

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOHAND OULHADJ - BOUIRA
FACULTE DES SCIENCES ET DES SCIENCES APPLIQUEES
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



THÈSE
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
DOCTORAT

Domaine : *Sciences et Technologies* Filière : *Électrotechnique*
Spécialité : *Énergies Renouvelables*

Présentée par

ZERGLAINE Abdelaziz

Thème

Analyse comportementale d'une installation photovoltaïque

Soutenue devant le Jury composé de :

Mr S. BENSAID	Prof	Univ. de Bouira	Président
Mr A. MOHAMMEDI	MCA	Univ. de Bejaia	Rapporteur
Mr F. TAZERART	MCA	Univ. de Bejaia	Examineur
Mr H. HOUASSINE	MCA	Univ. de Bouira	Examineur
Mr A. BOUZIDA	MCA	Univ. de Bouira	Examineur

Année Universitaire : 2021 / 2022

Dédicace

Je dédie ce modeste travail : A mes très chers parents qui m'ont toujours soutenu, encouragé et qui ont sacrifié leur vie pour que je puisse arriver à ce statut.
"Que DIEU les protège"

Ames chers frères et mes chères sœurs.
A tous mes amis.
A Monsieur « Ahmed MOHAMMEDI »
A toute ma famille « ZERGLAINE »

ZEGLAINE Abdelaziz

Remerciements

Je remercie en premier lieu « ALLAH » le tout puissant, qui m'a donné la force, le courage et la volonté pour mener à bien ce modeste travail.

En second lieu, je tiens à exprimer, mes remerciements à mon Directeur de thèse : Monsieur « Ahmed MOHAMMEDI » pour sa précieuse aide au cours de la réalisation de ce travail, son suivi permanent, sa compréhension, sa collaboration et ses conseils.

Je remercie les membres de jury ; Monsieur *B. Samir Prof à l'université de Bouira*, Monsieur *T. Farid MCA à l'université de Bejaia*, *H. Hamza MCA à l'université de Bouira* et *B. Ahcene MCA à l'université de Bouira* pour leur disponibilité et l'intérêt qui ont porté à cette thèse.

Je remercie toute personne qui a contribué de près ou de loins pour la concrétisation de cette thèse ; Messieurs *A. Mahmoud, M. Yacine, A. El hassene* qu'ils trouvent ici ma très haute considération. Mes remerciements chaleureux aux doctorants du département pour les moments partagés durant ces années.

Il me sera très difficile de remercier tout le monde car c'est grâce à l'aide de nombreuses personnes que j'ai pu mener cette thèse à son terme.

Abdelaziz Zerglaine

Table des matières

Dédicace	ii
Remerciements	iii
Introduction générale	1
1 Généralités sur les énergies renouvelables	3
1.1 Introduction	5
1.2 Formes des énergies renouvelables	6
1.2.1 Energie éolienne	6
1.2.2 Hydroélectricité	6
1.2.3 Biomasse	7
1.2.4 Géothermie	7
1.2.5 Energie des vagues « énergie houlomotrice »	8
1.2.6 Energie Solaire thermique	8
1.2.7 Energie Solaire Photovoltaïque	9
1.3 Diffusion mondiale de l'énergie photovoltaïque	9
1.4 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire	10
1.5 Types de cellules photovoltaïques	11
1.5.1 Cellules monocristallines	11
1.5.2 Cellules poly-cristallines	11
1.5.3 Cellules amorphe	12
1.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	12
1.6.1 Courbe courant-tension	12
1.6.2 Courant de court-circuit	13
1.6.3 Tension de circuit ouvert	13
1.6.4 Puissance maximale ou Point de puissance maximale (PPM)	13
1.7 Propriétés électriques de la cellule photovoltaïque	14
1.7.1 Résistance série	14
1.7.2 Résistance parallèle ou shunt	14
1.8 Architecture d'un module photovoltaïque	14

1.8.1	Regroupement des cellules en série	14
1.8.2	Regroupement des cellules en parallèle	15
1.8.3	Regroupement hybride des cellules	16
1.9	Protection des modules photovoltaïques	17
1.9.1	Diodes de byUnicode char 8 not set up for use with LaTeXpass	17
1.9.2	Diodes anti-retour	17
1.10	Application d'un système photovoltaïque	18
1.10.1	Systèmes photovoltaïques autonomes	18
1.10.1.1	Systèmes autonomes sans stockage	18
1.10.1.2	Systèmes photovoltaïques avec stockage	19
1.10.2	Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique	19
1.10.3	Systèmes photovoltaïques hybrides	20
1.11	Avantages et Inconvénients	20
1.11.1	Avantages	20
1.11.2	Inconvénients	21
1.12	Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie	21
1.12.1	Programme prévisionnel de l'Algérie (2011-2030)	21
1.12.2	Potentiel solaire en Algérie	22
1.13	Conclusion	23
2	Modélisation et estimation de l'impact des différents types d'ombrage sur le générateur photovoltaïque	24
2.1	Introduction	25
2.2	Modélisation du générateur photovoltaïque	25
2.2.1	Modèle simplifié d'une cellule photovoltaïque	25
2.2.2	Modèle à une diode	26
2.2.3	Modèle à deux diodes	27
2.3	Identification des caractéristiques électriques du générateur PV étudié	28
2.3.1	L'influence de l'ensoleillement sur le fonctionnement du panneau PV	30
2.3.2	L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV	30
2.4	Effet de l'ombrage partiel	31
2.4.1	Fonctionnement du générateur photovoltaïque sous ombrage partiel	32
2.5	Impact des différents types d'ombrage sur le générateur photovoltaïque	33
2.5.1	Scénario 1 : Ombrage partiel progressif	33
2.5.2	Scénario 2 : Ombrage total progressif	35

2.5.3	Scénario 3 : Ombrage arbitraire	37
2.5.4	Comparaison des résultats	39
2.6	Conclusion	40
3	Minimisation des effets de l’ombrage par l’application des techniques de reconfiguration du générateur photovoltaïque	42
3.1	Introduction	43
3.2	Connexions des générateurs photovoltaïques	43
3.2.1	Configurations retenues	43
3.2.1.1	Configuration en série	43
3.2.1.2	Configuration en parallèle	44
3.2.1.3	Configuration Série Parallèle	45
3.2.2	Résultats de simulation	46
3.3	Analyse des performances et critères d’évaluation	47
3.3.1	Critères d’évaluation	47
3.3.1.1	Facteur de forme (Fill factor)	47
3.3.1.2	Perte de puissance relative (%)	47
3.3.2	Analyse des performances	47
3.3.2.1	Ombrage progressif en série	47
3.3.2.2	Ombrage progressif en parallèle	50
3.3.2.3	Comparaison entre l’ombrage progressif en série et en parallèle	52
3.4	Etude des techniques de reconfiguration des générateurs PV	54
3.4.1	Configuration en « total cross tied » (TCT)	54
3.4.2	Configuration en « Honey Comb » (HC)	55
3.4.3	Configuration en « Bridge Link » (BL)	56
3.5	Simulation et comparaison des résultats	56
3.6	Conclusion	61
4	Proposition et Amélioration d’une technique de reconfiguration basée sur le carré dominant	63
4.1	Introduction	65
4.2	Reconfiguration dynamique du générateur photovoltaïque	66
4.3	Reconfiguration statique du générateur photovoltaïque	66
4.4	Configurations de base du générateur photovoltaïque	68
4.4.1	Méthode de reconfiguration TCT du générateur photovoltaïque	68
4.4.2	Méthode de reconfiguration basée sur le carré dominant « Dominance Square (DS) »	69

4.5	Proposition de la méthode de reconfiguration basée sur le carré dominant Amélioré « Dominance Square -Improved (DS-IM) »	70
4.6	Etude comparative des différentes techniques de reconfigurations sous différents cas d'ombrage	72
4.6.1	Cas d'ombrage N°1	72
4.6.1.1	Calcul du courant de ligne dans le cas de la technique TCT	72
4.6.1.2	Calcul du courant de ligne dans le cas de la technique DS	73
4.6.1.3	Calcul du courant de ligne dans le cas de la technique DS-IM	74
4.6.2	Cas d'ombrage N°2	75
4.6.3	Cas d'ombrage N°3	76
4.6.4	Cas d'ombrage N°4	77
4.6.5	Cas d'ombrage N°5	78
4.6.6	Cas d'ombrage N°6	80
4.7	Paramètres d'évaluation	81
4.7.1	Taux d'exécution (Execution Ratio) ER (%)	81
4.7.2	Poucentage d'amélioration de puissance (%)	82
4.7.3	Perte de puissance relative (%)	82
4.7.4	Les pertes par Mismatch	82
4.7.5	Discussion des résultats	85
4.8	Conclusion	86
	Conclusion générale	87
	Bibliographie	I
		VI

Liste des tableaux

1.1	Potentiel solaire en Algérie	23
2.1	Paramètre de module PV étudié	29
3.1	Les performances des trois connexions « S, P et SP »	46
3.2	Résultats prélevés (ombrage série) pour les trois connexions du générateur PV	48
3.3	Résultats prélevés (ombrage parallèle) pour les trois connexions du générateur PV	52
3.4	Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 1	58
3.5	Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 2	58
3.6	Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 3	59
3.7	Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 4	60
4.1	Comparaison des catégories de reconfiguration sous l'effet d'ombrage partiel	67
4.2	Comparaison des performances pour le cas N°1 d'ombrage	74
4.3	Comparaison des performances pour le cas N°2 d'ombrage	76
4.4	Comparaison des performances pour le cas N°3 d'ombrage	77
4.5	Comparaison des performances pour le cas N°4 d'ombrage	78
4.6	Comparaison des performances pour le cas N°5 d'ombrage	80
4.7	Comparaison des performances pour le cas N°6 d'ombrage	80
4.8	Comparaison des performances pour les six cas d'ombrage	83

Liste des figures

1.1	Part du renouvelable dans la production mondiale d'électricité en 2020	4
1.2	Système de base d'énergie éolienne	5
1.3	Système d'énergie hydraulique	5
1.4	Diagramme de flux de processus de la bio-raffinerie	6
1.5	Diagramme de flux de processus de la bio-raffinerie	6
1.6	Système WEC de Pelamis	7
1.7	Les différents capteurs solaires thermiques	8
1.8	Générateur solaire photovoltaïque	8
1.9	Capacité solaire PV mondiale installée 2006-2018 (AIE)	9
1.10	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	10
1.11	Module en silicium monocristallin, poly-cristallin et amorphe respectivement de gauche à droite	11
1.12	Caractéristique électrique I(V) d'une cellule PV	12
1.13	Caractéristique résultante d'un groupement de (Ns) cellules en série	14
1.14	Caractéristique résultante d'un groupement de (Np) cellules en parallèle	14
1.15	Association mixte des cellules	15
1.16	Caractéristique obtenue en association mixte des cellules	15
1.17	Fonctionnement des diodes bypass	16
1.18	Schéma d'un générateur photovoltaïque avec diodes by-pass et diodes anti retour	17
1.19	Exemple d'une structure d'un système PV autonome avec stockage	18
1.20	Système photovoltaïque connecté au réseau électrique	19
1.21	Prévisions de la structure du parc de production nationale en MW	21
1.22	Durée moyenne d'ensoleillement et les zones climatiques de l'Algérie	22
2.1	Modèle simplifié d'une cellule PV	25
2.2	Modèle à une diode d'une cellule PV	26
2.3	Modèle à deux diodes d'une cellule PV	27
2.4	Montage Vol-Ampèremétrie	27

2.5	caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = (V)$ du module étudié sous faible éclairement	28
2.6	caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = (V)$ du module étudié sous moyen éclairement	29
2.7	caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = (V)$ du module étudié sous fort éclairement	29
2.8	Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques électriques du générateur PV	29
2.9	Influence de la température sur les caractéristiques électriques du générateur PV	30
2.10	Modules photovoltaïques ombragés	30
2.11	Schéma explicite du scénario 1	31
2.12	Résultats de simulation du scénario 1 pour différent niveaux d'éclairément fort, moyen et faible respectivement	31
2.13	Puissance PV générée dans le cas du scénario 1	32
2.14	Chute en puissance dans le cas du scénario 1	32
2.15	Rendement PV dans le cas du scénario 1	33
2.16	Schéma explicite du scénario 2	33
2.17	Résultats de simulation du scénario 2 pour différent niveaux d'éclairément fort, moyen et faible respectivement	33
2.18	Puissance PV générée dans le cas du scénario 2	34
2.19	Chute en puissance dans le cas du scénario 2	34
2.20	Rendement PV dans le cas du scénario 2	34
2.21	Schéma explicite du scénario 3	35
2.22	Résultats de simulation du scénario 3 pour différent niveaux d'éclairément fort, moyen et faible respectivement	35
2.23	Puissance PV générée dans le cas du scénario 3	35
2.24	Rendement PV dans le cas du scénario 3	36
2.25	Comparaison du rendement PV à moyen éclairément	36
2.26	Comparaison de la puissance PV à moyen éclairément	36
2.27	Comparaison de la chute en puissance à moyen éclairément	37
2.28	Comparaison du rendement PV des trois scénarios	37
3.1	La configuration Série « S »	41
3.2	La configuration parallèle « P »	42
3.3	La configuration série parallèle « SP »	42
3.4	Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ pour les trois connexions « S, P et SP »	43

3.5	Les cas ombrage progressif en série	45
3.6	Puissance PV en fonction des taux d'ombrage en série	46
3.7	Facteur de forme en fonction des taux d'ombrage en série	46
3.8	Perte de puissance relative en fonction des taux d'ombrage en série	46
3.9	Les cas ombrage progressif en parallèle	47
3.10	Puissance PV en fonction des taux d'ombrage en parallèle	48
3.11	Facteur de forme en fonction des taux d'ombrage en parallèle	48
3.12	Perte de puissance relative en fonction des taux d'ombrage en parallèle	48
3.13	Comparaison de la puissance PV entre les deux cas d'ombrage	50
3.14	Comparaison du facteur de forme entre les deux cas d'ombrage	50
3.15	Comparaison de la perte de puissance relative entre les deux cas d'ombrage	50
3.16	Schéma synoptique de la technique TCT dans un générateur (4*4)	52
3.17	Schéma synoptique de la technique HC dans un générateur (4*4)	52
3.18	Schéma synoptique de la technique BL dans un générateur (4*4)	53
3.19	Cas d'ombrage étudiés (a) Cas 1, (b) Cas 2, (c) Cas 3, (d) Cas 4	54
3.20	Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 1	54
3.21	Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 2	55
3.22	Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 3	56
3.23	Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 4	56
3.24	La puissance générée par les différentes techniques dans les 4 scénarios d'ombrage	57
3.25	Facteur de forme pour les différentes techniques dans les 4 scénarios d'ombrage	58
3.26	Pertes de puissance relative pour les différentes techniques dans les 4 scénarios d'ombrage	58
4.1	Causes, effets et solutions de l'ombrage partiel	61
4.2	Organigramme de base du principe de la stratégie EAR	62
4.3	Disposition TCT du générateur PV pour une matrice (5x5)	64
4.4	Bloc de simulation global de la configuration TCT	65
4.5	Disposition en DS du générateur PV pour une matrice (5x5)	65
4.6	Organigramme de la reconfiguration DS amélioré	67

4.7	(a) Disposition en DS-amélioré « DS-IM » du générateur pour une matrice (5×5), (b) Schémas d'interconnexion d'une configuration DS-IM	67
4.8	Bloc de simulation détaillé de la configuration DS-IM	68
4.9	Cas 1 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM	69
4.10	Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 1 pour la méthode TCT, DS et DS-IM	70
4.11	Cas 2 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM	71
4.12	Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 2 pour la méthode TCT, DS et DS-IM	71
4.13	Cas 3 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM	72
4.14	Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 3 pour la méthode TCT, DS et DS-IM	73
4.15	Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 4 pour la méthode TCT, DS et DS-IM	73
4.16	Cas 4 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM	74
4.17	Cas 5 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM	75
4.18	Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 5 pour la méthode TCT, DS et DS-IM	75

4.19	Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 6 pour la méthode TCT, DS et DS-IM	76
4.20	Cas 6 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM	77
4.21	Puissance PV généré pour chaque cas d'ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM	79
4.22	Pertes par Mismatch dans chaque cas d'ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM	80
4.23	Taux d'exécution et perte de puissance relative dans chaque cas d'ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM	80
4.24	Pourcentage d'amélioration de puissance de la technique proposée DS-IM par rapport à la techniques TCT et DS	80
4.25	Facteur de forme dans chaque cas d'ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM	81
	Main.lof	

Liste des notations et symboles

Notations

BL : Bridge Link (Liaison en pont)
DC : Direct current (Courant continu)
D – PV : Reconfiguration dynamique du générateur photovoltaïque
DS : Dominance Square (Carrée dominant)
DS – IM : Dominance Square - Improved (Carrée dominant amélioré)
EAR : Electrical array reconfiguration (Reconfiguration électrique du champs photovoltaïque)
HC : Honey Comb
GPV : Générateur photovoltaïque
GW : Gega watt
Kg : Kilograms
MW : Mega watt
PPM : Point de puissance maximale
PPMG : Point de puissance maximum global
PPML : Point de puissance maximum local
PV : Photovoltaïques
PSC : Partial shading conditions (Conditions d'ombrage partiel)
SP : Série Parallèle
STC : Standard test conditions (Conditions standard de test)
TCT : Total cross tied (Liaison en croix totale)
TW : Terra watt

Symboles

a : Facteur d'idéalité de la diode
ER : Taux d'exécution
FF : Facteur de forme
G_n : Ensoleillement reçu par le générateur
G_{STC} : Ensoleillement aux conditions STC
I_{sc} : Courant de court-circuit
I_d : Courant circulant dans la diode
I_m : Courant au PPM
I_{mpp} : Courant à la puissance maximale
I_p : Courant circulant dans la résistance
I_{ph} : Photo courant ou courant généré par l'éclairement
I_{pv} : Courant générer par la cellule photovoltaïque
I_{string} : Courant d'une chaine photovoltaïque
k : Constante de Boltzmann

LISTE DES NOTATIONS ET SYMBOLES

- N_p : Nombre des cellules en parallèle
 N_s : Nombre des cellules en série
 q : Charge de l'électron
 R_p : Résistance shunt
 R_s : Résistance série
 T : Température effective de la cellule en degré Kelvin
 V_{co} : Tension de circuit ouvert
 V_{pv} : Tension de la cellule photovoltaïque
 V_{mpp} : Tension à la puissance maximale
 V_t : Tension thermique à la température T
 ΔPL : Perte de puissance relative

Introduction générale

Le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer sa rentabilité économique. Il est clair que les générateurs photovoltaïques ne maintiennent pas obligatoirement leurs performances initiales. Des modules peuvent se dégrader ou devenir même défaillant quand ils fonctionnent sur site réel durant des périodes prolongées et exposés aux différents phénomènes perturbateurs.

L'ombrage partiel est la principale cause des pertes de puissance qui peuvent réduire considérablement le rendement énergétique des systèmes photovoltaïques (PV). Un ombrage peut être causé par des nuages, des arbres, des bâtiments voisins, des cheminées, de la neige, de la poussière, de la saleté, des déjections d'oiseaux. La présence d'ombrage sur les panneaux PV provoque des obstacles qui empêchent tout ou une partie du rayonnement solaire d'atteindre la surface du générateur PV, il y a donc une perte d'énergie. De plus, lorsqu'une cellule solaire est ombragée elle devient équivalente à une résistance qui consomme de l'énergie générée par les cellules voisines. L'énergie absorbée est convertie en chaleur qui élève la température de la cellule et l'endommage par la suite (hot spot).

L'objectif principal de cette thèse est d'étudier le comportement du générateur PV affecté par plusieurs scénarios réels et artificiel d'ombrage en vue d'évaluer ses performances pour une éventuelle intégration dans les système PV notamment dans les exploitations agricoles algériennes. Comme solution a ce problème, le manuscrit propose plusieurs modèles de reconfiguration des générateurs PV pour minimiser les pertes de puissance et réduire l'impact cette ombre ; par conséquent trouver la meilleure configuration possible du générateur.

Cette thèse est organisée en quatre chapitres :

Le premier chapitre est dédié aux généralités sur les énergies renouvelables, en mettant l'accent sur l'énergie solaire photovoltaïque. Un état de l'art bien étalé pour cerner la problématique étudiée.

Dans le deuxième chapitre, nous allons abordé les concepts mathématiques de la conversion photovoltaïque plus une estimation des dégradation des performances causées par les différents types d'ombrage (total, partiel et arbitraire ou aléatoire) qui peuvent affecter un générateur photovoltaïque.

Dans le troisième chapitre , pour remédier à ce problème d'ombrage nous allons introduire les différentes technique de reconfiguration du générateur photovoltaïque (TCT, SP, BL et HC) pour minimiser les pertes induites en fonctionnement perturbé.

Au chapitre quatre, une nouvelle technique de reconfiguration basée sur le carré dominant (Dominance Square « DS ») sera développé et améliorer (appelé DS-IM).

La conclusion fait une synthèse claire des apports de la thèse en termes de méthodologies proposées et des résultats produits.

Chapitre 1

Généralités sur les énergies renouvelables

Sommaire

1.1	Introduction	5
1.2	Formes des énergies renouvelables	6
1.2.1	Energie éolienne	6
1.2.2	Hydroélectricité	6
1.2.3	Biomasse	7
1.2.4	Géothermie	7
1.2.5	Energie des vagues « énergie houlomotrice »	8
1.2.6	Energie Solaire thermique	8
1.2.7	Energie Solaire Photovoltaïque	9
1.3	Diffusion mondiale de l'énergie photovoltaïque	9
1.4	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire	10
1.5	Types de cellules photovoltaïques	11
1.5.1	Cellules monocristallines	11
1.5.2	Cellules poly-cristallines	11
1.5.3	Cellules amorphe	12
1.6	Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	12
1.6.1	Courbe courant-tension	12
1.6.2	Courant de court-circuit	13
1.6.3	Tension de circuit ouvert	13
1.6.4	Puissance maximale ou Point de puissance maximale (PPM)	13
1.7	Propriétés électriques de la cellule photovoltaïque	14
1.7.1	Résistance série	14
1.7.2	Résistance parallèle ou shunt	14

1.8	Architecture d'un module photovoltaïque	14
1.8.1	Regroupement des cellules en série	14
1.8.2	Regroupement des cellules en parallèle	15
1.8.3	Regroupement hybride des cellules	16
1.9	Protection des modules photovoltaïques	17
1.9.1	Diodes de byUnicode char 8 not set up for use with LaTeX-pass	17
1.9.2	Diodes anti-retour	17
1.10	Application d'un système photovoltaïque	18
1.10.1	Systèmes photovoltaïques autonomes	18
1.10.2	Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique	19
1.10.3	Systèmes photovoltaïques hybrides	20
1.11	Avantages et Inconvénients	20
1.11.1	Avantages	20
1.11.2	Inconvénients	21
1.12	Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie	21
1.12.1	Programme prévisionnel de l'Algérie (2011-2030)	21
1.12.2	Potentiel solaire en Algérie	22
1.13	Conclusion	23

1.1 Introduction

Avec l'épuisement attendu des combustibles fossiles dans les années à venir, l'énergie renouvelable est devenue le sujet le plus important, il s'agit d'une énergie propre et durable. L'énergie renouvelable se manifestent sous plusieurs ressources naturelles telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie de la biomasse, la géothermie et l'énergie houlomotrice. Ces sources d'énergie sont considérées comme des sources renouvelables car elles sont continuellement reconstituées sur terre. Contrairement à d'autres sources d'énergie non renouvelables, telles que le pétrole, le gaz naturel et l'uranium, les sources renouvelables ont presque à zéro émission de carbone, ce qui diminue le problème du réchauffement climatique et les phénomènes d'effet de serre.

Quels que soient les polluants produits par les ressources non renouvelables, les réserves de combustibles fossiles diminuent rapidement, ce qui entraîne une augmentation continue de leur prix alors que les ressources énergétiques renouvelables sont gratuites. L'énergie renouvelable a suscité un vif intérêt pour devenir une source alternative de combustibles fossiles et ses équivalents de générateurs d'énergie non renouvelable [1].

La [Figure 1.1](#) illustre le pourcentage d'énergies renouvelables dans la production mondiale d'énergie en 2020.

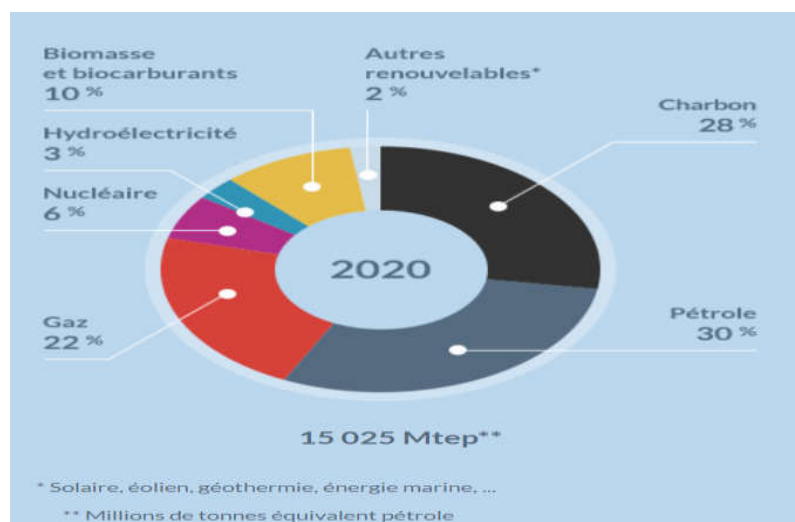


FIGURE 1.1 – Part du renouvelable dans la production mondiale d'électricité en 2020

1.2 Formes des énergies renouvelables

1.2.1 Energie éolienne

L'énergie éolienne peut être définie comme l'énergie disponible dans les flux d'air qui peut être récoltée en utilisant des éoliennes. De nos jours, la grande éolienne varie entre 600 kW et 7,5 MW. La puissance des éoliennes augmente en fonction d'une augmentation du cube de la vitesse du vent. Par conséquent, les éoliennes sont toujours installées sur de hautes tours pour faire face au vent qui actionne les générateurs [2]. La Figure 1.2 montre un système de base d'énergie éolienne.

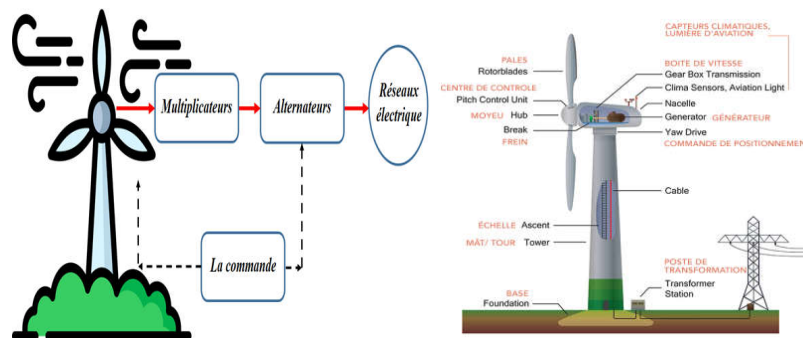


FIGURE 1.2 – Système de base d'énergie éolienne [2]

1.2.2 Hydroélectricité

La méthode de produire de l'électricité à partir de l'énergie potentielle de l'eau stockée dans les barrages et les chutes d'eau est appelée système hydroélectrique. Ce système utilise des turbines hydrauliques pour générer l'électricité, comme illustré à la Figure 1.3. Une autre manière pour produire de l'électricité sans construire de réservoirs d'eau ou de barrages est de mettre des roues hydrauliques liées à des turbines dans des rivières à débit rapide [3].

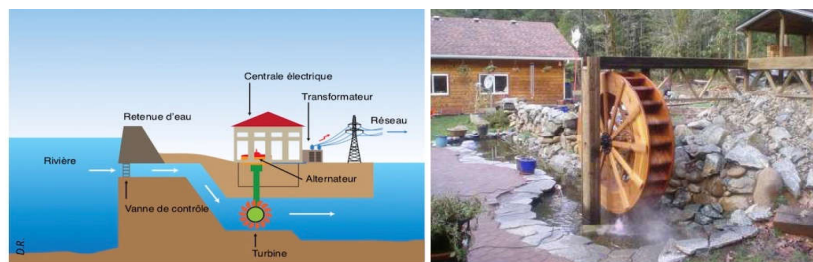


FIGURE 1.3 – Système d'énergie hydraulique [3]

1.2.3 Biomasse

Les plantes captent l'énergie du soleil grâce au phénomène de photosynthèse. Plus tard, ces plantes dans des circonstances spéciales peuvent libérer cette énergie stockée. Plusieurs méthodes sont utilisées pour générer de la bioénergie à partir des déchets organiques, voir Figure 1.4. Cela aide l'environnement à être propre par l'élimination des déchets en plus de résoudre le problème énergétique [4]. De plus, le compost, qui est utile pour le sol, peut être utilisé pour le processus de bioraffinerie.

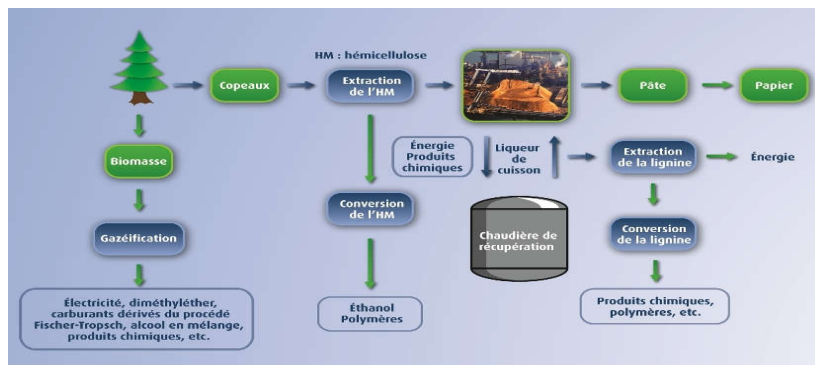


FIGURE 1.4 – Diagramme de flux de processus de la bio-raffinerie [4]

1.2.4 Géothermie

Le mot « Géothermie » est composé de deux mots grecs qui sont géo (terre) et thermique (chaleur). L'exploitation de la chaleur des sources souterraines est appelée «énergie géothermique». Les températures de flux de chaleur requises pour la production d'électricité géothermique sont comprises entre 212 °F et 482 °F [5]. Les technologies utilisées contiennent des centrales à vapeur sèche, à vapeur éclair et à cycle binaire, comme indiqué à la Figure 1.5. La capacité actuelle installée dans

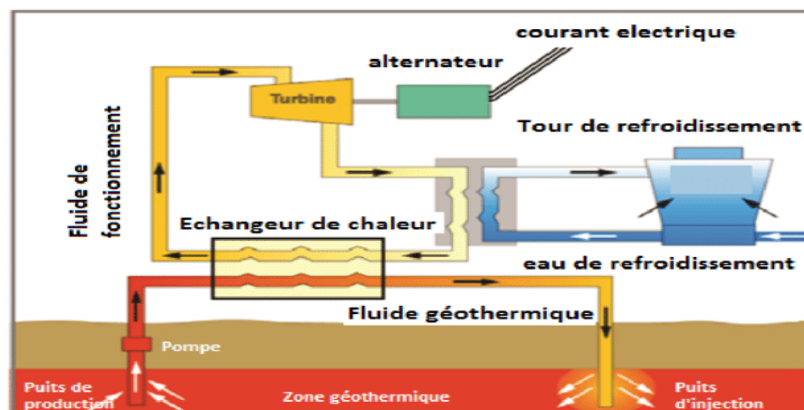


FIGURE 1.5 – Diagramme de flux de processus de la bio-raffinerie

le monde est de 11 GW où l'Amérique, les Philippines et l'Indonésie occupent la plus grande proportion [6]. L'énergie géothermique pourrait être considérée comme durable en raison de la faible quantité de chaleur extraite par rapport au contenu thermique de la Terre. La moyenne de CO₂ émise par les centrales électriques géothermiques existantes est de 122 kg par mégawattheure (MW/h) d'électricité, ce qui est bien inférieur à celui des centrales à combustibles fossiles [7].

1.2.5 Energie des vagues « énergie houlomotrice »

L'énergie des vagues ou l'énergie houlomotrice est l'énergie qui résulte du mouvement de la surface de l'océan. L'énergie des vagues peut être capturée à l'aide de certaines machines telles que Pelamis, qui est illustrée à la Figure 1.6. Cette énergie peut également être utilisée pour la production d'électricité, le dessalement de l'eau ou le pompage de l'eau dans des réservoirs. Les machines capables d'exploiter l'énergie des vagues sont généralement appelées convertisseurs d'énergie des vagues (WEC). L'énergie des vagues est actuellement exploitée au Portugal et au royaume britannique [3].

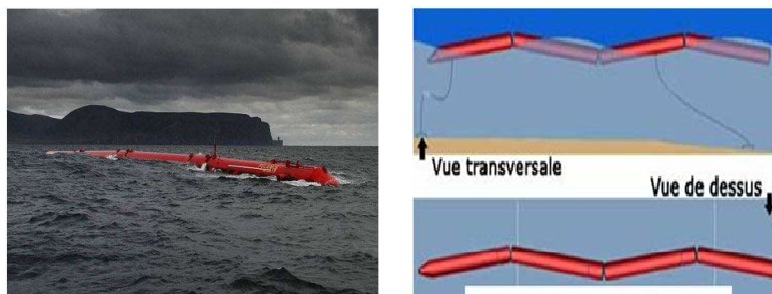


FIGURE 1.6 – Système WEC de Pelamis

1.2.6 Energie Solaire thermique

Le solaire thermique consiste à produire de la chaleur à partir des rayons du soleil et à utiliser celle-ci directement. Il s'agit de dispositifs opérant à basse température (moins de 100 °C) pour les usages de l'habitat et du secteur tertiaire (eau chaude sanitaire et chauffage) et pour les divers besoins de l'industrie. On utilise des capteurs thermiques plans, destinés à absorber la chaleur solaire et à la restituer à un fluide caloporteur qui circule vers les lieux d'utilisation. L'autre technique appelée solaire thermodynamique, consiste à concentrer le rayonnement solaire (on parle d'énergie solaire concentré – ESC) à l'aide de collecteurs pour chauffer un fluide caloporteur (gaz, huiles, sels fondus...) à haute température. Il échange sa chaleur

avec un réseau d'eau, dont la vapeur fait tourner une turbine (énergie mécanique) qui produit de l'électricité.

