

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université A.MIRA-BEJAIA**



**Faculté de Technologie**  
**Département d'Automatique, Télécommunication et Electronique**  
**Filière : Electronique**  
**Option : Automatique**

Réf :.....

**Mémoire de Fin Cycle**  
**En vue de l'obtention du diplôme :**  
**MASTER**

**Thème**

**Etude et simulation du comportement d'un**  
**générateur photovoltaïque en présence de problème**  
**de désadaptation**

**Présenté par :**

- **IDIR Zahir**
- **ADRAR Amazigh**

**Encadré par :**

- **ADJATI Arezki**
- **TAZRARETH Farid**

**Soutenus le : 26/06/2016**

**Devant le jury composé de :**

- **M<sup>r</sup>. GUNOUNOU .W**
- **M<sup>r</sup>. HADJI**
- **M<sup>r</sup>. ADJATI .A**

**President**  
**Examineur**  
**Encadreur**

**Année universitaire 2015 -2016**



## *Remerciement*

*Toute notre parfaite gratitude et remerciement à Allah le plus puissant qui nous a donné la force, le courage et la volonté pour élaborer ce travail.*

*C'est avec une profonde reconnaissance et considération particulière que nous remercions nos encadreurs Mr. ADJATI Arezki et Mr. TAZRARETH Farid pour leurs soutiens, leurs conseils judicieux et leurs grandes bienveillances durant l'élaboration de ce projet.*

*Ainsi nous exprimons notre reconnaissance à tous les membres de jury d'avoir accepté de lire ce manuscrit et d'apporter les critiques nécessaires à la mise en forme de cet ouvrage. Enfin, à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin pour la réalisation de ce projet de fin d'étude.*



# *Dédicace*

*Je dédie ce travail à :  
Mon très cher Grand-père, ma très  
chère Grand-mère, mon très cher  
père, ma très chère mère  
Et mes frères,  
Ainsi qu'à toute ma famille et mes  
amis.*

*Zahir*

*Amazigh*

# Sommaire

# SOMMAIRE

Nomenclature.....	i
Liste des figures.....	iv
Liste des tableaux.....	vii
INTRODUCTION GENERALE.....	1
<b>CHAPITRE I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques</b>	
I.1. Introduction .....	3
I.2. Définition Générale .....	3
I.2.1. Le rayonnement solaire.....	3
I.2.2. Soleil .....	3
I.2.2. Caractéristique de rayonnement solaire .....	3
a)- L'atmosphère .....	3
b)- Masse d'air.....	4
I.2.3. Différents types de rayonnement .....	4
I.2.3.1. Le rayonnement direct .....	4
I.2.3.2. Le rayonnement diffus.....	5
I.2.3.3. L'albédo.....	5
I.3. La conversion photovoltaïque .....	5
I.4. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque .....	7
I.4.1. Circuit électrique équivalent .....	8
I.4.2. Paramètres électriques de la cellule photovoltaïque. ....	8
I.4.3. Influence des conditions atmosphériques et de certains paramètres sur comportement de la cellule PV .....	9
I.4.3.1. Influence de l'éclairement solaire .....	9
I.4.3.2. Influence de la température .....	9
I.4.3.3. Influence des résistances série et shunt .....	10
I.4.3.4. Influence du facteur d'idéalité et du courant de saturation .....	10
I.5. Structure d'un module photovoltaïque.....	11
I.5.1. Notion de Puissance Crête .....	12
I.5.2. Association série .....	12
I.5.3. Association parallèle .....	13
I.5.4. Déséquilibres au sein d'un générateur PV et effet de l'ombre.....	13
I.5.4.1. Déséquilibre au sein d'un groupement série .....	14

---

I.5.4.2. Protection par diodes parallèles (by-pass) .....	15
I.5.4.3. Déséquilibre au sein d'un groupement parallèle .....	15
I.5.4.4. Protection par diodes en série .....	16
I.6. Conclusion .....	17
<b>CHAPITRE II : Modélisation des systèmes photovoltaïques</b>	
II.1. Introduction .....	18
II.2. Modèles de la caractéristique I-V en polarisation directe .....	18
II.2.1. Cellule idéale .....	18
II.2.2. Modèle explicite .....	19
II.2.3. Modèle à une diode .....	20
II.2.4. Modèle à deux diodes .....	21
II.3. Désadaptation des modules PV .....	22
II.3.1. Occultations partielles du module solaire et point chaud « hot spot » .....	22
II.3.2. MISMATCH (ou disparité) électrique .....	24
II.3.3. Modèles de la caractéristique I-V en polarisation inverse .....	25
II.3.4. L'importance de la résistance shunt dans le problème de « hot spot » .....	25
II.3.5. L'influence de la résistance shunt et de l'occultation sur la courbe I-V .....	26
II.3.6. Puissance dissipée dans la cellule occultée .....	28
II.3.7. Occultation de plusieurs cellules .....	29
II.4. Différents modèles existant dans la littérature décrivant la caractéristique I-V inverse .....	30
II.4.1. Modèle de Hartman .....	30
II.4.2. Modèle de Spirito et Abergamo .....	30
II.4.3. Modèle de Pineda .....	31
II.4.4. Modèle de Bishop .....	31
II.5. La courbe I (V) .....	32
II.5.1. Puissance dissipée .....	32
II.5.2. Les cellules de type A .....	33
II.5.3. Les cellules de type B .....	33
II.6. Interconnexions considérables .....	33
II.6.1. Connexion série parallèle .....	34
II.6.2. Connexion parallèle série .....	34
II.7. Résolution de l'équation non linéaire I (V) .....	36

II.7.1. L'influence de l'occultation sur la puissance dissipée :.....	37
II.8. Conclusion :.....	37
<b>CHAPITRE III : Etude d'un générateur PV en présence de problème de désadaptation</b>	
III.1. Introduction.....	38
III.2. Mécanismes et modes de défaillances des systèmes PV.....	38
III.2.1. La fiabilité.....	38
III.2.1.1. Durée de vie et garantie fabricant.....	39
III.2.1.2. Les utiles statistiques.....	41
III.3. Le vieillissement accélère.....	41
III. 3.1. Tests de vie accélérés « ALT ».....	41
III.3.2. Essais aggravés « HALT ».....	41
III.3.3. Tests qualification « QT ».....	42
III.3.4. Tests-To-Failure « TTF ».....	42
III.4. Le retour d'expérience sur le PV.....	42
III.4.1. Les facteurs de stress environnementaux.....	42
III.4.1.1 La température.....	43
III.4.1.2. L'humidité.....	43
III.4.1.3. Le rayonnement.....	43
III.4.1.4. Le vent.....	43
III.4.1.5. La grêle.....	44
III.4.1.6. La neige.....	44
III.4.1.7. La poussière.....	44
III.4.1.8. L'homme.....	44
III.4.2. Mode de défaillance par l'ombre des cellules PV.....	45
III.4.2.1. Description de l'ombrage.....	45
III.4.2.2. L'ombrage partiel du module PV : connexion série et parallèles des cellules.....	45
III.4.2.3. Phénomène de l'ombrage.....	46
III.4.2.4. Phénomène de Hot Spot sur les cellules ombragées.....	46
III.4.3. Protections classique d'un GPV.....	48
III.4.3.1. Diode de by-pass.....	49
III.4.3.2. Diode anti-retour.....	49

---

III.4.4. Courbe I-V dans l'obscurité « Dark I-V ».....	50
III.4.5. Les zone de caractéristique I(V) d'un GPV.....	50
III.4.6. Choix des symptômes pour le diagnostic de défauts .....	51
III.5. Conclusion.....	52
<b>CHAPITRE IV : Simulation du comportement d'un GPV en présence de problème de désadaptation</b>	
IV.1. Introduction.....	53
IV.2. Méthode de simulation du comportement d'un module PV partiellement ombrage.....	53
IV.2.1. Structure générale et schéma bloc.....	55
IV.2.2. Caractéristique I-V direct où le module est totalement éclairé .....	56
IV.3. Simulation le cas d'étude.....	56
IV.4. Simulation et resultat.....	58
IV.4.1. Sans diodes by-pass.....	58
a) Une cellule ombragée, transmittance variable.....	58
b) Transmittance fixe, nombre de cellules ombragées variable.....	60
IV.4.2. Avec diodes by-pass.....	61
a) Une cellule ombragée, transmittance variable.....	62
b) Transmittance fixe, nombre de cellules ombragées variable.....	65
IV.5. Résultats et discussions .....	65
IV.5. Conclusion.....	66
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	67
BIBLIOGRAPHIE.....	68
ANNEXE .....	72

---



## Symboles et abréviations

$A$	: Facteur d'idéalité de la jonction.
$AM$	: Nombre de masse d'air.
$Bc$	: Bande de conduction
$Bv$	: Bande de valence.
$CTJ$	: Cellule Triple-Jonction.
$cF$	: Cellule ayant une caractéristique Forte.
$cf$	: Cellule ayant une caractéristique faible.
$c$	: La vitesse de la lumière.
$DIV$	: Dark I-V.
$E, E1$ et $E2$	: L'éclairement incident global ( $W/m^2$ ).
$E_g, E_s$	: Energie de gap pour le silicium cristalline 1.12 eV.
$E_{ref}/G$	: Irradiation de référence 1000 $W/m^2$ .
$E(T)$	: Quantification de l'espérance de vie.
$exp$	: Exponentielle.
$F_s$	: Transmittance de l'ombre.
$F(t)$	: La fonction de défaillance.
$GPV$	: Générateur photovoltaïque.
$Ga As$	: L'Arséniure de Gallium.
$h$	: La constante de Planck.
$I$	: Courant délivré par la cellule ou module PV (A).
$I_0$	: Courant de saturation de la diode (A).
$I_{01}$	: Courant de saturation dû à la diffusion (A).
$I_{02}$	: Courant de saturation dû à la recombinaison (A).
$I_d$	: Courant de diode (A).
$I_{d1}$	: Courant de diffusion de la jonction (A).
$I_{d2}$	: Courant de recombinaison de la jonction (A).
$I_{inv}$	: Courant consommé par la cellule en polarisation inverse (A).
$I_{mp}$	: Courant au point de puissance maximale (A).
$I_{obs}$	: Courant d'obscurité (A).
$I_{ph}$	: Photo-courant (A).
$I_{ph1}$	: Photo-courant des cellules normalement éclairées (A).
$I_{ph2}$	: Photo-courant des cellules ombragées (A).

$I_{sc}$	: Courant de court-circuit (A).
$I_s$	: Courant de sortie.
$I_{mpref}$	: Point de courant maximal en condition de test standard
$K$	: Constante de Boltzmann.
$K1$	: Facteur de correction.
$L_D$	: La longueur de diffusion.
$PV$	: Photovoltaïque.
$P_c$	: Puissance crête (W).
$P_i$	: Puissance lumineuse incidente (W).
$P_{mp}$	: Puissance maximale (W).
$PPM$	: Point de puissance maximale.
$P_{diss}$	: La puissance dissipée.
$P1, P2, P3, P4$	: Paramètres.
$Q$	: Taux d'occultation (d'ombrage)
$q$	: Charge élémentaire ( $1.602 \cdot 10^{-19}$ Coulomb).
$R(t)$	: La fonction fiabilité.
$r_s$	: Résistance série d'une cellule solaire.
$R_s$	: Résistance série d'un module PV.
$r_{sh}$	: Résistance shunt d'une cellule solaire.
$R_{sh}$	: Résistance shunt d'un module PV .
$r_i$	: Les résidus.
$STC$	: Conditions standards de test.
$S$	: La surface active de la cellule ( $m^2$ ).
$s$	: Rapporte aux quantités associées aux cellules occultées.
$T_c$	: Température de la cellule.
$T_j$	: Température absolue de la cellule.
$T_{ref}$	: Température de référence $25^\circ C$ .
$t_{Fi}$	: Le temps avant chaque défaillance.
$N_s$	: Nombre de modules en série.
$N_p$	: Nombre de modules en parallèle.
$N_1$	: Nombre de cellules normalement éclairées dans un module PV.
$N_2$	: Nombre de cellules ombragées dans un module PV.
$NOCT$	: Température de fonctionnement normal de la cellule ( $^\circ C$ ).

$N_F$	: Le nombre de défaillances.
$n$	: Le nombre des cellules du module photovoltaïque.
MPV	: Module PV.
MTTF	: Means Time To Faillure.
$m m_1 m_2$	: Facteurs d'idéalité.
$V_{oc}$	: Tension de circuit ouvert
$V_t$	: Tension thermique : $V_t = k \cdot T_c/q$ .
$V_{cF}$	: Tension cellule ayant une caractéristique forte.
$V_{mpref}$	: Point de tension maximale en condition de test standard.
$v_{inv}$	: Tension aux bornes de la cellule en polarisation inverse (V).
$x$	: L'exposant de Miller. $3 < x < 6$ .
ZCE	: Zone de charge d'espace.
$J$	: La Matrice jacobéenne.
$\lambda$	: Longueur d'onde.
$\gamma(t)$	: Le taux d'avarie instantanée ou taux de défaillance.
$\Delta V$	: La chute de tension.

## LISTE DES FIGURES

## Chapitre I :

<b>Figure I-1 :</b> <i>Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse [4]</i> .....	4
<b>Figure I.2 :</b> <i>Différentes composantes du rayonnement [5]</i> .....	4
<b>Figure I.3 :</b> <i>Schéma de principe de la conversion photoélectrique</i> .....	6
<b>Figure I.4 :</b> <i>Caractéristiques <math>I_{cell}=f(V_{cell})</math> d'une cellule photovoltaïque [10]</i> .....	6
<b>Figure I.5 :</b> <i>Circuit électrique équivalent d'une cellule PV</i> .....	8
<b>Figure I.6 :</b> <i>Caractéristiques <math>I(V)</math> et <math>P(V)</math> d'une cellule photovoltaïque</i> .....	8
<b>Figure I.7 :</b> <i>Caractéristiques <math>I-V</math> d'une cellule photovoltaïque pour différents éclairagements</i> .....	9
<b>Figure I.8 :</b> <i>Caractéristiques <math>I-V</math> d'une cellule photovoltaïque en fonction de la température</i> .....	10
<b>Figure I.9 :</b> <i>Influence de la résistance Série et de la résistance Shunt sur la caractéristique <math>I-V</math> d'une cellule PV</i> .....	11
<b>Figure I.10 :</b> <i>Influence du facteur d'idéalité et du courant de saturation sur la caractéristique <math>I-V</math> d'une cellule PV</i> .....	12
<b>Figure I.11 :</b> <i>Association de cellules photovoltaïques identiques en série</i> .....	13
<b>Figure I.12 :</b> <i>Association de cellules photovoltaïques identiques en parallèle</i> .....	13
<b>Figure I.13 :</b> <i>Domaines de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque</i> .....	14
<b>Figure I.14 :</b> <i>Groupement en série avec une cellule occultée</i> .....	14
<b>Figure I.15 :</b> <i>Schématisation d'un module PV avec diodes by-pass</i> .....	15
<b>Figure I.16 :</b> <i>Groupement en parallèle avec des cellules occultées</i> .....	16
<b>Figure I.17 :</b> <i>Générateur photovoltaïque avec diodes anti retour et diodes by-pass</i> .....	17

## Chapitre II :

<b>Figure II.1 :</b> <i>Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale</i> .....	18
<b>Figure II.2 :</b> <i>Schéma électrique équivalent du générateur PV selon le modèle à une diode</i> ..	20
<b>Figure II.3 :</b> <i>Schéma électrique équivalent du générateur PV selon le modèle à deux diodes</i> .....	21
<b>Figure II.4 :</b> <i>Effet du point chaud sur les modules photovoltaïques</i> .....	23
<b>Figure II.5 :</b> <i>Caractéristiques <math>I-V</math> de deux cellules PV différentes, et leur Caractéristique résultante</i> .....	23
<b>Figure II.6 :</b> <i>MISMATCH électrique</i> .....	24
<b>Figure II.7 :</b> <i>Caractéristique <math>I-V</math> de la cellule ombragée:(1), des cellules normalement éclairées du module PV:(2) et de tout le module partiellement ombragé:(1) +(2)</i> .....	25
<b>Figure II.8 :</b> <i>Puissance dissipée pour deux valeurs de résistance shunt</i> .....	26
<b>Figure II.9 :</b> <i>Schéma électrique réel d'une cellule solaire illuminée</i> .....	27
<b>Figure II.10 :</b> <i>Variation de la courbe <math>I-V</math> d'un module de 36 cellules dont une est occultée, avec <math>R_{sh}</math> comme paramètre</i> .....	28
<b>Figure II.11 :</b> <i>La puissance dissipée par une cellule occultée en fonction de coefficient d'occultation <math>F_s</math></i> .....	29
<b>Figure II.12:</b> <i>Les trois types de courbes <math>I-V</math> en polarisation inverse sous obscurité Selon PENIDA</i> .....	31
<b>Figure II.13 :</b> <i>Circuit équivalent d'une cellule PV polarisée en inverse selon Bishop</i> .....	32
<b>Figure II.14 :</b> <i>Connexion série parallèle des cellules</i> .....	34
<b>Figure II.15 :</b> <i>La puissance dissipée par la cellule occultée dans la configuration série Parallèle (type A) [25]</i> .....	34

<b>Figure II.16 :</b> La puissance dissipée par la cellule occultée dans la configuration Série parallèle (type B) [25].....	35
<b>Figure II.17:</b> Connexion parallèle série des cellules [25].....	35
<b>Figure II.18 :</b> La puissance dissipée de la mauvaise et des bonnes cellules, pour la même configuration parallèle série [25].....	36

## Chapitre III :

<b>Figure III.1 :</b> Courbe en baignoire du taux de panne $\lambda(t)$ .....	38
<b>Figure III.2 :</b> "Règle des 10" : Coût fictif de la découverte d'un problème de fiabilité en fonction des étapes de développement d'un produit.....	39
<b>Figure III.3:</b> L'impact et l'influence de la température sur le fonctionnement de module PV.....	40
<b>Figure III.4:</b> L'impact de dégradation par l'humidité sur fonctionnement des différents modules PV.....	41
<b>Figure III.5:</b> L'impact et l'influence de rayonnement sur le fonctionnement de module PV.....	41
<b>Figure III.6 :</b> B- Structure PV arrachée par le vent.....	41
<b>Figure III.7:</b> A-Module PV abîmé par la grêle.....	42
<b>Figure III.8:</b> A-Module PV couvert et ombrage par la neige.....	42
<b>Figure III.9:</b> Module PV couvert et ombrage par la poussière.....	42
<b>Figure III.10 :</b> (a) ombrage des panneaux par une cheminée de la maison, (b) fonctionnement de la cellule dans le 3 <sup>ème</sup> quadrant de la caractéristique I-V, à cause de l'ombre.....	44
<b>Figure III.11:</b> Module photovoltaïque avec une cellule touchée par l'ombre.....	44
<b>Figure III.12:</b> Effet de l'ombrage d'une seule cellule ombrée sur le module.....	45
<b>Figure III.13:</b> Cellule solaire avant et après l'effet de l'ombre avec une diode de bypass....	46
<b>Figure III.14 :</b> Courbe expliquant l'impact de la diode by-pass sur le GPV.....	46
<b>Figure III.15:</b> Module de 36 cellules protégées par deux diodes de by-pass [13].....	47
<b>Figure III.16:</b> Diode anti-retour placée à la sortie du string et avant la charge et la connexion des autres strings.....	47
<b>Figure III.17:</b> Caractéristique I (V) sous obscurité et sous éclairement.....	48
<b>Figure III.18 :</b> Les différentes zones de Caractéristique I(V) entre générateur et module Photovoltaïque.....	48
<b>Figure III.19:</b> Différents symptômes de la caractéristique I-V d'un module PV défaillant...	49

## Chapitre IV :

<b>Figure IV.1 :</b> Circuit électrique équivalent d'un module PV comportant des cellules Ombragées.....	52
<b>Figure IV.2 :</b> Diagramme pour le modèle de conception.....	53
<b>Figure IV.3 :</b> Schéma de simulation les caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON106/12.....	54
<b>Figure IV.4 :</b> les caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON I-106/12 SANS effet de l'ombre.....	54
<b>Figure IV.5:</b> Algorithme pour le calcul des courbes I -V sous ombrage partiel.....	57
<b>Figure IV.6 :</b> Schéma bloc du programme de simulation de la courbe I-V d'un module PV comportant des cellules ombragées.....	57
<b>Figures IV.7:</b> Courbes I-V du module PV avec une cellule ombragée pour différentes valeurs de la transmittance de l'ombre.....	57
<b>Figure IV.8:</b> Courbes P-V du module PV avec une cellule ombragée pour différentes valeurs de la transmittance de l'ombre.....	58

---

<b>Figure IV.9:</b> <i>Caractéristiques I-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées (<math>F_s = 50\%</math>)</i> .....	59
<b>Figure IV.10:</b> <i>Caractéristiques P-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées (<math>F_s = 50\%</math>)</i> .....	59
<b>Figure IV. 11:</b> <i>Une cellule ombragée sur un module PV</i> .....	60
<b>Figure IV.12 :</b> <i>Schéma bloc du programme de simulation de la courbe I-V d'un module PV comportant des cellules ombragées et deux diodes by-pass</i> .....	61
<b>Figures IV.13:</b> <i>Courbes I-V cas d'une cellule ombragée pour diverses valeurs de la transmittance de l'ombre avec diodes by-pass</i> .....	61
<b>Figures IV.14 :</b> <i>Courbes P-V, cas d'une cellule ombragée pour diverses valeurs de la transmittance de l'ombre avec diodes by-pass</i> .....	62
<b>Figure IV.15 :</b> <i>Caractéristiques I-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées (<math>F_s = 50\%</math>) avec diodes by-pass</i> .....	63
<b>Figure IV.16 :</b> <i>Caractéristiques P-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées (<math>F_s = 50\%</math>) avec diodes by-pass</i> .....	63

**LISTE DES TABLEAUX**

**Tableau III.1 :** *Garanties en nombre d'années offertes par les principaux fabricants de module PV en 2011 toutes technologies confondues. \*PMO : Pièce et Main d'œuvres.....*36

**Tableaux IV.1:** *Caractéristique électrique de module PV ISOFOTON I-106.....*54

**Tableau IV.2 :** *Taux de puissance maximale récupérée du module PV en fonction de la transmittance de l'ombre.....*57

**Tableau IV.3:** *Taux de puissance maximale récupéré du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées.....*59

**I**NTRODUCTION

**G**ENERALE



## INTRODUCTION GENERALE

---

A la suite de la crise pétrolière, une croissance de la demande énergétique dans le monde a largement stimulé la recherche des nouvelles sources de remplacement tel que l'énergie solaire. Cette source est, inépuisable, non polluante, propre, d'une haute fiabilité, et offre une grande sécurité d'utilisation.

La cellule solaire est l'élément de base pour la conversion d'énergie photovoltaïque en électricité, le meilleur rendement de cette conversion est obtenu pour un groupement de plusieurs cellules en parallèle ou en série. Seulement ce groupement demande des précautions particulières pour éviter de provoquer la dégradation du module. Lorsqu'un module photovoltaïque est partiellement ensoleillé (ombré)...., ayant subi des dommages mécaniques (vandalisme, craquage durant l'assemblage) ou bien présentant des dispersions dans les paramètres des cellules, certaines cellules se transforment en résistance et s'échauffent, par suite, une dissipation d'une puissance considérable résulte et dégrade les caractéristiques du module, induisant même des pannes importantes. Ce phénomène est connu dans l'industrie du système solaire sous le nom de « hot spot » ou « points chauds » [1].

Ce problème s'est posé pour la première fois dans l'application des modules photovoltaïques sur les satellites. Il apparut également dans les applications terrestres utilisant de grandes puissances. La première publication sur ce sujet a été faite par Blake et Hanson en 1969. D'autres résultats remontent à (1971) par Rauschenbach, M. Sayed et Partain en (1973), ils ont remarqué dans l'analyse de l'effet de l'occultation sur les cellules polarisées en inverse que l'effet de « hot spot » ne causait pas seulement des hautes températures, mais provoquait aussi des pannes permanentes et des pertes de puissance considérables[1].

