

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT GENIE ELECTRIQUE
N° : ER-04



DOMAINE : Sciences et Technologies
FILIERE : Energie Renouvelable en
Electrotechnique
OPTION : Energie Renouvelable

Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique

Par: BENLOMBAREK Brahim & BENAZIEZ Sohieb

Intitulé

OPTIMISATION DE L'ENERGIE ISSUE D'UN
RESEAU DE MODULES PHOTOVOLTAIQUES

Soutenu devant le jury composé de:

A. GUEMACHE	Université de M'sila	Président
D. SAIGAA	Université de M'sila	Rapporteur
M. DRIF	Université de M'sila	Co-Rapporteur
A. BOUCHELAGHEM	Université de M'sila	Examineur

Année universitaire : 2018 /2019

Dédicaces

Nous dédions ce travail :

Aux nos familles

Aux nos amis

À tous les enseignants

Et les collègues de notre promotion

Remerciements

Avant tout, nous remercions le bon dieu tout puissant qui nous donne de la foi, du courage et de patience afin d'accomplir ce modeste travail

Nous remercions le professeur D.Saigaa et le docteur M.Drif, notre promoteurs pour ses conseils et suggestions avisés qui nous ont aidés à mener à bien ce travail et d'avoir apporté à ce mémoire ses remarques et conseils.

Nous exprimons notre entière gratitude à monsieur le président de jury d'avoir accepté d'examiner ce mémoire.

Nous remercions Monsieur A. Loukriz ce qui nous a fourni des informations et des conseils et nous a aidés à terminer ce travail

Nous remercions tous les enseignants qui ont contribué à notre formation sans exception.

Et enfin, nous remercions l'ensemble des collègues de notre promotion, qui nous ont aidé à réaliser ce modeste travail.

Brahim & Sohieb

Résumé

Le présent travail consiste en une étude de simulation d'un générateur photovoltaïque, cette étude est basée sur l'optimisation topologique lorsque le champ photovoltaïque est soumis à un ombrage partiel. Pour cela, plusieurs scénarios de l'ombrage sont discutés et traités et toutes les reconfigurations possibles de générateur photovoltaïque sont étudiées pour trouver la reconfiguration qui réduire la perte de discordance dans des conditions partiellement ombrées le maximum.

Mots clés : générateur PV, l'optimisation, reconfiguration.

Summary:

The present work consists of a simulation study of a photovoltaic generator, this study is based on topological optimization when the photovoltaic field is subjected to partial shading. For this, several scenarios of shading are discussed and processed and all possible reconfigurations of photovoltaic generator are studied to find the reconfiguration that reduce the loss of discordance in partially shaded conditions maximum.

Key words: PV generator, optimization, reconfiguration.

خلاصة :

يتكون العمل الحالي من دراسة محاكاة لمولد الطاقة الشمسية ، وتستند هذه الدراسة على التحسين الطوبولوجي عندما يخضع الحقل الكهروضوئي لتظليل جزئي. لهذا الغرض، تتم مناقشة ومعالجة العديد من سيناريوهات التظليل، وتتم دراسة جميع عمليات إعادة التكوين الممكنة لمولد الطاقة الشمسية للحصول على التكوين الذي يقلل من الضياعات في الظروف المظلمة جزئيًا إلى الحد الأقصى .

الكلمات المفتاحية : مولد كهروضوئي، التحسين، إعادة التكوين

Table des matières

Table des matières	I
Liste des figures.....	II
Listes des tableaux.....	III
Liste des symboles et des abréviations	IV
Introduction générale.....	V
Chapitre I :Généralités sur le photovoltaïque	
I.1 Introduction	4
I.2 L'énergie solaire.....	4
I.3 Rayonnement solaire	4
I.3.1 Les différents types de rayonnement	5
I.4 Regroupement des cellules.....	6
I.5 module solaire photovoltaïque	7
I.6 Type des panneaux solaires	9
I.7 Domaines d'application de l'énergie photovoltaïque	11
I.8 Modes d'exploitation d'un système photovoltaïque	11
I.8.1 Mode autonome	12
I.8.2 Mode connecté au réseau	13
I.8.3 Mode hybride	14
I.9 Conclusion.....	14
Chapitre II: Optimisation de système photovoltaïque	
II.1 Introduction.....	16
II.2 Optimisation via la commande MPPT	16
II.2.1 Principe de fonctionnement de MPPT	17
II.2.2.1 Algorithme de perturbation et observation P&O	18
II.2.2.2 Algorithme de 'Incrément de conductance (inCond).....	18
II.2.2.3 Algorithme de 'Escalade de la Colline (Hill Climbing)'	19
II.2.3 Choix de l'Algorithme	20
II.3 Optimisation par les méthodes de reconfiguration des modules PV	20
II.3.1 Les différentes architectures de modules photovoltaïques.....	21
II.3.1.1 Connexion Série.....	23
II.3.1.2 Connexion Parallèle	23
II.3.1.3 Connexion Série-Parallèle (SP)	23
II.3.1.4 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »)	24
II.3.1.5 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL »)	25
II.3.1.6 Connexion en nid d'abeilles (Honey Comb « HC »).....	25
II.3.2 Procédé de reconfiguration topologique	26
II.3.2.1 Aperçu des types de défauts.....	26
II.4 Conclusion	28
Chapitre III : Simulation du système Photovoltaïque	
III.1 Introduction	30
III.2 Matériels et Résultats de Simulation	31
III.2.1. Modèle des modules PV	31
III.2.2 Puissance optimale et le facteur de forme	32

III.3 Résultats Obtenus	34
III.4 Conclusion.....	43
Conclusion générale	45
Références bibliographiques	46

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : principe de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.....	4
Figure I.2 : Type d'énergie solaire.....	4
Figure I.3 : Composantes du rayonnement solaire.....	5
Figure I.4 :Caractéristique résultat d'un regroupement de N_s cellules en série.....	6
Figure I.5 :Caractéristique résultat d'un Regroupement de N_p cellules en parallèle.....	6
Figure I.6 : Caractéristique Regroupement (série et parallèle).....	7
Figure I.7 :Caractéristiques $I(v)$ et $P(v)$ d'un panneau solaire.....	8
Figure I.8 : la température sur les caractéristiques.....	8
Figure I.9 :Schéma d'un système photovoltaïque en mode autonome.....	11
Figure I.10 : schéma d'un système photovoltaïque en mode autonome (pompage).....	12
Figure I.11 : Schéma d'un système photovoltaïque en mode autonome (centrales).....	12
Figure I.12 :mode d'exploitation d'un système photovoltaïque (connecté au réseau)...	13
Figure I.13 :Mode d'exploitation d'un système photovoltaïque (hybride).....	13

Chapitre II

Figure II.1 :Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec hacheur.....	16
Figure II.2 : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM.....	17
Figure II.3 : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM.....	17
Figure II.4 : Application de l'algorithme P&O sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$	18
Figure II.5 :Méthode IncCond pour poursuivre le MPP.....	19
Figure II.6 : Relation entre P_{PV} et le rapport cyclique D de convertisseur statique.....	20
Figure II.7 :Connexion Série.....	23
Figure II.8 :Connexion Parallèle.....	23
Figure II.9 : Connexion Série- parallèle (SP).....	24
Figure II.10 : Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied :TCT).....	24
Figure II.11 : Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked : BL).....	25
Figure II.12 :Connexion en nid d'abeilles (Honey comb : HC).....	25

Chapitre III

Figure III.1 : Configuration des paramètres du tableau 1.....	32
Figure III.2 : schéma bloc de la simulation.....	33
Figure III.3 : Condition standard STC.....	34
Figure III.4 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 1.....	34
Figure III.5 : module 1.1 Ombragé.....	35
Figure III.6 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 2.....	35
Figure III.7 : modules 1.1 et 2.1 ombragé.....	36
Figure III.8 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 36	36
Figure III.9 : modules 1.1 et 1.2 ombragé.....	37
Figure III.10 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 4.....	37
Figure III.11 : Modules 1.1, 1.2, 2.1 et 2.2 ombragé.....	38
Figure III.12 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 5.....	39
Figure III.13 : 1.1, 1.2, 3.2 et 3.3 ombragé.....	40
Figure III.14 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 6.....	40
Figure III.15 : 1.1,1.2,1.3,2.1,2.2 et 2.3 ombragé.....	41
Figure III.16 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 7.....	41
Figure III.17 : 2.1, 2.2, 2.3 ,3.1 3.2 et 3.3 ombragé.....	42
Figure III.18 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 8.....	42

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Récapitulative de type des panneaux solaire.....	10
Tableau II.1 Tableau comparatif entre les commandes MPPT.....	21
Tableau III.1 Caractéristiques d'un PV solaire de type SunPower SPR -20-250-BLK...	33

Liste des symboles et des abréviations

- N_s** : nombre les cellules en série.
- N_p** : nombre les cellules en parallèle.
- V_{co}** : tension circuit ouvert (v).
- I_{sc}** : courant de court-circuit (A).
- V_{mpp}** : La tension de puissance maximale (V).
- I_{mpp}** : Le courant de puissance maximale (A).
- FF**: Facteur de forme.
- MPP** : point de puissance maximum.
- MPPT**: Maximum Power Point Tracking.
- GPV** : Générateur de photovoltaïque.
- I_{ph}** : est le courant généré par la lumière du soleil (A).
- I** : est le courant du module solaire photovoltaïque (A).
- I_o** : est le courant de saturation inverse de la diode (A).
- V** : est la tension du module PV (A).
- R_s** : est la résistance série du module solaire photovoltaïque (Ω).
- R_p** : est la résistance parallèle du module solaire photovoltaïque (Ω).
- q** : est la charge en électrons (Coulombs).
- K** : est la constante de Boltzmann (J/K) .
- T** : est la température de fonctionnement du module solaire photovoltaïque (Kelvin) .
- n** : est le facteur d'idéalité de la diode.
- I_{ph-ref}** : est le courant photo à la température T_{ref} (A).
- I_{ph/shade}** : est le courant photo à la température T (A).
- V_{ref}** : est la tension de circuit ouvert à la température de 25 °C (V).
- V_{OC_new}** : est la tension de circuit ouvert à la température (V).
- K_I** : est le coefficient de température du courant (A/°C).
- K_V** : est le coefficient de température de la tension (V/°C).
- T_{ref}** : est la température de référence du module solaire photovoltaïque (Kelvin).
- G_{ref}** : est le rayonnement solaire de référence (1000 W/m²).
- G_{shaded}** : est le rayonnement solaire ombré (W/m²).

Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir, en effet les besoins énergétiques des pays industrialisés ne cessent d'augmenter, par ailleurs les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir des énergies fossiles, la consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures, et aussi face aux multiples crises économiques et pétrolières.

Ce constat pousse à rechercher de plus en plus de solutions innovantes palliant le déficit énergétique et limitant l'impact négatif sur l'environnement. En effet, les technologies renouvelables (hydroélectrique, géothermique, la biomasse, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque) sont des énergies propres et possèdent des atouts majeurs pour développer leur participation à la production d'électricité et pour intervenir sur le marché de l'énergie électrique. Aujourd'hui, les autres sources de génération renouvelables, notamment le solaire, est l'énergie dont le taux de croissance est le plus élevé. Leur développement au niveau résidentiel et industriel est considérable.

D'autre part, de nombreux problèmes techniques, liés notamment au transfert et à la conversion de cette énergie vers la charge, montrant ainsi le manque d'optimisation du traitement de cette énergie ayant des comportements aléatoires. Ces constats ont motivé plusieurs travaux de recherches pour rendre viables des sources photovoltaïques.

Un des problèmes fréquemment rencontrés lors de l'utilisation d'un système photovoltaïque est l'apparition du phénomène de désadaptation entre les modules constituant un générateur photovoltaïque, qui sont dus principalement aux phénomènes de l'ombrage partiel furtif ou permanent, du hot-Spot, du mismatch, du vieillissement et de la défectuosité prématurée des modules photovoltaïques. Pour pallier à ce problème de désadaptation, plusieurs techniques

ont été proposées sont rapportées dans la littérature, à l'image de : - la reconfiguration du réseau de modules en SP, TCT, BL ou HC, la reconfiguration optimale, la reconfiguration dynamique intelligente (en temps réel),...etc.

Dans ce sens, le présent PFE a pour objet l'étude en simulation par Matlab/Simulink de la technique d'optimisation de l'énergie électrique issue d'un GPV par la recherche de la configuration optimale (SP, TCT, BL ou HC) donnant la puissance maximale du GPV.

Le présent mémoire est divisé en trois chapitres :

Nous aborderons dans le premier chapitre des généralités sur le photovoltaïque et les différents domaines de son application.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons les principes des différentes techniques d'optimisation de la puissance délivrée par un réseau de modules PV, telles que: la technique de poursuite du point de puissance maximale (MPPT), la technique de reconfiguration, etc.

Le dernier chapitre sera consacré aux résultats de simulation d'optimisation de la puissance d'un système photovoltaïque.

Enfin, le présent mémoire se termine par une conclusion générale.

***Chapitre I : Généralités
sur le système
photovoltaïque***

I.1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion directe de l'énergie des photons, compris dans le rayonnement solaire, en énergie électrique, par le biais de capteurs fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible (cellules photovoltaïque) [2].

I.2 L'énergie solaire

L'électricité est une des formes d'énergie les plus versatiles et qui s'adapte au mieux à chaque nécessité. Son utilisation est si étendue, qu'aujourd'hui on pourrait difficilement concevoir une société techniquement avancée qui n'en fasse pas usage.

Le principe de l'énergie solaire photovoltaïque consiste à transformer le rayonnement solaire en électricité à l'aide d'une cellule photovoltaïque



Figure I.1 : principe de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

➤ Type de l'énergie solaire :

Il existe deux types d'énergie solaire : photovoltaïque, thermique.