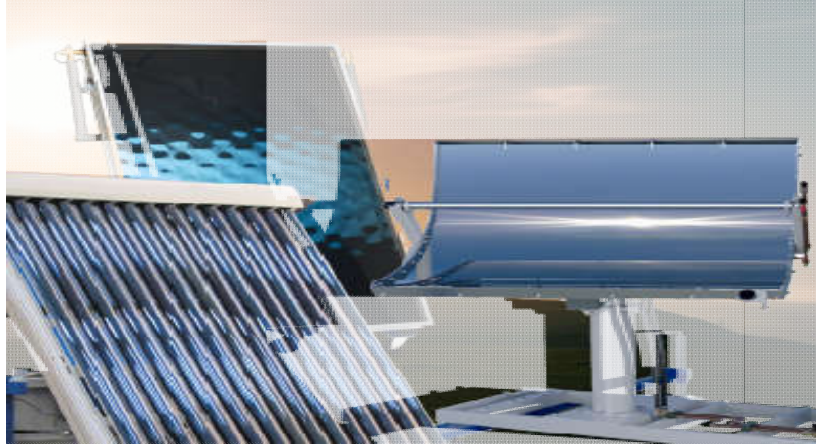


FIGURE 1.7 – Les différents capteurs solaires thermiques

1.2.7 Énergie Solaire Photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux en électricité. Pour ce faire, il utilise des modules photovoltaïques (Figure 1.8) composés de cellules solaires qui réalisent cette transformation d'énergie.



FIGURE 1.8 – Générateur solaire photovoltaïque

1.3 Diffusion mondiale de l'énergie photovoltaïque

Contrairement à l'énergie hydroélectrique et éolienne, l'énergie solaire n'est pas limitée par la géographie. En fait, l'énergie solaire peut être générée dans la plupart des régions du monde. Le photovoltaïque se répand également dans le monde, car il s'avère être le meilleur moyen de produire de l'électricité d'origine solaire. La Figure 1.9 montre la croissance de la production électrique par le solaire photovoltaïque. Il est clair que le photovoltaïque a connu la croissance la plus rapide et la capacité mondiale du photovoltaïque a presque doublé en trois ans [1].

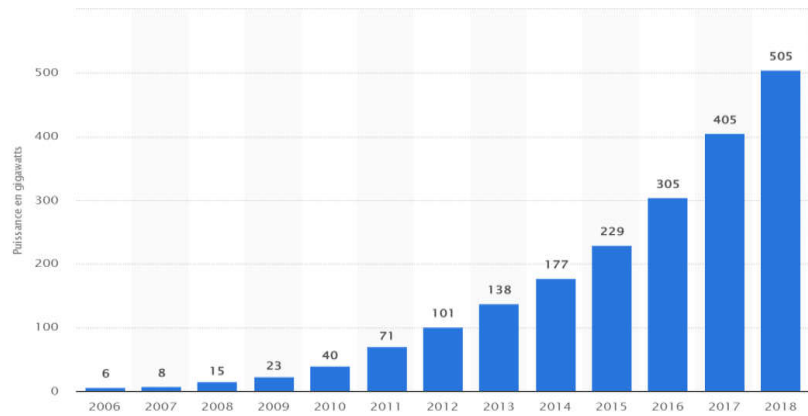


FIGURE 1.9 – Capacité solaire PV mondiale installée 2006-2018 (AIE)

1.4 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque (PV) est une jonction P-N avec une région centrale d'épuisement (déplétion) et deux zones latérales quasi neutres. A l'extrémité de chaque zone un contact électrique est placé. La zone dopée fortement est appelée zone d'émetteur et l'autre est la zone de base. Cette dernière région est appelée parfois région absorbante du fait que la grande partie de la lumière incidente est absorbée ici [8]. La cellule solaire fut inventée plus de 100 ans mais elle n'était pas réellement efficace. La première cellule solaire à semi-conducteur a été préparée par Charles Fritts en 1883, quand il a recouvert un mince film d'or sur le semi-conducteur de silicium pour former une jonction et a obtenu un rendement d'environ 1%. Contrairement à une diode, la cellule photovoltaïque est conçue de manière à permettre la création du couples électrons trous à l'intérieur de la jonction due à lumière incidente. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est basé sur la transformation d'un photon absorbé par un matériau de type semi-conducteur en un doublé de transporteurs de charge électrique (électron trou). Le doublet engendré à son tour va créer une différence de potentiel aux bornes des électrodes et donc un courant électrique circule dans le circuit connecté aux bornes des électrodes. Presque toutes les cellules solaires contiennent des jonctions matériaux avec dopage différent. La [Figure 1.10](#) ci-dessous, schématise le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

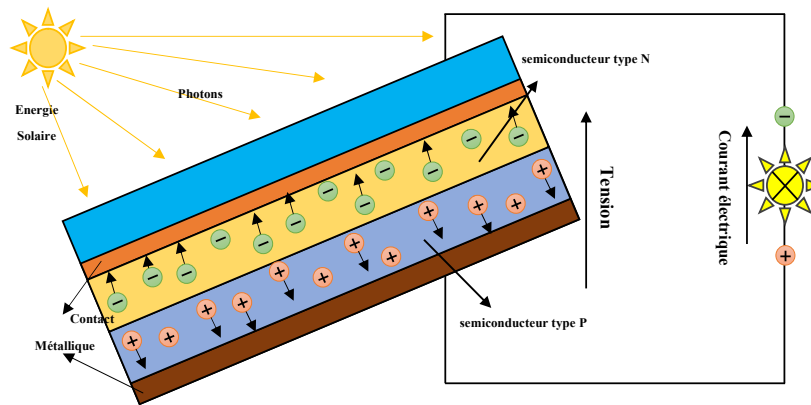


FIGURE 1.10 – Principe de fonctionnement d’une cellule photovoltaïque [8]

1.5 Types de cellules photovoltaïques

Les cellules PV sont produites dans une variété de types, chacun ayant des avantages différents. Ci-dessous une liste des formes les plus courantes de cellules PV en silicium [9] :

1.5.1 Cellules monocristallines

Les cellules en silicium monocristallin sont pures et ont une seule structure de réseau cristallin continu. Le principal avantage est leur rendement élevé, qui est d’environ 15 %, tandis qu’un inconvénient est le processus de fabrication complexe qui entraîne un coût plus élevé que les autres technologies. Les cellules sont de forme carrée avec un coin rond et leurs couleurs typiques sont le bleu foncé et le noir, comme dans la [Figure 1.10](#).

1.5.2 Cellules poly-cristallines

Le silicium poly-cristallin est fabriqué à partir de lingots carrés coulés, produits par refroidissement et solidification de silicium fondu. La solidification du matériau se traduit par des cellules contenant de nombreux cristaux, rendant la surface moins parfaite ; de ce fait, la cellule poly cristalline absorbe moins d’énergie solaire, produit moins d’électricité et donc moins efficace que la monocristalline. De plus, en raison d’une efficacité moindre, les cellules sont un peu plus grandes, ce qui donne un grand module PV.

1.5.3 Cellules amorphe

Le silicium amorphe pour les cellules solaires a montré de grands avantages à la fois au niveau des propriétés électriques et le processus de fabrication (processus simple faiblement consommateur d'énergie, peu coûteux, ...). Mais, même avec un coût réduit pour la production, l'utilisation du silicium amorphe possède des inconvénients : le premier est le rendement de conversion faible par rapport aux cellules mono et Poly cristallin de silicium.

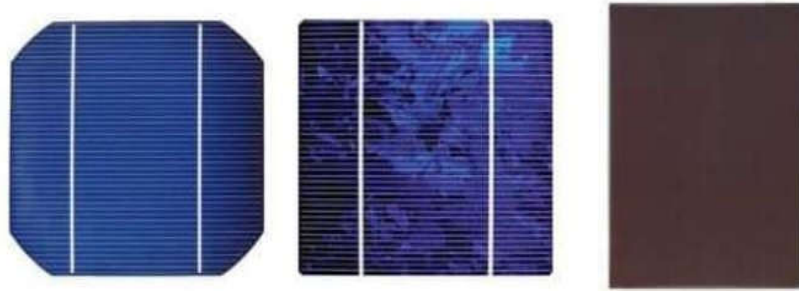


FIGURE 1.11 – Module en silicium monocristallin, poly-cristallin et amorphe respectivement de gauche à droite

1.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

En fonctionnement nominal, les cellules PV sont utilisées pour produire de l'énergie avec une tension de circuit ouvert (V_{co}) et de courant de court circuit (I_{cc}) qui correspond au courant quand la cellule est court-circuitée, il est proportionnel à la surface de la cellule et dépend de l'intensité de lumière absorbée par la cellule. La tension de circuit ouvert est la tension aux bornes de la cellule quand il n'y a pas de courant [Figure 1.12](#) [10].

1.6.1 Courbe courant-tension

La caractéristique $I = f(V)$ est la caractéristique essentielle de la cellule solaire qui répondra à toutes les charges possibles sous un ensemble particulier des conditions d'ensoleillement et de température. Il y a trois points importants dans cette courbe [Figure 1.12](#) [10].

- Le point A où la tension est égale à zéro et le courant est maximum (courant de court-circuit);
- Le point B c'est le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale;

- Le point C où le courant est égal à zéro et la tension est maximale (tension de circuit ouvert);

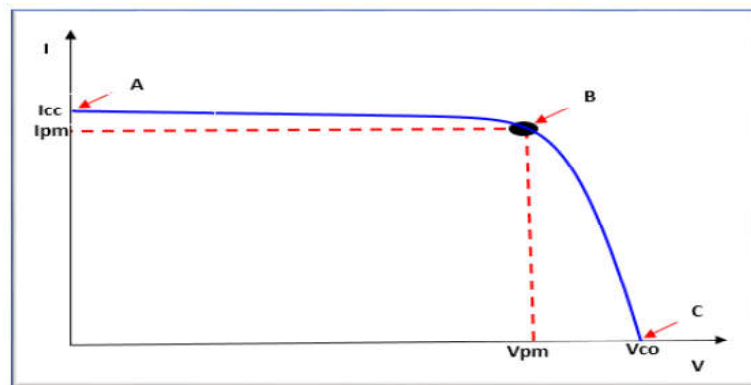


FIGURE 1.12 – Caractéristique électrique I(V) d'une cellule PV

1.6.2 Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit : c'est le courant maximal généré par la cellule lorsqu'elle est soumise à un court-circuit pour un éclairage « plein soleil », Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue sur la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule.

1.6.3 Tension de circuit ouvert

La tension de circuit ouvert : c'est la tension aux bornes de la cellule sans charge où le courant généré est nul. En négligeant le courant qui passe dans la résistance parallèle, cette tension s'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule [10].

1.6.4 Puissance maximale ou Point de puissance maximale (PPM)

La cellule solaire fournit des puissances différentes selon le point de fonctionnement dans lequel elle est utilisée. Le point où la puissance maximale est prévue, est appelé le point de puissance maximale (PPM). Comme la puissance d'un point de fonctionnement correspond toujours à la surface du rectangle balayer par V et I, cette zone doit être au maximum dans le cas de PPM. Où les valeurs du courant et de la tension associée au PPM sont appelés I_{PPM} et V_{PPM} [10] :

$$P_{PPM} = I_{PPM} \times V_{PPM} \quad (1.1)$$

1.7 Propriétés électriques de la cellule photovoltaïque

1.7.1 Résistance série

En pratique, la cellule PV, contient des résistances dans le matériel qui constitue les semiconducteurs, la grille en métal, les contacts, etc. L'ensemble des pertes dépend, de la résistance série (R_s). Son effet devient très remarquable en module composé de plusieurs cellules connectées en série, la valeur de cette résistance est multipliée par le nombre de cellules.

1.7.2 Résistance parallèle ou shunt

La résistance shunt, représente une partie des pertes liée à une petite fuite de courant par un chemin résistif parallèlement au dispositif intrinsèque. Ceci peut être représenté par une résistance parallèle (R_p) ou (R_{sh}). Son effet est beaucoup moins remarquable dans un module photovoltaïque comparé à la résistance série, qui devient seulement apparente quand un certain nombre de modules sont liés en parallèle pour créer un générateur PV.

1.8 Architecture d'un module photovoltaïque

1.8.1 Regroupement des cellules en série

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de faible puissance insuffisante telle qu'elle est pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellule élémentaires. Une association de (N_s) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, comme représenté par la [Figure 1.13](#) [11].

l'équation 1.2 résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules :

$$V_s = N_s \times V_{co} \quad \text{et} \quad I_s = I_{cc} \quad (1.2)$$

Où :

V_s est la somme des tensions en circuit ouvert de (N_s) cellules en série.

I_s est le courant de courtcircuit de (N_s) cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques commercialisés.

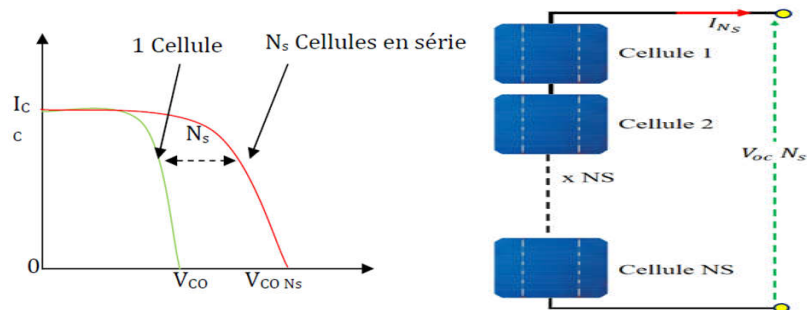


FIGURE 1.13 – Caractéristique résultante d'un groupement de (N_s) cellules en série

1.8.2 Regroupement des cellules en parallèle

Une association parallèle de (N_p) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur créée. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants [11].

L'équation 1.3 et la Figure 1.14 résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de (N_p) cellules.

$$I_p = N_p \times I_{cc} \quad \text{et} \quad V_p = V_{co} \quad (1.3)$$

Où :

I_p est la somme des courants de court-circuit de (N_p) cellules en parallèle.

V_p est la tension du circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle.

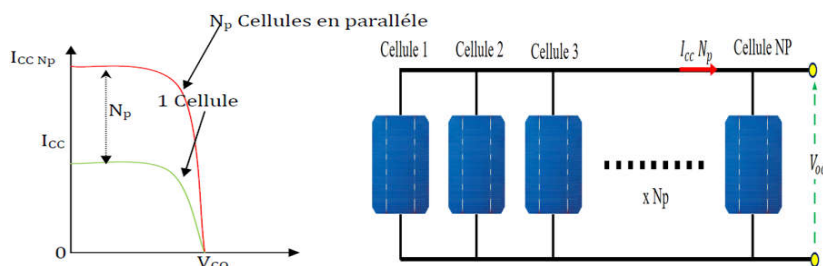


FIGURE 1.14 – Caractéristique résultante d'un groupement de (N_p) cellules en parallèle

1.8.3 Regroupement hybride des cellules

Pour atteindre une puissance importante, il faut associer plusieurs cellules en série et en parallèle car une cellule ne suffit pas pour alimenter une charge DC de la taille d'une station de pompage par exemple. Cette interconnexion de modules entre eux définit la notion du générateur photovoltaïque (GPV) [12]. Selon l'association

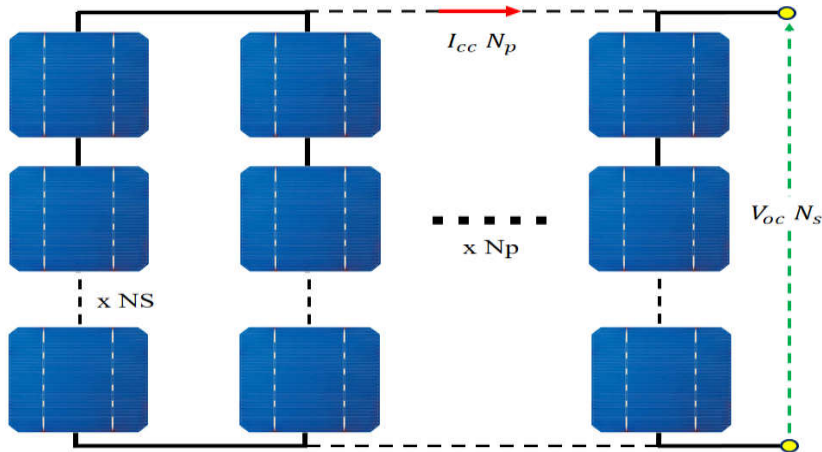


FIGURE 1.15 – Association mixte des cellules

en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations :

$$I_m = N_p \times I_{cc} \quad \text{et} \quad V_m = N_s \times V_{co} \quad (1.4)$$

Où :

I_m est le courants de court-circuit de (N_s) cellules en série et (N_p) cellules en parallèle.

V_m est la tension du circuit ouvert de (N_s) cellules en série et (N_p) cellules en parallèle.

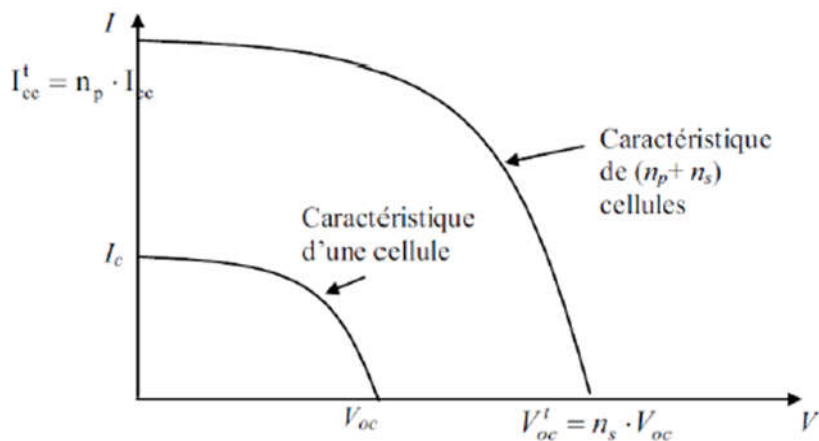


FIGURE 1.16 – Caractéristique obtenue en association mixte des cellules

1.9 Protection des modules photovoltaïques

Lorsque l'on conçoit une installation photovoltaïque, il est important d'assurer sa protection électrique afin d'augmenter sa durabilité en prévenant les pannes destructrices dues à l'association des cellules et à leur fonctionnement. Pour se protéger contre ces risques, deux types de protection sont utilisés dans les installations photovoltaïques : la diode de by-pass et la diode anti-retour, comme le montre la Figure 1.17 et la Figure 1.18

1.9.1 Diodes de bypass

La cellule ombrée cesse de produire de l'énergie électrique et se comporte davantage comme une résistance semi-conductrice. Donc elle génère moins de courant que les deux autres cellules, ce qui diminue fortement la production d'énergie de la chaîne. Par conséquent la puissance générée par les cellules « ensoleillées » sera dissipée par la cellule « ombrée » qui peut, avec le temps, provoquer une surchauffe (points chauds) et éventuellement la destruction de la mauvaise cellule [13].

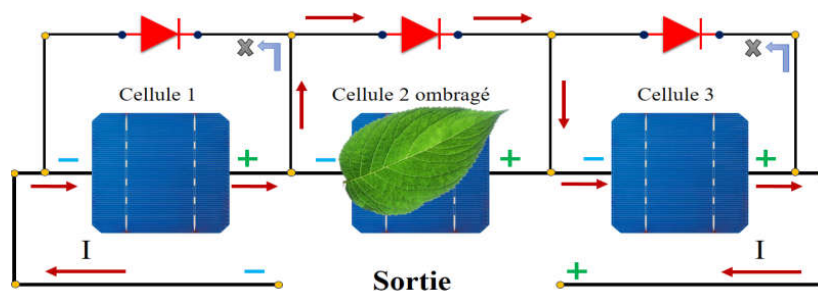


FIGURE 1.17 – Fonctionnement des diodes bypass

Les diodes by-pass sont connectées à l'extérieur et en antiparallèle avec chaque cellule PV pour fournir un chemin électrique alternatif pour le courant généré ; car il ne peut pas traverser la cellule lorsqu'elle est ombragée. Cela permet de préserver les performances de la chaîne en limitant la tension de polarisation inverse générée à travers n'importe quelle cellule partiellement ombragée et donc de réduire la puissance électrique qui peut être dissipée par la cellule [14].

1.9.2 Diodes anti-retour

Lorsque le soleil brille, la tension produite par les panneaux est supérieure à celle de la batterie, donc la charge a eu lieu. Cependant, dans la nuit, lorsqu'aucune tension n'est produite par les panneaux, la tension de la batterie ferait circuler un courant dans la direction opposée à travers les panneaux, déchargeant la batterie.

Les diodes anti-retour seront nécessaires dans tel système pour éviter ce phénomène destructeur des panneaux [13]. Les diodes anti-retour sont généralement incluses dans la construction des panneaux solaires (Figure 1.18).

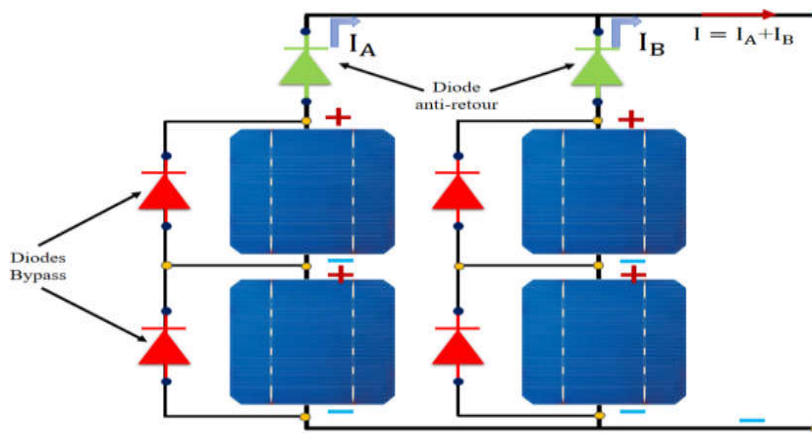


FIGURE 1.18 – Schéma d'un générateur photovoltaïque avec diodes by-pass et diodes anti-retour

1.10 Application d'un système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont classés en fonction de trois types :

- Systèmes photovoltaïques autonomes ;
- Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ;
- Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ;

1.10.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

L'énergie photovoltaïque répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux [15].

Cette énergie est souvent conçue dans des systèmes autonome avec ou sans stockage.

1.10.1.1 Systèmes autonomes sans stockage

Dans cette configuration, la charge alimentée ne fonctionnera qu'en présence d'un ensoleillement suffisant. Cela est intéressant pour toutes applications ne nécessitant pas le besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairement solaire. Cependant, il faut bien dimensionner le générateur photovoltaïque de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter la charge aux faibles ensoleillements [16].

1.10.1.2 Systèmes photovoltaïques avec stockage

Pour des applications d'un système PV autonome avec stockage, la présence d'un système de stockage est obligatoire pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours en cas d'absence potentielle de la production d'électricité. Pour la chaîne électrique plusieurs configurations de conversion sont possibles pour garantir l'autonomie souhaitée en fonction des contraintes. Ainsi les charges appliquées seront soit alternatives (actuellement le plus utilisé dans les installations) soit continu impliquant la présence de convertisseurs soit continu/alternatif ou continu/continu.

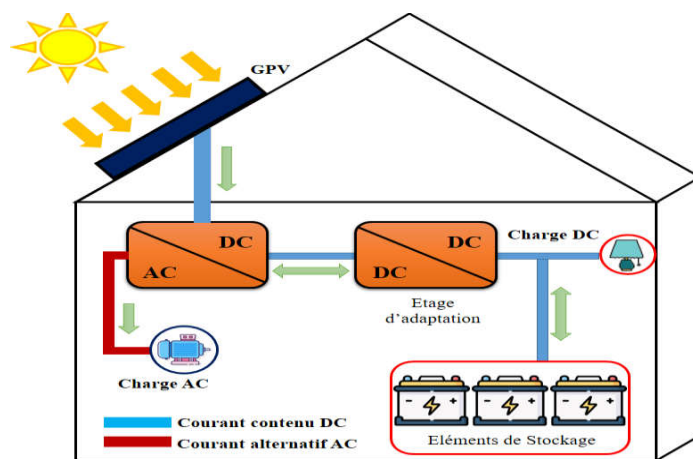


FIGURE 1.19 – Exemple d'une structure d'un système PV autonome avec stockage

1.10.2 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique

Récemment, l'intégration d'élément photovoltaïque dans les structures de bâtiment a de nombreux atouts. En étant connecté au réseau, ces systèmes permettent d'éviter des problèmes de stockage et de transport de l'électricité. L'excès de production après transformation en alternatif à l'aide d'un onduleur, est injecté au réseau. En période de non production (la nuit), l'électricité est prélevée du réseau. Le compteur tourne alors dans les deux sens.

La production d'énergie de ces systèmes dépend de divers facteurs. Parmi ceux-ci, nous distinguons les points ci-dessous :

- Les composants du système PV ;
- Le dimensionnement de divers composants de l'installation ;
- L'emplacement géographique du système PV ;
- Les défauts qui se produisent pendant son fonctionnement.

La nécessité de caractériser les réseaux PV et les onduleurs est alors devenu un aspect de plus en plus important [17]. L'interconnexion entre le réseau et les systèmes PVs est accomplie à travers un onduleur, qui convertit l'énergie à courant

continu générée par le générateur PV à un courant alternatif. En raison de la nature variable des conditions de fonctionnement dans les systèmes PV, la caractérisation complète de ces éléments est assez difficile.

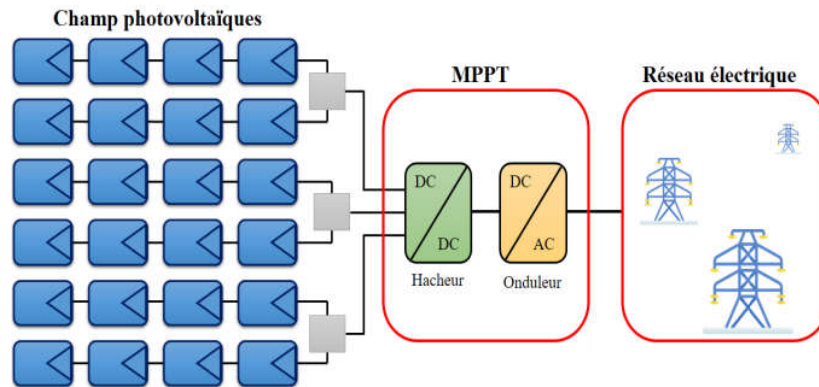


FIGURE 1.20 – Système photovoltaïque connecté au réseau électrique

1.10.3 Systèmes photovoltaïques hybrides

Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un autre générateur comme une éolienne, un groupe électrogène, ou un système hydroélectrique [18]. En général, un système de batteries stocke l'énergie et permet ainsi de ne pas perdre l'énergie des autres sources.

La difficulté de ce type de système est d'équilibrer les différentes sources d'énergie de façon à toutes les optimiser.

Aujourd'hui des systèmes à grande échelle intègrent une gestion des systèmes photovoltaïques, on parle souvent de "smart-grid" c'est à dire des réseaux au sein desquels une régulation intelligente et coordonnée assure l'optimisation du flux d'énergie des différentes sources d'énergie.

1.11 Avantages et Inconvénients

1.11.1 Avantages

- Energie abondante partout sur la surface de la Terre ;
- Exploitation non polluante, ne dégage pas de gaz à effet de serre ;
- Longue durée de vie qui peut atteindre 30 ans ;
- Caractère modulaire ;
- Nécessite moins d'entretien, n'admet pas de pièces mobiles ;

1.11.2 Inconvénients

- Energie intermittente ;
- Rendement des panneaux faible, moins de 20 % ;
- Le coût de fabrication des cellules est très élevé. (Extraction du silicium pur de la silice nécessite une haute technicité) ;
- La confection des cellules dégage du CO₂ ;
- Occupation de beaucoup d'espace pour des installations de grande envergure ;

1.12 Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie

L'Algérie joue un rôle clé dans les marchés mondiaux de l'énergie en tant que producteur et exportateur de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié. Le mix énergétique de l'Algérie en 2010 a été presque exclusivement basé sur les combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel (93%). Cependant, le pays a un énorme potentiel d'énergie renouvelable, principalement solaire, dont le gouvernement est (ou devrait) en essayant de l'exploiter en lançant un programme d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique ambitieux.

1.12.1 Programme prévisionnel de l'Algérie (2011-2030)

Le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, dont 12 000 MW seront destinés à la consommation interne et le reste pour l'exportation. Le programme est axé sur le développement et l'expansion de l'utilisation des ressources renouvelables, comme l'énergie solaire, le vent, la biomasse, la géothermie et l'hydroélectricité, afin de diversifier les sources d'énergie et promouvoir le développement durable du pays [19,20].

Les projets des énergies renouvelables pour la production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois phases :

- Phase 2011-2013 : pour tester les différentes filières d'énergies renouvelables
Comme exemples de projets pilotes, on peut citer la station photovoltaïque de 1MWc à Oued N'chou, 10km au nord de la commune de Ghardaïa, réalisée sur une superficie de 10 hectares, pour un coût global de près de 900 millions de DA, cette mini-centrale est composée de 6000 modules photovoltaïques de différentes technologies ainsi que la station de 10 MW à Adrar, composée de 12 éoliennes. ;

- Phase 2014-2015 : déploiement du programme électricité renouvelable et la construction des équipements. Une puissance totale de près de 650 MW serait installée ;
- Phase 2016-2020 : déploiement à grande échelle. Environ 60 centrales solaires photovoltaïques, en se concentrant sur les centrales solaires, parcs éoliens ainsi que des centrales électriques hybrides qui doivent être construites au cours des dix prochaines années. ;

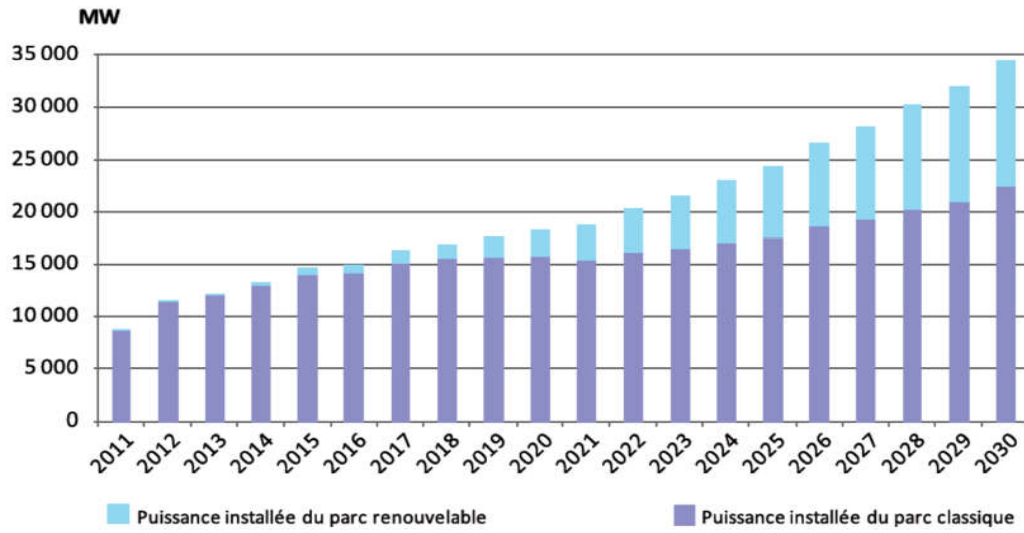


FIGURE 1.21 – Prévisions de la structure du parc de production nationale en MW [19]

La Centrale électrique mixte de Hassi R'Mel est l'une des premières centrales hybrides au monde. L'usine combine un creux parabolique de 25 MW concentrant un réseau d'énergie solaire et couvrant une superficie de plus de $180.000m^2$, en conjonction avec une centrale à cycle combiné à turbine à gaz de 130 MW, afin de réduire les émissions de carbone par rapport à une centrale électrique traditionnelle. La turbine à gaz et le cycle de vapeur sont tirés par le gaz naturel, avec la turbine à vapeur recevant la vapeur solaire supplémentaire produite au cours de la journée. L'usine a commencé la production d'électricité en Juin 2011.

1.12.2 Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de $1 m^2$ est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh / m^2 /an au Nord et 2263 kWh/ m^2 /an au sud du pays.

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

TABLEAU 1.1 – Potentiel solaire en Algérie

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh. La [Figure 1.22](#) représente la durée moyenne d'ensoleillement en Algérie. L'Algérie peut être divisée en huit (08) zones climatiques [19] qui ont approximativement un ensoleillement homogène ([Figure 1.22](#)).

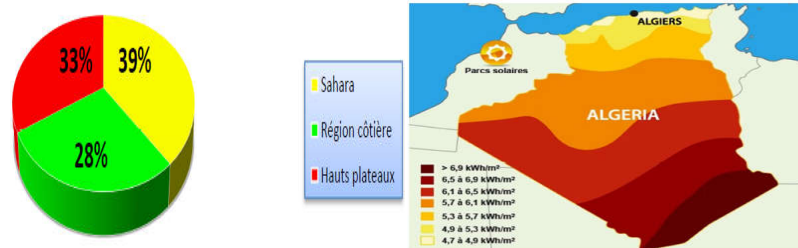


FIGURE 1.22 – Durée moyenne d'ensoleillement et les zones climatiques de l'Algérie [19]

1.13 Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons exposé des généralités sur les énergies renouvelables et nous avons rappelé quelques notions sur les principes de la conversion solaire avec une focalisation sur le solaire photovoltaïque. Nous avons cerné la technologie de production photovoltaïque en faisant une synthèse sur les caractéristiques électriques, l'association et raccordement puis les modes de protection des cellules voir des générateurs photovoltaïques. Enfin, nous avons finalisé ce chapitre en évoquant la pénétration de cette source d'énergie dans la production électrique en Algérie. Le chapitre suivant fera l'objet d'une modélisation mathématique du générateur PV et l'étude des différents types d'ombres qui peuvent perturber le bon fonctionnement du générateur.