Notre travail concerne essentiellement à la contribution et à la modélisation des modules photovoltaïques en présence du problème de désadaptation, il est réparti en quatre chapitres :

- Le premier chapitre aborde les éléments de base de la conversion photovoltaïque, nous y rappellerons le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, nous présenterons la structure du module PV et le comportement des cellules au sein du module en cas d'occultation ou d'ombrage partiel.
- Le deuxième chapitre abordera la modélisation des caractéristiques I-V d'un dispositif PV en polarisation directe et inverse, modèle de courbes I-V en condition

partiellement ombragée, le phénomène de « hot spot » point chaud et MISMATCH.

- Quant Au chapitre III, il présente les différents modes de dégradations et les effets environnementaux sur le module PV et la description du phénomène d'ombrage et leurs conséquences sur les GPV.
- Le quatrième chapitre est réservé à la présentation du programme simulation pour déterminer le comportement des caractéristiques I-V à partir des caractéristiques directs du modules PV comportant des cellules ombragées où nous présenterons les résultats obtenues sur un module en fonction de la transmittance de l'ombre et du nombre de cellules ombragées.

Une conclusion finale vient, couronner l'ensemble des chapitres présentés dans cette étude où quelques perspectives futures sont présentées.

# **C**HAPITRE I

# **G**ENERALITE SUR

# **LES SYSTEMES**

# **PHOTOVOLTAIQUE**

# CHAPITRE I

## Généralités sur les systèmes photovoltaïques

---

### I.1. Introduction

L'effet photovoltaïque (PV) fut observé pour la première fois par André Becquerel en 1839. Il se traduit par l'apparition d'une tension électrique entre deux électrodes appliquées sur certains matériaux soumis à un éclairage. La première cellule solaire à base de silicium fut développée dans les laboratoires Bell en 1954 [2]. Le rendement était de 6% mais fut rapidement augmenté à 10%.

Ce chapitre présente les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur l'énergie solaire. Nous décrirons ensuite le fonctionnement des cellules photovoltaïques, leurs caractéristiques principales, et l'influence des différents paramètres. Puis, nous aborderons l'association des cellules pour constituer un module photovoltaïque et le comportement en présence de l'ombre.

### I.2. Définition Générale

#### I.2.1. Le Rayonnement Solaire

##### I.2.1.1. Le Soleil

Le soleil est une étoile de forme pseudo sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km. Il est situé à une distance moyenne de 149 675 108 km de la terre. Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réaction de fusion nucléaire permanente et sa température de cœur atteint  $10^7$  K [3].

#### I.2.2. Caractéristique du rayonnement solaire

##### a) L'atmosphère

Les couches atmosphériques modifient profondément la distribution spectrale du rayonnement solaire qui subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite des phénomènes complexes d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols (les poussières des cendres, des micros cristaux, des micros gouttelettes, des fumées de pollution industrielle dont la taille varie de 0.5 à 10  $\mu\text{m}$ .). Ainsi la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge [4].

### b) Masse d'air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus son rayonnement est modifié. On appelle masse d'air « m », la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol par un ciel clair par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer.

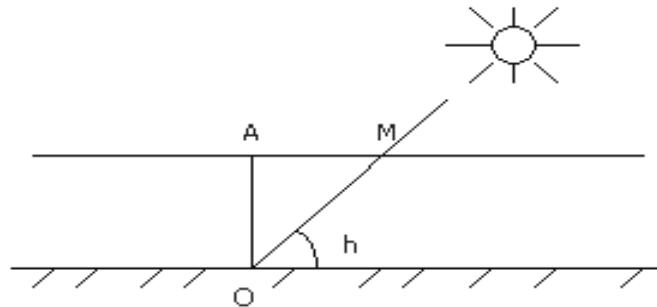


Figure I.1 : le rayonnement solaire et le nombre d'air masse [5]

La longueur du trajet du soleil travers l'atmosphère :

$$OM = \frac{OA}{\sin(h)} \quad (I.1)$$

### I.2.3. Différents types de rayonnement [6]

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2  $\mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain (2.5  $\mu\text{m}$ ), et en traversant l'atmosphère, ce rayonnement global se décompose en :

#### I.2.3.1. Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire incident sur un plan donné et provenant d'un angle solide centré sur le disque solaire.

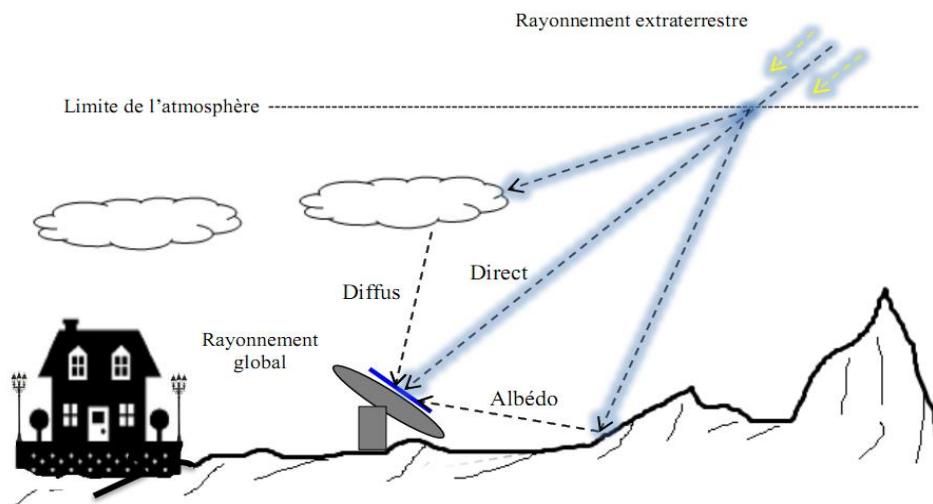


Figure I.2 : Différents composantes du rayonnement [7]

### I.2.3.2. Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles et provient de toutes les directions. La conversion photovoltaïque utilisant les modules utilise aussi bien le rayonnement direct que le rayonnement diffus.

### I.2.3.3. L'albédo

C'est la fraction d'un rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle. Ce terme étant généralement réservé au sol aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réluctance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition, le corps noir possède un albédo nul [8].

## I.3. La conversion photovoltaïque

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet Photoélectrique [9]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein à découvert que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = \frac{h.c}{\lambda} \quad (I. 2)$$

Où  $h$  est la constante de Planck,  $c$  la vitesse de la lumière et  $\lambda$  sa longueur d'onde.

La conversion photovoltaïque, largement utilisée aujourd'hui, peut-être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique.

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies, pour que ce phénomène se

produit. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs, détériorant ces performances [10].

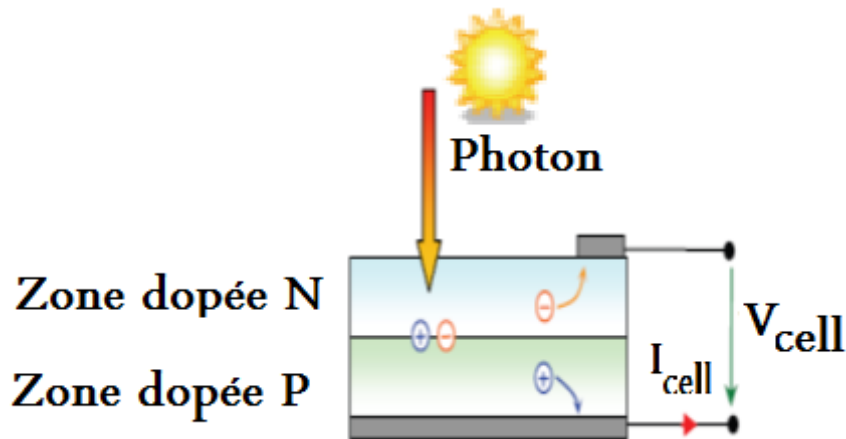


Figure I.3 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ).

Lorsque les bornes de cette cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et nommé communément courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement.

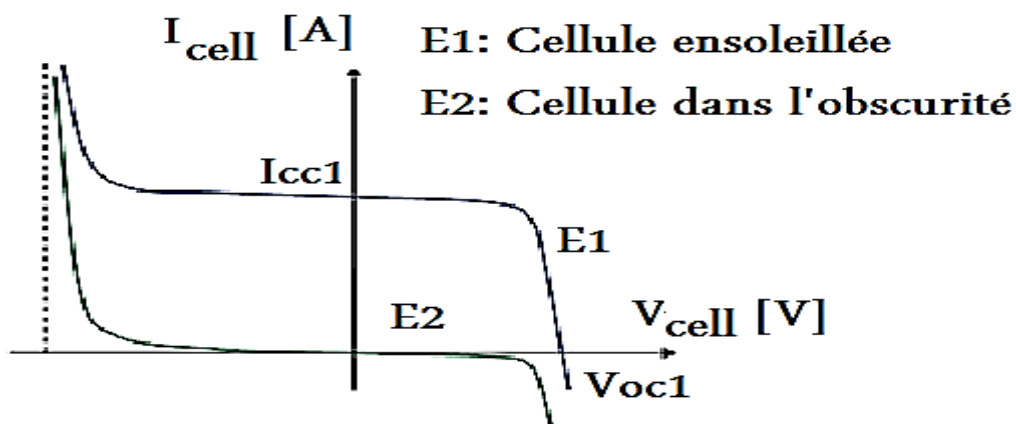


Figure I.4 Caractéristiques  $I_{cell}=f(V_{cell})$  d'une cellule photovoltaïque [11].

Les cellules solaires sont testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à l'irradiation totale reçue sur le sol

terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48°) sous une température fixe de 25°C. Ces mesures et les rendements sont aujourd'hui normalisés. La puissance moyenne totale reçue lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de 1000W/m<sup>2</sup>.

#### I.4. Modélisation électrique d'une cellule PV

Une cellule photovoltaïque est composée d'une jonction P-N qui permet de séparer spatialement l'électron et le trou grâce au champ électrique qui règne dans cette structure. Une paire électron-trou crée dans la zone de charge d'espace (ZCE) est immédiatement dissociée. Les trous sont accélérés vers la zone P et les électrons vers la zone N et on obtient un photo-courant de génération.

Dans les zones N et P, les porteurs minoritaires photo-générés diffusent, et ceux qui atteignent la ZCE (dépendant de la longueur de diffusion  $L_D$  de ces porteurs [12]) sont propulsés vers la région dans laquelle ils deviennent majoritaires où ils peuvent être collectés par les contacts et on obtient un photo-courant de diffusion.

Ces deux contributions s'ajoutent pour donner un photo-courant résultant  $I_{ph}$ .

C'est un courant de porteurs minoritaires proportionnel à l'intensité lumineuse à laquelle est exposée cette structure. Ce courant s'oppose au courant de diode et qu'on appelle courant d'obscurité  $I_{obs}$  qui résulte de la polarisation du composant. Le courant résultant est donné par :

$$I = I_{ph} - I_{obs} = I_{ph} - I_o \left[ \exp\left(\frac{V}{mV_t}\right) - 1 \right] \quad (I.3)$$

Avec :

- $I_o$  : Courant de saturation de la diode.
- $m$  : Facteur d'idéalité, compris entre 1 et 2.
- $V_t$  : Tension thermique :  $V_t = k \cdot T_c/q$ .
- $T_c$  : Température absolue de la cellule.
- $K$  : Constante de Boltzmann =  $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/K.

Les deux points importants sont:

- Le courant de court-circuit, lorsque la tension est nulle :  $I_{sc} = I_{ph}$ .
- La tension de circuit ouvert, lorsque le courant est nul. Elle s'écrit :

$$V_{OC} = \frac{m K T_c}{q} \ln\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_o}\right) \quad (I.4)$$



### I.4.1. Circuit électrique équivalent

En réalité, il faut tenir compte de la résistance série  $r_s$ , qui modélise les pertes ohmiques dans le matériau et dans les contacts métalliques, et de la résistance shunt  $r_{sh}$ , qui modélise les courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou impuretés.

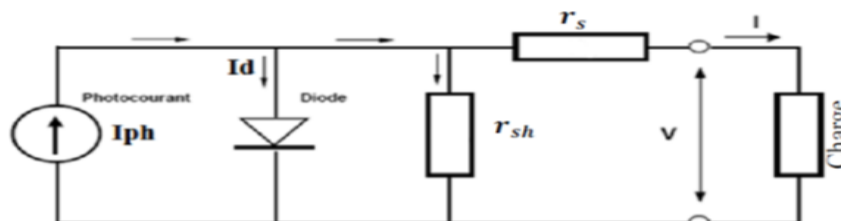


Figure I.5 : Circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

L'équation de la caractéristique « I-V » devient alors :

$$I = I_{ph} - I_o \left[ \exp\left(\frac{V+I \cdot r_s}{mVt}\right) - 1 \right] - \frac{V+I \cdot r_s}{r_{sh}} \quad (I.5)$$

### I.4.2. Paramètres électriques de la cellule photovoltaïque

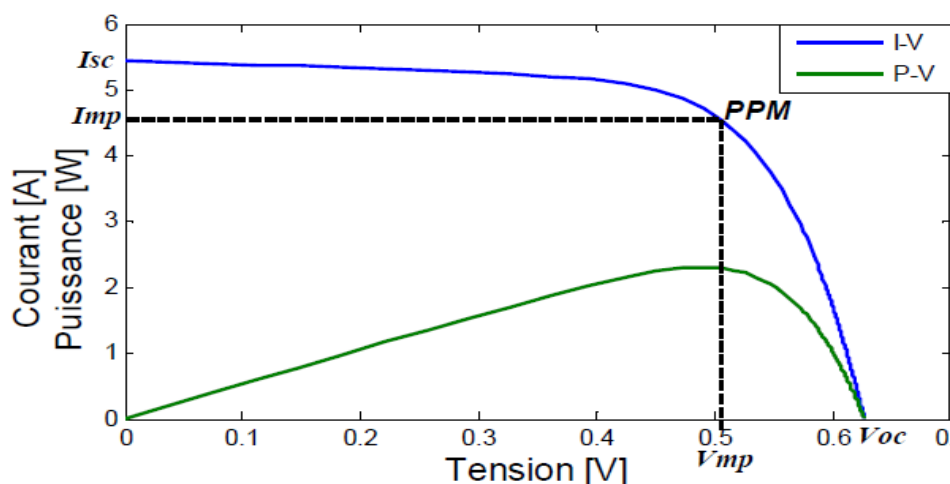


Figure I.6 : Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'une cellule photovoltaïque.

Par la caractéristique courant-tension (I-V) et celle de la puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque pour un éclairement et une température donnés, il est possible d'évaluer ses performances et son comportement électrique [13, 14].

La puissance maximale délivrée par la cellule pour un courant  $I_{mp}$  et une tension  $V_{mp}$  est donnée par :

$$P_{mp} = I_{mp} \cdot V_{mp} \quad (I.6)$$

Le Facteur de forme FF :

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (I.7)$$

Le rendement de conversion s'exprime par :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc}}{P_i} * FF \quad (I.8)$$

Où  $P_i$  est la puissance lumineuse incidente définie par :  $P_i = G \cdot S$  (I.9)

$G$  : étant l'éclairement incident global ( $\text{W}/\text{m}^2$ ),  $S$  la surface active de la cellule ( $\text{m}^2$ ).

### I.4.3. Influence des conditions atmosphériques et de certains paramètres sur le comportement de la cellule PV

#### I.4.3.1. Influence de l'éclairement solaire

Le courant est directement proportionnel à l'éclairement, par contre la tension n'est pas très dégradée lorsque l'éclairement baisse.

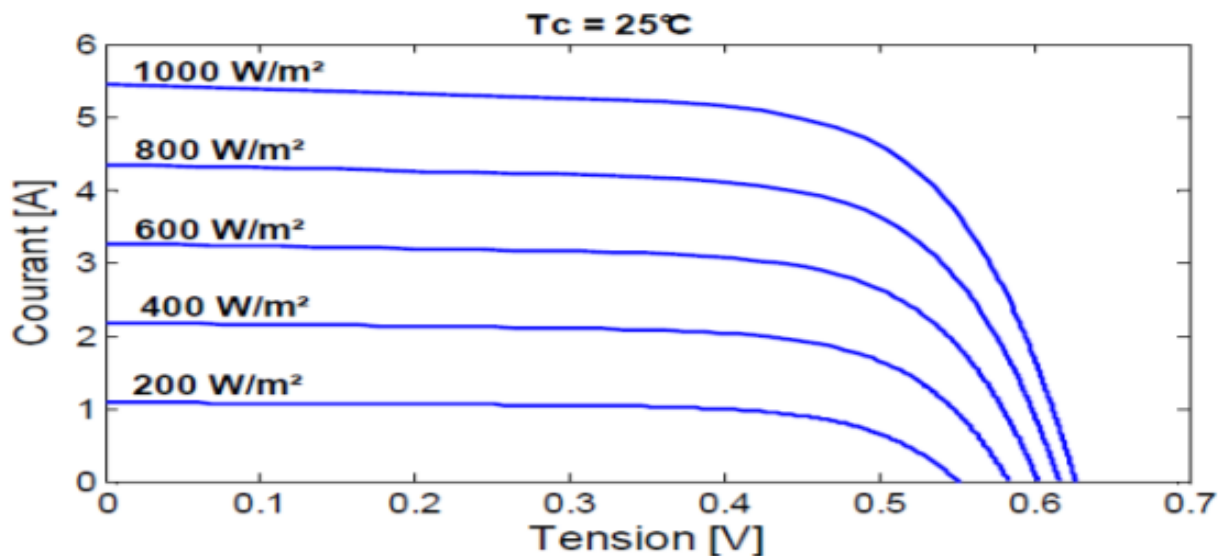


Figure I.7 : Caractéristiques I-V d'une cellule PV pour différents éclairements [15].

#### I.4.3.2. Influence de la température

La figure (I.8) représente le comportement de cette cellule sous un éclairement de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  pour des températures variant entre 0 et  $100^\circ\text{C}$ . On remarque l'importance des variations de la tension qui perd environ  $0.41\% / \text{K}$  pour une cellule au silicium cristallin.

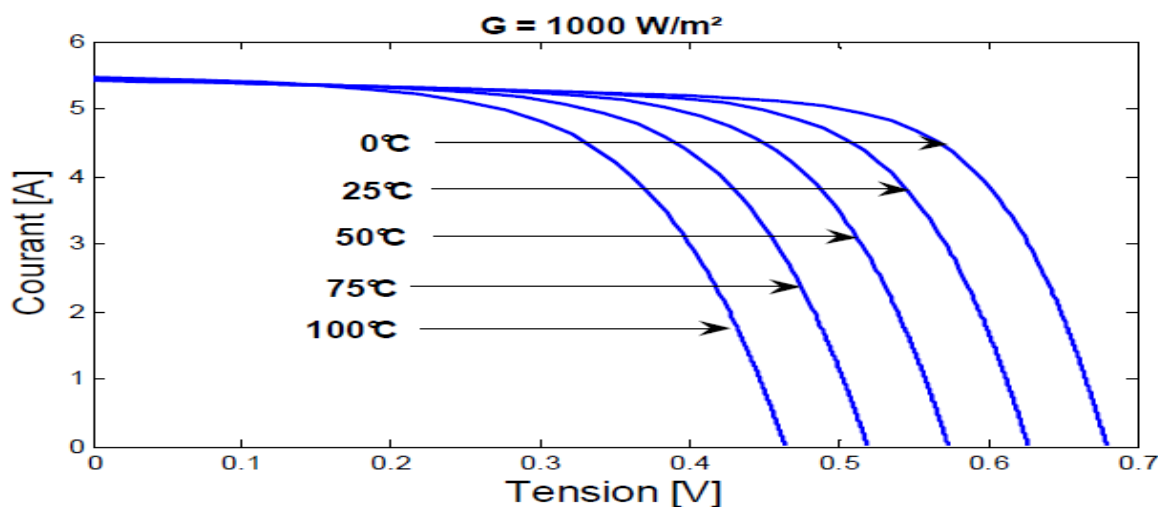


Figure I.8 : Caractéristiques I-V d'une cellule PV en fonction de la température [15].

Pour d'autres technologies, les coefficients de température baissent lorsque le gap augmente : pour le GaAs (Arséniure de gallium), l'effet est d'environ la moitié (0.22% / K) et pour le silicium amorphe, l'effet est réduit de 30% (0.29% / K).

Le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente, ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baisse lorsque la température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule en température est une perte de 0.4 à 0.5% par degré K [15].

### I.4.3.3. Influence des résistances série et shunt

La résistance série agit sur la partie de la courbe où la cellule fonctionne en générateur de tension. La tension de circuit ouvert n'est pas modifiée mais la caractéristique se déforme rapidement lorsque la résistance série augmente.

La tension de circuit ouvert diminue avec la diminution de la résistance shunt et la zone basse tension présente une pente. Il y a lieu de noter que ces résistances série et shunt sont liées à la technologie d'élaboration des jonctions et des électrodes où il faut minimiser  $r_s$  et faire en sorte que  $r_{sh}$  ne soit pas trop faible.

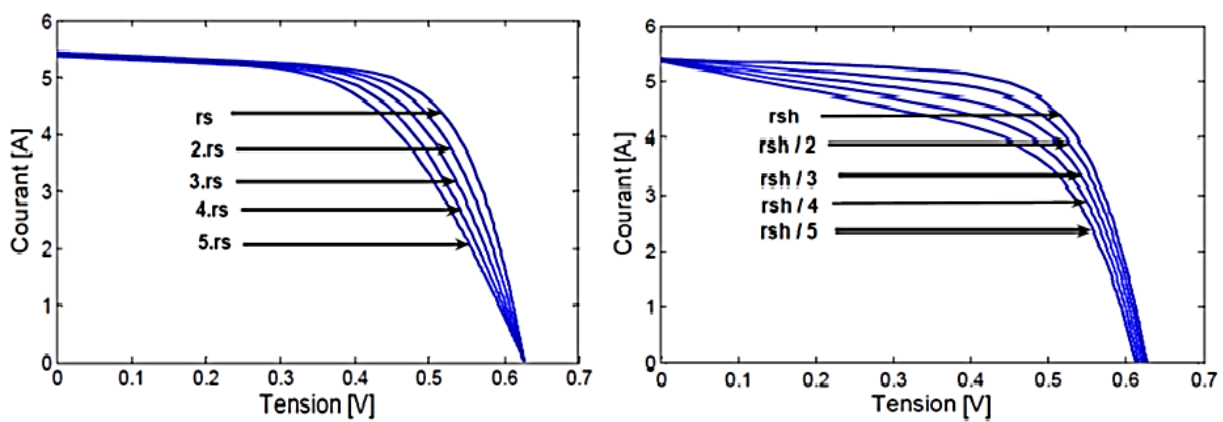


Figure I.9 : Influence de la résistance Série et de la résistance Shunt sur la caractéristique I-V d'une cellule PV.

### I.4.3.4. Influence du facteur d'idéalité et du courant de saturation

Le facteur d'idéalité et le courant de saturation sont des paramètres technologiques propres à la jonction. L'effet de leurs variations sur la courbe I-V ressemble à l'effet de la température. Une légère augmentation du facteur d'idéalité induit une augmentation de la tension du circuit ouvert, alors que l'augmentation du courant de saturation provoque une

diminution de la tension du circuit ouvert. Par contre, dans les deux cas, le courant de court-circuit n'est pas affecté.

