

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



N° d'ordre :....
Série :....

Université Mohammed Seddik
BENYAHIA - Jijel

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département : Electronique

Thèse Présentée

Pour l'obtention du Diplôme de Doctorat LMD 3^{ème} cycle

Spécialité : Electronique et Optoélectronique

Par :

Nassiha BOUTANA

Thème :

**Développement d'un logiciel didactique pour la
modélisation et la simulation des générateurs
photovoltaïques**

Soutenue le : 17 / 12 / 2017, Devant le Jury composé de :

- | | | |
|--------------------|------------------------------------|--------------|
| • Mr. A. SOUKKOU | <i>MCA. Université de Jijel</i> | Président |
| • Mr. A. MELLIT | <i>Prof. Université de Jijel</i> | Rapporteur |
| • Mr. A. AISSAT | <i>Prof. Université de Blida 1</i> | Examineur |
| • Mme. B. AMROUCHE | <i>MCA. Université de Blida 1</i> | Examinatrice |

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au Laboratoire des énergies renouvelables de l'Université de Jijel, sous la direction du professeur Monsieur Adel MELLIT.

Le tout premier mot de remerciement est adressé à Monsieur Adel MELLIT, Professeur à l'Université de Jijel, directeur de ma thèse, qui m'a honoré en dirigeant ce travail. Je le remercie infiniment pour sa disponibilité et ses conseils judicieux.

Je tiens à remercier grandement Monsieur Ammar SOUKKOU, Maître de conférences à l'Université de Jijel, pour avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je remercie Monsieur Abdelkader AISSAT, Professeur à l'Université de Blida 1, pour m'avoir fait l'honneur d'être examinateur de ce travail.

Je remercie Madame Badia AMROUCHE, Maître de conférences à l'Université de Blida 1, pour m'avoir fait l'honneur d'être examinatrice de ce travail.

Je remercie Monsieur Dr. Alessandro Massi Pavan co-directeur de ma thèse et Monsieur Dr. Vanni Lughì directeur de laboratoire de photovoltaïque et de nanotechnologie de l'Université de Trieste, en Italie, pour la fourniture de la base de données.

Je remercie Monsieur Sofiane Haddad enseignant chercheur à l'Université de Jijel, pour la fourniture des données de mesures effectuées en laboratoire de modélisation, information & systèmes (MIS) à l'Université de Picardie Jules Verne, à Amiens, en France.

Mes sincères gratitude vont à toute ma famille, ma mère, mon père et mes frères pour leur présence, pour leur aide inestimable, leur patience et leur soutien permanent.

Résumé

Le générateur photovoltaïque (PV) est l'unité de production d'énergie électrique sous forme de courant continu. Le composant élémentaire de cette unité qui convertit l'énergie solaire en énergie électrique est la cellule PV. La modélisation de ce composant est indispensable pour réaliser toute simulation de systèmes et de projets PV. Les utilisateurs de ce domaine ont besoin d'un outil fiable et simple pour simuler le comportement des modules PVs dans différentes conditions météorologiques (température de l'air et éclairement solaire). Plusieurs outils logiciels de simulation sont disponibles sur le marché. En effet, à cause du coût et la non-disponibilité de certains détails sur les modèles utilisés dans ces logiciels, nous avons pensé à développer un logiciel destiné principalement aux étudiants, qui permet la simulation des cellules, modules, chaînes et générateurs PV. Pour cela, nous avons proposé un modèle explicite simple qui nécessite seulement quelques paramètres électriques des modules PV disponibles dans les fiches techniques. Le modèle a été validé pour des modules de différentes technologies (mono et poly-cristallin, CIGS, CdTe et HIT).

Mots clés : Photovoltaïque, technologies PV, modèle implicite, modèle explicite, modélisation, simulation, Logiciel.

ملخص

مولد الطاقة الكهروضوئية هو وحدة إنتاج الطاقة الكهربائية على شكل تيار مستمر. المكون الأساسي لهذه الوحدة التي تحول الطاقة الشمسية إلى طاقة كهربائية هي الخلية الكهروضوئية. نمذجة هذا المكون مرحلة ضرورية لتنفيذ أي محاكاة للأنظمة والمشاريع في مجال الكهروضوئية. المستخدمون في هذا المجال يحتاجون إلى أداة موثوقة وبسيطة لمحاكاة سلوك الألواح الشمسية في مختلف الظروف المناخية (درجة الحرارة الجو والإشعاع الشمسي). توجد العديد من برامج المحاكاة في مجال الكهروضوئية. بسبب التكلفة وعدم توفر بعض التفاصيل عن النماذج المستخدمة في هذه البرامج، قمنا بتصميم برنامج مخصص أساساً للطلاب يسمح بمحاكاة الخلايا، الألواح، السلاسل والمولدات الكهروضوئية. ولهذا، اقترحنا نموذج صريح و بسيط يتطلب فقط بعض المعاملات الكهربائية للألواح الكهروضوئية المتوفرة في البطاقات التقنية. ولقد تم التحقق من فعالية النموذج باستخدام ألواح من تكنولوجيات مختلفة (أحادية البلورات و متعددة البلورات، CdTe ، CIGS و HIT).

الكلمات الرئيسية: الكهروضوئية ، النمذجة، التكنولوجيات الكهروضوئية، النموذج الضمني، النموذج الصريح، المحاكاة، البرنامج.

Abstract

The photovoltaic (PV) generator is the production unit of electrical energy in the form of direct current. The elementary component of this unit that converts solar energy into electrical energy is the PV cell. The modeling of this component is essential to achieve any simulation of photovoltaic systems and projects. Users in this field need a reliable and simple tool to simulate the PV modules behavior under different meteorological conditions (air temperature and irradiance). Several software tools are available in the market. Due to the cost and unavailability of some details on the models used in these software, we thought to develop a software tool mainly for students, which allows the simulation of cells, modules, strings and PV fields. To do this, we proposed a simple explicit model which requires only a few electrical parameters of the PV modules that are always available in the datasheets. The model has been validated for PV modules of different technologies (mono and polycrystalline, CIGS, CdTe and HIT).

Keywords: Photovoltaic, PV technologies, implicit model, explicit model, modeling, simulation, software.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I	
ETAT DE L'ART DES MODELES DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	
I.1 Introduction	4
I.2 L'effet photovoltaïque	4
I.3 La cellule photovoltaïque	5
I.4 Technologies photovoltaïques	6
I.4.1 Technologie à base de silicium cristallin	8
I.4.2 Technologie couches minces	11
I.4.2.1 Silicium Amorphe (a-Si)	11
I.4.2.2 Cuivre Indium Gallium sélénium (CIGS)	12
I.4.2.3 Tellure de Cadmium (CdTe)	12
I.4.2.4 Arséniure de Gallium (GaAs)	13
I.4.3 Technologie organique/inorganique	14
I.4.3.1 Cellules à colorant (DSSC - Dye Sensitized solar Cell)	14
I.4.3.2 Cellules à polymères	14
I.4.3.3 Cellules à pérovskites	14
I.4.4 Technologie hybride	15
I.4.4.1 Cellules multi-jonctions	15
I.4.4.2 Cellules à concentration	15
I.5 Modèles de la cellule photovoltaïque	16
I.5.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale	16
I.5.2 Modèles implicites	18
I.5.2.1 Modèle à une diode (Modèle- R_s)	18
I.5.2.1.1 Méthode d'estimation des paramètres du modèle- R_s	19
I.5.2.2 Modèle à une diode (Modèle- R_p)	21
I.5.2.2.1 Méthodes d'estimation des paramètres du modèle- R_p	22
I.5.2.3 Modèle à deux diodes	27
I.5.2.3.1 Méthodes d'estimation des paramètres du modèle à deux diodes	27
I.5.2.4 Méthodes intelligentes et techniques d'optimisation pour la modélisation et l'estimation des paramètres de la cellule PV	29

I.5.2.4.1	Algorithmes génétiques (AG)	29
I.5.2.4.2	Réseaux de neurones artificiels (RNA).....	30
I.5.2.4.3	Logique floue (LF).....	31
I.5.2.4.4	Optimisation par essaims de particules (PSO)	31
I.5.2.4.5	Autres méthodes intelligentes	33
I.5.2.5	Autre modèles implicites.....	33
I.5.3	Modèles explicites.....	33
I.5.3.1	Modèle d'Akbaba et al.	33
I.5.3.2	Modèle de King et al.	33
I.5.3.3	Modèle de Karmalkar and Haneefa.....	34
I.5.3.4	Modèle de Billini et al.	34
I.5.3.5	Modèle de Saloux et al.	35
I.5.3.6	Modèle de Das.....	35
I.5.3.7	Modèle d'Amrouche et al.....	35
I.5.3.8	Modèle de Massi pavan et al.	36
I.5.3.9	Autres modèles explicites.....	36
I.6	Conclusion.....	37

CHAPITRE II

LOGICIELS DE SIMULATION PHOTOVOLTAÏQUE

II.1	Introduction	38
II.2	Classification des logiciels de simulation photovoltaïque	38
II.3	Les logiciels les plus connus	39
II.3.1	PVSYST	39
II.3.2	INSEL	41
II.3.3	SAM	42
II.3.4	TRNSYS	43
II.3.5	PV*SOL	44
II.3.6	RETScreen	45
II.3.7	PV F-Chart	46
II.3.8	HOMER	47
II.4	Conclusion.....	48

CHAPITRE III

ETUDE COMPARATIVE DES MODELES IMPLICITES ET EXPLICITES

III.1	Introduction	49
III.2	Choix des modèles	49

III.3	Modèles implicites	50
III.3.1	Modèle de Sera et al. (Modèle 1)	50
III.3.2	Modèle de Villalva et al. (Modèle 2)	53
III.3.3	Modèle d'Ishaque et al. (Modèle 3)	55
III.3.4	Modèles explicites.....	56
III.3.4.1	Modèle de Karmalkar and Haneefa (Modèle 4).....	56
III.3.4.2	Modèle de Saloux et al. (Modèle 5)	58
III.3.4.3	Modèle de Das (Modèle 6).....	60
III.3.4.4	Modèle de Massi Pavan et al. (Modèle7)	61
III.4	Etude comparative.....	63
III.4.1	Comparaison avec les données du fabricant (Test 1)	63
III.4.2	Comparaison avec les données expérimentales (Test 2)	68
III.4.2.1	Mesures expérimentales	68
III.4.2.2	Simulation et évaluation des résultats	70
III.5	Conclusion.....	75

CHAPITRE IV

MODELE EXPLICITE SIMPLIFIE POUR DIFFERENTES TECHNOLOGIES

IV.1	Introduction	77
IV.2	Modèle explicite.....	77
IV.2.1	Dépendance à la température et à l'éclairement.....	78
IV.2.2	Détermination du paramètre (m)	78
IV.2.3	Extension du modèle pour l'association des modules en série et en parallèle	81
IV.2.3.1	Association des modules en parallèle.....	81
IV.2.3.2	Association des modules en série	81
IV.3	Comparaison avec les données du fabricant.....	82
IV.4	Validation du modèle explicite	83
IV.4.1	Test à l'université de Trieste (Italie)	83
IV.4.2	Test à l'université de Picardie Jules Verne (France).....	90
IV.4.2.1	Mesures pour les modules Kyocera et Sunpower.....	92
IV.4.2.2	Mesures pour le module Sanyo HIP215	95
IV.5	Conclusion.....	98

CHAPITRE V

MISE EN ŒUVRE ET DESCRIPTION DU LOGICIEL DE SIMULATION PHOTOVOLTAÏQUE

V.1	Introduction	99
-----	--------------------	----

V.2	Installation du logiciel.....	99
V.2.1	Installation du composant « Matlab compiler Runtime (MCR) ».....	99
V.2.2	Installation du logiciel Ed-PVSim.....	100
V.3	Description du logiciel	100
V.3.1	Fenêtre principale.....	100
V.3.2	Simulation de la Cellule photovoltaïque	101
V.3.3	Simulation du module PV	104
V.3.3.1	Simulation du module PV basée sur le modèle proposé	105
V.3.3.2	Estimation de l'énergie d'un module PV	108
V.3.3.3	Simulation d'un module basé sur d'autres modèles	109
V.3.4	Simulation d'une chaîne PV.....	111
V.3.4.1	Chaîne PV homogène.....	112
V.3.4.2	Chaîne PV non homogène	113
V.3.4.3	Chaîne PV ombrée	115
V.3.5	Simulation d'un générateur PV	117
V.3.5.1	Générateur PV homogène	117
V.3.5.2	Générateur PV non homogène	118
V.3.5.3	Générateur PV ombré.....	120
V.3.6	Menu du logiciel.....	121
V.3.6.1	Menu « Help ».....	121
V.3.6.2	Menu « Tool».....	122
V.4	Conclusion.....	122
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....		123
BIBLIOGRAPHIE.....		125

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Schéma de principe expliquant l'effet photovoltaïque	5
Figure I.2	Constituants de base d'une cellule PV	6
Figure I.3	Principales technologies PV.	7
Figure I.4	Part du marché des technologies photovoltaïques	8
Figure I.5	Rendement de conversion des cellules PV pour différentes technologies	9
Figure I.6	Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin	11
Figure I.7	Structure d'une cellule CIGS	12
Figure I.8	Structure d'une cellule CdTe	13
Figure I.9	Circuit électrique d'une cellule PV idéale.	16
Figure I.10	Superposition de I_{ph} et I_d et représentation graphique du FF	18
Figure I.11	Modèle- R_s à une diode.	19
Figure I.12	Modèle- R_p à une diode.	21
Figure I.13	Modèle à deux diodes.	27
Figure II.1	Fenêtre principale du logiciel « PVSYST».	40
Figure II.2	Fenêtre principale du logiciel « INSEL».	41
Figure II.3	Fenêtre principale du SAM.	43
Figure II.4	Exposition dynamique de composants dans le studio de simulation de TRANSYS.	44
Figure II.5	Interface du logiciel PV*SOL.	45
Figure II.6	Cinq pas d'analyse standard proposées dans RETScreen.	46
Figure II.7	Interface principale du logiciel PV F-Chart.	47
Figure II.8	Espace de travail du logiciel HOMER	48
Figure III.1	Organigramme de la méthode de Sera et al.	52
Figure III.2	Organigramme de la méthode de Villalva et al.	54
Figure III.3	Organigramme du modèle d'Ishaque et al.	55
Figure III.4	Organigramme du modèle de Karmalkar and Haneefa.	57
Figure III.5	Organigramme du modèle de Saloux et al.	59
Figure III.6	Organigramme du modèle de Das.	60
Figure III.7	Organigramme du modèle de Massi Pavan et al.	62

Figure III.8 Test 1 : Caractéristiques I-V aux différents niveaux d'éclairement: (a) module Q.pro230, (b) module Q.Smart UF95.	65
Figure III.9 Erreur relative au PPM: (a) Module Q.pro 230 ; (b) module Q.Smart UF 95....	67
Figure III.10 Les modules PV utilisés et l'installation de test (Université de Trieste, Italie).	69
Figure III.11 Test 2 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées du module PV Q.Pro à : (a) faible éclairement, (b) éclairement moyen et (c) éclairement élevé.	71
Figure III.12 Test 2 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées du module PV Q.Smart UF95 à : (a) faible éclairement, (b) éclairement moyen et (c) éclairement élevé.	72
Figure III.13 Test 2 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées du module PV FS-272 à : (a) faible éclairement, (b) éclairement moyen et (c) éclairement élevé.	73
Figure IV.1 Organigramme de calcul du paramètre m	80
Figure IV.2 Association série-parallèle des modules PV.....	81
Figure IV.3 Courbes I-V des modules PV à : T=25°C : (a) Q.pro230 et (b) Q.Smart UF95..	82
Figure IV.4 Caractéristiques simulées et mesurées pour chaque technologie :(a) module Q.Pro230 ; (b) Module Q.Smart UF95 et (c) Module FS-272.	84
Figure IV.5 Erreur Absolue du courant du module Q.Pro 230.	86
Figure IV.6 Erreur Absolue du courant du module Q.Smart UF95.	88
Figure IV.7 Erreur Absolue du courant du module FS-272.	89
Figure IV.8a Installation à l'Université d'Amiens (France) : (a) modules utilisés: Kyocera KD210GH-2PU et Sunpower SPR-225-WHT-I, (b) charge électronique, Capteurs de courant et de tension, (c) Carte d'acquisition, (d) interface LabView.....	91
Figure IV.8b Configuration du système de mesure à l'Université d'Amiens (France).....	91
Figure IV.9 Caractéristiques I-V : (a) module Kyocera KD210GH-2PU et (b) module Sunpower SPR-225-WHT-I en utilisant les paramètres de la fiche technique.	93
Figure IV.10 Caractéristiques I-V : (a) module Kyocera KD210GH-2PU et (b) module Sunpower SPR-225-WHT-I en utilisant les nouveaux paramètres.....	94
Figure IV.11 Erreur Absolue des modules :(a) Kyocera KD210GH-2PU et (b) Sunpower SPR-225-WHT-I.	94
Figure IV.12 Condition de travail en fonction du temps dans une journée semi-nuageuse....	96
Figure IV.13 Puissance maximale mesurée et estimée du module Sanyo pour une journée Semi-nuageuse.	97
Figure V.1 Fenêtre d'installation du Matlab compiler runtime (MCR).	99
Figure V.2 Fenêtre d'installation de l'application.	100
Figure V.3 Fenêtre principale « Ed-PVSim ».....	101

Figure V.4 Fenêtre de simulation de la cellule PV.....	102
Figure V.5 Fenêtre graphique de la caractéristique I-V (a) et Fenêtre graphique de la caractéristique P-V(b).	103
Figure V.6 Extraction de données à partir d'une image.	104
Figure V.7 Boite de dialogue « Photovoltaic module ».	104
Figure V.8 Organigramme de simulation d'un module PV.....	105
Figure V.9 Fenêtre d'un module PV (simulation basé sur le modèle proposé).....	106
Figure V.10 (a) Saisie des valeurs de la température, (b) effet de la température sur la courbe I-V du module Q.Smart UF95.....	107
Figure V.11 (a) Saisie des valeurs de l'éclairement, (b) effet de l'éclairement sur la courbe I-V du module Q.Smart UF95.	108
Figure V.12 Fenêtre d'estimation de l'énergie de module PV.	108
Figure V.13 Fenêtre de simulation du module PV avec d'autres modèles.....	109
Figure V.14 Fenêtre de simulation du module Qpro230 basé sur le modèle a une diode « modèle de Villalva et al. ».....	110
Figure V.15 Boite de dialogue : (a) type de connexion, (b) chaîne PV (connexion en série).	111
Figure V.16 Fenêtre de simulation d'une chaîne homogène.	112
Figure V.17 Fenêtre de simulation d'une chaîne non homogène.	113
Figure V.18 Chaîne non homogène de 20 modules Q.Smart UF (18 modules de classe de puissance 95 et 2 modules de classe puissance 85).....	114
Figure V.19 Message d'erreur.	114
Figure V.20 Fenêtre de simulation d'une chaîne PV ombrée.....	115
Figure V.21 Caractéristiques I-V et P-V d'une chaîne ombrée.....	116
Figure V.22 Boite de dialogue « Photovoltaic field ».	117
Figure V.23 Fenêtre de simulation du générateur homogène.....	118
Figure V.24 Fenêtre de simulation du générateur non homogène.....	119
Figure V.25 Caractéristiques I-V du générateur homogène et non homogène.....	119
Figure V.26 Fenêtre de simulation du générateur PV ombré.	120
Figure V.27 Caractéristiques I-V et P-V du générateur ombré de 10×10 modules.....	121
Figure V.28a Fenêtre « Help ».	121
Figure V.28b Fenêtre « Ebout ».	122

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Rendement de cellules et modules pour différentes technologies.....	10
Tableau II.1 : Logiciels de simulation photovoltaïque les plus connus.....	39
Tableau III.1 : Modèles implicites et explicites choisis.	49
Tableau III.2 : Paramètres électriques des modules PV utilisés.....	63
Tableau III.3a : Module Q.Pro230 : Paramètres calculés aux conditions STC (Test 1).	64
Tableau III.3b : Module Q.Smart UF95 : Paramètres calculés aux conditions STC (Test 1).	64
Tableau III.4 : Puissance maximale de chaque module à $T = 25^{\circ}\text{C}$ aux différents niveaux d'éclairement (Test 1).....	66
Tableau III.5 Erreur relative au <i>PPM</i> (Test 1)	66
Tableau III.6 : Date, heure et conditions de travail pour chaque module.....	69
Tableau III.7 Paramètres du module Q.Pro 230 dans les conditions STC.	70
Tableau III.8a Puissance maximale et l'erreur relative du le module Q.Pro 230 (Test 2).	74
Tableau III.8b Puissance maximale et l'erreur relative du le module Q.Smart UF95 (Test2).	74
Tableau III.8c Puissance maximale et l'erreur relative du le module FS-272 (Test 2).	74
Tableau IV.1 : Paramètres de trois modules estimés dans les conditions STC.	82
Tableau IV.2 : Puissance maximale estimée des modules Q.Pro230 et Q.Smart UF95.....	83
Tableau IV.3 : Puissance maximale et l'erreur relative pour les trois modules.....	85
Tableau IV.4a : Résultats statistiques pour le module Q.Pro 230.	87
Tableau IV.4b Résultats statistiques pour le module Q.Smart UF95.	89
Tableau IV.4c : Résultats statistiques pour le module FS-272.	90
Tableau IV.5 : Paramètres électriques des modules utilisés dans les conditions STC.	92
Tableau IV.6 : Nouveaux paramètres du module KD210GH-2PU et SPR-225WHT-I aux conditions STC.....	93
Tableau IV.7 : Résultats statistiques des modules Kyocera KD210GH-2PU et Sunpower SPR-225-WHT-I.	95
Tableau IV.8 : Conditions de travail dans une journée semi-nuageuse.	95
Tableau IV.9 : Résultats statistiques de l'estimation de la puissance maximale du module Sanyo HIP215N	98
Tableau V.1 : Liste des modèles introduits dans le logiciel.....	110

NOMENCLATURE

a_1	Facteur d'idéalité de la diode 1
a_2	Facteur d'idéalité de la diode 2
$FF_{T,G}$	Facteur de forme à une température T et un éclairement G
$FF_{25,G}$	Facteur de forme a température 25°C et un éclairement G
FF_o	Facteur de forme sans effet résistives
G	Eclairement (W/m ²)
I	Courant de sortie (A)
I_{ppm}	Courant au point de puissance maximale (A)
I_o	Courant de saturation de la diode (A)
I_{ph}	Photo-courant (A)
I_{cc}	Courant de court-circuit (A)
k	Constant Boltzmann (1.38006e-23 J/K)
k_i	Coefficient de température du courant de court-circuit (A/°C)
k_v	Coefficient de température de la tension de circuit ouvert (V/°C)
m	Facteur exponentiel, paramètre de forme
M_{pv}	Nombre de modules en série
N_{pv}	Nombre de modules en parallèle
N_s	Nombre de cellules en série
γ	Paramètre 1 du modèle explicite 4
n	Paramètre 2 du modèle explicite 5
P_{ppm}	La puissance au point de puissance maximale (W)
p_{mn}	Puissance maximale normalisée (W)
q	Charge d'électron (1.60218e-19 C)
$r_{sT,G}$	Résistance série normalisée à température T et éclairement G
R_s	Résistance série (Ω)
R_p	Résistance parallèle (Ω)
T	Température du module ou de la cellule (°C)

T_a	Température ambiante (°C)
V	Tension de sortie (V)
V_{ppm}	Tension au point de puissance maximale (V)
V_{co}	Tension de circuit ouvert (V)
V_t	Tension thermique (V)
$v_{co,T}$	Tension normalisé par rapport à la tension thermique $V_{t,T}$ (V)
ε^{CH}	Perte de puissance dans la chaîne homogène (%)
ε^{CI}	Perte de puissance dans la chaîne inhomogène (%)
ε^{GH}	Perte de puissance dans le générateur homogène (%)
ε^{GI}	Perte de puissance dans le générateur inhomogène (%)
ε^o	Perte de puissance dans la chaîne ombrée (%)

LISTE DES ABREVIATIONS

PV	Photovoltaïque
STC	Conditions de test standards
CIGS	Cuivre-indium/gallium-Sélénium
CdTe	Tellurure de Cadmium
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin layer
I-V	Courbe courant -tension
P-V	Courbe puissance-tension
N-R	Méthode de Newton-Raphson
LM	Algorithme de Levenberg-Marquardt
RNA	Réseau de neurones artificiels
AG	Algorithme génétique
LF	Logique floue
PSO	Optimisation des essaims de particules
ER	Erreur relative
ERM	Erreur relative moyenne
MSE	Erreur carrée moyenne
RMSE	Erreur quadratique moyenne
MBE	Erreur de biais moyenne
R²	Coefficient de détermination

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Dans un contexte de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de raréfaction des ressources fossiles et fissiles, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) représente l'une des sources d'énergie les plus prometteuses. Elle est basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité grâce à des cellules solaires. La quantité d'énergie renouvelable dans le futur paysage énergétique dépend de sa disponibilité, de son coût et de son niveau d'efficacité.

Vu l'évolution massive du marché de l'énergie PV ces dernières années, le regard que le monde entier porte sur le solaire PV a changé. Ce changement de perspectives peut être attribué à la décroissance particulièrement rapide des coûts de cette source d'énergie ces dernières années. Ainsi, le prix des modules PV a enregistré une baisse de 80 % entre 2009 et 2015, et celui des systèmes complets, une baisse de 59 % [1].

Une conséquence directe de cette remarquable baisse des coûts, est que le parc PV mondial a été multiplié par un facteur 30 en 10 ans : il est passé de 10 GW en 2006 à environ de 300 GW en 2016. Celui-ci devrait atteindre 547 à 654 GW en 2021, soit un nouveau doublement du parc mondial en 5 ans [2]. Cette augmentation va se poursuivre et fera bientôt de l'électricité solaire PV l'un des moyens de production d'électricité le moins coûteux qui soit, permettant l'accès à l'électricité au plus grand nombre, que ce soit dans les pays développés ou en cours de développement.

Dans une installation PV le rendement énergétique est un paramètre clé pour évaluer le coût par kWh (en particulier, le coût de l'énergie et le coût de production). L'utilisation efficace des modules PV nécessite des modèles fiables, visant à prévoir leur comportement électrique pour différentes conditions climatiques. Ces modèles sont de plus en plus utilisés par les chercheurs, les concepteurs d'installations, les opérateurs de réseaux électriques, pour la conception, l'évaluation, le contrôle et l'optimisation des systèmes PV, encore pour estimer le rendement énergétique de ces systèmes. Étant donné que les chiffres économiques d'une installation PV sont très sensibles au rendement énergétique, la précision de ces modèles est la clé pour des décisions judicieuses et des prises de décision concernant les installations et le développement PV [3].

Plusieurs modèles mathématiques décrivant les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) des cellules PV sont actuellement disponibles dans la littérature. Les modèles classiques (modèle à une diode et modèle à deux diodes) sont les modèles les plus courants, néanmoins ces derniers sont implicites et nécessitent la détermination d'un nombre importants de paramètres qui sont généralement : le photo-courant (I_{ph}), les résistances série (R_s) et parallèle (R_p), le facteur d'idéalité de la diode (a), le courant de saturation inverse de diode (I_o), et l'énergie de la bande interdite du semi-conducteur (E_g). L'obtention de ces paramètres est un défi pour les chercheurs du domaine des énergies PV. Dans ce contexte, diverses méthodes peuvent être trouvées dans la littérature. En effet, le nombre de paramètres à estimer varie d'une méthode à l'autre.

En plus du problème de modélisation, le développement des systèmes PV nécessite des outils de simulation capables de gérer les équations mathématiques et d'évaluer leurs performances. Les outils de simulation ont la capacité d'effectuer des simulations dynamiques dans un environnement visuel. De nombreux logiciels de simulation photovoltaïques sont disponibles sur le marché (tels que : PVsyst, INSEL, Transyst et PVF-Chart,...etc.), Cependant, leurs prix sont assez élevés, et ils sont beaucoup plus orientés pour des objectifs économiques, commerciaux ou industriels, ainsi, ils nécessitent des formations pour pouvoir les utiliser. En outre, certains paramètres d'entrée (constantes et détails de calculs) ne sont pas toujours disponibles.

Cette thèse porte sur le développement d'un nouveau modèle simple qui est capable d'estimer la caractéristique I-V des modules photovoltaïques (de différentes technologies), dans différentes conditions météorologiques, ainsi que le développement d'un logiciel didactique qui est basé sur le modèle proposé et qui permet la simulation des générateurs PV.

Cette thèse est constituée de cinq chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présenterons les différentes filières technologiques de cellules PV afin de mieux comprendre les évolutions et les perspectives à venir. Ainsi, nous aborderons un état de l'art sur les modèles mathématiques et les méthodes utilisées pour la modélisation et la simulation des cellules/modules PV.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons quelques logiciels de simulation photovoltaïque, en donnant un aperçu sur les logiciels les plus connus (commercialisés) et les plus cités dans la littérature.

Le troisième chapitre sera consacré à l'étude comparative entre sept modèles différents (deux modèles à une diode [4, 5], un modèle à deux diodes [6] et quatre modèles explicites [7-10]). Le choix de ces modèles repose sur le nombre de paramètres, la simplicité et la facilité d'implémentation. Pour ce faire, dans un premier temps, nous aborderons les méthodes et les procédures d'estimation des paramètres de chaque modèle ensuite les modèles seront comparés aux données du fabricant et aux données expérimentales (Caractéristiques I-V mesurées des modules installés à l'université de Trieste, en Italie) pour trois modules de technologies différentes.

Dans cette démarche, nous proposons en quatrième chapitre un nouveau modèle explicite en se basant sur l'étude comparative du troisième chapitre. Le modèle sera validé expérimentalement à deux endroits différents (laboratoire de photovoltaïque et de nanotechnologie de l'Université de Trieste, en Italie et laboratoire de modélisation, information & systèmes (MIS) à l'Université de Picardie Jules Verne en France) pour des modules de différentes technologies.

La description du logiciel de simulation développé, fera l'objectif du cinquième chapitre. Le logiciel est basé sur le modèle proposé dans le quatrième chapitre, il est conçu principalement pour les étudiants et il permet de simuler le comportement des cellules, modules, chaînes et générateurs photovoltaïques de différentes technologies.

Nous dressons à la fin de cette thèse une conclusion générale sur le travail et nous présentons quelques pistes de perspectives.

CHAPITRE I

ETAT DE L'ART DES MODELES DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

I.1 Introduction

L'étape principale de la modélisation des systèmes photovoltaïques consiste à déterminer la production d'énergie de la cellule, du module ou du générateur PV. La prédiction des performances de ces derniers nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (p. ex. éclairement, température,...etc.). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) des cellules PV. Ces modèles sont différents entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant finals de la cellule PV.

Les modèles peuvent être classés en deux catégories : modèles implicites et modèles explicites [11]. Les modèles implicites sont basés sur les équations non linéaires associées au circuit équivalent de la cellule PV, ils nécessitent des méthodes numériques, des algorithmes itératifs ou des méthodes intelligentes pour estimer les paramètres de la cellule/module PV. Cependant, Les modèles explicites sont basés sur des expressions simples qui présentent une série de simplifications et d'approximations permettant un calcul rapide de ces paramètres.

Dans le présent chapitre nous allons présenter un état de l'art des principaux modèles mathématiques de la cellule PV disponibles dans la littérature. En citant les différentes méthodes utilisées pour la détermination des paramètres des cellules PV et la simulation du comportement de ces derniers.

I.2 L'effet photovoltaïque

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

constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunis pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [12].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, la récupération de tout ou d'une partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre dopé P comme montré dans la figure I.1. Pour résumer, L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique : c'est l'effet photovoltaïque [13].

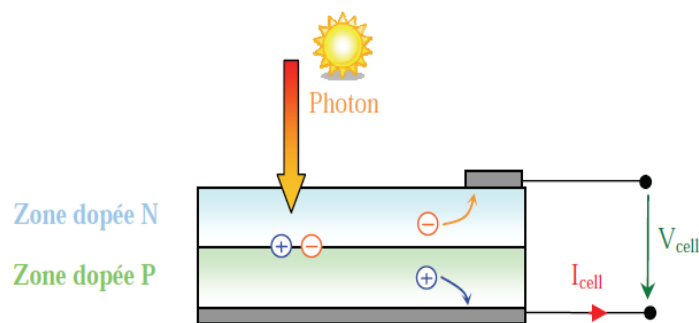


Figure I.1 : Schéma de principe expliquant l'effet photovoltaïque [13].

I.3 La cellule photovoltaïque

Les photopiles ou cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs.

Une cellule solaire sera obtenue en constituant une jonction de deux zones de type opposées (jonction PN). Au voisinage de la jonction, un champ électrique apparaît provoqué par le déséquilibre de charges. Il va contribuer à drainer les électrons qui auront été détachés par l'énergie des photons « grains de lumière » incidents.

Bien que plusieurs structures des cellules PV existent dans la pratique, des parties similaires sont présentes dans chaque composant. La figure I.2 montre une coupe d'une cellule PV en silicium cristallin avec contacts métalliques sur les deux faces :

1. Contacts métalliques sur la face avant et arrière de la cellule qui servent à collecter le courant photonique.
2. Couche de passivation avant et arrière.
3. Couche antireflet.
4. Surface avant dopée n et texturée.
5. jonction et champ électrique.
6. Substrat P.
7. BSF : « Back Surface Field », champ de surface arrière.

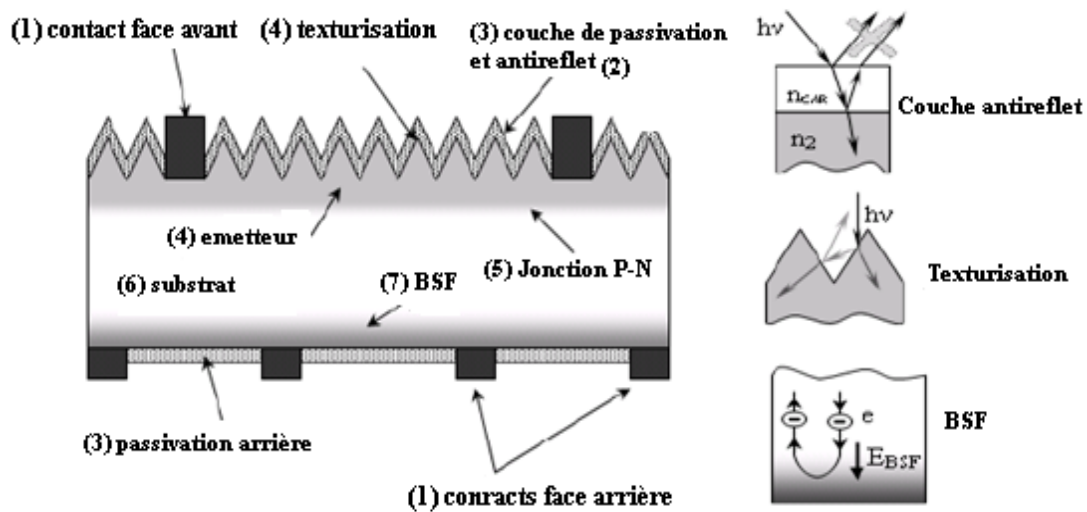


Figure I.2 : Constituants de base d'une cellule PV [14].

La structure et les propriétés d'une cellule PV varient selon les types de matériaux et les technologies de fabrication.

I.4 Technologies photovoltaïques

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension de différentes technologies des cellules PV est cruciale pour continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact sur l'environnement. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais exigent encore des travaux de recherches et de développement spécifiques pour atteindre le degré nécessaire pour une forte production [15].

Actuellement, les technologies photovoltaïques sont généralement divisées en trois grandes catégories nommées « générations », suivant la figure I.3 :

- La première génération inclue la technologie Silicium cristallin (monocristallin et polycristallin),
- La deuxième génération comprend la technologie couche minces (Silicium amorphe (a-Si) et microcristallin ($\mu\text{c-Si}$), Tellure de Cadmium (CdTe), Cuivre-indium/gallium-Sélénium (CIGS), Arséniure de gallium (GaAs) et matériaux III-V).
- La troisième génération représente la famille organique/inorganique (cellules à colorant (DSSC), cellules à polymères et Cellules à pérovskites) et la famille des hybrides qui rassemble les cellules mettant en présence des technologies de natures différentes (cellules multi-jonctions, cellules à concentration, cellules à base de matériaux III-V) pour atteindre des rendements optimisés.

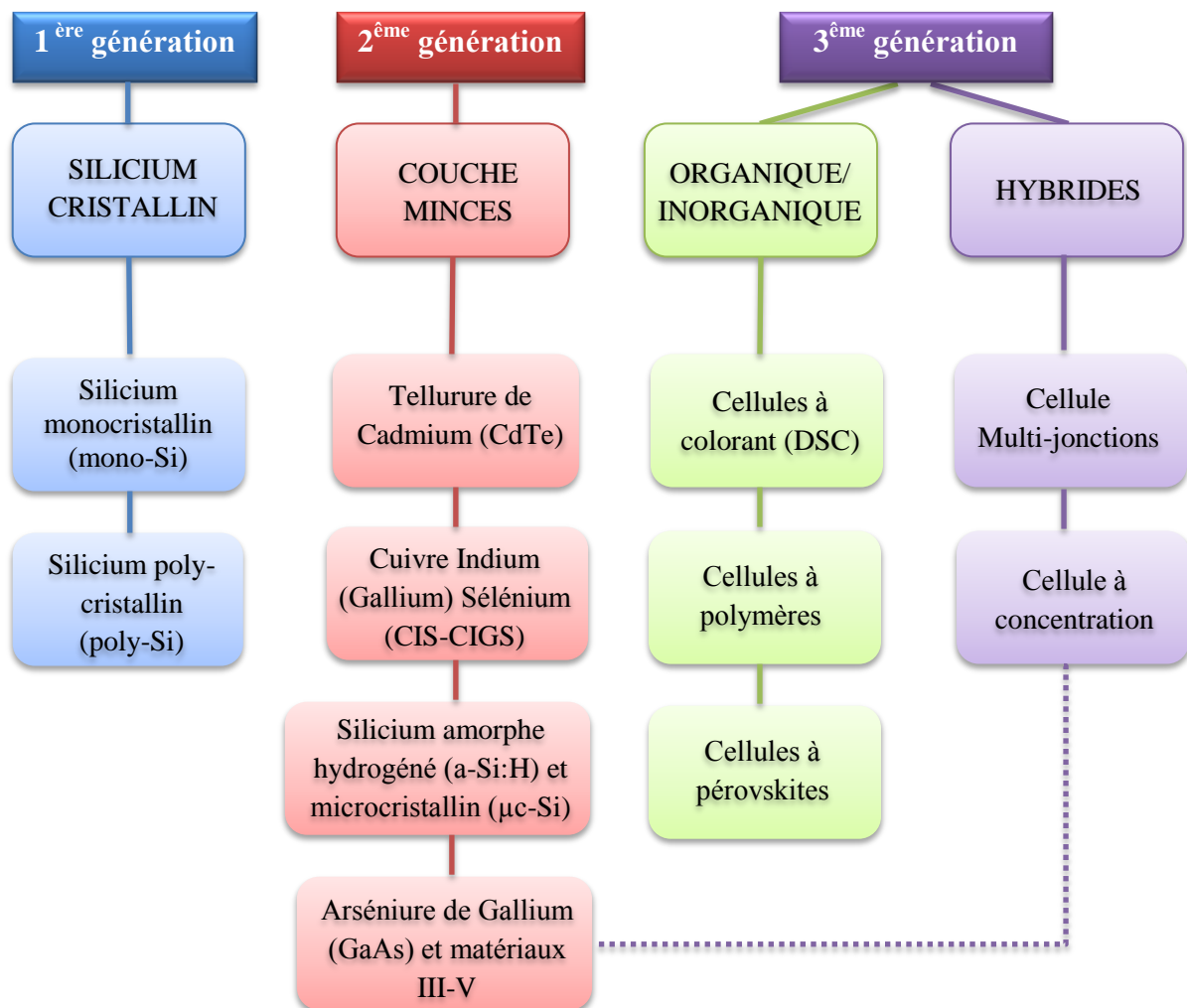


Figure I.3 : Principales technologies PV.

I.4.1 Technologie à base de silicium cristallin

Les cellules de ce type sont constituées par de fines plaques de silicium purifié : le matériau dans lequel des atomes de bore ou de phosphore sont insérés afin de créer des zones chargées pour former la jonction donneur-accepteur. Cette famille regroupe la filière du silicium monocristallin (cellules proviennent d'un lingot dont la maille cristalline est homogène), et celles du silicium poly-cristallin (plusieurs réseaux cristallins juxtaposés formant des grains dans une même cellule). La pureté des cellules de silicium monocristallines est très élevée comparée aux cellules poly-cristallines [16]. Généralement, les performances de la technologie silicium sont faibles à haute température [17, 18].

Le procédé de fabrication des cellules monocristallines est compliqué, sophistiqué et coûteux, rendant son prix relativement élevé (environ de 1.6 \$/W) par rapport aux autres cellules, par contre le procédé de fabrication des cellules poly-cristallines est plus rentable et moins sophistiqué, leur coûts est d'environ 1.4 \$/W [18, 19].

La figure I.4 montre la part du marché des technologies PV, d'après cette figure la technologie à base de silicium cristallin représente environ de 85% des parts du marché mondiale où le silicium poly-cristallin représente la part la plus grande avec une valeur de 54% par rapport aux autres technologies.

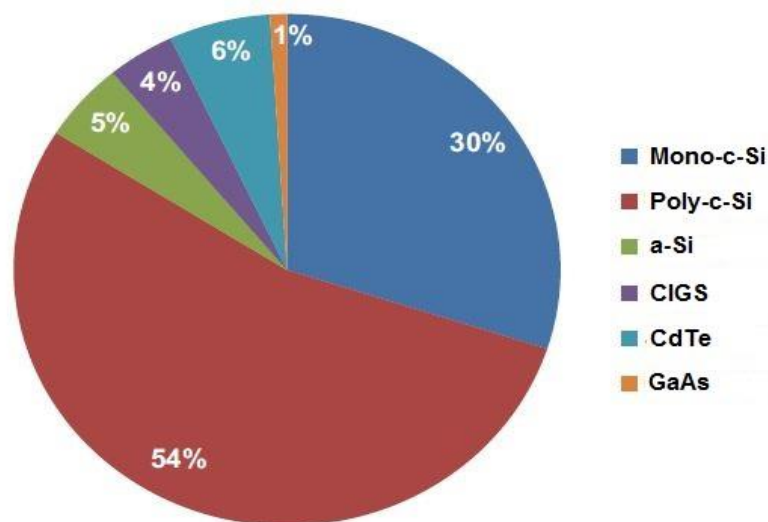


Figure I.4 : Part du marché des technologies photovoltaïques [16].

L'un des éléments clés dans les recherches est la capacité d'optimiser la conversion photovoltaïque pour obtenir des rendements très élevés.

Le rendement énergétique d'une cellule PV est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite par la cellule et la puissance du rayonnement solaire provenant à sa surface.

La figure I.5 représente l'évolution des rendements de conversion des cellules PV de différentes technologies notés par NREL (National Renewable Energy Laboratory) [20] jusqu'à 14 Mars 2017. D'autres filières, représentées en rouge sur la figure (PV émergent), ont des progressions très rapides en termes de rendement mais ne sont toujours qu'au stade de laboratoire).

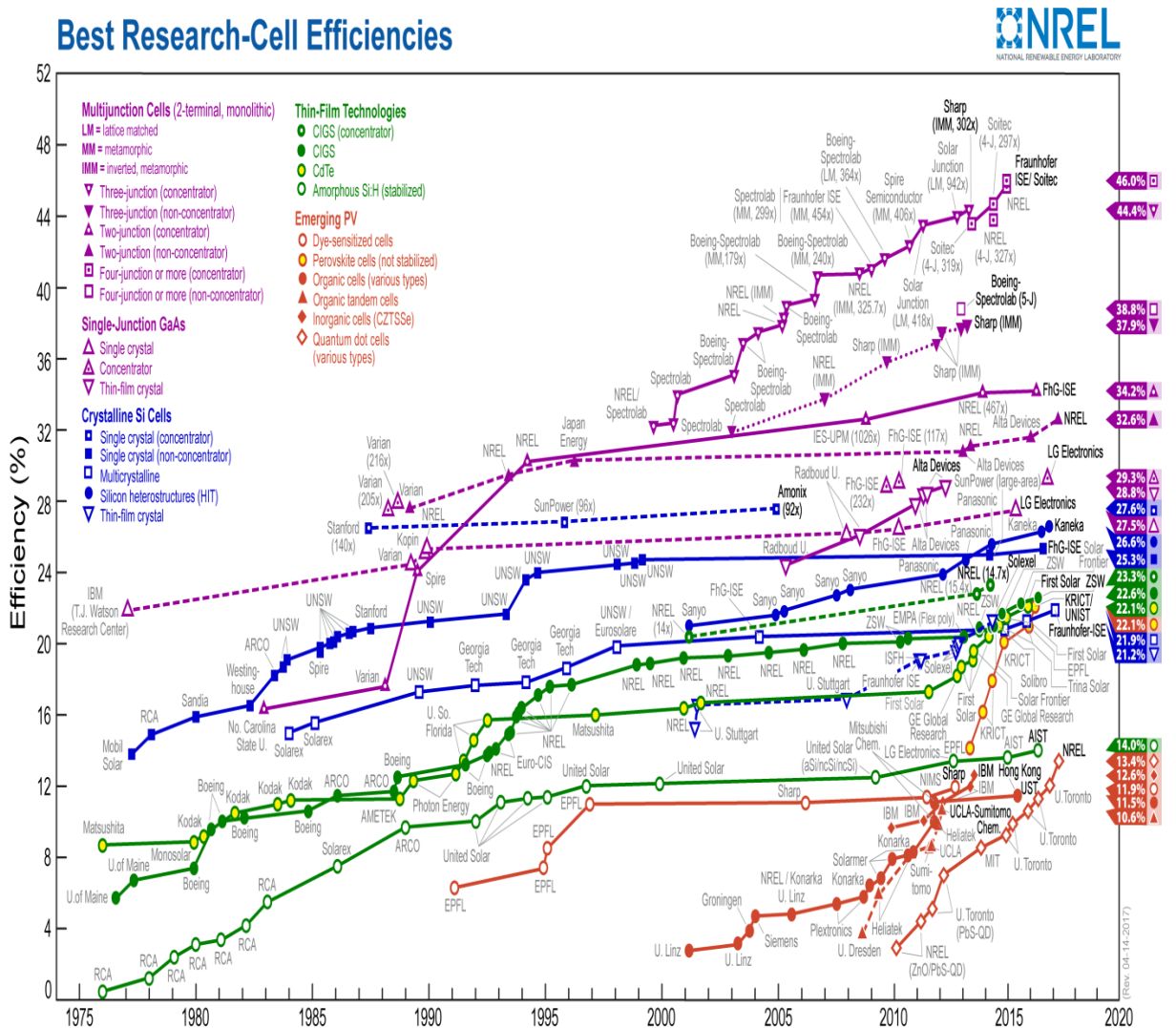


Figure I.5 : Rendement de conversion des cellules PV pour différentes technologies [20].

Tableau I.1 résume le rendement de conversion des principales technologies de cellules et modules PV dans les conditions de références (standards) STC (Standard Test Conditions : c'est-à-dire un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$ à une température de cellule 25C° et sous un spectre AM1.5).

Suivant la figure et le tableau, le rendement d'une cellule Mono-Si est de l'ordre de 26.7 %, ainsi, il atteint 24.4% pour un module PV (Kaneka (108 cellules)). Cependant, pour une cellule Poly-Si le rendement est de l'ordre de 21.9 % et 19.9 % pour un module (Trina Solar (120 cellules)) [21].

Tableau I.1 : Rendement de cellules et modules pour différentes technologies [21].

Technologie	Type	Rendement (%)	
		Cellule	Module
Silicium Cristallin	Mono-Si	26.7 ± 0.5	24.4 ± 0.5
	Poly-Si	21.9 ± 0.4	19.9 ± 0.4
	HIT	25.6 ± 0.5	24.4 ± 0.5
Couche mince	a-Si	10.2 ± 0.3	12.3 ± 0.3
	CdTe	21.0 ± 0.4	18.6 ± 0.6
	CIGS	21.7 ± 0.5	19.2 ± 0.5
	GaAs	28.8 ± 0.9	24.8 ± 0.5
Organique	polymère	11.2 ± 0.3	8.7 ± 0.3
	DSSC	11.9 ± 0.4	-----
	Pérovskite	19.7 ± 0.6	16.0 ± 0.4
Hybride			
Multi-jonction	InGaP/GaAs/InGaAs	37.9 ± 1.2	31.2 ± 1.2
à Concentration	Si	27.6 ± 1.2	20.5 ± 0.8
	InGaP/GaAs/InGaAs	49.5 ± 2.6	-----

Une autre technologie cristalline dérivée dite HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) se compose d'une fine plaque de silicium monocristallin recouverte dans des couches de silicium amorphe ultra-minces, Ce procédé de fabrication permet d'obtenir un rendement plus élevé (25.6 % pour une cellule et 23.8 % pour un module) comparé à la technologie silicium (mono et poly).

I.4.2 Technologie couches minces

Les cellules en couches minces (Thin films) sont fabriquées par dépôt d'une ou plusieurs couches semi-conductrices et photosensibles sur un support de verre, de plastique, d'acier...etc. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaires à la fabrication d'une cellule. Contrairement aux cellules de la première génération, on ne dépose que la quantité de matériaux photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseur suffisent) [13]. Le procédé de fabrication de ces cellules permet d'abaisser significativement les coûts de productions (une cellule à couche mince coûte environ de 0.75 \$/W [22]).

Il existe aujourd'hui plusieurs types de cellules PV en couches minces, les plus dominants dans le marché sont les cellules en : a-Si, CdTe, CIGS et GaAs.

I.4.2.1 Silicium Amorphe (a-Si)

Le silicium amorphe (a-Si) peut être directement déposé sur un substrat de verre à basse température par un procédé de dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD). On dépose d'abord, sur le verre, une couche d'oxyde transparente conductrice d'une épaisseur de $0,5\mu\text{m}$ (TCO : Transparent Conductive Oxide) [13]. Cette étape est suivie par les étapes de dépôt suivantes : une couche de a-Si de type N, puis une couche de a-Si semi-isolante ($1\mu\text{m}$ au total) et enfin une couche de a-Si dopée P. Une dernière couche métallique arrière à base d'argent assure la connectique (voir figure la I.6) [13]. Cependant, le fait que les atomes de silicium soient désorganisés (pas de maille cristalline dans le matériau) ils conduisent à de faibles rendements (10.2% pour une cellule et 12.3% pour un module). Contrairement aux cellules cristallines, les cellules a-Si présentent de bonnes performances à haute température, même sous l'effet d'ombrage et sous le faible éclaircissement [17, 18].

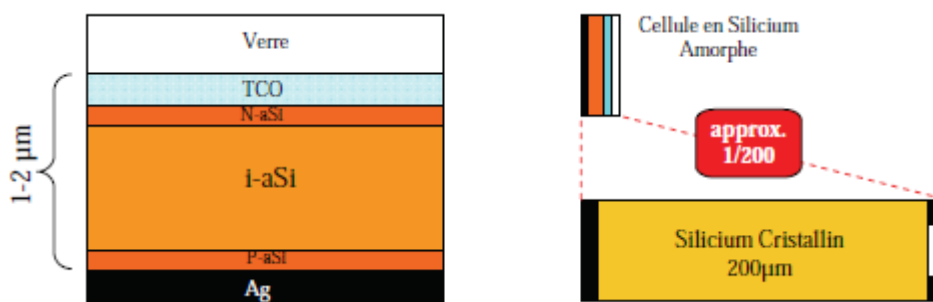


Figure I.6 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin [13].