Chapitre 2

Modélisation et estimation de l'impact des différents types d'ombrage sur le générateur photovoltaïque

Sommaire

2.1	Introduction	25
2.2	Modélisation du générateur photovoltaïque	25
2.2.1	Modèle simplifié d'une cellule photovoltaïque	25
2.2.2	Modèle à une diode	26
2.2.3	Modèle à deux diodes	27
2.3	Identification des caractéristiques électriques du générateur PV étudié	28
2.3.1	L'influence de l'ensoleillement sur le fonctionnement du panneau PV	30
2.3.2	L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV	30
2.4	Effet de l'ombrage partiel	31
2.4.1	Fonctionnement du générateur photovoltaïque sous ombrage partiel	32
2.5	Impact des différents types d'ombrage sur le générateur photovoltaïque	33
2.5.1	Scénario 1 : Ombrage partiel progressif	33
2.5.2	Scénario 2 : Ombrage total progressif	35
2.5.3	Scénario 3 : Ombrage arbitraire	37
2.5.4	Comparaison des résultats	39
2.6	Conclusion	40

2.1 Introduction

La modélisation mathématique des cellules solaire est indispensable pour toute opération d'étude du fonctionnement des générateurs PV, que ce soit à l'état sain ou perturbé. L'effet d'ombrage partiel joue un rôle très important dans la minimisation du rendement énergétique d'un système photovoltaïque (PV). Ce phénomène peut être causé dans les zones agricoles par plusieurs raisons telles que les débris végétaux, les particules de poussière, la neige, la saleté, les déjections d'oiseaux.... La présence d'ombrage sur les panneaux PV provoque des dysfonctionnements du générateur PV, il y a donc une perte d'énergie reçue par les cellules solaires. De plus, lorsqu'une cellule est ombragée elle devient équivalente à une résistance qui consomme l'énergie générée par les cellules voisines. L'énergie absorbée est convertie en chaleur qui élève la température de la cellule et l'endommage. Ceci est connu sous le nom d'effet de point chaud (Hot Spot). Ce problème peut être résolu en utilisant des diodes de dérivation [9, 21, 22]. L'objectif principal de ce chapitre est la modélisation d'un système de photovoltaïque sous conditions météorologiques uniforme et non uniforme tout en estimant l'impact des différents types d'ombrage sur un tel générateur.

2.2 Modélisation du générateur photovoltaïque

Afin de simuler le comportement de la cellule photovoltaïque il est indispensable de développer un modèle mathématique à partir du circuit électrique équivalent. Dans la littérature on trouve trois modèles électrique principales qui ont été largement utilisés.

- Modèle idéal d'une cellule photovoltaïque parfois appelé modèle à trois paramètres ;
- Modèle réel d'une cellule photovoltaïque ou modèle à cinq paramètres ;
- Modèle à deux diodes ou modèle à sept paramètres ;

2.2.1 Modèle simplifié d'une cellule photovoltaïque

La cellule sera modélisée par une source du courant I_{ph} en parallèle avec une diode. La résistance série R_s présenté dans la [Figure 2.1](#) est introduite comme des pertes ohmique justifiant quelques phénomènes au niveau de la cellule [23]. Ce modèle électrique modélise la cellule en un générateur du courant idéal, selon la loi des noeuds, le courant à la sortie de la cellule I est donné par :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

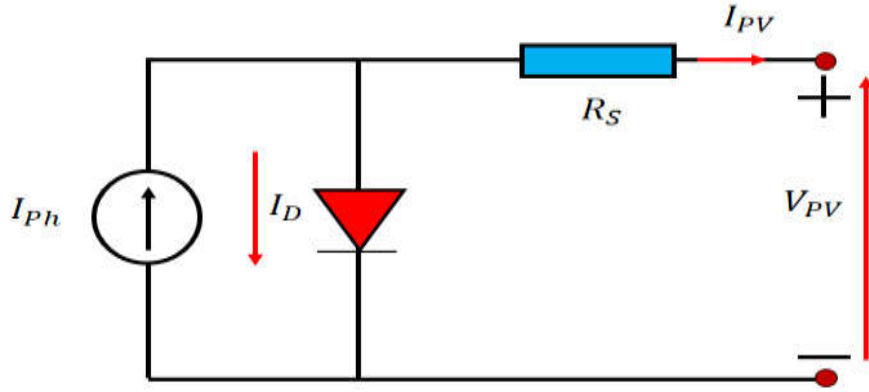


FIGURE 2.1 – Modèle simplifié d'une cellule PV

Avec :

I_{ph} : Le photo-courant qui est constant pour un ensoleillement donné.

I_d : Le courant traversant la diode donnée par l'équation 2.2

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{V_t \times a}\right) - 1 \right) \quad (2.2)$$

Avec :

I_s : Courant de saturation de la diode.

a : Facteur d'idéalité de la diode.

V_t : Tension thermique à la température T.

Le courant fourni par ce modèle est donc donné par :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{V_t \times a}\right) - 1 \right) \quad (2.3)$$

2.2.2 Modèle à une diode

L'un des modèles de cellules solaires les plus utilisés est le modèle à une diode également connu sous le nom de modèle à cinq paramètres. Ce modèle comprend une combinaison d'une source de courant I_{ph} , une diode, et une résistance shunt R_p et une résistance série R_s modélisant les pertes de puissance [24]. Le circuit équivalent pour ce modèle est donné à la Figure 2.2. Le courant de sortie de la cellule PV est calculé en appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit équivalent représentée sur la figure précédente :

$$I_{ph} = I_d + I_p + I_{pv} \quad (2.4)$$

Tel-que :

I_{ph} : Courant photonique.

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_p : Le courant circulant dans la résistance parallèle.

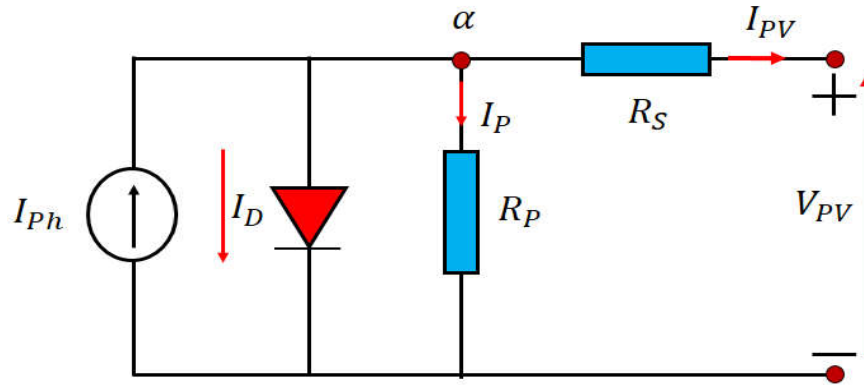


FIGURE 2.2 – Modèle à une diode d'une cellule PV

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

Le courant dans la diode est donné par :

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{V_t \times a}\right) - 1 \right) \quad (2.5)$$

Le courant qui passe dans la résistance R_s est donné par :

$$I_p = \left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{R_p} \right) \quad (2.6)$$

De l'équation 2.4, nous obtenons l'expression du courant I_{pv} : $I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p$ (2.7)

Remplaçant l'équation 2.5 et l'équation 2.6 dans l'équation 2.7, l'équation caractéristique devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{V_t \times a}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{R_p} \right) \quad (2.8)$$

Où :

$V_t = \frac{N_s \times k \times T}{q}$: Tension thermique à la température T

q : Charge de l'électron ($1.6 \times 10^{-19} C$)

k : Constante de Boltzmann ($1.3854 \times 10^{-23} J/K$)

a : Facteur d'idéalité de la diode

T : Température effective de la cellule en degré Kelvin [°K]

N_s : Nombre de cellule en série par module.

2.2.3 Modèle à deux diodes

Actuellement le modèle électrique le plus proche d'une cellule photovoltaïque est celui à deux diodes (double exponentiel), où la cellule est bien sûr présentée

comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant avec deux diodes en parallèle. Et pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, comme les modèles précédents, ce modèle est complété par les deux résistances série R_s et parallèle R_p comme le montre le schéma électrique équivalent de la Figure 2.3 [25]. Avec quelques, étape de calcul

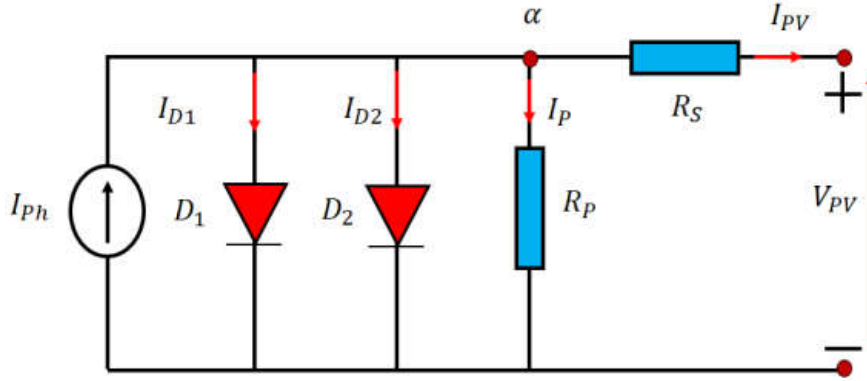


FIGURE 2.3 – Modèle à deux diodes d'une cellule PV

et développement mathématique, ce modèle donne un courant presque semblable au courant d'une cellule PV réel selon la relation :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_p \quad (2.9)$$

Donc :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{V_t \times a_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{V_t \times a_2}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V + R_s \times I_{pv}}{R_p}\right) \quad (2.10)$$

Avec :

a_1 et a_2 : Facteurs d'idéalité des diodes D_1 et D_2 respectivement.

I_{s1} et I_{s2} : Courants de saturation des diodes D_1 et D_2 respectivement.

2.3 Identification des caractéristiques électriques du générateur PV étudié

Pour réaliser la simulation de notre générateur PV, nous avons utilisé l'environnement MATLAB. Nous avons choisi le module photovoltaïque «suntech stp058B-12». Ceci nous a permis de déterminer les caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ du module étudié sous conditions STC et différents niveaux d'éclairement (fort $\approx 980 \text{ W/m}^2$, moyen $\approx 680 \text{ W/m}^2$ et faible $\approx 380 \text{ W/m}^2$). On a utilisé la méthode Volt-Ampèremétrique pour valider les résultats de simulation et ceux obtenus par

CHAPITRE 2. MODÉLISATION ET ESTIMATION DE L'IMPACT DES DIFFÉRENTS TYPES D'OMBRAGE SUR LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

expérimentation. cette méthode permet de mesurer le courant et la tension à la sortie du panneau photovoltaïque en faisant varier la charge (rhéostat). Le montage réalisé est représenté sur la [Figure 2.4](#) [26,27].

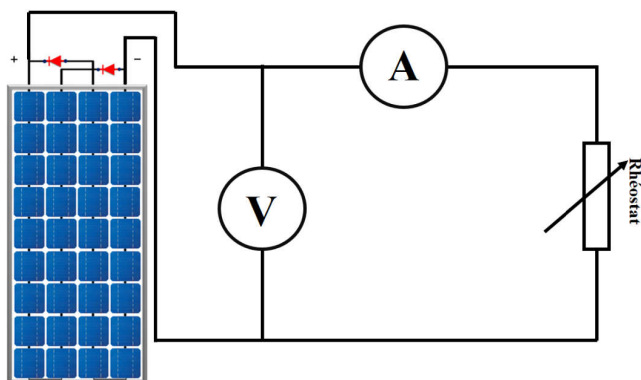


FIGURE 2.4 – Montage Vol-Ampèremétrique

Les paramètres de ce module photovoltaïque sont données dans le [Tableau 2.1](#) :

Paramètre	Valeur
P_{max}	85 W _P
Tolérance	± 5% de la puissance maximale
I_{ppm}	4.8 A
V_{ppm}	17.8 V
I_{cc}	5.15 A
V_{co}	22.2 V
Dimensions	1195 (mm) x 541 (mm) x 30 (mm)
Poids	8 Kg
Garantie sur la puissance	90% of P_{max} (12 ans), 80% of P_{max} (25 ans)

TABLEAU 2.1 – Paramètre de module PV étudié

La?? représente l'identification des les caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ du module étudié :

➔ Faible éclairement

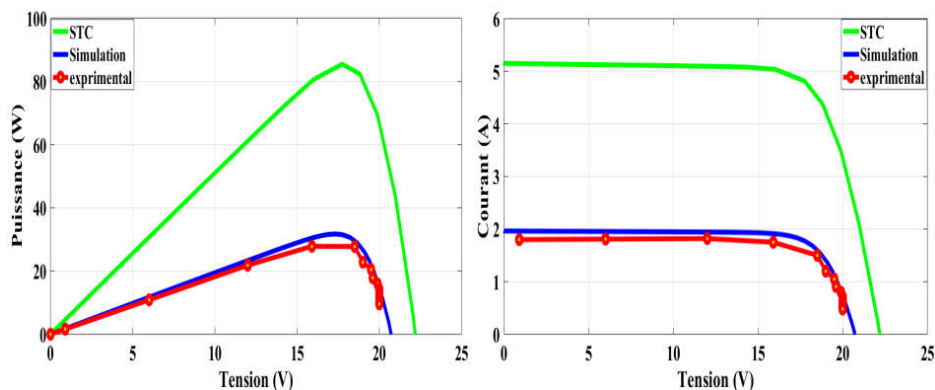


FIGURE 2.5 – caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ du module étudié sous faible éclairement

➔Moyen eclairement

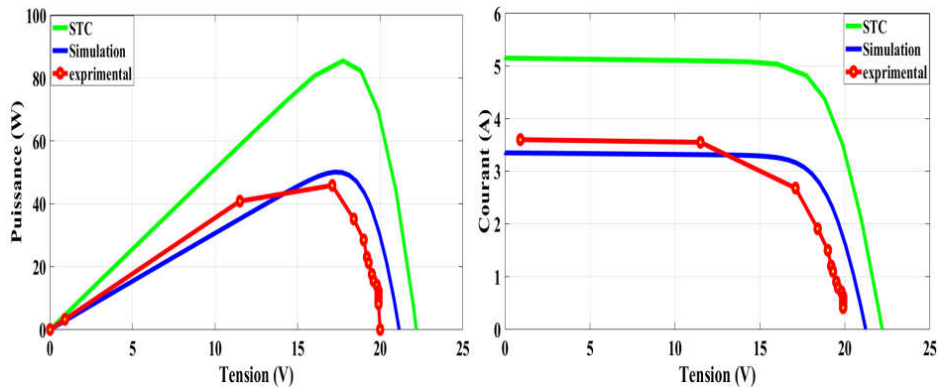


FIGURE 2.6 – caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = (V)$ du module étudié sous moyen éclairement

➔Fort eclairement

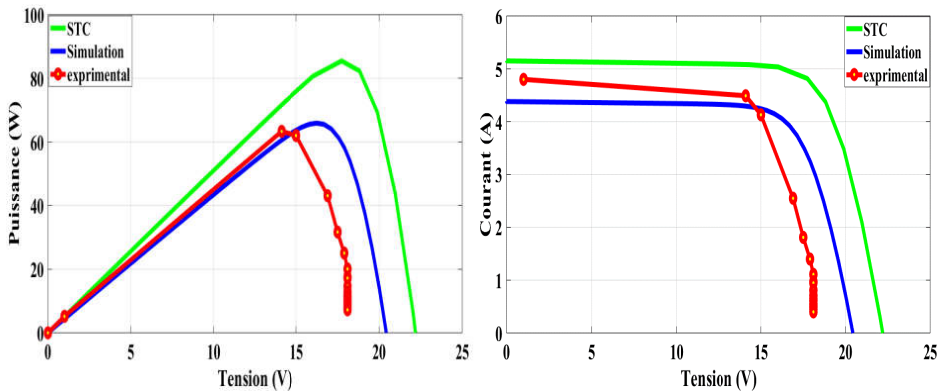


FIGURE 2.7 – caractéristiques électriques $P = f(V)$ et $I = (V)$ du module étudié sous fort éclairement

2.3.1 L'influence de l'ensoleillement sur le fonctionnement du panneau PV

La Figure 2.8 montre la variation du courant et la puissance par rapport la tension pour différentes valeurs du rayonnement solaire. On remarque que le courant de court-circuit et la puissance du module PV est directement proportionnelle à l'irradiation solaire [28,29] donc la variation de PPM est proportionnelle à l'irradiation solaire.

2.3.2 L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV

La température est le second paramètre le plus important dans le comportement du système photovoltaïque. On remarque que le courant de courtcircuit est claire-

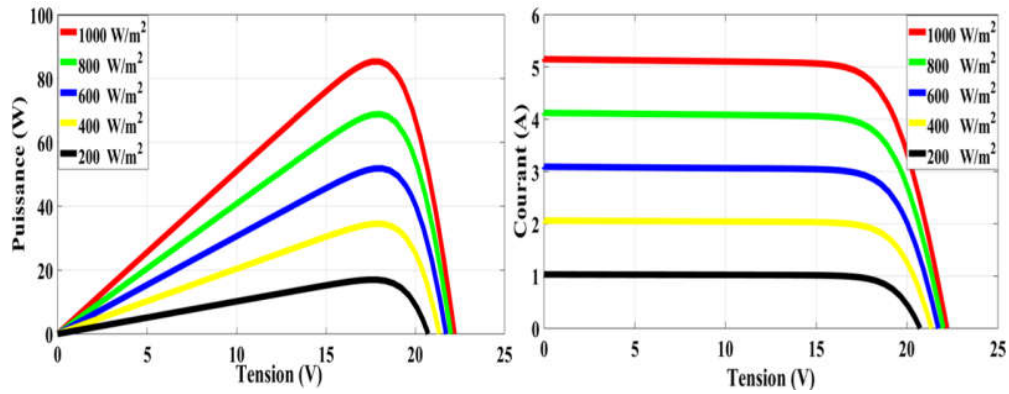


FIGURE 2.8 – Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques électriques du générateur PV

ment indépendant de la température ; une augmentation de la température entraîne une réduction de la tension en circuit ouvert. Donc la puissance du module PV est inversement proportionnelle à la température [28,29]. La Figure 2.9 illustre les caractéristiques électriques de la cellule PV simulée sous un éclairement de 1000 W/m^2 et différentes températures.

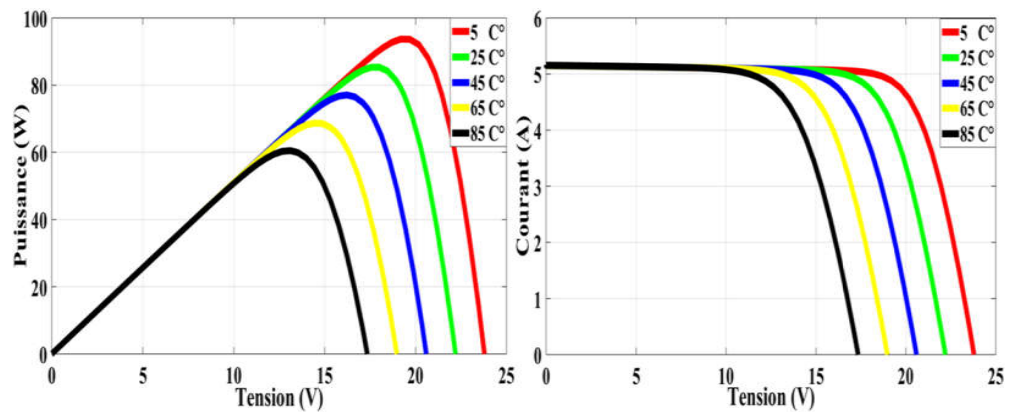


FIGURE 2.9 – Influence de la température sur les caractéristiques électriques du générateur PV

2.4 Effet de l'ombrage partiel

Un système PV doit être conçu pour fonctionner à la puissance maximale disponible dans toutes les conditions de fonctionnement [30]. Malheureusement, un générateur PV produit généralement moins d'énergie que les capacités combinées de l'ensemble des modules, la puissance réellement extraite peut être inférieure à la puissance maximale disponible. De telles pertes de puissance, appelées (Mismatch loss), ont récemment attiré l'attention afin d'identifier toutes les sources potentielles de pertes de puissance dans les systèmes PV [18]. Inadéquation causée par une irradiation solaire non uniforme due à l'ombrage, à la saleté ou à l'orientation non uni-

forme du module PV, mais peut également être causée par le vieillissement ou l'endommagement du module PV [31] l'ombrage partiel génère l'éclairage non homogène dans les cellules PV, il est considéré comme une source majeure de pertes dans les systèmes PV. Dans les applications résidentielles, les cellules PV sont soumises à des ombres projetées à la fois par des objets environnants prévisibles, par exemple, des pylônes d'antenne et des lignes électriques à proximité, et des sources imprévisibles, par exemple, des feuilles mortes, de la saleté. Dans les grandes installations PV, où les modules sont généralement placés loin de tout obstacle environnant, les nuages qui passent et les ombres des rangées adjacentes de modules peuvent également contribuer à des conditions d'ombrage partiel. En fait, des conditions partiellement ombragées sont susceptibles de se produire dans une variété d'applications PV [18]. La connexion en série définit le même courant pour tous les modules PV d'une chaîne. Cela signifie qu'il ne sera pas possible de suivre individuellement le point de puissance maximale pour chaque module PV, par conséquent, si les paramètres électriques des modules PV diffèrent, une discordance se produira et une partie de la puissance disponible sera perdue [31]. La Figure 2.10 montre certaines situations de modules PV partiellement ombragés.



FIGURE 2.10 – Modules photovoltaïques ombragés

2.4.1 Fonctionnement du générateur photovoltaïque sous ombrage partiel

Le module utilisé contient 36 cellules disposées en 4×9 avec deux diodes by-pass (une diode pour 18 cellules solaires en série). Sans la diode de dérivation, les effets de la désynchronisation du courant sont plus mauvais, mais ils sont moins importants si cette diode est utilisée. La tension de polarisation directe des autres cellules de la série qui partagent la même diode by-pass plus la tension de la diode de dérivation est égale à la tension aux bornes de la cellule solaire ombragée ou à faible courant. Le degré d'ombrage sur la cellule à faible courant détermine la tension aux

bornes des cellules solaires saines. Si la cellule est totalement ombragée, les cellules solaires saines seront polarisées en direct par leur courant de court-circuit, ce qui entraînera une tension d'environ 0,6 V. Si seulement une partie du courant des cellules saines est autorisée à circuler dans le circuit, le reste est utilisé pour polariser en direct chaque jonction de cellule solaire, ce qui se traduit par une faible tension de polarisation directe à travers chaque cellule. La puissance maximale dissipée par la cellule ombragée est presque équivalente à la production totale du groupement de ces cellules.

2.5 Impact des différents types d'ombrage sur le générateur photovoltaïque

2.5.1 Scénario 1 : Ombrage partiel progressif

Dans ce scénario, l'intérêt est porté à l'effet d'une ombre partielle progressive sur le module photovoltaïque afin d'estimer les pertes causées sur ce dernier. Dans un premier temps, des tests de simulation ont été effectués pour différents niveaux d'éclairage (forte, moyen et faible) et pour des portions d'ombrage bien définies selon la construction du module photovoltaïque soit ; (1/4, 2/4, 3/4, 4/4 de la surface totale d'un panneau photovoltaïque). Dans la deuxième partie nous étayerons ces résultats par ceux de l'expérimental, (la surface du générateur sera ombrée par une couverture distante afin de laisser seulement les rayonnements réfléchis et diffus du soleil d'atteindre la surface des cellules), et cela pour les mêmes niveaux d'éclairage et la même portion d'ombrage). Les cas d'ombrage partiel envisagés dans cette partie sont donnés à la [Figure 2.11](#).

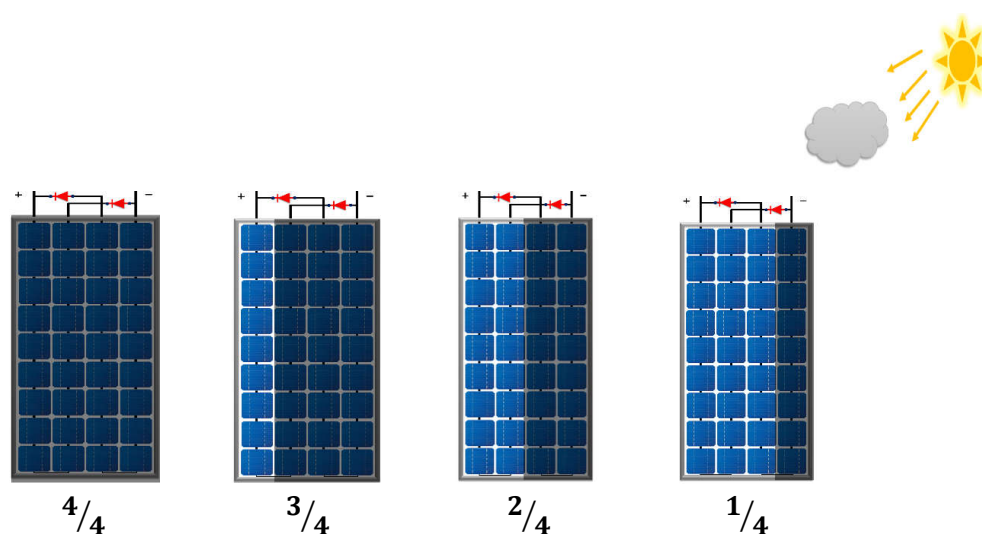


FIGURE 2.11 – Schéma explicite du scénario 1

La Figure 2.12 représente les résultats de simulation du scénario 1

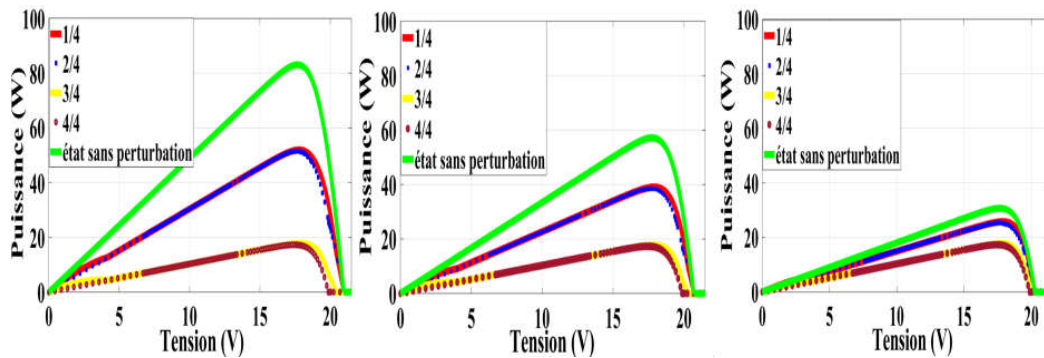


FIGURE 2.12 – Résultats de simulation du scénario 1 pour différent niveaux d'éclairément fort, moyen et faible respectivement

les figures suivantes montrent l'évolution des différentes performance mesurés au scénario 1 :

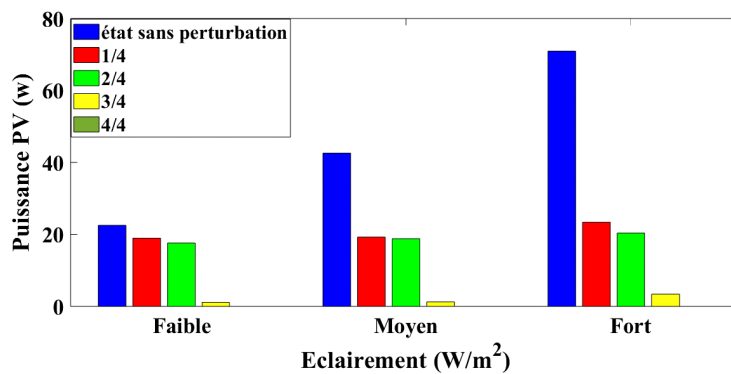


FIGURE 2.13 – Puissance PV générée dans le cas du scénario 1

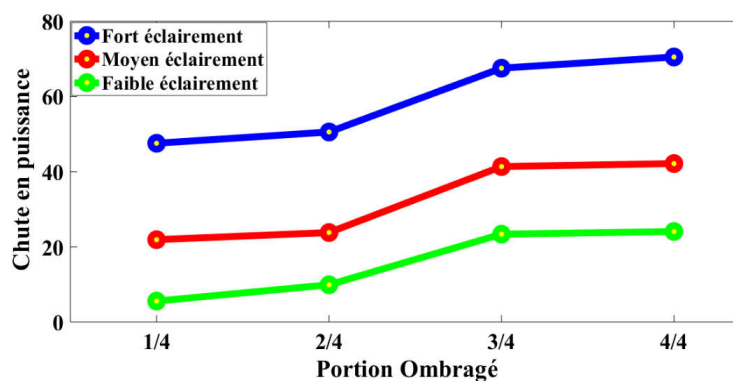


FIGURE 2.14 – Chute en puissance dans le cas du scénario 1

D'après les allures ci-dessus, on a pu remarqué qu'avec un ombre partiel progressive de 1/4 a la surface d'un générateur PV, celui-ci fournit 1/3 de la puissance PV disponible sans perturbation. Ces pertes affecteront suremment le rendement PV d'une manière progressive tant que la portion d'ombrage partiel augmente.

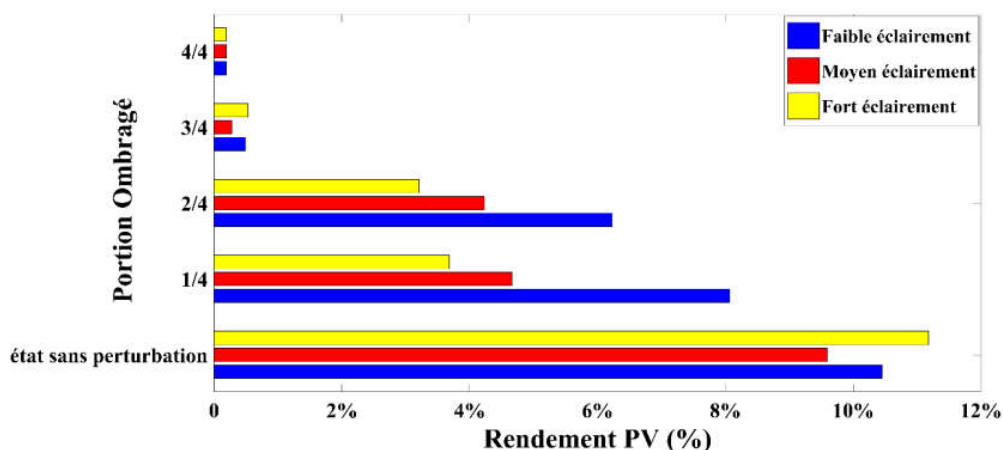


FIGURE 2.15 – Rendement PV dans le cas du scénario 1

notez que la conversion PV continue même avec une occultation de la totalité du générateur, chose qui est apparait dans les petites valeurs du rendement pour les deux dernières portions d'ombrage

2.5.2 Scénario 2 : Ombrage total progressif

Dans ce scénario, la même procédure sera poursuivie sauf que cette fois-ci l'obstacle de couverture sera opaque et déposé directement sur la surface du générateur PV afin de s'opposer à tous les rayons qu'ils soient directs ou indirect. Les cas d'ombrage total envisagés sont donnés à la tot.