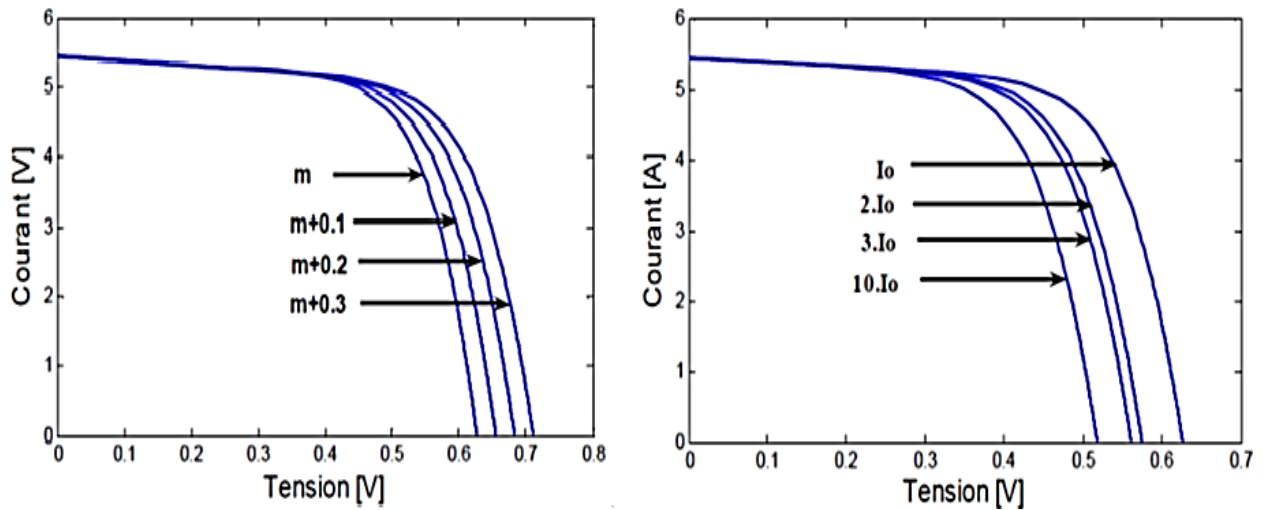


Figure I.10 : Influence du facteur d'idéalité et du courant de saturation sur la caractéristique I-V d'une cellule PV [15].

## I.5. Structure d'un module photovoltaïque

La tension générée par une cellule photovoltaïque est toujours faible par rapport aux besoins d'utilisation. Par exemple, la tension générée par une cellule PV en silicium monocristallin fonctionnant au point de puissance maximale sous l'éclairement  $1000 \text{ W/m}^2$  est de l'ordre de  $0.55 \text{ V}$  [16]. Le courant est fonction de la surface de la cellule. Il est donc nécessaire d'associer ces cellules en série et en parallèle pour adapter la tension et le courant aux besoins de la charge à alimenter.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) élémentaire. Si les cellules sont connectées en série, leurs tensions s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules sont connectées en parallèle, c'est le courant qui augmentera. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque. La plupart des modules PV commercialisés actuellement ne comportent que des associations en série de cellules PV.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occultation d'une ou plusieurs cellules (dus à l'ombrage, la poussière, etc.) peut endommager les cellules de façon permanente.

La caractéristique I-V d'un module PV est similaire à celle d'une cellule et présente un point de puissance maximale (PPM). Ce point a également un courant  $I_{mp}$  et une tension  $V_{mp}$ . Le point de fonctionnement d'un GPV est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente. Cette charge est soit continue ou alternative.

La charge continue pourrait être une charge résistive ou un bus de tension continue (par exemple, connecté sur une batterie). Dans le cas d'une batterie, c'est elle qui impose le point de fonctionnement du GPV lors d'une connexion directe.

Lorsque la charge est alternative, alors, un convertisseur DC / AC est nécessaire. Ainsi, tout ce qui a été dit pour une cellule individuelle reste valable pour un module PV.

### I.5.1. Notion de Puissance Crête

La puissance-crête ( $P_c$ ) d'un module photovoltaïque est la puissance électrique maximale qu'il peut fournir, dans les conditions standards de test (STC) et de mesures normalisées suivantes :

- Module photovoltaïque connecté à sa charge optimale.
- Sous un éclairement de 1 000 W/m<sup>2</sup>. Ceci correspond approximativement à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil à midi par temps clair.
- la température à la jonction des cellules est de 25 °C.

### I.5.2. Association série

En connectant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série.

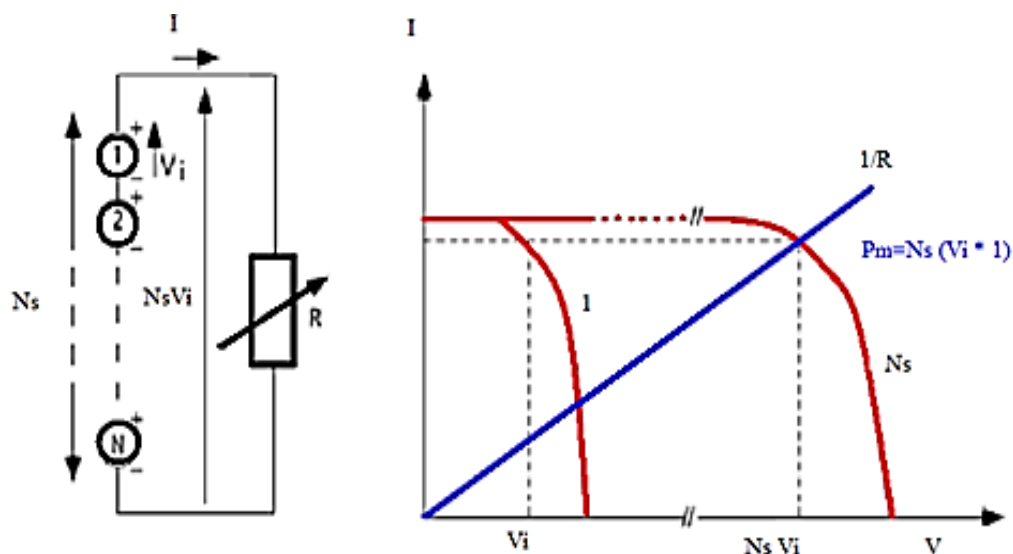


Figure I.11 : Association de cellules photovoltaïques identiques en série.

### I.5.3. Association parallèle

En connectant des cellules ou des modules identiques en parallèle, la tension totale est égale à la tension de chaque cellule ou module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de branches.

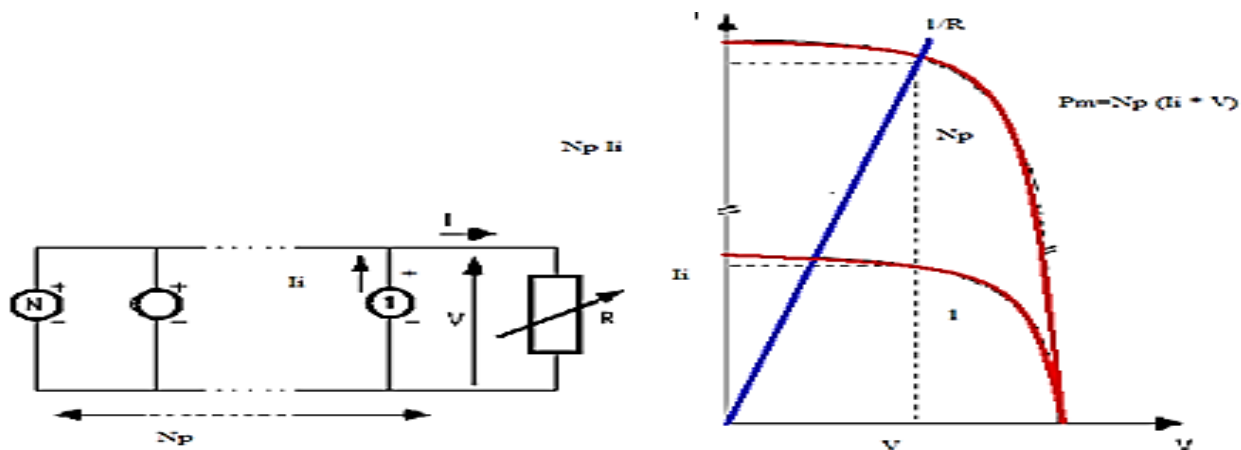


Figure 1.12 : Association de cellules photovoltaïques identiques en parallèle.

### I.5.4. Déséquilibres au sein d'un générateur PV et effet de l'ombre

Dans les associations série parallèle qu'on vient de voir, on a considéré que les caractéristiques I-V des cellules ou modules sont identiques vis-à-vis de l'éclairement et de la température. Mais, ces conditions sont idéales et ce n'est pas toujours le cas en pratique.

Les problèmes rencontrés sont liés au fait qu'une cellule peut être amenée à travailler comme récepteur électrique au lieu de générer de l'énergie, cela se produit notamment si elle est ombragée. Elle aura donc à dissiper de l'énergie électrique qui va s'ajouter à l'énergie du rayonnement solaire puisque cette cellule ne travaillera pas en convertisseur. Des risques d'échauffement puis de dégradations sont à redouter (*hot spot*).

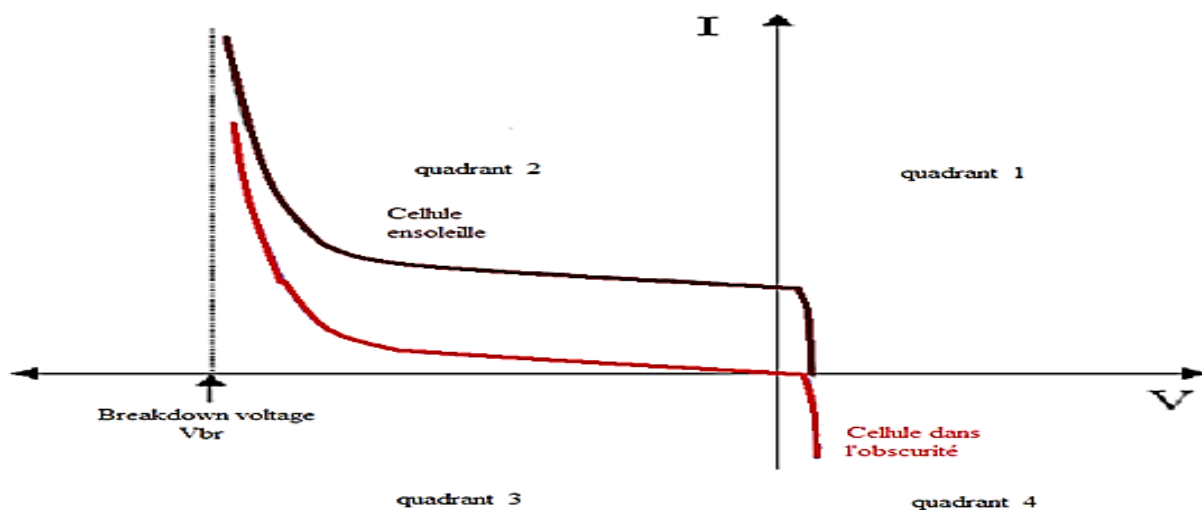


Figure 1.13 : Domaines de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

La figure I.12 montre les caractéristiques I-V d'une cellule PV ensoleillée et dans l'obscurité et met en évidence la caractéristique inverse.

Le quadrant 1 correspond au fonctionnement normal en générateur ( $I > 0$ , et  $V > 0$ ), le quadrant 2 correspond au fonctionnement en récepteur en polarisation inverse (sens bloqué d'une jonction P-N) ( $I > 0$  et  $V < 0$ ), alors que le quadrant 4 représente également le fonctionnement en récepteur mais cette fois en polarisation directe (sens passant d'une diode) ( $I < 0$  et  $V > 0$ ).

En polarisation inverse, la caractéristique I-V de la cellule présente un coude correspondant à un effet d'avalanche (Breakdown) qui se traduit par une augmentation brutale du courant vers les tensions voisines de -30 V pour le silicium monocristallin [17].

#### I.5.4.1. Déséquilibre au sein d'un groupement série

Considérons un groupement série avec une des cellules est occultée figure I.13. La courbe (1) représente la courbe I-V de toutes les cellules normalement éclairées et la courbe (2) celle de la cellule occultée.

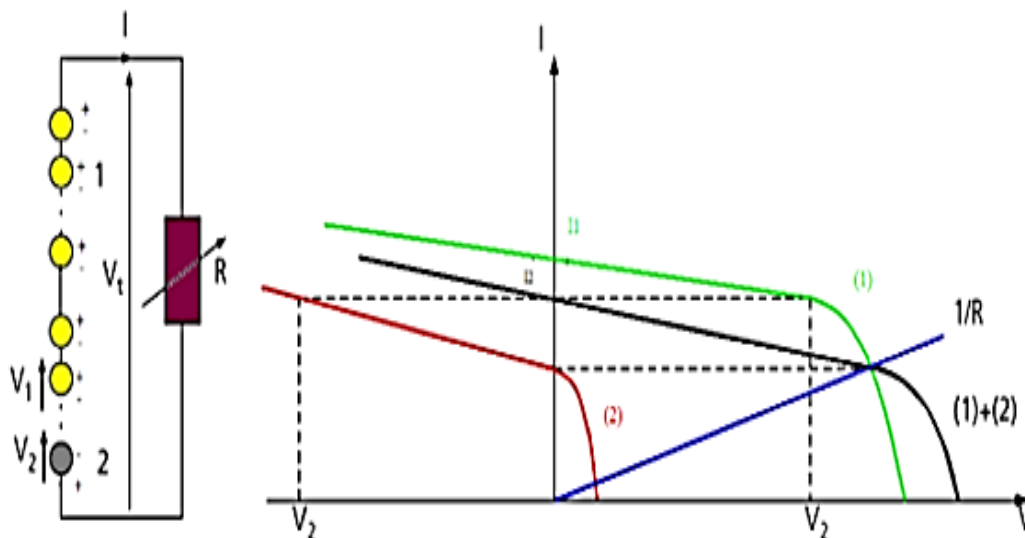


Figure I.14 : Groupement en série avec une cellule occultée.

Le courant étant le même dans toutes les cellules, il suffit d'additionner les tensions pour tracer la courbe résultante (1) + (2).

On remarque que pour une impédance de charge faible ayant une droite de charge dont la pente est supérieure à celle sur la figure I.14, la cellule occultée devient réceptrice et polarisée en inverse. Ainsi donc, pour une charge nulle (court-circuit) cette cellule sera soumise à une tension inverse égale à la somme des tensions de toutes les autres cellules, elle peut atteindre ou excéder la tension d'avalanche, d'où le risque de destruction.

### I.5.4.2. Protection par diodes parallèles (by-pass)

La tension inverse à laquelle est soumise une cellule occultée est encore plus élevée lorsqu'il s'agit d'un champ de modules où le nombre de cellules connectées en série devient très important. Une solution est de court-circuiter par une diode parallèle (diode by-pass en anglais) qui devient passante lorsque la cellule est polarisée en inverse tout en restant bloquée lorsque la cellule fonctionne normalement.

Malheureusement, il serait très onéreux de doubler toutes les cellules par une diode, d'où la solution utilisée pour les modules commerciaux actuels qui consiste à partager un module PV en deux groupes et de protéger chaque groupe par une diode parallèle.

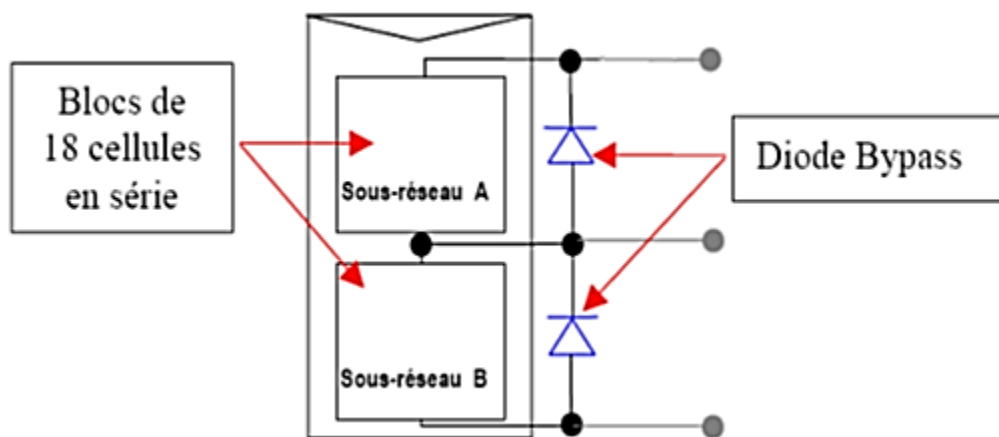


Figure I.15 : Schématisation d'un module PV avec diodes by-pass.

En fonctionnement normal, ces diodes by-pass sont soumises continuellement à une tension inverse égale à la tension de travail du module. Elles doivent donc être dimensionnées en conséquence.

### I.5.4.3. Déséquilibre au sein d'un groupement parallèle

Considérons maintenant un groupement parallèle avec des cellules ombragées dans l'une des branches (figure I.16). La courbe (1) représente la courbe I-V de toutes les cellules normalement éclairées et la courbe (2) celle de la branche ombragée.

Cette fois, c'est la tension qui est commune, et il faut additionner les courants pour tracer la courbe résultante (1) + (2).

On remarque que pour une grande impédance de charge ayant une droite de charge dont la pente est inférieure à celle sur la figure I.16, la branche occultée devient réceptrice et polarisée en direct.



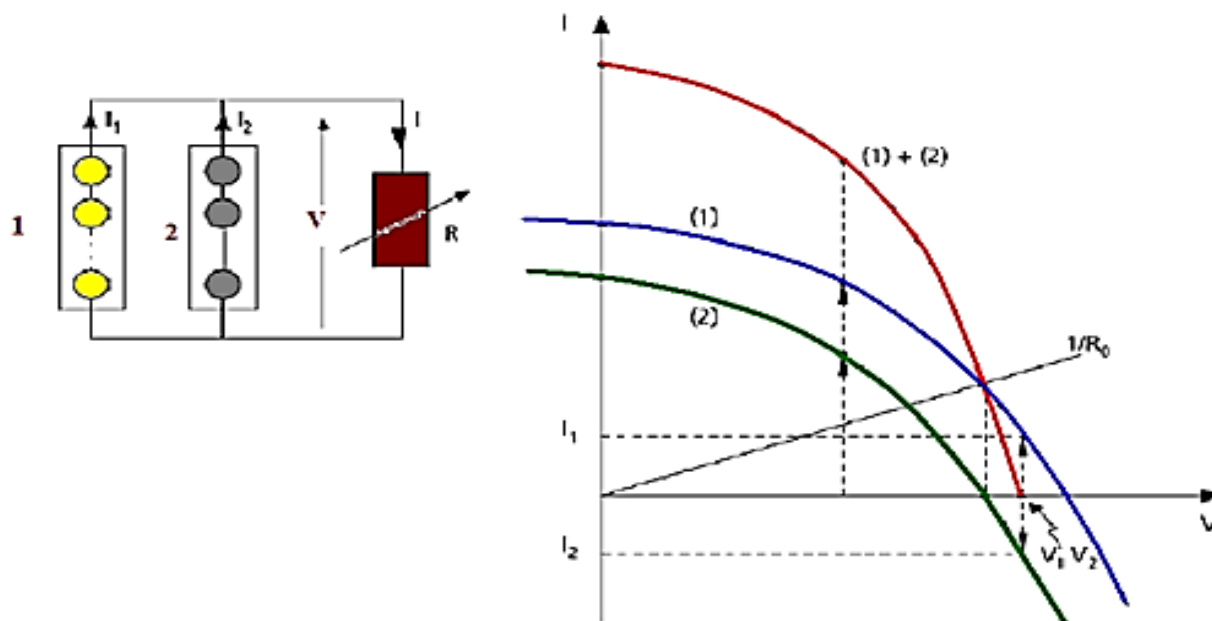


Figure I.16 : Groupement en parallèle avec des cellules occultées.

Pour une charge infinie (circuit ouvert) la branche (1) débite le courant  $I_1$  dans la branche (2). Dans le cas où on a  $N_p$  branches parallèles, ce courant est  $(N_p - 1)I_1$ .

Dans ce cas la tension de circuit ouvert de l'ensemble est inférieure à la tension de circuit ouvert des éléments performants. Une cellule se trouvant dans la branche occultée peut donc être amenée à dissiper une grande puissance électrique entraînant sa dégradation.

#### I.5.4.4. Protection par diodes en série

Pour empêcher un ensemble de cellules connectées en série dans une branche d'un générateur PV de recevoir de l'énergie électrique provenant d'autres branches mises en parallèle, il faut connecter une diode en série sur chacune des branches. Ces diodes doivent supporter le courant généré par la branche lorsqu'elle fonctionne normalement.

Le rôle de ces diodes ne se limite pas à protéger les cellules PV car, dans le cas où le générateur débite sur une batterie d'accumulateurs, elles ont aussi la tâche d'empêcher un retour de l'énergie stockée durant la nuit ou lorsque les conditions atmosphériques sont défavorable. C'est pour ça qu'elles sont appelées diodes anti retour.

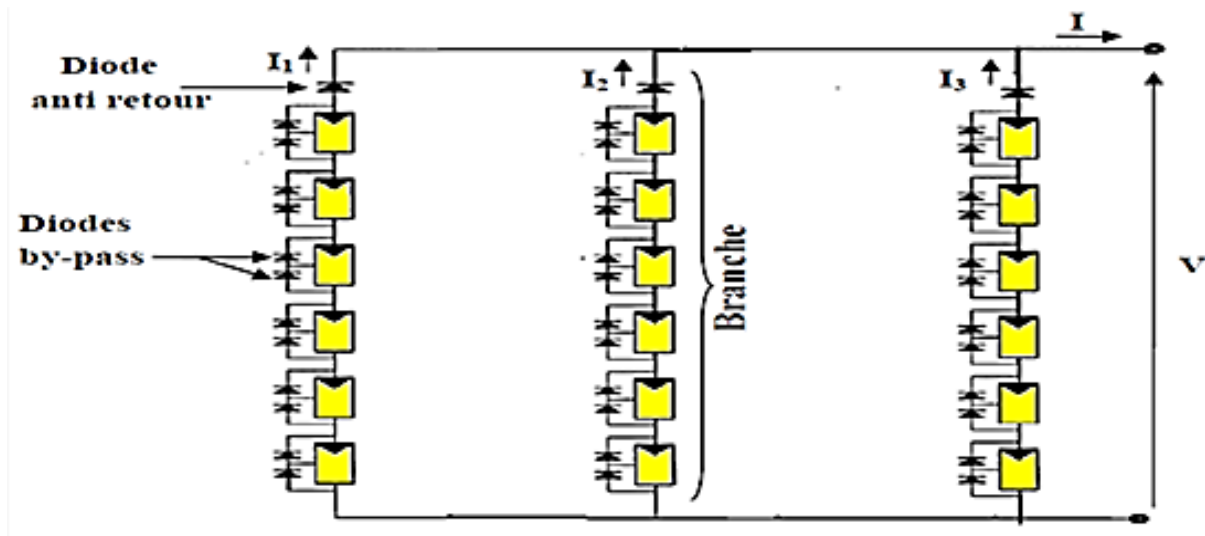


Figure I.17 : Générateur photovoltaïque avec diodes anti retour et diodes by-pass.

## I.6. Conclusion

Nous avons relaté dans ce chapitre les notions de base concernant le fonctionnement des cellules puis des modules et générateurs Photovoltaïques.

Nous avons également abordé certains déséquilibres qui peuvent se produire au sein d'un générateur et le comportement des cellules PV en polarisation inverse.

La modélisation des caractéristiques I-V d'un dispositif photovoltaïque en polarisation inverse et les techniques d'extraction des paramètres fera l'objet du prochain chapitre.

# **C**HAPITRE II

# **M**ODELISATION

**D'UN SYSTEME**

**PHOTOVOLTAIQUE**

# **C**HAPITRE III

# **E**TUDE D'UN **G**ENERATEUR PV EN **P**RESENCE DE **P**ROBLEME DE **D**ESADAPTATION

## CHAPITRE III

### Etude d'un générateur PV en présence de problème de désadaptation

#### III.1. Introduction

Les cellules sont très minces et donc fragiles, il est nécessaire de les protéger des intempéries, des U.V. et I.R. qui provoquent, soit un rapide vieillissement ou une détérioration définitive [33]. En régime d'exploitation normal, il n'y a pas de courants de retour sur l'installation, du fait des tolérances fabricants.

Dans ce paragraphe nous allons passer en revue les différentes pannes et dégradations que peuvent subir les modules photovoltaïques (PV) durant leur exploitation.

