière générale, la revue de la littérature a permis d'identifier un grand nombre de recherches visant à trouver des méthodes de reconfiguration capables de minimiser autant que possible l'impact de mismatch entre les modules PV. Néanmoins, les méthodes déjà présentées qu'elles soient dynamiques ou statiques présentent des limites. Telles que : la complexité de la réalisation en pratique, à savoir plus de câblage, plus de capteurs, nécessité d'avoir plus de traitement et plus d'utilisation de la mémoire. En plus ces méthodes n'ont pas pris en compte qu'un seul type de mismatch qui est l'effet de l'ombrage partielle.

Dans ce chapitre, une nouvelle technique de reconfiguration dynamique est proposée pour minimiser les pertes de puissance des générateurs PV. Cette méthode est basée sur la classification des données électriques des modules PV composant le générateur afin d'identifier le type de mismatch. Par la suite on applique un arrangement des modules dans le générateur PV selon le type de mismatch constaté. Dans le but de valider l'algorithme proposé, plusieurs scénarios de mismatch ont été appliqués sur un générateur PV. En vue d'une validation supplémentaire, une étude comparative avec d'autres méthodes existantes dans la littérature est également effectuée.

IV.2 Analyse mathématique de la configuration TCT

Dans le but de mieux comprendre le comportement d'un générateur PV configuré en TCT, il est essentiel de faire une analyse mathématique de cette configuration sous la présence de différents facteurs de mismatch, notamment la variation de la température ambiante, les différentes formes d'ombrage partielle et le vieillissement des modules PV. Cette analyse mathématique nous permet de savoir comment ces facteurs influencent sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$. En fait, comme le montre la figure IV.1, une structure TCT de taille $(m \times n)$ a été utilisée pour analyser le phénomène de mismatch entre les modules PV [132].

La puissance du générateur PV sera :

$$P_{array} = \sum_{i=1}^m V_i \times \sum_{j=1}^n I_{1j} \quad \text{IV.1}$$

Posant :

$$V_{out} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_m = \sum_{i=1}^m V_i \tag{IV.3}$$

$$I_{out} = I_{11} + I_{12} + I_{13} + \dots + I_{1n} = \sum_{j=1}^n I_{1j} \tag{IV.4}$$

D'où :

$$P_{array} = V_{out} \times I_{out} \tag{IV.2}$$

Dont : P_{array} , V_{out} et I_{out} sont respectivement, la puissance totale, la tension et le courant du générateur PV.

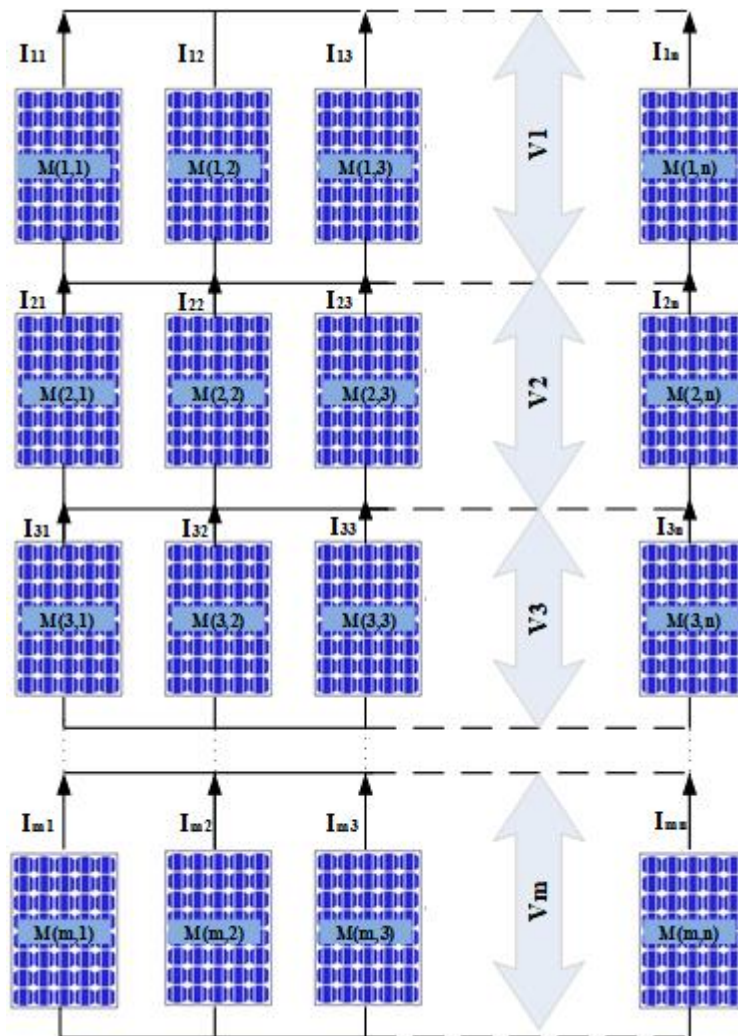


Fig.IV.1: Générateur PV ($n \times m$) connecté en TCT

IV.2.1 Analyse sous mismatch des tensions

Dans la configuration TCT d'un générateur PV, la tension de sortie totale d'une ligne est la même que la tension d'un seul module PV de la même ligne, tandis que le courant de sortie total est la somme des courants traversant chaque module PV de la ligne en question. Pour traiter le problème de mismatch de tension d'un générateur PV configuré en TCT, nous proposons une nouvelle technique de reconfiguration des modules PV basée sur l'optimisation des tensions. Tout d'abord, l'hypothèse faite dans notre étude est de supposer qu'au moins deux ou plusieurs modules PV de lignes différentes ont des valeurs différentes de température et/ou des valeurs différentes de la résistance en parallèle (cas du module PV vieilli), ce qui modifie leurs tensions. Dans le cas d'une connexion en parallèle de modules PV, la tension totale de la ligne est imposée par le module PV qui a la tension la plus basse.

Comme il est indiqué dans la section III.3 du chapitre III, la valeur de tension correspondante d'une ligne est donnée par la relation suivante :

$$V_{out} = \sum_{i=1}^m (\min V_{ij} + \xi_v), \text{ for } j = 1, 2, 3, \dots, n. \tag{IV.5}$$

Donc, la puissance du générateur est exprimée par :

$$P_{array} = \sum_{i=1}^m (\min V_{ij} + \xi_v) \times \sum_{i=1}^n I_{li}, \text{ for } j = 1, 2, 3, \dots, n. \tag{IV.6}$$

La puissance totale disponible dans le générateur PV peut être augmentée en déplaçant électriquement les modules PV à l'aide d'une matrice de commutation (SM).

A titre d'exemple, dans la configuration TCT (2 × 2) de la figure IV.2(a) état sain. En présence du problème de mismatch de tension (figure IV.2(b)), le pilotage de la matrice de commutation est basé sur la sélection de la ligne dans laquelle chacun des modules doit être connecté en parallèle suivant de sa valeur de tension, dans le but de regrouper les modules PV ayant des valeurs de tensions similaires ou proches dans la même ligne. Donc la matrice de commutation (SM) échangera le module PV 2 de la première ligne sous une valeur de tension de 15V, avec le module PV 3 de la deuxième ligne sous une valeur de tension de 50V, comme il est illustré dans la figure IV.2(c).

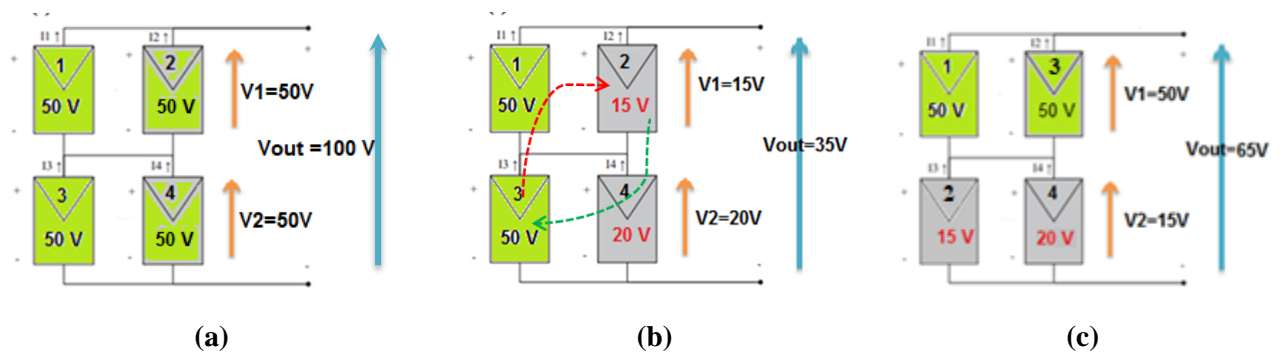


Fig.IV.2 : Générateur PV en configuration TCT(2 × 2), (a) : état sain , (b) : sous l'effet d'un déséquilibre de tension et (c) : après reconfiguration.

- En état sain, la tension de sortie est donnée par :

$$V_{out_S} = V_1 + V_2 = 100V$$

- Sous l'effet d'un déséquilibre de tension (Figure IV.2(b)), la tension de sortie sera :

$$V_{out_mes_1} = \sum_{i=1}^m (\min V_{ij} + \xi_v), \text{ de } j = 1, 2.$$

$$n = m = 2$$

(On supposant ξ_v est négligeable devant les valeurs de tensions utilisées). Donc:

$$V_{out_mes_1} = \sum_{i=1}^2 (\min V_{ij}), \text{ for } j = 1, 2.$$

$$= \min(50, 15) + \min(50, 20) = 15 + 20$$

$$V_{out_mes_1} = 35V$$

Les pertes relatives de la tension du générateur PV avant reconfiguration sont données par :

$$\begin{aligned} \Delta V_{Out_Loss_avant} &= \frac{|\Delta V_{out}|}{V_{Out_S}} \times 100\% = \frac{|V_{Out_mes_1} - V_{Out_S}|}{V_{Out_S}} \times 100\% \\ &= \frac{|35 - 100|}{100} \times 100\% \\ \Delta V_{Out_Loss_avant} &= 65\% \end{aligned}$$

- Après reconfiguration (Figure IV.2(c)), on a :

$$V_{out_mes_2} = \sum_{i=1}^2 (\min V_{ij}), \text{ de } j = 1, 2.$$

$$= \min(50, 50) + \min(15, 20) = 50 + 15$$

$$V_{out_mes_2} = 65V$$

Les pertes relatives de la tension du générateur PV sont données par :

$$\begin{aligned} \Delta V_{Out_Loss_après} &= \frac{|\Delta V_{out}|}{V_{Out_S}} \times 100\% = \frac{|V_{Out_mes_2} - V_{Out_S}|}{V_{Out_S}} \times 100\% \\ &= \frac{|65 - 100|}{100} \times 100\% \\ \Delta V_{Out_Loss_après} &= 35\% \end{aligned}$$

Le taux relatif de la tension gagnée est donc :

$$\begin{aligned} \Delta V &= \Delta V_{Out_Loss_après} - \Delta V_{Out_Loss_avant} \\ \Delta V &= 30\% \end{aligned}$$

En conséquence, après la reconfiguration électrique des modules PV de la Figure IV.2(b)), la tension totale du générateur PV augmente d'un taux de 30 % de la valeur initiale (état sain). En supposant que le courant est constant (pas de problème de mismatch de courant), les pertes relative de la puissance électrique du générateur PV sont données par :

$$\begin{aligned}
\Delta P_{array-Loss} &= \Delta (V_{out} \times I_{out})_{Loss} && \text{IV.7} \\
&= \Delta V_{Loss} + \Delta I_{Loss} \\
&= (30 + 0) \\
\Delta P_{array-Loss} &= 30\%
\end{aligned}$$

IV.2.2 Analyse sous mismatch des courants

Le défaut de mismatch du courant entre les modules PV est un phénomène bien connu dans la littérature, il résulte d'une non-homogénéité des modules interconnectés, ou est dû par des phénomènes environnementaux tels que l'ombrage partiel. L'idée utilisée pour optimiser la puissance de sortie est de regrouper les modules ayant des valeurs de courants similaires ou proches dans une même colonne. La valeur des courants correspondante d'une colonne est donnée comme suit :

$$I_{out} = \text{Min}(\sum_{i=1}^n (I_{ij} + \xi_c), \text{for } j = 1, 2, 3, \dots, m). \quad \text{IV.8}$$

Tout d'abord, l'hypothèse faite dans notre étude est de supposer qu'au moins deux ou plusieurs modules PV de colonnes différentes ont des valeurs différentes d'éclairement et/ou des valeurs différentes de la résistance série (cas du module PV vieilli), ce qui modifie leurs courants.

A titre d'exemple, dans la configuration TCT (2 × 2) de la figure IV.3(a). En présence du problème de mismatch de courant (figure IV.3(b)), le régulateur de la matrice de commutation repositionne électriquement les modules PV ayant des valeurs de courant similaires et proches dans la même colonne (figure IV.3(c)). Le commutateur échange la position du module PV 2 de la ligne 1 avec celle du module PV 3 de la ligne 2. En appliquant l'équation IV.8, les valeurs de courant deviennent :

➤ En état sain :

$$I_{out_s} = \text{Min}[(I_1 + I_2), (I_3 + I_4)] = 20A$$

➤ Sous l'effet d'un déséquilibre de courant (Figure IV.3(b)), on a :

$$I_{out_mes_1} = \text{Min}[(I_1 + I_2), (I_3 + I_4)] = 13A$$

➤ En configuration finale (Figure IV.3(c)), on a :

$$I_{out_mes_2} = \text{Min}[(I_1 + I_2), (I_3 + I_4)] = 16A$$

Par conséquent, le taux relatif du courant gagné est donc :

$$\begin{aligned}
\Delta I &= \Delta I_{Loss-après} - \Delta I_{Loss-avant} \\
\Delta I &= 15\%
\end{aligned}$$

Donc, le gain des courants est d'environ 15% après une simple reconfiguration. De plus, suite à l'égalisation obtenue des courants de lignes, nous pouvons optimiser en même temps la tension du générateur PV, en désactivant le fonctionnement des diodes de dérivation (bypass).

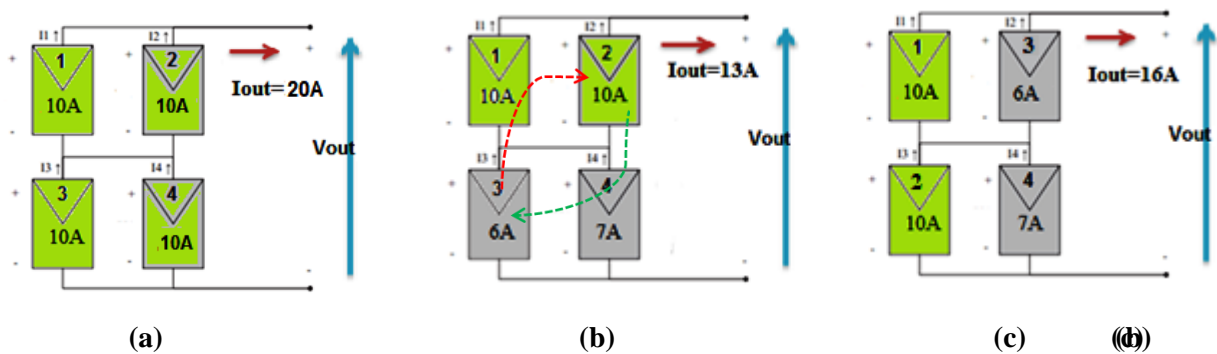


Fig.IV.3. Générateur PV en configuration TCT(2 × 2), (a) : état sain , (b) : sous l'effet d'un déséquilibre de courant et (c) : après reconfiguration

IV.2.3 Mismatch Hybride (Tension et Courant)

Dans le cas d'un mismatch de tension, on a utilisé un algorithme d'égalisation des tensions, c'est-à-dire la mise en parallèle des modules PV ayant des valeurs similaire ou proches des tensions sur la même ligne. En outre, dans le cas de mismatch des courants, l'algorithme d'égalisation des courants a été utilisé. De plus, dans le cas de mismatch hybride, nous parlons de la puissance qui est égale à $V \times I$. Afin de trouver une solution optimale pour la puissance, nous avons supposé que le courant est un paramètre essentiel qui est influé sur la tension de sortie totale du générateur PV. Du fait que lorsque les lignes ayant les courants les plus faibles sont bypassées, la chute de tension dans le générateur PV devient égale aux tensions de lignes bypassées. Par conséquent, pour améliorer la puissance de sortie du générateur, les modules PV doivent être repositionnés de manière à ce que la différence de courant entre les lignes soit minimisée afin d'empêcher la chute de tension du générateur PV.

IV.3 Approche proposé de la reconfiguration optimale des modules PV

Afin d'optimiser la puissance de sortie en minimisant les pertes dues aux différents types de mismatch entre les modules PV, nous proposons un nouvel algorithme qui permet de reconfiguré les modules PV en fonction du type de mismatch existant. L'algorithme proposé est représenté par la schéma synoptique de la figure IV.4 [133].

Dans un premier temps, et après avoir obtenu la base de données des valeurs des tensions et des courants des modules constituant le générateur PV, nous identifions le type de mismatch rencontré. Dans le cas de mismatch de tension, nous appliquons l'algorithme d'équilibrage de la tension pour optimiser la tension du générateur PV. Si on est en face le type de mismatch de

courant, nous appliquons l'algorithme d'équilibrage du courant de ligne. Finalement, lorsque le mismatch est de type hybride, on applique l'algorithme d'équilibrage de la puissance. Dans les sections suivantes (IV.3.1, IV.3.2, et IV.3.3), les détails descriptifs des algorithmes utilisés sont exposés.

