

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU

Faculté de Génie Electrique et d'Informatique  
Département d'Electronique



## MEMOIRE DE MAGISTER

Spécialité : Electronique

Option : Microélectronique

Présenté par

**TEBBOUB Bilal**

Thème :

**Etude conceptuelle des systèmes photovoltaïques à double et triple jonction**

Soutenu le 26/01/2015, devant le jury d'examen :

<b>Salah HADDAD</b>	<b>Professeur</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Président</b>
<b>M<sup>ed</sup> Saïd BELKAID</b>	<b>Professeur</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Rapporteur</b>
<b>Salah HADDAB</b>	<b>Maître de Conférences A</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Examineur</b>
<b>Dalila HOCINE</b>	<b>Maître de Conférences B</b>	<b>UMMTO</b>	<b>Examineur</b>

# Remerciements

*Au terme de ce travail je tiens à remercier au premier lieu le bon dieu miséricordieux qui m'a éclairé le bon chemin pour m'avoir donné le courage et la volonté à amener ce travail à bon terme.*

*Mes vifs remerciements sont aussi adressés à mon encadreur Mr. professeur **M.S. Belkaid**, Doyen de la Faculté de Génie Electrique et d'Informatique de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou qui m'a proposé le thème de ce mémoire pour ses orientations, ses conseils, ses remarques judicieuses et sa disponibilité, je tiens à lui exprimer ma profonde gratitude en vue du bon déroulement du travail durant l'élaboration de ce mémoire.*

*Par ailleurs, je tiens à exprimer mes vifs remerciements au président du jury Monsieur **Salah HADDAD**, Professeur à l'université de Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou.*

*Je remercie sincèrement Monsieur **Salah HADDAB** Maître de Conférences A à l'université de Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, et Mademoiselle **HOCINE Dalila** Maître de Conférences B à l'université de Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou pour avoir accepté de me consacrer une partie de leurs temps, afin d'examiner et de juger ce modeste travail.*

*Enfin je remercie toute personne ayant participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.*

# Table des matières

Liste des figures .....	v
Liste des tableaux .....	ix
Liste des abréviations .....	x
Résumé .....	xi
Introduction générale .....	1

## Chapitre I

### *Etude de la cellule photovoltaïque au silicium*

I.1	Introduction .....	3
I.2	L'effet photovoltaïque .....	3
I.3	Fonctionnement de la cellule photovoltaïque .....	4
	I.3.1 Conversion photon-électron .....	4
	I.3.2 Matériaux photovoltaïques .....	6
	I.3.3 Cellule photovoltaïque a jonction PN .....	8
I.4	Caractéristique et Schéma équivalent de la cellule photovoltaïque .....	12
	I.4.1 Cellule photovoltaïque idéale .....	12
	I.4.2 Cellule photovoltaïque réelle .....	13
I.5	Paramètres de la cellule photovoltaïque .....	15
I.6	Paramètres électriques de la cellule solaire .....	16
	I.6.1. Courant de court-circuit $I_{cc}$ .....	16
	I.6.2. Tension de circuit ouvert $U_{co}$ .....	17
	I.6.3. Facteur de forme FF .....	17
	I.6.4 Rendement de conversion $\eta$ .....	18
I.7	Structure des cellules photovoltaïques au silicium .....	19
	I.7.1. Le silicium .....	19
	I.7.2. Fabrication des cellules PV à base de silicium .....	20
	I.7.3. Comparatif des différents types de cellules-PV à base de silicium .....	24
I.8	Cellule photovoltaïque hétérojonction .....	26

I.8.1. Définition de l'hétérojonction .....	26
I.8.2. Cellules à hétérojonction $a - Si:H/c - Si$ .....	27
I.8.3. Les avantages d'hétérojonction $a - Si:H/c - Si$ .....	28
I.9 Les cellules multi-jonctions à haut rendement .....	29
I.10 Evolution du rendement photovoltaïque .....	32
I.11 Conclusion .....	33

## *Chapitre II*

### *Les systèmes photovoltaïques*

II.1 Introduction .....	34
II.2 Le module photovoltaïque .....	34
II.2.1 Constitution des modules photovoltaïques .....	35
II.2.2 Caractéristique électrique courant/tension du module photovoltaïque ....	38
II.2.3. Influence de l'éclairement et de la température .....	40
II.3. Systèmes photovoltaïques .....	43
II.3.1. Les composants d'un système photovoltaïque .....	44
II.4. Types systèmes photovoltaïques .....	47
II.4.1. Systèmes photovoltaïques directement reliés au réseau .....	47
II.4.2. Système photovoltaïque relie au réseau avec batteries .....	47
II.4.3. Systèmes photovoltaïques hybrides .....	48
II.4.4. Systèmes photovoltaïques autonomes .....	49
II.5. Comparaison des systèmes photovoltaïques .....	51
II.5.1. Étude comparative .....	51
II.6. Conclusion .....	52

## *Chapitre III*

### *Modélisation et simulation du système photovoltaïque*

III.1 Introduction .....	53
III.2 Le logiciel PVSYST .....	53
III.2.1. présentation du logiciel .....	53

	III.2.2. Les menus principaux .....	54
III.3	Modélisation des cellules photovoltaïques .....	55
	III.3.1 Modèle de cellule photovoltaïque simple jonction .....	55
	III.3.2 Modèle de la cellule photovoltaïque triple jonction .....	58
	III.3.3. Modèle de panneau photovoltaïque .....	61
III.4.	Champ photovoltaïque .....	62
	III.4.1. Mise en série de modules, appairage .....	62
	III.4.2. Effets de l'ombre .....	63
	III.4.3. Protection par diode antiparallèle (Diode by-pass) .....	64
	III.4.4. Mise en parallèle de modules .....	64
	III.4.5. Protection par diode série (de blocage) .....	64
III.5.	Les onduleurs .....	65
	III.5.1. Définition .....	65
	III.5.2. Caractéristiques d'un onduleur pour les systèmes PV.....	66
	III.5.3. Classification des onduleurs pour systèmes photovoltaïques .....	67
	III.5.4. Les onduleurs pour les installations photovoltaïques .....	70
III.6.	La recherche du point de puissance maximum(MPPT) .....	71
	III.6.1. Les méthodes de poursuite de MPP .....	71
	III.6.2. Algorithme perturbation et observation .....	72
III.7.	Centrales photovoltaïques raccordées au réseau .....	74
	III.7.1. Principe de raccordement .....	74
	III.7.2. Eléments d'une installation .....	74
	III.7.3. Types de centrales photovoltaïques .....	76
III.8.	Dimensionnement des systèmes photovoltaïques .....	77
	III.8.1. Effets perturbateurs .....	77
	III.8.2. Projet : site et météo .....	78
	III.8.3. L'énergie incidente .....	80
	III.8.4. Ombrages et production électrique .....	80
	III.8.5. Définition du champ PV .....	81
	III. 8.6. Définition du système .....	82
	III.8.7. Dimensionnement de l'onduleur .....	82
III.9.	Contrôles à la réception de l'installation .....	83
	III.9.1. Contrôle du champ .....	83
	III.9.2. Contrôles de l'onduleur .....	83
III.10.	Analyse économique .....	83

III.11. Conclusion .....	85
--------------------------	----

## *Chapitre IV*

### *Etude conceptuelle des systèmes PV à double et triple jonction*

IV.1	Introduction .....	86
IV.2	Site d'implantation .....	87
	IV.2.1 Données géographiques .....	87
	IV.2.2 Données météorologiques .....	87
	IV.2.3 Trajectoire du soleil .....	88
IV.3	Simulation de systèmes PV avec le logiciel PVSYST .....	88
	IV.3.1. Orientation des modules PV .....	88
	IV.3.2. Schéma du système PV raccordé au réseau .....	90
IV.4	Simulation de systèmes PV à simple jonction .....	90
	IV.4.1. Paramètres de simulation .....	90
	IV.4.2. Résultats de simulation .....	93
IV.5	Simulation de systèmes PV à double jonction .....	98
	IV.5.1. Paramètres de simulation .....	98
	IV.5.2. Résultats de simulation .....	101
IV.6	Simulation de systèmes PV à triple jonction .....	105
	IV.6.1. Paramètres de simulation .....	105
	IV.6.2. Résultats de simulation .....	107
IV.7	Conclusion .....	112
	Conclusion générale .....	113
	Bibliographie .....	114
	Annexe A .....	122
	Annexe B .....	124
	Annexe C .....	126
	Annexe D .....	128
	Annexe E .....	129
	Annexe F .....	130

# Liste des figures

Figure I.1	Un exemple de photons pour une atmosphère peu polluée .....	4
Figure I.2	Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie .....	6
Figure I.3	Rendement théorique maximal des matériaux photovoltaïques .....	7
Figure I.4	Diagrammes des bandes d'énergies au voisinage de la jonction.....	9
Figure I.5	Caractéristique d'une jonction <i>PN</i> polarisée .....	10
Figure I.6	Caractéristiques d'une jonction <i>PN</i> sous éclairage .....	12
Figure I.7	caractéristique $I_p = f(V_p)$ d'une cellule photovoltaïque idéale .....	12
Figure I.8	Schéma équivalent de la cellule idéale .....	13
Figure I.9	Caractéristique et schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle....	14
Figure I.10	Exemple de réseau de caractéristiques d'un générateur photovoltaïque.....	15
Figure I.11	Rendement théorique de la cellule idéale .....	16
Figure I.12	Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque .....	16
Figure I.13	Cellule photovoltaïque a court-circuit .....	17
Figure I.14	Cellule photovoltaïque a circuit-ouvert .....	17
Figure I.15	Notion de facteur de forme ( <i>FF</i> ) pour une cellule photoélectrique.....	18
Figure I.16	Processus de fabrication d'un module photovoltaïque à base de cellules en Silicium Cristallin .....	21
Figure I.17	Coupe d'un module <i>PV</i> avec cadre .....	21
Figure I.18	Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années .....	23
Figure I.19	Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin .....	24
Figure I.20	Cellules monocristallins .....	24

Figure I.21	Cellules poly-cristallines .....	25
Figure I.22	Cellules amorphes .....	26
Figure I.23	Structure schématique et évolution du rendement de cellules à hétérojonctions $a - Si: H / c - Si$ .....	27
Figure I.24	Principe de la cellule Multi jonction .....	29
Figure I.25	Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque .....	31
Figure I.26	Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire.....	32
Figure II.1	Caractéristique résultante d'un groupement en série de $n_s$ cellules identique .....	35
Figure II.2	Modules non protégés connectés en série : fonctionnement en récepteur d'une cellule .....	36
Figure II.3	Modules protégés connectés en série : caractéristique résultante.....	37
Figure II.4	Caractéristique résultante d'un groupement constitué de $n_p$ cellules identiques parallèles .....	38
Figure II.5	Caractéristiques résultantes d'un module associant $n_p$ cellules en parallèles et $n_s$ cellules en série (identiques ou éventuellement disparates)..	39
Figure II.6	Caractéristiques typiques d'un module dans lequel certains modules faibles sont isolés par les diodes de protection en parallèle.....	40
Figure II.7	Exemple de réseau de caractéristiques d'un module photovoltaïque pour différents éclairagements .....	41
Figure II.8	Synoptique d'un système photovoltaïque .....	44
Figure II.9	Système photovoltaïque relié au réseau .....	47
Figure II.10	Système photovoltaïque relié au réseau avec batteries .....	48
Figure II.11	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome.....	49
Figure II.12(a)	Système photovoltaïque avec batteries complètement chargées.....	50
Figure II.12(b)	Système photovoltaïque avec batteries déchargées.....	50
Figure III.1	Menu principale du PVSYST 6.3.0.....	54
Figure III.2	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque .....	55

Figure III.3	Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque triple jonction (modèle à une seule diode) .....	58
Figure III.4	structure du panneau photovoltaïque .....	62
Figure III.5	Chaîne de panneaux protégés .....	64
Figure III.6	Champ photovoltaïque .....	65
Figure III.7	Symbole d'un convertisseur DC-AC monophasé et triphasé .....	66
Figure III.8	Onduleur en pont avec transformateur <i>BF</i> .....	68
Figure III.9	Onduleur en pont avec transformateur <i>HF</i> .....	69
Figure III.10	Onduleur en pont sans transformateur .....	69
Figure III.11	Algorithme de perturbation et de l'observation ( <i>P et O</i> ) .....	73
Figure III.12	Organigramme du processus de simulation PVSYST .....	79
Figure III.13	Câblage des modules pour former un champ .....	81
Figure IV.1	Trajectoires du soleil à Alger ( <i>Lat. 36.7°N, long. 3.2°E, alt. 22m</i> ).....	88
Figure IV.2	Positionnement des systèmes de panneaux <i>PV</i> à simple et double jonction (plan incliné fixe) .....	89
Figure IV.3	Positionnement des systèmes de panneaux <i>PV</i> à triple jonction (plan suiveur deux axes) .....	89
Figure IV.4	Schéma simplifié du système <i>PV</i> raccordé au réseau (PVSYST).....	90
Figure IV.5	Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin .....	91
Figure IV.6	Energie utile produite par le système <i>PV</i> à simple jonction (à la sortie de l'onduleur) .....	94
Figure IV.7	Indice de performance représentant l'efficacité globale du système <i>PV</i> à simple jonction .....	94
Figure IV.8	Energie incidente de référence sur le plan des panneaux .....	96
Figure IV.9	Distribution annuelle de l'irradiance incidente .....	96
Figure IV.10	Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ <i>PV</i> .....	97
Figure IV.11	Diagramme journalier <i>Entrée/Sortie</i> du système <i>PV</i> à simple jonction .....	98
Figure IV.12	Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules à hétérojonctions <i>HIT</i> .....	99

Figure IV.13	Energie utile produite par le système <i>PV</i> à double jonction (à la sortie de l'onduleur) .....	102
Figure IV.14	Indice de performance représentant l'efficacité globale du système <i>PV</i> à double jonction .....	102
Figure IV.15	Energie incidente de référence sur le plan des panneaux .....	104
Figure IV.16	Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ <i>PV</i> à double jonction .....	104
Figure IV.17	Diagramme d'Entrée/Sortie journalier du système <i>PV</i> à double jonction.....	105
Figure IV.18	Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à triple jonction à concentration .....	106
Figure IV.19	Energie utile produite par le système <i>PV</i> à triple jonction (à la sortie de l'onduleur) .....	109
Figure IV.20	Indice de performance représentant l'efficacité globale du système <i>PV</i> à triple jonction .....	109
Figure IV.21	Energie incidente de référence sur le plan des panneaux .....	111
Figure IV.22	Distribution de la puissance en sortie du champ <i>PV</i> à triple jonction.....	111
Figure IV.23	Diagramme d'Entrée/Sortie journalier du système <i>PV</i> à triple jonction...	112

# Liste des tableaux

Tableau II.1	Comparaison entre les différents systèmes <i>PV</i> .....	52
Tableau IV.1	Données géographiques du site d'Alger .....	87
Tableau IV.2	Données météorologique du site d'Alger .....	87
Tableau IV.3	Paramètres de simulation d'un système <i>PV</i> à simple jonction (Technologie : silicium monocristallin) .....	92
Tableau IV.4	Principaux résultats de simulation d'un système <i>PV</i> à simple jonction (Technologie : silicium monocristallin) .....	93
Tableau IV.5	Diagramme des pertes dans le système <i>PV</i> à simple jonction .....	95
Tableau IV.6	Paramètres de simulation d'un système <i>PV</i> à double jonction (Technologie <i>HIT</i> ) .....	100
Tableau IV.7	Principaux résultats de simulation d'un système <i>PV</i> à double jonction (Technologie des modules : <i>HIT</i> ) .....	101
Tableau IV.8	Diagramme des pertes dans le système <i>PV</i> à double jonction .....	103
Tableau IV.9	Paramètres de simulation d'un système <i>PV</i> à triple jonction (Technologie : <i>GaInP<sub>2</sub>/GaAs/Ge</i> module à concentration <i>CPV</i> ) .....	107
Tableau IV.10	Principaux résultats de simulation d'un système <i>PV</i> à triple jonction (Technologie : <i>GaInP<sub>2</sub>/GaAs/Ge</i> module à concentration <i>CPV</i> ) .....	108
Tableau IV.11	Diagramme des pertes dans le système <i>PV</i> à triple jonction .....	110

# *Liste des abréviations*

BF	<b>B</b> asse <b>F</b> réquence.
CPV	<b>C</b> oncentrateur <b>P</b> hotovoltaïque.
GPV	<b>G</b> énérateur Photovoltaïque
FF	<b>F</b> ill <b>F</b> actor.
HF	<b>H</b> aute <b>F</b> réquence.
HJ	<b>H</b> étérojonction
HIT	<b>H</b> eterojunction with <b>I</b> ntrinsic <b>T</b> hin <b>L</b> ayer
MLI	<b>M</b> odulation de <b>L</b> argeur D' <b>I</b> mpulsion
MPPT	<b>M</b> aximum <b>P</b> ower <b>P</b> oint <b>T</b> racking
MPT	<b>M</b> ax <b>P</b> ower <b>T</b> racker
OTC	<b>O</b> xyde <b>T</b> ransparent <b>C</b> onducteur.
PV	<b>P</b> hotovoltaïque.

# Nomenclatures

$C$	Rapport de concentration
$C_s$	Capacité d'une batterie.
CA	Courant Alternatif.
CC	Courant Continu.
$E_v$	L'énergie de la bande de valence.
$E_c$	L'énergie de la bande de conduction.
$E_g$	L'énergie du gap.
$E_F$	L'énergie du niveau de Fermi
$e$	Charge de l'électron.
G	L'irradiation solaire.
$I_d$	Courant de diode.
$I_m$	Courant correspond au point de puissance maximale.
$I_p$	Courant de la cellule photovoltaïque.
$I_{ph}$	Photo-courant.
$I_s$	Courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation).
$I_{cc}$	Courant de court-circuit de la cellule photovoltaïque.
$I_{scc}$	Courant de court-circuit de $n_s$ cellules photovoltaïques en série.
$I_{pcc}$	Courant de court-circuit de $n_p$ cellules photovoltaïques en parallèle.
$I_{opt}$	Courant correspond au point de fonctionnement optimal.
$I_0$	Courant de saturation de diode
$n_s$	Nombre des cellules en série.
$n_p$	Nombre des cellules en parallèle.
$P$	La puissance fournie par la cellule.
$P_c$	La puissance crête.

$P_{max}$	La puissance maximale.
$P_{mp}$	La puissance maximale de point de fonctionnement du module PV.
$P_{nom}$	La puissance nominale.
$R_p$	L'impédance statique optimale.
$R_s$	La résistance série.
$R_{sh}$	La résistance shunt.
$S$	La surface du photo-générateur.
$T$	La température.
$V_d$	Tension directe.
$V_m$	Tension correspond au point de puissance maximale.
$V_p$	Tension de la cellule photovoltaïque.
$V_T$	La tension thermique.
$V_{co}$	Tension en circuit ouvert de la cellule photovoltaïque.
$V_{sco}$	Tension en circuit ouvert de $n_s$ cellules photovoltaïques en série.
$V_{pco}$	Tension en circuit ouvert de $n_p$ cellules photovoltaïques en parallèle.
$V_{opt}$	Tension correspond au point de fonctionnement optimal.
$Z_d$	L'impédance différentielle.
$\eta$	Rendement de conversion.
$\lambda$	Longueur d'onde.
$\gamma$	Fréquence de l'onde.
$q$	Charge d'électron $1,602 \cdot 10^{-9} \text{C}$ .
$K_B$	La constante de Boltzman

## **Résumé :**

Les générateurs photovoltaïques (*PV*) raccordés au réseau constituent la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain. L'énorme avantage de ces installations réside dans le fait qu'elles peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits, et l'énergie du réseau est utilisée lorsque la production solaire ne suffit pas. Pour un module *PV* intégré au bâtiment (toiture, façade), le rendement photovoltaïque et donc la technologie du module *PV* choisie devient un élément déterminant d'une grande importance dans la mesure où la surface disponible est limitée. Dans ce cas, le générateur *PV* devra produire le maximum d'énergie à la tension de fonctionnement de l'utilisateur. Dans ce sens, nous avons effectué une étude comparative entre les résultats de dimensionnement de divers systèmes *PV* à simple, double et triple jonction dans le but d'évaluer le potentiel de la technologie dans l'approvisionnement énergétique et d'optimiser la gestion de l'installation *PV*. D'après les résultats de simulation ; Les systèmes à triple jonction permet une meilleure production énergétique de 125.5 *MWh/an*, ce qui confirme le potentiel de cette technologie en termes d'approvisionnement énergétique. En identifiant les différentes pertes dans le système *PV*, nous déduisons que l'onduleur présente la contribution la plus importante. L'onduleur doit pouvoir fonctionner à sa puissance maximale même si le champ de panneaux peut fournir une puissance plus importante, d'où la nécessité d'opter pour une technologie offrant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant.

**Mots clés :** système photovoltaïques, cellule solaire, étude conceptuelle, structure.

# *Introduction Générale*



## **Introduction générale**

Les énergies renouvelables sont basées non pas sur l'exploitation d'un stock (pétrole, gaz, charbon, uranium), mais sur celle d'un flux (soleil, vent, eau) [1-3]. Parmi les différentes énergies renouvelables, l'énergie photovoltaïque est potentiellement une source d'énergie inépuisable vue l'énergie envoyée annuellement par le soleil sur la Terre. Les générateurs photovoltaïques (*PV*) raccordés au réseau constituent la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain [3]. L'énorme avantage de ces installations réside dans le fait qu'elles peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits, et l'énergie du réseau est utilisée lorsque la production solaire ne suffit pas. Les installations raccordées au réseau peuvent correspondre aux besoins énergétiques d'une famille, d'une entreprise, d'un bâtiment public. En effet, sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. L'intégration des modules *PV* dans le bâtiment nous permet de réaliser une économie appréciable de terrain [4].

Les paramètres les plus importants de tout projet photovoltaïques sont [2] :

- La surface disponible à équiper ;
- La puissance *PV* à installer en fonction de la technologie choisie.

Pour un module *PV* intégré au bâtiment (toiture, façade), le rendement photovoltaïque et donc la technologie du module *PV* choisie devient un élément déterminant d'une grande importance dans la mesure où la surface disponible est limitée. Dans ce cas, le générateur *PV* devra produire le maximum d'énergie à la tension de fonctionnement de l'utilisateur [2,4]. Dans ce sens, nous avons effectué une étude comparative entre les résultats de dimensionnement de divers systèmes *PV* à simple, double et triple jonction dans le but

d'évaluer le potentiel de la technologie dans l'approvisionnement énergétique et d'optimiser la gestion de l'installation *PV*.

Pour ce faire, ce mémoire est établi en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente une étude de la cellule photovoltaïque au silicium : structure, fonctionnement et performances. Une étude bibliographique approfondie sur les structures à double et triple jonction et les matériaux utilisés dans ces structures, a été également présentée.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des systèmes photovoltaïques autonomes et raccordés au réseau, ainsi que leurs paramètres caractéristiques.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté le logiciel *PVSYST* utilisé pour le dimensionnement des systèmes *PV*. Nous avons ensuite présenté le dimensionnement de chaque composant du système *PV* raccordé au réseau objet de notre étude.

Le quatrième chapitre regroupe les résultats de simulation de différents systèmes *PV* à simple, double et triple jonction ainsi qu'une comparaison entre les mesures de ces trois systèmes. Cette comparaison nous a permis de déterminer la technologie permettant une meilleure production énergétique. Aussi, nous avons identifié les pertes du système et de ses composants.

# *Chapitre I*

*Etude de la cellule  
photovoltaïque au silicium*



# Chapitre I

## Etude de la cellule photovoltaïque au silicium

### **I.1 Introduction :**

Le rayonnement solaire constitue une source d'énergie gratuite et non polluante, elle peut se transformer en énergie électrique par l'effet photovoltaïque découvert par A. Becquerel [1, 5, 6] en 1839, cette conversion est sans doute l'un des modes les plus importants d'usage de l'énergie solaire. Dans ce chapitre nous allons étudier les différents types des cellules photovoltaïques au silicium ainsi que la fabrication des modules photovoltaïques.

### **I.2 L'effet photovoltaïque :**

Le terme « photovoltaïque » est composé du mot de grec ancien « photos » (lumière) et du nom du physicien italien Alessandro Volta, inventeur de la pile électrique, qui donna son nom au Volt (unité de mesure de la tension électrique).

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Il est obtenu par absorption des photons dans un matériau semi-conducteur qui génère alors des paires électrons-trous (excitation d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction) créant une tension ou un courant électrique. Plusieurs types de composants peuvent être créés à partir de ce principe. Ils sont appelés photodiodes, phototransistors ou des photopiles. Cet effet photovoltaïque est notamment utilisé dans les panneaux solaires photovoltaïques [7-10].

### I.3 Fonctionnement de la cellule photovoltaïque :

#### I.3.1 Conversion photon-électron :

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant une énergie donnée par la relation suivante [11]

$$E = h \cdot \gamma = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (\text{I.1})$$

Avec :

$E$  (J) énergie ;

$\lambda$  (m) longueur d'onde (souvent exprimée aussi en micromètres) ;

$\gamma$  (Hz) fréquence ;

Les physiciens du solide expriment généralement l'énergie  $E$  des photons en électronvolts (eV) et 10 années d'observations dans l'espace en conditions *AM0* ont permis d'établir une relation directe entre l'énergie d'un photon exprimée en électronvolts et sa longueur d'onde exprimée en micromètres :

$$E_{(eV)} = \frac{1,2419}{\lambda_{(\mu m)}} \quad (\text{I.2})$$

La figure .I. 1 montre un exemple de photons pour une atmosphère peu polluée. Aux limites du spectre visible, on a :

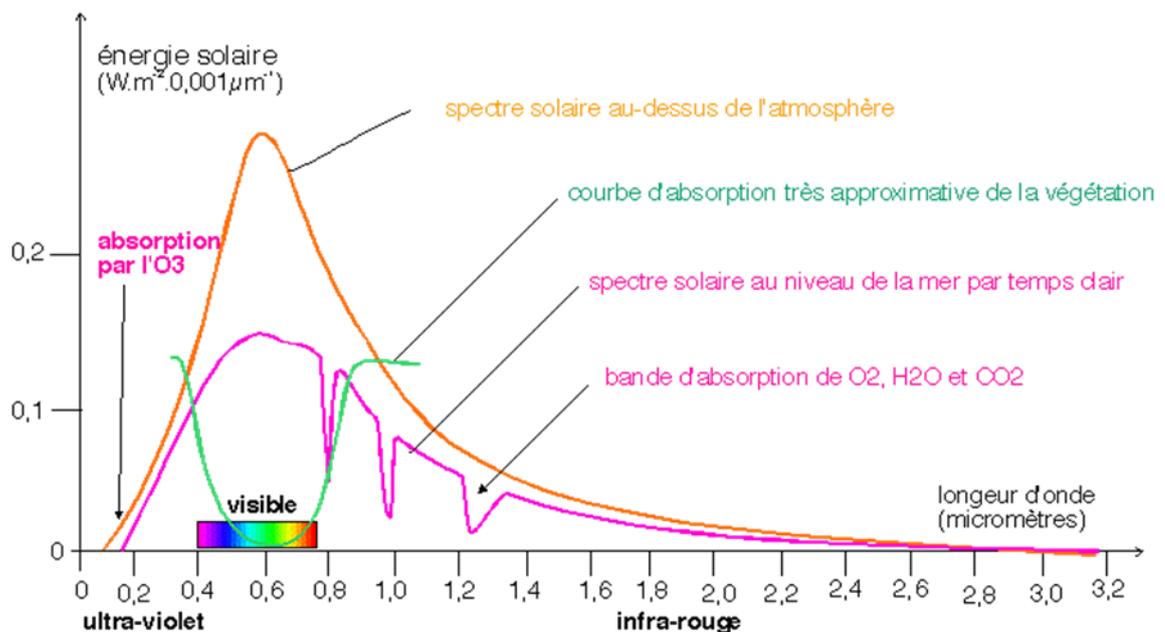


Figure I.1 Un exemple de photons pour une atmosphère peu polluée.

$\lambda=0,4\mu\text{m}$ ,  $E=3,10\text{ eV}$  ; N varie entre 1 et  $3\times 10^{17}$  photons (ultraviolet) ;

$\lambda=0,78\mu\text{m}$ ,  $E= 1,59\text{ eV}$  ; N varie entre 3 et  $5\times 10^{17}$  photons (infrarouge) ;

La conversion de photons en électrons dans un matériau pouvant produire un courant électrique nécessite que [15] :

- Les photons soient absorbés par les matériaux (absorption optique) en transmettant leur énergie au matériau ;
- L'énergie transmise aux électrons soit une énergie potentielle et non une énergie thermique ;
- Les électrons excités par les photons soient collectés avant de reprendre leur énergie initiale (relaxation), afin de fournir un courant électrique.

La structure périodique des atomes dans un solide entraîne des bandes d'énergies interdites pour l'électron et chaque matériau est caractérisé par une largeur de bande interdite exprimée en (eV) dont la valeur détermine la nature du matériau (conducteur, semi-conducteur, isolant). Si  $E_v$  est l'énergie maximale de la première bande d'énergie autorisée (bande de valence) et  $E_c$  l'énergie minimale de la seconde bande d'énergie permise (bande de conduction), la largeur de la bande interdite  $E_g$  du matériau est donnée par :

$$E_g = E_c - E_v \quad (\text{I.3})$$

Sous certaines conditions, les photons dont l'énergie est supérieure à  $E_g$  peuvent faire passer un électron de la bande de valence vers la bande de conduction laissant ainsi un trou dans la bande de valence. L'électron et le trou ainsi libérés doivent rapidement être collectés pour participer ensuite à la conduction électrique avant leur recombinaison.

A partir de ces quelques éléments de la physique du solide, on peut définir les critères d'un convertisseur idéal photon-électron :

- Le dispositif de collecte nécessite un champ électrique important au niveau de la création des paires électron-trou, ce qui élimine les conducteurs dont la différence des niveaux de Fermi est trop faible. Il nécessite en outre des matériaux à conductivité suffisante, ce qui élimine les isolants ;
- Le matériau semi-conducteur dont la largeur de bande interdite est comprise entre 0.7 et 4eV est un matériau photovoltaïque du spectre solaire.

La jonction PN sous éclairage, caractérisée par une barrière de potentiel importante au niveau de la jonction et réalisée à partir des matériaux semi-conducteurs photovoltaïques, est

la solution actuellement la plus répandue de convertisseur photovoltaïque [11].

Le principe de la conversion photon-électron à 2 niveaux d'énergie est donné sur la figure.I.2.

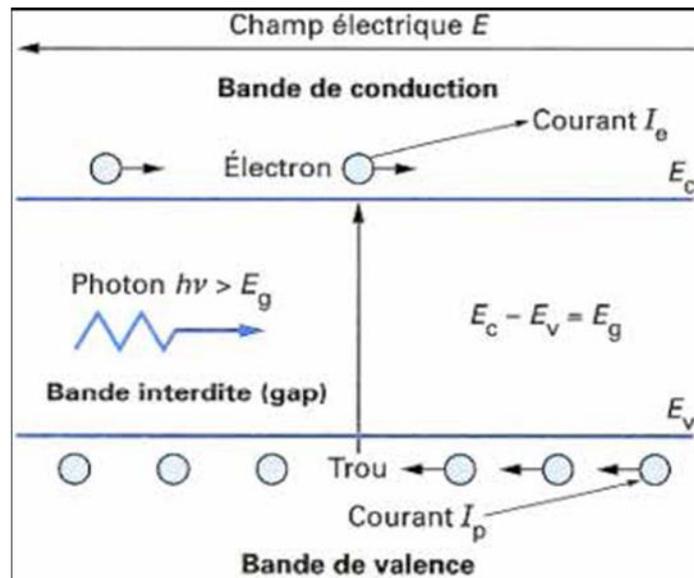


Figure I.2 Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie.

Pour la cellule photovoltaïque idéale, on considère que :

- Tout photon d'énergie inférieure à  $E_g$ , n'est pas absorbé et traverse le matériau sans transmettre d'énergie aux électrons ;
- Tout photon d'énergie supérieure ou égale à  $E_g$ , est totalement absorbé et crée une paire électron-trou ;
- Tout électron créé participe à la conduction (pas de recombinaison) ;
- La tension de sortie de cette cellule élémentaire idéale est  $E_g/e$  avec  $e$  charge de l'électron ( $e=1.6 \times 10^{-19}$  C).

### I.3.2 Matériaux photovoltaïques :

L'un des facteurs prépondérants pour le choix du matériau est la largeur de son gap  $E_g$ . Il impose le nombre de photons du rayonnement solaire participant à la conversion et la tension de sortie de la cellule élémentaire. A partir des courbes de flux de photons, Lofer ski a Donné

dès 1956 le rendement théorique maximal en fonction de la largeur de la bande interdite (figure I.3). Cette courbe, tracée en conditions AM0 et sans recombinaison, se déplace vers les valeurs plus faiblement du gap au niveau du sol (condition AM 1, 5), par suite de l'absorption de l'infrarouge, et montre un maximum de rendement vers le silicium [14].

Certaines cellules photovoltaïques pouvant être réalisées à partir des matériaux adaptés ait leurs spectres donnés (cellules pour l'espace, pour la lumière au sol,...).

Parmi les autres facteurs de choix figurent la disponibilité du matériau à l'état cristallin, la température de fonctionnement (systèmes à concentration solaire) et la facilité de créer une jonction dans ce matériau.

Selon les matériaux utilisés, on réalisera des homo-jonctions, c'est à dire des jonctions PN au sein d'un même semi-conducteur (silicium ou germanium) par implantation d'impuretés de type N ou P, ou des hétéros-jonctions à partir de deux semi-conducteurs différents (par exemple, composés de cuivre et de cadmium).

Les matériaux semi-conducteurs se situent dans la quatrième colonne de la classification périodique (4 électrons sur la dernière couche), où le silicium est le plus utilisé. Dans les colonnes 2, 3, 5 et sous forme de composés dits III-V et II-VI qui permettent des liaisons assurant une dernière couche électronique à 8 électrons. Les composés cités sur la figure. I.3 ont tous l'objet d'études, notamment les hétérojonctions à base de sulfures (Cds et  $\text{Cu}_2\text{S}$ ) puis, plus récemment à base d'arséniure de gallium ( $\text{GaAs}$ ) pour lequel des rendements prometteurs en laboratoire ont été obtenus [13,14].

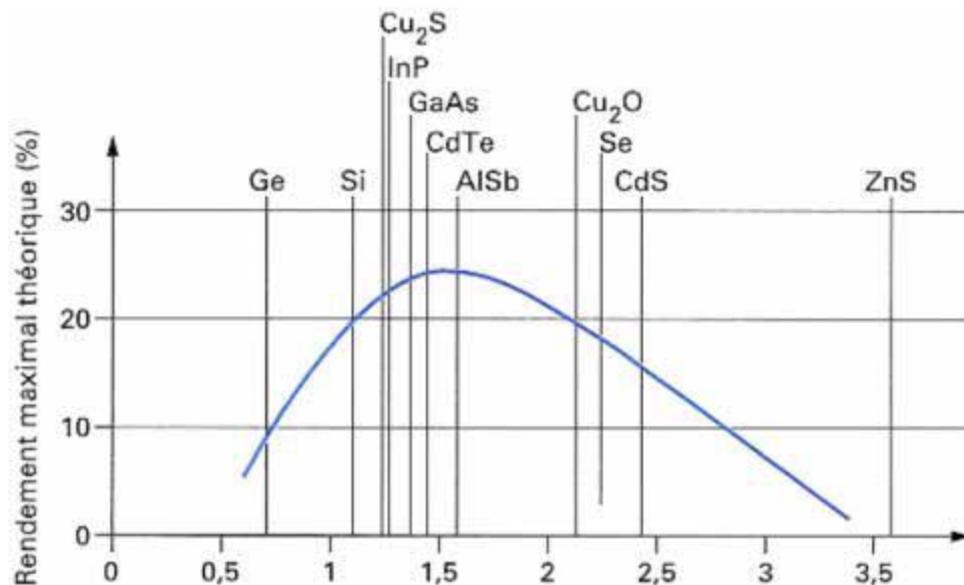


Figure I.3 Rendement théorique maximal des matériaux photovoltaïques.

De nouveaux composés ternaires à base de trois matériaux sont également étudiés (*GaAlAs*) des cellules sandwiches utilisant des matériaux différents sous forme de couches superposées ont également été réalisées en laboratoire ; par exemple, une première couche absorbe les photons d'énergie faible (Si pour le rouge et infrarouge), puis une seconde couche absorbe les photons d'énergie élevée (*GaAs* pour le bleu). Sur ce principe, des cellules tandem à trois couches ont permis des rendements supérieurs à 30%, mais elles restent du domaine du laboratoire vu la complexité de réalisation.

Les matériaux amorphes dont les procédés de fabrications sont moins coûteux (dépôts en couches minces par évaporation sous vide, par pulvérisation cathodique sous vide ou par décomposition de composés gazeux du silicium) sont très prometteurs. Le silicium amorphe dont l'effet photovoltaïque a été mis en évidence dès 1976 est, de nos jours, largement employé, malgré un rendement plus faible que le silicium monocristallin [14,15]

### **I.3.3 Cellule photovoltaïque à jonction PN :**

Dans ce paragraphe on se limite au rappel du principe et des équations nécessaires au fonctionnement de la cellule photovoltaïque [16,17].

#### **I.3.3.1 Jonction PN : Diagramme des bandes d'énergie :**

Elle résulte de la juxtaposition dans un même matériau semi-conducteur de deux zones, l'une de type P (majoritaire en trous, minoritaire en électrons) et l'autre de type N (majoritaire en électrons, minoritaire en trous). Dès la juxtaposition, des courants de diffusion de trous et d'électrons se développent autour de la jonction et créent, au voisinage immédiat de celle-ci, une barrière de potentiel qui s'oppose aux courants de diffusion des porteurs majoritaires de chaque zone. Lorsque l'équilibre est atteint, le champ électrique créé par la barrière de potentiel est suffisant pour équilibrer les courants de diffusion des porteurs majoritaires et des porteurs minoritaires, par suite de la largeur très faible de la jonction (de 0,2 à quelque micromètres), d'où un courant global de diffusion nul. Les niveaux d'énergies au voisinage de la jonction sont alors donnés par la figure.I.4 [17].

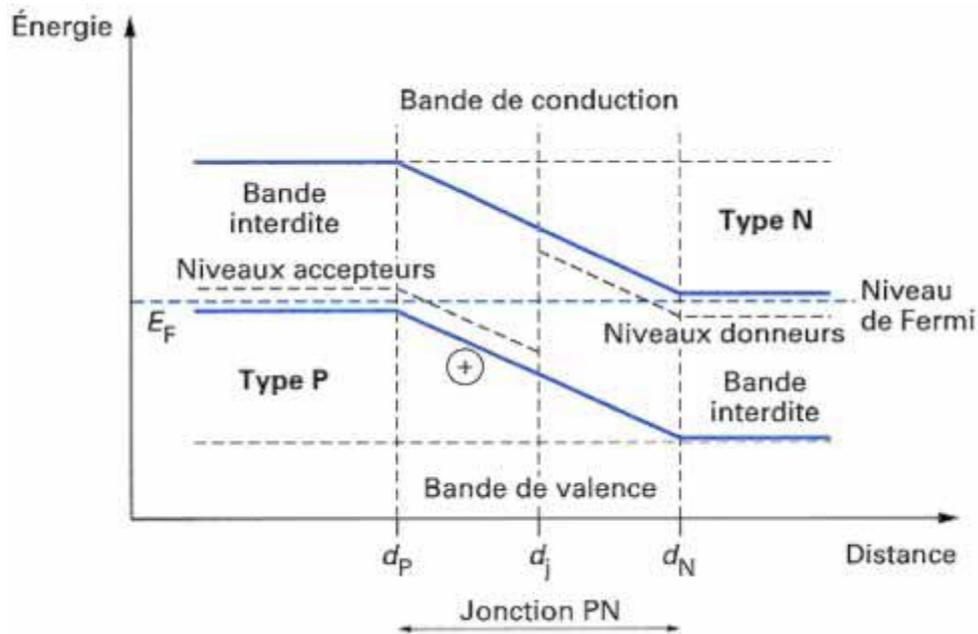


Figure I.4 Diagrammes des bandes d'énergies au voisinage de la jonction.

Au niveau de la jonction, la bande d'énergie est centrée autour du niveau de Fermi  $E_F$ , il existe, autour de cette énergie, une largeur de bande interdite séparant la bande de valence et la bande de conduction. Pour créer un courant autour de la jonction PN, il est nécessaire :

Soit d'abaisser la barrière de potentiel en polarisant la jonction (effet utilisé pour les diodes de redressement,...) ;

Soit d'apporter une énergie supplémentaire aux porteurs dans la bande de valence (énergie thermique, énergie lumineuse,...) ;

Et de collecter rapidement les charges ayant traversé la bande interdite avant la recombinaison.

Remarquons que si la température augmente, les électrons remplissent progressivement tous les états d'énergies et peuvent pour une température donnée, annuler la bande interdite donc l'effet de la jonction PN. Cette remarque est importante pour les cellules photovoltaïques à jonction PN dont le rendement diminue avec l'élévation de la température.

### I 3.3.2 Polarisation de la jonction PN :

Si l'on polarise une jonction PN, on obtient la caractéristique  $I_d=f(V)$  donnée par la figure.I.5.

Le modèle associé à cette caractéristique est donné par [17] :

$$I_d = I_s \left( \exp \frac{V}{\eta V_T} - 1 \right) \quad (\text{I.4})$$

Avec :

$I_s(\text{A})$  Courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation) ;

$V_T(\text{V})$  Potentiel thermique (25 mV à 20°C) ( $V_T = \frac{KT}{e}$ ) ;

$\eta$  Coefficients dépendant du matériau ;

$\eta = 1$   $I_s \approx 5 \mu\text{A}$  à  $T = 300^\circ\text{K}$  pour le germanium ;

$\eta = 2$   $I_s \approx 10 \text{ nA}$  à  $T = 300^\circ\text{K}$  pour le silicium aux courants faibles ;

$\eta = 1$  pour le silicium aux courants forts

Dans le cas des cellules photovoltaïques au silicium, nous prendrons  $\eta = 1$

En polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et un courant de porteurs majoritaires important peut se développer. En polarisation inverse, le courant de porteurs minoritaires est très faible et varie très peu avec la tension appliquée tant que cette tension est inférieure à la tension de claquage (*diode Zener*). Ce courant inverse est par contre très sensible à la température au niveau de la jonction [17].