#### III.2. Mécanismes et modes de défaillances des systèmes PV

Dans ce chapitre, nous allons voir comment les fabricants de modules photovoltaïques (PV) s'assurent que leurs produits tiendront leurs spécifications durant une durée déterminée. Nous aborderons les différentes phases de vieillissement d'un module, entre autres, la mortalité infantile, l'usure et la défaillance par l'ombrage partiel.

##### III.2.1. La fiabilité

Lorsqu'un produit est mis sur le marché, le fabricant doit s'assurer qu'il tiendra ses spécifications sur une durée d'utilisation définie dans un cahier de charges. Cette durée correspond à la garantie du produit offerte par le fabricant.

Fabricant	PMO*	Garantie 90% P <sub>0</sub>	Garantie 80% P <sub>0</sub>	Techno.
First Solar	5	10	25	CdTe
Sharp	5	10	25	pSi mSi aSi
Suntech	5	12	25	pSi mSi
Solarfun	5	10	25	pSi mSi
Yingli Solar	5	10	25	pSi
Solarworld	2	10	25	pSi mSi
Trinasolar	5	10	25	pSi mSi
Sunpower	10	10	25	mSi
Schott Solar	NA	10	25 (30 Bi-verre)	aSi mSi
BP Solar	5	12	25	mSi
Solon	5	10	25	pSi mSi
EGING	5	10	25	pSi mSi
Sanyo	5	10	20	aSi mSi
Kyocera	5	10	20	mSi
Siliken	5	10	25	pSi mSi
Tenesol	10	NA	25	pSi
Photowatt	5	12	25	pSi mSi
Auversun	10	12	25	pSi mSi
Abound Solar	5	10	25	CdTe
Calyxo	2	10	20	CdTe
Würth Solar	NA	10	20	CIS
Sulfurcell	NA	10	20	CIS/CIGS
Global Solar	NA	10	25	CIGS

Tableau III.1 : Garanties en nombre d'années offertes par les principaux fabricants de module PV en 2011, toutes technologies confondues. \*PMO : Pièce et Main d'œuvres [34].

### III.2.1.1. Durée de vie et garantie fabricant

D'une manière générale, la durée utile d'un module est la période durant laquelle ses performances sont garanties dans un intervalle donné.

Une définition pertinente de la durée de vie d'un module PV serait celle de C.Osterwald [35]. La durée de vie d'un module PV peut être définie comme un point dans le temps à partir duquel le module n'est plus acceptable quel qu'en soit la raison, tant en termes de sécurité, d'apparence, d'événement catastrophique, ou lorsque la puissance fournie passe en dessous d'une valeur acceptable.

La fiabilité, dans son ensemble, est une branche de la statistique. Elle regroupe les méthodes mathématiques utiles à l'estimation de la durée pendant laquelle un objet remplira une fonction donnée, dans des conditions spécifiques.

### III.2.1.2. Les outils statistiques

Comme évoqué plus tôt, une étude de fiabilité fait appel à la statistique et le résultat est une probabilité que le système opère un certain temps T dans des conditions données sans rencontrer de défaillances. Pour un module PV, ce temps peut être quantifié de différentes façons : temps d'exposition au soleil, cycle thermique (alternance jour/nuit ou ombre/lumière), ou encore densité de puissance. Quel que soit l'échelle choisie, elle se doit d'être révélatrice du mode de défaillance considéré. Les outils statistiques donnés dans la suite de ce manuscrit se réfèrent au temps T ainsi décrit [36].

La fonction de défaillance F(t) représente la probabilité qu'un système ait une défaillance avant l'instant t et s'exprime selon :

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (\text{III.1})$$

Avec : f (t) la fonction de densité de probabilité. Elle indique la distribution de défaillance sur tout l'intervalle de temps t considéré ; plus sa valeur est grande, plus le nombre de défaillances se produisant au temps t est important.

Par complémentarité est définie la fonction fiabilité R(t) qui traduit la probabilité qu'un système ne présente pas de défaillance avant l'instant t :

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - P(T \leq t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (\text{III.2})$$

Le taux d'avarie instantanée ou taux de défaillance  $\gamma(t)$ , c'est à dire le nombre de défaillances à un instant t est donné par :

$$\gamma(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t < T \leq t + \Delta t | T > t)}{\Delta t} = \frac{1}{R(t)} \left[ \frac{dR(t)}{dt} \right] = \frac{f(t)}{\Delta t} \quad (\text{III.3})$$

Expérimentalement, le taux d'avarie  $\gamma(t)$  possède une forme dite de « baignoire » représentée sur la figure III.1. Cette courbe se décompose en quatre grands régimes.

- **Le régime de pannes précoces** : il peut s'agir de mauvaise mise en œuvre entraînant l'apparition de court-circuit après quelques jours sur le terrain.
- **Le régime des pannes résiduelles** : est quant à lui lié à la variabilité des procédés de production. Certains modules se retrouvent plus fragiles que le reste de la production et tombent en panne plus rapidement.
- **Le régime de durée de vie utile** : C'est la période d'opération pour laquelle les modules ont été conçus.
- **le régime d'usure** : où le taux de défaillance augmente. Il s'agit là de la fin de vie des modules.

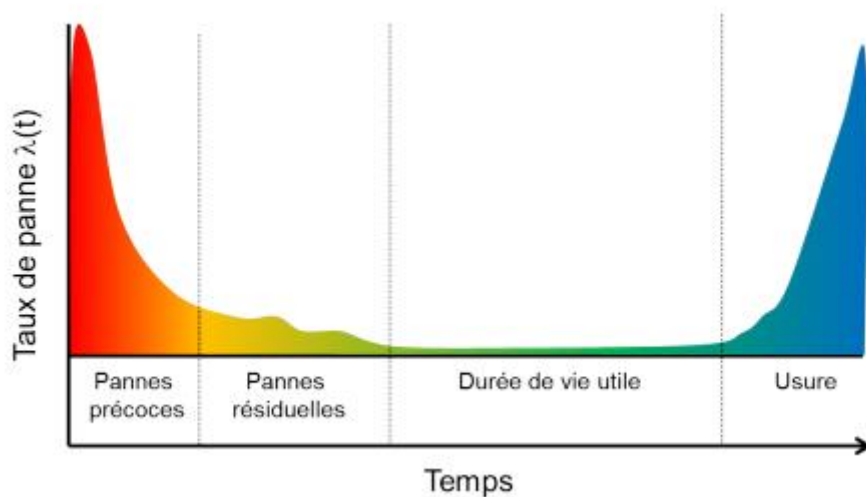


Figure III.1 : Courbe en baignoire du taux de panne  $\gamma(t)$ .

Grâce à cette courbe, il est possible de différencier la fiabilisation d'un système et son vieillissement. La fiabilisation du système cherche à minimiser  $\gamma(t)$  dans les régimes de pannes précoces et résiduelles. Le vieillissement concerne quant à lui la durée de vie utile et l'usure. Lorsque l'on désire étudier le vieillissement d'un système, il faudra au préalable s'assurer de sa fiabilité.

La quantification de l'espérance de vie  $E(T)$  d'un système se fait par le temps moyen avant défaillance, ou MTTF (de l'anglais Mean Time To Failure) :

$$\text{MTTF} = E(T) = \int_t^{\infty} R(t) dt \quad (\text{III.4})$$

La mesure du MTTF peut se faire de façon expérimentale comme décrit dans la littérature. Ici, des cellules triple-jonctions (CTJ) sont placées en enceinte climatique selon

différents profils de températures et différentes valeurs de courant injecté. Le MTTF est obtenu par :

$$MTTF = \sum_{i=1}^N \frac{t_{Fi}}{N_F} \quad (\text{III.5}).$$

Avec  $t_{Fi}$  le temps avant chaque défaillance et  $N_F$  le nombre de défaillances obtenues lors de l'essai.

### III.3. Le vieillissement accéléré

Le vieillissement accéléré est utilisé dans pratiquement tous les domaines d'ingénierie, du bâtiment à la micro-électronique en passant par l'automobile et bien sûr le photovoltaïque. Le vieillissement accéléré consiste donc en une série de tests dans lesquels les facteurs de stress environnementaux ont été augmentés. Ainsi, le mécanisme et le mode de défaillance "un défaut" dépendant du facteur de stress amplifié peuvent être reproduits à volonté sur une période courte.



Figure III.2 : "Règle des 10" : Coût fictif de la découverte d'un problème de fiabilité en fonction des étapes de développement d'un produit [34].

Tests de vie accélérés, tests de qualifications, tests de vie hautement accélérés, tests jusqu'à défaillance,... sont autant de termes employés dans la thématique du vieillissement accéléré. Voyons les différents objectifs et motivations de ces tests.

**III.3.1. Tests de vie accélérés « ALT » :** (ALT, de l'anglais *Accelerated Life Tests*), ou de la probabilité de non-défaillance, d'un module PV se fait par une analyse de fiabilité. Dans les faits, un facteur de stress est amplifié jusqu'à obtenir une défaillance du système. Sans observation de défaillance, il n'est pas possible de déterminer son MTTF et donc son espérance de vie.

**III.3.2. Essais aggravés « HALT » :** ou tests de vie hautement accélérés (HALT, de l'anglais *highly accelerated life tests*) sont une autre classe de test de vieillissement. Contrairement



aux ALT, il permet d'identifier les modes de défaillance précoces dus à une faiblesse dans la conception d'un module [37].

**III.3.3. Tests qualification « QT » :** Il s'agit d'un ensemble de tests visant à identifier des défaillances précoces dans un système. Ils n'offrent pas d'informations quantitatives sur la durée mais établissent des critères de sélection et permettent d'identifier des défaillances précoces. Les procédures d'application de ces tests dans le domaine du PV sont normalisées par les standards IEC 61215 pour le c-Si, IEC 61646 pour les modules couches minces.

**III.3.4. Tests-To-Failure « TTF » :** Le Test-to-Failure Protocol (TTF) est un programme de test imaginé par Osterwald [38]. Partant du principe du QT, Osterwald propose leur extension jusqu'à apparition de défaillance.

### III.4. Le retour d'expérience sur le PV

Le retour d'expérience (REX) est la connaissance accumulée au cours du temps sur le comportement d'une technologie en conditions réelles d'utilisation. Avec des centrales en opération depuis plus de trente ans, le PV classique possède un REX très important.

#### III.4.1. Les facteurs de stress environnementaux

Durant sa période d'utilisation, un module PV est exposé à différents facteurs de stress environnementaux. Ce sont ces facteurs qui sont responsables des défaillances cataclysmiques et, sur le long terme, du vieillissement des modules. En voici une liste exhaustive par ordre d'importance.

**III.4.1.1 La température :** Les mécanismes de corrosion de la métallisation, de dégradation photochimique ou de délamination de l'encapsulant sont influencés par la température de fonctionnement du module.

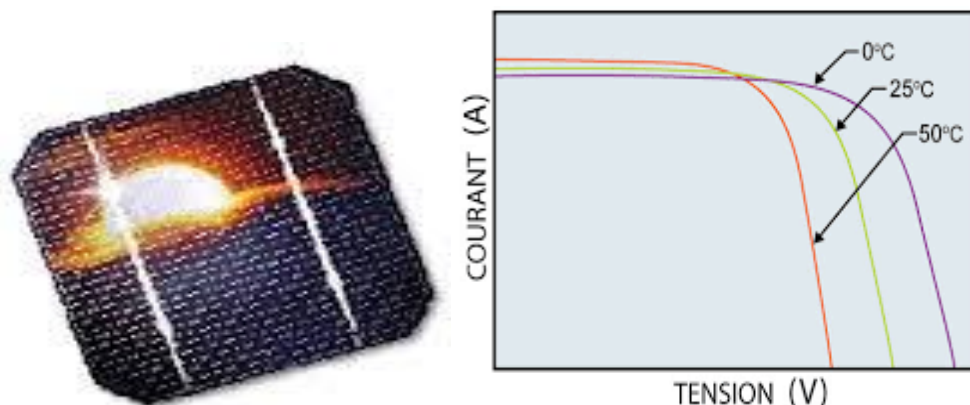


Figure III.3: L'impact et l'influence de la température sur le fonctionnement de module PV.

**III.4.1.2. L'humidité :** Qu'elle soit due à la pluie, au brouillard, à la rosée ou simplement à l'air ambiant, l'humidité est un facteur de stress déterminant dans les mécanismes de corrosion et de déamination.

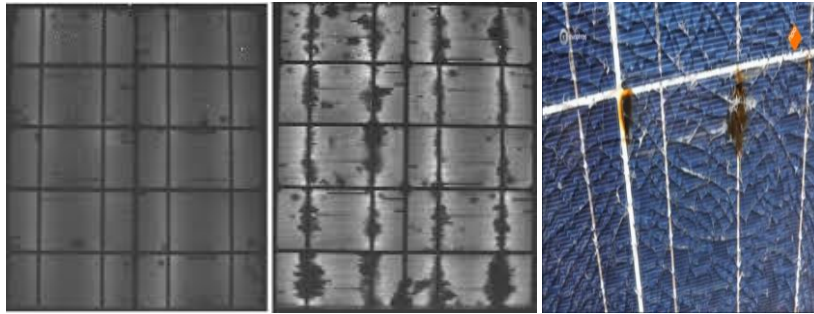


Figure III.4: L'impact de dégradation par l'humidité sur fonctionnement des différents modules PV.

**III.4.1.3. Le rayonnement :** est lui-même un facteur de vieillissement. Et plus particulièrement les rayonnements UV qui peuvent détériorer les polymères encapsulant des cellules. Les rayonnements IR ont aussi un rôle néfaste dans la mesure où, s'ils ne sont pas convertis par la cellule, ils sont absorbés par les autres éléments du module, ce qui a pour effet d'en augmenter la température.

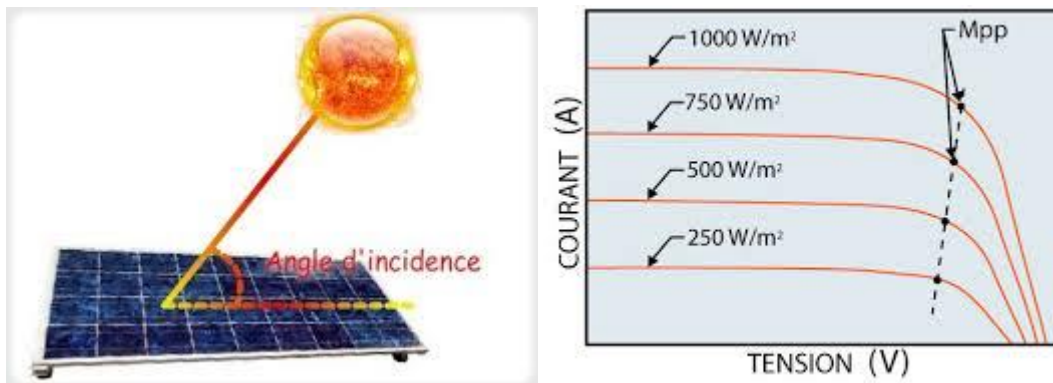


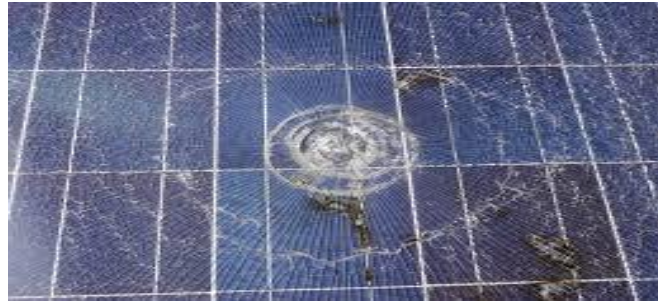
Figure III.5: L'impact et l'influence de rayonnement sur le fonctionnement de module PV.

**III.4.1.4. Le vent :** Les petites vibrations et arrachements du système induites par des rafales de vent ont leur importance sur le long terme.



Figure III.6 : B- Structure PV arrachée par le vent.

**III.4.1.5. La grêle :** Si la grêle n'entraîne pas la destruction pure et simple des modules, elle peut les fragiliser et créer des points faibles qui seront un chemin d'accès pour d'autres mécanismes de dégradation.



*Figure III.7: A-Module PV abîmé par la grêle.*

**III.4.1.6. La neige :** Mis à part le fait que la neige bloque le rayonnement solaire et rend la production énergétique d'un module nulle, elle induit une charge mécanique statique qui, lorsque trop importante, peut entraîner des lésions physiques au sein du module ou de son support. A sa fonte, elle rejoint le facteur de stress humidité et les effets associés.



*Figure III.8: A-Module PV couvert et ombrage par la neige.*

**III.4.1.7. La poussière :** Une accumulation de poussière aura pour effet de diminuer la puissance produite par le module. Un ordre de grandeur au-dessus, le sable est lui aussi néfaste, notamment lorsqu'il se combine avec le vent pour former des tempêtes de sable abrasives et susceptibles d'endommager les faces avant des modules.



*Figure III.9: Module PV couvert et ombrage par la poussière.*

**III.4.1.8. L'homme :** le rôle de l'Homme sur la fiabilité d'un module est prépondérant. Son action peut prendre plusieurs formes. Des vibrations dues au transport,

au manque de rigueur lors de l'installation des systèmes, il peut être la cause de défaillances précoces principalement, ou de dégradations accélérées sur le long terme.

### **III.4.2. Mode de défaillance par l'ombre des cellules PV**

Les facteurs de stress décrits précédemment sont les moteurs de la dégradation d'un module. Lorsqu'une dégradation apparaît, elle est perceptible par son effet (pertes de performances, modification de l'aspect visuel,...), on parle alors de mode de défaillance. Les processus chimiques et/ou physiques qui ont conduit à cette dégradation sont dénommés mécanismes de défaillances. Le premier terme est donc une conséquence du second.

#### **III.4.2.1. Description de l'ombrage**

Les modules photovoltaïques sont très sensibles à l'ombrage. Les modules photovoltaïques ne peuvent être occultés, principalement à cause des connections électriques (en série) entre les cellules et entre les modules. On distingue 2 types d'ombrage : l'ombrage total et l'ombrage partiel.

- **L'ombrage complet** empêche tout rayonnement (direct et indirect) d'atteindre une partie de cellule photovoltaïque (Exemples : une déjection d'oiseau, une branche d'arbre sur le panneau, une couverture).
- **L'ombrage partiel** empêche seulement le rayonnement direct d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (Exemples : une cheminée, un arbre, un nuage) [38].

Dans ce cas d'étude, on s'intéresse au type de l'ombrage partiel qu'on va simuler dans le chapitre suivant pour voir le comportement des courbes I-V et P-V d'un module PV et les pertes de production photovoltaïque dues à ce dernier.

#### **III.4.2.2. L'ombrage partiel du module PV**

Sans entrer dans les modes de dégradation des cellules qui seront vus, leur association peut induire des défaillances cataclysmiques pouvant conduire à la destruction d'une des cellules.

Lorsque des cellules PV sont associées en série, le courant circulant dans l'ensemble est limité par le courant généré par la cellule la moins performante ou la moins éclairée. Ainsi, une cellule qui ne recevrait pas la même quantité de lumière que le reste de l'ensemble, produirait un courant plus faible ; c'est ce qu'on appelle l'ombrage partiel.

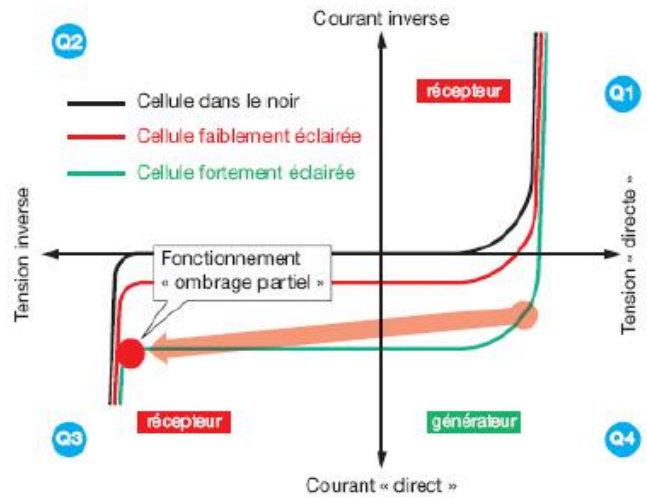


A cause de l'ombrage partiel, plus l'ombrage est important, plus l'énergie dissipée est grande.

Dans les faits, la cellule ombrée voit à ses bornes une tension inverse qui, si elle est suffisamment élevée, lui permet de franchir sa tension de claquage entraînant sa destruction [38].



(a)



(b)

Figure III.10 : (a) ombrage des panneaux par une cheminée de la maison, (b) fonctionnement de la cellule dans le 3<sup>ème</sup> quadrant de la caractéristique I-V, à cause de l'ombre.

### III.4.2.3. Phénomène de l'ombrage

Figure III.11 illustre un module photovoltaïque avec une cellule touché par l'ombre.

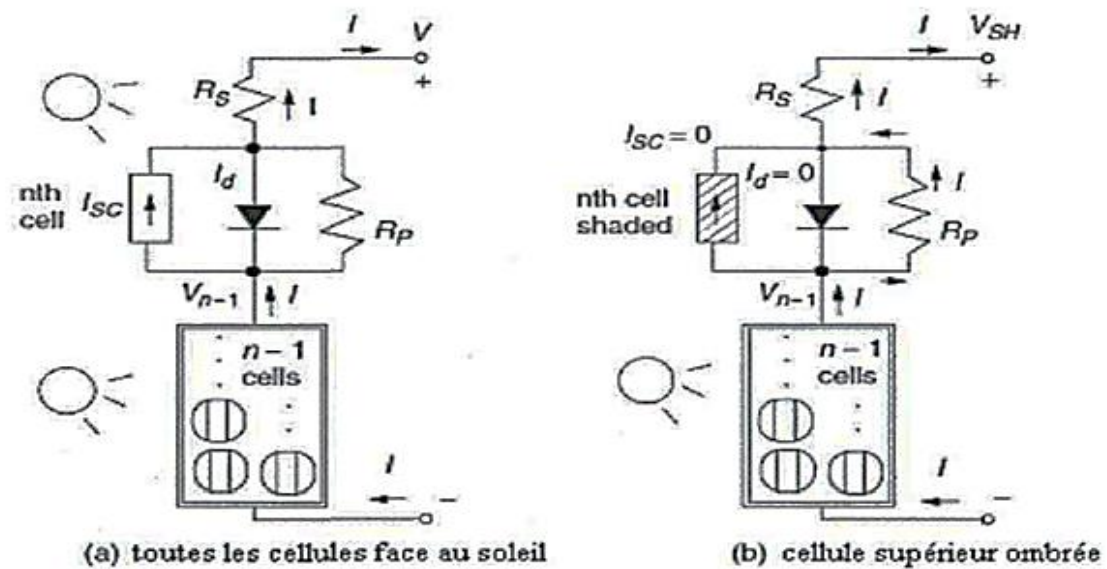


Figure III.11: Module photovoltaïque avec une cellule touché par l'ombre.