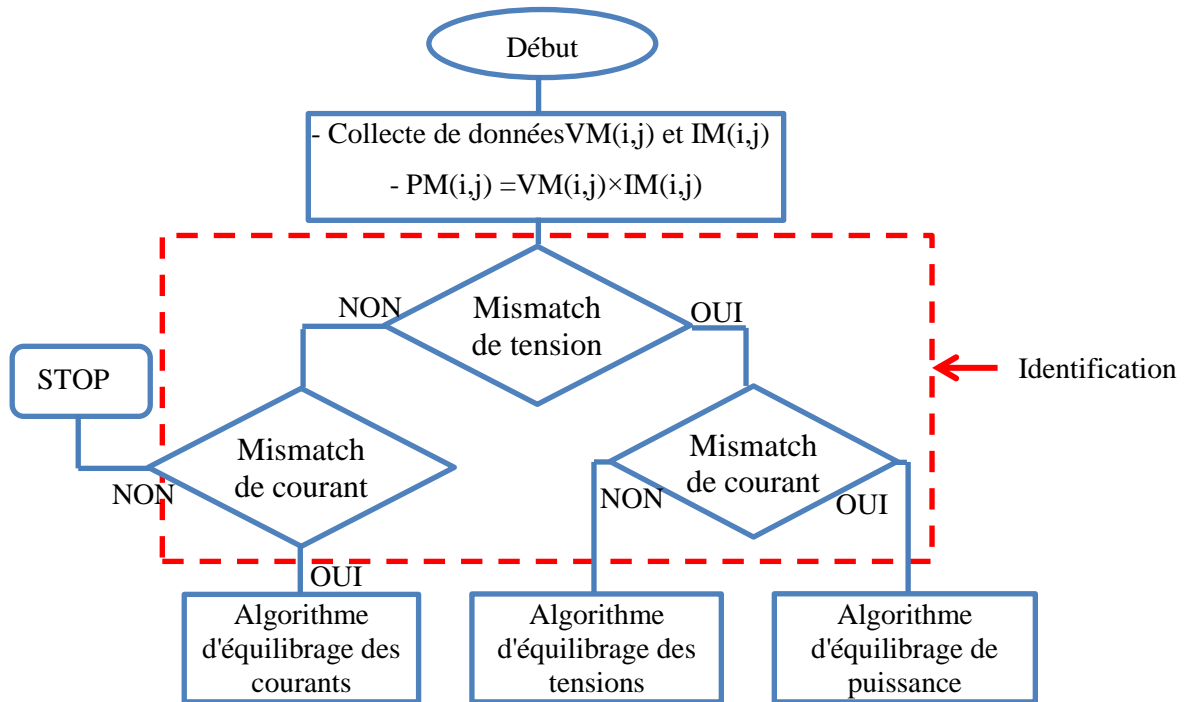


Fig.IV.4 : Organigramme de la technique de reconfiguration proposée [133]

IV.3.1 Algorithme d'équilibrage des tensions

Dans des conditions de mismatch de tension, le générateur PV produit une puissance optimale lorsque les modules PV infectés sont regroupés dans une même ligne, ou dans un nombre limité de lignes.

La figure IV.5 montre les étapes de l'algorithme d'équilibrage de tension basé sur la mesure des tensions de sortie de chaque module PV. La première étape consiste à extraire les valeurs des tensions des modules constituant le générateur PV en plaçant les données dans une matrice VM ($n \times m$). Cette matrice de tension est ensuite convertie en un vecteur d'état. Ces tensions sont ensuite triées en fonction de leurs valeurs dans un ordre croissant. Le vecteur des valeurs numériques des tensions est ensuite divisé sur n colonnes de la matrice de données afin d'obtenir m lignes des tensions de valeurs similaires ou proches. Cette combinaison est ensuite injectée dans la table de vérité où est défini l'état des interrupteurs à piloter par une méthode simple utilisée pour reconfigurer les modules PV dans des conditions de mismatch de tension. Comme il est illustré dans l'algorithme 1 (Annexe 1).

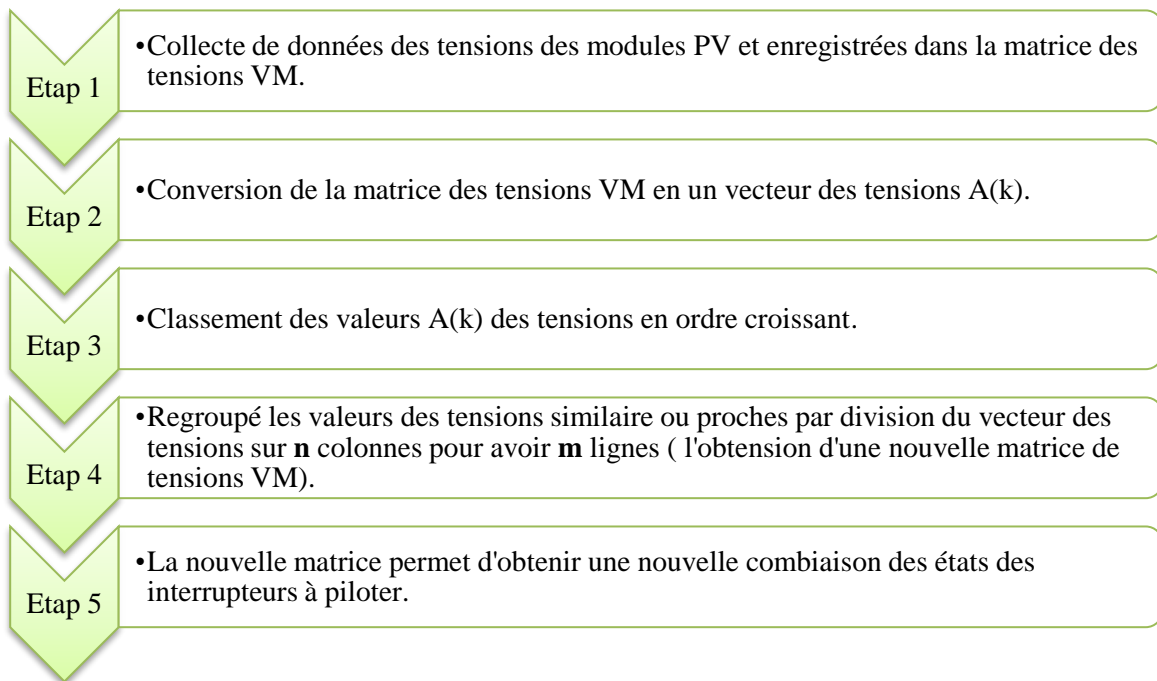


Fig.IV.5 : Principe de l'algorithme d'équilibrage des tensions

IV.3.2 Algorithme d'équilibrage des courants

L'algorithme 2 (Annexe 1) montre une idée simple comment équilibrer la distribution des courants dans le générateur PV. Les mêmes étapes de l'algorithme d'équilibrage de tensions sont utilisées, avec une modification à l'étape 4 (Le vecteur des valeurs numériques des courants classées en ordre croissant est divisé sur m lignes pour obtenir n colonnes).

IV.3.3 Algorithme d'équilibrage des puissances

Dans cette section, nous présentons l'algorithme d'équilibrage de puissance. Après avoir constitué la matrice des puissances des modules constituant le GPV, nous arrangeons ces modules selon leurs valeurs de puissances comme suites :

- Si les modules sont placés dans une colonne d'indice impaire, l'arrangement de ces modules est modifié selon l'ordre décroissant de leurs valeurs de puissance.
- Si les modules sont placés dans une colonne d'indice paire, l'arrangement de ces modules est modifié selon l'ordre croissant de leurs valeurs de puissance.

Les détails de la méthode sont présentés dans l'algorithme 3 (Annexe 1)

Le schéma électrique de la matrice de commutation de la méthode proposée pour l'optimisation de la puissance du GPV configuré initialement en structure TCT est présenté dans la figure IV.6. Les positions des modules solaires PV en structure TCT peuvent être modifiées en utilisant un nombre réduit de commutateurs. De sorte que chaque module PV nécessite un commutateur bipolaire pour chaque ligne. Le nombre de commutateurs installés est égal à $n \times m^2$.

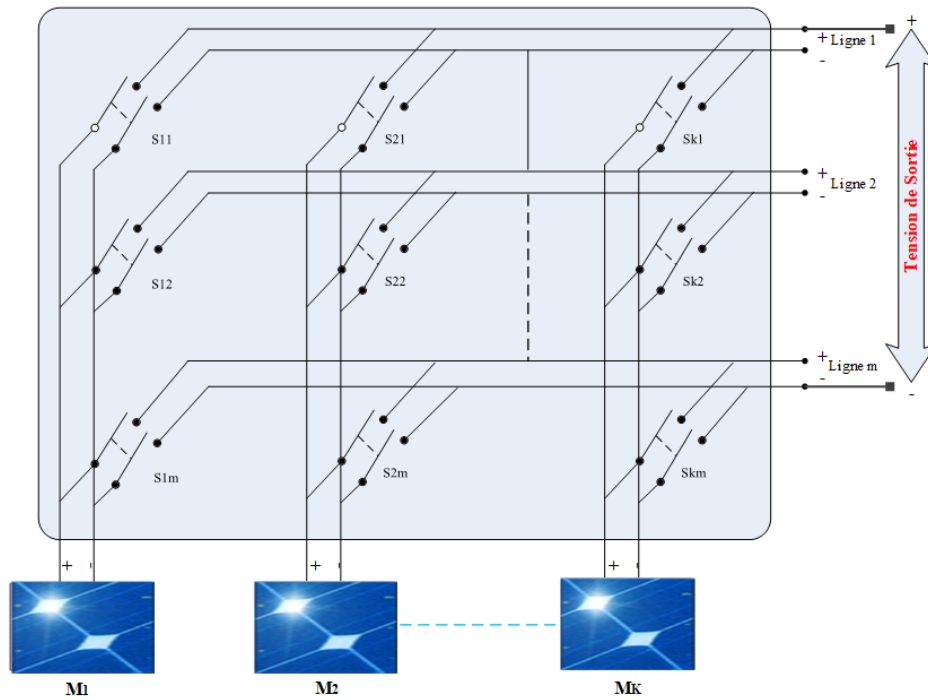


Fig.IV.6 : Schéma électrique de la matrice de commutation proposée

IV.4 Résultats et discussions

Dans la première partie de la simulation, nous présentons les résultats obtenus en utilisant l'algorithme d'optimisation de la méthode proposé sur un GPV constitué de (4×4) modules (de type 1Soltech 1STH-215-P, d'une puissance maximale de 215 W aux conditions STC) interconnectés en TCT. Dans la simulation, nous avons introduit aux modules différents types de mismatch, tels que le vieillissement, les variations de température et l'ombrage partiel. Dans la deuxième partie, nous présentons une étude comparative de notre approche avec autres méthodes de la littérature. Cette étude est effectuée dans les conditions standards sur un générateur PV constitué de (9×9) modules interconnectés initialement en configuration TCT. La puissance crête de chaque module en état sain est de 80 W. La Fig.IV.7 représente quelques défauts appliqués au GPV afin d'avoir les différents types des phénomènes de mismatch.

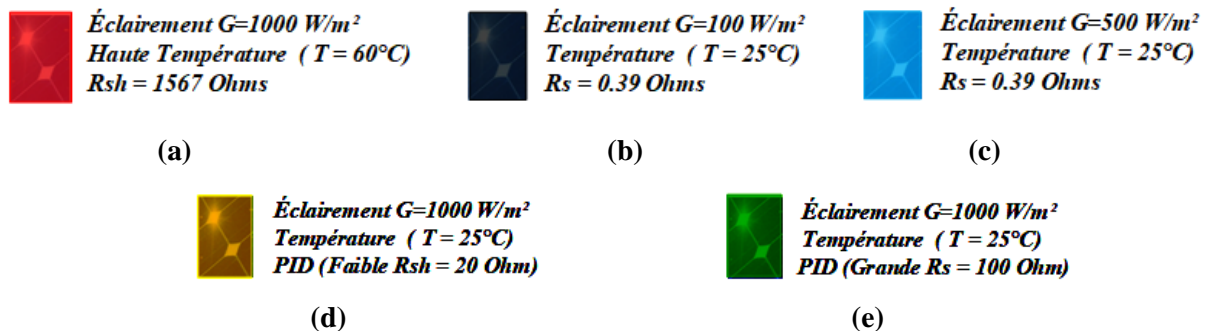


Fig.IV.7 : Différents différents types de mismatch, (a) : température élevée,(b) : Ombrage partiel (G=100 w/m²),(c) ombrage partiel (G=500 w/m²), (d) : diminution de la résistance parallèle et (e) : augmentation de la résistance en série.

IV.4.1 Résultats de simulation en présence des problèmes de mismatch des tensions

Le mismatch de tension se présente dans le GPV lorsque qu'il y a une différence entre les températures des modules, aussi en présence des pertes de dégradation du potentiel induite (PID) des cellules solaires ainsi qu'en présence des défaillances des diodes bypasse, et de la rupture de l'interconnexion entre les cellules, etc. Ces causes influent sur la tension de sortie du GPV.

Les cas des défauts étudiés se résument comme suit :

- Cas 1 : GPV a un taux de dégradation de 25 % (4 modules infectés).
- Cas 2 : GPV a un taux de dégradation de 50 % (8 modules infectés).
- Cas 3 : GPV a un taux de dégradation de 68 % (11 modules infectés).

Cas 1 : Les modules $M(1,1)$ et $M(2,1)$ sont vieillis (Faible R_{sh}), et les modules $M(1,4)$ et $M(4,3)$ ont une température élevée de $60^{\circ}C$ (Figure IV.8(a)).

La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.8(b). Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation sont représentés dans la Figure IV.9. Le tableau IV.1 présente les valeurs optimales des tensions, des courants, et des puissances ainsi que le facteur de forme et les pertes relatives de la puissance. D'après ces valeurs on remarque que notre méthode de reconfiguration améliore nettement les résultats obtenu par la configuration TCT initial.

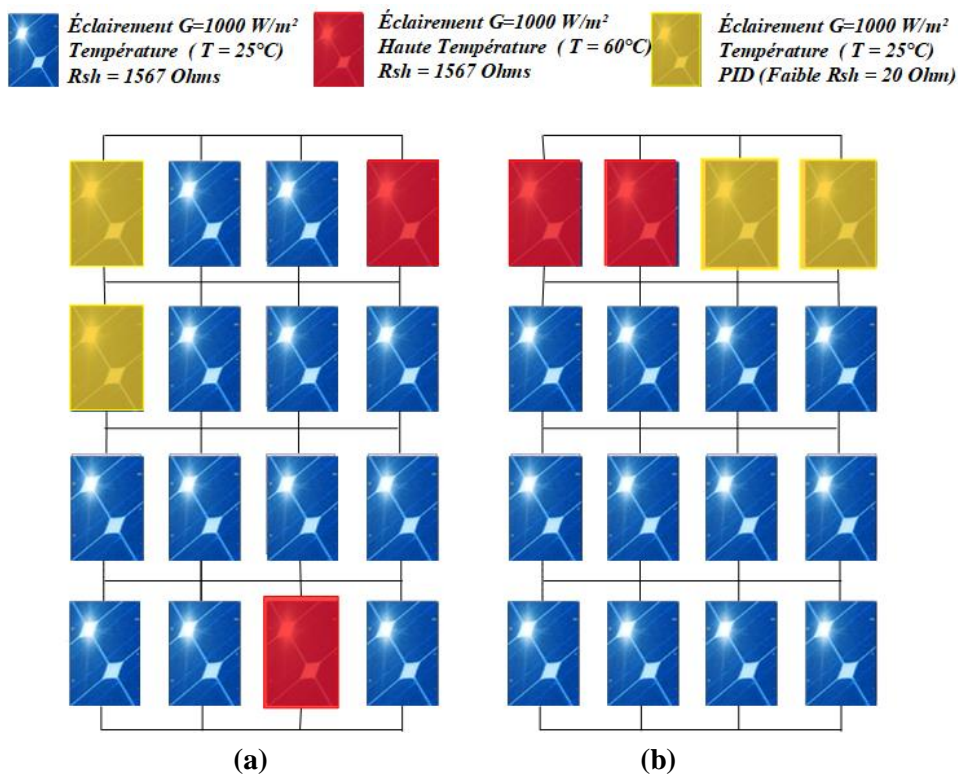


Fig.IV.8: Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

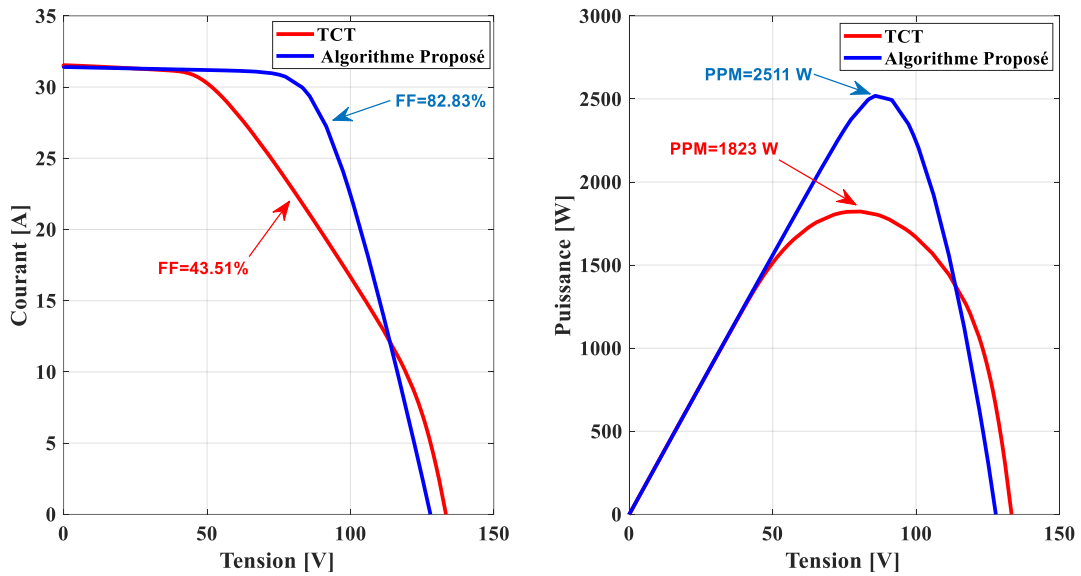


Fig.IV.9 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 1

Tableau IV.1 : Résultats de simulation du cas 1.

