

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Intitulé

CONCEPTION D'UN LABORATOIRE SEMI-VIRTUEL
POUR GÉNÉRATEUR SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE

Par
BELMILI Hocine

Thèse
Présenté pour l'obtention du diplôme de Doctorat ès Sciences en
Electronique

Soutenue ledevant le Jury:

Président	LARBES	Cherif	Pr. ENP Alger
Rapporteur	HADDADI	Mourad	Pr. ENP Alger
Examineurs	BACHA	Seddik	Pr. UJFG France
	MALEK	Ali	DR. CDER
	AIT CHEIKH	Mohammed Salah	MC. ENP Alger
	MAHRANE	Achour	MR. UDES

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse de doctorat a été réalisé en collaboration entre le Laboratoire des composants de communication et de la conversion photovoltaïque (LCDPVC) de l'école nationale polytechnique, Alger et l'unité de développement des équipements solaires (UDES) située à Bou-Ismaïl, Tipaza.

A l'issue de ce travail je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué chacune à leur manière, à l'accomplissement de cette thèse.

*Je tiens à remercier très chaleureusement à mon directeur de thèse, **HADDADI Mourad** Professeur des universités et directeur du laboratoire (LCDPVC), pour son encadrement, son extrême compétence, son engagement et sa confiance dans ce travail. Il a été un plaisir de travailler avec lui.*

*Je tiens à remercier aussi **BACHA Seddik** Professeur des universités et directeur d'équipe SYREL du laboratoire G2Elab de l'université de Grenoble, France, qui m'avais acquérir au sein de leur équipe de recherche et pour leur encouragement, encadrement, et la patience de me transmettre son immense savoir sur la simulation temps réel. Merci Seddik.*

*Je tiens à remercier aussi **AIT CHEIKH Mohammed Salah** Maître de conférences à l'ENP pour leur aide et soutien et pour m'avoir traité toujours aussi chaleureusement.*

*J'adresse également mes sincères remerciements à **LARBES Cherif**, professeur à l'école nationale polytechnique pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être président de cette thèse.*

*Je tiens à remercier **MALEK Ali** Directeur de recherche au sein du centre de développement des énergies renouvelable (CDER) pour ces conseils et m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être examinateur de cette thèse.*

*Je tiens à remercier **MAHRANE Achour** Maître de recherche à l'UDES pour son soutien amicale et discussions enrichissantes et d'avoir accepter d'examiner ce travail.*

Ma reconnaissance et mes remerciements vont aux membres des équipes LCDPVC et SYREL du G2ELab de Grenoble pour les discussions scientifiques et autres ainsi que pour les moments sympas passés ensemble.

تصميم مختبر شبه ظاهري لمولدات الفلطاظونية.

ملخص:

يعرض هذا العمل تصميم مختبر شبه ظاهري لمحاكاة مولدات الطاقة الشمسية و أنظمة الطاقة الشمسية في الوقت الحقيقي. حيث تم تصميم جهاز قادر على تجسيد تجريبي لمولدات الفلطاظونية. ويستخدم هذا المختبر في تصميم نموذج للمولدات الكهربائية الضوئية، من خلال مقارنة بين الخصائص الفعلية والمحاكاة. هذا المختبر يتيح ، من خلال واجهة التفاعل في الوقت الحقيقي بين نظام اختبار و وصفه في النماذج الرياضية (النمذجة العددية) من جهة وبيئتها من جهة أخرى. ثم تم استخدام جهاز محاكاة في الوقت الحقيقي لدراسة التفاعل بين المولدات الكهربائية الضوئية وبقية منظومة تحويل الطاقة الشمسية. و كمثل على ذلك دراسة طوبولوجيا نظام الفلطاظونية المتصلة بالشبكة. وقد تم أيضا تحسين في طريقة حساب النظم الضوئية المستقلة الذي يقوم على نموذج الصمام الثنائي لمولدات الطاقة الشمسية والنماذج الرياضية لمختلف الأقسام التي تشكل سلسلة التحويل الكهروضوئية. هذه الدراسة قيمت بتصميم برنامج لحساب النظم الضوئية. يهدف هذا المختبر شبه الظاهري لمساعدة المصنعين ومراكز البحوث من أجل التنمية والابتكار والتحسين من النماذج الصناعية من الوحدات أو الخلايا الكهروضوئية الشمسية.

مفتاح الكلمات : النمذجة ، المحاكاة ، المولدات الكهربائية الضوئية ، نظم الضوئية ، الوقت الحقيقي والمختبر شبه الظاهري

Conception d'un laboratoire semi-virtuel pour générateur solaire photovoltaïque

Résumé :

Ce travail s'est intéressé à la conception d'un laboratoire semi-virtuel pour la simulation temps réel des générateurs et des systèmes photovoltaïques. Ce laboratoire semi-virtuel a vocation d'aider les industriels et les centres de recherche à l'innovation, au développement et à l'optimisation des prototypes industriels de la conversion photovoltaïque (modules ou cellules PV). Il consiste essentiellement en un dispositif expérimental capable d'affiner les modèles simulés par logiciel. Ce dispositif basé sur le développement d'un système de caractérisation temps réel des générateurs photovoltaïques assure, via l'interface en temps réel, une interactivité entre le système testé et son environnement. Ensuite un simulateur temps réel est utilisé pour étudier l'interaction entre le générateur photovoltaïque et le reste du système photovoltaïque, prenant comme exemple la topologie d'un système PV connecté au réseau.

Par ailleurs, une optimisation du dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes est proposée basée sur un modèle proposé du GPV et sur des modèles des différents organes constituant la chaîne de conversion PV. Cette étude été achevée par la mise en place d'un logiciel de dimensionnement.

Mots – clés : modélisation, simulation, générateur photovoltaïque, systèmes photovoltaïques, temps réel, laboratoire semi-virtuel.

Design of a semi-virtual laboratory for photovoltaic generator

Abstract:

This work presents the design of a semi-virtual laboratory for real-time photovoltaic generators and systems simulations. This laboratory is intended to help manufacturers, research centers for innovation development and optimization of industrial prototypes of photovoltaic cells and modules. It is mainly aimed to design an experimental device able to refine models simulations through software. This device based on the development of a photovoltaic generators characterization system. It provides interactivity between the system and its environment via real-time interface. Then we use a real-time simulator to study the interaction between the photovoltaic generator and the rest of the photovoltaic system, taking as an example the topology of a grid-connected PV system with storage energy.

Optimizing sizing of stand-alone photovoltaic systems is established, it is based on a proposed photovoltaic generator model and the different models of the compounds constituting photovoltaic conversion chain. This study was evaluated by the realization of photovoltaic sizing software.

Key - words: modeling, simulation, photovoltaic generator, photovoltaic systems, real-time, semi-virtual laboratory.

LISTES DES FIGURES

	Page
Fig.1.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de convention AM.	08
Fig.1.2 : Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.	09
Fig.1.3 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu : moyenne annuelle en kWh/m ² de l'Algérie.	10
Fig.1.4: Schéma de principe de la conversion photoélectrique.	11
Fig.1.5 : Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.	13
Fig.1.6 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin.	14
Fig.1.7 : Exemple de chaîne de production de cellules photovoltaïques en silicium.	15
Fig.1.8 : Évolution de la taille des cellules Silicium photovoltaïques ces dernières années.	16
Fig.1.9 : Principe de la cellule à hétérojonction.	18
Fig.1.10 : Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.	19
Fig.1.11 : Schéma de principe d'une cellule organique	20
Fig.1.12 : Cellule solaire tout organique sur substrat souple.	23
Fig.1.13 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin.	25
Fig.1.14 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium amorphe. (a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée	26
Fig.1.15 : Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS.	27
Fig.1.16 : Cellule Tandem avec électrode intermédiaire pour une gestion indépendante de chaque cellule.	28
Fig.1.17 : Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire. Source NREL (National Renewable Energy Laboratory).	29
Fig.1.18 : La caractéristique I(V) simulée des cellules pour différentes filières photovoltaïques.	30
Fig.1.19 : Architecture actuelle des GPV.	32
Fig.1.20 : Notion de facteur de forme FF pour un générateur photovoltaïque.	33
Fig.1.21 : Modèle idéal du GPV	34
Fig.1.22 : Modèle idéal du GPV sous Simulink.	35
Fig.1.23 : Modèle à deux paramètres du GPV.	35
Fig.1.24 : Modèle à deux paramètres du GPV sous Simulink.	36
Fig.1.25 : Modèle à une exponentielle du GPV.	37
Fig.1.26 : Modèle à cinq paramètres du GPV sous Simulink.	38
Fig.1.27 : Modèle à deux exponentielles du GPV.	38
Fig.1.28 : Modèle à deux diodes du GPV sous Simulink.	40
Fig.1.29 : Modèle SNL du GPV sous Simulink.	42
Fig.1.30 : Modèle du GPV à base de la température de la cellule sous Simulink.	43
Fig.1.31 : Création d'une bibliothèque des modèles GPV sous Simulink.	44
Fig.1.32 : Comparaison entre les caractéristiques I(V) des modèles étudiés.	45
Fig.1.33 : Sub-circuit et circuit interne de la cellule photovoltaïque sur Orcad-PSpice.	45
Fig.1.34 : Exemple de simulation d'un module PV sous Orcad-PSpice	46
Fig.1.35 : Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique I(V)	46
Fig.1.36 : Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique P(V)	47
Fig.1.37 : Influence des résistances série et shunt sur la caractéristique I(V)	48

Fig.1.38 : Influence des résistances série et shunt sur la caractéristique P(V)	48
Fig.2.1 : Schéma synoptique du système de caractérisation temps-réel des GPV.	58
Fig.2.2 : Variation du point de fonctionnement suivant la charge.	59
Fig.2.3 : Schéma de principe de la charge électronique.	60
Fig.2.4 : Zone de fonctionnement du MOSFET.	61
Fig.2.5 : Schéma électrique de l'étage de puissance.	62
Fig.2.6: Model thermique d'un transistor.	64
Fig.2.7 : Etage de commande.	66
Fig.2.8 : Caractéristique $I_{DS} = f(V_{GS})$ du MOSFET.	67
Fig.2.9 : Variation du VGS en fonction du temps.	68
Fig.2.10 : Raccordement du microcontrôleur au reste des étages.	69
Fig.2.11 : Organigramme principale.	70
Fig.2.12 : Brochage du circuit MAX232 avec le port RS232 et le reste de la carte.	72
Fig.2.13 : Brochage du capteur de température.	73
Fig.2.14 : Capteur de température numérique – Le DS18B20.	73
Fig.2.15 : Principe de la mesure de la luminosité.	74
Fig.2.16 : Schéma électrique du capteur de luminosité.	75
Fig.2.17 : Cellule polycristallin de référence.	75
Fig.2.18 : Chaîne de mesure de courant.	76
Fig.2.19 : Chaîne de mesure de la tension.	77
Fig.2.20 : Photo du système de caractérisation des GPV commerciaux.	77
Fig.2.21 : L'interface principale des résultats de caractérisation du GPV.	78
Fig.2.21.a : Zone de connexion active.	78
Fig.2.21.b : Exemple de traçage d'une caractéristique P(V).	80
Fig.2.21.c : Affichage des résultats et des informations du moment de la caractérisation.	80
Fig.2.21.d : Onglet « Projet ».	81
Fig.2.21.e : Boîte de dialogue pour configurer la connexion.	81
Fig.2.22 : Exemple du classeur de sauvegarde du résultat de la caractérisation.	83
Fig.2.23 : Comparaison entre deux caractéristiques I(V) différentes.	84
Fig.2.24 : Organigramme simplifié pour établir la connexion entre le PC et le carte électronique.	85
Fig.2.25 : Comparaison entre la caractéristique I(V) mesurée et simulée selon le modèle à une exponentielle.	86
Fig.2.26 : Comparaison entre la caractéristique P(V) mesurée et simulée selon le modèle à une exponentielle.	87
Fig.2.27 : Fenêtre principale de laboratoire semi-virtuel.	88
Fig.2.28 : Fenêtre d'estimation du rayonnement journalière et annuelle reçu sur le GPV selon un angle d'incidence.	89
Fig.2.29 : Base de données des sites.	89
Fig.2.30 : Pyranomètre CM11.	90
Fig.2.31: Héliographe type Campbell-Stokes.	90
Fig.2.32: Etude comparative du rayonnement solaire journalier mesurés et estimés reçu sur un GPV.	90
Fig.2.33: Organigramme d'algorithme d'extraction des paramètres du GPV.	92
Fig.2.34 : Plateforme d'extraction des paramètres du GPV selon le modèle à une exponentielle.	92
Fig.2.35 : Base de données des modules PV commerciaux.	93
Fig.2.36 : Organigramme d'identification des paramètres du GPV par corrélation.	96
Fig.2.37 : Plateforme d'identification des paramètres du GPV à partir des caractéristiques mesurées.	97

Fig.2.38 : Circuit électrique équivalent du module TE500CR+ sous Orcad-PSpice selon le modèle à une exponentielle avec paramètres identifiés des caractéristiques réelles.	99
Fig.2.39 : Exploitation du spectre solaire AM0 par un générateur photovoltaïque à base de c-Si. La zone A correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés. La zone B correspond à l'excès d'énergie, non utilisé des photons d'énergie supérieure au gap.	100
Fig.2.40 : Expression graphique du facteur de forme d'un GPV.	101
Fig.2.41 : Modèle proposé du GPV.	102
Fig.2.42 : Circuit électrique équivalent du GPV sous Orcad-PSpice selon le modèle proposé.	103
Fig.2.43 : Comparaison entre la caractéristique I(V) des modèles à une exponentielle et du modèle proposé avec la caractéristique mesurée.	104
Fig.2.44 : Comparaison entre la caractéristique P(V) des modèles à une exponentielle et du modèle proposé avec la caractéristique mesurée.	104
Fig.2.45 : Comparaison entre la caractéristique I(V) du modèle proposé et la caractéristique mesurée.	105
Fig.2.46 : Comparaison entre la caractéristique P(V) du modèle proposé et la caractéristique mesurée.	105
Fig.2.47 : Modèle proposé sous Simulink du module TE500CR+.	106
Fig.2.48 : Les paramètres du GPV introduits sous Simulink selon le modèle proposé.	107
Fig.3.1 : Chaîne de conversion photovoltaïque.	114
Fig.3.2 : Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.	117
Fig.3.3 : Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe GPV-Charge.	117
Fig.3.4 : Représentation de la tension pour la commande de l'interrupteur.	118
Fig.3.5 : Circuit électrique du convertisseur Buck.	119
Fig.3.6 : Circuit électrique du convertisseur Boost.	119
Fig.3.7 : Circuit électrique du convertisseur Buck-Boost.	120
Fig.3.8 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.	121
Fig.3.9 : Principe d'une MPPT numérique	122
Fig.3.10 : Principe de la MPPT analogique de Salameh.	123
Fig.3.11 : Principe de fonctionnement d'une commande MPPT	124
Fig.3.12 : Changement d'éclairement et conséquences sur les courbes de puissance d'un générateur PV ainsi que sur l'adaptation source-charge.	125
Fig.3.13 : Caractéristique P(V)	126
Fig.3.14 : Comparaison de la puissance délivrée par un GPV pour une connexion directe et pour connexion à l'aide d'un convertisseur Buck-Boost avec MPPT-P&O.	128
Fig.3.15 : Photo du contrôleur MPPT et du hacheur survolteur réalisés.	128
Fig.3.16 : Schéma de principe d'une installation PV connectée au réseau électrique via un onduleur central.	130
Fig.3.17 : Schéma de principe d'une installation PV connectée au réseau électrique via un onduleur string.	130
Fig.3.18 : Exemples d'installations photovoltaïques ayant besoin de plusieurs onduleurs.	131
Fig.3.19 : Schéma de principe d'une installation PV connectée au réseau électrique via un onduleur string	132
Fig.3.20 : Nouvelle structure de conversion multi-string mixte.	133
Fig.3.21: Structure de conversion multi-string avec distribution MPPT et mise en série des DC-DC.	134

Fig.3.22 : Synoptique de la topologie d'un système PV connecté au réseau via le bus continu.	135
Fig.3.23 : Modèle Simulink d'un champ photovoltaïque associé à un Boost.	136
Fig.3.24 : L'étage du Boost commandé par un MPP	137
Fig.3.25 : Réalisation de la boucle de commande du Boost sous Matlab/Simulink.	140
Fig.3.26 : Modèle du Boost sous Matlab/Simulink.	140
Fig.3.27 : Schéma électrique simplifié de liaison GPV-Boost-onduleur via le bus continu	141
Fig.3.28 : Réalisation de la boucle de commande de l'onduleur sous Matlab/Simulink.	142
Fig.3.29 : Modèle de l'onduleur monophasé sous Matlab/Simulink	142
Fig.3.30 : Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau sous Matlab/Simulink.	143
Fig.3.31 : Schéma de l'implémentation de la simulation numérique en temps-réel.	146
Fig.3.32 : Modèle temps-réel du système PV étudié sous RT-LAB.	147
Fig.3.33 : Variation de la tension du GPV autour du MPP.	148
Fig.3.34 : Variation du courant et de la tension du GPV autour du PPM.	148
Fig.3.35 : Variation de la tension et du courant du bus DC.	149
Fig.3.36 : Flux de puissance.	149
Fig.3.37 : Zoom sur le flux de puissance.	149
Fig.3.38 : Variation du courant du bus AC.	150
Fig.4.1 : Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque.	157
Fig.4.2 : Modèle R-C de la batterie.	158
Fig.4.3 : Schéma équivalent de nb élément en série.	158
Fig.4.4 : Modèle CIEMAT de la batterie sous Matlab/Simulink.	159
Fig.4.5 : Base de données des batteries solaires.	164
Fig.4.6 : Fiche de dimensionnement des charges DC&AC.	166
Fig.4.7 : Fiche de dimensionnement d'un système d'éclairage PV.	166
Fig.4.8 : Fiche de dimensionnement d'un système de pompage PV au fil du soleil.	167

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1 : Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.	9
Tableau 1.2 : Performance de la filière Silicium simple jonction.	24
Tableau 1.3 : Pertes limitant le rendement de conversion des GPV.	31
Tableau 1.4 : Bibliothèque des modèles étudiés du GPV sous Matlab/Simulink.	43
Tableau 2.1 : Configuration du temps de conversion par bit.	72
Tableau 2.2 : Résultats de la caractérisation du module TE500CR+.	98
Tableau 2.3 : Variation du facteur de forme selon la variation de ρG .	106
Tableau 3.1 : Caractéristiques techniques des différentes topologies.	133
Tableau 3.2 : Type onduleurs PV en fonction de la puissance nominale installée.	134
Tableau 3.3 : Les six commandes d'exécution temps-réel sous RT-LAB.	145
Tableau 3.4 : Evaluation des rendements de la chaîne de conversion PV.	150

NOMENCLATURE

PV	Photovoltaïque		V_m	Tension maximale du GPV	(V)
GPV	Générateur Photovoltaïque		P_m	Puissance maximale du GPV	(W)
AM	Air Mass		I_p	Courant du panneau solaire	(A)
I	Courant	(A)	V_p	Tension du panneau solaire	(V)
P	Puissance	(W)	I_{DS}	Courant drain-source	(A)
T	Température	(K)	V_{DS}	Tension drain-source	(V)
E	Ensoleillement	(W/m ²)	V_{GS}	Tension grid-source	(V)
I_{cc}	Courant de court circuit	(A)	V_{th}	Tension de seuil du MOSFET	(V)
V_{co}	Tension de circuit ouvert	(V)	K_n	Coef donné par le constructeur du MOSFET	(A/V ²)
I_{cell}	Courant généré par la cellule	(A)	R_{DSon}	Résistance minimale drain-source	(Ω)
V_{cell}	Tension générer par la cellule	(V)	BV_{Dss}	Tension de claquage du MOSFET	(V)
E_g	Bande interdite	(eV)	P_{MOS}	Puissance du MOSFET	(W)
I_G	Courant du GPV	(A)	P_d	Puissance dissipée	(W)
$I_{ph,G}$	Courant photogénéré	(A)	I_{mes}	Courant mesuré	(A)
$I_{d,G}$	Courant de la diode	(A)	V_{mes}	Tension mesurée	(A)
I_s	Courant de saturation de la diode	(A)	T	Température	(K)
$R_{s,G}$	Résistance série du GPV	(Ω)	T_j	Température de jonction	(K)
$R_{sh,G}$	Résistance shunt du GPV	(Ω)	Φ	Flux d'irradiation	(W/m ²)
V_G	Tension du GPV	(V)	c	Sensibilité de la cellule solaire	(m ² /V)
AOI	Angle d'incidence	(rad)	PPM	Point de puissance maximale	
T_c	Température de cellule	(K)	$\alpha_{I_{cc}}$	Coefficient de variation de I_{cc} vs la T	mA/°K /cm ²
T_0	Température de référence	(K)	$\beta_{V_{oc}}$	Coefficient de variation de V_{co} vs la T	mV/°K
E_e	Ensoleillement effectif	(W/m ²)	α_{I_m}	Coefficient de variation de I_m vs la T	mA/°K/cm ²
K	Constante de Boltzmann = 1.381.10E-23	(J/K)			
N_s	Nbr de cellules en série				
N_p	Nbr de cellules en parallèle				
I_m	Courant maximal du GPV	(A)			

β_{V_m}	Coefficient de variation de V_m vs la T	$mV/^\circ K$		d'angle d'incidence
n	Facteur d'idéalité de la diode		DC/DC	Convertisseur continu-continu
V_d	Tension aux bornes de la diode	(V)	DC/AC	Convertisseur continu-alternatif
q	Charge d'électron = $1,60217653 \times 10^{-19}$	(Cb)	SNL	Sandia national laboratory
E_x	Erreur relative		MPPT	Maximum power point tracking
Q_{CC}	Point de fonctionnement en court-circuit		V_{out_av}	Valeurs moyennes de la tension de sortie
Q_{CO}	Point de fonctionnement en circuit-ouvert		V_{in_av}	Valeurs moyennes de la tension d'entrée
MOSFET	Metal Oxide Semi conductor Field Effect Transistors			
I(V)	Caractéristique courant-tension du GPV			
P(V)	Caractéristique puissance-tension du GPV			
FF	Facteur de forme			
DAQS	Data acquisition system			
I_{cc0}	Courant de court-circuit aux STC	(A)		
V_{co0}	Tension du circuit ouvert aux STC	(V)		
I_{m0}	Courant maximal aux STC	(A)		
V_{m0}	Tension maximale aux STC	(V)		
E0	Ensoleillement aux STC	(W/m^2)		
T_c	Température de la cellule	(K)		
STC	Conditions de test standard			
f1(AM)	Fonction empirique de d'influence du spectre solaire			
f2(AOI)	Fonction empirique de l'influence			

TABLE DES MATIERES

	page
INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre 1	
Les générateurs photovoltaïques, Développement, simulation et perspectives	
1. INTRODUCTION	7
2. PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOELECTRIQUE	7
3. LE GISEMENT SOLAIRE	10
4. LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	10
5. LES DIFFERENTES FILIERES PHOTOVOLTAÏQUES	14
5.1 La filière à base de Silicium Cristallin.....	14
5.2 Les cellules multi-jonctions à haut rendement	17
5.3 Nouvelles technologies photovoltaïques	20
5.3.1 Technologies couche-mince	21
5.3.2 Silicium couche-mince	22
5.3.3 Les filières non Silicium	24
5.3.4 Les multi-jonctions en couche mince	26
6. LES PERTES FONDAMENTALES ET TECHNOLOGIQUES DANS LES GPV..	30
7. ARCHITECTURE ACTUELLE DES GPV	31
8. LE FACTEUR DE FORME DES GPV	33
9. MODELISATION ET SIMULATION DES GPV	33
9.1 Modèle idéal	34
9.2 Modèle à deux paramètres.....	35
9.3 Modèle à cinq paramètres	36
9.4 Modèle à deux diodes	38
9.5 Modèle empirique de SNL	40
9.6 Modèle du GPV basé sur le modèle de température de la cellule	42
10. MODELISATION ET SIMULATION DES GPV SOUS ORCAD-PSPICE SELON LE MODELE A UNE DIODE	45
11. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE ET DE L'ECLAIREMENT SUR LES CARACTERISTIQUES I(V) ET P(V) DU GPV.....	46
12. INFLUENCE DES RESISTANCES SERIE ET SHUNT SUR LES CARACTERISTIQUES I(V) ET P(V) DU GPV.....	47
13. CONCLUSION	48
REFERENCE CHAPITRE 1.....	50

Chapitre 2

Conception du laboratoire semi-virtuel

1. INTRODUCTION	55
2. CONCEPTION DU SYSTEME DE CARACTERISATION DES GPV	55
2.1 Description de chaque bloc du système	56
2.1.1 Bloc de captation du courant et de tension	56
2.1.2 Bloc de captation de la température et de rayonnement solaire	56
2.1.3 Bloc de la charge électronique	57
2.1.4 Bloc de gestion de système	57
2.1.5 Bloc d'alimentation du système	57
2.1.5.1 Le filtre secteur	57
2.1.5.2 L'alimentation des circuits logiques	58
2.2.5.3 L'alimentation symétrique	58
3. REALISATION DE LA CHARGE ELECTRONIQUE	58
3.1 Principe de la charge électronique	59
3.2 Intérêt d'utilisation des MOSFET	60
3.3 L'étage de puissance	61
3.2.1 Dimensionnement et choix des MOSFET	62
3.2.2 Modèle thermique d'un transistor et calcul du dissipateur thermique	63
3.3 L'étage de commande	65
3.3.1 Plage de variation de V_{GS}	66
4. BLOC DE GESTION DU SYSTEME	68
4.1 Sorties numériques du microcontrôleur	69
4.2 Entrées analogiques au microcontrôleur	69
4.3 L'oscillateur	70
4.4 La communication	70
4.5 La programmation	70
4.6 La conversion Analogique/Numérique	71
4.7 Le EIA-232 Driver	72
5. MESURES DE LA TEMPERATURE ET DU RAYONNEMENT SOLAIRE	73
5.1 Mesure de la température	73
5.2 Capteur de luminosité	74
6. CHAÎNE DE MESURE DU COURANT ET DE LA TENSION	75
6.1 Chaîne de mesure du courant	76
6.2 Chaîne de mesure de la tension	77
7. DEVELOPPEMENT DE L'INTERFACE DE VISUALISATION	77
8. CHAMPS D'APPLICATIONS DU SYSTEME DE CARACTERISATION	84
9. CARACTERISATION DES GPV	84
9.1 Comparaison entre les caractéristiques simulées et mesurées	84
9.1.1 Calcul d'erreur	84
9.1.2 Calcul de la racine carré de l'erreur quadratique moyenne	84

9.1.3 Calcul de l'erreur relative	85
10. CONCEPTION DU LABORATOIRE SEMI-VIRTUEL	86
10.1. Conception et développement du programme d'estimation du rayonnement solaire reçu sur le GPV	87
10.1.1 Comparaison entre les résultats mesurés et estimés du rayonnement solaire	88
10.2 Plateforme d'extraction des paramètres de GPV	89
10.2.1 Extraction des paramètres de GPV sous d'autres conditions de température et d'ensoleillement	92
10.2.1.1 La méthode basée sur la norme CEI 891	92
10.2.1.2 La méthode simplifiée	93
10.3 Plateforme d'identification des paramètres de GPV à partir des caractéristiques mesurées	94
11. CONTRIBUTION A LA MODELISATION DES GPV	98
11.1 Localisation des pertes dans les GPV	98
11.2 Le modèle proposé du GPV	100
12. CONCLUSION	106
 REFERENCE CHAPITRE 2	 108

Chapitre 3

Connexion du GPV avec la charge Validation du modèle proposé

1. INTRODUCTION	112
2. RENDEMENT DE LA CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE.....	113
3. CONNEXION DU GPV AVEC LA CHARGE	115
3.1 La connexion directe GPV-charge	115
3.2 La connexion GPV-charge via un hacheur	117
3.2.1 Les convertisseurs (DC/DC).....	117
3.2.1.1 Convertisseur dévolteur (Buck)	118
3.2.1.2 Convertisseur élévateur (Boost).....	118
3.2.1.3 Convertisseur dévolteur/élévateur (Buck-Boost).....	119
3.3 Topologie de connexion du GPV à travers un hacheur avec le contrôle MPPT...	119
3.3.1 Les algorithmes de commande MPPT	120
3.3.1.1 Les premières commandes MPPT	120
3.3.1.2 Les commandes MPPT destinées aux applications spatiales.....	121
3.3.1.3 Les commandes MPPT à algorithmes performants	122
3.3.1.4 Les commandes MPPT numériques performantes	122
3.3.1.5 Synthèse	123
3.3.1.6 La méthode Perturbation et Observation (P&O).....	124
3.3.1.7 La méthode par accroissement de conductance (Inc-Cond).....	125
4. CONNEXION GPV-CHARGE VIA UN ONDULEUR.....	127
5. LES DIFFERENTS TOPOLOGIES D'UTILISATION DES ONDULEURS.....	128
5.1 La topologie d'onduleur central	128
5.2 La topologie d'onduleur strings	129
5.3 Nouvelles topologie d'onduleurs intégrés aux panneaux PV	131
6. LA CONVERSION MULTI-STRING	132

7. MODELISATION ET SIMULATION DE LA CHAINE PV CONNECTEE AU RESEAU	134
7.1 Simulation d'un champ PV sous Simulink	135
7.2 Modélisation et simulation du hacheur Boost	135
7.3 Modélisation et simulation de l'onduleur monophasé	139
8. UTILISATION DE LA SIMULATION TEMPS-REEL POUR VALIDER LE MODELE SIMULINK DE LA CHAINE PV.....	142
8.1 Le simulateur RT-LAB.....	143
8.2 Simulation temps-réel du système PV sous la plateforme RT-LAB	144
8.3 Implémentation de la simulation numérique en temps-réel	145
8.4 Résultats de la simulation temps-réel de la chaîne de conversion PV.....	147
8.5 Discussion des résultats de la simulation temps-réel.....	149
9. CONCLUSION	150
REFERENCE CHAPITRE 3.....	151

Chapitre 4

Optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïque

1. INTRODUCTION	155
2. SYNTHESE DES ARCHITECTURES DE SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES.....	155
3. SYSTEME AUTONOME AVEC STOCKAGE D'ENERGIE.....	156
3.1 Modélisation et simulation de la batterie de stockage d'énergie	156
3.1.1 <i>Le modèle électrique simple de la batterie</i>	156
3.1.2 <i>Le modèle « CIEMAT »</i>	157
3.2 Dimensionnement du système PV autonome.....	159
3.2.1 <i>Dimensionnement du champ PV</i>	159
3.2.2 <i>Dimensionnement du parc des batteries de stockage</i>	162
3.2.3 <i>Principe de dimensionnement des convertisseurs</i>	163
3.2.3.1 <i>Principe du choix du régulateur photovoltaïque</i>	163
3.2.3.2 <i>Principe du choix de l'onduleur photovoltaïque</i>	164
4. CONCLUSION	166
REFERENCE CHAPITRE 4.....	168
CONCLUSION GENERALE	170

ANNEXES

Annexe 1.....	174
Annexe 2.....	182
Annexe 3.....	192
Annexe 4	206

INTRODUCTION GENERALE

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part. Quels que soient les cas de figures envisagés, on parle périodiquement de diverses solutions techniques permettant de "continuer à vivre comme maintenant" sans que cela n'aggrave nos émissions de gaz à effet de serre, en attendant tranquillement que l'efficacité énergétique permette de diminuer les émissions. Mais il est important de savoir que l'on ne peut pas filtrer l'atmosphère pour en retirer le gaz déjà émis. La technique ne peut donc rien sur ce plan, et ne nous évitera pas un réchauffement programmé et inévitable d'au moins 1°C en un siècle. Souvent, la révolution des énergies renouvelables est avancée comme un dénouement à tous nos problèmes de production d'énergie électrique. Mais il serait plus raisonnable de voir ces nouvelles solutions techniques comme un simple frein au réchauffement climatique à condition que notre consommation énergétique ne continue pas d'augmenter exponentiellement. Cela éviterait ainsi de reproduire les mêmes erreurs du passé en pensant à des solutions "miracles" qui seraient inépuisables et sans impact sur notre mode de vie ou sur l'environnement.

Presque toutes les énergies renouvelables sont des dérivées de l'énergie solaire : le vent, le rayonnement solaire, la force de l'eau sont des produits directs ou indirects de l'activité solaire. Seule la géothermie échappe à cet inventaire. Le Soleil envoie chaque année à la surface de la terre à peu près 10 000 fois plus d'énergie que la planète n'en consomme. Il est donc légitime d'essayer d'en tirer profit.

L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables à part entière. Même si cette ressource est maintenant de mieux en mieux reconnue en tant que source potentielle d'énergie, cela n'a pas été facile face aux nombreux préjugés existants sur ce sujet. On a reproché par exemple à l'énergie solaire d'être intermittente (jour, nuit, saison), de ne pas être fiable et de dépenser plus d'énergie pour la conception d'un panneau solaire qu'il ne peut en fournir durant toute sa durée de vie. Ces affirmations sont en passe d'être aujourd'hui dénigrées par les progrès techniques accomplis sur les cellules photovoltaïques mais également sur le traitement de l'énergie. Actuellement, la plupart des panneaux photovoltaïques produisent largement plus d'énergie au cours de leur vie que l'énergie nécessaire à leur production. On a vu apparaître ces dernières années la notion de

remboursement énergétique notée EPT (Energy Payback Time). Selon les technologies et les lieux de production, l'EPT s'étend de 2 à 4 ans pour des panneaux ayant une durée de vie de 15 à 25 ans. Les progrès de fabrication ont été considérables ces dernières années permettant d'avoir des fonctionnements des générateurs photovoltaïques garantis au delà de 25 ans avec en plus des coûts de fabrication qui tendent à baisser quand on ramène le prix de l'installation au prix du Watt Crête.

Bien sûr, il n'est pas si simple de remplacer globalement la production d'électricité actuelle par une production d'origine renouvelable. Le premier blocage pour le changement, au-delà des solutions techniques proposées, est que ce sont souvent des sources intermittentes et aléatoires d'électricité. A l'avenir, une complémentarité des différentes sources d'énergie autant fossiles que renouvelables devrait se mettre en place progressivement pour obtenir globalement une production plus maîtrisable en adéquation avec nos besoins.

Ainsi, en ce qui concerne l'énergie photovoltaïque traitée dans ce travail, nous pouvons considérer cette source d'énergie comme une des énergies renouvelables capable de produire de l'électricité en grande quantité sur du long terme sans trop émettre de gaz à effet de serre. Il reste encore quelques problèmes techniques à résoudre pour rendre cette énergie compétitive par rapport aux autres solutions et en premier lieu, le fait d'être une source intermittente d'électricité difficile à anticiper et à contrôler la rend difficile à exploiter au moment où on en a besoin. La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est également souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique, à juste titre. Cependant, ce prix, aujourd'hui à environ 1000 DA par $W_{\text{crête}}$, baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses. L'objectif des professionnels est de passer dans quelques années, sous la barre symbolique de 10 DA par $W_{\text{crête}}$. Quelle que soit la baisse des coûts atteinte, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public. Si on se penche sur les diverses avancées technologiques effectuées ces dernières années, on voit apparaître dans la littérature quantités de matériaux différents ainsi que plusieurs assemblages possibles pour créer un générateur photovoltaïque fiable. Pour l'utilisateur final, la nature technologique de la cellule utilisée pour produire de l'énergie importera donc peu en premier lieu. Les paramètres plus pertinents sont donc son rendement, sa durée de vie, sa taille, son poids, son apparence esthétique, l'impact de la fabrication et du retraitement sur l'environnement et surtout le prix du watt crête. Ainsi, en fonction des applications visées, chaque critère sera plus ou moins pondéré pour mieux sélectionner les meilleures combinaisons (système autonome hautement sécurisé, système de forte production pour la connexion réseau, production domestique, systèmes embarqués et portables, etc ...).

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellule et de module est cruciale pour continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules PV. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais beaucoup exigent encore des travaux de recherche et de développement spécifiques pour atteindre le degré de maturité nécessaire à une forte production.

Dans les applications photovoltaïques (PV), les performances des générateurs photovoltaïques (GPV) fluctuent avec les conditions climatiques. La caractérisation des GPV commerciaux est devenue une nécessité afin de choisir les meilleures technologies adoptées à notre climat algérien connu par sa diversité, dans le but d'optimiser le fonctionnement des installations photovoltaïques et de réduire d'une manière considérable leurs coûts. Autrement, la mise en place d'une entreprise de réalisation des modules et systèmes photovoltaïques aura pour avantage la proximité d'une importante base en moyens humains et matériels et d'une infrastructure de recherche et développement (laboratoires, logiciels de simulations et de dimensionnement, plateformes de test et de caractérisation...etc.) indispensables à sa viabilité, notamment dans ses dimensions innovation et veille technologique.

Dans notre travail, nous voulons faire la conception d'un laboratoire semi-virtuel pour la simulation et l'identification des paramètres des générateurs photovoltaïques. Ce laboratoire semi-virtuel consiste essentiellement à concevoir un dispositif expérimental capable d'affiner des modèles simulés par logiciel. Ce dispositif basé sur le développement d'un système de caractérisation des générateurs photovoltaïques assure, via l'interface en temps réel, une interactivité entre le système testé et son environnement réel. Ce laboratoire nous permettra d'identifier les paramètres réels du générateur photovoltaïque sous test, en utilisant un nouvel algorithme de corrélation entre les caractéristiques mesurées et simulées. Ensuite nous utiliserons un simulateur temps réel pour étudier l'interaction entre le générateur photovoltaïque, selon un nouveau modèle proposé, et le reste du système photovoltaïque, prenant comme exemple la topologie d'un système PV connecté au réseau. Cette partie permettra de tester dans un environnement de simulation temps réel un système photovoltaïque connecté au réseau. L'outil utilisé pour la simulation en temps réel est la plateforme RT-LAB. Ce type de simulateur subit donc une contrainte forte appelée « *contrainte temps réel* qui est le respect du temps imposé par les lois régissant les phénomènes concernés ».

Cette conception du système de caractérisation et de la simulation temps réel sous RT-LAB a est pour but d'optimiser les prototypes industriels de la conversion photovoltaïque (modules ou cellules PV) et les composantes des systèmes photovoltaïques (MPPT, Convertisseur DC/DC, DC/AC).

Dans un premier chapitre, nous avons voulu d'abord faire un bilan des différentes filières technologiques photovoltaïques afin de mieux comprendre les avancées et les perspectives à venir et la synthèse de l'état de l'art actuel sur les différents matériaux en précisant les rendements actuels et théoriques et le type des pertes influant sur le rendement et les paramètres du performance du générateur. Nous préciserons également les différentes solutions envisageables pour créer une cellule et/ou un module PV. Dans ce chapitre nous présenterons quelques modèles couramment utilisés pour modéliser le GPV. Ces modèles seront simulés sous Matlab/Simulink. Une bibliothèque des modèles étudiées sera crée sous Simulink avec une étude comparative entre ces modèles. L'influence des différents paramètres externes (météorologiques) et internes (résistance des contacts et courants de fuite) sur le fonctionnement du GPV sera aussi présentée.

Le deuxième chapitre, présente d'une part la conception et la réalisation d'un système de caractérisation temps réel des cellules, modules, et champs photovoltaïques sous conditions de tests météorologiques réels de la température et d'ensoleillement. Le concept de base de ce système d'acquisition (DAQS) repose sur le développement d'un simulateur numérique d'une charge électronique à base de microcontrôleur et de transistors de puissance de type MOSFET. Avec ce système, on pourra identifiés la tension de circuit ouvert, le courant de court-circuit ainsi que les cordonnées du PPM du GPV sous test. Ces calculs seront transmis et affichés sur une interface graphique développée sous Windows. Les courbes de la caractéristique I-V et P-V ainsi que la température et l'ensoleillement sont aussi affichés en temps réel durant la caractérisation sous la même interface.

D'autre part-il ce chapitre présentera la conception du laboratoire semi-virtuel l'identification des paramètres du GPV selon un modèle choisi par le bais d'une technique de corrélation. Autour de ce laboratoire semi-virtuel on développe aussi deux autres programmes, un pour l'estimation du rayonnement journalier et annuel reçu sur le GPV selon un angle d'incidence bien déterminée et l'autre pour l'extraction des paramètres du GPV selon les données du constructeur (Datasheet).

L'analyse des caractéristiques mesurées et simulées ainsi que les pertes dans les GPV nous ont permets de proposer un nouveau modèle, plus proche de la caractéristique réelle, qui sera simulée et discuté.

Le troisième chapitre sera consacré à la problématique d'augmentation du rendement des systèmes de conversion photovoltaïque et à la validation de modèle proposé du GPV. Nous avons consigné les différentes architectures de gestion photovoltaïque actuelles possibles afin de trouver la plus à même de valoriser la production énergétique de cette ressource. Nous y abordons les architectures de conversion DC-DC associées avec des contrôleurs MPPT utilisées pour apporter une solution technologique pour l'approvisionnement en électricité de zones difficilement accessibles, éloignées de tout réseau ou pour l'alimentation de secours de réseaux peu fiables mais également les structures DC-AC essentiellement utilisées pour le couplage avec les réseaux électriques publics monophasé. Ces premières recherches nous ont permis de visualiser dans leur globalité les problèmes liés à la gestion de l'énergie photovoltaïque et d'en tirer des conclusions en termes d'évolution et de valorisation. A la fin de ce chapitre une simulation d'un système PV connecté au réseau en temps-réel sera présentée. Cette simulation nous permettra d'évaluer le comportement du système étudié et de valider le modèle proposé du GPV selon les résultats obtenus.

Le quatrième chapitre, quant à lui, est consacré à l'optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes en se basant sur le modèle à une diode. Dans ce contexte nous avons proposé une nouvelle méthode de dimensionnement en introduisant les paramètres du modèle en discussion. Cette méthode sera validée par le développement d'un logiciel de dimensionnement de ce type de systèmes PV. Ce logiciel dans sa première version est destiné pour le dimensionnement des installations PV autonomes en générale et spécifiquement pour les applications d'éclairage photovoltaïque et du pompage au fil du soleil en tant que applications plus répandues dans notre pays.

CHAPITRE 1

Les générateurs photovoltaïques, Développement, simulation et perspectives

1. INTRODUCTION

La technologie photovoltaïque la plus utilisée depuis la création des premières cellules correspond à la filière silicium de type cristallin qui représente actuellement 90% de la production mondiale pour les applications terrestres. Ceci peut s'expliquer par le fait que l'industrie photovoltaïque profite régulièrement du développement de l'industrie des semi-conducteurs qui est capable de fournir une matière première d'excellente qualité pour les modules photovoltaïques ainsi que des processus de fabrication totalement maîtrisés. Selon la qualité du silicium, nous rappelons les performances de ces dispositifs. Nous présentons ensuite le principe de fabrication des cellules multi-jonctions à haut rendement dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales où les performances de la cellule priment sur les coûts de fabrication. Nous parlerons ensuite d'une des nouvelles générations de cellules solaires, qui utilisent de nouveaux matériaux de type organique. Ces nouveaux composés, en particulier les polymères, pourraient révolutionner le marché du PV grâce à leur faible coût de fabrication et leur facilité d'utilisation (flexibilité, légèreté). La recherche dans ce domaine est extrêmement active depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Nous abordons aussi le large domaine des cellules PV dites couches minces « Thin-Film » qui constitue ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin. Leur principal atout vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques (première génération). Les cellules couches minces les plus développées utilisent comme matériau de base le silicium amorphe, le diSélénure de Cuivre d'Indium et de Galium (CIGS), le Tellure de Cadmium CdTe) et on trouve de plus en plus de cellules multi-jonction améliorant d'autant les performances de cette filière.

Dans le contexte, d'amélioration des performances des systèmes photovoltaïques, il nous a semblé intéressant de commencer ce document par une étude approfondie du principe de fonctionnement des générateurs photovoltaïques (GPV), utilisant des modèles électriques pour décrire leur comportement.

2. PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTO-ELECTRIQUE

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ($0.2\mu\text{m}$) à l'infrarouge lointain ($2.5\mu\text{m}$). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [1]. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350 W/m^2 (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (figure 1.1). Lorsque le rayonnement

solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration 'θ' est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m² (AM1.5). Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000 W/m².

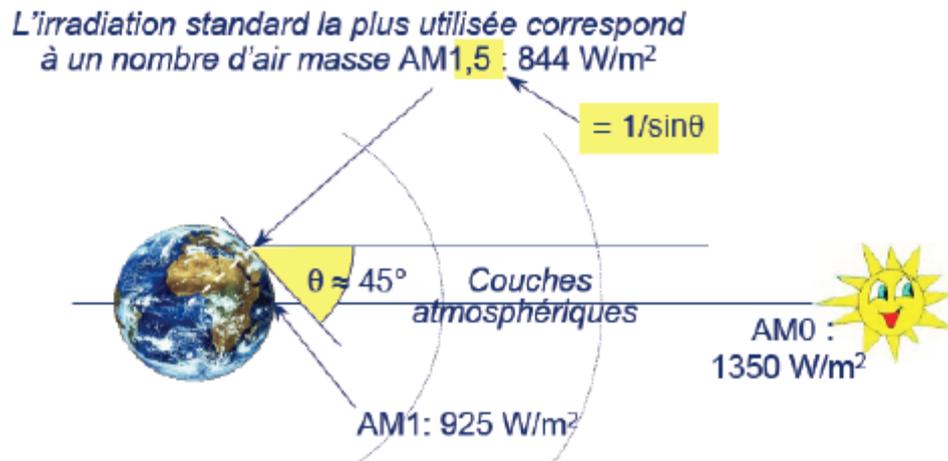


Fig. 1.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photovoltaïque [2]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein à découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = (h.c) / \lambda \tag{1.1}$$

Où ‘h’ est la constante de Planck, ‘c’ la vitesse de la lumière et ‘λ’ sa longueur d’onde. Ainsi, plus la longueur d’onde est courte, plus l’énergie du photon est grande. Cette découverte accordée à Albert Einstein le prix Nobel en 1905.

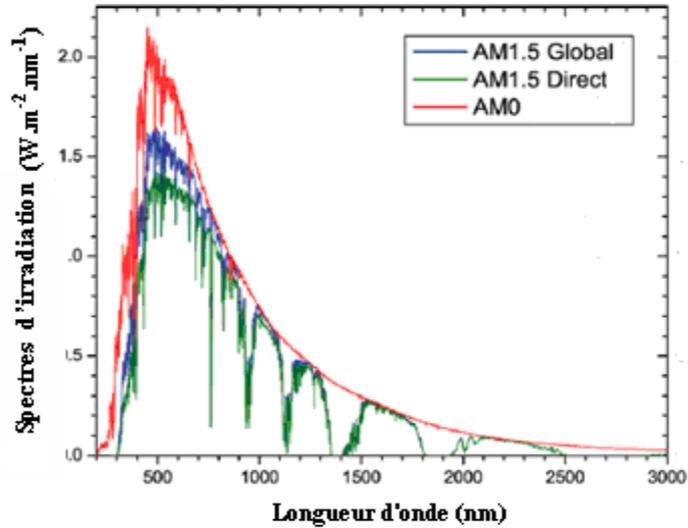


Fig. 1.2 : Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

Les longueurs d’ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre 0,2µm (ultraviolet) et 4µm (infrarouge) avec un maximum d’énergie pour 0,5µm. 97,5% de l’énergie solaire est comprise entre 0,2µm et 2,5µm. De 0,4µm à 0,78µm, le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d’énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d’ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d’électrons. Le tableau 1.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d’ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

Tableau 1.1: Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.

λ (µm)	E_{ph} (ev)	Zone
0,2	6,2	Ultra-violet
0,4	3,1	Visible bleu
0,5	2,48	Visible jaune-vert
0,78	1,59	Visible rouge
1	1,24	Infrarouge
2	0,62	Infrarouge
4	0,31	Infrarouge

3. LE GISEMENT SOLAIRE

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exacte possible compte tenue des demandes en énergie à satisfaire. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. Les pays du Maghreb ont un potentiel solaire élevé. Les taux d'irradiation solaire effectués par satellites par l'Agence Spatiale Allemande (ASA), montrent des niveaux d'ensoleillement exceptionnels de l'ordre de 1200kWh/m²/an dans le Nord du Grand Sahara. Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de 800kWh/m²/an limités à la partie sud de l'Europe. Suite à cette évaluation, l'agence a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit: 169.000TWh/an pour le solaire thermique [3], figure 1.3.

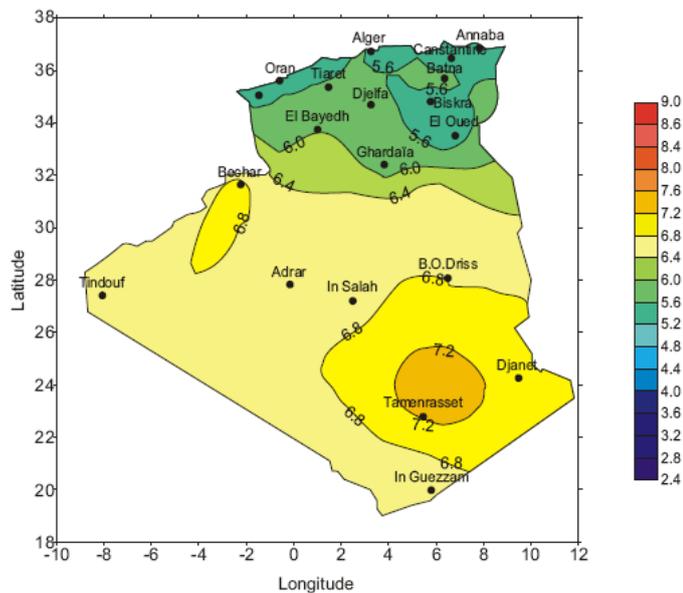


Fig. 1.3 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu : moyenne annuelle en kWh/m² de l'Algérie.

4. LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

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

vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique.

Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [8]. Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou 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 semi-conducteur dopé P (figure 1.4). 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. Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinaées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.

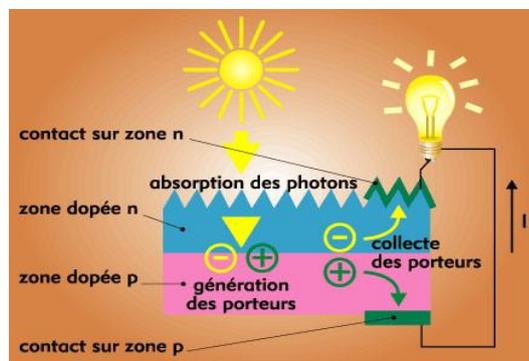


Fig. 1.4 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le

matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau, ...). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront assez d'énergie pour créer du courant mais aux bornes de la cellule, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [9]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1.4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1.12eV. Ainsi, le maximum théorique pour une simple jonction Si est d'environ 24% [11].

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{co}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court circuit (I_{cc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La figure 1.5 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [10].

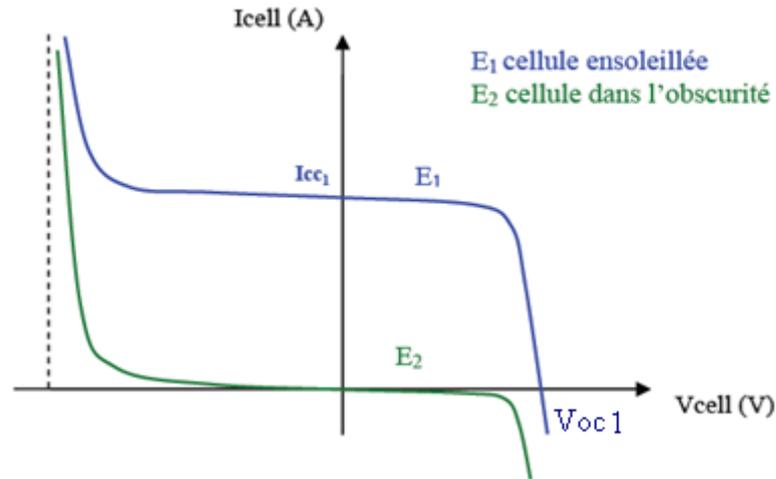


Fig. 1.5 : Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.

On parle souvent de rendement de conversion pour des cellules photovoltaïques. Ce terme correspond à la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons qui la percutent. Ces mesures sont aujourd'hui normalisées. Les cellules solaires sont donc testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à l'irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48°) sous une température fixe de 25°C . Pour simplifier, cette convention a permis de normaliser les rendements donnés dans les notices des capteurs afin de pouvoir les comparer. La puissance moyenne totale reçue lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de $1000\text{W}/\text{m}^2$ sous 25°C .

De nombreux scientifiques travaillent sur l'augmentation des rendements de conversion des cellules photovoltaïques. Actuellement, les panneaux commerciaux ont pour la plupart d'entre eux, un rendement d'environ 14%. Ceci peut se traduire par la production de 140 Watts crêtes pour un module PV qui reçoit $1000\text{W}/\text{m}^2$. Les recherches sur les matériaux qui constituent les cellules sont en plein essor de même que celles sur l'optimisation de fabrication de cellules et de panneaux PV. Pour mieux situer nos travaux sur les systèmes de conversion juste à la sortie des cellules et des panneaux, il nous a semblé important de faire une synthèse des avancées actuelles accomplies sur la production de l'énergie PV.

Les sections suivantes de ce chapitre exposent ainsi les avancées et les innovations majeures apportées aux matériaux photovoltaïques dans la course au rendement énergétique.

5. LES DIFFERENTES FILIERES PHOTOVOLTAÏQUES

5.1 La filière à base de Silicium Cristallin

Les modules photovoltaïques basés sur silicium cristallin dominent depuis toujours le marché avec plus de 90% des ventes. Les cellules à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes, celles à partir de silicium monocristallin (mc-Si) et celles à partir de silicium poly-cristallin (pc-Si). Le silicium monocristallin est plus cher que le silicium multi-cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [11].

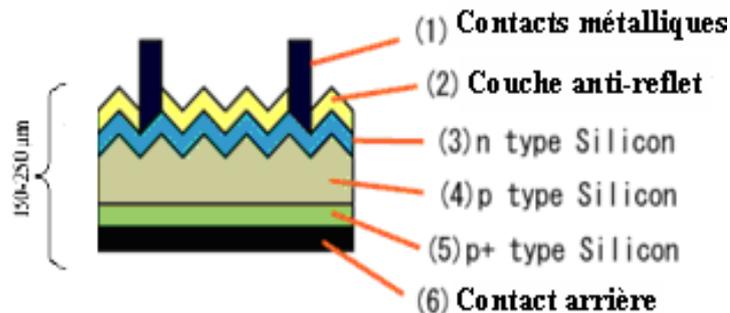


Fig. 1.6: Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin.

Les modules en silicium cristallin sont fabriqués industriellement. Toutes les étapes du processus de fabrication ne cessent de progresser régulièrement afin de viser le plus possible les rendements théoriques calculés tout en évitant d'augmenter le prix des modules. Il reste encore aujourd'hui un large potentiel d'optimisation. La première étape consiste à fabriquer des lingots à base de silicium pur pour les différents processus de fusion et de cristallisation du silicium. Le matériau supérieur est le silicium monocristallin, typiquement produit par la méthode de Czochralski, consistant à introduire un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [12]. Le silicium se solidifie sur ce germe et garde la même organisation cristalline que celui-ci. Le matériau inférieur est le silicium poly-cristallin, produit en lingots par le biais de différents procédés de fusion et de solidification du silicium. Sa cristallisation est assurée par un contrôle drastique de la température de solidification.

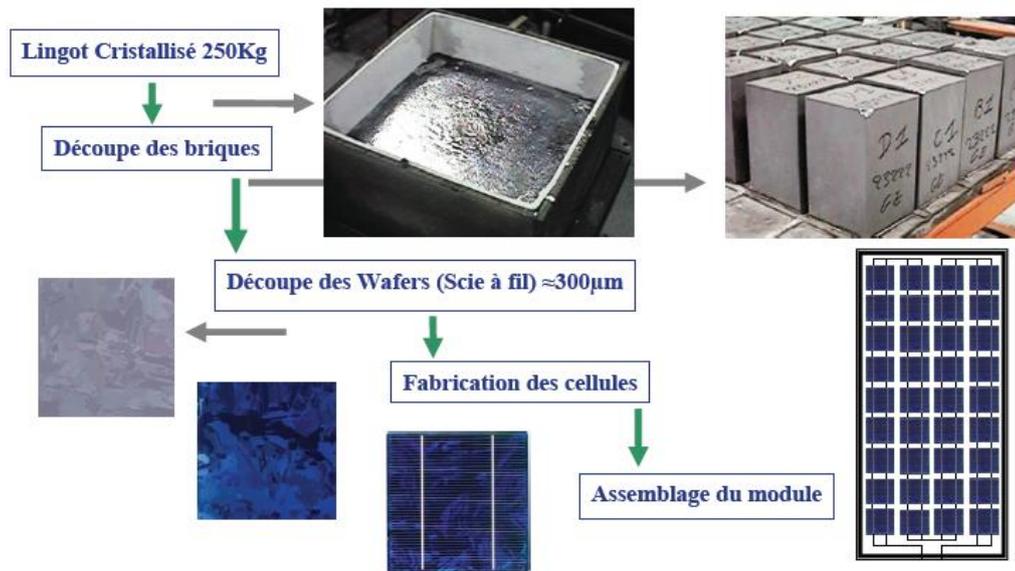


Fig. 1.7 : Exemple de la chaîne de production des cellules photovoltaïques en silicium.

Au fur et à mesure, les dimensions des lingots ont évolué avec la technologie passant de 30kg à 100kg pour le monocristallin et de 150kg à 250kg pour le multi-cristallin. Des améliorations ont également été faites à l'automatisation des processus et à la gestion de la consommation d'énergie. Un problème reste cependant posé, concernant la découpe des lingots en lamelles (wafers en anglais) qui entraîne une perte importante de matière. En effet, après la solidification, les lingots sont découpés en fine couche d'environ 300µm d'épaisseur grâce à un fil de diamant abrasif de 150µm de diamètre [13]. Actuellement, les wafers ont une taille de $125 \times 125\text{mm}^2$ pour une épaisseur de 330µm. Aujourd'hui, en plus d'obtenir des wafers plus fins, l'objectif est de réduire les pertes liées au sciage afin d'économiser le Silicium. Les industriels du photovoltaïque développent des wafers de nouvelle génération de $210 \times 210\text{mm}^2$ et plus large encore, tout en réduisant leur épaisseur pour arriver à un objectif de 100µm, (figure 1.8) [14]. L'augmentation de la taille de ces cellules implique donc une augmentation de la puissance produite et donc du courant. Les cellules les plus performantes peuvent déjà fournir des courants de plus de 10A sous une tension de 0.6V.

Une troisième technologie utilise directement le tirage de rubans à partir de bains fondus [15]. Un ruban servant de substrat passe à travers un bain de silicium en fusion, une fine couche de silicium se dépose alors sur le substrat. Cette technique permet de réaliser des wafers plus minces (150µm) et évite les pertes liées au sciage. Malgré la lenteur de déposition (quelques cm/min), la technologie ruban est un candidat prometteur à la réduction du prix du watt crête photovoltaïque.

Les wafers sont ensuite traités pour être dopés par diffusion dans le matériau même afin de constituer des jonctions PN. L'ajout d'une couche antireflet et la réalisation des contacts électriques en face arrière et en face avant (rainurage pour faciliter la collecte des porteurs) termine le processus de fabrication des cellules. Les cellules photovoltaïques ainsi finies sont assemblées entre elles (en série et/ou en parallèle) et encapsulées pour devenir un module solaire photovoltaïque pouvant fonctionner pendant plus de 20 ans. En fonction d'arrangement des cellules dans le module, on obtient la puissance désirée pour une tension de sortie optimale correspondant au point de puissance maximum de l'ensemble (12, 24, 48 V...). La grande majorité des panneaux actuels peuvent délivrer une puissance de 50 à 200W_c.

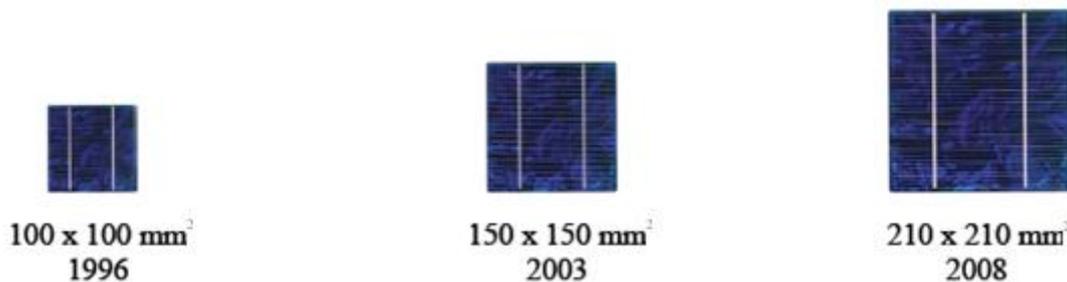


Fig. 1.8 : Évolution de la taille des cellules Silicium photovoltaïques ces dernières années.

Les analyses les plus récentes estiment qu'une installation solaire photovoltaïque rembourse en quelques années l'énergie nécessaire à sa fabrication et à son installation. Selon une étude de l'agence internationale de l'énergie, le temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque est d'environ 1,5 à 5 ans, suivant l'irradiation solaire ainsi que le site et l'orientation. Pour le moment, aucune loi n'oblige les fabricants à récupérer ou à traiter les panneaux solaires en fin de vie.

Cependant, avec la croissance fulgurante du marché, certains fabricants ainsi que des organismes de recherche se sont associés pour donner naissance à une association « PV Cycle » ayant pour objectif de recycler des déchets liés aux photovoltaïques. Ainsi, le processus de démantèlement des modules préconisé fait d'abord intervenir un traitement thermique, qui permet de séparer le verre des cellules. Une fois ces éléments détachés, les cellules sont décapées chimiquement pour ôter les contacts, la couche antireflet et la couche dopante. Une fois ces opérations terminées, l'aluminium, le verre et les métaux pourront facilement être recyclés alors que les wafers intacts pourront être réutilisés à l'intérieur d'un module comme nouveaux wafers. En effet, même après 20 à 30 ans de service, la qualité d'un wafer en

silicium reste identique. Par contre, les wafers cassés peuvent être refondus pour produire à nouveau des lingots de silicium, qui serviront à fabriquer de nouveaux modules.

La filière silicium a connu initialement un grand essor grâce à l'expérience des industries du semi-conducteur qui utilisent depuis longtemps déjà les propriétés électriques du Silicium. Il est également intéressant de noter que l'industrie photovoltaïque, qui utilisait comme source de Silicium les rejets de l'industrie électronique, doit maintenant faire face à une pénurie croissante de matière première de silicium de qualité solaire du fait de l'accroissement de la demande. Cette situation entraîne donc une mutation industrielle avec la mise en place progressive de nouvelles filières spécifiques de production de silicium photovoltaïque marquant une nouvelle phase de développement. Les modules photovoltaïques du commerce revendiquent aujourd'hui un rendement de 15 à 19.6% pour les cellules les plus performantes. A long terme, la technologie Silicium a encore un grand rôle à jouer dans le développement photovoltaïque.

Cependant, elle ne sera pas la seule technologie employée. En effet, pour baisser les prix et rendre abordable cette énergie, plusieurs tentatives de nouveaux développements technologiques existent actuellement. Nous présentons dans la suite ceux qui nous semblent les plus prometteurs.

5.2 Les cellules multi-jonctions à haut rendement

Aujourd'hui, la plupart des cellules photovoltaïques inorganiques sont constituées d'une simple jonction PN. Dans cette jonction, seuls les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la bande interdite du matériau (notée E_g en eV) sont capables de créer des paires électron-trou. En d'autres termes, la réponse photovoltaïque d'une cellule simple jonction est limitée. Seule la proportion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile, l'énergie des photons plus faible n'est donc pas utilisable.

D'autre part, même si l'énergie des photons est suffisante, la probabilité de rencontrer un électron est faible. Ainsi, la plupart des photons traversent le matériau sans avoir transféré leur énergie. Une première réponse pour limiter les pertes est connue de longue date du point de vue technologique, il suffit d'utiliser des systèmes à plusieurs niveaux, en empilant des jonctions possédant des gaps décroissants, (figure 1.9). Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très importants.

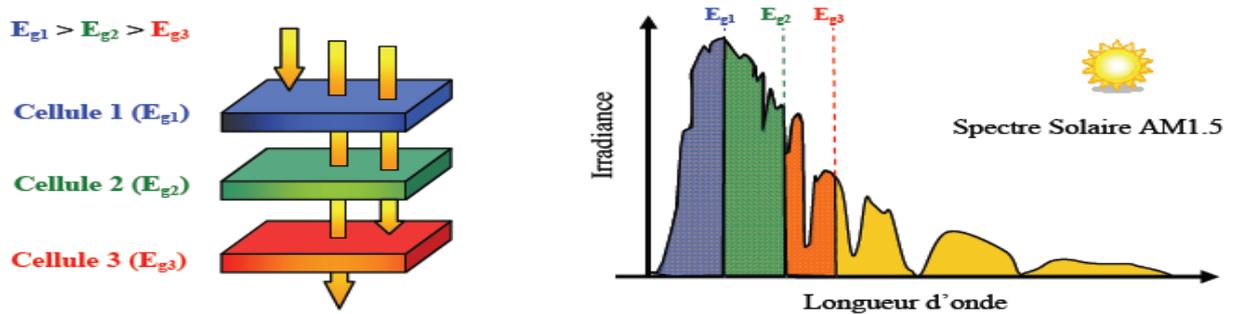


Fig. I.9 : Principe de la cellule à hétérojonction.

Des cellules PV multi-jonctions à base d'associations de matériaux semi-conducteurs III-V (GaAs, AlGaAs, InGaAs, etc....) ont ainsi été mises au point depuis les années 60 présentant des rendements très élevés supérieurs parfois à 40%. Elles ne sont pas connues du grand public à cause de leur coût de fabrication, de loin, les plus élevés actuellement (fabrication sous ultra vide, croissance très lente, problème de casses et de défauts aux interfaces). Le développement des cellules à haut rendement a été motivé en priorité par les applications spatiales.