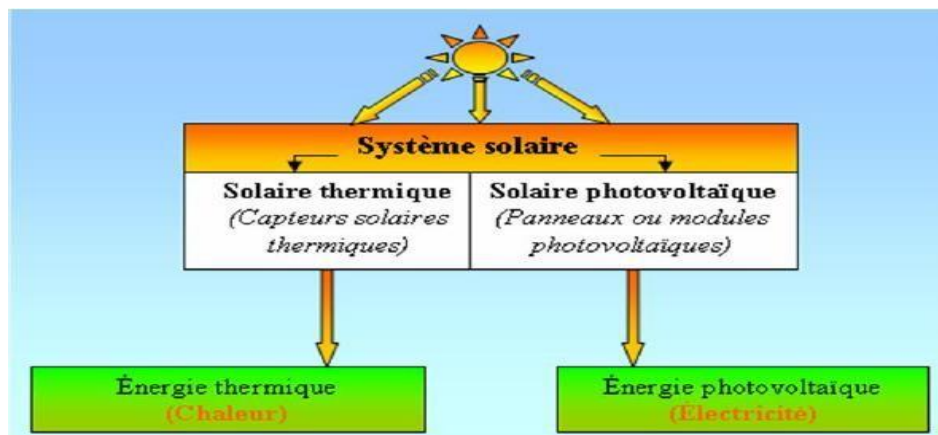


Figure I.2 : Type d'énergie solaire [3].

I.3 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est la matière première de l'énergie solaire, c'est une propagation d'une onde de longueur qui varie entre 0.2 et $4.10^{-6}m$, sans la nécessité d'un support physique pour se déplacer, il arrive au sol après la perte d'une grande partie de son intensité, à cause d'une partie de l'ultraviolet, qui s'absorbent.

I.3.1 Les différents types de rayonnement

a) Rayonnement direct RD

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusés par l'atmosphère ce rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut par des modules.

b) Rayonnement diffus Rd

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable ...).

c) Rayonnement solaire réfléchi

L'albédo est la partie réfléchi par le sol. Il dépend de l'environnement du site. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur le plan incliné.

d) Le rayonnement global RG

Le rayonnement global désigne l'intensité globale de flux solaire sur une surface réceptrice[2].

$$RG = RD + Rd$$

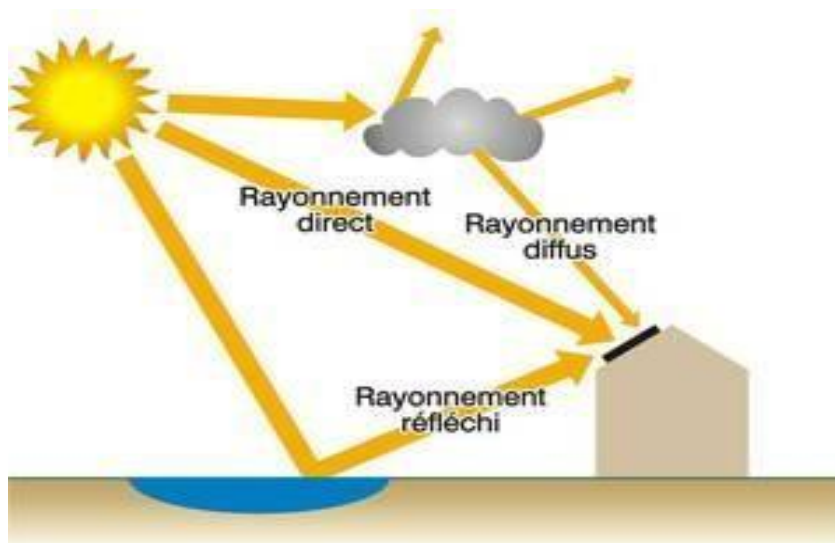


Figure I.3 : Composantes du rayonnement solaire [4].

I.4 Regroupement des cellules

a) Regroupement en série

Les cellules photovoltaïques peuvent se connecter en série. La tension de toutes les cellules s'ajoute et le courant est le même que celui d'une seule cellule [5].

L'équation(I-1) résume les caractéristiques électriques d'une association de N_s cellules en séries.

$$V'_{co} = N_s \cdot V_{co} \quad (I-1)$$

Avec :

V_{co} : La tension du circuit ouvert. Comme montre la figure (I.4).

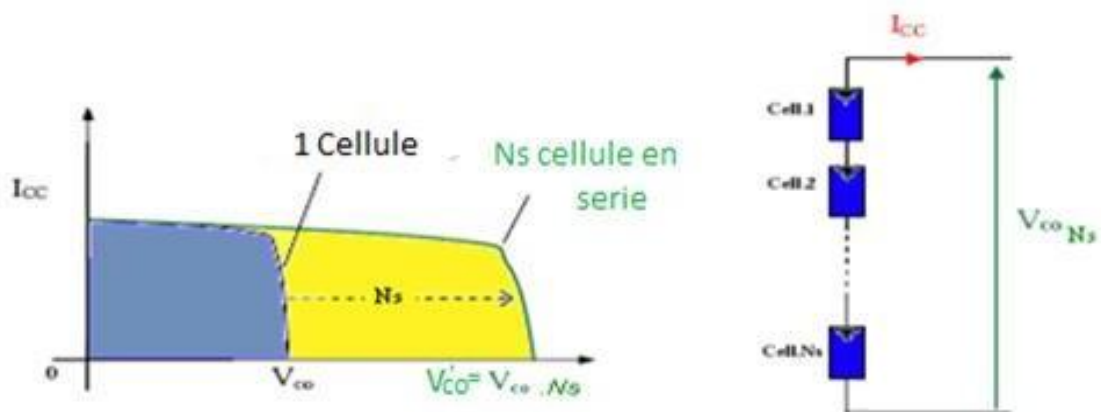


Figure I.4:Caractéristique résultat d'un regroupement de N_s cellules en séries [6].

b) Regroupement en parallèle

Lorsque les cellules sont connectées en parallèles, ce sont les courants qui s'ajoutent et la tension qui restera constante. L'équation(I-2) résume les caractéristiques électriques d'une association de N_p . [5]

$$I'_{cc} = N_p \cdot I_{cc} \quad (I-2)$$

Avec :

I_{cc} : Courant de court-circuit. Comme montre la figure I.5

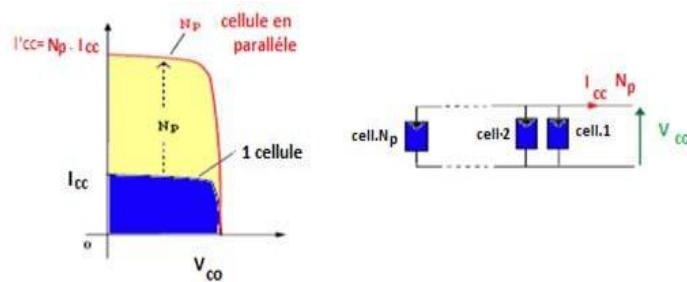


Figure I.5: Caractéristique résultat d'un Regroupement de N_p cellules en parallèle [6].

c) Regroupement (série et parallèle)

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous figure (I.6), ce qui peut être généralisé sur une gamme de N_s modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant[5].

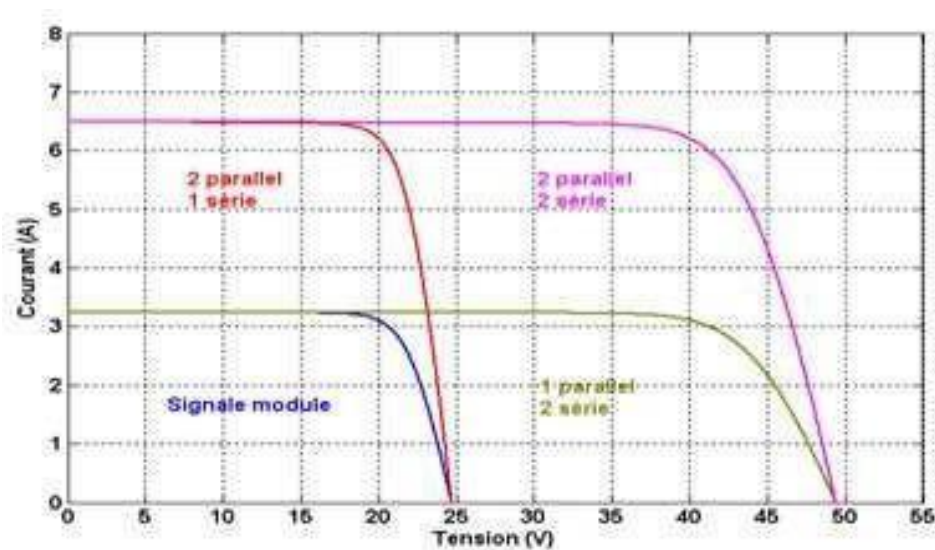


Figure I.6: Caractéristique Regroupement (série et parallèle).

I.5 module solaire photovoltaïque

Le module solaire est un dispositif qui produit de l'électricité contenu à travers le rayonnement de lumière qu'il a absorbé.

La structure des modules solaires photovoltaïques est la même : une couche de cellules de silicium est placée entre une plaque de verre trempé et un film polymère

On peut définir aussi qu'un module photovoltaïque est composé d'un ensemble de cellules photovoltaïque et en présence de soleil, chacune de ces cellules produit un courant I (en ampère A) et une tension U (en volt V). Le produit de ces deux grandeurs donne une puissance P , exprimée en Watt(W).

Voici à quoi ressemble la caractéristique électrique d'un module solaire :

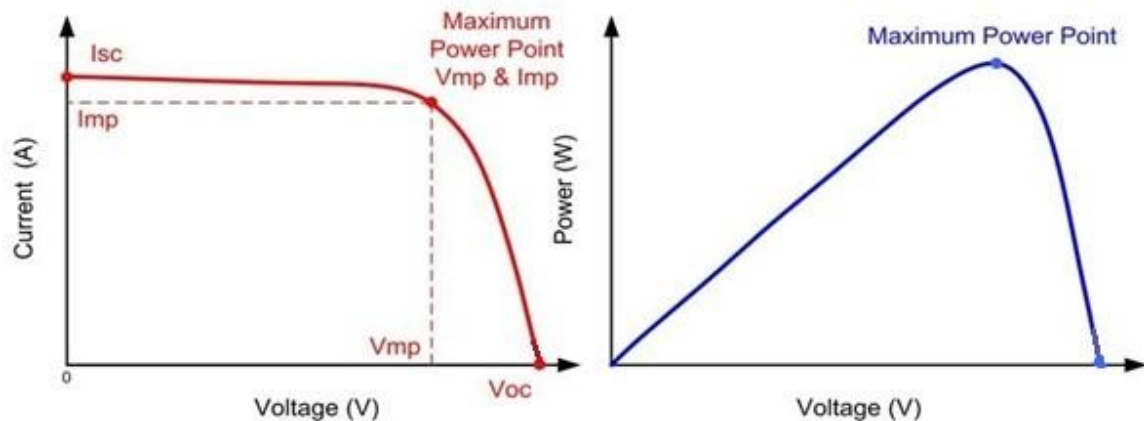


Figure I.7 : Caractéristiques $I(v)$ et $P(v)$ d'un module solaire [7].

La courbe rouge courant-tension

Voc: tension circuit ouvert (open circuit) indique la tension présente aux bornes du module quand il n'est pas branché.

Isc: courant de court-circuit (shorted circuit) indique le courant max que peut délivrer le module.

La courbe bleue : la puissance-tension, Cette courbe s'obtient par le produit du courant et de la tension de la courbe rouge.

Le point de 2 valeurs particulières qui sont :

- Le courant de puissance maximale noté I_{mpp} (ou I_{ppm}).
- La tension de puissance maximale notée V_{mpp} (ou V_{ppm}). [8]

Ces valeurs sont obtenues par le constructeur dans des conditions bien particulières :

La condition de test standards : stc c'est-à-dire avec un ensoleillement équivalent à 1000 W/m^2 avec une température de 25° , c'est condition stc sone donc optimales.

Effets de la température sur la caractéristique I(V) d'un module solaire

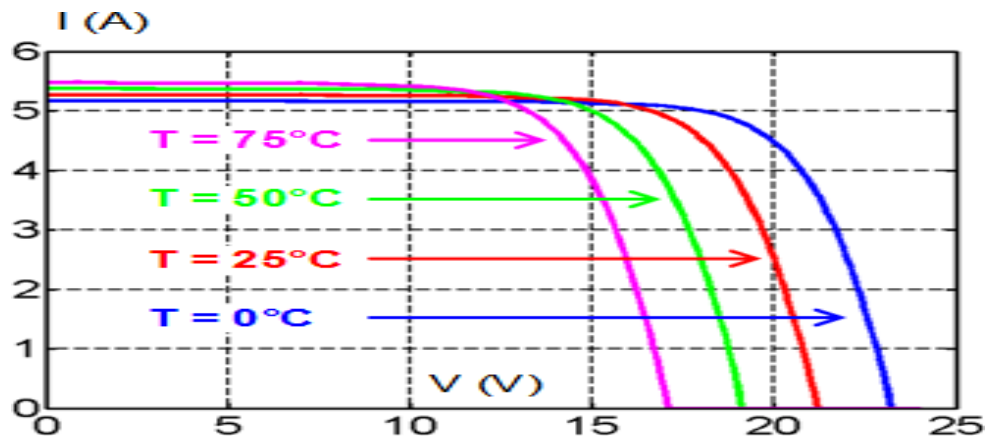


Figure I.8: la température sur les caractéristiques.

I.6 Type des modules solaires

Les différents matériaux utilisés Un des facteurs qui influence le rendement d'une cellule photovoltaïque est la qualité des matériaux utilisée dans sa fabrication. Leur rendement peut aller de 17% environ pour les plus efficaces à moins de 10% pour les moins efficaces.

Il y a 3 types de matériaux qui sont largement utilisés dans l'industrie du photovoltaïque. Ils sont tous issus du silicium qui est un semi-conducteur.

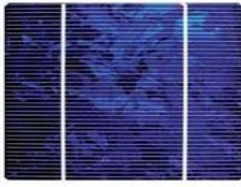
Le silicium Mono cristallin, il est fabriqué avec du silicium fondu que l'on refroidit pendant plusieurs heures, on obtient ainsi un cristal que l'on découpe à l'aide d'une scie diamantée en tranche de 300µm à 400µm. Ce type de matériaux permet d'atteindre un rendement de 15% à 18%, il peut produire beaucoup d'énergie sur un petit espace (environ 150Wc/m²) et a une durée de vie de 25 ans. Cependant sa fabrication est celle qui coûte le plus chère, sa pose est complexe et il ne fonctionne qu'avec un fort ensoleillement

Le silicium Poly cristallin, c'est le matériau le plus utilisé. Il est fabriqué de la même façon que le monocristallin sauf que l'on refroidit beaucoup plus rapidement le silicium créant ainsi plusieurs cristaux (contrairement au silicium monocristallin). Il produit environ 100 WC/m² et possède un rendement de 10% à 14%. Il a l'avantage d'être moins cher que le silicium monocristallin pour la même durée de vie.