Configuration	Pm	Vm	Im	ΔP_{array_Loss} %	FF%
TCT	1823	79.37	22.97	46.99	43.51
Méthode proposée	2511	90.14	27.86	26.99	82.83

Cas 2 : Les modules PV $M(1,1)$, $M(1,2)$, $M(2,1)$ et $M(2,2)$ sont vieillis (Faible Rsh), et les modules $M(3,1)$, $M(3,4)$, $M(4,2)$ et $M(4,3)$ ont une température élevée de 60°C (Figure IV.10(a)).

La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.10(b). Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation sont représentés dans la Figure IV.11. Le tableau IV.2 présente les valeurs optimales des tensions, des courants, et des puissances ainsi que le facteur de forme et les pertes relatives de la puissance.

Malgré le taux de dégradation élevé du GPV de la configuration initial, on remarque que notre méthode de reconfiguration reste efficace et améliore plus nettement les résultats obtenu par la configuration TCT initial.

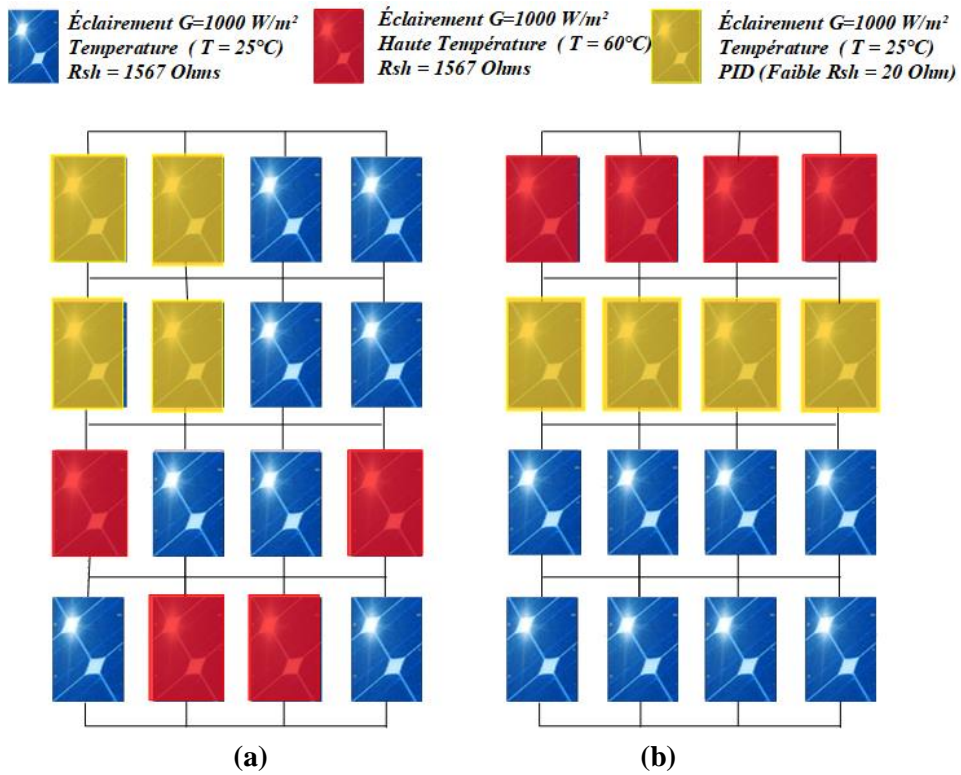


Fig.IV.10 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

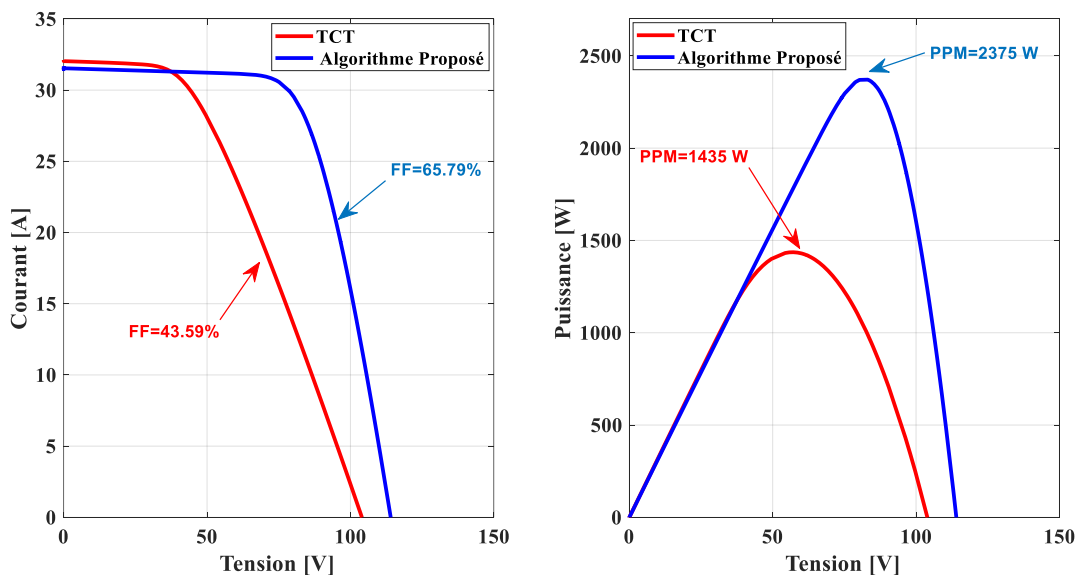


Fig.IV.11 : Caractéristiques I-V et P-V du cas 2 .

Tableau IV.2: Résultats de simulation du cas 2.

Configuration	Pm	Vm	Im	ΔP_{array_Loss} %	FF%
TCT	1435	55.39	25.9	59.29	43.59
Méthode proposée	2375	81.77	29.04	30.97	65.79

Cas 3 : Les modules $M(1,1)$, $M(1,2)$, $M(2,1)$, $M(2,2)$, $M(3,3)$, $M(3,4)$, $M(4,3)$, et $M(4,4)$ sont vieillis (Faible Rsh), et les modules $M(1,4)$, $M(2,3)$, $M(4,1)$ et $M(4,4)$ ont une température élevée de 60°C (Figure IV.12(a)).

La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.12(b). Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation sont représentés dans la Figure IV.13. Le tableau IV.3 présente les valeurs optimales des tensions, des courants, et des puissances ainsi que le facteur de forme et les pertes relatives de la puissance.

Malgré un taux de dégradation de 68% du GPV de la configuration initial, notre méthode proposé de reconfiguration reste capable d'optimise beaucoup mieux les résultats obtenu par la configuration TCT initial du générateur PV infecté.

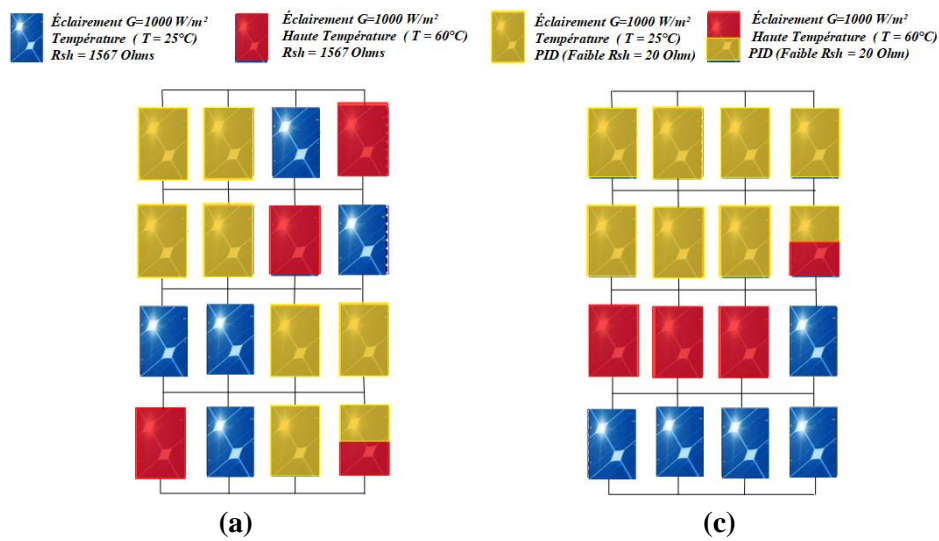


Fig.IV.12 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

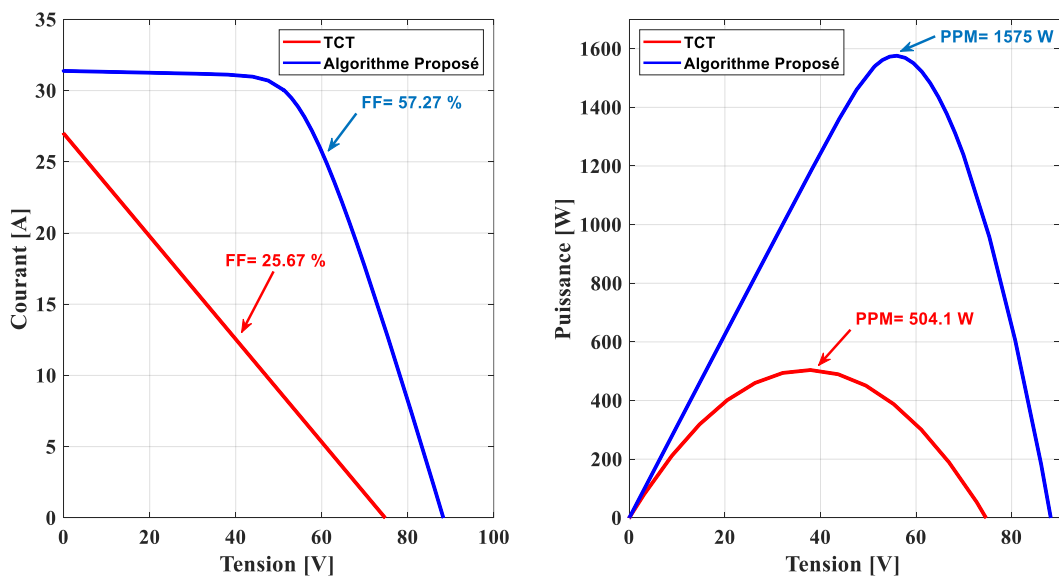


Fig.IV.13 : Caractéristique I-V et P-V du cas 3 .

Tableau IV.3: Résultats de simulation du cas 3.

Configuration	Pm	Vm	Im	$\Delta P_{array_Loss}\%$	FF%
TCT	504.1	37.9	13.3	85.35	25.67
Méthode Proposée	1575	56.39	27.94	54.2	57.29

D'après les valeurs présentées dans les tableaux IV.1, IV.2 et IV.3 obtenus par les simulations des cas 1, cas 2 et cas 3 en utilisant notre méthode, on peut conclure que la fiabilité de cette dernière augmente en fonction du nombre de modules infectés par le phénomène de vieillissement et/ou de variation de la température dans le générateur PV.

IV.4.2 Résultats de simulation en présence des problèmes de mismatch des courants

Le mismatch de courant se produit dans le GPV en raison de différents facteurs internes et externes, tels que : l'ombrage partiel et le vieillissement des modules PV (cas de l'augmentation de la résistance en série R_s).

Les défauts étudiés se résument dans les cas suivants :

- Cas 4 : GPV a un taux de dégradation de 25 % (4 modules infectés).
- Cas 5 : GPV a un taux de dégradation de 50 % (8 modules infectés).
- Cas 6 : GPV a un taux de dégradation de 75 % (12 modules infectés).

Cas 4 : *Les modules $M(1,1)$ et $M(1,2)$ sont vieillis (R_s élevée) et les modules $M(1,3)$ et $M(1,4)$ ont un ombrage partiel (Figure IV.14(a)).*

Dans l'étude du cas 4, on a supposé dans le générateur PV, il y a deux modules partiellement ombragés et deux modules possèdent des résistances en série élevées, comme le montre la figure IV.14(a). La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.14(b). Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation sont représentés dans la Figure IV.15. Le tableau IV.4 présente les valeurs optimales des tensions, des courants, et des puissances ainsi que le facteur de forme et les pertes relatives de la puissance.

On remarque que la puissance de sortie a été améliorée tout en réduisant les pertes. La méthode proposée est capable de réduire l'effet des diodes bypasse par l'égalisation des courants des lignes ce qui se traduit par la minimisation des maximums locaux dans la courbe de puissance et une augmentation remarquable de facteur de forme .

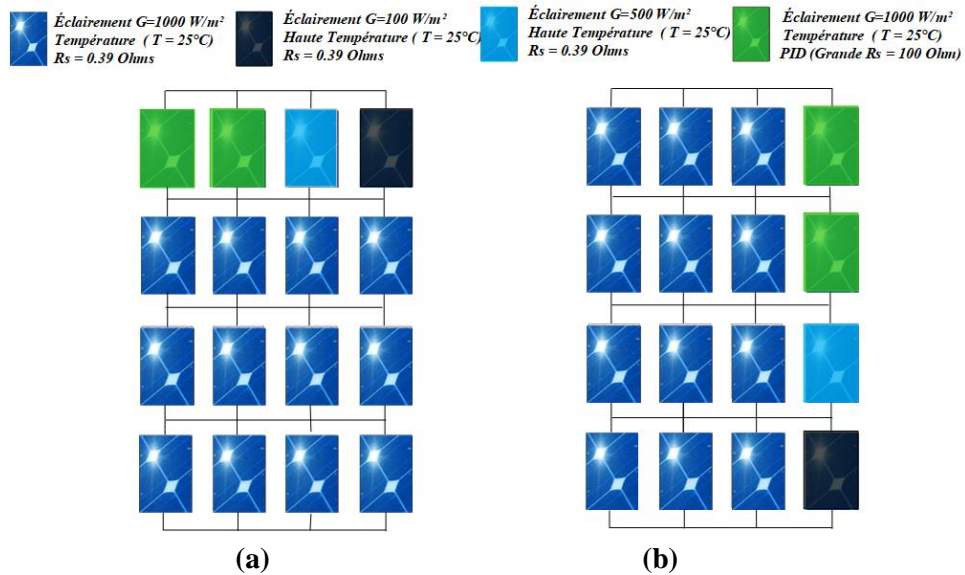


Fig.IV.14 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

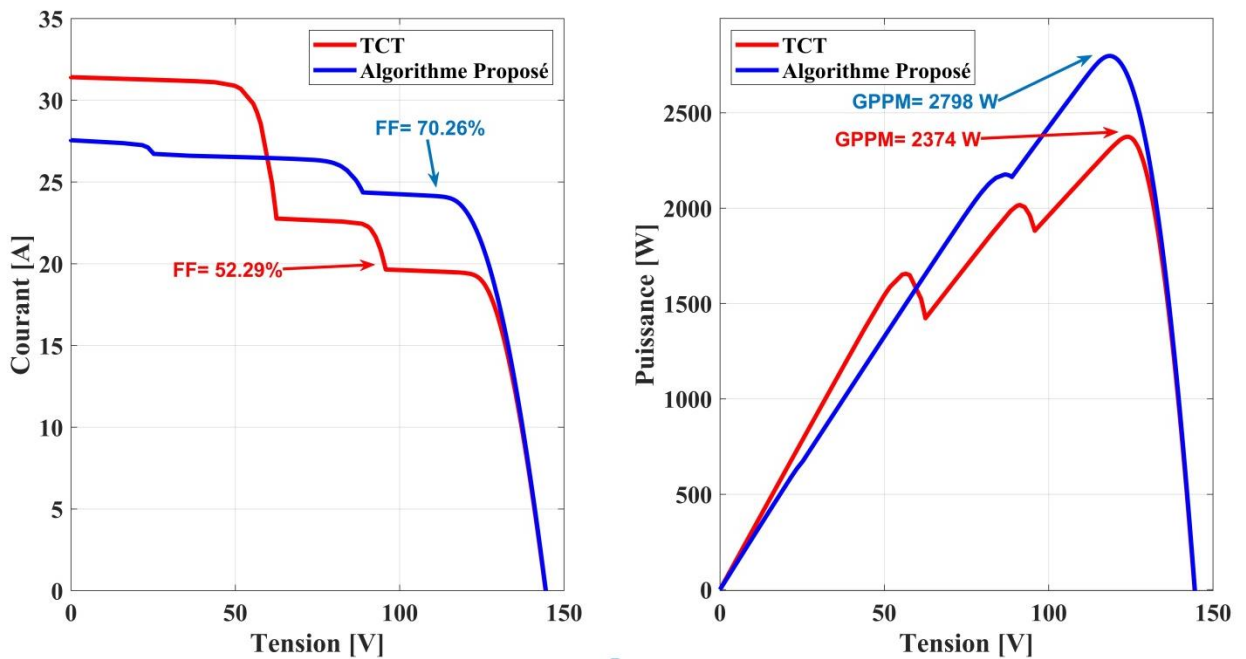


Fig.IV.15 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 4 .

Tableau IV.4: Résultats de simulation du cas 4.

Configuration	Pm	Vm	Im	ΔP_{array_Loss} %	FF%
TCT	2374	123.9	19.16	30.98	52.29
Méthode Proposée	2798	118.9	23.6	18.66	70.26

Cas 5 : Les modules M(1,3), M(1,4), M(2,1) et M(2,2) sont vieillis (R_s élevée), et les modules M(1,1), M(1,2), M(2,3) et M(2,4) ont un ombrage partiel(Figure IV.16(a)).

Dans l'étude du cas 5, on a supposé dans le générateur PV, il y a quatre modules partiellement ombragés et quatre modules possèdent des résistances en série élevées, comme le

montre la figure IV.16(a). La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.16(b). Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation sont représentés dans la Figure IV.17. Le tableau IV.5 présente les valeurs optimales des tensions, des courants, et des puissances ainsi que le facteur de forme et les pertes relatives de la puissance.