Dès lors, il est compréhensible qu'on utilise les technologies photovoltaïques les plus performantes afin d'optimiser le poids de l'ensemble et faire en sorte qu'il soit le plus longtemps possible autonome. Un dernier avantage à signaler pour ces cellules est leur robustesse vis-à-vis des radiations et des impacts. Au cours du temps, ces cellules ont démontré qu'il était possible d'avoir des générateurs d'énergie qui vieillissent très bien et qui peuvent produire de l'énergie même en ayant subi quelques détériorations. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonction actuellement avoisine les 30% pour un spectre AM0. Certaines recherches se concentrent sur l'amélioration des technologies de fabrication pour en baisser le coût et les adapter aux besoins terrestres. Ils se frottent principalement aux problèmes d'interfaces et de passage de petits volumes de fabrication à des grandes quantités.

Aujourd'hui, les véhicules de courses terrestres ou bateaux en utilisent pour assurer leur autonomie. Mais cela reste des cellules beaucoup trop chères pour des applications domestiques. En utilisant des concentrateurs solaires, certains pensent pouvoir baisser les prix (moins de surface de cellule utilisée) et prendre une place dans le marché conventionnel terrestre. Ainsi, si on compare le meilleur rendement sans concentrateur d'une triple jonction GaInP/GaAs/Ge atteignant les 32%, cette même cellule arriverait à 40.7% avec concentrateur [16]. On peut même envisager des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions [18]. 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 ratio de concentration C est approximativement $C=F_o/F_c$ comme indiqué en figure 1.10.

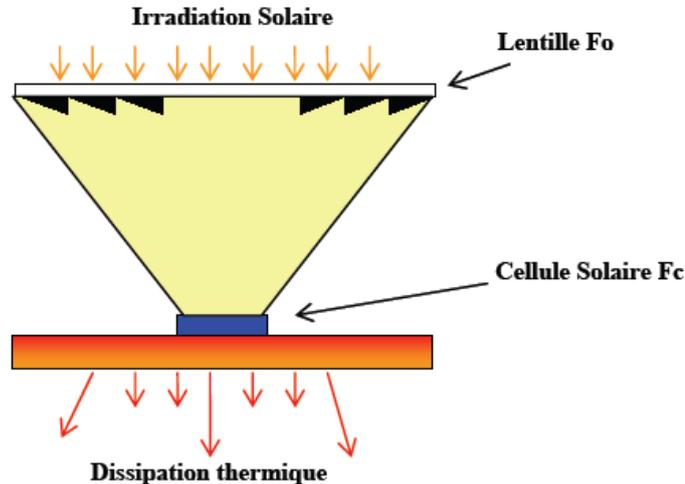


Fig. 1.10 : Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.

La réduction de la surface des cellules permet d'utiliser des cellules plus performantes qui étaient encore trop chères pour être utilisées sur de grandes surfaces de modules PV. En pratique, la plus grande différence à noter entre un champ photovoltaïque composé de modules PV classiques et un CPV est la nécessité d'ajuster pour ce dernier l'orientation du système pour suivre la course du soleil. En effet, un mauvais angle de pénétration de la lumière pourrait priver complètement les cellules de lumière, d'autant plus que ces capteurs ne peuvent utiliser que le rayonnement direct du spectre solaire. Cette fonction, réalisée par un système suiveur ou tracker, doit être prise en compte dans le prix global du CPV et représente une part non négligeable de l'investissement rendant en fin de compte ce système encore trop coûteux pour le grand public. Le nombre d'exemples de centrales solaires à concentration montrent cependant bien l'intérêt de ces systèmes et leur viabilité [18]. Ils sont aujourd'hui destinés aux très grandes centrales énergétiques dépassant la centaine de kW. Des problèmes thermiques liés à la concentration des rayons sur les cellules nécessitent un dispositif de dissipation thermique performant. Une technique intéressante permet d'allier la production solaire photovoltaïque à la production solaire thermique, en récupérant la chaleur émise, par le biais d'un liquide caloporteur, et ainsi créer également un chauffe-eau solaire.

5.3 Nouvelles technologies photovoltaïques

On utilise de plus en plus de matériaux organiques dans le domaine de l'optoélectronique, avec des perspectives d'électronique organique voire moléculaire, pour l'éclairage à l'aide de diodes électroluminescentes organiques (OLED : Organic Light-Emitting Diode). Bien que les optimisations des matériaux à mettre en œuvre ne soient pas les mêmes, le domaine du photovoltaïque bénéficie depuis quelques années des avancées technologiques de l'optoélectronique. Ainsi, bien que cette filière soit vraiment récente, les progrès annuels sont spectaculaires. Les matériaux organiques, moléculaires ou polymériques, à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en œuvre. Comme les semi-conducteurs, ils possèdent des niveaux d'énergies susceptibles d'absorber les photons en créant des paires électron-trou utilisables grâce à des transitions entre les niveaux dits HOMO (Highest occupied molecular orbital) et des niveaux dits LUMO (Lowest unoccupied molecular orbital). En l'absence de séparation, les paires électron-trou peuvent se recombiner en émettant des photons de la longueur d'onde correspondante (fluorescence, luminescence) plutôt que se convertir en chaleur comme vu précédemment pour les filières inorganiques. La séparation des charges reste encore aujourd'hui un des points bloquants pour être effectuée efficacement. Si elles peuvent être séparées et transportées vers un circuit extérieur grâce à deux phases adjacentes, on obtient alors des cellules photovoltaïques d'un nouveau type tel que celle présentée en figure 1.11 [19].

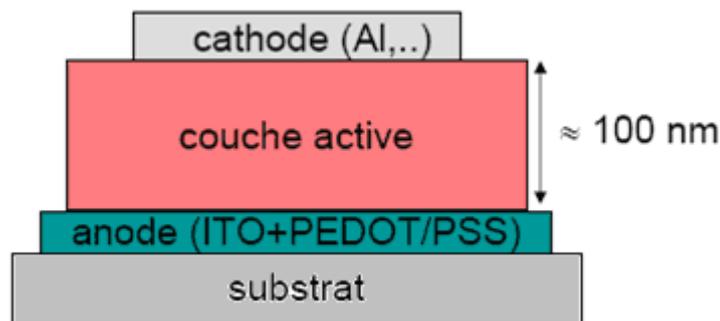


Fig. 1.11 : Schéma de principe d'une cellule organique

Pour en faire des cellules organiques PV à part entière dans le futur, il faut améliorer les propriétés de création des paires électron-trou dans des molécules organiques ou des polymères mais également développer des méthodes de séparation des paires en associant un matériau accepteur et un matériau donneur, grâce à des positions différentes des bandes énergétiques. On parle dans ce contexte de matériaux LUMO et HOMO. Un des points les

plus difficiles est la séparation de ces deux phases qui ont tendance à se mélanger car les matériaux sont solubles l'un avec l'autre. Cependant une avancée importante a permis de séparer spontanément les donneurs et les accepteurs en rendant les matériaux non solubles [19]. Dans le cas des polymères, tout se passe comme si on avait deux catégories de fibres intimement mélangées, l'une conduisant les électrons et l'autre les trous [20].

D'autres recherches se sont orientées vers un modèle de cellule photovoltaïque à la fois organique et inorganique (cellules hybrides) qui offre de nombreux avantages par rapport aux cellules traditionnelles. Ainsi, il a été élaboré une cellule nanocristalline qui imite la photosynthèse des plantes. Utilisées depuis longtemps dans les lasers à colorants ou les matériaux pour l'optique, l'utilisation efficace des molécules de colorants organiques dans le domaine du photovoltaïque, fut découverte en 1991 par Michael Graetzel. Des molécules organiques pigmentées (colorant), absorbent la lumière et libèrent ainsi des électrons. Les électrons sont véhiculés vers l'anode par une couche poreuse de dioxyde de titane (TiO_2), un matériau semi-conducteur inorganique. A l'anode, les électrons sont dirigés vers un circuit externe où leur passage produit de l'énergie électrique [21].

Le rendement de ces cellules solaires organiques est encore inférieur à 3% à cause justement de la nature du mélange et des problèmes de recombinaisons électroniques [22]. L'oxydation de la cellule est encore un autre problème auquel il faut se pencher en recherche pour trouver des solutions viables à long terme. Malgré tous ces inconvénients, le développement de ces cellules risque de persister à l'avenir car elles présentent une grande facilité de fabrication. En effet, les matériaux actifs peuvent s'étaler sur de grandes surfaces. Comme ces cellules peuvent facilement se développer sur matériaux souples, leur flexibilité quasi naturelle comme le montre la figure 1.12 est également un atout. Le coût de ces cellules organiques est inférieur à celui des cellules à colorants et elles peuvent même être biodégradables. Les cellules solaires organiques avec leurs faibles coûts de matière première, leurs faibles besoins énergétiques de production et leurs capacités à être fabriquées à grande échelle sont des candidates sérieuses à fort potentiel de développement photovoltaïque à long terme.

5.3.1 Technologie couche- minces

Les cellules PV dites couches minces (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en Silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules

classiques. Contrairement aux cellules Silicium cristallin de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseurs suffisent). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale.

Les trois technologies émergentes sont aujourd'hui :

- Le Silicium amorphe et microcristallin noté TFSi (Thin-Film Silicon en anglais).
- Le Semi-conducteur Poly-cristallin CdTe (Tellurure de Cadmium).
- L'alliage Cu(In,Ga)Se_2 (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS.

5.3.2 Silicium couches-minces

Dans la technologie TFSi basée sur le silicium non cristallisé, le silicium amorphe (noté 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 pour Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition) [23]. On dépose d'abord, sur le verre, une couche d'oxyde transparente conductrice d'une épaisseur de 0,5 μm (TCO pour Transparent Conductive Oxide). Cette étape est suivie par les étapes de dépôt suivantes : une couche de a-Si de type N, puis une couche a-Si semi-isolante (1 μm au total) et enfin une couche de a-Si dopée P (figure 1.12). Une dernière couche métallique arrière à base d'argent assure la connectique. Le processus de fabrication de ces cellules permet d'abaisser significativement les coûts de productions. En effet, le cycle de production ne nécessite que très peu d'énergie et le processus peut générer de grandes surfaces unitaires, de l'ordre du mètre carré, en un seul tenant. Pour fabriquer un module, il suffit d'ajouter au processus une déposition de matériau conducteur entre les cellules servant d'interconnexion entre elles. Ainsi, grâce à cette souplesse de fabrication, il est possible de fabriquer simplement des panneaux de n'importe quelle puissance et tension en fonction de la demande et de l'application.

Malgré des rendements de conversion faibles de 6% à 7% (limités par le taux de recombinaisons très élevé), cette filière tend à se développer car le prix est dérisoire par rapport au coût actuel des cellules Si de première génération. Le silicium amorphe, possédant un fort coefficient d'absorption, n'a besoin que d'une très faible épaisseur de silicium, de l'ordre du micron, réduisant par conséquent considérablement les coûts de matière première et le risque de pénurie liée au manque de silicium.

Plusieurs possibilités existent pour améliorer le rendement de ces cellules dites simple jonction. De nos jours, des matériaux constituant des jonctions microcristallines ($\mu\text{c-Si}$)

peuvent être ajoutés ou bien des alliages à base de SiGe peuvent être créés. L'introduction de ces matériaux innovants est prometteuse à long terme pour la technologie TFSi. Cependant, ces technologies restent encore du domaine de la recherche en passe de sortir des laboratoires et subir plusieurs modifications pour s'adapter correctement à la production grande échelle industrielle. Reste également à savoir comment ces cellules vont se comporter en vieillissant.

Les plus avancées du point de vue technologiques ont une durée de vie inférieure à 10 ans et ne peuvent donc pas être utilisées en toiture ou dans des accès difficiles du point de vue maintenance.

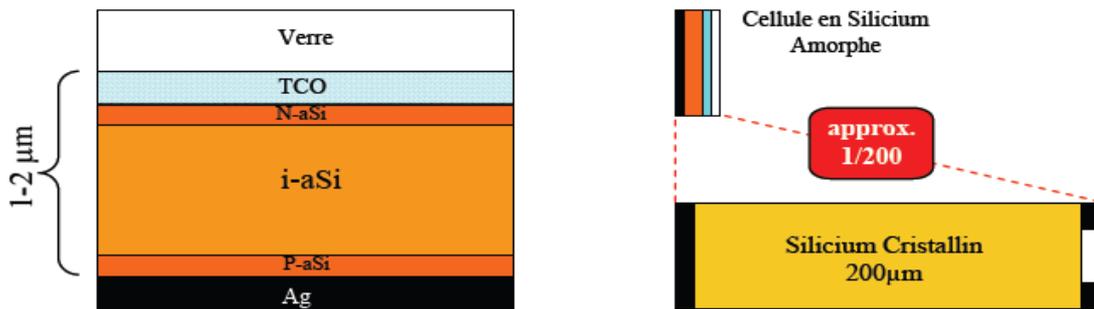


Fig. 1.12 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin.

Une étude [24] affirme qu'un module en a-Si produit plus d'énergie sur une année qu'un module en silicium cristallin (pour une même puissance crête installée) sur une même période et sur un même site. Ceci s'explique par un phénomène physique lié à la température.

En effet, le silicium cristallin perd de ses capacités de production au fur et à mesure que la température augmente à l'intérieur du module. Cette dépendance réduit fortement le rendement des modules en été par exemple au plus fort de l'apport énergétique solaire. Un module en silicium cristallin perd environ 0,45% de sa puissance lorsque sa température augmente d'un degré Celsius (à partir des conditions standard 25°C, AM1.5) alors que, à l'opposé, le a-Si affiche un gain de 0,175% par °C [25]. De plus, le silicium amorphe reste relativement stable et peut produire de l'énergie même sous ensoleillement diffus et sous faible éclairage (et artificiel). A côté de ces points avantageux, 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 panneaux en silicium cristallin et en particulier les premiers six mois de fonctionnement [26]. Cependant, les recherches dans ce domaine sont extrêmement actives depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Parmi les recherches poursuivies, on notera l'étude sur la

métastabilité du silicium amorphe [27]. Il s'agit en fait de comprendre l'effet Staebler-Wronski relatif à la dégradation des performances des cellules sous l'effet de la lumière. Une cellule neuve voit ses performances baisser d'environ 10% avant de se stabiliser. Les mécanismes entrant en jeu sont encore mal connus.

On peut voir dans le Tableau 1.2 un récapitulatif des différentes filières silicium présentes actuellement sur le marché. La filière silicium, cristallin comme amorphe, a donc encore un rôle prépondérant dans le développement photovoltaïque du futur.

Tableau 1.2 : Performance de la filière Silicium simple jonction.

Technologie	Rendement Typique	Influence Température	Taux de dégradation
Monocristallin	12 à 16 %	-0.442 % par °C	-0.38 % par an
Poly-cristallin	11 à 14 %	-0.416% par °C	-0.35 % par an
Amorphe	6 à 7 %	+ 0.175 par °C	-1.15 % par an

5.3.3 Les filières non silicium

Les recherches actuelles sur les matériaux PV portent également sur d'autres matériaux que le silicium, mieux adaptés à une utilisation en couches minces et délivrant de hauts rendements à des coûts relativement bas. Deux filières semblent s'imposer progressivement, l'une basée sur le tellure de cadmium (notée CdTe) et l'autre sur les alliages Cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS).

Les cellules CIGS (figure 1.13) sont constituées par empilement. Tout d'abord, une couche métallique de molybdène de 0.5µm d'épaisseur est déposée sur du verre à vitre pour réaliser le contact arrière. Puis on vient déposer une couche CIGS de type P, d'environ 1.5µm. Suit une couche de CdS ou de ZnS (pour Sulfure de Cadmium et Zinc Sulfuré) d'environ 50 nm, et enfin une couche de ZnO (Oxyde de Zinc) de type N, de 1µm, servant de contact avant conducteur et transparent. Finalement, la cellule est encapsulée par couverture par une vitre [28]. 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 2µm, et une couche conductrice de carbone servant de deuxième contact.

La technologie CIGS exhibe actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies couches minces inorganiques avec des cellules pouvant atteindre 19.9% en laboratoire [29] et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire le prix de ces

cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux. Diverses pistes existent pour essayer de remplacer les matériaux chers comme l'InGa par de l'Al. De plus, il est nécessaire également de trouver des solutions pour moins gaspiller la matière première active pendant la fabrication. Une dernière piste consiste à réduire tout simplement l'épaisseur de la couche active.

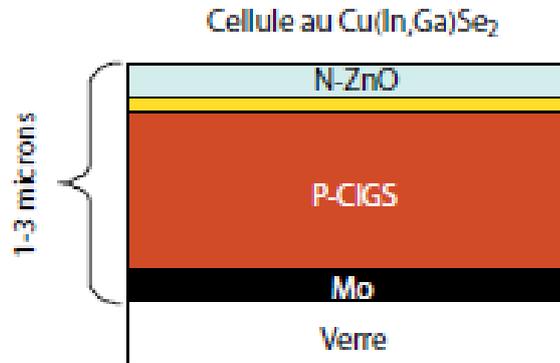


Fig.1.13 : Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS.

La simplicité chimique du matériau à base de tellure de cadmium (CdTe) et sa stabilité en font un matériau attractif. Ses propriétés thermo-physiques et ses caractéristiques chimiques permettent de fabriquer des cellules simplement et 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, le CdTe est plus facile à déposer et donc plus approprié à la production de module PV de surface importante. 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 minimes [30]. En effet, les modules en CdTe ne présenteraient pas de risques sanitaires et environnementaux, et un simple recyclage des modules en fin de vie résoudrait définitivement le problème de pollution. L'utilisation de CdTe dans les modules photovoltaïques est en fait beaucoup moins inquiétante que d'autres utilisations du cadmium, comme par exemple dans les batteries Ni-Cd. Contrairement aux wafers de siliciums, les cellules ne peuvent pas être extraites et réutilisées presque telles quelles. Elles doivent impérativement repasser par une étape métallurgique.

D'un point de vue rendement énergétique, la filière CdTe, présente des rendements de cellules record de 16.5% en laboratoire et des modules commerciaux à près de 10.7% [31]. L'Europe et les USA produisent déjà des panneaux en couches minces CdTe. Leurs

rendements avoisinent les 9% et les coûts de fabrication semblent être compétitifs avec la filière c-Si.

5.3.4 Les multi-jonctions en couches minces

Pour améliorer les performances des cellules à couches minces, des architectures double et triple jonctions ont été développées [32]. Elles sont inspirées des cellules multi-jonction développées initialement pour le spatial pour bénéficier au maximum du spectre solaire. Elles présentent néanmoins une mise en oeuvre plus simple et mieux maîtrisée aujourd'hui pour le marché terrestre. Nous pouvons citer par exemple les cellules tandem à base de silicium à la fois amorphe et polycristallin (a-Si/ μ c-Si) [32], (figure 1.14). Les meilleurs rendements stabilisés en laboratoire sont de l'ordre de 12% pour ces cellules. Il s'agit comme pour les multi-jonctions d'empiler deux cellules photovoltaïques qui absorbent des photons de longueurs d'onde différentes. Par ce mécanisme, l'ensemble tandem composé de l'association de deux cellules, permet d'absorber un plus large spectre lumineux et ainsi produire plus d'énergie qu'une cellule simple jonction. La première couche en silicium amorphe absorbe une partie du spectre alors que l'autre partie, qui la traverse, est absorbée par la seconde couche en silicium microcristallin. Le procédé de fabrication est le même que pour les couches minces, les différentes couches qui composent la cellule sont déposées par plasma (PECVD) sur un substrat de verre.

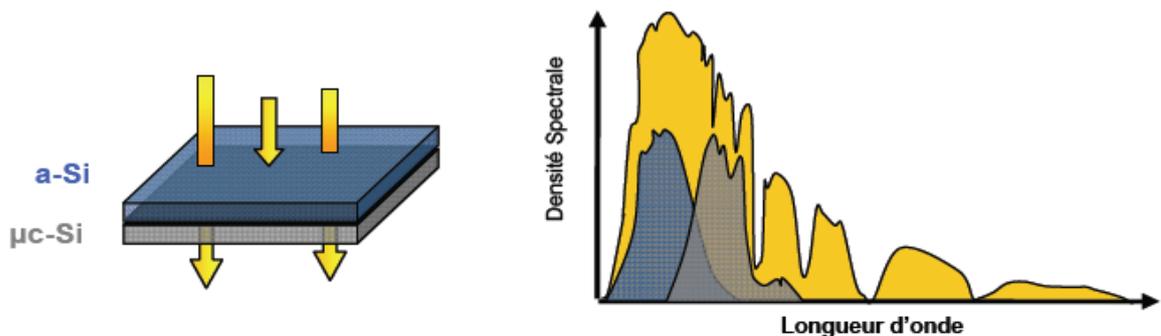


Fig. 1-14 : Cellule Tandem a-Si/ μ c-Si & spectre solaire et spectres d'absorption.

Un triple jonction, particulièrement prometteuse, à base de silicium amorphe a été développé au NREL (National Renewable Energy Laboratory) au Colorado, en association avec United Solar Systems Corp. Cette nouvelle structure se compose de trois couches qui capturent différentes longueurs d'onde, doublant les rendements par rapport à la limite théorique des jonctions simples [33]. La première cellule, qui capture les photons bleus, fait appel à un matériau a-Si disposant d'un gap de 1.8eV. La cellule centrale en silicium amorphe et germanium (10 à 15% de concentration en Ge) dispose d'un gap de 1.6eV qui permet

d'absorber les photons verts. La cellule arrière, en aSi-Ge (40 à 50% de Ge), capture les photons rouges et infrarouges (Gap de 1.4eV). Des modules commerciaux triple-jonction en support souple sont déjà disponibles avec des rendements avoisinant les 7% pour des films solaires de 1m². Le meilleur rendement de cellule triple-jonction a-Si/a-SiGe/a-SiGe s'élève à 13% en laboratoire. Maintenant, le passage à l'échelle industrielle et à la production de modules multi-jonction performants sont les principaux défis auxquels doit faire face cette technologie afin d'avoir un développement complet.

Les constituants du tandem sont des cellules avant de type PIN en silicium polymorphe hydrogéné (pm-Si:H) et des cellules arrière en silicium microcristallin hydrogéné (μ c-Si:H). Il possède des propriétés électroniques améliorées par rapport au a-Si:H et est moins sensible au phénomène de dégradation sous lumière. Ce matériau contient également plus d'hydrogène que le a-Si:H et possède un gap plus grand (1.8 à 1.9eV au lieu de 1.7eV). Ces éléments font du pm-Si:H un meilleur candidat pour la cellule avant d'une structure tandem que le traditionnel a-Si:H. Le silicium microcristallin hydrogéné (μ c-Si:H) possède un gap nettement plus petit que celui du pm-Si:H, entre 1.1 et 1.5eV selon la fraction cristalline du matériau. Il s'agit donc d'un matériau adapté pour la réalisation de la cellule arrière dans une association de type tandem avec une cellule en pm-Si:H.

Pour améliorer ces deux matériaux réputés pour leur meilleure stabilité par rapport au silicium amorphe, les travaux ont porté sur l'efficacité du dopage et surtout sur l'augmentation de la vitesse de dépôt, qui est un des freins actuels au développement industriel. Un effort particulier a été dédié à la cellule arrière en silicium microcristallin, plus épaisse que la cellule avant, et qui constitue donc l'élément limitant du point de vue de la réalisation industrielle. A ce titre, une nouvelle voie de dépôt de couches minces a été explorée, à partir de plasma assisté par résonance électronique, avec l'objectif d'atteindre des vitesses de dépôt de 150 nanomètres par minute [34].

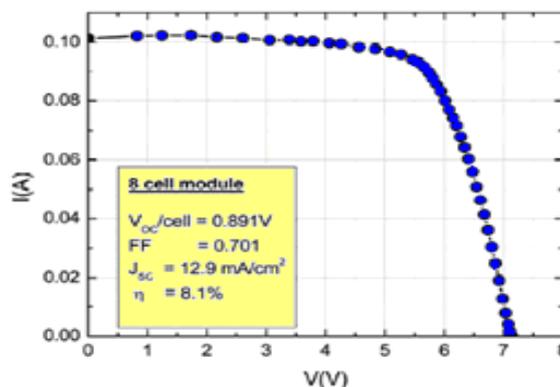


Fig. 1.15 : Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque en pm-Si:H développé par le LPICM. Association de 8 cellules en série.

La figure 1.16, montre la caractéristique I(V) d'un module en pm-Si:H développé par le LPICM avec une vitesse de dépôt de 48nm/min. Les modules fabriqués à partir de ces deux types de cellules sont ensuite associés à partir de couches intermédiaires isolées. L'avantage de cette association est de pouvoir accéder à chaque type de cellules indépendamment. Ainsi, elle permet de s'affranchir de la contrainte habituelle des cellules tandem, à savoir l'ajustement des courants dans chacune des cellules dépendant des cellules produisant le moins de courant et la réalisation d'une jonction intermédiaire de type tunnel. L'objectif de cette dissociation est de procurer davantage de souplesse pour une gestion optimale des puissances disponibles en sortie qui comme les courants ne sont pas maximales dans les mêmes conditions. Ceci est conditionné par la conception d'étages d'adaptations performants entièrement adaptés aux caractéristiques de chaque couche de matériau [35].

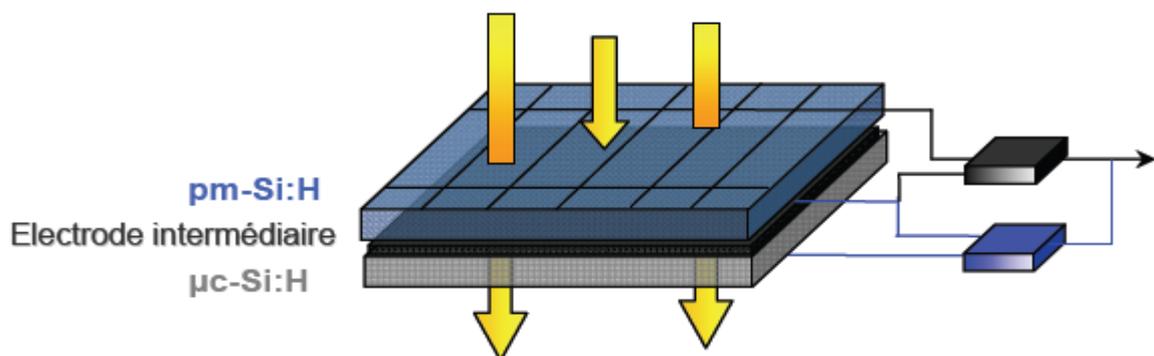


Fig. 1.16: Cellule Tandem avec électrode intermédiaire pour une gestion indépendante de chaque cellule.

Deux types de structures peuvent alors être étudiés. D'une part une structure, dite à 4 électrodes, pour laquelle les cellules polymorphe et microcristalline sont séparées électriquement et physiquement, soit par préparation indépendante suivie d'assemblage au moyen d'une couche d'élastomère de silicone, soit par dépôts successifs avec mise en place d'une couche de résine silicone d'isolation électrique mais totalement transparente (figure 1.16). Les structures à 4 électrodes peuvent être fabriquées par post assemblage des cellules ou modules polymorphe et microcristallin fabriqués séparément.

Outre la structure à quatre électrodes à partir de deux modules assemblés, on peut envisager d'autres solutions pour des modules tandem monolithiques à trois ou quatre fils. Par exemple, une structure, dite à 3 électrodes, peut être formée en déposant successivement les deux cellules et en les couplant électriquement par une couche intermédiaire de TCO, agissant à la fois comme contact électrique et comme réflecteur pour la cellule polymorphe. Il est aussi

possible de réaliser une structure monolithique à quatre électrodes en intercalant une couche diélectrique à base de résine entre deux couches de TCO.

Dans tous les cas de figure, comme les caractéristiques intrinsèques des deux types de matériaux répondent différemment aux longueurs d'onde du spectre solaire, chaque type d'association de cellules ne présentera pas la même caractéristique I(V) et donc pas le même point de puissance optimal.

Les figures 1.17 et 1.18 montrent l'évolution des rendements record des principales filières photovoltaïques actuelles et la simulation des caractéristiques I (V) des cellules des différentes filières photovoltaïques respectivement. On y retrouve les différentes cellules au silicium monocristallin et poly-cristallin, les cellules au silicium amorphe, les cellules en alliage de diSélénure de Cuivre Indium Galium (noté CIGS), au tellure de cadmium (CdTe), mais aussi les cellules à base de composés III-V qui appartiennent à la catégorie des cellules multi-jonctions. A côté des filières bien établies, sont apparues de nouvelles filières, basées sur l'utilisation de colorants ou de matériaux organiques, qui n'en sont qu'à leurs balbutiements.

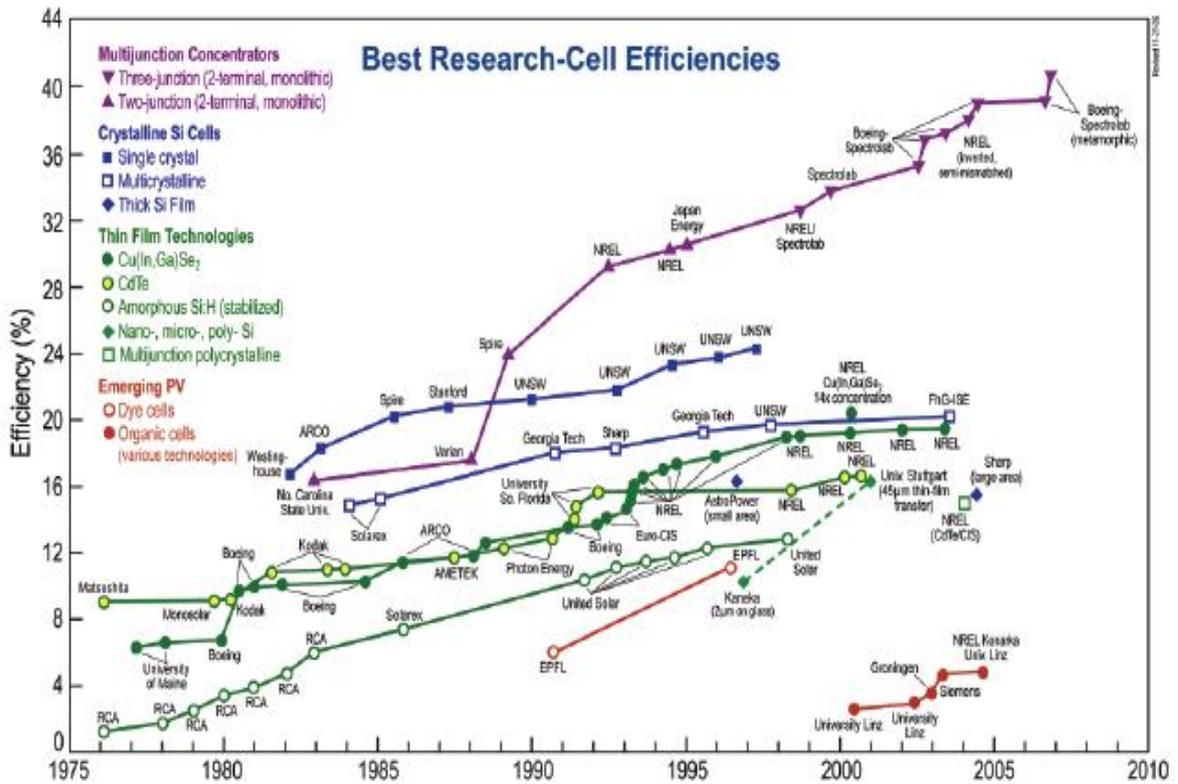


Fig. 1.17 : Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire. Source

NREL (National Renewable Energy Laboratory) [36].

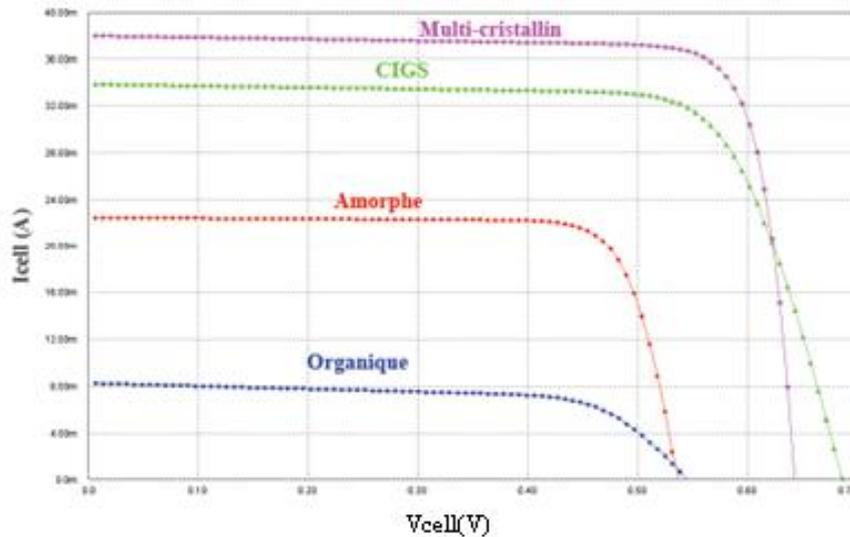


Fig.1.18 : La caractéristique I(V) simulée des cellules pour différentes filières photovoltaïques [36].

6. LES PERTES FONDAMENTALES ET TECHNOLOGIQUES DANS LES GPV

Le rendement de conversion photovoltaïque peut être exprimé en tenant compte des facteurs de pertes [37] :

$$\eta = \frac{\int_0^{\lambda_g} P(\lambda) d\lambda}{\int_0^{\infty} P(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{E_g \int_0^{\lambda_g} N(\lambda) d\lambda}{\int_0^{\infty} P(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{qV_{OC}}{E_g} \cdot FF \cdot (1 - R) \cdot \frac{A_f}{A_t} \cdot \eta_d \cdot \eta_{col} \quad (1.2)$$

Certains facteurs ont des limites fondamentales sur lesquelles on ne peut pas intervenir. D'autres facteurs sont d'ordre technologique et peuvent être optimisés. Parmi les pertes technologiques (explication tableau I-3), la réflexion en face avant est un problème lié au traitement de la surface et à la couche antireflet déposée ; le taux d'ombre est induit par le schéma de grille. Cette grille a déjà fait l'objet de certains travaux d'optimisation aux laboratoires. Plusieurs voies se présentent dans l'objectif d'améliorations du rendement de collecte : amélioration du matériau, optimisation des contacts et de la couche antireflet...etc.

Tableau 1.3 : Pertes limitant le rendement de conversion des GPV.

PERTES FONDAMENTALES		PERTES TECHNOLOGIQUES	
<i>Pertes par les photons de grande longueur d'onde du spectre solaire</i>	Les photons dont l'énergie est inférieure à $E_g - E_{\text{photon}}$ ne peuvent contribuer à la création de paires électron-trou.	<i>Reflexion</i>	Une partie de l'énergie incidente est réfléchi par la surface non métallisée de la cellule. Les pertes par réflexion sont considérées comme un problème technologique qui peut être résolu par la mise en œuvre de traitements de surface spéciaux et des couches antireflets.
<i>Pertes par énergie excédentaires des photons</i>	Un photon génère seulement une paire électron-trou. Le reste de l'énergie, supérieure à la largeur de bande interdit, est principalement dissipé en chaleur	<i>Couverture du contact en face avant</i>	A_f est la superficie de la surface avant non couverte par le contact métallique et A_t est l'aire totale. Il s'agit d'une limite technologique engendrée par le taux de couverture $1 - A_f/A_t$. Le taux de couverture est un compromis entre les pertes de puissance dues à « l'ombre » des contacts et les pertes FF provoquées par la résistance série.
<i>Facteur de tension</i>	Le facteur de tension est le rapport de la tension maximale développée par la cellule (V_{oc}) et la tension correspondant au gap (E_g/q).	<i>Absorption incomplète due à l'épaisseur limitée de la cellule</i>	Des techniques spéciales peuvent augmenter de manière significative l'absorption même dans des cellules très fine
		<i>Rendement de collection</i>	Tous les porteurs photogénérés ne sont pas tous collectés. Certains se recombinaison dans le matériau ou aux surface. Des procédés de croissance du silicium et de réalisations des cellules peuvent réduire ces recombinaisons à un minimum fondamental.

7. ARCHITECTURE ACTUELLE DES GPV COMMERCIAUX

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance, insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires. Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). D'autre part, une

association parallèle de N_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. La caractéristique électrique globale courant/tension d'un générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des $N_s \times N_p$ cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport N_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport N_p parallèlement à l'axe des courants.

Dans certaines conditions d'éclairement non uniforme et de fonctionnement proche du court circuit, une cellule du groupement série peut même être soumise à la tension des (N_s-1) autres cellules appliquée en inverse et ainsi fonctionner en récepteur en dissipant une puissance importante qui peut la détruire si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée. Pour éviter cela, il faut disposer une diode D_p connectée en parallèle, appelée "*diode by-pass*". L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès l'apparition d'une tension en inverse aux bornes du groupement limite cette dernière à la valeur V_d de la tension directe de conduction de la diode choisie et la puissance dissipée à $V_d \times I_s$. Des modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses. De façon duale, une diode "*anti-retour*" D_r , doit protéger des voies en parallèle des courants inverses. La figure 7 montre le câblage typique d'un réseau de cellules ou de modules photovoltaïques munis de ces diodes protectrices [38].

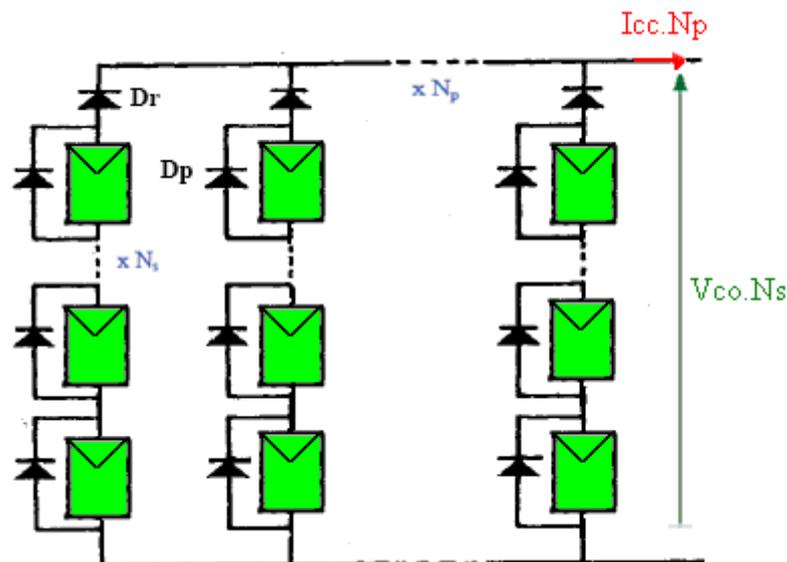


Fig. 1-19: Architecture actuelle des GPV.

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photovoltaïque n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques

électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques.

Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, ...etc.) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable. Actuellement, pour en faire une source d'énergie proprement dite, un grand nombre de chercheurs du monde entier travaillent pour la rendre plus abordable en termes de flexibilité, de rendement et de coûts.

8. LE FACTEUR DE FORME DES GPV

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 (ou de remplissage) en anglais noté « Fill Factor (FF) ». Il est illustré sur la figure 1.20. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \cdot V_{co}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [39].

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (1.5)$$

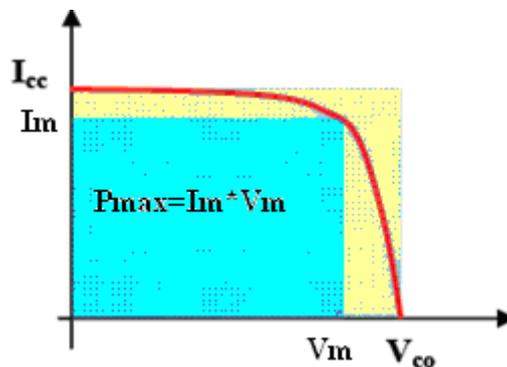


Fig. 1.20 : Notion de facteur de forme FF pour un générateur photovoltaïque.

9. MODELISATION ET SIMULATION DES GPV

Dans la littérature il existe plusieurs modèles électriques qui décrivent le fonctionnement des GPV, entre autres le modèle idéal, à deux paramètres, à quatre paramètres, à cinq paramètres, à deux exponentielles... etc. [40]. Par ailleurs, d'autres modèles empiriques ont été proposés, tels que ceux décrits par SNL (Sandia National Laboratory, USA) [41].

Dans cette partie une simulation sous Matlab/Simulink de quelques modèles a été effectuée.

9.1 Modèle idéal

Le schéma équivalent du modèle idéal du GPV (figure 1.21), comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairage, en parallèle avec une diode qui modélise la jonction PN. Ce modèle peut s'appliquer sur tout type de GPV à simple jonction d'une manière idéalisée.

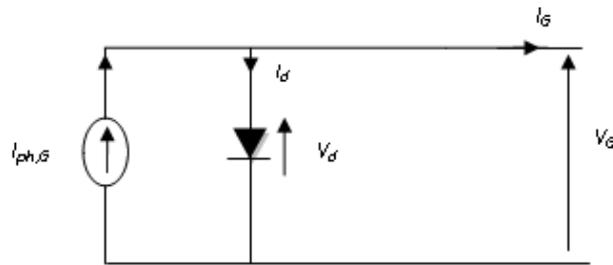


Fig. 1.21 : Modèle idéal du GPV.

L'équation donnant le courant du GPV s'écrit comme suit :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{d,G} \quad (1.6)$$

Avec :

$$\begin{cases} I_G = n_p I \\ I_{d,G} = n_p I_d \\ V_G = n_s V \end{cases} \quad (1.7)$$

Par substitution, l'équation de la caractéristique I-V du GPV devient :

$$I_G = I_{ph,G} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V_G)}{n n_s kT}\right) - 1 \right] \quad (1.8)$$

Le modèle idéal est décrit sous Simulink comme suit:

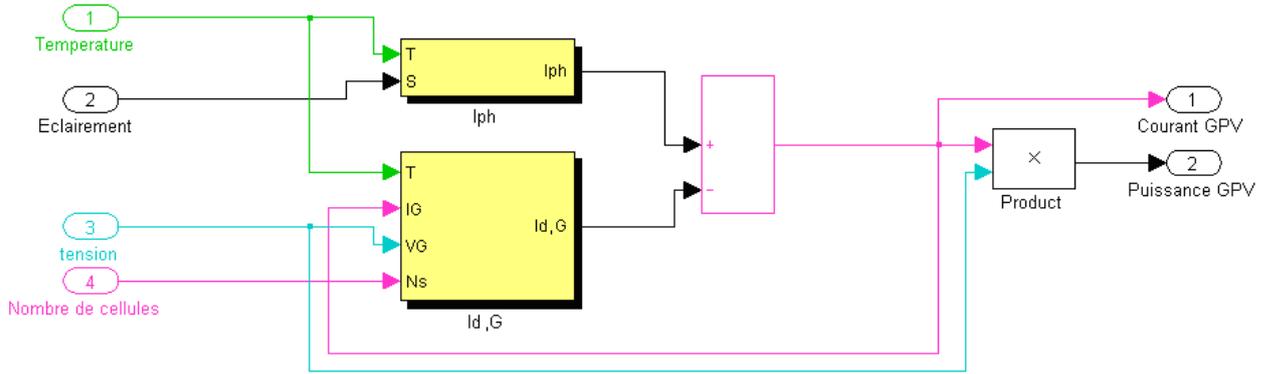


Fig. 1.22 : Modèle idéal du GPV sous Simulink.

9.2 Modèle à deux paramètres

Le modèle idéal ne représente pas bien les GPV à simple jonction à cause des pertes dues aux courants de fuites et aux contacts métalliques. Le modèle dit à deux paramètres modélise les GPV en tant que source de courant qui modélise toujours l'éclairement, une diode qui modélise la jonction PN et une résistance série $R_{s,G}$ qui modélise les pertes au niveau des contacts de récolte des paires électron-trou et les pertes des connexions. Ce modèle ne prend pas en compte les courants de fuites et de recombinaison au niveau des matériaux et de la jonction PN, figure 1.23.

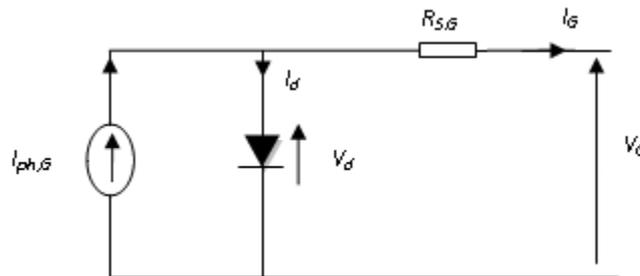


Fig. 1.23 : Modèle à deux paramètres du GPV

Le courant généré par le GPV est :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{d,G} \tag{1.9}$$

Avec :

$$\begin{cases} I_G = n_p I \\ I_{d,G} = n_p I_d \\ I_{ph,G} = n_p I_{ph} \end{cases} \tag{1.10}$$

En utilisant les notations suivantes:

$$\begin{cases} V_G = n_s V \\ R_{s,G} = \frac{n_s}{n_p} R_s \end{cases} \quad (1.11)$$

On obtient l'expression finale de la caractéristique I-V du GPV :

$$I_G = I_{ph,G} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V_G + R_{s,G} \cdot I_G)}{n n_s k T}\right) - 1 \right] \quad (1.12)$$

Le modèle à deux paramètres est présenté sous Simulink par la figure suivante:

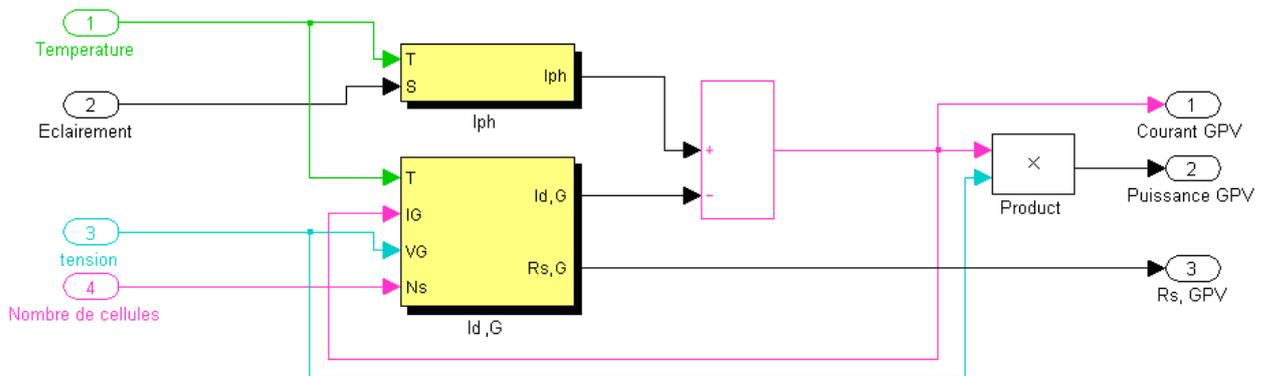


Fig. 1.24 : Modèle à deux paramètres du GPV sous Simulink.

9.3 Modèles à cinq paramètres

Le modèle à cinq paramètres dit aussi modèle à une exponentielle ou à une diode, prend en considération tous types de perte d'énergie, aussi bien au niveau des contacts de connexion qu'au niveau des matériaux semi-conducteurs constituant la jonction PN. Ce modèle est une forme de représentation schématique d'un GPV où l'on considère que ce dernier est un générateur de courant avec ses différents éléments électriques placés dans un circuit caractérisant ainsi les phénomènes de fuite. L'exponentielle représente le courant de diffusion Shockley. On note que la résistance série $R_{s,G}$ modélise les pertes dues aux contacts métalliques et des connexions et la résistance shunt $R_{sh,G}$ modélise les courants de fuites, de recombinaisons soustraits directement des courants photogénérés et de diffusion dans la jonction PN. La figure suivante présente le modèle électrique à cinq paramètres du GPV.

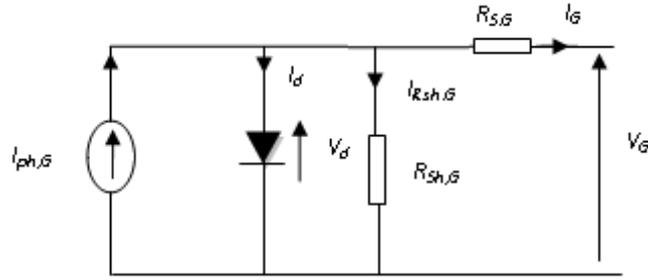


Fig. 1.25: Modèle à une exponentielle du GPV.

Pour ce modèle le courant du GPV est donné par :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{d,G} - I_{Rsh,G} \quad (1.13)$$

Avec :

$$\begin{cases} I_G = n_p I \\ I_{d,G} = n_p I_d \\ I_{ph,G} = n_p I_{ph} \\ I_{Rsh,G} = n_p I_{Rsh} \end{cases} \quad (1.14)$$

En utilisant les notations suivantes:

$$\begin{cases} V_G = n_s V \\ R_{S,G} = \frac{n_s}{n_p} R_S \\ R_{Sh,G} = \frac{n_s}{n_p} R_{Sh} \end{cases} \quad (1.15)$$

On obtient l'expression finale de la caractéristique I-V du GPV :

$$I_G = I_{ph,G} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V_G + R_{S,G} \cdot I_G)}{n n_s k T}\right) - 1 \right] - \frac{V_G + R_{S,G} \cdot I_G}{R_{Sh,G}} \quad (1.16)$$

Ce modèle est jugé comme le plus proche de la réalité des cellules PV à simple jonction.

Sous Simulink ce modèle est présenté comme suit:

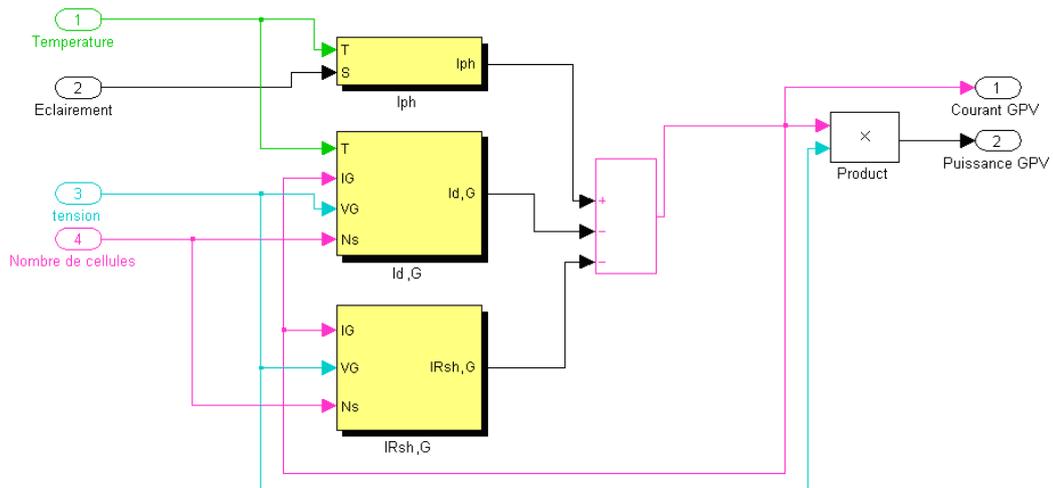


Fig. 1.26 : Modèle à cinq paramètres du GPV sous Simulink.

9.4 Modèles à deux diodes

Le modèle à deux diodes dit aussi à deux exponentielles présente une description plus complète que celle donnée par le modèle à une exponentielle. La diode dans le modèle à une exponentielle modélise uniquement le courant de diffusion de Shockley avec, idéalement, un facteur de qualité égal à l'unité. Expérimentalement, pour une bonne description, il est nécessaire de considérer un facteur de qualité différent de l'unité. Ce qui fait que le modèle à deux exponentielles qui représente séparément le courant de diffusion de Shockley et le courant dû à la recombinaison par centres de pièges dans la zone de charge d'espace est plus précis. Ainsi les deux diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires à la surface du matériau d'une part et dans le volume du matériau d'autre part. Le schéma équivalent du GPV selon ce modèle, est représenté sur la figure 1.27.

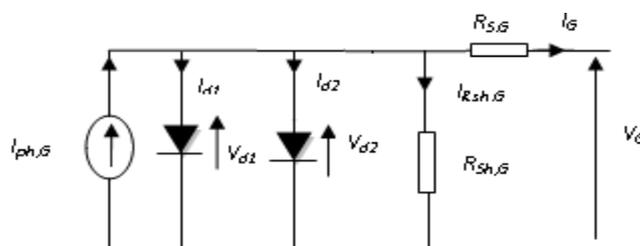


Fig. 1.27 : Modèle à deux exponentielles du GPV.

Le courant du GPV est :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{d1,G} - I_{d2,G} - I_{Rsh,G} \quad (1.17)$$

Avec :

$$\begin{cases} I_G = n_p I \\ I_{d1,G} = n_p I_{d1} \\ I_{d2,G} = n_p I_{d2} \\ I_{ph,G} = n_p I_{ph} \\ I_{Rsh,G} = n_p I_{Rsh} \end{cases} \quad (1.18)$$

En utilisant les notations suivantes:

$$\begin{cases} V_G = n_s V \\ R_{s,G} = \frac{n_s}{n_p} R_s \\ R_{sh,G} = \frac{n_s}{n_p} R_{sh} \end{cases} \quad (1.19)$$

On obtient l'expression de la caractéristique I-V du GPV :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{q(V_G + R_{s,G} \cdot I_G)}{n_1 n_s kT}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{q(V_G + R_{s,G} \cdot I_G)}{n_2 n_s kT}\right) - 1 \right] - \frac{V_G + R_{s,G} \cdot I_G}{R_{sh,G}} \quad (1.20)$$

Le modèle à deux exponentielles est modélisé sous Simulink par la figure suivante:

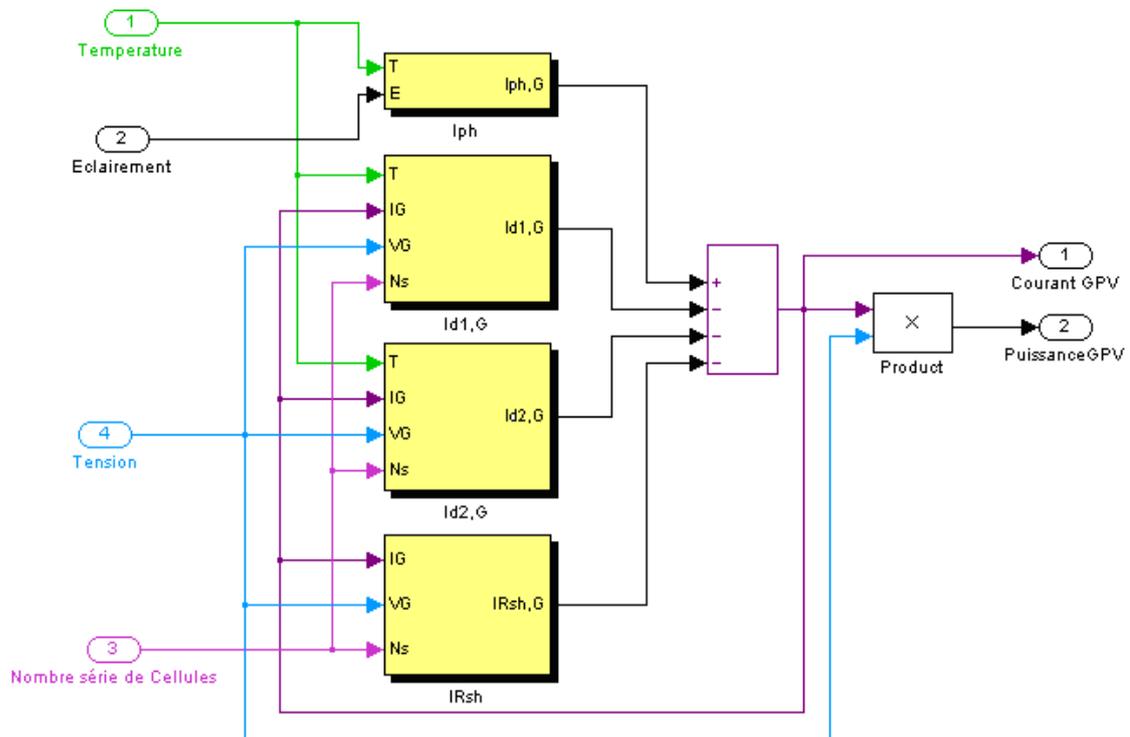


Fig. 1.28 : Modèle à deux diodes du GPV sous Simulink.

9.5 Modèle empirique de SNL

Sandia National Laboratory (Albuquerque, USA) a élaboré un modèle de capteur PV, permettant à la fois de tester des capteurs ainsi que d'estimer leur productivité. Les principaux avantages du modèle sont les suivants :

- La variation du spectre solaire en fonction de la position du soleil dans le ciel, et son influence sur le rendement photovoltaïque, est prise en compte ;
- Le modèle prend aussi en compte l'angle d'incidence du rayonnement direct sur le GPV. La face avant du module PV étant en général composée d'une vitre, celle-ci ne laisse pas passer le rayonnement de la même manière suivant l'angle d'incidence de ce rayonnement. Ce phénomène apparaît dès que l'angle d'incidence (par rapport à la normale au module PV) dépasse 60° ;
- La méthode permet de prendre en compte le fait que les STC (Standard Test Conditions), c'est à dire les conditions de références suivant lesquelles les grandeurs représentant le module sont mesurées par les constructeurs, sont bien différentes des conditions normales de fonctionnement. Dans ces conditions de référence, la température de fonctionnement des cellules PV est égale à 25°C , ce qui correspond à une température ambiante aux alentours de 0°C , ce qui est rarement le cas dans la pratique ;

La performance du modèle SNL est fondée sur des équations empiriques. Cependant, il réalise sa polyvalence et la précision du fait que les équations individuelles utilisées dans le modèle sont issues des différentes filières des GPV. Ce modèle prend en compte les effets électriques, thermiques, solaires et optiques pour les cellules solaires [42]. La démarche de modélisation des performances a été bien validée par de vastes essais en plein air des modules PV, et par des études inter-comparaison avec d'autres laboratoires et organismes d'essais [40, 43]. La forme du modèle est donnée par des équations utilisées lors du calcul de la puissance attendue et l'énergie produite par le GPV, en supposant que les coefficients de performance prédéterminés du module et l'information sur les ressources solaires sont disponibles.

Ce modèle est décrit par l'ensemble d'équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{cc}(E, T_c, AM_a, AOI) = \left(\frac{E}{E_0}\right) f_1(AM_a) \cdot f_2(AOI) \{1 + \alpha_{I_{cc}} \cdot (T_c - T_0)\} \\ Ee = I(E, T_c = T_0, AM_a, AOI) / I_{cc0} \\ V_{oc}(E_e, T_c) = V_{oc0} + C_3 \cdot \ln(E_e) + \beta_{V_{oc}} \cdot (T_c - T_0) \\ V_m(E_e, T_c) = V_{m0} + C_4 \cdot \ln(E_e) + C_5 \cdot \{\ln(E_e)\}^2 + \beta_{V_m} \cdot (T_c - T_0) \\ I_{cc}(E_e, T_c) = C_1 + Ee \{C_2 + \alpha_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_0)\} \\ P_m = I_m \cdot V_m \\ FF = P_{mp} / (I_{cc} \cdot V_{oc}) \end{array} \right. \quad (1.21)$$

C1, C2, C3, C4, C5 Coefficients semi-empiriques.

Ce modèle nécessite d'effectuer des mesures sur le GPV une fois installé.

Sous Simulink ce modèle est modélisé comme suit :

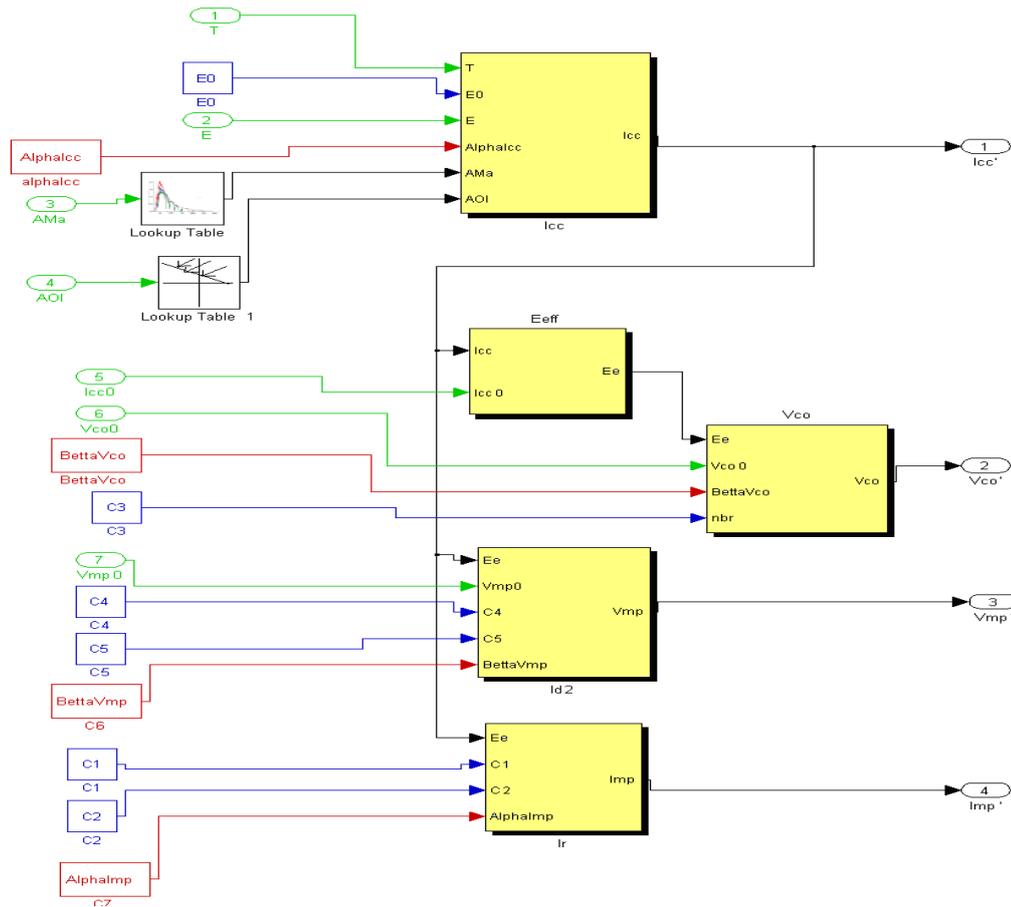


Fig.1.29 : Modèle SNL du GPV sous Simulink.

9.6 Modèle du GPV basé sur le modèle de température de la cellule

La température a une influence importante sur le phénomène photovoltaïque. Nous avons élaboré un modèle qui permet de prendre en considération la partie thermique, en se basant sur les équations fondamentales du fonctionnement du GPV selon le modèle à une diode et celle du modèle de température de la cellule (l'ensemble d'équations 1.22). La figure suivante décrit ce modèle sous Simulink.

$$\begin{cases}
 I_G = I_{ph,G} - I_S \left[\exp\left(\frac{q(V_G + R_{s,G} \cdot I_G)}{n n_s kT}\right) - 1 \right] - \frac{V_G + R_{s,G} \cdot I_G}{R_{sh,G}} \\
 I_{ph,G}(T) = I_{ph}(T=298^\circ K) \frac{E}{E_0} \left[1 + (T - 298^\circ K) \cdot 5 \cdot 10^{-4} \right] \\
 I_S = K T^3 e^{-\frac{E_g}{kT}} \\
 T_c = \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) E + T_a
 \end{cases} \quad (1.22)$$

NOCT : la température de fonctionnement normale des cellules PV (°C),

Ta : Température ambiante (°C),

E : Ensoleillement (W/m²).

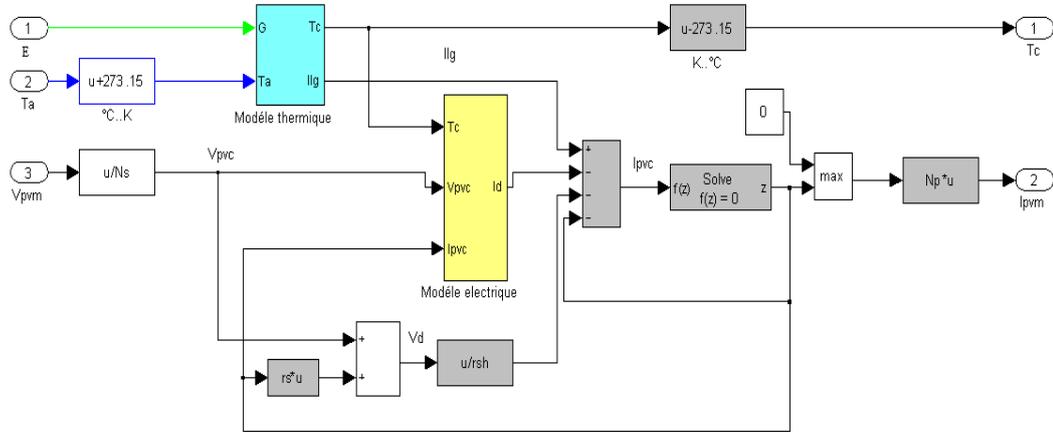
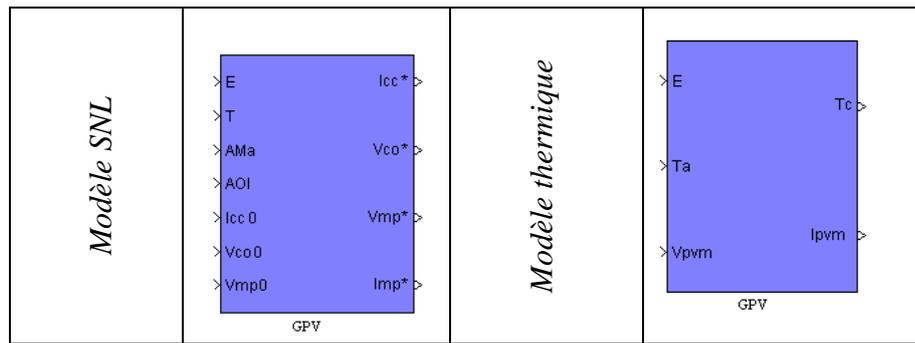


Fig. 1.30 : Modèle du GPV à base de la température de la cellule sous Simulink.