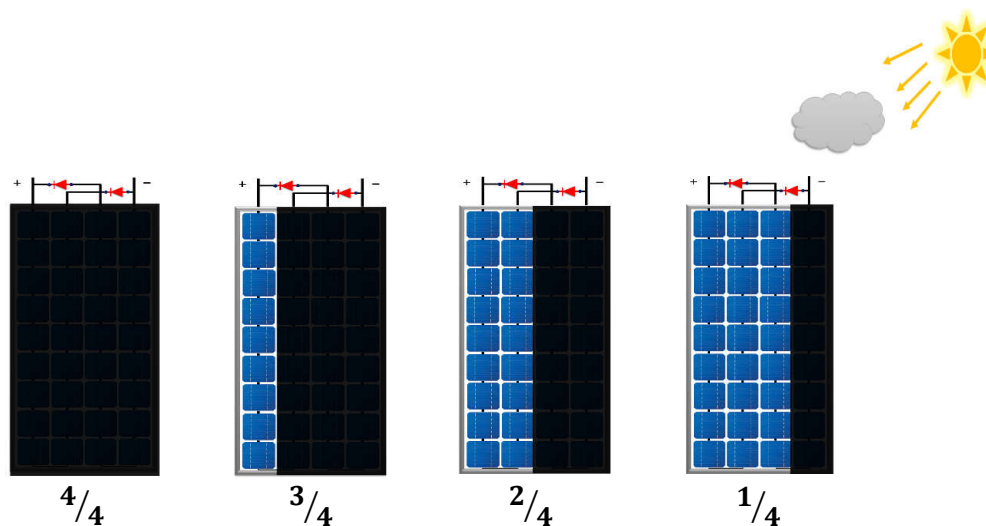


FIGURE 2.16 – Schéma explicite du scénario 2

La [Figure 2.17](#) représente les résultats de simulation du scénario 2 les figures suivantes montrent l'évolution des différentes performance mesurés au scénario 2 :

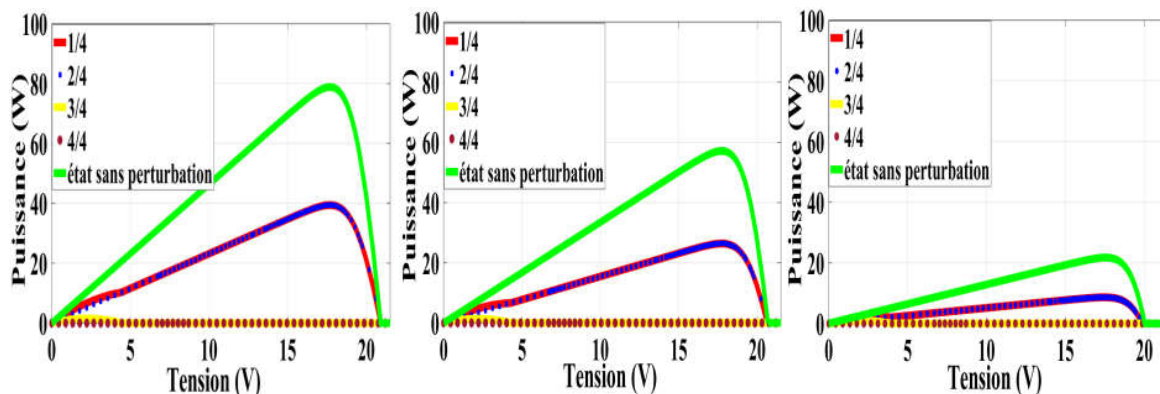


FIGURE 2.17 – Résultats de simulation du scénario 2 pour différent niveaux d'éclairément fort, moyen et faible respectivement

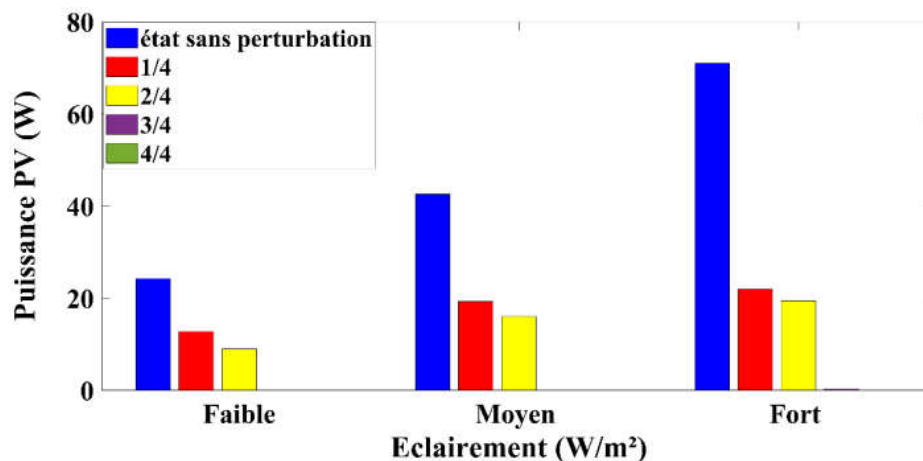


FIGURE 2.18 – Puissance PV générée dans le cas du scénario 2

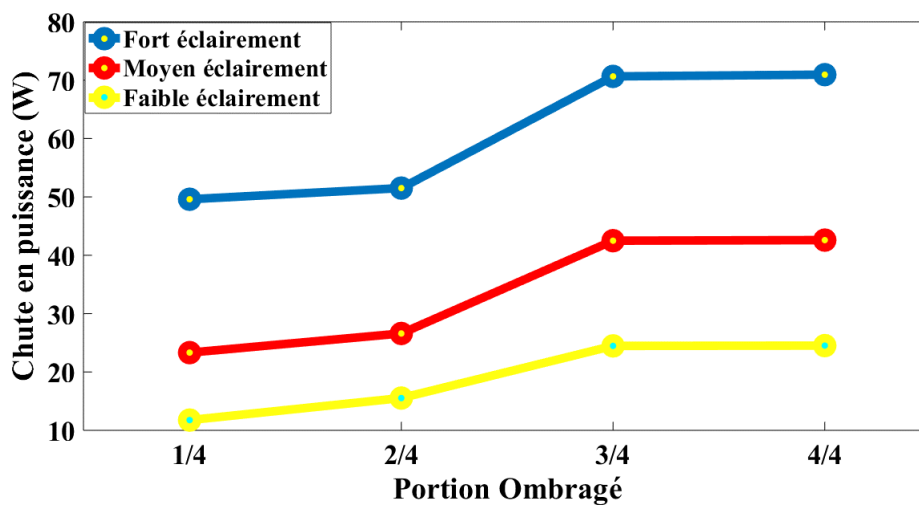


FIGURE 2.19 – Chute en puissance dans le cas du scénario 2

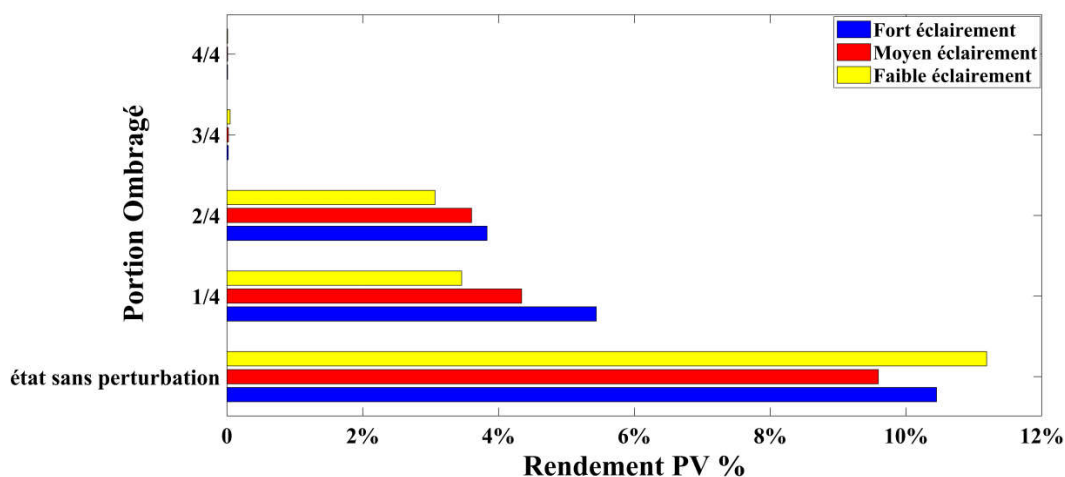


FIGURE 2.20 – Rendement PV dans le cas du scénario 2

Contrairement au premier scénario où le générateur PV continu a fournir de la puissance même dans les cas les plus défavorables, dans ce scénario la production est quasi nulle à partir de la portion d'ombrage de 3/4. L'impact de ce type d'ombre sur les performances du générateur PV est plus significatif, cela est dû à l'occultation totale des cellules soit environ 6% de dégradation dans la puissance par rapport au premier scénario. Par conséquent le rendement va se détériorer de $+2/3$ à la moitié de la surface ombragée.

2.5.3 Scénario 3 : Ombrage arbitraire

Dans ce cas pour les mêmes conditions climatiques précédents, un intérêt particulier pour les facteurs externes réels qui peuvent causer ce type d'ombrage à savoir les débris végétaux, particules de poussière et éjections d'oiseaux. Le cas d'ombrage arbitraire ou aléatoire envisagés sont illustrés à la [Figure 2.21](#).

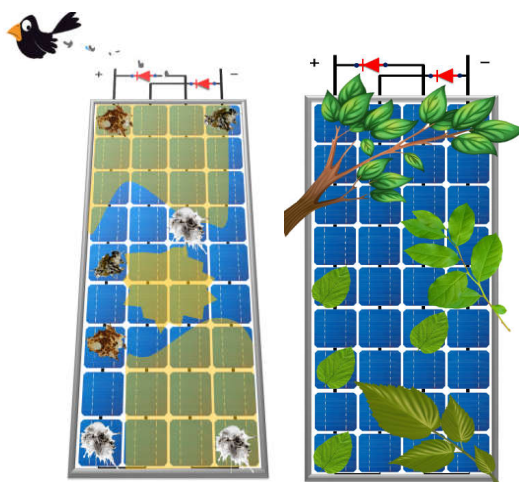


FIGURE 2.21 – Schéma explicite du scénario 3

La Figure 2.22 représente les résultats de simulation du scénario 3

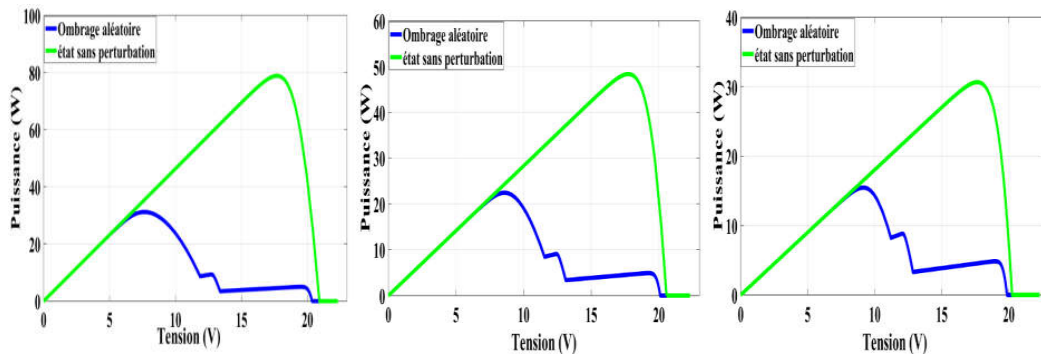


FIGURE 2.22 – Résultats de simulation du scénario 3 pour différent niveaux d'éclairément fort, moyen et faible respectivement

les figures suivantes montrent l'évolution des différentes performance mesurés au scénario 3 : Dans ce scinario d'ombrage, il est interessant de noter que les valeurs

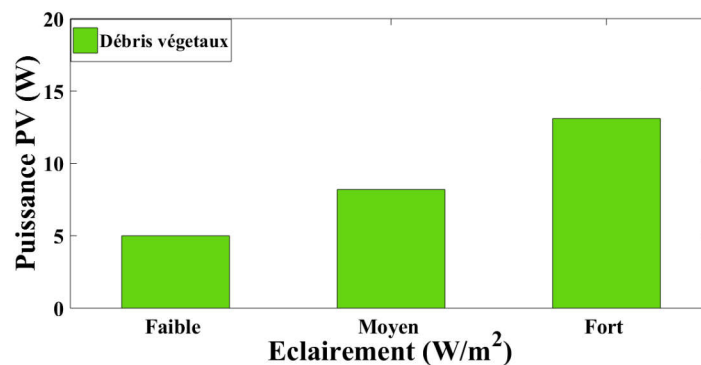


FIGURE 2.23 – Puissance PV générée dans le cas du scénario 3

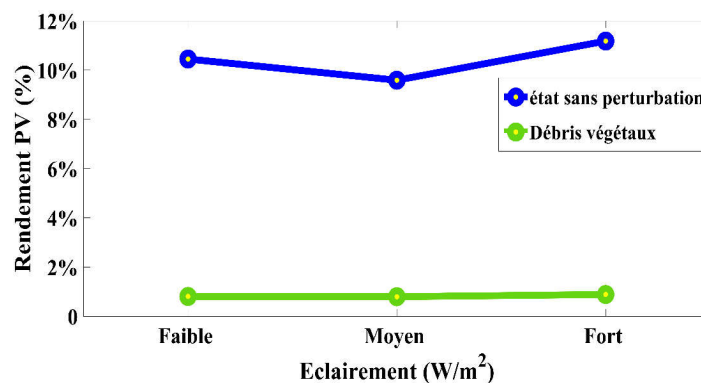


FIGURE 2.24 – Rendement PV dans le cas du scénario 3

des performances dependent principalement du nombre de cellules PV affectées par l'ombre arbitraire et du taux de débris végétaux (impuretés) qui occupe la surface du module PV. Comme ce type d'ombrage a touché tous les groupements de cellules PV, le rendement du generateur PV a chuté drastiquement. (soit un dixième du ren-

dement PV a l'état sain), conséquence de la perte de puissance la plus importante (près de d'un cart de la puissance disponible).

2.5.4 Comparaison des résultats

Une comparaison entre les résultats obtenus à moyen éclairement pour les différents types d'ombrage est représenté sur les figures ci-dessous :

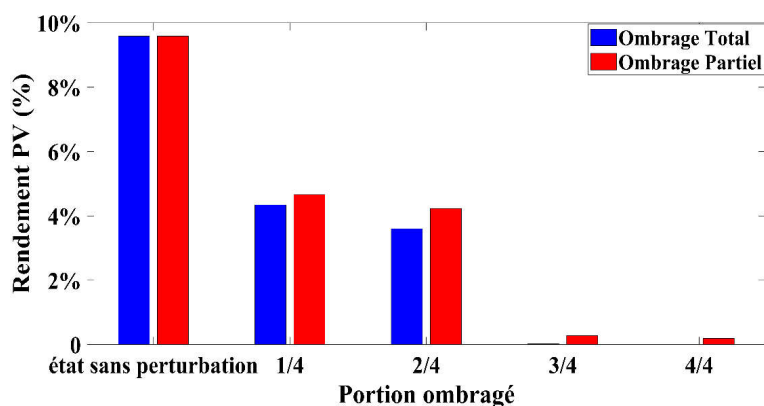


FIGURE 2.25 – Comparaison du rendement PV à moyen éclairement

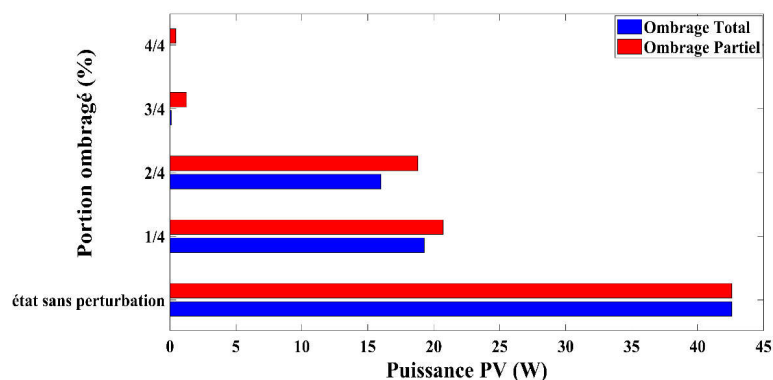


FIGURE 2.26 – Comparaison de la puissance PV à moyen éclairement

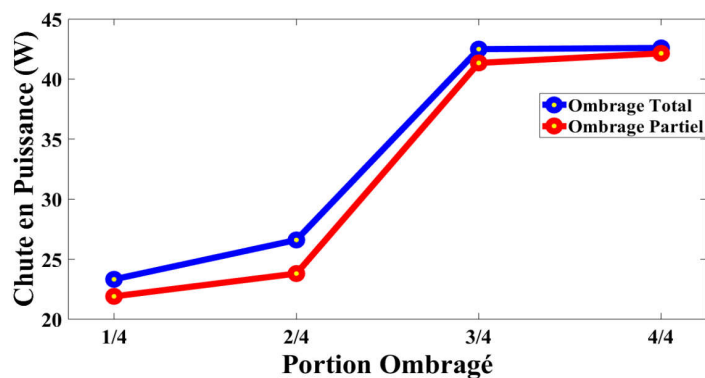


FIGURE 2.27 – Comparaison de la chute en puissance à moyen éclairement

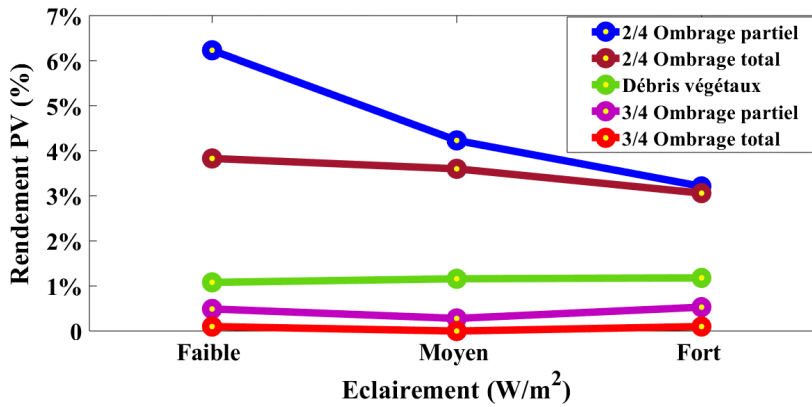


FIGURE 2.28 – Comparaison du rendement PV des trois scénarios

Les cellules solaires de notre générateur sont connectées en combinaison série-parallèle, si l'ombre se produit sur une cellule de la chaîne, la sortie de toute la chaîne sera presque nulle pour toute la période de l'ombrage. En effet, les cellules sont câblées ensemble de telle manière que la sortie sera réduite au niveau de courant traversant la cellule la plus faible ; c'est le cas de l'ombrage transversal où toutes les chaînes seront limitées de cette manière et en même temps (ce cas a été étudié avec 3/4 et 4/4 d'ombrage partiel, total à la surface d'un générateur PV en plus au cas d'ombrage arbitraire ou aléatoire). Contrairement à l'ombrage longitudinal dans lequel des chaînes séparées et non ombragées produiront toujours leur puissance prévue (ce cas a été étudié avec 1/4 et 2/4 de l'ombrage partiel, total à la surface d'un générateur PV). On conclut d'après cette démonstration de résultats que l'effet de l'ombre sur le générateur PV est néfaste et son intensité dépend essentiellement de la nature de l'obstacle qui l'a créée et sa dispersion. on peut les classer selon la dégradation causée par ordre croissant (une ombre partielle, totale puis arbitraire) ce qui est bien clair dans la [Figure 2.28](#).

2.6 Conclusion

Le long de ce chapitre, nous avons en premier temps étudié les concepts généraux de la modélisation mathématique d'un module PV, une simulation avec des conditions météorologiques (l'éclairement, la température) uniforme et non uniforme a été faite. Par la suite les résultats de simulation ont été comparés avec ceux de l'expérimentation en abordant trois types d'ombres qui peuvent survenir dans une installation PV (partiel, total et arbitraire). L'estimation de la dégradation des performances du générateur a permis la classification de ces ombres selon l'intensité de leur impact. Supposons que cette ombre soit inévitable (surtout dans les exploitations agricoles où les installations PV sont souvent exposées à ce genre de problème),

*CHAPITRE 2. MODÉLISATION ET ESTIMATION DE L'IMPACT DES
DIFFÉRENTS TYPES D'OMBRAJE SUR LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAIQUE*

le chapitre suivant viens pour minimiser cette impact sur ces intallations en introduisant des techniques de reconfiguration des générateurs PV.

Chapitre 3

Minimisation des effets de l'ombrage par l'application des techniques de reconfiguration du générateur photovoltaïque

Sommaire

3.1	Introduction	43
3.2	Connexions des générateurs photovoltaïques	43
3.2.1	Configurations retenues	43
3.2.2	Résultats de simulation	46
3.3	Analyse des performances et critères d'évaluation	47
3.3.1	Critères d'évaluation	47
3.3.2	Analyse des performances	47
3.4	Etude des techniques de reconfiguration des générateurs PV	54
3.4.1	Configuration en « total cross tied » (TCT)	54
3.4.2	Configuration en « Honey Comb » (HC)	55
3.4.3	Configuration en « Bridge Link » (BL)	56
3.5	Simulation et comparaison des résultats	56
3.6	Conclusion	61

3.1 Introduction

Une cellule solaire est l'élément de base de la conversion de l'énergie PV, son meilleur rendement est obtenu pour un groupement parfait en série et/ou en parallèle. Ces connexions nécessitent des précautions particulières pour éviter la dégradation du module PV [32]. Lorsqu'un module PV est totalement ou partiellement ombragé [33] ayant subi des dommages mécaniques ou présentant des dispersions dans les paramètres cellulaires, certaines cellules se transforment en résistance ; par conséquent, une dissipation de puissance importante en résulte et dégrade les caractéristiques du module PV, induisant ainsi des pertes de puissance électrique importantes. L'objectif principal de ce chapitre est d'étudier les différentes techniques de reconfiguration d'un générateur photovoltaïque [34] afin de minimiser les pertes de production dues aux variations des conditions de fonctionnement ayant un impact considérable sur le comportement des modules PV.

3.2 Connexions des générateurs photovoltaïques

Nous avons présenté au [chapitre 2](#) le modèle de SUNTECH STP058B-12 / BEA qui nous permet d'obtenir les caractéristiques électrique du module précité. Dans cette partie, nous présenterons la simulation du générateur photovoltaïque approprié pour l'étude des différentes connexions qui peuvent former un champs photovoltaïque sous un ensoleillement uniforme [35, 36].

3.2.1 Configurations retenues

Pour illustrer la démarche, nous avons retenu trois configurations du champ photovoltaïque série, parallèle et série parallèle comme montré dans les figures suivante :

3.2.1.1 Configuration en série

Il s'agit d'un schéma d'interconnexion de base pour toutes les différentes configurations envisagées. Les modules PV sont connectés en série pour atteindre le niveau de tension souhaité. Une diode de dérivation en parallèle avec le module PV est utilisée pour protéger le module des courants de circulation sous différentes conditions d'ombrage (Partial shading conditions PSC). Ce type de schéma d'interconnexion est généralement utilisé dans les systèmes PV intégrés au réseau. La [Figure 3.1](#) présente la représentation schématique du schéma d'interconnexion « S » dans une matrice (4 * 4).

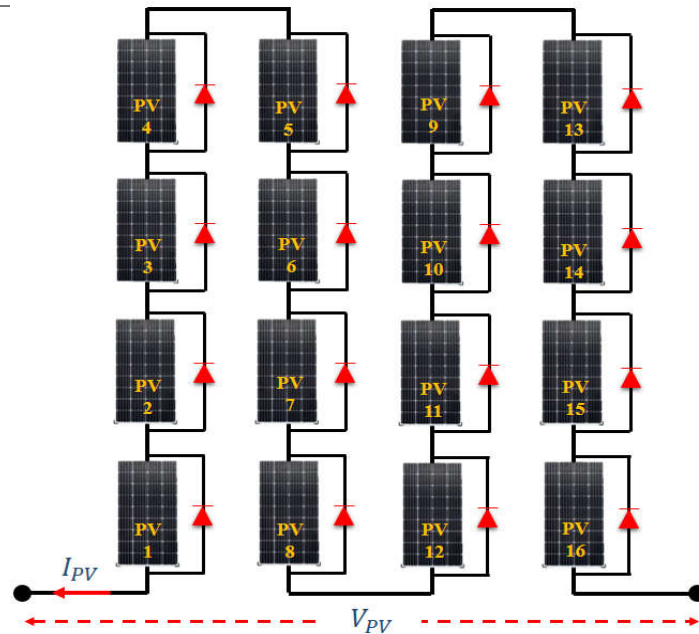


FIGURE 3.1 – La configuration Série « S »

À partir de la [Figure 3.1](#), la tension, le courant et la puissance globale du générateur photovoltaïque sont respectivement donnés par l' [équation 3.1](#), [équation 3.2](#), [équation 3.3](#). Notons que la tension totale du générateur photovoltaïque est égale à somme des tensions individuelles des modules photovoltaïques et le courant global est égal au courant du module PV individuel car tous les modules sont connectés en série.

$$V_{pv} = V_{pv1} + V_{pv2} + V_{pv3} + \dots + V_{pv16} \quad (3.1)$$

$$I_{pv} = I_{pv1} = I_{pv2} = I_{pv3} = \dots = I_{pv16} \quad (3.2)$$

$$P_{pv} = I_{pv} \times V_{pv} \quad (3.3)$$

3.2.1.2 Configuration en parallèle

Dans ce schéma d'interconnexion, tous les modules PV sont connectés en parallèle. C'est-à-dire que la tension globale du champ PV est identique à la tension du module PV, tandis que le courant global du champ PV est la somme des courants unitaires des modules PV. Comme l'effet des PSC sur la tension du module est très moindre (la variation de la tension du module PV sous les PSC est négligeable), la puissance maximale extraite dans la configuration de ce schéma est très élevée. Néanmoins, les pertes de conduction sont également très élevées car le courant global dans le champ PV est la somme des courants des modules PV. La [Figure 3.2](#), présente le schéma d'interconnexion « P » dans la matrice (4 * 4) de champ PV.

CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAGE PAR L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

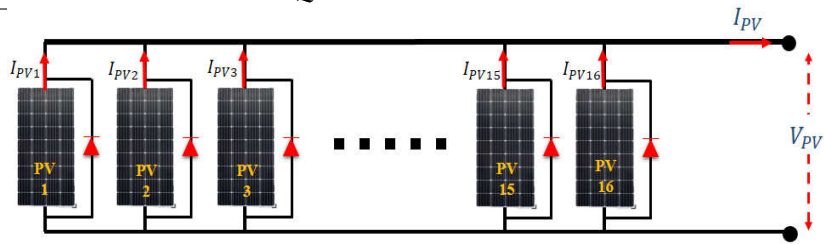


FIGURE 3.2 – La configuration parallèle « P »

La tension, le courant et la puissance globale du générateur photovoltaïque sont donnés respectivement par l'équation 3.4, équation 3.5, équation 3.3.

$$V_{pv} = V_{pv1} = V_{pv2} = V_{pv3} = \dots = V_{pv16} \quad (3.4)$$

$$I_{pv} = I_{pv1} + I_{pv2} + I_{pv3} + \dots + I_{pv16} \quad (3.5)$$

3.2.1.3 Configuration Série Parallèle

Ce schéma est une combinaison de schémas d'interconnexion Séries-parallèle (SP). Initialement, les modules PV sont connectés en chaîne en série pour obtenir le niveau de tension de sortie souhaité, puis ces chaînes sont connectées en parallèle pour obtenir les niveaux de courant souhaités. Ce type de schéma d'interconnexion est le plus couramment utilisé dans les centrales électriques PV de production car il est moins complexe [34, 37]. La Figure 3.3, présente le schéma d'interconnexion SP dans la matrice (4*4) de champ PV.

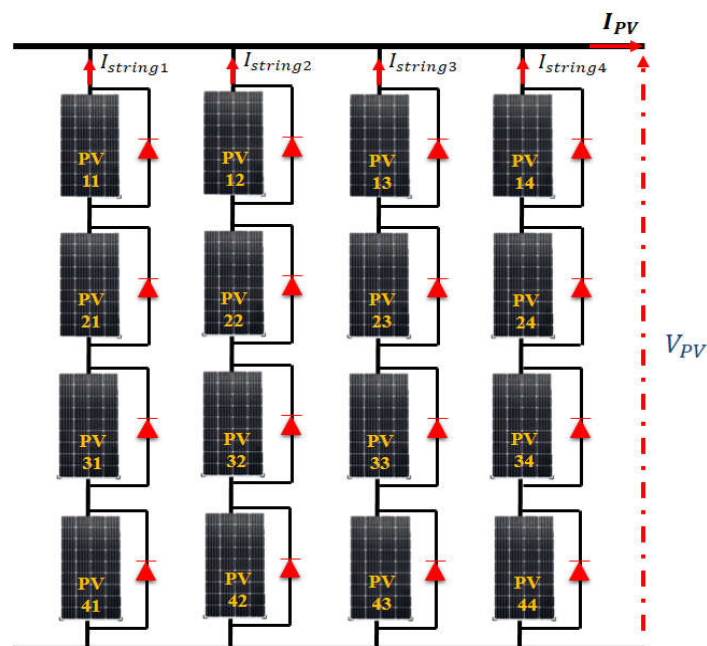


FIGURE 3.3 – La configuration série parallèle « SP »

La tension, le courant et la puissance globale du générateur photovoltaïque sont donnés respectivement par l' [équation 3.6](#), [équation 3.7](#), [équation 3.3](#).

$$V_{pv} = V_{pvstring1} = V_{pvstring2} = V_{pvstring3} = V_{pvstring4} \quad (3.6)$$

$$I_{pv} = I_{pvstring1} + I_{pvstring2} + I_{pvstring3} + I_{pvstring4} \quad (3.7)$$

3.2.2 Résultats de simulation

La [Figure 3.4](#) montre l'allure de la caractéristique $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des trois connexions considérées du champ photovoltaïque .

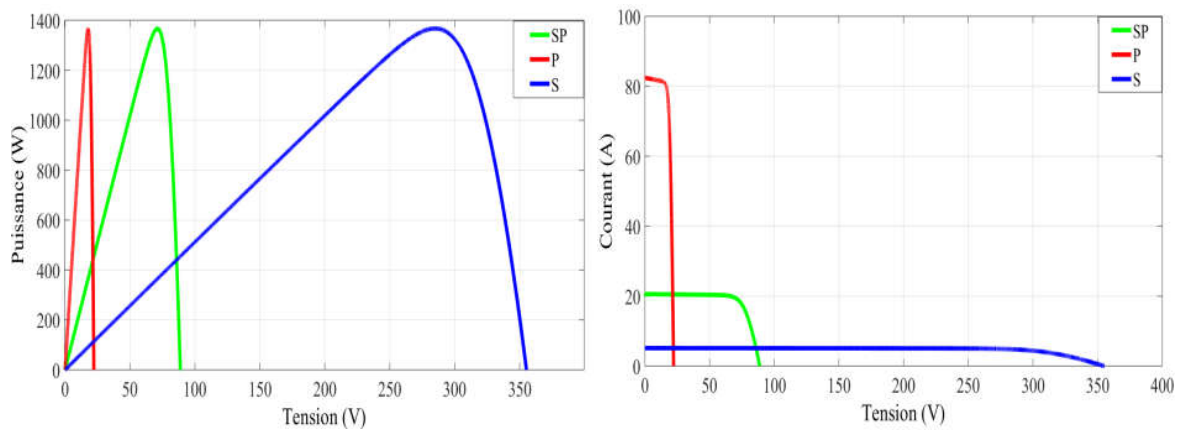


FIGURE 3.4 – Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ pour les trois connexions « S, P et SP »

Les puissances, tensions et courants de production maximal de ces trois générateurs sous STC ont été illustrées dans le [Tableau 3.1](#).

configuration	P_{\max} (W)	V_{PPM} (V)	I_{PPM} (A)
Séries (S)	1367 W	284.5 V	4.803 A
Parallèle (P)	1367 W	17.76 V	76.33 A
Séries- Parallèle (SP)	1367 W	70.63 V	19.34

TABLEAU 3.1 – Les performances des trois connexions « S, P et SP »

Les trois générateurs ont généré une même puissance maximale de 1367 W aux conditions STC. Cependant, le générateur (S) génère une tension de 284.5 V. tandis que la configuration (P) fournit le courant le plus élevé soit 76.33 A.

3.3 Analyse des performances et critères d'évaluation

3.3.1 Critères d'évaluation

Dans l'hypothèse où des changements se produiraient tant au niveau des caractéristiques électriques initialement identifiés, que du contexte environnemental ou fonctionnel du générateur PV, une mise au point ou une évaluation devrait être faite. L'objets de l'évaluation est d'anticiper, suivre et analyser les effets d'un d'ombrage et de porter un jugement. Ce jugement s'articule autour des critères suivants :

3.3.1.1 Facteur de forme (Fill factor)

Le facteur de forme est très sensible à l'ombrage partiel, le facteur de forme dépend du courant de court-circuit I_{cc} , de la tension en circuit ouvert V_{co} et de la puissance maximale dans des conditions climatiques uniformes, qui peut être calculée par l'équation 3.8 :

$$FF(\%) = \frac{P_{PPMG}}{V_{co}} \times I_{cc} \quad (3.8)$$

3.3.1.2 Perte de puissance relative (%)

Un facteur important qui détermine la qualité des panneaux PV est le rapport de la perte de puissance. La différence entre la puissance maximale globale réalisée aux STC et la puissance maximale dans des conditions d'ombrage partiel PSC divisée par la puissance maximale globale obtenue aux STC, la perte de puissance relative qui est calculée par :

$$\Delta P_L(\%) = \frac{P_{STC} - P_{PPMG}}{P_{STC}} \quad (3.9)$$

3.3.2 Analyse des performances

Les performances des trois générateurs PV (S, P, SP) ont été étudiées à l'aide de deux scénarios d'ombrage : (a) ombrage progressif en série et (b) scénario d'ombrage progressif en parallèle. Dans les deux cas d'ombrage statique progressif, les générateurs PV ont été soumis à un fonctionnement sous deux niveaux d'irradiations, à savoir 1000 W/m^2 (sans ombrage) et 200 W/m^2 (scénario d'ombrage).

3.3.2.1 Ombrage progressif en série

La Figure 3.5 illustre les cas ombrage progressif en série du générateur photovoltaïque (12.5%, 25%, 37.5%, 50%, 62.5%, 75%, 87,5%, 100%).

*CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAGE PAR
L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU
GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE*



FIGURE 3.5 – Les cas ombrage progressif en série

Le [Tableau 3.2](#) représente une synthèse générale des résultats obtenus pour les trois connexions du générateur PV.

La Configuration série	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
12.5%	1188	246.7	4.81	64.94 %	12.64 %
25%	1010	210.4	4.80	55.21 %	25.73 %
37.5%	831.3	173.7	4.78	45.44 %	38.87 %
50%	651.7	138.2	4.71	35.62 %	52.08 %
62.5%	473.6	100.6	4.70	25.88 %	65.17 %
75%	295.7	61.82	4.78	16.16 %	78.25 %
87.5%	280	287.3	0.97	15.30 %	79.41 %
100%	272	281.4	0.96	14.86 %	80.00 %
La Configuration Parallèle	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
12.5%	1230	17.81	69.06	67.23 %	09.55 %
25%	1093	17.81	61.37	59.75 %	19.63 %
37.5%	956.3	17.81	53.69	52.27 %	29.68 %
50%	819.2	17.81	45.99	44.78 %	39.76 %
62.5%	682.2	17.81	38.30	37.29 %	49.83 %
75%	545	17.81	30.60	29.79 %	59.92 %
87.5%	407.8	17.81	22.89	22.29 %	70.01 %
100%	272	17.81	15.27	14.86 %	80.00 %
La Configuration Série - Parallèle	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
12.5%	1098	71.47	15.36	60.02 %	19.26 %
25%	1093	71.31	15.36	59.75 %	19.63 %
37.5%	824	71.55	11.51	45.04 %	39.41 %
50%	819.4	71.16	11.51	44.79 %	39.75 %
62.5%	550.2	71.46	7.69	30.07 %	59.54 %
75%	545.6	71.25	7.65	29.82 %	59.88 %
87.5%	276.2	71.82	3.84	15.09 %	79.69 %
100%	272	70.85	3.83	14.86 %	80.00 %

TABLEAU 3.2 – Résultats prélevés (ombrage série) pour les trois connexions du générateur PV

La [Figure 3.6](#), la [Figure 3.7](#) et la [Figure 3.8](#) représentent l'évolution de la puissance PV, que du facteur de forme ainsi que les perte de puissance relative en fonction des différents taux d'ombrage progressif en série réalisés en faisant varier le taux d'ombrage de 12.5% à 100% avec un pas de 12.5%.