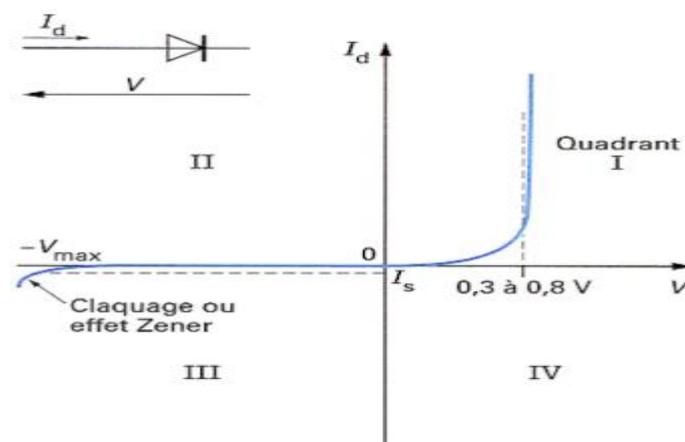


Figure I.5 Caractéristique d'une jonction PN polarisée.

La tension directe  $V$  aux bornes de la jonction varie peu à partir d'un seuil dont la valeur dépend du matériau (0.1 à 0.3 V pour Ge ; 0.5 à 0.8V pour Si).

La jonction PN en fonctionnement récepteur (puissance absorbée  $P = V \cdot I_d$  positive) est décrite par les quadrants I et III de la figure.I.5.

### I.3.3 Fonctionnement de la jonction PN sous éclairement :

Si l'on soumet une jonction PN de faible épaisseur à un flux lumineux, des paires électron-trou sont créés par les photons dont l'énergie est supérieure à la largeur de la bande interdite du matériau. Il en résulte une augmentation du courant inverse de saturation proportionnelle au flux lumineux. Physiquement, cet effet se traduit de deux manières selon le quadrant de fonctionnement du dispositif :

- dans le 3<sup>ème</sup> quadrant, le système fonctionne en récepteur dont la résistance varie fortement avec l'éclairement, c'est la photo résistance (Figure I.6) ;
- dans le 4<sup>ème</sup> quadrant, le système fonctionne en générateur dont le courant de court-circuit est proportionnel à l'éclairement et dont la tension à vide est celle de la diode en polarisation directe (0.3 à 0.7 V pour Si) ; C'est la cellule photovoltaïque à jonction PN.

Le réseau de caractéristiques est alors donné par la figure. I.6.

Nous allons maintenant nous intéresser uniquement au quadrant IV pour la réalisation de panneaux photovoltaïques à partir de cellules photovoltaïques. Pour cela nous allons les caractériser dans un nouveau repère  $I_p = f(V_p)$  donné par la figure.I.7 ou le courant de saturation inverse est compté positivement.  $I_{cc}$  représente le courant de court-circuit et  $V_{co}$  la tension en circuit ouvert de la cellule photovoltaïque [17].

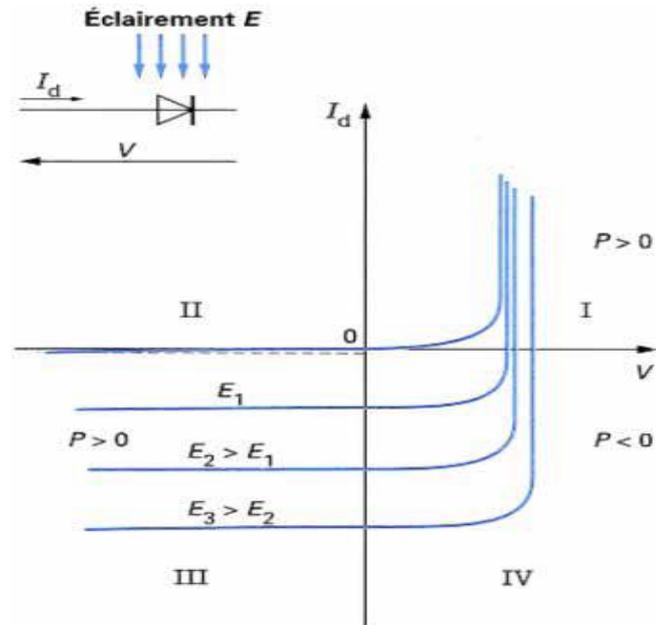


Figure. I.6 Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairement.

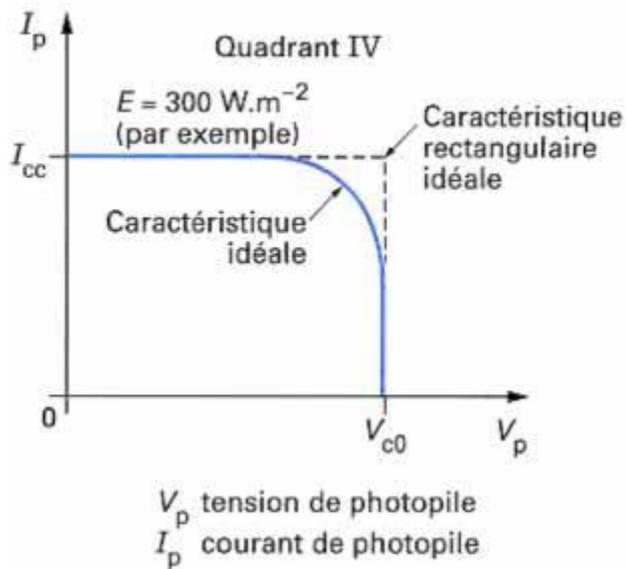


Figure. I.7 caractéristique  $I_p = f(V_p)$  d'une cellule photovoltaïque idéale.

**I.4 Caractéristique et Schéma équivalent de la cellule photovoltaïque :**

**I.4.1 Cellule photovoltaïque idéale :**

Dans ce nouveau repère, l'équation d'une caractéristique correspondant à un éclairement  $E$  en  $W \cdot m^{-2}$  est donnée par [18]

$$I_p = I_{cc} - I_s \exp\left(\frac{eV_p}{KT} - 1\right) \tag{I.5}$$

Où  $I_{cc}$  représenté le courant de court-circuit du à l'éclairement  $E$ . le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque déduit de cette équation est donné par la figure. I.8 et comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN.

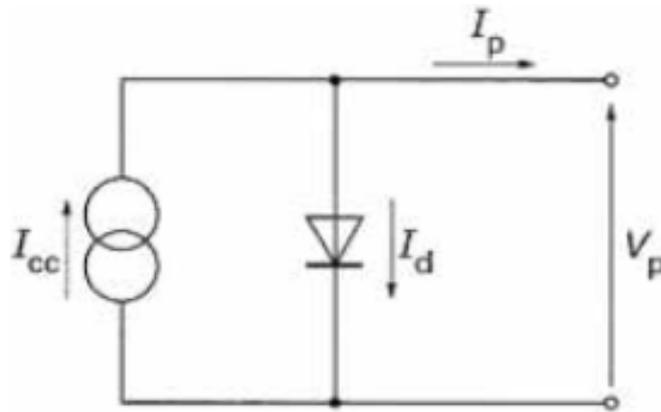


Figure I.8 Schéma équivalent de la cellule idéale.

#### I.4.2 Cellule photovoltaïque réelle :

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte des effets résistifs parasites dûs à la fabrication et représentés sur le schéma équivalent par deux résistances [19]

- Une résistance série  $R_s$  représentant les diverses résistances de contacts et de connexions ;
- Une résistance  $R_{sh}$  (shunt) en parallèle sur le générateur de courant qui caractérise les divers courants de fuite dus à la diode et aux effets de bords de la jonction [19].

L'équation caractéristique de la cellule réelle est alors donnée par :

$$I_p = I_{cc} - I_d - \frac{V}{R_{sh}} \quad (I.6)$$

La caractéristique réelle et le schéma équivalent de la cellule sont représentés sur la figure.I.9 les valeurs respectives des divers éléments du schéma équivalent déterminent les performances de la cellule réelle.

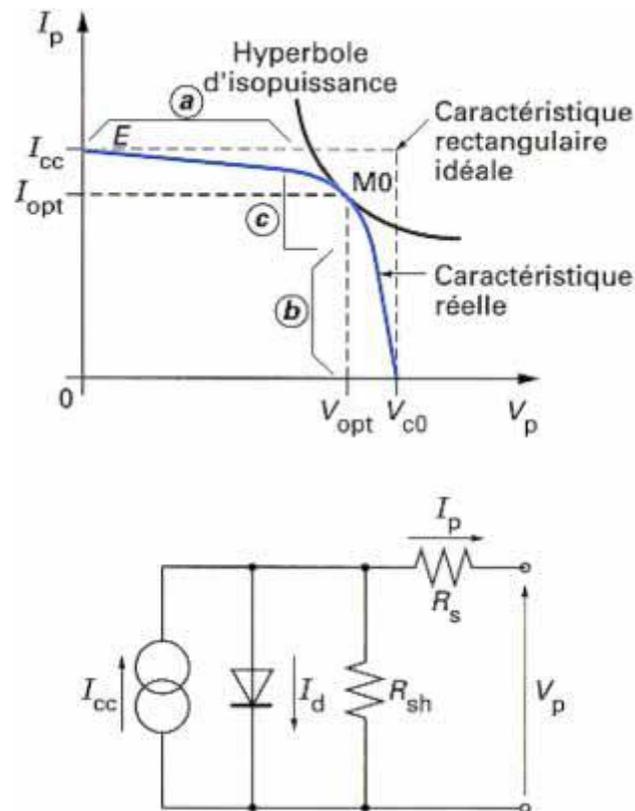


Figure I.9 Caractéristique et schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

#### La caractéristique se divise en trois parties :

- La zone (a) ou la cellule se comporte comme un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'éclairement ;
- La zone (b) ou la cellule se comporte comme un générateur de tension  $V_{co}$  ;
- la zone (c) ou l'impédance interne du générateur varie rapidement. La cellule photovoltaïque est un générateur de puissance finie dont le maximum pour un éclairement donné est situé en Mode coordonnées  $V_{opt}$  et  $I_{opt}$  correspondant au point de contact avec l'hyperbole d'iso puissance. La figure.I.10 donne le réseau de caractéristiques réelle paramétrée en éclairement. L'influence de la température sera précisée au niveau du photovoltaïque [19].

Le rendement de la cellule photovoltaïque dépend du matériau utilisé et des pertes. Le choix du matériau résulte d'un compromis entre la tension de sortie de la cellule liée à la largeur de la bande interdite  $E_g$  (tension de sortie  $E_g/e$ ) et le nombre et l'énergie des photons de rayonnement solaire.

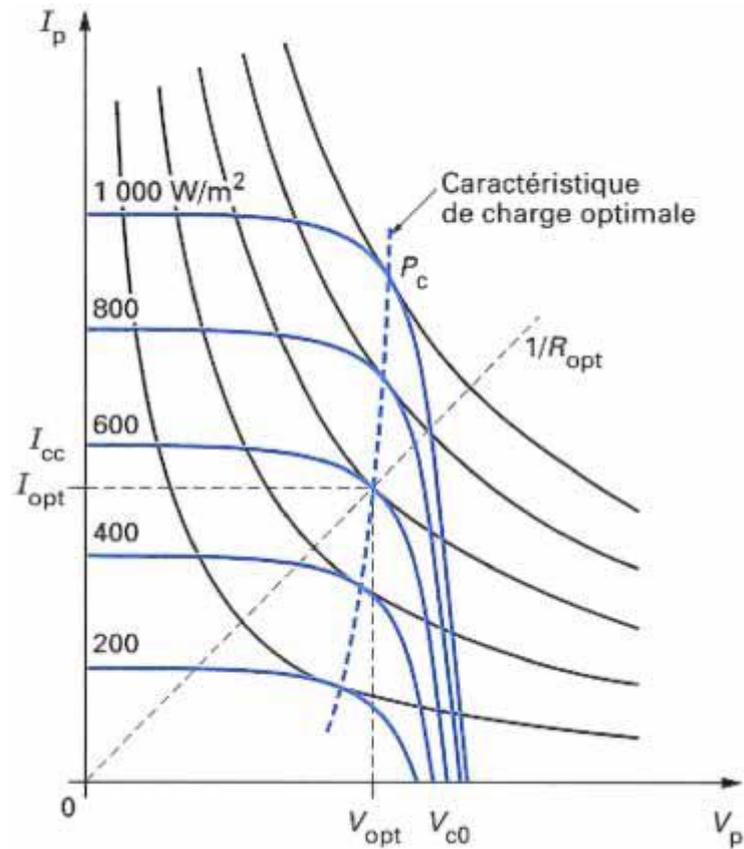


Figure I.10 Exemple de réseau de caractéristiques d'un générateur photovoltaïque.

### I.5. Paramètres de la cellule photovoltaïque :

A partir des courbes caractéristiques du rayonnement solaire et du calcul du courant de la cellule idéale, on peut avoir le rendement théorique  $\eta$  de cette cellule (figure. I.11) qui représente un maximum de l'ordre de 43% pour des largeurs de bande interdite  $E_g$  de 1 à 1.5 eV. Le silicium avec 1.1 eV reste encore actuellement le matériau le plus utilisé. Ce compromis tient compte des pertes dues à l'absorption incomplète des photons et à l'excès d'énergie des photons très énergétiques (ultraviolet). D'autres facteurs diminuent encore le rendement de la cellule réelle comme :

- La recombinaison électron-trou ;
- La forme de la caractéristique réelle qui n'est pas rectangulaire (facteur de courbe) ;
- La tension de sortie réelle est inférieure à la tension  $E_g/e$  (facteur de tension) ;
- Les résistances séries et shunt ;
- La réflexion à la surface du matériau ou de son en capsulage.

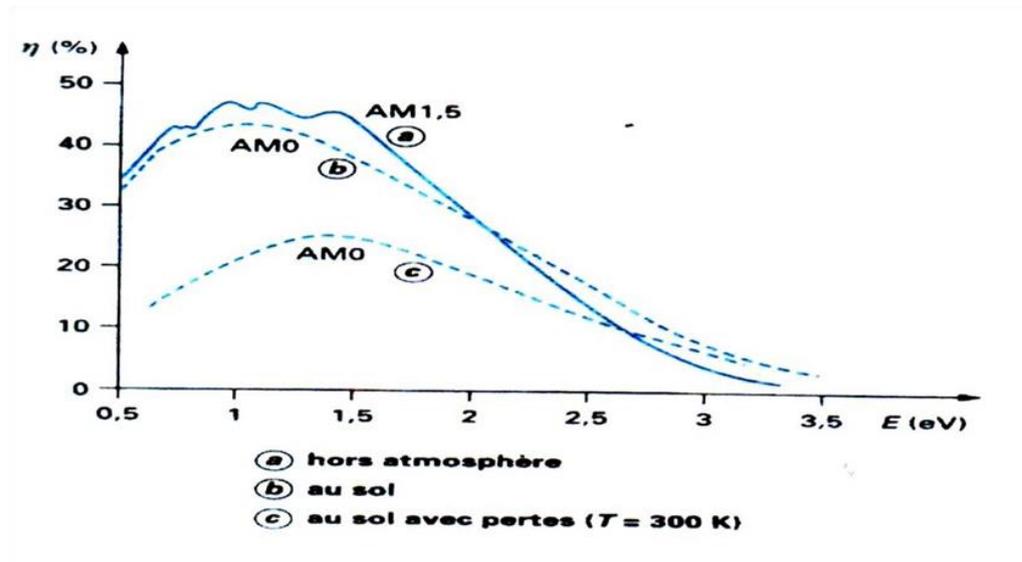


Figure I.11 Rendement théorique de la cellule idéale [20]

### I.6. Paramètres électriques de la cellule solaire :

Une cellule photovoltaïque, en tant que dipôle électrique, dispose de sa propre caractéristique courant-tension, ainsi qu'illustré ci-dessous (Figure I.12) :

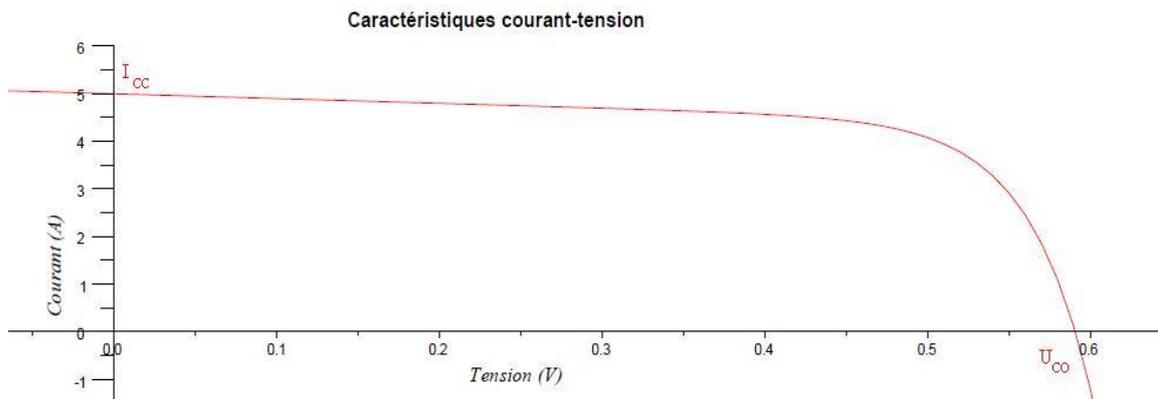


Figure I.12. Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

Cette caractéristique courant-tension est une relation entre la tension et le courant délivrés par la cellule photovoltaïque. Deux données importantes sont à relever [21] :

#### I.6.1. Courant de court-circuit $I_{cc}$ :

Il s'agit du courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est court-circuit, c'est-à-dire lorsque le pôle positif + est relié au pôle négatif - (la tension à ses bornes est alors nulle). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule  $P = U * I$  est nulle (Figure I.13).

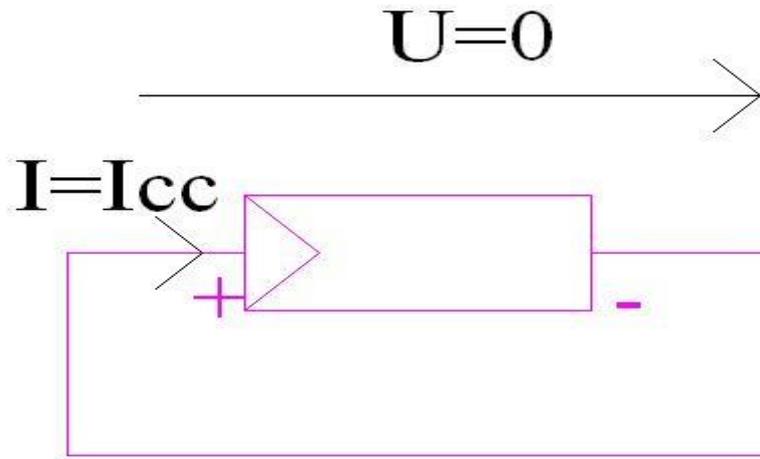


Figure I.13. Cellule photovoltaïque en court-circuit.

### I.6.2. Tension de circuit ouvert $U_{co}$ :

Il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, c'est-à-dire lorsque le pôle + et le pôle - sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (le courant la traversant est alors nul). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule  $P = U * I$  est nulle (Figure I.14).

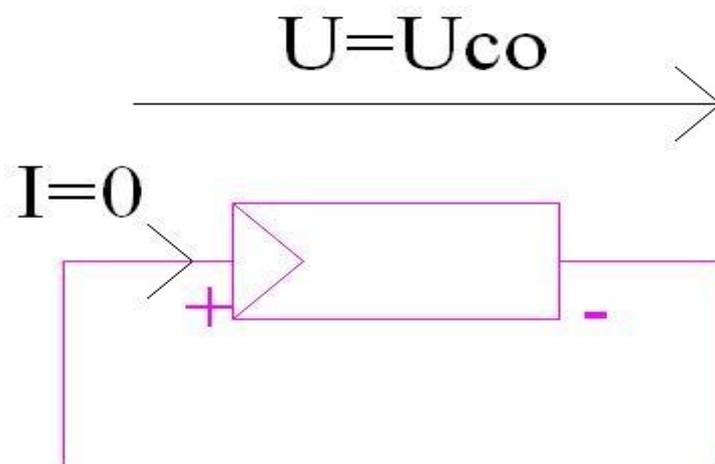


Figure I.14. Cellule photovoltaïque en circuit ouvert.

### I.6.3. Facteur de forme FF :

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 (facteur de remplissage) ou *fill factor* ( $FF$ ). Il est illustré sur la Figure I.15. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée  $P_{max}$  et la puissance formée par le rectangle  $I_{cc} * V_{co}$ . 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.

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} * V_{oc}} \quad (I.25)$$

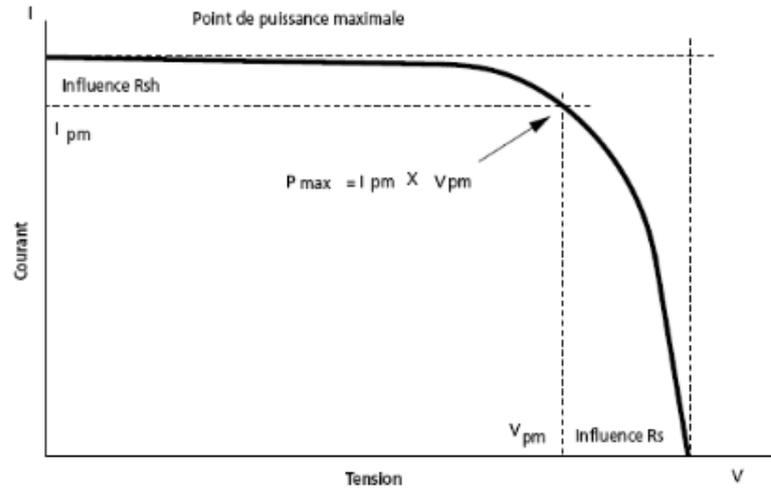


Figure I.15 Notion de facteur de forme (FF) pour une cellule photoélectrique.

#### I.6.4 Rendement de conversion $\eta$ :

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'irradiation totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de  $0^\circ$  avec un angle de  $48^\circ$ ) sous une température fixe de  $25^\circ\text{C}$ . 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  $25^\circ\text{C}$ .

Le rendement  $\eta$  d'un photo-générateur est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue par le photo-générateur comme l'illustre l'équation suivante :

$$\eta = \frac{P_{mp}}{G \cdot S} \quad (I.26)$$

Où : S est la surface du photo-générateur.

On peut calculer ce rendement pour différents éclaircements, mais le plus souvent, c'est dans les conditions STC (Standard Test Conditions) qu'il est donné et on le calcule avec la puissance crête :

$$\eta = \frac{P_c}{1000.S} \quad (\text{I.29})$$

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  $1000 \text{ W/m}^2$ . 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. Auparavant, nous rappelons brièvement les modélisations électriques que nous utilisons et les principales définitions en vigueur.

### **I.7. Structure des cellules photovoltaïques au silicium :**

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de développement. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium).

Nous allons donc, faire un bref passage sur les différentes filières photovoltaïques afin d'avoir une idée globale sur l'ensemble des technologies associées à ce domaine de recherche

#### **I.7.1. Le silicium :**

Le silicium est un élément chimique de la famille des cristallogènes, de symbole **Si** et de numéro atomique **14**. C'est l'élément le plus abondant dans la croûte terrestre après l'oxygène, soit 25,7 % de sa masse, mais il n'est comparativement présent qu'en relativement faible quantité dans la matière constituant le vivant. Il n'existe pas dans la nature à l'état de corps pur, mais sous forme de composés : sous forme de dioxyde de silicium ( $\text{SiO}_2$ ), la silice (dans le sable, le quartz, la cristobalite, etc.), ou d'autres silicates (dans les feldspaths, la kaolinite...). Il est utilisé depuis très longtemps sous forme d'oxyde de silicium amorphe (*silice ou  $\text{SiO}_2$* )

comme composant essentiel du verre. Il a depuis le milieu du  $XX^e$  siècle de nouveaux usages en électronique (transistor), pour la production de matériaux tels que les silicones ou, pour fabriquer des panneaux solaires photovoltaïques [22,23]

### **I.7.2. Fabrication des cellules PV à base de silicium :**

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir du sable quartzé (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique (figure I.16), pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P, B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N. La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes (wafers), ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière.

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 poly-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 [24,25].

Les cellules monocristallines et poly-cristallines sont fragiles. Elles sont donc placées entre deux plaques de verre (encapsulation) afin de former un module (figure I.17). Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, mais la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût de revient total.

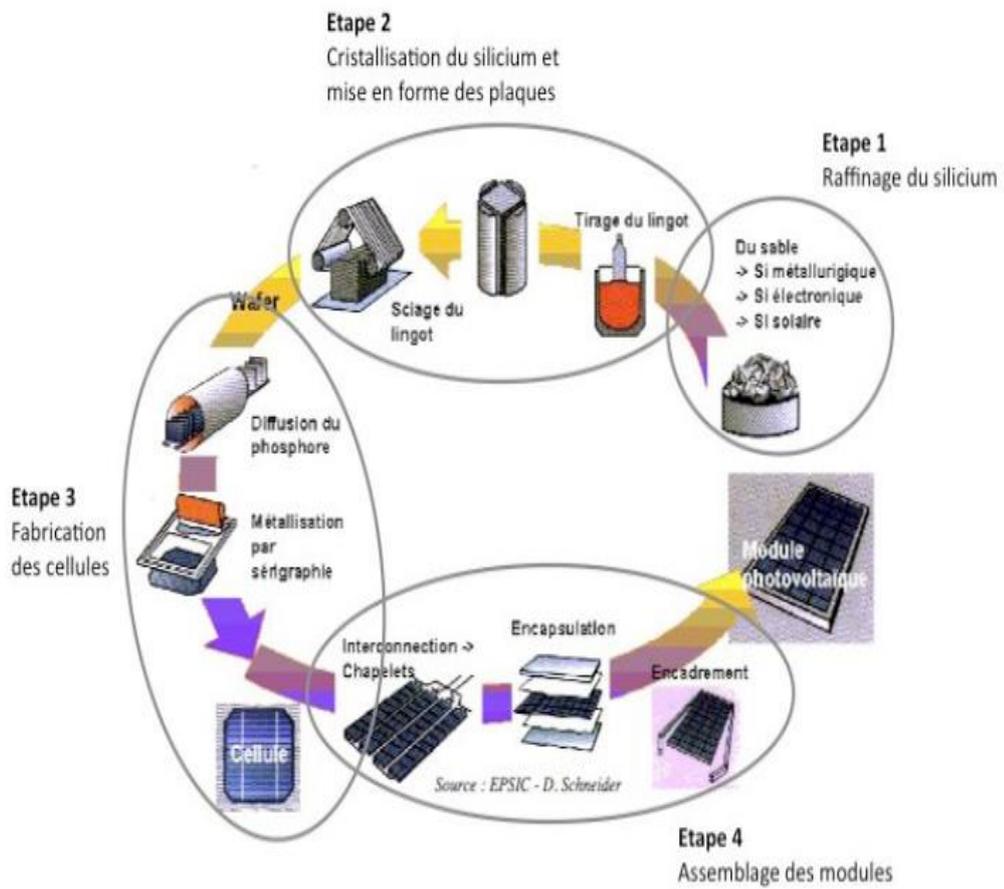


Figure I.16. Processus de fabrication d'un module photovoltaïque à base de cellules en Silicium Cristallin [24].

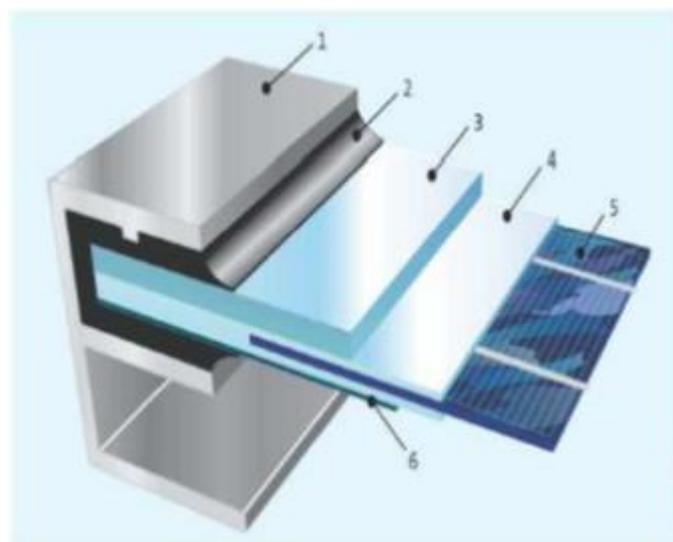


Figure I.17. Coupe d'un module PV avec cadre [24].

1	Cadre en Aluminium	4	Support EVA
2	Joint d'étanchéité	5	Cellule cristalline
3	Verre	6	Film Tedlar

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 [26]. Le silicium se solidifie sur ce germe et garde la même organisation cristalline que celui-ci. Le matériau inférieur est le silicium polycristallin, produit en lingots par le biais de différents procédés de fusion et de solidification du silicium. Sa cristallisation est assurée par un contrôle de la température de solidification.

Au fur et à mesure, les dimensions des lingots ont évolué avec la technologie passant de  $30\text{kg}$  à  $100\text{kg}$  pour le monocristallin et de  $150\text{kg}$  à  $250\text{kg}$  pour le poly-cristallin [27]. Un problème reste cependant constant concernant la découpe des lingots en lamelles (wafers) qui entraîne une perte importante de matière (kerf). En effet, après la solidification, les lingots sont découpés en fine couche d'environ  $300\ \mu\text{m}$  d'épaisseur grâce à un fil de diamant abrasif de  $150\ \mu\text{m}$  de diamètre [28]. Actuellement, les wafers ont une taille de  $125 \times 125\ \text{mm}$  pour une épaisseur de  $330\ \mu\text{m}$ .

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  $100\ \mu\text{m}$ , (Figure I.18) [29]. 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  $10\ \text{A}$  sous une tension de  $0.6\text{V}$ . Une troisième technologie utilise directement le tirage de rubans à partir de bains fondus [30]. 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 ( $150\mu\text{m}$ ) 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



Figure I.18. Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.

Une troisième technologie utilise directement le tirage de rubans à partir de bains fondus [30]. 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 ( $150\mu\text{m}$ ) 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.

La réflexion est à l'origine de pertes importantes pour la cellule. La texturisation est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface de la cellule. Cette opération vise à développer en surface un relief micrométrique, généralement de forme pyramidale. Le relief créé permet d'augmenter la surface et induit des réflexions multiples sur les facettes des pyramides. La texturisation assure ainsi le piégeage d'un maximum de lumière réduisant les pertes liées à la réflectivité. Différents procédés sont utilisés pour réaliser la texturisation : attaques chimiques de la surface (*KOH, NaOH, acides*), texturisation mécanique, plasma ou laser. Pour réduire encore plus la réflexion, une couche antireflet (CAR) est ajoutée.

L'ajout de la couche antireflet et la réalisation des contacts électriques en face arrière et en face avant termine le processus de fabrication des cellules (Figure I.19). 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 de l'agencement 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, 48V...). La grande majorité des panneaux actuels peuvent délivrer une puissance de 50 à 200 *Wc*.

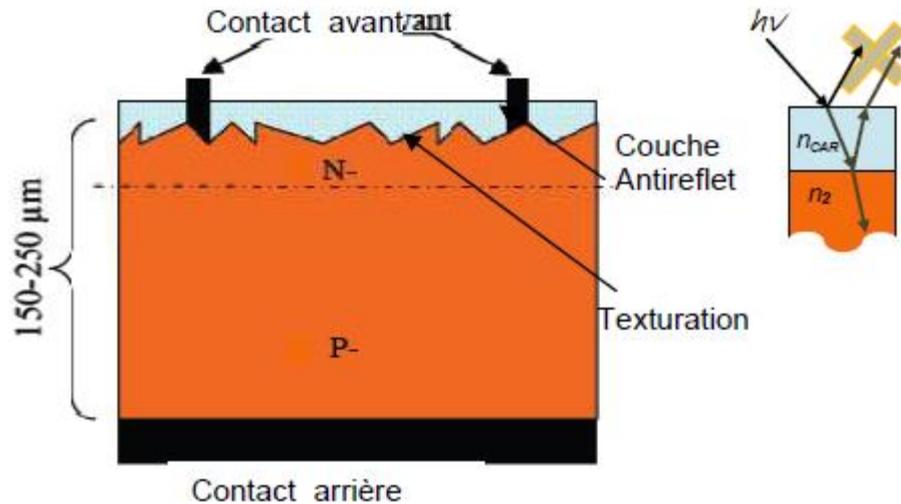


Figure I.19. Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin [30].

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.

### I.7.3. Comparatif des différents types de cellules PV à base de silicium :

#### I.7.3.1. Le silicium monocristallin :

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal (Figure.I.20).



Figure I.20. Cellules monocristallins.

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie ; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un Wafer est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.

### **I.7.3.2. Le silicium poly-cristallin :**

Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes Figure I.21).

Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.



Figure I.21. Cellules poly-cristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline. Durée de vie estimée  $\approx$  30 ans.

### I.7.3.3. Le silicium amorphe :

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide (Cellule I.22).



Figure I.22. Cellules amorphes.

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines.

Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première.

**Remarque :** En chimie, un composé amorphe est un composé dans lequel les atomes ne respectent aucun ordre à moyenne et grande distance, ce qui le distingue des composés cristallisés. Les verres sont des composés amorphes.

## I.8. Cellule photovoltaïque hétérojonction :

### I.8.1. Définition de l'hétérojonction :

Une hétérojonction est une jonction formée de deux semi-conducteurs différents ou d'un métal et un semi-conducteur. Les hétérojonctions ont une importance considérable en physique des semi-conducteurs et en optique.

Une hétérojonction photovoltaïque est une jonction entre deux semi-conducteurs dont le gap (la bande interdite) est différent. Quand les deux semi-conducteurs ont le même type de conductivité, on parle d'hétérojonction iso-type. Lorsque le type de conductivité diffère, on

parle d'hétérojonction anis-type. C'est ce dernier type d'hétérojonction qui présente davantage d'intérêt.

### I.8.2. Cellules à hétérojonctions $a - Si: H / c - Si$ :

Les cellules PV à hétérojonctions (HJ) sont obtenues par la mise en contact de matériaux d'énergie de gap ( $E_g$ ) différents. L'hétérojonction silicium ( $Si - HJ$ ) consiste à mettre en contact le silicium amorphe hydrogéné ( $a - Si: H$ ) avec le silicium cristallin ( $c - Si$ ). L'énergie de gap du  $a - Si: H$  ( $1.5 eV \leq E_g \leq 1.9 eV$ ) est en effet plus élevée que celle du  $c - Si$  ( $1.12 eV$ ). À la différence des cellules à homo-jonctions classiques, les zones dopées et la passivation de surface sont ici réalisées par un unique dépôt de silicium amorphe hydrogéné. Celui-ci possède en effet de bonnes qualités de passivation de surface, et l'on peut changer ses propriétés électriques par l'insertion d'impuretés dopantes. En général, les couches  $a - Si: H$  d'une épaisseur de quelques  $nm$  sont déposées grâce à la technique de CVD (Le dépôt chimique en phase vapeur : pour l'anglais chemical vapor deposition) assistée par plasma ou par filament chaud (*Plasma Enhanced CVD et Hot Wire CVD*).

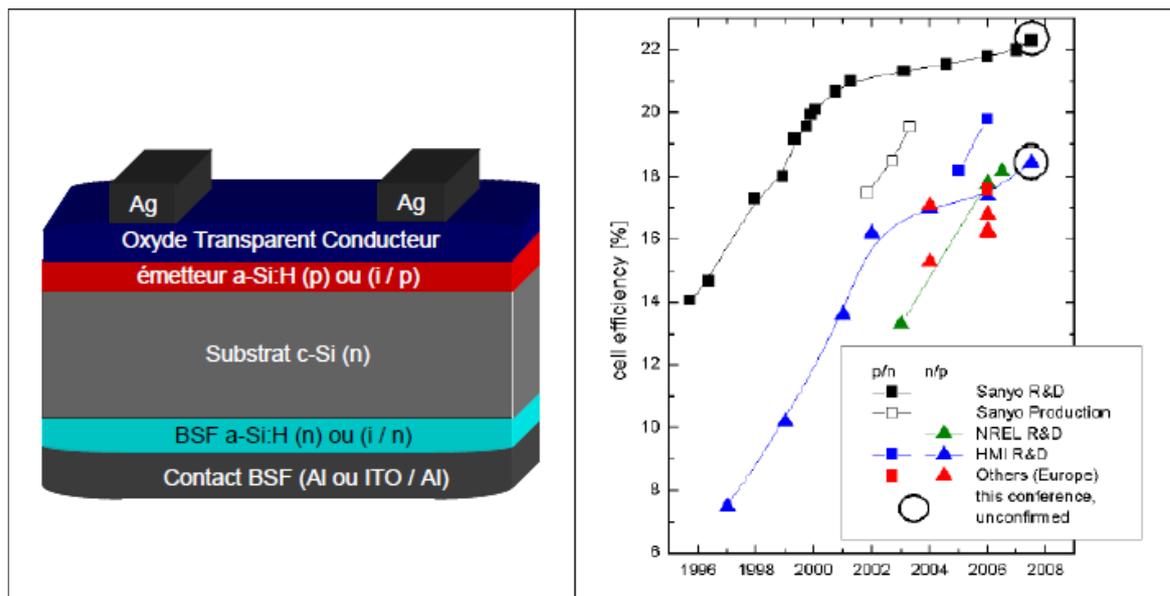


Figure I.23. Structure schématique et évolution du rendement de cellules à hétérojonctions

$a - Si: H / c - Si$  [31]

La conductivité du  $a - Si: H$  est très inférieure à celle du  $c - Si$ , il faut donc ajouter une couche conductrice sur toute sa surface afin de pouvoir collecter le courant. Sur la face illuminée de la cellule, cette couche conductrice est constituée d'un oxyde transparent conducteur (OTC) qui collecte le courant. Cet OTC assure également un bon contact avec les électrodes métalliques, tout en jouant le rôle de couche antireflet (Figure I.23). Si l'on n'éclaire

pas la face arrière des cellules, un simple métal peut y être déposé sur la couche amorphe, plutôt qu'un OTC.

Les premiers développements des cellules  $Si - HJ$  ont été réalisés sur des structures où l'émetteur seulement était constitué d'un film de  $a - Si:H$ . Pour ces cellules à simple hétérojonction, les meilleurs rendements sont de l'ordre de 17%, limités par la qualité moyenne du BSF (champ arrière répulsif : en anglais Back Surface Field). C'est pourquoi la majorité des recherches se fait aujourd'hui sur des cellules  $Si - HJ$  à double hétérojonction avec à la fois l'émetteur et le BSF réalisés en  $a - Si:H$ . Depuis 15 ans, les performances des cellules Si-HJ se sont considérablement améliorées (Figure I.23) pour atteindre des rendements de 23% en laboratoire [32] et de 19.5% en production sur des cellules de  $100 \text{ cm}^2$  [33].

### I.8.3. Les avantages de l'hétérojonctions $a - Si:H/c - Si$ :

La réussite industrielle des cellules  $HIT^{tm}$  a validé les multiples avantages des hétérojonctions  $a - Si:H/c - Si$  :

- La tension de circuit ouvert peut atteindre des valeurs extrêmement élevées grâce aux excellentes passivations de surface obtenues par l'hétérojonction  $a - Si:H / c - Si$ . Les  $V_{oc}$  des cellules  $HIT$  sont d'ailleurs plus élevées sur des substrats de  $85 \mu m$  ( $739 \text{ mV}$  [33]) que sur des substrats plus épais ( $729 \text{ mV}$  [32]). Ceci prouve que ces cellules sont désormais davantage limitées par les recombinaisons dans le matériau plutôt qu'en surface.
- Les étapes de fabrication de la cellule se font à des températures inférieures à  $250^\circ C$ , ce qui diminue fortement le budget thermique du procédé de fabrication. En plus d'économiser de l'énergie, cet aspect peut être positif pour des matériaux sensibles aux étapes à haute température ( $mc - Si$  de type n, substrats minces).
- Par rapport aux cellules à homo-jonction, le rendement des cellules  $Si - HJ$  se dégrade moins avec la température. En effet, les performances des cellules solaires  $c - Si$  chutent légèrement avec la température, du fait principalement d'une chute de la  $V_{co}$ . La baisse de puissance produite en fonction de la température se traduit par un coefficient de température qui s'exprime en  $\%.K^{-1}$ . Les cellules  $Si - HJ$  peuvent atteindre des coefficients de  $0.3\%.K^{-1}$  alors qu'ils sont en général supérieurs à  $0.4\%.K^{-1}$  pour les cellules standard [33]. Une installation PV fonctionnant en moyenne à  $70 - 80^\circ C$ , un module  $HIT^{tm}$  produit donc dans la journée plus d'électricité qu'un module classique de même puissance [34].

Les cellules solaires à hétérojonctions  $a - Si:H/c - Si$  sont au cœur des recherches de multiples instituts, et l'on peut extraire plusieurs problématiques spécifiques parmi les

différents travaux publiés. Le choix du type de substrat cristallin et son état de surface semblent tout d'abord être primordiaux pour l'obtention de très hauts rendements. Le développement de couches  $a-Si:H$ , d'OTC ainsi que de contacts métalliques optimisés est également critique, tout comme l'influence des traitements thermiques post-dépôt.

### I.9. 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 ( $E_g$  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 I.24). Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très importants.