Le tableau suivant regroupe toutes les simulations précédentes des modèles étudiés du GPV sous forme d'une bibliothèque sous Matlab/Simulink.

Tableau 1.4 : Bibliothèque des modèles étudiés du GPV sous Matlab/Simulink.

Type de modèle	Simulink GPV Block	Type de modèle	Simulink GPV Block
<i>Modèle idéal</i>	<ul style="list-style-type: none"> > T Courant > Puissance > E Tension > ns Iph,G > np Id,G GPV	<i>Modèle à cinq paramètres</i>	<ul style="list-style-type: none"> > T Courant > Puissance > E Tension > ns Iph,G > Id,G > Rs,G > np IRsh,G GPV
<i>Modèle à deux paramètres</i>	<ul style="list-style-type: none"> > T Courant > Puissance > E Tension > ns Iph,G > Id,G > np Rs,G GPV	<i>Modèle deux diodes</i>	<ul style="list-style-type: none"> > T Courant > Puissance > E Tension > ns Iph,G > Id1,G > Id2,G > Rs,G > np IRsh,G GPV



La figure suivante montre la création d'une bibliothèque des modèles GPV « *Photovoltaic Library* » sous Simulink.

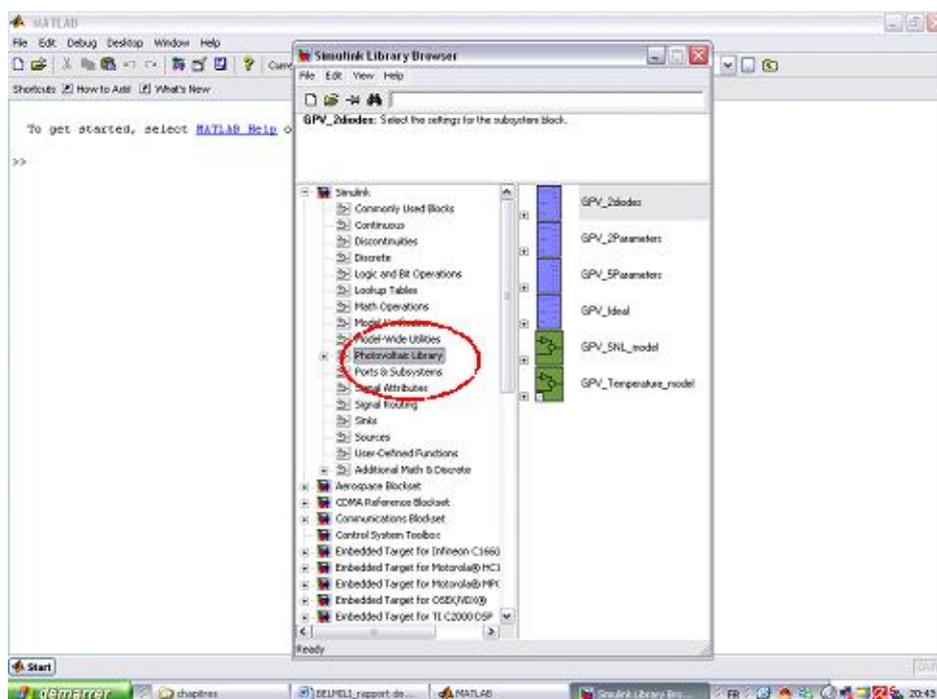


Fig. 1.31 : Création d'une bibliothèque des modèles GPV sous Simulink.

Selon la caractéristique courant/tension, une étude comparative des différents modèles étudiés a été évaluée (figure I.32). On remarque que les modèles à deux diodes, à cinq paramètres et celui basé sur le modèle de température de la cellule sont relativement proches. Ils expriment bien le fonctionnement du GPV. En plus, ces modèles sont faciles à implémenter dans le dimensionnement et la simulation des systèmes photovoltaïques. Le modèle à deux paramètres se rapproche au modèle idéal. Ces deux modèles manquent de précision pour exprimer le fonctionnement du GPV. Le modèle de SNL présente un peut plus loin une caractéristique des modèles à une diode et à deux diodes. Ce modèle est plus précis par rapport aux autres modèles, car il prend en considération plusieurs facteurs tels que la

variation du spectre solaire et l'angle d'incidence du rayonnement. Autrement il est fondé sur des équations empiriques, avec des coefficients de performances prédéterminés et de la disponibilité des ressources solaires. Tous ces facteurs rendent ce modèle difficile à utiliser pour la caractérisation des GPV ainsi que pour le dimensionnement et la simulation des chaînes de conversion photovoltaïque.

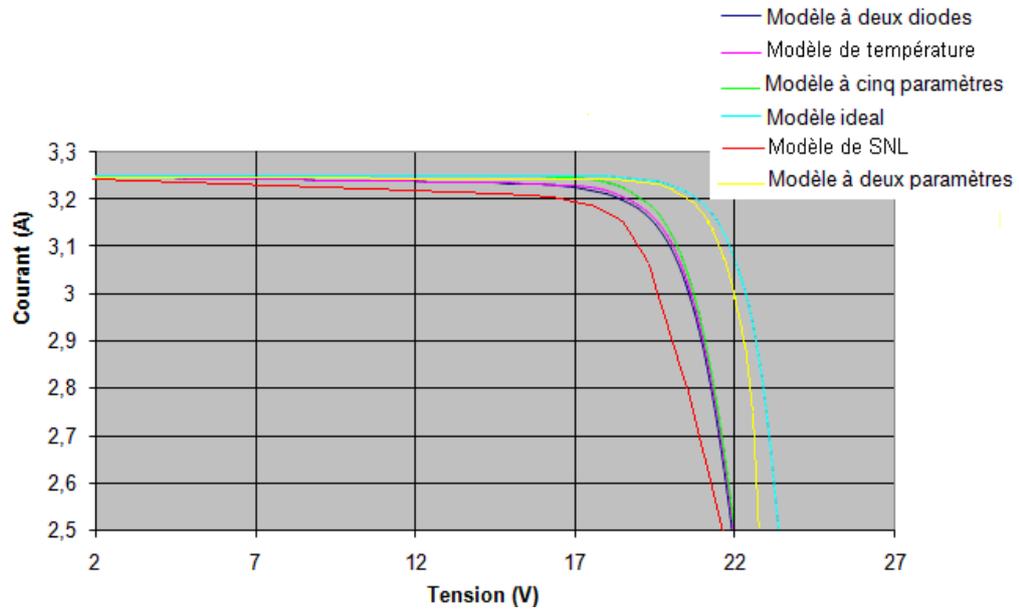


Fig. 1.32 : Comparaison entre les caractéristiques I(V) des modèles étudiés.

10. MODELISATION ET SIMULATION DES GPV SOUS ORCAD-PSPICE SELON LE MODELE A UNE DIODE

Le modèle électrique de la figure 1.25 est facilement adaptable à tout logiciel de type circuit. Nous l'avons utilisé pour modéliser par exemple la caractéristique d'une cellule en silicium multi-cristallin à l'aide du logiciel de simulation électrique PSpice. Nous retrouvons en Figure 1.35, les éléments du schéma électrique équivalent présenté précédemment. La résistance non-linéaire nous a servi à reproduire la caractéristique réelle d'une diode à jonction PN.

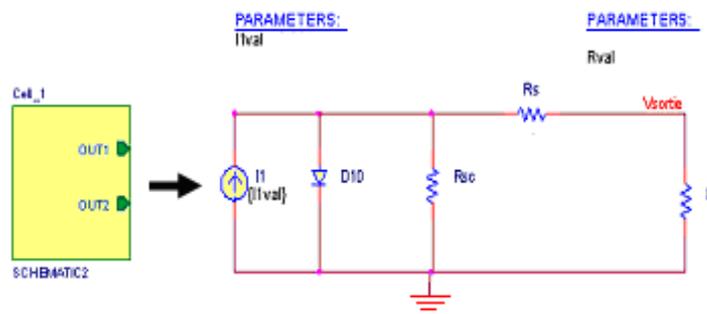


Fig. 1.33: Sub-circuit et circuit interne de la cellule photovoltaïque sur Orcad-PSpice.

Grâce à ce montage simplifié, nous pouvons simuler les caractéristiques statiques d'une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement et à une température constante donnés, quelle que soit sa technologie. Il suffit simplement de modifier les paramètres du modèle pour avoir les bonnes caractéristiques.

La simulation d'un module PV sous Orcad-PSpice est basée essentiellement sur le schéma d'une cellule photovoltaïque individuelle. Orcad-PSpice nous permet de créer une bibliothèque des cellules, et de modules pour construire tout un champ photovoltaïque. La figure suivante décrit le modèle électrique d'un module PV.

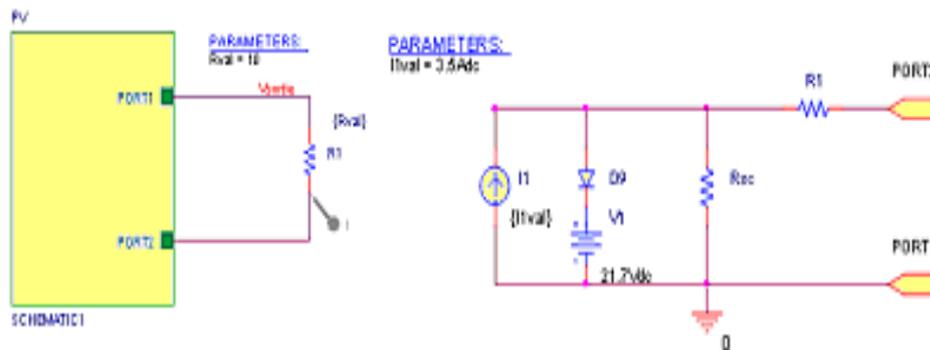


Fig. 1.34 : Exemple de simulation d'un module PV sous Orcad-PSpice.

11. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE ET DE L'ECLAIREMENT SUR LES CARACTERISTIQUES I(V) ET P(V) DU GPV

En réalité le changement de l'ensoleillement et de la température s'effectue simultanément. Dans ce qui suit nous avons procédé à la simulation du comportement de GPV vis-à-vis de ces variations selon le modèle à une diode. Les résultats sont illustrés par les figures 1.35 et 1.36.

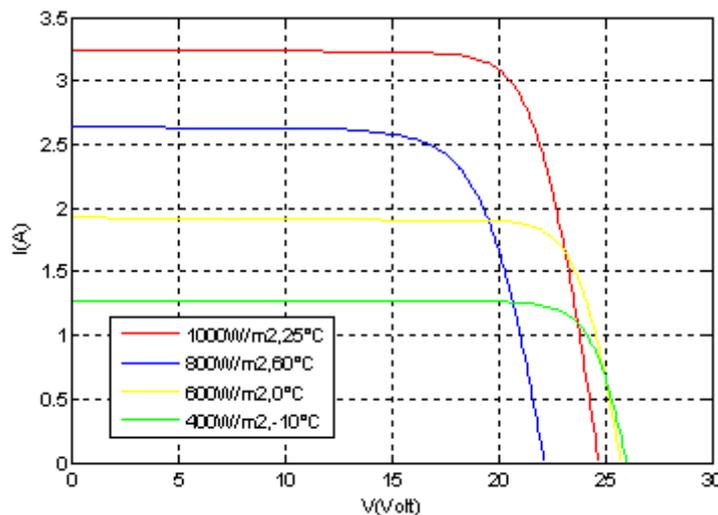


Fig. 1.35 : Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique I(V)

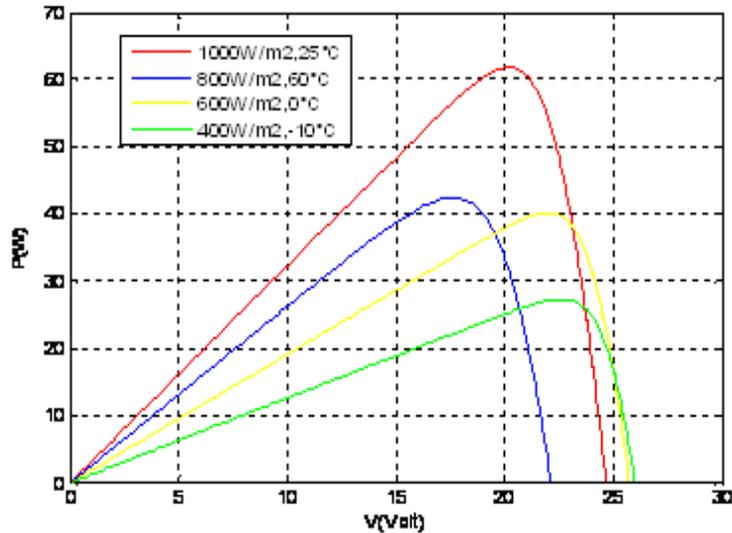


Fig. 1.36 : Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique P(V)

D'après les figures 1.39 et 1.40 nous constatons que les changements climatiques simultanée font varier en même temps le courant I_{cc} et la tension V_{co} et donc le point de puissance maximale PPM est aussi modifié. Les changements brusques du climat font donc déstabiliser les caractéristiques I-V, et P-V selon la façon dont l'éclairement et la température varient.

12. INFLUENCE DES RESISTANCES SERIE ET SHUNT SUR LES CARACTERISTIQUES I(V) ET P(V) DU GPV

Afin d'approcher du comportement réel du GPV, nous avons fait varier les résistances série et shunt et cela en prenant le cas le plus proche de l'idéal ($R_s=0\Omega$, $R_{sh}=\infty$) jusqu'au plus défavorable (où ces résistances présentent un mauvais fonctionnement du GPV), les résultats de la simulation selon le modèle à une diode sont représentés par les figures 1.37 et 1.38.

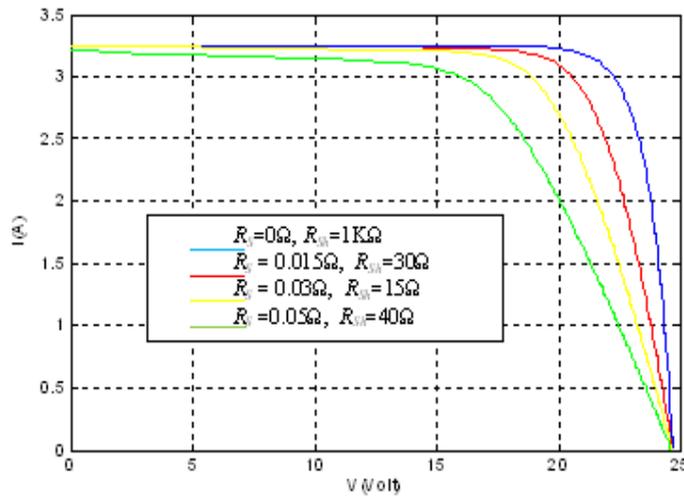


Fig. 1.37 : Influence des résistances série et shunt sur la caractéristique I(V)

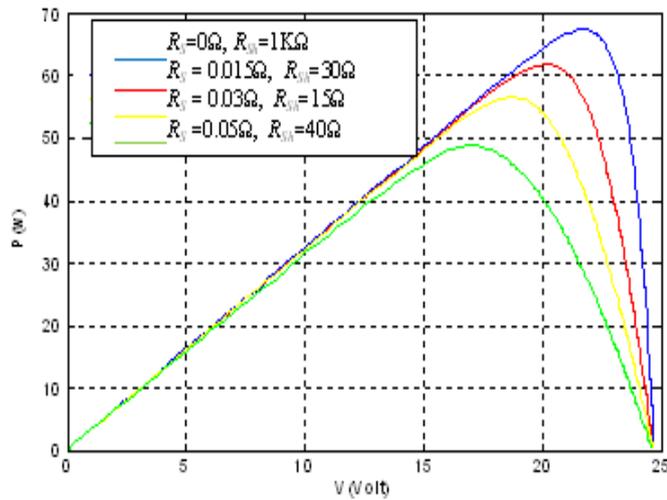


Fig. 1.38 : Influence des résistances série et shunt sur la caractéristique P(V)

Comme nous l'avons constaté précédemment, les figures 1.36 et 1.38 nous montrent que les résistances série et shunt influent peu sur I_{cc} et V_{co} . Les caractéristiques I(V) et P(V) ne sont pas autant modifiées qu'avec les changements climatiques brusques. C'est pour cette raison que dans ce qui suit nous allons nous intéresser uniquement aux variations de la température et de l'éclairement.

13. CONCLUSION

Le monde de la conversion photovoltaïque, aussi bien au niveau de la recherche qu'au niveau industriel, connaît depuis quelques années une mutation profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Ce chapitre nous a permis d'explorer le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les différentes technologies utilisées pour y parvenir. Des

aspects aussi bien technologiques qu'électriques ont été abordés afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de conversion photovoltaïque. Un élément clé dans les générateurs photovoltaïques est la capacité de conversion, qui est l'obtention de rendements très élevés. Ces recherches s'appuient sur l'analyse théorique de la conversion photon-électron adaptée à l'ensemble du spectre solaire. Celles-ci montrent que le rendement maximum théorique serait alors d'environ 85% [42]. On est loin de ces rendements. Le chemin à parcourir par rapport aux valeurs actuelles laisse un potentiel d'au moins 30% d'amélioration par rapport à des cellules classiques.

Dans notre parcours à travers les différentes filières photovoltaïques, nous nous sommes attachés à développer des modèles électriques simplifiés des générateurs photovoltaïques. Cette démarche permet de visualiser rapidement l'évolution des caractéristiques électriques des générateurs photovoltaïques. Ces données vont nous servir à alimenter les simulateurs de type circuit en ayant un comportement des GPV le plus près possible de la réalité afin de pouvoir optimiser au mieux les étages d'adaptation et la gestion nécessaires pour encore augmenter le rendement des systèmes photovoltaïques. On peut conclure que, quel que soit le matériau photosensible utilisé, une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement est un générateur non linéaire de puissance. La cellule élémentaire reste donc un générateur de faible puissance qui nécessite différentes architectures d'associations et de gestion afin de répondre à nos besoins énergétiques.

La caractérisation des générateurs photovoltaïques reste une discipline très importante, au moment ces derniers sont exposés aux différents facteurs météorologiques réels. C'est donc dans ce contexte nous développons dans le chapitre suivant un système de caractérisation des générateurs photovoltaïques avec une plateforme semi-virtuel qui va nous permettra d'identifier les paramètres des GPV en corrélation avec les caractéristiques mesurées dans le but d'établir des modèles qui se rapproche au fonctionnement réel des GPV.

CHAPITRE 2

Conception du laboratoire semi-virtuel

1. INTRODUCTION

Le test des performances des GPV est compliqué. Cette complexité est due à l'influence et l'interaction de plusieurs paramètres externes et internes. Externes tel que les variations environnementales de température, de l'ensoleillement et du vent ...etc. ; et internes comme les types des matériaux et les techniques de fabrication des cellules photovoltaïques elle même (monocristallin, poly-cristallin, amorphe, couche minces ...etc.)[44,45]. Le concept du laboratoire semi-virtuel relève de la volonté de cumuler les atouts propres à l'expérimentation à la modélisation et à la simulation numérique, dans l'objectif d'évaluer le comportement du GPV. Cela consiste à concevoir un dispositif expérimental capable d'affiner des simulations effectuées par logiciel.

Dans ce chapitre on va présentés la description de la conception et la réalisation d'un système commandé par ordinateur pour la caractérisation temps réel des GPV commerciaux (cellules et modules). La conception de ce système d'acquisition (DAQS) et de caractérisation des GPV est basée sur le développement d'une charge électronique à base des transistors de puissance type MOSFET (linear metal oxide semiconductor field effect). La commande et le contrôle de cette charge sont assurés par un microcontrôleur. Des Plateformes softwares pour l'extraction et l'identification des paramètres du GPV ont été conçues. Ces Plateformes permettent de déterminer les paramètres des GPV selon un modèle électrique choisie. Une comparaison entre les caractéristiques obtenues en temps réel et celle simulées sera présentée et discutée pour un module photovoltaïque commercialisé.

2. CONCEPTION ET REALISATION DU SYSTEME DE CARACTERISATION DES GPV

Le système que nous entreprenons de réaliser a pour but la caractérisation des GPV sous conditions météorologiques réelles. Il nous permet de tracer les caractéristiques courant-tension et puissance-tension pour différentes conditions de températures et d'intensités lumineuses ainsi que le calcul des paramètres électriques de base d'un GPV, entre autres le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et le point de puissance maximale (PPM) avec ses coordonnées I_{max} et V_{max} . Il devra, pour ce faire, agir sur le point de fonctionnement (I_p , V_p) du panneau photovoltaïque et récolter les données de la température et du flux lumineux à l'instant de mesure. Le DAQS (data acquisition system) doit transmettre toutes ces données à un ordinateur afin de les visualiser et de les traiter ultérieurement [63]. Le développement des schémas électroniques est expliqué en justifiant le choix et le dimensionnement des composants utilisés. Le passage de la théorie à la pratique

implique une bonne connaissance des limitations spécifiques à tout composant ainsi que la prise en considération du degré de complexité et donc de faisabilité du projet. Nous tenons à préciser que le choix des composants a obéi non seulement à des contraintes techniques mais aussi à des limitations d'ordre économique.

Ce système de caractérisation est basé sur une carte électronique qui comporte plusieurs blocs présentés dans la figure 2.1 :

- Bloc de la charge électronique variable,
- Bloc de gestion du système ou étage microcontrôleur,
- Bloc de mesure de la température et du rayonnement,
- Bloc de mesure du courant et de la tension du GPV,
- Bloc d'alimentation du système.

2.1 Description de chaque bloc du système

2.1.1 Bloc de mesure du courant et de la tension du GPV

Ce bloc se compose de deux chaînes :

- La première (courant) convertit le courant I_P délivré par le panneau solaire en une tension image « V_{courant} » (on la notera V_C) qui sera introduite dans le convertisseur A/N du microcontrôleur, elle se compose d'un capteur de courant puis d'un étage d'adaptation et d'amplification.
- La seconde (tension) convertit la tension délivrée par le panneau solaire en une tension image « V_{tension} » (on la notera V_T). En premier lieu un simple pont diviseur de tension se charge d'abaisser la tension V_P en une tension adéquate (au max. $V_{\text{Ref}} = 5V$) afin d'effectuer la conversion A/N, le pont est suivi d'un étage d'adaptation.

2.1.2 Bloc de mesure de la température et du rayonnement solaire

Ce bloc prend en charge la mesure de la température ambiante et du GPV ainsi que le rayonnement solaire incident sur ce dernier en temps-réel. La mesure de ces deux grandeurs s'effectue de deux manières différentes. La mesure de la luminosité s'effectue de manière analogue à la mesure du courant dans le bloc précédent, la différence réside dans le fait que la cellule de référence, contrairement au panneau solaire, est maintenue court-circuitée grâce à la résistance shunt, le courant de court-circuit étant proportionnel à la luminosité, il suffira de mesurer la différence de potentiel «d.d.p» au bornes du shunt puis de l'amplifier

adéquatement. La mesure de la température s'effectue grâce à un capteur numérique qui communique directement avec le microcontrôleur.

2.1.3 Bloc de la charge électronique

La charge électronique est l'élément primordial de notre réalisation. Elle comporte deux étages : un étage de puissance et un étage de commande.

2.1.4 Bloc de gestion de système d'acquisition

Ce bloc est à base d'un microcontrôleur (μC). C'est l'unité centrale du montage, il assure la gestion du fonctionnement globale du système. Les tâches suivantes sont lui confiées :

- Commande de la charge électronique ;
- Conversion des grandeurs analogiques (V_T , V_C , $V_{lum.}$) en grandeurs numériques ;
- Communication avec le capteur de température ;
- Transmission de données au PC et réception des consignes émanant de ce dernier via un EIA-232.

Pour être capable d'effectuer ces opérations le microcontrôleur devra disposer de plusieurs convertisseurs A/N offrant des délais de conversions suffisamment courts pour l'application présente. Il devra être muni d'un module USART (RS-232) afin de communiquer avec le PC et d'une mémoire suffisante pour accueillir le programme qui y sera introduit.

2.1.4 Bloc d'alimentation du système d'acquisition

L'alimentation est un élément essentiel de ce système, elle devra présenter de bonnes performances en termes de stabilité et de régulation. Elle comporte les sous étage suivants :

2.1.4.1 Le filtre secteur

A pour but de protéger des parasites de la ligne 220V qui risquerait de bruyé les signaux présents dans le montage, elle a aussi pour but d'empêcher les signaux présents dans le montage de polluer le secteur. Ce filtre est installé conformément aux normes CEM [46].

2.1.4.2 L'alimentations des circuits logiques

Devra fournir une alimentation stabilisée 5V pour le μC et le EIA-232 Driver .Cette tension étant utilisée comme tension de référence lors des conversions analogique numérique, nous devons veiller à sa bonne stabilité et régulation.

2.1.4.3 L'alimentation symétrique

Fournit +15V et -15V régulées et stabilisées pour les amplificateurs opérationnels utilisés dans le montage ainsi que le capteur de courant. La tension +15V est aussi utilisée pour l'alimentation de la commande de la charge électronique et des ventilateurs destinés au refroidissement des éléments de puissance présents sur la carte.

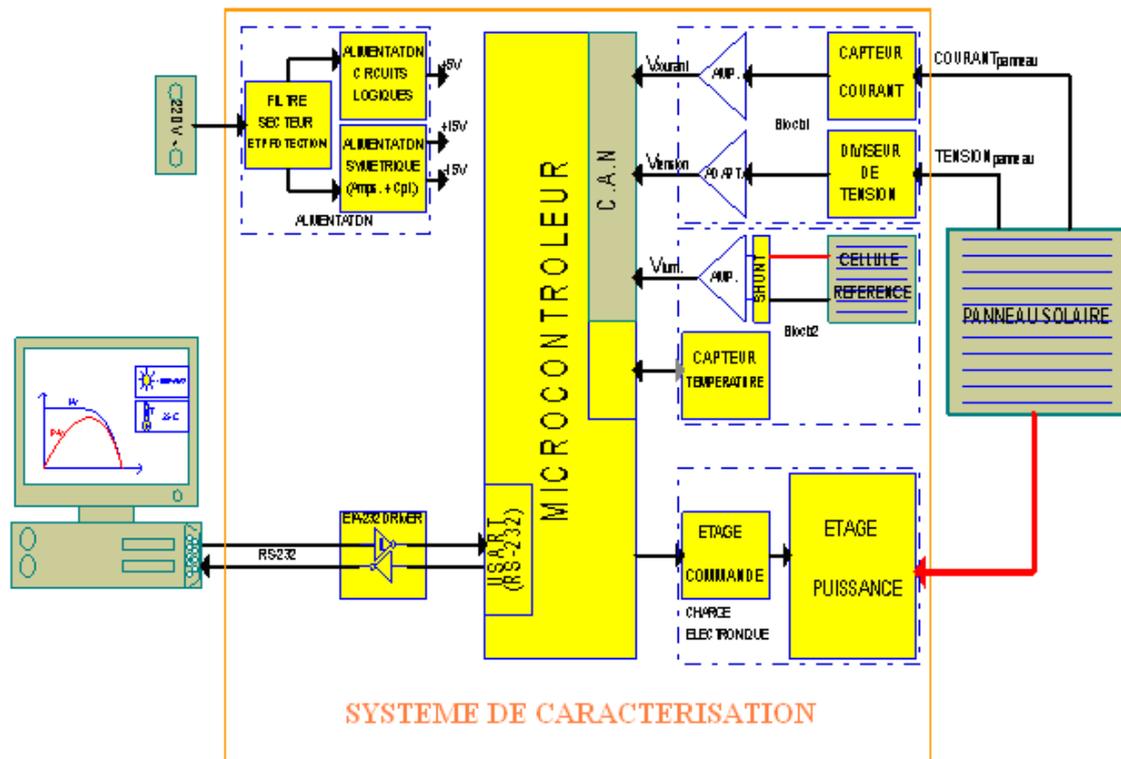


Fig. 2.1 : Schéma synoptique du système de caractérisation temps-réel des GPV.

3. REALISATION DE LA CHARGE ELECTRONIQUE

La charge électronique comporte deux étages : un étage de puissance et un étage de commande. L'étage de puissance est relié directement au panneau solaire [47], il joue le rôle d'une impédance variable permettant d'agir sur le point de fonctionnement du panneau solaire et ainsi de recueillir, en faisant varier ce dernier, les deux grandeurs I_p et V_p . L'étage de commande s'insère entre l'étage de puissance et le microcontrôle permettant de contrôler l'état de l'étage de puissance c'est-à-dire la valeur de son impédance ou d'agir soit sur le

courant ou sur la tension du panneau (ce qui aurait pour résultat de faire varier son impédance) vis-à-vis du GPV.

3.1 Principe de la charge électronique

Les deux courbes en rouge et en bleu représentent deux caractéristiques d'un même générateur photovoltaïque pour des conditions de température et de luminosité différentes ou deux caractéristiques I(V) de deux générateurs différents. Comme il est représenté sur cette figure, la variation du point de fonctionnement de Q_{CC} à Q_{CO} permet de balayer toute la caractéristique I(V) du GPV. La figure 2.2 présente la variation du point de fonctionnement suivant la charge utilisée.

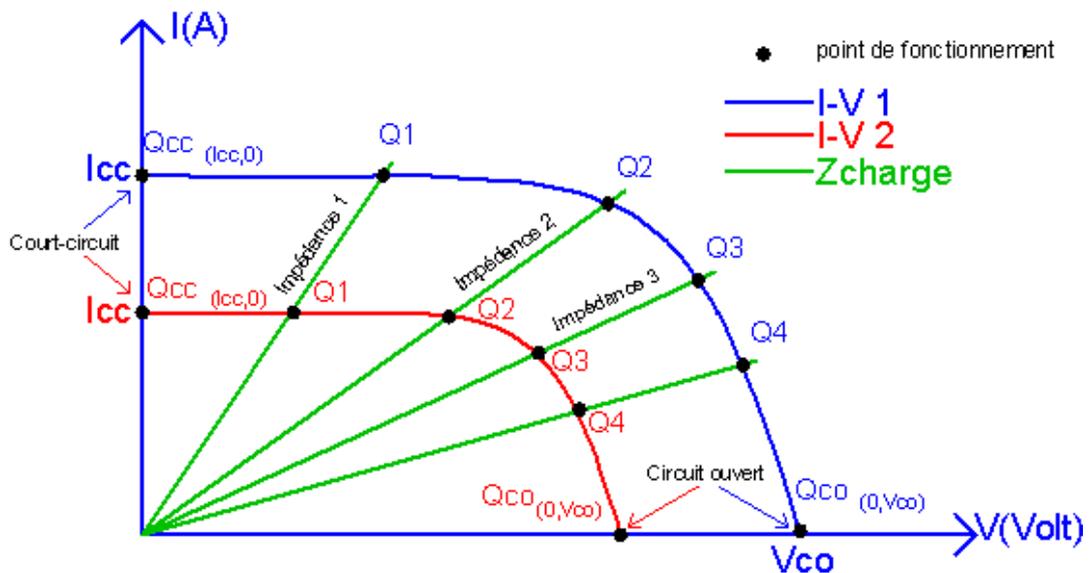


Fig. 2.2 : Variation du point de fonctionnement suivant la charge.

Le schéma de principe de la charge électronique variable est illustré sous la figure 2.3.

Il est évident que :

$$\begin{cases} I_p = I_{DS} \\ V_p = V_{DS} \end{cases} \quad (2.1)$$

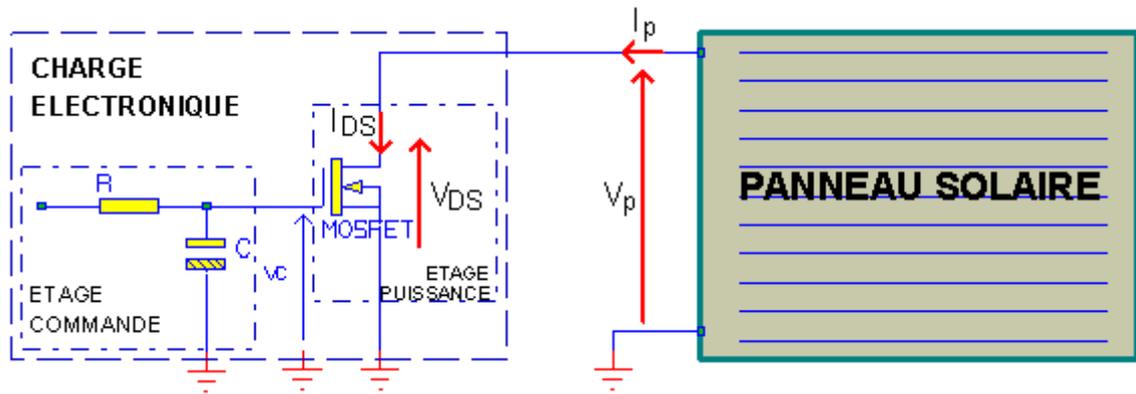


Fig.2.3 : Schéma de principe de la charge électronique.

3.2 Intérêt d'utilisation des MOSFET

Les transistors MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistors) sont plus fragiles que les bipolaires et ne supportent pas les surintensités, même brèves, ils sont plus sensibles aux champs électrostatiques (ce qui est moins valable pour les gros MOSFET). Ce sont les principaux inconvénients en ce qui nous concerne. Néanmoins l'utilisation de MOSFET offre de nombreux avantages [48] :

- Ils permettent des courants importants (plusieurs dizaines d'ampères) ;
- Ils ne sont pas sujets au phénomène de second claquage ni à l'emballement thermique, contrairement aux bipolaires [49]. Le courant drain-source à tension grille fixe diminue lorsque la température augmente ce qui rend aisée la mise en parallèle de plusieurs MOSFET pour une plus grande puissance ;
- Leur résistance $R_{DS(on)}$ peut être très faible, quelques milliohms, ce qui les rend aptes à traiter des courants forts sans chute de tension importante.

Notre étage de puissance est donc composé d'un MOSFET, qui travaille dans sa région de saturation comme un générateur de courant contrôlé par la tension V_C qui n'est autre que V_{GS} , et le courant I_{DS} aura pour expression [50,53]:

$$I_{DS} = K_N (V_{GS} - V_{th})^2 \quad (2.2)$$

Lorsque la tension $V_{GS} < V_{th} + V_{DS}$, le MOSFET passe dans sa région ohmique et se comporte comme une résistance commandée par la tension V_C ou autrement dit V_{GS} [53].

$$I_{DS} = K_N (2(V_{GS} - V_{th})V_{DS} - V_{DS}^2) \quad (2.3)$$

Le point de fonctionnement du panneau se situe à l'intersection de sa caractéristique et de celle du MOSFET. Pour un V_{GS} donné, la caractéristique de sortie est fixée, nous pouvons alors mesurer le courant I_P et la tension V_P qui représente un point de fonctionnement. Dès lors, il suffira d'agir sur V_{GS} pour balayer la caractéristique du panneau. La variation de V_{GS} est assurée par la charge d'une capacité. Etant donné que pour l'application présente nous ne jugeons pas nécessaire d'asservir le point de fonctionnement mais seulement de le faire varier de Q_{CC} (court-circuit) à Q_{CO} (circuit-ouvert), tout en s'assurant que la vitesse de défilement de la caractéristique du MOSFET soit suffisamment lente par rapport au délai nécessaire à l'acquisition d'un couple (I_P, V_P) pour un point de fonctionnement déterminé [51].

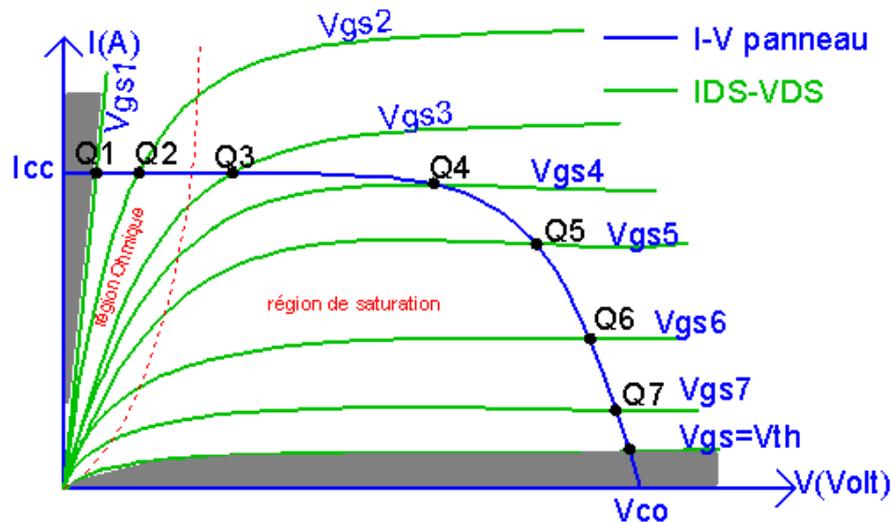


Fig.2.4 : Zones de fonctionnement du MOSFET

Nous pouvons constater que la zone de fonctionnement du MOSFET est limitée par deux régions colorées en gris comme indiqué sur la figure 2.4. La première est due au fait que le MOSFET est incapable de conduire en dessous d'un certain seuil de tension V_{GS} appelé V_{th} et que sa caractéristique ne peut donc pas descendre jusqu'à l'axe des X. La seconde région est due au fait que, même saturer, le MOSFET présente une résistance $R_{DS(ON)}$ qui limite aussi sa zone de fonctionnement. De plus, la puissance maximale que doit dissiper la charge (donc le MOSFET) correspond à la puissance maximale que peut délivrer le panneau noté P_m .

3.2 L'étage de puissance

Comme cité précédemment, le choix des MOSFET est le point crucial au bon fonctionnement de la charge. Ils doivent satisfaire aux contraintes de puissance et disposer d'une zone de fonctionnement permettant de couvrir l'ensemble des points de la caractéristique des GPV que nous voulons caractériser.

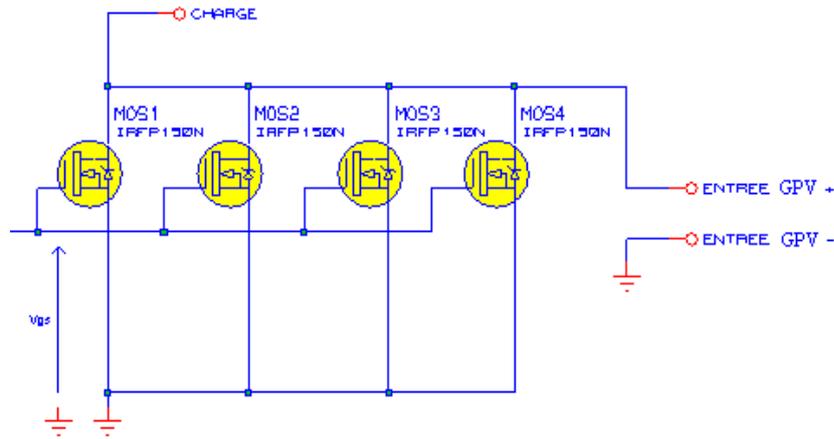


Fig.2.5 : Schéma électrique de l'étage de puissance.

3.2.1 Dimensionnement et choix des MOSFETs

Pour nos premiers tests du système de caractérisation nous avons utilisé des modules solaires commerciaux du type TE500CR+ de TOTAL ENERGIE [64].

Dans les conditions standards (25°C et $1000\text{W}/\text{m}^2$), le constructeur fournit les données suivantes :

$$\begin{cases} I_{CC} = 3.5\text{A} \\ V_{CO} = 21.7\text{V} \\ P_m = 55\text{W à } V_m = 17.5\text{V} \\ I_m = 3.1\text{A} \end{cases} \quad (2.4)$$

La carte de caractérisation est dimensionnée pour la mise de deux modules en série ou en parallèle, c à d :

$$\begin{cases} P_m = 110\text{W} \\ V_m = 21.7 \times 2 = 43.4\text{V} \\ I_m = 3.5\text{A} \times 2 = 7\text{A} \end{cases} \quad (2.5)$$

Les marges de sécurité prises nous considérons les valeurs suivantes :

$$\begin{cases} P_m = 120\text{W} \\ V_m = 50\text{V} \\ I_m = 10\text{A} \end{cases} \quad (2.6)$$

Pour cette réalisation nous avons utilisés des MOSFETs type IRFP150, dont les caractéristiques détaillées figurent en annexe 1. Leurs principales caractéristiques sont :

$$\left\{ \begin{array}{l} BV_{DSS}=100V > V_m \\ R_{dson}=0.04 \Omega \text{ petite ce qui permet d'approcher au maximum } Q_{CC}. \\ I_D=43A > I_m \\ P_D=193W @ T_J=25^\circ C > P_m \end{array} \right. \quad (2.7)$$

Leurs caractéristiques satisfont les conditions énoncées ci-dessus. Néanmoins, il est à noter que la puissance indiquée ($P_D=193W$) est la puissance que peut dissiper ce MOSFET à $T_J=25^\circ C$, qui est bien inférieure à la puissance qu'ils pourront dissiper en réalité (Température plus élevée) [54,55]. Nous utiliserons 4 IRFP150 [52]. Ce qui ramène la puissance que devra dissiper chaque MOSFET à :

$$P_{MOS} = P_m / 4 = 30W \quad (2.8)$$

En effet une mise en parallèle des ces MOSFET se fait sans précautions particulière, ceci est du à leur coefficient thermique négatif ce qui assure un auto asservissement du courant et donc une juste répartition de la puissance entre les composants.

Si chaque MOSFET doit dissiper 30W la température de la jonction ne devra pas excéder :

$$T_{J_{max}} = (P_d - P_{MOS})/A + 25^\circ C = (193 - 30)/1.28 + 25 = 152.34^\circ C = 153^\circ \quad (2.9)$$

L'utilisation de plus d'un MOSFET est ainsi justifiée.

3.2.2 *Modèle thermique d'un transistor et calcul du dissipateur thermique*

Pour favoriser les échanges thermiques entre les transistors et l'air ambiant nous faisons appel à des dissipateurs thermiques qui permettront d'évacuer la chaleur dissipée par les transistors et ainsi d'éviter à la jonction de dépasser la valeur $T_{J_{max}}$, d'échauffement qui aurait pour effet de détruire le transistor.

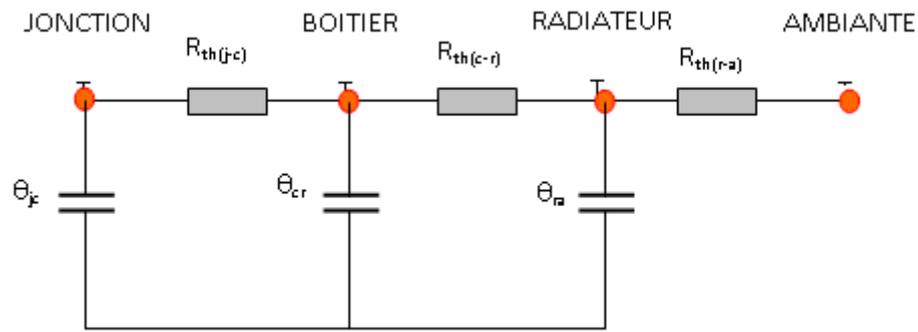


Fig.2.6 : Modèle thermique d'un transistor.

Le calcul du dissipateur thermique nécessaire à l'évacuation de la chaleur que devra dissiper chaque transistor se fait comme suit :

$R_{th(j-c)}$ est donnée par le constructeur : $R_{th(j-c)} = 0.78^{\circ}C/W$ au maximum

Par ailleurs nous savons que :

$$T_{J_{max}} - T_a = \{R_{th(j-c)} + R_{th(c-r)} + R_{th(r-a)}\} \cdot P_{Mos} \quad (2.10)$$

Supposons que la température ambiante soit de $25^{\circ}C$ donc :

$$\begin{aligned} R_{th(j-c)} + R_{th(c-r)} + R_{th(r-a)} &= (T_{J_{max}} - T_a) / P_{MOS} \\ &= (153 - 25) / 30 \\ &= 4.26^{\circ}C/W, \text{ au maximum} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Sachant que l'isolation entre le transistor et le dissipateur se fait par du mica et de la pate cylicone nous avons :

$$R_{th(c-r)} = 1^{\circ}C/W \quad (2.12)$$

Nous déduisons la valeur max de $R_{th(r-a)}$

$$R_{th(r-a)} = 4.26 - 1 - 0.78 = 2.48^{\circ}C/W, \text{ au maximum} \quad (2.13)$$

Les radiateurs utilisés sont des radiateurs en aluminium noircis, une formule empirique permet de calculer leur surface.

$$R_{th(r-a)} = \frac{1}{\sigma S} \quad (2.14)$$

Sachant que : $\sigma = 3 \text{ mW/cm}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ pour les surfaces noirs et S est la surface en contact avec l'air ambiant nous aurons :

$$S = 1/(\sigma \cdot R_{th(r-a)}) \quad \text{D'où:} \quad S = 135 \text{ cm}^2$$

Nous prenons une marge de sécurité et ainsi chaque transistor sera muni d'un dissipateur d'une surface :

$$S_{Dissipateur} = 150 \text{ cm}^2 \quad (2.15)$$

Les transistors étant disposés dans un boîtier, nous munirons les dissipateurs de ventilateurs pour favoriser la circulation de l'air dans le boîtier et éviter que sa température ne s'élève. Le calcul du débit et le dimensionnement des ventilateurs ne seront pas effectués.

3.3 L'étage de commande

La fonction la plus importante de l'étage de commande (figure 2.7) est le contrôle de la tension V_{GS} et ce de la manière suivante :

- Le circuit intégré ULN2003A regroupe dans un même boîtier 7 transistors Darlington et peut directement être interfacé avec le μC [56], chacun des Darlington permet, lorsqu'il est bloqué, une mise à la masse du collecteur.
- Les entrées B0, B1, FANCOM permettent donc de mettre à la masse respectivement les pins 7C, 6C, 5C qui correspondent aux différents collecteurs des transistors.
- Lorsque les entrées B0, B1 sont à 0 la capacité C_{CHARGE} se charge à travers la résistance R15 et D1 et se stabilise à une tension de 15V.
- La mise à 5V de B0 ou de B1 permet de la décharger soit à travers R17 ou R16 donc d'une façon rapide par $R17=100\Omega$ ou de manière lente par $R16=47k\Omega$.

Les convertisseurs utilisés permettent une résolution de 10bits (point développé plus bas) soit pour un calibre de 10A et 50V un pas de :

$$\begin{cases} \Delta I_p = 10A \div = 9.78 \text{ mA} \\ \Delta V_p = 50V \div = 48.87 \text{ mV} \end{cases} \quad (2.16)$$

Cet étage se charge aussi de l'activation des ventilateurs par la mise à 5V du pin FANCOM.

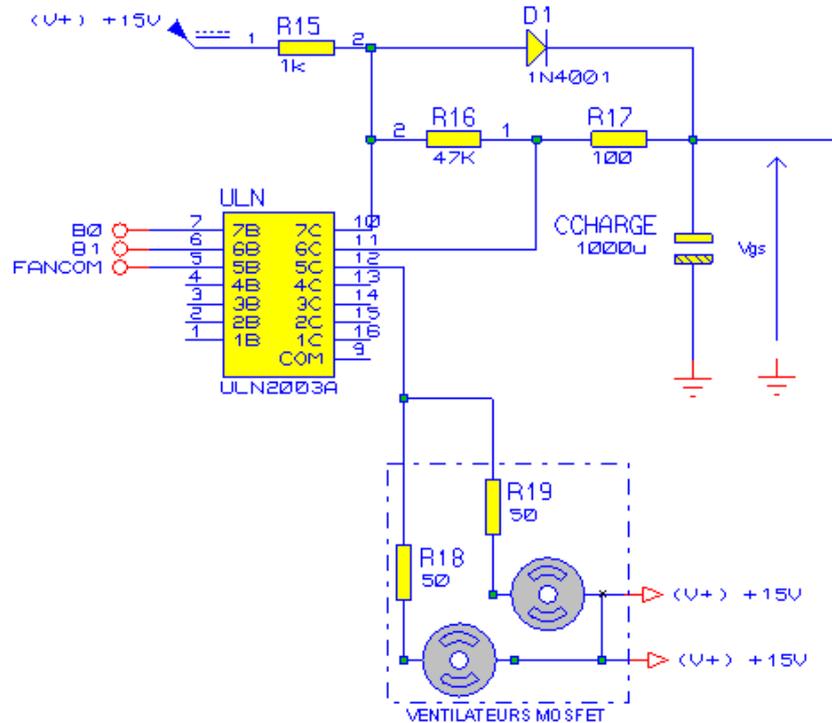


Fig. 2.7. Etage de commande.

Sachant que le délai de numérisation d'un couple (I_p , V_p) est de quelques $250\mu\text{s}$ nous devons nous assurer qu'il n'y ait pas de variation significative des valeurs de I_p et de V_p pendant ce délai.

3.3.1 Plage de variation de V_{GS}

Nous nous référons au Datasheet du IRFP150 plus particulièrement sa caractéristique de transfert que nous reportons figure 2.8.

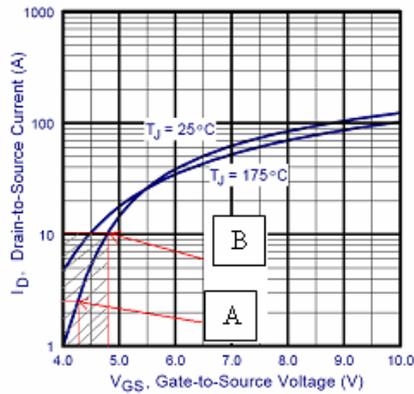


Fig.2.8 : Caractéristique $I_{DS} = f(V_{GS})$ du MOSFET.

Point A :

A supposer que le courant maximal parcouru dans chaque MOSFET est de 2.5A la tension V_{GS} correspondante est $V_{GS}(A) \cong 4.25V$.

Point B :

Le point « B » indique que la tension nécessaire au passage de 10A est $V_{GS}(B) \cong 4.8V$. Comme marge de sécurité nous prendrons $V_{GS\max} = 5V$. Donc la tension $V_{GS}(t)$ devra varier de 0V à 5V pour permettre aux transistors de passer d'un état bloqué à un état saturé et ainsi le passage de $I_D=0A$ à $I_D=I_{CC}$ c.-à-d. $0 < V_{GS} < 5V$, et ce de manière suffisamment lente comparé aux délais d'acquisition du convertisseur analogique numérique. Pour calculer la vitesse de défilement de la courbe nous procédons de la manière suivante :

La région hachurée de la caractéristique est la zone utile du graphique. Une valeur maximale de la pente peut être déduite et nous avons :

$$\left(\frac{\Delta I_{DS}}{\Delta V_{GS}} \right)_{\max} \approx \frac{10}{4.8} = 2.08A/V \quad (2.17)$$

Nous supposons que la capacité C_{CHARGE} est chargée, elle est donc à 15V. Nous commençons par la décharger rapidement à travers la résistance $R17=100\Omega$ jusqu'à ce qu'elle atteigne la valeur $V_{GS}=5V$, à partir de cette instant les MOSFET commencent à se bloquer et le courant I_D à décroître.

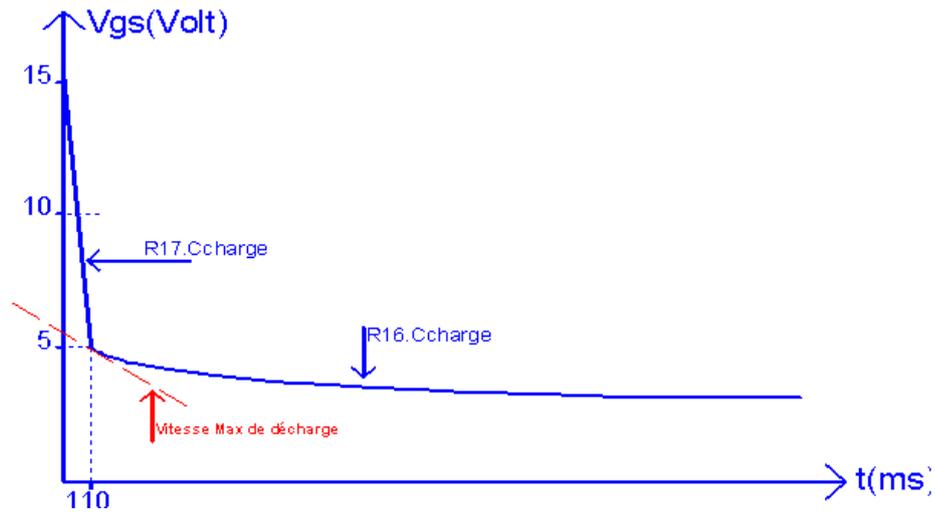


Fig.2.9 : Variation du V_{GS} en fonction du temps.

La vitesse maximale de décharge de la capacité et donc de variation de V_{GS} et de :

Pour $t > 110$ ms:

$$V_{GS}(t) = 5 \cdot \exp\left(\frac{-(t - 110 \cdot 10^{-2})}{C_{charge} \cdot R_{16}}\right) \quad (2.18)$$

$$\left(\frac{\Delta V_{GS}}{\Delta t}\right)_{\max} = \left(\frac{dV_{GS}}{dt}\right)_{(t=110ms)} = \frac{5}{C_{charge} \cdot R_{16}} = 106.38 \text{ mV/s} \quad (2.19)$$

D'où nous pouvons déduire la vitesse de variation maximale de I_D :

$$\left(\frac{\Delta I_{DS}}{\Delta t}\right)_{\max} = \frac{\Delta I_{DS}}{\Delta V_{GS}} \cdot \frac{\Delta V_{GS}}{\Delta t} = 0.221 \text{ A/s} \quad (2.20)$$

Alors : pendant $100\mu\text{s}$ la variation maximale de I_D est :

$$\begin{cases} \Delta I_{DS \max} = \left(\frac{\Delta I_{DS}}{\Delta t}\right)_{\max} \cdot T_{CONV} = 0.0221 \text{ mA} \\ \Delta I_{DS \max} \ll \Delta I_D \end{cases} \quad (2.21)$$

4. BLOC DE GESTION DU SYSTEME

La gestion du système est assurée par un microcontrôleur. Le microcontrôleur utilisé un μC PIC16F876A manufacturé par MICROCHIP, c'est un composant usuel qui dispose de caractéristiques suffisantes pour notre application, nous pouvons citer les suivantes [62] :

- Six (06) convertisseurs Analogique \ Numérique. (3 seulement seront utilisés) ;
- 8K de programme flash ;
- Emetteur récepteur universel synchrone et asynchrone (Universal Synchronous Asynchronous Receiver Transmitter) (USART/SCI) pour la communication RS232;
- Horloge programme de 5Mhz (en utilisant un oscillateur externe de 20Mhz).

(Les caractéristiques détaillées sont présentées sur le Datasheet du composant – annexe 2).

Nous utilisons pour la programmation le compilateur CCS qui permet un développement rapide des applications et le logiciel PROTEUS ISIS 7 Professional pour la simulation. Le μC est connectée au reste des étages comme suit :

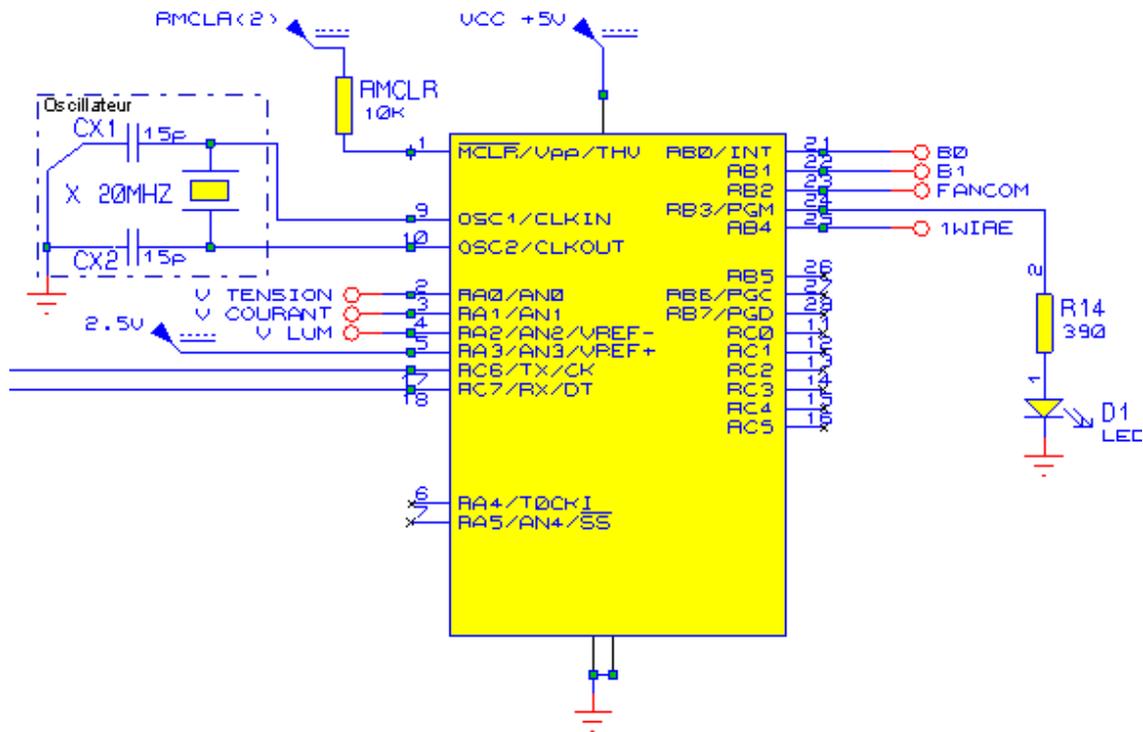


Fig.2.10 : Raccordement du microcontrôleur au reste des étages.

4.1 Sorties numériques du μC

- B0, B1, FANCOM sont reliés à l'étage de commande présenté précédemment.
- B3 assure l'allumage de la LED.
- B4 est reliée directement au Capteur de température.

4.2 Entrées analogiques au μC

- A0, A1, A2 sont des entrées analogiques servant à numériser les tensions : V_{tension} , V_{courant} , et V_{lum} .
- A3 est prise comme référence de tension pour le convertisseur.

4.3 L'oscillateur

Est composé d'un Quartz X 20Mhz et de deux capacités CX1, CX2 d'une valeur de 15pF.

4.4 La communication

La communication est assurée par le module USART présent dans le μC , ce dernier se charge de communiquer suivant le protocole RS232. Ce module doit être configuré de manière similaire à celui présent au niveau de l'ordinateur de visualisation des résultats, (un PC : Personnel Computer) :

Baud : 57600	Bits de données : 8
Parité : aucune	Bit de stop : 1

4.5 La programmation

L'organigramme principale ainsi les sous programme de la gestion du système est présenté ci-dessous (Voir programme du PIC en annexe 2).

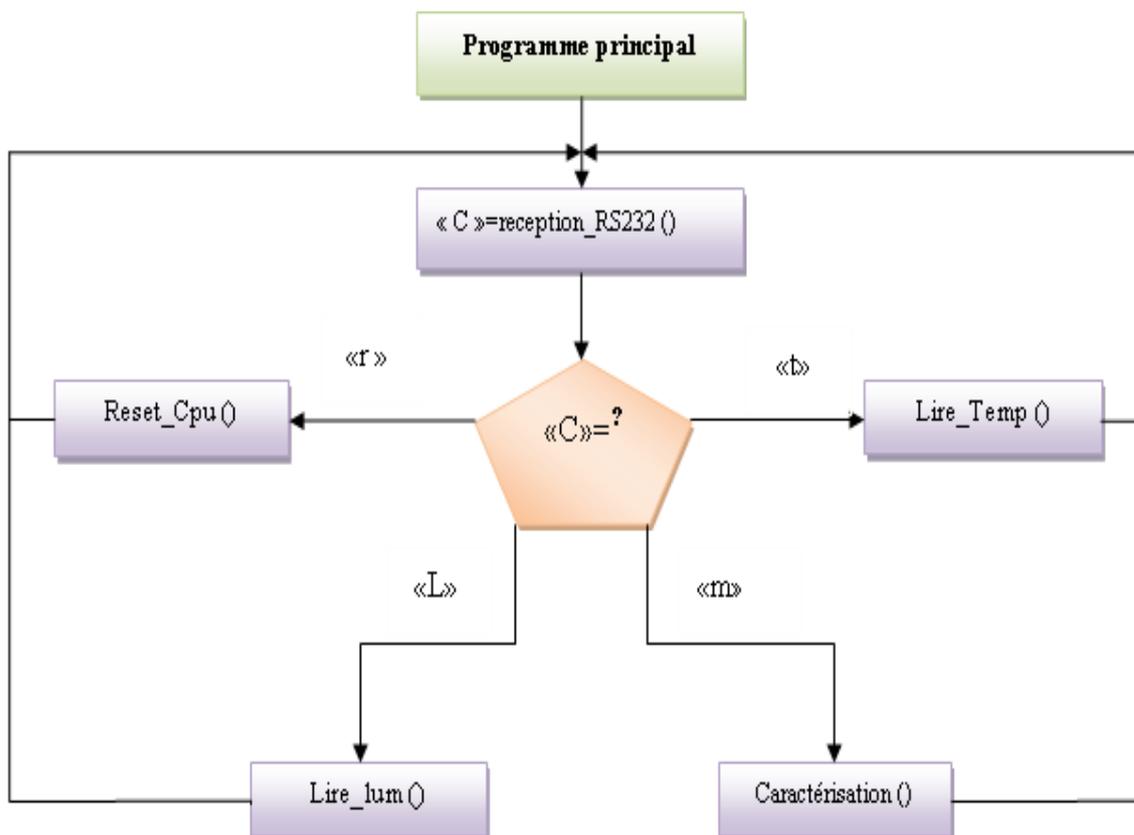


Fig.2.11. Organigramme principale.

4.6 La conversion Analogique/Numérique :

Le convertisseur analogique/numérique au niveau du microcontrôleur 16F87X, offre plusieurs combinaisons de fonctionnement. Nous avons la possibilité de configurer les tensions de référence que les entrées qu'on choisit de définir comme entrées analogiques, pour notre part nous utiliserons deux combinaisons :

La première combinaison

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Toutes les entrées sont analogiques.} \\ V_{\text{Ref}^-} = V_{\text{SS}} = 0\text{V} \text{ et } V_{\text{Ref}^+} = V_{\text{DD}} = 5\text{V} \end{array} \right.$$

La deuxième combinaison

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Les entrées A0, A1, A2 sont des entrées analogiques.} \\ V_{\text{Ref}^-} = V_{\text{SS}} = 0\text{V} \text{ et } V_{\text{Ref}^+} = V_{\text{Ref}^-} = 2.5\text{V} \end{array} \right.$$

De cette manière nous pouvons améliorer la précision de la mesure en disposant de deux calibres. La résolution du convertisseur est configurable sur 8bits ou 10bits, nous le configurerons sur 10bits. Le fabricant permet aussi d'agir sur le délai de conversion, et ce en configurant T_{AD} (temps de conversion par bit) qui peut être configuré de la manière suivante [62]:

Tableau 2.1 : Configuration du temps de conversion par bit.

AD Clock Source (TAD)		Maximum Device Frequency
Operation	ADCS1:ADCS0	Max.
2TOSC	00	1.25 MHz
8TOSC	01	5 MHz
32TOSC	10	20 MHz
RC ^(1, 2, 3)	11	(Note 1)

Nous opterons pour la troisième configuration qui permet de minimiser au maximum le délai de conversion et ainsi nous obtenons en utilisant une horloge de 20Mhz :

$$T_{\text{AD}} = 32 \div 20\text{Mhz} = 1.6\mu\text{s} \quad (2.22)$$

Nous appelons $T_{l_{conv}}$ le temps de conversion d'une tension présente sur un canal. Nous notons T_{conv} le temps nécessaire à la conversion d'un couple ($V_{courant}$, $V_{tension}$). Donc pour un couple (I, V) nous devrons attendre :

$$T_{conv} = 2T_{l_{conv}} + \text{temps de basculement} + \text{marge} \quad (2.23)$$

Temps de basculement : il faut prévoir des délais entre deux conversions successives sur un même canal ou lors d'un changement de canal pour assurer une conversion correcte de la donnée. Nous pouvons trouver sur le Datasheet du PIC16F87X l'équation suivante :

$$T_{l_{conv}} = 12.t_{ad} + T_{acq} = 37.4 \mu S \quad (2.24)$$

D'où:

$$\begin{cases} T_{CONV} = 2.(37,4) + 4 + \text{marge} = 100 \mu s \\ T_{CONV} = 100 \mu s \end{cases} \quad (2.25)$$

4.7 Le EIA-232 Driver

Nous optons pour l'adaptation des niveaux de tensions entre le PIC (CMOS compatible TTL) et le PC (logique négative $\pm 15V$) pour un circuit intégré usuel MAX232 comme indiqué sur la figure 2.12.