Le silicium amorphe, ce matériau est construit à partir d'un substrat de verre. Il est généralement utilisé sur des appareils ne demandant pas une grosse quantité d'énergie tel que les calculatrices ou les montre "solaires".

Il existe plusieurs autres matériaux pour la fabrication de cellules photovoltaïques comme le CdTe qui est un alliage de tellure et de cadmium ou encore le CGIS qui est un alliage de cuivre, d'indium et de sélénium auquel on a rajouté du gallium. Ces nouveaux matériaux semblent prometteurs mais ils occupent une place négligeable du marché et en sont encore au stade expérimental [8], comme le tableau (I.1) la présente

Tableau I.1 : Récapitulative de type des modules solaire.

Technologie	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe
Cellule et module			
Caractéristiques	Très bon rendement : 14 à 20% Durée de vie : Importante (25ans) Cout de fabrication : Elevé Puissance : 100 à 150 WC /m² Rendement faible sous Un faible éclairement Pert de rendement avec l'élévation de la température Fonctionne qu'avec un fort ensoleillement Couleur bleu uniforme	Bon rendement : 11à 15 % Durée de vie : Important (25ans) Cout de fabrication : meilleur marché que les modules monocristallins Puissance : 100Wc/m² Rendement faible sous un faible éclairement Pert de rendement avec l'élévation de la température Possède une meilleure résistance à une haute de température	Rendement faible : 5à9% Durée de vie : Assez importante (20ans) Cout de fabrication : Peu onéreux par rapport aux autres technologies Puissance : 50Wc /m² Rendement faible en plein soleil Une meilleure résistance à une haute de température Fonctionner même avec un éclairage faible Utilisable en modules souples
Partdemarché	43%	47%	10%

I.7 Domaines d'application de l'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est exploitée dans une large gamme d'applications :

- Electrification rurale (éclairage, réfrigération...).
- Télécommunications (relais hertzien, relais T.V., relais radiotéléphone...).
- Pompage.
- Signalisation (routière, aérienne, maritime...), détection.
- Protection (commandes de vannes de sécurité, système d'alarme...).
- Stations de mesures (stations automatiques météorologiques, mesures de débit, de Niveau, comptage de trafic), ...etc.

I.8 Modes d'exploitation d'un système photovoltaïque

On distingue trois modes d'exploitation d'un système PV : autonome, connecté au réseau et hybride.

I.8.1 Mode autonome

En mode autonome, le générateur photovoltaïque représente la seule source d'énergie électrique pour alimenter des récepteurs. Ce mode est adopté lorsque le réseau n'est pas disponible ou lorsque le fonctionnement des récepteurs dépend uniquement du fil de soleil (pompage, éclairage, climatisation, chauffage, etc.). La figure suivante explique ce mode[1].

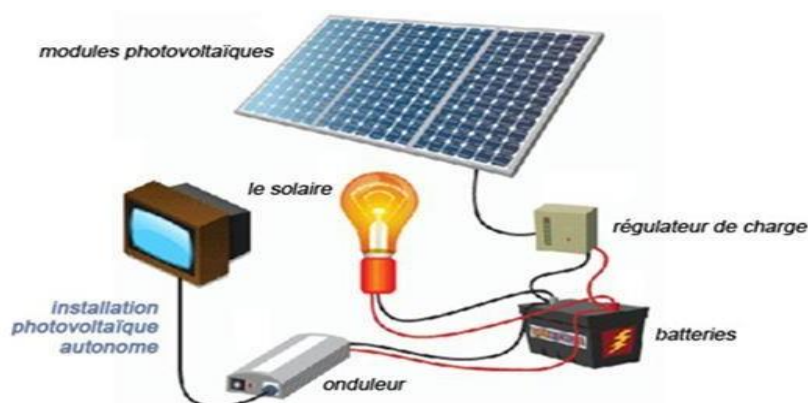


Figure I.9 : Schéma d'un système photovoltaïque en mode autonome [9].

a) Pompage de l'eau

Dans ce cas d'application, le fonctionnement se fait généralement au fil du soleil. Ainsi, le module PV alimente directement une pompe à travers un onduleur ; et ce tant que la puissance de sortie du module est capable de faire fonctionner la pompe.

Ce mode est plus efficace lorsqu'un stockage de l'eau est toujours possible. Un système de pompage d'eau peut être représenté par la figure I.11ci-contre.

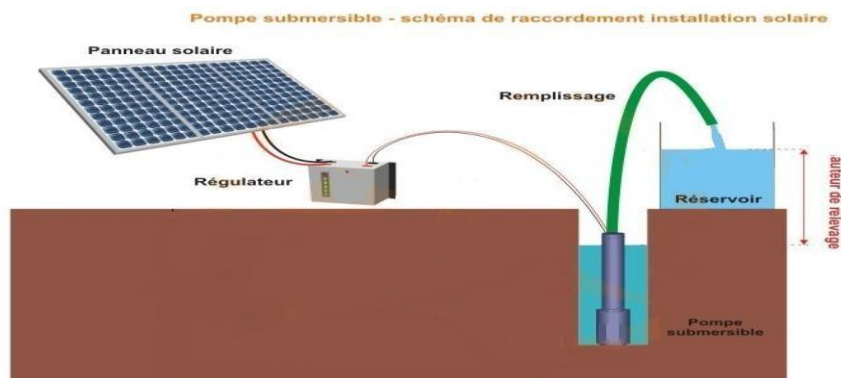


Figure I.10 : schéma d'un système photovoltaïque en mode autonome (pompage).

b) Centrales photovoltaïques

Une centrale photovoltaïque est un ensemble de modules photovoltaïques connectés en séries ou en parallèles en vue de délivrer une puissance élevée.

Ce type de centrales est généralement utilisé pour l'électrification des régions éloignées du réseau et avec le minimum de coût. L'énergie offerte par les modules photovoltaïques passe par un étage hacheur et MPPT pour tirer le maximum d'énergie, un filtre et un onduleur ce qui garantit une énergie délivrée en continue et en alternatif. La figure suivante donne le Principe de ces centrales.



Figure I.11: Schéma d'un système photovoltaïque en mode autonome (centrales).

I.8.2 Mode connecté au réseau

Dans ce mode, le module PV est connecté au réseau électrique. Le système photovoltaïque est muni de convertisseurs de puissance pour adapter l'énergie produite

par les modules PV. Ces convertisseurs sont composés d'un hacheur muni d'un MPPT, d'un filtre, d'un onduleur et d'une électronique appropriée pour assurer l'adaptation en amplitude et en fréquence avec le réseau (accrochage au réseau) comme le montre la figure suivante.

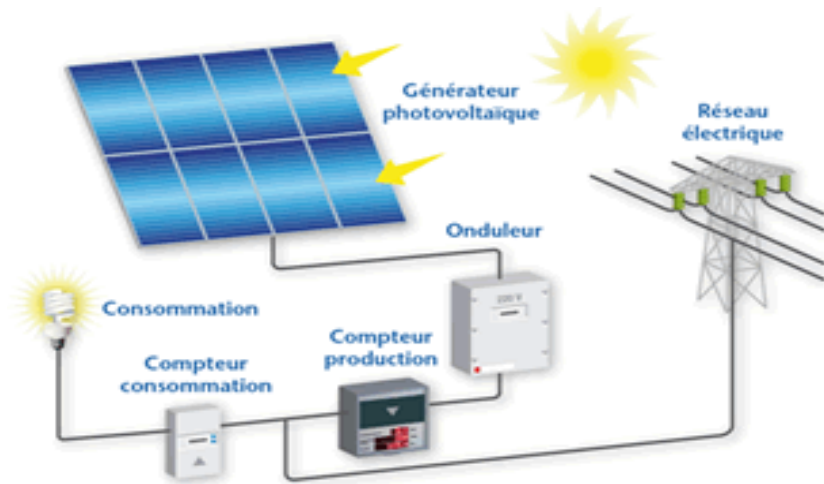


Figure I.12 : mode d'exploitation d'un système photovoltaïque (connecté au réseau) [9].

I.8.3 Mode hybride

Un système d'énergie hybride comporte plus qu'une source d'électricité tel que les modules photovoltaïques, les piles à combustibles, les générateurs éoliens, les batteries de stockage, les groupes électrogènes...etc. Ce type d'installation est utilisé pour l'électrification des régions loin du réseau.

Il existe plusieurs configurations de ces systèmes :

- PV/thermique
- PV/batterie
- PV/piles à combustibles
- PV/éolienne/batterie
- PV/éolienne
- PV/groupe électrogène.

Le choix se base essentiellement selon les caractéristiques météorologiques du site d'implantation. Les systèmes hybrides connectés au réseau ont pour but de renforcer la source principale d'électricité alimentant le réseau. Ils sont généralement à base de

sources d'énergie renouvelables tel que : les modules photovoltaïques, les éoliennes, les piles à combustibles, les batteries de stockage, les groupes électrogènes (figure ci-dessous) [1].

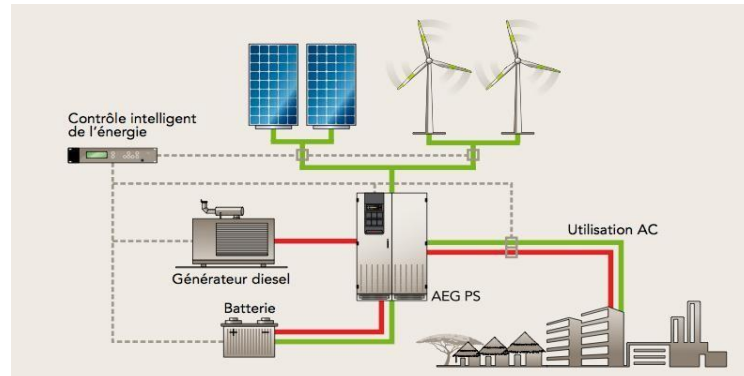


Figure I.13: Mode d'exploitation d'un système photovoltaïque (hybride).

I.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons rappelé quelques notions sur principe de photovoltaïque, et son application dans le domaine photovoltaïque. A cet effet nous avons constaté que l'énergie solaire est une énergie propre et disponible, type des modules solaires, Comparaison des trois principales technologies.

***Chapitre II :
Optimisation des
systèmes
photovoltaïques***

II.1 Introduction

Le coût élevé des générateurs photovoltaïques peut justifier l'ajoute d'un appareillage annexe, même sophistiqué, permettant de gérer au mieux l'énergie disponible. En particulier, sur la caractéristique courant-tension du générateur (qui dépend des conditions d'éclairement, de température, de vieillissement) il existe un point de fonctionnement où la puissance débitée est maximale. Par ailleurs, les systèmes de production d'électricité photovoltaïque produisent la plus faible quantité de polluants, pour augmenter l'efficacité de la production d'électricité les systèmes PV doivent être situés dans des espaces ouverts sans ombre, cependant en cas d'ombrage ou de dysfonctionnement, la puissance de sortie du système diminue de manière significative.

L'objectif de cette étude est de proposer une reconfiguration de la topologie du champ photovoltaïque en utilisant des commutateurs de connexions entre les modules pour assurer une production d'énergie efficace dans tous les scénarios d'ombrage, cette méthode est décrite pour trouver la topologie optimale, ainsi que de prouver l'efficacité des topologies existantes qui ont été contournée et reconfigurée, ce qui entraînant une augmentation de l'efficacité du champ. [10]

II.2 Optimisation via la commande MPPT

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) est une commande essentielle pour un fonctionnement optimal du système photovoltaïque. Le principe de cette commande est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α en l'amenant à la valeur optimale de manière à maximiser la puissance délivrée par le module PV, La chaîne de puissance ou un générateur photovoltaïque alimente une charge continue en une adaptation avec un convertisseur statique de type hacheur élévateur commandé par une MPPT peut être représentée comme l'indique la figure II.1

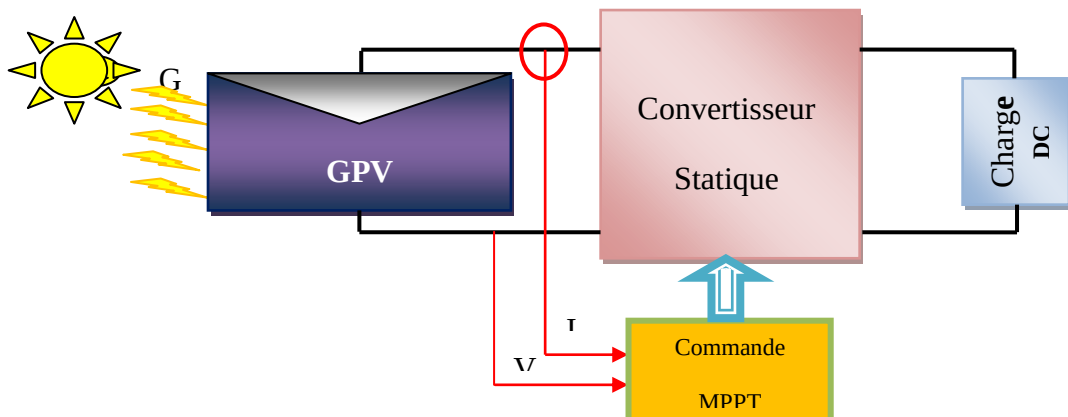


Figure II.1 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec hacheur

II.2.1 Principe de fonctionnement de MPPT

Un MPPT, de l'anglais « Maximum Power Point Tracking » est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le module photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge chaque instant. Les figures (II.2, II.3) représentent la trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur [11].