Considérons la figure III.11a qui représente un module photovoltaïque avec une cellule séparée des autres. Dans cette figure, toutes les cellules sont exposées au soleil et le même courant traverse chacune d'elles. Cependant, dans la figure III.11b, la cellule en haut est touchée par l'ombre et son courant  $I_{sc}$  est réduit à zéro, ce qui signifie que le courant total qui circule dans le module doit passer à travers les deux résistances  $R_p$  et  $R_s$  de la cellule touchée par l'ombre. Ceci provoque une chute de la tension de sortie  $\Delta V$  qui est donnée par la relation suivante :

$$\Delta V = V/n + R_p * I \quad (III.6)$$

$n$  : nombre de cellules ;  $I$  : courant total dans le module

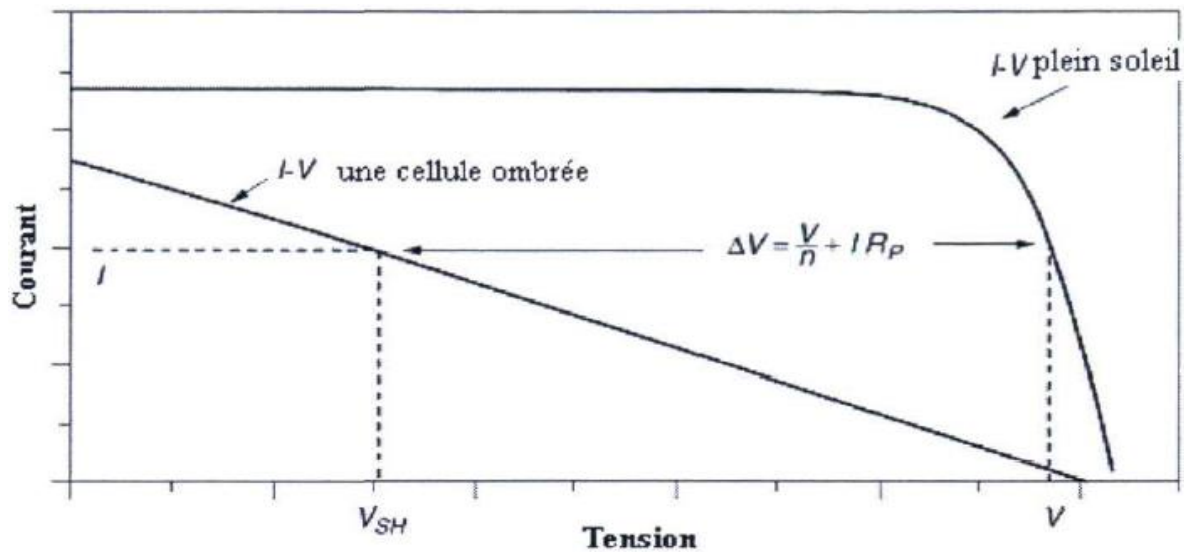


Figure III.12: Effet de l'ombrage d'une seule cellule ombrée sur le module.

**Remarque:** L'impact de l'ombre sur la courbe I-V c'est que les variables de sortie d'un panneau photovoltaïque peuvent être réduites considérablement quand une petite portion du panneau est touchée par l'ombre. Des solutions particulières seront donc nécessaires pour compenser ce problème de l'ombrage.

#### III.4.2.4. Phénomène de Hot Spot sur les cellules ombragées

Dans un panneau photovoltaïque, les cellules sont reliées en série. Dans les anciens systèmes, si l'une d'elles était ombragée, le courant ne pouvait plus circuler. La cellule accumulait alors le courant produit en amont et se comportait comme un récepteur. Elle dissipait une puissance sous forme de chaleur pouvant dépasser les 100°C ce qui pouvait la faire griller.

Il s'agit du phénomène de « hot spot ». Causant des dommages permanents dans la cellule. Une méthode permettant d'atténuer l'effet de l'ombrage consiste à connecter une diode "Bypass" en parallèle avec une cellule, comme est montré à la figure III.13.

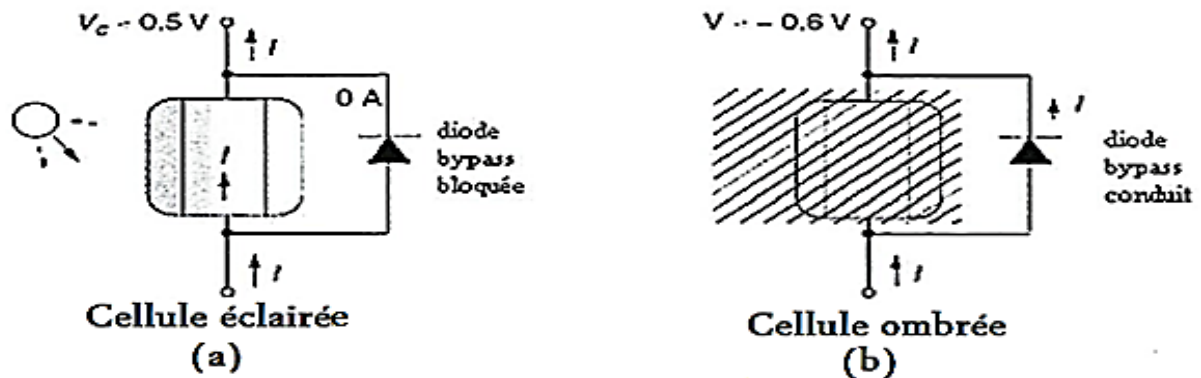


Figure III.13: Cellule solaire avant et après l'effet de l'ombre avec une diode de bypass.

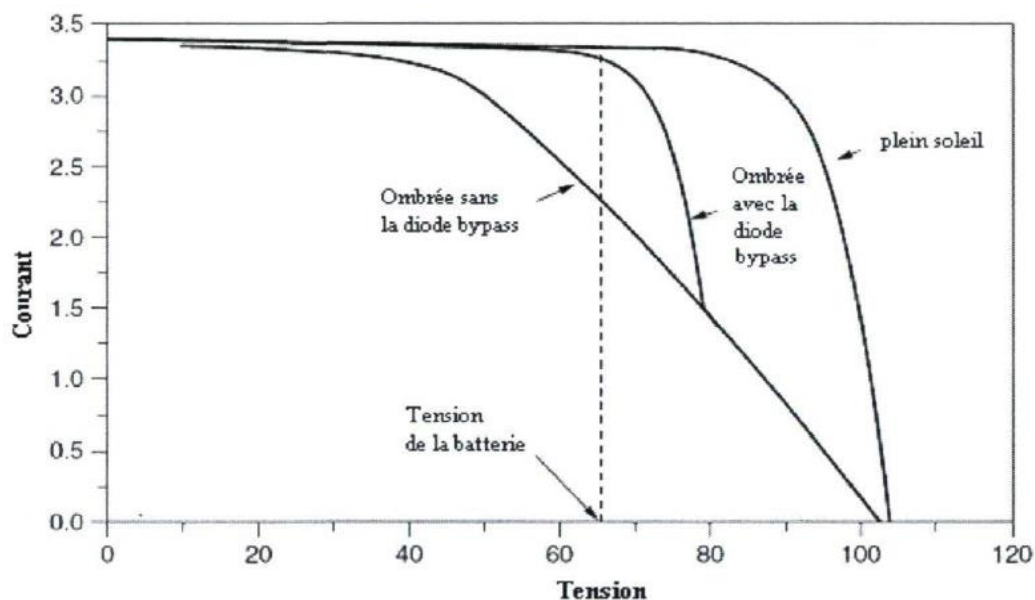


Figure III.14 : Courbe expliquant l'impact de la diode by-pass sur le GPV.

Dans les conditions normales (a), la diode by-pass est bloquée et tout le courant passe par la cellule solaire, tandis que dans l'ombre (b), la diode by-pass conduit le courant autour de la cellule ombrée causant seulement au module une chute de tension de 0.6V.

Les courbes de la figure III.14 illustrent l'effet de la diode Bypass sur les caractéristiques du MPV.

### III.4.3. Protections classique d'un GPV

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de l'installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et leur

fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles [39, 40]:

- la protection lors de la mise en série de modules **PV** permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (**diode by-pass**) et éviter les points chauds.
- la protection en cas de connexion en parallèle de modules **PV** pour éviter les courants négatifs dans les **GPV** (**diode anti-retour**).

### III.4.3.1. Diode de by-pass

La diode de by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse.

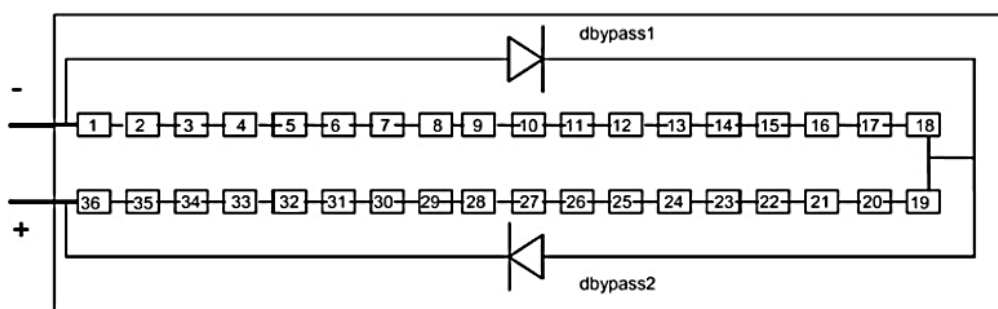


Figure III.15: Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass [41].

Les diodes by-pass jouent un rôle clé face à l'effet de l'ombrage. Comme l'illustre le dessin ci-dessous, il faut toujours chercher à orienter les panneaux afin qu'un seul panneau à la fois ne soit soumis à l'ombrage.

### III.4.3.2. Diode anti-retour

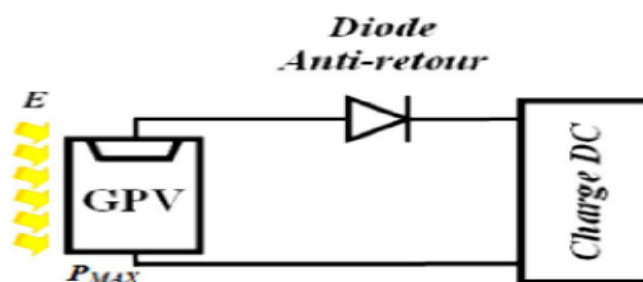


Figure III.16: diode anti-retour placée à la sortie du string et avant la charge et la connexion des autres strings.

Dans le cas de couplage en parallèle, si une ou plusieurs cellules sont occultées, les autres deviennent réceptrices, de fait que la tension de fonctionnement est supérieure à la tension de circuit ouvert. Bien qu'une cellule puisse dissiper un courant important, il est préférable de disposer d'une diode en série dite « diode anti-retour », laquelle empêche,



également, de gaspiller dans une autre cellule occultée une partie de la puissance produite par les cellules fonctionnant normalement.

#### III.4.4. Courbe I-V dans l'obscurité « Dark I-V »

La courbe III.17 dans l'obscurité vise à caractériser le comportement de diode de la cellule solaire. La mesure DIV permet donc de calculer les différents paramètres électriques d'une cellule en obscurité. La caractéristique I-V d'une cellule solaire est la superposition sous-obscurité du courant photo-généré. L'éclairement de la structure déplacé la courbe I(V) de la diode vers les courants inverses [42].

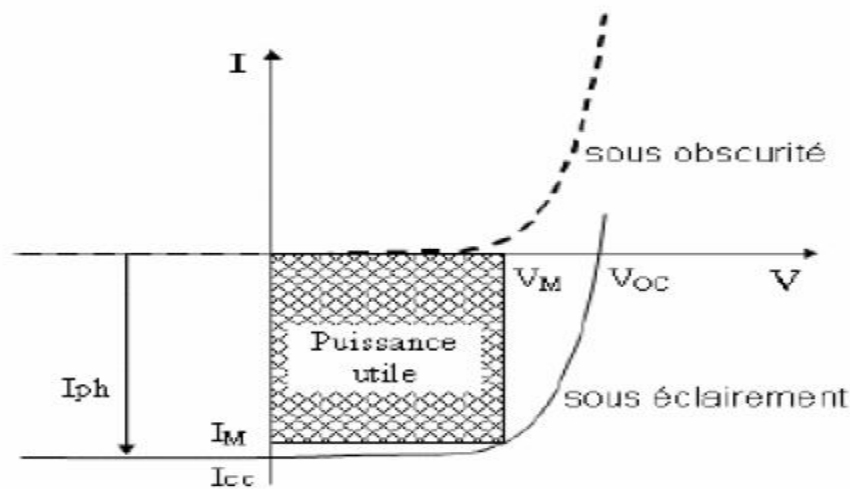


Figure III.17: Caractéristique  $I(V)$  sous obscurité et sous éclairement.

#### III.4.5. Les zones de caractéristique I(V) d'un GPV

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe  $I = f(V)$  est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque.

- **La zone (1) :** où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, Le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2) :** correspondant au code de la caractéristique, représente la région préférée pour le fonctionnement du Générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (3) :** qui se distingue par une variation de courant correspondant à une Tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

La figure (III.18) représente trois zones essentielles [43].

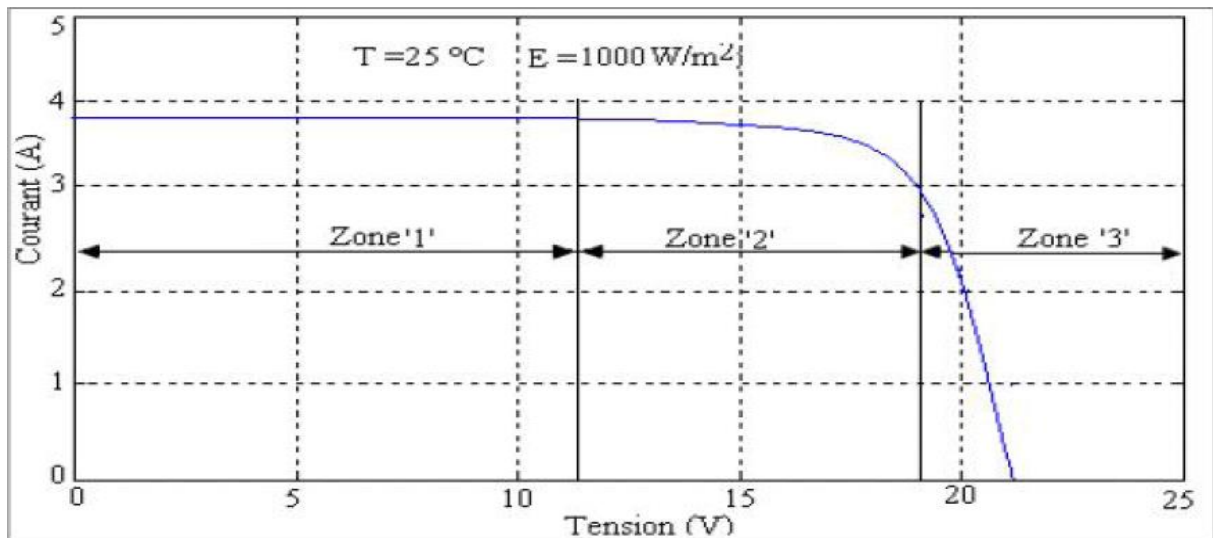


Figure III.18 : Les différentes zones de Caractéristique I(V) entre générateur et module Photovoltaïque.

### III.4.6. Choix des symptômes pour le diagnostic de défauts

Une simulation exhaustive des différents défauts nous a permis d'obtenir différentes courbes telles qu'elles sont présentées dans la (figure III-19).

De la figure, on peut tirer trois symptômes qu'on juge suffisants pour discriminer les défauts considérés. Le choix des symptômes est la toute première étape qu'on fait pour réussir un algorithme de diagnostic.

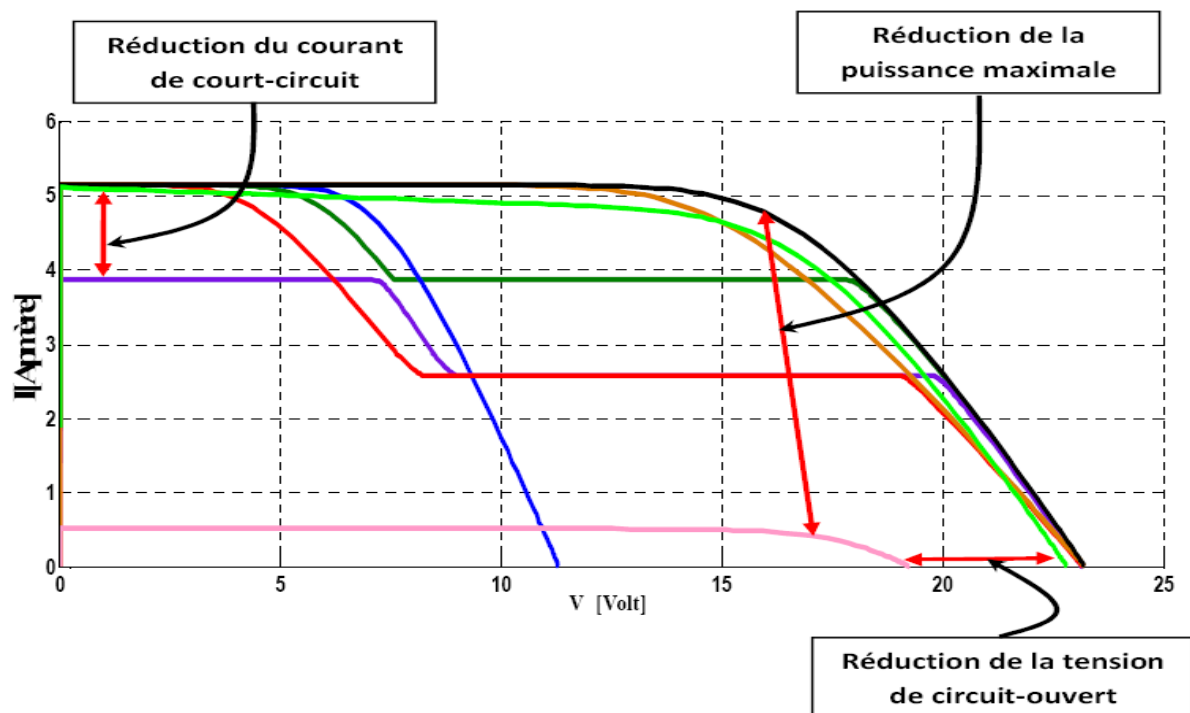


Figure III.19: différents symptômes de la caractéristique I-V d'un module PV défaillant.

- **Le symptôme S1:** présente la réduction de la puissance produite par le module PV. Il nous alerte sur l'état de santé de notre générateur PV, pour trouver l'origine du défaut, on a besoin d'autres symptômes, tel que les deux suivants :
- **Le symptôme S2:** présente la réduction de la tension de circuit ouvert du module PV.
- **Le symptôme S3:** présente la réduction du courant de court-circuit du module PV.

Les symptômes ainsi retenus évoluent en fonction de trois facteurs principaux [45] qui sont:

- **La sévérité des défauts:** au fur et à mesure que l'amplitude du défaut évolue les symptômes changent.
- **Condition de fonctionnement:** l'ensoleillement affecte considérablement les symptômes manifestés.
- **Type du système PV:** pour un module, un string ou un système PV complet, l'effet du défaut n'est pas le même.

### III.5. CONCLUSION

Comme le domaine du photovoltaïque est vaste et complexe, on s'est contenté d'un bref sommaire sur ce phénomène et son champ d'application. On a vu dans ce chapitre le mode de dégradation en partant de mode de défaillance et le vieillissement accélérer puis le mode d'ombrage et d'obscurité de module PV.

L'ombrage impacte de manière fondamentale la production globale d'un système photovoltaïque. Son influence est difficile à modéliser car il dépend de nombreux paramètres tels que :

- La puissance instantanée du rayonnement solaire.
- Le taux de masquage des cellules ombragées (% de la surface).
- La zone ombragée du panneau (influence des diodes by-pass).
- Le Taux d'ombrage relatif (différence d'ensoleillement entre zone ombragée et exposée).
- Du comportement des onduleurs ...etc.

# **C**HAPITRE IV

# **S**IMULATION DU **C**OMPORTEMENT **D'**UN MODULE PV EN **P**RESENCE DE **P**ROBLEME DE **D**ESADAPTATION

## CHAPITRE IV

# Simulation du comportement d'un module PV en présence de problème de désadaptation

---

### IV.1. Introduction

Lors de l'installation d'un système photovoltaïque, il arrive parfois que l'emplacement des modules PV soit imposé par le milieu. Cela est très fréquent dans les systèmes PV intégrés au bâtiment où l'architecture impose l'emplacement des modules PV sur un bâtiment. Dans ces conditions, on peut se retrouver dans une situation où des modules PV ou des parties de modules soient ombragés. Quand un module PV est partiellement ombragé, certaines de ses cellules peuvent devenir polarisées en inverse fonctionnant comme charges au lieu de générateurs. Cela produit des points chauds (hot spot) et risque de détruire ces cellules et donc le module s'il ne comporte pas de protections. Si ce module est connecté en série avec d'autres modules PV dans une branche d'un générateur PV, l'apparition d'un circuit ouvert, dû au hot spot, va déconnecter toute cette branche du générateur PV [46].

L'objectif de ce chapitre est la simulation de cet effet d'ombrage partiel sur un module PV et l'étude des effets sur les caractéristiques I-V et P-V pour différents cas en présence et en absence de diodes by-pass.

### IV.2. Méthode de simulation du comportement d'un module PV partiellement ombragé

Le circuit équivalent d'un module PV comprenant des cellules ombragées est représenté sur la figure (IV.1). Les cellules non-ombragées, dites normales, et les cellules ombragées (générateurs de courant, opaque) sont connectées en série.

Pour un module PV comportant  $N_1$  cellules normalement éclairées et  $N_2$  cellules ombragées, étant donné que les cellules sont connectées en série, on a :

$$I = I_1 = I_2 \quad (\text{IV.1})$$

$$V = V_1 + V_2 \quad (\text{IV.2})$$

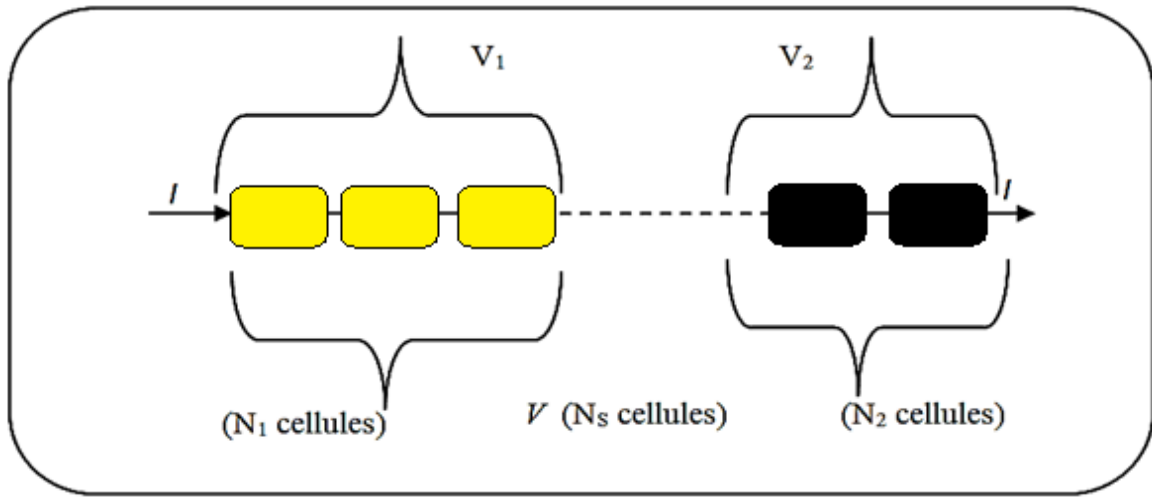


Figure IV.1 : Circuit électrique équivalent d'un module PV comportant des cellules ombragées.

En utilisant le modèle de Bishop, le circuit de la figure (II.13) est décrit par les deux équations suivantes [47]:

$$I_1 = I_{ph1} - I_0 \left[ \frac{V_1/N_1 + r_s I_1}{mV_t} - 1 \right] - \frac{V_1/N_1 + r_s I_1}{r_{sh}} - a' \left( V_1/N_1 + r_s I_1 \right) \left( 1 - \frac{V_1/N_1 + r_s I_1}{V_{br}} \right)^{-n} \quad (IV.3)$$

$$I_2 = I_{ph2} - I_0 \left[ \frac{V_2/N_2 + r_s I_2}{mV_t} - 1 \right] - \frac{V_2/N_2 + r_s I_2}{r_{sh}} - a' \left( V_2/N_2 + r_s I_2 \right) \left( 1 - \frac{V_2/N_2 + r_s I_2}{V_{br}} \right)^{-n} \quad (IV.4)$$

Où:

$a'$  : Facteur de correction [ $\Omega^{-1}$ ];  $V_{br}$  : Tension d'avalanche en volt ;  $n$  : Facteur de claquage.

Avec  $I_{ph1}$  : Courant photo-généré des cellules normalement éclairées dépendant de l'éclairement et de la température.

$I_{ph2}$ : est le courant photo-généré des cellules ombragées.