Malgré le taux de dégradation élevé du GPV de la configuration initial, on remarque que notre méthode de reconfiguration reste toujours efficace et améliore plus nettement les résultats obtenu par la configuration TCT initial.

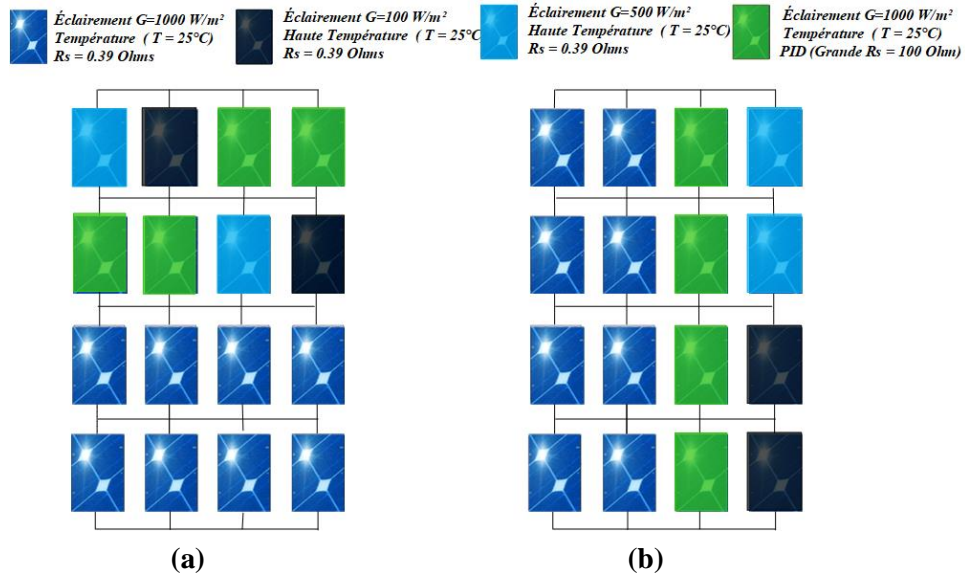


Fig.IV.16 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

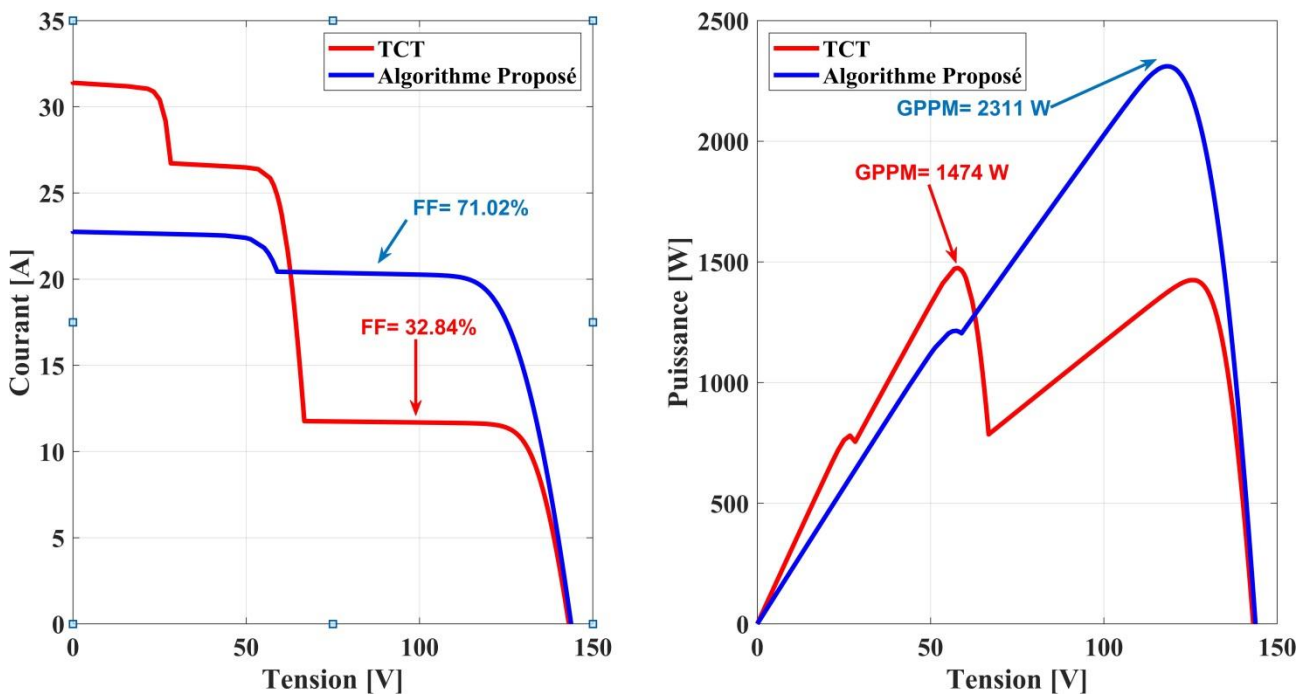


Fig.IV.17 : Caractéristique I-V et P-V pour le cas 5.

Tableau IV.5: Résultats de simulation du cas 5.

Configuration	Pm	Vm	Im	ΔP_{array_Loss} %	FF%
TCT	1474	57.36	25.7	57.14	32.84
Méthode Proposée	2311	118.1	19.52	32.83	71.02

Cas 6 : Les modules M(1,4), M(3,4), M(4.1) et M(4.2) sont vieillis (Rs élevée), et les modules M(1,1), M(1,2), M(1,3), M(2,1), M(2,2), M(2,3), M(4,3) et M(4,4) ont un ombrage partiel(Figure IV.18(a)).

Pour mieux évaluer la méthode proposée, nous avons étendu l'étude à un cas critique où un taux de dégradation de 75 % est présent dans la configuration initiale du générateur PV (Figure IV.18(a)). La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.18(b). Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation sont représentés dans la Figure IV.19. Le tableau IV.6 présente les valeurs optimales des tensions, des courants, et des puissances ainsi que le facteur de forme et les pertes relatives de la puissance. Malgré un taux de dégradation de 75% du GPV de la configuration initial, notre méthode de reconfiguration reste capable d'optimise beaucoup mieux les résultats obtenu par la configuration TCT initial du générateur PV infecté.

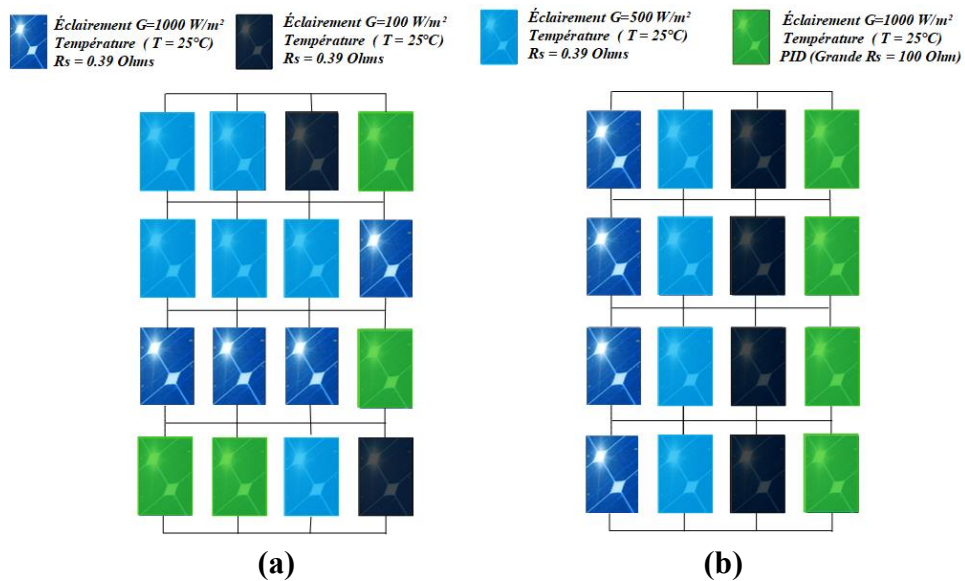


Fig.IV.18 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

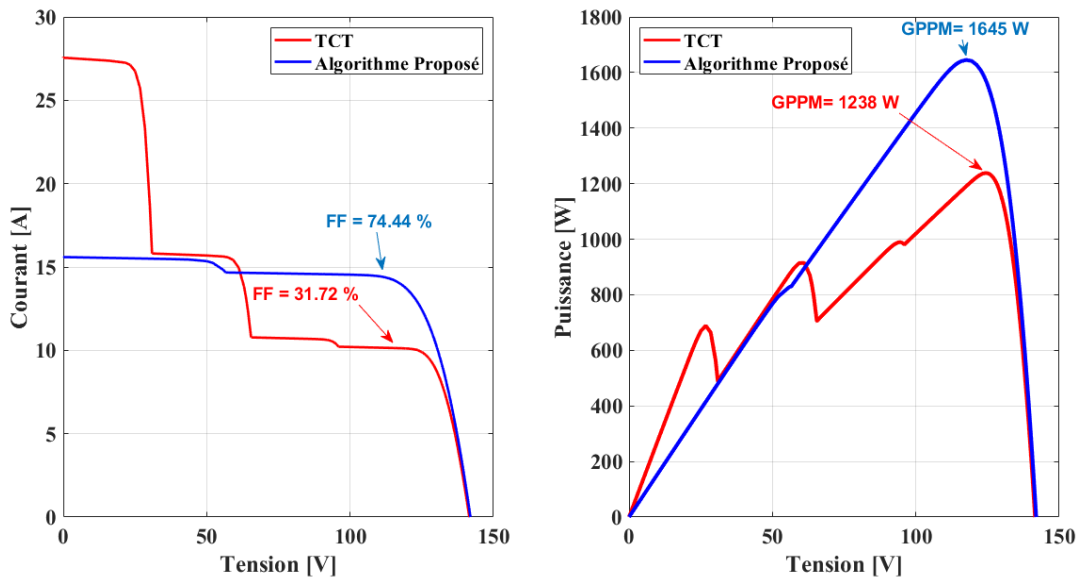


Fig.IV.19 : Caractéristique I-V et P-V pour le cas 6 .

Tableau IV.6: Résultats de simulation du cas 6.

Configuration	Pm	Vm	Im	ΔP_{array_Loss} %	FF%
TCT	1238	124.4	9.947	64.01	31.72
Méthode Proposée	1645	118	13.94	52.18	74.44

IV.4.3 Résultats de Simulation en présence des problèmes de mismatch hybride

Dans la dernière section de la première partie de la simulation, on applique la méthode proposée d’optimisation de la puissance de sortie sur un GPV en présence d’une mismatch plus en plus complexe. En effet, Il s'agit de l’étude de deux cas d'un GPV avec des modules PV dont les valeurs des tensions et des courants non homogènes.

Cas 7 : Les modules $M(1,1)$ et $M(1,2)$ sont ombrés, le module $M(1,4)$ a une résistance R_s élevée, le module $M(4,1)$ a une résistance R_{sh} faible et le module $M(3,4)$ a une température élevée de 60°C (Figure IV.20(a)).

La configuration obtenue par l’application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.20 (b). D’après les courbes I-V et P-V de la figure IV.21 et les valeurs du tableau IV.7, on remarque que notre méthode optimise la puissance de sortie du GPV malgré la difficulté d’avoir des courbes lisse des caractéristiques I-V et P-V.

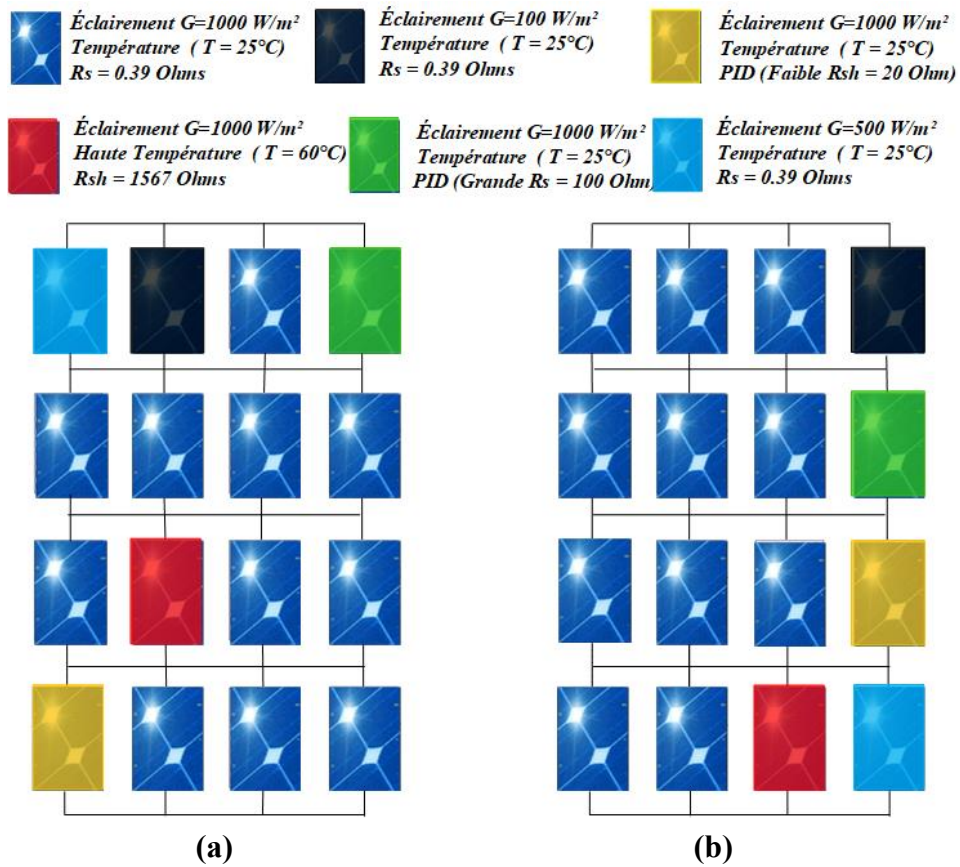


Fig.IV.20 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

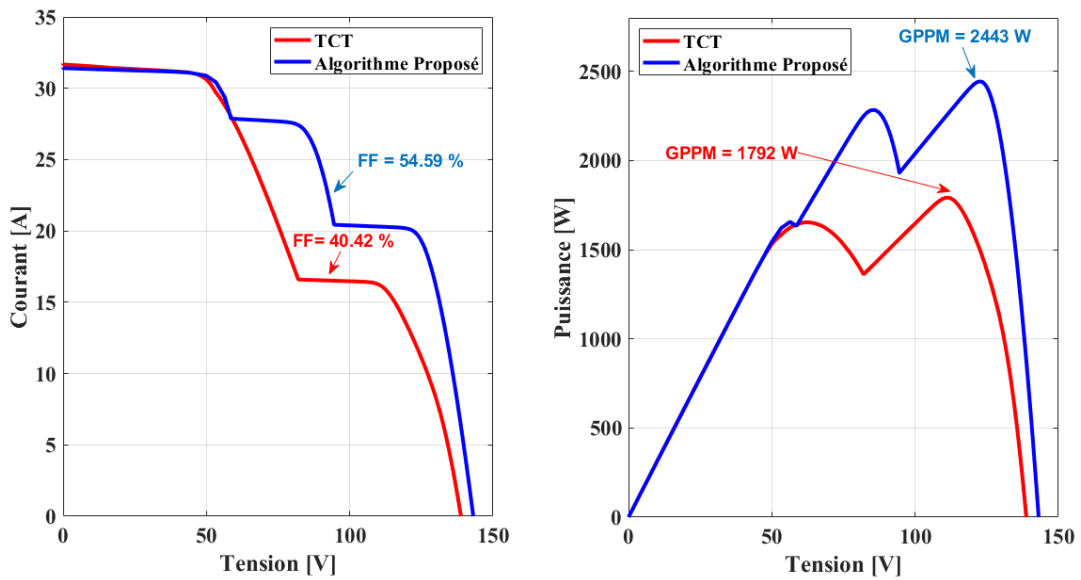


Fig.IV.21 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 7 .

Tableau IV.7: Résultats de simulation du cas 7.

Configuration	Pm	Vm	Im	$\Delta P_{array_Loss} \%$	FF%
TCT	1792	111.1	16.13	47.91	40.82
Méthode Proposée	2443	122.6	19.82	28.97	54.59

Cas 8 : Les Modules $M(2,1)$, $M(2,2)$, $M(3,1)$, $M(3,2)$, $M(4,3)$ et $M(4,4)$ sont ombragés, les modules $M(3,3)$ et $M(4,1)$ ont des R_s élevées, les modules $M(2,4)$ et $M(3,1)$ ont de R_{sh} faible, et les modules $M(1.1)$, $M(1,4)$ et $M(4,2)$ ont une température élevé de 60°C (Figure IV.22(a)).

Dans ce cas le GPV comporte un grand nombre de modules infectés par différents types de mismatch. La configuration obtenue par l'application de la méthode proposée est illustrée par la Figure IV.22 (b). D'après les courbes I-V et P-V de la figure IV.23 et les valeurs du tableau IV.8, on remarque que notre méthode de reconfiguration électrique reste capable d'optimiser la puissance de sortie du GPV tout en rendant les courbes des caractéristiques I-V et P-V lisse.