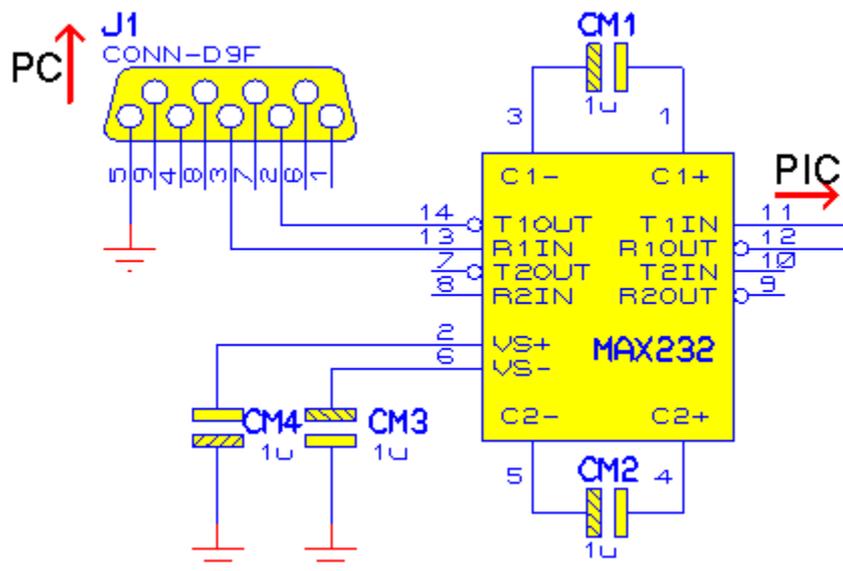


Fig.2.12 : Brochage du circuit MAX232 avec le port RS232 et le reste de la carte.

5. MESURES DE LA TEMPERATURE ET DU RAYONNEMENT SOLAIRE

5.1 Mesure de la température

Le capteur de température utilisé est un capteur DS18B20 manufacturé par DALLAS [59]. Notre choix s'est porté sur ce capteur essentiellement pour sa facilité d'interfaçage avec le microcontrôleur. En effet contrairement à la majorité des capteurs présents sur le marché, le DS18B20 propose une sortie numérique avec le bus de communication 1Wire. Ce bus permet de communiquer avec une série de capteurs (ou d'interface 1Wire en général), tous reliés sur le même bus. Le nombre de périphériques ainsi reliés peut atteindre plusieurs centaines, et dépasser une longueur de 300m. Il offre aussi l'avantage d'éviter (si on le souhaite) de l'alimenter et se contente de l'alimentation présente sur le 1Wire lorsque le μC envoie une tension de 5V (mode : alimentation parasite). Pour notre part nous utilisons 1 seul capteur de température, mais il est possible d'en augmenter le nombre si on souhaite recueillir plusieurs températures [60] et ce en n'apportant uniquement des modifications à niveau Soft (programme du μC) ne limitant pas ainsi les possibilités d'amélioration, (pour le détail du protocole est présent Annexe 2).

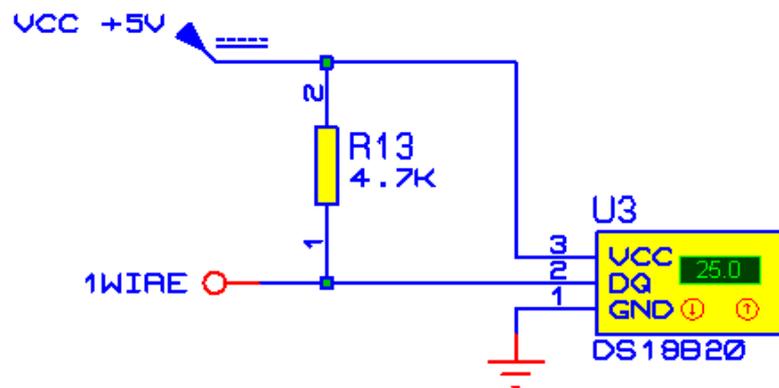


Fig.2.13 : Brochage du capteur de température

Ce type de capteurs est utilisé pour sa précision, compatible avec le système d'acquisition (DAQS) développé. La figure 2.14 présente ce capteur.

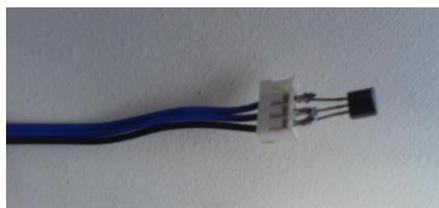


Fig.2.14 : Capteur de température numérique – Le DS18B20

5.2 Capteur de luminosité

En réalité nous n'utilisons pas un capteur de luminosité qui est un dispositif coûteux et difficile à mettre en œuvre, puisqu'il existe une méthode moins précise dont les résultats sont acceptables. Cette méthode consiste en l'utilisation d'une cellule de référence.

Reprenons l'équation 2.26.

$$I_{CC} = I_{ph} = C \cdot \Phi \quad (2.26)$$

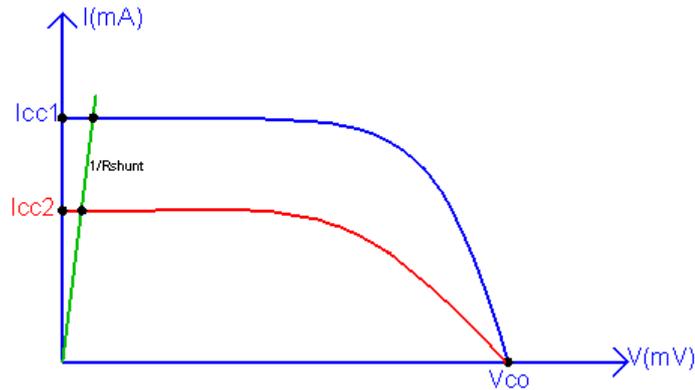


Fig.2.15 : Principe de la mesure de la luminosité.

Ainsi nous aurons :

$$V_{lum} = R_{shunt} \cdot C \cdot \Phi \quad (2.27)$$

La constante C est donnée par le constructeur [61] de la cellule de référence ou calculée à l'aide d'un calibrage en utilisant un pyranomètre ou une autre cellule de référence déjà calibrée. Comme le montre la figure 2.16 il suffit de shunter la cellule de référence à l'aide d'une résistance R_{shunt} de faible valeur ($R_{shunt}=1\Omega$) et en mesurant la tension à ses bornes nous pouvons déduire la valeur de I_{CC} qui est proportionnelle au flux lumineux.

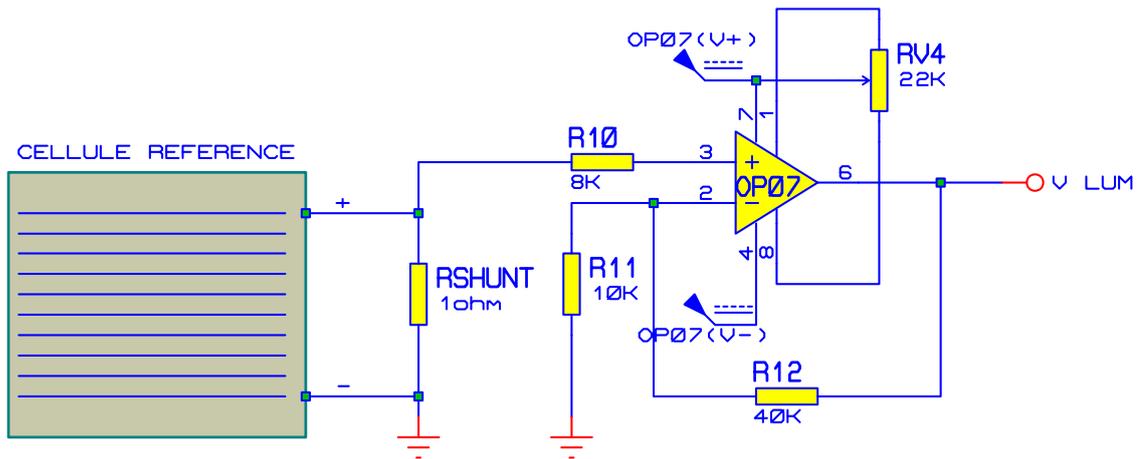


Fig.2.16 : Schéma électrique du capteur de luminosité.

La figure 2.17 montrée la cellule de référence poly-cristalline utilisée pour mesurer le rayonnement direct reçu sur le GPV.

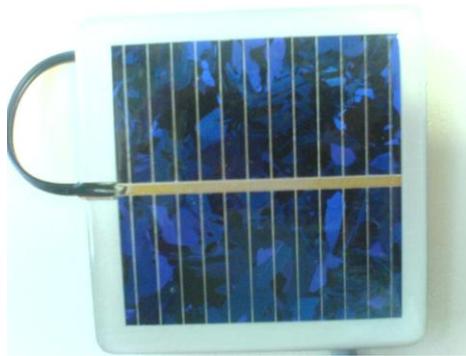


Fig.2.17 : Cellule polycristallin de référence.

6. CHAINES DE MESURE DU COURANT ET DE LA TENSION

Le bloc b1 se charge de conditionner la tension et le courant du panneau afin de les ramener à des niveaux de tension (V_T , V_C) pouvant être numérisés par le μC tel que :

- $V_{GPV} = 50V \rightarrow V_T = 5V$ (effectué par « chaîne de tension »)
- $I_{GPV} = 10A \rightarrow V_C = 5V$ (effectué par « chaîne de courant »)

Nous tenons à souligner que le choix des amplificateurs opérationnels utilisés n'est pas fortuit. En effet, ces derniers sont des amplificateurs d'instrumentation présentant d'excellentes performances en termes d'offset et n'introduisent que très peu de bruit [57].

6.1 Chaîne de mesure de courant

Pour mesurer le courant nous utilisons un capteur du type LA55p [58], est un capteur de courant à effet hall, qui bénéficie d'excellentes performances en terme de linéarité, d'immunité au bruit et aux variations de température, et il s'insère de manière transparente dans la chaîne de mesure contrairement à l'utilisation d'une résistance shunt, qui introduirait une chute de tension non souhaitée pour notre application.

Pour le LA55p nous avons :

$$I_{\text{mes}} = I_p / 1000 \quad (2.28)$$

Pour mesurer I_{mes} , nous mesurons la tension V_{mes} .

$$V_{\text{mes.}} = R_M \cdot I_{\text{mes.}} = I_p / 10 \quad (2.29)$$

Le courant maximum délivré par le panneau étant (supposé) de 10A nous devons alors amplifier 5 fois la tension $V_{\text{mes.}}$. Et ainsi nous avons :

$$V_C = 5 \cdot V_{\text{mes.}} = I_p / 2 \quad (2.30)$$

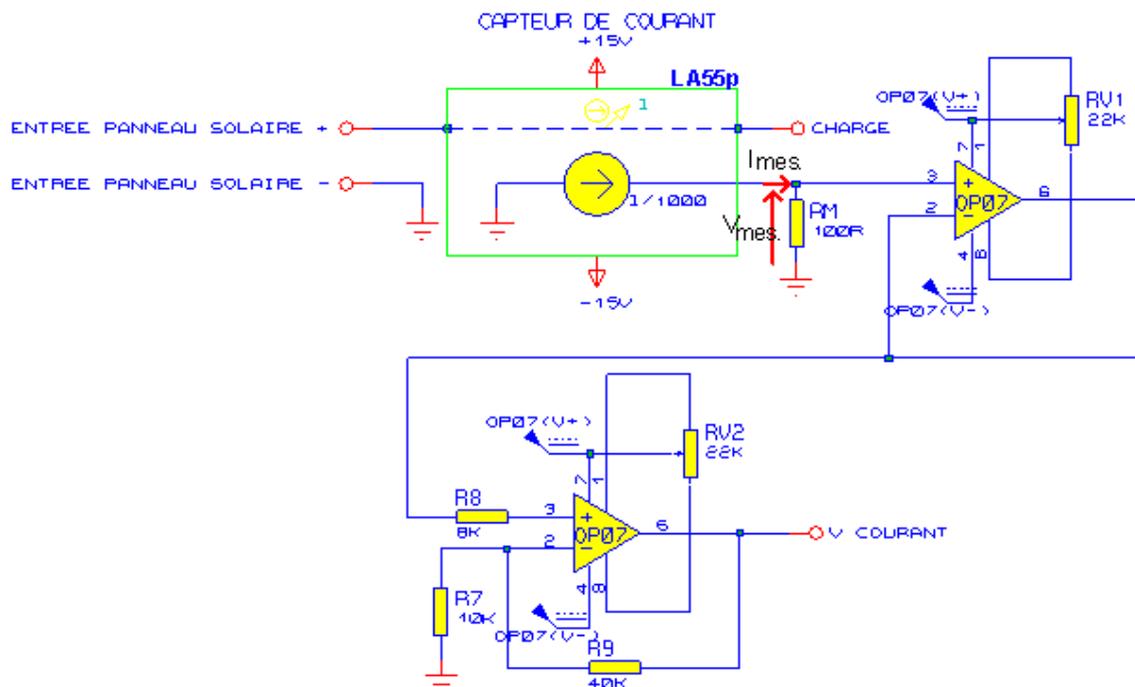


Fig.2.18 : Chaîne de mesure de courant.

6.2 Chaîne de mesure de la tension

Cette partie du circuit consiste d'abord à abaisser la tension V_P d'un rapport de 10 puis de l'adapter pour l'introduire au convertisseur N/A du μC , comme illustrée la figure 2.19.

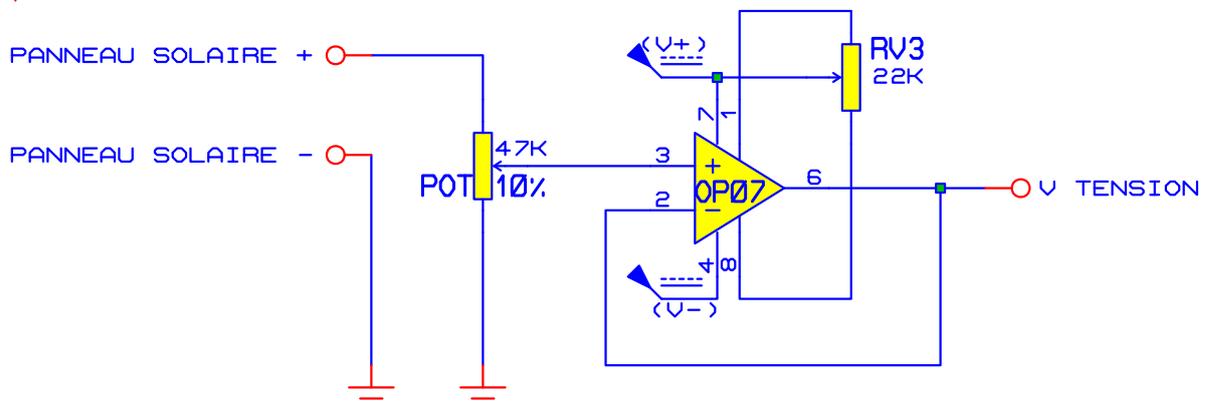


Fig. 2.19 : Chaîne de mesure de la tension.

La figure suivante montre une photo du système de caractérisation temps-réel des GPV.



Fig. 2.20 : Photo du système de caractérisation des GPV commerciaux.

7. DEVELOPPEMENT DE L'INTERFACE DE VISUALISATION

La visualisation des caractéristiques du GPV sur le PC nécessite la mise en œuvre d'une interface graphique prenant en charge la communication avec la carte électronique. Pour développer cette interface nous avons choisi le langage de programmation orienté objet, le « Visual Studio 2010 », ce logiciel nous permet de développer une application souple sous Windows (Annexe 2).

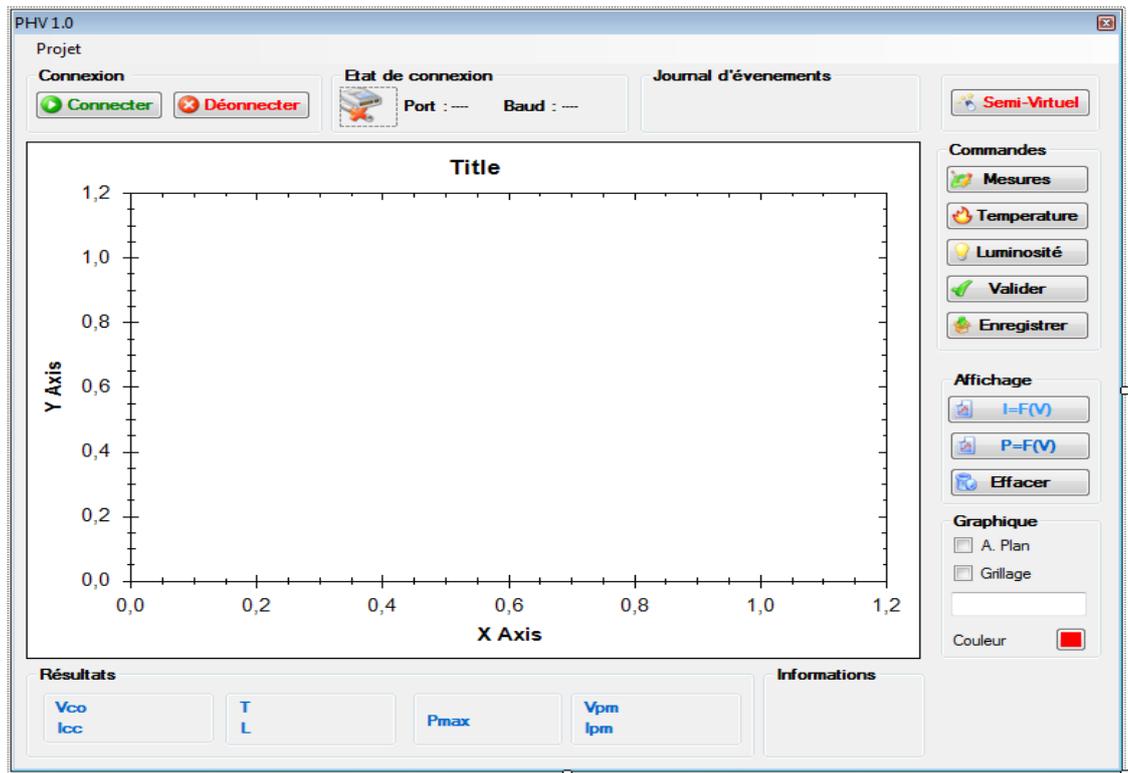


Fig.2.21 : L'interface principale de visualisation des résultats de caractérisation du GPV.

Cette interface est facile à utiliser. Nous commençons par relier l'interface avec le port COM du PC, après la mise sous tension de la carte. Elle est structurée en cinq (05) zones distinctes :

1- Zone de connexion :

- le bouton « Connecter » établit la connexion avec la carte électronique via le port sélectionné dans la configuration de la connexion.
- Le bouton « Déconnecter » arrête cette connexion.
- L'état de la connexion montre la configuration choisie (port et baud par défaut : port 1, baud 57600).
- Le journal d'évènements illustre la communication entre l'interface et la carte électronique.

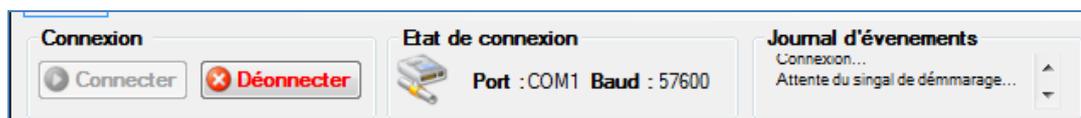


Fig.2.21.a : Zone de connexion active.

2- Zone de commandes :

- Le bouton « Mesure » envoie l'instruction « m » à la carte électronique afin d'acquérir les triplets courant, tension et puissance.
- Le bouton « Luminosité » envoie l'instruction « l » à la carte électronique afin d'acquérir le rayonnement.
- Le bouton « Température » envoie l'instruction « t » à la carte électronique afin d'acquérir la température.
- Le bouton « Valider » met les résultats obtenus en mémoire temporaire pour accéder aux commandes graphiques et plus tard aux différents calculs.
- Le bouton « Enregistrer » permet, comme son nom l'indique, d'enregistrer la caractérisation obtenue.
- Le bouton « Semi-Virtuel » fait appel au boîte de dialogue chargée du calcul du des paramètres du GPV sous test selon le modèle à cinq paramètre.

3- Zone graphique :

- Le bouton « $I = F(V)$ » permet de tracer la caractéristique courant-tension.
- Le bouton « $P = F(V)$ » permet de tracer la caractéristique puissance-pension.
- Le bouton « Effacer » permet de réinitialiser la zone des graphes.
- Cocher « A. Plan » avant le dessein met un arrière-plan sur la zone graphique.
- Cocher « Grillage » avant le dessein met une grille sur la zone graphique.
- « Couleur » permet le choix de la couleur de la courbe avant leur traçage.
- La « zone de texte » permet l'écriture du titre du graphe avant leur traçage.
- « L'espace de dessein » permet la visualisation graphique détaillée des résultats de la caractérisation. Le clic gauche permet de zoomer. Le clic droit permet l'enregistrement du graphe, la réinitialisation de l'échelle, l'activation de la visualisation des coordonnées, l'impression...etc.

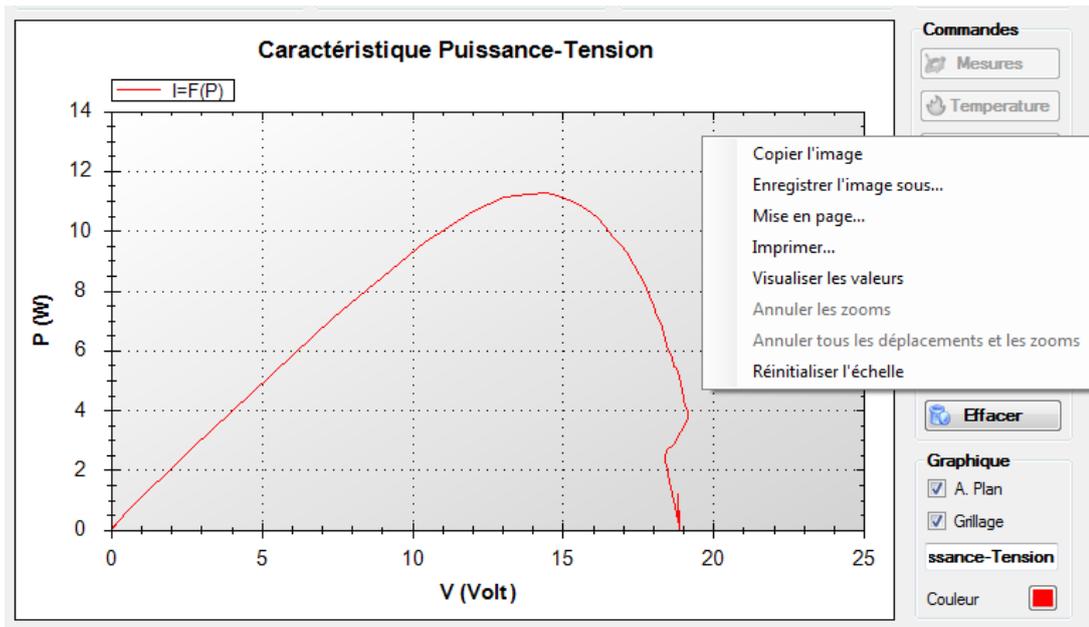


Fig.2.21.b : Exemple de traçage d'une caractéristique $P(V)$.

4- Zone résultats et informations :

- La partie « Résultats » affiche, après mesure ou ouverture d'une ancienne caractérisation, les résultats V_{co} , I_{cc} , V_{max} , I_{max} et P_{max} .
- La partie « Informations » donne l'heure et la date de la caractérisation.



Fig.2.21.c : Affichage des résultats et des informations du moment de la caractérisation.

5- Zone onglet :

- Contient l'onglet « Projet » qui permet d'ouvrir une ancienne caractérisation et de changer les paramètres de connexion.

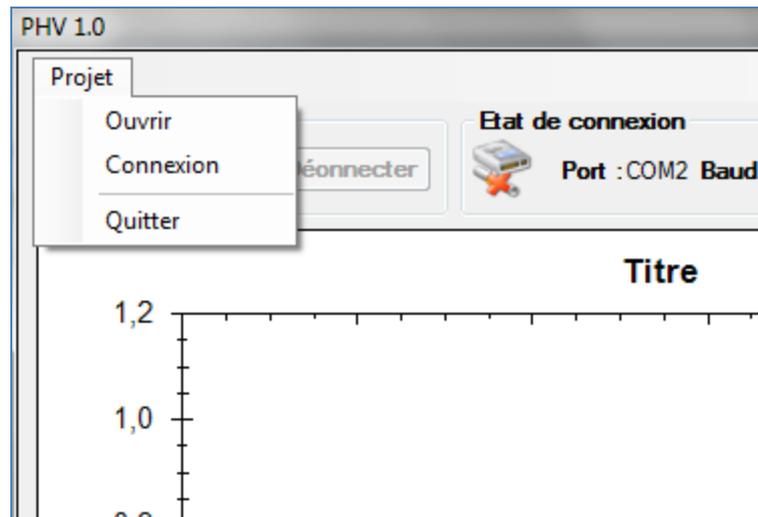


Fig.2.21.d : Onglet « Projet ».

- Cliquer sur « Connexion » fait appel au boîte de dialogue chargée par la configuration des paramètres de la connexion.

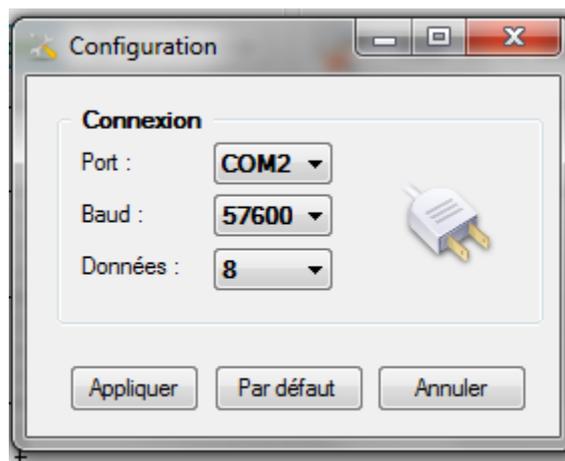


Fig.2.21.e : Boîte de dialogue pour configurer la connexion.

Les résultats de la caractérisation du GPV peuvent être sauvegardés sous forme d'un fichier Excel. Un exemple de classeur sauvegardé est donné par la figure 2.22. Ce fichier Excel donne la possibilité d'exploiter les mesures des triplets Courant-Tension-Puissance, la lecture des points critiques de ces caractéristiques (I_{cc} , V_{co} , P_{max} , I_{pm} et V_{pm}), les informations du moment de la caractérisation (date et heure) pour des comparaisons à long terme et aussi les cinq paramètres calculés selon le modèle à une exponentielle du GPV caractérisé.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	I	V	P		lcc		Date		Rs
2	1,07	0	0		1,05		24/05/2011		1,2
3	1,07	0,01	0,01		Vco		Heure		Rsh
4	1,07	0	0		18,92		17H16		60
5	1,07	0	0		Pmax		N.Valeurs		n
6	1,07	0,01	0,01		11,26		169		0,7
7	1,07	0	0		lmax				lo
8	1,07	0	0		0,77				3,00E-08
9	1,07	0	0,01		Vmax				lph
10	1,07	0	0		14,47				1,07
11	1,07	0	0		Température				
12	1,07	0,01	0,01		22				
13	1,07	0	0,01		Luminosité				
14	1,07	0	0		867				
15	1,07	0	0						
16	1,07	0	0						
17	1,07	0,01	0,01						
18	1,07	0	0						
19	1,07	0,01	0,01						
20	1,07	0	0,01						
21	1,07	0,01	0,01						
22	1,07	0	0,01						
23	1,07	0	0						

Fig.2.22 : Exemple du classeur de sauvegarde du résultat de la caractérisation.

L'interface permet aussi de comparer les caractéristiques de différents GPV ou du même GPV sous différentes conditions climatiques. Ceci se fait en ouvrant successivement des caractéristiques enregistrées et en traçant la courbe à comparer sans effacer la zone graphique. La figure 2.23 est illustrative de cette option.

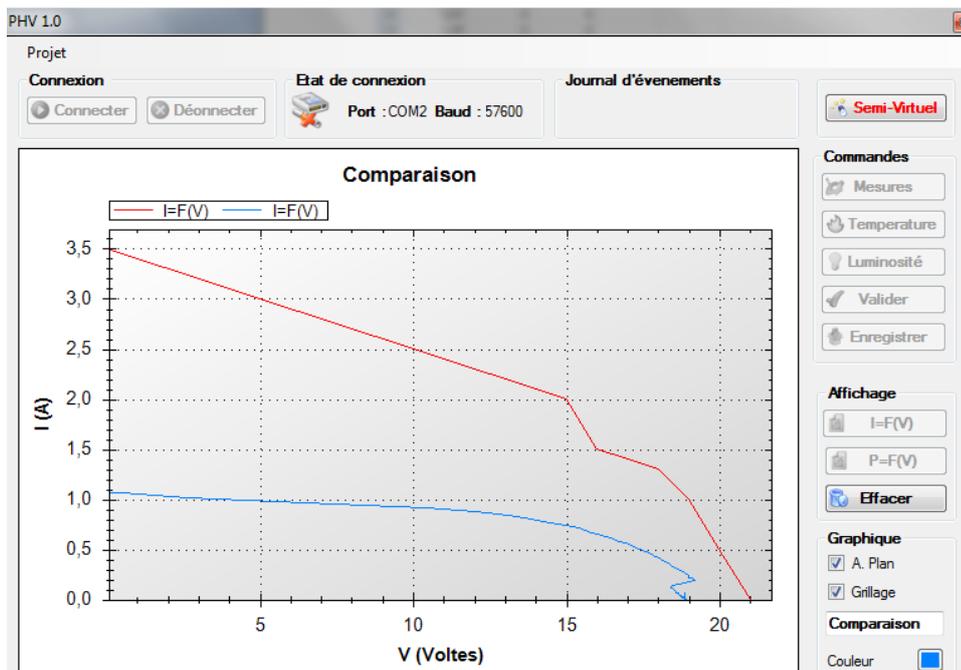


Fig.2.23 : Comparaison entre deux caractéristiques I(V) différentes.

La figure suivante (fig.2.24) présente l'organigramme de la connexion de l'interface avec le port série du système de caractérisation.

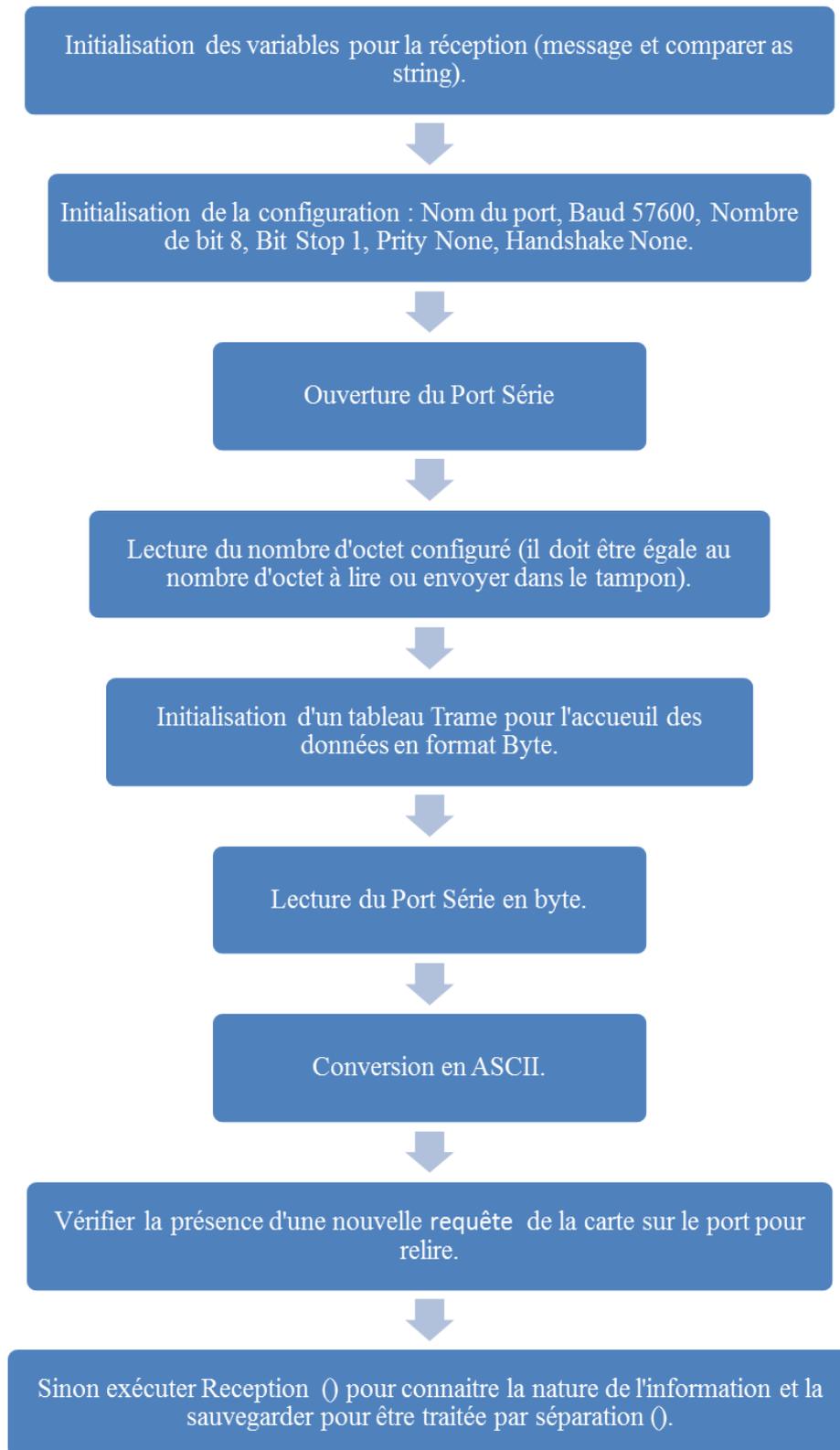


Fig.2.24 : Organigramme simplifié pour établir la connexion entre le PC et la carte électronique.

8. CHAMPS D'APPLICATION DU SYSTEME DE CARACTERISATION

Ce système peut être utilisé pour différentes applications, entre autres il nous permet de :

- Caractériser différents types des cellules solaires, monocristallines, poly-cristallines, amorphes ...etc. ;
- Caractériser les modules PV commerciaux [65] ;
- Caractériser des champs PV (composés de deux à quatre modules PV) ;

Ceci évidemment en respectant les limites en courant, en tension et en puissance du système électronique. Ce système est utilisé aussi pour la caractérisation du pourcentage d'ombrage « Mismatch effect » sur les GPV et à l'étude de leurs dégradation.

9. CARACTERISATION DES GPV

9.1 Comparaison entre les caractéristiques simulées et mesurées

Dans le but de développer des modèles proches de la réalité du fonctionnement des GPV commerciaux ainsi que la validation du modèle réel qui décrit le comportement du GPV sous différentes conditions de fonctionnement, nous nous proposons d'étudier et de comparer ce modèle réel avec le modèle couramment utilisé à une exponentielle, en se basant sur le calcul d'erreur.

9.1.1 Calcul d'erreur

Pour estimer la précision de chaque modèle sous différentes conditions de fonctionnement, nous proposons de calculer la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne de la caractéristique I-V, et l'erreur relative moyenne des paramètres caractérisant le générateur.

9.1.2 Calcul de la racine carree de l'erreur quadratique moyenne

La racine carrée de l'erreur quadratique moyenne RMSE (Root Mean Square Error). Est une mesure de la variation des valeurs prévues autour des valeurs mesurées [71, 72]. Elle est définie par la relation :

$$RMSE = \left[\frac{\sum (I_{CAL} - I_{exp})^2}{N} \right]^{0.5} \quad (2.31)$$

Avec I_{CAL} et I_{exp} sont les courants calculés et mesurés respectivement et N le nombre de points de mesure.

9.1.3 Calcul de l'erreur relative

L'erreur relative est calculée par la relation suivante :

$$E_X = \frac{X_{cal} - X_{exp}}{X_{exp}} \cdot 100 \quad (2.32)$$

Avec X représentant : I_{SC} , V_{OC} et P_m .

X_{exp} : la valeur expérimentale

X_{cal} : la valeur calculée

E_X est exprimée en %

Les deux figures 2.25 et 2.26 montrent la comparaison entre les deux caractéristiques mesurée et simulée.

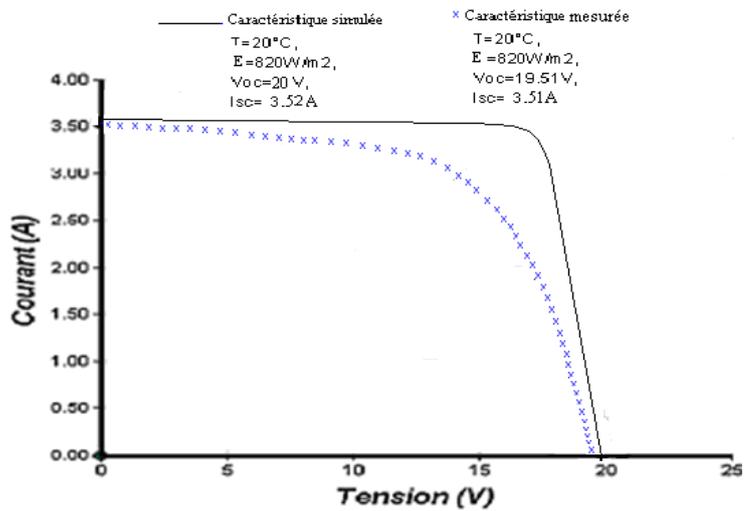


Fig. 2.25 : Comparaison entre la caractéristique I(V) mesurée et simulée selon le modèle à une exponentielle.

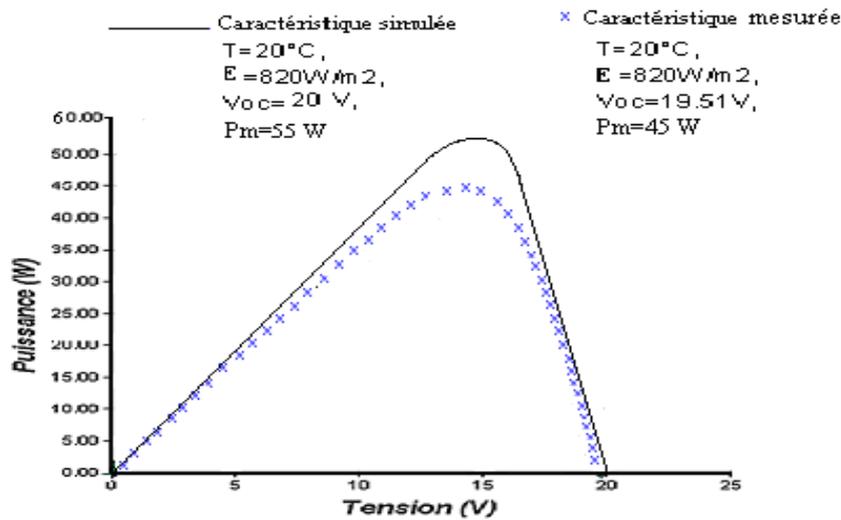


Fig. 2.26 : Comparaison entre la caractéristique P(V) mesurée et simulée selon le modèle à une exponentielle.

10. CONCEPTION DE LABORATOIRE SEMI-VIRTUEL POUR GPV

Après le développement du système de caractérisation des GPV, qui nous a servi à mesurer les caractéristiques I(V) et P(V) réelles de GPV, la conception d'un laboratoire semi-virtuel a été entreprise. Cette conception est construite autour de trois programmes principaux :

- Le premier programme nous permet d'estimer les rayonnements solaires reçus sur le GPV ;
- Le deuxième programme est présenté sous forme d'une plateforme d'extraction des paramètres du GPV à partir des données du constructeur sous conditions standards ou à des conditions de température et de rayonnement différents;
- Le troisième programme présente une plateforme d'identification des paramètres du GPV à partir des caractéristiques mesurées.

La figure 2.27, montre la fenêtre principale du laboratoire semi-virtuel.

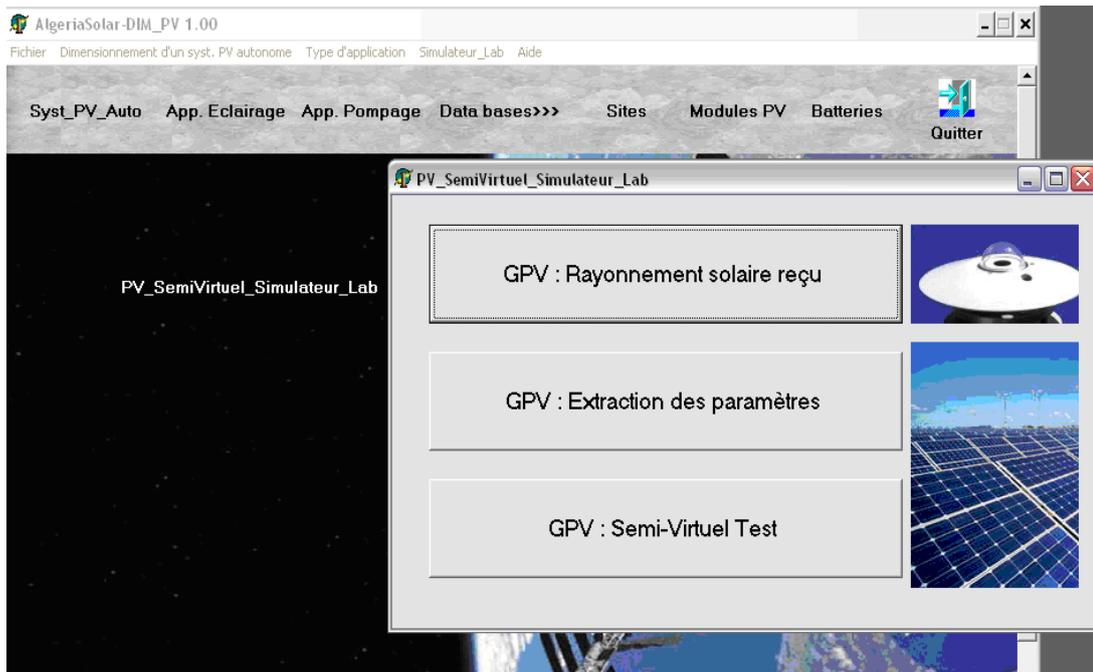


Fig. 2.27 : Fenêtre principale de laboratoire semi-virtuel.

10.1 Conception et développement du programme d'estimation du rayonnement solaire reçu sur le GPV

Pour évaluer l'étude des performances des GPV, la simulation du gisement solaire est très utile. Basé sur des études théoriques détaillées [70,71], un programme a été développé pour estimer le rayonnement solaire reçu par le GPV installé dans une localité caractérisée par ses coordonnées géographiques, altitude, latitude et longitude [72]. La figure 2.2 représente la fenêtre d'estimation du rayonnement journalier et annuel reçu sur le GPV selon un angle d'incidence déterminé. L'albédo du sol est le rapport de l'énergie du rayonnement solaire réfléchi sur l'énergie du rayonnement solaire incident. On utilise une échelle graduée de 0 à 1, le 0 correspondant au noir, pour un corps avec aucune réflexion, et le 1 au miroir parfait (voir annexe 1).

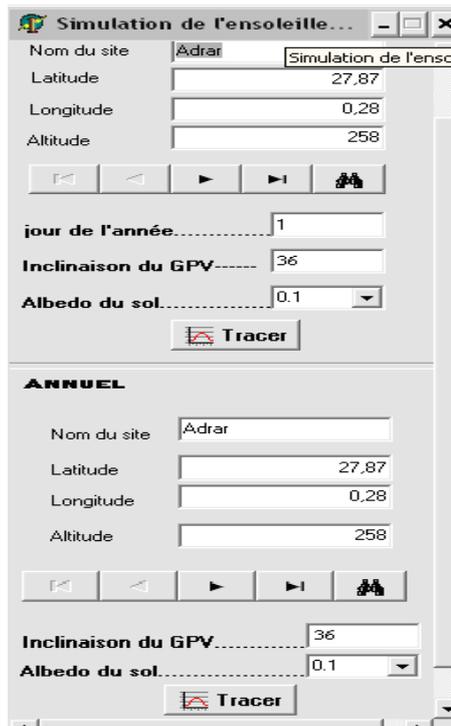


Fig. 2.28 : Fenêtre d'estimation du rayonnement journalier et annuel reçu sur le GPV selon l'angle d'incidence.

Une base de données des sites été aussi conçue (figure 2.29). Dans cette base chaque site est caractérisé par son altitude, latitude et sa longitude et l'utilisateur pourra introduire, modifier ou supprimer une localité quelconque.

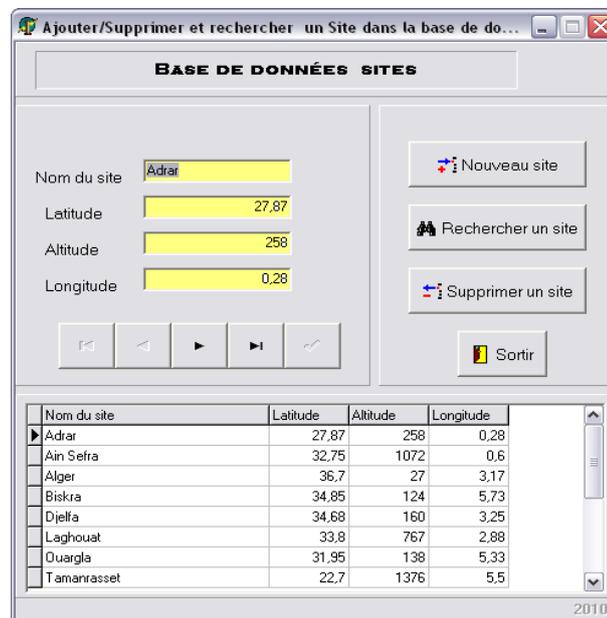


Fig.2.29 : Base de données des sites.

10.1.1 Comparaison entre les résultats mesurés et estimés du rayonnement solaire

Le site de l'Unité de Développement des Equipements Solaires à Bou-Ismaïl dispose d'une station météorologique, permettant de mesurer les différents types d'irradiation, la

température, le vent, et l'humidité. Nous avons bénéficié de l'utilisation de cette station pour mesurer les paramètres météorologiques intervenant sur les performances des systèmes photovoltaïques. Dans notre étude nous avons besoin de mesures structurées sous forme d'une base de données facile à utiliser. Les paramètres qui influent fortement sur les performances des générateurs photovoltaïques sont l'irradiation et la température. La mesure de l'irradiation et de la durée d'ensoleillement s'effectuent respectivement avec un pyranomètre CIMEL type CM11 et un héliographe du type Campbell-Stokes (figures 2.30 et 2.31) [73].



Fig.2.30: Pyranomètre CM11.



Fig.2.31: Héliographe Campbell-Stokes.

La figure 2.32 montre une comparaison entre le global et l'incliné, mesuré et estimé pour une journée du printemps.

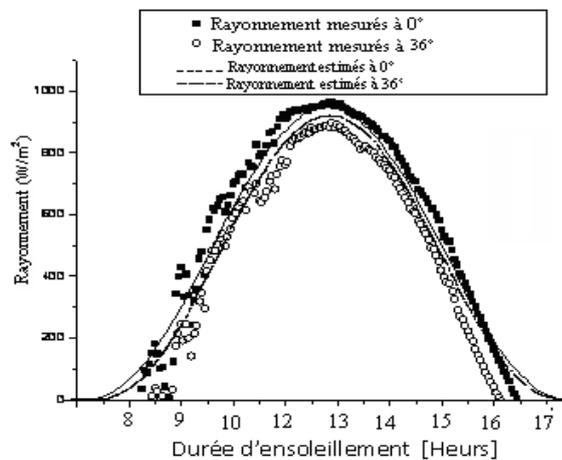


Fig.2.32 : Etude comparative du rayonnement solaire journalier mesurés et estimés reçu sur un GPV.

10.2 Plateforme d'extraction des paramètres de GPV

Le GPV est modélisé avec des différents modèles électriques. Ces modèles sont construits autour de l'analyse du principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque. Les paramètres de chaque modèle reflètent le phénomène de la conversion au niveau de la cellule

PV. La différence au nombre des paramètres d'un modèle à un autre à une relation très importante du phénomène de conversion d'une part et de la structure de la cellule elle même d'autre part. Autrement, les modèles se ressemblent, du moment que la cellule PV est une jonction PN qui reçoit l'énergie des photons lumineux et génère un courant.

Nous avons conçu un programme d'extraction des paramètres de GPV selon le modèle à une exponentielle. Ce programme d'extraction est basé sur la résolution d'un ensemble d'équations par des méthodes numériques.

A travers ce programme on peut:

- Extraire les paramètres du modèle électrique, en se basant sur les données du constructeur, (concevoir une base des données des modules commerciaux avec leurs paramètres sous conditions standard) ;
- Extraire les paramètres du modèle en introduisant directement les valeurs de la température et du rayonnement mesurés.

La figure 2.33, montre la plateforme d'extraction des paramètres du GPV selon le modèle à une diode.

- Le courant photogénéré par le GPV noté I_{ph} ;
- Le courant de saturation de la diode noté I_0 ;
- Le facteur d'idéalité de la diode noté n ;
- La résistance série notée R_s , caractérise les diverses pertes résistives des contacts métalliques et des connexions;
- La résistance shunt noté R_{sh} , modélise les courants de fuite existant au bord de la structure.

La figure suivant montre l'organigramme du fonctionnement d'algorithme d'extraction des paramètres du GPV :

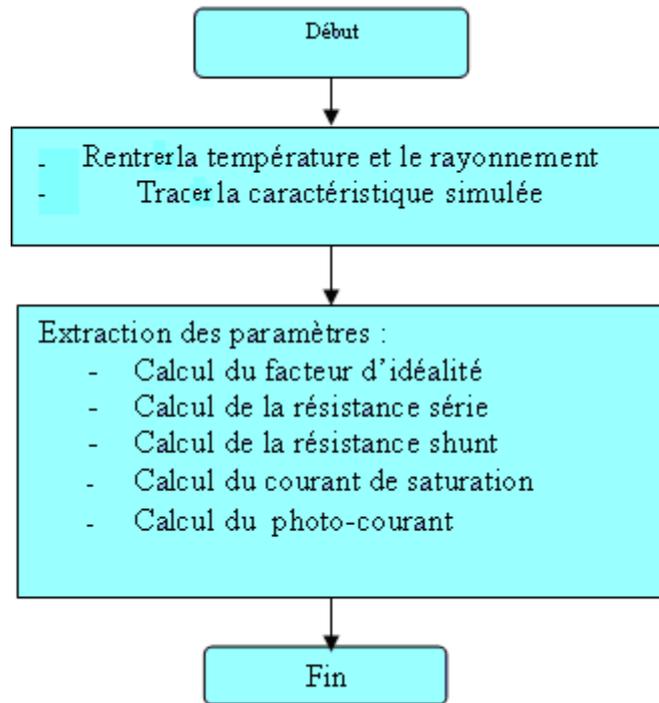


Fig.2.33: Organigramme d'extraction des paramètres du GPV.

La figure 2.34 montre la plateforme développée pour l'extraction des paramètres du GPV.

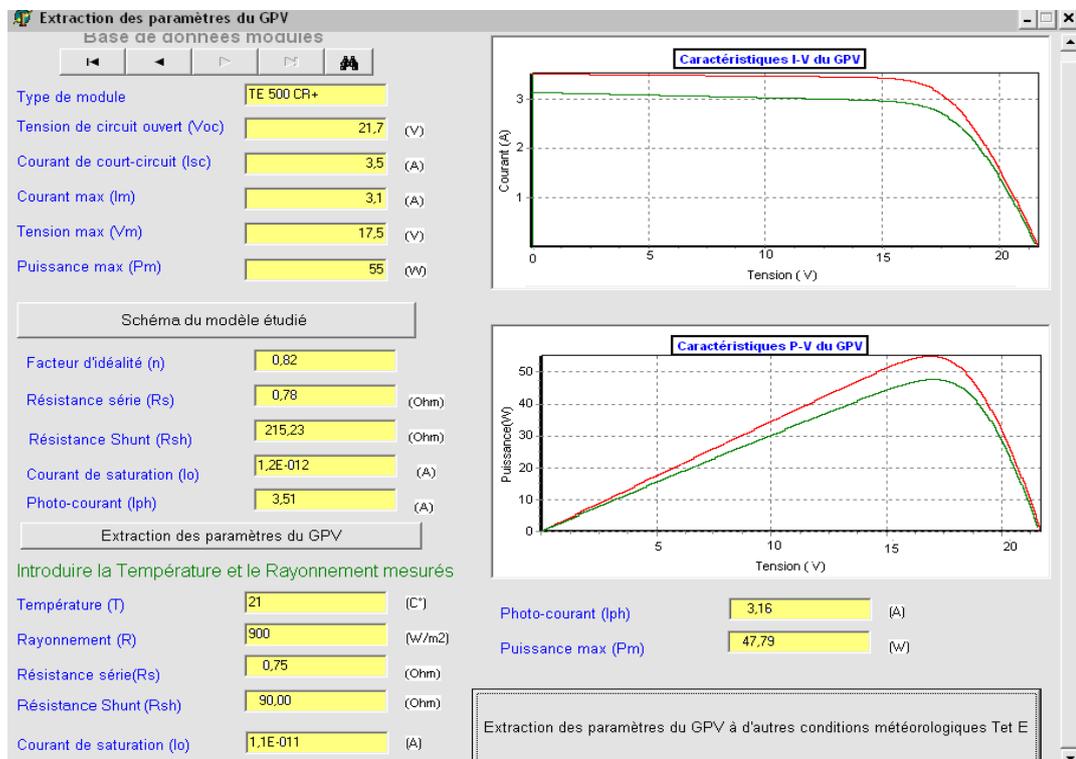


Fig.2.34 : Plateforme d'extraction des paramètres du GPV selon le modèle à une exponentielle.

Une base de données des différents modules PV commerciaux a été établie. Cette base de données permet d'introduire les caractéristiques électriques des modules PV données par les constructeurs sous conditions standards. La figure 2.35, montre les paramètres introduits dans la base de données des GPV commerciaux. Elle indique le courant de court-circuit, la tension du circuit ouvert, la tension nominale, la puissance crête, le courant et la tension au PPM, ainsi que la surface du module, son poids et son coût. Cette base de données est conviviale, car on peut ajouter, modifier ou supprimer un module.

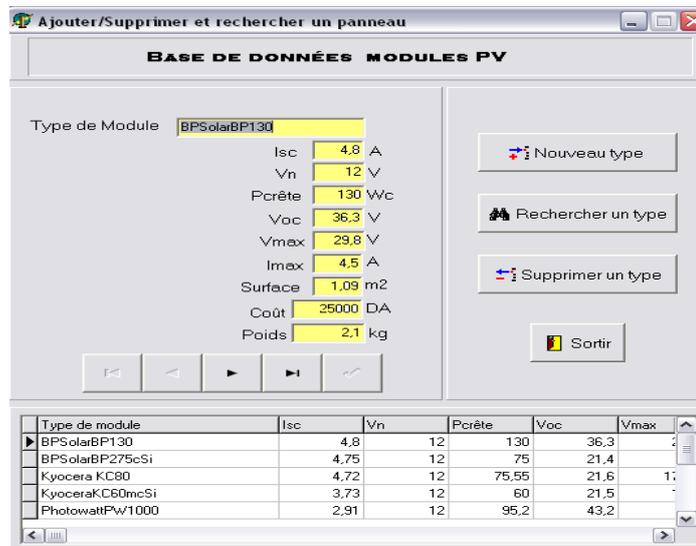


Fig.2.35 : Base de données des modules PV commerciaux.

10.2.1 Extraction des paramètres de GPV sous d'autres conditions de température et d'ensoleillement

Les fabricants des GPV fournissant généralement les données relatives aux conditions standards, on est amené assez souvent à utiliser des méthodes de translation de la caractéristique I(V) afin de palier au manque de données. Dans cette partie nous décrivons deux méthodes de translation de la courbe I(V) données sous certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions différentes. Les deux méthodes sont la méthode basée sur la norme CEI 891 et la méthode simplifiée [74].

10.2.1.1 La méthode basée sur la norme CEI 891

La présente norme est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées de dispositifs photovoltaïques au silicium cristallin seulement [68,69]. Avec cette méthode, la

caractéristique courant-tension peut être corrigée par rapport aux valeurs de température et d'éclairement choisies.

$$\begin{cases} I_2 = I_1 + I_{cc} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha (T_2 - T_1) \\ V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - K I_2 (T_2 - T_1) + \beta_T (T_2 - T_1) \end{cases} \quad (2.33)$$

I_1, V_1 : coordonnées d'un point de la courbe de référence,

I_2, V_2 : coordonnées d'un point de courbe corrigée,

I_{cc} : courant de court-circuit de la courbe de référence,

G_1, T_1 : éclairement et température dans les conditions de mesure,

G_2, T_2 : éclairement et température dans les conditions désirées,

α_T, β_T : Coefficients de température du courant et de la tension,

K : facture de correction de courbe (0,00125 Ohm/°C),

Cette méthode présente des limitations : la gamme de l'éclairement à corriger maximum est de +/-30%, celle de la température n'est pas spécifiée.

10.2.1.2 La méthode simplifiée

Cette méthode est basée sur la translation de la courbe I-V à partir des corrections en I_{cc} et V_{co} [17, 27].

$$\begin{cases} I_{cc_2}(G_2, T_2) = I_{cc_1}(G_1, T_1) \frac{G_2}{G_1} + \alpha_T (T_2 - T_1) \\ V_{oc_2}(G_2, T_2) = V_{oc_1}(G_1, T_1) + m V_t \ln \left(\frac{G_2}{G_1} \right) + \beta_T (T_2 - T_1) \end{cases} \quad (2.34)$$

Les équations de translation sont :

$$\begin{cases} I_2 = I_1 + \Delta I_{cc} \\ V_2 = V_1 + \Delta V_{oc} \end{cases} \quad (2.35)$$

Avec :

$$\begin{cases} \Delta I_{cc} = I_{cc_2} - I_{cc_1} \\ \Delta V_{oc} = V_{oc_2} - V_{oc_1} \end{cases} \quad (2.36)$$

$\alpha_{T_m}, \beta_{T_m}$ et m_m sont des valeurs définies pour le dispositif complet (cellules, modules, ...).

Dans le cas où on utiliserait α_T, β_T et m d'une cellule on fera le calcul préalable suivant pour un module PV.

$$\begin{cases} \alpha_{T_m} = \alpha_{TC} \cdot N_p \\ \beta_{T_m} = \beta_{TC} \cdot N_s \\ m_m = m_c \cdot N_s \end{cases} \quad (2.37)$$

Avec :

N_s : nombre des cellules photovoltaïques connectées en série,

N_p : nombre des cellules photovoltaïques connectées en parallèle,

Dans notre évaluation (figure 2.34) nous avons utilisé la méthode simplifiée. Cette méthode est basée sur la translation de la courbe I(V) à partir des corrections en I_{cc} et V_{co} .

10.3 Plateforme d'identification des paramètres de GPV à partir des caractéristiques mesurées

Cette partie du laboratoire semi-virtuel nous permet de identifier les paramètres de GPV selon le modèle à une exponentielle à partir des caractéristiques mesurées réellement.

Contrairement à la partie précédente, sur cette plateforme on fait varier les paramètres du modèle jusqu'à ce que la caractéristique simulée coïncide avec celle mesurée réellement par le calcul du coefficient de corrélation linéaire noté « R^2 » entre les caractéristiques mesurées et simulées à chaque variation d'un paramètre du modèle. Ce coefficient est donné par l'équation suivante :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (X_{\text{exp}} - X_{\text{sim}})^2}{\sum (X_{\text{exp}} - \overline{X_{\text{exp}}})^2} \quad (2.38)$$

Avec :

X_{exp} : Les données mesurées,

$\overline{X_{\text{exp}}}$: La moyenne arithmétique des données mesurées,

X_{sim} : Les données simulées.

La figure suivante montre l'organigramme d'algorithme d'identification.

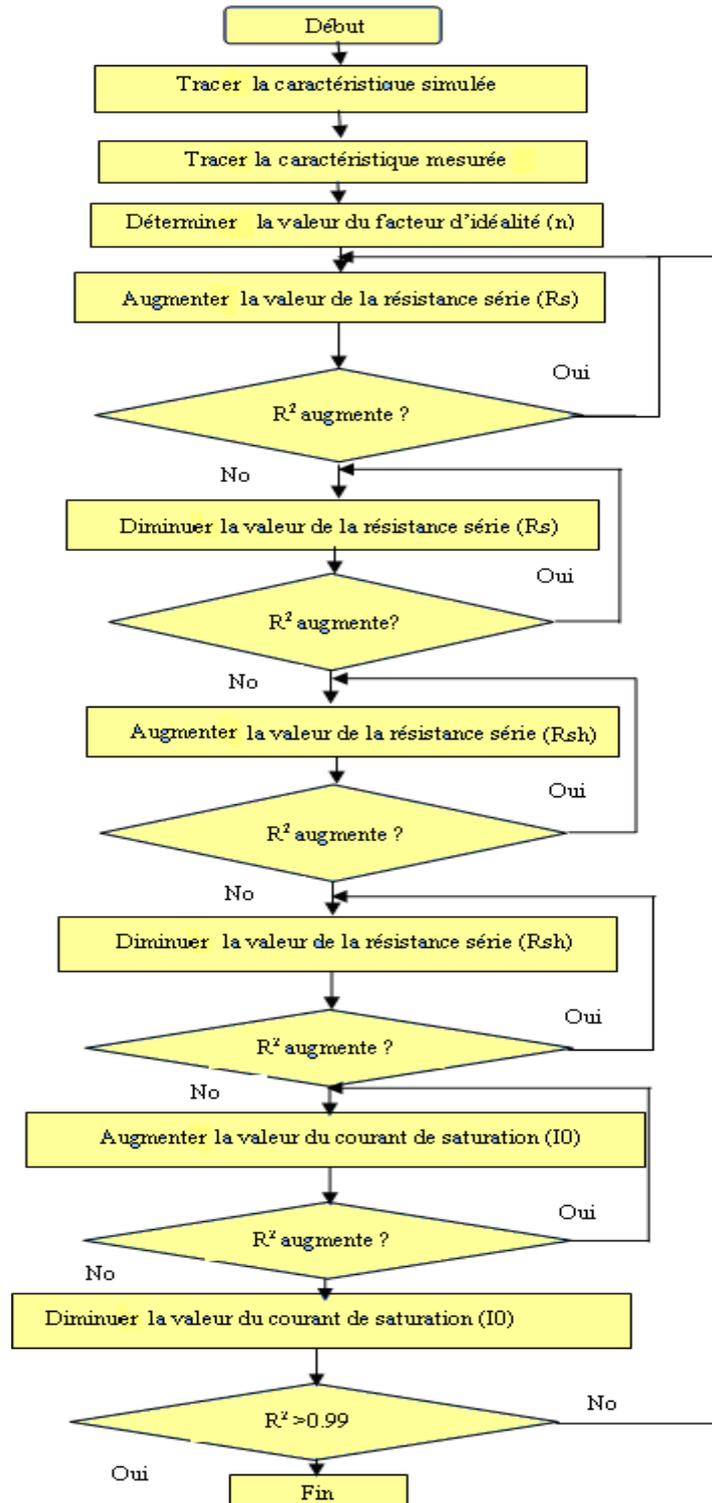


Fig. 2.36 : Organigramme d'identification des paramètres du GPV par corrélation.

La figure 2.37, montre la plateforme d'identification des paramètres du GPV en corrélation avec les caractéristiques mesurées.

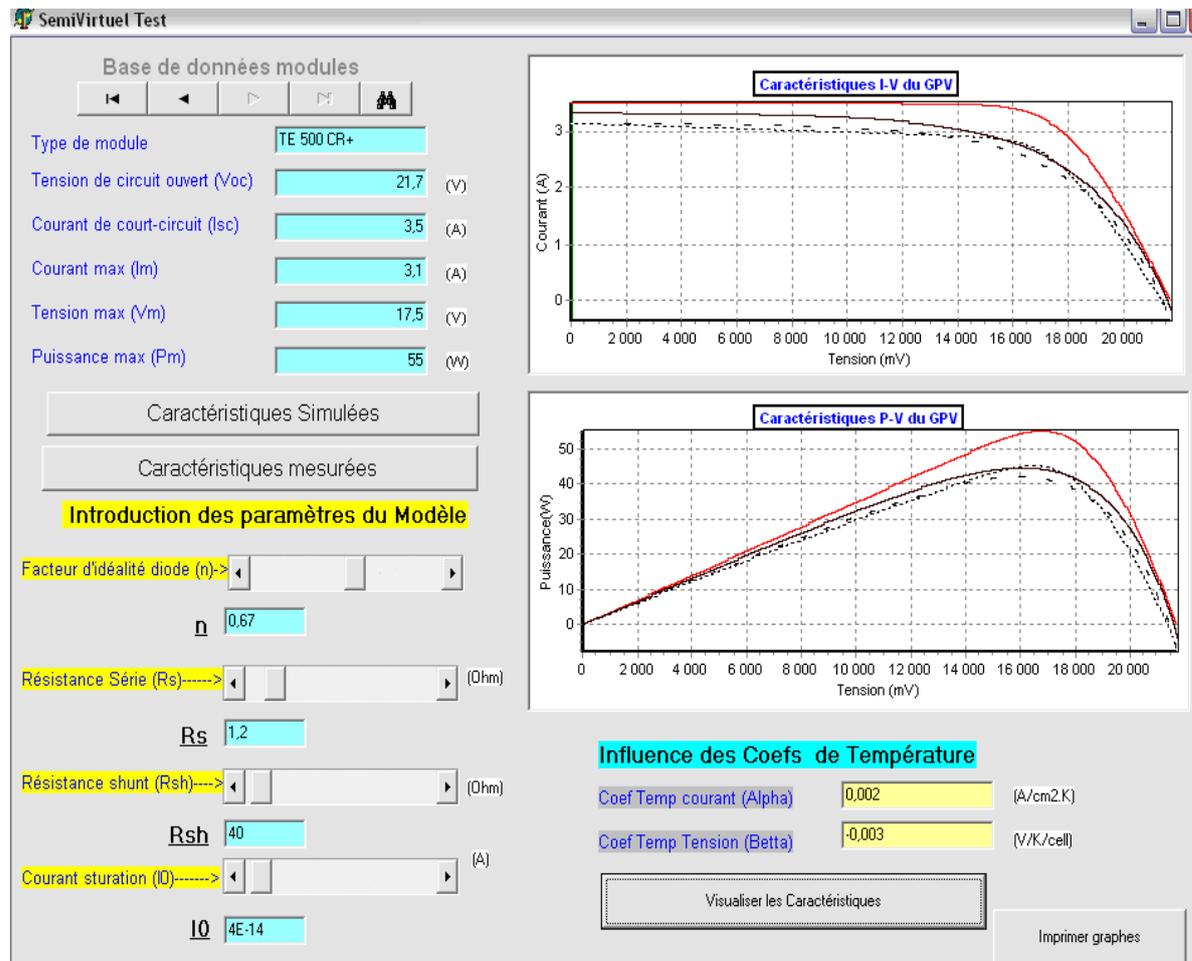


Fig.2.37 : Plateforme d'identification des paramètres du GPV à partir des caractéristiques mesurées.