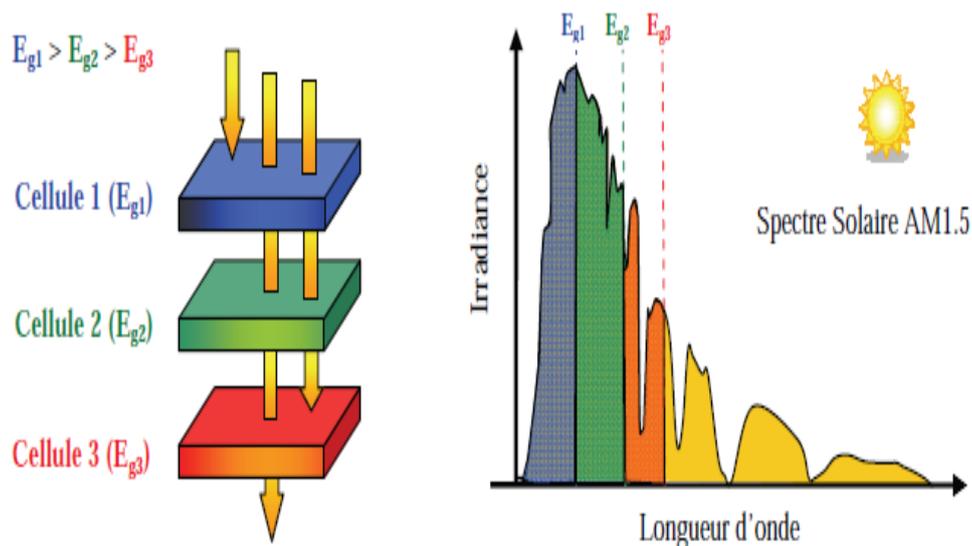


Figure I.24. Principe de la cellule Multi jonction.

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. En effet, dans ce domaine, le critère principal n'est pas le prix par watt crête ( $\text{Prix}/W_c$ ) mais plutôt le nombre de watts par kilogramme ( $W_c/\text{kg}$ ). Il faut savoir qu'envoyer un satellite dans l'espace coûte entre 3.000 € et 30.000 € par kilogramme (le prix dépend de l'altitude de mise en orbite). 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 [35, 36]. On peut même envisager des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions voir plus [37]. 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 I.25.

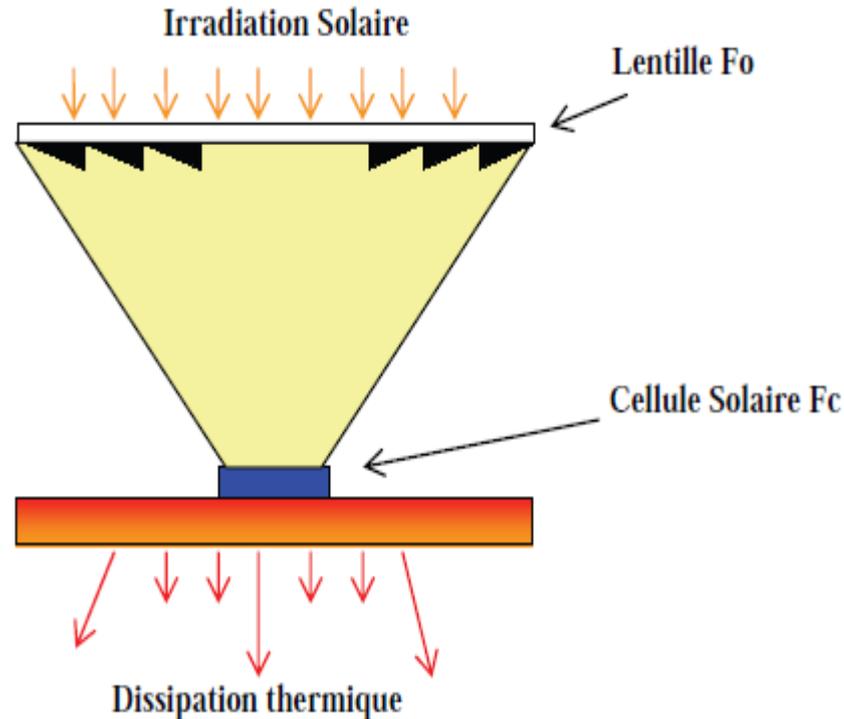


Figure I.25. Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque [35].

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 *GPV* 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 [38,39]. 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.

### I.10. Evolution du rendement photovoltaïque :

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. Les possibilités d’innovation sont très grandes et sont portées par le bouillonnement des recherches en vue d’améliorer les filières existantes mais surtout d’en trouver des nouvelles.

La Figure I-26 montre l’évolution des rendements record des principales filières photovoltaïques actuelles. On y retrouve les différentes cellules au silicium monocristallin et poly-cristallin, les cellules au silicium amorphe, les cellules *CIGS*, *CdTe*, mais aussi les cellules qui appartiennent à la catégorie des cellules multi-jonctions. A côté des filières bien établies, sont apparues de nouvelles filières, basées sur l’utilisation des matériaux organiques, qui n’en sont qu’à leurs balbutiements.

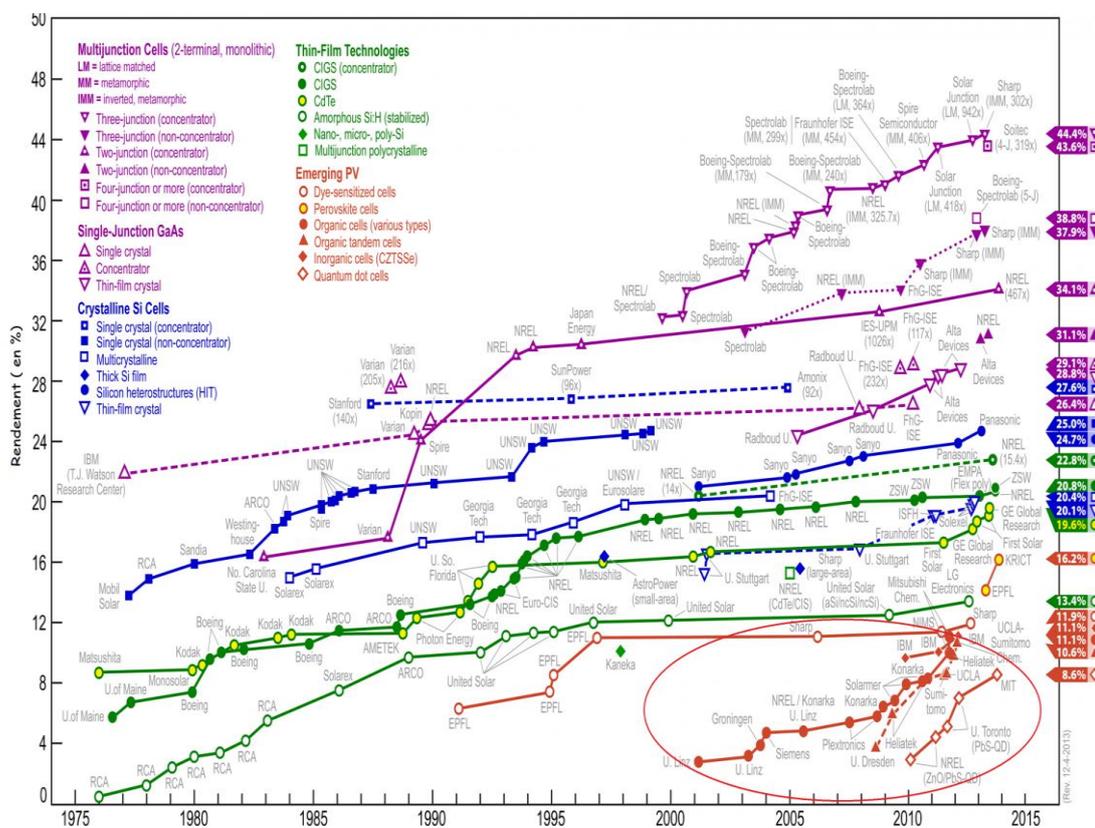


Figure I.26. Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire.

(Source NREL).

Dans chacun de ces domaines, nous avons montré les problèmes de chaque filière et les voies de développement actuellement suivies. Par exemple, pour la filière silicium cristallin, qui représente 90% du marché du photovoltaïque, la diminution des pertes liée à la découpe des cellules est un grand challenge en soi qui est en plus assortie d'un souhait en même temps de réduire l'épaisseur de chaque cellule pour économiser la matière première. Cependant, le rendement de cette filière simple jonction est théoriquement limité à 29%. Pour trouver des cellules à haut rendement, on doit maintenant se tourner vers les cellules multi-jonctions dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales. Toutefois, ces cellules sont encore trop chères pour concurrencer le marché photovoltaïque terrestre mais certains pensent pouvoir réduire ce prix en utilisant des concentrateurs solaires. A côté, on trouve actuellement une filière en pleine essor basée sur les technologies « couche mince ». Le principe est de convertir le plus de photons possibles en électricité en utilisant le moins de matériau réactif possible. L'intérêt de cette filière est la réduction du coût de fabrication grâce à une réduction de matière première et à une méthode d'intégration des cellules totale. Contrairement aux filières de silicium cristallins, cette technologie ne nécessite ni de découpes ni de post-assemblage des cellules pour aboutir à un module. Ici, les matériaux photovoltaïques sont directement déposés sur substrat par le biais de plasma sous différents processus, ce qui permet de produire directement un module.

### **I.11. Conclusion :**

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. C'est donc dans ce contexte que nous abordons dans le chapitre suivant la caractérisation des systèmes photovoltaïque pour mieux appréhender leurs comportements vis-à-vis de l'énergie électrique solaire.

# *Chapitre II*

## *Les systèmes photovoltaïques*



# Chapitre II

## Les systèmes photovoltaïques

### II.1. Introduction :

L'énergie photovoltaïque est une possibilité de développement efficace et durable tant que le soleil brille encore, c'est pour cela que les recherches scientifiques se développent dans le sens de généraliser, améliorer et optimiser l'exploitation des systèmes solaires. L'optimisation des systèmes solaires est basée sur des critères de dimensionnement et de maximisation de la puissance générée pour avoir un bon rendement. Dans ce chapitre nous allons étudier les différents éléments qui constituent un système photovoltaïque ainsi que les différents systèmes photovoltaïques existant.

### II.2. Le module photovoltaïque :

Le module photovoltaïque élémentaire constitue un module électrique à très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. En effet une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension très faible, par principe, puisqu'il s'agit d'une tension de jonction. Les modules photovoltaïques sont, par conséquent, réalisés par association d'un grand nombre de cellules élémentaires [40].

Ces cellules sont commercialisées sous forme de modules photovoltaïques associant, généralement en série pour élever la tension, un certain nombre de cellules élémentaires de technologie et caractéristiques identiques. Suivant les besoins de l'utilisation, ces modules sont ensuite associés en réseau série-parallèle de façon à obtenir la tension et les courants désirés. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres apparaissant dans un réseau de photopiles en fonctionnement [3,40].

En effet, bien que choisies théoriquement identiques, les nombreuses cellules qui constituent le module représentent des caractéristiques différentes du fait des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairage et d'une température non uniforme sur l'ensemble du réseau. La mise en place de dispositifs de protection efficaces contre les effets

négatifs de ces déséquilibres sur le comportement et la fiabilité doit être prévue.

Une voie de développement complémentaire à celle des modules consiste à augmenter la surface de captage du rayonnement solaire sans augmenter celle des cellules avec les modules à concentration de flux solaire.

Séduisant a priori par l'économie de matériau photovoltaïque ainsi obtenue, ce type de module s'est révélé décevant par les difficultés de mise en œuvre qu'il implique, liées à la température élevée atteinte par le matériau photovoltaïque qui entraîne la chute de rendement, la nécessité de refroidir et une baisse de fiabilité.

## II.2.1. Constitution des modules photovoltaïques :

### II.2.1.1. Association de cellules photovoltaïques en série ; déséquilibres et protection :

Dans un regroupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure. II.1 montre la caractéristique résultante ( $I_{sc0}, V_{sc0}$ ) obtenue en mettant en série  $n_s$  cellules identiques ( $I_{cc}, V_{c0}$ ) [20, 40, 41]

$$I_{sc0} = LI_{cc} \quad \text{et} \quad V_{sc0} = n_s V_{c0}$$

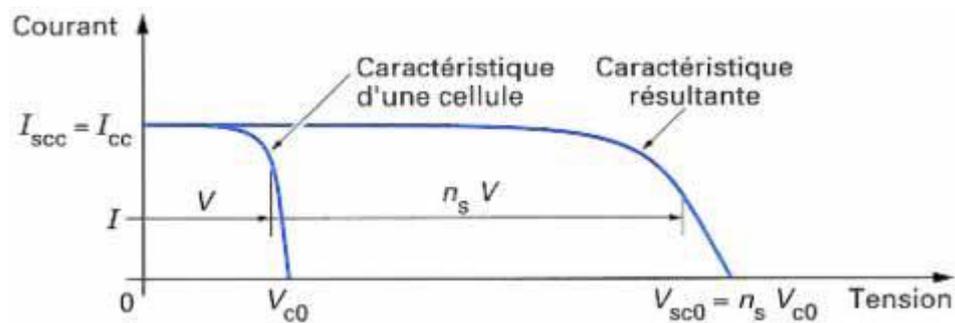


Figure II.1 Caractéristique résultante d'un groupement en série de  $n_s$  cellules identiques.

Considérons maintenant deux cellules connectées en série  $cF$  et  $cf$  (F=forte, f=faible) présentant des caractéristiques différentes ; la caractéristique résultante de ce groupement est représentée sur figure. II.2. Les deux cellules étant parcourues par le même courant, la cellule la plus faible  $cf$  peut fonctionner en récepteur par application d'une tension négative pour certaines valeurs du courant, donc de la charge, le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est mis en court-circuit : alors  $V_{cf} = -V_{cF}$ . Considérons maintenant un

groupement de  $n_s - 1$  cellules de type  $cF$  en série avec  $cf$  : dans le cas le plus défavorable du module en Court-circuit, la cellule  $cf$  subit la tension  $(n_s - 1)V_{cF}$  appliquée en inverse ; elle peut donc dissiper une puissance importante et être détruite si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée [20].

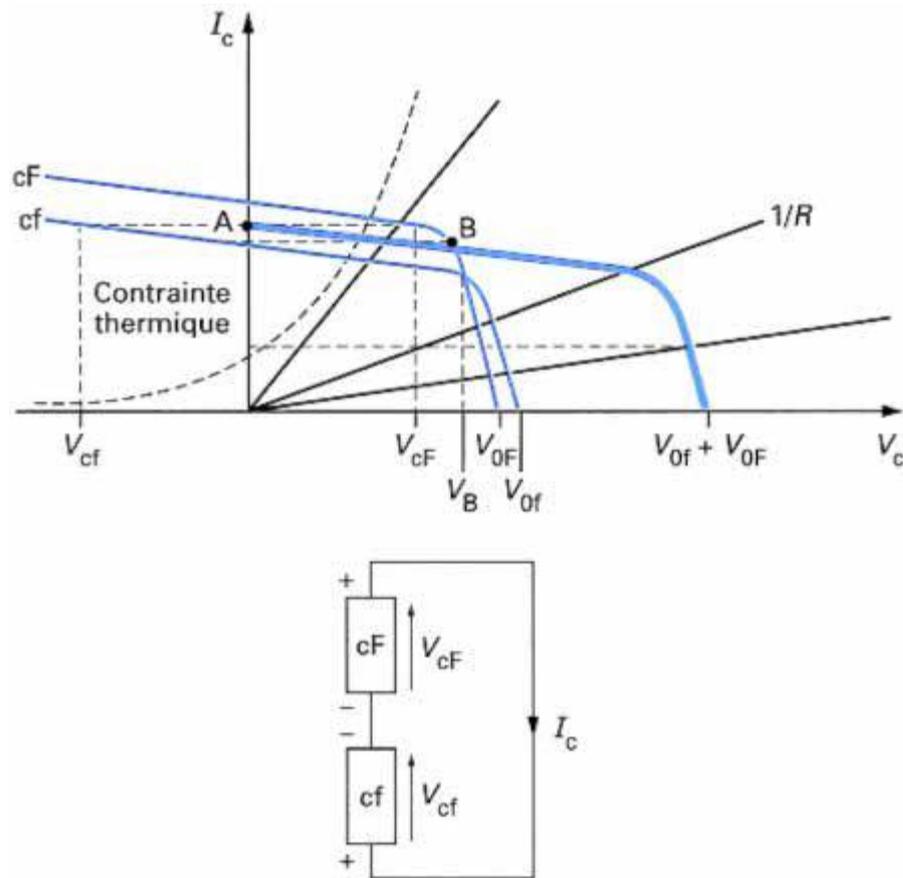


Figure II.2 Modules non protégés connectés en série : fonctionnement en récepteur d'une cellule.

Pour éviter cela, il suffit de disposer une diode  $D_p$  connectée en parallèle, aux bornes d'un groupement élémentaire de cellules en série. L'amorçage spontané de cette diode parallèle, des apparitions d'une tension en inverse aux bornes de ce groupement, limite cette dernière à la valeur  $V_d$  de la tension direct de conduction de la diode choisie et la puissance dissipée à  $V_d * I_s$ . La figure. II.3 illustre ce principe et le nombre de cellules de ce groupement élémentaire est choisi de façon à ne pas dépasser la tension d'avalanche relative à la technologie des cellules utilisées, soit 30 à 40 pour les cellules au silicium. De nombreux modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses [20].

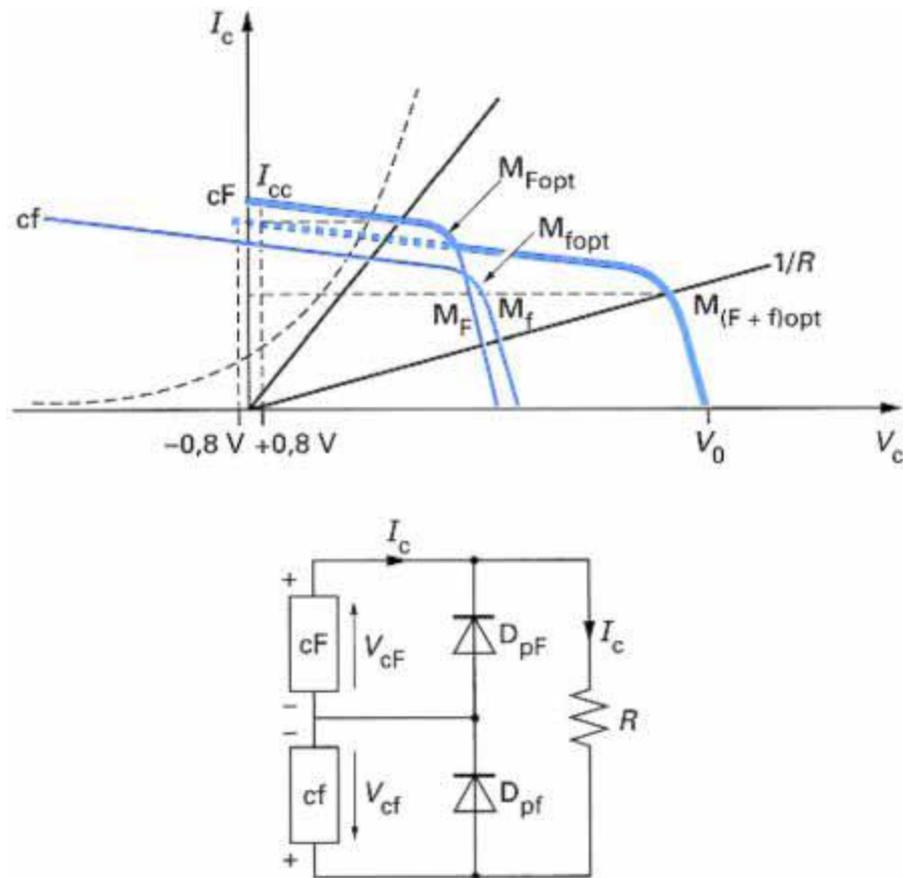


Figure II.3 Modules protégés connectés en série : caractéristique résultante.

**II.2.1.2. Association de cellules photovoltaïques en parallèle :**

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure. II.4 montre la caractéristique résultante  $(I_{pcc}, V_{pc0})$  obtenue en associant en parallèle (indice p)  $n_p$  cellules identiques  $(I_{cc}, V_{oc})$  [20]

$$I_{pcc} = n_p I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{pc0} = V_{c0}$$

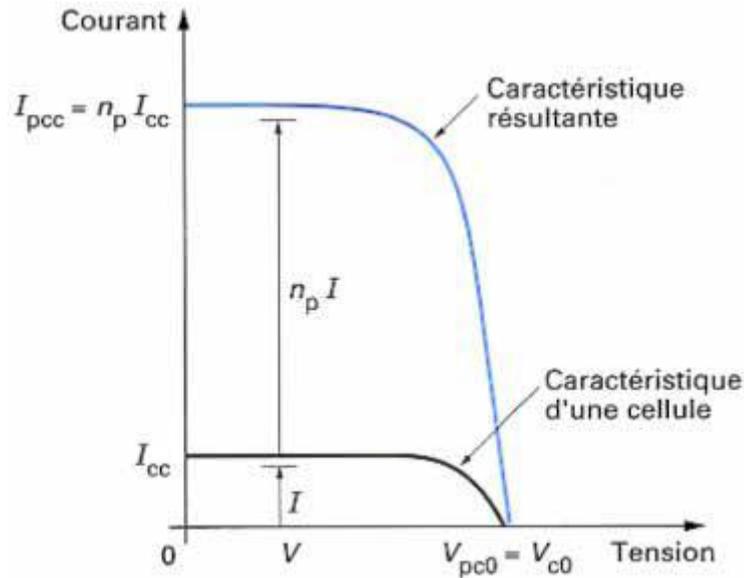


Figure II.4 Caractéristique résultante d'un groupement constitué de  $n_p$  cellules identiques parallèles.

Considérons alors deux cellules  $cF$  et  $cf$  présentant des caractéristiques différentes connectées en parallèle. Les deux cellules étant soumises à la même tension, la cellule la plus faible  $cf$  peut fonctionner en récepteur en étant parcourue par un courant inverse pour certaines valeurs de tension, donc de la charge. Le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est en circuit ouvert : alors  $I_{cf} = -I_{cf}$ .

Considérons maintenant un groupement de  $(n_p - 1)$  cellules de type  $cF$  en série avec  $cf$ . Dans le cas le plus défavorable du module en circuit ouvert, la cellule  $cf$  est parcourue par le courant  $(n_p - 1)/I_{cf}$  en inverse sous une tension proche de  $V_{c0}$ . Cette cellule faible peut donc dissiper une puissance importante et être détruite. Pour éviter cet effet, il suffit et il est indispensable de disposer une diode connectée en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire de cellules connectées en série, constituant une branche d'un groupement parallèle [20].

### II.2.2. Caractéristique électrique courant/tension du module photovoltaïque :

Le module photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïque regroupés par panneaux photovoltaïques. La caractéristique électrique globale courant/tension du module photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des  $n_s * n_p$  cellules élémentaires identiques qui le composent par deux affinités de rapport  $n_s$  parallèlement à l'axe et de rapport  $n_p$  parallèlement

à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure. II.5,  $n_s$  et  $n_p$  étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle [20]

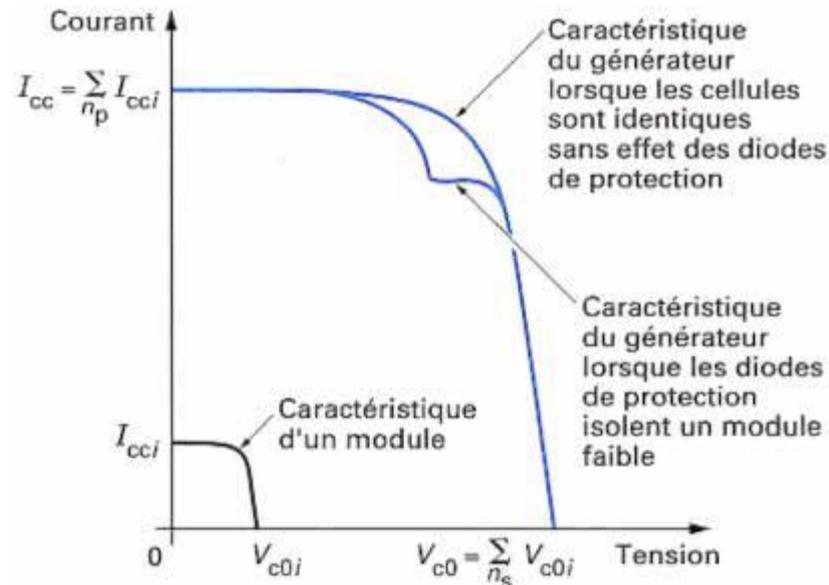


Figure II.5 Caractéristiques résultantes d'un module associant  $n_p$  cellules en parallèles et  $n_s$  cellules en série (identiques ou éventuellement disparates).

En pratique, cette caractéristique combine les caractéristiques disparates de modules soumis à des éclairagements et à des températures différents car non uniformes sur l'ensemble d'un module de plusieurs mètres carrés regroupant plusieurs panneaux, mais conserve l'allure fondamentale classique de celle d'une cellule élémentaire avec des valeurs de tension et de courant plus élevés tant que les déséquilibres inévitables restent assez faibles pour que les diodes de protection n'agissent pas. L'influence de l'éclairagement et de la température sur les courants et tensions caractéristiques  $I_{cc}$ ,  $V_{c0}$  reste la même que pour la cellule élémentaire [20]

En revanche, dès que des déséquilibres importants apparaissent, l'action de certaines diodes séries ou parallèles modifie notablement cette allure classique, laissant apparaître des irrégularités ou cassures typiques ainsi qu'illustré sur la figure. II.5 et II.6. Sur cet exemple réel (figure. II.6), les déséquilibres sont dus à un groupe de modules devenus faibles avec le vieillissement, combiné avec un dépôt de poussière important sur un module installé depuis 10 ans en site sahélien [20].

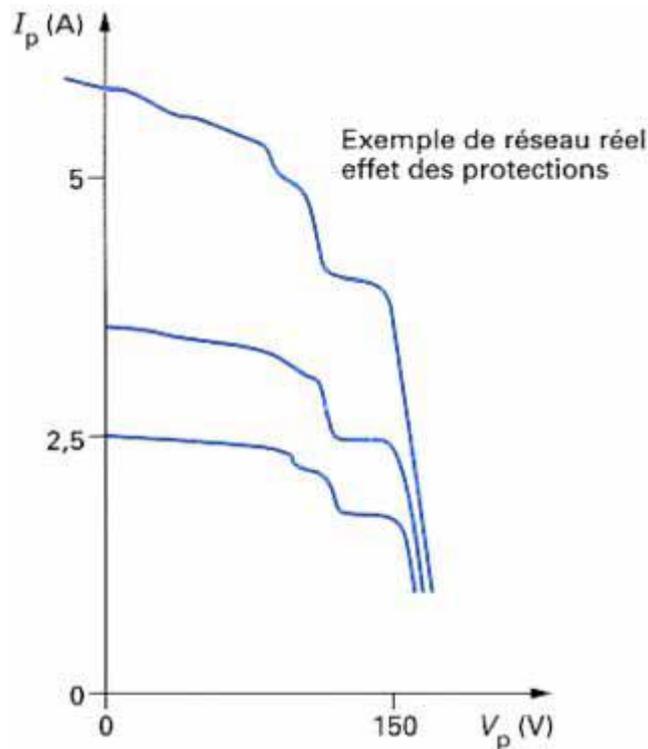


Figure II.6 Caractéristiques typiques d'un module dans lequel certains modules faibles sont isolés par les diodes de protection en parallèle.

### II.2.3. Influence de l'éclairement et de la température :

Nous remarquons que, à température donnée [20] :

- Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  varie proportionnellement à l'éclairement  $E$  ;
- La tension à vide  $V_{co}$  varie peu avec l'éclairement. Elle peut être considérée comme une constante pour une installation donnée ;
- Lorsque la température croît,  $I_{cc}$  croît et  $V_{co}$  décroît.

Les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de la caractéristique utile du module photovoltaïque avec les conditions d'éclairement et de température, phénomène qui doit être pris en compte lors de son utilisation.

La figure II.7 donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque pour différents éclairements.

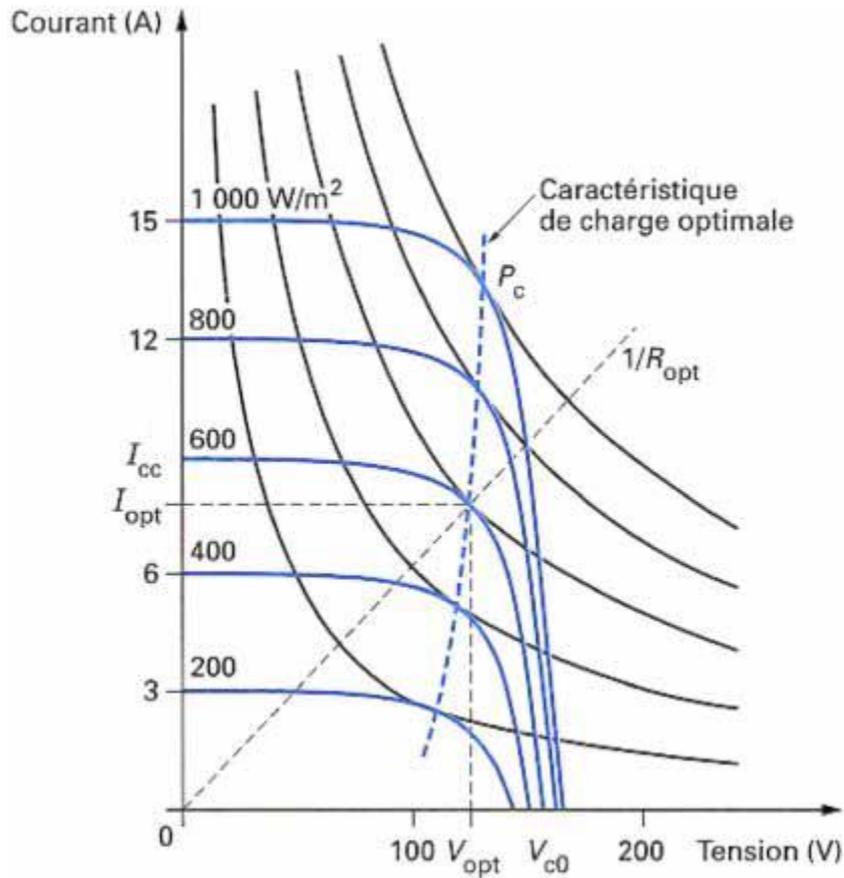


Figure II.7 Exemple de réseau de caractéristiques d'un module photovoltaïque pour différents éclairements.

### II.2.3.1. Analyse de la caractéristique électrique statique du générateur PV :

Rappelons tout d'abord que le générateur photovoltaïque est de type générateur à courant continu. Cependant, sa caractéristique électrique, sur laquelle évolue le point de fractionnement, dépend de la température et surtout de l'éclairement et, par conséquent, varie dans le temps. A température et éclairement donnés, cette caractéristique présente trois zones principales

- Une large zone de tension à partir de la tension nulle dans laquelle ce générateur se comporte comme un générateur de courant [20] ;
- Une zone beaucoup plus étroite de tension, proche de la tension de circuit ouvert, dans laquelle il apparaît comme un générateur de tension présentant une résistance série non négligeable ;
- Une zone intermédiaire dans laquelle se situe le point de fonctionnement pour lequel le générateur délivre une puissance maximale relativement à la caractéristique considérée, donc relativement à des conditions d'éclairement et de température données. Ce point

de puissance maximale ( $I_m, V_m$ ) est défini par le point de contact entre la caractéristique et l'hyperbole d'iso puissance.

$$- \quad P_m = V_m I_m \quad (\text{II.1})$$

Trace dans le plan ( $I_p, V_p$ ).

Remarquons qu'en tout point de la caractéristique du générateur, son impédance différentielle

$$Z_d = \frac{dv}{di} \quad (\text{II.2})$$

Est négative et qu'au point de puissance maximale définie par

$$\frac{dv}{v_m} + \frac{di}{i_m} = 0 \quad (\text{II.3})$$

Cette impédance différentielle vaut

$$Z_{dm} = \frac{dv}{di} = \frac{v_m}{i_m} \quad (\text{II.4})$$

Aucune puissance maximale absolue ou nominale ne peut être définie de façon absolue pour un générateur, en raison de la dépendance des conditions de gisement solaire offertes par le site d'installation, c'est pourquoi on définit la puissance maximale relative délivrée par un générateur photovoltaïque soumis à un éclairage solaire de  $1000 \text{ W/m}^2$  à une température de  $300^\circ \text{ K}$ , appelée puissance crête  $P_c$  du générateur [20]

Cette grandeur permet de caractériser et de comparer les performances de différentes technologies et d'évaluer le nombre des cellules installées dans une technologie donnée pour déterminer le cout d'un générateur.

### II.2.3.2. Fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque :

Dans des conditions données, c'est au point de puissance maximale ( $V_m, I_m$ ) que l'on exploite la puissance crête installée. C'est pourquoi ce point est qualifié souvent de point optimal, terme traduisant mieux le caractère relatif aux conditions d'éclairage et de température de la puissance fournie. Ce point est alors notée ( $V_{opt}, I_{opt}$ ).

Le point de fonctionnement ( $V_p, I_p$ ) du générateur est défini par l'intersection de sa Caractéristique électrique avec celle de la charge. Seule une charge dont la caractéristique passe par le point ( $V_{opt}, I_{opt}$ ) permet d'en extraire la puissance optimale disponible dans les conditions considérées et l'impédance statique optimale de la charge vaut alors [20] :

$$R_{opt} = \frac{V_m}{I_m} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} \quad (\text{II.5})$$

Étant donné que ce point dépend totalement des conditions telles que l'éclairement  $E$  et la température  $T$ , il en est de même de l'impédance de charge optimale.

L'utilisation optimale du générateur consiste alors à ce que sa charge conserve à chaque instant les valeurs optimales  $R_{opt}$ , lorsque les conditions varient : il y a donc lieu d'effectuer en permanence l'adaptation d'impédance nécessaire.

### **II.2.3.3. Adaptation d'impédance entre générateur et charge, poursuite du point optimal :**

L'allure générale de la caractéristique de charge optimale conduit à remarquer que la tension optimale  $V_{opt}$ , varie assez peu au cours de la journée. Aussi considère-t-on quelque fois, en première approximation, que le fonctionnement optimal du générateur correspond sensiblement à un fonctionnement à tension constante. Cette propriété est particulièrement mise à profit dans les installations qui utilisent des accumulateurs électrochimiques pour stocker l'énergie électrique, ceux-ci constituant une charge naturellement presque optimale [20].

Dans le cas général, peu de charges présentent la caractéristique voulue (charge à courant alternatif ou mal adaptée) et une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et la charge électrique un dispositif adaptateur d'impédance [20].

La commande de cet adaptateur doit alors agir en temps réel de manière que le générateur voit une impédance optimale à ses bornes. Une approche équivalente consiste à considérer que le système d'adaptation réalise la poursuite en temps réel du point de puissance maximale du générateur, d'ailleurs exprimée par la terminologie anglaise consacrée pour ce type de système : Maximum Power Point Tracking (MPPT), donc le système MPPT ajuste la tension fonctionnement du générateur et oblige le générateur à produire le maximum d'énergie.

### **II.3. Systèmes photovoltaïques :**

Rappelons que la première application des systèmes photovoltaïques a été l'alimentation en énergie électrique des satellites en 1958. Pour ce type d'application l'utilisation de l'énergie photovoltaïque était et reste encore pratiquement sans concurrence.

### II.3.1. Les composants d'un système photovoltaïque :

La crise énergétique de 1973 à entrainer de grands programmes de recherches pour arriver à une exploitation opérationnelle de l'énergie solaire à grande échelle. Il s'agissait surtout de développer des systèmes photovoltaïques pour sites isolés.

La représentation la plus générale possible d'un système photovoltaïque est donnée à la figure. II.8.

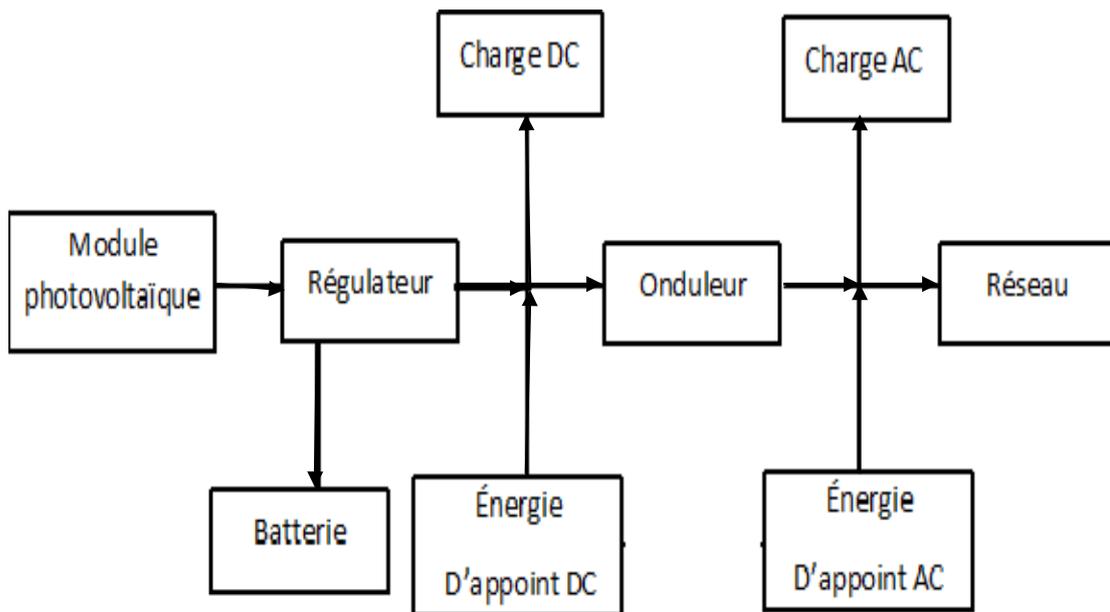


Figure II.8 Synoptique d'un système photovoltaïque.

Donc un système photovoltaïque est constitué d'un module photovoltaïque (étudié dans le paragraphe ci-dessus) généralement associé à :

Un système de stockage de l'énergie ; un système de régulation et la charge.

#### II.3.1.1. Le système de stockage de l'énergie

Les fluctuations journalières et saisonnières de l'ensoleillement et l'utilisation souvent intermittente de l'énergie électrique développée par un système photovoltaïque, nous oblige à prévoir un système de stockage jouant ainsi le rôle tampon entre la production et la consommation d'énergie [43]

Un tel système doit permettre :

- De distribuer l'énergie suivant les besoins de fonctionnement de la charge à alimenter.
- De mieux adapter le module à la charge par le maintien de la tension du système dans la zone de fonctionnement optimal.

Aussi les batteries de stockage utilisées dans les systèmes photovoltaïques, pour être utilisées d'une façon optimale, elles devront répondre aux critères suivants :

- fiabilité et durée de vie acceptable devant les conditions cycliques de charge et décharge ;
- Haute densité de charge;
- Haute efficacité de charge;
- Un taux d'autodécharge faible;
- Habilité à supporter la différence de température élevée ;
- Une rigidité contre la corrosion et les chocs ;
- Une résistance interne négligeable.

Ce rôle de stockage appartient à la batterie d'accumulateur. Alors, un système de stockage n'est autre qu'un ensemble des batteries associées en série, dont le nombre définirait la tension de fonctionnement et la capacité de stockage désirée.

Les principaux types d'accumulateurs utilisables actuellement sont [43] :

- accumulateur au plomb (Pb) ;
- accumulateur au Cadmium-Nickel (accumulateur a électrolyte alcalin).

Les accumulateurs au plomb sont synonymes de forte puissance, de charge rapide et de faible cout. Mais ils ne supportent pas la décharge profonde et leurs puissance décroît avec l'état de charge.

Les accumulateurs au Cd-Ni peuvent être utilisés pour des applications de puissance relativement simple en plus ils supportent les décharges profondes répétées.

### **II.3.1.2. La capacité d'une batterie :**

C'est le paramètre essentiel auquel se rapporte le dimensionnement d'un système de stockage.

La capacité  $C_s$  renseigne théoriquement sur la quantité d'Ampères-heures (Ah) que la batterie peut délivrer durant un intervalle de temps de n heures pour un courant, une tension de décharge et une température bien définis [44].

Dans la pratique, divers facteurs influent sur la valeur de la vitesse des réactions chimiques et électrochimiques, citons entre autres :

- Variation de la résistance interne (dépend de la matière active des plaques et de la

concentration de l'électrolyte) avec l'état de charge, et en particulier le régime de décharge ;

- Mauvais déroulement de certains phénomènes (concentration, diffusion) causés par une mauvaise manipulation et/ou certains défauts de fabrication.

#### **II.3.1.3. Le système de régulateur :**

Les régulateurs sont mis en place dans les soucis d'assurer une longévité du système de stockage. Donc de minimiser le cout d'installation.

En effet, un régulateur assure :

- La protection des batteries contre les décharges excessives et les surcharges ;
- L'optimisation du système du point de vue énergétique, vu qu'il constitue un nœud de transfert d'énergie entre le module, le stockage et l'utilisation.

Pour fonctionner, un régulateur a besoin d'un indicateur qui l'informe sur l'état de charge des batteries. Le régulateur doit maintenir l'état de charge des batteries entre deux seuils : un seuil haut et un seuil bas. Le choix des deux seuils dépend des caractéristiques des batteries, et des conditions d'utilisation [45]

#### **II.3.1.4. Charge :**

Elles représentent l'ensemble des fonctions assurées par divers appareils reliés au système photovoltaïque

Vu les contraintes sur le rendement énergétique des systèmes photovoltaïques, il est importé de définir les critères sur lesquels s'appuiera un choix des charges à utiliser [45]

- charge continue ;
- charge alternative.