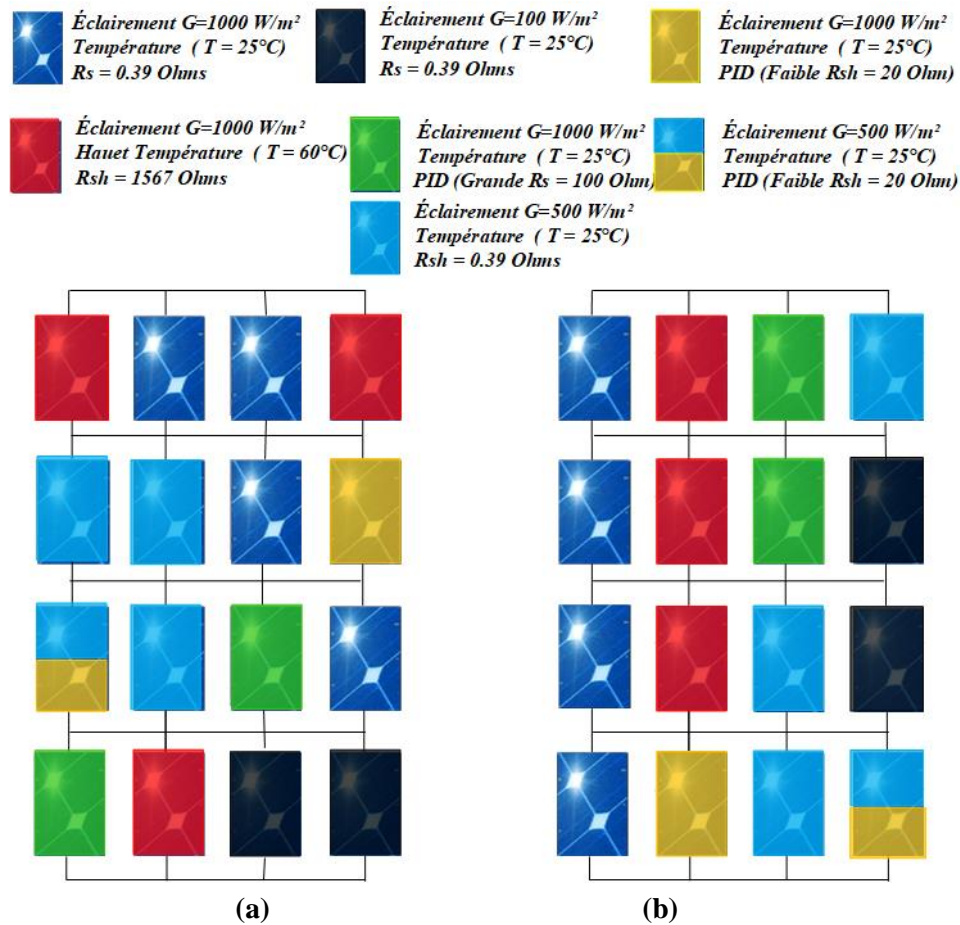


Fig.IV.22 : Générateur PV (4×4), (a) : configuration TCT initial, (b) : TCT après reconfiguration par la méthode proposée.

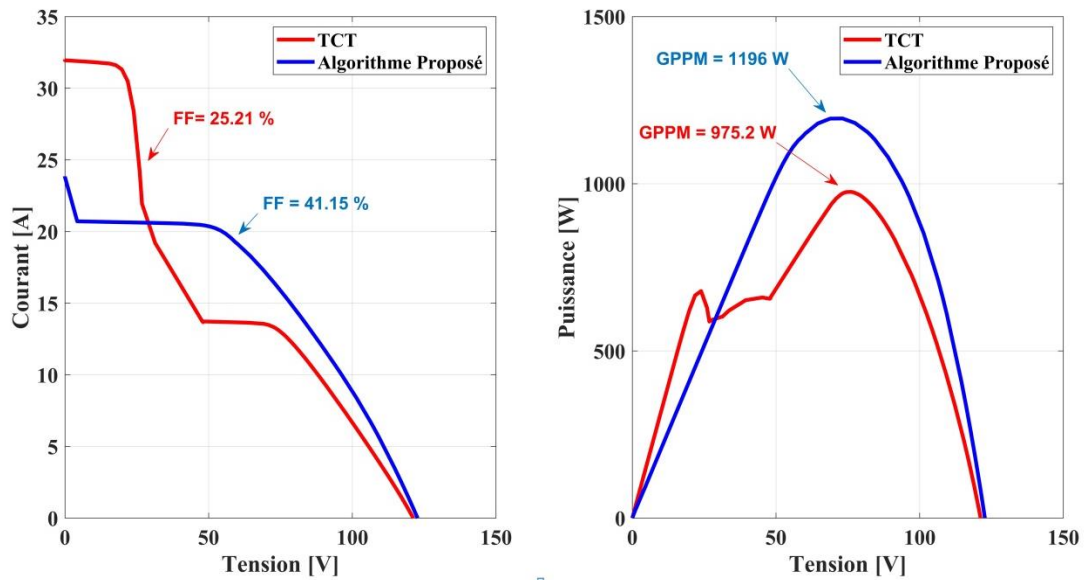


Fig.IV.23 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 8

Tableau IV.8: Résultats de simulation du cas 8.

Configuration	Pm	Vm	Im	$\Delta P_{array_Loss} \%$	FF%
TCT	975.2	76.56	12.74	71.65	25.21
Méthode Proposée	1196	71.92	16.64	65.22	41.15

IV.4.4 Etude comparative avec la méthode des algorithmes génétiques (AG) [10] et la méthode de SuDoKu [9]

Pour évaluer mieux les performances de la méthode de reconfiguration proposée, nous présentons une étude comparative de notre approche avec autres méthodes de la littérature, telles que : la méthode des algorithmes génétiques et la méthode de SuDoKu. Un générateur PV constitué de 81 modules (9×9) connectés initialement en configuration TCT est exposé à deux schémas différents d'ombrage (ombre courte et large et ombre courte et étroite).

Les performances du générateur PV reconfiguré par l'algorithme proposé sont comparées à celles des reconfigurations par la méthode de SuDoKu et par l'AG.

Dans la méthode des AG, l'auteur applique la nature de recherche heuristique adaptative évolutive de l'algorithme génétique pour trouver la configuration optimale du générateur PV[10]. Par conséquent, la puissance de sortie peut être maximisée en réduisant la différence de courant de ligne à chaque moment et dans chaque condition d'ombrage. Ainsi, un ajustement précis des trois paramètres de l'AG est effectué comme il est indiqué sur le tableau IV.9.

Tableau IV.9: Paramètres des AG

Taille de la population (567 bits/chromosome)	10
Crossover	1
Mutation	0.02
Iterations	100

Cas 9 : Ombre courte et large.

Dans le cas d'ombre courte et large, comme le montre la figure IV.24(a), le générateur PV est soumis à quatre niveaux différents d'irradiation. Dans le premier groupe de modules, l'irradiation est de 900 W/m². Le deuxième groupe de modules reçoit une irradiation de 600 W/m². Le troisième et le quatrième groupe des modules sont respectivement irradiés à 400 W/m² et 200 W/m². En outre, les figures IV.24(b), IV.24(c) et IV.24(d) montrent respectivement les reconfigurations des modules en utilisant les méthodes de SuDoKu, des AG et de l'algorithme proposé. Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation du cas 9 sont représentés dans la Figure IV.25.

Le tableau IV.10 présente les valeurs des tensions, des courants, et des puissances ainsi que l'emplacement des PPM locaux et globaux des différentes méthodes.

On remarque que la valeur de la puissance (GPPM) en utilisant la méthode proposée dépasse légèrement les valeurs des puissances (GPPM) des méthodes de SuDoKu et des AG (Zoom de la caractéristique P-V de la figure IV.25). D'après le tableau IV.10, on remarque que la méthode proposée a un nombre minimal des PPM locaux par rapport aux autres méthodes.

900 W/m ²	600 W/m ²	400 W/m ²	200 W/m ²
-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------

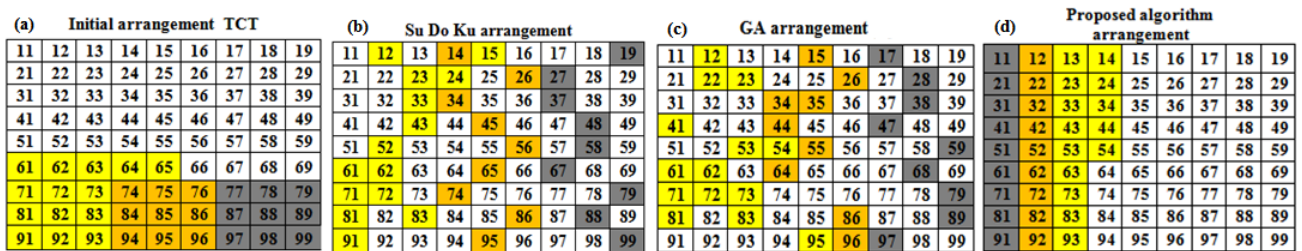


Fig.IV.24 : Schéma d'ombrage pour le cas 9,(a) : schéma de configuration TCT, (b) : reconfiguration par la méthode Su Do Ku, (c) : reconfiguration par la méthode des AG, et (d) : reconfiguration par la méthode proposée

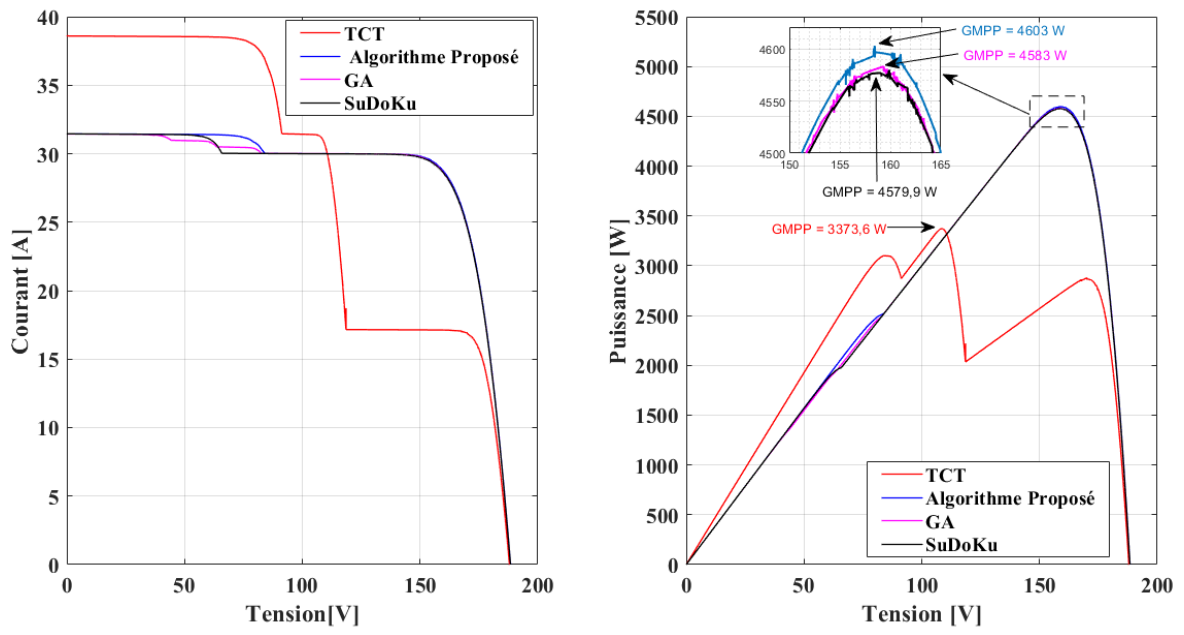


Fig.IV.25 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 9

Tableau IV.10: Emplacement des PPM locaux et globaux dans les configurations TCT, SU DO KU, GA et l'algorithme proposé pour le cas 9.

Configuration	Ligne	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9
	Paramètres									
Configuration TCT	$\sum I_m$	8.1I _m				6.6I _m	3.6I _m			
	$\sum V_m$	5V _m				6V _m	9V _m			
	P_{out}	40.5I _m V _m				39.6 I _m V _m	32.4I _m V _m			
	$PPM(W)$	Global PPM (3373.6)				Local PPM1	Local PPM2			
Configuration par Sudoku	$\sum I_m$	6.3I _m		6.6I _m		6.3I _m		6.6I _m		
	$\sum V_m$	9V _m		4V _m		9V _m		4V _m		
	P_{out}	56.7I _m V _m		26.4I _m V _m		56.7I _m V _m		26.4I _m V _m		
	$PPM(W)$	Global PPM (4579 .9)		Local PPM1		Global PPM (4579 .9)		Local PPM1		
Reconfiguration par AG	$\sum I_m$	6.6I _m	6.3I _m	6.4 I _m	6.6 I _m	6.3I _m	6.5I _m	6.3I _m	6.6I _m	
	$\sum V_m$	3V _m	9V _m	5V _m	3V _m	9V _m	4V _m	9V _m	3V _m	
	P_{out}	19.8I _m V _m	56.7I _m V _m	32 I _m V _m	19.8 I _m V _m	56.7I _m V _m	26 I _m V _m	56.7 I _m V _m	19.8I _m V _m	
	$PPM(W)$	Local PPM1	Global PPM (4583.3)	Local PPM3	Local PPM1	Global PPM (4583.3)	Local PPM2	Global PPM (4583.3)	Local PPM1	
Reconfiguration par la méthode proposée	$\sum I_m$	6.3I _m				6.6I _m				
	$\sum V_m$	9V _m				4V _m				
	P_{out}	56.7I _m V _m				26.4I _m V _m				
	$PPM(W)$	Global PPM (4603.2)				Local PPM1				

Cas 10 : Ombre courte et étroite

Dans le cas d'un ombre courte et étroite comme le montre la figure IV.26(a), le générateur PV est soumis à trois niveaux différents d'irradiation. Dans le premier groupe de modules, l'irradiation est de 900 W/m². Le deuxième groupe de modules reçoit une irradiation de 600 W/m². Le troisième groupe des modules est irradié à 400 W/m². Les figures IV.26(b), IV.26(c) et IV.26(d) montrent respectivement les reconfigurations des modules en utilisant les méthodes de SuDoKu, des AG et de l'algorithme proposé. Les courbes des caractéristiques I-V et P-V de la simulation du cas 10 sont représentés dans la Figure IV.27. Le tableau IV.11 présente les valeurs des tensions, des courants, et des puissances ainsi que l'emplacement des PPM locaux et globaux des différentes méthodes.

D'après le Zoom de la courbe de caractéristique P-V de la Figure IV.27, on remarque que la valeur de la puissance maximale obtenue par la méthode proposée dépasse les valeurs des puissances maximales fourni par les deux autres méthodes, de plus la courbe de la caractéristique P-V obtenu par la méthode de reconfiguration proposés est très lisses par rapport à celles des autres méthodes vu le nombre minimal des PPM locaux obtenu.

900 W/m ²	600 W/m ²	400 W/m ²
-------------------------	-------------------------	-------------------------

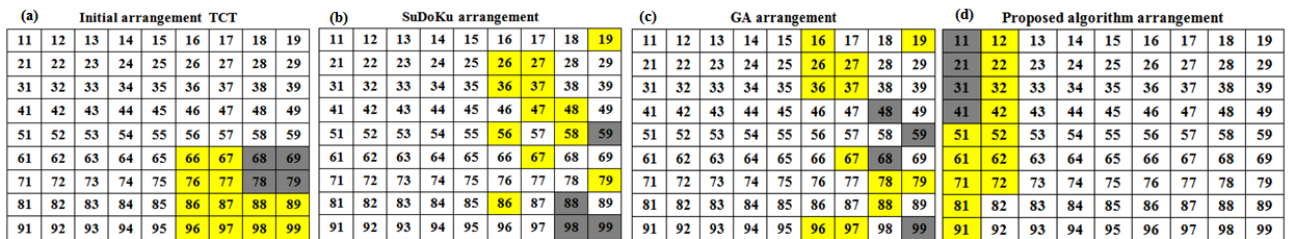


Fig.IV.26 : Schéma d'ombrage pour le cas 10,(a) : schéma de configuration TCT, (b) : reconfiguration par la méthode Su Do Ku, (c) : reconfiguration par la méthode des AG, et (d) : reconfiguration par la méthode proposée

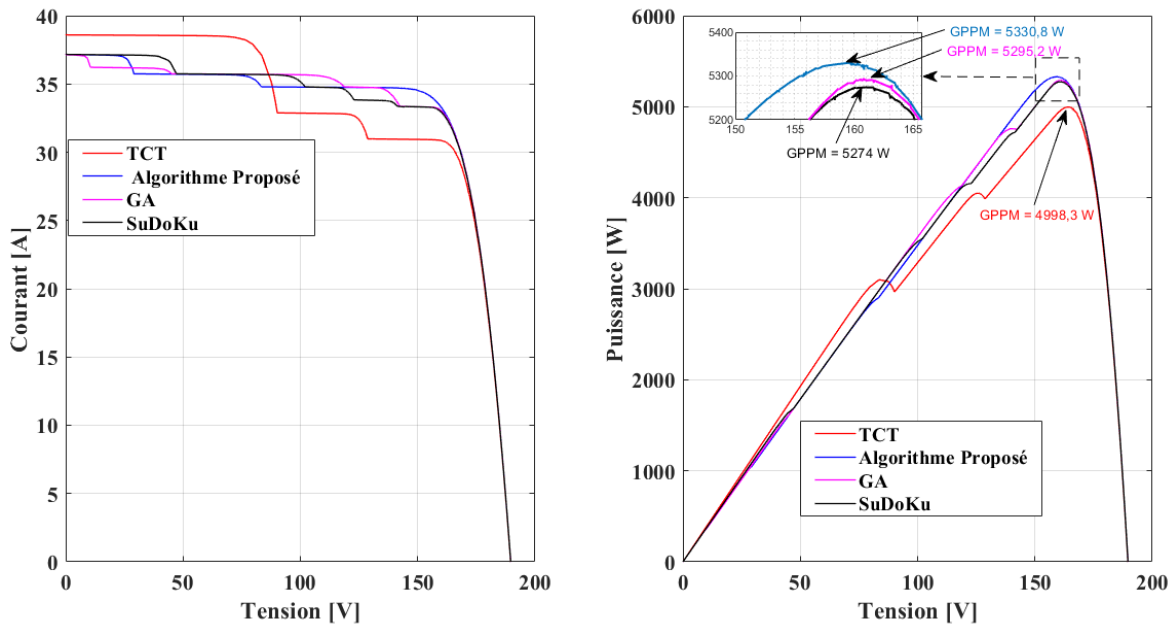


Fig.IV.27 : Caractéristiques I-V et P-V pour le cas 10

Tableau IV.11: Emplacement des PPM locaux et globaux dans les configurations TCT, SU DO KU, GA et l'algorithme proposé pour le cas 10.