La technologie a-Si représente seulement 5% de la part du marché PV. Les modules en silicium amorphe ont une durée de vie plus courte par rapport aux modules en silicium cristallin (>10 ans contre >20 ans). En effet, leur taux de dégradation est presque trois fois supérieur à celui des modules en silicium cristallin et en particulier les premiers six mois de fonctionnement [23].

I.4.2.2 Cuivre Indium Gallium sélénium (CIGS)

Les cellules CIGS sont constituées par empilement. Tout d'abord, une couche métallique de molybdène de 0.5 μm d'épaisseur est déposée sur du verre de vitre pour réaliser le contact arrière. Puis une couche CIGS de type P d'environ 1.5 μm est déposée, suivie d'une couche de CdS ou de ZnS (Sulfure de Cadmium et Zinc Sulfuré) d'environ 50 nm, et enfin une couche de ZnO (Oxyde de Zinc) de type N, de 1 μm , servant de contact avant (conducteur et transparent). Finalement, la cellule est encapsulée par couverture de vitre (voir la figure I.7) [24, 25].

Dans le cas du CdTe, une couche de CdS de type N est déposée sur du verre, puis une couche de CdTe de type P, d'environ 2 μm , et une couche conductrice de carbone servant de deuxième contact.

La technologie CIGS représente 4% de la part du marché photovoltaïque comme montré dans la Figure I.6. Le rendement d'une cellule est environ de 21.7%, tandis que le rendement d'un module (Solar Frontier (70 cellules)) atteint 19.2%. Les performances des modules CIGS sont légèrement affectées par l'ombrage [16].

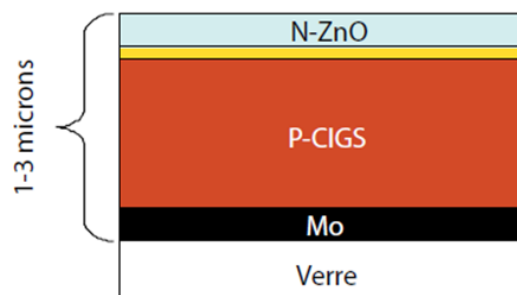


Figure I.7 : Structure d'une cellule CIGS [13].

I.4.2.3 Tellurure de Cadmium (CdTe)

La structure d'une cellule CdTe est représentée par la figure I.8 la simplicité chimique du matériau à base de tellurure de cadmium (CdTe) et sa stabilité en font un matériau attractif.

Ses propriétés thermo-physiques et ses caractéristiques chimiques permettent de fabriquer des cellules simples à faible coût. Le rendement des cellules en CdTe dépend fortement de la manière dont les couches actives sont déposées (température de dépôt, vitesse et nature du substrat). Comparé aux autres technologies couche mince la procédure de fabrication est simple et moins cher, le CdTe est plus facile à déposer et donc plus approprié à la production de module PV de surface importante, ce qui permet de réduire les coûts de production [13]. L'inconvénient majeur actuel repose sur la toxicité reconnue du Cadmium bien qu'il a été démontré que les risques environnementaux liés aux cellules PV en CdTe sont minimales [26].

Actuellement, la filière CdTe représente d'environ 6% du marché. D'un point de vue rendement énergétique, cette technologie présente un rendement de cellule record de 21% en laboratoire et de module commercial (First Solar) près de 18.6 % (voir figure I.5).

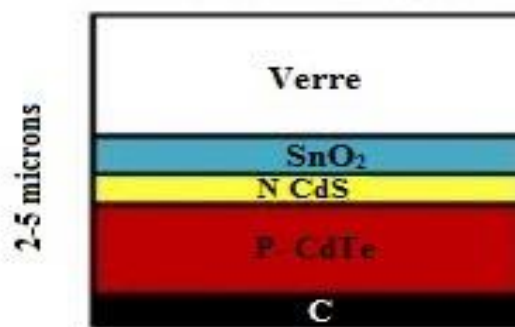


Figure I.8 : Structure d'une cellule CdTe [27].

I.4.2.4 Arséniure de Gallium (GaAs)

Les cellules GaAs sont généralement fabriquées à partir de gallium et d'arsenic. Le gallium est plus rare que l'or, L'Arsenic n'est pas rare, mais il est toxique. Cependant, le composé Arséniure de Gallium (GaAs) est stable et non toxique [16, 28].

Une cellule GaAs de quelques microns d'épaisseur est suffisante pour absorber une quantité de lumière importante contrairement au silicium cristallin qui nécessite des cellules de plus de 100 μm d'épaisseur [16]. Dû au coût élevé des cellules GaAs, cette filière présente seulement 1% de la part du marché. Par contre son rendement de conversion est plus élevé par rapport aux autres technologies couche minces (28.8 % pour une cellule et 24.8% pour un module (Alta Devices)).

I.4.3 Technologie organique/inorganique

L'utilisation de matériaux organiques vise à remplacer les matériaux minéraux par des semi-conducteurs organiques pour la fabrication des cellules PV. Ceux-ci sont en bon marché. Ils sont faciles à déposer et ont de bonnes propriétés d'absorption. Leur coût revient très faible avec des caractéristiques particulièrement attirantes : plus légères et moins fragiles, leur nature flexible permet d'obtenir des matériaux souples en polymères organiques ou en silicone et même des encres photovoltaïques.

I.4.3.1 Cellules à colorant (DSSC - Dye Sensitized solar Cell)

Les cellules solaires à colorant (DSC) et les cellules solaires synthétisées par colorant (DSSC) sont généralement constituées d'une photo anode nanocristalline d'oxyde de titane TiO_2 synthétisées par un colorant métal organique, une solution électrolytique liquide et une revête contre-électrode de Pt. le procédé de fabrication des colorants nécessite un équipement simple [16].

Malheureusement, à cause de la nature du mélange et des problèmes de recombinaisons électroniques, les cellules solaires organiques sont sensibles à l'air, à l'humidité et à la température, de sorte qu'elles possèdent une durée de vie de 10 ans [29, 30], elles présentent de mauvaises performances à température élevée, leur rendement est faible il est de l'ordre de 11.2 %.

I.4.3.2 Cellules à polymères

L'émergence des cellules à polymères appart celles utilisés dans les cellules à colorant date des années 2000 [31]. Le principe de fonctionnement des cellules à polymères organiques, dites cellules « plastiques », est le même que celui des cellules à colorant. Le matériau absorbeur (ou donneur d'électrons) peut être : soit de petites molécules organiques ou des molécules à longue chaîne [31].

La force du développement des cellules à polymères est la nécessité d'une source d'alimentation à faible coût, évolutive, flexible, légère et facile à fabriquer. Cependant, leur rendement est faible (environ de 11.2%).

I.4.3.3 Cellules à pérovskites

Les premières cellules à Pérovskite ont été développées en 2010, actuellement leur rendement est d'environ 19.7 % et 16.0 % pour un mini-module (Microquanta, 6 cellules)

(voir la figure I.5). la technologie employée est la technologie à couche mince avec une épaisseur $<1 \mu\text{m}$ [32-34], Ces cellules PV sont les plus rapidement améliorées à ce jour, leur processus de fabrication est simple cela rend les cellules bon marché [16]. Cependant, Les cellules se dégradent rapidement lorsqu'elles sont exposées à l'environnement parce qu'elles sont fabriquées à partir de matières organiques [33, 34]. En outre, le plomb a été utilisé dans les cellules pour absorber la lumière, ce qui augmente la toxicité de la technologie [33-36].

I.4.4 Technologie hybride

Le rendement des cellules solaires photovoltaïques diminue lorsque la température des modules augmente. Les chercheurs ont eu l'idée de récupérer la chaleur captée et libérée par le photovoltaïque pour simultanément optimiser le rendement électrique et obtenir une source de chauffage. Ils développent ainsi des cellules solaires hybrides rassemblant le photovoltaïque et le thermique.

I.4.4.1 Cellules multi-jonctions

Les cellules solaires à jonction multiple, ou cellules tandem, sont des cellules solaires contenant plusieurs jonctions P-N. Chaque jonction est accordée à une longueur d'onde différente, ce qui réduit les pertes, augmentant ainsi le rendement [37].

les cellules PV multi-jonctions à base de matériaux semi-conducteurs III-V (GaAs, AlGaAs, InGaAs,...etc.) ont été mises au point depuis les années 60 [13] présentant des rendements très élevés (cellule à cinq-jonction ayant un rendement de 38.8%). Elles ne sont pas connues du grand public à cause de leur coût de fabricant. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonctions actuellement avoisine les 31%.

I.4.4.2 Cellules à concentration

En utilisant des concentrateurs solaires, certains pensent pouvoir baisser les prix (moins de surface de cellules utilisées) et prendre une place dans le marché conventionnel terrestre. Ainsi, si on compare le meilleur rendement sans concentrateur d'une triple jonction InGaP/GaAs/InGaAs atteignant les 37%, cette même cellule arriverait à 44.4% avec concentrateur (voir la Figure I.5). On peut même envisager des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions. L'idée basique du concentrateur photovoltaïque (CPV) est de réduire le prix de revient d'un système PV en focalisant les

rayons lumineux sur une cellule solaire de surface F_c par le biais d'une lentille optique de surface F_o . Le rapport de concentration C est approximativement $C=F_o/F_c$.

I.5 Modèles de la cellule photovoltaïque

I.5.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale

Une cellule PV est une diode de grandes dimensions avec des caractéristiques de fabrication bien particulières, son illumination provoque la génération d'un photo-courant I_{ph} . En effet une partie de ce courant est dissipée dans la jonction selon l'équation simplifiée de la diode ce qui conduit au modèle simplifié de la cellule PV qui est équivalente à une source de courant shuntée avec une diode idéal (voir la figure I.9).

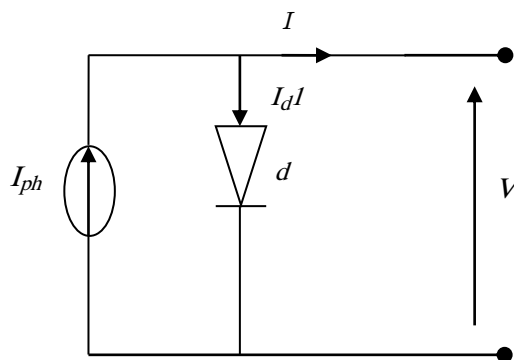


Figure I.9 : Circuit électrique d'une cellule PV idéale.

Le courant de sortie I est obtenu à partir du circuit équivalent de la figure I.9 :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{I.1})$$

Où : I_{ph} est le photo-courant. I_d est le courant de la diode, appelé "courant d'obscurité", ce courant suit la loi exponentielle suivante :

$$I_d = I_o \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \quad (\text{I.2})$$

Tels que : V (V) est la tension aux bornes de la diode, a est le facteur d'idéalité de la diode, I_o (A) est le courant de saturation inverse de la diode, k est la constante de Boltzmann ($k=1.3806503 \times 10^{-23}$ J/K), T est la température en Kelvin. q est la charge de l'électron ($q=1.60217646 \times 10^{-19}$ C).

La valeur du "photo-courant" I_{ph} reste la même quelle que soit la tension externe, et par conséquent, il peut être mesuré par le courant de court-circuit ($I_{cc} = I_{ph}$).

Ce courant varie de façon linéaire avec l'éclairement solaire. Le courant est alors décrit comme la différence entre le courant d'obscurité et le photo-courant. Si la convention de signes de courant est inversée pour décrire le courant qui est produit par une cellule éclairée I en remplaçant I_d par sa formule de l'équation (I.2) dans l'équation (I.1) on obtient la relation courant-tension de la cellule PV :

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

La caractéristique courant-tension résultante $I(V)$ est donc illustrée dans la figure I.10.

- **Courant de court-circuit** : Si l'on place une cellule en court-circuit, elle va générer un courant maximal à tension nulle, ce courant est appelé courant de court-circuit I_{cc} .
- **Tension de circuit-ouvert** : C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par la cellule PV est nul.
- **Point de puissance maximale** : L'utilisation optimale d'une cellule PV consiste à faire fonctionner une charge sous la tension maximale V_{ppm} et à un courant maximal I_{ppm} . En effet, suivant la formule :

$$P_{ppm} = V_{ppm} I_{ppm} \quad (I.4)$$

Pour que la puissance soit maximale, il faut être dans les conditions où le produit ($V \times I$) est maximal. C'est le point de charge idéal de la cellule PV, ou point de puissance maximale P_{ppm} (figure I.10).

- **Facteur de forme** : Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV. C'est le facteur de forme FF , il est illustré sur la figure I.10. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale P_{ppm} et la puissance formée par le rectangle ($I_{cc} \cdot V_{co}$) (équation (I.5)). Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également.

$$FF = \frac{V_{ppm} I_{ppm}}{I_{cc} V_{co}} \quad (I.5)$$

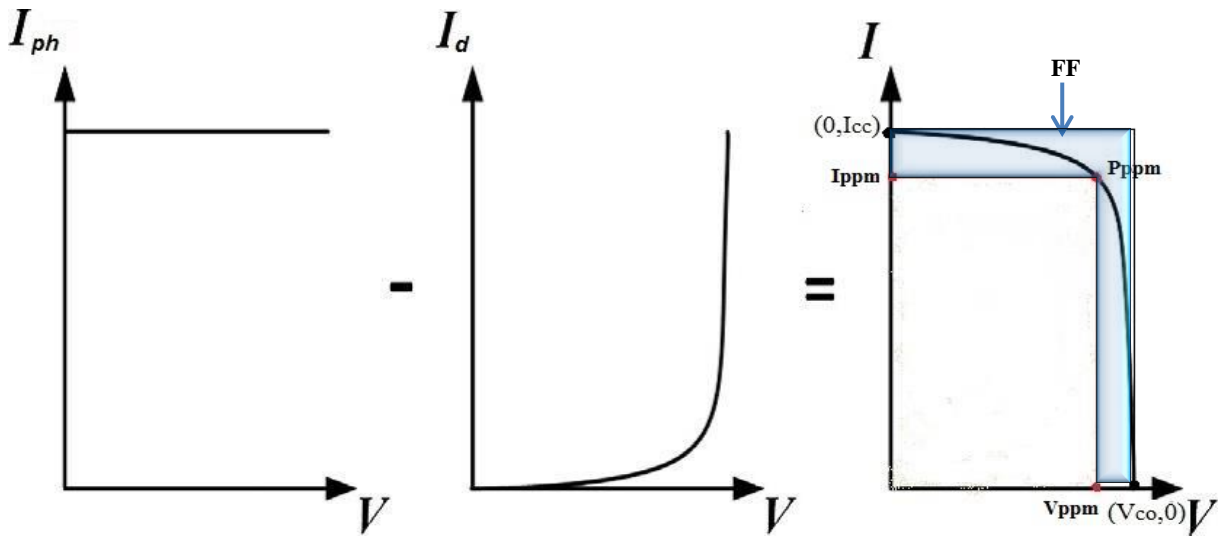


Figure I.10 : Superposition de I_{ph} et I_d et représentation graphique du FF [38].

Le modèle idéal est rarement utilisé comme modèle pour la simulation PV, il est généralement utilisé pour expliquer le concept théorique de base de la cellule PV. Afin de prendre en compte les différents phénomènes physiques présents au niveau de la cellule, les pertes dues à la résistance du contact entre le silicium et les surfaces des électrodes, la résistance des électrodes et le courant de fuite dans la jonction P-N doivent être prises en considération [38-40].

I.5.2 Modèles implicites

I.5.2.1 Modèle à une diode (Modèle- R_s)

Pour représenter les pertes indiquées précédemment (les pertes dues à la résistance du contact entre le silicium et les surfaces des électrodes et la résistance des électrodes), une résistance en série R_s est introduite au modèle idéal. Le modèle obtenu est connu sous le nom modèle à une diode ou modèle- R_s . Le circuit équivalent est représenté par la figure I.11 et la relation entre le courant et la tension est donnée par l'expression suivante :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a kT}\right) - 1 \right] \quad (I.6)$$

Généralement, les fabricants des modules PV révèlent les valeurs de V_{co} , I_{cc} , V_{ppm} , I_{ppm} , coefficient de température de la tension de circuit ouvert (k_v) et le coefficient de température du courant de court-circuit (k_i) dans les conditions de références STC.

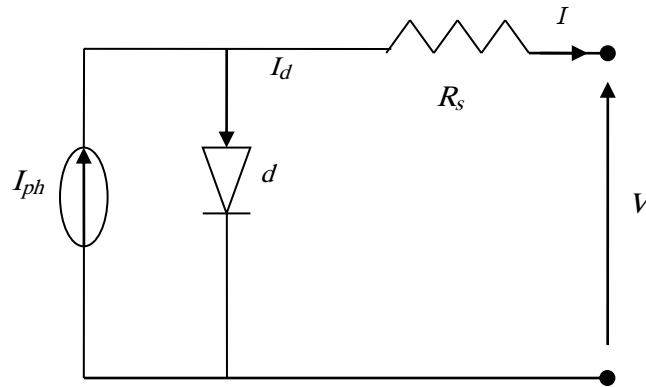


Figure I.11 : Modèle- R_s à une diode.

Pour résoudre l'équation (I.6), quatre paramètres doivent être déterminés, à savoir : I_{ph} , I_o , a et R_s , pour estimer les valeurs de ces paramètres, il est nécessaire de développer des équations indépendantes à partir des points essentiels comme par exemple : (I_{cc} , V_{co} et P_{ppm}) de la caractéristique I-V. En plus de ces points essentiels, les fonctions dérivées peuvent être également utilisées pour obtenir de nouvelles équations. Par exemple, l'inverse de pentes aux points de circuit ouvert est utilisé pour estimer R_s . D'autre part, la connaissance que la pente de la courbe de puissance au PPM est égale à zéro sert à une référence pour ajuster les valeurs de quelques paramètres [41, 42]. Dans certains cas, les expressions analytiques du coefficient de température du courant de court-circuit (k_i) [43] et du coefficient de température de tension de circuit ouvert (k_v) sont utilisées pour donner les informations nécessaires afin de calculer les paramètres analytiquement [44].

I.5.2.1.1 Méthode d'estimation des paramètres du modèle- R_s

Comme nous l'avons dit précédemment, le modèle nécessite la détermination de quatre paramètres. Il existe plusieurs méthodes dans la littérature pour estimer ces paramètres. Les méthodes les plus courantes et les plus utilisées sont lesquelles qui utilisent les informations disponibles dans la fiche technique du fabricant. On peut citer à titre d'exemple :

- Kou et al.[44] ont employé deux équations initiales aux points : courant de court-circuit ($I_{cc,STC}$, 0) et tension de circuit ouvert ($0, V_{co,STC}$), la troisième et la quatrième équations sont obtenues analytiquement à partir des coefficients (k_i) et (k_v). Les quatre paramètres du modèle dans les conditions STC sont exprimés explicitement. Ensuite ils sont translatés vers d'autres conditions T et G .

- Walker [45] a utilisé les équations initiales dans les conditions standards STC aux points : courant de court-circuit ($I_{cc,STC}, 0$), tension de circuit ouvert ($0, V_{co,STC}$) et la pente au point de circuit ouvert (dV_{co}/dI).

Les valeurs du I_{cc} et I_{ph} sont trouvées analytiquement à partir des équations au point $I_{cc,STC}$ et $V_{co,STC}$, la résistance série R_s est déterminée en évaluant la dérivée de l'équation du modèle au point V_{co} en utilisant la valeur de l'inverse de la pente à ce point et le facteur d'idéalité a est défini dans l'intervalle 1 et 2. Un autre travail basé sur le même principe peut être trouvé dans [46].

- Dans la méthode de Xiao et al. [41] les équations initiales sont utilisées aux points : ($I_{cc,STC}, 0$), ($0, V_{co,STC}$), P_{ppm} ($I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC}$), la dérivée de la puissance par rapport au V_{ppm} ($dP/dV_{ppm} = 0$) est aussi employée.

Un algorithme itératif est utilisé pour déterminer les valeurs de a et R_s par la minimisation de la valeur absolue de ($dP/dV_{ppm} = 0$). Ainsi, le facteur d'idéalité a est utilisé comme paramètre d'ajustement pour obtenir R_s .

- Chenni et al. [43] ont utilisé aussi les équations aux points : ($I_{cc,STC}, 0$), ($0, V_{co,STC}$) et P_{ppm} ($I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC}$) et une expression analytique du coefficient de tension-température (k_v).

Le facteur d'idéalité a est calculé à partir d'une expression analytique. La valeur de R_s est déterminée en utilisant une méthode de recherche binomiale proposée dans [47] qui cherche itérativement la valeur optimale de R_s dans une plage de valeurs entre $R_{s,min}$ et $R_{s,max}$. L'algorithme se répète jusqu'à ce que la valeur calculée de K_v corresponde à celle de la valeur donnée dans la fiche technique.

- Ulapane et al. [42] ont utilisé les équations initiales aux mêmes points que la méthode de Weidong et al. [41], l'expression de R_s est obtenue à partir de l'équation au point de puissance maximale PPM .

La valeur de a est déterminée en utilisant la méthode MPPT proposé dans [48], où la méthode de Newton-Raphson (N-R) est appliquée pour résoudre itérativement une équation de la forme $f(a) = 0$ obtenu à partir de ($dP/dV_{ppm} = 0$).

- Ding et al. [49] ont proposé une nouvelle forme simplifiée de la relation I-V du modèle- R_s dans les conditions STC, ainsi, ils ont utilisé les mêmes points de Ulapane et al. [42] et Xiao et al. [41] pour obtenir les équations initiales. La résistance R_s est obtenu analytiquement, en suite, le courant totale I , I_{cc} et V_{co} sont translatés vers d'autre conditions T et G , où un autre

paramètre est introduit comme facteur de correction d'éclairement, sa valeur peut être déterminé à partir d'une valeur de V_{co} différente de STC.

- Khezzar et al. [50] ont proposé des nouvelles relations de V_{co} et V_{ppm} (en fonction de T et G) à partir de certaines modifications présentées dans [51, 52], ou quatre constantes ont été ajoutées. Le courant de saturation est calculé analytiquement et le facteur d'idéalité est obtenu en utilisant l'équation à la condition ($dP/dV_{ppm} = 0$).

I.5.2.2 Modèle à une diode (Modèle- R_p)

Malgré la simplicité du modèle- R_s , sa précision se diminue lorsque la cellule subit une variation importante de la température [38]. Ceci est dû au fait que le modèle tient compte du rôle du V_{co} et du coefficient de température k_v [45]. La sensibilité à la température est améliorée en insérant une résistance de shunt ou résistance parallèle R_p [38], comme montré dans la figure I.12. Le modèle est connu dans la littérature « modèle- R_p ». En effet, la présence de la résistance R_p correspond au courant de fuite au niveau de la jonction P-N. Sa valeur varie selon les méthodes de fabrication [38]. Avec cette composante supplémentaire, le courant de sortie est réécrit comme suit :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a kT}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (I.7)$$

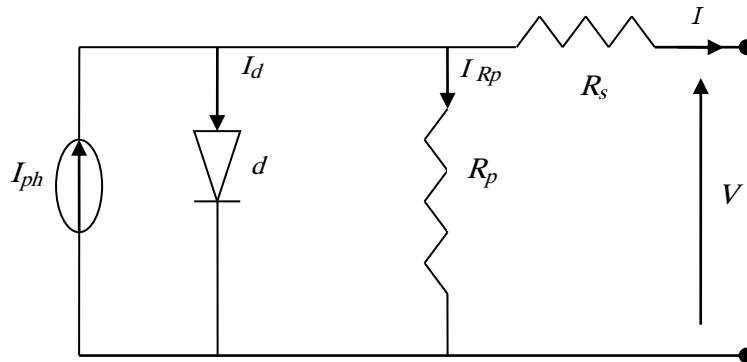


Figure I.12 : Modèle- R_p à une diode.

L'addition de la résistance parallèle a augmenté les paramètres du modèle à cinq, à savoir I_{ph} , I_o , a et R_s et R_p . Bien que des performances améliorées, la précision se diminue à faible éclairement, en particulier dans les proximités de V_{co} [53]. Néanmoins, en raison du bon compromis entre la simplicité et la précision, le modèle- R_p est le plus populaire [38, 54, 55], il nécessite la détermination de cinq paramètres.

En outre, la valeur de chaque paramètre a une influence importante sur la caractéristique I-V. Par exemple, l'augmentation de la valeur de R_s réduit la pente de la courbe I-V entre le PPM et V_{co} , diminuant ainsi la puissance maximale [56]. En revanche, l'augmentation de R_p réduit la pente de la courbe entre I_{cc} et PPM , ce qui conduit à augmenter la puissance de sortie [57]. De plus, une grande valeur de a réduit la forme de la courbe I-V [58], modifiant ainsi la position du PPM .

Généralement, les courants I_{ph} et I_o peuvent être exprimés analytiquement à partir des équations obtenues dans les conditions aux points de court-circuit et circuit ouvert [38]. Comme le courant I_o est négligeable au point de court-circuit, plusieurs chercheurs considèrent I_{ph} égale à I_{cc} [41-45, 59, 60]. Une fois que le courant I_{ph} est connu, I_o peut être obtenu partir de condition au point de circuit ouvert. Cependant, plusieurs travaux n'appliquent pas ces suppositions pour améliorer la précision [4,61-63]. D'autre part, la détermination de a , R_s et R_p nécessite d'autres équations, généralement obtenues au PPM ou de la dérivée au PPM [4, 5, 64]. Certains travaux développent ces équations à partir des expressions analytiques des coefficients k_i et k_v [65, 66], la résolution de ces équations s'effectue par les méthodes numériques.

Comme règle générale, pour une convergence rapide, les valeurs initiales des paramètres doivent être sélectionnées. Tenant en compte l'influence de R_s sur la courbe I-V dans la zone de circuit ouvert, l'estimation initiale peut être obtenue à partir de l'inverse de la pente mesurée à ce point. De même, l'estimation initiale de R_p peut être obtenue à partir de l'inverse de la pente mesurée au point de court-circuit [45, 67-69]. Ces estimations nécessitent les données graphiques de la fiche technique du module/cellule PV. Dans le cas où la courbe I-V n'est pas fournie, l'auteur dans [70] a suggéré que R_p soit estimée en divisant la pente entre PPM et le courant de court-circuit par deux. D'autre part, dans [71], une méthode tabulaire est proposée pour estimer R_s et R_p . Pourvu que le facteur d'idéalité de la diode soit habituellement dans un intervalle limité (p. ex. $1 \leq a \leq 2$), il est usuel de l'attribuer une valeur arbitraire, cela simplifie considérablement le calcul des paramètres restants [54].

I.5.2.2.1 Méthodes d'estimation des paramètres du modèle- R_p

Parmi les méthodes d'estimation des paramètres du modèle- R_p , on peut rapporter les plus citées dans la littérature :

- De blas et al. [61] ont utilisé les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$ et P_{ppm} ($I_{ppm,STC}$, $V_{ppm,STC}$), l'inverse de la pente au point de circuit ouvert ($R_{so} = -dV/dI|_{V_{co}}$) et l'inverse de la pente au point de court-circuit ($R_{po} = -dV/dI|_{I_{cc}}$) sont aussi employées. Les cinq paramètres du modèle sont dérivés à partir de l'équation. (I.4).

L'auteur suit la norme internationale IEC 891 [72] pour obtenir la relation du courant I_o en fonction de la température. Commenant par une valeur initiale de R_s un algorithme est employé pour calculer R_p et a . Où R_s est réitérée et ajustée en conséquence. I_{ph} et I_o sont calculées en fonction de cela.

- Hadj et al. [69] ont utilisé les mêmes points que De blas et al. [61], les paramètres sont obtenus à partir de l'équation. (I.4). R_p est estimée comme l'inverse de la pente au point de court-circuit ($R_{po} = -dV/dI|_{I_{cc}}$) $R_p = R_{po}$. a , R_s , I_o et I_{ph} sont ensuite calculés, I_{cc} et V_{co} sont translatés vers des conditions différentes des conditions STC. Une implémentation détaillée de ce modèle est présentée dans [73].

- De Soto et al. [65] ont amélioré le modèle a une diode modèle- R_p par l'addition des facteurs suivant : le modificateur de masse d'air, le Rayonnement absorbé, Le modificateur d'angle d'incidence. Les conditions pour obtenir les équations initiales sont aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, P_{ppm} ($I_{ppm,STC}$, $V_{ppm,STC}$) et $(dP/dV_{ppm} = 0)$, une expression analytique de K_v est aussi employée.

Pour trouver les cinq paramètres du modèle aux conditions de références, cinq équations simultanées ont été obtenues et résolues en utilisant EES (Ingéniering equation Solver) [74], les paramètres ainsi trouvés sont translatés vers des conditions (T et G) différentes. Le modèle a été validé expérimentalement avec des cellules de différentes technologies (cellules mono et poly-cristalline, cellule à couche mince et cellule amorphe à triple- jonction).

- Sera et al. [4] ont employé aussi les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, P_{ppm} ($I_{ppm,STC}$, $V_{ppm,STC}$) et $(dP/dV_{ppm} = 0)$, la dérivée du courant par rapport à la tension au point de court-circuit égale à la résistance R_p ($dI/dV|_{I_{sc}} = -I/R_p$) est utilisée comme une autre condition.

A partir d'un système de trois équations avec trois inconnues, R_s , R_p et a , ont été déterminés à l'aide d'un algorithme itératif ou méthode numérique.

La méthode dans [75] a réduit le nombre de paramètres inconnus à deux en obtenant la valeur du facteur d'idéalité a à partir d'une table de recherche qui contient des valeurs de a correspondent à différentes types de technologies photovoltaïques.

Le même modèle est modifié dans [76] où les cinq paramètres sont déterminés en utilisant la méthode de Gauss-Seidel.

- Villalva et al. [5] ont utilisé les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$ et $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$. La valeur de a est choisie arbitrairement dans un intervalle ($1 < a < 1.5$) pour la technologie silicium. Les résistances R_s et R_p sont déterminées à partir d'un algorithme itératif en faisant correspondre la puissance maximale calculée à la puissance maximale donnée par le fabricant. R_s est incrémentée à partir d'une valeur initiale de zéro et la valeur initiale de R_p est déterminée en utilisant la pente de la section de ligne entre le point de circuit ouvert et le point de puissance maximale. Une méthode similaire pour calculer R_s et R_p a été adoptée dans [77].

- Lo Brano et al. [67] ont proposé une version améliorée de l'équation du modèle à une diode modèle- R_p par l'addition d'un facteur de correction thermique K pour donner un bon ajustement de la courbe I-V à une température différente de 25°C. Les conditions pour obtenir les équations initiales sont aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(R_{so} = -dV/dI|_{V_{co}})$ et $(R_{po} = -dV/dI|_{I_{cc}})$.

Un algorithme d'essai et d'erreur est utilisé : à partir des valeurs initiales de R_s et a , et en supposant que $(I_{ph, STC} = I_{cc,STC})$ et $(R_p = R_{po})$ les valeurs de I_o , I_{ph} et R_p sont calculées. Par conséquent, la nouvelle valeur de a obtenue est comparée à sa valeur précédente, ensuite ajusté de manière appropriée. Le processus se répète jusqu'à ce que a converge pour une tolérance souhaitée. De même, R_s est ainsi calculée et ajustée pour une bonne convergence. Chaque itération du deuxième essai et erreur (pour R_s) lance le premier (pour a), ce qui en fait un algorithme double imbriqué. L'algorithme réitère jusqu'à ce que la convergence soit atteinte pour R_s et a . Ce modèle a été validé expérimentalement dans [78].

- Orioli and Di Gangi [71] ont utilisé le modèle de Lo brano et al. [67], cependant, le facteur de correction thermique K est déterminé par une procédure d'essai et d'erreur en faisant correspondre la puissance maximale estimée du modèle avec la puissance maximale donnée par le fabricant. Les conditions d'équations initiales sont les mêmes utilisées par de Lo brano et al. [67], néanmoins, deux expressions ont été proposées pour obtenir les valeurs de R_{so} et R_{po} .

Pour trouver les paramètres du modèle, une méthode de bisection modifiée a été utilisée. Tout d'abord, en supposant une valeur initiale de R_s pour calculer a et I_o . Les valeurs obtenues sont ainsi testées en utilisant l'équation dérivée à $(R_{so} = -dV/dI|_{V_{co}})$. Si ces valeurs ne

satisfont pas l'équation, une nouvelle valeur de R_s est générée. Le processus répète jusqu'à ce que l'équation soit satisfaite pour une tolérance souhaitée.

- AlQahtani [79] ont employé les points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm} (I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(dP/dV|_{ppm} = 0)$ pour obtenir les équations initiales, la dérivée de la puissance par rapport au courant au point de puissance maximale $(dP/dI|_{ppm} = 0)$ est utilisée comme cinquième équation pour éviter l'estimation graphique. Une méthode similaire peut être trouvée dans [70].

La valeur initiale du facteur d'idéalité peut être choisie entre 1 et 1.5, ainsi, le photocourant $I_{ph,STC}$ est supposé égale au courant de court-circuit $I_{cc,STC}$. En utilisant MATLAB/toolboxes, trois algorithmes d'optimisation, à savoir l'algorithme de région-confiance-dogleg, l'algorithme de région-confiance-réfléchissant et l'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM), ont été appliqués successivement pour résoudre les cinq paramètres du modèle.

- Mahmoud et al. [80] ont utilisé les points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm} (I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(dP/dV|_{ppm} = 0)$ pour obtenir les équations initiales. A partir d'une méthode d'optimisation, Il a été constaté que la valeur maximale de R_p donne un meilleur ajustement de la courbe I-V. En outre, soit la valeur de R_s égale à zéro, ou la valeur de R_p tend vers l'infini. Basée sur ces résultats, L'algorithme commence par des suppositions : $I_{ph,STC} = I_{cc,STC}$ et $R_p = 10^7$ (tend vers l'infini), si ceci donnent des valeurs valides de R_s et a , l'algorithme passe à calculer I_o . Sinon, R_s est supposée nulle pour calculer R_p , a , et I_o .

- Chouder et al. [62] ont utilisé les conditions pour obtenir les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm} (I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(R_{so} = -dV/dI|_{V_{co}})$ et $(R_{po} = -dV/dI|_{I_{sc}})$.

En supposant que $(R_{p,STC} = R_{po})$ et $(R_{s,STC} = R_{so})$, les paramètres $I_{ph,STC}$, a_{STC} et $I_{o,STC}$ sont calculés explicitement dans les conditions STC. Ensuite, les cinq paramètres du modèle sont translatés vers des conditions différentes de STC.

- Adamo et al. [68] ont utilisé les conditions pour obtenir les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm} (I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(R_{so} = -dV/dI|_{V_{co}})$.

Dans cette méthode le facteur d'idéalité a été choisi entre 1 et 2. Ensuite, Deux expressions ont été présentées pour estimer les valeurs initiales de R_s et R_p , alors que les valeurs optimales pour ces deux paramètres sont déterminées à l'aide d'un algorithme d'ajustement de courbe « curve fitting ».

- Siddiqui et al. [81] ont utilisé les conditions pour obtenir les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$ et $(dP/dV|_{ppm} = 0)$.

Une méthode d'optimisation multi-variable [82] a été utilisée pour estimer les paramètres du modèle- R_p , ensuite, à partir d'une analyse de sensibilité appliquée au modèle, deux nouveaux paramètres ont été ajoutés aux équations de translation de I_{ph} et a , les valeurs de ces paramètres sont ainsi trouvées par une deuxième utilisation de la méthode d'optimisation. Un simulateur PV basé sur le modèle modifié de Siddiqui et al. [81] a été proposé dans [83].

- Peng et al. [84] ont proposé une version modifiée du modèle- R_p ou l'équation du modèle a été résolue par l'application de la fonction LambertW. la méthode utilise seulement trois points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$ et $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$ pour obtenir les équations initiales. Le facteur d'idéalité est supposé égal à 1. Les résistances R_s et R_p sont calculées dans les conditions de références par une méthode itérative, ou les valeurs initiales de ces deux paramètres sont supposé comme proposé dans [5].

- Lineykin et al. [63] ont utilisé les conditions pour obtenir les équations initiales aux points : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$ et $(dP/dV|_{ppm} = 0)$. l'équation du modèle- R_p a été modifiée par l'application des lois de Kirchoff et la fonction Lambert W, deux expressions explicites des courants $I_{ph,STC}$ et $I_{o,STC}$ ont été proposées, en substituant ces derniers dans l'équation du modèle au points $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$ et $(dP/dV|_{ppm} = 0)$, et par conséquent, on obtient deux équations contenant seulement trois paramètres inconnus (a , R_s , R_p). La valeur initiale du facteur d'idéalité est supposée entre 1 et 2. Une méthode d'optimisation est utilisée pour trouver la valeur de a en minimisant l'erreur calculée entre les courbes I-V mesurées et simulées. Une fois que la valeur optimale de a est obtenue, R_s , R_p , I_{ph} et I_o peuvent être calculés.

- Senturk and Eke [85] ont développé une méthode pour identifier les paramètres du modèle- R_p . Une nouvelle relation empirique pour déterminer R_s a été proposée. La valeur initiale de R_s est identifiée à partir de la pente de la courbe I-V donnée par le fabricant, donc un logiciel de numérisation doit être utilisé pour convertir l'image graphique en données numériques.

I.5.2.3 Modèle à deux diodes

Le modèle à deux diodes est initialement proposé par Wolf et Rauschenbach [60]. Tenons en compte la perte de courant de recombinaison dans la région de déplétion, une deuxième diode $d2$ est ajoutée au circuit équivalent de la cellule PV comme représenté dans la figure I.13.

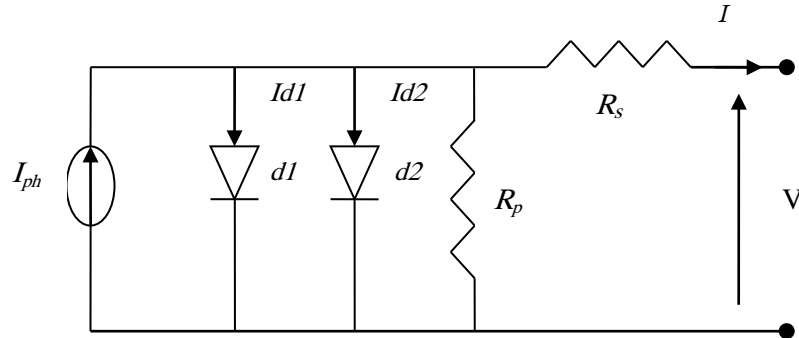


Figure I.13 Modèle à deux diodes.

Deux nouveaux paramètres ont été donc ajoutés : le courant de saturation I_{o2} et le facteur d'idéalité a_2 de la deuxième diode. L'expression de la relation courant-tension est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a_1 kT}\right) - 1 \right] - I_{o2} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a_2 kT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (I.8)$$

Contrairement au modèle à une diode, l'avantage du modèle à deux diodes est d'améliorer la précision à faible éclaircissement. Cependant, l'utilisation de ce modèle dans la simulation photovoltaïque est limitée en raison de sa complexité (il nécessite l'estimation de sept paramètres) [38], donc le temps de calcul est assez long.

I.5.2.3.1 Méthodes d'estimation des paramètres du modèle à deux diodes

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature. Cependant, la majorité de ces méthodes nécessitent des coefficients supplémentaires qui ne sont pas disponibles dans la fiche technique du fabricant.

- La méthode de Gow et Manning [86] se compose d'un système d'acquisition de données pour collecter les données de I et V et d'un ajusteur de courbes pour trouver les paramètres du circuit équivalents en fonction des valeurs de G et T . Treize constantes (K_0-K_{12}) doivent être estimées pour chaque condition à l'aide de l'ajusteur de courbe pour calculer avec précision les valeurs des paramètres du modèle. Même si cette méthode est précise elle est très complexe.

Le changement mentionné dans [87] est similaire à [86] mais il a été expliqué de manière détaillée. La technique d'ajustement de courbe de l'algorithme de LM permet de trouver les paramètres du modèle. Pour appliquer cette technique, les valeurs initiales doivent être déterminées par l'utilisation de nombreuses équations qui doivent être résolues itérativement. Une fois les valeurs initiales sont calculées, les paramètres du modèle sont exprimés en fonction de la variation de l'éclairement et de la température. Un travail similaire est effectué dans [88].

- Ishaque et al. [6, 89] ont proposé des simplifications dans le modèle à deux diode et ont réduit les sept paramètres inconnus à quatre en supposant que les deux courants de saturation I_{o1} et I_{o2} sont égales. Ainsi, une relation reliant les deux facteurs d'idéalité a été proposée où un nouveau paramètre est introduit pour éliminer l'ambiguïté qui peut survenir lors du choix des valeurs de a_1 et a_2 . Les valeurs de R_s et R_p sont déterminées à l'aide d'une approche proposée initialement dans [5]. Un simulateur basé sur cette méthode a été développé dans [90] en utilisant MATLAB Simulink.

- Di Vincenzo et al. [91] ont proposé une méthode pour estimer les paramètres du modèle où R_s et R_p sont calculées en dérivant la tension par rapport au courant aux points : tension de circuit ouvert et courant de court-circuit, respectivement. Les courants de saturation I_{o1} et I_{o2} sont calculés à partir de deux expressions explicites. Le facteur d'idéalité a_1 est obtenu analytiquement et a_2 est supposé égale à 2.

- Elbaset et al. [92] ont proposé une méthode de calcul de sept paramètres (les sept paramètres sont rangés sous une forme matricielle) où six équations ont été obtenues à partir des points initiales: $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(R_{so} = -dV/dI|_{V_{co}})$ et $(R_{po} = -dV/dI|_{I_{cc}})$, et la septième équation est obtenue à partir d'une relation entre les deux facteurs d'idéalité a_1 et a_2 . Un algorithme basé sur la méthode de N-R a été proposé pour obtenir les sept paramètres.

- Hejri et al. [93] ont réduit le nombre de paramètres à cinq où les facteurs d'idéalités a_1 et a_2 sont supposés égaux à 1 et 2 respectivement. Par la suite, cinq équations ont été obtenues et approximées analytiquement à partir des points initiales : $(I_{cc,STC}, 0)$, $(0, V_{co,STC})$, $P_{ppm}(I_{ppm,STC}, V_{ppm,STC})$, $(dP/dV|_{ppm} = 0)$ et $(R_p = -dV/dI|_{I_{cc}})$ et les cinq paramètres sont trouvés en utilisant la méthode de Newton-Raphson.

- Babu et al. [94] ont simplifié le modèle à deux diodes en négligeant les deux résistances R_s et R_p . alors que, les courants I_{ph} et I_{o1} sont calculés selon [95] et I_{o2} est déduit à partir d'une relation proposée dans [96]. ainsi, un algorithme itératif basé sur la méthode dans [5] a été proposé pour calculer a_1 et a_2 .

I.5.2.4 Méthodes intelligentes et techniques d'optimisation pour la modélisation et l'estimation des paramètres de la cellule PV

Ces dernières années, de nouvelles approches ont été développées pour obtenir les paramètres des modèles à une diode et deux diodes, leur principe est l'extraction de ces paramètres à partir de la courbe I-V en utilisant des méthodes ou intelligentes techniques d'optimisation. La précision des paramètres extraits dépend du type d'algorithme, de la fonction d'activation et des conditions initiales [97-99]. Citons par exemple les méthodes les plus connues : à savoir les AG, les RNA, les algorithmes d'optimisations.

I.5.2.4.1 Algorithmes génétiques (AG)

Les AG sont des algorithmes d'optimisation fondés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique. Il repose sur l'application répétitive d'opérateurs de sélection (connues sous le nom de chromosomes), de croisement et de mutation dans le but de trouver des solutions pour un problème donné [38]. Vue les avantages des AG pour l'estimation des paramètres électriques nécessaires pour la modélisation des modules PV, comme la robustesse, leur convergence rapide. Plusieurs travaux peuvent être trouvés dans la littérature, nous citons comme exemple :

- Jervase et al. [100] ont utilisé l'AG pour extraire les paramètres du modèle à deux diodes à partir d'une courbe I-V simulée, où l'estimation des paramètres est exprimée en tant que recherche et optimisation.

- Moldovan et al. [101] ont employé une technique d'AG pour extraire les paramètres de la cellule à partir d'une courbe simulée en utilisant une expression explicite du modèle- R_p obtenu à l'aide de la fonction Lambert W. Bien que les paramètres extraits soient considérablement précis, le processus d'extraction était généralement lent [38].

- Zagrouba et al. [102] ont utilisé l'AG pour identifier les paramètres du modèle- R_p à partir des courbes I-V mesurées de plusieurs cellules et modules PV (les courbes sont générées à l'aide d'un testeur de cellule [103]). Les paramètres extraits ont été utilisés pour

calculer le point de puissance maximale correspondant pour chaque courbe. Un travail similaire a été proposé dans [104].

- Ismail et al. [105] ont utilisé un AG pour trouver les paramètres a , R_s et R_p des modèles à une diode et deux diodes séparément, ainsi I_o et I_{ph} sont obtenus analytiquement, les paramètres sont optimisée sur un intervalle de G et T . Un travail similaire est présenté dans [106] où les résultats obtenus par l'AG sont comparés à la méthode de N-R et l'algorithme de LM.

I.5.2.4.2 Réseaux de neurones artificiels (RNA)

Le réseau de neurones artificiel est un modèle de calcul dont la conception est très schématiquement inspiré du fonctionnement des neurones. Il se compose de neurones qui sont interconnectés de façon que la sortie d'un neurone puisse être l'entrée d'un ou plusieurs autres neurones. Les RNA constituent aujourd'hui un véritable outil pour la résolution de plusieurs problèmes où les méthodes classiques ont montré leurs limites. On peut trouver dans la littérature les travaux comme exemple :

- Balzani et Reatti [107] ont modélisé le comportement du module PV en utilisant la retro-propagation RNA qui comprend deux couches cachés de 6 et 12 neurones, respectivement. La retro-propagation repose sur la fonction LM.

- Zhang et Yun [108] ont développé une méthode basé sur les réseaux de neurones à fonction radiale pour modéliser les modules PV et obtenir les courbes I-V. Le modèle dans [87] a été utilisé pour générer les données d'apprentissage.

- Karatepe et al. [109] ont utilisé 20 nœuds cachés de RNA pour estimer les paramètres du modèle- R_p . Les résultats du modèle de King et al. [110] sont utilisés pour l'apprentissage. Les résultats obtenus sont plus précis que le modèle conventionnel [111].

- Almonacid et al. [112] ont présenté une méthode basée sur l'RNA pour générer les courbes I-V dans toutes les conditions T et G des cellules PV monocristallines et polycristallines. Un travail similaire est présenté dans [113] pour la caractérisation des modules CIS. D'autres travaux ont utilisé les RNA pour le dimensionnement et la simulation d'un système PV [114, 115].

- Fathabadi et al. [116] ont proposé une méthode basée sur la combinaison de la fonction Lambert-W et les RNA pour obtenir les caractéristiques I-V des cellules et modules

cristallins. Les cinq paramètres du modèle- R_p sont calculés en utilisant la technique proposée qui compare la représentation de la fonction Lambert W de la caractéristique I-V avec le modèle RNA pris de la relation courant-tension.

- Kulaksiz et al. [117] ont présenté un RNA hybride dans lequel I_{ph} , I_o , R_p sont exprimés explicitement en fonction de a et R_s . Le réseau de neurone estime les valeurs de a et R_s , les paramètres restants sont calculés analytiquement.

I.5.2.4.3 Logique floue (LF)

La logique floue (LF) est un type de système logique à valeurs multiples qui fournit une structure d'inférence pour imiter les capacités de raisonnement humain. Plusieurs travaux appliquant cette technique peuvent être trouvés dans la littérature, on peut citer par exemple :

- Elshatter et al. [118] ont utilisé un modèle de régression floue pour estimer les paramètres du modèle- R_p de la cellule PV basé sur une quantité limitée de données mesurées.

- Abdulhadi et al. [119] ont développé une technique hybride neuro-floue RNA (NFANN) pour les champs PV. Par rapport à l'RNA pure, le NFANN nécessite moins de données pour l'apprentissage, donc plus adaptée pour les systèmes photovoltaïques nouvellement installés, où les données mesurées sont limitées.

- Bendib et al. [120] ont proposé une méthode d'extraction de paramètres par la logique floue pour les cellules organiques. Basé sur un ensemble de règles définies dans la mémoire associative floue, chaque paramètre est ajusté pour adapter la courbe I-V calculée à la courbe expérimentale.

I.5.2.4.4 Optimisation par essais de particules (PSO)

Optimisation par essais de particules (PSO) est une méthode qui est mathématiquement inspirée par l'étude et la modélisation du comportement des organismes sociaux, comme une volée d'oiseaux. En modélisation PV, la méthode d'optimisation est utilisée lorsque les informations étendues sur les paramètres du modèle sont nécessaires. Ces connaissances sont cruciales pour optimiser le processus de fabrication des cellules ou pour étudier les performances de ces dernières [38]. Plusieurs travaux sont disponibles dans la littérature, on peut citer par exemple :

- Ye et al. [121] ont appliqué PSO pour extraire les paramètres des modèles à une diode et deux diodes à partir des courbes I-V expérimentales. Par rapport à l'AG, ils ont été trouvés que OPS est plus précis avec une vitesse de calcul plus courte. Une amélioration de cette méthode est présentée dans [122].
- Sandrolini et al. [123] ont utilisé PSO en combinant avec l'analyse par groupe. Initialement, PSO est employée pour trouver les paramètres du modèle à deux diodes, ensuite, l'analyse du groupe est utilisée pour agir comme un filtre de correction des paramètres obtenus par PSO.
- Qin and Kimball [124] ont utilisé PSO pour obtenir les paramètres des modules PV à partir des données réelles sur le site sous des conditions T et G variables.
- Macabebe et al. [125] ont employé PSO pour extraire les paramètres du modèle à deux diodes pour plusieurs types des cellules et de modules PV. Les paramètres obtenus ont été utilisés pour identifier les différents mécanismes affectant la performance PV.
- Wei et al. [126] ont utilisé l'algorithme d'optimisation par essaims de particules de chaos pour extraire les paramètres du modèle- R_p de la cellule et du module PV. Dans cette méthode, le mécanisme de recherche chaotique est utilisé pour réinitialiser les particules stagnantes, cela permet d'améliorer la capacité de recherche globale et locale.
- Soon and Low [127] ont proposé une méthode PSO pour identifier les paramètres du modèle- R_p , une fonction d'activation est obtenue à partir des équations aux points I_{sc} , V_{oc} et P_{ppm} pour trouver les valeurs optimales de a , R_s et R_p , une fois ces valeurs sont obtenues, I_o et I_{ph} sont calculés analytiquement. Une version améliorée de cette méthode est présentée dans [128].
- Khanna et al. [129] ont développé un modèle à trois diodes, où la résistance R_s est supposée varier linéairement avec le courant de charge, les paramètres du modèle sont calculés en utilisant PSO.
- Bana et al. [130] ont présenté une technique PSO avec des contraintes binaires pour identifier les paramètres du modèle à une diode pour les modules mono et poly-cristallins.

I.5.2.4.5 Autres méthodes intelligentes

En plus des méthodes citées précédemment, Il existe d'autres méthodes pour l'extraction des paramètres et la simulation des cellules/modules PV tel que : la méthode d'évolution différentielle [131-135] et les algorithmes révolutionnaires : Algorithme d'accouplement d'oiseaux [136, 137], optimisation d'essaim d'abeilles artificiels [138, 139], optimisation d'essaim de chats [140], algorithme de saut de grenouille [141], optimisation des essaims de poissons [142], algorithme de fourrage bactérien [143, 144], Optimisation biogéographique [145].

I.5.2.5 Autre modèles implicites

En plus des modèles mentionnés ci-dessus, d'autres modèles ont été introduits dans la littérature. On peut citer comme exemples : le modèle à une diode avec capacité [146], les modèles à deux diodes modifiés [147, 148], le modèle à trois diodes [149], le modèle de dérive-diffusion [150] et le modèle de diode multidimensionnelle [151]. Cependant, en raison de la complexité de ces modèles, leur application dans la simulation des cellules PV est très limitée.