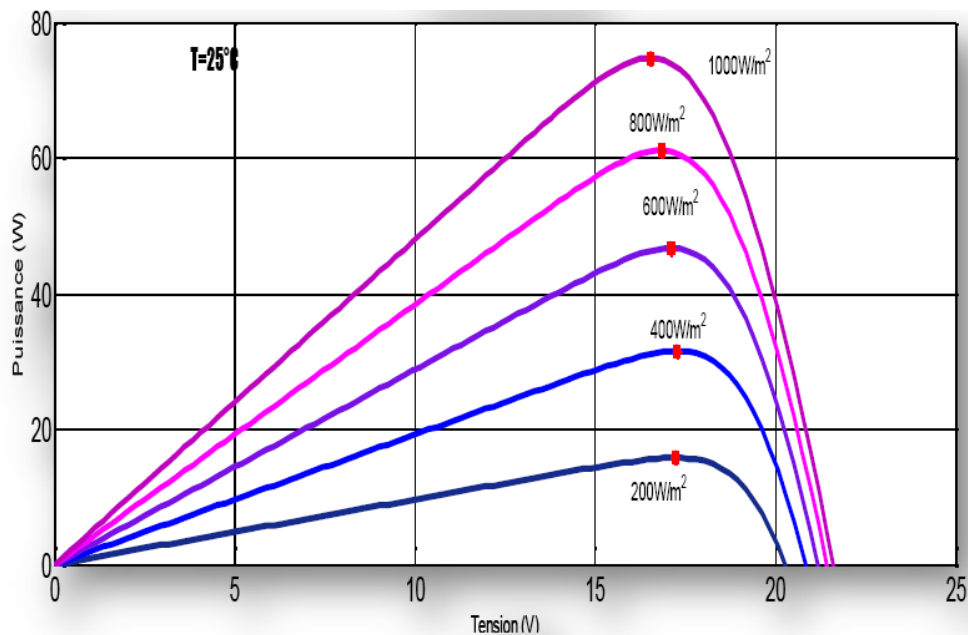


Figure II.2: La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM.

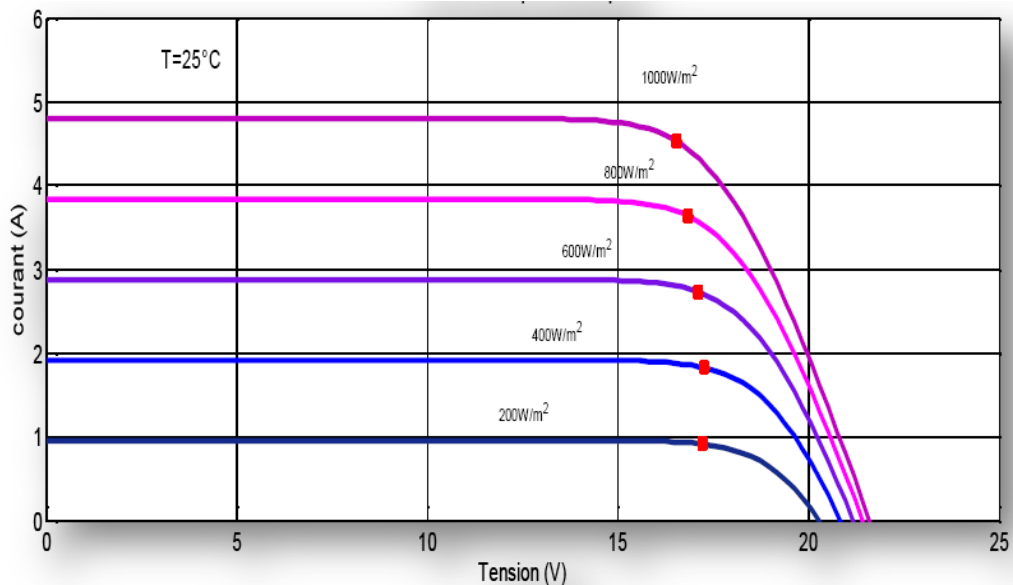


Figure II.3: La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM.

II.2.2 Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature

Diverses publications sur le fonctionnement des commandes de type MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différentes techniques MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative [11].

II.2.2.1 Algorithme de perturbation et observation P&O

La méthode P&O fonctionne en perturbant périodiquement la tension du module V_{PV} , avec une faible amplitude autour de sa valeur initiale (ΔV), et on observe la variation de la puissance P_{PV} qui résulte. Ainsi, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{PV} engendre un accroissement de la puissance P_{PV} c'est-à-dire $\Delta P > 0$, comme illustré dans la Figure II.4, la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP, et on continue à perturber la tension dans la même direction. Ceci va déplacer le point de fonctionnement jusqu'à atteindre le MPP.

Si au contraire, la puissance décroît, $\Delta P < 0$, le point de fonctionnement s'éloigne du MPP. Alors, on doit perturber la tension avec un signe algébrique contraire au signe précédent pour déplacer le point de fonctionnement jusqu'à atteindre le MPP.

A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau MPP [12].

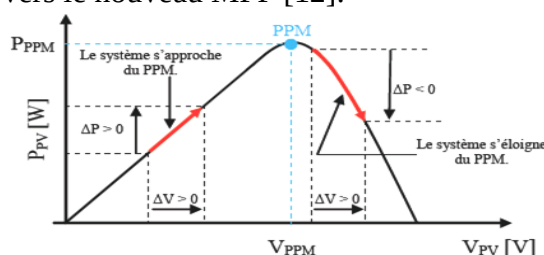


Figure II.4 : Application de l'algorithme P&O sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$ [12].

II.2.2.2 Algorithme de “Incrément de Conductance (IncCond)”

C'est une méthode basée sur la dérivée de la puissance de sortie du GPV par rapport à la tension V_{PV} du GPV qui doit être égale à 0 au point de puissance maximale (MPP) [11,12].

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}. \quad (\text{II.1})$$

Au PPM ces deux membres doivent être égaux. Si le point de fonctionnement n'est pas sur le PPM, alors une inégalité apparaît dans l'équation (3.1). Ceci indique que la tension de fonctionnement est au-dessus ou au-dessous de la tension optimale comme montré dans la Figure II.5. Cette situation nous conduit aux équations suivantes :

$$\left. \begin{aligned} \frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} > 0 &\Rightarrow \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \text{ À gauche du PPM} \\ \frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} < 0 &\Rightarrow \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \text{ À droite du PPM} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.2})$$

- Si $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est à gauche de MPP, donc il faut augmenter la tension pour atteindre le MPP.
- Si $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est à droite de MPP, donc il faut diminuer la tension pour atteindre le MPP.
- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I = 0$ on a les conditions atmosphériques qui n'ont pas changées et le MPPT fonctionne toujours au MPP.
- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I > 0$, alors c'est l'ensoleillement qui a augmenté, ceci exige au INC-MPPT d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver le MPP.
- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I < 0$ c'est l'ensoleillement qui a diminué, ceci exige au INC-MPPT de diminuer la tension de fonctionnement pour retrouver le PPM.

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance (I_{PV}/V_{PV}) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$).

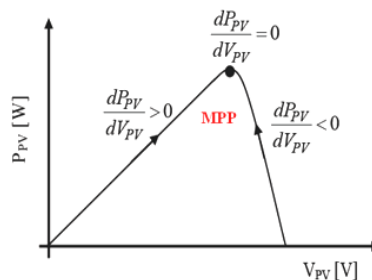


Figure II.5 : Méthode IncCond pour poursuivre le MPP [12]

II.2.2.3 Algorithme “Escalade de la Colline (Hill Climbing)”

La technique de contrôle nommée Escalade de la Colline ou *Hill Climbing* consiste à faire monter le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum.

Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s’arrête théoriquement quand le point de puissance maximale est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du module et la valeur du rapport cyclique D appliqué au convertisseur statique. Mathématiquement, le MPP est atteint lorsque dP_{PV}/dD est forcée à zéro par la commande, comme le montre la Figure II.6.

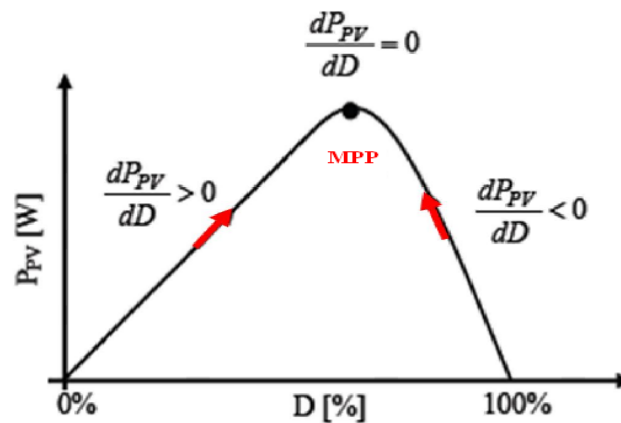


Figure II.6 : Relation entre P_{PV} et le rapport cyclique D de convertisseur statique [12]

II.2.3 Choix de l’Algorithme

Le Tableau II.1 montre la comparaison entre les différentes techniques MPPT dont nous avons rappelé les principes ci-dessus.

L’analyse de ces différentes méthodes de recherche montre que les performances d’une commande MPPT ne se résument pas à un seul paramètre η_{MPPT} qui est défini comme le rendement du MPPT.

Tableau II.1 Tableau comparatif entre les commandes MPPT [12]

MPPT	Rendement η_{MPPT}	Avantages	Inconvénients
P&O	81.5%-96.5%	-Une structure simple. -Implémentation facile. -Peu de paramètres de mesure.	- Présente des oscillations autour du MPP. -Perte occasionnelle de la recherche du MPP lors du changement rapide des conditions climatiques.
IncCond	89.9%-98.2%	- Il n'y a pas de pertes par rapport au MPP. -Ne présente pas de risques de divergence par rapport au MPP.	-Le temps d'exécution de l'algorithme est plus long car il est plus complexe.
Hill Climbing	95.5%-99.1%	-Simple à mettre en œuvre.	- Des oscillations autour du MPP en régime établi. -Perte occasionnelle de la recherche du MPP lors du changement rapide des conditions climatiques.

D'autres critères tels que le temps de réponse et son aptitude à fonctionner sur une large gamme de puissance, sont importants pour évaluer les qualités de ce type de commande. Les divers essais extraits de la littérature selon [12] montrent que ce type de commande peut être performant dans certaines conditions mais ne permettent pas de dire que tel mode de recherche est plus performant qu'un autre, en revanche, ils donnent une estimation d'un rendement qui peut être élevé.

II.3 Optimisation par les méthodes de reconfiguration des modules PV

L'utilisation de systèmes photovoltaïques (PV) a considérablement augmenté ces dernières années comme une alternative viable à la convention des méthodes de production d'électricité. La réduction de la transmission et les pertes de distribution et la possibilité d'injection de l'énergie dans le réseau électrique sont également des facteurs attractifs pour leur utilisation, l'efficacité des systèmes PV est profondément influencée par les situations météorologiques. Dans de nombreuses situations le module PV peut être inégalement éclairé en raison de l'ombrage causé par les nuages, les arbres, les bâtiments voisins et même des ombres causées par les modules du champ.

L'ombrage est un phénomène commun qui provoque la dégradation dans l'extraction de l'énergie dans les systèmes PV, dans une table partiellement ombrée, la puissance de sortie peut être inférieure à la somme des puissances de sortie individuelles de tous les modules. L'ombrage d'un seul module est capable de diminuer le courant résultant et par conséquent la puissance de sortie globale est réduite. [13]

Il existe plusieurs propositions pour réduire la dégradation d'énergie dans les systèmes partiellement ombrés, une solution commune est de connecter des diodes de dérivation, cette connexion empêche l'existence de faibles lignes de tension de sortie qui se comportent comme une charge sur toutes les autres lignes connectées en parallèle. [13]

Une approche différente réside dans les systèmes avec micro-onduleurs, où chaque module du champ est connecté à un onduleur avec un MPPT dédié (suivi de point de puissance maximum), bien que cette approche offre de très bons résultats, puisque chaque module PV fonctionne au point de fonctionnement optimal, son coût élevé est un inconvénient, des études récentes suggèrent la reconfiguration des connexions électriques du champ photovoltaïque. Dans le système de reconfiguration, les modules PV sont réarrangés dynamiquement pour maximiser la puissance de sortie [14,15]

La méthode de reconfiguration dépend du type de connexion entre les modules. L'une des plus communes topologies est la connexion série-parallèle (SP). Les modules PV dans ce cas sont connectés en série et les lignes résultantes sont connectées en parallèle. Dans une matrice SP, le processus de reconfiguration est basé sur la combinaison des modules ombrés, où les modules avec des niveaux d'éclairage similaires doivent être connectés en série et les lignes qui en résultent sont connectées en parallèle, la méthode de reconfiguration suggère que les modules du champ SP sont caractérisés par deux niveaux : entièrement éclairés et complètement sombres. Les modules complètement sombres sont retirés de la combinaison, les modules éclairés sont réarrangés, l'enlèvement des modules ombrés peut produire des arrangements asymétriques. Dans ces situations les colonnes de la matrice PV ont des niveaux de tension différents. Pour résoudre ce problème, des convertisseurs statiques peuvent être connectés aux lignes désactivées, pour modifier ses niveaux de tension, les systèmes de reconfiguration précités ont une caractéristique commune : l'élimination des pires cases de modules ombrés, encore une fois l'utilisation de convertisseurs de puissance statique est une solution possible, mais avec un coût élevé et la complexité de l'algorithme de contrôle. [15, 16].

II.3.1 Les différentes architectures de modules photovoltaïques

Les configurations des matrices de modules PV sont largement étudiées par des experts contemporains et universitaires, les six configurations de module suivantes sont couramment utilisées :

II.3.1.1 Connexion Série

Tous les modules PV sont connectés en série comme indiqué sur la figure II.7, bien qu'une configuration en série puisse augmenter la tension de sortie, si les modules subissent un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, la production de tension globale baisse substantiellement. [17, 18].