Pour une cellule de la partie ombragée d'un module PV, le courant  $I_{ph2}$  s'exprime en fonction du courant  $I_{ph1}$  et de la transmittance de l'ombre  $F_s$  (facteur d'ombrage de la cellule) comme suit [48] :

$$I_{ph2} = F_s \cdot I_{ph1} \quad (IV.5)$$

Avec  $0 \leq F_s \leq 1$ , tel que si:

$$\begin{cases} F_s = 0 & \text{la cellule est complètement ombragée} \\ F_s = 0.5 & \text{la moitié de la cellule est ombragée (transmittance 50\%)} \\ F_s = 1 & \text{la cellule est complètement éclairée} \end{cases}$$

La résolution des équations (IV.3) et (IV.4) par une méthode numérique, soit celle de NEWTON-RAPHSON, permet d'obtenir la caractéristique I-V du module photovoltaïque. Dans notre cas, nous les avons implémentés dans un programme de simulation sous Matlab/Simulink.

**IV.2.1. Structure générale et schéma bloc**

Nous avons vu, dans les chapitres précédents, les différents paramètres électriques et les différents modèles mathématiques décrivant le fonctionnement d'un module PV pour étudier le comportement des courbes I-V et P-V en présence de problème d'ombrage partiel, dit mode dégradé ou dit en présence de problème de désadaptation. L'utilisation du logiciel de simulation MATLAB / SIMULINK semble être une solution adéquate pour pouvoir suivre l'évolution des divers paramètres.

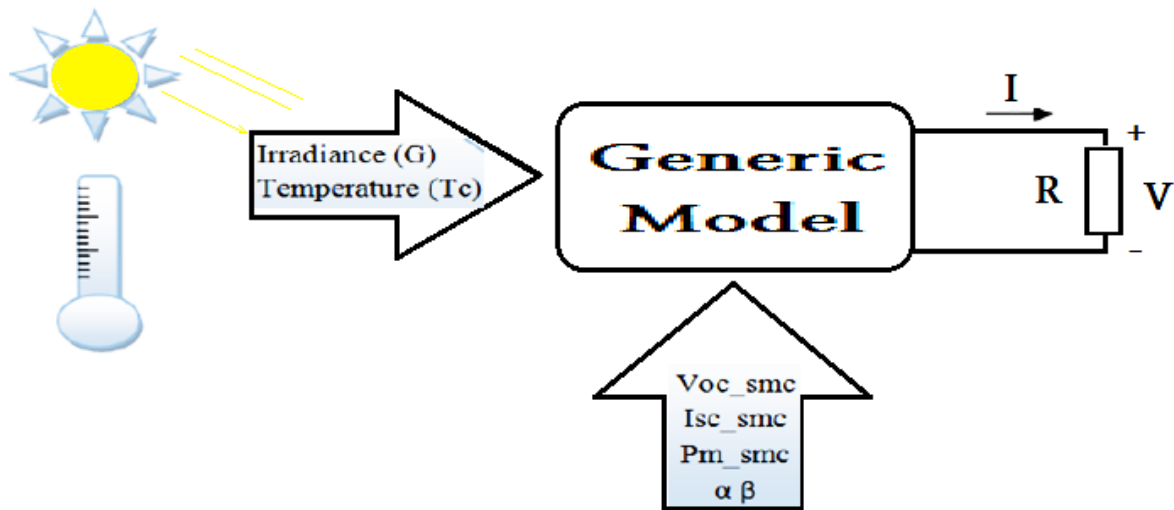


Figure IV.1 : Diagramme pour le modèle de conception.

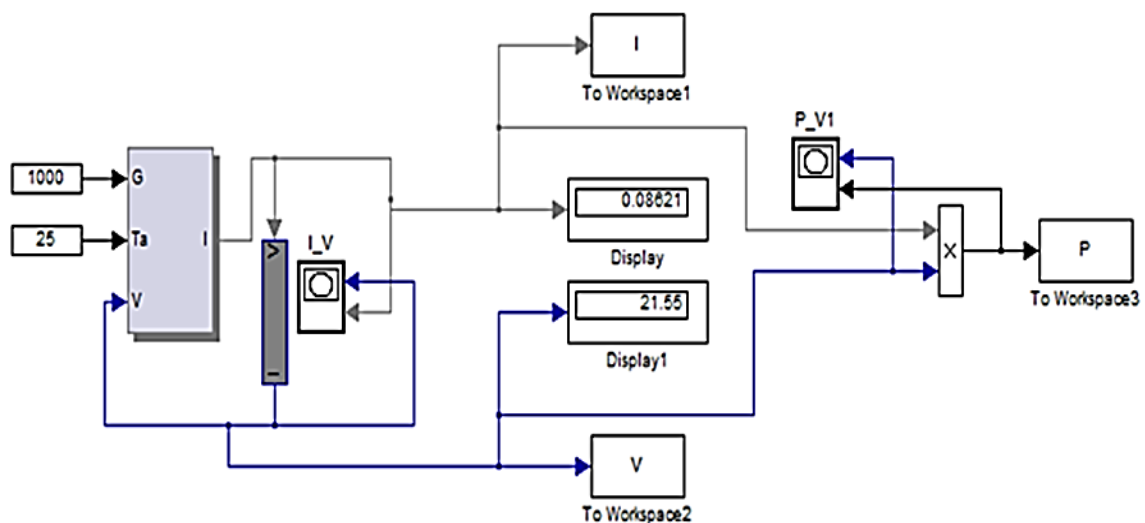


Figure IV.2 : Schéma de simulation des caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON I-

### IV.2.2. Caractéristique I-V direct où le module est totalement éclairé :

La figure IV.3 montre la caractéristique I (V) et P(V) où le module est totalement éclairé.

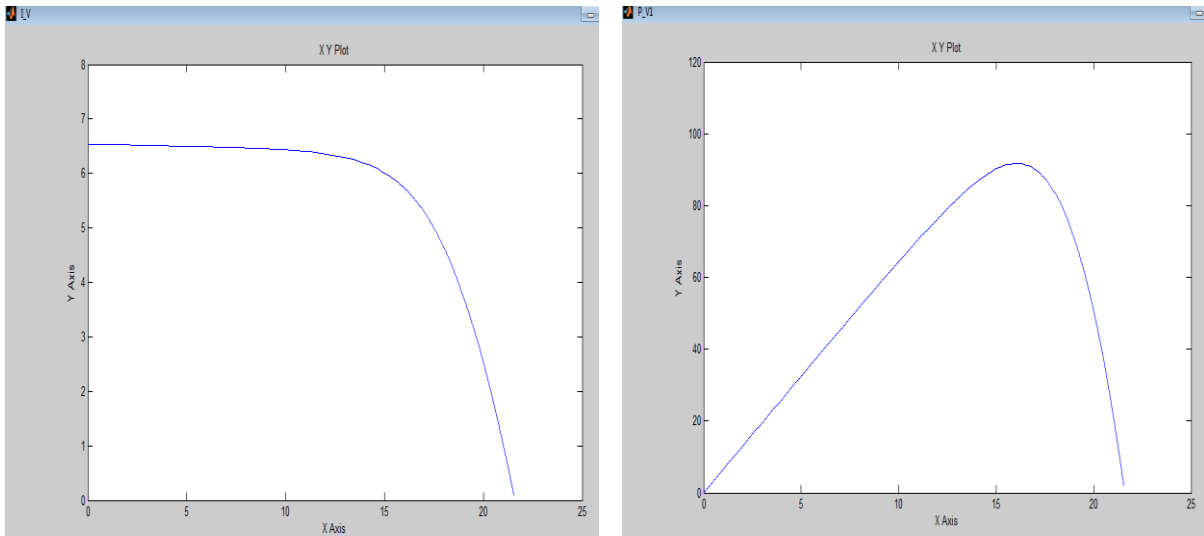


Figure IV. 3: Simulation les caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON I-106/12 sans effet de l'ombre.

### IV.3. Simulation le cas d'étude

Selon la modélisation des PV traitée précédemment, nous allons concevoir et illustrer les différents comportements de la cellule PV en utilisant le modèle **Bishop** qui est généralement retenu comme le modèle le plus adapté pour modéliser une cellule PV tant en fonctionnement normal qu'en fonctionnement dans le régime inverse. Un module PV constitué de 36 cellules connectées en série possède les paramètres suivants aux conditions STC :  $I_{ph1} = 3.2 \text{ A}$ ,  $I_0 = 3,86.10^{-5} \text{ A}$ ,  $R_s = 0.008 \Omega$ ,  $R_{sh} = 15.29 \Omega$ ,  $m = 1.96$ ,  $a' = 2.10^{-3}$ ,  $V_{br} = -21.29 \text{ V}$ ,  $n = 3$ .

ISOFOTON 106/12	
$P_{mp}$ [W]	106
$V_{ov}$ [V]	21.6
Isc [A]	6.54
$V_{mp}$ [V]	17.4
$I_{mp}$ [A]	6.10
$\alpha \cdot I_{sc}$ [%/°C]	0.060
$\beta \cdot V_{oc}$ [%/°C]	-0.36

Tableaux IV.1: Caractéristique électrique de module PV.



Nous allons simuler l'effet de l'ombre sur ce module en fonction de la transmittance de l'ombre pour une seule cellule ombragée avant d'augmenter le nombre de cellules ombragées pour une même transmittance de l'ombre, et ceux dans le de présence et d'absence des diodes by-pass.

L'algorithme utilisé pour décrire le comportement du module PV sous des conditions d'ombrage partiel est représenté sur la figure IV.4 :

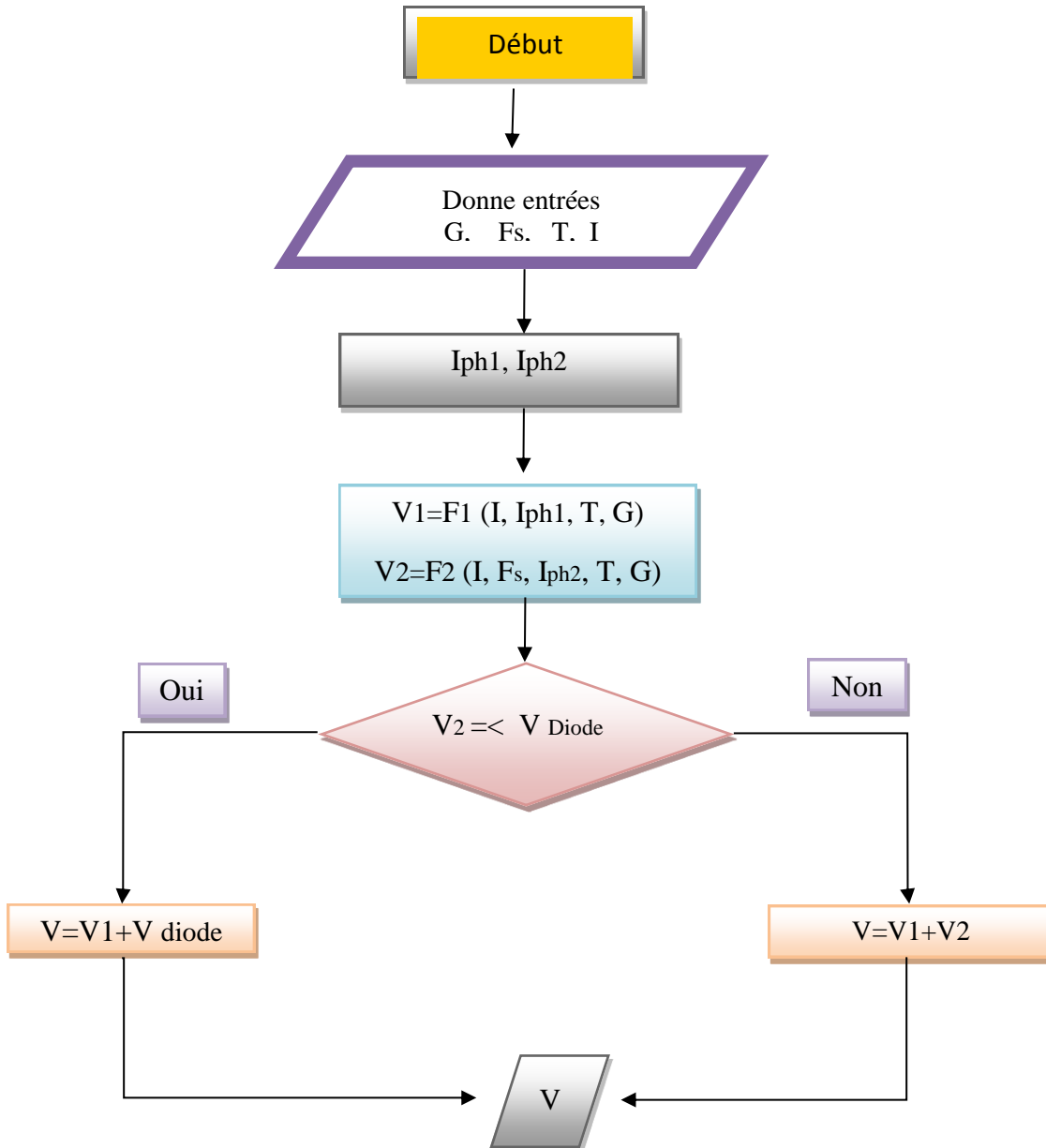


Figure IV.4: Algorithme pour le calcul des courbes  $I-V$  sous ombrage partiel [49].

## IV.4. RESULTATS DE SIMULATION

### IV.4.1. Sans diodes by-pass

Le schéma bloc du programme de simulation dans ce cas est donné à la figure IV.5. Les deux blocs correspondent à la modélisation des équations IV.3 et IV.4, la structure interne du bloc concernant la partie ombragée est présentée à l'annexe.

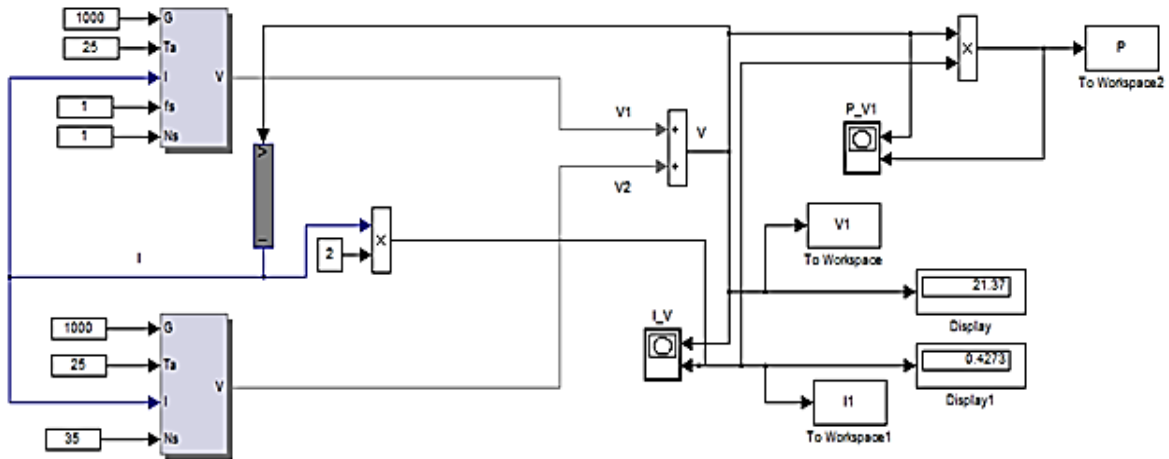
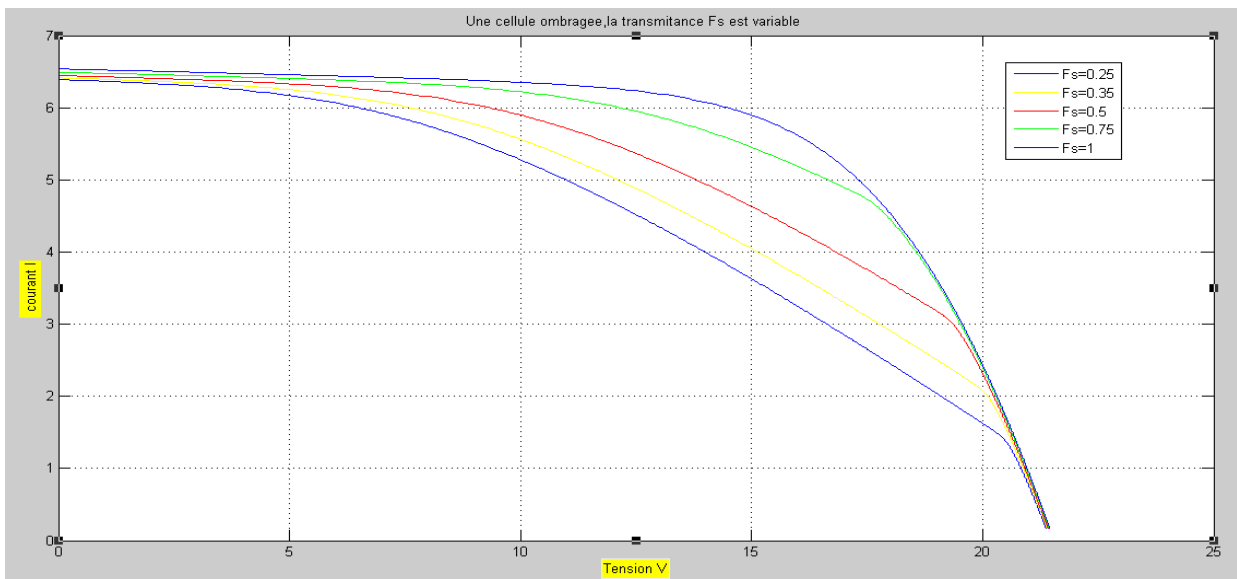


Figure IV.5 : Schéma bloc du programme de simulation de la courbe I-V d'un module PV comportant des cellules ombragées.

#### a) Cas d'une cellule ombragée, transmittance variable

Les figures IV.6 et IV.7 montrent les résultats de la simulation des caractéristiques I-V et P-V respectivement lorsque l'une des cellules est ombragée avec des différentes valeurs de la transmittance de l'ombre ( $F_s = 1$ ,  $F_s = 0.75$ ,  $F_s = 0.50$ ,  $F_s = 0.35$ ,  $F_s = 0.25$ ).



Figures IV.6: Courbes I-V du module PV avec une cellule ombragée pour différentes valeurs de la transmittance de l'ombre.

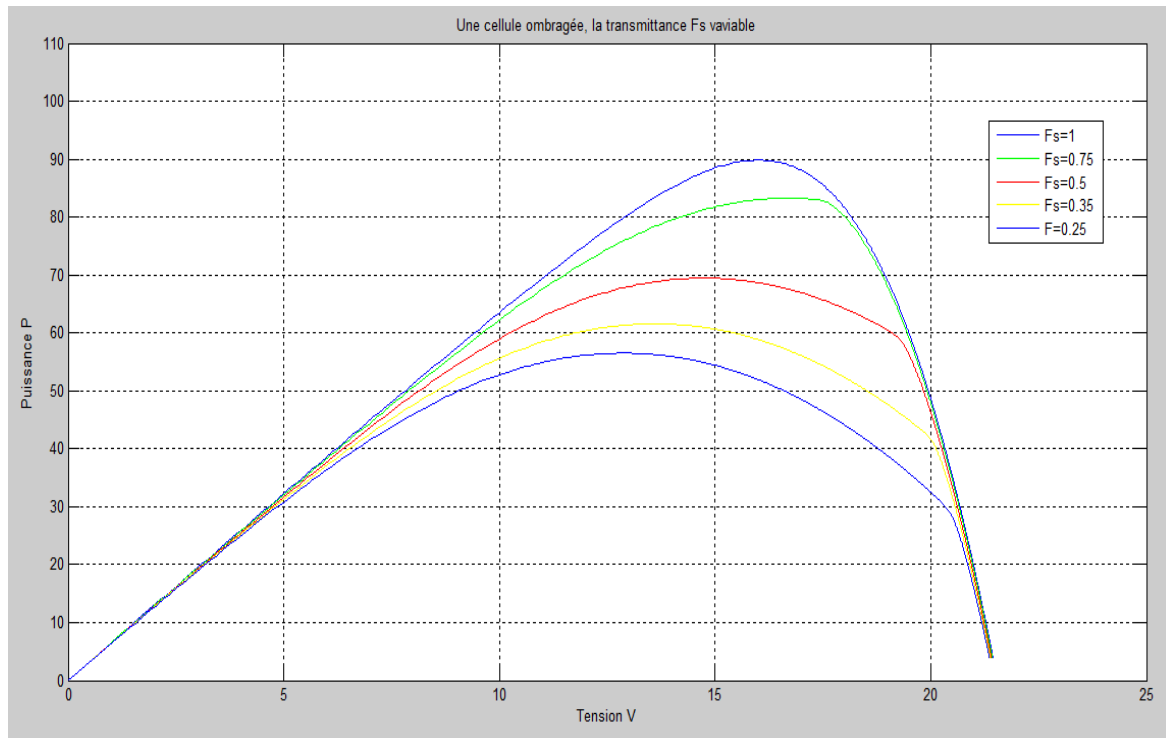


Figure IV.7: Courbes P-V du module PV avec une cellule ombragée pour différentes valeurs de la transmittance de l'ombre.

En observant les figures IV.6, on remarque que l'ombrage partiel d'une cellule du module PV provoque la déformation de l'allure de la caractéristique I-V causée par le fait que le courant diminue à partir du point de court-circuit et de plus en plus jusqu'aux alentours du point de circuit ouvert. Cette diminution augmente lorsque la transmittance de l'ombre diminue. La tension de circuit ouvert n'est pas affectée mais la puissance diminue considérablement quand la transmittance de l'ombre diminue comme on le voit sur les figures IV.7.

Le tableau suivant représente le pourcentage de la puissance maximale pour chaque cas par rapport au cas où le module n'est pas ombragé [46].

<b>Cas d'une seule cellule ombragée</b>	
<b><math>F_s</math></b>	<b>Taux de puissance max récupérée</b>
<b>1</b>	<b>100%</b>
<b>0.75</b>	<b>87.23%</b>
<b>0.50</b>	<b>66.02%</b>
<b>0.35</b>	<b>47.67%</b>
<b>0.25</b>	<b>36.28</b>

Tableau IV.2 : Taux de puissance maximale récupérée du module PV en fonction de la transmittance de l'ombre.

**b) Transmittance fixe, nombre de cellules ombragées variable**

Pour une transmittance de l'ombre fixée à 50%, on fait varier le nombre de cellules ombragées (de 0 à 3) et les figures IV.8 et IV.9 représentent les caractéristiques I-V et P-V.

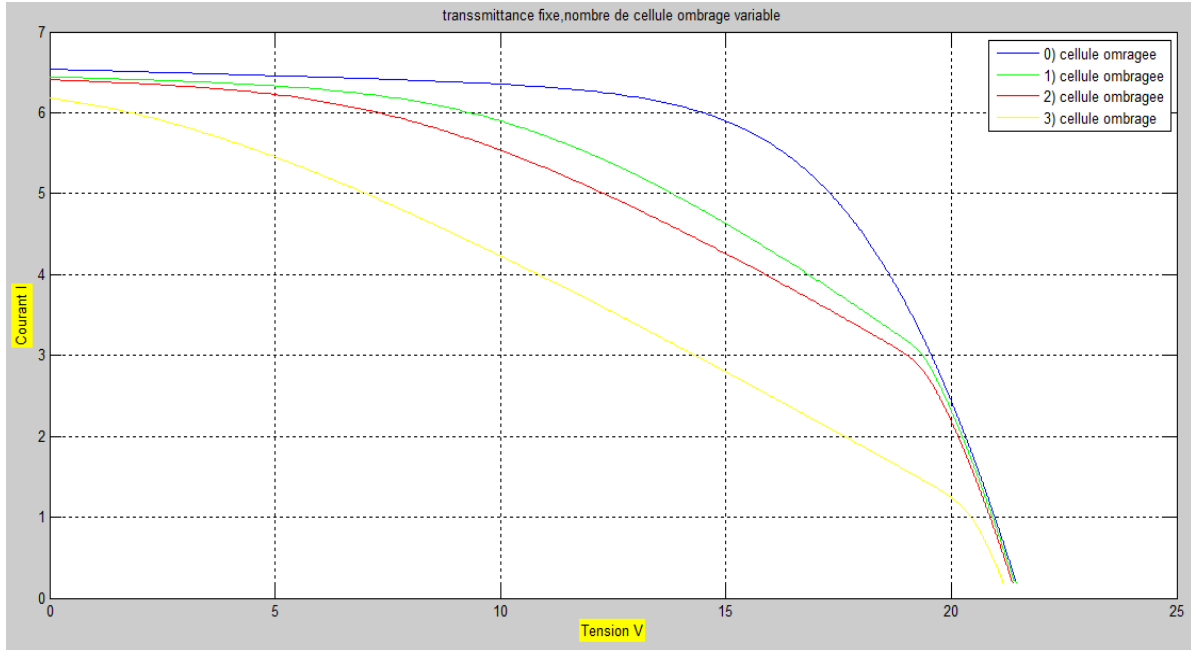


Figure IV.8: Caractéristiques I-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées ( $F_s = 50\%$ ).

