

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN DE TIARET**

**FACULTÉ DES SCIENCES DE LA MATIÈRE
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE**



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

Spécialité : Physique des matériaux

Présenté par :

Mr Amanaine Amastan Hassane

Thème :

**Caractérisation par simulation du fonctionnement des
panneaux solaires photovoltaïques.**

Soutenue le : 21/06/2022

Devant le jury :

**N. HADJ ZOUBIR
M. BOUADI
M. HASSAN**

**Président
Examineur
Encadrant**

ANNEE UNIVERSITAIRE / 2021/2022

Remerciements

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à Monsieur le Professeur **HASSAN Madani** pour m'avoir fait confiance. En tant que directeur de thèse, il m'a guidé tout au long de la rédaction de ce mémoire. Il m'a laissé une grande liberté en me faisant l'honneur de mettre mes propres empreintes. Ses suggestions et remarques ont amélioré la qualité de ce mémoire.

J'exprime ma reconnaissance aux membres du jury qui ont accepté de juger ce travail :
En particulier à Monsieur le Professeur **N. HADJ ZOUBIR Nasreddine** qui a accepté de
présider le jury.

Je remercie également Mr **M. BOUADI** pour m'avoir fait l'honneur de participer au jury
et d'examiner ce travail.

Je souhaitais adresser mes remerciements à toute personne qui a contribué du loin ou du près
à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

*Mes très chers parents et mon très cher frère **Mohamed** qui ont sacrifié pour moi, pour tout leur soutien qu'ils m'ont toujours témoigné et leurs dévouements pour que je réussisse dans mes études et ma vie.*

*A tous les membres de ma grande famille **Amanaine Amastan**.*

Et A tous mes amis.

Amanaine Amastan Hassane

Table des matières

INTRODUCTION	1
Références bibliographiques.....	3
CHAPITRE I	4
L'ENERGIE SOLAIRE.....	4
I.1. Le rayonnement Solaire	5
I.2. Le spectre Solaire.....	5
I.3. Notion de la masse d'air	6
Références bibliographiques.....	9
CHAPITRE II.....	10
LA CELLULE PHOTOVOLTAIQUE.....	10
II.1. Le Principe de la conversion photovoltaïque	11
II.1.1. L'absorption de la lumière dans le matériau	12
II.1.2. Le transfert de l'énergie des photons aux charges électriques	13
II.1.3. La collecte des charges	15
II.1.4. La diffusion et les recombinaisons des porteurs	16
II.2. Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque.....	17
II.2.1. La courbe courant-tension.....	17
II.2.2. Influence de l'éclairement et de la température	21
II.2.3. La modélisation électrique d'une cellule PV	22
II.2.4. Les technologies de cellules PV	23
Références bibliographiques.....	25
CHAPITRE III	27
LE MODULE PHOTOVOLTAIQUE.....	27
III.1. De la cellule au module PV.....	28
III.1.1. L'encapsulation des cellules PV	28
III.1.2. L'association de cellules photovoltaïques.....	30
Références bibliographiques.....	32
CHAPITRE IV	33
EVALUATION DES PERTES.....	33
IV.1. Les Pertes	34
IV.2. Les Pertes par Photons de grande longueur d'onde du spectre solaire	35
IV.3. Les Pertes par énergie excédentaire des photons	36
IV.4. Les Pertes par recombinaison	38
IV.4.1. Recombinaison non-radiative	38
IV.4.2. La Recombinaison Γ_{Auger} Auger	38

IV.4.3. La Recombinaison Shockley Read Hall (r_{SRH})	39
IV.4.4. La Recombinaison Radiative	39
IV.5. Facteur de tension	40
IV.6. Pertes par réflexion et transmission	40
IV.7. Collection partielle	41
IV.8. Pertes Ohmiques	42
IV.8.1. Perte de puissance max due à la résistance série R_s	43
IV.8.2. Résistance Shunt R_{sh}	44
IV.9. Pertes par Ombrage	44
IV.10. Pertes dues aux facteurs de stress environnementaux	44
Références bibliographiques	45
CHAPITRE V	47
SIMULATION DES CARACTERISTIQUES I(V) et P(V)	47
V.1. Création des modèles de la cellule PV sous Matlab/Simulink	48
V.1.1. Modèle du circuit électrique équivalent	48
V.1.2. Modèle du Composant ‘Solar-Cell’	58
V.1.3. Modèle du Composant ‘PV-Array’	66
CONCLUSION	68
ANNEXES	70

LISTES DES SYMBOLES UTILISES

h	Constante de Planck ($J.s$)
λ	Longueur d'onde (m)
R_s	Resistance en série (Ω)
R_{sh}	Resistance shunt (Ω)
I_{cc}	Courant de court-circuit (A)
V_{co}	Tension de circuit ouvert (V)
ν	Fréquence de la lumière (s^{-1})
I_{ph}	Le photo-courant
λ_c	Longueur d'onde de coupure
FF	Facteur de forme (%)
E	Energie du photon (eV)
K	Constante de Boltzmann (J/K)
P_{max}	Puissance maximale (W)
I_{pm}	Courant correspondant à P_{max} (A)
V_{pm}	Tension correspondante à P_{max} (V)
n_s	Nombre de cellules montées en série
n_p	Nombre de cellules montées en parallèle
PV	Photovoltaïque

PRINCIPALES CONSTANTES

Constante de Boltzmann

$$K = 1.38066 \times 10^{-23} \text{ J/K}$$

Constante de Planck

$$h = 6,626\ 070\ 040(81) \times 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$$

Charge élémentaire

$$q = 1.60281 \times 10^{-19} \text{ C}$$

Vitesse de la lumière

$$C = 2.99792 \times 10^8 \text{ m/s}$$

LISTE DES FIGURES

1 Figure I.1 : Eclairage solaire [1].	6
2 Figure I.2 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil	7
3 Figure I.3 : Principaux spectres solaires utilisés dans le photovoltaïque.	7
4 Figure II.1 : Représentation schématique d'une cellule photovoltaïque.	11
5 Figure II.2 : Représentations schématiques du gap direct (a) et du gap indirect (b).	12
6 Figure II.3 : Exemples de diagramme de bande de matériaux semi-conducteurs à gap indirect (Ge, Si) ou à gap direct (GaAs).	13
7 Figure II.4 : Représentation schématique des diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur.	14
8 Figure II.5 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.	15
9 Figure II.6 : Structure (a) et diagramme de bande (b) d'une cellule photovoltaïque.	16
10 Figures II.7 : Caractéristiques I(V) d'une cellule PV dans l'obscurité et sous illumination.	17
11 Figure II.8 : Le point du fonctionnement de la caractéristique I(V).	19
12 Figure II.9 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.	20
13 Figure II.10 : Evolution de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de l'éclairage.	21
14 Figure II.11 : Evolution de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de la température.	22
15 Figure II.12 : Schéma équivalent d'une cellule PV : modèle à deux diodes	22
16 Figure II.13 : Cellules monocristalline (a), polycristalline (b) et en couche mince (c).	25
17 Figure III.1. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module au silicium cristallin.	29
18 Figure III.2. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module en couche mince (silicium amorphe).	29
19 Figure III.3 : Photographies de modules au silicium cristallin (a) et en couche mince de silicium amorphe (b).	30
20 Figure III.4 : Caractéristique I-V d'une cellule PV éclairée et polarisée par une source extérieure, avec la convention utilisée dans la suite de ce chapitre.	30
21 Figure III.5 : Caractéristique I(V) pour une association de N_s cellules en série [3,4].	31
22 Figure III.6 : Caractéristique I(V) pour association de n_s cellules en parallèle [3,4].	32
23 Figure IV.1 : Exploitation du spectre solaire AM 0 par une photopile Si.	34
24 Figure IV.2 : Réponse spectrale d'une cellule PV au silicium comparée au rayonnement solaire au sol.	35
25 Figure IV.3 : Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur : Dans l'obscurité (a) et sous illumination (b).	37
26 Figure IV.4 : Recombinaison radiative à deux (gap direct) et trois (gap indirect) particules	39
27 Figure V.1 : Circuit équivalent de la cellule PV modélisé sous MatLab.	49
28 Figure V.2 : Fonctionnement du circuit équivalent de la cellule PV simulé sous MatLab.	51
29 Figure V.3 : Visualisation des signaux I et V de la cellule simulée sous MatLab.	52
30 Figure V.4 : Caractéristique I(V) de la cellule simulée sous MatLab.	52
31 Figure V.5 : Caractéristique P(V) de la cellule PV simulé sous MatLab.	52
32 Figure V.6 : Fonctionnement du circuit équivalent : modèle E20-245 simulé sous MatLab.	53
33 Figure V.7 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-245.	54

34	Figure V.8 : Caractéristique I(V) : modèle E20-245.....	54
35	Figure V.9 : Caractéristique P(V) : modèle E20-245.....	54
36	Figure V.10 : Fonctionnement du circuit équivalent : modèle E20-327 simulé sous MatLab.	55
37	Figure V.11 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-327.....	55
38	Figure V.12 : Caractéristique I(V) : modèle E20-327.....	55
39	Figure V.13 : Caractéristique P(V) : modèle E20-327.....	56
40	Figure V.14 : Fonctionnement du circuit équivalent : modèle E18-305 simulé sous MatLab.	56
41	Figure V.15 : Visualisation des signaux I et V : modèle E18-305.....	57
42	Figure V.16 : Caractéristique I(V) : modèle E18-305.....	57
43	Figure V.17 : Caractéristique P(V) : modèle E18-305.....	57
44	Figure V.18 : Bloc de 9 Solar-Cell associées en série.	58
45	Figure V.19 : Fonctionnement Solar-Cell : modèle E20-245 simulé sous MatLab.	59
46	Figure V.20 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-245.....	59
47	Figure V.21 : Caractéristique I(V) : modèle E20-245.....	59
48	Figure V.22 : Caractéristique P(V) : modèle E20-245.....	60
49	Figure V.23 : Caractéristiques I(V) a différents éclairnements : modèle E20-245.....	60
50	Figure V.24 : Caractéristiques P(V) a différents éclairnements : modèle E20-245.....	61
51	Figure V.25 : Caractéristique I(V) a différentes températures : modèle E20-245.	61
52	Figure V.26 : Caractéristique P(V) a différentes températures : modèle E20-245.	61
53	Figure V.27 : Fonctionnement Solar-Cell : modèle E20-327 simulé sous MatLab.	62
54	Figure V.28 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-327.....	62
55	Figure V.29 : Caractéristique P(V) : modèle E20-327.....	63
56	Figure V.30 : Caractéristique I(V) : modèle E20-327.....	63
57	Figure V.31 : Fonctionnement Solar-Cell : modèle E18-305 simulé sous MatLab.	64
58	Figure V.32 : Visualisation des signaux I et V : modèle E18-305.....	64
59	Figure V.33 : Caractéristique P(V) : modèle E18-305.....	64
60	Figure V.34 : Caractéristique I(V) : modèle E18-305.....	65
61	Figure V.35 : Fonctionnement PV-Array : modèle E20-245 simulé sous MatLab.....	66
62	Figure V.36 : Caractéristiques I(V) et P(V) a différents éclairnements : modèle E20-245. .	67
63	Figure V.37 : Caractéristiques I(V) et P(V) a différentes températures : modèle E20-245.	67

LISTE DES TABLEAUX

1	Tableau V.1 : Description des composants intégrés à la cellule.	51
2	Tableau V.2 : Caractéristiques techniques des trois modèles SunPower.	53
3	Tableau V.3 : Comparaison des valeurs techniques avec celles de la simulation.	58
4	Tableau V.4 : Comparaison des valeurs techniques avec celles de la simulation.	65

ملخص

الوحدات الكهروضوئية هي أجهزة تحول الضوء مباشرة إلى كهرباء. يعد تحسين هذه الأنظمة مفيدًا بشكل كبير لمصممي ومطوّري الطاقة الكهروضوئية الذين يحتاجون إلى تحديد الخصائص الرئيسية للوحدات الكهروضوئية.

يعتمد هذا العمل على التوصيف عن طريق محاكاة تشغيل الألواح الشمسية الكهروضوئية من خلال نمذجة عمل الخلية والوحدة الكهروضوئية وذلك عن طريق برنامج *Matlab / simukink* ثم أخيرًا إبراز تأثير الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة على أداء هذه الأنظمة.

الكلمات الرئيسية: الخلية الكهروضوئية ، الوحدة الكهروضوئية ، النمذجة ، المحاكاة ، خصائص $P(V)$ و $I(V)$ ، *MatLab / Simulink* .

Résumé

Les modules PV sont des dispositifs permettant de convertir directement la lumière en électricité. L'optimisation de ces systèmes est d'une grande utilité pour les concepteurs du photovoltaïque et les développeurs qui ont besoin de déterminer les caractéristiques principales des modules PV. Le présent travail se base sur la caractérisation par simulation du fonctionnement des panneaux solaires photovoltaïques sous Matlab /simulink à travers la modélisation de la cellule et du module PV. L'influence des paramètres qui entrent en jeu dans les performances de ces systèmes comme l'irradiation solaire et la température est enfin mise en évidence.

Mots clés : Cellule PV, Module PV, modélisation, simulation, caractéristiques P(V) et I(V), MatLab/Simulink.

Abstract

PV modules are devices that convert light directly into electricity. The optimization of these systems is of great use for photovoltaic designers and developers who need to determine the main characteristics of PV modules. This work is based on the characterization by simulation of the operation of photovoltaic solar panels under Matlab / simukink through the modeling of the cell and the PV module. The influence of the parameters that come into play in the performance of these systems such as solar irradiation and temperature is finally highlighted.

Keywords : PV Cell, PV modules, modeling, simulation, P(V) and I(V) characteristics, MatLab/Simulink.

INTRODUCTION

Une source d'énergie primaire est une forme d'énergie disponible dans la nature avant toute transformation. Si elle n'est pas utilisable directement, elle doit être transformée en une source d'énergie secondaire pour être utilisable et transformable facilement.

La technologie photovoltaïque est parmi les applications de l'énergie solaire où cette dernière est transformée directement en énergie électrique par le biais d'un élément de base appelé cellule photovoltaïque constitué de matériaux semi-conducteurs comme le silicium ou le germanium [1].

Un système PV peut ainsi alimenter de petits équipements portables (montres, calculatrices, ...), des applications en site isolé (habitations éloignées du réseau électrique, équipements de télécommunication, électrification rurale), ou être raccordé au réseau électrique.

Un générateur photovoltaïque est un module photovoltaïque qui fonctionne comme un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques montées entre elles électriquement soit en série ou en parallèles afin d'obtenir des caractéristiques tel que la tension, le courant et la puissance [2].

L'objectif principal de cette étude est de simuler les performances d'une seule composante du système *PV*, à savoir le panneau (ou le module) *PV*. Les méthodes d'optimisation sont d'une grande utilité pour les fabricants n'ayant pas des informations détaillées sur les futurs sites d'implémentation de leurs produits.

Pour atteindre notre objectif, nous avons simulé le fonctionnement d'un modèle simple et fiable, avec une précision acceptable pour prévoir les performances d'un panneau solaire *PV* dans les conditions climatiques favorables. Les données de cette simulation sont ensuite comparées à celles obtenues à partir des modèles de panneaux *PV* fabriqués et commercialisés actuellement.

Le premier chapitre est consacré à la description du rayonnement solaire et de son spectre.

Le deuxième chapitre se décomposera en quatre grandes parties : la première rappelle succinctement le principe de base de la conversion photovoltaïque, la deuxième décrit les caractéristiques principales d'une cellule *PV*, la troisième aborde leur modélisation et la quatrième cite les technologies de cellules utilisées.

Le troisième chapitre est consacré aux modules photovoltaïques ou les différents assemblages et leurs techniques de fabrication sont exposés.

Le quatrième chapitre résume une tentative d'évaluation des pertes dans les panneaux solaires *PV*, et ce, dans le but d'enrichir ce document et ouvrir la voie vers des futures investigations sur l'amélioration du rendement des cellules *PV*.

Le cinquième chapitre, constitue l'axe principal de notre travail, et ce, par la réalisation de la simulation du fonctionnement des panneaux solaires photovoltaïques, en particulier, les leurs caractéristiques électriques ainsi que l'influence des variations de l'irradiation et de la température sur ces paramètres.

A l'aide de l'outil Simulink de Matlab nous avons adopté trois méthodes différentes de simulation, celle du circuit électrique équivalent, du modèle *Solar-Cell* et du panneau *PV-Array* pour pouvoir reproduire les différents schémas équivalents et les différentes caractéristiques relatives au fonctionnement des panneaux solaires photovoltaïques et, bien sûr, les comparer à celles des fiches techniques des modèles étudiés.

Références bibliographiques

[1] Hallali Kamilia, Etude Comparative D'une Cellule Photovoltaïque, Mémoire Magistère, Université Mouloud Maamri Tizi Ouzou, 2012, Algérie.

[2] Alain Belbao Learetta, Réalisation De commande MPPT Numérique, Rapport de Stage Projet Fin d'Etude au niveau de CNRS, Septembre 2006, France.

CHAPITRE I
L'ENERGIE SOLAIRE

I.1. Le rayonnement Solaire

Le soleil présente une source d'énergie propre, gratuite et durable. Son rayonnement envoyé vers la Terre est environ 15000 fois la consommation énergétique de l'humanité, chaque année. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (KW_c/m^2), cad, lorsque la puissance maximale est obtenue dans les conditions normalisées d'ensoleillement *STC* ($1000 W/m^2$, 25 °C , spectre solaire *AM 1,5*) [3], et ce, engendrant tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge [1].

Malgré l'atténuation marquante de cette énergie lorsqu'elle traverse l'atmosphère, une quantité bien considérable peut atteindre la surface du sol. Dans le cas où la pollution en poussière ou en eau de l'atmosphère est faible, cette énergie varie de $1000 W/m^2$ jusqu'à $1400 W/m^2$ dans les zones tempérées. Ainsi le flux reçu sur la terre dépend de plusieurs paramètres :

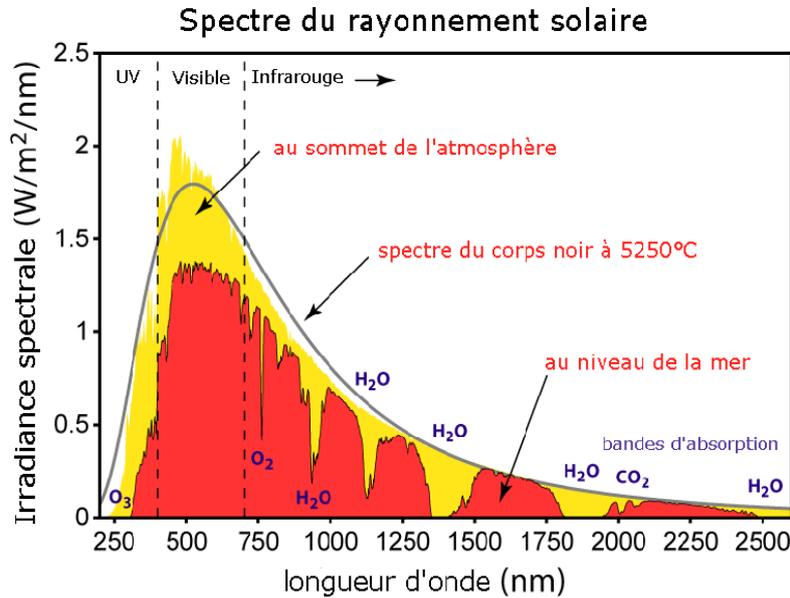
- L'orientation, l'inclinaison et la nature de la surface terrestre,
- La latitude, l'altitude du lieu de recueil et son degré de pollution,
- La variation saisonnière,
- Le moment considéré de la journée,
- La couverture nuageuse.

I.2. Le spectre Solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil, couvrant une gamme d'énergie allant de l'ultraviolet ($0.2\mu m$) à l'infrarouge lointain ($2.5\mu m$) tout en passant par la lumière visible. Ce rayonnement est composé de photons dont l'énergie est directement liée à la longueur d'onde λ .

L'émission du rayonnement extraterrestre est convenablement modélisée par un corps noir à 5800 kelvins qui est, par définition, un corps idéal parfaitement absorbant pour la lumière et parfaitement émissif pour le rayonnement thermique [3], et peut donc être décrite par la loi de Planck [2].

La figure I.1 représente la courbe d'énergie du corps noir à 5250°C, le rayonnement solaire hors atmosphère et celui au niveau de la mer en fonction de la longueur d'onde.



1 Figure I.1 : Eclairage solaire [1].

D'après la courbe, on voit bien que 9% de l'énergie du spectre se situe dans l'ultraviolet, 43% dans le visible et 48% dans l'infrarouge.

I.3. Notion de la masse d'air

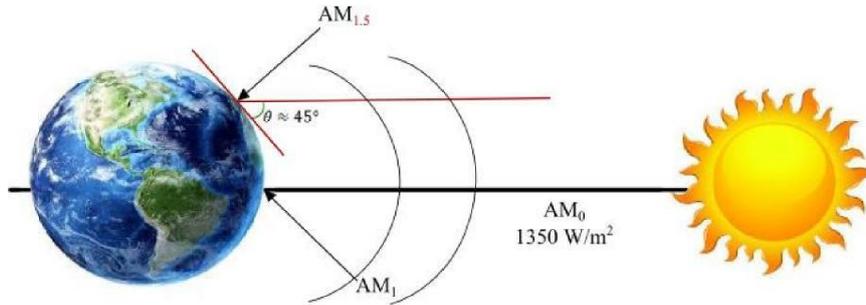
Lors de la traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation de son spectre où il peut être réfléchi vers l'espace, diffusé en interagissant avec des molécules d'air, des aérosols et des particules de poussière (c'est ce rayonnement diffus qui est à l'origine de la couleur bleue du ciel clair) [3], ou bien absorbé par la vapeur d'eau, le gaz carbonique et l'ozone de l'atmosphère. Le reste du rayonnement atteint directement la surface.

La valeur réelle du spectre est influencée par les conditions climatiques et les particules en présence.

En tenant compte de ces variances, afin de pouvoir calibrer les cellules étalons destinées à déterminer les performances des dispositifs photovoltaïques et caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise, on introduit la notion AM_x pour *Air Mass* [4] dont l'expression est :

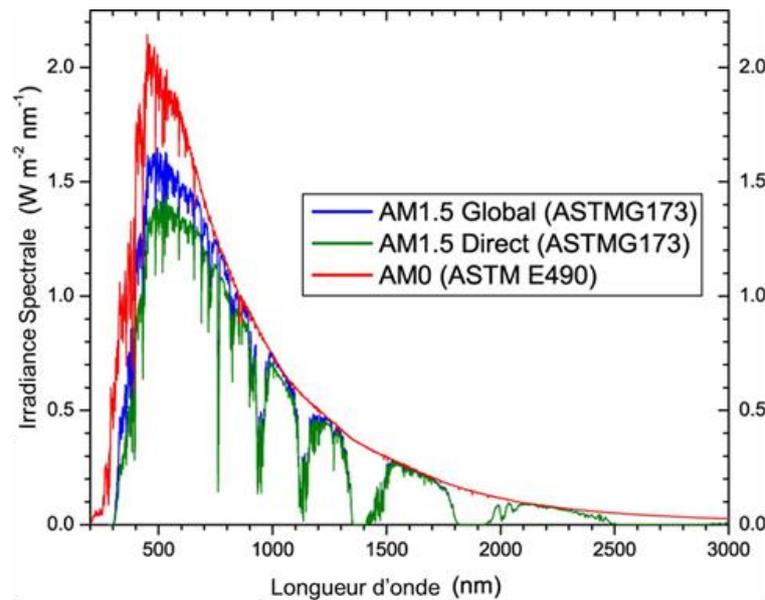
$$x = \frac{1}{\sin\theta} \quad (I.1)$$

Où θ est l'angle que fait le soleil avec son zénith comme le montre la figure I.2.