Configurations	Ligne	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9
	Paramètres									
Configuration par TCT	$\sum I_m$	8.1I _m				7.4I _m		6.9I _m		
	$\sum V_m$	5V _m				7V _m		9V _m		
	P_{out}	40.5I _m V _m				51.8I _m V _m		62.1I _m V _m		
	$PPM(W)$	Local PPM1				Local PPM2		Global PPM (4998.3)		
Reconfiguration par Sudoku	$\sum I_m$	7.8I _m	7.5I _m		6.8I _m	7.8I _m		7.3I _m	7.1I _m	
	$\sum V_m$	3V _m	6V _m		9V _m	3V _m		7V _m	8V _m	
	P_{out}	23.4I _m V _m	45I _m V _m		61.2I _m V _m	23.4I _m V _m		51.1I _m V _m	56.8I _m V _m	
	$PPM(W)$	Local PPM1	Local PPM2		Global PPM (5274)	Local PPM1		Local PPM3	Local PPM4	
Reconfiguration par GA	$\sum I_m$	7.5I _m			7.6I _m		7.3I _m	7.5I _m	7.3I _m	7I _m
	$\sum V_m$	6V _m			2V _m		8V _m	6V _m	8V _m	9V _m
	P_{out}	45I _m V _m			15.2I _m V _m		58.4 I _m V _m	45 I _m V _m	58.4I _m V _m	63I _m V _m
	$PPM(W)$	Local PPM2			Local PPM1		Local PPM3	Local PPM2	Local PPM3	Global PPM (5295.2)
Reconfiguration par la méthode proposée	$\sum I_m$	7.3I _m			7.5I _m			7.8I _m		
	$\sum V_m$	9V _m			5V _m			2V _m		
	P_{out}	65.7I _m V _m			37.5I _m V _m			15.6I _m V _m		
	$PPM(W)$	Global PPM (5330.8)			Local PPM2			Local PPM1		

IV.4.5 Évaluation basée sur le temps de calcul

Nous avons effectué une comparaison entre la méthode proposée et la méthode des AG en point de vu temps de calcul. Cette comparaison est faite dans les mêmes environnements utilisés, tels que : un processeur **Intel core i5 (2 cœurs de 2.4 GHz)**, et **6 GB** de mémoire installé avec un système d'exploitation Windows 7, 64 bits. Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau IV.12. Notons que le principe des méthodes évolutionnaires telles que les AG est de générer une initialisation aléatoire et de faire évoluer les solutions optimales après les opérations de crossover, de sélection de chromosomes et de mutation individuelle. Toutefois, il convient de mentionner que les performances des AG sont influencées par les paramètres de l'algorithme ; par conséquent, les opérateurs correspondants de la méthode de l'AG sont soigneusement réglés par **essais et erreurs** pour obtenir des performances optimales.

Afin de connaître la vitesse moyenne des algorithmes étudiés, les temps de calcul minimum et maximum sont enregistrés pour 10 différents tests de la méthode proposée et des AG. Conformément au tableau, la méthode proposée arrive clairement toujours à la meilleure solution avant la méthode des AG. Par conséquent, la méthode des AG a tendance à converger vers un optimum local. Il est donc nécessaire d'exécuter le code plusieurs fois afin d'obtenir l'optimum global. Cela implique une plus grande perte de temps de calcul.

Tableau IV.12: Temps de calcul minimum, maximum et moyen pour différents cas en appliquant AG et l'algorithme proposé

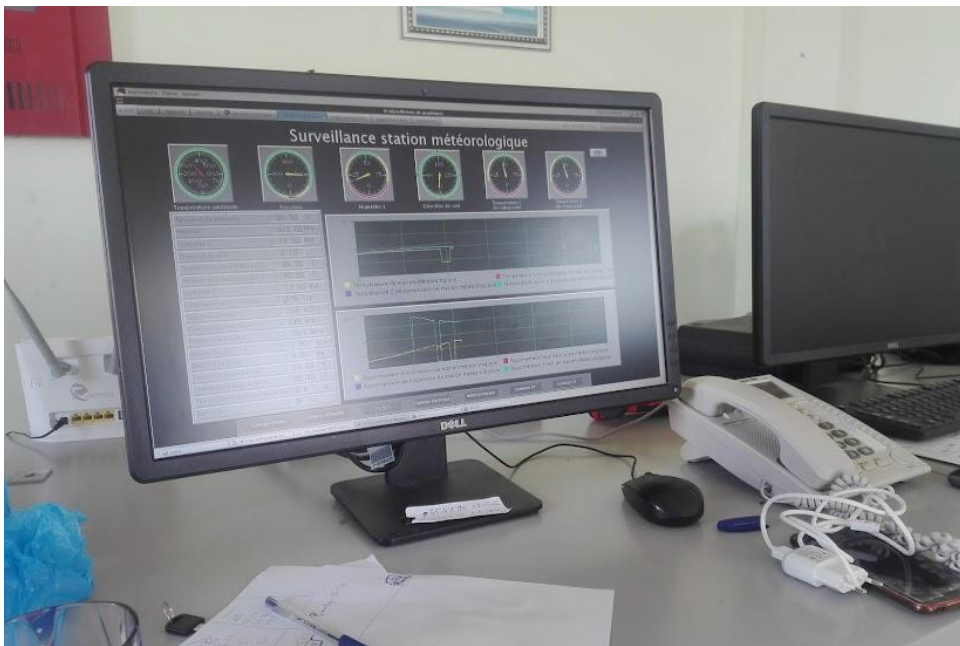
Cas	Method	Temps de calcul minimal (s)	Temps de calcul maximal (s)	Temps moyen de calcul (s)
Cas 9	GA méthode	40.967	54.548	46.0828
	Algorithme Proposé	0.323	0.414	0.3728
Cas 10	GA méthode	39.682	56.129	45.018
	Algorithme Proposé	0.327	0.592	0.402

IV.5 Mesures expérimentales

Afin de confirmer l'efficacité de l'approche proposée dans des conditions environnementales réelles, l'algorithme proposé a été appliqué pour minimiser les effets des vieillissements des modules PV de manière optimale. Une Co-simulation est effectuée sur un générateur PV de 16 modules interconnecté initialement en TCT est soumis à des rayonnements et des températures obtenus de la station métrologique du champ PV (20MWc) de **Ain Elmelh**, Wilaya de M'sila ,Algérie. La figure IV.28 (a) illustre une matrice de modules PV orientés plein sud et inclinés d'un angle de 32°. La figure IV.28 (b) illustre le système de supervision de la station métrologique. Le champ PV de 20 MWc et la station métrologique sont installés sur un endroit de latitude : 34.85945324398472 N et de longitude : 4.20112426879302 EST.



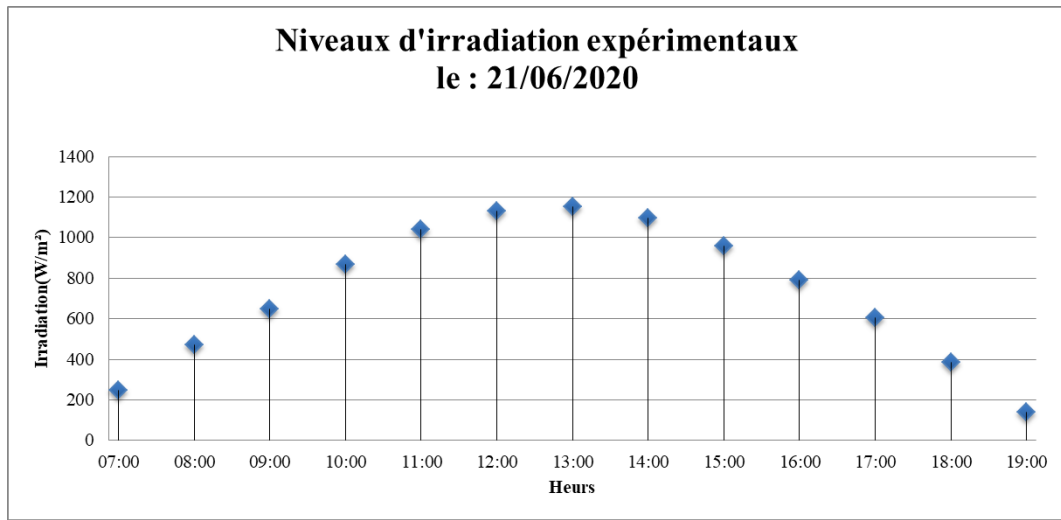
(a)



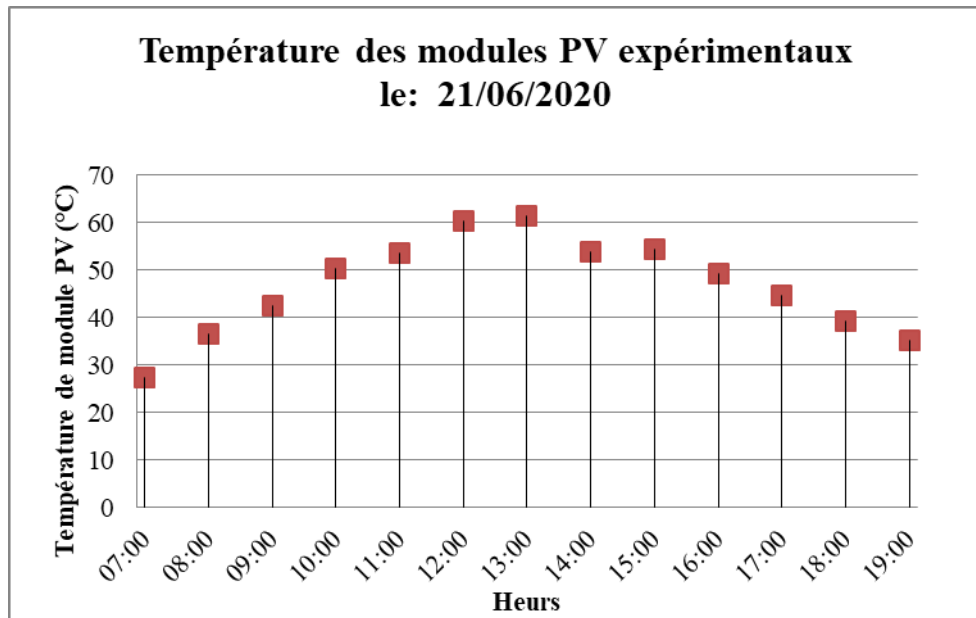
(b)

Fig.IV.28: Aperçus sur la station PV (20 MWc), (a): Matrice de modules PV et (b) : Système de supervision de la station météorologique.

Les valeurs des irradiances et des températures mesurés sont illustrés par les figures IV.29(a) et IV.29(b). Pour effectuer la Co-simulation, nous avons introduit plusieurs scénarios de vieillissement sur le générateur PV, comme il est indiqué à la figure IV.30. Les caractéristiques (P-V) correspondantes aux différents scénarios de vieillissement sont représentées par les figures IV.31(a) et IV.31(b).



(a)



(a)

Fig.IV.29 : Valeurs mesurés, (a) : Irradiations journalière et (b) : Températures de modules

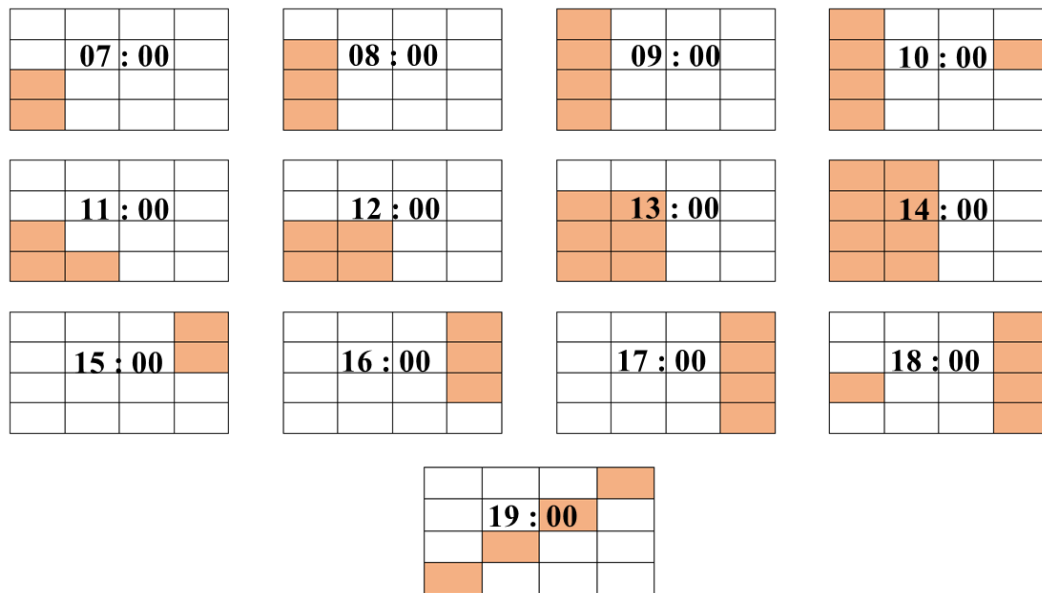


Fig.IV.30: Différents scénarios de vieillissement

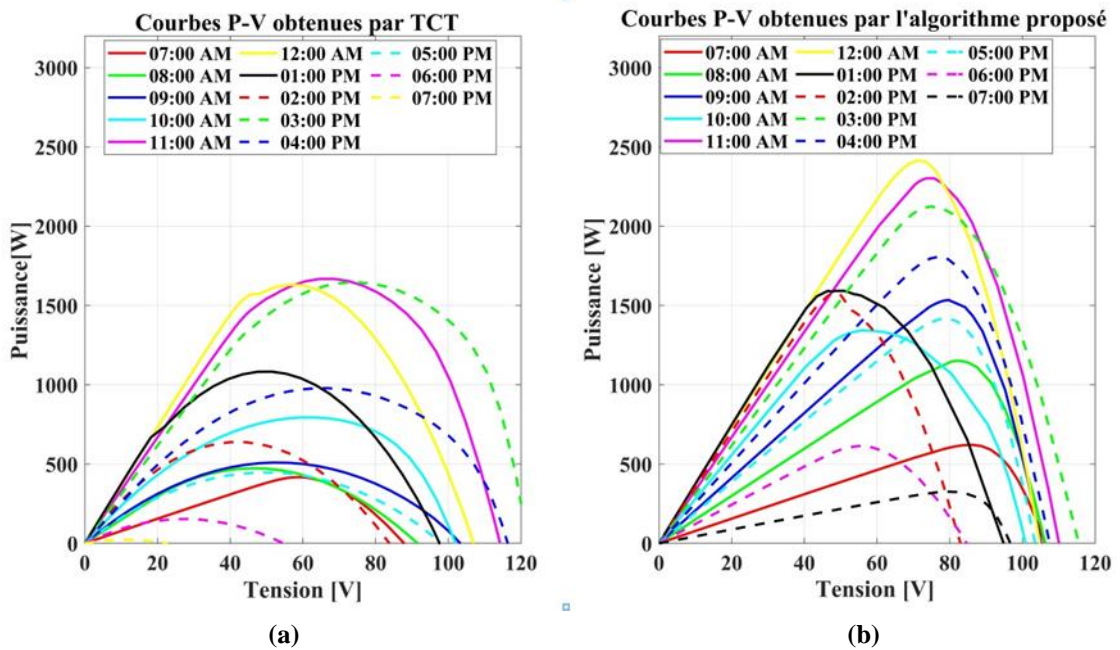


Fig.IV.31 : Les caractéristiques P-V, (a) : par la configuration TCT initiale et (b) : par la reconfiguration proposée.

Les valeurs des puissances obtenues durant les différents heurs de la journée en utilisant la configuration TCT initiale et notre méthode de reconfiguration sont présentées dans le tableau IV.13. L'énergie totale produite par jour et les revenus calculés en prenant le tarif de 0,03 dollar US (USD) par unité basé sur le tarif de l'électricité en Algérie[134] ont présenté dans le Tableau IV.13.

Tableau IV.13 : La puissance maximale quotidienne générée par les différentes configurations

Heur	Puissance maximale générée en (W)	
	TCT	Méthode proposée
07:00:00	417.43	621.24
08:00:00	473.46	1151.4
09:00:00	509.43	1534.4
10:00:00	794.28	1343.4
11:00:00	1667.7	2301.9
12:00:00	1631.3	2414.5
13:00:00	1082.6	1592.5
14:00:00	638.16	1576.9
15:00:00	1645.7	2125
16:00:00	978.48	1808
17:00:00	446.66	1418.5
18:00:00	153.82	613.4
19:00:00	23.17	326.16
Énergie totale produite par jour (kWh)	10.417	15.46
Revenu total par jour en USD (0,03 USD par kWh)	0.31	0.46
Erreur relative de l'énergie produite par jour (%)	$\Delta E = \frac{E_{Méthode} - E_{TCT}}{E_{TCT}} \times 100 = 48.41\%$	

Les résultats présentés dans le tableau IV.13 montrent nettement la supériorité de l'approche proposée par rapport à la configuration TCT statique. Les calculs énergétiques montrent que la méthode de reconfiguration proposée permet d'économiser **48.41 %** de l'énergie produite par la méthode de TCT par jour.

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, une nouvelle méthode d'optimisation des systèmes PV a été proposée pour obtenir une production d'énergie maximale sous divers effets de mismatch. Cette méthode est basée sur l'équilibrage des paramètres physiques des modules PV interconnectés en TCT. Tout d'abord, une description mathématique du problème abordé dans le présent travail a été présentée. Afin de mieux comprendre l'approche de notre algorithme, nous avons donné un exemple numérique d'un générateur PV de (2 × 2) modules soumis aux différents types de mismatch.

Nous avons démontré mathématiquement l'efficacité du repositionnement des modules PV pour avoir une puissance de sortie maximale. L'algorithme proposé est basé sur l'identification des types de mismatch (de tension, ou de courant ou hybride).