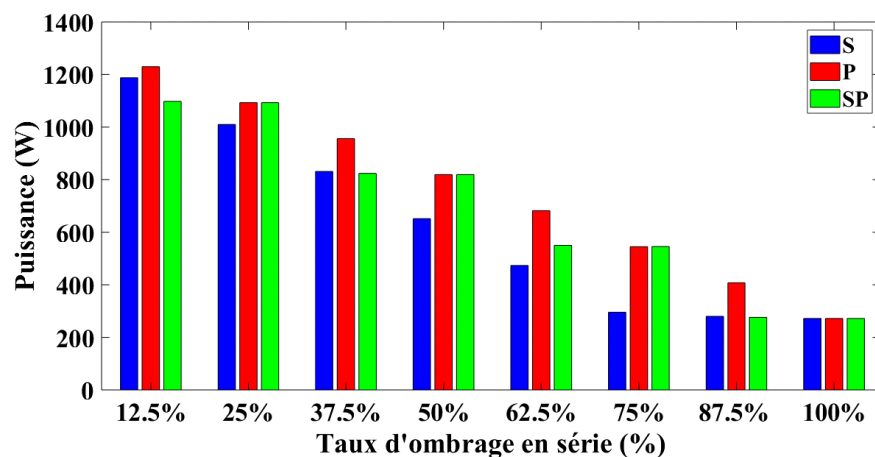


FIGURE 3.6 – Puissance PV en fonction des taux d'ombrage en série

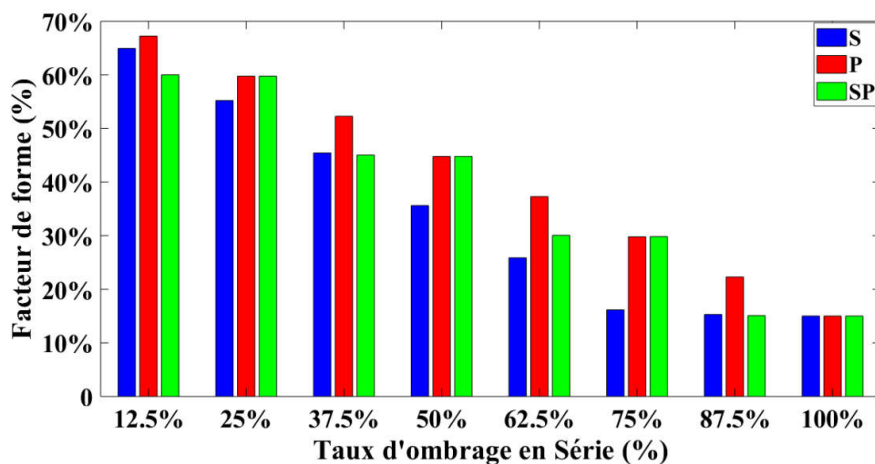


FIGURE 3.7 – Facteur de forme en fonction des taux d'ombrage en série

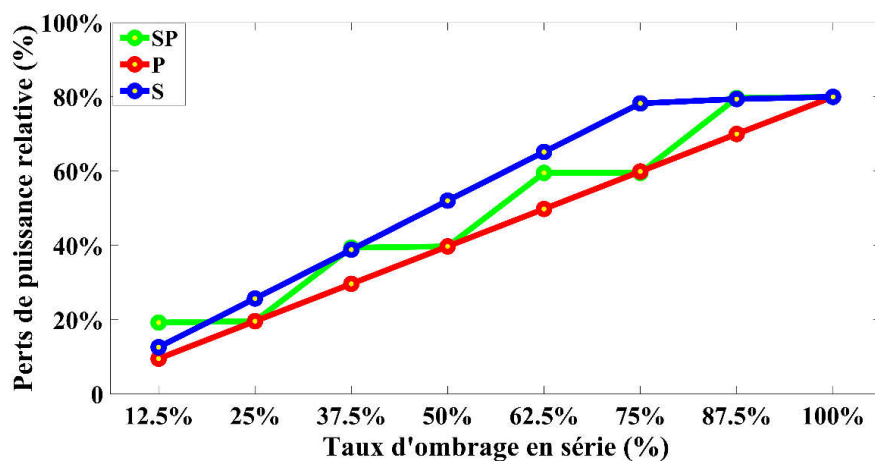


FIGURE 3.8 – Perte de puissance relative en fonction des taux d'ombrage en série

La production d'énergie des générateurs PV pendant tous les scénarios ombrage progressif en série a été calculée et mesurée à partir du PPM global des courbes $P = f(V)$. Les graphiques indiquent clairement la réduction de la puissance de sortie des générateurs PV avec l'augmentation du niveau d'ombrage et de l'intensité de l'ombrage. On peut voir sur les graphiques que le générateur (S) a générés une puissance et un facteur de forme le plus faible pendant la plupart les scénarios d'ombrage, tandis que le générateur (P) a généré une puissance et un facteur de forme maximal pendant la plupart des cas d'ombrage.

3.3.2.2 Ombrage progressif en parallèle

La [Figure 3.9](#) illustre les cas ombrage progressif en parallèle du générateur photovoltaïque (12.5%, 25%, 37.5%, 50%, 62.5%, 75%, 87.5%, 100%).



FIGURE 3.9 – Les cas ombrage progressif en parallèle

La [Figure 3.10](#) et [Figure 3.11](#) représentent l'évolution de la puissance PV, le facteur de forme et les perte de puissance relative en fonction des différents taux d'ombrage progressif en parallèle réalisés en faisant varier le taux d'ombrage de 12.5% à 100%.

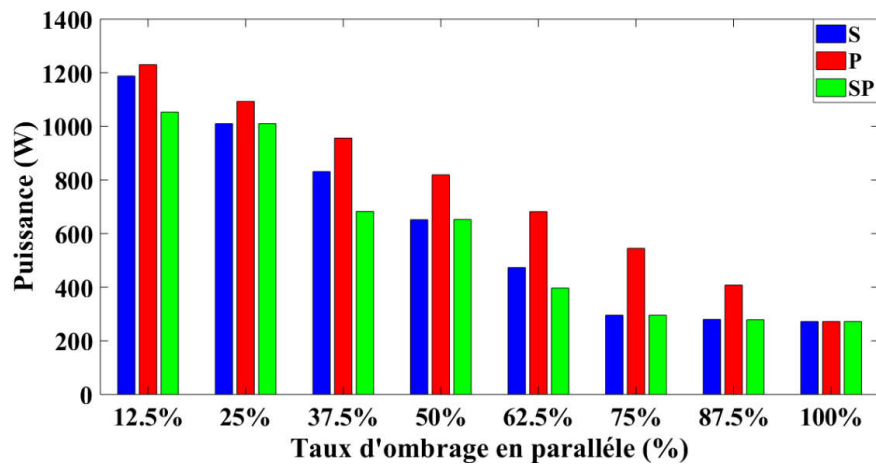


FIGURE 3.10 – Puissance PV en fonction des taux d'ombrage en parallèle

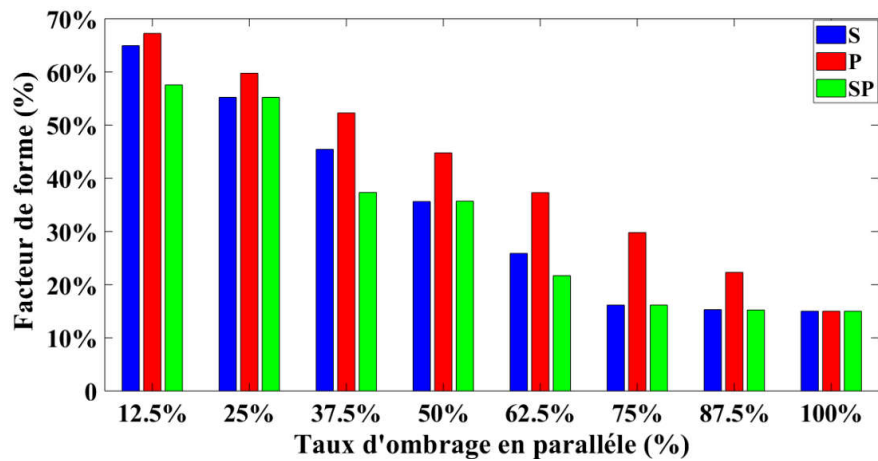


FIGURE 3.11 – Facteur de forme en fonction des taux d'ombrage en parallèle

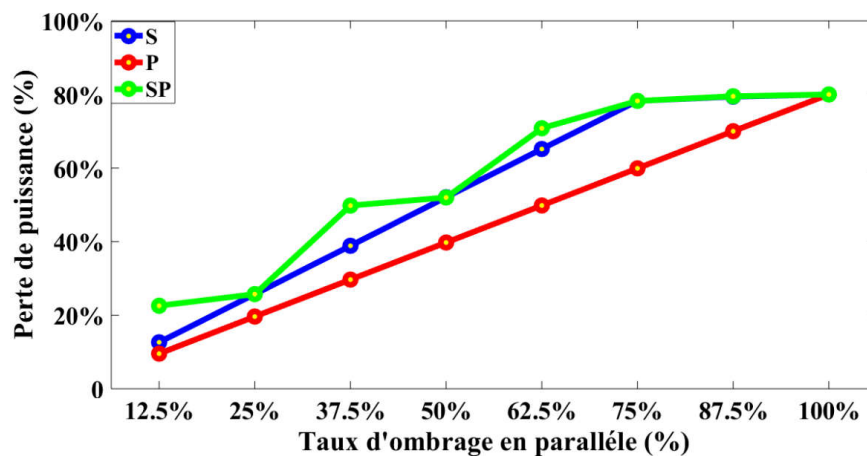


FIGURE 3.12 – Perte de puissance relative en fonction des taux d'ombrage en parallèle

**CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAGE PAR
L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU
GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE**

Le **Tableau 3.3** représente une synthèse générale des résultats obtenus pour les trois connexions du générateur PV.

La Configuration Série	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
12.5%	1188	247.5	4.8	64.94 %	12.64 %
25%	1010	210	4.8	55.21 %	25.73 %
37.5%	831.4	174.1	4.67	45.44 %	38.86 %
50%	651.7	136.7	4.76	35.62 %	52.08 %
62.5%	473.6	99.6	4.75	25.88 %	65.17 %
75%	295.7	62.93	4.69	16.16 %	78.25 %
87.5%	280	289.9	0.96	15.30 %	79.41 %
100%	272	281.4	0.96	14.86 %	80.00 %
La Configuration Parallèle	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
12.5%	1230	17.81	69.06	67.23 %	09.55 %
25%	1093	17.81	61.37	59.75 %	19.63 %
37.5%	956.3	17.81	53.69	52.27 %	29.68 %
50%	819.2	17.81	45.99	44.78 %	39.76 %
62.5%	682.2	17.81	38.30	37.29 %	49.83 %
75%	545	17.81	30.60	29.79 %	59.92 %
87.5%	408	17.81	22.90	22.29 %	70.01 %
100%	272	17.81	15.27	14.86 %	80.00 %
La Configuration Série Parallèle	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
12.5%	1053	54.57	19.29	57.56 %	22.57 %
25%	1010	52.44	19.26	55.21 %	25.73 %
37.5%	682.7	35.69	19.12	37.32 %	49.80 %
50%	652.7	33.99	19.20	35.68 %	52.00 %
62.5%	396.8	34.58	11.47	21.69 %	70.82 %
75%	295.7	15.53	19.04	16.16 %	78.25 %
87.5%	278.6	72.47	3.84	15.23 %	79.51 %
100%	272	70.85	3.83	14.86 %	80.00 %

TABLEAU 3.3 – Résultats prélevés (ombrage parallèle) pour les trois connexions du générateur PV

La production d'énergie des générateurs PV pendant tous les scénarios ombrage progressif en parallèle a été calculée et mesurée à partir du PPM global des courbes $P = f(V)$. Les graphiques indiquent clairement la réduction de la puissance de sortie des générateurs PV avec l'augmentation du niveau et l'intensité d'ombrage. On peut voir sur les graphiques que le générateur (SP) a générés une puissance et un facteur de forme le plus faible pendant la plupart les scénarios d'ombrage, tandis que le générateur (P) a généré une puissance et un facteur de forme maximale pendant la plupart des cas d'ombrage.

3.3.2.3 Comparaison entre l'ombrage progressif en série et en parallèle

La **Figure 3.13**, **Figure 3.14**, **Figure 3.15** représentent une comparaison des performances étudiés précédemment entre le cas d'ombrage progressif en série et en parallèle avec une connexion « SP » du générateur PV.

Selon les résultats de la comparaison, l'installation photovoltaïque offre les meilleures performances pour toutes les portions d'ombrage progressif en série la puissance maximale fournit par le générateur est plus importante par rapport aux cas d'ombrage progressif en parallèle.

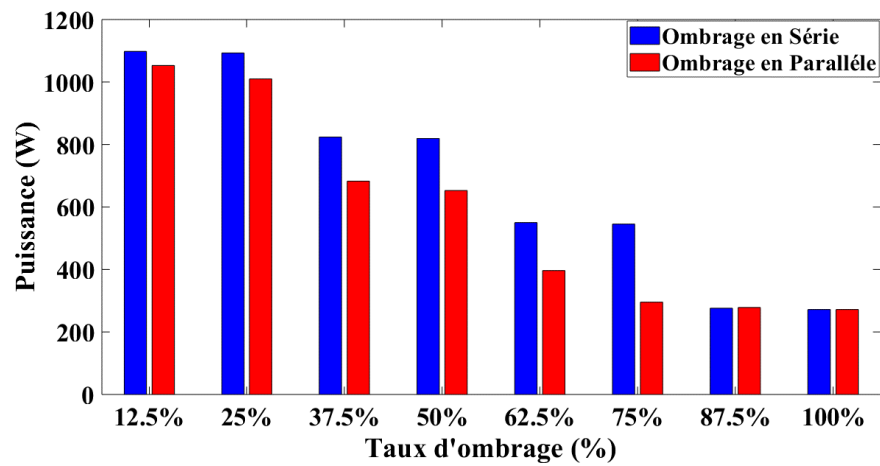


FIGURE 3.13 – Comparaison de la puissance PV entre les deux cas d'ombrage

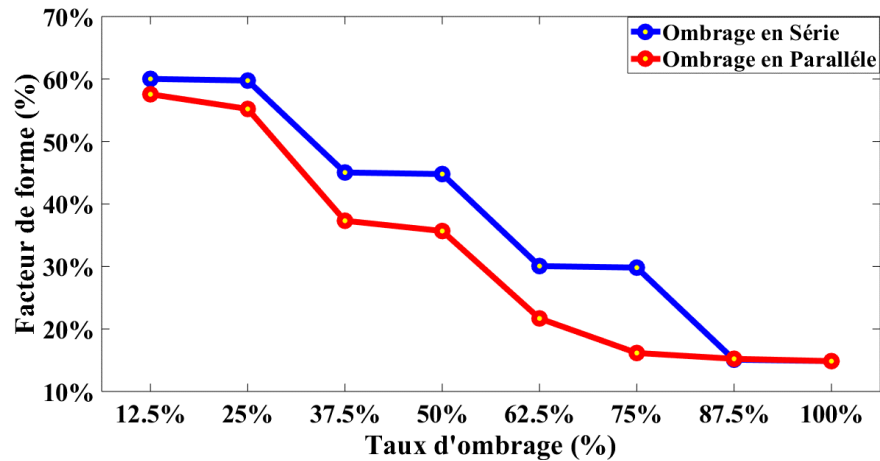


FIGURE 3.14 – Comparaison du facteur de forme entre les deux cas d'ombrage

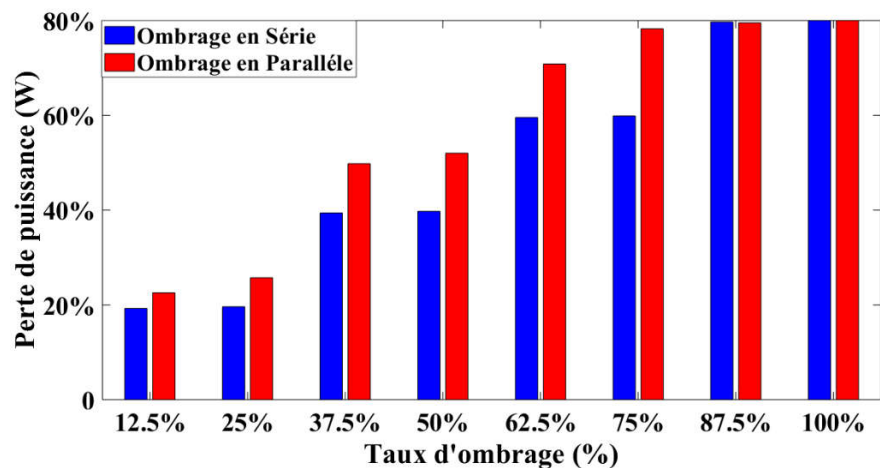


FIGURE 3.15 – Comparaison de la perte de puissance relative entre les deux cas d'ombrage

Par conséquent, les pertes engendrés par l'ombrage en série sont minimales en comparant les deux scénarios ; de plus l'efficacité du générateur photovoltaïque dépend fortement de la configuration (connexion) du générateur photovoltaïque.

3.4 Etude des techniques de reconfiguration des générateurs PV

Pour améliorer les performances du générateur PV, plusieurs solutions sont proposées par différents chercheurs afin de minimiser l'effet de l'ombrage partiel sur les systèmes PV [22, 38, 39], cette solution consiste à changer les connexions des différentes modules pour pouvoir trouver une configuration rentable et efficace. Dans cette partie, nous visons à exposer toutes les configurations PV utilisées dans cette étude, par exemple SP (série-parallèle), BL (Bridge Linked), HC (Honey Comb) et TCT (Total cross-tied). Néanmoins, pour toutes les analyses de simulation et pour tous les résultats de configuration, nous avons utilisé des générateurs PV (4x4). De plus, nous avons analysé ces quatre configurations PV dans des conditions climatiques homogènes et sous des cas l'ombrage partiel. Les performances de ces configurations sont analysées en termes de puissance maximale globale, de perte de puissance relative et de facteur de remplissage ou de forme.

3.4.1 Configuration en « total cross tied » (TCT)

Il s'agit d'une version modifiée du schéma d'interconnexion SP, initialement les modules PV sont interconnectés en série et en parallèle pour former l'interconnexion SP. Ensuite, des traverses sont introduites entre les modules PV dans la configuration de sorte que toutes les lignes du système PV (qui sont formées de la mise en série de modules) soient connectées en parallèle. Par conséquent, la tension du générateur équivaut à la somme de la tension des modules PV connectés en lignes. Le courant de cette configuration équivaut à la somme des courants de ligne global connectés en série [22, 33–35, 38, 39]. LA configuration TCT est régit par les équation 3.10 (équation 3.6), équation 3.11 (équation 3.7) et équation 3.12 (équation 3.3)

$$V_{pv} = V_{pv1} + V_{pv2} + V_{pv3} + V_{pv4} \quad (3.10)$$

$$I_{pv} = I_{pvstring1} + I_{pvstring2} + I_{pvstring3} + I_{pvstring4} \quad (3.11)$$

$$P_{pv} = I_{pv} \times V_{pv} \quad (3.12)$$

La Figure 3.16 présente le schéma d'interconnexion TCT du générateur PV (4 × 4).

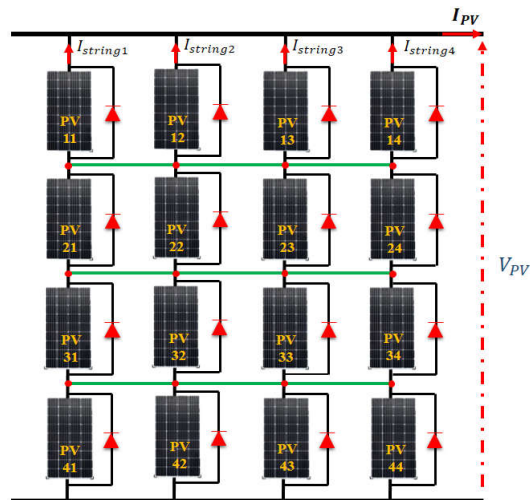


FIGURE 3.16 – Schéma synoptique de la technique TCT dans un générateur (4*4)

3.4.2 Configuration en « Honey Comb » (HC)

Il s'agit d'un schéma d'interconnexion bio-inspiré dans lequel les modules PV sont connectés de manière à représenter la cellule en nid d'abeille (Honey-comb). Dans ce schéma d'interconnexion, trois modules PV sont connectés en série et la combinaison est connectée en parallèle avec trois autres modules PV connectés en série pour représenter la forme d'une cellule en nid d'abeille. Ce type de schéma d'interconnexion a de meilleures performances que les schémas d'interconnexion S, P et SP dans les PSC [33–35].

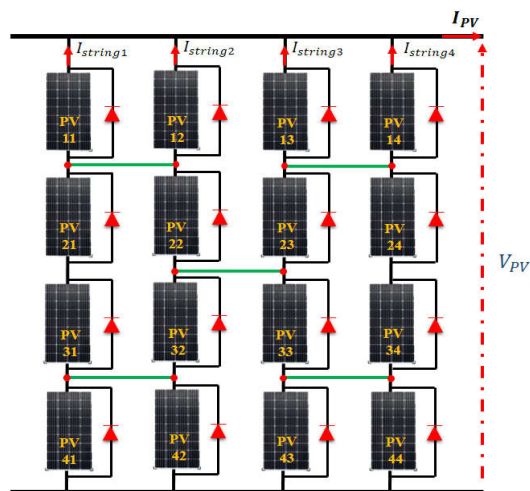


FIGURE 3.17 – Schéma synoptique de la technique HC dans un générateur (4*4)

La Figure 3.17 présente le schéma d'interconnexion HC du générateur (4*4).

La configuration HC est régit par les équation 3.10, équation 3.11 et équation 3.12.

3.4.3 Configuration en « Bridge Link » (BL)

Il s'agit d'un schéma inspiré d'un redresseur en pont dans lequel les modules PV sont interconnectés de manière à former un schéma de redresseurs en pont et ces interconnexions sont connectées les unes aux autres pour former une matrice comme indiqué sur la [Figure 3.18](#). Deux modules PV sont connectés en série, puis la combinaison est connectée en parallèle avec deux autres modules connectés en série pour former une structure de pont. Ce type de schéma a de meilleures performances que les schémas d'interconnexion S, P et SP dans les PSC [22,33–35,38,39].

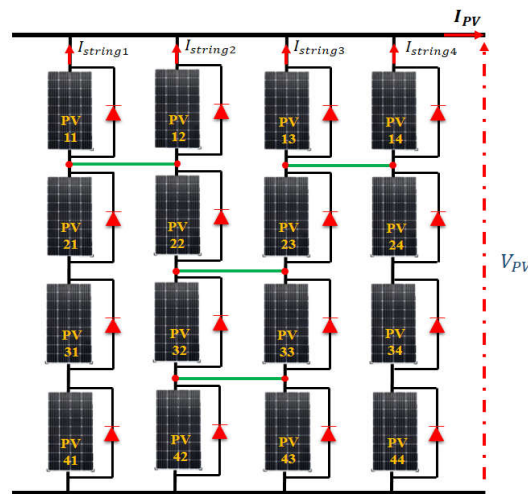


FIGURE 3.18 – Schéma synoptique de la technique BL dans un générateur (4*4)

La configuration HC est régit par les [équation 3.10](#), [équation 3.11](#) et [équation 3.12](#).

3.5 Simulation et comparaison des résultats

Afin d'étudier l'efficacité des techniques de reconfigurations de générateurs PV proposé (SP, TCT, HC, BL), nous avons effectué des tests sur un générateur PV de (4 × 4) dans des conditions d'ombrage partiel. En outre, tous les cas d'ombrage sont effectués à 25°C. Les cas d'ombrage ([Figure 3.19](#)) ont trois valeurs d'irradiation solaire différentes : 200 W/m², 500W/m² et 1000W/m².

- **Scénario 1** : Les valeurs d'irradiation solaire de la moitié de la première et de la deuxième colonne à partir du haut sont de 200 W/m², la moitié de la troisième et de la quatrième colonne à partir du bas est de 500W/m² et les autres modules sont à 1000W/m². Le cas 1 est représenté sur la ([Figure 3.19](#)) par (a) ;
- **Scénario 2** : Les valeurs d'irradiation solaire de la diagonale du générateur sont de 200 W/m², modules au voisinage de la diagonale du champ sont de

$500W/m^2$, et les autres modules sont à $1000W/m^2$. Le cas 2 est représenté sur la (Figure 3.19) par (b);

- **Scénario 3** : Les valeurs d'irradiance solaire des quatre modules au milieu de la matrice sont de $200 W/m^2$, les modules au voisinage au milieu des quatre modules sont de $500W/m^2$ et les autres modules sont à $1000W/m^2$. Le cas 3 est représenté sur la (Figure 3.19) par (c);
- **Scénario 4** : Les valeurs d'irradiance solaire du générateur PV sont distribuées de manière aléatoire. Le cas 4 est représenté sur la (Figure 3.19) par (d);

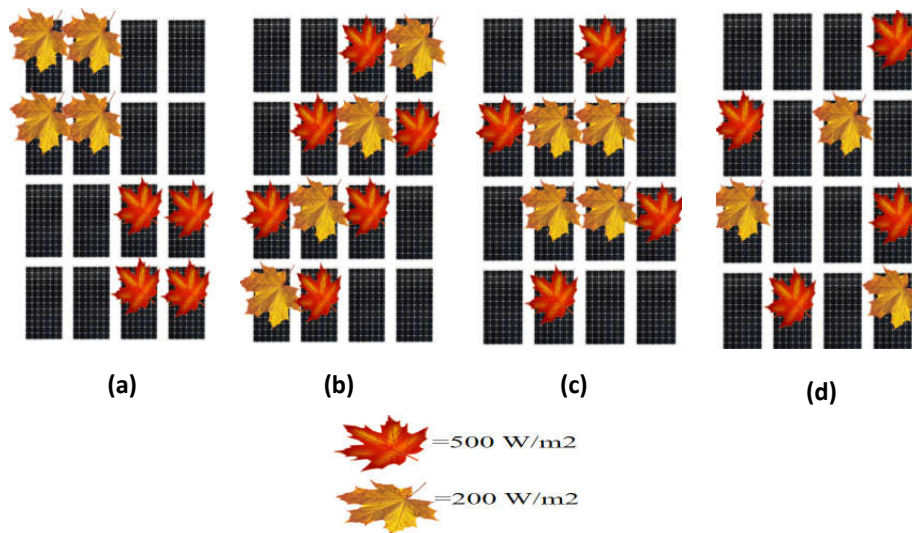


FIGURE 3.19 – Cas d'ombrage étudiés (a) Cas 1, (b) Cas 2, (c) Cas 3, (d) Cas 4

– 📖 Scénario 1

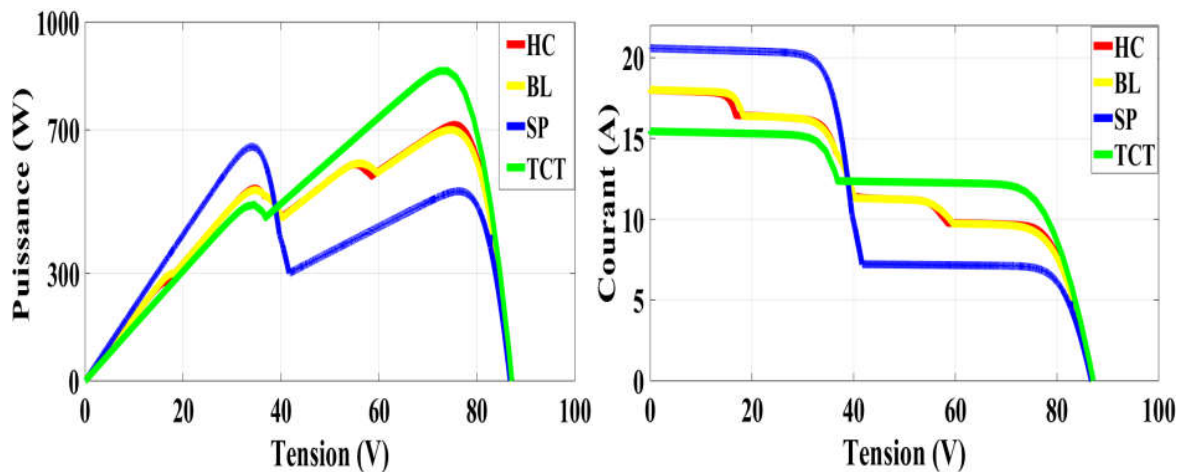


FIGURE 3.20 – Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 1

**CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAGE PAR
L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU
GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE**

	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
TCT	864.4	73.99	11.68	47.25 %	36.44 %
SP	652.7	33.98	19.20	35.68 %	52,00 %
HC	713.4	75.69	9.42	38.99 %	47.54 %
BL	698.8	75.29	9.28	38.20 %	48.61 %

TABLEAU 3.4 – Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 1

– **Scénario 2**

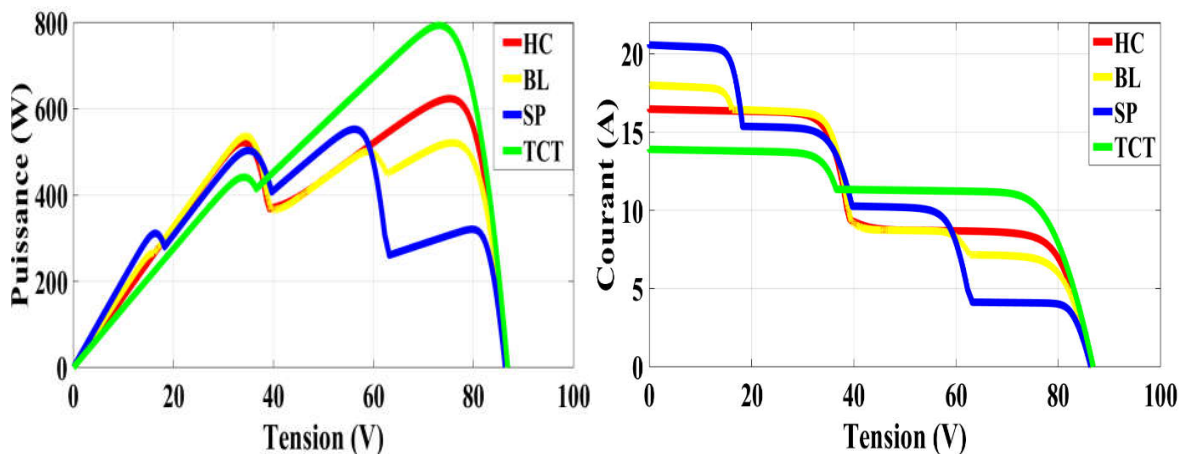


FIGURE 3.21 – Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 2

	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
TCT	793.5	73.05	10.86	43.37 %	41.65%
SP	552.6	56.01	9.86	30.20 %	59.36%
HC	623.5	75.24	8.28	34.08 %	54.15%
BL	536.7	73.29	7.35	29.33 %	60.53%

TABLEAU 3.5 – Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 2

Pour les conditions standard (STC), les configurations SP, TCT, BL et HC présentent la même puissance maximale.

➔ **Pour le cas 1**

La configuration TCT donne la puissance maximale la plus élevée (864.4 W). La configuration HC a la deuxième meilleure puissance maximale (698.8 W) mais la configuration SP à la puissance maximale la plus faible (652.7 W).

➔ **Pour le cas 2**

La configuration TCT présente les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée (793.5 W). Elle est suivie de la configuration HC (623.5 W). La configuration BL présente les performances les plus faibles (536.7 W).

–  Scénario 3

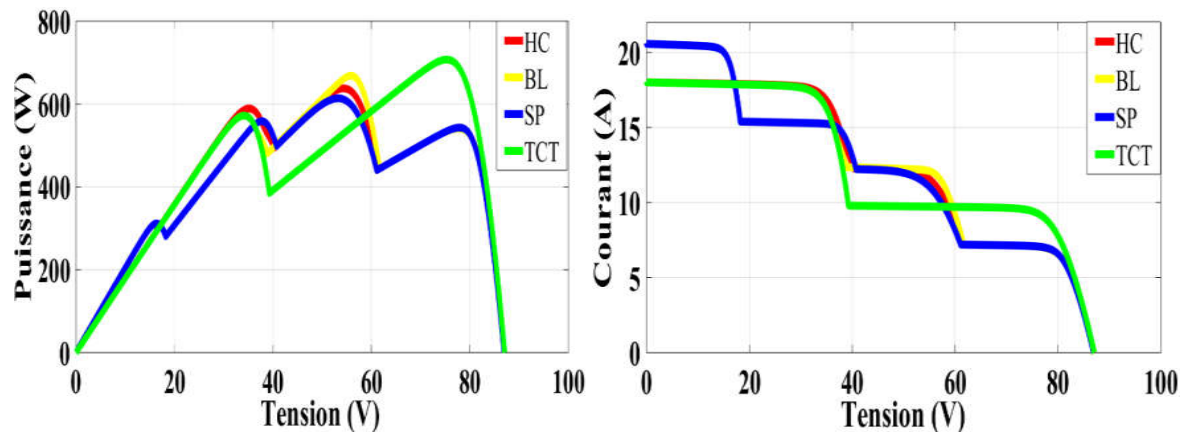


FIGURE 3.22 – Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 3

	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
TCT	707.3	75.43	9.37	38.66 %	47.99%
SP	613.6	53.4	11.49	33.54 %	54.88%
HC	637.8	54.25	11.75	34.86 %	53.10%
BL	668	56.14	11.89	36.51 %	50.88%

TABLEAU 3.6 – Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 3

→ Pour le cas 3

La configuration TCT fournit la puissance maximale la plus élevée (707.3 W). Elle est suivie de la configuration BL (668 W). La configuration SP présente les performances les plus faibles (613.6 W).

–  Scénario 4

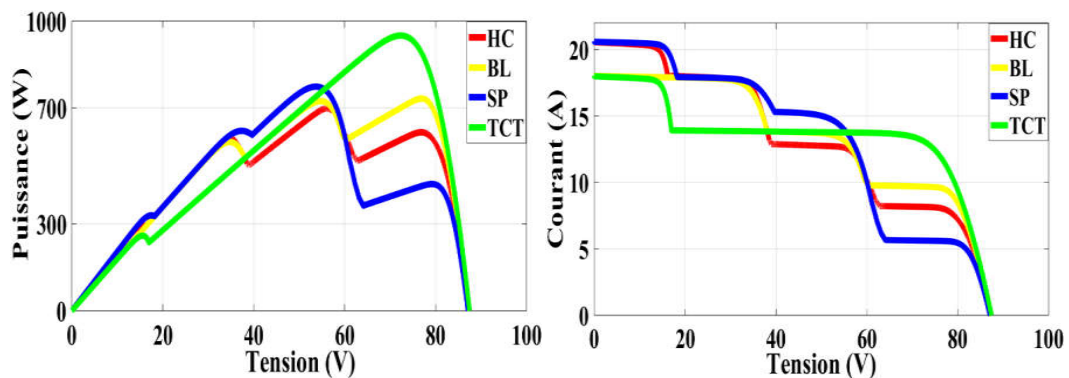


FIGURE 3.23 – Caractéristiques $P = f(V)$ et $I = f(V)$ des quatre techniques pour le cas 4

*CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAJE PAR
L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU
GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE*

	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	FF %	ΔPL %
TCT	950	72.34	13.13	51.93 %	30.14%
SP	773.8	53.45	14.47	42.30 %	43.10%
HC	698.5	56.30	12.40	38.18 %	48.63%
BL	732.5	77.16	9.49	40.04 %	46.13%

TABLEAU 3.7 – Performance des quatre techniques de reconfiguration étudiés pour le cas 4

➔ Pour le cas 4

La configuration TCT donne la puissance maximale la plus élevée (950 W). La configuration BL arrive en deuxième position (773.8 W), mais la configuration SP à la puissance maximale la plus faible (698.5 W).