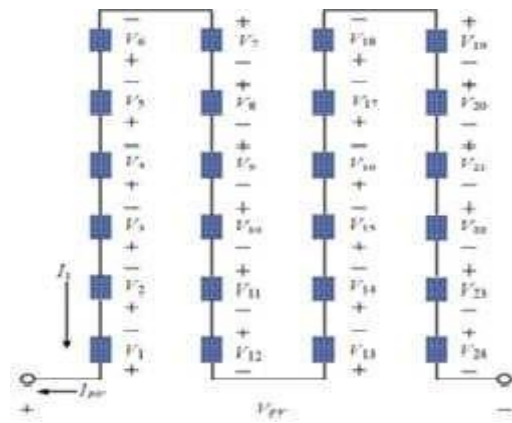


Figure II.7 : Connexion Série

II.3.1.2 Connexion Parallèle

Tous les modules PV sont connectés en parallèle comme représenté sur la figure II.8, bien qu'une configuration parallèle puisse augmenter le courant de sortie du module, si des modules subissent un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, la production du courant global diminue. [17, 18].

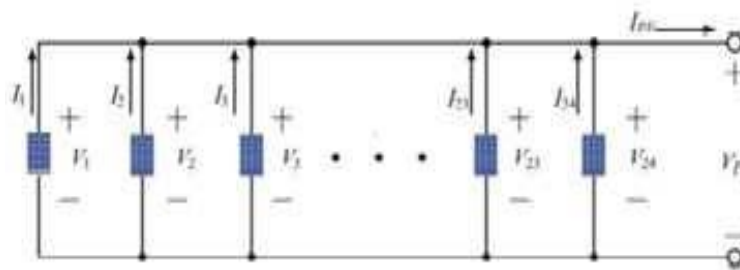


Figure II.8 : Connexion Parallèle

II.3.1.3 Connexion Série- parallèle (SP)

tous les modules PV sont d'abord connectés en série puis en parallèle comme indiqué sur la figure II.9, ce type de configuration peut augmenter la tension et le courant de sortie du module et le schéma de connexion est simple et facile à construire, par conséquent les tableaux en série-parallèle sont les configurations les plus utilisées, cependant quand une branche d'une série série-parallèle subie un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, le courant de sortie global diminue substantiellement.[17, 18].

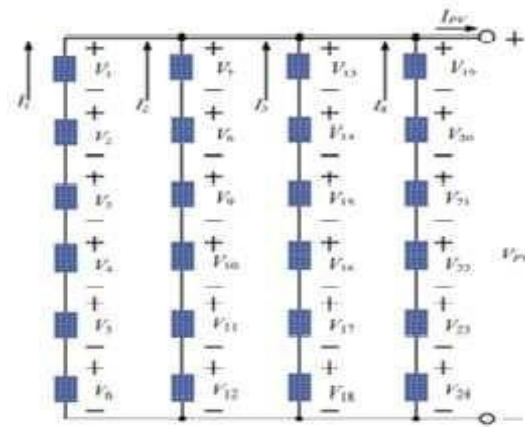


Figure II.9 : Connexion Série- parallèle (SP)

II.3.1.4 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »)

Tous les modules PV sont connectés en série puis croisés en parallèle comme indiqué dans Figure II.10, cette configuration implique un schéma dans lequel les modules sont connectés en parallèle puis en série. Plusieurs modules PV sont d'abord connectés en parallèle, puis ses modules parallèles sont ensuite connectés en série, ce schéma de connexion peut résoudre les inconvénients d'arrangement série et parallèle. [17, 18].

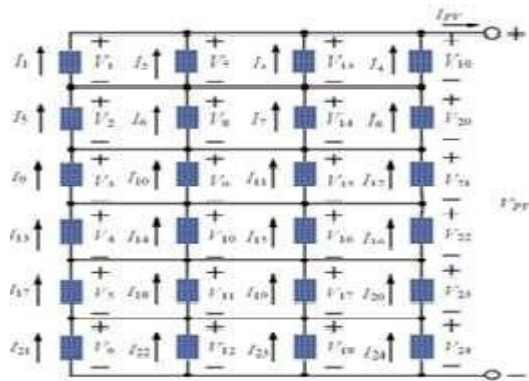


Figure II.10 : Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied : TCT)

II.3.1.5 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL ») :

Tous les modules PV sont connectés en utilisant une architecture de pont, comme il est montré sur la figure II.11, lorsque les configurations de ce type sont partiellement ombrées, les modules voisins sont également affectés et réduisant la tension et le courant de sortie global. [17, 18].

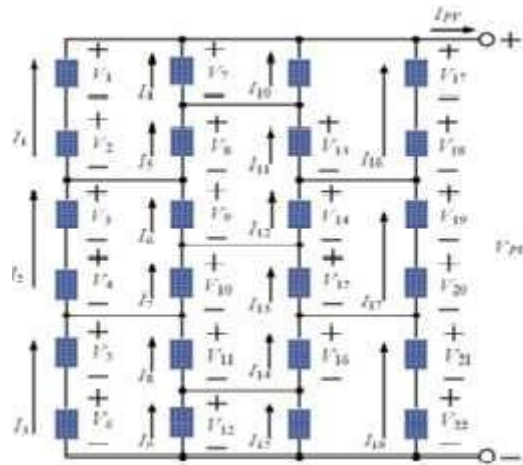


Figure II.11 : Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked : BL)

II.3.1.6 Connexion en nid d'abeilles (Honey comb «HC ») :

Tous les modules PV sont connectés dans une architecture de nid d'abeilles comme le montre la figure II.12 tel configurations peuvent réduire les pertes de puissance dans certains cas mais pas toutes les conditions d'ombrage, par conséquent ce schéma de connexion possède une robustesse insuffisante. [17, 18]

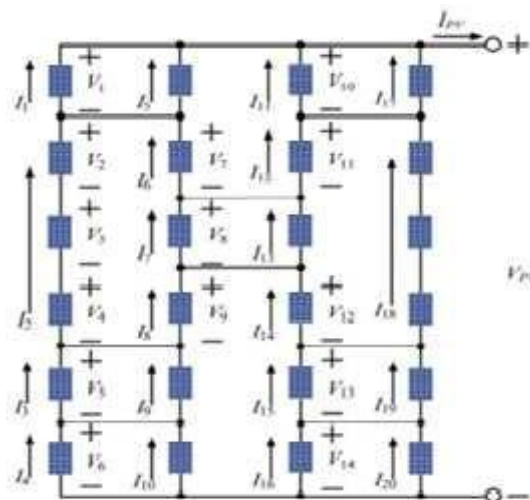


Figure II.12: Connexion en nid d'abeilles (Honey comb : HC)

II.3.2 Procédé de reconfiguration topologique

Cette partie traite les différents types de défauts qui se produisent dans un champ PV. Cela aussi décrit la méthode de reconfiguration de la topologie qui peut être utilisée pour trouver la topologie idéale dans des conditions d'ombrage.

II.3.2.1 Aperçu des types de défauts

Un aperçu des défauts du module est présenté pour expliquer leur effet sur les performances du module. La puissance d'un champ solaire idéal est la somme des pouvoirs de chaque module, dans ce cas le calcul de la tension et du courant du champ est assez simple. Cependant, dans la pratique la puissance continue disponible du réseau est sensiblement inférieure aux niveaux attendus. Ceci est attribué à divers types de défauts de module qui se produisent dans le champ solaire. Dans des conditions défectueuses telles que l'ombrage et la salissure, la reconfiguration de topologie peut être utilisée pour augmenter l'efficacité du champ. Cette section discute les majeurs types de défauts.

- **Incompatibilité du module**

Les modules photovoltaïques ont des caractéristiques électriques variables inévitablement causées par la variation dans les processus de fabrication. Le courant et la tension optimaux peuvent différer d'un module à autre dans un champ à un moment donné. Ces variations conduisent à une réduction de la puissance de sortie du réseau, en raison des contraintes imposées par la configuration électrique du champ. Les discordances de module font que les modules fonctionnent à un point sous-optimal sur la courbe courant-tension (I-V), réduisant ainsi la puissance de sortie du champ. Bien que les processus de fabrication soient améliorés, les désadaptations des modules doivent être considérées [19].

- **L'encrassement du Module**

La saleté du module est l'accumulation de saleté sur la surface d'un module PV, des chercheurs ont constaté que les effets de la souillure sont faibles (perte de puissance de 2,3%) pour les incidences de lumière directes mais deviennent significatives pour les grands angles: une perte de 8,1% a été observée sur le module lorsque la lumière était incidente à un angle de 56 degrés, fientes d'oiseaux aussi provoquer un effet dégradant important dû à leur blocage complet de la lumière sur une petite région, un module souillé entraîne une différence dans l'irradiance réelle reçue par le module, réduisant ainsi les performances du champ.[20]

- **Ombres**

L'ombrage est le phénomène dans lequel la surface du module PV est partiellement ou totalement bloquée du soleil. C'est une préoccupation très sérieuse dans les réseaux PV. Cela implique une réduction significative des performances du module s'il n'est pas traité à temps. Quand une cellule PV est ombrée, son courant généré par la lumière diminue réduisant le point de puissance maximale IMP actuel du module, pour une nuance totale c'est-à-dire 100% d'ombrage donne $ISC = IMP = 0$ et le module PV agit comme une diode, consommant plutôt que de produire du courant, le module ombré se réchauffe produisant un "point chaud". Ces points chauds peuvent conduire à l'échec du module réduisant ainsi considérablement l'efficacité du champ, lorsqu'un module ombré est connecté à des modules non ombrés dans une configuration série parallèle, le courant de la chaîne constituée du module ombré est contraint de fonctionner au courant réduit du module ombré, cela restreint le courant de la chaîne et donc la puissance disponible des autres modules non ombrés. Pour éviter cela les modules PV sont équipés de diodes bypass, les diodes de dérivation constituent un canal alternatif pour le courant et atténuer l'effet des divergences graves [21, 22].

- **Défaut de terre**

Un défaut à la terre se produit lorsque le module PV développe un chemin involontaire vers la terre, cela conduit à une tension réduite et une puissance de sortie qui peut être mortelle si la fuite des courants traverse une personne, les disjoncteurs de fuite à la terre (GFCI) peuvent détecter un très faible courant de fuite (6 mA) et l'arrêt du courant dans les 200 ms, bien qu'il existe des problèmes spécifiques liés à la détection des défauts à la terre DC, GFCI utilisé dans Les puces PV sont assez similaires aux appareils AC dans les salles de bains modernes. GFCI sont une technologie mature et sont mandatés pour tous les systèmes PV par les États-Unis 2008 Code national de l'électricité [23].

- **Défaut d'arcCC**

L'arc électrique continu (CC) est une étincelle provoquée par l'air ou un autre facteur diélectrique. Ça arrive sous deux formes : série et parallèle [24, 25]. Un arc de série se produit quand une connexion pause, laissant deux pilotes très proches les uns des autres. Ils peuvent se produire en jonction boîtes, aux connexions par câble entre les modules et dans les modules. Un arc parallèle peut se produire lorsque deux conducteurs de tension différents sont proches l'un de l'autre. Les arcs causent une inefficacité dans le

fonctionnement du champ et provoquent une défaillance des diodes de dérivation [26] et peuvent même provoquer des incendies. Les défauts d'ombrage et de salissure entraînent une diminution de la quantité d'irradiance reçue par le module et réduit sa puissance de sortie, les effets causés par la réduction de l'irradiance sont abordés dans cette recherche.

II.4 Conclusion

Nous avons discuté dans ce chapitre les différentes méthodes d'optimisation des systèmes photovoltaïque, tels que l'optimisation par les techniques de recherche de point de puissance maximale (MPP), ainsi les méthodes de reconfiguration des modules photovoltaïque.

On a expliqué les méthodes MPPT les plus rencontrés dans la littérature ainsi que les différentes architectures de modules photovoltaïques sans oublier les procédés et les principes de fonctionnement de la reconfiguration topologique d'un champ photovoltaïque. Nous allons fait des simulations via MATLAB Simulink des différentes techniques de reconfiguration des modules PV, la technique et l'algorithme utilisés pour déterminer la meilleure reconfiguration sont entièrement expliqués dans la section suivante.

***Chapitre III :
Simulation du système
Photovoltaïque***

III.1 Introduction

Un des problèmes fréquemment rencontrés lors de l'utilisation d'un système photovoltaïque est l'apparition du phénomène de désadaptation entre les modules constituant un générateur photovoltaïque, qui sont dus principalement aux phénomènes de l'ombrage partiel furtif ou permanent, du hot-Spot, du mismatch, du vieillissement et de la défectuosité prématurée des modules Photovoltaïques. Pour pallier à ce problème de désadaptation, plusieurs techniques ont été proposées sont rapportées dans la littérature, à l'image de : - la configuration du réseau de modules en SP, TCT, BL ou HC, la configuration optimale, la configuration dynamique intelligente (en temps réel), ...etc.

Dans ce travail, nous nous intéressons particulièrement à l'effet de l'ombrage, sur la production énergétique. Pour cela, plusieurs scénarios de l'ombrage seront discutés et traités et toutes les configurations possibles de modules PV seront étudiées.

Il est bien connu que la puissance électrique générée par un module photovoltaïque peut être fortement diminuée par rapport aux conditions optimales de production (point maximum de puissance) pour des conditions météorologiques données par de nombreux facteurs, tels qu'ombrage, mauvais fonctionnement du MPPT, déséquilibres, etc... Un module photovoltaïque (PV) consiste en l'association série de plusieurs cellules PV. Ainsi, si toutes les cellules sont identiques, la courbe $I - V$ résultante sera aisément déterminée en sommant les tensions de chaque cellule. Sous des conditions réelles de fonctionnement, si les cellules PV sont légèrement différentes les unes des autres ou si elles ne sont pas uniformément éclairées, la courbe $I - V$ résultante n'est pas facilement calculable et dépend alors d'une combinaison complexe du comportement individuel de chaque cellule. Plusieurs travaux présentent des modèles mathématiques permettant de calculer les effets de cellules non identiques ou non soumises aux mêmes conditions au sein d'un module.

Ombrager d'une partie d'un module PV a de dramatiques conséquences sur sa courbe puissance, tension (P-V) et ce, même si une très faible partie du module ou de la cellule est à l'ombre, une diminution importante de la puissance produite en est alors la conséquence. Cet ombrage partiel peut être dû à des cheminées, à des arbres ou à d'autres parties de construction.

Une attention toute particulière doit être portée sur ce problème sous peine d'une forte réduction de la productivité des systèmes rendant moins attractif le photovoltaïque d'un point de vue économique et ce en particulier dans le cas de systèmes PV intégrés dans le bâti [1].