La simulation de l'approche proposée fournit de bons résultats concernant l'optimisation de la puissance de sortie du générateur PV pour différents scénarios de mismatch.

Par la suite, une étude comparative entre notre méthode de reconfiguration et la méthode des AG et la méthode a été faite. Les résultats obtenus montrent la supériorité de la méthode proposée en terme de :

- 1- La puissance de sortie est la plus grande pour tous les scénarios de mismatch.
- 2- Le temps de calcul est minimal par rapport à celle de la méthode des AG.
- 3- La configuration dynamique par la matrice de commutation électrique nécessite moins de câblage par rapport à celle de la configuration physique de la méthode de SuDoKu.
- 4- Contrairement aux autres méthodes qui ne traitent que le problème de l'ombrage partiel, la méthode proposée est applicable à tous les phénomènes de mismatch rencontrés tels que l'ombrage partiel, la présence d'une différence entre les températures des modules PV, le vieillissement des modules PV (PID, LID, ..., etc.).

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans cette thèse, une nouvelle technique de reconfiguration des générateurs PV basée sur l'équilibrage des grandeurs électrique des modules PV a été proposée. Il est bien connu que le problème de mismatch se traduit par une réduction du courant et/ou de la tension des modules constituant le générateur PV. Alors que la plupart des techniques proposées dans la littérature ont traité le mismatch de courant uniquement notamment l'ombrage partiel. En fait, l'ombrage partiel n'est qu'une partie du problème de mismatch, et il n'est pas le seul phénomène qui influé sur la production énergétique des générateurs PV. Par conséquent, la température des cellules PV est un paramètre très important qui ne peut être négligé dans le comportement des modules PV. De plus, la durée de vie estimée des modules PV est d'environ 25 ans. Pendant cette période, ils subissent une dégradation due à l'exposition au rayonnement solaire, à l'humidité et aux changements de la température. La variation de la température ambiante et le vieillissement des modules PV influencent fortement sur les paramètres électriques des modules PV. Dans ce contexte, nous avons proposé dans cette thèse une nouvelle technique simple et efficace de reconfiguration dynamique de l'emplacement des modules constituant le générateur PV. Cette technique est basée sur l'équilibrage des tensions et/ou des courants des modules afin d'améliorer la production énergétique de générateur PV interconnectés initialement en configuration TCT, sous la présence de n'importe quel effet de mismatch.

Tout d'abord, nous avons présenté une description sur les différentes énergies renouvelables, tout en se focalisant sur les potentiels des secteurs de l'énergie PV en Algérie.

Par la suite, nous avons présenté une étude détaillée sur les modélisations mathématiques des modules PV en illustrant les différents paramètres qui influent sur le comportement de ces modules. Cette étude nous a permis de proposer un nouveau modèle du module PV basé sur l'approche des réseaux de neurone artificiels. Après avoir donné une classification des différents types de mismatch, une présentation des différentes méthodes existe dans la littérature pour réduire les pertes dues aux phénomènes de mismatch a été effectué.

Enfin, nous avons présenté une description détaillée de la méthode de reconfiguration proposée, suivi par une série des simulations pour montrer l'efficacité de cette méthode afin d'améliorer la production énergétique du générateur PV sous la présence de différents types de mismatch. Pour confirmer l'efficacité de la méthode de reconfiguration proposée, une étude comparative de cette dernière avec les méthodes de configuration TCT, de reconfiguration SuDoKu, et de reconfiguration des AG a été réalisée. Les résultats de simulation obtenus ont mis en évidence la supériorité de notre méthode proposée par rapport aux autres méthodes. Les avantages de notre

méthode résident dans sa simplicité de mise en œuvre, ainsi que dans la minimisation des nombres des PPM locaux pour rendre les courbes des caractéristiques I-V et P-V lisses.

Comme perspectives, on peut envisager la réalisation pratique de la technique proposée sous divers conditions défavorable de fonctionnement du générateur PV. Ainsi de trouver un moyen pour la minimisation de nombre de capteurs des tensions et des courants afin de réduire le cout de l'installation PV.

Bibliographies

Bibliographies

- [1] T. Hong, C. Koo, J. Park, and H. S. Park, "A GIS (geographic information system)-based optimization model for estimating the electricity generation of the rooftop PV (photovoltaic) system," *Energy*, vol. 65, pp. 190–199, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.11.082.
- [2] T. Hong, C. Koo, J. Park, and H. S. Park, "A GIS (geographic information system)-based optimization model for estimating the electricity generation of the rooftop PV (photovoltaic) system," *Energy*, vol. 65, pp. 190–199, Nov. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.11.082.
- [3] K. Lappalainen and S. Valkealahti, "Photovoltaic mismatch losses caused by moving clouds," *Sol. Energy*, vol. 158, pp. 455–461, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.001.
- [4] K. Lappalainen and S. Valkealahti, "Photovoltaic mismatch losses caused by moving clouds," *Sol. Energy*, vol. 158, no. 2, pp. 455–461, May 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.001.
- [5] Y. Hu, J. Zhang, J. Wu, W. Cao, G. Y. Tian, and J. L. Kirtley, "Efficiency Improvement of Nonuniformly Aged PV Arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 2, pp. 1124–1137, Feb. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2544842.
- [6] R. Candela, V. di Dio, E. R. Sanseverino, and P. Romano, "Reconfiguration Techniques of Partial Shaded PV Systems for the Maximization of Electrical Energy Production," in *2007 International Conference on Clean Electrical Power*, May 2007, pp. 716–719, doi: 10.1109/ICCEP.2007.384290.
- [7] R. Ramabadran and B. Mathur, "MATLAB Based Modelling and Performance Study of Series Connected SPVA under Partial Shaded Conditions," *J. Sustain. Dev.*, vol. 2, no. 3, pp. 85–94, Jul. 2009, doi: 10.5539/jsd.v2n3p85.
- [8] S. T. BUDDHA, "Topology reconfiguration to improve the photovoltaic (PV) array performance," *Arizona State Univ.*, vol. 11, no. 1, pp. 147–173, 2011.
- [9] B. I. Rani, G. S. Ilango, and C. Nagamani, "Enhanced Power Generation From PV Array Under Partial Shading Conditions by Shade Dispersion Using Su Do Ku Configuration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 594–601, Jul. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2230033.
- [10] S. N. Deshkar, S. B. Dhale, J. S. Mukherjee, T. S. Babu, and N. Rajasekar, "Solar PV array reconfiguration under partial shading conditions for maximum power extraction using genetic algorithm," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 102–110, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.098.
- [11] A. Harrag and S. Messalti, "Adaptive GA-based reconfiguration of photovoltaic array combating partial shading conditions," *Neural Comput. Appl.*, vol. 30, no. 4, pp. 1145–1170,

- Aug. 2018, doi: 10.1007/s00521-016-2757-y.
- [12] B. Dhanalakshmi and N. Rajasekar, “A novel Competence Square based PV array reconfiguration technique for solar PV maximum power extraction,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 174, pp. 897–912, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.077.
- [13] T. S. Babu, J. P. Ram, T. Dragicevic, M. Miyatake, F. Blaabjerg, and N. Rajasekar, “Particle Swarm Optimization Based Solar PV Array Reconfiguration of the Maximum Power Extraction Under Partial Shading Conditions,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 74–85, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2714905.
- [14] D. Yousri, D. Allam, and M. B. Eteiba, “Optimal photovoltaic array reconfiguration for alleviating the partial shading influence based on a modified harris hawks optimizer,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 206, p. 112470, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112470.
- [15] I. M. Peters, J. Hauch, C. Brabec, and P. Sinha, “The value of stability in photovoltaics,” *Joule*, vol. 5, no. 12, pp. 3137–3153, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.joule.2021.10.019.
- [16] J. Bougard, “Applications de l’énergie solaire dans le froid et le conditionnement d’air,” *Int. J. Refrig.*, vol. 6, no. 5–6, pp. 319–328, Sep. 1983, doi: 10.1016/0140-7007(83)90011-7.
- [17] A. LABOURET, J.-P. BRAUN, P. CUMUNEL, and B. RARRAGI, *Cellules Solaires Les Bases De L’Énergie Photovoltaïque*. 2010.
- [18] A. Slaoui, “Électricité photovoltaïque - Principes Électricité photovoltaïque,” *Tech. l’ingénieur*, 2013, doi: 139.165.31.11.
- [19] “Les chiffres clés de l’édition 2019 des «Key World Energy Statistics» de l’AIE | Connaissances des énergies.” <https://www.connaissancedesenergies.org/les-chiffres-cles-de-ledition-2019-des-key-world-energy-statistics-de-laie-191001#notes> (accessed Dec. 05, 2021).
- [20] E. Hache, S. Carcanague, C. Bonnet, G. S. Seck, and M. Simoën, “Vers une géopolitique de l’énergie plus complexe?,” *Rev. Int. Strat.*, vol. N° 113, no. 1, p. 71, 2019, doi: 10.3917/ris.113.0071.
- [21] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, “Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050,” 2019. doi: DOE/EIA-0383(2012) U.S.
- [22] U.S. Energy Information Administration, “U.S. energy facts explained,” *Department of Energy*, 2019. .
- [23] “Programme national de développement des énergies renouvelables – ME.” https://www.me.gov.dz/a/?page_id=2086 (accessed Oct. 05, 2021).
- [24] R. Direction energie, “Ministère de l’Énergie , Algérie,” *Direction energie renouvelable*, 2020. <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie> (accessed Dec. 05, 2021).

- [25] Programme national de développement des énergies renouvelables – ME, Algérie, https://www.me.gov.dz/a/?page_id=2086 (accessed Oct. 05, 2021).
- [26] C. Riou, C. Valancogne, and P. Pieri, “Un modèle simple d’interception du rayonnement solaire par la vigne - vérification expérimentale,” *Agronomie*, vol. 9, no. 5, pp. 441–450, 1989, doi: 10.1051/agro:19890502.
- [27] A. Aziz, “Propriétés électriques des composants électroniques minéraux et organiques, Conception et modélisation d’une chaîne photovoltaïque pour une meilleure exploitation de l’énergie solaire,” 2006.
- [28] M. E. Becquerel, “On the colored photographic image of the solar spectrum,” *J. Franklin Inst.*, vol. 45, no. 5, pp. 383–384, May 1848, doi: 10.1016/0016-0032(48)90758-3.
- [29] L. Hollan, J. Lebrun, C. Pataquis, and C. Schiller, “Effet photovoltaïque dans le système ternaire $Zn_x Cd_{1-x} Te$,” *Solid State Commun.*, vol. 7, no. 1, pp. 203–207, Jan. 1969, doi: 10.1016/0038-1098(69)90725-X.
- [30] D. Cahen, B. Büchner, H. Flaisher, and M. Wolf, “Photothermal Energy Balance Analysis of Photovoltaic Cells,” 1990.
- [31] D. M. Bagnall and M. Boreland, “Photovoltaic technologies,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4390–4396, Dec. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.070.
- [32] A. Shah, “Photovoltaic Technology: The Case for Thin-Film Solar Cells,” *Science (80-.)*, vol. 285, no. 5428, pp. 692–698, Jul. 1999, doi: 10.1126/science.285.5428.692.
- [33] J. Randolph and G. M. Masters, “Photovoltaic Systems,” in *Energy for Sustainability*, Washington, DC: Island Press/Center for Resource Economics, 2018, pp. 341–365.
- [34] John F. Hubert, “Currents And Slopes In Flysch Basins: A DISCUSSION,” *SEPM J. Sediment. Res.*, vol. Vol. 38, 1968, doi: 10.1306/74D71BC2-2B21-11D7-8648000102C1865D.
- [35] R. A. Messenger, *Photovoltaic Systems Engineering*. 2018.
- [36] C. M. Whitaker, T. U. Townsend, A. Razon, R. M. Hudson, and X. Vallvé, “PV Systems,” in *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2011, pp. 841–895.
- [37] G. N. Tiwari, R. K. Mishra, and S. C. Solanki, “Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modelling,” *Applied Energy*. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.01.005.

- [38] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, Jul. 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [39] R. Messenger and D. Y. Goswami, *Energy Efficiency and Renewable Energy Handbook*. CRC Press, 2015.
- [40] W. T. Rhodes *et al.*, Eds., *Photovoltaic Solar Energy Generation*, vol. 112. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2005.
- [41] L. Phillips, "Solar energy," in *Managing Global Warming*, Elsevier, 2019, pp. 317–332.
- [42] *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2009.
- [43] Krismadinata, N. A. Rahim, H. W. Ping, and J. Selvaraj, "Photovoltaic Module Modeling using Simulink/Matlab," *Procedia Environ. Sci.*, vol. 17, pp. 537–546, 2013, doi: 10.1016/j.proenv.2013.02.069.
- [44] "Matlab / simulink based study of photovoltaic cells / modules / array and their experimental verification," *Int. J. Energy Environ.*, 2010.
- [45] V. Badescu, "Simple optimization procedure for silicon-based solar cell interconnection in a series-parallel PV module," *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 9–10, pp. 1146–1158, Jun. 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2005.06.018.
- [46] R. Corkish, M. A. Green, M. E. Watt, and S. R. Wenham, *Applied Photovoltaics*. Routledge, 2013.
- [47] M. Drif, A. Mellit, J. Aguilera, and P. J. Pérez, "A comprehensive method for estimating energy losses due to shading of GC-BIPV systems using monitoring data," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2397–2404, Sep. 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.05.008.
- [48] M. Drif, M. Drif, J. O. Estima, and A. J. M. Cardoso, "The use of the stator instantaneous complex apparent impedance signature analysis for discriminating stator winding faults and supply voltage unbalance in three-phase induction motors," 2013, doi: 10.1109/ECCE.2013.6647289.
- [49] J. T. Bialasiewicz, "Renewable Energy Systems With Photovoltaic Power Generators: Operation and Modeling," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2752–2758, Jul. 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.920583.
- [50] R. Chenni, M. Makhlouf, T. Kerbache, and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1724–1730, Sep. 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.12.006.
- [51] X. H. Nguyen and M. P. Nguyen, "Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink," *Environ. Syst. Res.*, vol. 4, no. 1, p. 24,

- Dec. 2015, doi: 10.1186/s40068-015-0047-9.
- [52] D. S. H. Chan and J. C. H. Phang, “Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single-and Double-Diode Model Parameters from I-V Characteristics,” *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 34, no. 2, pp. 286–293, Feb. 1987, doi: 10.1109/T-ED.1987.22920.
- [53] TIMOTHY U. TOWNSEND, “A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems,” 1989.
- [54] J. A. Gow and C. D. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies,” *IEE Proc. - Electr. Power Appl.*, vol. 146, no. 2, p. 193, 1999, doi: 10.1049/ip-epa:19990116.
- [55] Stéphane PETIBON, “Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques,” Université de Toulouse, 2009.
- [56] L. A. Hecktheuer, A. Krenzinger, and C. W. M. Prieb, “Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis,” *J. Brazilian Soc. Mech. Sci.*, vol. 24, no. 1, pp. 26–32, Mar. 2002, doi: 10.1590/S0100-73862002000100004.
- [57] R. Corkish, M. A. Green, M. E. Watt, and S. R. Wenham, *Applied Photovoltaics*. Routledge, 2013.
- [58] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, “A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB,” *NRIAG J. Astron. Geophys.*, vol. 3, no. 1, pp. 53–61, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.nrjag.2014.04.001.
- [59] T. Salmi, M. Bouzguenda, A. Gastli, and A. Masmoudi, “MATLAB/simulink based modelling of solar photovoltaic cell,” *Int. J. Renew. Energy Res.*, 2012, doi: 10.20508/ijrer.42248.
- [60] K. H. Hussein, “Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, no. 1, p. 59, 1995, doi: 10.1049/ip-gtd:19951577.
- [61] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays,” in *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, Sep. 2009, pp. 1244–1254, doi: 10.1109/COBEP.2009.5347680.
- [62] T. U. Townsend, “a Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems,” *a Method Estim. Long-Term Perform. Direct-Coupled Photovolt. Syst.*, 1989.
- [63] A. S. H. van der Heide, A. Schönecker, J. H. Bultman, and W. C. Sinke, “Explanation of high solar cell diode factors by nonuniform contact resistance,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 13, no. 1, pp. 3–16, Jan. 2005, doi: 10.1002/pip.556.
- [64] K. Ranabhat, L. Patrikeev, A. Antal’evna-Revina, K. Andrianov, V. Lapshinsky, and E.