I.5.3 Modèles explicites

I.5.3.1 Modèle d'Akbaba et al.

Akbaba et al. [152] ont présenté un modèle explicite, où son expression est donnée par :

$$I = \frac{V_{oc} - V}{A + BV^2 - CV} \quad (I.9)$$

où le coefficient A est le rapport de la tension V_{co} au courant I_{cc} de la cellule; les coefficients B et C sont les solutions du système d'équation obtenu en se substituant à l'équation (I.9) les valeurs de tension et du courant de deux points des courbes I-V situés dans l'intervalle $0.94I_{cc}$ et $0.68 I_{cc}$.

I.5.3.2 Modèle de king et al.

Dans les laboratoires nationaux de Sandia, king et al. [110] ont développé un modèle explicite en utilisant des corrélations empiriques et des coefficients déterminés expérimentalement pour estimer la performance du système PV. La précision du modèle a été démontrée pour les modules de toutes les technologies ainsi que pour les modules à

concentration. Les effets électriques, thermiques, spectraux et optiques pour les modules photovoltaïques sont tous inclus dans le modèle. Les courants et les tensions à cinq points sur la courbe I-V sont calculés en utilisant les équations (I.10) - (I.15).

$$I_{cc} = I_{cc,STC} f_1(A M_a)(E_b f_2(A O I) + f_d E_{diff} / G_{STC})(1 + k_i(T - T_{STC})) \quad (I.10)$$

$$I_{ppm} = I_{ppm,STC} (C_0 G + C_2 G^2)(1 + \mu_{Ippm}(T - T_{STC})) \quad (I.11)$$

$$V_{co} = V_{co,STC} + N_s \delta(T) \ln(G) + k_v(G)(T - T_{STC}) \quad (I.12)$$

$$V_{ppm} = V_{ppm,STC} + C_2 N_s \delta(T) \ln(G) + C_2 N_s (\delta(T) \ln(G))^2 + K_v(G)(T - T_{STC}) \quad (I.13)$$

$$I_x = I_{x0} (C_4 G + C_5 G^2)(1 + k_i(T - T_{STC})) \quad (I.14)$$

$$I_{xx} = I_{xx0} (C_4 G + C_5 G^2)(1 + k_i(T - T_{STC})) \quad (I.15)$$

Des détails sur les coefficients introduits dans ce modèle sont trouvés dans [110].

I.5.3.3 Modèle de Karmalkar and Haneefa

Un modèle explicite a été proposé par Karmalkar and Haneefa. [8], où la relation entre le courant normalisé i et la tension normalisée v est définie par l'expression suivante :

$$i = 1 - (1 - \gamma)v - \gamma v^m \quad (I.16)$$

où : $v = V/V_{co}$ et $i = I/I_{cc}$, γ et m sont deux paramètres empiriques.

Une description détaillée est présentée dans [153] où le modèle est appliqué aux cellules de différentes technologies.

I.5.3.4 Modèle de Billini et al.

Billini et al. [154] ont proposé un modèle explicite qui peut représenter le comportement des modules cristallins, où son équation est définie par :

$$I = I_{cc} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{co}}\right) - 1 \right) \right] \quad (I.17)$$

$$\text{avec : } C_1 = \left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}} \right) \exp\left(\frac{V_{ppm}}{C_2 V_{co}}\right) \quad (I.18)$$

$$\text{et : } C_2 = \frac{\left(\frac{V_{ppm}}{V_{co}} - 1\right)}{\ln\left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}}\right)} \quad (\text{I.19})$$

Les données du fabricant sont utilisées pour calculer les paramètres de ce modèle.

I.5.3.5 Modèle de Saloux et al.

Saloux et al. [7] ont introduit un modèle à une diode dans lequel les résistances R_s et R_p sont négligeables, alors que, l'équation standard (I.1) est utilisée pour un module. Le nombre de cellules connectées en série N_s est introduit, ainsi, la relation courant-tension devient comme suit :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{qV}{aN_s kT}\right) - 1 \right] \quad (\text{I.20})$$

Les courants I_{ph} et I_o sont calculés suivant la référence [5] et le facteur d'idéalité a est obtenu analytiquement. Le modèle est appliqué aux modules cristallins.

I.5.3.6 Modèle de Das

Dans [9], Das a présenté un modèle pour trouver explicitement les valeurs de V_{ppm} , I_{ppm} et FF . Le modèle est basé sur une approche similaire à celle proposée dans [8]. L'expression explicite du modèle est donnée par :

$$v^m + i^n = 1 \quad (\text{I.21})$$

où : $v = V/V_{co}$ et $i = I/I_{cc}$, m et n sont deux paramètres qui définissent la forme de la caractéristique ($i-v$).

I.5.3.7 Modèle d'Amrouche et al.

D'après le modèle présenté dans [155] et le principe de la réponse d'un système de premier ordre, Amrouche et al. [156] ont proposé un modèle explicite où son expression est donnée par :

$$I = E \left(1 - e^{\left(\frac{V - V_{co}}{\tau}\right)} \right) \quad (\text{I.22})$$

Dans lequel le paramètre τ est défini comme une constante, Il influe sur les pentes de la courbe I-V au voisinage du courant I_{cc} et de la tension V_{co} .

E est la valeur du courant maximal correspondant à $V = -\infty$, il est défini comme suit :

$$E = I_{\max} = \frac{I_{cc}}{1 - e^{\left(\frac{-V_{co}}{\tau}\right)}} \quad (I.23)$$

Le modèle a été amélioré et validé expérimentalement dans [157] pour trois modules de technologies : Si-mono, CIS et CdTe.

I.5.3.8 Modèle de Massi pavan et al.

Massi pavan et al. [10] ont proposé un modèle explicite pour la simulation des modules/générateurs PV en utilisant les données du fabricant. Dans [11] le modèle a été validé expérimentalement au point de puissance maximale pour trois modules de technologies différentes (Si-poly, CIGS et CdTe). L'expression explicite du modèle est définie selon :

$$I = I_L + z \Delta T - \frac{e^{m[V - w \Delta T]} - 1}{e^m - 1} \quad (I.24)$$

où : I est le courant normalisé, I_L est l'éclairement par unité, m est le facteur exponentiel, V est la tension normalisée, w (1/°C) est le coefficient de température de I_{cc} , z (1/°C) est le coefficient de température de V_{co} et $\Delta T = (T - 25)^\circ\text{C}$ (c'est la différence entre la température aux conditions standards (25°C) et la température de la cellule T (°C)).

I.5.3.9 Autres modèles explicites

Généralement, d'autres modèles ont été proposés dans la littérature, leur principe est basé sur le modèle à une diode (modèle- R_p) ou deux diodes, dans lequel la solution de l'équation du modèle est obtenue explicitement par l'application de différentes méthodes. On peut citer par exemple: le modèle basé sur le développement de la série de Taylor [158], le modèle basé sur la fonction Lambert W [159], le modèle basé sur la fonction Lambert W et le polynôme de sixième ordre [160]. Le modèle basé sur la fonction symbolique [161], le modèle basé sur les équations de translation améliorées [162],...etc.

I.6 Conclusion

Dans ce chapitre, les travaux importants sur la modélisation des cellules PV ainsi que les différentes méthodes employées pour l'estimation des paramètres de ces derniers ont été classées et présentées.

Les modèles de la cellule PV sont divisés en deux catégories : modèles implicites et modèles explicites. Dans les modèles implicites les méthodes numériques sont largement utilisées car elles offrent un compromis raisonnable entre la simplicité, précision et rapidité de calcul. D'autre part, ces méthodes dépendent en grande partie des conditions initiales, ce qui affecte sa précision et sa convergence.

Au cours des dernières années, des méthodes d'intelligence artificielle et algorithmes d'optimisation ont été utilisés pour l'extraction de paramètres des cellules PV. En dépit d'atteindre des résultats plus précis, Ces techniques nécessitent une large base de données et un temps de simulation étendus.

Récemment, de nouveaux modèles basés sur des expressions simples éliminent l'utilisation des circuits équivalents de la cellule PV et réduisent le nombre de paramètres nécessaires pour décrire et simuler le comportement des cellules/modules PV.

Cependant, Le choix des modèles dépend du besoin de l'utilisateur, du type et de la technologie de la cellule PV.

CHAPITRE II

LOGICIELS DE SIMULATION
PHOTOVOLTAÏQUE

II.1 Introduction

Dans le domaine du développement PV, de nombreux outils logiciels de simulation intéressants sont disponibles sur le marché. Dans ce chapitre nous allons présenter les logiciels de simulation les plus connus (Nous nous sommes basés en particulier sur les systèmes PV). Ces derniers couvrant différentes catégories telles que la planification, l'analyse, l'évaluation économique, le contrôle...etc. En effet, le principal objectif est de fournir un état actuel de ces logiciels en donnant une vue générale pour un utilisateur (étudiant, ingénieur ou chercheur...etc.). Ceci sera évalué selon les critères suivants : disponibilité commerciale et économique, capacités de travail et champs d'application.

II.2 Classification des logiciels de simulation photovoltaïque

Il y a environ cinquante logiciels de simulation existent sur le marché [163]. Ils ont été essentiellement regroupés sous formes : Outils de simulation, outils d'évaluation économique, outils liés à l'industrie photovoltaïque, outils d'analyse et de planification, outils de surveillance et de contrôle, cartes de rayonnement solaire et d'autres logiciels en ligne.

- *Outils de simulation* : PVSYST, TRNSYS, INSEL.
- *Outils d'évaluation économique* : HOMER, Solar Advisor Model (SAM), RETScreen, SOLinvest and EnergyPeriscope.
- *Outils liés à l'industrie photovoltaïque* : APOS photovoltaic StatLab, Organic Photovoltaics Analysis Platform et PV Cost Simulation Tool.
- *Outils d'analyse et de planification* : pvPlanner, Archelios, String Design Tool, PV*SOL, BlueSol, PV F-CHART, Solmetric PV Designer, DDS-CAD PV, Polysun, REA System Sizing Tool, PVSYST, Solar Pro, PV Professional, Solarius-PV and Matel Grid.
- *Outils de surveillance et de contrôle* : Meteocontrols, SPICE, Pvspot, Autodesk ECOTECH Analysis, METEONORM, Shadow Analyser, Shadows, Amethyst ShadowFX, Sombrero, Panorama master, Horizon, GOSOL and Skelion.
- *logiciels en ligne* : PVGIS, PV-Phil, SolarDesignTool, oTilt, PVwizard, Logiciel CalSol.

II.3 Les logiciels les plus connus

Le tableau II.1 résume les logiciels les plus connus :

Tableau II.1 : Logiciels de simulation photovoltaïque les plus connus.

Logiciel	Concepteur	Prix
PVSYST [164]	Institut des sciences de l'environnement(ISE), Université de Genève, Suisse	1 ^{ère} licence 865 € pour une version Pro30 Version d'évaluation pendant 30 jours
INSEL [165]	Université allemande d'Oldenburg	85.00 € pour étudiant. Essai gratuit pour 30 jours,
SAM[166]	Laboratoire national d'énergie renouvelable, Washington	Version étudiant disponible sur le cite
TRANSYS [167]	Université de Wisconsin, Madison, États-Unis	2530 \$ (un seul utilisateur)
PV *SOL[168]	Logiciel Valentin Energie, Allemagne	716,00 €/année
RETScreen [169]	Ministère des ressources naturelles, Canada.	869,00 \$/année
PV F-Char [170]	Université de Wisconsin, Madison, États-Unis	400 \$
HOMER [171]	Laboratoire national d'énergie renouvelable, États- Unis	500 \$/année. Essai gratuit pour 21 jours,

II.3.1 PVSYST

PVSYST est un logiciel d'analyse des systèmes photovoltaïques développé par le groupe d'Énergie à l'Université de Genève en Suisse. Il est largement utilisé en raison des nombreux paramètres disponibles pour l'utilisateur. La complexité des paramètres d'entrée le rend adapté aux utilisateurs experts [172]. PVSYST peut être utilisé pour simuler les systèmes autonomes ou raccordés aux réseaux et les systèmes de pompes.

PVsys est disponible en deux types : Pro30 limitée à l'installation de 30 kW seulement et PREMIUM pour toutes installations. Le logiciel fonctionne en trois modes : licence complète, évaluation et mode de démonstration, Il coûte 865 € pour une version Pro30, une version d'essai gratuite de 30 jours est téléchargeable sur leur site [164].

PVsys donne le choix à l'utilisateur pour la conception du projet. La fenêtre principale représentée par la figure II.1 contient quatre choix : pré-dimensionnement, la conception du projet, base de données et outils. « pré-dimensionnement » est l'étape de la conception préliminaire d'un projet, elle a pour but de définir rapidement les caractéristiques générales d'un système PV. Dans ce mode de fonctionnement, les évaluations du rendement du système sont effectuées à partir des valeurs mensuelles par la définition de quelques caractéristiques du système. L'estimation du coût du système est également disponible.

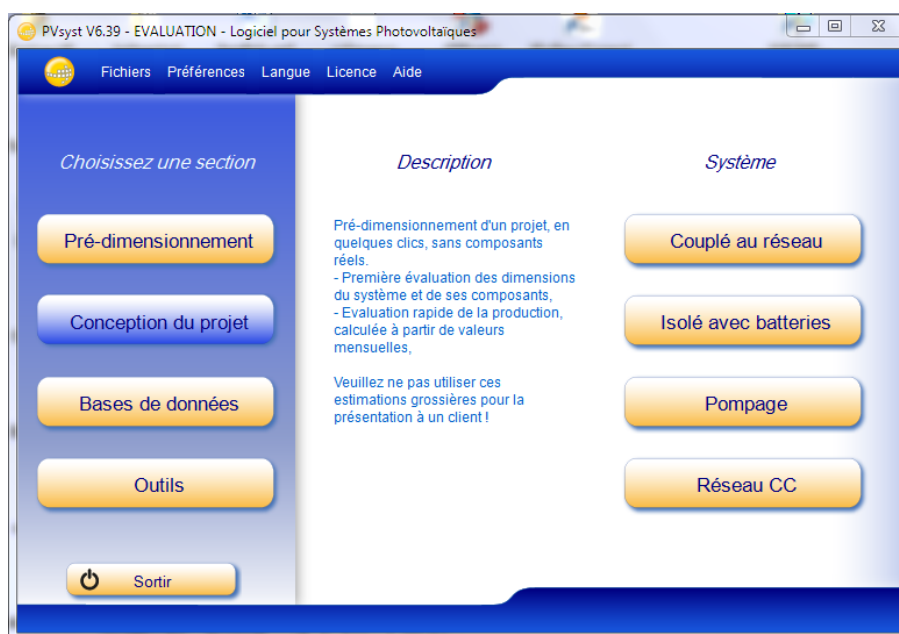


Figure II.1 : Fenêtre principale du logiciel « PVSYS ».

« Conception du projet » a pour objectif d'effectuer une conception du système photovoltaïque et une analyse de la performance en utilisant des simulations horaires. Ceux-ci sont organisés dans le cadre d'un projet, qui tient essentiellement les conditions géographiques, l'emplacement et les données horaires météorologiques. L'optimisation et l'analyse des paramètres peuvent être effectuées à travers différentes pistes de simulation, appelées variantes. « Outils » comprennent la base de données météo, avec des affichages graphiques ou des tableaux.

II.3.2 INSEL

INSEL (INtegrated Simulation Environment Language) est un programme de simulation graphique développé à l'université d'Oldenburg. Les champs d'application du logiciel INSEL couvrent le domaine de la simulation de l'irradiation solaire, et les applications PV et thermiques. La fenêtre principale du logiciel INSEL est représentée par la figure II.2

Le coût d'INSEL 8 pour un seul utilisateur (prix universitaire) est 150 € et 300 € pour licence de cinq utilisateurs. La version étudiant est seulement disponible pour 85 €.

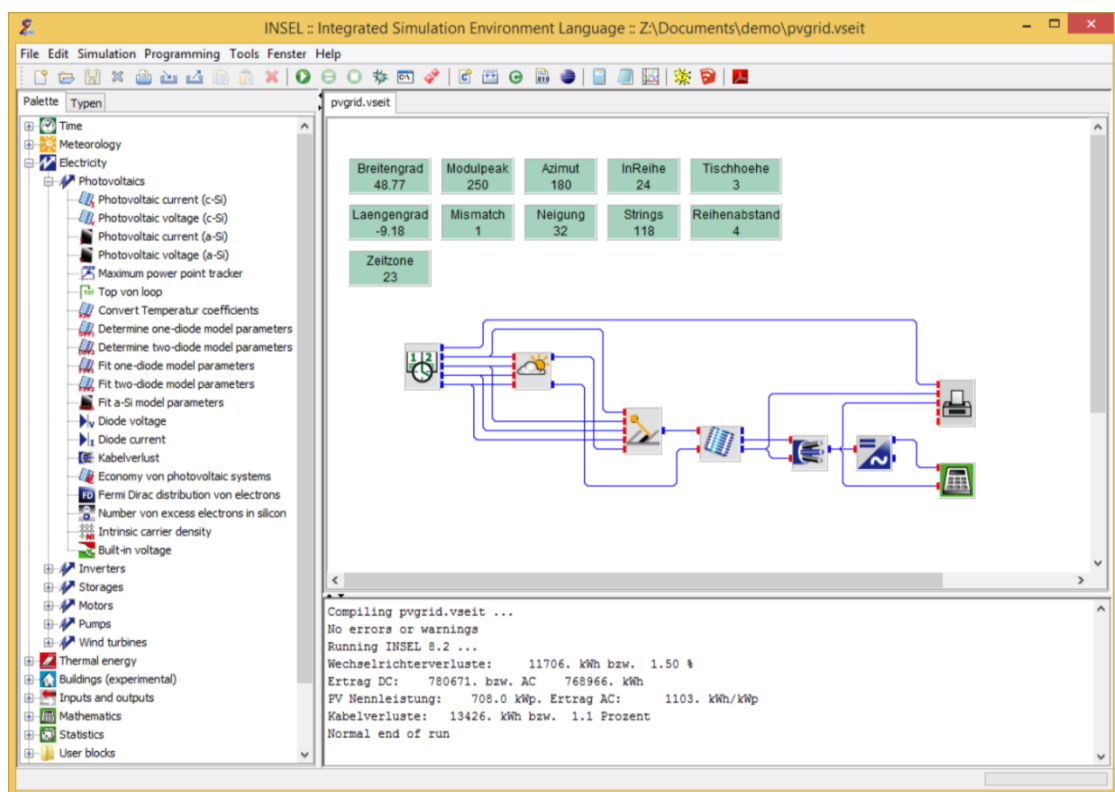


Figure II.2 : Fenêtre principale du logiciel « INSEL ».

Avec l'outil graphique d'INSEL, l'utilisateur peut visualiser et contrôler l'énergie de son installation. Le modèle de simulation peut être directement créé à partir des blocs existants dans l'éditeur graphique. Le logiciel dispose d'une base de données pour un grand nombre de composants tels que modules PV, onduleurs, capteurs thermiques ainsi que les paramètres météorologiques. Il offre une interface de programmation pour l'extension de la bibliothèque de composants. L'analyse du fonctionnement du système s'effectue dans des intervalles de temps sélectionnés par l'utilisateur.

II.3.3 SAM

SAM (System Advisor Model) développé par NREL est un modèle électrique de la production d'énergie et suppose que le système d'énergie renouvelable offre une puissance, soit à un réseau électrique, ou à un bâtiment raccordé au réseau ou de l'installation pour répondre à la charge électrique [173].

La création d'un fichier SAM consiste à choisir à la fois un modèle de performance et un modèle financier pour représenter le projet de l'utilisateur. SAM remplit automatiquement des variables d'entrée avec un ensemble de valeurs par défaut en fonction du choix. Après avoir créé le fichier, l'utilisateur peut modifier les entrées pour fournir des informations sur l'emplacement du projet, le type d'équipement dans le système, le coût de l'installation, le fonctionnement du système et les avantages financiers. Une fois que l'utilisateur est satisfait avec les valeurs des variables d'entrée, il exécute des simulations, puis examine les résultats. Une analyse typique consiste à lancer les simulations, examinant les résultats et la révision des entrées, en répétant ce processus jusqu'à ce que l'utilisateur comprenne et dispose de la confiance dans les résultats.

SAM est conçu pour l'analyse économique et de la performance des projets de l'énergie renouvelables. Le but de concevoir ce modèle est de faciliter la prise de décision pour les gens associés avec l'industrie d'énergie renouvelable [173].

L'interface utilisateur du SAM est représentée par la figure II.3, elle peut :

- Donner un accès aux variables d'entrée, qui sont organisés dans les pages d'entrée. Les variables d'entrée décrivent les caractéristiques physiques d'un système, et les hypothèses de coûts et financiers pour un projet. Les variables d'entrée de SAM sont remplies avec des valeurs par défaut pour aider à démarrer avec l'analyse.
- Donner un accès aux variables de sortie dans des tableaux et des graphiques sur la page de résultats. L'interface de programmation permet aux programmes externes d'interagir avec SAM. Une version publique est disponible dans le kit de développement logiciel SAM.

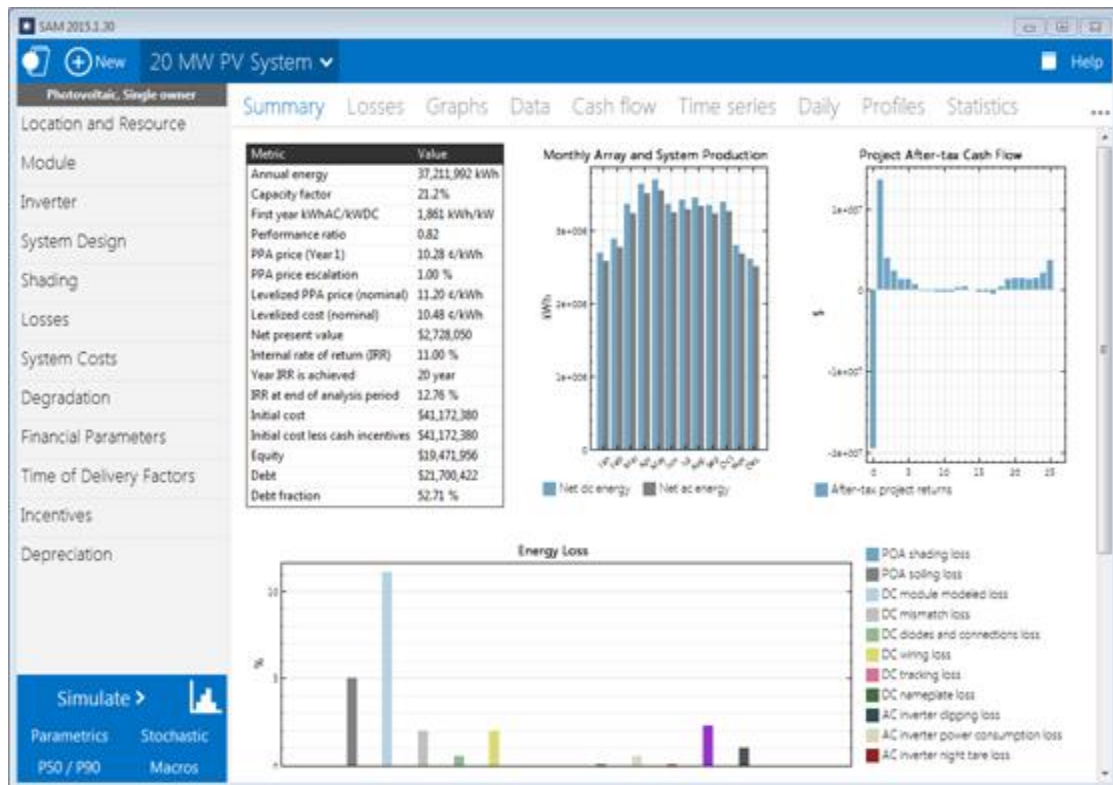


Figure II.3 : Fenêtre principale du SAM.

II.3.4 TRNSYS

TRNSYS (TRaNsient SYstems Simulation) est un programme de simulation des systèmes transitoires qui a été disponible sur le marché depuis 1975, continue de se développer grâce à la collaboration internationale des Etats-Unis, la France et l'Allemagne. TRNSYS reste l'un des logiciels de simulation énergétique les plus flexibles en facilitant l'ajout des composants disponibles « add-on », les capacités du modèle de bâtiment multizone, et la capacité d'interface avec d'autres programmes de simulation.

TRNSYS est utilisé pour l'analyse des systèmes de contrôle simulation de l'énergie électrique, la conception solaire, la construction de la performance thermique, le dimensionnement... etc.

TRNSYS peut être logé à l'analyse élaborée de tout système ayant un comportement dépendant du temps. Il contient une bibliothèque spéciale de composants pour simuler la production d'énergie pour les systèmes photovoltaïques, les batteries, les éoliennes, les piles à combustible.

La figure II.4 présente l'affichage des composants dans le studio de simulation de TRNSYS.

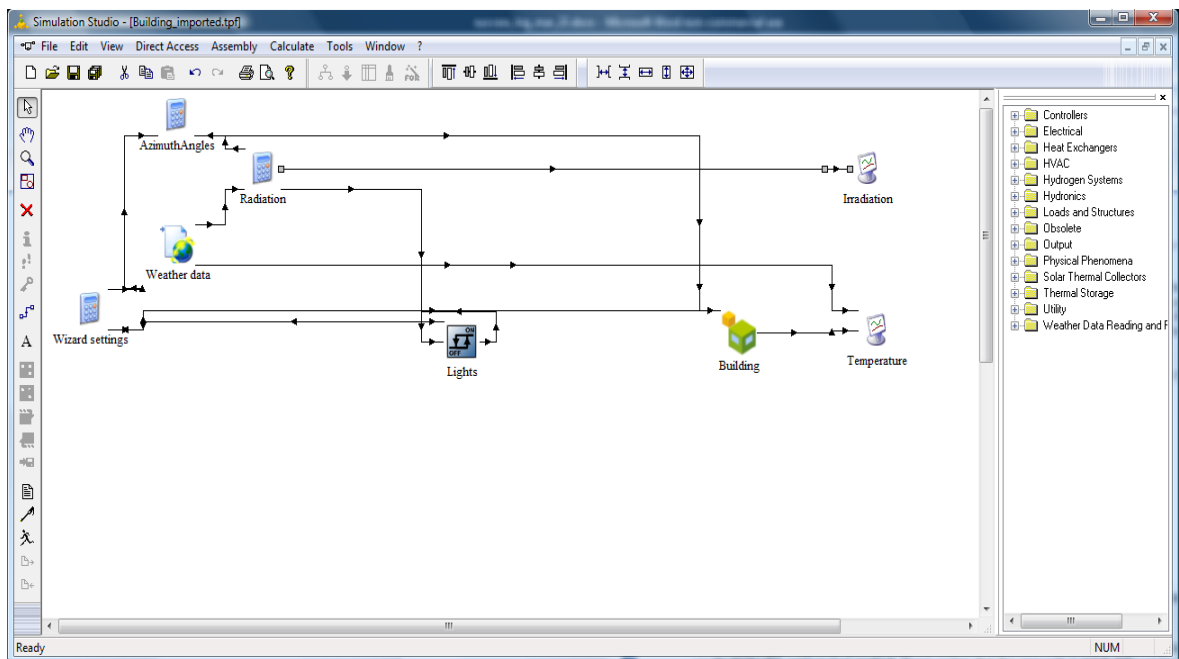


Figure II.4 : Exposition dynamique de composants dans le studio de simulation de TRNSYS.

II.3.5 PV*SOL

La suite logicielle PV* SOL : PV*SOL® basic, PV*SOL® Pro gridcon et PV*SOL® Expert sont adaptés aux systèmes connectés en réseau avec injection de 100 % et aux systèmes à alimentation auto-générée (rachat des kWh produits).

Autant de PV*SOL Pro® que dans PV*SOL® Expert, il est capable également de planifier des installations en site isolé.

PV*SOL® Expert comprend aussi un outil 3D dédié à la visualisation et à l'analyse de l'ombrage des systèmes connectés en réseau avec montage des modules en parallèle ou intégrés au toit[168].

Les deux programmes incluent les caractéristiques suivantes :

- Accès aux enregistrements des données de 8000 stations météorologiques internationales (PV*SOL® et PV*SOL® premium).
- bibliothèque de modules, comprenant plus de 13000 modules et 3100 onduleurs.

- Calcul graphique du nombre de modules sur un toit, avec types de toit librement configurable.
- Analyse simple ou détaillée de l'ombrage (PV*SOL® premium avec 3D).
- Synthèse des résultats dans un rapport simplifié et un rapport détaillé avec visualisation du toit et calcul du rendement.

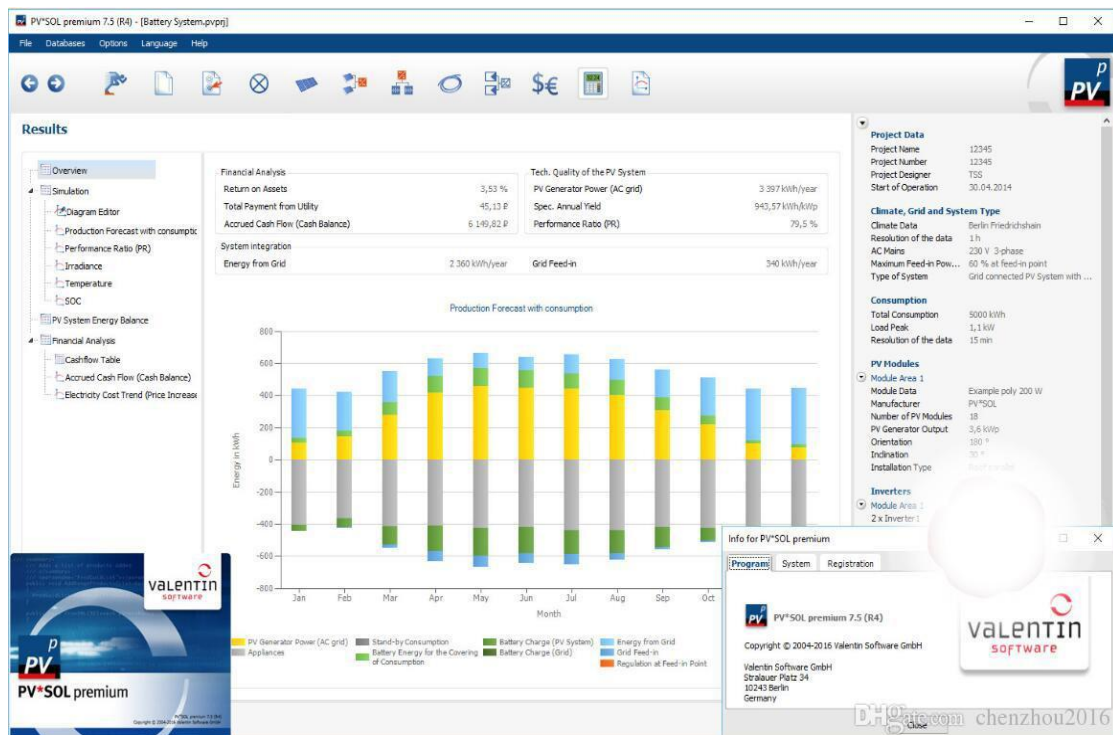


Figure II.5 : Interface du logiciel PV*SOL.

II.3.6 RETScreen

RETScreen (Renewable Energy Technologies Screen) est un logiciel de simulation permettant aux ingénieurs, architectes, et planificateurs financiers de modéliser et analyser tout type de projet d'énergie renouvelable. Les utilisateurs peuvent mener cinq pas d'analyses standard, y compris l'analyse d'énergie, l'analyse des coûts, l'analyse de l'émission, analyse financière, et analyse du sensibilité/risque (voir la figure II.6).

Le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque permet d'évaluer la production d'énergie et la viabilité économique de différents types de projets photovoltaïques, depuis les petits systèmes PV de pompage de l'eau, les systèmes intermédiaires PV

résidentiels décentralisés (hors réseau), jusqu'aux installations de production centralisée de grande taille. Trois applications de base peuvent être évaluées par le modèle PV :

- Applications avec raccordement à un réseau électrique – qui couvrent les réseaux centralisés et les réseaux isolés
- Applications sans raccordement à un réseau électrique – qui incluent les systèmes autonomes (PV et batteries) et les systèmes hybrides (PV, batteries et génératrice)
- Applications du pompage de l'eau (PV, pompe).



Figure II.6 : Cinq pas d'analyse standard proposées dans RETScreen.

II.3.7 PV F-Chart

PV F-CHART (PhotoVoltaic F-Chart) est un programme informatique utilisé pour la conception et l'analyse économique des systèmes photovoltaïques. Les données météorologiques pour de nombreux endroits sont incluses dans le programme.

Le logiciel est une mise en œuvre des méthodes développées en laboratoire d'énergie solaire de l'Université du Wisconsin pour estimer la performance moyenne à long terme de :

- Systèmes d'interface utilitaire.
- Systèmes de stockage de batterie.
- Systèmes sans stockage d'interface ou de batterie (systèmes autonomes).

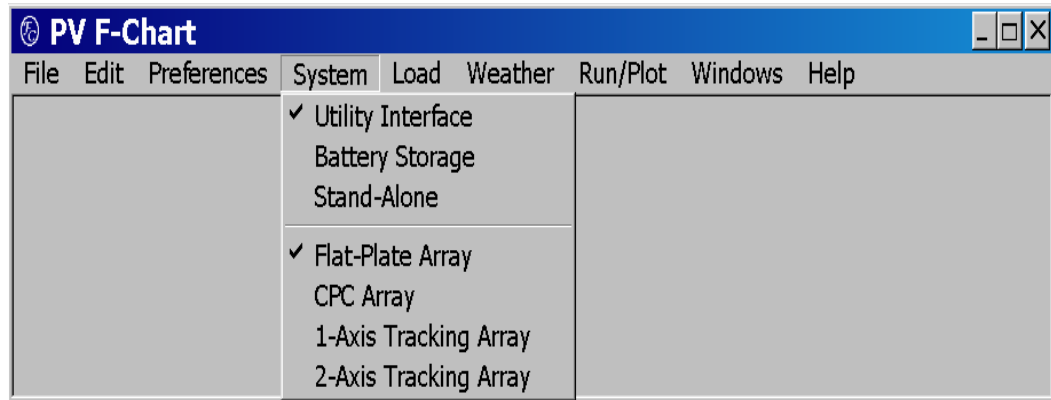


Figure II.7 : Interface principale du logiciel PV F-Chart.

II.3.8 HOMER

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) a été initialement développé dès 1993 par le (National Renewable Energy Laboratory) pour les programmes d'électrification rurale. Depuis 2009, il est disponible sous la licence HOMER Energy [171]. C'est un outil de modélisation énergétique pour la conception et l'analyse des systèmes de production d'électricité hybrides, composés de groupes électrogènes, de systèmes de cogénération, d'éoliennes, de systèmes photovoltaïques, de systèmes hydrauliques, de batteries, de piles à combustible, de la biomasse et bien d'autres. La figure II.8 représente l'espace de travail du logiciel HOMER.

Pour utiliser HOMER, le concepteur devrait fournir le modèle avec les entrées décrivant les courbes de charge électriques et thermiques, les options technologique et leurs efficacités énergétiques, les caractéristiques techniques et économiques des composants du système, les coûts d'opération et de maintenance ainsi que les contraintes sur les émissions et les paramètres de sensibilité.

Le logiciel HOMER modélise et analyse le comportement physique du système de puissance et calcule son coût de cycle de vie, qui est le coût d'installation et de fonctionnement du projet sur sa durée de vie.

HOMER effectue trois tâches principales :

- Simulation.
- Optimisation.
- Analyse de sensibilité.

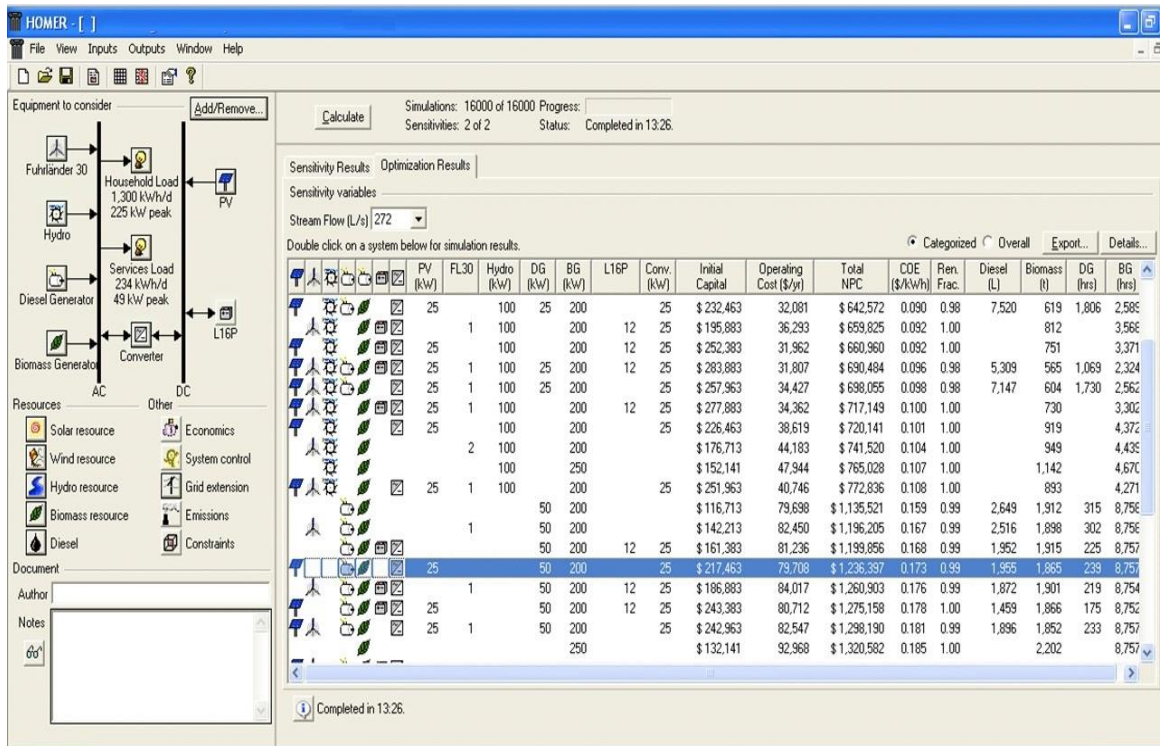


Figure II.8 : Espace de travail du logiciel HOMER

II.4 Conclusion

Dans le domaine de l'énergie PV, il existe un nombre important de logiciels de simulation sur le marché. Dans ce chapitre, nous avons mis une lumière sur les logiciels les plus connus destinés à la simulation des systèmes PV. Ces logiciels sont conçus pour différents objectifs, ils ont diverses spécifications pour résoudre certains problèmes. En outre, ils possèdent certaines parties importantes et chacun d'eux fonctionne dans son domaine d'application. Leurs caractéristiques souhaitables pour la simulation dépendent du but et du besoin de leurs utilisations.

La mise à jour continue des modèles et des outils dans ces logiciels, sert à la poursuite de recherches et de développement des applications dans le domaine des systèmes PV.

CHAPITRE III

ETUDE COMPARATIVE DES MODELES IMPLICITES ET EXPLICITES

III.1 Introduction

La modélisation des cellules PV nécessite des paramètres électriques qui dépendent de l'architecture et des matériaux du composant. Comme nous l'avons vu dans le premier chapitre, un grand nombre de modèles pour la modélisation et la simulation des cellules ou modules PV sont disponibles dans la littérature. Les modèles ont été classés selon les paramètres requis et les méthodes utilisées.

L'objectif principal de ce chapitre est de faire une étude comparative de sept modèles implicites [4-6] et explicites [7-10] existants dans la littérature. Nous allons commencer par la description de la méthodologie et la présentation des principales équations employées dans chaque modèle, ensuite, les modèles seront évalués en utilisant les données du fabricant et les mesures expérimentales (caractéristiques I-V) pour différentes technologies photovoltaïques (en s'intéressant à la première et à la deuxième génération). Le but est de vérifier l'efficacité et la précision de ces modèles pour trois types de modules PV (poly-Si, CIGS et CdTe) sous différentes conditions météorologiques (l'éclairement et la température) [3].

III.2 Choix des modèles

Les modèles ont été choisis parmi les modèles cités dans le premier chapitre, en raison de leur simplicité, leurs paramètres requis et leur facilité d'implémentation (voir le tableau III.1).

Tableau III.1 : Modèles implicites et explicites choisis.

Modèle #	Auteurs	année	modèle Implicite	modèle Explicite	Paramètres requis
1	Sera el al.[4]	2007	✓		a, I_{ph}, I_o, R_s, R_p
2	Villalva et al. [5]	2009	✓		I_{ph}, I_o, R_s, R_p
3	Ishaque et al.[6]	2011a	✓		$a_1, a_2, I_{ph}, I_o, R_s, R_p$
4	Karmalkar and Haneefa[8]	2008		✓	m, γ
5	Saloux et al.[7]	2011		✓	a, I_{ph}, I_o
6	Das[9]	2011		✓	m, n
7	Massi Pavan et al.[10]	2014a		✓	$m,$

➤ Modèle 1 est un modèle à une diode avec cinq paramètres requis (a, I_{ph}, I_o, R_s, R_p).

- Modèle 2 est un modèle à une diode avec quatre paramètres inconnus (a, I_{ph}, I_o, R_s, R_p) où a est définie comme une constante. La méthode de calcul des paramètres est différent de celle du modèle 1.
- Modèle 3 est un modèle à deux diodes.
- Modèle 5 est un modèle à une diode où R_s et R_p sont négligeables de sorte que l'équation du modèle peut être résolue explicitement.
- Modèles 4, 6 et 7 Sont des modèles purement explicites.

III.3 Modèles implicites

III.3.1 Modèle de Sera et al. (Modèle 1)

Sera et al. [4] ont utilisé le modèle- R_p à une diode. Comme nous l'avons présenté dans le premier chapitre, l'équation (I.7) du modèle est non-linéaire, elle nécessite un effort de calcul pour estimer les paramètres du modèle.

La méthode dans [4] permet de déterminer les cinq paramètres du modèle, pour un module PV en se basant seulement sur les données les plus importantes de la fiche technique du fabricant ($V_{co}, I_{cc}, I_{ppm}, V_{ppm}, P_{ppm}$ et les coefficients k_i et k_v).

Trois équations sont utilisées pour calculer trois paramètres inconnus (a, R_s et R_p): l'équation (III.1) est une expression du courant au point de puissance maximale, l'équation (III.2) est écrit à partir de la dérivée de la puissance par rapport à la tension à I_{ppm} et l'équation (III.3) est la dérivée de la tension par rapport au courant I_{cc} . Le système de trois équations obtenues est résolu numériquement par une méthode itérative (par exemple N-R ou la méthode de bisection). Après avoir calculé a, R_s et R_p dans les conditions STC, les paramètres dans les équations (III.5) - (III.12) sont ensuite introduits dans l'équation (I.7) du modèle pour obtenir la caractéristique I-V du module PV, tout en prenant compte la dépendance à la température et à l'éclairement.

$$I_{ppm} = I_{cc} - \frac{V_{ppm} - I_{ppm}R_s - I_{cc}R_s}{R_p} - \left(I_{cc} - \frac{V_{co} - I_{cc}R_s}{R_p} \right) e^{-\frac{V_{ppm} + I_{ppm}R_s - V_{co}}{N_s V_t}} \quad (III.1)$$

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{I=I_{ppm}} = I_{ppm} + V_{ppm} \frac{-\frac{(I_{cc} R_p - V_{co} + I_{cc} R_s) e^{-\frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s - V_{co}}{N_s V_t}}}{N_s V_t R_p} - \frac{1}{R_p}}{1 + \frac{(I_{cc} R_p - V_{co} + I_{cc} R_s) e^{-\frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s - V_{co}}{N_s V_t}}}{N_s V_t R_p} + \frac{R_s}{R_p}} \quad (III.2)$$

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=I_{cc}} = -\frac{1}{R_p} = \frac{-\frac{(I_{cc} R_p - V_{co} + I_{cc} R_s) e^{-\frac{I_{cc} R_s - V_{co}}{N_s V_t}}}{N_s V_t R_p} - \frac{1}{R_p}}{1 + \frac{(I_{cc} R_p - V_{co} + I_{cc} R_s) e^{-\frac{I_{cc} R_s - V_{co}}{N_s V_t}}}{N_s V_t R_p} + \frac{R_s}{R_p}} \quad (III.3)$$

Dans ce modèle le potentiel thermique V_t est définie à T=25°C par :

$$V_t = \frac{akT}{q} \quad (III.4)$$

Le courant de saturation I_o et le photo-courant I_{ph} sont exprimés par l'équation (III.5) et (III.6), respectivement :

$$I_o = \left(I_{cc} - \frac{V_{co} - I_{cc} R_s}{R_p} \right) e^{-\frac{V_{co}}{N_s V_t}} \quad (III.5)$$

$$I_{ph} = I_o e^{\frac{V_{co}}{N_s V_t}} + \frac{V_{co}}{R_p} \quad (III.6)$$

$$I_{cc}(G) = I_{cc} G \quad (III.7)$$

$$I_{ph}(G) = I_{ph} G$$

$$V_{co}(G) = \ln \left(\frac{I_{ph}(G) R_p - V_{co}(G)}{I_o R_p} \right) N_s V_t \quad (III.8)$$

Le courant de court-circuit I_{cc} et la tension de courant ouvert V_{co} dépendent de la température selon :

$$I_{cc}(T) = I_{cc} (1 + k_i (T - T_{STC})) \quad (III.9)$$

$$V_{co}(T) = V_{co} + k_v (T - T_{STC}) \quad (III.10)$$

L'effet de la température sur les courants I_o et I_{ph} peut être décrit par l'équation (III.11) et (III.12), respectivement :

$$I_o(T) = \left(I_{cc}(T) - \frac{V_{co}(T) - I_{cc}(T)R_s}{R_p} \right) e^{-\frac{V_{co}(T)}{N_s V_t}} \quad (III.11)$$

$$I_{ph}(T) = I_o(T) e^{\frac{V_{co}(T)}{N_s V_t}} + \frac{V_{co}(T)}{R_p} \quad (III.12)$$

Où N_s est le nombre de cellules PV connectées en série.

L'organigramme nécessaire pour déterminer les cinq paramètres est représenté par la figure III.1.

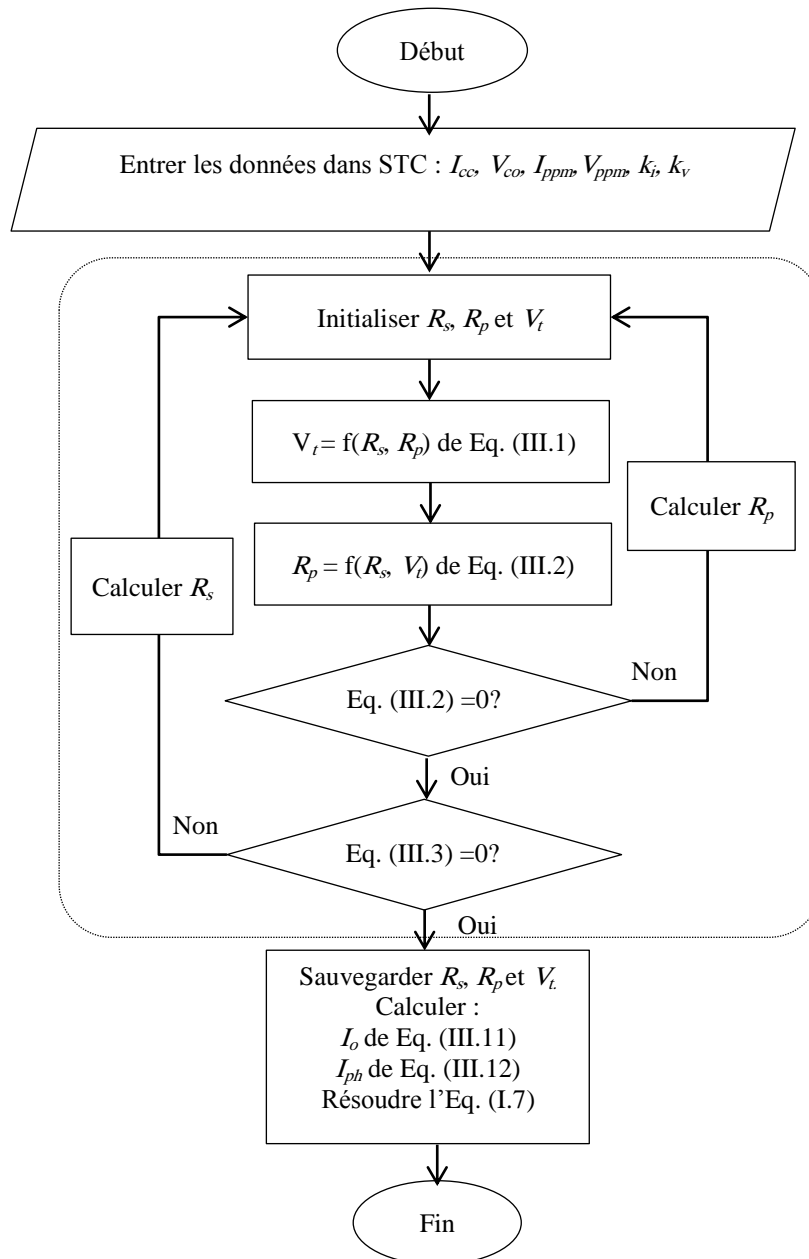


Figure III.1 : Organigramme de la méthode de Sera et al.

III.3.2 Modèle de Villalva et al. (Modèle 2)

La méthode proposée dans [5] résout l'équation du modèle- R_p en ajustant la courbe I-V aux trois points: V_{co} , I_{cc} et P_{ppm} . Quatre paramètres inconnus dans l'équation (I.7) doivent être calculés : I_{ph} , I_o , R_s et R_p . Le facteur d'idéalité a est considéré comme une constante [5], sa valeur peut être modifiée ultérieurement afin d'améliorer l'ajustement de la courbe si nécessaire.

Dans cette méthode, deux équations ont été introduites :

- La première est l'équation du photo-courant I_{ph} de la cellule PV, qui dépend linéairement de l'éclairement et de la température [5] :

$$I_{ph} = (I_{ph,STC} + k_i \Delta T) \frac{G}{G_{STC}} \quad (\text{III.13})$$

Où $I_{ph, STC}$ est le photo-courant à STC, $\Delta T = (T - T_{STC})$, $T_{STC} = 298,15\text{K}$, et G_{STC} (1000 W/m^2) est l'éclairement à STC.

- La seconde est l'équation du courant de saturation I_o :

$$I_o = \frac{I_{cc,STC} + k_i \Delta T}{e^{\frac{q[V_{co,STC} + k_v \Delta T]}{aV_t}} - 1} \quad (\text{III.14})$$

Les résistances R_s et R_p sont calculées par une méthode itérative où seulement une paire (R_s , R_p) de ces deux paramètres peut être obtenue en ajustant leurs valeurs pour donner une approximation proche de la puissance maximale expérimentale obtenue à partir de la fiche technique. Les valeurs initiales de R_s et R_p peuvent être supposées comme suit :

$$R_{s,\min} = 0$$

$$R_{p,\min} = \frac{V_{ppm}}{I_{cc,STC} - I_{ppm}} - \frac{V_{co,STC} - V_{ppm}}{I_{ppm}} \quad (\text{III.15})$$

L'expression de R_p est donnée par :

$$R_p = \frac{V_{ppm} (V_{ppm} + I_{ppm} R_s)}{V_{ppm} I_{ph} - V_{ppm} I_o e^{\left(\frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s}{N_s a} \frac{q}{kT} \right)} + V_{ppm} I_{ph} - P_{\max}} \quad (\text{III.16})$$

où: P_{\max} est la puissance maximale expérimentale obtenue à partir de la fiche technique, alors que la puissance maximale du modèle peut être calculée en utilisant:

$$P_{ppm} = V_{ppm} \left(I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V_{ppm} + I_{ppm} R_s)}{akT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s}{R_p} \right) \quad (\text{III.17})$$

En utilisant les valeurs de R_s et R_p obtenues, une relation qui relie les courants I_{cc} et I_{ph} est introduite :

$$I_{ph,STC} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{cc,STC} \quad (\text{III.18})$$

L'organigramme déterminant les tapes de calcul des quatre paramètres du modèle est présenté par la figure III.2.