2 Figure I.2 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil

Afin d'éviter toute confusion, la communauté scientifique a défini des spectres solaires de références, illustrés sur la figure I.3. Ces spectres normés sont publiés par une institution américaine, l'*American Society for Testing and Material (ASTM)*, et regroupe trois spectres définis comme suit :



3 Figure I.3 : Principaux spectres solaires utilisés dans le photovoltaïque.

➤ **AM0** : Le spectre *ASTM E-490* est le spectre de référence pour le développement de cellule solaire spatiale. Il correspond au spectre mesurable en dehors de notre atmosphère. Il est plus communément référé au spectre *AM0* car ne traversant aucune atmosphère. *AM* est l'acronyme d'Air Mass, c'est-à-dire la longueur optique d'atmosphère traversée par les rayons du soleil. La puissance intégrée du spectre *AM0* est de 1366 W/m^2

➤ **AMI.5G** : Le spectre *ASTM G173 Global* ou *AMI.5G* correspond au spectre rencontré par les modules photovoltaïques classiques à la surface de la terre. Représenté en bleu sur la figure I.3, il se distingue de l'*AM0* par les bandes spectrales manquantes, absorbées par les éléments chimiques composant l'atmosphère terrestre [5]. La puissance intégrée du spectre *AMI.5G* est de 1000 W/m^2 . Cette puissance est définie comme égale à un soleil.

De façon générale, ces modules ne sont pas posés à plat sur le sol mais plutôt avec un angle d'inclinaison d'environ 45° ($48,2^\circ$ exactement). Ainsi, plus d'une fois l'épaisseur de l'atmosphère terrestre est traversée par les rayons du soleil. Les modules ne sont donc pas sous *AMI* mais *AMI.5*. L'indice *G* signifie que le spectre inclut tous les rayons du soleil, même ceux diffusés par l'atmosphère.

➤ **AMI.5D** : Défini pour la même inclinaison des modules que le spectre *AMI.5G*, le spectre *ASTM G173 Direct*, ou *AMI.5D*, ne prend en compte que le rayonnement solaire direct. Il ne considère que les rayons avec une incidence normale par rapport à la Terre et ne tient pas compte du rayonnement diffus. La puissance intégrée de ce spectre est de 900 W/m^2 .

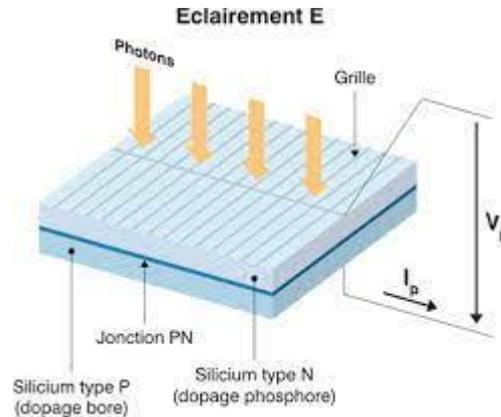
Il existe d'autres termes dans la classification des spectres solaires. Par exemple, l'*AOD* (de l'anglais, *Aerosol Optical Depth*) est un indice de transparence de l'atmosphère. Un *AOD* faible traduit un ciel très clair, sans particules. Un *AOD* élevé traduit un ciel pollué.

Références bibliographiques

- [1] SOLTANE BELAKHEL « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables ». Thèse de Doctorat, Université de CONSTANTINE 2010.
- [2] « La loi de Planck », Université Paris Sud 11 _ Option Photonique et mécanique quantique avancée _ L3 PAPP.
- [3] « Gisement solaire et transferts énergétiques », Master Energies Renouvelables, Université de CERGY-PONTOISE, ALAIN RICAUD, Jan 2011.
- [4] MEZIANI ZAHRA « Modélisation de Modules Photovoltaïques ». Mémoire de Magister, Université de BATNA, 2012.
- [5] Hector Cotal, Chris Fetzer, Joseph Boisvert, Geoffrey Kinsey, Richard King, Peter Hebert, Hojun Yoon, and Nasser Karam. III–V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 2(2) :174–192, 2009.

CHAPITRE II
LA CELLULE PHOTOVOLTAIQUE

Les cellules solaires ont pour rôle de convertir directement le rayonnement lumineux (rayonnement électromagnétique provenant du soleil ou autre) en électricité (figure II.1). Elles s'appuient pour cela sur le phénomène photovoltaïque. On peut décomposer ce phénomène en trois catégories : l'absorption de la lumière dans le matériau, le transfert d'énergie des photons aux charges électriques et la collecte des charges.



4 Figure II.1 : Représentation schématique d'une cellule photovoltaïque.

II.1. Le Principe de la conversion photovoltaïque

Tout rayonnement électromagnétique, y compris le rayonnement solaire, est composé de particules énergétiques appelées photons. Un photon, caractérisé par sa longueur d'onde et donc son énergie selon la relation (II.1).

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (II.1)$$

Où h est la constante de Planck, c la célérité de la lumière et λ la longueur d'onde du photon.

Le rayonnement lumineux composé de plusieurs couleurs (photons d'énergies différentes) aura donc une plage de longueurs d'onde. Par conséquent, une partie du spectre lumineux sera transmise, une partie réfléchi et une autre partie absorbée lorsque la lumière rencontrera le matériau :

- *La partie réfléchi* dépend de l'indice de réfraction (n) des matériaux traversés. Cet indice dépend lui-même de la longueur d'onde du rayonnement mais aussi des caractéristiques du milieu.
- *La partie absorbée* est celle qui permettra la transformation de l'énergie lumineuse en électricité. La lumière est absorbée par le matériau suivant la loi de Beer-Lambert :

$$I = I_{inc} e^{-\alpha d} \quad (II.2)$$

I_{inc} représente l'intensité lumineuse incidente (Wm^{-2}), α le coefficient d'absorption (cm^{-1}) et d l'épaisseur traversée (cm). Le coefficient d'absorption dépend du matériau et de la longueur d'onde de l'énergie incidente.

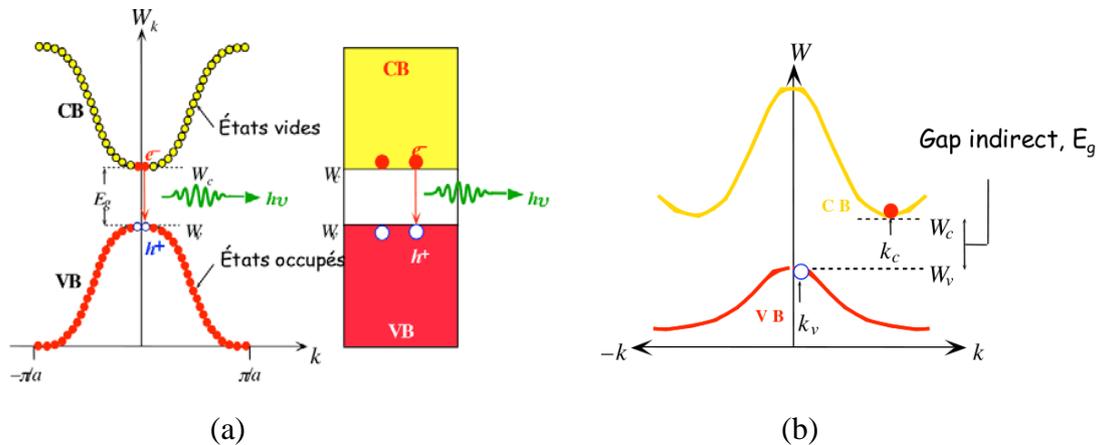
- *La partie transmise* correspond aux photons qui traversent le matériau sans interaction, leur énergie étant trop faible, le matériau est transparent pour ces photons.

Nous nous intéresserons tout particulièrement au phénomène d'absorption car c'est grâce à lui qu'une partie du flux lumineux sera restituée sous forme d'électricité.

II.1.1. L'absorption de la lumière dans le matériau

Pour l'absorption de la lumière, une caractéristique importante du matériau est son gap. C'est l'écart entre le maximum de la bande de valence et le minimum de la bande de conduction d'un matériau. La bande de valence est présumée être entièrement occupée par des électrons et la bande de conduction entièrement vide [1,2].

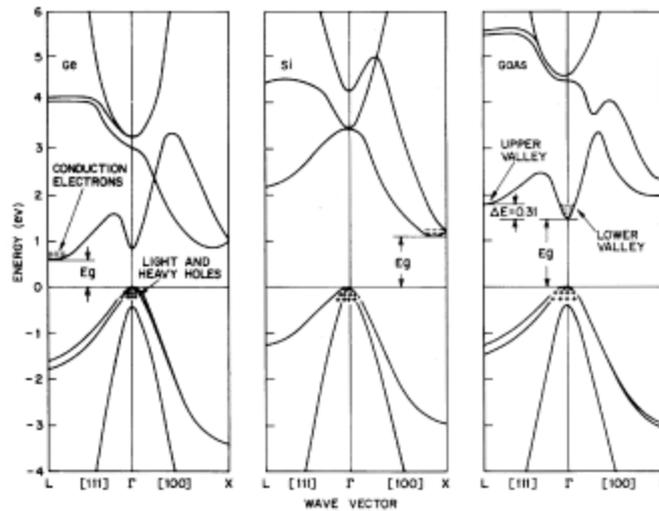
Il existe deux types de gap : le gap direct et le gap indirect (Figure II.2).



5 Figure II.2 : Représentations schématiques du gap direct (a) et du gap indirect (b)

- *Le gap direct* : Lorsque le minimum de la bande de conduction et le maximum de la bande de valence correspondent à la même valeur du vecteur d'onde (k), le gap est direct. Les transitions inter bandes s'effectuent verticalement, et sont donc radiatives. Le GaAs, le CdTe sont des exemples de matériaux à gap direct.
- *Le gap indirect* : on remarque cette fois-ci sur la figure II.3 (b) que la transition des extrema des bandes ne se fait pas verticalement mais de façon oblique : les transitions électroniques sont non radiatives. A énergie égale ou un peu supérieure à celle du gap, il n'est possible d'absorber le photon que grâce à l'intervention d'un phonon. Ce qui

ajoute une nouvelle condition à l'absorption et diminue ainsi grandement ses probabilités. Le silicium cristallin est un exemple de semi-conducteur à gap indirect.



6 Figure II.3 : Exemples de diagramme de bande de matériaux semi-conducteurs à gap indirect (Ge, Si) ou à gap direct (GaAs)

Lorsque l'énergie du photon est inférieure à celle du gap du matériau, la transition n'est pas possible et le photon n'est pas absorbé.

L'interaction photon/semi-conducteur, dans le cas d'un photon suffisamment énergétique ($h\nu \geq E_g$), se traduit par la génération d'une paire électron-trou qui modifie localement la conductivité du matériau.

II.1.2. Le transfert de l'énergie des photons aux charges électriques

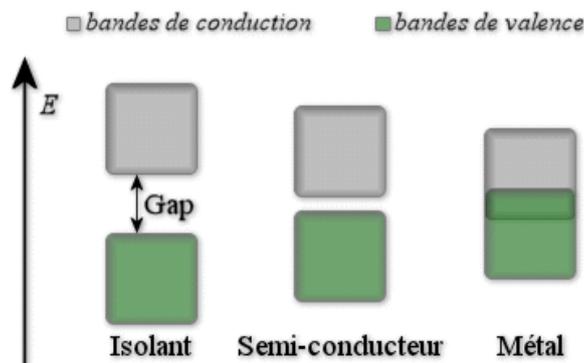
Les photons absorbés vont transférer leur énergie aux électrons périphériques des atomes. Ces électrons seront alors, si l'énergie apportée par le photon le permet, autrement dit si l'énergie apportée par le photon est supérieure à celle du gap du matériau, libérés de l'attraction de l'atome. Il y aura, par conséquent, création d'un électron libre et d'un trou. Un trou correspond au comportement d'une bande entièrement pleine privée d'un électron. Pour simplifier, on assimile ce comportement à celui d'une charge positive dans une bande entièrement occupée.

La circulation des électrons dans un sens et des trous dans l'autre formera un courant électrique, lorsqu'une charge sera branchée.

Ce phénomène peut être mis en jeu dans les semi-conducteurs. Pour les isolants, soit le gap est très large et il est quasi impossible d'engendrer des paires électron-trou, c'est le cas du

diamant par exemple, soit le nombre de défauts, très grand en raison de la structure amorphe du matériau, est tel que les porteurs sont constamment piégés et ne peuvent donc pas créer de courant par leur déplacement, c'est le cas du verre.

Dans le cas du verre, la représentation schématique des diagrammes de bandes (Figure II.4) de l'isolant n'est en réalité pas juste car, de part sa structure amorphe, les électrons ne respectent pas le schéma de bande. Ce schéma permet néanmoins de bien comprendre la difficulté de porter un électron dans la bande de valence pour les isolants. Dans le cas du diamant si on peut engendrer des porteurs dans la bande de conduction leur mobilité est extrêmement grande et la conductivité est très grande également. Pour les conducteurs, il existe déjà une forte densité d'électrons totalement libres.



7 Figure II.4 : Représentation schématique des diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur.

On voit clairement sur la figure II.4 qu'il faut fournir une énergie au moins égale à celle du gap, qui est dépendant du matériau, pour faire monter un électron de la bande de valence à la bande de conduction et avoir création d'une paire électron-trou. De plus, l'énergie du photon supplémentaire à celle du gap, sera convertie en chaleur. On a donc création d'une paire d'électron-trou par photon au maximum. Il y a donc deux phénomènes qui limitent le rendement théorique :

- L'impossibilité de convertir des photons d'énergie inférieure au gap optique. Le gap optique représente l'énergie minimum requise à un électron de la bande de valence pour accéder à la bande de conduction.
- La perte de l'énergie du photon qui dépasse celle du gap optique.

Cette absorption incomplète du spectre solaire est responsable des principales pertes de rendement des cellules : si l'on additionne les pertes par absorption incomplète des photons (23.5%) et celles des excès d'énergie des photons (33%), la perte due à ces deux phénomènes

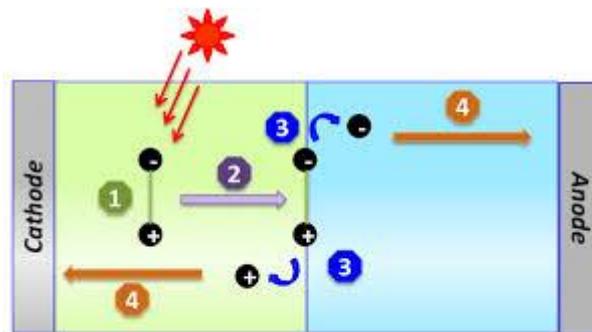
s'élève à 56.5% pour du silicium cristallin dont le gap est égal à 1.12 eV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront l'énergie suffisante pour créer du courant mais la tension en circuit-ouvert sera plus grande.

II.1.3. La collecte des charges

Le fait de créer des paires électron-trou ne suffit pas car celles-ci peuvent se recombiner naturellement provoquant uniquement de l'énergie thermique. Il faut séparer les charges pour qu'elles puissent circuler sans se recombiner. Une solution est de créer un champ électrique dans le matériau. Pour cela, on dope une partie d'un semi-conducteur en atomes ayant un électron de valence supplémentaire par rapport à l'atome du semi-conducteur. Il y aura, dans cette partie de semi-conducteur, un excédent de charges négatives.

Cette partie sera par conséquent donneuse d'électrons. On dit qu'elle est dopée de type n . Une autre partie de semi-conducteur sera dopée en atomes ayant un électron de valence de moins que l'atome du matériau semi-conducteur. Il y aura cette fois un excédent de charges positives. Le matériau deviendra alors accepteur d'électrons. On dit qu'il est dopé de type p .

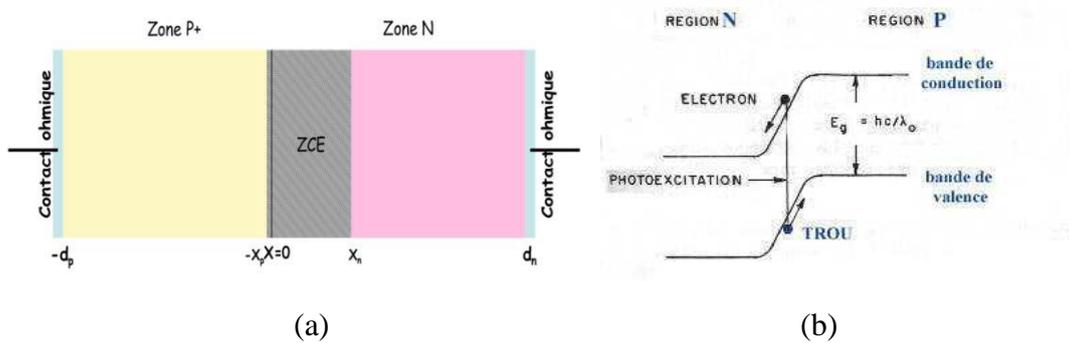
La mise en contact de ces deux zones provoquera un champ électrique (figure II.5). En effet, les charges négatives excédentaires du matériau dopé n chercheront à rejoindre les charges positives du matériau dopé p . Et inversement pour les charges positives excédentaires du matériau p . On réalise ainsi ce que l'on appelle une jonction $p - n$, c'est-à-dire une barrière de potentiel dans le semi-conducteur.



8 Figure II.5 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

Les types de barrières les plus communes sont l'homojonction (jonction $p - n$ dans le même semi-conducteur), l'hétérojonction (jonction $p - n$ entre deux matériaux semi-conducteurs différents) et les barrières Schottky (contact entre un métal et un semi-conducteur). La hauteur de barrière de potentiel et donc l'intensité du champ électrique sont diminuées par polarisation de la jonction en direct qui permet le passage de porteurs. Une polarisation inverse augmentera la hauteur de barrière.

Le fonctionnement de la jonction p-n est illustré sur la figure II.6 ci-dessous :



9 Figure II.6 : Structure (a) et diagramme de bande (b) d'une cellule photovoltaïque.

Dans la zone n ou p , les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont envoyés par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) où ils seront majoritaires. Il y aura un photo-courant de diffusion. Dans la zone de charge d'espace, les paires électrons-trous créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique.

Les électrons vont aller dans la région n et les trous vers la région p . Il y aura un photo-courant de génération. Ces deux contributions s'ajoutent pour former un photo-courant résultant I_{ph} . C'est un courant de porteurs minoritaires. Il est proportionnel à l'intensité lumineuse.

II.1.4. La diffusion et les recombinaisons des porteurs

Malgré le champ électrique créé par la jonction $p - n$, des recombinaisons au sein de la cellule auront tout de même lieu.

Dans le volume du matériau, les mécanismes principaux de recombinaisons sont les recombinaisons radiatives, Auger et Shockley-Read-Hall :

- Les recombinaisons radiatives : elles correspondent aux recombinaisons bande à bande d'un électron de la bande de conduction avec un trou de la bande de valence et s'accompagnent de l'émission d'un photon. On utilise cette propriété pour la fabrication de diodes électroluminescentes.

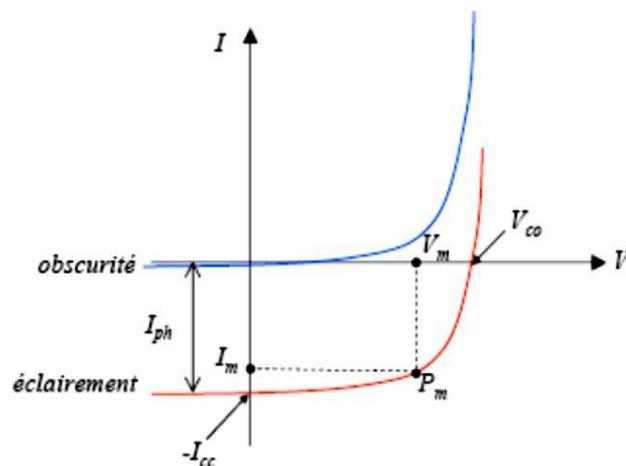
- Les recombinaisons Auger : ce type de recombinaisons intervient lorsqu'une paire électron-trou se recombine en transférant son énergie cinétique à une autre charge libre (électron ou trou). C'est un phénomène qui implique trois particules.
- Les recombinaisons Shockley-Read-Hall : des centres recombinants induits par des défauts présents dans le volume du matériau (atomes dopants, impuretés métalliques, etc.) peuvent être le siège de recombinaisons. Elles dépendent du niveau énergétique introduit par le défaut et de sa section efficace de capture. Ces paramètres sont liés à la qualité cristallographique du matériau.

A la surface du semi-conducteur, la rupture de continuité du réseau cristallin engendre la présence de liaisons pendantes, responsables d'une répartition d'états énergétiques dans le gap. En conclusion, une cellule solaire photovoltaïque est une diode semi-conductrice qui a été soigneusement conçue et construite pour obtenir un rendement de conversion optimum des rayons lumineux en courant électrique.

II.2. Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

II.2.1. La courbe courant-tension

Les propriétés électriques de la cellule solaire sont synthétisées dans une courbe qu'on appelle caractéristique courant-tension $I(V)$ qui permet également d'évaluer le comportement de la cellule dans l'obscurité et sous éclairement, en représentant la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension à ces bornes depuis le court-circuit (tension nulle correspondant au courant maximum produit) jusqu'au circuit ouvert (courant nul pour une tension maximale aux bornes de la cellule), et ce, comme illustré par les figures II.7.



10 Figures II.7 : Caractéristiques $I(V)$ d'une cellule PV dans l'obscurité et sous illumination.

Parmi les grandeurs caractéristiques d'une cellule PV :

- Le courant de court-circuit (I_{SC} ou I_{cc}) : C'est le courant qui circule dans une cellule PV éclairée lorsque la tension à ses bornes est nulle (connecteurs externes sont court-circuités).
- La tension de circuit ouvert (V_{OC}) : Il s'agit de la tension aux bornes d'une cellule PV éclairée lorsque le courant qui y circule est nul (la cellule PV n'est connectée à aucune charge).
- Le point de puissance maximum (P_{MP}) : Il correspond au produit le plus élevé du courant par la tension.
- Le facteur de forme (FF) : Peut être vu comme une mesure de la qualité de la cellule.

La jonction $p - n$ dans l'obscurité suit (d'après ce qui précède), la relation caractéristique d'une diode soit :

$$I_{obs} = I_s \left[e^{\frac{V}{nV_t}} - 1 \right] \quad (II.3)$$

Avec :

V : tension appliquée à la diode (V)

$V_t = kT/q$: potentiel thermodynamique (V)

n : est le facteur de qualité de la diode.

k : constante de Boltzmann ($J. K^{-1}$)

q : charge de l'électron (C)

T : température absolue (K)

I_s : courant de saturation de la diode (A)

I_{obs} : courant d'obscurité (A)

Il faut noter qu'à l'obscurité, la cellule solaire se comporte comme une diode classique, elle commence à conduire dès que la tension appliquée devient supérieure à la tension de seuil. Dans le cas idéal, elle obéit à la loi de Shockley.

Le courant délivré sur une charge par une cellule photovoltaïque éclairée s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_{obs} \quad (II.4)$$

Soit

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V}{nV_t}} - 1 \right] \quad (II.5)$$

I_{ph} est le photo-courant généré, c'est-à-dire la contribution due à l'éclairement (indépendante de la tension aux bornes de la jonction). Elle est proportionnelle à la quantité de lumière reçue par la cellule :

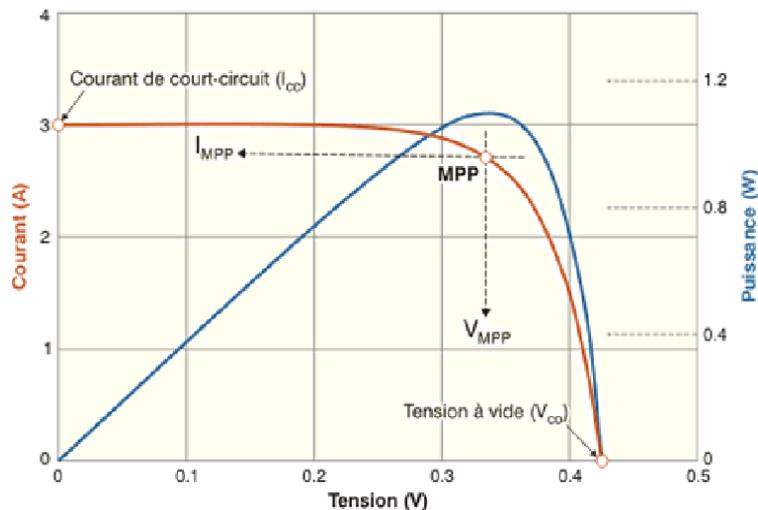
$$I_{ph} = I_{ph0} \frac{I_r}{I_{r0}} \quad (II.6)$$

Où I_r est l'intensité lumineuse éclairant la cellule (Wm^{-2}), I_{r0} , l'intensité des conditions standard ($1000 Wm^{-2}$) et I_{ph0} , le photo-courant mesuré dans les conditions standards.