La Figure 3.24 représente l'évolution de la puissance PV délivrer par le générateur PV dans les quatre techniques de reconfiguration pour les différents scénarios d'ombrage.

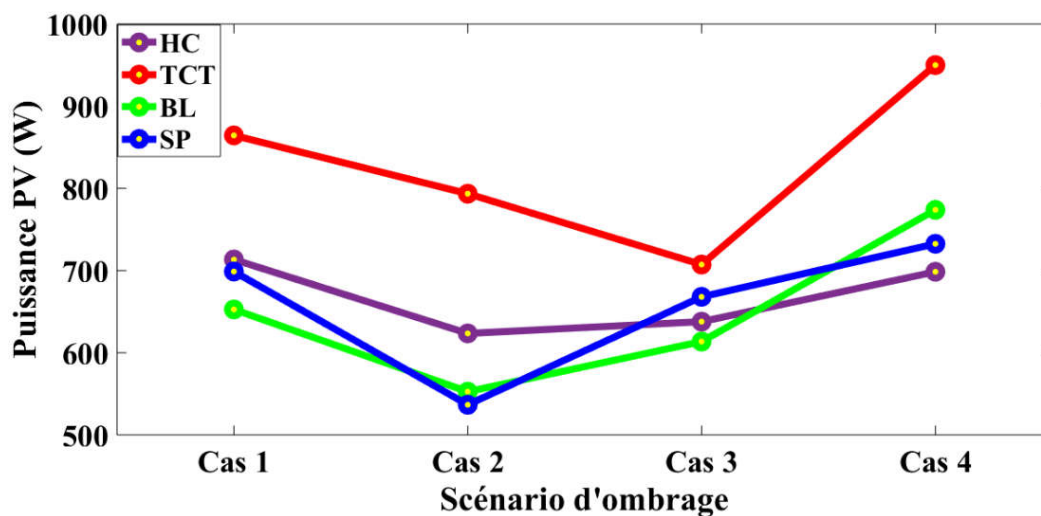


FIGURE 3.24 – La puissance générée par les différentes techniques dans les 4 scénarios d'ombrage

Les Figure 3.25 et Figure 3.26 représente le facteur de forme et les pertes de puissance relative des quatre techniques de reconfiguration pour les quatre scénarios d'ombrage proposés.

CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAGE PAR L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

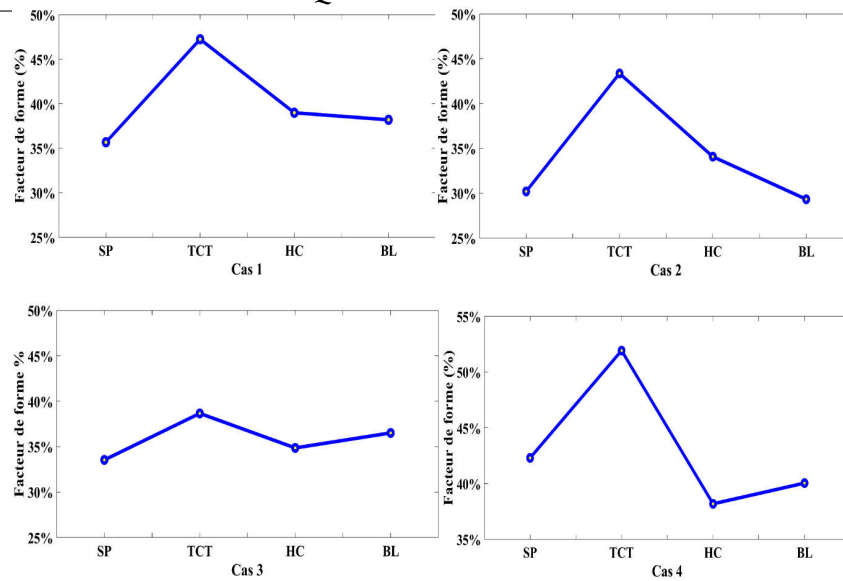


FIGURE 3.25 – Facteur de forme pour les différentes techniques dans les 4 scénarios d’ombrage

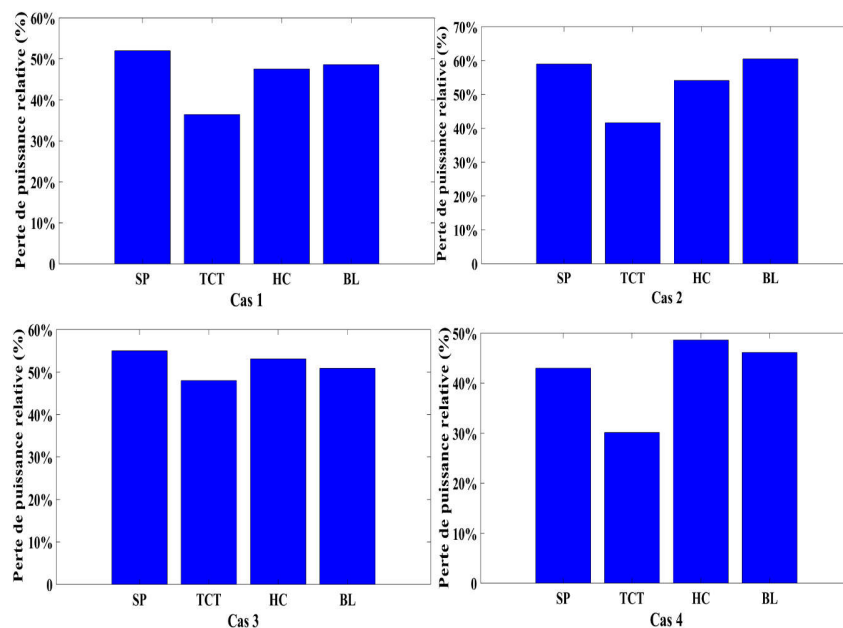


FIGURE 3.26 – Pertes de puissance relative pour les différentes techniques dans les 4 scénarios d’ombrage

3.6 Conclusion

Le long de ce chapitre, nous avons en premier temps étudié les concepts généraux des connexions électriques d’un générateur PV, une simulation avec des conditions météorologiques (l’éclairement, la température) uniforme et non uniforme a été faite. Ensuite nous avons donné quelques notions sur le phénomène d’ombrage partiel. Pour remédier à ce problème quatre techniques de reconfiguration des

*CHAPITRE 3. MINIMISATION DES EFFETS DE L'OMBRAGE PAR
L'APPLICATION DES TECHNIQUES DE RECONFIGURATION DU
GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE*

champs PV ont été abordé. finalement nous avons effectué une comparaison pour cibler la meilleure configuration en termes de puissance générée, facteur de forme et des pertes de puissance relative. Ces performances ont permis de désigner la technique TCT comme étant la meilleure façon de minimiser les pertes dues aux différents scénarios d'ombrage qui peuvent survenir dans une installation PV.

Chapitre 4

Proposition et Amélioration d'une technique de reconfiguration basée sur le carré dominant

Sommaire

4.1	Introduction	65
4.2	Reconfiguration dynamique du générateur photovoltaïque	66
4.3	Reconfiguration statique du générateur photovoltaïque	66
4.4	Configurations de base du générateur photovoltaïque	68
4.4.1	Méthode de reconfiguration TCT du générateur photovoltaïque	68
4.4.2	Méthode de reconfiguration basée sur le carré dominant « Dominance Square (DS) »	69
4.5	Proposition de la méthode de reconfiguration basée sur le carré dominant Amélioré « Dominance Square -Improved (DS-IM) »	70
4.6	Etude comparative des différentes techniques de reconfigurations sous différents cas d'ombrage	72
4.6.1	Cas d'ombrage N°1	72
4.6.2	Cas d'ombrage N°2	75
4.6.3	Cas d'ombrage N°3	76
4.6.4	Cas d'ombrage N°4	77
4.6.5	Cas d'ombrage N°5	78
4.6.6	Cas d'ombrage N°6	80
4.7	Paramètres d'évaluation	81
4.7.1	Taux d'exécution (Execution Ratio) ER (%)	81
4.7.2	Poucentage d'amélioration de puissance (%)	82

*CHAPITRE 4. PROPOSITION ET AMÉLIORATION D'UNE TECHNIQUE DE
RECONFIGURATION BASÉE SUR LE CARRÉ DOMINANT*

4.7.3	Perte de puissance relative (%)	82
4.7.4	Les pertes par Mismatch	82
4.7.5	Discussion des résultats	85
4.8	Conclusion	86

4.1 Introduction

Pour minimiser l'impact de l'ombrage partiel, des configurations de base telles que série-parallèle (SP), total-croisé (TCT), pont-lié (BL) et nid d'abeille (HC) sont utilisées. D'autre part, la dispersion régulière de la situation d'ombrage non uniforme n'a pas encore été résolue. Par conséquent, pour résoudre ce problème, de nombreux auteurs ont proposé des techniques TCT de reconfiguration du champ PV afin de répartir uniformément les effets d'ombrage d'une rangée dans différentes rangées en les déplaçant physiquement ou en les réorganisant électriquement, afin de réduire les pertes d'inadéquation dus à l'ombrage [34,40].

Selon la littérature, les techniques de reconfiguration sont classées en techniques dynamiques et statiques. Dans les techniques dynamiques, les modules PV sont reconfigurés dynamiquement dans le générateur PV pour augmenter la puissance de sortie maximale sous les PSC. Les techniques statiques utilisent un schéma d'interconnexion fixe, à savoir, l'emplacement physique des modules PV est modifié dans le générateur PV sans modifier les connexions électriques. Cette technique ne nécessite aucun capteur, algorithme de reconfiguration ou matrice de commutation, contrairement au cas de la technique dynamique. Cependant, on a besoin d'un modèle reconfigurable efficace pour organiser l'emplacement des modules PV de manière à répartir les effets d'ombrage sur la matrice. Les causes, les effets et les techniques d'atténuation de l'ombrage peuvent être illustrés à la [Figure 4.1](#).

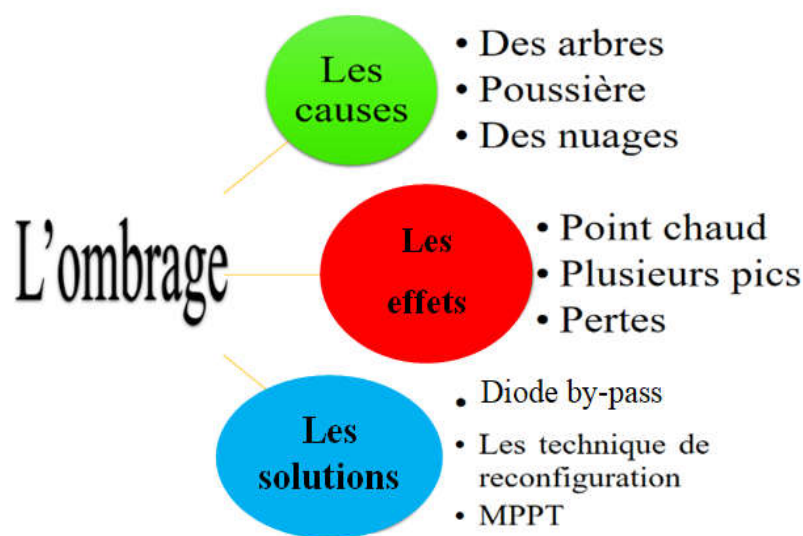


FIGURE 4.1 – Causes, effets et solutions de l'ombrage partiel [41,42]

4.2 Reconfiguration dynamique du générateur photovoltaïque

Une technique dynamique adopte une reconfiguration du champ photovoltaïque (electrical array reconfiguration « EAR ») pour augmenter la puissance maximale de sortie sous les PSC. Lorsqu'un ombrage se produit, les modules PV ombragés d'un réseau sont reconfigurés à l'aide d'une matrice de commutation pour fournir la dispersion d'ombre optimale. Pour obtenir la puissance maximale lors de l'impact de l'ombrage sur le générateur photovoltaïque, la méthode de reconfiguration dynamique du générateur photovoltaïque (D-PV) est utilisée [33]. Cette méthode nécessite des capteurs pour mesurer le niveau du rayonnement solaire, le courant et la tension du générateur photovoltaïque. Les différents schémas de reconfiguration des générateurs PV qui suivent les méthodes de reconfiguration dynamique sont : (F-EAR) [43], reconfiguration Série parallèle [44].

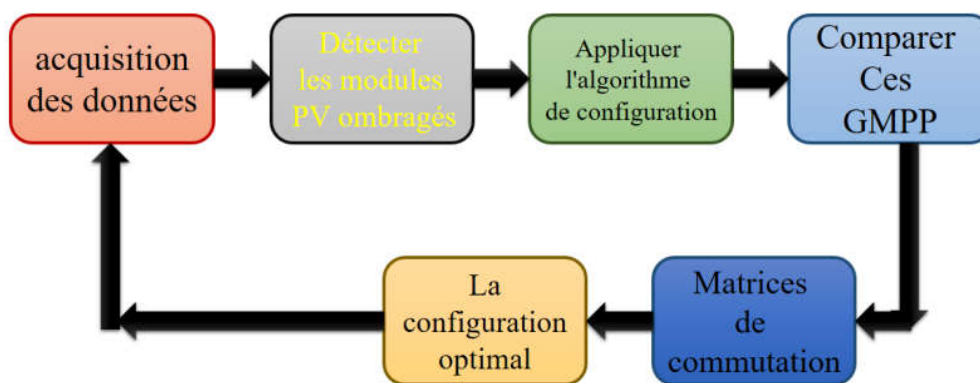


FIGURE 4.2 – Organigramme de base du principe de la stratégie EAR

4.3 Reconfiguration statique du générateur photovoltaïque

Une reconfiguration statique utilise pour assurer une dispersion de l'effet d'ombrage sur le système PV, un modèle reconfigurable pour l'arrangement de la position des panneaux PV afin d'atteindre une irradiation similaire dans toutes les rangées du système PV. La reconfiguration du carré magique (magic square « MS ») [45] et la technique Su-Do-Ku sont les approches de reconfiguration statique les plus connues et efficaces pour la dispersion de l'ombrage [46]. Les différents schémas de reconfiguration des générateurs PV qui suivent les méthodes de reconfiguration statique sont : Su Do Ku [45, 46], Optimal SuDoKu [39], zig-zag [47], puzzle shade [48]. La comparaison entre ces catégories de configurations PV dans des conditions d'effet

d'ombrage partiel en termes de coût, de complexité, d'amélioration du PPMG, d'élimination des PPML et de minimisation des pertes de puissance est donnée dans le [Tableau 4.1](#). Les configurations conventionnelles sont les techniques les moins chères qui peuvent réduire l'impact de l'effet d'ombrage partiel par rapport à l'EAR et à la disposition physique du générateur photovoltaïque. Cependant, ces configurations PV conventionnelles ne peuvent pas éliminer les pics locaux sur la courbe caractéristique $P = f(V)$. La disposition physique du générateur PV et la stratégie EAR ont un impact réel pour éliminer l'exposition des pics PPML sur la courbe caractéristique $P = f(V)$ sous différents types et modèles d'ombrage partiel, et augmentent la puissance de sortie du générateur PV. Cependant, l'EAR a besoin d'une matrice de commutation contrôlable et de nombreux capteurs qui rendent l'EAR compliqué et coûteux par rapport aux arrangements de panneaux PV et aux configurations conventionnelles. D'autre part, l'arrangement physique du générateur PV n'a pas besoin de capteurs ou de contrôleurs et de là son bon marché. Pendant ce temps, ces techniques d'arrangement physique ont des performances élevées en tant qu'EAR en termes de minimisation de l'effet d'ombrage partiel et d'élimination des pics PPML, etc. Dans ce chapitre, nous avons proposé un modèle de reconfigura-

	<i>Coût</i>	<i>Complexité</i>	<i>Amélioration des PPMG</i>	<i>Éliminer les PPML</i>	<i>Minimisation des pertes de puissance</i>
<i>Configurations conventionnelles</i>	Bas	Faible	Faible	No	Varie
<i>reconfiguration dynamique</i>	élevé	Très élevé	élevé	Oui	élevé
<i>reconfiguration statique</i>	Bas	Faible	élevé	Oui	élevé

TABLEAU 4.1 – Comparaison des catégories de reconfiguration sous l'effet d'ombrage partiel

tion DS amélioré pour le générateur PV (5×5) en TCT afin d'augmenter la puissance maximale dans des conditions d'ombrage partiel. L'objectif principal de cette technique est de disposer les modules PV dans le générateur en TCT afin d'obtenir une dispersion plus efficace de l'ombre sur le champ PV. De plus, les performances de la configuration proposée sont évaluées et comparées aux différentes configurations de générateurs photovoltaïques existantes en termes de point de puissance maximum global, de pertes de puissance, de taux d'exécution, de facteur de forme, de perte de puissance relative et pourcentage d'amélioration de puissance.

4.4 Configurations de base du générateur photovoltaïque

4.4.1 Méthode de reconfiguration TCT du générateur photovoltaïque

Comme nous l'avons mentionné précédemment au [chapitre 3](#), la configuration du générateur PV en TCT offre plus d'efficacité par rapport aux autres configurations (SP, HC et BL). Dans la chaîne, les modules PV sont connectés en série afin d'obtenir la tension requise. Ensuite, nous avons connecté ces chaînes l'un à l'autre en parallèle afin d'obtenir le courant requis et sont connectés via des traverses entre chaque rangée, comme illustré à la [Figure 4.3](#). Le courant de ligne de sortie de la

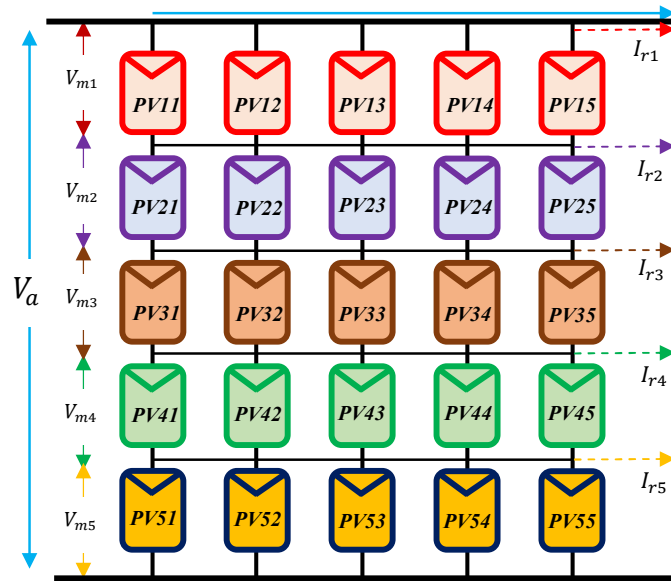


FIGURE 4.3 – Disposition TCT du générateur PV pour une matrice (5×5)

configuration TCT est la somme des courants individuels des panneaux PV, peut être calculé selon [équation 4.1](#).

$$I_{rn} = \sum_{n=1}^i \left(\frac{G_n}{G_{STC}} \times I_m \right) \quad (4.1)$$

Avec :

I_m : Courant au PPM aux conditions STC (A), n : La colonne du système PV, G_n : Niveau d'ensoleillement reçu par le générateur et G_{STC} : Ensoleillement aux conditions STC (W/m^2).

En appliquant la loi de Kirchhoff, nous pouvons déterminer la tension de sortie et le courant d'un générateur TCT en utilisant l'[équation 4.2](#) et [équation 4.3](#), respectivement.

$$V_a = \sum_{i=1}^n V_{mi} \quad (4.2)$$

$$I_{out} = \sum_{r=1}^n (I_{ir} - I_{(i+1)r}) = 0 \quad (4.3)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, (i - 1)$$

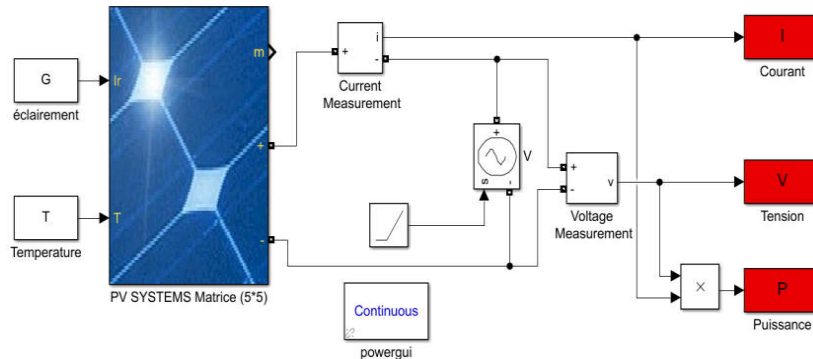


FIGURE 4.4 – Bloc de simulation global de la configuration TCT

4.4.2 Méthode de reconfiguration basée sur le carré dominant « Dominance Square (DS) »

Les auteurs de [49] ont proposé une stratégie d'arrangement basée sur le carré dominant (DS) pour un générateur en TCT de (5x5) afin de disperser les effets de l'ombrage partiel et de limiter la différence de courant de ligne. Cette étude a comparé les performances du modèle de puzzle DS avec la configuration TCT en termes de perte de puissance d'inadaptation de PPMG et de facteur de forme. Le résultat de l'étude montre que l'arrangement de puzzle DS a obtenu de meilleurs résultats sous la plupart des PSC. L'Figure 4.5 présente la disposition des modules du générateur PV dans le cas de la technique de reconfiguration DS.



FIGURE 4.5 – Disposition en DS du générateur PV pour une matrice (5x5)

4.5 Proposition de la méthode de reconfiguration basée sur le carré dominant Amélioré « Dominance Square -Improved (DS-IM) »

Après avoir constaté un mauvais comportement de la technique DS vis-à-vis des ombres en diagonal et pour remédier à ce genre d'imperfection, nous avons pensé à améliorer cette technique de reconfiguration et proposer la DS-IM. La DS amélioré est une stratégie d'arrangement basé sur des nombres logiques. Cette stratégie est adoptée sur la méthode des carrés dominants. Pour illustration, les modules PV sont remplacés afin de reconfigurer efficacement l'ombre dans le champ PV. Cette méthode est applicable à tout générateur photovoltaïque à grande échelle avec une matrice carrée. La stratégie suggérée est appliquée sur un générateur PV 5×5 . Les étapes de la technique proposée sont les suivantes :

➔ Etape 1

Le panneau positionné en PV_{11} initialement restant à sa place, la première colonne ($PV_{11}, PV_{21}, PV_{31}, PV_{41}, PV_{51}$) est déplacé vers ($PV_{11}, PV_{22}, PV_{33}, PV_{44}, PV_{55}$) à l'emplacement en position diagonale.

➔ Etape 2

Chaque module PV de ces derniers est considéré comme une référence pour chaque rangée, il sera clairement caractérisé par un symbole étoile. Pour plus de précision, PV_{11} est caractérisé comme une référence pour la ligne 1. De plus, le placement successif des modules PV dans chaque ligne suit la forme de la lettre « Z » contrairement à la technique DS ou le placement des modules suit des lignes en forme de « L » inversé.

➔ Etape 3

Lors du placement de cette ligne en diagonale, si l'une des lignes rencontre des dépassements, c'est-à-dire ($n > 5$), nous reprenons la série de la colonne suivante avec la deuxième ligne.

➔ Etape 4

Chaque rangée du système PV est terminée lorsque le cinquième module est atteint, ($PV_{15}, PV_{25}, PV_{35}, PV_{45}, PV_{55}$).

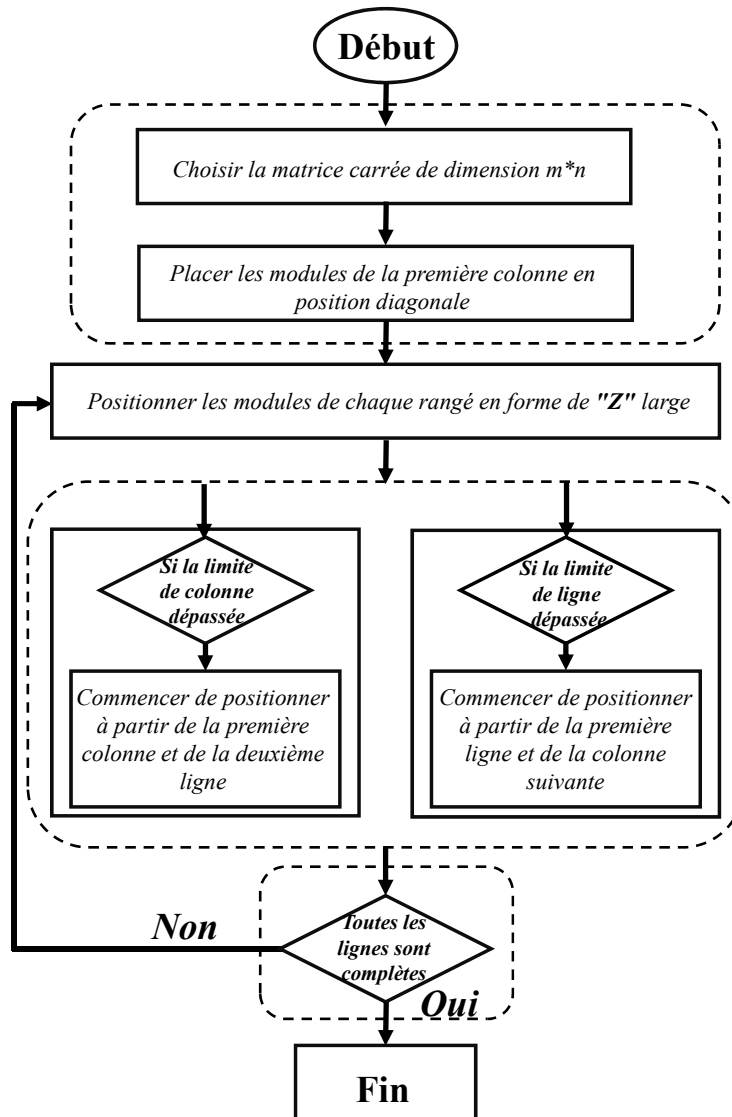


FIGURE 4.6 – Organigramme de la reconfiguration DS amélioré

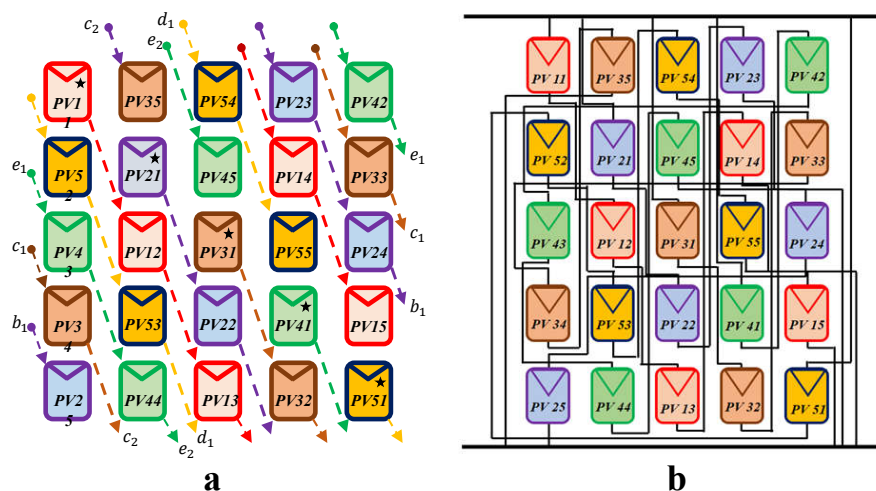


FIGURE 4.7 – (a) Disposition en DS-amélioré « DS-IM » du générateur pour une matrice (5x5), (b) Schémas d'interconnexion d'une configuration DS-IM

4.6 Etude comparative des différentes techniques de reconfigurations sous différents cas d'ombrage

Afin de comprendre et d'évaluer les performances de chaque configuration de générateur photovoltaïque sous un rayonnement solaire non uniforme. Nous avons effectué des tests sous six cas d'ombrage sur une taille de générateur PV de 5*5. Les résultats des tests pour la configuration proposée (DS amélioré) sont comparés aux configurations TCT et DS en terme d'efficacité de la dispersion de l'ombrage.

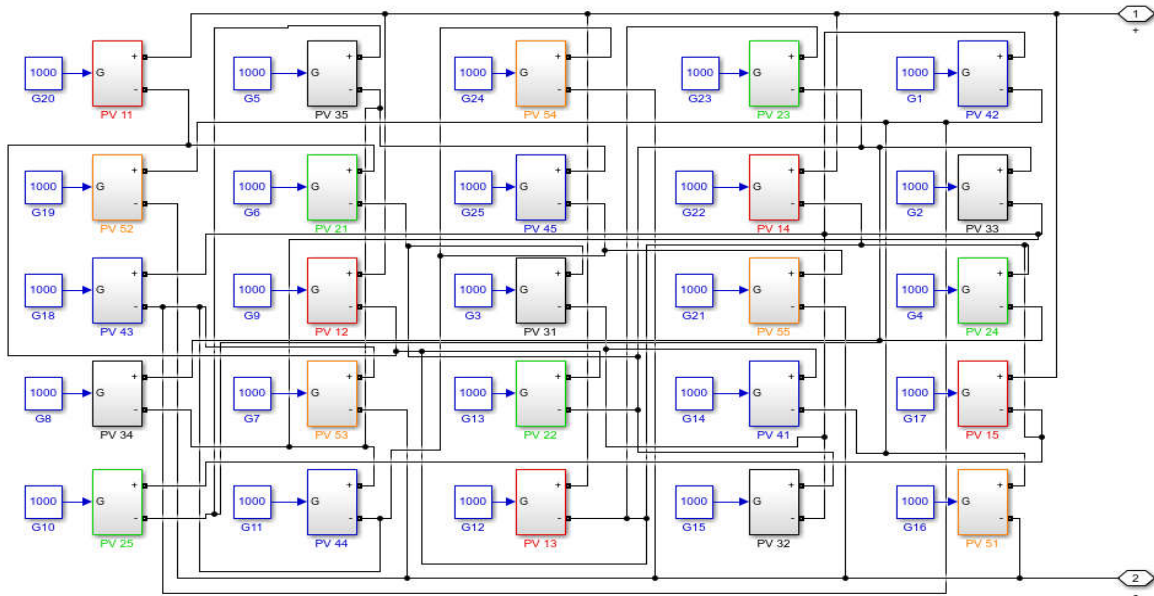


FIGURE 4.8 – Bloc de simulation détaillé de la configuration DS-IM

Les six cas d'ombrage proposés dans ce travail sont soumis à quatre niveaux d'irradiation solaire. Ces niveaux d'ensoleillement sont ($1000, 600, 400$ et $200 W/m^2$) avec la température fixe de tous les modules à 25 C .