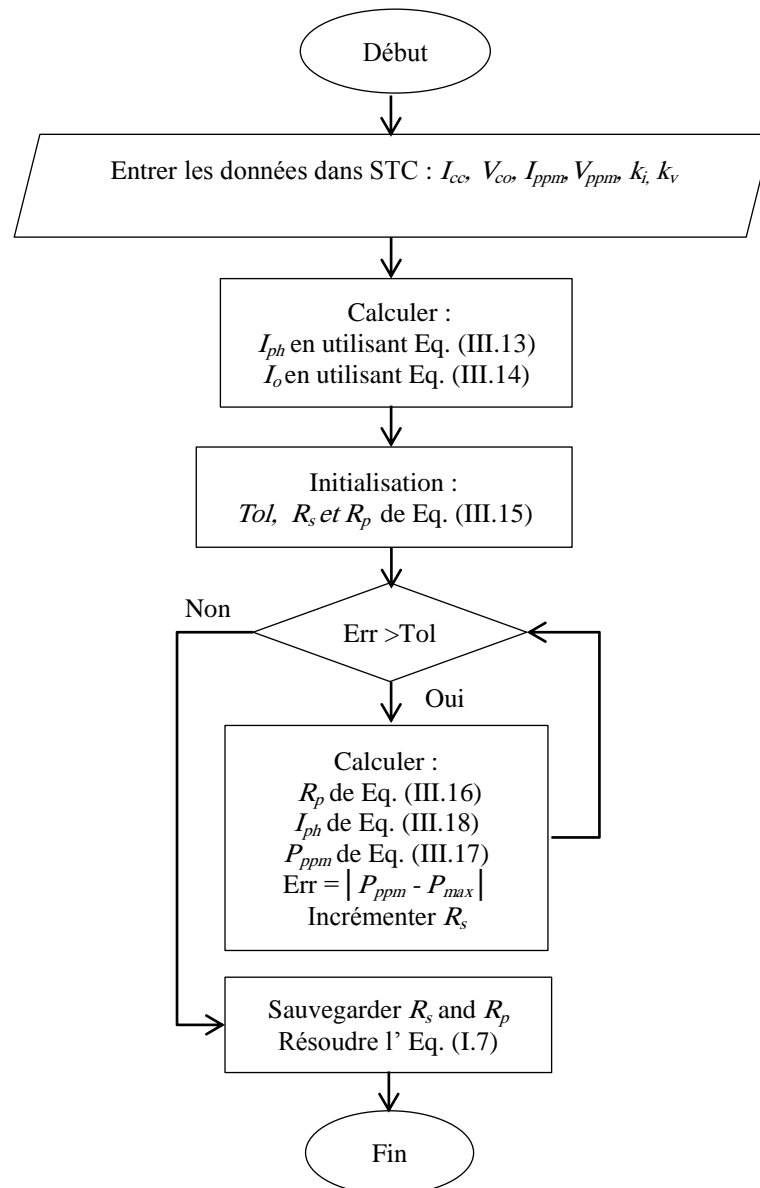


Figure III.2 : Organigramme de la méthode de Villalva et al.

III.3.3 Modèle d’Ishaque et al. (Modèle 3)

Ishaque et al.[6] ont employé le modèle à deux diodes donné par l’équation (I.8). L’organigramme présenté dans la figure III.3 décrit la procédure de calcul des paramètres du modèle.

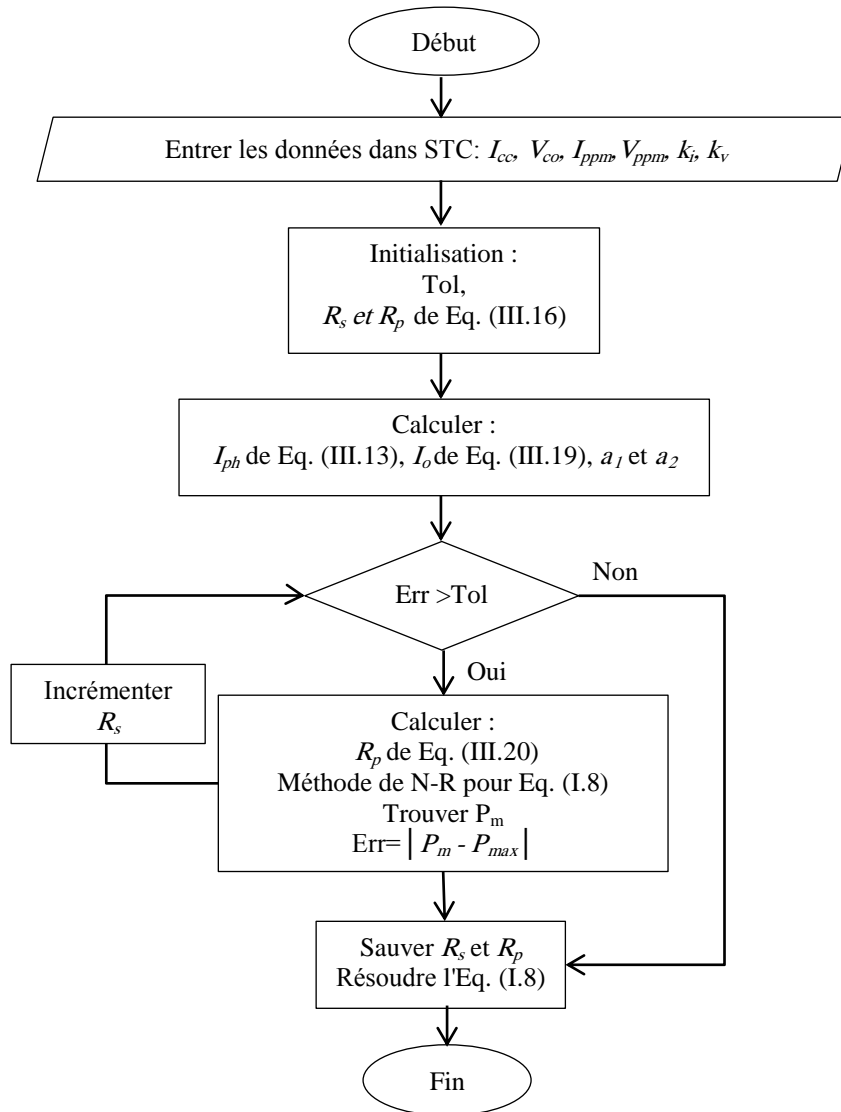


Figure III.3 : Organigramme du modèle d’Ishaque et al.

Pour calculer le photo-courant la même expression donnée dans [5] (voir l’équation (III.13)) est utilisée. Ensuite, les deux courants de saturation I_{o1} , I_{o2} sont identiques et peuvent être calculés par l’équation analytique suivante :

$$I_{o1} = I_{o2} = I_o = \frac{I_{cc,STC} + k_i \Delta T}{e \frac{q[V_{co,STC} + k_v \Delta T]}{(a_1 + a_2)^{1/p}} V_t - 1} \quad (III.19)$$

Selon Ishaque et al.[6], a_1 doit être égale à 1 alors que la valeur de a_2 est variable. Il a été trouvé que la meilleure concordance entre la méthode proposée et la courbe I-V expérimentale peut être observée si $a_2 \geq 1.2$. Comme $(a_1 + a_2) / p = 1$ et $a_1 = 1$, la variable p peut être choisie comme : $p \geq 2.2$.

Pour calculer R_s et R_p , les auteurs ont appliqué la même approche utilisée dans [5] ainsi que les conditions initiales pour les deux résistances [5]. En introduisant p et les deux termes exponentiels, l'expression de R_p a été réécrite, tels que :

$$R_p = \frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s}{I_{ph} - I_o \left(e^{\left(\frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s}{V_t} \right)} + e^{\left(\frac{V_{ppm} + I_{ppm} R_s}{(p-1)V_t} \right)} + 2 \right) - \frac{P_{max}}{V_{ppm}}} \quad (III.20)$$

Avec la disponibilité de toutes les expressions de six paramètres, le courant du module peut être déterminé à l'aide de la méthode standard N-R.

III.3.4 Modèles explicites

III.3.4.1 Modèle de Karmalkar and Haneefa (Modèle 4)

Comme nous l'avons présenté dans le premier chapitre, le modèle explicite de Karmalkar and Haneefa [8] (voir l'équation (I.16)) permet d'estimer la courbe I-V de la cellule PV à partir de quatre mesures de la courbe correspondant à V_{co} , $\sim 0.6 V_{co}$, I_{cc} et $\sim 0.6 I_{cc}$. Le modèle donne une estimation de la courbe I-V, du point de puissance maximale et du facteur de forme en termes de paramètres physiques du modèle à une diode. La normalisation de i et v ($v = V / V_{co}$ et $i = I / I_{cc}$) permet une représentation des données mesurés de la courbe I-V pour des cellules de différents types.

L'organigramme expliquant le calcul des différents paramètres est représenté par la figure III.4.

A partir de l'équation I.16, les deux paramètres (m et γ) doivent être extraits en utilisant deux mesures complémentaires : i pour $v = 0,6$ et v pour $i = 0,6$. Ainsi, l'expression approximative de γ est présentée par l'équation (III.21), tandis que la valeur de m peut être calculée à partir de l'équation (III.22):

$$\gamma \approx (i |_{v=0.6} - 0.4) / 0.6 \quad (III.21)$$

$$m = \log \left[(0.4 - (1 - \gamma)v |_{i=0.6}) \gamma^{-1} \right] / \log v |_{i=0.6} \quad (III.22)$$

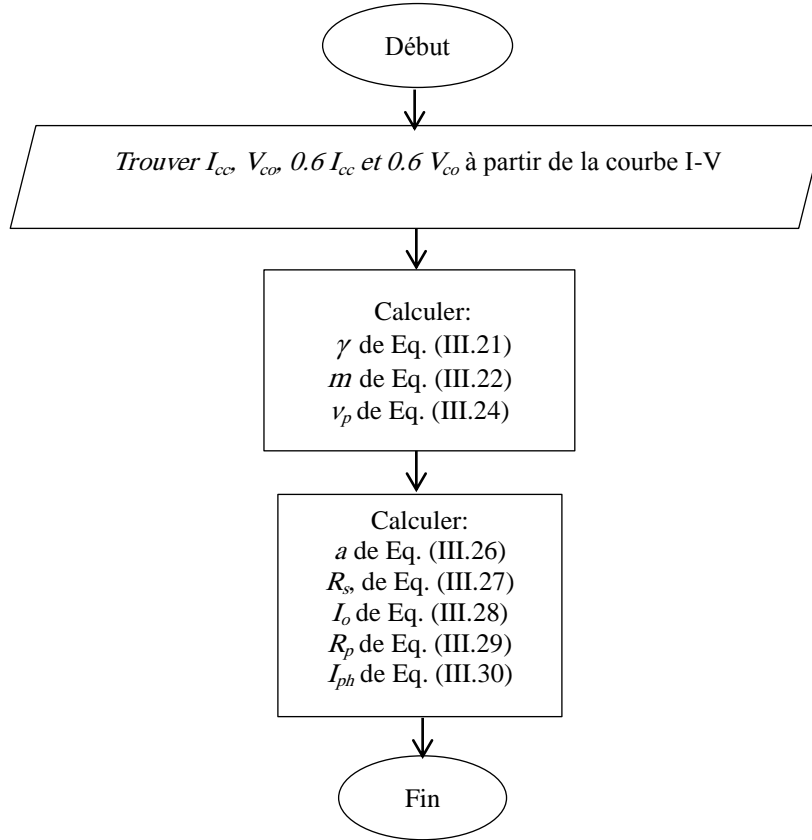


Figure III.4 : Organigramme du modèle de Karmalkar and Haneefa.

Les valeurs des points (i_p, v_p) et FF sont dérivés de l'équation (I.16). La tension normalisée au point de puissance maximale ($v_p = V_p/V_{co}$) est obtenue à partir de l'expression suivante :

$$d(i v) / d v \Big|_{v=v_p} = 0 \quad (III.23)$$

v_p peut être ajusté empiriquement comme suit :

$$v_p \approx (m + 1)^{-1/m} - 0.05(1 - \gamma) \quad (III.24)$$

Le facteur de forme FF est donné par :

$$FF = v_p i_p = v_p \left[1 - (1 - \gamma)v_p - \gamma v_p^m \right] \quad (III.25)$$

En outre, Pour éviter la mesure des pentes di/dV , les paramètres physiques a , R_s , I_o , R_p et I_{ph} du modèle- R_p peuvent être obtenus à l'aide des expressions approximatives suivantes [174]:

$$a \approx \frac{V_{co}}{mV_t} \left(\frac{0.77m(1 - v_p) - 1}{0.77m \ln\left(\frac{1}{v_p}\right) - 1} \right) \quad (\text{III.26})$$

$$R_s \approx \left(\frac{V_{co}}{0.6\gamma m I_{cc}} \right) \left(1 - \frac{amV_t}{V_{co}} \right) - 0.1 \quad (\text{III.27})$$

$$I_o \approx \gamma I_{cc} e^{-\frac{V_{co}}{aV_t}} \quad (\text{III.28})$$

$$R_p \approx \left(\frac{V_{co}}{I_{cc}} \right) \left(1 - \gamma - \frac{\gamma}{0.6} \exp\left(\frac{(0.4 + 0.6\gamma)I_{cc}R_s - 0.4V_{co}}{aV_t} \right) \right)^{-1} \quad (\text{III.29})$$

$$I_{ph} \approx \frac{I_{cc}}{(1 + R_s/R_p)^{-1}} \quad (\text{III.30})$$

III.3.4.2 Modèle de Saloux et al. (Modèle 5)

Saloux et al. [7] ont utilisé le modèle idéal représenté par l'équation (I.20) (voir le chapitre I, section I.5.3.5), il est employé pour trouver le point de puissance maximale du module PV explicitement.

L'expression du courant maximal est obtenue par :

$$I_{ppm} = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{qV_{ppm}}{aN_s kT} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.31})$$

La dérivée du courant par rapport à la tension est exprimée par :

$$\frac{dI}{dV} = \frac{-qI_o}{aN_s kT} \exp\left(\frac{qV}{aN_s kT} \right) \quad (\text{III.32})$$

Ensuite, l'équation précédente est utilisée pour obtenir l'expression de la tension maximale :

$$V_{ppm} = \frac{aN_s kT}{q} \ln \left(\frac{-aN_s kT}{qI_o} \left(\frac{dI}{dV} \right)_{V_{ppm}} \right) \quad (\text{III.33})$$

En effet, la dérivée du courant par rapport à la tension au point maximale est exprimée approximativement par l'expression suivante :

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{V_{ppm}} \cong -\frac{I_{cc}}{V_{co}} \quad (\text{III.34})$$

Les équations (III.35)-(III.37) sont utilisées directement pour calculer les paramètres (V_{ppm} , I_{ppm} et P_{ppm}) au PPM en fonction de la température et de l'éclairement.

$$V_{ppm} = \frac{aN_s kT}{q} \ln \left[\frac{aN_s kT}{qI_o} \frac{I_{cc}}{V_{co}} \right] \quad (III.35)$$

$$I_{ppm} = I_{ph} + I_o - \frac{aN_s kT}{q} \left(\frac{I_{cc}}{V_{co}} \right) \quad (III.36)$$

$$P_{ppm} = I_{ppm} V_{ppm} \quad (III.37)$$

En utilisant l'équation (III.11) et (III.31), le facteur d'idéalité a est calculé par l'expression suivante [7]:

$$a = \frac{q(V_{ppm} - V_{co})}{N_s kT} \left[\ln \left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}} \right) \right]^{-1} \quad (III.38)$$

I_{ph} et I_o peuvent être calculés à l'aide des équations (III.12) et (III.13), respectivement. L'organigramme de calcul des différents paramètres est représenté par la figure III.5.

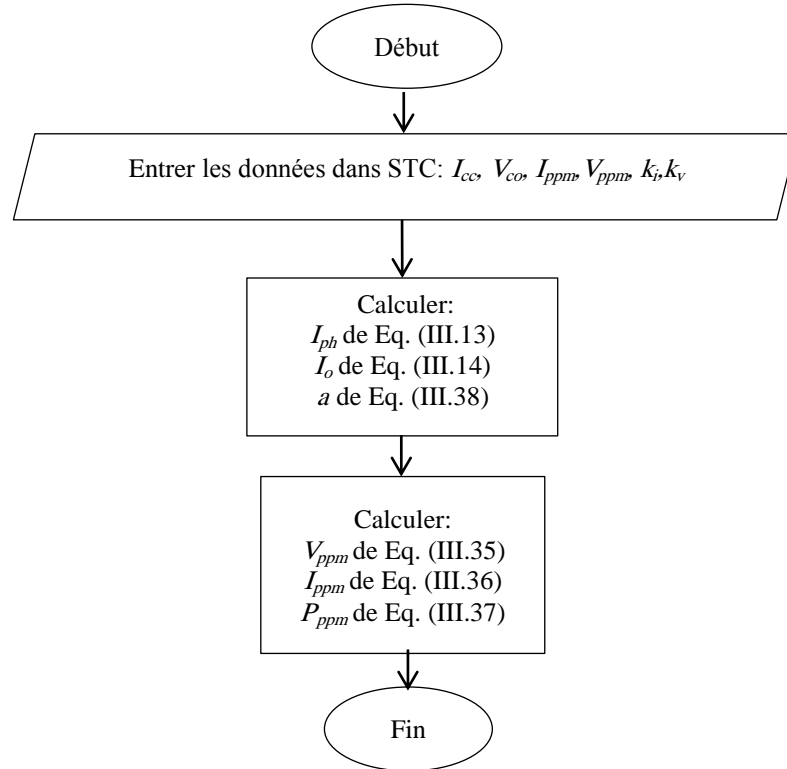


Figure III.5 : Organigramme du modèle de Saloux et al.

III.3.4.3 Modèle de Das (Modèle 6)

Le modèle proposé par Das [9] (voir l'équation (I.21), section I.5.3.6) permet d'estimer la caractéristique I-V de la cellule PV et du facteur de forme à partir de quatre mesures de la courbe correspondant à V_{co} , I_{cc} , $\sim 0.8I_{cc}$, et $\sim 0.9I_{cc}$.

I_{cc} et V_{co} sont obtenus directement, les valeurs m et n sont déterminées en utilisant deux mesures supplémentaires de i pour deux valeurs de v situent dans l'intervalle $[0, 1]$, où i et v sont respectivement le courant et la tension normalisés. L'organigramme du modèle est représenté par la figure III.6.

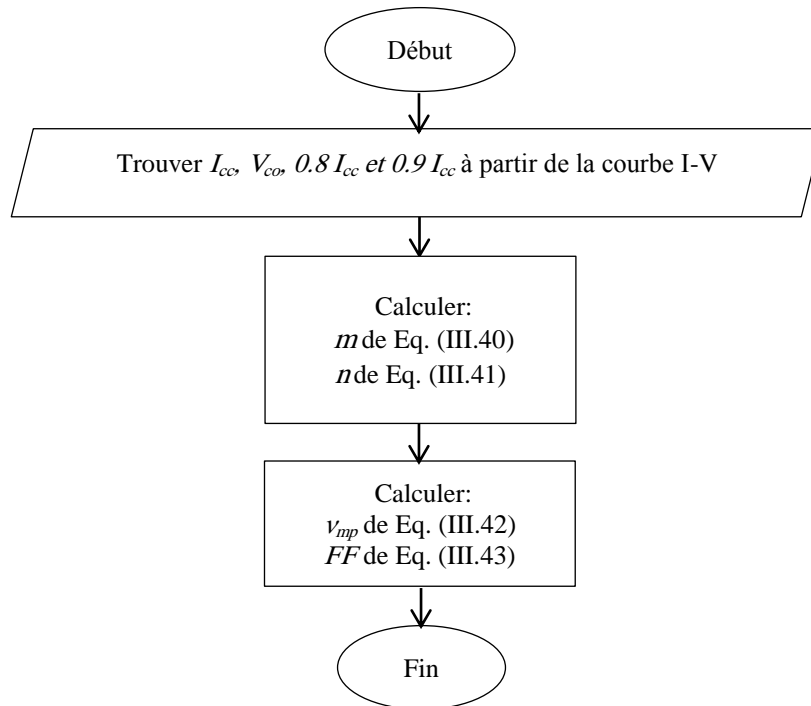


Figure III.6 : Organigramme du modèle de Das.

A partir de l'équation (I.18) l'expression suivante a été proposée :

$$\log n \log i = \log(1 - v^m) \approx -v^m \quad (\text{III.39})$$

Ainsi, une mesure de i at ($v = a$) et ($v = b$) mène à :

$$m \approx \frac{\log \left(\frac{\log i_a}{\log i_b} \right)}{\log \left(\frac{a}{b} \right)} \quad (\text{III.40})$$

Ainsi, n peut être approximé comme :

$$n \approx \frac{-a^m}{\log i_a} \quad (\text{III.41})$$

Pour trouver les valeurs de m et n , les valeurs : $a = 0,8$ et $b = 0,9$ sont utilisées pour un résultat satisfaisant [9]. La tension maximale normalisée v_{ppm} est obtenue à partir de l'équation (III.42), et le facteur de forme FF est donc calculé en utilisant l'équation (III.43).

$$v_{mp} = \left(1 + \frac{m}{n}\right)^{-(1/m)} \quad (\text{III.42})$$

$$FF = v_{mp} i_{mp} = \left(\frac{m}{n}\right)^{1/n} \left(1 + \frac{m}{n}\right)^{-\left(\frac{1}{m} + \frac{1}{n}\right)} \quad (\text{III.43})$$

III.3.4.4 Modèle de Massi Pavan et al. (Modèle7)

Le modèle proposé dans [10] est un modèle explicite pour un module PV, où les données du fabricant sont utilisées pour calculer les paramètres du modèle. Dans l'équation (I.24) (voir le chapitre I, section I.5.3.8), le facteur exponentiel est obtenu si la puissance maximale produite par le module PV (à un éclairement donné et à la température de la cellule) est égale à son facteur de forme aux mêmes conditions.

Le facteur de forme est alors exprimé par :

$$FF_{T,G} = FF_{0,T} \cdot (1 - r_{s,GT}) \quad (\text{III.44})$$

Où : $r_{s,GT}$ est la résistance série normalisée à une température T et l'éclairement G , comme présenté dans l'équation (III.45), $FF_{0,T}$ est le facteur de forme normalisé à la température T de la cellule. $r_{s,GT}$ est la résistance série normalisée qui peut être calculée selon :

$$r_{s,GT} = \frac{I_{cc,G}}{V_{co,T}} \cdot R_s \quad (\text{III.45})$$

$I_{cc,G}$ est le courant de court-circuit du module à un éclairement G , $V_{co,T}$ est la tension de circuit ouvert du module à la température T et R_s (Ω) est la résistance série.

Les deux paramètres précédents sont calculés par les relations suivantes :

$$I_{cc,G} = \frac{G}{1000} \cdot I_{cc} \quad (\text{III.46})$$

$$R_s = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \cdot r_s \quad (\text{III.47})$$

La résistance série normalisée r_s est donnée par :

$$r_s = 1 - \frac{FF}{FF_{0,25}} \tag{III.48}$$

FF est le facteur de forme à STC et $FF_{0,25}$ est le facteur de forme normalisé pour une température de la cellule égale à 25°C, il est donné par :

$$FF_{0,25} = \frac{v_{co,25} - \ln(v_{co,25} - 0.72)}{v_{co,25} + 1} \tag{III.49}$$

Finalement, le facteur de forme normalisé à une température T est correspond à :

$$FF_{0,T} = \frac{v_{co,T} - \ln(v_{co,T} - 0.72)}{v_{co,T} + 1} \tag{III.50}$$

Où $v_{OC,T}$: est la tension de circuit ouvert normalisé à la température T , elle est calculée par :

$$v_{co,T} = \frac{V_{co,T}}{V_t \cdot N_s} \tag{III.51}$$

L'organigramme montrant la procédure de calcul des paramètres est représenté par la figure III.7.

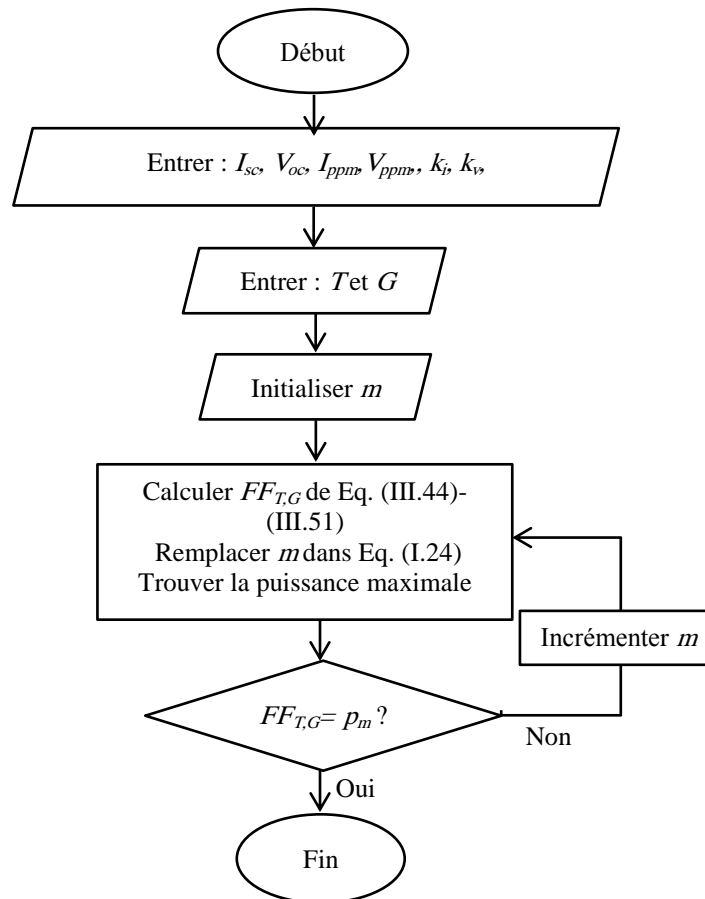


Figure III.7 : Organigramme du modèle de Massi Pavan et al.

III.4 Etude comparative

Les modèles implicites et explicites présentés précédemment ont été mis en œuvre dans l'environnement Matlab® et appliqués aux modules PV de trois technologies différentes: Q.Pro230 [175], Q.Smart UF95 [176] et First Solar FS-272 [177]. Afin de confronter et d'évaluer la performance des modèles, les caractéristiques I-V estimées sont comparées avec les données du fabricant et avec des mesures expérimentales. Les paramètres électriques des modules PV utilisés sont présentés dans le tableau III.2.

Tableau III.2 : Paramètres électriques des modules PV utilisés.

Technologie	Si-poly	CIGS	CdTe
Module	Q.Pro 230	Q.Smart UF 95	FS-272
Puissance Nominale P_n (W)	230	95	72.5
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	8.30	1.68	1.23
Tension de circuit ouvert V_{co} (V)	36.61	78.0	88.7
Courant au point de puissance maximale I_{ppm} (A)	7.84	1.53	1.09
Tension au point de puissance maximale V_{ppm} (V)	29.56	62.1	66.6
Coefficient de courant/température k_i (%/K)	0.04	0.00	0.04
Coefficient de tension/température k_v (%/K)	-0.41	-0.38	-0.25
Nombre de cellules en série N_s	60	116	116

III.4.1 Comparaison avec les données du fabricant (Test 1)

Les modèles ont été testés en comparant leurs résultats avec les données du fabricant pour les modules Q.Pro230 et Q.Smart UF95. FS-272 n'a pas été utilisé dans ce test, car les courbes I-V ne sont pas disponibles dans la fiche technique du module PV.

Les tableaux III.3a-c montrent les paramètres électriques calculés pour chaque modèle dans les conditions STC.

Les figures III.8a et III.8b présentent les caractéristiques I-V des modules testés avec les différents modèles.

Tableau III.3a : Module Q.Pro230 : Paramètres calculés aux conditions STC (Test 1).

Paramètres	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6	Modèle 7
a()	1.1	1.3	1.35	1.42	1.58	-	-
R _s (Ω)	0.4	0.22	0.31	0.43	-	-	-
R _p (Ω)	1627.98	257.72	694.97	549.17	-	-	-
I _{ph} (A)	8.3	8.29	8.3	8.3	8.3	-	-
I _o (A)	3.10e-8	9.77e-8	3.98e-10	4.34e-7	2.48e-6	-	-
m()	-	-	-	13.79	-	14.14	14.7
n()	-	-	-	-	-	0.84	-
γ ()	-	-	-	0.99	-	-	-
I _{cc} (A)	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3
V _{co} (V)	36.5	36.6	36.5	36.58	36.6	36.61	36.61
I _{ppm} (A)	7.76	7.84	7.80	7.71	7.75	7.71	7.71
V _{ppm} (V)	29.80	29.50	29.70	30.02	30.01	30.01	30.02

Tableau III.3b : Module Q.Smart UF95 : Paramètres calculés aux conditions STC (Test 1).

Paramètres	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6	Modèle 7
a()	1.75	1.6	1.6	1.8	2.2	-	-
R _s (Ω)	1.72	2.16	4.39	1.37	-	-	-
R _p (Ω)	3113.63	2149.44	942.59	2338.8	-	-	-
I _{ph} (A)	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	-	-
I _o (A)	5.39e-7	1.33e-7	7.13e-12	8.69e-7	1.19e-5	-	-
m()	-	-	-	11.38	-	10.87	11.8
n()	-	-	-	-	-	0.94	-
γ ()	-	-	-	0.98	-	-	-
I _{cc} (A)	1.68	1.68	1.67	1.68	1.68	1.68	1.68
V _{co} (V)	77.9	77.8	77.8	77.96	77.9	78	78
I _{ppm} (A)	1.529	1.529	1.527	1.524	1.520	1.543	1.521
V _{ppm} (V)	62.10	62.20	62.20	62.37	62.52	61.62	62.40

La puissance maximale (PM) estimée de chaque modèle et la puissance obtenue à partir de la fiche technique sont rapportées dans le tableau III.4, alors que la figure III.9 et le tableau III.5 présentent l'erreur relative (ER) de la *PM* aux différents niveaux d'éclairément, elle est donnée par l'expression suivante :

$$ER (\%) = \frac{|P_{ppm,mesurée} - P_{ppm,estimée}|}{P_{ppm,mesurée}} 100 \quad (III.52)$$

Tableau III.3c : Module FS-272 : Paramètres calculés aux conditions STC (Test 1).

Parameters	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6	Modèle 7
$a()$	2.8	2.29	2	2.7	3.41	-	-
$R_s(\Omega)$	3.85	5.38	11.82	5.74	-	-	-
$R_p(\Omega)$	1887.6	2258.4	943.43	2671	-	-	-
$I_{ph}(A)$	1.229	1.233	1.23	1.227	1.23	-	-
$I_o(A)$	2.96e-5	2.77e-6	1.44e-13	2.1e-5	2.01e-4	-	-
$m()$	-	-	-	7.10	-	9.27	8.64
$n()$	-	-	-	-	-	0.59	-
$\gamma()$	-	-	-	1	-	-	-
$I_{cc}(A)$	1.23	1.23	1.22	1.23	1.23	1.23	1.23
$V_{co}(V)$	88.7	88.6	88.4	88.66	88.7	88.7	88.7
$I_{ppm}(A)$	1.088	1.083	1.088	1.091	1.069	1.105	0.947
$V_{ppm}(V)$	66.7	67	66.70	66.50	68	65.64	76.55

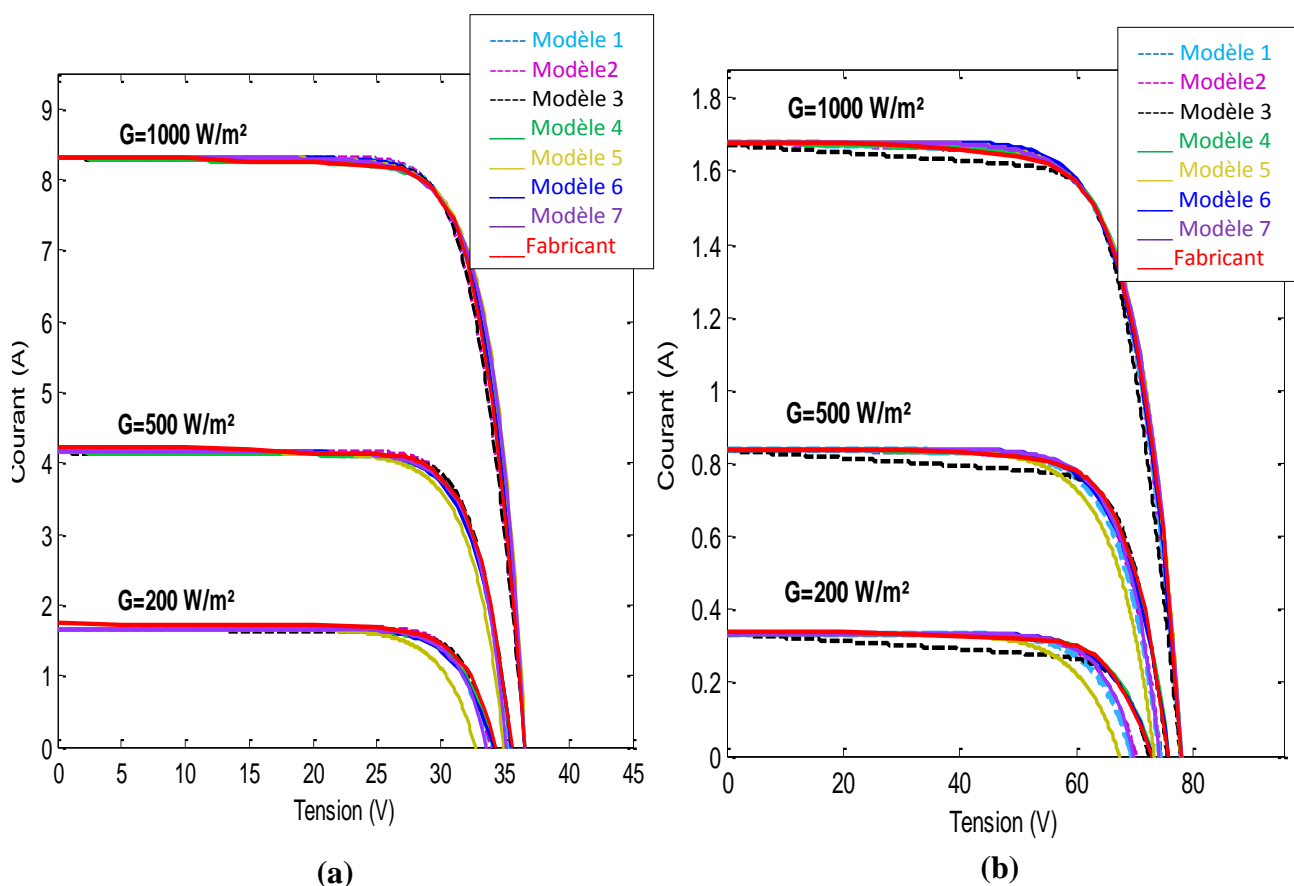


Figure III.8 : Test 1 : Caractéristiques I-V aux différents niveaux d'éclairement : (a) module Q.pro230, (b) module Q.Smart UF95.

Tableau III.4 : Puissance maximale de chaque module à $T = 25^{\circ}\text{C}$ aux différents niveaux d'éclairement (Test 1).

Module	P_{ppm} (W)	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6	Modèle 7
Q.Pro230								
G=200 W/m ²	44.68	45.42	44.34	45	44.41	40.53	44.38	44.49
G=500 W/m ²	114.62	115.11	114.08	115.80	114.09	109.83	114.09	114.37
G=1000 W/m ²	231.75	231.24	231.28	231.66	231.45	232.57	231.38	231.49
Q.Smart UF95								
G=200 W/m ²	17.78	17.09	17.49	16	17.90	15.81	17.49	17.50
G=500 W/m ²	46.67	45.75	46.31	46.32	46.45	44.06	46.29	46.51
G=1000 W/m ²	95.01	94.95	95.10	94.97	95.10	95.04	95.08	94.94

Tableau III.5 Erreur relative au PPM (Test 1)

Modules	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6	Modèle 7
Q.Pro230							
1000 W/m ²	0.22	0.20	0.03	0.13	0.35	0.16	0.11
500 W/m ²	0.43	0.47	1.03	0.46	4.17	0.46	0.21
200 W/m ²	1.65	0.76	0.71	0.60	9.28	0.67	0.43
ERM (%)	0.77	0.48	0.59	0.39	4.6	0.43	0.25
Q.Smart UF95							
1000 W/m ²	0.06	0.09	0.04	0.09	0.03	0.07	0.07
500 W/m ²	1.97	0.77	0.75	0.47	5.59	0.81	0.34
200 W/m ²	3.88	1.63	10.01	0.67	11.07	1.63	1.57
ERM (%)	1.97	0.83	3.6	0.41	5.57	0.83	0.66

A partir des résultats obtenus, il est clairement remarquable que :

- Généralement, tous les modèles donnent de bonnes représentations des caractéristiques I-V aux conditions STC, en particulier, dans la région du PPM. Cependant, pour le Module Q.Smart UF95, les performances des modèles 1, 5 et 7 sont devenues plus faibles lorsque l'éclairement diminue, particulièrement, au voisinage de la tension de circuit ouvert V_{co} . D'autre part, le modèle 3 présente une déviation remarquable dans la partie où le module PV fonctionne comme un générateur de courant.

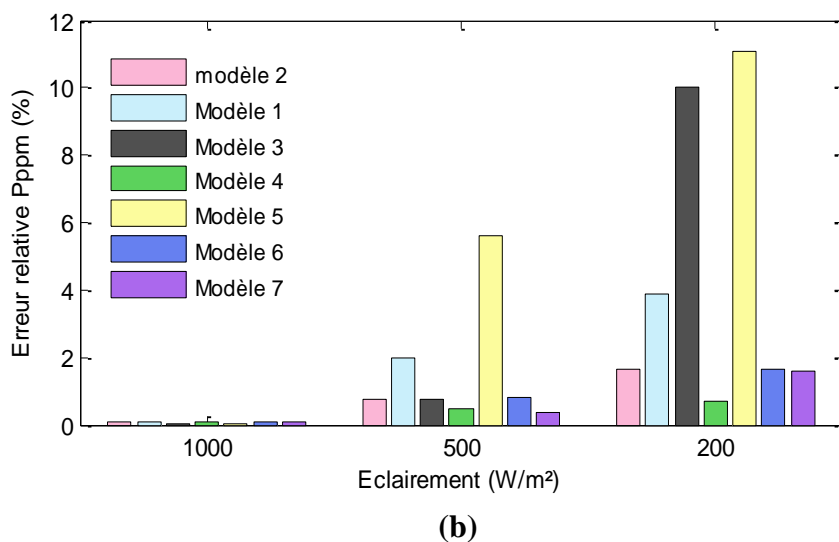
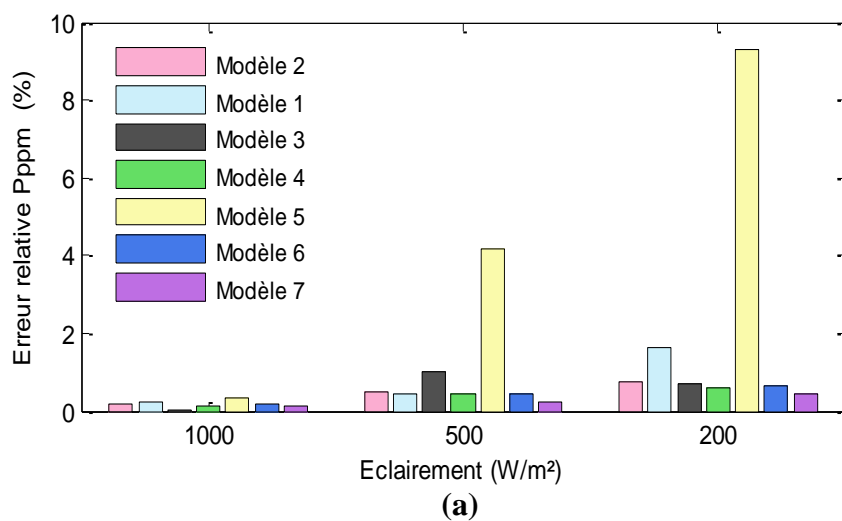


Figure III.9 : Erreur relative au PPM : (a) Module Q.pro 230 ; (b) module Q.Smart UF 95.

- Suivant le tableau III.5 et la figure III.9 les ER sont plus importantes à faible éclairage, notamment pour le modèle 5.
- Pour le module Q.Pro230, le modèle 7 donne une bonne estimation de la puissance maximale (PM) (ERM (l'erreur relative moyenne) est de 0,43%), alors que le Modèle 5 donne la plus faible estimation de PM avec un ERM de 4,6%.
- Pour le module Q.Smart UF95, le modèle 4 présente les meilleures performances (ERM est de 0,41%), tandis que les mauvaises performances sont celles données par le modèle 5 (ERM est de 5,57%).

III.4.2 Comparaison avec les données expérimentales (Test 2)

III.4.2.1 Mesures expérimentales

Des mesures ont été effectuées à l'installation de test en laboratoire de photovoltaïque et de nanotechnologie de l'Université de Trieste, en Italie. Trieste a un climat tempéré, avec des étés chauds, des hivers doux et pas de saisons sèches. Au cours d'une année, la température varie généralement de 4 °C à 29 °C. L'humidité relative varie généralement de 45 % à 84 %, tandis que la vitesse moyenne du vent varie entre 2 m/s et 5 m/s, bien que des vents très forts soient courants pendant de courtes périodes de temps [178].

La figure III.10 présente les modules photovoltaïques, les capteurs de température de l'air et du module, les enregistreurs de données climatiques et électriques, le Pyranomètre et les équipements électriques (une charge et un dissipateur de chaleur) de l'installation de l'Université de Trieste, dans lequel les mesures expérimentales ont été effectuées.

Chaque module PV transfère la puissance à une charge (résistance). La partie du système utilisé dans le test se compose de : deux enregistreurs de données E-Log, MW8024 - 02/10 produit par LSI Lastem Srl (toutes les caractéristiques de cet appareil peuvent être trouvées dans [179]) : l'un est utilisé pour les données climatiques et l'autre pour les données électriques. Un ordinateur connecté aux deux enregistreurs de données où les mesures sont collectées dans une base de données. Un pyranomètre de première classe ISO9060 type C100R DPA153 produit par LSI Lastem S.r.l, installé sur le même plan des modules PV (l'incertitude quotidienne de cet appareil est inférieure à 5%, la sensibilité est de 30÷45 $\mu\text{V} / \text{W}/\text{m}^2$ et la plage de réponse spectrale est de (305-2800 nm), d'autres informations peuvent être trouvées dans [179]). Sondes de contact de température pour trois modules type DLE 124 produites par LSI Lastem S.r.l (la précision de ce dispositif est de ± 0.15 °C, plus de détails peuvent être trouvés dans [179]). Trois shunts type SHP300A60-Compact (produits par Hobut Ltd) et qui ont été calibrées avec une précision supérieure à 0,01% (les caractéristiques de cet instrument peuvent être trouvées dans [180]).

Les trois modules présentés précédemment sont employés dans différentes conditions de fonctionnement : un éclairement solaire G (faible, moyen et haut), une température ambiante T_a et une température du module T . Les modules utilisés, ainsi que les données météorologiques mesurées sont illustrées dans le tableau III.6.

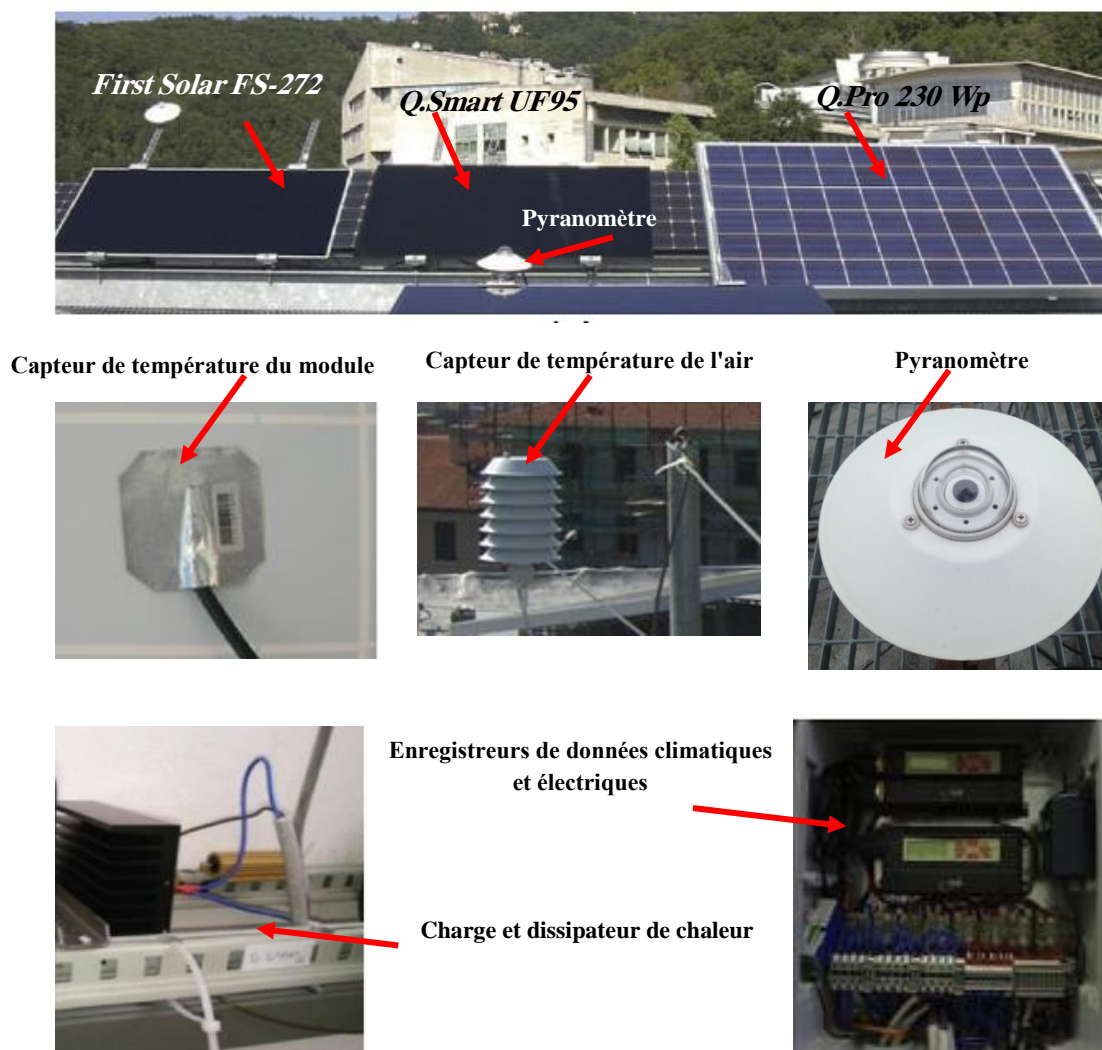


Figure III.10 : Les modules PV utilisés et l'installation de test (Université de Trieste, Italie).

Tableau III.6 : Date, heure et conditions de travail pour chaque module.

Module	Date	Temps (hh:mm)	Température ambiante T_a (°C)	Température du module T (°C)	éclairement G (W/m ²)
Q.Pro 230	03/09/2013	11:45	32	57	906
	03/09/2013	09:13	32	37	479
	18/09/2013	17:02	23.44	28	135
Q.Smart UF95	12/03/2014	12:21	16	35	800
	13/03/2014	09:30	14	21	490
	26/03/2014	17:25	10	11	127
First Solar FS-272	05/09/2013	11:50	27.18	53.47	997
	05/09/2013	09:05	26.7	40.9	509
	27/09/2013	17:10	10	12	106

III.4.2.2 Simulation et évaluation des résultats

Pour le module Q.Pro 230 les données du fabricant ne sont pas utilisées. Suivant les méthodes présentées dans [181, 182] les paramètres obtenus à partir de la courbe expérimentale dans les conditions ($G = 906 \text{ W/m}^2$, $T = 57^\circ\text{C}$) ont été translatés vers les conditions standards en utilisant les équations suivantes [183] :

$$I_{cc,STC} = \frac{G_{STC}}{G} \left(\frac{I_{cc,e}}{(1 + k_i (T - T_{STC}))} \right) \quad (\text{III.53})$$

$$V_{co,STC} = \frac{V_{co,e}}{1 + k_v (T - T_{STC})} \quad (\text{III.54})$$

$$I_{ppm,STC} = \frac{I_{m,e} \frac{G_{STC}}{G}}{(1 + k_i (T - T_{STC}))} = I_{m,e} \left(\frac{I_{cc,STC}}{I_{cc,e}} \right) \quad (\text{III.55})$$

$$V_{ppm,STC} = \frac{V_{m,e}}{1 + k_v (T - T_{STC})} = V_{m,e} \left(\frac{V_{co,STC}}{V_{co,e}} \right) \quad (\text{III.56})$$

Les nouveaux paramètres calculés dans les conditions STC sont représentés par le tableau si dessous :

Tableau III.7 Paramètres du module Q.Pro 230 dans les conditions STC.

Paramètres	$I_{cc}(\text{A})$	$V_{co}(\text{V})$	$I_{ppm}(\text{A})$	$V_{ppm}(\text{V})$	$P_{ppm}(\text{W})$
Module Qpro230	8.7	36.87	7.31	27.5	201.27

Les courbes I-V expérimentales et simulées de chaque module sont présentées par les figures III.11-III.13, tandis que la puissance maximale de chaque module et l'erreur relative (ER) sont illustrées dans les tableaux III.8a-c.