III.2 Matériels et Résultats de Simulation

Pour réaliser cette simulation, nous avons utilisé les équipements suivants :

- 9 Modules PV de puissance 250 Wc type SunPower SPR -20-250-BLK.
- 9 diodes bypass.
- 4 commutateurs.

III.2.1. Modèle des modules PV

D'abord nous allons mettre 9 modules PV (3x3) trois branches chaque branche contienne 3 modules série de mêmes caractéristiques et dans les condition standards ($E=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ$) dans Matlab (2018) Simulink.

Les caractéristiques du système photovoltaïque solaire sont présentées dans le tableau III.1, et le réglage des paramètres du générateur photovoltaïque est illustré à la figure III.2. Pour la logique du commutateur permettant de modifier la configuration du générateur photovoltaïque, la logique «0 » a été défini comme un circuit ouvert et la logique «1 » a été défini comme un circuit fermé, comme illustré à la figure III.3. Des paramètres tels que la tolérance, la puissance de crête, la tension de circuit ouvert, la tension maximale de l'alimentation, le courant de court-circuit, le courant maximal de l'alimentation et le facteur de remplissage FF étaient les valeurs initiales des simulations. Ces paramètres contribuent directement à la puissance finale.

Tableau III.1 Caractéristiques d'un PV solaire de type SunPower SPR -20-250-BLK.

Caractéristiques	Spécifications
Puissance maximale (Pmax)	249.952 W
Tension à puissance maximale (Vmax)	42.8 V
Courant à puissance maximale (Imax)	5.84 A
Tension en circuit ouvert (Voc)	50.93 V
Courant de court-circuit (Isc)	6.2 A

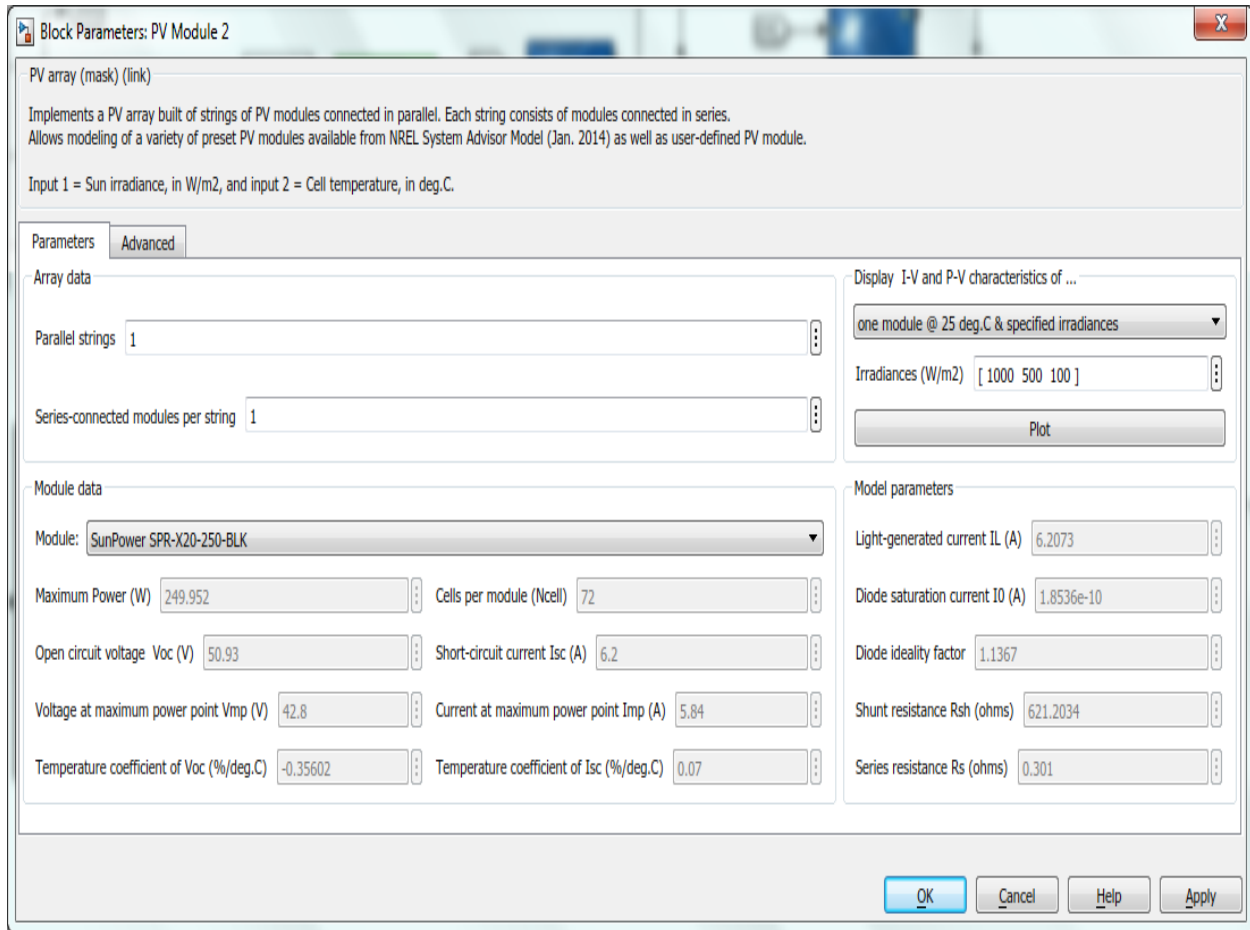


Figure III.1: Configuration des paramètres du tableau 1.

III.2.2 Puissance optimale et facteur de forme

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

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left(\frac{dI}{dV} \right)_M \quad (\text{III.6})$$

Quant au facteur de forme FF (dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou fill factor), il est défini par :

$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{III.7})$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe $I(V)$ par rapport à un rectangle (de longueur V_{co} et largeur I_{cc}) qui correspond à la photopile idéale. [30,31]

Après on va capturer et comparait la puissance maximale, la tension et le courant produit de chaque configuration dans des différents conditions d'ombrage.

Pour simuler l'ombrage on diminue la valeur d'éclairement pour le module ou modules désirée.

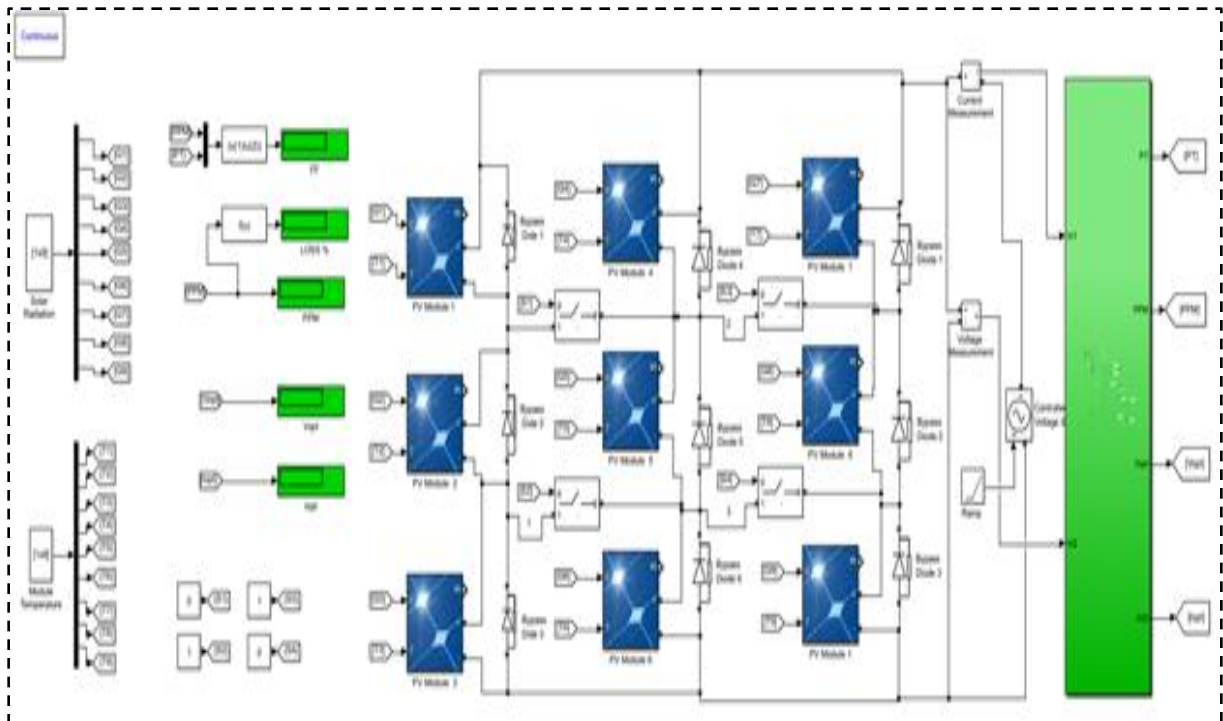


Figure III.2: schéma bloc de la simulation

III.3 Résultats Obtenus

- 1^{er} cas : Sans Ombre (dans les conditions standard)

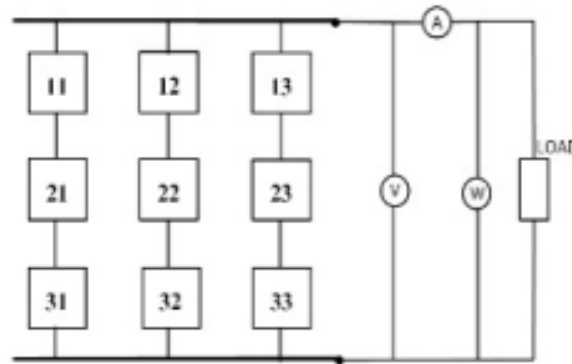


Figure III.2 : Condition standard STC

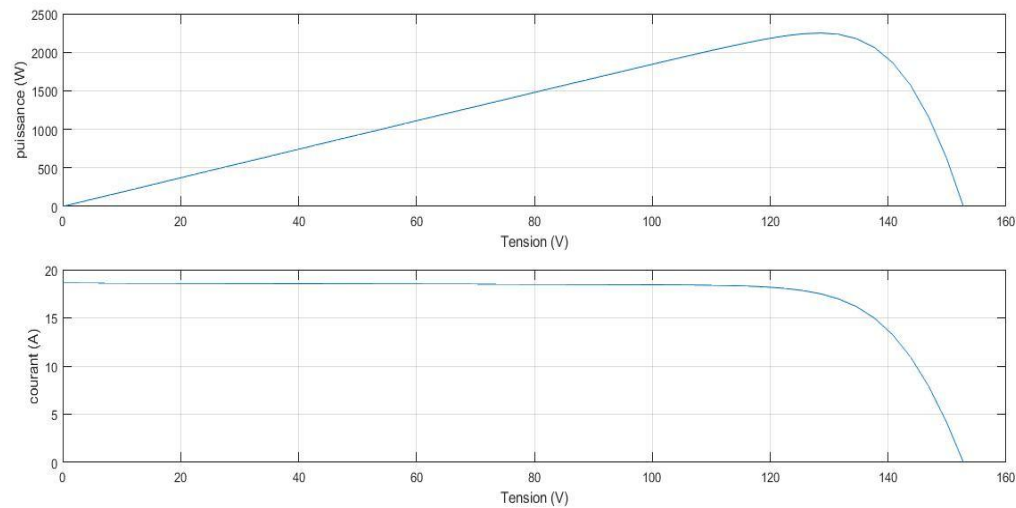


Figure III.4 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 1

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	2249	128.5	17.5	0.02	0,78
TCT	2249	128.5	17.5	0.02	0,78
BL	2249	128.5	17.5	0.02	0,78
HC	2249	128.5	17.5	0.02	0,78

On remarque que la valeur de la Pm et Vm et Im ne change pas dans toutes les configurations.

- 2^{ème} cas : L'ombre dans la 1^{er} module (module 1.1)

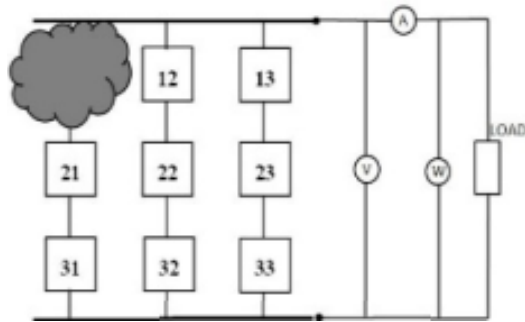


Figure III.5 : module 1.1 ombragé

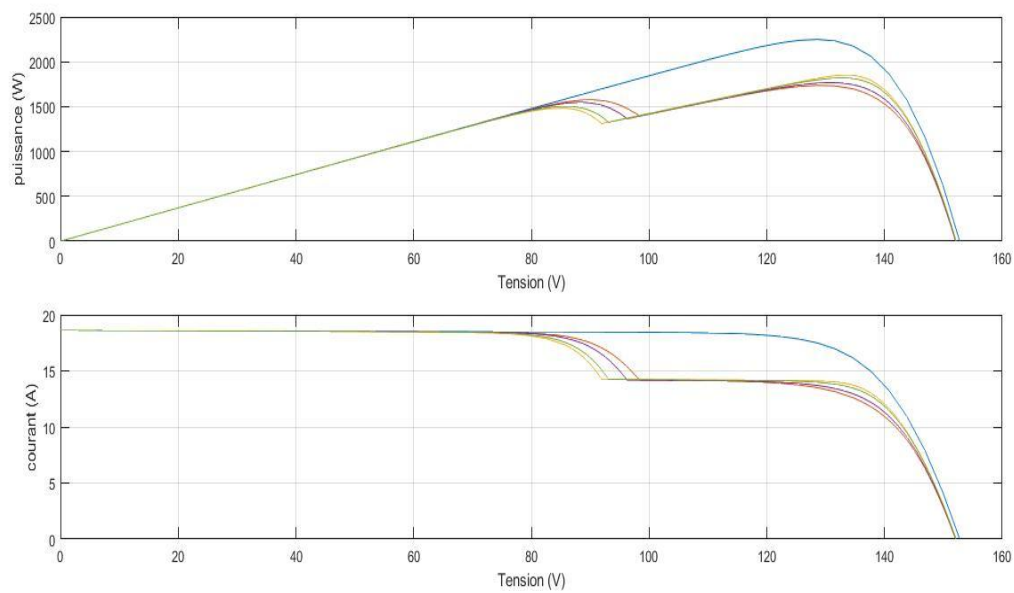


Figure III.6 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 2

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	1737	128.5	13.52	22.80	0,6
TCT	1850	134.6	13.74	17.80	0,64
BL	1767	131.6	13.43	21.46	0,62
HC	1818	131.6	13.82	19.21	0,63

On remarque que la valeur de la Pm change à chaque configuration ou la maximal puissance capturer dans la configuration TCT est la meilleure. On dit le même chose pour la tension la maximal tension produit et dans la configuration TCT mais pour le courant la configuration HC produite le maximal courant.