4.6.1 Cas d'ombrage N°1

4.6.1.1 Calcul du courant de ligne dans le cas de la technique TCT

Dans le cas $N1$ de l'ombrage, tous les modules PV des lignes 1, 2 et 3 reçoivent un rayonnement de $1000 W/m^2$. Dans les lignes 4 et 5, les premiers modules PV arborescents reçoivent une irradiation de $600 W/m^2$, et les deux derniers modules reçoivent une irradiation de $200 W/m^2$, comme illustré à la Figure 4.9(a). Le courant généré par chaque ligne d'interconnexion TCT peut être calculé comme suit :

$$I_{r1} = I_{r2} = I_{r3} = \left(5 \times \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) \times I_m\right) = \left(5 \times \left(\frac{1000}{1000}\right) \times I_m\right) = 5I_m \quad (4.4)$$

Même principe pour les deux dernières lignes, sauf cette fois-ci les module ont reçu des ensoleillements différents

$$I_{r4} = I_{r5} = \left(3 \times \left(\frac{600}{1000}\right) \times I_m + 2 \times \left(\frac{200}{1000}\right) \times I_m\right) = (1,8 + 0,4 \times I_m) = 2,2I_m \quad (4.5)$$

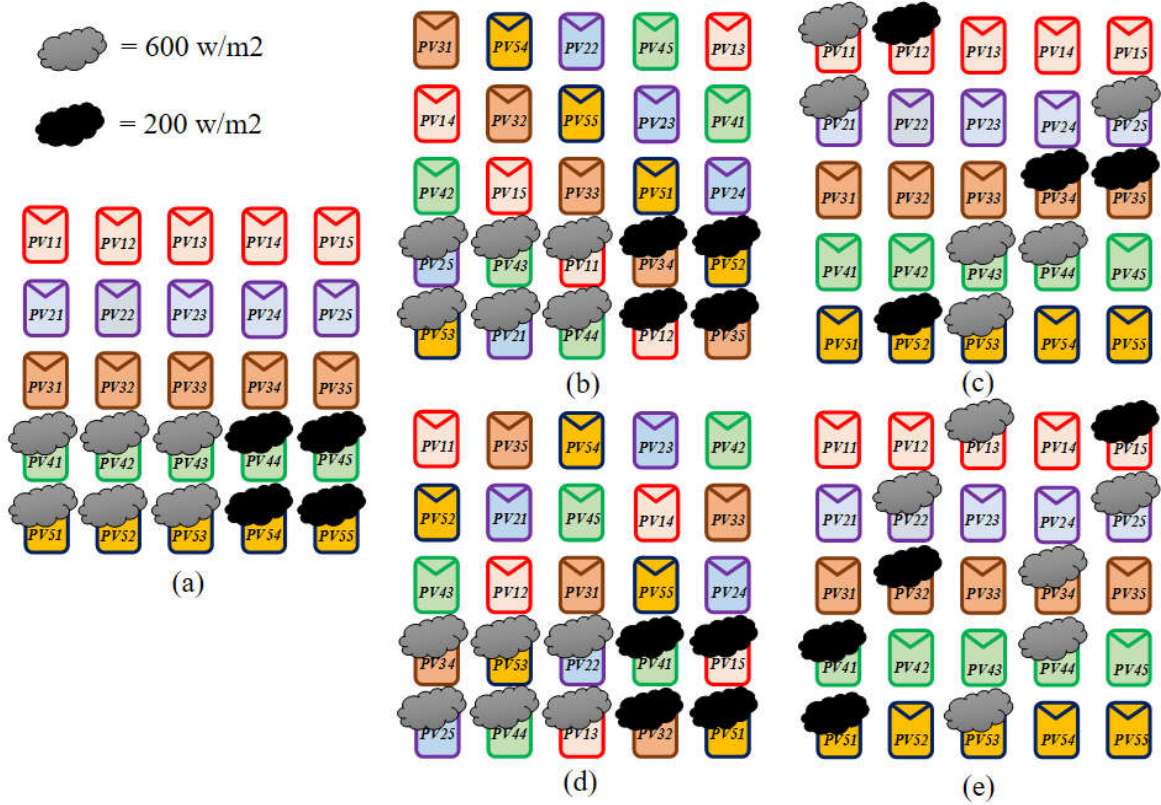


FIGURE 4.9 – Cas 1 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM

4.6.1.2 Calcul du courant de ligne dans le cas de la technique DS

Dans toutes les lignes, trois modules PV reçoivent un rayonnement de 1000 W/m^2 , et les deux autres modules reçoivent un rayonnement de 600 W/m^2 pour les lignes 2 et 4 ; tandis que ceux de la troisième ligne reçoivent 200 W/m^2 . Concernant les lignes 1 et 5, un module reçoit 600 W/m^2 et l'autre 200 W/m^2 comme illustré à la Figure 4.9(c). Le courant généré par chaque ligne d'interconnexion DS peut être calculé comme à équation 4.6, équation 4.7 et équation 4.8 :

$$I_{r1} = I_{r5} = \left(3 \times \left(\frac{1000}{1000}\right) \times I_m + 1 \times \left(\frac{200}{1000}\right) \times I_m + 1 \times \left(\frac{600}{1000}\right) \times I_m\right) = (3 + 0,2 + 0,6 \times I_m) = 3,8I_m \quad (4.6)$$

$$I_{r2} = I_{r4} = \left(3 \times \left(\frac{1000}{1000}\right) \times I_m + 2 \times \left(\frac{600}{1000}\right) \times I_m\right) = (3 + 1,2 \times I_m) = 4,2I_m \quad (4.7)$$

$$I_{r3} = \left(3 \times \left(\frac{1000}{1000}\right) \times I_m + 2 \times \left(\frac{200}{1000}\right) \times I_m\right) = (3 + 0,4 \times I_m) = 3,4I_m \quad (4.8)$$

4.6.1.3 Calcul du courant de ligne dans le cas de la technique DS-IM

Dans toutes les lignes, trois modules PV reçoivent un rayonnement de 1000 W/m^2 , et les deux autres modules reçoivent un rayonnement de 600 W/m^2 et 200 W/m^2 respectivement pour les lignes 1, 3, 4 et 5. Pour la ligne 2 les deux modules PV restant reçoivent 600 W/m^2 , comme le montre la Figure 4.9(e). Le courant généré par chaque ligne d'interconnexion DS-IM peut être calculé comme suite :

$$I_{r1} = I_{r3} = I_{r4} = I_{r5} = \left(3 \times \left(\frac{1000}{1000}\right) \times I_m + 1 \times \left(\frac{200}{1000}\right) \times I_m + 1 \times \left(\frac{600}{1000}\right) \times I_m\right) = (3+0,2+0,6 \times I_m) = 3,8I_m \quad (4.9)$$

$$I_{r2} = \left(3 \times \left(\frac{1000}{1000}\right) \times I_m + 2 \times \left(\frac{600}{1000}\right) \times I_m\right) = (3 + 1,2 \times I_m) = 4,2I_m \quad (4.10)$$

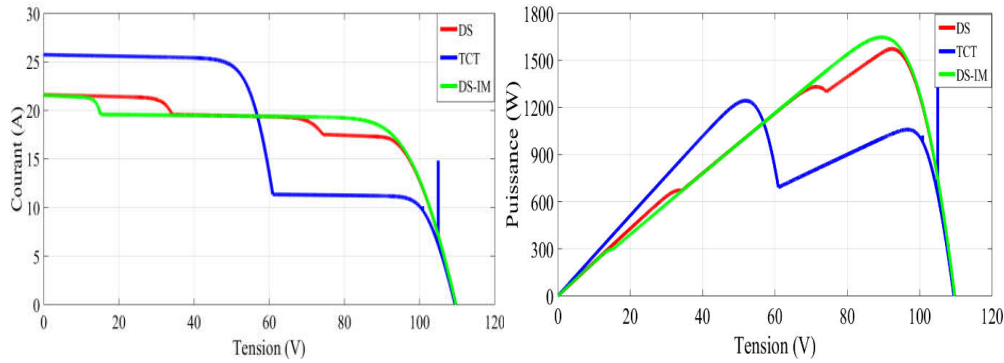


FIGURE 4.10 – Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 1 pour la méthode TCT, DS et DS-IM

	TCT			DS			DS-IM			
	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	
	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	
I_{r4}	$2.2I_m$	$5V_m$	$11V_m I_m$	I_{r3}	$3.4I_m$	$5V_m$	$17V_m I_m$	I_{r1}	$3.8I_m$	$19V_m I_m$
I_{r5}	$2.2I_m$	-	-	I_{r5}	$3.8I_m$	$4V_m$	$15.2V_m I_m$	I_{r3}	$3.8I_m$	-
I_{r1}	$5I_m$	$3V_m$	$15V_m I_m$	I_{r1}	$3.8I_m$	-	-	I_{r4}	$3.8I_m$	-
I_{r2}	$5I_m$	-	-	I_{r4}	$4.2I_m$	$2V_m$	$8.4V_m I_m$	I_{r5}	$3.8I_m$	-
I_{r3}	$5I_m$	-	-	I_{r2}	$4.2I_m$	-	-	I_{r2}	$4.2I_m$	$1V_m$

TABLEAU 4.2 – Comparaison des performances pour le cas N°1 d'ombrage

4.6.2 Cas d'ombrage N°2

Pour le cas d'ombrage 2, l'ombre couvre tous les modules PV des rangées 4 et 5 avec une irradiation de $600 W/m^2$, $400 W/m^2$ et $200 W/m^2$ respectivement, tandis que tous les autres modules des rangées 1, 2 et 3 reçoivent $1000 W/m^2$ pour la technique TCT (Figure 4.11(a)). La dispersion de l'ombrage dans les configurations DS et DS-IM est illustrée respectivement sur la figure (Figure 4.11(c), Figure 4.11(e)) selon le Tableau 4.3, La configuration DS Improved fournit une puissance maximale élevée soit $18V_m I_m$ par rapport à la configuration TCT et DS qui présente respectivement $17V_m I_m$ et $10V_m I_m$.

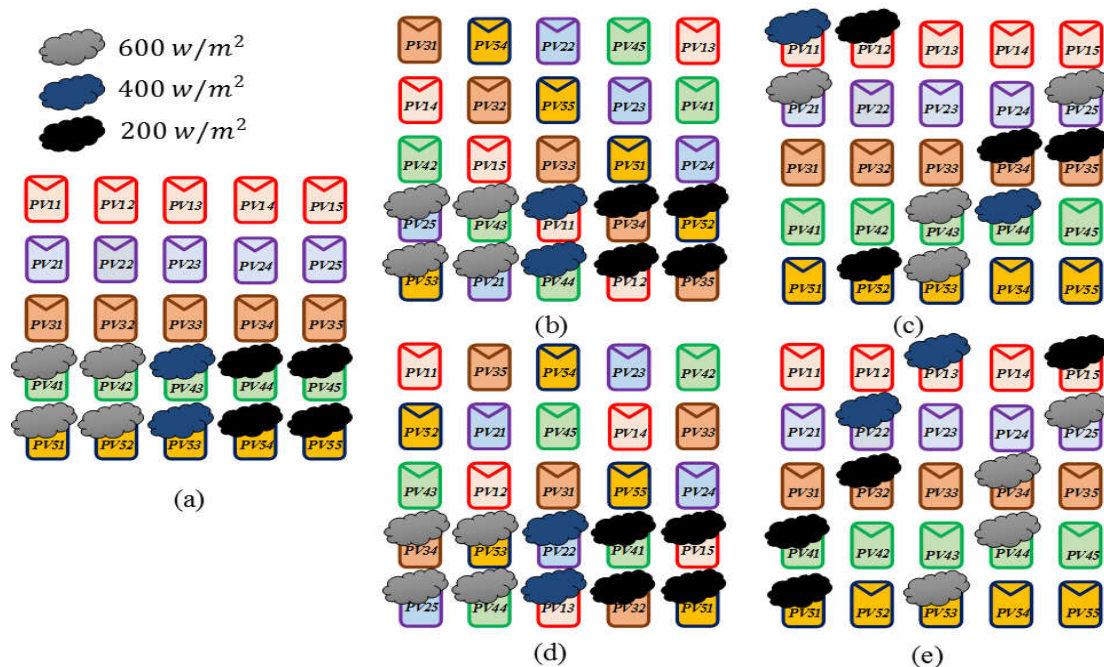


FIGURE 4.11 – Cas 2 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM

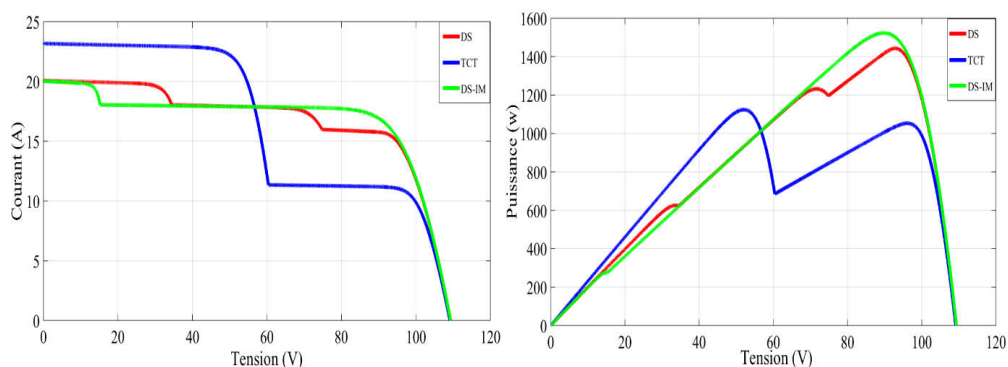


FIGURE 4.12 – Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 2 pour la méthode TCT, DS et DS-IM

TCT			DS			DS-IM					
Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance			
I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m			
I_{r4}	$2I_m$	$5V_m$	$10V_m I_m$	I_{r3}	$3.4I_m$	$5V_m$	$17V_m I_m$	I_{r1}	$3.6I_m$	$5V_m$	$18V_m I_m$
I_{r5}	$2I_m$	-	-	I_{r1}	$3.6I_m$	$4V_m$	$14.4V_m I_m$	I_{r3}	$3.8I_m$	$4V_m$	$15.2V_m I_m$
I_{r1}	$5I_m$	$3V_m$	$15V_m I_m$	I_{r5}	$3.8I_m$	$3V_m$	$11.4V_m I_m$	I_{r4}	-	-	-
I_{r2}	$5I_m$	-	-	I_{r4}	$4I_m$	$2V_m$	$8V_m I_m$	I_{r5}	-	-	-
I_{r3}	$5I_m$	-	-	I_{r2}	$4.2I_m$	$1V_m$	$4.2V_m I_m$	I_{r2}	$4I_m$	$1V_m$	$4V_m I_m$

TABLEAU 4.3 – Comparaison des performances pour le cas N°2 d'ombrage

4.6.3 Cas d'ombrage N°3

Pour le cas d'ombrage 3, tous les modules PV de la rangée 1 reçoivent un rayonnement de $1000 W/m^2$, Trois modules PV de la rangée 2 et 3 reçoivent un rayonnement de $1000 W/m^2$, et les deux modules restant recevant $600 W/m^2$, dans les rangées 4 et 5, un module reçoit $1000 W/m^2$ et l'ombre couvre les quatre autres modules PV et reçoivent respectivement $400 W/m^2$ et $200 W/m^2$ cet arrangement concerne la technique TCT. La dispersion des ombres dans les configurations DS et DS améliorée est illustrée par la (Figure 4.13(a, c,e)). Nous remarquons que la configuration DS améliorée donne une puissance maximale élevée $16V_m I_m$ par rapport à TCT et la configuration DS qui présente respectivement $14V_m I_m$ et $9V_m I_m$.

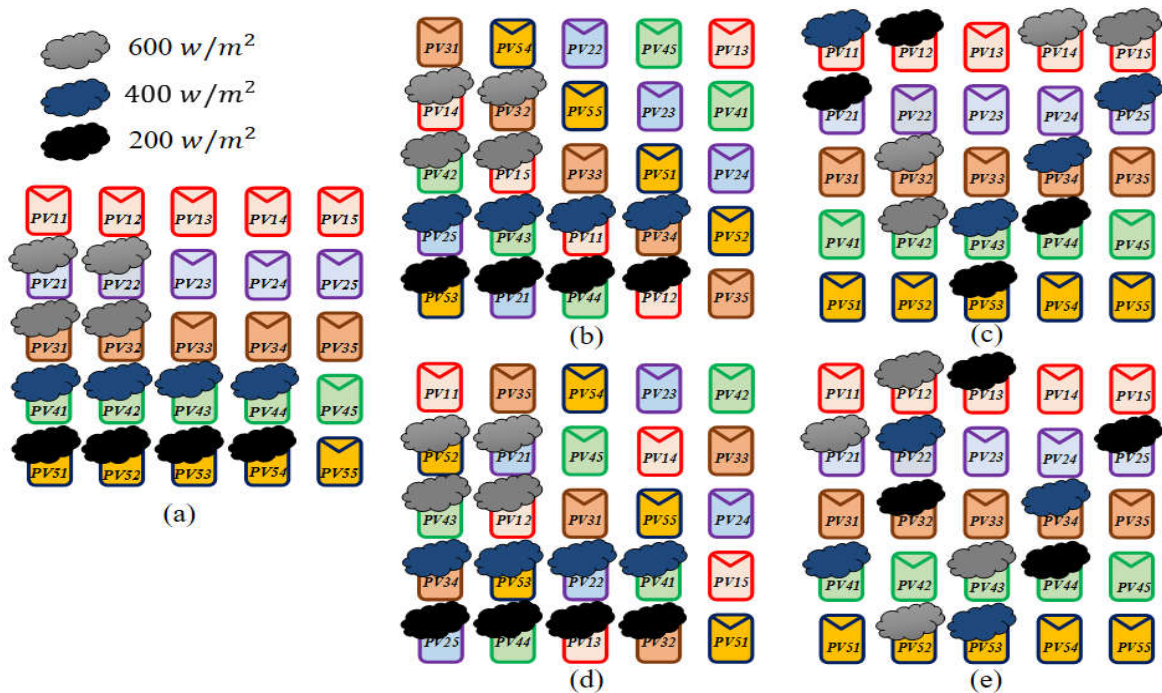


FIGURE 4.13 – Cas 3 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM

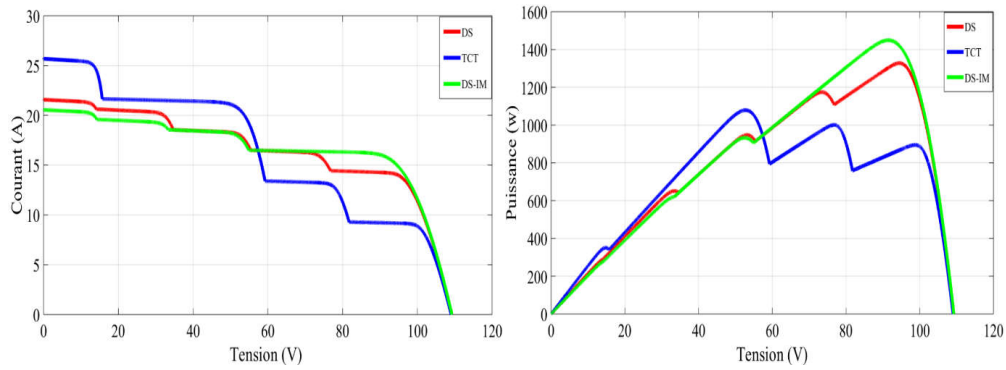


FIGURE 4.14 – Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 3 pour la méthode TCT, DS et DS-IM

	TCT			DS			DS-IM				
	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance		
	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m		
I_{r5}	$1.8I_m$	$5V_m$	$9V_m I_m$	I_{r1}	$2.8I_m$	$5V_m$	$14V_m I_m$	I_{r2}	$3.2I_m$	$5V_m$	$16V_m I_m$
I_{r4}	$2.6I_m$	$4V_m$	$10.4V_m I_m$	I_{r4}	$3.2I_m$	$4V_m$	$12.8V_m I_m$	I_{r4}	$3.2I_m$	-	-
I_{r3}	$4.2I_m$	$3V_m$	$12.6V_m I_m$	I_{r2}	$3.6I_m$	$3V_m$	$10.8V_m I_m$	I_{r3}	$3.6I_m$	$3V_m$	$10.8V_m I_m$
I_{r2}	$4.2I_m$	-	-	I_{r3}	$4I_m$	$2V_m$	$8V_m I_m$	I_{r1}	$3.8I_m$	$2V_m$	$7.6V_m I_m$
I_{r1}	$5I_m$	$1V_m$	$5V_m I_m$	I_{r5}	$4.4I_m$	$1V_m$	$4.4V_m I_m$	I_{r5}	$4I_m$	$1V_m$	$4V_m I_m$

TABLEAU 4.4 – Comparaison des performances pour le cas N°3 d'ombrage

4.6.4 Cas d'ombrage N°4

Pour le cas d'ombrage 4, les neuf modules au milieu de la matrice sont affectés par un ombrage. Les lignes 1 et 5 sont saines, par contre les lignes 2, 3 et 4 ont les deux modules des extrémités sont sain et les trois du milieu reçoivent $600 W/m^2$, $400 W/m^2$ et $200 W/m^2$ respectivement pour la dispersion d'ombrage dans le cas de la TCT.

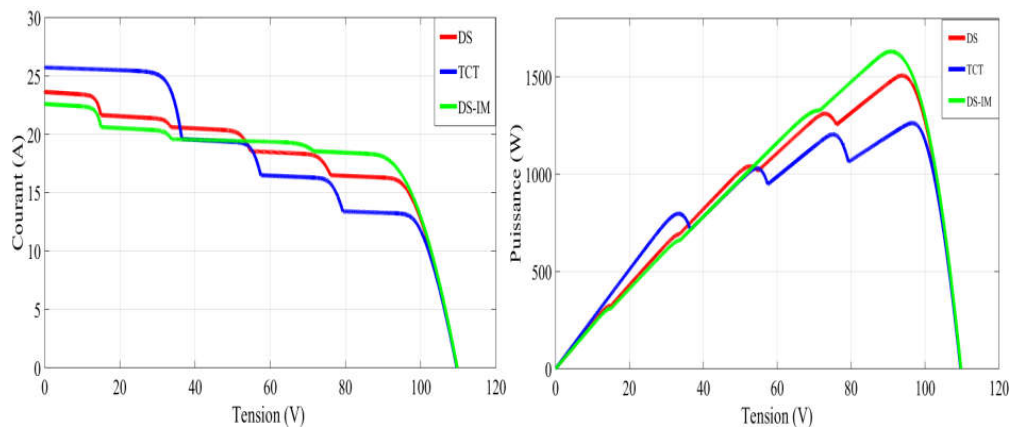


FIGURE 4.15 – Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 4 pour la méthode TCT, DS et DS-IM

La dispersion d'ombrage dans le cas des techniques DS et DS améliorée est illustrée

à la figure ((Figure 4.11(c), Figure 4.11(e)) respectivement. Selon le (Tableau 4.5), la configuration DS améliorée fournit une puissance maximale élevée $18V_m I_m$ par rapport à la configuration TCT, DS qui présente $13V_m I_m$ et $16V_m I_m$ respectivement.

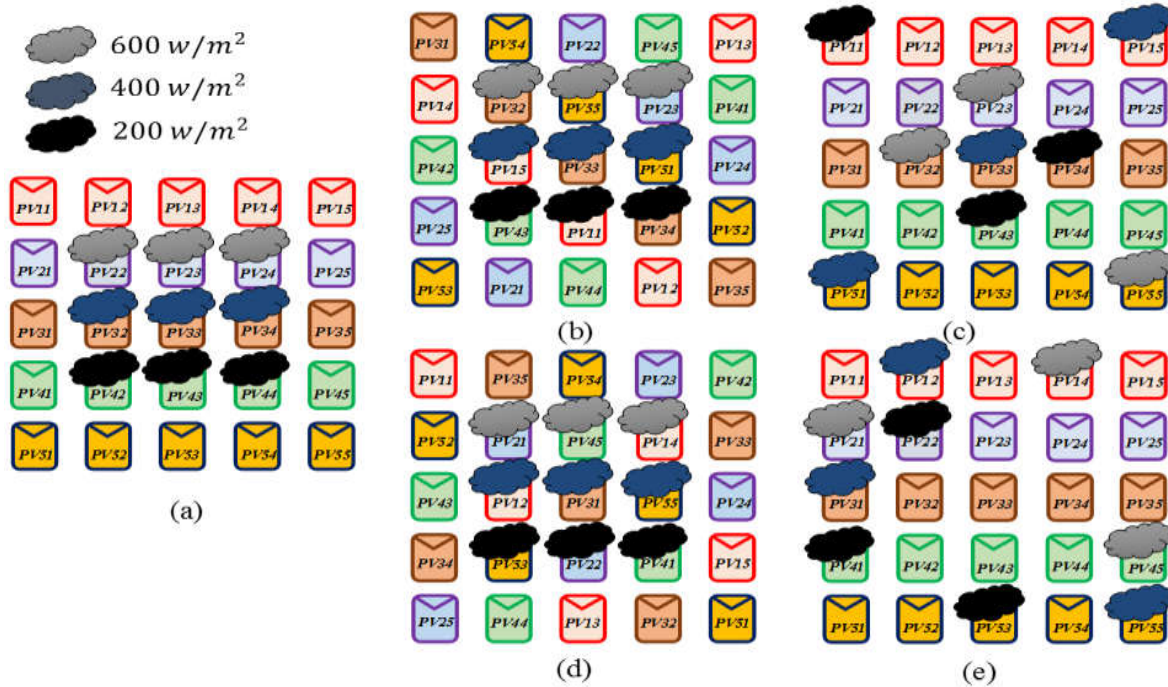


FIGURE 4.16 – Cas 4 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l'ombrage pour l'arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS. (c) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l'arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l'ombrage pour l'arrangement DS-IM

	TCT			DS			DS-IM				
	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance		
	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m		
I_{r4}	$2.6I_m$	$5V_m$	$13V_m I_m$	I_{r3}	$3.2I_m$	$5V_m$	$16V_m I_m$	I_{r5}	$3.6I_m$	$5V_m$	$18V_m I_m$
I_{r3}	$3.2I_m$	$4V_m$	$12.8V_m I_m$	I_{r1}	$3.6I_m$	$4V_m$	$14.4V_m I_m$	I_{r4}	$3.8I_m$	$4V_m$	$15.2V_m I_m$
I_{r2}	$3.8I_m$	$3V_m$	$11.4V_m I_m$	I_{r5}	$4I_m$	$3V_m$	$12V_m I_m$	I_{r2}	$3.8I_m$	-	-
I_{r5}	$5I_m$	$2V_m$	$10V_m I_m$	I_{r4}	$4.2I_m$	$2V_m$	$8.4V_m I_m$	I_{r1}	$4I_m$	$2V_m$	$8V_m I_m$
I_{r1}	$5I_m$	-	-	I_{r2}	$4.6I_m$	$1V_m$	$4.6V_m I_m$	I_{r3}	$4.4I_m$	$1V_m$	$4.4V_m I_m$

TABLEAU 4.5 – Comparaison des performances pour le cas N°4 d'ombrage

4.6.5 Cas d'ombrage N°5

Pour le cas d'ombrage N°5, une ombre diagonale est envisagée. La partie triangulaire inférieure plus la diagonale sont totalement saines par contre la partie triangulaire supérieure est totalement ombragée (Figure 4.17).

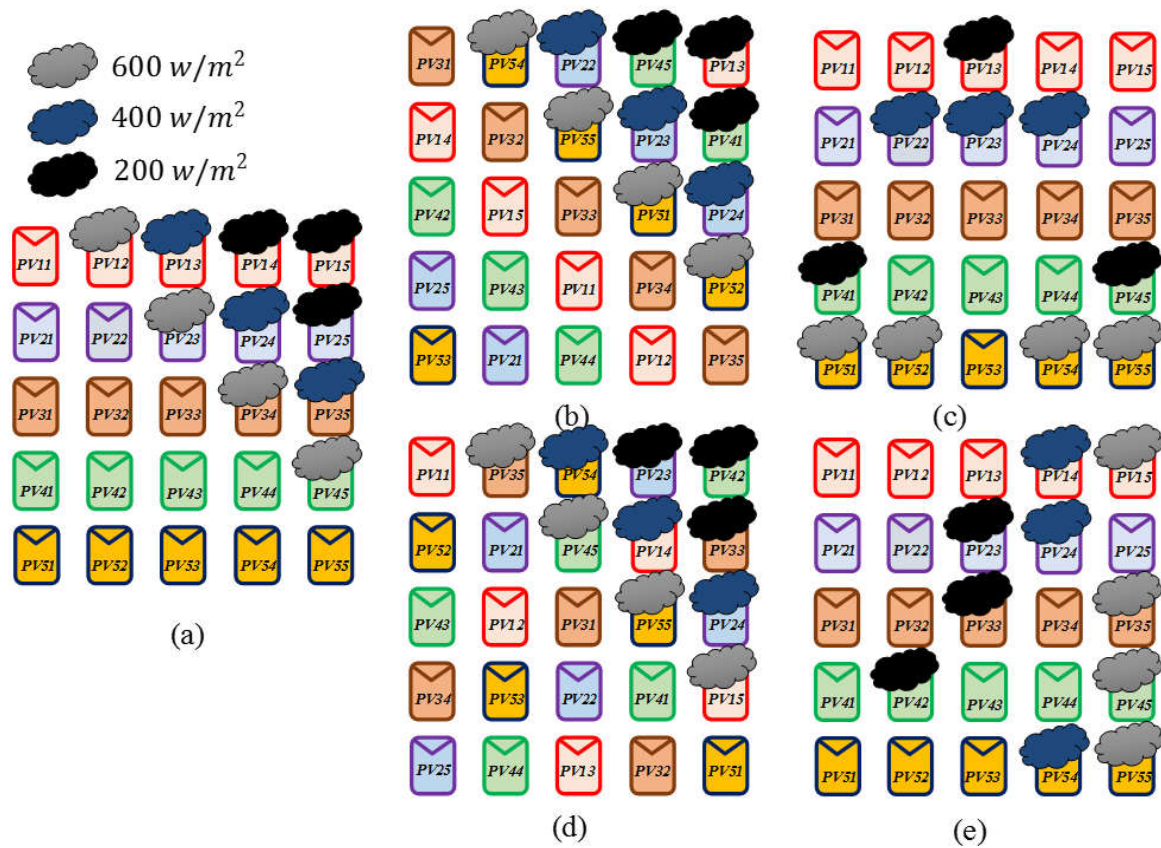


FIGURE 4.17 – Cas 5 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l’ombrage pour l’arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l’arrangement DS. (c) Dispersion de l’ombrage pour l’arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l’arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l’ombrage pour l’arrangement DS-IM

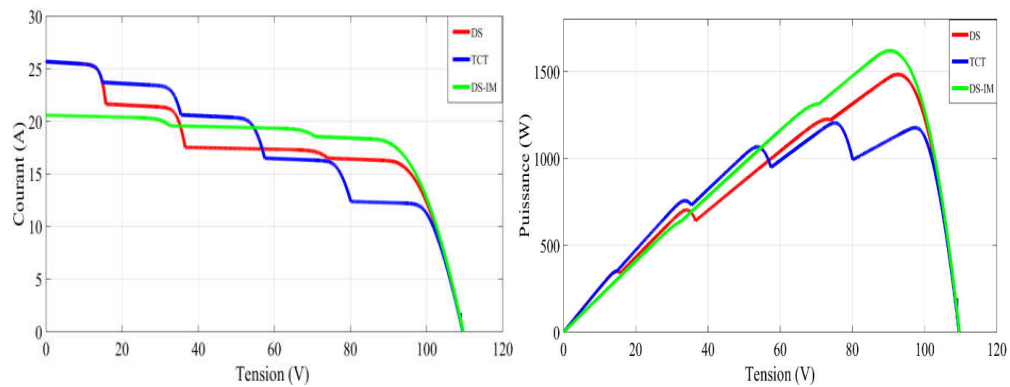


FIGURE 4.18 – Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 5 pour la méthode TCT, DS et DS-IM

TCT			DS			DS-IM					
Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance			
I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m			
I_{r1}	$2.4I_m$	$5V_m$	$12V_mI_m$	I_{r2}	$3.2I_m$	$5V_m$	$16V_mI_m$	I_{r2}	$3.6I_m$	$5V_m$	$18V_mI_m$
I_{r2}	$3.2I_m$	$4V_m$	$12.8V_mI_m$	I_{r4}	$3.4I_m$	$4V_m$	$13.6V_mI_m$	I_{r3}	$3.8I_m$	$4V_m$	$15.2V_mI_m$
I_{r3}	$4I_m$	$3V_m$	$12V_mI_m$	I_{r5}	$3.4I_m$	-	-	I_{r4}	$3.8I_m$	-	-
I_{r4}	$4.6I_m$	$2V_m$	$9.2V_mI_m$	I_{r1}	$4.2I_m$	$2V_m$	$8.4V_mI_m$	I_{r1}	$4I_m$	$2V_m$	$8V_mI_m$
I_{r5}	$5I_m$	-	-	I_{r3}	$5I_m$	$1V_m$	$5V_mI_m$	I_{r5}	$4I_m$	-	-

TABEAU 4.6 – Comparaison des performances pour le cas N°5 d'ombrage

4.6.6 Cas d'ombrage N°6

Pour le cas d'ombrage N°6, la technique TCT disperse l'ombrage de manière es que les trois première colonnes reçoivent un ensoleillement de $1000 W/m^2$ et les colonnes 4 et 5 sont affectées comme montrer sur la Figure 4.20. La dispersion de l'ombrage dans les configurations DS et DS améliorée est illustrée à la Figure 4.20(c) et Figure 4.20(e) respectivement. La configuration DS améliorée fournit une puissance maximale élevée $19V_mI_m$ par rapport à la configuration TCT, DS qui fournissait les mêmes valeurs $17V_mI_m$.

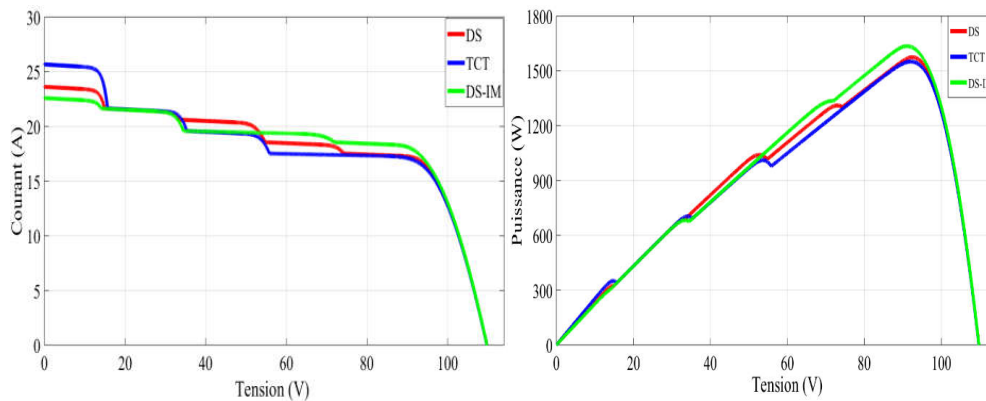


FIGURE 4.19 – Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ dans le cas 6 pour la méthode TCT, DS et DS-IM

TCT			DS			DS-IM					
Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance	Courant	Tension	Puissance			
I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m	I_m	V_m	P_m			
I_{r5}	$3.4I_m$	$5V_m$	$17V_mI_m$	I_{r3}	$3.4I_m$	$5V_m$	$17V_mI_m$	I_{r1}	$3.6I_m$	$5V_m$	$19V_mI_m$
I_{r4}	$3.4I_m$	-	-	I_{r5}	$3.6I_m$	$4V_m$	$14.4V_mI_m$	I_{r3}	$3.8I_m$	-	-
I_{r3}	$3.8I_m$	$3V_m$	$11.4V_mI_m$	I_{r2}	$4I_m$	$3V_m$	$12V_mI_m$	I_{r5}	$3.8I_m$	$3V_m$	$12.4V_mI_m$
I_{r2}	$4.2I_m$	$2V_m$	$8.4I_m$	I_{r1}	$4.2I_m$	$2V_m$	$8.4V_mI_m$	I_{r4}	$4I_m$	$2V_m$	$8V_mI_m$
I_{r1}	$5I_m$	$1V_m$	$5V_mI_m$	I_{r4}	$4.6I_m$	$1V_m$	$4.6V_mI_m$	I_{r2}	$4I_m$	$1V_m$	$4V_mI_m$

TABEAU 4.7 – Comparaison des performances pour le cas N°6 d'ombrage

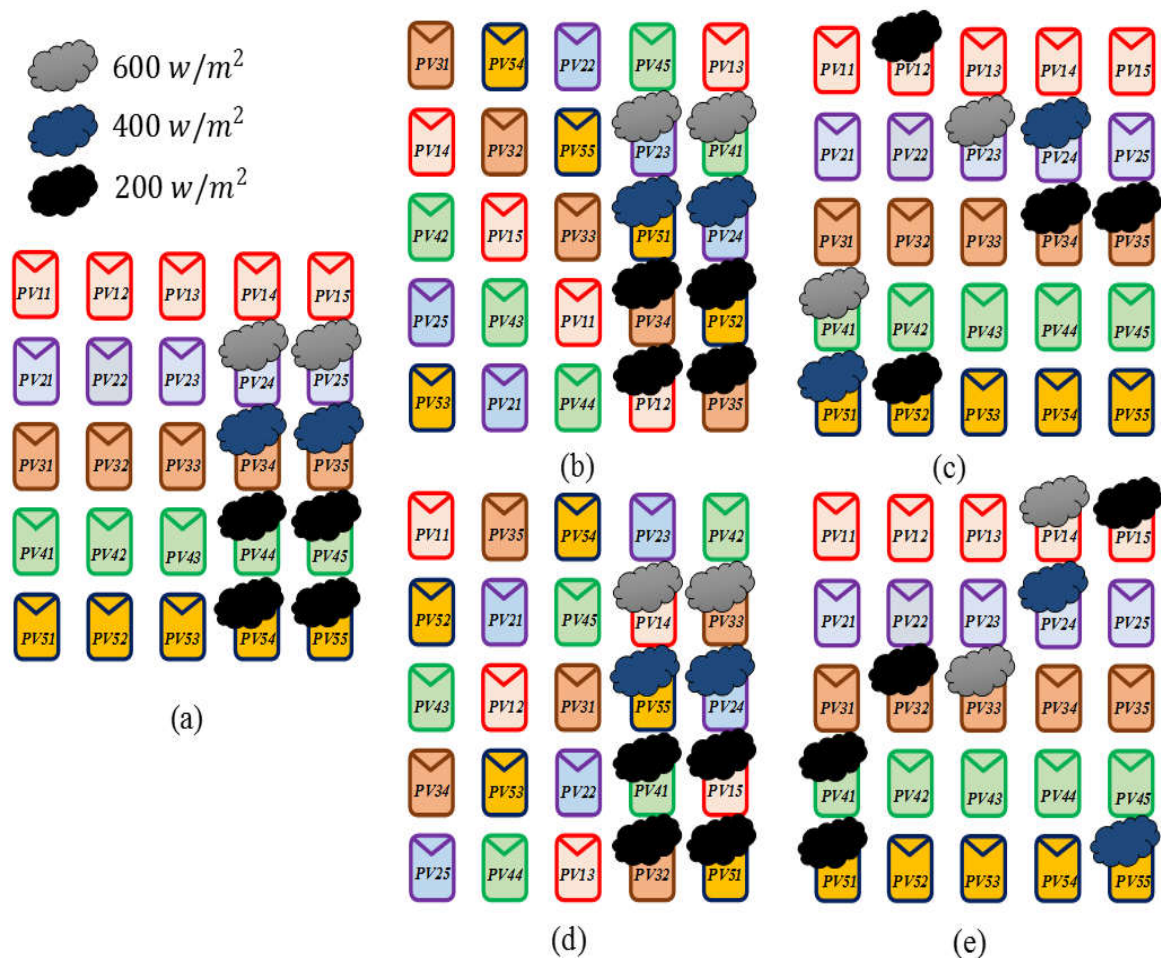


FIGURE 4.20 – Cas 6 : (a) Positionnement des panneaux et dispersion de l’ombrage pour l’arrangement TCT. (b) Positionnement des panneaux pour l’arrangement DS. (c) Dispersion de l’ombrage pour l’arrangement DS (d) Positionnement des panneaux pour l’arrangement DS-IM. (e) Dispersion de l’ombrage pour l’arrangement DS-IM

4.7 Paramètres d’évaluation

Les paramètres d’évaluation choisis sont les plus significatifs dans le cas des études menées pour atténuer les effets de l’ombrage sur le générateur PV.