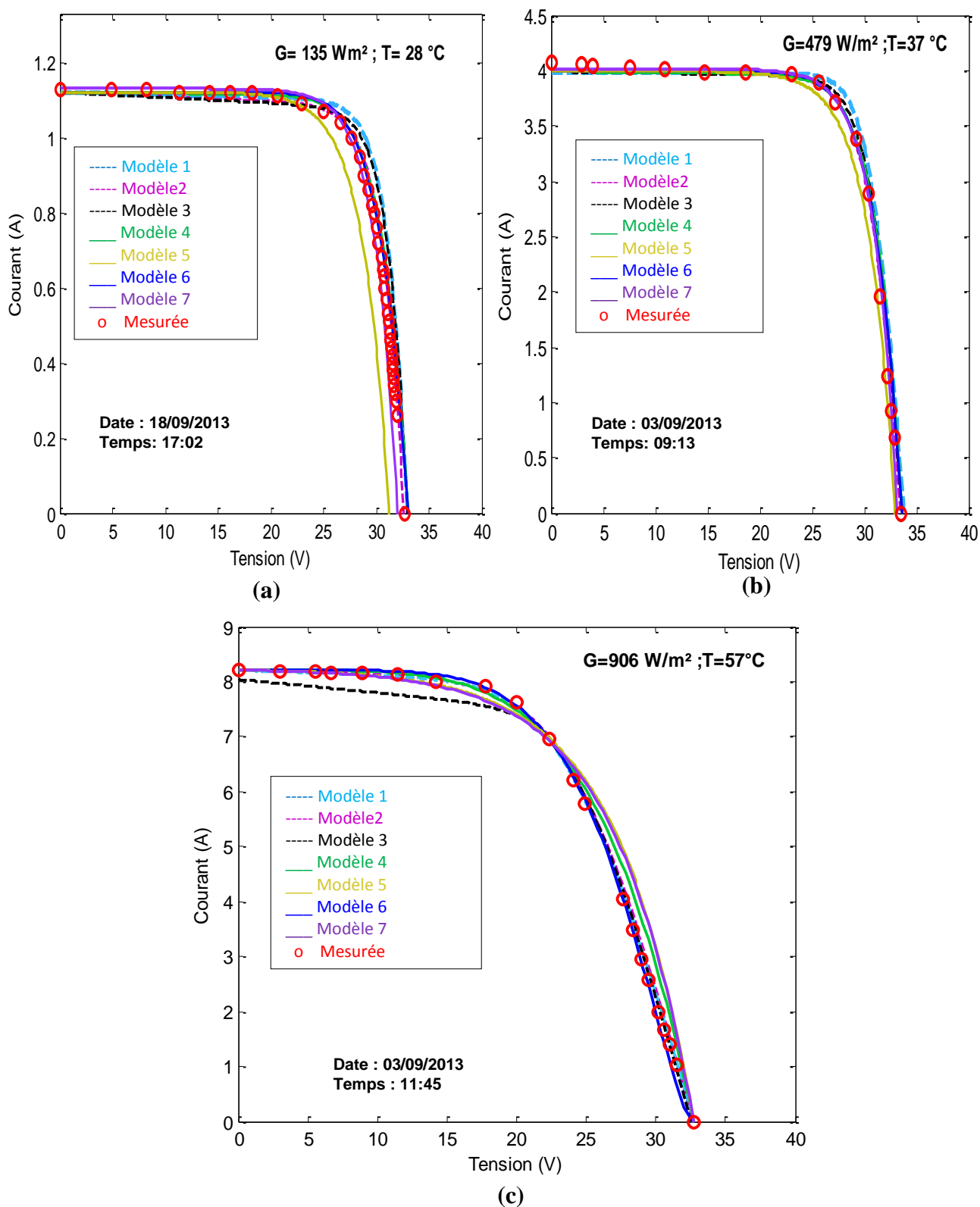


Figure III.11 : Test 2 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées du module PV Q.Pro à : (a) faible éclaircment, (b) éclaircment moyen et (c) éclaircment élevé.

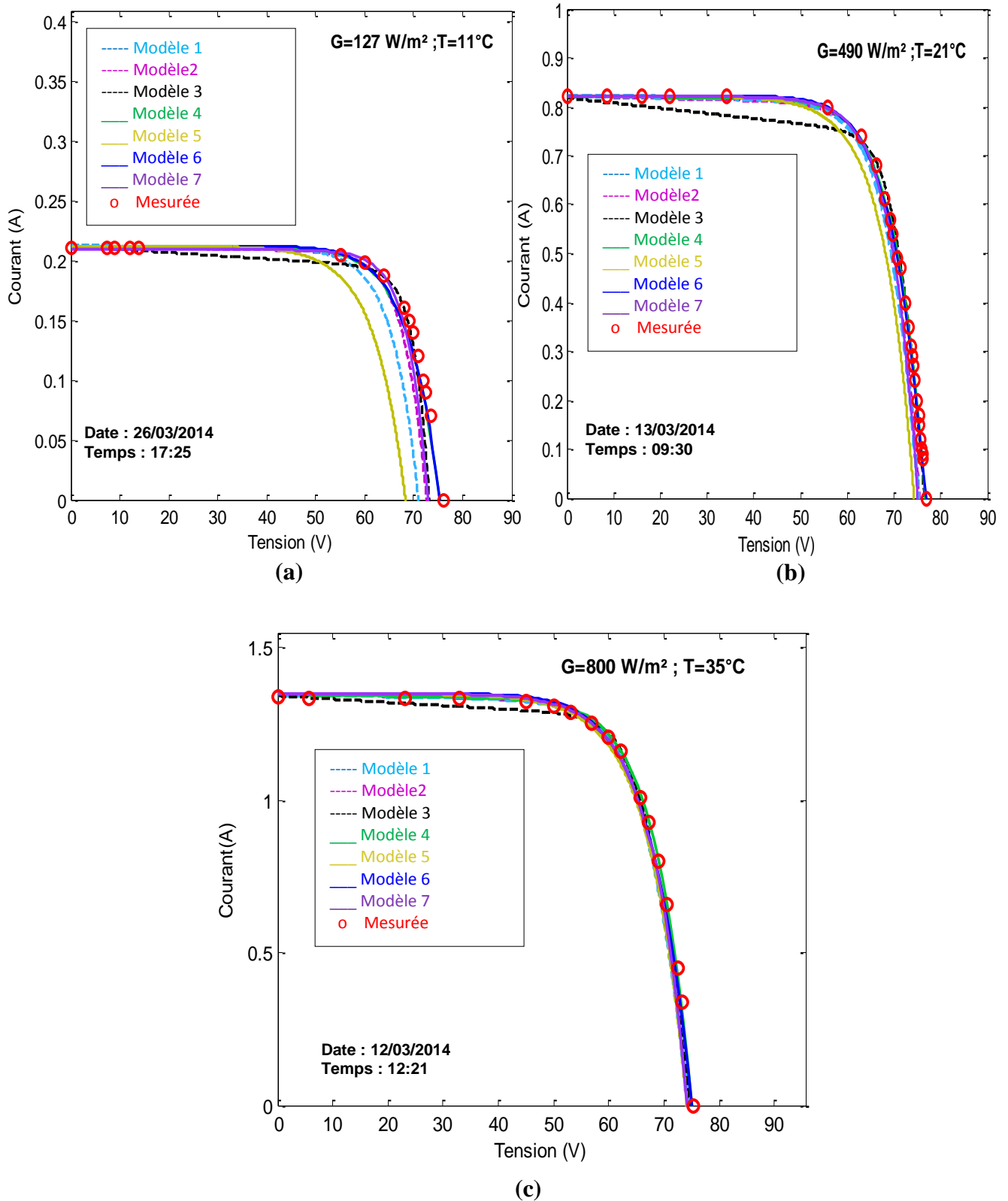


Figure III.12 : Test 2 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées du module PV Q.Smart UF95 à : (a) faible éclairement, (b) éclairement moyen et (c) éclairement élevé.

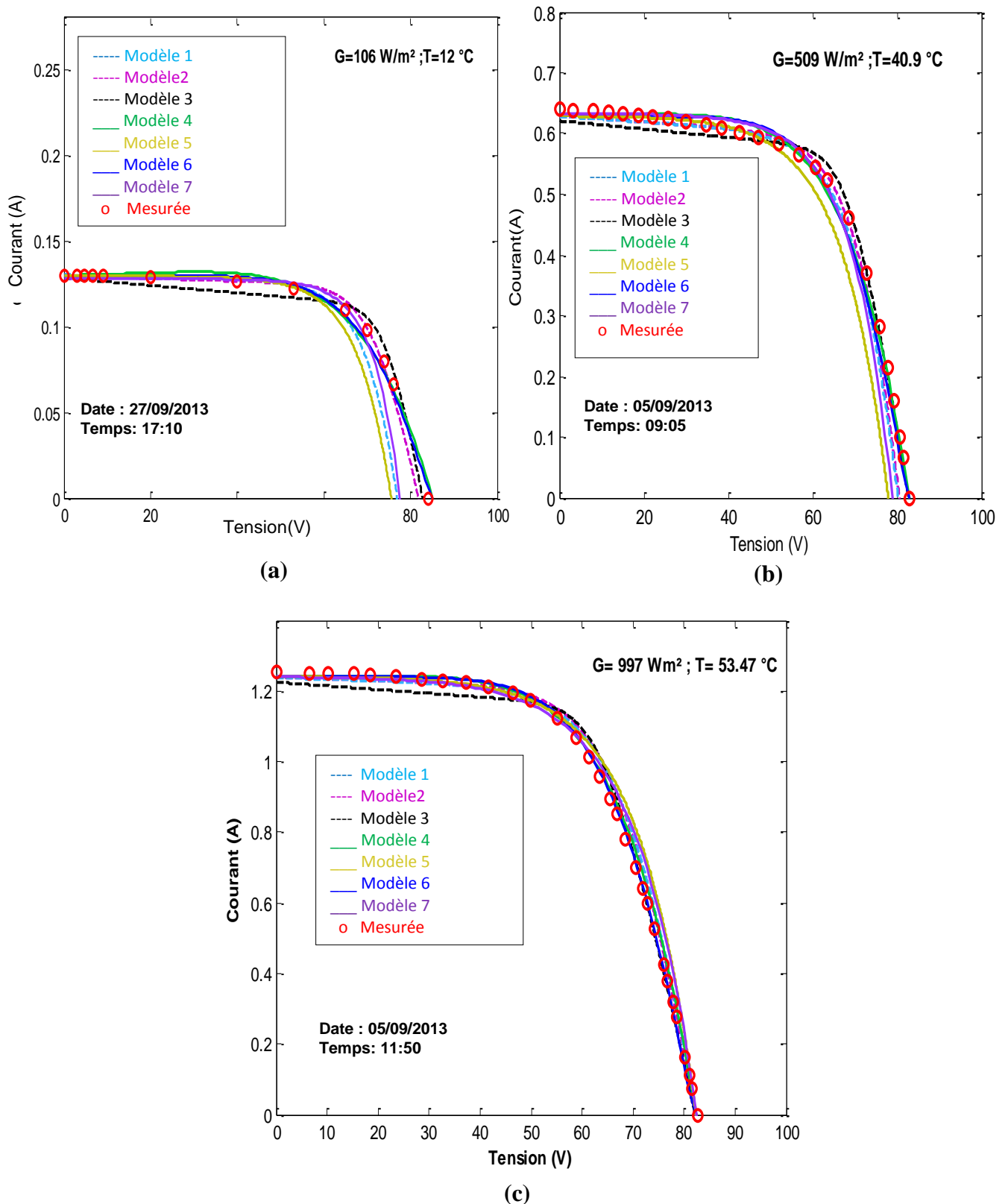


Figure III.13 : Test 2 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées du module PV FS-272 à :
 (a) faible éclaircissement, (b) éclaircissement moyen et (c) éclaircissement élevé.

Tableau III.8a Puissance maximale et l'erreur relative du le module Q.Pro 230 (Test 2).

Conditions de test	$P_{ppm}(W)$							
	mesurée	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6	Modèle 7
P_{ppm} estimée (W)								
G=135W/m ² ; T=28 °C	27.5	28.87	28.07	28.74	28.05	25.83	28.06	27.83
G=479 W/m ² ; T=37°C	101.2	102.52	101.97	103.82	101.71	97.57	101.81	101.62
G=906 W/m ² ; T=57°C	155.34	155.25	155.91	155.15	155.43	156.85	155.50	155.66
$ER_{ppm}(\%)$								
G=135W/m ² ; T=28 °C		4.98	2.07	4.51	2.00	6.07	2.03	1.20
G=479 W/m ² ; T=37°C		1.30	0.76	2.58	0.50	3.58	0.68	0.60
G=906 W/m ² ; T=57°C		0.06	0.37	0.12	0.06	0.97	0.10	0.21

Tableau III.8b Puissance maximale et l'erreur relative du le module Q.Smart UF95 (Test2).

Conditions de test	$P_{ppm}(W)$							
	Mesurée	Modèle1	Modèle2	Modèle3	Modèle4	Modèle5	Modèle6	Modèle7
P_{ppm} estimée (W)								
G=127W/m ² ; T=11°C	12.03	11.25	11.85	11.75	11.91	10.29	11.88	11.93
G=490W/m ² ; T=21°C	46.58	45.60	46.11	46.08	46.26	43.90	46.23	46.32
G=800W/m ² ; T=35°C	71.7	71.94	72.22	73.12	71.88	71.03	71.91	71.53
$ER_{ppm}(\%)$								
G=127W/m ² ; T=11°C		6.48	1.49	2.33	0.99	14.46	1.24	0.83
G=490W/m ² ; T=21°C		2.10	1.00	1.07	0.69	5.75	0.75	0.56
G=800W/m ² ; T=35°C		0.33	0.72	1.98	0.25	0.93	0.29	0.24

Tableau III.8c Puissance maximale et l'erreur relative du le module FS-272 (Test 2).

Conditions de test	$P_{ppm}(W)$							
	Mesurée	Modèle1	Modèle2	Modèle3	Modèle4	Modèle5	Modèle6	Modèle7
P_{ppm} estimée (W)								
G=106 W/m ² ; T=12 °C	7.15	6.92	7.35	7.44	7.08	6.79	7.06	7.22
G=508 W/m ² ; T=40.9 °C	32.64	32.98	33.73	34.86	32.45	30.81	32.90	32.84
G=997 W/m ² ; T=53.47 °C	62.80	64.73	65.22	65.66	63.16	64.59	63.30	63.09
$ER_{ppm}(\%)$								
G=106 W/m ² ; T=12 °C		3.22	2.79	4.06	0.98	5.04	1.54	0.84
G=508 W/m ² ; T=40.9 °C		1.04	3.33	6.8	0.58	5.61	0.80	0.61
G=997 W/m ² ; T=53.47 °C		3.07	3.85	4.55	0.57	2.85	0.79	0.46

D'après les résultats obtenus, on peut constater que :

- Tous les modèles donnent une bonne représentation de la caractéristique du module Q.Pro 230 à un éclairage élevé. Cependant, à faible éclairage le modèle 5 est le moins performant. Le modèle 4 donne une bonne estimation de la caractéristique I-V et de la puissance maximale à un éclairage élevé et moyen (ER est de 0,06% et 0,5% respectivement), d'autre part, le modèle 7 présente l'erreur la plus petite à faible éclairage (1,20%).
- Tous les modèles décrivent le comportement du module Q.Smart UF95 avec une bonne précision, à un éclairage élevé. Cependant, à faible éclairage, les courbes des modèles 1, 5 et 7 ont une faible précision au voisinage de la tension de circuit ouvert. Les modèles 4 et 6 donnent de bonne représentation de la courbe I-V, alors que la bonne estimation de la puissance maximale est obtenue avec le modèle 7 (ER est de 0,24 %).
- Pour le module FS-272, tous les modèles (sauf le modèle 3) présentent de bonnes performances sous un éclairage élevé. Cependant, à faible éclairage, seulement les modèles 4 et 6 montrent une bonne concordance avec les données mesurées et les modèles 1, 5 et 7 donnent une mauvaise représentation de la courbe I-V dans la région de la tension de circuit ouvert. Concernant l'estimation de la puissance maximale, L'ER du modèle 7 est la plus faible (0,46% à $G = 997 \text{ W/m}^2$; $T = 53.47 \text{ }^\circ\text{C}$). Les modèles 4 et 6 montrent également une bonne performance avec un ER de 0.57 % et 0.79% respectivement à $G = 997 \text{ W/m}^2$; $T = 53.47 \text{ }^\circ\text{C}$.

III.5 Conclusion

Ce chapitre présente une étude comparative de sept modèles pour l'estimation du comportement des modules PV aux différentes conditions météorologiques (température et éclairage solaire). Les modèles ont été évalués en comparant leurs résultats avec les données des fabricants et les mesures expérimentales.

Les résultats obtenus ont montré que tous les modèles donnent de bonne performance à des éclairages élevés, pour les trois technologies. Cependant, leurs précisions ont diminué à faibles éclairages, notamment pour les technologies CdTe et CIGS.

Généralement, les modèles 2, 4 et 6 ont donné une bonne estimation de la caractéristique I-V et de la puissance maximale pour les trois modules testés aux différentes

conditions météorologiques. De plus, le modèle 7 a donné une bonne estimation de la puissance maximale. Néanmoins, il a une faible représentation des caractéristiques I-V dans la région de V_{co} lorsque l'éclairement diminue. D'autre part, Le modèle 5 ne doit être utilisé qu'à haut éclairement, car il sous-estime à la fois la puissance et la tension de circuit ouvert à faible éclairement.

Les principaux inconvénients des modèles implicites (basés sur les méthodes numériques et des processus itératifs) sont la sensibilité aux valeurs initiales et la convergence. En revanche, les modèles explicites basées sur des approximations analytiques, ont un avantage dans plusieurs applications directes.

CHAPITRE IV

MODELE EXPLICITE SIMPLIFIE POUR DIFFERENTES TECHNOLOGIES

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, un modèle explicite simplifié pour la simulation et la représentation du comportement des modules PV est proposé. Le modèle proposé est basé sur deux modèles présentés dans le chapitre précédent. Son expression est simple, elle relie le courant à la tension (I-V) et nécessite l'estimation d'un seul paramètre. Les informations (les paramètres) requises sont généralement disponibles dans la fiche technique du module PV. La validation du modèle a été effectuée à l'aide des mesures expérimentales à deux endroits différents (le premier est le même présenté dans le chapitre III, le deuxième est à l'Université de Picardie Jules Verne (Amiens, France)) aux différents niveaux d'éclairement et de la température pour cinq technologies de modules PV (mono-Si, poly-Si, CIGS, CdTe et HIP). Pour montrer son efficacité, le modèle est également comparé aux modèles explicites 4 et 7.

IV.2 Modèle explicite

D'après les résultats obtenus dans le troisième chapitre, le modèle 4 (modèle de Karmalkar and Haneefa [8]) définie par l'équation (I.16) (voir le chapitre I, section I.5.3.3), présente une bonne performance pour les trois modules testés. Cependant, le modèle nécessite une estimation graphique des paramètres à partir de la courbe I-V du module, cette dernière n'est pas toujours disponible. En outre, le modèle 7 (modèle de Massi Pavan et al. [10]) donne une bonne estimation de la *PM*. Néanmoins, il présente une déviation remarquable de la caractéristique I-V au voisinage du V_{co} lorsque l'éclairement diminue.

En se basant sur les deux modèles et pour surmonter ces problèmes, nous avons proposé une nouvelle forme d'un modèle explicite nécessitant seulement les données de la fiche technique du module PV [184].

D'après les valeurs obtenues du paramètre γ du modèle 4 dans le chapitre précédent (voir les tableaux III.3a-c) nous supposons d'approximer la valeur de ce paramètre à 1, alors, l'équation (I.16) est devenue comme suit :

$$i = 1 - v^m \quad (IV.1)$$

En utilisant : $v = V/V_{co}$ et $i = I/I_{cc}$, la relation entre le courant et la tension est ensuite obtenue par l'expression :

$$I = I_{cc} \left(1 - \left(\frac{V}{V_{co}} \right)^m \right) \quad (IV.2)$$

où m est un paramètre qui définit la forme de la courbe I-V.

IV.2.1 Dépendance à la température et à l'éclairement

Le changement de la température et de l'éclairement a un effet sur la performance du module PV. Alors, l'équation (IV.2) peut être modifiée comme suit :

$$I(T, G) = I_{cc, TG} \left(1 - \left(\frac{V(T, G)}{V_{co, TG}} \right)^m \right) \quad (IV.3)$$

a) Dépendance à la température

Le courant I_{cc} et la tension V_{co} présentent une dépendance avec la température [4, 185]. Ils sont exprimés par les équations (III.9) et (III.10) respectivement (voir le chapitre III, section III.2.1.1)

b) Dépendance à l'éclairement

Comme indiqué dans [186, 187], le courant I_{sc} dépend de l'éclairement par l'équation suivante :

$$I_{cc, G} = I_{cc} \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (IV.4)$$

Alors que la dépendance de la tension V_{co} à l'éclairement est exprimée par l'expression suivante [186, 188] :

$$V_{co, G} = V_{co} + N_s V_{t, T} \ln \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (IV.5)$$

où $V_{t, T}$ est le potentiel thermique à la température T . Il est défini par :

$$V_{t, T} = \frac{kT}{q} \quad (IV.6)$$

IV.2.2 Détermination du paramètre (m)

Le paramètre (m) est calculé lorsque le facteur de forme est égal à la puissance maximale normalisée p_{mn} produite par le module à un éclairement donné et à la température de la cellule PV [10].

L'expression empirique du facteur de forme $FF_{T, G}$ adaptée dans [10] a été initialement proposée dans [189]. En utilisant l'expression originale, le facteur de forme (à la température de la cellule T et à l'éclairement G) est défini comme suit :

$$FF_{T,G} = FF_0 \cdot (1 - r_s) \quad (IV.7)$$

Où FF_0 est le facteur de forme du module PV sans effets résistifs et r_s est la résistance série normalisée à l'éclairement et à la température de la cellule.

Le facteur de forme FF_0 sans effets résistifs est décrit selon [189]:

$$FF_0 = \frac{v_{co,T} - \ln(v_{co,T} + 0.72)}{v_{co,T} + 1} \quad (IV.8)$$

où : $v_{co,T}$ est la tension normalisée par rapport à la tension thermique $V_{t,T}$ [187] :

$$v_{co,T} = \frac{V_{co,T}}{N_s a V_{t,T}} \quad (IV.9)$$

où : $V_{co,T}$ dépend de la température du module PV (voir l'équation (III.10)). La valeur du facteur d'idéalité a peut être ajustée afin d'améliorer la précision du modèle.

La résistance série normalisée est définie par :

$$r_s = \frac{I_{cc}(T,G)}{V_{co}(T,G)} \cdot R_s \quad (IV.10)$$

r_s est donc calculée par l'équation suivante :

$$r_s = \frac{I_{cc}(G/G_{stc})(1 + k_i(T - T_{STC}))}{V_{co} + k_v(T - T_{STC}) + N_s V_{t,T} \ln(G/G_{stc})} \cdot R_s \quad (IV.11)$$

La résistance R_s est donnée par l'équation [187] :

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \frac{V_{co}}{I_{cc}} \quad (IV.12)$$

où : FF est le facteur de forme aux conditions STC (voir l'équation (I.5)).

L'organigramme illustrant la procédure de calcul du paramètre m est présenté dans la figure IV.1. Une fois que le paramètre m est trouvé à partir des équations précédentes, la caractéristique I-V des modules PV peut être simplement déterminé.

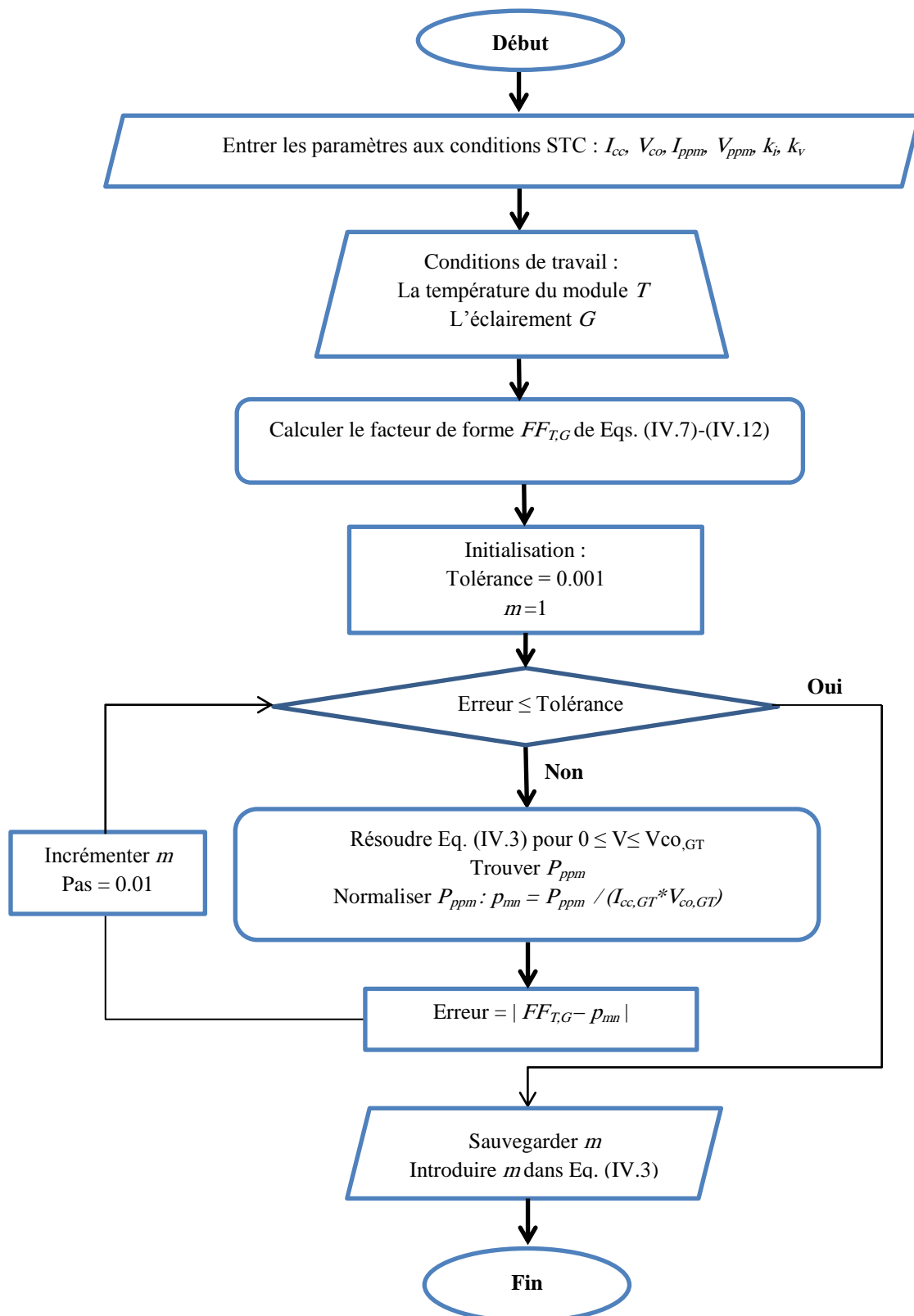


Figure IV.1 : Organigramme de calcul du paramètre m .

IV.2.3 Extension du modèle pour l'association des modules en série et en parallèle

IV.2.3.1 Association des modules en parallèle

Les modules PV sont habituellement branchés en série pour augmenter la tension, et en parallèle pour augmenter l'intensité du courant (voir la figure IV.2).

Une association parallèle de N_{pv} modules permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de modules identiques connectés en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par l'addition des courants, l'équation (IV.13) montre la relation I-V pour N_{pv} modules en parallèle.

$$I_{N_{pv}} = \sum_{j=1}^{N_{pv}} I_{cc_j} \left(1 - \left(\frac{V}{V_{co}} \right)^{m_j} \right) \quad (\text{IV.13})$$

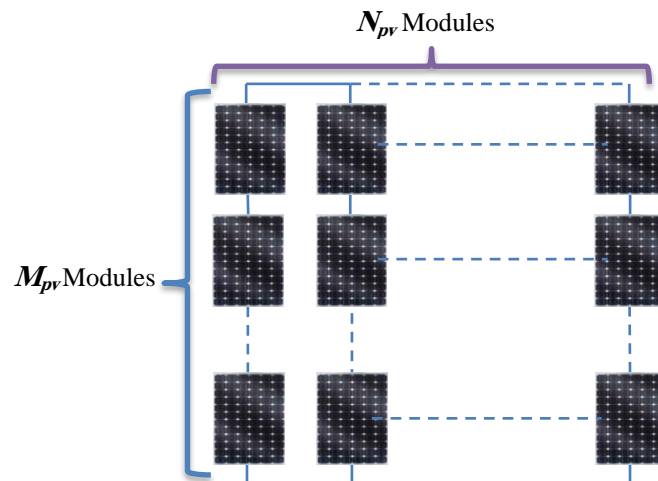


Figure IV.2 : Association série-parallèle des modules PV.

IV.2.3.2 Association des modules en série

Avec un branchement en série, les modules sont alors traversés par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par l'addition des tensions élémentaires de chaque module. Alors, l'équation (IV.2) se transforme comme suit :

$$V = V_{co} \left(1 - \frac{I}{I_{cc}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (\text{IV.14})$$

Pour déterminer la tension des M_{pv} modules connectés en série, l'équation (IV.15) est proposée :

$$V_{M_{pv}} = \sum_{i=1}^{M_{pv}} V_{co_i} \left(1 - \frac{I}{I_{cc}} \right)^{\frac{1}{m_i}} \tag{IV.15}$$

IV.3 Comparaison avec les données du fabricant

Le modèle proposé est appliqué aux trois modules PV utilisés précédemment dans le chapitre III. Les paramètres obtenus de chaque module dans les conditions STC sont illustrés dans le tableau IV.1, nous remarquons que le paramètre m prend des valeurs différentes selon la technologie PV, pour le module Q.Pro 230 la valeur de m est égale à 13.4, pour le module Q.Smart elle atteint 10.59, alors qu'elle est seulement égale à 7.85 pour le module FS-272. Les courbes simulées avec le modèle ont été comparées avec celles données par le fabricant pour les modules Q.Pro et Q.Smart à une température $T = 25^\circ\text{C}$ sous trois niveaux d'éclairement (1000 W/m^2 , 500 W/m^2 et 200 W/m^2) (voir la figure IV.3).

Tableau IV.1 : Paramètres de trois modules estimés dans les conditions STC.

Paramètres	Module PV		
	Q.Pro 230	Q.Smart UF95	FS-272
$m(\)$	13.4	10.59	7.85
$I_{cc}(\text{A})$	8.3	1.68	1.23
$V_{co}(\text{V})$	36.6	78	88.7
$I_{ppm}(\text{A})$	7.724	1.535	1.087
$V_{ppm}(\text{V})$	30	61.89	66.80

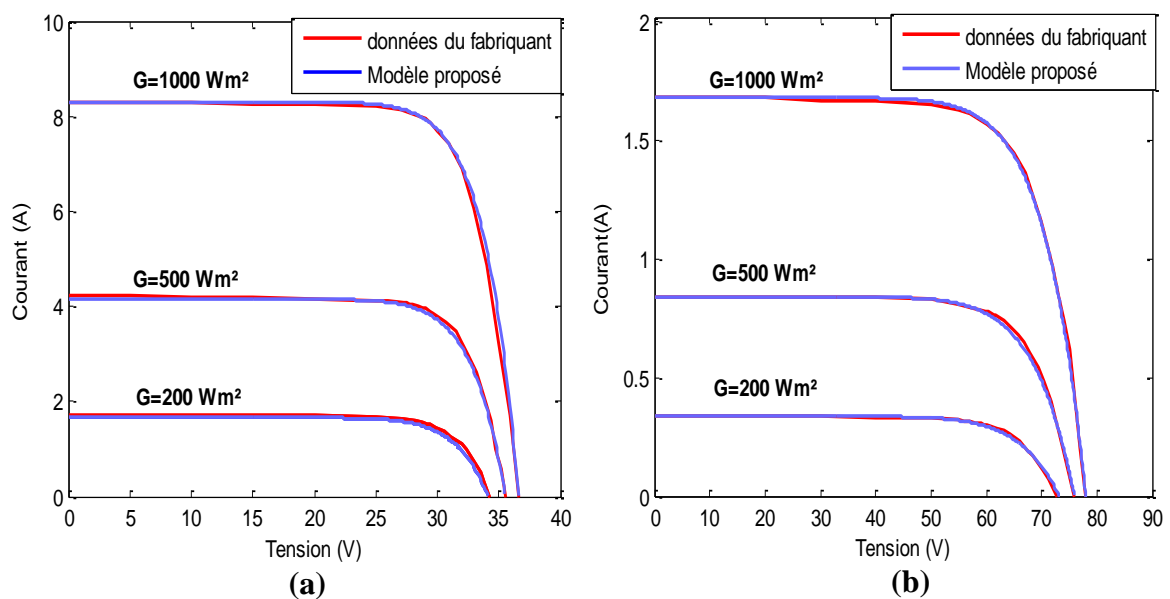


Figure IV.3 : Courbes I-V des modules PV à : $T=25^\circ\text{C}$: (a) Q.pro230 et (b) Q.Smart UF95.

La puissance maximale PM obtenue de chaque courbe et l'ER calculée par rapport aux données du fabricant sont présentées dans le tableau IV.2.

Tableau IV.2 : Puissance maximale estimée des modules Q.Pro230 et Q.Smart UF95.

Module	P_{ppm} Estimée (W)	ER (%)	ER moyenne (%)
Q.Pro230			
G=200 W/m ²	44.51	0.38	
G=500 W/m ²	114.48	0.12	0.17
G=1000 W/m ²	231.72	0.01	
Q.Smart UF95			
G=200 W/m ²	17.83	0.28	
G=500 W/m ²	46.45	0.47	0.25
G=1000 W/m ²	95.00	0.01	

Les résultats montrent que le modèle peut reproduire les courbes du fabricant et les caractéristiques des modules testés. Il peut également estimer la puissance maximale avec une bonne précision (par rapport aux résultats du tableau III.5, l'erreur calculée est la plus faible (0.17 % pour le module Q.Pro230 et 0.25 % pour le module Q.Smart UF95).

IV.4 Validation du modèle explicite

La validation du modèle a été effectuée en comparant les résultats obtenus avec des mesures expérimentales réelles à deux endroits. Le premier est à l'installation de test de l'Université de Trieste (Italie) (voir le chapitre III), le second est à l'Université de Picardie Jules Verne (Amiens, France).

IV.4.1 Test à l'université de Trieste (Italie)

Les mêmes mesures effectuées sur les modules PV présentés dans le troisième chapitre sont utilisées dans ce test. Les conditions météorologiques mesurées ont été utilisées comme des entrées dans le modèle, les caractéristiques obtenues ont été ensuite comparées avec les données réelles pour chaque technologie PV.

La figure IV.4 représente les courbes I-V mesurées et simulées de chaque module PV pour différentes conditions climatiques. D'après la figure, les courbes I-V obtenues montrent une très bonne concordance avec les données mesurées pour les trois modules aux différentes

conditions de travail. Les valeurs de la PM et de l'ER de chaque module sont illustrées dans le tableau IV.3.

Pour le module Q.Pro230, l'ER moyenne est seulement 0.65 % (c'est la valeur la plus petite d'après les résultats obtenus dans le troisième chapitre (voir le tableau III.7).

Pour le module Q.Smart UF95, la valeur de ER est la plus faible comparée aux autres modèles (elle est obtenue à $G=127 \text{ W/m}^2$; $T=11 \text{ }^\circ\text{C}$ (0.58 %)), alors que l'ER moyenne ne dépasse pas 0.5 %.

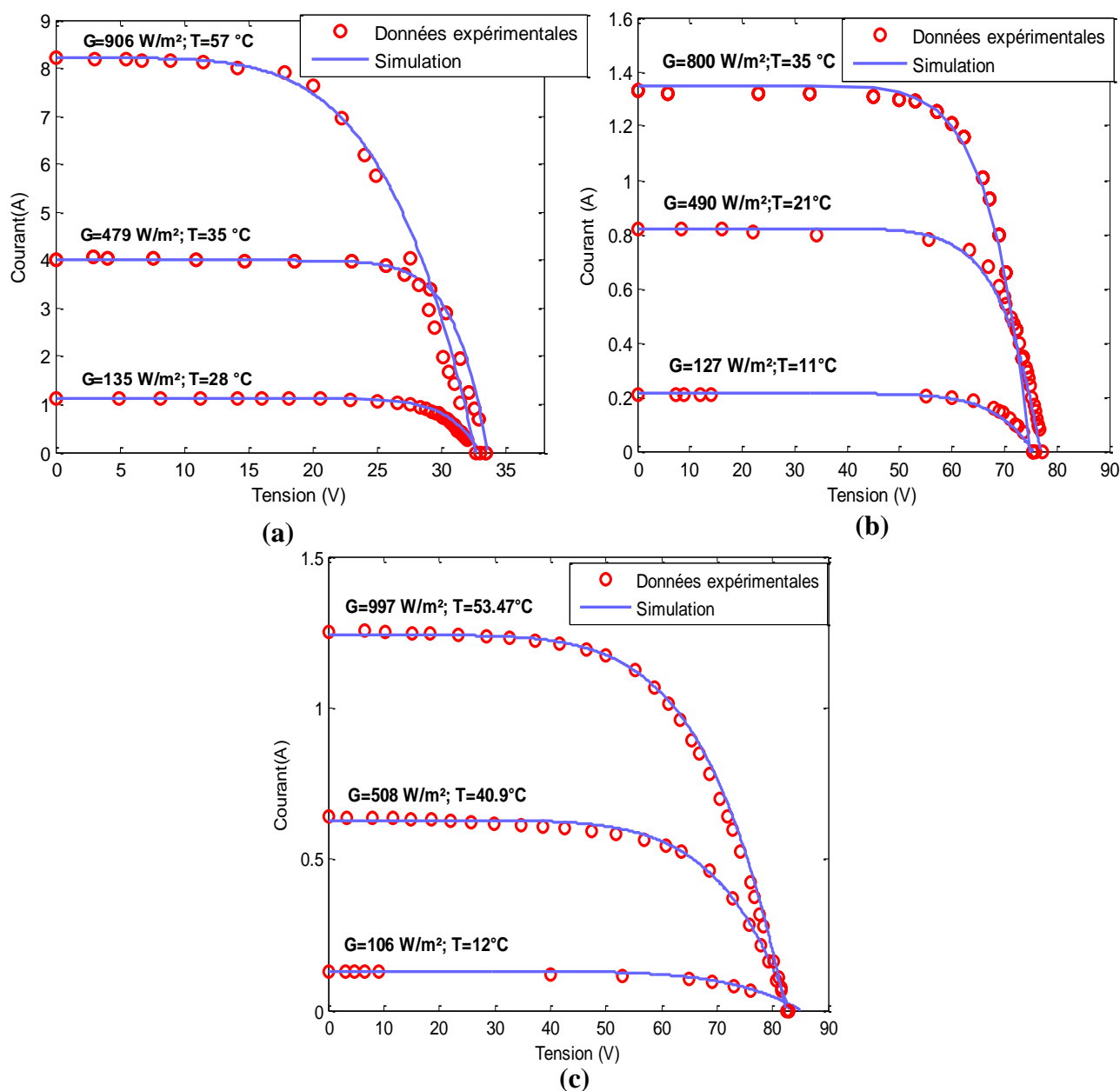


Figure IV.4 : Caractéristiques simulées et mesurées pour chaque technologie :(a) module Q.Pro230 ; (b) Module Q.Smart UF95 et (c) Module FS-272.

Tableau IV.3 : Puissance maximale et l'erreur relative pour les trois modules.

Module	P_{ppm} Estimée (W)	ER (%)
Q.Pro 230		
G=907 W/m ² ; T=53 °C	155.2	0.09
G=479W/m ² ; T=37°C	101.47	0.27
G=135 W/m ² ; T=28 °C	27.90	1.60
Q.Smart UF95		
G=800W/m ² ; T=35 °C	71.55	0.21
G=490W/m ² ; T=21 °C	46.37	0.45
G=127 W/m ² ; T=11 °C	11.96	0.58
FS-272		
G=997W/m ² ; T=53.47 °C	62.58	0.35
G=508 W/m ² ; T=40.9 °C	32.53	0.34
G=106W/m ² ; T=12 °C	7.19	0.56

Concernant le module FS-272, l'ER maximale est 0.56%, tandis que l'ER moyenne est 0.42 %.

Pour évaluer la précision du modèle explicite proposé, les figures IV.5-7 représentent la comparaison de l'erreur absolue du courant obtenu avec les modèles 4 et 7. L'erreur absolue moyenne (Mean absolut Error : MAE), l'erreur carrée moyenne (Mean Square Error : MSE) et l'erreur quadratique moyenne (Root Mean Square Error : RMSE) sont calculées pour chaque technologie à l'aide des équations (IV.16), (IV.17) et (IV.18), respectivement. Ces indicateurs statistiques sont présentés dans les tableaux IV.4 (a-c).

$$MAE = \frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^N |I_e(i) - I_m(i)| \right) \quad (IV.16)$$

$$MSE = \frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^N (I_e(i) - I_m(i))^2 \right) \quad (IV.17)$$

$$RMSE = \sqrt{MSE} \quad (IV.18)$$

où $I_e(i)$ et $I_m(i)$ sont respectivement, les courants de sortie estimés et mesurés et N est le nombre de données expérimentales.

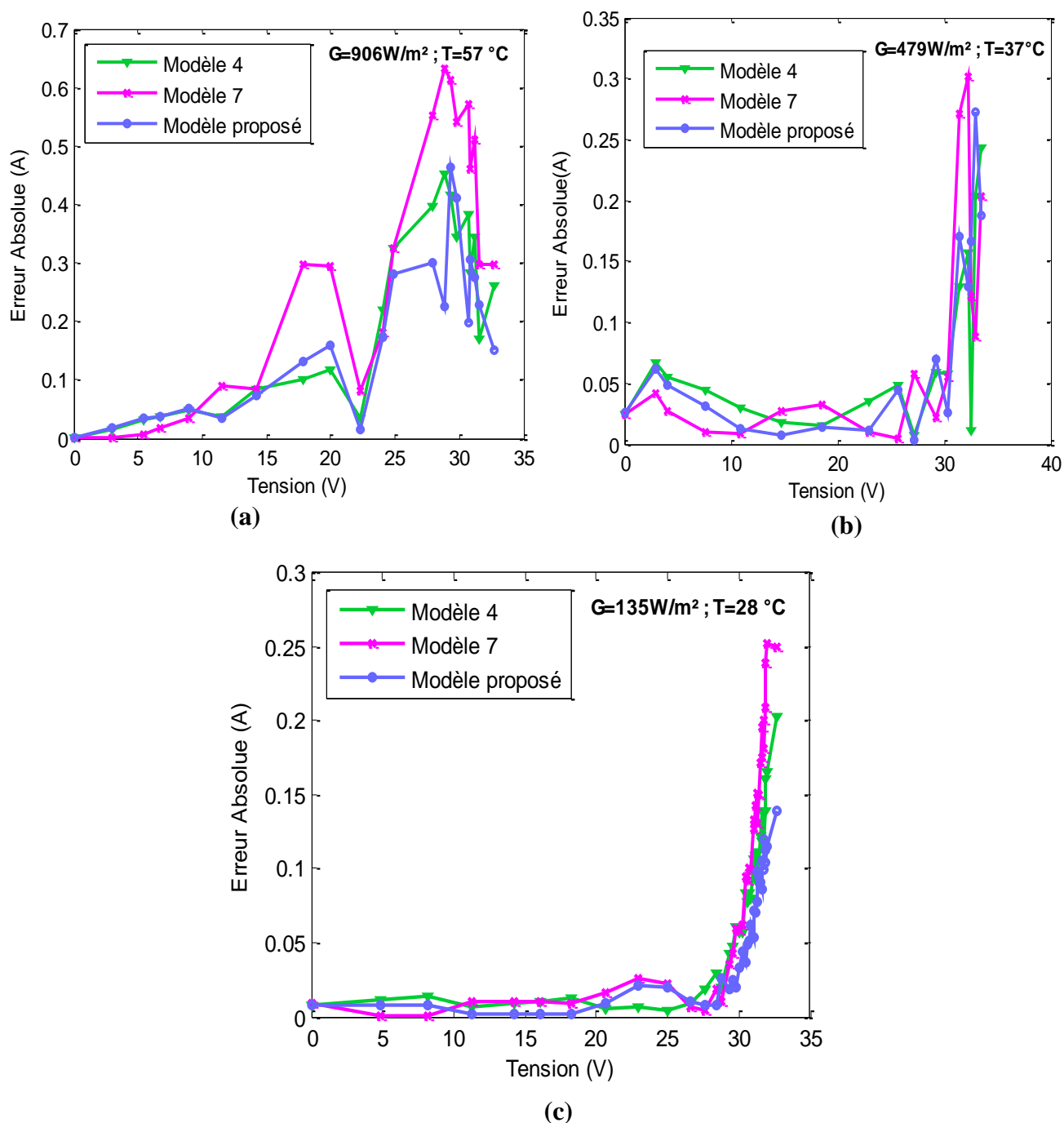


Figure IV.5 : Erreur Absolue du courant du module Q.Pro 230.

- Pour le module Q.Pro 230 on peut dire que les trois modèles estiment le courant avec une bonne précision. D'après la figure IV.5 nous remarquons que le modèle 7 présente l'erreur absolue la plus grande (plus de 0.6 A) à $G=907\text{ W/m}^2$ et $T=53^\circ\text{C}$.
- On remarque également que le modèle proposé estime le courant au voisinage de V_{co} avec la plus petite erreur (moins de 0.15 A) à faible éclairement.

- A partir du tableau IV.4a les valeurs obtenues de MAE, MSE et RMSE par le modèle proposé sont les plus faibles à ($G=907 \text{ W/m}^2$; $T=53 \text{ }^\circ\text{C}$) et ($G=135 \text{ W/m}^2$; $T=28 \text{ }^\circ\text{C}$). Néanmoins, à ($G=479 \text{ W/m}^2$; $T=37^\circ\text{C}$) le modèle 7 donne les valeurs les plus faibles.

Tableau IV.4a : Résultats statistiques pour le module Q.Pro 230.

Erreur	Modèle 4	modèle 7	Modèle proposé
$G=907 \text{ W/m}^2$; $T=53 \text{ }^\circ\text{C}$			
MAE (A)	0.1956	0.2806	0.1696
MSE (A)	0.0614	0.1279	0.0462
RMSE (A)	0.2479	0.3576	0.2149
$G=479 \text{ W/m}^2$; $T=37^\circ\text{C}$			
MAE (A)	0.0769	0.7110	0.0753
MSE (A)	0.0141	0.0097	0.0117
RMSE (A)	0.1189	0.0984	0.1081
$G=135 \text{ W/m}^2$; $T=28 \text{ }^\circ\text{C}$			
MAE (A)	0.0706	0.0923	0.0503
MSE (A)	0.0080	0.0150	0.0043
RMSE (A)	0.0894	0.1224	0.0655

- Pour les trois modules l'erreur des trois modèles est faible à partir du point I_{cc} jusqu'à le PPM , après ce point l'erreur est devenue plus importante.
- Pour le module Q.Smart UF95, il est clairement remarquable que le modèle proposé peut estimer le courant avec une bonne précision où le MAE est de 0.0083 A, MSE est de 0.0001A et RMSE est égale à 0.0103 A à $G=127 \text{ W/m}^2$ et $T=11 \text{ }^\circ\text{C}$ (voir le tableau IV.4b). Cependant, les erreurs calculées pour le modèle 7 sont les plus grandes.
- Concernant le modèle proposé, une bonne estimation du courant au voisinage de V_{co} peut être bien remarquée dans les figure IV.6 et figure IV.7 où l'erreur est environ de 0.02 A à ($G = 127 \text{ W/m}^2$; $T = 11 \text{ }^\circ\text{C}$) et à ($G = 106 \text{ W/m}^2$; $T = 12 \text{ }^\circ\text{C}$), respectivement.
- Les mêmes remarques peuvent être notées pour le module FS-272, le modèle proposé donne une bonne estimation du courant (voir la figure IV.7). Les erreurs calculées sont faibles par rapport aux autres modèles, la valeur du MAE est la plus petite (0.006 A) et la RMSE est seulement 0.0086 A à $G=106 \text{ W/m}^2$; $T=12 \text{ }^\circ\text{C}$.

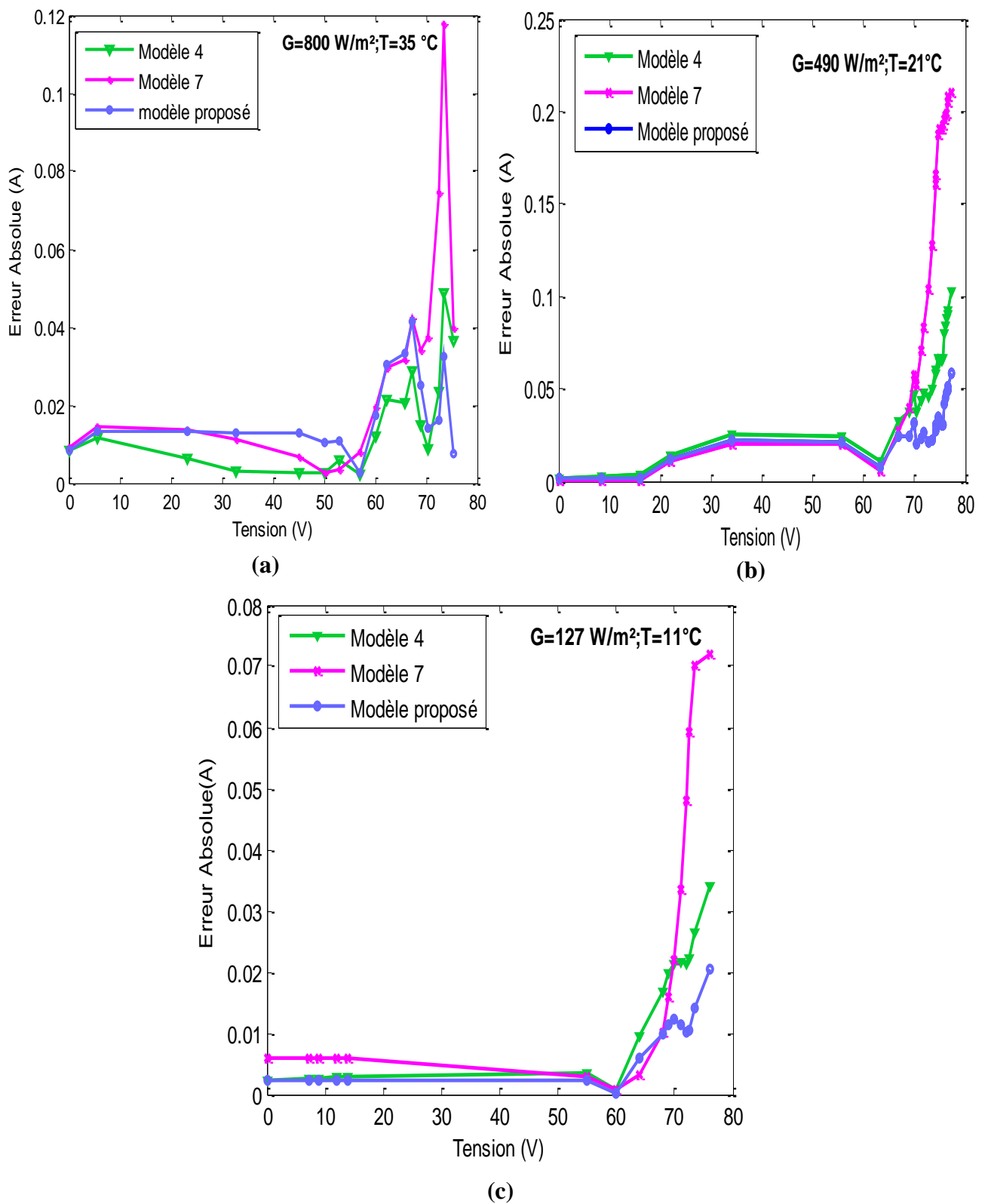


Figure IV.6 : Erreur Absolue du courant du module Q.Smart UF95.

Tableau IV.4b Résultats statistiques pour le module Q.Smart UF95.