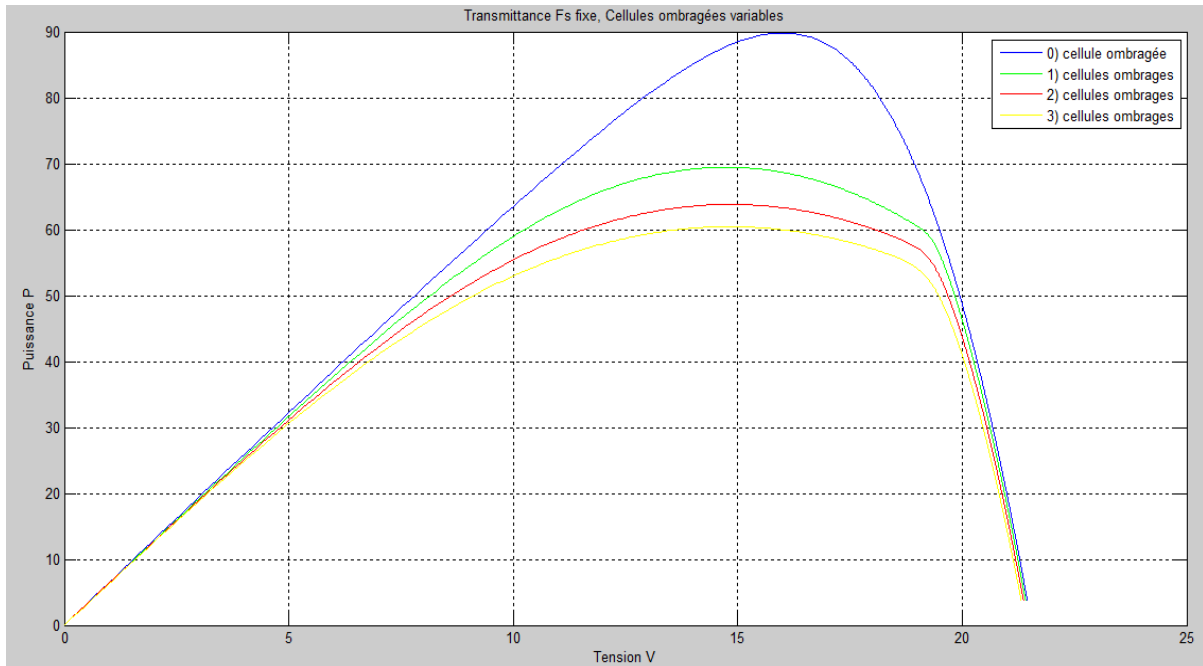


Figure IV.9: Caractéristiques P-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées ( $F_s = 50\%$ ).

Pour une même transmittance, l'augmentation du nombre de cellules ombragées rend la baisse du courant de court-circuit plus importante mais l'allure de la courbe I-V ne change pas et la puissance produite par le module ne diminue que légèrement quand le nombre de cellules ombragées augmente pour une même transmittance.

Le tableau IV.3 suivant représente le pourcentage de la puissance maximale par rapport au cas où le module n'est pas ombragé en fonction du nombre de cellules ombragées pour une même transmittance  $F_s = 50\%$ .

$F_s = 50\%$	
Nombre de cellules ombragées	Taux de puissance max récupérée
0	100%
1	66.02%
2	64.96%
3	64.03%

Tableau IV.3 : Taux de puissance maximale récupéré du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées.

**IV.4.2. Avec diodes by-pass :**

Les diodes by-pass sont utilisées pour protéger les cellules contre les grandes tensions négatives. Le module étudié comporte deux diodes by-pass où chaque diode est connectée en parallèle à une partie de 18 cellules selon le schéma de la figure IV.11.

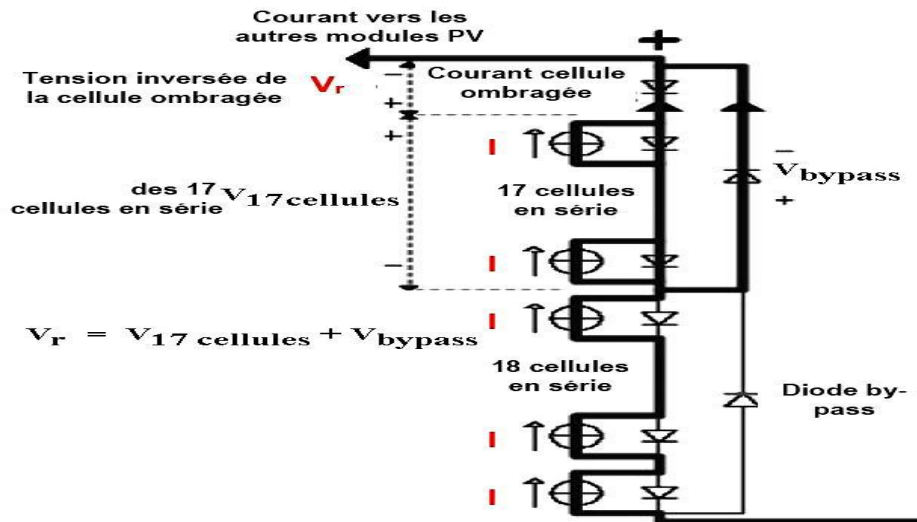


Figure IV. 11: Une cellule ombragée sur un module PV [50].

Le schéma bloc du programme de simulation est représenté sur la figure IV.12. Il diffère du précédent par le fait que le module est partagé en deux parties de même nombre de

cellules dont l'une contient des cellules ombragées, et par l'introduction d'un Switch qui modélise une diode by-pass tel que :

- Si  $V_2 \geq 0$  alors,  $V = V_1 + V_2$  sinon,  $V = V_1$ .

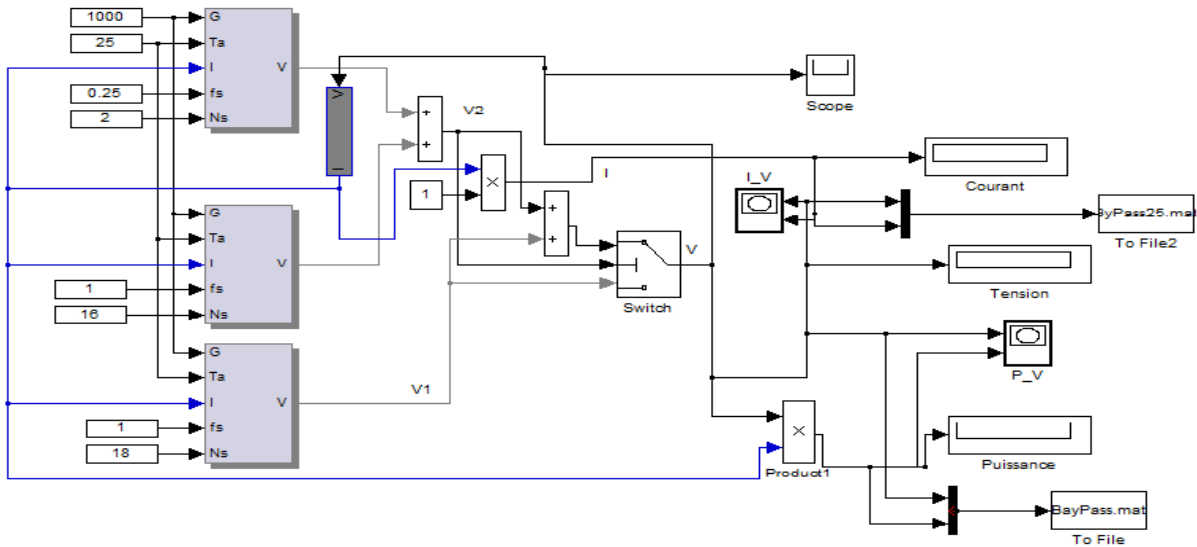
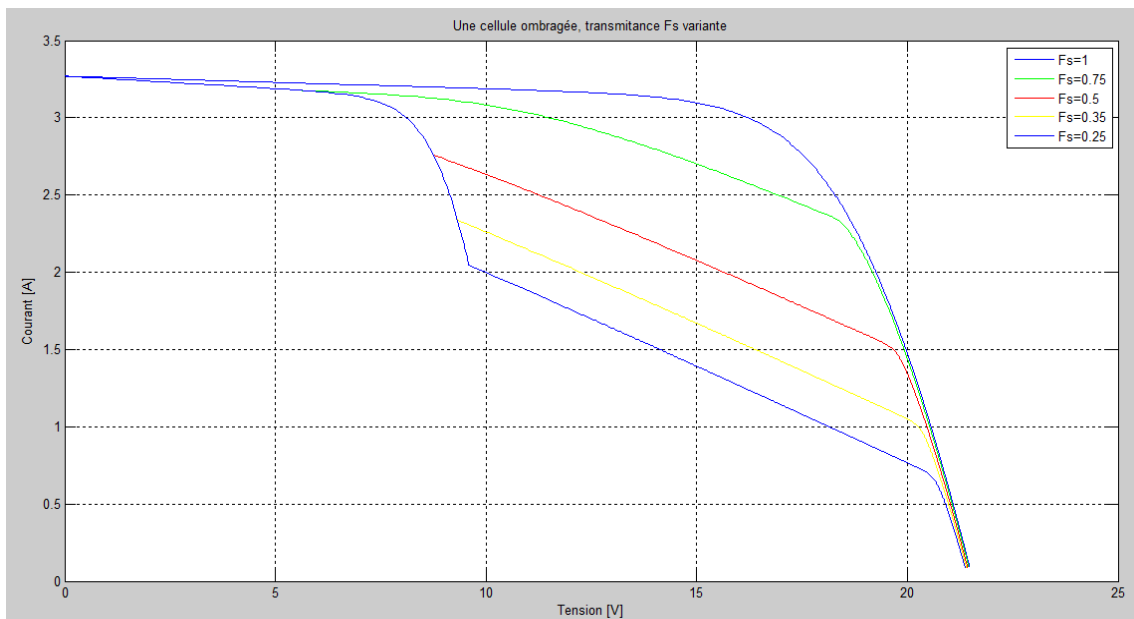


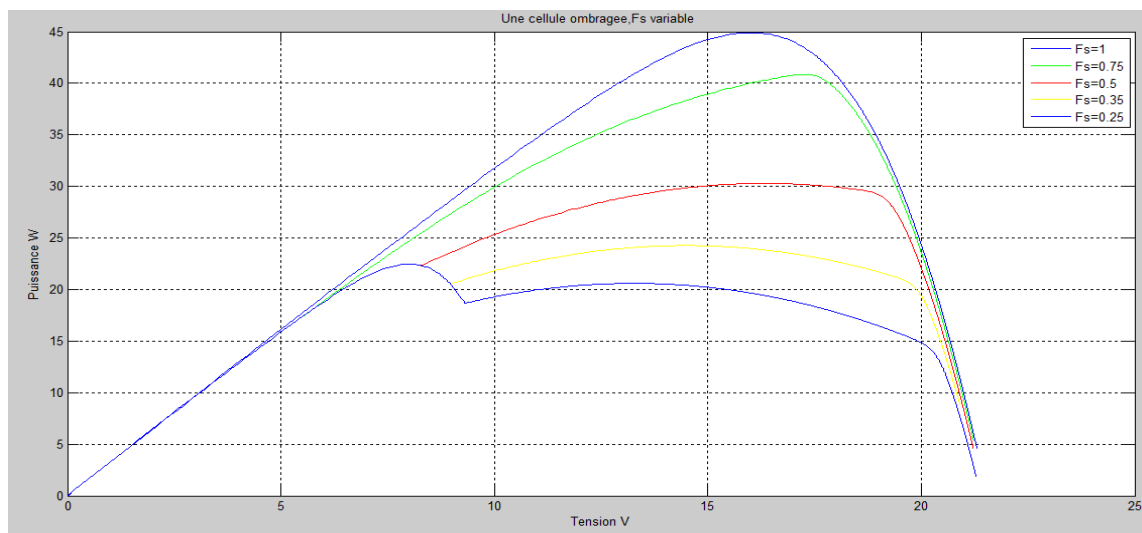
Figure IV.12 : Schéma bloc du programme de simulation de la courbe I-V d'un module PV comportant des cellules ombragées et deux diodes by-pass.

**a) Une cellule ombragée, transmittance variable :**

Les figures IV.13 et IV.14 représentent les résultats de la simulation des caractéristiques I-V et P-V dans le cas où ces diodes by-pass sont connectées en variant la transmittance de l'ombre pour une seule cellule ombragée.



Figures IV.13: Courbes I-V cas d'une cellule ombragée pour diverses valeurs de la transmittance de l'ombre avec diodes by-pass.



Figures IV.14 : Courbes P-V, cas d'une cellule ombragée pour diverses valeurs de la transmittance de l'ombre avec diodes by-pass.

L'effet des diodes by-pass se traduit par la déconnection de toute la partie qui contient la cellule ombragée tant qu'elle est polarisée en inverse. Le courant à partir duquel la partie ombragée se reconnecte à l'autre partie du module diminue avec la diminution de la transmittance de l'ombre. L'action de la diode by-pass fait apparaître deux points de puissance maximale sur la courbe P-V.

### b) Transmittance fixe, nombre de cellules ombragées variable :

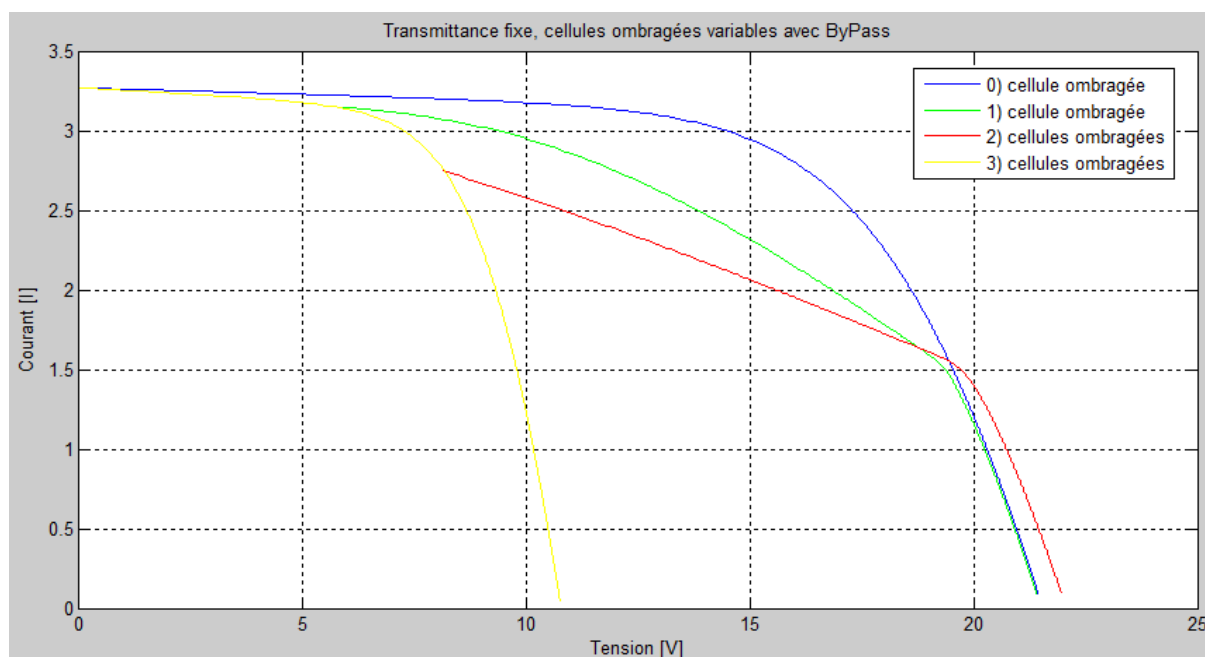


Figure IV.15 : Caractéristiques I-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées ( $F_s = 50\%$ ) avec diodes by-pass.

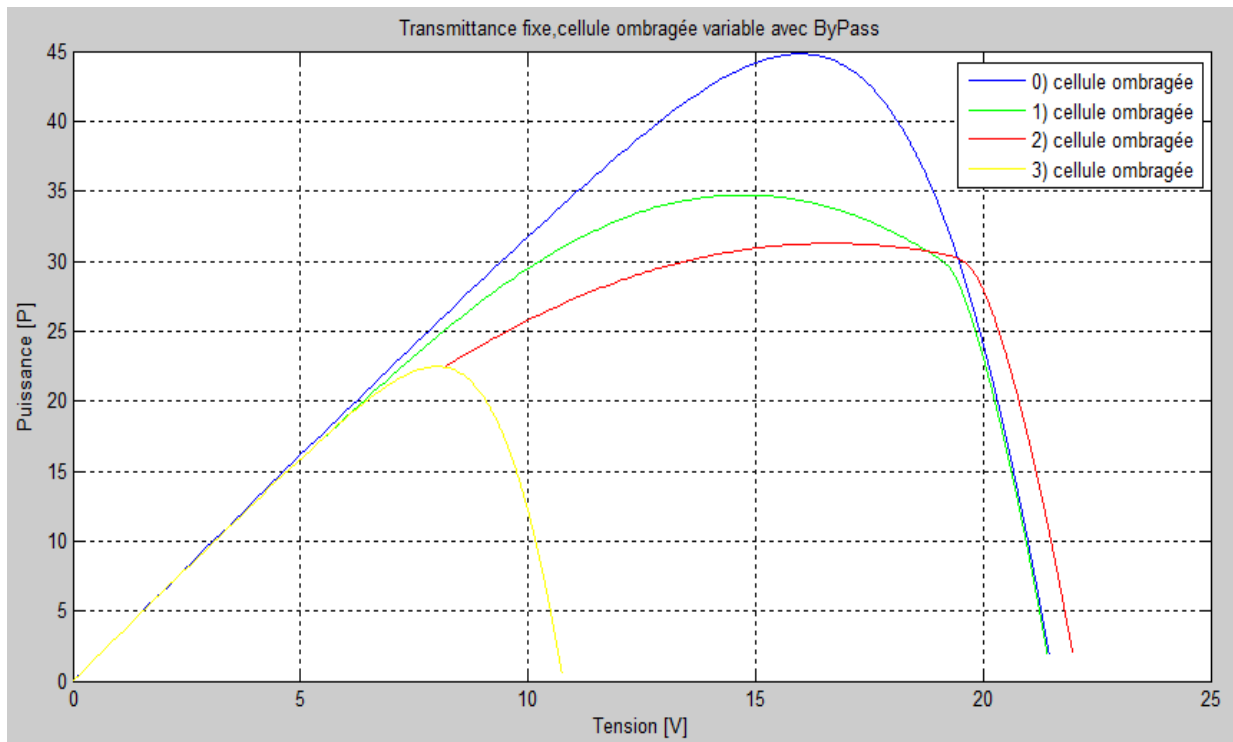


Figure IV.16 : Caractéristiques P-V du module PV en fonction du nombre de cellules ombragées ( $F_s = 50\%$ ) avec diodes by-pass.

Les figures IV.15 et IV.16 représentent les résultats de la simulation des caractéristiques I-V et P-V pour ce module avec diodes by-pass en variant le nombre de cellules ombragées (de 0 à 3) pour une transmittance de l'ombre fixée à 50%.

Lorsque le nombre de cellules ombragées augmente, le courant à partir duquel la partie ombragée se connecte diminue. Mais, à partir d'un certain nombre de cellules ombragées (3 cellules pour notre cas) cette partie reste déconnectée quelle que soit la charge.

#### IV.5. Résultats et discussions

La cellule occultée peut subir une tension inverse trop élevée ou être traversées par un courant trop important il peut résulter des dégradations irréversibles pouvant entraîner la destruction de toute une station.

Donc l'occultation est un phénomène tout à fait aléatoire, la puissance dissipée représente l'inconvénient majeur.

La protection des photopiles contre les tensions inverses très importantes est assurée par la délimitation numérique d'une zone de contrainte thermique.



En pratique la pénétration dans cette zone est d'autant plus préjudiciable à la durée de vie du module qu'elle est profonde et prolongée.

L'importance du facteur d'ombre  $F_s$  est d'observée lors de la simulation en agissant directement sur les caractéristiques directes et inverses de PV. Il est nécessaire de le maintenir supérieur à 0.5 et il est plus que souhaitable de l'avoir proche de l'unité.

La diode By-Pass est nécessaire pour toute installation PV et devient même obligatoire pour assurer une protection du circuit et par la même récupérer la puissance dissipée.

Lors de l'installation, il faut toujours faire en sorte de minimiser la probabilité d'avoir un grand nombre de cellule occultée car ça s'avère d'un danger certain pour le matériel.

## **IV.6. CONCLUSION**

Nous avons présenté une méthode pour simuler le comportement électrique d'un module PV partiellement ombragé. On a vu qu'on peut étudier l'effet du taux d'ombrage ainsi que l'influence du nombre de cellule ombragées sur la caractéristique I-V pour les deux cas : sans les diodes by-pass et avec les diodes by-pass.

Cette méthode est applicable à tout module PV dont on connaît les paramètres. Elle est particulièrement importante pour les systèmes PV intégrés aux bâtiments où le risque d'ombrage est plus grand.

Cette simulation digitale sert afin de comprendre le comportement opérationnel de ces composants et les interactions entre eux.

Depuis la simulation de la performance d'un système, on peut tracer toutes les étapes de la conversion d'énergie et identifier en détail les pertes à travers le système.

# **C**ONCLUSION **G**ENERALE

## CONCLUSION GENERALE

Pour la conception des systèmes photovoltaïque, la donnée la plus utile concernant l'énergie solaire se traduit par les valeurs mensuelles du rayonnement globale reçu par un panneau solaire, ce dernier incliné par rapport à l'horizontal d'un angle correspondant à la latitude de lieu pour favoriser la captation de l'énergie solaire.

Le fonctionnement d'une cellule solaire est régit par un modèle déduit à partir d'un circuit électrique équivalent qui se traduit par une équation courant-tension  $I(V)$  non linéaire.

Pour un éclairement donné à une température ambiante la caractéristique courant-tension  $I(V)$  nous renseigne sur le comportement de la cellule solaire. La cellule solaire se comporte comme un générateur dont la tension à ses bornes et le courant qu'il débite représentent la caractéristique  $I(V)$ .

Cette caractéristique influencée par plusieurs facteurs tels que : la température, le flux lumineux, la résistance shunt, la résistance série.

La cellule occultée peut subir une tension inverse trop élevée ou être traversée par un courant trop important, il peut résulter des dégradations irréversibles pouvant entraîner la destruction de toute une station. Donc l'occultation est un phénomène aléatoire, la puissance dissipée représente l'inconvénient majeur.

C'est pourquoi nous avons étudié le phénomène d'ombrage des modules PV à partir de la simulation réalisée dans le chapitre IV, la détermination de la caractéristique  $I(V)$  de la cellule ombragée est déduites.

Ensuite, nous avons montré l'utilité de la caractéristique en polarisation inverse pour l'étude de l'effet de l'ombrage sur les modules PV et nous avons proposé une méthode interactif qui permet le calcul des paramètres de modèle de Bishop d'une cellule ombragée et de les afficher.