4.7.1 Taux d’exécution (Execution Ratio) ER (%)

Le rapport d’exécution est le pourcentage entre la puissance maximale aux conditions d’ombrage et la puissance maximale à aux conditions STC, lorsque le rapport d’exécution augmente, l’efficacité du système PV augmente :

$$ER(\%) = \frac{P_{PPMG}}{P_{STC}} \quad (4.11)$$

4.7.2 Pourcentage d'amélioration de puissance (%)

La différence de puissance totale entre la valeur conventionnelle et la valeur proposée au pic de puissance globale est appelée pourcentage d'amélioration de la puissance.

$$P_{\text{améliorer}}(\%) = \frac{P_{\text{proposer}} - P_{\text{conventionnelle}}}{P_{\text{conventionnelle}}} \quad (4.12)$$

4.7.3 Perte de puissance relative (%)

Un facteur important qui détermine la qualité des panneaux PV est le rapport de la perte de puissance. La différence entre la puissance maximale globale produite aux STC et la puissance maximale dans des conditions d'ombrage partiel PSC divisée par la puissance maximale globale obtenue aux STC est appelée perte de puissance relative qui est calculée par :

$$\Delta P_L(\%) = \frac{P_{STC} - P_{PPMG}}{P_{STC}} \quad (4.13)$$

4.7.4 Les pertes par Mismatch

L'interconnexion de panneaux solaires non identiques entraîne une perte de d'adaptation. La réduction des pertes d'inadéquation à un impact significatif sur l'amélioration de l'efficacité, et elle est déterminée en trouvant la différence entre la puissance atteinte dans les conditions STC et celle obtenue pendant les périodes d'ombrage (équation 4.14).

$$P_{\text{mis}} = P_{STC} - P_{PPMG} \quad (4.14)$$

Le [Tableau 4.8](#) suivant représente une analyse des performance des différentes techniques de reconfiguration dans le but de déterminer la faisabilité et la robustesse de la technique proposé. Les figures ci-dessous représentent les allures des paramètres pré-cités :

CHAPITRE 4. PROPOSITION ET AMÉLIORATION D'UNE TECHNIQUE DE RECONFIGURATION BASÉE SUR LE CARRÉ DOMINANT

		Puissance (W)	Tension (V)	Courant (A)	FF (%)	EX (%)	Perte de puissance relative (%)	Perte par Mismatch (W)	Amélioration de puissance (%)
	<i>STC</i>	2136	89	24	74.73	-	-	-	-
Case 1	<i>TCT</i>	1124	52.12	21.56	39.32	52.62	47.37	1012	35.49 %
	<i>DS</i>	1443	92.9	15.53	50.48	67.55	32.44	693	5.54 %
	<i>DS-IM</i>	1523	88.79	17.82	53.28	71.30	28.69	613	
	<i>STC</i>	2136	89	24	74.73	-	-	-	-
Case 2	<i>TCT</i>	1124	51.9	21.65	39.32	52.62	47.37	1012	32.02 %
	<i>DS</i>	1429	91.94	15.54	49.99	66.90	33.09	707	3.83 %
	<i>DS-IM</i>	1484	90.34	16.42	51.91	69.47	30.52	652	
	<i>STC</i>	2136	89	24	74.73	-	-	-	-
Case 3	<i>TCT</i>	1079	52.69	20.47	37.75	50.51	49.48	1057	34.29 %
	<i>DS</i>	1328	94.23	14.09	46.46	62.17	37.82	808	9.11 %
	<i>DS-IM</i>	1449	91.39	15.85	50.69	67.83	32.16	687	
	<i>STC</i>	2136	89	24	74.73	-	-	-	-
Case 4	<i>TCT</i>	1262	96.48	13.09	44.15	59.08	40.91	874	29.16 %
	<i>DS</i>	1507	93.85	16.05	52.72	70.55	29.44	629	8.16 %
	<i>DS-IM</i>	1630	90.57	17.99	57.02	76.31	23.68	506	
	<i>STC</i>	2136	89	24	74.73	-	-	-	-
Case 5	<i>TCT</i>	1204	75.04	16.04	42.12	56.36	43.63	932	34.46 %
	<i>DS</i>	1438	92.5	15.54	50.31	67.32	32.67	698	12.58 %
	<i>DS-IM</i>	1619	90.23	17.94	56.64	75.79	24.20	517	
	<i>STC</i>	2136	89	24	74.73	-	-	-	-
Case 6	<i>TCT</i>	1551	92.15	16.83	54.26	72.61	27.38	585	5.41 %
	<i>DS</i>	1575	92.39	17.04	55.10	73.73	26.26	561	3.80%
	<i>DS-IM</i>	1635	90.81	18.00	57.20	76.54	23.45	501	

TABLEAU 4.8 – Comparaison des performances pour les six cas d'ombrage

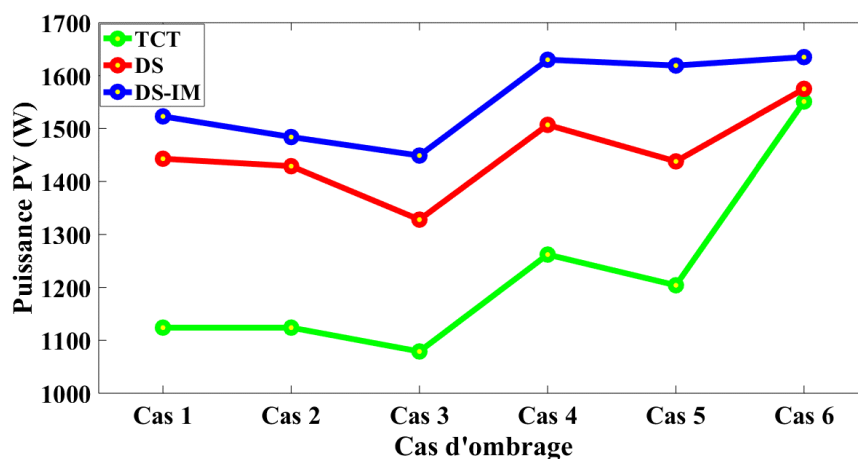


FIGURE 4.21 – Puissance PV générée pour chaque cas d'ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM

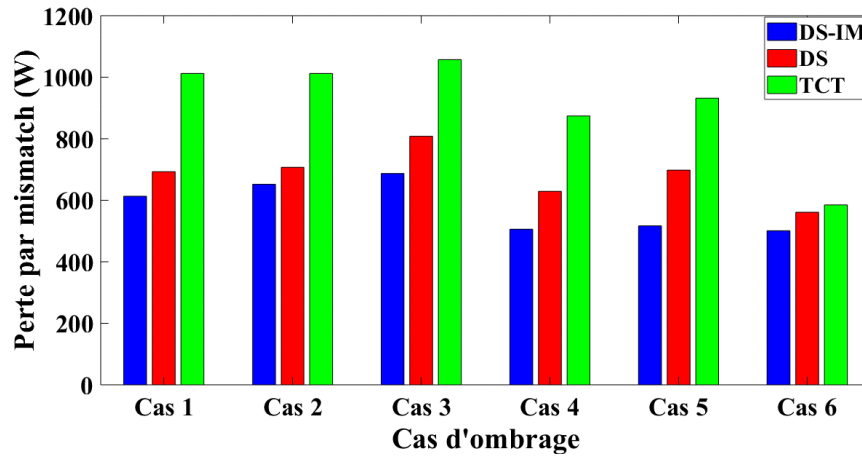


FIGURE 4.22 – Pertes par Mismatch dans chaque cas d’ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM

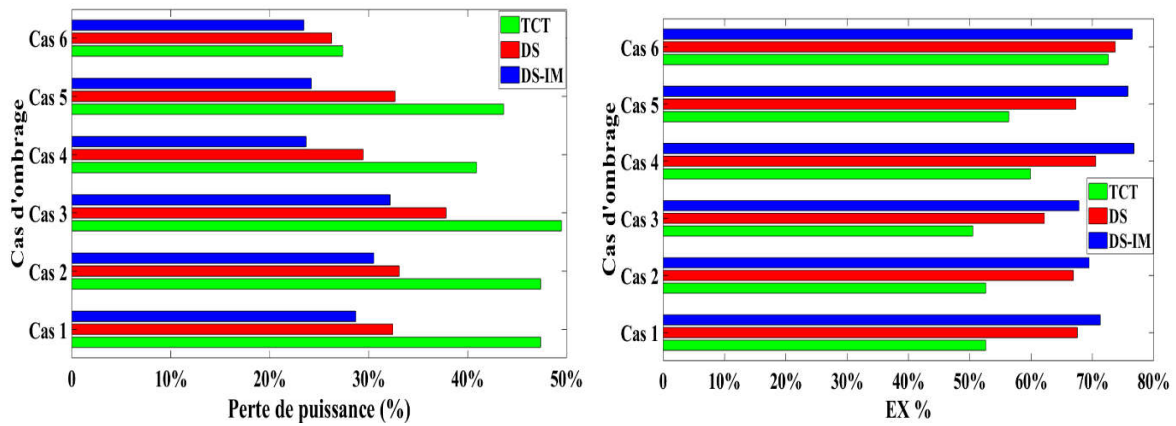


FIGURE 4.23 – Taux d’exécution et perte de puissance relative dans chaque cas d’ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM

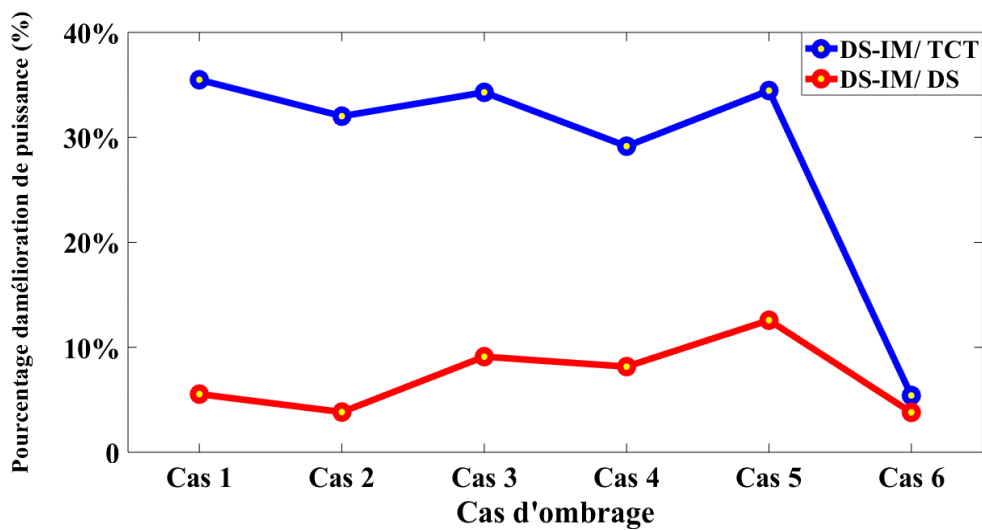


FIGURE 4.24 – Pourcentage d’amélioration de puissance de la technique proposée DS-IM par rapport à la techniques TCT et DS

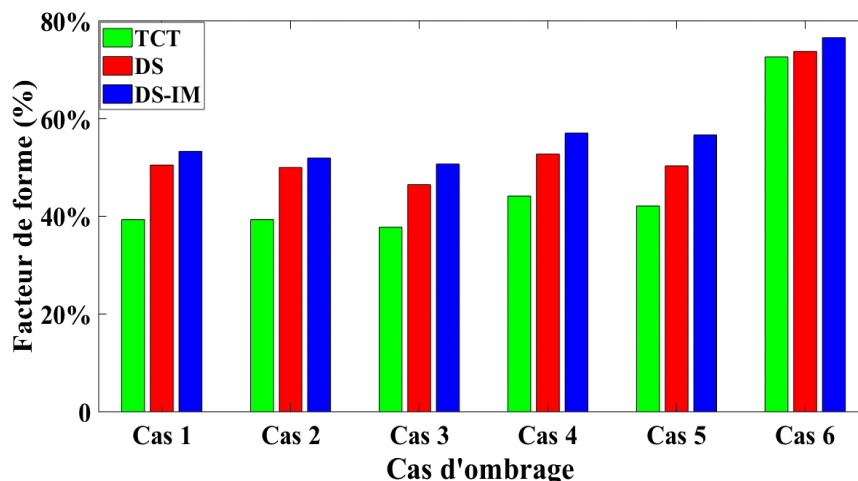


FIGURE 4.25 – Facteur de forme dans chaque cas d’ombrage et pour les différentes techniques TCT, DS et DS-IM

4.7.5 Discussion des résultats

Concernant la puissance générée, pour le cas N°1 d’ombrage envisagé, la technique proposée DS amélioré (**DS-IM**) fournit la puissance maximale la plus élevée (1523 W) et les configurations DS, TCT se succède en fournissant respectivement (1443 W) et (1124 W). La même chose se reproduit pour tout les cas d’ombrage provoquer. Ce résultat justifie clairement la *perte de puissance relative* la plus faible obtenue en appliquant la technique de reconfiguration **DS-IM**, soit (30,52%) contre (33,09%) et (47,37%) pour les modes de reconfiguration DS et TCT respectivement dans le cas N°2 dombrage. En comparant la configuration proposée avec les configurations conventionnelles, on constate que *le taux d’exécution et le facteur du forme* ont les valeurs les plus significatives qu’on reconfigure le générateur PV par la **DS-IM**, soit (67,83%), (50,69%) tandis qu’ils valent (62,17%), (50,51%) pour le taux d’exécution et (46,46%), (37,75%) pour le facteur de forme dans le cas des techniques DS et TCT respectivement (exemple du cas N°3). Cependant, on peut clairement remarquer sur la [Figure 4.22](#) que *la perte par mismatch* dans le cas N° 4 vau (506 W), elle est considérablement la moins importate dus à l’atténuation des effets d’mbrage par la technique proposé. Ces précédents critères vont donné raison aux résultats trouver pour *le pourcentage d’amélioration de la puissance* qui prend des valeurs nettement supérieurs lorsqu’on compare la technique **DS-IM** avec TCT (34,46%) et (12,58%) lorsqu’on compare la technique **DS-IM** avec DS (cas d’ombrage N°6).

Les performances évalués dans le cas 6 montrent toujours l’avantage de la techniques améliorée **DS-IM** par rapport aux autres techniques de reconfiguration étudié dans cette partie avec un écart moins importat.

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, pour accéder à l'amélioration globale des performances du générateur photovoltaïque obtenues avec la technique de reconfiguration DS amélioré ; une analyse complète des performances est réalisée sur un générateur PV 5*5 entre ces configurations en termes de facteur de forme, PPMG, pertes par mismatch , perte de puissance relative, taux d'exécution et le pourcentage d'amélioration de puissance pour six cas d'ombrage sous l'environnement MATLAB. En outre, les performances de la configuration proposée sont analysées de manière approfondie et comparées aux schémas d'interconnexion TCT, DS. Cependant, les résultats des évaluations ont montré que la configuration proposée augmente la puissance maximale globale et diminue les pertes dues à l'inadaptation par rapport aux configurations de générateurs photovoltaïques conventionnels dans toutes les conditions d'ombrage envisagés (ombrage longitudinale, transversal, diagonal, médiane, . . .). De plus, la configuration proposée (DS-IM) augmente l'efficacité du générateur photovoltaïque avec des valeurs plus significatives par rapport à la configuration DS de base. Enfin, la robustesse et la non-affectation des dimensions et de la taille du générateur PV sont les avantages les plus importants de la technique proposée.

Conclusion générale

L'accumulation de différentes particules, obstacles ou toutes impuretés pouvant recouvrir les plans de panneaux photovoltaïques (débris végétaux, éjections d'oiseaux, poussière,.....) réduira les performances électriques de ces générateurs. L'analyse du comportement des systèmes photovoltaïques en présence de plusieurs facteurs qui peuvent être à l'origine des dégradations et chutes de leurs performances tels que (les conditions climatiques et de fonctionnement, la nature de la charge, l'architecture du générateur photovoltaïque. . .) est le but rechercher dans cette thèse.

Premièrement, nous avons essayé de quantifier les pertes induites par les différents types d'ombre envisageable dans la nature sur un générateur PV. Cette étape nous a permis de déterminer l'ordre d'impact de ces ombres qui se manifeste d'une manière plus agressive lorsqu'il est total et de façon sévère avec la forme arbitraire ou aléatoire mais son impact reste significatif lorsque la masquage est partiel.

Deuxièmement nous avons simulé le comportement du générateur PV au silicium monocristallin dans différentes cas d'ombrage puis nous avons étudié quatre différentes techniques de reconfigurations de ce générateurs afin de minimiser les pertes causées par ce phénomène d'ombrage. La technique TCT a montré les meilleures performances en terme de perte de puissance, facteur de forme et rendement PV.

Pour remédier d'une manière plus efficace au problème d'ombrage ; la proposition et l'amélioration d'une technique de reconfiguration basée sur le carré dominant « Improved Dominance square Ds-Im » est étudiée à la troisième étape. Comparer aux deux autres techniques à savoir la méthode d'origine « DS » et la technique qui a donné satisfaction dans la deuxième étape TCT, notre technique c'est distinguée par une nette réduction des pertes causées par plusieurs scénarios d'ombrage envisagés.

Comme perspectives à ces recherches, plusieurs issues futures pour cet axe peuvent ouvrir des voies à d'autres chercheurs qui s'intéresseraient à la reconfiguration du

générateur PV nous proposons la réalisation pratique d'un système de reconfiguration qui sera intéressant en vue d'aborder d'autre volet important tel que l'association d'un système de stockage et l'étude de la gestion de puissance de tels systèmes.

Bibliographie

- - - [1] LE ROUX Sylvain. *Energie et dloppement urbain durable*. PhD thesis, Universit Limoges, 2008.
- [2] Fairouz kendouli. *Etat de lart et modsation des microcentrales*. Master's thesis, Universit constantine, 2007.
- [3] Site internet, agence internationale de lenergie : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/key-world-energy-statistics.html>, 2015.
- [4] Randall Powell Elizabeth E. Hood, Peter Nelson. *Plant Biomass Conversion*. John Wiley Sons, 2011.
- [5] Tsai-Chi Kuo, Trang Thi Pham, Duong Minh Bui, Phuc Duy Le, Tan Luong Van, and Po-Tsang Huang. Reliability evaluation of an aggregate power conversion unit in the off-grid pv-battery-based dc microgrid from local energy communities under dynamic and transient operation. *Energy Reports*, 8 :5688–5726, 2022.
- [6] Kamil Erkan, Gwen Holdmann, Walter Benoit, and David Blackwell. Understanding the chena hot springs, alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes. *Geothermics*, 37(6) :565–585, dec 2008.
- [7] Albert Genter Armand Pomart Philippe Rocher Virginie Schmidlloch Christian Boissavy, Laurianne Henry. Geothermal energy use, country update for france. In *European Geothermal Congress 2019Den Haag, The Netherlands, 11-14 June 2019*, 2019.
- [8] Clément Antoine Reynaud, Raphael Clerc, Pierre Balthazar Lechene, Mathieu Hebert, Anthony Cazier, and Ana Claudia Arias. Evaluation of indoor photovoltaic power production under directional and diffuse lighting conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 200 :110010, 2019.
- [9] Nabil Kahoul, Rachid Chenni, Hocine Cheghib, and Saad Mekhilef. Evaluating the reliability of crystalline silicon photovoltaic modules in harsh environment. *Renewable Energy*, 109 :66–72, 2017.

-
- [10] Ahmed Bouraiou, Messaoud Hamouda, Abdelkader Chaker, Salah Lachtar, Ammar Neçaibia, Nadir Boutasseta, and Mohammed Mostefaoui. Experimental evaluation of the performance and degradation of single crystalline silicon photovoltaic modules in the saharan environment. *Energy*, 132 :22–30, 2017.
- [11] Fatih Bayrak, Gamze Ertürk, and Hakan F Oztop. Effects of partial shading on energy and exergy efficiencies for photovoltaic panels. *Journal of cleaner production*, 164 :58–69, 2017.
- [12] Yongheng Yang, Ariya Sangwongwanich, and Frede Blaabjerg. Design for reliability of power electronics for grid-connected photovoltaic systems. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 1(1) :92–103, 2016.
- [13] Kota Kato and Hirotaka Koizumi. A study on effect of blocking and bypass diodes on partial shaded pv string with compensating circuit using voltage equalizer. In *2015 IEEE international symposium on circuits and systems (ISCAS)*, pages 241–244. IEEE, 2015.
- [14] Wieland Van De Sande, Simon Ravyts, Ariya Sangwongwanich, Patrizio Manganiello, Yongheng Yang, Frede Blaabjerg, Johan Driesen, and Michael Daenen. A mission profile-based reliability analysis framework for photovoltaic dc-dc converters. *Microelectronics Reliability*, 100 :113383, 2019.
- [15] Nordine SAHOUANE. *Élaboration, Modélisation et caractérisation des cellules solaires de type IIIème génération dotées de nanoparticules*. PhD thesis, Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid.
- [16] Adolf Goetzberger and Volker Uwe Hoffmann. *Photovoltaic solar energy generation*, volume 112. Springer Science & Business Media, 2005.
- [17] Tarek BOUTABBA. *Contribution à la modélisation et à la commande dun système de génération hybride Solaire-Eolien*. PhD thesis, Université de Batna 2, 2018.
- [18] S Saravanan, R Senthil Kumar, A Prakash, T Chinnadurai, Ramji Tiwari, N Prabaharan, and B Chitti Babu. Photovoltaic array reconfiguration to extract maximum power under partially shaded conditions. In *Distributed energy resources in microgrids*, pages 215–241. Elsevier, 2019.
- [19] Site internet, cder : [https://portail.cder.dz/spip.php?article1173.](https://portail.cder.dz/spip.php?article1173), 2022.
- [20] Narimene Debili. *Etude et optimisation en environnement matlab/simulink d’un système de pompage photovoltaïque*. Master’s thesis, 2015.
- [21] Luiz Fernando Lavado Villa, Damien Picault, Bertrand Raison, Seddik Bacha, and Antoine Labonne. Maximizing the power output of partially shaded photovoltaic plants through optimization of the interconnections among its modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2(2) :154–163, 2012.
-

- [22] F Belhachat and C Larbes. Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions. *Solar Energy*, 120 :399–418, 2015.
- [23] Dezso Sera. Real-time modelling, diagnostics and optimised mppt for residential pv systems. 2009.
- [24] K Kety, KA Amou, K Sagna, K Tepe, Y Lare, and K Napo. Modélisation et simulation dun générateur photovoltaïque : Cas du module polycristallin ecoline lx-260p installé au dispensaire de sévagan (togo). *Journal of Renewable Energies*, 19(4) :633–645, 2016.
- [25] Lahcen El Iysaouy, Mhammed Lahbabi, and Abdelmajid Oumnad. Etude et comparaison des diffntes configurations de panneaux photovoltaes sous leffet d’ombrage partiel. 10 2016.
- [26] Faika Zaouche, Djamila Rekioua, Jean-Paul Gaubert, and Zahra Mokrani. Supervision and control strategy for photovoltaic generators with battery storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(30) :19536–19555, 2017.
- [27] Mahmoud Akkal and Yacine Mekideche. Influence d’ombrage sur le comportement d’ungrateur photovoltae. Master’s thesis, Universit Bouira, 2018.
- [28] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, 24(5) :1198–1208, 2009.
- [29] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, Yi-Jie Su, et al. Development of generalized photovoltaic model using matlab/simulink. In *Proceedings of the world congress on Engineering and computer science*, volume 2008, pages 1–6. San Francisco, USA, 2008.
- [30] Milos Acanski. *PV Module Integrated Converter for Distributed MPPT PV Systems*. PhD thesis, Delft University of Technology, 2019.
- [31] R Ramaprabha, BL Mathur, and Songyuan Dai. A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions. *International Journal of Photoenergy*, 2012 :32, 2011.
- [32] Dhaker Abbes, André Martinez, Gérard Champenois, and Benoit Robyns. Real time supervision for a hybrid renewable power system emulator. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 42 :53–72, 2014.
- [33] Shiva Moballeggh and Jin Jiang. Modeling, prediction, and experimental validations of power peaks of pv arrays under partial shading conditions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(1) :293–300, 2013.

- [34] Damiano La Manna, Vincenzo Li Vigni, Eleonora Riva Sanseverino, Vincenzo Di Dio, and Pietro Romano. Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33 :412–426, 2014.
- [35] R Ramaprabha and BL Mathur. A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions. *International Journal of Photoenergy*, 2012, 2012.
- [36] Yaw-Juen Wang and Po-Chun Hsu. An investigation on partial shading of pv modules with different connection configurations of pv cells. *Energy*, 36(5) :3069–3078, 2011.
- [37] Vivek Tamrakar, SC Gupta, and Yashwant Sawle. Single-diode and two-diode pv cell modeling using matlab for studying characteristics of solar cell under varying conditions. *Electrical & Computer Engineering : An International Journal (ECIJ)*, 4(2) :67–77, 2015.
- [38] MZ Shams El-Dein, Mehrdad Kazerani, and MMA Salama. Optimal photovoltaic array reconfiguration to reduce partial shading losses. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1) :145–153, 2012.
- [39] P Srinivasa Rao, G Saravana Ilango, and Chilakapati Nagamani. Maximum power from pv arrays using a fixed configuration under different shading conditions. *IEEE journal of Photovoltaics*, 4(2) :679–686, 2014.
- [40] Giovanni Spagnuolo, Giovanni Petrone, Brad Lehman, Carlos Andres Ramos Paja, Ye Zhao, and Martha Lucia Orozco Gutierrez. Control of photovoltaic arrays : Dynamical reconfiguration for fighting mismatched conditions and meeting load requests. *IEEE industrial electronics magazine*, 9(1) :62–76, 2015.
- [41] Anurag Singh Yadav and V Mukherjee. Line losses reduction techniques in puzzled pv array configuration under different shading conditions. *Solar Energy*, 171 :774–783, 2018.
- [42] Venkata Madhava Ram Tatabhatla, Anshul Agarwal, and Tirupathiraju Kanumuri. Performance enhancement by shade dispersion of solar photo-voltaic array under continuous dynamic partial shading conditions. *Journal of cleaner production*, 213 :462–479, 2019.
- [43] Priya Ranjan Satpathy and Renu Sharma. Power and mismatch losses mitigation by a fixed electrical reconfiguration technique for partially shaded photovoltaic arrays. *Energy conversion and management*, 192 :52–70, 2019.
- [44] Thanh Ngo Ngoc, Eleonora Riva Sanseverino, Ninh Nguyen Quang, Pietro Romano, Fabio Viola, Binh Doan Van, Hoang Nguyen Huy, Thang Tran Trong,

- and Quang Nguyen Phung. A hierarchical architecture for increasing efficiency of large photovoltaic plants under non-homogeneous solar irradiation. *Solar Energy*, 188 :1306–1319, 2019.
- [45] B Indu Rani, G Saravana Ilango, and Chilakapati Nagamani. Enhanced power generation from pv array under partial shading conditions by shade dispersion using su do ku configuration. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 4(3) :594–601, 2013.
- [46] Srinivasa Rao Potnuru, Dinesh Pattabiraman, Saravana Ilango Ganesan, and Nagamani Chilakapati. Positioning of pv panels for reduction in line losses and mismatch losses in pv array. *Renewable Energy*, 78 :264–275, 2015.
- [47] S Vijayalekshmy, GR Bindu, and S Rama Iyer. A novel zig-zag scheme for power enhancement of partially shaded solar arrays. *Solar Energy*, 135 :92–102, 2016.
- [48] Anurag Singh Yadav, Rupendra Kumar Pachauri, and Yogesh K Chauhan. Comprehensive investigation of pv arrays with puzzle shade dispersion for improved performance. *Solar Energy*, 129 :256–285, 2016.
- [49] B Dhanalakshmi and N Rajasekar. Dominance square based array reconfiguration scheme for power loss reduction in solar photovoltaic (pv) systems. *Energy conversion and management*, 156 :84–102, 2018.

Résumé

Le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer sa rentabilité économique. Il est clair que les générateurs photovoltaïques ne maintiennent pas, obligatoirement, leurs performances initiales. Dans cette optique, vient la problématique que quelques modules peuvent se dégrader ou devenir même défaillant quand ils fonctionnent sur site réel durant des périodes prolongées. L'objectif de cette thèse est l'analyse de comportement d'un système photovoltaïque en présence de plusieurs facteurs qui peuvent être à l'origine de telles dégradations et chutes des performances des modules photovoltaïques (les conditions climatiques et de fonctionnement, la nature de la perturbation, l'architecture du générateur photovoltaïque, etc. Après avoir estimé l'importance des dégradations causées par plusieurs types d'ombrage, des techniques de reconfiguration du générateur PV ont été étudiées et la technique TCT a donné les meilleurs résultats de point de vue minimisation des pertes. L'amélioration et la proposition d'une technique basée sur le carré dominant "DS-IM" a été faite, comparée aux autres techniques, elle a donné satisfaction sur tout les critères étudiés.

Mots clés : Photovoltaïque, Conversion photovoltaïque, Energie solaire, Ensoleillement

Abstract

The development of the photovoltaic industry requires a perfect knowledge of the electrical production of these systems on different sites in order to estimate their economic viability. It is clear that photovoltaic generators do not necessarily maintain their initial performance. In this context, the problem arises that some modules may degrade or even fail when operating on a real site for long periods. The objective of this thesis is to analyze the behavior of a photovoltaic system in the presence of several factors that can cause such degradations and drops in the performance of photovoltaic modules (climatic and operating conditions, the nature of the disturbance, the architecture of the photovoltaic generator, etc.). After estimating the importance of the degradations caused by several types of shading, reconfiguration techniques of the PV generator were studied and the TCT technique showed the best results in terms of loss minimization. The improvement and proposal of a technique based on dominance square "DS-IM" was made, compared to other techniques, it gave satisfaction on all the studied criteria.

Key words : Photovoltaic, Photovoltaic conversion, Solar energy, Irradiance

ملخص

يتطلب تطوير سوق الخلايا الكهروضوئية معرفة كاملة بإنتاج الكهرباء لهذه الأنظمة في مواقع مختلفة على وجه الخصوص لتقدير ربحيتها الاقتصادية. من الواضح أن المولدات الكهروضوئية لا تحافظ بالضرورة على أدائها الأولي. في هذا المنظر، تأتي مشكلة أن بعض الوحدات يمكن أن تتحلل أو حتى تصبح معيبة عندما تعمل في موقع حقيقي لفترات طويلة. الهدف من هذه الرسالة هو تحليل سلوك النظام الكهروضوئي في ظل وجود العديد من العوامل التي يمكن أن تكون سبب تدهور وسقوط أداء الوحدات الكهروضوئية (الظروف المناخية والتشغيلية، طبيعة الاضطراب، هندسة المولد الكهروضوئي، إلخ. بعد تقدير أهمية التدهور الناتج عن عدة أنواع من التظليل، تمت دراسة تقنيات إعادة تكوين المولد الكهروضوئي وأعطت تقنية أفضل النتائج من وجهة نظر تقليل الخسائر، تم إجراء تحسين واقتراح لتقنية تستند إلى المربع السائد، للمقارنة مع التقنيات الأخرى أعطت الرضا لجميع المعايير المدروسة.

الكلمات المفتاحية : الخلايا الكهروضوئية، التحويل الكهروضوئي، الطاقة الشمسية، أشعة الشمس