L'équation II.5 représente le modèle mathématique, dit à une diode (ID) et qui décrit le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale sous éclairage (figure II.9).

On observe sur la figure II.7 que la lumière "déplace" la courbe $I - V$ (courant décalé d'une valeur de I_{cc}). Cette valeur est appelée courant de court-circuit. Elle représente le courant délivré par le panneau lorsque celui-ci est en court-circuit, autrement dit lorsqu'il délivre le maximum de courant. Elle est proportionnelle à la quantité de lumière disponible. V_{oc} est la tension de circuit-ouvert. C'est la tension débitée par le panneau lorsque celui-ci ne délivre aucun courant.

La puissance maximale P_{max} délivrée par la cellule est associée aux points V_{pm} et I_{pm} : $P_{max} = V_{pm} \cdot I_{pm}$, et ce, pour évaluer la performance de la cellule photovoltaïque (figure II.8).



11 Figure II.8 : Le point du fonctionnement de la caractéristique $I(V)$.

Sur la caractéristique $I(V)$, elle correspond au point du fonctionnement $P_{max}(V_{pm}, I_{pm})$ désigné aussi par (MPP) dont les coordonnées sont et respectivement (V_{pm}, I_{pm}) .

De l'équation (II.5), on déduit en $V = 0$ que $I_{cc} \approx I_{ph}$ et en $V = V_{oc}$, pour $I_{ph} \gg I_s$, l'équation (II.7) :

$$V_{oc} = V_t \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (II.7)$$

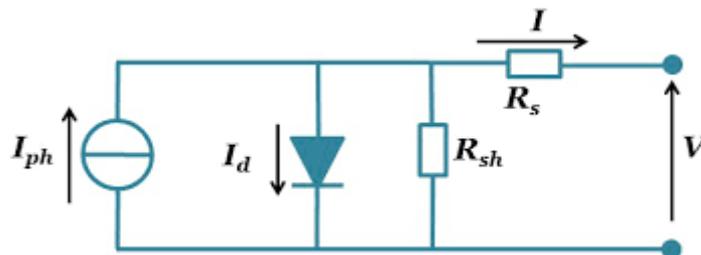
On remarque que V_{oc} augmente avec le logarithme de I_{ph} et varie linéairement avec la température.

La qualité d'une cellule est un paramètre important, elle est définie comme le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \cdot V_{oc}$. Ce paramètre est appelé facteur de forme (FF) soit :

$$FF = \frac{I_{pm} \cdot V_{pm}}{I_{cc} \cdot V_{oc}} \quad (II.8)$$

C'est un indicateur de la qualité de la jonction ainsi que des résistances série ou parallèle qui s'opèrent dans la cellule. Plus le facteur de forme se rapproche de 1, meilleure est la qualité de la cellule. Malheureusement, la cellule PV en condition d'utilisation ne peut pas être considérée comme une diode idéale et comporte des résistances parasites en série (R_s) et en parallèle (R_{sh}) (figure II.9). Ces deux types de résistances auront pour effet de diminuer le facteur de forme et par conséquent la puissance délivrée par la cellule.

- La résistance série : R_s est principalement due à la résistance en volume du semi-conducteur, aux contacts métalliques et interconnexions, au transport des porteurs à travers la couche diffusante, aux résistances de contact avec les contacts métalliques des électrodes. Plus R_s est faible, meilleure est le facteur de qualité.
- La résistance parallèle : R_{sh} est due aux impuretés proches de la jonction et au fait que la jonction $p - n$ ne soit pas idéale. Ce qui causera des courants de fuite dans la jonction. Plus R_{sh} est grande, meilleure est le facteur de qualité.



12 Figure II.9 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

L'équation (II.5) devient alors, en incluant ces résistances parasites :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V+R_s I}{nV_t}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (II.9)$$

Le rendement de conversion est défini comme le rapport entre la puissance maximale produite par la cellule PV et la puissance du rayonnement solaire incident :

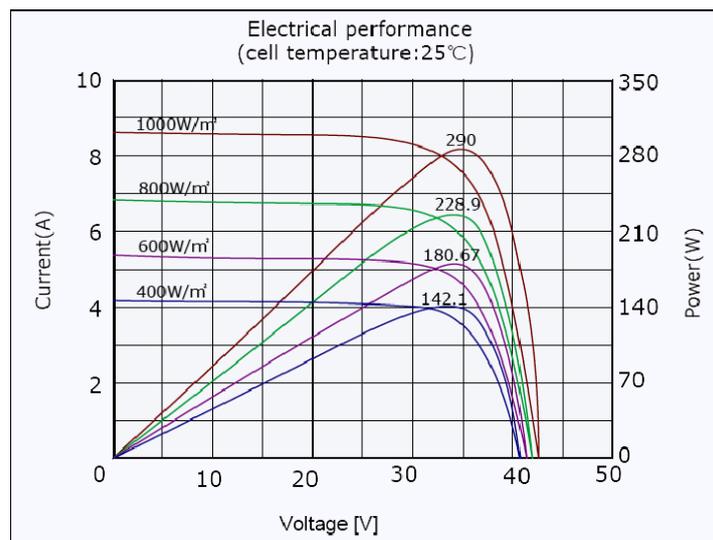
$$\eta = \frac{P_{max}}{E \cdot S} \quad (II.10)$$

E est l'éclairement incident (Wm^{-2}), S est la surface de la cellule (m^2). On mesure le rendement dans des conditions de référence, c'est à dire sous un éclairement normal de $1000 Wm^{-2}$, à la température de $25^\circ C$ et sous un spectre $AM1.5$. Ces conditions normalisées sont dites «*STC*» pour Standard Test Conditions. Le rendement d'une cellule est très important car grâce à ce paramètre, différentes cellules peuvent être comparées. La puissance maximale délivrée par un panneau dans ces conditions est dite puissance-crête, exprimée en watts-crête (W_c ou W_p).

II.2.2. Influence de l'éclairement et de la température

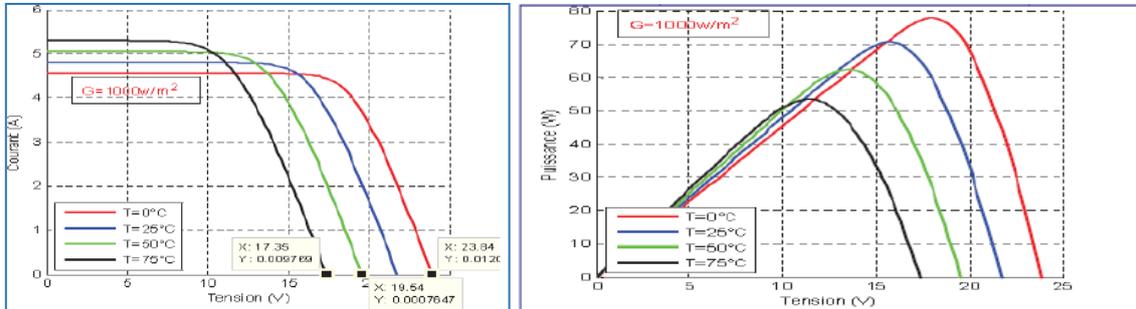
L'éclairement et la température ont une influence directe sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule PV.

La figure suivante représente les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement à température maintenue constante à $25^\circ C$. On remarque que le courant de court-circuit I_{cc} pour une température donnée varie proportionnellement avec l'éclairement, contrairement à la tension à vide qui ne varie que très peu en fonction de l'irradiation (environ 0,5 V).



13 Figure II.10 : Evolution de la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ en fonction de l'éclairement.

De même, la température influe considérablement sur le comportement de la cellule solaire exposée sous irradiation. Cette influence se traduit principalement par une diminution de la tension générée (et une très légère augmentation du courant). Suivant les modèles, ce comportement induit, par degré, une perte de 0.5 % du rendement par rapport au rendement maximum de la cellule.

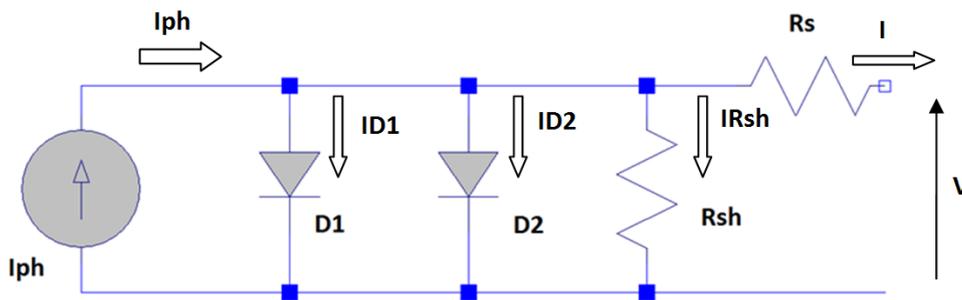


14 Figure II.11 : Evolution de la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ en fonction de la température.

II.2.3. La modélisation électrique d'une cellule PV

La modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque offre des avantages importants : une facilité d'utilisation grâce au circuit électrique équivalent, une vulgarisation des propriétés du système et donc la compréhension de phénomènes complexes en est facilitée.

Dans le cas où la cellule se comporte en générateur de puissance, il existe plusieurs modèles électriques, aussi appelés circuits équivalents, pour reproduire le comportement de la cellule à l'aide de composants électroniques [3], [4] et [5]. Les circuits utilisés le plus fréquemment dans la littérature pour modéliser les cellules cristallines constituées d'une jonction $p - n$ sont les circuits à une et deux diodes (figures II.7 et II.12).



15 Figure II.12 : Schéma équivalent d'une cellule PV : modèle à deux diodes

On déduit du schéma de la figure II.12, l'équation caractérisant la variation du courant en fonction de la tension à l'aide des lois de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{Rsh} \quad (II.11)$$

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_1 K T}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V+R_s I)}{n_2 K T}} - 1 \right] - \frac{(V + R_s I)}{R_{sh}} \quad (II.11)$$

I_{01} est le courant de saturation de la première diode (due à la diffusion) et I_{02} celui de la deuxième diode (due aux recombinaisons), n_1 et n_2 sont respectivement les facteurs d'idéalité de ces deux diodes. Le facteur d'idéalité de la diode de recombinaisons varie beaucoup d'une cellule à une autre, ce qui témoigne d'une fréquence de recombinaison plus ou moins grande suivant le matériau et sa qualité.

Le modèle à une diode ne fait pas la distinction entre la diffusion et la recombinaison et inclut les deux dans une même diode. Les résistances R_s et R_{sh} tiennent compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

II.2.4. Les technologies de cellules PV

La production mondiale de modules photovoltaïques a évolué de 5.1 GW en 2005 à 40.3 GW en 2010, pour accéder 177 GW en 2014, permettant d'approcher la barre des 38.7 GW de la puissance totale annuelle installée dans le monde [6].

A l'heure actuelle, les modules PV qui présentent les meilleurs rendements de photo conversion reposent sur l'utilisation des plaquettes à base de silicium cristallin et films minces à base de silicium amorphe (a-Si), diséléniure de cuivre et d'indium (CIS), et tellure de cadmium (CdTe).

Il existe plusieurs technologies de cellules qui ont toutes des propriétés différentes (figure II.13). On peut distinguer deux grandes familles de matériaux photovoltaïques :

- Les matériaux solides cristallisés
- Les couches minces solides

II.2.4.1. Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin

Les cellules les plus utilisées sont encore aujourd'hui les cellules au silicium cristallin, dite de première génération (80% des panneaux sur le marché).

Les avantages du silicium cristallin sont :

- Ce semi-conducteur de type IV se dope facilement avec du bore et du phosphore.
- Les technologies de production sont aujourd'hui matures et leur industrialisation ne pose pas de difficulté.
- Les cellules PV offrent un rendement de conversion élevé.
- La durée de vie et le vieillissement des cellules PV sont maîtrisés.

Les inconvénients principaux de cette technologie sont :

- Un coût de fabrication élevé.
- Une performance qui diminue fortement lorsque la température de module augmente.
- Une performance qui diminue fortement à faible éclairement.
- Un gap indirect à 1.12 eV : pour absorber 90% de l'énergie reçue, il faudrait une épaisseur de 100 μm .

La cellule au silicium monocristallin est constituée d'un seul cristal. Il existe également des cellules composées de plusieurs cristaux assemblés, dites au silicium microcristallin (grains plus petits que 1 μm), polycristallin (grains plus petits que 1 mm) ou multicristallin (grains plus petits que 10 cm).

Le rendement des cellules monocristallines est actuellement de l'ordre de 15 à 19% en industrie et de 25% en laboratoire. Pour les cellules au silicium multicristallin, le rendement en industrie est de 12 à 16% et 20.4% en laboratoire. Cependant, il existe de nos jours des solutions qui permettent d'augmenter significativement les rendements comme les cellules à hétérojonction qui consistent à déposer des couches de silicium amorphe sur une ou deux faces d'une plaquette cristalline.

II.2.4.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces

Les couches minces consistent en un dépôt de matériaux semi-conducteurs sur un substrat rigide ou souple. Il existe plusieurs technologies de couches minces commercialisées dont trois voies qui semblent s'imposer, même si cela ne représente actuellement pas plus de 20% du marché PV : le silicium amorphe, le tellure de cadmium (CdTe) et les combinaisons à partir du diséléniure de cuivre et d'indium (CIS ou CIGS lorsque du gallium est ajouté) [7].

Les couches minces nécessitent beaucoup moins de matières que le silicium cristallin (moins de 1 μm contre 100 μm pour le silicium cristallin).

Le silicium amorphe est un semi-conducteur ayant d'excellentes propriétés optiques, mais de faibles propriétés électroniques, ce qui mène à des rendements modules dans l'industrie assez faible, de l'ordre de 6 à 8% (13.4%, record cellule en laboratoire). Le processus de fabrication présente en revanche des coûts peu onéreux.

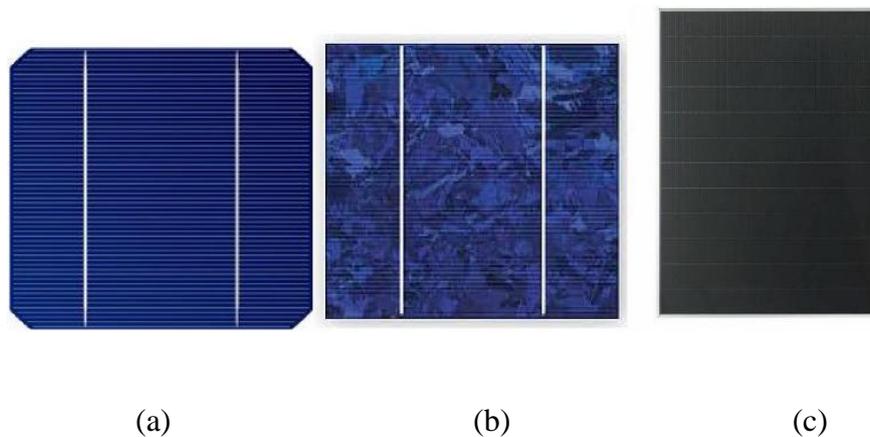
Une particularité du silicium amorphe est qu'il continue à produire de l'électricité à très faible éclairement ($< 20 \text{ W m}^{-2}$), contrairement aux autres technologies. C'est pour cette raison qu'on l'utilise pour les appareils en usage intérieur (calculatrices, montres).

Une cellule au silicium amorphe a une perte de l'ordre de 0.2%/°C en puissance en moyenne, pour une température de fonctionnement supérieure à 25°C.

II.2.4.3. Les cellules photovoltaïques de troisième génération

Il existe d'autres cellules, dites de troisième génération, qui reposent sur des macromolécules et des nanoparticules dont les procédés de fabrication sont bien moins consommateurs d'énergie et, potentiellement, d'un coût de revient plus faible : les cellules organiques et les cellules à colorants. Malheureusement pour l'industrie PV, ces cellules manquent de stabilité dans le temps, ce qui entraîne une durée de vie, lorsqu'elles sont exposées au soleil, trop courte pour les applications PV.

Une autre catégorie de cellules appartenant à la troisième génération, basées cette fois-ci sur une logique de très hauts rendements, sont les cellules à multi jonctions qui peuvent atteindre un rendement de plus de 40% en laboratoire. Ces cellules sont en revanche très onéreuses et ne sont utilisées, pour le moment, que dans le domaine du spatial ou du solaire à concentration.



16 Figure II.13 : Cellules monocristalline (a), polycristalline (b) et en couche mince (c)

Références bibliographiques

- [1] T. Eswam, P.L. Chapman, Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques, *IEEE Trans. Energy Conver.* 22 (2) 439–449, 2007.
- [2] N. Femia, D. Granozio, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, Optimized one-cycle control in photovoltaic grid connected applications, *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, Vol. 42, pp. 954–972, 2006.
- [3] A.S.H. van der Heide, A. Schönecker, J.H. Bultman and W.C. Sinke, Explanation of High Solar Cell Diode Factors by Nonuniform Contact Resistance, *Progress in Photovoltaic*, Vol. 13, N°1, pp. 3 – 16, 2005
- [4] J.H. Smith and L.R. Reiter, An In-Depth Review of Photovoltaic System Performance Models, *The American Society of Mechanical Engineers*, 84-WA/Sol-12, 8 p, 1984.
- [5] Mazer JA. *Solar cells: an introduction to crystalline photovoltaic technology*. Boston: Kluwer Academic, 1997.

[6] JOSE MIGUEL NAVARRO « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible », Thèse de Doctorat, université de TOULOUSE, 23 octobre 2008.

[7] « L'énergie solaire », La Recherche | novembre 2012 • n° 469.

CHAPITRE III
LE MODULE PHOTOVOLTAIQUE

Les cellules génèrent une tension qui va de 0.5 à 1.5 V et une densité de courant de 10 à 50 mA cm⁻² suivant la technologie utilisée. Elles délivrent donc une puissance très faible [1]. Pour délivrer une puissance exploitable et une tension compatible avec la charge d'une batterie, par exemple, il faut les associer en série et/ou en parallèle. De plus, cet assemblage de cellules doit être protégé des intempéries extérieures. C'est pour palier à ces problèmes que l'on fabrique des modules PV composés de plusieurs cellules interconnectées en série, ou en parallèle ou bien les deux et encapsulées [2].

Les matériaux utilisés pour l'encapsulation doivent avoir une durée de vie élevée afin de :

- Résister aux variations de température et à l'exposition aux rayons UV.
- Résister aux efforts mécaniques (transport, montage) et aux averses de grêle.
- Se fixer facilement et de façon durable [3].

III.1. De la cellule au module PV

Le module PV est donc composé de plusieurs cellules associées en série et/ou parallèle, disposées en rangées. Cet assemblage de cellules se fait de manière différente suivant les technologies et peut entraîner des pertes supplémentaires au sein de la cellule et qui seront détaillées dans le quatrième chapitre.

III.1.1. L'encapsulation des cellules PV

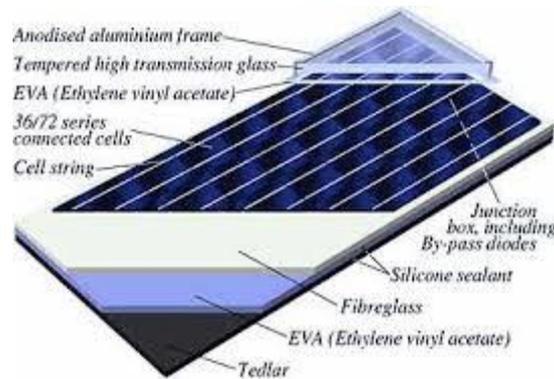
L'association de cellules PV ne se fait pas de la même manière pour un module au silicium cristallin et pour un module en couches minces.

III.1.1.1. : Le module au silicium cristallin

Pour connecter les cellules en série, on relie grâce à un contact à base d'étain ou d'argent le contact (-) en face avant d'une cellule au (+) de la face arrière de la cellule suivante. Une fois ces connexions faites, on encapsule les cellules dans une résine, la plupart du temps de l'EVA (éthylène-vinyl-acétate), transparente et d'indice proche de celui du verre.

Cet enrobage est pris en sandwich entre deux supports : en face avant, du verre trempé à haute transmission dans la bande de longueur d'onde de 350 à 1200 nm (si on ajoute une couche anti-réflexion, il en résulte une transmission qui peut aller jusqu'à 96%), en général de 3-4 mm d'épaisseur, et, en face arrière, un film plastique, souvent une feuille de tedlar-aluminium-tedlar ou dumylar ou encore aussi du verre. La face avant doit pouvoir résister à la

grêle, aux UV et à toutes les intempéries, dans le temps (25 ans). Il faut aussi protéger la face arrière, la sortie des connexions ainsi que les bords du panneau contre toutes les agressions atmosphériques, l'humidité, etc. L'encapsulation affecte également le rendement des modules en raison de ses propriétés optiques qui peuvent parfois se dégrader au cours du temps (Figure III.1).

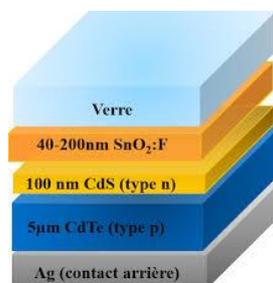


17 Figure III.1. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module au silicium cristallin.

III.1.1.2. : Le module en couches minces

Le procédé de fabrication des modules en couche mince diffère de celui des modules au silicium cristallin. La mise en série des cellules s'effectue par laser : des rayures très fines sont pratiquées sur la couche mince déposée sur le verre, composée de l'électrode transparente, la jonction p-i-n et l'électrode métallique arrière de manière intercalées (figure III.2).

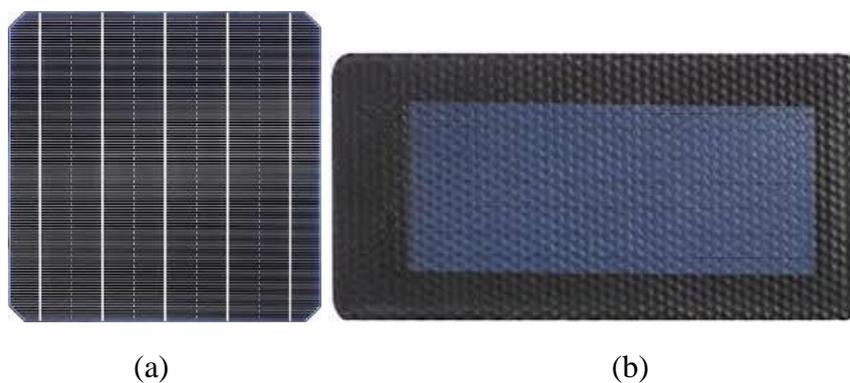
Grâce à ce procédé, l'électrode métallique de la couche (-) est reliée à l'électrode transparente de la couche (+) de la cellule suivante. Les cellules sont ainsi mises en série. Ces trois rayures laser sont si fines qu'à l'œil nu il nous semble n'apercevoir qu'une seule bande (figure III. 3 b). Un avantage de ce procédé est qu'il permet de séparer les cellules comme l'utilisateur le souhaite et ainsi d'adapter le module en fonction des besoins. Si l'on souhaite un module avec plus de tension alors il suffit de créer plus de cellules.