- 3^{eme} cas : dans ce cas les modules ombragés sont les modules 1.1 et 2.1

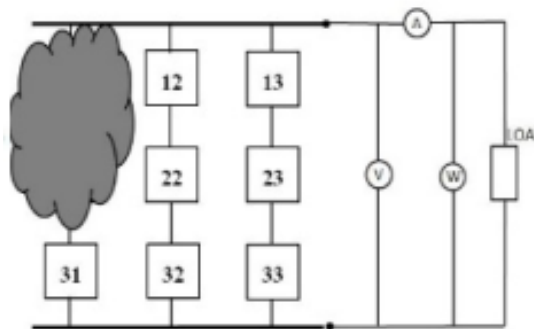


Figure III.7 : modules 1.1 et 2.1 ombragé

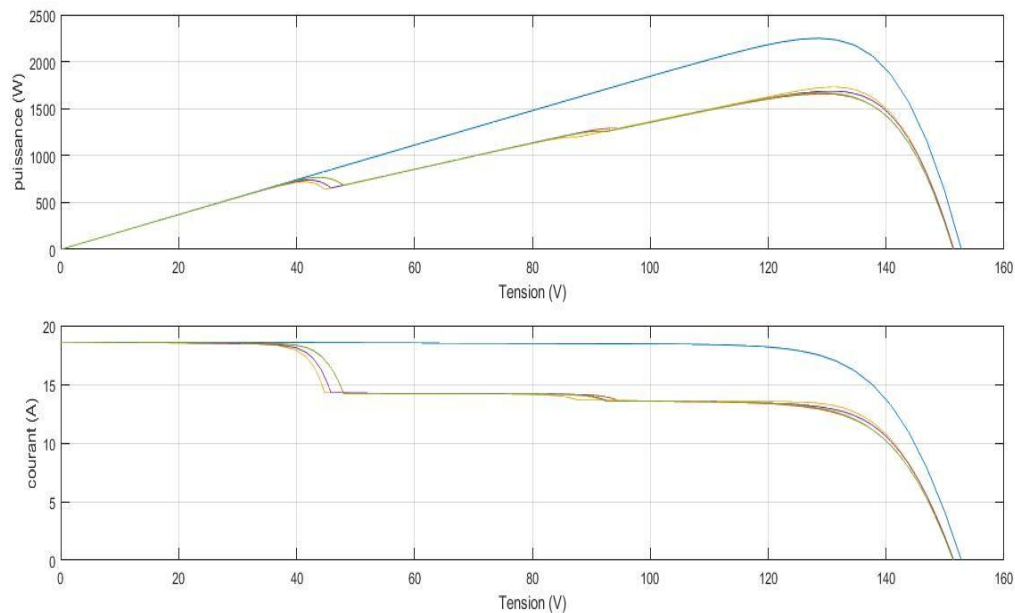


Figure III.8 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 3

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	1658	128.5	12.9	26.33	0,58
TCT	1729	131.6	13.14	23.15	0,6
BL	1686	131.6	12.81	25.06	0,59
HC	1668	128.5	12.98	25.88	0,58

On remarque que dans le cas de puissance la configuration TCT est toujours la meilleure et pour la tension, TCT et BL produit la meilleure et la même tension, pour le courant HC produit le maximal.

- 4^{eme} cas : dans ce cas l'ombrage est dans les modules 1.1 et 1.2

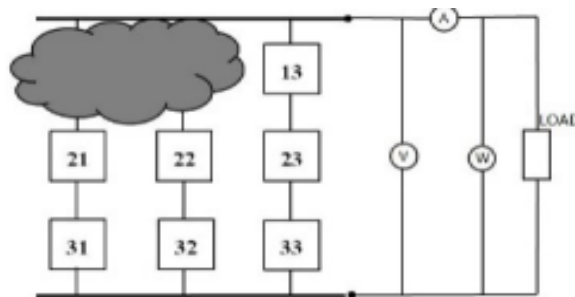


Figure III.9 : modules 1.1 et 1.2 ombragé.

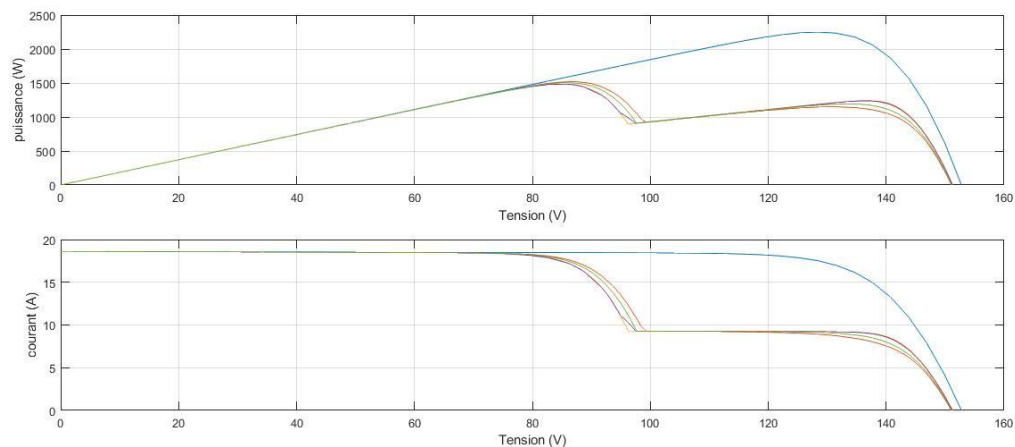


Figure III.10 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 4

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	1517	85.68	17.7	32.58	0,53
TCT	1484	85.68	17.32	34.05	0,52
BL	1484	85.68	17.32	34.05	0,52
HC	1504	85.68	17.55	33.17	0,52

Pour ce cas on remarque que par contre aux les autres pour la puissance et le courant la meilleure c'est la configuration SP et pour la tension toutes les configurations sont identiques.

- 5^{eme} cas : dans ce cas l'ombrage est dans les modules 1.1, 1.2, 2.1 et 2.2

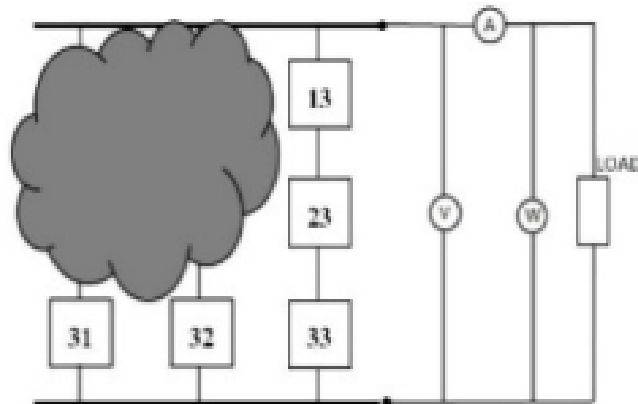


Figure III.11 : Modules 1.1, 1.2, 2.1 et 2.2 ombragé

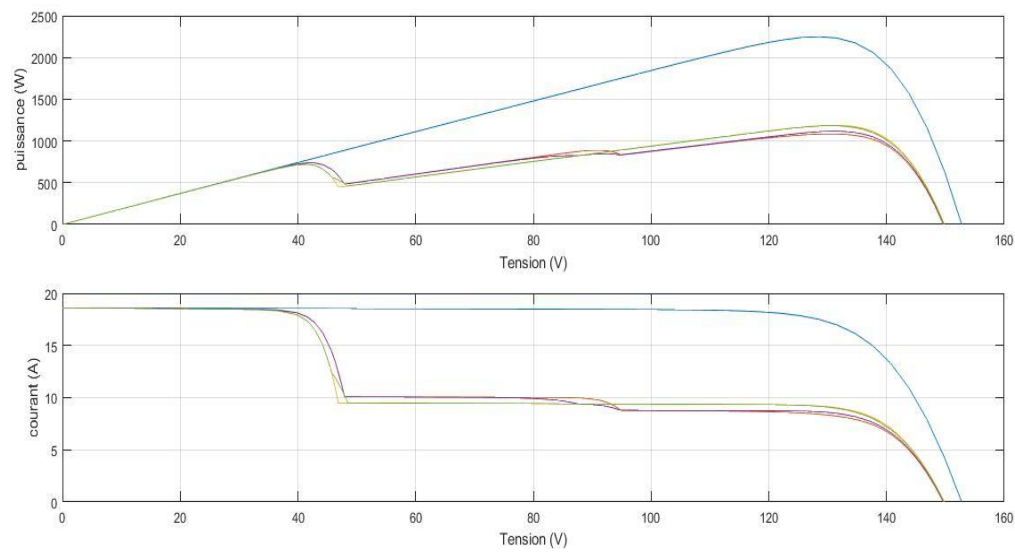


Figure III.12 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 5.

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	1106	131.6	8.40	50.84	0,38
TCT	1188	131.6	9.02	47.21	0,41
BL	1143	131.6	8.68	49.2	0,4
HC	1178	131.6	8.95	47.6	0,41

Pour ce cas on remarque que la puissance et la courant maximal est de la configuration TCT et pour la tension toutes les configurations sont identiques.

- 6^{eme} cas : dans ce cas l'ombrage est dans les modules 1.1, 1.2, 3.2 et 3.3.

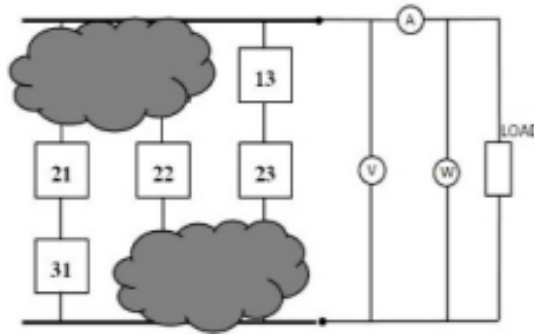


Figure III.13 : 1.1, 1.2, 3.2 et 3.3 ombragé

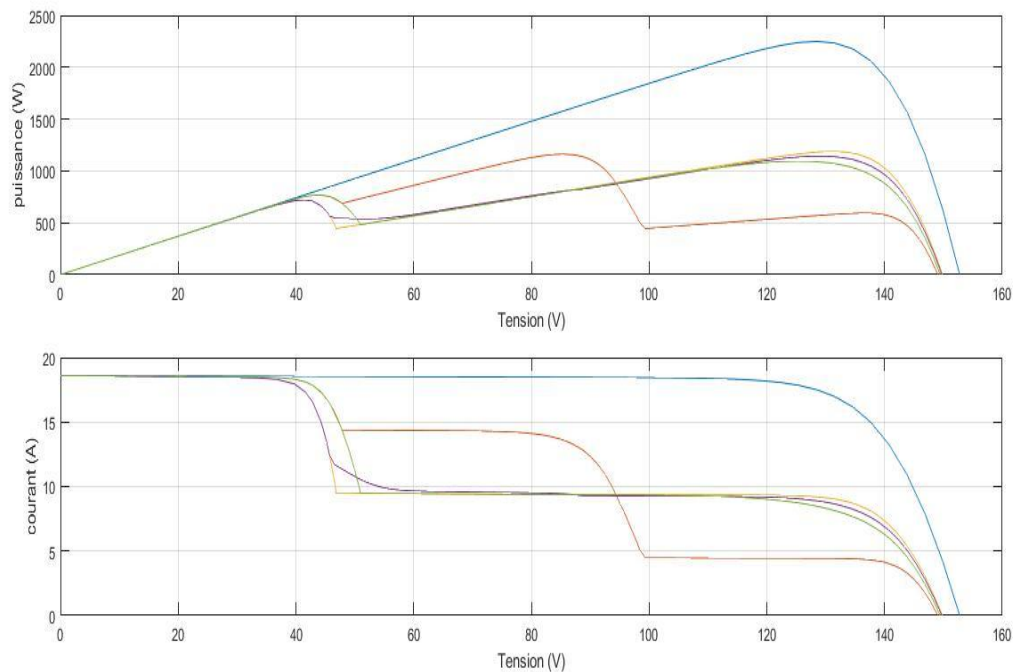


Figure III.14 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 6

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	1120	85.68	13.07	50.21	0,39
TCT	1188	131.6	9.02	47.21	0,41
BL	1166	131.6	8.86	48.17	0,4
HC	1099	125.5	8.75	51.17	0,38

On remarque que la configuration TCT produit la meilleur puissance et tension mais la configuration SP produit le meilleur courant dans ce cas.