## II.4. Différentes systèmes photovoltaïques :

### II.4.1. Systèmes photovoltaïques directement reliés au réseau :

Un système photovoltaïque relié directement au réseau est constitué des éléments suivant [46].

- Un module photovoltaïque transformant le rayonnement solaire en énergie électrique ;
- Un détecteur du point de puissance maximale (MPPT) déplace le point de fonctionnement de ce module photovoltaïque afin de produire le maximum de puissance ;
- Un onduleur.

Il s'agit d'un système qui ne peut fournir ou prélever de l'énergie qu'au réseau. La batterie n'est plus présente. Le schéma du système photovoltaïque directement relié au réseau est donné par la figure. II.9.

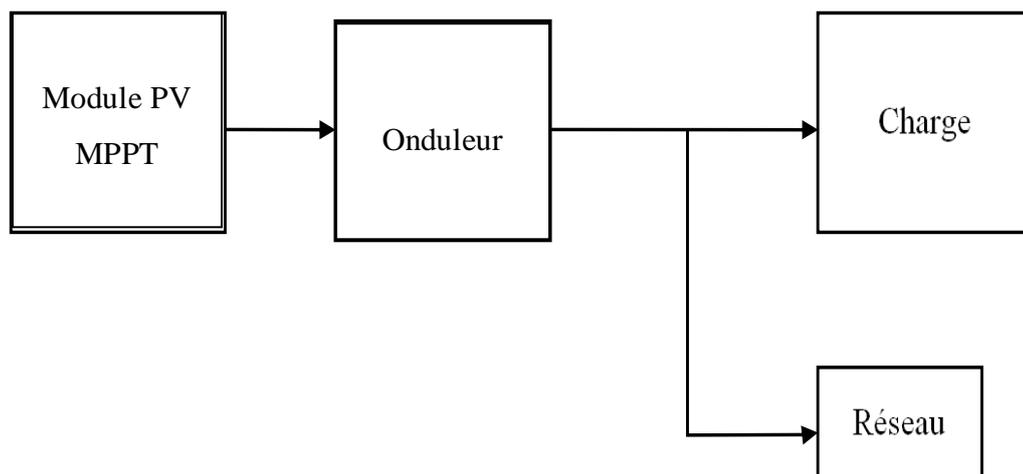


Figure II.9 Système photovoltaïque directement relié au réseau.

L'énergie est fournie par le module PV à la charge à travers l'interface MPPT/ondeur. L'excédent d'énergie sera fourni au réseau et l'énergie d'appoint sera prélevée du réseau. L'absence des batteries est un point positif, car celle-ci augmente le coût du système photovoltaïque. En plus, elle doit être entretenue et changée après quelques années.

### II.4.2. Système photovoltaïque relié au réseau avec batteries :

Il s'agit d'un système qui peut stocker dans les batteries, fournir de l'énergie au réseau et prélever l'énergie d'appoint, nécessaire sur le réseau.

Le système est géré de telle façon à ce qu'un maximum consommé par la charge soit fourni par le module et les batteries. Ce n'est qu'en cas de décharge ou de surcharge de la batterie, que l'on utilisera le réseau pour prélever ou délivrer l'énergie.

Le schéma du système photovoltaïque relié au réseau avec batteries est donné à la figure.II.10.

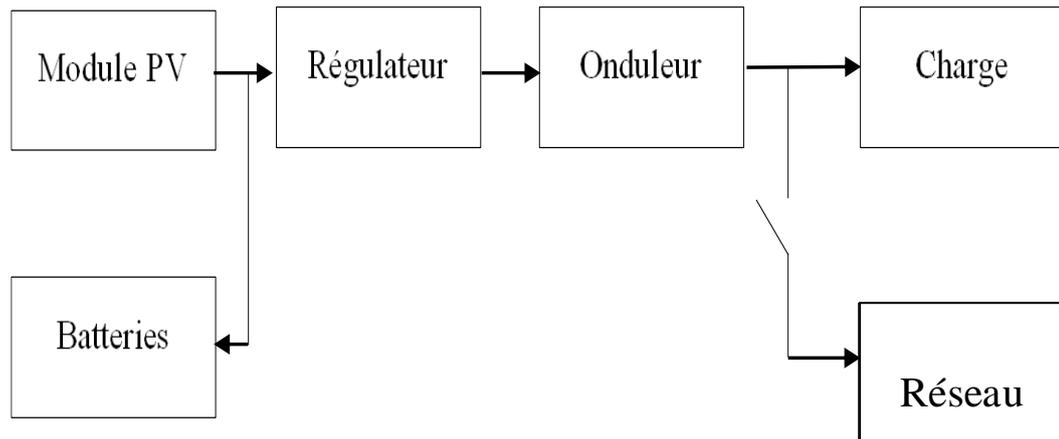


Figure II.10 Système photovoltaïque relié au réseau avec batteries.

L'énergie est fournie par le module photovoltaïque à la charge. L'excédent est stocké dans les batteries, l'énergie d'appoint est prélevée de cette dernière. Dans les cas de surcharge des batteries, le module photovoltaïque n'est pas débranché, mais fournit encore de l'énergie à la charge. L'excédent de l'énergie du module est transmis au réseau.

#### II.4.3. Systèmes photovoltaïques hybrides :

Les systèmes photovoltaïques hybrides sont composés d'un module photovoltaïque, des batteries, d'un régulateur, de convertisseur (CC-CA) et d'un module d'appoint (groupe électrogène chargé de batteries) [47].

Le module d'appoint peut être utilisé selon deux stratégies.

- Il est utilisé uniquement en chargeur des batteries ;
- Il a pour fonction d'alimenter directement la charge et de charger les batteries.

La combinaison d'un système photovoltaïque avec un module d'appoint dans un système PV hybride de production d'électricité fournit une grande fiabilité du système et peut présenter la solution adéquate pour de nombreux sites isolés et dépourvus de tout autre type d'alimentation électrique. La présence d'un module d'appoint élimine le besoin de sur-

dimensionner le système photovoltaïque. Le sous-système «module PV» permet de diminuer le temps de fonctionnement du groupe électrogène et ainsi de limiter les coûts d'opération, de maintenance et de remplacement. Les caractéristiques des systèmes photovoltaïques et des systèmes d'appoint sont fortement complémentaires.

Les modules PV peuvent charger les batteries suivant la disponibilité de la ressource solaire sur le site, mais compte tenu du dimensionnement ils peuvent avoir des difficultés à assurer les pics de la charge à alimenter. Par contre, les modules d'appoint sont indépendants de la nature des cycles météorologiques, ils peuvent recharger les éléments de stockage et assurer facilement les points de charge.

De plus les modules photovoltaïques offrent une excellente fiabilité et une maintenance réduite, tandis que le module auxiliaire possède une fiabilité dépendante de son mode de fonctionnement ; ce qui implique une maintenance fréquente. Enfin, les systèmes photovoltaïques ont des coûts initiaux élevés et des coûts relativement faibles, alors que des critères opposés caractérisent les systèmes photovoltaïques.

#### II.4.4. Systèmes photovoltaïques autonomes :

Ce sont les systèmes les plus utilisés dans les sites isolés. En général, ils sont décrits par le schéma synoptique de la figure. II.11.

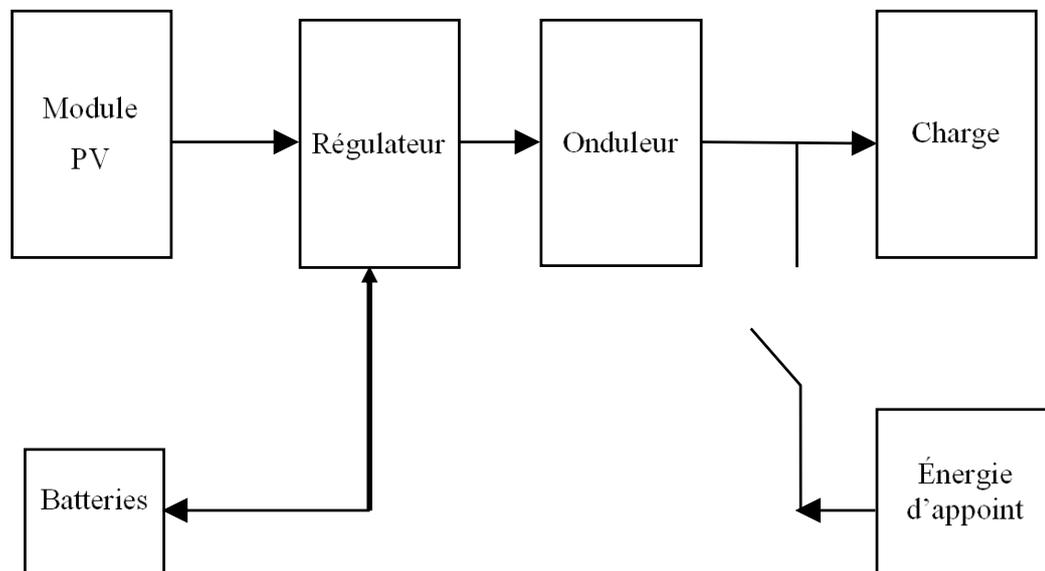


Figure II.11 Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome.

Le module photovoltaïque fournit l'énergie à la charge à travers un onduleur s'il s'agit, d'une charge alternative. L'excédent d'énergie est stocké dans des batteries et l'énergie d'appoint est prélevée des batteries. L'énergie stockée permet d'alimenter la charge dans des

périodes où le module photovoltaïque produit une puissance trop faible. Le régulateur est mis en place pour protéger la batterie contre une surcharge ou une décharge importante [48]

- Dans le cas du risque de surcharge, le module interrompt le raccordement du module PV- régulateur et ce sont les batteries qui alimentent la charge (figure. II.12(a)) ;
- Dans le cas de décharge profonde, le régulateur interrompt le raccordement régulateur-charge et met en route l'énergie d'appoint pour alimenter la charge (figure. II.12(b)).

Donc la batterie est toujours branchée au régulateur et c'est la tension des batteries qui fixe continuellement le point de fonctionnement du système photovoltaïque.

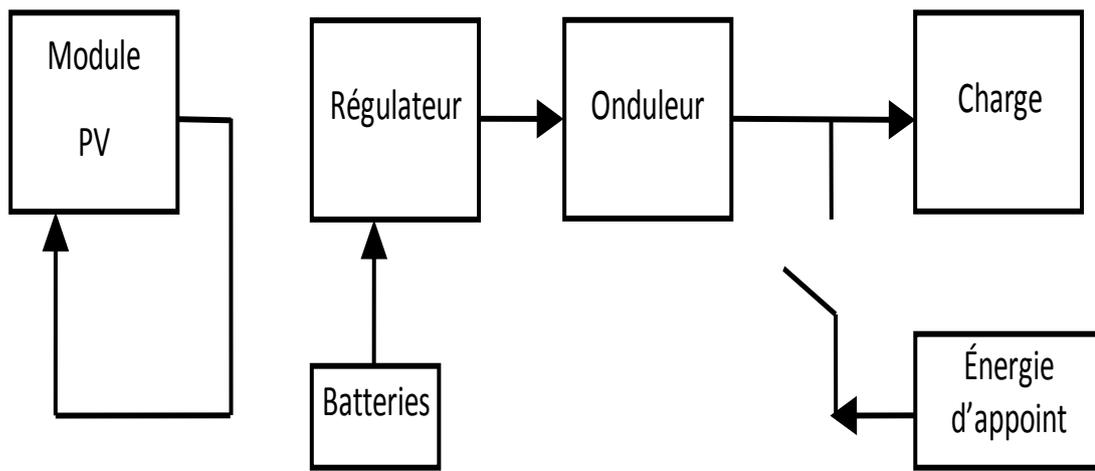


Figure II.12(a) Système photovoltaïque avec batteries complètement chargées.

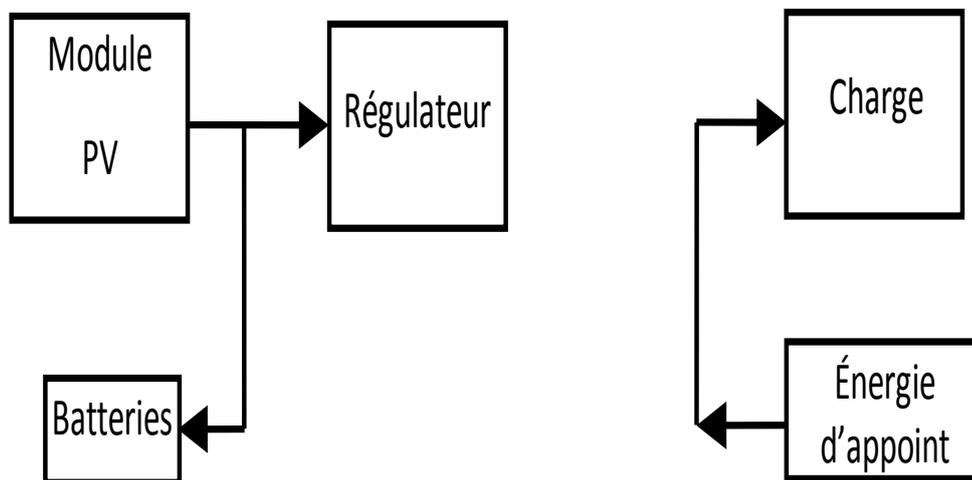


Figure. II.12(b) Système photovoltaïque avec batteries déchargées.

## II.5. Comparaison des systèmes photovoltaïques :

### II.5.1. Étude comparative :

Un système photovoltaïque relié au réseau peut être considéré comme une centrale produisant de l'électricité, qui doit être vendue le plus chère possible. Ainsi, il est préférable pour la rentabilité du système photovoltaïque relié au réseau, de fournir un maximum d'électricité à la charge et d'éviter de la vendre au prix faible à la compagnie [32].

Un profil de consommation faible fait augmenter la part de l'énergie photovoltaïque excédentaire. Elle doit être vendue à la compagnie d'électricité au faible prix de vente du KWh. Les recettes diminuent et le cout du KWh augmente par rapport à un profil de consommation normal. Ainsi l'installation des charges à faible consommation n'est pas avantageuse au point de vue de la rentabilité d'un système photovoltaïque relié au réseau.

Par ailleurs, un système photovoltaïque hybride peut alimenter les sites isolés en offrant plusieurs avantages par rapport aux autres technologies prises indépendamment. Ainsi, ces systèmes peuvent fournir des couts du KWh produit inférieurs à ceux générés par l'emploi du système tels que solaire pur, PV/batteries ou groupe électrogène reliés directement à la charge la charge.

Les avantages des systèmes hybrides sont [49] :

- Une grande fiabilité due à l'utilisation de deux sources de puissance indépendantes.
- Une consommation de fuel réduite de plus de 70% par rapport à l'utilisation de la source fossile seule.
- Un investissement initial réduit sachant que la source auxiliaire permet d'une part de limiter la capacité des batteries installées et d'autre part, de diminuer la taille du champ de photopiles.
- Un approvisionnement en carburant et une maintenance du groupe électrogène peuvent être effectués à des intervalles de temps de l'ordre de l'année.
- Augmentation de la durée de vie des composants du groupe électrogène par rapport à celle d'un groupe utilise directement sur la charge.

Le tableau II-1 montre les particularités de chaque système photovoltaïque.

Systèmes photovoltaïques		
Systèmes PV autonomes	Systèmes PV hybrides	Systèmes PV reliés au réseau
- investissement initial important	-Une grande fiabilité. -Investissement réduit.	-Meilleure rentabilité pour Une grande charge.
-Satisfont la charge	-Plus compétitifs que les	
-Application en sites isolés	systemes seuls	

Tableau. II.1 Comparaison entre les différents systèmes PV.

## II.6. Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre une étude générale sur les différents systèmes photovoltaïques. Nous nous sommes intéressés au système photovoltaïque relié au réseau.

Les différentes études ont montré que les systèmes reliés au réseau sont les meilleures pour des grandes consommations journalières.

# *Chapitre III*

*Modélisation et simulation du  
système photovoltaïque*



# Chapitre III

## Modélisation et simulation du système photovoltaïque

### III.1. Introduction :

Dans ce chapitre, on présentera une étude de modélisation et de simulation d'une centrale photovoltaïque relié au réseau électrique.

La modélisation et la simulation ont été effectuées sous le logiciel *PVSYST* 6.3.0.

### III.2. Le logiciel PVSYST :

#### III.2.1. Présentation du logiciel :

PV SYST est un logiciel de dimensionnement des panneaux solaires permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement (figure.III.1). Le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètre. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données qui nous intéressent.

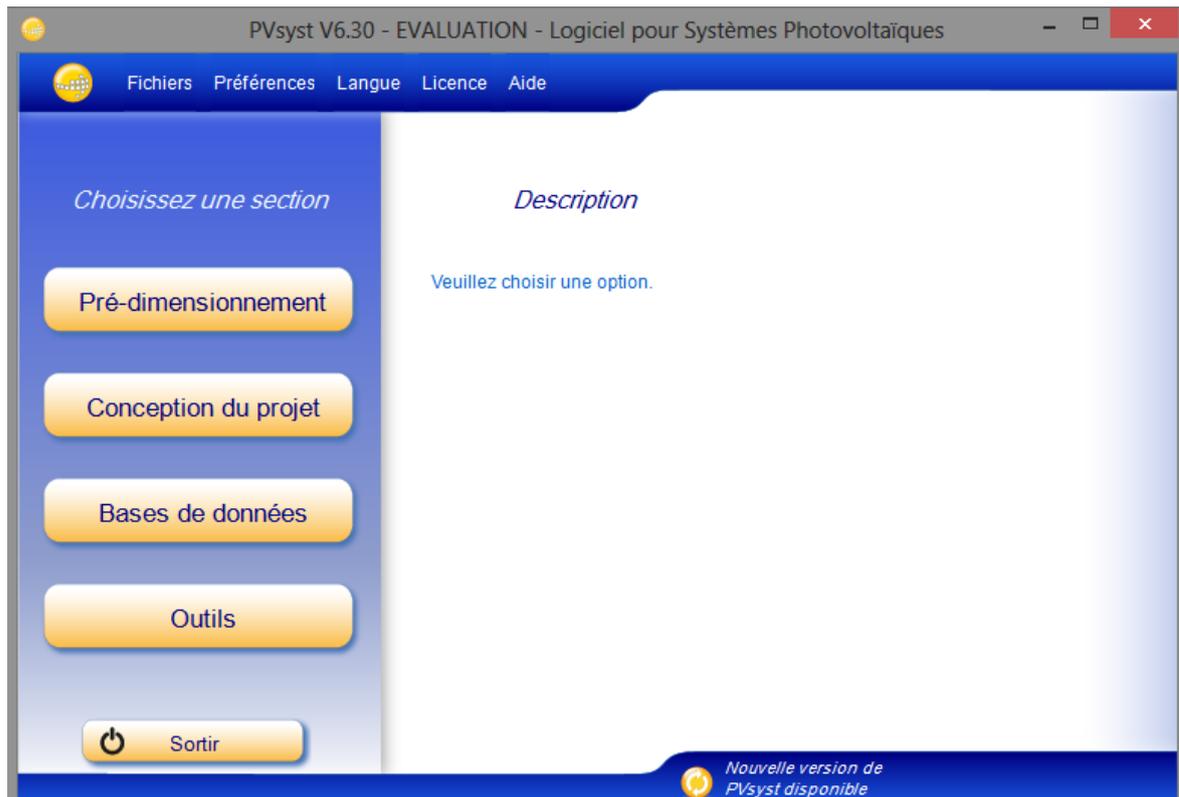


Figure.III.1 Menu principale du PVSYST 6.3.0.

### III.2.2. Les menus principaux :

#### III.2.2.1. Pré-dimensionnement :

Pour une étude rapide et simple : on donne une localisation et un système puis le logiciel calcule quelques paramètres de pré-dimensionnement ainsi qu'un graphe de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une étude de coût.

#### III.2.2.2. Conception du projet :

Pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines. On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux avec le choix par exemple de panneaux "*tracking*" qui suivent la course du soleil. Les calculs sont basés sur des systèmes réels commercialisés que l'on choisira parmi une vaste liste. On génère ensuite une simulation qui nous fournit un large choix de résultats et de graphes personnalisables.

#### III.2.2.3. Outils :

Permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet.

### III.3. Modélisation des cellules photovoltaïques :

#### III.3.1 Modèle de cellule photovoltaïque simple jonction :

Les solutions analytiques donnent une compréhension intuitive des cellules solaires et de leurs performances. Elles sont limitées dans leurs précisions en raison des nombreuses hypothèses simplificatrices effectuées. Il est plus direct de résoudre les équations sans la nécessité de faire autant d'hypothèses simplificatrices avec des codes de calcul utilisant la méthode des différences ou éléments finis pour résoudre les équations concernant des matériaux semi-conducteurs constitutifs des cellules solaires [20,50,51]. La simulation numérique permet une analyse de la configuration et des conditions de fonctionnement pour laquelle des expressions analytiques simples ne sont pas adaptées.

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode (fig.III.2). Le modèle est complété par une résistance série  $R_s$  due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

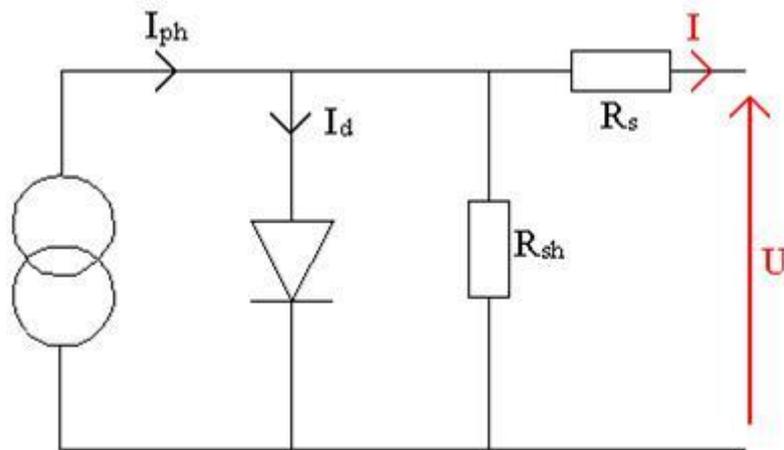


Figure III. 2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

En notant :

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$$I_D = I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.2})$$

$$I_p = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (\text{III.3})$$

$$I_0 = I_{SC} / \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.4})$$

$$I_{sc} = I_{SCR} \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (\text{III.5})$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (\text{III.6})$$

Ou :

$I$  Courant fourni par la cellule.

$V$  Tension aux bornes de la cellule.

$I_D$  Courant de diode.

$I_{ph}$  Photo-courant, dépendant de l'intensité de l'irradiation.

$I_p$  Le courant dérivé par la résistance parallèle.

$I_0$  Courant de saturation de diode, dépendant de la température.

$V_{oc}$  La tension de circuit ouvert.

$V_T$  La tension thermique.

$I_{SCR}$  Courant de court-circuit de référence.

$R_p$  Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant.

$R_s$  Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts.

$G$  L'irradiation solaire en  $W/m^2$ .

$q$  Charge d'électron  $1,602 \cdot 10^{-19} C$ .

$K$  Constante de Boltzmann  $1,381 \cdot 10^{-23} J/K$ .

$n$  Facteur de non idéalité de la jonction compris entre 1 et 5 dans la pratique.

$T$  La température effective de la cellule en Kelvin.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (\text{III.7})$$

La photopile réelle à une résistance série dont l'influence est plus forte lorsque l'appareil fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle ayant une influence plus grande dans la région de fonctionnement en source de courant.

Le modèle de la photopile représentée sur la figure III.2 dépend de ses caractéristiques internes ( $R_s$ ,  $R_p$ ) et des facteurs externes comme l'irradiation et la température. Dans les modèles photovoltaïques, on suppose généralement que  $I_{ph} = I_{sc}$  parce que dans la photopile

réelle, la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée [52].

Donc l'équation (III.7) devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.8})$$

Calcul de la résistance série dans le point

$$dI = 0 - I_0 \left( \frac{dV + dI \cdot R_s}{nV_T} \right) \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) \right] \quad (\text{III.9})$$

$$R_s = - \frac{dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_0 \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right)} \quad (\text{III.10})$$

Enfin, pour résoudre l'équation de caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de Newton Raphson décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{III.11})$$

Ou :

$f'(x_n)$  La dérivée de la fonction  $f(x_n)$ .

$x_n$  La présente itération.

$x_{n+1}$  : L'itération suivante.

Ainsi, on se pose que  $I_{ph} = I_{sc}$ , l'équation (III.11) devient sous la forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] = 0 \quad (\text{III.12})$$

En remplaçant dans l'équation (III.12), on calcule le courant ( $I$ ) par les itérations [11] :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \left( \frac{R_s}{nV_T} \right) \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) \right]} \quad (\text{III.13})$$

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre calcul pour différents éclaircements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

$$I_{sc}(T) = I_{scR}(T) \cdot [1 + a(T - T_R)] \tag{III.14}$$

$$I_0(T) = I_0(T_R) \left(\frac{T}{T_R}\right)^{\frac{3}{n}} \cdot \left[ \exp\left(\frac{-q \cdot E_g}{nK}\right) \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_R}\right) \right] = 0 \tag{III.15}$$

Ou :

- $a$  Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.
- $T_R$  La température de référence, 298<sup>0</sup>k (25°C).
- $E_g$  L'énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur (en eV)  $E_g \approx 1.12eV$  pour le silicium poly-cristallin à 25°C.

### III.3.2 Modèle de la cellule photovoltaïque triple jonction :

Le modèle de circuit équivalent à deux bornes d'une cellule triple jonction avec une seule diode pour chaque jonction est présenté sur la figure.III.3.

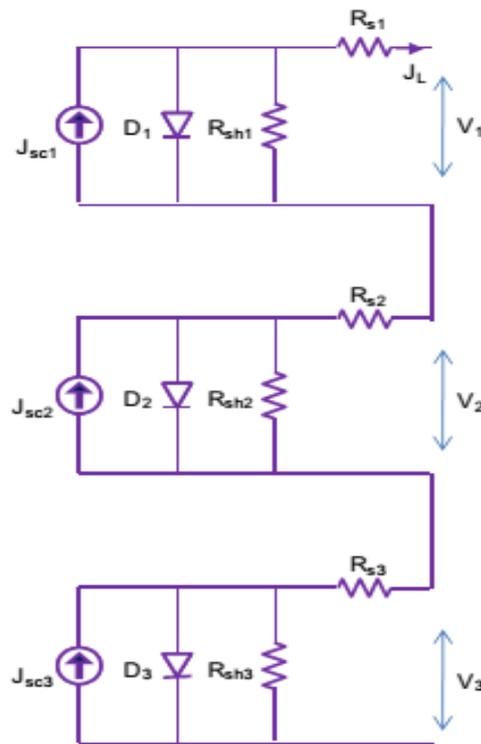


Figure III.3. Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque triple jonction (modèle à une seule diode).

La Relation I-V des sous cellules est donnée par équation 1

$$J_L = J_{sc,i} - J_{0,i} \left( \frac{q(V_i + J_L A R_{s,i})}{n_i K_B T} - 1 \right) - \frac{V_i + J_L A R_{s,i}}{A R_{sh,i}} \quad (\text{III.16})$$

Où :

- $i$  Représente le nombre de sous-cellules (1 = haut, 2 = moyen et 3 = bas).
- $J_{sc}$  ;  $J_0$ , et  $J_L$  Sont le court-circuit, le revers de la diode de saturation et les densités de courant de charge (courants par zone de la cellule de l'unité), respectivement.
- $q$  Est la charge électrique.
- $V$  Est la tension.
- $n$  Etant le facteur d'idéalité de la diode (typiquement entre 1 et 2).
- $K_B$  Est la constante de Boltzmann
- $T$  Est la température absolue.
- $A$  Est la surface de la cellule.
- $R_s$  et  $R_{sh}$  : Sont les résistances séries et shunt, respectivement.

On suppose que la température de la cellule est uniforme.

Le courant de saturation inverse est fortement dépendant de la température et est donné par [53].

$$J_{0,i} = K_i T^{(3+\gamma_i/2)} e^{(-E_g/n_i K_B T)} \quad (\text{III.17})$$

Où :

- $E_g$  : Est la largeur de la bande interdite d'énergie ;
- $k$  et  $\gamma$  : Sont des constantes, où  $\gamma$  : généralement comprise entre 0 et 2.

Parce que dans l'équation. (III.16) le courant de saturation inverse est modélisé par un seul terme, elle représente une recombinaison à la fois l'épuisement et les régions quasi-neutres.

La largeur de la bande interdite est une fonction faiblement décroissante de la température ; d'où le courant de court-circuit augmente avec la température. Cette variation est parfois négligée dans les modèles cellulaires publiées où la largeur de la bande interdite est prise comme constante [54]. Toutefois, quand une grande précision des prédictions du modèle sur une large plage de températures est souhaitée, cet effet de second ordre peut être important.

La largeur de la bande interdite est donnée en fonction de la température par [55,56], l'équation III.18.

$$E_g = E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \sigma} \quad (\text{III.18})$$

Où :

$\alpha$  et  $\sigma$  : Sont des constantes dépendantes des matériaux utilisés.

Lorsque les jonctions dans une cellule ne sont fabriquées qu'à partir d'alliages de matériaux purs, et la composition de l'alliage choisi par chaque fabricant est un peu différente, les différences de largeur de la bande interdite peuvent se produire même si les matériaux sont nominalement similaire. Depuis l'incidence de la composition du matériau dans un modèle cellulaire permet une plus grande souplesse pour représenter les différentes cellules au sein du même modèle. La largeur de bande pour les alliages de semi-conducteurs peut être déterminée par la superposition linéaire [57] :

$$E_g(A_{1-x}B_x) = (1-x)E_g(A) + xE_g(A) + xE_g(B) - x(1-x)P \quad (\text{III.19})$$

Ou :

- $A_{1-x}B_x$  : Est la composition de l'alliage
- $P$  [eV] : Est un paramètre dépendant de l'alliage qui tient compte des écarts par rapport à l'approximation linéaire.

La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque triple jonction est donnée par la somme des tensions de trois sous-cellules connectées en série

$$V = \sum_{i=1}^3 V_i \quad (\text{III.20})$$

$$V_i = \frac{n_i K_B T}{q} \ln \left( \frac{J_{sc,i} - J_L}{J_{o,i}} + 1 \right) - J_L A R_{s,i} \quad (\text{III.21})$$

De la réorganisation de l'équation (III.21) nous obtenons

$$V = \frac{K_B T}{q} \left[ n_1 \ln \left( \frac{J_{sc,1} - J_L}{J_{o,1}} + 1 \right) + n_2 \ln \left( \frac{J_{sc,2} - J_L}{J_{o,2}} + 1 \right) + n_3 \ln \left( \frac{J_{sc,3} - J_L}{J_{o,3}} + 1 \right) \right] - J_L A R_s \quad (\text{III.22})$$

La résistance totale série :

$$R_s = R_{s,1} + R_{s,2} + R_{s,3} \quad (\text{III.23})$$

Les diodes tunnels situés entre les sous-cellules sont modélisées comme des résistances dans le cadre de  $R_s$  [58, 59,60]. D'autres modèles pour des diodes tunnel peuvent être trouvés dans [61]. La tension de circuit ouvert est obtenu par l'annulation de  $J_L$

$$V = \frac{K_B T}{q} \left[ n_1 \ln \left( \frac{J_{sc,1}}{J_{0,1}} + 1 \right) + n_2 \ln \left( \frac{J_{sc,2}}{J_{0,2}} + 1 \right) + n_3 \ln \left( \frac{J_{sc,3}}{J_{0,3}} + 1 \right) \right] \quad (\text{III.24})$$

Le point de puissance maximale (MPP) est obtenue en annulant le terme  $dP/dJ_L$  où la puissance est maximale

$$\begin{aligned} \frac{K_B T}{q} \left[ n_1 \ln \left( \frac{J_{sc,1} - J_L}{J_{0,1}} + 1 \right) + n_2 \ln \left( \frac{J_{sc,2} - J_L}{J_{0,2}} + 1 \right) + n_3 \ln \left( \frac{J_{sc,3} - J_L}{J_{0,3}} + 1 \right) \right] \\ - J_L \left[ \frac{KT}{q} \left( \frac{n_1}{J_{sc,1} - J_L + J_{0,1}} + \frac{2}{J_{sc,2} - J_L + J_{0,2}} \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{n_3}{J_{sc,3} - J_L + J_{0,3}} \right) + 2AR_s \right] = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.25})$$

L'équation qui en résulte est  $P = J_L VA$

Ceci doit être résolu numériquement pour le courant à la MPP,  $J_m$  La tension à la MPP  $V_m$  est alors obtenu par la substitution  $J_L = J_m$  dans l'équation (III.22) Le modèle à une diode contient dix(10) paramètres empiriques qui doivent être déterminés par un étalonnage par rapport aux données mesurées expérimentalement :  $K_i, \gamma_i, n_i, et R_s$ .

Pour réaliser ces modélisations, nous avons utilisé PVSYS comme outil de test et de simulation.

### III.3.3. Modèle de panneau photovoltaïque :

Un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement (Figure.III.4), sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques [62].

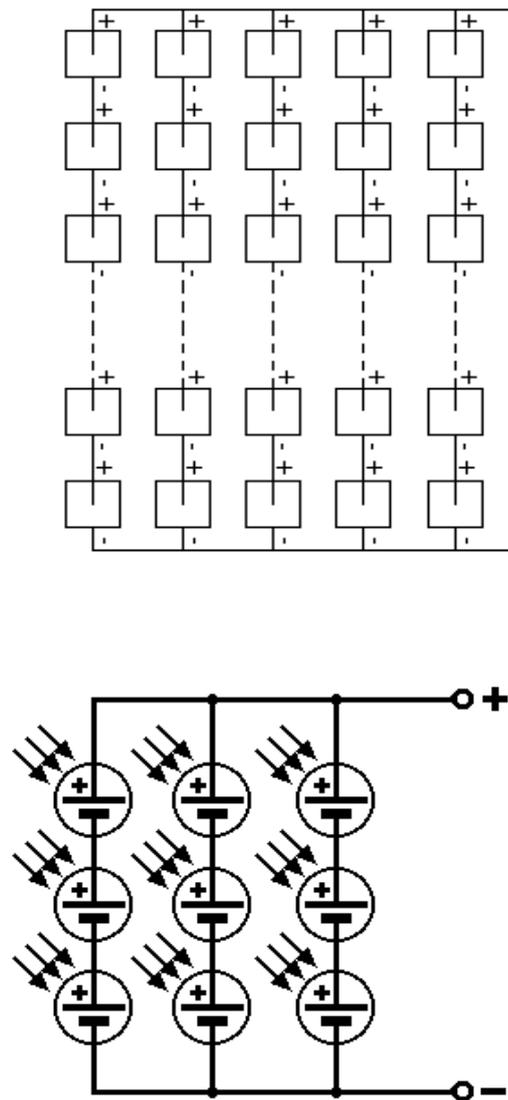


Figure.III.4 structure du panneau photovoltaïque.

### III.4. Champ photovoltaïque :

Le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands [62].

#### III.4.1. Mise en série de modules, appairage :

La mise en série des modules permet d'augmenter la tension du champ.

Pour déterminer le nombre de panneaux à connecter en série, il faut connaître la tension nominale nécessaire et la tension de fonctionnement des modules.

Pour des systèmes autonomes chargeant des batteries, la tension nominale est le plus souvent un multiple de 12 V, tension de charge prévue pour les panneaux ayant de 33 à 40 cellules. Le choix dans ce cas dépend de la température ambiante du site qui détermine le choix du module. Ensuite on connecte en série le même nombre de panneaux que de batteries 12 V en série [63].

Pour les installations reliées au réseau, la tension nominale du champ devra se trouver si possible au milieu de la plage de fonctionnement de l'onduleur. Cette plage de tension correspond aux limites de fonctionnement du MPT (Max Power Tracker) de l'onduleur. Par exemple, un onduleur fonctionnant entre 80 et 120 V de tension d'entrée déterminera une tension nominale de 100 V [64].

Un facteur à considérer lorsqu'on connecte plusieurs modules en série : en première approximation, le courant obtenu sera limité par le courant du «plus mauvais panneau» de la chaîne. Il est donc intéressant, avant de monter un champ, de trier les panneaux et de connecter en série ceux ayant des courants à la puissance maximale le plus proche possible. Certains constructeurs indiquent les mesures détaillées de chaque panneau, ce qui facilite ce tri. Sinon, on peut trier les panneaux en les mesurant à l'aide d'une charge électronique à tension fixe, ou d'une batterie par beau temps. L'appairage permet de gagner quelques pourcent de courant et il est particulièrement important lorsqu'on travaille à tension fixée (charge d'une batterie d'un système isolé). Le programme PVSYST permet d'estimer les gains de l'appairage.

#### **III.4.2. Effets de l'ombre :**

On a vu que le courant d'un panneau ou d'un champ est limité par celui de la plus mauvaise cellule ou du plus mauvais panneau. L'ombre va jouer le même effet : si une seule cellule de la chaîne est à l'ombre, le courant total sera limité par le courant de cette cellule [65]. Il est donc impératif d'éviter au maximum les ombres provoquées par les obstacles proches. Un piquet devant un champ photovoltaïque pourra considérablement réduire la puissance si son ombre balaie le champ durant la course du soleil.

Un autre effet beaucoup plus insidieux apparaît lorsqu'une cellule est ombrée, le reste du panneau étant au soleil : cet effet est appelé Hot Spot (point chaud) et il peut entraîner la destruction de la cellule ombrée [65, 66].

On a vu que la cellule solaire n'est ni une source de courant, ni une source de tension mais qu'elle peut jouer ces deux rôles suivant la charge qui lui est connectée : c'est-à-dire qu'elle va fonctionner au point de puissance imposé par la charge.

### III.4.3. Protection par diode antiparallèle (Diode by-pass) :

Pour remédier à ce problème, on monte en parallèle avec chaque panneau, une ou deux diodes by-pass, en opposition, c'est-à-dire avec la cathode au + du panneau : la tension inverse du panneau ne peut alors pas dépasser la tension directe des diodes (figure.III.5).

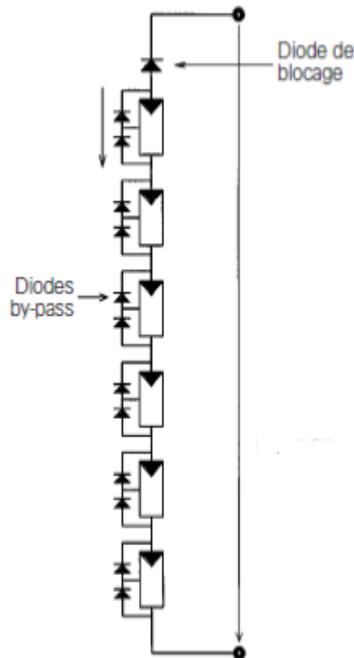


Figure.III.5. Chaîne de panneaux protégés [67].

### III.4.4. Mise en parallèle de modules :

La mise en parallèle des modules ne pose pas de problème particulier. Plusieurs panneaux connectés en parallèle vont travailler à la même tension, leurs courants respectifs s'additionnant [68, 69].

On a vu que l'appariage des panneaux mis en série est avantageux pour optimiser la puissance pour optimiser la mise en parallèle, il faut si possible après appariage des courants essayer d'obtenir des sommes de tensions les plus homogènes possible entre chaînes et ajouter une diode en série avec chaque chaîne de panneaux.

### III.4.5. Protection par diode série (de blocage) :

La diode série assure qu'aucun courant ne peut circuler d'une chaîne dans l'autre : par exemple (figure.III.6), si une chaîne comporte des panneaux moins performants (résistance shunt plus faible), elle ne pourra pas absorber de courant provenant des autres chaînes. Ce phénomène est surtout important aux faibles niveaux d'irradiance ou lorsqu'un panneau d'une

chaîne subit un ombrage. La présence de la diode série permet également de mesurer une chaîne de panneaux (par exemple courant de court-circuit) sans ouvrir le câblage [70, 71].

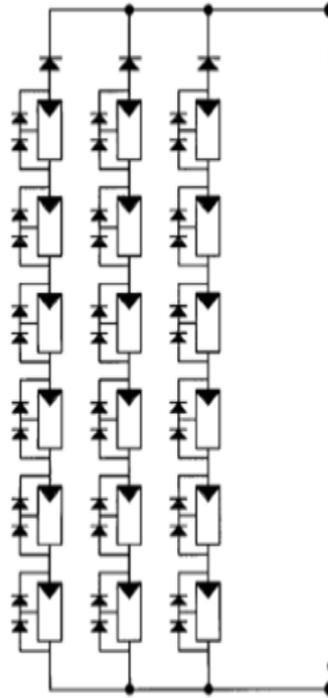


Figure.III.6. Champ photovoltaïque.

### III.5. Les onduleurs :

#### III.5.1. Définition :

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue (Figure III.7).

Ils sont utilisés en électrotechnique pour [72] :

- Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables (ex : des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif).
- Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes (C'est le cas en particulier des alimentations de sécurité destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance de celui-ci).

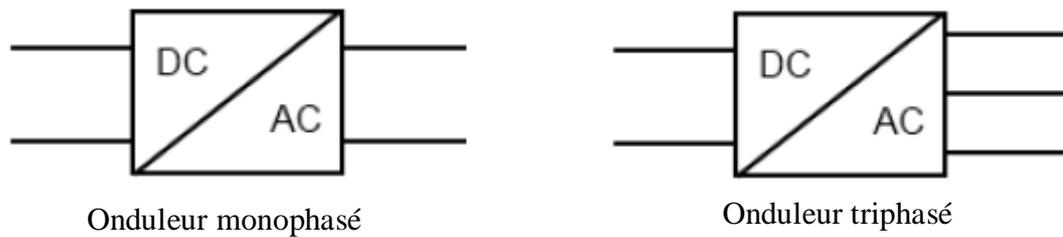


Figure III.7. Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.

On distingue les onduleurs de tension et les commutateurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW). [73]

### III.5.2. Caractéristiques d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques (PV) :

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion AC/DC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système.