18 Figure III.2. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module en couche mince (silicium amorphe).

Le verre en face avant doit être hautement transparent, résistant à la grêle (trempé thermiquement), texturé et arrondi sur les bords (modules sans cadre). Ce qui pose problème pour les technologies à base de silicium amorphe et CdTe car les matériaux actifs sont déposés sur le verre recevant la lumière avec des procédés de dépôts à haute température, qui détrempe la trempe thermique du verre.

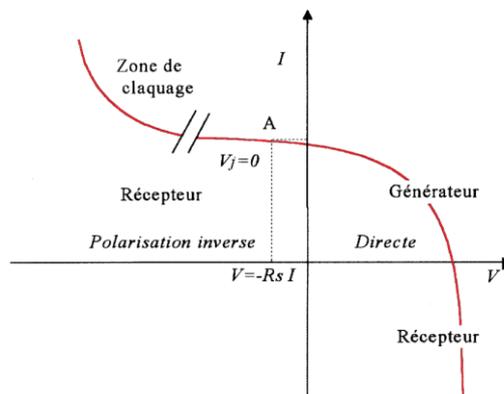
Il faut donc que la face arrière du module soit particulièrement solide afin que le sandwich face avant/encapsulant/face arrière agisse comme un amortisseur anti-choc. Ce problème ne se pose pas pour le CIS pour lequel on dépose les matériaux actifs sur le verre arrière recouvert de molybdène.



19 Figure III.3 : Photographies de modules au silicium cristallin (a) et en couche mince de silicium amorphe (b).

III.1.2. L'association de cellules photovoltaïques

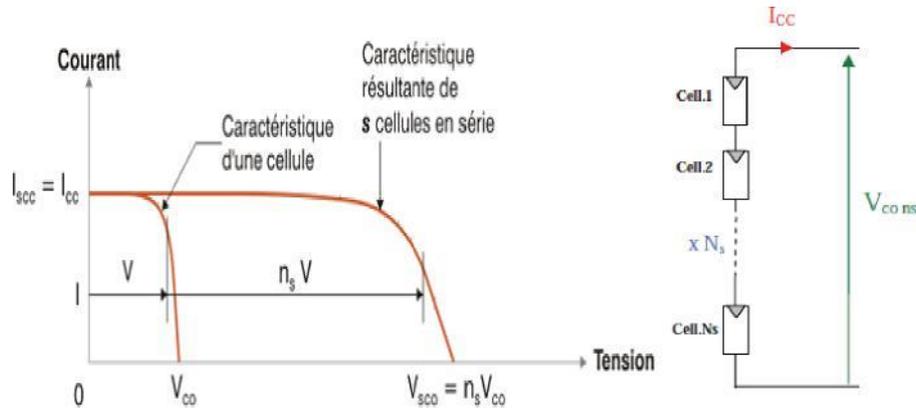
La caractéristique $I-V$ d'une association quelconque de cellules est homologue à la courbe $I-V$ classique d'une cellule de base [3]. En conséquence, tout ce qui a été dit au chapitre précédent sur une cellule reste valable pour un ensemble de cellules photovoltaïques [4].



20 Figure III.4 : Caractéristique $I-V$ d'une cellule PV éclairée et polarisée par une source extérieure, avec la convention utilisée dans la suite de ce chapitre.

III.1.2.1. L'association en série

Lorsque l'on associe N_s cellules PV en série, les tensions de ces cellules s'additionnent et le courant généré est le même dans toute la branche. La caractéristique $I-V$ résultante de l'association de la figure III.5 est obtenue en multipliant point par point et pour un même courant, la tension individuelle V_i par n_s . On note aussi que l'impédance optimale de l'association sera n_s fois plus grande que celle de la cellule de base.



21 Figure III.5 : Caractéristique $I(V)$ pour une association de n_s cellules en série [3,4].

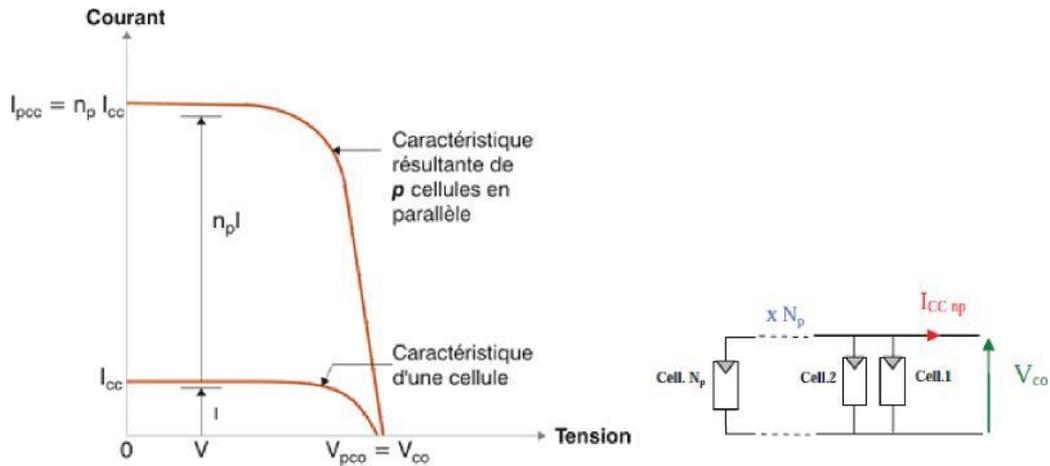
Le courant généré par n_s cellules PV en série étant le même dans toute la branche et limité par le courant de la cellule la plus faible, on prendra soin de ne connecter en série que des cellules ayant la même densité de courant. C'est pour cela qu'en production, toutes les cellules sont testées et triées en fonction de leur rendement.

Les résistances séries s'ajoutent. L'augmentation de la résistance série induit une perte de puissance, il faut donc faire attention à la résistance d'interconnexion des cellules, dans une association en série. Le facteur de forme d'un module ne peut en général pas être meilleur que celui de ses cellules constitutives. Comme pour le courant, il se rapproche de celui de la plus mauvaise cellule. Les résistances parallèles s'ajoutent également.

La plupart des panneaux commercialisés sont couramment réalisés en associant 36 cellules en série ($V = 0.6 V * 36 = 21.6 V$) afin d'atteindre une tension optimale du panneau proche de celle d'une tension de batterie de 12 V (à puissance maximale) [5].

III.1.2.1. L'association en parallèle

Cette fois-ci, c'est la tension de chaque cellule qui doit être identique, les courants s'ajoutent. La nouvelle courbe de la figure III.6 est obtenue en additionnant point par point et pour chaque valeur de tension, le courant de la cellule de base par n_p . L'impédance optimale de l'association sera n_p fois plus faible que celle d'une cellule individuelle.



22 Figure III.6 : Caractéristique $I(V)$ pour association de n_p cellules en parallèle [3,4].

Références bibliographiques

- [1] « Les caractéristiques électriques des cellules et des modules photovoltaïques » <http://www.energieplus-lesite.be>.
- [2] K. BOUZIDI, Etude comparatives des méthodes d'extraction des paramètres des cellules solaires, Mémoire de magister, département de physique, faculté des sciences, université de Sétif (Algérie), 2007.
- [3] ALAIN RICAUD, Photopiles solaires, 1ère édition, presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, 1997.
- [4] SALAHEDDINE BENSALAM « Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires », Mémoire de Magister, Université FERHAT ABBAS Sétif, 06/01/2011.
- [5] A. GUEN, « contribution à l'étude des systèmes de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.

CHAPITRE IV
EVALUATION DES PERTES

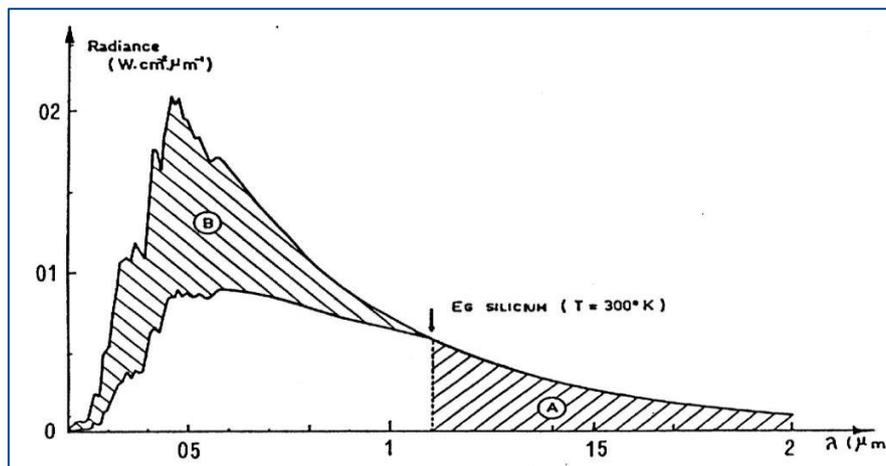
IV.1. Les Pertes

Le rendement d'une cellule est affecté par différents types de pertes, ce qui fait que toute l'énergie incidente n'est pas convertie en électricité.

Différentes pertes affectent les performances d'une cellule. Elles sont dans la plupart des cas dues à la nature du matériau et à la technologie utilisée. Est le rendement d'un module photovoltaïque est un peu plus faible que celui des cellules qui le constituent, à cause des pertes qui se produisent à la suite de l'interconnexion et de l'encapsulation de ces cellules dans le module.

Les principaux facteurs de pertes sont les suivants :

- Absorption incomplète des photons.
- Excès d'énergie par rapport au gap.
- Recombinaisons et collection partielle.
- Facteur de tension.
- Réflexions et transmission.
- Pertes Ohmiques.
- Pertes par ombrage.
- Facteurs de stress environnementaux.



23 Figure IV.1 : Exploitation du spectre solaire AM 0 par une photopile Si.

La zone A correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés. La zone B correspond à l'excès d'énergie, non utilisé, des photons d'énergie supérieure au gap.

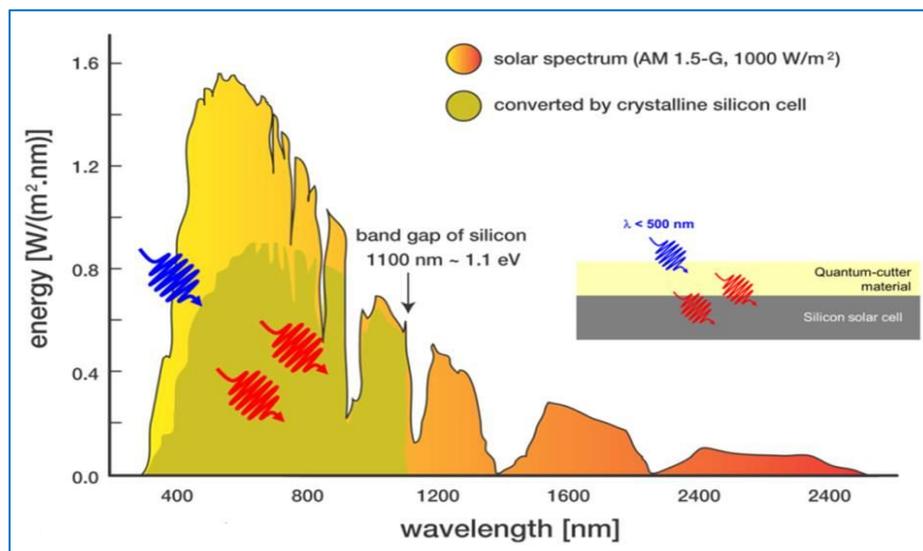
IV.2. Les Pertes par Photons de grande longueur d'onde du spectre solaire

Si chaque photon incident permettait d'injecter un électron dans le circuit électrique, les dispositifs photovoltaïques seraient très efficaces.

La première limitation vient de la longueur d'onde du rayonnement incident, qui doit être assez faible. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction).

C'est l'énergie du "band gap", Eg. Ainsi, avec un gap de 1.13 eV, le silicium monocristallin n'absorbe que les photons de longueur d'onde inférieure à 1100 nm [1], et ce, selon la relation : $E(ev) = 1243/\lambda(nm)$.

Tous les photons de longueur d'onde supérieure à celle associée au gap du semi-conducteur ne pourront pas générer de paires électron/trou donc seront perdus.



24 Figure IV.2 : Réponse spectrale d'une cellule PV au silicium comparée au rayonnement solaire au sol.

Si nous définissons le flux monochromatique $N_0(\lambda)$ comme le nombre de photons incident par unité de surface, pour une source polychromatique, alors ce flux sera l'intégrale :

$$N_t = \int_0^{\infty} N_0(\lambda) d\lambda \quad (\text{IV.1})$$

Le nombre de photons qui ont une énergie supérieure à E_g ou bien le nombre de photons absorbés est donné par la formule suivante :

$$N_a = \int_0^{\lambda_c} N_0(\lambda) d\lambda \quad (\text{IV.2})$$

Où λ_c est la longueur d'onde de coupure

Le nombre de photons perdus ou le nombre de photons ayant une énergie inférieure à E_g est :

$$N_p = N_t - N_a = \int_0^{\infty} N_0(\lambda) d\lambda - \int_0^{\lambda_c} N_0(\lambda) d\lambda \quad (\text{IV.3})$$

$$N_p = \int_{\lambda_c}^{\infty} N_0(\lambda) d\lambda \quad (\text{IV.4})$$

Donc le taux de pertes par photons de grande longueur d'onde du spectre solaire est donné par la relation suivante :

$$\tau_L = \frac{\int_{\lambda_c}^{\infty} N(\lambda) d\lambda}{\int_0^{\infty} N(\lambda) d\lambda} \quad (\text{IV.5})$$

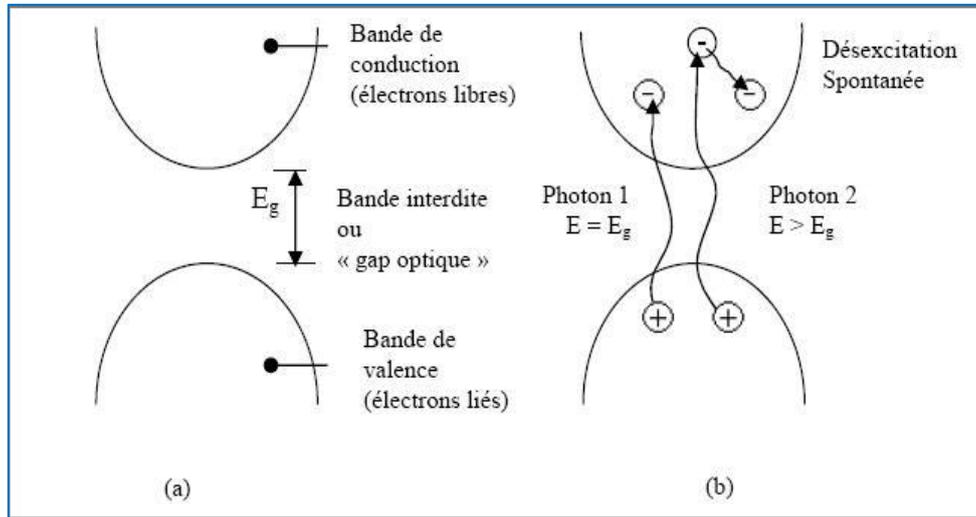
La perte par photons de grande longueur d'onde du spectre solaire est à peu près de 23.5% [2].

IV.3. Les Pertes par énergie excédentaire des photons

Un photon génère seulement une paire électron-trou. Le reste de l'énergie supérieure à la largeur de bande interdite est principalement dissipé en chaleur [3].

La puissance optique absorbée par la cellule est transformée d'une part en énergie électrique, d'autre part en énergie thermique. Si on néglige les phénomènes de recombinaison,

l'énergie thermique résulte uniquement de la thermalisation des porteurs c'est-à-dire de l'énergie excédentaire de chaque photon par rapport au gap du matériau.



25 Figure IV.3 : Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur : Dans l'obscurité (a) et sous illumination (b).

La puissance perdue par énergie excédentaire des photons est donnée par [3] :

$$P_{th} = \int_0^{\lambda_c} (E - E_g) N_0(\lambda) d\lambda \quad (IV.6)$$

$$P_{th} = \int_0^{\lambda_c} E N_0(\lambda) d\lambda - E_g \int_0^{\lambda_c} N_0(\lambda) d\lambda \quad (IV.7)$$

Le taux des pertes par énergie excédentaire des photons est donné par [4] :

$$\tau_{th} = \frac{\int_0^{\lambda_c} (E - E_g) N_0(\lambda) d\lambda}{\int_0^{\lambda_c} N_0(\lambda) \frac{hc}{\lambda} d\lambda} \quad (IV.8)$$

L'excès d'énergie pour une cellule au Si est évalué à 33% [2].

Les pertes par énergie excédentaire diminuent beaucoup le rendement de la cellule et ceci est bien dû à la perte d'énergie du photon supérieur à l'énergie du gap et l'augmentation de la température de la cellule qui diminue aussi le rendement de conversion.

IV.4. Les Pertes par recombinaison

IV.4.1. Recombinaison non-radiative

Tout système tend vers son état d'énergie le plus bas. L'application d'une tension aux bornes d'un semi-conducteur place celui-ci dans un état hors équilibre dans lequel des électrons (e^-) de la bande de valence (BV) franchissent l'énergie de gap et se retrouvent dans la bande de conduction (BC).

Le raisonnement est analogue pour les trous (t^+), qui passent de la BC à la BV. Ces charges sont énergétiquement instables et tendent à réduire leur énergie par recombinaison.

Il existe deux types de recombinaison, la *recombinaison radiative* (r_{rad}) et la *recombinaison non-radiative* (r_{phonon}), elle-même regroupant deux mécanismes différents que sont :

IV.4.2. La Recombinaison r_{Auger} Auger

La r_{Auger} ou l'effet Auger apparaît lorsqu'un électron dans un état excité se recombine avec un trou et que l'énergie résultante est transférée à un électron dans la bande de conduction ou un trou dans la bande de valence.

La charge recevant cette énergie passe alors d'un état de basse énergie à un état de haute énergie avant de relaxer son énergie sous forme de chaleur (émission de phonons). Dans certains cas, l'énergie transmise par le premier électron est suffisante pour éjecter le second électron hors de l'atome, et l'énergie de cet électron éjecté sera une caractéristique de l'atome. Il s'agit là du principe physique de la spectroscopie Auger.

L'effet Auger nécessite donc au moins trois particules, deux électrons et un trou ($e^- e^- t^+$) ou deux trous et un électron ($e^- t^+ t^+$) selon que les porteurs de charges impliqués se trouvent dans la bande de valence ou dans la bande de conduction [5].

IV.4.3. La Recombinaison Shockley Read Hall (r_{SRH})

Conceptualisé en 1952 dans deux articles différents, de Schrockley et Read [6], et Hall [7], la r_{SRH} est aussi connue sous le nom de recombinaison par pièges.

Dans un semi-conducteur, la maille cristalline n'est jamais parfaite, des dislocations y sont présentes et particulièrement dans les hétérostructures.

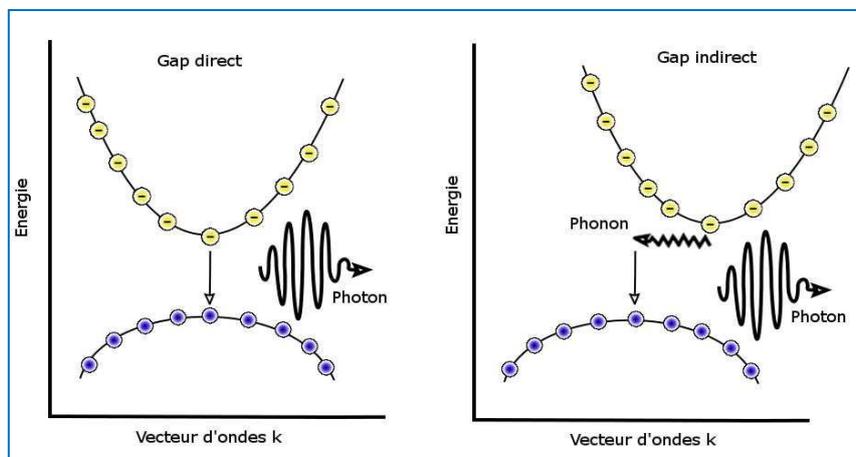
Dislocations et impuretés sont quelques-unes des raisons d'apparitions de niveaux d'énergie dans la bande interdite du semi-conducteur. Ces niveaux facilitent la recombinaison des porteurs de charges et agissent comme des centres de recombinaisons non-radiatifs ; en d'autres termes des pièges.

IV.4.4. La Recombinaison Radiative

Lorsqu'un électron et un trou se recombinent et qu'il y a émission de photon, on parle de recombinaison radiative. Il s'agit là du principe physique de l'électroluminescence, avec comme principale application les LEDs.

Ce type de recombinaison est beaucoup plus efficace dans les semi-conducteurs à gap direct où seulement deux particules sont nécessaires : un électron dans la bande de conduction et un trou dans la bande de valence.

Pour un semi-conducteur à gap indirect, la recombinaison radiative ne s'obtient qu'avec l'intervention d'un phonon. La probabilité d'un tel évènement est donc diminuée [8].



26 Figure IV.4 : Recombinaison radiative à deux (gap direct) et trois (gap indirect) particules

IV.5. Facteur de tension

La tension maximale aux bornes de la cellule V_0 ne pourra pas dépasser la tension de gap E_g/q . De plus, en raison des recombinaisons Auger, V_0 ne pourra dépasser 0,7 V pour le silicium, sauf dans le cas de cellules très minces ($V_0 = 0.72 V$ pour une cellule de $20 \mu m$) [1]. On définit un facteur de tension [9] :

$$\eta_v = \frac{qV_{co}}{E_g} \quad (IV.9)$$

Pour une cellule au Si, le facteur de tension introduit une perte de 40% [1].

Nous pouvons conclure que le rendement augmente avec le facteur de tension, ce qui est confirmé par la relation entre le facteur de tension et la tension de circuit ouvert qui a un effet direct sur le rendement.

IV.6. Pertes par réflexion et transmission

Le phénomène de la réflexion est l'un des problèmes qui impose la meilleure conversion d'énergie. Ces pertes affectent principalement le courant de court-circuit. Généralement, la lumière se perd en deux formes, soit par réflexion, soit par transmission.

Dans une structure photovoltaïque, les trois niveaux suivants de la réflexion sont responsables des pertes optiques :

- 1) Réflexion par les contacts ohmiques.
- 2) Réflexion par la surface avant du semi-conducteur.
- 3) Réflexion par la couche arrière (*BSR*) [10].

Quant à la réflexion, elle dépend avant tout des indices de réfraction des matériaux traversés. Plus la différence d'indice est élevée de part et d'autre d'une surface plus elle est réfléchissante.

Le taux de réflexion s'écrit : $R = \left(\frac{n_2 - n_1}{n_2 + n_1}\right)^2$ formule de Fresnel en incidence normale [11].

Donc du silicium brut ($n = 3.75$ à $\lambda = 0.6 \mu m$) en contact avec l'air ($n = 1$) réfléchit 33% de la lumière qu'il reçoit. Il n'est pas envisageable de perdre un tiers du flux lumineux juste pour cette raison [11].

Si I est l'intensité du rayonnement, $h\nu$ l'énergie des photons, le flux de photons est donné par :

$$\phi_0 = \frac{I(w/cm^2)}{h\nu(j)} \quad (IV.10)$$

Soit en exprimant la longueur d'onde en micromètre [7].

$$\phi_0 = \frac{I(w/cm^2) \lambda(\mu m)}{1.24 * 1.6 * 10^{-19}} \quad (IV.11)$$

Le flux de photons pénétrant dans la cellule est :

$$\phi_0(1 - R) \quad (IV.12)$$

Où R est le coefficient de réflexion, pour le silicium $R = 0.302$ à $25^\circ C$ [9].

$$\phi_0(1 - R) = 0.698 \phi_0 \quad (IV.13)$$

La perte est donnée par :

$$\phi_0 - 0.698 \phi_0 = 0.302 \phi_0 \quad (IV.14)$$

Pour le S_i sans traitement anti-réfléchissant cette perte est estimée à 30%. Ces pertes affectent principalement le courant de court-circuit de la cellule solaire et bien sur le rendement.