- 7^{eme} cas : dans ce cas l'ombrage est dans les modules 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2 et 2.3

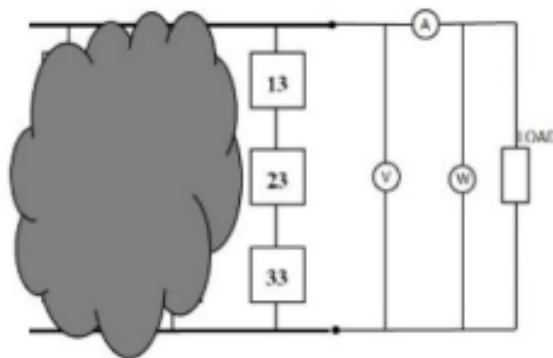


Figure III.15 : 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2 et 2.3 ombragé

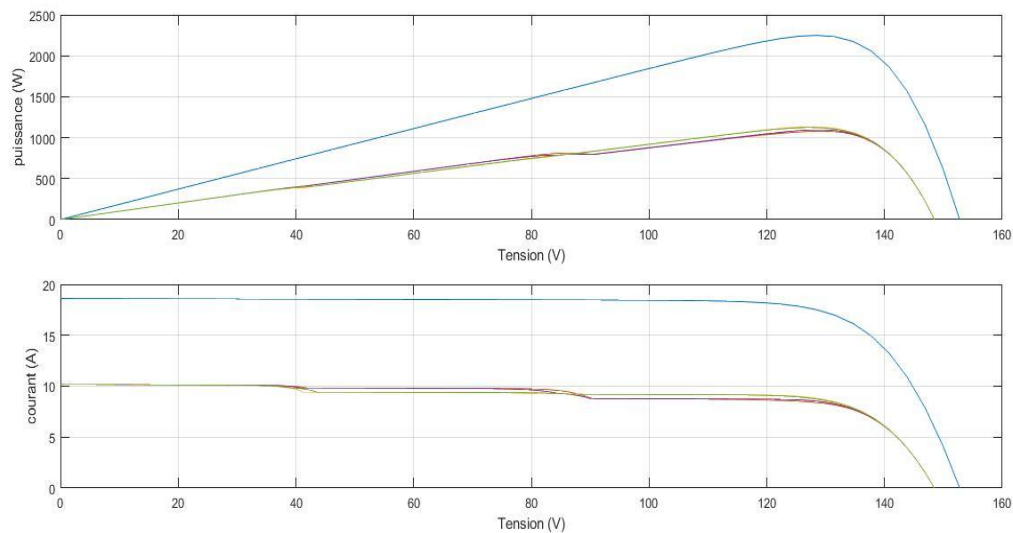


Figure III.16 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 7

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	1057	128.5	8.22	53.01	0,7
TCT	1086	128.5	8.45	51.72	0,72
BL	1063	128.5	8.26	52.77	0,71
HC	1073	128.5	8.34	52.33	0,71

On remarque que la configuration TCT produit le meilleurs puissance et courant mais la tension produit est le même pour toutes les configurations.

8^{eme} cas : l'ombrage est dans les modules 2.1, 2.2, 2.3 ,3.1 3.2 et 3.3

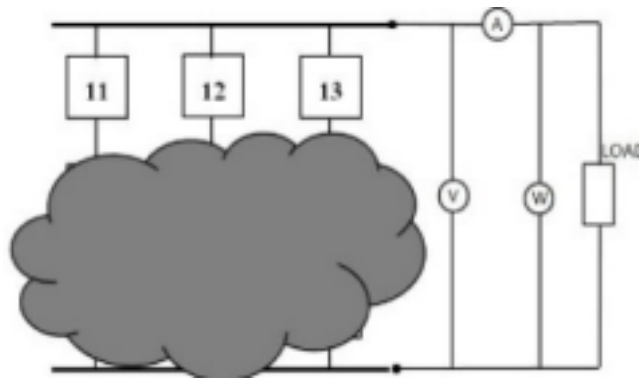


Figure III.17 : 2.1, 2.2, 2.3 ,3.1 3.2 et 3.3 ombragé

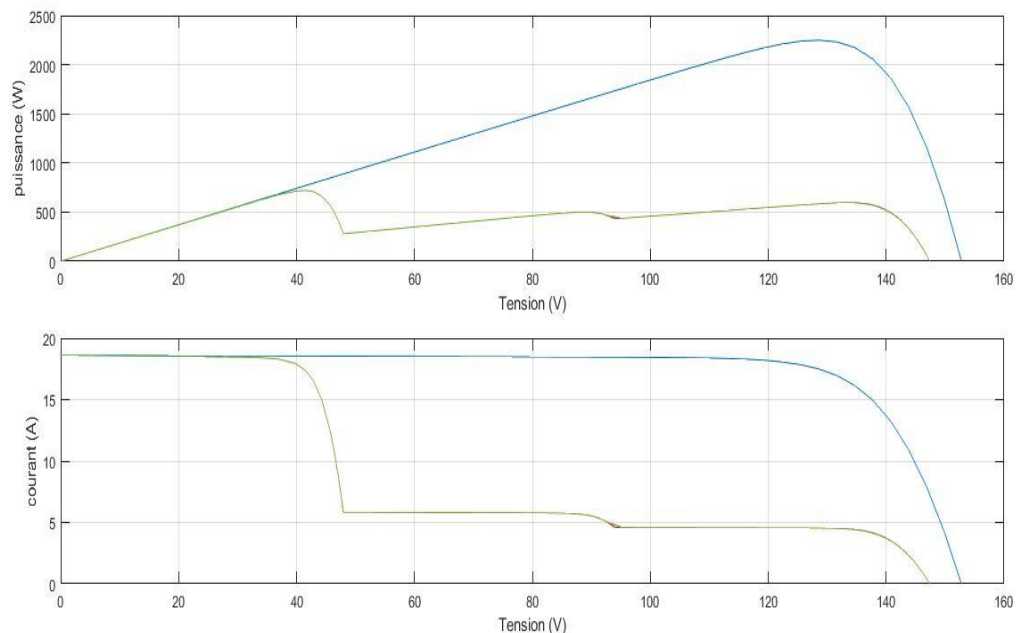


Figure III.18 : caractéristiques I-V et P-V pour cas 8

- La courbe bleu : Origine
- La courbe rouge : TCT
- La courbe mauve : HC
- La courbe vert : BL
- La courbe jaune : SP

Résultats :

Configuration	Pm	Vm	Im	Les pertes %	FF
SP	714	39.78	17.95	68.26	0,25
TCT	714	39.78	17.95	68.26	0,25
BL	714	39.78	17.95	68.26	0,25
HC	714	39.78	17.95	68.26	0,25

Pour ce cas on remarque que tous les résultats de puissance, tension et courant sont identique pour toutes les configurations.

III.4 Conclusion

D'après notre résultat de simulations dans ce chapitre, après avoir présenté et comparé les performances de toutes ces configuration PV dans le cas de l'ombrage partiel, chaque configuration de modules PV a ses propres avantages et limitations. Mais en générale la meilleure configuration est TCT par ce que cette dernière réduire les pertes de désadaptions des modules PV dans des conditions partiellement ombrées.

Ceci est dû aux modules PV agissent comme des générateurs de courants quand il y a un module ombrager dans une branche son courant diminue donc tous les autres modules dans la même branche produit le même courant faible donc la puissance va diminuer par contre dans la configuration TCT chaque module est indépendant aux autres donc quand un module est ombragé il n'effecteur pas les autres modules dans la branche.

Conclusion générale

Conclusion générale

Ces dernières années la consommation mondiale d'électricité évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie telles que l'uranium, le gaz et le pétrole diminuent en raison d'une grande diffusion et développement de l'industrie. Pour couvrir les besoins en énergie, des recherches sont conduites à l'énergie renouvelable. Une des énergies renouvelables qui peut accomplir la demande est l'énergie solaire photovoltaïque, c'est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite, c'est d'ailleurs ce qui explique que son utilisation connaît une croissance significative dans le monde.

L'utilisation d'énergie solaire comme source alternative d'énergie, souffre du coût élevé des cellules solaires, du faible rendement et de puissance intermittente selon la fluctuation des conditions atmosphériques. Par conséquent, n'importe quelle conception de système d'application d'énergie solaire, devrait prendre en compte ces inconvénients. Ce travail s'agit d'une contribution à l'optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque.

Les travaux présentés dans ce mémoire traitent plus particulièrement la problématique de l'apparition du phénomène de désadaptation entre les modules constituant un générateur photovoltaïque, qui sont dus principalement aux phénomènes de l'ombrage partiel furtif ou permanent, du hot-Spot, du mismatch, du vieillissement et de la défectuosité prématurée des modules Photovoltaïques.

Avant d'aborder la problématique de conversion, nous avons tout d'abord étudié le contexte et la problématique de l'énergie solaire photovoltaïque, ceci s'est avéré nécessaire pour acquérir une connaissance approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque. Nous avons établi des programmes de calculs sous l'environnement Matlab permettant de tracer la caractéristique I-V et P-V du panneau PV pour les différentes reconfigurations (SP, TCT, BL et HC) et de calculer la puissance maximale délivrée correspondante.

Pour mieux analyser les contraintes de l'exploitation d'un système photovoltaïque, nous avons présenté à la fin de ce travail de recherche les résultats obtenus d'une étude comparative entre les quatre reconfigurations.

Les résultats obtenus montrent que la reconfiguration TCT Contient la plus faible proportion de pertes énergétiques par rapport aux autres reconfigurations dans les plus parts de cas, donc à l'avenir, nous recommandons d'installer les centrales photovoltaïques en TCT pour moins pertes et nous espérons compléter notre étude sur la fabrication d'un système automatique afin de déterminer la structure optimale de manière spontanée en fonction de la zone d'ombre afin de réduire le plus grand pourcentage de pertes

Références bibliographiques

- [1] AMAMRA mohammed salah; DJEDIDI yahia 'mémoire de fin d'étude master : optimisation de la production d'un générateur photovoltaïque', kasdi merbah ouargla 2015.
- [2] DJOUNAIDI karim 'mémoire de fin d'étude master : etude d'un système photovoltaïque autonome', université de biskra 2013.
- [3] <http://energiespropres.e-monsite.com>.
- [4] <http://www.ef4.be/fr/pv/composants-dun-systeme/ensoleillement-belgique.html>.
- [5] GUESMIA mohamed takieddine 'mémoire de fin d'étude master : etude et dimensionnement d'un système pv pour une habitation saisonnière isolée', université de biskra, 2017.
- [6] Mlle BENHADDOUCHE nistrine fatima 'mémoire de fin d'étude master : la commande d'un système photovoltaïque d'un satellite', université abou belkaid-tlemcen 2014.
- [7] ANNE labouret. mchelviloz, energie photovoltaïque, 3eme édition dunod, paris, 2003, 2003, 2006.
- [8] BOUAOUNEOKBA 'mémoire de fin d'étude master : étude et conception d'un système photovoltaïque hybride', université de biskra 2017.
- [9] <http://projet3e.blogspot.com> et <http://misen.ma/sim/images/?sd>.
- [10] p.-l. l. the optimal configuration of photovoltaic module arrays based on adaptive switching controls kwei-hsiang chao ↑, bo-jyun liao department of electrical engineering, national chin-yi university of technology, no. 57, sec. 2, zhongshan rd., taiping dist., taichung 41170, taiwan.
- [11] s. a. TADJER, « etude d'un système de compensation d'harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque », mémoire de magister, université mouhamed bougara-boumerdes, algérie, 2008.
- [12] c. CABAL, « optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédiée à la conversion photovoltaïque », thèse de doctorat, université paul sabatier, toulouse iii, france, 2008.
- [13] e. h. s. RAUSCHENBACH, "ieee transactions on electron devices, vol. 18, no. 8, pp. 483–490, 1971.
- [14] p. s. b. PATNAIK, e. TRIMURTHULU, s. p. DUTTAGUPTA, and v. AGARWAL, "reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions," in proceedings of the 37th ieee photovoltaic specialists conference (pvsc '11), pp. 1859–1864, june 2011.

- [15] p. r. w. j. STOREY, and d. BAGNALL, "the optimized-string dynamic photovoltaic array," *ieee transactions on power electronics*, vol. 29, no. 4, pp. 1768–1776, 2014.
- [16] m. a. c. m. ALAHMAD, s. k. LAU, j. SHI, and j. NEAL, "an adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time," *solar energy*, vol. 86, no. 3, pp. 951–963, 2012.
- [17] h. p. WANG YJ, "an investigation on partial shading of pv modules with different connection configurations of pv cells," no. . *energy* 2011;36:3069–78.
- [18] m. b. RAMAPRABHA r, "a comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions," no. *int j photoenergy* 2012:1–16. article id120214.
- [20] f. SPERTINO and j. AKILIMALI, ", "are manufacturing i-v mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays," no. *ieee transactions on industrial electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4520 –4531, nov. 2009.
- [21] d. s. r. HAMMOND, a. HARRIS, k. WHITFIELD, and j. WOHLGEMUTH, and 1997., " "effects of soiling on pv module and radiometer performance,"" no. conference record of the twenty-sixth *ieee photovoltaic specialists conference*, 1997., pp. 1121 –1124,.
- [22] h. PATEL and v. AGARWAL, " "matlab-based modeling to study the effects of partial shading on pv array characteristics,"" no. *ieee transactions on energy conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 302 –310, , mar. 2008. 70.
- [23] v. QUASCHNING and r. HANITSCH, " "numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells,"" no. *solar energy*, vol. 56, no. 6, 1996.
- [24] nfpa 70: national electrical code, no. nfpa std., 2008.
- [25] g. GREGORY and g. SCOTT, " "the arc-fault circuit interrupter: an emerging product,"" no. *ieee transactions on industry applications*, vol. 34, no. 5, pp. 928 –933, 1998.
- [26] t. s. m. NAIDU, and s. GOPALAKRISHNAN, " "arc fault detection scheme for 42-v automotive dc networks using current shunt,"" no. *ieee transactions on power electronics*, vol. 21, no. 3, pp. 633 –639, may 2006.
- [27] h. HAEBERLIN and m. KAEMPFER, " "measurement of damages at bypass diodes by induced voltages and currents in pv modules caused by nearby lightning currents with standard waveform,"" no. in *23rd european photovoltaic solar energy conference*, 2008.
- [29] BELLIA, h.; youcef, r.; fatima, m. a detailed modeling of photovoltaic module using matlab. *nriag j. astron. geophys.* **2014**, 3, 53–61. [[crossref](#)]

- [30] LEKKRUASUWAN, a.; CHAITUSANEY, s.; eua-arporn, b. adaptive photovoltaic array configuration for alleviating impact of shading on power generation. in proceedings of the 2014 11th international conference on electrical engineering/electronics, computer, telecommunications and information technology (ecti-con), nakhon ratchasima, thailand, 14–17 may 2014; pp. 1–6. [[crossref](#)]
- [31] g. NOTTON, i. CALUIANU, i. COLDA, et s. CALUIANU, ‘influence d’un ombrage partiel sur la production électrique d’un module photovoltaïque en silicium monocristallin’, university of corsica, 29 mars 2010.