L'onduleur connecté au réseau est un convertisseur de puissance permettant de convertir le courant continu (CC), produit par le générateur photovoltaïque (PV), en courant alternatif (CA) avec ses circuits de puissance, de commande et de protection. Il doit être capable de supporter le courant et la tension maximum du champ photovoltaïque. L'onduleur comporte un contrôleur d'isolement côté courant continu permettant de prévenir un défaut éventuel d'isolement.

En plus, les onduleurs peuvent assurer ce qui suit : [74]

- L'onduleur est pourvu de toutes ses protections internes.
- L'onduleur est caractérisé aussi par un temps d'enclenchement automatique très rapide pour une insolation faible.
- La possibilité de limiter la puissance injectée dans le réseau selon la consigne de l'exploitant.
- Le taux d'harmoniques de courant injecté THD est inférieur à 3%.
- Haute qualité et précision dans la recherche du point de puissance maximale.

- L'armoire de l'onduleur doit posséder un degré de protection élevé et adapté à la région de l'installation.
- Un fonctionnement sans dégradation dans une plage de température adapté à la région de l'installation.
- Fonction déconnexion automatique du réseau : Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en l'absence de tension sur le réseau électrique.

### **III.5.3. Classification des onduleurs pour systèmes photovoltaïques :**

Les onduleurs sont classés en trois (03) catégories en fonction des choix techniques retenus par les fabricants d'onduleurs [75] :

- Les onduleurs munis d'un transformateur, basse fréquence 50 Hz (BF).
- Les onduleurs munis d'un transformateur, haute fréquence (HF).
- Les onduleurs sans transformateurs.

#### **III.5.3.1. Onduleurs avec transformateur BF :**

Son principe de fonctionnement [76, 77] :

1. Les modules photovoltaïques sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma).
2. Un pont des transistors IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le panneau PV en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz (Figure.III.8).
3. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.
4. Un transformateur base fréquence augmente la tension à la sortie de l'onduleur jusqu'au niveau de la tension du réseau et assure une isolation galvanique entre l'onduleur PV et le réseau.
5. Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

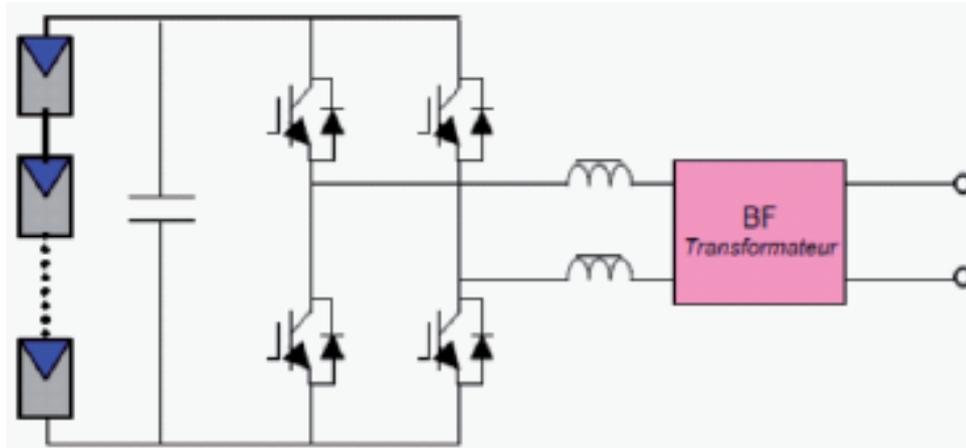


Figure III.8. Onduleur en pont avec transformateur BF [75]

### III.5.3.2. Onduleurs avec transformateur HF :

Le principe de fonctionnement d'un onduleur en pont avec convertisseur DC/DC Flyback et un transformateur HF (THF1) [76,77] est montré dans la figure III.9.

1. Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur.
2. La tension du générateur PV passe par un convertisseur DC/DC qui se compose :
  - D'un convertisseur hacheur élévateur convertissant le courant continu (DC) fourni par les panneaux PV en courant continu avec un niveau de tension désiré en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion avec une fréquence de découpage de 16 à 20 kHz.
  - D'un transformateur HF augmentant la tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur et assure une isolation galvanique.
  - D'un pont redresseur transformant le courant alternatif HF en courant continu.
3. Après filtrage, un pont de transistors IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.
4. Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

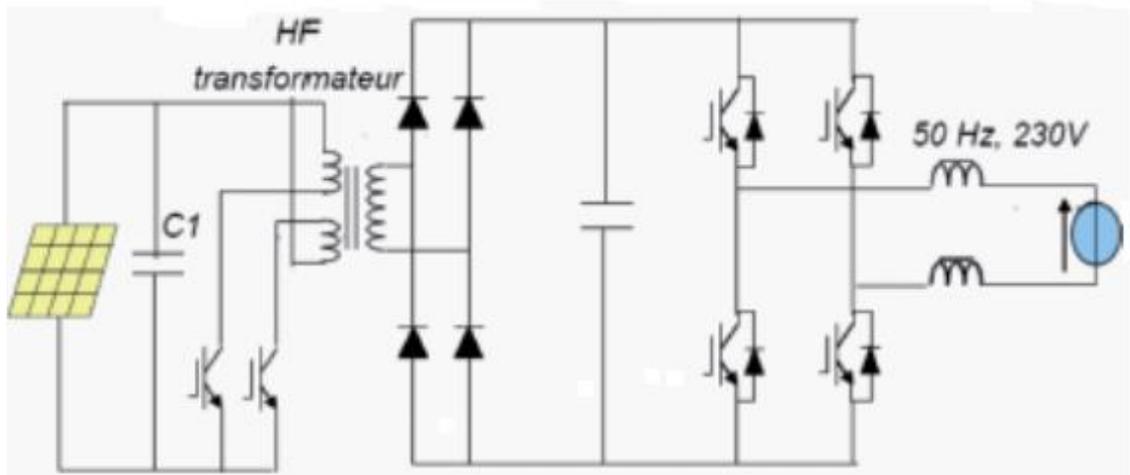


Figure III.9. Onduleur en pont avec transformateur HF [77, 78].

### III.5.3.3. Onduleurs sans transformateur (Figure III.10) :

Fonctionnement de l'onduleur en pont sans convertisseur DC/DC (ST1) :

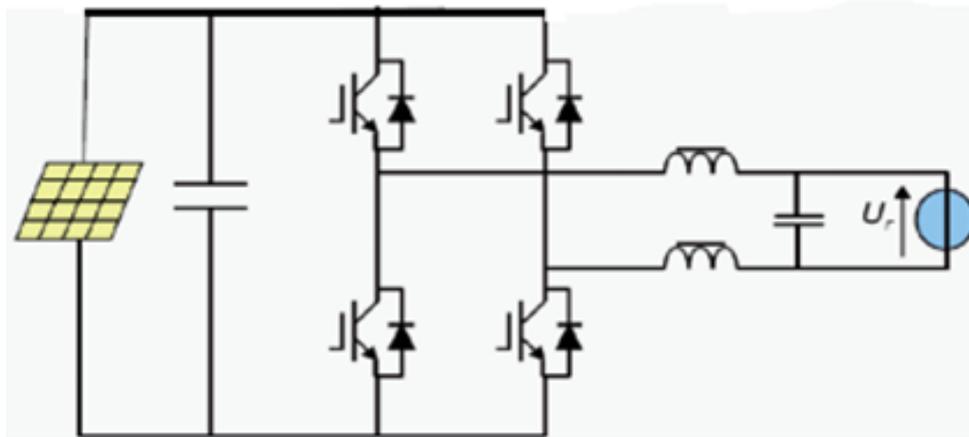


Figure III.10. Onduleur en pont sans transformateur [77, 78].

1. Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma).
2. Un pont d'IGBTs convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.
3. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale.

### III.5.4. Les onduleurs pour les installations photovoltaïques :

Les exigences d'entrée et de sortie, requises pour les installations autonomes et pour le couplage au réseau, sont extrêmement différentes, et les appareils correspondants forment deux classes bien distinctes de produits [76].

#### III.5.4.1. Onduleurs pour installations autonomes :

Dans les installations autonomes familiales, la plupart des appareils fonctionnent directement sur le circuit continu de la batterie (12, 24 ou 48 V). L'usage d'un onduleur occasionne des pertes importantes, et devrait être réservé aux appareils non disponibles sur le marché en version courant continu, ou à l'emploi occasionnel d'appareils standard.

La gamme de puissance des onduleurs domestiques va de 100 à 2000 W [77]. Ils fonctionnent avec une tension d'entrée fixe, et une puissance de sortie variable selon la charge. La forme du signal alternatif peut être carrée, trapézoïdale ou sinusoïdale. Pour une utilisation prolongée, la consommation à vide est un facteur déterminant.

#### III.5.4.2. Onduleurs pour installation raccordé au réseau :

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale d'environ 100 W à plusieurs centaines de kW. Jusqu'à 3.3 kW, ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température.

L'onduleur doit ensuite construire une (ou trois) tension (s) sinusoïdale(s) correspondant aux normes requises par le réseau. Les impératifs techniques suivants doivent alors être satisfaits [76, 78] :

- Une parfaite synchronisation avec le réseau. Nous verrons qu'il existe deux types de synchronisation, les onduleurs pilotés par le réseau, et ceux à référence sinusoïdale interne :
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau (pas de fonctionnement en îlot) ;
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau ;
- Ne pas occasionner de déphasage important ;
- Faible taux de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde) ;
- Faibles perturbations électromagnétiques (hautes fréquences) ;
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau ;

- L'isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable.

D'autres qualités sont à surveiller lors du choix d'un onduleur [76] :

- Le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé ;
- Enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiance faible ;
- Qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum ;
- Plage d'entrée en tension : elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ ;
- Comportement à puissance maximale : certains appareils se déconnectent, d'autres continuent de fonctionner en limitant la puissance ;
- Protection en température ;
- Consommation faible (nulle) sur le réseau durant la nuit ;
- Affichage des paramètres de fonctionnement et des pannes : possibilités de contrôle par ordinateur extérieur ;
- Fiabilité, l'un des points cruciaux jusqu'à aujourd'hui ;
- Encombrement et poids raisonnables ;
- Pour le montage dans les habitations, niveau sonore acceptable.

### **III.6. La recherche du point de puissance maximum(MPPT) :**

L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT pour Maximum Power Point *Tracking*), c'est-à-dire l'adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit  $P = U * I$  sur la caractéristique du champ *PV*.

#### **III.6.1. Les méthodes de poursuite de MPP :**

Il existe de nombreux algorithmes utilisés pour trouver le point de puissance maximale. Idéalement, le suivi de la puissance se fait automatiquement pour s'adapter aux conditions météorologiques variables [79].

##### **III.6.1.1. Méthodes à contre réaction de tension :**

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la *PWM* de commande afin d'annuler cette erreur. Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) on a trois types de méthodes [80] :

- Méthode à tension de référence fixe ;
- Méthode à tension de référence en fonction de  $V_{OC}$  ;
- Tension de référence extrême (Cellule pilote).

### III.6.1.2. Méthodes a contre réaction de courant :

Cette méthode utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel et actuel du système [79]. Permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau pour extraire le maximum de puissance [78, 79].

- Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit  $I_{SC}$  ;
- Méthode de maximisation du courant de sortie.

### III.6.1.3. Méthodes a contre réaction de puissance :

Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Elles ne sont pas basées sur des valeurs de références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les panneaux solaires. Ainsi pour un point donne on fait la recherche dans un certain sens, si on a une augmentation de la puissance du panneau alors on maintien cette direction de recherche, sinon on cherche dans le sens opposé [80,81].

### III.6.2. Algorithme perturbation et observation :

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le puis utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence, ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC), puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique (D) [81, 85].

Si la valeur de la puissance actuelle  $P(k)$  du générateur est supérieure à la valeur précédente  $P(k - 1)$  alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. L'organigramme de l'algorithme de perturbation et de l'observation ( $P$  et  $O$ ) est donné par la Figure .III.11 [82, 83, 84].

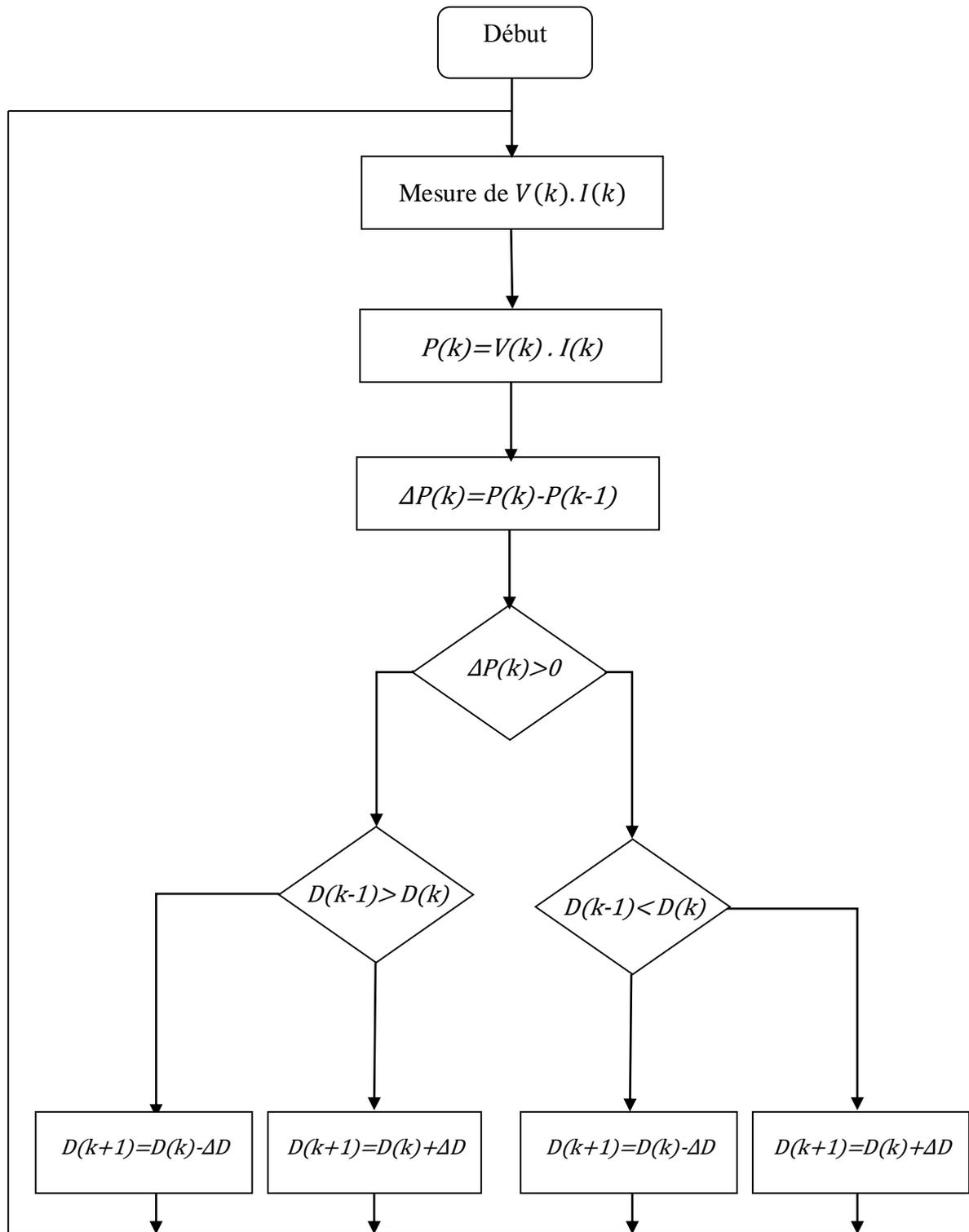


Figure III.11. Algorithme de perturbation et de l'observation (P et O) [85,86].

### **III.7. Centrales photovoltaïques raccordées au réseau :**

Une centrale solaire photovoltaïque est un ensemble destiné à la production d'électricité. Elle est constituée de modules solaires photovoltaïques (PV) reliés entre eux (série et parallèle) et utilise des onduleurs pour être raccordée au réseau. Les centrales solaires sont de plus en plus puissantes (plus de 100 MWc en 2012) [87].

#### **III.7.1. Principe de raccordement :**

Elle consiste à compenser les différences entre la production et la consommation grâce à un échange d'énergie avec le réseau. De cette façon, les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits [87]. Toute injection dans le réseau se traduit par une diminution de la demande sur les centrales hydroélectriques, et donc par une «réserve» d'eau qui pourra être mise à profit pendant la nuit, ou lors de périodes de faible insolation.

Plusieurs centaines d'installations de ce type sont maintenant en service, dont certaines depuis une dizaine d'années, apportant la preuve de la parfaite compatibilité avec le réseau, et de la haute fiabilité de la production d'énergie.

La mise en service de centrales photovoltaïques dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle du distributeur. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire.

Il s'ensuit que le flux du courant électrique dans les lignes de distribution n'est plus unidirectionnel et que le rapport commercial entre le distributeur et l'utilisateur n'est plus uniquement celui de fournisseur à client.

#### **III.7.2. Eléments d'une installation :**

##### **III.7.2.1. Modules :**

Les principales caractéristiques des modules et des champs photovoltaïques ont été précisées précédemment. En pratique, le projet devra définir le type de modules par ses dimensions ou par le nombre de cellules qu'il comporte [55,57].

Habituellement toutes les cellules sont connectées en série, mais l'on commence à trouver aussi des modules avec câblages série/parallèle, plus particulièrement dans les modules «sur mesure».

### III.7.2.2. Câblage de champ :

Une centrale photovoltaïque dans la gamme des 100 kW peut fonctionner sous une tension de  $2 \times 350 \text{ V DC}$  avec des courants pouvant atteindre plusieurs dizaines d'ampères [87].

La qualité du câblage DC est un élément déterminant pour assurer la sécurité et l'efficacité de la production d'énergie.

La tension d'essai du câblage et des éléments (modules compris) est égale à deux fois la tension à vide maximale du générateur photovoltaïque plus 1000 V, soit plus de 2000 V pour l'exemple ci-dessus.

Le raccordement des modules représente des milliers de boîtiers de connexion dont la fiabilité est primordiale ; en outre la commodité de montage n'est pas à négliger.

La plupart des modules courants ont des borniers avec serrage à vis qui devraient être contrôlés régulièrement, mais la tendance à utiliser des connecteurs embrochables apparaît, surtout pour les modèles destinés à l'intégration.

### III.7.2.3. Câblage de liaison :

Les coffrets de raccordement, situés à proximité des capteurs, sont reliés au coffret de l'armoire d'entrée de l'onduleur par des câbles blindés, ou sous tubes métalliques [86]. Dans la mesure du possible le local pour le montage de l'onduleur sera choisi le plus près possible du champ photovoltaïque.

Certains onduleurs sont livrés dans des armoires étanches, ce qui permet leur montage extérieur, à proximité immédiate des générateurs. Cet avantage est appréciable dans le cas de montage sur toit plat, ou en terrain, mais il est rarement applicable dans les cas d'intégration architecturale des modules.

Ici encore, le choix des sections de câble devra garantir une perte maximale de puissance de l'ordre de 1%.

### III.7.2.4. Contacteur côté courant continu (DC) :

La plupart des onduleurs, sont équipés de tous les dispositifs nécessaires pour assurer la sécurité de fonctionnement et la protection des personnes et du matériel.

Il peut toutefois être nécessaire, ou pratique, de regrouper dans une armoire d'entrée avant l'onduleur les câbles provenant de champs séparés, les sectionneurs DC, les dispositifs de protection anti-surtensions.

Le contacteur principal DC doit pouvoir séparer le champ photovoltaïque sous charge. Il ne faut utiliser que des contacteurs conçus et testés pour commuter du courant continu à la tension nominale. Il ne doit pas être utilisé normalement pour arrêter le fonctionnement de l'onduleur.

#### **III.7.2.5. Onduleur :**

Le local de l'onduleur doit être bien ventilé, de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation

#### **III.7.2.6. Contacteur côté courant alternatif (AC) :**

De même si le point d'injection dans le réseau est relativement éloigné, un disjoncteur AC et les protections de ligne seront montés dans une armoire de sortie, à proximité de l'onduleur. Il ne doit pas être utilisé pour interrompre le fonctionnement de l'onduleur [88].

#### **III.7.2.7. Injection-comptage :**

L'injection dans le réseau s'effectue à travers un tableau de distribution faisant partie de l'installation.

Pour choisir le point d'injection, il faut se rappeler que la centrale photovoltaïque produit un courant de puissance variable, dont le maximum dépend de la puissance installée et des conditions météorologiques. Cette puissance doit pouvoir être absorbée sans perte par les consommateurs présents au point d'injection, ou en amont de ce point.

Tous les systèmes de synchronisation et de sécurité étant déjà compris dans l'onduleur, le point d'injection ne comporte pas de dispositif particulier, à l'exception d'un sectionneur AC et d'une mise en garde relative à la nature particulière de la ligne [89, 88].

Le tableau au point d'injection comporte également les dispositifs de comptage décrits plus loin.

### **III.7.3. Types de centrales photovoltaïques :**

On peut distinguer trois façons de réaliser les grandes surfaces de modules photovoltaïques qui sont nécessaires au captage de l'énergie solaire.

#### **III.7.3.1. Les centrales dans le terrain :**

Dans ce type de construction, une structure ad hoc sert à orienter et à fixer les modules dans une direction optimale par rapport au soleil. Certaines avec des systèmes de poursuite de la trajectoire du soleil ; ce qui se justifie par la très grande proportion de rayonnement direct

[90, 91] (En Suisse, une centrale de ce type se trouve au Mont-Soleil avec une puissance de 500 kW. En Californie des centrales de plusieurs MW ont été construites).

### **III.7.3.2. Les centrales rapportées sur des bâtiments :**

Lorsque l'orientation et l'inclinaison sont favorables, il est possible d'utiliser des structures construites comme supports pour les éléments photovoltaïques. On réalise de la sorte une économie appréciable de terrain, mais aussi de coût de construction pour les fondations et les structures elles-mêmes. Si la pente du toit est favorable le coefficient d'utilisation du sol peut être inférieur à l'unité.

### **III.7.3.3. Les centrales intégrées aux bâtiments :**

Sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. En plus des avantages du cas précédent, on obtient une meilleure intégration visuelle et l'on économise le coût des plaques de revêtement.

## **III.8. Dimensionnement des systèmes photovoltaïques :**

Le dimensionnement détaillé d'une installation a pour objectif de fixer les modalités de construction, en fonction de critères techniques, économiques et d'efficacité énergétique [91]. Il comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement, etc.) ;
- La disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, câblage, etc.) ;
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de construction, et le prix du kWh résultant.

Pour les analyses d'efficacité énergétique et les optimisations selon divers choix techniques, l'outil principal sera la simulation du système, grâce au logiciel *PVSYST*.

### **III.8.1. Effets perturbateurs :**

L'étude détaillée d'un système PV doit permettre de déterminer l'énergie produite par le système, en tenant compte de tous les effets perturbateurs possibles [89].

Deux contributions sont prépondérantes dans ce bilan :

- Les caractéristiques des panneaux PV sont, en moyenne, 10% au-dessous des spécifications du fabricant.
- L'efficacité des onduleurs en fonctionnement est de 87% de la puissance nominale, mais seulement de 83% si l'on se réfère à la puissance DC disponible à la sortie du champ.

On constate que les autres «pertes» se répartissent en parts équivalentes de sources diverses :

- **MPP** : l'efficacité du champ à puissance maximum n'est pas constante, mais diminue selon le logarithme de l'ensoleillement vers les faibles valeurs.
- L'ombrage d'une balustrade de sécurité se manifeste au cours de l'après-midi ;
- Les pertes ohmiques sont élevées, dues à la faible tension d'entrée des onduleurs ;
- La température des cellules en fonctionnement, pondérée par l'ensoleillement, avoisine les 35° en moyenne annuelle ;
- La perte IAM (Incident Angle Modifier) est due aux effets d'incidence lorsque le rayonnement n'est pas perpendiculaire au capteur.

### III.8.2. Projet : site et météo :

Dans PVSYSY, l'étude d'une installation donnée est effectuée dans le cadre d'un projet, qui fixe les données du site et de la météo [91]. Pour un projet donné, l'opérateur peut définir diverses variantes de chaque groupe de paramètres et exécuter la simulation pour toute combinaison désirée (Figure III.12).

Le site contient les paramètres géographiques de l'installation (latitude, longitude, altitude, fuseau horaire), nécessaires aux calculs de géométrie solaire.

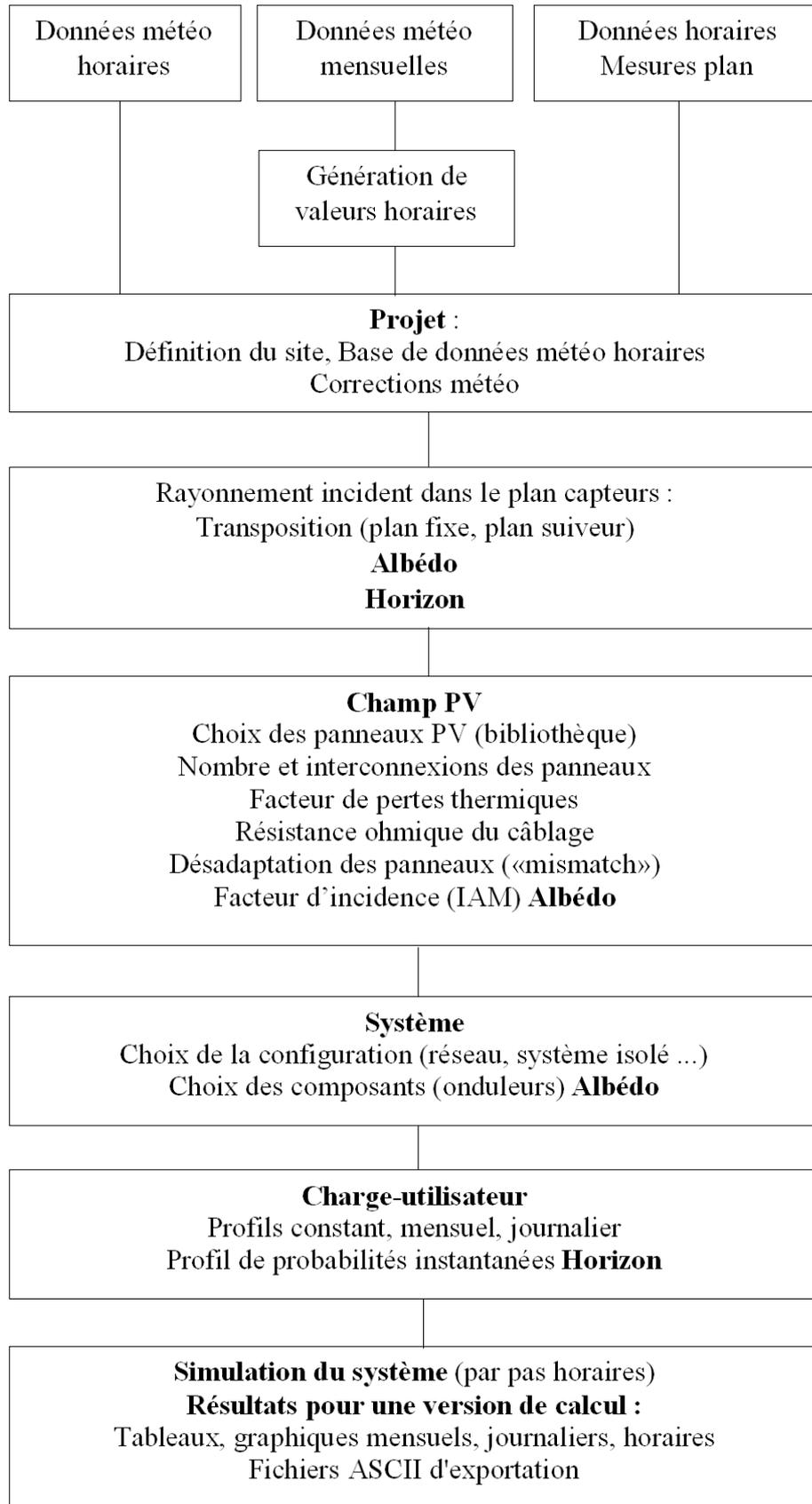


Figure III.12. Organigramme du processus de simulation PVSYST.

Le fichier météo de base doit être préparé, dans le format interne du programme, soit à partir de données ASCII en valeurs horaires, soit en synthétisant des valeurs horaires artificielles à partir de données mensuelles [92].

### III.8.3. L'énergie incidente :

L'énergie incidente est essentiellement le résultat de la transposition du rayonnement dans le plan des capteurs. Elle fait intervenir les paramètres suivants [93] :

- Le type de champ : fixe, suiveur un ou deux axes, ou avec ajustement saisonnier ;
- L'orientation du champ (inclinaison et azimut) ;
- Le coefficient d'albédo (peut être défini mensuellement pour tenir compte d'une éventuelle couverture neigeuse) ;
- La hauteur d'horizon, pour les ombrages lointains.

Le choix d'une orientation dépend de multiples facteurs (latitude, quantité de direct, glissement de la neige ou nettoyage par la pluie, etc.) Ainsi que de ce qu'on veut optimiser (énergie annuelle, hivernale).

Pour les besoins de la simulation, le programme établit une grille de facteurs d'ombrage selon la position (hauteur et azimut) du soleil, dans laquelle il suffira ensuite d'interpoler.

Le facteur d'ombrage doit être appliqué à la composante directe de l'ensoleillement. Pour évaluer l'effet des obstacles sur la composante diffuse (isotrope), on intègre le facteur d'ombrage sur la portion de ciel «vue» par les capteurs. Ce facteur d'ombrage pour le diffus isotrope est indépendant de la position du soleil, et reste donc constant durant l'année entière.

De même, on supposera que l'albédo, dans la direction des obstacles au sol, est négligeable. On intègre le facteur d'ombrage au sol sur la portion de sphère entre le prolongement inférieure du champ et le sol. Ce coefficient est également constant durant l'année.

### III.8.4. Ombrages et production électrique :

Les ombrages partiels sur un champ PV produisent en réalité des effets beaucoup plus complexes, si l'on se rappelle du fait que lorsqu'une seule cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne de cellules en série avec elle qui est limité. Même avec les diodes by-pass de protection, cette chaîne ne participe plus que marginalement à la production du champ. On a ainsi des effets non linéaires pratiquement impossibles à résoudre dans le cadre d'une telle simulation [94].

C'est pourquoi le logiciel offre la possibilité de partitionner le champ en rectangles, représentant chacun une chaîne de panneaux en série. On définit alors un facteur d'ombrage «effectif», en supposant que tout élément touché par l'ombrage devient inactif. Cette hypothèse est certes pessimiste, mais elle donne une limite supérieure aux pertes d'ombrage réelles.

### III.8.5. Définition du champ PV :

A ce stade, le logiciel connaît l'énergie arrivant réellement sur la surface des capteurs. Il faut maintenant définir les paramètres du champ.

On choisit d'abord l'élément de base, le panneau PV, dans la bibliothèque des composants disponibles sur le marché. Le programme suppose que tous les panneaux du système sont identiques.

On définit ensuite le nombre de panneaux, et leur interconnexion en série/parallèles, avec les possibilités de regroupement définies dans le cadre de la figure III.13. Plusieurs panneaux en série et parallèle forment des groupes : on peut éventuellement connecter plusieurs groupes en série et parallèle pour former un champ. Un champ est connecté sur une entrée d'onduleur. Le système peut comporter plusieurs champs identiques (avec plusieurs onduleurs).

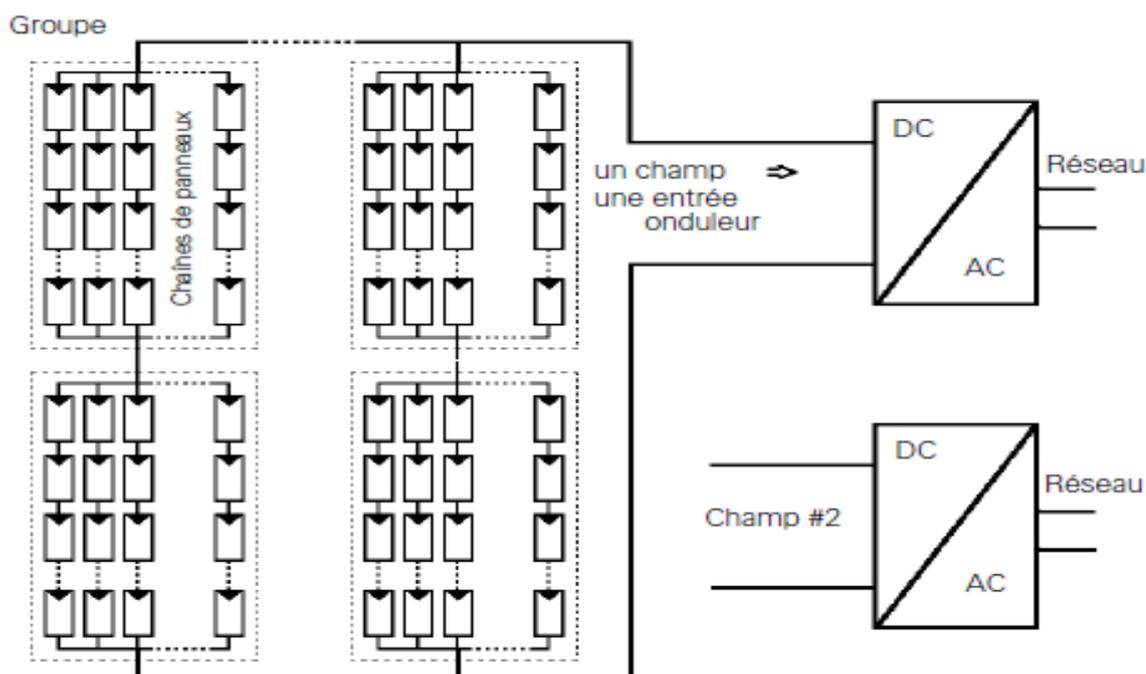


Figure III.13. Câblage des modules pour former un champ.

Ceci fixe les caractéristiques globales du système (puissance nominale, courant et tension, surfaces brute et active).

### **III. 8.6. Définition du système :**

Les paramètres du champ permettent de calculer l'énergie électrique potentiellement disponible à la sortie du champ PV, s'il fonctionnait toujours au MPP (Maximum Power Point).

Cependant, la conduite du champ est assurée par les convertisseurs d'énergie du système. L'énergie réellement extraite du champ dépend donc de la qualité de recherche du point de puissance maximum, ou de la tension de fonctionnement (point de fonctionnement) s'il s'agit d'un utilisateur à tension ou résistance fixée.

Dans le logiciel PVSYST, le pas suivant concerne la configuration du système (couplé au réseau, isolé avec batteries, etc.). Nous limiterons ici la discussion aux systèmes couplés au réseau, où l'onduleur effectue la recherche du point de puissance maximum.

Pour la définition du système, l'opérateur est invité à choisir un type d'onduleur dans la librairie. Cet onduleur pourra être unique ou multiple selon le nombre de champs définis précédemment. Le programme teste la compatibilité de l'onduleur choisi avec les données du champ : tension d'entrée selon le nombre de panneaux en série, ordre de grandeur de la puissance nominale.

### **III.8.7. Dimensionnement de l'onduleur :**

On peut penser, en première analyse, qu'il suffit de connecter une puissance du champ PV égale à la puissance maximale de l'onduleur. Dans la réalité, c'est la démarche la plus suivie. Mais nous allons voir que ce n'est pas la meilleure.

Nous avons vu que l'efficacité d'un onduleur est maximale aux environs de la moitié de sa puissance nominale, et qu'elle décroît lorsque la puissance diminue. Il est donc déconseillé d'utiliser un onduleur surdimensionné par rapport à la puissance effective du champ, car il travaillera plus souvent dans la partie du coude d'efficacité.

### III.9. Contrôles à la réception de l'installation :

La vérification finale du bon fonctionnement de l'installation, au niveau du captage, sera effectuée par l'installateur.

Avant la mise en service en parallèle avec le réseau public, l'installation doit d'abord être contrôlée par l'entreprise d'électricité compétente.

#### III.9.1. Contrôle du champ :

Les vérifications du montage du champ comporteront les mesures suivantes :

- **Les mises à terre** de toutes les parties de l'installation – supports, cadres des capteurs, connexions jusqu'à l'onduleur, liaison au circuit parafoudre ;
- **L'isolement du champ** par rapport à la terre doit être supérieur au double de la tension de service ;
- **La tension à vide** de chaque chaîne de modules est mesurée en retirant le support de la diode ou du fusible série correspondant. Cette tension est très peu dépendante du rayonnement et son homogénéité d'une chaîne à l'autre peut être contrôlée même par temps couvert ;
- **Le courant de court-circuit** de chaque chaîne individuelle donne une indication de la qualité des panneaux et des effets d'ombrages éventuels. Il est proportionnel à l'irradiance et très peu dépendant de la température. Si on dispose d'une mesure du rayonnement dans le plan des capteurs (solarimètre ou cellule de référence), il peut être comparé à la valeur correspondante spécifiée par le fabricant ;
- La caractéristique  $I/V$  globale du champ n'est pas mesurable facilement : elle nécessite une charge variable, capable d'absorber la puissance nominale !

#### III.9.2. Contrôles de l'onduleur :

L'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau. Les contrôles devront donc attendre la visite des services compétents. Ceux-ci vérifieront les paramètres touchant aux exigences des installations domestiques et aux prescriptions de l'entreprise distributrice, en particulier : la qualité de la mise à terre, la surtension occasionnée par l'injection de puissance, les harmoniques et émissions électromagnétiques, etc.

### III.10. Analyse économique :

Toute étude de dimensionnement d'installation doit être menée de manière à approcher au mieux la solution coût- satisfaction du besoin (charge).

Bien que les technologies d'énergies renouvelables aient généralement un coût d'investissement supérieur à celui des énergies conventionnelles, ce point de vue ignore totalement le coût d'exploitation et d'entretien de tout système énergétique. En effet, les technologies d'énergies renouvelables présentent un moindre coût d'exploitation.

La question qui se pose alors est, comment les coûts d'investissement élevés et les coûts d'exploitation faibles des technologies propres peuvent-ils se comparer aux coûts d'investissement faibles et les coûts d'exploitation élevés des technologies conventionnelles ?

La réponse consiste à considérer tous les coûts sur toute la durée de vie d'un projet. Ceux-ci incluent non seulement les coûts initiaux (analyse de faisabilité, ingénierie, achat d'équipement, et installation), mais également :

- Le coût annuel du combustible, l'exploitation et l'entretien ;
- Les coûts pour les remises en état de l'équipement ;
- Les coûts de financement du projet, tels les frais d'intérêt.

L'investissement est défini comme étant le prix de tous les moyens de production et de réalisation de l'installation.

Afin de déterminer les coûts du cycle de vie d'un projet, l'ensemble de ces coûts doit être additionné, avec la prise en compte de la valeur temporelle de l'argent.

Les principaux coûts financiers en investissement, relatifs à la réalisation et l'installation d'un système hybride, peuvent être décomposés en points suivants :

- Coût relatif aux études de conception ;
- Coût relatif aux équipements solaires, éoliens (modules PV, onduleurs, accumulateurs et diverses autres fournitures) ;
- Coût de l'installation sur site ;
- Installation et mise en fonctionnement de la centrale.

Ce calcul requiert la connaissance des éléments suivants :

- La durée de vie ;
- L'investissement initial ;
- Les coûts de maintenance annuels relatifs aux systèmes PV, éolien, diesel ;
- Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes ;
- Les profits réalisés.

**III.11. Conclusion :**

Une brève description d'une centrale photovoltaïque reliée au réseau à étudier a été réalisée dans ce chapitre. Notre travail portant sur une centrale photovoltaïque relié au réseau composé, des panneaux photovoltaïques, des câbles, d'un onduleur, une attention particulière a été consacrée à chacun d'eux. Nous avons ensuite présenté le dimensionnement de chaque composant du système PV raccordé au réseau.

# *Chapitre IV*

*Etude conceptuelle des systèmes  
PV à double et triple jonction*



# Chapitre IV

## Etude conceptuelle des systèmes PV à double et triple jonction

### IV.1. Introduction :

Les générateurs photovoltaïques (PV) raccordés au réseau constituent la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain. L'énorme avantage de ces installations réside dans le fait qu'elles peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits. Un système PV est constitué de plusieurs cellules solaires interconnectées, ainsi qu'un onduleur chargé de transformer le courant continu en courant alternatif.

Afin d'optimiser la gestion d'une installation PV, il est nécessaire de pouvoir comparer les mesures de diverses installations entre elles, pour différentes technologies de modules et conceptions de systèmes. Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de dimensionnement de systèmes PV à double et triple jonction en utilisant le logiciel PVSYST. Le dimensionnement de système PV à simple jonction est également effectué pour comparaison. Nous présentons également une interprétation de nos résultats par une évaluation de la puissance (énergie) photovoltaïque produite injectée dans le réseau en utilisant trois technologies de modules PV (simple, double et triple jonction) pour une même surface limitée de  $400 \text{ m}^2$ , en vue d'obtenir des informations pour une meilleure gestion de notre installation.

## IV.2. Site d'implantation :

Pour la simulation de notre projet photovoltaïque, nous avons choisi le **site d'Alger** où les données géographiques et météorologiques sont incluses dans logiciel PVSYST.

### IV.2.1. Données géographiques :

Le tableau IV.1 présente les données géographiques du site d'Alger.

Caractéristiques Site	Latitude [°]	Altitude [m]	Longitude [°]
Alger	36.7 N	22	3.2 E

Tableau IV.1. Données géographiques du site d'Alger.

### IV.2.2. Données météorologiques :

Le tableau IV.2 résume les caractéristiques climatiques du site d'Alger.