IV.7. Collection partielle

Tous les porteurs photo-générés ne sont pas tous collectés. Certains se recombinent dans le matériau ou aux surfaces. Le taux de recombinaison, détermine le nombre de porteurs collectés par rapport au nombre de porteurs photo-générés. Il dépend de la durée de vie τ des porteurs minoritaires et de leur longueur de diffusion, Il dépend essentiellement de la qualité cristalline du matériau.

Des procédés de croissance du silicium et de réalisation des cellules peuvent réduire les recombinaisons à un minimum fondamental.

Si nous définissons le flux monochromatique $N_0(\lambda)$ comme le nombre de photons incidents par unité de surface, de temps et d'intervalle de longueur d'onde qui pénètrent dans la cellule PV, le photo-courant qui lui correspond s'écrira [12] :

$$I_{ph} = q(1 - r)R \int_0^{\lambda_c} N_0(\lambda) d\lambda \quad (\text{IV.15})$$

Relation qui définit le coefficient de réflexion moyen r à la surface frontale, le rendement en courant polychromatique interne R relativement au spectre $N_0(\lambda)$, et la longueur d'onde de coupure λ_c qui correspond au gap du matériaux ($\lambda_c = hc/E_g$).

Le rendement en courant polychromatique interne R est lui-même le produit d'un rendement quantique (rapport du nombre de paires générées sur le nombre de photons absorbés) et d'un rendement de collecte (rapport des porteurs collectés sur le nombre de paires générées). Le rendement de la collection partielle est donné par la relation [13] :

$$\eta_c = \frac{I_{ph}}{q \int_0^{\infty} N_0(\lambda) d\lambda} \quad (\text{IV.16})$$

Nous avons $R = 76\%$ pour le silicium cristallin [12] ce qui signifie une perte de 24%.

La recombinaison diminue le nombre de porteurs photo-générés. Donc, elle influe sur le courant photo-généré qui influe sur l'efficacité de la cellule et donc sur le rendement.

IV.8. Pertes Ohmiques

La réalisation d'une cellule solaire idéale est pratiquement impossible à cause des imperfections qui pourraient y avoir dans le matériau. Les résistances parasites ont des effets néfastes sur le rendement des cellules. La résistivité propre aux matériaux semi-conducteurs, les contacts métalliques avant et arrière de la cellule ainsi que d'autres contacts ohmiques représentent la résistance série de la cellule R_s .

En plus, lors de la mise en série et/ou parallèle des cellules pour fabriquer le module PV, la résistance série croit sous l'effet des points de soudures. Tandis que la résistance shunt R_{sh} , représente tous les chemins parallèles de haute conductivité (shunts) à travers la jonction de la cellule solaire $p-n$ ou sur les bords des cellules

Une mauvaise encapsulation des modules fait aussi augmenter les courants de fuite et par conséquent pourrait diminuer la résistance shunt [14].

IV.8.1. Perte de puissance max due à la résistance série R_s

La puissance maximale peut être définie comme la puissance en l'absence de résistance série moins la puissance perdue dans la résistance série. L'équation pour la puissance maximum d'une cellule solaire devient alors :

La puissance perdue par la résistance série est [16] :

$$P_{R_S=I_m^2 R_S} \quad (IV.17)$$

$$P'_m = V_m I_m - I_m^2 R_S = V_m I_m \left(1 - \frac{I_m}{V_m} R_S\right) \quad (IV.18)$$

$$P'_m = P_m \left(1 - \frac{I_{cc}}{V_{co}} R_S\right) \quad (IV.19)$$

$$P_{R_S} = P_m - P'_m = P_m - P'_m \left(1 - \frac{I_{cc}}{V_{co}} R_S\right) = P_m \left(\frac{I_m}{V_m}\right) R_S \quad (IV.20)$$

Le taux de perte est :

$$\tau_{R_S} = \frac{P_{R_S}}{P_s} = \left(\frac{I_{cc}}{V_{co}} R_S\right) \quad (IV.21)$$

Les contacts semi-conducteur – électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion. Pour une cellule au Si, la perte résultante est estimée à 6%.

R_s augmente avec le groupement série de cellules solaires et diminue avec une connexion parallèle. Du fait que le rendement augmente quand R_s diminue, la technologie actuelle essaye de minimiser la valeur de R_s .

IV.8.2. Résistance Shunt R_{sh}

Il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite. C'est comme si l'on devait soustraire au photo-courant, outre le courant de diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. La résistance shunt est en général très élevée.

IV.9. Pertes par Ombrage

L'environnement d'un module photovoltaïque peut inclure des arbres, montagnes, murs, bâtiments, etc. Il peut provoquer des ombrages sur le module ce qui affecte directement l'énergie collectée. Les modules photovoltaïques sont très sensibles à l'ombrage et ne peuvent être occultés, principalement à cause des connections électriques (en série) entre les cellules et entre les modules [8].

Un module photovoltaïque est composé de plusieurs cellules photovoltaïques. Afin d'éviter les phénomènes de point chauds, les cellules photovoltaïques sont associées par groupe de 18 à une diode by-pass.

En mode normal, la tension aux bornes de la diode by-pass est positive (ce qui signifie que le groupe de 18 cellules fonctionnent en mode générateur) ; la diode se comporte alors comme un interrupteur ouvert. Lorsque le groupe de 18 cellules se comportent en récepteur, la tension aux bornes de la diode est négative (inversement de polarité) ; la diode se comporte alors comme un interrupteur fermé et elle court-circuite le groupe de 18 cellules.

IV.10. Pertes dues aux 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 catalectiques et, sur le long terme, du vieillissement des modules.

En voici une liste par ordre d'importance :

- La température
- L'humidité
- Le rayonnement
- Le vent
- La grêle
- La neige
- La poussière

On peut finalement décrire un diagramme de pertes d'énergie de la façon suivante pour une cellule PV au Silicium extrêmement performante :

- Absorption incomplète : 23.5 %
- Excès d'énergie par rapport au gap : 33 %
- Réflexion par la surface : 3 %
- Recombinaisons et collection partielle : 12 %
- Pertes Ohmiques : 9 %

Le rendement final d'une telle cellule PV serait de 19.50 %.

Références bibliographiques

- [1] A. Cheknane , B. Benyoucef , J.P. Charles et R. Zerdoum , «Optimisation et Conception d'une Grille Collectrice Appliquée aux Photopiles Fonctionnant sous Haute Concentration Solaire», Revue énergies renouvelables Vol.. 7 (2004) 95-108.
- [2] B. Halima, B.Samia, «estimation des énergies incidents et fournies par un module photovoltaïque», mémoire de DES, université de Tlemcen, juin 2001.
- [3] Rachid, «application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah», thèse de magister, Université de Tlemcen décembre 2005.
- [4] A.Ricaud, « photopile solaire „de la physique de la conversion photovoltaïque, matériaux et procédés», première édition 1997 presses polytechniques et universités romandes
- [5] K. Ammous, «contribution a la construction systématique de modèles moyen de convertisseurs de puissance», thèse de doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, Décembre 2002.
- [6] OECD. Uranium 2009 : Resources, production and demand. Technical report, OECD NEA Publication, 2009.
- [7] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop .Solar cell efficiency tables (version 42). Progress in Photovoltaics : Research and Applications,21(5) :827–837, 2013.
- [8] www.ines-solaire.com
- [9] M. Madani, « réalisation des couches antireflets dans les cellules solaire a couche minces», thèse de magister, université de Tlemcen, 2006.
- [10] <http://www.ef4.be/fr/photovoltaique>.

- [11] B. Mouna «Etude des matériaux semi-conducteurs III-V Application à la conversion photovoltaïque», Thèse de Magister, Université de Batna, octobre 2007.
- [12] A.Labouret, P.Cumunel et J-P.Braun et B.Faraggi, «cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïque», Dunod ,3e édition, Paris, 2001.
- [13] <http://www.galerie-photo.com/lumiere-diffuse-reflexion-parasite.html>.
- [14] A .Labouret, M .Villoz, « énergie solaire photovoltaïque », Dunod, 3eme édition, Paris 2006.
- [15] G.Tchuilieu «énergie renouvelable et cogénération pour le développement durable en Afrique », séminaire atelier Cameroun 2002.

CHAPITRE V
SIMULATION DES CARACTERISTIQUES I(V) et P(V)

L'objectif de ce chapitre est de déterminer les caractéristiques P_{max} , V_{mpp} et I_{mpp} à partir des courbes $I(V)$ et $P(V)$ régissant le fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque, et ce, pour trois modèles différents : SunPower : $E20-245$, $E20-327$ et $E18-305$ en utilisant trois méthodes totalement différentes : celle du circuit équivalent, du composant Solar-Cell et du composant PV-Array.

De même, l'influence des conditions météorologiques, en particulier la température et l'éclairement, sera traitée pour l'un des modèles pour, enfin, comparer tous les résultats de la simulation avec ceux donnés par les fiches techniques en annexe.

V.1. Création des modèles de la cellule PV sous Matlab/Simulink

La puissance et l'efficacité de MatLab dans l'univers de la simulation est incontestable, en particulier l'outil intégré Simulink qui offre des possibilités de manipulations incroyables presque dans tous les domaines de la physique permettant, ainsi, aux chercheurs de devancer les étapes expérimentales, soit pour prédire les résultats, soit pour optimiser les performances de leurs dispositifs expérimentaux.

Les différentes étapes suivies pour simuler les caractéristiques électriques des panneaux solaires photovoltaïques sont comme suit :

- ✓ Le circuit électrique équivalent : construit sous Matlab/Simulink selon l'équation caractéristique II.9 pour simuler le fonctionnement de la cellule.
- ✓ Le Composant 'Solar-Cell' : disponible dans Matlab/Simulink pour simuler directement le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.
- ✓ Le Composant 'PV-Array' disponible aussi dans Matlab/Simulink et qui est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un module photovoltaïque.

V.1.1. Modèle du circuit électrique équivalent

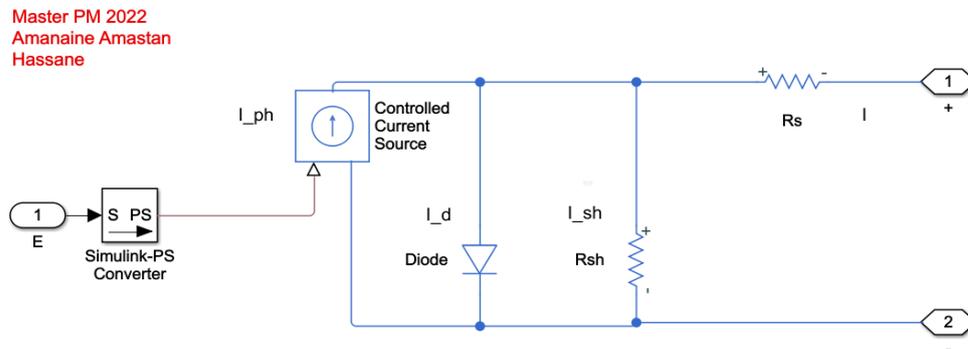
Dans le chapitre III, nous avons mentionné que les cellules photovoltaïques génèrent une tension de 0.5 à 1.5 V et une densité de courant de 10 à 50 mA cm⁻² suivant la technologie utilisée et qu'elles délivrent une puissance très faible en conséquence.

Pour obtenir des résultats (courbes : $I(V)$ et $P(V)$) lisibles et exploitables il faut réaliser une simulation pour 36 cellules pour avoir une idée sur les réponses du circuit électrique équivalent.

Sous Matlab/Simulink, l'intégration et l'assemblage des composants électriques et électroniques correspondants disponibles dans la librairie « *Simscape* » nous permet d'obtenir le schéma correspondant de la cellule PV comme indiqué par la figure V.1.

Ces composants sont :

- Deux résistances R_s et R_{sh} et une diode.
- Un générateur de courant « *Controlled Current Source* » disponible dans la librairie « *SimPowerSystems* » - « *Electrical Sources* », et qui génère un photo-courant I_{ph} correspondant à l'éclairement sous lequel le panneau PV est soumis.
- Un composant « *Simulink-PS Converter* » disponible dans la librairie « *Simscape* » - « *Utilities* » qui permet de convertir le signal d'entrée en un signal physique.



27 Figure V.1 : Circuit équivalent de la cellule PV modélisé sous MatLab.

Nous devons reprendre l'équation II.9, pour nous permettre de déterminer les paramètres I_{ph} , I_s , R_s soit :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V+R_s I}{nV_t}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (V.1)$$

V.1.1.1. Détermination de I_{ph}

Dans la condition où la cellule PV est court-circuitée ($I = I_{cc}$, $V = 0$), et du modèle idéal ($R_s = 0$, $R_{sh} = \infty$), l'équation (V.1) nous permet d'obtenir l'expression :

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (V.2)$$

V.1.1.2. Détermination de I_s

En général, la résistance R_{sh} est très grande et l'équation (V.1) se réduit à :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V+R_s I}{nV_t}} - 1 \right] \quad (V.3)$$

Dans la condition où la cellule PV est en circuit ouvert ($I = 0$, $V = V_{co}$), l'équation (V.3) devient alors :

$$0 = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V_{co}}{nV_t}} - 1 \right] \quad (V.4)$$

Soit :

$$I_s = \frac{I_{cc}}{e^{\frac{V_{co}}{nV_t}} - 1} \quad (V.5)$$

V.1.1.3. Détermination de R_s

Toujours dans l'hypothèse que R_{sh} est très grande (de l'ordre de $1 M\Omega$, et du fait que les valeurs de (V_{pm}, I_{pm}) sont déterminées par les constructeurs, cela nous permet d'exprimer la résistance R_s comme suit :

$$I_{pm} = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V_{pm}+R_s I_{pm}}{nV_t}} - 1 \right] \quad (V.6)$$

Avec : $e^{\frac{V_{pm}+R_s I_{pm}}{nV_t}} \gg 1$, on obtient alors :

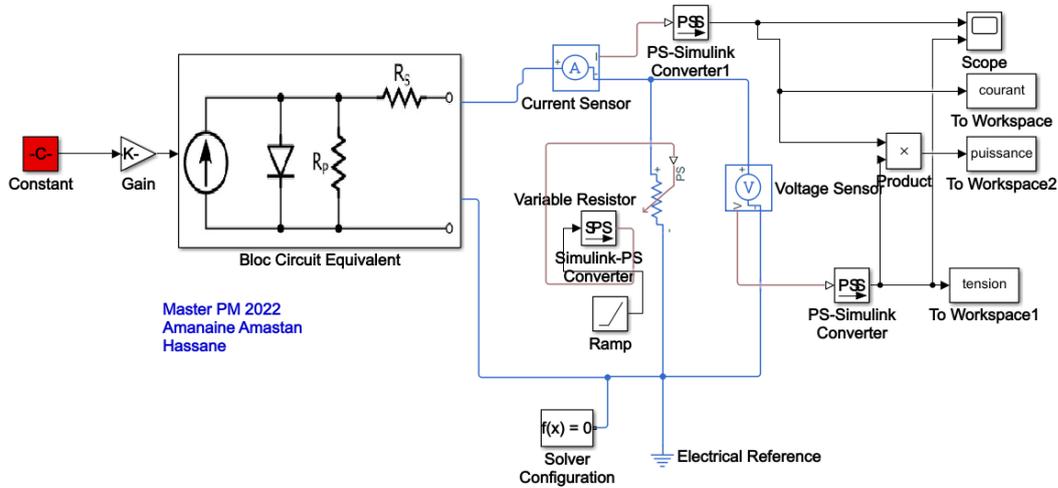
$$I_{pm} = I_{ph} - I_s e^{\frac{V_{pm}+R_s I_{pm}}{nV_t}} \quad (V.7)$$

$$\Rightarrow R_s = \frac{nV_t \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I_{pm}}{I_s} \right) - V_{pm}}{I_{pm}} \quad (V.8)$$

Pour finir, il faut initialiser les données (constantes et paramètres) dans l'environnement MatLab, soit :

```
k = 1.38 e-23; q = 1.6 e-19; t = 273;
Icc = 3.99;
Vco = 22.1;
Vpm = 17.6;
Ipm = 3.69;
ncell = 36;
tcell = 58.75;
Vt = (k(t + tcell))/q;
Is = Icc/(e $\frac{V_{co}}{n_{cell}V_t}$  - 1)
rs = (ncell · Vt · ln( $\frac{I_{cc} - I_{pm}}{I_s}$ ) - Vpm)/Ipm
```

Le schéma du circuit équivalent (Figure V.1) doit être complété par d'autres composants de Simulink pour pouvoir visualiser et obtenir les réponses en signaux ainsi que les courbes caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ comme indiqué sur la figure suivante :



28 Figure V.2 : Fonctionnement du circuit équivalent de la cellule PV simulé sous MatLab.

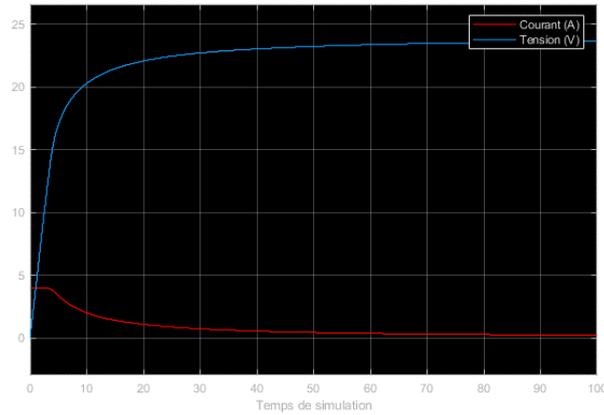
Dans le tableau suivant, des détails sur les composants intégrés sont décrits.

<i>Composant</i>	<i>Rôle</i>
<i>Constant</i>	<i>Génère une valeur constante.</i>
<i>Current Sensor</i>	<i>Converti le courant mesuré en un signal physique.</i>
<i>Voltage Sensor</i>	<i>Convertit la tension mesurée en un signal physique.</i>
<i>Simulink-PS Converter</i>	<i>Convertit le signal d'entrée en un signal physique</i>
<i>PS -Simulink Converter</i>	<i>Convertit un signal physique en un signal de sortie</i>
<i>Ramp</i>	<i>Génère un signal linéairement variable</i>
<i>Scope</i>	<i>Visualise les signaux générés</i>
<i>To Workspace</i>	<i>Stock les données pour le traçage des courbes</i>
<i>Solver Configuration</i>	<i>Permet le choix de la méthode de résolution du système</i>
<i>Electrical Reference</i>	<i>Simule la mise à la terre</i>

1 Tableau V.1 : Description des composants intégrés à la cellule.

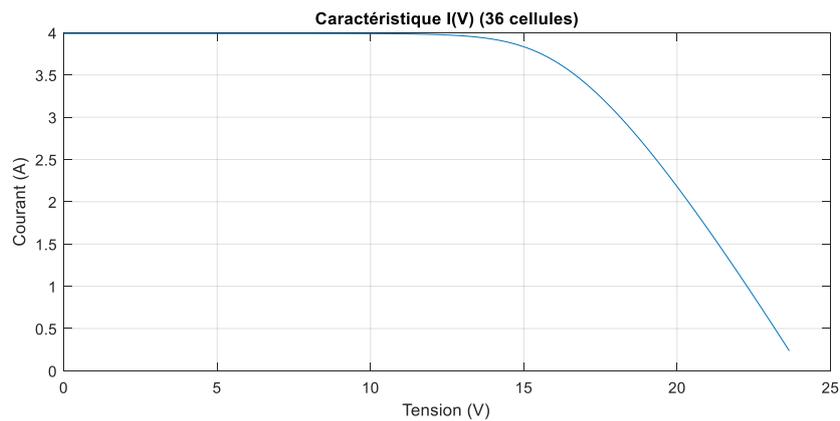
V.1.1.4. Résultats obtenus pour une cellule solaire PV

Après avoir fixé la valeur de I_{ph} , correspondant à une irradiation de 1000 W/m^2 affectée au bloc « Constant » et pour une température de 25^0 C , et ce, pour une durée de simulation de 100 s , les résultats suivants sont obtenus :

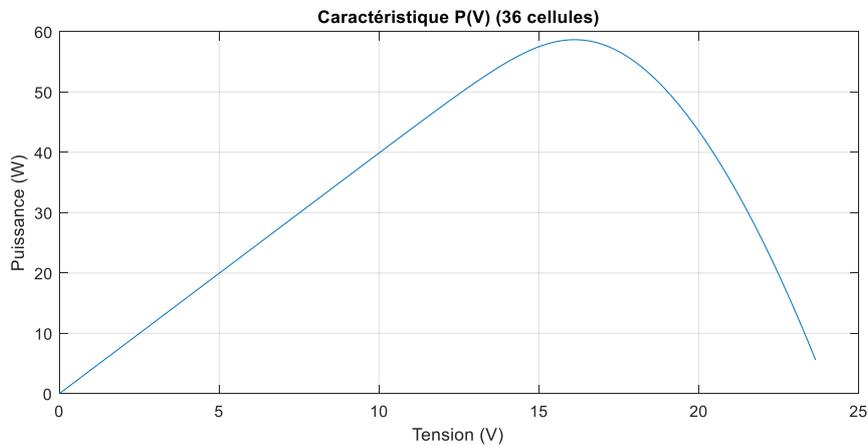


29 Figure V.3 : Visualisation des signaux I et V de la cellule simulée sous MatLab.

Les signaux visualisés par le « scope » illustrent bien le courant photo-généré de 4 A qui décroît simultanément avec la croissance de la tension qui tend vers une valeur maximale proche de 23 V et donc une reproduction fidèle du modèle mathématique.



30 Figure V.4 : Caractéristique I(V) de la cellule simulée sous MatLab.



31 Figure V.5 : Caractéristique P(V) de la cellule PV simulé sous MatLab.

V.1.1.5. Résultats obtenus pour un panneau solaire PV

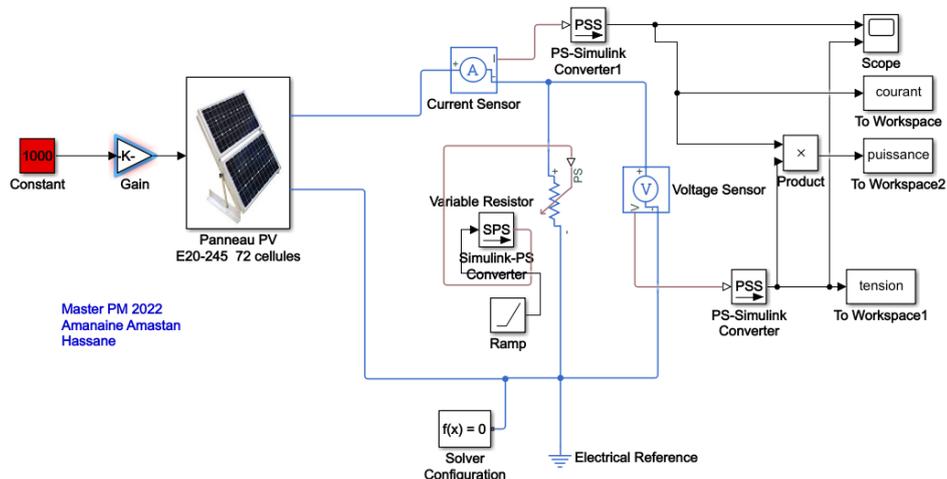
Afin de pouvoir comparer nos résultats de simulation avec ceux des fiches techniques des modèles commercialisés : SunPower E20-245, E20-327 et E18-305 dont on a fait le choix, on doit modifier le bloc « Circuit équivalent » pour tenir compte du même nombre de cellules utilisé pour ces modèles à savoir $n = 96$ pour E20-327 et E18-305 et $n = 72$ pour le E20-245, ainsi que les autres paramètres comme l'indique le tableau suivant (voir fiches techniques en annexe).