- Sofronova, "An introduction to solar cell technology," *Istraz. i Proj. za privredu*, vol. 14, no. 4, pp. 481–491, 2016, doi: 10.5937/jaes14-10879.
- [65] Thomas Mambrini, "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies," UNIVERSITE PARIS-SUD, 2014.
- [66] B. Yegnanarayana, "Artificial neural networks for pattern recognition," *Sadhana*, vol. 19, no. 2, pp. 189–238, Apr. 1994, doi: 10.1007/BF02811896.
- [67] S. I. Popoola, N. Faruk, A. A. Oloyede, A. A. Atayero, N. T. Surajudeen-Bakinde, and L. A. Olawoyin, "Characterization of Path Loss in the VHF Band using Neural Network Modeling Technique," in *Proceedings - 2019 19th International Conference on Computational Science and Its Applications, ICCSA 2019*, Jul. 2019, pp. 166–171, doi: 10.1109/ICCSA.2019.00017.
- [68] L. D. Harmon, "Artificial Neuron," *Science (80-.)*, vol. 129, no. 3354, pp. 962–963, Apr. 1959, doi: 10.1126/science.129.3354.962.
- [69] L. L. Bucciarelli, "Power loss in photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics," *Sol. Energy*, vol. 23, no. 4, pp. 277–288, 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90121-X.
- [70] C. E. Chamberlin, P. Lehman, J. Zoellick, and G. Pauletto, "Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays," *Sol. Energy*, vol. 54, no. 3, pp. 165–171, Mar. 1995, doi: 10.1016/0038-092X(94)00120-3.
- [71] N. K. Gautam and N. D. Kaushika, "Reliability evaluation of solar photovoltaic arrays," *Sol. Energy*, vol. 72, no. 2, pp. 129–141, Feb. 2002, doi: 10.1016/S0038-092X(01)00085-8.
- [72] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar pv arrays," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 18, no. 1, pp. 127–134, Mar. 2003, doi: 10.1109/TEC.2002.805204.
- [73] D. Picault, B. Raison, S. Bacha, J. de la Casa, and J. Aguilera, "Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1301–1309, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.04.009.
- [74] E. L. Meyer and E. E. van Dyk, "Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 53, no. 1, pp. 83–92, Mar. 2004, doi: 10.1109/TR.2004.824831.
- [75] H. Yoshioka *et al.*, "Non hot-spot PV module using solar cells with bypass diode function," in *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1996*, 1996, pp. 1271–1274, doi: 10.1109/PVSC.1996.564364.
- [76] S. Silvestre and A. Chouder, "Effects of shadowing on photovoltaic module performance," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 16, no. 2, pp. 141–149, Mar. 2008, doi: 10.1002/pip.780.
- [77] J. Feldman, S. Singer, and A. Braunsten, "Solar cell interconnections and the shadow

- problem,” *Sol. Energy*, vol. 26, no. 5, pp. 419–428, 1981, doi: 10.1016/0038-092X(81)90221-8.
- [78] N. KAUSHIKA and A. RAI, “An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks,” *Energy*, vol. 32, no. 5, pp. 755–759, May 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.06.017.
- [79] H. S. Rauschenbach, “Electrical output of shadowed solar arrays,” *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 18, no. 8, pp. 483–490, Aug. 1971, doi: 10.1109/T-ED.1971.17231.
- [80] V. Quaschnig and R. Hanitsch, “Influence of shading on electrical parameters of solar cells,” in *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1996*, 1996, pp. 1287–1290, doi: 10.1109/PVSC.1996.564368.
- [81] B. Norton *et al.*, “Enhancing the performance of building integrated photovoltaics,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 8, pp. 1629–1664, Aug. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2009.10.004.
- [82] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, “Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 17, no. 4, pp. 514–522, Dec. 2002, doi: 10.1109/TEC.2002.805205.
- [83] Yu-Pei Huang, “A Rapid Maximum Power Measurement System for High-Concentration Photovoltaic Modules Using the Fractional Open-Circuit Voltage Technique and Controllable Electronic Load,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 6, pp. 1610–1617, Nov. 2014, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2351613.
- [84] L. Xie, J. Qi, G. Weng, and Y. Zhang, “Multi-level PV inverter with photovoltaic groups independent MPPT control,” in *2014 17th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Oct. 2014, pp. 829–834, doi: 10.1109/ICEMS.2014.7013599.
- [85] N. Nambiar, R. S. Palackal, Greeshma K.V, and Chitra A, “PV fed MLI with ANN based MPPT,” in *2015 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, Apr. 2015, pp. 0293–0300, doi: 10.1109/ICCPEIC.2015.7259478.
- [86] M. Trabelsi and L. Ben-Brahim, “Development of a grid connected photovoltaic power conditioning system based on flying capacitors inverter,” in *Eighth International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices*, Mar. 2011, pp. 1–6, doi: 10.1109/SSD.2011.5767413.
- [87] A. I. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha, D. Picault, and B. Raison, “Cascaded DC–DC Converter Photovoltaic Systems: Power Optimization Issues,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 2, pp. 403–411, Feb. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2043041.
- [88] S. Malathy and R. Ramaprabha, “Performance Enhancement of Partially Shaded Solar

- Photovoltaic Array Using Grouping Technique,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 137, no. 3, Jun. 2015, doi: 10.1115/1.4029540.
- [89] S. R. Pendem, S. Mikkili, and P. K. Bonthagorla, “PV Distributed-MPP Tracking: Total-Cross-Tied Configuration of String-Integrated-Converters to Extract the Maximum Power Under Various PSCs,” *IEEE Syst. J.*, vol. 14, no. 1, pp. 1046–1057, Mar. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2919768.
- [90] S. Sajadian and R. Ahmadi, “Distributed Maximum Power Point Tracking Using Model Predictive Control for Photovoltaic Energy Harvesting Architectures Based on Cascaded Power Optimizers,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 3, pp. 849–857, May 2017, doi: 10.1109/JPHOTOV.2017.2680601.
- [91] A. Elmelegi, M. Aly, E. M. Ahmed, and A. G. Alharbi, “A simplified phase-shift PWM-based feedforward distributed MPPT method for grid-connected cascaded PV inverters,” *Sol. Energy*, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.05.021.
- [92] J. Biswas, A. M. Kamath, A. K. Gopi, and M. Barai, “Design, Architecture, and Real-Time Distributed Coordination DMPPT Algorithm for PV Systems,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 6, no. 3, pp. 1418–1433, Sep. 2018, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2756698.
- [93] D. Shmilovitz and Y. Levron, “Distributed Maximum Power Point Tracking in Photovoltaic Systems—Emerging Architectures and Control Methods,” *Automatika*, vol. 53, no. 2, pp. 142–155, Jan. 2012, doi: 10.7305/automatika.53-2.185.
- [94] E. Suryanto Hasyim, S. R. Wenham, and M. A. Green, “Shadow tolerance of modules incorporating integral bypass diode solar cells,” *Sol. Cells*, vol. 19, no. 2, pp. 109–122, Dec. 1986, doi: 10.1016/0379-6787(86)90036-0.
- [95] G. Velasco-Quesada, F. Guinjoan-Gispert, R. Piqué-López, M. Román-Lumbreras, and A. Conesa-Roca, “Electrical PV array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected PV systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4319–4331, Nov. 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2024664.
- [96] D. Nguyen and B. Lehman, “An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2644–2654, Jul. 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.924169.
- [97] J. P. Storey, P. R. Wilson, and D. Bagnall, “Improved optimization strategy for irradiance equalization in dynamic photovoltaic arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 6, pp. 2946–2956, Jun. 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2221481.
- [98] Z. M. Salameh and F. Dagher, “The effect of electrical array reconfiguration on the performance of a PV-powered volumetric water pump,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol.

- 5, no. 4, pp. 653–658, 1990, doi: 10.1109/60.63135.
- [99] Y. Auttawaitkul, B. Pungsiri, K. Chammongthai, and M. Okuda, “A method of appropriate electrical array reconfiguration management for photovoltaic powered car,” in *IEEE. APCCAS 1998. 1998 IEEE Asia-Pacific Conference on Circuits and Systems. Microelectronics and Integrating Systems. Proceedings (Cat. No.98EX242)*, 1998, pp. 201–204, doi: 10.1109/APCCAS.1998.743713.
- [100] M. Z. Shams El-Dein, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, “An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 99–107, Jan. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2202325.
- [101] L. A. R. Tria, M. T. Escoto, and C. M. F. Odulio, “Photovoltaic array reconfiguration for maximum power transfer,” in *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, Nov. 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/TENCON.2009.5395965.
- [102] B. Patnaik, P. Sharma, E. Trimurthulu, S. P. Duttgupta, and V. Agarwal, “Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions,” in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Jun. 2011, pp. 001859–001864, doi: 10.1109/PVSC.2011.6186314.
- [103] P. D. S. Vicente, T. C. Pimenta, and E. R. Ribeiro, “Photovoltaic Array Reconfiguration Strategy for Maximization of Energy Production,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2015, pp. 1–11, 2015, doi: 10.1155/2015/592383.
- [104] R. R.-I. J. of E. and and U. 2014, “Selection of an Optimum Configuration of Solar PV Array under Partial Shaded Condition Using Particle Swarm Optimization,” *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 8, no. 1, pp. 89–96, 2014, doi: 10.5281/zenodo.1336912.
- [105] G. Velasco, J. J. Negroni, F. Guinjoan, and R. Pique, “Energy generation in PV grid-connected systems: power extraction optimization for plant oriented PV generators,” in *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005.*, 2005, pp. 1025–1030 vol. 3, doi: 10.1109/ISIE.2005.1529064.
- [106] J. P. Storey, P. R. Wilson, and D. Bagnall, “Improved optimization strategy for irradiance equalization in dynamic photovoltaic arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 6, pp. 2946–2956, Jun. 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2221481.
- [107] Yanli Liu, Zhichao Pang, and Ze Cheng, “Research on an adaptive solar photovoltaic array using shading degree model-based reconfiguration algorithm,” in *2010 Chinese Control and Decision Conference*, May 2010, pp. 2356–2360, doi: 10.1109/CCDC.2010.5498823.
- [108] C. Ze, Z. Pang, Y. Liu, and P. Xue, “An adaptive solar photovoltaic array reconfiguration method based on fuzzy control,” in *Proceedings of the World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, Jul. 2010, pp. 176–181, doi:

- 10.1109/WCICA.2010.5553911.
- [109] M. Karaköse, K. Murat, E. Akin, and K. S. Parlak, “A new efficient reconfiguration approach based on genetic algorithm in PV systems,” in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jun. 2014, pp. 23–28, doi: 10.1109/ISIE.2014.6864580.
- [110] K. Ş. Parlak, “PV array reconfiguration method under partial shading conditions,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 713–721, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.042.
- [111] R. Candela, V. Di Dio, E. R. Sanseverino, and P. Romano, “Reconfiguration techniques of partial shaded PV systems for the maximization of electrical energy production,” in *2007 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP '07*, 2007, pp. 716–719, doi: 10.1109/ICCEP.2007.384290.
- [112] A. Lekkrusuwan, S. Chaitusaney, and B. Eua-arporn, “Adaptive photovoltaic array configuration for alleviating impact of shading on power generation,” in *2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, May 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/ECTICon.2014.6839833.
- [113] R. R.-I. J. of E. and and U. 2014, “Selection of an Optimum Configuration of Solar PV Array under Partial Shaded Condition Using Particle Swarm Optimization,” *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 8, no. 1, pp. 89–96, 2014, doi: 10.5281/zenodo.1336912.
- [114] E. R. Sanseverino *et al.*, “Dynamic programming and Munkres algorithm for optimal photovoltaic arrays reconfiguration,” *Sol. Energy*, vol. 122, pp. 347–358, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.09.016.
- [115] M. Karakose, M. Baygin, and N. Baygin, “An analysis approach for optimization based reconfiguration in photovoltaic arrays,” in *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Jun. 2014, pp. 954–959, doi: 10.1109/ISIE.2014.6864741.
- [116] S. Malathy and R. Ramaprabha, “Comprehensive analysis on the role of array size and configuration on energy yield of photovoltaic systems under shaded conditions,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 672–679, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.165.
- [117] S. Bana and R. P. Saini, “Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios,” *Energy*, vol. 127, pp. 438–453, May 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.139.
- [118] S. R. Pendem and S. Mikkili, “Modelling and performance assessment of PV array topologies under partial shading conditions to mitigate the mismatching power losses,” *Sol. Energy*, vol. 160, pp. 303–321, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.12.010.
- [119] R. P. Vengatesh and S. E. Rajan, “Analysis of PV module connected in different

- configurations under uniform and non-uniform solar radiations,” *Int. J. Green Energy*, vol. 13, no. 14, pp. 1507–1516, Nov. 2016, doi: 10.1080/15435075.2016.1207078.
- [120] P. R. Satpathy, S. Jena, and R. Sharma, “Power enhancement from partially shaded modules of solar PV arrays through various interconnections among modules,” *Energy*, vol. 144, pp. 839–850, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.12.090.
- [121] R. Ramaprabha and B. L. Mathur, “A Comprehensive Review and Analysis of Solar Photovoltaic Array Configurations under Partial Shaded Conditions,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1–16, 2012, doi: 10.1155/2012/120214.
- [122] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, “An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells,” *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.02.052.
- [123] N. K. Gautam and N. D. Kaushika, “Network analysis of fault-tolerant solar photovoltaic arrays,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 69, no. 1, pp. 25–42, Aug. 2001, doi: 10.1016/S0927-0248(00)00356-1.
- [124] H. S. Sahu, S. K. Nayak, and S. Mishra, “Maximizing the Power Generation of a Partially Shaded PV Array,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 2, pp. 626–637, Jun. 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2498282.
- [125] A. S. Yadav, R. K. Pachauri, and Y. K. Chauhan, “Comprehensive investigation of PV arrays with puzzle shade dispersion for improved performance,” *Sol. Energy*, vol. 129, pp. 256–285, May 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.01.056.
- [126] S. Vijayalekshmy, G. R. Bindu, and S. Rama Iyer, “A novel Zig-Zag scheme for power enhancement of partially shaded solar arrays,” *Sol. Energy*, vol. 135, pp. 92–102, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.05.045.
- [127] A. S. Yadav, R. K. Pachauri, Y. K. Chauhan, S. Choudhury, and R. Singh, “Performance enhancement of partially shaded PV array using novel shade dispersion effect on magic-square puzzle configuration,” *Sol. Energy*, vol. 144, pp. 780–797, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.01.011.
- [128] B. Dhanalakshmi and N. Rajasekar, “Dominance square based array reconfiguration scheme for power loss reduction in solar PhotoVoltaic (PV) systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 156, pp. 84–102, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2017.10.080.
- [129] I. Nasiruddin, S. Khatoon, M. F. Jalil, and R. C. Bansal, “Shade diffusion of partial shaded PV array by using odd-even structure,” *Sol. Energy*, vol. 181, pp. 519–529, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.01.076.
- [130] P. R. Satpathy, R. Sharma, and S. Dash, “An efficient SD-PAR technique for maximum power generation from modules of partially shaded PV arrays,” *Energy*, vol. 175, pp. 182–

- 194, May 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.078.
- [131] M. S. S. Nihanth, J. P. Ram, D. S. Pillai, A. M. Y. M. Ghias, A. Garg, and N. Rajasekar, “Enhanced power production in PV arrays using a new skyscraper puzzle based one-time reconfiguration procedure under partial shade conditions (PSCs),” *Sol. Energy*, vol. 194, pp. 209–224, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.10.020.
- [132] T. N. Ngoc *et al.*, “A hierarchical architecture for increasing efficiency of large photovoltaic plants under non-homogeneous solar irradiation,” *Sol. Energy*, vol. 188, pp. 1306–1319, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.07.033.
- [133] A. Loukriz *et al.*, “A New Simplified Algorithm for Real-Time Power Optimization of TCT Interconnected PV Array under Any Mismatch Conditions,” *J. Eur. des Systèmes Autom.*, vol. 54, no. 6, pp. 805–817, Dec. 2021, doi: 10.18280/jesa.540602.
- [134] “Algérie prix de l’électricité,” 2021. https://fr.globalpetrolprices.com/Algeria/electricity_prices/.

ANNEXE

Algorithm 1 : Voltages Balancing

INPUT : V_{out}, V_{pilot}

OUTPUT : $VM_{NEW}(i, j)$ New Voltages Matrix

1 – Filling of the voltages matrix $VM(i, j)$.

2 – Converting the voltages matrix $VM(i, j)$ to a state vector $A(k)$.

For $i = 1$ to n do

 For $j = 1$ to m do

$A(k) = VM(i, j)$

$k = k + 1$

 End For

End For

3 – Sort the voltages values of $A(k)$ from largest to smallest.

For $i = 1$ to $n \times m - 1$ do

 For $j = i + 1$ to $n \times m$ do

 if $A(i) > A(j)$ Then

$X = A(i)$

$A(i) = A(j)$

$A(j) = X$

 End if

 End For

End For

4 – Truncated the voltage vector by n (column number)

 to get new VM_{NEW}

For $i = 1$ to n do

 For $j = 1$ to m do

$VM_{NEW}(i, j) = A(k)$

$k = k + 1$

 End For

End For

Algorithm 2: Currents Balancing

INPUT : I_{out} , I_{pilot}

OUTPUT : $IM_{NEW}(i, j)$ New Currents Matrix

1 – Filling of the Currents matrix $IM(i, j)$.

2 – Converting the currents matrix $VM(i, j)$ to a state vector $B(k)$.

For $i = 1$ to n do

 For $j = 1$ to m do

$B(k) = IM(i, j)$

$k = k + 1$

 End For

End For

3 – Sort the voltages values of $B(k)$ from largest to smallest.

For $i = 1$ to $n \times m - 1$ do

 For $j = i + 1$ to $n \times m$ do

 if $B(i) > B(j)$ Then

$X = B(i)$

$B(i) = B(j)$

$B(j) = X$

 End if

 End For

End For

4 – Truncated the currents vector by m (rows number)

 to get new IM_{NEW}

For $j = 1$ to m do

 For $i = 1$ to n do

$IM_{NEW}(i, j) = B(k)$

$k = k + 1$

 End For

End For

Algorithm 3 : Power Balancing

INPUT : $V_{mat}, V_{pload}, I_{mat}, I_{pload}$

OUTPUT : $PM_{NEW}(i, j)$ New Power Matrix

1 – Filling of the voltages matrix $VM(i, j)$.

2 – Filling of the currents matrix $IM(i, j)$.

3 – Calculate $PM(i, j)$.

4 – Converting the Power matrix $PM(i, j)$ to a state vector $C(k)$.

For $i = 1$ to n do

 For $j = 1$ to m do

$C(k) = PM(i, j)$

$k = k + 1$

 End For

End For

3 – Sort the power values of $C(k)$ from largest to smallest.

For $i = 1$ to $n \times m - 1$ do

 For $j = i + 1$ to $n \times m$ do

 if $C(i) > C(j)$ Then

$X = C(i)$

$C(i) = C(j)$

$C(j) = X$

 End if

 End For

End For

4 – Truncated the power vector by m (row number)

 to get new PM_{NEW}

For $j = 1$ to m do

 If j is even

 For $i = 1$ to n do

$PM_{NEW}(i, j) = C(k)$

$k = k + 1$

 End For

 Else j is odd

 For $i = n$ to 1 do

$PM_{NEW}(i, j) = C(k)$

$k = k + 1$

 End For

End For