L'identification des paramètres du modèle à partir des caractéristiques mesurées nous permet d'établir des circuits équivalents sous Orcad-PSpice ou sous Matlab/Simulink des différentes GPV commerciaux qui se rapprochent de leur fonctionnement réel. Cette plateforme nous permet également de déterminer les coefficients de température du courant et de la tension pour chaque GPV en concordance avec leurs caractéristiques mesurées. L'élaboration du laboratoire semi-virtuel nous a permis de comparer les paramètres identifiés en utilisant les données du constructeur d'une part et celles mesurées d'autre part.

Le tableau suivant donne un exemple type sur la caractérisation des GPV commerciaux et résume les résultats de la caractérisation du module TE500CR+. Aussi, il récapitule les différents paramètres calculés qui caractérisent le GPV étudié. Parmi ces paramètres il y a le facteur de forme pour qualifier la qualité du GPV. On note que, plus la valeur de ce facteur est grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleurs GPV auront donc fait

l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

Tableau 2.2 : Résultats de la caractérisation du module TE500CR+

Données du constructeur (STC conditions)		I _{cc} (A)		V _{co} (V)		P _m (W)		I _m (A)		V _m (V)	
		3,70		21,7		60		3,30		17,80	
Données météorologiques	Modèle utilisé	I _{cc} (A)	E _{I_{cc}} (%)	V _{co} (V)	E _{V_{co}} (%)	P _m (W)	E _{P_m} (%)	I _m (A)	E _{I_m} (%)	V _m (V)	E _{V_m} (%)
T = 20 °C R=820 W/m ² Ws= 3.5 m/s	Modèle réel	3.51		19.51		44,43		2.98		14.91	
	Modèle à une exponentielle	3.52	0.01	20	0.49	55	10,57	3.40	0.42	16.17	1.26
	RMSE	Modèle réel / Modèle à une exponentielle							0,69		
FF	Résultats obtenus avec les données du constructeur (STC conditions)									0.73	
	Résultat selon le modèle réel									0.64	
	Résultat selon le modèle à cinq paramètres									0.78	
IDENTIFICATION DES PARAMETRES SELON LE MODELE A UNE EXPONENTIELLE											
TE500CR+ module	Identification des paramètres, utilisant les caractéristiques mesurées					Extraction des paramètres, utilisant les données du constructeur					
	I _{ph} (A)	I ₀ (A)	R _s (Ω)	R _{sh} (Ω)	n	I _{ph} (A)	I ₀ (A)	R _s (Ω)	R _{sh} (Ω)	n	
	3.51	2e-14	1.1	30	0.65	3.70	1.2e-12	0.78	215.23	0.82	

L'identification des paramètres électriques du GPV selon sa description par le modèle à une exponentielle est obtenue pour les valeurs données par le constructeur et celles mesurés. Selon ces paramètres calculés à partir de la caractéristique mesurée nous avons établi un circuit électrique équivalent du module sous Orcad-PSpice selon le modèle à une exponentielle, figure 2.38.

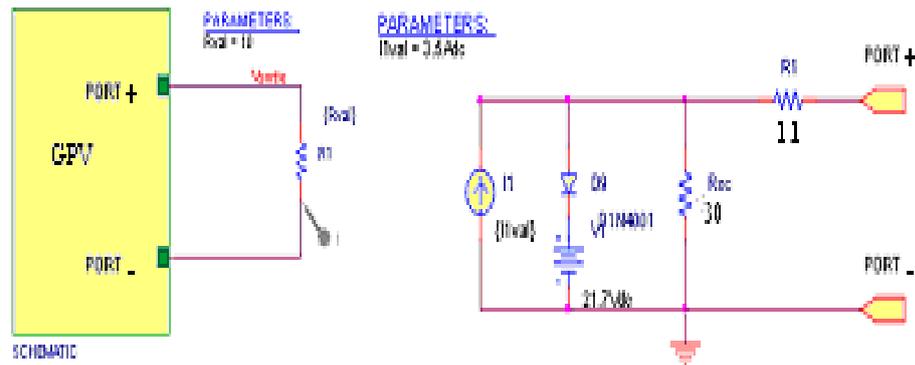


Fig.2.38 : Circuit électrique équivalent du module TE500CR+ sous Orcad-PSpice selon le modèle à une exponentielle avec paramètres identifiés à partir des caractéristiques réelles.

11. Contribution à la modélisation des GPV

11.1 Localisation des pertes dans les GPV

Les principaux facteurs de pertes sont les suivants:

- Rendement quantique < 1 ; absorption incomplète des photons.
- Excès d'énergie par rapport au gap.
- Réflexion par la surface : $R = \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2}\right)^2$, formule de Fresnel en incidence normale.
- Ombrage de la surface active par les grilles de collecte
- Rendement de collecte
- Facteur de tension de circuit ouvert.
- Facteur de forme comprenant dans le cas d'une photodiode:
 - Résistance shunt,
 - Facteur d'idéalité,
 - Résistance série.

La figure 2.39 montre un exemple d'exploitation du spectre solaire AM0 pour un générateur photovoltaïque à base de Silicium cristallin [73]. La zone A correspond à l'énergie des photons non absorbés parce que pas assez énergétiques; la zone B correspond aux photons dont l'excès d'énergie par rapport au gap est thermalisé. Typiquement, la perte en A est de 23.5 %, elle peut être plus élevée si le matériau n'a pas une épaisseur suffisante ou ce qui revient au même si son coefficient d'absorption est trop faible. La zone B qui correspond à la thermalisation des électrons représente 33 % de pertes pour le Silicium. La somme de ces deux pertes, 56.5 % appliquée au photocourant si la collecte était parfaite et si le facteur de tension était égal au gap, donne pour le rendement théorique du matériau Silicium [74]:

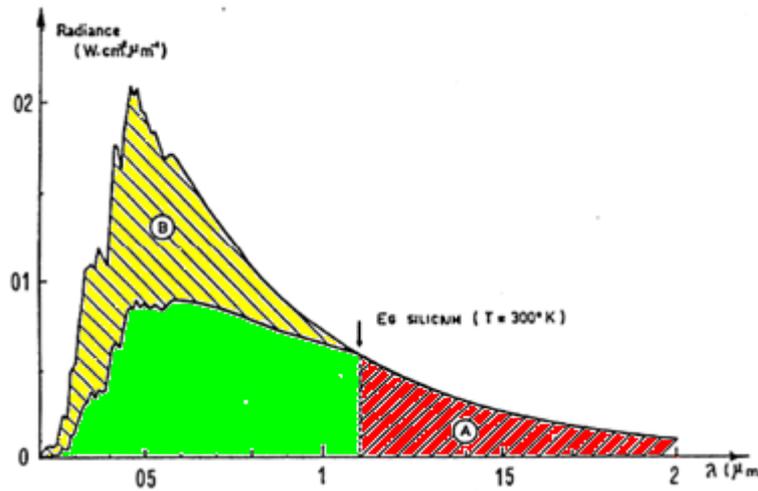


Fig.2.39 : Exploitation du spectre solaire AM_0 par un générateur photovoltaïque à base de c-Si. La zone A correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés. La zone B correspond à l'excès d'énergie non utilisé « des photons d'énergie supérieure au gap ».

Alors, lorsque l'on parle du rendement théorique d'un générateur photovoltaïque, il faut clairement distinguer le rendement théorique du matériau, du rendement théorique du dispositif.

S'il s'agit d'un générateur de type jonction PN par exemple, le modèle de Shockley implique une perte due au courant de saturation et aux recombinaisons des porteurs dans la zone de charge d'espace [75]. Il s'ensuit que même une diode idéale aura un facteur de forme d'au plus 84 %.

Les pertes par réflexion peuvent être minimisées par des traitements de surface convenables (une texturisation, une couche antireflet ou les deux à la fois). Ainsi on peut ramener le coefficient de réflexion naturel du Silicium de 30 % à seulement 3 ou 4 %. Les pertes de surface active par les grilles de collecte peuvent être réduites à 8 % et même moins si l'on utilise des matériaux hautement conducteurs [76].

On peut finalement décrire un diagramme de pertes d'énergie de la façon suivante pour un générateur photovoltaïque à base de Silicium cristallin extrêmement performante [76]:

- Absorption incomplète: 23.5 %
- Excès d'énergie par rapport au gap: 33 %
- Réflexion par la surface: 3 %
- Perte de surface active par les grilles: 7 %
- Perte de collecte: 5 %
- Perte de tension: 40 %

- Perte de facteur de forme: 27 % comprenant
 - Résistance shunt: 3 %
 - Résistance série: 6 %
 - Facteur d'idéalité de la diode: 16 %

Ce qui fait le rendement final d'un tel générateur serait d'environ 19.20 %.

Graphiquement le facteur de forme peut se présenter comme suit [73], figure 2.40:

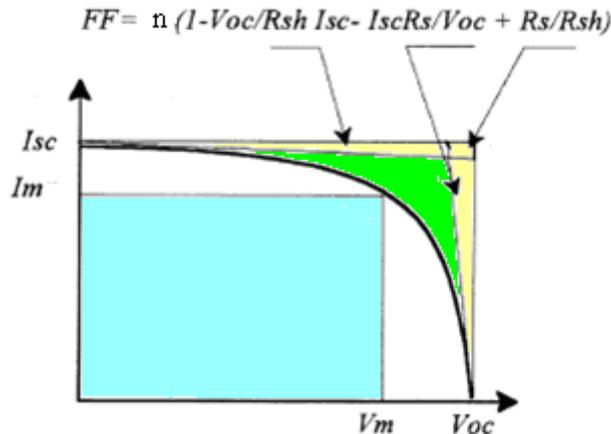


Fig.2.40 : Expression graphique du facteur de forme d'un GPV.

11.2 Le modèle proposé du GPV

Pour pouvoir contribuer à la modélisation des GPV commerciaux, nous avons cherché à améliorer le modèle étudié, celui à une diode, afin d'établir un nouveau modèle. Sachant que, loin du cas idéal des structures des jonctions, on peut avoir des désordres atomiques formant ce qu'on appelle des défauts. Ces défauts peuvent modifier les propriétés électriques, optiques, thermiques, magnétiques et mécaniques des jonctions [77]. Ces modifications se traduisent sous forme de chutes dans le rendement de la conversion photovoltaïque. On note que, ces défauts existant dans des états localisés dans la bande interdite deviennent des donneurs ou des accepteurs. Leur rôle dépend fortement du type des niveaux localisés dans cette bande, des concentrations avec lesquelles ils ont été incorporés dans la jonction et de leur nature même. Le rôle le plus important des niveaux donneurs et accepteurs superficiels est le contrôle du type de la conductivité de l'échantillon, en plus ils contribuent à la résistivité comme des pièges. Les niveaux profonds jouent le rôle de catalyseurs dans le phénomène de recombinaison. Autrement dit, ils contrôlent la durée de vie des porteurs. Ainsi, une durée de vie élevée des porteurs nécessite l'absence des niveaux profonds [78]. Nous proposons donc que les pertes dues aux défauts créés dans la bande interdite soient

modélisées par une résistance « ρ_G » en série avec la diode selon le modèle à une exponentielle, sachant que la diode représente la jonction PN, figure 2.41.

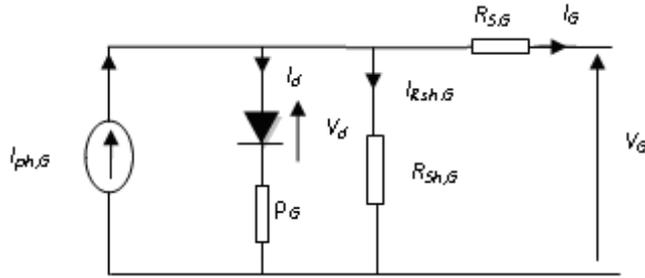


Fig.2.41 : Modèle proposé du GPV.

Selon le schéma électrique du modèle proposé le courant du GPV est donné par :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{d,G} - I_{Rsh,G} \quad (2.39)$$

$$I_G = I_{ph,G} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V_d)}{n n_s kT}\right) - 1 \right] - \frac{V_G + R_{s,G} \cdot I_G}{R_{sh,G}} \quad (2.40)$$

Alors que :

$$V_d = V_G + R_{s,G} \cdot I_G - \rho_G \cdot I_{d,G} \quad (2.41)$$

$$I_d = I_{ph,G} - I_{Rsh,G} - I_G \quad (2.42)$$

Alors :

$$V_d = V_G + (R_{s,G} + \rho_G) \cdot I_G + \rho_G \cdot (I_{Rsh,G} + I_{ph,G}) \quad (2.43)$$

Et par substitution on obtient l'expression finale de la caractéristique I-V du GPV selon le modèle proposé :

$$I_G = I_{ph,G} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V_G + (R_{s,G} + \rho_G) \cdot I_G + \rho_G \cdot (I_{Rsh,G} + I_{ph,G}))}{n n_s kT}\right) - 1 \right] - \frac{V_G + R_{s,G} \cdot I_G}{R_{sh,G}} \quad (2.44)$$

Avec :

$$I_s = K T^3 e^{-\frac{E_g}{KT}} \quad (2.45)$$

Courant de saturation de la diode.

Considérant que le GPV est une association des cellules en série et en parallèle alors :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_G = n_p I \\ I_{d,G} = n_p I_d \\ I_{ph,G} = n_p I_{ph} \\ I_{Rsh,G} = n_p I_{Rsh} \\ V_G = n_s V \\ R_{S,G} = \frac{n_s}{n_p} R_S \\ R_{Sh,G} = \frac{n_s}{n_p} R_{Sh} \\ \rho_G = \frac{n_s}{n_p} \rho \end{array} \right. \quad (2.46)$$

Ce modèle est simulé sous Orcad-PSpice comme suit, figure 2.42.

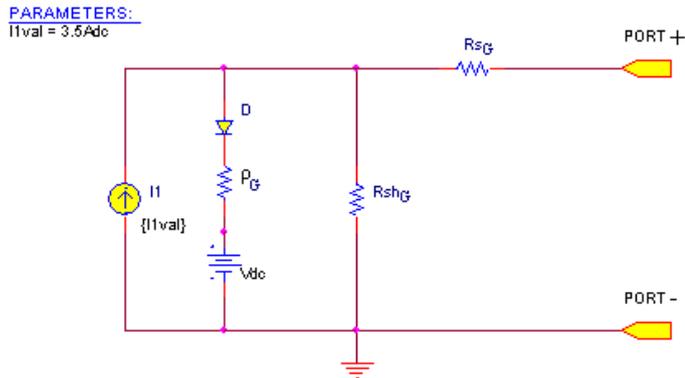


Fig.2.42 : Circuit électrique équivalent du GPV sous Orcad-PSpice selon le modèle proposé.

Une comparaison entre les caractéristiques I(V) et P(V) mesurées et simulées selon les deux modèles proposés et celle à une exponentielle est présentée sur les deux figures suivantes :

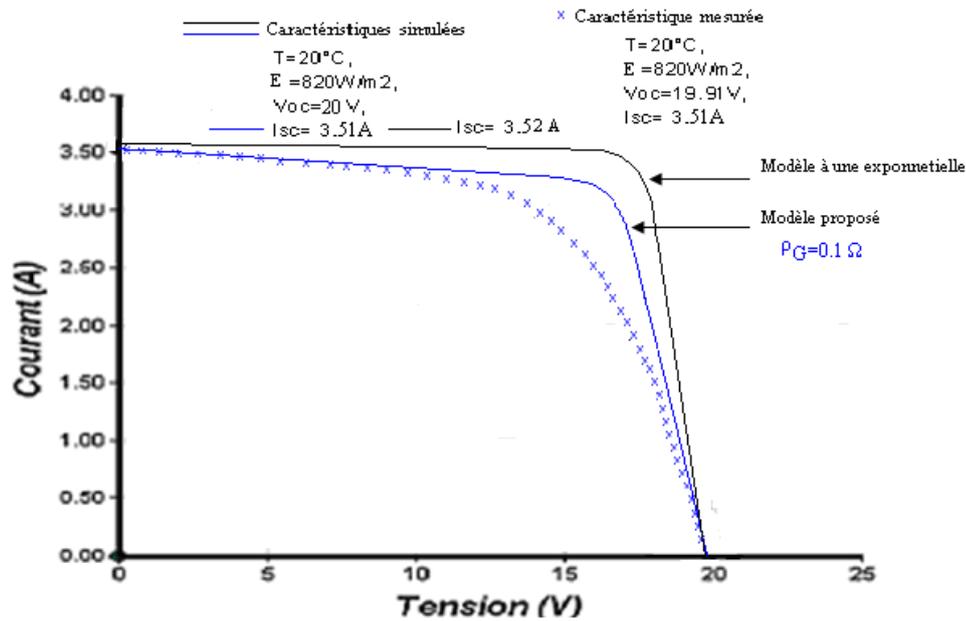


Fig.2.43 : Comparaison entre la caractéristique I(V) des modèles à une exponentielle et du modèle proposé avec la caractéristique mesurée.

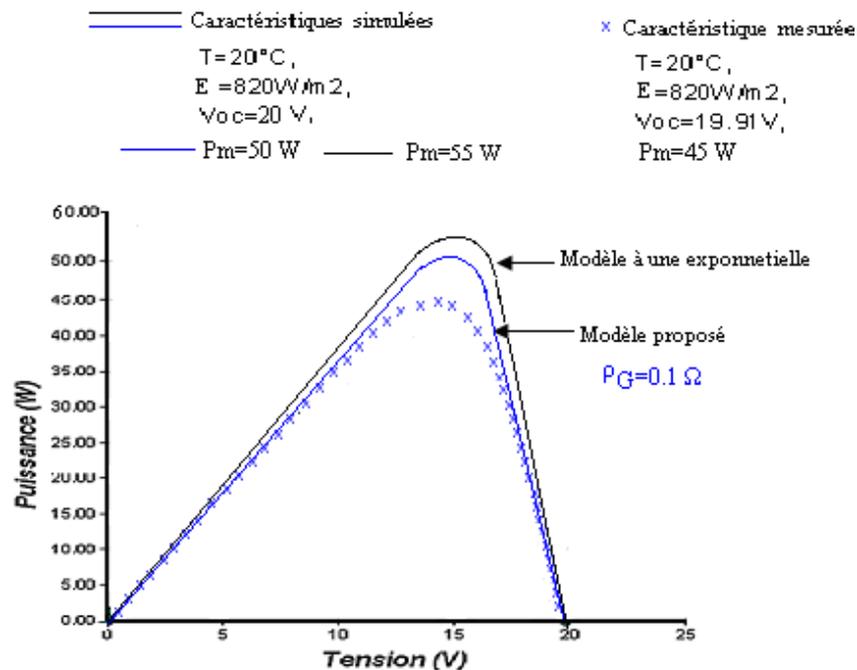


Fig.2.44 : Comparaison entre la caractéristique P(V) des modèles à une exponentielle et du modèle proposé avec la caractéristique mesurée.

La simulation du modèle proposé dans les mêmes conditions de température et d'ensoleillement montre que les caractéristiques I(V) et P(V) sont situées au dessous des caractéristiques simulées par le modèle à une exponentielle, ce qui montre que le modèle proposé est plus précis que le modèle à une exponentielle. Notons que pour $\rho_G=0\ \Omega$ les

caractéristiques du modèle proposé se confondent avec celles du modèle à une exponentielle. Pour obtenir les caractéristiques I(V) et P(V) les plus proches de celles mesurées réellement, on fait varier la valeur de « ρ_G ». Les deux figures suivantes montrent la variation des caractéristiques I(V) et P(V) du modèle proposé pour des différentes valeurs de la résistance « ρ_G » et comparées à celle mesurée.

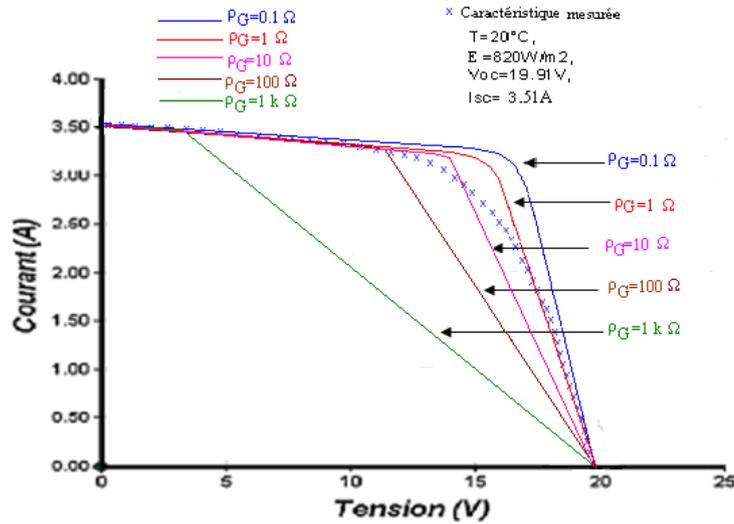


Fig.2.45 : Comparaison entre la caractéristique I(V) du modèle proposé et la caractéristique mesurée.

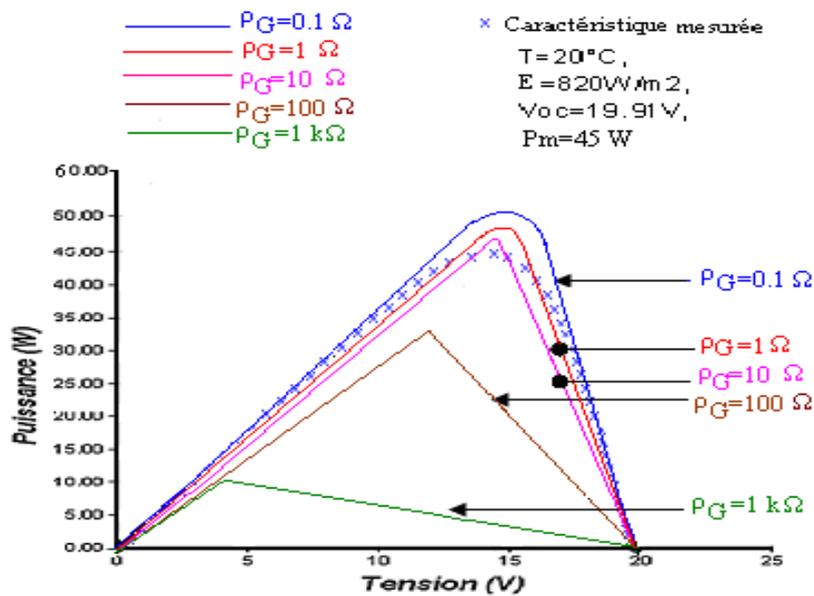


Fig.2.46 : Comparaison entre la caractéristique P(V) du modèle proposé et la caractéristique mesurée.

Remarquons que pour les valeurs de ρ_G entre 0.1Ω et 10Ω la caractéristique du modèle proposé se rapproche de la caractéristique réelle.

Tableau 2.3 : Variation du facteur de forme selon la variation de ρ_G .

$\rho_G=0.1 \Omega$	FF=0,73
$\rho_G=1 \Omega$	FF=0,68
$\rho_G=10 \Omega$	FF=0,65
$\rho_G=100 \Omega$	FF=0,47
$\rho_G=1 \text{ k}\Omega$	FF=0,14

Le modèle proposé est présenté sous Simulink par la figure 2.47.

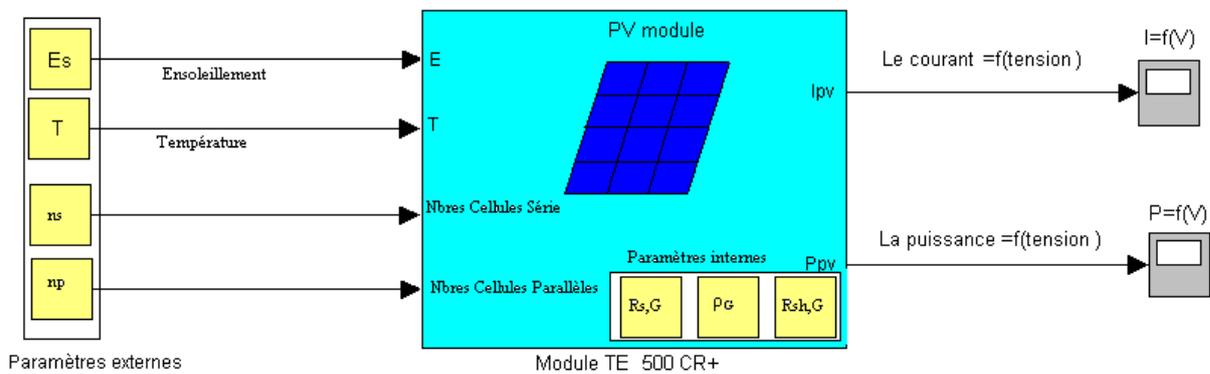


Fig.2.47 : Modèle proposé sous Simulink du module TE500CR+.

La figure suivante montre le bloc d'édition des paramètres du GPV étudié selon le modèle proposé sous Simulink.

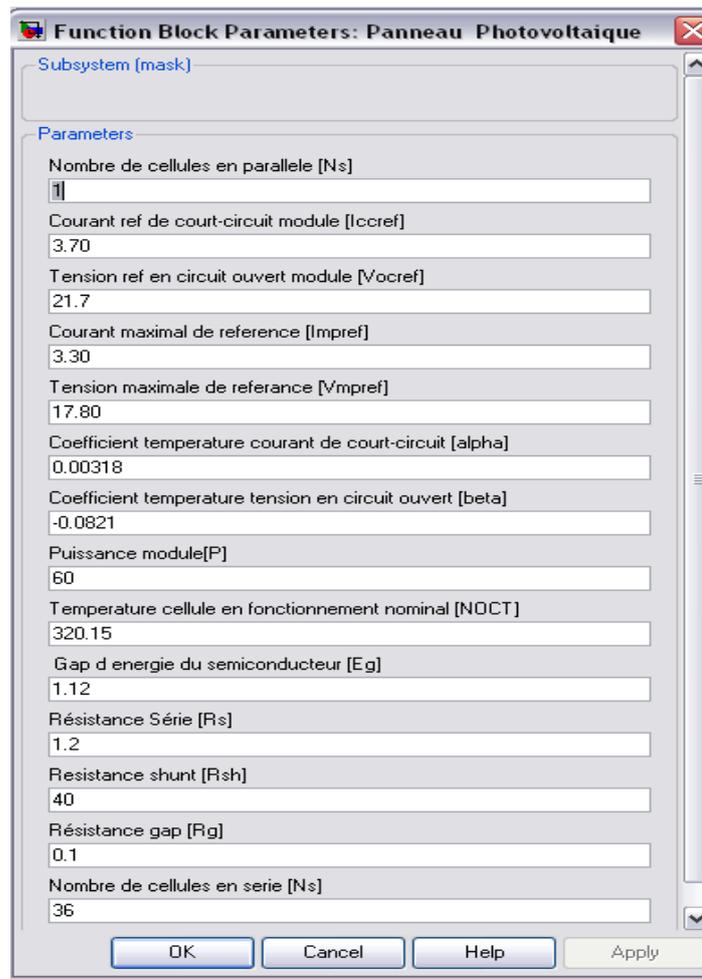


Fig.2.48 : Les paramètres du GPV introduits sous Simulink selon le modèle proposé.

12. CONCLUSION

Un système d'acquisition de données et de caractérisation commandé par ordinateur travaillant en temps réel nous a permis de traiter les mesures $I(V)$ et $P(V)$ pour des GPV commerciaux. D'après cette réalisation on peut dire que l'utilisation des MOSFET pour la réalisation de la charge électronique a permis d'aboutir à de bons résultats. En effet, tous les points de la caractéristique sont bien atteints, avec une précision acceptable, et le délai nécessaire au balayage de toute la caractéristique est raisonnable (une vingtaine de secondes). Nous notons aussi que l'utilisation de microcontrôleur a offert une flexibilité considérable lors du développement et une rapidité d'interfaçage avec le PC, ainsi qu'avec les différents capteurs utilisés. Notons que le choix judicieux de ces composants a été un point essentiel.

Une étude comparative entre les résultats mesurés et celle simulés a été présentée. Les paramètres ainsi calculés pour le modèle à une exponentielle ont été comparés à ceux obtenus par le modèle réel. L'efficacité des deux méthodes était appréciée par une comparaison des

moyennes quadratiques des distances entre les points expérimentaux et la courbe théorique correspondante. Des modèles PSpice et Simulink du GPV sous test ont été élaborés.

Un algorithme d'extraction des paramètres du GPV est mise en oeuvre. Cet algorithme nous a permis d'extraire les paramètres du GPV selon le modèle à une diode et à partir des données du constructeur aux conditions standard et hors conditions standard ou l'utilisation de la méthode de translation des courbes $I(V)$ de certaines conditions de la température et du rayonnement solaire s'est avère acceptable.

Une plateforme d'identification des paramètres électriques du GPV était aussi développée en se basant sur le développement d'un algorithme d'identification. Cet algorithme de leur part est basé sur le calcul du coefficient de corrélation entre les résultats simulées et mesurées. Cette identification nous à permettre d'établir des modèles Simulink et PSpice du GPV selon le modèle à une diode avec des paramètres déterminées en utilisant des caractéristiques réelles.

Une contribution à la modélisation des GPV été faite à travers l'insertion d'une résistance série avec la diode qui modélise la jonction PN. Cette résistance modélise l'ensemble des pertes dues à la création des défauts involontaires lors de la construction des jonctions, qui présente ainsi un certaines résistivité à la transition des porteurs de charge à la bande interdite. La simulation du modèle proposé montre qu'il se rapproche à la caractéristique mesurée selon le bon choix de la valeur de cette résistance qui reste en fonction du bon choix des matériaux utilisées pour la réalisation des cellules solaires ainsi que les techniques de leurs fabrications.

La validation du modèle proposé reste encore une taché très importante. C'est donc nous abordons dans le chapitre suivant les différentes chaînes de conversion photovoltaïque, après on appliquant le modèle proposé du GPV sur une topologie choisie de la chaîne de conversion pour pouvoir jugé la fiabilité de notre modèle.

CHAPITRE 3

Connexion du GPV avec la charge, Validation du modèle proposé

1. INTRODUCTION

L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées par exemple. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme des calculatrices, des montres et d'autres objets d'utilisation courante. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité.

En effet, l'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiation et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public. Les premières avancées technologiques ont été réalisées dans l'association des cellules photovoltaïques afin de créer des panneaux solaires disposant de caractéristiques électriques présentant une grande fiabilité permettant une garantie des caractéristiques au-delà de 25 ans. Plus récemment, avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup des systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des premiers étages d'adaptation en entrée assurant la recherche de PPM. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur.

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est de présenter un état des lieux actuel des différentes topologies de la connexion du GPV avec la charge à alimenter, afin de mieux comprendre les enjeux et les perspectives à venir de l'électronique de puissance dans ces applications. Nous étudierons ainsi les structures DC-DC utilisées classiquement pour apporter une solution technologique dans l'approvisionnement en électricité de zones difficilement accessibles, éloignées de tout réseau ou pour l'alimentation de secours de réseaux peu fiables, mais aussi les structures DC-AC essentiellement utilisées pour le couplage avec les réseaux électriques publics.

2. RENDEMENTS DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV.

L'irradiation $G(\text{W}/\text{m}^2)$ est définie comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un GPV de surface A (m^2) est donc égale à $G \cdot A_{\text{eff}}$. La surface A_{eff} représente la surface du GPV correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le GPV. Dans ce contexte, nous prendrons comme définition du rendement traduisant la capacité maximale d'un GPV ainsi que sa qualité de la conversion photons-électrons d'un panneau solaire noté η_{pv} , le rendement défini selon l'équation (3.1).

$$\eta_{\text{pv}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{G \cdot A_{\text{eff}}} \quad (3.1)$$

Où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du GPV dépendant du matériau photovoltaïque, de l'instant, de l'endroit et des conditions météorologiques (la température, le rayonnement, ...).

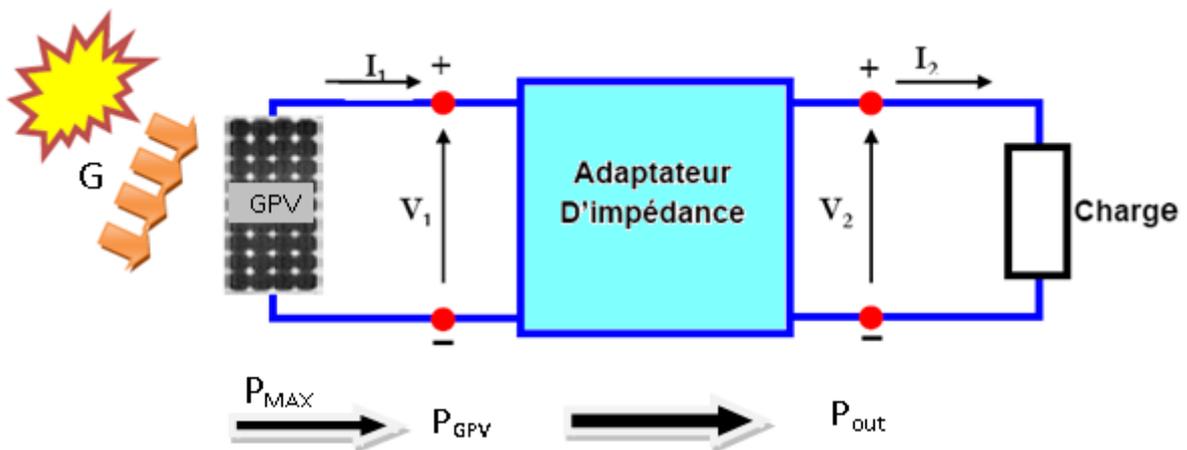


Fig.3.1 : Chaîne de conversion photovoltaïque.

La puissance délivrée par le GPV notée P_{GPV} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_{MAX} en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et

le transfert énergétique (Onduleur, convertisseur DC-DC, connexion directe...). La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Nous l'associons au point de fonctionnement du GPV et nous le notons η_{MPPT} . Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale (P_{MAX}) disponible aux bornes du GPV. Ce rendement η_{MPPT} est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même GPV. Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court (<1s). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés. En résumé, ce rendement représente un rendement instantané des performances du GPV.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{GPV}}{P_{MAX}} \quad (3.2)$$

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté η_{conv} , défini en (3.3), et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{GPV}} \quad (3.3)$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté η_{TOTAL} , peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps [79].

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \cdot \frac{P_{GPV}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{GPV}} \quad (3.4)$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles.

Ces rendements sont en effet étroitement associés aux systèmes de gestion et de conversion de l'énergie PV. Ils définissent respectivement sa capacité à exploiter plus ou moins bien la puissance produite par un GPV et la capacité de transfert vers une charge dans les meilleures conditions.

3. CONNEXION DU GPV AVEC LA CHARGE

3.1. La connexion directe GPV-charge

La connexion directe du GPV à une charge reste actuellement le principe de fonctionnement le moins cher, (figure 3.2). Bien sûr, il faut s'assurer auparavant que la charge accepte bien la connexion directe au générateur de puissance continue qu'est le GPV. En effet, le GPV est une source d'énergie continue qui ne peut être connectée à une charge alternative que via un étage d'adaptation de type onduleur. L'inconvénient majeur de cette connexion est sa dépendance directe entre la puissance fournie par le générateur et la charge. En fait, la puissance fournie par le GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique $I(V)$ du GPV et celle de la charge. Comme la caractéristique de la figure 3.3 le montre, la puissance transmise directement à une batterie ou une charge résistive de type lampe ou bien même un moteur (MCC), n'est pas toujours effectuée à la puissance maximale P_{MAX} (PPM = point de puissance maximale) que peut fournir le GPV. La solution la plus utilisée actuellement est de créer généralement un GPV par association de cellules ou modules pour obtenir une puissance nominale donnée proche de celle nécessaire pour l'utilisation. Cette topologie est valable pour les charges DC de type batterie recueillant le courant PV sous des tensions proches de V_{opt} . Une autre application directe est le pompage d'eau « au fil du soleil ». Dans ce cas, on garantit statistiquement la coïncidence du point de puissance maximale PPM du générateur avec les besoins optimaux de la charge. Toutefois, les pertes de ce genre d'association peuvent aller de 5% à 30% selon les gisements solaires et l'état des charges [79].

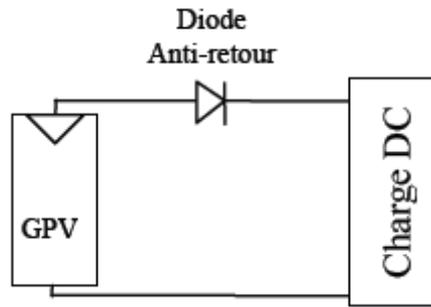


Fig. 3.2 : Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.

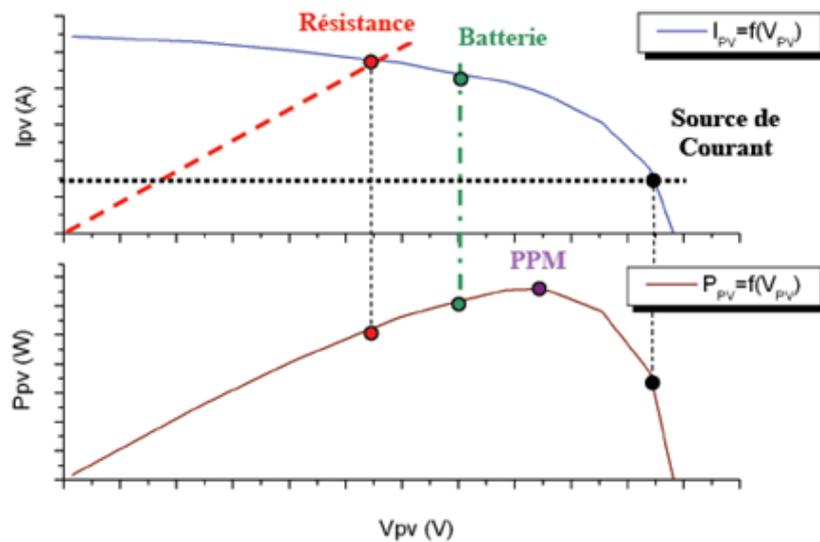


Fig. 3.3 : Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe GPV-Charge.

En réalité, la connexion directe est surtout utilisée en raison de sa simplicité de mise en oeuvre, son coût minimal et sa fiabilité. En termes de rendement, même si la puissance du GPV est choisie judicieusement par rapport à la charge, ce type de connexion souffre souvent d'une mauvaise adaptation électrique et présente des pertes importantes de production d'énergie.

Pour augmenter la production d'un GPV, on trouve de plus en plus d'étages d'adaptation entre le panneau et la charge, dans le but d'optimiser le transfert de puissance. Aujourd'hui, on peut trouver deux types d'étages d'adaptation électroniques distincts commercialisés. Le premier type permet de connecter le GPV à une charge continue telle qu'une batterie. Il fait appel à des convertisseurs DC-DC plus communément connus sous l'appellation d'hacheurs ou des régulateurs. Ce type d'architecture est la plupart du temps utilisé pour un fonctionnement en site isolé. Cela permet de couvrir les besoins énergétiques

d'une résidence ne disposant pas d'une connexion au réseau électrique public ou de satisfaire les critères d'augmentation d'autonomie dans les applications portables, les transports et le spatial. Dans certains cas, il n'y a pas le choix car les caractéristiques de la charge ne sont pas compatibles avec la forme d'électricité produite par un GPV. C'est le cas de toutes les charges ayant besoin de tensions alternatives. Dans ce cas, on fait appel à un second type d'architecture permettant d'effectuer une conversion continu-alternatif (DC-AC). Ainsi, cette dernière permet d'injecter tout ou partie de l'énergie photovoltaïque produite dans un réseau de distribution.

3.2. La connexion GPV-charge via un hacheur

3.2.1 Les convertisseurs (DC/DC)

Les convertisseurs DC/DC sont des circuits électriques servant à transformer la tension continue fournie par les GPV ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant à une tension continue différente.

Dans cette partie nous présentons le principe des trois types de convertisseurs DC/DC (Buck, Boost et Buck-Boost) qui ne sont constitués que par des éléments réactifs (self, capacité et commutateur). Dans le cas idéal ils ne consomment aucune énergie, c'est pourquoi on a de bons rendements. Le commutateur est réalisé avec un dispositif semi-conducteur habituellement un transistor MOSFET ou un IGBT. Pendant le fonctionnement le transistor sera commuté à une fréquence constante $F_s = 1/T_s$ et un rapport cyclique « d » variable, comme illustré par la figure 3.4 [80].

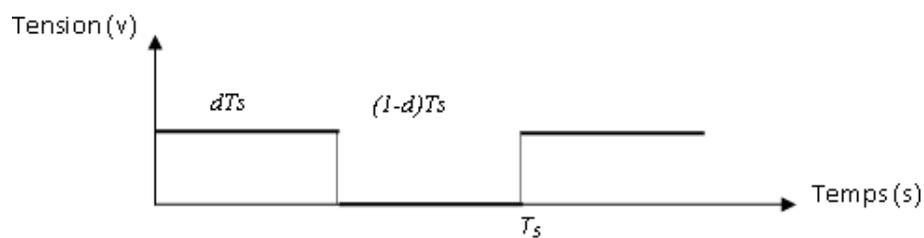


Fig.3.4 : Représentation de la tension pour la commande de l'interrupteur.

Dans cette partie, nous allons étudier les différents types de convertisseurs DC/DC et les algorithmes les plus répandus pour la poursuite du point de puissance maximale.

3.2.1.1 Convertisseur dévolteur (Buck)

Le convertisseur dévolteur se trouve souvent dans la littérature sous le nom de hacheur Buck ou hacheur série. Le principe de fonctionnement est schématisé par la figure 3.5.

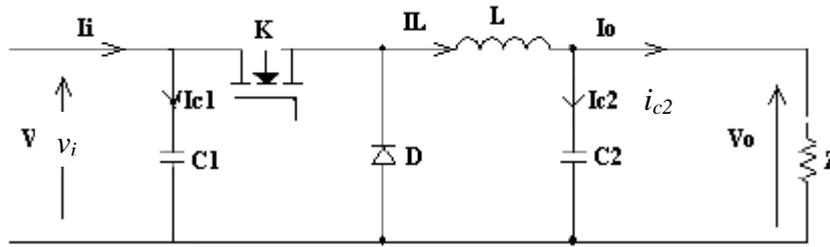


Fig.3.5 : Circuit électrique du convertisseur Buck.

A l'état conducteur du transistor MOSFET, pendant la durée dT_s la diode se bloque, alors que l'inductance L se charge d'énergie avec augmentation du courant i_L . Lorsque l'interrupteur s'ouvre durant $(1-d)T_s$ l'inductance L libère cette énergie à la charge Z avec une diminution du courant i_L . Le circuit se décompose alors en deux circuits linéaires qui correspondent à chaque état du transistor K . Ce dernier est commandé par une électronique de contrôle qui mesure en permanence la tension et le courant de sortie pour ajuster la fréquence ou la largeur de commande de l'interrupteur.

3.2.1.2 Convertisseur élévateur (Boost)

Le convertisseur élévateur est connu sous le nom hacheur parallèle. Le schéma ci-dessous représente le circuit électrique du Boost. Durant dT_s , l'interrupteur K est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, l'interrupteur s'ouvre et l'inductance L s'opposant à la diminution de courant I_L , génère une tension qui s'ajoute à la tension de source qui s'applique sur la charge Z à travers la diode D .

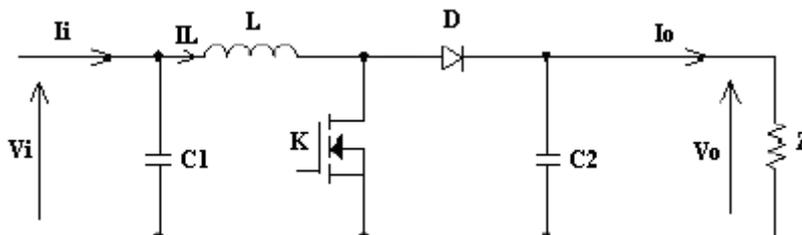


Fig.3.6 : Circuit électrique du convertisseur Boost.

3.2.1.3 Convertisseur dévolteur/élevateur (Buck-Boost)

Ce dernier combine les propriétés des deux convertisseurs précédents. Son schéma de base est illustré par la figure suivante [81].

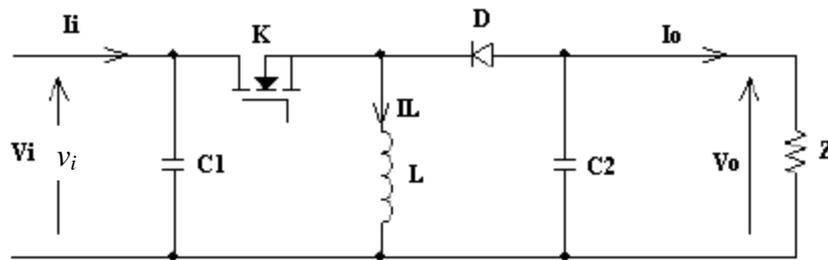


Fig.3.7 : Circuit électrique du convertisseur Buck-Boost.

Pour la première durée dT_s , l'interrupteur est fermé. L'inductance L se charge d'énergie, puis l'interrupteur s'ouvre et la tension de l'inductance L se trouve appliquée à la charge Z . Son courant circule dans le sens inverse d'une aiguille d'une montre à travers la diode D . Ainsi la tension de sortie sera négative.

3.3 Topologie de connexion du GPV à travers un hacheur avec le contrôle MPPT

Les GPV de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs PPM correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit à effectuer le transfert d'énergie du GPV à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du GPV et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée. Diverses architectures ont ainsi été mises au point pour améliorer la production d'un GPV.

La figure 3.8, présente le schéma de principe d'un GPV doté d'un étage d'adaptation DC-DC entre le GPV et la charge de sortie. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant de stock d'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de tension (ballast,...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le PPM que peut fournir un GPV. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé [86,87,88]. A partir de l'évaluation de la puissance fournie par le générateur, ces commandes

utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance (CS) pour appliquer une action de contrôle adéquate sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du PPM. Par exemple, la méthode (P&O). Un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie.

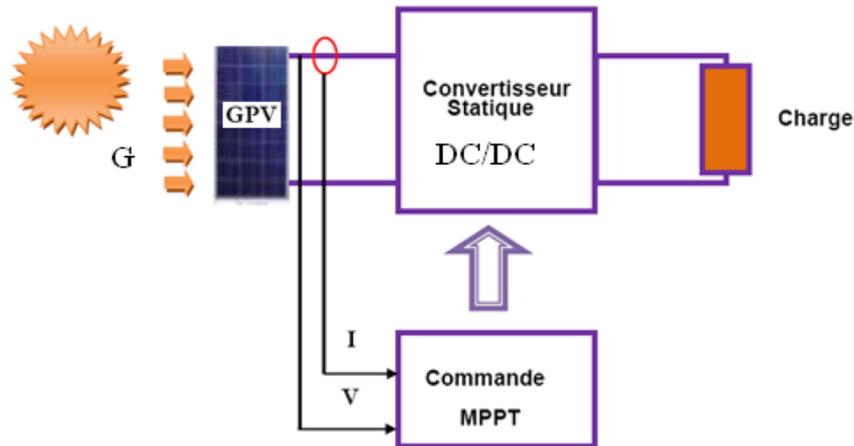


Fig.3.8 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.

3.3.1 Les différents algorithmes de commande MPPT

Plusieurs algorithmes de poursuite du point de puissance maximum (Maximum Power Point Tracking – MPPT) ont été développés afin d'assurer le contrôle continu du rapport cyclique « d » du convertisseur, pour maintenir le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque au point de puissance maximum (PPM).

3.3.1.1 Les premières commandes MPPT

Dans les premières MPPT créées dans les années 1970, l'algorithme mis en oeuvre était relativement simple, étant données les capacités des microcontrôleurs disponibles à cette époque et les principales applications, destinées alors au spatial. Appliquée au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F. Boehringer [82]. La commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM). Ce dernier est décrit en figure 3.9 et peut être implanté entièrement en numérique. Il consiste à calculer la puissance à l'instant t_i à partir des mesures de I_{PV} et V_{PV} , et de la comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant t_{i-1} . De là, un nouveau rapport cyclique « d » est calculé et est appliqué au convertisseur statique. Un exemple

d'algorithme MPPT équivalent à celui de la figure 3.8 est décrit en [83] pour l'énergie éolienne.

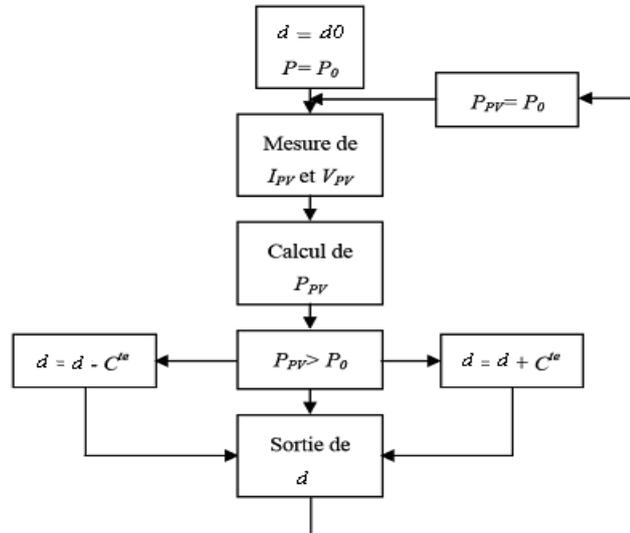


Fig.3.9 : Principe d'une MPPT numérique.

Récemment, ce type d'algorithme simple a été implanté sur des microcontrôleurs de faible prix, en vue d'effectuer une association parallèle de convertisseurs nommée « Parallel Power Conversion Technique » (*PPCT*). Mais, les limites de la commande MPPT n'y sont pas traitées. La recherche du PPM démarre à partir de la tension de circuit ouvert et le temps de recherche du PPM est garanti toutes les 1,5 secondes [83].

3.3.1.2 Les commandes MPPT destinées aux applications spatiales.

L'ensoleillement dans les applications spatiales présente un comportement prévisible, contrairement aux applications terrestres, soumises aux heures du jour et aux données météorologiques. Pour cela, un certain nombre de simplifications sur l'évaluation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque peuvent être faites.

La commande MPPT de type numérique développée par Kevin Choi [84], nécessite un microcontrôleur assurant un temps de calcul de la MPPT toutes les secondes. Elle est destinée avant tout à des applications spatiales de type chargeur de batterie. Pour diminuer le nombre de capteurs, une seule grandeur électrique en sortie du GPV est captée, le courant de la source PV. En effet, on fait l'hypothèse que la variation de la tension optimale, dans les conditions de fonctionnement, est faible. Dans ce cas, la variation de puissance optimale est alors similaire à la variation du courant optimal. Cela induit intrinsèquement une perte du rendement global de la chaîne de conversion, par l'erreur effectuée sur le PPM à tout instant (entre 5 et 10% selon les configurations). Cependant, cette commande relativement simple

présente l'avantage d'une grande stabilité et peut être performante si les conditions de température ne varient pas trop. Ainsi, la variation maximale de V_{opt} entre un éclairnement nul et un éclairnement maximal est inférieure à 5%. Ce type de commande ayant un seul capteur pour déterminer une image de la puissance délivrée par le générateur se base sur des hypothèses simplificatrices qui ne peuvent pas être faites sur des systèmes terrestres où l'éclairnement et la température varient dans de larges proportions.

3.3.1.3 Les commandes MPPT à algorithmes performants.

Le type de commande MPPT la plus décrite dans la littérature est basé sur la mesure du courant et de la tension de la source. Deux types d'implantation existent (*analogique ou numérique*) en fonction de la complexité des algorithmes implantés.

Les premiers travaux relatant d'une implantation analogique performante ont été décrit en 1988 par Salameh [85,86]. Malgré un algorithme performant, permettant l'oscillation du système autour du point de puissance maximum, dans des conditions de variations lentes d'éclairnement, cette commande présente un compromis entre sa rapidité et sa précision (*faible taux d'oscillations et bonne dynamique en cas de changement d'éclairnement ou de charge*). Ainsi, l'implantation analogique de ce type de commande a longtemps été exclue.

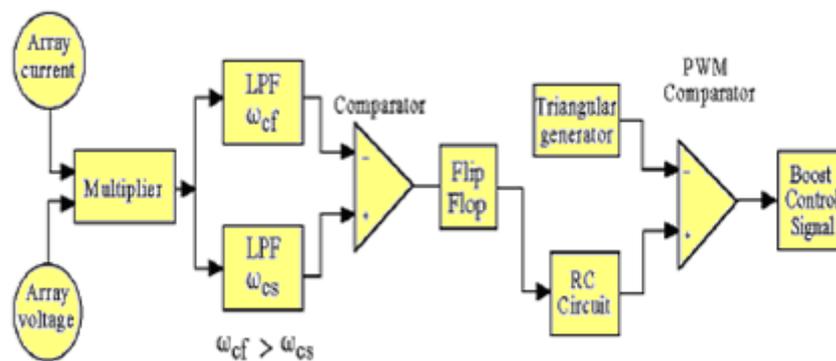


Fig.3.10 : Principe de la MPPT analogique de Salameh.

L'augmentation des fréquences de travail des convertisseurs statiques a créé un nouveau regain d'intérêt pour une implantation analogique de ce type de commande.

3.3.1.4 Les Commandes MPPT numériques performantes.

La plupart des commandes MPPT récentes sont de type numérique. L'algorithme implanté est plus ou moins lourd selon la précision de modélisation du système, la robustesse et la rapidité de la boucle de commande.

La commande MPPT de type numérique proposée par M. Matsui [86] et basée sur la mesure des tensions de sortie et d'entrée d'un Boost. Ainsi, connaissant le comportement typique du convertisseur statique, on en déduit la valeur du rapport cyclique qui permet de faire la meilleure adaptation source-charge. Ce type de commande simple est ainsi valable à base fréquence et puissance élevée. Mais, lorsque la fréquence du système de conversion de puissance augmente, les erreurs faites sur le rapport cyclique, pouvant être importantes, entraînent des pertes en rendement importantes. De plus, il faut s'assurer par le dimensionnement du convertisseur que l'on est en mode de conduction continue. Une autre alternative est présentée dans les travaux développés par K. Hussein [9] et C. Hua [88]. Pour ce type de commande, un PC ou un microcontrôleur est nécessaire afin de déterminer la puissance de la source ainsi que son sens de variation. Dans ce cas, ces systèmes ont une rapidité de réponse liée aux temps de calcul des algorithmes implantés [10]. Ces commandes supposent que les systèmes PV ont une dynamique de variation relativement lente. Cette hypothèse n'est pas valable lorsque l'on destine ces systèmes à des applications terrestres sous des climats nuageux. Il est en effet parfois très difficile pour ces commandes de traiter le cas d'éclairement inhomogène qui rend en plus la courbe de puissance du générateur plus complexe.

3.3.1.5 Synthèse.

La plupart des commandes MPPT rencontrées dans la littérature adoptent comme fonctionnement celui décrit dans la figure ci-dessous. Au démarrage du système, la recherche du PPM se fait progressivement, en cherchant le premier maximum.

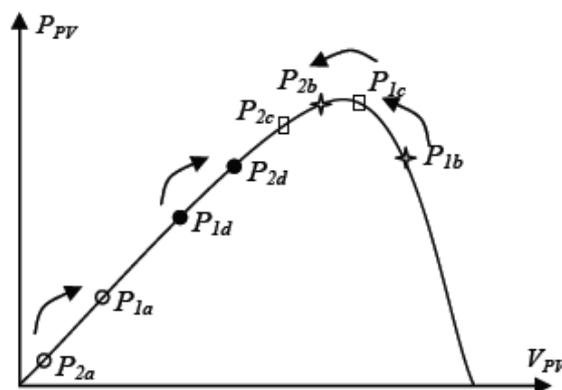


Fig.3.11 : Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.

Cependant, pour arriver à converger dans de bonnes conditions, quel que soit l'algorithme, il faut que les courbes de puissance délivrées par le générateur soient constantes ou lentement

variables. Si cette hypothèse n'est pas respectée (*changements brutaux des conditions de fonctionnement*), alors il est à noter que les problèmes suivants peuvent se poser :

- **La puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums.** Ceci peut se produire, en particulier, lorsqu'il est le fruit de cellules PV associées en grand nombre en série et en parallèle avec leur protection respective.
- **Des changements brutaux d'éclairement et de charge.** Ainsi, le générateur peut à tout instant avoir sa courbe de puissance modifiée ainsi que son PPM, comme l'illustre la figure 3.12.
- **Les pertes liées à la commande.** En effet, de part la nature oscillatoire de cette dernière autour du PPM, mais aussi dans les transitoires, il peut survenir un certain nombre de contre-performances.

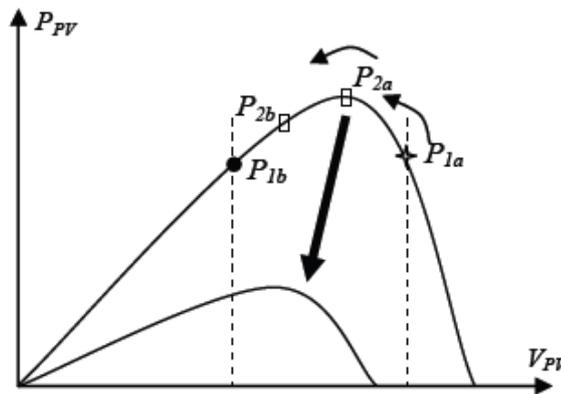


Fig.3.12 : Changement d'éclairement et conséquences sur les courbes de puissance d'un générateur PV ainsi que sur l'adaptation source-charge.

3.3.1.6 La méthode Perturbation et Observation (P&O)

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{GPV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte [89]. Ainsi, comme l'illustre la figure 3.13, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{PV} engendre un accroissement de la puissance P_{PV} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{GPV}(V_{GPV})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. En

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

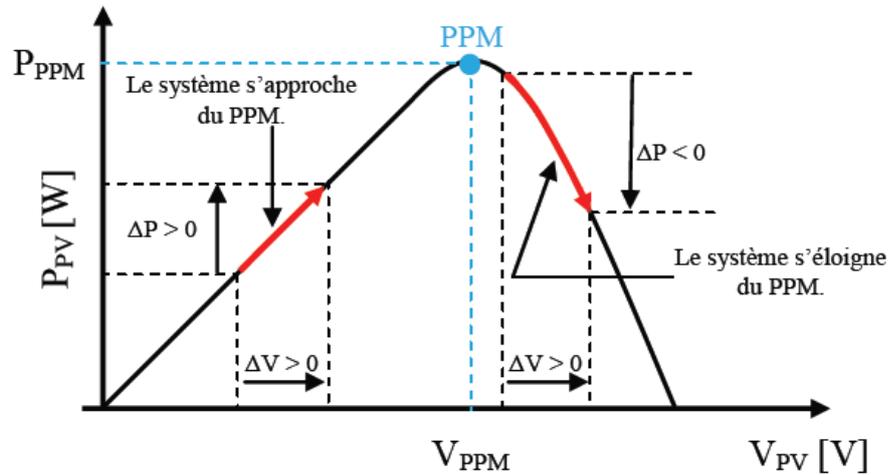


Fig.3.13 : Caractéristique P_{GPV} (V_{GPV})

3.3.1.7 La méthode par accroissement de conductance (Inc-Cond) :

Dans cet algorithme, on calcule la dérivée de la puissance de sortie du GPV. Cette dérivée est nulle au point de puissance maximum. Elle est positive à gauche du MPP et négative à sa droite.

On définit la conductance de la source $G=I/V$ et l'incrémentale conductance par $\Delta G=dI/dV$. Puisque la tension V du GPV est toujours positive la relation (3.5) se traduit ainsi : le point de puissance maximum MPP est atteint si la conductance ΔG de la source est affecté du signe moins, et à gauche de ce point lorsque la conductance G est supérieure à l'incrémentale ΔG et vice-versa, comme suit [90] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP}{dV} > 0 \\ \frac{dP}{dV} = 0 \\ \frac{dP}{dV} < 0 \end{array} \right. \quad \text{si} \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{I}{V} > -\frac{dI}{dV} \\ \frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV} \\ \frac{I}{V} < -\frac{dI}{dV} \end{array} \right. \quad (3.5)$$

Pour éviter que la différentielle dV de la tension du GPV ne devienne nulle, lorsque le MPP est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation du point de fonctionnement, ce qui conduirait à une division par zéro, l'algorithme fait un test sur dV . S'il est nul il teste si $dI=0$. Si c'est le cas, le PPM est obtenue et l'algorithme ne fait aucun

changement. Dans le cas contraire l'algorithme teste le signe de dI pour déterminer la position du PPM et ajuste la tension de référence correspondante.

D'autres commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant délivré par le GPV en supposant que ce dernier est une image proportionnelle au P_{MAX} . Ceci permet de s'approcher le plus possible du courant optimal I_{opt} . Pour cela, l'algorithme MPPT de ce type de commande calcule un courant de référence dérivé directement du I_{CC} du GPV. Cela nécessite donc que le système effectue périodiquement un court-circuit du module PV afin d'effectuer la mesure du courant. Ensuite, à partir d'une relation de proportionnalité plus ou moins complexe, on peut obtenir la référence du courant du GPV qui est supposé proche du courant optimal souhaité [91]. Ce type de commande ayant besoin uniquement d'un seul capteur, s'avère plus facile à mettre en oeuvre et un peu moins coûteux que les commandes extrémales. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause du procédé d'estimation de I_{CC} qui ne peut pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est alors au mieux de l'ordre de la minute. Dans le même concept de commande, certains auteurs [92,93] déduisent la tension optimale V_{opt} à partir de la tension V_{CO} du générateur en effectuant des estimations plus ou moins précises. Pour ce faire, une fraction constante de la tension V_{CO} est utilisée comme référence pour la tension du panneau. Ce type de commande n'est pas non plus très précis et présente l'inconvénient d'ouvrir le système très souvent.

Les travaux réalisés par Angel Cid-Pastor, sur la conception et la réalisation de modules photovoltaïques électroniques à l'échelle de 100Wc [94], ont montré le bénéfice à utiliser un étage d'adaptation électronique par rapport à l'utilisation d'une simple connexion directe par diode anti-retour.

Une étude comparatif entre les deux algorithmes *P&O* et *l'Inc-Cond* a été évaluée est présenté en annexe 3.

La figure 3.14 représente un résultat de comparaison des deux types de connexion. Cela permet de constater que le η_{MPPT} de l'étage d'adaptation avec fonction MPPT est toujours supérieur à celui de la diode. Bien que ces étages d'adaptation dimensionnés à l'échelle d'un panneau constitué de 18 à 40 cellules en série représentent aujourd'hui un progrès important en termes de gain énergétique (de 5% à 10%), des problèmes d'optimisation persistent à l'échelle de la cellule. Ainsi, un des problèmes présentés par ce système, est qu'en cas d'ombrage total ou partiel d'une partie du GPV, une grande partie des cellules connectées à l'étage d'adaptation ne peut plus produire de puissance. Ainsi, si l'ombrage concerne une seule cellule, la diode by-pass en antiparallèle condamne la production de l'ensemble des

cellules autour du défaut, soit de 12 à 18 cellules. De plus, lorsque le GPV possède plusieurs diodes-bypass et en cas de fonctionnement d'au moins l'une d'entre elles, la commande MPPT de l'étage d'adaptation est incapable d'identifier le point de puissance maximal optimal de ce système (problème de présence de plusieurs PPM partiels).

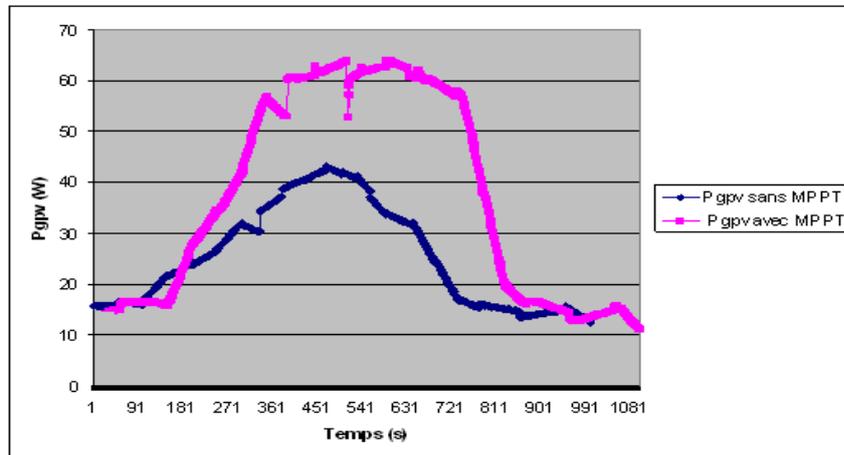


Fig.3.14 : Comparaison de la puissance délivrée par un GPV pour une connexion directe et pour connexion à l'aide d'un convertisseur Buck-Boost avec MPPT-P&O.