Site <b>Algers (Algeria)</b>				
Source des données <b>MeteoNorm 6.1 station</b>				
	Irrad. Glob. kWh/m <sup>2</sup> .jr	Diffus kWh/m <sup>2</sup> .jr	Tempér. °C	Vit. vent m/s
Janvier	2.09	1.15	11.1	2.40
Février	3.02	1.37	10.8	2.20
Mars	4.10	2.00	13.5	2.20
Avril	5.35	2.44	15.4	2.80
Mai	6.34	2.87	18.7	2.70
Juin	6.79	3.01	23.0	2.90
Juillet	7.32	2.75	25.3	2.90
Août	6.22	2.63	26.4	2.50
Septembre	5.09	2.09	23.5	2.60
Octobre	3.46	1.38	20.0	2.10
Novembre	2.38	1.26	14.7	2.50
Décembre	2.11	0.98	11.9	2.50
<b>Année</b>	<b>4.53</b>	<b>2.00</b>	<b>17.9</b>	<b>2.5</b>

**Données requises**

Irradiation globale horizontale

Température ext. Moyenne

**Données supplémentaires**

Irradiation diffuse horizontale

Vitesse du vent

**Unités d'irradiation**

kWh/m<sup>2</sup>.jr

kWh/m<sup>2</sup>.ms

MJ/m<sup>2</sup>.jr

MJ/m<sup>2</sup>.ms

W/m<sup>2</sup>

Indice de clarté Kt

Tableau IV.2. Données météorologique du site d'Alger.

### IV.2.3. Trajectoire du soleil :

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur **HS** (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son azimut **AZ** (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure IV.1 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Alger au cours d'une année.

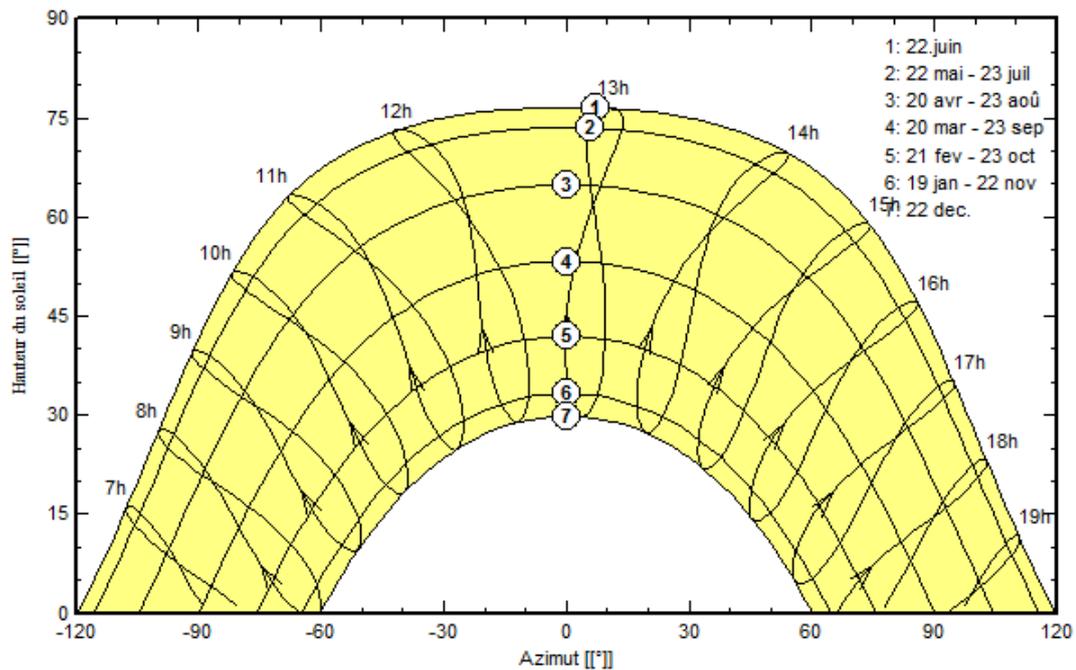


Figure IV.1. Trajectoires du soleil à Alger (Lat. 36.7°N, long. 3.2°E, alt. 22 m).

### IV.3. Simulation de systèmes PV avec le logiciel PVSYST :

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement, ... etc.) ;
- La disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, ... etc.) ;
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de l'installation, et le prix du kWh résultant.

#### IV.3.1 Orientation des modules PV :

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Pour la simulation en technologies de silicium monocristallin et HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer), nous avons choisi "un plan incliné fixe" d'une inclinaison 30° (par

rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure IV.2. Par contre, nous avons opté pour un "plan suiveur deux axes" dans le cas de systèmes PV à triple jonctions (Figure IV.3). Le système "suiveur" présente l'avantage d'assurer une production électrique maximale grâce à la possibilité de suivre continuellement la position du soleil.

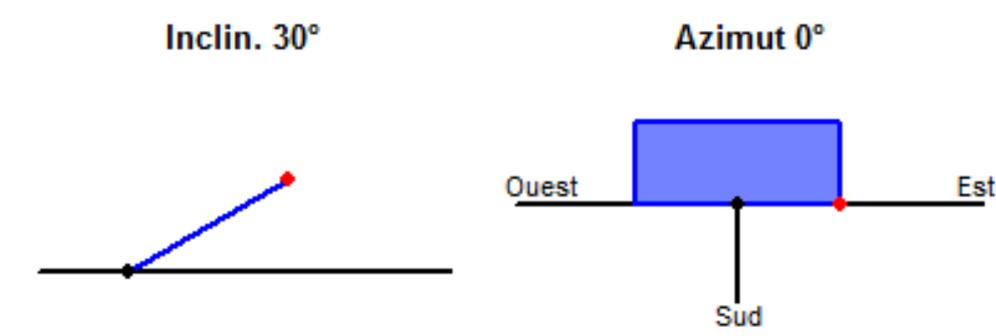


Figure IV.2. Positionnement des systèmes de panneaux PV à simple et double jonction (plan incliné fixe).

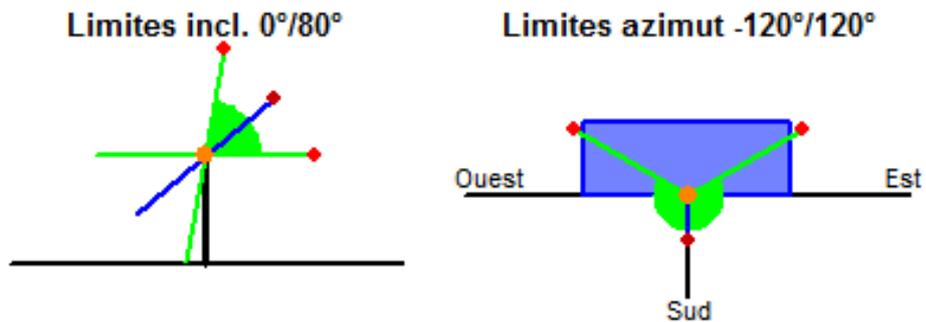


Figure IV.3. Positionnement des systèmes de panneaux PV à triple jonction (plan suiveur deux axes).

### IV.3.2. Schéma du système PV raccordé au réseau :

La figure IV.4 représente le schéma du système PV raccordé au réseau pris en compte dans la simulation.

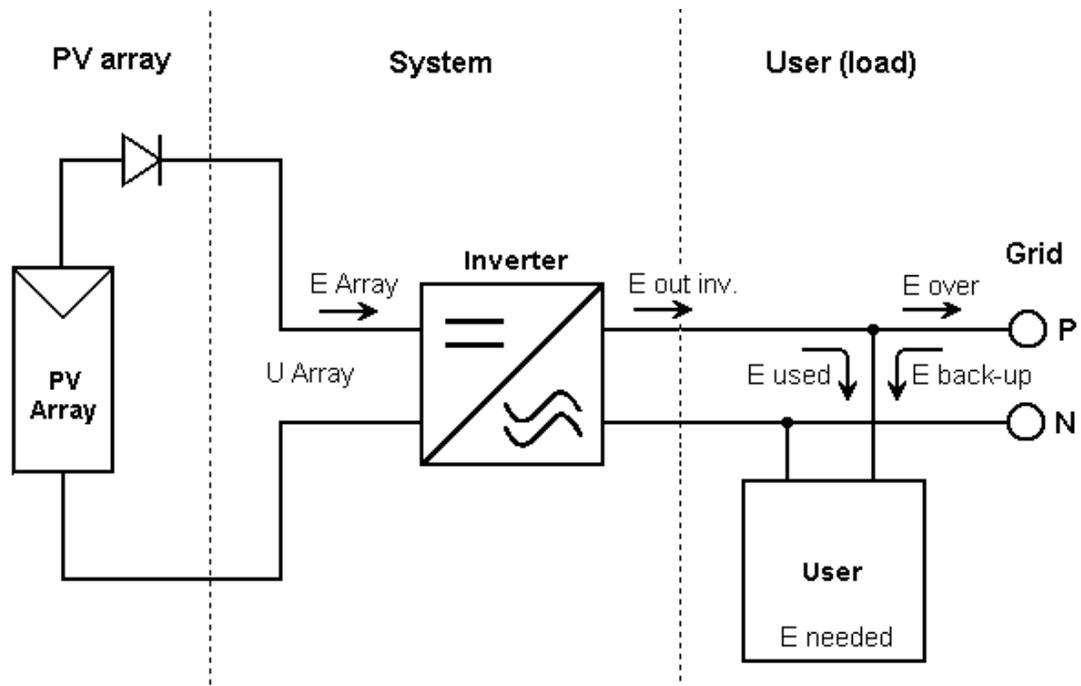


Figure IV.4. Schéma simplifié du système PV raccordé au réseau (PVSYST).

## IV.4 Simulation de systèmes PV à simple jonction :

### IV.4.1 Paramètres de simulation :

#### IV.4.1.a. Caractéristique du module PV (Annexe A) :

- Modèle : *AE CQ M5/72 185* ;
- Fabricant : *AE Solar* ;
- Technologie : *Silicium monocristallin* ;
- Puissance :  $P = 320 \text{ Wp}$  ;
- Tension  $U_n = 30 \text{ V}$ .
- Rendement : /Surf. cellules 16.56 % ; / Surf. module : 14.60 % (FigureIV. 5).

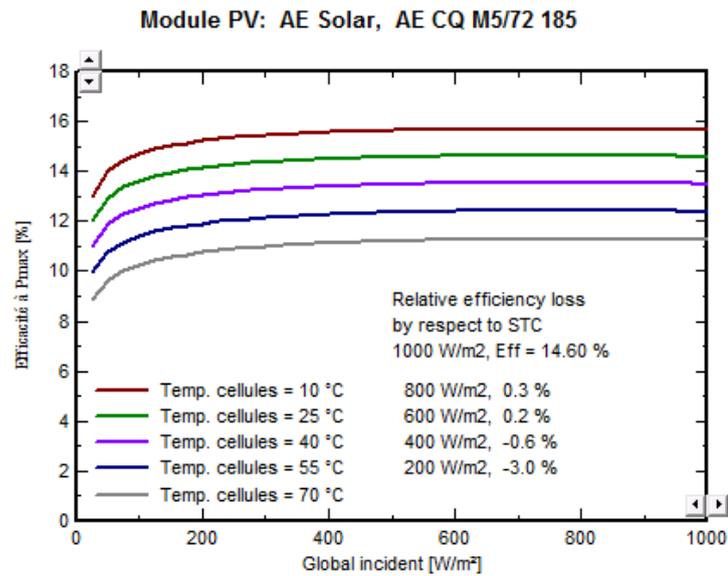


Figure.IV.5. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin.

#### IV.4.1.b. Caractéristiques de l'onduleur (Annexe B) :

L'onduleur TLS 4.3 du fabricant Benning GmbH & Co. KG présente les caractéristiques suivantes :

- Tension MPP minimale : 175 V ;
- Tension MPP maximale : 680 V ;
- Puissance AC nominale : 4 kW ;
- Type : Triphasé ;
- Fréquence : 50 Hz ;
- Rendement : 97.5 %.

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une surface limitée de 400 m<sup>2</sup>, sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.30		03/11/14	Page 1/3
<b>Système couplé au réseau: Paramètres de simulation</b>			
<b>Projet :</b>	<b>Projet PV</b>		
<b>Site géographique</b>	<b>Algiers</b>	<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>
<b>Situation</b>	Latitude 36.7N	Longitude	3.3E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
<b>Données météo:</b>	Albédo 0.20	Synthétique - Meteonorm 6.1	
<b>Paramètres de simulation</b>			
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison 30°	Azimut	0°
<b>Modèles utilisés</b>	Transposition Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon		
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages		
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>			
<b>Module PV</b>	Si-mono	Modèle	<b>AE CQ M5/72 185</b>
		Fabricant	AE Solar
Nombre de modules PV		En série	13 modules
Nombre total de modules PV		Nbre modules	312
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>57.7 kWc</b>
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	418 V
Surface totale		Surface modules	<b>398 m<sup>2</sup></b>
		En parallèle	24 chaînes
		Puissance unitaire	185 Wc
		Aux cond. de fonct.	50.9 kWc (50°C)
		I mpp	122 A
		Surface cellule	351 m <sup>2</sup>
<b>Onduleur</b>		Modèle	<b>TLS 4.3</b>
		Fabricant	Benning GmbH & Co. KG
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	175-680 V	Puissance unitaire 4.00 kW AC
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	12 unités	Puissance totale 48.00 kW AC
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vent) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	59 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>	Charge illimitée (réseau)		

Tableau IV.3. Paramètres de simulation d'un système PV à simple jonction (Technologie : silicium monocristallin).

Comme l'illustre le tableau IV.3, le champ PV sera constitué de 312 modules PV (technologie : Silicium monocristallin) répartis comme suit :

- 13 modules connectés en série
- 24 branches en parallèle.

Le nombre d'onduleurs est égal à 12 avec une puissance globale de 48 kW.

## IV.4.2. Résultats de simulation :

PVSYST V6.30		03/11/14	Page 2/3					
<b>Système couplé au réseau: Résultats principaux</b>								
<b>Projet :</b>		<b>Projet PV</b>						
<b>Variante de simulation :</b> Nouvelle variante de simulation								
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Couplé au réseau</b>						
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°					
Modules PV	Modèle	AE CQ M5/72 185	Pnom 185 Wc					
Champ PV	Nombre de modules	312	Pnom total <b>57.7 kWc</b>					
Onduleur	Modèle	TLS 4.3	Pnom 4000 W ac					
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	12.0	Pnom total <b>48.0 kW ac</b>					
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)							
<b>Principaux résultats de la simulation</b>								
Production du système	<b>Energie produite</b>	<b>86.49 MWh/an</b>	Productible 1498 kWh/kWc/an					
	Indice de performance (PR)	80.9 %						
<b>Bilans et résultats principaux</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	%	%
Janvier	64.7	11.10	92.9	90.3	4.763	4.622	12.87	12.49
Février	84.7	10.80	115.6	112.5	5.860	5.695	12.73	12.37
Mars	127.2	13.50	151.9	147.6	7.546	7.331	12.48	12.12
Avril	160.6	15.40	169.9	164.6	8.276	8.043	12.23	11.89
Mai	196.4	18.70	191.4	185.3	9.198	8.937	12.07	11.73
Juin	203.8	23.00	191.1	185.0	8.929	8.679	11.73	11.40
Juillet	226.9	25.30	218.2	211.8	9.969	9.689	11.47	11.15
Août	192.7	26.40	200.2	194.5	9.121	8.864	11.44	11.11
Septembre	152.6	23.50	177.1	172.3	8.239	8.010	11.68	11.36
Octobre	107.1	20.00	140.1	136.3	6.685	6.495	11.98	11.64
Novembre	71.3	14.70	100.8	97.9	5.089	4.944	12.68	12.32
Décembre	65.5	11.90	103.9	101.1	5.335	5.185	12.89	12.52
Année	1653.5	17.90	1852.9	1799.2	89.010	86.493	12.06	11.72
Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ								
T Amb Température ambiante E_Grid Energie injectée dans le réseau								
GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute								
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute								

Tableau IV.4. Principaux résultats de simulation d'un système PV à simple jonction

(Technologie : silicium monocristallin).

D'après ces résultats (Tableau IV.4), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque ( $E_{Array}$  illustrée sur la figure IV.4) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente ( $G_{Inc}$ ). La production du système (à la sortie de l'onduleur :  $Y_f$ ) est représentée sur la figure IV.6. Les pertes  $L_c$  et  $L_s$  sont les pertes correspondantes dans le champ PV et dues à l'onduleur, respectivement. L'indice de performance (ou performance ratio "PR") représenté sur la figure IV.7, est défini par le rapport de la production du système ( $Y_f$ ) par l'énergie incidente de référence ( $Y_r$ ) tel que  $PR = Y_f/Y_r$ . Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut

atteindre 80% dans les meilleures installations. L'énergie produite peut être donnée par la relation : **Energie produite =  $P_{nom} \cdot E_{inc} \cdot PR$** , où :  $P_{nom}$  est la puissance nominale de l'installation.

**Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 57.7 kWc**

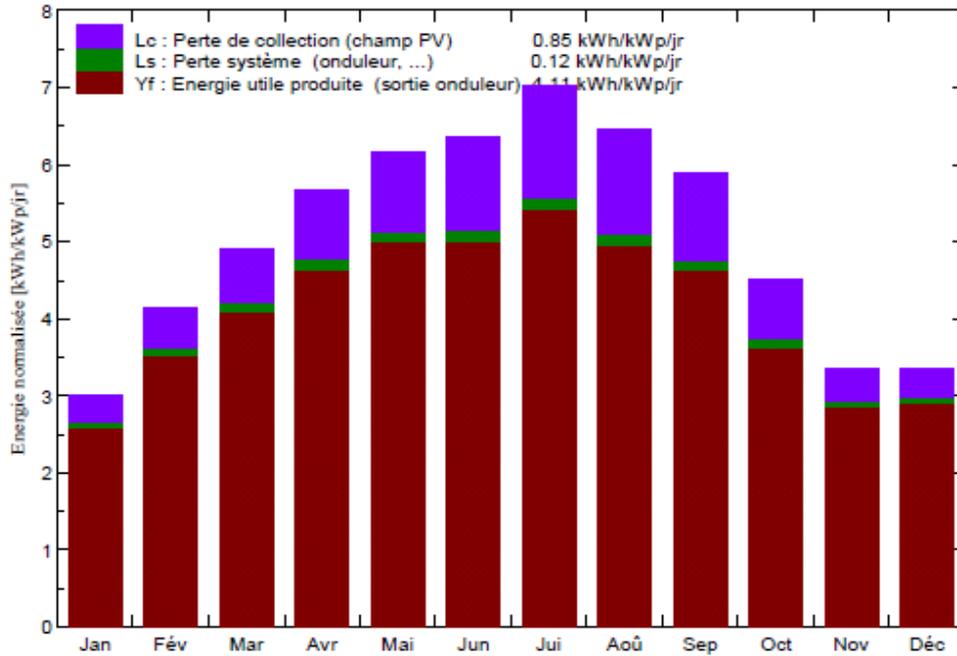


Figure IV.6. Energie utile produite par le système PV à simple jonction (à la sortie de l'onduleur).

**Indice de performance (PR)**

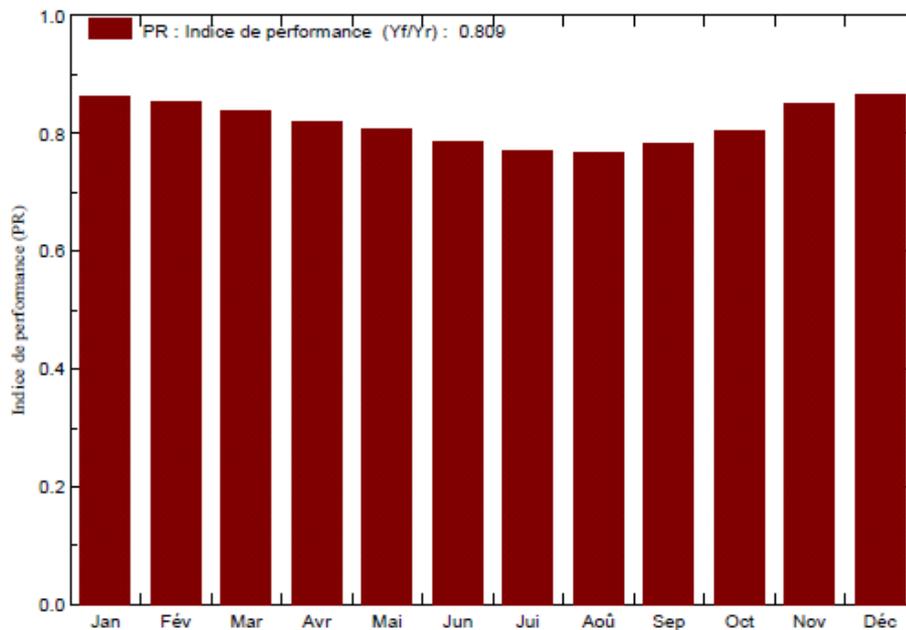


Figure IV.7. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV à simple jonction.

Le tableau IV.5 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ...etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ ( $E_{Array}$  : tableau IV.4) estimée à 89.010 MWh est réduite à 86.5 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

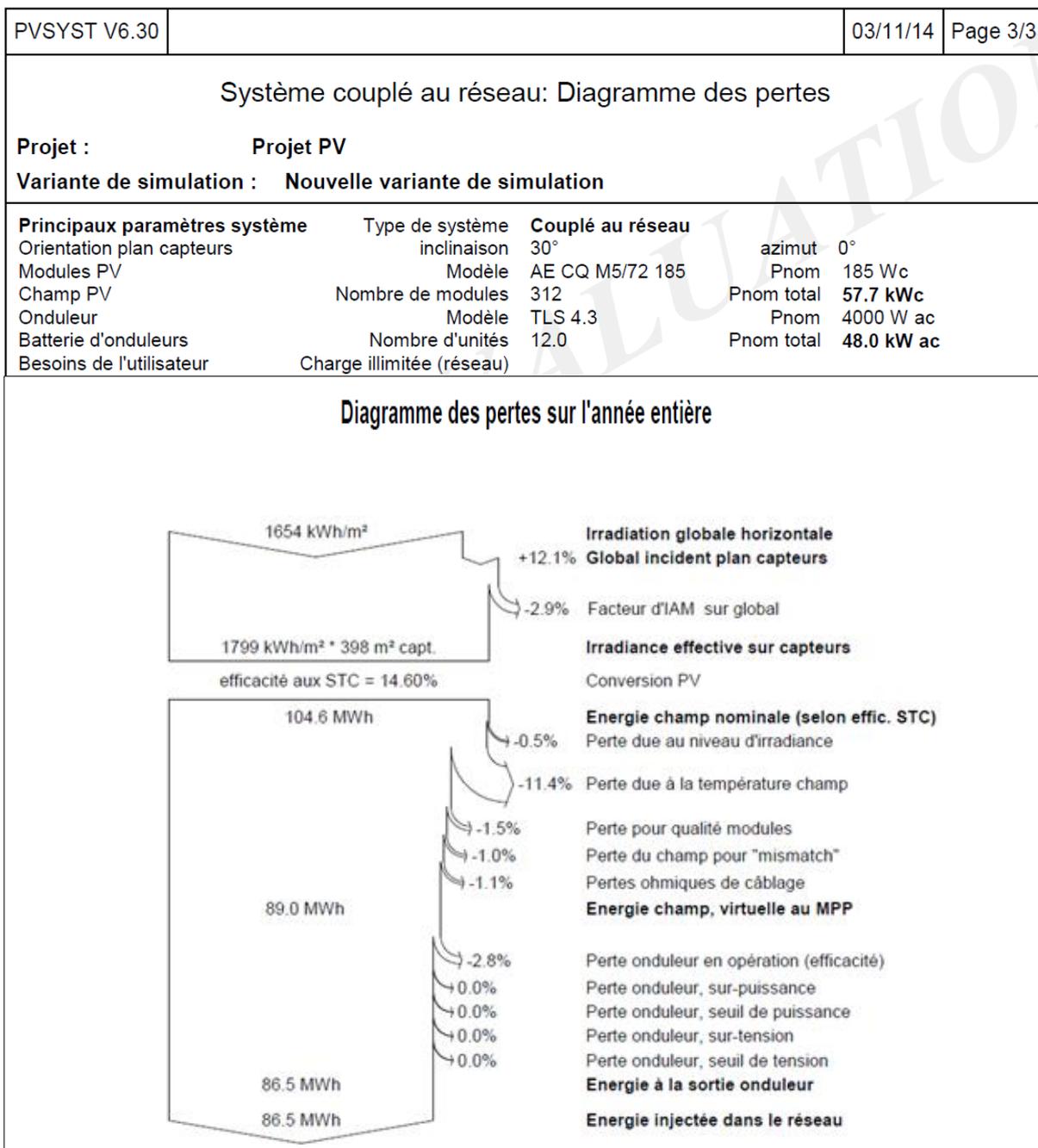


Tableau IV.5 : Diagramme des pertes dans le système PV à simple jonction

Par complément, d'autres résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures IV.8, IV.9, IV.10 et IV.11.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de  $5.077 \text{ kWh/jour}$  (Figure.IV.8) pour un fonctionnement en mode normal.

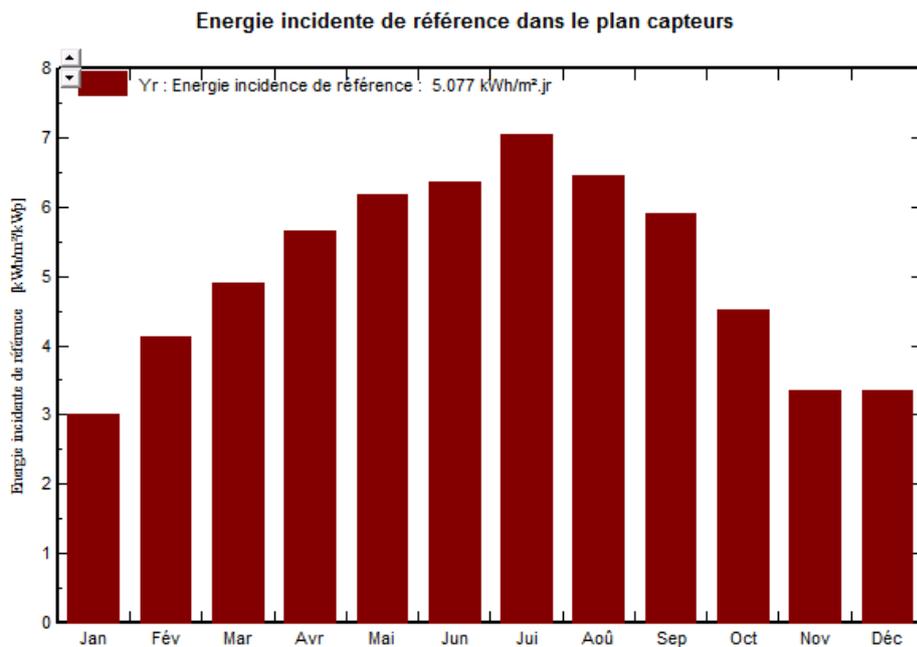


Figure IV.8. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure IV.9.

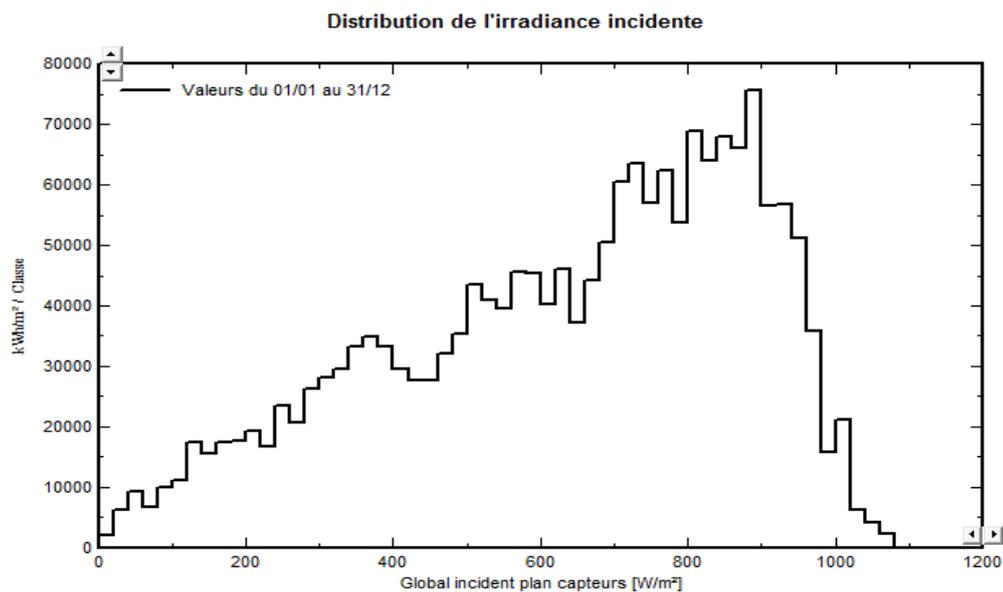


Figure IV.9. Distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures IV.9 et IV.10, nous pouvons constater que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même allure que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

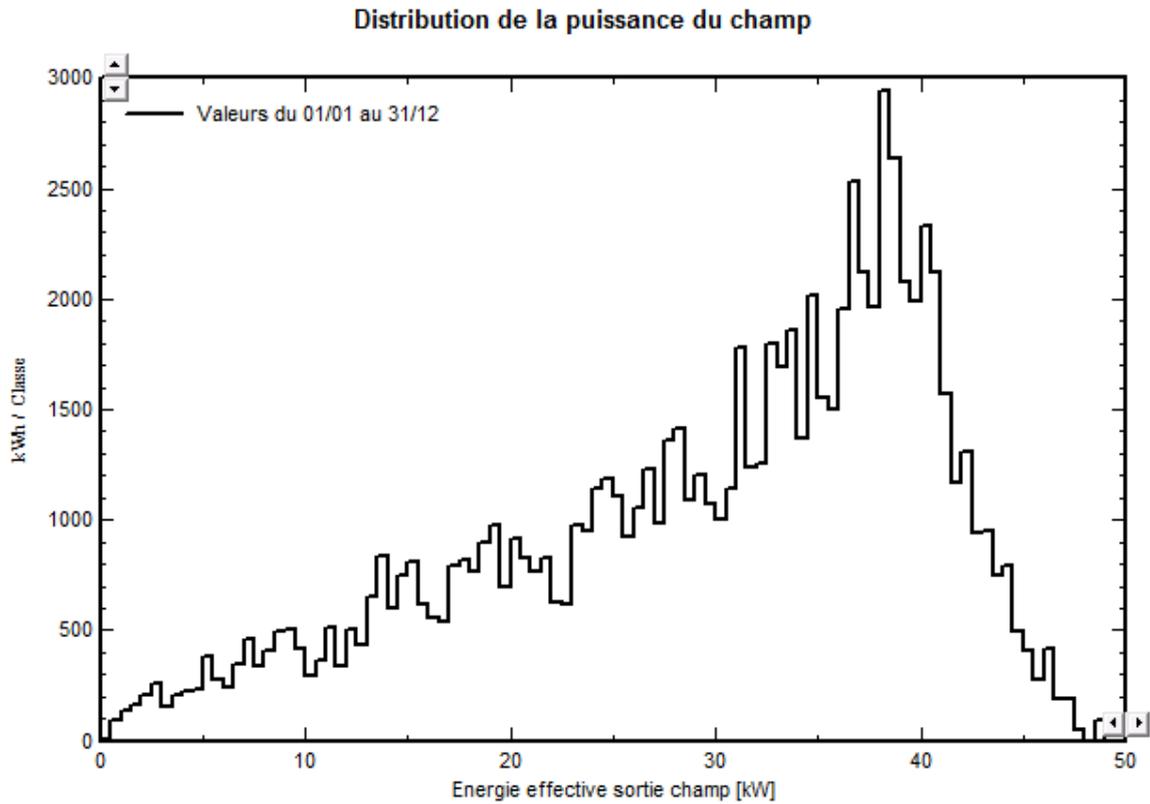


Figure IV.10 Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus significatif est présenté sous forme de **diagramme d'Entrée/sortie** reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (Figure IV.11). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

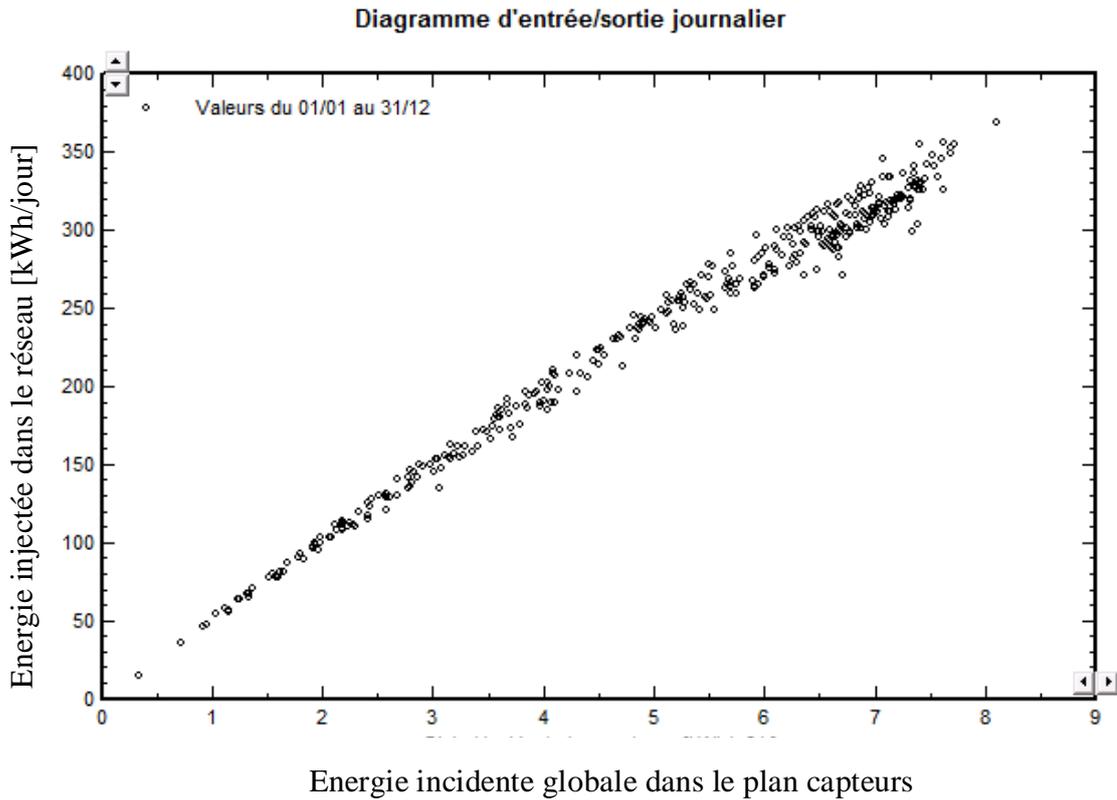


Figure IV.11 Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV à simple jonction.

#### IV.5. Simulation de systèmes PV à double jonction :

##### IV.5.1. Paramètres de simulation :

##### IV.5.1.a. Caractéristique du module PV (Annexe C) :

- Modèle : *VBHN230SE51* ;
- Fabricant : *Panasonic* ;
- Technologie : *HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer)* ;
- Puissance (aux STC) :  $P = 230 \text{ Wp}$  ;
- Tension  $U_n = 36 \text{ V}$  ;
- Rendement : /Surf. cellules 21.09 % ; / Surf. module : 18.33 % (Figure IV.12).

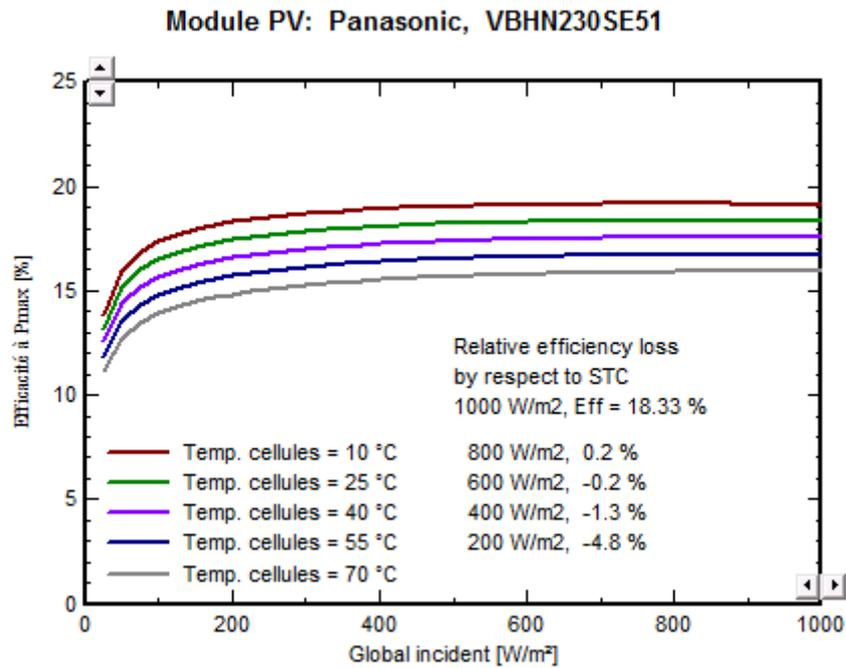


Figure IV.12. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules à hétérojonctions HIT.

#### IV.5.1.b. Caractéristiques de l'onduleur (Annexe D) :

L'onduleur utilisé présente les caractéristiques suivantes :

- Modèle : *Solargate PV7L027NN* ;
- Fabricant : *AD Ansaldo Sistemi Industriali* ;
- Tension MPP minimale : 320 V ;
- Tension MPP maximale : 630 V ;
- Puissance AC nominale : 22 kW ;
- Type : Triphasé ;
- Fréquence : 50 Hz ;
- Rendement : 97.8 %.

Les paramètres de dimensionnement du système PV à double jonction pour une surface limitée de 400 m<sup>2</sup>, sont donnés dans le tableau IV.6.

PVSYST V6.30				10/11/14	Page 1/3
<b>Système couplé au réseau: Paramètres de simulation</b>					
<b>Projet :</b>	<b>Projet PV</b>				
<b>Site géographique</b>	<b>Algiers</b>	<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>		
<b>Situation</b>	Latitude	36.7N	Longitude	3.2E	
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m	
<b>Données météo:</b>	<b>Algiers</b>	Synthétique - Meteonorm 6.1			
<b>Paramètres de simulation</b>					
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	30°	Azimut	0°	
<b>Modèles utilisés</b>	Transposition	Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm	
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon				
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages				
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>					
<b>Module PV</b>	HIT	Modèle	<b>VBHN230SE51</b>		
		Fabricant	Panasonic		
Nombre de modules PV	En série	13 modules	En parallèle	24 chaînes	
Nombre total de modules PV	Nbre modules	312	Puissance unitaire	230 Wc	
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	<b>71.8 kWc</b>	Aux cond. de fonct.	66.9 kWc (50°C)	
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	521 V	I mpp	128 A	
Surface totale	Surface modules	<b>393 m²</b>	Surface cellule	342 m²	
<b>Onduleur</b>		Modèle	<b>Solargate PV7L027NN</b>		
		Fabricant	AD Ansaldo Sistemi Industriali		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	320-630 V	Puissance unitaire	22.0 kW AC	
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale	66.0 kW AC	
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>					
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s	
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	66 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC	
Perte de qualité module			Frac. pertes	2.5 %	
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP	
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05	
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>	Charge illimitée (réseau)				

Tableau IV.6. Paramètres de simulation d'un système PV à double jonction (Technologie HIT).

Comme on peut le voir sur le tableau IV.6, le champ PV sera constitué de 312 modules PV (Technologie HIT) répartis comme suit :

- 13 modules connectés en série
- 24 branches en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 3 avec une puissance globale de 66 kW.

**IV.5.2. Résultats de simulation :**

Les principaux résultats de simulation d'un système à double jonction à base de modules en technologie HIT pour une même surface de  $400 \text{ m}^2$ , sont donnés dans le tableau IV.7.

PVSYST V6.30		10/11/14		Page 2/3				
<b>Système couplé au réseau: Résultats principaux</b>								
<b>Projet :</b>		<b>Projet PV</b>						
<b>Variante de simulation :</b>		<b>Nouvelle variante de simulation</b>						
<b>Principaux paramètres système</b>		<b>Type de système</b>		<b>Couplé au réseau</b>				
Orientation plan capteurs		inclinaison		30°				
Modules PV		Modèle		VBHN230SE51				
Champ PV		Nombre de modules		312				
Onduleur		Modèle		Solargate PV7L027NN				
Batterie d'onduleurs		Nombre d'unités		3.0				
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)						
				azimut 0°				
				Pnom 230 Wc				
				Pnom total 71.8 kWc				
				Pnom 22.00 kW ac				
				Pnom total 66.0 kW ac				
<b>Principaux résultats de la simulation</b>								
Production du système		<b>Energie produite</b>		111.2 MWh/an				
		Indice de performance (PR)		83.6 %				
				Productible 1550 kWh/kWc/an				
<b>Bilans et résultats principaux</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	%	%
<b>Janvier</b>	64.7	11.10	92.9	90.3	5.94	5.72	16.23	15.63
<b>Février</b>	84.7	10.80	115.6	112.5	7.38	7.15	16.22	15.72
<b>Mars</b>	127.2	13.50	151.9	147.6	9.59	9.29	16.05	15.54
<b>Avril</b>	160.6	15.40	169.9	164.6	10.60	10.28	15.86	15.38
<b>Mai</b>	196.4	18.70	191.4	185.3	11.85	11.49	15.74	15.26
<b>Juin</b>	203.8	23.00	191.1	185.0	11.65	11.29	15.50	15.03
<b>Juillet</b>	226.9	25.30	218.2	211.8	13.18	12.80	15.35	14.91
<b>Août</b>	192.7	26.40	200.2	194.5	12.07	11.71	15.33	14.87
<b>Septembre</b>	152.6	23.50	177.1	172.3	10.81	10.50	15.52	15.07
<b>Octobre</b>	107.1	20.00	140.1	136.3	8.65	8.38	15.69	15.21
<b>Novembre</b>	71.3	14.70	100.8	97.9	6.39	6.17	16.13	15.58
<b>Décembre</b>	65.5	11.90	103.9	101.1	6.67	6.45	16.31	15.77
<b>Année</b>	1653.5	17.90	1852.9	1799.2	114.77	111.21	15.75	15.26
Légendes: GlobHor		Irradiation globale horizontale		EArray		Energie effective sortie champ		
T Amb		Température ambiante		E_Grid		Energie injectée dans le réseau		
GlobInc		Global incident plan capteurs		EffArrR		Effic. Eout champ / surf. brute		
GlobEff		Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages		EffSysR		Effic. Eout système / surf. brute		

Tableau IV.7. Principaux résultats de simulation d'un système PV à double jonction (Technologie des modules : HIT).