Erreur	Modèle 4	modèle 7	Modèle proposé
G=800 W/m² ; T=35 °C			
MAE (A)	0.0152	0.0292	0.0178
MSE (A)	0.0004	0.0016	0.0004
RMSE (A)	0.0210	0.0399	0.0203
G=490W/m² ; T=21 °C			
MAE (A)	0.0499	0.1082	0.0275
MSE (A)	0.0033	0.0182	0.0010
RMSE (A)	0.0575	0.1351	0.0312
G=127 W/m² ; T=11 °C			
MAE (A)	0.0132	0.0230	0.0083
MSE (A)	0.0003	0.0011	0.0001
RMSE (A)	0.0169	0.0336	0.0103

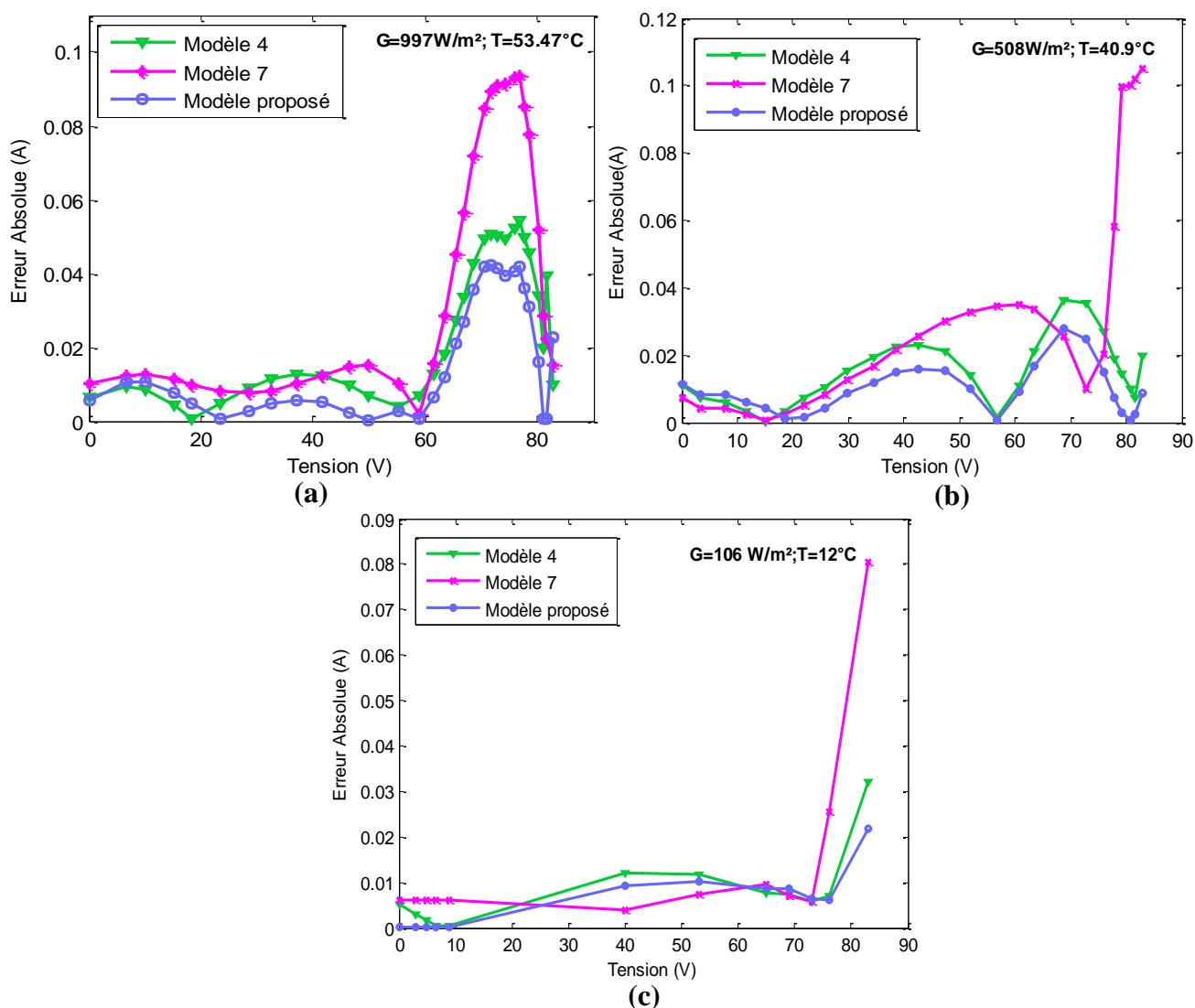


Figure IV.7 : Erreur Absolue du courant du module FS-272.

Tableau IV.4c : Résultats statistiques pour le module FS-272.

Erreur	Modèle 4	modèle 7	Modèle proposé
G=997 W/m ² ; T=53.47 °C			
MAE (A)	0.0240	0.0383	0.0168
MSE (A)	0.0008	0.0026	0.0005
RMSE (A)	0.0296	0.0508	0.0230
G=508 W/m ² ; T=40.9 °C			
MAE (A)	0.0147	0.0319	0.0095
MSE (A)	0.0003	0.0021	0.0004
RMSE (A)	0.0175	0.0461	0.0118
G=106 W/m ² ; T=12 °C			
MAE (A)	0.0079	0.0141	0.0060
MSE (A)	0.0002	0.0006	0.0001
RMSE (A)	0.0113	0.0250	0.0086

IV.4.2 Test à l'université de Picardie Jules Verne (France)

Les mesures expérimentales ont été effectuées en laboratoire de MIS à l'Université de Picardie Jules Verne (Amiens, France) (voir la figure IV.8a). Les modules PV utilisés sont Sunpower SPR-225-WHT-I, Kyocera KD210GH-2PU et Sanyo HIP-215. Leurs paramètres électriques sont représentés dans le tableau IV.5. L'acquisition en temps réel des mesures des courbes I-V, de la température du module et de l'éclairement solaire est achevée par le logiciel LabVIEW et la carte d'acquisition de données.

Les éléments opératoires sont les suivants (voir la figure IV.8b) :

- Une charge électronique résistive (programmable).
- Capteurs de courant et de tension.
- Capteurs de rayonnement solaire et de température.
- Bornes pour la sélection du type de module photovoltaïque.
- Une carte de communication NI USB-6212.

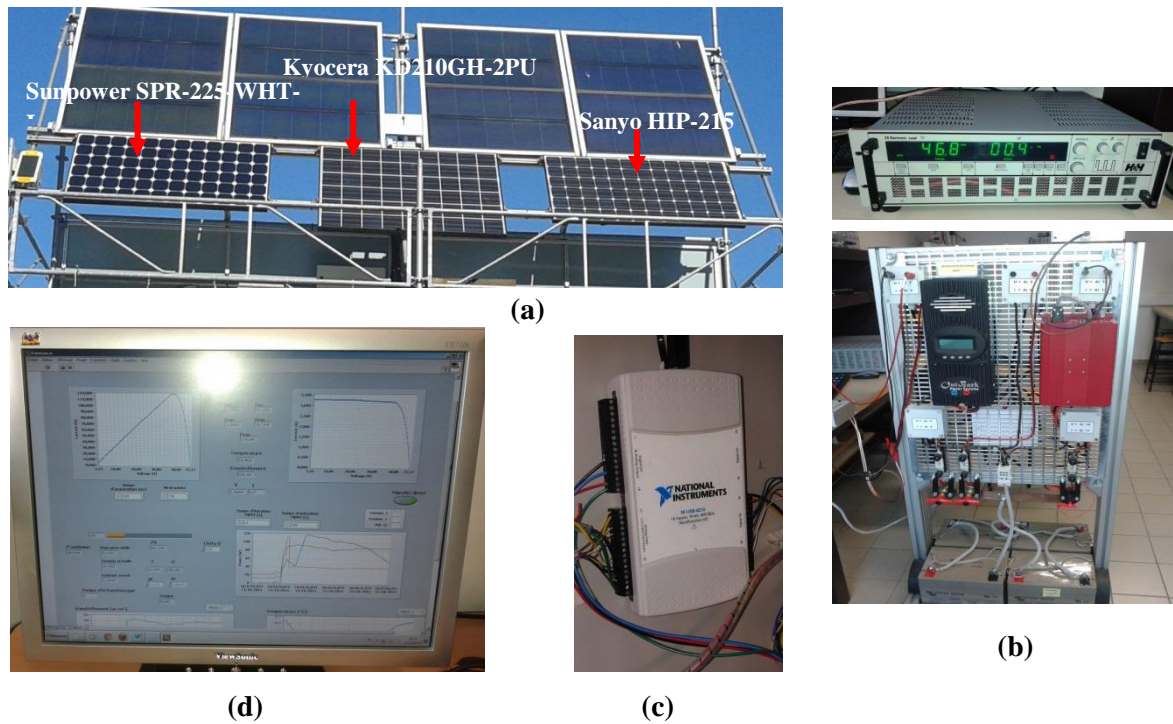


Figure IV.8a : Installation à l'Université d'Amiens (France) : (a) modules utilisés : Kyocera KD210GH-2PU et Sunpower SPR-225-WHT-I, (b) charge électronique, Capteurs de courant et de tension, (c) Carte d'acquisition, (d) interface LabView.

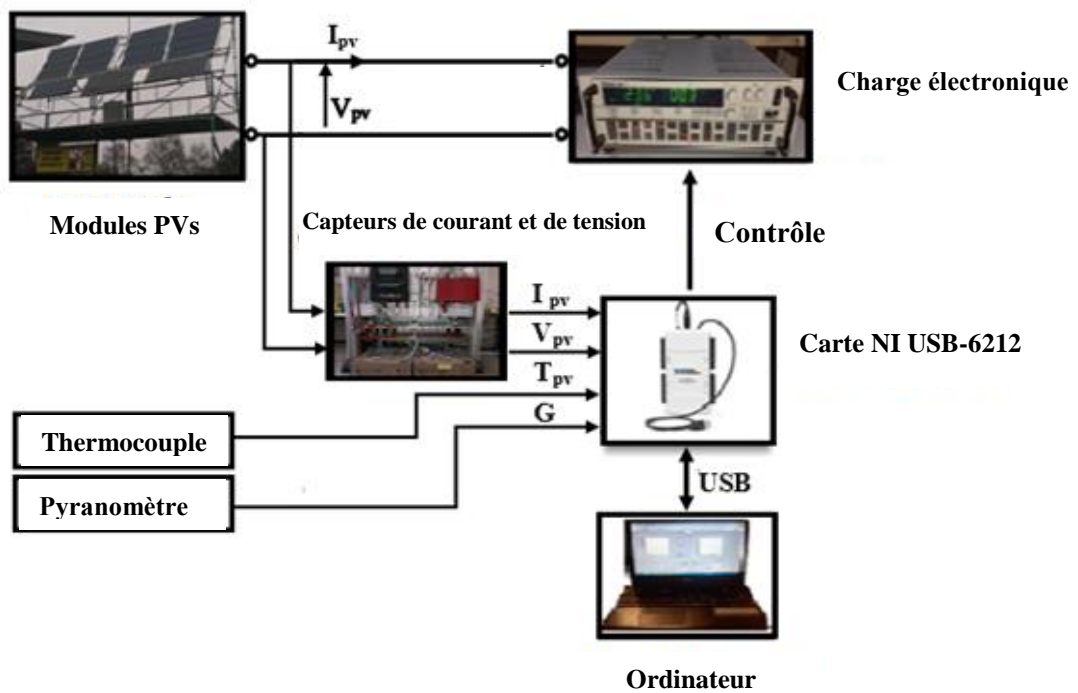


Figure IV.8b : Configuration du système de mesure à l'Université d'Amiens (France).

Tableau IV.5 : Paramètres électriques des modules utilisés dans les conditions STC.

Technologie	Si-mono	Si -Poly	HIT
Fabricant	Sunpower	Kyoocera	Sanyo
Module	SPR-225-WHT-I	KD210GH-2PU	HIP-215NKHE5
puissance Maximale P_m (W)	225	210	215
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	5.87	8.58	56.1
Tension de circuit ouvert V_{co} (V)	48.5	33.2	51.6
Courant au point de puissance maximale I_{ppm} (A)	5.49	7.9	5.13
Tension au point de puissance maximale V_{ppm} (V)	41	26.6	42.0
coefficient de température de I_{cc} k_i (A/°C)	0.0035	0.005	0.00168
coefficient de température de V_{co} k_v (V/°C)	-0.132	-0.12	-0.129
Nombre de cellules en série N_s	72	54	72

IV.4.2.1 Mesures pour les modules Kyocera et Sunpower

Les modules Kyocera et Sunpower sont employés dans les conditions suivantes :

- Kyocera KD210GH-2PU module ($G=776.23$ W/m² and $T=31.57$ °C);
- Sunpower SPR-225-WHT-I module ($G=738.52$ W/m² and $T=29.84$ °C);

La figure IV.9 représente les courbes simulées et mesurées des deux modules Kyocera KD210GH-2PU et Sunpower SPR-225-WHT-I en utilisant les données du fabricant comme entrées du modèle. On remarque une différence importante entre les données mesurées et simulées au voisinage des points I_{cc} et V_{co} . La raison possible pourrait être l'âge des modules. De ce fait, les paramètres fournis par le fabricant ne pouvaient pas être utilisés pour représenter avec précision les caractéristiques des modules. Pour cela, les paramètres obtenus à partir des courbes mesurées ont été translatés vers les conditions STC par la méthode et les équations III. (53-56) présentées précédemment dans le chapitre III.

Les nouvelles valeurs des paramètres des modules Kyocera KD210GH-2PU et Sunpower SPR-225-WHT-I sont illustrées dans le tableau IV.6.

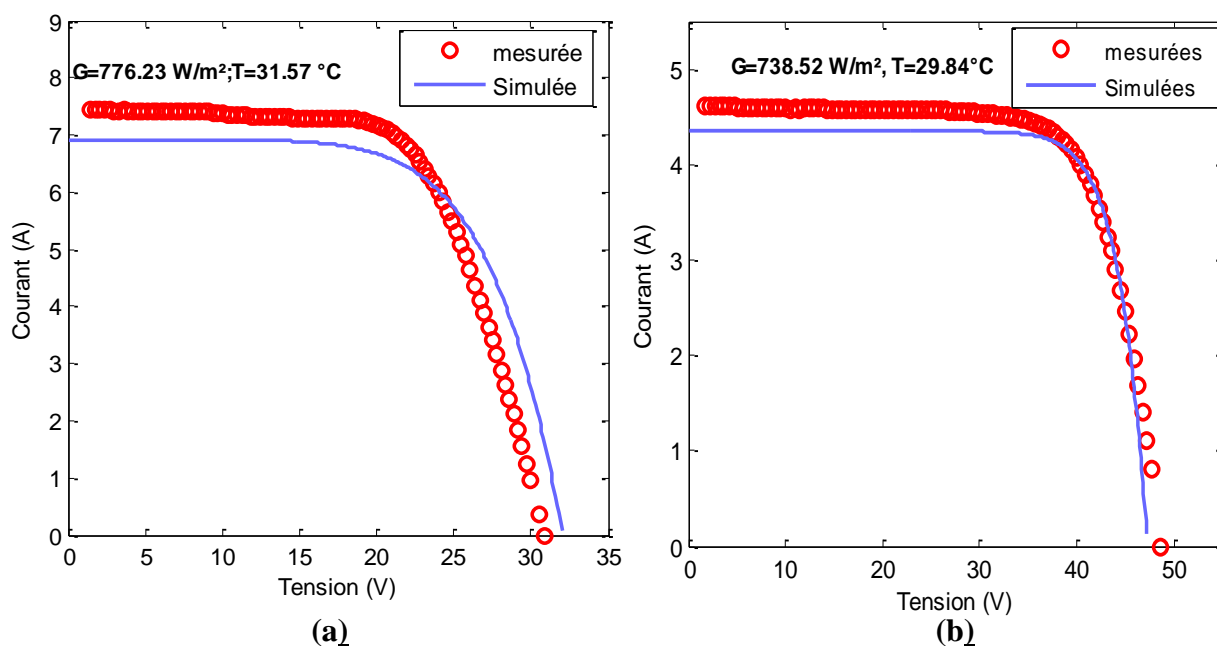


Figure IV.9 : Caractéristiques I-V : (a) module Kyocera KD210GH-2PU et (b) module Sunpower SPR-225-WHT-I en utilisant les paramètres de la fiche technique.

Tableau IV.6 : Nouveaux paramètres du module KD210GH-2PU et SPR-225WHT-I aux conditions STC.

Module PV	I_{cc} (A)	V_{co} (V)	I_{ppm} (A)	V_{ppm} (V)	P_{ppm} (W)
Kyocera KD210GH-2PU	9.26	32.05	8.39	24	201.36
Sunpower SPR-225WHT-I	6.22	49.42	5.65	39.56	223.51

L'utilisation des nouveaux paramètres calculés sert à ajuster considérablement des caractéristiques I-V simulées aux courbes mesurées comme le montre la figure IV.10.

La figure IV.11 présente l'erreur absolue du courant des deux modules en fonction de la tension. On peut remarquer que le modèle 7 présente l'erreur la plus grande avec une valeur moyenne de 0.5503 A pour Kyocera et 0.0462 A pour Sanpower. Alors que les erreurs obtenues pour le modèle proposé sont les plus faibles (MAE égale à 0.4295 A pour Kyocera et 0.0301 A pour Sunpower) et le MSE et RMSE sont respectivement 0.0854 A, 0.2922A pour Kyocera, 0.0019 A et 0.0438 A pour Sanpower (voir le tableau IV.7).

Une bonne précision a été obtenue pour l'estimation de la puissance maximale. Comparé aux modèles 4 et 7, l'ER obtenue par le modèle proposé est la plus faible (0.11% pour le module Kyocera et 0.8 % pour Sunpower),

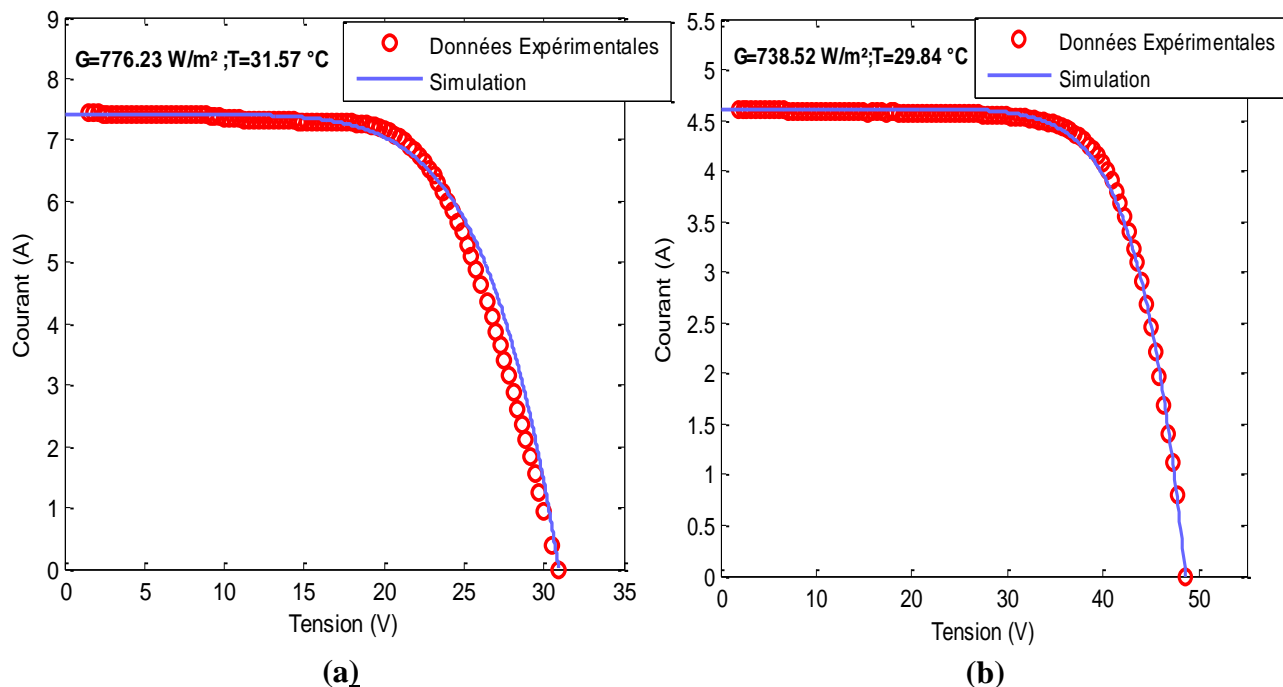


Figure IV.10 : Caractéristiques I-V : (a) module Kyocera KD210GH-2PU et (b) module Sunpower SPR-225-WHT-I en utilisant les nouveaux paramètres.

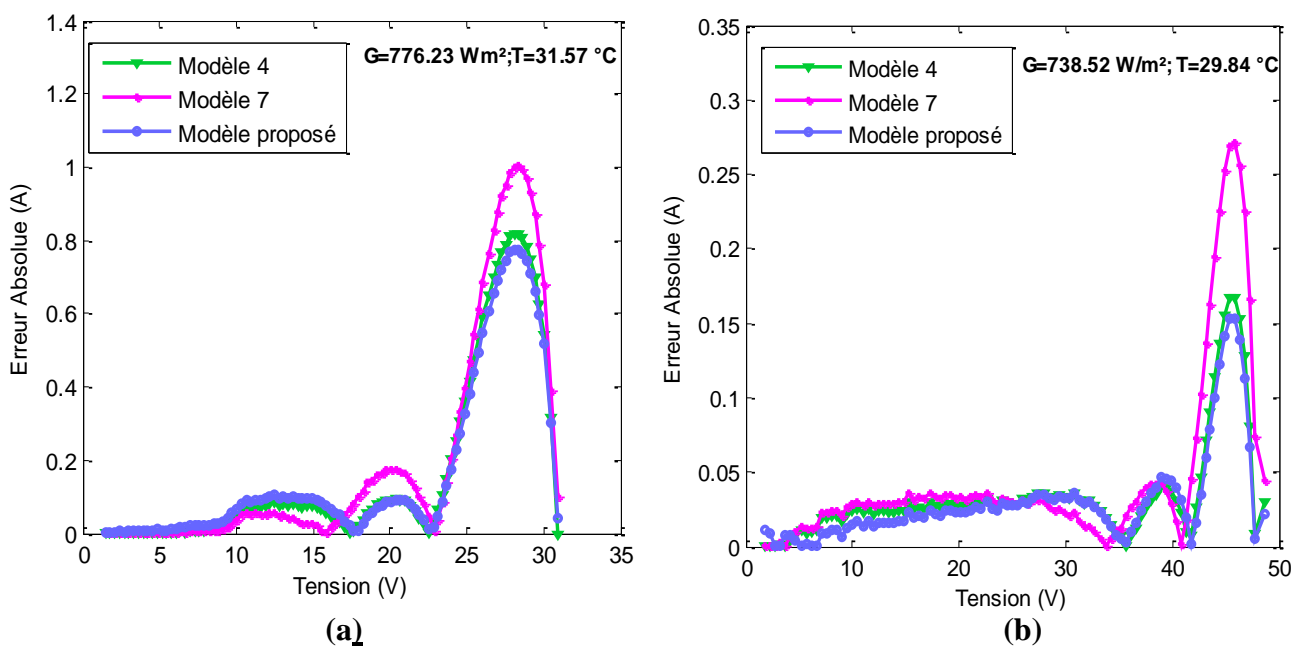


Figure IV.11 : Erreur Absolue des modules : (a) Kyocera KD210GH-2PU et (b) Sunpower SPR-225-WHT-I.

Tableau IV.7 : Résultats statistiques des modules Kyocera KD210GH-2PU et Sunpower SPR-225-WHT-I.

Module	Modèle 4	modèle 7	Modèle proposé
Kyocera KD210GH-2PU : $G=776.23 \text{ W/m}^2$; $T=31.57 \text{ }^\circ\text{C}$			
ER(%)	0.31	0.28	0.11
MAE (A)	0.4576	0.5503	0.4295
MSE (A)	0.0956	0.1400	0.0854
RMSE (A)	0.3092	0.3741	0.2922
Sunpower SPR-225-WHT-I : $G=738 \text{ W/m}^2$; $T=29.84 \text{ }^\circ\text{C}$			
ER(%)	0.89	0.91	0.80
MAE (A)	0.0341	0.0462	0.0301
MSE (A)	0.0023	0.0058	0.0019
RMSE (A)	0.0484	0.0763	0.0438

IV.4.2.2 Mesures pour le module Sanyo HIP215

Les mesures effectuées sur le module Sanyo HIP215 sont différentes de celles des autres modules. En effet, les caractéristiques I-V de ce module ont été enregistrées avec un intervalle de 5 minutes à partir de 09:16 à 17:16 heures pendant une journée semi-nuageuse correspondant à 11 octobre 2015. Les valeurs de la puissance maximale mesurée ont été extraites à partir des courbes I-V générées (97 courbes).

La figure IV.12 montre l'évolution de l'éclairement et de la température du module à partir de 09:16 à 17:16 heures. On peut remarquer que l'éclairement solaire a fortement fluctué, dans lequel la moyenne journalière était environ de 472.07 W/m^2 , atteignant un sommet à 920.76 W/m^2 à 13:16 heures. Alors que la température du module varie en fonction du temps jusqu'à $39.73 \text{ }^\circ\text{C}$, sa valeur moyenne est de $25.87 \text{ }^\circ\text{C}$ (voir le tableau IV.8).

Tableau IV.8 : Conditions de travail dans une journée semi-nuageuse.

Conditions de travail	Eclairement (W/m^2)	Température du module ($^\circ\text{C}$)
Valeur maximale	920.76	39.73
Valeur moyenne	472.07	25.87

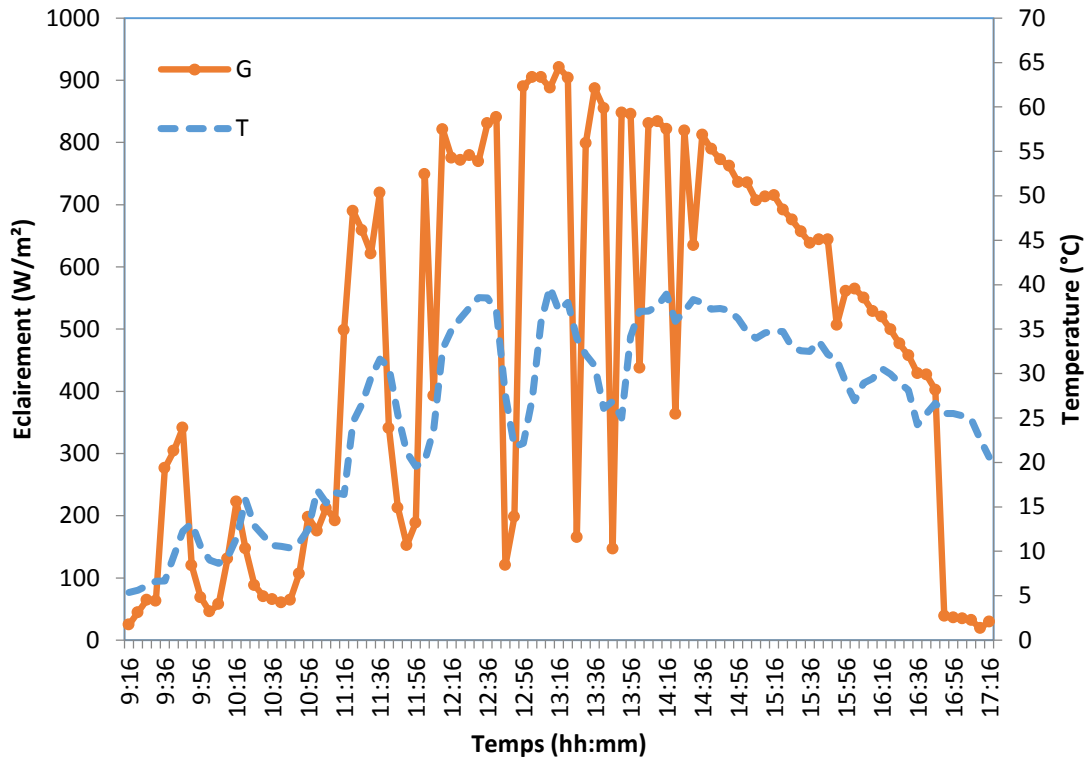


Figure IV.12 : Condition de travail en fonction du temps dans une journée semi-nuageuse.

Les paramètres électriques disponibles dans la fiche technique du module (voir le tableau IV.5) ainsi que les données mesurées de l'éclairement et de la température du module sont employées comme entrées du modèle. Ensuite, les valeurs estimées de la puissance sont obtenues à partir de chaque courbe I-V simulée.

La figure IV.13 présente une comparaison entre la puissance maximale mesurée et estimée du module Sanyo HIP215 pendant une journée semi-nuageuse.

Pour évaluer la performance/précision du modèle proposé, nous avons utilisé trois indicateurs statistiques : MBE, RMSE et le coefficient de détermination R^2 , ils sont exprimés par les équations (IV.19) - (IV.21) respectivement.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{P_p(i) - P_m(i)}{P_m(i)} \quad (IV.19)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^N \left(\frac{P_p(i) - P_m(i)}{P_m(i)} \right)^2 \right)} \quad (IV.20)$$

Le coefficient de détermination R^2 a été utilisé pour évaluer à quel point le modèle de simulation suit la variation sur les données mesurées.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (P_m(i) - P_p(i))^2}{\sum_{i=1}^N (P_m(i) - \bar{P})^2} \quad (\text{IV.21})$$

où $P_m(i)$ est la puissance mesurée, $P(i)$ est la puissance estimée, N est le nombre de points mesurés et \bar{P} est la moyenne des données mesurées.

$$\bar{P} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_m(i) \quad (\text{IV.22})$$

D'après la figure ci-dessous, nous pouvons constater que la puissance maximale estimée montre un bon accord avec celle mesurée tout au long de la journée, même sous faibles niveaux d'éclairage. Cependant, nous remarquons une surestimation de la puissance pour quelques périodes tel que 9 : 36 à 9 :46, Ceci peut être causé par une erreur de mesure du capteur d'éclairage solaire en raison de sa variation rapide.

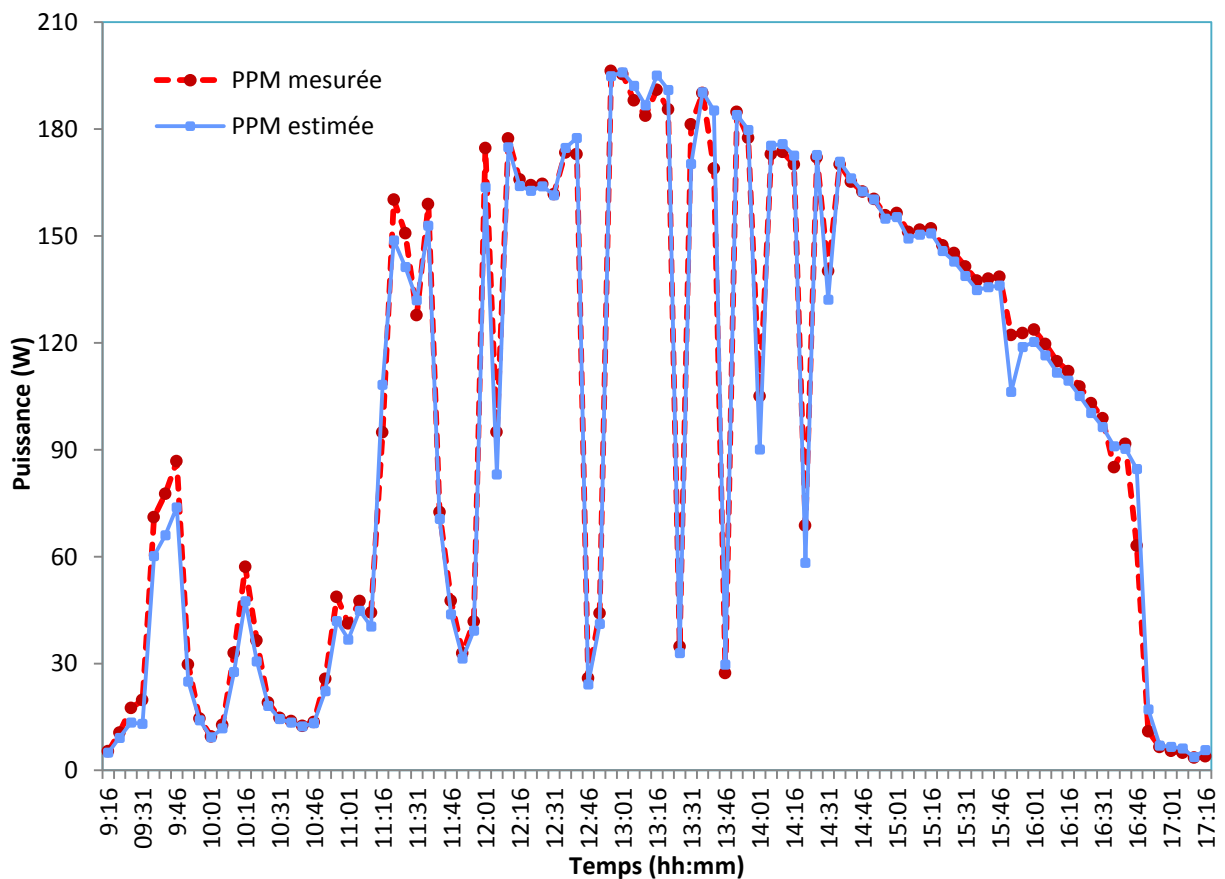


Figure IV.13 : Puissance maximale mesurée et estimée du module Sanyo pour une journée Semi-nuageuse.

Le tableau IV.9 montre que les valeurs de RMSE et de MBE sont faibles comparées aux modèles 4 et 7, ce qui indique une bonne concordance entre la puissance estimée et mesurée. (Le signe négatif du MBE indique que les modèles sous-estiment la puissance maximale).

La valeur du R^2 obtenue démontre une bonne précision du modèle proposé pour l'estimation de la puissance maximale où sa valeur est supérieure à celle des modèles 4 et 7, elle est environ de 0.99.

Tableau IV.9 : Résultats statistiques de l'estimation de la puissance maximale du module Sanyo HIP215N.

Erreur	Modèle 4	modèle 7	Modèle proposé
MBE (%)	-5.31	-6.05	-1.87
RMSE (%)	1.325	2.019	1.200
R^2	0.979	0.836	0.991

Les indicateurs de performance confirment que le modèle proposé n'est pas seulement adapté à la modélisation et la simulation des caractéristiques I-V, mais aussi à l'estimation de la puissance maximale des modules PV.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle explicite simple a été développé pour déterminer la caractéristique I-V des modules PV de différentes technologies. Ce modèle est basé sur une expression simple (nécessite le calcul d'un seul paramètre). Les résultats obtenus du modèle ont été d'abord comparés avec les données du fabricant et avec deux autres modèles. En outre, la validation du modèle a été effectuée à travers des données expérimentales sur deux sites différents dans lesquelles cinq technologies de modules PV (Si-mono, Si-poly, CdTe, CIGS et HIT) ont été utilisées dans différentes conditions de fonctionnement (éclairage solaire et température du module). Nous avons démontré que le modèle peut surpasser les deux modèles 4 et 7 en termes de précision et de simplicité.

Comme avantage, le modèle explicite proposé est simple à mettre en œuvre et donne une bonne estimation des caractéristiques I-V et de la puissance maximale pour les différentes technologies de modules PV testées.

CHAPITRE V

MISE EN ŒUVRE ET DESCRIPTION DU

LOGICIEL DE SIMULATION

PHOTOVOLTAÏQUE

V.1 Introduction

Le but de ce chapitre est de développer un logiciel de simulation PV dédié aux étudiants en utilisant le Guide (graphical user interface development environment), Guide est un environnement de programmation visuel fourni par MATLAB pour effectuer et exécuter des programmes de simulation de manière simple avec tous les mêmes fonctionnalités de base des programmes visuels tels que Visual Basic ou Visual C++.

Le logiciel est développé en anglais. Il permet de simuler le comportement des cellules, modules, chaînes et générateurs PV en se basant sur le modèle proposé dans le quatrième chapitre, les modèles présentés dans le troisième chapitre sont aussi implémentés.

V.2 Installation du logiciel

Le logiciel développé est une application exécutable, il est nommé « Ed-PVSim » (Educational-Photovoltaic Simulator). Son installation s'effectue par deux étapes :

V.2.1 Installation du composant « Matlab compiler Runtime (MCR) »

MATLAB « Runtime » est un ensemble autonome de bibliothèques partagées qui permet d'exécuter des applications ou composants compilés de MATLAB sur un ordinateur même si le logiciel MATLAB n'est pas installé sur celui-ci. L'interface d'installation de ce composant est représentée par la figure V.1.

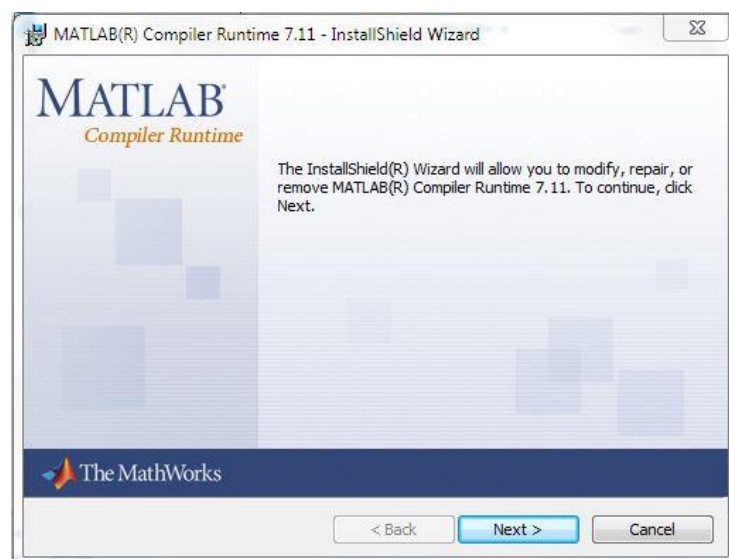


Figure V.1 : Fenêtre d'installation du Matlab compiler runtime (MCR).

V.2.2 Installation du logiciel Ed-PVSim

Après l'installation du MCR, il suffit de cliquer sur l'icône «Ed-PVSim .exe » et de suivre les étapes de l'assistant logiciel « Wizard », par exemple, pour accepter ou refuser les conditions générales d'utilisation et préciser des préférences telles que le dossier où sera installé l'application (voir la figure V.2).

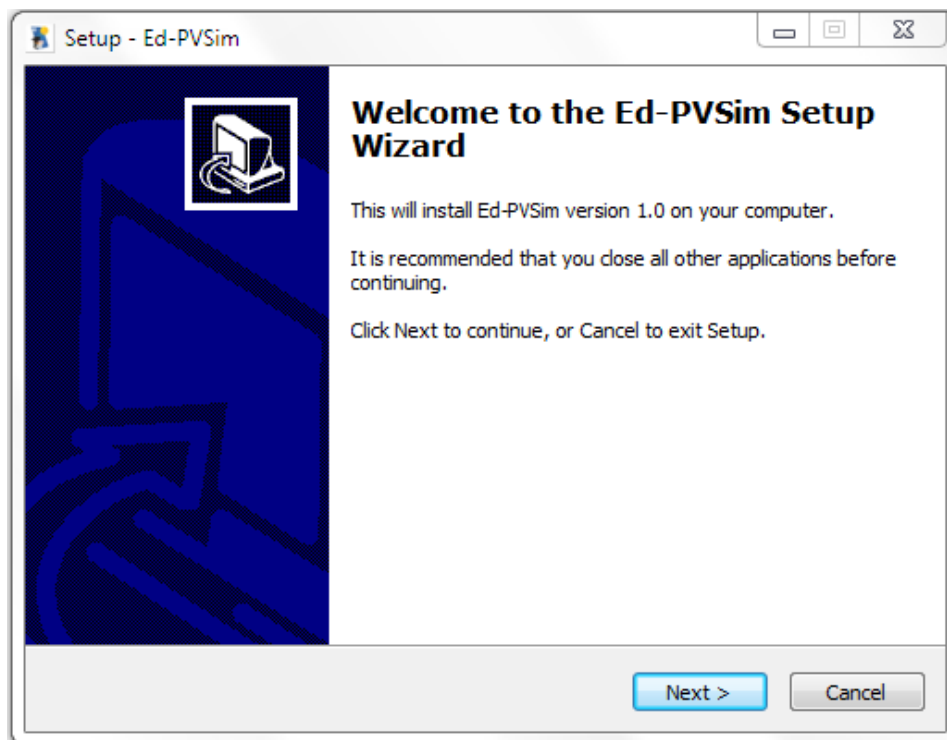


Figure V.2 : Fenêtre d'installation de l'application.

V.3 Description du logiciel

V.3.1 Fenêtre principale

La figure V.3 représente la fenêtre principale du Ed-PVSim, elle comporte une barre de menu et quatre options (PV cell, PV module, PV string et PV field). Elle permet de donner la main à l'utilisateur de choisir l'option désirée.

Cellule PV : Simulation du comportement d'une cellule PV basé sur le modèle explicite proposé.

Module PV : Simulation du comportement d'un module PV à l'aide du modèle proposé dans différentes conditions (éclairage et température de la cellule). La simulation avec les modèles présentés dans le troisième chapitre est aussi disponible.

Chaîne PV : Simulation du comportement des chaînes homogènes, non homogènes et ombrées ainsi que le calcul des pertes de « Mismatch » (désaccord) : les pertes de puissance proviennent de l'association simultanée de modules PV de classe de puissance différente).

Champ PV : Simulation du comportement d'un champ homogène, non homogène et ombré.

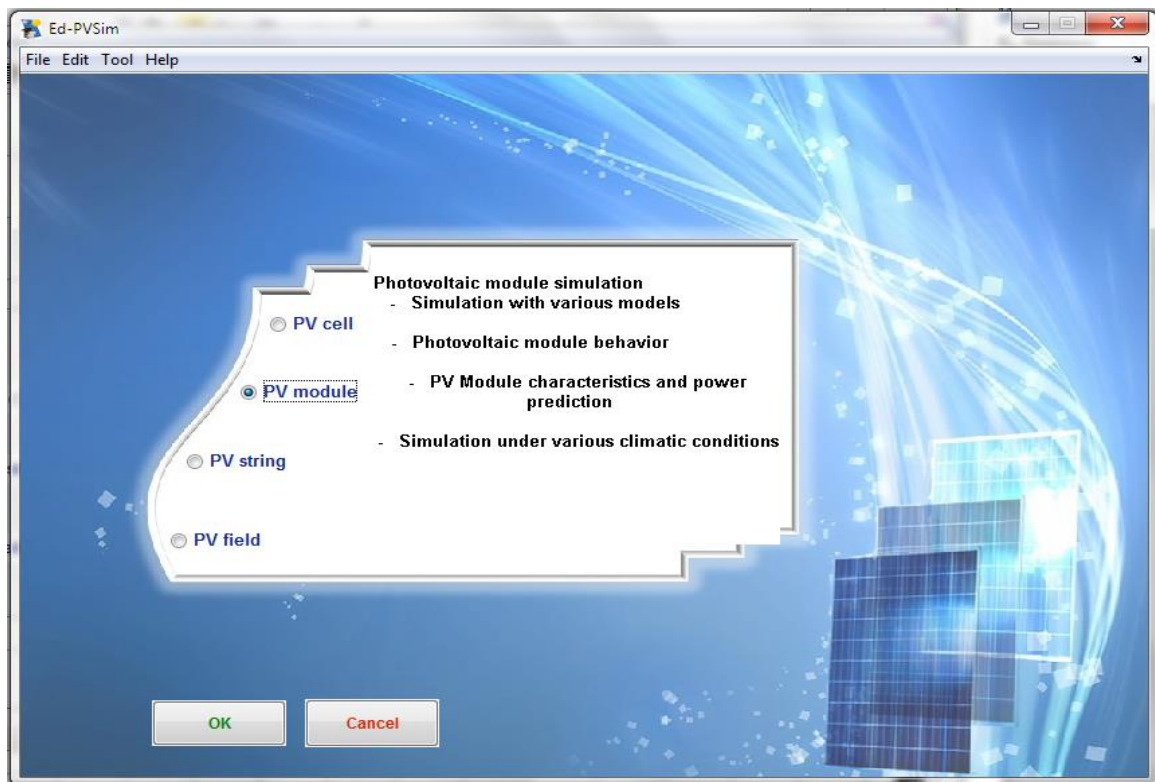


Figure V.3 : Fenêtre principale « Ed-PVSim ».

V.3.2 Simulation de la Cellule photovoltaïque

La fenêtre de simulation d'une cellule PV est représentée par la figure V.4, elle contient le panneau « PV cell specifications » qui permet la saisie des paramètres électriques nécessaires : courant de court-circuit I_{sc} , tension de circuit ouvert V_{oc} , coefficient de température de I_{sc} , coefficient de température de V_{oc} , le courant maximal I_{mp} , la tension maximale V_{mp} , le puissance maximale P_{mp} et la surface de la cellule PV.

La figure V.4 montre un exemple de simulation de la cellule M6B3 poly-cristalline (fabricant Sunengine [190]). Les valeurs de l'éclairement et de la température sont entrées dans le panneau « Operating conditions ».

Le panneau « Output » permet d'afficher les paramètres de la cellule : le paramètre (m) du modèle, la tension maximale V_{mpp} , le courant maximal I_{mpp} , la puissance maximale P_{mpp} , le facteur de forme FF et le rendement.

Photovoltaic cell

PV cell specifications

Open circuit voltage :	Voc (V)	0.62	Maximum power :	Pmp(W)	4.09
Short circuit current :	Isc (A)	8.58	Maximum voltage :	Vmp (V)	0.51
Temperature coef of Isc :	ki (%/C°)	0.05	Maximum current :	Imp (A)	8.06
Temperature coef of Voc :	kv (%/C°)	-0.31	cell area :	A(m²)	0.024336

Operating conditions

Irradiance : 1000 W/m²
 Temperature : 25 °C

Graph type

Current vs voltage
 Power vs voltage

Output parameters

Adjust

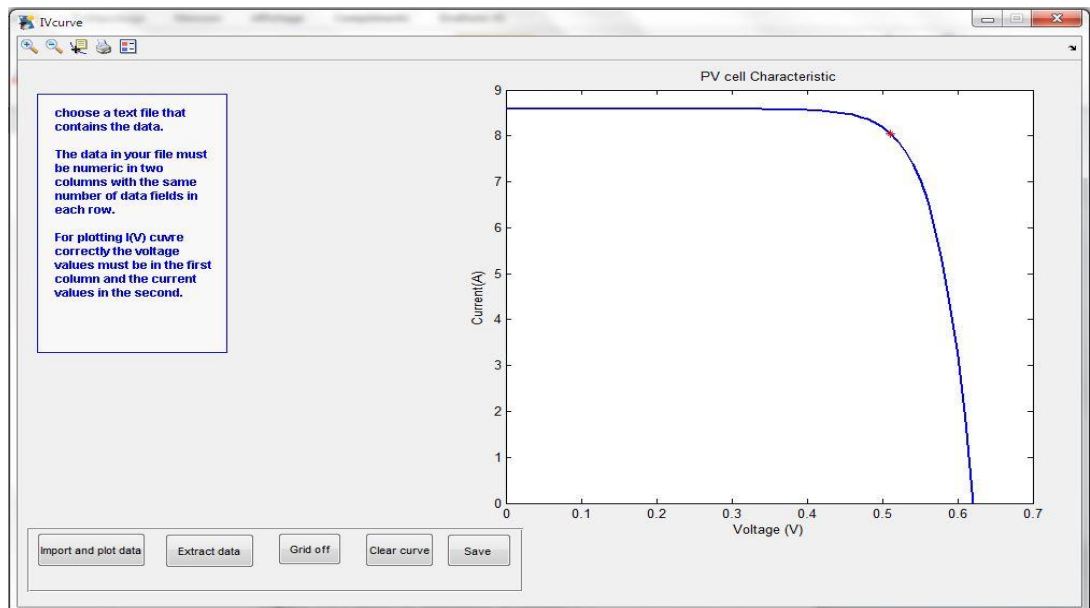
m parameter []	14.3
Isc: [Amper]	8.58
Voc: [Volt]	0.62
Vmpp: [Volt]	0.51
Impp: [Amper]	8.05454
Pmpp: [Watt]	4.10782
FF [%]	77.2204
Efficiency [%]	16.8796

Plot graph
Close

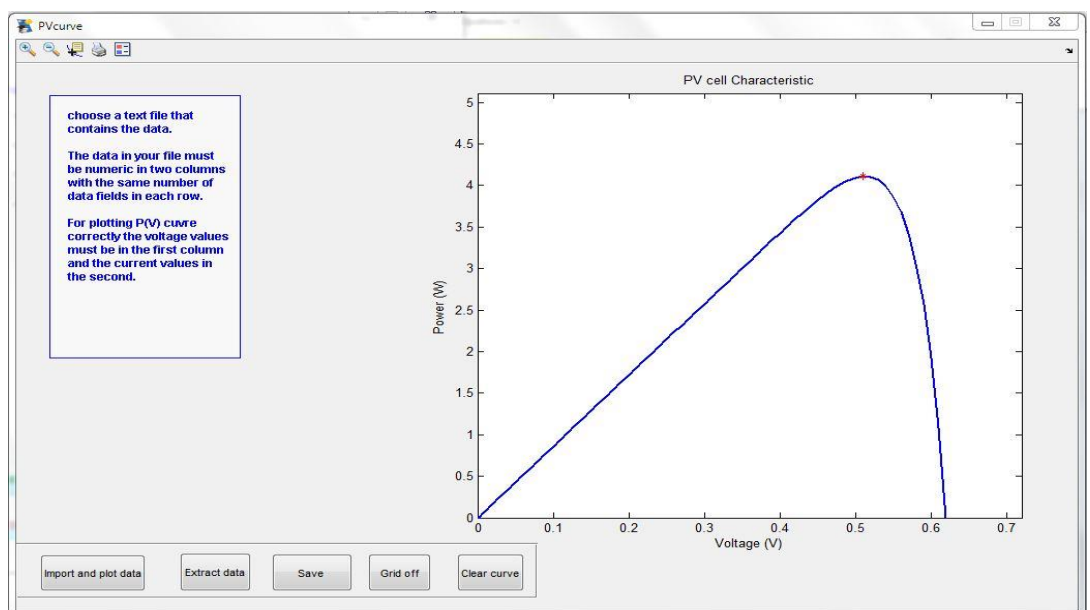
Figure V.4 : Fenêtre de simulation de la cellule PV.

La case à cocher « Adjust » permet de varier la valeur du paramètre m et de voir son influence sur les résultats.

Résultats graphiques : Les figures V.5a-b présentent respectivement les fenêtres et les caractéristiques courant-tension $I = f(V)$ et puissance-tension $P = f(V)$ de la cellule. Le bouton « Import and plot data » permet d'importer des données expérimentales à partir d'un fichier texte ou Excel et de tracer les caractéristiques correspondantes. Dans le cas où les données expérimentales ne sont pas disponibles, le bouton « Extract data » fournit un outil qui donne à l'utilisateur la possibilité d'enlever les données de n'importe quelle figure ou image et de les enregistrer dans un fichier texte (voir la figure V.6).



(a)



(b)

Figure V.5 : Fenêtre graphique de la caractéristique I-V (a) et Fenêtre graphique de la caractéristique P-V(b).

Cet outil est capable de lire les fichiers images d'extensions : BMP, JPG, TIF, GIF et PNG. La fenêtre peut être aussi accéder à partir du bouton « Extract data » dans la fenêtre « IVcurve » et « PVcurve ».

Les données peuvent être enlevées à partir d'un seul fichier image selon les étapes suivantes :

- Chargement du fichier image.

- Calibration des dimensions des axes (la sélection de 4 points sur l'image).
- Saisie des points en cliquant sur les données (l'image peut être agrandie).
- Les points de données restent en mémoire tant que l'interface est ouverte, elles peuvent être renommées et enregistrées en tant que fichier de données (.dat) ou texte (.txt).