La figure suivante montre la réalisation d'un contrôleur MPPT à base de l'algorithme P&O qui commande un hacheur survolteur pour alimenter une charge continue [95].



Fig.3.15 : Photo du contrôleur MPPT et du hacheur survolteur réalisés.

4. CONNEXION GPV-CHARGE VIA UN ONDULEUR

Autre type d'application photovoltaïque parmi les plus valorisantes actuellement sont les installations PV destinées à alimenter le réseau électrique public. V

Il existe différentes topologies de gestion de ces installations. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un GPV raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et

mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès effectués ces dernières années dans le développement des onduleurs dédiés au photovoltaïque ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion. Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les GPV en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par ex. 230V/400V - 50Hz) mais ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation.

5. LES DIFFERENTES TOPOLOGIES D'UTILISATION DES ONDULEURS

5.1 La topologie d'onduleur central

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle-même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres (figure 3.16). Le générateur PV de forte puissance ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant. La structure classique de l'onduleur est souvent un circuit en pont permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'interrupteurs de puissance [96].

Le couplage direct des installations PV avec des onduleurs sans transformateur gagne en importance. En effet, ils sont peu onéreux et offrent un rendement énergétique imbattable (entre 95% et 97% pour les fortes puissances). Pour pouvoir alimenter le réseau, la tension d'entrée doit toujours dépasser la tension crête de la tension réseau redressée. Soit, pour une valeur de tension efficace réseau de 250V, une source de tension minimale de 354V est nécessaire pour pouvoir injecter un courant sinusoïdal dans le réseau. Par conséquent, un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel porte préjudice à une exploitation optimale de chaque chaîne PV et entraîne une réduction du rendement énergétique. L'onduleur central possède de plus en plus souvent au moins un système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures, au vieillissement

ou au stress, la commande MPPT devient incertaine et le champ photovoltaïque ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre, la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production.

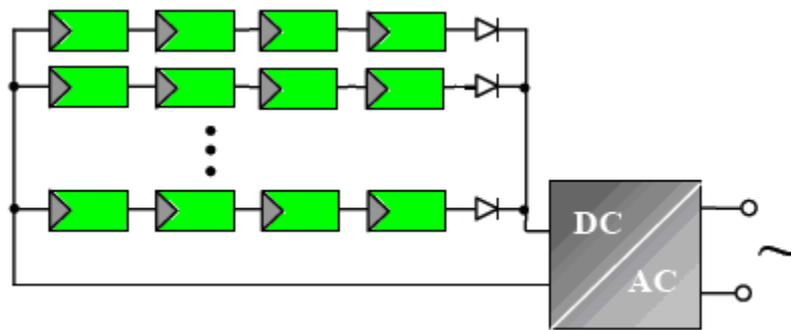


Fig.3.16 : Schéma de principe d'une installation PV connectée au réseau électrique via un onduleur central

5.2. La topologie d'onduleurs strings

De même que pour l'onduleur central, le champ PV est, ici aussi constitué de strings (chaînes). Chaque string est toutefois relié à un onduleur (figure 3.17). Chaque string peut ainsi fonctionner à son PPM. Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC. Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Mais il faut prendre en compte l'augmentation du nombre d'onduleurs de moyenne puissance disposant de rendement compris entre 92% et 96% nécessaires pour calculer le surcoût d'une telle architecture par rapport à la précédente.

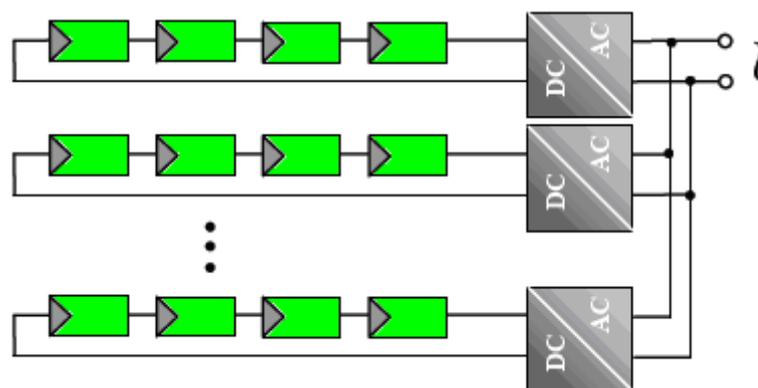


Fig.3.17 : Schéma de principe d'une installation PV connectée au réseau électrique via un onduleur string



Fig.3.18 : Exemples d'installations photovoltaïques ayant besoin de plusieurs onduleurs.

Une étude théorique développée [97,100] explore les avantages et les bénéfices à utiliser une architecture string comparée à une architecture centralisée. Ces travaux sont focalisés sur l'évaluation des performances des deux types de systèmes en prenant en compte les pertes dans les dispositifs d'électronique de puissance, les dissipations dans les câbles et les sensibilités des GPV vis-à-vis de l'irradiance et des effets d'ombrages. Il en résulte que l'architecture string apporte un gain en rendement de 1.5% par rapport à une conception centralisée. Cependant, l'aspect économique n'est pas pris en compte ici. Une autre étude en [100] montre que, pour une installation inférieure à 5kWc sur 25 ans, l'architecture string n'est financièrement pas intéressante du fait de son surcoût à l'installation et du coût de la maintenance. Les auteurs intègrent une variable MTTF très intéressante (Mean Time To Failure of inverter). Elle permet d'évaluer le taux de pannes d'un onduleur sur une durée déterminée et donc permet d'estimer plus précisément l'aspect économique d'une architecture par rapport à une autre. Dans certains cas, il est même économiquement plus avantageux de ne pas remplacer un onduleur string défectueux dans un ensemble de grande puissance.

Cependant, un paramètre reste toujours incertain dans le contrôle MPPT lorsque la caractéristique de puissance du string possède plusieurs pics de puissance. Dans ce cas, l'onduleur peut fonctionner à un point faux de puissance maximum comme pour les architectures DC présentées précédemment et par conséquent, la puissance délivrée ne sera pas la puissance maximale disponible. Cette configuration peut arriver lors de différentes configurations comme l'indique la figure 3.18. Une partie des panneaux peut être sale ou cachée par des ombres ou de la neige ou bien l'orientation des panneaux d'un même string n'est pas identique pour tous les panneaux. Une disposition non optimale des panneaux implique donc qu'un string peut recevoir une irradiation inhomogène pouvant perturber la recherche du PPM. La solution en termes de gain énergétique est d'aller vers une gestion plus individuelle des panneaux en intégrant par exemple un étage d'adaptation par GPV.

5.3. Nouvelles topologie d'onduleurs intégrés aux panneaux PV

Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur (figure 3.19), ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en-deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W. Récemment, on a vu apparaître un nouveau concept hybride se basant sur les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes citées précédemment [98,99].

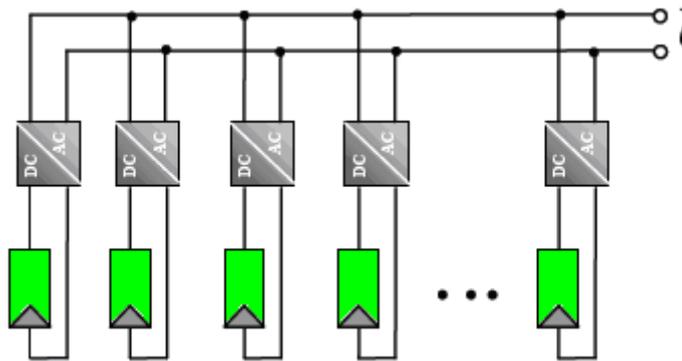


Fig.3.19 : Schéma de principe d'une installation PV connectés au réseau électrique via un onduleur intégré au GPV

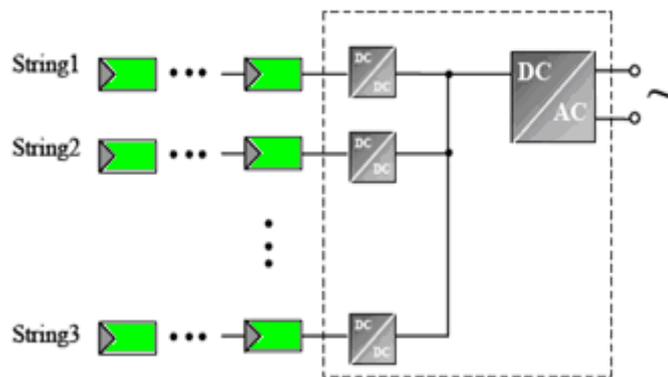
Habituellement, les onduleurs strings et intégrés sont reconnus pour leur meilleure réponse aux variations d'ensoleillement et aux inhomogénéités lumineuses mais aussi pour leur facilité d'installation. D'autre part, l'onduleur central est souvent moins cher en termes d'équipement électronique qui est, somme toute, très modeste, il dispose d'un meilleur rendement et est, en plus, plus fiable (Tableau 3.1). Les dernières données correspondant aux onduleurs intégrés aux panneaux s'affranchissent en grande partie des problèmes d'ombrage et optimisent la production d'un GPV de façon remarquable. Il reste encore pas mal de développement technologique pour les rendre aussi fiables que les onduleurs centralisés.

Tableau 3.1 : Caractéristiques techniques des différentes topologies [21].

	Onduleur Central	Onduleur String	Onduleur Intégré
Tension PV	300-800V	150-800V	17-90V
Pertes DC (Ohmique)	~1-5% en fonction de la tension et de la distance	~1% en fonction de la tension et de la distance	Négligeable
η_{conv}	95-97%	92-96%	87-93%
Maintenance et réparation	Simple	Difficile (recherche dysfonctionnement)	Difficile (recherche dysfonctionnement)

6. LA CONVERSION MULTI-STRING

En fait, la gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Comme illustré en figure 3.20, le principe de la conversion multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu [79,100]. Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le disfonctionnement d'un seul GPV. Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque.


Fig.3.20 : Nouvelle structure de conversion multi-string mixte.

Ce concept permet une grande modularité des GPV. On peut imaginer des systèmes dont chaque string possède des GPV de technologies ou de tailles différentes ou orientés différemment par rapport au reste du système. Soit, une première chaîne à l'Est, une seconde

à l'Ouest et la troisième au Sud ou encore avec des inclinaisons différentes. Cependant, la présence de plus d'un pic sur la caractéristique $P(V)$ d'un string rend beaucoup plus compliquée la détection du PPM. Un fonctionnement sur un autre point que le PPM, dû à l'erreur de recherche MPPT, conduit à une baisse significative du rendement de cette partie du système global. Pour pallier ces défauts, une nouvelle architecture a été développée sur la base du convertisseur multi-string. Ce nouveau concept intègre un convertisseur DC-DC par panneau avec sa propre commande MPPT, (figure 3.21) [79,101]. Généralement, les panneaux solaires sont associés en série afin d'alimenter l'onduleur avec une tension convenable (180V-500V) et les strings sont ensuite connectés en parallèle afin d'obtenir la puissance désirée.

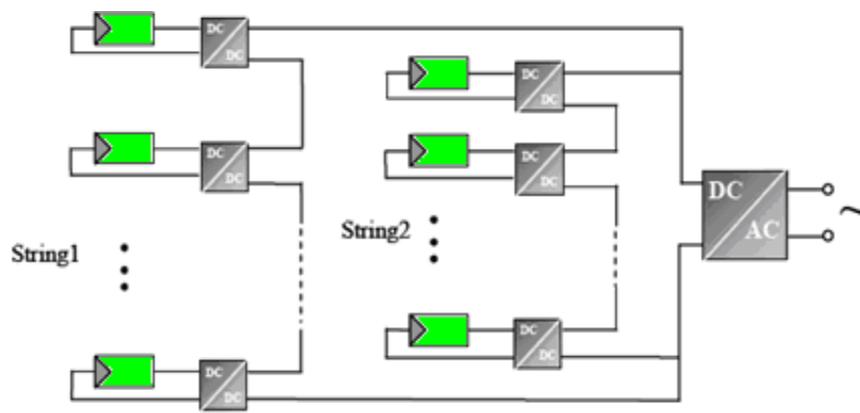


Fig.3.21 : Structure de conversion multi-string avec distribution MPPT et mise en série des DC-DC.

Ce dernier concept n'en est encore qu'à ses débuts. La gestion distribuée montre un gain en rendement MPPT de l'ordre de 3 à 30% (suivant l'inhomogénéité d'irradiation du string) comparé à une gestion MPPT classique. Cependant, une étude réelle ainsi qu'une étude du rendement de l'ensemble de l'installation restent encore à développer afin de démontrer la viabilité de cette nouvelle gestion multi-string. Le tableau 3.2 montre le type d'onduleur réseau préféré en fonction de la puissance nominale installée [101].

Tableau 3.2 : Type d'onduleurs PV en fonction de la puissance nominale installée

Marge de Puissance	Type d'onduleur préféré
<1kW	string
1kW à 10kW	Multi-string
10kW à 100kW	Mini Central
>100kW	Central

7. MODELISATION ET SIMULATION DE LA CHAÎNE PV CONNECTÉE AU RESEAU

Le but de cette étude est de suivre les transformations de l'énergie fournie par le GPV jusqu'à l'utilisation. Ce suivi nous permettra de prévoir le traitement et la gestion du signal électrique généré par GPV (courant, tension et puissance) dans les différentes étapes d'adaptation hors d'une implantation temps-réel ou une installation réelle et de valider le modèle évalué au chapitre précédent. Pour cette évaluation, nous sommes optés pour la topologie du bus continu. La figure 3.22 présente le schéma bloc du système étudié. Le choix de cette topologie nous permettra de voir l'interaction du GPV avec le bus continu via un convertisseur DC/DC commandé par un algorithme MPPT choisie et avec le réseau via un convertisseur DC/AC. Suite à cette topologie on peut bénéficier de l'énergie produite par le champ PV en alimentant des charges DC, des charges AC, ainsi une connexion avec le réseau conventionnelle.

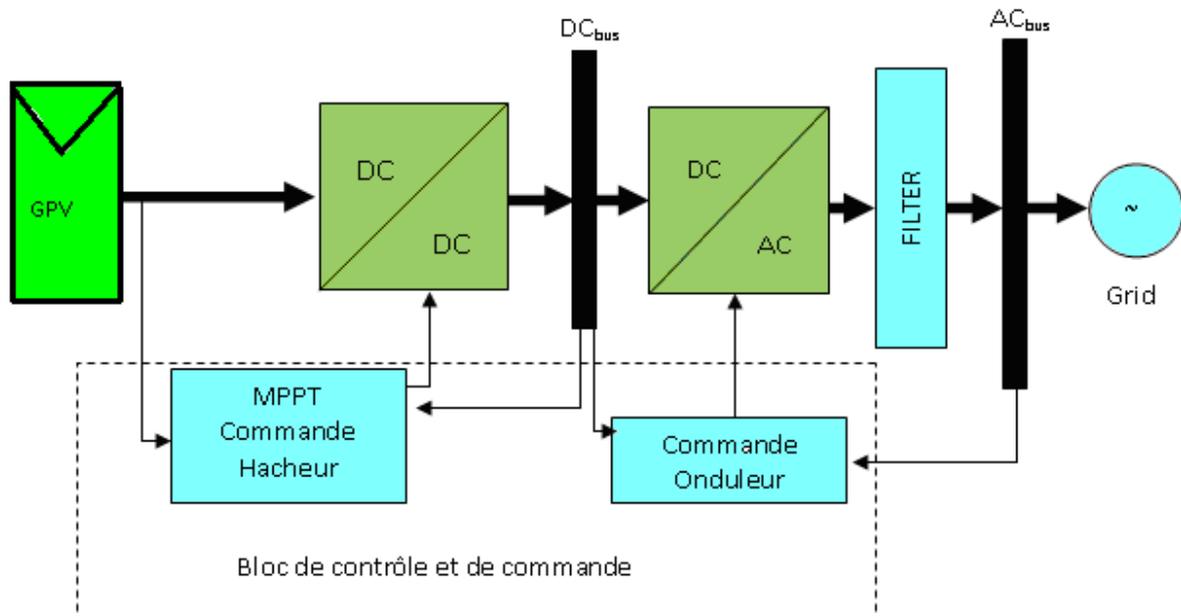


Fig.3.22 : Synoptique de la topologie d'un système PV connecté au réseau via le bus continu.

Nous modélisons ci-après un champ PV de 3kW, d'une tension nominale de 24V. Le passage du 24V à une tension du bus continu supérieure désiré est assuré par un convertisseur DC/DC survolteur. L'alimentation des charges utilisateurs directement du bus continu est assurée par des convertisseurs DC/DC et DC/AC pour les charges DC et les charges AC respectivement. La modélisation ce qui suit est présentée sur la partie connectée au réseau.

7.1 Simulation d'un champ PV sous Simulink

Basant sur le modèle du GPV à une diode modéliser sous Simulink dans le premier chapitre, nous pouvons modéliser toute taille d'un champ PV, jouant sur le nombre des module en série et en parallèle et sur les caractéristiques électrique du module PV individuel entre autre le courant de court-circuit, la tension du circuit ouvert, le nombre de cellules PV par module et la puissance délivrée par ce dernier (figure 3.23).

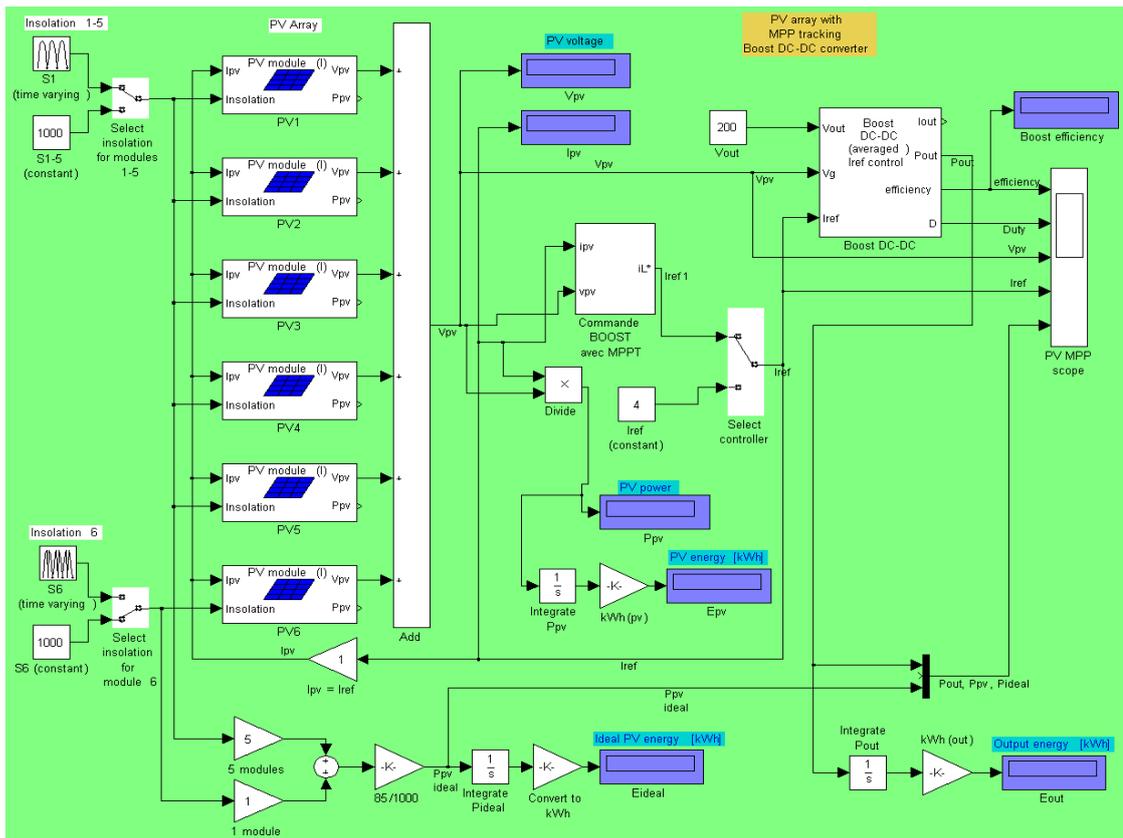


Fig.3.23: Modèle Simulink d'un champ photovoltaïque associé à un Boost.

7.2 Modélisation et simulation du hacheur Boost

Le système PV que nous voulons modéliser, comprend plusieurs convertisseurs, nous nous sommes intéressé à :

- Un hacheur Boost dédié à la conversion de l'énergie provenant du GPV et injecté au bus continu,

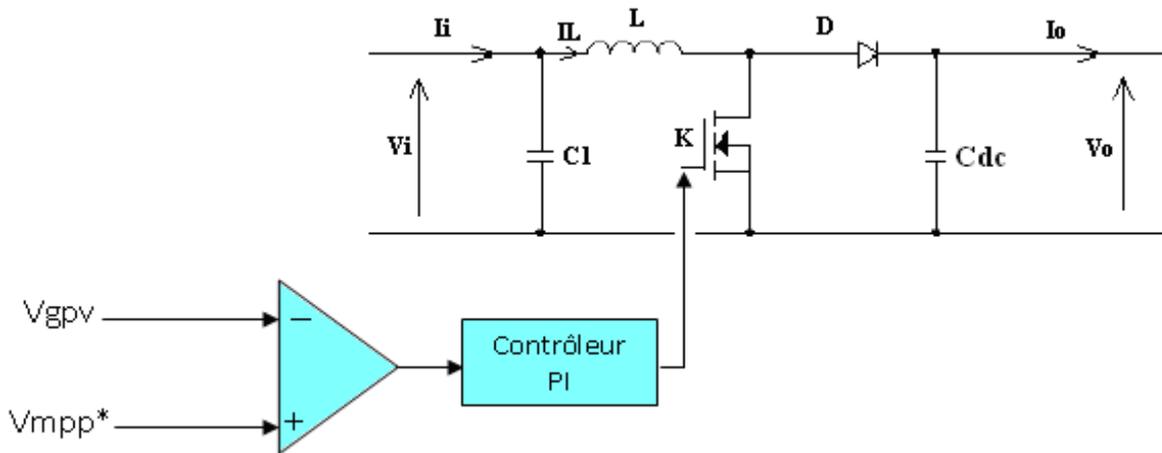


Fig.3.24 : L'étage du Boost commandé par un MPPT.

Le GPV fournissant une tension continue, le hacheur boost a pour le rôle d'élever la tension du GPV jusqu'à la valeur désirée, par exemple $V_{dc} = 400V$, une tension de référence choisie pour le bus continu. Dans cette partie, nous considérons qu'un dispositif MPPT est intégré à la commande du hacheur et permet de maintenir la tension du GPV à la tension V_{mpp^*} (tension au point de puissance maximale). Le hacheur boost est commandé par l'intermédiaire d'un correcteur Proportionnel Intégral (PI) dont la tension de référence est fournie par l'algorithme MPPT [102,103].

Dans ce qui suite on décrit le fonctionnement et le dimensionnement du hacheur Boost.

L'application de la loi de Kirchhoff sur le circuit du Boost nous donne :

$$L \frac{\partial i_L}{\partial t} = V_i - (1-d) \cdot V_o \quad (3.6)$$

$$C_{dc} \frac{\partial V_o}{\partial t} = I_L \cdot (1-d) - I_o \quad (3.7)$$

Avec $d = \{0,1\}$ 0 : K fermé,
1 : K ouvert,

V_i la tension délivrée par le GPV et V_o la tension d'attaque de l'onduleur qui est la tension V_{dc} .

En valeurs moyennes, la tension de sortie est fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique moyen D_0 . Son expression est donnée par l'équation 3.15. La régulation de la tension de sortie se fait alors en contrôlant le rapport cyclique, D_0 .

$$V_{out_av} = \frac{V_{in_av}}{1 - D_0} \quad (3.8)$$

- Dimensionnement des composants :

A partir d'une tension d'entrée nominale du GPV, nous souhaitons avoir en sortie une tension de 400 V avec une puissance nominale de 3kW. La fréquence de commutation du convertisseur est de 30kHz. Le calcul des composants L et C se fait grâce aux expressions suivantes :

$$D_0 = 1 - \frac{V_{in_av}}{V_{out_av}} \quad (3.9)$$

$$L = \frac{D_0 \cdot V_{in_av}}{F \cdot \Delta I} \quad (3.10)$$

$$C = \frac{D_0 \cdot I_{max}}{F \cdot \Delta V_{out}} \quad (3.11)$$

Avec $\Delta I = 1A$ et $\Delta V = 0.1V$, les oscillations du courant dans l'inductance et de la tension de sortie autour de leurs valeurs moyennes.

- Dimensionnement de la boucle de commande

Le hacheur Boost est commandé par correcteur Proportionnel Intégral (PI) dont la tension de référence V_{ref} est donnée par l'algorithme MPPT.

Pour toutes les variables, nous notons : $X = X_0 + x$ où X_0 est la valeur de X en régime permanent et x une petite variation de X.

Après un développement au premier ordre et une transformation de Laplace des équations, on obtient :

$$\begin{aligned} L \cdot s \cdot \bar{i}_L(s) &= \bar{V}_i(s) - (1 - D_0) \cdot \bar{V}_o(s) + V_o \cdot \bar{d}(s) \\ C \cdot s \cdot \bar{V}_o(s) &= (1 - D_0) \cdot \bar{i}_L(s) - I_{Lo} \cdot \bar{d}(s) - \frac{\bar{V}_o(s)}{R} \end{aligned} \quad (3.12)$$

\bar{i}_L Étant la variation du courant d'inductance, \bar{V}_i la variation de la tension d'entrée, D_0 le

Rapport cyclique moyen, \bar{V}_o La variation de la tension de sortie, V_o la tension nominale de sortie et \bar{d} la variation du rapport cyclique.

Nous obtenons au final, en boucle ouverte, la fonction de transfert de la boucle du courant :

$$\frac{\bar{i}_L(s)}{i_{Lref}(s)} = K_c \cdot \frac{2V_{i0}}{R \cdot (1-D_0)^3} \cdot \frac{(1 + \frac{R.C}{2} \cdot s)}{(1 + \frac{L}{R \cdot (1-D_0)^2} \cdot s + \frac{L.C}{(1-D_0)^2} \cdot s^2)} \cdot \frac{1}{V_p} \cdot C_I(s) \quad (3.13)$$

Avec C_I :

$$C_I(s) = K_{pc} \cdot K_{pc} \cdot \frac{(1 + \tau_c \cdot s)}{\tau_c \cdot s \cdot (\frac{s}{w_{pc}} + 1)} \quad (3.14)$$

Pour assurer la stabilité au convertisseur, nous devons avoir une marge de phase comprise entre 45° et 70° (Le tracé du diagramme de Bode nous permet de trouver les paramètres du correcteur PI).

Rappelons que les correcteurs PI utilisés dans les boucles de régulation sont écrits sous la forme :

$$PI = \frac{Ki}{p} \left(1 + p \cdot \frac{Kp}{Ki} \right) \quad (3.15)$$

Le hacheur Boost est commandé par correcteur Proportionnel Intégral (PI) dont la tension de référence est donnée par l'algorithme MPPT. Sous Simulink le bloc de commande du convertisseur est représenté comme suite :

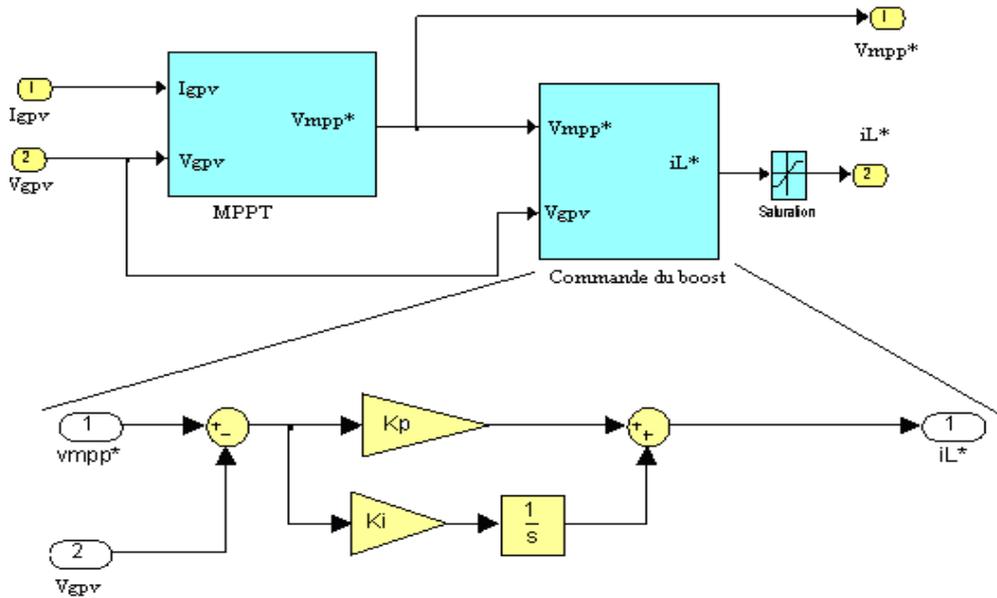


Fig.3.25 : Réalisation de la boucle de commande du Boost sous Matlab/Simulink.

La figure suivante montre le modèle Simulink du Boost :

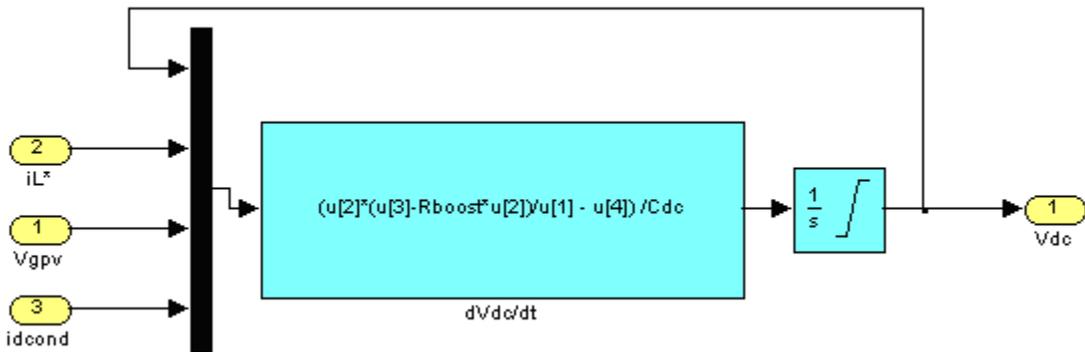


Fig.3.26 : Modèle du Boost sous Matlab/Simulink.

7.3 Modélisation et simulation de l'onduleur réseau monophasé

La figure suivante montre la liaison entre le GPV – Boost – onduleur monophasé via le bus continu [1,19].

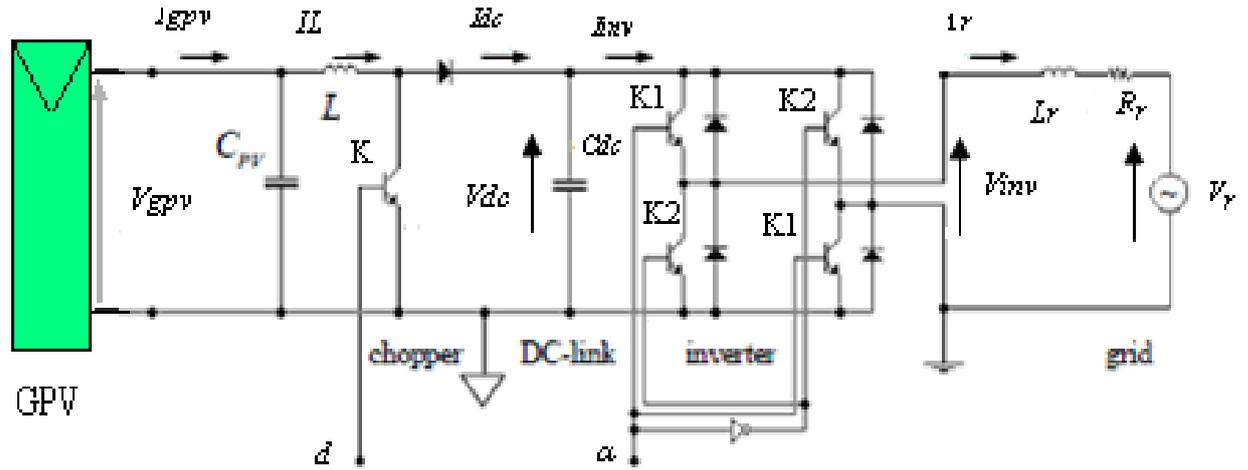


Fig.3.27 : Schéma électrique simplifié de liaison GPV-Boost-onduleur via le bus continu.

Les équations de la modélisation de l'onduleur sont :

$$C_{dc} \frac{\partial V_{dc}}{\partial t} = i_L(1-d) - i_r \cdot \alpha \quad (3.16)$$

$$L_r \frac{\partial i_r}{\partial t} = V_{dc} \cdot \alpha - R_r \cdot i_r - V_r(t) \quad (3.17)$$

Avec α est la fonction de commutation de l'onduleur

$\alpha = \{-1,1\}$ -1 : K1 ouvert et K2 fermé,

1 : K1 fermé et K2 ouvert.

Dans le domaine fréquentiel on obtient :

$$s \cdot C_{dc} \cdot V_{dc} = i_{dc} - i_{inv} \quad (3.18)$$

$$i_r \cdot (s \cdot L_r + r_r) + V_r = V_{inv} \quad (3.19)$$

Avec

$$\begin{cases} i_{dc} = i_L \cdot (1-d) \\ i_{inv} = \alpha \cdot i_r \\ V_{inv} = \alpha \cdot V_{dc} \end{cases} \quad (3.20)$$

Pour la connexion réseau, la tension est imposée par le réseau $V_r(t)$, alors notre intervention sera sur l'ondulation du courant généré par le GPV et injecté au réseau. Ce courant réseau est de la forme : $i_r = I_r \cos(\omega t + \theta)$. L'onduleur qu'on a simulé est contrôlé au

moyen de deux boucles. Une boucle de tension, qui permet le réglage de la tension du bus continu à une valeur imposée de référence « V_{dc}^* » et une boucle de courant, qui permet le contrôle du courant réseau « i_r^* ». Le courant réseau doit être sinusoïdal. Il est obtenu par la multiplication de l'amplitude « I_r » avec un signal de synchronisation délivré par la boucle de verrouillage de phase PLL (Phase-Locked-Loop) [104]. Le diagramme de contrôle de l'onduleur est réalisé sous Simulink avec des correcteurs PI, selon la figure 3.28.

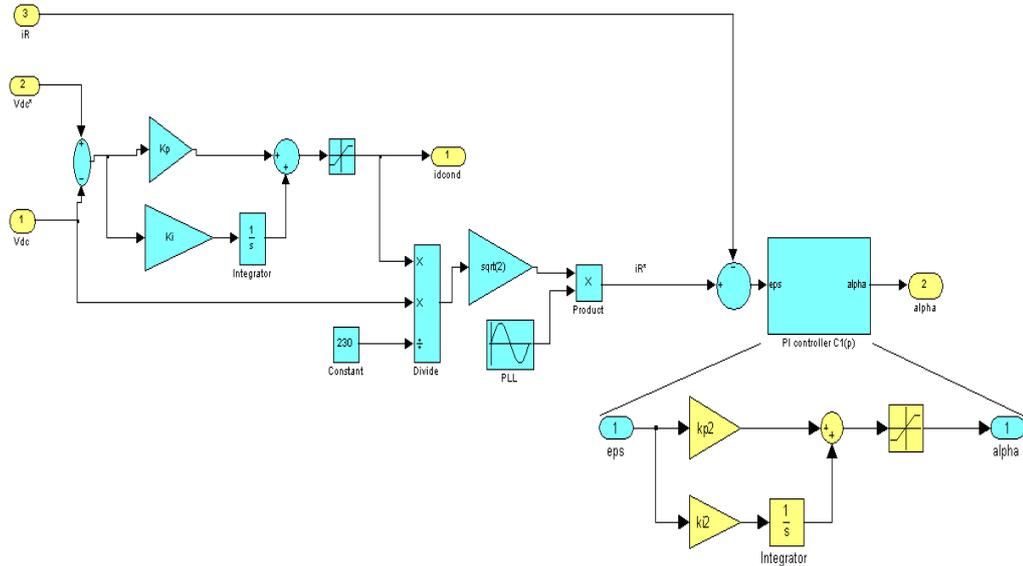


Fig.3.28 : Réalisation de la boucle de commande de l'onduleur sous Matlab/Simulink.

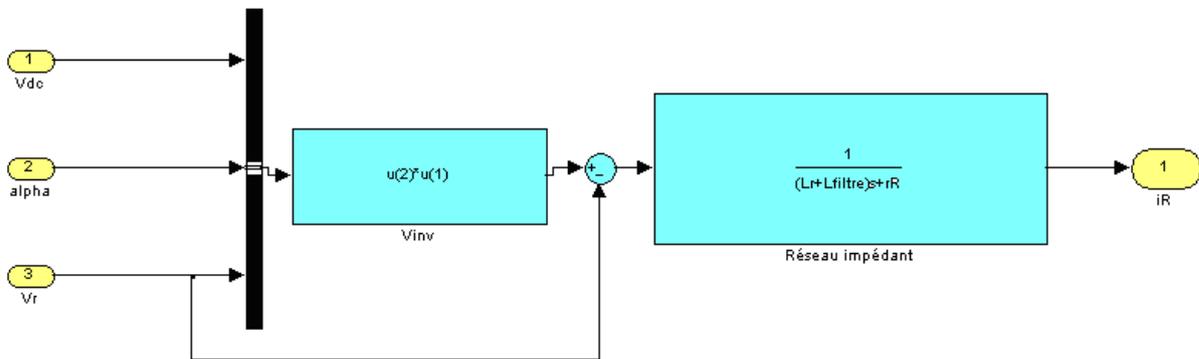


Fig.3.29 : Modèle de l'onduleur monophasé sous Matlab/Simulink.

Regroupons les modèles développés sous Simulink du GPV selon le modèle proposé, du Boost et de l'onduleur monophasé, nous pouvons modéliser un système PV connecté au réseau sous Matlab/Simulink comme suit :

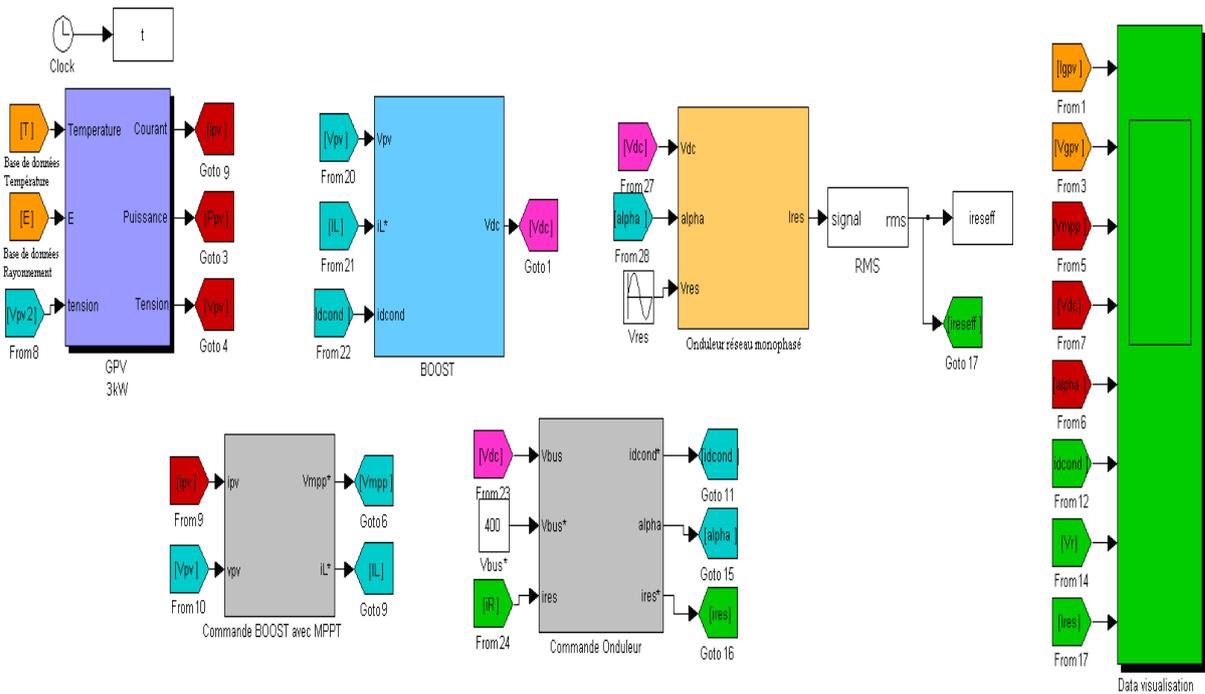


Fig.3.30 : Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau sous Matlab/Simulink.

8. UTILISATION DE LA SIMULATION TEMPS-REEL POUR VALIDER LE MODELE SIMULINK DE LA CHAINE PV

La simulation en temps-réel est une technique aujourd’hui largement utilisée par les secteurs de l’industrie de haute technologie tels que l’automatique et l’aéronautique (avion, satellite, commande haute performance, etc.). Pour ces industries, la simulation en temps réel avec intégration de matériel dans la boucle permet de faire le prototypage rapide des systèmes de contrôle de façon économique, sécuritaire et rapide. La simulation en temps réel est un outil d’analyse puissant, permettant de prévoir le comportement d’un système sous l’action d’un évènement particulier et de voir son évolution en temps réel. Cette méthode de conception permet de déceler les problèmes potentiels du système, de réduire le facteur d’erreur humaine et les risques d’interruption du système. L’utilisation du temps réel est donc un outil idéal pour concevoir des systèmes de toute sorte comparativement aux méthodes de conception traditionnelles.

Le but de cette étape est de tester dans un environnement de simulation en temps-réel un système photovoltaïque connecté au réseau avec stockage d’énergie pour voir le comportement des différents organes constituant le système, entre autre la commande MPPT, la commande du convertisseur Boost, la commande de l’onduleur et de prévoir toutes formes

des signaux courant, tension et flux de puissance dans ce type de système. L'outil utilisé dans ce travail pour la simulation en temps réel est la plate-forme RT-LAB [104].

8.1 Le simulateur RT-LAB

C'est le simulateur que nous avons utilisé au cours de la simulation numérique temps-réel du système photovoltaïque étudié. Ce simulateur temps-réel disponible au (G2Elab-Laboratoire de génie électrique à l'université de Grenoble, France), est développé par Opal-RT Technologies (Montréal, Canada). Une de ses caractéristiques essentielles est l'intégration parfaite avec MATLAB/Simulink. RT-LAB permet de convertir des modèles Simulink en temps-réel via Real-Time Workshop (RTW) et de les exécuter sur un ou plusieurs processeurs. Ce procédé est particulièrement utile pour la simulation hybride ou Hardware-In-the-Loop (HIL) et le prototypage rapide de systèmes de contrôle/commande. RT-LAB régit la synchronisation, les interactions avec l'utilisateur, l'interfaçage avec le matériel à l'aide des cartes E/S ainsi que les échanges des données pour une exécution distribuée, de façon transparente pour l'utilisateur [105,106].

La plateforme matérielle de RT-LAB comporte deux parties principales:

- Une ou plusieurs stations de commande - nommées aussi hôtes, qui peuvent avoir deux fonctions :
 - Conception et développement – réalisation et validation des modèles, génération de code, analyse du système hors temps-réel ;
 - Monitoring – visualisation et interaction avec le système ;
- Une ou plusieurs stations de calcul – nommées aussi cibles, qui permettent d'exécuter les simulations en temps-réel. La configuration distribuée (plusieurs cibles) permet à des modèles complexes d'être distribués sur une grappe de PC fonctionnant en parallèle. Les cibles de la grappe communiquent ensemble avec des protocoles de communication tels que FireWire, SignalWire ou InfiniBand qui sont suffisamment rapides pour assurer une communication fiable en temps-réel. La grappe temps-réel est reliée aux stations de commande par un réseau TCP/IP. Il est possible d'assembler et d'agrandir la grappe au besoin, puis de redéployer les PC pour d'autres applications lorsque la simulation est terminée. RT-LAB peut gérer jusqu'à 64 cibles s'exécutant en parallèle [108].
- Les cartes d'entrées/sorties – sont incluses dans les stations de calcul. Leur nombre et leur type dépendent des applications envisagées. Ainsi, ils existent des cartes numériques/analogiques, analogiques/numériques ou numériques/numériques. Il faut aussi mentionner l'existence des cartes actives, c'est-à-dire des cartes avec des processeurs FPGA

(Field programmable gate array) intégrés, qui permettent par programmation directe l'obtention des modèles pouvant être exécutés à des pas de temps même inférieurs à la microseconde.

L'interface avec l'utilisateur de RT-LAB est conçue de manière à parvenir à l'exécution en temps-réel en 6 clics [107]. Le tableau suivant montre les commandes d'exécution temps-réel.

Tableau 3.3 : Les six commandes d'exécution temps-réel sous RT-LAB

Open Model	permet l'ouverture d'un modèle déjà crée en Matlab/Simulink (.mdl)
Edit	permet l'édition du modèle ouvert en vue de son adaptation pour le calcul en temps-réel sous RT-LAB ; ce mode conserve également la compatibilité avec la simulation hors temps-réel standard.
Compile	permet la génération automatique du code temps-réel et préparé son transfert vers la cible
Assign Nodes	permet de spécifier exactement sur quel nœud de calcul (cible) sera exécuté chaque sous-système ; permet aussi l'activation du mode XHP
Load	permet le transfert du code par protocole ftp (internet) vers les nœuds sélectionnés ; les différents sous-systèmes sont chargés sur chaque cible et la communication est établie
Execute	permet de lancer la simulation temps-réel en parallèle sur tous les nœuds.

8.2 Simulation temps-réel du système PV sous la plateforme RT-LAB

La simulation numérique en temps-réel est réalisée à partir de la plateforme RT-LAB [108], qui est un système distribué sur plusieurs ordinateurs. Le système est optimisé pour exécuter plusieurs sous-systèmes en temps-réel sur ces ordinateurs, avec un solveur à pas fixe performant. Le système contrôlé est séparé en sous-systèmes (modules maître - esclaves), afin de l'exécuter sur plusieurs processeurs (cibles) en parallèle. Pour notre système le premier module destiné au modèle du champ photovoltaïque et du contrôleur MPPT, est considéré comme le maître du système global. Le deuxième est destiné aux convertisseurs DC/DC, DC/AC et la charge utilisateur, est considéré comme esclave. Deux autres esclaves pour chargé la base des données météorologiques (température et rayonnement). Le dernier module, est l'interface l'acquisition des données ou la console de visualisation. Un générateur

automatique de code permet d'obtenir un code « C » de chaque module pour une exécution en temps-réel [105,107].

Pour la liaison entre les processeurs (le maître et les esclaves), un bloc de communication est ajouté à chaque modèle de sous-système afin de synchroniser le transfert des données. Par conséquent, ces données doivent être de type variable d'état pour permettre une exécution simultanée des sous-systèmes en parallèle. Dans le cas contraire, ils doivent être suivis par des opérateurs de retard. Il faut être attentif lors de l'ajout de ces opérateurs, afin de ne pas détériorer le comportement du système à contrôler.

La simulation en temps-réel est une étape essentielle dans la procédure de prototypage rapide. Dès que les exigences de conception du système contrôlé sont satisfaites en mode de simulation. Le système physique (générateur photovoltaïque avec la variation des conditions météorologiques température et rayonnement solaire) est intégré dans la chaîne de conversion à partir d'une interface entrée-sortie pour remplacer le modèle simulé.

8.3 Implémentation de la simulation numérique en temps-réel

La performance du système connecté au réseau avec stockage ainsi que les performances de la commande MPPT et les commandes des convertisseurs sont testées numériquement en temps-réel par le système RT-LAB.

La figure 3.31 montrée le principe de fonctionnement du système RT-LAB. Il utilise le logiciel Simulink/Matlab pour modéliser le système étudié. Le simulateur RT-LAB divise le système global en sous-systèmes. Chacun de ces derniers est affecté à un processeur cible fonctionnant sous QNX [108].

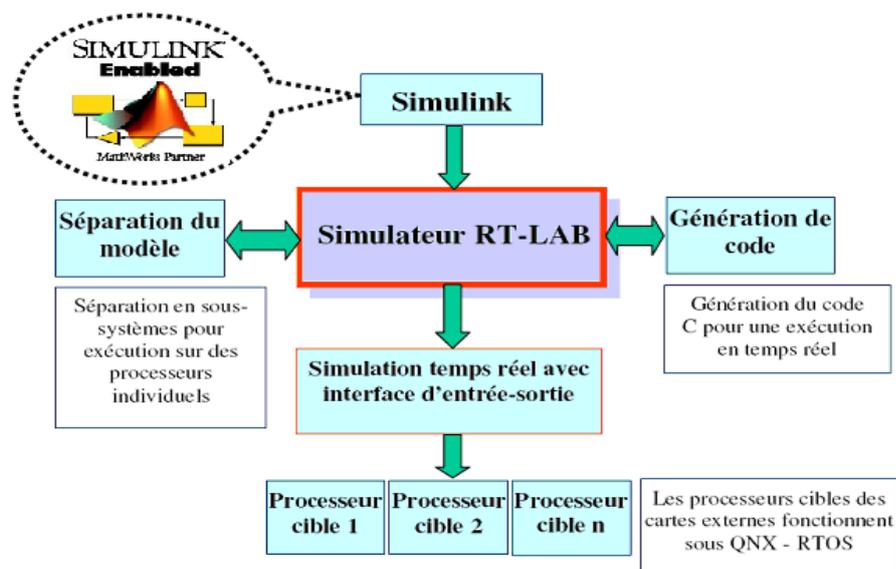


Fig.3.31 : Schéma de l'implémentation de la simulation numérique en temps-réel.

Le générateur photovoltaïque couplé au réseau est implanté dans la plateforme RT-LAB, qui se compose de huit processeurs cibles, pour vérifier la performance de système. Le premier processeur Esclave#1 : *ss_Grid*, est un processeur Intel Core2 XEON à 2,33GHz avec une mémoire de 2GB. Ce processeur est dédié à la simulation du boost et de l'onduleur monophasé avec ses commandes. Le processeur Maître *sm_PVarray*, dédié à la simulation du champ PV associé au contrôleur MPPT avec chargement automatique d'une base de données météorologiques, est aussi un processeur Intel Core2 XEON de 2GB de RAM. La console : *sc_Console*, est dédiée à la visualisation et à la sauvegarde des données. Ensuite, des blocs de communication sont insérés dans les sous-systèmes. Ils interceptent les signaux entrants avant de les envoyer aux blocs de calcul, et fournir des informations au système RT-LAB sur le type et la taille de ces signaux. L'ajout de ces blocs est dû au fait que les connexions entre les sous-systèmes dans l'environnement RT-LAB sont réalisées par des liaisons de communication matérielles. Ces blocs permettent aussi le contrôle de la vitesse du flux des données entre les sous-systèmes, ainsi que le choix du pas d'échantillonnage pour chaque sous-système. Le choix du pas d'échantillonnage est primordial pour une simulation temps-réel. Le système RT-LAB, dont les caractéristiques permettent d'utiliser un pas $T_s = 100\mu s$ pour la cible (maître ou *sm_PVarray*), $T_s = 50\mu s$ pour l'exécution des cibles (*Esclave#1*) et $T_s = 1ms$ pour la cible destinée seulement à la visualisation des données. La figure suivante montre le modèle temps-réel du GPV connecté au réseau monophasé, implémenté sous le simulateur RT-LAB.

La figure suivante montre le système PV connecté au réseau monophasé implémenté sous le simulateur RT-LAB.

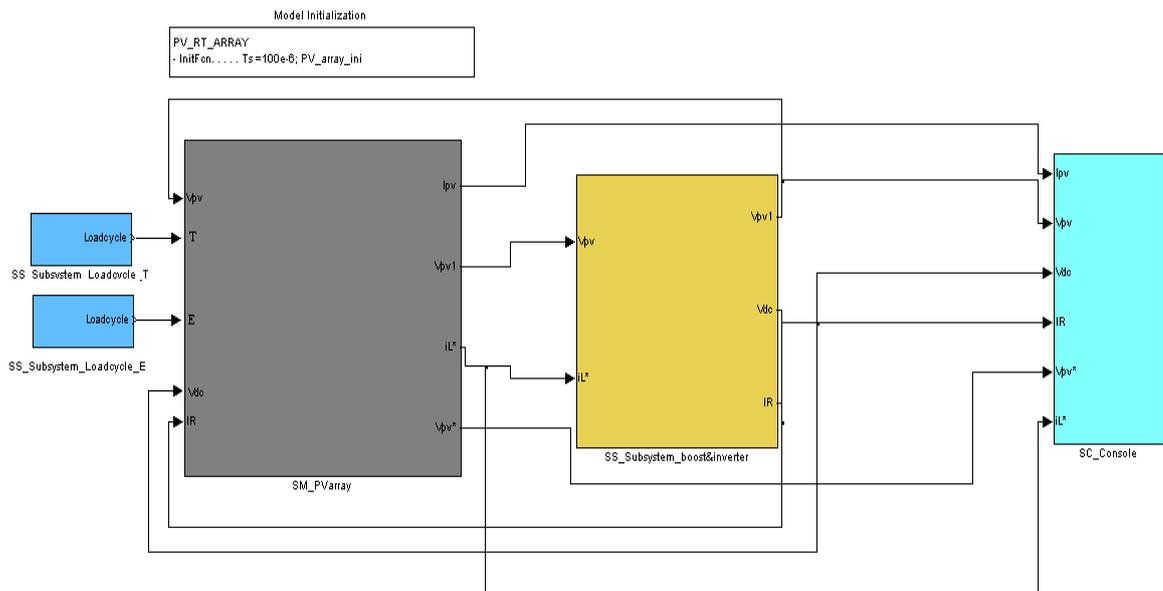


Fig.3.32 : Modèle temps-réel du système PV étudié sous RT-LAB.

8.4 Résultats de la simulation temps-réel de la chaîne de conversion PV

Les figures suivantes montrent les réponses en temps-réel des organes du système étudié. Citons la variation du PPM, la tension et le courant du bus continu, le courant injecté au réseau et la variation du flux de puissance dans chaque étage. L'état de charge de la batterie, et le courant de la batterie sont aussi visualisés en fonction du temps. L'évaluation de ces résultats est obtenue pour le champ photovoltaïque simulé précédemment.

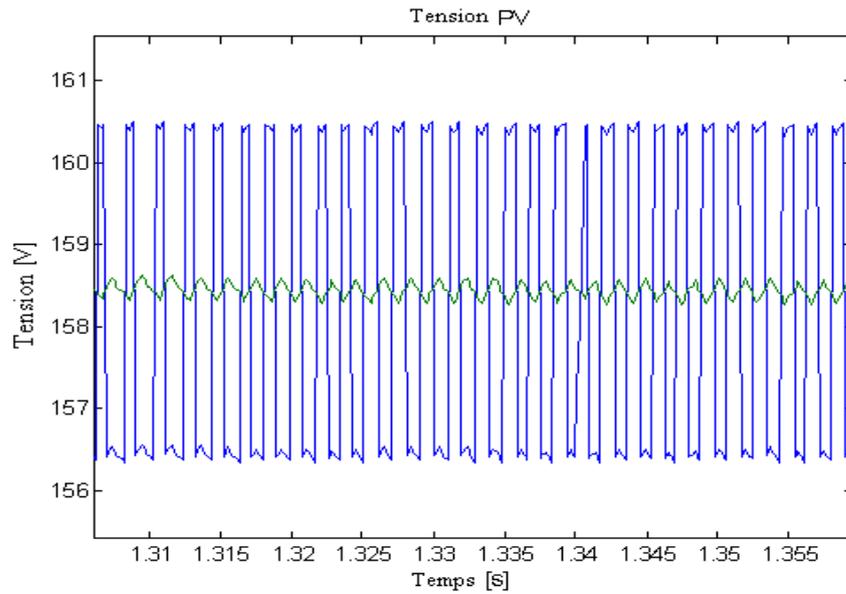


Fig.3.33 : Variation de la tension du GPV autour du MPP.

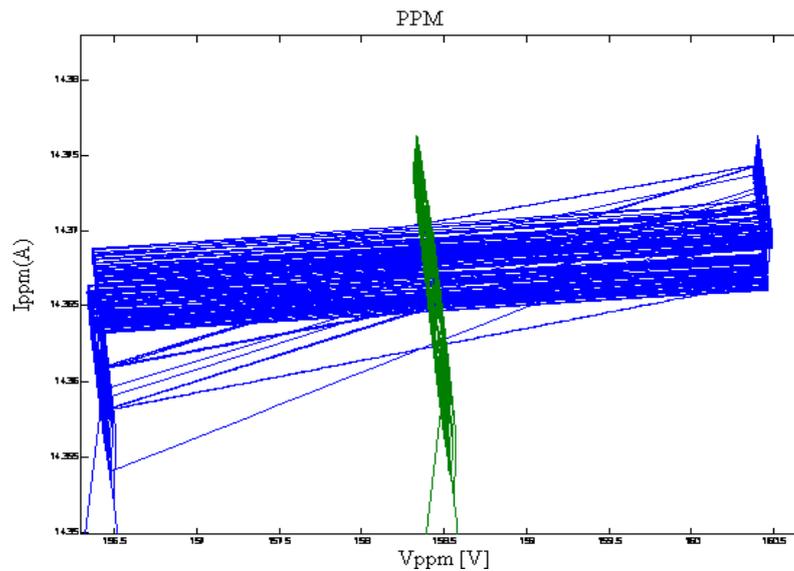


Fig.3.34 : Variation du courant et de la tension du GPV autour du PPM.

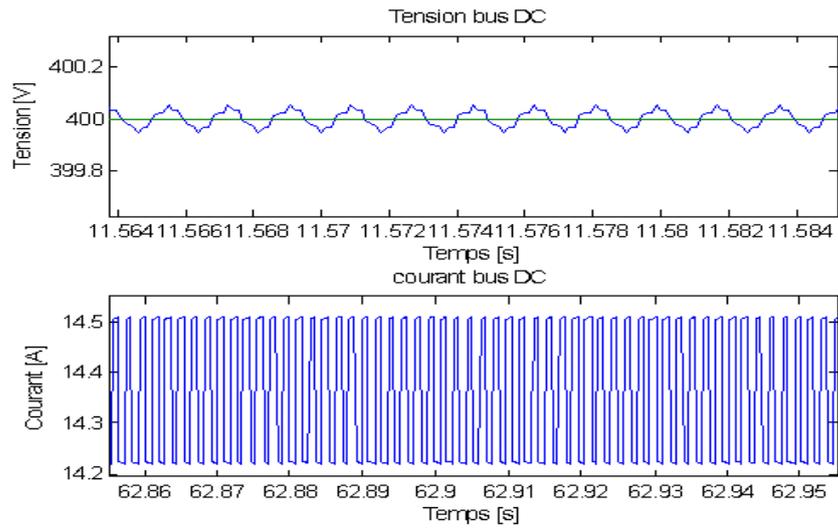


Fig.3.35 : Variation de la tension et du courant du bus DC.

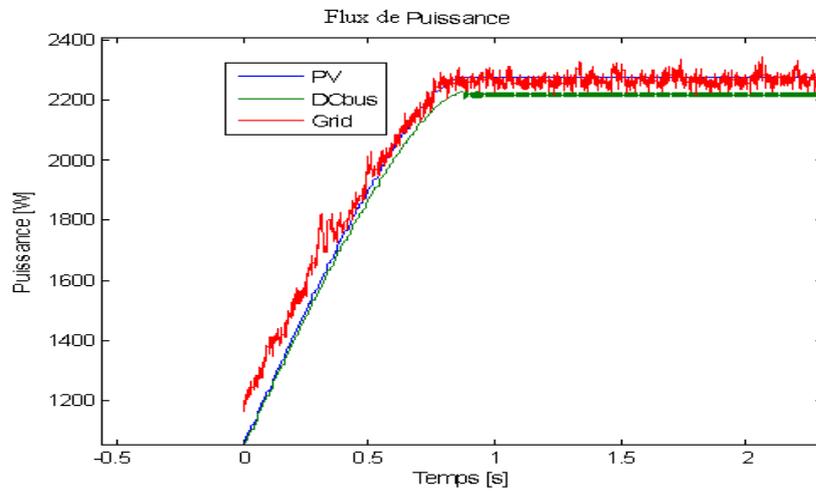


Fig.3.36 : Flux de puissance.

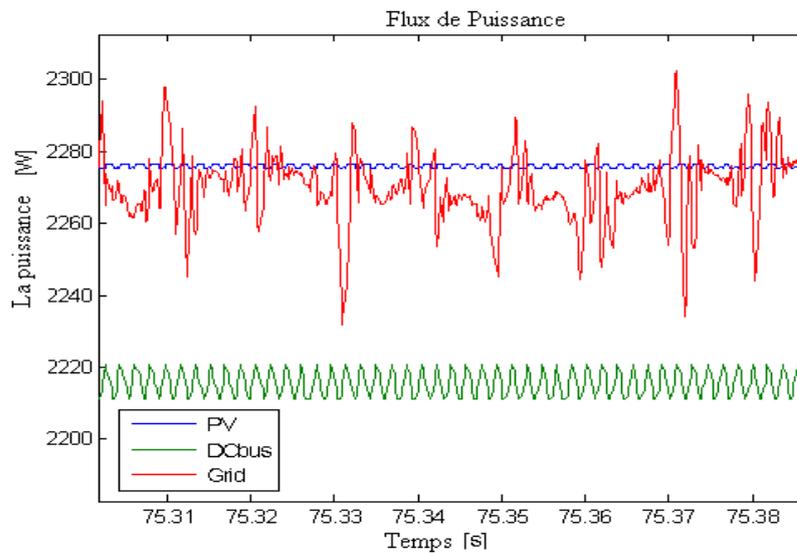


Fig.3.37 : Zoom sur le flux de puissance.

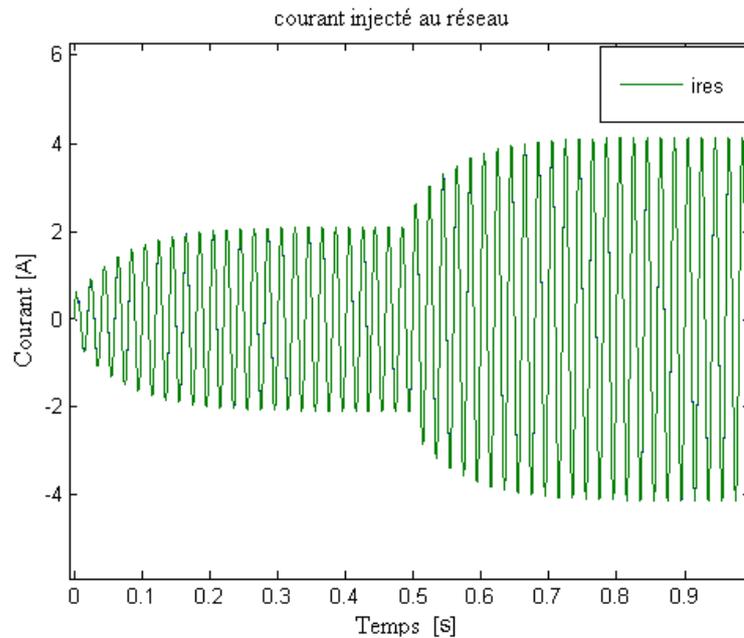


Fig.3.38 : Variation du courant du bus AC.

8.5 Discussion des résultats de la simulation temps-réel

Analysant les résultats obtenus après une implémentation temps-réel de la chaîne de conversion photovoltaïque sous le simulateur RT-LAB, entre autres, la variation du courant I_{ppm} et V_{ppm} autour du point de puissance maximale, du courant injecté au réseau, et du flux de puissance...etc., on conclut que le modèle à une exponentielle étudié précédemment donne des résultats acceptables. Cette implémentation nous a donc permis de tester les différents modèles Simulink de la chaîne de conversion PV, entre autre celle du GPV, du contrôleur MPPT et des convertisseurs DC/DC, DC/AC. La plateforme de test temps-réel développée pour les systèmes photovoltaïques sous RT-LAB, sera utilisée pour tester d'autres algorithmes MPPT et d'autres modèles Simulink des différents organes constituant le système photovoltaïque.

Autrement, nous avons calculé le rendement la chaîne de conversion PV simulé en temps-réel. Le tableau suivant regroupe les différents rendements.

Tableau 3.4 : Evaluation des rendements de la chaîne de conversion PV

Rendement du Conv. DC/DC	Rendement du Conv. DC/AC	Rendement Globale
0.9886	0.9814	0.9703

9. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons entamé une problématique très importante, c'est la liaison du GPV avec le reste de la chaîne de conversion photovoltaïque. Nous avons remarqué que pour mieux profiter de l'énergie délivrée par le GPV, il faut bien choisir les organes de conditionnement de cette énergie. Entre autre de bien choisir le protocole du contrôleur MPPT. Autrement la production du GPV est liée directement aux perturbations extérieures liées à un éclairage inhomogène et aux défauts dans le matériau des cellules liées au vieillissement peuvent modifier les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques. Ces modifications intempestives et inévitables perturbent donc les recherches des PPM, qui seront reflets directement sur le reste de l'énergie fournie à l'utilisation (charge autonome ou connexion réseau).

Le contrôle MPPT peut engendrer des erreurs sur le PPM le plus productif et donc représenter une perte de puissance de près de 50% voir plus en cas de défaut d'éclairage inhomogène. Conscient des problèmes de fonctionnement non optimaux en mode dégradé des étages d'adaptation à l'échelle d'un module commercial ou d'une chaîne de modules, des recherches sur des nouveaux étages d'adaptation mieux adaptés à la problématique d'ombrage et d'éclairage inhomogènes.