D'après ces résultats, on peut constater que pour une même surface limitée à  $400 \text{ m}^2$ , l'énergie produite par le système PV à double jonction estimée à  $112.2 \text{ MWh/an}$  est supérieure à celle obtenue pour un système à simple jonction qui est de  $86.49 \text{ MWh/an}$  (Tableau IV.4) et ce, en utilisant le même nombre de modules PV. L'augmentation de la production du système

est dû principalement à l'utilisation de la technologie des modules à base de cellules à hétérojonctions HIT présentant un rendement meilleur comparativement au modules à simple jonction à base de silicium monocristallin. La figure.IV.13 présente l'énergie produite par le système (à la sortie de l'onduleur), nous remarquons que les pertes dans le champ PV à double jonction sont plus faibles comparativement à celles du champ à simple jonction. L'indice de performance PR (Figure IV.14) du système à double jonction est légèrement supérieur à celui caractérisant le système à simple jonction.

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 71.8 kWc

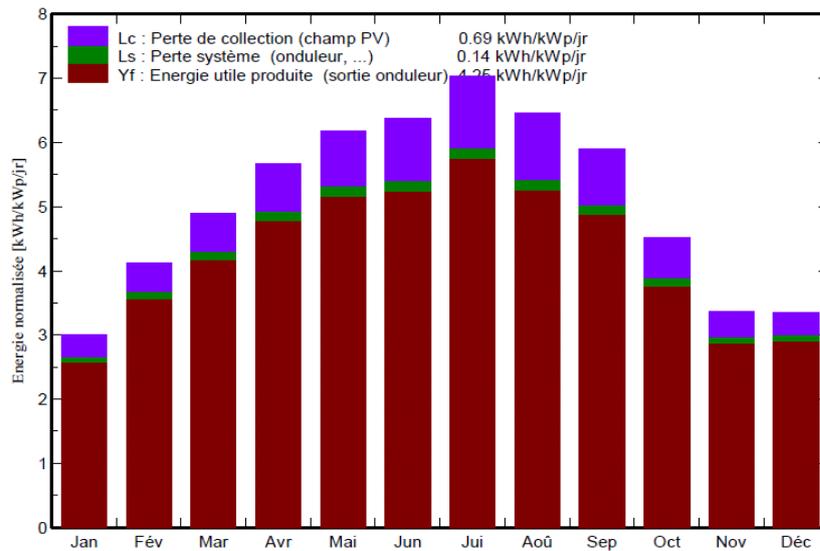


Figure IV.13. Energie utile produite par le système PV à double jonction (à la sortie de l'onduleur).

Indice de performance (PR)

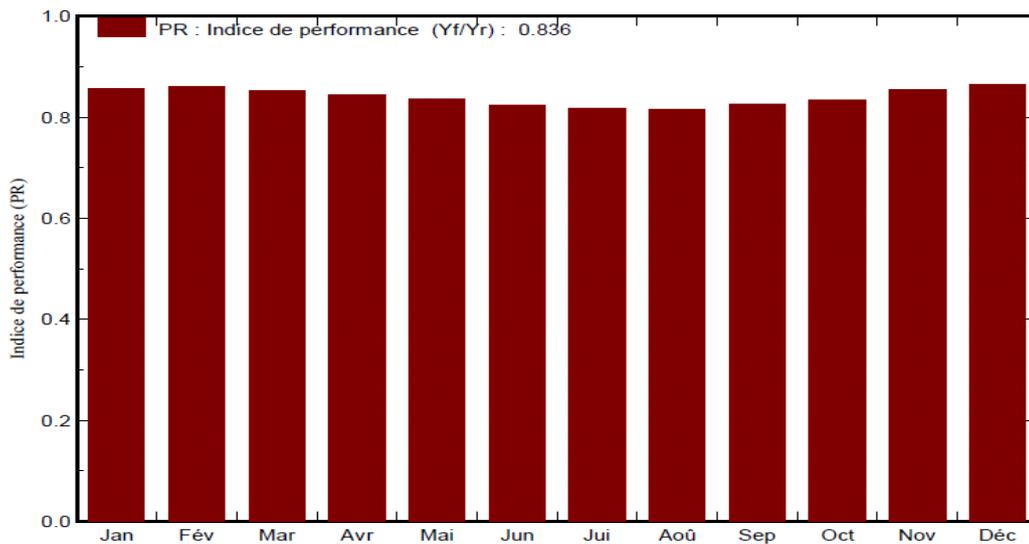


Figure IV.14. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV à double jonction.

Les pertes influençant la production du système à double jonction sont détaillées dans le tableau IV.8.

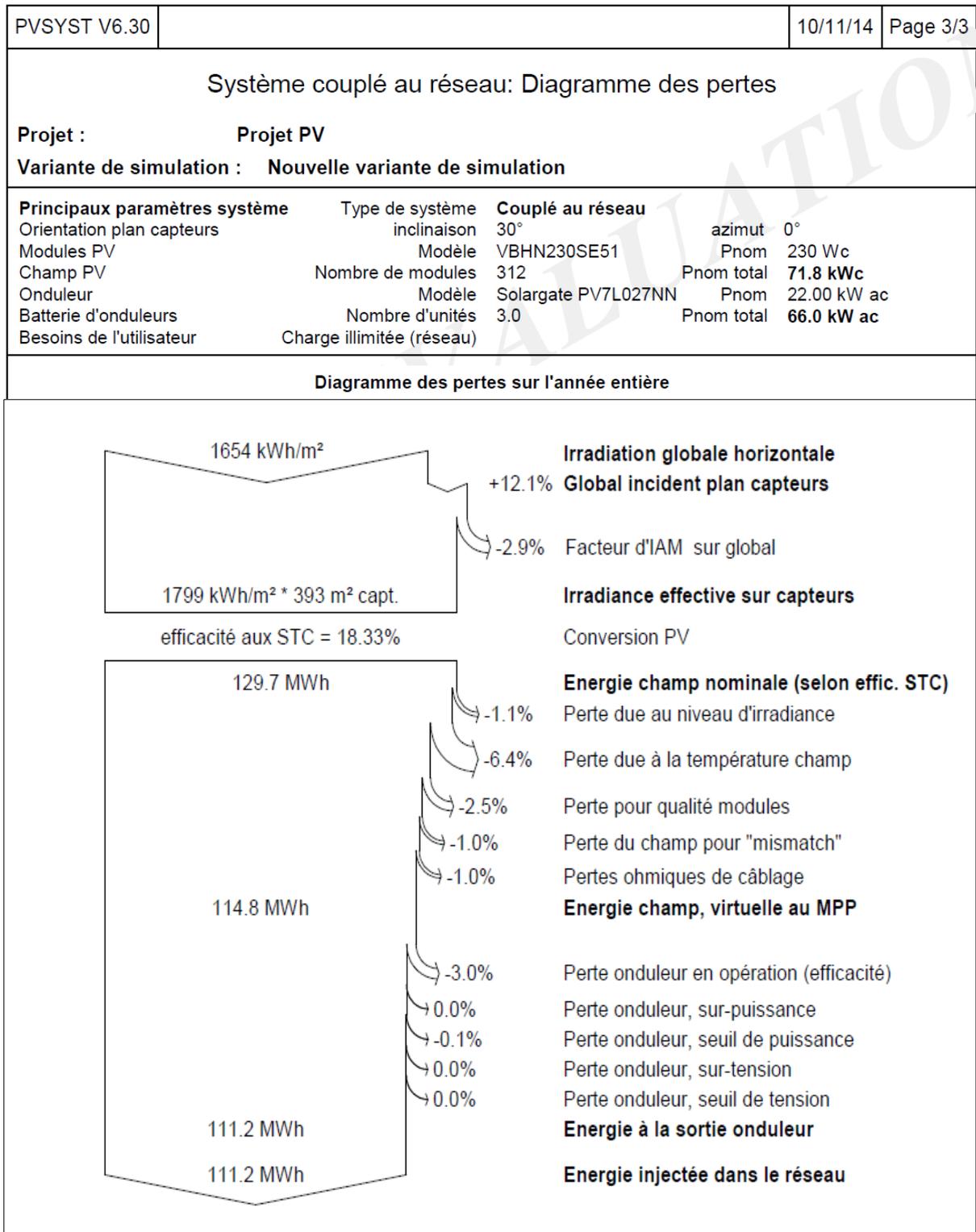


Tableau IV.8. Diagramme des pertes dans le système PV à double jonction.

Les figures IV.15 et IV.16 présentent respectivement l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux et la distribution de la puissance du champ PV à double jonction.

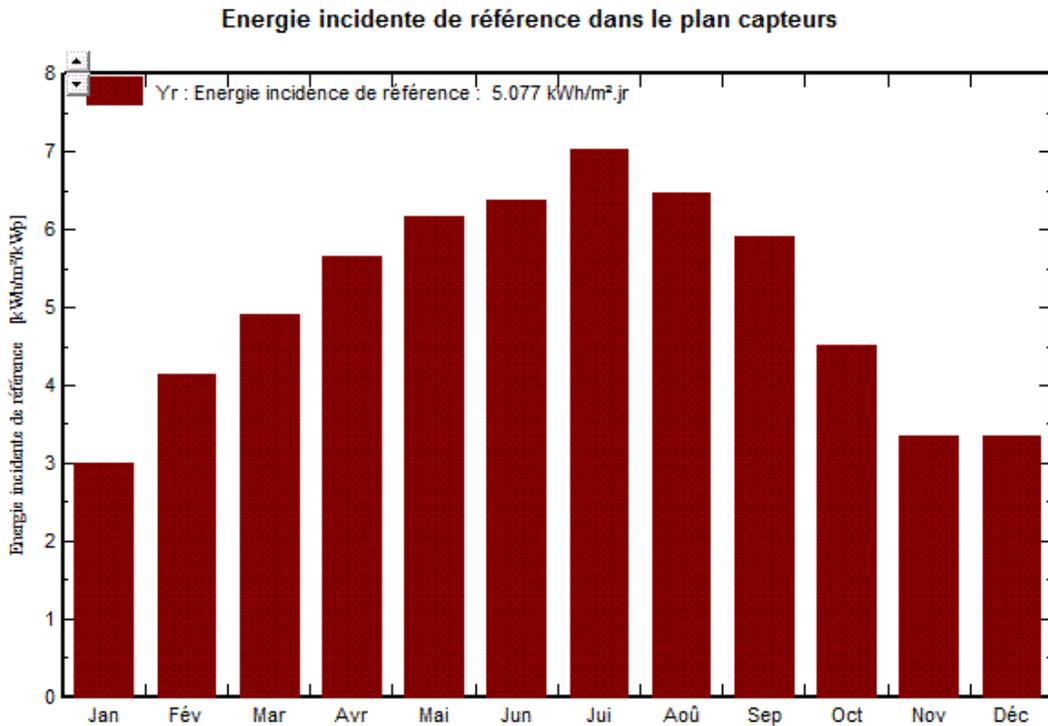


Figure IV.15. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

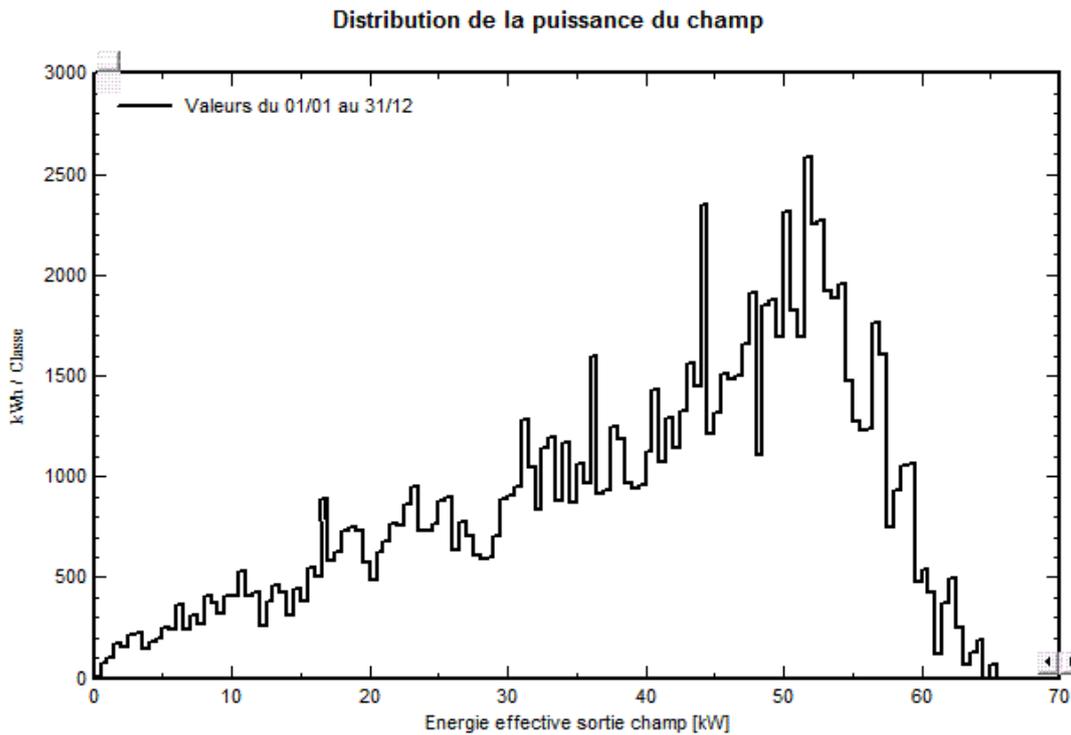


Figure IV.16. Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV à double jonction.

Le diagramme journalier d'Entrée/Sortie du système PV à double jonction est représenté sur la Figure IV.17.

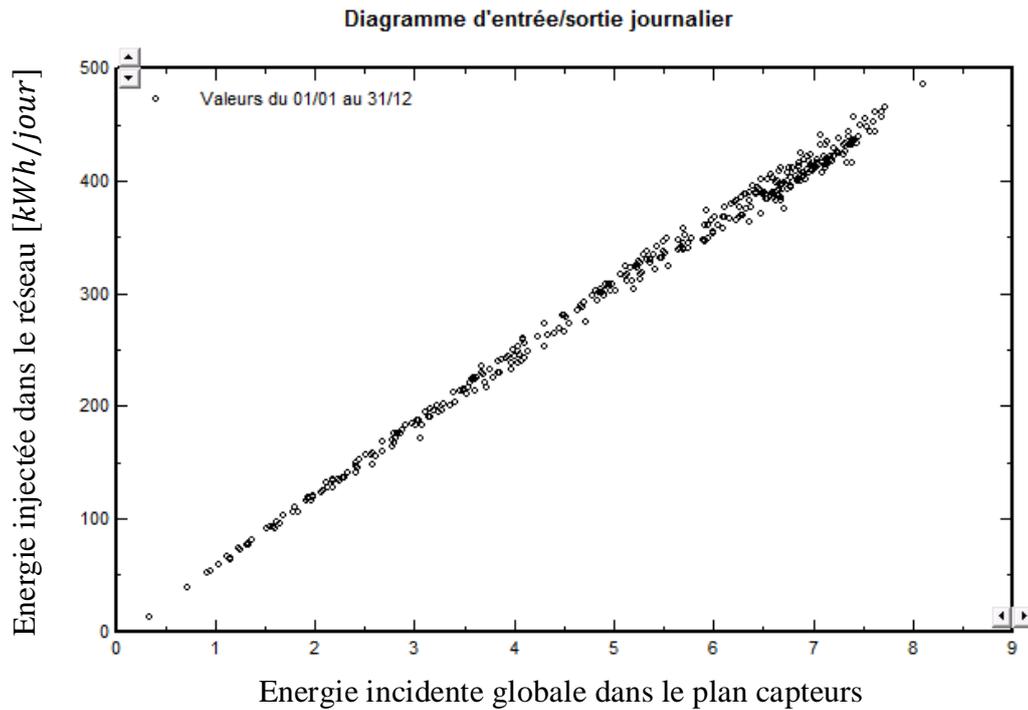


Figure IV.17. Diagramme d'Entrée/Sortie journalier du système PV à double jonction

En comparant les deux figures IV.11 et IV.17, nous remarquons un meilleur alignement de la caractéristique du système PV à double jonction comparativement au système à simple jonction, ce qui reflète une meilleure efficacité de l'installation ainsi qu'un meilleur indice de performance du système à double jonction.

## IV.6 Simulation de systèmes PV à triple jonction :

### IV.6.1. Paramètres de simulation :

#### IV.6.1.a. Caractéristique du module PV (Annexe E) :

- Modèle : *Concentrix Technology Gen II* ;
- Fabricant : *Soitec* ;
- Technologie : **GaInP<sub>2</sub>/GaAs/Ge** module à concentration (CPV) ;
- Puissance (aux STC) :  $P = 87.0 \text{ Wp}$  ;
- Tension  $U_n = 104 \text{ V}$ .
- Rendement : /*Surf. cellules* 26.78 % ; / *Surf. module* : 26.78 % (Figure IV.18).

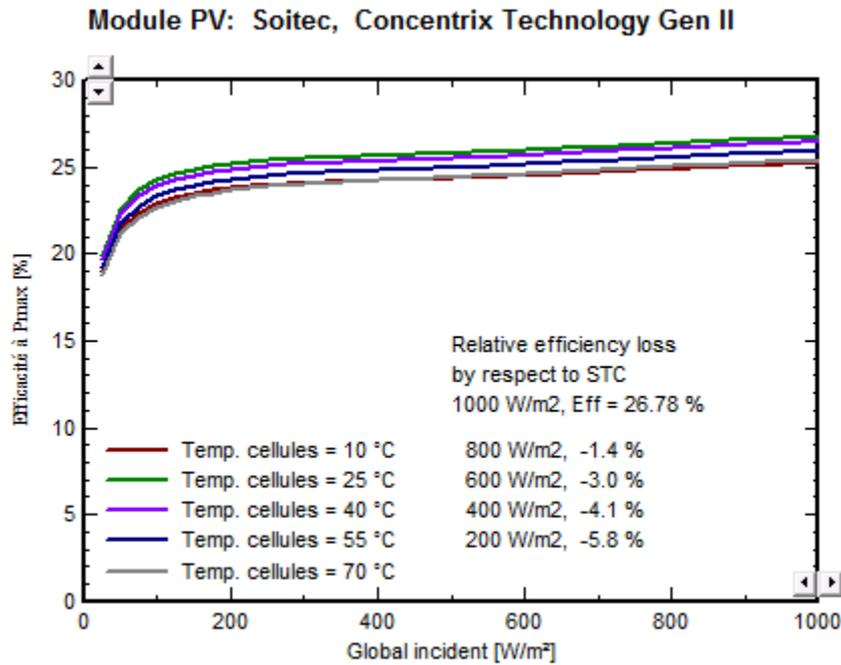


Figure IV.18. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à triple jonction à concentration.

#### IV.6.1.b. Caractéristiques de l'onduleur : (Annexe F) :

L'onduleur utilisé présente les caractéristiques suivantes :

- Modèle : *RPS 450 – 030 Outdoor* ;
- Fabricant : *Bonfiglioli Vectron* ;
- Tension MPP minimale : *425 V* ;
- Tension MPP maximale : *875 V* ;
- Puissance AC nominale : *27 kW* ;
- Type : Triphasé ;
- Fréquence : *50 Hz, 60 Hz* ;
- Rendement : *95.2 %*.

Les paramètres de dimensionnement du système PV à triple jonction pour une surface limitée de  $400 \text{ m}^2$ , sont donnés dans le tableau IV.9. Comme on peut le voir, le champ PV sera constitué de 1248 modules PV (technologie :  $\text{GaInP}_2/\text{GaAs}/\text{Ge}$ ) répartis comme suit :

- 4 modules connectés en série ;
- 312 branches en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 4 avec une puissance globale de  $108 \text{ kW}$ .

PVSYST V6.30				04/11/14	Page 1/3
<b>Système couplé au réseau: Paramètres de simulation</b>					
<b>Projet :</b>	<b>Projet PV</b>				
<b>Site géographique</b>	<b>Algiers</b>		<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>	
<b>Situation</b>	Latitude	36.7N	Longitude	3.2E	
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m	
<b>Données météo:</b>	Albédo	0.20			
	<b>Algiers</b>	Synthétique - Meteonorm 6.1			
<b>Paramètres de simulation</b>					
<b>Système à concentration</b>	Facteur de concentr.	500 x	Acceptance diffus	0 %	
	Angle de pleine acceptance	0.5 °	Angle limite	1.0 °	
<b>Plan suiveur, deux axes</b>	Inclin. minimum	0°	Inclin. maximale	80°	
Limites de course	Azimut minimum	-120°	Azimut maximum	120°	
<b>Modèles utilisés</b>	Transposition	Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm	
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon				
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages				
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>					
<b>Module PV</b>	GalnP2/GaAs/Ge	Modèle	<b>Concentrix Technology Gen II</b>		
		Fabricant	Soitec		
Nombre de modules PV		En série	4 modules	En parallèle	312 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	1248	Puissance unitaire	87 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>109 kWc</b>	Aux cond. de fonct.	104 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	517 V	I mpp	202 A
Surface totale		Surface modules	<b>399 m²</b>	Surface cellule	399 m²
<b>Onduleur</b>		Modèle	<b>RPS 450-030 Outdoor</b>		
		Fabricant	Bonfiglioli Vectron		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	425-875 V	Puissance unitaire	27.0 kW AC	
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	4 unités	Puissance totale	108.0 kW AC	
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>					
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s	
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	40 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC	
Perte de qualité module			Frac. pertes	3.0 %	
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP	
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05	
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>	Charge illimitée (réseau)				

Tableau IV.9. Paramètres de simulation d'un système PV à triple jonction (Technologie :  $GaInP_2/GaAs/Ge$  module à concentration CPV).

#### IV.6.2. Résultats de simulation :

Les principaux résultats de simulation d'un système à triple jonction à base de modules en technologie  $GaInP_2/GaAs/Ge$ , pour une surface de 400 m<sup>2</sup>, sont donnés dans le tableau.IV.10.

PVSYST V6.30		04/11/14	Page 2/3						
<b>Système couplé au réseau: Résultats principaux</b>									
<b>Projet :</b>		<b>Projet PV</b>							
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>									
<b>Principaux paramètres système</b>	<b>Type de système</b>	<b>Couplé au réseau</b>							
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes	Concentration	Angle d'accept. 0.5°/Lim 1.0°						
Modules PV	Modèle	Concentrix Technology Gen II	87 Wc						
Champ PV	Nombre de modules	1248	Pnom total <b>109 kWc</b>						
Onduleur	Modèle	RPS 450-030 Outdoor	Pnom 27.00 kW ac						
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	4.0	Pnom total <b>108 kW ac</b>						
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)								
<b>Principaux résultats de la simulation</b>									
Production du système	<b>Energie produite</b>	<b>125.5 MWh/an</b>	Productible 1155 kWh/kWc/an						
	Indice de performance (PR)	74.8 %							
<b>Bilans et résultats principaux</b>									
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>BeamInc</b>	<b>BeamEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrB</b>	<b>EffSysB</b>	
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	%	%	
Janvier	64.7	11.10	70.5	65.1	5.70	5.37	20.2	19.1	
Février	84.7	10.80	99.0	92.4	8.27	7.80	20.9	19.7	
Mars	127.2	13.50	114.2	110.4	9.88	9.34	21.7	20.5	
Avril	160.6	15.40	139.7	134.6	12.13	11.46	21.8	20.6	
Mai	196.4	18.70	157.5	152.3	13.54	12.81	21.5	20.4	
Juin	203.8	23.00	162.2	158.8	14.03	13.29	21.7	20.5	
Juillet	226.9	25.30	197.9	191.8	17.13	16.27	21.7	20.6	
Août	192.7	26.40	161.5	159.3	14.07	13.35	21.8	20.7	
Septembre	152.6	23.50	146.5	143.0	12.82	12.14	21.9	20.7	
Octobre	107.1	20.00	127.0	118.8	10.92	10.32	21.5	20.3	
Novembre	71.3	14.70	77.3	76.0	6.64	6.25	21.5	20.2	
Décembre	65.5	11.90	92.4	84.9	7.47	7.05	20.3	19.1	
Année	1653.5	17.90	1545.8	1487.4	132.61	125.46	21.5	20.3	
Légendes: GlobHor				Irradiation globale horizontale		EArray		Energie effective sortie champ	
T Amb				Température ambiante		E_Grid		Energie injectée dans le réseau	
BeamInc				Direct incident plan capteurs		EffArrB		Effic. Eout array / Beam incid.	
BeamEff				Direct normal effectif		EffSysB		Effic. Eout system / Beam incid.	

Tableau IV. 10. Principaux résultats de simulation d'un système PV à triple jonction  
(Technologie :  $GaInP_2/GaAs/Ge$  module à concentration CPV).

A la base de ces résultats, la production du système à triple jonction estimée à 125.5 MWh/an (Tableau IV.10) est meilleure comparativement à celles des systèmes à double et simple jonction dont les énergies produites sont respectivement de 112.2 MWh/an (Tableau IV.7) et 86.5 MWh/an (tableau IV.4) et ce, pour un même rayon de surface de 400 m<sup>2</sup> ; d'où l'intérêt d'utiliser la technologie des systèmes à triple jonction.

L'énergie produite par le système PV à triple jonction (à la sortie de l'onduleur) ainsi que l'indice de performance correspondant sont illustrés sur les figure IV.19 et IV.20.

**Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 109 kWc**

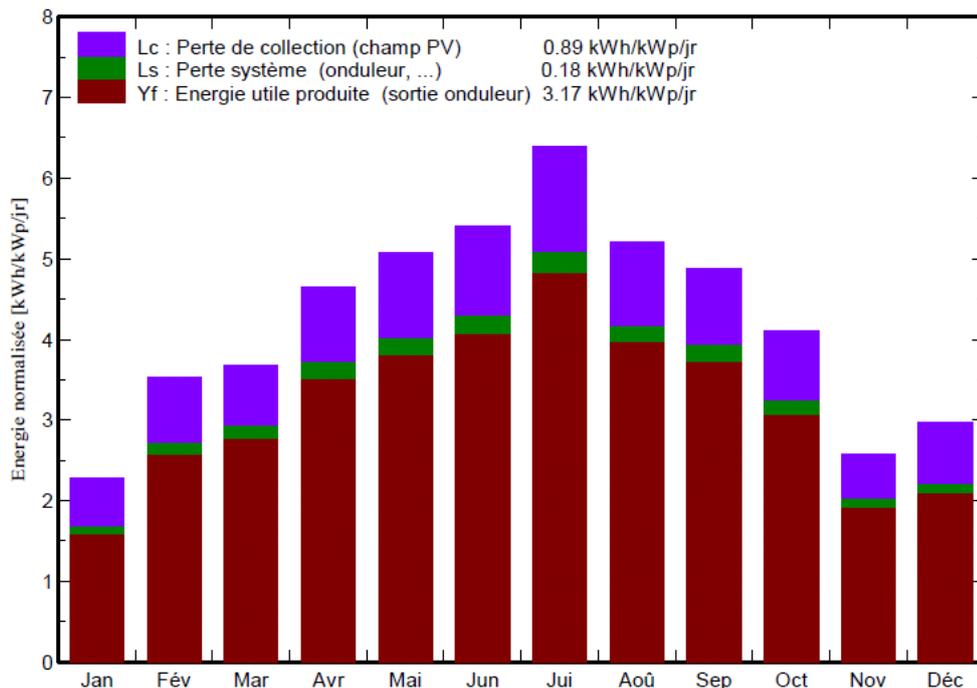


Figure IV.19. Energie utile produite par le système PV à triple jonction (à la sortie de l'onduleur).

**Indice de performance (PR)**

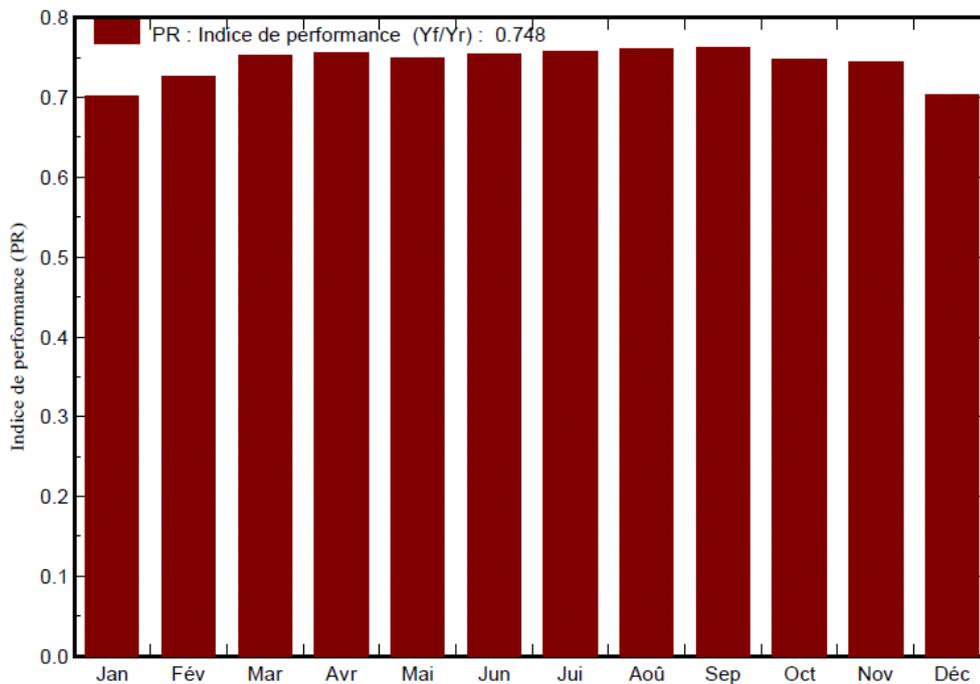


Figure IV.20. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV à triple jonction.

Le tableau IV.11 donne le détail des pertes dans le système PV à triple jonction.

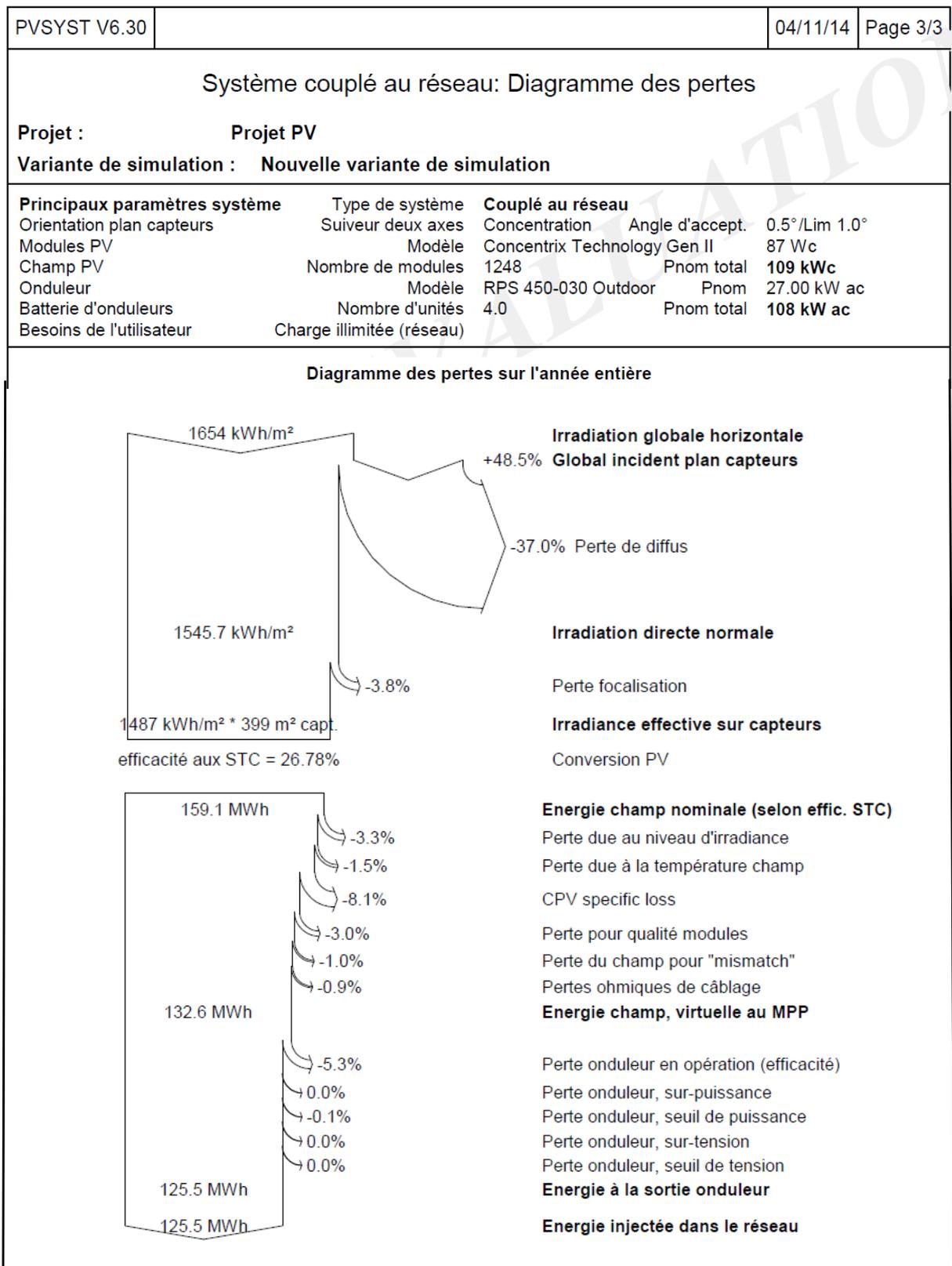


Tableau IV.11. Diagramme des pertes dans le système PV à triple jonction.

Les figures IV.21, IV.22 et IV.23 présentent respectivement l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de la puissance du champ PV à triple jonction et le diagramme d'Entrée/Sortie journalier.

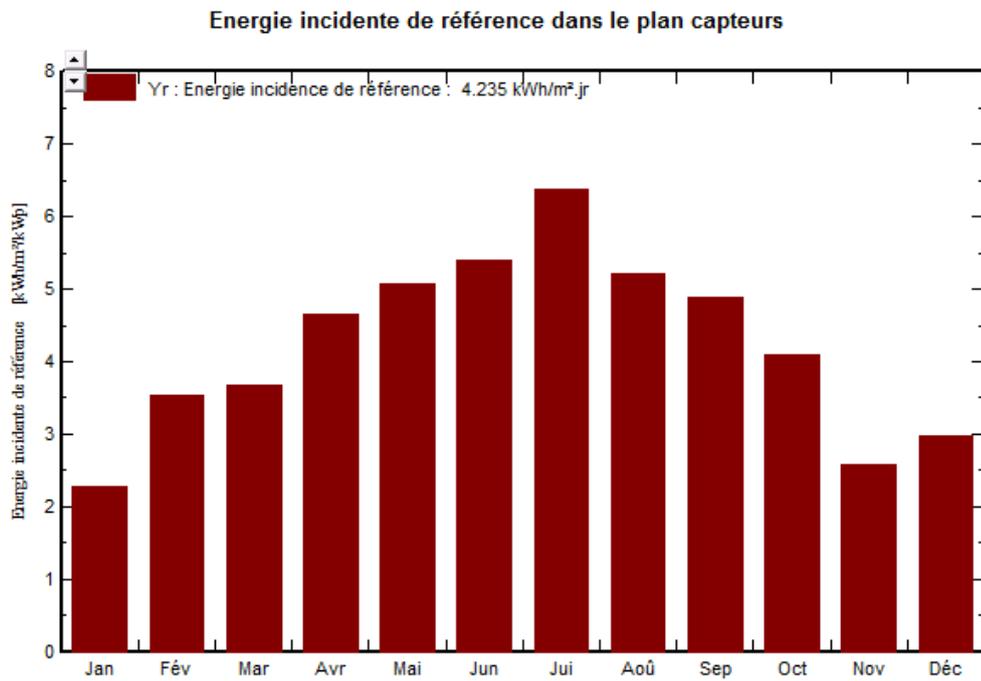


Figure IV.21. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

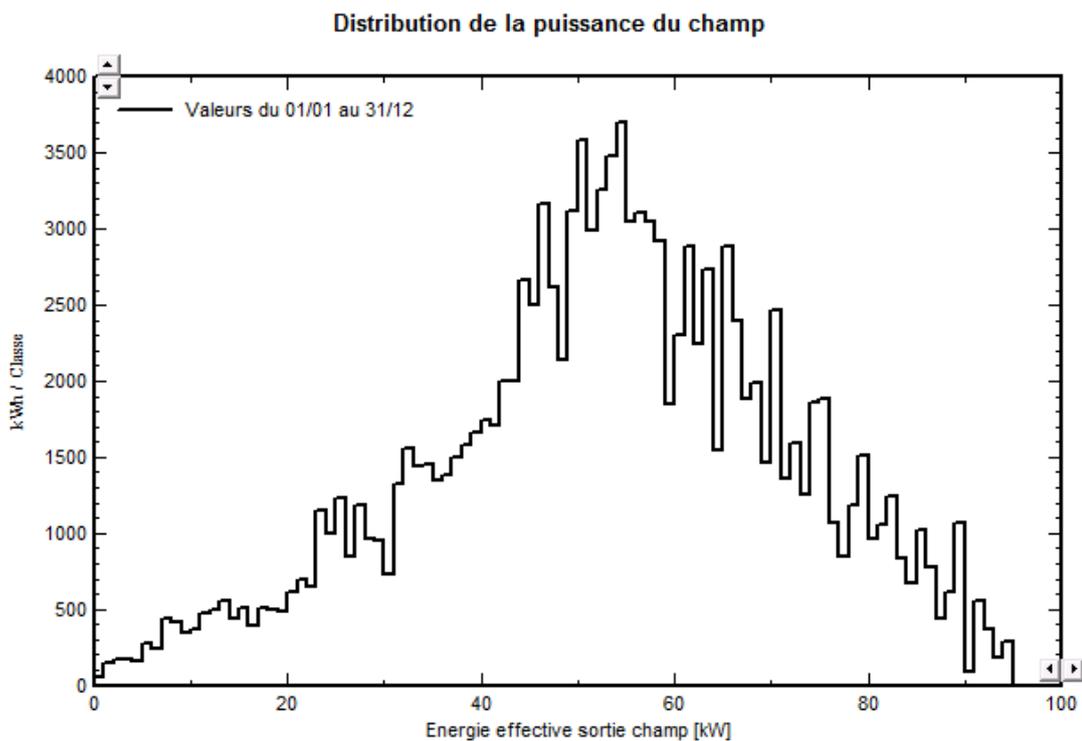


Figure IV.22 Distribution de la puissance en sortie du champ PV à triple jonction.

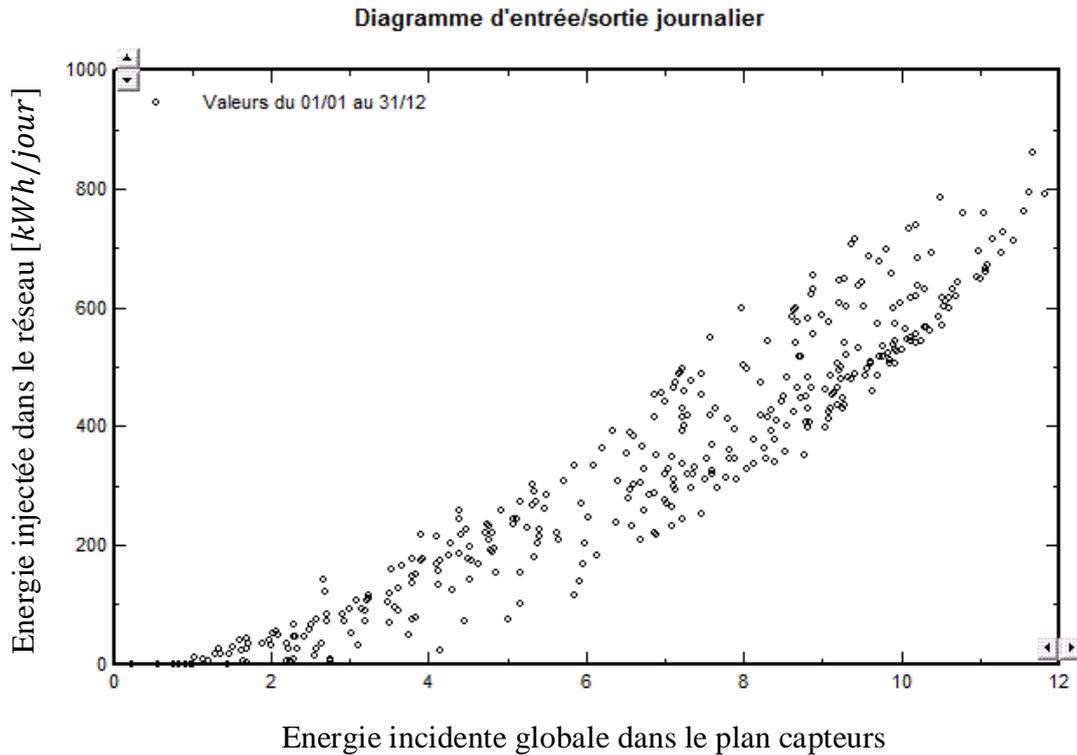


Figure IV.23. Diagramme d'Entrée/Sortie journalier du système PV à triple jonction.