Comme perspectives à notre travail, il conviendrait d'étudier le comportement thermique d'un module PV en milieu naturel.

# **BIBLIOGRAPHIE**

- 
- [1] BENIS HALOUMA, «*Contribution à la modélisation du problème de « Hot Spot » dans les modules solaire Photovoltaïque occultées* », thèse de magistère. Constantine. 2008.
- [2] D. M CHAPIN, C. S FULLER, G. L PEARSON, *A new silicon pn junction photocell for converting solar radiation into electrical power. J. Appl. Phys (1954).*
- [3] [http:// www.thermesciel.fr](http://www.thermesciel.fr).
- [4] A. LAUGER., J.A.ROGER « *Les photopiles solaire» technique et documentation* ,1981.
- [5] K. KOBAYASHI, I. TAKANO , Y. SAWADA , «*A study of a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions* », August 2000.
- [6] RIORDAN C., HULSTRON R., « *What is an air mass 1.5 spectrum? [solar cell performance calculations]* »; *Photovoltaic Specialists Conference, 1990, Conference Record of the Twenty First IEEE; 21-25 May 1990 Page(s):1085 - 1088 vol.2, Digital Object Identifier10.1109/PVSC.1990.111784.*
- [7] A. ADJATI, «*Etude des machines asynchrones à double étoile en pompage*», Université Abderrahmane MIRA, Béjaia, Décembre 2012.
- [8] *American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, ASTM G173-03 Tables: Extraterrestrial Spectrum, Terrestrial Global 37 deg South Facing Tilt & Direct Normal + Circumsolar .Disponible sur: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>*
- [9] E. BECQUERREL, « *Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires* » ; *C.R. Acad. Sci.*, 9 :561-567, 1839.
- [10] EMERY K., BURDICK J., CAIYEM Y., DUNLAVY D., FIELD H., KROPOSKI B., MORIARTY T., OTTOSON L., RUMMEL S., STRAND T., WANLASS M.W., *Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996 Page(s):1275 – 1278.*
- [11] WILLIAM SHOCKLEY AND HANS J. QUEISSER, « *DETAILED BALANCE LIMIT OF EFFICIENCY OF P-N JUNCTION SOLAR CELLS* », *J. APPL. PHYS.* 32, 510 (1961);DOI:10.1063/1.1736034.
- [12] ZAOUK D, ZAATAR Y, KHOURY A, LINARES C, CHARLES J.-P, BECHARA J, AJAKA M,« *Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells*
-

- of Si (PiN) structure», *Environment and Solar, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 – 95.*
- [13] G. A. CHAMBERLAIN AND P. J. COONEY, *Photoelectric properties of Aluminum /copper phthalocyanine /gold photovoltaic cells. Chem Phys. Lett (1979).*
- [14] ROSTALSKI J. AND MEISSNER D, *Photocurrent spectroscopy for the investigation of charge carrier generation and transport mechanisms in organic p/n-junction solar cells. Solar Energy Materials and Solar Cells (2000).*
- [15] MICHEL VILLOZ, *Centrales photovoltaïque. Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs, Chapitre 03 : Générateur solaire. Programme d'action PACER – Energies renouvelables. Office fédéral des questions conjoncturelles. Suisse (1996).*
- [16] BERNARD EQUER, *Energie Solaire Photovoltaïque - Tome 1, Physique Et Technologie De La Conversion Photovoltaïque. Ellipses Marketing (1993).*
- [17] M. C. ALONSO-GARCIA, J. M. RUIZ, F. CHENLO, *Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. Solar Energy Materials and Solar Cells (2006).*
- [18] J.A. Gow, C.D. Manning, *Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. IEEE Proceeding on Electric Power Applications (1999).*
- [19] [www.cipcsp.com/tutorial/panneau-solaire.html](http://www.cipcsp.com/tutorial/panneau-solaire.html).
- [20] M.C. Alonso-Garcia, J.M. Ruiz «Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells». *Volume 90, Issue 7-8, Pages: 1105-1120, 5 Mai 2006.*
- [21] M. ORGERET, “ Les piles solaires”, paris. 1985.
- [22] M. A. GREEN, «solar cells operating principal's technology and system applications». (1982).
- [23] S. SILVESTRE, A. CHOUDER, *Shading effects in characteristic parameters of PV modules. IEEE (2007).*
- [24] M. MARIR-BENABBAS, « Etude du problème de « HOT SPOT » dans un module solaire photovoltaïque » *Thèse de magistère .Constantine. 1984*
- [25] V. QUASCHNINGET ROLFHANITSCH, *Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. Solar Energy (1996)..*
- [26] J.A. ROGER, S. MASSED, J. POSBICET J. PIVOT: «Disequilibrium's in series connected solar cells » *Proceeding 4th photovoltaic conference CEE Stresa 1982.*

- 
- [27] R. A. Hartman, J. L. Prince, J. W. Lathrop, *Second quadrant effect in silicon solar cells. Proceedings of the 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego (1980).*
- [28] P. Spirito, V. Abergamo, *Reverse bias power dissipation of shadowed or faulty cells in different array configurations. Proceedings of the Fourth European Photovoltaic Solar Energy Conference (1982).*
- [29] C. F. L. Pineda, *Experimental evaluation of reverse bias stress induced on photovoltaic modules for different configurations. Solar and Wind Technology (1986).*
- [30] J. W. Bishop, *Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. Solar Cells (1988).*
- [31] V. Quaschnig et Rolf Hanitsch, *Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. Solar Energy (1996).*
- [32] : P.Spirito et V.Abergamo. «Reverse bias power dissipation of shadowed or faulty cells in different array configurations » 4th .E.C.PVSEC, pages: 296-300, Italy (1982).
- [33] MARC Van Damme et SYLVIE Sautrot, « Etude comparative de panneaux solaires photovoltaïques », *Rapport de stage, Université Paris VII, Mai-Juillet 2006.*
- [34] L.MABILLE, « Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration ». Thèse de doctorat, Université Paris Sud - Paris XI, Français, 2014.
- [35] C. R. OSTERWALD and T. J. McMAHON. *History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules : A literature review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 17(1) :11–33, 2009.*
- [36] G. YANG. *Life Cycle Reliability Engineering.* Wiley, 2007.
- [37] C.R. OSTERWALD. *Terrestrial photovoltaic module accelerated test-to-failure protocol. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2008.*
- [38] <http://www.soltis.be/fr/photovoltaïque>.
- [39] <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/bypass-diodes>.
- [40] CABREL CEDRIC, “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électrique dédiée à la conversation photovoltaïque”, *Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, France.*
- [41] M. ANGEL CID PASTOR , “Conception et réalisation de modules photovoltaïques Electronique “, *Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, France, 2006.*
-

- 
- [42] S. SILVESTRE, A. BORONAT, A. CHOUDER, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", *Applied Energy* 86 (2009) 1632-1640.
- [43] K.SAFIA, L.MERIEM, "contribution de l'effet des OTC sur les propriétés des cellules solaires: application aux structures: p-Si/n-Zno:Al", *mémoire d'ingénieur, université Ferhat Abbas, Sétif, 2011.*
- [44] I. BENDJAMAA, "Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque " *Mémoire de Magister, Université Abou-Baker Blkaid-Tlemcen 2011/2012.*
- [45] L. BUN, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV", *thèse de doctorat, université de Grenoble, 2011.*
- [46] G. ABDERRAZAK, "Mise au point de nouveaux procédés de mesure des caractéristiques directe et inverse des modules photovoltaïques de différentes technologies", *Mémoire de Magister, université de BEJAJA, 2008 – 2009*
- [47] H. KAWAMURA, H. OHNO, K. NAITO, "Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells". *Solar Energy Materials and Solar cells* (2003).
- [48] K. KOBAYASHI, I. TAKANO , Y. SAWADA , «A study of a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions », August 2000.
- [49] J.W.BISHOP, "COMPUTER SIMULATION OF THE EFFECTS OF ELECTRICAL MISMATCHES IN PHOTOVOLTAIC CELL INTERCONNECTION CIRCUITS", ESTI, Project Commission of the European Communities Joint Research Centre 21020 ispa, Varese, Italy, June 20, 1988.
- [50] G. Notton<sup>1\*</sup>, I. Caluianu<sup>2</sup>, I. Colda<sup>2†</sup> et S. Caluianu<sup>2</sup>, « Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin », <sup>1</sup> University of Corsica, UMR CNRS 6134 Scientific Centre of Vignola, Route des Sanguinaires, F-20000 Ajaccio, France, (reçu le 20 Février 2010 – accepté le 29 Mars 2010), *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°1 (2010) 49 – 62.



# ANNEXE

## Différents paramètres utilisés

### 1. Paramètres du module photovoltaïque Isofoton I-106 (12V) :

Résistance parallèle :  $R_{sh}=6.95 \text{ ohm}$ ;

Résistance série:  $R_s = 0.015 \text{ ohm}$ ;

Tension de circuit ouvert de la cellule:  $V_{oc} = 0.6 \text{ volt}$ ;

Courant de court-circuit de la cellule :  $I_{sc} = 3.27\text{A}$ ;

$m = 1.3$

$a = 0.00787 \text{ } \Omega^{-1}$ .

$V_{br} = -29.32\text{V}$ .

$n = 1.45$ .

$I_o = 1.061e-5\text{A}$ .

$dI_{sc} = 0.0023\text{A}$ .  $dV_{oc} = 0.002\text{V}$ .

### 2. Fiche technique de module photovoltaïque Isofoton I-106 (12V) :

Specifications	
Electrical Characteristics	
STC Power Rating $P_{mp}$ (W)	106
Open Circuit Voltage $V_{oc}$ (V)	21.6
Short Circuit Current $I_{sc}$ (A)	6.54
Voltage at Maximim Power $V_{mp}$ (V)	17.4
Current at Maximim Power $I_{mp}$ (A)	6.10
Panel Efficiency	12.4%
Fill Factor	75.0%
Power Tolerance	
Maximum System Voltage $V_{max}$ (V)	760
Maximum Series Fuse Rating (A)	
Temperature Coefficients	
Temperature Coefficiency of $I_{sc}$	0.060 %/°C
Temperature Coefficiency of $V_{oc}$	-0.36 %/°C
Temperature Coefficiency of $P_{mp}$	
Mechanical Characteristics	
Cell Type	Monocrystalline Cell
Cell Size(mm)	
Cells	36
Dimensions	

### 3. Solar Module SM50 :

Résistance parallèle:  $R_{sh}=15.29 \text{ ohm}$ ;

Résistance série:  $R_s = 0.008 \text{ ohm}$ ;

Tension de circuit ouvert de la cellule:  $V_{oc} = 0.6 \text{ volt}$ ;

Courant de court-circuit de la cellule :  $I_{sc} = 3.27\text{A}$ ;

$m = 1.96$

$a = 0.002 \text{ } \Omega^{-1}$ .

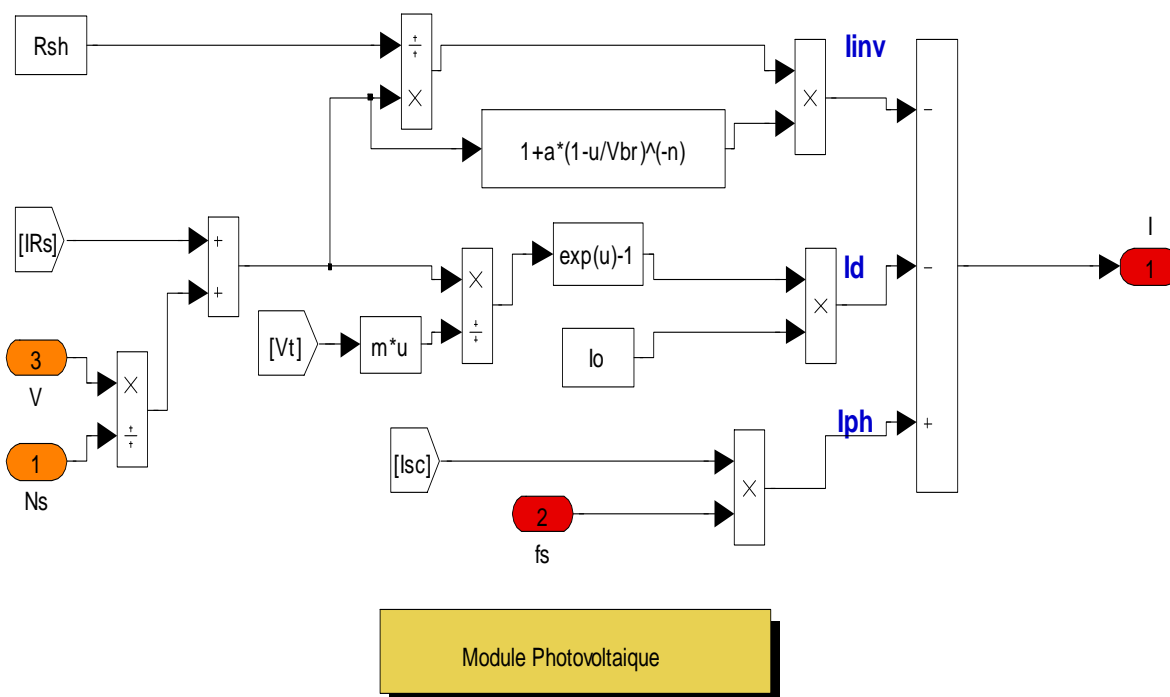
$V_{br} = -21.29\text{V}$ .

$n=3..$

$I_0=3.85e-5\text{A}$ .

$dI_{sc}=0.0023\text{A}$ .  $dV_{oc}=0.002\text{V}$ .

### 4. Module photovoltaïque



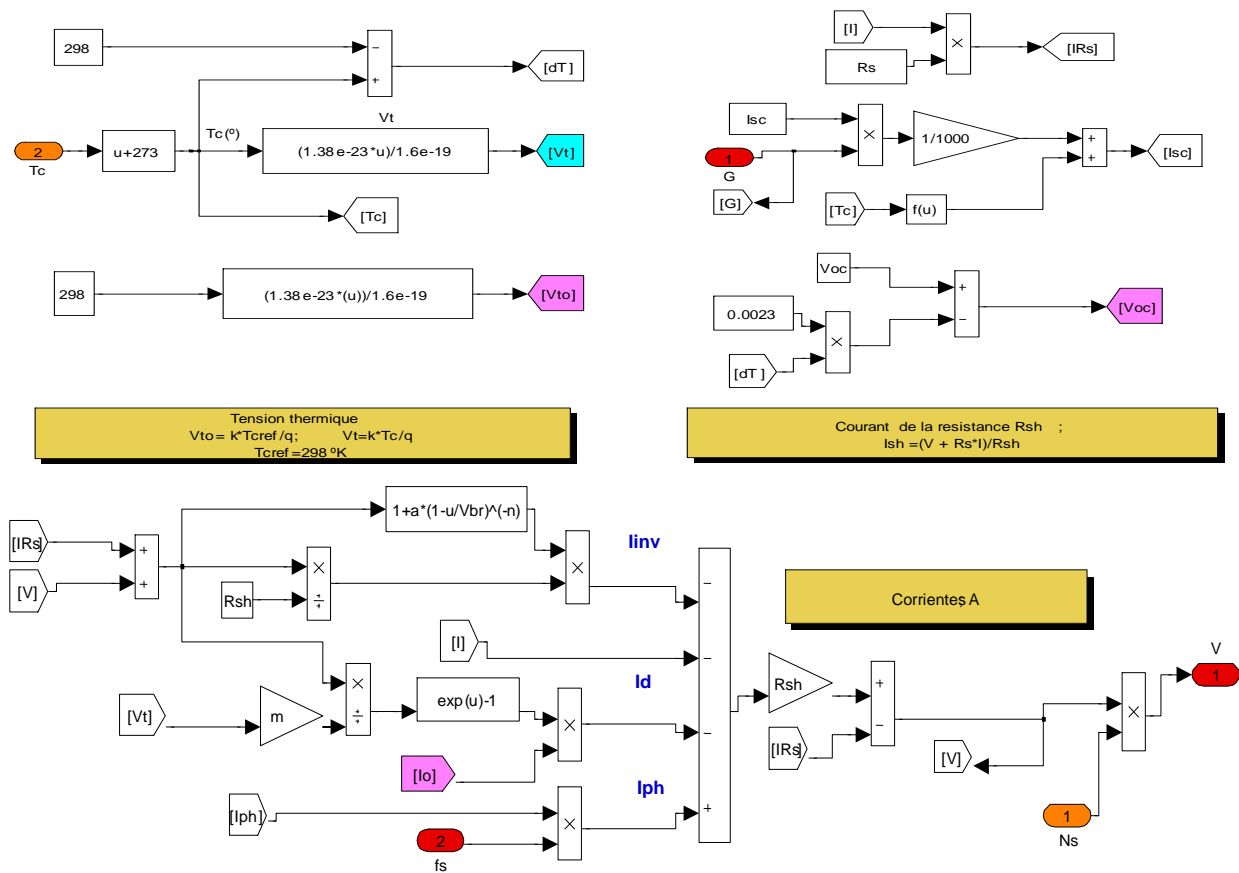
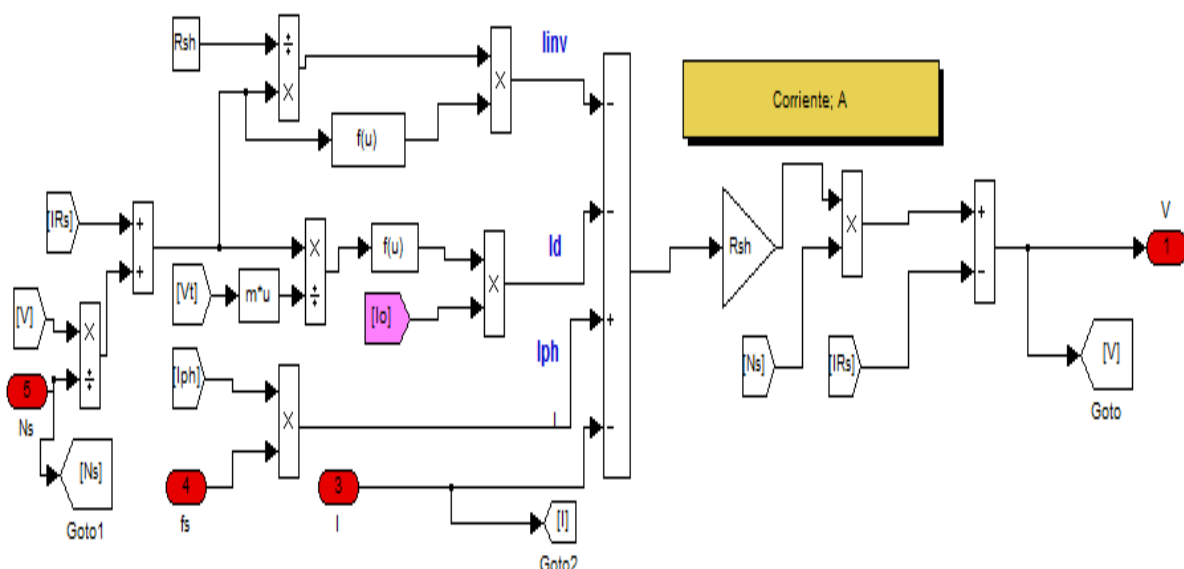


Figure A3.3 : Schéma du programme de simulation d'un module PV dans Matlab/Simulink.

### 5. Simulation de la partie ombragée d'un module PV



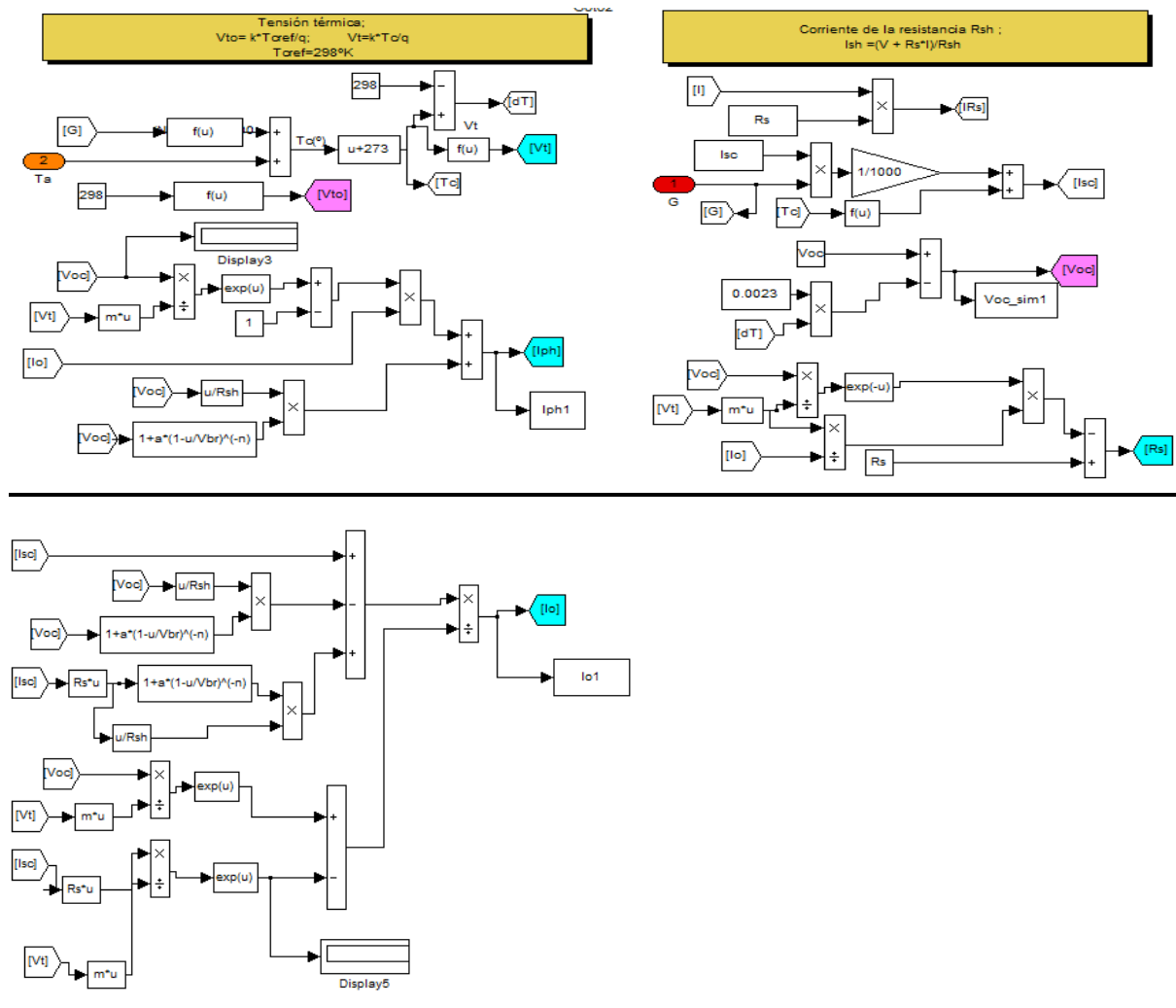


Figure A3.3 : Schéma du programme de simulation de la partie ombragée d'un module PV dans Matlab/Simulink.

**Résumé :**

L'avancée spectaculaire de l'emploi des énergies renouvelables au niveau mondial, est le catalyseur principal pour tester les performances d'un système photovoltaïque, avec au préalable, la détection et la remédiation en cas de présence de problèmes de désadaptation des modules photovoltaïque, qui sont dus principalement aux phénomènes de l'ombrage partiel furtif ou permanent, du Hot-Spot, de MISMATCH, du vieillissement, de la défectuosité prématurée des modules photovoltaïque.

L'objectif de ce sujet est de développer des techniques qui permettent un fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque (GPV) en minimisant les pertes dans le cas d'une dégradation, due essentiellement à l'ombrage d'une ou plusieurs cellules le constituant.

**Mots clés :**

Photovoltaïque, Désadaptation, Hot-Spot, MISMATCH, Ombrage Partielle.