Pour valider la topologie du système PV modélisé sous Simulink basée sur les modèles proposé, nous avons entamés l'aspect de la simulation temps-réel des systèmes photovoltaïques. Cette partie nous a permis d'étudier l'interaction entre le générateur photovoltaïque selon le modèle proposé et le reste de la chaîne de conversion photovoltaïque. Nous avons implémenté un modèle Simulink d'une topologie d'un système photovoltaïque connecté au réseau avec stockage d'énergie sous le simulateur numérique temps-réel RT-LAB. cette implantation permet de tester les différents modèles développées hors temps réel des organes constituant ce système PV. Citons le modèle du champ PV, le modèle du hacheur DC/DC type Boost, le modèle de la commande MPPT, le modèle de l'onduleur DC/AC, et le modèle du parc de stockage d'énergie. Les résultats obtenus par cette l'implantation sous l'environnement temps-réel sont satisfaisantes.

CHAPITRE 4

Optimisation du dimensionnement des installations photovoltaïques

1. INTRODUCTION

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins. La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux. Pour cette raison l'objectif de cette partie est de développer un outil informatique (logiciel) de calcul et d'optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques on se basant sur le modèle à une exponentielle. On prend en considération la variété des équipements solaires intervenant dans ces installations tels que les panneaux solaires, les batteries solaires d'une part et les conditions météorologiques des sites d'installation (rayonnement et température) d'autre part. Notre approche d'optimisation est basée sur des modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement de chaque partie de l'installation entre autre la production d'énergie, le stockage d'énergie, la consommation d'énergie et le critère (qualité/prix) globale de l'installation.

2. SYNTHÈSE DES ARCHITECTURES DE SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES

Un système photovoltaïque (PV) autonome est basé dans l'ensemble d'un:

- GPV,
- Moyen de stockage : électrochimique (batteries),
- Convertisseur DC/DC permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum,
- Convertisseur DC/AC permettant d'alimenter les charges alternatives,

Le schéma fonctionnel d'un système PV se présente alors comme suit :

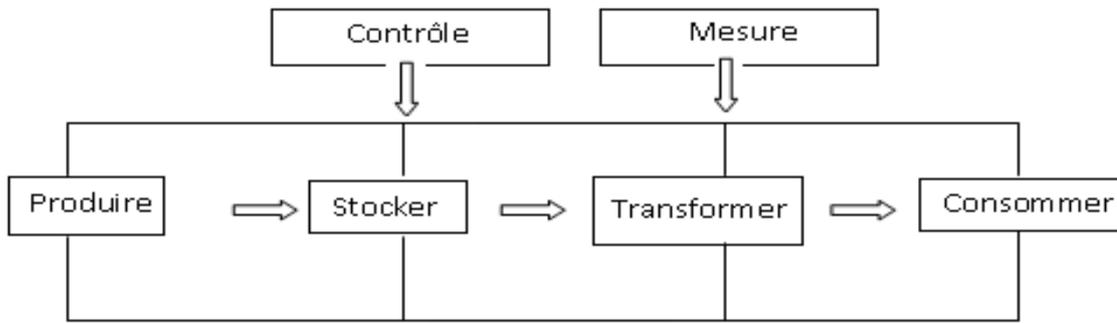


Fig.4.1 : Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque

Dans un système PV autonome basique, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur, alors les fonctions « Stocker » et « Transformer » dépendent de l'application visée.

3. SYSTEME AUTONOME AVEC STOCKAGE D'ENERGIE

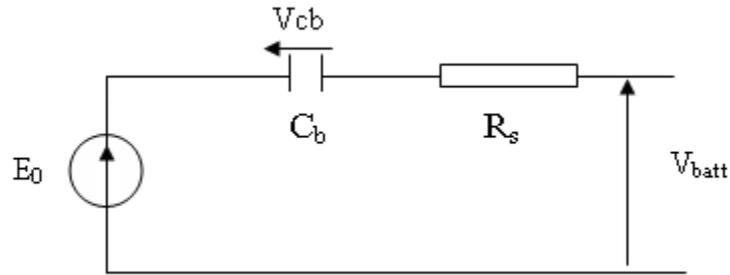
C'est le système le plus répandu. Le composant de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Il existe divers composants de stockage, dans les plus répandus sont, les batteries électrochimiques, le stockage d'hydrogène, les volants d'inertie...etc.

3.1 Modélisation et simulation de la batterie de stockage d'énergie

Il existe plusieurs modèles de batteries au plomb [109]. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances. Notre choix s'est porté sur deux modèles :

3.1.1 Le modèle électrique simple de la batterie

Appelé aussi le modèle R-C, utilisé lors de simulations avec des pas de temps très petits (de l'ordre de 10^{-6} s pour permettre de tenir compte de la fréquence de « hachage » des convertisseurs). Ce modèle électrique comprend une force électromotrice (f.é.m.) E_0 modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie (C_b) et une résistance interne (R_s), figure 4.2.


Fig.4.2 : Modèle R-C de la batterie

Nous avons donc :

$$V_{batt} = E_0 + R_s \cdot i - V_{cbatt} \quad (4.1)$$

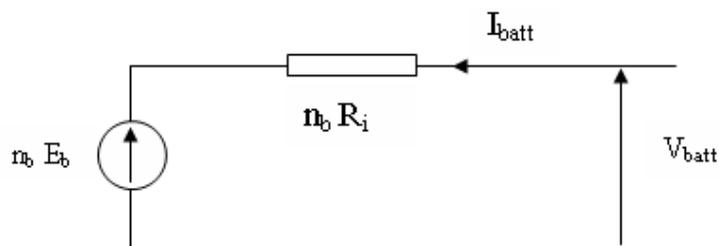
On définit également l'état de charge (EDC) de la batterie par :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{batt}} \quad (4.2)$$

Avec C_{batt} la capacité (Ah) nominale de la batterie et Q_d la quantité de charge manquante par rapport à C_{batt} .

3.1.2 Le modèle « CIEMAT »

Ce modèle a été développé par le centre de recherche espagnol, CIEMAT « *Centro de Investigaciones Energeticas MedioAmbientales y Tecnologicas* ». Ce modèle relativement complet, malgré quelques imperfections comme le saut de tension lorsqu'on passe d'un cycle de charge à un cycle de décharge. Il est basé sur le schéma suivant (figure 4.3) où la batterie est décrite par seulement deux éléments, une source de tension et une résistance interne, dont les valeurs dépendent d'un certain nombre de paramètres [110].


Fig.4.3 : Schéma équivalent de nb élément en série

Ce modèle définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction du courant imposé, de son état de charge et de la température. Il tient compte du rendement faradique en charge pour calculer l'évaluation de son état de charge et intègre la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène).

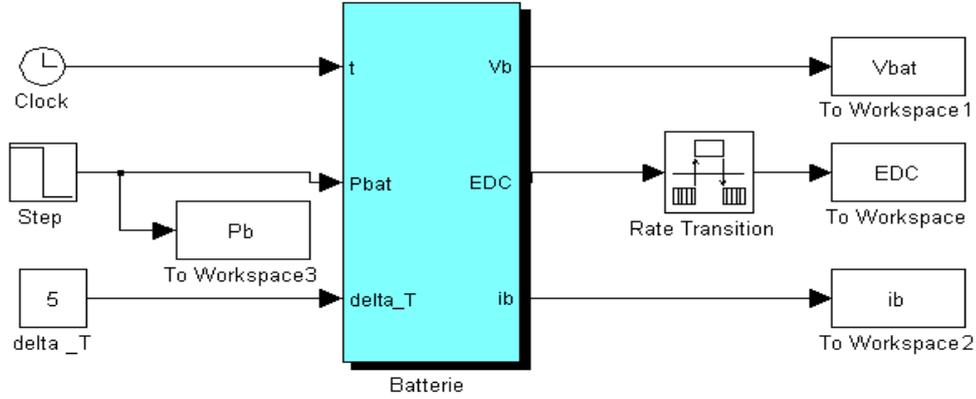


Fig.4.4 : Modèle CIEMAT de la batterie sous Matlab/Simulink.

La valeur de courant est obtenue à partir de la puissance et de la tension comme suit :

$$I_{batt} = \frac{P_{batt}}{U_{batt}} \quad (4.3)$$

Et l'expression générale de la tension batterie :

$$V_{batt} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{batt} \quad (4.4)$$

L'expression de l'état de charge est la même que dans le premier modèle.

Les tensions en charge et en décharge sont modélisées par deux équations différentes [111,112] :

$$V_{batt_d} = n_b \cdot [1.965 + 0.12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{batt}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{batt}|^{1.3}} + \frac{0.27}{EDC^{1.5}} + 0.02 \right) \cdot (1 - 0.007 \cdot \Delta T) \quad (4.5)$$

$$V_{batt_c} = n_b \cdot [2 + 0.16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{|I_{batt}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + |I_{batt}|^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - EDC)^{1.2}} + 0.036 \right) \cdot (1 - 0.025 \cdot \Delta T) \quad (4.6)$$

3.2 Dimensionnement du système PV autonome

Le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité du système PV en site isolé, il constitue donc une étape cruciale lors de la mise en place du système. Il dépend :

- De l'ensoleillement sur le site au cours de l'année,
- De l'énergie requise par chaque récepteur à alimenter,
- Du rendement énergétique de l'ensemble des composants y compris le stockage.

Il est alors évident qu'une demande importante en énergie augmentera la taille et le coût du système tandis que le choix de composants à haut rendement énergétique permettra de les réduire.

D'une manière générale, le dimensionnement devra suivre les étapes suivantes [113]:

- Evaluation des besoins énergétiques,
- Dimensionnement du GPV,
- Dimensionnement du stockage,
- Dimensionnement des convertisseurs.

3.2.1 Dimensionnement du champ PV

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [114] :

$$E_{GPV} = \eta_{GPV} \cdot S_{GPV} \cdot FF \cdot G_{in} \quad (4.7)$$

Où S_{GPV} représente la surface totale du générateur photovoltaïque (m^2), η_{GPV} le rendement du générateur photovoltaïque et G_{in} l'irradiation solaire sur plan incliné (kWh/m^2).

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante:

$$\eta_{GPV} = \eta_0 \cdot (1 - \gamma(T_c - 25)) = \frac{P_{MaxGPV}}{S_{GPV} \cdot G_{in}} \quad (4.8)$$

$$T_c = T_a + G_{in} * \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (4.9)$$

γ est le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, qui est pris à (0.0045 /°C); η_0 est le rendement de référence du générateur photovoltaïque; T_a la température ambiante moyenne journalière; T_c la température cellule moyenne journalière (°C); NOCT est la température nominale de fonctionnement de la cellule et FF qui est le facteur de forme du GPV. Ce facteur est variable selon la caractéristique I(V) du GPV. Autrement cette caractéristique du GPV est variable selon les conditions météorologiques (température et rayonnement) et selon les paramètres internes (résistance série, shunt et des caractéristiques de la jonction PN elle-même) [115].

$$I_G = I_{ph,G} - I_s \left[\exp \left(\frac{q(V_G + R_{s,G} \cdot I_G)}{n n_s kT} \right) - 1 \right] - \frac{V_G + R_{s,G} \cdot I_G}{R_{sh,G}} \quad (4.10)$$

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (4.11)$$

Alors le rendement du GPV est donné par :

$$\eta_{GPV} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{S_{GPV} \cdot G_{in}} \quad (4.12)$$

En situation de court-circuit ($I_G = I_{CC}$ et $V = 0$) et de circuit-ouvert ($I = 0$ et $V = V_{co}$), l'équation (4.10) est équivalente au système d'équations suivant :

$$\begin{cases} I_{CC} = I_{ph,G} - I_s \left[\exp \left(\frac{q(R_{s,G} \cdot I_{CC})}{n n_s kT} \right) - 1 \right] - \frac{R_{s,G} \cdot I_{CC}}{R_{sh,G}} \\ 0 = I_{ph,G} - I_s \left[\exp \left(\frac{q(V_{co})}{n n_s kT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{co}}{R_{sh,G}} \end{cases} \quad (4.13)$$

Le facteur de forme peut s'écrire en fonction du facteur d'idéalité de la diode et des résistances série et shunt par l'approximation suivantes [116]:

$$FF = n \cdot \left(1 - \frac{V_{co}}{R_{sh} \cdot I_{cc}} - \frac{I_{cc} \cdot R_s}{V_{oc}} + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad (4.14)$$

Par substitution à l'équation (IV-12) le rendement du GPV est donné par l'équation suivante :

$$\eta_{GPV} = n \cdot \left(1 - \frac{V_{co}}{R_{sh} \cdot I_{cc}} - \frac{I_{cc} \cdot R_s}{V_{oc}} + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \cdot \frac{I_{cc} \cdot V_{co}}{S_{GPV} \cdot G_{in}} \quad (4.15)$$

Notons que V_{co} et I_{cc} sont des données du constructeur introduits directement dans la base de données des GPV commerciaux.

R_s , R_{sh} et n sont extraits automatiquement pour chaque GPV de la base de données selon la plateforme développée (voir chapitre II, l'algorithme d'extraction des paramètres du GPV).

L'énergie mensuelle produite par le système photovoltaïque par unité de surface est notée $E_{pv,m}$ (kWh/m²) (où $m = 1, \dots, 12$, représente le mois de l'année). Le mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système. La surface du générateur nécessaire pour assurer la couverture totale (100 %) de la charge (E_L) durant le mois le plus défavorable est exprimée par:

$$S_{GPV} = \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{PV,m}}\right) \quad (4.16)$$

Alors la surface globale du champ photovoltaïque est donnée par [117,119]:

$$Area_{champ} = NMS * NMP * S_{GPV} \quad (4.17)$$

$$NMS = \frac{V_{inst}}{VM_{nom}} \quad (4.18)$$

$$NMP = \left[\frac{CJM}{IRGM * \eta_{GPV} * \eta_B * \eta_C * S_{GPV} * NMS} \right] \quad (4.19)$$

CJM : la consommation journalière moyenne (Wh/j) ; η_B : Rendement de la batterie ; η_{GPV} rendement du GPV et η_C : Rendement des convertisseurs.

Avec IRGM représente l'irradiation journalière moyenne donné par :

$$IRGM = \int_{(TSV)} G_m dt \quad (4.20)$$

Avec le TSV présente le temps solaire vrai (voir annexe 4).

Finalement la puissance crête du GPV est évaluée par la formule suivante :

$$P_c = \frac{CJM}{IRGM \cdot \eta_{GPV} \cdot \eta_B \cdot \eta_C} \quad (4.21)$$

Avec : P_c la puissance crête du champ PV [W].

3.2.2 Dimensionnement du parc des batteries de stockage

Le dimensionnement de la partie de stockage est basé sur un facteur indispensable qui est l'autonomie du système PV. C'est la durée pendant laquelle peut fonctionner le système sans que le GPV ne produise de l'électricité. Alors le dimensionnement du stockage requiert donc une attention particulière afin d'augmenter la durée de vie de ces derniers et par la même occasion diminuer le coût global du système [117,119]. Pour le dimensionnement du parc des batteries nous sommes optés pour le modèle de CIEMAT.

La capacité nominale des batteries est donnée par la relation suivante :

$$C_B = \frac{CJM * J_{aut}}{\eta_B * D_B * (1 - T_L) * V_b} \quad (4.22)$$

C_B : capacité de la batterie (Ah),

D_B : décharge maximale admissible par la batterie,

J_{aut} : nombre de jour d'autonomie,

V_b : tension de la batterie,

η_B : rendement de la batterie,

T_L : les pertes dues à l'influence de la température,

$$T_L = 1 - \frac{T_a + 75}{100} \quad (4.23)$$

Pour les applications avec stockage d'énergie nous avons conçu une base de données des différents accumulateurs chimiques utilisés dans le solaire. Sur cette base, chaque accumulateur est défini par sa capacité de stockage, sa tension nominale, son poids et son prix. On pourra aussi introduire des caractéristiques pour des nouveaux accumulateurs personnalisés, figure 4.5.

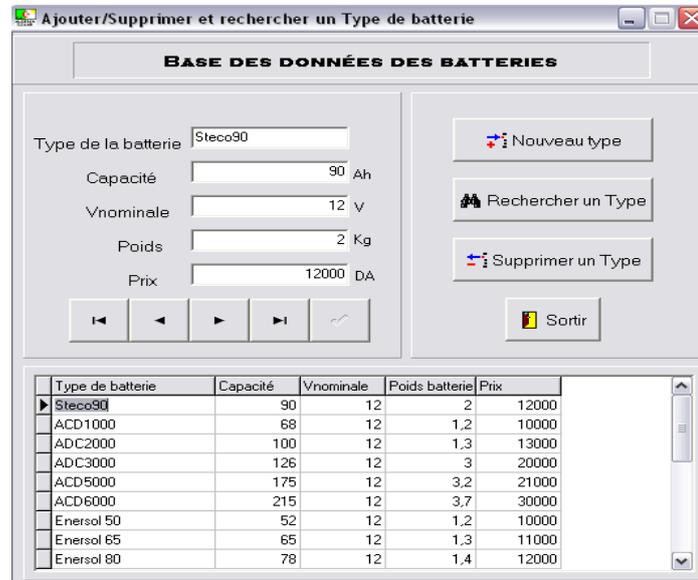


Fig.4.5 : Base de données des batteries solaires.

3.2.3 Principe de dimensionnement des convertisseurs

3.2.3.1 Principe du choix du régulateur photovoltaïque

Un régulateur photovoltaïque est caractérisé par deux fonctions : charge / décharge, La fonction de charge (à l'entrée) est une fonction de la puissance du générateur donc du courant produit par les modules (courant de charge).

La fonction de décharge (à la sortie) est une fonction de la puissance totale des récepteurs donc du courant consommé par ces récepteurs (courant de décharge ou courant d'utilisation).

Caractéristiques d'entrée : l'intensité admissible du courant d'entrée du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale produite par le générateur. Cette intensité correspond à l'intensité maximale de chaque module, multipliée par le nombre de circuits de modules montés en parallèle. L'intensité maximale d'un module est fournie par le constructeur.

3.2.3.2 Principe du choix de l'onduleur photovoltaïque

Dans les installations photovoltaïques, où les récepteurs fonctionnent en courant alternatif, on fait appel à l'onduleur photovoltaïque, qui permet de convertir la tension continue du générateur en tension alternative.

Un onduleur photovoltaïque est caractérisé par :

- Puissance apparente nominale de sortie ;
- Tension d'entrée continue nominale (12V, 24V, 48V...etc.), avec une plage de variation admissible tolérée par le constructeur ;
- Tension de sortie alternative nominale (220V monophasée, 380V triphasée) ;
- Fréquence de sortie nominale (50Hz) ;
- Rendement nominal (0, 85).

Le choix d'un onduleur photovoltaïque doit satisfaire le critère suivant : « la puissance de sortie de l'onduleur doit être supérieure à la puissance du récepteur » [118].

Dans ce contexte nous avons conçu un logiciel de dimensionnement des systèmes PV autonomes [117,121]. Ce logiciel est constitué autour des différents modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement du GPV selon le modèle à une exponentielle, le rayonnement incliné sur le GPV, le système de stockage...etc. Des bases des données des sites d'installations, des modules PV et les batteries solaires de stockage d'énergie sont constituées. Ces bases de données riches et conviviales permettent à l'utilisateur d'utiliser le logiciel en toute souplesse. Ce logiciel est destiné au dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes, pour les charges DC et AC ou les deux à la fois. Notre simulation est basée sur le dimensionnement des installations pour le jour le plus défavorable de l'année. Ce logiciel permet spécialement de développer des applications avec stockage électrochimique et des applications au fil du soleil tel que le pompage PV. Les figures suivantes montrent respectivement une fiche de dimensionnement des différentes charges DC et AC, une fiche de dimensionnement des systèmes d'éclairage PV et une fiche de dimensionnement des systèmes de pompage au fil du soleil [120].

L'organigramme général du fonctionnement logiciel est présenté en annexe 4. Les figures suivantes montrent les fenêtres principales de ce logiciel.

La figure suivante montre la fiche pour le dimensionnement des charges DC et AC.

Fig.4.6 : Fiche de dimensionnement des charges DC&AC.

Dans ce logiciel nous avons développé deux applications secondaires les plus répondus actuellement dans notre pays, l'éclairage PV et le pompage PV au fil du soleil. Les deux figures 4.6 et 4.7 montrent les fiches de dimensionnement de ces deux applications respectivement.

Fig.4.7 : Fiche de dimensionnement d'un système d'éclairage PV.

Fig.4.8 : Fiche de dimensionnement d'un système de pompage PV au fil du soleil.

L'annexe 4 présente quelques exemples de validation de cette technique de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes.

4. CONCLUSION

L'utilisation des systèmes solaires est soumise à certaines contraintes. La plus importante d'entre elles peut s'énoncer de la façon suivante : « il faut toujours respecter l'équilibre entre l'énergie produite par le générateur et l'énergie consommée par l'utilisateur ».

Du fait d'une production d'énergie exclusivement diurne et parfois aléatoire (nuages), il n'est pas possible de dimensionner les systèmes photovoltaïques en équilibrant les puissances, celle du générateur et celle des équipements utilisateurs, comme cela est pratiqué avec les groupes électrogènes. L'équilibre qui conditionne le bon fonctionnement d'un système photovoltaïque doit être réalisé entre l'énergie produite et l'énergie consommée sur une période donnée, par jour en générale.

La présence de la batterie (ou d'un réservoir pour le pompage) permet de compenser un déficit accidentel entre l'énergie produite et l'énergie consommée, déficit qui peut être du à un moindre ensoleillement d'un jour ou à une surconsommation exceptionnelle de la part des utilisateurs. Mais si cette surconsommation s'étale sur une plus grande période, soit les

batteries se détérioreront (en cas d'absence d'un régulateur), soit le système s'arrêtera (coupure du régulateur).

Dans ce chapitre une optimisation de dimensionnement des installations PV est mise on ouvre en se basant sur le modèle à une diode étudié précédemment. Cette optimisation est évalué par le développement d'un logiciel de dimensionnement qui est constitué autour des différents modèles mathématiques décrits le fonctionnement du générateur PV, le rayonnement incliné sur le GPV, le système de stockage...etc. Des bases des données des sites d'installations, des modules PV et les batteries solaires de stockage d'énergie sont constituées. Ces bases de données sont riches et conviviales permet à l'utilisateur d'utilisé le logiciel à toutes souplesse.

Ce logiciel est destiné au dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes pour les charges DC et AC ou les deux à la fois. Notre simulation est basée sur le dimensionnement des installations pour le jour le plus défavorable de l'année, car une installation PV qui fonctionne dans le jour défavorable sera probablement fonctionnelle dans les autres jours de l'année. Ce logiciel permet spécialement de développer des applications avec stockage d'énergie comme l'éclairage photovoltaïque et des applications au fil du soleil tel que le pompage PV. Une étude comparative avec d'autres logiciels mondiaux a été faite et les résultats de la comparaison sont satisfaisants.

CONCLUSION GENERALE

La caractérisation en temps réel des générateurs et des systèmes photovoltaïques reste une discipline très importante, au moment ces derniers sont exposés aux différents facteurs météorologiques réels. Autrement la production du système photovoltaïque est liée directement aux ces perturbations extérieures et aux défauts dans le matériau des cellules introduisant un vieillissement peuvent modifier les caractéristiques électriques des générateurs photovoltaïques ainsi le rendement de production du système complet. L'objectif de thèse est de concevoir un laboratoire semi-virtuel pour la simulation temps réel des générateurs et des systèmes photovoltaïques. Cela consiste à concevoir un dispositif expérimental capable de matérialiser des simulations effectuées par logiciel. Ce laboratoire permet de modéliser les générateurs photovoltaïques, à travers une comparaison entre les caractéristiques réels et simulées. Ce laboratoire assure, via l'interface en temps réel, une interactivité entre le système testé et sa description en modèles mathématiques (modélisation numérique) d'une part et son environnement d'autre part. Ensuite nous utiliserons un simulateur temps réel pour étudier l'interaction entre le générateur photovoltaïque et le reste du système photovoltaïque, prenant comme exemple la topologie d'un système PV connecté au réseau avec stockage d'énergie. Autrement l'étude bibliographique a permis de présenter les avancées technologiques des générateurs photovoltaïques de la cellule jusqu'à leurs implémentation au système photovoltaïque.

Ainsi le premier Chapitre a permis d'explorer le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les différentes technologies utilisées pour y parvenir. Des aspects aussi bien technologiques qu'électriques ont été abordés afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de conversion photovoltaïque. Il a permis de présenter les différentes filières des cellules photovoltaïques, et les techniques de fabrications. Dans notre parcours à travers les différentes filières photovoltaïques, nous nous sommes attachés à développer des modèles électriques simplifiés des générateurs photovoltaïques sous PSpice et sous Simulink.

Le deuxième chapitre était consacré à la conception et la réalisation d'un système d'acquisition de données et de caractérisation commandé par ordinateur travaillant en temps réel. Il nous a permis de traiter les mesures $I(V)$ et $P(V)$ pour des générateurs photovoltaïques commerciaux. Une Plateforme d'identification des paramètres électriques du générateur photovoltaïque était aussi développée. Cela nous a permis d'identifier les paramètres d'un générateur photovoltaïque selon le modèle électrique à une exponentielle en utilisant la technique de corrélation.

Le troisième chapitre donne une analyse globale des topologies de connexion du générateur photovoltaïque avec la charge. Différentes topologies de cette connexion ont été examinées. Nous avons étudié les structures des systèmes photovoltaïques autonomes utilisées dans l'approvisionnement en électricité de zones difficilement accessibles et éloignées du réseau conventionnel. Ainsi les structures couplées au réseau électrique public, par la mise en œuvre des modèles des différents étages d'un système photovoltaïque connecté au réseau, par le biais des outils de simulation MATLAB/Simulink en se basant sur le modèle à une exponentielle du GPV avec paramètres identifiés des caractéristiques réels.

Pour valider le modèle du GPV ainsi que les différents organes constituant la chaîne de conversion PV connectée au réseau nous avons opté pour la technique de la simulation temps réel, utilisant le simulateur temps réel RT-LAB. À l'aide de ce simulateur, un modèle temps réel d'un système photovoltaïque connecté au réseau, a été réalisé, ce qui constitue une autre contribution de ce travail. L'implémentation temps-réel permet de voir l'interaction entre le générateur photovoltaïque et le reste du système comme la commande MPPT, le convertisseur Boost et l'onduleur. Elle permet aussi de visualiser toutes formes des signaux courant, tension et flux de puissance dans ce type de système en temps réel. Nous avons conclu que l'utilisation du modèle à une exponentielle avec paramètres identifiés à partir des caractéristiques mesurées donne des bons résultats. Autrement dit, pour mieux profiter de l'énergie délivrée par le générateur photovoltaïque, il faut bien dimensionner les organes de conditionnement de cette énergie. Ce chapitre nous a permis aussi de conclure que la simulation en temps réel est également très importante dans le domaine de la conception des systèmes à énergies renouvelables ; surtout l'étude de l'interaction entre le capteur et le reste du système.

Le chapitre IV aborde, l'optimisation du dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes. Une attention particulière a été portée sur l'analyse de ce type de système via le développement d'un logiciel de dimensionnement. Une technique de dimensionnement qui prend en considération les paramètres internes du GPV est proposée. La contribution à la modélisation des GPV, est l'un du cumule d'analyse de fonctionnement de ce type de convertisseurs photovoltaïques. Dans ce modèle nous avons simulé les pertes dues aux défauts localisés à la bande interdite de la jonction PN par une résistance en série avec la diode. Les résultats de simulation nous montrent que le modèle proposé présente une amélioration dans les performances par rapport au modèle à une exponentielle.

Finalement, cette conception du laboratoire semi-virtuel basé sur le système de caractérisation temps réel ainsi que les algorithmes d'extractions et d'identifications des

paramètres des GPV aussi que la simulation temps réel sous simulateur temps réel a vocation d'aider les industriels et les centres de recherche à l'innovation au développement et à l'optimisation des prototypes industriels de la conversion photovoltaïque (modules ou cellules PV) et les composants des systèmes photovoltaïques (MPPT, Convertisseur DC/DC , DC/AC).

De nombreuses perspectives de ce travail sont envisagées, en termes d'exploitation de système de caractérisation des GPV, afin d'étudier leurs dégradations vis-à-vis des conditions météorologiques. Une amélioration du laboratoire semi-virtuel est envisagée par la conception d'un banc de test et de contrôle de toute la chaîne de conversion photovoltaïque.

ANNEXES

Modèle de LIU JORDAN généralisé pour simuler le rayonnement solaire

On a estimé le rayonnement global sur un plan incliné par la relation de **LIU JORDAN** généralisé sous la forme :

$$G = S_h \cdot R_b + d_i \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1)$$

G: Rayonnement global incliné.

Où l'irradiation directe sur un plan incliné est exprimée par la relation :

$$S_I = S_h \cdot R_b \quad (2)$$

Où, le facteur d'inclinaison R_b du rayonnement direct est:

$$R_b = \frac{\cos(L - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(L - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin L \cdot \sin \delta} \quad (3)$$

L'irradiation diffuse sur un plan incliné est:

$$d_i = d_h \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (4)$$

D'autre part l'irradiation réfléchie sur un plan incliné est estimée par l'expression :

$$d_{ri} = (S_h + d_h) \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \cdot \rho \quad (5)$$

ρ : Coefficient de réflectivité du sol (Albédo du sol)

Les deux composantes du rayonnement solaire global sur un plan horizontal, sont estimées par le modèle de **PERRIN DE BRICHAMBEAUT [7]** comme suit :

➤ Rayonnement direct:

$$S_h = A \cdot \sinh \cdot \exp \left(\frac{-1}{C \cdot \sin(h + 2)} \right) \quad (6)$$

➤ Rayonnement diffus:

$$d_h = B \cdot (\sinh)^{0.4} \quad (7)$$

Où A, B et C sont des constantes qui tiennent compte de la nature du ciel, sont données d'après le tableau suivant [7] :

Tableau 1 : coefficient spécifiques selon nature du ciel.

Nature du ciel	A	B	C
Ciel très clair	1300	87	6
Ciel moyen	1230	125	4
Ciel pollué	1200	187	5

Tableau 2 : type de surface et albédo

Type de surface	Albédo (0 à 1)
Surface de lac	0,02 à 0,04
Forêt de conifères	0,05 à 0,15
Surface de la mer	0,05 à 0,15
Sol sombre	0,05 à 0,15
Cultures	0,15 à 0,25
Sable léger et sec	0,25 à 0,45
Glace	environ 0,60
Neige tassée	0,40 à 0,70
Neige fraîche	0,75 à 0,90
Miroir	1

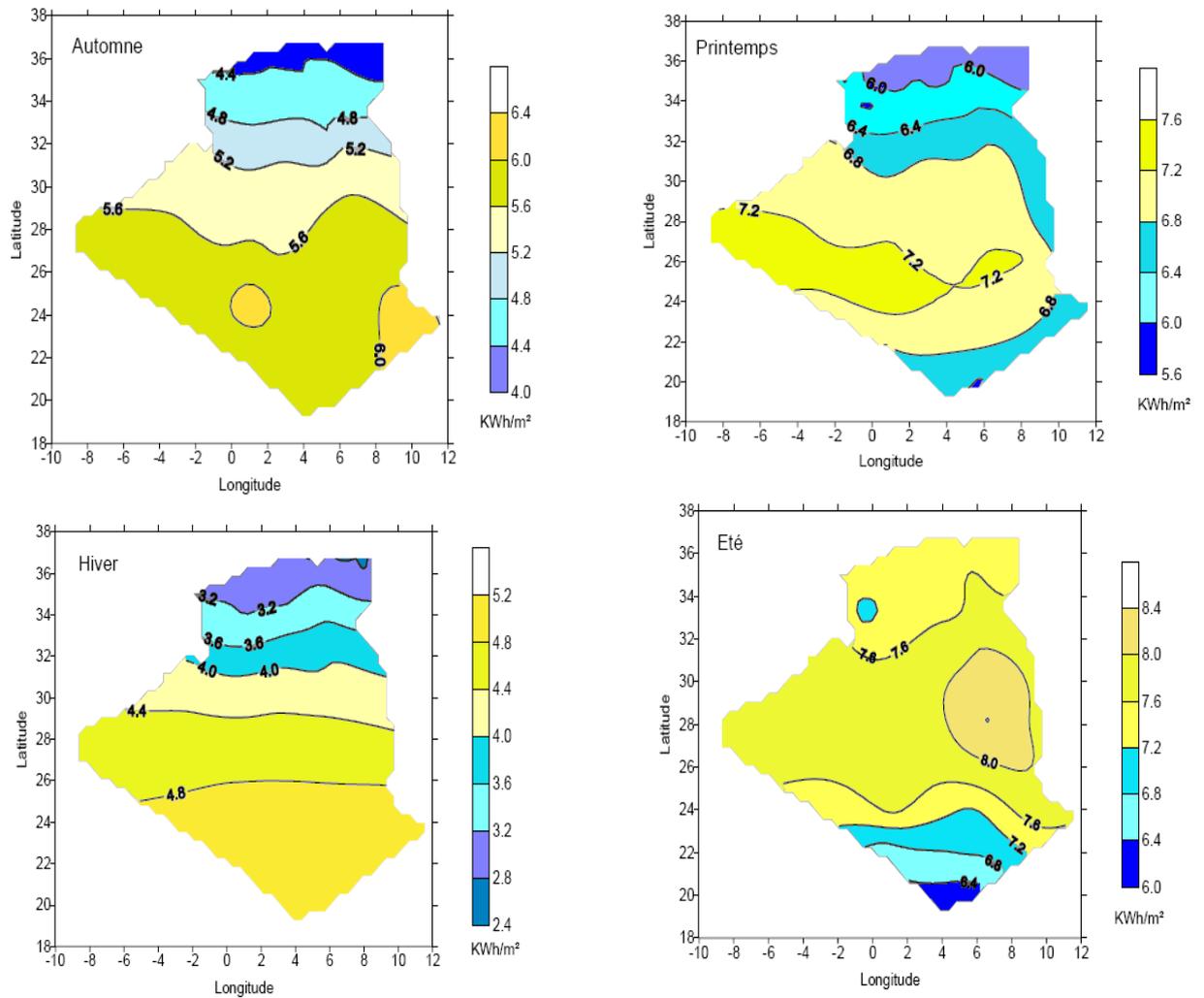


Fig. 1.4: Cartographie de l'irradiation globale simulée par ciel moyen pour les quatre saisons en Algérie.

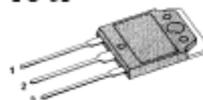
Datasheet des composants utilisés dans la réalisation**Advanced Power MOSFET****IRFP150A****FEATURES**

- Avalanche Rugged Technology
- Rugged Gate Oxide Technology
- Lower Input Capacitance
- Improved Gate Charge
- Extended Safe Operating Area
- 175°C Operating Temperature
- Lower Leakage Current : 10 μ A (Max.) @ $V_{DS} = 100V$
- Lower $R_{DS(ON)}$: 0.032 Ω (Typ.)

$$BV_{DSS} = 100 V$$

$$R_{DS(on)} = 0.04 \Omega$$

$$I_D = 43 A$$

TO-3P

1. Gate 2. Drain 3. Source

Absolute Maximum Ratings

Symbol	Characteristic	Value	Units
V_{DSS}	Drain-to-Source Voltage	100	V
I_D	Continuous Drain Current ($T_C=25^\circ C$)	43	A
	Continuous Drain Current ($T_C=100^\circ C$)	30.4	
I_{DM}	Drain Current-Pulsed ①	170	A
V_{GS}	Gate-to-Source Voltage	± 0	V
E_{AS}	Single Pulsed Avalanche Energy ②	740	mJ
I_{AR}	Avalanche Current ③	43	A
E_{AR}	Repetitive Avalanche Energy ①	19.3	mJ
dv/dt	Peak Diode Recovery dv/dt ③	6.5	V/ns
P_D	Total Power Dissipation ($T_C=25^\circ C$)	193	W
	Linear Derating Factor	1.28	
T_J, T_{STG}	Operating Junction and Storage Temperature Range	-55 to +175	°C
T_L	Maximum Lead Temp. for Soldering Purposes, 1/8" from case for 5-seconds	300	

Thermal Resistance

Symbol	Characteristic	Typ.	Max.	Units
$R_{\theta JC}$	Junction-to-Case	--	0.78	°C/W
$R_{\theta CS}$	Case-to-Sink	0.24	--	
$R_{\theta JA}$	Junction-to-Ambient	--	40	



Ultralow Offset Voltage Operational Amplifier

OP07

FEATURES

- Low V_{OS} **25 μ V Max**
- Low V_{OS} Drift **0.6 μ V/ $^{\circ}$ C Max**
- Ultra-Stable vs Time **1.0 μ V/Month Max**
- Low Noise **0.6 μ V_{p-p} Max**
- Wide Input Voltage Range **\pm 14V**
- Wide Supply Voltage Range **\pm 3V to \pm 18V**
- Fits 725, 108A/308A, 741, AD510 Sockets
- 125 $^{\circ}$ C Temperature-Tested Dice

ORDERING INFORMATION [†]

$T_A = +25^{\circ}\text{C}$ V_{OS} MAX (μV)	PACKAGE				OPERATING TEMPERATURE RANGE
	TO-99	CERDIP 8-PIN	PLASTIC 8-PIN	LCC 20-CONTACT	
25	OP07AJ*	OP07AZ*	—	—	MIL
75	OP07EJ	OP07EZ	OP07EP	—	COM
75	OP07J*	OP07Z*	—	OP07RC/883	MIL
150	OP07CJ	OP07CZ	OP07CP	—	XIND
150	—	—	OP07CS ^{††}	—	XIND
150	OP07DJ	—	OP07DP	—	XIND

* For devices processed in total compliance to MIL-STD-883, add /883 after part number. Consult factory for 883 data sheet.

[†] Burn-in is available on commercial and industrial temperature range parts in CerDIP, plastic DIP, and TO-can packages.

^{††} For availability and burn-in information on SO and PLCC packages, contact your local sales office.

GENERAL DESCRIPTION

The OP-07 has very low input offset voltage (25 μ V max for OP-07A) which is obtained by trimming at the wafer stage. These low offset voltages generally eliminate any need for external nulling. The OP-07 also features low input bias current (\pm 2nA for OP-07A) and high open-loop gain (300V/mV for OP-07A). The low offsets and high open-loop gain make the OP-07 particularly useful for high-gain instrumentation applications.

The wide input voltage range of \pm 13V minimum combined with high CMRR of 110dB (OP-07A) and high input impedance provides high accuracy in the noninverting circuit configuration. Excellent linearity and gain accuracy can be maintained

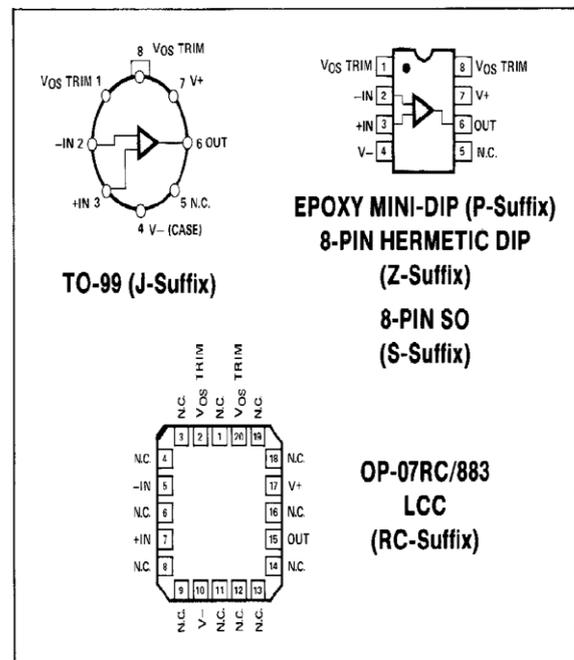
even at high closed-loop gains.

Stability of offsets and gain with time or variations in temperature is excellent. The accuracy and stability of the OP-07, even at high gain, combined with the freedom from external nulling have made the OP-07 a new industry standard for instrumentation and military applications.

The OP-07 is available in five standard performance grades. The OP-07A and the OP-07 are specified for operation over the full military range of -55°C to $+125^{\circ}\text{C}$; the OP-07E is specified for operation over the 0°C to $+70^{\circ}\text{C}$ range, and OP-07C and D over the -40°C to $+85^{\circ}\text{C}$ temperature range.

The OP-07 is available in hermetically-sealed TO-99 metal can or ceramic 8-pin Mini-DIP, and in epoxy 8-pin Mini-DIP. It is a direct replacement for 725, 108A, and OP-05 amplifiers; 741-types may be directly replaced by removing the 741's nulling potentiometer. The OP-207, a dual OP-07, is available for applications requiring close matching of two OP-07 amplifiers. For improved specifications, see the OP-77/OP-177.

PIN CONNECTIONS





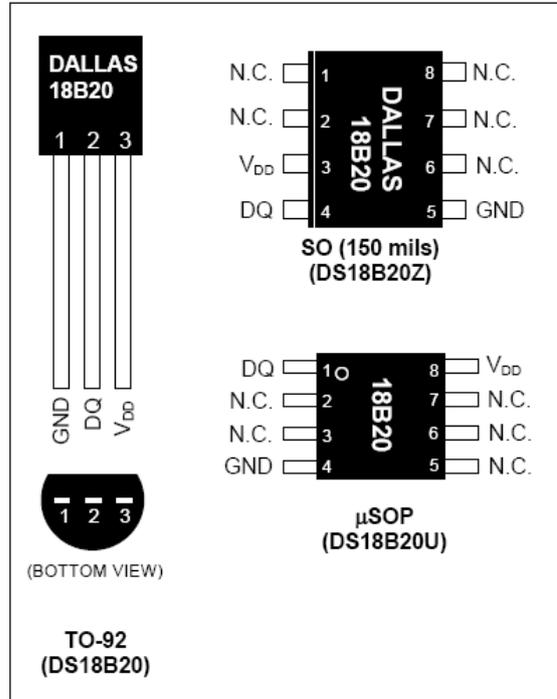
DS18B20 Programmable Resolution 1-Wire Digital Thermometer

www.maxim-ic.com

FEATURES

- Unique 1-Wire[®] Interface Requires Only One Port Pin for Communication
- Each Device has a Unique 64-Bit Serial Code Stored in an On-Board ROM
- Multidrop Capability Simplifies Distributed Temperature-Sensing Applications
- Requires No External Components
- Can Be Powered from Data Line; Power Supply Range is 3.0V to 5.5V
- Measures Temperatures from -55°C to +125°C (-67°F to +257°F)
- $\pm 0.5^\circ\text{C}$ Accuracy from -10°C to +85°C
- Thermometer Resolution is User Selectable from 9 to 12 Bits
- Converts Temperature to 12-Bit Digital Word in 750ms (Max)
- User-Definable Nonvolatile (NV) Alarm Settings
- Alarm Search Command Identifies and Addresses Devices Whose Temperature is Outside Programmed Limits (Temperature Alarm Condition)
- Available in 8-Pin SO (150 mils), 8-Pin μSOP , and 3-Pin TO-92 Packages
- Software Compatible with the DS1822
- Applications Include Thermostatic Controls, Industrial Systems, Consumer Products, Thermometers, or Any Thermally Sensitive System

PIN CONFIGURATIONS



DESCRIPTION

The DS18B20 digital thermometer provides 9-bit to 12-bit Celsius temperature measurements and has an alarm function with nonvolatile user-programmable upper and lower trigger points. The DS18B20 communicates over a 1-Wire bus that by definition requires only one data line (and ground) for communication with a central microprocessor. It has an operating temperature range of -55°C to +125°C and is accurate to $\pm 0.5^\circ\text{C}$ over the range of -10°C to +85°C. In addition, the DS18B20 can derive power directly from the data line (“parasite power”), eliminating the need for an external power supply.

Each DS18B20 has a unique 64-bit serial code, which allows multiple DS18B20s to function on the same 1-Wire bus. Thus, it is simple to use one microprocessor to control many DS18B20s distributed over a large area. Applications that can benefit from this feature include HVAC environmental controls, temperature monitoring systems inside buildings, equipment, or machinery, and process monitoring and control systems.

1-Wire is a registered trademark of Maxim Integrated Products, Inc.

1 of 22

REV: 042208

ULN2001A, ULN2002A, ULN2003A, ULN2004A, ULQ2003A, ULQ2004A
HIGH-VOLTAGE HIGH-CURRENT DARLINGTON
TRANSISTOR ARRAY

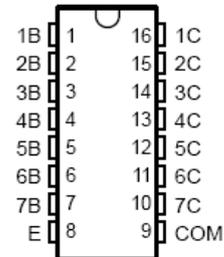
The ULN2001A is obsolete and is no longer supplied.

SLRS027F – DECEMBER 1976 – REVISED FEBRUARY 2003

- 500-mA-Rated Collector Current (Single Output)
- High-Voltage Outputs . . . 50 V
- Output Clamp Diodes
- Inputs Compatible With Various Types of Logic
- Relay-Driver Applications
- Designed to Be Interchangeable With Sprague ULN2001A Series

ULN2001A . . . D OR N PACKAGE
ULN2002A . . . N PACKAGE
ULN2003A, ULN2004A . . . D, N, OR NS PACKAGE
ULQ2003A, ULQ2004A . . . D OR N PACKAGE

(TOP VIEW)



description/ordering information

The ULN2001A, ULN2002A, ULN2003A, ULN2004A, ULQ2003A, and ULQ2004A are high-voltage, high-current Darlington transistor arrays. Each consists of seven npn Darlington pairs that feature high-voltage outputs with common-cathode clamp diodes for switching inductive loads. The collector-current rating of a single Darlington pair is 500 mA. The Darlington pairs can be paralleled for higher current capability. Applications include relay drivers, hammer drivers, lamp drivers, display drivers (LED and gas discharge), line drivers, and logic buffers. For 100-V (otherwise interchangeable) versions of the ULN2003A and ULN2004A, see the SN75468 and SN75469, respectively.

ORDERING INFORMATION

T _A	PACKAGE†		ORDERABLE PART NUMBER	TOP-SIDE MARKING
-20°C to 70°C	PDIP (N)	Tube of 25	ULN2002AN	ULN2002AN
			ULN2003AN	ULN2003AN
			ULN2004AN	ULN2004AN
	SOIC (D)	Tube of 40	ULN2003AD	ULN2003A
			ULN2004AD	
		Reel of 2500	ULN2003ADR	ULN2004A
			ULN2004ADR	
	SOP (NS)	Reel of 2000	ULN2003ANSR	ULN2003A
ULN2004ANSR			ULN2004A	
-40°C to 85°C	PDIP (N)	Tube of 25	ULQ2003AN	ULQ2003A
			ULQ2004AN	ULQ2004AN
	SOIC (D)	Tube of 40	ULQ2003AD	ULQ2003A
			ULQ2004AD	ULQ2004A
		Reel of 2500	ULQ2003ADR	ULQ2003A
			ULQ2004ADR	ULQ2004A

† Package drawings, standard packing quantities, thermal data, symbolization, and PCB design guidelines are available at www.ti.com/sc/package.



Please be aware that an important notice concerning availability, standard warranty, and use in critical applications of Texas Instruments semiconductor products and disclaimers thereto appears at the end of this data sheet.

PRODUCTION DATA information is current as of publication date. Products conform to specifications per the terms of Texas Instruments standard warranty. Production processing does not necessarily include testing of all parameters.

Copyright © 2003, Texas Instruments Incorporated

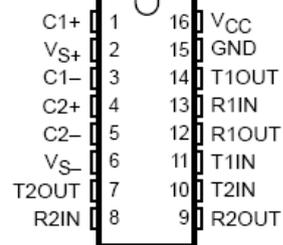
 **TEXAS
INSTRUMENTS**
POST OFFICE BOX 655303 • DALLAS, TEXAS 75265

MAX232, MAX232I
DUAL EIA-232 DRIVERS/RECEIVERS

SLLS047I – FEBRUARY 1989 – REVISED OCTOBER 2002

- Meet or Exceed TIA/EIA-232-F and ITU Recommendation V.28
- Operate With Single 5-V Power Supply
- Operate Up to 120 kbit/s
- Two Drivers and Two Receivers
- ± 30 -V Input Levels
- Low Supply Current . . . 8 mA Typical
- Designed to be Interchangeable With Maxim MAX232
- ESD Protection Exceeds JESD 22 – 2000-V Human-Body Model (A114-A)
- Applications
 - TIA/EIA-232-F
 - Battery-Powered Systems
 - Terminals
 - Modems
 - Computers

MAX232 . . . D, DW, N, OR NS PACKAGE
MAX232I . . . D, DW, OR N PACKAGE
(TOP VIEW)



description/ordering information

The MAX232 is a dual driver/receiver that includes a capacitive voltage generator to supply EIA-232 voltage levels from a single 5-V supply. Each receiver converts EIA-232 inputs to 5-V TTL/CMOS levels. These receivers have a typical threshold of 1.3 V and a typical hysteresis of 0.5 V, and can accept ± 30 -V inputs. Each driver converts TTL/CMOS input levels into EIA-232 levels. The driver, receiver, and voltage-generator functions are available as cells in the Texas Instruments LinASIC™ library.

ORDERING INFORMATION

T _A	PACKAGE†		ORDERABLE PART NUMBER	TOP-SIDE MARKING
0°C to 70°C	PDIP (N)	Tube	MAX232N	MAX232N
		Tube	MAX232D	MAX232
	SOIC (D)	Tape and reel	MAX232DR	
		SOIC (DW)	Tube	MAX232DW
	Tape and reel		MAX232DWR	
	SOP (NS)	Tape and reel	MAX232NSR	MAX232
-40°C to 85°C		PDIP (N)	Tube	MAX232IN
	SOIC (D)		Tube	MAX232ID
		Tape and reel	MAX232IDR	
	SOIC (DW)	Tube	MAX232IDW	MAX232I
		Tape and reel	MAX232IDWR	

† Package drawings, standard packing quantities, thermal data, symbolization, and PCB design guidelines are available at www.ti.com/sc/package.



Please be aware that an important notice concerning availability, standard warranty, and use in critical applications of Texas Instruments semiconductor products and disclaimers thereto appears at the end of this data sheet.

LinASIC is a trademark of Texas Instruments.

PRODUCTION DATA information is current as of publication date. Products conform to specifications per the terms of Texas Instruments standard warranty. Production processing does not necessarily include testing of all parameters.



Copyright © 2002, Texas Instruments Incorporated

Programme « C » implémenté sur le PIC16F876A .

```

#include <16F876A.h>
#device ADC=10
#fuses HS,NOWDT,NOPROTECT,NOLVP
#use delay(clock=2000000)
#use rs232(baud=57600, xmit=pin_c6,rcv=pin_c7)
#include <touch_b4.c>
#include <string.h>
#include <stdlib.h>
#include <STDLIBM.H>
#define seuil 0.02

    • // A3 ref- =2.5V
    • // B0=1 décharge lente 20 secondes
    • // B1=1 décharge rapide
    • // B2=1 Ventilateurs
    • // B4 1WIRE -----> température
    • // B5 led COM / Mesure
    • // A0= entrée analogique tension 50V----->5V
    • // A1= entrée analogique courant 10A----->5V
    • // A2= entrée analogique capteur luminosité (cellule de référence)
    • // C6 Tx
    • // C7 Rx

char C;
int16 j,k;
int1 stop,s;
float temp;
float cal;
float I,imoy;
float v,vmoy;
float lum,moylum;

    • ///Sous-programmes ///
void temperature()
{
float temp,tempmoy;
byte buffer[2];
Imoy=(I*(k-1)+I)/k;
if(touch_present())

{
for (k=1;k<=3;++k)
{touch_present();
touch_write_byte(0xCC);
touch_write_byte (0x44);
output_high(TOUCH_PIN);
delay_ms(1000);
touch_present();

```

```
touch_write_byte(0xCC);
touch_write_byte (0xBE);
buffer[0] = touch_read_byte();
buffer[1] = touch_read_byte();
temp=buffer[0]*0.0625 + buffer[1]*16;
tempmoy=(temp*(k-1)+temp)/k;
}

printf("%f",tempmoy);
}
else
printf("N");
}

void calibre5()
{
cal=5;
setup_adc_ports(all_analog);
delay_us(2);
}

void calibre2()
{
cal=2.5;
setup_adc_ports(AN0_AN1_AN2_AN4_VSS_VREF);
delay_us(2);
}

void lirev()
{

int16 value;
set_adc_channel(0);

debut:
delay_us(4);
value = Read_ADC();
if(s) goto fin;

if(Value<480 & cal==5) { calibre2();
goto debut;}

if(value>990 & cal==2.5){ calibre5();
goto debut;}

fin:
V=value;
V=(V/102.3)*cal;
}
void lirei()
{
int16 value;
```

```

set_adc_channel(1);
debut:
delay_us(4);
value = Read_ADC();
if(s) goto fin;

    if(Value<480 & cal==5) {
        calibre2();
        goto debut;}
    if(value>990 & cal==2.5){
        calibre5();
        goto debut;}

fin:
    I=value;
    I=I*2/1023*cal;
    if(I<seuil) stop=1;
}
void lirelum()
{
int16 value;
set_adc_channel(2);
for (k=1;k<=100;++k)
{ debut:
delay_us(4);
value = Read_ADC();
if(Value<480 & cal==5) {
    calibre2();
    goto debut;}
if(value>990 & cal==2.5){
    calibre5();
    goto debut;}

    lum=value;
    lum=lum*2/1023*cal;
    moylum=(moylum*(k-1)+lum)/k;
}
printf("%f",moylum);
}
void mesure()
{
output_high(pin_B2); // ventilo
output_high(pin_b3);
output_high(pin_B1);
output_high(pin_B5);
delay_ms(1000);
for (k=1;k<=120;++k)
{

    lirev();
    lirei();
    Imoy=(I*(k-1)+I)/k;
    Vmoy=(V*(k-1)+V)/k;

```

```

    }
    printf("%f,%f\n",I,V); //V circuit ouvert
    stop=0;
    output_low(pin_B5);
    output_low(pin_B1);
    delay_ms(3500);

    for (k=1;k<=120;++k)
    {
        lirev();
        lirei();
        Imoy=(I*(k-1)+I)/k;
        Vmoy=(V*(k-1)+V)/k;
    }

    printf("%f,%f\n",I,V); //I court-circuit
    if(I<4.6 & V<23)
    {s=1;
    calibre2();}
        • //decharge rapide pendant 110ms pour arriver a 5V
    output_high(pin_B5);
    output_high(pin_B1);
    delay_ms(110);
    output_low(pin_B1);
    while(stop==0)
    {
    for (k=1;k<=4;++k)
    {
        lirei();
        lirev();
        vmoy=(vmoy*(k-1)+v)/k ;
        Imoy=(imoy*(k-1)+I)/k ;
    }

        printf("%f,%f\n",imoy,vmoy);
        delay_us(300);
    }
    output_low(pin_b3);
    output_low(pin_B2); //ventilo off

}
void test()
{
    output_high(pin_b5);
    output_high(pin_b1);
    delay_ms(1000);
    for (k=1;k<=100;++k)
    {
        lirei();
        lirev();

```

```
vmoy=(vmoy*(k-1)+v)/k ;
Imoy=(imoy*(k-1)+I)/k ;
    }
    printf("%f,%f",imoy,vmoy);

}

• //Programme principal////
void main()
{
    calibre5();
    j=0;
    k=0;
    s=0;
    setup_adc_ports(all_analog);
    setup_adc(ADC_CLOCK_DIV_32);
    set_tris_b(0x00);
    output_low(pin_B2);
    output_high(pin_B3);
    delay_ms(3000);
    output_low(pin_B3);
    lirei();
    output_high(pin_B1);
    delay_ms(1000);
    lirev();
    While (true)
    {
        printf("P"); //pret
        c=getc();
        if(c=='r') reset_cpu();
        if(c=='l') lirelum();
        if(c=='t') temperature();
        if(c=='m') {stop=0; mesure();}
        if(c=='a') test();
        if(c=='v') output_high(pin_B2);
        if(c=='n') output_low(pin_B2);
    }
}
```

Le code visual studio développé

```
Imports Excel = Microsoft.Office.Interop.Excel
Imports ZedGraph
Imports System.Math
```

```
Module Walid_1
```

```
    Public Structure port
        Dim nom As String
        Dim baud As Long
        Dim donnée As Integer
    End Structure
    Public Structure GrapheProp
        Dim Titre As String
        Dim grillage As Boolean
        Dim plan As Boolean
        Dim couleur As Color
    End Structure
    Public Structure Rec
        Dim I As Double()
        Dim V As Double()
        Dim Pui As Double()
        Dim Icc As Double
        Dim Vco As Double
        Dim Pmax As Double
        Dim Imax As Double
        Dim Vmax As Double
        Dim T As Double
        Dim L As Double
        Dim Nv As Integer
        Dim da As String
        Dim hr As String
    End Structure
    Public Structure SVVect
        Dim I As Double()
        Dim V As Double()
        Dim P As Double()
        Dim n As Integer

    End Structure
    Public Structure SV
        Dim Rso As Double
        Dim Rs As Double
        Dim Rsh As Double
        Dim n As Double
        Dim Io As Double
        Dim Iph As Double
        Dim da As String
        Dim hr As String
    End Structure
    Public Drecu As Rec
    Public GrPro As GrapheProp
    Public Svir As SV
    Public SVect As SVVect
```

```
' ++++++
' Public I As Double()
'Public V As Double()
'Public Pui As Double()
'Public Icc As Double
'Public Vco As Double
```

```
'Public Pmax As Double
'Public Imax As Double
'Public Vmax As Double
'Public T As Double
'Public L As Double
'Public Info(2) As String
'+++++

Public p As port
Public del As Integer
Public TyDo As Integer
Public L_recep As String
Public T_recep As String
Public M_recep As String
Public tel() As String
Public validation(2) As Boolean

Public Sub connexion(ByVal V As port)
    Dim message As String = ""
    Dim Comparer As StringComparer = StringComparer.OrdinalIgnoreCase

    ' Propriétés
    Main_Form.Serie.PortName = V.nom
    Main_Form.Serie.BaudRate = V.baud
    Main_Form.Serie.DataBits = V.donnée
    Main_Form.Serie.Parity = IO.Ports.Parity.None
    Main_Form.Serie.StopBits = IO.Ports.StopBits.One
    Main_Form.Serie.Handshake = IO.Ports.Handshake.None
    ' Ouverture
    Main_Form.Serie.Open()
    ' Affichage
    Main_Form.Button1.Enabled = False
    Main_Form.Button10.Enabled = False
    Main_Form.Button12.Enabled = False
    Main_Form.Button3.Enabled = False
    Main_Form.Button7.Enabled = False
    Main_Form.Button6.Enabled = False
    Main_Form.Button2.Enabled = True
    Main_Form.Label10.Text = "L"
    Main_Form.Label11.Text = "T"
    Main_Form.Label7.Text = "Icc"
    Main_Form.Label9.Text = "Vco"
    Main_Form.Label13.Text = "Pmax"
    Main_Form.Label15.Text = "Ipm"
    Main_Form.Label14.Text = "Vpm"
    Main_Form.Label12.Text = ""
    Main_Form.Label16.Text = ""

    Main_Form.PictureBox1.Visible = True
    Main_Form.PictureBox2.Visible = False
    Main_Form.ProjetToolStripMenuItem.Enabled = False
    ' Attente du message de démarrage de la carte
    Main_Form.RichTextBox1.Text &= "Attente du singal de démarrage..." & vbCrLf
    Main_Form.RichTextBox1.SelectionStart = Main_Form.RichTextBox1.Text.Length
    Main_Form.RichTextBox1.ScrollToCaret()

End Sub

Public Sub Reception(ByVal message As String)

    If TyDo = 0 Then
        If Comparer.Equals("systeme de caract?risation pret ", message) Then
```

```

        Main_Form.Button4.Enabled = True
        Main_Form.Button9.Enabled = True
        Main_Form.Button8.Enabled = True
        Main_Form.Button12.Enabled = True
        Main_Form.RichTextBox1.Text &= "Système de caractérisation prêt..." &
vbCrLf
        Main_Form.RichTextBox1.SelectionStart =
Main_Form.RichTextBox1.Text.Length
        Main_Form.RichTextBox1.ScrollToCaret()
        validation(0) = False
        validation(1) = False
        validation(2) = False
    End If
End If
If TyDo = 1 Then
    ' Ici, on a reçu le rayonnement
    L_recep &= message
    validation(0) = True
    Main_Form.RichTextBox1.Text &= message & vbCrLf
    Main_Form.RichTextBox1.SelectionStart = Main_Form.RichTextBox1.Text.Length
    Main_Form.RichTextBox1.ScrollToCaret()
End If
If TyDo = 2 Then
    ' Ici on a reçu la température
    T_recep &= message
    validation(1) = True
    Main_Form.RichTextBox1.Text &= message & vbCrLf
    Main_Form.RichTextBox1.SelectionStart = Main_Form.RichTextBox1.Text.Length
    Main_Form.RichTextBox1.ScrollToCaret()
End If
If TyDo = 3 Then
    ' Ici on a reçu les mesures
    M_recep &= message
    validation(2) = True
    Main_Form.RichTextBox1.Text &= message & vbCrLf
    Main_Form.RichTextBox1.SelectionStart = Main_Form.RichTextBox1.Text.Length
    Main_Form.RichTextBox1.ScrollToCaret()
End If
End Sub
Public Sub envoie(ByVal message As String)
    Main_Form .Serie .Write (message )
End Sub
Public Sub separation()
    Dim sL(), ss() As String
    Dim cnt, m, ng As Integer
    Dim max As Double

    max = 0
    cnt = 0

    ' Séparation des résultats
    sL = Split(Trim(L_recep), "=")
    Drecu.L = Val(sL(1))
    sL = Split(Trim(T_recep), "=")
    Drecu.T = Val(sL(1))
    ss = Split(Trim(M_recep), " ")
    For ik As Integer = 9 To UBound(ss) - 14
        If ss(ik) <> "" Then
            cnt = cnt + 1
        End If
    Next ik
    Drecu.I = New Double(cnt / 3 - 1) {}
    Drecu.V = New Double(cnt / 3 - 1) {}

```

```

Drecu.Pui = New Double(cnt / 3 - 1) {}
For m = 0 To (cnt / 3 - 1)
    ng = 12 * m + 9
    Drecu.I(m) = Val(ss(ng))
    Drecu.V(m) = Val(ss(ng + 4))
    Drecu.Pui(m) = Val(ss(ng + 8))
Next
Drecu.Icc = Val(ss(UBound(ss)))
Drecu.Vco = Val(ss(UBound(ss) - 4))
Drecu.Nv = cnt / 3
For il As Integer = 0 To (cnt / 3 - 1)
    If Drecu.Pui(il) >= Drecu.Pui(max) Then max = il
Next
Drecu.Imax = Drecu.I(max)
Drecu.Pmax = Drecu.Pui(max)
Drecu.Vmax = Drecu.V(max)
' Affichage
Main_Form.Label7.Text = "Icc= " & Drecu.Icc & " A"
Main_Form.Label9.Text = "Vco= " & Drecu.Vco & " V"
Main_Form.Label11.Text = "T= " & Drecu.T & " °C"
Main_Form.Label10.Text = "L= " & Drecu.L & " w/m²"
Main_Form.Label13.Text = "Pmax= " & Drecu.Pmax & " W"
Main_Form.Label15.Text = "Ipm= " & Drecu.Imax & " A"
Main_Form.Label14.Text = "Vpm= " & Drecu.Vmax & " V"

Main_Form.RichTextBox1.Text &= "Validation des résultats" & vbCrLf
Main_Form.RichTextBox1.SelectionStart = Main_Form.RichTextBox1.Text.Length
Main_Form.RichTextBox1.ScrollToCaret()
Main_Form.Button4.Enabled = False
Main_Form.Button9.Enabled = False
Main_Form.Button8.Enabled = False
Main_Form.Button12.Enabled = False
Main_Form.Button10.Enabled = True
Main_Form.Button3.Enabled = True
Main_Form.Button7.Enabled = True

Main_Form.Label12.Text = "Date : " & DateAndTime.Today
Main_Form.Label16.Text = "Heure : " &
DateAndTime.Hour(DateAndTime.TimeString) & "H" &
DateAndTime.Minute(DateAndTime.TimeString)

' Déconnexion
déconnexion()

End Sub

Public Sub déconnexion()
    On Error Resume Next
    ' Ferméture
    Main_Form.Serie.Close()
    On Error GoTo 0

    ' Affichage
    Main_Form.Button1.Enabled = True
    Main_Form.Button2.Enabled = False
    Main_Form.PictureBox1.Visible = False
    Main_Form.PictureBox2.Visible = True
    Main_Form.Button4.Enabled = False
    Main_Form.Button9.Enabled = False
    Main_Form.Button8.Enabled = False
    Main_Form.ProjetToolStripMenuItem.Enabled = True