L'indice de performance ( $PR$ ) du système PV à triple jonction est relativement bon (74.8 %) mais légèrement inférieur à celui du système PV à double jonction (83.6 %), ce qui correspond à un meilleur alignement des points de fonctionnements de ce dernier (Figure IV.17).

#### IV.7. Conclusion :

A la base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que le système à triple jonction permet une production maximale d'énergie comparativement aux systèmes à simple et double jonction.

Les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par le système PV, d'où la nécessité d'opter pour une technologie permettant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l'élément clé et le plus délicat d'une installation PV.

# *Conclusion Générale*



## **Conclusion générale**

Afin d'optimiser la gestion d'une installation *PV*, il est nécessaire de pouvoir comparer les mesures de diverses installations entre elles, pour différentes technologies de modules et conceptions de systèmes. En effet, lorsque la surface disponible est limitée (modules intégrés au bâti, toitures, façades), la technologie choisie devra permettre une production maximale d'énergie à la tension de fonctionnement de l'utilisateur.

Dans ce sens, nous avons effectué le dimensionnement de systèmes *PV* à double et triple jonction en utilisant le logiciel *PVSYST* (*version* 6.3) développé par l'Université de Genève. Le dimensionnement de système *PV* à simple jonction est également effectué pour comparaison.

A la base des résultats de simulation, la production des systèmes *PV*, pour un rayon de surface de  $400 \text{ m}^2$ , est comme suit :

- $125.5 \text{ MWh/an}$  pour le système à triple jonction (technologie : *GaInP<sub>2</sub>/GaAs/Ge*) ;
- $112.2 \text{ MWh/an}$  pour le système à double jonction (technologie *HIT*) ;
- $86.5 \text{ MWh/an}$  pour le système à simple jonction (technologie silicium monocristallin) ;

Nous en déduisons que le système à triple jonction permet une meilleure production énergétique, ce qui confirme le potentiel de cette technologie en termes d'approvisionnement énergétique.

En identifiant les différentes pertes dans le système *PV*, nous déduisons que l'onduleur présente la contribution la plus importante. L'onduleur doit pouvoir fonctionner à sa puissance maximale même si le champ de panneaux peut fournir une puissance plus importante, d'où la nécessité d'opter pour une technologie offrant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant.

## *Bibliographie*

- [1] B. Bigot, E. Klein, J. -G. D. de Lavergne, H. Safa, F Carré, A. Leudet, A. Porracchia, B. Boullis, D. Dall’ava, F. Tournebize, B. Comte, D. Lelievre, “ Les énergies bas carbone ”, Revue scientifique et technique Clefs CEA, No. 61, printemps 2013.
- [2] Pierre Teisseire, “ étudier un projet d’installation photovoltaïque : dimensionner un parc de batteries ”, guide Technique, Centre de formation de Marigot, Novembre 2003, Haïti.
- [3] J. -M. Cottier, J. Graf, A. Mermoud, M. Villo “ Centrales photovoltaïques”, Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, Programme d'action PACER – Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles, 1996.
- [4] Alain Ricaud, “ Modules et systèmes photovoltaïques”, catalogue collectif de ressources d'enseignement et d'apprentissage rassemblées, Sept 2008.
- [5] Gilbert Champ, L'énergie solaire photovoltaïque: formation : de l'effet photovoltaïque à l'installation complète d'un système SAV et entretien, Énergies nouvelles entreprises, 2003.
- [6] A. Mellit, S.A Kalogirou, L. Hontoria and S. Shaari, "Artificial intelligence technique for sizing of photovoltaic systems: a review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, No. 2, pp. 406–419, 2009
- [7] A. Martin, Green. Solar cells: Operating principles, technology, and system applications, Prentice-Hall, Inc, 1982
- [8] A. Ricaud, Photopiles solaires, Presses polytechniques et universitaires romandes, 1996.
- [9] A Luque and S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Wiley, 2003.
- [10] T. Markvart and L. Castañer, Solar Cells: Materials Manufacture and Operation, Elsevier, 2005.
- [11] C. J. Winter, R. L. Sizmann Et L. L. Vant-Hull, Solar power plants. Fundamentals, Technology, Systems, Economics, Springer-Verlag, 1991.
- [12] C. Honsberg, Bowden, Photovoltaics: Devices, Systems and Applications, CDROM, Sydney (Aus): Univ. of New South Wales, 1998.
- [13] W. L. Hughes, C. C. Black, J. A. Cruthcfield, L’energie et le developpement rural: Ressources renouvelables et options techniques pour les pays en développement, National Academy of sciences, 1977, Washington.

- [14] F. Erwann, “ Contribution au photovoltaïque de première génération : du matériau silicium aux couches diélectriques”, habilitation a diriger des recherches, l’institut national des sciences appliquées de lyon et l’université clude bernard lyon 1, décembre 2011.
- [15] M. Pidwirny, *Understanding Physical Geography*, Chpter3 : Matter, Energy, and Our planet, 2014.
- [16] J. M. Tarascon, “Le photovoltaïque: principes et filières inorganiques, organiques, hybrides”, Chaire Développement durable Environnement, Énergie et Société, 2 Mars 2011, France.
- [17] Christian and Hélén, “ physique des semi-conducteurs”, 4 ième édition, Dunod édition, 2014.
- [18] P.H. Nguyen, C. Michel, J. Bottin, “ Etude de la conversion photovoltaïque : effets des résistances parasites des photopiles”, *Revue de Physique appliquée*. No. 12, pp. 775-779, 1983.
- [19] R.C Campbell “A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies” , 39th North American Power Symposium, NAPS '07, pp.97 – 101, 2007.
- [20] L. Protin, S. Astier, “Convertisseurs photovoltaïques”, *Traité Génie Electrique D 3 360*, Techniques de l’ingénieur.
- [21] V. Quaschnig, R. Hanitsch “numerical simulation of photovoltaic generators with shaded cells” 30th Universities Power Engineering Conference, pp. 583-586, Sept. 5-7, 1995, Greenwich.
- [22] Vighetti Stéphane, “Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion”, Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [23] Loïc Bailly, “Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface”. Thèse de doctorat, Université Bordeaux I, 2010.
- [24] J. Zhao; A. Wang; Campbell, P.; Green, M.A., “A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping”, *Electron Devices, IEEE Transactions*, Vol. 46, No.10, pp. 1978–1983, Oct.1999.
- [25] J. Zhao; A. Wang; Altermatt, P.P.; Wenham, S.R.; Green, M.A., “24% efficient silicon solar cells”, *IEEE First World Conference on photovoltaic energy conversion*, Vol. 2, pp. 1477-1480. 5-9 Dec. 1994.
- [26] C. Wang, H. Zhang, T. Wang, L. Zheng, “Solidification interface shape control in a continuous, Czochralski silicon growth system”, *Journal of Crystal Growth*, Vol. 287, No. 2, pp. 252-257, 25 January 2006.
- [27] T. L. Jester, “Crystalline Silicon Manufacturing Progress”, *progress in photovoltaics: research and applications* ,Prog. Photovolt: Res. Appl. 2002; 10:99–106 (DOI: 10.1002/pip.414)
- [28] Kray, D. Schumann, M. Eyer, A. Willeke, G.P. Kubler, R. Beinert, J. Kleer, G. “Solar Wafer Slicing with Loose and Fixed Grains”; *Photovoltaic Energy Conversion, IEEE 4th World Conference*, Vol. 1, pp. 948–951, May 2006.

- [29] Muller, A. Reinecke, M. Bachmann, A. Seifert, C. Trommer, T. Schindler, R., “Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic”, Conference Record of the Thirty-first IEEE, pp. 1019-1022, 3-7 Jan. 2005.
- [30] Hahn, G.; Seren, S.; Kaes, M.; Schonecker, A.; Kalejs, J.P.; Dube, C.; Grenko, C.; Belouet, C.; “Review on Ribbon Silicon Techniques for Cost Reduction in PV”, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference, Vol. 01, pp. 972-975, May 2006.
- [31] R. Stangl, M. Bivour, E. Conrad, I. Didschuns, L. Korte, K. Lips, M. Schmidt, “Recash a novel high efficiency buried grid rear contact amorphous/crystalline silicon heterojunction solar cell concept”, Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.870-873, 2007, Milano, Italie.
- [32] Sanyo, “SANYO Develops HIT Solar Cells with World’s Highest Energy Conversion Efficiency of 23.0%”, Photovoltaic Energy Conversion, 2009.
- [33] D. Ide, M. Taguchi, Y. Yoshimine, T. Baba, T. Kinoshita, H. Kanno, H. Sakata, E. Maruyama, M. Tanaka, “Excellent power-generating properties by using the HIT structure”, Conference records of the 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, USA. 2008.
- [34] H. Sakata, T. Nakai, T. Baba, M. Taguchi, S. Tsuge, K. Uchihashi, S. Kiyama, “20.7% highest efficiency large area (100.5 cm<sup>2</sup>) HITTM cell”, Conference Record of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 7-12, Anchorage, USA, 2000.
- [35] King, R. R.; Law, D. C.; Edmondson, K. M.; Fetzer, C. M.; Kinsey, G. S.; Yoon, H.; Sherif, R. A.; Karam, N. H., “40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Gemultijunction solar cells”, Applied Physics Letters, Vol. 90, No. 18, 2007.
- [36] King, R.R.; Fetzer, C.M.; Law, D.C.; Edmondson, K.M.; Hojun Yoon; Kinsey, G.S.; Krut, D.D.; Ermer, J.H.; Hebert, P.; Cavicchi, B.T.; Karam, N.H.; “Advanced III-VMultijunction Cells for Space” ; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference ; Vol. 2, pp. 1757-1762, May 2006
- [37] Barnett, A.; Honsberg, C.; Kirkpatrick, D.; Kurtz, S.; Moore, D.; Salzman, D.; Schwartz, R.; Gray, J.; Bowden, S.; Goossen, K.; Haney, M.; Aiken, D.; Wanlass, M.; Emery, K.; “50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs” , Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference, Vol. 2, pp. 2560-2564, May 2006.
- [38] M. Oukachmih, P. Destruel, I. Seguy, G. Ablart, P. Jolinat, S. Archambeau, M. Mabilia, S. Fouet, H. Bock ; “New organic discotic materials for photovoltaic conversion”, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 85, No. 4, pp. 535-543, 1 February 2005.
- [39] Kippelen,B., “Organic Photovoltaics ”, Lasers and Electro-Optics, CLEO 2007 Conference, pp. 1-2, May2007.
- [40] M. A. Dahouenon, “le manuel du technicien photovoltaïque ”, Conseiller Technique en électrification rurale et énergies renouvelables PERACOD, Avril 2011.

- [41] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [42] M. Makhlouf, «Etude et optimisation d'un modèle de conversion d'énergie photovoltaïque application au pompage», mémoire de magister, université Mentouri Constantine, Algérie, 2006.
- [43] I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas, R. P. Fiffe, “Assessment of different energy storage systems for wind energy integration”, European Wind Energy Conference, 2001.
- [44] S. Lemofouet; “Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and super capacitors ”, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Octobre 2006.
- [45] F. BRIHMAT, “L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une central hybride PV/Eolien ”, Mémoire de magister, Université de Tizi-Ouzou, 2012.
- [46] A. Lindgren; “Topology for decentralised solar energy inverters with a low voltage AC bus ”, EPE Lausanne, 1999.
- [47] J. G. McGowan, J. F. Manwell, “Hybrid/PV/Diesel system experiences”, Renewable Energy; No. 16, pp. 928-933, 1999.
- [48] I. Vechiu, B. Saulier, “Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome”, Thèse doctorat, Université du Havre, 2005.
- [49] C. Pastrs, “Développement d'une méthode de détermination du rayonnement global à partir des données METEOSAT”, La méthodologie, VI séries, N° 24, pp. 5-15, 1985.
- [50] I. Marie-Joseph; “Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production électrique en site isolé ”, l'ADEME – thèse, 2003.
- [51] V. Quaschnig; “Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells”, Solar energy, Vol. 56, N°. 6, pp. 513-520, 1996.
- [52] C. M. Ansoumane, “Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs”, thèse de Doctorat, université de Paris, 2011.
- [53] K. C. Reinhardt, Y. K. Yeo, R. L. Hengehold, “Junction characteristics of  $Ga_{0.5}In_{0.5}P$  n + p diodes and solar cells”, Journal of Applied Physics, Vol. 77, No. 11, pp. 5747-5750, 1995.

- [54] C. Dominguez, I. Anton, G. Sala, “Multijunction solar cell model for translating I–V characteristics as a function of irradiance, spectrum, and cell temperature”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 18, pp.272-284, 2010.
- [55] Y. P. Varshni, Temperature dependence of the energy gap in semiconductors, *Physica* 34, pp. 149–154, 1967.
- [56] J. L. Grey, The physics of the solar cells, *Handbook of Photovoltaics Science and Engineering*, pp. 61–112, New York, 2003.
- [57] I. Urgaftman, J. R. Meyer, L. R. Ram-Mohan, “Band parameters for III–V compound semiconductors and their alloys”, *Journal of Applied Physics*, Vol. 89, No. 11, pp.5815-5875, 2001.
- [58] K. Nishioka, T. Takamoto, T. Agui, M. Kaneiwa, Y. Uraoka, T. Fuyuki, “Evaluation of InGaP/InGaAs/Ge triple junction solar cell and optimization of solar cell’s structure focusing on series resistance for high-efficiency concentrator photovoltaic systems”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 90, pp. 1308-1321, 2006.
- [59] K. Nishioka, T. Takamoto, T. Agui, M. Kaneiwa, Y. Uraoka, T. Fuyuki, Evaluation of InGaP/InGaAs/Ge triple-junction solar cell under concentrated light by simulation program with integrated circuit emphasis, *Japan Journal of Applied Physics* 43 (2004) 882–889.
- [60] K. Nishioka, T. Sueto, M. Uchina, Y. Ota, “Detailed analysis of temperature characteristics of an InGaP/InGaAs/Ge triple-junction solar cell”, *Journal of Electronic Materials*, Vol. 39, pp. 704-708, 2010.
- [61] V.M. Emelyanov, N.A. Kalyuzhnyy, M.A. Mintairov, S.A. Mintairov, M.Z. Shvartz, V.M. Lantratov, “Distributed resistance effects simulation in concentrator MJ SCS using 3D-network model”, 25th European Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, 2010.
- [62] Ramos Hernanz, JA., Campayo Martin, JJ. Zamora Belver, I., Larranga Lesaka, J., Zulueta Guerrero, E. p “Modelling of photovoltaic module”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’10), 23th to 25th March, 2010 Granada (Spain).
- [63] K. Lappalainen, A. Mäki and S. Valkealahti, “Effects of the sharpness of shadows on the mismatch losses of PV generators under partial shading conditions caused by moving clouds”, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 4081-4086, France
- [64] D. Sera, R. Teodorescu, J. Hantschel, M. Knoll, “Optimized Maximum Power Point Tracker for Fast-Changing Environmental Conditions”, *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 55, No. 7, July 2008.

- [65] M. Drif, D. Saigaaa, P. J. Pérez , J. Aguilera, “A new algorithm for determining i-v characteristics of partially shaded photovoltaic modules”, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, France.
- [66] B. Oosting, J. Harms, R. Cornelissen, W.G.J.H.M. van Sark, “Assessment of shadowing effects on photovoltaic performance– a secondary school project”, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 4701-4703, France
- [67] Bouchakour S., Chouder A., Cherfa F., Abdeladim K., Kerkouche K., “The first grid-connected photovoltaic system in algeria: power quality observation”, The Second International Days on Renewable Energies & Sustainable Development, Juin 2012, Laghouat, Algeria.
- [68] Mueller, Stine; Velvelidis, Vasileios; Fischer, David; Wille-Hausmann, Bernhard; Wittwer, Christof, “Grid-friendly Operation of Thermal- Electrical Coupled Systems”. Proceedings of ETG Kongress, NOV 5-6, Germany, 2013.
- [69] L. Kemmouche, M. Marir et B. Marir, “Phénomène de hot spot dans un module photovoltaïque Partiellement Masqué ”, Revue. Energie. Renouvelable, pp. 15-18, ICPWE, 2003.
- [70] W. Herrman, W. Wiesner, W. Vaaben, “Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diode”, 26th PVSC, Sept. 30 – Oct. 1997, Anaheim, CA.
- [71] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz and 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, Pages 329 340.
- [72] Ph. Barrade, “électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire”, press polytechnique et universitaires, 1ère édition, 2006.
- [73] D.Violaine, B. Gaidon, “Onduleurs pour systèmes photovoltaïques ”, www.hespul.org Aout 2007.
- [74] G.Moine « Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT.
- [75] Wildi Théodore, Sybille Gilbert, " électrotechnique", ed boeck, 4e édition, 2005.
- [76] F. Schimpf, “Grid connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformer less Inverter”, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, 2008.

- [77] S. Nanou, E. Batzelis, S. Papathanassiou, “Evaluation of PV Inverter Control Schemes Under Distorted and Variable Frequency Grid Conditions”, in Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Sep. 2013.
- [78] N. Henze, “Reliability consideration of grid-connected photovoltaic inverters with low-power”, 24 Symposium on Photovoltaic Solar Energy, Bad Season stone, 2009.
- [79] Yeong-Chau Kuo, Tsorng-Juu Liang, “Novel Maximum-Power-Point-Tracking controller for photovoltaic energy conversion system”, IEEE Trans. On Industrial Electronics, Vol. 48, N°. 3, June 2001.
- [80] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, “Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions generation”, IEE Proceedings Transmission and Distribution. Vol. 142, N°. 1, pp. 59 – 64. Jan. 1995.
- [81] 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, N° 1, February 2002.
- [82] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs, “Theoretical and experimental analysis of photovoltaic systems with voltage-and current-based Maximum Power-point Tracking”, IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 17, N°. 4, December 2002.
- [83] A. Shmilovitz, “On the control of photovoltaic Maximum Power Point Tracker via output parameters”, IEEE Proceedings Electric Power Applications, Vol. 152, N°. 2, pp 239-248, March 2005.
- [84] K.K. Tse, M.T. Ho, H.S. Chung and S.Y. Ron Hui, “A comparative study of Maximum-Power-Point Trackers for photovoltaic panels using switching-frequency modulation scheme”, IEEE Trans, on Industrial Electronics, Vol. 51, N°. 2, April 2004.
- [85] W. Chen, H. Shen, B. Shu, H. Qind and T. Deng, “Evaluation of performance of MPPT devices in PV systems with storage batteries”, Solar Energy Laboratory, Guangzhou Institute of Energy conversion, Chinese Academy of Sciences, February 2007, Science Direct- Renewable Energy 32 (2007) 1611–1622.
- [86] M. Sokolov and D. Shmilovitz, “A modified MPPT scheme for accelerated convergence, power engineering letters”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 23, No. 4, December 2008, 1105.
- [87] J. H. Soa, Y. S. Junga, G. J. Yua, J. Y. Choib, J. Ho Choic, “Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems”, Elsevier, 2006.

- [88] Touzani Youssef, “Commande aléatoire du convertisseur Buck-Boost triphasé à prélèvement sinusoïdal du courant”, thèse de Doctorat, Université de Clermont-Ferrand, 2006.
- [89] R. Kadri, J.-P. Gaubert, G. Champenois, “An Improved Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Grid-Connected Inverter Based on Voltage-Oriented Control”, IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, Jan. 2011.
- [90] Jung Hun So1 et al, “Long-term performance analysis of grid connected pv system”, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Spain, 1-5 September 2008.
- [91] A. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff, “Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs”, PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.
- [92] G. A. Landis, D. Scheiman, D. Merritt and R. P. Raffaele, “High-temperature solar cell development”, NASA/CP, 2005.
- [93] A.Multon, “L’énergie électrique : Analyse des ressources et de la production”, Journées électrotechniques du Club EEA Paris, 28-29 janvier 1999.
- [94] Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. May 2013. European Photovoltaic Industry Association (EPIA, available in [www.epia.org/news/publications/](http://www.epia.org/news/publications/)).

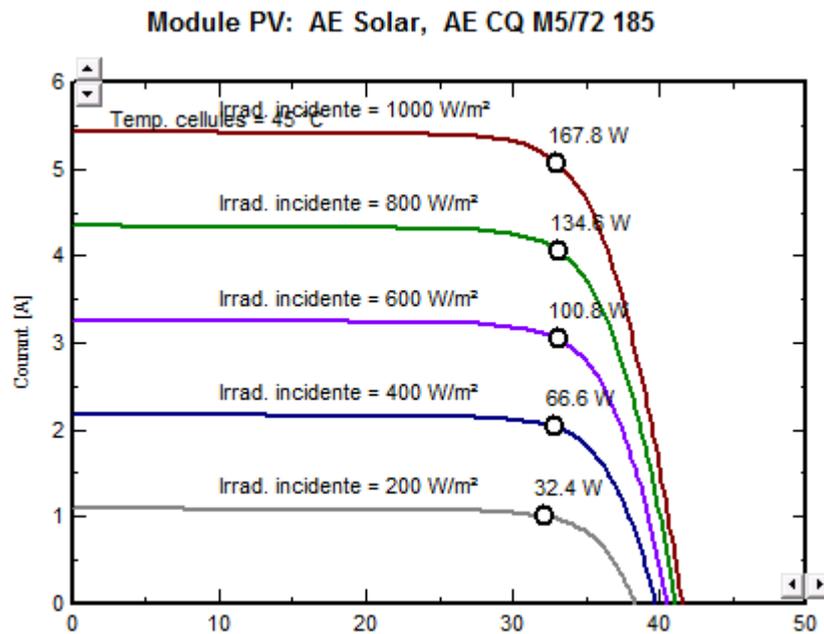
# *Annexes*



## Annexe A

### Caractéristique I(V) et P(V) du module à base de silicium monocristallin

a)



b)

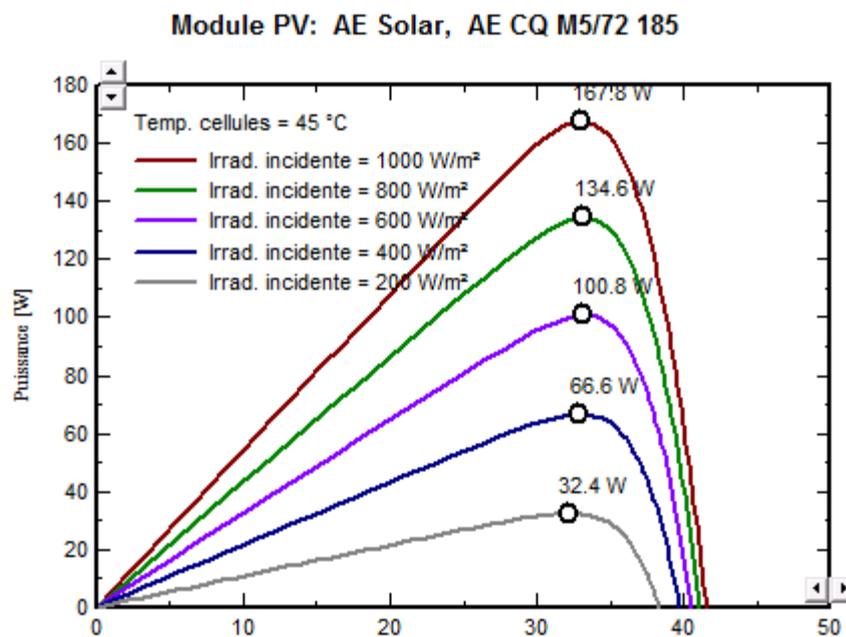


Figure A.1. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).

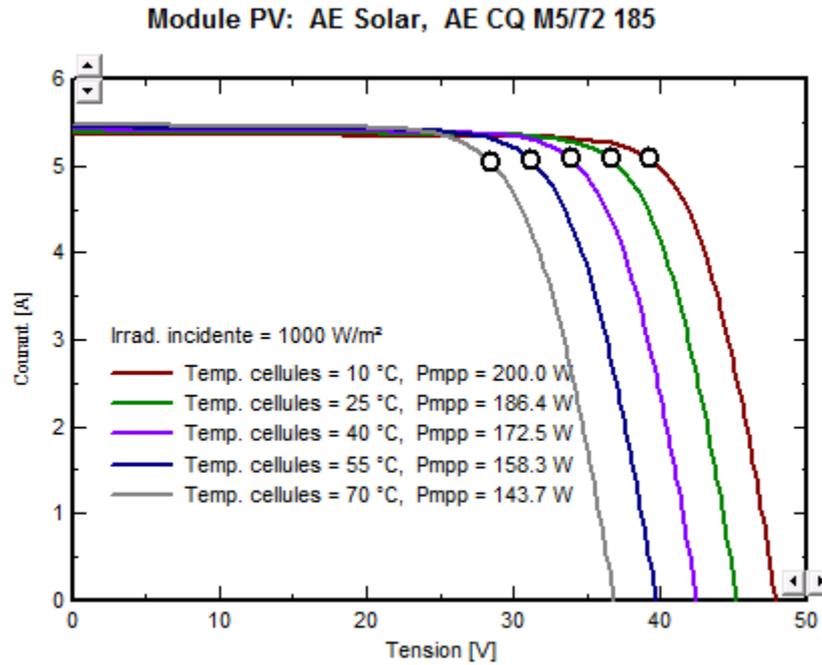


Fig. A. 2. Influence de la température sur la caractéristique I (V)

Modèle	AE CQ M5/72 185	Fabricant	AE Solar
Nom fichier	AE_Solar_AE_CQ_M5_72_185.m	Source données	Manufacturer 2011
Custom parameters definition		Prod. depuis 2010	
<b>Puissance n°</b> (aux STC)	185.0 Wp	Tol. +/-	-3.0 3.0 %
Technologie		Si-mono	
<b>Spécifications fabricant ou autres mesures</b>			
Cond. de référence:	G <sub>Ref</sub> 1000 W/m <sup>2</sup>	T <sub>Ref</sub>	25 °C
Courant de court-circuit	I <sub>sc</sub> 5.400 A	Circuit ouvert V <sub>co</sub>	45.20 V
Point de Puissance max.:	I <sub>mp</sub> 5.200 A	V <sub>mp</sub>	35.58 V
Coefficient de température	mulsc 1.7 mA/°C	<b>Nbre cellules 72 en série</b>	
	ou mulsc 0.031 %/°C		
<b>Résultats du modèle interne</b>			
Conditions de fonctionnement	G <sub>Op</sub> 1000 W/m <sup>2</sup>	T <sub>Op</sub>	25 °C
Point de Puissance max.:	P <sub>mp</sub> 186.4 W	Coeff. de température	-0.49 %/°C
	Courant I <sub>mp</sub> 5.08 A	Tension V <sub>mp</sub>	36.7 V
	Courant de court-circuit I <sub>sc</sub> 5.40 A	Circuit ouvert V <sub>co</sub>	45.2 V
Efficacité / Surf. cellules	16.56 %	/ Surf. module	14.60 %

Figure A.3 Caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système à simple jonction.

## Annexe B

Modèle	<input type="text" value="TLS 4.3"/>	Fabricant	<input type="text" value="Benning GmbH &amp; Co. KG"/>
Nom fichier	<input type="text" value="Benning_TLS_4_3.DND"/>	Source des données	<input type="text" value="Manufacturer 2014"/>
	Original PVsyst database		Prod. depuis 2014

Entrée (CC, Champ PV)	
Tension MPP minimale	<input type="text" value="175"/> V
Tension min. pour PNom	<input type="text" value="190"/> V
Tension MPP nominale	<input type="text" value="400"/> V
Tension MPP maximale	<input type="text" value="680"/> V
Tension PV max. absolue	<input type="text" value="1000"/> V
Puissance seuil	<input type="text" value="20.0"/> W
Spécification contractuelle, sans réelle signification physique  Obligatoire	
Puissance PV nominale	<input type="text" value="4.70"/> kW
Puissance PV maximale	<input type="text" value="N/A"/> kW <input type="checkbox"/>
Courant PV maximum	<input type="text" value="24.00"/> A <input type="checkbox"/>

Sortie (Réseau AC)	
Type	<input type="radio"/> Monophasé <input checked="" type="radio"/> Triphasé <input type="radio"/> Biphasé
Fréquence	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input type="checkbox"/> 60 Hz
Tension du réseau	<input type="text" value="400"/> V
Puissance AC nominale	<input type="text" value="4.00"/> kW
Puissance AC maximale	<input type="text" value="4.00"/> kW
Courant AC nominal	<input type="text" value="8.00"/> A <input type="checkbox"/>
Courant AC maximum	<input type="text" value="8.00"/> A <input type="checkbox"/>

Efficacité	
Efficacité maximale	<input type="text" value="97.5"/> %
Efficacité EURO	<input type="text" value="97.0"/> % 
<input type="checkbox"/> Efficacité définie pour 3 tensions	

Fig. B.1 Caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système à simple jonction.

Définition d'un système réseau, Variante: "Nouvelle variante de simulation"

### Configuration globale du système

1 Nombre de types de sous-champs

Schéma simplifié

### Résumé système global

Nombre de modules	312	Puissance PV nominale	57.7 kWp
Surface modules	398 m <sup>2</sup>	Puissance PV maximale	53.3 kWdc
Nbre d'onduleurs	12	Puissance AC nominale	48.0 kWac

---

Champ PV

### Sub-array name and Orientation

Name: Champ PV

Orient. **Plan incliné fixe**

Tilt: 30°  
Azimuth: 0°

### Aide au dimensionnement

No Sizing

Entrez Pnom désirée: 57.9 kWp

... ou surface disponible: 400 m<sup>2</sup>

---

### Sélection du module PV

Disponibles

Tri modules par:  Puissance  Technologie

Nbre modules maximum: 313

AE Solar | 185 Wp 30V | Si-mono | AE CQ M5/72 185 | Since 2010 | Manufacturer 2011

Dimens. des tensions > (60°C): 30.3 V  
Voc (-10°C): 51.3 V

Use Optimizer

---

### Sélection de l'onduleur

Disponibles

Tri onduleurs par:  Puissance  Tension (max)

Benning GmbH & Co. K. | 4.0 kW | 175 - 680 V TL | 50 Hz | TLS 4.3 | Since 2014

Nbre d'onduleurs: 12

Tension de fonctionnement: 175-680 V  
Tension entrée maximale: 1000 V

Puissance globale ond: 48.0 kWac

Utilise multi-MPPT

**Onduleur Maître/Esclave**

---

### Dimensionnement du champ

#### Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: 13  entre 6 et 18

Nb. chaînes: 24  entre 20 et 24

Perte sur-puissance: 0.1 %

Rapport Pnom: 1.20

Voir conditions

**Nbre modules: 312**   **Surface: 398 m<sup>2</sup>**

#### Conditions de fonctionnement

Vmpp (60°C): 394 V  
Vmpp (20°C): 488 V  
Voc (-10°C): 667 V

Irradiance plan: 1000 W/m<sup>2</sup>

Imp (STC): 122 A  
Isc (STC): 131 A

Isc (aux STC): 130 A

Max. données  STC

Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m<sup>2</sup> et 50°C: 50.9 kW

**Puiss. nom. champ (STC): 57.7 kWp**

---

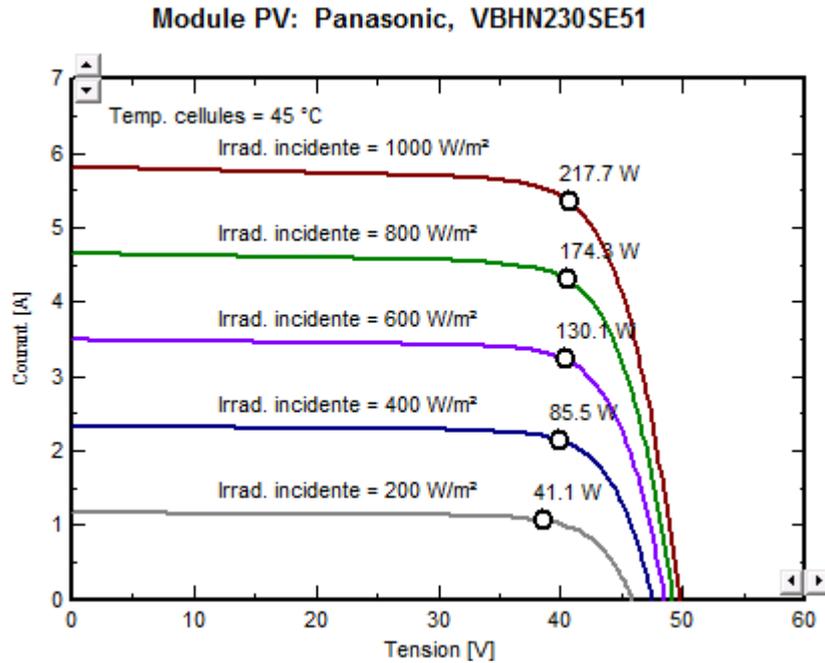
System summary
Annuler
OK

Fig. B.2 Paramètre du champ PV utilisé

## Annexe C

Caractéristiques I(V) et P(V) du module à base de cellules à hétérojonctions HIT

a)



b)

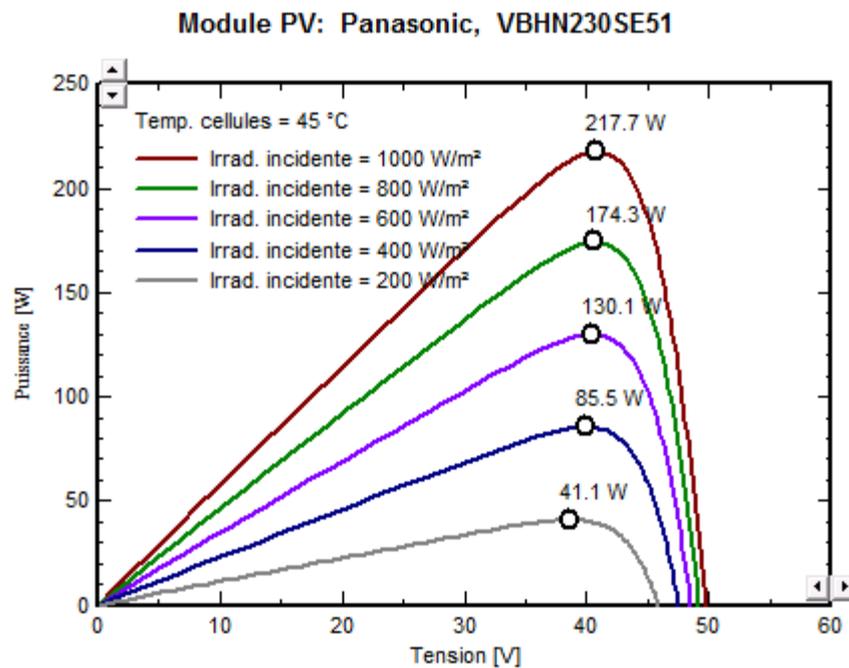


Figure C.1 influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).

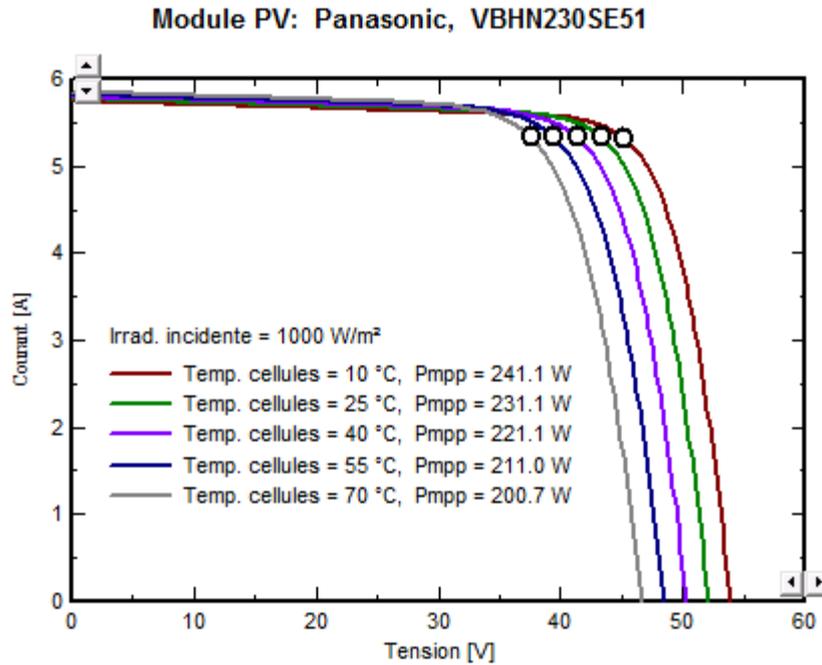


Figure C. 2. Influence de la température sur la caractéristique I (V).

Modèle	VBHN230SE51		Fabricant	Panasonic	
Nom fichier	Panasonic_VBHN230SE51.PAN		Source données	Manufacturer 2013	
	Original PVsyst database			Prod. depuis 2012	
<b>Puissance n°</b>	230.0	Wp	Tol. -/+	-5.0	5.0 %
(aux STC)					Technologie HIT
<b>Specifications fabricant ou autres mesures</b>					
Cond. de référence:	GRef	1000	W/m²	TRef	25 °C
Courant de court-circuit	Isc	5.780	A	Circuit ouvert Vco	52.10 V
Point de Puissance max.:	Imp	5.420	A	Vmp	42.50 V
Coefficient de température	mulsc	1.7	mA/°C	<b>Nbre cellules 72 en série</b>	
	ou mulsc	0.030	%/°C		
<b>Résultats du modèle interne</b>					
Conditions de fonctionnement	GOper	1000	W/m²	TOper	25 °C
Point de Puissance max.:	Pmp	231.1	W	Coeff. de température	-0.29 %/°C
	Courant Imp	5.34	A	Tension Vmp	43.3 V
	Courant de court-circuit Isc	5.78	A	Circuit ouvert Vco	52.1 V
Efficacité	/ Surf. cellules	21.09	%	/ Surf. module	18.33 %

Figure C.3 Caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système à double jonction.

## Annexe D

Modèle	Solargate PV7L027NN	Fabricant	AD Ansaldo Sistemi Industriali
Nom fichier	AD_PV7L027NN.OND	Source des données	Manufacturer 2010
	Original PVsyst database		Prod. depuis 2009

Entrée (CC, Champ PV)	
Tension MPP minimale	320 V
Tension min. pour PNom	N/A V
Tension MPP nominale	N/A V
Tension MPP maximale	630 V
Tension PV max. absolue	740 V
Puissance seuil	345.0 W
Spécification contractuelle, sans réelle signification physique  Obligatoire	
Puissance PV nominale	23.0 kW
Puissance PV maximale	27.0 kW <input type="checkbox"/>
Courant PV maximum	N/A A <input type="checkbox"/>

Sortie (Réseau AC)	
Type	Fréquence
<input type="radio"/> Monophasé	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
<input checked="" type="radio"/> Triphasé	<input type="checkbox"/> 60 Hz
<input type="radio"/> Biphasé	
Tension du réseau	400 V
Puissance AC nominale	22.0 kW
Puissance AC maximale	24.0 kW
Courant AC nominal	65.0 A <input type="checkbox"/>
Courant AC maximum	65.0 A <input type="checkbox"/>
Efficacité	
Efficacité maximale	97.8 %
Efficacité EURO	96.6 % 
<input type="checkbox"/> Efficacité définie pour 3 tensions	

Figure. D.1 Caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système à double jonction.

## Annexe E

Modèle	Concentrix Technology Gen II		Fabricant	Soitec	
Nom fichier	Concentrix_CPV_Gen_II.PAN		Source données	Manufacturer 2011	
	Original PVsyst database				
<b>Puissance n°</b>	<b>87.0</b>	Wp	Tol. -/+	N/A	N/A %
(aux STC)			Technologie	GaInP2/GaAs/Ge	
<b>Specifications fabricant ou autres mesures</b>					
Cond. de référence:	GRef	895	W/m <sup>2</sup>	TRef	80 °C 
Courant de court-circuit	Isc	0.642	A	Circuit ouvert Vco	141.70 V
Point de Puissance max.:	Impp	0.574	A	Vmpp	123.60 V
Coefficient de température	mulsc	0.4	mA/°C	<b>Nbre cellules 50 x 4</b> <b>CPV: Concentrating module</b>	
	ou mulsc	0.062	%/°C		
<b>Résultats du modèle interne</b>					
Conditions de fonctionnement	GOper	1000	W/m <sup>2</sup>	TOper	25 °C 
Point de Puissance max.:	Pmpp	85.7	W	Coeff. de température	0.38 %/°C
	Courant Impp	0.64	A	Tension Vmpp	134.2 V
	Courant de court-circuit Isc	0.69	A	Circuit ouvert Vco	153.5 V
Efficacité	/ Surf. cellules	26.78	%	/ Surf. module	26.78 %

Figure E. 1. Caractéristiques techniques du module à triple jonction à concentration.

## Annexe F

Modèle	RPS 450-030 Outdoor	Fabricant	Bonfiglioli Vectron
Nom fichier	Bonfigliol_RPS_450_030 Outdoor.ON	Source des données	Manufacturer 2010
	Original PVsyst database		Prod. depuis 2010

Entrée (CC, Champ PV)		Sortie (Réseau AC)	
Tension MPP minimale	425 V	Type	Fréquence
Tension min. pour PNom	N/A V	<input type="radio"/> Monophasé	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
Tension MPP nominale	N/A V	<input checked="" type="radio"/> Triphasé	<input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
Tension MPP maximale	875 V	<input type="radio"/> Biphasé	
Tension PV max. absolue	1000 V	Tension du réseau	400 V
Puissance seuil	300.0 W	Puissance AC nominale	27.0 kW
		Puissance AC maximale	27.0 kW
Spécification contractuelle, sans réelle signification physique	 Obligatoire	Courant AC nominal	39.0 A <input checked="" type="checkbox"/>
Puissance PV nominale	30.0 kW	Courant AC maximum	39.0 A <input checked="" type="checkbox"/>
Puissance PV maximale	N/A kW <input type="checkbox"/>		
Courant PV maximum	N/A A <input type="checkbox"/>		

Efficacité	
Efficacité maximale	95.2 %
Efficacité EURO	94.4 % 
<input type="checkbox"/> Efficacité définie pour 3 tensions	

Figure F.1 Caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système à triple jonction.