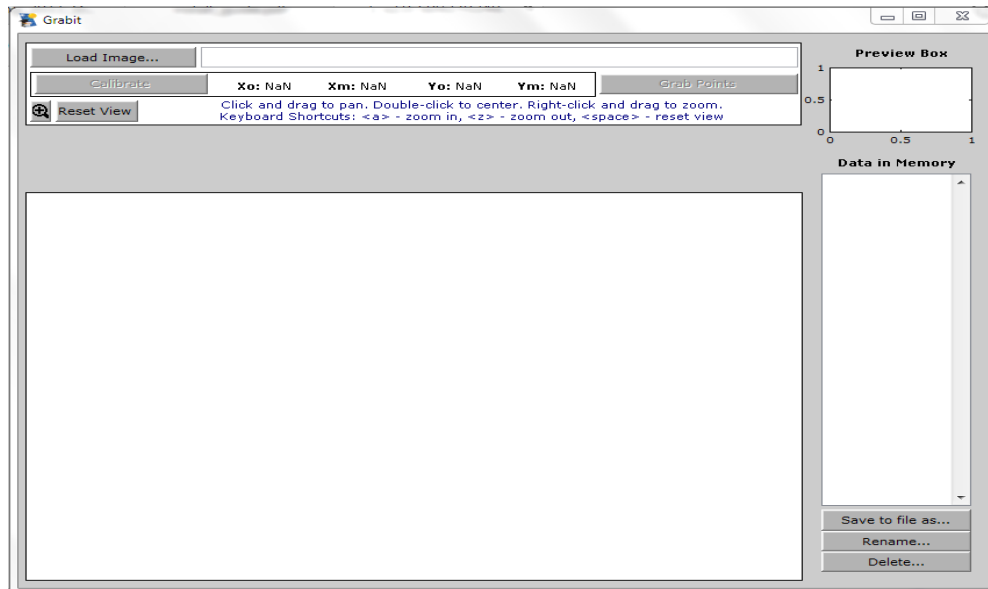


Figure V.6 : Extraction de données à partir d'une image.

V.3.3 Simulation du module PV

Comme le montre la figure V.7, la boîte de dialogue comprend trois choix qui permettent de simuler le comportement du module PV en se basant sur le modèle proposé dans le quatrième chapitre et les modèles présentés dans l'étude comparative du troisième chapitre.

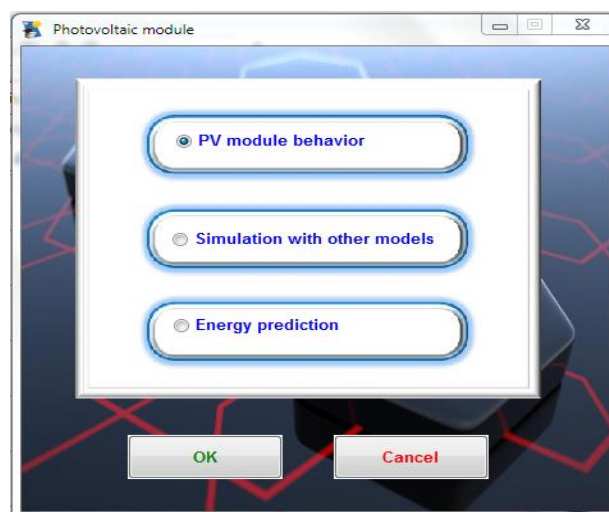


Figure V.7 : Boîte de dialogue « Photovoltaic module ».

L'organigramme décrivant la procédure de simulation du comportement d'un module PV est représenté par la figure V.8.

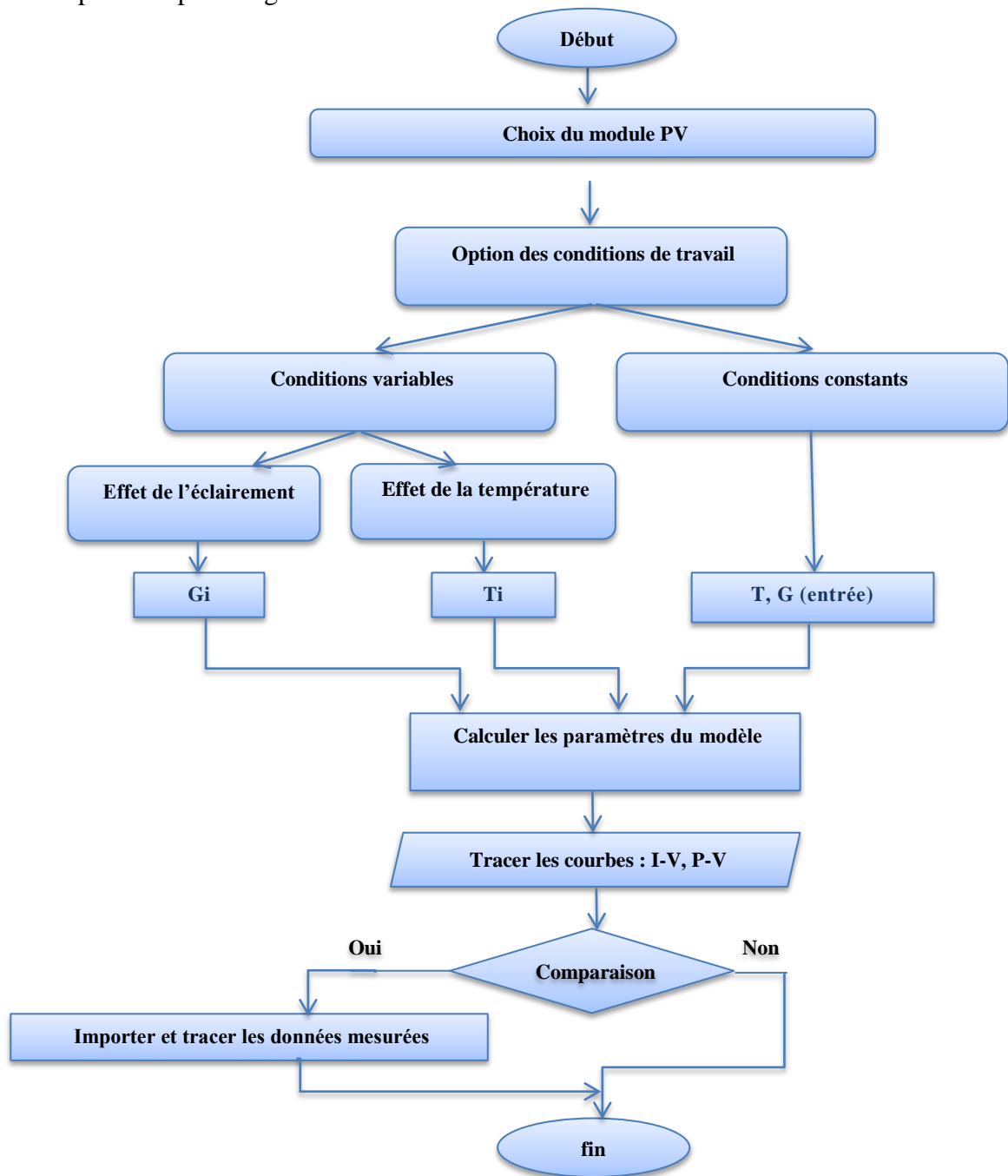


Figure V.8 : Organigramme de simulation d'un module PV.

V.3.3.1 Simulation du module PV basée sur le modèle proposé

L'interface correspondant à la simulation d'un module se compose de quatre sections, comme représentée dans la figure V.9.

(a) *PV Module specifications* : comporte un menu « model » qui permet de choisir le module désiré à partir de son numéro de série (les numéros de série ont été triés alphabétiquement). Le menu contient une base de données de 6375 modules PV de différents types (la base de données a été obtenue à partir du logiciel PVsyst [164]). Il permet d'afficher les paramètres électriques du module choisi I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , P_{mp} , le coefficient de température de I_{cc} , le coefficient de température de V_{co} , le nombre de cellules connectées en série N_s , et le nombre de cellules en parallèle N_p . d'autre informations peuvent être aussi obtenues telle que : la surface du module, le type de la technologie et le nom du constructeur.

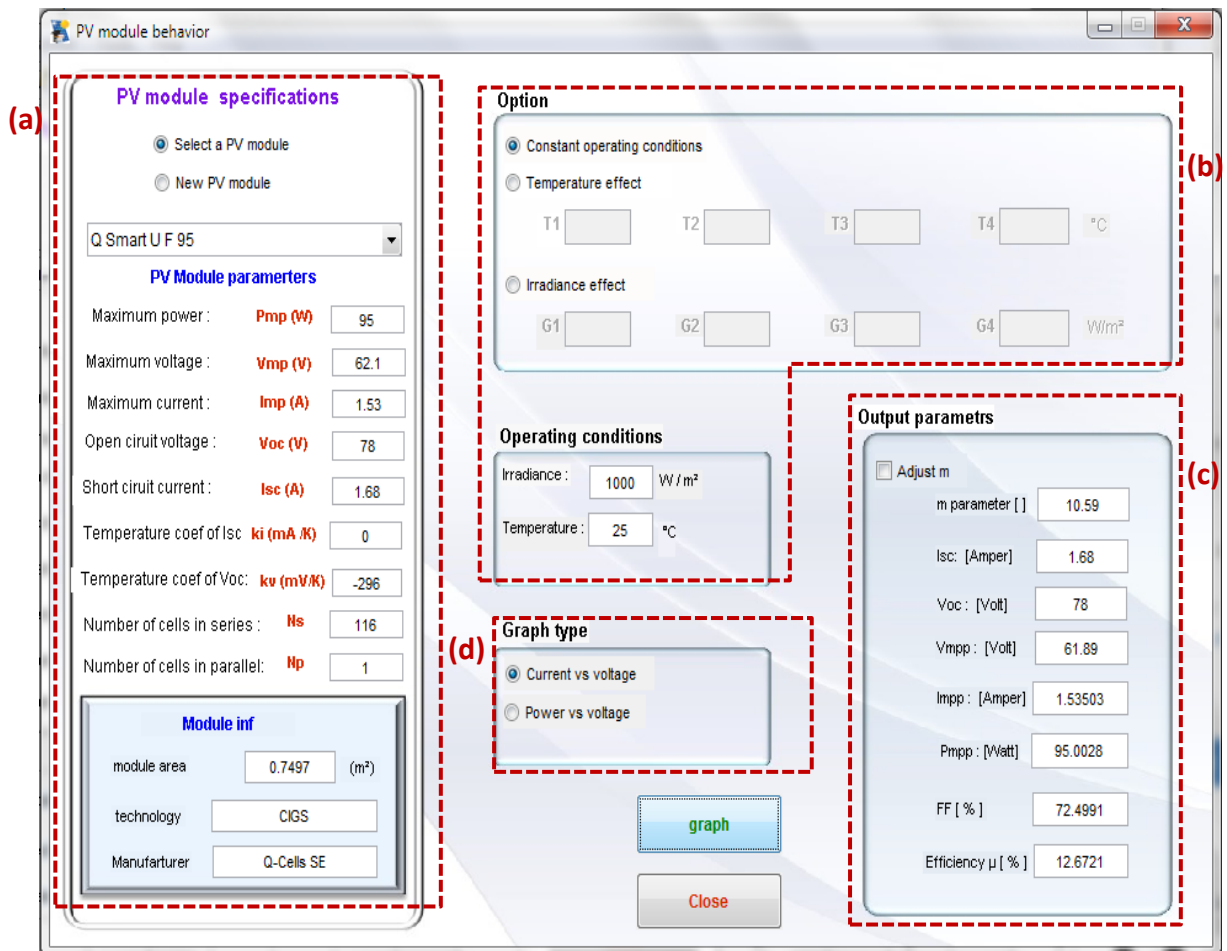


Figure V.9 : Fenêtre d'un module PV (simulation basé sur le modèle proposé).

Nous soulignons que :

- Le choix « new PV module » permet d'ajouter de nouveaux paramètres dans le cas où le module PV n'existe pas dans la base de données.
- Le coefficient de température de V_{oc} n'est pas donné pour tous les modules PV, pour cette raison, sa valeur doit être saisie par l'utilisateur.

(b) Le panneau « option » contient trois choix :

- ✦ « Constant operating conditions » : permet la simulation du module choisi sous des conditions climatiques constantes, une fois que cette option a été choisie (voir figure IV.9), les valeurs de l'éclairement et de la température peuvent être saisies dans le panneau « Operating conditions ».
- ✦ « Temperature effect » : permet de simuler l'influence de la température sur le module sous un éclairement constant. Une fois cette option a été choisie, les options « Constant operating condition » et « Irradiance effect » deviennent grisées (désactivées). Un exemple montrant l'influence de la température sur le module Qsmart UF-95 est présenté par la figure IV.10a-b.

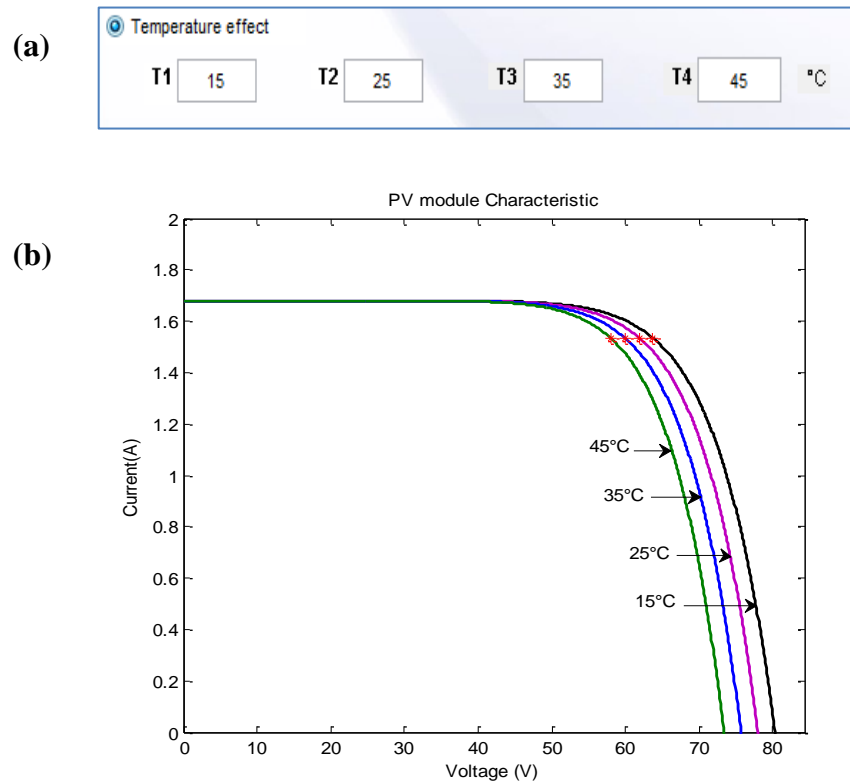


Figure V.10 : (a) Saisie des valeurs de la température, (b) effet de la température sur la courbe I-V du module Q.Smart UF95.

- ✦ « Irradiance effect » : permet de simuler l'influence de l'éclairement sur le module à température constante (un exemple de la courbe du module Q.Smart UF95 sous un éclairement variable est représentée par figure IV.11a-b).

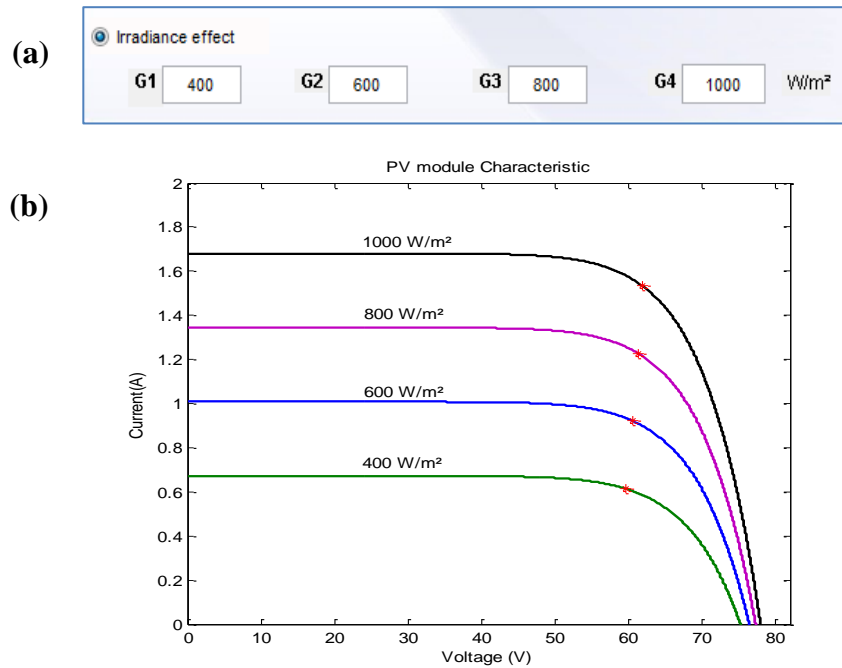


Figure V.11 : (a) Saisie des valeurs de l'éclairement, (b) effet de l'éclairement sur la courbe I-V du module Q.Smart UF95.

V.3.3.2 Estimation de l'énergie d'un module PV

La figure V.12 représente la fenêtre destinée à l'estimation de l'énergie délivrée par un module PV. Cette partie est aussi disponible pour la chaîne est le générateur PV.

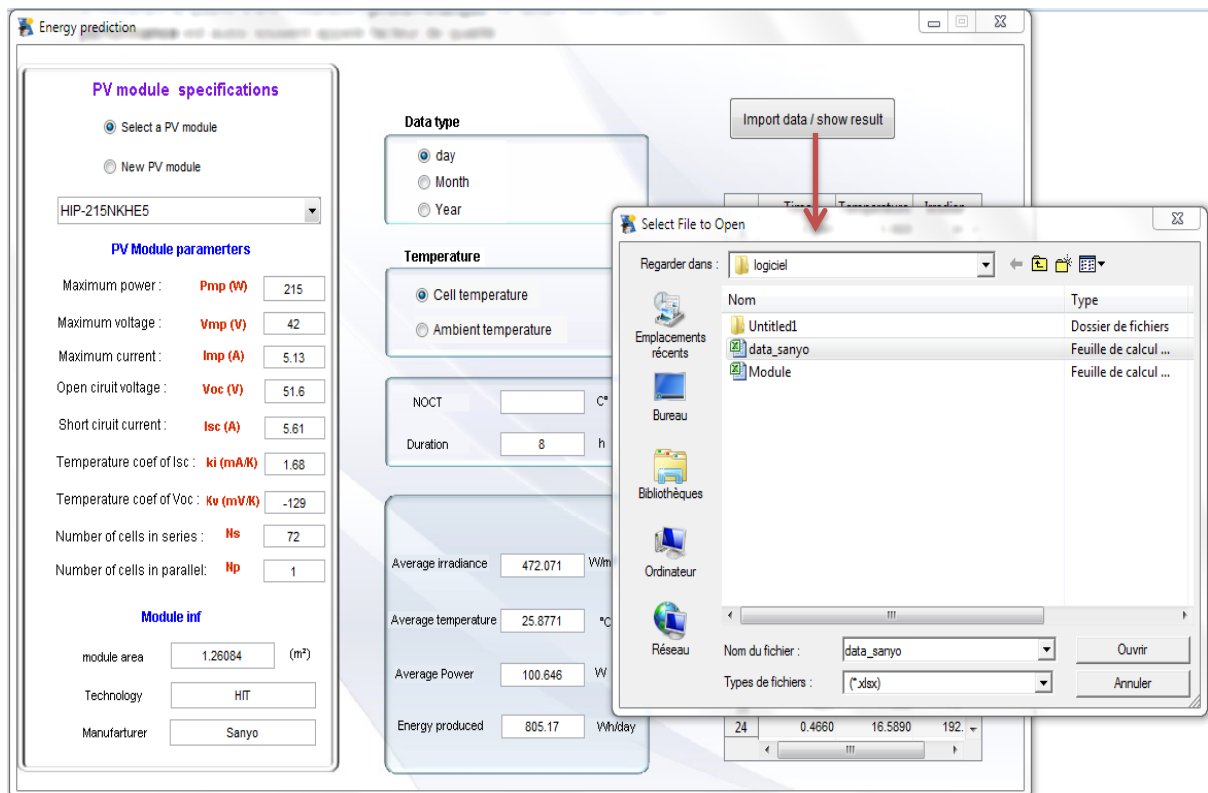


Figure V.12 : Fenêtre d'estimation de l'énergie de module PV.

La puissance et l'énergie du module PV obtenues pendant une journée, un mois ou une année peuvent être estimées à partir des bases de données météorologiques (éclairage et température). Le bouton «Import data/show results » permet d'importer les données en fichier Excel et d'afficher les résultats.

Le panneau « Temperature » permet de choisir le type de données de la température (de cellule ou de l'air (ambiante)). Dans le cas de la température ambiante l'équation (V.1) [191] est appliquée pour calculer la température de la cellule PV.

$$T = T_a + \frac{G}{800} (NOCT - 20) \quad (V.1)$$

Où T_a (°C) est la température ambiante (de l'aire). NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) est la température nominale de la cellule en opérationnelle, sa valeur est disponible dans la fiche technique des modules PV.

V.3.3.3 Simulation d'un module basé sur d'autres modèles

La fenêtre de simulation d'un module PV avec les sept modèles présentés dans le troisième chapitre est illustrée par la figure V.13. Elle permet de choisir un modèle à partir de la liste « model » (voir le tableau V.1) en donnant une brève description de chaque modèle.

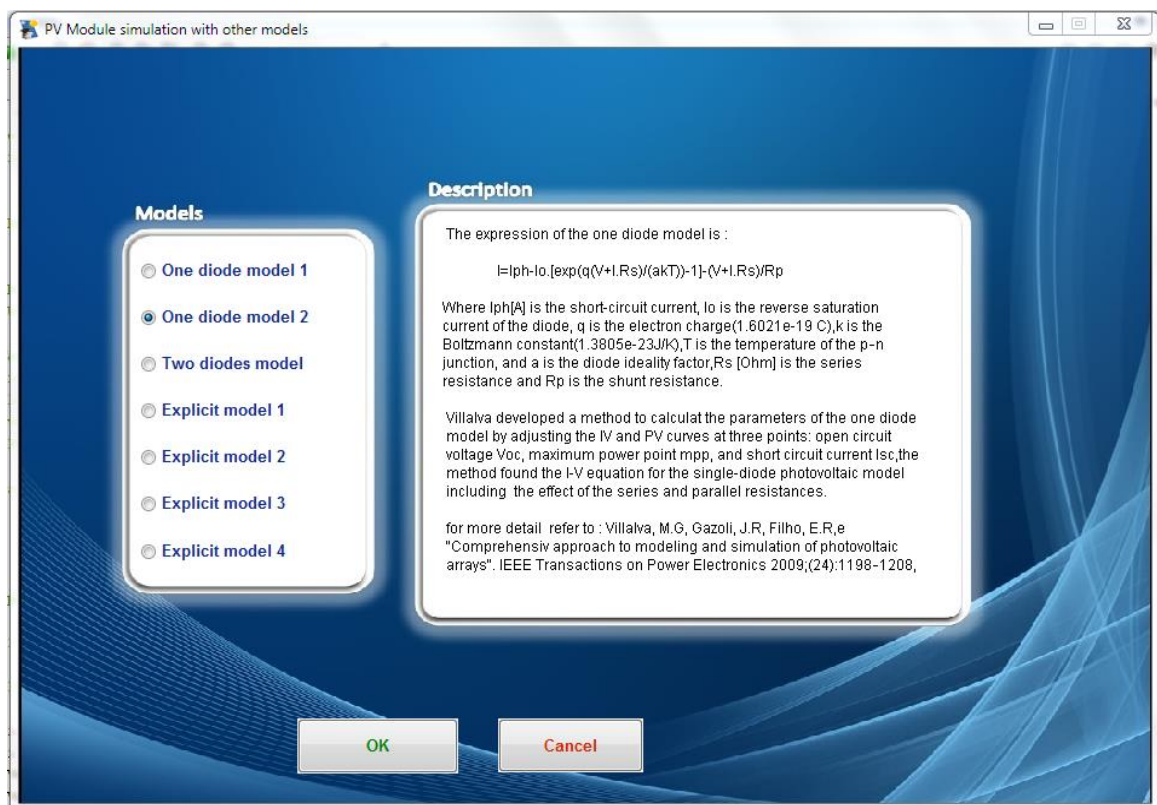


Figure V.13 : Fenêtre de simulation du module PV avec d'autres modèles.

Tableau V.1 : Liste des modèles introduits dans le logiciel.

Liste	Modèle
One diode model 1	Sera et al. [4]
One diode model 2	Villalva et al.[5]
Two diodes model	Ishaque et al. [6]
Explicit model 1	Karmalkar and Hannefa [8]
Explicit model 2	Saloux et al. [7]
Explicit model 3	Das [9]
Explicit model 4	Massi Pavan et al.[10]

La fenêtre dépend du modèle choisi, dans cet exemple, le modèle sélectionné est le modèle à une diode « modèle de Villalva et al. ».

La fenêtre se compose généralement de cinq sections (selon le modèle choisi) comme le montre la figure V.14.

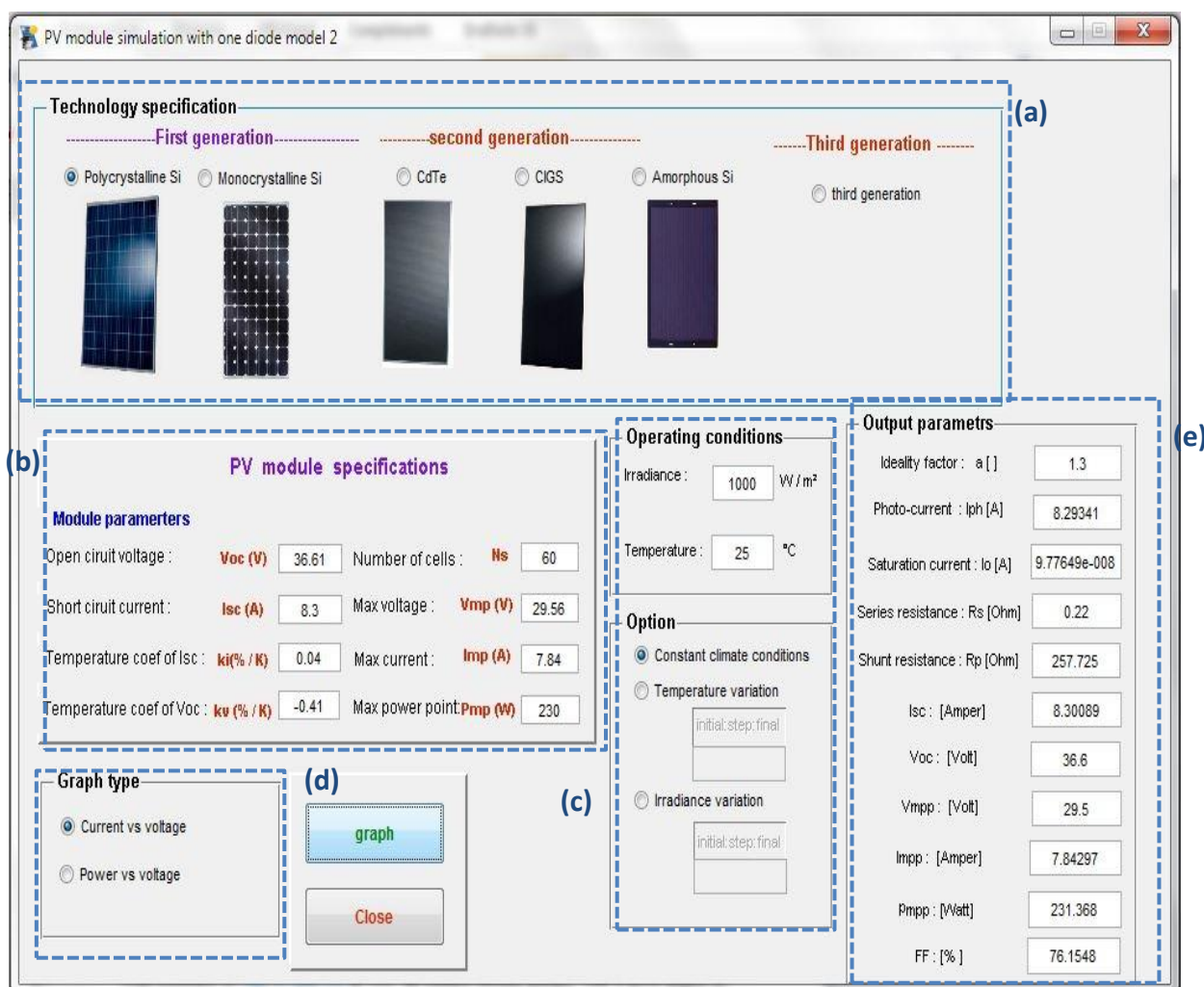


Figure V.14 : Fenêtre de simulation du module Qpro230 basé sur le modèle a une diode « modèle de Villalva et al. ».

a) *Technology specification* : L'utilisateur peut choisir la technologie PV qui se divise en trois catégories : première génération y compris les modules silicium mono et poly-cristallins, la deuxième génération y compris les technologies de couches minces: CIGS, CdTe et a-Si et la troisième génération y compris tous les modules de cette filière.

b) *PV module specifications* : Les paramètres électriques du module PV doivent être saisis dans le panneau « module parameters » (voir la figure V.14).

c) *Operating conditions* : Saisie les valeurs de la température et de l'éclairement (valeurs constantes ou variables). Pour faire entrer les valeurs variables de l'éclairement ou de la température ont saisi la valeur initiale, le pas et la valeur finale ($V_i : Pas : V_f$, par exemple : $G=100 : 100 : 800 \text{ W/m}^2$; $T=15 : 5 : 35 \text{ }^\circ\text{C}$).

d) *Graph type* : affichage des caractéristiques I-V et P-V du module.

e) *Output parameters* : Ce panneau affiche les paramètres du module selon le modèle choisi. Pour cet exemple les paramètres sont : le facteur d'idéalité a , le photo-courant I_{ph} , le courant de saturation I_o , la résistance série R_s , la résistance parallèle R_p , I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp} et FF .

V.3.4 Simulation d'une chaîne PV

Lorsque l'option « PV string » dans la fenêtre principale a été sélectionnée, une boîte de dialogue permet de choisir le type de connexion des modules dans la chaîne (connexion série ou parallèle), ensuite une autre fenêtre permet de choisir la configuration de la chaîne (homogène, non homogène et chaîne sous l'effet d'ombrage) comme le montre la figure V.15.

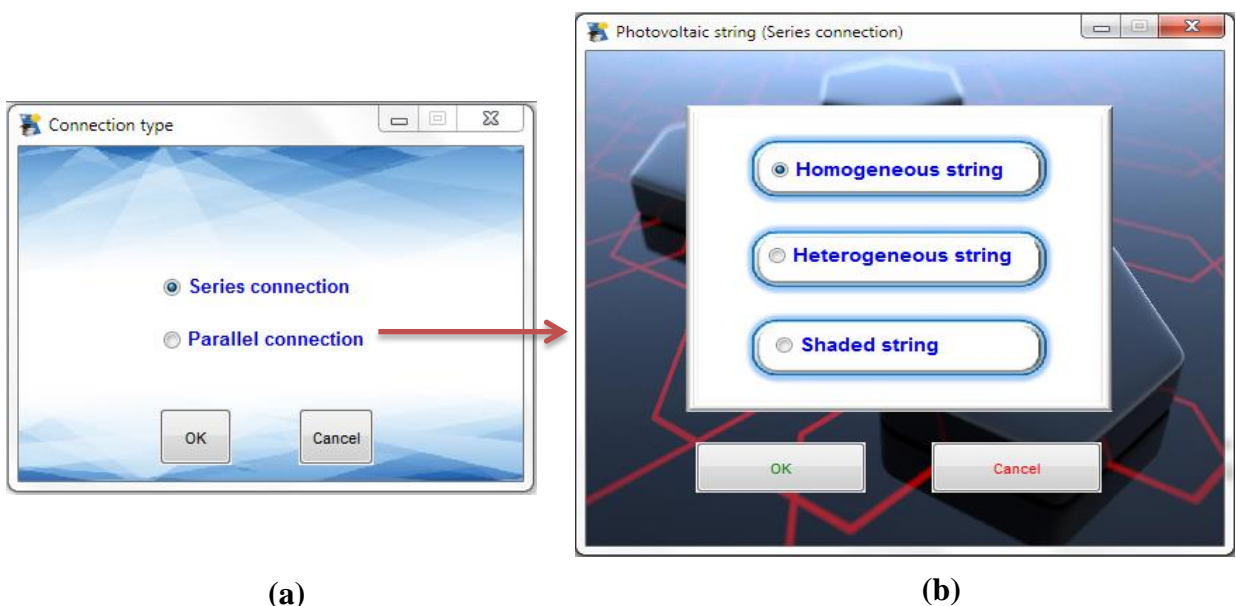


Figure V.15 : Boîte de dialogue : (a) type de connexion, (b) chaîne PV (connexion en série).

V.3.4.1 Chaîne PV homogène

Une fois que l'option « Homogeneous string » a été validée, une fenêtre apparaît permettant de simuler une chaîne homogène, la fenêtre est représentée par la figure V.16.

Pour commencer on choisit le module à simuler, on saisit les valeurs de l'éclairement et de la température, ensuite, le nombre de modules connectés en série dans le panneau « size of string » doit être spécifié.

Dans cet exemple, nous présentons une chaîne de vingt (20) modules Q.Smart UF95 connectés en série à $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$. La puissance correspondante obtenue à cette configuration est 1899.88 W.

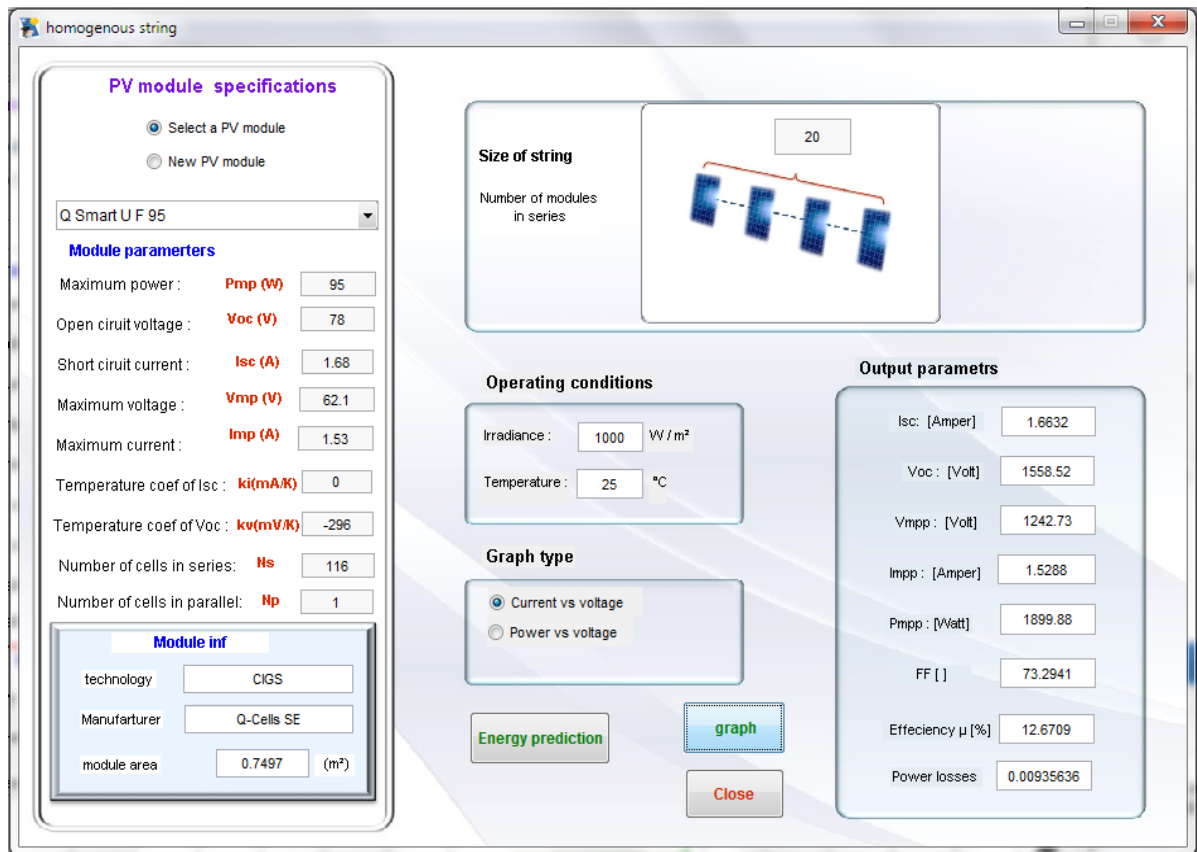


Figure V.16 : Fenêtre de simulation d'une chaîne homogène.

La perte de puissance dans la chaîne homogène peut être calculée par la relation suivante [10] :

$$\varepsilon^{CH} (\%) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{pv}} P_{\text{mod } i} - P_{\text{chaî, hom}}}{\sum_{i=1}^{N_{pv}} P_{\text{mod } i}} \cdot 100 \quad (\text{V.2})$$

Où : $P_{mod i}$ est la puissance produite par le module i et $P_{chaî,hom}$ est la puissance produite par la chaîne homogène.

La perte de puissance dans cet exemple est très faible (on peut la considérer négligeables 0.0093%).

V.3.4.2 Chaîne PV non homogène

Pour une chaîne non homogène, la configuration des modules est effectuée comme le montre la figure V.17. « Module 1 » représente le module de référence, « module 2 » peut être du même type que le module 1 mais de classe de puissance différente.

Dans cet exemple, la chaîne non homogène est constituée de 20 modules Q.smart UF95, 18 modules de classe de puissance 95 et deux modules de classe de puissance 85. La puissance maximale obtenue est alors égale à 1808.17 W. La caractéristique I-V est représentée par la figure V.18.



Figure V.17 : Fenêtre de simulation d'une chaîne non homogène.

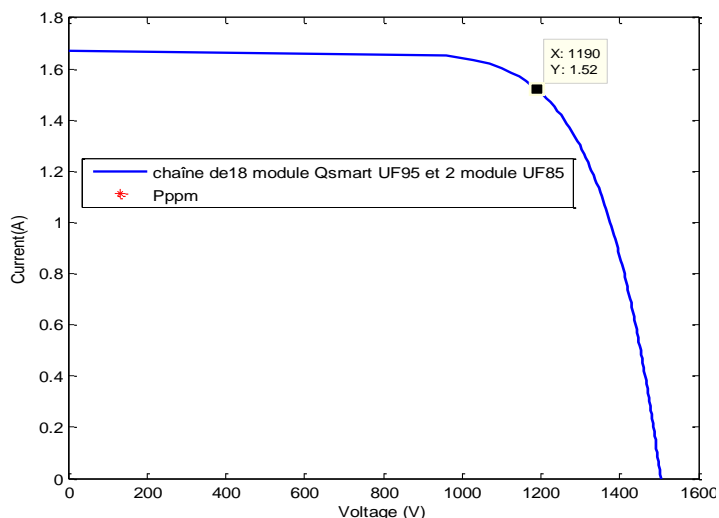


Figure V.18 : Chaîne non homogène de 20 modules Q.Smart UF (18 modules de classe de puissance 95 et 2 modules de classe puissance 85).

La perte de puissance dans le cas de défaut de ‘Mismatch’ (due à l’insertion de modules différents dans une chaîne homogène peut être exprimée par :

$$\varepsilon^{CI} (\%) = \frac{P_{cha\grave{e},hom} - P_{cha\grave{e},inhom}}{P_{cha\grave{e},hom}} \cdot 100 \tag{V.3}$$

$P_{cha\grave{e},inhom}$ est la puissance produite par la chaîne non homogène.

La perte de puissance dans ce cas est plus importante (4.83%).

Dans la figure V.19 on montre que si le nombre de modules différents est supérieur au nombre de modules dans la chaîne, un message d’erreur sera affiché.

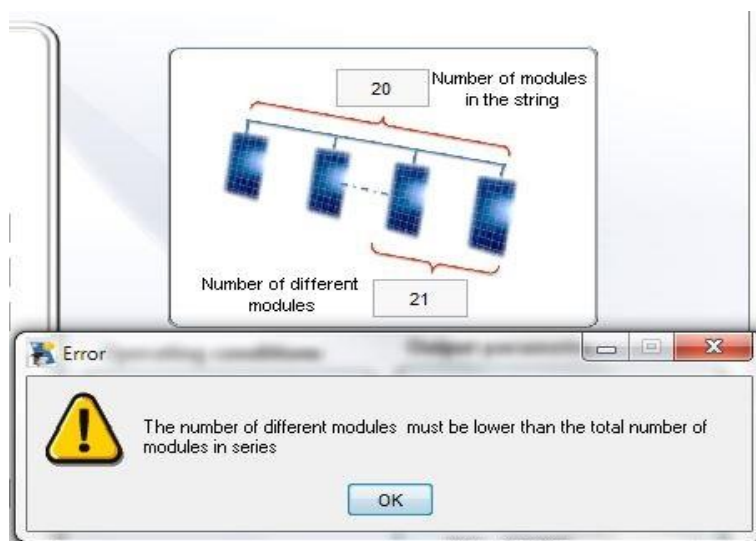


Figure V.19 : Message d’erreur.

V.3.4.3 Chaîne PV ombrée

La fenêtre de simulation d'une chaîne ombrée est représentée par la figure V.20. La définition de la chaîne se fait par le choix du module et l'insertion du nombre de modules en série. Le panneau « Number of groups » permet de choisir le nombre de groupes ombrés (deux, trois ou quatre groupes). Les valeurs de l'éclairement et de la température de chaque groupe doivent être saisies dans le panneau « Operating conditions for each group ».

À titre d'exemple, la figure V.21 présente les caractéristiques I-V et P-V d'une chaîne de vingt (20) modules Q.Smart UF95. La chaîne est constituée de quatre (4) groupes (chaque groupe contient cinq (5) modules) qui sont soumis à des valeurs d'éclairement et de température différentes.

- Groupe 1 : ($G=1000\text{W}/\text{m}^2$ et $T=15^\circ\text{C}$).
- Groupe 2 : ($G=800\text{W}/\text{m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$).
- Groupe 3 : ($G=400\text{W}/\text{m}^2$ et $T=35^\circ\text{C}$).
- Groupe 4 : ($G=200\text{W}/\text{m}^2$ et $T=45^\circ\text{C}$).

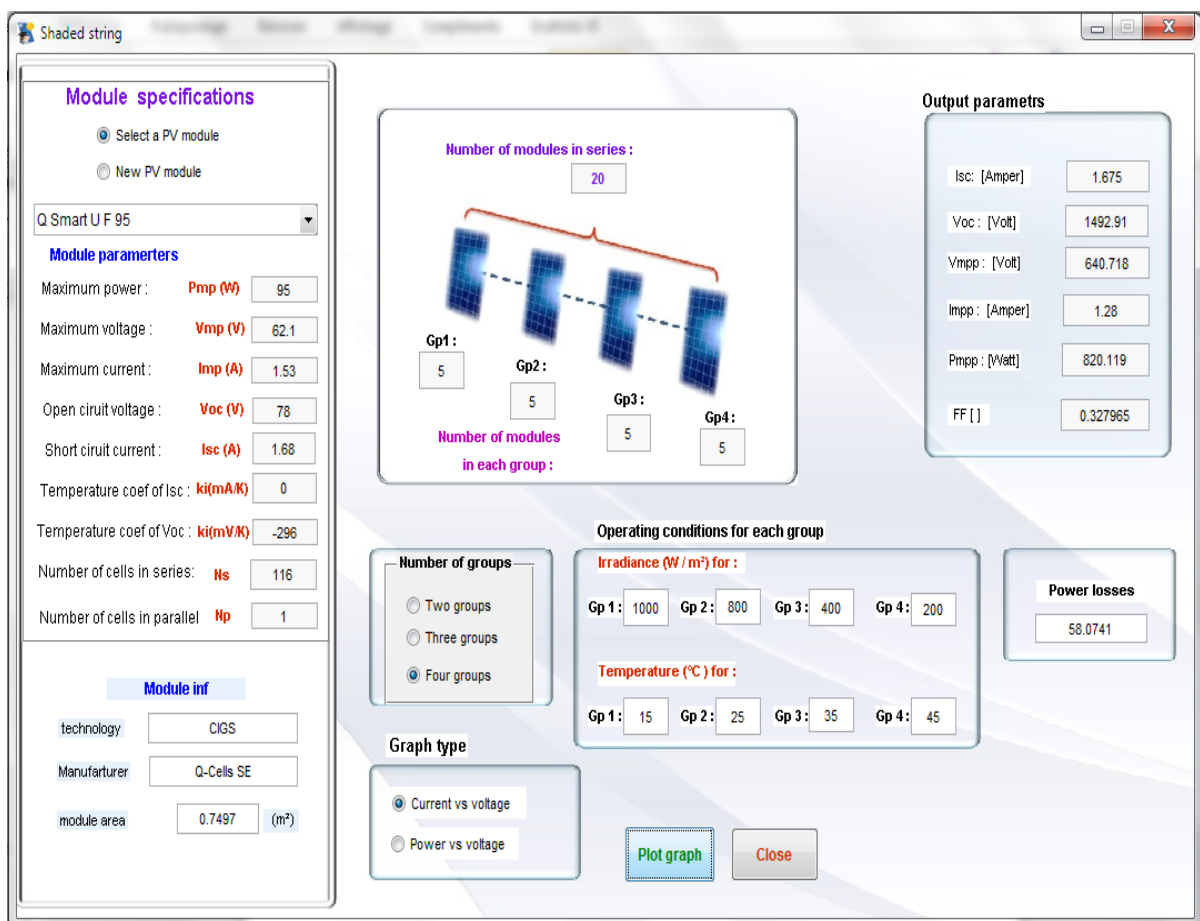


Figure V.20 : Fenêtre de simulation d'une chaîne PV ombrée.

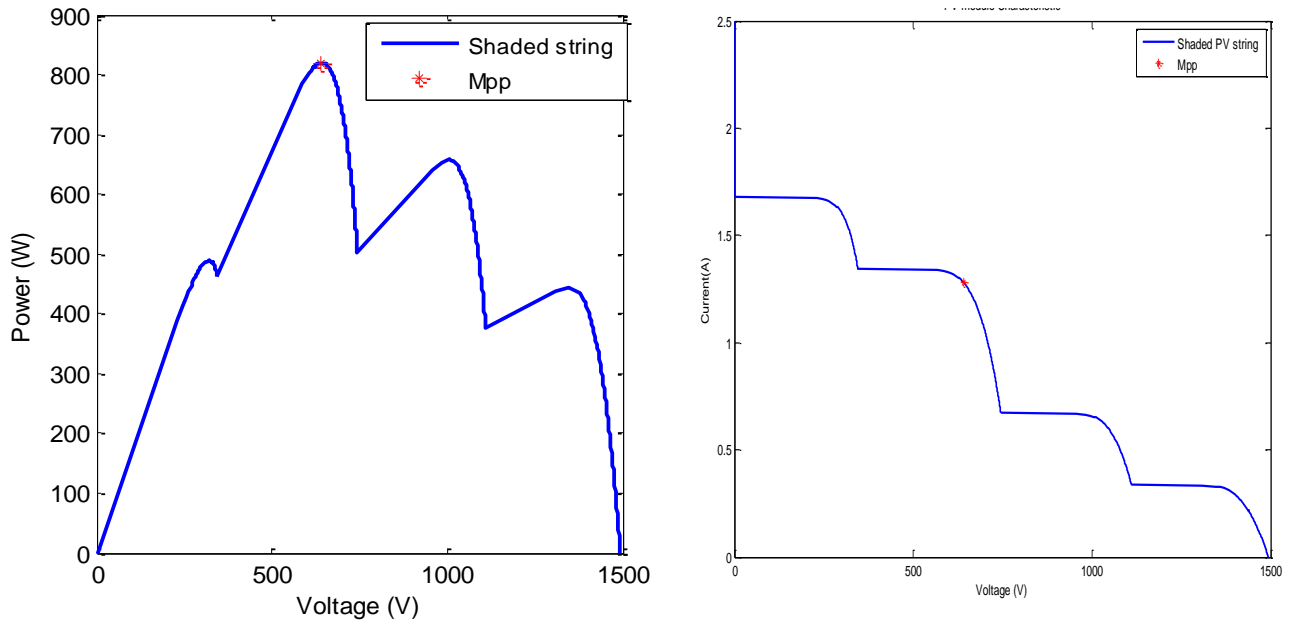


Figure V.21 : Caractéristiques I-V et P-V d'une chaîne ombrée.

En présence du problème d'ombrage, les caractéristiques I-V et P-V sont modifiées. On peut observer que le nombre de pics est égal au nombre de groupes imposés. Plus précisément, cela dépend de la température des modules, du niveau d'éclairement, et de la configuration de la chaîne. L'étude des effets d'ombrage est importante pour estimer le point de fonctionnement d'un système en cas d'ombrage. Lorsqu'un module ou une partie de celui-ci est ombragé, certaines de ses cellules sont inversées, agissant en tant que charges au lieu de génératrices. La diode « by-pass » lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite les parties ombragées du générateur, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des modules ombragés. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du générateur. La dégradation d'un seul module condamne donc le groupe de modules associés aux modules ombrés protégés par la diode anti-retours de ne pas produire de puissance.

La puissance obtenue est égale à 820.12 W, alors que la perte de puissance est d'environ 58,07%. Celle-ci est calculée par rapport au groupe 1 (groupe de référence supposé sans ombrage) avec l'équation (V.4).

$$\varepsilon^o (\%) = \left(1 - \frac{P_{chaî,ombr}}{\sum_{i=1}^{N_{pv}} P_{modGr1}} \right) \cdot 100 \quad (\text{V.4})$$

V.3.5 Simulation d'un générateur PV

Lorsque l'option « PV Field » dans la fenêtre principale a été sélectionnée, une boîte de dialogue s'ouvre et permet de choisir la configuration du générateur photovoltaïque (Homogène, non homogène et générateur sous l'effet d'ombrage), la figure V.22 représente la fenêtre de dialogue « Photovoltaic field ».

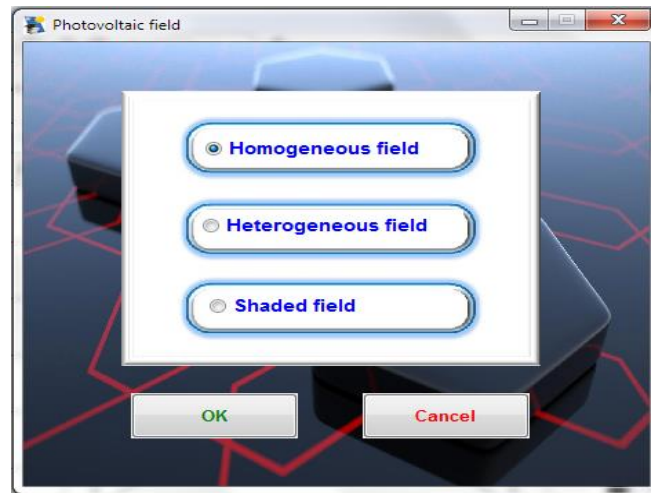


Figure V.22 : Boîte de dialogue « Photovoltaic field ».

V.3.5.1 Générateur PV homogène

Pour un générateur homogène, on définit le nombre de modules connectés en série et le nombre de chaînes en parallèle.

L'exemple présenté dans la figure V.23 montre un générateur homogène de 10 x 5 modules à $G=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25 \text{ °C}$. La puissance obtenue est égale à 4750.09 W.

La perte de puissance dans un générateur homogène de $N_{pv} \times M_{pv}$ modules de classe de puissance identiques est donnée par [10] :

$$\varepsilon^{GH} (\%) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{pv} \cdot M_{pv}} P_{\text{mod } i} - P_{\text{génér, hom}}}{\sum_{i=1}^{N_{pv} \cdot M_{pv}} P_{\text{mod } i}} \cdot 100 \quad (\text{V.5})$$

$P_{\text{génér, hom}}$ est la puissance produite par le générateur homogène.