Paramètres	Caractéristiques techniques		
	E20-245	E20-327	E18-305
Puissance maximale (P_{max})	245W	327W	305W
Tension à Pmax (V_{pm})	40.5V	54.7V	54.7V
Courant à Pmax (I_{pm})	6.05A	5.98A	5.58A
Tension à circuit ouvert (V_{co})	48.8V	64.9V	64.2V
Courant de court-circuit (I_{cc})	6.43A	6.46A	5.96A
Nombre de cellules (n_s)	72	96	96

2 Tableau V.2 : Caractéristiques techniques des trois modèles SunPower.

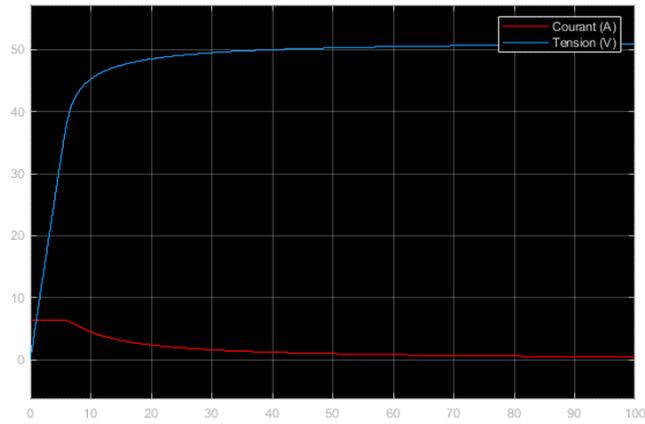
La valeur de I_{ph} est fixée pour correspondre à une irradiation de 1000 W/m^2 qui est affectée au bloc « Constant » à une température de 25^0 C et pour une durée de simulation de 100 s on obtient les résultats suivants :

Modèle E20-245 :

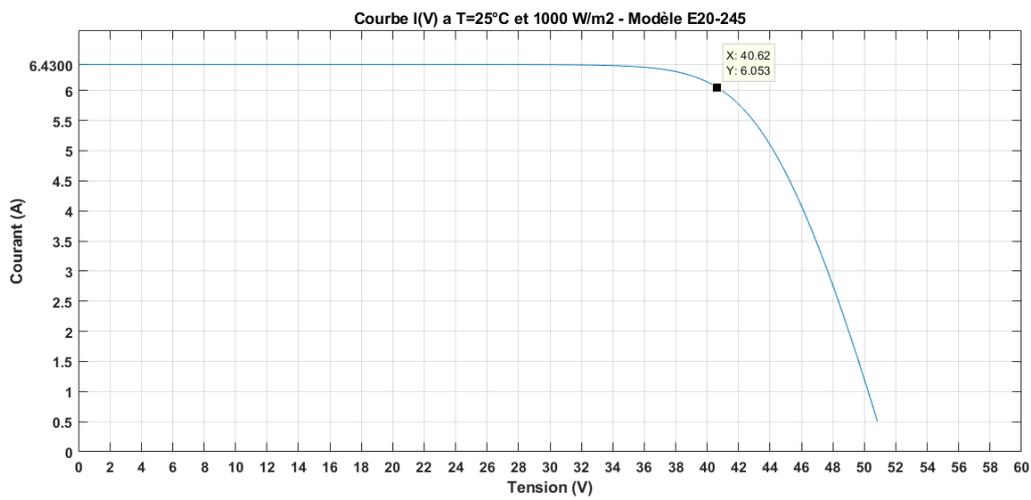


32 Figure V.6 : Fonctionnement du circuit équivalent : modèle E20-245 simulé sous MatLab.

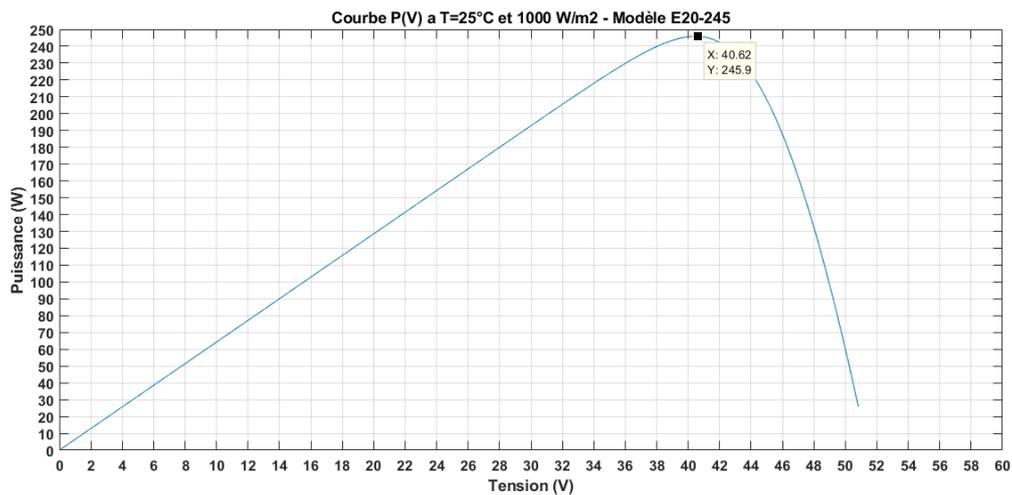
SIMULATION DES CARACTERISTIQUES $I(V)$ et $P(V)$



33 Figure V.7 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-245.



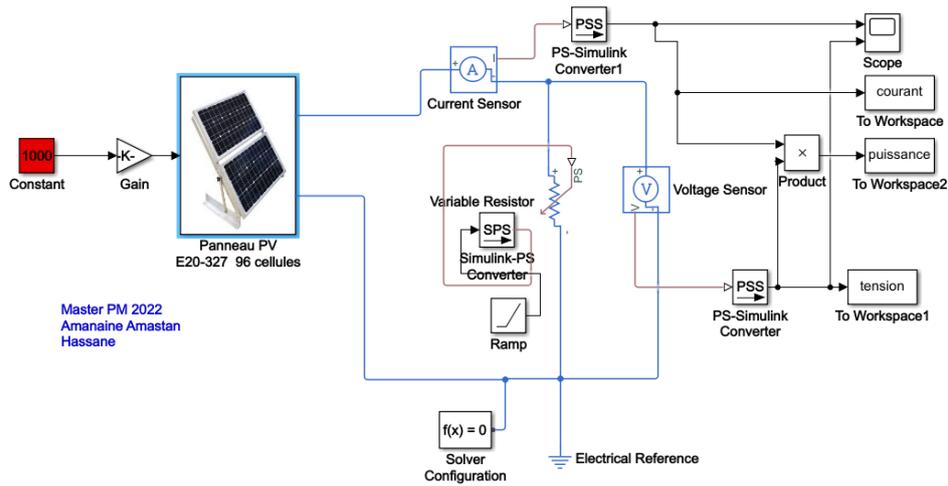
34 Figure V.8 : Caractéristique $I(V)$: modèle E20-245.



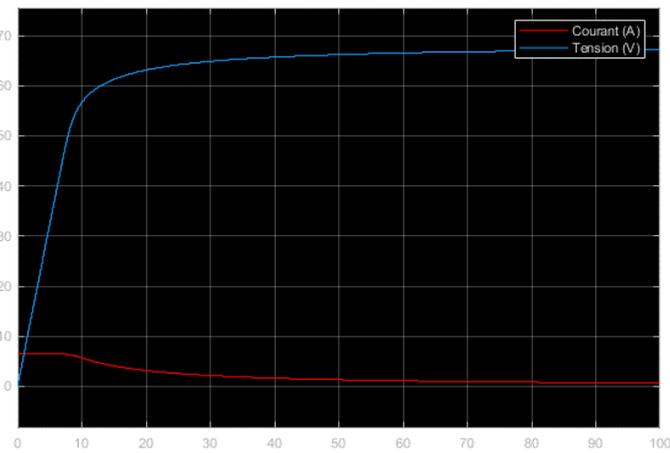
35 Figure V.9 : Caractéristique $P(V)$: modèle E20-245.

D'après les deux figures V.8 et V.9, le maximum de la puissance obtenu P_{max} , appelé aussi (max power point P_{mpp}), correspond à : $I_{pm} = 6.053$, $V_{pm} = 40.62$ et $P_{max} = 245.9$.

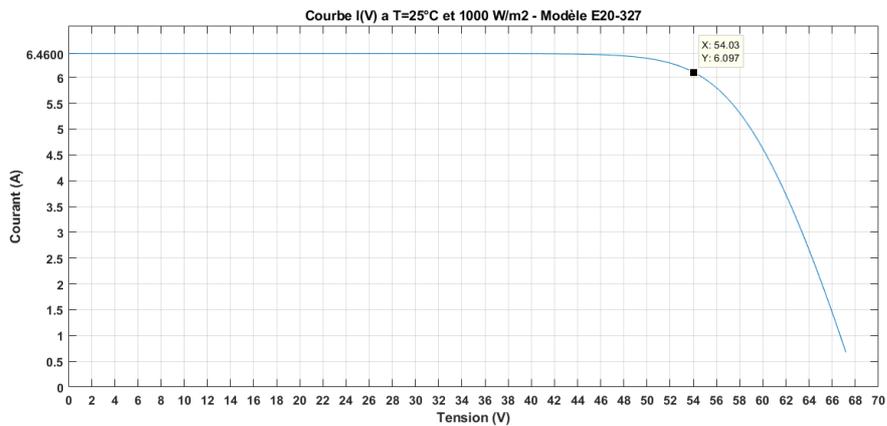
Modèle E20-327 :



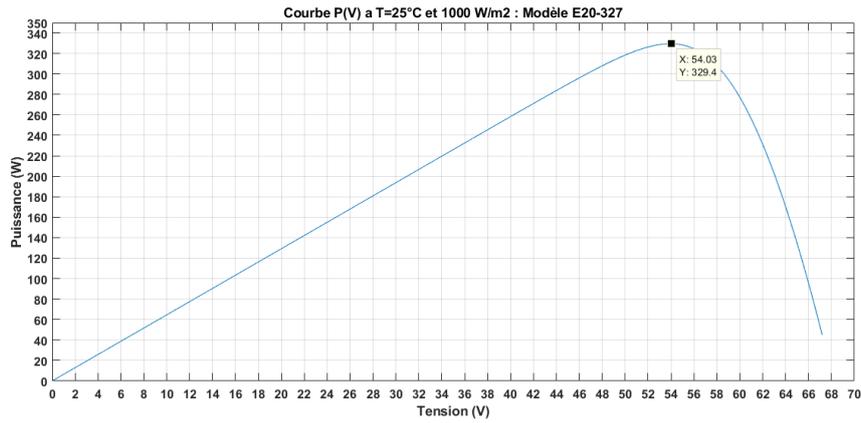
36 Figure V.10 : Fonctionnement du circuit équivalent : modèle E20-327 simulé sous MatLab.



37 Figure V.11 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-327.



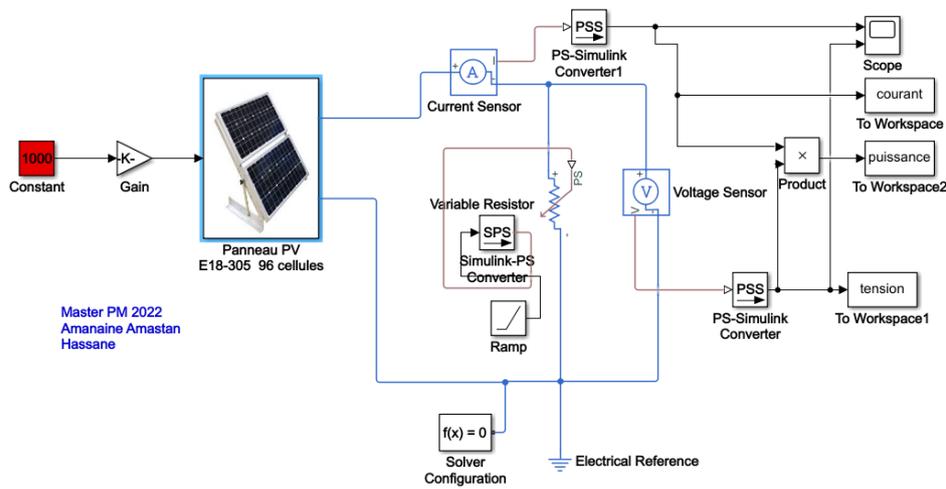
38 Figure V.12 : Caractéristique I(V) : modèle E20-327.



39 Figure V.13 : Caractéristique P(V) : modèle E20-327.

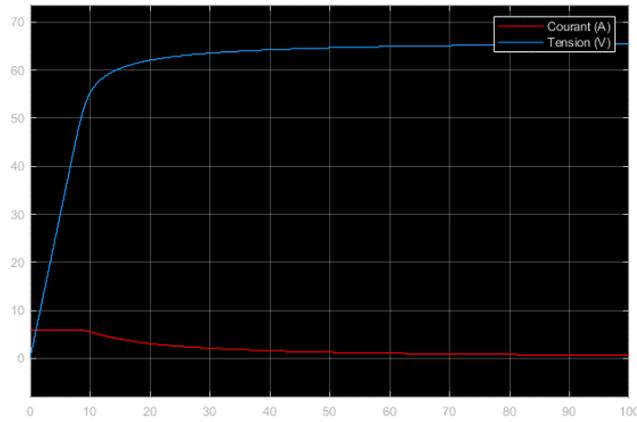
D'après les deux figures V.12 et V.13, le maximum de la puissance obtenu P_{max} , correspond à : $I_{pm} = 6.097$, $V_{pm} = 54.03$ et $P_{max} = 329.4$.

Modèle E18-305 :

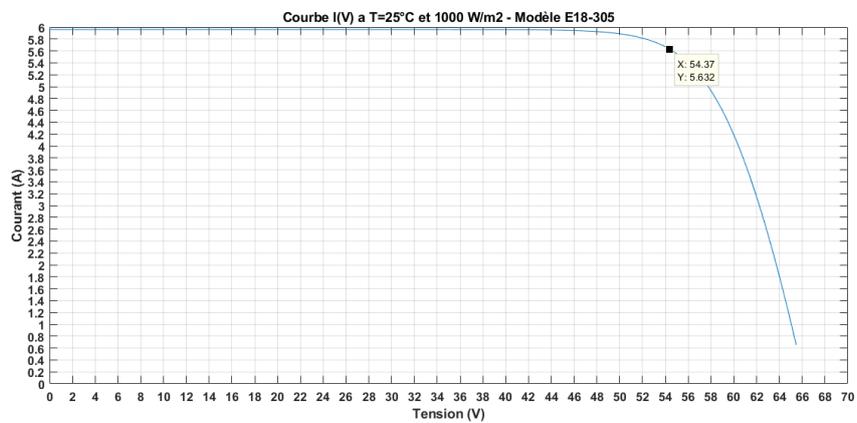


40 Figure V.14 : Fonctionnement du circuit équivalent : modèle E18-305 simulé sous MatLab.

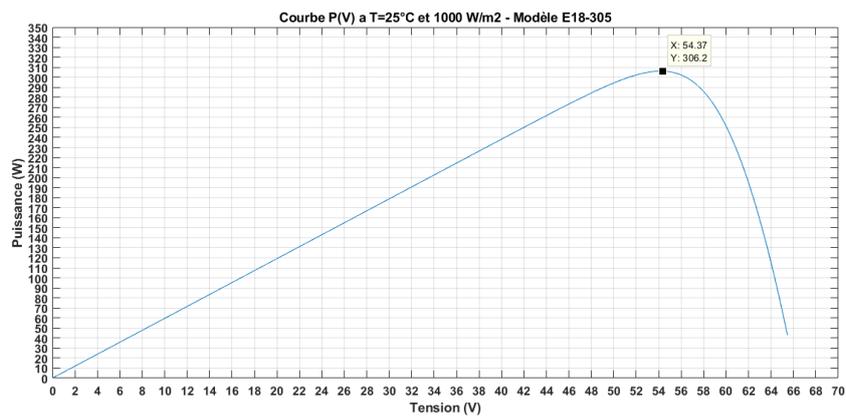
SIMULATION DES CARACTERISTIQUES $I(V)$ et $P(V)$



41 Figure V.15 : Visualisation des signaux I et V : modèle E18-305.



42 Figure V.16 : Caractéristique $I(V)$: modèle E18-305.



43 Figure V.17 : Caractéristique $P(V)$: modèle E18-305.

D'après les deux figures V.16 et V.17, le maximum de la puissance obtenu P_{max} , correspond à : $I_{pm} = 5.632$, $V_{pm} = 54.37$ et $P_{max} = 306.2$.

Le tableau suivant résume les résultats obtenus de la simulation en utilisant la méthode du circuit électrique équivalent comparés aux données des fiches techniques des trois modèles des panneaux PV SunPower.

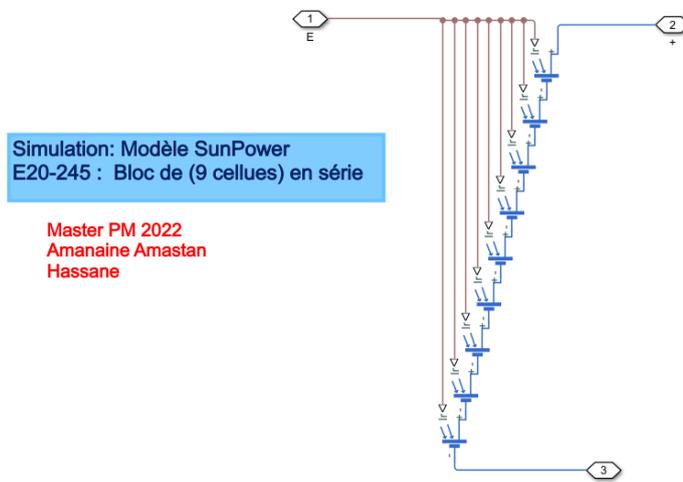
<i>Modèles des Panneaux Solaires PV (SunPower)</i>									
<i>Simulation par Circuit Electrique Equivalent</i>									
<i>Paramètres</i>	<i>E20-245</i>			<i>E20-327</i>			<i>E18-305</i>		
	<i>Fiche Tech.</i>	<i>Données Simulation</i>	<i>Erreur Relative</i>	<i>Fiche Tech.</i>	<i>Données Simulation</i>	<i>Erreur Relative</i>	<i>Fiche Tech.</i>	<i>Données Simulation</i>	<i>Erreur Relative</i>
<i>Puissance Maximale (P_{max})</i>	245 W	245.9 W	0.003	327 W	329.4 W	0.007	305 W	306.2 W	0.004
<i>Tension à P_{max} (V_{pm})</i>	40.5 V	40.62 V	0.003	54.7 V	54.03 V	0.01	54.7 V	54.37 V	0.006
<i>Courant à P_{max} (I_{pm})</i>	6.05 A	6.05 A	0.00	5.98 A	6.09 A	0.02	5.58 A	5.63 A	0.009

3 Tableau V.3 : Comparaison des valeurs techniques avec celles de la simulation.

V.1.2. Modèle du Composant ‘Solar-Cell’

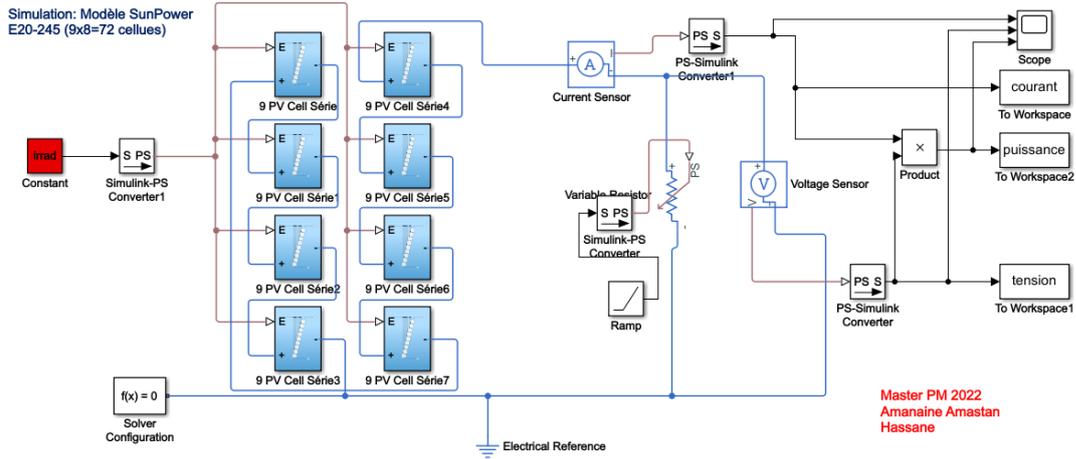
Modèle E20-245 :

Pour obtenir un module de 72 cellules assemblées en série, on utilise huit blocs de 9 cellules comme indiqué sur les figures V.18 et V.19, soit 8*9=72 cellules.

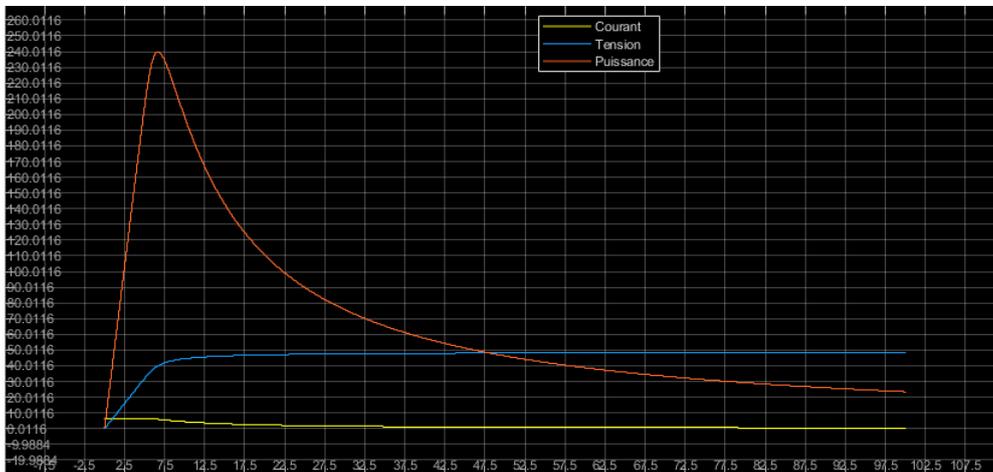


44 Figure V.18 : Bloc de 9 Solar-Cell associées en série.

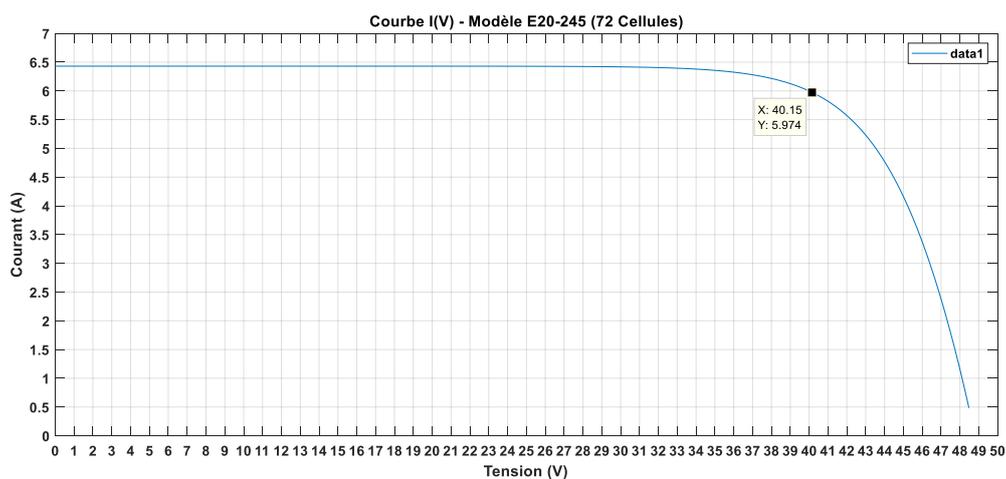
SIMULATION DES CARACTERISTIQUES I(V) et P(V)



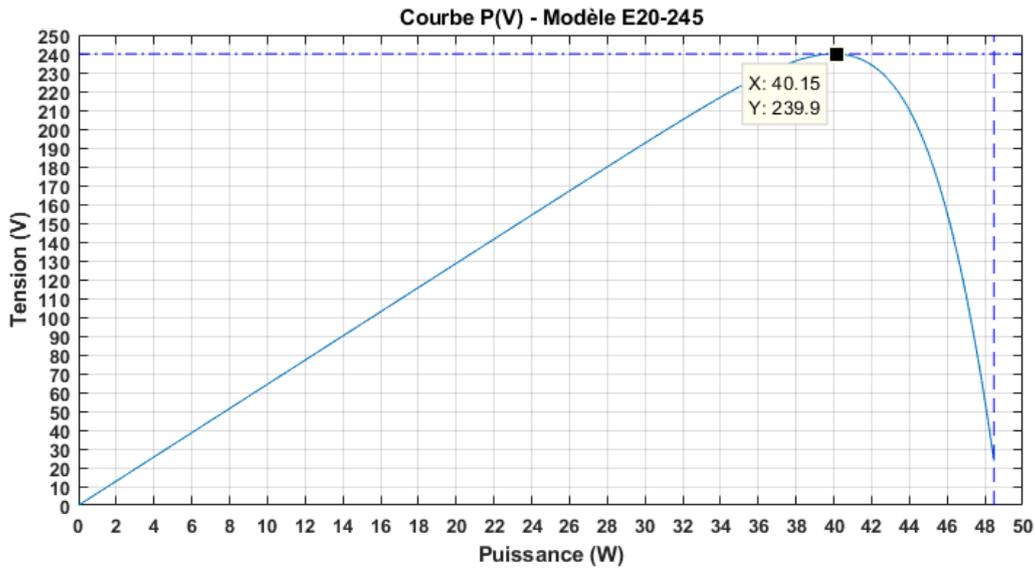
45 Figure V.19 : Fonctionnement Solar-Cell : modèle E20-245 simulé sous MatLab.