```

```
' Supression
TyDo = 0
L_recep = ""
T_recep = ""
M_recep = ""
validation(0) = False
validation(1) = False
validation(2) = False

End Sub

Public Sub Lecture(ByVal Nom As String)

'Déclarations des variables pour excel
Dim ApplicationExcel As Excel.Application
Dim FeuilleExcel As Excel.Worksheet
Dim j As Integer

' Ouverture du fichier
ApplicationExcel = New Excel.Application
ApplicationExcel.Workbooks.Open(Nom)
FeuilleExcel = CType(ApplicationExcel.ActiveWorkbook.Worksheets(1),
Excel.Worksheet)

' Lecture de valeurs
Drecu.Icc = FeuilleExcel.Cells(2, 5).Value
Drecu.Vco = FeuilleExcel.Cells(4, 5).Value
Drecu.T = FeuilleExcel.Cells(12, 5).Value
Drecu.L = FeuilleExcel.Cells(14, 5).Value
Drecu.Imax = FeuilleExcel.Cells(8, 5).Value
Drecu.Vmax = FeuilleExcel.Cells(10, 5).Value
Drecu.Pmax = FeuilleExcel.Cells(6, 5).Value

Drecu.da = FeuilleExcel.Cells(2, 7).Value ' Date
Drecu.hr = FeuilleExcel.Cells(4, 7).Value ' Heure
Svir.da = FeuilleExcel.Cells(2, 7).Value ' Date
Svir.hr = FeuilleExcel.Cells(4, 7).Value ' Heure

Drecu.Nv = FeuilleExcel.Cells(6, 7).Value ' Nombre des valeurs

' Valeurs SV
Svir.Rs = FeuilleExcel.Cells(2, 9).Value
Svir.Rsh = FeuilleExcel.Cells(4, 9).Value
Svir.n = FeuilleExcel.Cells(6, 9).Value
Svir.Io = FeuilleExcel.Cells(8, 9).Value
Svir.Iph = FeuilleExcel.Cells(10, 9).Value

' Redimensionnement des tableaux
Drecu.I = New Double(Drecu.Nv - 1) {}
Drecu.V = New Double(Drecu.Nv - 1) {}
Drecu.Pui = New Double(Drecu.Nv - 1) {}

' Stockage des valeurs
For j = 1 To Drecu.Nv
    Drecu.I(j - 1) = FeuilleExcel.Cells(j + 1, 1).Value
    Drecu.V(j - 1) = FeuilleExcel.Cells(j + 1, 2).Value
    Drecu.Pui(j - 1) = FeuilleExcel.Cells(j + 1, 3).Value
Next

' Ferméture du fichier
```

Annexe 2

```
AppllicationExcel.ActiveWorkbook.Close(False, Nom)
AppllicationExcel.Quit()

' Activation des boutons
Main_Form.Button3.Enabled = True
Main_Form.Button7.Enabled = True

' Extraction des valeurs
Main_Form.Label7.Text = "Icc= " & Drecu.Icc & " A"
Main_Form.Label9.Text = "Vco= " & Drecu.Vco & " V"
Main_Form.Label11.Text = "T= " & Drecu.T & " °C"
Main_Form.Label10.Text = "L= " & Drecu.L & " w/m²"
Main_Form.Label13.Text = "Pmax= " & Drecu.Pmax & " W"
Main_Form.Label15.Text = "Ipm= " & Drecu.Imax & " A"
Main_Form.Label14.Text = "Vpm= " & Drecu.Vmax & " V"
Main_Form.Label12.Text = "Date : " & Drecu.da
Main_Form.Label16.Text = "Heure : " & Drecu.hr
Main_Form.Button13.Enabled = True
```

End Sub

```
Public Sub RemplirGrapheIV(ByVal Composant)
    Dim myPane As GraphPane = Composant.GraphPane
    Dim list As New PointPairList
    Dim ii As Integer
    Dim myCurve As LineItem

    Main_Form.Button3.Enabled = False
    Main_Form.Button7.Enabled = False
    Main_Form.Button6.Enabled = True

    myPane.Title.Text = GrPro.Titre
    myPane.XAxis.Title.Text = "V"
    myPane.YAxis.Title.Text = "I"

    ' Remplissage des valeurs
    For ii = 0 To Drecu.Nv - 1
        list.Add(Drecu.V(ii), Drecu.I(ii))
    Next ii

    ' La courbe
    myCurve = myPane.AddCurve("I=F(V)", list, GrPro.couleur, SymbolType.Circle)
    If GrPro.plan = True Then
        myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.LightGray, 45.0F)
    Else
        myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.White, 45.0F)
    End If
    myPane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = GrPro.grillage
    myPane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = GrPro.grillage

    Composant.AxisChange()
    Composant.Refresh()
End Sub
```

End Sub

```
Public Sub RemplirGraphePV(ByVal Composant)
    Dim myPane As GraphPane = Composant.GraphPane
    Dim list As New PointPairList
    Dim ii As Integer
    Dim myCurve As LineItem

    Main_Form.Button3.Enabled = False
    Main_Form.Button7.Enabled = False
```

```
Main_Form.Button6.Enabled = True

myPane.Title.Text = GrPro.Titre
myPane.XAxis.Title.Text = "V"
myPane.YAxis.Title.Text = "P"

' Remplissage des valeurs
For ii = 0 To Drecu.Nv - 1
    list.Add(Drecu.V(ii), Drecu.Pui(ii))
Next ii

' La courbe
myCurve = myPane.AddCurve("I=F(P)", list, GrPro.couleur, SymbolType.Circle)
If GrPro.plan = True Then
    myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.LightGray, 45.0F)
Else
    myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.White, 45.0F)
End If
myPane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = GrPro.grillage
myPane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = GrPro.grillage

Composant.AxisChange()
Composant.Refresh()
End Sub

Public Sub InitialiseGraphe(ByVal Composant)
    ' Effacer la courbe
    Composant.GraphPane.CurveList.Clear()
    Composant.Refresh()
End Sub

Public Sub enregistrer(ByVal fichier As String, ByVal para As Boolean)

    Dim ApplicationExcel As Excel.Application
    Dim BookExcel As Excel.Workbook
    Dim FeuilExcel As Excel.Worksheet
    Dim DimVal As Object = System.Reflection.Missing.Value
    Dim f As Integer

    ' Création d'un fichier Excel
    ApplicationExcel = New Excel.Application
    BookExcel = ApplicationExcel.Workbooks.Add(DimVal)
    FeuilExcel = BookExcel.Sheets(1)

    ' Remplissage du fichier
    ' - Remplissage des titres
    FeuilExcel.Cells(1, 1) = "I"
    FeuilExcel.Cells(1, 2) = "V"
    FeuilExcel.Cells(1, 3) = "P"
    FeuilExcel.Cells(1, 5) = "Icc"
    FeuilExcel.Cells(1, 7) = "Date"
    FeuilExcel.Cells(3, 5) = "Vco"
    FeuilExcel.Cells(5, 5) = "Pmax"
    FeuilExcel.Cells(7, 5) = "Imax"
    FeuilExcel.Cells(9, 5) = "Vmax"
    FeuilExcel.Cells(11, 5) = "Température"
    FeuilExcel.Cells(13, 5) = "Luminosité"
    FeuilExcel.Cells(3, 7) = "Heure"
    FeuilExcel.Cells(5, 7) = "N.Valeurs"
    FeuilExcel.Cells(1, 9) = "Rs"
    FeuilExcel.Cells(3, 9) = "Rsh"
```

```
FeuilExcel.Cells(5, 9) = "n"
FeuilExcel.Cells(7, 9) = "Io"
FeuilExcel.Cells(9, 9) = "Iph"

' - Remplissage des valeurs
For f = 0 To Drecu.Nv - 1
    FeuilExcel.Cells(f + 2, 1) = Drecu.I(f)
    FeuilExcel.Cells(f + 2, 2) = Drecu.V(f)
    FeuilExcel.Cells(f + 2, 3) = Drecu.Pui(f)
Next
FeuilExcel.Cells(2, 5) = Drecu.Icc
FeuilExcel.Cells(4, 5) = Drecu.Vco
FeuilExcel.Cells(6, 5) = Drecu.Pmax
FeuilExcel.Cells(8, 5) = Drecu.Imax
FeuilExcel.Cells(10, 5) = Drecu.Vmax
FeuilExcel.Cells(12, 5) = Drecu.T
FeuilExcel.Cells(14, 5) = Drecu.L
If para = True Then
    FeuilExcel.Cells(4, 7) = DateAndTime.Hour(DateAndTime.TimeString) & "H" &
DateAndTime.Minute(DateAndTime.TimeString)
    FeuilExcel.Cells(2, 7) = DateAndTime.Today
Else
    FeuilExcel.Cells(4, 7) = Svir.hr
    FeuilExcel.Cells(2, 7) = Svir.da
End If
FeuilExcel.Cells(6, 7) = Drecu.Nv
FeuilExcel.Cells(2, 9) = Svir.Rs
FeuilExcel.Cells(4, 9) = Svir.Rsh
FeuilExcel.Cells(6, 9) = Svir.n
FeuilExcel.Cells(8, 9) = Svir.Io
FeuilExcel.Cells(10, 9) = Svir.Iph
' Ferméture et sauvgarde du fichier
FeuilExcel.SaveAs(fichier)
BookExcel.Close()
AppllicationExcel.Quit()
End Sub

Public Sub SV_RGraphe_IV(ByVal Composant, ByVal L, ByVal sb)
    Dim myPane As GraphPane = Composant.GraphPane
    Dim list As New PointPairList
    Dim ii As Integer
    Dim myCurve As LineItem
    myPane.Title.Text = "Caractéristiques I=F(V) "
    myPane.XAxis.Title.Text = "V"
    myPane.YAxis.Title.Text = "I"

    ' Remplissage des valeurs
    If L = 1 Then
        For ii = 0 To Drecu.Nv - 1
            list.Add(Drecu.V(ii), Drecu.I(ii))
        Next ii
        myCurve = myPane.AddCurve("Mesurée", list, Color.Blue, SymbolType.Circle)
        myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.White, 45.0F)
        myPane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = True
        myPane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = True
        Composant.AxisChange()
        Composant.Refresh()
    ElseIf L = 2 Then
        If sb = True Then
            Composant.GraphPane.CurveList.Clear()
            Composant.Refresh()
        End If
        For ii = 0 To SVect.n - 1
```

```

        list.Add(SVect.V(ii), SVect.I(ii))
    Next ii
    ' La courbe
    myCurve = myPane.AddCurve("Simulée", list, Color.Red, SymbolType.Circle)
    myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.White, 45.0F)
    myPane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = True
    myPane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = True
    Composant.AxisChange()
    Composant.Refresh()
End If

End Sub
Public Sub SV_RGraphe_PV(ByVal Composant, ByVal L, ByVal sb)
    Dim myPane As GraphPane = Composant.GraphPane
    Dim list As New PointPairList
    Dim ii As Integer
    Dim myCurve As LineItem
    myPane.Title.Text = "Caractéristiques P=F(V) "
    myPane.XAxis.Title.Text = "V"
    myPane.YAxis.Title.Text = "P"

    ' Remplissage des valeurs
    If L = 1 Then
        For ii = 0 To Drecu.Nv - 1
            list.Add(Drecu.V(ii), Drecu.Pui(ii))
        Next ii
        myCurve = myPane.AddCurve("Mesurée", list, Color.Blue, SymbolType.Circle)
        myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.White, 45.0F)
        myPane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = True
        myPane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = True
        Composant.AxisChange()
        Composant.Refresh()
    ElseIf L = 2 Then
        If sb = True Then
            Composant.GraphPane.CurveList.Clear()
            Composant.Refresh()
        End If
        For ii = 0 To SVect.n - 1
            list.Add(SVect.V(ii), SVect.P(ii))
        Next ii
        ' La courbe
        myCurve = myPane.AddCurve("Simulée", list, Color.Red, SymbolType.Circle)
        myPane.Chart.Fill = New Fill(Color.White, Color.White, 45.0F)
        myPane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = True
        myPane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = True
        Composant.AxisChange()
        Composant.Refresh()
    End If

End Sub
Public Sub simulation()
    Dim k As Double = 0.000138
    Dim q As Double = 1.6
    Dim ro As Double = 1
    Dim Vt, s, y, x, t, w, m, m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6, m_7 As Double

    ' Les constantes
    t = Drecu.T + 273
    Vt = k * t / q
    m_1 = Drecu.Vmax + (Svir.Rso * Drecu.Imax) - Drecu.Vco
    m_2 = Drecu.Icc - (Drecu.Vmax / Svir.Rsh) - Drecu.Imax

```

```

m_3 = Drecu.Icc - (Drecu.Vco / Svir.Rsh)
m_4 = Drecu.Imax / (Drecu.Icc - (Drecu.Vco / Svir.Rsh))
Svir.n = m_1 / (36 * Vt * (Math.Log(m_2) - Math.Log(m_3) + m_4))
w = Svir.n * 36 * Vt
m_5 = Math.Exp(-Drecu.Vco / w)
Svir.Io = m_3 * m_5
Svir.Rs = Svir.Rso - w * m_5 / Svir.Io
m_6 = 1 + Svir.Rs / Svir.Rsh
m_7 = Math.Exp(Drecu.Icc * (Svir.Rs + ro) + ro * (m_3 - Drecu.Icc)) / w - 1
Svir.Iph = Drecu.Icc * m_6 + Svir.Io * m_7

'Variables
s = 0
m = Drecu.Vco * 1000
SVect.I = New Double(m - 1) {}
SVect.V = New Double(m - 1) {}
SVect.P = New Double(m - 1) {}
SVect.n = m
For ind_i As Integer = 0 To m - 1
    SVect.V(ind_i) = (ind_i) * 0.001
    y = s
    SVect.I(ind_i) = y - (m_6 * y - Svir.Iph + Svir.Io + SVect.V(ind_i) /
Svir.Rsh + Svir.Io * Math.Exp(SVect.V(ind_i) / w + y * Svir.Rs / w)) / (m_6 + Svir.Io
* Svir.Rs / w * Math.Exp(SVect.V(ind_i) / w + y * Svir.Rs / w))
    s = SVect.I(ind_i)
    x = Math.Abs(y - s)
    SVect.P(ind_i) = SVect.I(ind_i) * SVect.V(ind_i)

    If x < 0.00001 Then
        ind_i = m - 1
    End If

    If SVect.I(ind_i) < 0 Then
        ind_i = m - 1
    End If

Next

End Sub

End Module

```

1.1 Simulation de quelques algorithmes MPPT

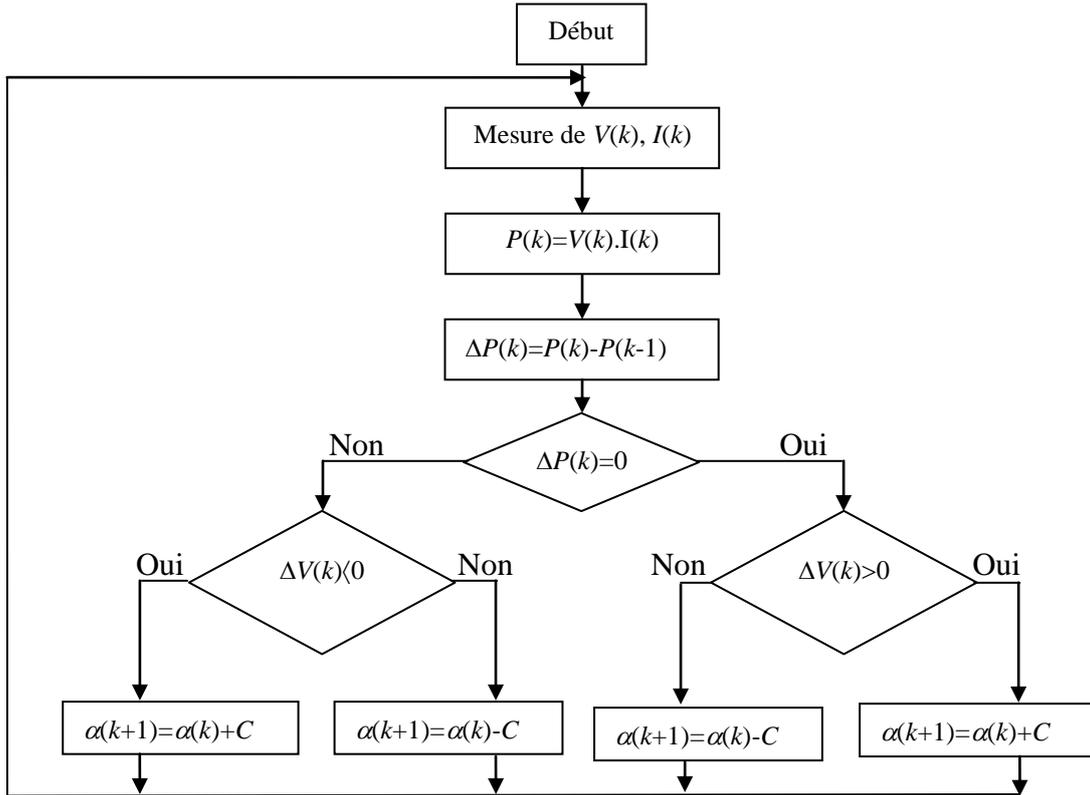


Fig.3.1. Organigramme de l’algorithme P&O

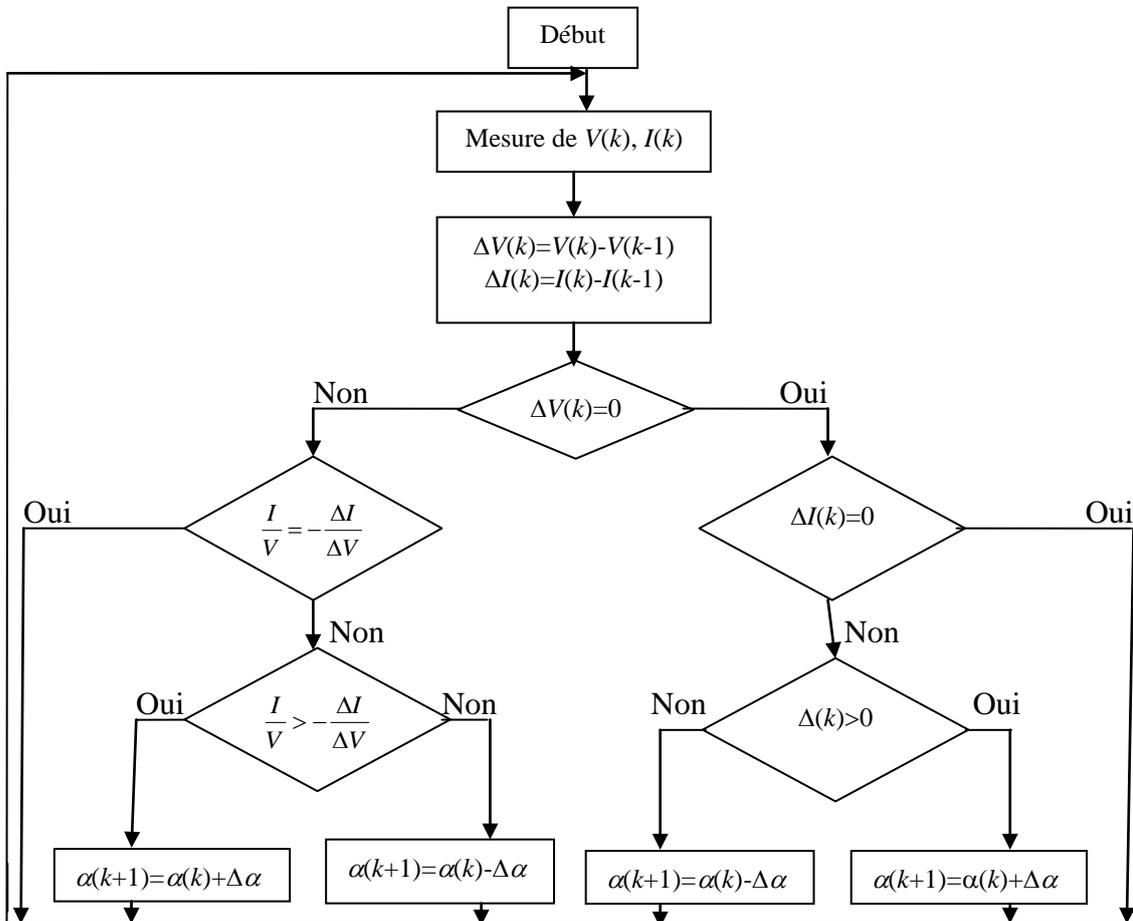


Fig.3.2. Organigramme de l’algorithme incrémentale conductance

1.2 Les convertisseurs Boost, Buck et Buck-Boost et de la batterie sous Simulink.

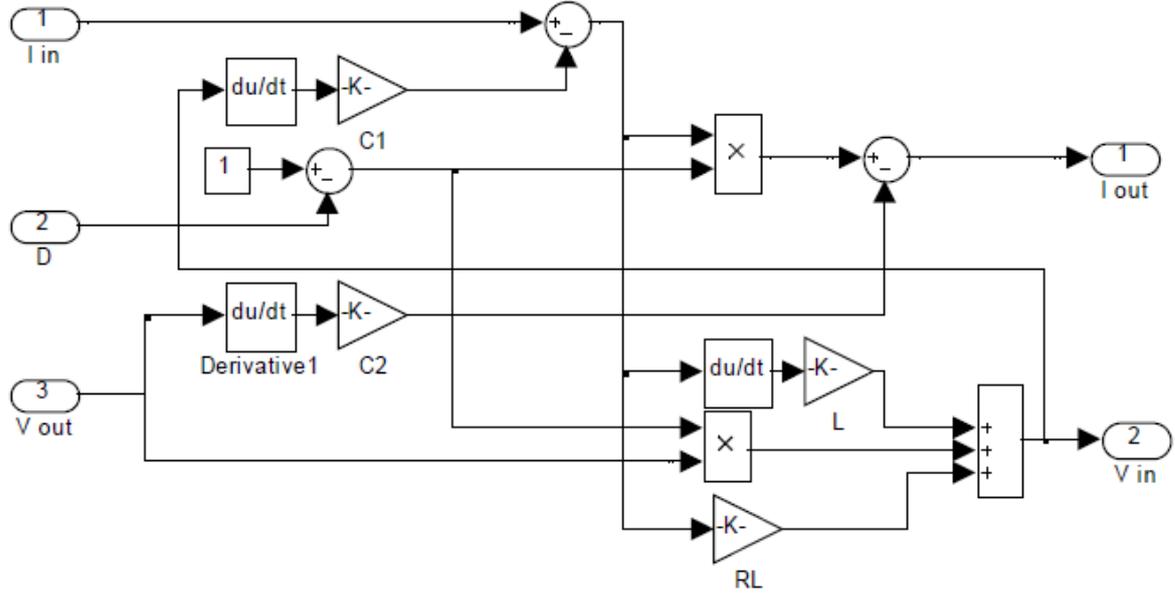


Fig.3.2. Le convertisseur Boost sous Simulink.

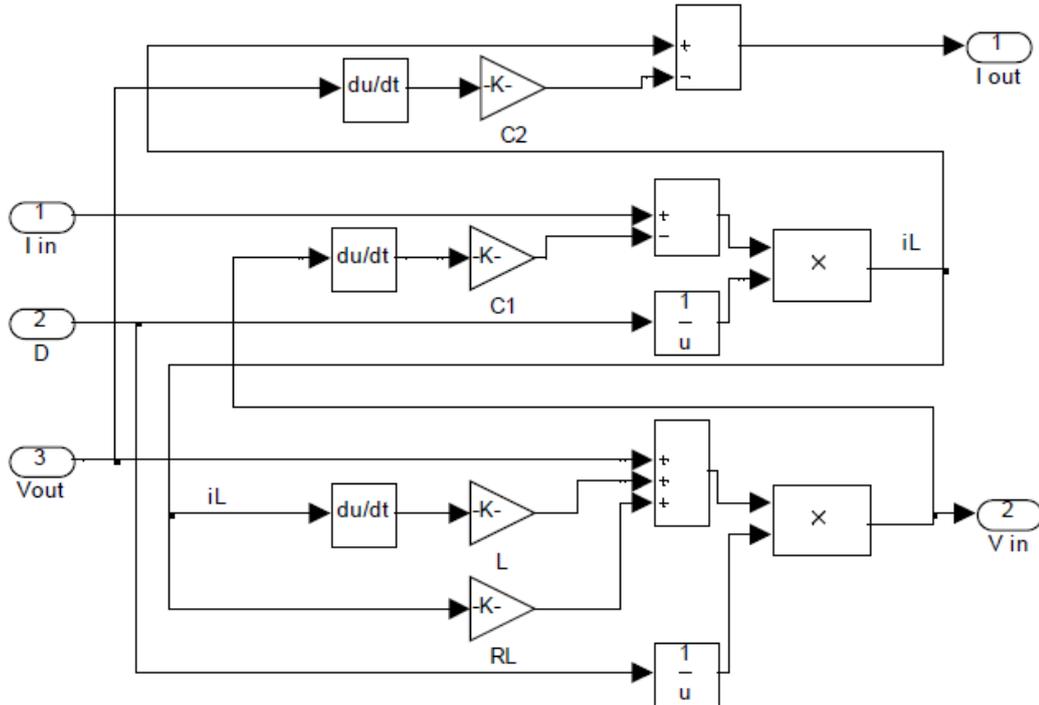


Fig.3.2. Le convertisseur Buck sous Simulink.

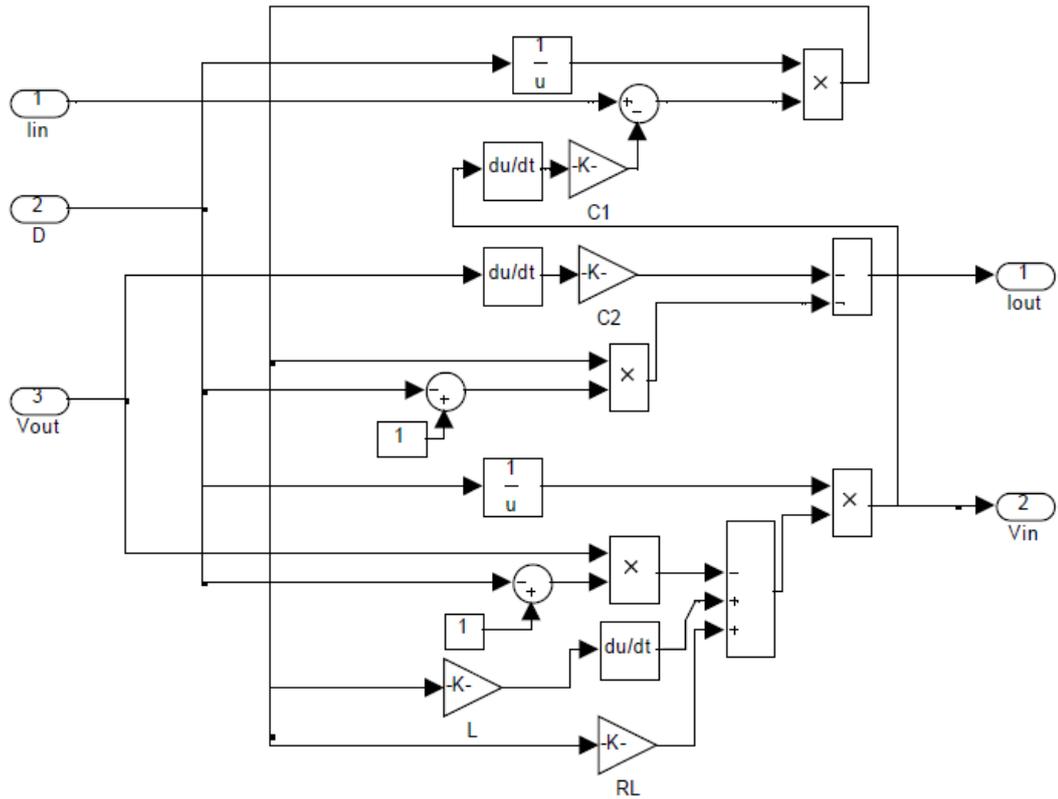


Fig.3.2. Le convertisseur Buck-Boost sous Simulink.

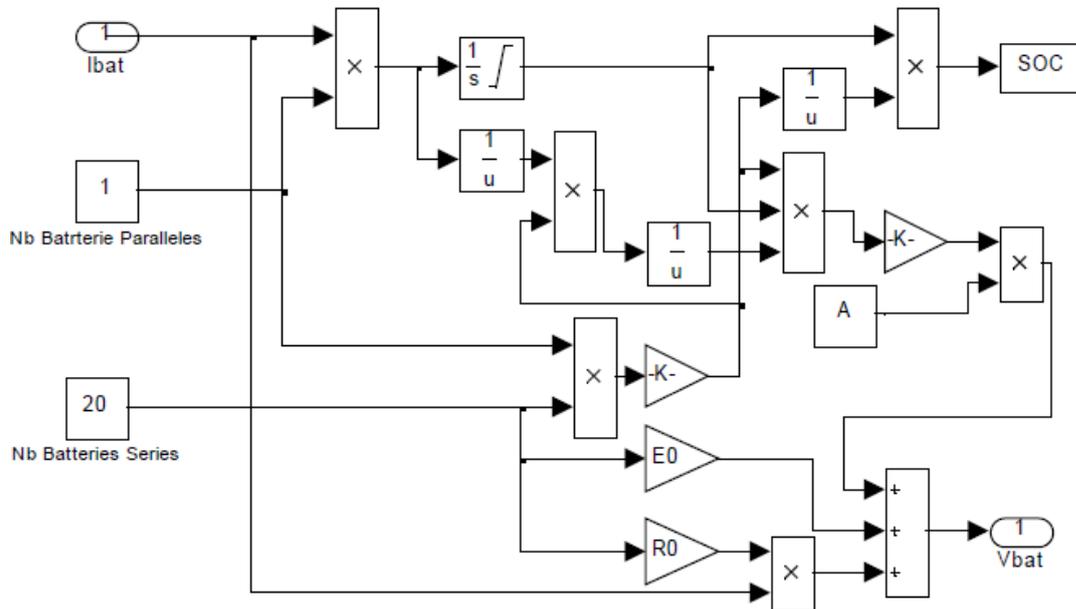


Fig.3.3. Modèle de la batterie électrochimique sous Simulink.

Illustration des sous-systèmes PV sous RT-LAB

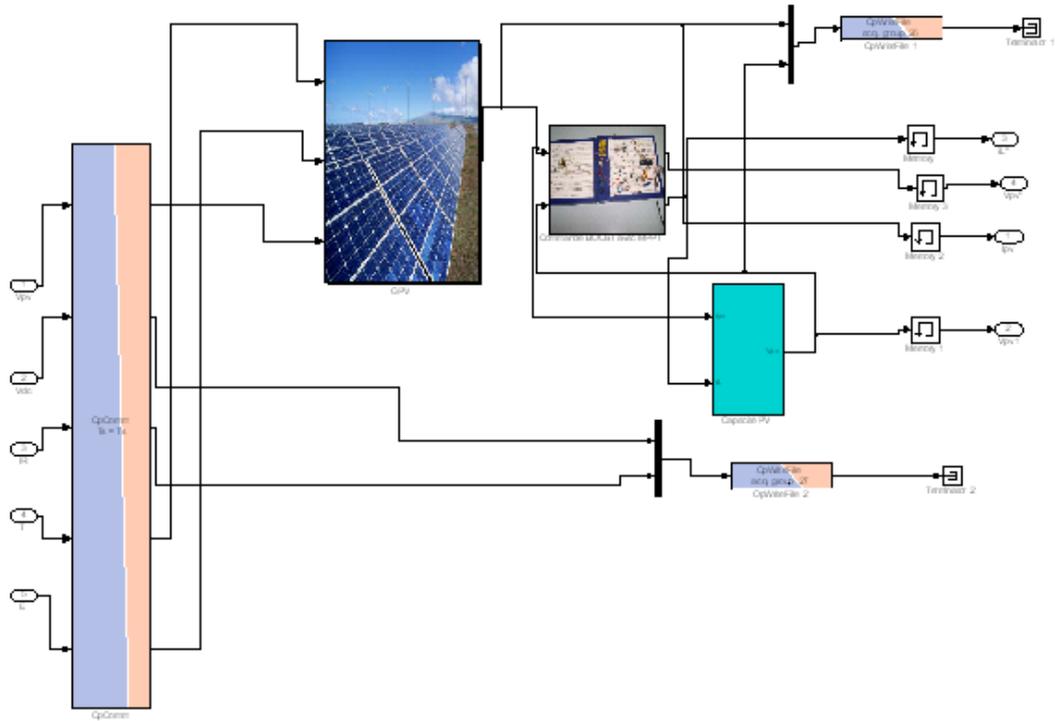


Fig.3.17 : Illustration du module : sm_PVarray

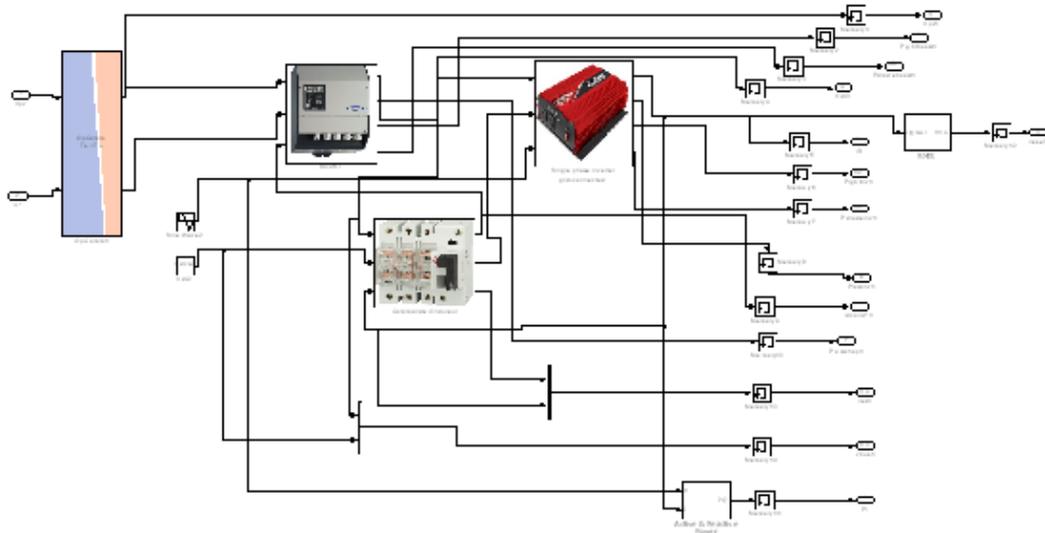


Fig.3.18 : Illustration du module : ss_Grid

Ce module présente la partie connexion réseau. Elle se compose d'un convertisseur DC/DC Boost, d'un convertisseur DC/AC monophasé avec ses commandes.

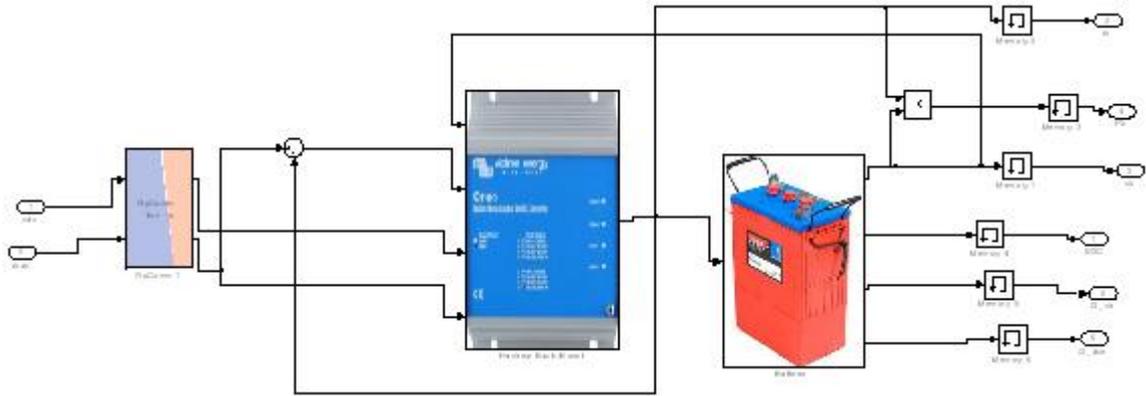


Fig.3.19 : Illustration du module : ss_Stockage

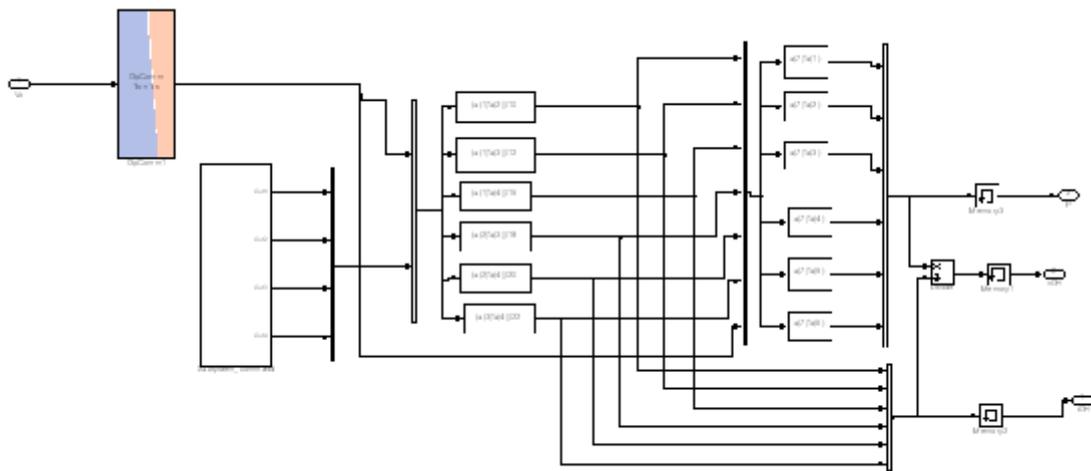
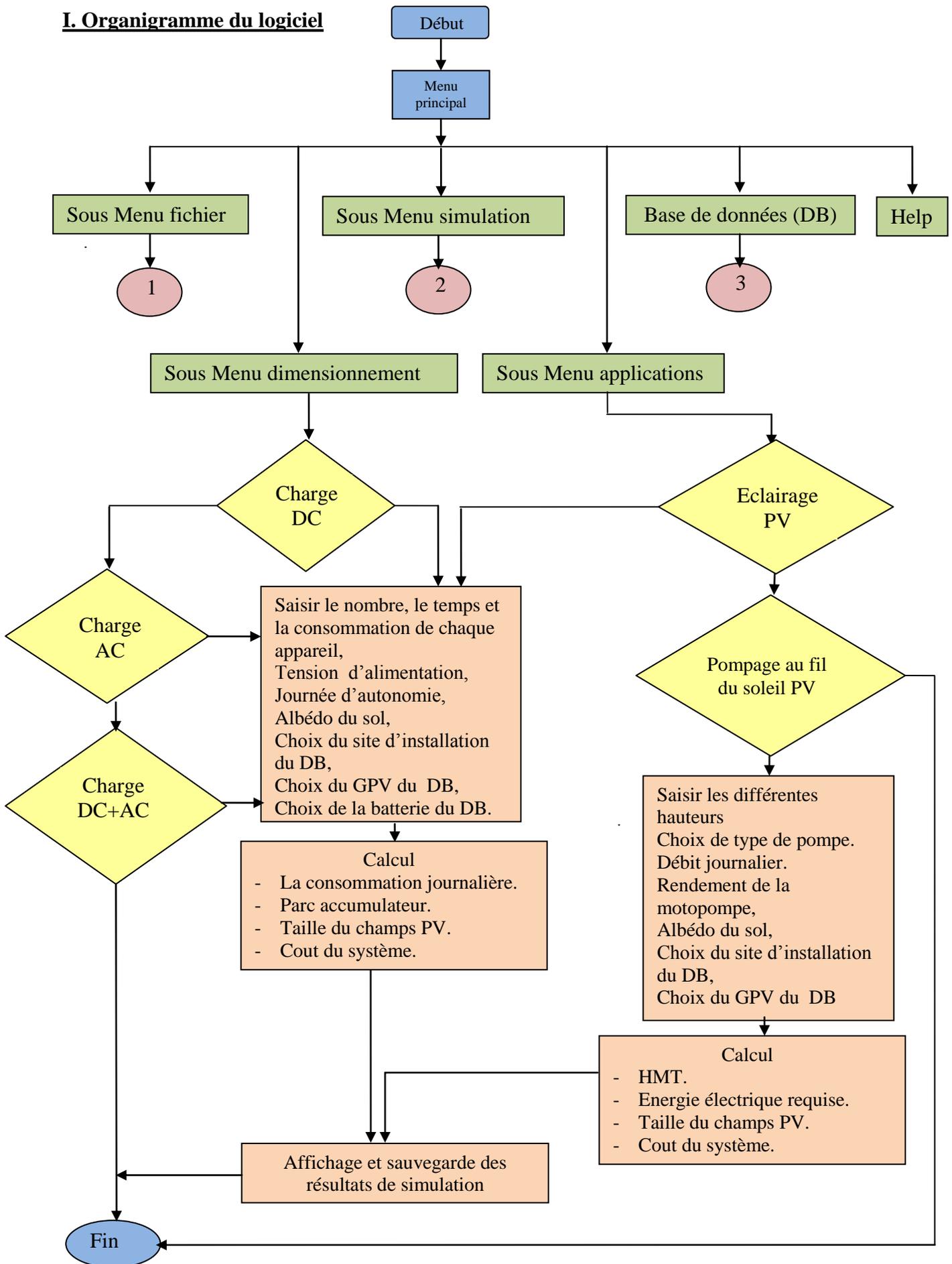


Fig.3.20 : Illustration du module : ss_Charge

I. Organigramme du logiciel



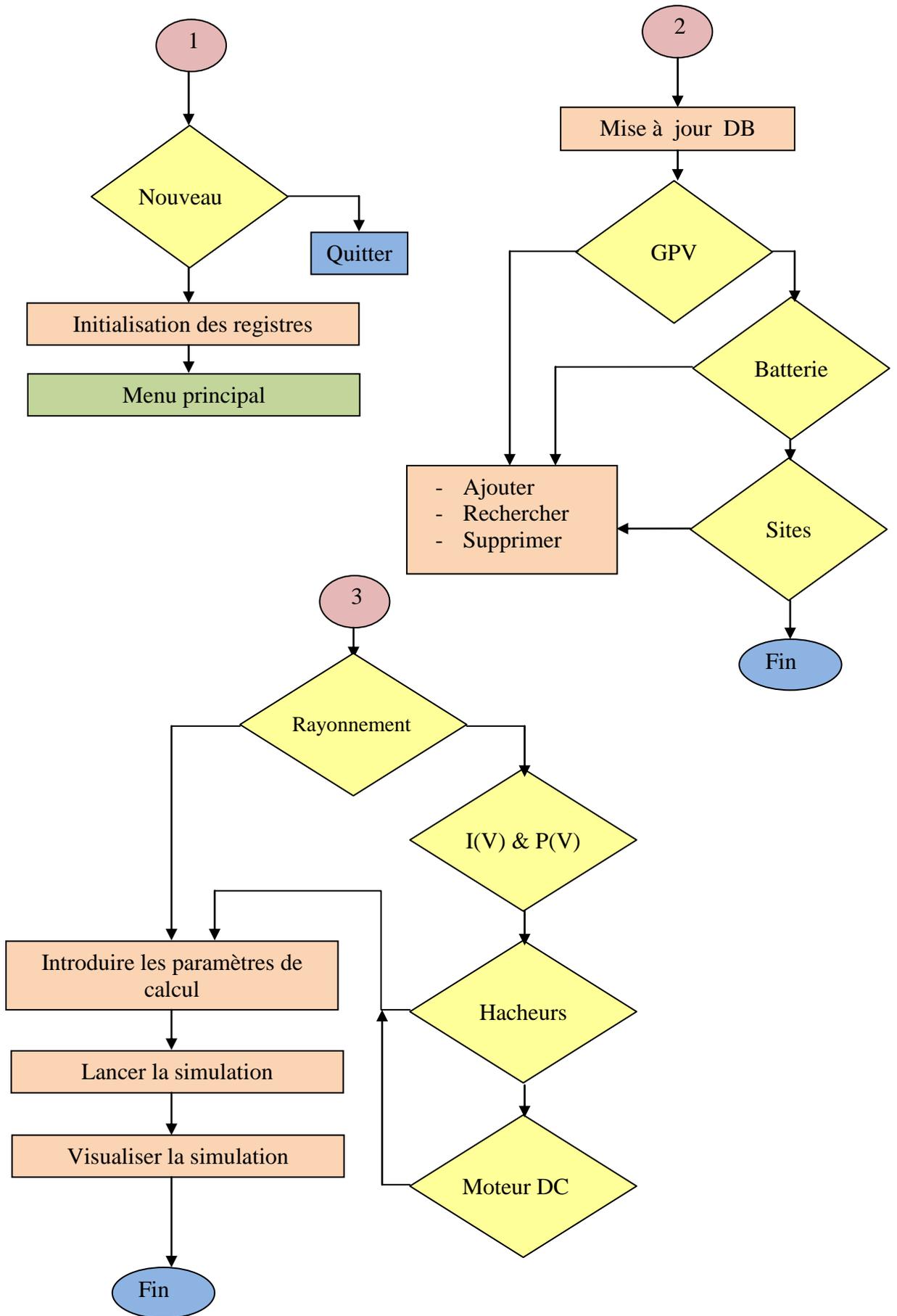


Fig. 4.1 : Organigramme du logiciel AlgeriaSolar-DIM_PV développé.

REFERENCES

- [1] American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, *ASTM G173-03*
<http://rredc.nrel.gov/solar/spectra>.
- [2] Edmond Becquerel. Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. *C.R. Acad. Sci.*, 9 :561-567, 1839.
- [3] A. Mefti , M.Y. Bouroubi et A. Khellaf . Analyse Critique du Modèle de l'Atlas Solaire de l'Algérie . *Rev. Energ. Ren. Vol. 2 (1999) 69-85* .
- [4] Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs. *Suisse: Programme d'action PACER – Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles, ISBN 3-905232-26-X; 1996*.
- [5] A.Moumi, N.Hamami, Z.Mokhtari. Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empirique dans le site de Biskra . *Algérie –Séminaire international sur la physique et ces application, SIPE'8(2006)*.
- [6] Pierre Bessemoulin, Jean Oliiviéri, Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. *La Météorologie 8^e série pp 42-59 - n° 31 - septembre 2000*.
- [7] Manuel utilisateur, station météorologique automatique *ENERCO404 , ENERCO407, ENERCO411. CIMEL Electronique, DOC407/9906*.
- [8] K. Emery, J. Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy. Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems. *IEEE, Photovoltaic Specialists Conference, 13-17 May 1996 pp: 1275 - 1278*
- [9] W. Shockley et H. J. Queisser, DETAILED BALANCE LIMIT OF EFFICIENCY OF P-N JUNCTION SOLAR CELLS. *J. APPL. PHYS. 32, 510 (1961); DOI:10.1063/1.1736034*.
- [10] D. Zaouk, Y. Zaatar, A. Khoury,; C. Llinares,; J.-P. Charles. Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure. *IEEE Mediterranean Conference for PV 16-17 Nov2000. pp: 93 – 95*
- [11] Didier Marsacq «Photovoltaïque : accélérer l'innovation » *Dossier de presse, pp1-25 [2009], www.cea.fr/presse*
- [12] Chenlei Wang, Hui Zhang, Tihu Wang, Lili Zheng. Solidification interface shape control in a continuous Czochralski silicon growth system. *Journal of Crystal Growth, Vol.287, 2006, pp: 252-257*
- [13] D. Kray, M. Schumann, A. Eyer, G.P. Willeke. Solar Wafer Slicing with Loose and Fixed Grains., *IEEE Photovoltaic Energy Conversion Conference 4th Vol. 1, May 2006 pp:948–951*.

Références

- [14] A. Muller, M. Reinecke, A. Bachmann. Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic. *Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005, 3-7 Jan. pp: 1019 – 1022.*
- [15] G. Hahn, S. Seren, M. Kaes, A. Schonecker. Review on Ribbon Silicon Techniques for Cost Reduction in PV Photovoltaic Energy Conversion. *IEEE 4th World Conference in Photovoltaic Energy Conversion, Vol.1, May 2006 pp: 972 – 975.*
- [16] M. Petibon Stéphane, Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. *Thèse d'état, France, 2009.*
- [17] Seigo Ito, Takuro N. Murakami, Pascal Comte. Fabrication of thin film dye sensitized solar cells with solar to electric power conversion efficiency over 10%. *Thin Solid Films, Vol.516, Issue 14, 30 May 2008, pp: 4613-461.*
- [18] Jansen, K.W.; Kadam, S.B.; Groelinger, J.F. The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems. *IEEE 4th World Conference in Photovoltaic Energy Conversion., Vol.2, May 2006 pp: 2363 – 2366.*
- [19] Kippelen,B. Organic Photovoltaics. *Lasers and Electro-Optics, 2007. CLEO Conference on 6-11 May2007 pp: 1-2.*
- [20] J. Puigdollers, C. Voz, C. Sporer. Organic photovoltaic solar cells based on MEH-PPV / PCBM blend. *Electron Devices, 2005 Spanish Conference on 2-4 Feb. pp: 279 – 281.*
- [21] J.A. del Cueto, Comparison of energy production and performance from flatplate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002., 19-24 May 2002 pp: 1523 – 1526.*
- [22] G.M. Tina, R. Abate. Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules. *. IEEE Mediterranean, 5-7 May 2008 pp:579 – 584.*
- [23] Laure Marandet, La deuxième vie des modules et Systèmes Solaires. *Journal des énergies renouvelables, Mars-Avril 2008, n°184.*
- [24] Working group Science, Technology and Applications of the EU PV Technology Platform, A Strategic Research Agenda (SRA) for Photovoltaic Solar Energy Technology. *June 2007. disponible sur: www.solarserver.de/solarmagazin/solarreport_1107_e.html*
- [25] R. R. King, D. C. Law, K. M. Edmondson, C. M. Fetzer. 40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells. *Applied Physics Letters, Vol. 90, Issue 18, id. 18351, 3 pages (2007).*
- [26] A. Barnett, C. Honsberg, D. Kirkpatrick. 50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs. *Photovoltaic Energy Conversion, IEEE 4th Vol. 2, May 2006 pp : 2560 – 2564*

Références

- [27] Entreprises Concentrix Solar et SolFocus projet de 3MW CPV en Espagne. Déjà 500kW installé sur les sites de Puertollano et Almoguera, disponible sur : www.concentrixsolar.de & www.solarfocus.com
- [28] Ki Hwan Kim, Min Sik Kim. Improvement of CIGS microstructure and its effect on the conversion efficiency of CIGS solar cells . *Photovoltaic Energy Conversion Conference IEEE 4th Vol. 1, May 2006 pp:575–578.*
- [29] H. Belmili. Etude photoacoustique et photoconductivité du composé CIS. *Mémoire de magistère, Université Ferhat Abbas, Sétif 2004.*
- [30] Communiqué de presse du NREL, Record Makes Thin-Film Solar Cell Competitive with Silicon Efficiency . 24 mars 2008 www.nrel.gov/news/press/2008/574.html.
- [31] Vasilis M. Fthenakis, Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 8, Issue 4, August 2004, pp: 303-334.*
- [32] Liyuan Han, A. Fukui, N. Fuke, N. Koide, R. Yamanaka, High Efficiency of Dye-Sensitized Solar Cell and Module , *Photovoltaic Energy Conversion Conference IEEE 4th Vol. 1, May 2006 pp:179 – 182.*
- [33] R. Platz, N.P. Vaucher, D. Fischer, J. Meier, A. Shah. Improved micromorph tandem cell performance through enhanced top cell currents. *Photovoltaic Specialists Conference, 1997, Twenty-Sixth IEEE, 29 Sept.-3 Oct. 1997, pp: 691 – 694.*
- [34] S. Goya, Y. Nakano, N. Yamashita, S. Morita, Y. Yonekura ,Development of amorphous silicon/microcrystalline silicon tandem solar cells . *3rd World Photovoltaic Energy Conversion Proceedings Vol. 2, 12-16 May 2003 pp: 1570 – 1573.*
- [35] Y.M. Soro, A. Abramov, M.E. Gueunier-Farret. Polymorphous silicon thin films deposited at high rate: Transport properties and density of states. *Thin Solid Films, Volume 516, Issue 20, 30 August 2008, pp: 6888-6891.*
- [36] National renewable energy laboratory <http://www.nrel.gov/>.
- [37] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz, F. Chenlo. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module . *Solar Energy Materials & Solar Cells Volume 90, Issue 3, 15 February 2006, pp: 329-340.*
- [38] A.B. Rabii, M. Jraidi and A.S. Bouazzi. Investigation of degradation in field-edged photovoltaic modules. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion May 11- 18, 2003.*
- [39] Yvonne Carts-Powell, PHOTOVOLTAICS: Research targets more-efficient photovoltaics. *Laser Focus World June, 2006.*

Références

- [40] Cédric Cabal. Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque. Thèse Toulouse, 2008
- [41] Charles M. Whitaker, Timothy U. Townsend, Jeffrey D. Newmiller. Application and validation of new PV performance characterization method. 26th IEEE PV Specialists Conference Sept. 1997, Anaheim, CA.
- [42] Sandia national laboratory <http://www.sandia.gov/>
- [43] L. Kemmouche, M. Marir et B. Marir. Phénomène de Hot Spot dans un Module Photovoltaïque Partiellement Masqué. *Rev. Energ. Ren. ICPWE* (2003) 15-18.
- [44] DL. King, JA. Kratochvil, WE. Boyson ,Photovoltaic system performance characterization Methodologies. *Solar Program Review Meeting 2003, NREL/CD-520-33586, p.543–6.*
- [45] Tom Markvart, Luis Castafier. Practical handbook of photovoltaic: fundamentals and applications. Elsevier Ltd 2003. ISBN-10: 1-85617-390-9.
- [46] "INTERNATIONAL STANDARD", IEC 62236-5 Railway applications – Electromagnetic compatibility – Part 5: Edition 2.0, 2003., www.iec.ch
- [47] "PVPM curve tracer for photovoltaic modules", Reinickendorfer Str. 2 D-58642 Iserlohn Germany. www.pv-engineering.de.
- [48] Henry Mathieu, Herve´ Fanet. Physique des semi-conducteurs et des composants d'électroniques. Dunod; 2009. ISBN 10: 2100516434.
- [49] H. Belhaddad, M. Le Helley, JP. Chante, A, Poncet, G.Merckelt ,Numerical simulation by a finite element method of the second breakdown of power vertical DMOS transistors. *LEAME, ERA CNRS N_66 1-E.C.L. –France, p. 219–29.*
- [50] Ball Alan. Thermal stability of MOSFETS. *AND8199, on semiconductor application engineering manager, <http://onsemi.com>*
- [51] A. Consoli, F. Gennaro, A. Testa, G. Consentino, F. Frisina, R. Letor, Thermal Instability of low voltage power MOSFET's. *IEEE Transactions on Power Electronics May 2000, 15 (3):575–81.*
- [52] Fairchild Semiconductor Corporation. Advanced power MOSFET, IRFP150A. www.datasheetcatalog.com.
- [53] Y. Kuai, S. Yuvarajan. An electronic load for testing photovoltaic modules. *J. Power Sourc 2006;154:308–13.*
- [54] Frey Richard, new 500V linear MOSFETs for a 120 kW active load, advanced power technology APT0002. <http://www.advancedpower.com>.
- [55] Barkhordarian Vrej. Power MOSFET basics, www.irf.com.

- [56] Texas Instruments. High-voltage high-current Darlington transistor array, ULN2001A to ULN2004A, SLRS027G. *December 1976 – Revised June 2004*, www.ti.com Post Office Box 655303 Dallas, Texas 75265.
- [57] “Ultralow offset voltage operational amplifier, analog devices”, www.analog.com OP07 Datasheet.
- [58] “Current transducer LA55-P”, LEM components, www.lem.com
- [59] DS18B20. Programmable resolution 1-wire digital thermometer. DALLAS semiconductor MAXIM, www.maxim-ic.com
- [60] DL. King, Kratochvil, A. Jay Boyson, E. William, Temperature coefficient for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results. *26th IEEE photovoltaic specialist conference, September 29–October 3, 1997, Anaheim, California.*
- [61] « Centrales photovoltaïques. Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l’usage des bureaux d’ingénieurs ». Suisse: Programme d’action PACER – Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles, ISBN 3-905232-26-X; 1996.
- [62] Park John, Mackay Steve. Practical data acquisition for instrumentation and control system. *Newnes-Elsevier; 2003. ISBN 13: 978-0-7506-5796-9.*
- [63] Santos Jancarle, Antunes Fernando, Chehab Anis, Cruz Cicero. A maximum power point tracker for PV systems using a high performance boost converter. *Solar Energy Journal 2006;80(7):772–8.*
- [64] « Photovoltaic modules TE500CR+» p 55–60 *Watts peak 12 Volts, Multicristalline, Glass/Tedlar, TOTAL ENERGY 12-14 (France).* Web: www.solarpanel.co.za
- [65] H. Belmili, M.S. Ait Cheikh, M. Haddadi, C. Larbes, « Design and development of a data acquisition system for photovoltaic modules characterization », *Renewable Energy International Journal*, Elsevier, ISSN 0960-1481, Vol 35, N° 7, July 2010, pp1484-1492.
- [66] A. Tsamda, K. Mahmoud. Développement d’un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques, *mémoire PFE, ENP Alger 2007.*
- [67] J. P Charles, I. Mekkaoui-Alaoui, G.Bordure. Etude comparative des modèles à une et deux exponentielles en vue d’une simulation précise des photopiles. *Revue Phys. Appl 19(1984)pp 851-857.*
- [68] A. Ricoud. Photopiles solaires de la physique de la conversion PV aux filières, matériaux et procédés. *Presse polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, 1997.*

Références

- [69] F. Chenlo, F. Fabiro and M. C. Alonso. A Comparative study between indoor and outdoor measurements. *Informe final de proyecto: Testing, Norms, Reliability and Normalisation. Joule II-Contract N. JOU2-CT92-0178* .1995.
- [70] R. Bernard, G. Menguy and M. Shwchwartz. Le rayonnement solaire, conversion thermique et applications. *Technique et documentation Lavoisier Paris 1983*.
- [71] International Electrotechnical commission IEC. Procedures for temperature and irradiation corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices. *Publication 891.15.p 1987*.
- [72] B. Marion. A method for modelling the I-V curve of a PV module of outdoor condition. *Progress in photovoltaic research & application 10(3) pp.205-214. 2002*.
- [73] Alain Ricaud. Les convertisseurs photovoltaïques. Nov-07 - Comprese.doc pp : 1 -84
- [74] A.Bouyelfane, A.Zerga. Effet de la résistance carrée de l'émetteur diffuse POCl₃ et de la largeur des doigts sérigraphiés d'une cellule solaire conventionnelle au mc-Si. *Journal of Scientific Research N° 0 vol. 1 (2010) pp : 74-79*.
- [75] Jeffery L. Gray. *The Physics of the Solar Cell*. Purdue University, West Lafayette, Indiana, USA, 2003.
- [76] A. Cheknane et al. Optimisation et Conception d'une Grille Collectrice Appliquée aux Photopiles Fonctionnant sous Haute Concentration Solaire. *Rev. Energ. Ren. Vol. 7 (2004) pp :95-108*.
- [77] Bhushan Sopori. *Thin-film Silicon Solar Cells*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 2003.
- [78] H. Belmili, A. Zegadi, A. Bouloufa et R. D. Tomlinson, Propriétés optiques du composé CuInSe₂, related:<http://www.univ-tiaret.dz/bibliotheque/Physique/JPA01-PM23.doc>.
- [79] M. P. Stéphane. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, thèse d'état, Université de Toulouse 2009.
- [80] M. Angel, C. Pastor. Conception et réalisation de modules Photovoltaïque Électronique. *Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2006*.
- [81] F. Lasnier, T. G. Ang. *Photovoltaic Engineering Handbook*. IOP Publishing Ltd. 1980.ISBN 0-85274-311-4.
- [82] A. F. Boehinger. Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, pp. 102-111, 1968*.
- [83] Corinne A. Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie. *Mémoire d'habilitation, Université de Toulouse 2003*.

- [84] K. Choi. Application of the Maximum Power Point Tracking (MPPT) to the on-board adaptative power supply sub-system. *CNES technical note, no 138, 1998.*
- [85] Z. Salameh, D. Taylor. Step-up maximum power point tracker for PV arrays. *Proc. Of the 1988 annual meeting of the American Solar Energy Society, Cambridge, USA, 1988, pp. 409-414.*
- [86] M. Matsui, T. Kitano, D-H Xu, Z-Q Yang. A new maximum photovoltaic power tracking control scheme based on power equilibrium at DC link. *IEEE Industry Applications Conference, vol. 2, 1999, pp. 804-809.*
- [87] Hua C., Lin J., Shen C. Implantation of a DSP controlled photovoltaic system with peak power tracking. *IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 45, no 1, 1998, pp. 99-107.*
- [88] K-H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *IEE proceedings on Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, no 1, 1995, pp. 59-64*
- [89] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli. Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method. *IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.*
- [90] J. H. Lee, H. B. Bo, H. Cho. Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size. *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 603-607, Aug. 2006.*
- [91] N. Toshihiko, S. Togashi, and N. Ryo. Short-current Pulse-based Maximum-Power-Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic –and–Converter Module System. *IEEE Trans. On Industrial Electronics, vol 49. no 1, February 2002.*
- [92] K. Kobayashi, H. Matsuo and Y. Sekine. An Excellent operating point tracker of the solar-cell power supply system. *IEEE Trans. On Industrial Electronics », Vol, 53, no. 2, April 2006.*
- [93] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs. Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with voltage-and Current-based Maximum Power point Tracking. *IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, Décembre 2002.*
- [94] Cid Pastor Angel. Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques. *Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.*
- [95] H. Belmili, M. Haddadi, M.S. Ait Cheikh, A. Chikouche, Semi-Virtual Laboratory Design for Photovoltaic Generator Characterization Performance, *World Renewable*

- Energy Congress Sweden, 8–13May, 2011, Linköping, Sweden, Issue 57, Vol ;11, pp. 2930-2937, 2011
- [96] Violaine Didier. Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performance. *Rapport de stage 2007* www.hespul.org
- [97]. B. Ralf. Onduleurs pour systèmes photovoltaïques autonomes et couplés au réseau de distribution. *Rapport de stage 2008* www.hespul.org
- [98]. Ward Bower, SigGonzalez, Michael Ropp. Photovoltaic (PV) Inverter and BOS Development & Testing. *Sandia National Laboratories, Denver, Colorado April 17-19, 2007* wibower@sandia.gov
- [99] Pavan, A.M. Castellan, S. Quaia, S. Roitti, S. Sulligoi, G. Power Electronic Conditioning Systems for Industrial Photovoltaic Fields: Centralized or String Inverters?. *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP'07. International Conference on 21-23 May 2007 pp:208 – 214*
- [100] P.A.B. James, A.S. Bahaj, R.M. Braid. PV array <5 kWp + single inverter = grid connected PV system: Are multiple inverter alternatives economic?. *Solar Energy, Volume 80, Issue9, September2006, pp: 1179-1188.*
- [101] C. Meza, D. Biel, J.J. Negroni, F. Guinjoan. Considerations on the control design of DC-link based inverters in grid-connected photovoltaic systems. *IEEE International Symposium on Circuits and Systems, ISCAS 2006, 21-24 May, 4 pp.*
- [102] Achim Woyte, Johan Nijs, Ronnie Belmans. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. *Solar Energy, Volume 74, Issue 3, March 2003pp: 217-233.*
- [103] M. Femia, G. Lisi, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli. Analysis of photovoltaic systems with distributed maximum power point tracking. *ISIE 08, Cambridge 2008.*
- [104] Yunwei Li, D. Mahinda Vilathgamuwa, Poh Chiang Loh. Design, Analysis, and Real-Time Testing of a Controller for Multibus Microgrid System. *IEEE Transaction on Power Electronics, vol. 19, no. 5, September, 2004*
- [105] Christophe Gombert, Seddik Bacha, Daniel Roye, Yvon Besanger, Renaud Chareille, Francois Blache. Test of PWM Power Electronics Devices for Electricity Network Using Digital Real-Time Simulator. *18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005*
- [106] « RT-LAB Version 8.1 User Guide », c 2005 Opal-RT Technologies Inc.

- [107] Christophe Gombert. Etat de l'art sur la simulation numérique temps-réel, problématique de la simulation de dispositifs à base d'électronique de puissance et solutions. *Note Technique GIE No : NTe/Mo43/03/002/A, juin 2003.*
- [108] D. Arnoult, B. Raison, D. Ocnasu, X. Margueron, D.D. Rasolomampionona, J. Guiraud, G. Verneau, A. Almeida, C. Duvauchelle. Real-time hybrid simulation facility for PV inverter testing. *The 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milan, Italy, September 2007*
- [109] Wei Zhou. Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Journal of renewable energy- science direct Received 10 October 2006; accepted 15 August 2007.*
- [110] D. S. koussa. Contribution à l'étude théorique du comportement d'un système hybride (éolien- photovoltaïque- diesel) de production d'électricité sans interruption. *Afrique SCIENCE 05(1) (2009) 23 – 38 ISSN 1813-548X.*
- [111] Olivier Gergoud. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. *Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan, 2002.*
- [112] Hocine Belmili, Mourad Haddadi, Salah Med Aitcheikh. Simulation et réalisation d'un contrôleur MPPT_P&O à base du microcontrôleur16F877A. *2^{ème} WIERA, Université de Bejaia, le 17&18 Novembre 2009.*
- [113] M. Egido and E. Lorenzo. The sizing of stand alone PV-systems: a review and a proposed new method. *Solar Energy Materials and Solar Cells 26 (1992)pp: 51-69.*
- [114] S. Diaf, M. Haddadi et M. Belhamel. Analyse technico économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar. *Revue des Energies Renouvelables Vol. 9, N°3 (2006) pp : 127 – 134.*
- [115] A. Zaatri et S. Belhour. Reconstitution de la caractéristique I – V et détermination de la puissance d'un système photovoltaïque. *Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°4 (2009) pp: 563 – 574.*
- [116] Ignacio Tobias. Crystalline Silicon Solar Cells and Modules. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Edited by A. Luque and S. Hegedus 2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.*
- [117] H. Belmili, M. Ayad, E.M. Berkouk et M. Haddadi. Optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes - Exemples d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil. *Revue des Energies Renouvelables, volume spécial CICME'08, pp. 27 – 39 (2008).*

Références

- [118] E.D-Escobar, D.L .D .Olavarrieta .A novel solar energy program for the design of photovoltaic systems“,*IEEE 2004 pp :185-190.*
- [119] Eric Schiller. Le pompage photovoltaïque. *Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.*
- [120] R. Posadillo, R. Lopez Luque. A sizing method for stand-alone PV installations with variable demand. *Renewable Energy 33 (2008) pp: 1049–1055.*
- [121] T. Markvart, A. Fragaki, J.N. Ross. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Solar Energy 80 (2006) pp: 46–50.*