Le générateur photovoltaïque (GPV) est constitué par l'association série/parallèle de plusieurs modules PV. Ainsi, si tous les modules sont identiques (générateur homogène), la courbe I-V résultante sera aisément déterminée en sommant les tensions et les courants de

chaque module. Dans ce cas, la perte de puissance est très faible on peut la considérer négligeable.

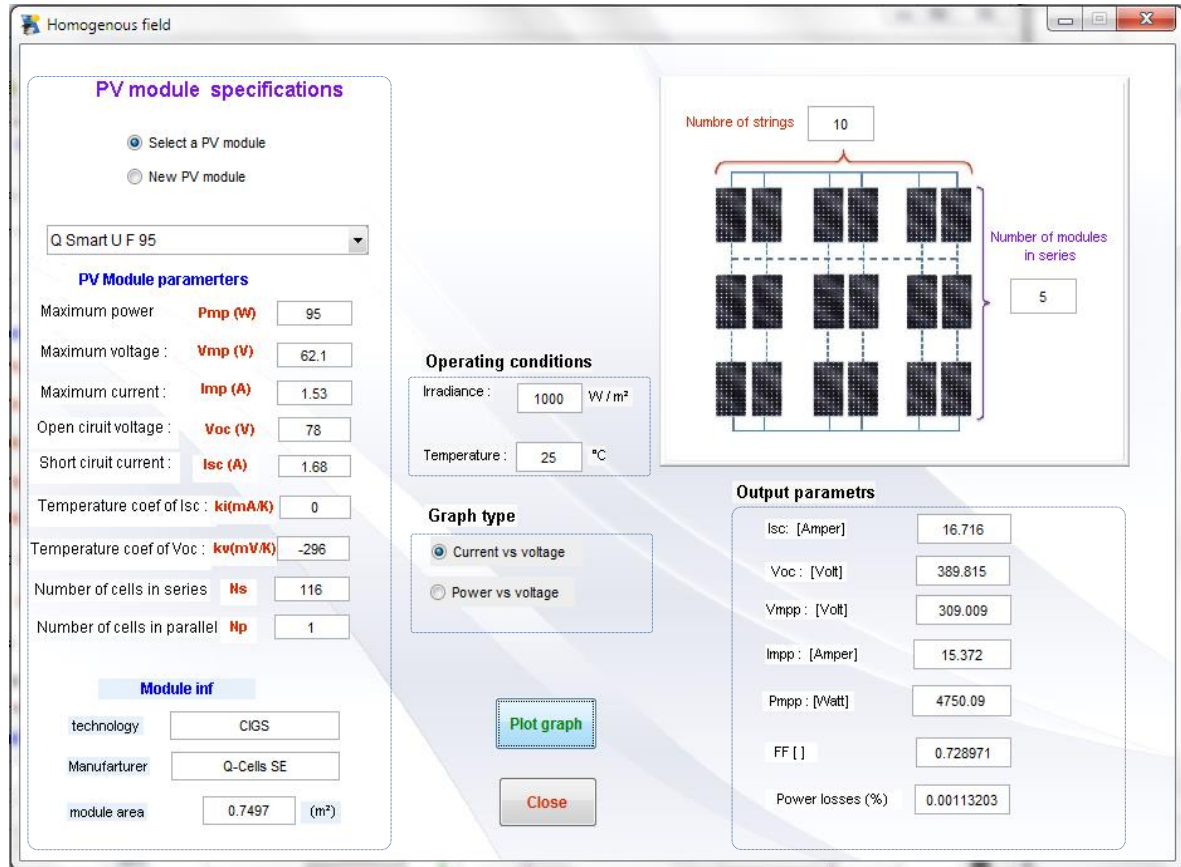


Figure V.23 : Fenêtre de simulation du générateur homogène.

V.3.5.2 Générateur PV non homogène

Le générateur non homogène est constitué de 10×5 modules (Q.Smart UF95). Il est divisé en trois groupes, chaque groupe est constitué de certains nombres de modules PV de classe différentes (voir la figure V.24).

- Groupe 1 : contient 5 chaînes de module 95W.
- Groupe 2 : contient 3 chaînes de module 85W.
- Groupe 3 : contient 2 chaînes de module 75W.

La figure V.25 présente une comparaison entre le générateur homogène et non homogène. La perte de puissance dans un générateur non homogène de $N_{pv} \times M_{pv}$ modules PV de classe de puissance différentes est donnée par :

$$\varepsilon^{GI} (\%) = \frac{P_{chaî, hom} - P_{chaî, inhom}}{P_{chaî, hom}} \cdot 100 \quad (V.6)$$



Figure V.24 : Fenêtre de simulation du générateur non homogène.

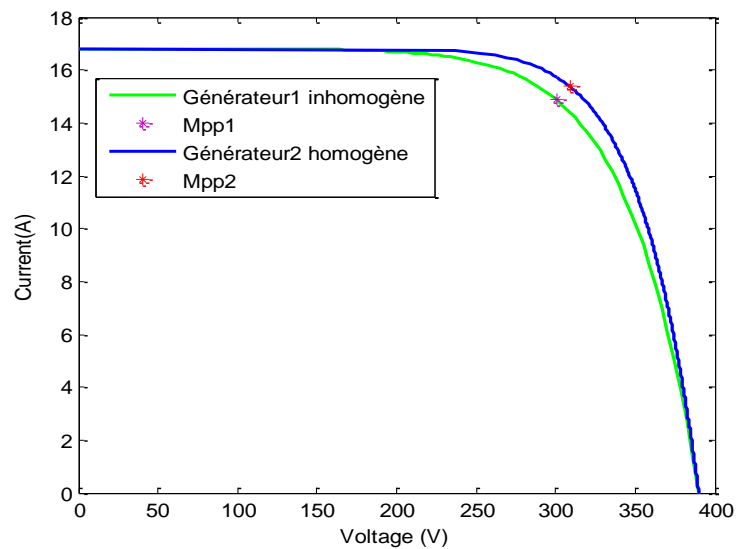


Figure V.25 : Caractéristiques I-V du générateur homogène et non homogène.

Si les modules PV sont légèrement différents les uns des autres (générateur non homogène), la production du courant dans le générateur PV est donc limitée par le module le

plus faible de l'ensemble, par conséquent la puissance produite par ce générateur non homogène diminue et les pertes de puissance augmentent.

La puissance obtenue dans ce cas est égale à 4471.59 W, alors que la perte de puissance est environ de 5.86 %.

V.3.5.3 Générateur PV ombré

La simulation du générateur ombré est basée sur le même principe de la chaîne ombrée. Cependant, on considère que le générateur est constitué de $N_{pv} \times M_{pv}$ modules, et se compose de trois groupes de chaînes, chaque groupe ayant sa propre valeur de l'éclairement et de la température. Dans l'exemple présenté par la figure V.26 on maintient le module Q.Smart UF95 pour définir un générateur de 10×10 modules, la configuration de ce dernier est la suivante :

- Groupe 1 : 10×5 modules ; $G=1000 \text{ W/m}^2$; $T=35^\circ\text{C}$.
- Groupe 2 : 10×3 modules ; $G=400 \text{ W/m}^2$; $T=25^\circ\text{C}$.
- Groupe 3 : 10×2 modules ; $G=100 \text{ W/m}^2$; $T=20^\circ\text{C}$.

The screenshot shows the 'shaded field' simulation software interface. The main window is titled 'shaded field' and contains several panels:

- module specifications:**
 - PV Module model:** Q Smart U F 95
 - Module1 paramerters:**
 - Maximum power: P_{mp} (W) = 95
 - Maximum voltage: V_{mp} (V) = 62.1
 - Maximum current: I_{mp} (A) = 1.53
 - Open circuit voltage: V_{oc} (V) = 78
 - Short circuit current: I_{sc} (A) = 1.68
 - Temperature coef of I_{sc} : k_i (mA/K) = 0
 - Temperature coef of V_{oc} : k_v (mV/K) = -296
 - Number of cells in series: N_s = 116
 - Number of cells in parallel: N_p = 1
 - Module inf:**
 - technology: CIGS
 - Manufacturer: Q-Cells SE
 - module area: 0.7497 (m²)
- Diagram:** Shows a 10x10 array of modules. The number of strings is 10. The number of modules in each group is 10. The groups are:
 - Gp1: 5 modules in series
 - Gp2: 3 modules in series
 - Gp3: 2 modules in series
- Output parameters:**
 - I_{sc} [Amper] = 16.75
 - V_{oc} [Volt] = 745.803
 - V_{mpp} [Volt] = 297.056
 - I_{mp} [Amper] = 15.35
 - P_{mpp} [Watt] = 4559.81
 - FF [] = 0.365012
- Operating conditions for each group:**
 - Irradiance (W / m²) for:** Gp 1: 1000, Gp 2: 400, Gp 3: 100
 - Temperature (°C) for:** Gp 1: 35, Gp 2: 25, Gp 3: 20
- Power losses (%):** 49.9987
- Graph type:** Current vs voltage, Power vs voltage
- Buttons:** Plot graph, Close

Figure V.26 : Fenêtre de simulation du générateur PV ombré.

Les courbes I-V et P-V sont représentées par la figure V.27. Les résultats de simulation sont affichés dans le panneau « Output parameters ». La puissance obtenue est égale à 4559.81 W et la perte de puissance par rapport à un générateur sans ombrage est d'environ 49%.

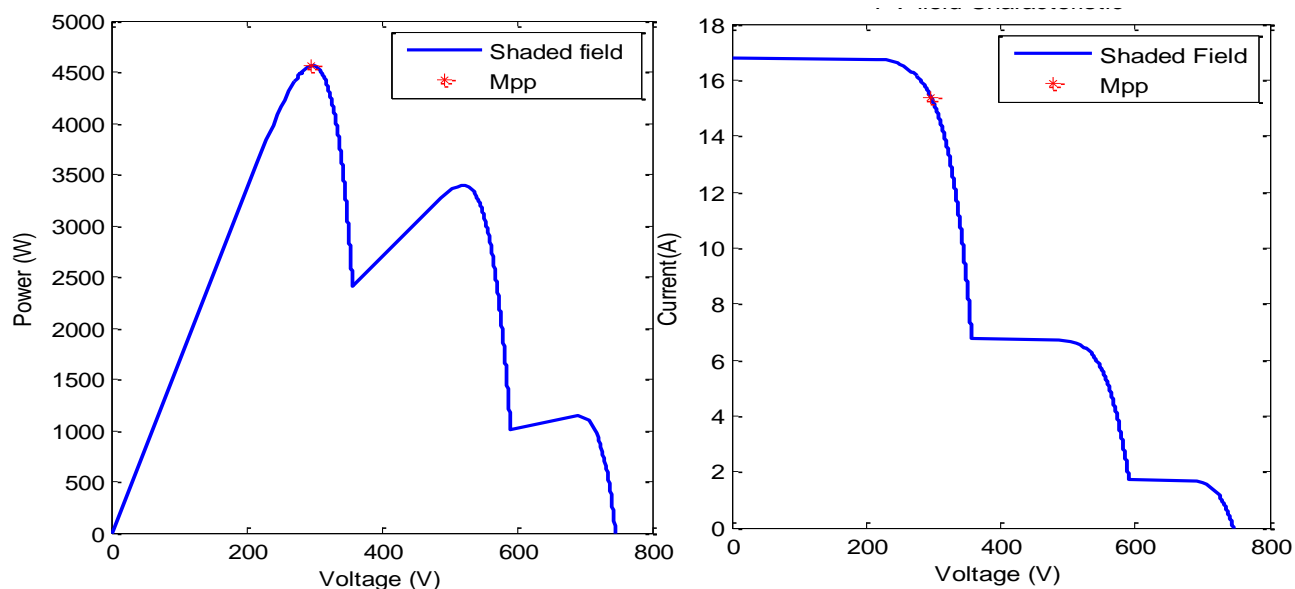


Figure V.27 : Caractéristiques I-V et P-V du générateur ombré de 10×10 modules.

V.3.6 Menu du logiciel

V.3.6.1 Menu « Help »

Le menu « Help » contient la fenêtre « Help » présentée par la figure V.28a.

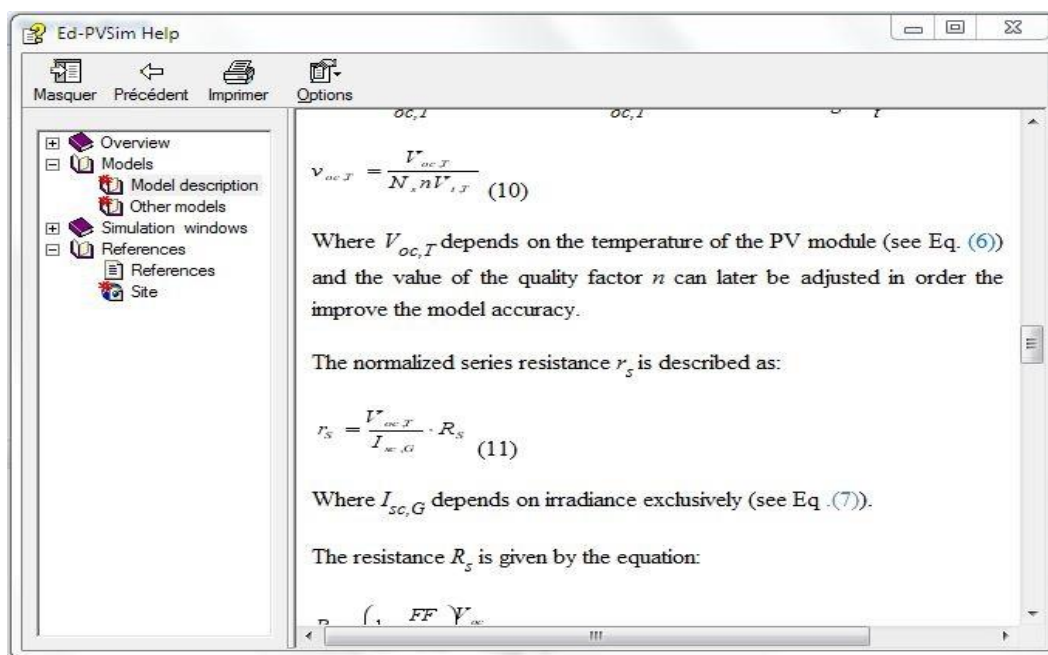


Figure V.28a: Fenêtre « Help ».

Ce menu fournit l'aide sur l'utilisation du logiciel, ainsi que les explications et les informations sur les modèles et les configurations de simulation. Le menu contient aussi la fenêtre « Ebout » (voir la figure V.28b).

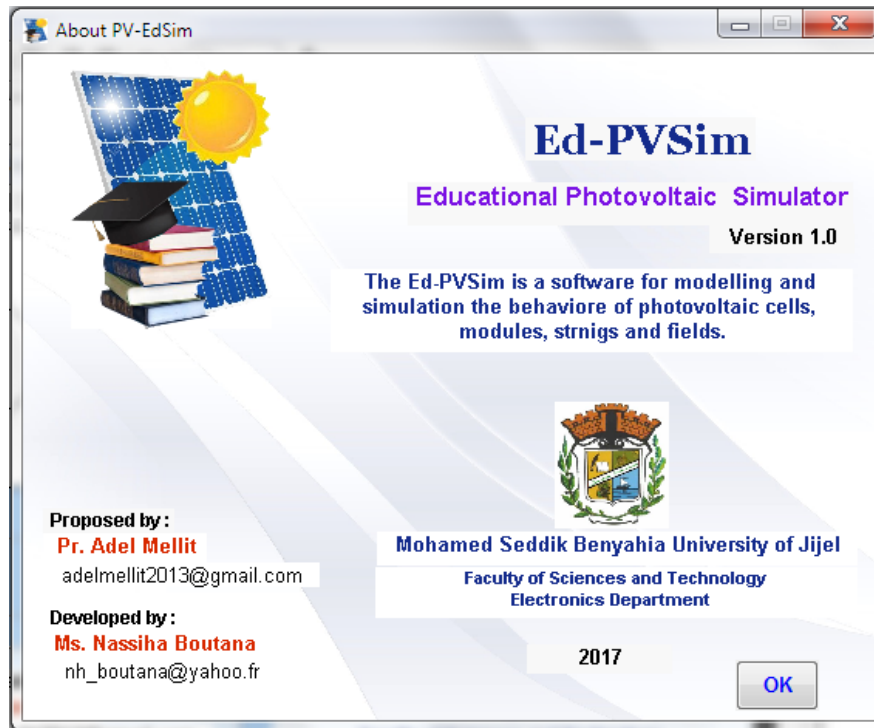


Figure V.28b : Fenêtre « Ebout ».

V.3.6.2 Menu « Tool »

Le menu « Tool » contient l'outil d'extraction de données à partir d'une image (voir la figure V.6).

V.4 Conclusion

Dans ce travail nous avons développé un logiciel de simulations photovoltaïques. Ce dernier regroupe des outils simples avec des menus et des options interactifs dédiés à la simulation du comportement des cellules, modules, chaînes et générateurs PV, ainsi que la simulation de l'effet d'ombrage et de « mismatch ». Le logiciel est basé sur le modèle proposé dans le quatrième chapitre. Il effectue des simulations rapides sans avoir passé aux principes de modélisation des composants photovoltaïques. En outre, il dispose d'une application potentielle pour les utilisateurs en tant qu'outil didactique dans l'étude de la simulation et de la vérification expérimentale.

**CONCLUSION GENERALE ET
PERSPECTIVES**

Conclusion générale et perspectives

Le travail présenté dans cette thèse concerne le développement d'un modèle explicite simple capable d'estimer le comportement des cellules, modules, chaînes et générateurs PV dans différentes conditions météorologiques (éclairage et température). Ce modèle est implémenté pour concevoir un logiciel didactique pour la simulation des générateurs photovoltaïques.

Notre démarche consiste en premier lieu à présenter un état de l'art sur les modèles mathématiques utilisés pour décrire le comportement des cellules/modules PV et estimer leurs caractéristiques I-V et P-V. Ces modèles ont été classés en deux grandes catégories : modèles implicites et modèles explicites, Les différences les plus importantes entre ces modèles sont leur degré de complexité, leur fiabilité et leur précision.

Dans ce contexte, nous avons effectué une étude comparative de sept modèles (trois modèles implicites et quatre explicites). Ces modèles ont été choisis à cause de leurs simplicités, leurs paramètres requis et leurs facilités de mise en œuvre. Trois modules de technologies différentes (poly-cristallin, CIGS et CdTe) installés à l'université de Trieste (en Italie) ont été testés sous des conditions météorologiques différentes, ainsi, les courbes I-V mesurées ont été comparées à celles simulées. Les résultats obtenus ont montré que tous les modèles ont présenté de bonnes performances dans le cas des éclairagements élevés pour les trois technologies testées. Cependant, leurs précisions ont été diminués dans le cas des éclairagements faibles, notamment pour les modules CIGS et CdTe. En revanche, les modèles 4 [8], 6 [9] et 7 [10] ont donné de meilleures précisions pour l'estimation de la puissance maximale. Néanmoins, le modèle 7 a donné une faible représentation des caractéristiques I-V au voisinage de la tension de circuit ouvert (V_{co}).

Une nouvelle forme d'un modèle explicite simple a été proposée. Le modèle nécessite l'estimation d'un seul paramètre, en utilisant les paramètres électriques qui sont toujours disponibles dans la fiche technique du module PV.

Le modèle proposé a été validé en utilisant les mêmes mesures effectuées à l'université de Trieste (Italie) ainsi que d'autres mesures effectuées pour trois modules de

technologies différentes (Si-mono et poly-cristallin et HIT) installés à l'université de Picardie Jules Verne (Amiens, France). Les résultats obtenus ont montré un très bon accord entre les caractéristiques I-V réelles mesurées et celles simulées par le modèle proposé. Les indicateurs de performances ont montré que le modèle peut estimer le comportement ainsi que la puissance maximale des modules PV testés avec une bonne précision. On peut dire que le modèle rassemble à la fois la simplicité de mise en œuvre et l'efficacité en termes d'estimation et peut surpasser les autres modèles (modèles comparés) en termes de précision.

Afin de pouvoir arriver à réaliser l'objectif principal de notre travail, le modèle proposé a été appliqué pour la simulation des générateurs PV. Il a été implémenté et mis en œuvre à l'aide du Matlab/GUID pour concevoir notre logiciel de simulation. Ce dernier a été compilé en une application exécutable. Le logiciel permet de simuler le comportement des composants PV (en partant de la cellule jusqu'au le générateur PV). L'effet d'ombrage et de « mismatch » peuvent être aussi étudiés.

Le travail effectué dans ce mémoire peut servir à la modélisation et à la simulation du comportement des modules/générateurs PV et par conséquent aide à l'estimation de la puissance maximale de ces derniers. Ainsi, le logiciel développé peut être utilisé dans les travaux pratiques TP comme un outil de simulation des générateurs PV afin de bien comprendre le principe du fonctionnement de ces derniers.

À l'issue de ce mémoire, les perspectives envisagées en vue de l'amélioration de ce travail sont :

- Vérification expérimentale du modèle proposé pour d'autres technologies PV (tel que : microcristallin et Si-Amorphe...etc.).
- Validation expérimentale du modèle au point de puissance maximale.

D'autres perspectives s'orientent plus sur l'extension et l'amélioration du logiciel comme :

- Disponibilité en ligne et téléchargement gratuit de la première version.
- Simulation du rayonnement solaire.
- Simulation des systèmes PV (avec : charges, batteries, convertisseurs DC/AC, convertisseurs DC/DC...etc.).

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] M.Taylor, P. Ralon, A. Ilas. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016).
- [2] ENERGY, I. R. Medium Term Market Report. International Energy Agency: Paris, France, (2016)142-6.
- [3] **N. Boutana, A. Mellit, V. Lughì, A.M. Pavan. Assessment of implicit and explicit models for different photovoltaic modules technologies. Energy. 122 (2017) 128-43.**
- [4] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez. PV panel model based on datasheet values. Industrial Electronics, 2007 ISIE 2007 IEEE International Symposium on. IEEE2007. pp. 2392-6.
- [5] M.G. Villalva, J.R. Gazoli. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. Power Electronics, IEEE Transactions on. 24 (2009) 1198-208.
- [6] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. Solar Energy Materials and Solar Cells. 95 (2011) 586-94.
- [7] E. Saloux, A. Teysseidou, M. Sorin. Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. Solar Energy. 85 (2011) 713-22.
- [8] S. Karmalkar, S. Haneefa. A Physically Based Explicit–Model of a Solar Cell for Simple Design Calculations. Electron Device Letters, IEEE. 29 (2008) 449-51.
- [9] A.K. Das. An explicit J–V model of a solar cell for simple fill factor calculation. Solar Energy. 85 (2011) 1906-9.
- [10] A. Massi Pavan, A. Mellit, D. De Pieri, V. Lughì. A study on the mismatch effect due to the use of different photovoltaic modules classes in large-scale solar parks. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 22 (2014) 332-45.
- [11] A.M. Pavan, A. Mellit, V. Lughì. Explicit empirical model for general photovoltaic devices: Experimental validation at maximum power point. Solar Energy. 101 (2014) 105-16.
- [12] K. Emery, J. Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy, H. Field, B. Kroposki, et al. Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems. Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE. IEEE1996. pp. 1275-8.
- [13] M.P. Stéphane. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de doctorat (2009). Université Toulouse III - Paul Sabatier.

- [14] N. Oleksiy. Simulation, fabrication et analyse de cellules PV contacts arrière interdigités. Thèse de doctorat (2005). Institut national des sciences appliquées-Lyon.
- [15] C. Boisvineau, M. Nougaret, J. Perard. Optimisation du fonctionnement d'un générateur photovoltaïque: Asservissement extrémal de la puissance. *Revue de Physique Appliquée*. 17 (1982) 329-36.
- [16] O.O. Ogbomo, E.H. Amalu, N. Ekere, P. Olagbegi. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 75 (2017) 1225-38.
- [17] S. Dubey, J.N. Sarvaiya, B. Seshadri. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. *Energy Procedia*. 33 (2013) 311-21.
- [18] J. Peng, L. Lu, H. Yang. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 19 (2013) 255-74.
- [19] M.M. de Wild-Scholten. Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 119 (2013) 296-305.
- [20] <https://www.nrel.gov/pv>.
- [21] M.A. Green, Y. Hishikawa, W. Warta, E.D. Dunlop, D.H. Levi, J. Hohl-Ebinger, et al. Solar cell efficiency tables (version 50). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 25 (2017) 668-76.
- [22] T.M. Razykov, C.S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H.S. Ullal, H.M. Upadhyaya. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar Energy*. 85 (2011) 1580-608.
- [23] C. Osterwald, J. Adelstein, J. Del Cueto, B. Kroposki, D. Trudell, T. Moriarty. Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power. *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*. IEEE 2006. pp. 2085-8.
- [24] K.H. Kim, M.S. Kim, B.T. Ahn, J.H. Yun, K. HoonYoon. Improvement of CIGS microstructure and its effect on the conversion efficiency of CIGS solar cells. *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*. IEEE2006. pp. 575-8.
- [25] J.A. AbuShama, J. Wax, T. Berens, J. Tuttle. Progress Toward Improved Device Performance in Large-Area Cu (In, Ga) Se₂ Thin Film Solar Cells. *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*. IEEE2006. pp. 487-90.
- [26] V.M. Fthenakis. Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 8 (2004) 303-34.

- [27] <https://www.energy.gov/eere/sunshot/cadmium-telluride>.
- [28] D. Webb, S. Wilson, D. Carter. Comparative pulmonary toxicity of gallium arsenide, gallium (III) oxide, or arsenic (III) oxide intratracheally instilled into rats. *Toxicology and applied pharmacology*. 82 (1986) 405-16.
- [29] A.J. Sangster. Solar photovoltaics. *Electromagnetic Foundations of Solar Radiation Collection*. Springer2014. pp. 145-72.
- [30] I.M. Dharmadasa, A.A. Ojo, H.I. Salim, R. Dharmadasa. Next generation solar cells based on graded bandgap device structures utilising rod-type nano-materials. *Energies*. 8 (2015) 5440-58.
- [31] Q. Wang, Y. Xie, F. Soltani-Kordshuli, M. Eslamian. Progress in emerging solution-processed thin film solar cells—Part I: polymer solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 56 (2016) 347-61.
- [32] H.J. Snaith. Perovskites: the emergence of a new era for low-cost, high-efficiency solar cells. *The Journal of Physical Chemistry Letters*. 4 (2013) 3623-30.
- [33] O. Malinkiewicz, A. Yella, Y.H. Lee, G.M. Espallargas, M. Graetzel, M.K. Nazeeruddin, et al. Perovskite solar cells employing organic charge-transport layers. *Nature Photonics*. 8 (2014) 128-32.
- [34] H.-L. Hsu, T.-Y. Juang, C.-P. Chen, C.-M. Hsieh, C.-C. Yang, C.-L. Huang, et al. Enhanced efficiency of organic and perovskite photovoltaics from shape-dependent broadband plasmonic effects of silver nanoplates. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 140 (2015) 224-31.
- [35] M. Liu, M.B. Johnston, H.J. Snaith. Efficient planar heterojunction perovskite solar cells by vapour deposition. *Nature*. 501 (2013) 395-8.
- [36] D. Liu, T.L. Kelly. Perovskite solar cells with a planar heterojunction structure prepared using room-temperature solution processing techniques. *Nature Photonics*. 8 (2014) 133-8.
- [37] G. Ciulla, V.L. Brano, V. Di Dio, G. Cipriani. A comparison of different one-diode models for the representation of I–V characteristic of a PV cell. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 32 (2014) 684-96.
- [38] V.J. Chin, Z. Salam, K. Ishaque. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. *Applied Energy*. 154 (2015) 500-19.
- [39] A.R. Jordehi. Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 61 (2016) 354-71.
- [40] F. Lasnier. *Photovoltaic engineering handbook*. CRC Press1990.

- [41] W. Xiao, W.G. Dunford, A. Capel. A novel modeling method for photovoltaic cells. Power Electronics Specialists Conference, 2004 PESC 04 2004 IEEE 35th Annual. IEEE2004. pp. 1950-6.
- [42] N.N. Ulapane, C.H. Dhanapala, S.M. Wickramasinghe, S.G. Abeyratne, N. Rathnayake, P.J. Binduhewa. Extraction of parameters for simulating photovoltaic panels. Industrial and Information Systems (ICIIS), 2011 6th IEEE International Conference on. IEEE2011. pp. 539-44.
- [43] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, A. Bouzid. A detailed modeling method for photovoltaic cells. Energy. 32 (2007) 1724-30.
- [44] Q. Kou, S. Klein, W. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. Solar Energy. 64 (1998) 33-40.
- [45] G. Walker. Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model. Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia. 21 (2001) 49.
- [46] F.M. González-Longatt. Model of photovoltaic module in Matlab. Ii Cibelec. 2005 (2005) 1-5.
- [47] T.U. Townsend. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems. University of Wisconsin-Madison1989.
- [48] C. Liu, B. Wu, R. Cheung. Advanced algorithm for MPPT control of photovoltaic systems. Canadian Solar Buildings Conference, Montreal. Citeseer2004. pp. 20-4.
- [49] K. Ding, X. Bian, H. Liu, T. Peng. A MATLAB-simulink-based PV module model and its application under conditions of nonuniform irradiance. IEEE Transactions on Energy Conversion. 27 (2012) 864-72.
- [50] R. Khezzer, M. Zereg, A. Khezzer. Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules. Solar Energy. 110 (2014) 452-62.
- [51] E. Van Dyk, E. Meyer, F. Vorster, A. Leitch. Long-term monitoring of photovoltaic devices. Renewable Energy. 25 (2002) 183-97.
- [52] W. Zhou, H. Yang, Z. Fang. A novel model for photovoltaic array performance prediction. Applied Energy. 84 (2007) 1187-98.
- [53] Z. Salam, K. Ishaque, H. Taheri. An improved two-diode photovoltaic (PV) model for PV system. Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on. IEEE2010. pp. 1-5.
- [54] C. Carrero, J. Amador, S. Arnaltes. A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances. Renewable Energy. 32 (2007) 2579-89.
- [55] J.J. Roberts, A.A.M. Zevallos, A.M. Cassula. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 72 (2017) 1104-23.

- [56] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, Y.-J. Su. Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK. Proceedings of the world congress on Engineering and computer science. San Francisco, USA2008. pp. 1-6.
- [57] M. Suthar, G. Singh, R. Saini. Comparison of mathematical models of photo-voltaic (PV) module and effect of various parameters on its performance. Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on. IEEE2013. pp. 1354-9.
- [58] P.M. Cuce, E. Cuce. A novel model of photovoltaic modules for parameter estimation and thermodynamic assessment. International Journal of Low-Carbon Technologies. (2011) ctr034.
- [59] J. Ma, K.L. Man, T. Ting, N. Zhang, S.-U. Guan, P.W. Wong. Approximate single-diode photovoltaic model for efficient IV characteristics estimation. The Scientific World Journal. 2013 (2013).
- [60] M. Wolf, H. Rauschenbach. Series resistance effects on solar cell measurements. Advanced energy conversion. 3 (1963) 455-79.
- [61] M. De Blas, J. Torres, E. Prieto, A. Garcia. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. Renewable Energy. 25 (2002) 371-80.
- [62] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, L. Rahmani. Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. Simulation Modelling Practice and Theory. 20 (2012) 46-58.
- [63] S. Lineykin, M. Averbukh, A. Kuperman. An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 30 (2014) 282-9.
- [64] E. Matagne, R. Chenni, R. El Bachtiri. A photovoltaic cell model based on nominal data only. Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007 POWERENG 2007 International Conference on. IEEE2007. pp. 562-5.
- [65] W. De Soto, S. Klein, W. Beckman. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy. 80 (2006) 78-88.
- [66] M.T. Boyd, S.A. Klein, D.T. Reindl, B.P. Dougherty. Evaluation and validation of equivalent circuit photovoltaic solar cell performance models. Journal of Solar Energy Engineering. 133 (2011) 021005.
- [67] V.L. Brano, A. Orioli, G. Ciulla, A. Di Gangi. An improved five-parameter model for photovoltaic modules. Solar Energy Materials and Solar Cells. 94 (2010) 1358-70.
- [68] F. Adamo, F. Attivissimo, A. Di Nisio, A. Lanzolla, M. Spadavecchia. Parameters estimation for a model of photovoltaic panels. XIX IMEKO World Congress Fundamental Applied Metrology, Lisbon, Portugal, September2009. pp. 6-11.
- [69] A.H. Arab, F. Chenlo, M. Benghanem. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems. Solar Energy. 76 (2004) 713-23.

- [70] A.A. El-Tayyan. PV system behavior based on datasheet. *Journal of Electron Devices*. 9 (2011) 335-41.
- [71] A. Orioli, A. Di Gangi. A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. *Applied Energy*. 102 (2013) 1160-77.
- [72] IEC60891. *Photovoltaic Devices – Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I–V Characteristics*. second edition. (2009).
- [73] A.N. Celik, N. Acikgoz. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models. *Applied Energy*. 84 (2007) 1-15.
- [74] S.A. Klein, F. Alvarado. EES: Engineering equation solver for the Microsoft Windows operating system. F-Chart Software 1992.
- [75] M. Katsanevakis. Modelling the photovoltaic module. *Industrial Electronics (ISIE)*, 2011 IEEE International Symposium on. IEEE2011. pp. 1414-9.
- [76] A. Chatterjee, A. Keyhani, D. Kapoor. Identification of photovoltaic source models. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 26 (2011) 883-9.
- [77] S.S. Mohammed. Modeling and Simulation of Photovoltaic module using MATLAB/Simulink. *International Journal of Chemical and Environmental Engineering*. 2 (2011).
- [78] V.L. Brano, A. Orioli, G. Ciulla. On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 105 (2012) 27-39.
- [79] A.H. ALQahtani. A simplified and accurate photovoltaic module parameters extraction approach using matlab. *Industrial Electronics (ISIE)*, 2012 IEEE International Symposium on. IEEE2012. pp. 1748-53.
- [80] Y.A. Mahmoud, W. Xiao, H.H. Zeineldin. A parameterization approach for enhancing PV model accuracy. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 60 (2013) 5708-16.
- [81] M. Siddiqui, A. Arif, A. Bilton, S. Dubowsky, M. Elshafei. An improved electric circuit model for photovoltaic modules based on sensitivity analysis. *Solar Energy*. 90 (2013) 29-42.
- [82] J.A. Nelder, R. Mead. A simplex method for function minimization. *The computer journal*. 7 (1965) 308-13.
- [83] M.S. Khalid, M. Abido. A novel and accurate photovoltaic simulator based on seven-parameter model. *Electric Power Systems Research*. 116 (2014) 243-51.
- [84] L. Peng, Y. Sun, Z. Meng. An improved model and parameters extraction for photovoltaic cells using only three state points at standard test condition. *Journal of power Sources*. 248 (2014) 621-31.

- [85] A. Senturk, R. Eke. A new method to simulate photovoltaic performance of crystalline silicon photovoltaic modules based on datasheet values. *Renewable Energy*. 103 (2017) 58-69.
- [86] J. Gow, C. Manning. Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems. (1996) 69-74.
- [87] J. Gow, C. Manning. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*. 146 (1999) 193-200.
- [88] S. Chowdhury, G. Taylor, S. Chowdhury, A. Saha, Y. Song. Modelling, simulation and performance analysis of a PV array in an embedded environment. *Universities Power Engineering Conference, 2007 UPEC 2007 42nd International*. IEEE2007. pp. 781-5.
- [89] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri. Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model. *Simulation Modelling Practice and Theory*. 19 (2011) 1613-26.
- [90] K. Ishaque, Z. Salam. A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Solar Energy*. 85 (2011) 2217-27.
- [91] M.C. Di Vincenzo, D. Infield. Detailed PV array model for non-uniform irradiance and its validation against experimental data. *Solar Energy*. 97 (2013) 314-31.
- [92] A.A. Elbaset, H. Ali, M. Abd-El Sattar. Novel seven-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 130 (2014) 442-55.
- [93] M. Hejri, H. Mokhtari, M.R. Azizian, M. Ghandhari, L. Soder. On the parameter extraction of a five-parameter double-diode model of photovoltaic cells and modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 4 (2014) 915-23.
- [94] B.C. Babu, S. Gurjar. A novel simplified two-diode model of photovoltaic (PV) module. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 4 (2014) 1156-61.
- [95] S. Liu, R.A. Dougal. Dynamic multiphysics model for solar array. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 17 (2002) 285-94.
- [96] S. Gupta, H. Tiwari, M. Fozdar, V. Chandna. Development of a two diode model for photovoltaic modules suitable for use in simulation studies. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific*. IEEE2012. pp. 1-4.
- [97] T. Easwarakhanthan, J. Bottin, I. Bouhouch, C. Boutrit. Nonlinear minimization algorithm for determining the solar cell parameters with microcomputers. *International Journal of Solar Energy*. 4 (1986) 1-12.
- [98] M. Chegaar, Z. Ouennoughi, A. Hoffmann. A new method for evaluating illuminated solar cell parameters. *Solid-State Electronics*. 45 (2001) 293-6.
- [99] K. Bouzidi, M. Chegaar, A. Bouhemadou. Solar cells parameters evaluation considering the series and shunt resistance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 91 (2007) 1647-51.

- [100] J.A. Jervase, H. Bourdouden, A. Al-Lawati. Solar cell parameter extraction using genetic algorithms. *Measurement Science and Technology*. 12 (2001) 1922.
- [101] N. Moldovan, R. Picos, E. Garcia-Moreno. Parameter extraction of a solar cell compact model using genetic algorithms. *Electron Devices, 2009 CDE 2009 Spanish Conference on. IEEE2009*. pp. 379-82.
- [102] M. Zagrouba, A. Sellami, M. Bouaicha, M. Ksouri. Identification of PV solar cells and modules parameters using the genetic algorithms: Application to maximum power extraction. *Solar Energy*. 84 (2010) 860-6.
- [103] Pasan Cell Tester CT 801 operating manual, 2004. (www.pasan.ch).
- [104] A. Sellami, M. Bouaïcha. Application of the genetic algorithms for identifying the electrical parameters of PV solar generators. INTECH Open Access Publisher 2011.
- [105] M. Ismail, M. Moghavvemi, T. Mahlia. Characterization of PV panel and global optimization of its model parameters using genetic algorithm. *Energy Conversion and Management*. 73 (2013) 10-25.
- [106] J. Appelbaum, A. Peled. Parameters extraction of solar cells—A comparative examination of three methods. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 122 (2014) 164-73.
- [107] M. Balzani, A. Reatti. Neural network based model of a PV array for the optimum performance of PV system. *Research in Microelectronics and Electronics, 2005 PhD. IEEE2005*. pp. 123-6.
- [108] L. Zhang, Y.F. Bai. Genetic algorithm-trained radial basis function neural networks for modelling photovoltaic panels. *Engineering applications of artificial intelligence*. 18 (2005) 833-44.
- [109] E. Karatepe, M. Boztepe, M. Colak. Neural network based solar cell model. *Energy Conversion and Management*. 47 (2006) 1159-78.
- [110] D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson. Photovoltaic array performance model. United States. Department of Energy 2004.
- [111] J.A. Duffie, W.A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. (1980).
- [112] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, M. Fuentes, G. Nofuentes. Characterisation of Si-crystalline PV modules by artificial neural networks. *Renewable Energy*. 34 (2009) 941-9.
- [113] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, F. Muñoz. Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods. *Renewable Energy*. 35 (2010) 973-80.
- [114] A. Mellit, M. Benghanem, A.H. Arab, A. Guessoum. An adaptive artificial neural network model for sizing stand-alone photovoltaic systems: application for isolated sites in Algeria. *Renewable Energy*. 30 (2005) 1501-24.

- [115] A. Mellit, M. Benghanem, S.A. Kalogirou. Modeling and simulation of a stand-alone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network: Proposition for a new sizing procedure. *Renewable Energy*. 32 (2007) 285-313.
- [116] H. Fathabadi. Novel neural-analytical method for determining silicon/plastic solar cells and modules characteristics. *Energy Conversion and Management*. 76 (2013) 253-9.
- [117] A.A. KULAKSIZ. ANFIS-based estimation of PV module equivalent parameters: application to a stand-alone PV system with MPPT controller. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*. 21 (2013) 2127-40.
- [118] T.F. Elshatter, M. Elhagry, E. Abou-Elzahab, A. Elkousy. Fuzzy modeling of photovoltaic panel equivalent circuit. *Photovoltaic Specialists Conference, 2000 Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE. IEEE2000*. pp. 1656-9.
- [119] M. AbdulHadi, A.M. Al-Ibrahim, G.S. Virk. Neuro-fuzzy-based solar cell model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 19 (2004) 619-24.
- [120] T. Bendib, F. Djeflal, D. Arar, M. Meguellati. Fuzzy-logic-based approach for organic solar cell parameters extraction. *Proceedings of the world congress on engineering 2013*.
- [121] M. Ye, X. Wang, Y. Xu. Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization. *Journal of Applied Physics*. 105 (2009) 094502.
- [122] M. Ye, S. Zeng, Y. Xu. An extraction method of solar cell parameters with improved particle swarm optimization. *ECS Transactions*. 27 (2010) 1099-104.
- [123] L. Sandrolini, M. Artioli, U. Reggiani. Numerical method for the extraction of photovoltaic module double-diode model parameters through cluster analysis. *Applied Energy*. 87 (2010) 442-51.
- [124] H. Qin, J.W. Kimball. Parameter determination of photovoltaic cells from field testing data using particle swarm optimization. *Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2011 IEEE. IEEE2011*. pp. 1-4.
- [125] E.Q.B. Macabebe, C.J. Sheppard, E.E. van Dyk. Parameter extraction from I-V characteristics of PV devices. *Solar Energy*. 85 (2011) 12-8.
- [126] H. Wei, J. Cong, X. Lingyun, S. Deyun. Extracting solar cell model parameters based on chaos particle swarm algorithm. *Electric Information and Control Engineering (ICEICE), 2011 International Conference on. IEEE2011*. pp. 398-402.
- [127] J.J. Soon, K.-S. Low. Photovoltaic model identification using particle swarm optimization with inverse barrier constraint. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 27 (2012) 3975-83.
- [128] J.J. Soon, K.-S. Low. Optimizing photovoltaic model for different cell technologies using a generalized multidimension diode model. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 62 (2015) 6371-80.

- [129] V. Khanna, B. Das, D. Bisht, P. Singh. A three diode model for industrial solar cells and estimation of solar cell parameters using PSO algorithm. *Renewable Energy*. 78 (2015) 105-13.
- [130] S. Bana, R. Saini. Identification of unknown parameters of a single diode photovoltaic model using particle swarm optimization with binary constraints. *Renewable Energy*. 101 (2017) 1299-310.
- [131] K. Ishaque, Z. Salam, S. Mekhilef, A. Shamsudin. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Applied Energy*. 99 (2012) 297-308.
- [132] K. Ishaque, Z. Salam. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). *Solar Energy*. 85 (2011) 2349-59.
- [133] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, A. Shamsudin. A critical evaluation of EA computational methods for Photovoltaic cell parameter extraction based on two diode model. *Solar Energy*. 85 (2011) 1768-79.
- [134] W. Gong, Z. Cai. Parameter extraction of solar cell models using repaired adaptive differential evolution. *Solar Energy*. 94 (2013) 209-20.
- [135] L.L. Jiang, D.L. Maskell, J.C. Patra. Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm. *Applied Energy*. 112 (2013) 185-93.
- [136] A. Askarzadeh, A. Rezazadeh. Extraction of maximum power point in solar cells using bird mating optimizer-based parameters identification approach. *Solar Energy*. 90 (2013) 123-33.
- [137] A. Askarzadeh, L. dos Santos Coelho. Determination of photovoltaic modules parameters at different operating conditions using a novel bird mating optimizer approach. *Energy Conversion and Management*. 89 (2015) 608-14.
- [138] A. Askarzadeh, A. Rezazadeh. Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identification of solar cell models. *Applied Energy*. 102 (2013) 943-9.
- [139] D. Oliva, E. Cuevas, G. Pajares. Parameter identification of solar cells using artificial bee colony optimization. *Energy*. 72 (2014) 93-102.
- [140] L. Guo, Z. Meng, Y. Sun, L. Wang. Parameter identification and sensitivity analysis of solar cell models with cat swarm optimization algorithm. *Energy Conversion and Management*. 108 (2016) 520-8.
- [141] H.M. Hasanien. Shuffled frog leaping algorithm for photovoltaic model identification. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 6 (2015) 509-15.
- [142] W. Han, H.-H. Wang, L. Chen. Parameters identification for photovoltaic module based on an improved artificial fish swarm algorithm. *The Scientific World Journal*. 2014 (2014).

- [143] N. Rajasekar, N.K. Kumar, R. Venugopalan. Bacterial foraging algorithm based solar PV parameter estimation. *Solar Energy*. 97 (2013) 255-65.
- [144] M.A. Awadallah. Variations of the bacterial foraging algorithm for the extraction of PV module parameters from nameplate data. *Energy Conversion and Management*. 113 (2016) 312-20.
- [145] Q. Niu, L. Zhang, K. Li. A biogeography-based optimization algorithm with mutation strategies for model parameter estimation of solar and fuel cells. *Energy Conversion and Management*. 86 (2014) 1173-85.
- [146] P. Suskis, I. Galkin. Enhanced photovoltaic panel model for MATLAB-simulink environment considering solar cell junction capacitance. *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE. IEEE2013*. pp. 1613-8.
- [147] K.-i. Kurobe, H. Matsunami. New two-diode model for detailed analysis of multicrystalline silicon solar cells. *Japanese journal of applied physics*. 44 (2005) 8314.
- [148] B. Mazhari. An improved solar cell circuit model for organic solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 90 (2006) 1021-33.
- [149] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka, T. Fuyuki. Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 91 (2007) 1222-7.
- [150] M.P. Lumb, C.G. Bailey, J.G. Adams, G. Hillier, F. Tuminello, V.C. Elarde, et al. Analytical drift-diffusion modeling of GaAs solar cells incorporating a back mirror. *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013 IEEE 39th. IEEE2013*. pp. 1063-8.
- [151] J.J. Soon, K.-S. Low, S.T. Goh. Multi-dimension diode photovoltaic (PV) model for different PV cell technologies. *Industrial Electronics (ISIE), 2014 IEEE 23rd International Symposium on. IEEE2014*. pp. 2496-501.
- [152] M. Akbaba, M.A. Alattawi. A new model for I–V characteristic of solar cell generators and its applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 37 (1995) 123-32.
- [153] S. Karmalkar, H. Saleem. The power law J–V model of an illuminated solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 95 (2011) 1076-84.
- [154] A. Bellini, S. Bifaretti, V. Iacovone, C. Cornaro. Simplified model of a photovoltaic module. *Applied Electronics, 2009 AE 2009. IEEE2009*. pp. 47-51.
- [155] E.I. Ortiz-Rivera, F.Z. Peng. Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet. *Power Electronics Specialists Conference, 2005 PESC'05 IEEE 36th. IEEE2005*. pp. 2087-91.
- [156] B. Amrouche, A. Guessoum, M. Belhamel. A simple behavioural model for solar module electric characteristics based on the first order system step response for MPPT study and comparison. *Applied Energy*. 91 (2012) 395-404.

- [157] B. Amrouche. Improvement and experimental validation of a simple behavioural model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 128 (2014) 204-14.
- [158] S.-x. Lun, C.-j. Du, T.-t. Guo, S. Wang, J.-s. Sang, J.-p. Li. A new explicit I–V model of a solar cell based on Taylor’s series expansion. *Solar Energy*. 94 (2013) 221-32.
- [159] S.-x. Lun, S. Wang, G.-h. Yang, T.-t. Guo. A new explicit double-diode modeling method based on Lambert W-function for photovoltaic arrays. *Solar Energy*. 116 (2015) 69-82.
- [160] L. Peng, Y. Sun, Z. Meng, Y. Wang, Y. Xu. A new method for determining the characteristics of solar cells. *Journal of power Sources*. 227 (2013) 131-6.
- [161] S.-x. Lun, C.-j. Du, J.-s. Sang, T.-t. Guo, S. Wang, G.-h. Yang. An improved explicit I–V model of a solar cell based on symbolic function and manufacturer’s datasheet. *Solar Energy*. 110 (2014) 603-14.
- [162] K. Ding, J. Zhang, X. Bian, J. Xu. A simplified model for photovoltaic modules based on improved translation equations. *Solar Energy*. 101 (2014) 40-52.
- [163] D.K. Sharma, V. Verma, A.P. Singh. Review and analysis of solar photovoltaic softwares. *International Journal of Current Engineering and Technology*. 4 (2014) 725-31.
- [164] PVsyst Logiciel photovoltaïque <http://www.pvsyst.com/fr/>.
- [165] <http://www.inseldi.com/>.
- [166] System Advisor Model. <https://samnrel.gov/>.
- [167] <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/> .
- [168] <http://www.valentin-software.com/fr/produits/pvsol>.
- [169] RETScreen | Natural Resources Canada. <http://www.nrcangcca/energy/software-tools/7465>.
- [170] <http://www.fchart.com/fchart/>.
- [171] http://www.homerenergy.com/HOMER_pro.html .
- [172] G.T. Klise, J.S. Stein. Models used to assess the performance of photovoltaic systems. Sandia National Laboratories. (2009).
- [173] N. Blair, A.P. Dobos, J. Freeman, T. Neises, M. Wagner, T. Ferguson, et al. System advisor model, sam 2014.1. 14: General description. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.2014.
- [174] H. Saleem, S. Karmalkar. An Analytical Method to Extract the Physical Parameters of a Solar Cell From Four Points on the Illuminated $J \{-\} V$ Curve. *IEEE Electron Device Letters*. 30 (2009) 349-52.

- [175] <http://www.q-cells.com>. Multi-crystalline Solar Module Q.Pro 225-240.
- [176] <http://www.q-cells.com>. CIGS Solar module Q.Smart UF 75–95
- [177] <http://www.firstsolar.com> (Thin film CdTe technology First Solar FS-270-280).
- [178] <https://weatherspark.com/averages/32319/Trieste-Friuli-Venezia-Giulia-Italy>.
- [179] www.lsi-lastem.it. Data logger for environmental applications MW8024-02/10, Global radiation sensors pyranometers MW8008.1-05/11, Pt100 1/3 DIN – IEC 751.
- [180] www.hobut.co.uk. (Standard brass ended shunts).
- [181] A. Anderson. Photovoltaic translation equations: a new approach. Final subcontract report. National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States)1996.
- [182] B. Marion, S. Rummel, A. Anderberg. Current–voltage curve translation by bilinear interpolation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 12 (2004) 593-607.
- [183] A. Guenounou, A. Malek, M. Aillerie. Comparative performance of PV panels of different technologies over one year of exposure: Application to a coastal Mediterranean region of Algeria. *Energy Conversion and Management*. 114 (2016) 356-63.
- [184] N. Boutana, A. Mellit, S. Haddad, A. Rabhi, A.M. Pavan. An explicit IV model for photovoltaic module technologies. *Energy Conversion and Management*. 138 (2017) 400-12.**
- [185] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, P. Jenkins. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. *Solar Energy*. 86 (2012) 2695-706.
- [186] A.H. ALQahtani, M.S. Abuhamdeh, Y.M. Alsmadi. A simplified and comprehensive approach to characterize photovoltaic system performance. *Energytech*, 2012 IEEE. IEEE2012. pp. 1-6.
- [187] I.T. Papaioannou, A. Purvins. Mathematical and graphical approach for maximum power point modelling. *Applied Energy*. 91 (2012) 59-66.
- [188] I. Nassar-eddine, A. Obbadi, Y. Errami, M. Agunaou. Parameter estimation of photovoltaic modules using iterative method and the Lambert W function: A comparative study. *Energy Conversion and Management*. 119 (2016) 37-48.
- [189] M.A. Green. Solar cell fill factors: General graph and empirical expressions. *Solid-State Electronics*. 24 (1981) 788-9.
- [190] www.sunengine.com.tw.
- [191] D. Evans. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy*. 27 (1981) 555-60