46 Figure V.20 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-245.



47 Figure V.21 : Caractéristique I(V) : modèle E20-245.



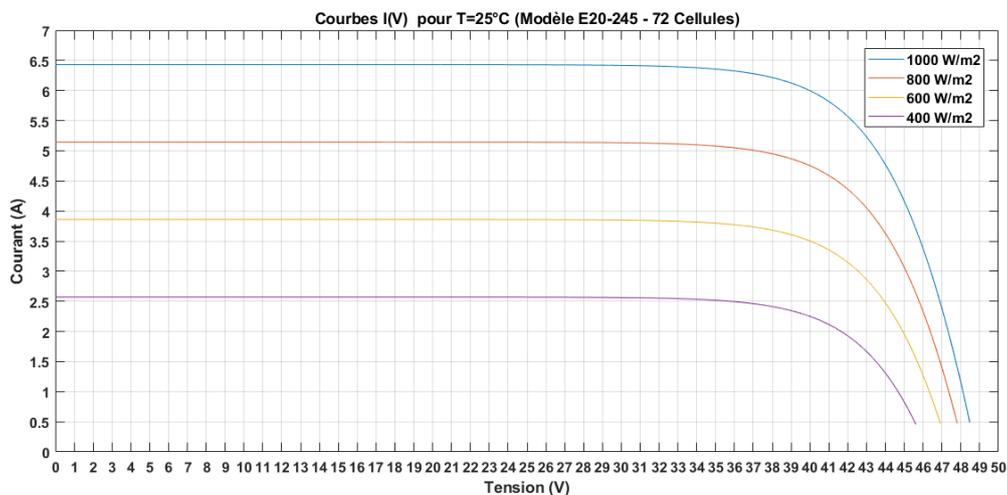
48 Figure V.22 : Caractéristique $P(V)$: modèle E20-245.

D'après les deux figures V.21 et V.22, le maximum de la puissance obtenu P_{max} , correspond à : $I_{pm} = 5.974$, $V_{pm} = 40.15$ et $P_{max} = 239.9$.

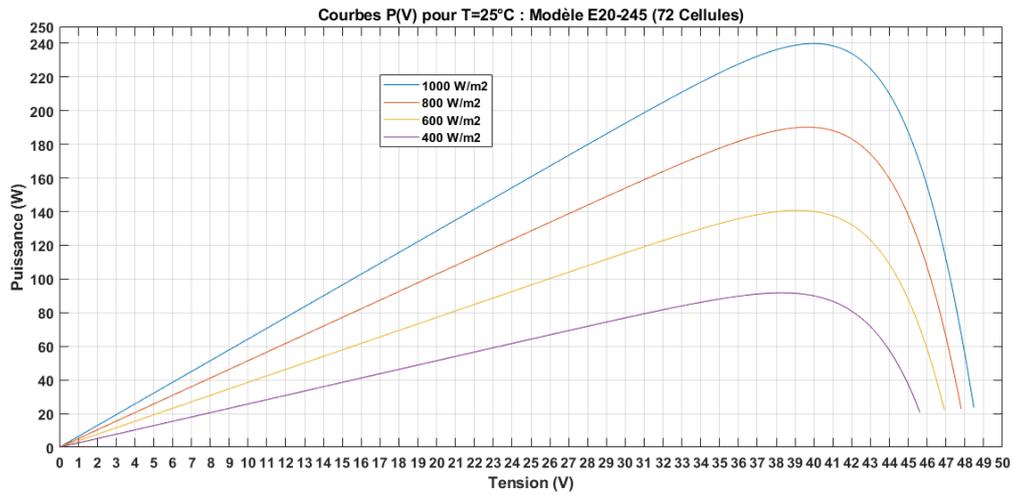
Pour compléter cette étude, il est indispensable de montrer l'influence de la température et de l'irradiation sur le fonctionnement des panneaux solaires PV. Pour cela il suffit de le faire pour l'un des trois modèles soit : le panneau SunPower E20-245.

Les courbes $I(V)$ et $P(V)$ (figures V.23 et V.24) sont obtenues en faisant varier l'irradiation de 400 à 1000 W/m^2 avec un pas de 200, et ce, pour une température ambiante de 25°C.

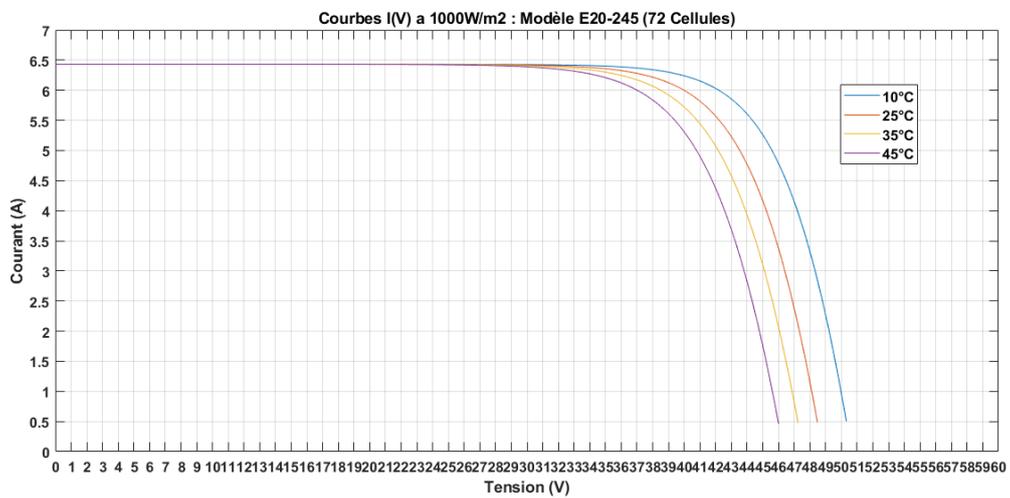
Les courbes $I(V)$ et $P(V)$ (figures V.25 et V.26) sont obtenues en affectant à la température des valeurs de 10, 25, 35 et 45°C, et ce, pour une irradiation de 1000 W/m^2 .



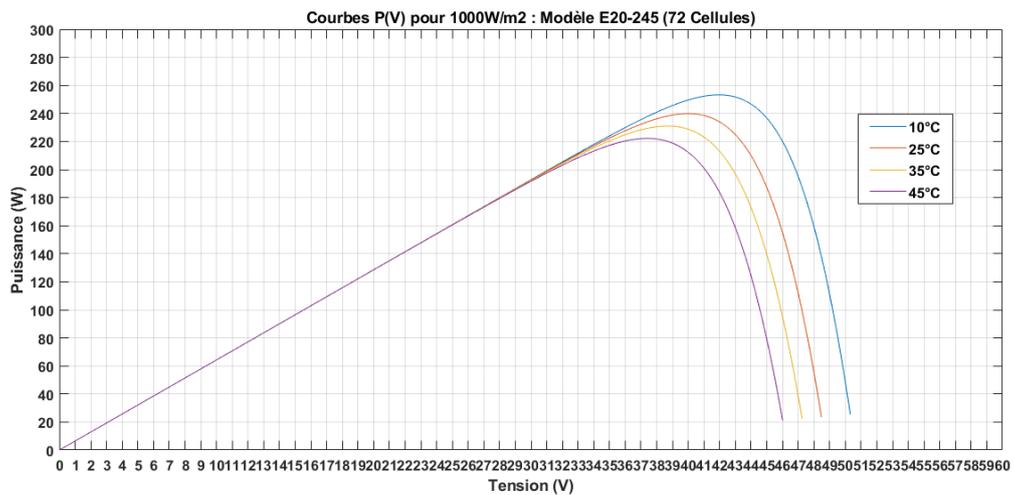
49 Figure V.23 : Caractéristiques $I(V)$ a différents éclairnements : modèle E20-245.



50 Figure V.24 : Caractéristiques P(V) a différents éclaircements : modèle E20-245.



51 Figure V.25 : Caractéristique I(V) a différentes températures : modèle E20-245.



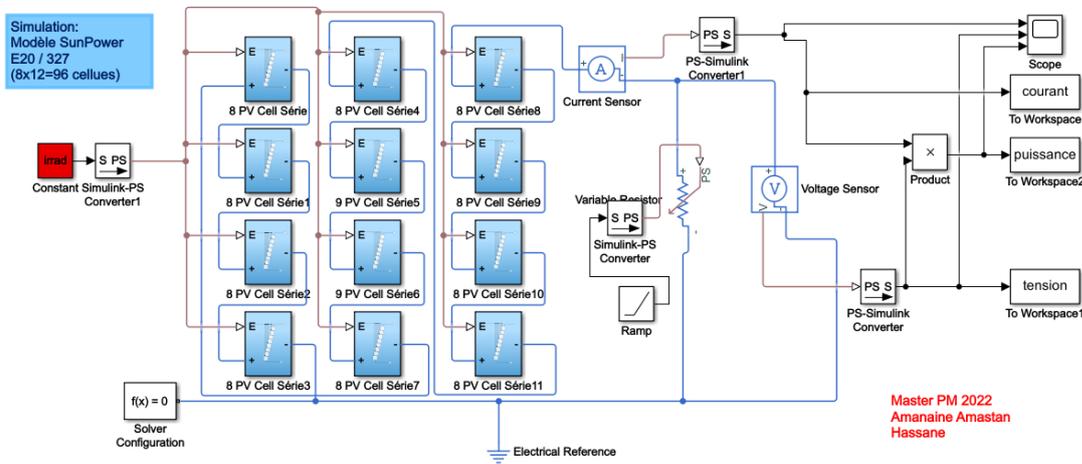
52 Figure V.26 : Caractéristique P(V) a différentes températures : modèle E20-245.

D'après les figures V.23 et V.25, la variation de l'irradiation affecte clairement le courant (conséquence directe de l'équation V.2 : $I_{cc} = I_{ph}$) et la tension ne subit que quelques fluctuations (de l'ordre de $1V$).

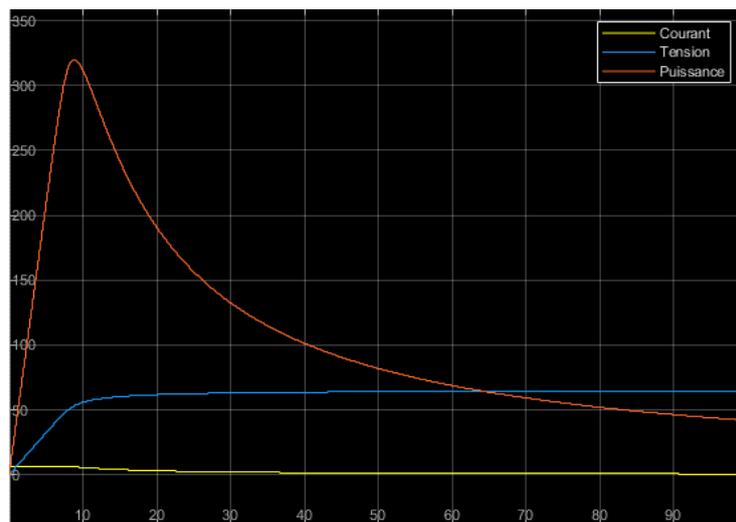
Au contraire, le courant est insensible aux variations de la température et la tension est sensiblement affectée (de quelques *Volt*).

Modèle E20-327 :

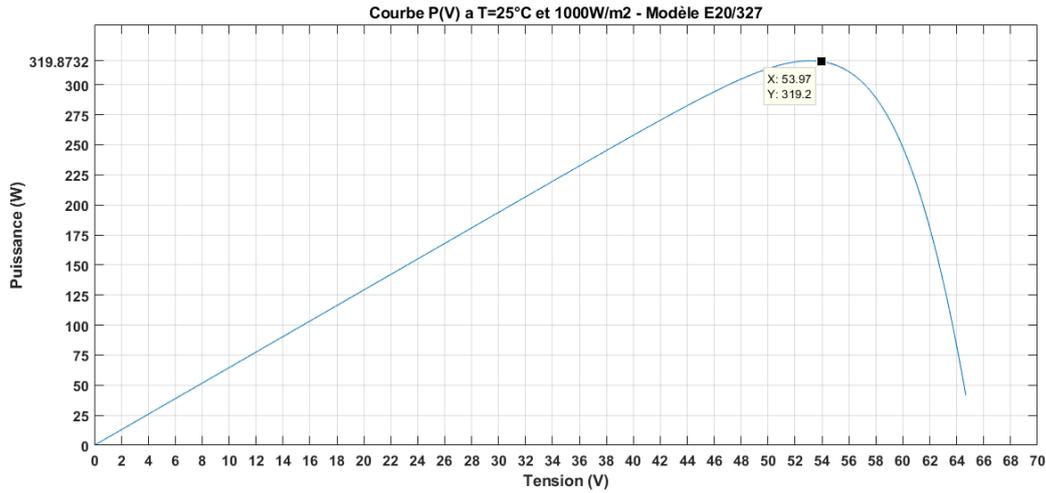
Pour obtenir un module de 96 cellules assemblées en série, on utilise 12 blocs de 8 cellules comme indiqué sur la figure V.27, soit $8 \times 12 = 96$ cellules.



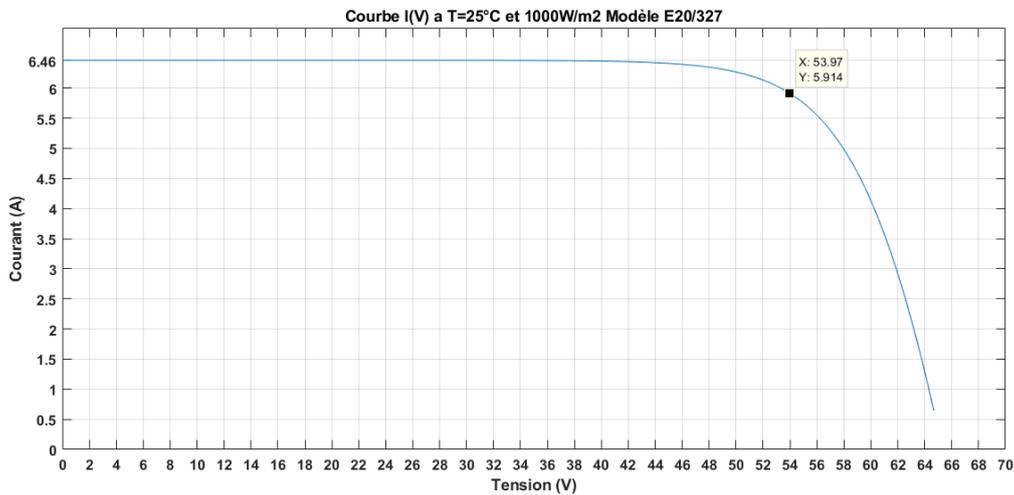
53 Figure V.27 : Fonctionnement Solar-Cell : modèle E20-327 simulé sous MatLab.



54 Figure V.28 : Visualisation des signaux I et V : modèle E20-327.



55 Figure V.29 : Caractéristique P(V) : modèle E20-327.



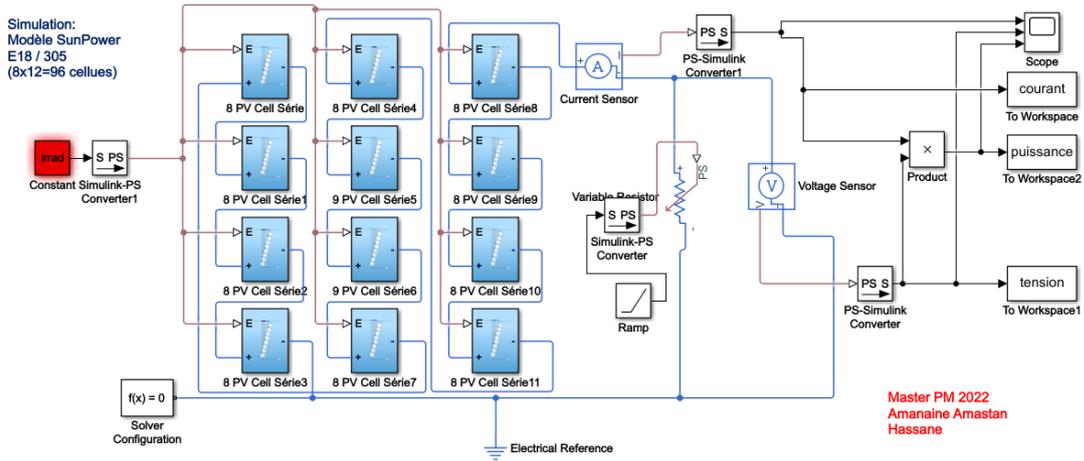
56 Figure V.30 : Caractéristique I(V) : modèle E20-327.

D'après les deux figures V.29 et V.30, le maximum de la puissance obtenu P_{max} , correspond à : $I_{pm} = 5.914$, $V_{pm} = 53.97$ et $P_{max} = 319.2$.

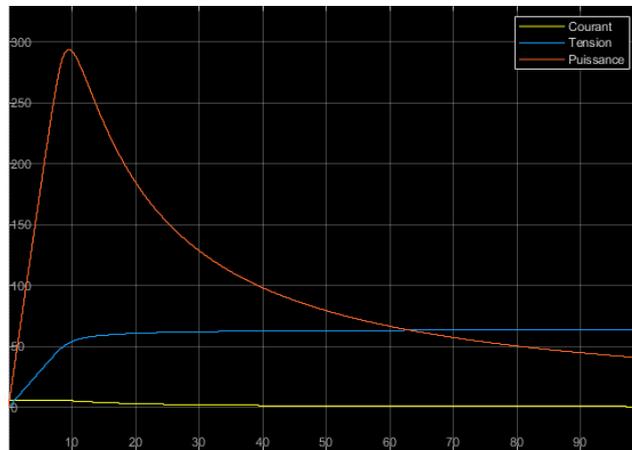
Modèle E18-305 :

De même, pour obtenir un module de 96 cellules assemblées en série, on utilise 12 blocs de 8 cellules comme indiqué sur la figure V.31, soit $8 \cdot 12 = 96$ cellules.

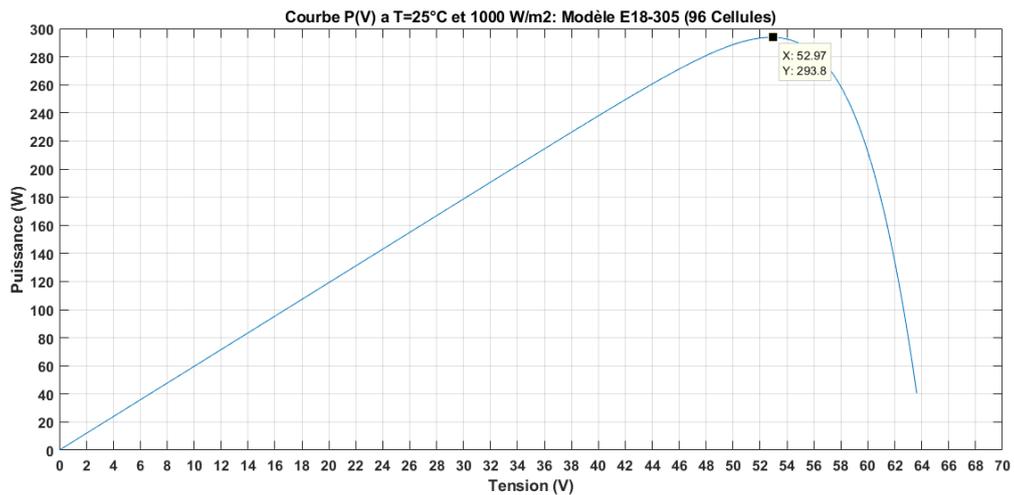
SIMULATION DES CARACTERISTIQUES I(V) et P(V)



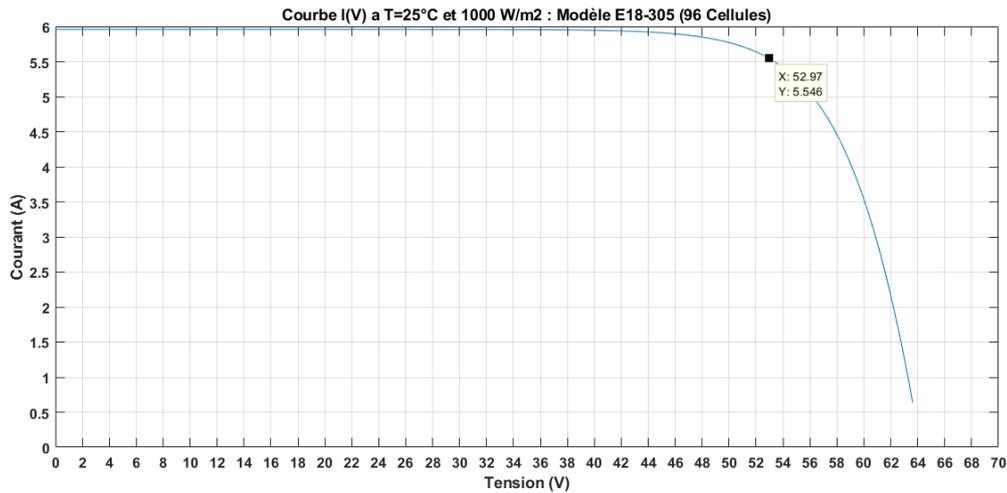
57 Figure V.31 : Fonctionnement Solar-Cell : modèle E18-305 simulé sous MatLab.



58 Figure V.32 : Visualisation des signaux I et V : modèle E18-305.



59 Figure V.33 : Caractéristique P(V) : modèle E18-305.



60 Figure V.34 : Caractéristique I(V) : modèle E18-305.

D'après les deux figures V.33 et V.34, le maximum de la puissance obtenu P_{max} , correspond à : $I_{pm} = 5.546$, $V_{pm} = 52.97$ et $P_{max} = 293.8$.

Le tableau suivant résume les résultats obtenus de la simulation en utilisant la méthode du composant Solar-Cell comparés aux données des fiches techniques des trois modèles des panneaux PV SunPower.

Modèles des Panneaux Solaires PV (SunPower)									
Simulation par le composant Solar Cell									
Paramètres	E20-245			E20-327			E18-305		
	Fiche Tech.	Données Simulation	Erreur Relative	Fiche Tech.	Données Simulation	Erreur Relative	Fiche Tech.	Données Simulation	Erreur Relative
Puissance Maximale (P_{max})	245 W	239.9 W	0.02	327 W	319.2 W	0.02	305 W	293.8 W	0.03
Tension à P_{max} (V_{pm})	40.5 V	40.15 V	0.009	54.7 V	53.97 V	0.01	54.7 V	52.97 V	0.03
Courant à P_{max} (I_{pm})	6.05 A	5.98 A	0.012	5.98 A	5.92 A	0.01	5.58 A	5.55 A	0.005

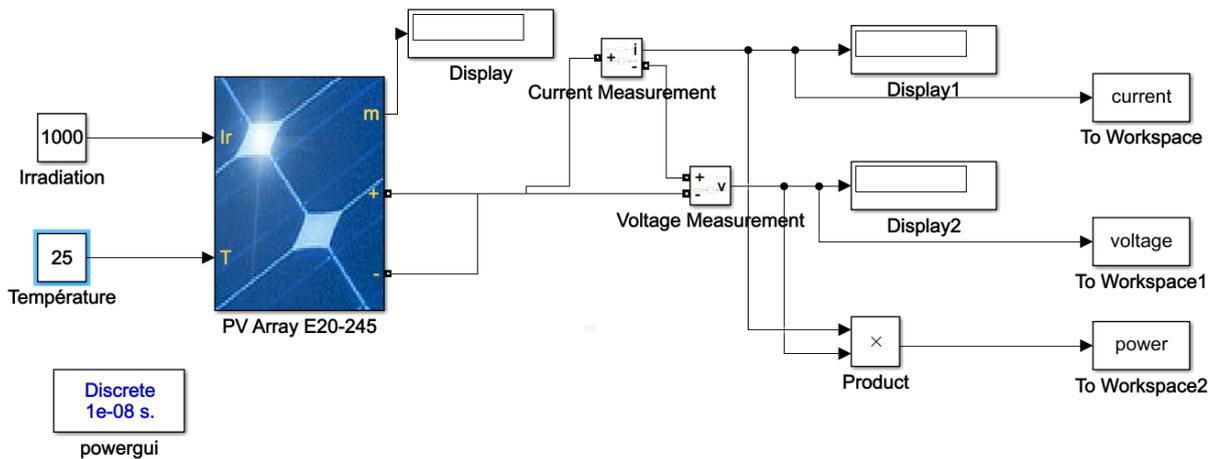
4 Tableau V.4 : Comparaison des valeurs techniques avec celles de la simulation.

V.1.3. Modèle du Composant 'PV-Array'

Le composant PV-Array présente beaucoup d'avantages du fait qu'il reproduit toutes les caractéristiques électriques et techniques avec fidélité de tous les modules solaires disponibles sur le marché.

Non seulement il permet la comparaison avec toutes les méthodes de simulation du fonctionnement des panneaux solaires photovoltaïques mais surtout pour simuler le fonctionnement des installations solaires tel que leurs optimisations, leurs raccordements aux réseaux électriques ainsi que le stockage de l'énergie électrique fournie sur des batteries.

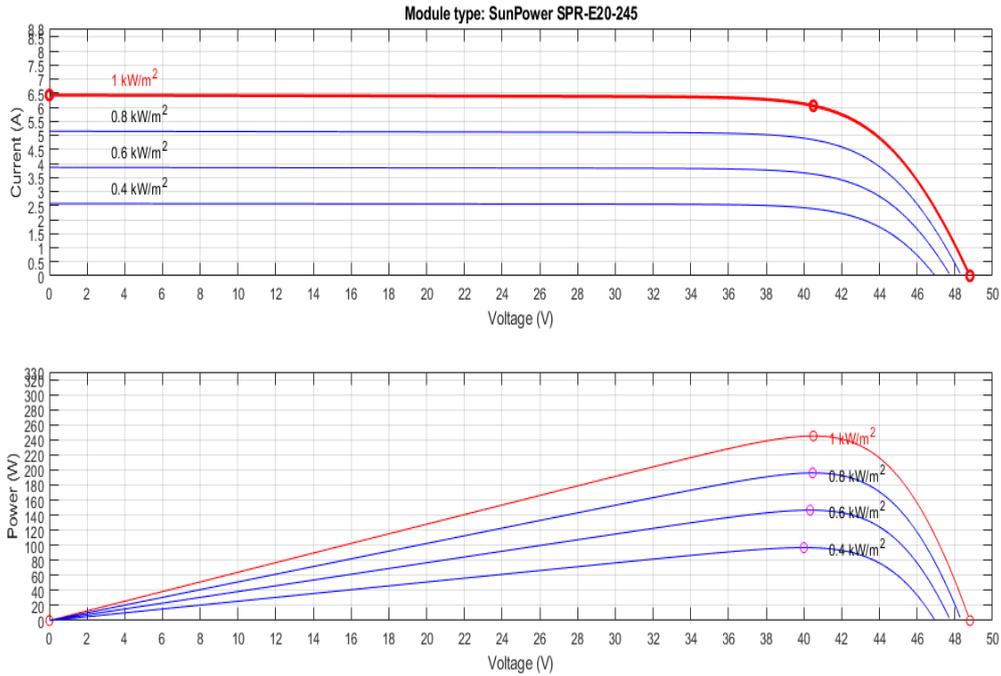
La figure suivante donne un aperçu sur la façon d'extraire différentes informations sur les propriétés électriques des modules PV selon les besoins.



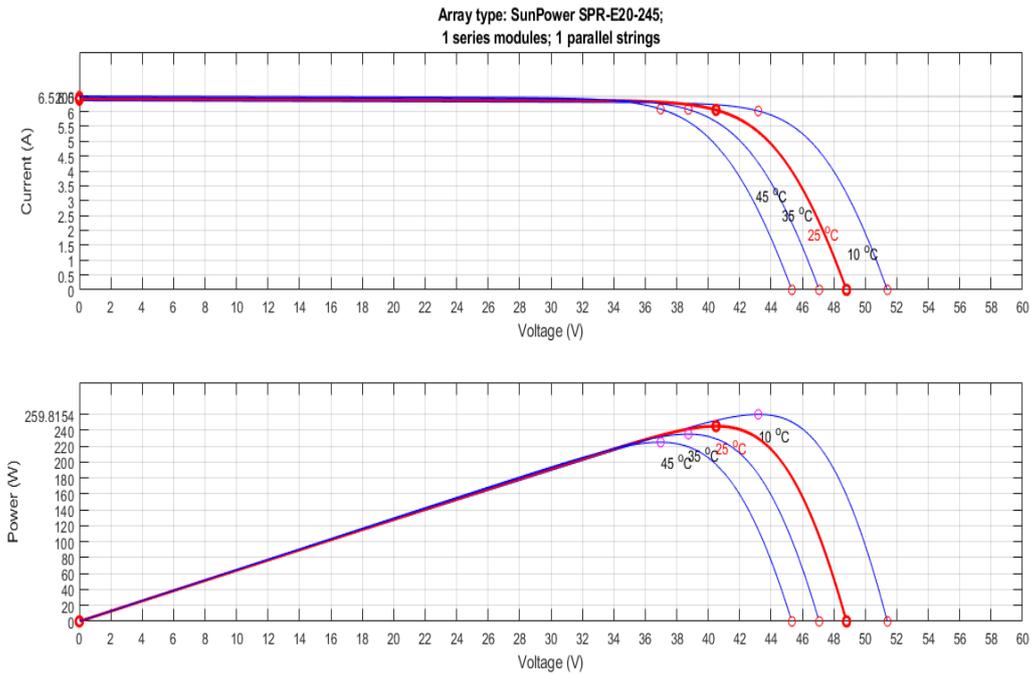
61 Figure V.35 : Fonctionnement PV-Array : modèle E20-245 simulé sous MatLab.

Les figures suivantes, extraites directement du module PV-Array, permettent aussi d'obtenir les courbes $I(V)$ et $P(V)$ produites avec précision afin de les comparer à celles obtenues par simulation (ici c'est le modèle E20-245 qui a été sélectionné).

SIMULATION DES CARACTERISTIQUES I(V) et P(V)



62 Figure V.36 : Caractéristiques I(V) et P(V) a différents éclairements : modèle E20-245.



63 Figure V.37 : Caractéristiques I(V) et P(V) a différentes températures : modèle E20-245.

CONCLUSION

Ce travail s'inscrit dans un contexte de volonté d'apporter plus de visibilité, de fiabilité au photovoltaïque qui croît extrêmement rapidement et représente déjà une part non négligeable de l'électricité à l'échelle du monde. Son objectif principal est de comprendre le fonctionnement des panneaux solaires *PV*, de simuler leurs caractéristiques électriques et d'étudier l'influence des paramètres extérieurs.

Les premiers chapitres (1 à 4) font un état de l'art du *PV* en présentant le fonctionnement d'une cellule, d'un module *PV* et leurs caractéristiques principales en plus de l'évaluation des pertes causées par différents facteurs.

Dans le chapitre 5, une étude poussée est faite sur la simulation du fonctionnement d'une cellule, d'un module *PV* et la validité des résultats obtenus, étape cruciale pour vérifier l'efficacité des méthodes utilisées, et ce, en comparant les résultats obtenus aux caractéristiques techniques de trois modèles différents « SunPower » commercialisés et opérationnels.

L'influence de la divergence du spectre solaire qui peut modifier le rendement a été mise en évidence ainsi que celle de la température qui dépend de nombreux paramètres liés à la technologie du module et de son installation principalement.

ANNEXES



SunPower® E-Series Residential Solar Panels | E20-245

More than 20% Efficiency

Ideal for roofs where space is at a premium or where future expansion might be needed.

High Performance

Delivers excellent performance in real-world conditions, such as high temperatures, clouds and low light.^{1,2,4}

Proven Value

Designed for residential rooftops, E-Series panels deliver the features, value and performance for any home.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better
Engineered for performance, designed for durability.

Engineered for Peace of Mind

Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{3,4}

Designed for Durability

The SunPower Maxeon Solar Cell is the only cell built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.³

#1 Rank in Fraunhofer durability test.⁹
100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹⁰

High Performance & Excellent Durability



SPR E20 245



High Efficiency⁵

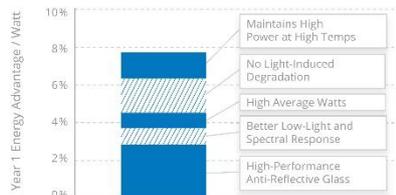
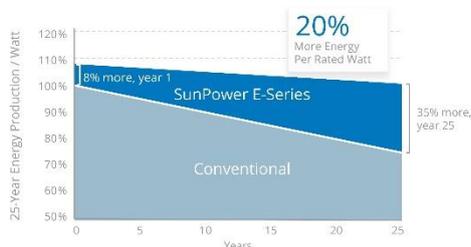
Generate more energy per square foot

E-Series residential panels convert more sunlight to electricity by producing 31% more power per panel¹ and 60% more energy per square foot over 25 years.^{1,2,3}

High Energy Production⁶

Produce more energy per rated watt

High year-one performance delivers 7-9% more energy per rated watt.² This advantage increases over time, producing 20% more energy over the first 25 years to meet your needs.³



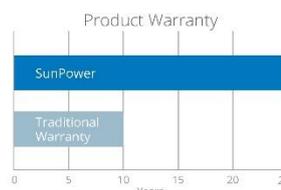


SunPower® E-Series Residential Solar Panels | E20-245

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years, 0.4%/yr. to year 25¹



Combined Power and Product defect 25-year coverage that includes panel replacement costs²

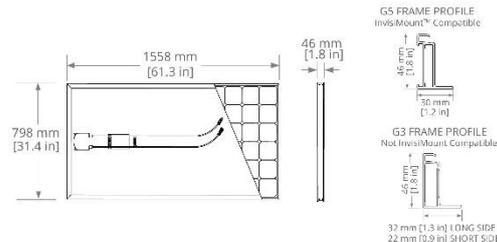
Electrical Data		
	SPR-E20-245	SPR-E19-235
Nominal Power (P _{nom}) ¹	245 W	235 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ²	20.0%	19.3%
Rated Voltage (V _{mpp})	40.5 V	40.5 V
Rated Current (I _{mp})	6.05 A	5.80 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	48.8 V	48.4 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.43 A	6.18 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.38% / °C	
Voltage Temp Coef.	-132.5 mV / °C	
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C	

REFERENCES:

- All comparisons are SPR-E20-327 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
- Typically 7-9% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel, Campeau, Z, et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life," SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Second highest, after SunPower X Series, of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
- 6.8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, Feb 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers, SunPower Warranty Review, May 2015.
- Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
- 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014, Ferrara, C., et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 21," Photovoltaics International, 2014.
- Compared with the non-stress-tested control panel, Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL calibration Standard: SOIVS current, LACCS FF and Voltage.
- Based on average of measured power values during production.
- Type 2 fire rating per UL 703:2013, Class C fire rating per UL 703:2002.
- See salesperson for details.

Tests And Certifications	
Standard Tests ^{1,2}	UL 1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle (eligible for LEED points) ^{3,4}
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ⁵
Available Listings	UL, TUV, JET, MCS, CSA, FSEC, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A
Solar Cells	72 Monocrystalline Moxeon Gen II
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	33 lbs (15 kg)
Max. Load	G5 Frame: Wind: 83 psf, 4000 Pa front & back Snow: 167 psf, 8000 Pa front
	G3 Frame: Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa front
	Frame



G5 frames have no mounting holes. Please read the safety and installation guide.

Document # 505698 Rev E/L/TR_0

See www.sunpower.com/facts for more reference information. For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

© March 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, SIGNATURE and nVisMount are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®



SunPower® E-Series Residential Solar Panels | E20-327

More than 20% Efficiency

Ideal for roofs where space is at a premium or where future expansion might be needed.

High Performance

Delivers excellent performance in real-world conditions, such as high temperatures, clouds and low light.^{1,2,4}

Proven Value

Designed for residential rooftops, E-Series panels deliver the features, value and performance for any home.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better
Engineered for performance, designed for durability.

Engineered for Peace of Mind

Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{3,4}

Designed for Durability

The SunPower Maxeon Solar Cell is the only cell built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.³

#1 Rank in Fraunhofer durability test.⁹
100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹⁰

High Performance & Excellent Durability



SPR E20-327



High Efficiency⁵

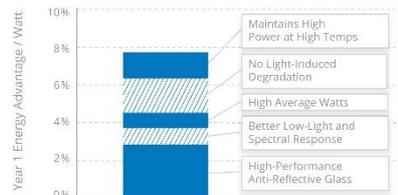
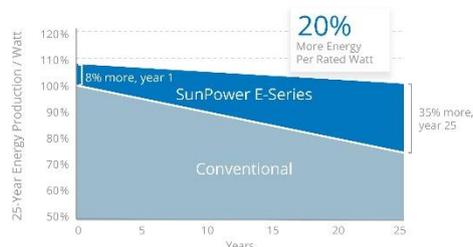
Generate more energy per square foot

E-Series residential panels convert more sunlight to electricity by producing 31% more power per panel¹ and 60% more energy per square foot over 25 years.^{1,2,3}

High Energy Production⁶

Produce more energy per rated watt

High year-one performance delivers 7-9% more energy per rated watt.² This advantage increases over time, producing 20% more energy over the first 25 years to meet your needs.³



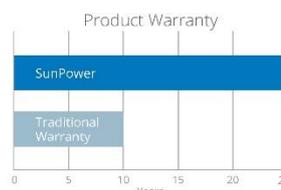


SunPower® E-Series Residential Solar Panels | E20-327

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years, 0.4%/yr. to year 25¹



Combined Power and Product defect 25-year coverage³

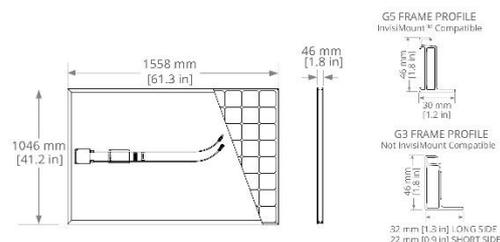
Electrical Data		
	SPR-E20-327	SPR-E19-320
Nominal Power (P _{nom}) ¹	327 W	320 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ²	20.4%	19.9%
Rated Voltage (V _{mpp})	54.7 V	54.7 V
Rated Current (I _{mp})	5.98 A	5.86 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	64.9 V	64.8 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.46 A	6.24 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.35% / °C	
Voltage Temp Coef.	-176.6 mV / °C	
Current Temp Coef.	2.6 mA / °C	

REFERENCES:

- All comparisons are SPR-E20-327 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
- Typically 7-9% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel, Campeau, Z, et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Second highest, after SunPower X Series, of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
- 6% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, Feb 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers, SunPower Warranty Review, May 2015.
- Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
- 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014, Ferrara, C., et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 21," Photovoltaics International, 2014.
- Compared with the non-stress-tested control panel, Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL calibration Standard: SOIVS current, LACCS FF and Voltage.
- Based on average of measured power values during production.
- Type 2 fire rating per UL 703:2013, Class C fire rating per UL 703:2002.
- See salesperson for details.
- Only SPR-E20-327 has IET[®] certification.

Tests And Certifications	
Standard Tests ^{1,2}	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC 163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ⁴
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ²
Available Listings ⁵	UL, TUV, JET, MCS, FSEC, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to -185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen II
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP 65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	G5 Frame: Wind: 62 psf, 3000 Pa front & back Snow: 125 psf, 6000 Pa front
	G3 Frame: Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



G5 frames have no mounting holes. Please read the safety and installation guide.

Document # 504860 Rev F/LTR_US

See www.sunpower.com/facts for more reference information.
For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

©December 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, SIGNATURE and InvisiMount are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

SUNPOWER®

MODULE SOLAIRE E18 / 305

PERFORMANCE ET RENDEMENT EXCEPTIONNELS

AVANTAGES

Le rendement le plus élevé

Les Modules Solaires SunPower® sont les modules photovoltaïques les plus performants disponibles sur le marché.

Plus d'énergie

Nos modules produisent plus d'énergie par unité de surface: jusqu'à 50% de plus que les modules conventionnels et 100% de plus que les modules de type couche mince.

Coût d'installation réduit

Le rendement élevé du module minimise considérablement le nombre de modules par installation. D'où une économie de temps et d'argent.

Conception fiable et résistante

Des matériaux ayant fait leurs preuves, tels que la vitre avant en verre trempé et le cadre anodisé résistant, assurent un fonctionnement optimum du module quelles que soient les configurations d'installation.

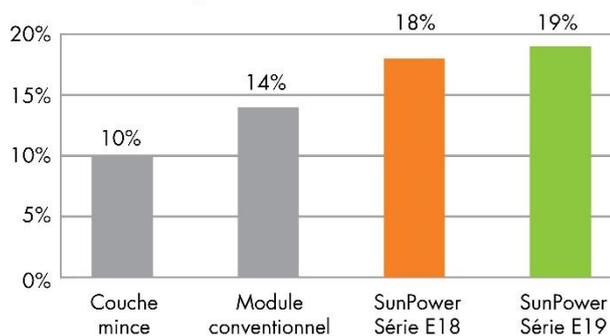


SPR-305E-WHT-D

**Le Module Solaire SunPower® 305 offre le rendement le**

plus élevé et les meilleures performances du marché. Les 96 cellules photovoltaïques SunPower à contact arrière qui composent le module SunPower 305 offrent un rendement de 18,7%. Le coefficient tension-température réduit du panneau 305 et son excellente performance par faible luminosité lui permettent de produire une quantité d'énergie exceptionnelle par watt crête.

L'avantage des modules SunPower haut rendement



SUNPOWER®

MODULE SOLAIRE E18 / 305

PERFORMANCE ET RENDEMENT EXCEPTIONNELS

Caractéristiques électriques

Mesurées dans des conditions de test standard : ensoleillement de 1000W/m², AM 1,5 et température de la cellule de 25°C

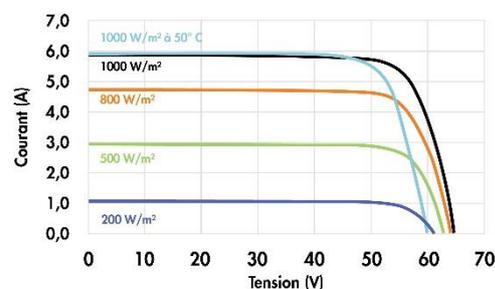
Puissance nominale (+5/-3%)	P _{nom}	305 W
Rendement	η	18,7 %
Tension à puissance maximale	V _{pm}	54,7 V
Courant à puissance maximale	I _{pm}	5,58 A
Tension en circuit ouvert	V _{co}	64,2 V
Courant de court-circuit	I _{cc}	5,96 A
Tension maximale du système	IEC	1000 V
Coefficients de température	Puissance (P)	-0,38% / K
	Tension (V _{co})	-176,6mV / K
	Courant (I _{cc})	3,5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Valeur nominale des fusibles de série		15 A
Limite de courant de retournement (3 strings/rangées)	I _r	14,9 A

Caractéristiques électriques

Valeurs à température nominale d'opération de la cellule (NOCT): ensoleillement de 800W/m², 20° C, vent 1 m/s

Puissance nominale	P _{nom}	227 W
Tension à puissance maximale	V _{pm}	50,4 V
Courant à puissance maximale	I _{pm}	4,49 A
Tension en circuit ouvert	V _{co}	60,1 V
Courant de court-circuit	I _{cc}	4,82 A

Courbe courant/tension



Caractéristiques courant/tension en fonction de l'ensoleillement et de la température du module.

Conditions de fonctionnement testées

Température	-40° C à +85° C
Charge maximale	550 kg/m ² (5400 Pa), à l'avant - par ex. pour la neige avec des configurations de fixation spécifiques 245 kg/m ² (2400 Pa) à l'avant et à l'arrière - par ex. pour le vent
Résistance à l'impact	Grêle: 25 mm avec une vitesse de 23 m/s

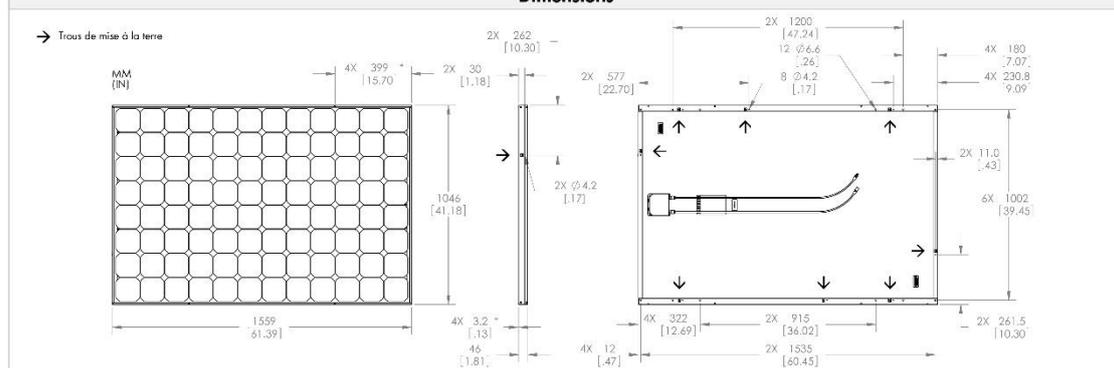
Garanties et certifications

Garanties	Performance: 25 ans Produit: 10 ans
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

Caractéristiques mécaniques

Cellules photovoltaïques	96 cellules monocristallines SunPower à contact arrière	Câbles de sortie	Longueur de 1000 mm/connecteurs MultiContact (MC4)
Vitre avant	Verre trempé pour une haute transmission	Cadre	Alliage d'aluminium anodisé de type 6063 (noir)
Boîtier de connexion	Classé IP-65 avec 3 diodes de dérivation 32 x 155 x 128 (mm)	Poids	18,6 kg

Dimensions



ATTENTION : VEUILLEZ LIRE LES CONSIGNES DE SÉCURITÉ ET LES INSTRUCTIONS D'INSTALLATION AVANT D'UTILISER LE PRODUIT.
Pour plus d'informations, www.sunpowercorp.fr

SUNPOWER et le logo SUNPOWER sont des marques commerciales ou marques déposées de SunPower Corporation.
© Février 2010 SunPower Corporation. Tous droits réservés. Les spécifications fournies dans ce document sont susceptibles d'être modifiées sans préavis.

www.sunpowercorp.fr
Document #001-60701 Rev** / A4_FR